при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации

СБОРНИК

РАБОТ ЛАУРЕАТОВ МЕЖДУНАРОДНОГО КОНКУРСА НАУЧНЫХ, НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ И ИННОВАЦИОННЫХ РАЗРАБОТОК, НАПРАВЛЕННЫХ НА РАЗВИТИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

2021

УДК 371.84 (06)
ББК 74.2.Я7
С23

ISBN 978-5-7688-1165-5

Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей 2021 г. - М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», 2021.

Настоящий сборник включает в себя работы победителей международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей 2021 г.

Дизайн, верстка: www.pereplet7.ru.

ТЕХНОЛОГИИ РАЗВИТИЯ

www.technodevelop.ru

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

организаторам и участникам Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли

Сорокин Павел Юрьевич
заместитель Министра энергетики Российской Федерации

От имени Министерства энергетики Российской Федерации приветствую организаторов и участников Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли.

Сегодня во всем мире мы наблюдаем бурное развитие цифровых технологий, проникающих во все сферы экономики и кардинально меняющих привычный уклад вещей.

В этой связи для сохранения своей конкурентоспособности для каждого государства на первый план выходят задачи развития собственной научной базы и создания инновационных технологий.

Российский топливно-энергетический комплекс традиционно вносит значительный вклад в национальную экономику страны, обеспечивая чуть менее половины доходов федерального бюджет, надежно снабжая энергоресурсами потребителей и создавая отраслевой заказ для промышленных предприятий.

Сегодня наша ключевая задача – обеспечить последовательный переход российского ТЭК к энергетике будущего, наращивая имеющийся в стране технологический потенциал и создавая собственные инновационные разработки. Это нам позволит добиться повышения эффективности работы всех отраслей энергетики, сохранения лидирующей позиции России на традиционных для нас мировых энергетических рынках и выхода на новые, высокотехнологичные рынки.

В рамках данной работы особое значение приобретает формирование в стране пула высококвалифицированных, креативных, умеющих создавать уникальные предложения кадров.

Проводимый конкурс уже не первый год позволяет раскрыть талантливых молодых специалистов, способствуя их успешной карьере в сфере науки и развития прорывных технологий.

Уверен, что их лидерские качества, профессиональные знания и навыки будут способствовать дальнейшему развитию отечественного ТЭК и позволят нам выиграть в идущей «технологической гонке».

Заместитель Министра энергетики Российской Федерации

Павел Юрьевич Сорокин

ВСТУПЛЕНИЕ

В современных условиях, когда первенство в исследованиях и разработках, высокий темп освоения новых знаний и создания инновационной продукции являются ключевыми факторами, определяющими конкурентоспособность национальных экономик и эффективность национальных стратегий безопасности, роль науки и технологий в обеспечении устойчивого будущего нации, в развитии России и определении ее положения в мире крайне важна.

Топливно-энергетический комплекс России является локомотивом ее экономики, а инновационное развитие – важнейшая часть концепции развития ТЭК, призвано ответить на стоящие перед ним глобальные вызовы и обеспечить достижение его стратегических целей.

Целостность и единство научно-технологического развития ТЭК России обеспечивают научные и образовательные организации, промышленные предприятия, иные организации, непосредственно осуществляющие научную, научно-техническую и инновационную деятельность и использующие результаты такой деятельности, федеральные органы государственной власти, органы государственной власти субъектов Российской Федерации и находящиеся в их распоряжении инструменты.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 01.12.2016 № 642 «О стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» ТЭК России решает задачи:

• создания возможности для выявления талантливой молодежи и построения успешной карьеры в области науки, технологий и инноваций, обеспечив тем самым развитие интеллектуального потенциала страны;

• создания условий для проведения исследований и разработок, соответствующих современным принципам организации научной, научно-технической, инновационной деятельности и лучшим российским и мировым практикам;

• формирования эффективной системы коммуникации в области науки, технологий и инноваций, обеспечив повышение восприимчивости экономики и общества к инновациям, создание условия для развития наукоемкого бизнеса;

• формирования эффективной современной системы управления в области науки, технологий и инноваций, обеспечивающей повышение инвестиционной привлекательности сферы исследований и разработок, а также эффективности капиталовложений в указанную сферу, результативности и востребованности исследований и разработок;

• способствует формированию модели международного научно-технического сотрудничества и международной интеграции в области исследований и технологического развития, позволяющей защитить идентичность российской научной сферы и государственные интересы в условиях интернационализации науки и повысить эффективность российской науки за счет взаимовыгодного международного взаимодействия.

Постоянное внедрение новейших технологий и оборудования, использование передового мирового опыта, повышение качества управления и контроля над бизнес-процессами, а также непрерывное повышение компетенции специалистов в современных условиях являются одними из основных факторов конкурентоспособности отрасли и компаний, влияющими на уровень технологического развития и обеспечивающиеся инновационной деятельностью.

В современную эпоху высоких технологий именно человеческий капитал стимулирует рост и развитие экономики, способствует увеличению объема знаний, а рост объема знаний работников способствует росту производительности труда. Инвестиции в человеческий капитал, как в главный ресурс государства необходимо сознательно наращивать. При этом инвестиции в человека, в его квалификацию, в социальную сферу направить на достижение перспективных целей энергетической стратегии России, что позволит занять лидирующие позиции в энергетических технологиях, в производстве интеллектуального продукта, иметь лучших в мире специалистов, обладающих необходимыми компетенциями для внедрения новых прорывных технологий, обеспечивающих инновационное развитие.

Международный конкурс научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей (далее – конкурс) проводится ежегодно при поддержке Минэнерго России в рамках работы по инновационному развитию топливно-энергетической и добывающей отрасли и развитию кадрового потенциала.

В 2020 г. в соответствии с Положением о конкурсе, согласованным с Департаментом государственной энергетической политики Минэнерго России, проведен очередной конкурс.

На конкурс 2020 г. представлено 198 работ от 86 предприятий (организации), относящихся к нефтегазовой отрасли, угольной и торфяной промышленности, электроэнергетике, возобновляемой энергетике, трубопроводному транспорту, атомной энергетике и горнодобывающей промышленности по направлениям:

• Автоматизированные системы обработки информации и управления.

• Информатика и вычислительная техника, компьютерные технологии.

• Модернизация и ремонт оборудования;

• Социальная сфера и развитие человеческого капитала.

• Повышение качества продукции и услуг.

