

**Труды
Международной
научно-практической
конференции**

ТОМ 2

АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Туапсе, Россия

28 сентября- 2 октября 2016 года

**Самара
Самарский государственный технический университет
2017**



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Труды Международной
научно-практической конференции

АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Том 2

28 сентября – 2 октября 2016 года

Туапсе, Россия

Самара
Самарский государственный технический университет
2017

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

А 98 **Ашировские чтения:** Сб. трудов Международной научно-практической конференции. / Отв. редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 398с.

ISBN 978-5-7964-1401-9

Представлены труды Международной научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников вузов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, производителей.

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

Редакционная коллегия:

канд. техн. наук В.В. Живаева (отв. редактор),

Е.А. Камаева (отв. секретарь)

ISBN 978-5-7964-1401-9

© Авторы, 2016

© Самарский государственный
технический университет, 2017

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Геология и геофизика
- Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
- Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ
- Бурение нефтяных и газовых скважин
- Оборудование и агрегаты нефтегазового производства
- Информационные технологии и автоматизация технологических процессов
- Экологические проблемы нефтегазового комплекса
- Химическая технология переработки нефти и газа
- Экономика нефтяной и газовой промышленности

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Председатель:

Быков Д.Е., ректор СамГТУ

Сопредседатели, члены оргкомитета:

Ненашев М.В., профессор, д.т.н., СамГТУ

Тян В.К., профессор, д.т.н., СамГТУ

Живаева В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Штеренберг А.М., профессор, д.ф.-м.н., СамГТУ

Коновалов В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Гусев В.В., доцент, к.т.н., СамГТУ

Каныгин С.Б., доцент, д.т.н., СамГТУ

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Почтовый адрес:

443100, Самара,

ул. Молодогвардейская, 244,

Самарский государственный технический университет,

кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Оргкомитет конференции «**АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2016**»

Тел. (846) 278-44-79, факс (846) 242-36-95

Зам. председателя оргкомитета:

Живаева Вера Викторовна

Секретарь:

Камаева Елена Анатольевна

E-mail: oil_gas_tech@mail.ru

Глава 1 РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТИ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ <i>А.А. Ковалев, Е.В. Сергеева</i>	3
2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ППД В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ <i>А.Н. Кузнецова, В.Е. Зыкова, Д.С. Логашова</i>	7
3. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСТВОРОВ ПОВЕРХНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ) НА СВОЙСТВА НЕФТИ <i>А.Н. Кузнецова, А.С. Кинах</i>	13
4. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ ГЕЛЕВЫХ ЭКРАНОВ В УДАЛЕННОЙ ЧАСТИ ПЛАСТА <i>Л.Н. Хромых, М.М. Бохан, И.А. Маринин</i>	17
5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗГАЗИРОВАНИЯ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ В ДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ <i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.И. Соболева</i>	21
6. ПРИМЕНЕНИЕ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ (ПАПС) НА РАЗЛИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ <i>Л.Н. Хромых, К.И. Макасов, Г.А. Ковалева</i>	25
7. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОВЕРХНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ <i>Л.Н. Хромых, А.Т. Литвин, А.В. Никитин</i>	30
8. ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ <i>В.Е. Титов</i>	35
9. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕАГЕНТОВ РАЗЛИЧНОЙ ПРИРОДЫ НА ДИСПЕРСНЫЕ СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МИКРОСКОПИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ <i>И.Н. Карпенко, М.А. Васильева, В.В. Коновалов</i>	39
10. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ <i>В.Е. Титов</i>	42
11. ОСТАТОЧНАЯ НЕФТЬ В ПЛАСТЕ И МЕХАНИЗМ ЕЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ <i>В.Е. Титов</i>	46
12. ЗАДАЧИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ <i>В.Е. Титов</i>	49
13. МЕТОДЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УСЛОВИЙ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ <i>В.Е. Титов</i>	51
14. СЕЛЕКТИВНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРИТОКА К ДОБЫВАЮЩИМ СКВАЖИНАМ <i>Н.Ю. Хохлова</i>	56
15. АНАЛИЗ РАБОТЫ ФОНТАНИРУЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ НА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Н.Ю. Хохлова</i>	59
16. ПОВЫШЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА И ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОПУТНОГО ГАЗА ПРИГОДНОГО ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА <i>Ю. В. Хайрулина, Ю.П. Борисевич</i>	62
17. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТА Б2 ИШУЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Н.Ю. Хохлова</i>	68
18. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ НА ОСТРОЛУКСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Н.Ю. Хохлова</i>	72
19. ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА А ₄ УВАРОВСКОГО КУПОЛА УВАРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Н.М. Максимкина; О.А. Никитина</i>	76
20. СТРУКТУРНО-ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКАЯ СИНЕРГИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РИТМОВ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИИ УПЛОТНЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРЕДУРАЛЬЯ <i>В.И. Попков, Я.В. Резникова, О.С. Постаногова, А.Ю. Рачкова, Е.В. Митина, А.А. Климанова, В.И. Ларина, Л.Н. Вырмаскина, М.А. Ильичева, А.В. Попкова</i>	83
21. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ БОГОЛЮБОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Ю.А. Головина</i>	96
22. ДИНАМИКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ПЛАСТУ Б ₀ КАРЛОВО-СЫТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Ю.А. Головина</i>	104
23. ПРОГНОЗ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ КИН НА ЯБЛОНЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯБЛОНЕВСКОЕ ПОДНЯТИЕ) <i>Ю.А. Головина</i>	109
24. ОСОБЕННОСТИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ (МАССООБМЕНА) ГАЗОВОЙ И ЖИДКОЙ ФАЗ С ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕМ КОМПОНЕНТОВ ПРИ РАЗГАЗИРОВАНИИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН <i>Ю. В. Голованова, Ю.П. Борисевич</i>	118

25. ДЕМЕТАЛЛИЗАЦИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ ТОВАРНЫХ НЕФТЕЙ ПРИ ИХ ПОДГОТОВКЕ К МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРАНСПОРТУ <i>А.С. Вотина, Ю.П. Борисевич</i>	126
26. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАВ НА СКОРОСТЬ РАСТВОРЕНИЯ АСПО <i>П.В. Склюев, Е.Э. Татарникова, В.В. Коновалов</i>	130
27. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА ДЗbr АНЮТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕЮЩЕГО СЛОЖНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ <i>Е.Э. Татарникова</i>	135
28. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТОГЕНЕРИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ <i>Р.А. Рогожинский, М.С. Орлов</i>	140
29. ПРИМЕНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ, ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>Т.И. Кузнецова, Т.С. Трофимов, Р.Ф. Мустафаев</i>	145
30. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ <i>Н.А. Карпунин, А.О. Евсенкова</i>	151
31. УЛУЧШЕНИЕ ПРОЦЕССА ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ <i>О.М. Елашева, Д.М. Тактаева</i>	156
32. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНЕ <i>А.Т. Исмагулова, А.В. Тютяев</i>	159

Глава 2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ

1. ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>Г.М. Орлова, И.А. Юрьев</i>	163
2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ <i>Г.М. Орлова, И.А. Юрьев</i>	168
3. КЛАССИФИКАЦИЯ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ ТРУДОЁМКИХ ПРОЦЕССОВ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ УГЛЕВОДОРОДОВ <i>В.Н. Артюшкин</i>	173
4. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СОСУДОВ В ЗОНЕ СТЫКА ЦИЛИНДРА С ДНИЩЕМ <i>Н.И. Дедов, И.Е. Адеянов, В.Н. Исуткина</i>	188
5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГТД ДЛЯ ПРИВОДА НЕФТЯНОГО НАСОСА. <i>С.А. Гулина, В.И. Верещагина, А.С. Гулина</i>	193
6. ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ГАЗА НА ВХОДЕ В ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАГНЕТАТЕЛЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА <i>В.М. Авдеев, С.А. Гулина, Е.И. Овсянников</i>	200
7. СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГРС <i>С.А. Гулина, О.С. Макаров, Т.А. Лукпанов, И.В. Верещагина</i>	207
8. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА <i>С.А. Гулина, Л.Е. Землеруб, М.А. Ткаченко, М.А. Рамзаева</i>	214
9. АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙНОГО ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ С СПГ <i>Л.А. Шацкая</i>	218
10. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ <i>Л.Е. Землеруб, С.А. Лукин, Е.А. Жданов</i>	221
11. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОЙ СИСТЕМЫ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА В ПЕЧАХ УСТАНОВОК ЭП-300 <i>А.С. Печников</i>	233
12. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ <i>А.А. Афиногентов, Ю.А. Багдасарова</i>	236
13. УТИЛИЗАЦИОННЫЙ ЭНЕРГОКОМПЛЕКС (УТЭК) НА БАЗЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ЦИКЛА РЕНКИНА (ОЦР) <i>Н.Н. Гуськова, И.П. Медведев, А.В. Константинов</i>	240

Глава 3 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ КАК ОСНОВА ПРОГНОЗНОЙ ФУНКЦИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА <i>В.В. Ермаков, О.Р. Баркова, А.А. Бран, Е.В. Раменская</i>	245
--	-----

2. БИОЛОГИЧЕСКАЯ ДЕСТРУКЦИЯ ОТРАБОТАННЫХ ПОЛИСАХАРИДСОДЕРЖАЩИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ <i>Е.В. Масленникова (Максина), В.В. Ермаков</i>	247
3. ВЛИЯНИЕ КОЛИЧЕСТВА ЛЕГКОГО ГАЗОЙЛЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА В СМЕШЕННОМ СЫРЬЕ ГИДРООЧИСТКИ НА СОДЕРЖАНИЕ СЕРЫ И ЦЕТАНОВЕ ЧИСЛО <i>М.В. Самсонов, А.А. Розанов, А.В. Моисеев, Н.М. Максимов, Н.Н. Томина, А.А. Пимерзин</i>	252
4. СРАВНИТЕЛЬНАЯ КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ Ni-W/Al ₂ O ₃ И Co-Mo/Al ₂ O ₃ КАТАЛИЗАТОРОВ В ГИДРООЧИСТКЕ ЛЕГКОГО ГАЗОЙЛЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА <i>М.В. Самсонов, А.А. Розанов, А.В. Моисеев, Н.М. Максимов, Н.Н. Томина, А.А. Пимерзин.</i>	255
5. ЭКОНОМИЯ И ЭКОЛОГИЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА <i>Л.А. Гевлич</i>	258
6. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ СЕЛИТЕБНОЙ ТЕРРИТОРИИ НА ПРИМЕРЕ КОМСОМОЛЬСКОГО РАЙОНА Г.О. ТОЛЬЯТТИ <i>В.О. Бухонов, А.В. Васильев</i>	264
7. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОЧИСТКИ ГАЗОВЫХ ВЫБРОСОВ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКТИВНОГО ИЛА <i>Ю.П. Терещенко, А.В. Васильев, В.В. Заболотских, И.О. Терещенко</i>	271
8. МОНИТОРИНГ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДОЕМОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>Д.Н. Перегудов, А.В. Васильев, В.В. Заболотских</i>	279
9. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ КОНТРОЛЬНО-ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>Е.В. Алекина, Д.А. Мельникова, Е.Н. Яговкина</i>	282
10. ДИАГНОСТИЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАТОРА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ <i>Е.В. Алекина, Г.Н. Яговкин</i>	286

Глава 4 ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

1. ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРОЙ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ <i>А.М. Абакумов, А.В. Мизачев, В.А. Потемкин, И.П. Степашикин</i>	292
2. О ОСОБЕННОСТЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ В МИНИ-ТЭЦ <i>А.Ю. Андреев, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев</i>	295
3. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МИНИ-ТЭЦ НА ОСНОВЕ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ <i>А.Ю. Андреев, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев</i>	298
4. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РФ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ <i>А.Ю. Андреев, А.А. Казанцев</i>	302
5. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЪЕМНОГО КОНТАКТНОГО СОЕДИНЕНИЯ С ПРОВОДЯЩЕЙ ВТУЛКОЙ <i>А.Ю. Андреев, А.А. Казанцев</i>	305
6. КОНТАКТНАЯ СИСТЕМА ВАКУУМНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ С ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКИМ РАБОЧИМ ТЕЛОМ <i>А.Ю. Андреев, А.А. Казанцев</i>	308
7. РАСЧЕТ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ <i>К.С. Аверьянова, Н.В. Безменова, А.В. Иванов, А.С. Никитина</i>	310
8. ИНДУКЦИОННАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО НАГРЕВА ЖИДКОСТИ <i>Н.В. Бондарева, А.В. Беспалова, А.И. Данилушкин</i>	315
9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗОМКНУТЫХ САМОКОМПЕНСИРУЮЩИХСЯ ЛЭП ДЛЯ ПИТАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>А.Л. Фролов, В.Г. Гольдштейн</i>	319
10. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НЕФТЕДОБЫЧИ <i>В.Г. Гольдштейн, Н.В. Ревакина</i>	324
11. МЕТОД СОПРЯЖЕННЫХ ГРАДИЕНТОВ <i>В.Г. Гольдштейн, Д.А. Гнетова, Г.А. Матвеев</i>	329
12. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ <i>В.Г. Гольдштейн, В.Д. Можжаев, В.С. Романов</i>	333
13. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 20 кВ. <i>И.А. Суровешкин., В.Г. Гольдштейн</i>	337
14. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭМИССИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ <i>А.В. Гудков, П.В. Грибовский, Н.А. Линник, К.С. Аверьянова</i>	342

15. ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ <i>А.И.Данилушкин, И.В.Васильев</i>	347
16. ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РАСЧЕТОВ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ <i>Д.С. Валетова, А.В. Елкин, В.В. Сенько</i>	352
17. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ <i>А.А. Ефимов, В.И. Полищук</i>	356
18. ОПТИМИЗАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА <i>Ю.П. Кубарьков, К.А. Голубева, Я.В. Макаров, И.Р. Гарифуллин</i>	358
19. ВЫБОР МОЩНОСТИ И МЕСТА УСТАНОВКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ <i>Ю.П. Кубарьков, Я.В. Макаров, И.Д. Кубарьков</i>	363
20. ИЗОЛИРОВАННАЯ НЕЙТРАЛЬ ДЛЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ <i>Ю.Ф. Лыков, К.С. Андреева</i>	368
21. ВЛИЯНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ ПРИ СВАРКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ <i>В. М. Мякишев, Г. А. Матвеев А. Ю. Андреев</i>	371
22. ИНЖЕНЕРНЫЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА С НАСЫЩАЮЩИМСЯ УЧАСТКОМ МАГНИТОПРОВОДА. <i>В.М.Мякишев, В.Д.Можжаев, К.Д.Филиппова А.А., Ермошина</i>	375
23. ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ СЕТКИ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ДЕТАЛЕЙ СФЕРИЧЕСКОЙ ФОРМЫ В ПРОГРАММНОМ ПАКЕТЕ CEDRAT FLUX <i>А.В. Танаев, А.Н. Проценко</i>	381
24. АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Е.О. Тихомиров, Н.В. Сенько</i>	383
25. ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ РЕШЕНИЯ ОБОБЩЕННЫХ УРАВНЕНИЙ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ <i>А.А. Юдина, К.М. Чубаров, рук. В.В Сенько</i>	386
26. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НАГРЕВА ПОДШИПНИКОВОГО КОЛЬЦА <i>К.Ю. Яшин</i>	391
27. ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН <i>О.В. Филимонова</i>	392
28.ВЫБОР НКТ ДЛЯ ДВУХРЯДНОГО ЛИФТА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ <i>Е.А. Сергеева, А.В.Тютяев</i>	395

УДК 62-83:622(075)

ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРОЙ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

А.М.Абакумов, А.В.Мигачев, В.А.Потемкин, И.П.Степашкин

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

В настоящее время на предприятиях газовой промышленности в соответствии с «Концепцией энергосбережения и повышения энергоэффективности ОАО «Газпром» на период 2011- 2020 гг.» большое внимание уделяется совершенствованию и повышению энергетической эффективности технологических процессов.

Охлаждение газа после компримирования является одной из стандартных технологических операций при транспорте природного газа по магистральным газопроводам. Типовые установки охлаждения газа (УОГ), устанавливаемые на компрессорных станциях (КС), содержат параллельно включенные аппараты воздушного охлаждения (АВО) с вентиляторами, приводимыми в движение асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором. С учетом большой установленной мощности (около 1МВт) электроприводов вентиляторов АВО газа каждой компрессорной станции и существенного расхода электроэнергии на нужды охлаждения газа необходимо обеспечивать энергосберегающие режимы работы УОГ.

В настоящее время для управления режимами работы АВО все более широкое применение получают системы автоматического управления (САУ) на базе частотно-регулируемого привода вентиляторов [1]-[7].

Проведена разработка и экспериментальное исследование системы автоматического управления температурой газа на выходе АВО на штатной установке охлаждения газа с 12-ю аппаратами типа 2АВГ-75. Каждый аппарат воздушного охлаждения оснащен двумя вентиляторами (всего 24 вентилятора), приводимыми в движение электродвигателями типа ВАСО мощностью 37кВт.

Система выполнена в виде замкнутой САУ температурой газа в выходном коллекторе АВО. Управление температурой осуществляется путем изменения частоты вращения вентиляторов АВО с помощью преобразователей частоты (ПЧ).

Результаты проведенных экспериментальных исследований динамических характеристик САУ свидетельствует об удовлетворительном

согласовании расчетных данных с экспериментальными и подтверждает правильность основных положений и допущений, принятых при теоретическом исследовании.

Оценка энергоэффективности использования САУ осуществлялась, путем сравнения расхода электроэнергии на нужды охлаждения газа до и после введения в эксплуатацию САУ. Использовались данные автоматизированной системы учета электроэнергии и системы учета режимов работы КС за 8 месяцев 2014-2015 гг. – при дискретном регулировании температуры газа на выходе установки охлаждения и данные за те же месяцы 2015-2016 гг. – после введения в эксплуатацию разработанной САУ. Оценивались: потребление электроэнергии W , тыс. кВт*ч; объем транспорта газа через УОГ Q , млн. м³; удельный расход электроэнергии на охлаждение газа. Соответствующие диаграммы приведены на рис. 1 и рис. 2.

На рис. 1 приведена диаграмма потребления электроэнергии на охлаждение газа, W , тыс. кВт*ч за 8 месяцев 2014-2015 гг. - при дискретном регулировании до внедрения САУ; и за те же месяцы 2015-2016 гг. после внедрения САУ. На рис. 2 показана диаграмма объема транспорта газа Q , млн. м³ через УОГ.

Температура на входе в установку охлаждения газа и на ее выходе отличались несущественно.

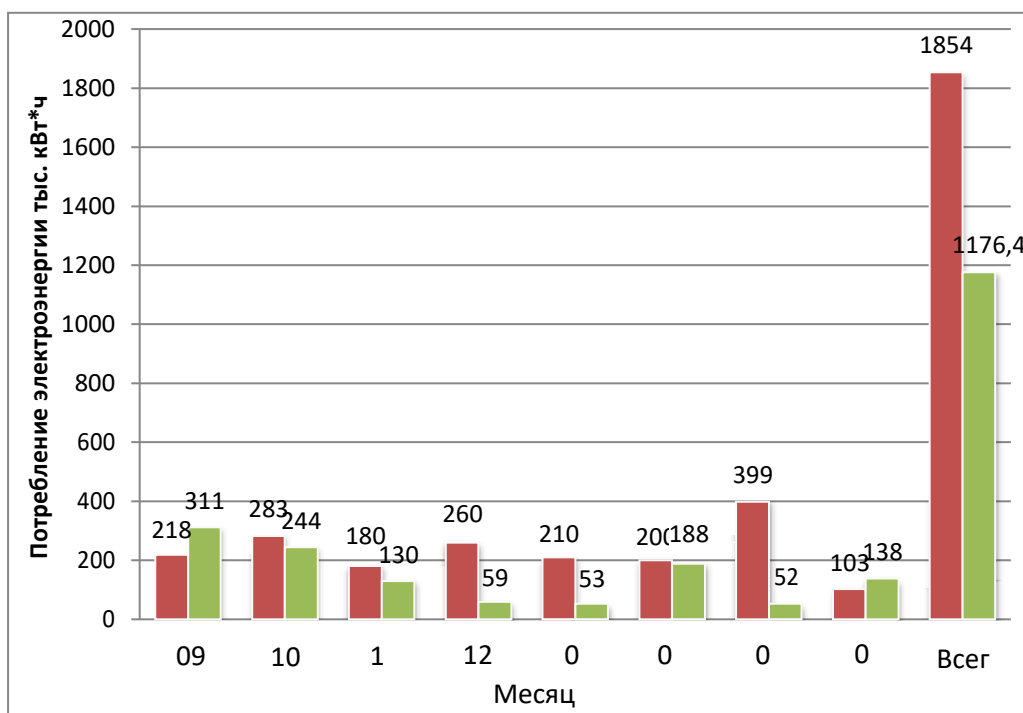


Рис. 1 – Потребление электроэнергии на охлаждение газа, тыс. кВт*ч: ряд 1 - в 2014-2015гг. - при дискретном регулировании; ряд 2 - в 2015-2016гг. – при использовании САУ.

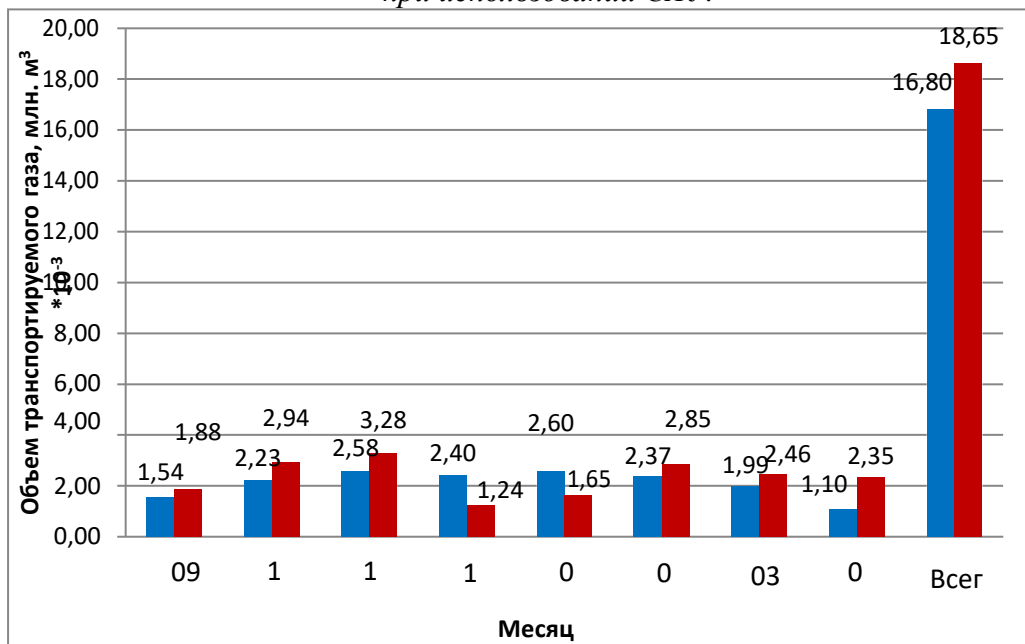


Рис - 2 – Объем транспортируемого газа, млн. м³*10⁻³: ряд 1 - в 2014-2015гг.; ряд 2 - в 2015-2016гг.

Анализ полученных результатов свидетельствует о следующем.

Потребление электроэнергии на охлаждения газа (рис. 1) по месяцам при использовании САУ ниже, чем при дискретном регулировании, за исключением сентября. Повышенный расход электроэнергии в сентябре 2015г по сравнению с тем же месяцем 2014г объясняется возрастанием (рис. 2) примерно на 20% объема транспорта газа, а также более высокой (примерно на 7%) температурой наружного воздуха. В целом за 8 месяцев 2015 – 2016гг., несмотря на увеличение объема транспорта газа по сравнению с тем же периодом 2014 – 2015гг. на 15,4%, потребление электроэнергии уменьшилось на 481тыс. кВт*ч или на 52,7%.

Выводы: Приведенные результаты свидетельствуют о существенном повышении энергетической эффективности режимов работы установки охлаждения при использовании разработанной системы автоматического управления температурой газа на выходе аппаратов воздушного охлаждения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Абакумов А.М., Мигачев А.В.* Повышение энергетической эффективности установок охлаждения газа компрессорных станций магистральных газопроводов// XII Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения». 2015. С.

2. *Алимов С.В.* Повышение энергоэффективности стационарных режимов работы установок охлаждения газа с частотно-регулируемым электроприводом: автореф. дис. канд. техн. наук. Самара, 2011. - 24 с.

3. *Абакумов А.М.* Оптимизация стационарных режимов работы установок охлаждения газа компрессорных станций магистральных газопроводов / А.М. Абакумов, С.В. Алимов, Л.А. Мигачева, В.Н. Мосин // Известия вузов. Электромеханика. 2011. №3. С. 110 - 113.

4. *Абакумов А.М.* Исследование системы автоматического управления температурой газа на выходе аппаратов воздушного охлаждения / А.М. Абакумов, С.В. Алимов, Л.А. Мигачева, А.В. Мигачев // Известия вузов. Электромеханика. 2014. №5. С. 68 - 71.

5. *Артюхов И.И., Аршакян И.И., Крылов И.П.* Автоматическое управление аппаратами воздушного охлаждения на объектах магистрального транспорта газа // Мехатроника, автоматизация, управление. 2003. №1. С. 33 – 36.

6. *Артюхов И.И.* Ресурсосберегающая технология охлаждения газа на компрессорных станциях / И.И. Артюхов, И.И. Аршакян, Р.Ш. Тарисов, А.А. Тримбач, Е.В. Устинов // Вестник Саратовского гос. техн. ун-та. 2011. №1 (54). Вып. 3. С. 25 – 32.

7. *Кумар Б.К., Выгонюк П.И.* Система автоматического управления аппаратами воздушного охлаждения сырого природного газа // Вестник казахского национального технического университета им. К.И. Сатнаева. 2011. №1 (83). С. 67 – 71.]

УДК 621.316.71

О ОСОБЕННОСТЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ В МИНИ-ТЭЦ

А.Ю.Андреев, Л.М.Инаходова, А.А.Казанцев

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
г. Самара, Россия,
kudis94@yandex.ru*

Проблемы обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) в мини-ТЭЦ обусловлены обширным распространением нагрузки с нелинейными вольт - амперными характеристиками и значительным повышением единичных мощностей нелинейных потребителей. Данные

явления приводят к значительной несинусоидальности питающего тока и напряжения и создают предпосылки для возникновения аварийных процессов. Исследование особенностей работы мини-ТЭЦ в нормальных и аварийных режимах, разработка мини-ТЭЦ с новым классом силовых фильтров для улучшения показателей качества электроэнергии на сегодняшний день является актуальной задачей.

Наличие такого оборудования, как управляемые и неуправляемые выпрямители, преобразователи частоты, ЭВМ, полупроводниковые АБП, различные регуляторы и др., которые имеют нелинейные вольт - амперные характеристики, приводит к негативным последствиям для остальных потребителей электроэнергии мини-ТЭЦ. Электродвигатели, газоразрядные лампы и силовые трансформаторы также относятся к нелинейным потребителям, однако их влияние значительно слабее.

Отрицательное воздействие потребителей с нелинейными характеристиками на сеть, заключается в генерации высших гармонических составляющих тока и напряжения при искажении этими потребителями формы кривых напряжения и тока сети. В результате повышается вероятность возникновения резонансных явлений и возрастает вероятность выхода из строя конденсаторных батарей. Нарушается нормальная работа вычислительной техники, устройств релейной защиты и автоматики. Высшие гармонические составляющие тока в обмотках статора и ротора электродвигателей приводят к дополнительным потерям; аналогичным образом увеличиваются потери в трансформаторах, кабельных линиях и конденсаторах. Ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов и кабелей происходит в результате повышенного нагрева, что может вызвать их преждевременный выход из строя.

Все эти негативные аспекты присутствия высших гармонических составляющих в кривых напряжения и тока могут привести к возникновению переходных процессов, имеющих в мини-ТЭЦ аварийный характер. Этому способствуют неблагоприятные энергофизические свойства самой установки: малая длина и сопротивление линий, ограниченная мощность короткого замыкания, возможное отсутствие высоковольтных трансформаторов, которые являются "естественными" препятствиями для высших гармоник.

Также важной проблемой ЭМС в работе мини-ТЭЦ является повреждение оборудования при импульсных перенапряжениях, возникающих при перегорании предохранителей и коммутации нагрузок выключателями. Данная проблема в настоящее время обостряется из-за того, что в автономных энергетических системах постоянно увеличивается доля электрооборудования на базе микроэлектронной, микропроцессорной и силовой полупроводниковой техники, имеющей повышенную чувствительность к импульсным перенапряжениям.

В мини-ТЭЦ возможны как внешние, так и внутренние импульсные перенапряжения. Защита от грозовых и коммутационных импульсных

перенапряжений может быть разработана на основе известной зонной концепции. Коммутационные перенапряжения (КП) – внутренние, значительно чаще возникают, и поэтому, как правило, представляют наибольшую опасность.

В настоящее время для защиты от КП применяют устройства поглощающего типа на основе варисторов и фильтры КП. Недостатками фильтров КП являются их сложность, значительные массогабаритные показатели, а также применимость только на постоянном токе в качестве индивидуальных устройств защиты электроприемников. Устройства защиты поглощающего типа могут использоваться как в качестве индивидуальных устройств защиты электроприемников, так и в качестве элементов комплексной защиты от импульсных перенапряжений всего автономного объекта. Но, современные устройства защиты не во всех случаях позволяют обеспечить уровень защиты, соответствующий стойкости электрооборудования к импульсным перенапряжениям. Кроме того, в наше время практически отсутствуют методики, которые бы позволяли оценить возможные параметры КП и выбрать соответствующие средства защиты от них.

Вышеперечисленные особенности приводят к необходимости в процессе создания и эксплуатации мини-ТЭЦ решать целый комплекс проблем. Основными проблемами, связанными с обеспечением ЭМС в работе мини-ТЭЦ, являются:

- ЭМС электроприемников с различным характером потребления электроэнергии в системе ограниченной мощности и стабилизации показателей качества электроэнергии в различных режимах работы мини-ТЭЦ;
- статическая и динамическая устойчивость мини-ТЭЦ в различных режимах работы;
- обеспечение необходимого уровня защиты от КП;
- присутствие высших гармонических составляющих в кривых тока и напряжения;
- улучшение показателей качества электроэнергии в установившихся и переходных режимах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дьяков А.Ф., Кужекин И.П., Максимов Б.К., Темников А.Г. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике.– М.: МЭИ, 2009.– 455 с.
2. ГОСТ Р 13109-92. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии.

3. ГОСТ Р 13109-99. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

УДК 621.316.71

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МИНИ-ТЭЦ НА ОСНОВЕ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

А.Ю.Андреев, Л.М.Инаходова, А.А.Казанцев

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
г.Самара, Россия,
kudis94@yandex.ru*

В общем объеме энергетических объектов все большую роль играют мини-ТЭЦ, которые в последнее время широко используются для комбинированного производства электрической и тепловой энергии - когенерации. Это диктует необходимость обеспечения высокого уровня надежности и снижения к минимуму количества отказов работы мини-ТЭЦ, что определяется очень большим числом факторов и во многом зависит от совершенства систем технической диагностики. Поэтому разработка новых и модернизация существующих систем диагностики для оценки технического состояния мини-ТЭЦ является актуальной с научной точки зрения и востребованной с практической.

Комплекс диагностических признаков, определяющих техническое состояние сложных объектов, меняется в зависимости от большого числа воздействий и это существенно усложняет анализ статических и динамических свойств. Зависимость, определяющую принадлежность совокупности признаков к тому или иному техническому состоянию, называют функцией принадлежности. При описании дефекта несколькими функциями принадлежности в решающие правила вводятся обобщенные функции принадлежности. Нормам технического состояния также присваивают аналогичные иерархии, которые определяют категории технического состояния.

Наиболее важными параметрами при оценке технического состояния мини-ТЭЦ являются среднее эффективное давление масла и результаты замеров параметров вибрации. Приведем анализ характеристических коэффициентов технического состояния, позволивших построить соответствующие функции принадлежности, обеспечивающие оценку технического состояния мини-ТЭЦ.

Под характеристическими коэффициентами состояния в энергетических системах мониторинга и диагностики приняты коэффициент развития неисправности $K_{р.н.}$, коэффициент проявления неисправности $K_{п.н.}$, и коэффициент достоверности диагноза $K_{д.д.}$.

Коэффициент развития неисправности ($K_{р.н.}$) является характеристической функцией в интервале $[0, 1]$ и идентичен функции принадлежности. Коэффициент $K_{р.н.}$ относится к параметрам нечетких множеств. При описании диагноза несколькими диагностическими параметрами (следовательно, несколькими функциями принадлежности) коэффициент развития неисправности имеет вид обобщенного параметра, объединяющего несколько функций принадлежности.

Для градации функций принадлежности в интервале $[0, 1]$ принята стандартная условная шкала, соответствующая категориям технического состояния:

A: $\mu_i < 0,50$;

B: $\mu_i = 0,50 \div 0,75$;

C: $\mu_i = 0,75 \div 1,00$;

D: $\mu_i \geq 1,00$.

Смысл такой градации исходит из условия, что это конкретная функция принадлежности определяет неисправность и относит объект к соответствующей категории состояния. В этом случае накладываются ограничения на функцию – если параметр больше 1, то 1; если меньше 0,5, то 0,5 (рисунок 1). Такая интерпретация удобна для использования в большинстве простых моделей, а также в них легко вводить нормы технического состояния (для категории **B**, определяя этим все четыре категории состояния):

$$\mu_i = \frac{0,25B_x + 0,5B_2 - 0,75B_1}{B_1 - B_2}$$

(1)

где B_2 – верхний предел категории состояния **B**;

B_1 – нижний предел категории состояния **B**;

B_x – текущее состояние диагностического параметра в физических единицах;

μ_i – значение функции принадлежности для текущего значения диагностического параметра.

