

Модернизация систем контроля технического состояния подстанции 110/35/6 кВ

В. В. Мислицкий
ООО «Ноябрьскэнергонефть»
Ноябрьск, Россия
Mislitskiy.VV@gazprom-neft.ru

А. Б. Зубрицкий
ООО «Ноябрьскэнергонефть»
Тюмень, Россия
Zubritskiy.AB@gazprom-neft.ru

Аннотация. В докладе рассматриваются решения модернизации системы контроля технического состояния подстанции, решение позволит контролировать параметры под рабочим напряжением и выявлять дефекты на ранней стадии, проводить предиктивную диагностику электрооборудования. Связи с цифровизацией и переходу к удаленному контролю технического состояния электрооборудования, данное решение необходимо для осуществления этих задач.

Проводится анализ технического состояния и аварийного отключения эксплуатируемого электрооборудования.

Целями модернизации систем контроля технического состояния подстанции 110/35/6кВ являются: оптимизировать ТОиР, повысить качество получаемых данных с обслуживаемого оборудование, повысить уровень безопасности, минимизация трудозатрат на обслуживание ЭО, увеличить срок эксплуатации оборудования, снизить аварийности.

Ключевые слова: электрооборудование, диагностика, онлайн мониторинг, техническое состояние, риск ориентированный подход, тепловизор, датчики и сенсоры, прогнозирование, контактные соединения, частичные разряды, температура

I. ВВЕДЕНИЕ

Главной тенденцией в электроэнергетике нефтегазодобывающих предприятий является переход на эксплуатацию оборудования от стратегии ППР к стратегии риск ориентированного подхода. Основным инструментом в этом служит цифровые двойники объектов и возможность определения индекса технического состояния. Применение систем контроля технического состояния вносит основной вклад в определение индекса технического состояния и является следующим этапом развития системы интеллектуальной диагностики.

В рамках трансформации стратегии БРД, для перехода на продуктовый подход, наше общество и многие другие нуждаются в изменениях и краеугольным камнем в управлении ремонтами и надежной эксплуатации, становится умная диагностика.

Стратегическое развитие диагностики, строится на развитии интеллектуальных систем управления, одной из которых являются – системы онлайн мониторинга.

Целями проекта являются: повышение безопасности, оптимизация трудозатрат, продление сроков эксплуатации, снижение аварийности.

II. СУЩЕСТВУЮЩАЯ ПРОБЛЕМА

Ситуация такова что в обслуживании ООО «Ноябрьскэнергонефть» находится 305 подстанций

класса напряжения 35кВ и выше, а также 4459 подстанций до 10кВ.

Это 80 % всего парка оборудования данного типа в Компании. Значительная его часть уже перешагнула нормативный срок эксплуатации 25 лет и с каждым годом число будет только увеличиваться.

Анализ показал, что наибольшее количество оборудования с истекшим сроком эксплуатации находится на производствах в ноябрьском и муравленковском регионе, а значит именно туда необходимо направить усилия по включению систем онлайн мониторинга.

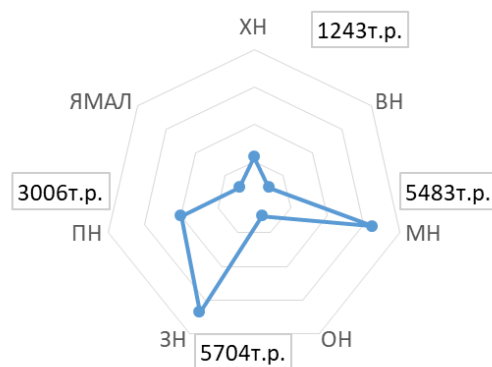


Рис. 1. Анализ срока эксплуатации основного силового маслонаполненного оборудования.

В ходе работы проведен анализ аварийных потерь, который показывает, что старение оборудования имеет свои последствия и говорит о необходимости более частого контроля его технического состояния.