• Промыслово-геологические исследования.

• Совершенствование организации и условий труда, механизация ручного труда.

• Финансово-хозяйственная деятельность, бухгалтерский учет, аудит, налогообложение.

• Трубопроводный транспорт, транспортировка жидких и газообразных углеводородов.

• Экономика, организация и управление предприятия;

• Экология и природопользование.

• Энергоэффективность и энергосбережение.

Для оценки результатов работ создана конкурсная комиссия: председатель – заместитель Министра энер-гетики Российской Федерации П.Ю. Сорокин, в составе: представителей Федерального Собрания Российской Федерации, Минэнерго России, научных и общественных организаций, учреждений высшего профессионального образования, представителей работодателей. По результатам ее работы определены победители конкурса, и принято решение об издании сборника работ его лауреатов.

Конкурсные работы оценивались по следующим показателям:

- актуальность разработки для развития топливно-энергетической и добывающей отрасли;
- новизна разработки;
- научно-технический уровень (наукоемкость);
- область применения, предполагаемый масштаб использования результатов;
- экономическая эффективность разработки;
- возможность коммерческого использования результатов;
- охраноспособность результатов разработки;
- степень использования отечественных материалов, технологий и оборудования;
- качество представленных материалов;
- качество презентации.

В своих работах специалисты и творческие коллективы представили разнообразные и эффективные пути решения, как частных технических вопросов, так и более широких отраслевых проблем.

Конкурсные работы связаны с современными тенденциями развития новых видов оборудования, контрольно-измерительных и аналитических приборов для нефтегазового комплекса, совершенствованием технологических процессов, решением проблем охраны окружающей среды, автоматизацией процессов с разработкой компьютерных программ, использованием интеллектуальной собственности специалистов в хозяйственной деятельности предприятий, ремонтом и диагностикой оборудования, комплексными обследованиями с целью повышения надежности и сроков службы оборудования, решением правовых аспектов освоения природных ресурсов, реализацией готовой продукции, разработкой методик определения трудового потенциала на предприятии и др.

Анализ представленных на конкурс работ свидетельствует о большом творческом потенциале и высоком интеллектуальном уровне молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса.

ЭКСПЕРТНАЯ МЕЖВЕДОМСТВЕННАЯ КОМИССИЯ

Заведующая кафедрой трудового права ФГБОУ ВО «Уральский государственный юридический университет», д.ю.н., профессор, член постоянно действующей рабочей группы по совершенствованию трудового законодательства Комитета по труду, социальной политике и делам ветеранов Государственной Думы Российской Федерации, Почетный работник ВПО РФ	**ГОЛОВИНА** Светлана Юрьевна
Генеральный директор ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России	**КУЛАПИН** Алексей Иванович
Директор по инновациям ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России	**КОНЕВ** Алексей Викторович
Директор Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России	**МАКСИМОВ** Андрей Геннадьевич
Проректор по научной и международной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина	**МАКСИМЕНКО** Александр Федорович
Генеральный директор НП «КОНЦ ЕЭС», д.э.н, к.т.н.	**МИЩЕРЯКОВ** Сергей Васильевич
Ректор ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», д.т.н., профессор	**НАЗАРЫЧЕВ** Александр Николаевич
Директор Департамента нефтегазового комплекса Минэнерго России	**РУБЦОВ** Антон Сергеевич
Советник Генерального директора ПАО «Россети Московский регион»	**ЧУДНОВ** Александр Юрьевич

Секретарь конкурсной комиссии
Генеральный директор
ООО «ТЕХНОЛОГИИ РАЗВИТИЯ»

О.П. Морозова

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО 3

ВСТУПЛЕНИЕ 4

1. ЛАУРЕАТЫ ПЕРВОЙ ПРЕМИИ

1.1 «Автоматизированный электрогидравлический модуль обвязки скважины с электропитанием от автономного источника энергии на базе двигателя Стирлинга».
Авторский коллектив ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ»: Шевцов Александр Петрович, Дьячков Геннадий Петрович, Лачугин Иван Георгиевич, Лысенко Сергей Владимирович, Черниченко Владимир Викторович. 14

1.2. «Система накопления и хранения электрической энергии на буровых установках наземного и морского базирования с электроснабжением от дизель-генераторных и газо-поршневых установок».
Авторский коллектив ФГБУ «Российское энергетическое агентство», ООО «НТЦ «Приводная Техника»: Жданеев Олег Валерьевич, Фролов Константин Николаевич, Зайцев Александр Викторович, Остроухов Всеволод Викторович, Попов Дмитрий Викторович, Савченко Андрей Михайлович, Коростин Дмитрий Викторович, Валиахметов Руслан Маратович. 17

1.3. «Алгоритм поиска пороговых значений для инвестиционной модели геологоразведочного проекта».
Авторский коллектив АО «СНИИГГиМС»: Миляев Дмитрий Владимирович, Душенин Дмитрий Игоревич, Савельева Анастасия Денисовна. 23

1.4. «Автоматизация и визуализация системы контроля работы теплофикационных установок».
ПАО «ТГК-1», автор: Вельдюхов Вячеслав Эдуардович. 27

1.5. «Системный подход к повышению эффективности работы осветлителей».
ПАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС», автор: Говердова Юлия Александровна. 30

1.6. «Использование АС «Диспетчеризация» для повышения эффективности теплоснабжения потребителей города Москвы».
ПАО «МОЭК», автор: Ащёкин Анатолий Алексеевич. 35

1.7. «Защита приборов и автоматики при кратковременных нарушениях показателей качества электроэнергии».
Авторский коллектив ПАО «МОЭК»: Багаутдинов Ильяс Наилевич, Андросов Егор Петрович. 40

1.8. «Сокращение расходов на установку датчиков температуры».
ПАО «МОЭК», автор: Севрюков Александр Александрович. 41

1.9. «Регенерация низкоконцентрированного раствора метанола на примере ОАО «Ямал СПГ».
ПАО «НОВАТЭК», автор: Бейсенов Антон Бекболатович. 44

1.10. «Модернизация отделения стабилизации установки стабилизации и фракционирования конденсата II очереди производства по переработке газового конденсата».
Авторский коллектив ООО «НОВАТЭК -ПУРОВСКИЙ ЗПК»: Азнабаев Дмитрий Русланович, Алёшин Андрей Александрович. 49

1.11. «Оптимизация конструкции скважин путем применения металлических расширяемых изоляционных систем».
Авторский коллектив ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»: Осипенко Алексей Федорович, Андриец Павел Павлович. 55

