The background features a dynamic splash of golden-yellow liquid, possibly oil, with a complex molecular structure overlaid on it. The structure consists of interconnected spheres and lines, representing a chemical or physical model. The overall aesthetic is clean and scientific, with a warm color palette dominated by gold and white.

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МАСЕЛ
И ПРОДУКТОВ ИХ ДЕГРАДАЦИИ
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ**

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МАСЕЛ
И ПРОДУКТОВ ИХ ДЕГРАДАЦИИ
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МАСЛОПОЛНЕННОГО
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
И СЕТЕЙ**

Монография

Под общей редакцией
д-ра тех. наук, проф. В. А. Кишневского

ОДЕССА,
«Экология»
2019

УДК 621.315.615.2:543.544.3:536.24:544.08:53.08
С568

Авторский коллектив:

С. В. Зайцев, канд. техн. наук, ст. науч. сотр., Одес. нац. политехн. ун-т;

В. А. Кишневский, д-р техн. наук, проф., Одес. нац. политехн. ун-т;

Г. А. Оборский, д-р. техн. наук, проф., Одес. нац. политехн. ун-т

И. В. Прокопович, д-р техн. наук, доц., Одес. нац. политехн. ун-т;

Рекомендовано Ученым советом Одесского национального политехнического
университета, протокол № 11 от 26.06.2018 г.

Рецензенты:

В.П. Железный, д-р тех. наук, проф., проф. кафедры теплофизики и прикладной
экологии (Одес. нац. акад. пищевых технологий);

В.М. Ванько, д-р тех. наук, проф., проф. кафедры информационно-измерительных
технологий (Нац. ун-т «Львівська політехніка»)

Под общей редакцией д-ра тех. наук, проф. В.А. Кишневого

Современные методы контроля энергетических масел и продуктов их
C568 деградации для обеспечения надежности эксплуатации маслonaполненного
электрооборудования электрических станций и сетей : монография / авт.
кол. С. В. Зайцев, В. А. Кишневский, Г. А. Оборский [и др.] ; под общ. ред.
В. А. Кишневого. — Одесса : Экологія, 2019. — 304 с.
ISBN 978-617-7046-80-5

В монографии рассмотрены основные проблемы и задачи обеспечения единства
измерений при использовании современных методов и средств контроля физико-хи-
мических, теплофизических и электрофизических свойств минеральных энергетических
масел и продуктов их деградации для диагностирования маслonaполненного
электрооборудования в целях поддержания надежности его эксплуатации.

Монография предназначена для эксплуатационного персонала энергетических
предприятий, студентов, научных сотрудников, аспирантов и докторантов, преподавателей
учебных заведений энергетических специальностей, а также специалистов в области
обеспечения единства измерений при эксплуатации маслonaполненного электро-
оборудования.

43 рис.; 63 таблиц; библи. 241 наименов.

УДК 621.315.615.2:543.544.3:536.24:544.08:53.08

ISBN 978-617-7046-80-5

© Зайцев С. В., Кишневский В. А.,
Оборский Г. А., Прокопович И. В.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	9
Условные обозначения и сокращения	12
Термины и определения	15
Введение	20
Раздел 1. Обзор публикаций, посвященных исследованию состояния и проблем современных методов и средств контроля свойств минеральных энергетических масел и содержания продуктов их деградации для обеспечения надежности при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей	
1.1. Маслонаполненное электрическое оборудование тепловых электрических станций и электрических сетей и основные физико-химические процессы, протекающие в энергетических маслах, эксплуатируемых в этом оборудовании	24
1.2. Обзор технологических нарушений при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования	29
1.3. Обзор основных показателей качества энергетических масел для контроля их свойств при поставке, хранении, подготовке к использованию и использованию по назначению в маслонаполненном электрическом оборудовании тепловых электрических станций и электрических сетей Украины	34
1.4. Продукты деградации минеральных энергетических масел как диагностические компоненты для контроля технического состояния маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей	59
1.5. Методы хроматографического определения содержания продуктов деградации в минеральных энергетических маслах	65

1.6 Методы исследования теплофизических свойств минеральных энергетических масел	79
1.7. Выводы по разделу 1	81

Раздел 2. Выбор направления исследований. Общие методы и методики выполнения исследований минеральных энергетических масел

2.1. Разработанные математические описания процессов экстракционных равновесий в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент»	
2.1.1. Математическое описание процессов экстракционных равновесий в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент».....	86
2.1.2. Определение коэффициента распределения для растворенного газа в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент»	88
2.1.3. Определение коэффициента распределения для ионола в системе «энергетическое масло – ионол – жидкий экстрагент».....	88
2.1.3.1. Математическое описание экстракционных равновесий при определении в энергетическом масле содержания ионола методом его добавок.....	89
2.1.3.2. Математическое описание экстракционных равновесий при различных температурах экстракции ионола из энергетического масла.....	94
2.1.4. Определение коэффициента распределения для воды в системе «энергетическое масло – вода – газообразный (жидкий) экстрагент» в неизотермических условиях экстракции	96
2.2. Экспериментальная установка для газохроматографического исследования продуктов деградации минеральных энергетических масел	98
2.3. Экспериментальная установка для исследования теплофизических свойств минеральных энергетических масел.....	103
2.4. Общие условия выполнения исследований	105
2.5. Методы выполнения исследований	106
2.6. Методы математической обработки результатов измерений при выполнении исследований	
2.6.1 Математическая обработка результатов прямых измерений с многократными наблюдениями	107
2.6.2 Математическая обработка результатов измерений методом наименьших квадратов	111
2.7. Выводы по разделу 2	113

Раздел 3. Результаты лабораторных исследований продуктов деградации минеральных энергетических масел

3.1. Результаты исследования воздействия ультразвуковых колебаний на минеральные энергетические масла.....	114
3.2. Результаты исследования коэффициентов распределения для растворенных компонентов в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент»	
3.2.1. Результаты исследования коэффициентов распределения в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент»	116
3.2.2. Результаты исследования зависимости концентраций газов в объемах турбинного масла и воздуха над ним от соотношений этих объемов.....	120
3.2.3. Результаты исследования зависимости растворимости водорода в турбинном масле от температуры	121
3.2.4. Результаты исследования зависимости концентраций водорода в объемах насыщенного водородом турбинного масла и воздуха над ним от соотношений этих объемов	123
3.2.5. Результаты исследования коэффициентов распределения в системе «свежее энергетическое масло – растворенный ионол – жидкий экстрагент»	125
3.3. Результаты исследования влияния содержания пропана и пропилена в минеральном энергетическом масле на достоверность газохроматографического определения в нем содержания ацетилена	127
3.4. Газохроматографическое определение влагосодержания минерального трансформаторного масла методом сравнения	130
3.5. Разработка методик одновременного определения влагосодержания и общего газосодержания трансформаторного масла методом газовой хроматографии.....	140
3.6. Выводы по разделу 3.....	160

Раздел 4. Результаты исследований эксплуатационных минеральных энергетических масел

4.1. Результаты газохроматографических исследований содержания продуктов деградации в эксплуатационных минеральных энергетических маслах	
4.1.1. Результаты газохроматографических исследований содержания газов в минеральных энергетических маслах	
4.1.1.1. Результаты газохроматографических исследований содержания газов в минеральных трансформаторных маслах	163

4.1.1.2. Результаты газохроматографического исследования содержания газов в минеральном турбинном масле Тп-22с (марка 1).....	169
4.1.2. Результаты газохроматографических исследований факторов, влияющих на определение содержания ионола в минеральных энергетических маслах	
4.1.2.1. Влияние температуры экстракции ионола на его газохроматографическое определение в трансформаторном масле.....	170
4.1.2.2. Газохроматографическое определение коэффициентов распределения для ионола в системе «трансформаторное масло – ионол – экстрагент» при экстракции ионола различными объемами экстрагента.....	177
4.1.2.3. Исследование коэффициентов распределения для ионола в эксплуатационных трансформаторных маслах разных марок или при различных соотношениях масел разных марок в их смеси энергетического масла.....	179
4.1.2.4. Исследование влияния химической природы экстрагента на способность экстрагирования ионола из энергетического масла.....	181
4.1.3. Результаты газохроматографических исследований содержания воды в минеральных энергетических маслах.....	182
4.2. Результаты исследования теплофизических свойств минеральных энергетических масел	
4.2.1. Экспериментальный метод исследований зависимости кинематической вязкости и плотности энергетических масел от температуры.....	189
4.2.2. Расчетный метод исследования теплофизических свойств энергетических масел.....	191
4.2.3. Усовершенствование формул теплотехнических расчетов при оценивании эффективности маслоохладителей электрического трансформатора или паротурбинной установки по результатам тепловизионного контроля.....	194
4.2.4. Рекомендации по отбору проб минеральных энергетических масел из маслonaполненного оборудования.....	196
4.3. Структурная схемы газового хроматографа для определения содержания продуктов деградации в минеральных энергетических маслах.....	197
4.4. Оценка достоверности полученных результатов.....	199
4.5. Выводы по разделу 4.....	202

Раздел 5. Функционирование элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

5.1. Основные проблемы, цели, задачи и предмет исследования при обеспечении функционирования элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей.....	206
5.2. Основные положения о порядке мониторинга технического состояния и организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей.....	210
5.3. Основные положения о системе противоаварийного обеспечения эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей	214
5.4. Диагностирование маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия	218
5.4.1. Основные положения о диагностировании маслонаполненного электрооборудования для обеспечения надлежащего уровня надежности эксплуатации	221
5.4.2. Общие требования к контролепригодности маслонаполненного электрического оборудования.....	225
5.5. Основные положения о функционировании сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия	228
5.6. Основные положения о диагностировании маслонаполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в энергетических маслах	232
5.6.1. Диагностирование маслонаполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в трансформаторных маслах	233
5.6.1.1. Табличный метод.....	234
5.6.1.2. Графические образы дефектов	234
5.6.1.3. Скорости нарастания концентраций растворенных газов в эксплуатационных трансформаторных маслах	237
5.6.1.4. Предельный уровень концентрации растворенных газов в трансформаторных маслах.....	240

5.6.2. Диагностирование маслонаполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в турбинных маслах	243
5.7. Основные положения о руководстве по качеству химической лаборатории сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел.....	244
5.8. Основные положения об организации маслохозяйства как элемента функционирования системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей.....	252
5.9. Перспективы применения деаэрированного турбинного масла для обеспечения надежности эксплуатации главного циркуляционного насоса реакторного отделения блока ВВЭР-1000.....	255
5.10. Оценивание технико-экономических показателей при недоотпуске электрической энергии потребителям вследствие технологических нарушений при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.....	258
5.11. Перспективы использования современных нормативных документов для метрологического обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей.....	260
5.12. Выводы по разделу 5	271
Основные выводы	273
Перечень использованных источников	281



Посвящается 100-летию со дня образования Одесского национального политехнического университета

ПРЕДИСЛОВИЕ

В монографии рассмотрены основные проблемы и задачи обеспечения единства измерений в соответствии с требованиями Закона Украины «О метрологии и метрологической деятельности» при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования промышленных предприятий. Результаты исследований, представленные в монографии, получены при выполнении теоретических и экспериментальных исследований на кафедре «Технология воды и топлива» Одесского национального политехнического университета (ОНПУ).

Актуальность предмета определяется растущим применением инженерных знаний и системного анализа в диагностировании маслonaполненного электрического оборудования для поддержания надлежащего уровня его **надежности**.

В качестве энергетических масел исследованы минеральные трансформаторные и турбинные масла.

Полученные результаты позволяют выполнять диагностирование маслonaполненного электрического оборудования в процессе контроля его технического состояния, определения вида и места возникновения и развития возможных дефектов, прогнозирования технического состояния в соответствии с нормированными в Украине диагностическими моделями в целях поддержания надлежащего уровня **надежности** при эксплуатации в составе тепловых электрических станций и элек-

трических сетей. Диагностирование может быть выполнено для таких видов маслонаполненного электрического оборудования, как: силовые электрические трансформаторы и автотрансформаторы; шунтирующие реакторы; трансформаторы тока и напряжения; высоковольтные вводы; силовые кабельные линии; конденсаторные установки; электрические генераторы и синхронные компенсаторы; электродвигатель главного циркуляционного насоса ядерного реактора; маслонасос электродвигателя главного циркуляционного насоса ядерного реактора; системы циркуляционного маслоснабжения турбоагрегатов с маслонасосами; маслонасосы системы смазки резервной дизель-электрической станции АЭС; маслонасосы системы продувки-подпитки первого контура АЭС; маслонасосы низкотемпературных воздуходелительных установок в составе оборудования АЭС; установки для термической и термовакуумной обработки энергетических масел; а так же охладители минерального масла «масло – вода» и «масло – воздух» и емкости для длительного и кратковременного хранения минеральных энергетических масел.

Изложены результаты теоретических и научно-исследовательских работ, а так же результаты контроля свойств минеральных энергетических масел и продуктов их деградации с использованием современных методов и средств измерительной техники в процессе эксплуатации электрического маслонаполненного оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей.

Разработаны новые методики контроля содержания антиокислительной присадки «Ионол» и воды в минеральных энергетических маслах. Усовершенствована методика определения содержания газов в минеральных трансформаторных и турбинных маслах.

Разработана газовая схема хроматографа для определения содержания антиокислительной присадки «Ионол», воды и газов из **одной** пробы минерального энергетического масла с использованием **одного** газового хроматографа для обеспечения надежной эксплуатации систем маслоснабжения маслона-

полненного электрического оборудования. Даны практические рекомендации для контроля свойств минеральных энергетических масел с использованием современных методов и средств измерительной техники.

Рассмотрены вопросы организации и функционирования элементов системы обеспечения надежности при эксплуатации маслonaполненного энергетического оборудования в составе тепловых электрических станций и электрических сетей.

Разделы 1, 2, 5 написаны совместно всеми соавторами. Разделы 3, 4 написаны С.В. Зайцевым.

Результаты исследований представлены в отчетах ОНПУ. Результаты исследований, касающиеся газохроматографического определения содержания растворенных газов в трансформаторных маслах, внедрены в учебный процесс кафедры «Технологии воды и топлива» ОНПУ по дисциплине «Подготовка, контроль топлива и масел».

Монография предназначена для эксплуатационного персонала энергетических предприятий, студентов, магистров, научных сотрудников, преподавателей учебных заведений энергетических специальностей, аспирантов и докторантов, специалистов в области обеспечения единства измерений для поддержания надлежащего уровня надежности при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей.

Авторы выражают благодарность спонсорам за оказанную помощь в публикации монографии.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АЦП – аналоговый цифровой преобразователь;
АЭС – атомная электрическая станция;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;
ГХ – газовая хроматография;
ДТП – детектор по теплопроводности;
ИК – инфракрасный;
Ист. – источник информации;
КЧ – кислотное число энергетического масла;
МВИ – методика выполнения измерений;
МНЭО – маслonaполненное энергетическое оборудование;
НД – нормативный документ;
ОГС – общее газосодержание энергетического масла;
ПВД – пламенно-ионизационный детектор;
ПТУ – паротурбинная установка;
СИТ – средство измерительной техники;
СКО – среднее квадратическое отклонение;
СУН – система управления надежностью;
ТМ – трансформаторное масло;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – тепловая электроцентраль;
ХАРГ – хроматографический анализ растворенных газов;
ХЛ – химическая лаборатория;

- УЗ – ультразвук;
УФ – ультрафиолет;
ЭМ – энергетическое масло;
 i – анализируемый компонент;
 B_i – коэффициент растворимости Оствальда для i -го растворенного в трансформаторном (турбинном) масле газа;
 K_i – коэффициент распределения для i -го растворенного в трансформаторном (турбинном) масле газа;
 $K_{и}$ – коэффициент распределения для присадки ионов;
 $R_{и}$ – относительная степень экстракции вещества, %;
 V – объём, м³;
 $V_{г}$ – объём газа, м³;
 $V_{м}$ – объём энергетического масла, м³;
 $V_{транс}$ – объём трансформаторного масла, м³;
 $V_{турб}$ – объём турбинного масла, м³;
 $V_{экс}$ – объём экстрагента, м³;
 t – температура, °С;
 t_p – расчетная температура в зоне термического дефекта в маслonaполненном электрическом оборудовании, °С;
 T – абсолютная температура, К;
 τ – время, мин;
 S_i – площадь хроматографического пика для i -го компонента в растворе;
 ϕ – объемная доля компонента в растворе;
 $t_{кип}$ – температура кипения, °С;
 $t_{пл}$ – температура плавления, °С;
 $tg\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь энергетического масла;
 d – диаметр капилляра вискозиметра, мм;
 n_{D20} – коэффициент преломления;
 $K_{п}$ – калибровочная постоянная вискозиметра, мм²/с²;
 C_A – содержание ароматических углеводородов в энергетическом масле, % массы;
 C_S – содержание серы в энергетическом масле, % массы;
 W_p – влагосодержание энергетического масла, г/т;

ν – кинематическая вязкость энергетического масла, мм²/с;
 ρ – плотность энергетического масла, кг/м³;
 d_{15}^{15} – относительная плотность энергетического масла;
 C – теплоемкость, кДж/(кг·К);
 λ – теплопроводность энергетического масла, Вт/(м·К);
 β_t – температурный коэффициент объемного расширения энергетического масла, град⁻¹;
 $\Delta H_{эм}$ – энтальпия энергетического масла, кДж/кг;
 $\Delta H_{пар.эм}$ – энтальпия пара энергетического масла, кДж/кг;
 $\Delta H_{исп.эм}$ – теплота испарения энергетического масла, кДж/кг;
 $\Delta H_{турб}$ – дифференциальная теплота растворения компонента в турбинном масле, кДж/моль;
 $\Delta H_{транс}$ – дифференциальная теплота растворения компонента в трансформаторном масле, кДж/моль;
 Q – теплота растворения ионола, кДж/моль;
 $\sigma_{20}^{эм}$ – поверхностное натяжение на линии «энергетическое масло – воздух» при температуре 20 °С, Н/м;
 γ – относительное отклонение результата измерения, %.

Остальные условные обозначения и сокращения приведены в тексте по мере их появления.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Аварийная ситуация – техническое состояние объекта, которое характеризуется нарушением границ и/или условий безопасной эксплуатации, которое еще не перешло в аварию.

Дегазация энергетического масла – удаление газов из энергетического масла.

Дегазированное энергетическое масло – минеральное масло, очищенное от свободных и растворенных газов до нормированных значений общего газосодержания масла.

Диагностические газы – газы, находящиеся в растворенном состоянии в объеме энергетического масла или одновременно находящиеся в растворенном состоянии в объеме энергетического масла и в свободном состоянии над поверхностью этого масла в маслonaполненном электрическом оборудовании, и которые характеризуют наличие или отсутствие дефектов в этом оборудовании.

Жизненный цикл энергетического масла – разработка, изготовление, эксплуатация, утилизация энергетического масла.

Качество энергетического масла – степень пригодности минерального энергетического масла к применению при транспортировании, хранении, использовании по назначению, регенерировании, и которое определяют с помощью значений

ряда показателей, обусловленных соответствующими нормативными документами.

Маслонаполненное энергетическое оборудование – энергетическое оборудование, в котором в процессе транспортирования, хранения, технической эксплуатации, ремонта содержится энергетическое масло.

Маслонаполненное электрическое оборудование (электрооборудование) – энергетическое оборудование, содержащее энергетическое масло, и принимающее участие в производстве, преобразовании, передаче (транспортировании), распределении электрической энергии (электроэнергии).

Мониторинг – непрерывное слежение за каким-либо процессом с целью выявления его соответствия желаемому результату.

Отработанное энергетическое масло – минеральное масло, показатели качества которого не соответствуют нормированным значениям для эксплуатационного энергетического масла второй или третьей группы, и слитое из маслонаполненного энергетического оборудования.

Противоаварийная работа – деятельность персонала энергопредприятия, направленная на снижение до практически возможного минимума вероятности возникновения и развития технологических нарушений, а также негативного влияния их на людей и внешнюю среду.

Регенерированное энергетическое масло – минеральное масло, которое после эксплуатации с помощью специальных технологических мероприятий прошло специальную обработку с полным или частичным удалением полярных растворенных и нерастворенных продуктов, которые образовались в процессе эксплуатации энергетического масла в энергетическом оборудовании или попали в свежее энергетическое масло при его транспортировании или хранении.

Свежее кондиционное энергетическое масло – минеральное масло, которое после изготовления не находилось в эксплуатации в оборудовании и качество которого соответ-

ствуем всем показателям качества, указанным в соответствующих технических условиях, стандартах, сертификатах, других нормативных документах, в которых установлены требования к энергетическому маслу.

Свежее некондиционное энергетическое масло – минеральное масло, которое после изготовления не находилось в эксплуатации в оборудовании и качество которого не соответствует одному или нескольким показателям качества, указанным в соответствующих технических условиях, стандартах, сертификатах, других нормативных документах, в которых установлены требования к энергетическому маслу, но эти показатели могут быть приведены в соответствие с применением необходимых технологий.

Свежие энергетические масла – минеральные масла, которые после изготовления не находились в эксплуатации в оборудовании и качество которых определяется по показателям качества, указанным в соответствующих технических условиях, стандартах, сертификатах, других нормативных документах, в которых установлены требования к таким энергетическим маслам.

Состояние энергетического масла – характеристика конкретного качества энергетического масла, определяемая по совокупности свойств, которые изменяются в процессе хранения и эксплуатации энергетического масла.

Сухое энергетическое масло – минеральное масло, полностью очищенное от присутствия свободной воды и частично очищенное от присутствия растворенной воды до нормированных значений влагосодержания масла.

Сушка энергетического масла – удаление воды из энергетического масла.

Техническая эксплуатация маслonaполненного энергетического оборудования – часть жизненного цикла оборудования, включающая транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт.

Техническое диагностирование (диагностирование) – определение технического состояния маслonaполненного энергетического оборудования с определенной (заданной) точностью.

Технологическое нарушение – повреждение энергетического оборудования и сооружений, нарушение их работоспособности, нарушение номинального режима работы или надежности энергообъекта, электрических и тепловых сетей, которые приводят к остановке или снижению их мощности. Технологические нарушения подразделяются на отказы и аварии.

Эксплуатационные энергетические масла – минеральные масла, которые находятся в эксплуатации в энергетическом оборудовании и показатели качества которых нормируют в зависимости от особенностей этого энергетического оборудования. К эксплуатационному маслу следует также относить смесь: свежего и эксплуатационного энергетического масла; свежего и регенерированного масла; эксплуатационного и регенерированного масла.

Эксплуатационное энергетическое масло первой группы – минеральное масло, показатели качества которого не достигли гранично допустимых нормированных значений. Такое масло находится в удовлетворительном (годном и работоспособном состояниях) и не требует применения специальных мероприятий для восстановления его качества.

Эксплуатационное энергетическое масло второй группы – минеральное масло, показатели качества которого превысили гранично допустимые нормированные значения в связи с наличием загрязнений, не связанных со старением самого масла (деструкцией или необратимыми превращениями углеводородных компонентов масла) – влагосодержания, механических примесей, повышенного общего газосодержания. Такое масло для восстановления качества требует очистки, которая может быть выполнена со сливанием или без сливания из оборудования с использованием технологий сушки, вакуумирования, дегазации, фильтрации, сепарации.

Эксплуатационное энергетическое масло третьей группы – минеральное масло, показатели качества которого превысили гранично допустимые нормированные значения в связи с наличием загрязнений, связанных со старением самого масла (деструкцией или необратимыми превращениями углеводородных компонентов масла). Такое масло требует регенерации (удаления из него продуктов старения), что, как правило, требует сливания масла из оборудования. К этой группе энергетических масел могут быть отнесены масла, требующие введения предусмотренного количества антиокислительной присадки, например «ионол».

Эксплуатация маслonaполненного энергетического оборудования – стадия жизненного цикла маслonaполненного энергетического оборудования от момента введения его в работу (использования по назначению) до выведения из работы, на протяжении которой поддерживается и восстанавливается его работоспособность. Эксплуатация маслonaполненного энергетического оборудования подразделяется на четыре оперативных состояния: работа, резерв, ремонт, консервация.

Энергетические масла – минеральные (нефтяные) масла: электроизоляционные (трансформаторные, конденсаторные, кабельные), турбинные, компрессорные, холодильные.

Энергокомпания – энергогенерирующая, энергопередающая, энергопреобразующая, энергораспределяющая, энергопоставляющая компания.

Энергообъект (энергопредприятие) – электрические станции, источники теплоснабжения, электрические и тепловые сети, которые осуществляют производство, передачу, преобразование, распределение и поставку электрической и/или тепловой энергии.

Остальные термины и определения приведены в тексте по мере их появления.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетического потенциала регионов Украины вызывает повышенный спрос на такие энергетические ресурсы, как электроэнергия и тепло. Производство, передача, потребление, контроль, учет этих энергетических ресурсов регламентированы Законами Украины «Про енергозбереження», «Про електроенергетику», «Про ринок електричної енергії України», «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», «Про альтернативні джерела енергії», «Про метрологію та метрологічну діяльність». Маслонаполненное энергетическое оборудование (МНЭО) содержит различные минеральные энергетические масла: турбинные, трансформаторные, кабельные, конденсаторные [1, 2]. Энергетические минеральные масла обеспечивают надежную эксплуатацию маслонаполненного энергетического оборудования и выполняют функции электроизоляционной, дугогасящей, охлаждающей, смазывающей и информационной среды [3]. Длительно эксплуатируемое маслонаполненное энергетическое оборудование подвержено повреждаемости. Распределение повреждаемости оборудования на ТЭС зависит от типа оборудования, и имеет средние значения: 19,8 % – турбины, 4,5 % – турбогенераторы, 1,6 % – силовые трансформаторы, 3,1 % – коммутационное оборудование, 65,6 % – паровые кот-

лы, 5,4 % – остальное оборудование [4]. В процессе эксплуатации маслonaполненного энергетического оборудования в целях обеспечения его надежности при выполнении установленных функций, необходимо выполнять техническое диагностирование [5, 6] на основе установленных показателей надежности и характеристик диагностирования, методов и диагностических моделей [7]. Проблема оценки фактического технического состояния маслonaполненного энергетического оборудования в процессе его эксплуатации является актуальной [8]. В настоящее время все чаще применяется система ремонтов с учетом реального технического состояния маслonaполненного энергетического оборудования, при которой это оборудование выводится в ремонт на основании технического диагностирования наличия дефектов, когда они могут быть обнаружены и устранены в процессе ремонта. При этом возрастает роль системы технического диагностирования оборудования, основанного на получении достоверной информации о значениях диагностических параметров и степени их опасности [9, 10]. В процессе эксплуатации маслonaполненного энергетического оборудования продукты деградации минеральных трансформаторных и турбинных масел оказывают влияние на такие свойства эксплуатационных энергетических масел, как плотность, теплоемкость, теплопроводность, вязкость, поверхностное натяжение, температуру вспышки паров энергетического масла, изменяя условия тепло- и массопередачи на границе раздела фаз «твердая поверхность – энергетическое масло», например, при эксплуатации высоковольтного электрического оборудования [11, 12] и систем обеспечения смазки трущихся поверхностей в подшипниках турбоагрегатов [13, 14]. Изменения структурно-группового состава эксплуатационных энергетических масел приводят к изменениям в восприимчивости энергетических масел к антиокислительной присадке – ионулу и в способности энергетического масла поглощать или выделять воду и газы под воздействием на энергетическое масло электрических, электромагнитных, акустических и тепловых полей [15].

Методы газохроматографического анализа энергетического масла позволяют обнаруживать, идентифицировать и количественно определять в них содержание продуктов деградации энергетического масла [16]. По результатам этих анализов возможно техническое диагностирование маслonaполненного электрического оборудования на основе соответствующих диагностических моделей путем определения граничных значений содержания и скорости накопления в энергетическом масле продуктов его деградации [17], а так же изменения концентраций ионала и воды в объеме энергетического масла [18]. Вероятность совпадения прогнозируемого и наличия фактического дефекта в маслonaполненном электрическом оборудовании при использовании методов диагностирования, основанных на применении результатов газохроматографического определения содержания в энергетическом масле диагностических газов и скоростей изменения их концентраций, достигает 95 % [19].

Актуальность темы. В настоящее время значительная часть парка маслonaполненного электрического оборудования, эксплуатируемого в составе оборудования энергопредприятий Украины, превысила или приближается к граничным срокам эксплуатации. Проблема диагностирования такого оборудования для обеспечения энергетической безопасности Украины является актуальной. Образующиеся при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования газообразные, жидкие, и твердые продукты деградации энергетического оборудования и электрической изоляции влияют на физико-химические и теплофизические показатели энергетического масла и влияют в целом на работоспособность этого оборудования [16 – 20]. При этом концентрации растворенных газов могут быть в диапазоне $1 \cdot 10^{-4} \dots 5$ % объемных (об.). Газохроматографический анализ энергетического масла позволяет выявлять дефекты электрического и термического характера в маслonaполненном электрическом оборудовании путем определения концентраций диагностических компонентов – растворенных газов (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 ,

C_3H_8 , C_3H_6), воды и ионола. Применяемые в настоящее время газохроматографические методы анализа энергетических масел, основанные на экстракции продуктов деградации энергетических масел экстрагентами и газохроматографическом анализе полученных экстрактов, в недостаточной мере учитывают влияние на точность измерений концентраций диагностических компонентов в энергетическом масле температуры экстракции этих компонентов из энергетического масла, различия физико-химических свойств эксплуатационных и градуировочных энергетических масел, присутствия накопленных в хроматографических колонках хроматографа компонентов от предыдущих анализов и их воздействие на результат последующего газохроматографического анализа энергетических масел. Широкий спектр контролируемых компонентов и диапазонов измеряемых величин их концентраций требует применения нескольких газовых хроматографов и газохроматографических методик выполнения измерений с необходимой точностью результатов измерений. Таким образом, имеется постоянная необходимость в проведении комплекса исследований, направленных на повышение достоверности диагностирования маслonaполненного электрического оборудования по результатам газохроматографических анализов энергетических масел путем повышения точности газохроматографического определения содержания диагностических газов, ионола и воды. Это позволяет поддерживать необходимые уровни надежности при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования.

РАЗДЕЛ 1

Обзор публикаций, посвященных исследованию состояния и проблем современных методов и средств контроля свойств минеральных энергетических масел и содержания продуктов их деградации для обеспечения надежности при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

1.1. Маслonaполненное электрическое оборудование тепловых электрических станций и электрических сетей и основные физико-химические процессы, протекающие в энергетических маслах, эксплуатируемых в этом оборудовании

В электрическом маслonaполненном оборудовании, используемом в промышленных предприятиях Украины, применяется высоковольтное оборудование классов напряжения 35...750 кВ, заполненное минеральными энергетическими маслами [20, 21]. На ТЭС и АЭС эксплуатируют [22]: паротурбинные установки (ПТУ) с применением минеральных или синтетических огнестойких турбинных масел [23]; силовые

электрические трансформаторы и автотрансформаторы, шунтирующие реакторы, высоковольтные вводы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, маслонаполненные выключатели, заполненные трансформаторными маслами; силовые электрические кабельные линии, заполненные кабельными маслами [24 – 29]. Маслонаполненное электрическое оборудование может быть выполнено в герметичном и негерметичном исполнениях по отношению к обеспечению защиты энергетического масла от воздействия на него атмосферного воздуха [30 – 33]. В ПТУ для обеспечения охлаждения и электрической изоляции электрических обмоток турбогенераторов используют воздух, водород (водородное охлаждение), дистиллированную воду, электроизоляционные масла (трансформаторные, кабельные). Одним из элементов ПТУ является Единая система маслоснабжения паровой турбины и электрического генератора потоками минерального или синтетического огнестойкого энергетических масел [34, 35], предназначенная для подачи энергетического масла в подшипники турбины, электрического генератора и возбуждателя, а также в систему автоматического регулирования, что в значительной мере обеспечивает надежность работы ПТУ. В турбогенераторах с водородным охлаждением предотвращение утечки водорода в месте выхода вала ротора из корпуса электрогенератора осуществляется посредством специальных масляных уплотнений вала [36]. В настоящее время газоанализаторы позволяют определять концентрации водорода в картерах подшипников на уровне 1 % об. и выше [37]. В связи с этим определение содержания водорода при его минимально возможной концентрации в картерах подшипников, например на уровне концентраций $1 \cdot 10^{-4}$ % об., имеет важное практическое значение, позволяя определять дефект, связанный с прорывом водорода в картеры подшипников, на ранней стадии его образования.

Физико-химические свойства трансформаторных и турбинных масел оказывают влияние на условия их эксплуатации в маслонаполненном электрическом оборудовании. Вместе с тем, условия эксплуатации маслонаполненного электрическо-

го оборудования в свою очередь влияют на теплофизические свойства этих масел, накопление в них растворенных газов, воды, а так же на восприимчивость к антиокислительной присадке – ионолу и на её расходование в процессе эксплуатации этих масел [38, 39].

Структурно-групповой состав трансформаторных и турбинных масел в процессе их эксплуатации изменяется и влияет на их теплофизические свойства: плотность, вязкость, теплоемкость, теплопроводность, поверхностное натяжение, температуру вспышки паров энергетических масел [40].

В работе [41] В.М. Коновалов и др. отметили, что вода в свободном или эмульгированном состоянии в турбинном масле препятствует смазыванию, снижая несущую способность масляной пленки, ведет к преждевременному отказу подшипников, зубчатых колес, поршней и других деталей, чувствительных к износу, а также к химической коррозии металла подшипников.

Трансформаторные и турбинные масла в процессе эксплуатации изменяют свои химические, физико-химические, теплофизические, электрофизические свойства под влиянием различных факторов: температуры, электрического поля, молекулярного кислорода, влажности энергетических масел, воздействия акустических колебаний, взаимодействия с конструкционными материалами маслонаполненного электрического оборудования. Скорость окисления энергетического масла и характер образующихся продуктов деградации зависят от химического состава энергетического масла и условий его эксплуатации. Образующиеся продукты деградации вызывают коррозию конструкционных материалов, могут растворяться в энергетическом масле или выпадать в виде шлама на активных частях оборудования, затрудняя отведение тепла или снижая смазывающую способность энергетического масла [42, 43, 44]. Под воздействием тепловых и электрических полей в маслонаполненном электрическом оборудовании на энергетическое масло и на твердую изоляцию на основе целлюлозы могут образовываться газы H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , выделяющиеся в свободном виде или растворяющиеся в энергетическом масле [45].

В работе [15] Р.А. Липштейн и М.И. Шахнович показали зависимость усредненных значений коэффициентов раствори-

мости Оствальда B_i от температуры растворения i -го газа в трансформаторных маслах (рис. 1.1).

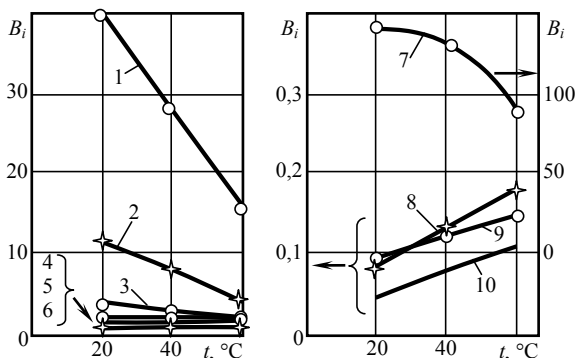


Рис. 1.1. Зависимость коэффициентов растворимости Оствальда B_i от температуры для растворенных в трансформаторных маслах газов: 1 – C_4H_{10} ; 2 – C_3H_8 ; 3 – C_2H_6 ; 4 – C_2H_4 ; 5 – C_2H_2 ; 6 – CH_4 ; 7 – CO_2 ; 8 – O_2 ; 9 – CO ; 10 – N_2

Эта зависимость (см. рис. 1.1) характеризует усредненные значения растворимостей газов в минеральных трансформаторных маслах независимо от их марок и эксплуатационного состояния, и показывает, что для газов O_2 , CO , N_2 понижение температуры в интервале $60...20\text{ }^\circ C$ приводит к снижению значений B_i . При этом в работе [15] зависимость B_i от температуры для растворенного в трансформаторных маслах газа H_2 не приведена.

В работе [46] Л.О. Маневич показал зависимость растворимости воздуха и азота в трансформаторном масле от температуры (рис. 1.2).

При этом в работе [46] отмечено, что растворимости газов O_2 , N_2 , воздуха в трансформаторных маслах с понижением

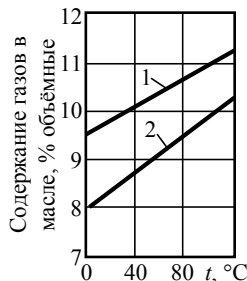


Рис. 1.2. Зависимость растворимости воздуха и азота в трансформаторном масле от температуры: 1 – воздух; 2 – азот

температуры в интервале 120...0 °С уменьшаются линейно, а растворимость воды в интервале температур 100...0 °С – уменьшается нелинейно.

В работе [11] Р.А. Липштейн и др. отметили, что коэффициенты распределения в системе «трансформаторное масло – растворенный газ – газообразный экстрагент» для растворенных газов CO, O₂, N₂ с понижением температуры уменьшаются в интервале температур 70...10 °С.

Наличие таких эффектов может быть характерно и для минеральных турбинных масел, что требует выполнения исследований, связанных с установлением такой зависимости, например для водорода, имеющей практическое значение для турбоагрегатов с водородным охлаждением и системой маслонабжения подшипников.

В работе [47] В.А. Дементьев отметил, что при местном повышении температуры в зоне трения трущихся поверхностей ПТУ до значения 150 °С и выше минеральное турбинное масло будет разлагаться с образованием газов H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₃H₈, C₃H₆, CO, CO₂, C₄H₈. По мнению авторов настоящей монографии содержания этих газов в турбинном масле может быть определено методом газовой хроматографии. Это позволит идентифицировать термический дефект в зоне трения трущихся поверхностей на его ранней латентной стадии развития, когда датчики температуры еще не показывают превышение температуры выше установленной нормы.

Авторы работ [48, 49, 50] отмечают, что в высоковольтном маслонаполненном электрическом оборудовании, содержащем магнитопровод и электрические обмотки, а также при эксплуатации насосного оборудования и элементов конструкции ПТУ в объеме энергетического масла возникают акустические колебания, частота которых может находиться в пределах от 50 Гц до 200 МГц.

В работах [51 – 54] отмечено, что воздействие ультразвукового поля на минеральные изоляционные жидкости в кавитационном режиме приводит к газообразованию и глубокому разложению органической основы химических соединений.

В связи с этим представляют практический интерес исследования кинетики генерирования диагностических газов в современных минеральных трансформаторных и турбинных маслах, облученных ультразвуковыми колебаниями.

1.2. Обзор технологических нарушений при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования

В работе [55] отмечено, что значительное количество единиц маслонаполненного электрического оборудования находится в эксплуатации свыше 25 лет (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Продолжительность эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования в ГП «НЭК Укрэнерго» на конец 2017 г.

Наименование оборудования	Количество единиц	В том числе находятся в эксплуатации (лет), единиц			
		<25	25...30	30...40	>40
Автотрансформаторы 220...750 кВ	321	55	89	120	57
Трансформаторы силовые 35...220 кВ	77	22	7	17	31
Реакторы шунтирующие 35...750 кВ	75	47	4	20	4
Выключатели 35...750 кВ	2985	1074	229	862	820
Измерительные трансформаторы 35...750 кВ	10295	4811	1216	2382	1886

В работе [56] отмечено, что на объектах электроэнергетики Украины в 2004 г. произошло 899 технологических нарушений в работе, которые были классифицированы как отказы I категории, и 858 отказов II категории. Аварий не было. На рис. 1.3 приведено распределение технологических нарушений в соответствии с классификационными признаками в электроэнергетике Украины в 2004 г.

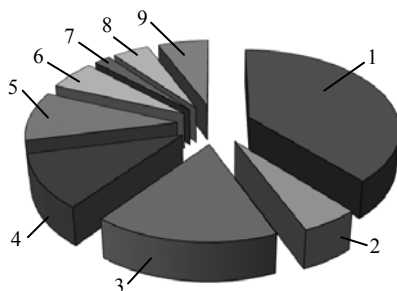


Рис. 1.3. Распределение технологических нарушений в соответствии с классификационными признаками в электроэнергетике Украины в 2004 г. в процентах от общего количества: 1 – неудовлетворительная организация технического обслуживания (38,5); 2 – ошибочные действия оперативного персонала (5,3); 3 – ошибочные действия руководящего, ремонтного персонала, персонала служб и лабораторий (16,7); 4 – дефекты ремонта (10,9); 5 – дефекты изготовления (9,9); 6 – дефекты проектирования и конструкций (5,9); 7 – дефекты монтажа, строительства; 8 – влияние сторонних особ и организаций (4,5); 9 – стихийные явления (6,3)

По сравнению с 2003 г. количество отказов I категории уменьшилось на 58, а количество отказов II категории увеличилось на 57. По сравнению с 2003 г. недоотпуск электрической энергии уменьшился на $7106,1 \cdot 10^3$ кВт·ч и составил $8572,1 \cdot 10^3$ кВт·ч. Так, на электрической подстанции ПС 110 кВ «ТПА» Хмельницоблэнерго на трансформаторе тока ТН-110 кВ типа НКФ-110-57 1970 г. изготовления повредилась вторичная обмотка. Причиной повреждения было несоответствие показателей качества трансформаторного масла требованиям нормативного документа ГKD 34.20.302-2002, которое было залито в оборудование в период ремонта персоналом подстанции. На электрической подстанции ПС 150 кВ Херсоноблэнерго во время короткого замыкания на шинах 10 кВ повредился трансформатор 2Т типа ТДТНГ-25000/150, который находился в эксплуатации 36 лет. По результатам хроматографического анализа трансформаторного масла, который проводился в декабре 2003 г., определено в трансформаторе 2Т наличие источника повышенной температуры, однако надле-

жащих выводов сделано не было и не были поставлены требования о выведении трансформатора в ремонт.

В информационном сообщении [57] отмечено, что за 2012 г. в электрических сетях ГП «НЭК Укрэнерго» произошло 102 технологических нарушения, в том числе: отказов I категории 11, и отказов II категории 91. Общий недоотпуск электрической энергии составил $156,86 \cdot 10^3$ кВт·ч.

На рис. 1.4 (а) показана диаграмма распределения технологических нарушений в соответствии с квалификационными признаками организационных причин в 2012 г.

В информационном сообщении [58] отмечено, что за 2016 г. в электрических сетях ГП «НЭК Укрэнерго» произошло 84 технологических нарушения, в том числе: отказов I категории 14, и отказов II категории 70. Общий недоотпуск электрической энергии составил $148,48 \cdot 10^3$ кВт·час.

На рис. 1.4 (б) показана диаграмма распределения технологических нарушений в соответствии с квалификационными признаками организационных причин (в процентах от общего количества) в 2016 г.

В информационном сообщении [59] отмечено, что за 2017 г. в электрических сетях ГП «НЭК Укрэнерго» произошло 112 технологических нарушений, в том числе: отказов I категории 13, и отказов II категории 99. Общий недоотпуск электрической энергии составил $614,14 \cdot 10^3$ кВт·час.

На рис. 1.4 (в) показана диаграмма распределения технологических нарушений в соответствии с квалификационными признаками организационных причин (в процентах от общего количества) в 2017 г.

При этом распределение повреждаемости оборудования имеет средние значения: 58 % – воздушные электрические линии; 14 % – релейная защита и автоматика и противоаварийная автоматика; 13 % – обходные системы шин, ограничители перенапряжений нелинейные, высокочастотные заградители; 7 % – выключатели, 4 % – силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы; 3 % – измерительные трансформаторы; 1 % – разъединители.

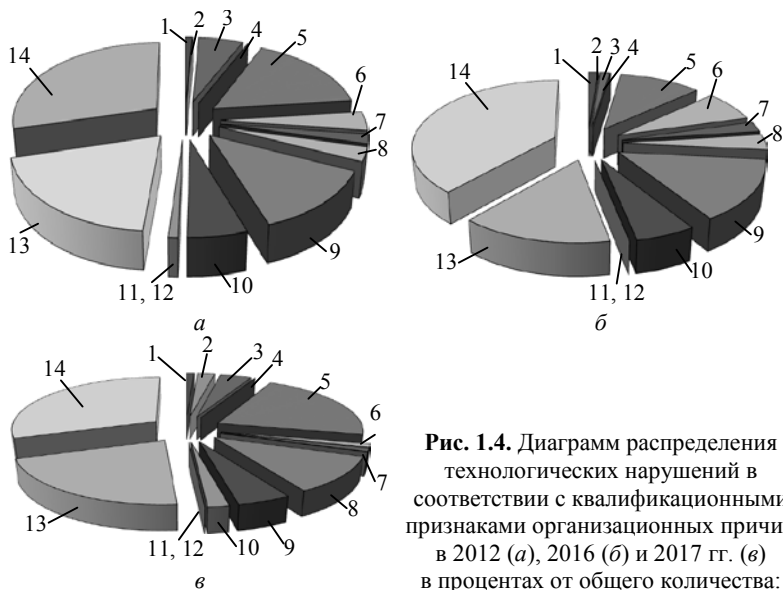


Рис. 1.4. Диаграмм распределения технологических нарушений в соответствии с квалификационными признаками организационных причин в 2012 (а), 2016 (б) и 2017 гг. (в) в процентах от общего количества:

Год	Вид нарушения (код дефекта)*													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<i>a</i>	0,9	0	5,8	0	16,6	3,9	1,9	2,9	13	5,7	0,9	19,6	29,4	
<i>б</i>	1,2	0	1,2	0	10,7	7,1	2,4	3,6	14,3	5,7	0	14,3	38,1	
<i>в</i>	1	2,2	4	0	21	1	1	1	11	5	2	0	21	30

1 – ошибочные действия оперативного персонала; 2 – ошибочные действия руководящего персонала; 3 – ошибочные действия персонала служб, лабораторий, цехов, отделов; 4 – ошибочные действия ремонтного персонала; 5 – неудовлетворительное техническое обслуживание; 6 – неудовлетворительное качество нормативной документации; 7 – дефекты проектов; 8 – дефекты конструкции; 9 – дефекты изготовления; 10 – дефекты монтажа и наладки; 11 – дефекты ремонта; 12 – дефекты строительства; 13 – стихийные явления; 14 – влияние сторонних особ и организаций

В табл. 1.2 показаны распределения технологических нарушений при эксплуатации электрического оборудования в электрических сетях ГП «НЭК Укрэнерго» за 2004, 2012, 2016 и 2017 гг. для кодов дефектов: 8 – дефекты конструкции (в процентах от общего количества технологических нарушений); 9 – дефекты изготовления (в процентах от общего количества технологических нарушений).

Таблица 1.2

Распределения технологических нарушений при эксплуатации электрического оборудования в электрических сетях ГП «НЭК Укрэнерго» за 2004, 2012, 2016 и 2017 гг.

Год	Технологические нарушения			Код дефекта		Недоотпуск электрической энергии, кВт·час
	Всего	I категории	II категории	8 (%)	9 (%)	
2004	1757	899	858	5,9	9,9	$8572,1 \cdot 10^3$
2012	102	11	91	2,9	13	$156,86 \cdot 10^3$
2016	84	14	70	3,6	14,3	$148,48 \cdot 10^3$
2017	112	13	99	1	11	$614,14 \cdot 10^3$



а



б



в

Рис. 1.5. Возгорание трансформаторного масла в силовом трансформаторе [60] (*а*), в измерительных трансформаторах тока [61] (*б*) и последствия возгорания турбинного масла турбоагрегата в машинном зале турбинного отделения Угледорской ТЭС [62] (*в*)

Из табл. 1.2 можно сделать вывод, что, несмотря на повышение уровня технического обслуживания и ремонтов при эксплуатации электрического оборудования в электрических сетях ГП «НЭК Укрэнерго» с 2004 по 2017 гг., события, связанные с технологическими нарушениями при учете дефектов конструкции и изготовления, которые обнаруживаются в большинстве случаев после вывода из работы оборудования и его вскрытия, носят случайный характер.

Ненадлежащая эксплуатация энергетических масел в маслonaполненном электрическом оборудовании, в том числе недостоверность информации о показателях качества и содержания в нем диагностических газов, может привести к авариям, вследствие которых возможно возгорание энергетических масел и разрушение оборудования (см. рис. 1.5).

1.3. Обзор основных показателей качества энергетических масел для контроля их свойств при поставке, хранении, подготовке к использованию и использованию по назначению в маслonaполненном электрическом оборудовании тепловых электрических станций и электрических сетей Украины

Контроль показателей качества энергетического масла в процессе его эксплуатации в электрическом оборудовании осуществляются на основании действующих в Украине требований и рекомендаций соответствующих технических условий, стандартов, сертификатов, других нормативных документов, в которых установлены требования к соответствующим энергетическим маслам с учетом установленных объемов выполняемых требований и рекомендаций и их периодичностью, а так же требований НД стран-производителей энергетических масел, если они не противоречат требованиям международных стандартов (IEC, ISO и т.п.) [31, 63].

Основные требования, предъявляемые к минеральным (нефтяным) энергетическим маслам (трансформаторным, турбинным), используемым в маслonaполненном электрическом оборудовании изложены в работах [1, 5, 11, 15, 31, 33, 35, 39, 63].

Требования к электрофизическим свойствам:

- высокая электрическая прочность;
- высокое электрическое сопротивление;
- минимальные диэлектрические потери.

Требования к физико-химическим свойствам:

- стабильность к окислению;
- негорючесть и взрывобезопасность паров;
- минимальная вязкость;
- оптимальная для требуемых условий эксплуатации текучесть;
- обеспечение теплоотвода;
- отсутствие расслоений и образования осадка;
- инертность по отношению к прочим материалам аппарата;
- низкая летучесть паров энергетических масел (влияет на процессы вакуумирования и режим пропитки твердой электроизоляции);
- минимальная плотность (плотность масла должна быть меньше плотности льда воды при низких температурах);
- минимальный коэффициент объемного расширения;
- максимальная способность растворять воду;
- минимальная тенденция к пенообразованию;
- минимальная тенденция к электризации;
- оптимальная способность к растворению газов;
- максимальная способность к дегазации и осушке;
- оптимальное содержание ароматических углеводородов;
- минимальное содержание соединений серы;
- минимальная скорость горения;
- возможность к биологическому разложению при утилизации;

- минимальное вредное воздействие на человека и окружающую среду;
- устойчивость к разложению под воздействием кавитации;
- возможность к взаимозаменяемости различных марок энергетических масел.

Для минеральных трансформаторных и турбинных масел основными показателями качества, определяемыми по соответствующим нормативным документам, являются:

- плотность по ГОСТ 3900 «Нафта і нафтопродукти. Метод визначення щільності»;

- вязкость кинематическая по ДСТУ ГОСТ 33 «Нафтопродукти. Прозорі і непрозорі рідини. Визначення кінематичної в'язкості і розрахунок динамічної в'язкості»;

- температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356 «Нафтопродукти. Метод визначення температури спалаху в закритому тиглі»;

- температура вспышки в открытом тигле по ГОСТ 4333 «Нафтопродукти. Метод визначення температури спалаху та займистості у відкритому тиглі»;

- температура застывания по ГОСТ 20287 «Нафтопродукти. Метод визначення температур текучості та застигання»;

- кислотное число по ГОСТ 5985 «Нафтопродукти. Метод визначення кислотності та кислотного числа»;

- содержание воды по ГОСТ 7822 «Масла нафтові. Метод визначення розчиненої води»;

- содержание воды по ДСТУ ISO 12937:2012 «Нафтопродукти. Визначення води методом кулонометричного титрування за Карлом Фішером» и ГОСТ 24614 «Жидкости и газы, не взаимодействующие с реактивом Фишера. Кулонометрический метод определения воды»;

- определение наличия воды по ГОСТ 1547 «Масла та мастила. Метод визначення наявності води»;

- определение воды по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- содержание серы по ГОСТ 19121 «Нафтопродукти. Метод визначення вмісту сірки спалюванням у лампі»;

- содержание серы по ГОСТ 14371 «Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы»;
- коррозионное действие на металл по ГОСТ 2917 «Масла та присадки. Метод визначення корозійної дії на метал»;
- коррозионное действие по ГОСТ 19199 «Масла смазочные. Метод определения антикоррозионных свойств»;
- содержание антиокислительной присадки по СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 [63];
- стабильность против окисления по ГОСТ 981 «Масла нафтові. Метод визначення стабільності проти окислення»;
- пробивное напряжение по ГОСТ 6581 «Матеріали електроізоляційні рідкі. Методи електричних випробувань»;
- тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581 «Матеріали електроізоляційні рідкі. Методи електричних випробувань»;
- механические примеси по ГОСТ 6370 «Нафта, нафтопродукти та присадки. Метод визначення механічних домішок»;
- оценивание класса чистоты масла по ДСТУ ГОСТ 17216 «Чистота промислова. Класи чистоти рідин» и ISO 4406:1999 (en) Hydraulic fluid power – Fluids – Method for coding the level of contamination by solid particles;
- растворенные газы по СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 [64];
- фурановые соединения по СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014 [65];
- цвет на колориметре ЦНТ по ГОСТ 20284 «Нафта та нафтопродукти. Метод визначення кольору на колориметрі ЦНТ»;
- показатель преломления по ТУ 38.401.58.49-92 «Масло трансформаторне ТКп. Технічні умови»;
- реакция водной вытяжки по ГОСТ 6307 «Нафтопродукти. Метод визначення наявності водорозчинних кислот і лугів»;
- содержание водорастворимых кислот по ГОСТ 6307 «Нафтопродукти. Метод визначення наявності водорозчинних кислот і лугів»;
- растворимый (потенциальный) и нерастворимый осадок в энергетическом масле по СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 [63] и СОУ НАЭК 085:2015 [66];

- содержание взвешенного угля по СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 [63];
- поверхностное натяжение по СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 [63];
- продолжительность деэмульсации (число деэмульсации) по ГОСТ 12068 «Масла нефтяные. Метод определения времени деэмульсации»;
- способность к пенообразованию по ГОСТ 21058 «Жидкости для авиационных гидросистем и масла авиационные. Метод определения пенообразующих свойств» или ASTM D 892-06 e1 «Standard Test Method for Foaming Characteristics of Lubricating oils»;
- трибологические характеристики по ГОСТ 9490 «Материалы смазочные жидкие и пластичные. Метод определения трибологических характеристик на четырехшариковой машине».

В настоящее время вышеуказанные нормативные документы в Украине используются в качестве отраслевых стандартов или стандартов предприятий.

В процессе эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования залитое в него энергетическое масло под действием различных факторов изменяет свои химические и электрофизические свойства, что обычно определяют понятием «старения» [67]. В результате старения ухудшаются электроизоляционные свойства энергетического масла, продукты старения масла в виде осадка накапливаются на активных частях оборудования (обмотках и магнитопровода), затрудняя отвод тепла от них, ускоряя старение целлюлозной изоляции и ухудшая ее электроизоляционные свойства.

Главным фактором, обуславливающим старение энергетического масла, являются окислительные превращения входящих в его состав углеводородов, смолистых и сернистых продуктов. Комплекс показателей, характеризующих качество масла, в отечественной практике включают в себя «сокращенный» и «полный» анализ. В объем сокращенного анализа входит определение следующих показателей качества энергетического масла [63, 66]:

Электрическая прочность (пробивное напряжение в стандартном маслопробойнике) является важнейшей характеристикой для оценки работоспособности изоляции. Чистое трансформаторное масло, свободное от воды и других примесей, обладает очень высокой электрической прочностью. Наличие в энергетическом масле очень небольших количеств влаги и различных примесей резко снижает его электрическую прочность.

Кислотное число – количество миллиграмм едкого калия, необходимого для нейтрализации всех свободных кислот, содержащихся в 1 грамме энергетического масла. Оно характеризует степень окисления этого масла под воздействием эксплуатационных факторов.

Содержание водорастворимых кислот (реакция водной вытяжки) анализ проводится для определения наличия в масле низкомолекулярных кислот, наиболее агрессивных, вызывающих коррозию металлов и старение изоляции. Наличие низкомолекулярных кислот свидетельствует о достаточно глубоком разложении масла. Низкомолекулярные кислоты растворяются в воде, и их определение проводят титрованием водной вытяжки из масла (количество мг едкого калия, необходимого для нейтрализации водорастворимых кислот, содержащихся в 1 грамме энергетического масла).

Температура вспышки в закрытом (открытом) тигле – температура, при которой пары энергетического масла, нагреваемого в закрытом (открытом) сосуде, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Температура вспышки характеризует наличие в энергетическом масле летучих веществ и легких фракций нефти. При нормальной работе оборудования температура вспышки может постепенно возрастать из-за улетучивания легких фракций, а ее снижение обусловлено, как правило, при развитии внутри маслонаполненного электрического оборудования крекинг-процессов, обусловленных повреждениями, вызывающими местный нагрев и разложение энергетического масла (повреждение контактов, «пожар» в железе, короткозамкнутые витки и т.п.).

Наличие механических примесей выше установленных норм свидетельствует о грубых дефектах, связанных с возникновением мест интенсивных истираний внутри оборудования или возникновением процессов местного дугообразования, плавления металла и его накопления в свободном виде в объеме энергетического масла.

Наличие свободной воды указывает, как правило, на нарушение герметичности маслонаполненного оборудования.

Цвет масла – свежее энергетическое масло имеет, как правило, светло-желтый цвет, а его темный цвет указывает на недостаточно хорошую очистку или загрязнение этого масла при транспортировке. Потемнение энергетического масла в процессе эксплуатации может служить для ориентировочной оценки степени его старения или возможного перегрева. Считается, что при нормальной работе оборудования, когда показатели качества энергетического масла далеки от предельно допустимых значений и нет ухудшения характеристик твердой изоляции, достаточно выполнение сокращенного анализа энергетического масла для оперативной оценки его состояния и краткосрочного прогнозирования срока его службы.

Полный анализ энергетического масла, кроме определения показателей сокращенного анализа, включает определение следующих характеристик:

Тангенс угла диэлектрических потерь энергетического масла $\text{tg}\delta$. Как правило, измерения проводятся при температуре $90\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при необходимости при нескольких значениях температуры (например, 20 , 50 и $70\text{ }^{\circ}\text{C}$). При частоте 50 Гц $\text{tg}\delta$ энергетического масла практически определяется только электрической проводимостью, т.е. на изменение $\text{tg}\delta$ энергетического масла главным образом влияют те виды загрязнения, которые повышают его электропроводность. К таким загрязнениям относятся коллоидные образования, растворимые металлоорганические соединения (мыла), смолистые вещества, которые образуются при старении энергетического масла в результате реакций окислительной конденсации и полимеризации. Определение $\text{tg}\delta$ позволяет выявлять изменения

свойств энергетического масла даже при очень малой степени загрязнения, которые не могут быть определены химическими методами. Кроме этого, по характеру температурной зависимости $\text{tg}\delta$ можно оценить вид загрязнения.

Количественное содержание механических примесей.

При анализе определяется количество частиц и распределение их по размерным диапазонам. Эти сведения позволяют более точно оценить степень опасности загрязнения энергетического масла.

Количественное содержание воды. Анализ позволяет более точно оценить и прогнозировать диэлектрические свойства энергетического масла. Вода в энергетическом масле может находиться в следующих основных состояниях: связанная, растворенная, эмульгированная, свободная, осажденная. Связанная вода находится в энергетическом масле в сольватированной форме. Содержание связанной воды определяется фракционным составом энергетического масла и примесей, которые остаются в энергетическом масле при его изготовлении или образуются в результате его старения. Растворенная вода представляет собой истинный раствор, т.е. молекулы воды располагаются между молекулами энергетического масла. Растворимость воды в масле очень мала и составляет при обычных условиях 15...30 г/т. Главными факторами, от которых зависит растворимость воды в энергетическом масле, являются: температура, исходный химический состав энергетического масла и степень его старения. Чем выше температура энергетического масла, тем больше воды растворяется в нем. При снижении температуры растворимость воды снижается, и освободившиеся молекулы воды сливаются в мельчайшие (от единиц до десятков микрон) капли, образуя эмульсию. Появление эмульгированной воды приводит к резкому ухудшению диэлектрических свойств энергетического масла и, в первую очередь, к снижению электрической прочности изоляционной конструкции в целом. По мере увеличения количества водной эмульсии мелкие капли воды сливаются в более крупные, которые под действием силы тяжести опускаются на дно аппарата, так как удельный вес воды больше, чем удельный вес энер-

гетического масла. Возможно также прямое попадание воды внутрь оборудования при нарушении герметичности. Свободная вода, осевшая на дне, не влияет на снижение электрической прочности энергетического масла, но при определенных условиях может перейти в растворимое и эмульгированное состояние либо в находящиеся по близости изоляционные материалы, что недопустимо.

Общее газосодержание энергетического масла. При анализе определяется количество растворенного в масле воздуха (кислород и азот), что актуально для герметизированного оборудования, которое заполняется дегазированным энергетическим маслом для замедления процессов окисления этого масла и старения изоляции. Повышенное газосодержание свидетельствует о нарушении герметизирующих узлов системы защиты энергетического масла.

Наличие растворенного шлама (потенциального осадка). Определяется наличие растворенных в энергетическом масле продуктов глубокого старения, которые в дальнейшем способны выпасть в виде осадка на элементах активных частей электрооборудования. Обладая высокой агрессивностью и плохой теплопроводностью, продукты старения, выпадающие в осадок, в первую очередь оказывают негативное влияние на целлюлозную электроизоляцию.

Содержание антиокислительной присадки. Для резкого замедления окислительных процессов в энергетическом масле при эксплуатации оборудования в масло на стадии изготовления вводится антиокислительная присадка (Агидол или Ионол). Со временем под действием окислительных процессов содержание присадки в энергетическом масле снижается, что характеризует остаточный срок службы этого масла. При снижении содержания присадки до критического уровня ее антиокислительные свойства утрачиваются и, более того, она может стать катализатором окислительных процессов в энергетическом масле.

Стабильность против окисления. Проводятся ускоренные испытания энергетического масла на стойкость к окислению

под действием комплекса факторов (повышенная температура, наличие катализаторов, повышенная концентрация окислителя). Поскольку при этих испытаниях определяется комплекс показателей, характеризующих степень старения энергетического масла, то этот метод дает наиболее полное представление о сроке службы этого масла. Перечисленные методы оценки состояния энергетического масла в эксплуатации являются общепринятыми. Наряду с ними в последнее время в отечественной и зарубежной практике для оценки степени старения энергетического масла используются ряд других методов:

Измерение поверхностного натяжения на границе раздела фаз между энергетическим маслом и водой с помощью платинового кольца. При этом измеряется сила, требующаяся для того, чтобы вытащить кольцо, находящееся на границе раздела фаз «энергетическое масло – вода». Это сила зависит от количества поверхностно-активных полярных веществ, которые появляются при старении энергетического масла из-за образования омыленных веществ (карбонидные группы, сложные эфиры и т.п.). Для свежих энергетических масел величина поверхностного натяжения превышает $40 \cdot 10^{-3}$ н/м и уменьшается при старении до $10 \cdot 10^{-3}$ н/м. При значениях величины поверхностного натяжения ниже $25 \cdot 10^{-3}$ н/м резко возрастает вероятность выпадения шлама, а при значениях $(12 \dots 10) \cdot 10^{-3}$ н/м вероятность выпадения шлама близка к 100 %.

ИК-спектрометрия масла. Заключается в измерении степени поглощения инфракрасного излучения при прохождении через слой энергетического масла. Установлено, что при наличии продуктов старения в энергетическом масле возрастает поглощение на длине волны 1700 см^{-1} . Сравнительные испытания показали, что результаты ИК-спектрометрии хорошо коррелируются с испытаниями энергетического масла на стабильность против окисления.

Измерение мутности масла. Используется эффект уменьшения светового потока, проходящего через коллоидно-дисперсную среду. Характеристикой способности системы к рассеянию света является мутность. Измерения проводятся на

длине волны 490 нм при температуре 20 °С. Для свежих энергетических масел значение величины мутности не превышает 10...12 м⁻¹. Процесс старения энергетического масла в результате окислительных процессов сопровождается образованием коллоидных частиц и ростом их размеров: значение величины мутности может составлять 40 м⁻¹ и более.

Измерение удельного объемного сопротивления энергетического масла. Удельное объемное электрическое сопротивление энергетического масла является чувствительным индикатором, реагирующим на появление в нем продуктов старения (полярных соединений, мыл, смол, коллоидов, шлама, воды). Критериями для оценки состояния энергетического масла являются как абсолютное значение удельного объемного сопротивления, так и характер температурной зависимости в интервале 20...90 °С.

Показатели состава минеральных трансформаторных масел.

Минеральное трансформаторное масло является продуктом переработки нефти [63]. Нефти разных месторождений различаются по структурно-групповому составу и, следовательно, эта особенность присуща и продуктам, получаемым из нефтей, в частности трансформаторным маслам. Структурно-групповой состав масел обусловлен их происхождением и способом очистки. Практикой отмечено, что эксплуатационные качества масел, различающихся происхождением и технологией получения, неодинаковы. Установлено, что между структурно-групповым составом трансформаторных масел и их поведением в эксплуатации существует определенная зависимость. Содержание различных типов углеводов в масле различно в зависимости от сырьевой нефти и конечное их количество после очистки изменяется от одного процесса к другому. Основные технологические приемы очистки дистиллята при производстве трансформаторных масел: кислотно-щелочная очистка; адсорбционная очистка; селективная очистка; гидроочистка.

В табл. 1.3 приведен примерный состав соединений в товарных трансформаторных маслах фирмы Nynas (Швеция) [68].

Таблица 1.3

Примерный состав соединений в товарных трансформаторных маслах фирмы Nupas

Показатели	Количество
Нормальные алканы, % масс.	0,05...15
C_{II} (углерод в парафиновых структурах), % масс.	42...65
C_A (углерод в ароматических структурах), % масс.	14...25
$C_{ПА}$ (углерод в ролиароматических структурах), % масс.	≥ 2
Сера, % масс.	1...2
Азот, мг/кг	70...600
Кислород в виде углеводородных кислот, выраженный в мг КОН на 1 г трансформаторного масла	0,05...2

Трансформаторные масла с содержанием C_{II} в пределах 42...50 % масс. относятся к нафтовым маслам, с содержанием C_{II} в пределах 50...56 % масс. – к промежуточным маслам, с содержанием C_{II} в пределах 56...65 % масс. – к парафиновым маслам [11, 15].

Различные типы углеводородов в трансформаторных маслах зависят от дистиллятов, типа процессов обработки и производства трансформаторного масла, а также от его назначения: ингибированное, неингибированное и т.д. Неингибированные трансформаторные масла обычно имеют более высокое содержание полиароматических углеводородов, характерное для газопоглощающих трансформаторных масел.

Одними из характеристик трансформаторных масел, характеризующих их состав, являются: содержание ароматических углеводородов, плотность, коэффициент преломления. Эти показатели обладают аддитивными свойствами, благодаря чему характеристики смесей масел можно оценивать расчетным путем.