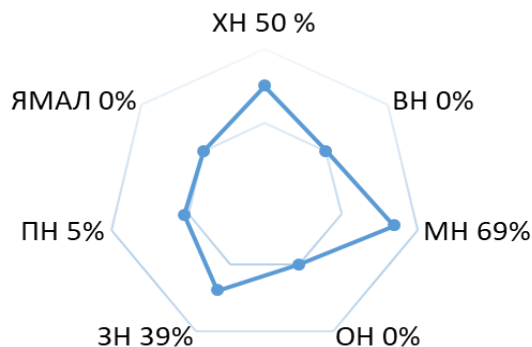


Рис. 2. Статистика потерь нефти за период 2016-2020гг.

Общее количество трансформаторов 35; 110кВ– 710 шт., из них 53 % превышает нормативный срок эксплуатации 25 лет (363 шт.).

Цена замены 1шт ~ 6 млн руб., потенциальный CAPEX (только на замену силового оборудования) в итоге может составить > 1 млрд руб.

При таком сроке эксплуатации каждый отказ может стать критическим и привести к выходу оборудования из строя, что несет за собой увеличение потерь.

В настоящее время сформированные методы диагностики производственных подразделений выглядят следующим образом:

Тепловизионное и вибродиагностическое обследование сформировано во всех подразделениях, испытания и измерения реализовано, так же во всех подразделениях, но в полной мере сформировано в производстве «МуравленковНефть», беспилотные воздушные средства, а так же ультразвуковой контроль и акустическая эмиссия реализованы в ноябрьском и муравленковском регионе, ультрафиолетовый контроль осуществляется на производстве «ПриобскНефть» и «Ямал», контроль частичных разрядов реализуется в ПрЭО «ПриобскНефть», реализация на стадии закупки оборудования.

Онлайн мониторинг электрооборудования, пока что частично выполняется в ПрЭО «Ямал» за счет цифровой ПС «Север».

В случае отсутствия одного из представленных диагностических методов для оптимальной эксплуатации электрооборудования с учетом риск-ориентированного подхода, увеличивается риск не выявления дефектов, тем самым риск выхода из строя электрооборудования возрастает, что влечет за собой увеличение аварийных отключений.

Онлайн мониторинг позволит комплексно осуществлять диагностирование оборудования подстанции любого класса напряжения.

Можно сделать вывод по существующей проблеме, что с большим объемом оборудования и экономической ситуацией, не представляется возможным в ближайшие годы провести его замену, в этом случае система контроля технического состояния, становится еще более актуальна, для Компании и топливо-энергетического сектора.

III. СУЩЕСТВУЮЩАЯ ПРАКТИКА

В данное время для удержания надежной эксплуатации и недопущения аварийных ситуаций, производится диагностика и осмотр электрооборудования обслуживающим персоналом с выездом на объекты.

Данные полученные в ходе диагностики и осмотров заносятся в базу «Управление ППР энергооборудования» (УППРЭ), где определяется индекс технического состояния, определяется межремонтный период, формируются графики и планы работ, на основе полученных данных.



Рис. 3. Схема диагностики и осмотра электрооборудования.

Следующим шагом в развитии этого направления, будет внедрение систем диагностики в режиме онлайн мониторинга.

IV. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО ПУТИ РЕШЕНИЯ

Модернизация систем контроля технического состояния подстанции заключается в разработке комплексной системы онлайн-мониторинга, состоящая из нескольких решений.

Первое решение заключается в том, что на маслонаполненном оборудовании располагается диагностирующие датчики, сенсоры и модуль сбора данных с заранее подобранными необходимыми диагностическими методами и параметрами.

Выбранные методы не только нацеленные на оценку состояния изоляции, а так же на такие немаловажные параметры, как уровень ЧР, контроль и мониторинг температуры, влагосодержания и растворенных газов в масле, контроль высоковольтных вводов и РПН.