1.12. «Методические основы разделения добываемого в ООО «РН-Пурнефтегаз» попутного нефтяного газа на газ газовой шапки и растворенный».
Авторский коллектив ООО «РН-Пурнефтегаз»: Абдуллин Азат Фаритович, Опритов Иван Геннадьевич, Исламов Ринат Робертович. 60

1.13. «Автоматизированный способ диагностики опорно-стержневой изоляции с применением модели искусственной нейронной сети».
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Красноярское предприятие магистральных электрических сетей», автор: Луковенко Антон Сергеевич. 65

1.14. «Повышение эффективности глубокой переработки нефти с применением цифровых средств управления производством».
Авторский коллектив ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез»: Жуков Игорь Викторович, Антонов Олег Николаевич. 70

1.15. «Обоснование способов повышения эффективности использования фонда скважин при эксплуатации ГеоЭС».
Авторский коллектив ПАО «Камчатскэнерго»: Любин Алексей Анатольевич, Чернев Иван Иванович, Шулюпин Александр Николаевич, Чермошенцева Алла Анатольевна. 76

1. 16. «Разработка управленческой системы предиктивного термического анализа и 3D-картирования на основе ИК-изображений, получаемых с беспилотного летательного аппарата».
Авторский коллектив ФГБОУ ВО «Кемеровский государственный университет»: Рада Артем Олегович, Кузнецов Александр Дмитриевич, Тимофеев Антон Евгеньевич, Шумелев Дмитрий Игоревич, Зверев Роман Евгеньевич. 81

1.17. «Наукоёмкие технологии ремонта и изготовления комплектующих для стационарных ГПА».
Авторский коллектив филиала ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт»: Скрынников Сергей Владимирович, Пысин Николай Алексеевич, Ланговой Сергей Михайлович, Голуб Виктор Петрович, Якжин Сергей Викторович, Телегин Андрей Фёдорович, Лепихин Алексей Эдуардович, Селиванов Константин Сергеевич. 86

1.18. «Конструкция высокочастотного заградителя с соосным креплением с проводом».
АО «Россети Тюмень», автор: Буткевич Виталий Федотович. 90

1.19. «Информационная система оценки финансового состояния электросетевой компании».
АО «Россети Тюмень», автор: Суханова Ирина Владимировна. 96

1.20. «Разработка и внедрение программного комплекса «Противоаварийная автоматика. Устройства и команды» (ПК «ПАУК»)».
Авторский коллектив ПАО «Россети Кубань»: Кизин Владимир Александрович, Бондаренко Артем Юрьевич. 100

1.21. «Обоснование эффективности применения циклического заводнения на Харьягинском месторождении».
ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», автор: Светковская Анна Владимировна. 105

1.22. «Методы и модели прогнозирования неравномерного электропотребления и мощности промышленного предприятия на оптовом рынке России как инструмент перехода к цифровой энергетике Энерджинет».
АО «Волжский трубный завод», автор: Русcков Олег Владимирович. 110

1.23. «Разработка требований к функциям и реализация Системы Информационной Поддержки Оператора (СИПО)».
Авторский коллектив филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»: Тучков Максим Юрьевич, Поваров Петр Владимирович, Тихонов Александр Игоревич; Ширков Владимир Игоревич (АО «РАСУ»); Воробьев Александр Павлович (ИФ СНИИП АТОМ). 116

1.24. «Программно-аппаратный комплекс для контроля состояния оборудования электростанции на базе автопилотируемого беспилотного летательного аппарата».
Авторский коллектив Фонда поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности «Энергия без границ»: Пешков Валерий Викторович, Чернов Валерий Петрович, Гарипов Максим Радикович, Мишин Сергей Валерьевич, Истомин Сергей Валерьевич. 122

1.25. «Разработка технологии и технологических средств по эксплуатации газовых скважин по концентрическим лифтовым колоннам».
Авторский коллектив ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»: Дорнес Андрей Иванович, Житников Павел Евгеньевич, Степанов Михаил Владимирович, Кондратьев Константин Игоревич, Хусаенов Артур Тимерханович. 127

1.26. «Разработка методики и автоматизированного модуля экономических расчетов в рамках аудита запасов по SPE-PRMS».
АО «ВНИИнефть», автор: Калпахчев Никита Орестович. 132

1.27. «Автоматизированный анализ результатов воздушного лазерного сканирования с целью контроля технического состояния протяженных объектов».
Авторский коллектив ООО «НИИ Транснефть»: Половков Сергей Алексеевич, Барышев Александр Иванович, Коротков Алексей Александрович, Кайнов Юрий Андреевич, Шуршин Кирилл Юрьевич. 138

1.28. «Исследование применимости термохимических обработок для низкотемпературных скважин».
Авторский коллектив ООО «Иркутская нефтяная компания»: Силко Никита Юрьевич, Беляков Андрей Юрьевич. 144

1.29. «Практика проведения международных общественных экспертиз».
АО «Концерн Росэнергоатом», автор: Чурилова Светлана Викторовна. 148

1.30. «Разработка технических решений в рамках создания безвального насосного агрегата для перекачки нефти и нефтепродуктов».
Авторский коллектив ООО «НИИ Транснефть»: Денисов Евгений Федорович, Бажайкин Станислав Георгиевич, Ямилев Марат Замирович, Тигулев Егор Александрович. 150

2. ЛАУРЕАТЫ ВТОРОЙ ПРЕМИИ

2.1. «Комбинированные технологии очистки воды в современной водоподготовке».
АО «ТГК-16», автор: Безбородова Наталья Евгеньевна. 156

2.2. «Повышение надежности электроснабжения ПАО «Казаньоргсинтез» с реализацией схемы выдачи мощности ПГУ-250 ПАО «Казаньоргсинтез».
АО «ТГК-16», автор: Губанов Егор Борисович. 160

2.3. «Установка дегазации цистерн для перевозки сжиженных углеводородных газов (УДЦ)».
Авторский коллектив АО «СГ-транс»: Аверин Сергей Александрович, Ахметзянов Равиль Рафаилович, Колотовкин Александр Викторович. 163

2.4. «Метод управления техническим состоянием промышленного оборудования на основе нечёткой модели надёжности».
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», автор: Гаврилюк Евгений Алексеевич. 167