При задании функции принадлежности однозначно определяется и верхний предел категории состояния $C - C_2$ (равная нижней границе категории состояния **D**):

$$C_2 = D_1 = 2 B_2 - B_1$$

(2)

Необходимо отметить, что пределы категории состояния $C_1 = B_2$ и $C_2 = D_1$ определяют настройки сигнализации и защиты (по рекомендации ISO: $C_{\text{сигн}} \approx 0,95 \div 1,1$):

$$C_{\text{сигн}} \approx \frac{C_1 + C_2}{2}$$

(3)

$$D_{\text{защиты}} \approx 0,95 (C_2 = D_1)$$

(4)

Величина $C_2 = D_1$, определяемая по формуле (2), не всегда отвечает изменению в процессе эксплуатации состоянию механизма. В связи с этим для функции принадлежности μ_i могут быть приняты более адекватные зависимости μ_i (или уточнены в процессе эксплуатации). Если отсчет числового значения функции принадлежности ведется из начала координат, то вместо формулы (1) используется следующая зависимость:

$$\alpha_i = 1,43 B_2 B_x$$

(5)

В этом случае категория состояния **A** определяется в интервале от 0 до $\mu_i = 0,25$, а **B** – от 0,25 до 0,75.

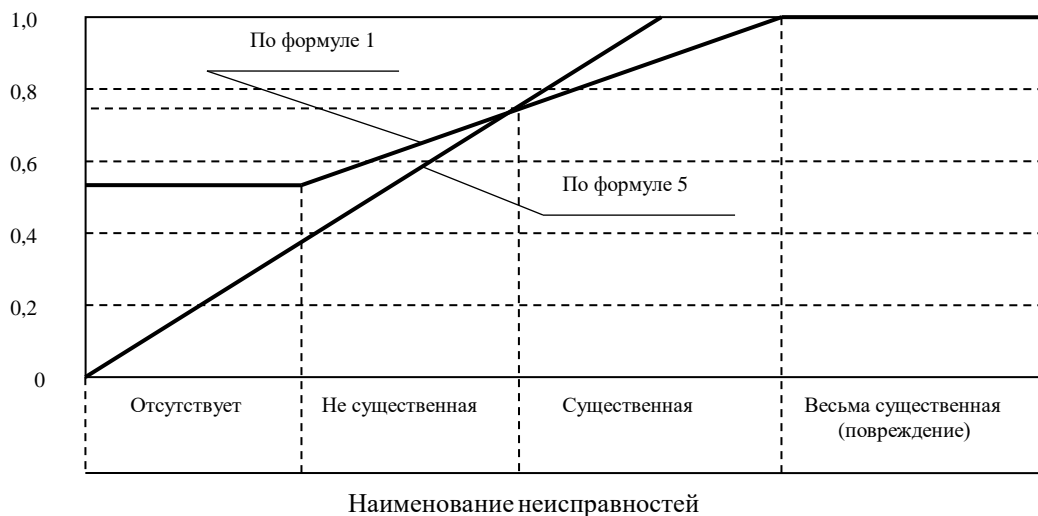
K_{р.н.}

Рис. 1 – Градации коэффициента развития неисправностей

Коэффициент проявления неисправности ($K_{п.н.}$) имеет несколько функциональных значений, упрощающих или ограничивающих поиск решений в предметной области, а именно [1]:

- описывает характер развития неисправности;
- устанавливает возможность появления неисправности (сокращает число переборов в заданном пространстве поиска (т.е. определяет полный или сосредоточенный перебор); другими словами, был ли прецедент такой неисправности. В случае рассмотрения $K_{п.н.}$ как характеристики претендента у него могут быть только два значения: 1 или 0;
- определяет возникновение неисправности как следствие другой неисправности;
- определяет возможность взаимодействия нескольких неисправностей;
- может являться также формой диагностического параметра.

Коэффициент проявления неисправности $K_{п.н.}$ может носить функции планировщика и позволяет выделить определенную направленность в ряду других.

Приведем примеры применения $K_{п.н.}$:

- величина вибрации нарастает быстро с ростом частоты вращения коленчатого вала и характеризует возможность неисправности. Если существует это явление, то $K_{п.н.} = 1$, если нет, $K_{п.н.} = 0$;
- если была неисправность D_i , то неисправность D_j может быть ее следствием. Если была неисправность D_i , то $K_{п.н.} = 1$, если нет, то $K_{п.н.} = 0$;
- если был долив масла, то в этом случае возможно изменение свойств масла: тогда $K_{п.н.} = 0$, если не было долива масла, то $K_{п.н.} = 1$.

Коэффициент достоверности диагноза ($K_{д.д.}$) используется как контролирующая функция и является вероятностной характеристикой. Первоначально, при создании простой модели, коэффициент $K_{д.д.}$ назначается инженером исходя из полноты описания неисправности и опыта проведения диагностирования на однотипных объектах в «ручном режиме», при котором использовались те же диагностические средства, алгоритмы решающих правил и нормы технического состояния. В последнем случае величина $K_{д.д.}$ устанавливалась по методам, принятым в технической диагностике — вычислялись ошибки I и II рода (соответственно «ложная тревога» и «пропуск неисправности»).

При таком подходе первоначально $K_{д.д.}$ принимается в пределах 0,92-0,93, если диагноз подтверждается одним правилом, и 0,93-0,95, если диагноз подтверждается двумя и более правилами.

Если объекты, на которых были получены данные по $K_{д.д.}$, аналогичны тем, для которых создается эта модель, но на них полное «ручное диагностирование» не проводилось, то $K_{д.д.}$ принимается в пределах 0,90-0,93. Если значения $K_{д.д.}$ отличаются от принятых более чем на 3% (абсолютных), то вводятся корректировки в решающие правила.

В качестве оценки эффективности решающего правила целесообразно использовать оценку ошибки II рода — «пропуск неисправности» в силу ее большей значимости, чем ошибку I рода. Связь уровня развития неисправности ($K_{р.н.}$) с достоверностью диагноза ($K_{д.д.}$) показана в таблице 1.

Таблица 1 – Связь уровня развития неисправности и достоверности диагноза с ошибками «ложная тревога» и «пропуск неисправности»

Уровень развития неисправности	Фактическая достоверность диагноза	Последствия
Низкий	Высокая	Правильный диагноз
Низкий	Низкая	Ложная тревога
Высокий	Высокая	Правильный диагноз
Высокий	Низкая	Пропуск неисправности

Выводы:

1. Приведенные выше характеристические коэффициенты позволяют построить соответствующие функции принадлежности, обеспечивающие оценку технического состояния мини-ТЭЦ и отдельных ее узлов.
2. С помощью характеристических коэффициентов также можно добиться высокой достоверности диагноза на ранних стадиях развития неисправности.
3. Диагностика неисправностей на ранних стадиях очень важна для снижения затрат на ремонт и увеличения общей выработки оборудования на отказ, т.к. оборудование мини-ТЭЦ достаточно дорогостоящее.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мадорский Е.З., Розенберг Г.Ш., Голуб Е.С., Таджибаев А.И. Оценка технического состояния газотурбинных установок.— СПб.: ПЭИПК, 2010г. С. 4, 10-12.
2. Розенберг Г.Ш. Экспертные системы для оценки технического состояния газотурбинных и дизельных установок.— СПб.: ПЭИПК, 2010г. С. 111-113.
3. Абрамович Б.Н., Полищук В.В. Надёжность систем электроснабжения.— СПб.: СПбГИ (ТУ), 1997г. С. 45.
УДК 338.465:621.31

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РФ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

А.Ю.Андреев, А.А.Казанцев

**ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
г. Самара, Россия, kudis94@yandex.ru**

В январе 2011 года закончился процесс поэтапной либерализации рынка электроэнергии в России, запущенный в 2006-м. В результате был

сформирован рынок электроэнергетики, объектами которого являются электрическая энергия и мощность, субъектами – генерирующие, сетевые и сбытовые компании, государство и потребители электроэнергии. Отношения между субъектами рынка электроэнергии в РФ складываются неоднозначно.

Поэтому цель нашего исследования – выявить проблемы рынка электроэнергии, замедляющие темпы его развития, и разработать рекомендации юр. лицам (компаниям) по сокращению энергозатрат в сложившихся условиях.

Как товар, электроэнергия проходит на своём пути несколько основных этапов: генерацию, передачу, распределение и потребление. Каждый из которых стал основой секций рынка электроэнергетики: генерирующая, сетевая и сбытовая секции.

Конечная стоимость электроэнергии для потребителя в общем случае складывается из четырех крупных составляющих. Львиная доля (порядка 60%) приходится на покупку электроэнергии у генерирующих компаний, еще 8-9% – на оплату услуг Федеральной сетевой компании, эксплуатирующей высоковольтные линии электропередачи, порядка 23-28% забирают распределительные сетевые компании, а оставшиеся проценты достаются сбытовым организациям. Если 60-процентная доля «плавающая», то остальные не меняются в течение года.

Авторами были выявлены структурные и текущие проблемы рынка электроэнергетики. К структурным относятся: устаревшие основные фонды энергосистемы страны, которым требуется модернизация, и необходимость создавать новые – как в генерации, так и в сетевом хозяйстве. В арсенале генерирующих компаний много устаревших и дорогих ТЭЦ, ГЭС и АЭС, срочно нуждающихся в модернизации. Проблема государственного регулирования - рынок электроэнергии даже при отпуске тарифов в свободное плавание пока сложно назвать полностью либерализованным. Государство по-прежнему занимается его регулированием, устанавливая на оптовом рынке цены для АЭС и ГЭС (контрольные пакеты акций компаний РосАтом и РусГидро принадлежат государству).

Проблемы, связанные со спецификой электроэнергии как товара: невозможность хранения электроэнергии; однородность товара; необходимость обеспечения строгой надежности поставок; образование «балансирующего рынка».

Из текущих проблем можно выделить: во-первых, смещение акцентов с газа на другие источники энергии, в частности на уголь. Согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики, ввод новых мощностей предполагался преимущественно на газе. Строительство угольных электростанций дороже и дольше по времени, поэтому по мнению автора, первоначальный расчет потребности в инвестиционных ресурсах также должен быть скорректирован. Во-вторых, значительное удорожание заемных средств. Проценты по заемным денежным средствам держатся на уровне 14-16

% годовых, поэтому желание скорректировать крупные инвестиционные программы представляется вполне логичным. В-третьих, рост неплатежей в отрасли. В-четвертых, снижение спроса на продукцию отрасли. В Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики был обозначен рост энергопотребления на уровне 4,5 %. По итогам 2008 г. электропотребление увеличилось лишь на 1,9 %, но это стало следствием роста экономики в течение первых трех кварталов, до влияния мирового финансово-экономического кризиса на экономику России. Экономический кризис привел к тому, что по итогам 2009 г. спрос на электроэнергию упал на 4,7 % к уровню 2008 г. Несмотря на восстановление уровня производства и потребления электроэнергии в конце 2009 г., первоначальных прогнозов достичь не удалось. В связи с этим возникла необходимость корректировки Генеральной схемы размещения.

На основе проведенного анализа сложившихся условий на рынке электроэнергии, нами были разработаны некоторые рекомендации юр. лицам (компаниям) по снижению расходов на энергозакупку.

Единственным способом оптимизации расходов в сложившейся ситуации, по мнению авторов, остаются внутренние резервы – повышение точности прогнозирования энергопотребления и внедрение энергоэффективных технологий.

Если компания может точно спрогнозировать свое потребление и график у нее ровный, то можно выбирать тип тарифа – одно- или двухставочный, дифференцированный по времени суток или почасовой – и уже самостоятельно определять, как выгоднее производить закупку.

Если же график потребления неровный, предприятие приобретает электроэнергию и в секторе «на сутки вперед», на балансирующем рынке (БР), и по свободным договорам, если они есть, также оплачивает мощность. Оптимизировать расходы возможно за счет повышения точности прогнозирования энергопотребления и выравнивания графика за счет переноса энергопотребления с пиковых часов на ночное время или выходные дни, когда электроэнергия стоит дешевле.

Крупные потребители, на наш взгляд, могут снизить расходы за счет выхода на оптовый рынок (РСВ) и заключения прямых договоров с генерирующими компаниями, сэкономив в конечной цене 3-4%, которые приходится на оплату услуг сбытовых компаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Казанцев А.А., Казанцев Д.А., Краскова Н.И.* // Т-сы докладов XVII ежег. междунар. научно-техн. конф. М: МЭИ, 2013.– Т.3-С.231

УДК 62-581.7

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЪЕМНОГО КОНТАКТНОГО СОЕДИНЕНИЯ С ПРОВОДЯЩЕЙ ВТУЛКОЙ

А.Ю.Андреев, А.А.Казанцев

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
г. Самара, Россия, kudis94@yandex.ru*

Устройство относится к области ошиновки электролизеров химической промышленности и цветной металлургии и может быть использовано в вышеуказанной отрасли.

Известно контактное соединение ошиновки электролизеров, в котором токопроводы устанавливаются внахлест и стягиваются крепежными болтами. При этом контактирующие поверхности соприкасаются максимум в трех контактных точках и площадь соприкосновения зависит от давления при затягивании болтов.

Также известно устройство, в котором при болтовом соединении шин на один из торцов ошиновки накладывается сварной шов.

Недостатком такого технического решения является необходимость сварки тяжелой ошиновки из цветных металлов, медь-медь, алюминий-алюминий, алюминий-медь, сталь-медь. Также этот метод не может применяться на ошиновке электролизеров, в которых в качестве анода используется графит.

Техническим результатом применения предлагаемого устройства является снижение потерь электрической энергии за счет уменьшения переходного сопротивления в контактных соединениях, которое достигается увеличением площади соприкосновения контактирующих пар при болтовом соединении без применения сварки.

Результат достигается тем, что шины устанавливают внахлест, а затем скрепляют между собой при помощи болтового соединения. Для снижения потерь электрической энергии часть крепежных отверстий используется для установки устройств, обеспечивающих плотное соприкосновение боковых поверхностей отверстий шин с проводящей втулкой.

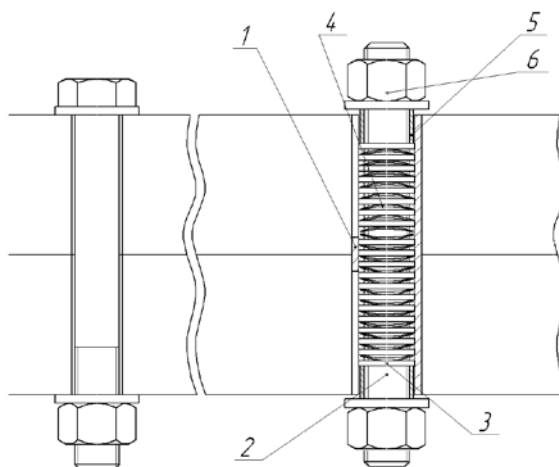


Рис.1 «Общий вид контактного соединения».

Проводящая втулка 1 с наружным диаметром меньшим диаметра крепежных отверстий. В проводящей втулке с обоих торцов по образующим выполнены прорезы на длину меньше половины длины проводящей втулки. Чередующиеся прорезы образуют проводящие ламели, которые имеют возможность перемещаться при механическом воздействии в направлении, перпендикулярном оси проводящей втулки.

Внутри втулки помещена шпилька 2 с набором чередующихся шайб плоских 3 и тарельчатых 4, с обоих концов шпильки имеются втулки 5 и гайки 6.

Устройство работает следующим образом.

При вращении гаек 6 происходит деформация тарельчатых шайб 4 с увеличением наружного диаметра. Тарельчатые шайбы распирают проводящую втулку 1, перемещая ламели в направлении, перпендикулярном оси проводящей втулки 1, и плотно прижимая к боковым поверхностям отверстий контактирующих шин. Тем самым, обеспечивая необходимое контактное нажатие, уменьшение переходного сопротивления и снижение потерь электрической энергии.

Снижение потерь электрической энергии:

$$\Delta Q = Q_6 - Q_p,$$

где Q_6 - потери электрической энергии в контактном соединении без использования проводящей втулки

Q_p - потери электрической энергии с использованием проводящей втулки.

При замене части крепежных болтов на проводящие втулки снижение потерь электрической энергии составляет:

$$\Delta Q = I^2 \left\{ R_6 - K_1^2 R_6 + K_2^2 \left[\frac{2R_L}{n} + R_{СК} \right] \right\}$$

где I - ток нагрузки на контактное соединение.

R_6 - переходное сопротивление контактного соединения без проводящих втулок

K_1, K_2 - коэффициент перераспределения тока в контактном соединении с проводящими втулками $K_1 < 1, K_2 < 1$

$\left[\frac{2R_L}{n} + R_{СК} \right]$ - коэффициент ослабления стяжки контактного соединения с проводящими втулками

R_L - общее сопротивление контактного перехода одной ламели

n - количество ламелей

$R_{СК}$ - сопротивление сплошного кольца проводящей втулки в центре между прорезями с разных торцов

Проведены стендовые испытания модуля контактного соединения электролизера с током нагрузки 5000 А.

Падение напряжения на контактном соединении при четырех стяжных болтах до установки проводящей втулки составило $38 \cdot 10^{-3}$ В. Что соответствует переходному сопротивлению в контактном соединении $7,6 \cdot 10^{-6}$ Ом

После установки двух проводящих втулок по диагонали контактного соединения вместо крепежных болтов падение напряжения на контактном соединении составило $16 \cdot 10^{-3}$ В, что соответствует $3,2 \cdot 10^{-6}$ Ом

Экономия электрической энергии в сутки при работе ртутного электролизера током нагрузки $400 \cdot 10^3$ А с токоподводом из 80 модулей с использованием проводящих втулок составит 294 кВт*час

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гнеушев А.С., Косордуков И.А., Кулаков П.А., Приходченко В.И.*

Контактное соединение. Материалы патента №2334321

2. *Воронин А.А., Кулаков П.А., Новиков О.Я., Приходченко В.И.* Пластичный электропроводный материал // Электрические контакты. Материалы международной конф. – С.-Пб., 1996. – С.45-46.

УДК 62-581.7

КОНТАКТНАЯ СИСТЕМА ВАКУУМНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ С ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКИМ РАБОЧИМ ТЕЛОМ

А.Ю.Андреев, А.А.Казанцев

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»
, г. Самара, Россия, kudis94@yandex.ru*

Предлагаемая разработка может быть использована для коммутации мощных генераторов, конденсаторных батарей, шунтирующих реакторов и электродвигателей нефтепромысловых скважин, как в режиме переключений, так и в аварийных режимах.

Известны коммутационные аппараты, в которых используется жидкометаллический контакт для снижения сопротивления контактного перехода. Недостаток таких аппаратов заключается в том, что изоляционные герметизирующие материалы конструкции при эксплуатации омываются жидкометаллическим рабочим телом, при этом резко снижается пробивное напряжение в отключенном положении аппарата. Это обстоятельство накладывает ограничение на уровень коммутационного напряжения до класса «низковольтное оборудование».

Известны контактные системы вакуумных выключателей.

Недостатком контактных систем вакуумных выключателей, по мнению авторов, является возникновение коммутационных перенапряжений, которые могут достигать 6-7-кратного фазного напряжения, что значительно больше, чем при других видах внутренних перенапряжений. Перенапряжения представляют серьезную опасность для сетей среднего напряжения. Перенапряжения возникают вследствие высоких значений токов среза, скорости изменения тока при отключении и дребезга контактов при включении.

В процессе эксплуатации вакуумного выключателя имеет место эрозия контактных поверхностей. При этом увеличивается сопротивление контактов, что приводит к дополнительным потерям электроэнергии.

Техническим результатом предлагаемой разработки является снижение перенапряжений при коммутациях, уменьшение тока среза, скорости изменения тока при отключении, снижение потерь электроэнергии при протекании тока нагрузки. Это достигается путем использования жидкометаллического рабочего тела (ЖМРТ) в межконтактном объеме выключателя при коммутациях и под нагрузкой.

В геометрических центрах подвижного и неподвижного контактов выполнены глухие цилиндрические отверстия разного диаметра. В отверстие подвижного контакта и на контактирующую поверхность его помещено

жидкометаллическое рабочее тело, причем 95% его находится в отверстии и 5% на поверхности.

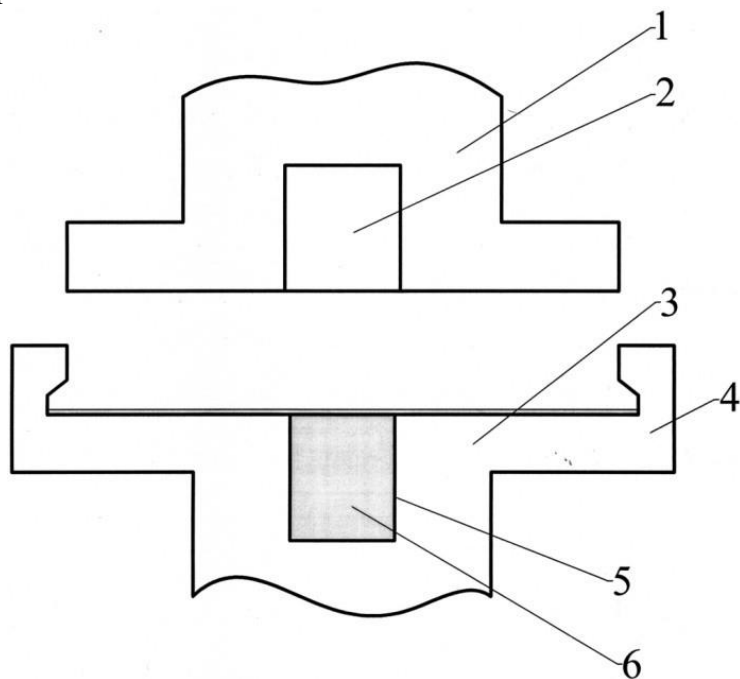


Рис. 1.

1 - неподвижный контакт (диаметр D), 2 - глухое отверстие (диаметр d), 3 - подвижный контакт (диаметр $1,2D$), 4 - отражатель (диаметр $1,4D$), 5 - глухое отверстие (диаметр $0,8d$), 6 - жидкометаллическое рабочее тело.

Контактная система вакуумного выключателя с жидкометаллическим рабочим телом изображена на рис. 1.

Устройство работает следующим образом: в исходном положении контакты *1* и *3* разомкнуты, жидкометаллическое рабочее тело в состоянии покоя. При включении выключателя подвижный контакт приходит в движение, и жидкометаллическое рабочее тело *6* приобретает кинетическую энергию, которая позволяет ему при соприкосновении контактов переместиться в отверстие *2*. Это обеспечивает надежное электрическое соединение контактов сразу после коммутации, что исключает появление дуги. Отражатель *4* служит для предотвращения разбрызгивания жидкометаллического рабочего тела при включении.

Во включенном положении выключателя жидкометаллическое рабочее тело под действием силы тяжести перемещается обратно в отверстие *5*. Таким образом, в каждом цикле «включение - отключение» пленка жидкометаллического рабочего тела на поверхности контактов обновляется.

За счет жидкометаллического рабочего тела увеличивается площадь соприкосновения контактов выключателя, что снижает электрическое

сопротивление контактного перехода и приводит к снижению потерь электроэнергии.

При отключении выключателя размыкание контактов происходит при наличии жидкометаллической пленки на контактных поверхностях. При этом образуются параллельные дуги, что вызывает ограничение отключаемого тока. Это приводит к уменьшению тока среза выключателя, снижению уровня перенапряжений и эрозии самих контактов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Казанцев А.А., Косорлуков И.А.* Контактная система вакуумного выключателя // Электрические аппараты и электротехнические комплексы и системы. Мат. междуна. научно-практической конф. – Ульяновск., 2012. – С.59–60
2. «Сильноточные коммутационные аппараты с жидкометаллическими контактами», Москва, Информэлектро, 1982 г., с.42-43
3. *Евдокунин Г.А., Тилер Г.* «Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения», Санкт-Петербург, 2002 г. – 148 с.

УДК 621.316.06

РАСЧЕТ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ В КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ

К.С. Аверьянова, Н.В. Безменова А.В. Иванов, А.С. Никитина

*ФГБОУ ВО "Самарский государственный технический университет",
Самара, Россия
aees@rambler.ru*

Аннотация: Приведена методика расчета напряженностей магнитного поля промышленной частоты от шин комплектных распределительных устройств 6(10) кВ типа КРУ СЭЩ – 63, КРУ СЭЩ – 61М и КРУС – 75. Особенностью расчета является определение напряженности магнитного поля промышленной частоты от шин различного сечения и ограниченной длины с учетом параметров защитных экранов.

Ключевые слова: магнитное поле промышленной частоты, комплектное распределительное устройство, электромагнитная совместимость, металлический экран, коэффициент экранирования, магнитная проницаемость, толщина экрана.

В большинстве конструкций комплектных распределительных устройств (КРУ) между трехфазными шинами с рабочими токами промышленной частоты

до 4000 А и корпусами микропроцессорной релейной защиты (МПРЗ), чувствительными к магнитным полям [1], имеются металлические перегородки, представляющие собой защитные экраны, которые существенно снижают напряженности магнитного поля промышленной частоты (МППЧ).

Для определения напряженностей МППЧ в воздушном пространстве за защитными экранами были разработаны методы расчета [2], как для одиночной шины ограниченной длины круглого или прямоугольного сечения, так и для трехфазных шин ограниченной длины различного сечения.

Поскольку расстояния, существующие в КРУ, существенно меньше длины волны напряженности магнитного поля при промышленной частоте 50 Гц, все зависимости определяются соотношениями, характерными для ближней зоны [3, 4].

Значения напряженности МППЧ до передней стенки экрана $H_I(I)$ в воздушном пространстве можно определить по выражениям (1...4) для одиночных проводников ограниченной длины и различной конфигурации:

$$H_{d,R=\text{var};L=\text{var}} = \frac{I \cdot 0,12 \cdot (\ln L + 3,29)}{2 \cdot \square \cdot R^{1,4}}, \quad (1)$$

где $H_{d,R=\text{var};L=\text{var}}$ – напряженность МППЧ от одиночного проводника круглого сечения ограниченной длины L с током I , при этом следует отметить, что значения напряженности МППЧ от одиночного проводника с током в зависимости от расстояния характеризуются степенью 1,4.

В КРУ шины с рабочими токами, как правило, имеют прямоугольное сечение. По аналогии с (1) для шин прямоугольного сечения получено, что характер изменения напряженности МППЧ $H_{b,R=\text{var};L=\text{var}}$, в пространстве по оси узкой стороны прямоугольной шины ограниченной длины практически совпадает с характером изменения H_d от проводников круглого сечения:

$$H_{b,R=\text{var};L=\text{var}} = \frac{I \cdot 0,12 \cdot (\ln L + 3,29)}{2 \cdot \square \cdot R^{1,4}}, \quad (2)$$

а по оси широкой стороны шин – напряженность МППЧ $H_{h,R=\text{var};L=\text{var}}$ определяются в виде:

$$H_{h,R=\text{var};L=\text{var}} = \frac{I \cdot 0,15 \cdot (\ln L + 3,11)}{2 \cdot \square \cdot R^{1,4}}. \quad (3)$$

Напряженность МППЧ в пространстве между осями широкой H_h и узкой H_b сторонами шины от центра шины до контрольной точки (корпуса МПРЗ) определяется по выражению:

$$H_\phi = \frac{H_h \cdot H_b}{\sqrt{H_h^2 \cdot \sin^2 \phi + H_b^2 \cdot \cos^2 \phi}}, \quad (4)$$

Значения напряженности МППЧ в металлическом экране и на задней стенке защитного экрана H_2 можно определять без учета отраженной волны, которая, по результатам эксперимента для напряженностей промышленной частоты 50 Гц не превышает 2...4% по отношению к падающей волне по

выражению вида [3]:

$$H_2 = H_1 \cdot e^{-(1+j)kz}, \quad (5)$$

где H_1 – напряженность МППЧ на границе раздела диэлектрик – проводящая среда (падающая волна), z – толщина проводящей стенки экрана.

Коэффициент распространения в металле k , как следует из [3, 5], определяется по выражению:

$$k = \sqrt{\frac{1 \cdot \infty \cdot \odot}{2}}, \quad (6)$$

где ω – круговая частота; μ – абсолютная магнитная проницаемость металла; γ – удельная проводимость металла экрана.

Для определения условий ЭМС предложена методика выбора параметров металлических экранов в виде допустимых значений толщины экрана z или допустимой относительной магнитной проницаемости металла экрана μ_a , места расположения экрана R_1 по отношению к проводнику с током, места расположения контрольной точки i , в частности, корпуса МПРЗ в ячейке КРУ для принятого нормируемого значения напряженности магнитного поля $H_{норм}$.

Таким образом, необходимую толщину экранов z , т.е. толщины отдельных стенок КРУ для обеспечения условий ЭМС: $H_k \leq H_{норм}$, в контрольной точке при известной относительной магнитной проницаемости металла экранов μ_a можно определить с помощью выражения:

$$z = \sqrt{\frac{[-\ln(\frac{1}{k_{экр}})]^2}{1 \cdot \infty_a \cdot \infty_0 \cdot \odot_{cp}}}, \quad (7)$$

где $k_{экр} = H_2(I)/H_1(I)$ – коэффициент экранирования металлической стенки.

Для определения условий обеспечения ЭМС на корпусах МПРЗ в соответствии с требованиями [6] с позиции помехоустойчивости к нормируемым значениям напряженности МППЧ на уровне $H_{норм} = 100$ А/м и на уровне $H_{норм} = 30$ А/м согласно [7] были выполнены расчеты значений суммарных напряженностей МППЧ для ячеек КРУ СЭЩ -63, КРУ СЭЩ – 61М и КРУС - 75.

Для примера на рис. 1 представлена конструктивная компоновка ячейки КРУ СЭЩ – 63 [8], а на рис. 2 – эскиз КРУ, показывающий расположение корпуса МПРЗ, экранирующих металлических стенок и токоведущих шин в распределительном устройстве. Выбор сечения шин (проводников) в КРУ 6(10 кВ) согласно [9] производится исходя из условий ЭМС по нагреву (длительно допустимой токовой нагрузке).

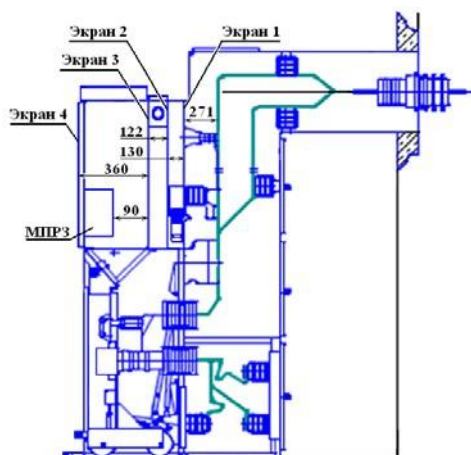


Рис. 1. Конструктивная компоновка КРУ СЭЩ – 63

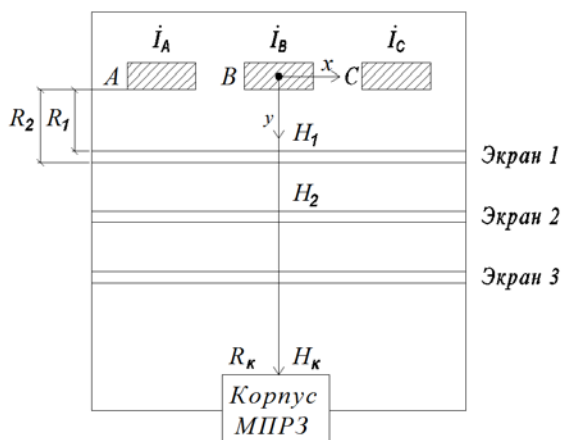


Рис.2. Эскиз КРУ СЭЩ - 63

Как видно из рис. 1, в КРУ СЭЩ – 63, корпус МПРЗ отделяется от трехфазной системы шин тремя защитными стенками, изготовленными на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки из высококачественного стального листа с алюмоцинковым коррозионным покрытием. Наружные элементы корпуса (двери, боковые панели) окрашены порошковой краской. Толщина внутренней стенки 1 (экран 1) – 2 мм, внутренней стенки 2 (экран 2) – 2мм, промежуточной стенки (экран 3) – 1,5 мм, внешней стенки (экран 4) – 2мм.

Результаты расчетов напряженности МППЧ для ячеек распределительных устройств типа КРУ СЭЩ – 63, КРУ СЭЩ – 61М, КРУС - 75 и условия их допустимости на корпусах МПРЗ приведены в табл. 1.

Таблица 1

Напряженность МППЧ в корпусах КРУ 6(10) с учетом защитных экранов и условия их допустимости на корпусах МПРЗ

Характеристика экрана	Расстояние, R, м; Напряженность, H, А/м	КРУ СЭЩ-63, I _{НОМ} =1600А	КРУ СЭЩ-61М, I _{НОМ} =3150А	КРУС - 75 I _{НОМ} =1000А
Экран 1 z=2мм, μ=350, k _{экр} =4,7	R ₁ , м	0,271	0,271	0,271
	H ₁ , А.м	2857	5142	800
	R ₂ , м	0,273	0,273	0,273
	H ₂ , А.м	608	1094	310
Экран 2 z=2мм, μ=350, k _{экр} =4,7	R ₃ , м	0,403	0,403	-
	H ₃ , А.м	-	-	-
	R ₄ , м	0,405	0,405	-
	H ₄ , А.м	148	148	-
Корпус МПРЗ	R _{корп} , м	0,6	0,6	0,6

	$H_{\text{корп}}, \text{ А/м}$	30	53,3	130
	Выполнение ЭМС по $H_{\text{норм}} = 100 \text{ А/м}$	Вып.	Вып.	Не вып.
	Требуемый коэффициент $k_{\text{осл.}}$	-	-	1,3
	Выполнение ЭМС по $H_{\text{норм}} = 30 \text{ А/м}$	Вып.	Не вып.	Не вып.
	Требуемый коэффициент $k_{\text{осл.}}$	-	1,78	4,33

Из табл. 1 следует, что нормируемые условия по напряженности МППЧ на корпусах МПРЗ не всегда выполняются, что требует для ряда ячеек КРУ или изменения положений трехфазных шин, или толщины и формы защитных экранов.