Наличие в товарном трансформаторном масле большого количества ароматических углеводородов приводит к ухудшению восприимчивости такого масла к антиокислительному действию присадки ионол (агидол-1) и ухудшению противоокислительной стабильности. Ароматические углеводороды образуют с присадкой ассоциаты, в которых присадка экранирована. В результате этого трансформаторное масло окисляет-

ся с образованием осадка даже в присутствии ионола. Трансформаторные масла, содержащие незначительное количество ароматических углеводородов (например, трансформаторное масло марки ГК) практически не окисляются, пока не израсходуется основное количество ионола.

Плотность для трансформаторных масел различных марок изменяется в довольно узких пределах от 0,84 до 0,900 г/см³. Плотность изоляционных масел на основе нафтеновых углеводородов колеблется в пределах 0,865...0,9 г/см³, плотность парафиновых масел 0,84...0,865 г/см³ при одной и той же молекулярной массе. Нафтеновые масла с высоким содержанием ароматических углеводородов имеют большую плотность, чем парафинистые масла. Плотность увеличивается при уменьшении молекулярного веса и увеличении степени очистки. Трансформаторные масла с высоким содержанием ароматических углеводородов имеют большую плотность, чем масла с парафиновыми и нафтенowymi молекулами. Чем выше содержание ароматических веществ, тем выше плотность. Верхний предел плотности трансформаторных масел нормируется величиной 0,895 г/см³ во избежание всплывания льда в трансформаторном масле при низких температурах (плотность льда при 0 °С составляет 0,92 г/см³). При низких температурах лед становится легче трансформаторного масла и может всплывать, приближаясь к токоведущим частям электрического аппарата [11, 15].

Коэффициент преломления трансформаторного масла – индивидуальная характеристика и с помощью рефрактометрических измерений можно проводить идентификацию этих масел и определять степень их чистоты. Коэффициент преломления масла изменяется в зависимости от состава масла, его природы, суммы растворенных в масле примесей и находится в прямой зависимости от плотности масла (табл. 1.4) [11, 15].

В процессе окисления трансформаторного масла по мере накопления молекул с полярными группами коэффициент преломления $n_{D^{20}}$ увеличивается.

Таблица 1.4

Коэффициенты преломления и плотности трансформаторных масел

Трансформаторные масла	Коэффициент преломления, n_{D20}	Плотность, ρ , г/см ³
Парафиновые	1,46...1,47	0,83...0,86
Промежуточные	1,47...1,475	0,86...0,87
Нафтеновые	1,475...1,495	0,87...0,895

В табл. 1.5 приведены некоторые показатели качества трансформаторных масел, находящихся в эксплуатации в маслонаполненном электрическом оборудовании в Украине [63].

Таблица 1.5

Показатели качества трансформаторных масел*

Показатель состава ЭМ	Значение показателя качества по НД						
	ГК	T-1500	T-750	ТКп	Nytro 11 GX	Nytro 10 X	Technol 2000
	ТУ 38.101.1025	ГОСТ 982	ГОСТ 982	ТУ 38.101.890	МЭК 296	МЭК 296	МЭК 296
C_A , % масс.	2...7	14...16	15...18	19...20	12	7...9	8,5...9,7
ρ_{20} , г/см ³	0,847...0,86	0,865...0,885	0,88...0,895	0,88...0,895	0,88...0,885	0,876...0,88	0,885
n_{D20}	1,465...1,475	1,48...1,492	1,480...1,49	1,49...1,495	1,48	–	1,472...1,487

* C_A – содержание ароматических углеводородов, % масс.;

ρ_{20} – плотность при 20 °С, г/см³;

n_{D20} – показатель преломления при 20 °С.

В работе [63] приведены технические требования к качеству эксплуатационных нефтяных трансформаторных масел,

эксплуатируемых в маслonaполненном электрическом оборудовании электрических станций и сетей Украины. В табл. 1.6 приведены технические требования к качеству эксплуатационных нефтяных турбинных масел, эксплуатируемых в маслonaполненном электрическом оборудовании АЭС Украины [66].

Современные средства измерений для исследования свойств энергетических масел и определения их показателей качества.

В настоящее время в Украине все шире применяются современные средства измерений для исследования свойств энергетических масел и определения их показателей качества.

В сообщении [69] приведены сведения о современной установке В1-34К для измерения кинематической вязкости энергетических масел, которая имеет следующие характеристики и функциональные возможности: точность поддержания температуры $\pm 0,01$ °С; напряжение электропитания 220 В при частоте 50 Гц; точки температурного контроля: 20, 40, 50, 80 и 100 °С; контроль режима термостатирования осуществляется стандартным средством измерения; 5 узлов фиксации вискозиметров типа ВПЖ-2 или ВПЖ-4 в любом сочетании; равномерная подсветка рабочей зоны; высокоэффективное и бесшумное перемешивание теплоносителя; возможность использования практически любого жидкого теплоносителя.

В сообщении [70] приведены сведения об установке ВИП-2М для определения плотности энергетических масел, особенностями которого являются: все смачиваемые детали выполнены из тефлона, нержавеющей стали и боросиликатного стекла; установлены встроенный электронный термостат и жидкокристаллический индикатор с подсветкой; калибровка производится по сухому воздуху и дистиллированной воде; возможность измерения в потоке энергетического масла. Основные технические характеристики: диапазон измерений плотности 0,01...2,0 г/см³; предел допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,0003$ г/см³; вязкость контролируемой среды не более 300 мПас; температурный диапазон измерений 15...60 °С; точность установки температуры $\pm 0,1$ °С.

Таблица 1.6

Технические требования к качеству эксплуатационных нефтяных турбинных масел

Показатели *	Класс вязкости турбинного масла		
	32	46	68
1. Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	От 24 до 42,6	От 41 до 60,7	От 51 до 89,7
2. Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	185	185	185
3. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,3	0,6	0,6
4. Число деэмульсации, с, не более	600	1200	Для накопления данных
5. Склонность к пенообразованию: склонность см ³ /стабильность, см ³ или (стабильность пены, мм/час разрушение пены в с), не более: – при температуре 24 °С; – при температуре 94 °С; – при температуре 24 °С после испытания при температуре 94 °С	150/50 (200/80) 100/30 (150/50) 150/50 (200/80)	200/70 (250/100) 150/50 (250/80) 200/70 (250/100)	250/90 (300/150) 150/60 (200/90) 250/90 (300/150)
6. Массовая часть воды, %, не более	отс.	отс.	отс.
7. Массовая часть механических примесей %, не более или класс промышленной чистоты, не более: – для масел в системах регулирования – для масел в системах смазывания	0,005 10 10	0,005 10 10	0,005 10 10
8. Содержание водорастворимых кислот и щелочей, рН водной вытяжки	Для накопления данных		
9. Антикоррозионные свойства при 60 °С в течение 24 ч на стальных стержнях марки Ст.45 по ГОСТ 1050, в среде дистиллированной воды	Выдерж.	Выдерж.	Выдерж.
10. Стабильность к окислению при 120 °С в течение 14 ч при скорости пропускания кислорода 200 см ³ /мин: – кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более; – масовая часть осадка, %, не более	0,6 0,15	0,8 0,15	0,8 0,15
11. Содержание растворимого шлама, % масс., не более	0,005	0,005	0,005

* 1 – по ДСТУ ГОСТ 33; 2 – по ГОСТ 4333; 3 – по ГОСТ 5985 или ГОСТ 11362; 4 – по ГОСТ 12068; 5 – по ГОСТ 21058; 6 – по ГОСТ 2477; 7 – по ГОСТ 6370 и ДСТУ ГОСТ 17216; 8 – по ГОСТ 6307; 9 – по ГОСТ 19199; 10 – по ГОСТ 981; 11 – по СОУ НАЭК 085:2015.

В сообщении [71] приведены сведения о титраторе автоматическом АТ-610 для определения кислотного числа энергетических масел, особенностями которого являются: кулонометрическое титрования по К. Фишеру; диапазон измерений рН от 0 до 14 при температурах от 0 до 100 °С; емкость бюреток $1^{\pm 0,005}$, $5^{\pm 0,01}$, $10^{\pm 0,015}$, $20^{\pm 0,02}$ и $50^{\pm 0,05}$ мл; жидкокристаллический индикатор с подсветкой; 50 программ титрования, из них 8 стандартных; внутренняя память на 100 образцов и съемные карты памяти на 800 образцов каждая.

В сообщении [72] приведены сведения об установке УИМ-90МЦ для определения пробивного напряжения трансформаторного масла и других жидких диэлектриков в соответствии с ГОСТ 6581-75 и большинством других международных и национальных стандартов, особенностями которой являются: УИМ-90МЦ позволяет работать как в ручном, так и в полностью автоматическом режимах; наибольшее пробивное напряжение 80 кВ; объем измерительной ячейки 400 см³; потребляемая мощность 0,5 кВА.

В сообщении [73] приведены сведения об аппарат АПСМ-1 для определения стабильности энергетических масел против окисления, особенностями которого являются: окисляющий реагент – кислород технический; дозируемые расходы окисляющего реагента – от 50 до 200 мл/мин; погрешность поддержания стабильности расхода кислорода не более $\pm 10\%$; температура термостатирования от 100 до 180 °С; абсолютная погрешность поддержания температуры термостатирующей жидкости $\pm 0,1$ °С; максимальное число одновременно окисляемых проб масел – 6.

В сообщении [74] приведены сведения об установке Тангенс-3М-3-МОЛНИЯ для измерения тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла, электрической емкости C и напряжения U по ГОСТ 6581-75, особенностями которой являются: диапазон измерений тангенса угла диэлектрических потерь от $1 \cdot 10^{-4}$ до 0,99; предел допускаемой абсолютной основной погрешности при измерении тангенса угла диэлектрических потерь $\pm(2 \cdot 10^{-4} + 0,05 \text{tg} \delta)$ %; диапазон

измерения емкости при испытательном напряжении от 1,5 до 2 кВ – от 5 до 100 пФ; предел допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении емкости на частоте 50 Гц – $1 \text{ пФ} + 0,01 C_x$ (C_x – емкость образцов жидких диэлектриков); предел допускаемой основной абсолютной погрешности при измерении емкости на частоте 54 Гц – $1 \text{ пФ} + 0,03 C_x$; предельное отклонение температуры измеряемой жидкости от заданной температуры $\pm 1^\circ\text{C}$; предел допускаемой абсолютной основной погрешности при измерении тангенса угла диэлектрических потерь $\pm(2,5 \cdot 10^{-4} + 0,07 \text{tg}\delta)$; предел допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратического напряжения на частоте 50 Гц в диапазоне измерения напряжения от 1 до 2 кВ – $\pm 3\%$; предел допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратического напряжения на частоте 54 Гц в диапазоне измерения напряжения от 1 до 2 кВ – $\pm 3\%$; предел допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры испытуемого жидкого диэлектрика – $\pm 1^\circ\text{C}$; время нагрева до 90°C – $80^{\pm 20}$ мин; объем измерительной ячейки $60^{\pm 2} \text{ см}^3$; напряжение питающей сети однофазного переменного тока $220^{\pm 22} \text{ В}$; потребляемая мощность не более 0,6 кВА.

В сообщении [75] приведены сведения об аппарате ТВ3 для определения в закрытом тигле температуры вспышки минеральных энергетических масел, особенностями которого являются: диапазон измерения температуры вспышки $12 \dots 370^\circ\text{C}$ с воздушной баней; температура автоматического отключения $745^{\pm 12}^\circ\text{C}$; нефтепродукты с температурой вспышки от -30 до $+360^\circ\text{C}$; тип фитиля газовый или масляный.

В сообщении [76] приведены сведения об аппарате ТВО для определения в открытом тигле температуры вспышки минеральных энергетических масел, особенностями которого являются: диапазон измерения температуры вспышки $79 \dots 360^\circ\text{C}$; тип фитиля газовый или масляный; потребляемая мощность 400 Вт.

В сообщении [77] приведены сведения об аппарате 1-92М для определения содержания воды в минеральных энергетических маслах по ГОСТ 2477, особенностями которого

го являются: прибор предназначен для определения содержания воды дистилляцией (метод Дина-Старка) в нефтепродуктах и битуминозных материалах, с электронагревателем и колбой объемом 500 мл; нагревание пробы нефтепродукта с не смешивающимся с водой растворителем, который совместно отгоняется с водой из образца; сконденсировавшиеся растворитель и вода непрерывно разделяются в ловушке – вода осаждается в градуированной части ловушки, а растворитель возвращается в перегонную колбу.

В сообщении [78] приведены сведения о кулонометрическом титраторе «AQUAMAX KF» для определения влагосодержания минеральных энергетических масел по методу К. Фишера, особенностями которого являются: прибор автоматический с внутренней генерацией титранта путем электролиза специальных растворов для генерации йода. Определение количества воды происходит путем измерения количества электричества, затраченного на генерацию титранта, необходимого для проведения реакции от начала титрования до конечной точки. Измерение проводится абсолютным методом, при этом не требуется выполнять калибровку; возможный диапазон измерения от 1 мкг до 100 мг воды; типичный диапазон измерений от 1 мкг до 10 мг воды; порог определения воды 0,1 мкг; точность измерения ± 3 мкг в диапазоне от 10 мкг до 100 мкг; точность измерения ± 5 мкг в диапазоне от 100 мкг до 1 мг и $\pm 5\%$ при содержании воды более 1 мг; формат отображения результата измерений – мкг, мг/кг, ppm, %; статистика данных – максимальное, среднее, минимальное значение по выборке размером до 99 измерений; методы измерений – в памяти прибора сохраняется 10 созданных пользователем методов.

В сообщении [79] приведены сведения о приборе – лазерном мониторе Laser SM20 для определения механических примесей в минеральных энергетических маслах. В технической документации [80] приведена схема гидравлического контура лазерного монитора загрязненности SM20 и принцип его действия.

Портативный лазерный монитор загрязненности МС20 (Laser SM20) обеспечивает текущий мониторинг загрязнения твердыми частицами минеральных энергетических масел и содержит инфракрасный лазер мощностью 5 мВт. Счет частиц в системах обработки данных:

- МТД: 4+, 6+, 14+, 21+, 38+ и 70+ микрон;
- АСФТД: 2+, 5+, 15+, 25+, 50+ и 100+ микрон.

Продолжительность анализа 2 мин. Диапазон рабочих температур масла 5...80 °С. Диапазон рабочих температур 5...40 °С (рис. 1.6).

В технической документации [81] приведена пневмо-гидравлическая схема и описание работы современного прибора ПКЖ-904А для определения содержания механических примесей в минеральных трансформаторных и турбинных маслах, и принцип его действия. Прибор ПКЖ-904А предназначен для измерения количества частиц, содержащихся в контролируемом объеме жидкости, и их гранулометрического состава в шести размерных диапазонах (5...10, 10...25, 25...50, 50...100, 100...200 и более 200 мкм). Прибор может использоваться в двух режимах: контроль чистоты

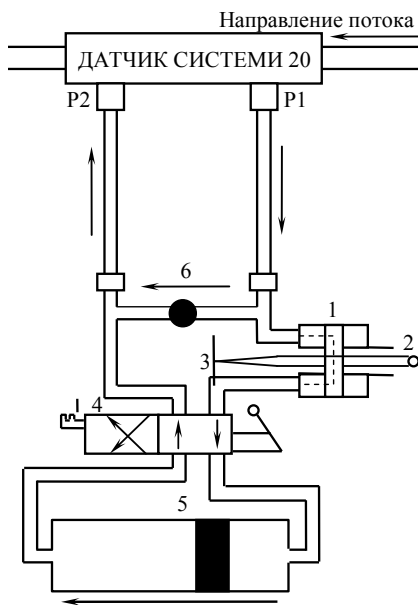


Рис. 1.6. Схема гидравлического контура лазерного монитора загрязненности SM20: 1 – блок монитора; 2 – лазерный диод; 3 – оптический сканер; 4 – направляющий гидрораспределитель; 5 – шприцевой насос двойного действия; 6 – проточный пробоотборник; P1, P2 – узлы присоединения монитора к трубопроводу с энергетическим маслом

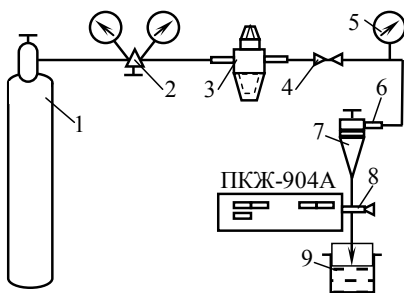


Рис. 1.7. Схема соединений для контроля чистоты отдельных проб минеральных энергетических масел: 1 – баллон с инертным газом или воздухом; 2 – газовый редуктор; 3 – блок-фильтр со стабилизатором давления; 4 – вентиль; 5 – манометр; 6 – пневмоштуцер воронки; 7 – воронка; 8 – кран прибора ПКЖ-904А; 9 – сливная емкость

жидкости в потоке и контроль чистоты жидкости отдельными пробами. Контролируемые данным прибором жидкости должны соответствовать параметрам: вязкость при температуре от 10 до 70 °С не более $5 \cdot 10^{-2}$ Па/с (25мм²/с), коэффициент светопропускания не менее 1% при толщине слоя 10 мм. В работе прибора применен принцип регистрации светочувствительным элементом (фотодиодом) изменения светового потока от источника света при прохождении отдельных частиц, находящихся в

потоке жидкости. Изменения электрического сигнала фотодиода пропорционально размеру частиц, а длительность изменений равна времени прохождения частицей чувствительного объема датчика. Электрические сигналы фотодиода анализируются и распределяются по соответствующим диапазонам на табло прибора и подсчитываются электронными счетчиками. Схема соединений для контроля чистоты отдельных проб минеральных энергетических масел приведена на рис. 1.7.

Недостатком данного прибора является возможность ошибочного определения нерастворенных пузырьков газа в энергетическом масле в качестве механической примеси, а так же невозможность определения точного количества частиц механических примесей, которые находятся одна за другой на пути распространения светового потока от источника света.

В сообщении [82] приведены сведения об аппарате АКС-1 для определения антикоррозионных свойств минеральных турбинных и трансформаторных масел по ГОСТ 19199,

особенностями которого являются: диапазон рабочих температур 30...100 °С; пределы допускаемой погрешности установления температуры $\pm 0,5$ °С; время выхода на рабочий режим 30 мин. Сущность метода заключается в оценке степени коррозии стального стержня, погруженного в смесь испытуемого масла и дистиллированной воды или испытуемого масла и раствора неорганических солей в условиях испытания. В ГОСТ 19199 представлены вариант конструкции аппарата для определения антикоррозионных свойств минеральных энергетических масел и описание работы этого аппарата (рис. 1.8).

В сообщении [83] приведены сведения о приборе «МОСТ-1М» для определения времени деэмульсации минеральных энергетического масла по ГОСТ 12068. Настоящий стандарт устанавливает метод определения времени деэмульсации нефтяных масел, в течение которого масло отделяется от воды после эмульгирования в условиях испытания. Особенности этого метода являются: система регулирования подачи пара в приборе обеспечивает нагрев масла во время эмульгирования до температуры 88...90 °С за 45...75 с; для проведения одного испытания необходимо 20 см³ энергетического масла; объем вытесняемой эмульсии пароподающей трубкой и термодатчиком при 40 см³ эмульсии в пробирке не более 1,0 см³; температура воды в водяных банях:

а) для эмульгирования масла Б1 от 20 до 25 °С с автоматическим поддержанием температуры (система охладителя автономна);

б) для деэмульсации масла Б2 от 93 до 95 °С, с автоматическим поддержанием температуры; время выхода прибора в режим автоматического поддержания температуры в за-

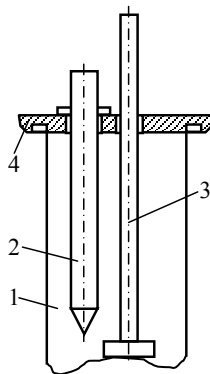


Рис. 1.8. Вариант конструкции аппарата для определения антикоррозионных свойств минеральных энергетических масел: 1 – стакан; 2 – стержень; 3 – мешалка; 4 – крышка стакана

данных пределах 10...12 мин при температуре окружающей среды в пределах 18...25 °С (если температура больше или меньше этих пределов, то требуется больший период времени для выхода прибора в режим готовности); максимальная потребляемая мощность не более 1100 Вт.

В сообщении [84] приведены сведения о приборе АДМ-1 для определения времени деаэрации минеральных энергетических масел. Принцип действия заключается в предварительной аэрации (барботаже) пробы масла воздухом в термостатированном сосуде (при температуре 50 °С, под давлением 20 кПа, в течение 420 с), с дальнейшим определением времени деаэрации, в течение которого из масла выделится содержащийся в нем воздух. При этом объем пробы для одного испытания 180 см³.

В сообщении [85] приведены сведения о колориметре ЦНТ для визуального определения цвета минеральных энергетических масел по ГОСТ 20284. Особенности колориметра являются: пределы измерения от 0,5 до 8 цветовых единиц через 0,5 цветовых единиц; объем пробы 45 мл. Сущность метода заключается в визуальном сравнении цвета нефтепродукта или его раствора с цветными стеклянными светофильтрами. Сходимость: два результата определения, полученные одним исполнителем, признаются достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождения между ними не превышают 0,5 единиц ЦНТ. Воспроизводимость: два результата испытаний, полученные в двух разных лабораториях, признаются достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождения между ними не превышают 0,5 единиц ЦНТ.

В работе [86] отмечено, что принцип действия жидкостного хроматографа заключается в следующем (см. рис. 1.9): раствор анализируемой смеси с помощью узла ввода пробы 2 вводится в верхнюю часть хроматографической колонки 3. С помощью насоса 1 анализируемая смесь прокачивается элюентом (подвижная фаза – ПФ) через хроматографическую колонку 3, в которой происходит разделение анализируемой смеси на отдельные вещества (компоненты). Вытекающий из колонки элюат, содержащий отдельные компоненты анализи-

руемой смеси, детектируется детектором 4, показания которого регистрируются регистратором 5. Если необходимо выделение из смеси какого-либо вещества, элюат с этим веществом собирается коллектором 8 (препаративный вариант).

В работе [87] отмечено, что гидравлическая схема любого жидкостного хроматографа в простейшем случае состоит из насоса, хроматографической колонки, детектора. Основное назначение насосов состоит в создании стабильного установленного потока элюента в определенном диапазоне расходов и обеспечении давления, необходимого для пропускания элюента при этом расходе через хроматографическую колонку. Для уменьшения уровня флуктуационных шумов детекторов насосные системы должны обеспечивать стабильный и без пульсаций расход, диапазон расходов должен быть пригоден для любого метода жидкостной хроматографии и составлять 0,01...100 мл/мин. С помощью насосов могут быть созданы два принципиально различных режима работы: изократический, характеризующийся постоянством состава подвижной фазы во время анализа, и градиентный, в котором состав подвижной фазы (элюента) меняется во время анализа по заданной программе. В работе [87] приведена блок-схема современного высокоэффективного жидкостного хроматографа (рис. 1.10).

В сообщении [88] приведены сведения о жидкостном микроколоночном хроматографе Милихром-6, предназначенного для разделения сложных смесей веществ методом высокоэффективной жидкостной хроматографии, идентификации и количественного анализа компонентов разделяемой смеси, особенностями которого являются:

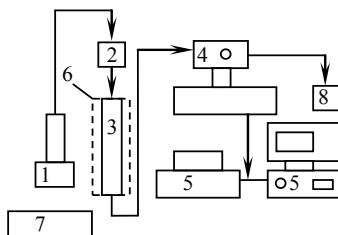


Рис. 1.9. Схема жидкостного хроматографа: 1 – насос; 2 – узел ввода пробы; 3 – хроматографическая колонка; 4 – детектор; 5 – регистратор электрических сигналов; 6 – термостат хроматографической колонки; 7 – узел подготовки элюента с емкостями для элюента; 8 – слив элюата или коллектор фракций

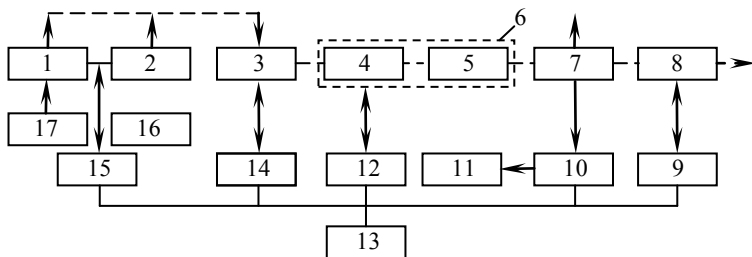


Рис. 1.10. Блок-схема высокоэффективного жидкостного хроматографа: 1, 2 – жидкостные насосы; 3 – дозатор для ввода пробы; 4 – предколонка; 5 – хроматографическая колонка; 6 – термостат предколонки и хроматографической колонки; 7 – детектор; 8 – коллектор фракций; 9 – блок управления коллектором фракций; 10 – интегратор электрических сигналов; 11 – регистратор электрических сигналов; 12 – блок регулирования температуры термостата предколонки и хроматографической колонки; 13 – микропроцессор; 14 – блок автоматического управления ввода пробы; 15 – блок управления градиентного элюирования; 16, 17 – резервуары с растворителем (сплошная линия – электрический кабель, пунктирная – поток растворителя)

может быть использован для определения в энергетических маслах присадки «Ионол» и в трансформаторных маслах – фурановых соединений; автоматическая установка волны в диапазоне 190...360 нм; возможность одновременного детектирования на нескольких длинах волн от 1 до 5; снятие УФ-спектров анализируемых веществ в режиме остановленного потока; прецизионные насосы шприцевого типа общим объемом 5000 мкл; высокая беспульсационная стабильность подачи элюента; последовательный и параллельный режимы работы насосов; программируемый кусочно-линейный градиент любой формы; смеситель потоков активного типа; высокоточное дозирование в диапазоне 1...99 мкл; возможность многократного анализа одной и той же пробы; диапазон длин волн 190...360 нм; дискретность смены длины волны 2 нм; режим детекции одноволновой, многоволновой, спектр.

1.4. Продукты деградации минеральных энергетических масел как диагностические компоненты для контроля технического состояния маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

В результате взаимодействия масла с элементами активной части маслonaполненного оборудования в энергетическом масле происходят те или иные изменения. Эти изменения характеризуют не только процесс старения самого энергетического масла, но и несут информацию о состоянии различных элементов активной части [67]. Следовательно, на основании результатов анализа энергетического масла можно судить о наличии и развитии дефектов активной части оборудования. Среди таких методов можно выделить следующие.

Хроматографический анализ газов, растворенных в энергетическом масле (ХАРГ), являются одним из наиболее информативных методов анализа, суть которого заключается в следующем. Развитие дефектов активной части маслonaполненного электрического оборудования чаще всего связано с возникновением очагов местного нагрева или очагов местных электрических разрядов, под воздействием которых энергетическое масло и другие материалы начинают разлагаться с выделением различных газов. В начальной стадии развития дефектов количество выделяющихся газов невелико и не превышает уровня растворимости их в энергетическом масле. Поэтому эти газы длительное время могут сохраняться в энергетическом масле. Хроматографический анализ заключается в принудительном извлечении этих газов из масла, определении их качественного состава и количественного анализа. Для целей диагностирования в настоящее время чаще всего по результатам ХАРГ определяются концентрации следующих газов, растворенных в энергетическом масле: водород (H_2); метан (CH_4); ацетилен C_2H_2); этилен (C_2H_4); этан (C_2H_6); окись углерода (CO); двуокись углерода (CO_2).

Для дефектов электрического характера наиболее характерным является наличие следующих растворенных газов:

– **водород** – частичные разряды, искровые и дуговые разряды;

– **ацетилен** – электрическая дуга, искрение.

Для дефектов термического характера наиболее характерны следующие газы:

– **этилен** – нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600 °С;

– **метан** – нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур 400...600 °С или нагрев энергетического масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами;

– **этан** – нагрев энергетического масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур 300...400 °С;

– **окись и двуокись углерода** – старение и, как следствие, увлажнение энергетического масла и бумажной изоляции;

– **двуокись углерода** – нагрев твердой электроизоляции.

В реальной практике чаще всего встречаются сочетания развивающихся в маслонаполненном электрическом оборудовании дефектов различного характера, находящихся в разных стадиях развития. Поэтому даже для ориентировочной идентификации развивающихся дефектов используют комплекс различных методических приемов (определение абсолютных значений концентраций газов, скорость нарастания концентраций газов, соотношение концентраций различных газов ХАРГ и т.п.). Кроме этого, при анализе результатов ХАРГ необходимо учитывать различные эксплуатационные факторы, не связанные с развитием дефектов активной части маслонаполненного электрического оборудования, но вызывающие изменения концентраций растворенных в энергетическом масле газов.

Среди таких эксплуатационных факторов можно назвать следующие: изменения электрической нагрузки, доливка другим энергетическим маслом, воздействие токов короткого замыкания, замена очистительного силикагеля в адсорбционных

фильтрах, сезонные изменения интенсивности процессов старения и т.п.

Температура вспышки паров энергетического масла в закрытом тигле. Снижение температуры вспышки паров энергетического масла может быть обусловлено сильно развившимися дефектами активной части маслonaполненного электрического оборудования, когда энергетическое масло насыщено и пересыщено газами разложения.

Количественное содержание воды. Влажность твердых изоляционных материалов находится в состоянии динамического равновесия с влагосодержанием энергетического масла при данной температуре. Основными видами твердой электроизоляции в маслonaполненном электрическом оборудовании являются бумага и картон – материалы целлюлозного происхождения. Зависимость влажности твердой изоляции от влагосодержания энергетического масла может быть описана выражением:

$$W = Ae^{-Bt} \left[C_{\text{H}_2\text{O}} 28,76 \cdot 10^{\frac{-452,29}{t+233,86}} \right]^{(k+bt)}, \quad (1.1)$$

где W – влажность целлюлозной изоляции, % к сухой массе;
 t – температура бумажной изоляции, °С;

$C_{\text{H}_2\text{O}}$ – влагосодержание энергетического масла, г/т;

A, B, k, b – табличные коэффициенты, зависящие от вида и марки бумажной изоляции.

Таким образом, зная температуру и влагосодержание энергетического масла, можно рассчитать влажность твердой электроизоляции – важнейшей характеристики для оценки состояния этого вида изоляции. Информативность такой оценки можно существенно повысить, изучая зависимость изменения влагосодержания энергетического масла от температуры при принудительном прогреве оборудования, когда влага из твердой электроизоляции мигрирует в энергетическое масло.

Содержание фурановых соединений в энергетическом масле. Термическое разложение твердой электроизоля-

ции маслонаполненного оборудования (бумага и картон) приводит к образованию соединений фуранового ряда – фурфурола и его производных. Фурановые соединения образуются как вторичные продукты гидролитической и частично термической деструкции целлюлозы электроизоляции. Фурановые соединения растворяются в энергетическом масле, что позволяет использовать анализ проб этого масла на содержание фурановых соединений для оценки степени деструкции (старения) целлюлозы. Старение изоляции при температуре до 105 °С вызывает появление в энергетическом масле фурановых соединений в относительно небольших концентрациях. Считается, что нормальному состоянию электроизоляции соответствует концентрация фурфурола менее 1 ppm (1 мг/кг). Концентрации фурановых соединений более 3...5 ppm являются свидетельством аномального перегрева изоляции при температуре выше 120...125 °С. Анализ содержания фурфурола в энергетическом масле может быть выполнен методом газовой хроматографии на той же аппаратуре, что и ХАРГ, а так же методом жидкостной хроматографии [63, 65, 89]. Следует отметить также, что фурановые соединения являются лабильными соединениями и разлагаются под действием кислой среды в сторону образования продуктов не фуранового ряда. Поэтому при наличии в оборудовании термосифонных фильтров, содержащих силикагель, адсорбирующих кислые продукты разложения энергетического масла, фурановые соединения распадаются из-за кислой среды на силикагеле, а информация о старении электроизоляции может быть получена только тогда, когда наступит динамическое равновесие между процессами выделения фурановых соединений и поглощения их сорбентом. Лишь в этом случае процесс разложения бумажной электроизоляции будет проявляться в накоплении фурановых соединений в энергетическом масле. Поэтому отсутствие фурановых соединений в энергетическом масле не всегда являются свидетельством удовлетворительного состояния бумажной электроизоляции, но их заметное количество однозначно свидетельствует о существенном старении бумажной электроизоляции.

Количественное содержание механических примесей.

Само по себе появление механических примесей в энергетическом масле связано с механическим повреждением (истиранием) изоляции и других элементов активной части маслонаполненного электрического оборудования. Возможно также появление механических примесей вследствие доливки в аппарат загрязненного энергетического масла из-за ошибочных действий персонала. Информативность метода существенно повышается, если наряду с количественным определением примесей изучить под микроскопом распределение их по размерным диапазонам и определить качественный состав примесей, в частности, ферромагнитных частиц, волокон целлюлозы, частиц силикагеля и т.п. Определение природы частиц является более важной информацией для диагностирования оборудования, чем только количественные показатели загрязнения. Например, наличие металлических частиц представляет большую опасность, чем наличие волокон целлюлозы, наличие мелких частиц (менее 5 мкм) менее опасно, чем более крупных, и т.п. Кроме того, определение природы частиц указывает направление поиска источника загрязнения и характер корректирующих действий.

Тангенс угла диэлектрических потерь и удельное объемное сопротивление энергетического масла. Ухудшение этих характеристик может быть обусловлено не только процессами старения самого энергетического масла, но и быть следствием растворения в этом масле различных лаков, эмалей и других веществ, используемых при изготовлении электрического оборудования. Наличие таких примесей искажает также характер изменения этих характеристик от температуры, что может свидетельствовать о наличии их в этом масле.

Основные диагностические показатели, учитываемые по результатам ХАРГ. К основным диагностическим показателям, характеризующим техническое состояние маслонаполненного электрического оборудования, вид и степень опасности развития дефектов в нем, в соответствии с нормированными диагностическими моделями и определяемыми по

результатам анализа энергетического масла методом газовой хроматографии, относятся:

– концентрации растворенных в энергетическом масле диагностических газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , C_4H_8 и скорости их изменения [17];

– суммы концентраций растворенных в энергетическом масле углеводородных газов [17, 90]:

$$(\Sigma C_xH_y) = CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2 + C_3H_8 + C_3H_6;$$

– отношения растворенных в энергетическом масле концентраций газов [17, 90]:

$$\frac{CH_4}{H_2}, \frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \frac{C_2H_2}{C_2H_6}, \frac{CO_2}{CO}, \frac{CH_4}{H_2}, \frac{C_2H_4}{H_2}, \frac{O_2}{N_2}, \frac{C_2H_4}{C_2H_2},$$

$$\frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{C_2H_2}, \frac{C_4H_8}{\Sigma C_xH_y + H_2};$$

– концентрации ионола и воды в энергетическом масле [63];

– концентрации водорода в системе маслоснабжения турбогенератора ПТУ [91];

– расчетная температура в зоне термического дефекта в маслonaполненном электрическом оборудовании, определяемая по формуле [90]:

$$t_p = 320 \lg \left[\frac{X(C_2H_4)}{X(C_2H_6)} \right] + 530 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (1.2)$$

где $X(C_2H_4)$ и $X(C_2H_6)$ – концентрации растворенных газов C_2H_4 и C_2H_6 в энергетическом масле в маслonaполненном электрическом оборудовании.

В работе [92] В.В. Бузаев и др. отметили, что все указанные диагностические показатели используются в различных диагностических моделях для диагностирования маслonaполненного электрического оборудования на основе результатов газохроматографического определения концентраций диагностических газов.

1.5. Методы хроматографического определения содержания продуктов деградации в минеральных энергетических маслах

Методы газохроматографических определений содержания растворенных газов и ионола в энергетическом масле основаны на применении процедур экстракции анализируемого компонента из энергетического масла соответствующим экстрагентом и газохроматографическом анализе полученного экстракта с использованием метода абсолютного градуирования газового хроматографа. Расчетная формула имеет вид [64]:

$$C_{эм} = \frac{S_k}{K_{гр}} \left(K_p \frac{V_э}{V_{эм}} \right) = C_{экстр} \left(K_p \frac{V_э}{V_{эм}} \right), \quad (1.3)$$

где $C_{эм}$ – концентрация определяемого компонента в анализируемом энергетическом масле;

$C_{экстр}$ – концентрация определяемого компонента в анализируемом экстракте (газообразном; жидком) над поверхностью энергетического масла;

S_k – площадь газохроматографического пика для определяемого компонента;

$K_{гр}$ – градуировочный коэффициент, определяемый при градуировании газового хроматографа;

$V_{эм}$ и $V_э$ – объем анализируемого энергетического масла и экстрагента (газообразного, жидкого);

K_p – коэффициент распределения для определяемого компонента в равновесной экстракционной системе «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент» (для газов H_2 , O_2 , N_2 вместо K_p допускается использование соответствующего коэффициента растворимости Оствальда B_i [64]).

Относительную погрешность $\delta C_{эм}$ расчета концентрации компонента в энергетическом масле с использованием уравнения однократной жидкостной экстракции и вычисленного значения коэффициента распределения для растворенного ком-

понента K_p для конкретного анализируемого энергетического масла, можно оценить по предложенной в работе [93] формуле:

$$\delta C_{\text{эм}} = \delta C_{\text{экстр}} + \delta K_p \left(\frac{K_p}{K_p + \frac{V_3}{V_{\text{эм}}}} \right), \quad (1.4)$$

где $\delta C_{\text{экстр}}$ – относительная погрешность расчета концентрации компонента в газообразном (жидком) экстракте, определяемая по методике, приведенной в работах [17, 93] при градуировании хроматографа методом абсолютного градуирования с использованием градуировочных растворов компонента в газообразном (жидком) экстракте;

δK_p – относительная погрешность расчета коэффициента распределения K_p для анализируемого компонента в энергетическом масле.

Коэффициенты распределения K_p для растворенных диагностических газов определяют методом газовой хроматографии путем последовательной двукратной экстракции растворенного газа из энергетического масла одинаковыми объемами чистого газообразного экстрагента и применением расчетной формулы [64, 93]:

$$K_p = \frac{S_1}{S_2 - S_1} \cdot \frac{V_3}{V_{\text{эм}}}, \quad (1.5)$$

где S_1 , S_2 – площади газохроматографических пиков для компонента после первой и второй его экстракции, соответственно.

Относительная погрешность определения коэффициента распределения K_p для анализируемого растворенного компонента в энергетическом масле может быть оценена по формуле, приведенной в работе [93]:

$$K_p = (\delta S_1 + \delta S_2) \left(\frac{K_p V_3}{V_{\text{эм}}} + 1 \right), \quad (1.6)$$

где δS_1 , δS_2 – относительные погрешности определения

площадей хроматографических пиков для компонента после первой и второй его экстракции, соответственно.

Контроль содержания растворенных газов в энергетических маслах. В работах [64, 94, 95] приведены значения коэффициентов Оствальда B_i и коэффициенты распределения K_{TM} для растворенных в энергетических маслах газов H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO , CO_2 , C_3H_6 , C_3H_8 в стандартных условиях. В работах [96 – 99] авторы S. Ferreto, K. Torkos, Y. Leblanc, M. Duval, J. Hubert и др. изложили методы газовой хроматографии для определения содержания этих газов в энергетических маслах двумя вариантами – вариантом равновесного распределения анализируемых газов между пробой, например, трансформаторного масла и газообразным экстрагентом или термо-вакуумного выделения анализируемых газов из пробы трансформаторного масла. Приведенные в работе [64] значения коэффициентов распределения для растворенных газов C_3H_6 , C_3H_8 отличаются от приведенных значений в работе [97] авторами Б.В. Иоффе, М.И. Косткиной и А.Г. Виттенбергом, например для растворенных газов: $B_i(C_2H_6)=2,40$ и $K_{TM}(C_2H_6)=2,89$ по [64] и $K_{TM}(C_2H_6)=2,48$ по [100]; $B_i(C_3H_6)=12,5$ по [64] и $K_{TM}(C_3H_6)=8,12$ по [100]; $B_i(C_3H_8)=19,46$ по [64] и $K_{TM}(C_3H_8)=8,76$ по [99].

В табл. 1.7 приведены коэффициенты Оствальда и коэффициенты распределения для растворенных газов в энергетических маслах (значения K_{TM}^* взяты из работы [100]).

Таблица 1.7

Коэффициенты Оствальда и коэффициенты распределения для растворенных газов в энергетических маслах

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	C_3H_6	C_3H_8	C_4H_8	CO	CO_2
B_i	0,05	0,43	2,40	1,70	1,20	12,5	19,46	33,0	0,12	1,08
$K_{из}$	0,06	0,45	2,89	1,82	1,21	–	–	–	0,16	1,17
K_{TM}^*	0,05	0,39	2,48	1,54	1,16	8,12	8,76	–	–	–

Исходя из данных табл. 1.7 предполагается, что экспериментальное определение значений коэффициентов распреде-

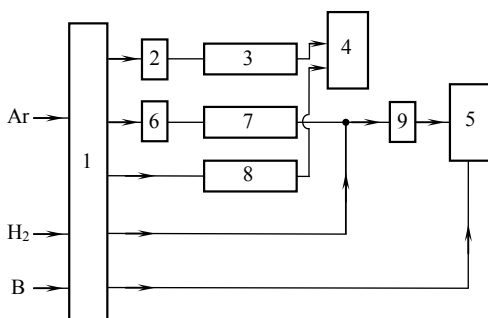


Рис. 1.11. Функциональная схема газового хроматографа для определения содержания растворенных газов в энергетическом масле:

1 – блок подготовки газов; 2, 6 – газовые краны-дозаторы; 3 – газохроматографическая колонка для анализа H_2 , O_2 , N_2 ; 4 – ДТП; 5 – ПИД; 7 – газохроматографическая колонка для анализа CO , CH_4 , CO_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_2 ; 8 – колонка сравнения ДТП; 9 – метанатор; Ar , H_2 , V – вход Ar , H_2 , воздуха, соответственно

ления для растворенных в энергетических маслах диагностических газов C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент» имеет практическое значение для реализации метода газохроматографического определения концентраций этих газов в современных ЭМ.

В работе [64] приведена функциональная схема газового хроматографа для определения содержания в энергетических

маслах растворенных газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 (рис. 1.11). Расчет концентраций растворенных газов в энергетических маслах выполняют по формуле (1.3).

Авторы работ [85, 101 – 104] отмечают, что при газохроматографическом определении содержания газов в энергетических маслах, разделение газохроматографических пиков диагностических газов C_3H_6 и C_3H_8 может быть выполнено в интервале температур 40...190 °С с использованием газохроматографической колонки, заполненной сорбентом «Porapak N», рекомендуемом в нормативном документе [64].

Вместе с тем в работе [105] К.А. Гольберт указал на невозможность разделение газохроматографических пиков газов C_3H_6 и C_3H_8 при температуре 30 °С с использованием газохроматографической колонки, заполненной этим же сорбентом, что связано с одинаковым временем выходов газохроматографических пиков этих газов. Повышение же температуры до значения 190 °С не приведет к разделению этих хроматогра-

фических пиков, что соответствует выводам, приведенным в работе [106] авторами В. Харрисом и Г. Хэбгудом. Если продолжительность газохроматографического анализа трансформаторного масла меньше, чем время удерживания газохроматографических пиков газов C_3H_6 и C_3H_8 , то может произойти искажение результатов последующих анализов трансформаторного масла, выполненных после первого анализа, например, при определении содержания диагностического газа C_2H_2 , что связано с наложением газохроматографических пиков газов C_3H_6 и C_3H_8 на газохроматографический пик газа C_2H_2 .

В технической документации [107] приведены газовая структурная схема газового хроматографа с метанатором для определения содержания растворенных газов в трансформаторных маслах, и принцип его действия (рис. 1.12).

Основные технические характеристики хроматографа приведены в табл. 1.8.

Таблица 1.8

Основные технические характеристики хроматографа

Наименование параметра	Значение
1. Предел детектирования: – ДТП по водороду; – ПИД по метану, этану, этилену; – ПИД по ацетилену; – ПИД по оксиду и диоксиду углерода	$5 \cdot 10^{-4}$ % об. $1 \cdot 10^{-4}$ % об. $5 \cdot 10^{-5}$ % об. $2 \cdot 10^{-3}$ % об.
2. Относительное СКО выходного сигнала в зависимости от диапазона концентраций компонентов в % об. (высота, площадь, время удерживания), %, не более: – до 0,0001; – от 0,0001 до 0,01; – от 0,1 до 1,0; – от 1,0 до 10	10 4 2 1
3. Рекомендуемые температуры: – колонок – изотерма; – детекторов; – метанатора	от 35 до 50 °С 200 °С 300 °С
4. Рекомендуемые расходы газовых потоков: – воздух; – водород; – газ-носитель	300 мл/мин 30 мл/мин 15...30 мл/мин

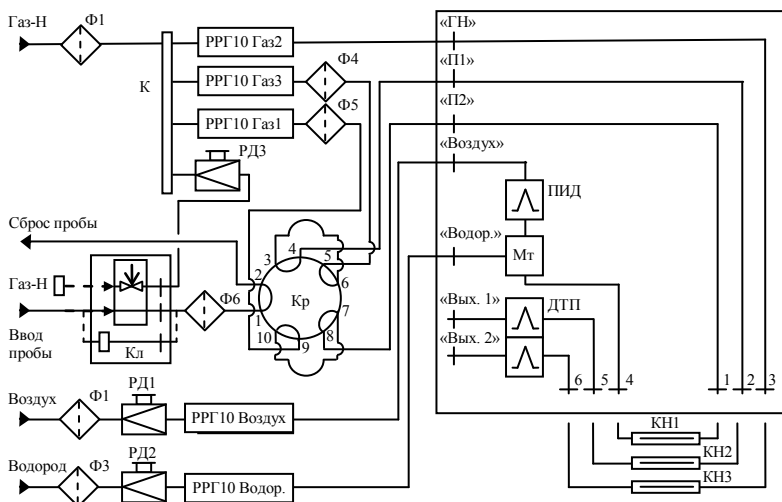


Рис. 1.12. Схема газовая структурная газового хроматографа с метанатором для определения содержания растворенных газов в трансформаторных маслах: К – коллектор; Кл – клапан; Кр – газовый кран-дозатор; РД1, РД2, РД3 – регуляторы давления газовых потоков; РРГ10 – регуляторы расходов газов; Ф1, Ф2, Ф3 – фильтры очистки газовых потоков; М – модуль; ПИД – пламенно-ионизационный детектор; ДТП – детектор по теплопроводности; Мт– метанатор

С помощью этого хроматографа возможно определение в трансформаторных маслах содержания растворенных газов C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , CO_2 , CO , O_2 , N_2 в пробах трансформаторных масел, отобранных из маслонеполненного электрического оборудования.

В работе [108] термином «общее газосодержание» обозначается содержание в трансформаторном масле растворенных газов, определяемое в основном количеством растворенного воздуха. Растворимость воздуха в трансформаторном масле довольно велика. Так, при температуре $25\text{ }^\circ\text{C}$ объемная доля воздуха в трансформаторном масле составляет 10...12 %. Присутствие в трансформаторном масле растворенного воздуха вблизи насыщающего значения может привести к опасному ухудшению электрической изоляции трансформатора и при определенных условиях – к выходу его из строя. Кроме того,

присутствие кислорода в ТМ увеличивает динамику процессов старения как самого трансформаторного масла, так и твердой электрической изоляции трансформаторов. Вследствие этого перед заливкой в герметичный трансформатор производят дегазацию ТМ до нормированного значения. Для определения общего газосодержания в ТМ применяется прибор «Иркут», имеющий цифровую индикацию показаний газосодержания ТМ.

В работе [108] приведены структурная схема прибора «Иркут» для определения общего газосодержания в ТМ и принцип его действия (рис. 1.13).

Принцип действия прибора основан на извлечении растворенных газов и водяных паров из дозы масла потоком сухого газа-носителя (гелия), удалении водяных паров кулонометрическим осушителем и определении объемной доли газов с помощью термокондуктометрической ячейки (ТКЯ).

Газ-носитель (гелий) с постоянным расходом, поддерживаемым стабилизатором расхода газа 1, подается на два противоположных (сравнительных) плеча термостатированной ТКЯ 2. ТКЯ содержит включенные в мостовую схему четыре одинаковых терморезистора, из которых два противоположных расположены в сравнительных камерах, а два других – в рабочих камерах. В исходном состоянии (до проведения анализа) мост сбалансирован. После прохождения через сравнительные камеры ТКЯ газ-носитель попадает в десорбционную колонку 3. В режиме анализа в колонку с помощью шприц-дозатора 6 вводится доза анализируемого трансформаторного масла объемом 2 мл.

Конструкция десорбционной колонки, которая является барботажным абсорбером, обеспечивает полноту извлечения

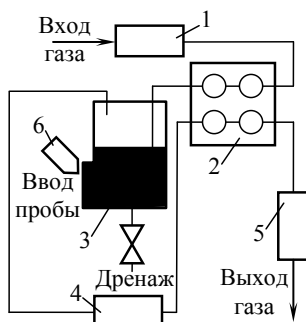


Рис. 1.13. Структурная схема прибора «Иркут» для определения общего газосодержания в ТМ:

- 1 – стабилизатор расхода газа-носителя; 2 – ТКЯ;
- 3 – десорбционная колонка; 4 – кулонометрический осушитель; 5 – ротаметр;
- 6 – шприц-дозатор

воздуха из трансформаторного масла за время анализа (3 мин). Одновременно с воздухом из трансформаторного масла извлекается вода. Для исключения ее влияния на результаты анализа газ-носитель вместе с извлеченными из трансформаторного масла воздухом и водой проходит через обесточенный кулонометрический осушитель 4, в котором вода поглощается. Расход газ-носителя контролируется ротаметром 5. Осушенный газ-носитель с воздухом проходит через два других противоположных (рабочих) плеча ТКЯ. Присутствие воздуха в гелии приводит к разбалансу мостовой электрической схемы за счет изменения теплопроводности газовой смеси. Сигнал напряжения постоянного тока, пропорциональный концентрации воздуха в гелии, фиксируется в каждый момент времени анализа, суммируется, обрабатывается и представляется на цифровом табло в процентах объемной доли газов в трансформаторном масле (общее газосодержание). После выполнения измерения трансформаторное масло сливается через штуцер «Дренаж». По окончании анализа на кулонометрический осушитель 4 подается электрическое напряжение, под действием которого происходит электролитическое разложение поглощенной воды на водород и кислород, которые удаляются потоком газа-носителя. Таким образом, после каждого анализа происходит автоматическая регенерация осушителя, и тем самым осуществляется его подготовка к следующему анализу трансформаторного масла. Результат измерения считывается с цифрового индикатора через 3 мин после введения пробы трансформаторного масла. Достаточными требованиями для получения достоверных результатов и хорошей повторяемости являются: полное удаление из прибора трансформаторного масла от предыдущего анализа и тщательная подготовка вводимой в прибор пробы трансформаторного масла для обеспечения отсутствия пузырьков нерастворенного воздуха в шприце и в его игле. Особенности этого метода являются: диапазон измерений объемной доли воздуха в энергетическом масле 0,1...12 % об.; основная абсолютная погрешность $\pm 0,1$ % для области измерений от 0,1 до 1,0 % об. воздуха и $\pm 0,5$ % для области измерений от 1,0 до 12 % об. воздуха; газ-носитель гелий при расходе ($50^{\pm 1}$) см³/мин.

Контроль содержания ионола в энергетических маслах. В работах [63, 109 – 115] приведены широко применяемые методы газовой хроматографии для определения содержания ионола в энергетических маслах с учетом значений показателя «кислотное число» (КЧ) для энергетического масла и с использованием предварительной жидкостной экстракции ионола из энергетического масла с последующим газохроматографическим анализом полученного экстракта. При этом использование метода добавки твердого ионола в энергетическое масло не позволяет визуально установить факт достижения полного растворения твердого ионола в сильно окрашенном энергетическом масле, а также анализировать энергетическое масло при значении КЧ, равном или более 0,1 мг КОН на 1 г энергетического масла [63], так как продукты окисления в энергетическом масле вступают в химическое взаимодействие с добавляемым к этому маслу твердым ионолом [116], что снижает точность результата газохроматографического анализа.

В работе [117] Н.Ю. Смоленская и др. привели описание функциональной схемы газового хроматографа для определения содержания ионола в энергетическом масле (рис. 1.14). Ионол из пробы трансформаторного масла экстрагируют жидким экстрагентом – этанолом или ацетонитрилом. Полученный экстракт вводят в насадочный испаритель хроматографа. Градуирование хроматографа выполняют методом абсолютного градуирования.

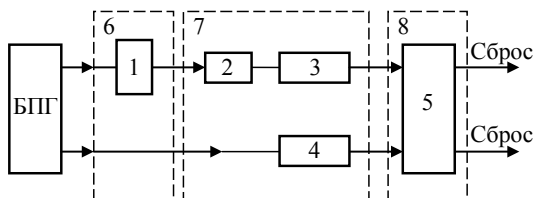


Рис. 1.14. Функциональная схема газового хроматографа для определения содержания ионола в энергетическом масле: БПГ – блок подготовки газов хроматографа; 1 – испаритель; 2 – предколонка; 3 – газохроматографическая колонка; 4 – сравнительная колонка; 5 – ДТП; 6, 7, 8 – термостаты испарителя, колонок, ДТП

В работе [115] Е.В. Мосева и др. отметили, что градуировочные смеси, приготовленные на основе различных анали-

зируемых трансформаторных масел, имеют отличающиеся друг от друга градуировочные коэффициенты и что эти отличия связаны с различиями в значениях коэффициентов распределения K_i для ионола в системе «трансформаторное масло – ионол – жидкий экстрагент» и, соответственно, со степенями извлечения ионола из градуировочных смесей и анализируемых трансформаторных масел. В связи с этим методика газохроматографического анализа, приведенная в работе [63], может быть использована в случае, если физико-химические свойства градуировочных смесей ионола в трансформаторном масле, связанные с восприимчивостью к ионулу (выражающаяся в близости значений коэффициентов распределения K_i для ионола в системе «трансформаторное масло – ионол – жидкий экстрагент»), близки к соответствующим свойствам для анализируемых трансформаторных масел.

В работе [93] А.Г. Витенберг и Б.В. Иоффе отмечают, что зависимость коэффициентов распределения K от абсолютной температуры T для идеальных растворов имеет вид:

$$\ln K = \frac{A_i}{RT} - D_i, \quad (1.7)$$

где R – газовая постоянная;
 A_i и D_i – коэффициенты.

При этом член $A_i = \mu_i^{\text{пар}} - \mu_i^*$ учитывает разность стандартных значений химических потенциалов i -го компонента в равновесной системе «пар жидкости – жидкость», а член D_i – коэффициенты активности i -го компонента. В узких интервалах температур в диапазоне 20...30 °С, значения A_i и D_i изменяются незначительно [93]. Вместе с тем изучение изменений значений A_i и D_i в интервалах температур, близких к интервалам температур плавления твердого i -го компонента, например ионола в данном энергетическом масле, при его экстракции жидкими экстрагентами, например этанолом, при температуре, близкой к температуре испарения чистого жидкого экстрагента, представляет практический интерес, так как при этих условиях степень экстракции $R_i^?$ для i -го компонента жидким экстрагентом должна увеличиваться.

В связи с этим экспериментальное определение значений коэффициентов распределения для ионола в широком диапазоне температур его экстракции жидкими экстрагентами, а также разработка соответствующей методики количественного определения содержания ионола в энергетическом масле методом газовой хроматографии имеют практическое значение.

В технической документации [118] приведена газовая структурная схема газового хроматографа с метанатором для определения содержания растворенных газов и антиокислительной присадки «Ионол» в трансформаторных маслах, и принцип его действия (рис. 1.15).

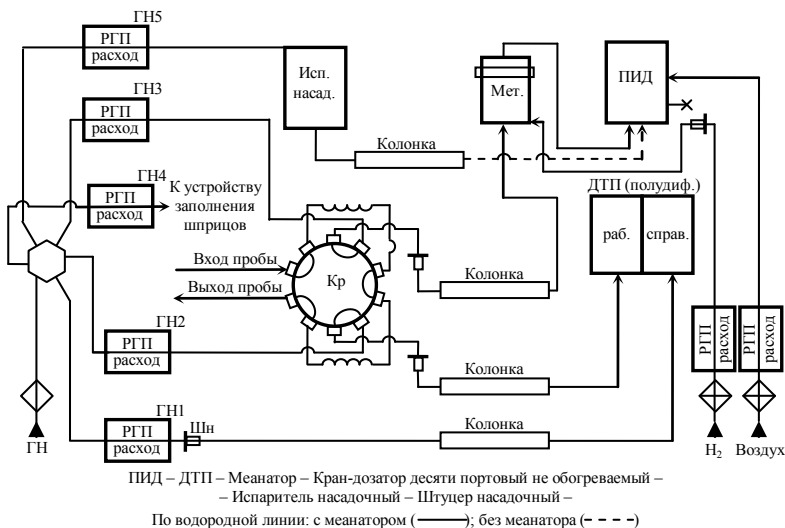


Рис. 1.15. Газовая структурная схема газового хроматографа с метанатором для определения содержания растворенных газов и антиокислительной присадки «Ионол» в трансформаторных маслах: РГП – регуляторы газовых потоков; ГН – вход потока газа-носителя; Н₂ – вход потока водорода; Воздух – вход потока воздуха; Мет. – метанатор; ПИД – пламенно-ионизационный детектор; ДТП – детектор по теплопроводности; Исп. насад. – насадочный испаритель для ввода жидкой пробы; Колонка – хроматографические колонки; Шн – разъемы; Кр – кран дозатор для ввода газообразной пробы

С помощью этого хроматографа возможно определение в трансформаторных маслах содержания растворенных газов С₂Н₆,

C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , CO_2 , CO , O_2 , N_2 , а так же антиокислительной присадки «ионол» в пробах трансформаторных масел, отобранных из маслonaполненного электрического оборудования.

Контроль содержания воды в энергетическом масле.

Влагосодержание проб трансформаторных масел из маслonaполненного электрического оборудования в настоящее время определяют физическими, химическими методами и методами газовой хроматографии [114, 119 – 126].

В работе [125] приведена одна из применяемых структурных схем газового хроматографа для определения содержания воды в энергетическом масле, аналогичная приведенной схеме на рис. 1.14 и отличающаяся применением соответствующих газохроматографических колонок. Измерения проводят с применением газового хроматографа с ДТП и гелия – в качестве газа-носителя. Газохроматографическая колонка заполнена жидкой фазой «ПЭГА» на твердом сорбенте «Полисorb-1». Температура испарителя от 250 до 300 °С, термостата колонок от 100 до 120 °С, термостата ДТП от 120 до 150 °С. Объем анализируемой вводимой пробы энергетического масла в испаритель от 25 до 100 мкл. Общий суммарный объем вводимого в испаритель хроматографа анализируемого энергетического масла – не более 0,6 мл, после чего газохроматографическая колонка подлежит регенерации. Метод позволяет определять сумму молекулярно-растворенной и связанной воды в энергетическом масле в отсутствие свободной воды, например в виде отдельных капель или эмульсии. Необходимость периодической регенерации газохроматографических колонок или их замены усложняет и удорожает процесс выполнение измерений.

В работе [127] приведена структурная схема влагомера трансформаторного масла ВТМ-МК (рис. 1.16).

Работа влагомера основана на извлечении влаги сухим газом-носителем из находящейся в десорбционной колонке точно дозированной пробы трансформаторного масла и последующем электролизе ее в кулонометрическом чувствительном элементе. При этом происходит перенос всей влаги из жидкости в газ-носитель. Газ-носитель с извлеченной влагой непрерывно подае-

тся в кулонометрическую ячейку, где влага поглощается гигроскопической пленкой P_2O_5 и подвергается электролизу.

Количество электричества, затраченное на электролиз, является мерой содержания влаги в трансформаторном масле. Работа влагомера происходит следующим образом. Проба анализируемого трансформаторного масла при помощи шприца дозатора 1 вводится в десорбционную колонку 3. Газ-носитель, пройдя кулонометрический осушитель 2, поступает в десорбционную колонку. Напряжение, пропорциональное току электролиза, снимается с делителя

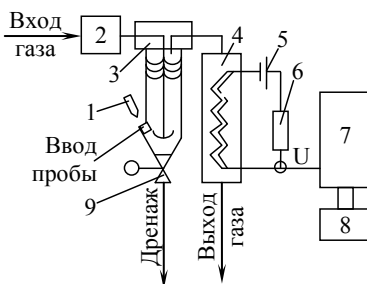


Рис. 1.16. Влагомер трансформаторного масла ВТМ-МК:

- 1 – шприц-дозатор; 2 – осушитель;
- 3 – колонка десорбционная;
- 4 – чувствительный элемент с покрытием на основе P_2O_5 ;
- 5 – источник электрического питания;
- 6 – делитель напряжения;
- 7 – микроконтроллер;
- 8 – индикаторное устройство;
- 9 – клапан

напряжения 6 и подается на один из аналоговых входов микроконтроллера 7. Напряжение U интегрируется микроконтроллером во времени, преобразуется в цифровой код, который поступает на индикаторное устройство 8. Показание цифрового табло соответствует массовой доле влаги анализируемого трансформаторного масла (ppm). После окончания цикла измерения (цикл равен примерно 15 мин) с помощью клапана 9 производится слив трансформаторного масла из десорбционной колонки 3. Затем, после продувки газом газогидравлического тракта влагомера, вводят новую пробу трансформаторного масла, и цикл повторяется. Особенности этого метода являются: в качестве газа-носителя могут быть использованы воздух, азот, аргон, гелий; диапазон измеряемой массовой доли воды от 0 до 50 млн^{-1} ; диапазон показаний массовой доли воды от 0 до 100 млн^{-1} ; пределы допускаемой абсолютной погрешности равны $\pm 2,5 \text{ млн}^{-1}$; объем дозы анализируемой пробы энергетического масла равен $(2,0^{+0,1}) \text{ см}^3$; расход газа-носителя $(100^{\pm 10}) \text{ см}^3/\text{мин}$.

Авторы монографии предполагают, что для окисленного эксплуатационного трансформаторного масла, содержащего органические кислоты, последние так же будут извлекаться потоком газа-носителя и далее подвергаться электролизу в кулонометрической ячейке, что приведет к получению неконтролируемых и завышенных результатов измерения влагосодержания пробы трансформаторного масла.

В работе [128] приведена структурная схема газового хроматографа для определения содержания воды в трансформаторном масле (рис. 1.17).

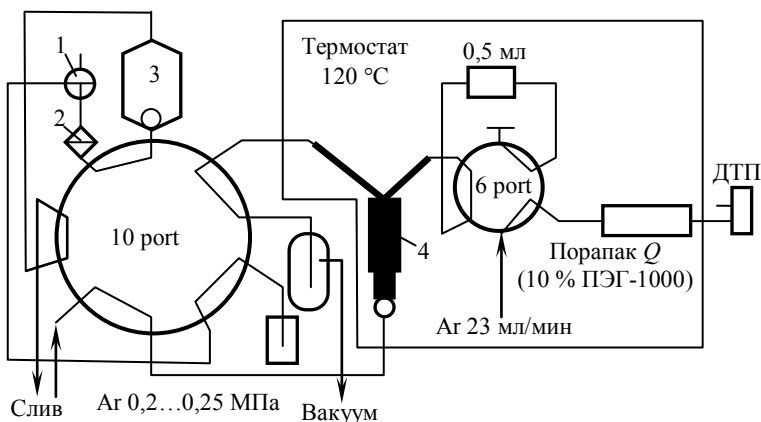


Рис. 1.17. Схема газового хроматографа для анализа трансформаторного масла на содержание воды: 1 – трехходовой кран для установки шприца с пробой энергетического масла; 2 – фильтр; 3 – мерная ёмкость; 4 – устройство для термо-вакуумного извлечения газов и воды из пробы энергетического масла

При этом в газовом хроматографе с ДТГ применяется газохроматографическая колонка с сорбентом «Порапак Q» с нанесенной на него жидкой фазой (10 % масс.) марки ПЭГ-1000, и все газовые коммуникации, по которым следует пар воды, располагаются в зоне повышенной температуры. Время выхода симметричного хроматографического пика воды 3...3,5 мин, цикл анализа – 6 мин. Минимально определяемая концентрация воды в пробе трансформаторного масла

0,2 мг/кг. Повторяемость (сходимость) результата составляет 4 %. Градуировка производится по искусственно приготовленному раствору воды в минеральном масле. И поскольку приняты меры для интенсивного массообмена и линеаризации изотермы влагосодержания при 120 °С, возможно определение содержания общей воды (растворенной и связанной) при использовании постоянного градуировочного коэффициента во всём диапазоне концентрации воды.

Необходимость периодической регенерации газохроматографической колонок или ее замены усложняет и удорожает процесс выполнения измерений.

В связи с этим требуется разработка менее сложной методики определения содержания воды в энергетических маслах методом газовой хроматографии.

1.6. Методы исследования теплофизических свойств минеральных энергетических масел

В работах [129, 130] приведены усредненные значения теплоемкости, вязкости, плотности, теплопроводности для устаревших и снятых с производства и эксплуатации марок трансформаторных и турбинных масел в зависимости от температуры до 100 °С.

В работе [131] приведены усредненные значения теплоемкости и плотности применительно к современным трансформаторным маслам в зависимости от температуры в диапазоне температур от 10 до 90 °С без учета особенностей конкретных марок трансформаторных масел (табл. 1.9).

В работах [132, 133] приведены значения вязкости и плотности трансформаторных масел ГК, Т-1500, Т-750, ТКп, Nytro 11GX, Nytro 10GX и турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с только при температурах –30, 15, 20, 40 и 50 °С.

В работе [134] Г.И. Фукс привел схему экспериментальной установки для исследования теплофизических свойств энергетических масел, в том числе для исследования вязкости

жидких нефтепродуктов в интервале температур 0...100 °С при точности термостатирования $\pm 0,1$ °С. Установка включает в себя следующие основные узлы: сосуды Дьюара, металлический змеевик и цилиндр для жидкого воздуха, вакуумные сифоны, указатель уровня, нагревательные спирали, регуляторы давления и температуры, электромотор, измерительную ячейку. Эта установка отличается сложностью конструкции и длительностью выполнения измерений при исследованиях.

Таблица 1.9

Усредненные значения плотностей и теплоемкостей минеральных трансформаторных масел в зависимости от температуры*

$t, ^\circ\text{C}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$C, \text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$	$t, ^\circ\text{C}$	$\rho, \text{кг/м}^3$	$C, \text{Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$
0	898,5	1566	50	866,7	1867
5	895,5	1596	55	863,5	1897
10	892,1	1626	60	860,3	1928
15	889,0	1656	65	857,1	1958
20	885,8	1686	70	854,0	1988
25	882,6	1717	75	850,8	2018
30	879,4	1747	80	847,6	2048
35	876,2	1777	85	844,4	2078
40	873,0	1807	90	841,2	2108
45	869,9	1837	–	–	–

* t, ρ, C – температура, плотность и теплоемкость трансформаторного масла, соответственно

В работах [135, 136] В.П. Железный и др. привели схемы экспериментальных установок для исследования теплофизических свойств энергетических масел в широких диапазонах температур и давлений паров энергетических масел, которые были взяты авторами монографии за основу при усовершенствовании экспериментальной установки для исследования зависимости кинематической вязкости и плотности энергетических масел от температуры.