2.5. «Применение метода голоморфного погружения для анализа установившихся режимов электроэнергетических систем»
АО «Системный оператор Единой Энергетической Системы», автор: Кабалин Дмитрий Андреевич. 172

2.6. «Вопросы технической политики отраслей ТЭК Российской Федерации».
Авторский коллектив ФГБУ «Российское энергетическое агентство»: Жданеев Олег Валерьевич, Бравков Павел Владимирович, Фролов Константин Николаевич, Чубоксаров Василий Сергеевич, Коренев Владимир Васильевич, Серегина Антонина Александровна, Зуев Семен Сергеевич. 178

2.7. «Методика ранжирования насосно-перекачивающих станций в тепловых сетях».
ПАО «МОЭК», автор: Кулева Наталья Олеговна. 184

2.8. «Повышение интенсивности охлаждения роторов турбогенераторов с газовым охлаждением».
Авторский коллектив АО «СИЛОВЫЕ МАШИНЫ»: Карташова Татьяна Николаевна, Прокофьев Алексей Юрьевич, Филин Алексей Григорьевич. 189

2.9. «Разработка микропроцессорного комплекса определения места повреждения при всех видах замыканий на линиях 35 кВ, интегрированного в цифровые активно – адаптивные сети».
Авторский коллектив ПАО «Россети Ленэнерго»: Бойко Олег Анатольевич, Ермаков Константин Игоревич, Кирюшин Максим Игоревич. 194

2.10. «Экспресс-оценка пластового давления и параметров пласта в процессе бурения скважин».
ООО «НОВАТЭК НТЦ», автор: Двинских Кристина Викторовна. 197

2.11. «Литофациальная интерпретация разреза в интервалах отсутствия керна с привлечением данных микроимиджера».
Авторский коллектив ООО «НОВАТЭК НТЦ»: Казанцев Глеб Владимирович, Иванов Алексей Игоревич. 203

2.12. «Актуальные способы оптимизации стоимости инженерных изысканий для проектирования технически сложных морских сооружений».
ООО «Арктик СПГ 2», автор: Ионов Всеволод Юрьевич. 208

2.13. «Пример использования глубоких нейронных сетей в нефтегазовой отрасли: определение проницаемости по картинке пустотного пространства».
АО «ВНИИнефть», автор: Хайруллин Марсель Мансурович. 214

2.14. «Применение беспилотных систем в целях раннего предотвращения загрязнения акватории».
Авторский коллектив ООО «РН-Пурнефтегаз»: Хафизов Равиль Айдарович, Еремич Илья Викторович, Зиннатуллин Ильнар Ильдусович. 219

2.15. «Регулирование фильтрационных характеристик высокообводненных терригенных пластов с использованием комплексных составов на основе поверхностно-активных веществ»
ООО «РН-Пурнефтегаз», автор: Королев Максим Игоревич. 224

2.16. «Замена действующей системы рыбозащиты на электроградиентное РЗУ».
ПАО «Мосэнерго», автор: Трофименко Александр Александрович. 230

2.17. «Разработка и создание внутритрубного устройства ВУ «СМАГ» по для внутритрубной диагностик технического состояния объектов на основе магнитометрических и акустических методов».
Авторский коллектив ООО «Иркутская Нефтяная Компания»: Максимов Геннадий Львович, Бурдуковский Дмитрий Леонидович, Елисеев Александр Алексеевич, Семенов Владимир Всеволодович, Фогель Андрей Дмитриевич. 233

2.18. «Создание отечественных погружных криогенных эдектронасосов для технологических комплексов СПГ».
Авторский коллектив АО «ОКБМ Африкантов»: Порошин Александр Николаевич, Коробов Илья Борисович, Дормидонтов Дмитрий Вячеславович, Мордашов Виктор Витальевич, Соленников Михаил Дмитриевич. 239

2.19. «Автоматизированная система удаленной спектральной оценки качества топлив на всех этапах от производства до потребления».
Авторский коллектив ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»: Белова Ольга Александровна, Спускова Наталья Владимировна, Дорофеева Любовь Сергеевна, Садовникова Екатерина Евгеньевна. 244

2.20. «Разработка рекомендаций по снижению экологической нагрузки промышленных предприятий с помощью применения тепловых насосов в системах замещения невозобновляемых источников энергии».

Авторский коллектив ФГБОУ ВО «Воронежский государственный университет инженерных технологий»: Василенко Виталий Николаевич, Фролова Лариса Николаевна. 249

2.21. «Разработка технологии применения аквакультуры для экологического мониторинга состояния акватории Финского залива Балтийского моря в зоне влияния производственных объектов ООО «Транснефть – Порт Приморск».

Авторский коллектив ООО «Транснефть – Порт Приморск»: Ефремова Юлия Денисовна, Давлетяров Рустам Рамилевич. 257

2.22. «Разработка и внедрение инновационной системы эффективного использования энергии газоперекачивающего агрегата с сокращением парниковых выбросов».

Авторский коллектив ОАО «Севернефтегазпром»: Касьяненко Андрей Александрович, Романенков Роман Павлович, Сидоров Андрей Владимирович. 263

2.23. «Пила с подвесом на вертолетную технику для обрезки крон деревьев в охранных зонах воздушных линий электропередач (ВЛ)».

Авторский коллектив ПАО «Россети Московский регион»: Вычегжанин Василий Васильевич, Королев Артем Анатольевич, Володин Михаил Вячеславович. 272

2.24. «Дорожно-строительный материал – техногенный укреплённый грунт «БРИТ» и способ строительства конструктивных слоёв дорожной одежды с его использованием».

Авторский коллектив ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»: Долгодворов Роман Евгеньевич, Смирнов Антон Павлович, Мударисов Рамиль Тимербекович. 278

3. ЛАУРЕАТЫ ТРЕТЬЕЙ ПРЕМИИ

3.1. «Автоматизированная система управления объектами электросетевого оборудования».

ПАО «Россети Волга» – «Пензаэнерго», автор: Долгов Георгий Геннадьевич. 286

3.2. «Спорные сервитуты».

Авторский коллектив ООО «НОВАТЭК-ЮРХАНОВНЕФТЕГАЗ»: Рахимжанова Асият Бисембаевна, Васюта Анна Владимировна. 291

3.3. «Разработка информационной системы контроля противоаварийной защиты и помощи технологическому персоналу».

Авторский коллектив ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»: Кашфулин Булат Рифович, Кашфулин Салават Рифович. 295

3.4. «Создание на базе ГПА ГТ-750-6 агрегата, соответствующего современному уровню технико-экономических и экологических показателей».