Выводы:

1. Разработана методика расчета напряженности МППЧ от проводников ограниченной длины различных сечений с учетом защитных экранов. Предложены рекомендации выбора толщины или магнитных характеристик защитных экранов для обеспечения заданных условий ЭМС.

2. Показано, что для КРУ СЭЩ - 63 условия ЭМС по напряженности МППЧ на корпусе МПРЗ выполняются, т.к. $H_k=30\text{А/м}$.

3. Для соблюдения условий ЭМС по напряженности МППЧ для ячеек КРУ СЭЩ – 61М и КРУС – 75, необходимо увеличение толщины защитного экрана в 1,78 и 4,33 раза соответственно при установке микропроцессорных защит Сириус, что повлечет за собой увеличение металлоемкости конструкций КРУ 6(10) на 0,9% и 1,2 %.

4.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Уилльямс Т. ЭМС для разработчиков продукции. Пер. с англ. Кармашев В.С. – М.: Издательский дом «Технологии», 2003.
2. Безменова Н.В., Салтыков В.М. Электромагнитные поля промышленной частоты в электрических сетях и распределительных установках. – М.: Машиностроение, 2011. – 206 с.
3. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле. М., 2003.
4. Бинс К., Лауренсон П. Анализ и расчет электрических и магнитных полей. М., Энергия, 1970. – с. 376.

5. Strutt M. Das magnetische feld eines rechteckigen, von Gleichstrom durchflossenen Leiters, Arch. Elektrotechn., 17, 533 – 535. 1967.
6. ГОСТ Р 51317.6.5–2006 (МЭК 61000–6–5: 2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. *Требования и методы испытаний*. – М.: Издательство стандартов, 2006.
7. Устройство микропроцессорной защиты трансформатора «Сириус - Т»: Техническое описание, инструкция по эксплуатации, паспорт. М.: ЗАО «Радиус Автоматика», 2005.
8. Комплектные распределительные устройства внутренней установки напряжением 6 (10) кВ серии КРУ СЭЩ – 63. Техническое описание, инструкция по эксплуатации, каталог. Самара: ГК «Электроцит – ТМ Самара». Выпуск 11.
9. *Степанов В.П., Кротков Е.А., Жежеленко И.В.* Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 238 с.

УДК 621.78-977

ИНДУКЦИОННАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО НАГРЕВА ЖИДКОСТИ

Н.В. Бондарева, А.В. Беспалова, А.И. Данилушкин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

bondik.nat@mail.ru

Для изменения вязкости нефти используют тепловое воздействие печей пламенного нагрева. Разработка и внедрение индукционных систем нагрева взамен печей пламенного нагрева имеет перспективы на предприятиях нефтегазовой отрасли, т.к. их применение поможет повысить энергоэффективность.

Специализированный индукционный нагреватель является альтернативным вариантом для процессов переработки нефти на малогаритных нефтеперерабатывающих установках. Рассматриваемый объект представляет собой проточный нагреватель, состоящий из системы труб, расположенных во внутренней полости цилиндрического индуктора. Нагрев жидкости осуществляется теплом, создаваемым вихревыми токами в стенках труб, охваченных цилиндрическим индуктором. Для решения задачи расчета и проектирования индукционного нагревателя жидкости разрабатывается математическая модель, адекватно описывающая электромагнитные и

тепловые процессы в сложной физической структуре тел «индуктор–система труб–поток жидкости». Полученная модель позволит разработать конструкцию и режимы работы нагревательного комплекса, обеспечивающего достижение заданных технологических и энергетических характеристик технологического процесса в условиях жестких требований по точности воспроизведения температур при наличии ограничений. Первым этапом в решении поставленной задачи является исследование закономерностей распределения внутренних источников тепла в системе труб при изменении электро- и теплофизических характеристик нагревателя в процессе нагрева. Процесс теплообмена описывается взаимосвязанной системой уравнений Максвелла и Фурье для электромагнитных и тепловых полей соответственно [1, 2]. Общие решения для системы двух сред, температурное поле в которых многомерное, можно получить, используя одновременно интегральные преобразования Фурье или Ханкеля с операционным методом. Однако, использование аналитического решения такой задачи для целей синтеза режимов работы и алгоритмов управления представляет собой очень сложную проблему. В работе для исследования температурных полей в стенке трубы и в потоке жидкости используется численная модель, учитывающая нелинейное распределение мощности внутренних источников тепла и сложный характер энергообмена в системе «индуктор–труба–жидкость».

Исследования, выполненные с помощью численной модели, позволяют оценить влияние различных параметров нагревателя на процесс нагрева и выделить среди них наиболее существенные.

Для расчета электромагнитных источников тепла математическая модель исследуемого электромагнитного поля может быть представлена для комплексной амплитуды векторного потенциала в виде [3]:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \mathbf{A}(r, z)}{\partial r} \right) - \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \mathbf{A}(r, z)}{\partial z} \right) + \omega^2 \mathbf{A}(r, z) = \mathbf{J}(r, z) \quad (1)$$

Здесь \mathbf{A} – векторный магнитный потенциал, ω – частота.

В качестве граничных условий для определенности задачи приняты наиболее общие условия – равенство нулю векторного потенциала на границе расчетной области, находящейся в бесконечности. В реальной ситуации граница области должна быть достаточно удалена от источников тока, где магнитная энергия поля действительно спадает до нуля. В плоскостях геометрической симметрии полагается перпендикулярность линий потока этим плоскостям

$$\mathbf{A} \Big|_{S_1 \in S} = 0; \quad \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial n} \Big|_{S_1 = S} = 0. \quad (2)$$

Здесь: S_1 – удаленная граница области Q ; S_2 – граница плоскостной симметрии.

Для учета нелинейной зависимости $\alpha_a(H)$ в ферромагнитных областях разработан итерационный алгоритм многократного решения результирующей системы уравнений. В начальной стадии расчета задается значение $\mu = \text{const}$ по всей области ферромагнитных макроэлементов, затем вычисляются распределенные параметры поля, что позволяет на следующей стадии расчета корректировать μ внутри каждого конечного элемента в зависимости от значения напряженности магнитного поля в данной области. Итерации повторяются до полной сходимости процесса. Определение магнитной проницаемости производится с помощью введения в программу расчета полинома, аппроксимирующего кривую намагничивания.

Следующим этапом исследования является разработка математической модели тепловых процессов в сложной физически неоднородной системе сопряженных тел с относительным движением.

При определенных допущениях процесс нагрева потока жидкости можно рассматривать как задачу с внешним теплообменом, описываемую однородным уравнением теплопроводности для движущегося цилиндра с управлением, вводимым в граничные условия на внешней поверхности потока. В качестве основного варианта принимаются краевые условия второго рода, т.е. принимаем, что нагрев осуществляется тепловым потоком, создаваемым вихревыми токами в трубах теплообменника.

Математическая формулировка задачи может быть приведена к линейному дифференциальному уравнению теплопроводности вида

$$\frac{\partial T(r, y, t)}{\partial t} = a \left\{ \frac{\partial^2 T(r, y, t)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T(r, y, t)}{\partial r} \right\} - V(r) \frac{\partial T(r, y, t)}{\partial y} \quad (3)$$

$$r \in [0, R] \quad y \in [0, L]$$

с начальными и граничными условиями

$$T(r, 0) = T_0(r) \quad \left[\begin{array}{l} \frac{\partial T(R, y, t)}{\partial r} = q(y, t); \\ \frac{\partial T(R, y, t)}{\partial r} = 0 \end{array} \right. \quad (4)$$

Здесь R – внутренний радиус трубы, $T(r, y, t)$ – температурное поле потока жидкости, a – коэффициент температуропроводности, $q(y, t)$ – поток тепла с поверхности трубы, соответствующий источникам внутреннего тепловыделения в стенке трубы, r, y – соответственно радиальная и осевая координаты, $V(r)$ – скорость потока жидкости. Для решения задачи теплообмена в указанной постановке разработаны вычислительный алгоритм

и программа, которая содержит два взаимосвязанных расчетных блока – электрический и тепловой. Как показывают расчеты, вследствие низкой

теплопроводности нефти при ламинарном течении ее нагрев характеризуется большим перепадом температур по сечению потока, что приводит к необходимости поиска оптимального соотношения между длиной нагревателя, диаметром индуктора и количеством труб в нагревателе. Полученные результаты моделирования использованы для разработки конструкции индукционного нагревателя непрерывного действия для высокотемпературного нагрева жидкости.

Конструкция трехсекционного нагревателя представлена на рисунке.

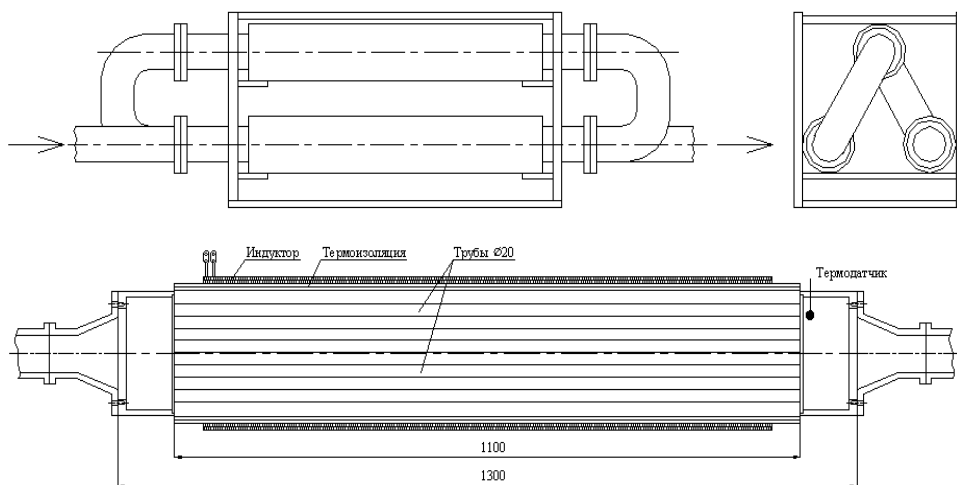


Рис.1. Конструкция индуктора

Параметры нагревателя: длина нагревателя – 1,4м, диаметр трубы – 0,07м, количество труб – 8, диаметр индуктора – 0,3м, длина индуктора, – 1,3м, площадь боковой поверхности труб 1,2 м², мощность нагревателя – 18, 9 кВт, частота – 50Гц, напряжение – 220В, число витков индуктора – 86, трубка медная специального профиля со смещенным отверстием, размер сечения 16x22, плотность тока в индукторе 25 А/мм², коэффициент полезного действия – =0,84, коэффициент мощности =0,58.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Вайнберг А.М.* Индукционные плавильные печи. – М.: Энергия, 1967.– 415с.
2. *Лыков А.В.* Тепломассообмен (Справочник) М.: Энергия, 1978 –480 с.
3. *Немков В.С., Демидович В.Б.* Теория и расчет устройств индукционного нагрева. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 280 с.

УДК 621.315.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗОМКНУТЫХ САМОКОМПЕНСИРУЮЩИХСЯ ЛЭП ДЛЯ ПИТАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Л. Фролов, В.Г. Гольдштейн

*СамГТУ, Самара, Россия,
frolov.aees@gmail.ru*

Развитие новых нефтяных месторождений неизбежно ведет к строительству электрических подстанций 220 – 330 кВ внешнего электроснабжения, питание которых осуществляется как двухцепными ВЛ, так и одноцепными ВЛ с двусторонним питанием. Для того чтобы значительно снизить потери электроэнергии на передачу подстанции снабжаются дорогостоящим компенсирующим и коммутационным оборудованием, необходимым для снижения реактивного сопротивления проводов ВЛ.

Предлагается использовать конструкции самокомпенсирующихся ВЛ [1], использующих стандартные конструкции проводов и опор, для питания распределительных ПС 220 – 330 кВ электроснабжения нефтяных месторождений. Данное техническое решение способно снизить капитальные затраты на строительство проекта электроснабжения нефтегазового комплекса более чем в 2 раза.

Первоочередной задачей, реализация которой рассмотрена в этой статье, является обеспечение функционирования разомкнутых линий электропередачи с применением минимально измененных стандартных конструкций линий электропередачи, в частности, опор, конструкции фаз и проводов. Для выполнения данной задачи, необходимо было провести серию расчетов, состоящих из двух шагов: шаг первый – расчет разомкнутой линии электропередачи на основе уже имеющихся без каких-либо изменений, шаг второй – расчет разомкнутой линии на основе той же конструкции, но с минимальными, но максимально благоприятными, изменениями стандартной конструкции для корректного функционирования разомкнутой ЛЭП.

Разомкнутая линия электропередачи представляет собой два параллельных провода, один из которых соединен с узлом генерации (далее будем называть его прямым), а второй – с узлом нагрузки (далее будем называть его встречным) (рис.1). Для того, чтобы обеспечить параллельное расположение прямого и встречного провода, используя стандартную конструкцию ЛЭП, мы можем воспользоваться каждым из возможных вариантов, а именно: прямой и обратный провод являются расщепленными

проводами одной фазы[2] или использовать в качестве прямого и обратного провода каждую из цепей двухцепной линии электропередачи[3].

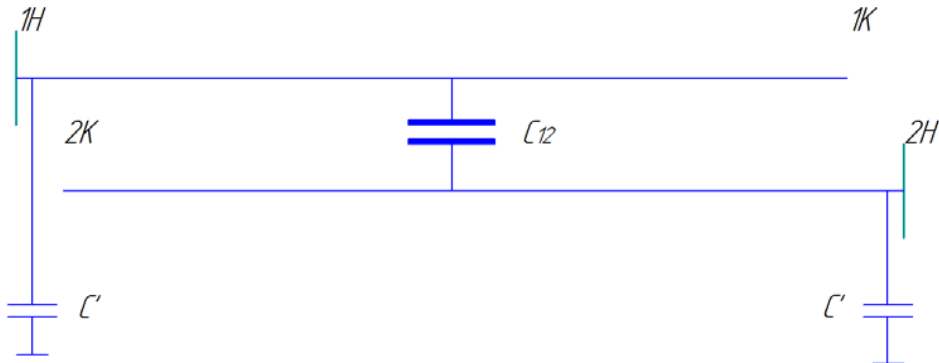


Рис. 1 Схематическое изображение разомкнутой ЛЭП

В первую очередь, корректная работа разомкнутой линии заключается в самокомпенсации (продольной и поперечной) и, тем самым, увеличении ее пропускной способности. Сама стандартная конструкция линии при этом обладает рядом параметров, накладывающих жесткие ограничения на проектирование и эксплуатацию разомкнутой самокомпенсирующейся ЛЭП на ее основе[4].

Перед тем как задаваться какими-либо параметрами электропередачи, определим некоторые основные формулы и теоретические выкладки, необходимые для расчета.

Для того, чтобы определить сечение проводов, воспользуемся уравнением М.О. Доливо-Добровольского[5]:

$$SS = \frac{100 \cdot PP \cdot aa \cdot \tau\tau}{\Delta P P \% \cdot UU^2 \cdot \sigma\sigma \cdot \cos^2(\varphi_2)} \quad [\text{мм}^2] \quad (1)$$

здесь, с учетом проводимости алюминия, имеем:

$$SS = 0.666 \cdot \frac{\tau\tau \cdot PP \cdot aa}{TT \cdot UU^2 \cdot \cos^2(\varphi_2)}$$

где P – передаваемая мощность, кВт; $TT \cdot UU^2 \cdot \cos^2(\varphi_2)$ $[\text{мм}^2]$ (2)

U – напряжение (междуфазное) линии, кВ;

a – длина линии, км;

ΔP – наибольшая потеря мощности, %

T – годовое число часов использования максимума, ч

τ – время потерь, ч.

Далее, необходимо определить индуктивные и емкостные характеристики и параметры проводов линии электропередачи:

взаимоёмкость проводов ЛЭП $\frac{0.0121}{\dots}$ мкФ

$$CC_{12} = \frac{aa \cdot cc \cdot 10^2}{mm \cdot dd} \left[\text{кМ} \right] \quad (3)$$

$$rr_d \cdot \left(1 + \frac{\dots}{2} \right)$$

^{4h}
взаимную индуктивность проводов ЛЭП

$$MM = 4.6 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{ll} \quad [\text{ГН/КМ}] \quad (4)$$

внутреннюю индуктивность для прямого и встречного провода ЛЭП

$$ll_B = 4.6 \cdot \frac{dd_c}{DD_{cp}} + 0.5 \cdot \frac{1}{r_d} \quad [/] \quad (5)$$

собственную индуктивность линии

$$ll = 4.6 \cdot ll_{пр} + ll_B \cdot 10^{-4} \quad [\text{ГН/КМ}] \quad (6)$$

Для того, чтобы рассчитать параметры разомкнутой ЛЭП на базе двухцепной конструкции, необходимо воспользоваться методом «уточненной компенсации», что позволит невелировать разницу в расстоянии между прямой и встречной составляющими для каждой фазы, рис.2.

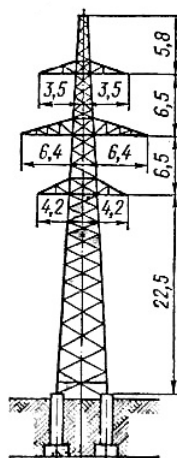


Рис. 2. Двухцепная опора ВЛ 330 кВ

Анализ будем проводить для каждой фазы отдельно.

Рассчитаем сечение сталеалюминиевых проводов на одну фазу по уравнению (2):

$$ss = 1,448 \cdot 10^3 \quad [\text{мм}^2]$$

Так как фаза разбивается на прямой и встречный провод, а затем каждый из двух проводов расщепляем еще на два, для того чтобы обеспечить необходимое суммарное сечение с помощью проводов марки АС, имеем 2хАС400/51 для прямого провода и 2хАС400/51 для встречного [6].

Так как было решено использовать стандартную конструкцию фазы,

имеем расстояние между прямым и встречным проводом $dd_c = 60$ см, а расстояние между прямым и встречным проводом будем изменять для каждой фазы в соответствии с конструкцией опоры.

Далее определим основные показатели линии.

Действующий радиус пучка:

$$r_{\text{д}} = 28,723 \text{ [см]}$$

Анализ для фазы А.

Определим взаимоёмкость по формуле (3) при средней высоте подвеса проводов $h = 30$ м, расстоянии между прямой и встречной составляющими для фазы А = 7,2 м (для расчетов были выбраны геометрические параметры промежуточных опор 330 кВ «бочка» [7]):

$$CC_{12} = 8,663 \cdot 10^{-9} \text{ [Ф]}$$

Взаимная индуктивность:

$$MM = 9,856 \cdot 10^{-4} \text{ [ГН/км]}$$

Внутренняя индуктивность для прямого и встречного провода рассчитана по формуле (5):

$$l_{в} = 1,397 \cdot 10^{-3} \text{ [ГН/км]}$$

Собственная индуктивность по формуле (6):

$$l = 1,577 \cdot 10^{-3} \text{ [ГН/км]}$$

Длина участка самокомпенсации линии:

$$aa_k = \sqrt{2} \cdot \frac{1 - 8 \cdot \frac{l - MM}{l + MM}}{314 \cdot \sqrt{2 \cdot CC_{12} \cdot (l + MM)}} = 2075 \text{ [км]}$$

Анализ для фазы В.

Определим взаимоёмкость по формуле (3) при средней высоте подвеса проводов $h = 25$ м, расстоянии между прямой и встречной составляющими для фазы А = 15 м (для расчетов были выбраны геометрические параметры промежуточных опор 330 кВ «бочка» [6]):

$$CC_{12} = 7,121 \cdot 10^{-9} \text{ [Ф]}$$

Взаимная индуктивность:

$$MM = 8,39 \cdot 10^{-4} \text{ [ГН/км]}$$

Внутренняя индуктивность для прямого и встречного провода рассчитана по формуле (5):

$$l_{в} = 1,397 \cdot 10^{-3} \text{ [ГН/км]}$$

Собственная индуктивность по формуле (6):

$$l = 1,577 \cdot 10^{-3} \text{ [ГН/км]}$$

Длина участка самокомпенсации линии:

$$aa_k = \sqrt{2} \cdot \frac{1 - 8 \cdot \frac{l - MM}{l + MM}}{314 \cdot \sqrt{2 \cdot CC_{12} \cdot (l + MM)}} = 2334 \text{ [км]}$$

Анализ для фазы С.

Определим взаимоёмкость по формуле (3) при средней высоте подвеса проводов $h = 20$ м, расстоянии между прямой и встречной составляющими для фазы А = 8,4 м (для расчетов были выбраны геометрические параметры промежуточных опор 330 кВ «бочка» [5]):

$$CC_{12} = 8,307 \cdot 10^{-9} \text{ [Ф]}$$

Взаимная индуктивность:

$$MM = 9,548 \cdot 10^{-4} \text{ [ГН/км]}$$

Внутренняя индуктивность для прямого и встречного провода рассчитана по формуле (5):

$$l_{\text{в}} = 1,397 \cdot 10^{-3} \text{ [ГН/км]}$$

Собственная индуктивность по формуле (6):

$$l = 1,577 \cdot 10^{-3} \text{ [ГН/км]}$$

Длина участка самокомпенсации линии:

$$aa_{\text{к}} = \sqrt{2} \cdot \frac{1 - 8 \cdot \frac{l - MM}{l + MM}}{314 \cdot \sqrt{2} \cdot CC_{12} \cdot (l + MM)} = 2128 \text{ [км]}$$

Таким образом, вся ЛЭП будет состоять из общего участка, тем самым – представлять из себя конденсатор, с равномерными характеристиками на всем своем протяжении.

Данная конструкция ВЛ позволяет отказаться от строительства подстанций с дорогостоящим компенсирующим оборудованием, а так же создать благоприятные условия электропередачи на протяжении всей линии электропередачи.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ракушев Н. Ф.* Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. Основы теории и электрического расчета – Москва: Изд-во: Госэнергоиздат, 1957г. – 159с.
2. Патент 130458 Российская Федерация, МПК H02J 3/20; заявитель и патентообладатель СамГТУ. – №2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. № 20. – 2 с.
3. Патент на полезную модель №2015128472/07. Российская Федерация, МПК H02J 3/20; заявитель и патентообладатель Самарский государственный технический университет. Дата начала действия патента и приоритет 30.06.2015. Опубл. 20.03.2016. Бюл. №8. – 2 с.
4. *Гологорский Е. Г., Кравцов Н. Н., Узелков Б. М.* Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4—500 кВ – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
5. *Рыжов Ю. П.* Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. – Москва: Изд-во: Издательский дом МЭИ, 2007 г. – 484 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. – Москва, Изд-во: ЭНАС, 2009. – 390с.
7. *Благоняжедин В.М.*, Линии электропередачи. – Москва: Изд-во: Высшая школа, 1968. – 167с.

УДК 621.31

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

В.Г. Гольдштейн, Н.В. Ревякина

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
E-mail:vgg41@yandex.ru*

В настоящее время необходимо совершенствование принципов рекомендаций и перспектив развития оборудования в электроснабжении нефтедобычи. Одним из его кластеров с высокоэффективными техническими показателями (КПД, удельное энергосопотребление, напор, подача и др.) являются погружные центробежные и винтовые электроустановки (УЭЦН, УЭВН) [1-3]. Первая группа - УЭЦН имеет преимущественное распространение в большинстве комплексов нефтедобычи, вторая – большей мере ориентирована на добычу вязкой нефти.

Характерными принципами инновационных изменений современных УЭЦН и, прежде всего, погружных электродвигателей (ПЭД) являются использование вен-тильного привода, повышение частоты вращения 3000-6000 об/мин и номинального напряжения, схемные и параметрические изменения конструкций и др. Они стратегически направлены на повышение их энергоэффективности и энергосбережения, увеличение межремонтных промежутков (МРП). При очевидной общей положительной оценке этих крайне необходимых инноваций можно констатировать многочисленные противоречия в обсуждениях обновления и модернизации ПЭД на научных и производственных конференциях и в публикациях [1-5]. Ниже кратко представлен критический анализ основных технических подходов реализации инновационных конструкций ПЭД.

1. ПЭД на основе частотных преобразователей.

Регулирование режима ПЭД эффективно решается с помощью частотного привода (ЧП), пока недостаточно применяемого в отечественной нефтедобыче из-за значительных затрат. Преимущества ЧП по сравнению с существующими определяются улучшением технико-экономических показателей нефтедобычи: обеспечивается плавный запуск ПЭД, а также форсировка при снижении напора и подачи, увеличивается КПД оборудования (10% и более); коэффициент мощности (на 0,1 и более); снижается электропотребление на 25-35 %; уменьшаются потери электроэнергии и в целом эксплуатационные расходы; ресурс ПЭД возрастает до 5 раз, в частности, за счет снижения ударных нагрузок на ПЭД, кабель и другие узлы при частотном пуске, особенно

одновременном для нескольких установок.

2. Использование вентильных электродвигателей.

В вентильном электродвигателе (ВЭД) магнитное поле создают не требующие затрат энергии постоянные магниты на роторе, обеспечивая преимущества по сравнению с асинхронными двигателями (АД): КПД на 5–7% больше (для ВЭД 117 габарита до 90%); снижение потребления и потерь в двигателе (в 1,5 раза меньше) и сопоставимое снижение потерь в кабеле; меньшая длина при сохранении температуры обмотки и скорости вращения.

Однако ВЭД имеет ряд недостатков: для запуска ВЭД необходим частотный преобразователь (ЧПР) с дополнительными потерями энергии ~2–4% от общего энергопотребления УЭЦН; необходим немагнитный инструмент и стенд сборки-разборки; значительна стоимость постоянных магнитов из редкоземельных металлов; необходима герметизация магнитов для обеспечения надежности ВЭД для предотвращения коррозии и вспучивания магнитов ВЭД при проникновении в него пластовой жидкости; наличие дисбаланса и вибрации, особенно на повышенных частотах вращения за счет одностороннего магнитного притяжения ротора к статору и др.

ВЭД имеет высокий КПД и коэффициент мощности при скоростях вращения 3000, 6000 и даже 10000 об/мин, меньшую длину и др., но по стоимости он существенно дороже, чем АД аналогичной мощности, поэтому применение ВЭД требует технико-экономического обоснования в каждом конкретном случае. В целом, несмотря на *перспективность и значимость вентильных ПЭД*, весьма распространена приведенная в [1] пессимистическая оценка, что «...при современном уровне развития техники создать недорогие и надежные вентильные двигатели невозможно». Перспектива, по мнению профессора Петера Ф. Броша (Германия, г. Ганновер), во всех областях применения за *синхронными* двигателями с постоянными магнитами с электронной коммутацией и регулированием скорости вращения частотным преобразователем.

3. Повышение скорости вращения.

Радиальные и осевые нагрузки, вибрация и износ составляющих УЭЦН (подшипников, шайб, втулок и др.), потребляемая мощность, и, следовательно, энергоэффективность и надежность УЭЦН, а также ряд других технико-экономических характеристик определяются третьей степенью частоты вращения [2].

Рост частоты вращения является одним из путей повышения энергоэффективности и необходимого напора УЭЦН, но и приводит к увеличению стоимости ПЭД. Высокоскоростные ПЭД по номинальной частоте вращения делятся на 3 группы с граничными значениями 3000, 6000 и 10000 об/мин. ПЭД производства ЗАО «Новомет-Пермь» с скоростью до 6000 об/мин обеспечивают по данным [1-3] повышение энергоэффективности и снижение энергопотребления на 25–30% по сравнению с традиционными. Но это не покрывает затрат на частотное регулирование или вентильный привод, которые

дороже в среднем в 1,5–2 раза.

Отметим, что установка на 10000 об/мин. имеет ряд отличий по конструкции, регламентам эксплуатации и применяемым материалам от известных. ВЭД на 6000 об/мин близки по конструкции к асинхронным АД и ВЭД на 3000 об/мин, но их длина существенно меньше. Это не приводит к перегреву, который составляет для них 20–250°С, в то время как у АД – 45–500°С. Их применение целесообразно, если увеличение их стоимости окупит рост КПД и снижение потерь в кабеле. Поэтому прямое сравнение по стоимости этой конструкции с конкурентными решениями затруднительно, так как необходимо оценить еще стоимость владения и надежность.

Средняя наработка установок УЭЦН с ВЭД с 6000 об/мин (работающих по данным АО «Новомет-Пермь» в основном в диапазоне 4500–5500 об/мин) колеблется от 650 до 800 суток, то есть на уровне УЭЦН с АД.

4. Повышение номинального напряжения.

Это принципиальное изменение параметров ПЭД обеспечивает повышение энергоэффективности, прежде всего, за счет снижения активного тока и тепловых потерь. При этом снижается температура и интенсивность старения изоляции. Соответствующее этим процессам увеличение ресурса изоляции, по нашему мнению, более значительно по сравнению с его некоторым снижением из-за повышения $U_{ном}$. Это подтверждается положительной динамикой статистики отказов и роста МРП для ПЭД с повышенным напряжением при сравнении с аналогичными данными по стандартным асинхронным ПЭД в ряде отечественных нефтяных компаний. Однако по результатам испытаний, которые обсуждаются в [2], разницы в наработках двигателей с «нормальным» и повышенным напряжением нет.

Альтернативную позицию в вопросе о повышении $U_{ном}$ занимают ведущие фирмы Schlumberger, Baker Hughes, General Electric (США), у которых ПЭД имеют $U_{ном}$ значительно ниже российских, равных им по мощности. Они считают, что это повышение приведет к росту отказов из-за снижения прочности изоляции обмотки [1]. Возникают сомнения в репрезентативности этого роста в перспективе и, следовательно, технической политики этих фирм в связи с очевидным прогрессом изоляционной техники и материалов. Можно согласиться с утверждением [1], что риск использования ПЭД с повышенным $U_{ном}$ потребитель должен брать на себя, руководствуясь своими критериями выбора ПЭД по напряжению.

Необходимо отметить, что число витков обмотки, трудоемкость изготовления и стоимость ПЭД с повышенным $U_{ном}$, больше, чем у стандартных. Также следует учесть и увеличение стоимости трансформатора. Это, с одной стороны, ограничивает вложение средств в данное направление. С другой стороны, несомненную экономию затрат можно получить, используя очевидную возможность уменьшения сечения питающего кабеля или использование алюминиевых жил кабеля вместо медных. Это решение должно приниматься на основе оптимизации затрат, связанных с их одновременным

снижением за счет уменьшения стоимости кабеля и увеличением стоимости потерь из-за роста его активного сопротивления.

Очевидная зависимость энергоэффективности данного мероприятия от глубины скважины дает преимущество предприятиям, работающим на более глубоких пластах. В частности, по 3 ведущим предприятиям ОАО «НК «Роснефть» в Западной Сибири (глубины ~2500 м) можно отметить рост числа скважин, имеющих ПЭД с повышенным напряжением (общее количество 5167 на начало 2015 г.), и показателей МРП за 2014 год от 17 до 53 суток [2].

В целом, несмотря на различия конкретных условий, можно констатировать определенное снижение срока окупаемости и практически одинаковые размеры инвестиций по сравниваемым решениям с несомненным преимуществом по эксплуатационным расходам.

5. ПЭД с совмещенными Y и Δ обмотками.

Этот энергосберегающий привод, получивший название параметрического по сравнению с конкурентным ЧП позволяет получить экономию электроэнергии при существенно меньших габаритах [1, 4, 5].

Ниже перечислены его преимущества: регулирование скорости вращения изменением величины напряжения; меньший на 20-35% потребляемый ток в зависимости от режима; более высокий на 35% пусковой момент; меньшие на 35% токи, отсутствие ударов, увеличение допустимого числа и снижение нагрева при частых пусках; бóльший на 35% минимальный и на 20% максимальный момент; стабильность КПД и $\cos \varphi$ при переменных нагрузках от 25 до 150%; более «мягкая» механическая характеристика; бóльшая перегрузочная способность при малом снижении КПД; плавное снижение числа оборотов, отсутствие резких остановов и «опрокидывания» при перегрузках; снижение на 15-25% массогабаритных показателей [5]. Здесь использованы данные НТПО ТЕХНОНЕФТЬ (г. Москва).

Определение автора идеи этого привода в России далеко неоднозначно [1, 4, 5]. Наиболее известным претендентом является проф. Н.В. Яловега, которому принадлежат важные разработки Русского параметрического погружного электродвигателя (РП ПЭД-Я) [4], его развернутые испытания и организация промышленного производства. Этот ПЭД с совмещенными Y и Δ обмотками по существу представляет собой объединение 3 устойчивых двухфазных двигателей, в отличие от 3 неустойчивых однофазных в традиционном АД.

Можно констатировать высокую энергоэффективность РППЭД-Я [5], как в непрерывных, так в периодических и кратковременных режимах нефтедобычи при разных напорах и дебитах ~ от 20 до 200 м³/сут и более (НТПО ТЕХНОНЕФТЬ (г. Москва)). В настоящее время ООО «Алмаз» (г. Москва) производит РППЭД-Я с номинальной мощностью для габаритов: 100 (до 56 кВт); 103 (до 200 кВт); 117 (до 360 кВт); 130 (до 500 кВт).

Выводы.

