УДК 621.31

ПОДХОД К ОРГАНИЗАЦИИ ОСМОТРА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

AN APPROACH TO THE TECHNICAL CONDITION INSPECTION OF THE ELECTRICAL NETWORKS OF THE OILFIELD CUSTOMERS

Гладких Татьяна Дмитриевна
кандидат технических наук,
доцент кафедры ГЭЕНД (НВ),
Тюменский индустриальный университет
txgl@yandex.ru

Тылчин Андрей Романович
студент,
Тюменский индустриальный университет

Аннотация. Рассмотрено направление совершенствования стратегии обслуживания по фактическому техническому состоянию для электрических сетей нефтепромысловых потребителей. Предложен подход по корректировке периодичностей осмотра (диагностирования) электрооборудования с учетом условий его работы и особенностей потребителей энергии.

Ключевые слова: стратегия обслуживания, электрические сети, нефтепромысловые потребители, ущерб, нечеткие множества.

Gladkikh Tatiana Dmitrievna
Candidate of engineering sciences
Associate professor,
Tyumen industrial university
txgl@yandex.ru

Tyilchin Andrey Romanovich
Student,
Tyumen industrial university

Annotation. Improving maintenance strategies according the actual technical condition of electric networks of oilfield consumers discussed in the article. Approach to adjust the periodicities of the equipment inspection (diagnosis) offered. The operation equipment conditions and features oil consumers taken into account. Fuzzy set theory is used in the proposed method.

Keywords: service strategy, electrical networks, oil consumers, the damage fuzzy sets.

Безотказное электроснабжение нефтепромысловых потребителей невозможно без грамотно организованной эксплуатации электрических сетей. В настоящее время перспективным направлением совершенствования стратегий обслуживания электрооборудования (ЭО) является учет фактического технического состояния (ТС) при принятии решения о необходимости восстановления элементов электрических сетей, то есть использование стратегии обслуживания «по состоянию».

Система технического обслуживания и ремонта предусматривает следующие виды работ: осмотры (визуальное обследование), углубленные осмотры (с применением диагностического оборудования), техническое обслуживание, текущий ремонт и капитальный ремонт [1].

При планировании ремонта изделий «по состоянию» необходимо уточнение показателей надежности по результатам технического диагностирования (прогнозирования остаточного ресурса) [2].

То есть при стратегии обслуживания «по состоянию» периодичность технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов определяются по средним данным наработки (установленным НТД) и корректируются по фактическому ТС. То есть эти сроки являются плавающими.

Периодичность же осмотров или углубленного осмотра (диагностирования) установленая НТД является постоянной.

Но насколько это технически обосновано?

Во-первых, различаются условия эксплуатации оборудования, значит, различается и скорость развития дефектов. Так в наиболее загруженных сетях ЭО изнашивается быстрее из-за повышенных температурных режимов, возможных динамических нагрузок. То есть для рациональной организации ремонтов необходимо отслеживать динамику технического состояния с периодичностью, зависящей от тяжести условий эксплуатации.

Во-вторых, отличается ответственность разных электрических сетей. Например, трансформаторная подстанция 35/6 кВ, питающая 5 высокодебитных скважин по сравнению с такой же подстанцией, питающей 5 низкодебитных скважин, должна обеспечивать более высокую надежность электроснабжения для снижения возможного ущерба от недоотпуска электроэнергии. Следовательно, контроль фактического ТС необходимо осуществлять чаще. В некоторых случаях необходим постоянный мониторинг ТС для предотвращения экологических катастроф и гибели людей.

Таким образом, актуальными является вопрос уточнения периодичности диагностирования или осмотра ЭО с учетом условий эксплуатации оборудования, особенностей потребителей и др.

Цель работы: корректировка периодичности осмотра или диагностирования оборудования нефтепромысловых электрических сетей с учетом внешних факторов.

Задача работы: разработка методики расчета поправочного коэффициента к периодичности осмотра (диагностирования) ЭО с учетом нагрузки и важности нефтепромыслового потребителя.

Предлагается следующий алгоритм определения периодичности осмотров (диагностирования):

1) Определение средней периодичности осмотра (диагностирования) Tc_i по НТД или статистическим данным для конкретного оборудования (трансформатора, разъединителя и др.).

2) Расчет коэффициента важности потребителя Kv для рассматриваемого участка сети.

3) Расчет корректировочного коэффициента к периодичности осмотра (диагностирования) Kt для рассматриваемого участка сети.

4) Расчет периодичности осмотра или диагностирования для оборудования электрической сети по формуле: $To_i = Kt \cdot Tc_i$, где i – оборудование рассматриваемой сети.