Авторский коллектив ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»: Смирнов Евгений Александрович, Толстихин Юрий Юрьевич, Шишков Сергей Владимирович, Баукин Владимир Александрович. 300

3.5. «Комплекс научно-технических решений при выполнении предпусковых операций на магистральном газопроводе «Сила Сибири».

Авторский коллектив ООО «Газпром трансгаз Томск»: Лун-Фу Александр Викторович, Огрызков Павел Александрович, Киселев Виктор Владимирович, Пантелеев Валентин Павлович, Маслов Алексей Станиславович. 309

3.6. «Использование мобильной сепарационной установки (МСУ) в качестве временной альтернативы установке комплексной подготовки газа (УКПГ)».

Авторский коллектив ООО «РН-Пурнефтегаз»: Кудряшов Роман Игоревич, Шинкаренко Алена Максимовна. 312

3.7. «Проведение МГРП в ЗБС со сплошным цементированием».
ООО «РН-Пурнефтегаз», автор: Лихачев Дмитрий Сергеевич. 313

3. 8. «Организация каналов связи по существующим линиям электропередач».
Авторский коллектив ООО «РН-Пурнефтегаз»: Филиппов Никита Николаевич, Стецюк Илья Александрович. 319

3.9. «Инновационные решения по ликвидации гидратообразований на фонтанной арматуре».
ООО «РН-Пурнефтегаз», автор: Сагитдинов Роман Рашитович. 322

3.10. «Целесообразность работы с двумя ступенями подогрева в летний и неотопительный период для турбины Т-250/300-240 УТЗ».
ПАО «Мосэнерго», автор: Светушков Алексей Валерьевич. 326

3.11. «Разработка унифицированной электронной формы-опросника для автоматизации документооборота внутри филиала (на примере ТЭЦ-11 – филиала ПАО «Мосэнерго»)».
ПАО «Мосэнерго», автор: Секунов Вадим Вячеславович. 331

3.12. «Автоматизированная акустико-эмиссионная система мониторинга технического состояния объектов, основанная на инновационных методах цифровой фильтрации и поддержки принятия решения»
Авторский коллектив ООО «Иркутская Нефтяная Компания»: Кузьмин Алексей Николаевич, Прохоровский Александр Сергеевич, Максимов Геннадий Львович, Промахов Василий Александрович. 335

3.13. «Разработка опытного образца пожарной колонки с расходом не менее 100 л/с».
ООО «Транснефть – Балтика», автор: Куликов Дмитрий Сергеевич. 341

3.14. «Модель определения предотказных состояний оборудования по сообщениям СДКУ/МПСА».
ООО «Транснефть – Дальний Восток», автор: Скабелкин Александр Олегович. 344

3.15. «Законтрактованность региональных газовых рынков как фактор формирования цен на природный газ».
Авторский коллектив ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»: Телегина Елена Александровна, Комлев Сергей Львович, Чапайкин Даниил Алексеевич. 348

3.16. «Независимая оценка системы внутреннего технического контроля как элемента системы внутреннего контроля компании».
Авторский коллектив АО «Россети Тюмень»: Масюк Никита Александрович, Незнамова Любовь Алексеевна, Дубровский Олег Владимирович. 353

3.17. «Инновационные разработки по повышению энергоэффективности теплогенерирующих устройств».
Авторский коллектив Военной академии материально-технического обеспечения имени генерала армии А. В. Хрулёва: Топоров Андрей Викторович, Целыковских Александр Александрович, Ермошин Николай Алексеевич, Романчиков Сергей Александрович, Пахомов Вячеслав Иванович, Абдурахманов Эльшан Фарайиз оглы, Романчиков Михаил Сергеевич, Дегтярев Алексей Николаевич, Болдырев Олег Алексеевич. 358

ЛАУРЕАТЫ ПЕРВОЙ ПРЕМИИ

ООО ФПК «КОСМОС-НЕФТЬ-ГАЗ», г. ВОРОНЕЖ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ОБВЯЗКИ СКВАЖИНЫ С ЭЛЕКТРОПИТАНИЕМ ОТ АВТОНОМНОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ДВИГАТЕЛЯ СТИРЛИНГА

Авторский коллектив:
Шевцов Александр Петрович,
Дьячков Геннадий Петрович,
Лачугин Иван Георгиевич,
Лысенко Сергей Владимирович,
Черниченко Владимир Викторович.

Компания предоставляет полный цикл услуг – от разработки проектов до поставки оборудования и последующего сервисного обслуживания – для предприятий нефтегазовой промышленности и атомной энергетики.

В соответствии с требованиями времени, инновационные технологии стали насущной необходимостью для нефте- и газодобычи в осложненных условиях. Проблема внедрения подобных технологий на российских месторождениях весьма актуальна, так как примерно 70% из 160 тыс. действующих скважин являются скважинами с осложненными условиями эксплуатации. Для разработки любых месторождений, независимо от климата и региона, следует сначала обеспечить будущий объект энергией, поэтому для передачи электроэнергии от источников к потребителям необходимо возведение линий электропередач (далее - ЛЭП) напряжением 6-10 кВ.

Необходимо отметить, что легкодоступные месторождения уже освоены, поэтому происходит освоение новых удаленных месторождений в сложных климатических регионах с суровым климатом и своими географическими особенностями. При определении технических решений для строительства новых ЛЭП, особенно в условиях Крайнего Севера и континентального шельфа, необходимо учитывать следующие условия: скорость ветра, гололедообразование (обледенение проводов), температуру окружающего воздуха, а также тип и особенности грунта. Основной отличительной особенность грунтов района Крайнего Севера является наличие многолетнемерзлых грунтов, занимающих почти половину территории Российской Федерации. Многолетнемерзлые грунты – это грунты, которые находятся в мерзлом состоянии в течение ряда лет – от трех и более.

Другим неблагоприятным фактором, оказывающим влияние на организацию строительного процесса, является заболоченная территория тундры с уникальным природным покрытием из оленьего мха-ягеля, являющимся основным кормовым лишайником оленьих пастбищ Крайнего Севера. Вышеуказанные причины накладывают свои ограничения и приводят к повышенной сложности строительства воздушных ЛЭП в районах Крайнего Севера для энергоснабжения месторождений углеводородов.