1. Требуется тщательный технико-экономический анализ направлений

- инноваций и их *комплексного применения* в конструкциях ПЭД нефтедобычи.
2. Сопоставляя достоинства и недостатки видов ПЭД, можно считать ВЭД и двигатели с совмещенными обмотками наиболее целесообразными и перспективными решениями в отечественной нефтедобыче.
 3. Надо учитывать отсутствие в настоящее время надежных ВЭД с приемлемой стоимостью, что говорит об актуальности активной промышленной реализации и внедрения *параметрических* ПЭД и *синхронных* с постоянными магнитами.
 4. Необходимо тщательное исследование возможностей и положительных свойств параметрических ПЭД с совмещенными обмотками, прежде всего, в части регулирования режимов.
 5. Применение ПЭД с повышенным $U_{ном}$ требует комплексной оценки при взаимосвязанных процессах:
 - разнонаправленном изменении потерь энергии при уменьшении рабочего тока и увеличенном сопротивлении кабеля с меньшим сечением, а также с алюминием вместо меди (при этом стоимость кабеля падает),
 - снижении надежности за счет меньшей прочности изоляции (что мало заметно для современной изоляции) и ее роста при снижении температуры ПЭД из-за общего уменьшения потерь энергии и др.
 6. Эффективность повышения $U_{ном}$ растет в зависимости от глубины скважины, что дает преимущество предприятиям, работающим на более глубоких пластах, что подтверждается многочисленными данными эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гинзбург М.Я.* Энергоэффективные УЭЦН: причины прохладной встречи. Нефтегазовая вертикаль. Технологии. №23-24, 2015 г. с.123-126.
2. *Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П., Косилов Д.А., Цыбин А.В.* Погружные электродвигатели с повышенным напряжением - двойной эффект без инвестиций. Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». Выпуск №3. 2014. с. 31-37.
3. *Кузьмичев Н.П.* Пути решения основных проблем механизированной добычи нефти. «Территория НЕФТЕГАЗ». № 9. 2005.
4. *Яловега Н.В., Яловега В.Н.* Патент РФ №2122653 - Погружной электронасосный агрегат.
5. *Дуюнов Д.А.* Асинхронный двигатель с совмещенными обмотками. Инф. электронный журнал. № 2 (27), март-апрель 2013 г. с. 19-24.

МЕТОД СОПРЯЖЕННЫХ ГРАДИЕНТОВ

В.Г. Гольдштейн, Д.А. Гнетова, Г.А. Матвеев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

ygg41@yandex.ru, gnetova-aees-2015@yandex.ru

Для решения различных задач анализа режимов [1] коротких замыканий (КЗ) в системах (СЭС) нефтяной отрасли в узловой форме эффективно может быть использована модификация известного [2] метода сопряженных градиентов (МСГ) непосредственно по таблице узловых соединений сети T_y без формирования узловых уравнений [3].

Одной из важнейших особенностей анализа режимов КЗ СЭС является слабая заполненность матриц сопротивлений и проводимостей в уравнениях электрического равновесия для тока в нормальных режимах и в переходных процессах, поэтому центральной операцией данного алгоритма является умножение матрицы на вектор. Для нее предложен экономный алгоритм, позволяющий получить вектор произведения за один просмотр таблицы соединений T_y .

Общее количество N ненулевых элементов, например, в матрице узловых проводимостей для схемы, состоящей из n независимых узлов и m ветвей, может быть определено в виде

$$N = n + 2 \cdot (m - m_0) \quad , \quad (1)$$

где n - число диагональных элементов, которое при последовательной нумерации равно числу узлов схемы; $2 \cdot (m - m_0)$ - число внедиагональных элементов, определяемых ветвями, соединяющими независимые узлы; базисный узел (заземленный узел, узел нулевого потенциала) обозначен номером 0; m_0 - число ветвей, соединяющих независимые узлы с базисным.

Для СЭС в большинстве случаев $m / n = 1,5 \div 2,5$ и $m_0 \approx 0,1 m$, следовательно:

$$N = 3,7 \div 5,5n \quad , \quad (2)$$

что для схемы с числом узлов $n = 1000$ дает $0,37 \div 0,55\%$ ненулевых элементов от общего числа элементов матрицы проводимостей. Анализ заполнения матриц Z приводит к аналогичным результатам.

Метод сопряженных градиентов (МСГ) - уникальный метод решения систем линейных алгебраических уравнений. Несмотря на итерационную структуру построения алгоритма, он, по существу, является конечным, точным методом [1], так как при отсутствии погрешностей выполнения арифметических действий, он дает точное решение за конечное число шагов при любом начальном приближении.

МСГ формируется [2,3] по итерационной форме, но конечной по существу последовательностью операций. На каждом i -том шаге алгоритма выполняются следующие действия:

1. Вычисляется скалярный коэффициент

$$a_i = \frac{(r_i, r_i)}{\left(S_i, Y \cdot S_i \right)} \quad (3)$$

здесь выражения, стоящие в скобках в числителе и знаменателе - скалярные произведения векторов; $Y \cdot S$ - произведение матрицы Y на вектор S .

2. Определяются новые значения элементов вектора решения

$$U_i = U_{i-1} + a_i \cdot S_i \quad (4)$$

3. Находится новый вектор невязки (для решения U_i)

$$r_i = r_{i-1} - a_i \cdot Y \cdot S_i \quad (5)$$

4. Вычисляется скалярный коэффициент

$$b_i = \frac{(r_i, r_i)}{(r_{i-1}, r_{i-1})} \quad (6)$$

На этом этапе производится проверка на выход из процедуры по оценке квадрата длины вектора невязки

$$(r_i, r_i) \leq \varepsilon \quad (7)$$

где ε - заданная погрешность в целом по вектору невязки. Это фактически оценка неравенства $\|Y \cdot U_i - F\|$. Значение ε обычно принимается в пределах $10^{-10} - 10^{-14}$.

5. Определяется новый вспомогательный вектор

$$S_{i+1} = r_i + b_i \cdot S_i \quad (8)$$

Далее операции повторяются с п. 1 до тех пор, пока число шагов не станет равным порядку системы $i = n$, что теоретически [3] является окончанием процесса решения и подтверждается практическими вычислительными экспериментами по решению задач анализа режимов СЭС. Положительная особенность этих задач заключается в преобладающем значении в основных матрицах главной диагонали, т. е. матрицы, как правило, хорошо обусловлены. Это приводит к тому, что для решения названных задач чаще всего требуется гораздо меньше n шагов, и это наиболее характерно для больших n .

Практическая проверка работоспособности и перспективная оценка возможностей предложенных методов и алгоритмов, построенных на основе модификаций МСГ, проведена по результатам серийных расчетов режимов КЗ в сетях с количеством узлов u до 1000. Для этого в рамках положений табличного ИМ разработан испытательный программный комплекс (ИПК) для анализа электрических режимов в схемах большого топологического объема. В нем с помощью датчика случайных чисел реализовано построение ВИМ СЭС

в виде таблиц узловых соединений и параметров ветвей.

При моделировании топологии и задания параметров схем были учтены следующие основные эксплуатационные признаки, характеристические соотношения и положения построения сетевых структур.

1. Формирование сети для различных уровней напряжения (≤ 3) с произвольными процентными соотношениями состава по ступеням и связям между ними, количеству ветвей с источниками.
2. Задание произвольного соотношения между числом ветвей v и узлов y (от разомкнутой до сложно замкнутой схемы - $1,0 < v/y < 2,5$).
3. Задание в модели сети определенного числа трансформаторных ветвей с характерными диапазонами сопротивлений для конкретных классов напряжения и числа поперечных ветвей, в частности генераторных.
4. Возможность выполнения расчета режима КЗ в вещественной и комплексной форме. В последнем случае – при произвольном соотношении активного и реактивного сопротивлений ветвей.

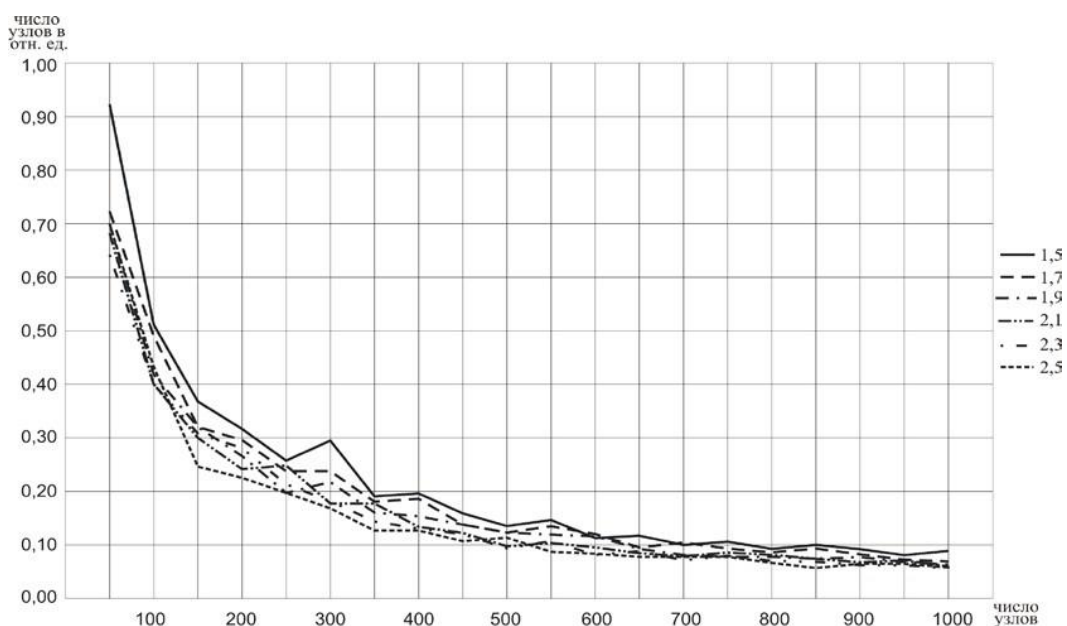


Рис. 1. Зависимости отношения числа итераций к числу узлов для схем сетей количеством узлов y до 1000 и при v/y $1,5 < v/y < 2,5$

После окончания процесса расчета конкретного режима, когда рекуррентно вычисляемая невязка становилась меньше наперед заданной погрешности, производилась дополнительная, независимая от решения по МСГ проверка полученного решения по условиям оценки положения электрического равновесия. Иначе говоря, по рассчитанным напряжениям в узлах определялись токи в ветвях и в последовательном процессе просмотра строк T_y формировались балансы токов в узлах. Гарантией качества полученного решения выполнение требования о допустимой погрешности узловых небалансов по току.

Для объективной демонстрации численной устойчивости алгоритма верхняя граница по количеству узлов была выбрана значительно больше, чем это требуется в настоящее время. В проведенных испытаниях использовались стандартная арифметика и обычная разрядная сетка современных ПЭВМ средней производительности. Обратим внимание на то, что условное время расчета t^* следует считать субъективной оценкой, поскольку оно зависит от конфигурации ПЭВМ.

Выводы.

1. Ни в одном из вычислительных экспериментов в диапазоне до 1000 узлов не было зафиксировано случаев численной неустойчивости.
2. Отмечена характерная тенденция относительного уменьшения числа шагов в алгоритме МСГ при увеличении числа узлов.
3. Можно констатировать слабые зависимости числа шагов вычислительного процесса от диапазона возможных значений сопротивлений ветвей схемы, коэффициента замкнутости схемы, числа генераторных и трансформаторных ветвей.

Для проверки предложенных алгоритмов анализа режимов СЭС необходима тщательная оценка их работоспособности при решении практических задач. Однако разнообразные всесторонние исследования в этом направлении связаны с необходимостью огромной подготовительной работы вследствие больших объемов информации по расчетным моделям – схемам замещения для современных СЭС, когда количества узлов и ветвей имеют порядок 10^2 - 10^4 .

Значительные удобства при решении этих вопросов дает использование графических редакторов (в частности, «Модус». г. Москва), которые позволяют получать необходимые для выполнения расчетов режимов топологические таблицы, обеспеченные параметрами схем замещения из соответствующих баз нормативно-справочной информации. Кроме того, эти графические редакторы эффективно решают проблемы, связанные с изменением состава и элементов схемы и ее параметров. Однако и в этом случае объем подготовки данных превышает все разумные возможности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Алиев Р.А.* Управление производством при нечеткой исходной информации [Текст] / Р.А. Алиев, Г.А. Мамедова, Л.Э. Церковный. – М.: Радио и связь, 1990. – 241 с.
2. *Бахвалов Н.С.* Численные методы [Текст] / Н.С. Бахвалов, Н.П. Жидков, Г.М. Кобельков. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2003. – 632 с.
3. *Дудиков Ю.С.* Применение метода сопряженных градиентов при табличной реализации режимов электрических сетей [Текст] / Ю.С. Дудиков, В.Г. Гольдштейн // Межвуз. сб. научн. Трудов: Оптимизация режимов работы электротехнических систем: – Красноярск: СФУ, 2008. С. 180 – 189.

УДК 621.31

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

В.Г. Гольдштейн, В.Д. Можяев, В.С. Романов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
mozhaev.aees@gmail.com*

На сегодняшний день к электрическим сетям и системам электроснабжения нефтяной отрасли (ЭССЭ НО) в целом в промышленности и, в частности, в нефтяной отрасли предъявляются высокие требования [1-3], которые, не умаляя в значительной форме технико-экономического содержания, можно кратко сформулировать в следующем виде [1-3].

1. Доступность – обеспечение потребителей электроэнергией в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого качества.
2. Надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление).
3. Экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат
4. Эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов и технологий при производстве, передаче распределении и потреблении электроэнергии
5. Органичность с окружающей средой - снижение негативных воздействий на окружающую среду
6. Безопасность – не допущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

Качество надежного электроснабжения предприятий нефтяной промышленности как одного из ведущих кластеров промышленности страны. Однако растущее потребление электроэнергии приводит стареющие ЭССЭ НО на грань превышения расчетных нагрузок, заставляя сетевые компании по всему миру решать ряд задач, связанных с повышением надежности сети без повышения тарифов.

В составе этих задач в настоящее время значительное место занимают проблемы восстановления работоспособности электрооборудования со сроками эксплуатации, близкими и превышающими предельные. Электроустановки возвращаются в эксплуатацию после неоднократных капитальных ремонтов, которые в большинстве своем локально

восстанавливают работоспособность отдельных элементов или их отдельных комплексов. В то же время эти в целом необходимые мероприятия не решают вопросов, связанных с общим старением технической базы и значительного роста риска отказов. По общеизвестным объективным оценкам [4, 5] в общем балансе средств, планируемых на поддержание и совершенствование технического состояния ЭССЭ НО, доля средств, идущих на обновление и модернизацию часто не отвечает современным требованиям [2].

Одним из возможных вариантов развития ЭССЭ, является её переход на работу по принципу интеллектуальных сетей. Ещё в 1951 году Мак-Кей ввел понятие самоуправляемых или самоорганизующихся машин, позволяет выполнить их классификацию по общим функциям следующим образом.

- Прием, классификация, запоминание и передача информации.
- Реакция на изменение в окружающей среде, включая выдачу информации о состоянии самой машины.
- Дедуктивные решения, принимаемые на основе множества допущений или постулатов и обучения.

Технологии интеллектуальных ЭССЭ должны обеспечивать следующие атрибуты [2]:

- способность самостоятельного восстановления после внешних и внутренних возмущений;
- обеспечение участия потребителей в регулировании потребления;
- отказоустойчивость в условиях физических и кибернетических атак;
- обеспечение качества энергии в соответствии с современными требованиями;
- сочетание всех вариантов генерации и накопления энергии;
- возможность реализации новых продуктов, услуг и рынков;
- оптимальное использование производственных средств и повышение эксплуатационной эффективности.

Все данные функции характерны для современных отечественных и зарубежных интеллектуальных систем, в том числе и для ЭССЭ НО.

Термин «интеллектуальная сеть» часто используется в электроэнергетике для описания цифрового варианта современной электрической сети. В составе технологий этих сетей лежит аппаратно-программное обеспечение, датчики, исполнительные механизмы, каналы связи, средства отображения информации, системное и прикладное программное обеспечение и т.п.

Общность подходов к построению систем в энергетике и нефтегазовой отрасли с точки зрения их автоматизации и применяемых компьютерных технологий, включающих планирование и обработку результатов измерений, построение математических моделей, составление энергетических балансов и т.п., позволяет интегрировать лучшие решения, как в энергетике, так и нефтегазовой отрасли с целью получения наиболее эффективных решений. Примеры таких интегрированных систем уже существуют: системы

коммерческого и технического учета всех видов топливно-энергетических ресурсов.

При этом необходимо учитывать ряд положений, связанных с общим построением ЭССЭ НО и организацией их эксплуатации, которые формируются как комплекс специальных средств и мероприятий. Они в основном определяются рядом Руководящих указаний по отдельным аспектам их работы, Правилами устройства электроустановок и др. Эти руководящие и инструктивные документы главным образом ориентированы на объекты энергосистем и распространяются на любые промышленные электроустановки, в том числе и нефтегазодобычи, что подробно обсуждается в [4, 5]. Однако, если при этом не учитываются специфика отрасли, особенности технологических процессов и условий работы электрооборудования, то, как правило, увеличивается число нарушений электроснабжения и снижается его надежность.

Во многом аналогичная ситуация складывается при создании современных отечественных и зарубежных интеллектуальных ЭССЭ НО, которые, развиваясь во многом на основе существующих электротехнических комплексов, базируются на новых принципах, структурах и электрооборудовании.

Отличия традиционных ЭССЭ НО от интеллектуальных [2] заключаются в существовании ряда критериев и категорий, представленных в таблице 1.

Таблица 1.

№	Критерий	Интеллектуальные ЭССЭ	Традиционные ЭССЭ
1	Централизованное автоматическое управление энергопотреблением	есть	нет
2	Система контроля качества электроэнергии	есть	незначительно
3	Система контроля технологических параметров	повсеместно	не развита
4	Автоматизированная система учета электропотребления	повсеместно	недостаточно
6	Системы контроля и управления надежностью электроснабжением	есть	нет
7	Система оценки текущего состояния сети	активная	пассивная

Существует ряд важных технических проблем внедрения инновационных технологий интеллектуальных ЭССЭ НО:

- обеспечение экономически целесообразного повышения производительности ЭССЭ НО при минимизации их воздействий на окружающую среду;
- обеспечение эффективного управления и контроля передачи мощности;
- управление и контроль параметров нормальных и пиковых режимов передачи, распределения и потребления для снижения потребления потерь мощности;
- подключение к сети ресурсов возобновляемой энергии с локальных и удаленных установок и управление периодическими генерациями;
- интеграция и оптимизация накопления энергии для уменьшения требуемой мощности сетей;
- снижение рисков при локализации и быстром восстановлении после нарушений электроснабжения или возмущений в ЭССЭ НО;
- управление реакцией потребителей для сокращения нагрузки на сеть и для оптимизации использования объектов сети.

Реализация представленных выше концепций интеллектуальных сетей в нефтепромысловом электроснабжении эффективна только в сочетании с мероприятиями при организации современной эксплуатации и оптимизации ЭССЭ НО в целом и их элементов.

Нельзя не отметить возможное сокращение затрат, связанное с автоматизацией производства, при котором интерактивная система управления технологическими процессами в ЭССЭ НО получает все необходимые данные в режиме реального времени непосредственно с объектов с помощью информационно-вычислительных комплексов.

Можно констатировать, что для этого необходимо широкомасштабное использование информационного обеспечения технологических процессов нефтедобычи с организацией автоматизированных систем сбора и обработки детальной информации о работе всех элементов технологической цепи от буровых установок и скважин (в частности, об условиях работы погружных электродвигателей) до систем транспорта нефти. Результатом детального анализа получаемой информации является создание на каждой скважине такие условия нефтедобычи, какие оптимально подходят для ее полноценной эксплуатации.

Выводы.

Корректная реализация инновационных технологий является необходимым условием достижения следующих важнейших технико-экономических показателей в энергоснабжении нефтяной отрасли:

- энергоэффективность добычи, транспорта и переработки нефти;
- надежность и экономичность эксплуатации;
- интеграция централизованных и возобновляемых источников энергии;
- экономия затрат за счет активного использования электроэнергетических

рынков и участия потребителей в прогнозировании режимов;

- оптимизации темпа добычи и повышение нефтеотдачи пласта;
- снижение затрат и рисков в эксплуатации и техническом обслуживании систем электроснабжения за счет более полной и эффективной автоматизации основных технологических процессов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

4. World Energy Outlook 2009. Intern. Energy Agency (IEA), Paris, 2009. — 691 р.
5. Кобец Б.Б., Волкова И.О. SmartGrid в электроэнергетике /Энергетическая политика, № 6, 2009, с. 54—56.
6. «Grids 2030». A National Vision for Electricity's Second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy, 2003.
7. Халилов Ф.Х., Гольдштейн В.Г., Гордиенко А.Н., Пухальский А.А. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4 – 110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений / - М. : Энергоатомиздат, 2006. - 356 с.
8. Дроздов А.Н., Хамидуллин Р.Д., Шестаков А.Д. и др. Информационная система «Шахматка и Техрежим» для повышения эффективности процессов нефтедобычи // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 10. с. 34–41.
9. Доктор С.А., Королев Д.М., Саранулов Н.П., Гильманов Р.Р., Катрич Н.М., Шушаков А.А., Зеленцов В.С. Подход к управлению механизированной добычей в рамках развития системы «Электронная Разработка Активов» // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. с. 70–72.

УДК 338.465:621.31

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 20 кВ.

И.А. Суровешкин, В.Г. Гольдштейн

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
г. Самара, Россия,
Пуха008.1995@yandex.ru*

В настоящее время становится все более очевидным то, что распределительные электрические сети и системы электроснабжения (ЭССЭ) на напряжениях 6 – 10 кВ не отвечают современным требованиям по энергетической эффективности и энергосбережению. Также уже в настоящее время они часто не справляются с постоянным ростом нагрузок в большинстве

своих применений в промышленности, транспорте, городском хозяйстве (особенно в развивающихся мегаполисах), сельском хозяйстве и др. Эти глобальные по масштабам современного энергоснабжения тенденции совершенно очевидны в ближайшей, кратко и среднесрочной и особенно в дальнейшей перспективе электроэнергетики. Сегодня в России в широких масштабах и направлениях производится реконструкция электросетевого хозяйства, так как существующие в большинстве ЭССЭ кабельные и воздушные линии (КЛ и ВЛ) электропередач и подстанции напряжением 6 (10) кВ во многих случаях устарели морально и физически и требуют замены и модернизации.

Это требует разработки инновационных решений, видов электрооборудования и комплекса мероприятий по их внедрению в ЭССЭ. Сказанное выше можно определить, как основу стратегии развития современных ЭССЭ.

В значительной мере это позволит повысить их надежность, пропускную способность, сократить расходы на эксплуатацию и, прежде всего, потери электрической энергии. В качестве основных путей для достижения названных результатов можно назвать применение сетей и оборудования новых классов напряжения, современных проводов и кабелей, усовершенствованной автоматики, эффективных коммутационных аппаратов (вакуумных выключателей, реклоузеров и др.), силовых трансформаторов со кардинально сниженными потерями. В качестве близкого будущего следует также назвать применение электрооборудования, использующего явление высокотемпературной сверхпроводимости.

Эта работа проводится в нашей стране и за рубежом в беспрецедентно широком спектре направлений, как по составу инноваций, так и по реализации их возможных технических приложениям.

Поэтому далее с учетом технических ограничений кратко представлен анализ технико-экономических аспектов достаточно узкого, но весьма перспективного направления – построения ЭССЭ 20 кВ, в сравнении с сетями на напряжениях 6(10) – 35 кВ. Цель этого анализа – показать целесообразность преимущества применения данного класса напряжения для многочисленных направлений кардинального улучшения энергообеспечения современных потребителей, в частности, на примере нефтяной отрасли. Сейчас активно производится разработка нового оборудования на это напряжение и уже ведётся его промышленный выпуск.

Появление нового класса напряжения приводит к изменению известных рекомендаций по применению напряжений 6(10) – 35 кВ. При этом, прежде всего, необходимо приближенно оценить состав и характеристики потребителей в системах электроснабжения нефтепромыслов.

С этой целью ниже в таблице 1 приводится их краткий перечень с данными о категориях электроснабжения, что позволяет сформулировать требования к построению ЭССЭ. Здесь учтена разница часто встречающихся

условий их работы и специфических районов Западной Сибири.

Потребители нефтепромыслов с данными о категориях электроснабжения.

Таблица 1.

Потребители	Категория	
	Западная Сибирь и аналогичные районы	Другие районы
Компрессорные станции для газлифтного способа добычи нефти	1	2
Центральный пункт сбора и подготовки нефти	1	2
Кусты эксплуатационных скважин с механизированной добычей нефти	1	2
Кустовые насосные станции для заводнения пластов	1	2
Дожимные нефтенасосные станции	1	2
Резервуарные парки	1	2
Насосные станции производственного водоснабжения объектов с электроприемниками I категории	1	-
Насосные станции производственного водоснабжения других объектов	2	-
Противопожарные насосы	1	2
Насосные станции промканализации	2	3
Насосы нефтеловушек	3	3
Электроприемники систем телемеханики, связи, вычислительных центров	1	1
Одиночные работающие скважины с механизированной добычей нефти	2	2
Буровые установки с электроприводов для скважин глубиной 3000 м и более	2	2
Электроприемники промбаз, складов и др.	2	3

Более подробную информацию о технико-экономических характеристиках потребителей и их специфических особенностях можно найти в справочной литературе, каталогах заводов – изготовителей, монографических изданиях и учебной литературе [1].

Данные таблицы 1 являются исходной информацией для построения

расчетной схемы замещения, с помощью которой известными расчетными методами могут быть найдены параметры рабочих режимов ЭССЭ. На их основе, в свою очередь, определяются экономически целесообразные соотношения длин L и передаваемых мощностей S ЛЭП.

При этом используются зависимости $L=F(S)$ оптимальных соотношений L и S , полученные И.А. Суворовой и В.В. Черепановым [2, 3]. Они представлены на рис. 1 для ВЛ 10 – 35 кВ, выполненных проводами СИП с сечениями 50 – 120 мм²

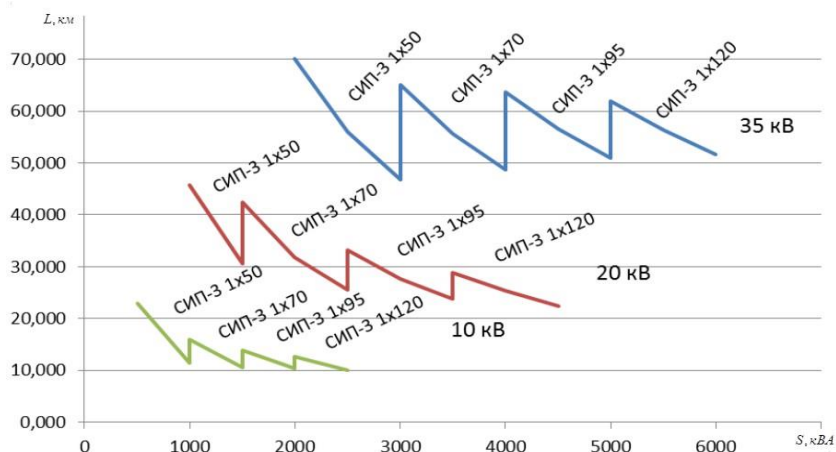


Рис.1. Зависимость возможной длины ВЛ 10 – 35 кВ, выполненной проводом СИП от передаваемой мощности и напряжения

Теперь, составляя расчетную электрическую схему электроснабжения, например, района нефтепромысла, можно по данным рис.1 выбрать оптимальное номинальное напряжение для конкретных условий [2, 3].

Напряжение 20 кВ имеет принципиальные преимущества перед 10 и 35 кВ. Его целесообразно применять в сетях нефтепромыслов, чем напряжение 35 кВ, для этого потребуются более легкие и дешевые аппараты и кабели. При использовании напряжения 20 кВ снижаются годовые расходы, по сравнению с применением напряжения 10 кВ, за счет уменьшения потерь электроэнергии в сетях, трансформаторах и другом электрооборудовании. Также уменьшаются токи рабочих режимов и падения напряжения, облегчается питание отдельных удаленных потребителей, как самого нефтепромыслового предприятия, так и ближайшего района. В то же время площади территорий на трассы ЛЭП 10 и 20 кВ отличаются незначительно.

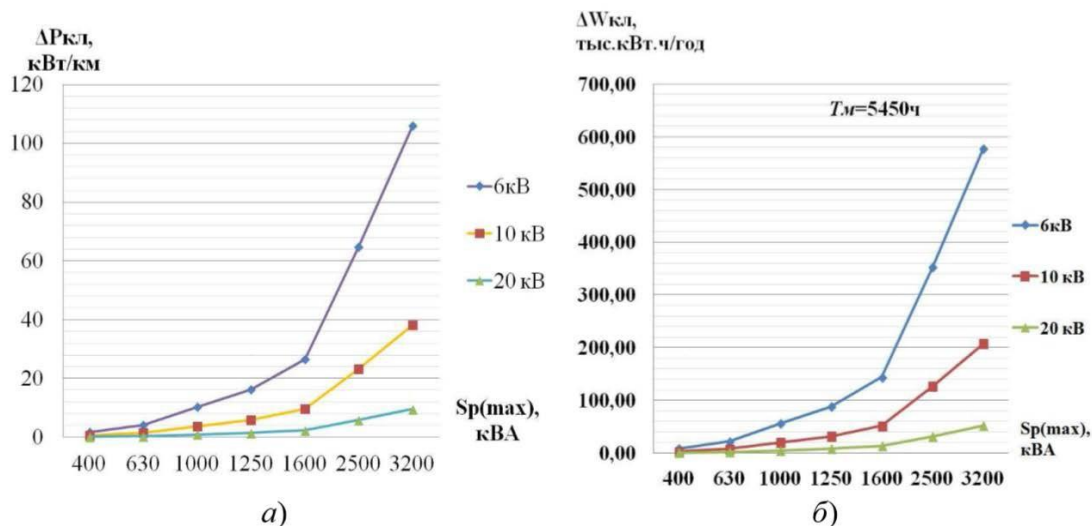


Рис.2. Зависимости удельных потерь мощности (а) и удельных потерь электроэнергии от передаваемой мощности (б)

Графики зависимостей удельных потерь мощности и электроэнергии от передаваемой мощности, представленные на рис. 2, наглядно иллюстрируют соотношения потерь для ЭССЭ 6 – 20 кВ одного из нефтепромыслов. Однако следует иметь в виду, что потери в сердечниках трансформаторов 20 кВ больше, чем для 6 – 10 кВ и меньше, чем 35 кВ, а для потерь в обмотках характерно очевидное снижение за счет меньших токов.

Выводы.

Технико-экономический анализ передачи электроэнергии на напряжениях 6 – 35 кВ в ЭССЭ нефтяной отрасли позволяет констатировать следующее.

1. При средней длине линий ЭССЭ нефтепромыслов до 25 км с учетом современного состава электрооборудования (табл. 1) и его меньшей стоимости (в среднем на 20%) предпочтительно использование напряжения 20 кВ вместо напряжения 35 кВ.
2. При переходе в распределительных сетях с напряжения 10 кВ на 20 кВ возможно получить снижение потерь энергии в ЛЭП в 2 – 3 раза, хотя это снижение существенно зависит от загрузки.
3. Уменьшаются сечения линий, в частности, для самонесущих изолированных проводов в 2 раза, увеличивается радиус оптимальной передачи электроэнергии с 10 до 25 км.
4. Сопоставляя затраты на отчуждение территорий на трассы, можно констатировать их малое отличие для ЛЭП 10 и 20 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Халилов Ф.Х., Гольдштейн В.Г., Гордиенко А.Н., Пухальский А.А. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4 – 110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений / - М. : Энергоатомиздат, 2006. - 356 с.
2. Суворова, И.А. Решение задач проектирования распределительных электрических сетей с использованием метода линеаризации дисконтированных затрат/ В.В. Черепанов, И.А.Суворова // Известия вузов. Электромеханика.-2014.- №3.- с.75-76.
3. Суворова, И.А. Выбор сечений проводников и рациональных напряжений распределительных электрических сетей в современных условиях. Дисс. к.т.н. ЮРГПУ. Новочеркасск. 2015 г.

УДК 621.317.353.018.3

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭМИССИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ

А.В. Гудков, П.В. Грибовский, Н.А. Линник, К.С. Аверьянова

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
Самара, РФ, gudkov_av@rambler.ru*

В настоящее время в России значительную часть буровых установок составляют буровые установки с электроприводом главных механизмов: буровых насосов, лебедки и ротора, выполненных по системе «тиристорный преобразователь – двигатель постоянного тока», которая наиболее полно отвечает технологическим требованиям буровых работ с большой глубиной регулирования скорости основных механизмов [1]. Технологический процесс роторного бурения состоит из повторяющихся операций: операций «бурения» для разрушения породы на забое и операций «спуско-подъема» (СП) бурильных труб для замены изношенного долота и операций «наращивания» колонны бурильных труб по мере углубления скважин. При этом питание электродвигателей постоянного тока буровой установки типа БУ-2500 ЭПК осуществляется от тиристорных преобразователей, являющихся источниками эмиссии высших гармоник (ВГ) в систему электроснабжения (СЭС) [2]. Цель работы заключалась в экспериментальном исследовании ВГ напряжения в СЭС буровых установок, и дальнейшем их сравнение с нормативными значениями в соответствии с межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [3].

Экспериментальные исследования эмиссии ВГ проводились на буровой

установке БУ-2500 ЭПК Б.Лебяженского месторождения в Самарской области в периоды, соответствующих наибольшему потреблению активной мощности – при операциях «бурения» и «СП».

Электрооборудование буровой установки получает питание от воздушной линии электропередачи напряжением 6 кВ через вводной шкаф №3 типа КРНБ (рис. 1).