В табл. 1.10 приведены известные значения кинематической вязкости и плотности исследуемых в данной работе трансформаторных и турбинных минеральных масел [63, 132, 133].

Таблица 1.10

Показатели кинематической вязкости и плотности для исследуемых энергетических масел

ЭМ	Вязкость	Плотность	Источник
ГК	9 мм ² /с при $t = 50$ °С; 1200 мм ² /с при $t = -30$ °С	0,8984 кг/дм ³ при $t = 15$ °С	[63]
T-1500	8 мм ² /с при $t = 50$ °С; 1600 мм ² /с при $t = -30$ °С	0,885 кг/дм ³ при $t = 20$ °С	
T-750	8 мм ² /с при $t = 50$ °С; 1600 мм ² /с при $t = -30$ °С	0,895 кг/дм ³ при $t = 20$ °С	
ТКп	9 мм ² /с при $t = 50$ °С; 1500 мм ² /с при $t = -30$ °С	0,895 кг/дм ³ при $t = 20$ °С	
Nyro 11GX	11 мм ² /с при $t = 40$ °С; 1800 мм ² /с при $t = -30$ °С	0,892 кг/дм ³ при $t = 20$ °С	[131]
Nyro 10GX	8 мм ² /с при $t = 40$ °С; 800 мм ² /с при $t = -30$ °С	0,888 кг/дм ³ при $t = 20$ °С	
АЗМОЛ Тп-22с	28,8...35,2 мм ² /с при $t = 40$ °С	0,900 кг/дм ³ при $t = 20$ °С	[133]
Тп-22с марка I			

Для выполнения идентификации энергетических масел и теплотехнических расчетов маслonaполненного энергетического оборудования данных, приведенных в работах [63, 129–133], в табл. 1.5 – 1.10 недостаточно.

1.7. Выводы по разделу 1

На основании результатов обзора публикаций, посвященным исследованию состояния и проблем современных методов и средств контроля свойств минеральных энергетических масел и содержания продуктов их деградации для обеспечения надежности при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей: определены вопросы, касающиеся обеспечения надлежащего уровня надежности при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования, и которые далее изложены в настоящей монографии; при изложе-

нии результатов теоретических и экспериментальных исследований определены актуальность рассматриваемых тем, цели и задачи исследований, объекты и предметы исследований, методы исследований.

Цель и задачи исследования. Целью исследования является повышение достоверности определения диагностических показателей для маслонаполненного электрического оборудования путем усовершенствования методов газохроматографического определения содержания диагностических газов, ионола и воды в минеральных энергетических маслах при оценивании их теплофизических свойств.

Поставленная цель достигается решением следующих задач:

– усовершенствованием методики расчета концентраций диагностических компонентов в энергетических маслах и процедур их экстракции из энергетических масел;

– разработкой экспериментальной установки для исследований вязкости и плотности энергетических масел и газохроматографических измерений в пробах энергетических масел концентраций диагностических газов, ионола и воды при воздействии на эти пробы температур и ультразвуковых колебаний;

– исследованием характера влияния концентраций растворенных в энергетических маслах газов C_3H_8 и C_3H_6 на достоверность газохроматографического определения концентрации диагностического газа C_2H_2 при различных температурах эксплуатации газохроматографической колонки хроматографа;

– исследованием характера влияния ультразвуковых колебаний на кинетику образования диагностических газов в энергетическом масле и на значения коэффициентов распределения в системах «энергетическое масло – растворенный диагностический газ – газообразный экстрагент» для трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX;

– исследованием коэффициентов распределения для растворенных диагностических газов в системе «турбинное масло АЗМОЛ Тп-22 – растворенный газ – газообразный экстрагент»;

– исследованием характера влияния температуры на растворимость водорода и на значения коэффициентов распределения в системе «турбинное масло АЗМОЛ Тп-22с – растворенный водород – газообразный экстрагент»;

– исследованием характера влияния температуры на экстракцию ионола из трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX и из турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с этанолом, изопропанолом, а так же на значения коэффициентов распределения для ионола в системах «энергетическое масло – ионол – экстрагент»;

– исследованием характера влияния температуры на показатели кинематической вязкости, плотности, теплоемкости, теплопроводности, энтальпии, коэффициентов объемного расширения турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с и трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX;

– формулированием рекомендаций для выбора оптимальной структурной схемы газового хроматографа и оптимальных методик газохроматографического определения содержания диагностических газов, ионола и воды из одной пробы энергетического масла.

Объект исследования: минеральные трансформаторные масла ГК, Т-1500, ТКп, Т-750, Nytro 10GX, Nytro 11GX и турбинные масла АЗМОЛ Тп-22с и Тп-22с (марка 1).

Предмет исследования: методы газохроматографического определения содержания диагностических газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , ионола и воды в минеральных энергетических маслах разных марок и в их смесях.

Методы исследования: методы математического описания экстракционных равновесий; моделирование экстракционных равновесий; методы газохроматографического определения коэффициентов распределения в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент» и содержания в энергетическом масле газов, ионола и воды; кулонометрический метод определения воды в энергетических маслах; методы определения вязкости и плотности энергетических масел; расчетные методы определения теплоёмкости, те-

плопроводности, энтальпии, температурных коэффициентов расширения энергетических масел и теплоты растворения водорода в энергетических маслах; статистические методы математической обработки результатов измерений.

Исследование функционирования некоторых элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей достигается решением следующих задач:

- усовершенствованием основных положений о порядке мониторинга технического состояния и организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

- усовершенствованием основных положений о системе противоаварийного обеспечения эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

- усовершенствованием основных положений о функционировании сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел;

- усовершенствованием основных положений о руководстве по качеству химической лаборатории сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел;

- усовершенствованием основных положений о диагностировании маслонаполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в энергетических маслах;

- усовершенствованием основных положений о организации маслохозяйства как элемента функционирования системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

- оценением перспективы применения деаэрированного турбинного масла для обеспечения надежности эксплуатации главного циркуляционного насоса реакторного отделения блока ВВЭР-1000;

– оцениванием перспектив использования современных нормативных документов для метрологического обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

– усовершенствованием процедуры оценивания технико-экономических показателей при недоотпуске электрической энергии потребителям вследствие технологических нарушений при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.

РАЗДЕЛ 2

Выбор направления исследований. Общие методы и методики выполнения исследований минеральных энергетических масел

2.1. Разработанные математические описания процессов экстракционных равновесий в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент»

2.1.1. Математическое описание процессов экстракционных равновесий в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент»

Разработанное математическое описание изотермического экстракционного равновесия при газохроматографическом определении содержания анализируемого компонента в энергетическом масле с применением метода анализа равновесной газообразной или жидкой фазы, а также значений коэффициента распределения для определяемого компонента в общем виде представлено уравнением материального баланса:

$$C_{M,1}V_M + C_{B,1}V_B + C_{Э,1}V_Э = C_{M,2}V_M + C_{B,2}V_B + C_{Э,2}V_Э, \quad (2.1)$$

где V_M , $V_Э$, V_B – объем пробы энергетического масла, экстрагента (газообразного, жидкого), свободной воды в энергетическом масле, соответственно;

$C_{M,1}$ – концентрация анализируемого компонента в энергетическом масле до выполнения экстракции;

$C_{B,1}$ и $C_{3,1}$ – концентрация анализируемого компонента в свободной воде и в экстрагенте до выполнения экстракции;

$C_{M,2}$ и $C_{B,2}$ – концентрация анализируемого компонента в энергетическом масле и в свободной воде после выполнения экстракции;

$C_{3,2}$ – концентрация анализируемого компонента в экстракте после выполнения экстракции;

$$K_{M-3} = \frac{C_M}{C_3} = \text{const}, \quad K_{M-B} = \frac{C_M}{C_B} = \text{const}, \quad K_{B-3} = \frac{C_B}{C_3} = \text{const};$$

K_{M-3} – коэффициент распределения для анализируемого компонента в системе «энергетическое масло – растворенный анализируемый компонент – экстрагент»;

K_{M-B} – коэффициент распределения для анализируемого компонента в системе «энергетическое масло – растворенный анализируемый компонент – свободная вода»;

K_{B-3} – коэффициент распределения для анализируемого компонента в системе «свободная вода – растворенный анализируемый компонент – экстрагент»;

C_M, C_B, C_3 – концентрация анализируемого компонента в энергетическом масле, свободной воде, экстрагенте соответственно.

При этом для энергетического масла, не содержащего свободную воду, значения: $C_{B,1}=C_{B,2}=C_{B,3}=0, V_B=0$.

При газохроматографическом определении концентрации C_0 растворенного компонента в энергетическом масле была использована формула для расчета процесса однократной изотермической экстракции растворенного компонента из энергетического масла, не содержащего свободную воду, экстрагентом:

$$C_0 = \frac{S_k}{K_{гр}} \left(K_p + \frac{V_3}{V_M} \right), \quad (2.2)$$

где S_k – площадь газохроматографического пика для компонента;
 $K_{гр}$ – градуировочный коэффициент для газового хроматографа;

V_M и V_3 – объем пробы энергетического масла и экстрагента;
 K_p – коэффициент распределения для компонента в системе
«энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент».

2.1.2. Определение коэффициента распределения для растворенного газа в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент»

Коэффициенты распределения K_r для растворенных газов могут быть определены путем последовательной двукратной изотермической экстракции исследуемого растворенного газа из пробы энергетического масла, не содержащей свободной воды, одинаковыми объемами чистого газообразного экстрагента (аргона, воздуха) с последующим газохроматографическим определением содержания исследуемого газа в полученных газообразных экстрактах и расчетом значения K_r по формуле [64, 93]:

$$K_r = \frac{S_1}{S_2 - S_1} \cdot \frac{V_{3,r}}{V_M}, \quad (2.3)$$

где S_1, S_2 – площади газохроматографических пиков для растворенного исследуемого газа после первой и второй его экстракции из пробы энергетического масла;

$V_{3,r}$ и V_M – объем газообразного экстрагента и пробы энергетического масла.

2.1.3. Определение коэффициента распределения для ионола в системе «энергетическое масло – ионол – жидкий экстрагент»

Коэффициенты распределения K_n для ионола могут быть определены путем последовательной двукратной изотермической экстракции ионола из пробы энергетического масла, не содержащей свободной воды, одинаковыми объемами чистого жидкого экстрагента (этанол, изопропанол, ацетонитрила) с последующим газохроматографическим определением соде-

ржания ионола в полученных жидких экстрактах и расчетом значения $K_{и}$ по формуле [64, 93]:

$$K_{и} = \frac{S_1}{S_2 - S_1} \cdot \frac{V_{э,ж}}{V_{м}}, \quad (2.4)$$

где S_1, S_2 – площади газохроматографических пиков для ионола после первой и второй его экстракции из пробы энергетического масла;

$V_{э,ж}$ и $V_{м}$ – объем жидкого экстрагента и пробы энергетического масла.

2.1.3.1. Математическое описание экстракционных равновесий при определении в энергетическом масле содержания ионола методом его добавок

Способ «А» – определение содержания ионола в энергетическом масле методом добавок, сущность которого состоит в том, что в известное количество сравнительной пробы анализируемого энергетического масла добавляют известное количество M твердого ионола. После растворения ионола в сравнительной пробе энергетического масла выполняют изотермическую экстракцию ионола из одинаковых объемов рабочей и сравнительной проб энергетического масла одинаковыми объемами жидкого экстрагента, например, этанолом. Математическое описание массообменных процессов жидкостной экстракции основано на использовании соотношений:

$$\begin{aligned} C_{м}V_{м} &= C_{м,1}V_{м} + C_{раб}V_{э} + C_{см,раб}V_{см} = \\ &= C_{раб}K_{и}V_{м} + C_{раб}V_{э} + C_{см,раб}V_{см}, \end{aligned} \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} C_{м,2}V_{м} + C_{срав}V_{э} + C_{см,срав}V_{см} &= \\ = C_{срав}K_{и}V_{м} + C_{срав}V_{э} + C_{см,срав}V_{см}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

где $C_{раб}, C_{срав}$ – концентрация ионола в спиртовых экстрактах, полученных при экстракции ионола из одинаковых объемов $V_{м}$ рабочей пробы энергетического масла и из сравнительной пробы энергетического масла, содержащего известное до-

бавленное количество твердого ионола, одинаковыми объемами V_3 экстрагента – этанола;

C_m – концентрация ионола в рабочей (исходной) пробе энергетического масла;

$C_{m,1}, C_{m,2}$ – концентрации ионола в анализируемых объемах энергетического масла, полученные после экстракции ионола из одинаковых объемов V_m энергетического масла одинаковыми объемами этанола (экстрагента) V_3 из рабочей и сравнительной проб анализируемых объемов энергетического масла V_m ;

$K_{и}$ – коэффициент распределения в системе «энергетическое масло – ионол – этанол»;

$C_{см,раб}, C_{см,срав}$ – концентрация ионола в паро-воздушной смеси «воздух – пар этанола», находящейся в равновесии со смесью «энергетическое масло – этанол» в герметичных сосудах, содержащих рабочую и сравнительную пробы энергетического масла соответственно для достижения экстракционного равновесия;

$V_{см}$ – объем паро-воздушной смеси «воздух – пар этанола» в герметичных сосудах, содержащих рабочую и сравнительную пробы энергетического масла для достижения экстракционного равновесия.

Предварительными экспериментами установлено, что концентрации ионола в паро-воздушных смесях объемами $V_{см}$ в герметичном сосуде для достижения экстракционного равновесия при содержании ионола в энергетическом масле в интервале 0,05...1,5 % масс. ниже порога определения для газохроматографического детектора газового хроматографа, в связи с чем в формулах (2.5) и (2.6) членами $C_{см,раб}V_{см}$ и $C_{см,срав}V_{см}$ можно пренебречь. При этом концентрация ионола C_m в энергетическом масле вычислена по формуле, учитывающей реальное содержание чистого ионола в добавленном в энергетическое масло известном количестве M твердого ионола:

$$C_m = \frac{\alpha M C_{раб}}{V_m (C_{срав} - C_{раб})}, \quad (2.7)$$

где $C_{раб}$ – концентрация ионола в экстракте этанола из рабочей пробы энергетического масла, г/см³;

$C_{\text{срав}}$ – концентрация ионола, г/см³, в экстракте этанола из сравнительной пробы энергетического масла с добавкой известного количества M ионола, г;

$V_{\text{м}}$ – объем анализируемой пробы энергетического масла, в которое добавлен твердый ионол массой M ;

α – коэффициент, учитывающий содержание чистого ионола в твердом ионоле, добавляемом в энергетическое масле [137].

При этом нет необходимости в предварительном определении значения коэффициентов распределения для ионола в системе «энергетическое масле – ионол – экстрагент»; методика может быть использована при значении показателя КЧ для энергетического масла менее 0,1 мг КОН на 1 г анализируемого энергетического масла, при значении кислотного числа более 0,1 мг КОН на 1 г анализируемого энергетического масла выполняется очистка пробы энергетического масла силикагелем, после чего показатель «наличие водорастворимых кислот в энергетическом масле», определяемый по стандарту [138], должен иметь характеристику «отсутствие водорастворимых кислот» при рН=6,0...8,0 для водной вытяжки из энергетического масла; растворение твердого ионола в сравнительной пробе анализируемого энергетического масла рекомендовано выполнять при температуре 50...60 °С.

Из формулы (2.7) следует, что значение коэффициента распределения $K_{\text{и}}$ для ионола в нее не входит. Коэффициент распределения для ионола может быть рассчитан по формуле:

$$K_{\text{и}} = \frac{\alpha M}{V_{\text{м}}(C_{\text{срав}} - C_{\text{раб}})} - \frac{V_3}{V_{\text{м}}}. \quad (2.8)$$

Способ «Б» – экстракцию ионола из одинаковых объемов анализируемого энергетического масла, не содержащего свободной воды, выполняют путем добавления различных объемов экстрагента, например этанола, к этим объемам энергетического масла. Сущность измерения заключается в изотермической экстракции ионола из одинаковых объемов анализируемой пробы энергетического масла $V_{\text{м}}$ двумя различ-

ными объемами этанола $V_{э,1}$ и $V_{э,2}$ и последующем газохроматографическом определении содержания ионола в полученных экстрактах. Математическое описание массообменных процессов жидкостной экстракции основано на использовании соотношений:

$$\begin{aligned} C_M V_M &= C_{M,1} V_M + C_{э,1} V_{э,1} + C_{см,1} V_{см,1} = \\ &= C_{э,1} K_{и} V_M + C_{э,1} V_{э,1} + C_{см,1} V_{см,1}, \end{aligned} \quad (2.9)$$

$$\begin{aligned} C_M V_M &= C_{M,2} V_M + C_{э,2} V_{э,2} + C_{см,2} V_{см,2} = \\ &= C_{э,2} K_{и} V_M + C_{э,2} V_{э,2} + C_{см,2} V_{см,2}, \end{aligned} \quad (2.10)$$

где $C_{э,1}$, $C_{э,2}$ – концентрация ионола в спиртовых экстрактах, полученных при экстракции ионола из одинаковых объемов V_M энергетического масла различными объемами этанола $V_{э,1}$ и $V_{э,2}$ соответственно;

$K_{и}$ – коэффициент распределения в системе «энергетическое масло – ионол – этанол»;

$C_{M,1}$, $C_{M,2}$ – концентрации ионола в анализируемых объемах энергетического масла V_M , полученные после экстракции ионола из одинаковых объемов V_M энергетического масла различными объемами этанола $V_{э,1}$ и $V_{э,2}$ соответственно;

$C_{см,1}$, $C_{см,2}$ – концентрации ионола в паровоздушной смеси «воздух – пар этанола», находящейся в равновесии со смесью «энергетическое масло – этанол» в герметичном сосуде для достижения экстракционного равновесия, при соответствующих значениях $V_{см,1}$ и $V_{см,2}$ этих паро-воздушных смесей.

Предварительными экспериментами установлено, что концентрации ионола в паровоздушных смесях объемами $V_{см,1}$ и $V_{см,2}$ в герметичном сосуде для достижения экстракционного равновесия при концентрации ионола в энергетическом масле в интервале 0,05...1,5 % масс. ниже порога определения для газохроматографического детектора газового хроматографа, и в формулах (2.9) и (2.10) членами $C_{см,1} \cdot V_{см,1}$ и $C_{см,2} \cdot V_{см,2}$ можно пренебречь. При этом концентрацию C_M ионола в энергетическом масле вычисляют по формуле:

$$C_M = C_{\varepsilon,1} \frac{V_{\varepsilon,1}}{V_M} \left[\frac{C_{\varepsilon,2} V_{\varepsilon,2} - 1}{C_{\varepsilon,1} V_{\varepsilon,1}} + 1 \right]. \quad (2.11)$$

При выполнении измерений нет ограничений на значение показателя «кислотное число» для анализируемого энергетического масла, а при наличии в этом масле свободной воды масло подлежит осушке силикагелем при температуре 18...25 °С.

Из формулы (2.11) следует, что значение коэффициента распределения $K_{и}$ для ионола в нее не входит. Коэффициент распределения для ионола может быть рассчитан по формуле:

$$K_{и} = \frac{\left(\frac{C_{\varepsilon,2} V_{\varepsilon,2} - 1}{C_{\varepsilon,1} V_{\varepsilon,1}} \right) \frac{V_{\varepsilon,1}}{V_M}}{1 - \frac{C_{\varepsilon,2}}{C_{\varepsilon,1}}}. \quad (2.12)$$

Способ «В». Сущность выполнения измерений методом добавок ионола состоит в том, что в объем V_M сравнительной пробы анализируемого энергетического масла добавляют известное количество ионола, содержащегося в жидком экстрагенте объема V_{ε} , а в объем V_M рабочей пробы анализируемого энергетического масла добавляют жидкий экстрагент объемом V_{ε} . Математическое описание массообменных процессов жидкостной изотермической экстракции основано на использовании соотношений:

$$C_M V_M = C_{и,\varepsilon,1} K_{и} V_M + C_{и,\varepsilon,1} V_{\varepsilon}, \quad (2.13)$$

$$C_M V_M + C_{и,\varepsilon,доб} V_{\varepsilon} = C_{и,\varepsilon,2} K_{и} V_M + C_{и,\varepsilon,2} V_{\varepsilon}, \quad (2.14)$$

где C_M – концентрация ионола в пробе энергетического масла;
 $C_{и,\varepsilon,1}$ – концентрация ионола в жидком экстракте после выполнения жидкостной экстракции;

$C_{и,\varepsilon,доб}$ – концентрация ионола в жидком экстрагенте, добавляемом к энергетическому маслу;

$C_{и,э,2}$ – концентрация ионола в жидком экстракте после выполнения жидкостной экстракции из пробы энергетического масла с добавкой к ней ионола в виде раствора в экстрагенте;

$K_{и} = \frac{C_{м}}{C_{э}}$ – коэффициент распределения для ионола;

$C_{м}$ и $C_{э}$ – концентрация ионола в пробе энергетического масла и в жидком экстракте.

Концентрацию $C_{м}$ ионола в пробе энергетического масла вычисляют по формуле:

$$C_{м} = \frac{C_{и,э,доб} V_{э} C_{и,э,1}}{V_{м} (C_{и,э,2} - C_{и,э,1})}. \quad (2.15)$$

Из формулы (2.15) следует, что значение коэффициента распределения $K_{и}$ для ионола в нее не входит. Коэффициент распределения для ионола может быть рассчитан по формуле:

$$K_{и} = \frac{C_{и,э,доб} V_{э}}{V_{м} (C_{и,э,2} - C_{и,э,1})} - \frac{V_{э}}{V_{м}}. \quad (2.16)$$

2.1.3.2. Математическое описание экстракционных равновесий при различных температурах экстракции ионола из энергетического масла

На основании формулы (1.3) получено соотношение, устанавливающее взаимосвязь коэффициентов распределения K_t для ионола и температуры экстракции ионола в узком интервале температур от t_1 до t_2 при концентрации ионола $C_{и}$ в пробе энергетического масла:

$$C_{и} = \frac{m_{и}}{V_{м,t}} = C_{э,t1} \left(K_{и,t1} + \frac{V_{э,t1}}{V_{м,t1}} \right) = C_{э,t2} \left(K_{и,t2} + \frac{V_{э,t2}}{V_{м,t2}} \right), \quad (2.17)$$

где $m_{и}$ – масса ионола в объеме $V_{м,t}$ энергетического масла при данной температуре t ;

$C_{э,t1}$, $C_{э,t2}$, – концентрации ионола в экстрактах при температурах экстракции t_1 и t_2 ;

$K_{и,t1}, K_{и,t2}$ – коэффициенты распределения для ионола при температурах экстракции t_1 и t_2 ;

$V_{м,t1}, V_{м,t2}, V_{э,t1}, V_{э,t2}$ – объемы проб энергетического масла и экстрагентов при температурах экстракции t_1 и t_2 .

На основании соотношения (2.17) получена расчетная формула для оценки числовых значений коэффициентов распределения $K_{и,t}$ для ионола при его экстракции из пробы энергетического масла экстрагентом в зависимости от температуры t экстракции:

$$K_{и,t2} = \frac{C_{э,t1}}{C_{э,t2}} \left(K_{и,t1} + \frac{V_{э,t1}}{V_{м,t1}} \right) - \frac{V_{э,t2}}{V_{м,t2}} =$$

$$= \frac{C_{э,t1}}{C_{э,t2}} \left(K_{и,t1} + \frac{m_{э,t1} \rho_{м,t1}}{m_{м,t1} \rho_{э,t1}} \right) - \frac{m_{э,t2} \rho_{м,t2}}{m_{м,t2} \rho_{э,t2}}, \quad (2.18)$$

где $m_{м,t1}, m_{м,t2}$ и $m_{э,t1}, m_{э,t2}$ – массы проб энергетического масла и экстрагентов при температурах экстракции t_1 и t_2 соответственно;

$\rho_{м,t1}, \rho_{м,t2}$ и $\rho_{э,t1}, \rho_{э,t2}$ – плотности проб энергетического масла и экстрагентов при температурах экстракции t_1 и t_2 соответственно;

При условиях $V_{м,t1} \approx V_{м,t2}, V_{э,t1} \approx V_{э,t2}$ или $\frac{V_{э,t1}}{V_{м,t1}} = \frac{V_{э,t2}}{V_{м,t2}}$ и экспериментальном определении исходного значения $K_{и,t}$ при температуре $t=20$ °С формула (2.18) принимает вид:

$$K_{и,t} = \frac{C_{20}}{C_t} \left(K_{и,20} + \frac{V_э}{V_м} \right) - \frac{V_э}{V_м} =$$

$$= \frac{C_{20}}{C_t} \left(K_{и,20} + \frac{m_э \rho_м}{m_м \rho_э} \right) - \frac{m_э \rho_м}{m_м \rho_э}, \quad (2.19)$$

где $K_{и,t}$ – коэффициент распределения для ионола при температуре экстракции t ;

$K_{и,20}$ – коэффициент распределения для ионола при температуре экстракции $t=20$ °С;

C_{20} – концентрация ионола в экстракте при температуре его экстракции $t=20$ °С;

C_t – концентрация ионола в экстракте при температуре его экстракции t ;

V_M и $V_э$ – объемы энергетического масла и экстрагента при экстракции ионола;

m_M и $m_э$ – массы энергетического масла и экстрагента при экстракции ионола;

ρ_M и $\rho_э$ – плотности энергетического масла и экстрагента при экстракции ионола.

2.1.4. Определение коэффициента распределения для воды в системе «энергетическое масло – вода – газообразный (жидкий) экстрагент» в неизотермических условиях экстракции

На основании разработанных математических описаний экстракционных равновесий с учетом уравнений (2.5) и (2.6) была получена расчетная формула для газохроматографического определения концентрации C_B суммы растворенной и свободной воды в энергетическом масле с использованием метода стандартных добавок к анализируемому энергетическому маслу воды в виде ее раствора в экстрагенте (ацетонитриле):

$$C_B = \frac{V_э}{V_M} \left[\frac{\Delta C_{\text{доб}} C_{B,э,1}}{(C_{B,э,2} - C_{B,э,1})} - C_{B,\text{раств,э}} \right], \quad (2.20)$$

где $\Delta C_{\text{доб}}$ – увеличение концентрации воды в жидком экстрагенте после добавления в него заданного количества воды;

$C_{B,\text{раств,э}}$ – концентрация растворенной воды в чистом жидком экстрагенте, определяемая методом добавки воды;

$C_{B,э,1}$ и $C_{B,э,2}$ – концентрация воды в экстрактах из рабочей и сравнительной проб энергетического масла.

Увеличение концентрации воды в жидком экстрагенте после добавления в него заданного количества воды определяется по формуле:

$$\Delta C_{\text{доб}} = C_{\text{в,растр,э,доб}} - C_{\text{в,растр,э}}, \quad (2.21).$$

где $C_{\text{в,раств,э,доб}}$ – концентрация растворенной воды в жидком экстрагенте после добавления к нему заданного количества воды.

На основании разработанных авторами методик математического описания фазовых равновесий получены расчетные формулы для газохроматографического определения коэффициентов распределения для ионола, содержания ионола и воды в энергетическом масле, а также разработаны методики выполнения измерений с использованием значений плотностей энергетического масла и экстрагентов и метода стандартной добавки к анализируемому энергетическому маслу ионола и воды в виде их растворов в жидких экстрагентах при условии $t = \text{const}$:

а) концентрация X_i ионола в пробе энергетического масла рассчитана по уравнению:

$$X_i = \frac{V_3 C_1 C_3}{V_M (C_2 - C_1)} = \frac{m_3 \rho_M C_1 C_3}{m_M \rho_3 (C_2 - C_1)}, \quad (2.22)$$

где C_1 – концентрация ионола в экстракте после экстракции ионола из рабочей пробы энергетического масла чистым экстрагентом;

C_2 – концентрация ионола в экстракте после экстракции ионола из сравнительной пробы энергетического масла экстрагентом;

C_3 – концентрация ионола в экстрагенте, добавляемом к сравнительной пробе энергетического масла;

m_3 или m_{3M} – масса экстрагента или энергетического масла;

ρ_3 или ρ_{3M} – плотность экстрагента или энергетического масла;

V_M и V_3 – объем пробы энергетического масла и экстрагента.

б) Значения коэффициентов распределения K_i для ионола в пробе энергетического масла при использовании метода добавки ионола рассчитаны с помощью уравнения:

$$K_i = \frac{C_3 V_3}{V_M (C_2 - C_1)} - \frac{V_3}{V_M} = \frac{m_3 \rho_M}{m_M \rho_3} \left(\frac{C_3}{C_2 - C_1} - 1 \right). \quad (2.23)$$

в) Концентрации W_p суммы растворенной и свободной воды в пробе энергетического масла рассчитаны с помощью уравнения:

$$\begin{aligned}
 W_p &= \frac{V_{\text{э}}}{V_{\text{м}}} \left[\frac{(C_{\text{в,д}} - C_{\text{в,э}})C_{\text{в,1}}}{(C_{\text{в,2}} - C_{\text{в,1}})} - C_{\text{в,э}} \right] = \\
 &= \frac{m_{\text{э}}\rho_{\text{м}}}{m_{\text{м}}\rho_{\text{э}}} \left[\frac{(C_{\text{в,д}} - C_{\text{в,э}})C_{\text{в,1}}}{(C_{\text{в,2}} - C_{\text{в,1}})} - C_{\text{в,э}} \right],
 \end{aligned}
 \tag{2.24}$$

где $C_{\text{в,д}}$ – концентрация растворенной воды в экстрагенте после добавки в него известного количества воды;

$C_{\text{в,э}}$ – концентрация растворенной воды в чистом экстрагенте, определяемая методом добавки воды;

$C_{\text{в,1}}$ и $C_{\text{в,2}}$ – концентрация воды в экстрактах из рабочей и из сравнительной проб энергетического масла.

2.2. Экспериментальная установка для газохроматографического исследования продуктов деградации минеральных энергетических масел

На основании результатов литературного обзора (см. Раздел 1) для выполнения исследований разработаны методики выполнения измерений и установка для исследования фазовых равновесий в энергетических маслах (см. рис. 2.1) с использование аттестованных средств измерительной техники (СИТ).

Экстракция компонентов выполнена при колебаниях температуры $t = \pm 0,5$ °С. Продолжительность газовой экстракции 10...90 мин, жидкостной – 2...5 ч. Ультразвуковое облучение выполнено при частотах 35...125 кГц и мощности ультразвуковой облучателя 20 Вт с использованием ультразвукового устройства «Русалочка». В хроматографах регистрация компонентов выполнена детектором по теплопроводности (ДТП) – для водорода и воды; пламенно-ионизационным детектором (ПИД) – для CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , C_3H_8 , C_3H_6 и ионола.

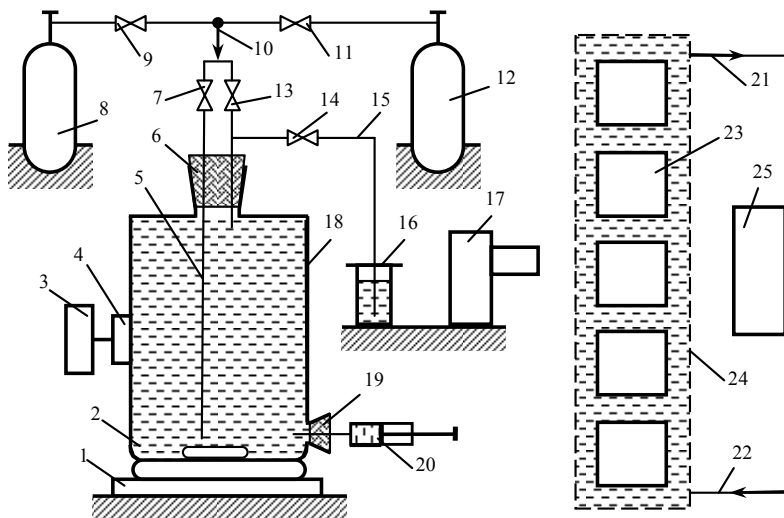


Рис. 2.1. Установка для исследования фазовых равновесий в энергетических маслах: 1 – магнит; 2 – магнитная мешалка; 3 – ультразвуковой генератор; 4 – ультразвуковой излучатель; 5, 10, 15 – газовые трубопроводы; 6 – крышка; 7, 9, 11, 13, 14 – краны; 8, 12 – газовые баллоны; 16 – жидкостный затвор; 17 – экстрактор; 18 – сосуд с энергетическим маслом; 19 – узел ввода и отбора энергетического масла; 20 – шприц; 21, 22 – трубопроводы для жидкого теплоносителя; 23 – ячейки для выполнения исследований; 24 – ультратермостат; 25 – блок СИТ

Для исследования концентраций газов измерения выполнены газовым хроматографом «ЛХМ-80», влагосодержания – кулонометрическим титратором «DL-32» и хроматографом «ЛХМ-80» с АЦП. При изучении фазовых равновесий использован ультратермостат УТ-15. В качестве исследовательских ячеек использованы стеклянные шприцы, колбы, пробирки и бюксы с притертыми крышками.

При выполнении измерений в сосуд 18 с энергетическим маслом вводился поток диагностических газов из баллонов 8 или 12 для насыщения энергетического масла этими газами. При генерировании диагностических газов в сосуде 18 с энергетическим маслом исследуемое энергетическое масло подвергалось ультразвуковому облучению с помощью ультразвуко-

вого излучателя 4. В ультратермостате 24, заполненном водой, размещены исследовательские ячейки 23 для изучения фазовых равновесий в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент» при различных температурах. Экстрактор 17 (устройство для ускорения достижения равновесия – УУДР) представляет собой барабан с гнездами для размещения в них шприцов (см. рис. 2.4) и предназначен для изучения фазовых равновесий в системах «энергетическое масло – компонент – экстрагент» при комнатных температурах. Раствор компонентов в энергетическом масле из сосуда 18 отбирают шприцом 20 через узел 19 ввода и отбора энергетического масла. При выполнении исследований для определения содержания растворенных газов, ионола и воды в энергетическом масле, использованы стеклянные шприцы с трех ходовыми кранами со стеклянными и металлическими поршнями [139].

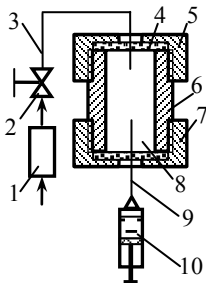


Рис. 2.2. Устройство

для заполнения шприцов газами:

- 1 – фильтр для очистки газа;
- 2 – вентиль;
- 3 – стальной капилляр;
- 4, 8 – резиновые прокладки;
- 5, 7 – накидные гайки;
- 6 – стеклянная трубка;
- 8 – резиновые прокладки;
- 9 – медицинская игла;
- 10 – шприц

Для заполнения шприцов, содержащих энергетическое масло, смесями исследуемых газов или чистыми исследуемыми газами, а так же газом-носителем использовано устройство для заполнения шприцов газами (рис. 2.2) [64], которое работает при заполнении шприца, например газом-носителем следующим образом. Газ-носитель при избыточном давлении не более 0,05 МПа подают в медицинскую иглу 9 через вентиль 2 и металлический капилляр 3. Иглу 9 продувают газом-носителем в течение 1 мин, соединяют ее с канюлей шприца 10, заполненного заданным объемом $V_{эм}$ исследуемого энергетического масла, содержащего растворенные анализируемые газы, и добавляют газ-носитель объемом $V_{г}$ до установления необходимого отношения $V_{г}/V_{эм}$. После за-

полнения шприца 10 газом-носителем перекрывают подачу газа-носителя вентилем 2; извлекают шприц 10 с иглой 9 из прокладки 8; герметизируют шприц 10 закрытием трех ходового крана-переключателя или надеванием на иглу 9 резиновой пробки (на рис. 2.2 – не показано).

Концентрацию A_r^m растворенного i -го исследуемого газа в энергетическом масле при температуре 20°C , полученную после заполнения шприца газом-носителем, рассчитывают по формуле [64]:

$$A_r^m = C_r \frac{V_r}{V_{\text{ЭМ}}} \cdot \frac{K_{i,r}}{K_{i,r} + \frac{V_r}{V_{\text{ЭМ}}}}, \quad (2.25)$$

где $K_{i,r}$ – коэффициент распределения для i -го растворенного в ЭМ газа;

C_r – концентрация i -го исследуемого газа в газовой смеси, поступающей в шприц.

Для насыщения энергетического масла исследуемым газом из его потока, использовано специальное устройство (рис. 2.3) [64].

Устройство для насыщения энергетического масла потоком газа (или смесью газов с заданной в ней концентрацией C_2 для i -го исследуемого газа) (рис. 2.3) работает следующим образом. Сосуд 1 заполняют заданным объемом энергетического масла. Вводят иглу шприца 5 через резиновую прокладку переходника 4 в сосуд 1, подают газ в линию 2 и продувают энергетическое масло га-

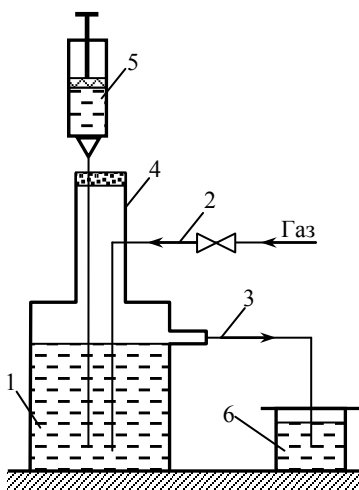


Рис. 2.3. Устройство для насыщения ЭМ потоком газа: 1 – сосуд с ЭМ; 2 – трубка для подвода газа с вентилем; 3 – трубка для отведения потока газа; 4 – переходник с резиновой прокладкой; 5 – стеклянный шприц; 6 – жидкостный затвор

зом в течение 30 мин со скоростью примерно $15 \text{ см}^3/\text{мин}$. Через трубку 3 избыток газа выводится через жидкостный затвор 6 в атмосферу. По окончании продувки устройство выдерживают в течение не менее 15 мин. После этого набирают в шприц 5 необходимый объем энергетического масла, насыщенного газом, извлекают шприц 5 с иглой из переходника 4 и герметизируют иголку шприца резиновой пробкой.

Концентрацию $A_{i,r}^M$ растворенного i -го исследуемого газа в энергетическом масле при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ рассчитывают по формуле [64]:

$$A_{i,r}^M = K_{i,r} C_r \frac{P_{\text{атм}}}{760}, \quad (2.26)$$

где $K_{i,r}$ – коэффициент распределения для i -го растворенного газа в энергетическом масле;

C_r – концентрация i -го исследуемого газа в газовой смеси, поступающей по линии 2;

$P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление в момент приготовления раствора i -го исследуемого газа, мм рт. ст.

Для ускорения достижения экстракционного равновесия использовано устройство УУДР барабанного типа с вращающимся барабаном для размещения в нем шприцов, содержащих энергетические масла (рис. 2.4) [64].

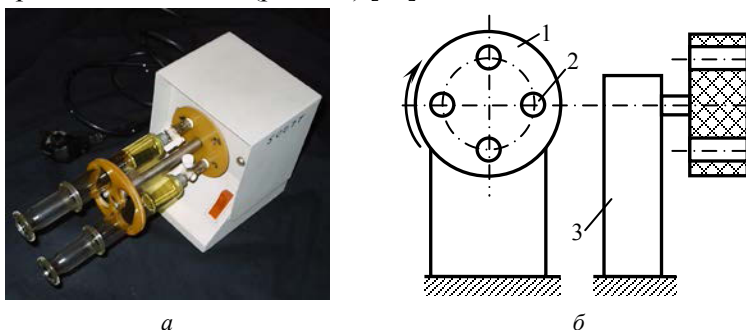


Рис. 2.4. внешний вид устройства для ускорения достижения экстракционного равновесия (а) и схема размещения шприцов (б):
1 – барабан; 2 – ячейка для шприца; 3 – электропривод барабана

При этом для шприца объемом 20 см^3 и скорости вращения 60 об/мин барабана 1, продолжительность $\tau_{\text{экс}}$ установления экстракционного равновесия в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент» при объеме энергетического масла $\sim 10 \text{ см}^3$ составляет не менее 10 мин, а в системе «энергетическое масло – ионол (или вода) – жидкий экстрагент» – не менее 1 ч.

2.3. Экспериментальная установка для исследования теплофизических свойств минеральных энергетических масел

На рис. 2.5 приведена усовершенствованная схема установки для исследования зависимости плотности и кинематической вязкости энергетического масла от температуры, аналогичная приведенной схеме в работе [135], с использованием блока аттестованных СИТ.

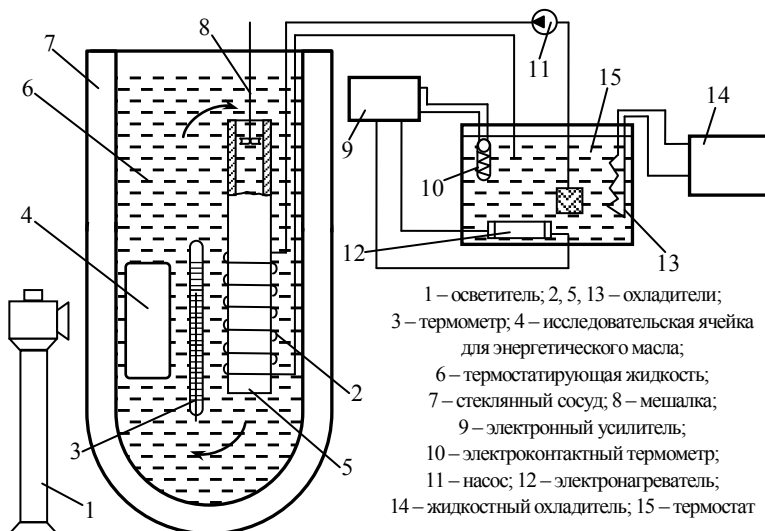


Рис. 2.5. Установка для исследования плотности и вязкости энергетических масел

Основным элементом установки является стеклянная исследовательская ячейка 4, которая представляет собой толстостенную стеклянную ампулу. Исследовательская ячейка 4, в которой размещался вискозиметр или сосуд с исследуемым энергетическим маслом, термостатировалась в стеклянном сосуде 7, в котором были установлены электромешалка 8, жидкостный теплообменник 2 и лабораторный ртутный термометр 3. В качестве термостатирующей жидкости 6 использовалась дистиллированная вода или глицерин.

Для создания и поддержания заданного температурного уровня в промежуточном термостате 15 к жидкостному теплообменнику 13 подключался водоохладитель ВДО-0,35. Термостатирование измерительной ячейки 4 осуществлялось при помощи системы регулирования температуры, состоявшей из контактного термометра 10, усилителя контактного термометра 9 и электронагревателя 12. При термостатировании измерительной ячейки колебания температуры в термостате не превышали $\pm 0,05$ К. Температура термостатирующей жидкости 6 во время опытов измерялась ртутным термометром 3 с ценой деления 0,1 К. Все измерения проводились многократно с целью уменьшения влияния случайной составляющей погрешности. В качестве исследовательских ячеек использованы: капиллярные вискозиметры типа ВПЖ-1 и ВПЖ-4; стеклянные цилиндры для ареометров; ареометры типа АНТ-1. Суммарная относительная погрешность измеренных значений составляет не более 0,4 %.

При выполнении исследований использованы: для трансформаторного масла Nytrol1GX – вискозиметры ВПЖ-1 ($d=1,16$ мм, $K_n=0,1157$ мм²/с²) для диапазона температур 15...25 °С и ВПЖ-4 ($d=0,82$ мм, $K_n=0,0341$ мм²/с²) для диапазона температур 25...90 °С: для трансформаторного масла Т-1500 – вискозиметры ВПЖ-4 ($d=1,12$ мм, $K_n=0,093$ мм²/с²) для температуры 20 °С и ВПЖ-4 ($d=0,82$ мм, $K_n=0,0341$ мм²/с²) для диапазона температур 20...90 °С; для трансформаторного масла ГК – вискозиметры ВПЖ-4 ($d=1,12$ мм, $K_n=0,093$ мм²/с²) для температуры 20 °С и ВПЖ-4 ($d=0,82$ мм, $K_n=0,0341$ мм²/с²) для

диапазона температур 20...90 °С; для турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с – вискозиметры ВПЖ-4 ($d=1,12$ мм, $K_n=0,093$ мм²/с²) для температуры 20 °С и ВПЖ-4 ($d=0,82$ мм, $K_n=0,0341$ мм²/с²) для диапазона температур 20...80 °С.

2.4. Общие условия выполнения исследований

Эксплуатация экспериментальных установок, приборов и вспомогательного оборудования осуществляется при следующих условиях: температура окружающего воздуха от 15 до 35 °С; относительная влажность окружающего воздуха не более 80 %; атмосферное давление от 84 до 107 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.); содержание примесей в воздухе рабочей зоны в пределах санитарных норм по ГОСТ 12.1.005; механические воздействия, внешние электрические и магнитные поля, влияющие на работу электрического оборудования, не допускаются; электрическое питание от сети переменного тока напряжением 220⁺²²₋₃₃ В, частотой 50^{±1} Гц; газ-носитель – гелий по ТУ 51-940-80 (при работе с ДТП); газ-носитель – азот по ГОСТ 9293-74 или аргон по ГОСТ 10157-79 или гелий по ТУ 51-940-80 (при работе с ПИД); водород по ГОСТ 3022-80 (при работе с ПИД); воздух класса загрязненности 1 по ГОСТ 17433-80 (при работе с ПИД); температура термостата хроматографической колонки 40...200 °С; температура испарителя хроматографа 100...250 °С; температура детектора для ДТП 200...250 °С; температура детектора для ПИД 250...270 °С; объемный расход газа-носителя 30 см³/мин; объемный расход водорода 20...60 см³/мин; объемный расход воздуха 200...300 см³/мин.

Для насыщения энергетических масел использованы чистые газы Н₂, О₂, N₂, воздух, а также аттестованные газовые смеси (АГС), приготовленные на основе газа-растворителя – аргона (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Аттестованные газовые смеси для насыщения энергетических масел

АГС	Концентрация газа C_T в газовой смеси, % об.								
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	CO	CO ₂	H ₂
№ 1	0,0059	0,0059	0,0061	0,0062	–	–	0,049	0,101	0,052
№ 2	0,031	0,0158	0,0154	0,0147	0,21	0,23	0,054	0,32	0,066
№ 3	0,153	0,153	0,154	–	–	0,334	0,107	1,06	0,154

Для градуирования хроматографов использованы: газовые смеси с содержаниями в них газов в соответствии с табл. 2.1; смеси ионола в трансформаторных маслах с содержаниями ионола 0,1...0,3 % масс.; смеси ионола в трансформаторном масле ГК с содержаниями ионола 0,1...1,0 % масс.; смеси воды в энергетическом масле с содержаниями воды в них 0,1; 0,5 и 1,0 % масс.; смеси растворенной воды в трансформаторном масле ГК с содержаниями воды в них в диапазоне 2...40 г/т.

Содержания ароматических углеводородов C_A и серы C_S в исследуемых энергетических маслах имели следующие значения: $C_A=2...4$ % масс. для ГК [63]; $C_A=14...15$ % масс. для Т-1500 [63]; $C_A \leq 5$ % масс. для Nytro 11GX [63]; $C_A=7...8$ % масс. для Nytro 10GX [63]; $C_A=16...17$ % масс. для Т-750 [63]; $C_A=16...17$ % масс. для ТКп [63]; $C_S \leq 0,5$ % масс. для АЗМОЛ Тп-22с [133, 140].

2.5. Методы выполнения исследований

При выполнении исследований использованы стандартизированные методы:

а) определения плотности энергетического масла [135]; определения кинематической вязкости энергетического масла [136]; определения влагосодержания энергетического масла кулонометрическим методом титрования [122]; газохроматографического определения концентраций растворенных диагностических газов в энергетических маслах [64]; газохроматографического определения концентраций диагностических газов в газовых смесях [64]; газохроматографического опреде-

ления содержания ионола в трансформаторных маслах [63]; газохроматографического определения содержания воды в трансформаторных маслах [125]; газохроматографического определения коэффициентов распределения для растворенных в энергетических маслах газов в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент» [64]; газохроматографического определения коэффициентов распределения для растворенного ионола в энергетическом масле в системе «энергетическое масло – растворенный ионол – жидкий экстрагент» [143];

б) разработанные авторами методы определения коэффициентов распределения для ионола в системе «энергетическое масло – растворенный ионол – жидкий экстрагент» а также содержания ионола и воды в энергетическом масле.

Разработана функциональная схема газохроматографического комплекса для определения диагностических газов, ионола и воды в пробах энергетического масла (рис. 2.6).

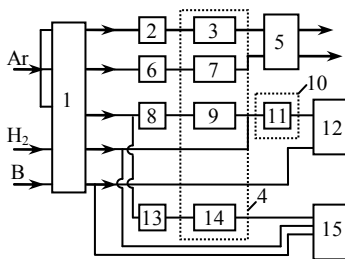


Рис. 2.6. Функциональная схема газохроматографического комплекса для определения содержания диагностических газов, ионола и воды в пробах энергетических масел: 1 – блок подготовки газов; 2, 8 – газовые краны-дозаторы; 3, 7, 9, 14 – газохроматографически колонки; 4, 10 – термостаты; 5 – ДТП; 6, 13 – испарители; 11 – метанатор; 12, 15 – ПИД; Ar, H₂, B – потоки аргона, водорода, воздуха

2.6. Методы математической обработки результатов измерений при выполнении исследований

2.6.1. Математическая обработка результатов прямых измерений с многократными наблюдениями

Математическая обработка результатов прямых измерений с многократными наблюдениями выполнена в соответ-

ствии с требованиями и рекомендациями действующих в Украине нормативных документов [144 – 148] и основных положений ДСТУ 2681-94 «Метрологія. Терміни та визначення». При выполнении исследований измеряемыми величинами (информативными параметрами выходных сигналов) являются: время выхода τ_r газохроматографического пика исследуемого компонента; площадь S_r газохроматографического пика исследуемого компонента; концентрация C_i растворенного i -го газа в энергетическом масле; концентрация $X_{и}$ ионола в энергетическом масле; значение $X_{в}$ растворимости водорода в энергетическом масле; концентрация $C_{в}$ для водорода в газовой фазе над энергетическим маслом; влагосодержание W_p для энергетического масла; плотность ρ для энергетического масла; кинематическая вязкость ν для энергетического масла; время τ ; температура t .

Среднее арифметическое x_c результата измерений (математическое ожидание) определено по формуле [64, 144, 146]:

$$x_c = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (2.27)$$

где n – число результатов измерений величины x ;
 i – порядковый номер измерения.

Оценку рассеивания результатов измерения выполняют по ниже приведенным формулам на каждом этапе анализа.

Среднее квадратическое отклонение S_x результата измерения (среднеквадратическое отклонение результата измерения от среднеарифметического значения) оценивают по формуле [64, 144]:

$$S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x_c)^2}{n(n-1)}}, \quad (2.28)$$

где n – количество измерений без их аномальных результатов;
 x_i – результат i -го единичного измерения.

Для установления аномальных результатов определяется среднее квадратическое отклонение информативных параметров выходного сигнала x_a по формуле [140]:

$$x_a = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x_c)^2}{n-1}}. \quad (2.29)$$

Находится отношение для подозреваемого в аномальности результата измерения по формуле [146]:

$$U_A = \frac{|x_i - x_c|}{x_a}. \quad (2.30)$$

Величина U_A сравнивается с величиной β из табл. 2.2 для данного объема выборки n [146].

Таблица 2.2

Предельные значения величины β

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11
β	1,15	1,46	1,67	1,82	1,94	2,03	2,11	2,18	2,23

Если $U_A \geq \beta$, то результат измерения аномален и при расчете величины x_c не используется.

Доверительный диапазон ε (без учета знака) случайной погрешности результата измерения определяют по формуле [64, 144]:

$$\varepsilon = t_{(P,f)} S_x, \quad (2.31)$$

где $t_{(P,f)}$ – коэффициент нормированных отклонений в зависимости от числа степеней свободы $f = n - 1$. При $n = 5$ и $P = 0,95$, $t_{(P,f)} = 2,78$ (табл. 2.3) [144].

Таблица 2.3

Значения критерия Стьюдента t_α при $P = 0,95$

$n-1$	3	4	5	6	7	8	9	10	12
t_α	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Среднеквадратическую относительную погрешность измерения Θ_i определяют по формуле [64, 144]:

$$\Theta_i = \frac{S_x}{x_c} \cdot 100\%. \quad (2.32)$$

Неисключенная систематическая погрешность результата измерения образуется из составляющих, в качестве которых могут быть неисключенные систематические погрешности метода измерений, средств измерений и т.п.

Относительную неисключенную систематическую погрешность $\Theta_{i(\text{отн})}$ рассчитывают по формуле [64, 144]:

$$\Theta_{i(\text{отн})} = k \sqrt{\sum Q_i^2}, \quad (2.33)$$

где Θ_i – относительная неисключенная систематическая погрешность каждого этапа процедуры измерения;

k – коэффициент, определяемый в зависимости от принятой доверительной вероятности; зависит от числа суммируемых погрешностей ($k=1,1$ при доверительной вероятности $P=0,95$ и числе суммируемых погрешностей $m=3$).

Границу суммарной погрешности результата измерения Δ оценивают в зависимости от величины отношения $\Theta_{i(\text{отн})}/S_x$. Если это отношение менее 0,8, то $\Delta=\varepsilon$. Если это отношение более 8, то $\Delta=\Theta_{i(\text{отн})}$. Если это отношение находится в интервале 0,8...8, то значение Δ рассчитывают по формуле [144]:

$$\Delta = K S_y, \quad (2.34)$$

где K – коэффициент, зависящий от отношения случайной и неисключенной систематической погрешности;

S_y – суммарное среднеквадратическое отклонение результата измерения.

Коэффициент K рассчитывают по формуле [64, 144]:

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta_{i(\text{отн})}}{S_x + \sqrt{\sum_{i=1}^m \frac{\Theta_i^2}{3}}}, \quad (2.35)$$

где m – число суммированных погрешностей.

Суммарное среднеквадратическое отклонение результата измерения рассчитывают по формуле [64, 144]:

$$S_y = \sqrt{\sum_{i=1}^m \frac{\Theta_i^2}{3} + S_x^2}. \quad (2.36)$$

Оценка S_x и Θ_i может быть выражена в абсолютных единицах.

Абсолютную неисключенную систематическую погрешность рассчитывают по формуле [64, 144]:

$$\Theta_{i(\text{абс})} = x_c \Theta_{i(\text{отн})}. \quad (2.37)$$

Результат измерения должен быть представлен в виде [64, 144]:

$$x_c \pm \Delta, \quad P=0,95. \quad (2.38)$$

Математическая обработка результатов измерений выполнена также при определении:

- коэффициентов распределения K_p для i -го растворенного газа в энергетическом масле в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент»;

- коэффициентов распределения K_i для ионола в системе «энергетическое масло – ионол – жидкий экстрагент».

2.6.2. Математическая обработка результатов измерений методом наименьших квадратов

Математическая обработка результатов измерений методом наименьших квадратов (МНК) выполнена в соответствии с рекомендациями [145, 147, 148]. Прямолинейная зависимость между измеряемыми величинами X и Y выражается уравнением:

$$Y=A+BX, \quad (2.39)$$

где A и B – коэффициенты.

Уравнением (2.39) выражены зависимости:

- значений времени удерживания τ_r газохроматографических пиков разделяемых газов CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 в насадочной газохроматографической колонке от количества атомов углерода n_C в молекуле газа в виде $\lg \tau_r = A + B n_C$ [149]; значений ко-

эффективных распределения $K_{и}$ для ионола в системе «энергетическое масло – растворенный ионол – жидкий экстрагент» от температуры t в виде

$$\ln K_{и} = A + \frac{B}{t + 273,15};$$

– значений коэффициентов распределения $K_{турб}$ для водорода в системе «турбинное масло – растворенный водород – газообразный экстрагент» от температуры t в виде

$$\ln K_{турб} = A + \frac{B}{t + 273,15};$$

– значений растворимости $X_{в}$ для водорода в энергетическом масле от температуры t в виде

$$\ln X_{в} = A + \frac{B}{t + 273,15}.$$

Для определения значений A и B уравнений (2.39) использован метод наименьших квадратов (МНК), в соответствии с которым:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n X_i^2 \sum_{i=1}^n Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n X_i Y_i}{n \sum_{i=1}^n X_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n X_i \right)^2}, \quad (2.40)$$

$$B = \frac{n \sum_{i=1}^n X_i Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n Y_i}{n \sum_{i=1}^n X_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n X_i \right)^2}, \quad (2.41)$$

где n – число результатов измерений;
 i – порядковый номер исследуемого образца вещества.

2.7. Выводы по разделу 2

На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Созданы математические описания фазовых равновесий в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент» при экстракционном извлечении ионола и воды из энергетического масла при различных температурах экстракции. Получены расчетные формулы для определения содержания ионола и воды в энергетических маслах методом газовой хроматографии с использованием метода добавок.

2. Создана экспериментальная установка для исследований вязкости и плотности энергетического масла и газохроматографических исследований в пробах энергетических масел концентраций диагностических газов, ионола и воды при воздействиях на эти пробы различных температур и ультразвуковых колебаний.

3. Усовершенствована экспериментальная установка для исследований вязкости и плотности проб энергетических масел при различных температурах.

4. Разработана функциональная схема газохроматографического комплекса для определения содержания диагностических газов, ионола и воды в пробах минеральных энергетических масел.

Основные результаты теоретических исследований при разработке математического описания экстракционных равновесий и создании экспериментальных установок были изложены в опубликованных работах [150 – 153].

РАЗДЕЛ 3

Результаты лабораторных исследований продуктов деградации минеральных энергетических масел

3.1. Результаты исследования воздействия ультразвуковых колебаний на минеральные энергетические масла

Исследован характер зависимости усредненных значений концентраций C_i растворенных газов в свежих трансформаторных маслах Nytro 11GX и ГК от продолжительности τ их ультразвукового облучения (табл. 3.1) при $t=20$ °С.

Таблица 3.1

Зависимость усредненных значений концентраций газов
в трансформаторных маслах Nytro 11GX и ГК от продолжительности
их ультразвукового облучения

τ , с	C_i , % об.								
	CH ₄	C ₂ H ₄	H ₂	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈
0	0,003	0,006	0	0	0	0,001	0,005	0	0
200	0,09	0,33	0,19	0,03	0,06	0,03	0,02	0,44	0,06
600	0,20	0,45	0,35	0,06	0,09	0,06	0,023	0,55	0,08
1000	0,29	0,93	0,49	0,07	0,13	0,092	0,028	0,66	0,10
1500	0,51	1,55	0,58	0,13	0,15	0,104	0,029	1,3	0,16

Из табл. 3.1 следует, что концентрации растворенных газов увеличиваются с увеличением продолжительности ультразвукового облучения, что соответствует аналогичному результату, отмеченному в работе [154], при ультразвуковом облучении трансформаторных масел.

На рис. 3.1 показана типичная хроматограмма для растворенных в энергетическом масле газов CO , CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 после ультразвукового облучения минерального энергетического масла.

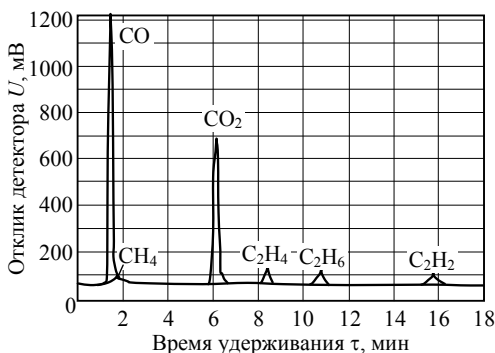


Рис. 3.1. Типичная хроматограмма для растворенных газов CO , CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 после ультразвукового облучения минерального энергетического масла

Полученные результаты позволяют получать в энергетически маслах растворы диагностических газов для определения коэффициентов распределения, не используя аттестованные смеси этих газов или чистые газы.

3.2. Результаты исследования коэффициентов распределения для растворенных компонентов в системах «энергетическое масло – растворенный компонент – экстрагент»

3.2.1. Результаты исследования коэффициентов распределения в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент»

Коэффициенты распределения для растворенных газов в энергетических маслах исследованы по методике [64] в условиях газовой экстракции аргоном при температуре $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ с использованием растворов диагностических газов в энергетическом масле. В табл. 3.2 приведены результаты экспериментального исследования коэффициентов распределения для растворенных газов и коэффициенты растворимости Оствальда для этих газов, заимствованные из работы [64].

Таблица 3.2

Коэффициенты Оствальда и коэффициенты распределения для растворенных газов в энергетических маслах*

Газ	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	CO	CO ₂	H ₂
B_M	0,43	2,40	1,70	1,20	12,50	19,46	0,12	1,08	0,050
$K_{из}$	0,45	2,89	1,82	1,21	–	–	0,16	1,17	0,060
$K'_{транс}$	0,39	2,68	1,54	1,16	8,12	8,76	–	–	0,050
$K_{транс}$	0,40	2,70	1,70	1,20	8,20	8,90	0,11	1,15	0,050
$K_{турб}$	0,45	2,75	1,80	1,25	8,30	8,80	0,12	1,18	0,052

* $K'_{транс}$ – усредненный коэффициент распределения для соответствующих диагностических газов, растворенных в трансформаторных маслах устаревших марок, снятых с производства, но находящихся в эксплуатации в маслонаполненном электрическом оборудовании [155].

B_M и $K_{из}$ – коэффициенты растворимости Оствальда и распределения по данным [64].

$K_{транс}$ и $K_{турб}$ – усредненные значения коэффициентов распределения, полученные автором для растворенных газов в современных трансформаторных маслах (Nyro 11GX, T-1500 и ГК) и в турбинном масле АЗМОЛ Тп-22с.

Из табл. 3.2 следует, что $K_{\text{транс}} \approx K_{\text{турб}}$ (расчетные относительные отклонения этих значения от нормированных $K_{\text{из}}$ по [64] для растворенных газов в трансформаторных маслах не превышают 10 %); коэффициенты распределения $K_{\text{транс}}$ для современных трансформаторных масел близки к усредненным результатам $K'_{\text{транс}}$ для диагностических газов C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 в трансформаторных маслах устаревших марок и значительно отличаются от коэффициентов растворимости Оствальда V_M для этих газов.

Авторы монографии предлагают полученные в работе значения коэффициентов распределения для газов C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 использовать вместо соответствующих значений коэффициентов растворимости Оствальда. Такой подход повысит достоверность как газохроматографического определения содержания этих газов в энергетическом масле, так и диагностирования маслонаполненного электрического оборудования по результатам этих анализов.

На рис. 3.2 показана типичная хроматограмма растворенных в трансформаторном масле газов при исследовании коэффициентов распределения для газов CO , CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 .

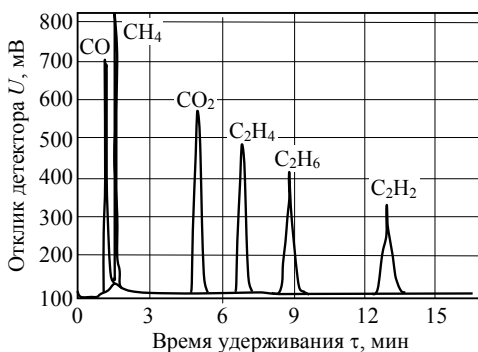


Рис. 3.2. Типичная хроматограмма для растворенных в трансформаторном масле газов при исследовании коэффициентов распределения для газов CO , CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2

Исследованы значения коэффициентов распределения для растворенных диагностических газов, смеси которых получены в трансформаторных маслах при $t=20\text{ }^\circ\text{C}$ после растворения смеси газов в маслах ($K_{\text{Nyтро11GH}}$ и $K_{\text{ГК}}$ – для масел Nyтро 11GX и ГК); ультразвукового облучения чистых энергетических масел ($K_{\text{Nyтро11GH,УЗ}}$ и $K_{\text{ГК,УЗ}}$ – для масел Nyтро 11GX и ГК) на протяжении 30 мин (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Значения коэффициентов распределения для растворенных газов в энергетических маслах

Газ	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	CO	CO ₂	H ₂
$K_{\text{чз}}$	0,45	2,89	1,82	1,21	–	–	0,16	1,17	0,06
$K_{\text{Nyтро11GH}}$	0,37	2,58	1,64	1,16	8,1	8,7	0,15	1,10	0,05
$K_{\text{Nyтро11GH,УЗ}}$	0,40	2,60	1,75	1,20	8,2	8,9	0,11	1,15	0,05
$K_{\text{ГК}}$	0,45	2,75	1,80	1,10	8,3	8,8	0,12	1,20	0,052
$K_{\text{ГК,УЗ}}$	0,40	2,85	1,70	1,25	8,4	8,6	0,12	1,10	0,052

Из табл. 3.3 следует, что коэффициенты распределения для растворенных диагностических газов, полученных после растворения смеси этих газов в чистых трансформаторных маслах, и для чистых трансформаторных масел, полученных после ультразвукового облучения, идентичны.

Исследована зависимость коэффициентов распределения $K_{\text{турб}}$ для растворенного водорода в турбинном масле АЗМОЛ Тп-22с при температуре 20 °С от концентрации водорода в диапазоне $5,1 \cdot 10^{-2}$ –5,2 % об., и установлено, что $K_{\text{турб}}=0,052$ и не зависит от значений концентраций.

Полученные данные позволяют выполнять газохроматографические определения концентраций диагностических газов в турбинных маслах по стандартизированным методикам, как и для трансформаторных масел, и разработать методики диагностики ПГУ по результатам газохроматографических анализов турбинных масел.

Исследования постоянства значений коэффициентов распределения $K_{\text{транс}}$ в заданном диапазоне концентраций растворенных в энергетических маслах i -х диагностических газов

выполнено методом последовательной многократной газовой экстракции i -х газов из энергетического масла, что позволяет построить линейную зависимость $\lg C_{i,э} = f(n)$, где $C_{i,э}$ – концентрация i -го газа в газовом экстрагенте над энергетическим маслом после n -ой последовательной экстракции. При этом значения $K_{\text{транс}}$ для i -го диагностического газа рассчитаны по формуле А.Р. Витенберга [93] с учетом концентраций диагностического газа в газовом экстракте над энергетическим маслом после первой (C_1) и после n -ой (C_n) экстракции диагностического газа из энергетического масла при $t=20$ °С:

$$K_{\text{транс}} = \frac{V_э}{V_{\text{эм}}} \cdot \frac{C_n^{1/n}}{C_1^{1/n} - C_n^{1/n}}. \quad (3.1)$$

На рис. 3.3 приведен обобщенный график результатов определения постоянства значений коэффициентов распределения для растворенных газов в пробе эксплуатационного трансформаторного масла ГК из силового трансформатора ТРДН-63000/110/10, № 1403360.