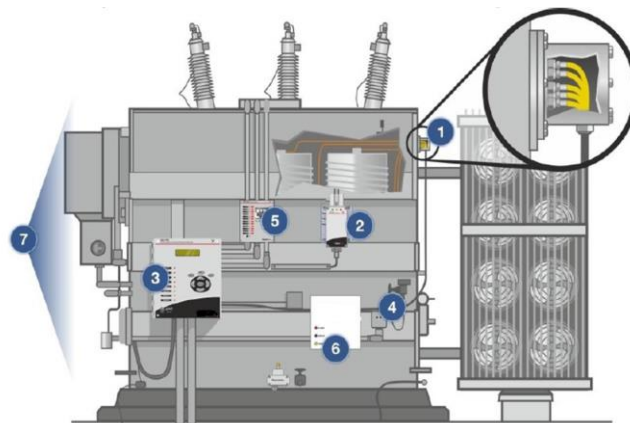


Рис. 4. Расположение диагностических датчиков и сенсоров на трансформаторном оборудовании. 1. Датчики мониторинга температуры; 2. Контроль влагосодержания; 3. Система мониторинга; 4. Датчики ЧР; 5. Мониторинг вводов; 6. Газоанализатор; 7. Контроль РПН; 8. Вибрационный мониторинг; 9. Система охлаждения

Программные и технические средства системы обладают иерархической структурой и включают в себя несколько уровней регистрации, обработки информации, мониторинга и диагностики технического состояния оборудования, выработки и принятия решений.



Рис. 5. Иерархическая структура решения

Следующее решение основано на оснащении стационарными тепловизорами в термочехлах и при необходимости поворотным механизмом, смонтированных на мачтах освещения подстанции, охватывающие всю площадь ОРУ, а также первые опоры отходящих ВЛ, в том числе скрытых от прямого визуального контроля – узлах.

Так же, решено осуществлять комплексный контроль температуры за счет радиоэлектронных цифровых датчиков «RFSens» для ошиновки 6–35 кВ.



Рис. 6. Датчиков «RFSens» для ошиновки 6-35 кВ

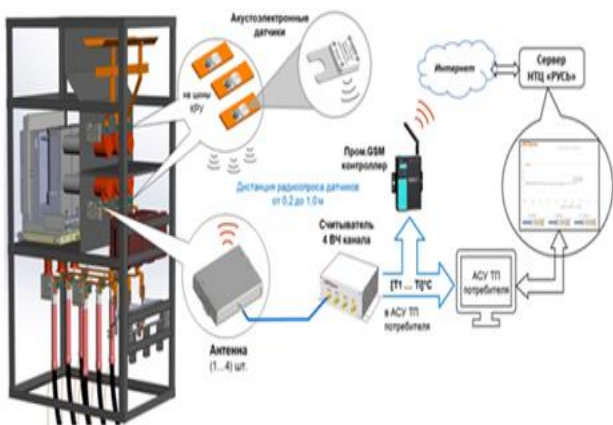


Рис. 7. Пример установки датчиком мониторинга температуры ошиновки

Представленные решения предназначены для безопасного и надежного контроля соединений и токопроводов. Решения позволят обеспечивать непрерывный мониторинг и выявления дефектов.

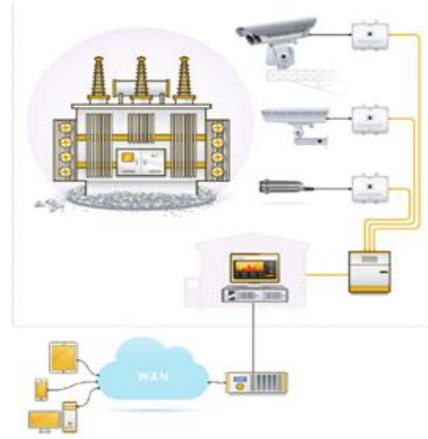


Рис. 8. Система непрерывного тепловизионного мониторинга

Программное обеспечение решено разрабатывать с нуля, а не использовать готовые решения. Это позволит максимально эффективно настроить передачу данных напрямую в АСДУЭ.