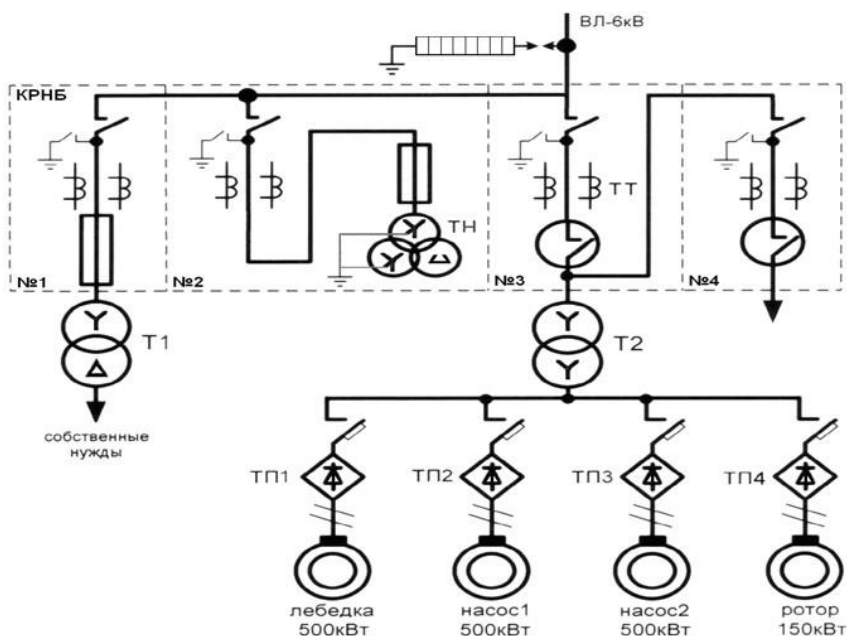


Рис.1. Однолинейная схема электроснабжения буровой установки БУ-2500 ЭПК

Шкафы КРНБ осуществляют распределение электроэнергии на преобразовательный трансформатор ТРСЗП-2500/10Б УХЛ2 (Т2), который питает через силовые тиристорные преобразователи электродвигатели постоянного тока основных механизмов, и силовый трансформатор ТМБ-630 6/0,4 (Т1), для питания электродвигателей вспомогательных механизмов, освещения и обогрева шкафов КРНБ.

Регистрация ВГ выполнялась в точке балансовой принадлежности – вводном шкафу №3 измерительным комплексом С.А.8334, подключенным к вводу 6 кВ преобразовательного трансформатора Т2 через трансформаторы тока ТФЗМ 400/5 (ТТ) и напряжения НТМИ 6000/100 (ТН).

Искажение кривой напряжения в результате эмиссии ВГ в СЭС характеризуются в ГОСТ 32144-2013 коэффициентами гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка $KU(n)$, и суммарным коэффициентом гармонических составляющих напряжения KU и рассчитываются в измерительном комплексе С.А.8334 по выражениям [3]:

$$K_{U(n)} = \frac{U(n)}{U(1)} \cdot 100\% , K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U(n)^2}}{U(1)} \cdot 100\% ,$$

где $U(1)$ – фактическое измеренное действующее значение напряжения основной частоты сети 50 Гц (первой гармоники), $U(n)$ – фактическое измеренное действующее значение напряжения высшей гармоники n -го порядка.

На рис. 2 представлен фрагмент графика изменения суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения K_U в периоды операций «бурения» и «СП», а в таблице приведены максимальные зарегистрированные значения коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения $K_{U(n)}$ для нечетных ВГ до 25 порядка.

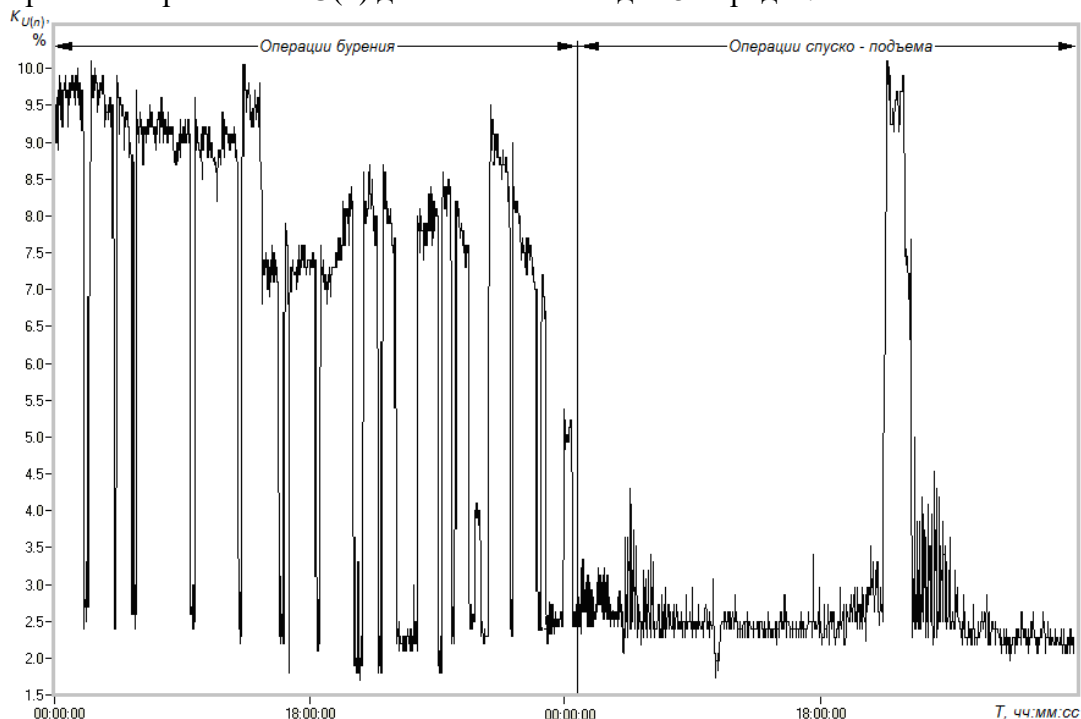


Рис. 2. Фрагмент графика изменения значения суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения K_U при операциях «бурения» и «СП»

Таблица 1. Максимальные значения коэффициентов, гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$ в режимах операций «бурения» и «СП»

$K_{U(n)}$	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25
«бурение»	2,5	7,1	4,3	0,8	2,1	3,6	2,2	2,1	2,0	2,1	2,5	2,0
«СП»	2,0	8,5	3,9	0,8	2,0	1,7	0,9	1,5	1,4	0,7	1,5	1,6

Результаты статистической обработки результатов измерений КУ представлены на рис. 2 в виде гистограмм. При построении гистограмм совокупность измеренных значений КУ разбита на следующие интервалы:

- до 5%, соответствующих значению суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения КУ, которое не должно быть превышено в течение 95% времени интервала измерения [3];
- до 8%, соответствующих значению суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения КУ, которое не должно быть превышено в течение 100% времени интервала измерения [3];
- свыше 8% соответствующих превышению суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения КУ [3].

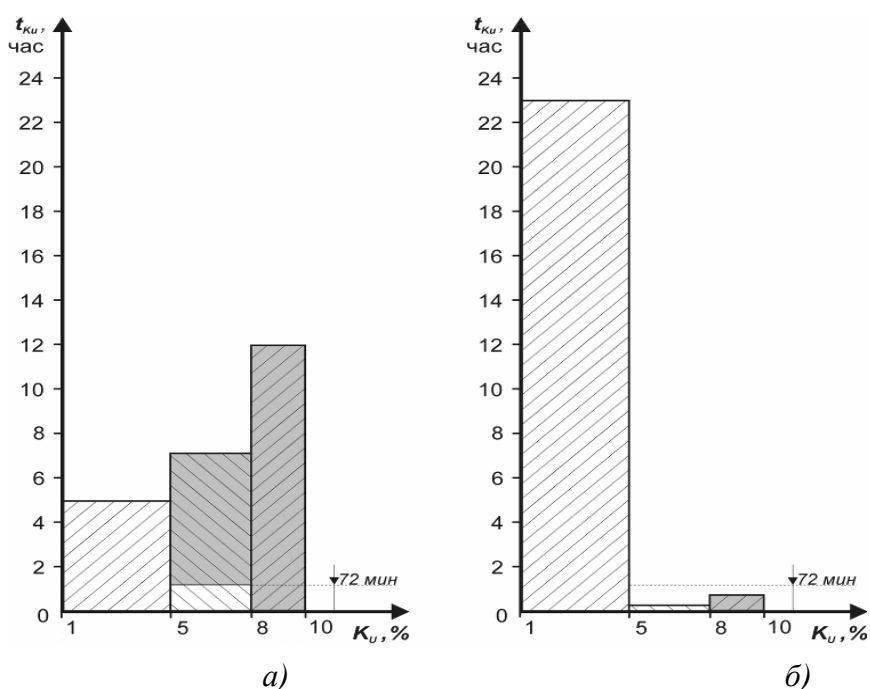


Рис. 3. Гистограммы продолжительности наблюдения значений суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения КУ при операциях «бурения» (а) и «СП» (б).

На гистограммах показаны области соответствия (светлый фон) и несоответствия (темный фон) измеренных значений КУ нормируемым значениям [3]. При этом уровень «72 мин» на гистограммах соответствует допустимой продолжительности превышения суммарным коэффициентом гармонических составляющих напряжения КУ значения 5%.

Анализ полученных результатов показал, что коэффициент синусоидальности кривой напряжения КУ как в период «бурения», так и в период «СП» превышает допустимое по [3] значение и достигает 10%. Кроме этого за

рассматриваемые 24 ч. в период «бурения» превышена допустимая продолжительность (72 мин.) искажения синусоидальности кривой напряжения со значениями КУ больше НДЗ.

Аналогичная статистическая обработка, проведенная для полученных значений коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения КУ(n), показала, что в режиме «бурение» эмиссия 5, 7, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23 и 25 ВГ в СЭС вызывает недопустимые, по [3], искажения синусоидальности кривой напряжения, а в режиме «СП» такие искажения вызывает эмиссия 5, 7, 15, 19, 21, 23 и 25 ВГ.

Несоблюдение норм ГОСТ 32144-2013 [3] по уровню ВГ напряжения может иметь ряд негативных последствий [4, 5, 6, 7]:

- перегрузки в распределительных сетях из-за увеличения действующего значения тока, которые могут привести к более высоким уровням потребления энергии и увеличению потерь;
- перегрузки, вибрация и преждевременное старение изоляции и выход из строя силовых трансформаторов, кабелей, конденсаторов и электродвигателей, повышенный шум трансформаторов;
- помехи в цепях связи и релейной защиты ВЛ 6(10) кВ, ложное срабатывание автоматических выключателей, что может приводить к остановке производственного процесса.

Вывод: Эмиссия высших гармоник, генерируемых тиристорными преобразователями буровых установок типа БУ-2500 ЭПК вызывает недопустимые искажения напряжения в питающей ее сети 6 кВ. Обеспечение требуемых показателей качества электроэнергии в СЭС, питающих буровые установки типа БУ-2500 ЭПК, представляет обширную научно-техническую задачу и данной работе авторами не рассматривается.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Меньшов Б.Г.* Электротехнические установки в нефтегазовой промышленности. – М.: «Издательство «Недра». – 2000. – 270 с.
2. *Степанов В.П., Кротков Е.А., Гудков А.В., Малахов В.С.* Оценка ЭМС систем электроснабжения и электрооборудования буровых установок по уровню высших гармоник // Технологии электромагнитной совместимости. – 2009. – № 4. – С. 13-18.
3. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: ФГУП «Стандартинформ». – 2014. – 16 с.
4. *Горбунов А.А., Аверьянова К.С., Гудков А.В.* Расчет сверхнормативных потерь электроэнергии при искажении синусоидальности питающего напряжения // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тез. докл. 20-й междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. 4 том. 1-2 марта 2014 г. – М.: МЭИ, 2012. – С.286

5. Пупченко И.Н., Нечаев А.С., Дворянчиков И.В., Черепанов А.В., Кротков Е.А., Гудков А.В. Оценка влияния высших гармоник на изменение параметров питающей сети переменного тока // Инженерная практика. – 2015. – №4. – С. 32-35.
6. Аверьянова К.С., Безменова Н.В., Гудков А.В., Кротков Е.А., Соляков О.В., Степанов В.П. Оценка расчетных потерь электроэнергии в электрических сетях, питающих специальные промышленные установки // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – №3. – С. 17-24.
7. Костинский С.С., Троцкий А.И. Метод определения дополнительных потерь активной мощности в трансформаторах распределительных сетей, обусловленных нелинейными нагрузками // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2015. – №3. – С. 61-67.

УДК 621.78

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

А.И.Данилушкин, И.В.Васильев

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

В настоящее время добываются значительные объемы нефтей, обладающих высокой вязкостью при обычных температурах или содержащие большое количество парафина и вследствие этого застывающие при высоких температурах. Перекачка таких нефтей по трубопроводам обычным способом затруднена, поэтому для их транспортировки применяют специальные методы подготовки, среди которых наиболее распространенным в настоящее время является их перекачка с подогревом (горячая перекачка). Находят широкое применение теплообменные аппараты непрерывного действия, в которых используют тепло сжигаемого в специальных печах жидкого или газообразного топлива, или перегретого пара, получаемого в котельных. Огневые печи являются источником эмиссии углекислого газа и других вредных для здоровья человека выбросов, т.е. представляют определенную экологическую опасность. Регулирование теплового режима печи представляет собой сложный процесс, требующий привлечения высококвалифицированного обслуживающего персонала. В настоящей работе рассматриваются перспективы применения индукционного нагрева при транспортировке высоковязких нефтей.

Применение индукционного нагрева может дать существенные преимущества: более высокую точность стабилизации температуры, высокую степень автоматизации, более высокую надежность и долговечность, а так же позволит уменьшить габариты нагревательной установки и улучшить экологическую обстановку вокруг неё.

Предлагаемая конструкция индукционной установки по подогреву нефти представлена на рис.1. Эта конструкция представляет собой два осесимметричных стальных цилиндра, в кольцевом зазоре между которыми протекает нагреваемая жидкость. Внешняя труба охватывается катушкой индуктора, который создает переменное электромагнитное поле. Протекающая через теплообменный аппарат жидкость нагревается за счет джоулева тепла, выделяемого в стенках труб теплообменного аппарата под действием наведенных вихревых токов. Специфические свойства нагреваемых жидкостей, такие, как низкая теплопроводность, высокая вязкость, существенно зависящие от температуры, а также принципиальные особенности способа индукционного нагрева обусловили необходимость разработки конструкции теплообменного аппарата, значительно отличающейся от существующих конструкций с внешним обогревом паром, отходящими печными газами или жидким теплоносителем. Применение конструкции с осесимметричными трубами, в которой внутренняя труба служит в качестве вытеснителя, позволяет увеличить площадь теплообмена. Тепло, идущее на нагрев жидкости, выделяется либо только во внешней трубе, либо в обеих трубах в зависимости от частоты тока, электрофизических характеристик металла трубы и толщины труб.

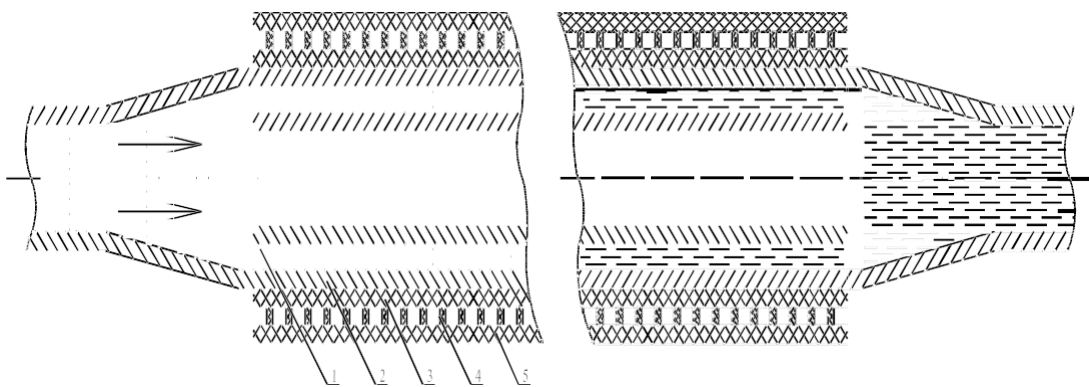


Рис.1 Эскиз индукционного нагревателя

- 1. Нефтепродукт; 2. Труба; 3. Внутренняя изоляция;*
- 4. Индуктор; 5. Внешняя изоляция.*

Все исследования и приведенные в работе расчеты выполнены для установки подогрева сырой нефти в магистральной линии нефтепровода

производительностью 360 т/сутки. Начальная температура нефти (на входе в теплообменник) $-(15 \div 30)$ град., температура на выходе $-(60 \div 90)$ град. Теплофизические характеристики приняты для нефти Узеньского месторождения. Плотность нефти $- 980 \text{ т/м}^3$, теплоемкость $- 2, 28 \text{ кДж/кг} \cdot$

$^{\circ}\text{C}$, коэффициент теплопроводности $- 0,19 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}}$, вязкость $- 8,26 \cdot 10^{-2} \frac{\text{М}^2}{\text{с}}$. Давление продукта $- 25 \text{ мПа}$. Параметры нагревателя: количество

параллельных каналов нагревателя $- 4$, длина каждого нагревателя $- 3\text{м}$, число автономных секций (индукторов) в каждом канале $- 3$, внутренний диаметр внешней трубы $- 299\text{мм}$, внешний диаметр вытеснителя $- 231\text{мм}$, рабочий зазор между трубами $- 35\text{мм}$. Толщина тепловой и электрической изоляции между индуктором и внешней трубой $- 10\text{мм}$, максимальная температура стенки нагревателя $- 90$ град. Теплофизические характеристики стали: плотность стали $- 7,83 \text{ т/м}^3$, теплоемкость $- 600$

$\text{Дж/кг} \cdot ^{\circ}\text{C}$, коэффициент теплопроводности $- 33,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}}$, удельное

сопротивление $- 45 \cdot 10^{-8} \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Мощность индукционного нагревателя: суммарная $- 285\text{кВт}$, мощность одного канала $- 72 \text{ кВт}$, мощность индуктора $- 24 \text{ кВт}$.

Ввиду сложности исследуемых процессов в работе принимается ряд допущений, позволяющих с приемлемой для практики точностью осуществить последовательное решение задач моделирования электромагнитного, гидравлического и теплового полей, расчета и выбора оптимальной конструкции нагревателя, анализа процесса нагрева как объекта управления и синтеза систем автоматического управления с учётом ограничений, накладываемых технологическим процессом.

В общем случае процесс непрерывного нагрева рассматриваемого класса объектов, представляющего собой систему сопряженных разнородных по физическим свойствам осесимметричных цилиндров разного диаметра, описывается нелинейной взаимосвязанной системой уравнений Максвелла [1] и Фурье [2] соответственно для электромагнитного и теплового полей с соответствующими краевыми условиями.

$$(1) \quad \begin{aligned} \text{rot} \{ \vec{H} \} &= \{ \vec{J} \} + \int \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} = \{ \vec{J}_s \} + \{ \vec{J}_e \} + \int \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \\ \text{rot} \{ \vec{E} \} &= - \int \frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \end{aligned} \quad \text{di}$$

$$v\{\mathbf{B}\} = 0 \quad (2)$$

(3)

$$c_1(T_1) \textcircled{1} (T_1) \frac{\text{div}\{\overline{D}\}}{\partial T_1} = \text{div}(L_1(T_1) \text{grad} T_1) - \text{div}[EH] \quad (4)$$

$$(5) \quad \frac{\partial}{\partial t}$$

$$c_2(T_2) \textcircled{2} (T_2) \frac{\partial T}{\partial t} = \text{div}(L_2(T_2) \text{grad} T_2) - c_2(T_2) \textcircled{2} (T_2) V \text{grad} T_2 \quad (6)$$

$$c_3(T_3) \textcircled{3} (T_3) \frac{\partial T}{\partial t} = \text{div}(L_3(T_3) \text{grad} T_3) - \text{div}[EH] \quad (7)$$

Здесь $\{H\}$, $\{B\}$, $\{D\}$ – векторы напряженности магнитного поля, магнитной и электрической индукции, $\{J_s\}$ – вектор плотности приложенного тока, $\{J_e\}$ – вектор плотности индуцированного тока, ρ – плотность

электрических зарядов, t – время, $c_1, c_3, \textcircled{1}, \textcircled{3}$ – удельные значения

теплоемкости и плотности материалов труб теплообменного аппарата, $c_2, \textcircled{2}$ – удельные значения теплоемкости и плотности нагреваемой жидкости, L_1, L_2, L_3 – коэффициенты теплопроводности материалов внешней трубы, жидкости и внутренней трубы, V – вектор скорости перемещения потока жидкости, T_1, T_3, T_2 – температурные поля внешнего и внутреннего цилиндров и потока жидкости. Объемная плотность внутренних источников тепла, индуцируемых в трубах теплообменного аппарата, определяется дивергенцией вектора Пойнтинга $\rho = -\text{div}[EH]$. В частном случае одностороннего нагрева (при использовании в качестве материала внешней трубы ферромагнитной стали) источники тепла во внутренней трубе (уравнение 7) отсутствуют.

Сложная физически неоднородная структура, а также неравномерное распределение скорости потока по сечению не позволяют использовать аналитические методы расчета, поэтому в данной ситуации используется метод конечных элементов, как наиболее приспособленный для решения задач в подобной постановке. Использование численного метода позволяет достаточно точно рассчитать тепловое состояние исследуемой системы.

Алгоритм расчета электротепловых процессов в модели при известном начальном распределении температур заключается в следующем:

1. Исходя из температурного поля загрузки находится удельное сопротивление

и магнитная проницаемость каждого элемента дискретизации области загрузки.

2. Проводится расчет параметров электромагнитного поля.

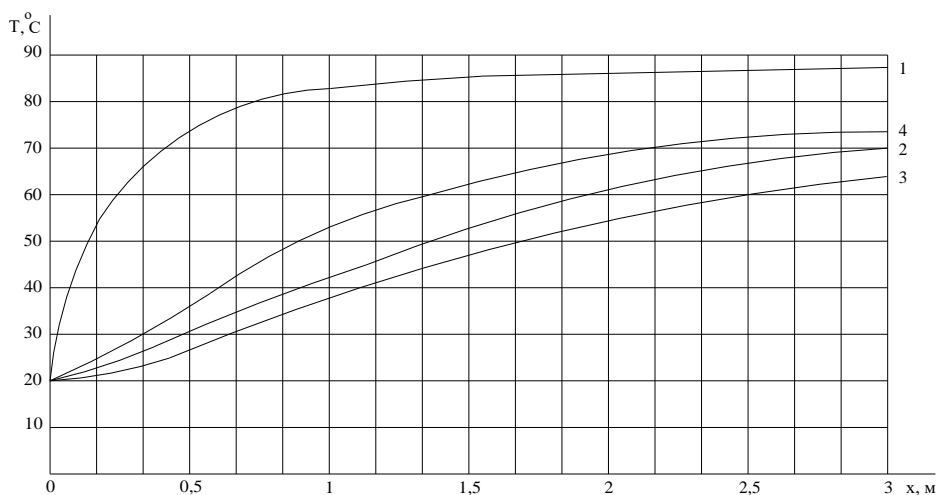
3. В интерполяционном блоке происходит формирование массива внутренних источников теплоты для решения тепловой задачи из массива, найденного после решения электрической задачи. Если элементы их дискретизации одинаковы в обеих задачах, то массивы их внутренних источников теплоты совпадают.

4. Находится температурное поле на следующем временном слое, определяемом шагом по времени Δt .

5. Если критерии окончания процесса нагрева не удовлетворены, то происходит переход к п.1.

Описанная конечно-элементная методика электромагнитного расчета реализована в виде пакета программ FEMLAB. На этой основе разработана методика расчета индукционных систем, используемых в качестве источников тепла в установках нагрева вязких жидкостей в теплообменных аппаратах непрерывного действия.

На рис.2 приведены результаты расчета температурного распределения по длине нагревателя и по сечению потока нагреваемой жидкости.



*Рис.2 Температурное распределение по длине нагревателя при симметричном нагреве на различном расстоянии от стенки трубы
1– температура жидкости в приграничном слое, 2, 3– температура жидкости по сечению потока, 4– средняя по сечению температура жидкости*

Как следует из анализа температурных распределений, в стационарном режиме в выходном сечении нагревателя средняя по сечению температура жидкости при выполнении требований по ограничению на температуру поверхности трубы составляет 73 град., перепад температур в выходном сечении – 24 град., т.е. отвечает заданным технологическим требованиям.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Вайнберг А.М.* Индукционные плавильные печи.–М.: Энергия, 1967. – 415 с.
2. *Лыков А.В.* Теплообмен (Справочник) М.: Энергия, 1978. –480 с.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РАСЧЕТОВ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Д.С. Валетова, А.В. Елкин, В.В. Сенько

*СамГТУ, Самара, Россия,
valetova-aees@yandex.ru*

В условиях внедрения технологий SMART GRID [1] задачи эффективного управления режимами систем внешнего электроснабжения (СВЭ) нефтяной отрасли приобретают все большую актуальность и практическую значимость. Условием надежного функционирования СВЭ является обеспечение устойчивой работы, как ее отдельных элементов, так и системы в целом. Для анализа статической устойчивости режимов СВЭ необходимо исследовать сходимость итерационных процессов решения уравнений установившихся и предельных режимов [2,3].

В задачах анализа статической апериодической устойчивости (СУ) режимов электрических систем доказана высокая эффективность уравнений предельных режимов (УПР) и их различных модификаций.

В работе [4] предложен следующий вид УПР:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + \Delta \mathbf{Y}) = \mathbf{0}; \\
 & \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}) = \mathbf{0}; \\
 & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \mathbf{R} = \mathbf{0};
 \end{aligned} \tag{1}$$

где \mathbf{F} – n -мерная вектор-функция, которая отвечает уравнениям баланса мощностей или токов в узлах; \mathbf{X} – искомый вектор нерегулируемых параметров (зависимых переменных); \mathbf{Y}_0 – заданный вектор регулируемых параметров, соответствующие исходному режиму; $\Delta \mathbf{Y}$ – направление утяжеления в пространстве \mathbf{Y} ; \mathbf{V} – n -мерная функция; $\mathbf{R} = [r_1 r_2 \dots r_n]^T$ – собственный вектор

матрицы —
 $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$

, отвечающий нулевому собственному значению.

При расчете УПР необходимо использовать существующие высоконадежные методики для улучшения сходимости, так как классический

метод Ньютона для сложных схем СВЭ не даёт устойчивые по сходимости результаты. Наиболее распространёнными являются следующие методы:

1) В методе Матвеева применяется итерационный процесс метода Ньютона – Рафсона с введением коэффициента длины шага λ_k для коррекции. Выбор достаточно малой величины шага $\lambda \lambda^k$ позволяет

на очередной итерации не выходить за область сходимости метода [5-8];

2) Метод Брауна [6] заключается в модификации прямого хода метода Гаусса при решении системы линейных уравнений на каждом шаге итерации: меняется вектор $\mathbf{X}^{(k)}$ по ходу формирования матрицы Якоби;

3) Метод П.И. Бартоломея [7] также подразумевает то, что изменяется точка линеаризации от одного уравнения к другому. Для этого для каждого нелинейного уравнения $f_i(\mathbf{X}) = 0$ осуществляется спуск из точки $\mathbf{X}^{(k)}$ в точку $\mathbf{X}_i^{(k)}$ по направлению градиента, либо антиградиента функции $f_i(\mathbf{X}^{(k)})$.

Авторами в среде математического пакета MathCAD были разработаны компьютерные модели для расчетов предельных по статической апериодической устойчивости режимов СВЭ для консервативной трёхузловой схемы электроэнергетической системы (ЭЭС) [9]. На рис. 1 приведены результаты расчетов предельной гиперповерхности, отвечающей условию сохранения СУ.

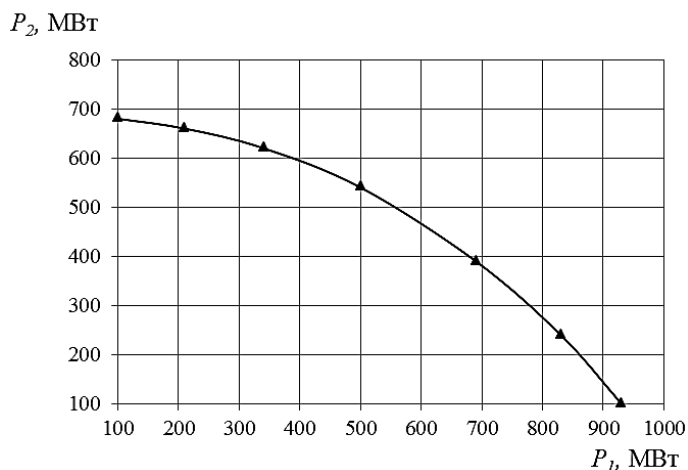


Рис.1. Сечение предельной поверхности плоскостью Y1-Y2

Авторами произведена оценка влияния координат на сходимость вычислительных процессов решения УПР. Полученные данные сведены в таблицу 1. На рис. 2 показаны изменения параметра $\|\mathbf{F}\mathbf{F}\|$ на итерациях.

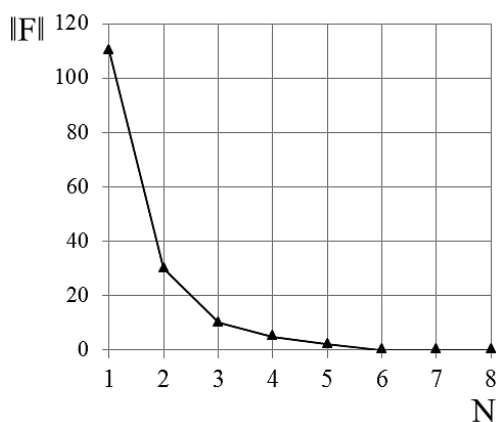
При решении УПР и их модификаций наиболее приемлемым является

параметрам Y и X . Для уменьшения числа итераций и улучшения сходимости вычислительных процессов можно рекомендовать вычисления с удвоенной точностью.

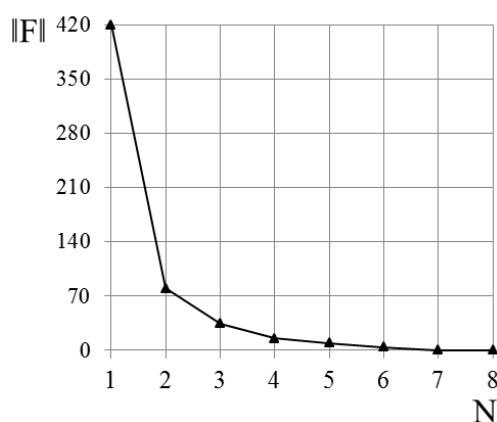
Таблица 1

Вычислительные характеристики решения УПР
при применении разных систем координат

Число узлов	Число ветвей	Декартовы			Полярные		
		$\ FF\ $ <i>mmaamm</i>	Число итераций	Время счета, с	$\ FF\ $ <i>mmaamm</i>	Число итераций	Время счета, с
3	3	110	6	5.4	420	7	5.9



а)



б)

Рис.2. Влияние координат на сходимость вычислительных процессов решения УПР:

а) декартовы координаты, б) полярные координаты.

Результаты этих и предыдущих исследований [10-13] показали, что для анализа статической устойчивости ЭЭС и СВЭ нефтяной отрасли могут подходить различные модификации метода Ньютона-Рафсона.

Наиболее эффективным оказался алгоритм, основанный на ограничении длины шага, так как данная методика дает решение даже в случае, если матрица Якоби стремится к вырождению.

Сравнение способов задания уравнений установившихся режимов (УУР) показало, что полярные координаты хорошо подходят для задач анализа СУ и задач настройки противоаварийного управления СВЭ нефтяной отрасли, так как их применение обеспечивает более стабильную сходимость итерационных процессов. Декартовы координаты [14] УУР удобнее применять в задачах анализа несимметричных и неполнофазных режимов ЭЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Дорофеев, В.В. и др.* Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров, // Энергоэксперт. № 4. 2009. С. 29-34.
2. *Веников, В.А.* К определению предельных по апериодической устойчивости режимов электрических систем по якобиану уравнений установившихся режимов // В.А. Веников, В.А. Строев, В.И. Идельчик и др. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - №1. -1973.
3. *Идельчик, В.И.* О связи статической устойчивости и сходимости итерационного процесса при расчете установившегося режима электрической системы / В.И. Идельчик, В.И.Тарасов, В.А.Строев // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. -№6. - 1972.
4. *Крюков, А.В.* Предельные режимы электроэнергетических систем. – Иркутск: ИрГУПС, 2012 г. – 236 с.
5. *Маркович, И.Н.* О критерии статической устойчивости, базирующемся на сходимости итерационного процесса установления исследуемого режима / И.Н. Маркович, В.А. Баринов // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - №5. - 1970.
6. *Стотт, Б.* Обзор методов расчета потокораспределения / Б. Стотт // ТИИЭР. - Т. 62. - №7.- 1974
7. *Бартоломей, П.И.* Повышение эффективности метода Ньютона при расчетах установившихся режимов больших электрических систем / П.И. Бартоломей, С.К. Окуловский, А.В. Авраменко, А.А. Ярославцев // Электричество. - №8. - 1982.
8. *Tinney, W.E., Hart, C.E.* Power flow solution by Newton's method // IEEE Trans. 1971. Vol. PAS-90. № 5.
9. *Степкин, А.М.* Математические методы для анализа предельных режимов и выделения слабых звеньев электроэнергетических систем [Текст]: автореф. дис. на соиск. учен.степ. канд. тех. наук (05.13.18) / Степкин Антон Михайлович; БрГУ. – Братск, 2006. – 141 с.
10. *Крюков, А.В. и др.* Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления [Текст] / В.В. Сенько, А.В. Крюков // XXXV сессия Всероссийского научного семинара Академии наук РФ "Кибернетика электрических систем". Журнал «Известия ВУЗов. Электромеханика», г. Новочеркасск. – 2014 – № 3 – С. 21-23.
11. *Сенько, В.В. и др.* Исследование статической апериодической устойчивости электроэнергетической системы на основе решения уравнений предельных режимов [Текст] / Е.О. Тихомиров, В.В. Сенько // VI межд. науч.-техн конференция «Электроэнергетика глазами молодежи»: сборник трудов, том 1/ ИГЭУ – Иваново, 2015. – С. 225-228
12. *Сенько В.В. и др.* Построение границ области устойчивости электроэнергетической системы и методы их аппроксимации [Текст] /

- Е.О. Тихомиров, В.В. Сенько, Л.В. Мелешкова // X открытая молодежная научно-практ. конференция “Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: проблемы и перспективы»: материалы докладов. – 2015 г. – С. 72-76.
13. *Крюков, А.В. и др.* Определение запасов статической устойчивости электроэнергетической системы в стохастической постановке [Текст] / В.В. Сенько, А.В. Крюков, Е.О. Тихомиров // Журнал «Вестник Иркутского государственного технического университета» / ИрНИТУ. – Иркутск. – 2016 г. – №4. – С. 125-136.
14. *Zakarukin, V.P., Kryukov, E.A.* Construction of power system stability area on the base of phase coordinates // Abstracts of the International conference 29-31 march 2004, Irkutsk, 2004. – P. 72.