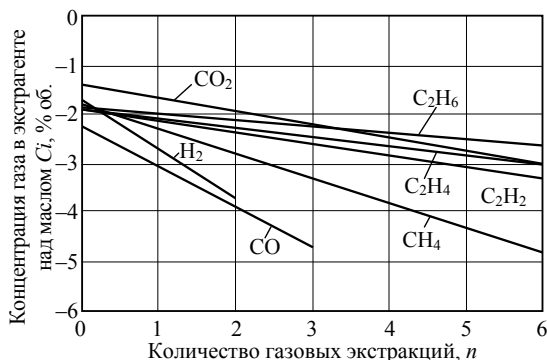


Рис. 3.3. График для определения постоянства значений коэффициентов распределения для растворенных газов в трансформаторном масле: $C_i = \lg C_{r,i}$; $C_{r,i}$ – концентрация i -го газа в газообразном экстрагенте над поверхностью энергетического масла, % об.; n – количество последовательных газовой экстракций после замены экстрагента на его чистую порцию исходного объема

Постоянство значений коэффициентов распределения в изучаемом интервале измеряемых концентраций растворен-

ных в трансформаторных маслах газов в зависимости от количества выполненных экстракций указывает на применимость в изучаемом интервале измеряемых концентраций растворенных в трансформаторных маслах газов уравнения газовой экстракции (1.3), а также на воспроизводимость условий фазового равновесия в УУДР и выполнения измерений в целом.

3.2.2. Результаты исследования зависимости концентраций газов в объемах турбинного масла и воздуха над ним от соотношений этих объемов

Для пробы турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с объемом V_M исследован характер зависимости концентраций диагностических газов C_i в объеме турбинного масла и в объеме воздуха V_B над маслом в зависимости от отношения $N=V_B/V_M$ при температуре $t=20\text{ }^\circ\text{C}$ (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Зависимость концентраций диагностических газов в турбинном масле и в воздухе над ним от отношений V_B/V_M

Газ*	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈
C_i , % об.	0,65	0,55	1,45	0,14	0,17	0,18	0,048	1,2	0,19
C_{B,N_1} , % об. при $N_1=0,1$	4,3	1,1	0,81	0,047	0,126	0,82	0,04	0,141	0,022
C_{B,N_2} , % об. при $N_2=0,2$	2,6	0,92	0,76	0,045	0,117	0,56	0,037	0,140	0,022

* C_{B,N_1} – концентрации диагностических газов в воздухе над поверхностью турбинного масла при $N_1=0,1$

C_{B,N_2} – концентрации диагностических газов в воздухе над поверхностью турбинного масла при $N_2=0,2$

Из табл. 3.4 следует, что снижение значения $N=V_B/V_M$ приводит к повышению концентраций диагностических газов в воздухе над поверхностью турбинного масла, при этом концентрации горючих CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CO, C₃H₈, C₃H₆ не достигают концентрационных пределов воспламенения для

каждого индивидуального газа; концентрация водорода в воздухе над турбинным маслом может достигнуть значения минимальной концентрации (4 % об. [156]) диапазона воспламенения газообразной смеси «водород – воздух» при температуре $t=20$ °С, содержащей еще и пар турбинного масла при концентрациях, соответствующих насыщенному состоянию при данной температуре турбинного масла. В связи с этим рекомендовано методом газовой хроматографии определять содержания диагностических газов в турбинном масле и в воздухе (в картерах подшипников ПТУ), что позволит различать дефекты электрического или теплового характеров от прорыва водорода в картеры подшипников в латентный период развития этих дефектов [14].

3.2.3. Результаты исследования зависимости растворимости водорода в турбинном масле от температуры

Методом газовой хроматографии исследована зависимость растворимости X_B для водорода в турбинном масле от температуры t (в интервале температуры 15...80 °С) (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Зависимость растворимости водорода в турбинном масле от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	15	20	30	40	50	60	65	70	80
$X_B, \%$ об.	4,9	5,2	6,0	6,5	7,4	8,0	8,3	8,8	9,5

Из табл. 3.5 следует, что уменьшение растворимости X_B для водорода в турбинном масле при снижении температуры аналогично известному характеру растворимости в трансформаторных маслах газов H_2 , CO , O_2 , N_2 , воздуха и воды [46].

Зависимость X_B (% об.) от температуры t может быть выражена уравнением зависимости растворимости газов в жидкости с образованием идеального раствора [157]:

$$\ln X_B = 6,36 - \frac{919,8}{t + 273}. \quad (3.2)$$

Методом газовой хроматографии исследована зависимость коэффициентов распределения $K_{\text{турб}}$ для водорода в турбинном масле от температуры t в интервале 15...80 °С (табл. 3.6) в системе «турбинное масло – растворенный водород – газообразный экстрагент (воздух)».

Таблица 3.6

Зависимость коэффициентов распределения для водорода в турбинном масле от температуры в системе «турбинное масло – растворенный водород – газообразный экстрагент (воздух)»

$t, ^\circ\text{C}$	15	20	30	40	50	60	65	70	80
$X_{\text{в}}, \% \text{ об.}$	0,049	0,052	0,060	0,065	0,074	0,080	0,083	0,088	0,095

Из табл. 3.6 следует, что коэффициенты распределения $K_{\text{турб}}$ для водорода уменьшаются от 0,049 до 0,095 при уменьшении температуры, и зависимость $K_{\text{турб}}=f(t)$ может быть выражена уравнением, аналогичным уравнению для коэффициентов распределения растворенного компонента в идеальном растворе [93]:

$$\ln K_{\text{турб}} = 0,44 - \frac{988}{t + 273}. \quad (3.3)$$

Для системы «турбинное масло – растворенный водород» по термодинамическому уравнению [158] рассчитана дифференциальная теплота растворения $\Delta H_{\text{турб}}$ для водорода с учетом растворимостей $X_{\text{в},1}$ и $X_{\text{в},2}$ для водорода в турбинном масле при абсолютных температурах T_1 и T_2 :

$$\Delta H_{\text{турб}} = 8,314 \left(\frac{T_1 T_2}{T_2 - T_1} \right) \ln \frac{X_{\text{в},2}}{X_{\text{в},1}}. \quad (3.4)$$

Полученное значение $\Delta H_{\text{турб}}=8,64$ кДж/моль близко к соответствующему значению $\Delta H_{\text{транс}}=8,13$ кДж/моль для водорода в системе «трансформаторное масло ГК – растворенный водород» при температурах от – 20 до 70 °С, полученному авторами на основании приведенных данных в работе [12], что может указывать на отсутствие влияния структурно-

группового состава энергетического масла на числовые значения растворимости водорода в них.

3.2.4. Результаты исследования зависимости концентраций водорода в объемах насыщенного водородом турбинного масла и воздуха над ним от соотношений этих объемов

Методом газовой хроматографии исследовано влияние отношений $N_0=V_B/V_M=0,01\dots 10$ на значения концентраций водорода C_a в объемах воздуха V_B над турбинным маслом, насыщенным водородом до концентрации $X_B=5,2$ % об. при $t=20$ °С. В табл. 3.7 так же приведены результаты расчетов по формуле (1.3) изменений концентраций водорода $C_{в,р}$ в объемах воздуха V_B над турбинным маслом при тех же значениях X_B и N_0 и при значении коэффициента распределения $K_{турб}=0,052$ для водорода, а также расчетов относительных отклонений δ значений C_B от $C_{в,р}$.

Таблица 3.7

Зависимость концентраций водорода в воздухе над турбинным маслом от значений отношений объемов воздуха к объему масла V_B/V_M при температуре 20 °С

N_0	0,01	0,017	0,05	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2	5	10
C_B , % об.	83,3	75,0	50,0	33,3	14,3	9,1	5,9	4,8	4,0	0,99	0,50
$C_{в,р}$, % об.	80,0	78,0	52,0	35,0	13,5	9,7	5,5	5,2	4,3	0,92	0,54
δ , %	4,0	3,9	3,8	5,1	5,6	6,6	6,8	8,3	7,5	7,1	8

Из табл. 3.7 следует, что в интервале значений $N_0=0,017\dots 1,2$ концентрации водорода в воздухе над турбинным маслом соответствуют концентрационным пределам распространения пламени в смеси «водород – воздух» (75–4 % об. [159]) при температуре 20 °С; во всем интервале отношений N_0 относительные отклонения δ значений C_B от $C_{в,р}$ не более 8,3 %, что не превышает относительной погрешности результатов измерений концентраций 10 %, и указывает на применимость испо-

льзования уравнения (1.3) и на постоянство значения $K_{\text{тур}}=0,052$ для водорода при $X_{\text{в}} \leq 5,2$ % об. в турбинном масле и до $C_{\text{в}} \leq 83,3$ % об. – в газовой фазе над маслом. Это позволяет использовать метод газовой хроматографии для определения содержания водорода в турбинном масле по формуле (1.3). На рис. 3.4 представлена зависимость $C_{\text{в}}=f(N_0)$ концентрации водорода в воздухе над турбинным маслом, насыщенном водородом, при температуре 20 °С.

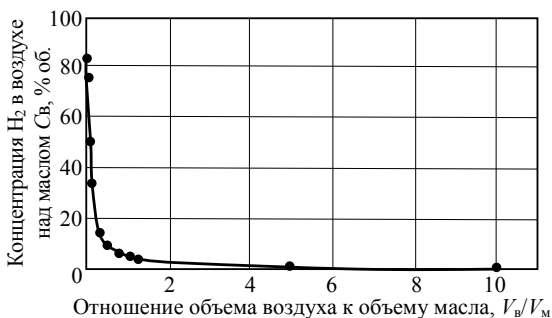


Рис. 3.4. Зависимость концентрации водорода $C_{\text{в}}$ в воздухе над турбинным маслом от отношений объема воздуха к объему турбинного масла $V_{\text{в}}/V_{\text{м}}$ при 20 °С

Из рис. 3.4 следует, что зависимость концентрации водорода в воздухе над турбинным маслом, насыщенном водородом, от отношений объема воздуха к объему масла N_0 имеет вид гиперболы. Это позволяет определять концентрацию водорода в воздухе, находящемся в равновесии с турбинным маслом, содержащим растворенный водород, в зависимости от отношений объема воздуха к объему масла, например в картерах подшипников турбоагрегата с водородным охлаждением для обеспечения их безопасной эксплуатации.

На основании результатов, приведенных в таблице 3.5, расчетным методом установлено, что при охлаждении турбинного масла, насыщенного водородом при допустимом значении температуры эксплуатации 65 °С (при концентрации насыщения водорода $X_{\text{в}}=8,3$ % об.) в системе маслоснабжения подшипников турбоагрегата, до температуры 20 °С (при кон-

центрации насыщения водорода $X_v=5,2$ % об.) в системе слива масла газообразный водород выделится из объема турбинного масла и накопится над поверхностью этого масла, повышая опасность воспламенения смеси «турбинное масло – газообразный водород – воздух».

Наличие зависимости $C_v=f(N_0)$, $K_{\text{турб}}=f(t)$ и $X_v=f(t)$ позволяет использовать контроль содержания водорода в турбинных маслах (в картерах подшипников) методом газовой хроматографии для обеспечения безопасной эксплуатации системы маслоснабжения ПТУ с водородным охлаждением.

3.2.5. Результаты исследования коэффициентов распределения в системе «свежее энергетическое масло – растворенный ионол – жидкий экстрагент»

Исследованы зависимости значений коэффициентов распределения $K_{\text{см}}$ для ионولا в смесях свежих и эксплуатационных трансформаторных масел ГК и Т-1500 в системах «смесь трансформаторных масел – растворенный ионол – этанол» от содержания $\phi_{\text{ГК}}$ трансформаторного масла ГК в этих смесях (табл. 3.8) при $t=20$ °С.

Таблица 3.8

Зависимость коэффициентов распределения $K_{\text{см}}$ для ионولا в смесях свежих трансформаторных масел ГК и Т-1500 от содержания $\phi_{\text{ГК}}$ масла ГК

$\phi_{\text{ГК}}$, об. доля	0	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,0
$K_{\text{см}}$	2,4	2,34	2,28	2,25	2,19	2,13	2,10

Из табл. 3.8 следует, что повышение содержания масла ГК в смеси приводит к снижению значений коэффициентов распределения $K_{\text{см}}$ для ионولا. Зависимость $K_{\text{см}}=f(\phi_{\text{ГК}})$ для смеси свежих трансформаторных масел ГК и Т-1500 является линейной и может быть выражена уравнением:

$$K_{\text{см}}=K_{\text{Т-1500}}-(K_{\text{Т-1500}}-K_{\text{ГК}})\phi_{\text{ГК}}, \quad (3.5)$$

где $K_{\text{ГК}}$ и $K_{\text{Т-1500}}$ – коэффициенты распределения для ионولا в смесях свежих трансформаторных масел ГК и Т-1500.

В интервале температур 15...32 °С исследована зависимость K_i для ионола от температуры его экстракции этанолом из свежего трансформаторного масла Nytro 11GX и турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с (табл. 3.9).

Таблица 3.9

Зависимость коэффициентов распределения для ионола от температуры экстракции из масел Nytro 11GX и АЗМОЛ Тп-22с

$t, ^\circ\text{C}$	15	18	20	22	26	32
Трансформаторное масло Nytro 11GX						
$K_{i,\text{транс}}$	3,0	2,7	2,5	2,4	2,1	1,8
$\gamma_{\text{транс}}, \%$	16,2	6,3	0	-5,9	-16,4	-30,0
Турбинное масло АЗМОЛ Тп-22с						
$K_{i,\text{турб}}$	2,8	2,5	2,3	2,1	1,8	1,7
$\gamma_{\text{турб}}, \%$	21,7	8,7	0	-8,7	-21,7	-26,1

В табл. 3.9: $K_{i,\text{транс}}$ и $K_{i,\text{турб}}$ – коэффициенты распределения для ионола в трансформаторном и турбинном маслах; $\gamma_{\text{транс}}$ и $\gamma_{\text{турб}}$ – относительные отклонения коэффициентов $K_{i,\text{транс}}$ и $K_{i,\text{турб}}$ при измеренной температуре t от значений при температуре $t=20^\circ\text{C}$.

Из табл. 3.9 следует, что: в интервале температур $t=18...22^\circ\text{C}$ значения $\gamma_{\text{транс}}$ и $\gamma_{\text{турб}}$ не превышают 10 %, что допустимо для технических расчетов, и экстракцию ионола из энергетических масел

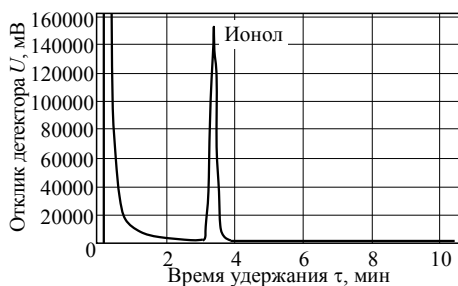


Рис. 3.5. Типичная хроматограмма ионола в процессе анализа энергетического масла при определении $K_{i,t}$ для ионола

рекомендовано выполнять при $t=20^{\pm 2}^\circ\text{C}$. Для интервала $t_3=15...32^\circ\text{C}$ значения $K_{i,t}$ для температуры t при известном значении $K_{i,20}$ при $t=20^\circ\text{C}$ можно рассчитать по уравнению (1.3).

На рис. 3.5 представлена типичная хроматограмма ионола

газохроматографического анализа энергетического масла при определении коэффициентов распределения $K_{i,t}$ для ионола.

3.3. Результаты исследования влияния содержания пропана и пропилена в минеральном энергетическом масле на достоверность газохроматографического определения в нем содержания ацетилена

Исследована зависимость времени выхода хроматографических пиков C_3H_8 и C_3H_6 от температуры газохроматографической колонки $t_{\text{хк}}$ с сорбентом «Рогарак N» в интервал рекомендованных по СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 температур $t_{\text{хк}}=40\dots190\text{ }^\circ\text{C}$, и установлено, что отсутствует возможность идентификации газохроматографических пиков C_3H_8 и C_3H_6 в связи с одинаковым временем их удерживания τ_r , и эти газохроматографические пики фиксируются на хроматограмме в виде их суммы, что согласуется с данными работы [105]. На рис. 3.6 показана хроматограмма анализа газовой смеси газов CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_3H_6 в аргоне, из которой видно, что газохроматографические пики C_3H_8 и C_3H_6 не разделяются и выходят в виде одного газохроматографического пика C_3H_8 .

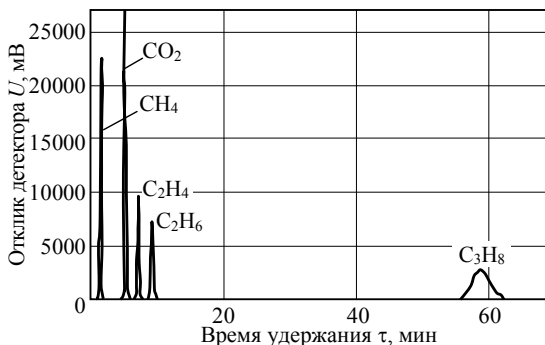


Рис. 3.6. Хроматограмма смеси газов CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_3H_6 в аргоне

Для изотермических условий работы газохроматографических колонок определен характер зависимости времен удерживания $t_r(C_nH_{2n+2})$, с, газохроматографических пиков для углеводородов одного гомологического ряда анализируемых диагностических газов CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 от количеств атомов углерода n_C в их молекулах, определяемой по формуле [160, 161]:

$$\lg t_r(C_nH_{2n+2}) = 1,19 + 0,74n_C. \quad (3.6)$$

Установлено, что вершина газохроматографического пика C_3H_8 проявляется на хроматограмме через 43 мин. Таким образом, при выполнении серии единичных газохроматографических анализов продолжительностью 17 мин газохроматографический пик C_3H_8 (или сумма газохроматографических пиков C_3H_6 и C_3H_8), образующийся после первого газохроматографического анализа, может появиться на последующих хроматограммах в любом их месте через 43 мин после выполнения первого газохроматографического анализа. При этом возможно искажение формы газохроматографического пика, ошибки в идентификации газохроматографического пика и в количественном результате газохроматографического анализа, например, если газохроматографический пик C_3H_8 (или сумма газохроматографических пиков C_3H_6 и C_3H_8) появляется на месте газохроматографического пика C_2H_2 при одном из последующих газохроматографических анализов.

На рис. 3.7 показана хроматограмма анализа аттестованной газовой смеси, содержащей анализируемые углеводородные газы, в том числе C_3H_8 и C_3H_6 [162].

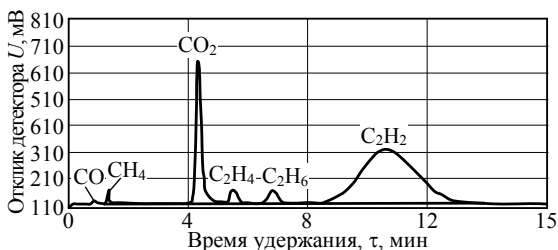


Рис. 3.7. Хроматограмма анализа аттестованной газовой смеси, содержащей C_3H_8 и C_3H_6

Хроматограмма получена при выполнении третьего последовательного газохроматографического анализа одной и той же пробы аттестованной газовой смеси в изотермических условиях работы газохроматографической колонки и осложнена появлением суммы газохроматографических пиков C_3H_6 и C_3H_8 на месте газохроматографического пика C_2H_2 , не позволяя точно идентифицировать газохроматографический пик C_2H_2 . При этом концентрация C_2H_2 , вычисленная с учетом влияния суммы газохроматографических пиков C_3H_6 и C_3H_8 , имеет значение 0,054 % об., действительная же концентрация C_2H_2 имеет значение 0,0124 % об. Это может влиять на результат диагностирования маслonaполненного электрического оборудования на основе полученных данных о концентрациях растворенных диагностических газов в трансформаторном масле.

На основании этих результатов рекомендовано выполнять программирование температуры газохроматографической колонки от 40 до 190 °С после выхода газохроматографического пика C_2H_2 при массовом анализе энергетических масел. На рис. 3.8 показана хроматограмма газохроматографического анализа газовой смеси, содержащей углеводородные диагностические газы, в том числе C_3H_8 , при программировании температуры газохроматографической колонки от 40 до 190 °С после выхода газохроматографического пика C_2H_2 с компенсацией дрейфа нулевой линии хроматограммы и со скоростью программирования 35 °С/мин.

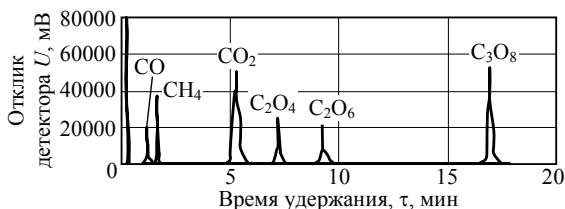


Рис. 3.8. Хроматограмма анализа газовой смеси, содержащей углеводородные диагностические газы при программировании температуры газохроматографической колонки

На основании формулы (3.6) установлено, что при изотермических условиях работы газохроматографической колонки газохроматографический пик, например для диагностического газа C_4H_{10} , после выполнения первого газохроматографического анализа пробы трансформаторного масла, может появиться на последующих хроматограммах примерно через 3 ч и 46 мин, и внести искажения в результаты измерений. В связи с этим в начале рабочего дня рекомендовано выполнять кондиционирование газохроматографических колонок при температуре не ниже $190\text{ }^{\circ}\text{C}$ и не выше $200\text{ }^{\circ}\text{C}$.

3.4. Газохроматографическое определение влагосодержания минерального трансформаторного масла методом сравнения

В работе [125] приведена методика выполнения измерений для количественного газохроматографического определения в трансформаторных маслах молекулярно-растворенной формы воды с использованием термодесорбера (вакуумной приставки), и указано, что: градуирование хроматографа выполняется с использованием приготавливаемых градуировочных растворов воды в трансформаторном масле марки ГК, получаемых путем поглощения заданным количеством трансформаторного масла паров воды из потока влажного воздуха при комнатной температуре; с помощью реактива К. Фишера определяется содержание воды в полученном растворе трансформаторного масла; с помощью психрометра определяется относительная влажность продуваемого через трансформаторное масло влажного воздуха с последующим определениями парциального давления паров воды в воздухе и расчетом коэффициента Генри; для конкретных значений температуры и влажности используемого воздуха с учетом температурной зависимости коэффициента Генри определяется количество растворенной воды в приготавливаемом растворе на основе данного трансформаторного масла марки ГК. Вместе с тем,

приготовление градуировочных растворов воды в трансформаторном масле может быть выполнено в изотермических условиях по методике, приведенной в работе [64] после газохроматографического определения коэффициентов распределения для воды в системе «трансформаторное масла – растворенная вода – свободный воздух» с использованием потоков насыщенного влажного воздуха и газового хроматографа с детектором по теплопроводности (ДТП) без применения реактива К.Фишера по информации, приведенной в работе [122] и расчета значений коэффициентов Генри. Для определения границ применения, необходимо исследовать метод количественного газохроматографического определения влагосодержания в трансформаторном масле в виде молекулярно-растворенной формы воды с использованием метода сравнения и экспериментально определяемых значений коэффициентов распределения для воды в трансформаторном масле в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух». При этом для снижения погрешностей результатов измерений должны быть соизмеримыми соответствующие значения для: количеств воды, вводимых в термодесорбер (вакуумную приставку) газового хроматографа с анализируемой пробой трансформаторного масла и с градуировочным раствором воды в трансформаторном масле [163]; коэффициентов распределения для воды в трансформаторном масле в системе «трансформаторное масла – растворенная вода – свободный воздух» для анализируемой пробы трансформаторного масла и градуировочного раствора воды в трансформаторном масле.

Цель исследования – выбор условий выполнения исследований и определение основных процедур измерений и расчета погрешностей результатов измерений при газохроматографическом определении влагосодержания в трансформаторном масле методом сравнения на газовом хроматографе с ДТП и термодесорбером (вакуумной приставкой).

Объекты исследований – градуировочные смеси воды в трансформаторном масле на основе свежих трансформаторных масел марок ГК и Т-1500, не содержащих свободную воду.

Измерения выполняли на газовом хроматографе ЛХМ-80 с ДТП с использованием термодесорбера (вакуумной приставки), аналогично использованному в работе [164]. Хроматографическая колонка: длина 6м, внутренний диаметр 3 мм, твердый носитель – Полисорб-1. Газ – носитель гелий. Температуры в термостатах: хроматографической колонки $t_{\text{хк}}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$, испарителя $t_{\text{исп}}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$, ДТП $t_{\text{дтп}}=130\text{ }^{\circ}\text{C}$, термодесорбера $t_{\text{тд}}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Объемный расход газа-носителя $W_{\text{гн}}=30\text{ см}^3/\text{мин}$. Ток моста $I_{\text{дтп}}=190\text{ мА}$ для ДТП.

Основные процедуры газохроматографического исследования концентраций молекулярно-растворенной формы воды в пробах трансформаторных масел методом сравнения. При определении концентраций молекулярно-растворенной формы воды в пробе трансформаторного масла рабочий диапазон измеряемых концентраций воды в трансформаторном масле от 2 до 80 г/т. Расчетный порог детектирования $G_{\text{мин}}=1,6\cdot 10^{-7}$ г по воде для ДТП. Диапазон линейности ДТП по воде от $1,6\cdot 10^{-7}$ до $1,0\cdot 10^{-3}$ г. Порог определения воды в пробе трансформаторного масла 2 г/т при относительной погрешности результата измерения не более 40 %. Последовательность выхода хроматографических пиков компонентов разделяемой смеси: воздух, CO_2 , вода. Объемы анализируемых объектов измерений $V_{\text{пр}}$ от 0,001 до 1 см^3 . Продолжительность единичного измерения 10 мин. За результат измерений площади хроматографического пика принимали среднее арифметическое результатов единичных измерений площадей хроматографических пиков воды. Для приготовления градуировочных смесей воды в трансформаторном масле в качестве стандартных образцов свойств веществ использовали дистиллированную воду и насыщенные влажные потоки воздуха. Жидкие градуировочные смеси и пробы трансформаторного масла в термодесорбер хроматографа вводили с помощью шприцов. Сущность метода определения влагосодержания в пробе трансформаторного масла, аналогично методике, приведенной в работе [125], заключается во введении анализируемой пробы трансформаторного масла в термодесорбер хроматографа;

термическом выделении из нее воды потоком газа-носителя; изотермическом хроматографическом разделении паров воды в потоке газа-носителя на насадочной хроматографической колонке и последующем ее определении на ДТП хроматографа; введении градуировочного раствора воды в трансформаторном масле в термодесорбер хроматографа; термическом выделении из нее воды потоком газа-носителя; изотермическом хроматографическом разделении паров воды в потоке газа-носителя на насадочной хроматографической колонке и последующем ее определении на ДТП хроматографа. Механизм выделения воды в поток газа-носителя из трансформаторного масла при вводе пробы этого масла в термодесорбер (вакуумную приставку) газового хроматографа изложен в работе [125]. Основные процедуры при выполнении измерений: приготовление градуировочных смесей воды в трансформаторном масле; измерение площади хроматографического пика при анализе градуировочного раствора воды в трансформаторном масле; измерение площади хроматографического пика при анализе проб трансформаторного масла; расчет концентрации воды в пробе анализируемого трансформаторного масла; обработка результатов измерений.

Приготовление градуировочных растворов воды в трансформаторном масле выполняется методом добавки паров воды в осушенную пробу свежего трансформаторного масла с известной ее массой при ее контакте с заданным объемом насыщенного парами воды воздуха (осушивание трансформаторного масла выполняется с помощью цеолита марки СаА до влагосодержания менее 2 г/т с последующим насыщением трансформаторного масла сухим воздухом). В осушенной пробе свежего трансформаторного масла отсутствие молекулярно-растворенной формы воды определяется методом газовой хроматографии по отсутствию хроматографического пика воды при анализе этой пробы трансформаторного масла. Концентрация C_T молекулярно-растворенной формы воды в приготовленной градуировочной смеси трансформаторного масла определяется по формуле [64]:

$$C_{\Gamma} = C_0^{\Gamma} \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{M}}} \cdot \frac{K_i}{K_i + \frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{M}}}}, \quad (3.7)$$

где C_0^{Γ} – концентрация паров воды в насыщенном воздухе;

V_{Γ} – объем воздуха в шприце;

V_{M} – объем трансформаторного масла в шприце;

K_i – коэффициент распределения для воды в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный равновесный воздух» для данного трансформаторного масла.

Растворы воды в трансформаторных маслах и фазовые равновесия создают по методике, приведенной в работе [64] при отношении V_{Γ} к V_{M} в шприце на уровне $V_{\Gamma}/V_{\text{M}}=3$. Для приготовления градуировочного раствора воды в трансформаторном масле используются: шприцы типа «ELCHROM» объемом 20 см³ со стеклянным поршнем; устройство для перемешивания барабанного типа при частоте вращения барабана 60 об/мин (для насыщения парами воды пробы трансформаторного масла в шприце). Продолжительность процесса перемешивания при установлении динамического равновесия – не менее 2 ч. Температура осуществления фазового равновесия в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух» в шприце 20^{±2} °С. Градуирование шприцов типа «ELCHROM» и определение коэффициентов распределения K_i выполняли по процедурам, приведенным в работе [64]. Газохроматографическому анализу подвергались равновесные растворы воды в трансформаторных маслах, вводимые в термодесорбер хроматографа. Сущность измерений заключалась в том, что после приготовления раствора воды в исследуемом сравнительном растворе воды в трансформаторном масле, пробу трансформаторного масла объемом V_{M} приводили в соприкосновение с объемом V_{Γ} сухого воздуха в герметичном шприце. После установления фазового равновесия пробу трансформаторного масла вводили в термодесорбер хроматографа и определяли площадь хроматографического пика S_1 для воды. Далее, газовую фазу в шприце полностью заменяли на

сухой воздух аналогичного объема, и, после повторного установления фазового равновесия, пробу трансформаторного масла вводили в термодесорбер хроматографа и вновь определяли площадь хроматографического пика S_2 для воды. Расчет значений коэффициентов распределения K_i в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух» для исследуемого трансформаторного масла выполнялся по формуле [93]:

$$K_i = \frac{S_1}{S_2 - S_1} \cdot \frac{V_r}{V_m} \quad (3.8)$$

Расчеты погрешностей значений V_r , V_m , K_i выполняются по методике, приведенной в работе [64]. В таблице 3.10, в качестве примера, приведены результаты измерений коэффициентов распределений K_i для воды в трансформаторных маслах марок ГК и Т-1500 в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух», а так же экспериментально полученные данным методом значения концентраций воды в этих трансформаторных маслах.

Таблица 3.10

Результаты приготовления градуировочных растворов воды в трансформаторных маслах*

Марка ТМ	ρ_r	V_r	V_m	V_r/V_m	C_0^r	K_i	C_r	C_0
ГК	0,85	15	5	3	17	2,1	21	24,7
Т-1500	0,85	15	5	3	17	4,1	29,5	33,9

* ρ_r – плотность градуировочного раствора воды в данном трансформаторном масле, т/м³

C_0^r – концентрация паров воды в насыщенном воздухе, г/м³

– коэффициент распределения для воды в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух» для данного трансформаторного масла

– концентрация молекулярно-растворенной формы воды в градуировочной смеси в трансформаторном масле, г/м³

– концентрация молекулярно-растворенной формы воды в градуировочной смеси в трансформаторном масле, г/т, определяемая по формуле $C_0 = C_r/\rho_r$

Для сравнения результатов приготовления концентраций воды в градуировочных растворах в трансформаторных маслах, полученных настоящим способом, использован метод,

изложеный в работе [122] с применением реактива К.Фишера. Отличия в результатах концентраций не превышали 5 % относительных, что является приемлимым для практического использования.

Концентрация C_m молекулярно-растворенной формы воды в анализируемой пробе трансформаторного масла определяется по формуле:

$$C_m = \frac{C_0 V_{гр} \rho_{г} S_{ан}}{V_{ан} \rho_{ан} S_{г}}, \quad (3.9)$$

где $V_{гр}$ – объем градуировочного раствора воды в трансформаторном масле, вводимый в термодесорбер хроматографа;

$V_{ан}$ – объем анализируемой пробы трансформаторного масла, вводимый в термодесорбер хроматографа;

C_0 – концентрация воды в градуировочном растворе в трансформаторном масле;

$\rho_{г}$ – плотность градуировочного раствора воды в трансформаторном масле;

$\rho_{ан}$ – плотность анализируемой пробы трансформаторного масла;

$S_{г}$, $S_{ан}$ – площади хроматографических пиков воды, соответствующие введенным в термодесорбер объемам $V_{гр}$ и $V_{ан}$, соответственно.

В табл. 3.11, в качестве примера, приведены рекомендуемые значения объемов вводимых в термодесорбер хроматографа анализируемых проб трансформаторных масел и градуировочных растворов в зависимости от ожидаемых значений концентраций воды в анализируемых пробах трансформаторных масел марки ГК с использованием градуировочного раствора воды в трансформаторном масле марки ГК при условиях: $\rho_{ан}=\rho_{г}=0,85 \text{ г/см}^3$; ($\rho_{ан}$ – плотность анализируемого трансформаторного масла, $\rho_{г}$ – плотность градуировочного трансформаторного масла); температура измерений $t=20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Количества воды, вводимые в термодесорбер газового хроматографа с анализируемыми пробами трансформаторных масел и с градуировочными растворами воды в трансформато-

рных маслах, находятся в пределах диапазона линейности ДТП по отношению к парам воды.

Таблица 3.11

Рекомендуемые значения объемов вводимых анализируемых проб трансформаторных масел и градуировочных растворов воды в трансформаторных маслах*

C_0 , г/г	5	10	15	20	25	40	60	70
$V_{ан}$, см ³	1	1	1	1	1	0,7	0,5	0,4
$G_{ан} \cdot 10^6$, г	~4,3	~8,6	~1,3	~17	~21,3	~24	~25,5	~24
$V_{г}$, см ³	0,2	0,4	0,6	1	1	1	1	1
$G_{г} \cdot 10^6$, г	~4,2	~8,4	~12,6	~21	~21	~21	~21	~21

* C_0 – ожидаемая концентрация молекулярно-растворенной формы воды в анализируемой пробе трансформаторного масла

$V_{ан}$ – объем вводимой анализируемой пробы трансформаторного масла

$V_{г}$ – объем вводимой пробы градуировочного раствора воды в трансформаторном масле

$G_{ан}$ – количества воды, г, вводимые в термодесорбер газового хроматографа с анализируемой пробой трансформаторного масла

$G_{г}$ – количества воды, г, вводимые в термодесорбер газового хроматографа с градуировочным раствором воды в трансформаторном масле

Изменения температуры осуществления фазовых равновесий при выполнении экстракции анализируемого вещества влияют на результаты определения коэффициента распределения вещества [93]. Для определения влияния температуры на коэффициенты распределения K_i для воды в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – равновесный свободный воздух», изучена их температурная зависимость в виде функции $\ln K_i = f(1/T)$ (где T – абсолютная температура, К). В таблице 3.12 приведены экспериментальные и расчетные (*) значения K_i для воды в зависимости от температуры насыщения парами воды пробы трансформаторного масла воздухом при отношении $V_{г}/V_{м}=3$ ($V_{м}$ – объем трансформаторного масла, $V_{г}$ – объем равновесного воздуха над трансформаторным маслом) для свежих трансформаторных масел марок ГК и Т-1500, а так же уравнения, выражающие эту зависимость в изученном интервале температур $T=288...305$ К.

Из табл. 3.12 следует, что: повышение температуры в исследованном интервале температур приводит к снижению

значений коэффициентов распределения K_i для воды примерно на 13,6 % относительных для трансформаторного масла марки ГК и примерно на 15,9 % относительных для трансформаторного масла марки Т-1500; изменение температуры в интервале $20^{\pm 2}$ °С приводит к изменению значения коэффициента распределения K_i для воды не более чем на $\pm 5,2$ % относительных для трансформаторного масла марки ГК и не более чем на $\pm 2,4$ % относительных для трансформаторного масла марки Т-1500, что приемливо для практического использования. В связи с этим, поглощение паров воды в трансформаторном масле из влажного воздуха рекомендовано выполнять при термостатировании с изменениями температуры не более чем на ± 2 °С.

Таблица 3.12

Экспериментальные и расчетные значения K_i в зависимости от температуры*

ТМ	T	288	291*	293	295*	299	305	Уравнение
ГК	K_i	2,20	2,16	2,10	1,99	1,92	1,90	$\ln K_i = \frac{685}{T} - 1,59$
	γ_k	4,8	2,9	0	-5,2	-8,6	-9,5	
Т-1500	K_i	4,40	4,20	4,10	4,00	3,90	3,70	$\ln K_i = \frac{800}{T} - 1,32$
	γ_k	7,3	2,4	0	-2,4	-4,9	-9,8	

* K_i – коэффициент распределения для воды в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух»

γ_k – относительное отклонение (% относительный) коэффициента распределения K_i для воды при заданной температуре T от его значения при температуре 20 °С (293 К)

В табл. 3.13 приведен алгоритм определения погрешности результата измерения влагосодержания пробы трансформаторного масла по действующим в Украине методикам, приведенным в работах [165, 166].

Производные $\frac{\partial C_m}{\partial V_r}$, $\frac{\partial C_m}{\partial V_{ан}}$, $\frac{\partial C_m}{\partial C_r}$, $\frac{\partial C_m}{\partial \rho_{ан}}$, $\frac{\partial C_m}{\partial S_r}$, $\frac{\partial C_m}{\partial S_{ан}}$ вы-

числяют с учетом выше приведенных формул (3.7) – (3.9). Расчет погрешностей определения концентрации C_0 для градуировочного раствора воды в трансформаторном масле выполняют аналогично по процедурам, изложенным в приведенной таблице 3.13 и с учетом отношения $C_0 = C_r / \rho_r$.

Таблица 3.13

Алгоритм определения погрешности результата измерения влагосодержания пробы трансформаторного масла*

$\frac{\Theta(P)}{S} < 0,8$	$0,8 \leq \frac{\Theta(P)}{S} \leq 0,8$	$\frac{\Theta(P)}{S} > 0,8$
$\Delta P = t_p(f_{эф})S$	$\Delta P = \frac{t(f_{эф})S + \Theta(P)}{S + \sqrt{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 \frac{\Theta_i^2}{3}}} \sqrt{S^2 + \sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 \frac{\Theta_i^2}{3}}$	$\Delta P = \Theta(P)$

где $S = \sqrt{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 S^2(\bar{x}_i)}$; $\Theta(P) = 1,1 \sqrt{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 \Theta_i^2}$ при $P=0,95$;

$$f_{эф} = \frac{\left[\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^2 S^2(\bar{x}_i) \right]^2 - \frac{2}{m+1} \left[\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^4 S^4(\bar{x}_i) \right]}{\frac{1}{m+1} \left[\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i}\right)^4 S^4(\bar{x}_i) \right]}$$

* ΔP – доверительные границы суммарной погрешности результата измерений влагосодержания пробы трансформаторного масла при доверительной вероятности $P=0,95$

$S(\bar{x}_i)$ – средние квадратические отклонения результатов измерений i -х входных величин (V_i ; $V_{ан}$; C_i ; ρ_i ; $\rho_{ан}$; S_i ; $S_{ан}$), определяемые по требованиям нормативного документа [144]

m – количество измеряемых i -х входных величин

x_i – среднее арифметическое значение i -ой входной величины

Θ_p – доверительные границы систематической погрешности измерения влагосодержания пробы трансформаторного масла при доверительной вероятности $P=0,95$, определяемые по требованиям нормативных документов [165, 166]

$f_{эф}$ – оценка эффективного числа степеней свободы [165, 166]

$\frac{\partial f}{\partial x_i}$ – производная функции $C_m = f(V_i; V_{ан}; C_i; \rho_i; \rho_{ан}; S_i; S_{ан})$ от i -ой входной величины

Выводы

При определении содержания молекулярно-растворенной формы воды в пробах трансформаторных масел, не содержащих свободную воду, методом сравнения на эксплуатируемом газовом хроматографе, установлено, что:

– количественное определение концентрации воды в анализируемой пробе трансформаторного масла можно выполнять с использованием метода сравнения; приготовление градуировочных растворов возможно выполнять методом добавки паров воды в осушенную пробу свежего трансформаторного масла; процесс поглощения паров воды в трансформаторном масле из влажного воздуха рекомендовано выполнять при термостатировании с изменениями температуры не более чем на ± 2 °С; расчет концентрации молекулярно-растворенной формы воды в приготовленном растворе в трансформаторном масле выполняется с использованием предварительно определяемого методом газовой хроматографии значения соответствующего коэффициента распределения для воды в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух»;

– для снижения погрешностей результатов измерений должны быть соизмеримыми соответствующие значения для: количеств воды, вводимых в термодесорбер газового хроматографа с анализируемой пробой трансформаторного масла и с градуировочным раствором воды в трансформаторном масле; коэффициентов распределения для воды в трансформаторном масле в системе «трансформаторное масло – растворенная вода – свободный воздух» для анализируемой пробы трансформаторного масла и градуировочного раствора воды в трансформаторном масле;

– абсолютную и относительную погрешности определяемой концентрации воды в трансформаторном масле рассчитывают по алгоритму, применяемую для расчетов результатов косвенных измерений [165].

3.5. Разработка методик одновременного определения влагосодержания и общего газосодержания трансформаторного масла методом газовой хроматографии

В соответствии с требованиями нормативного документа [63] показатель общее газосодержание (ОГС) трансформа-

торного масла определяется для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов с пленочной защитой трансформаторного масла и герметичных вводов класса напряжения 110 кВ и выше, если относительно этого показателя нет дополнительных требований эксплуатационной документации, установленных заводом-изготовителем для иного маслonaполненного электрического оборудования. В Украине определение ОГС в трансформаторном масле регламентировано выполнять методами газовой хроматографии с использованием процедур анализа равновесного пара (АРП) или вакуумного извлечения газов из трансформаторного масла при выполнении хроматографических анализов растворенных газов в трансформаторном масле [63, 64].

Методом газовой хроматографии возможно одновременное определение ОГС и влагосодержания пробы трансформаторного масла при ее вводе в испаритель хроматографа с детектором по теплопроводности (ДТП) [125]. После выполнения серии анализов периодически выполняют процедуру регенерации методом обратной продувки. В работе [125] отмечено, что: показатель ОГС определяется, в основном, количеством растворенного в трансформаторном масле воздуха, а содержание прочих газов в трансформаторном масле обычно не превышает 1...2 % относительных от значения ОГС; для градуирования хроматографа рекомендовано использовать газовый микродозатор или градуировочный раствор воздуха в трансформаторном масле с известным содержанием в нем воздуха. При определении влагосодержания проб трансформаторного масла градуирование газового хроматографа по воде возможно с использованием процедур аналитической реакционной газовой хроматографии (АРГХ) [167] путем образования паров воды в потоке газа-носителя при протекании в нем химической реакции окисления газообразного водорода.

Цель исследования – выбор условий выполнения исследований и определение основных процедур измерений при определении показателя ОГС и влагосодержания из одной пробы трансформаторного масла методом газовой хроматографии с использованием одного газового хроматографа с ДТП.

Объекты исследований – жидкие градуировочные смеси на основе растворов воздуха в трансформаторном масле; пробы эксплуатационных трансформаторных масел, не содержащие свободную воду.

Основные технические характеристики и условия выполнения исследований.

Измерения выполняли на газовом хроматографе ЛХМ-80 с ДТП в интервале температур окружающего воздуха $20^{\pm 5}$ °С. Газ-носитель – гелий. Температуры в термостате с насадочными сравнительной $T_{\text{ср}}$ и рабочей $T_{\text{раб}}$ хроматографическими колонками и предколонкой $T_{\text{пред}} - T_{\text{ср}} = T_{\text{ра}} = T_{\text{пре}} = 120$ °С (изотермические условия работы хроматографической колонки); термостате с ДТП $T_{\text{дтп}} = 130$ °С; испарителях $T_{\text{исп}} = 300$ °С. Объемный расход газа-носителя 30 см³/мин. Ток моста ДТП $I_{\text{дтп}} = 190$ мА. Обработку хроматографической информации выполняли с применением аналого-цифрового преобразователя (АЦП) с учетом методики обработки сигналов, изложенной в работе [168]. Хроматографическая колонка: длина 6 м, внутренний диаметр 3 мм, твердый носитель – Полисорб-1. Предколонка: длина 2 м, внутренний диаметр 3 мм, наполнитель – кварцевое стекло фракцией 0,16...0,25 мм. Объемы анализируемых проб трансформаторных масел 0,2...150 мм³. Продолжительность одиночного измерения не более 10 мин. Общий суммарный объем вводимой пробы трансформаторного масла в испаритель хроматографа до начала выполнения операций обратной продувки системы «ДТП – рабочая хроматографическая колонка – предколонка – вкладыш в испарителе» не более 0,8 см³. При выполнении измерений движение газа – носителя в хроматографе происходит в последовательности: линия ввода газа-носителя в сравнительную камеру ДТП – сравнительная камера ДТП – сравнительная хроматографическая колонка – газовый кран-дозатор со сменной дозой – испаритель № 1 (заполнен медной стружкой – реагентом) – испаритель № 2 с вкладышем – предколонка – рабочая хроматографическая колонка – рабочая камера ДТП – линия сброса отработанного газа-носителя в атмосферу. При выполнении регенерации ра-

бочей хроматографической колонки методом обратной продувки движение газа – носителя происходит по условиям, изложенным в работе [164] в следующей последовательности: линия ввода газа-носителя в выходной штуцер в рабочую камеру ДТГ – рабочая камера ДТГ – рабочая хроматографическая колонка – предколонка – испаритель № 2 с вкладышем – линия сброса отработанного газа-носителя в атмосферу. При использовании газового крана-дозатора с комплектом сменных доз объемами $0,125 \dots 2,0 \text{ см}^3$ для выполнения градуирования и измерений, учитывается дополнительный внутренний объем корпуса газового крана-дозатора, определяемый по методике, приведенной в работе [64]. Определяемыми компонентами в пробе трансформаторного масла являются растворенный воздух и сумма молекулярно-растворенной и связанной форм воды. Сущность метода определения ОГС и влагосодержания в анализируемой пробе трансформаторного масла заключается во введении пробы трансформаторного масла в испаритель хроматографа, термическом выделении из нее суммы газов и воды потоком газа-носителя, изотермическом хроматографическом разделении суммы газов и воды в потоке газа-носителя в насадочной хроматографической колонке и последующем их определении в ДТГ хроматографа [125]. По градуировочной характеристике, полученной на основе анализа градуировочных смесей воды в трансформаторном масле, определяют концентрацию воды в анализируемой пробе трансформаторного масла. Механизм выделения суммы газов и трансформаторного масла в поток газа-носителя из трансформаторного масла при вводе пробы этого масла в испаритель газового хроматографа изложен в работе [125]. Процедуры, связанные с определением влагосодержания пробы трансформаторного масла, вводимой непосредственно в испаритель газового хроматографа, с использованием жидких или газообразных градуировочных смесей, изложены в работе [164]. Определение ОГС в анализируемой пробе трансформаторного масла по настоящей методике выполняют методом абсолютного градуирования. При этом на стадии разработки процедур

выполнения измерений и при периодическом градуировании хроматографа, выполняют определение линейного диапазона детектирования (ЛДД) для ДТП относительно воздуха. Рабочий диапазон измеряемых концентраций воды в трансформаторном масле 2...80 г/т при расчетном пороге детектирования $G_{\min}=1,6 \cdot 10^{-7}$ г для ДТП. Порог определения воды в пробе трансформаторного масла 2 г/т при относительной погрешности результата измерения не более 40 % [164]. Рабочий диапазон измеряемых концентраций ОГС в пробе трансформаторного масла на уровнях 0,1...10 % об. при расчетном пороге детектирования $V_{\min}=0,1$ мм³ воздуха для ДТП. Порог определения для ОГС в пробе трансформаторного масла 0,1 % об. при относительной погрешности результата измерения не более 40 % (по воздуху). Последовательность выхода хроматографических пиков компонентов разделяемой смеси: водород (возможна инверсия хроматографического пика аналогично [169]), воздух, CO₂, вода.

Определение ОГС в пробе трансформаторного масла.

При определении суммы концентраций молекулярно-растворенной и связанной форм воды в пробах трансформаторного масла возможно одновременное определение ОГС в пробе трансформаторного масла из маслonaполненного электрического оборудования герметичного исполнения. ОГС определяется суммой концентраций растворенных в трансформаторном масле газов: H₂, CH₄, O₂, C₂H₂, N₂, CO₂, C₂H₄, C₂H₆, CO [64]. При термической десорбции из трансформаторного масла эти газы (кроме H₂ и CO₂) на хроматограмме проявляются в виде одного хроматографического пика. Объемные поправочные относительные коэффициенты чувствительности газов K_i для ДТП достаточно близки и имеют значения: $K_{\text{CH}_4}=0,91$; $K_{\text{O}_2}=0,95$; $K_{\text{N}_2}=1,0$; $K_{\text{CO}_2}=1,22$; $K_{\text{C}_2\text{H}_4}=1,28$; $K_{\text{C}_2\text{H}_2}=1,15$; $K_{\text{C}_2\text{H}_6}=1,38$; $K_{\text{CO}}=1,04$; $K_{\text{H}_2}=0,034$ по [19]; $K_{\text{воздух}}=0,99$ [170] и $K_{\text{Ar}}=1,13$ (расчет по данным работы [171]). Это позволяет общий хроматографический пик, обусловленный влиянием присутствия в нем газов CH₄, O₂, C₂H₂, N₂, C₂H₄, C₂H₆, CO, условно принять за хроматографический пик ОГС (кроме газа H₂). При определении значения ОГС, площадь хроматографиче-

ского пика CO_2 , являющегося «наездником», суммируется с общей площадью хроматографического пика. В процессе разложения трансформаторного масла, связанного с дефектами в маслonaполненном электрическом оборудовании (в том числе, под воздействием высокой напряженности электрического поля [20]), в присутствии растворенных в трансформаторном масле воздуха или N_2 , в трансформаторном масле могут накапливаться так же такие газы, как C_xH_y ($x \geq 3$; $y \geq 4$), H_2S , NH_3 , COS [15, 172]. В испарителе хроматографа эти газы выделяются из пробы трансформаторного масла, увеличивая общую площадь хроматографического пика, характеризующего ОГС. Объемные поправочные относительные коэффициенты чувствительности K_i этих газов для ДТП достаточно близки друг к другу [170] и к выше приведенным газам, что так же позволяет общий хроматографический пик, обусловленный влиянием присутствия в нем этих газов, условно принять за хроматографический пик ОГС. Времена удерживаний некоторых газов C_xH_y в хроматографической колонке превышают продолжительность выполнения единичного измерения при определении влагосодержания в изотермических условиях работы хроматографической колонки. В связи с этим, для исключения влияния этих газов на результаты определения влагосодержания, после выполнения каждых двух измерений в изотермических условиях работы хроматографической колонки, выполняют линейное программирование ее температуры – после выхода хроматографического пика воды программирование температуры хроматографической колонки осуществляется со скоростью $25\text{ }^\circ\text{C}/\text{мин}$ до температуры $170\text{ }^\circ\text{C}$ ($T_{\text{дтп}}=180\text{ }^\circ\text{C}$; конечные температуры $T_{\text{ср}}=T_{\text{раб}}=T_{\text{пред}}=170\text{ }^\circ\text{C}$) и с последующим изотермическим режимом ее работы в течение 20 мин.

Для оценки ЛДД для ДТП относительно воздуха были использованы микрошприцы объемами $1 \dots 150\text{ мм}^3$, предварительно промытые не менее 10 раз градуировочным раствором – насыщенным воздухом трансформаторного масла марки ГК. Этими шприцами дозируют воздух в испаритель хроматографа аналогично методике, приведенной в работе [173] – воздух вводится в испаритель хроматографа микрошприцем с предварительно заполненной градуировочным раствором иглой мик-

рошприца. Для оценки порога детектирования ДТП относительно воздуха использовали микрошприцы объемами 1...150 мм³ и градуировочный раствор воздуха в трансформаторном масле, полученный по методике, приведенной в работе [64] путем изотермического контакта трансформаторного масла марки ГК с осушенным атмосферным воздухом. При этом установлено, что: перед использованием полученного градуировочного раствора необходима его изотермическая выдержка при температуре градуирования хроматографа в течение не менее 2 часов; при выполнении градуирования исчерпывается ресурс работы мембран в испарителе хроматографа и необходима частая их замена с отключением хроматографа. Содержания газов O₂ и N₂ в приготовленном градуировочном растворе воздуха в трансформаторном масле определяли с использованием соответствующих значений коэффициентов растворимости Оствальда по методике, приведенной в работе [64]. Градуировочные растворы CO₂ в трансформаторном масле этим методом не создавали – в атмосферном воздухе в лаборатории содержания CO₂ не имели постоянного значения и изменялась в интервале 0,028...0,25 % об. Исследованный ЛДД для ДТП относительно ОГС в пробе трансформаторного масла находится в диапазоне концентраций 0,1...20 % об. по отношению к воздуху. Расчетное значение порога определения воздуха в трансформаторном масле определяют с учетом измеряемого значения уровня флуктуационных шумов нулевого сигнала ДТП газового хроматографа. При разработке последовательности измерительных процедур для градуирования хроматографа относительно ОГС использован газовый кран-дозатор с комплектом сменных доз и газовые смеси «He – Ar» с содержанием в них Ar на уровнях 0,1...0,6 % об. (воздух не использовали, так как входящий в его состав O₂ может реагировать с реагентом в испарителе № 1). В таблице 3.14 приведены объемы Ar, вводимые в хроматограф при его градуировании относительно показателя ОГС (без учета внутреннего дополнительного объема газового крана-дозатора).

Таблица 3.14

Объемы Аг, вводимые в хроматограф при его градуировании относительно показателя ОГС*

$V_{д}, \text{см}^3$	0,125	0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
$C_1=0,1 \text{ \% об.}$						
$V_{\text{возд.1}}, \text{мм}^3$	0,125	0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
$C_2=0,6 \text{ \% об.}$						
$V_{\text{возд.2}}, \text{мм}^3$	0,75	1,5	3,0	6,0	9,0	12,0

* $V_{д}$ – объем сменной дозы газового крана-дозатора, см^3
 C_1, C_2 – концентрации Аг в газовых смесях, % об.
 $V_{\text{возд.1}}, V_{\text{возд.2}}$ – объемы Аг, мм^3 , вводимые газовым краном-дозатором в хроматограф при концентрациях C_1, C_2

Статистическое оценивание параметров линейной градуировочной характеристики выполняется по методике, приведенной в работе [174]. Экспериментально установлено, что при градуировании хроматографа для определения показателя ОГС в пробе трансформаторного масла, градуировочные характеристики выражаются в аналитической форме линейными уравнениями, в которых числовые значения свободных членов не являются значимыми, и в расчетах не учитываются. В табл. 3.15, в качестве примера, приведены расчетные значения относительных погрешностей (δ_i , процент относительный) результатов измерений ОГС в пробе трансформаторного масла марки Т-1500.

Таблица 3.15

Расчетные значения погрешностей измерений ОГС*

$C_{\text{ОГС}}$	0,1	0,4	1,0	2,0	6,0	8,0	11,6
$V_{\text{пр}}$	125	40	40	40	20	20	20
$V_{\text{возд}}$	0,125	0,16	0,4	0,8	1,2	1,6	2,32
n	6	20	20	20	40	40	40
δ_i	39,8	37	32	28	26	25	18

* $C_{\text{ОГС}}$ – ОГС в пробе трансформаторного масла, % об.

$V_{\text{возд}}$ – объем воздуха, вводимого в испаритель хроматографа с анализируемой пробой трансформаторного масла, мм^3

$V_{\text{пр}}$ – объем пробы трансформаторного масла, вводимой в испаритель хроматографа, мм^3

n – число возможных единичных анализов проб трансформаторного масла до начала операции обратной продувки газохроматографической колонки

Из таблицы 3.15 следует, что значения относительных погрешностей расчета ОГС уменьшаются при повышении значения ОГС в пробе трансформаторного масла в пределах рабочего диапазона измерения ОГС; вводимые в ДТП с пробами трансформаторного масла объемы воздуха не выходят за пределы исследованного диапазона ЛДД для ДТП.

При разработке процедур градуирования хроматографа по водороду для определения влияния водорода на величину ОГС использованы:

– газовый кран-дозатор с комплектом сменных доз (градуировочные смеси «He – H₂» с концентрациями водорода в них в диапазоне 0,1...3 % об. готовили путем смешивания водорода с гелием в герметичном шприце типа «ELCHROM» по методике, приведенной в работе [64]);

– градуировочные смеси, приготовленные путем растворения газообразного водорода, получаемого в электрохимическом генераторе газообразного водорода, в трансформаторном масле марки ГК по методике, приведенной в работе [64] с использованием процедур АРП и коэффициента растворимости Оствальда для расчета концентрации водорода в приготовленном концентрированном растворе водорода в трансформаторном масле.

При этом: более низкие концентрации водорода в трансформаторном масле готовят путем разбавления аликвотной части концентрированного раствора расчетными объемами трансформаторного масла, не содержащими водород; приготовленные растворы водорода в трансформаторном масле вводят в испаритель хроматографа с помощью микрошприцов. Экспериментально установлено, что:

– быстро исчерпывается ресурс работы мембран в испарителе хроматографа и необходима их частая замена с отключением хроматографа;

– в зависимости от объема градуировочной смеси, вводимой в хроматограф газовым краном-дозатором, и концентрации водорода в этом объеме, или в зависимости от количества пробы трансформаторного масла, вводимой в испаритель

хроматографа микрошприцом, и концентрации водорода в этой пробе, на хроматограмме может наблюдаться инверсия хроматографического пика водорода.

В результате термической десорбции газов из пробы трансформаторного масла и паров самого трансформаторного масла в испарителе хроматографа, в потоке газа-носителя кислород на горячих поверхностях и в объемах потока газа-носителя и жидкого трансформаторного масла может образовывать пары воды и газа CO_2 , которые в свою очередь могут влиять на результат измерения ОГС (например, за счет уменьшения концентрации O_2 и увеличения концентрации CO_2) анализируемой пробы трансформаторного масла. Для оценки такого возможного влияния на результат определения ОГС использовали свежее трансформаторное масло марки Т-1500, предварительно осушенное дегазацией и затем продутое потоком сухого гелия. Концентрация CO_2 в приготовленном трансформаторном масле менее порога определения по методике, приведенной в работе [64]. Измерения выполняли для одних и тех же количеств трансформаторного масла при одинаковых условиях с применением для продувки трансформаторного масла потоков газов: гелия (проба № 1 при содержании O_2 в трансформаторном масле менее порога определения по методике, приведенной в работе [64]); воздуха (проба № 2 при содержании O_2 в трансформаторном масле на уровне 3 % об. по методике, приведенной в работе [64]). Концентрации CO_2 в приготовлениях пробах трансформаторного масла № 1 и № 2 менее порога определения по методике, приведенной в работе [64]. Результаты измерений показали, что при определении суммы молекулярно-растворенной и связанной форм воды в пробе трансформаторного масла, при температуре испарителя 300 °С в последнем не генерируются дополнительные значительные количества CO_2 , влияющие на результаты в пределах погрешностей результатов измерений (средние значения площадей хроматографических пиков при анализе одинаковых масс анализируемых проб трансформаторного масла № 1 и № 2, отличаются не более, чем на 6 % относительных).

При разработке основных процедур градуирования хроматографа по CO_2 использовали газовый кран-дозатор с комплектом сменных доз и аттестованные газовые смеси с содержанием в них CO_2 на уровнях 0,1...1 % об. Результаты измерений содержания CO_2 для некоторых проб эксплуатационных трансформаторных масел, полученные по настоящей методике газовой хроматографии и методике газовой хроматографии с применением процедур АРП по методике, представленной в работе [64], приведены в табл. 3.16. Значения коэффициентов распределений K_i для CO_2 для конкретных проб трансформаторных масел определялись для равновесной системы «трансформаторное масло – растворенная CO_2 – равновесный газообразный Ar» по методике, приведенной в работе [64].

Таблица 3.16

Результаты определения содержания CO_2 в пробах трансформаторных масел*

Проба	Марка ТМ	C_{CO_2}			C_A
		[64]**	***	δ_1	
№ 3	Т-1500	0,129	0,148	14,7	14...15
№ 4	ГК	0,375	0,42	11,2	2...4
№ 5	Т-1500+ГК	0,381	0,39	2,4	–

* Проба № 3 – из ВРДНУ-240000/35/35, № 1098063

Проба № 4 – из РНОА-220/1000, № 18774

Проба № 5 – из ТДГН-25000/220/35/10, № 113647

C_A – среднее содержание ароматических углеводородов в трансформаторных маслах, % масс. по информации из работы [63]

δ_1 – различие результатов измерений содержания CO_2 по методике, приведенной в работе [64] и настоящей методики газовой хроматографии, % относительный

C_{CO_2} – концентрация CO_2 в трансформаторном масле, % об.

** Результаты, полученные методом газовой хроматографии по процедурам АРП по методике, приведенной в работе [64]

*** Результаты, полученные по настоящей методике газовой хроматографии

Из табл. 3.16 следует, что: для проб трансформаторных масел № 3 и № 4 результаты определения концентраций CO_2 в трансформаторных маслах, полученные по настоящей методике газовой хроматографии, отличаются в большую сторону по сравнению с методом газовой хроматографии с применением процедур АРП для определения CO_2 по процедурам, приведенным в работе [64]; для пробы трансформаторного масла

№ 5 для смеси трансформаторных масел марок ГК и Т-1500 результаты определения концентраций CO_2 в трансформаторных маслах, полученные по методике АРП, приведенной в работе [64] и по настоящей методике газовой хроматографии, практически близки; уменьшение содержания ароматических углеводородов в смеси трансформаторного масла приводит к снижению различий в результатах измерения содержания CO_2 в пробах трансформаторных масел, полученных по настоящей методике газовой хроматографии, и с применением процедур АРП для определения CO_2 по методике, приведенной в работе [64]. Можно предположить, что при комнатных температурах CO_2 способна образовывать химические связи с некоторыми компонентами эксплуатационного трансформаторного масла, находящимися, например, в коллоидном состоянии с различной степенью дисперсности. При высоких температурах в испарителе хроматографа, куда вводится анализируемая проба трансформаторного масла, эти химические связи разрушаются, и «связанная» CO_2 , дополнительно к молекулярно-растворенной в пробе трансформаторного масла CO_2 , выделяется в поток газоносителя. Так, в работах [175, 176] отмечено, что: примеси в нефтепродуктах могут содержаться как в виде мицелл, так и в виде надмолекулярных структур – «сложных структурных единиц»; бензолные кольца в ароматических углеводородах в нефтепродуктах, представляющих собой коллоидные системы с коллоидными частицами с различными физико-химическими свойствами, являются специфическими центрами межмолекулярного взаимодействия; на результаты анализа содержания в трансформаторном масле газов методом газовой хроматографии по процедурам АРП могут оказывать влияние продукты деструкции эксплуатационного трансформаторного масла и конструкционных материалов при наличии дефектов в маслонаполненном электрическом оборудовании – в таком трансформаторном масле определяемые газы могут находиться, например, как в виде молекулярных растворов, так и в сорбированном состоянии в продуктах деструкции трансформаторного масла и конструкционных материалов; присутствие в

пробе эксплуатационного трансформаторного масла коллоидных частиц, например, углерода и (или) осадка иной физико-химической природы, может влиять на результаты ХАРГ трансформаторного масла в соответствии с методикой анализа, приведенной в работе [64] с использованием процедур АРП.

В табл. 3.17 приведены результаты измерения содержания CO_2 (C_{CO_2} , % об.) в пробах трансформаторных масел и расчета коэффициентов распределений (K_i) в системе «трансформаторное масло – растворенная CO_2 – газообразный Аг» при различных влагосодержаниях (W_i , г/т) этих проб трансформаторных масел при их одинаковых объемах. Пробы трансформаторных масел поглощали CO_2 при одинаковых условиях фазовых равновесий из одной и той же аттестованной газовой смеси, содержащей CO_2 в Аг по методике, приведенной в работе [64] в статических условиях поглощения. Исходное анализируемое трансформаторное масло представляет собой эксплуатационное трансформаторное масло марки ГК из трансформатора напряжения ТН-330 2СШ ф.В_{низ} НКФ-330, № 10853.

Таблица 3.17

Результаты измерения содержания CO_2 и расчета коэффициентов распределений в равновесной системе «трансформаторное масло – растворенная CO_2 – газообразный Аг» при различных влагосодержаниях проб трансформаторных масел*

Проба	W_i , г/т	C_{CO_2} , % об.	δ_{1-2} , %	K_i	δ_{2-2} , %
№ 6	8	0,13	-18,8	1,0	-8
№ 7	185	0,16	-	1,080	-

* Проба № 6 – алиquotная часть исходного анализируемого трансформаторного масла, содержит молекулярно-растворенную форму воды

Проба № 7 – алиquotная часть исходного анализируемого трансформаторного масла, содержит сумму молекулярно-растворенной, связанной, эмульсионной форм воды (пробу № 7 готовили путем смешивания исходного анализируемого трансформаторного масла с дистиллированной водой)

W_i – влагосодержания проб трансформаторных масел (г/т) при их одинаковых объемах

C_{CO_2} – концентрация CO_2 в пробах трансформаторных масел, % об.

K_i – коэффициент распределения для CO_2 в равновесной системе «трансформаторное масло – растворенная CO_2 – газообразный Аг»

δ_{1-2} – различие значения концентрации CO_2 в пробе трансформаторного масла № 6 от соответствующего значения для пробы № 7, % относительный

δ_{2-2} – различие значений коэффициента распределения для пробы № 6 от соответствующего значения для пробы № 7, % относительный

При выполнении анализов пробы трансформаторного масла № 7, содержащей эмульсионную форму воды с различной степенью ее дисперсности, шприц с анализируемой пробой трансформаторного масла и микрошприц для отбора в него аликвотной части этой пробы трансформаторного масла, нагревали до температуры 55 °С, аналогично информации, приведенной в работе [125], после чего пробу трансформаторного масла набирали в нагретый до 55 °С микрошприц и затем вводили в испаритель хроматографа.

Из табл. 3.17 следует, что, для полученных результатов измерений, при поглощении CO₂ пробами трансформаторных масел из одной и той же аттестованной газовой смеси: коэффициент распределения для пробы трансформаторного масла № 6 отличается от коэффициента распределения для пробы трансформаторного масла № 7 на 8 % относительных, что превышает нормированное значение относительной погрешности определения коэффициентов распределения (не более 5 % относительных [64]); количества CO₂, растворенные одинаковыми объемами проб трансформаторных масел, но с различным их влагосодержанием, отличаются друг от друга: повышение влагосодержания проб трансформаторных масел привело как к повышению содержания CO₂ в пробе трансформаторного масла № 7 по сравнению с пробой трансформаторного масла № 6, так и к повышению коэффициента распределения.