Одним из приоритетных направлений научно-производственной деятельности ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ», г. Воронеж, является разработка оборудования и внедрение технологий, направленных на повышение эффективности и надежности автоматизированной эксплуатации скважин в осложненных условиях, в частности, разработка блочно-модульного оборудования для месторождений Крайнего Севера и арктического шельфа.

Для решения указанных выше проблем, связанных с обеспечением скважин электроэнергией, а также для повышения надежности работы запорно-регулирующей арматуры всей обвязки скважины, обеспечения автономной работы комплекса обвязки куста газовых скважин на не электрофицированных месторождениях и снижения затрат, связанных с обвязкой и эксплуатацией скважин, предприятием ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ», г. Воронеж, разработан, изготовлен и успешно испытан на скважине №Р-849 Чаяндинского НГКМ ООО «Газпром добыча Ноябрьск» модуль МОС2/1-11 с электроприводной запорно-регулирующей арматурой и

автономным источником питания «АИП 4.1» на базе двигателя Стирлинга.

Модуль состоит из арматурного блока, с установленными на нем шкафом управления модуля с блоком управления ПКО и блоком дозирования ингибитора.

Разработанный модуль обеспечивает:

- транспортировку добываемого газа от скважины до газосборного коллектора;
- дистанционное, автоматическое и ручное управление: подземный клапан-отсекатель (ПКО) с гидроприводом, стволовая задвижка (СЗ), боковая задвижка (БЗ), угловой дросселирующий клапан (УДК) с электроприводами, расположенными на скважине, шлейфовая задвижка (ШЗ) с электроприводом, расположенная в обвязке модуля;
- управление факельной задвижкой (далее – ФЗ) местное ручное;
- измерение расхода, давления и температуры газа поступающего со скважины;
- регулирование дебета скважины;
- измерение и регулирование расхода ингибитора гидратообразования подаваемого в скважину;
- сбор и обработку сигналов от датчиков, установленных на скважине и в обвязке с последующей передачей данных по цифровому каналу в САУ КГС.

Питание модуля осуществляется от автономного источника электрической энергии. Внешний вид изготовленного и примененного автономного источника питания «АИП 4.1» показан на *рис. 3.* Применение автономных источников питания позволяет отказаться от потребления внешней электроэнергии, например, от линий электропередач,

Рис. 1. Модуль МОС2/1-11 в сборочном цехе ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ».

что в свою очередь позволяет уменьшить затраты на обустройство куста газовых скважин, особенно при применении безлюдных технологий в условиях Крайнего Севера. Функционирование источников автономного питания обеспечивается несколькими этапами: выработка электроэнергии, сохранение и выдача электроэнергии.

По итогам опытно-промышленной эксплуатации и приемочных испытаний, приемочная комиссия рекомендовала модуль автоматизированной технологической обвязки скважин МОС2/1-11 с автономным источником питания «АИП 4.1» производства ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» к применению на объектах ПАО «Газпром».

Необходимо отметить, что созданный и успешно испытанный совместно с модулем МОС2/1-11 ав-

Рис. 2. Модуль МОС2/1-11 (в упаковке) на скважине №Р-849 Чаяндинского НГКМ ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Рис. 3. Автономный источник питания «АИП 4.1» на скважине №Р-849 Чаяндинского НГКМ ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

тономный источник электроснабжения на базе двигателя Стирлинга также может успешно применяться для энергоснабжения других объектов, например, оборудования неэлектрофицированных скважин Крайнего Севера и континентального шельфа.

На данный МОС получены сертификаты соответствия №ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.02454/20, серия RU №0225160 и №ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.02880/20, серия RU №0225570, на автономный источник питания типа АИП на базе двигателя Стирлинга получен сертификат соответствия ТР ТС 004 ТС RU C-RU.НА10.В.00689 серия RU №0752354 и ТР ТС 020 ТС RU C-RU.НА10.В.00688 серия RU №0752353.

Область применения – обустройство скважин, находящихся в труднодоступных районах, без электрической энергии, – практически не ограничена.

Применение предложенных для нефтегазодобывающей отрасли новых конструкторско-технологических решений позволяет решить значительные проблемы, связанные с климатическими, гидрологическими, геологическими и экологическими особенностями районов добычи углеводородного сырья, особенно районов Крайнего Севера, и одновременно значительно сократить время ввода в эксплуатацию оборудования для добычи и транспортировки углеводородного сырья, без проведения или одновременного проведения линий электропередач, что особенно актуально при сжатых сроках строительства из-за малой продолжительности строительного сезона.

Также использование предложенных технических решений позволит повысить надежность работы запорно-регулирующей арматуры всей обвязки скважины и снизить затраты, связанные с обвязкой и эксплуатацией не электрифицированных скважин месторождений углеводородного сырья.

По данной тематике получены патенты РФ на изобретение №2646901 «Способ управления запорно-регулирующей арматурой куста скважин и устройство для его реализации», и № 2737853 на изобретение «Газожидкостный сепаратор», применяемый для очистки газа со скважины для питания автономного источника питания.

В итоге, применение электрогидравлических модулей с автономными источниками электроснабжения на базе двигателя Стирлинга позволит:

1. Снизить затраты на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы оборудования для обвязки газовых и газоконденсатных скважин за счет уменьшения габаритов здания или размеров площади под застройку, а следовательно, уменьшить затраты на строительство;

2. Обеспечить и поддерживать режимное управление газовыми и газоконденсатными скважинами в автоматизированном и автоматическом режимах.

3. Обеспечить экологическую безопасность производства и безопасную эксплуатацию скважин в соответствии с требованиями промышленной безопасности.

4. Автономные источники питания типа АИП на базе двигателя Стирлинга также могут успешно применяться для энергоснабжения других объектов, в частности, оборудования не электрифицированных скважин Крайнего Севера и континентального шельфа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лачугин И.Г. и др. Патент РФ на изобретение №2646901 «Способ управления запорно-регулирующей арматурой куста скважин и устройство для его реализации». Заявка №2017117072 от 17.05.2017.

2. Лачугин И.Г. и др. Патент РФ на изобретение № 2737853 «Газожидкостный сепаратор». Заявка №2020110266 от 10.03.2020.

3. Шевцов А.П. «Электрогидравлический модуль автоматизированной технологической обвязки скважин для удаленных неэлектрифицированных месторождений»/ Шевцов А.П., Гриценко В.Д., Черниченко В.В., Дьячков Г.П. – Воронеж, журнал «Системы, насосы, технологии» (СИНТ), номер: 4 (25), 2017, стр. 29-34.