УДК 621.31

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

А.А. Ефимов, В.И. Полищук

*ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
Самара, Россия,
efimovalexandr1993@mail.ru*

Для современной энергетики выдвигаются повышенные требования к параметрам напряжения и частоты для энергетических установок. Неравномерность потребления электроэнергии в энергосистемах в течение суточных или недельных циклов заметно снижает их эффективность и требует так называемых маневренных мощностей. Решение данной проблемы может быть осуществлено введением накопителя энергии в электроэнергетические системы (ЭЭС).

Общая потеря электроэнергии складывается из двух частей: номинальных потерь, которые определяются условиями работы при номинальных режимах и оптимальном выборе параметров системы электроснабжения, и дополнительных потерь, обусловленных отклонением режимов и параметров от номинальных значений.

Одним из способов, позволяющим улучшить технико-экономические характеристики энергосистемы является использование накопителя энергии способного покрывать пиковые нагрузки. Одним из эффективных типов накопителя энергии для автономной энергосистемы является электромеханический накопитель (ЭМН), в состав которого входит маховик и электрическая машина. Электромеханический накопитель обладает рядом

достоинств по сравнению с другими типами накопителей: высокие технические характеристики и относительная простота практической реализации.

Накопители энергии способны решать целый ряд задач, возникающих при работе энергосистемы:

1) аккумулярование избыточной энергии (во время провалов потребления) и последующему ее использованию в периоды интенсивного энергопотребления;

2) выравнивание графиков нагрузки в «больших» и автономных энергосистемах с целью снижения удельного расхода топлива на 1 кВт·ч;

3) обеспечение устойчивости энергосистем: статической и динамической;

4) использование в системе противоаварийной автоматики электростанций или энергообъединений;

5) решения задач управления, связанных с регулированием частоты и мощности по связям крупных энергообъединений при аварийных сбросах активной мощности;

6) решение задач полного и бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией при ее неравномерном поступлении в условиях нормального эксплуатационного режима всех элементов энергосистемы;

7) обеспечение баланса активных и реактивных мощностей в точках подключения накопителей;

8) поддержание постоянных напряжений в точках подключения к энергосистеме;

9) регулирование потоков обменных мощностей между энергосистемами;

10) демпфирование нерегулярных колебаний мощности в ЭЭС;

11) симметрирование напряжения сети при неравномерной нагрузке отдельных фаз;

12) повышение пропускной способности межсистемных линий.

Перечисленные выше задачи свидетельствует о том, что накопители энергии (НЭ) являются эффективным средством повышения экономичности и надежности электроснабжения. Применение НЭ в автономных ЭЭС позволит также уменьшить установленную мощность основных электростанций, улучшая тем самым технико-экономические показатели крупных энергоблоков.

Электромеханический накопитель (ЭМН) в общем случае состоит из двух основных элементов: аккумулирующего элемента (маховика) и электрической машины. Потребляя электроэнергию из сети, электрическая машина преобразует электрическую энергию в механическую, которая запасается во вращающемся маховике. При отдаче энергии в сеть, электрическая машина преобразует механическую энергию, запасенную в маховике, в электроэнергию.

При исследовании было выявлено, что использование накопителя в составе автономной энергосистемы позволит улучшить качество электроэнергии, уменьшить расход топлива дизеля, также снижает капитальные затраты и эксплуатационные расходы на дизель – генераторный агрегат, что свидетельствует о том, что ЭМН является весьма эффективным средством экономии и распределения электроэнергии в автономной энергосистеме.

В перспективе возможно использование данного агрегата в качестве двигателя для резервного или дополнительного насоса.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бут Д.А., Алиевский Б.Л., Мизюрин С.Р., Васюкевич П.В., Накопители энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. Бут Д.А., Богданович Е.Г., Электромеханические преобразователи энергии для энергетических установок ЛА.— М.: Изд-во МАИ, 1989.

УДК 621.311

ОПТИМИЗАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

Ю.П. Кубарьков, К.А. Голубева, Я.В. Макаров, И.Р. Гарифуллин

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
tsara.cuba@yandex.ru*

Электроснабжение объектов нефтеперерабатывающей отрасли, как правило, осуществляется от энергосистемы, посредством ЛЭП 110-220 кВ, которые приходят на центральную подстанцию. После центральной подстанции напряжение понижается до уровня 35 кВ и далее электроэнергия передается и распределяется между распределительными подстанциями 35/6 кВ.

Крупные потребители подключаются непосредственно к сети 6 кВ через кабельные линии, более мелкие - через понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ. При этом трансформаторные подстанции выполняются двухтрансформаторными и располагаются в непосредственной близости от потребителей электроэнергии.

Ключевые слова: электрические сети, конденсаторные батареи, потери электроэнергии, уровни напряжения.

Введение

Основными потребителями нефтеперерабатывающих комплексов являются асинхронные и синхронные двигатели, в связи с этим предъявляются жесткие требования к качеству электроэнергии (ГОСТ 32144-2013). Снижение напряжения приводит к уменьшению пускового и максимального моментов электродвигателей, возрастанию потребляемого тока и нагреву обмоток.

На рис. 1 представлена электрическая схема нефтеперерабатывающего комплекса, электроснабжение которого осуществляется от ГПП-1 35/6 кВ, получающего питание от двух независимых источников питания.

В связи с особой спецификой нефтегазовой отрасли, возникают высокие требования к надежности электроснабжения нефтегазовых месторождений и нефтеперерабатывающих комплексов [1].

К отмеченным требованиям относятся:

- 1) ПС располагаются максимально близко к технологическим объектам;
- 2) ПС оборудуются двумя трансформаторами из условия 100% резервирования нагрузки;
- 3) ВЛ 110 кВ выполняются проводами марки АС 120-150.

По задаваемым величинам нагрузок производится расчет режимов работы, начиная с нагрузок N1 - N 16 и в сторону единственного источника Е1 расчет производится параллельно итерационным методом с уточнением уровней напряжения и величины потерь на каждом шаге.

Результаты расчетов режимов работы СЭС нефтеперерабатывающего комплекса представлены на рис. 2 и 3. На рисунках пунктирными линиями отмечены результаты расчета в программном комплексе Regas, а сплошными линиями по данным измерений.

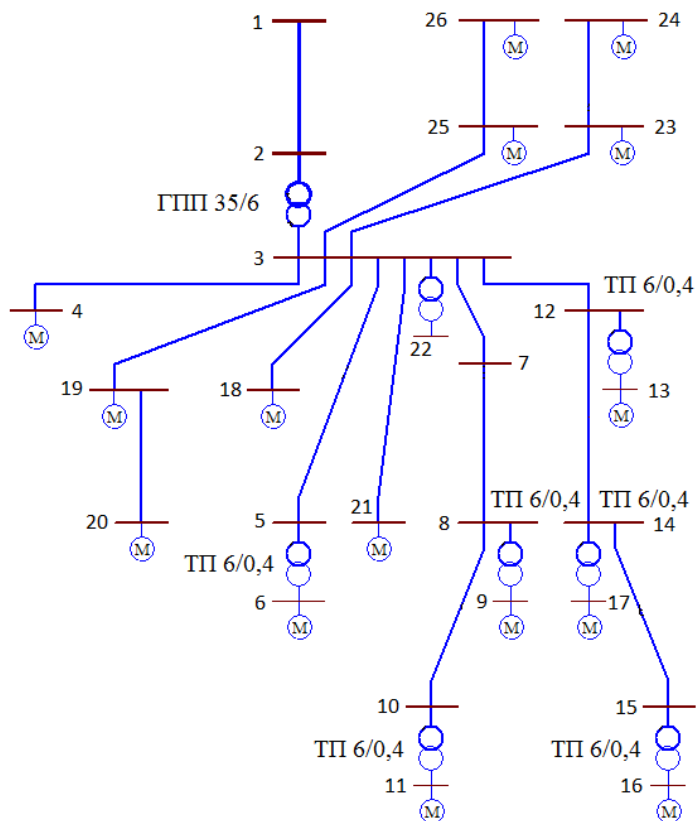


Рис. 1. Фрагмент электрической схемы нефтеперерабатывающего комплекса

При этом значениям $V1$ и $V1'$ соответствуют нормальной загрузке оборудования, $V2$ и $V2'$ - минимальной загрузке оборудования, а $V3$ и $V3'$ - максимальной загрузке оборудования.

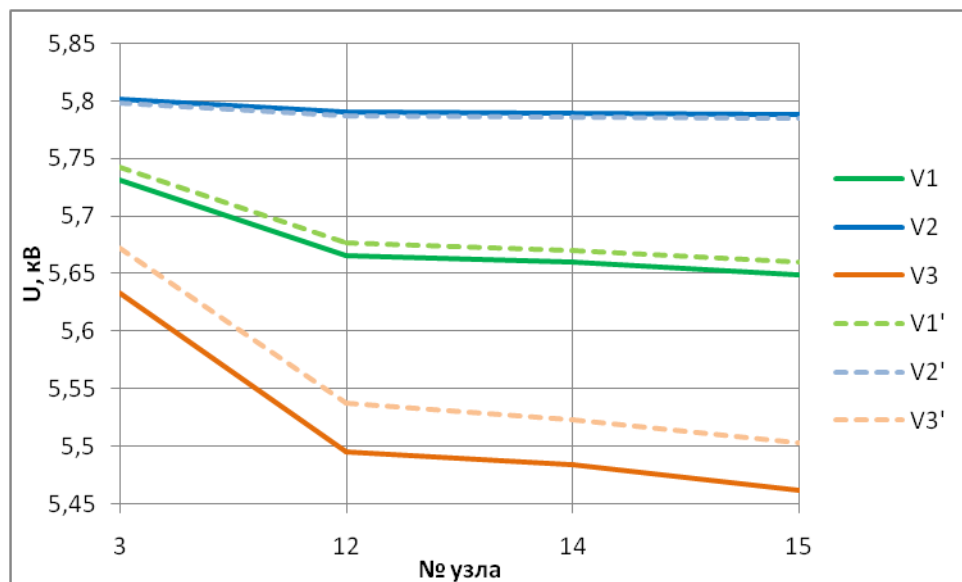


Рис. 2. Сравнение уровней напряжения в сети 6 кВ в разных режимах

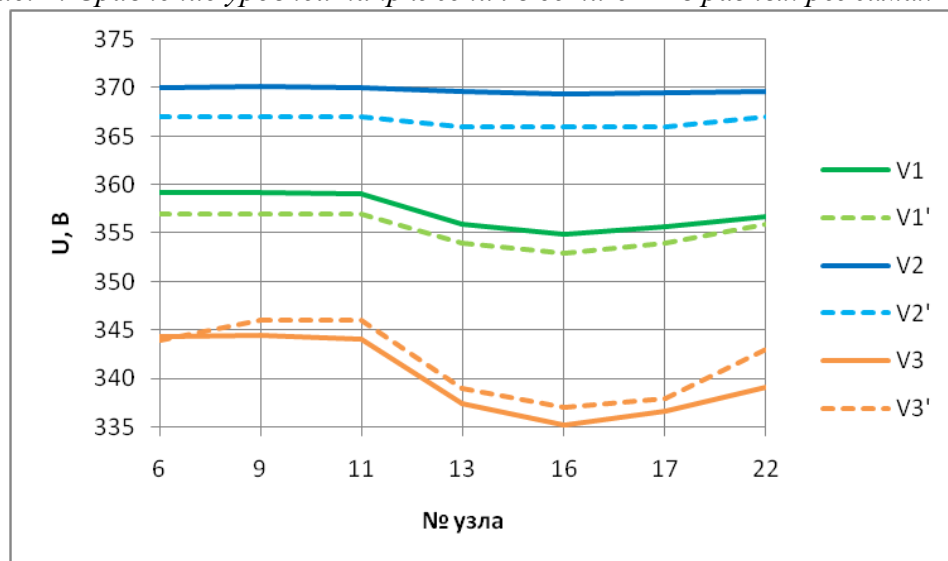


Рис. 3. Сравнение уровней напряжения в сети 0,4 кВ в разных режимах

Максимальная величина погрешности при расчетах составляет 1,2%.

Для улучшения уровня напряжения на шинах потребителей [2, 3, 4] устанавливаются батареи статических конденсаторов (в узлах 13, 16 и 17), управление режимами работы, которых, можно осуществлять, регулируя их подключение и величину вырабатываемой мощности. На рис. 4 представлены уровни напряжения в сети 6 кВ при подключении БСК в соответствующих узлах.

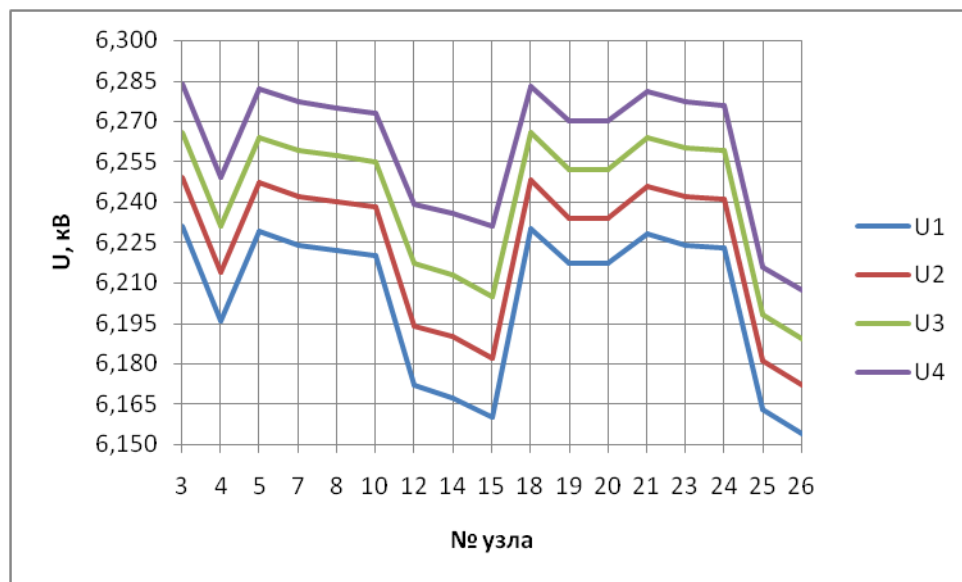


Рис. 4. Уровни напряжения в сети 6 кВ при использовании БСК.

U1 – начальный режим; U2 – БСК 450 квар в 13 узле;

U3 - БСК 450 квар в 13 и 17 узлах;

U4 - БСК 450 квар в 13, 16 и 17 узлах

Выводы

Проведено моделирование электрической сети изолированного нефтеперерабатывающего комплекса, подтверждена работоспособность предложенных алгоритмов

Выполнен расчет режимов работы СЭС нефтеперерабатывающего комплекса, полученные результаты расчета совпадают с реальными данными с погрешностью не более 1,2%.

Достигнута цель по оптимизации управления распределенными источниками и устройствами БСК, о чем свидетельствует повышения уровня напряжения на шинах потребителей на 2,5%.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, E.R. Sanseverino. Voltage Regulation and Power Losses Minimization in Automated Distribution Networks by Evolutionary Multiobjective Approach. IEEE Transactions on Power Systems. 2004; 19(3); 1516–1527.

2. Abdolreza Sadighmanesh, Kazem Zare, Mehran Sabahi // Distributed Generation unit and Capacitor Placement for Loss Voltage profile and ATC Optimization. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). 2012; 2(6): 774-780.

3. Кубарьков Ю.П., Голубева К.А., Макаров Я.В. Использование распределенной генерации для улучшения уровней напряжения в интеллектуальных электрических сетях // IX МНПК Диспетчеризация и управление в электроэнергетике, 19–21 ноября 2014, Казань, с. 313-317.

4. Кубарьков Ю.П., Гольдштейн В.Г. Амелин С.В. Моделирование режимов электрических объектов с помощью информационно-аналитического комплекса «Pegas» // Журнал Промышленная энергетика, №9, 2010. с. 56.

УДК 621.398

ВЫБОР МОЩНОСТИ И МЕСТА УСТАНОВКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Ю.П. Кубарьков, Я.В. Макаров, И.Д. Кубарьков

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия, tsara.cuba@yandex.ru*

В распределительных электрических сетях нефтедобывающих предприятий наиболее актуальной задачей является снижение потерь электрической энергии и поддержание требуемого по ГОСТ 32144-2013 уровня напряжения на шинах потребителей в различных режимах работы.

В статье рассмотрена модель электрической сети нефтедобычи, в которой предлагается использование различных способов усиления сети. Проведен сравнительный анализ их эффективности с помощью системы моделирования Pegas.

Ключевые слова: электрические сети, конденсаторные батареи, активно-адаптивные элементы, потери электроэнергии, уровни напряжения.

Введение

Распределенная генерация (РГ) определяется как объединение небольших генерирующих установок с модульными технологиями и их эксплуатация, которые могут быть объединены с системами управления и накопителями. Она используется для совершенствования работы систем поставки электроэнергии для конечного потребителя [1]. Эти системы могут быть или не быть подключены к электрической системе-поставщику. Распределенная система генерации может использовать ряд технологических вариантов, состоящих из возобновляемых и невозобновляемых источников,

может работать либо совместно с присоединенной сетью или вне сети с отдельным потребителем.

Мощность распределенной системы генерации обычно составляет от одного киловатта до нескольких мегаватт.

Для сокращения потерь в такой сети используют различные методы, такие как, реконфигурация топологии, размещение конденсаторов [2], использование систем более высокого напряжения, изменение сечения проводников и размещение дополнительных источников. Все эти методы связаны с пассивными элементами, за исключением размещения РГ. Все методы позволяют снизить потери мощности и улучшить регулирование напряжения, но в некоторых случаях размещение РГ является более эффективным решением.

Перечисленные способы оптимизации режима работы распределительных сетей могут иметь значительное влияние на потоки мощности, уровни напряжения, устойчивость, бесперебойность электроснабжения, уровни токов короткого замыкания и качество электроснабжения потребителей [3], [4].

Постановка задачи

В современной системе распределения поддержание качества электроэнергии достигается путем размещения источников реактивной мощности (ИРМ) или дополнительных источников активной мощности (РГ) на шинах потребительских подстанций. В предлагаемой статье рассмотрено оптимальное размещение ИРМ и РГ как с учетом величины их мощности, так и местоположения. Устойчивость распределительной системы зависит от следующих факторов:

- Стабильность напряжения;
- Потоки активной и реактивной мощности;
- Потери активной и реактивной мощности.

Установка источников реактивной мощности (ИРМ)

При установке источника реактивной мощности получим [5]

$$U_{ii} = U_{U1} - U_{zz} \left(ii - \frac{ii-1}{(H_{LL}^{ii} - I_C)^2} \right) 2$$

$$1) NN -$$

Выражение для начального значения потерь в сети может быть записано как

$$\Delta P_{\text{пот}} = U_{rr} \frac{NN-1}{6} \left(NN(2NN-1) - I_C^2 \right) \frac{1}{NN-1} |I_{LL}|$$

$$\Delta Q_{\text{пот}} = l \frac{nm}{6}$$

$$\diamond NN(2NN - 1) | (I_{LL} - I_C)^2 |$$

Установка источников активной мощности (РГ)
 При установке РГ мощностью соизмеримой с нагрузкой, напряжение на шинах нагрузки i фидера будет

$$\begin{aligned}
 U_{DDDD}^{ii} &= U_{DDDD}^{ii} \bar{I}_{DDDD}^{ii} && \text{для } i \leq k \\
 U_{DDDD}^{ii, ii \neq 1} &= U_{DDDD}^{ii} \bar{I}_{DDDD}^{ii} && \text{для } i > k \\
 U_{DDDD}^{ii, ii \neq 1} &= U_{DDDD}^{ii} \bar{I}_{DDDD}^{ii} && \text{для } i > k
 \end{aligned}$$

Уравнение (7) показывает, что профиль напряжения вдоль фидера улучшается, когда DG включен в систему. Улучшение напряжение на узлах нагрузки (за исключением вспомогательной шины) до и после точки подключения РГ определяется уравнением (8), соответственно, как,

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{DDDD}^{ii} &= l_{zz}^{ii} (ii-1) I_{DDDD}^{ii} && \text{для } i \leq k \\
 \Delta U_{DDDD}^{ii} &= l_{zz}^{ii} (kk-1) I_{DDDD}^{ii} && \text{для } i > k
 \end{aligned}$$

Выразив активные и реактивные потери мощности системы с РГ в относительных единицах от активной и реактивной мощности потерь без РГ, получим величину снижения потерь

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{пот}} &= P_{\text{пот}} + f f_{\text{пот}} U |I|_{DDDD} \\
 \Delta Q_{\text{пот}} &= Q_{\text{пот}} + f f^r U |I|_{DDDD}
 \end{aligned}$$

В этом выражении коэффициент потерь $f_{\text{пот}}$ и фазовый угол нагрузки θ_{LL} связаны соотношением

$$f_{\text{пот}} = (kk-1) I_{DDDD} - 2 |I_{LL}| \cos(\theta_{LL} - \frac{\pi}{2} - \theta_{DDDD}) \cdot (kk-1) NN -$$

Из уравнения можно видеть, что потери мощности в системе могут быть уменьшены путем включения РГ, только если коэффициент потерь $f_{\text{пот}}$ меньше нуля. Этот коэффициент зависит как от мощности, так и от расположения РГ.

Результаты расчета

Для анализа возможностей применения различных мер по улучшению уровня напряжения на шинах потребителей была рассмотрена схема электрической сети напряжением 10 кВ. Все линии электропередач выполнены проводом марки А-50, длина линий отмечена на рисунке 1.

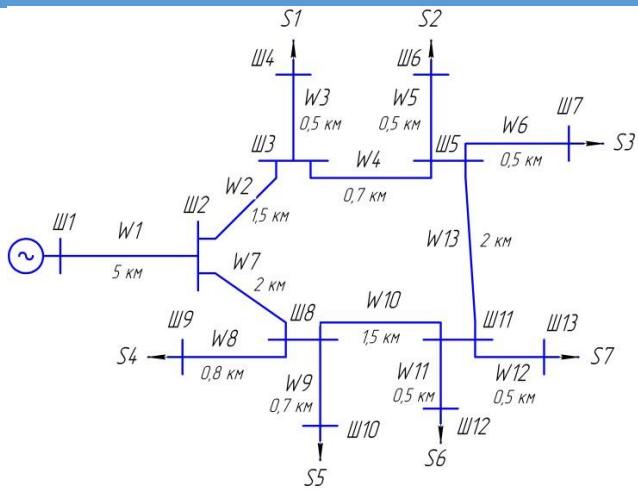


Рис. 1. Схема электроснабжения.

В нормальном режиме линия W13 разомкнута - схема электроснабжения носит радиальный характер. Потребители (S1-S7) получают питание по линии W1 от П/С1.

Традиционным мероприятием является установка устройств компенсации реактивной мощности в местах подключения нагрузок и таким образом осуществить разгрузку ЛЭП и увеличить напряжения на шинах потребителей. Результаты представлены на рис. 2.

Следующим из рассмотренных мероприятий является установка источника распределенной генерации (РГ) мощностью 1,5 МВт на шины 11. Мощность источника выбрана исходя из суммарной нагрузки потребителей для возможности автономного обеспечения электроэнергией и использования линии W1 в качестве резерва.

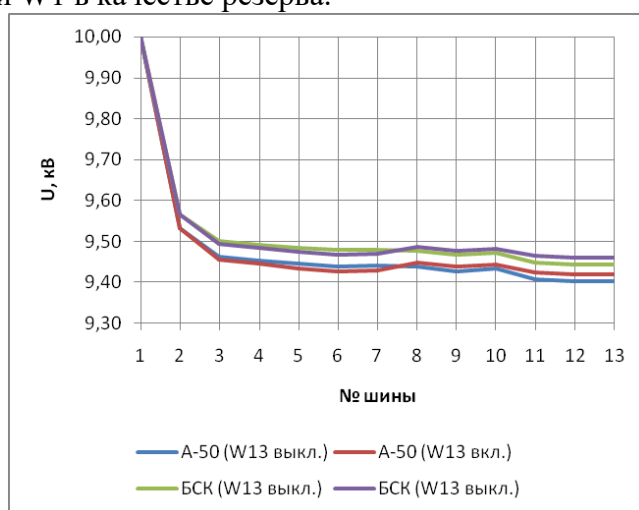


Рис. 2. Уровни напряжений при установке БСК на шинах потребителей.

При этом возможны два варианта организации электроснабжения:

- 1) Линия W13 находится в отключенном состоянии;
- 2) Линия W13 находится во включенном состоянии, а линии W2 и W7 - в отключенном.

Результаты расчета представлены на рис 3.

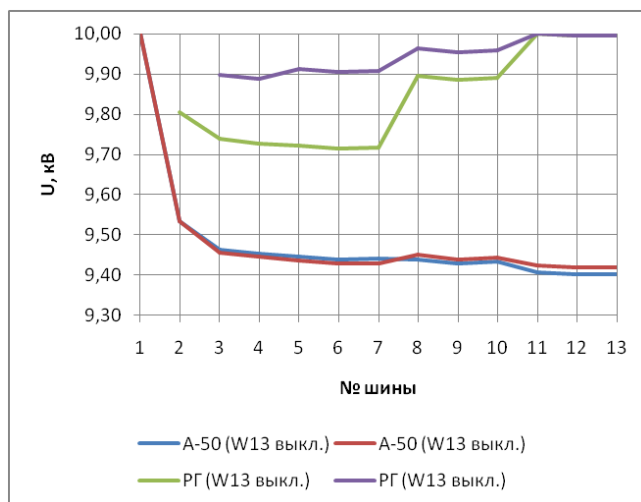


Рис. 3. Уровни напряжения при установке на шинах ШП1 источника РГ.

Выводы

Расчеты режимов работы электрической сети после проведения типовых мероприятий и анализ полученных данных показывают, что часто используемые на предприятиях БСК для компенсации реактивной мощности не всегда дают ожидаемые результаты, тогда как замена наиболее загруженного участка кабельной линии дает даже больший эффект. В отличие от этих мероприятий внедрение источника распределенной генерации является наиболее эффективным, однако может потребовать реконфигурации электрической сети и перенастройки устройств автоматики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic, N. Jenkins. Allocation of Losses in Distribution Systems with Embedded Generation. IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution. 2000; 147; 1: 7–14.
2. R. Jahani, A. Shafighi Malekshah, H. Chahkandi Nejad. Applying a new advanced intelligent algorithm for optimal distributed generation location and sizing in radial distribution systems. Australian Journal of Basic and Applied Sciences. 2011; 5(5): 642-649.
3. A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, E.R. Sanseverino. Voltage Regulation and Power Losses Minimization in Automated Distribution Networks by an Evolutionary Multiobjective Approach. IEEE Transactions on Power Systems. 2004; 19(3): 1516–1527.
4. J.J. Jamian, M.W. Mustafa, H. Mokhlis, M.A. Baharudin. A New Particle Swarm Optimization Technique in Optimizing Size of Distributed Generation. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). 2012; 2(1): 137-146.

5. *Abdolreza Sadighmanesh, Kazem Zare, Mehran Sabahi // Distributed Generation unit and Capacitor Placement for Loss Voltage profile and ATC Optimization. International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). 2012; 2(6): 774-780.*

6. *Кубарьков Ю.П., Голубева К.А., Макаров Я.В. Использование распределенной генерации для улучшения уровней напряжения в интеллектуальных электрических сетях // IX МНПК Диспетчеризация и управление в электроэнергетике, 19–21 ноября 2014, Казань, с. 313-317.*

7. *Кубарьков Ю.П., Гольдштейн В.Г. Амелин С.В. Моделирование режимов электрических объектов с помощью информационно-аналитического комплекса «Pegas» // Журнал Промышленная энергетика, №9, 2010. с. 56.*

ИЗОЛИРОВАННАЯ НЕЙТРАЛЬ ДЛЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ

Ю.Ф. Лыков, К.С. Андреева

Самарский государственный технический университет,

г. Самара, РФ,

lykyurij1943@yandex.ru

Аннотация. *Рассмотрена возможность снижения количества внезапных перерывов электроснабжения нефтепромысловых электроприемников напряжением ниже 1000 В путем использования распределительных электрических сетей с системой заземления IT. Рассмотрены расчеты тока однофазного замыкания, и напряжения прямого прикосновения, показано снижение пожарной опасности при первом замыкании.*

Ключевые слова: *электрическая сеть, режим нейтрали, однофазное замыкание.*

Abstract. *The possibility of reducing the number of sudden interruptions of oil field electrical equipment with voltage below 1000 V by the use of the distribution electrical networks with grounding IT. Reviewed the current calculations single-phase short circuit, and voltage direct contact, there is shown the reduction of fire hazard at the first short circuit.*

Keywords: *electrical network, mode neutral, ground fault.*

В настоящее время для распределительных электрических сетей напряжением ниже 1000 В нефтепромыслов используется система с глухо заземленной нейтралью TN, где однофазные замыкания на корпус сопровождаются большим током, высокой пожарной опасностью и немедленным отключением, т.е. перерывом питания электроприемников [1,2].

Более подходящей в данном случае представляется система IT с изолированной нейтралью и заземленными корпусами (рис.1).

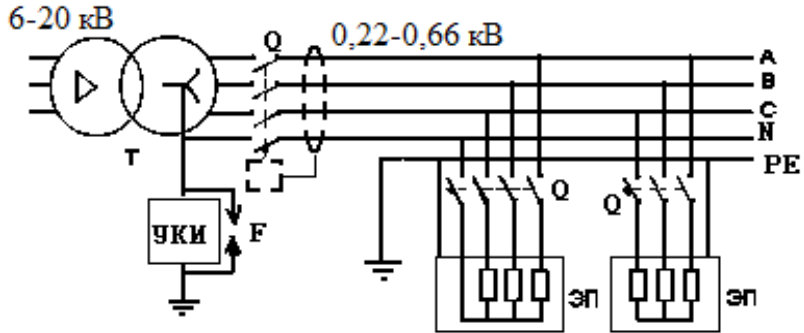


Рис.1. Система заземления IT.

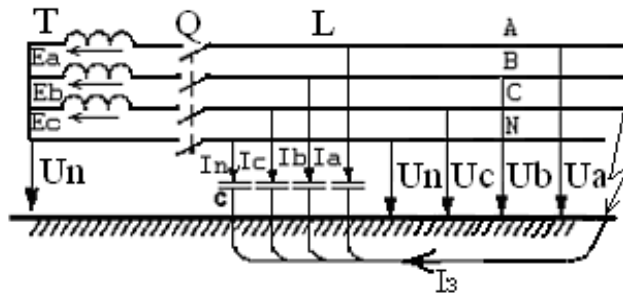


Рис.2. Ток первого замыкания в сети IT.

Каждый из четырех проводников сети относительно земли обладает емкостью C и емкостным сопротивлением X_c (рис.2). После замыкания одной фазы на землю через эти емкостные сопротивления потекут токи I_a , I_b , I_n , сумма которых по модулю равна току I_z :

$$I_z = I_a \cdot \cos 30^\circ + I_b \cdot \cos 30^\circ + I_n = 2 \frac{U_\phi}{X_c} \cdot \cos 30^\circ + \frac{U_\phi}{X_c} =$$

$$2 \frac{\sqrt{3} \cdot U_\phi}{X_c} \cdot \frac{3}{2} + \frac{U_\phi}{X_c} = 3 \frac{U_\phi}{X_c} + \frac{U_\phi}{X_c} = 4 \frac{U_\phi}{X_c} = \frac{U_\phi}{X_c/4};$$

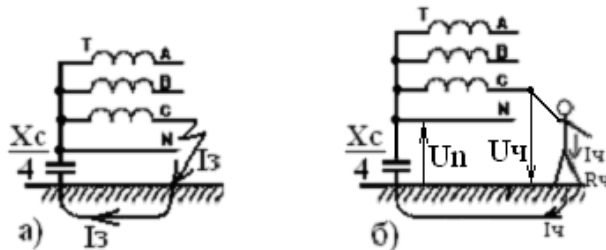


Рис.3. а) Расчетная схема для тока I_z ; б) Расчетная схема прямого прикосновения.

В соответствии с рис.3.б можно записать расчетную формулу для напряжения прямого прикосновения $U_{\text{ч}}$ в исправной сети IT:

$$U_{\text{ч}} = I_{\text{ч}} \cdot R_{\text{ч}} \frac{U_{\text{ф}} * R_{\text{ч}}}{\sqrt{(X_{\text{с}}/4)^2 + R_{\text{ч}}^2}} = \frac{U_{\text{ф}}}{\sqrt{(\frac{X_{\text{с}}/4}{R_{\text{ч}}})^2 + 1}}$$

Если емкостное сопротивление $X_{\text{с}}/4$ велико ($X_{\text{с}}/4 \gg R_{\text{ч}}$), то напряжение прямого прикосновения близко к нулю, $U_{\text{ч}} \approx 0$. Практически это имеет место в кабельной сети небольшой протяженности или в воздушной сети так как емкости таких сетей весьма незначительны. Если, напротив, емкость сети настолько велика, что $X_{\text{с}}/4 \ll R_{\text{ч}}$, то напряжение прямого прикосновения близко к фазному напряжению. В общем случае можно утверждать, что в исправной сети IT напряжение прямого прикосновения меньше фазного [3].