По-видимому, при высоких температурах в испарителе хроматографа «связанные» формы воды и CO₂ выделяются в поток газа-носителя, что может проявляться в виде соответствующих различий в результатах, приведенных в табл. 3.17. Так, в работе [15] отмечено, что содержание в трансформаторных маслах полярных компонентов (спиртов, кислот, мыл и др.) при определенных их концентрациях, ведет к повышению гигроскопичности трансформаторных масел и нарушению линейной зависимости поглощающей способности трансформаторных масел по отношению к растворяемым в нем газам от влажности равновесного газа, например, воздуха. Исследованная проба трансформаторного масла № 7 представляет собой гетерогенную систему, в которой присутствует вода в коллоидном состоянии с различной степенью ее дисперсности.

При этом CO_2 растворяется как в самом трансформаторном масле, так и в коллоидной форме воды. При этом расчетное значение коэффициента распределения представляет собой усредненное значение согласно данным, приведенным в работе [93]. Кроме того, растворимые в воде кислоты из трансформаторного масла переходят в коллоидную форму воды, изменяя тем самым кислотные свойства трансформаторного масла. Все это изменяет способность такой гетерогенной системы поглощать и выделять из себя CO_2 , и, возможно, и другие газы, что, в свою очередь, может влиять на коэффициенты их извлечения из анализируемой пробы трансформаторного масла при реализации ХАРГ по процедурам АРП по методике, приведенной в работе [64]. Полученные результаты в отношении CO_2 в трансформаторном масле, являющемся коллоидной системой, представляют собой теоретический и практический интерес, и предполагают выполнения дальнейших экспериментальных работ, в том числе с применением метода хромато-массспектрометрии, и теоретического обоснования их результатов с целью выяснения границ учета влияния различных компонентов проб трансформаторного масла (растворимых; коллоидных с различной степенью дисперсности; нерастворимых), в том числе воды с различной степенью ее дисперсности, на значения коэффициентов распределения растворенных в этих трансформаторных маслах газов для их последующего использования при газохроматографическом определении содержания растворенных в обводненных трансформаторных маслах или турбинных маслах газов по процедурам АРП. Наличие такого влияния на результаты ХАРГ в трансформаторных маслах отмечено, например, в работе [176].

Для анализируемых проб трансформаторных масел, не содержащих визуально определяемых механических примесей и эмульсионной воды и приготовленных на основе свежих трансформаторных масел марок ГК (проба № 8) и Т-1500 (проба № 9), экспериментально определены коэффициенты распределения в равновесной системе «трансформаторное масло – растворенный воздух – свободный газообразный гелий (He)». Растворы воздуха в трансформаторных маслах и фазовые равновесия создавали по методике, приведенной в

работе [64] при отношении газовой фазы газа-носителя V_r к жидкой фазе V_m в шприце $(V_r/V_m)=1$. Определение коэффициентов распределения выполняли по процедурам, приведенным в работе [64]. Отличие состояло в том, что газохроматографическому анализу подвергались равновесные растворы воздуха в трансформаторных маслах, вводимые в испаритель хроматографа, а не равновесные газовые фазы над трансформаторными маслами. Сущность измерений заключалась в том, что после приготовления раствора воздуха в исследуемом трансформаторном масле, пробу этого масла объемом V_m приводили в соприкосновение с объемом V_r газа-носителя в герметичном шприце. После установления фазового равновесия пробу трансформаторного масла вводили в испаритель хроматографа и определяли площадь хроматографического пика для воздуха S_1 . Далее газовую фазу в шприце полностью заменяли на равный ей по объему чистый газ-носитель, и после повторного установления фазового равновесия пробу трансформаторного масла вводили в испаритель хроматографа и вновь определяли площадь хроматографического пика для воздуха S_2 . Расчет значений коэффициентов распределения для воздуха $K_{\text{возд}}$ выполнялся по формуле [93]:

$$K_{\text{возд}} = \frac{S_1}{S_2 - S_1} \cdot \frac{V_r}{V_m}. \quad (3.10).$$

В табл. 3.18 приведены результаты измерений коэффициентов распределений воздуха в трансформаторных маслах различных марок в системе «трансформаторное масло – растворенный воздух – свободный He».

Из табл. 3.18 следует, что:

а) рассчитанные значения коэффициентов распределений для воздуха в трансформаторных маслах для проб трансформаторных масел № 8 и № 9 близки к значению условного коэффициента растворимости воздуха $B=0,11$ в пробе трансформаторного масла № 10 [125], оставаясь, вместе с тем, более низкими по числовому значению, а увеличение как плотности трансформаторного масла, так и содержания ароматических углеводородов в пробе трансформаторного масла № 9 по сравнению с пробой трансформаторного масла № 8 приводит к снижению значения коэффициента распределения;

Таблица 3.18

Коэффициенты распределений воздуха в системе «трансформаторное масло – растворенный воздух – свободный He»

Проба	Марка ТМ	ρ_f	C_A	$K_{\text{возд},i}$	δ	B	δ_B
№ 8	ГК	0,856	2–4	0,099	–	–	–10
№ 9	T-1500	0,873	14–15	0,090	–9,1	–	–18,2
№ 10	–	–	–	–	–	0,11	–

* Проба № 10 – трансформаторное масло любой марки [3]

ρ_f – плотность пробы трансформаторного масла, г/см³

$K_{\text{возд},i}$ – коэффициент распределения воздуха в i -ом анализируемом трансформаторном масле

B – условный коэффициент растворимости воздуха в трансформаторном масле любой марки [125]

δ – различие значений коэффициентов распределений воздуха в трансформаторных маслах для проб трансформаторных масел № 8 и № 9, % относительный, между собой

δ_B – различие значений коэффициентов распределений воздуха в трансформаторных маслах для проб трансформаторных масел № 8 и № 9,

% относительный, от значения условного коэффициента растворимости воздуха

$B=0,11$ в трансформаторных маслах [125]

б) коэффициенты распределения для проб трансформаторных масел № 8 и № 9 отличаются друг от друга на 9,1 % относительных, что превышает нормированное по [64] значение относительной погрешности определения коэффициентов распределения (не более 5 % относительных). Это указывает на отличия в растворимости воздуха в исследованных трансформаторах маслах, что согласуется с работой [125] в том, что при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт. ст. растворимости воздуха в трансформаторных маслах марок ГК и T-1500 отличаются, и равны 10,3 % об. и 9,1 % об., соответственно (различие в этих значениях составляет 11,6 % относительных).

Кроме того, в работе [125] в виде графика приведена зависимость растворимости воздуха в трансформаторных маслах от их плотности при 20 °С и давлении 760 мм рт. ст. – повышение плотности трансформаторного масла приводит к снижению растворимости воздуха в нем. Выше приведенные результаты измерений могут быть использованы при разработке основных процедур газохроматографического определения ОГС в пробе трансформаторного масла методом стандартной добавки воздуха.

Определение влагосодержания пробы трансформаторного масла при градуировании хроматографа с использованием процедур аналитической реакционной газовой хроматографии.

Градуирование хроматографа относительно воды может быть выполнено методом абсолютного градуирования по методике, приведенной в работе [125]. С целью уменьшения сорбционных эффектов по отношению к воде, для градуирования хроматографа при введении в него количеств воды на уровнях от $1,6 \cdot 10^{-7}$ до $1,5 \cdot 10^{-5}$ г, может быть использован метод аналитической реакционной газовой хроматографии (АРГХ), включающий: ручное импульсное дозирование с помощью комплекта сменных доз газового крана-дозатора хроматографа в поток газа-носителя градуировочных газовых смесей «He – H₂ – Ar» при концентрациях водорода в ней от 0,16 % об. и выше; образование воды за счет окисления водорода при температуре на уровне 300 °С в объеме реагента; хроматографическое разделение паров воды и газов в потоке газа – носителя и их последующее детектирование в ДТП. Градуировочные смеси готовят в герметичном шприце типа «ELCHROM» по методике, приведенной в работе [64]. В процессе градуирования хроматографа при импульсном дозировании с помощью газового крана-дозатора с комплектом сменных доз в поток газа-носителя газовой смеси, содержащей Ar и H₂ в газе-носителе, в реагенте происходит химическая реакция с образованием паров воды:



Полноту протекания химической реакции образования воды и израсходования водорода по химической реакции (3.11), определяют по отсутствию хроматографического пика водорода (положительной или отрицательной полярности на хроматограмме относительно базовой линии хроматограммы). Появление хроматографического пика водорода (положительной или отрицательной полярности на хроматограмме относительно базовой линии хроматограммы) указывает на необходимость восстановления активности реагента, и его периодически активируют в потоке воздуха при температуре 350 °С, не извлекая из испарителя № 1 хроматографа. При этом движение осушенного атмосферного воздуха происходит в следующей последовательности: линия

ввода осушенного воздуха в газовый кран-дозатор со сменной дозой – испаритель № 1 (заполнен медной стружкой) – линия сброса отработавшего воздуха в атмосферу. Для первичного приготовления реагента медную стружку длиной 2...3 мм прокаливают в атмосфере воздуха в электрической печи при температуре 800 °С в течение 2 часов; засыпают в испаритель № 1 хроматографа; активируют реагент в течение 6 часов в потоке осушенного воздуха при его объемной скорости 30 см³/мин при температуре 350 °С в испарителе № 1. Отработанный воздух из испарителя № 1 выводится в атмосферу. Полученные результаты измерений показали, что градуировочный коэффициент $R_w=3,2 \cdot 10^{-8}$. Градуировочная характеристика задавалась в виде линейного уравнения взаимной зависимости количества воды (G_w , г), в дозируемом объеме градуировочной смеси, и полученной величиной площади (S_w , мм²), хроматографического пика воды, при градуировочном коэффициенте R_w :

$$G_w = R_w S_w. \quad (3.12)$$

В табл. 3.19, в качестве примера, приведены расчетные значения относительных погрешностей результатов измерений влагосодержания проб трансформаторных масел.

Таблица 3.19

Расчетные значения относительных погрешностей результатов измерений влагосодержания проб трансформаторного масла методом АРГХ*

V_d	0,125	0,25	0,5	1,0	1,5	2,0	2,0
	$C_1=0,16 \% \text{ об.}$						$C_2=0,2 \% \text{ об.}$
G_w	$1,6 \cdot 10^{-7}$	$3,2 \cdot 10^{-7}$	$6,4 \cdot 10^{-7}$	$1,28 \cdot 10^{-6}$	$1,92 \cdot 10^{-6}$	$2,56 \cdot 10^{-6}$	$3,2 \cdot 10^{-6}$
V_{TM}	115	115	60	60	60	60	45
M_{TM}	0,1	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04
W_{TM}^*	1,6	3,2	12,8	25,6	38,4	51,2	80
δ_i	40	38	33	25	21	14	9,2

* C_1 и C_2 – концентрация водорода в газовых смесях «He – H₂ – Ar», % об.

W_{TM}^* – влагосодержание пробы трансформаторного масла, г/т, которое можно определить при плотности трансформаторного масла $\rho=0,88 \text{ г/см}^3$ и массе M_{TM} , г, пробы трансформаторного масла, вводимой в испаритель хроматографа

V_{TM} – объем пробы трансформаторного масла, вводимой микрошприцом в испаритель хроматографа, мм³

V_d – объем дозы газового крана-дозатора, см³

G_w – количество воды, образовавшееся при окислении водорода, г

δ_i – относительная погрешность результатов измерения влагосодержания пробы трансформаторного масла, % относительный

При этом количества воды, вводимые в ДТП с пробами анализируемых трансформаторных масел, не выходят за пределы исследованного диапазона ЛДД для ДТП (от $1,6 \cdot 10^{-7}$ до $1,5 \cdot 10^{-5}$ г). Данный метод АРГХ дозирования паров воды в поток газа – носителя хроматографа можно использовать так же для: определения ЛДД по воде для ДТП; контроля стабильности градуировочных коэффициентов без расходования на это рабочего ресурса мембран в испарителе хроматографа; определения и контроля в процессе эксплуатации хроматографа нормативов качества выполняемых измерений – точности, сходимости, воспроизводимости. При определении влагосодержания трансформаторного масла с использованием процедур абсолютного градуирования на газовом хроматографе, не оснащенном электронными регуляторами давления и расхода газа-носителя, перед выполнением измерений необходимо уточнять значения градуировочных коэффициентов.

Выводы

Для газового хроматографа ЛХМ-80 с ДТП, оснащенного АЦП, используемого для количественного газохроматографического определения ОГС и влагосодержания трансформаторных масел, установлено, что:

1. При градуировании хроматографа для определения влагосодержания и ОГС в пробе трансформаторного масла, соответствующие градуировочные характеристики выражаются в аналитической форме линейными уравнениями, в которых соответствующие числовые значения свободных членов не являются значимыми. При градуировании хроматографа с помощью градуировочного раствора воздуха в трансформаторном масле, полученного путем изотермического контакта трансформаторного масла с осушенным атмосферным воздухом, быстро исчерпывается ресурс работы мембран в испарителе хроматографа и необходима их замена с отключением хроматографа.

2. При определении влагосодержания пробы трансформаторного масла возможно: одновременное определение ОГС, при этом хроматографический пик водорода может претерпевать инверсию, а содержание CO_2 в пробе трансформаторного

масла может иметь более высокое значение по сравнению с результатами ХАРГ по процедурам методики АРП; применение метода аналитической реакционной газовой хроматографии для градуирования хроматографа с целью уменьшения сорбционных эффектов по отношению к парам воды при градуировании хроматографа и получения заданного количества паров воды в потоке газа-носителя хроматографа путем окисления заданного количества водорода, дозируемого в этот поток.

3.6. Выводы по разделу 3

На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

1. При исследовании характера зависимости усредненных значений концентраций C_i растворенных газов в свежих трансформаторных маслах Nytro 11GX и ГК от продолжительности τ их ультразвукового облучения установлено, что концентрации растворенных диагностических газов увеличиваются с увеличением продолжительности ультразвукового облучения, что позволяет получать в энергетических маслах растворы диагностических газов для определения, например коэффициентов распределения, не используя аттестованные смеси этих газов или чистые газы. Коэффициенты распределения для растворенных диагностических газов, полученных после растворения смеси этих газов в чистых трансформаторных маслах, и полученных после ультразвукового облучения чистых трансформаторных масел, идентичны.

2. Коэффициенты распределения $K_{\text{транс}}$ для современных трансформаторных масел и для турбинного масла $K_{\text{турб}}$ близки к усредненным результатам $K_{\text{транс}}^*$ для диагностических газов C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 в трансформаторных маслах устаревших марок, и значительно отличаются от коэффициентов растворимости Оствальда B_m для этих газов. Полученные значения коэффициентов распределения для газов C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 авторами монографии рекомендовано использовать вместо соответствующих значений коэффициентов растворимости Оствальда, что повысит достоверность газохроматографического

определения содержания этих газов в энергетических маслах и результата диагностики маслонаполненного электрического оборудования на основании этих анализов.

3. Установлена взаимосвязь между временами удерживания газохроматографических пиков диагностических газов CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} и числом атомов углерода в молекуле углеводорода, что позволяет оптимизировать газохроматографический анализ энергетических масел для исключения влияния диагностических газов C_3H_8 и C_3H_6 на результат газохроматографического определения содержания диагностического газа C_2H_2 в энергетических маслах.

4. Растворимость $X_{\text{в}}$ для водорода в турбинном масле в интервале температур $15 \dots 85$ °С уменьшается при снижении температуры аналогично растворимости в трансформаторных маслах газов H_2 , CO , O_2 , N_2 , воздуха и воды. Зависимость $X_{\text{в}}=f(t)$ является экспоненциальной. При охлаждении турбинного масла, насыщенного водородом при допустимом значении температуры эксплуатации 65 °С в системе маслоснабжения подшипников турбоагрегата, до температуры 20 °С в системе слива масла газообразный водород выделится в объеме турбинного масла и над его поверхностью, повышая опасность воспламенения смеси «турбинное масло – растворенный водород – свободный воздух». Полученное значение дифференциальной теплоты растворения $\Delta H_{\text{турб}}=8,64$ кДж/моль для водорода в системе «турбинное масло АЗМОЛ Тп-22с – растворенный водород» близко к соответствующему значению $\Delta H_{\text{транс}}$ для водорода в системе «трансформаторное масло ГК – растворенный водород», что может указывать на отсутствие влияния структурно-группового состава этих энергетических масел на числовые значения растворимости водорода в них. Полученные данные позволяют выполнять газохроматографическое определение концентраций диагностических газов в турбинных маслах по стандартизированным методикам, как и для трансформаторных масел, и разработать методики диагностики ПТУ по результатам газохроматографических анализов турбинных масел. Рекомендовано методом газовой хроматографии определять содержание диагностических газов в турбинном масле и в воздухе в картерах подшипников ПТУ, что поз-

воляет различать дефекты электрического или теплового характера от прорыва водорода в картеры подшипников турбогенератора с водородным охлаждением в латентный период развития этих дефектов.

5. Повышение температуры экстракции ионола из энергетического масла этанолом приводит к снижению значений коэффициентов распределения для ионола до единицы в системе «энергетическое масло – растворенный ионол – этанол» и повышает концентрацию ионола в экстракте.

6. При исследовании зависимости значений коэффициентов распределения $K_{см}$ для ионола в смесях свежих и эксплуатационных трансформаторных масел ГК и Т-1500 в системе «смесь трансформаторных масел – растворенный ионол – этанол» от содержания от $\varphi_{ГК}$ трансформаторного масла ГК установлено, что повышение содержания масла ГК в смеси приводит к снижению значений коэффициентов распределения $K_{см}$ для ионола. Зависимость $K_{см}=f(\varphi_{ГК})$ для смеси свежих трансформаторных масел ГК и Т-1500 является линейной.

7. Разработанная структурная газовая схема газового хроматографа позволяет методом газовой хроматографии определять в минеральных энергетических маслах содержание газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , ионола и воды с использованием одного газового хроматографа, повышая достоверность результатов газохроматографических измерений и сокращая число измерительных операций.

8. Разработана методика газохроматографического определения влагосодержания минерального трансформаторного масла методом сравнения.

9. Разработаны методики одновременного определения влагосодержания и общего газосодержания трансформаторного масла методом газовой хроматографии.

Полученные результаты исследований позволяют усовершенствовать методы газовой хроматографии для определения содержания газов, ионола и воды в энергетических маслах с использованием одного газового хроматографа и повысить достоверность результатов газохроматографических измерений.

Результаты исследований опубликованы в работах [150 – 153, 162, 164, 168, 176 – 183].

РАЗДЕЛ 4

Результаты исследований эксплуатационных минеральных энергетических масел

4.1. Результаты газохроматографических исследований содержания продуктов деградации в эксплуатационных минеральных энергетических маслах

4.1.1. Результаты газохроматографических исследований содержания газов в минеральных энергетических маслах

4.1.1.1. Результаты газохроматографических исследований содержания газов в минеральных трансформаторных маслах

При выполнении исследований установлено, что для некоторых эксплуатируемых трансформаторных масел различных марок в маслonaполненном электрическом оборудовании усредненные значения коэффициентов распределения K_i для растворенных газов при $t=20$ °С отличаются от соответствующих табличных значений коэффициентов растворимости Оствальда V_i , а так же от соответствующих усредненных коэффициентов распределения, приведенных в работе [64] (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Усредненные значения коэффициентов распределения K_i для растворенных газов в эксплуатационных трансформаторных маслах

№*	K_i, B_i	H_2	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
1	K_i	0,090	0,12	1,15	0,36	1,21	1,69	2,56
2	K_i	0,042	0,09	0,91	0,32	1,02	1,55	2,41
3	K_i	0,093	0,15	1,28	0,48	1,49	2,1	3,30
4	K_i	0,059	0,10	1,00	0,36	1,14	1,62	2,54
5	K_i	0,06	0,16	1,17	0,45	1,21	1,82	2,89
6	B_i	0,05	0,12	1,08	0,43	1,20	1,70	2,40

* 1 – АТДЦТ-250000/330/150/35, № 115768, марка масла Т-1500

2 – ТРДН-6300/110/10, № 1403360, марка масла ГК

3 – ТФУМ-330; № 3576, марка масла Nuro10 GX

4 – ТФНД-220, № 21012, марка масла ТКп

5 и 6 – по данным работы [64]

Из табл. 4.1 следует, что для растворенных в трансформаторных маслах газов H_2 , CO, CO₂, CH₄ коэффициенты распределения практически не зависят от их марок в маслonaполненном электрическом оборудовании, а для растворенных диагностических газов C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ такая зависимость существует.

Так как при выполнении градуирования хроматографа в расчетах использованы табличные значения коэффициентов растворимости Оствальда B_i [64], то при использовании коэффициентов распределения K_i расчет значения концентрации C_{i,K_i} растворенного i -го газа в анализируемой пробе трансформаторного масле рекомендовано выполнять по полученной авторами формуле:

$$C_{i,K_i} = \frac{C_{i,B_i} \left[K_i + \frac{V_r}{V_m} \right]}{B_i + \frac{V_r}{V_m}}, \quad (4.1)$$

где C_{i,B_i} – концентрация i -го растворенного в трансформаторном масле газа, вычисленная с использованием табличного значения коэффициента растворимости Оствальда B_i ;

K_i – значение коэффициента распределения i -го растворенного в трансформаторном масле газа, определяемое экспериментально.

Для пояснения применения формулы (4.1) использован пример расчета коэффициента распределения растворенного в трансформаторном масле газа C_2H_4 , приведенного в [63], в котором значение коэффициента распределения $K_i=1,86$ и значение коэффициента растворимости Оствальда $B_i=1,7$. Например, для измерительного трансформатора тока класса напряжения 330 кВ концентрация растворенного в трансформаторном масле газа C_2H_4 , определенная с использованием соответствующего табличного значения коэффициента растворимости Оствальда $B_i=1,7$, имеет значение $C_{i,B_i}=0,0029$ % об., что соответствует 2-ому уровню технического состояния по требованию нормативного документа [184] (мероприятие: выполнить повторный отбор пробы трансформаторного масла из маслonaполненного электрического оборудования через 6 месяцев). По формуле (4.1) с учетом значения коэффициента распределения $K_i=1,86$ концентрация C_2H_4 в трансформаторном масле имеет теперь значение $C_{i,R_i}=0,00307$ % об., что соответствует 3-му уровню технического состояния по требованию нормативного документа [184] (мероприятия: вывести маслonaполненное электрическое оборудование из эксплуатации и выполнить полное обследование). С учетом этого для эксплуатационных трансформаторных масел авторами монографии рекомендовано создавать базу данных значений коэффициентов распределения K_i для растворенных в трансформаторных маслах газов, которые в процессе выполнения последующих текущих газохроматографических анализов необходимо уточнять.

На рис. 4.1 представлена хроматограмма газохроматографического анализа пробы масла из трансформатора напряжения типа НКФ-330 (№ 1076511), осложненная появлением газохроматографические пика суммы газов C_3H_6 и C_3H_8 между газохроматографическими пиками C_2H_6 и C_2H_2 .

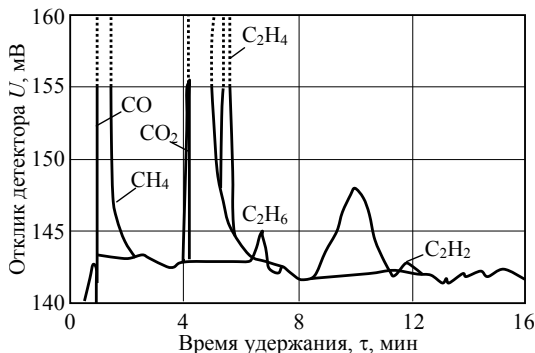


Рис. 4.1. Хроматограмма анализа пробы трансформаторного масла из трансформатора напряжения типа НКФ-330 (№ 1076511)

Анализ был выполнен после газохроматографического анализа пробы масла из маслonaполненного электрического оборудования, в котором был термический дефект с образованием растворенных в масле газов C_3H_6 и C_3H_8 (сорбент в газохроматографической колонке – «Рогарак N», $t_{\text{жк}}=40^\circ\text{C}$).

На основании полученных результатов, авторы монографии рекомендуют выполнять программирование температуры газохроматографической колонки до температуры 190°C со скоростью $12...35^\circ\text{C}/\text{мин}$.

На результаты газохроматографического анализа содержания в трансформаторном масле газов могут оказывать влияние продукты деструкции, возникающие в процессе разложения трансформаторного масла и конструкционных материалов при наличии дефектов в маслonaполненном электрическом оборудовании. В таком трансформаторном масле определяемые газы могут находиться, например, как в виде молекулярных растворов, так и в сорбированном состоянии в продуктах деструкции трансформаторного масла и конструкционных материалов. Результаты такого влияния продуктов деструкции приведены в табл. 4.2 при газохроматографическом исследовании содержания растворенных диагностических газов в пробе трансформаторного масла из силового трансформатора

АОДТГ-100000/220/150/35, № 649680 (смесь трансформаторных масел марок ТКп и ГК), после аварийного разрушения в нем высоковольтного электрического ввода.

Таблица 4.2

Значения концентраций растворенных в трансформаторном масле газов в пробе масла из трансформатора АОДТГ-100000/220/150/35, № 649680

№ п/п*	Значения концентраций растворенных в масле газов, % об.						
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
1	0,0450	0,0084	0,1500	0,0210	0,0490	0,0340	0,0024
2	0,0061	0,0040	0,0890	0,0079	0,0220	0,162	0,0013

* 1 – проба нефильтрованного трансформаторного масла (визуально обнаружен углерод в виде дисперсной взвеси)

2 – проба фильтрованного трансформаторного масла (углерод в виде взвеси визуально не обнаружен); фильтрация из пробоотборного шприца в шприц через слой инертной насадки в виде стеклянной крошки фракцией 0,15...0,5 мм

При этом использование графического метода обработки результатов анализов [17] предполагает в маслonaполненном электрическом оборудовании противоречивое наличие одного из двух дефектов по результатам газохроматографических анализов: № 1 – электрическая дуга или № 2 – электрический разряд с нагревом. Авторы монографии предполагают, что присутствие в трансформаторном масле взвеси углерода не позволяет исходя из результатов маслonaполненном электрическом оборудовании анализа трансформаторного масла по нормированной в нормативном документе [64] методике выполнения измерений с применением в расчетных формулах коэффициентов растворимости Оствальда B_i или коэффициентов распределения K_i для диагностических газов однозначно определять техническое состояние маслonaполненного электрического оборудования по нормативному документу [17]. Полученные результаты газохроматографического анализа трансформаторного масла в этих условиях имеют оценочный характер. Этот вывод требует разработки соответствующей методике выполнения измерений для определения содержания диагностических газов в пробе трансформаторного масла

в присутствии в ней взвеси частичек углерода и (или) осадка иной физико-химической природы.

В работе [64] приведены табличные значения коэффициентов Оствальда B_i для различных определяемых в трансформаторном масле газов и отмечено, что в случае отклонения условий проведения анализов от нормированных рекомендовано вместо коэффициентов растворимости Оствальда B_i в расчетах в процессе градуирования и анализа методом газовой хроматографии применять коэффициенты распределения K_i , определенные при тех же условиях, при которых будут выполняться градуирование, экстракция и анализ (температура, отношения фаз, продолжительность контакта фаз); коэффициент распределения практически равен коэффициенту растворимости Оствальда для газов H_2 , O_2 , N_2 и для полностью насыщенных газами трансформаторных масел; для газов CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO , CO_2 , растворенных в трансформаторном масле, ошибка применения соответствующего коэффициента растворимости Оствальда вместо соответствующего коэффициента распределения возрастает, что приводит к получению недостоверных результатов газохроматографического анализа.

В табл. 4.3 приведены значения коэффициентов растворимости Оствальда и коэффициентов распределения в системе «трансформаторное масло – растворенный газ – газ-носитель», а так же сравнение изменений результатов измерений с их использованием при различных значениях отношения V_r/V_m и температуре 20 °С.

Из табл. 4.3 следует, что увеличение значения V_r/V_m от 1 до 2 приводит к уменьшению различий в результатах анализов с использованием в расчетах коэффициентов распределения вместо соответствующих коэффициентов растворения Оствальда; наибольшие относительные отклонения результатов измерений наблюдаются для диагностического газа C_2H_6 и составляют 14,4 % при $V_r/V_m=1$ и 11,1 % при $V_r/V_m=2$.

На основании полученных результатов авторы монографии рекомендуют выполнять условие $V_r/V_m=1...2$.

Таблица 4.3

Значения коэффициентов растворимости Оствальда и коэффициентов распределения K_i для растворенных газов*

Параметр	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	O ₂	N ₂	V_r/V_M
B_i	0,05	0,43	1,70	2,40	1,20	0,12	1,08	0,17	0,09	–
K_i	0,06	0,45	1,82	2,89	1,21	0,16	1,17	0,17	0,09	–
A_1	1,05	1,43	2,70	3,40	2,20	1,12	2,08	1,17	1,09	1
A_2	1,06	1,45	2,82	3,89	2,21	1,16	2,17	1,17	1,09	
δ_1 , % отн.	0,95	1,4	4,4	14,4	0,46	3,6	4,3	0	0	2
A_1	2,05	2,43	3,70	4,40	3,20	2,12	3,08	2,17	2,09	
A_2	2,06	2,45	3,82	4,89	3,21	2,16	3,17	2,17	2,09	
δ_2 , % отн.	0,49	0,82	3,2	11,1	0,31	1,9	2,9	0	0	

* δ_1, δ_2 – относительные отклонения результатов измерений при использовании коэффициентов распределения растворенных в трансформаторном масле газов вместо соответствующих коэффициентов растворимости Оствальда, % относительные, при различных значениях V_r/V_M

$$A_1 = \left(B_i + \frac{V_r}{V_M} \right), \quad A_2 = \left(R_i + \frac{V_r}{V_M} \right)$$

4.1.1.2. Результаты газохроматографического исследования содержания газов в минеральном турбинном масле Тп-22с (марка 1)

Содержания растворенных газов были определены методом газовой хроматографии из пробы свежего турбинного масла Тп-22с (марка 1) и из пробы эксплуатационного турбинного масла Тп-22с (марка 1), отобранной из главного масляного бака системы циркуляционного маслоснабжения ПТУ (турбина К-210-130-3) с турбогенератором ТГВ-200 с водородным охлаждением (табл. 4.4).

При выполнении расчетов коэффициенты распределения для растворенных газов в системе «турбинное масло – растворенный газ – газообразный экстрагент (аргон)» были взяты из Раздела 3 как для турбинного масла марки АЗМОЛ Тп-22с.

Таблица 4.4

Содержания диагностических газов в свежем и эксплуатационном турбинном масле Тп-22с (марка 1)*

№ п/п*	Значения концентраций растворенных в масле газов, % об.						
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
1	0	0,0066	0,0510	0	0	0,0003	0
2	0,0075	0,0090	0,0990	0,0085	0,00003	0,0035	0,0020

* 1 – свежее турбинное масло

2 – эксплуатационное турбинное масло

Из табл. 4.4 следует, что методом газовой хроматографии в исследованном эксплуатационном турбинном минеральном масле обнаружены диагностические газы H₂, CO, CO₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, что позволяет выполнять статистическое накопление данных для последующей разработки диагностической модели для определения технического состояния турбогенератора с водородным охлаждением при определении возникновения в подшипниках дефектов термического или электрического характеров на основании соответствующих диагностических моделей, применяемых для электротехнического оборудования в соответствии с нормативным документом [17].

4.1.2. Результаты газохроматографических исследований факторов, влияющих на определение содержания ионола в минеральных энергетических маслах

4.1.2.1. Влияние температуры экстракции ионола на его газохроматографическое определение в трансформаторном масле

Содержание ионола в энергетическом масле в границах нормированных значений способствует сохранению эксплуатационных свойств энергетического масла и обеспечению надежной эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования. В энергетическом масле содержание ионола допускается определять методом газовой хроматографии с использованием изотермической жидкостной экстракции ионола

из энергетического масла экстрагентом и методом абсолютно-го градуирования газового хроматографа с линейными градуировочными характеристиками. Если коэффициент распределения $K_{и}$ для ионола в системе «анализируемое энергетическое масло – растворенный ионол – экстрагент» отличается от коэффициента распределения $K_{и}^{гр}$ в системе «градуировочное энергетическое масло – растворенный ионол – экстрагент», то при выполнении газохроматографических измерений используется расчетное уравнение однократной жидкостной экстракции и значение входящего в него коэффициента распределения $K_{и}$ для ионола в равновесной системе «анализируемое энергетическое масло – растворенный ионол – экстрагент», с последующим газохроматографическим анализом экстракта, содержащего ионол. При этом для анализируемого энергетического масла необходимо предварительно экспериментально определять значение $K_{и}$. При использовании в качестве экстрагента этанола в узком интервале температур экстракции от t_1 до t_2 концентрацию ионола $C_{тм}$ в энергетическом масле можно вычислить по формуле:

$$C_{тм} = C_{эт,t1} \left(K_{и,t1} + \frac{V_{эт,t1}}{V_{тм,t1}} \right) = C_{эт,t2} \left(K_{и,t2} + \frac{V_{эт,t2}}{V_{тм,t2}} \right), \quad (4.2)$$

где $C_{эт,t1}$, $C_{эт,t2}$ – концентрации ионола в экстрактах при температурах экстракции t_1 и t_2 , соответственно;

$K_{и,t1}$, $K_{и,t2}$ – коэффициенты распределения для ионола при температурах экстракции t_1 и t_2 , соответственно;

$V_{тм,t1}$, $V_{тм,t2}$ – объемы энергетического масла при температурах экстракции t_1 и t_2 , соответственно;

$V_{эм,t1}$, $V_{эт,t2}$ – объемы экстрагента при температурах экстракции t_1 и t_2 , соответственно.

Известно, что повышение температуры экстракции приводит к изменению коэффициентов распределения экстрагируемого вещества в системе «анализируемая жидкость – анализируемый компонент – жидкий экстрагент»; повышению чувствительности газохроматографического определения со-

держания анализируемого компонента в жидкой анализируемой пробе вещества; сокращению продолжительности процедуры экстракции анализируемого компонента по сравнению, например с комнатной температурой [93]. При температуре $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ продолжительность экстракции τ ионола из энергетического масла этанолом при газохроматографическом определении содержания ионола в энергетическом масле является длительной. Выполнение экстракции ионола этанолом из энергетического масла при повышенных температурах может привести к повышению концентрации ионола в экстракте и снижению продолжительности процесса экстракции, что имеет практическое значение при выполнении газохроматографического анализа энергетического масла. Изучение влияния изменения температуры экстракции ионола экстрагентами из энергетического масла на значения коэффициентов распределения $K_{\text{и}}$ и, соответственно, на результат определения содержания ионола в энергетическом масле позволит установить необходимый интервал температур выполнения экстракции ионола и оптимальный диапазон регулирования температуры при термостатировании устройства для выполнения экстракции. В связи с этим изучение характера влияния температуры на коэффициенты распределения $K_{\text{и}}$ для ионола в системе «энергетическое масло – ионол – экстрагент» в интервале температур экстракции ионола $15\dots75\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($288\dots348\text{ K}$) имеет практическое значение при оптимизации условий выполнения газохроматографического определения содержания ионола в энергетическом масле.

Исследования выполнены по методике [64] с использованием масла ГК с содержанием в нем ионола $C_{\text{тм}}=0,30\text{ \% масс.}$, газового хроматографа с ДТП и этанола в качестве экстрагента. Отношения $n=V_{\text{эт}}/V_{\text{тм}}$ равны 0,2 или 1,0. Значение $K_{\text{и}}$ при данной температуре t экстракции ионола этанолом рассчитано по формуле:

$$K_{\text{и}} = \frac{C_{\text{тм}}}{C_{\text{эт}}} - \frac{V_{\text{эт}}}{V_{\text{мт}}}. \quad (4.3)$$

Значение концентрации $C_{\text{эт}}$, которой соответствует площадь газохроматографического пика для ионола $S_{\text{эт}}$, определены по линейной градуировочной характеристике, полученной методом абсолютного градуирования хроматографа с использованием градуировочных растворов ионола в этаноле. Зависимости коэффициентов распределений $K_{\text{и}}$ от температуры экстракции определены в интервале температур 15...75 °С при точности термостатирования на уровне $\Delta t = \pm 0,5$ °С для каждого заданного фиксированного значения температуры экстракции. Относительные степени экстракции ионола $R_{\text{и}}$, %, из масла экстрагентом вычислены по формуле:

$$R_{\text{и}} = 100 \left(1 + K_{\text{и}} \frac{V_{\text{тм}}}{V_{\text{эт}}} \right)^{-1}. \quad (4.4)$$

При плотностях этанола $\rho_{\text{эт}}^{15} = 0,806$ г/см³ при 15 °С и $\rho_{\text{эт}}^{75} = 0,74$ г/см³ при 75 °С, а так же при плотностях энергетического масла $\rho_{\text{тм}}^{15} = 0,89$ г/см³ при 15 °С и $\rho_{\text{тм}}^{75} = 0,85$ г/см³ при 75 °С величины $\alpha_{75} = \rho_{\text{эт}}^{75} / \rho_{\text{тм}}^{75} = 0,87$ и $\alpha_{15} = \rho_{\text{эт}}^{15} / \rho_{\text{тм}}^{15} = 0,91$ отличаются друг от друга не более, чем на 4,4 % относительных. Это позволяет применять формулы (4.2) – (4.4) без учета влияния температуры экстракции ионола на значения $V_{\text{эт}}/V_{\text{тм}}$ или $V_{\text{тм}}/V_{\text{эт}}$.

В табл. 4.5 приведены зависимости от температуры t (°С) коэффициентов распределения ионола $K_{\text{и}}$, концентраций ионола в экстрактах $C_{\text{эт}}$ (% массовой доли), относительных степеней экстракции ионола $R_{\text{и}}$ при $n_1=0,2$ и $n_2=1,0$.

Таблица 4.5

Зависимость от температуры t коэффициентов распределения $K_{\text{и}}$, степеней экстракции $R_{\text{и}}$ и концентраций ионола в экстрактах $C_{\text{эт}}$

t , °С	15	18	20	22	26	32	40	45	55	65	75	n
$K_{\text{и}}$	2,95	2,70	2,50	2,39	2,12	1,77	1,52	1,38	1,25	1,16	1,10	n_1
$R_{\text{и}}$	6,3	6,9	7,3	7,7	8,6	10,2	11,6	12,7	13,8	14,7	15,4	
$C_{\text{эт}}$	0,095	0,104	0,11	0,12	0,13	0,15	0,17	0,19	0,21	0,22	0,23	n_2
$R_{\text{и}}$	25,3	27,0	28,2	29,5	32,1	36,1	39,7	42,0	44,4	46,3	47,6	
$C_{\text{эт}}$	0,076	0,081	0,085	0,089	0,096	0,108	0,119	0,126	0,133	0,139	0,143	

Из табл. 4.5 следует, что приближение температуры экстракции к температуре кипения этанола $t_{\text{кип}}=78,37\text{ }^{\circ}\text{C}$ приводит к приближению коэффициента распределения $K_{\text{и}}$ к единице; при повышении температуры экстракции при $n=\text{const}$ происходит уменьшение значения $K_{\text{и}}$, увеличение степени экстракции $R_{\text{и}}$, увеличение концентрации $C_{\text{эт}}$ ионола в экстракте; в изотермических условиях экстракции ионола из масла степень экстракции $R_{\text{и}}$ зависит от коэффициента распределения $K_{\text{и}}$ для ионола и отношения n , например, при $K_{\text{и}}=\text{const}$ увеличение значения n увеличивает степень экстракции ионола $R_{\text{и}}$ и приводит к снижению концентрации ионола в полученном экстракте. Полученное значение $K_{\text{и}}=2,5$ при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ близко к среднему значению $K_{\text{и}}=2,2$ (относительное отклонение составляет 13,6 %), приведенному в работе [144]. Зависимость коэффициентов распределения $K_{\text{и}}$ от абсолютной температуры T вида $K_{\text{и}}=f(T)$ может быть выражена уравнением, применяемым при описании экстракционного равновесия для идеальных растворов:

$$\ln K_i = \frac{A}{t + 273} - B, \quad (4.5)$$

где A и B – коэффициенты.

На рис. 4.2 приведена зависимость коэффициентов распределения $K_{\text{и}}$ от температуры t .



Рис. 4.2. Зависимость коэффициентов распределения $K_{\text{и}}$ для ионола от температуры t его экстракции этанолом

В табл. 4.6 приведены результаты исследований и расчетов зависимости коэффициентов распределения $K_{\text{и}}$ для ионола от температуры его экстракции этанолом.

Таблица 4.6

Результаты исследований зависимости коэффициентов распределения $K_{и}$ для ионола от температуры его экстракции этанолом*

$t_s, ^\circ\text{C}$	A	B	$K_{и}^{\text{сп}}$	$\Delta K_{и}$	$\Delta t_{д}, ^\circ\text{C}$	$\gamma_t, ^\circ\text{C}^{-1}$	$\delta, \%$	$\Delta t_s, ^\circ\text{C}$
15...32	2650	8,12	2,36	1,18	17	0,0694	2,94	± 1
32...40	1626	4,76	1,65	0,25	8	0,0313	1,90	± 2
40...75	985	2,76	1,31	0,42	35	0,0120	0,92	± 5

* $K_{и}^{\text{сп}} = 0,5(K_{и}^{\text{н}} - K_{и}^{\text{к}})$ – среднее значения коэффициента распределения для ионола при значениях $K_{и}^{\text{н}}$ (при температуре t_n в начале диапазона температур) и $K_{и}^{\text{к}}$ (при температуре t_k в конце диапазона температур) в данном диапазоне температур

$\gamma_t = \Delta K_{и} / \Delta t_{д}$ – средний температурный коэффициент при $\Delta K_{и} = K_{и}^{\text{н}} - K_{и}^{\text{к}}$ и $\Delta t_{д} = (t_n - t_k)$ в данном диапазоне температур

$\delta = (100\gamma_t) / K_{и}^{\text{сп}}$ – относительное изменение коэффициента $K_{и}$ при изменении температуры экстракции на 1°C в данном диапазоне температур экстракции

Δt – рекомендуемое значение точности регулирования температуры экстракции ионола при относительном отклонении коэффициента распределения $K_{и}$ от среднего значения $K_{и}^{\text{сп}}$ не более чем на 6 % для фиксированного значения температуры в данном диапазоне температур

Из табл. 4.6 следует, что для исследованного масла существует три диапазона температур ($\Delta t_{д1} = 15...32^\circ\text{C}$, $\Delta t_{д2} = 32...40^\circ\text{C}$, $\Delta t_{д3} = 40...75^\circ\text{C}$), в которых коэффициенты A и B уравнения (4.5) отличаются от соответствующих значений для каждого из этих диапазонов температур. Так как эксплуатируемые в маслonaполненном электрическом оборудовании энергетические масла обладают различными физико-химическими свойствами, в том числе структурно-групповым составом (например, различиями по содержанию ароматических углеводородов), влияющими на восприимчивость масла к ионулу, то для каждой марки энергетического масла или смеси энергетических масел различных марок коэффициенты A и B уравнения (4.5) будут отличаться. В изотермических условиях экстракции коэффициент A в уравнении (4.5) представляет собой разность стандартных значений химических потенциалов для ионола в масле и этаноле [93] и может быть связан с функцией $A = f(Q_{\text{тм}}, Q_{\text{эт}})$, где $Q_{\text{тм}}$, $Q_{\text{эт}}$ – теплоты растворения ионола в масле и этаноле, соответственно. В исследованном

интервале температур 15...75 °С экстракции ионола интервал температур плавления ионола $t_{пл}=69,6...70,0$ °С (ионол марки «А» по ТУ38.5901237-90), что указывает на то, что растворение ионола в масле характеризуется тепловым эффектом процесса растворения: твердого ионола в масле при $t < 69,6$ °С; смеси твердого и жидкого ионола в интервале температур $t = 69,8...70$ °С; жидкого ионола при $t > 70$ °С.

С учетом того, что растворимости ионола в масле и этаноле в изотермических условиях ограничены значениями соответствующих насыщенных концентраций ионола, выше изложенное может обусловить наличие выше указанных трех диапазонов температур $\Delta t_{д1}$, $\Delta t_{д2}$, $\Delta t_{д3}$ и быть характерным и при использовании других жидких экстрагентов, например изопропанола или ацетонитрила, для которых температуры кипения $t_{кип}$ выше значения $t_{пл}$ для ионола.

Результаты экспериментов показали, что: повышение температуры экстракции от $t=20$ до $t=75$ °С при оптимальных значениях $V_{тм}=50$ см³, $V_{эт}=10$ см³, $n=0,2$ увеличивает содержание ионола в экстракте в 2,1 раза, что позволяет снизить числовое значение порога газохроматографическом определении содержания ионола в масле примерно в 2 раза; при $t=65$ °С продолжительность экстракции ионола из масла этанолом $\tau(65$ °С) ≈ 55 мин; изменение температуры в интервале 15...32 °С приводит к относительному изменению значения коэффициента распределения $K_{и}$ не более чем на ± 40 %, и экстракцию ионола в этом интервале температур рекомендовано выполнять при $t=20$ °С и $\Delta t \leq \pm 1$ °С; изменение температуры экстракции ионола в интервале температур 32...40 °С приводит к относительному изменению коэффициента распределения $K_{и}$ не более чем на $\pm 14,1$ %, и экстракцию ионола в этом интервале температур рекомендовано выполнять при $t=36$ °С и $\Delta t \leq \pm 2$ °С; изменение температуры экстракции ионола в интервале температур 40...75 °С приводит к относительному изменению коэффициента распределения $K_{и}$ не более чем на $\pm 27,6$ %, и экстракцию ионола в этом интервале температур

рекомендовано выполнять при $t=65\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $\Delta t \leq \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$; при концентрации $C_{\text{TM}} \geq 0,1\text{ \%}$ масс. ионола в масле значение $K_{и,2}$ для температуры t_2 при известном значении $K_{и,1}$ для температуры t_1 можно рассчитать исходя из формулы (1.3).

4.1.2.2. Газохроматографическое определение коэффициентов распределения для ионола в системе «трансформаторное масло – ионол – экстрагент» при экстракции ионола различными объемами экстрагента

Известны различные методы газохроматографического определения коэффициентов распределения $K_{и}$ в системе «трансформаторное масло – ионол – экстрагент» [143]. При этом, например, при использовании метода стандартной добавки твердого ионола необходимо, чтобы показатель «КЧ» для анализируемого трансформаторного масла, не содержащего визуально определяемую воду, не превышал значения 0,1 мг КОН на 1 г трансформаторного масла. В противном случае трансформаторное масло необходимо предварительно очистить с помощью силикагеля. В связи с этим актуальным является совершенствование метода газохроматографического определения коэффициента распределения $K_{и}$ при значениях показателя КЧ более 0,1 мг КОН на 1 г трансформаторного масла для последующего расчета содержания ионола в трансформаторном масле с использованием этанола в качестве экстрагента ионола и расчетного уравнения (1.3). Это может быть решено таким образом: коэффициент распределения $K_{и}$ может быть определен при экстракции ионола из анализируемого трансформаторного масла различными объемами экстрагента без осуществления предварительной силикагелевой очистки анализируемого трансформаторного масла от продуктов его окисления. При выполнении измерений использованы трансформаторные масла марок при значениях показателей КЧ менее 0,01 мг КОН на 1 г трансформаторного масла, а так же смеси на основе этих масел, не содержащие визуально определяемую воду. Измерения выполнены с использованием газовой

го хроматографа с ДТП. Газ-носитель – гелий. Градуирование газового хроматографа выполнено с помощью градуировочных смесей ионола в этаноле. Экстрагент – этанол. Экстракция выполнена при температуре в интервале 18...22 °С при $V_{\text{сп}}/V_{\text{тм}}=0,2\dots1$ ($V_{\text{тм}}$, $V_{\text{сп}}$ – объемы трансформаторного масла и этанола). Продолжительность экстракции ионола из трансформаторного масла – 5 ч. Сущность газохроматографического определения коэффициента распределения $K_{\text{и}}$ заключается в изотермической экстракции ионола из одинаковых объемов анализируемой пробы трансформаторного масла $V_{\text{тм}}$ двумя различными объемами этилового спирта $V_{\text{сп,1}}$ и $V_{\text{сп,2}}$ и последующем газохроматографическом определении содержания ионола в полученных экстрактах. Коэффициент распределения $K_{\text{и}}$ рассчитан по формуле:

$$K_{\text{и}} = \frac{V_{\text{сп,2}}}{V_{\text{тм}}} \left(1 - \frac{S_{\text{сп,1}} V_{\text{сп,1}}}{S_{\text{сп,2}} V_{\text{сп,2}}} \right) \frac{S_{\text{сп,1}}}{S_{\text{сп,2}} - 1}, \quad (4.6)$$

где $C_{\text{сп,1}}$, $C_{\text{сп,2}}$ – концентрация ионола в спиртовых экстрактах, полученных при экстракции ионола из одинаковых объемов $V_{\text{тм}}$ трансформаторного масла этанолом объемами $V_{\text{сп,1}}$ и $V_{\text{сп,2}}$, соответственно;

$S_{\text{сп,1}}$, $S_{\text{сп,2}}$ – площади газохроматографических пиков для ионола, соответствующие концентрациям $C_{\text{сп,1}}$ и $C_{\text{сп,2}}$;

$C_{\text{сп}}$ – концентрация ионола в градуировочном растворе этанола.

При выполнении измерений соблюдены условия: $V_{\text{тм}}=\text{const}$; $K_{\text{и}}=\text{const}$ при данных значениях $V_{\text{сп,1}}$ и $V_{\text{сп,2}}$; $V_{\text{сп,2}} > V_{\text{сп,1}}$; $V_{\text{сп,1}} \neq V_{\text{сп,2}}$ (например, при $V_{\text{сп,1}}=1 \text{ см}^3$ и $V_{\text{сп,2}}=V_{\text{тм}}=5 \text{ см}^3$); площади газохроматографических пиков ионола $S_{\text{сп,1}}$ и $S_{\text{сп,2}}$ должны отличаться не менее чем на 20 % относительно друг от друга.

В таблице 4.7 приведены результаты исследования значений коэффициентов распределений $K_{\text{и}}$ для ионола в пробах эксплуатационных масел.

Таблица 4.7

Результаты исследования значений коэффициентов распределений для ионола в пробах эксплуатационных масел

ЭМ	ТКп+ГК	ТКп+ГК	Т-750	Т-1500+ГК
$K_{и}$	1,53	1,97	2,38	2,54

Из табл. 4.7 следует, что коэффициенты распределений для ионола в пробах различных эксплуатационных масел имеют различные числовые значения.

4.1.2.3. Исследование коэффициентов распределения для ионола в эксплуатационных трансформаторных маслах разных марок или при различных соотношениях масел разных марок в их смеси энергетического масла

В табл. 4.8 приведены значения коэффициентов распределения для ионола в пробах эксплуатационных трансформаторных масел из различного энергетического оборудования при экстракции ионола этанолом из трансформаторных масел.

Таблица 4.8

Значения коэффициентов распределения для ионола в пробах эксплуатационных трансформаторных масел из различного энергетического оборудования

МНЭО	Марка ЭМ	$K_{и}$
АТДЦТН-63000/220/110/10; № 112692	ТКп+Т-1500+ГК	1,54
АТДЦТ-250000/330/150/35; № 99049	Т-1500+ГК	1,70
Ввод ГМТПА-45-330/1000У1; № Ч-14415	ГК	1,71
Емкость для хранения свежего ЭМ	ГК	1,80
ВРГДНУ-240000/35/35; № 1194754	Т-1500+ГК	1,89
АТДЦТН-125000/330/110/10; № 112900	ТКп+ГК	2,63

Из табл. 4.8 следует, что коэффициенты распределения для ионола в пробах эксплуатационных трансформаторных масел из различного энергетического оборудования при экстракции ионола этанолом из трансформаторных масел имеют различные числовые значения, что позволяет использовать

метод добавок для газохроматографического определения содержания ионола в энергетическом масле, который не требует использования значений коэффициентов распределения $K_{и}$ для ионола в расчетных формулах.

В табл. 4.9 приведены результаты исследования коэффициентов распределения ионола $K_{и}$ в двух трансформаторных маслах и в их смесях при экстракции ионола этанолом при $t=20$ °С.

Таблица 4.9

Зависимость коэффициентов распределения ионола в смесях трансформаторных масел от объемного содержания индивидуальных марок трансформаторных масел в этих смесях*

ЭМ	Проба № 1	Смесь 1	Смесь 2	Смесь 3	Проба № 2
$K_{и}$	1,53	1,71	1,96	2,22	2,54

* Проба № 1 – масло из трансформатора напряжения НКФ-220, № 905985, марка трансформаторного масла не известна

Проба № 2 – масло из силового трансформатора АДЦТН-200000/330/110/10, № 129431, масло – смесь масел марок ТКп и Т-1500

Смесь 1 – 0,75 пробы № 1 + 0,25 пробы № 2

Смесь 2 – 0,50 пробы № 1 + 0,50 пробы № 2

Смесь 3 – 0,25 пробы № 1 + 0,75 пробы № 2

Содержания проб масел № 1 и № 2 в смесях трансформаторных масел выражены в объемных долях

Полученные результаты расчетов коэффициентов распределения ионола показали, что для исследованных смесей трансформаторных масел выполняется правило аддитивности Кричевского [93]:

$$\lg K_{и,см} = \varphi_1 \lg K_{и,1} + \varphi_2 \lg K_{и,2}, \quad (4.7)$$

где φ_1 и φ_2 – объемная доля проб трансформаторных масел № 1 и № 2 в смесях;

$K_{и,см}$ – коэффициент распределения ионола в смеси проб трансформаторных масел № 1 и № 2;

$K_{и,1}$ и $K_{и,2}$ – коэффициенты распределения ионола для проб трансформаторных масел № 1 и № 2.

Использование этого правила позволяет для смеси трансформаторных масел, получаемой смешиванием эксплуа-

тационных трансформаторных масел различных марок, предварительно оценить значение коэффициента распределения ионола $K_{и,см}$, располагая значениями $K_{и}$ для смешиваемых эксплуатационных трансформаторных масел с учетом их объемных долей в образовавшейся смеси трансформаторного масла. Полученные результаты указывают на то, что применение градуировочных смесей ионола в свежем трансформаторном масле, например марки ГК, для градуирования газового хроматографа в соответствии с рекомендациями нормативного документа [63] при газохроматографическом определении концентрации ионола в эксплуатационных трансформаторных маслах с различными содержаниями в них масел ГК и Т-1500, может привести к недостоверности определения содержания ионола в этих смесях и к ошибке в принятии решения о выведении маслонаполненного электрического оборудования из работы для внесения в энергетическое масло необходимого количества ионола.

4.1.2.4. Исследование влияния химической природы экстрагента на способность экстрагирования ионола из энергетического масла

Исследования выполнены при температуре окружающего воздуха в интервале 18...22 °С и отношении $V_{экс}/V_{тм}=0,2$ ($V_{экс}$ – объем экстрагента). По градуировочной характеристике, полученной с использованием градуировочных смесей ионола в экстрагенте, определены концентрации ионола в экстракте после экстракции ионола из трансформаторного масла. В качестве показателя способности экстрагента экстрагировать ионол из энергетического масла принята площадь $S_{и}$ газохроматографического пика: чем больше ее значение, тем выше способность данного экстрагента экстрагировать ионол из энергетического масла (табл. 4.10).

В табл. 4.10 приведены значения площадей газохроматографических пиков $S_{и}$ ионола, мВ·мин, (с использованием ПИД в газовом хроматографе), полученные при экстракции

ионола из трансформаторного масла марки Nytro 11GX различными экстрагентами при температуре экстракции 20 °С и концентрации ионола в трансформаторном масле $C_{и}=0,35$ % масс.; коэффициенты распределения $K_{и,экс}$ при использовании данного экстрагента; отношения n площади хроматографического пика ионола при использовании данного экстрагента к площади хроматографического пика ионола при использовании экстрагента – этанола.

Таблица 4.10

Значения площадей хроматографических пиков ионола при его экстракции различными экстрагентами из трансформаторного масла

Экстрагент	$S_{и}$	n	$K_{и,экс}$
Этанол	6211	1	2,1
Изопропанол	7356	1,18	1,74
Ацетонитрил	7848	1,26	1,62
Смесь «ацетонитрил : вода» = 1 : 1	146	0,024	–

Из табл. 4.10 следует, что для исследованных экстрагентов значения n близки друг к другу и значения $S_{и}$ близки друг к другу, кроме смеси «ацетонитрил – вода», которая не может быть рекомендована для использования: присутствие воды значительно снижает способность данного экстрагента экстрагировать ионол из трансформаторного масла.

4.1.3. Результаты газохроматографических исследований содержания воды в минеральных энергетических маслах

Измерения выполнены с использованием газового хроматографа ЛХМ-80 с ДТП и АЦП. Сорбент в газохроматографической колонке – «Полисорб-1». Газ-носитель – гелий. Режимы работы хроматографа приведены в табл. 4.11.

На рис. 4.3 приведена типичная хроматограмма газохроматографических анализов при определении влагосодержания проб трансформаторных масел, полученных методом ввода пробы энергетического масла непосредственно в испари-

тель хроматографа и программированием температуры газохроматографической колонки начиная с пятой минуты от начала развертки хроматограммы с компенсацией дрейфа нулевой линии хроматограммы при скорости программирования 35 °С/мин. Время выхода вершины газохроматографического пика воды – 8 мин.

Таблица 4.11

Режимы работы хроматографа при исследовании содержания воды в энергетическом масле*

$t_{\text{ХК}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{ПК}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{ИСП}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{ДТП}}, ^\circ\text{C}$	$I_{\text{ДТП}}, \text{мА}$	$W_{\text{ГН}}, \text{см}^3/\text{мин}$	Процедура
120	120	300	130	190	30	ЭМ в испаритель
170	170	350	180	нет	60	Регенерация

* $I_{\text{ДТП}}$ – ток моста ДТП

$t_{\text{ХК}}, t_{\text{ПК}}, t_{\text{ИСП}}, t_{\text{ДТП}}$ – температуры в термостатах газохроматографической колонки, предколонки, испарителя и ДТП соответственно

$W_{\text{ГН}}$ – объемный расход газа-носителя

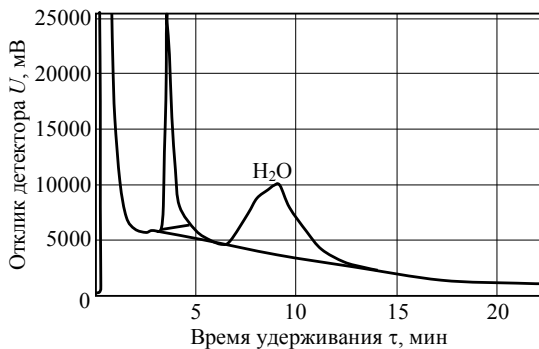


Рис. 4.3. Типичная хроматограмма для воды при вводе пробы трансформаторного масла в испаритель хроматографа

В табл. 4.12 приведены результаты анализов влагосодержания W_{Σ} проб трансформаторных масел, полученных данным методом газовой хроматографии, и полученных методом кулонометрического титрования масла W_{Φ} по методике, приведенной в работе [122].

Таблица 4.12

Результаты анализов влагосодержания энергетических масел*

№ п/п	Объект отбора пробы трансформаторного масла	W_{Σ} , г/т	W_{Φ} , г/т	γ , %
1	ТН-330 ЗСШ ф.Ав (НКФ-330, № 1072728)	26,6	23,8	11,1
2	ТН-330 ЗСШ ф.Ас (НКФ-330, № 1072728)	39,7	33,5	15,6
3	ТН-330 ЗСШ ф.Ан (НКФ-330, № 1072728)	30,5	22,0	27,9
4	ТН-330 ЗСШ ф.Вв (НКФ-330, № 1076505)	44	34,4	21,8
5	ТН-330 ЗСШ ф.Вс (НКФ-330, № 1076505)	21,3	17,3	18,8
6	ТН-330 ЗСШ ф.Вн (НКФ-330, № 1076505)	31,3	29,5	5,8
7	ТН-330 ЗСШ ф.Сс (НКФ-330, № 1068036)	34,2	33,0	3,5
8	ТТ-330 ЗВ ф.В (ТФРМ-330, № 4227)	17,8	14,2	20,2
9	Ввод ГМТП-45-330/2500, № ч-58754	9,1	5,2	42,9

* ТН – трансформатор напряжения

РПН – устройство переключения напряжения

W_{Σ} – сумма содержания молекулярно-растворенной и связанной форм воды в трансформаторном масле

W_{Φ} – содержание воды в трансформаторном масле, определенное методом кулонометрического титрования по методике, приведенной в работе [116]

γ – относительное расхождение результата измерения W_{Σ} от W_{Φ}

Из табл. 4.12 следует, что результаты, полученные методом газовой хроматографии при дозировании пробы энергетического масла в испаритель хроматографа, выше результатов, полученных по методике [122] с использованием кулонометрического титрования. Например, относительные расхождения результатов анализа № 2 и № 3 превышают соответствующие относительные погрешности их результатов анализа, и можно предположить, что анализируемые трансформаторные масла содержат воду как в молекулярно-растворенной, так и в связанной формах в различных количествах; в объекте анализа № 3 произошло большее накопление связанной формы воды по сравнению с объектом анализа № 2, при этом они эксплуатировались в одинаковых условиях.

При выполнении исследования принято, что аналогично принятым в работе [185] допущениям, концентрация связанной $W_{\text{св}}$ формы воды в трансформаторном масле может быть определена по формуле:

$$W_{\text{св}} = W_{\Sigma} - W_{\Phi}, \quad (4.8)$$

при выполнении неравенства:

$$W_{\text{св}} \geq \sqrt{\Delta W_{\text{гх}}^2 + \Delta W_{\text{ф}}^2}, \quad (4.9)$$

где $\Delta W_{\text{гх}}$, $\Delta W_{\text{ф}}$ – значения абсолютных погрешностей определения влагосодержания трансформаторного масла, полученные данным методом газовой хроматографии и методом кулонометрического титрования по методике, приведенной в работе [116], соответственно, г/т.

В таблице 4.13 приведены результаты исследования физико-химических и электрофизических свойств проб трансформаторных масел из трансформатора напряжения ТН-330 ЗСШ типа НКФ-330, № 1072728 (механические примеси в пробах трансформаторного масла при визуальном контроле отсутствовали).

Таблица 4.13

Результаты исследования физико-химических и электрофизических свойств проб трансформаторных масел из трансформатора напряжения ТН-330 ЗСШ типа НКФ-330*

Объект	$W_{\text{гх}}$, г/т	$W_{\text{мр}}$, г/т	$W_{\text{св}}$, г/т	χ	ρ , г/см ³	$U_{\text{пр}}$, кВ	$\text{tg}\delta$, %	КЧ	$t_{\text{всп}}$, °С
ТН-330 ф.А _{верх}	26,2	23,3	2,9	0,13	0,877	48	0,84	0,022	145
ТН-330 ф.А _{средн}	39,7	33,5	6,2	0,19	0,877	52	0,93	0,027	141
ТН-330 ф.А _{низ}	30,5	22,0	8,3	0,38	0,876	71	1,46	0,052	147

* ρ – плотность, г/см³

$U_{\text{пр}}$ – пробивное напряжение, кВ

$\text{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, %, при температурах 90 °С

КЧ – кислотное число, мг КОН на 1 г трансформаторного масла

$t_{\text{всп}}$ – температура вспышки, °С

$\chi = W_{\text{св}}/W_{\text{мр}}$ – отношение концентрации связанной формы воды $W_{\text{св}}$ к концентрации молекулярно – растворенной формы воды

Из табл. 4.13 следует, что для приведенной последовательности ряда объектов отбора проб трансформаторных масел:

– концентрация связанной $W_{\text{св}}$ формы воды, а так же отношения χ концентраций связанной формы воды к концентрации молекулярно – растворенной формы воды увеличиваются в этом ряду;

– повышения содержания связанной формы воды и отношения χ концентраций связанной формы воды к концентрации молекулярно – растворенной формы воды, приводят к ухудшению таких показателей качества проб трансформаторных масел, как $\text{tg}\delta$, КЧ (которые, однако, соответствуют нормам, приведенным в нормативном документе [63]), но не приводят к снижению значений пробивных напряжений $U_{\text{пр}}$ проб трансформаторных масел.

Можно предположить, что, сообщение в работах [15, 20] о том, что связанная форма воды заметно ухудшает пробивное напряжение $U_{\text{пр}}$ трансформаторных масел не является однозначным без учета всех нормированных к определению показателей качества трансформаторного масла, конкретного числового значения концентрации связанной формы воды, а так же температуры трансформаторного масла в маслonaполненном электрическом оборудовании и изменения количественно-качественного состава ароматических углеводородов в трансформаторном масле. По-видимому, различные виды связанной формы воды (межмолекулярная, сорбционная) в разной степени влияют на пробивное напряжение $U_{\text{пр}}$ и тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ трансформаторного масла. Так, в работе [186] отмечено, что для трансформаторного масла в высоковольтных электрических вводах при повышении температуры трансформаторного масла до 70...80 °С под воздействием электрического поля, связанная форма воды может переходить в свободную форму воды с последующей ее связью с ароматическими кольцами компонентов трансформаторного масла при одновременном преобразовании полиароматических соединений трансформаторного масла в моноароматические и с заметным снижением электрической прочности трансформаторного масла, снижая значение $U_{\text{пр}}$.

Исследование содержания воды в пробе аттестованной смеси при концентрации $W_{\text{p,ст}}=0,5$ % масс. воды в энергетическом масле выполнено по разработанной авторами методике выполнения измерений, основанной на экстракции воды из энергетического масла ацетонитрилом при температуре

$t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и газохроматографическом анализе полученных экстрактов. Показано, что измеренное значение $W_{p,з\text{им}}=0,46\text{ \%}$ масс. отличается от значения $W_{p,ст}$ на 8 \% , что допустимо для технических расчетов и позволяет использовать разработанный метод газовой хроматографии определения суммы растворенной и свободной воды во влажном отработанном энергетическом масле.

На рис. 4.4 показана типичная хроматограмма для воды при газохроматографическом анализе энергетического масла в процессе определения его влагосодержания при экстракции воды из энергетического масла ацетонитрилом и программировании температуры газохроматографической колонки, начиная с третьей минуты от начала развертки хроматограммы с компенсацией дрейфа нулевой линии хроматограммы при скорости программирования $35\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$.