Средняя периодичность осмотра (диагностирования) при отсутствии установленных норм на предприятии может определяться по статистическим данным об отказах ЭО; в простейшем случае равна среднему параметру потока отказов 1/год. Безусловно, для определения экономически обоснованной периодичности осмотра (диагностирования) необходимо решить целевую функцию минимизации затрат на диагностирование и обслуживание с учетом возможного ущерба от отказа системы электроснабжения при несвоевременной оценке ТС ЭО.

Под важностью потребителя понимаем вероятный ущерб от недоотпуска продукции нефтепромыслов при нарушении электроснабжения, который может определятся удельной производительностью потребителя (т/час нефти или жидкости), временем восстановления технологического процесса после перерыва электроснабжения и др.

Для количественной оценки влияния вероятного ущерба от недоотпуска продукции при нарушении электроснабжения введем показатель важности Kv потребителя как объекта электроснабжения.

Показатель важности потребителя есть коэффициент относительного увеличения вероятного ущерба от остановки технологического объекта из-за отказа системы электроснабжения. Для расчета показателя важности Kv на основе производительности (например, нефти т/час) первоначально необходимо выявить потребителя конкретной электрической сети с наименьшей производительностью ($N\,min$) и принять для него $Kv = 1$; для других потребителей показатель важности определяется относительно него $Kv = Ni/N\,min$, где Ni – производительность i-го объекта. Показатель важности можно рассчитать по статистическим данным об ущербах [3].

Для расчета корректировочного коэффициента к периодичности осмотра (диагностирования) Kt для ЭО рассматриваемого участка сети предлагается использовать теорию нечетких множеств, как универсальный аппарат определения «неточных» взаимосвязей между параметрами.

Корректировочный коэффициент $Kt = [0,1]$ в нашем случае определяется «сверткой» показателя важности Kv и нагрузки оборудования B, *отн.ед.*

Для нечеткого описания корректировочного коэффициента введена лингвистическая переменная, которая описывается следующими термами с треугольными функциями принадлежности (рис. 1, в): I – «нормальные требования к надежности» (корректировка периодичности осмотра не требуется); II – «повышенные требования к надежности» (требуется незначительное сокращение периодичности осмотра на 5–15 %), III – «высокие требования к надежности» (требуется значительное сокращение периодичности осмотра более чем на 16 %).

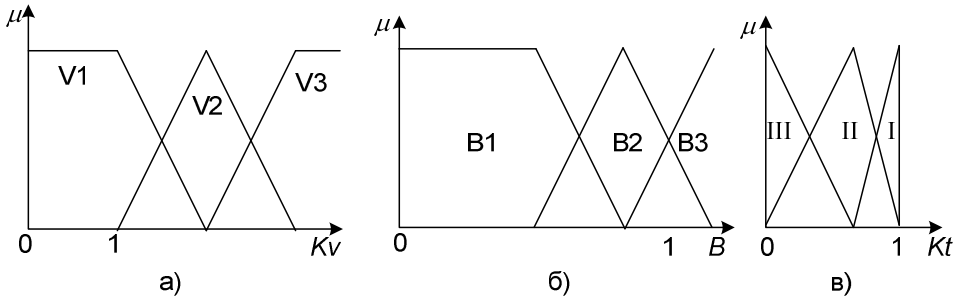

Рисунок 1 – Нечеткие множества входных и выходного параметров

Коэффициент важности описан термами с треугольной и трапециевидными функциями принадлежности (рис. 1, а): $V1$ – «низкая важность» потребителя, $V2$ – «средняя важность» потребителя, $V3$ – «высокая важность» потребителя.

Для описания коэффициента нагрузки выделены следующие термы (рис. 1, б): $B1$ – «недогруженное» ЭО сетей, $B2$ – «нормально загруженное» ЭО сетей, $B3$ – «перегруженное» ЭО сетей.

Для определения соответствия множества входных данных («коэффициента важности» и коэффициента нагрузки») величине корректировочного коэффициента Kt разработана база правил вида:

«Если $Kv = V1$ и $B = B1$, то $Kt = \mathrm{I}$»;

«Если $Kv = V2$ и $B = B2$, то $Kt = \mathrm{III}$»;

«Если $Kv = V3$ и $B = B2$, то $Kt = \mathrm{III}$» и др.

На основании базы правил с использованием алгоритма нечеткого вывода Мамдани определяется величина корректировочного коэффициента, дефаззификацией определяется принадлежность оборудования к термам I,II или III.

Пример расчета периодичности тепловизионного обследования для оборудования одной из подстанций (ПС) напряжением 35/6 кВ, нагруженной на 80 % (по данным ООО «Нижневартовскэнергонефть»):

1) Норма периодичности обследования оборудования ПС $Tc_i = 1(год)$.