ФГБУ «РОССИЙСКОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО», ООО «НТЦ «ПРИВОДНАЯ ТЕХНИКА»

СИСТЕМА НАКОПЛЕНИЯ И ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ НАЗЕМНОГО И МОРСКОГО БАЗИРОВАНИЯ С ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ ОТ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫХ И ГАЗО-ПОРШНЕВЫХ УСТАНОВОК

Авторский коллектив:
Жданеев Олег Валерьевич,
Фролов Константин Николаевич,
Зайцев Александр Викторович,
Остроухов Всеволод Викторович,
Попов Дмитрий Викторович,
Савченко Андрей Михайлович,
Коростин Дмитрий Викторович,
Валиахметов Руслан Маратович.

СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Предельная ёмкость российского рынка СНЭЭ составляет 10 – 15 ГВт на горизонте до 2030 года [1].

В настоящее время промышленное развитие получили пять технологий накопления энергии: механические, электрохимические, тепловые, электрические и химические [2]. Всё большую роль играют СНЭЭ, устанавливаемые у конечных потребителей (просьюмеров) [3], «за счётчиком», то есть на стороне профессиональных потребителей, в том числе и в нефтегазовой отрасли.

В мире работы по созданию систем накопления электрической энергии для бурения нефтяных и газовых скважин практические ведутся последние пять лет, но в основном с расчётом для применения на шельфовых изолированных объектах.

Первый пример практического применения СНЭЭ в нефтегазовой отрасли является совместный проект компаний Woodside Enegry и ABB Ability. Следующий проект по примению СНЭЭ на море был разработан Seadrill / Northern Drilling, Siemens, Kongsberg Maritime и DNV GL и введён в эксплуатацию в 2018 году на полупогружной буровой установке West Mira в Северном море. В 2020 году компания Maersk реализовала третий проект в мире по применению СНЭЭ на шельфовом нефтегазовом проекте на самоподъёмной буровой установке Maersk Intrepid CJ70, также работающей в Северном море.

СНЭЭ ДЛЯ БУРЕНИЯ

В нефтегазовой отрасли России одним из самых энергонасыщенных объектов, с установленной суммарной мощностью от 3 до 5 МВт, являются буровые установки и комплексы [4], применяемые для строительства глубоких эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ.

Многолетний опыт проектирования и сервисного обслуживания систем управления буровыми установками, а также проектирования и обслуживания систем электроснабжения буровых установок показал, что график нагрузки характеризуется кратковременным потреблением большого количества энергии с большой скоростью нарастания мощности, что требует использования увеличенного количества одновременно работающих дизельной электростанции (далее – ДЭС) либо газо-поршневых или газотурбинных установок [5]. Применительно к буровым установкам этот режим потребления энергии наиболее характерен для спускоподъемных операций (далее – СПО).

На основании статистики по среднесуточному графику потребления электроэнергии, а также на основе данных графиков нагрузки в различных режимах работы буровой установки, проведенных более чем на пятидесяти объектах, с электроснабжением от ДЭС, была предложена идея повысить энергетическую эффективность отдельных буровых установок, питающихся от ДЭС, за счет внедрения систем накопления и хранения электроэнергии.

Применение систем накопления электроэнергии при строительстве скважин позволит снизить расходы на энергообеспечение автономных объектов за счёт:

• За счет капитальных затрат на электроснабжение буровых установок (далее – БУ) снижаются за счёт отказа от эксплуатации 1-2 ДЭС мощностью 1 МВт, при среднем текущем количестве в 4-5 ед. по 1 МВт при высокой автономности работы – контроль параметров один раз в смену; Соответственно система накопления энергии не требует увеличение численности персонала на буровой площадке – обсуживает инженер-энергетик/электронщик.

• За счет выравнивания графика нагрузки СНЭЭ уменьшит расход дизельного топлива на электроснабжение буровых установок до 20-30% (зависит от мощности СНЭЭ) с достижением общего положительного экономического эффекта в сравнении со снабжением буровых установок (далее – БУ) исключительно от ДЭС.

• Увеличение до 40% межремонтного срок эксплуатации ДЭС за счёт компенсации пиковых нагрузок и ограничении скорости нарастания нагрузки на дизель генераторах.

• Срок службы преобразователей частоты и инверторов «Моментум» не менее 10 лет; аккумуляторные батареи – не менее 10 лет; остальные элементы – не менее 25 лет.

• Увеличение энергетической эффективности бурения нефтяных и газовых скважин (снижение эксплуатационных расходов на дизельное топливо и электроэнергию). Окупаемость за счёт экономии на дизельном топливе и обслуживании ДЭС от 2 до 5 лет, в зависимости от мощности СНЭЭ, инженерно-технологической карты на бурение и с учётом средних ежегодных затрат на техническое обслуживание.

Помимо этого, за счёт возможности включения СНЭЭ во все используемые системы электроснабжения буровых установок, работающих от высоковольтной сети в 6-10 кВ, появляется возможность компенсация реактивной мощности, активной поддержки сети при отклонении величины и частоты сетевого напряжения за счет накопления и последующей выдачи в сеть электрической энергии [6].

СНЭЭ позволят нефтегазодобывающим компаниям использовать современные энергонасыщенные буровые установки (от 3 до 5 МВт) на слабых высоковольтных сетях и в отдалении от электроподстанций в случае отсутствия снабжения от ДЭС. Покрытие пиковых нагрузок БУ за счет СНЭЭ позволит ликвидировать просадки напряжения в слабых сетях, что положительно отразится на соседних потребителях сети на месторождении, к примеру погружных насосов. В экологическом плане СНЭЭ значительно снизят нагрузки на окружающую среду за счет уменьшения вредных выбросов С02 от ДЭС в 3-5 МВт до 25% ежегодно [7].

Наличие источника энергии, включенного по постоянной схеме на буровой установке, позволит сервисным буровым подрядчикам компенсировать провалы и выплески напряжения, что уменьшит количество аварийных отключений и простоев бурового оборудования [8], позволит свести к минимуму аварии при бурении скважин, а также повысит стабильность работы ДЭС;

При всём этом СНЭЭ легко масштабируется по мощности, энергоемкости и напряжению и построена на базе однотипных элементов.

Все эти вышеперечисленные возможности весьма актуальны как для континентального бурения в том числе и для жестких климатических условий Русского Севера, так и для морских буровых платформ [9].