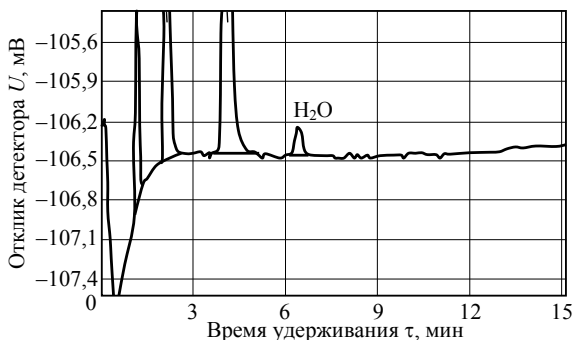


Рис. 4.4. Типичная хроматограмма для воды в процессе ее экстракции ацетонитрилом из энергетического масла при определении его влагосодержания

Методом газовой хроматографии исследованы содержания воды в пробах трансформаторных масел из маслonaполненного электрического оборудования по разработанной методике выполнения измерений (табл. 4.14) с использованием процедур экстракции воды из трансформаторного масла жидким ацетонитрилом и газохроматографическим анализом полученных экстрактов.

Таблица 4.14

Результаты газохроматографического исследования содержания воды в пробах трансформаторных масел из трансформаторов напряжения*

Маслонаполненное электрическое оборудование	$W_{p,k}$, г/т	$W_{p,20}$, г/т	$W_{p,30}$, г/т	W_n , г/т
ТН-330 ЗСШ ф.А _{верх} (НКФ-330, № 1072728)	23,3	26,2	36	25
ТН-330 ЗСШ ф.А _{низ} (НКФ-330, № 1072728)	22,0	30,5	41	
ТН-330 ЗСШ ф.В _{средн} (НКФ-330, № 1076505)	17,3	21,3	28	
РНОА-220/1000 ф.А, № 125258	14,7	16	25	

* ТН – трансформатор напряжения

РНОА – переключатель напряжения

$W_{p,k}$ – содержание воды в трансформаторных маслах, измеренное кулонометрическим методом анализа [122]

$W_{p,20}$ и $W_{p,30}$ – содержания воды в трансформаторных маслах, измеренные разработанным методом газовой хроматографии при экстракции воды из энергетического масла жидким ацетонитрилом при температурах $t=20$ °С и $t=30$ °С

W_n – нормированное значение содержания растворенной воды в эксплуатационном трансформаторном масле

Из табл. 4.13 и табл. 4.14 для ТН-330 ЗСШ ф.Ав (НКФ-330, № 1072728), ТН-330 ЗСШ ф.Ан (НКФ-330, № 1072728) и ТН-330 ЗСШ ф.Вс (НКФ-330, № 1076505) установлена близость в полученных результатах измерений влагосодержания энергетических масел, что указывает на то, что разработанный метод газохроматографических измерений путем экстракции воды из энергетических масел ацетонитрилом позволяет определять в энергетическом масле сумму растворенной и частично связанной воды.

Из табл. 4.14 следует, что увеличение температуры экстракции воды приводит к возрастанию измеренных значений концентраций воды в энергетических маслах, и в соответствии с разработанным методом газовой хроматографии экстракцию воды из энергетических масел предпочтительно выполнять при $t=20$ °С.

4.2. Результаты исследования теплофизических свойств минеральных энергетических масел

4.2.1. Экспериментальный метод исследований зависимости кинематической вязкости и плотности энергетических масел от температуры

В изотермических условиях исследований расчет значений кинематической вязкости ν для энергетических масел выполнен по формуле [142]:

$$\nu = K_n \tau, \quad (4.10)$$

где ν – кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$, при температуре t , $^{\circ}\text{C}$;
 τ – время истечения энергетического масла в капилляре вискозиметра, с;

K_n – калибровочная постоянная вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$.

Для энергетических масел Nytro11GX, T-1500, ГК исследованы зависимость значений кинематической вязкости ν от температуры t (рис. 4.5).

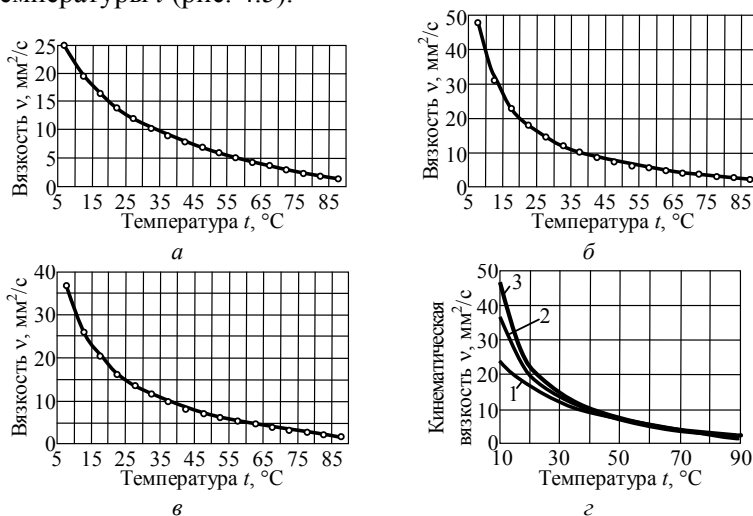


Рис. 4.5. Зависимость кинематической вязкости от температуры для ТМ Nytro11GX (а), ТМ T-1500 (б), ТМ ГК (в) и сравнительные значения зависимости кинематической вязкости ТМ Nytro11GX, ГК, T-1500 от температуры (г): 1 – Nytro11GX; 2 – ГК; 3 – T-1500

Из анализа рис. 4.5 (а, б, в) следует, что зависимости $\nu=f(t)$ для трансформаторных масел Nytro11GX, Т-1500, ГК имеют экспоненциальный характер. Из рис. 4.5 (з) следует, что при температурах выше 20 °С различия в значениях кинематической вязкости для исследованных трансформаторных масел незначительны.

В табл. 4.15 приведены обобщенные данные о зависимости кинетической вязкости и плотности исследованных энергетических масел от температуры.

Таблица 4.15

Зависимость кинетической вязкости и плотности энергетических масел от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	Nytro11GX		Т-1500		ГК		АЗМОЛ Тп-22с	
	$\nu, \text{мм}^2/\text{с}$	$\rho_t, \text{кг}/\text{м}^3$	$\nu, \text{мм}^2/\text{с}$	$\rho_t, \text{кг}/\text{м}^3$	$\nu, \text{мм}^2/\text{с}$	$\rho_t, \text{кг}/\text{м}^3$	$\nu, \text{мм}^2/\text{с}$	$\rho_t, \text{кг}/\text{м}^3$
10	24,6	899	48,0	892	36,6	903	150	901
15	19,7	895	31,2	889	26,1	898	–	–
20	16,3	892	22,9	885	20,2	897	101	896
25	13,9	891	17,9	883	16,3	896	–	–
30	11,9	890	14,5	879	13,6	895	56,3	889
35	10,3	889	12,1	876	11,4	893	–	–
40	9,0	880	10,2	873	9,8	891	33,1	882
60	5,0	865	6,6	865	5,4	878	15	870
70	3,6	860	4,3	864	4,0	871	11	863
75	3,0	859	3,7	851	3,4	868	–	–
80	2,4	858	3,3	848	2,9	864	8,1	857
85	1,8	856	2,8	844	2,4	861	–	–
90	1,3	854	2,4	842	1,99	859	–	–

Из табл. 4.15 и рис. 4.5 следует, что при повышении температуры значения ν и ρ_t уменьшаются; для трансформаторных масел повышение температуры приводит к снижению различий в значениях кинематической вязкости, и при температурах выше 20 °С эти различия незначительны. В связи с этим для идентификации трансформаторных масел рекомендовано показатель ν определять при температуре 10 °С.

Для трансформаторных масел Nytro11GX, Т-1500, ГК в интервале температур 15...90 °С экспериментальные

зависимости $v=f(t)$ выражены эмпирическим уравнением, аналогичным уравнению Убеллоде-Вальтера [187] с использованием значений температуры $t, ^\circ\text{C}$

$$\lg \lg(va) = b - c \lg t, \quad (4.11)$$

где v – кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$, при температуре $t, ^\circ\text{C}$;
 a, b, c – коэффициенты уравнения.

В табл. 4.16 приведены значения коэффициентов уравнения (4.11) для исследованных энергетических масел.

Таблица 4.16

Значения коэффициентов уравнения Убеллоде-Вальтера

ЭМ	Nytro11GX	T-1500	ГК
a	69,65251	10,31232	16,33017
b	0,324686	0,461119	0,37797
c	0,029304	0,214281	0,141525

Использование уравнения Убеллоде-Вальтера позволяет прогнозировать значения кинематической вязкости для свежих трансформаторных масел Nytro11GX, T-1500, ГК для любой температуры в интервале $15 \dots 90 ^\circ\text{C}$.

4.2.2. Расчетный метод исследования теплофизических свойств энергетических масел

Исследования зависимости теплофизических показателей от температуры выполнены расчетным методом с использованием известных формул [134, 188, 189]:

$$C = 4,187(0,403 + 0,000405t)(\sqrt{d_{15}^{15}})^{-1}, \quad (4.12)$$

$$C_{\text{пар}} = 6,489 \cdot 10^{-4} (1,8T + 211)(4 - d_{15}^{15}), \quad (4.13)$$

$$\lambda = 0,1175(d_{15}^{15})^{-1}(1,1472 - 0,00054T), \quad (4.14)$$

$$\Delta H_{\text{эм}} = (0,0017T^2 + 0,762T - 334,25)(\sqrt{d_{15}^{15}})^{-1}, \quad (4.15)$$

$$\Delta H_{\text{эм,пар}} = (129,58 + 0,134T + 0,000597T^2) \times (4 - d_{15}^{15}) - 308,99, \quad (4.16)$$

$$\sigma_{20}^{\text{эм}} = 10^{-2}(5d_4^{20} - 1,5), \quad (4.17)$$

$$\sigma_t^{\text{эм}} = 0,0515C_{\text{пар}}\rho_t - 0,0166, \quad (4.18)$$

$$\Delta H_{\text{исп}} = \Delta H_{\text{эм,пар}} - \Delta H_{\text{эм}}, \quad (4.19)$$

$$\beta_t = [(\rho_1 / \rho_2) - 1](t_2 - t_1)^{-1}, \quad (4.20)$$

$$d_{15}^{15} = 0,0093 + 0,994d_4^{20}, \quad (4.21)$$

где C – теплоемкость энергетического масла, кДж/(кг·К);
 $C_{\text{пар}}$ – теплоемкость паров энергетического масла, кДж/(кг·К);
 λ – теплопроводность энергетического масла, Вт/(м·К);
 $\Delta H_{\text{эм}}$ – энтальпия энергетического масла, кДж/кг;
 $\Delta H_{\text{эм,пар}}$ – энтальпия паров энергетического масла, кДж/кг;
 $\Delta H_{\text{исп}}$ – теплота испарения энергетического масла, кДж/кг;
 $\sigma_{20}^{\text{эм}}, \sigma_t^{\text{эм}}$ – поверхностное натяжение на линии «энергетическое масло – воздух» при температурах 20 °С и t ;
 ρ_t – плотность при температуре t ;
 T – абсолютная температура, К;
 d_4^{20}, d_{15}^{15} – относительные плотности энергетического масла;
 β_t – температурный коэффициент объемного расширения энергетического масла, град⁻¹;
 ρ_1 и ρ_2 – плотность энергетического масла при температурах t_1 и t_2 , кг/м³.

В табл. 4.17 приведены результаты исследования зависимости теплоемкости C и теплопроводности λ для турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с.

Таблица 4.17

Зависимости теплоемкости и теплопроводности от температуры для турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с

$t, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20	30	40	60	70	80
$C, \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$	1,799	1,816	1,834	1,852	1,888	1,901	1,924
$\lambda, \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$	0,123	0,123	0,122	0,121	0,120	0,119	0,119

Из табл. 4.17 следует, что при повышении температуры значения C – увеличиваются на 6,95 %, а значения λ – уменьшаются на 3,3 %, что приемливо для технических расчетов, и в исследованном интервале температур можно принять усредненные значения $\lambda=0,121$ Вт/(мК) и $C=1,859$ кДж/(кгК).

В табл. 4.18 приведены результаты исследования зависимости усредненных значений энтальпий $\Delta H_{эм}$ для энергетических масел от температуры.

Таблица 4.18

Зависимости усредненных значений энтальпий $\Delta H_{эм}$ для энергетических масел от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	20	30	40	60	80
$\Delta H_{эм}, \text{кДж/кг}$	37	55	74	113	154

Из табл. 4.18 следует, что при повышении температуры усредненные значения энтальпий $\Delta H_{эм}$ для энергетических масел от температуры увеличиваются, что согласуется с данными работы [134] для нефтепродуктов.

Для прогнозирования теплофизических свойств энергетических масел и их паров, рассчитаны зависимости теплофизических показателей от марок энергетических масел при $t=20$ °С (табл. 4.19).

Таблица 4.19

Зависимости теплофизических показателей энергетических масел и их паров от марок энергетических масел

Показатели	Энергетические масла			
	T-1500	Nyro11GX	A3МОЛ Тп-22с	ГК
$\sigma_{20}^{эм}, \text{Н/м}$	0,0293	0,0296	0,0298	0,0299
$C, \text{кДж/(кг}\cdot\text{К)}$	1,859	1,820	1,816	1,816
$C_{пар}, \text{кДж/(кг}\cdot\text{К)}$	1,490			
$\lambda, \text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$	0,131	0,130	0,123	0,123
$\Delta H_{эм}, \text{кДж/кг}$	37,08	36,95	36,89	36,89
$\Delta H_{эм, пар}, \text{кДж/кг}$	373,85	372,54	371,88	371,88
$\Delta H_{исп}, \text{кДж/кг}$	336,77	335,59	334,99	334,99

На основании расчетной формулы (4.20) определено, что в интервале температур 20...80 °С температурные коэффициенты объемного расширения β_t имеют усредненные значения: $6,61 \cdot 10^4 \text{ град}^{-1}$ – для Nytro11GX; $7,27 \cdot 10^4 \text{ град}^{-1}$ – для Т-1500; $6,37 \cdot 10^4 \text{ град}^{-1}$ – для ГК; $7,59 \cdot 10^4 \text{ град}^{-1}$ – для АЗМОЛ Тп-22с.

Сравнение значений плотностей ρ и теплоемкостей C при температуре 20 °С для трансформаторных масел марок Т-1500, Nytro11GX, ГК, приведенных в табл. 4.19 с аналогичными показателями для трансформаторных масел любых марок или их смесей, приведенных в разделе 1, указывает на различия в числовых значениях соответствующих показателей. Это указывает на то, что использование нормированных показателей из раздела 1 не приводит к получению достоверных результатов при выполнении теплотехнических расчетов маслonaполненного электрического оборудования, и что для повышения достоверности результатов таких расчетов необходимо использовать значения указанных показателей для конкретных марок трансформаторных масел.

Полученные результаты могут быть использованы для определения содержания энергетических масел в цистернах при их поставке на предприятие на основании зависимости $\rho_t = f(t)$; теплотехнических и гидравлических расчетов маслonaполненного электрического оборудования – нагрева и охлаждения, адсорбционной регенерации, вакуумно-термической дегазации, систем регулирования ПТУ и промывки маслonaполненного электрического оборудования потоком энергетического масла.

4.2.3. Усовершенствование формул теплотехнических расчетов при оценивании эффективности маслоохладителей электрического трансформатора или паротурбинной установки по результатам тепловизионного контроля

Для диагностирования технического состояния маслоохладителей электрических трансформаторов или паро-

турбинных установок по результатам тепловизионного контроля, в которых циркулирующие в соответствующих системах маслоснабжения трансформаторное или турбинное масла охлаждаются циркуляционным потоком воды в кожухотрубчатых многоходовых теплообменниках, на основании полученных экспериментальных и расчетных результатов (см. табл. 4.15, табл. 4.17, табл. 4.19, формулу (4.12)) и основного уравнения теплопередачи для поверхностных прямопоточных и противоточных теплообменников, усовершенствована известная формула [131] для определения расчетной разницы температур Δt трансформаторного или турбинного масла на входе ($t_{\text{вх}}$) маслоохладителя и на выходе ($t_{\text{вих}}$) маслоохладителя, которая учитывает полученные значения плотности ρ_t и теплоемкости C для используемого энергетического масла при значении среднелогарифмической температуры $t_{\text{ср,лог}}$ в маслоохладителе, вместо рекомендованных в нормативном документе [131] и в работе [190] значения средней температуры $t_{\text{ср}}=0,5(t_{\text{вх}}+t_{\text{вих}})$, °С:

$$\Delta t = \frac{2,136}{\nu \rho_t C} (t_{\text{вход,эм}} - t_{\text{вход,вода}})^{1,238}, \quad (4.22)$$

где ν – экспериментально определяемый объемный расход, м³/с, потока энергетического масла через маслоохладитель при температуре энергетического масла на входе в маслоохладитель;

ρ_t – плотность энергетического масла, кг/м³, при значении $t_{\text{ср,лог}}$;

C – теплоемкость энергетического масла, Дж/кгК, при значении $t_{\text{ср,лог}}$;

$t_{\text{вход,эм}}$ – температура энергетического масла на входе в маслоохладитель, °С;

$t_{\text{вход,вода}}$ – температура воды на входе в маслоохладитель, °С.

Значение среднелогарифмической температуры $t_{\text{ср,лог}}$ в маслоохладителе при организации противоточного режима течения жидких сред в маслоохладителе, рассчитывают по известной формуле [191]:

$$t_{\text{ср,лог}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \left(\frac{\Delta t_{\text{б}}}{\Delta t_{\text{м}}} \right)}, \quad (4.23)$$

где $\Delta t_{\text{б}}$ та $\Delta t_{\text{м}}$ – большая и меньшая разности температур на концах маслоохладителя, измеряемые экспериментально, °С.

Применение формул (4.22) и (4.23) для определения расчетного значения Δt , по мнению авторов, позволяет повысить достоверность определения значения Δt при оценке эффективности маслоохладителя электрического силового трансформатора или паротурбинной установки по результатам тепловизионного контроля по методикам, изложенным в нормативном документе [131] и в работе [190] для расчета коэффициентов эффективности маслоохладителей.

4.2.4 Рекомендации по отбору проб минеральных энергетических масел из маслonaполненного оборудования

На основании литературного обзора, касающегося рекомендаций и требований к отбору проб из маслonaполненного электротехнического оборудования для последующего газохроматографического анализа этих проб, и на основании полученных результатов исследований, для теплотехнического оборудования, в котором возможно возникновение дефектов электрического, термического и акустического (с возникновением кавитации) характеров, рекомендовано выполнять отбор проб энергетических масел для их газохроматографического анализа из:

- электрических нагревателей потоков трансформаторных и турбинных масел (из потоков энергетического масла до и после электрического нагревателя);
- установок очистки, осушки и дегазации энергетического масла (из потоков энергетического масла до и после электрических нагревателей и масляных насосов);
- установок приготовления растворов ионола в трансформаторных и турбинных маслах (из потоков энергетического

масла до и после электрических нагревателей и масляных насосов; из бака с концентрированным раствором ионола в энергетическом масле);

– масляных насосов для транспортирования трансформаторного масла в системе его охлаждения и очистки в электрическом силовом трансформаторе или автотрансформаторе (из потоков энергетического масла до и после масляных насосов);

– масляных насосов высокого давления ПТУ для транспортирования турбинного масла (из потоков энергетического масла до и после масляных насосов);

– картеров подшипников ПТУ с турбогенератором с водородным охлаждением.

Это позволит выполнять диагностирование указанных видов оборудования по результатам газохроматографического анализа проб энергетических масел с определением в них диагностических газов.

4.3. Структурная схема газового хроматографа для определения содержания продуктов деградации в минеральных энергетических маслах

Требуемые значения порогов определения: содержания растворенных газов $C_2H_2 - 5 \cdot 10^{-5}$ % об.; CH_4 , C_2H_6 , $C_2H_4 - 1 \cdot 10^{-4}$ % об.; C_3H_6 , $C_3H_8 - 2 \cdot 10^{-4}$ % об.; H_2 , $C_4H_8 - 5 \cdot 10^{-4}$ % об.; CO , $CO_2 - 5 \cdot 10^{-3}$ % об.; O_2 , $N_2 - 2 \cdot 10^{-2}$ % об. [64]; содержания ионола – 0,02 % масс. [63]; содержания воды – 5 г/т [5].

На основании выполненных литературного обзора и экспериментальных результатов исследований, усовершенствована структурная газовая схема газового хроматографа для определения в энергетических маслах содержания продуктов деградации – газов (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6), воды и ионола. Структурная газовая схема газового хроматографа включает в себя три газохроматографического детектора и четыре измерительных канала (рис. 4.6). Структурная газовая схема газового хроматографа

представляет собой совокупность элементов, устройств и трубопроводов, которая определяет их функциональную взаимосвязь, ход газохроматографического анализа, а также физико-химическое состояние анализируемых и вспомогательных веществ на разных стадиях хроматографических процессов.

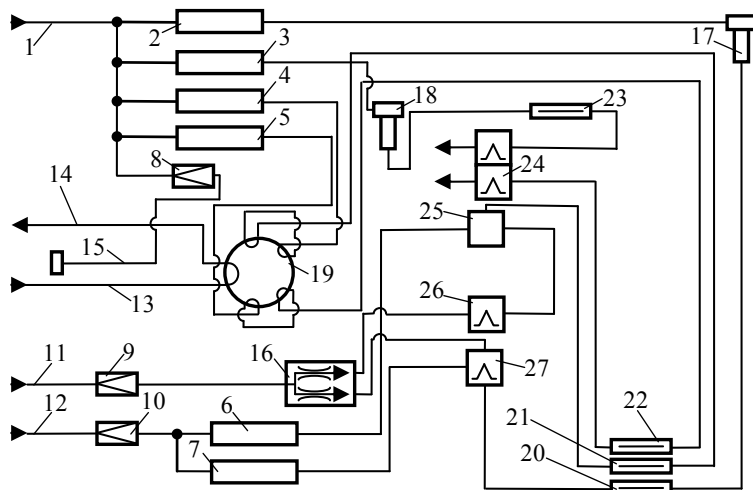


Рис. 4.6. Структурная схема газового хроматографа для определения содержания диагностических газов, ионла и воды в пробах энергетических масел: 1 – вход потока газа-носителя; 2 – 7 – регуляторы объемных расходов газовых потоков; 8 – 10 – регуляторы давлений газовых потоков; 11 – вход потока воздуха; 12 – вход потока водорода; 13 – вход потока газовой пробы; 14 – выход потока газовой пробы; 15 – поток газа-носителя для заполнения шприца с пробой энергетического масла; 16 – делитель газового потока; 17, 18 – испарители жидкой пробы; 19 – газовый кран-дозатор; 20 – 23 – газохроматографические колонки; 24 – ДТП; 25 – метанатор; 26, 27 – ПИД

В табл. 4.20 приведены рекомендуемые сорбенты в газохроматографических колонках и условия выполнения газохроматографических измерений в измерительных каналах А – Г газового хроматографа.

Усовершенствованная структурная газовая схема газового хроматографа позволяет методом газовой хроматографии определять в энергетических маслах содержания диагностичес-

ких газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , ионола и воды с использованием одного газового хроматографа, повышая достоверность результатов газохроматографических измерений и сокращая число измерительных операций.

Таблица 4.20

Условия выполнения газохроматографических измерений в измерительных каналах газового хроматографа*

Канал	Компонент	Условия выполнения измерений
А	Ионол	Газохроматографическая колонка поз. 20 – сорбент «Хроматон N-AW+SE-30»; $t_{исп}=200\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{хк}=150\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{пид}=240\text{ }^{\circ}\text{C}$; $v=20\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ от $t_{хк}=150\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $t_{хк,кон}=200\text{ }^{\circ}\text{C}$
Б	CO , CH_4 , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , $C_3H_8+C_3H_6$	Газохроматографическая колонка поз. 21 – сорбент «Рогарак N 80/100»; $t_{хк}=40\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{м}=325\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{пид}=200\text{ }^{\circ}\text{C}$; $v=12\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ от $t_{хк}=40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $t_{хк,кон}=180\text{ }^{\circ}\text{C}$
В	H_2 , O_2 , N_2	Газохроматографическая колонка поз. 22 – сорбент «СаА»; $t_{хк}=40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{дтп}=200\text{ }^{\circ}\text{C}$
Г	Вода	Газохроматографическая колонка поз. 23 – сорбент «Полисорб-1»; $t_{исп}=300\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{хк}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{дтп}=150\text{ }^{\circ}\text{C}$

* $t_{хк}$, $t_{дтп}$, $t_{пид}$, $t_{м}$, $t_{исп}$, $t_{хк,кон}$, v – температура газохроматографической колонки, ДТП, ПИД, метанатора, испарителя, конечная температура газохроматографической колонки, скорость программирования температуры газохроматографической колонки, соответственно

4.4. Оценка достоверности полученных результатов

При проведении исследований выполнены сравнения полученных результатов с аналогичными результатами отечественных и зарубежных исследователей. При оценке достоверности полученных результатов исследований использованы: аттестованные стандартные образцы растворов ионола и воды в энергетических маслах; стандартизированные методики приготовления растворов диагностических газов в энергетических маслах; стандартизированные методики определения концентраций ионола и воды в энергетических маслах; математические методы обработ-

ки результатов измерений. Оценка достоверности полученных результатов выполнена согласно действующим в Украине нормативным документам. При выполнении измерений использованы стандартизированные методы и методики для определения: плотности энергетических масел; кинематической вязкости энергетических масел; содержания воды в минеральных энергетических маслах методом кулонометрического титрования; концентраций растворенных диагностических газов в энергетических маслах и в газовых смесях методом газовой хроматографии; содержания ионала в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии; содержания воды в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии; коэффициентов распределения для растворенных в энергетических маслах газов в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент» методом газовой хроматографии.

В табл. 4.21 приведены зависимости расчетных суммарных абсолютных Δ_i и относительных δ_i погрешностей результатов измерений от концентраций ионала X_i в энергетических маслах при температуре 20 °С.

Таблица 4.21

Зависимость погрешностей результатов измерений от концентраций ионала в энергетических маслах

X_{i2} % масс.	0,05	0,10	0,21	0,42	0,60
$\pm\Delta_{i2}$ % масс.	0,014	0,013	0,12	0,11	0,1
δ_{i2} %	28	13	5,7	2,6	1,7

В табл. 4.22 приведены зависимости расчетных суммарных абсолютных Δ_i и относительных δ_i погрешностей результатов измерений от концентраций воды $W_{p,20}$ в энергетических маслах при температуре 20 °С.

Таблица 4.22

Зависимость погрешностей результатов измерений от концентраций воды в энергетических маслах

$W_{p,20}$, г/т	2	10	20	25	30	50	60	80
$\pm\Delta_{i2}$ г/т	0,79	3,4	5,7	6,3	6,6	7,2	7,2	7,4
δ_{i2} %	39,5	34,2	28,3	25,1	22,0	14,3	12,0	9,2

В табл. 4.23 приведены расчетные суммарные относительные погрешности δ_i определения концентраций растворенных газов в энергетических маслах в зависимости от величин концентраций C_i растворенных газов [64].

Таблица 4.23

Суммарные относительные погрешности δ_i определения концентраций растворенных газов в энергетических маслах

Диапазон концентраций газов в энергетическом масле, C_i , % об.					δ_i , %
H_2	CH_4 , C_2H_6, C_2H_4 , C_3H_8, C_3H_6	C_2H_2	CO, CO_2	O_2, N_2	
$<5 \cdot 10^{-3}$	$<10^{-3}$	$<5 \cdot 10^{-4}$	$<5 \cdot 10^{-3}$	$<0,2$	≥ 50
$(5 \dots 25) \cdot 10^{-3}$	$(1 \dots 3) \cdot 10^{-3}$	$(5 \dots 15) \cdot 10^{-4}$	$(5 \dots 25) \cdot 10^{-3}$	$(0,2 \dots 1) \cdot 10^{-4}$	< 50
$(25 \dots 50) \cdot 10^{-3}$	$(3 \dots 50) \cdot 10^{-3}$	$(1,5 \dots 25) \cdot 10^{-3}$	$(25 \dots 100) \cdot 10^{-3}$	$(1 \dots 2) \cdot 10^{-4}$	≤ 20
$>5 \cdot 10^{-2}$	$>5 \cdot 10^{-2}$	$>2,5 \cdot 10^{-2}$	$>0,1$	>2	≤ 10

При доверительной вероятности $P=0,95$ расчетные суммарные относительные погрешности δ_i не превышали:

- 30 % при определении концентраций диагностических газов;
- 10 % при определении коэффициентов распределений для растворенных газов и ионора;
- 5 % при определении времени выхода или площади хроматографического пика компонента;
- 0,4 % при измерении кинематической вязкости энергетических масел.

Абсолютные погрешности результатов измерений не превышали значений: $\pm 0,2$ °С – для температуры в интервале 10...90 °С; $\pm 0,5$ кг/м³ – для плотности энергетических масел [192].

Таким образом, обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций определяются корректной постановкой задач и выполненных исследований, использованием современных средств измерений, проведением градуировочных экспериментов, анализом погрешностей полученных экспериментальных данных, адекватным описанием полученных данных.

4.5. Выводы по разделу 4

На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

1. При газохроматографическом определении содержания растворенных диагностических газов в эксплуатационных энергетических маслах, необходимо выполнять измерения с программированием температуры газохроматографических колонок в хроматографе, что позволяет исключить влияние на результат анализа компонентов, содержащихся в энергетических маслах при предыдущем его анализе.

2. Присутствие в трансформаторном масле взвеси углерода не позволяет по результатам газохроматографического анализа энергетического масла однозначно определять техническое состояние маслonaполненного электрического оборудования по соответствующему нормативному документу, и полученные результаты газохроматографического анализа трансформаторного масла в этих условиях имеют оценочный характер.

3. Для некоторых эксплуатируемых трансформаторных масел в маслonaполненном электрическом оборудовании, значения коэффициентов распределения K_i для углеводородных газов C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_3H_6 отличаются от соответствующих табличных значений коэффициентов растворимости Оствальда B_i , что требует экспериментального определения значения коэффициентов распределения K_i для конкретных энергетических масел, эксплуатируемых в маслonaполненном электрическом оборудовании.

4. Экстрагенты этанол, изопропанол и ацетонитрил обладают практически одинаковой способностью к экстракции ионола из энергетических масел. Присутствие воды в этих экстрагентах снижает эту способность.

5. При газохроматографическом определении содержания воды в энергетических маслах разработанным методом, основанном на экстракции воды из энергетического масла жидким ацетонитрилом и последующем газохроматографическом анализе полученного экстракта, увеличение температуры экстракции воды приводит к возрастанию измеренных значений концентраций воды в энергетическом масле: экстракцию

воды из энергетического масла предпочтительно выполнять при температуре $t_3=20$ °С. При этом газохроматографический анализ рекомендовано выполнять методом добавки воды в экстрагент. Разработанный метод газохроматографических измерений позволяет определять в энергетическом масле сумму растворенной, связанной и свободной воды.

6. При газохроматографическом определении содержания ионола в энергетических маслах при изотермической экстракции ионола из одинаковых объемов $V_{эм}$ анализируемого энергетического масла различными объемами этилового спирта $V_{сп,1}$ и $V_{сп,2}$ должны быть соблюдены следующие условия выполнения измерений: анализируемое энергетическое масло не должно содержать свободную воду; площади получаемых хроматографических пиков для ионола $S_{сп,1}$ (для $V_{сп,1}$) и $S_{сп,2}$ (для $V_{сп,2}$) должны отличаться друг от друга не менее чем на 20 % относительных; $V_{эм}=\text{const}$; $K_i=\text{const}$ при данных значениях $V_{сп,1}$ и $V_{сп,2}$; $V_{сп,1} \neq V_{сп,2}$.

7. При газохроматографическом определении содержания ионола в энергетических маслах при изотермической экстракции ионола жидким этанолом повышение температуры экстракции в интервале 15...75 °С снижает значения коэффициентов распределений для ионола, увеличивает значения степени экстракции ионола из энергетического масла и концентрации ионола в экстракте; экстракцию ионола рекомендовано выполнять в интервале температур 15...32 °С при температуре экстракции 20 °С с точностью термостатирования $\Delta t \leq \pm 1$ °С, в интервале температур 32...40 °С – при температуре экстракции 36 °С и $\Delta t \leq \pm 2$ °С, в интервале температур 40...75 °С – при температуре экстракции 65 °С и $\Delta t \leq \pm 5$ °С.

8. При газохроматографическом исследовании зависимости коэффициентов распределения $K_i=f(t)$ для ионола от температуры t экстракции ионола этанолом в диапазоне температур 15...75 °С из эксплуатационных трансформаторного и турбинного масел установлено, что повышение температуры экстракции ионола и ее приближение к температуре кипения этанола $t_{кип,1}=78,37$ °С приводит к приближению значения коэффициента распределения K_i к единице; увеличению в экстракте концентрации ионола, а также степени его экстракции

из трансформаторного масла; зависимость $K_i=f(t)$ имеет экспоненциальный характер, что позволяет прогнозировать значения K_i в зависимости от температуры экстракции ионола.

9. Значение коэффициента распределения K_i для ионола в смеси различных марок энергетических масел зависит от значений значений коэффициентов распределения K_i для ионола в индивидуальных марках энергетических масел до их смешивания.

10. Коэффициенты распределения K_i для ионола в различных эксплуатационных трансформаторных маслах отличаются, что позволяет использовать метод добавок для газохроматографического определения содержания ионола в энергетических маслах, который не требует использования значений коэффициентов распределения K_i для ионола в расчетных формулах.

11. Для прогнозирования теплофизических свойств энергетических масел и их паров, рассчитаны зависимости теплофизических показателей от исследованных марок энергетических масел при $t=20$ °С. При повышении температуры значения ν и ρ_i уменьшаются: для трансформаторных масел повышение температуры приводит к снижению различий в значениях кинематической вязкости – при температурах выше 20 °С эти различия незначительны. В связи с этим для идентификации трансформаторных масел по показателю ν рекомендовано определять значение этого показателя при температуре 10 °С.

12. Разработанная структурная газовая схема газового хроматографа позволяет методом газовой хроматографии определять в энергетических маслах содержания растворенных газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , ионола и воды с использованием одного газового хроматографа, что повышает достоверность результатов газохроматографических измерений и сокращает число измерительных операций.

13. Полученные результаты исследований позволяют усовершенствовать методы газохроматографического определения содержания газов, ионола и воды в энергетических маслах с использованием одного газового хроматографа, и повысить достоверность результатов газохроматографических измерений.

14. Результаты газохроматографических исследований содержания диагностических компонентов в энергетических маслах и теплофизических показателей ν , ρ , C , λ , ΔH для энергетических масел могут быть использованы при:

– тепловых расчетах теплотехнического оборудования – трубопроводов и насосных установок; поверхностных теплообменников электрических силовых трансформаторов, ПТУ и турбогенераторах; установок седиментационной, фильтрационной и адсорбционной очистки энергетических масел; установок регенерации, дегазации и приготовления растворов ионола в энергетических маслах при различных температурах и режимах перемешивания; процессов промывки коммуникаций ПТУ и турбогенераторов горячими потоками энергетических масел;

– получении смесей растворенных диагностических газов в энергетических маслах путем их ультразвукового облучения для градуирования газовых хроматографов с минимальным использованием дорогих атестованных смесей диагностических газов;

– усовершенствовании системы безопасной эксплуатации турбогенераторов с водородным охлаждением;

– идентификации трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX по показателю «кинематическая вязкость» при температуре 10 °С;

– разработке новых диагностических моделей для ПТУ и турбогенераторов с водородным охлаждением по результатам газохроматографических анализов проб энергетических масел из системы их маслообеспечения, что позволит повысить достоверность диагностирования маслонаполненного электрического оборудования.

Основные результаты исследований опубликованы в работах [150 – 153, 162, 164, 176 – 183].

РАЗДЕЛ 5

Функционирование элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

5.1. Основные проблемы, цели, задачи и предмет исследования при обеспечении функционирования элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

1. В структуре энергопредприятия разрабатывают и реализуют систему управления надежностью (СУН) при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования, обеспечивая устойчивость энергопредприятия как элемента всей системы Устойчивости электроэнергетических систем Украины [193 – 196]. Для маслонаполненного электрического оборудования, эксплуатируемого в составе тепловых электрических станций и электрических сетей, надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транс-

портирования [197]. При этом надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств [198 – 201]. Поддержание и повышение уровня надежности, по мнению авторов монографии, может быть осуществлено путем организации и функционирования системы управления надежностью при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования в структуре энергопредприятия. СУН – совокупность всех средств энергопредприятия по управлению надежностью в процессе эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей [202, 203]. Объект СУН – объект (изделие, система, комплекс, комплект), который рассматривают отдельно с позиции управления надежностью, состоящий из технических или программных средств, или их сочетания, при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей. Элемент СУН – часть СУН, необходимая для выполнения определенной функции (группы функций) по управлению надежностью маслonaполненного электрического оборудования. Управление надежностью – совокупность координируемых действий, являющихся частью общего управления энергопредприятием, осуществляемых в целях выполнения требований к надежности маслonaполненного электрического оборудования. Обеспечение надежности – совокупность координируемых действий, являющихся частью СУН и ориентированных на достижение, поддержание и подтверждение требуемого уровня надежности маслonaполненного электрического оборудования. Программа обеспечения надежности (ПОН) – документ, устанавливающий комплекс взаимоувязанных организационных и технических мероприятий, методов, средств, требований и норм, направленных на выполнение установленных в документации на изделие (объект СУН) требований к надежности маслonaполненного электрического оборудования [204].

2. Основная цель СУН – своевременное и эффективное решение проблем, связанных с надежностью маслонаполненного электрического оборудования.

3. СУН должна обеспечивать решение следующих задач:

- обоснование необходимого уровня надежности маслонаполненного электрического оборудования с учетом требований рынка и приемлемого для предприятия;
- достижение необходимого уровня надежности маслонаполненного электрического оборудования;
- подтверждение достигнутой надежности маслонаполненного электрического оборудования;
- обеспечение надежности маслонаполненного электрического оборудования;
- улучшение надежности маслонаполненного электрического оборудования.

Создание, функционирование и совершенствование СУН должны базироваться на следующих принципах:

- приоритетность требований рынка;
- комплексный характер решений с учетом факторов качества, безопасности, охраны окружающей среды, ресурсосбережения и пр.;
- распределение ответственности;
- своевременное выявление и предупреждение возникающих проблем;
- управление изменениями;
- обеспечение необходимыми ресурсами;
- единое понимание задач персоналом;
- стимулирование персонала;
- контроль исполнения;
- документальное оформление результатов работ всех видов.

4. При разработке нормативной документации на энергопредприятии, регламентирующей обеспечение надежности при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования, должны быть разработаны стандарты энергопредприятия, однородные по проблематике, в том числе:

- основные понятия, термины и определения, основные положения и общие требования к Системе управления надежностью, состав и общие правила задания требований к надежности, модели отказов и др.;

- программы обеспечения надежности, повышения надежности, отработки на надежность;

- системные аспекты, классификация отказов и предельных состояний, управление риском проекта, стоимость жизненного цикла, экспертиза проекта и др.;

- техника анализа и прогнозирования надежности, анализ риска;

- испытания на надежность, обработка статистических данных (проверка однородности, выявление и анализ зависимостей и др.), планы испытаний для контроля безотказности, готовности, ремонтпригодности, методы подтверждения ремонтпригодности, оценка надежности по экспериментальным данным, методы форсированных испытаний;

- сбор, обработка и представление информации о надежности, сбор данных, справочные данные.

5. К элементам системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей по мнению авторов монографии могут быть отнесены, в том числе, такие основные подсистемы:

- мониторинга технического состояния и организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

- противоаварийного обеспечения эксплуатации маслонаполненного электрического;

- диагностирования маслонаполненного электрического оборудования;

- физико-химических и хроматографических анализов трансформаторных и турбинных масел;

- маслохозяйства энергетического предприятия;

- технической эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

- технического обслуживания и ремонта маслonaполненного электрического оборудования;
- обеспечения устойчивости энергопредприятия как элемента в системе Устойчивости электроэнергетических систем Украины;
- службы (отделы) подстанций электрических сетей;
- служба (отдел) эксплуатации релейной защиты и автоматики энергопредприятия;
- электроцех промышленного предприятия;
- метрологическая служба (метрологический отдел) энергопредприятия;
- метрологического обеспечения в части применения современных нормативных документов контроля надежности результатов измерений свойств энергетических масел и концентраций продуктов их деградации, а так же результатов испытаний этих масел.

5.2. Основные положения о порядке мониторинга технического состояния и организации эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

1. Основные положения о порядке мониторинга (далее по тексту – Мониторинга) технического состояния и организации эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей определяют методику проведения Мониторинга технического состояния маслonaполненного электрического оборудования и организации его эксплуатации в пределах функционирования утвержденной в энергопредприятии структуры противоаварийной работы, например, в виде Сектора противоаварийной работы и технического надзора (СПАР и ТН) [205].

2. Осуществление Мониторинга технического состояния маслonaполненного электрического оборудования и организация его эксплуатации представляет собой целенаправленную деятельность энергопредприятия в границах организации экс-

плуатации и противоаварийной работы, целью которого является осуществление постоянного контроля технического состояния, своевременное выявление недостатков в организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования и предоставление практической помощи структурным подразделениям энергопредприятия для ликвидации этих недостатков.

3. Мониторинг технического состояния маслонаполненного электрического оборудования и организация его эксплуатации в энергопредприятии объединяет противоаварийную работу по линии эксплуатации этого оборудования и технический надзор, как неотъемлимую его часть.

4. Организация постоянного контроля технического состояния маслонаполненного электрического оборудования и выявление недостатков в организации его эксплуатации осуществляются путем проведения периодического обследования энергообъектов и путем обследования в порядке текущей эксплуатации.

5. В пределах Мониторинга должны выполняться обследования организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования электрических сетей и их технического состояния, в том числе должен выполняться постоянный оперативный контроль технического состояния и эксплуатации оборудования в соответствии с планами, которые регламентируют работу СПАР и ТН, технических служб или отделов энергопредприятия.

6. Периодическое обследование технического состояния маслонаполненного электрического оборудования выполняется комиссиями, состав которых определяется приказом руководства энергопредприятия из числа руководителей (заместителей руководителей) служб и отделов, ответственных за ведение противоаварийной работы в части эксплуатации этого оборудования. По результатам периодического обследования в процессе Мониторинга составляется Акт, в котором отображается анализ работы структурной единицы энергопредприятия.

7. Поведение Мониторинга в соответствии с выбранными задачами предусматривает:

– анализ деятельности структурных единиц энергопредприятия по организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования и противоаварийной работы для поддержания работоспособности этого оборудования;

– оказание практической помощи для ликвидации недостатков, которые снижают надежность и продолжительность эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.

8. Анализ деятельности структурных единиц энергопредприятия по организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования и противоаварийной работы выполняется на основе результатов проведения:

– ежегодного осмотра маслонаполненного электрического оборудования в соответствии с требованиями «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» оперативным персоналом, персоналом технических отделов и служб, руководящим персоналом структурных единиц энергопредприятия;

– оперативных переключений;

– диагностирования маслонаполненного электрического оборудования и устранения выявленных дефектов;

– технического контроля и надзора за организацией эксплуатации;

– противоаварийной работы по направлениям, установленным в Положении «Організація протиаварійної роботи в Міненерго України»;

– выявления маслонаполненного электрического оборудования, которое требует немедленной реконструкции или замены по техническим параметрам;

– выявления наличия условий эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования, которые снижают надежность;

– расследования и учета технологических нарушений в структурных единицах энергопредприятия;

– работы с персоналом на всех уровнях управления;

– технического обучения и повышения квалификации персонала;

- работы по формированию кадрового резерва эксплуатационного персонала и соответствия его необходимым квалификационным требованиям;

- работы по комплектации рабочих мест нормативно-технической документацией, наличием и качеством производственных инструкций.

9. Оказание практической помощи для ликвидации недостатков, которые снижают надежность и продолжительность эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования, во время проведения Мониторинга предусматривает:

- определение по результатам Мониторинга первоочередных мероприятий, необходимых для обеспечения безаварийной эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования;

- принятие оперативных решений по обеспечению безаварийной эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования;

- оформление методических рекомендаций с целью определения оптимальных вариантов устранения выявленных недостатков;

- организацию решения вопросов эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования, которые находятся на границе функциональных обязанностей технических служб и отделов разного профиля;

- непосредственное участие технических служб и отделов в разработке и реализации конкретных мероприятий для повышения уровня эксплуатации оборудования;

- определение по результатам анализа аварийности наиболее актуальных проблем и участие технических служб и отделов в разработке программ технического обучения персонала;

- организацию устранения недостатков в ведении эксплуатационной документации.

10. Тематические обследования маслonaполненного электрического оборудования предусматривают целенаправленное наблюдение, анализ и осуществление практической помощи энергопредприятию для устранения недостатков в

организации эксплуатации по направлению, которое определено на основании анализа аварийности в НЭК «Укрэнерго», предписаний Государственной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей, результатов оперативного контроля СПАР и ТН.

11. Планирование Мониторинга требует:

- разработку годового плана проведения периодического обследования технического состояния маслonaполненного электрического оборудования и организации эксплуатации в структурных подразделениях энергообъекта;
- разработку и утверждение программ периодического обследования маслonaполненного электрического оборудования;
- установление состава комиссий для проведения обследования;
- определение направлений тематических обследований;
- организацию постоянного оперативного контроля технического состояния маслonaполненного электрического оборудования и уровня эксплуатации.

5.3. Основные положения о системе противоаварийного обеспечения эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

1. Положение о секторе по противоаварийной работе и техническому надзору (СПАР и ТН) энергопредприятия, являющегося элементом системы противоаварийного обеспечения эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей для обеспечения безаварийной работы этого оборудования, разрабатывают в соответствии с требованиями «Правил разработки положений о структурных подразделениях и должностных (рабочих) инструкций работников энергопредприятия» [206 – 208]. Данное Положение определяет основные задачи, функции, права и ответственность работников СПАР и ТН.

2. Цель деятельности СПАР и ТН – организация и проведение работы, направленной на поддержание оборудования в работоспособном состоянии, снижение до возможного минимума вероятности образования и развития с негативными последствиями технологических нарушений в электрических сетях энергопредприятия.

3. СПАР и ТН непосредственно подчинен техническому руководству энергопредприятия. Руководство СПАР и ТН осуществляет руководитель сектора, которому подчинены ведущие инженеры.

4. В своей деятельности СПАР и ТН должен руководствоваться:

- конституцией и законами Украины, указами Президента Украины и постановлениями Верховного Совета Украины;
- актами Кабинета Министров Украины и международными договорами Украины;
- правилами устройства электроустановок;
- национальными стандартами Украины и документами энергопредприятия в области управления качеством;
- требованиями международных стандартов ISO 9001:2015 «Системы менеджмента качества. Требования», ISO 14001:2015 «Системы экологического управления. Требования и руководство по применению», OHSAS 18001:2007 «Системы управления гигиеной и безопасностью труда. Требования»;
- иными нормативными документами, планами работы СПАР и ТН.

5. Функциями СПАР и ТН является:

- оказание помощи структурным подразделениям энергопредприятия в организации эксплуатации оборудования и противоаварийной работы;
- организация мониторинга состояния оборудования и организации эксплуатации подстанций, линий электропередачи, оказание помощи структурным подразделениям энергопредприятия в устранении недостатков организации эксплуатации и противоаварийной работы;
- своевременное выявление, организация разработки и выполнения мероприятий по устранению и нейтрализации

аварийных очагов и причин возникновения технологических нарушений;

- организация разработки противоаварийных мероприятий в энергопредприятии;

- подготовка соответствующих распорядительных и информационно-методических материалов;

- методическое руководство и координация противоаварийной работы структурных подразделений энергопредприятия;

- организация разработки и реализации мероприятий по снижению аварийности по вине персонала на основании анализа технологических нарушений в энергопредприятии;

- подготовка приказов, распоряжений, информационных сообщений по вопросам противоаварийной работы;

- организация проведения, в соответствии с утвержденными графиками, тематического обследования технического состояния электрооборудования и уровня эксплуатации;

- анализ актов расследования технологических нарушений и разработка мероприятий и рекомендаций по их предотвращению;

- анализ технологических нарушений и организация разработок и реализации мероприятий по снижению аварийности по вине персонала;

- учет технологических нарушений в энергопредприятии и предоставление информации об этих нарушениях;

- подготовка отчетов по аварийности в энергопредприятии;

- подготовка и рассылка ежемесячной отчетности;

- разработка и выпуск обзоров аварийности в энергопредприятии;

- организация проверки готовности энергопредприятия к работе в осенне-зимний период;

- контроль выполнения мероприятий, определенных актами проверки готовности энергопредприятия к работе в осенне-зимний период;

- контроль проведения проверок технического состояния зданий, сооружений, оборудования на соответствие их правилам и требованиям безопасной эксплуатации;

- контроль выполнения планов по ликвидации отступлений от требований противоаварийных циркуляров;
- контроль качества, комплектности и наличие на рабочих местах энергообъектов производственных и должностных инструкций, исполнительных схем;
- контроль за проведением всех видов ремонтов с выполнением при этом мероприятий и работ, предложенных противоаварийными циркулярами и другими НД;
- контроль вместе со структурным подразделением энергопредприятия за созданием полигонов, тренажеров, стендов, демонстрацией кинофильмов по профилактике аварийности и безопасной эксплуатации оборудования;
- участие в планировании, реализации мероприятий и обучении персонала по вопросам гражданской защиты в пределах компетенции сектора.

6. СПАР и ТН имеет следующие права:

- предоставлять руководству энергопредприятия предложения по вопросам структуры и штатного расписания СПАР и ТН;
- предоставлять методические рекомендации структурным подразделениям энергопредприятия по вопросам организации СПАР и ТН;
- решать вопросы технического и организационного характера, которые относятся к компетенции СПАР и ТН, предоставлять предложения руководству энергопредприятия по повышению надежности и безопасности работы маслонаполненного оборудования;
- требовать от структурных подразделений энергопредприятия устранения недостатков, выявленных во время проведения обследований состояния маслонаполненного оборудования, организации его эксплуатации;
- требовать от структурных подразделений энергопредприятия сведения и материалы, необходимые для выполнения функций СПАР и ТН.

5.4. Диагностирование маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия

Проведение диагностирования маслонаполненного электрического оборудования позволяет продлить его срок службы,

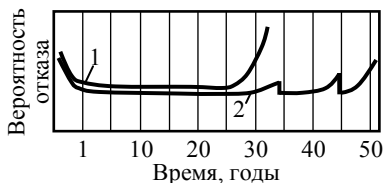


Рис. 5.1. Зависимость вероятности отказа маслонаполненных силовых электрических трансформаторов от срока их службы: 1 – без проведения диагностирования; 2 – при регулярном диагностировании

избежать аварий и выходов из строя. Например, при периодическом диагностировании маслонаполненных силовых электрических трансформаторов может поддерживаться необходимый уровень надежности с приблизительно постоянным значением вероятности отказа на протяжении длительного промежутка времени эксплуатации (рис. 5.1) [90].

Для маслонаполненных силовых электрических трансформаторов могут быть использованы различные концепции их обслуживания, включающие в себя техническое диагностирование.

1. Концепция обслуживания по данным периодических испытаний в определенном объеме через установленные заранее промежутки времени эксплуатации (традиционная методология). Такой подход регламентирован действующими в Украине нормативными документами, например, в [1, 5, 17, 26, 27, 29, 31, 32, 34, 45, 63, 66].

2. Концепция обслуживания по фактическому состоянию с определением на основе опыта эксплуатации конкретного маслонаполненного электрооборудования эффективных ключевых методов испытаний, в том числе не требующих отключения оборудования. Такой подход регламентирован действующими в Украине нормативными и распорядительными документами, например, в [1, 5, 17, 22, 26, 126, 184, 205, 206, 209]. При этом на первом этапе («индикация технического состоя-

ния») выполняется определение вида технического состояния (исправное; работоспособное; неисправное; неработоспособное; годное к эксплуатации; не годное к эксплуатации; и т.п.). На втором этапе («диагностирование») выполняются специальные испытания и проверки, позволяющие определить причину обнаруженных отклонений в нормированных параметрах эксплуатации оборудования. На этом этапе может быть установлена подконтрольная эксплуатация с целью получения дополнительной информации о техническом состоянии маслонаполненного электрооборудования.

3. Концепция обслуживания по результатам функционального диагностирования, направленного на оценку функциональной работоспособности отдельных подсистем маслонаполненного электрооборудования в целом с учетом вероятных дефектов и вероятного их развития до отказа. Данная методология может быть использована для оценки технического состояния оборудования после длительной эксплуатации, например, после окончания назначенного срока эксплуатации, и может предусматривать следующие работы:

- маслонаполненное электрооборудование представляется в виде функциональных подсистем, техническое состояние которых обеспечивает выполнение главных функций;

- основой системы контроля и диагностирования является функциональная модель дефектов, определяющая вероятные дефекты или чувствительные зоны в данной конструкции маслонаполненного электрооборудования при данных условиях эксплуатации на основе результата анализа особенностей конструкции и возможных причин отказов в эксплуатации данного оборудования и, соответственно, цели и задачи технического диагностирования;

- оценка технического состояния малонаполненного электрооборудования представляется в форме системы «запрос – ответ» о состоянии его функциональных подсистем с учетом возможного сценария развития дефектного состояния в отказ;

– программа технического обследования концентрируется на выявлении вероятных дефектов путем использования групп методов, характеризующих конкретный дефект.

Такой подход регламентирован действующими в Украине нормативными и распорядительными документами, например, в [1, 5, 17, 25, 26, 32, 34, 63].

Для технического диагностирования малонаполненного электрооборудования могут быть использованы следующие процедуры:

1. **Сравнение с исходными данными.** Сравнение с исходными данными испытаний для бездефектного оборудования является распространенным приемом.

2. **Анализ тенденций изменения характеристик.** Дефектное состояние может приводить как к увеличению так и к снижению измеряемых параметров. Отдельной диагностической характеристикой является скорость изменения диагностических параметров. В то же время отсутствие явной тенденции изменения параметров не всегда является показателем нормального состояния оборудования, например, содержание антиокислительной присадки «Ионол» в энергетических маслах.

3. **Статистический метод.** Выявляется однотипное малонаполненное электрооборудование, количественное значение характеристик которого попадает в 10-ти или 5-ти процентный статистический интервал нормального распределения. Соответственно, 90 или 95-ти % выборки относится к нормальному состоянию оборудования.

4. **Количественное определение технического состояния.** Является основным методом диагностирования в методологии функциональной диагностики. Метод заключается в определении характеристик, свойственных только данному дефекту, и позволяет сделать вывод о наличии дефекта и в ряде случаев оценить его количественно.

5. **Ранжирование оборудования по техническому состоянию.** Данный метод предназначен в основном для оценки остаточного срока службы большого числа маслonaполненного электрооборудования данного типа после длительной экс-

плуатации. Включает в себя количественную градацию признаков возможного состояния, определенных на основании экспертных оценок на основе анализа особенностей конструкции, условий и опыта эксплуатации, видов и причин отказов оборудования, а так же результатов испытаний. При этом определяется маслonaполненное электрооборудование, требующее особого внимания или замены.

5.4.1. Основные положения о диагностировании маслonaполненного электрооборудования для обеспечения надлежащего уровня надежности эксплуатации

Общие положения.

– Техническое диагностирование МНЭО должно проводиться в процессе эксплуатации и ремонта [210, 211].

– Целью технического диагностирования МНЭО является поддержание установленного уровня надежности, обеспечение требований безопасности и эффективности использования МНЭО.

– Техническое диагностирование изделий должно быть направлено на решение следующих взаимосвязанных задач: определение вида технического состояния; поиск места отказа или неисправностей; прогнозирование технического состояния.

– Для осуществления технического диагностирования МНЭО необходимо: установить показатели и характеристики диагностирования; обеспечить приспособленность МНЭО к техническому диагностированию; разработать диагностическое обеспечение МНЭО.

– Должно производиться обеспечение приспособленности МНЭО к техническому диагностированию.

Показатели и характеристики диагностирования.

– Устанавливаются следующие показатели диагностирования: показатели достоверности и точности диагностирования; показатели технико-экономические.

– Показатели достоверности и точности диагностирования – в соответствии с табл. 5.1.

Таблица 5.1

Показатели достоверности и точности диагностирования маслonaполненного электрического оборудования

Задача диагностирования	Результат диагностирования	Показатели достоверности и точности
Определение вида технического состояния МНЭО	1. МНЭО исправно и (или) работоспособно 2. МНЭО неисправно и (или) неработоспособно	Вероятность того, что МНЭО признается исправным (работоспособным) при условии, что оно неисправно (неработоспособно) Вероятность того, что МНЭО признается неисправным (неработоспособным) при условии, что оно исправно (работоспособно)
Поиск места отказа элемента или неисправностей МНЭО	Наименование элемента (сборочной единицы) или группы элементов, которые имеют неисправное состояние и место отказа или неисправностей МНЭО	Вероятность того, что принимается решение об отсутствии отказа (неисправности) в данном элементе (группе) при условии, что данный отказ имеет место. Вероятность того, что принимается решение о наличии отказа в данном элементе (группе) при условии, что данный отказ отсутствует
Прогнозирование технического состояния МНЭО	Числовое значение параметров технического состояния на задаваемый период времени Числовое значение остаточного ресурса (наработки) Числовое значение остаточного ресурса (наработки) для заданной вероятности Нижняя граница вероятности безотказной работы по параметрам безопасности на задаваемый период времени	Среднеквадратическое отклонение прогнозируемого параметра Среднеквадратическое отклонение прогнозируемого остаточного ресурса МНЭО Вероятность безотказной работы МНЭО, показатели изменения прогнозируемого диагностического параметра Доверительная вероятность

– Техничко-экономические показатели включают в себя: удельные затраты на диагностирование; среднюю оперативную трудоемкость диагностирования; среднюю оперативную продолжительность диагностирования; периодичность диагностирования.

– Устанавливаются следующие характеристики диагностирования: при определении вида технического состояния изделия – номенклатура параметров МНЭО, позволяющих определить его техническое состояние; при поиске места отказа или неисправностей – глубина поиска места отказа или неисправности, задаваемая уровнем конструктивной сложности составных частей МНЭО или перечнем элементов, с точностью до которых должно быть определено место отказа или неисправности; при прогнозировании технического состояния – номенклатура параметров МНЭО, позволяющих прогнозировать его техническое состояние.

Диагностическое обеспечение МНЭО – комплекс взаимосвязанных диагностических параметров, методов, правил, средств технического диагностирования (СТД), указанных в технической документации, необходимых для осуществления диагностирования МНЭО.

Диагностическая модель МНЭО – формальное описание МНЭО, подвергаемого диагностированию, необходимое для решения задач диагностирования (в аналитической, табличной, векторной, графической и др. форме).

Структурный параметр – параметр, непосредственно характеризующий существенное свойство детали или узла МНЭО.

Требования к диагностическому обеспечению МНЭО.

– Диагностическое обеспечение МНЭО должно включать в себя: номенклатуру диагностических параметров и их характеристик (номинальные, допускаемые значения, точки ввода, точки контроля и т.д.); методы диагностирования; СТД; правила диагностирования.

– Номенклатура диагностических параметров должна удовлетворять требованиям полноты, информативности и до-

ступности измерения при наименьших затратах времени и стоимости реализации.

– Методы диагностирования должны определяться исходя из установленных задач и должны включать в себя: диагностическую модель МНЭО; алгоритм диагностирования и программное обеспечение; правила измерения диагностических параметров; правила определения структурных параметров; правила анализа и обработки диагностической информации и принятия решения.

– СТД должны обеспечивать определение (измерение) или контроль диагностических параметров в режимах работы МНЭО, установленных в эксплуатационной документации.

– Правила диагностирования должны включать в себя: последовательность выполнения операций диагностирования; технические требования по выполнению операций диагностирования; указания по применяемым СТД и требования к их метрологическому обеспечению; указания по режиму работы изделия при диагностировании; указания по регистрации и обработке результатов диагностирования и выдаче заключения (диагноза) в соответствии с решаемыми задачами; требования безопасности процессов диагностирования и другие требования в соответствии со спецификой эксплуатации МНЭО.

Формулы для расчета приспособленности к диагностированию.

1. Средняя оперативная трудоемкость данного вида диагностирования

$$S_d = \sum_{j=1}^N S_{d,j}, \quad (5.1)$$

где N – число операций данного вида диагностирования, необходимых для определения технического состояния МНЭО;

$S_{d,j}$ – оперативная трудоемкость j -й операции диагностирования, чел.ч;

$$S_{d,j} = S_{0,j} + S_{b,j}, \quad (5.2)$$

где $S_{0,j}$ – основная трудоемкость j -й операции диагностирования, чел.ч;

$S_{b,j}$ – средняя вспомогательная трудоемкость j -й операции диагностирования, чел.ч.

Основная трудоемкость диагностирования характеризует затраты труда на непосредственное диагностирование (установление необходимых режимов работы изделия и СТД, измерение, сравнение действительного значения с заданными, регистрация и отображение результата измерения параметра).

$$S_{b,j} = S_{y.c.n.j} + S_{т.д.р.j}, \quad (5.3)$$

где $S_{y.c.n.j}$ – средняя трудоемкость установки и снятия измерительных преобразователей и других устройств, необходимых для выполнения j -й операции диагностирования, чел.ч;

$S_{т.д.р.j}$ – средняя трудоемкость работ на МНЭО для обеспечения доступа к контрольным точкам и приведения МНЭО в исходное состояние после диагностирования, чел.ч.

2. Коэффициент безразборного диагностирования

$$K_{бд} = \frac{P_k}{P_n}, \quad (5.4)$$

где P_k – число контролируемых параметров изделия данного вида диагностирования, для измерения которых не требуются демонтно-монтажные работы;

P_n – общее число контролируемых параметров данного вида диагностирования.

5.4.2. Общие требования к контролепригодности маслонаполненного электрического оборудования

Контролепригодность МНЭО устанавливает общие требования в части обеспечения приспособленности к диагностированию, требования к параметрам, методам, средствам технического диагностирования, к конструкции изделия, показатели приспособленности к диагностированию и требования к их контролю [212]. При этом:

– Обеспечение приспособленности к диагностированию МНЭО должно проводиться с целью повышения эффективности диагностирования при оптимальных затратах на эксплуатацию и ремонт, для чего предусматривают взаимную приспособленность и согласование характеристик СТД и МНЭО при диагностировании на этапе «эксплуатация и ремонт».

– Для обеспечения приспособленности к диагностированию МНЭО должны устанавливаться конкретные требования по приспособленности к диагностированию МНЭО в виде количественных значений показателей приспособленности к диагностированию и качественных требований.

– Требования по приспособленности к диагностированию МНЭО для решения задач диагностирования в зависимости от назначения системы диагностирования должны устанавливаться на МНЭО в целом и на его составные части. Требования по приспособленности к диагностированию составной части МНЭО устанавливают исходя из требований приспособленности к диагностированию МНЭО в целом.

– Требования по приспособленности к диагностированию МНЭО должны содержать количественные значения показателей приспособленности к диагностированию и качественные требования.

– Показатели приспособленности к диагностированию МНЭО определяют для: обоснования выбора оптимального варианта приспособленности к диагностированию МНЭО; контроля качественных требований; накопления статистических данных о приспособленности к диагностированию конкретных типов МНЭО и последующего использования этих данных при обеспечении приспособленности к диагностированию МНЭО.

– Номенклатура показателей должна быть следующей: средняя оперативная трудоемкость данного вида диагностирования S_d ; коэффициент безразборного диагностирования $K_{бд}$. В зависимости от специфики применения изделия вместо средней оперативной трудоемкости данного вида диагностирования может применяться средняя оперативная продолжительность данного вида диагностирования T_d или удельная суммарная оперативная трудоемкость диагностирования $S_{уд}$.

– Значения показателей приспособленности к диагностированию МНЭО должны выбираться с учетом: требований к эффективности и надежности МНЭО; результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ; результатов эксплуатации МНЭО; требований действующей нормативно-технической документации.

– Качественные требования должны содержать общие требования к параметрам, методам, СТД, конструкции МНЭО.

– Общие требования к параметрам, методам и СТД в зависимости от вида и назначения систем диагностирования с учетом специфики применения МНЭО должны включать в себя: требования к количеству диагностических параметров, обеспечивающих получение достаточной информации о техническом состоянии МНЭО; требования к номенклатуре встроенных и внешних СТД, их точности и достоверности; требования к обеспечению оптимальности алгоритма диагностирования, устанавливаемого исходя из цели диагностирования с учетом обеспечения наиболее экономичной эксплуатации МНЭО при заданном уровне безотказности.

– Общие требования к конструкции МНЭО должны содержать: требования к введению в конструкцию МНЭО как ее составной части встроенных измерительных преобразователей, обеспечивающих выдачу контролируемых сигналов на внешнее СТД; требования к введению в конструкцию встроенных элементов контроля (смотровые или мерные стекла, прозрачные трубки и др.), обеспечивающих визуальный контроль параметров; требования к применению унифицированных и (или) стандартизованных устройств сопряжения (присоединения) с внешними СТД с учетом обеспечения их взаимного согласования (для МНЭО серийного и массового производства); требования к числу, расположению и доступности устройств сопряжения (присоединения) и (или) мест установки измерительных преобразователей на МНЭО исходя из минимальной трудоемкости подготовительных и заключительных работ для диагностирования с учетом минимальных монтажных работ; требования к исполнению устройств сопряжения (присоединения) в конструкции изделия для подсоединения первичных измерительных преобразователей и (или)

переходных устройств с указанием способа сопряжения, качества сопрягаемых поверхностей и конкретных присоединительных размеров с учетом размеров свободной зоны вокруг устройства сопряжения, позволяющей размещать в ней внешнее СТД, устанавливаемое на МНЭО; требования к легкосоединяемости и легкосъемности устройств сопряжения (присоединения); требования к безопасному и однозначному соединению устройств сопряжения (присоединения) МНЭО и СТД с учетом обеспечения пожаробезопасности, эргономических и эстетических показателей; требования к защите устройств сопряжения (присоединения) с СТД от повреждений и загрязнений при работе МНЭО; требования к обозначению устройств сопряжения (присоединения) изделия с СТД.

5.5. Основные положения о функционировании сектора диагностирования маслonaполненного электрического оборудования энергопредприятия

1. Сектор диагностирования маслonaполненного электрического оборудования энергопредприятия (СД) является производственным подразделением энергопредприятия [6, 7, 210].

2. Цель деятельности СД – обеспечение безотказной работы электрооборудования энергопредприятия путем проведения приемо-сдаточных, профилактических, специальных, нетрадиционных измерений и испытаний и диагностирования электрооборудования энергопредприятия.

3. СД осуществляет свою деятельность в соответствии с планами – годовыми и перспективными, и подчиняется непосредственно техническому руководителю энергопредприятия.