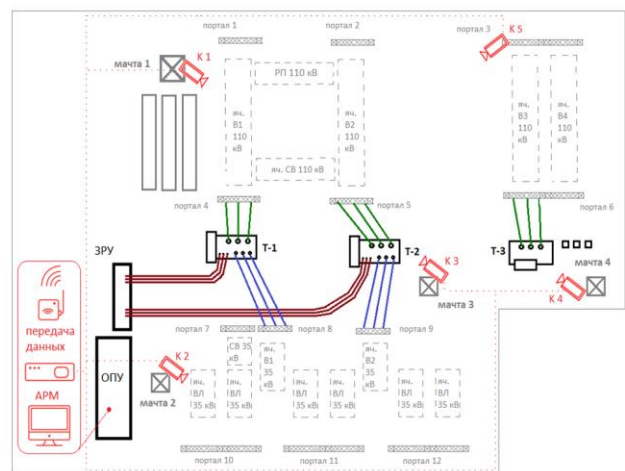


Рис. 9. Эскизный проект тепловизионного мониторинга открытых распределительных устройств

V. ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ОНЛАЙН МОНИТОРИНГА

Организация онлайн мониторинга позволит значительно сократить операционные затраты, вследствие проведения ТР на основе технического состояния и как следствие смещение ТР, оптимизации трудозатрат 1009 чел./час при проведении комплексного онлайн-мониторинга, оптимизации использования транспорта 104 мото/час.

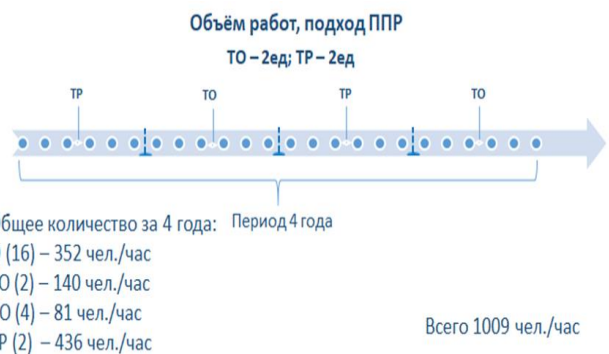
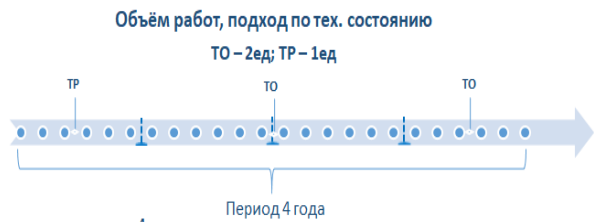


Рис. 10. Трудозатраты на проведение ТО и ТР по подходу ППР



Общее количество за 4 года:

О (8) – 176 чел./час

ТО (2) – 70 чел./час

ТР (1) – 218 чел./час

Рис. 11. Трудозатраты на проведение ТО и ТР по техническому состоянию оборудования

ТАБЛИЦА I СТАТИСТИКА ПОТЕРЬ НЕФТИ, А ТАК ЖЕ ВНЕПЛАНОВЫХ ИЗДЕЖЕК НА РЕМОНТ ВЫШЕДШЕГО ИЗ СТРОЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Год	Потери нефти (т.н/т.р)	Внеплановые авар. ремонты (т.р.)	Финансовые потери (т.р.)
2016	10,6/265	4007	4272
2017	3,11/78	2620	2698
2018	120,48/3018	1234	4252
2019	7,88/197	1386	1583
2020	0,38/10	2620	2630
Итого:	142,45/3568	11867	15 435

Можно так же сделать вывод до и после модернизации системы контроля технического состояния:

- До модернизации:
 - происходит нарастание аварийности;
 - недобор нефти за 5 лет - 142 т.н.;
 - общие потери ДО за 5 лет – 15 435 т.р.
- После модернизации:
 - снижение аварийности до минимума;
 - сократится недобор нефти в 2 раза;
 - сократятся общие потери в 2 раза.