Итоговые характеристики системы заземления IT:

- нейтраль источника изолирована от земли или присоединена к ней через большое сопротивление;
- корпуса (открытые проводящие части) соединены между собой и с землей;
- первое замыкание на корпус не является аварией: ток замыкания очень мал (обычно менее одного Ампера);
- Благодаря заземлению корпусов и малому току замыкания косвенное прикосновение безопасно, быстрое отключение при первом замыкании не требуется;
- напряжение прямого прикосновения в исправной сети меньше фазного; прямое прикосновение может быть опасно при большой емкости сети и/или при плохой изоляции сети относительно земли;
- первое замыкание сигнализируется с помощью устройства контроля изоляции (УКИ), включенного между нейтралью источника и землей;
- при двойном замыкании установка автоматически отключается с помощью максимально-токовой защиты (МТЗ);
- проверка надежности отключения при двойном замыкании осуществляется путем расчетов или замеров.

Преимущества.

- высокая степень бесперебойности электроснабжения;
- отсутствие пожарной опасности при первом замыкании;
- высокий уровень электромагнитной совместимости;
- в исправной сети напряжение прямого прикосновения меньше, чем в сетях TN и TT;
- нормативными документами длительность работы сети IT с первым замыканием не ограничивается;
- экономия за счет отказа от УЗО (но его применение возможно).

Недостатки [4].

- необходим эксплуатационный надзор;

- эксплуатационный персонал должен иметь достаточную квалификацию, чтобы отыскивать место первого замыкания и достаточный уровень производственной дисциплины, чтобы не допускать длительной работы сети с заземленной фазой или нейтралью;

- необходим высокий уровень изоляции сети; для этого протяженные сети делят на участки; ЭП с плохой изоляцией подключают через разделительные трансформаторы и т.п.;

- прямое прикосновение в работающей с заземленной фазой сети более опасно, чем в сетях ТТ и TN, т.к. напряжение прикосновения равно линейному;

- повышенная вероятность перенапряжений.

Вывод:

Использование системы заземления IT вместо широко распространенной системы TN (TNC, TNS) позволит исключить внезапные отключения, вызванные однофазными замыканиями (которые сейчас составляют 70-80% от всех отключений), снизить пожарную опасность при замыканиях и улучшить условия электробезопасность.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. B. Lacroix, R. Calvas. Les schemas de liaisons a la terre dans le monde et evolutions. Cahier technique № 173, p.22. Groupe Schneider. Статья на французском языке.

2. Лыков Ю.Ф. Характеристика систем заземления низковольтных электрических сетей и оценка опасности возникновения в них пожара. Промышленная энергетика, № 6, 2012, с.53.

3. La norme française NF C15-100 installations électriques a basse tension, p.411.5.1; 531.2.4.2.2. Стандарт Франции, на французском языке.

4. Руководство по устройству электроустановок 2009. Технические решения Schneider Electric, с. F30-F31.

ВЛИЯНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ ПРИ СВАРКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В. М. Мякишев, Г. А. Матвеев А. Ю. Андреев

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия,
august.m37@gmail.com*

При повторном зажигании дуги переменного тока, динамика процесса зависит от системы: источник питания- сварочная дуга. Для учета

многообразия факторов, оказывающих влияния на тепловые процессы в дуге и в электрической цепи, приходится прибегать к анализу системных нелинейных уравнений. Аналитический расчет этой системы неизбежно сталкивается с серьезными допущениями, что приводит к выбору приближенных математических моделей [1, 2]. Учесть динамические свойства сварочного источника, наиболее полно раскрывающиеся в процессе восстановления напряжения на электродах [1].

Если принять, что в процессе повторного возбуждения сварочной дуги восстанавливаемая прочность дугового промежутка растет с какого-то первоначального значения по экспоненциальному закону, то для надежного зажигания дуги скорость восстановления напряжения должна быть больше определенного критического значения [1]. Скорость восстановления напряжения определяет динамические свойства источника питания и процессы деионизации-свойствами ствола дуги. Нижний предел восстанавливающегося напряжения определяется напряжением зажигания дуги.

Инерционность тепловых процессов и, в первую очередь, постоянная времени дуги θ определяет скорость нарастания восстанавливающейся прочности дугового столба. В этой связи выбор математической модели дуги и определение ее постоянной времени представляет собой существенный интерес.

Сварочная дуга переменного тока, питаемая от источника промышленной частоты, дважды за период гаснет и вновь возбуждается. Надежность процесса повторного зажигания и устойчивого горения дуги определяет ее технологические возможности. К концу каждого полупериода напряжение на электроде уменьшается до нуля, напряженность электрического поля уменьшается, и дуга гаснет. При этом в столбе дуги протекают деионизационные процессы, которые существенно влияют на возможность повторного возбуждения. На процесс повторного зажигания оказывают влияние как динамические свойства источника питания, так и процессы в стволе дуги, которые характеризуются постоянной времени ствола дуги τ [1, 2], которая существенно зависит от физико-химических свойств среды между электродами. Если в сварочных цепях увеличение постоянной времени дуги способствует процессу повторного зажигания, то в электрических аппаратах наоборот – необходимо ее уменьшить. Значения постоянных времени дуги в сварке и электрических аппаратах отличаются значительно, но и в тех, и в других случаях стоит задача как теоретического, так и практического способа ее определения. Процесс повторного возбуждения сварочной дуги протекает при малых токах, и, следовательно, для анализа более приемлема математическая модель дуги, описываемая уравнением Майна [1, 2], например, в g -форме.

$$\frac{dg}{dt} + \frac{g}{\tau} = \frac{i^2}{Q_0}, \quad (1)$$

где g – проводимость столба дуги; i – ток дуги; λ и Q_0 – параметры дуги.

В работе рассматривается упрощенный метод аналитического или экспериментального определения постоянной времени, основанный на гармоническом анализе напряжения на дуге $u_o(t)$ [1, 4].

Известно, что при синусоидальном законе изменения тока дуги, а это практически соответствует сварочным процессам, форма кривой градиента напряжения дуги определяется постоянной времени τ , т.е. зависит от гармонического состава [1].

Предположим, что ток сварочной дуги достаточно близко изменяется по синусоидальному закону. Воспользуемся математической моделью дуги в, так называемой g -форме (1).

Решение уравнения (1) при $i(t) = I_m \cos \omega t$ имеет вид:

$$g = \frac{I_m e^{-\lambda t}}{Q_0} \left[\int_0^t \cos^2 \omega \tau \cdot e^{-\lambda \tau} d\tau - \frac{1}{1 - e^{-T/\tau}} \int_0^T \cos^2 \omega \tau \cdot e^{-\lambda \tau} d\tau \right]. \quad (2)$$

После интегрирования уравнения (2) и выполнив соответствующих преобразований с учетом $\phi = \arctg 2\lambda\tau$; $P_{0m} = \frac{Q_0}{\tau}$ имеем

$$g = \frac{I_m^2}{2P_{0m}} \left[1 + \frac{\cos(2\omega t - \phi)}{\sqrt{1 + 4\lambda^2 \tau^2}} \right], \quad (3)$$

Из выражения (3) находим постоянную времени дуги τ .

В целях сокращения изложения, опускаем математические преобразования и окончательно получим выражение напряжения на дуге в виде:

$$u_o = \frac{i}{g} = \frac{2P_{0m}}{I_m} \cdot \frac{\cos \omega t}{1 + \cos \phi \cos(2\omega t - \phi)} \quad (4)$$

$$\text{или} \quad u_o = U_m \frac{\cos \omega t}{1 + \cos \phi \cos(2\omega t - \phi)}, \quad (5)$$

где $U_m = \frac{2P_{0m}}{I_m}$, u_o – напряжение на дуге.

Обозначим отношение амплитуд ближайших гармоник через

$$\lambda = \frac{A_3}{A_1} = \frac{A_{2n+1}}{A_{2n-1}} \quad (6)$$

Таким образом, при токе $i = I_m \cos(\omega t + \frac{\phi}{2})$ напряжение на дуге

$$u_o = U_m \sqrt{1 + \lambda^2} \left[\cos\left(\omega t + \frac{\phi}{4}\right) - \lambda \cos\left(3\omega t + \frac{\phi}{4}\right) + \lambda^2 \cos\left(5\omega t + \frac{\phi}{4}\right) - \lambda^3 \cos\left(7\omega t + \frac{\phi}{4}\right) + \dots \right] \quad (7)$$

Из вышеизложенного материала постоянная времени дуги может быть записана в виде:

$$\tau = \frac{1}{4} \left(\frac{1}{T} - 1 \right) \quad (8)$$

Таким образом, если посредством гармонического анализа напряжения на дуге найдены амплитуды, например, первой и третьей гармоник, то по выражению (8) можно определить постоянную времени дуги.

Практическая реализация данного метода может быть осуществлена с применением прибора блок-схема которого представлена на рис.1. Суть этого метода заключается в выделении из общего сигнала $u_d(t)$, например, первой и третьей гармонических составляющих и определение постоянной времени по выражению (8).

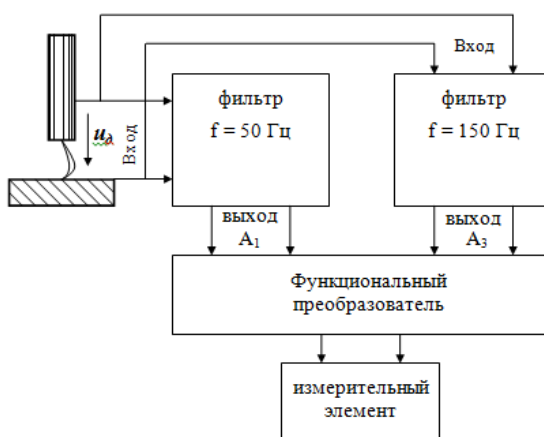


Рис. 1. Блок-схема прибора, для измерения постоянной времени сварочной дуги.

Сигнал, полученный с такого функционального преобразователя можно использовать в качестве контрольного в системах автоматического управления сварочным процессом в ремонтных условиях нефтегазовых комплексов при использовании соответствующей аппаратуры.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Залесский А.М. Электрическая дуга отключения. «Госэнергоиздат», М.:- Л., 1963г.
2. Лесков Г.И. Электрическая сварочная дуга. «Машиностроение», М.: 1970г.
3. Колонина Л.И., Урюков Б.А. Расчет постоянной времени электрической дуги в различных газах. Труды V Всесоюзной конференции по генераторам низкотемпературной плазмы. Новосибирск, 1972г.

4. Новиков О.Я., Мякишев В.М. Нелинейный источник питания сварочной дуги. Автоматическая сварка №11, 1971г.
5. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: Учебник для вузов: В 3 т. – М.; СПб: Питер, 2006г.

УДК 621.791.75

ИНЖЕНЕРНЫЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА С НАСЫЩАЮЩИМСЯ УЧАСТКОМ МАГНИТОПРОВОДА.

В.М.Мякишев, В.Д.Можжаев, К.Д.Филиппова А.А., Ермошина

*Самарского государственного технического университета,
г. Самара, Россия,*

e-mail: vitaliimozhaev@gmail.com

Одним из перспективных способов повышения устойчивости малоамперной сварочной дуги в настоящее время является метод импульсного повышения напряжения на электродах в момент перехода тока через нулевое значение[1,2]. В настоящее время осуществляется серийный выпуск генераторов импульсов, позволяющих обеспечить устойчивое горение сварочной дуги переменного тока при снижении напряжения холостого хода на 25-40% [3]. Однако генераторы импульсов имеют определенные недостатки, а именно:

- 1) наличие зарядного устройства с накопительной ёмкостью;
- 2) необходимость дополнительного дешевого и надежного коммутирующего элемента;
- 3) наличие специального синхронизирующего элемента, согласующего разряд накопительной ёмкости с моментом перехода тока через нулевое значение.

Улучшение энергетических характеристик сварочных трансформаторов может быть достигнуто путем разработки способов стабилизации дуги, например, импульсным повышением напряжения за счет применения насыщающегося участка магнитопровода S_3 . [2,3]

На рисунке 1 представлена принципиальная схема такого трансформатора. Он состоит из первичной обмотки W_1 и двух секций входной обмотки W_2' W_2'' и является нелинейным источником питания (НИП) сварочной дуги.

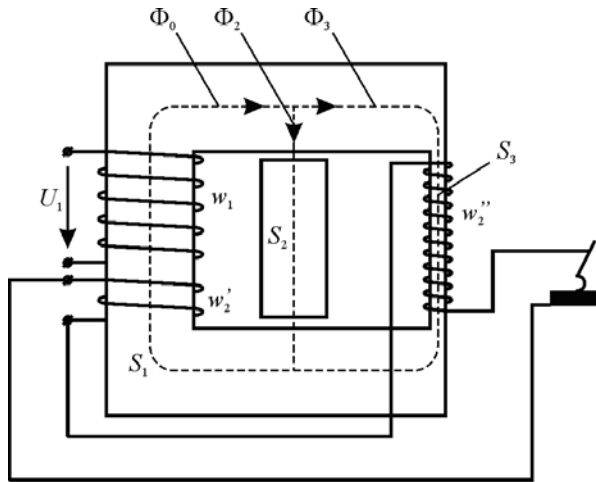


Рис. 1. Принципиальная схема предлагаемого сварочного трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода

Рассмотрим некоторые соотношения, характеризующие эффективность использования данного трансформатора. Упрощенная схема замещения магнитной цепи представлена на рисунке 2.[1,2]

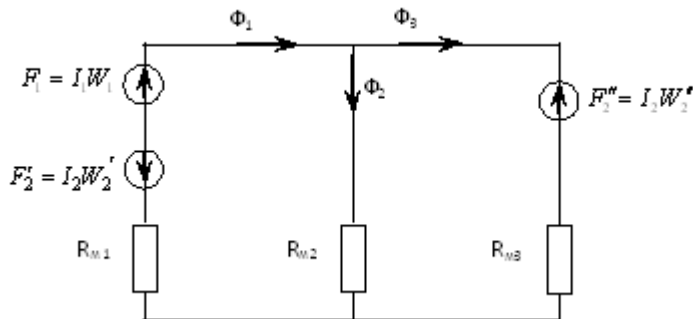


Рис. 2. Схема замещения магнитной цепи.

Рассматривая эту схему замещения, на основе законов Кирхгофа можно составить следующие уравнения:

$$\begin{aligned} \Phi \Phi_1 - \Phi \Phi_2 - \Phi \Phi_3 &= 0 \\ \Pi_1 W_1 - \Pi_2 W_2' - \Phi \Phi_1 R_{M1} - \Phi \Phi_2 R_{M2} &= 0 \\ \Pi_1 W_1 - \Pi_2 (W_2 + W_2'') - \Phi \Phi_1 R_{M1} - \Phi \Phi_3 R_{M3} &= 0 \\ \Pi_2 W_2' + \Phi \Phi_3 R_{M3} - \Phi \Phi_2 R_{M2} &= 0 \end{aligned}$$

Решая первое уравнение системы (1) относительно потока Φ_3 , а четвертое уравнение относительно Φ_2 , с учетом первого, получим

$$\frac{\Pi_2 W_2' + \Phi \Phi_1 R_{M1}}{376}$$

$$\Phi\Phi_2 = \frac{RR+}{RR} \quad (2)$$

2 ММЗ

Подставляя выражение (2) во второе уравнение системы (1), после некоторых математических преобразований для тока холостого хода получим выражение

$$I_{xx} = \frac{\Phi \Phi_1}{W} \frac{RR_{MM2} RR_{MM3}}{RR_{MM1} + RR_{MM2} + RR_{MM3}}$$

$$1 \quad RR_{MM2} + RR_{MM3}$$

Этот ток холостого хода трансформатора изменяется в пределах от I'_{1xx} до I''_{1xx} , где

$$I'_{1xx} = \frac{\Phi \Phi_1}{W} \frac{RR_{MM3}}{RR_{MM1} + RR_{MM3}} \quad I''_{1xx} = \frac{\Phi \Phi_1}{W} \frac{RR_{MM2}}{RR_{MM1} + RR_{MM2}}$$

Таким образом, намагничивающий ток трансформатора с увеличением нагрузки увеличивается, причем это увеличение зависит от соотношения магнитных сопротивлений R_{M1}, R_{M2}, R_{M3} . [1,3]

Для реального трансформатора легко выполнить следующее условие:

$$RR_{MM3} \gg RR_{MM2} \gg RR_{MM1}$$

Тогда намагничивающий ток будет изменяться с изменением нагрузки в пределах

$$I \div I' \approx \frac{\Phi \Phi_1}{RR_{MM1} + RR} \left(\frac{RR_{MM2}}{RR_{MM1} + RR} + \frac{RR_{MM3}}{RR_{MM1} + RR} \right)$$

$$I_{нам} = \frac{I_{1xx}}{W} \frac{RR_{MM2}}{RR_{MM1} + RR} + \frac{I_{1xx}}{W} \frac{RR_{MM3}}{RR_{MM1} + RR}$$

Рассмотрим режим работы под нагрузкой.

Предположим, рабочий ток больше тока намагничивания, что действительно

соответствует сварочным источникам питания, т.е. $I_{1раб} \gg I_{1нам}$. Тогда уравнение для тока с достаточной для упрощенных расчетов точностью можно записать:

$$I = I_1 + \frac{RR_{MM2} W_2 + RR_{MM3} W_2}{RR_{MM1} W_2 + RR}$$

Коэффициент трансформации примет следующий вид:

$$KK_{\tau\tau} = \frac{I_1}{I} = \frac{(RR_{MM2} + RR_{MM3}) W_2 + RR_{MM2} W_2}{RR_{MM1} W_2 + RR}$$

т.е. в зависимости от мгновенного значения сварочного тока (от режима

работы сердечника S_3) коэффициент трансформации K_T меняется в пределах от K_T'' до K_T' , где

$$K_{T''} = \frac{I_1''}{I_2''} = \frac{W_1}{W_2} \approx \frac{W_1}{W_2}$$

и

$$K_{T'} = \frac{I_1'}{I_2'} = \frac{W_1 + W_2}{W_2} \approx \frac{W_1 + W_2}{W_2}$$

где индексом «штрих» обозначены величины K_T и I , соответствующие режиму работы НИП, когда сердечник S_H насыщен, а индекс «два штриха» применяется, когда сердечник не насыщен, т.е. в момент перехода сварочного тока через нуль.

Следовательно, трансформатор имеет глубину регулирования коэффициента трансформации:

$$\xi\xi = \frac{K''}{K'_{\tau\tau}} \cdot \frac{K'_{\tau\tau}}{W_2} = \frac{W_2''}{W_2'}$$

Таким образом, глубина регулирования коэффициента трансформации зависит от соотношения чисел витков обмоток W_2' и W_2'' , причем такой трансформатор обладает малой инерционностью изменения коэффициента трансформации, определяемой лишь временем, необходимым для изменения величины магнитного потока.[1.3]

При конструировании глубину регулирования коэффициента трансформации необходимо согласовывать с коэффициентом регулирования сварочного тока. В рабочем режиме НИП создаются магнитодвижущие силы I_2W_2' и I_2W_2'' . Соответствующим подбором сечений S_4 и S_3 и чисел витков W_4 и W_3 можно добиться такого положения, когда величина магнитного потока Φ_4 с увеличением нагрузки будет падать и при нагрузке, равной критической, станет равной нулю.[1] При дальнейшем увеличении нагрузки магнитный поток изменит направление, и обмотка W_4 будет обладать индуктивным сопротивлением, величина которого с ростом нагрузки будет падать. Коэффициент трансформации НИП запишется в виде:

$$K_{\tau\tau} = \frac{W_1' + \frac{R_{M2}}{W_2} + \frac{R_{M3}}{W_3}}{W_1 + \frac{R_{M2}}{W_2} + \frac{R_{M3}}{W_3}}$$

Из выражения (14) следует, что в зависимости от величины мгновенного значения сварочного тока коэффициент трансформации НИП меняется в пределах:

$$K_{\tau\tau} = \frac{W_2'}{W_2} \cdot \frac{W_1'}{W_1}$$

т.е. в момент перехода тока, через нулевое значение он достигает наибольшего значения ($K_{\tau\tau} = \frac{W_2'}{W_2} = \frac{W_2'+W_2''}{W_2}$) и обеспечивает повышенное напряжение на электродах. Это обстоятельство благоприятно сказывается на процессе зажигания.

Для устойчивого горения и стабильного зажигания сварочной дуги решающее значение (при прочих равных условиях) имеет величина промышленной составляющей восстанавливающегося напряжения.[1,2] Эта величина для

НИП равна максимальному значению напряжения холостого хода, т.е.

$$UU_{\text{возвр.сост.}} = UU_{2\text{хх}}$$

Следовательно, линейный источник питания, идентичный предлагаемому, должен иметь эффективное значение вторичного напряжения:

$$UU_2 = \frac{UU_{2\text{ххт}}}{\sqrt{2}}$$

а коэффициент трансформации

$$KK_2 = \frac{UU_{2\text{ххт}}}{\sqrt{2}UU_1}$$

Если учесть ток намагничивания, то мы получим следующее выражение зависимости $I_1 = f(I_2)$ для линейной конструкции идентичной по условиям поддержания горения дуги:

$$I_1 = I_{1\text{нам}} \sqrt{\frac{U U_{2\text{ххм}}}{2 U U_1}} I_2$$

Эта зависимость для НИП и линейного трансформатора показана на рис. 3.

Из анализа представленной зависимости следует, что, несмотря на несколько больший ток холостого хода, НИП при $W_2' \ll W_2''$ будет более экономичным за счет меньшего потребления тока в рабочем режиме. Особенно это будет заметно при создании мощных НИП. [1,4]

Таким образом, для сварочного трансформатора глубина регулирования коэффициента трансформации может быть найдена по известному напряжению холостого хода ($U_{2\text{хх}}$) и эквивалентному эффективному напряжению на дуге ($U_{\text{д}}$):

$$\xi \xi = \frac{U U_{2\text{хх}}}{U U_{\text{д}}}$$

Это обстоятельство может быть учтено при подборе чисел витков секций вторичной обмотки НИП (W_2' и W_2'').

Для оценки экономической эффективности использования НИП проведем некоторые сравнения его с линейным источником питания.

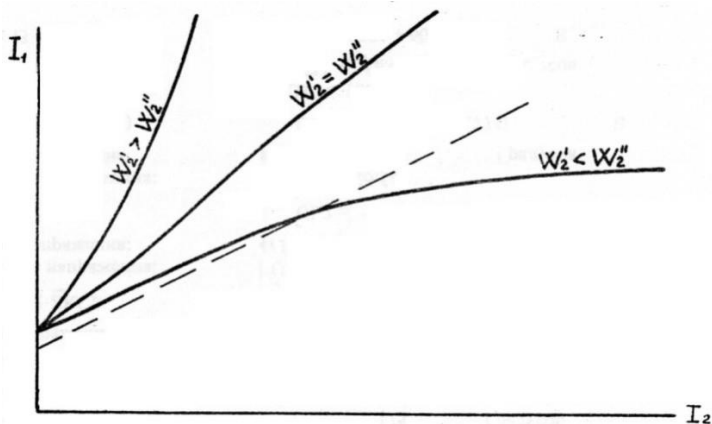
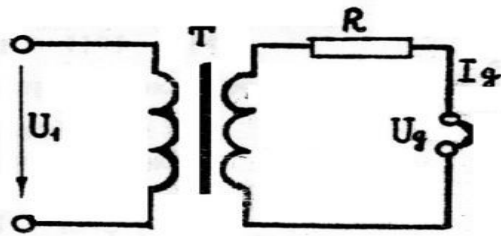


Рис. 3. Качественная зависимость первичного тока от вторичного тока НИП.

Пунктиром показана зависимость идентичного линейного трансформатора.



Предположим, что в цепь источника питания последовательно с дугвым промежутком включено сопротивление R , аналогичное балластному реостату (рис. 4).

Рис. 4. Упрощенная схема замещения сварочного трансформатора

Найдем необходимую величину сопротивления R для случая использования НИП и линейного трансформатора, предполагая, что в обоих случаях дуга горит с одинаковым выделением энергии, т.е. при одинаковых токах и напряжениях.[4]

Введем некоторые обозначения:

U_d – напряжение на дуге;

I_d – ток дуги;

U_L – эффективное значение напряжения на вторичной обмотке линейного трансформатора;

U_n – эффективное значение напряжения на вторичной обмотке НИП.

Если предположить, что сопротивление трансформатора мало по сравнению с сопротивлением R , то можно считать, что величина U_L не зависит от нагрузки, т.е. $U_L = const$.

Величина U_n может быть выражена через U_L следующим образом:

где ξ – глубина регулирования коэффициента трансформации.

Величина R для случая линейного трансформатора может быть найдена из соотношения:

$$R R_2 = \frac{U U_L - U U_d}{I_d} = \frac{U U_n - \frac{\xi \xi}{100} (U U - U U)}{I_d}$$

Потери мощности в сопротивлении R будут:

$$P_1 = I_d^2 R R_2 = I_d^2 \frac{U U - U U}{\xi \xi}$$

$$P_2 = II_{д}RR_2 = II_{д} \left(1 - \frac{UU_{л} - UU_{д}}{100}\right)$$

Разница потерь составит:

$\xi\xi$

или

$$\Delta PP = P_1 - P_2 = 100$$

$$\Delta PP\% = \frac{P_{дУУЛ}}{\xi\xi\%}$$

Следовательно, применение НИП тем выгоднее, чем больше глубина регулирования коэффициента трансформации. Это может быть наиболее целесообразно при конструировании источников переменного тока для питания плазменных установок.

Повышение устойчивости горения сварочной дуги в случае питания от трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода оценивалось квалифицированным сварщиком, а также по характеру динамической вольт-амперной характеристики и фазовым траекториям. Во всех случаях подтвердилось, что дуга устойчивее без существенных пиков зажигания и с малым разбрызгиванием металла.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Мякишев В. М.* Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. Самара: СамГТУ, 2010. 171 с.
2. *Залесский А. М.* Электрическая дуга отключения. М.-Л., Госэнергоиздат, 1963. 266 с.
3. *Лесков Г. И.* Электрическая сварочная дуга. М.: Машиностроение, 1970. 335 с.
4. *Киреев К. В., Мякишев В. М.* Влияние формы выходного напряжения на устойчивость горения сварочной дуги // *Электромеханика М.*, 2008. №2 С. 43-45.

УДК 621.365

ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ СЕТКИ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ДЕТАЛЕЙ СФЕРИЧЕСКОЙ ФОРМЫ В ПРОГРАММНОМ ПАКЕТЕ CEDRAT FLUX

А.В. Танаев, А.Н. Проценко

*СамГТУ,
г. Самара, Россия*

В статье рассмотрены вопросы, касающиеся построения сетки конечных элементов для тел со сферической поверхностью в программном пакете (ПП) FLUX. Для анализа качества сетки геометрическая модель была разбита на

конечные элементы с использованием следующих алгоритмов:

- 1) Вся сферическая поверхность разбивается на сетку с использованием стандартного генератора сетки «mapped». Достоинством данного метода является его простота, однако, при этом образуется большое количество некачественных элементов в «центре» сферической поверхности.
- 2) В данном алгоритме сферическая поверхность разделена на две зоны, первая из которых расположена в «центре» поверхности. Для первой и второй области используются соответственно генераторы сетки «automatic» и «mapped». Этот алгоритм сокращает количество некачественных элементов.

Сетки конечных элементов, построенные по первому и второму алгоритму показаны на рисунках 1 и 2 соответственно.

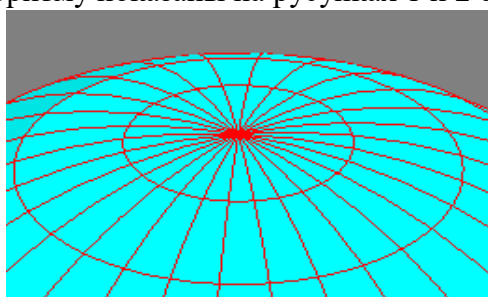


Рис. 1. Сетка конечных элементов, построенная по первому алгоритму

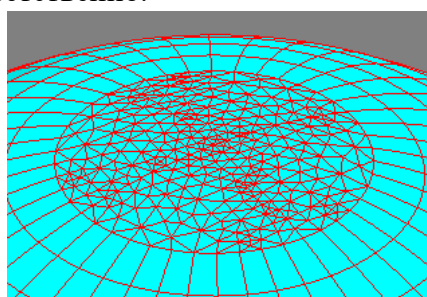


Рис. 2. Сетка конечных элементов, построенная по второму алгоритму

Таблица 1

	Алгоритм №1	Алгоритм №2
Количество элементов среднего качества, %	11.33	10.83
Количество элементов плохого качества, %	1.76	1.11

В результате проведения численных экспериментов было установлено, что второй способ приводит к неравномерному распределению, а также преувеличению напряженности электромагнитного поля в области «полюса» сферы по сравнению с первым способом. Таким образом, несмотря на то, что второй способ построения сетки позволяет уменьшить количество элементов сетки низкого качества, он оказывается неприемлемым при построении моделей тел со сферическими поверхностями.

УДК 621.311

АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.О. Тихомиров, Н.В. Сенько

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Российская Федерация,
tikhomirov-aees-3-2@yandex.ru*

Для обеспечения надежной работы нефтяного месторождения необходимо обеспечение устойчивой работы систем их внешнего электроснабжения. При решении задач диспетчерского управления требуется оперативная оценка запасов статической устойчивости (СУ). На базе решения обобщенных уравнений предельных режимов (ОУПР) можно решать следующие задачи: расчет предельного режима в заданном утяжелении, анализ запасов СУ в наибольшем опасном направлении утяжелении, оценка допустимости режимов и построения границ допустимой области (ДО) [1].

Целью данного исследования является развитие численных методов решения ОУПР [2], которые позволяют получать значения допустимых режимов, отвечающих нормативным значениям запаса статической устойчивости.

Система обобщенных уравнений для определения допустимого режима:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y} - M^{-2} \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right)^T \mathbf{R}) &= 0; \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}) &= \left. \begin{aligned} \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \mathbf{R} &= 0; \\ \mathbf{W}(\mathbf{R}, T) &= \mathbf{R}^T \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right) M^{-2} \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{DY}} \right)^T \mathbf{R} - 3^2 = 0, \end{aligned} \right\} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_l]^T$ - вектор нерегулируемых параметров режима (зависимых переменных); $\mathbf{Y} = [y_1, y_2, \dots, y_l]^T$ - вектор регулируемых параметров режима (независимых переменных); \mathbf{F} - 1-мерная вектор-функция, отвечающая уравнениям баланса мощностей или токов в узлах сети; \mathbf{Y}_0 - значение вектора регулируемых параметров режима, для которого определяется запас; $\mathbf{DY} = (DY_1, DY_2, \dots, DY_l, \dots, DY_l)^T$ - вектор приращений переменных \mathbf{Y}_0 ; $M = \text{diag } \alpha_i$,

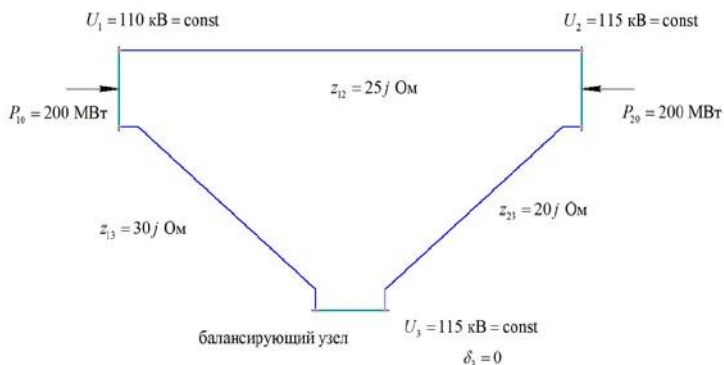


Рис.1. Схема исследуемой энергосистемы

Таблица 1. Исходные данные системы и начальные приближения

R_{12} , Ом	X_{12} , Ом	R_{23} , Ом	X_{23} , Ом	R_{13} , Ом	X_{13} , Ом
0,00	25,00	0,00	20,00	0,00	30,00

№	U , кВ	P_0 , МВт	R_0 , о.е.	D_0 , град	M , о.е.	Запас, %	T_0 , о.е.
1	110,0	200,0	-1,0	98,0	1,00	20,0	33,3
2	115,0	200,0	-1,0	84,0	1,00		
3	115,0	0,0	1,0	0,0	1,00		

Таблица 2. Результаты расчета параметров допустимых режимов на основе ОУПР при различных направлениях утяжеления (dP)

К-во ит.	N уз.	$P_{доп}$, МВт	$D_{доп}$, град	$P_{пр}$, МВт	$D_{пр}$, град	R , о.е.	dP , МВт
9	1	200.00	-27.1	176.6	-39.9	23.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	10
8	1	495.2	73.1	540.3	98.2	-45.1	10
	2	495.2	62.6	534.8	84.1	-39.6	10
8	1	708.6	82.9	761.2	111.7	-52.5	10
	2	200.00	47.9	229.0	64.8	-29.0	0
7	1	867.3	69.5	927.2	91.9	-60.0	10
	2	-467.3	0.4	-466.0	3.5	-1.2	-10
7	1	200.0	-27.1	176.6	-39.9	22.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	-10

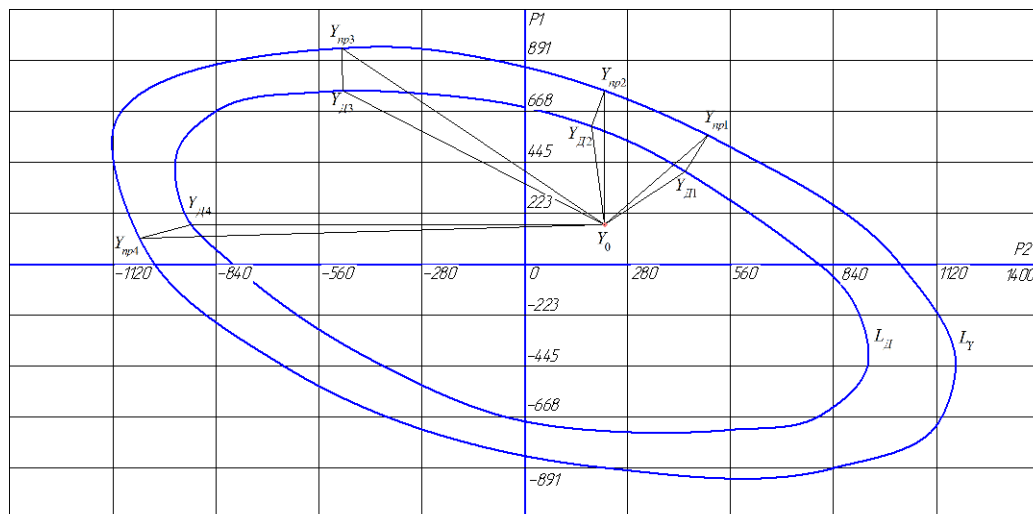


Рис.2. Результаты расчета параметров допустимых режимов на основе решения ОУПР

Результаты проведенных исследований показали, что для улучшения сходимости итерационных процессов решения ОУПР в задачах построения границ ДО целесообразно применение специальных стартовых алгоритмов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Калентионок Е.В. и др.* Оперативное управление в энергосистемах: учеб.пособие / Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин. – Минск: Выш. шк., 2007. – 351 с.
2. *Крюков А.В.* Предельные режимы электроэнергетических систем /А.В. Крюков Иркутск: ИрГУПС. – 2012. – 236 с.
3. *Крюков А.В., Сенько В.В.* Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления. // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – 2014. – №3. С. 21-23.
4. *Крюков, А.В.* Математические модели предельных режимов сложных энергосистем /А.В. Крюков// Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - №1. – 2004. – С.97-103.
5. *Закарюкин В.П., Крюков А.В., Ле Конг Зань* Математические модели узлов нагрузки электроэнергетических систем, построенные на основе фазных координат. Иркутск: ИрГУПС, 2013. 176 с.
6. *Васин В.П.* Расчеты режимов электрических систем. Проблема существования решения. М.: МЭИ, 1981. С. 72
7. *Мельников А.В., Рудницкий М.П.* Аналитическое описание областей устойчивости и вопросы управления режимами электроэнергетических систем // Управление режимами и развитием электроэнергетических систем в условиях АСУ. Новосибирск: Новосиб. Электротех. ин-т, 1980. С. 91-106

8. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
9. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления энергосистемами // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. № 3. 1987. С. 25-33.
10. Веников В.А., Строев В.А., Идельчик В.И., Виноградов А.А. Расчет запаса статической устойчивости электрической системы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. №3. 1984. С.56-65.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ РЕШЕНИЯ ОБОБЩЕННЫХ УРАВНЕНИЙ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

А.А. Юдина, К.М. Чубаров, рук. В.В Сенько

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,*

anastasyayudina@gmail.com, cool.chubarov@mail.ru, senko-aees@yandex.ru

Проблема управления режимами в нормальных и аварийных ситуациях, задача обеспечения статической устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС) приобретает в настоящее время особую актуальность и остроту. Указанная проблема отмечается электроэнергетиками многих промышленно развитых стран. Это связано с ухудшением с точки зрения устойчивости параметров элементов и режимных условий электроэнергетических систем ЭЭС по мере их развития и объединения.