4. В своей деятельности СД использует следующие директивные документы: Конституцию и законы Украины, указы Президента Украины и постановления Верховного Совета Украины, акты Кабинета Министров Украины, международные договоры Украины; Кодекс законов о труде Украины; Кодекс гражданской защиты Украины; Закон Украины «Об

охране труда»; Закон Украины «Об общеобязательном государственном социальном страховании»; Закон Украины «О рынке электроэнергии Украины»; Международные стандарты ISO 900:2015 «Системы менеджмента качества. Требования», ISO 14001:2015 «Системы экологического управления. Требования и руководство по применению» и OHSAS 18001:2007 «Системы управления гигиеной и безопасностью труда. Требования»; иные нормативные документы.

5. В состав СД может входить: производственная лаборатория тепловизионного и оптико-электронного контроля; производственная лаборатория высоковольтных испытаний и ультразвукового контроля; группа диагностирования, производственная лаборатория химического и хроматографического анализа (ХЛ).

6. Деятельность СД должна координироваться с деятельностью других производственных подразделений энергопредприятия.

7. В функциональные обязанности СД входит:

– внедрение и распространение передовых методов диагностирования оборудования и защиты его от перенапряжений;

– методическое руководство подразделениями энергопредприятия, которые занимаются вопросами диагностирования маслonaполненного электрооборудования;

– согласования и утверждения графиков профилактических испытаний маслonaполненного электрооборудования, испытаний масел, контроля газов, растворенных в изоляционном масле;

– сбор, обработка и хранение информации о паспортных данных, результаты заводских приемо-сдаточных и профилактических испытаний и измерений маслonaполненного электрооборудования;

– сбор, обработка и хранение данных хроматографического анализа газов, растворенных в изоляционном масле, данных физико-химических анализов масел электрооборудования;

– разработка программ обследования основного маслonaполненного электрооборудования с целью определения его технического состояния;

- контроль за выполнением работ в соответствии с утвержденными графиками профилактических испытаний электрооборудования, испытаний масел, контроля газов, растворяемых в изоляционном масле;
- учет случаев отбраковки оборудования во время его испытаний;
- выдача заключений о пригодности к работе вновь смонтированного оборудования и прошедшего капитальный ремонт;
- выполнение хроматографических анализов газов, растворяемых в изоляционном масле оборудования;
- выполнение физико-химических анализов масел оборудования;
- диагностирование электрооборудования;
- подготовка решений о возможности или невозможности дальнейшей эксплуатации маслонаполненного электрооборудования с учетом результатов диагностирования;
- организация и проведение аттестации стационарных лабораторий физико-химических анализов масел и хроматографических анализов газов, растворяемых в изоляционном масле;
- внедрение новых видов аппаратуры, методов испытаний и диагностирования;
- разработка местных инструкций (методических указаний) по объему, нормам, периодичности и технологии испытаний на основе типовых инструкций и норм испытания маслонаполненного электрооборудования с учетом конкретного состава электрооборудования, условий его работы и требований заводских инструкций;
- разработка мероприятий по повышению надежности маслонаполненной изоляции высокого напряжения с учетом опыта эксплуатации, требований директивных материалов, рекомендаций научно-исследовательских учреждений и экспериментальных работ и подготовка предложений о включении их в ежегодный и перспективный планы мероприятий по повышению надежности функционирования оборудования;
- участие в расследовании технологических нарушений в работе маслонаполненного электрооборудования;
- исполнение, организация выполнения и контроль за выполнением мероприятий по противоаварийной работе, актов рас-

следования аварий и отказов 1 и 2 категории, актов-предписаний предоставленных Госинспекцией по эксплуатации электрических станций и сетей, мероприятий по эксплуатации и повышению надежности работы маслonaполненного оборудования;

- обеспечение безопасности производственного оборудования и технологических процессов. Приведение рабочих мест в соответствие с требованиями нормативных актов по охране труда;

- обеспечение сохранности протоколов: испытаний маслonaполненного электрооборудования; физико-химических анализов масел электрооборудования, хроматографического анализа газов, растворенных в изоляционном масле электрооборудования.

8. Для выполнения порученных функций СД должен иметь:

- оборудование и приборы для электрических испытаний масел;

- оборудование и приборы для выполнения физико-химических анализов масел;

- оборудование и приборы для определения газов, растворенных в изоляционном масле;

- средства защиты персонала;

- средства пожаротушения;

- средства вычислительной техники и программное обеспечение для них.

9. Для выполнения закрепленных функций СД имеет право:

- предоставлять руководству энергопредприятия предложения по вопросам организационной структуры и штатного расписания сектора и предложения по вопросам совершенствования диагностирования маслonaполненного электрооборудования;

- представлять СД в других организациях по вопросам, входящим в компетенцию СД;

- предоставлять технические рекомендации соответствующим службам энергопредприятия по вопросам диагностирования электрооборудования и получать от этих служб необходимую информацию;

– давать заявки на транспорт и механизмы, выписывать материалы, оборудование, устройства, которые необходимы для выполнения функциональных обязанностей СД;

– расширять объем испытаний в сомнительных случаях оценки состояния оборудования; пользоваться всей технической документацией энергопредприятия.

10. СД предоставляет службам и отделам энергопредприятия необходимую информацию, расчеты по вопросам, относящимся к компетенции служб и отделов. СД обменивается со службами и отделами энергопредприятия:

– информацией, справками, плановыми и отчетными данными, необходимыми для выполнения взаимных служебных обязанностей;

– консультациями и методологической помощью по вопросам, входящим в компетенцию СД и других служб и отделов энергопредприятия.

5.6. Основные положения о диагностировании маслonaполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в энергетических маслах

Хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ) относится к неразрушающим видам контроля и является наиболее широко используемым диагностическим инструментом, высокая чувствительность которого позволяет выявить дефекты трансформаторного оборудования на самых ранних стадиях их развития [90]. Диагностирование на основе метода ХАРГ позволяет выявить и проследить тенденцию развития почти всех видов дефектов и повреждений, как электрического, так и термического характера. Эти дефекты, в зависимости от их размера, местонахождения и интенсивность, приводят к образованию различных газов. Метод ХАРГ внедрен в практику диагностирования технического состояния

трансформаторного оборудования в энергетике Украины более 70 лет, и учитывает отечественный опыт использования метода ХАРГ, а также международный опыт, воплощенный в руководящих документах ИЕС (Международная электротехническая комиссия) и SIGRE (Международный совет по большим электрическим системам), а также изложенный в стандарте Американского Института Инженеров Электриков и Электронщиков (IEEE C57.104-91). В Украине применяются нормативные и руководящие документы [17, 26, 29, 45, 184, 209], регламентирующие диагностирование маслонаполненного электрического оборудования по результатам ХАРГ, такого, как: силовые трансформаторы напряжением 35...750 кВ; шунтирующие реакторы, за исключением управляемых, напряжением 500...750 кВ; высоковольтные маслонаполненные вводы напряжением 110...750 кВ; устройства переключения под нагрузкой (РПН) силовых трансформаторов; измерительные трансформаторы напряжением 220...750 кВ.

5.6.1. Диагностирование маслонаполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в трансформаторных маслах

Определение типа дефекта может быть выполнено по: отношениям характерных газов, растворенных в трансформаторных маслах; скорости нарастания концентраций растворенных газов в трансформаторных маслах; предельным уровням концентраций растворенных газов в трансформаторных маслах. Каждый из видов дефектов приводит к образованию характерного состава газов [17]. Отношения концентраций отдельных пар этих газов имеют определенные значения для разных видов дефектов, что позволяет, используя эти отношения, определять тип основных дефектов. Все диагностические схемы определения типа дефекта по отношениям отдельных газов могут быть применены ко всем видам оборудования. Использовать диагностические схемы, которые строятся на

отношениях концентраций растворенных газов (табличные и графические), с приемлемой достоверностью результата рекомендуется, если концентрации отдельных растворенных газов, или хотя бы один из них, в мкл/л (ppm) превышают следующие значения: $H_2=50$, $CH_4=15$, $C_2H_4=15$, $C_2H_6=15$, $C_2H_2=3$, $CO=200$, $CO_2=1000$.

5.6.1.1. Табличный метод

Определение типа дефекта с помощью трех основных отношений газов C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 и C_2H_4/C_2H_6 в табличной форме приведено в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Определение типа дефекта по трем основным отношениям газов*

Тип дефекта	Код	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Нормальное старение масла	Нет	H_x	0,1...1	<0,2
Частичные разряды	ЧР	H_x	<0,1	<0,2
Разряды низкой энергии	P1	>1	0,1...0,5	>1
Разряды высокой энергии	P2	>1	0,1...1	>2
Разряды по поверхности	P3	<1	0,3...0,5	>5
Термический дефект, $t=150\text{ }^\circ\text{C}$	T1	H_x	>1	<1
Термический дефект $t<300\text{ }^\circ\text{C}$	T2	H_x	>1	1...4
Термический дефект $t>700\text{ }^\circ\text{C}$	T4	<0,2	>1	>4

* H_x – не характерное отношение для данного типа дефекта

5.6.1.2. Графические образы дефектов

Метод, основанный на использовании концентраций трех диагностических газов, растворенных в энергетическом масле (Треугольник Дюваля).

Этот диагностический метод был разработан в 1974 г. М. Дювалем в энерго-компании Канады Hydro-Квийбес. Метод использует три растворенных в энергетическом масле газа:

C_2H_2 , C_2H_4 и CH_4 , и диагностический график в виде треугольника, на котором выделены зоны соответствующих дефектов (рис. 5.2 [17]). Порядок определения вида дефекта следующий:

– рассчитать сумму концентраций трех растворенных газов:

$$S = (CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2), \text{ мкл/л};$$

– рассчитать процентное содержание каждого растворенного газа в этой сумме S :

$$\%CH_4 = 100A/S;$$

$$\%C_2H_4 = 100B/S;$$

$$\%C_2H_2 = 100C/S$$

где: A – концентрация CH_4 , мкл/л;
 B – концентрация C_2H_4 , мкл/л;
 C – концентрация C_2H_2 , мкл/л;
 – рассчитанное содержание каждого из растворенных газов отложить по соответствующим осям треугольника. Из полученных

точек на осях провести линии до их пересечения. Точка пересечения укажет на зону, которая отвечает тому или другому виду дефекта.

Если концентрация растворенного газа C_2H_2 меньше аналитической границы определения, то есть растворенный газ C_2H_2 считается отсутствующим, то процентное содержание C_2H_2 не рассчитывать, а принять условно равным 2 % об.

Метод, основанный на использовании концентраций пяти диагностических газов, растворенных в трансформаторном масле. Графические образы дефектов строятся по концентрациям пяти растворенных газов: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 . Метод был разработан на основе практического опыта сопоставления фактически выявленных дефектов в маслонаполненном силовом электрическом трансформаторе при внут-

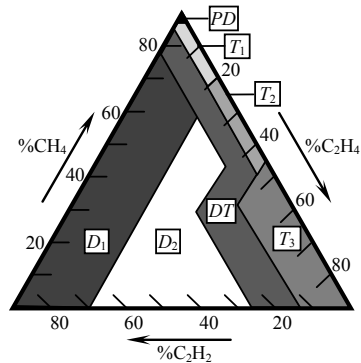


Рис. 5.2. Треугольник Дюваля (график разделения зон дефектов):
 D_1 – частичные разряды низкой энергии (искрение);
 D_2 – частичные разряды высокой энергии (дуга); DT – смешение дефектов тепловых и электрических характеров;
 T_1 – перегрев менее 300 °С;
 T_2 – перегрев между 300 и 700 °С;
 T_3 – перегрев более 700 °С;
 PD – частичные электрические разряды

реннем осмотре с составом растворенных газов, которые были определены методом ХАРГ при анализе проб трансформаторных масел. Порядок построения графического образа дефекта следующий [17].

1. Графические образы дефектов строятся для оборудования, в котором концентрация отдельных растворенных газов или хотя бы одного из них превышает нормированное для данного вида маслonaполненного электрооборудования граничное значение;

2. По результату ХАРГ среди растворенных газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 необходимо выбрать газ, который имеет наивысшую абсолютную концентрацию (мкл/л) (основной газ);

3. Определить величину отношения концентрации каждого растворенного газа к концентрации растворенного газа, который имеет наивысшую концентрацию. Отношение концентрации растворенного газа с наивысшей концентрацией будет равняться 1, отношение всех остальных растворенных газов меньше 1.

4. Построить график образа дефекта, на котором по оси абсцисс расположить растворенные газы в такой последовательности: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , а по оси ординат отложить рассчитанные отношения для каждого из этих растворенных газов. Полученные точки необходимо соединить линией. По рассчитанным отношениям концентраций растворенных газов строят график образа дефекта (рис. 5.3).

Сравнивая полученный графический образ дефекта с графическими образами известных дефектов, отнести его к тому или другому виду. При сравнении графических образов дефектов необходимо учитывать следующее: какой растворенный в энергетическом масле газ имеет максимальную концентрацию (основной газ); соотношения между концентрациями отдельных растворенных газов.

На рис. 5.4, в качестве примера, приведен графический образ дефекта при основном растворенном в энергетическом масле газе C_2H_2 [17].

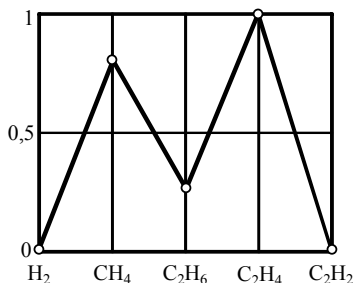


Рис. 5.3. График образа дефекта

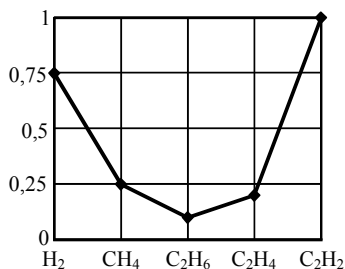


Рис. 5.4. Графический образ дефекта при основном растворенном в энергетическом масле газе C₂H₂

Наиболее достоверные и проверенные графические схемы определения дефекта приведены в работе [17].

5.6.1.3. Скорости нарастания концентраций растворенных газов в эксплуатационных трансформаторных маслах

Один и тот же объем диагностического газа может образовываться в течение достаточно длительного промежутка времени, как результат относительно незначительного или медленно развивающегося дефекта, или за очень короткий период в случае серьезного, например, мгновенно развивающегося дефекта. Поэтому, по результатам лишь одного измерения невозможно объективно оценить серьезность повреждения и скорость его развития. Скорость нарастания объемов растворенных диагностических газов необходимо определять для силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, в которых концентрации растворенных в трансформаторных маслах газов согласно таблице 2 соответствуют уровням 2 и 3 (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Уровни состояния трансформаторов и реакторов в зависимости от концентраций растворенных в трансформаторном масле газов*

МНЭО	Ур	Концентрации растворенных газов, мкл/л							
		H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	СУГ
I	1	<100	<50	<150 (200)	<1500 (2000)	<15	<50	<0,5	<100
	2	100...150	50...120	150...350 (200...600)	1500...3500 (2000...7000)	15...100	50...100	0,5...10	100...315
	3	>150	>120	>350 (600)	>3500 (7000)	>100	>100	>10	>315
II	1	<50	<50	<200	<1000	<15	<20	<0,5	<75
	2	50...100	50...100	200...600	1000...3000	15...100	20...50	0,5...10	75...245
	3	>100	>100	>600	>3000	>100	>50	>10	>245
III	1	<50	<100	<200	<1000	<15	<50	<0,5	<150
	2	50...100	100...200	200...600	1000...6000	15...100	50...100	0,5...10	150...400
	3	>100	>200	>600	>6000	>100	>100	>10	>400

* Ур – уровень состояния маслonaполненного электрического оборудования

I – трансформатор классом напряжения до 330 кВ включительно

II – трансформатор классом напряжения 400...750 кВ

III – шунтирующие реакторы классом напряжения 400...750 кВ

В скобках приведены концентрации CO и CO₂ для трансформаторов классом напряжения до 330 кВ включительно для негерметичного оборудования, а без скобок – для оборудования с пленочной или азотной защитой трансформаторного масла от воздействия атмосферы

Концентрации газов приведены в микролитрах газа на литр масла (1 мкл/л=0,0001 % об.=1 ppm)
Значение концентраций приведено для общего случая, при условии, что нет никакой информации о предыдущей эксплуатации трансформатора

СУГ – сумма концентраций растворенных углеводородных газов CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂ (мкл/л)

Оценка скорости нарастания диагностических газов по изменению объема газа, который образовался за определенный промежуток времени (в мл), по сравнению с изменением концентрации (в мкл/л или % об.) за тот же период, не зависит от объема трансформаторного масла в оборудовании и точнее отображает опасность и скорость развития дефекта.

Скорость нарастания объемов диагностических газов рассчитывается для каждого из диагностического газов, которые анализируются, или для суммы углеводородных газов. Для определения скорости нарастания суммы углеводородных газов нужно рассчитать сумму их концентраций (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 в мкл/л) из первой, и отобранной спустя некоторое время, второй пробы. Скорость нарастания объема растворенных диагностических газов рассчитывают по формуле:

$$R = \frac{(S_2 - S_1)V \cdot 10^{-3}}{T}, \quad (5.5)$$

где R – скорость нарастания объема растворенных диагностических газов, мл/сутки;

S_1 – концентрация растворенного газа, или сумма концентраций растворенных углеводородных газов первой пробе, мкл/л;

S_2 – концентрация растворенного газа, или сумма концентраций растворенных углеводородных газов во второй пробе, мкл/л;

V – объем масла в баке трансформатора, л;

T – промежуток времени между отборами проб, сутки.

Можно рассчитывать скорость нарастания отдельно для каждого из растворенных диагностических газов, которые определяют. При этом нужно иметь в виду, что для газов с низкой растворимостью в трансформаторном масле, например, H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , погрешность при определении скорости нарастания может быть достаточно значительной в связи с температурными колебаниями их концентраций, особенно в негерметичном оборудовании, а также потерями при отборе пробы масла и проведении ее анализа.

Повторный отбор проб, с целью определения скорости нарастания объема растворенных диагностических газов, реко-

мендуется выполнить через 7...10 суток, когда будет установлено, что концентрации отдельных растворенных газов превышают уровень нормального состояния (уровень 1 по табл. 5.3).

Учитывая влияние рабочего и температурного режимов оборудования на результат ХАРГ, расчет скорости нарастания объема растворенных диагностических газов необходимо выполнять при условии, что обе пробы масла отобраны, по возможности, при наиболее близкой электрической и тепловой нагрузке электрического оборудования, и чтобы оборудование в таком режиме находилось не менее чем двое суток к моменту отбора следующей пробы трансформаторного масла. Значительные отклонения в режиме работы, связанные с изменением электрической нагрузки и температурных миграций газов, могут привести к ошибочным выводам о действительной скорости развития дефекта.

5.6.1.4. Предельный уровень концентрации растворенных газов в трансформаторных маслах

Превышение определенного уровня концентрации растворенных газов связано с высокой достоверностью возникновения дефекта в оборудовании, который может привести к отказу маслонаполненного электрооборудования и может сопровождаться необратимыми повреждениями. Этот уровень может быть определен как результат статистической обработки результатов ХАРГ большого количества оборудования, сохраняющего работоспособность и не выведенного из эксплуатации. Предельный уровень концентраций растворенных газов необходимо определять для оборудования, которое сгруппировано по признакам, которые влияют на уровень концентраций газов (класс напряжения, вид защиты трансформаторного масла от воздействия атмосферы, другое). Учитывая многочисленность причин, которые влияют на результаты измерения концентраций растворенных газов, для получения статистически значимого результата такой обработки количество единиц оборудования, для которого определяется предельный уровень концентраций, должно быть не менее 100. Определенные предельной концентрации растворенного газа, отвечаю-

щей уровню, который предполагает наличие дефекта (дефектный уровень), может быть сделано с помощью интегральной функции распределения результатов ХАРГ для оборудования определенной группы [17]. Такую статистическую обработку лучше выполнять с помощью компьютерных статистических программ. Пример такой обработки приведен на рис. 5.5, на котором представлен график распределения значений



Рис. 5.5. График распределения концентраций C_2H_6 в пробах трансформаторных масел из силовых трансформаторов класса напряжения 220...330 кВ

концентраций растворенного газа C_2H_6 в трансформаторном масле в баках силовых маслонеполненных трансформаторов класса напряжения 220...330 кВ. Результаты получены обработкой данных ХАРГ при анализе проб трансформаторных масел из 224 работающих силовых трансформаторов. Среднее значение концентрации растворенного газа C_2H_6 в 90 % исследованных пробах трансформаторных масел в баках силовых трансформаторов составляет 94 мкл/л [17].

Кроме статистической обработки при определении дефектного уровня концентрации растворенных газов, должны быть учтены и некоторые другие факторы. Так, опасность развивающихся дефектов, кроме внезапного отказа маслонеполненного электрооборудование, заключается в необратимом разрушении изоляционных материалов. Это приводит к снижению остаточного ресурса электроизоляционных материалов и всего оборудования в целом. Выявление в трансформаторном масле в оборудовании растворенного газа C_2H_2 означает наличие термического дефекта с температурой больше $750\text{ }^{\circ}\text{C}$, или мощных электрических разрядов. Такие дефекты характеризуются высокой скоростью развития и интенсивным разрушением в первую очередь электроизоляционных материалов. Поэтому нормирование предельного значения концентрации растворенного газа C_2H_2

является условным, а при выявлении этого растворенного в трансформаторном масле газа должны быть приняты все меры для уточнения и определения места дефекта.

Таблица 5.4

Периодичность отбора проб и необходимые действия для трансформаторов и реакторов при разных уровнях концентраций растворенных диагностических газов

Ур	R для СУГ, мл/сут	T _{отб}	Состояние оборудования и действия, которые необходимо выполнить
1	НР	6 мес.	Бездефектное состояние в гарантийный период. Дополнительные меры не требуются
2	<30	6 мес.	Нормальное рабочее состояние после окончания гарантийного периода. Дополнительные действия не нужны.
	30...60	3 мес.	Прогнозируется дефектное состояние. Определить характер дефекта и влияние электрической нагрузки. Провести комплексное диагностирование для идентификации дефекта.
>60	1 мес.		
3	<30	3 мес.	Прогнозируется дефектное состояние. Определить характер дефекта и влияние электрической нагрузки. Провести комплексное диагностирование для идентификации дефекта.
	30...60	1 мес.	Прогнозируется дефектное состояние. Определить характер дефекта и влияние нагрузки. Провести комплексное диагностирование для определения дефекта. Обратиться к специализированной сервисной организации. При превышении скорости нарастания объемов растворенных газов C ₂ H ₂ или C ₂ H ₆ более 60 мл/сутки отключить трансформатор (реактор).

* Ур – уровень состояния маслонеполненного электрического оборудования
R – скорость нарастания объема суммы растворенных диагностических углеводородных газов CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂, мл/сут
СУГ – сумма концентраций растворенных диагностических углеводородных газов CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂ (мкл/л)
T_{отб} – периодичность отбора проб трансформаторного масла для выполнения ХАРГ
НР – не рассчитывается

Требования к граничным концентрациям растворенных диагностических газов в маслонеполненном электрооборудовании приведены в работах [17, 26, 29, 45, 171, 209].

Согласно с определенными уровнями состояния силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов), приведенными в табл. 5.3, и рассчитанной скоростью нарастания СУГ по формуле (5.5), в работе [17] регламентировано определять периодичность отбора проб для осуществления ХАРГ трансформаторных масел и выполнять рекомендуемые действия (табл. 5.4).

5.6.2. Диагностирование маслonaполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в турбинных маслах

На основании полученных результатов (см. раздел 3 и раздел 4) авторы монографии предполагают возможность применения метода газовой хроматографии для диагностирования по результатам газохроматографических анализов минеральных турбинных масел при определении наличия или отсутствия дефектов термического или электрического характеров, в том числе, для такого маслonaполненного электрического оборудования [1, 2, 13, 22, 23, 36, 37, 47, 50, 91], как:

1. Маслонасос с незкранированным статором в системе циркуляционного маслоснабжения турбогенератора. При сгорании электродвигателя маслonaсоса в турбинном масле могут появиться все диагностические газы H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , а так же вода.

2. Маслonaполненные электрические машины постоянного и переменного тока: дефекты, связанные с перегревом подшипников могут быть определены путем газохроматографического анализа турбинного масла на выходе потока этого масла из соответствующего подшипника по наличию диагностических газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6 . При этом возможно определение дефектов термического и электрического характеров, а так же прорыв водорода в картер подшипника при эксплуатации турбогенератора с водородным охлаждением.

3. Главный циркуляционный насос ГЦН-195М в составе основного оборудования АЭС: дефекты, связанные с перегре-

вом подшипников и последующей деградацией турбинного масла могут быть определены путем газохроматографического анализа турбинного масла на выходе потока этого масла из соответствующего подшипника по наличию диагностических газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , O_2 , N_2 , C_3H_8 , C_3H_6 . При этом возможно определение дефектов термического и электрического характеров, а газохроматографический анализ потока турбинного масла необходимо выполнять на его входе и выходе в соответствующие узлы ГЦН-195М.

4. Маслоохладители типа «турбинное масло – вода» по повышенному содержанию воды в потоке турбинного масла на выходе из маслоохладителя по сравнению с ее содержанием на входе, и маслоохладители типа «турбинное масло – воздух» по повышенному содержанию воздуха в потоке турбинного масла на выходе из маслоохладителя по сравнению с его содержанием на входе.

5.7. Основные положения о руководстве по качеству химической лаборатории сектора диагностирования маслonaполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел

1. Руководство по качеству химической лаборатории (ХЛ) Сектора диагностирования маслonaполненного электрического оборудования энергопредприятия (СД) является документом, которым руководствуется в своей деятельности лаборатория химического анализа, и используется в ХЛ для обеспечения качества проведения метрологических работ, указанных в области аттестации: содержит описание системы обеспечения качества измерений в ХЛ и выполняет функции постоянного справочного материала по функционированию системы качества для специалистов ХЛ [210, 213].

2. Руководство по качеству предназначено для:

– внедрения и обеспечения длительного функционирования системы качества проведения метрологических работ и

соблюдения ее требований в условиях изменений внешних и внутренних воздействующих факторов;

- подтверждения соответствия системы качества требованиям применяемых базовых стандартов на систему качества;
- совершенствования и упорядочения общей деятельности структурного подразделения.

Система качества ХЛ обеспечивает полноту и правильность проведения измерений и возможность объективной оценки их результатов.

3. ХЛ СД в своей деятельности преследует следующие цели:

- обеспечение достоверности результатов измерений и испытаний, безопасных условий труда;
- поддержание высокого профессионального уровня персонала;
- освоение и внедрение новых современных технологий, оборудования и методов выполнения измерений и испытаний;
- обеспечение высокого уровня исполнительской дисциплины персонала.

4. Главная цель политики ХЛ СД в области качества – достижение максимального уровня качества и достоверности результатов измерений и испытаний по показателям, определенных в области аттестации и соблюдение достигнутого высокого качества измерений.

Под осуществлением данной политики предполагается понимание работниками ХЛ требований нормативных документов (НД), согласно которым проводятся измерения, а также обеспечение беспристрастного, независимого, квалифицированного проведения измерений. Начальник СД должен обеспечивать качественное выполнение работ в установленные и согласованные сроки.

5. Реализация политики качества и поставленных целей в области качества осуществляется путем:

- обеспечения эффективного функционирования системы качества ХЛ; совершенствования технической базы;
- поддержания соответствующего уровня производственной дисциплины;

- обеспечения высокого уровня компетентности специалистов ХЛ путем технического обучения и повышения квалификации в соответствующих учебных заведениях;

- проведения периодических внутренних проверок системы качества, разработкой и принятием корректирующих и предупреждающих действий по их результатам;

- совершенствования системы поощрения специалистов ХЛ.

6. Начальник СД несет ответственность за:

- достоверность результатов метрологических работ, выполняемых персоналом ХЛ согласно области аттестации;

- качественное и своевременное выполнение работ;

- внедрение и функционирование системы качества в ХЛ.

7. Персонал, выполняющий измерения в ХЛ, руководствуется должностными инструкциями, которые устанавливают задачи и обязанности, права, ответственность, квалификационные требования, разработанными и утвержденными в установленном порядке, планами работ, указаниями начальника СД. Персонал ХЛ проходит постоянное обучение на производстве, повышает свою квалификацию путем обучения в специализированных учебных заведениях.

8. Сведения о средствах измерений (СИТ), испытательном оборудовании (ИО) и вспомогательного оборудования приводятся в Паспорте СД. Оборудование, используемое в ХЛ, имеет паспорт или инструкции по эксплуатации. СИТ проходят периодическую поверку или калибровку. ИО и вспомогательное оборудование, необходимое для проведения измерений и испытаний, аттестованы в установленном порядке.

9. Контроль за своевременностью обновления перечней СИТ, находящихся в эксплуатации и подлежащих поверке, осуществляется начальником СД, при этом обеспечивается исключение из эксплуатации СИТ, имеющие дефекты или не прошедшие поверку. Перед вводом в эксплуатацию все СИТ и ИО проходят обязательную поверку, подтверждающую возможность применения оборудования для проведения измерений в области аттестации, после чего оборудование проходит периодические поверки.

Проверка осуществляется путем поверки СИТ и аттестации ИО. Методики поверки СИТ и аттестации ИО устанавливаются эксплуатационной документацией, или методиками, принятыми в организации, которая их поверяет. На поверку представляются СИТ и ИО, имеющие инвентарный номер и которые соответствуют классу точности и назначению требованиям НД на методы измерений (испытаний). Процедура подготовки СИТ или ИО к поверке или аттестации начинается за один месяц до окончания срока действия предыдущего свидетельства, аттестата или клейма.

10. Выбор оборудования (измерительного и испытательного) проводится с учетом установленных к нему требований, приведенных в методиках выполнения измерений. Дополнительно при выборе типа и количества оборудования учитываются:

- специфика измерений и диапазон измерений;
- технические и метрологические характеристики оборудования;
- условия окружающей среды, в которых выполняются измерения;
- продолжительность процедуры измерений и их количество в течение рабочего дня;
- периодичность поверки (аттестации) оборудования и его продолжительность.

Ответственность за правильность выбора оборудования и его достаточность для проведения измерений в области аттестации несет начальник СД.

Идентификация оборудования с целью распознавания и правильного использования объекта идентификации производится с помощью заводских номеров.

11. С целью обеспечения соответствия условий эксплуатации оборудования, регламентированными в эксплуатационной документации, в ХЛ предусмотрены:

- измерения температуры и влажности воздуха в помещениях и регистрация полученных значений в журналах регистрации;

– обеспечение помещений электроэнергией и водоснабжением;

– периодический контроль эффективности работы вентиляционных шкафов.

12. ХЛ расположена в специальных помещениях. Измерения в области аттестации проводятся на аттестованных рабочих местах. Аттестация рабочих мест ХЛ осуществляется комиссией, создаваемой на основании приказа руководителя энергопредприятия. Каждое рабочее место должно иметь Паспорт рабочего места (ПРМ). В ПРМ указываются виды измерений, проводимые на этом рабочем месте, методики выполнения измерений, сведения о СИТ, ИО, вспомогательном оборудовании и лицо, отвечающее за состояние рабочего места. Рабочие места аттестуются на основании акта аттестации рабочих мест. При положительном результате аттестации на каждое аттестованное рабочее место оформляется свидетельство об аттестации. Все аттестованные рабочие места подлежат периодической проверке в процессе эксплуатации. Подробные сведения о аттестованных рабочих местах приведены в Паспорте СД.

13. При проведении измерений исполнителем осуществляется контроль за соблюдением условий окружающей среды. В ХЛ предусмотрены:

– контроль температуры и влажности воздуха и регистрация полученных данных в рабочих журналах;

– периодический контроль уровня шума, освещенности и концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны;

– наличие специальных мест для хранения растворителей и отработанных смесей;

– наличие индивидуальных средств защиты, средств оказания первой помощи, пожаротушения;

– обеспечение всем необходимым для деятельности и безопасных условий труда ее работников: электроэнергией, водопроводом и канализацией, природным и искусственным освещением, отоплением, приточно-вытяжной вентиляцией, контуром заземления.

14. Периодический контроль уровня шума, освещенности, концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, проверку эффективности работы приточно-вытяжной вентиляции осуществляет аккредитованная (аттестованная) лаборатория промышленной санитарии. Данные о состоянии помещений ХЛ приведены в Паспорте СД. С целью предотвращения загрязнения воздуха производственных помещений, обеспечивается герметичность емкостей с образцами объектов измерений, поступивших в ХЛ.

15. При проведении метрологических работ в области аттестации ХЛ применяют методики выполнения измерений (испытаний), изложенные в нормативных документах и указанные в Паспорте СД. Процедуры выполнения измерений предусматривают:

- обеспечение необходимых условий окружающей среды;
- подготовку рабочего места: подготовку СИТ, ИО, вспомогательного оборудования, реактивов и вспомогательных веществ и т.д.;
- подготовку образцов к проведению испытаний;
- получение данных и промежуточных результатов измерений и их регистрацию;
- контроль точности результатов измерений;
- получение конечного результата испытаний;
- подготовку протокола измерений, его утверждение и регистрацию.

16. ХЛ проводит измерения образцов согласно утвержденным графикам. Образцы, поступившие на измерения, маркируются и регистрируются в журналах приема проб. Ответственность за прием и хранение образцов для выполнения измерений несет уполномоченный работник ХЛ. Образцы принимаются в пробоотборниках (шприцах, специальной посуде), подготовленных в ХЛ. Образцы, поступившие на измерения, хранятся в соответствии с условиями, регламентированными соответствующими НД.

Сведения о методиках выполнения измерений и другие документы, применяемые при проведении измерений, приве-

дены в Паспорте СД. Если во время проведения измерений возникли отклонения от регламентированных процедур, исполнитель делает об этом запись в рабочем журнале и сообщает начальнику СД.

17. Контрольные экземпляры нормативных документов (ГОСТ, ДСТУ, методики выполнения измерений и др.) хранятся в СД. Актуализацию контрольных экземпляров НД проводят ежеквартально. Рабочие экземпляры НД хранятся на рабочих местах ХЛ. Изменения в рабочие экземпляры НД вносятся после их получения от СД.

18. Качество проведения метрологических работ периодически, один раз в месяц, подвергается проверке, которую осуществляет начальник СД и цель которой – поддержание необходимого уровня качества. Сущность проверки заключается в оценке техники проведения работ и соответствия примененных процедур измерений требованиям методик выполнения измерений по сходимости результатов и правильности проведения измерений. В случае установления нарушений при проведении измерений с работником, допустившем ошибки в работе, начальник СД проводит теоретические и практические занятия, направленные на повышение качества измерений, устранение выявленных недостатков и предотвращение их возникновения. Результаты, достоверность которых вызывает сомнение в связи с выявленными несоответствиями, аннулируются распоряжением по энергопредприятию. Начальник СД готовит план мероприятий по устранению выявленных недостатков, включающий проведение контрольных измерений, определение причины возникновения несоответствия и разработку мер по ее устранению. В случае, если при проведении контрольных измерений установлено несоответствие качества, указанного в протоколе, этот протокол аннулируется, взамен выдается новый протокол с достоверными показателями качества.

19. Регистрация результатов измерений и испытаний в ХЛ осуществляется в следующих документах:

- рабочих журналах;
- журналах регистрации результатов измерений и испытаний;

- протоколах измерений;
- журналах выдачи протоколов.

Записи в журналах регистрации результатов измерений и испытаний делаются ответственными исполнителями, которые непосредственно выполняют измерения и испытания. Протоколы измерений подготавливаются непосредственными исполнителями и подписываются начальником СД. Протокол измерений должен содержать:

- название СД, адрес и дату его выдачи;
- идентификацию заказчика измерений;
- название объекта измерений;
- дату отбора пробы;
- показатели, которые определялись;
- ссылка на методики выполнения измерений;
- нормативные значения показателей;
- фактические значения показателей;
- подписи исполнителей и начальника СД.

Форма и содержание протоколов измерений установлена СД. Исправление или дополнение к протоколам после их выпуска оформляются только в виде отдельного документа, который отвечает всем вышеуказанным требованиям. Все протоколы измерений подготавливаются в двух экземплярах, один выдается заказчику, второй хранится в ХЛ СД.

20. Внутренние проверки качества измерений и испытаний проводятся в ХЛ специально подготовленным персоналом с периодичностью не реже 1 раза в год. Внутренние проверки проводятся с целью:

- установления соответствия системы качества требованиям, изложенным в настоящем руководстве;
- установления и поддержания эффективности функционирования системы качества измерений и испытаний [214].

Контроль качества результатов измерений – показателя повторяемости (сходимости), показателя воспроизводимости, показателя точности – при реализации методических указаний в ХЛ СД проводят согласно документу, регламентирующему процедуру и периодичность контроля качества результатов измерений, действующему в энергопредприятии.

5.8. Основные положения об организации маслохозяйства как элемента функционирования системы управления надежностью при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

Организация маслохозяйства как элемента функционирования системы управления надежностью при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей может быть выполнена с учетом рекомендаций и требований нормативных документов [14, 32, 33, 50, 63, 215], и должна устанавливать основные правила организации и эксплуатации оборудования маслохозяйства энергопредприятия.

1. Маслохозяйство должно обеспечивать следующие технологические операции:

- прием, хранение и выдача свежего энергетического масла;
- обработка свежего энергетического масла;
- заливка подготовленного энергетического масла в оборудование;
- слив отработанного энергетического масла из оборудования;
- очищение и регенерация энергетических масел в работающем оборудовании;
- сбор, хранение, регенерация и стабилизация отработанных энергетических масел, а также их сдача на приемные пункты нефтебаз;
- учет расходов энергетических масел;
- контроль качества энергетических масел и определение совместимости смешиваемых энергетических масел [63];
- хранение, подготовка и восстановление адсорбентов и других вспомогательных материалов.

2. Сооружать маслохозяйства необходимо:

- а) на ТЭС, независимо от количества и единичной мощности установленного маслonaполненного электрооборудования;

б) на ГЭС и ГАЭС, где, в зависимости от конкретных условий, могут быть размещены следующие виды маслохозяйств:

1) стационарное, предназначенное для обслуживания только объекта базирования;

2) центральное, предназначенное для обслуживания (кроме объекта базирования) также и других объектов;

3) филиал маслохозяйства, предназначенный для обслуживания объекта базирования с использованием оборудования, средств и персонала центрального маслохозяйства;

в) на предприятиях электрических сетей, где маслохозяйство, как правило, содержится в составе ремонтно-производственных баз и мастерских для ремонта силовых трансформаторов классов напряжения 330...750 кВ.

3. В состав маслохозяйства входят:

– открытый склад хранения энергетических масел;

– маслоаппаратная и складские помещения, которые находятся в одном здании;

– коммуникации трубопроводов;

– дополнительное передвижное или стационарное маслорегенерационное оборудование.

Маслохозяйство должно быть оборудовано средствами механизации погрузочно-разгрузочных работ (кран-балка, лебедка, автопогрузчик, устройство захвата бочек и т.п.).

4. На маслохозяйство АЭС дополнительно к вышеуказанным требованиям по п.1 – п.3 возложены следующие функции [31, 33, 34, 39, 66]:

– прием и хранение свежих турбинных масел;

– очистка и подготовка товарных турбинных масел к эксплуатации с доведением их качества до соответствующих требований;

– хранение подготовленных к эксплуатации турбинных масел в складских емкостях;

– подача подготовленных к эксплуатации турбинных масел в рабочие емкости систем маслonaполненного оборудования;

– прием на очистку, восстановление качества, подготовку и хранение в емкостях эксплуатационных турбинных масел

и обратную подачу их в системы смазки, регулирования и уплотнения энергетического оборудования;

- прием на хранение и передачу на утилизацию отработанных турбинных масел специализированным предприятиям;

- контроль качества энергетических масел и определение совместимости смешиваемых трансформаторных или турбинных масел;

- хранение в необходимых объемах фильтрующих материалов, сменных фильтрующих элементов, картриджей с ионно-обменными смолами и адсорбентов;

- регенерация адсорбентов;

- хранение в необходимом объеме комплектующих и запасных частей для текущего ремонта оборудования для очистки энергетических масел.

4.1. Техническое обеспечение маслохозяйства АЭС включает:

- емкости для хранения свежих масел и оборудование по подготовке энергетических масел к эксплуатации (отдельно для минеральных и синтетических);

- системы трубопроводов, запорной арматуры, насосов, обеспечивающих транспортировку энергетических масел;

- емкости для хранения энергетических масел, загрязненных механическими примесями и водой;

- оборудование по очистке и восстановлению эксплуатационных свойств турбинных масел;

- емкости для хранения энергетических масел восстановленного качества.

4.2. Монтаж и компоновка технологического оборудования и системы трубопроводов должны обеспечивать невозможность смешивания (контакта) нефтяных и синтетических турбинных и трансформаторных масел, загрязненных энергетических масел со свежими, свежих энергетических масел с маслами восстановленного качества.

5.9. Перспективы применения деаэрированного турбинного масла для обеспечения надежности эксплуатации главного циркуляционного насоса реакторного отделения блока ВВЭР-1000

В нормативных документах [1, 31, 39, 66], регламентирующих условия эксплуатации минеральных турбинных масел в маслonaполненном электрооборудовании АЭС, в том числе при эксплуатации в узлах главных циркуляционных насосов (ГЦН), отсутствуют требования к количественному содержанию воздуха в потоках минерального турбинного масла. Вместе с тем, наличие воздуха в минеральном турбинном масле способствует его окислительной деградации. Так, работе [41] отмечено, что наличие растворенного воздуха в рабочей жидкости маслосистемы при неизменном давлении не имеет особого значения для работы маслосистемы, так как сам процесс растворения и выделения воздуха протекает относительно медленно во времени. Однако при определенных условиях растворенный воздух может отрицательно сказаться на работе маслonaполненного оборудования. При понижении давления или снижении температуры воздух из минеральной рабочей жидкости начинает интенсивно выделяться, что может привести к образованию пены. Это может произойти при изменении, например, скорости и направления потока рабочей жидкости во всасывающей магистрали или при охлаждении потока нефтяного масла в маслоохладителе, и приводит к нарушению работы маслonaполненного оборудования. Так как выделение из рабочей жидкости воздуха происходит при этом интенсивнее, чем его поглощение, то при большом гидравлическом сопротивлении во всасывающей магистрали маслonaсоса снижается его производительность за счет образования механической смеси воздуха с маслом, которая обладает большой устойчивостью во времени. Механическая смесь воздуха с рабочей жидкостью значительно снижает коэффициент полезного действия и уменьшает его производительность. Установлено, что при содержания не растворенного воздуха в рабочей жидкости на уровне 5% об. объемный коэффициент полезного действия маслonaсоса при давлении 200 атм уменьшается

примерно на 10 %. При сжатии механической смеси воздуха и масла в маслоснасосе температура этой смеси повышается, что может привести к деградации масла с возникновением продуктов деградации кислотного характера, а так же к возникновению в насосе эффекта кавитации. Таким образом, по мнению авторов монографии, содержание растворенного воздуха в минеральном турбинном масле должно быть минимальным и технически обоснованным.

В реакторном отделении блока ВВЭР-1000 имеется оборудование, работа которого требует организации непрерывной подачи турбинного масла под давлением для целей смазки и охлаждения узлов вращения механизмов. Для выполнения задачи маслоснабжения главных циркуляционных насосов (ГЦН) имеется циркуляционная система маслоснабжения ГЦН. При работе ГЦН-150М на номинальных оборотах в главном упорном подшипнике ГЦН выделяется 140...150 кВт энергии, что требует подачи больших объемов турбинного масла не только для смазки, но и для охлаждения. Маслосистема функциональной группы YD50 предназначена для смазки и охлаждения: опорно-упорных подшипников ГЦН; нижних и верхних подшипников электродвигателей ГЦН. На рис. 5.6 приведена упрощенная схема маслосистемы ГЦН на примере функциональной группы YD50 [216].

Основные потоки для функциональной группы YD50 следующие: из маслобака YD50B01 маслоснасосом YD51D01 (YD53D01; YD53D01) через маслофильтр YD51N01 (YD52N01; YD53N01) и один маслоохладитель YD71W01 (YD72W01) подается на ГЦН через соответствующую запорно-регулирующую арматуру. При этом поток турбинного масла раздваивается и для каждой пары ГЦН один поток поступает на подачу турбинного масла на смазку подшипников электродвигателя ГЦН и второй поток турбинного масла поступает на смазку главного упорного подшипника самого ГЦН. Из этих узлов отработанное турбинное масло поступает в маслобак аварийного слива масла YD50B02 и далее через гидрозатвор ГЗ в маслобак YD50B01. При этом отработанное горячее турбинное масло насыщается воздухом. По мере прохождения отработанного турбинного масла по системе «маслобак ава-

рийного слива масла – гидрозатвор – маслобак – маслонасос – маслофильтр – маслоохладитель – ГЦН-1 (ГЦН-3) – маслобак аварийного слива масла» это масло охлаждается с выделением свободного воздуха, что отрицательно сказывается на работе теплообменного оборудования YD71W01 (YD72W01) и насосного оборудования YD51D01 (YD53D01; YD53D01). При этом под воздействием кислорода, содержащегося в турбинном масле, последнее подвергается окислительной деградации.

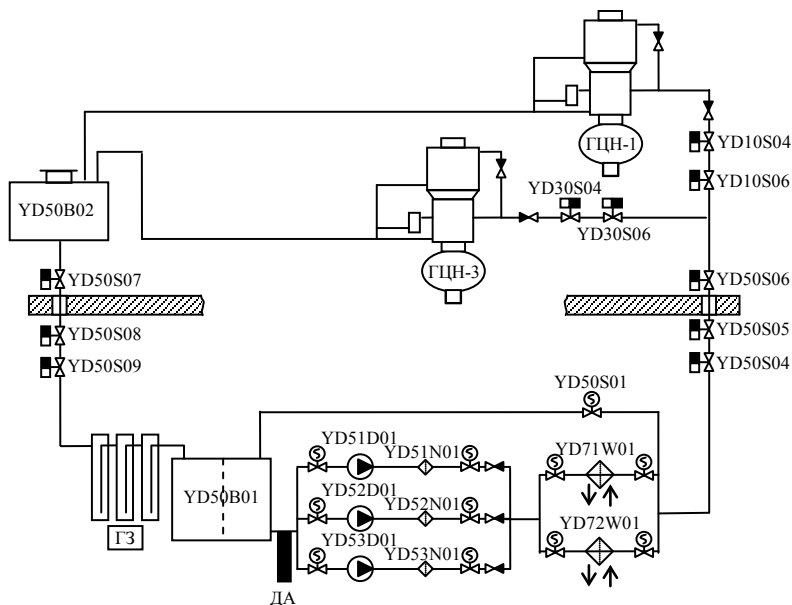


Рис. 5.6. Упрощенная схема маслосистемы ГЦН на примере функциональной группы YD50: ГЦН-1 и ГЦН-3 – главные циркуляционные насосы № 1; YD50B02 – маслобак аварийного слива масла; ГЗ – гидрозатвор; YD50B01 – маслобак; YD51D01, YD52D01 и YD53D01 – маслонасосы; YD51N01, YD52N01 и YD53N01 – маслофильтры; YD71W01 и YD72W01 – маслоохладители; YD50S07, YD50S08, YD50S09, YD50S01, YD50S04, YD50S05, YD50S06, YD30S06, YD30S04, YD10S06, YD10S04 – запорно-регулирующая арматура; ДА – установка вакуумный деаэрации турбинного масла

В упрощенную схему маслосистемы (рис. 5.6) авторы монографии предлагают ввести установку ДА для вакуумной деаэрации потока минерального турбинного масла, поступающего из маслобака YD50B01 на вход маслонасосов YD51D01, YD52D01 и YD53D01. Предлагаемая установка вакуумной деаэрации потока турбинного масла должна быть снабжена баком для деаэрации потока турбинного масла, вакуумным насосом и маслонасосом для подачи деаэрированного потока турбинного масла на вход маслонасосов YD51D01, YD52D01 и YD53D01. Воздух из вакуумного насоса должен быть направлен в систему специальной газоочистки для удаления из него радиоактивных компонентов перед сбросом в атмосферу.

Такое техническое решение позволит снизить содержание воздуха в потоке турбинного масла на входе в ГЦН до наперед заданного технически обоснованного значения содержания воздуха (например, не более 0,3 % об.), что позволит снизить, в свою очередь, вероятность деградации турбинного масла от процессов окисления с образованием продуктов деградации кислого характера, а так же повысить надежность эксплуатации всей системы циркуляционного маслоснабжения турбинным маслом узлов ГЦН.

5.10. Оценивание технико-экономических показателей при недоотпуске электрической энергии потребителям вследствие технологических нарушений при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования

В работе [207] отмечено, что недоотпуск электрической энергии в связи с технологическими нарушениями в работе оборудования с момента отключения от электрической сети источника генерирования электрической энергии в настоящее время рассчитывается исходя из средней для предыдущих трех суток мощности источника электрической энергии и продолжительности его отключения по формуле:

$$E=Nt, \quad (5.6)$$

где E – недоотпуск электрической энергии, кВт·час;

N – средняя для предыдущих трех суток мощность источника электрической энергии, отключенного в связи с технологическими нарушениями в работе оборудования, кВт;

t – продолжительность отключения источника электрической энергии, час.

По мнению авторов монографии, расчет по формуле (5.6) дает усредненный результат. Более достоверным, по-видимому, будет результат расчета, если значение N определять как не усредненную, а реальную мощность источника электрической энергии N_p , отключенного в связи с технологическими нарушениями в работе оборудования в течение всей продолжительности отключения источника электрической энергии. Тогда формула (5.6) будет иметь следующее выражение:

$$E=N_p t. \quad (5.7)$$

Для учета потерь в денежном исчислении, связанных с недоотпуском электрической энергии в связи с технологическими нарушениями в работе оборудования, по-видимому, целесообразно учитывать тарифы на электрическую энергию, которые имеют различные значения в зависимости как от источника генерирования электрической энергии (например, льготный «зеленый тариф»), так и от внедрения трехзонных тарифов: ночного (с 23 часов ночи до 6 часов утра), полупикового (с 6 до 8 часов, с 10 до 17 часов, с 21 до 23 часа), пикового (с 8 до 10 часов, с 17 до 21 часа) для трех сезонов года (1-й – ноябрь, декабрь, январь, февраль; 2-й – март, апрель, сентябрь, октябрь; 3-й – май, июнь, июль) [217]. Тогда расчет потерь в денежном исчислении, связанных с недоотпуском электрической энергии в связи с технологическими нарушениями в работе оборудования, может быть выполнен по предлагаемой формуле:

$$C_{\Pi}=N_{p,л}T_{л}+N_{c,н}T_{н}+N_{c,пол}T_{пол}N_{c,пик}T_{пик}, \quad (5.8)$$

где C_{Π} – потери в денежном исчислении, связанных с недоотпуском электрической энергии в связи с технологическими нарушениями в работе оборудования;

$N_{p,л}$ – мощность источника электрической энергии при генерировании в течение времени $t_{л}$ недоотпуска электрической энергии при льготном, например, «зеленом», тарифе $T_{л}$;

$N_{с,н}$ – мощность источника электрической энергии при генерировании в течение времени $t_{н}$ недоотпуска электрической энергии при ночном тарифе $T_{н}$;

$N_{с,пол}$ – мощность источника электрической энергии при генерировании в течение времени $t_{пол}$ недоотпуска электрической энергии при полупиковом тарифе $T_{пол}$;

$N_{с,пик}$ – мощность источника электрической энергии при генерировании в течение времени $t_{пик}$ недоотпуска электрической энергии при пиковом тарифе $T_{пик}$.

5.11. Перспективы использования современных нормативных документов для метрологического обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей

В настоящее время в Украине используются нормативные документы для метрологического обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей в качестве государственных и отраслевых стандартов, а так же стандартов энергопредприятий. В соответствии с постановлением Кабинета Министров Украины от 09.12.2014 г. № 695 и утвержденным Постановлением Верховного Совета Украины от 11.12.2014 г. № 26-VIII прекращается действие стандартов бывшего СССР. В связи с требованиями Закона Украины «Про метрологію та метрологічну діяльність», а так же со стремлением Объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Украины войти в состав Европейской сети передачи электроэнергии ENTSO-E и последующей синхронизацией с функционированием этой системы, необходимо существующие в Украине нормативные документы, в том числе касающиеся обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования тепловых электри-

ческих станций и электрических сетей, привести в соответствие с нормативными документами, регламентирующими функционирование сети передачи электроэнергии ENTSO-E. Для этого при актуализации соответствующих нормативных документов могут быть использованы:

– ДСТУ ГОСТ ISO 5725-1:2005 «Точність (правильність і прецизійність) методів та результатів вимірювання. Частина 1. Основні положення» (ГОСТ ISO 5725-1-2003, IDT);

– Рішення Комісії ЄС від 12.08.2002 за № 2002/657/ЄС «Щодо ефективності аналітичних методів та інтерпретації результатів»;

– Document SANTE/11813/20-17 Guidance document on analytical quality control and method validation procedures for pesticide residues and analysis in food and feed;

– ISO Guide 80:2014 Guidance for the in-house preparation of quality control materials (QCMs) References;

– EU Commission Decision on 12.08.2002 № 2002/657/EU On the effectiveness of analytical methods and interpretation of results.

В работах [218 – 235] изложены основные требования и рекомендации к контролю надежности оборудования: эти работы могут быть использованы так же при актуализации соответствующих нормативных документов для метрологического обеспечения надежности эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей в качестве отраслевых стандартов и стандартов энергопредприятий. в том числе при разработке Системы стандартов энергопредприятия в области обеспечения надежности маслonaполненного электрического оборудования в соответствии с требованиями ГОСТ 27.001 «Надійність техніки. Основні положення».

В системе передачи электроэнергии ENTSO-E используется концепция о точности результатов измерений QUAM:2012.P1 (Документ EURACHEM/CITAC Guide CG 4 «Quantifying Uncertainty in Analytical Measurement» Third Edition). Авторы монографии предполагают, по аналогии с информацией, приведенной в работах [236, 237], что основные правила оценки и выражения неопределенности результатов измерения установлены в следующих документах, действующих в Украине:

– Соглашение о взаимном признании национальных эталонов и сертификатов о калибровке и измерениях национальными метрологическими институтами (MRA), подготовлено МКМВ (1999 г.);

– ISO/IES Guide 99-12:007 International Vocabulary of Metrology – Basic and General Concepts and Associated Terms, VIM (Международный словарь по метрологии – Основные и общие понятия и соответствующие термины);

– Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM:1993) («Руководство по выражению неопределенности измерения»);

– ДСТУ-Н РМГ 43-2006 Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений»;

– EA-4/02 «Выражение неопределенности измерения при калибровках»(1999), разработанное Европейской ассоциацией по аккредитации (EA);

– Guide to the Evaluation of Measurement Uncertainty for Quantitative Test Results (Технічний звіт EUROLAB № 1/2006 «Настанова з оцінювання невизначеності вимірювання результатів кількісних випробувань»);

– Закон Украины «Про метрологію та метрологічну діяльність»;

– ДСТУ ISO/IEC17025:2017 «Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій».

Основные требования концепции о точности результатов измерений QUAM:2012.P1 следующие:

– отказ от использования понятий «погрешность» и «истинное значение измеряемой величины»;

– введение новых терминов «неопределенность» и «оцененное значение измеряемой величины»;

– переход от классификации погрешностей по природе их проявления на случайные и систематические к другому делению – по способу оценивания неопределенностей измерений (по типу А – методами математической статистики и по типу В – другими методами).

В табл. 5.5 приведен сравнительный анализ классической теории погрешностей и концепции неопределенности. Обозначения, приведенные в этой таблице, соответствуют действующим в Украине нормативным документам ГОСТ 8.207 «Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения» и ДСТУ-Н РМГ 43-2006 Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений».

Таблица 5.5

Сравнительный анализ классической теории погрешностей и концепции неопределенности

Классическая теория погрешности	Концепция неопределенности
Погрешность результата измерения $\Delta\delta$	Неопределенность результата измерения U
Случайная погрешность $\delta=X-Q$	Неопределенность, оцениваемая по типу А $u_{A,i} = \sqrt{\frac{1}{(n_i - 1)} \sum_{q=1}^{n_i} (x_{iq} - \bar{x}_i)^2}$, $u_A(x_i) = \sqrt{\frac{1}{n_i(n_i - 1)} \sum_{q=1}^{n_i} (x_{iq} - \bar{x}_i)^2}$
Неисключенная погрешность $\Theta(p) = k \sqrt{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2} \Theta_i^2$	Неопределенность, оцениваемая по типу В $u_B(x_i) = \frac{b_{i+} - b_{i-}}{2\sqrt{3}}$
Среднеквадратическое отклонение погрешности результата измерений $S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{x} - x_i)^2}{(n - 1)}}$	Стандартная неопределенность результата измерения $u = \delta(x) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{x} - x_i)^2}{(n - 1)}}$
Доверительные границы результатов измерения $\Delta = \delta = t_p S_{\bar{x}}$	Расширенная неопределенность результата измерения $U_p = t_p (v_{eff}) u_c$
Доверительная вероятность P	Вероятность охвата (покрытия) P
Коэффициент (квантиль) распределения погрешности k	Коэффициент охвата (покрытия) (p)

Необходимость разработки новых нормативных документов может быть показана на следующем примере. В настоящее время в качестве отраслевого стандарта в ГП «НЭК «Укрэнерго» используется ГОСТ 5985 «Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа» для определения кислотного числа проб трансформаторных масел из маслonaполненного электрического оборудования. При этом следует отметить, что:

– два результата определения кислотного числа пробы нефтепродукта, полученные одним лаборантом, признаются достоверными при доверительной вероятности 95 %, если расхождение между ними не превышает значений, указанных в табл. 5.6;

– два результата определения кислотного числа пробы нефтепродукта, полученные в двух разных лабораториях, признаются достоверными при доверительной вероятности 95 %, если расхождение между ними не превышает значений, указанных в табл. 5.6;

– результаты округляют до второго десятичного знака.

Таблица 5.6

Сходимость и воспроизводимость при определении кислотного числа проб нефтепродуктов

Кислотное число, мг КОН на 1 см ³ нефтепродукта	Сходимость	Воспроизводимость
До 0,5	0,06	0,10
0,5...1,0	0,10	0,20
Свыше 1,0	0,20	0,40

Вместе с тем, в соответствии с требованиями нормативного документа СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 «Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості» нормированные значения показателя «кислотное число» находятся в диапазонах, указанных в табл. 5.7.

Таким образом, используемый в настоящее время ГОСТ 5985 не обеспечивает требований к показателям «сходимость» и «воспроизводимость» для трансформаторных масел при

его использовании в маслonaполненном электрическом оборудовании, что нарушает требования Закона Украины «Про метрологію та метрологічну діяльність».

Таблица 5.7

Значения показателя «кислотное число» для трансформаторных масел

Кислотное число, мг КОН на 1 г трансформаторного масла	Состояние трансформаторного масла
– Не более 0,01 – Не более 0,02 для масел марок ТСП, ТКп, ТАп	Свежее трансформаторное масло
– Не более 0,01 – Не более 0,02 для масел марок ТСП, ТКп, ТАп	Подготовленное и залитое в оборудование трансформаторное масло
От 0,08 до 0,25 (в зависимости от вида оборудования)	Эксплуатационное трансформаторное масло

Следующий пример касается определения содержания воды в минеральных нефтепродуктах (например, в минеральных энергетических маслах). В соответствии с требованиями нормативного документа [122] при определении воды в нефтепродуктах по методу К. Фишера:

- границы определения от 0,003 % до 0,100 % массовой доли (от 30 до 1000 г воды на 1 т трансформаторного масла);
- сероводород и меркаптановая сера при концентрациях менее 0,003 % массовой доли в пересчете на серу на результат определения воды влияют незначительно.

Рекомендованный объем вводимой в прибор пробы нефтепродукта составляет 1...2 см³.

Точность измерений:

- **сходимость**, *r*. Разница между двумя результатами измерения, полученная одним и тем же самым оператором на одном и том же устройстве при постоянных рабочих условиях на идентичном материале при условиях нормального и правильного выполнения всех положений методики в большой серии измерений, лишь в одном случае из 20 измерений может быть больше, чем значение, рассчитанное по формуле:

$$r=0,01874X^{0,5} \quad (5.9)$$

где X – среднее значение измеряемых значений, которые сравниваются.

– **воспроизводимость**, R Разница между двумя отдельными и независимыми результатами измерения, полученными разными операторами в разных лабораториях на идентичном материале при условиях нормального и правильного выполнения всех положений методики в большой серии измерений, лишь в одном случае из 20 измерений может быть больше, чем значение, рассчитанное по формуле:

$$R=0,06877X^{0,5} \quad (5.10)$$

где X – среднее значение измеряемых значений, которые сравниваются.

Вместе с тем, в соответствии с требованиями НД [63], нормированное минимальное значение влагосодержания трансформаторного масла имеет значение 10 г/т или 0,001 % масс.

Таким образом, указанный НД [122] не может быть использован для определения влагосодержания трансформатора в интервале концентраций воды от 10 до 30 г на 1 т трансформаторного масла.

Если же вместо шприцов объемом 1 см³ использовать шприц объемом 5 см³, то можно определить концентрацию воды в трансформаторном масле на уровне 6 г воды на 1 т трансформаторного масла, что является приемлимым. Однако при этом не могут быть установлены по НД [122] показатели «сходимость» и «воспроизводимость», т.к. они в этом НД определены при условии использования для введения пробы нефтепродукта в прибор шприцом объемом 1 см³.

Вместе с тем, ГОСТ 24614 «Жидкости и газы, не взаимодействующие с реактивом Фишера. Кулонометрический метод определения воды» позволяет определять массовую долю воды в трансформаторном масле от 0,0001 % и выше, что соответствует концентрации воды от 1 г на 1 т трансформаторного масла и выше. При этом предел обнаружения по воде составляет 0,00005 % или 0,5 г воды на 1 т трансформаторного

масла. Рекомендованный объем вводимой в прибор пробы нефтепродукта составляет 1, 2 или 5 см³.

В табл. 5.8 приведены данные о нормированных значениях допускаемых расхождений и допускаемых абсолютных суммарных погрешностей.

Таблица 5.8

Допускаемые расхождения и допускаемые абсолютные суммарные погрешности

Массовая доля воды, %, не более	Допускаемое расхождение, %, не более	Допускаемая абсолютная суммарная погрешность, %, не более
$1 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$
$5 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-5}$
$1 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$
$5 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-4}$
$1 \cdot 10^{-2}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
$5 \cdot 10^{-2}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$
$1 \cdot 10^{-1}$	$1 \cdot 10^{-2}$	$5 \cdot 10^{-3}$
1	$5 \cdot 10^{-2}$	$3 \cdot 10^{-2}$
10	$3 \cdot 10^{-1}$	$2 \cdot 10^{-1}$

Таким образом, по мнению авторов монографии, имеется необходимость не в отмене ГОСТ 24614, а в приведении его в соответствие с требованиями Закона Украины «Про метрологію та метрологічну діяльність» в части нормирования показателей «сходимость» и «воспроизводимость».

В работе [237] отмечено, что разработка единого, стандартизированного на международном уровне подхода к оцениванию неопределенности измерения, отражена в действующих в Украине нормативных документах, регламентирующих оценивание неопределенности на законодательном уровне:

– Закон Украины «Про метрологію та метрологічну діяльність» в статье 1 определяет, что «единство измерений – состояние измерений, при котором их результаты выражаются в единицах измерения, определенных этим Законом, а характеристики погрешностей или неопределенности измерений

известны с определенной вероятностью и не выходят за установленные границы». В статье 7 установлено, что «результаты измерений могут быть использованы в сфере законодательно регулируемой метрологии при условии, что для таких результатов известны соответствующие характеристики погрешностей или неопределенность измерений». Таким образом, на законодательном уровне введена характеристика точности измерения – неопределенность измерения.

– ДСТУ ISO/IEC 17025:2017 «Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій» требует применение процедур оценивания неопределенности измерения в аккредитованных лабораториях:

а) при выборе, разработке и оценивании пригодности методов измерений;

б) при использовании стандартизированных, не стандартизированных и разработанных лабораторией методов испытаний;

в) при оформлении протоколов испытаний;

г) при составлении программы калибровки оборудования.

При разработке Системы стандартов энергопредприятия в области обеспечения надежности эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования могут быть использованы требования ГОСТ 27.001 «Надійність техніки. Основні положення», ДСТУ 8647:2016 «Надійність техніки. Оцінювання та прогнозування надійності за результатами випробувань і (або) експлуатації в умовах малої кількості відмов». При том авторы монографии предполагают, что при разработке стандартов энергопредприятия в области надежности могут быть разработаны следующие группы стандартов энергопредприятия, позволяющих организовать Систему управления надежностью эксплуатации эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования как совокупность организационных и научно-технических мер, направленных на обеспечение, поддержание и повышение надежности маслonaполненного электрического оборудования, реализуемых на всех стадиях его жизненного цикла:

1. Стандарты энергопредприятия, касающиеся общих вопросов:

– основные принципы стандартизации энергопредприятия в области надежности маслонаполненного электрического оборудования;

– основные понятия, термины и определения;

– общие правила установления требований по надежности маслонаполненного электрического оборудования;

– классификация отказов и предельных состояний маслонаполненного электрического оборудования.

2. Организация работ по обеспечению надежности:

– общий порядок обеспечения надежности на стадиях жизненного цикла, организационные структуры в составе энергопредприятия;

– программы обеспечения надежности, планирование работ;

– управление применением комплектующих частей и изделий (аспекты надежности);

– информационное обеспечение надежности;

– экспертиза создаваемых проектов в области надежности маслонаполненного электрического оборудования.

3. Основные способы обеспечения надежности маслонаполненного электрического оборудования:

– общие требования к способам контроля качества и отбраковки потенциально ненадежных объектов эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

– моделирование роста надежности;

– назначение и продление срока службы, срока хранения и ресурса маслонаполненного электрического оборудования;

– обеспечение (поддержание) надежности в процессе эксплуатации.

4. Анализ и расчет надежности маслонаполненного электрического оборудования:

– порядок и общие требования к методам анализа и расчета надежности, в том числе по результатам испытаний и в условиях небольшого количества отказов оборудования;

– методы расчета показателей надежности с учетом качества программных средств (надежности программного обеспечения), «человеческого фактора»;

– анализ возможных видов, последствий и критичности отказов маслonaполненного электрического оборудования.

5. Испытания, контроль и оценка надежности маслonaполненного электрического оборудования:

– порядок оценки и контроля надежности;

– правила проведения и общие требования к методам испытаний;

– выбор условий и режимов испытаний в зависимости от периодов времени года;

– предварительная обработка статистических данных о надежности (проверка однородности, сравнение, выявление тренда, проверка вида распределения);

– оценка показателей надежности по результатам экспериментальным данным;

– планы контрольных испытаний на надежность, в том числе неразрушающего контроля;

– оценка показателей надежности маслonaполненного электрического оборудования по данным о надежности его составных частей;

– методы сокращения объемов испытаний, форсированных режимов, использование дополнительной информации, контроль и оценивание надежности по состоянию технологических процессов при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования.