Внедрение системы мониторинга позволит увеличить количество диагностических воздействий, что положительно скажется на надёжности и позволит сократить потери, связанные с аварийными отключениями.

Немаловажно, что на объекты, оснащенные системой мониторинга, нет необходимости выезжать персоналу, контролировать станет гораздо быстрее и эффективней, за счет снижения трудозатрат и затрат на транспорт, это особенно актуально для удалённых или островных объектов.

VI. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Первоначальная сумма инвестиций состоит из стоимости систем для оснащения одной ПС класса напряжения 110/35/6кВ. При расчете экономической эффективности учитывались трудозатраты, затраты на транспорт, потери за счет аварийного останова мех. фонда.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1 Дисконтированные инвестиции	-15 247	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 Амортизация приобретенных ОО	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525
3 Чистая прибыль Net Profit	1 919	2 927	2 927	2 927	2 927	2 927	2 927	2 927	2 927	2 928
4 Денежный поток	-11 803	4 452	4 452	4 452	4 452	4 452	4 452	4 452	4 452	4 452
5 Дисконтированный денежный поток Discounted Net Cash Flow	-11 423	3 426	3 005	2 636	2 312	2 028	1 779	1 561	1 369	1 201
6 Накопленный дисконтированный денежный поток Cumulative Discounted Net Cash Flow	-11 423	-7 997	-4 992	-2 356	-44	1 984	3 763	5 324	6 693	7 894

Рис. 12. Расчет NPV проекта

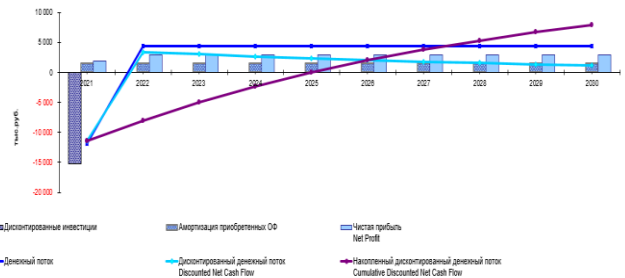


Рис. 13. Диаграмма окупаемости проекта

Основные экономические показатели составляют:

- Индекс рентабельности (PI) составит – 1, 54.
- Чистая приведенная стоимость (NPV) составит – 7 894 млн рублей.
- Срок окупаемости проекта – 5 лет.

VII. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект позволит получить инструменты для принятия решения на основе фактического состояния оборудования.

Внедрение комплексной системы онлайн мониторинга планируется на основании проведенного анализа оборудования с истекшим сроком эксплуатации и анализа аварийных потерь на одном из производственных подразделений Компании, таких как производство МуравленковсНефть, ХолмогорНефть или ПриобскНефть (решение будет принято после проведения ОПИ и предпроектного обследования).

Опробование решения по комплексному контролю температуры радиоэлектронным цифровым датчиком «RFSens» планируется в 2022 году на активах производства «МуравленковсНефть» или «ПриобскНефть».

Результатом внедрения системы станет:

- Проведение ТОиР по фактическому состоянию, снижение трудоемкости.
- Увеличение межремонтного периода маслonaполненного оборудования.
- Совместимость с проектом УППР, разработка ПО совместимого с RealMaint.
- Своевременное принятие решений на основе технического состояния оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Науменко А.П. Введение в техническую диагностику и неразрушающий контроль: учеб. пособие; Минобрнауки России, ОмГТУ. Омск : Изд-во ОмГТУ, 2019. 152 с. : ил.
- [2] Объемы и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97» / Шестое издание. 177 с.