2) Подстанция питается по ВЛ 35 кВ (фидер 2), питает куст нефтяных скважин № 40 с удельной производительностью 106,04 т/час нефти. Для сети 35кВ наименьшая удельная производительность одной из подстанций составляет 92,57 т/час нефти. Тогда коэффициент важности равен $Kv = Ni/N\,min = 106{,}04/92{,}57 = 1{,}146$.

3) Расчет корректировочного коэффициента к периодичности осмотра Kt для ЭО подстанции произведен в программе MathLab. Результаты агрегирования представлены на рисунке 2. Нечетким выводом при указанных значениях входных переменных является корректировочный коэффициент $Kt = 0{,}935$.

4) Периодичность тепловизионного обследования для оборудования данной подстанции напряжением 35/6 кВ должна составлять $To_i = Kt \cdot Tc_i = 0{,}935 \cdot 1 = 0{,}935(год)$. То есть периодичность осмотра сокращается на 24 дня.

Таком образом, предложен подход к организации осмотра (диагностирования) электросетевого оборудования). Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Предложен алгоритм определения периодичности осмотров (диагностирования) с учетом влияния внешних факторов.
2. Определены основные факторы, которые необходимо учитывать при оценке периодичности осмотров (диагностирования).
3. Предложена методика расчета периодичности осмотров (диагностирования).

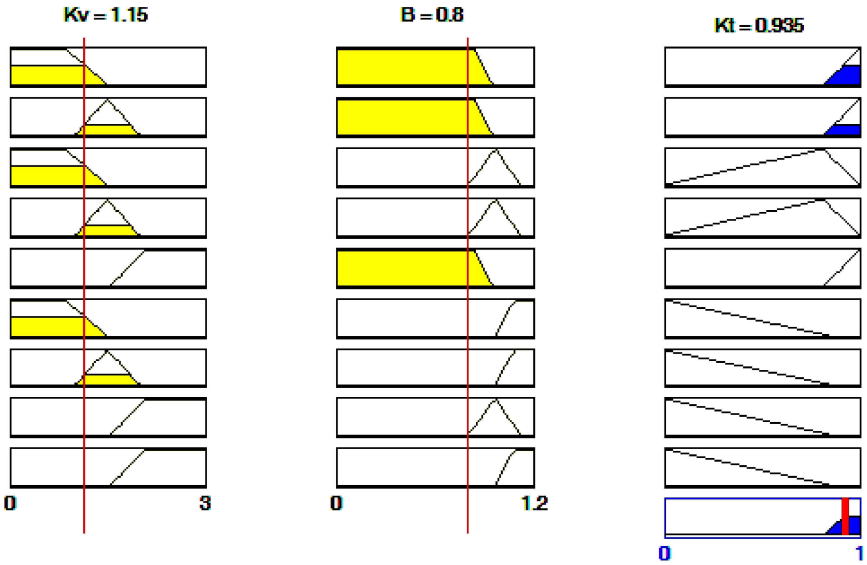

Рисунок 2 – Агрегирование условий нечеткого вывода

Литература:

1. Пухальский А.А. Эксплуатация энергомеханического оборудования в нефтедобыче / А.А. Пухальский, В.П. Фролов, В.В. Воробьев − М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 335 с.
2. Рассказчиков А.В. Определение риска возникновения ущерба при отказе электрооборудования подстанций / А.В. Рассказчиков, А.А. Шульпин., П.А. Шомов, С.М. Кулагин, В.В. Гоголюк, Б.Л. Житомирский // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2013. – № 1. С. 19–24.
3. Гладких, Т.Д. Подход к оценке технического состояния нефтепромыслового электросетевого оборудования // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – № 3. – С. 34–38.

Literature:

1. Puhal'skij A.A. Operation of Electromechanical equipment in oil production / A.A. Puhal'skij, V.P. Frolov, V.V. Vorob'ev − M. : OOO «Nedra-Biznescentr», 2005. − 335 p.
2. Rasskazchikov A.V. Defining the risk of damage in case of electrical substations failure / A.V. Rasskazchikov, A.A. SHul'pin., P.A. SHomov, S.M. Kulagin, V.V. Gogolyuk, B.L. ZHitomirskij // Vestnik of Ivanovo state power engineering University. – 2013. – № 1. – P. 19–24.
3. Gladkih T.D. Approach to the assessment of technical condition of oilfield electric grid equipment / T.D. Gladkih // Electro. Electrical engineering, electricity, electrical industry. – 2016. – № 3. – P. 34–38.