При разработке стандартов энергопредприятия в области надежности эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования предполагается, что это оборудование представляет собой технический объект, который можно рассматривать в отдельности от других объектов, и который может состоять из технических средств, программных средств или их сочетания. Энергетическое масло, находящееся в маслonaполненном электрическом оборудовании, выполняет специфические функции. При этом происходит взаимное влияние техни-

ческого состояния маслонаполненного электрического оборудования на энергетическое масло и наоборот с учетом влияния окружающей среды.

5.12. Выводы по разделу 5

На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Исследованы основные проблемы, цели, задачи и предмет исследования при обеспечении функционирования элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.

2. Усовершенствованы основные положения о:

– порядке мониторинга технического состояния и организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

– системе противоаварийного обеспечения эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

– функционировании сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел;

– руководстве по качеству химической лаборатории сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел;

– диагностировании маслонаполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в энергетических маслах;

– организации маслохозяйства как элемента функционирования системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

– перспективах использования современных нормативных документов для метрологического обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.

3. Рассмотрены перспективы применения деаэрированного турбинного масла для обеспечения надежности эксплуатации главного циркуляционного насоса реакторного отделения блока ВВЭР-1000.

4. Усовершенствованы процедуры оценивая технико-экономических показателей при недоотпуске электрической энергии потребителям вследствие технологических нарушений при эксплуатации МНЭО.

Основные результаты исследований изложены в опубликованных работах [168, 218 – 235, 238 – 241].

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

I. Изложенные в монографии результаты касаются в основном следующих направлений исследований, способствующих обеспечению поддержания надлежащего уровня **надежности** маслonaполненного электрического оборудования при его эксплуатации в составе тепловых электрических станций и электрических сетей:

- создание нормативной документации по стандартизации и метрологическому обеспечению, развитие и усовершенствование научно-технической терминологии;

- научно-технические основы создания нормативных документов по вопросам безопасности народнохозяйственных объектов с учетом риска возникновения природных и техногенных катастроф;

- разработка научно-технической базы совершенствования технико-экономических показателей производства, создание нормативной базы ресурсосберегающих технологий;

- исследования физических явлений для создания эталонов и средств измерений;

- исследования состава и свойств материалов и веществ для создания стандартных образцов;

- разработка новых и усовершенствование существующих методов и средств измерений и их метрологического обеспечения.

II. В монографии приведены теоретическое обобщение и новое практическое решение научных задач, направленных на повышение достоверности диагностических показателей маслonaполненного энергетического оборудования путем усовершенствования методов газохроматографического определения содержания продуктов деградации – диагностических газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , C_3H_8 , C_3H_6 , воды и ионола в минеральных энергетических маслах при корректном учете их теплофизических свойств. Полученные научные и практические результаты позволяют сформулировать следующие выводы:

1. Концентрации растворенных газов C_3H_8 и C_3H_6 , в трансформаторных и турбинных маслах влияют на достоверность газохроматографического определения в них концентрации диагностического газа C_2H_2 при различных температурах эксплуатации газохроматографической колонки газового хроматографа, что позволяет оптимизировать условия ее работы.

2. Показано, что коэффициенты распределения для растворенных диагностических газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , C_3H_8 , C_3H_6 в системе «турбинное масло АЗМОЛ Тп-22с – растворенный газ – газообразный экстрагент» при температуре $20^\circ C$ близки к соответствующим значениям для растворов этих газов в трансформаторных маслах, что позволяет разработать метод газохроматографического определения содержания этих газов в турбинных маслах для диагностирования турбоустановок.

3. Показано, что при определении коэффициентов распределения для растворенных диагностических газов в энергетических маслах в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент», рекомендовано чистое энергетическое масло предварительно облучать ультразвуковыми колебаниями, что позволяет получать в энергетическом масле растворы диагностических газов, не используя чистые диагностические газы или их аттестованные газовые смеси.

4. Показано, что в интервале температур $15...80^\circ C$ при понижении температуры значения растворимости X_B (% об.) и

коэффициентов распределения $K_{\text{турб}}$ для водорода в системе «турбинное масло АЗМОЛ Тп-22с – растворенный водород – газообразный экстрагент» снижаются. Зависимости $X_{\text{в}}=f(t)$ и $K_{\text{тур}}=f(t)$ имеют экспоненциальный характер, выраженный уравнениями $\ln X_{\text{в}}=6,36-\frac{919,8}{t+273}$ и $\ln K_{\text{турб}}=0,44-\frac{998}{t+273}$.

Расчетное значение дифференциальной теплоты растворения $\Delta H_{\text{турб}}=8,64$ кДж/моль для водорода близко к расчетному значению $\Delta H_{\text{транс}}=8,13$ кДж/моль при растворении водорода в трансформаторном масле ГК, что может указывать на отсутствие влияния структурно-группового состава этих энергетических масел на числовые значения растворимости водорода в них.

5. Показано, что при охлаждении турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с, насыщенного водородом при температуре 65 °С в системе маслоснабжения подшипников турбоагрегата, до температуры 20 °С в системе слива масла, газообразный водород выделится в объеме масла и над его поверхностью, повышая опасность воспламенения смеси «турбинное масло – водород – воздух». Эти эффекты позволили усовершенствовать метод газохроматографического определения водорода в турбинном масле, что способствует разработке систем безопасной эксплуатации турбоагрегата с водородным охлаждением.

6. Обнаруженные в эксплуатационном турбинном масле Тп-22с (марка 1) диагностические газы позволяют определять дефекты электрического или термического характеров в подшипниках турбогенератора.

7. Показано, что в интервале температур 15...75 °С экстракции иона этанолом из энергетических масел значения коэффициентов распределения K_i при повышении температуры приближаются к единице. Для трансформаторных масел индивидуальных марок, а так же для их смесей, зависимость $K_i=f(t)$ имеет экспоненциальный характер и может быть выражена уравнением $\ln K_i=\frac{A}{t+273}-B$, где коэффициенты A и B индивидуальны для каждого энергетического масла или для сме-

си энергетических масел в конкретном диапазоне температур экстракции ионола из энергетического масла экстрагентом. Показано, что для различных трансформаторных масел коэффициенты распределения для ионола имеют различные индивидуальные значения от 1,5 до 3,0 при экстракции ионола этанолом. Эти выводы позволили разработать методику прогнозирования значений коэффициентов K_d и выбирать оптимальный диапазон температур для экстракции ионола из энергетических масел, а также определять методом газовой хроматографии содержание ионола и воды в трансформаторных и турбинных маслах методом добавки ионола и воды в виде их растворов в экстрагентах.

8. Исследованы зависимости от температуры значений кинематической вязкости, плотности, теплоемкости, теплопроводности, энтальпии, коэффициентов объемного расширения, поверхностного натяжения для трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX и турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с. Эти результаты могут быть использованы для тепловых и гидравлических расчетов маслonaполненного энергетического оборудования. Показано, что в интервале температур 10...90 °С различия в значениях кинематической вязкости для трансформаторных масел с повышением температуры снижаются, и при температурах выше 20 °С эти различия не значительны. Это позволяет идентифицировать эти масла измерением кинематической вязкости при температуре 10 °С.

9. Показано, что для энергетических масел в интервале температур 20...80 °С значения энтальпии ΔH с повышением температуры увеличиваются от 37 до 154 кДж/кг. Полученные результаты могут быть использованы для тепловых расчетов маслonaполненного энергетического оборудования.

10. Предложенная методика газохроматографических измерений содержания диагностических газов, ионола и воды в энергетических маслах позволяет использовать один газовый хроматограф, что повышает точность результатов выполненных измерений и уменьшает количество измерительных процедур, материальные и финансовые затраты.

11. Полученные в работе результаты рекомендовано использовать для разработки методов газохроматографического определения содержания диагностических газов, ионола и воды в минеральных энергетических маслах, а так же для контроля теплофизических показателей энергетических масел.

III. Научная новизна полученных результатов:

1. Впервые показано, что растворенные газы C_3H_8 и C_3H_6 в трансформаторных и турбинных маслах влияют на достоверность газохроматографического определения в них концентрации диагностического газа C_2H_2 при различных температурах эксплуатации газохроматографической колонки хроматографа, что позволяет оптимизировать условия разделения компонентов C_3H_8 , C_3H_6 , C_2H_2 в газохроматографической колонке хроматографа.

2. Впервые показано, что коэффициенты распределения для растворенных диагностических газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , C_3H_8 , C_3H_6 в системе «турбинное масло АЗМОЛ Тп-22с – растворенный газ – газообразный экстрагент» при температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$ близки к соответствующим значениям для растворов этих газов в трансформаторных маслах, что позволяет разработать метод газохроматографического определения содержания этих газов в турбинных маслах для диагностирования турбогенераторов.

3. Впервые показано, что ультразвуковое облучение трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX при частотах $35\dots 125\text{ кГц}$ приводит к генерированию в них диагностических газов и что коэффициенты распределения в системах «энергетическое масло – растворенный диагностический газ – газообразный экстрагент», полученные при растворении смеси этих газов в чистых трансформаторных маслах и полученные после ультразвукового облучения чистых трансформаторных масел, идентичны, что позволяет получать в энергетических маслах растворы этих газов без использования их аттестованных газовых смесей или чистых газов.

4. Впервые исследован характер влияния температуры на растворимость водорода и на значения коэффициентов

распределения в системе «турбинное масло АЗМОЛ Тп-22с – растворенный водород – газообразный экстрагент», и показано, что в интервале температур 15...75 °С коэффициенты распределения для водорода, а так же растворимость водорода в этом масле с понижением температуры понижаются, и это позволяет разработать систему безопасной эксплуатации турбоагрегата с водородным охлаждением;

5. Впервые исследован характер влияния температуры на экстракцию ионола из трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX и турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с этанолом, изопропанолом, ацетонитрилом. Показано, что в интервале температур 15...75 °С с повышением температуры степень экстракции ионола экстрагентом увеличивается, значения коэффициентов распределения в системах «энергетическое масло – ионол – жидкий экстрагент» для ионола уменьшаются и приближаются к единице, а зависимость коэффициентов распределения для ионола от температуры имеет экспоненциальный характер. Это позволяет прогнозировать значения коэффициентов распределения для ионола и выбрать оптимальный диапазон температур для экстракции ионола из анализируемого энергетического масла жидкими экстрагентами.

6. Получили дальнейшее развитие исследования характера влияния температуры в интервале 15...90 °С на показатели кинематической вязкости, плотности, теплоемкости, теплопроводности, энтальпии, коэффициентов объемного расширения турбинного масла АЗМОЛ Тп-22с и трансформаторных масел ГК, Т-1500, Nytro 11GX. Показано, что для трансформаторных масел повышение температуры выше 20 °С приводит к снижению различий в значениях кинематической вязкости, и следовательно, для идентификации свежих масел показатель кинематической вязкости необходимо определять при постоянной температуре в диапазоне температур 10...15 °С.

IV. Практическое значение полученных результатов:

1. Усовершенствованы методики расчета концентраций в энергетических маслах ионола и воды, использующие процедуры их жидкостной экстракции из энергетического масла, а

также газохроматографического анализа экстрактов, отличающиеся учетом концентраций ионола и воды в экстрагентах, что позволяет повысить точность результатов измерений.

2. Разработана методика газохроматографического определения коэффициентов распределения в системе «энергетическое масло – растворенный газ – газообразный экстрагент» для растворенных диагностических газов с использованием ультразвукового облучения энергетического масла.

3. Разработана методика газохроматографического определения коэффициентов распределения для ионола в системе «трансформаторное (турбинное) масло – ионол – жидкий экстрагент (этанол, изопропанол, ацетонитрил)» методом стандартной добавки ионола, что сокращает количество и продолжительность измерительных операций и повышает точность результатов измерений.

4. Обнаруженные в эксплуатационном турбинном масле Тп-22с (марка 1) диагностические газы позволяют определять дефекты электрического или термического характеров в подшипниках турбогенератора.

5. Усовершенствованы структурная схема газового хроматографа и методики газохроматографических измерений для определения содержания в энергетических маслах растворенных газов, ионола и суммы растворенной и свободной воды, что повышает точность результатов выполненных измерений и уменьшает количество измерительных процедур, а также материальные и финансовые затраты.

V. При исследовании функционирования элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей:

1. Исследованы основные проблемы, цели, задачи и предмет исследования при обеспечении функционирования элементов системы управления надежностью при эксплуатации маслonaполненного электрического оборудования тепловых электрических станций и электрических сетей.

2. Усовершенствованы основные положения о:

– порядке мониторинга технического состояния и организации эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

– системе противоаварийного обеспечения эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования;

– функционировании сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел;

– руководстве по качеству химической лаборатории сектора диагностирования маслонаполненного электрического оборудования энергопредприятия по результатам анализа трансформаторных и турбинных масел;

– диагностировании маслонаполненного электрического оборудования по результатам газохроматографического анализа содержания растворенных газов в энергетических маслах;

– организации маслохозяйства как элемента функционирования системы управления надежностью при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.

3. Рассмотрены перспективы применения деаэрированного турбинного масла для обеспечения надежности эксплуатации главного циркуляционного насоса реакторного отделения блока ВВЭР-1000.

4. Рассмотрены перспективы использования современных нормативных документов для метрологического обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.

5. Усовершенствованы процедуры оценивания технико-экономических показателей при недоотпуске электрической энергии потребителям вследствие технологических нарушений при эксплуатации маслонаполненного электрического оборудования.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж: ГКД 34.20.507-2003. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2003. – 598 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Правила).

2. Макаричев, Ю.А. Синхронные машины. Учебное пособие / Ю.А. Макаричев, В.Н. Овсянников. – Самара. – Самарский государственный технический университет, – 2010. – 164 с.

3. Сви, П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П.М. Сви. – М.: Энергоатомиздат, – 1992. – 240 с.

4. Львов, М.Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кв и выше / М.Ю. Львов // IV Международная конференция «Силовые трансформаторы и системы диагностики», 23 – 24 июня 2009. – Международная организация «ТРАВЭК». – 2009. – С. 50 – 59.

5. Норми випробування електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 266 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми).

6. Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення: ДСТУ 2389-94. – Офіц. вид. – [Чинний від 1995-01-01]. – К.: Держстандарт України. – 1994. – 23 с. (Національний стандарт України).

7. Диагностирование изделий. Общие требования: ГОСТ 27518-87. – Изд. офиц. – [Действует с 1989-01-01]. – М.: Изд-во стандартов. – 1988. – 6 с. (Национальный стандарт Украины).

8. Сви, П.М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения / П.М. Сви. – М.: Энергоатомиздат, серия «Надежность и качество». – 1988. – 128 с.

9. Давиденко, И.В. Системы диагностирования высоковольтного маслonaполненного силового электрооборудования / И.В. Давиденко, В.Н. Осотов. – Екатеринбург. – ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет». – 2003. – 120 с.

10. Огляд технологiчних порушень в електричних мережах ДП «НЕК «Укрэнерго» за 2013 р. – Офіц. вид. – К.: ГРiФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2014. – 25 с. (Галузевий інформаційний документ Мінпаливенерго України).

11. Липштейн, Р.А. Трансформаторное масло. – 2-е изд., перераб. и доп. / Р.А. Липштейн, М.И. Шахнович. – М.: Энергия. – 1968. – 352 с.

12. Дарьян, Л.А. Научные основы физико-химической диагностики высоковольтного маслonaполненного электрооборудования с изоляцией конденсаторного типа: автореф. дисс. на соиск. уч. ст. докт. техн. наук: спец. 05.14.12 «Техника высоких напряжений» / Л.А. Дарьян. – Новосибирск. – НПУ. – 2009. – 27 с.

13. Сафонов, Л.П. Электроэрозия турбоагрегатов / Л.П. Сафонов, А.А. Вол, В.В. Малеев, А.А. Алфеев // Теплоэнергетика. – 1986. – № 6. – С. 20 – 23.

14. Иванов, С.В. Газомасляное хозяйство генераторов с водородным охлаждением / С.В. Иванов, С.В., Ф.З. Серебрянский // М.: Энергия. – 1971. – 320 с.

15. Липштейн, Р.А. Трансформаторное масло. – 3-е изд., перераб. и доп. / Р.А. Липштейн, М.И. Шахнович. – М.: Энергоатомиздат. – 1983. – 296 с.

16. Славинский, А.З. Контроль электротехнического оборудования в эксплуатации и при ремонтах / А.З. Славинский. – М.: Научтехлитиздат. – 1999. – 110 с.

17. Дiагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі: СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. – Офіц. вид. – К.: ГРiФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 92 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

18. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел: ГКД 34.43.101-97. – Офіц. вид. – К.: НДПЕнергетики: Міністерство енергетики України, 1998. – 152 с. (Нормативний документ Міністерства енергетики та електрифікації України. Методичні вказівки).

19. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов: РД 34.46.303-89. – Изд. офиц. – [Действует с 1989-14-12]. М.: ПО Союзтехэнерго, 1990. – 58 с. (Главное научно-техническое управление энергетики и электрификации).

20. Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. – М.: Энергоиздат. – 2004. – 616 с.

21. Гобрей, Р.М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. Довідково-методичний посібник. Ч. 1 / Р.М. Гобрей, О.Є. Рубаненко, В.Л. Таловер'я. – К.: ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго». – 2008. – 528 с.

22. Баженов, О.Г. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Навчальний посібник / О.Г. Баженов, В.О. Бойко, В.М. Браерський та ін. – К.: ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго». – 2004. – 800 с.

23. Занин, А.И. Паровые турбины. Учебное пособие для СПТУ / А.И. Занин, В.С. Соколов. – М.: «Высшая школа». – 1988. – 208 с.

24. Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения: ГОСТ 30830-2002 (МЭК 60076-1-93). – Изд. офиц. – [Действует с 2004-01-01]. – М.: Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – 2003. – 28 С. (Межгосударственный стандарт).

25. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації: СОУ 40.1-21677681-07:2009. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 118 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

26. Високовольтні вводи напругою від 110 кВ до 750 кВ. Типова інструкція з експлуатації: СОУ 40.1-21677681-06:2009. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 74 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

27. Трансформаторы тока. Общие технические условия: ГОСТ 7746-2001. – Изд. офиц. – [Действует с 2003-01-01]. – М.: Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – 2003. – 28 с. (Межгосударственный стандарт).

28. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия: ГОСТ 1983-2001. – Изд. офиц. – [Действует с 2003-01-01]. – М.: Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – 2003. – 31 с. (Межгосударственный стандарт).

29. Норми випробування силових кабельних ліній напругою до 500 кВ: СОУ-Н ЕЕ 20.304:2009. – Офіц. вид. – К.: КВЦ: Мініс-

терство палива та енергетики України, 2009. – 50 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

30. Жидкие топлива и масла на электростанциях. Выпуск 1 / Под ред. Б.С. Белосельского. – М.: БТИ ОРГРЭС. – 1966. – 160 с.

31. Турбінні оливи для енергетичного обладнання ВП АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання: СОУ-Н НАЕК 006-2011. – Офіц. вид. – К.: НАЕК «Енергоатом»: Міністерство палива та енергетики України, 2011. – 49 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Технічні вимоги).

32. Типовая инструкция по эксплуатации маслосистем турбоустановок мощностью 100 – 800 МВт, работающих на минеральном масле: РД 34.30.508-93. – Изд. офиц. – [Действует с 1994-07-01]. – М.: РАО ЕЭС России. – 1993. – 31 с. (Отраслевой нормативный документ).

33. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и техническое обслуживание. Нормы и требования: СТО 70238424.27.100.053-2009. – Изд. офиц. – [Действует с 2010-01-11]. – М.: НП ИНВЭЛ. – 2009. – 179 с. (Стандарт организации).

34. Типовая инструкция по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов: РД 153-34.0-45.512-97. – Изд. офиц. – [Действует с 1998-12-01]. – М.: РАО ЕЭС России. – М. – 1998. – 77 с. (Отраслевой нормативный документ).

35. Казанский, В.Н. Системы смазывания паровых турбин / В.Н. Казанский. – М.: Энергоатомиздат. – 1986. – 152 с.

36. Методические указания по использованию экспертной системы оценки эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбогенераторов: РД 153-34.1-30.608-2000. – Изд. офиц. – [Действует с 2001-01-01]. – М.: РАО ЕЭС России. – М. – 2001. – 13 с. (Отраслевой нормативный документ).

37. Методические указания по обслуживанию и консервации турбогенераторов при нахождении их в резерве или длительном простое: СО 34.45.630-2003. – Изд. офиц. – [Действует с 2004-03-01]. – М.: РАО ЕЭС России. – 2004. – 45 С. (Отраслевой нормативный документ).

38. Чередниченко, Г.И. Физико-химические и теплофизические свойства смазочных материалов / Г.И. Чередниченко, Г.Б. Фройштетер, П.М. Ступак. – Л.: Химия. – 1986. – 224 с.

39. Методичні вказівки з дослідження сумісності турбінних олив, призначених для застосування в теплотехнічному обладнанні енергоблоків АЕС: СОУ-Н НАЕК 061:2013. – Офіц. вид. – К.: НАЕК «Енерго-

атом»: Міністерство палива та енергетики України, 2013. – 28 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

40. Товарные нефтепродукты. Свойства и применение. Справочник / Под ред. Н.Г. Пучкова. – М.: Химия. – 1971. – 416 с.

41. Коновалов, В.М. Очистка рабочих жидкостей в гидроприводах станков / В.М. Коновалов, В.Я. Скрицкий, В.А. Рокшевский. – М.: Машиностроение. – 1976. – 288 с.

42. Могузов, В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов / В.Ф. Могузов. – Библиотека электромонтера. Вып. 627. – М.: Энергоатомиздат. – 1991. – 192 с.

43. Аптов, И.С. Химические материалы в электрохозяйстве / А.С. Аптов, М.В. Хомякова. – М.: Энергия. – 1969. – 280 с.

44. Голоднов, Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов / Ю.М. Голоднов. – Библиотека электромонтера. Вып. 603. – М.: Энергоатомиздат. – 1988. – 88 с.

45. Обстеження технічного стану і визначення залишкового ресурсу твердої ізоляції оливонаповненого устаткування. Методика оцінювання залишкового ресурсу твердої ізоляції оливонаповненого трансформатора: СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2012. – 20 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

46. Маневич, Л.О. Обработка трансформаторного масла / Л.О. Маневич. – М.: Энергия. – 1975. – 72 с.

47. Дементьев, В.А. Исследование подшипниковых токов турбоагрегатов большой мощности / В.А. Дементьев // Электрические станции. – 1980. – №7. – С. 28 – 30.

48. Darian L.A. Effect of Ultrasonic Stress on Insulating Fluids / L.A. Darian, V.G. Arakelyan, E.A. Gourkovskaia // Proceedings of Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference (EIC/EMCW 97). September 22-25, 1997, p. 553 – 556, Chicago, Illinois.

49. Дарьян, Л.А. Кавитационный механизм старения маслопропитанной изоляции конденсаторного типа при переменном напряжении / Л.А. Дарьян // Научный вестник НГТУ. – 2007. – № 4(29). – С. 119 – 132.

50. Гарькавенко, И.В. Организация системы аварийного маслоснабжения подшипников турбины К-200-130-3 при повреждении системы смазки / И.В. Гарькавенко, И.И. Мамонтов, Б.Г. Винницкий //

Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. – 2007. – № 2. – С. 86 – 88.

51. Святых, А.Б. Экспериментальное исследование механизма тепловой кавитации жидкой изоляции и распределения микровключений по размерам / А.Б. Святых, М.М. Лукьянов // *Электробезопасность*. – Южно-Уральский государственный университет. – ТОО «Алла». – Челябинск. – 2009. – №4. – С. 16 – 21.

52. Евдокимов, И. Г. Энергетическая активация нефтяных остатков в дезинтеграторе / И.Г. Евдокимов А.А. Гуреев, С.В. Косок // *Химия и технология топлив и масел*. – 1992. – № 1. – С. 26 – 28.

53. Курочкин, А. К. Нефтяные дисперсные системы и ультразвук / А.К. Курочкин // *Матер. 2-го Междун. симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем»*, Уфа, 2 – 5 окт. 2000. – Науч. тр. Т. 1, Уфа, 2000. – С. 31 – 32.

54. Теляшев, И. Р. Исследование превращений нефтяных остатков при ультразвуковой обработке / И.Р. Теляшев, Л.Р. Давлетшин, Р.Р. Везирев // *Сб. Материалы 47-й науч. техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфимский государственный нефтяной технический университет*. – Уфа. – 1996. Т. 1. – С. 156 – 158.

55. Буцьо, З.Ю. Стан та перспективи розвитку ОЕС України / З.Ю. Буцьо // *Енергетика та електрифікація*. – 2017. – № 8-9. – С. 6 – 11.

56. ПІД 34.08.557-2004 Галузевий інформаційний документ. Аварійність на об'єктах електроенергетики України у 2004 році. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ». – 2005. – 196 с.

57. Огляд технологічних порушень в мережах ДП «НЕК «Укренерго» за 2012 рік. – Київ. – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи. – 2013. – 25 с.

58. Огляд технологічних порушень в мережах ДП «НЕК «Укренерго» за 2016 рік. – Київ. – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи. – 2017. – 34 с.

59. Огляд технологічних порушень в мережах ДП «НЕК «Укренерго» за 2017 рік. – Київ. – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго». Відділ протиаварійної роботи. – 2018. – 57 с.

60. Возгорание трансформаторного масла в силовом трансформаторе [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <https://www.google.com.ua/search?q=взрыв+силового+трансформатора>.

61. Возгорание трансформаторного масла в трансформаторах тока [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.energyland.info/analitic-show-156781>.

62. Последствия возгорания турбинного масла турбоагрегата в машинном зале турбинного отделения Углегорской ТЭС [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://ura.dn.ua/30.08.2013/144373.html>

63. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості: СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. – Офіц. вид. – К.: КВІЦ; Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 152 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми).

64. Підготовка та проведення хроматографічного аналізу газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ; Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 70 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

65. Трансформаторні оливи. Методика визначення фуранових сполук: СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ; Міністерство палива та енергетики України, 2014. – 26 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

66. Експлуатація технологічного комплексу. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації: СОУ-Н НАЕК 085:2015. – Офіц. вид. – К.: НАЕК «Енергоатом»; Міністерство палива та енергетики України, 2015. – 53 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

67. Давиденко, И.В. Система диагностирования высоковольтного маслонаполненного силового электрооборудования / И.В. Давиденко, В.Н. Осотов // Екатеринбург: ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет – УПИ». – 2003. – 118 с.

68. Примерный состав соединений в товарных трансформаторных маслах фирмы Nynas (Швеция) [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: http://www.energynet.com.ua/transformatorye_masla_nynas/nytro_11gx.html.

69. Установка для измерения кинематической вязкости. [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimnab.com.ua/page/431/>.

70. Установка для определения плотности [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

71. Титратор автоматический АТ-610 для определения кислотного числа [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <https://www.soctrade.kz/cat.php?lang=ru&id=403>

72. Прибор УИМ-90мц для контроля пробивного напряжения [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

73. Аппарат АПСМ-1 для определения стабильности энергетических масел против окисления [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

74. Установка Тангенс-3М-3-МОЛНИЯ для измерения тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла, электрической емкости C и напряжения U [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

75. Аппарат ТВЗ для определения в закрытом тигле температуры вспышки минеральных энергетических масел [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

76. Аппарат ТВО для определения в открытом тигле температуры вспышки минеральных энергетических масел [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

77. Аппарат 1-92М для определения содержания воды в минеральных энергетических маслах по ГОСТ 2477 [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

78. Кулонометрический титратор «AQUAMAX KF» по методу К. Фишера для определения влагосодержания минеральных энергетических масел [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: http://granat-e.ru/titrator_aquamax_kf.html.

79. Прибор Laser SM20 для определения механических примесей в минеральных энергетических маслах [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.soctrade.in.ua/equipment/shop/laser-sm/>.

80. Руководство по диагностическому контролю технического состояния с помощью лазерного монитора загрязненности SM20. – Parker. – P.849101, выпуск 2. – «Parker Hannifin Ltd», 2006.– 44 с. –

[Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.parker.com/cmс>.

81. 72609.925.00.000-07 РЭ Прибор контроля чистоты жидкости ПКЖ-904А. Руководство по эксплуатации. – г. Саратов. – ЕАС – 29 с.

82. Аппарат АКС-1 для определения антикоррозионных свойств минеральных турбинных и трансформаторных масел [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <https://spectrolab.com.ua/p17624153-apparat-aks-dlya.html>.

83. Прибор «МОСТ-1М» для определения времени деэмульсации минеральных энергетического масла [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://proflab.com.ua/produkt/product-details/1858-most-1-m-pribor-dlya-opredeleniya-vremeni-deemul-sacii-masla.html>.

84. Прибор АДМ-1 для определения времени деаэрации минеральных энергетических масел [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://granat-e.ru/adm-1.html>.

85. Колориметр ЦНГ для визуального определения цвета минеральных энергетических масел [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chimsnab.com.ua/page/431/>.

86. Сычев, С.Н. Высокоэффективная жидкостная хроматография: учебное пособие для вузов / С.Н. Сычев. – Орел: ОрелГТУ, 2010. – 148 с.

87. Сакодынский, К.И. Аналитическая хроматография / К.И. Сакодынский, В.В. Бражников, С.А. Волков, В.Ю. Зельвенский, Э.С. Ганкина, В.Д. Шатц. – М.: Химия, 1993. – 464 с.

88. Жидкостный микроколоночный хроматограф «Милихром-б» для определения присадки «ионол» и фурановых соединений в минеральных энергетических маслах [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://granat-e.ru/milichrom-6.html>.

89. Mineral insulating oils. Method for the determination of 2-furfural and related compounds / IEC publication 61198:1993-09. – Geneva, Switzerland, 1993. – 28 p.

90. Анпилогов, Н.Г. Методы контроля состояния и диагностирования силовых трансформаторов классом напряжения 35 кВ и выше / Н.Г. Анпилогов, Я.С. Бедерак. – Харьков: Форт. – 2010. – 408 с.

91. Козлов, А.Н. Системы контроля и диагностика состояния изоляции турбин, генераторов, компрессоров и электродвигателей / А.Н. Козлов // Энергетик. – 2003. – № 7. – С. 45 – 48.

92. Бузаев, В.В. О необходимости единой системы физико-химической диагностики изоляции оборудования трансформаторных

подстанций / В.В. Бузаев, Л.А. Дарьян, Ю.М. Сапожников и др. // Энергетик. – 2004. – № 11. – С. 9 – 12.

93. Витенберг, А. Г. Газовая экстракция в хроматографическом анализе. Парофазный анализ и родственные методы / А. Г. Витенберг, Б. В. Иоффе. – Л.: Химия. – 1982. – 280 с.

94. Pugh, P. S. Detection of incipient faults in transformers by gas analysis / P. S. Pugh, H. H. Wagner // Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems. – 1961. – Vol. 80, Issue 3. – P. 189 – 195.

95. Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases / IEC publication 60567:1992-07. – Geneva, Switzerland, 2005. – 80 p.

96. Ferreto, S.J. A comparative study of dissolved gas analysis techniques: the vacuum extraction method versus the direct injection method / S. J. Ferreto // IEEE Transaction on Power Delivery. – 1990. – Vol. 5, Issue 1. – P. 20 – 25.

97. Torkos, K. Determination of fault gases in transformer oils / K. Torkos, J. Borossey, A. Szekely // Journal of Chromatography. – 1984. – Vol. 286. – P. 317 – 321.

98. Leblanc, Y. Static headspace gas chromatographic determination of fault gases dissolved in transformer insulating oils / Y. Leblanc, R. Gilbert, M. Duval, J. Hubert // Journal of Chromatography. – 1993. – Vol. 633, Issue 1 – 2. – P. 185 – 193.

99. Duval, M. New techniques for dissolved gas–oil analysis / M. Duval // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2003. – Vol. 19, Issue 2. – P. 6 – 15.

100. Иоффе, Б.В. Коэффициенты распределения и растворимость газов в трансформаторных маслах / Б. В. Иоффе, М. И. Косткина, А. Г. Виттенберг // Журнал прикладной химии. – 1980. – № 10. – С. 2280 – 2285.

101. Абрамов, В. Б. Практические рекомендации по применению газовых хроматографов с метанатором для диагностики высоковольтного оборудования на электроэнергетических предприятиях / В.Б. Абрамов, Г.М. Боярчуков, Р.В. Яблонский // Новини енергетики. – № 9. – 2007. – С. 10 – 29.

102. Абрамов, В. Б. Влияние пробоотборников на результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле высоковольтного оборудования / В.Б. Абрамов, Г.М. Боярчуков, Р.В. Яблонский // Энергетика та електрифікація. – № 7 (287). – 2007. – С. 39 – 46.

103. Боярчуков, Г. М. Практические проблемы оценки состояния высоковольтного оборудования по содержанию газов в трансформаторном масле. Часть 1 / Г. М. Боярчуков // Новини енергетики. – № 7. – 2010. – С. 23 – 33.

104. Боярчуков, Г. М. Практические проблемы оценки состояния высоковольтного оборудования по содержанию газов в трансформаторном масле. Часть 2 / Г. М. Боярчуков // Новини енергетики. – № 10. – 2010. – С. 24–33.

105. Гольберт, К.А. Введение в газовую хроматографию / К.А. Гольберт, М. С. Вигдергауз. – М.: Химия. – 1990. – 352 с.

106. Харрис, В. Газовая хроматография с программированием температуры / В. Харрис, Г. Хэбгуд. – Пер. с англ. В. А. Смирнягина. – Под ред. Б.А. Руденко. – М.: Мир. – 1968. – 340 с.

107. 214.2.840.008РЭ Модуль ПИД/ДТП. Руководство по эксплуатации. – СКБ «Хроматэк», г. Йошкар-Ола. – 2001. – 24 с.

108. Кашин Я.М., Кириллов Г.А., Варенов А.Б., Ермолаев А.А., Габидулин В.Э. Анализ современных методов и аппаратуры контроля качества трансформаторного масла. Ежеквартальный рецензируемый, реферируемый научный журнал «Вестник АГУ». Выпуск 3 (206) 2017. С. 109 – 121.

109. Treybal, R. E. Liquid Extraction / R. E. Treybal; 2nd Ed. – New York, 1963. – 720 p.

110. Hachenberg, H. Gas Chromatographic Head space Analysis / H. Hachenberg, A. P. Schmidt. – New York. Rheine, Heyden, 1977. – 126 p.

111. Lilewood, A. B. Gas Chromatography / A. B. Lilewood; 2nd Ed. – New York. Academic Press, 1970. – 456 p.

112. ASTM Standard D 4768-96. Standard Test Method for Analysis of 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Insulating Liquids by Gas Chromatography / ASTM International, 1996. – 3 p.

113. Неустроева, И. В. Руководство по подготовке и проведению хроматографического анализа на аппаратно-программном комплексе «Хроматэк Кристалл». Масло трансформаторное. Определение содержания антиокислительной присадки ионол / И. В. Неустроева. – Йошкар-Ола. СКБ Хроматэк. – 2005. – 33 с.

114. Бузаев, В. В. Газохроматографический анализ трансформаторного масла на содержание в нем воздуха, воды и ионола / В.В. Бузаев, Ю.Н. Львов, Н.Ю. Смоленская, Ю.М. Сапожников. Сб. статей. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 2. – Петербургский энергетический институт по-

вышения квалификации; Минтопэнерго. – Санкт-Петербург. – 1996. – С. 88 – 90.

115. Мосева, Е. В. Определение ионала в промышленных маслах / Е. В. Мосева, Н. И. Средницкая, Т. М. Колодко. Сб. тез. докл. межд. науч.-тех. конф. Ресурсосберегающие экотехнологии: возобновление и экономия энергии, сырья и материалов, Гродно. – 2000. – С. 145 – 146.

116. Походенко, В.Д. Стабильные феноксильные радикалы / В.Д. Походенко, В.А. Хижный, В.А. Бидзиля // Успехи химии. – 1968. – Том XXXVII, вып. 6. – С. 998 – 1024.

117. Смоленская, Н.Ю. Газохроматографический анализ трансформаторного масла на содержание в нем воздуха, воды, кислорода и азота / Н.Ю. Смоленская, Ю.М. Сапожников // Электрические станции. – 1994. – № 8. – С. 34 – 37.

118. ХАС 2.320.003СБ РЭ Комплекс хроматографический газовый «ХРОМОС ГХ-1000». Руководство по эксплуатации. – ООО «ХРОМОС». – г. Дзержинск. – 2012. – 63 с.

119. Масла и смазки. Метод определения наличия воды: ГОСТ 1547-84. – Изд. офиц. – [Действует с 1986-01-01]. – М.: Изд-во стандартов. – 1985. – 6 с. (Государственный стандарт Украины).

120. Берлинер, М.А. Электрические измерения, автоматический контроль и регулирование влажности / М.А. Берлинер. – М.: Энергия. – Изд. 2-е, пер. и доп. – 1965. – 488 с.

121. Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды: ГОСТ 7822-75. – Изд. офиц. – [Действует с 1977-01-01]. – М.: Изд-во стандартов. – 1986. – 11 с. (Национальный стандарт Украины).

122. Нафтопродукти. Визначення води методом кулонометричного титрування за Карлом Фішером: ДСТУ ISO 12937:2012 (ISO 12937:2000, IDT). – Офіц. вид. – [Чинний від 2013-05-01]. – К.: Мінеконмрозвитку України. – 2013. – 15 с. (Національний стандарт України).

123. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды: ГОСТ 2477-65. – Изд. офиц. – [Действует с 1977-01-01]. – М.: Изд-во стандартов. – 1986. – 13 с. (Национальный стандарт Украины).

124. Продукти хімічні органічні рідкі. Газохроматографічний метод визначення води. Загальні вказівки: ДСТУ 2572-94. – Офіц. вид. – [Чинний від с 1995-01-07]. – К.: Держспоживстандарт України 1995. – 7 с. (Національний стандарт України).

125. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле: РД 34.43.107-95. – Изд.

офиц. – [Действует с 1996–01–06]. – М.: РАО ЕЭС России. – 1996. – 17 с. (Отраслевой нормативный документ).

126. Експлуатація вимірювальних трансформаторів: СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-90:2013. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2014. – 58 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Настанова).

127. 5K2.844.136 РЭ «Влагомер трансформаторного масла ВТМ-МК». Руководство по эксплуатации». – г. Ангарск. – ООО «НПП ОКБА». – 30 с. [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.okba.ru/File/vtm-mk.pdf>.

128. Arakelian, V.G. Physico-chemical diagnostics for oil-filled electrical equipment on the basis of an automated intellectual complex / V.G. Arakelian, L.A. Darian // Proceedings of EIC/EMCW 97. Chicago, 1997. P. 542-547.

129. Иванов, В.С. Справочник химика-энергетика. Энергетические масла и смазочные материалы / В.С. Иванов, С.М. Фридман. – Под ред. С.М. Гурвича. В 3-х томах. Том 2. – М.: Энергия. – 1972. – 280 с.

130. Григорьев, Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов. – М.: МЭИ. – 1999. – 372 с.

131. Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки: СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007. – Офіц. вид. – ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго»: Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 125 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Настанова).

132. Липштейн, Р.А. Шведские трансформаторные масла фирмы «Nupas» марок Nitro11GX и Nitro10X / Р.А. Липштейн, Т.В. Глазунова, Е.Е. Довгопольный // Электрические станции. – 1998. – № 1. – С. 61 – 64.

133. Масло турбинное. Технические условия: ГОСТ 32-74. – Изд. офиц. – [Действует с 1975-01-01]. – М.: Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – 2005. – 5 с. (Межгосударственный стандарт).

134. Фукс, Г.И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов / Г.И. Фукс. – М.: Институт компьютерных технологий. – 2003. – 328 с.

135. Железный, В.П. Теплофизические свойства растворов хладагентов в компрессорных маслах: монография / В.П. Железный, Ю.В. Семенюк. – Одесса: Феникс. – 2013. – 418 с.

136. Железный, В.П. Рабочие тела парокomppressorных холодильных машин: свойства, анализ, применение: монография / В.П. Железный, Ю.В. Семенук. – Одесса: Феникс. – 2012. – 420 с.

137. Присадка антиокислительная 4-метил-2,6-дитретичный бутилфенол (Агидол-1). Технические условия: ТУ 38.5901237-90. – Ангарск. – ОАО «ФСК ЕЭС». – 1990. – 18 с.

138. Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей: ГОСТ 6307-75. – Изд. офиц. – [Действует с 1977-01-01]. – М.: Изд-во стандартов. – 1985. – 7 с. (Национальный стандарт Украины).

139. Дарьян, Л.А. Анализ качества устройства отбора проб, применяемых для хроматографического анализа газов, растворенных в изоляционных жидкостях / Л.А. Дарьян, С.М. Коробейников // Электричество. – 2006. – № 12. – С. 62 – 64.

140. Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия: ГОСТ 9972-74. – Изд. офиц. – [Действует с 1975-01-01]. – М.: ИПК Издательство стандартов. – 2002. – 5 с. (Межгосударственный стандарт).

141. Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности: ГОСТ 3900-85. – Изд. офиц. – [Действует с 1987-01-01]. – М.: Изд-во стандартов. – 1987. – 38 с. (Национальный стандарт Украины).

142. Нафтопродукти. Прозорі і непрозорі рідини. Визначення кінематичної в'язкості і розрахунок динамічної в'язкості ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94), IDT): ДСТУ ГОСТ 33-2003. – [Чинний від 2003-07-01]. – К.: Держспоживстандарт України 2003. – 27 с. (Национальный стандарт Украины).

143. Методические указания по определению содержания иона в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии: СТО 56947007-29.180.010.008-2008. – Изд. офиц. – [Действует с 2007-06-25]. – М.: ОАО ФСК ЕЭС России. – 2008. – 18 с. (Отраслевой нормативный документ).

144. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения: ГОСТ 8.207-76. – Изд. офиц. – [Действует с 1977-01-01]. – М.: ИПК Изд-во стандартов. – 2001. – 7 с. (Межгосударственный стандарт).

145. Дёрффель, К. Статистика в аналитической химии / К. Дёрффель. Под ред. Ю.П. Адлера. – М.: Мир. – 1994. – 268 с.

146. 214.2.840.030 Инструкция. Хроматограф «Кристалл 2000М». Методика поверки / – Йошкар-Ола. – СКБ «Хроматэк». – 2000. – 32 с.

147. Чарыков, А.К. Математическая обработка результатов химического анализа / А.К. Чарыков. – Л.: Химия. – 1984. – 168 с.

148. Румшисский, Л.З. Математическая обработка результатов эксперимента. Справочное руководство / Л.З. Румшисский. – М.: Наука. – 1971. – 192 с.

149. Руководство по газовой хроматографии. Ч.1 / Под ред. Э. Лейбница, Х.Г. Штруппе. – М.: Мир. – 1988. – 480 с.

150. Зайцев, С.В. Газохроматографическое определение коэффициентов распределения в системе «трансформаторное масло – ионол – экстрагент» при экстракции ионола различными объёмами экстрагента / С. В. Зайцев, В. А. Кишнеvский // Науковий та науково-виробничий збірник «Праці Одеського політехнічного університету». – 2014. – Вип. 1 (43). – С. 154 – 158.

151. Зайцев, С. В. Разработка методов газохроматографических определений содержания растворенных компонентов в энергетических маслах / С. В. Зайцев, В. А. Кишнеvский, С.Л. Савич // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – Харьков. – 2014. – № 6/6 (72). – С. 34 – 42.

152. Zaitsev, S. V. Effect of ionol extraction temperature onto its gas chromatographic detection at transformer oil / S. V. Zaitsev // Науковий та науково-виробничий збірник «Пр. Одес. політехн. ун-ту». – 2015. – Вип. 1 (45). – С. 96 – 100.

153. Зайцев, С.В. Разработка газохроматографического метода определения в энергетических маслах ионола и воды методом добавок / С.В. Зайцев, В.А. Кишнеvский, И.Д. Шуляк // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – Харьков. – 2015. – № 2/6 (74). – С. 21 – 28.

154. Аракелян, В. Г. Разложение изоляционных жидкостей под действием частичных разрядов, тепла и ультразвукового поля / В.Г. Аракелян, Л.А. Дарьян, А.К. Лоханин // Электричество. – 1988. – № 5. – С. 33 – 36.

155. Иоффе, Б.В. Коэффициенты распределения и растворимость газов в трансформаторных маслах / Б.В. Иоффе, М.И. Косткина, А.Г. Виттенберг // Журнал прикладной химии. – 1980. – № 10. – С. 2280 – 2285.

156. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Кн. 1 / Под ред. А.Н. Баратова и А.Я. Корольченко. – М.: Химия. – 1990. – 496 с.

157. Киреев, В.А. Краткий курс физической химии / В.А. Киреев. – М.: Химия. – Изд. 5-е, стереотип. – 1978. – 624 с.

158. Карапетьянц, М.Х. Химическая термодинамика / М.Х. Карапетьянц. М.: Химия. – 1975. – 584 с.
159. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник / Под ред. А.Н. Баратова. – М.: Химия. – 1987. – 272 с.
160. Столяров, Б.В. Руководство к практическим работам по газовой хроматографии / Б.В. Столяров, И.М. Савинов, А.Т. Виттенберг. – Л.: «Химия», 1978, 288 с.
161. Руководство по газовой хроматографии. Ч. 2. Перевод с нем. / Под ред. Э. Лейбница, Х.Г. Штруппе. – М.: «Мир». – 1988. – 510 с.
162. Зайцев, С.В. Удосконалення газохроматографічного контролю продуктів деградації при оцінюванні теплофізичних властивостей енергетичних олиф теплотехнічного обладнання промислових підприємств: автореф. дис. на здобув. вчен. ст. канд. техн. наук: спец. 05.14.06 «Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика» / С.В. Зайцев. – Одеса. – ОНПУ. – 2017. – 26 с.
163. Аналіз газів. Методи компарування для визначення та перевіряння складу повітряних газових сумішей: ДСТУ ISO 6143-2003 (ISO 6143:2001, IDT). – [Чинний від 2003–07–01]. – К.: Держспоживстандарт України 2003. – 32 с. (Національний стандарт України).
164. Зайцев, С.В. Определение влагосодержания трансформаторного масла методом газовой хроматографии. Сообщение 1. Выбор условий и основных процедур выполнения измерений / С.В. Зайцев, Г.А. Иванова, Д.А. Большаков, Г.К. Янковский // Электрические сети и системы. – 2010. – № 6. – С. 4 – 13.
165. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей. Рекомендация: МИ 2083-90 [Действует с 01.01.92]. – М.: Изд-во стандартов. – 1991. – 11 с.
166. Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений»: ДСТУ-Н РМГ 43-2006 (РМГ 43:2001, IDT). – [Действующий с 01.07.2007]. – Киев: Держстандарт України, 2006. – 27 с. (Національний стандарт України).
167. Березкин, В.Г. Химические методы в газовой хроматографии / В.Г. Березкин. – М.: Химия, 1980. – 256 с.
168. Оборский, Г.А. Неопределенность измерений с использованием АЦП для медленно протекающих процессов / Г.А. Оборский, Р.П. Мигущенко, Л.М. Перпериз, Ю.Г. Паленный // Вісник НТУ «ХПІ» Серія «Нові рішення в сучасних технологіях». – 2016. – № 12 (1184). – С. 131 – 136.

169. Газ сухой. Метод определения компонентного состава: ГОСТ 14920-79. – Издан. офиц. – [Действует с 01.07.80]. (Межгосударственный стандарт). – М.: ИПК Изд-во стандартов. – 1991. – 8 с.

170. РД 34.35.409-84 (И 34-70-008-84) Инструкция по калибровке хроматографического комплекса, предназначенного для измерения растворённых в изоляционных маслах газов, с использованием относительных коэффициентов чувствительности. – М.: СПО «Союзтехэнерго». – 1984. – 12 с.

171. Ногаре, С.Д. Газо-жидкостная хроматография. Теория и практика. / С.Д. Ногаре, Р.С. Джувет. – Изд. «Недра», Л., 1966, 472 с.

172. Лампе В, Спикар Е. Замедление старения изоляции трансформаторов путем постоянной дегазации. Трансформаторы: Переводы докладов Международной конференции по большим электрическим системам (СИГРЕ-76). Под ред. В.М. Погостина и С.И. Рабиновича. – М.: «Энергия», 1979. – 156 с.

173. Руководство по подготовке и проведению хроматографического анализа трансформаторного масла на аппаратно-программном комплексе «Хроматэк-Кристалл 2000М». Определение содержания воздуха и воды. – г. Йошкар-Ола. – СКБ «ХРОМАТЭК». – 2000 г. – 13 с. – [Электронный ресурс]. Назва з екрану. Режим доступу: <http://www.chromatec.ru>.

174. Визначення градувальної характеристики методик кількісного хімічного аналізу. Частина 1. Статистичне оцінювання лінійної градувальної характеристики: ДСТУ ISO 8466-1-2001 (ISO 8466-1:1990, IDT). – [Чинний від 2003–01–01]. – К.: Держстандарт України, 2002. – 18 с.

175. Батуева, И.Ю. Химия нефти. / И.Ю. Батуева, А.А. Гайле, Ю.В. Поконова. – Л.: Химия, 1984 – 360 с.

176. Зайцев, С.В. Некоторые вопросы эксплуатации хроматографического комплекса на базе газового хроматографа «Кристалл 2000М» / С.В. Зайцев, Д.А. Большаков, Г.К. Янковский // Электрические сети и системы. – 2010. – № 5. – С. 50 – 60.

177. Зайцев, С.В. Газохроматографические методы определения содержания растворенных в трансформаторных маслах компонентов / С.В. Зайцев, В.А. Кишнеvский // Науковий та наукововиробничий збірник «Праці Одеського політехнічного університету». – 2013. – Вип. 2 (41). – С. 132 – 135.

178. Зайцев, С. В. Газохроматографическое определение коэффициентов распределения в системе «трансформаторное масло – ионол – экстрагент» / С.В. Зайцев, В.А. Кишнеvский, Б.А. Гуляенко //

Науковий та науково-виробничий збірник «Праці Одеського політехнічного університету». – 2013. – Вип. 3 (42). – С. 86 – 90.

179. Зайцев, С.В. Определение содержания ионала в трансформаторном масле методом газо-жидкостной хроматографии с детектором по теплопроводности / С.В. Зайцев, Д.А. Большаков, Г.К. Янковский // Электрические сети и системы. – 2010. – № 1. – С. 58 – 64.

180. Зайцев, С.В. Методы определения коэффициентов распределения ионала в системе «трансформаторное масло – ионал – этиловый спирт». Выбор условий и процедур выполнения измерений / С.В. Зайцев, Д.А. Большаков, Г.К. Янковский // Электрические сети и системы. – 2011. – № 5. – С. 48 – 56.

181. Зайцев, С.В. Газохроматографическое определение общего газосодержания и влагосодержания трансформаторных масел / С.В. Зайцев, Д.А. Большаков, Г.К. Янковский // Электрические сети и системы. – 2011. – № 6. – С. 52 – 61.

182. Зайцев, С.В. Газохроматографическое определение влагосодержания трансформаторного масла методом сравнения / С.В. Зайцев, Д.А. Большаков // Электрические сети и системы. – 2012. – № 1. – С. 39 – 43.

183. Зайцев, С.В. Підготовка та проведення газохроматографічного аналізу газів, розчинених у мінеральній оливі оливоднаповненого енергетичного обладнання. Конспект лекцій / С.В. Зайцев, В.П. Кишневський, В.В. Чиченін, І.Д. Шуляк. – Одеса. – ОНПУ. – 2016. – 29 с.

184. Про підвищення рівня діагностики та експлуатації оливоднаповнених вимірювальних трансформаторів: Розпорядження № 39-р від 10.07.09 р., НЕК «Укрэнерго», м. Київ. – 6 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

185. Бузаев, В.В. Связь между равновесием воды в различных формах и состоянием изоляции в высоковольтном маслонаполненном электрооборудовании / В.В. Бузаев, Ю.М. Сапожников // 3-й специализированный научно-технический семинар «Современные методы и средства оценки технического состояния и продления сроков эксплуатации высоковольтного трансформаторного оборудования». – М. – 20-24 октября 2003г.

186. Славинский, А.З. Высоковольтные вводы: расчет, конструирование и ремонт / А.З. Славинский. – М.; ООО Изд-во «Научтехлитиздат», 2001, 374 с.

187. Коновалов, В.М. Очистка рабочих жидкостей в гидроприводах станков / В.М. Коновалов, В.Я. Скрицкий, В.А. Рокшевский. – М.: Машиностроение. – 1976. – 288 с.

188. Чередниченко, Г.И. Физико-химические и теплофизические свойства смазочных материалов / Г.И. Чередниченко, Г.Б. Фройштетер, П.М. Ступак. – Л.: Химия. – 1986. – 224 с.

189. Вайсбергер, А. Органические растворители. Физические свойства и методы очистки / А. Вайсбергер, Э. Проскауэр, Дж. Риддик, Э. Тупс. – Пер. с англ. Н.Н. Тихомировой. – Под. ред. Я.М. Варшавского. – М.: Иностранная литература. – 1958. – 520 с.

190. Гобрей, Р.М. Діагностування електроустановок 0,4–750 кВ засобами інфрачервоної техніки. Учбово-методичний посібник / Р.М. Гобрей, В.Ф. Чернов, Є.І. Удод. – К.: ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго». – 2007. – 374 с.

191. Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии / А.Г. Касаткин. М.: «Химия». – 1973. – 752 с.

192. Нафта сира та нафтопродукти рідкі. Метод лабораторного визначення густини ареометром (EN ISO 3675:1998, IDT): ДСТУ EN ISO 3675:2012. [Чинний від 2012-09-01]. – К.: Мінекономрозвитку України 2012. – 14 с. (Національний стандарт України).

193. Калентионок, Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем / Е.В. Калентионок. – Минск: Техноперспектива, 2007. – 350 с.

194. Жданов, П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.

195. Андерсон, П. Управление энергосистемами и устойчивость / П. Андерсон, А. Фуад. – М.: Энергия. – 1992. – 658 с.

196. Комплексная (сводная) программа повышения безопасности энергоблоков АЭС Украины. – К. – НАЭК «Энергоатом». – 2010. – 227 с.

197. Надійність техніки. Терміни та визначення. ДСТУ 2860-94 [Госстандарт України, Киев, 1994. Действует с 1996-01-01]. – 79 с.

198. Любимов А.К. Введение в теорию надёжности: проектно-ориентированный подход: Учебно-методическое пособие. Нижний Новгород, 2014. – 176 с.

199. Губаревич О.В. Надійність і діагностика електрообладнання: Підручник / О.В. Губаревич. – Северодонецьк: Вид-во СНУ ім. В. Даля, 2016. – 248 с.

200. Матвеевский В.Р. Надёжность технических систем. Учебное пособие – Московский государственный институт электроники и математики. М., 2002 г. – 113 с.

201. Шубин, Р.А. Надёжность технических систем и техногенный риск : учебное пособие / Р.А. Шубин. – Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2012. – 80 с.

202. Надежность в технике. Система управления надежностью. Основные положения: ГОСТ Р 27.001-2009 [Дата введения 2010.09.01]. – М.: Стандартинформ. – 2010. – 12 с.

203. Надійність техніки. Оцінювання та прогнозування надійності за результатами випробувань і (або) експлуатації в умовах малої кількості відмов. ДСТУ 8647:2016. – Офіц. вид. – [Чинний від 2016-05-01]. – К.: Мінекономрозвитку України. – 2016. – 54 с. (Національний стандарт України).

204. Надежность техники. Программа обеспечения надежности. Общие требования: ДСТУ 2863-94 [Действует с 1996-01-01]. – К.: Госстандарт Украины. – 1994. – 38 с.

205. Положення про порядок моніторингу технічного стану обладнання та організації експлуатації електричних мереж в НЕК «Укренерго». – К.: НЕК «Укренерго», Наказ НЕК «Укренерго» від 25.02.04 за № 54, 2003, 10 с.

206. Організація протипаварійної роботи в Міненерго України. Положення: ГКД 34.20.566-96 [Дата прийняття 20.03.1996] – К.: УНПО «Енергопрогресс». – 1996. – 32 с.

207. Про внесення змін до Інструкції про розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в об'єднаній енергетичній системі України. Наказ Міністерства палива та енергетики України від 29.12.2008 р. за № 668. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.03.2009 р. за № 208/16224. – Інформаційно-аналітичний центр «ЛІГА». – 2009. – 38 с.

208. Совалов, С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов. – М. Энергоатомиздат. – 1988. – 416 с.

209. Оцінка стану та можливості продовження експлуатації вимірювальних трансформаторів струму з урахуванням характеристик трансформаторної оливи, в тому числі хроматографічного аналізу розчинених газів: СОУ-Н МЕНВ 40.1-21677681-65:2012. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2012. – 20 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

210. СОУ-Н МПЕ 40.1.04.403:2005 Нормативний документ. Міністерство палива та енергетики України. Служби (лабораторії, сектори) діагностики, ізоляції, захисту від перенапруг електрообладнання суб'єктів електроенергетики України. Типове положення. Чинний від 06.09.2005 р. Наказ Міністерства палива та енергетики України № 452 від 06.09.2005 р. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2005. – 35 с.

211. Надійність техніки. Системи технологічні. Терміни та визначення: ДСТУ 2470-94. – К.: Держстандарт України. – 1995. – 28 с.

212. Техническая диагностика. Контролепригодность. Общие требования: ГОСТ 26656-85 [Дата принятия 01.01.1987] – М.: – Изд-во стандартов. – 1986. – 16 с.

213. Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій: ДСТУ ISO/IEC 17025:2017 (ISO/IEC 17025:2017, IDT). – Офіц. вид. – [Чинний від 2017-02-01]. – К.: Держспоживстандарт України. – 2017. – 32 С. (Національний стандарт України).

214. Назаров, И.Г. Процессный подход в системе менеджмента качества аналитических лабораторий / И.Г. Назаров // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2003. – № 2. – Том 69. – С. 65 – 68.

215. СОУ ВЕА. 100.1/01:2015 Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України, та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічного обслуговування. Норми та вимоги (Стандарт організації України. Всеукраїнська енергетична Асамблея. Під загальною редакцією к.т.н. І.В. Плачкова). – К., 2015. – 216 с.

216. Технологические системы реакторного отделения. Часть 2. Вспомогательные системы. Министерство Российской Федерации по атомной энергии. Концерн «Росэнергоатом» «Балаковская атомная электростанция». Служба подготовки персонала. – 2000 г. – 288 с.

217. Чернышов, В.М. Анализ влияния изменений в 2010 году тарифных коэффициентов трехзонных тарифов, дифференцированных по периодам времени потребителями, которые рассчитываются по этим тарифам / В.М. Чернышов, В.Д. Плачинда, А.В. Безнос // Электрические сети и системы. – 2011. – № 5. – С. 4 – 10.

218. Оборський, Г.О. Вимірювання фізичних величин: навчальний посібник / Г.О. Оборський, П.Т. Слободяник, В.Л. Костенко та ін. // Одеса: Астропринт. – 2012. – 400 с.

219. Оборский, Г.А. Автоматизация контроля метрологических характеристик измерительных преобразователей электрических сигналов / Г.А. Оборский, В.И. Ковальков, П.Т. Слободяник // Научный та науково-виробничий збірник «Праці Одеського політехнічного університету». – 2011. – Вип. 2(36). – С. 130 – 134.

220. Оборський, Г.А. Моделирование систем / Г.А. Оборский, А.Ф. Дашенко, А.В. Усов, Д.В. Дмитришин. – Одесса: Астропринт, 2013. – 664 с.

221. Оборский, Г.А. Введение в методы оптимизации и теорию технических систем: учеб. пособие / Г.А. Оборский, А.В. Усов, Ю.А. Морозов, К.А. Дубров. – Одесса: Астропринт, 2005. – 496 с.

222. Оборський, Г.О. Взаємозамінність, стандартизація і технічні вимірювання : курсове проектування: навч. посібник / Г.О. Оборський, Д.Є. Анельчик, В.П. Гугнін. – К.: ІСДО, 1995. – 76 с.

223. Оборський, Г.О. Вимірювання неелектричних величин: конспект лекцій / Г.О. Оборський, П.Т. Слободяник. – Одеса: Наука і техніка, 2005. – 199 с.

224. Оборський, Г.О. Моделювання та забезпечення надійності технічних систем і технологічних процесів: навч. Посібник / Г.О. Оборський – Одеса: Астропринт, 1997. – 137 с.

225. Оборський, Г.О. Основи метрології та вимірювальної техніки : конспект лекцій для студ.-бакалаврів напрямку «Метрологія, стандартизація та сертифікація» / Г.О. Оборський, В.П. Гугнін. – Одеса: Астропринт, 2003. – 200 с.

226. Оборський, Г.О. Стандартизація продукції та технологічних процесів : навч. посібник / Г.О. Оборський, І.В. Ніколенко, М.К. Сукач, М.В. Любомирський, П.А. Швагірев. – НАПКС; КНУ-БА; ОНПУ. – Сімферополь; К.; Одеса, 2010. – 288 с.

227. Оборський, Г.О. Теорія ймовірностей та елементи математичної статистики: навч. посібник / Г.О. Оборський, Л.І. Плотнікова, А.В. Усов, Г.В. Кострова, Т.О. Комлева. – Одеса: Астропринт, 2004. – 328 с.

228. Оборский, Г.А. Математическое моделирование технических систем / Г.А. Оборский, А.В. Усов, В.А. Вайсман, Д.В. Дмитришин, Л.И. Плотникова. – К.: Техника, 1995. – 328 с.

229. Оборский, Г.А. О совершенствовании лабораторного практикума при изучении современных средств измерения / Г.А. Оборский, В.И. Ковальков, П.Т. Слободяник // Электротехн. та комп'ютер. системи. – 2012. – № 6(83). – С. 118 – 120.

230. Оборський, Г. О. Оптимізація та забезпечення надійності складних технічних систем / Г.О. Оборський, В.М. Кобелев // Одеса. – Наук. пр. Одес. держ. акад. харч. технологій. –1998. – Вип. 18. – С. 221 – 223.

231. Оборский, Г.А. Оценка надежности функционирования технологических систем / Г.А. Оборский // Барнаул. – Отделочно-чистовые методы обработки и инструменты в технологии машиностроения: межвуз. сб. – 1984. – С. 113 – 115.

232. Оборский, Г.А. Построение эффективных систем управления надежностью сложных технических систем / Г. А. Оборский // Одесса, 2000. – Тр. Одес. политехн. ун-та. – Вып. 1(10). – С. 27 – 30.

233. Оборский, Г.А. Прогнозирование параметрической надежности насосов / Г.А. Оборский, Д.Е. Анельчик, О.И. Волошин // Строит.-дорож. машины. – 1991. – № 6. – С. 18 – 20.

234. Оборский, Г.А. Эффективность и надежность технологических систем / Г.А. Оборский // Вісн. інж. акад. України. – 2001. – Вип. 3, ч. 1. – С. 29 – 31.

235. Оборський Г.О., Антошук С.Г., Головка Д.Б., Гуржій А.М., Петренко В.М., Скрипник Ю.О., Слободяник П.Т., Шевченко К.Л. Вимірювальна техніка від А до Я. Енциклопедичний словник: понад 2000 тис. наукових статей. – Одеса: Освіта України, 2014, – 976 с.

236. Белоножко, М.В. Оценка неопределенности при установлении титра раствора гидроокиси натрия / М.В. Белоножко, К.В. Белоножко // Производственная лаборатория. – 2013. – № 4(49). С. 8 – 9.

237. Буткова, Т.С. Значимость неопределенности результата измерений для повышения безопасности эксплуатации горношахтного оборудования / Т.С. Буткова, П.А. Брюханов, А.И. Деменков, С.В. Нотич // Способы и средства создания безопасных и здоровых условий труда в угольных шахтах. – 2017. – 2(37). – С. 36 – 43.

238. Становский, А.Л. Разработка методов оптимизации тепломассообмена с помощью фрактальных сверток компьютерных томограмм / А.Л. Становский, О.С. Савельева, И.В. Прокопович // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2014. – № 5(5). – С. 4 – 9.

239. Становский, А.Л. Разработка методов преобразования многомерной измерительной информации к числу с помощью дифференциальных уравнений в частных производных / А.Л. Становский, А.В. Шмаряев, И.В. Прокопович, Д.А. Пурич, П.С. Швец, В.В. Бондаренко // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2015. – № 4(74). – С. 56 – 62.

240. Торопенко, А.В. Метрологические аспекты анализа гетерогенных систем / А.В. Торопенко, М.А. Духанина, И.В. Прокопович // Материалы XXI семинара «Моделирование в прикладных научных исследованиях». – Одесса, – ОНПУ. – 2013. – С. 93 – 94.

241. Колесникова, Е.В. Методы оценки качества технических систем / Е.В. Колесникова, Г.В. Кострова, И.В. Прокопович // Труды Одесского политехнического университета. – 2007. – № 2(27). – С. 128 – 130.

У монографії розглянуті основні проблеми та завдання забезпечення єдності вимірювань при використанні сучасних методів і засобів контролю фізико-хімічних, теплофізичних та електрофізичних властивостей мінеральних енергетичних масел і продуктів їх деградації для діагностування оливнонаповненого електрообладнання з метою підтримання надійності його експлуатації.

Монографія призначена для експлуатаційного персоналу енергетичних підприємств, студентів, наукових співробітників, аспірантів, докторантів, викладачів навчальних закладів енергетичних спеціальностей, а також фахівців в області забезпечення єдності вимірювань при експлуатації оливнонаповненого електрообладнання.

Наукове видання

Зайцев Сергій Володимирович,
Кішневський Віктор Панасович,
Оборський Геннадій Олександрович,
Прокопович Ігор Валентинович,

**СУЧАСНІ МЕТОДИ КОНТРОЛЮ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОЛИВ І ПРОДУКТІВ
ЇХ ДЕГРАДАЦІЇ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ОЛИВОНАПОВНЕНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ**

МОНОГРАФІЯ

Російською мовою

Комп'ютерна верстка та дизайн
Ігор Прокопович

Формат 60x84/16.

Ум. друк. арк. 35,34. Тираж 300 прим. Зам. № 72 (13).

ТОВ «Видавництво «Екологія»
65091, м. Одеса, вул. Разумовська, 23/1
Тел. (048) 33-07-17, 37-14-25
www.astroprint.ua, www.stranichka.in.ua, email: astro_print@ukr.net
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 1873 від 20.07.2004 р.

Надруковано с готового оригінал макета
в редакції авторів «ФОРМ Побута М.І.»
65044, м. Одеса, пр-т Шевченка, 1-а,
тел. (048) 770-24-74