Усложнение структуры ЭЭС, увеличение диапазона возможных режимов, нередкое отличие текущих режимов от плановых, необходимость в формировании управляющих воздействий противоаварийной автоматики (ПАА) требуют новых исследований статической устойчивости (СУ). В этой связи, разработка обобщенного подхода к решению таких различных задач оценки СУ, как – построение границ области устойчивости (ОУ), оценка запасов, определение допустимых режимов, можно считать актуальной и практически востребованной.

Установившиеся режимы электрических систем описываются нелинейными уравнениями вида:

$$FF(xx, uu) = 0 \quad (1)$$

где $xx = [xx_1 \ xx_2 \ xx_3 \ \dots \ xx_{ii}]^{TT}$ - вектор нерегулируемых параметров; $uu = [uu_1 \ uu_2 \ uu_3 \ \dots \ uu_{ii}]^{TT}$ -

вектор регулируемых параметров; FF - одномерная вектор-функция, отвечающая уравнениям баланса мощностей или токов в узлах сети.

Предельные по СУ режимы определяются уравнением (1) и условием [1]:

$$aa_0 = \quad \partial\partial = 0 \quad (2)$$

$$(-1)^m dddddd \frac{\partial}{\partial m}$$

где $ddddd^{\partial\partial\partial}$ - матрица, отвечающая свободному 0 характеристического члену $aa_{\partial\partial mm}$ полинома системы дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в ЭЭС при малых возмущениях.

Существующие методы направленного пошагового утяжеления имеют существенные недостатки и трудности [2]. Моделирование предельных режимов на основе их аналитических описаний предоставляет большие возможности, направленные на преодоление этих недостатков и трудностей, в качестве которых используется следующее выражение [3]

$$VV = \frac{\partial\partial\partial}{\partial\partial\partial} SS = 0 \quad \text{или} \quad VV = \leftarrow T RR = 0 \quad (3)$$

где VV - m -мерная векторная функция; $SS = [SS_1 SS_2 \dots SS_{mm}]^{TT}$ $RR = [RR_1 RR_2 \dots RR_{mm}]^{TT}$ -

собственные векторы матриц $\frac{\partial\partial\partial}{\partial\partial\partial}$, $\frac{\partial\partial}{\partial\partial}$, отвечающие их нулевому собственному значению.

Для определения запаса СУ в критическом направлении утяжеления, получаем систему уравнений и после, преобразовав ее для определения допустимого режима, получаем [4]:

$$FF \diamond xx, yy_0 + TT \Delta yy - MM^{-2} \frac{\partial\partial}{\partial\partial\partial} T RR - 3^2 \diamond = 0$$

$$VV(xx, RR) = \frac{D\partial\partial}{TT} \diamond \diamond RR = 0$$

где $MM = \left(HH(RR, TT) = \frac{\partial\partial}{\partial\partial D} \diamond \diamond \partial\partial \partial \right)^{TT} \diamond$

$$ddiaal \quad dd_{ii} \quad RR^{TT} \diamond \quad \frac{D\partial\partial}{MM^{-2}} \quad D \quad D\partial$$

$$RR - Z^2 = 0 \quad (4)$$

$$d_{ii}^{-1} = \begin{cases} y_{ii0} K K_{i\text{норм}} = 0 & \text{— при расчёте предельных режимов} \\ y_{ii0} K K_{i\text{норм}} & \text{— при расчёте запасов устойчивости} \\ y_{ii0} K K_{i\text{норм}} = (y_{ii0} + T \Delta u_{ii}) K K_{i\text{норм}} & \text{— при расчёте} \\ & \text{допустимых режимов} \end{cases}$$

Уравнения (4) являются обобщенными уравнениями предельных режимов (ОУПР), так как при соответствующем указании переменных и компонента матрицы M , благодаря использованию этих уравнений можно решать следующие задачи: определять параметры предельного режима и величину запаса SU в заданном или в наиболее опасном направлении утяжеления, рассчитывать параметры допустимого режима, который соответствует требуемому запасу устойчивости

Z_{TT} . Отметим, что система (4) имеет размерность, которая превышает размерность уравнений установившихся режимов (УУР), но это не приводит к проблеме для их применения на практике в задачах управления ЭЭС. Это связано со следующими факторами [5]:

1. Использование ресурсов современных ЭВМ позволяют решать задачи такого порядка за приемлемое для практических целей время.

2. Матрица Якоби уравнения (4) является слабозаполненной, поэтому применяются эффективные алгоритмы, заключающиеся в исключении действий с нулевыми элементами. Данные алгоритмы позволяют значительно уменьшить требуемые для этого объемы памяти ЭВМ и повысить быстродействие [6].

В работах [7,8] приведены решения задачи нахождения запаса при отличии пределов по передаваемой мощности и режиму, а также решение задачи оценки запаса СУ в стохастической постановке, основанные на использовании различных модификаций ОУПР.

В данной работе авторами были проведены исследования СУ с помощью тестовой схемы ЭЭС (рис. 1), которую можно применять в задачах исследования режимов внешнего электроснабжения нефтяной отрасли. Экспериментальные результаты, подтверждающие эффективность разработанной методики и представлены в таблице 1.

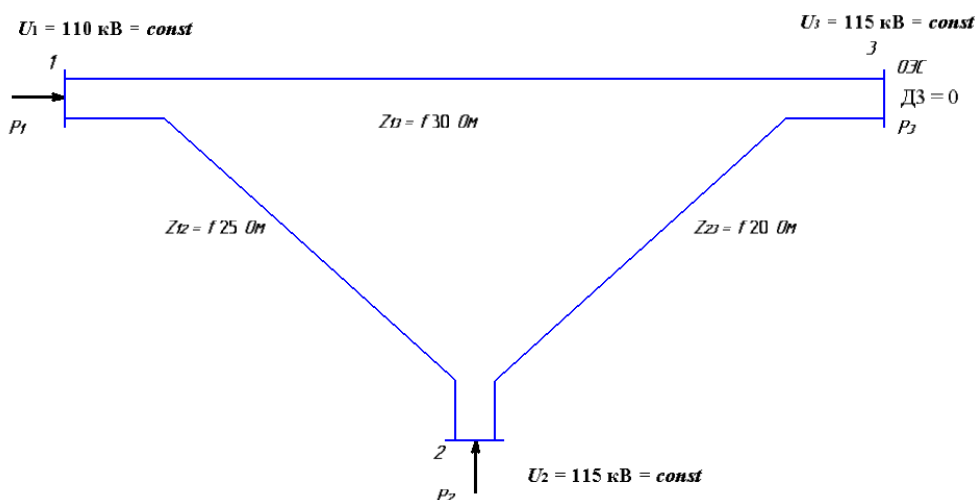


Рис. 1. Схема замещения тестовой ЭЭС (узел "3" - балансирующий)

На рис.1 представлена граница области устойчивости (ОУ) в координатах $u(P_1, P_2)$, построенная на ЭВМ. На данном рисунке можно увидеть результаты расчета запаса устойчивости с использованием ОУПР, в наиболее опасном направлении утяжеления.

По результатам исследования сходимости решения ОУПР и для их усовершенствования были разработаны стартовые алгоритмы, позволяющие существенно повысить быстродействие и надежность получения нетривиальных решений. На одном рисунке совмещены результаты расчетов Z_{min} для различных анализируемых режимов без стартового алгоритма (направления к решениям обозначены на рис 2. цифрой I) и расчеты со

стартовым алгоритмом, основанным на включении фиктивной переменной " α " (обозначены на рис. 2 - II).

Применение стартового алгоритма позволяет существенно снизить количество итераций и тем самым увеличить быстродействие и получать расширенные решения, в тех случаях, когда расчет приходил к локальным решениям $u_{лок}$ или тривиальным решениям, что позволяет повысить надежность предложенных алгоритмов определения запаса $Z_{тн}^*$ в наиболее опасном направлении утяжеления.

Проведенные исследования устойчивости ЭЭС можно эффективно применять в задачах исследования режимов внешнего электроснабжения нефтяной отрасли.

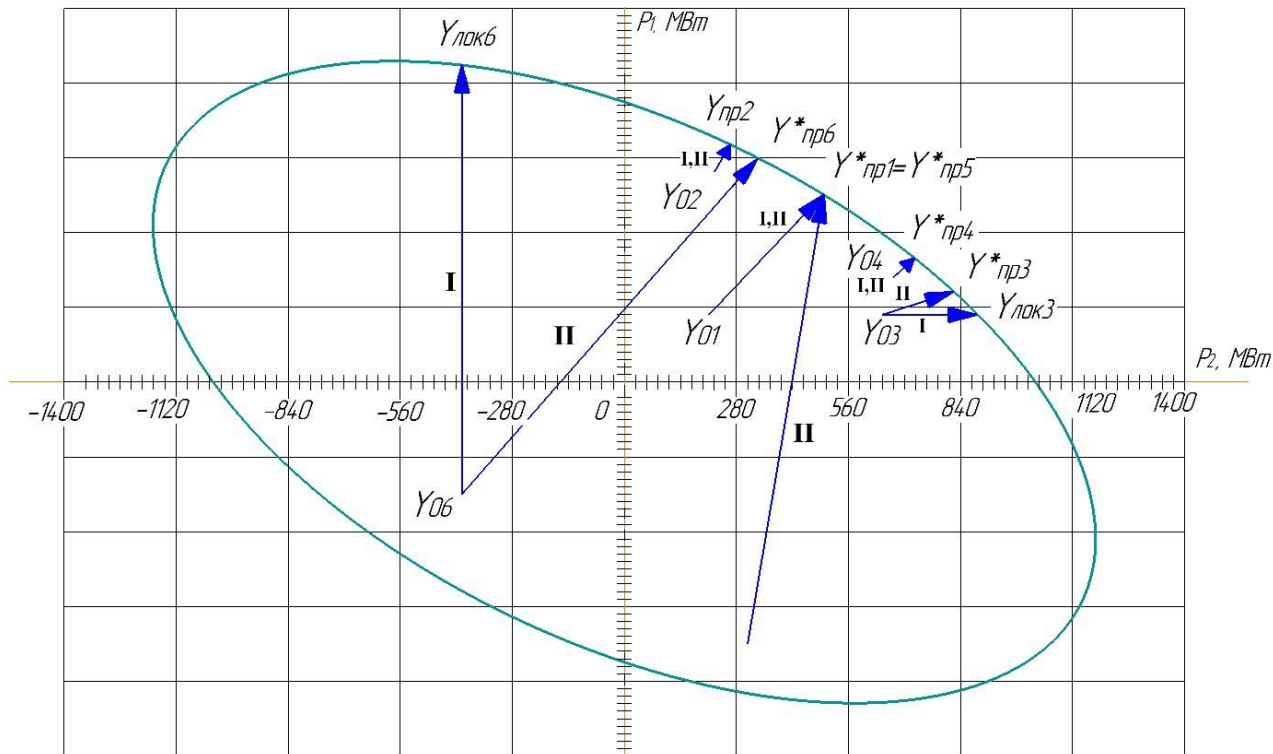


Рис. 2. Результаты расчета запаса устойчивости (I - расчет без стартового алгоритма, II - со стартовым алгоритмом).

Результаты расчёта параметров допустимых режимов на основе ОУПР при различных направлениях утяжеления

Кол-во итераций	№ узла	$PP_{\text{доп}}$ МВт	$DD_{\text{доп}}$ град	$PP_{\text{пр}}$ МВт	$DD_{\text{пр}}$ град	RR о.е.	ddP
9	1	200.0	-27.1	176.6	-39.9	23.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	10
7	1	459.2	73.1	540.3	98.2	-45.1	10
	2	459.2	62.6	534.8	84.1	-39.6	10
8	1	708.6	82.9	761.2	111.7	-52.5	10
	2	200.0	47.9	229.0	64.8	-29.0	0
7	1	867.3	69.5	927.2	91.9	-60.0	10
	2	-467.3	0.4	-466.0	3.5	-1.2	-10
7	1	200.0	-27.1	176.6	-39.9	23.4	0
	2	-1038.7	-77.9	-1094.0	-102.0	55.3	-10

Таблица 1

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Веников В.А., Строев В.А., Идельчик В.И., Виноградов А.А. Расчет запаса статической устойчивости электрической системы // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984. № 3. С. 56–65.
2. Веников В.А., Строев В.А. Обеспечение устойчивости электрических систем, содержащих мощные синхронные генераторы // Электричество. 1971. № 12. С. 8–16.
3. Крюков А.В. Предельные режимы электроэнергетических систем. – Иркутск: ИрГУПС, 2012 г. – 236 с.
4. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления энергосистемами // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1987. № 3. С. 25–33.
5. Крюков А. В., Лукина М. К., Макаров Ю. В., Мураге Д., Сенько В. В. Определение запаса аperiодической устойчивости при многокоординатном утяжелении режима энергосистемы // Проблемы обеспечения устойчивости и надежности параллельной работы энергообъединений. Сборник научных трудов НИИПТ, 1993. С. 29-39.
6. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977. 189 с.
7. Крюков А.В., Сенько В.В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления. // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – 2014. – №3. С. 21-23.
8. Крюков А.В., Сенько В.В, Тихомиров Е.О. Определение запасов статической устойчивости электроэнергетической системы в

стохастической постановке // Журнал «Вестник Иркутского государственного технического университета» / ИрНИТУ. – Иркутск. – 2016 г. – №4. – С. 125-136

УДК 517.977.5

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НАГРЕВА ПОДШИПНИКОВОГО КОЛЬЦА

К.Ю. Яшин

*СамГТУ, г. Самара, Российская Федерация,
kossyash@yandex.ru*

Целью моделирования является исследование процесса нагрева металлической заготовки подшипникового кольца перед деформацией с целью нахождения оптимальной конструкции и режима нагрева.

Моделирование осуществляется с помощью программы Flux 3D. Преимущество данной программы заключается в возможности моделировать и рассчитывать поля различной физической природы, решать задачи, связанные с трехмерными объектами с меняющимися параметрами, вызванные переходными процессами, протекающими при нагреве.

Для решения задачи применяется метод конечных элементов. Данный метод позволяет работать с объектами различной формы, неоднородными материалами, рассчитать распределение полей в пространстве.

Решение задачи реализуется с помощью индукционного нагрева. К его преимуществам относятся высокая скорость нагрева, формирование тепла непосредственно внутри детали, экологичность, возможность автоматизировать процесс нагрева, так как обладает хорошей управляемостью. Рассматриваемое кольцо замкнуто, поэтому применение кольцевого индуктора с продольным магнитным полем невозможно, в связи с этим используется индуктор поперечного поля с С-образным сердечником (рис. 1).

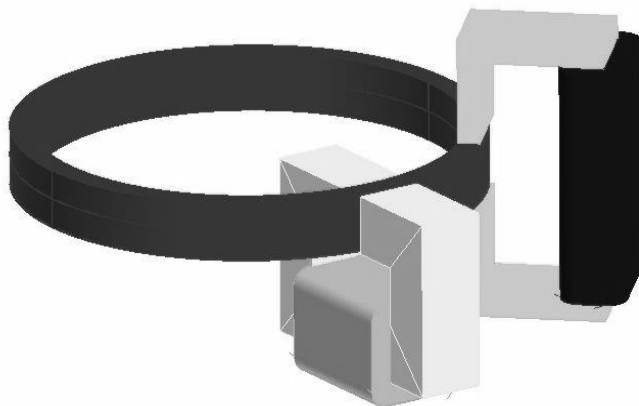


Рис. 1. Геометрическая модель индукционной установки для нагрева подшипникового кольца

На данном этапе создания и настройки модели физические свойства заданы независимо от изменения температуры, а сама модель готовится для проведения серии экспериментов, расчетов, для конкретизации конструкции индукционной нагревательной системы и нахождения наилучших энергетических и конструктивных параметров индуктора.

УДК 374. 04

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

О.В. Филимонова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия, vlad20107@vandex.ru*

Повышение экономической эффективности нефтегазодобывающей отрасли на современном этапе возможно лишь на основе поиска и внедрения «интеллектуальных» технологий добычи углеводородов, направленных на оптимизацию добычи и сокращение потерь путем своевременного выявления проблем и быстрого принятия совместных решений многопрофильных групп на основе данных в режиме реального времени.

Для высокорентабельной разработки месторождений нефти и газа необходимо создание особых нефтегазовых комплексов, характеризующихся высокой степенью автоматизации, безлюдными добычными комплексами,

интеллектуальными системами управления технологическими, энергетическими, транспортными, производственными процессами.

Концепция построения иерархической системы управления нефтегазовым комплексом выделяет четыре уровня управления:

1. инструментальный уровень – применение оптоволоконных сенсоров, датчиков для непрерывного сбора данных работы подземного, подводного и поверхностного оборудования, скважин в основных технологических процессах;

2. информационный уровень – анализ большого объема геолого-промысловой информации;

3. операционный уровень – применение систем управления процессами добычи нефти и газа типа SCADA, систем типа MES для умных энергосистем;

4. управленческий уровень – использование интегрированных интеллектуальных информационных систем типа ERP для оперативного и стратегического управления нефтегазовым комплексом в целом.

В настоящее время одной из важнейших проблем является бурение «умных» скважин первого и второго поколения, где применение элементов «умной» энергетики занимает ключевые позиции, так как концепция «интеллектуального» нефтегазового комплекса включает создание роботизированных систем управления траекторией ствола скважины и, соответственно, снижение энергетической составляющей в структуре себестоимости ее разработки.

В данном случае комплексный подход при разработке нефтегазовых месторождений основан на трех составляющих: энергоэффективное оборудование; подбор оборудования по критерию максимального КПД при добыче нефти или газа; обеспечение работы насосной установки с максимальным КПД при эксплуатации средствами интеллектуальной системы управления.

Использование в установках электроцентробежных насосов (УЭЦН) вентильных двигателей позволяет снизить потери электроэнергии на 25%, а посредством применения комплексного подхода можно добиться снижения удельного энергопотребления на 40% и более.

Вентильный двигатель (ВД) является наиболее перспективным и универсальным типом электропривода переменного тока, в котором регулирование скорости и момента вращения осуществляется подводимым напряжением, током возбуждения и углом опережения включения вентилей при самоуправлении по частоте питания. Он обладает регулировочными качествами машин постоянного тока и надежностью систем переменного тока. Особенностью магнитокоммуникационных электрических машин является наличие общей магнитной системы статора, состоящей из двух групп, где при перемещении ротора возникает циркуляция двух переменных во времени магнитных потоков, максимальные значения которых сдвинуты по фазе на

период, и, поскольку, каждый из этих периодически переключаемых магнитных потоков пронизывает обмотку якоря, в последней индуцируется переменная во времени ЭДС. Так как максимальный магнитный поток замыкается через магнитопровод статора, ферромагнитные элементы ротора и немагнитный рабочий зазор, то зависимость Φ_{\max} от тока возбуждения аналогична кривой намагничивания обычных синхронных машин (СМ).

Современные исследования показывают, что ВД с коммутацией магнитного потока за счет наиболее полного использования всего объема машины и устранения при этом из системы пассивных электрических и магнитных контуров, не участвующих в процессе электромеханического преобразования энергии, позволяют обеспечить достижение высоких удельных массогабаритных и энергетических показателей [1].

В вентильных магнитокоммутационных двигателях рационально используются электрические и магнитные материалы, отсутствует перемагничивание и связанные с ним потери в магнитных контурах вследствие однонаправленных магнитных потоков возбуждения. Сокращение длины силовых линий магнитного поля улучшает использование объема электромагнитного ядра и уменьшает массу расходуемой электротехнической стали, что также ведет к снижению добавочных потерь на вихревые токи и гистерезис и, таким образом, способствует увеличению КПД машины.

В процессе разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений основная проблема при работе стандартных УЭЦН на базе асинхронного двигателя состоит в том, что из 100% энергии, потребляемой из сети, 29% — приходится на потери в насосе, 13% — в двигателе и 10% — в кабеле. Еще 9% энергии теряется в системе управления и трансформаторе. Таким образом, 61% электроэнергии, потребляемой при эксплуатации УЭЦН, тратится впустую — на обогрев, вибрацию, износ и т.д. Лишь 39% электроэнергии идет непосредственно на подъем жидкости.

При проектировании рабочего режима скважины нефтяники постоянно сталкиваются с проблемой подбора оптимальной компоновки насоса. В этом случае, как правило, используется следующий алгоритм: вывод УЭЦН на номинальный режим при максимальном КПД; поддержание оптимального давления при подачи жидкости; поддержание максимального дебита в рабочей области насоса; периодическая эксплуатация УЭЦН с максимальным КПД.

Применение вентильных магнитокоммутационных двигателей позволяет роботизированной системе управления поддерживать работу установки в точке оптимального КПД насоса непосредственно при эксплуатации. Этому способствуют такие характеристики ВД как плавный пуск, точная регулировка и полная защита электродвигателя от перегрузок за счет встроенного блока электронного управления; диапазон регулирования скорости до 90% от максимального режима. Необходимая производительность УЭЦН

достигается меньшим числом оборотов, и, соответственно, снижается уровень шума и повышается надежность.

В настоящее время применение вентильных магнитокоммутационных двигателей в составе роботизированных систем управления траекторией ствола месторождения открывает возможность бурить скважины сложной пространственной архитектуры, а также решать задачу обеспечения энергоэффективности забойных модулей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Герман-Галкин С. Г.* Анализ и синтез мехатронной системы с магнитокоммутационной машиной в пакетах Matlab Simulink // Силовая электроника. №1, 2006. – С. 82-86.

УДК 622.323

ВЫБОР НКТ ДЛЯ ДВУХРЯДНОГО ЛИФТА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Е.А. Сергеева, А.В. Тютяев

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
tyutyayev@mail.ru*

Область применения двухрядного лифта - это глубокие, более 4000м, скважины с осложнёнными условиями добычи нефти, низкими значениями коэффициента продуктивности, повышенным значением газосодержания, низким пластовым давлением, высокой температурой. В большинстве случаев эксплуатации в таких скважинах используют струйные насосы, которые работают с давлением на приёме, меньшим, чем давление насыщения нефти газом, или газлифт.

Например, в схеме беспакерной установки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом рабочая жидкость нагнетается по внутренней НКТ в струйный насос, который эжектирует продукцию пласта на поверхность по кольцевому пространству между внутренней и внешней НКТ. Однако, применение в качестве внешних НКТ больших диаметров на глубоких скважинах связано с большими рисками, в частности, обеспечением требуемого запаса прочности.

Расчеты колонны НКТ (насосно – компрессорных труб) разделяют на технологические и прочностные. Технологическим расчетом определяют внутренние диаметры труб одной или многосекционных колонн и глубину их спуска. Расчеты на прочность производят с целью проверки: НКТ под воздействием нагрузки, вызывающей страгивание резьбового соединения; эквивалентного напряжения, возникающего в опасном сечении трубы с учетом давления среды и осевой нагрузки; усилий, вызывающих продольный изгиб

труб, циклической переменной нагрузки.

Учет всех или части вышеперечисленных факторов производится в зависимости от условий работы колонны НКТ в скважине.

На страгивающую нагрузку рассчитываются гладкие НКТ, так как наиболее слабым сечением у этих труб является резьбовое соединение. Наиболее часто употребляется формула Ф. И. Яковлева:

$$[P_{\text{стр}}] = \left[\frac{\pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot b \cdot \sigma_{\text{T}}}{1 + \eta \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{2 \cdot l} \cdot \text{ctg}(\beta + \varphi)} \right] \cdot \frac{1}{n}$$

где $D_{\text{ср}}$ - средний диаметр тела трубы под резьбой в ее основной плоскости, м, b - толщина тела трубы в нарезанной части по основной плоскости, м; σ_{T} - предел текучести материала труб, Па; l - длина резьбы, м; β - угол профиля резьбы, $\beta = 60^\circ$; φ - угол трения, $\varphi = 8 \dots 10^\circ$; η - поправочный коэффициент; n - коэффициент запаса, $n = 1,3$. При расчете НКТ на избыточное внутреннее давление условием надежной работы НКТ является $P_{\text{вн}} > P_{\text{ф}}$. Предельное давление определяется по формуле

$$P_{\text{вн}} = \frac{2 \cdot \delta \cdot \sigma_{\text{T}}}{D \cdot 1,25}$$

где $P_{\text{вн}}$ - внутреннее предельное давление; δ - толщина стенки трубы, м.

Фактическое внутреннее давление определяется следующим образом:

$$P_{\text{ф}} = \sum L_{\text{тр}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g + P_{\text{буф}}$$

где $P_{\text{буф}}$ - давление на буфере, Па; $\rho_{\text{ж}}$ - глубина скважины, м; $L_{\text{тр}}$ - длины секций НКТ, м;

Для расчет НКТ при совместном действии осевого усилия и внутреннего давления определяется эквивалентное напряжение по четвертой теории прочности :

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\sigma_{\text{Z}}^2 + \sigma_{\text{t}}^2 + \sigma_{\text{r}}^2 - \sigma_{\text{Z}} \cdot \sigma_{\text{t}} - \sigma_{\text{Z}} \cdot \sigma_{\text{r}} - \sigma_{\text{t}} \cdot \sigma_{\text{r}}}$$

где σ_{Z} - осевое напряжение, Па, σ_{t} - тангенциальное напряжение, Па, σ_{r} - радиальное напряжение, Па.

Условие прочности

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} \leq \frac{\sigma_{\text{T}}}{n},$$

где n - коэффициент запаса прочности.

Главной задачей является расчет НКТ для глубоких скважин, где глубина спуска насоса более 4000 м. Для таких скважин и тяжелых условий работы применяют равнопрочные НКТ. При этом в колонне из труб одного диаметра для верхней секции назначают более высокую группу прочности материала или большую толщину стенки трубы по сравнению с нижней секцией.

Исходя из условий прочности НКТ на разрыв в опасном сечении, на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении и на внутреннее давление,

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

определяется глубина спуска ступеней колонны НКТ. При расчете пренебрегаем потерей веса колонны труб в жидкости, так как уровень жидкости в межтрубном пространстве во время работы может быть отеснен до башмака колонны труб.

Для расчёта была разработана программа в Microsoft Excel. За исходные данные были взяты параметры скважины и данные по трубам НКТ из справочных материалов.

Расчет НКТ диаметром 102мм показал:

Приложение 1					
1.1 Расчет НКТ на страгивающую нагрузку					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Толщина тела трубы, b	0,00469	м
Толщина стенки, δ	0,0065	м	Средний диаметр тела трубы, D _{ср}	0,09329	м
Масса 1м гладкой трубы, q	15,7	кг	Поправочный коэффициент, η	0,419124218	
Высота резьбы, h	0,00181	м	ctg(α+φ)	0,384	
Внутренний диаметр трубы, d	0,0886	м	Допускаемая страгивающая нагрузка, P _{стр} нижней секции	453069,2337	н
Предел текучести материала труб нижней секции, σ	380000000	Па			
Угол профиля резьбы, α	61	град	Допустимая глубина спуска, l ₁	2262,83	м
Угол трения, φ	8	град			
Длина резьбы, L	0,0493	м	т.к. l ₁ < n, то колонна двухсекционная		
Глубина спуска НКТ, H	4200	м	Допускаемая страгивающая нагрузка, P _{стр2} верхней секции	596143,7286	н
			Длина верхней секции l расч	7010,019346	м
			Принимаемая длина верхней секции l ₂	1937,17	м
			Осевая нагрузка, Q	65940	н
Предел текучести материала труб верхней секции, σ	500000000	Па	Условие Q ≤ P _{стр}	выполнено	

Приложение 2					
1.2 Расчет НКТ при избыточном внутреннем давлении					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Предельное внутренне давление в l ₁ , P _{вн}	38745098,04	Па
Толщина стенки, δ	0,0065	м	Фактическое избыточное давление в l ₁ , P _ф	32920398	Па
Предел текучести материала труб, σ	380000000	кг	Отношение P _{вн} >P _ф для нижней секции	выполняется	
Длина нижней секции, l ₁	2262,8333	м			
Длина верхней секции, l ₂	1937,1667	м			
Плотность нефти, ρ _н	799	кг/м ³			
Давление на буфере	0	Па			
Предел текучести материала труб верхней секции, σ	500000000	Па	Предельное внутренне давление в l ₂ , P _{вн}	50980392,16	Па
			Фактическое избыточное давление в l ₂ , P _ф	32920398	Па
			Отношение P _{вн} >P _ф для верхней секции	выполняется	

Приложение 3						
1.3 Расчет НКТ при совместном действии осевого усилия и внутреннего давления						
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.	для I1
Внутренний диаметр трубы, d	0,0886	м	Осевое напряжение, σ_{Z1}	10700691,47	Па	
Осевая нагрузка, Q	65940	Н	Тангенциальное напряжение, σ_{t1}	266000000	Па	
Толщина стенки, δ	0,0065	м	Радиальное напряжение, σ_{r1}	-38745098,0	Па	
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Эквивалентное напряжение, $\sigma_{экв1}$	283277423,9	Па	
Предельное внутренне давление, $P_{вн}$	38745098,04	Па	Условие прочности $\sigma_{экв} < \sigma_T/n$	выполняется		
Предел текучести материала труб для нижней секции, σ	380000000	Па				
Предел текучести материала труб верхней секции, σ	500000000	Па	Осевое напряжение, σ_{Z2}	10700691,47	Па	для I2
			Тангенциальное напряжение, σ_{t2}	266000000	Па	
			Радиальное напряжение, σ_{r2}	-38745098,0	Па	
			Эквивалентное напряжение, $\sigma_{экв2}$	283277423,9	Па	
			Условие прочности $\sigma_{экв} < \sigma_T/n$	выполняется		

Таким образом, НКТ 102мм и 60мм расчеты на прочность проходят.

Так как колонна состоит из труб одного диаметра, то для верхней секции берем более высокую группу прочности материала. Поэтому для НКТ 102мм рекомендуемая длина верхней секции 1937,17 м из стали группы прочности К, с пределом текучести $\sigma_T = 500$ Мпа, для нижней секции рекомендуемая длина 2262,83м из стали группы прочности Д, с пределом текучести $\sigma_T = 380$ Мпа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аванесов В.А., Москалева Е.М. Насосно-компрессорные трубы: Учебное пособие. – Ухта: УГТУ. 2012. – с. 21.
2. Петраков Д.Г., Купавых К.С. Нефтегазопромысловое оборудование: Методические указания к практическим занятиям. - Санкт-Петербург: СПГУ. 2016 – с.17.