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

В 2017-2019 гг. проведены исследования энергетических режимов работы буровых установок. Исследование заключалось в замере качества и количества потребленной электрической энергии на буровых установках при работе от дизель-генераторов, времени работы генераторов, расхода дизельного топлива на различных этапах строительства скважины. Результаты исследований были обобщены для большого количества буровых установок разных производителей и грузоподъемности.

В *таблице 1* приведен пример результатов исследования по энергопотреблению на одной буровой установке грузоподъемностью 320 т.

По результатам исследования было установлена возможность повышения энергетической эффективности бурения (снижения расходов на дизельное топливо и уменьшения моточасов работы генераторов) до 30% за счет выравнивания нагрузки на дизель-генераторах и введения в оптимальный для них режим нагрузки, при котором достигаются наилучшие показатели потребления топлива. Выравнивание нагрузки осуществляется за счет применения современных накопителей энергии, которые накапливают энергию в паузах между потреблением электроэнергии и выдают ее в пики потребления.

Таблица 1. Основные результаты исследования по энергопотреблению на буровой установке грузоподъемностью 320 т.

ВЕЛИЧИНА	Ед. измерения	Значение
Энергия ДЭС	кВт*ч	371 520
Моточасы ДЭС	ч	966
Расход топлива	л	113 000
Мощность на тормозном сопротивлении макс.	кВт	1038
Энергия на тормозном сопротивлении макс.	кВт*ч	4,4
Энергия на тормозном сопротивлении суммарная за время бурения	кВт*ч	2400 (0,65% от всей выработки)

Эффект достигается за счет того, что дизельный двигатель имеет наилучшие показатели по расходу топлива при нагрузке свыше 50% [10]. Однако резкопеременный характер нагрузки при работе буровой лебедки вынуждает использовать дополнительные дизель-генераторы для покрытия пиковых нагрузок из-за чего обычно один или два генератора оказываются недогруженные значительное время. Типичная диаграмма потребления мощности во время работы лебедки приведена на *рис. 1*.

Анализ аппроксимированной диаграммы нагрузок в режиме спускоподъемных операций показал, что наиболее эффективной в данных условиях, является гибридная схема накопителя электроэнергии, состоящая из литий-ионной батареи и батареи суперконденсаторов. Такая схема позволяет использовать преимущества обоих типов накопителей: суперконденсатор обеспечивает большую пиковую мощность разряда и высокий ресурс накопителя, литий-ионная аккумуляторная батарея обеспечивает длительную поддержку нагрузки за счет высокой энергоемкости.

При применении инверторов в сетевых накопителях электроэнергии, немаловажным условием является удовлетворение качества электроэнергии, отдаваемой в сеть, в соответствии со стандартом EN 50160:2010 (NEQ), в котором достаточно жестко нормируется наличие гармонических составляющих в выходном напряжении, генерируемом инвертором. В этих условиях наиболее актуальным выглядит применение инвертора, выполненного в соответствии с трехуровневой NPC (Neutral Point Clamped) топологией [11].

В 2020 году создан экспериментальный образец СНЭЭ для бурения в виде 20 т контейнера, с системой управления на базе трёхуровневых инверторов.

Основные элементы экспериментального образца СНЭЭ:

- трёхуровневый инвертор MT2000 «МОМЕНТУМ»;
- аккумуляторная батарея NMC 133 кВт*ч;
- суперконденсаторная батарея 4 кВт;
- трансформатор 6/0,4 кВ 630 кВА.

Схема применяемого трехуровневого NPC инвертора позволяет использовать стандартные силовые транзисторные модули и драйвера для управления этими модулями. Осциллограмма линейных напряжений, формируемых трехуровневым инвертором, показывает, что форма линейного напряжения близка к синусоидальной, что позволяет получить более качественное напряжение, чем у преобразователей,

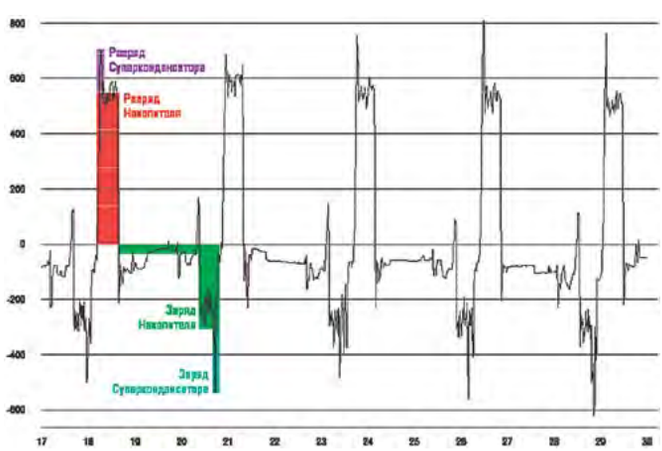


Рис. 1. Диаграмма нагрузок электропривода буровой лебёдки в режиме спуско-подъемных операций.

выполненных по двухуровневой топологии при прочих равных условиях [12].

Для получения требуемой разрядной характеристики накопителя энергии при его минимальной стоимости и максимальном сроке службы накопитель выполнен по гибридной схеме и состоит из двух типов накопителей: литий-ионной аккумуляторная батарея и суперконденсатора.

Гибридная схема (литий-ионная аккумуляторная батарея и суперконденсатор) позволяет использовать преимущества обоих накопителей: суперконденсатор обеспечивает большую пиковую мощность разряда и высокий ресурс накопителя, литий-ионная аккумуляторная батарея обеспечивает длительную поддержку нагрузки за счет высокой энергоемкости.

На участке нагрузки свыше 500 кВт (запуск с места буровой лебедки с грузом) суперконденсатор обеспечивает кратковременный разряд до 1000 кВт длительностью до 3 с. На участке подъема груза длительностью до 120 с мощностью до 500 кВт разряжается литий-ионная аккумуляторная батарея. Затем в паузе длительностью до 180 с происходит подзарядка накопителя мощностью около 133 кВт (1С).

В таком режиме работы расходуется малая часть накопленной энергии аккумуляторной батареи емкостью 133 кВт*ч, что позволяет сохранить ресурс батареи, обеспечив до нескольких сотен тысяч рабочих циклов заряда-разряда.

РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ СНЭЭ НА БУ, РАБОТАЮЩИХ ОТ ДЭС

При помощи математической модели накопителя на основе анализа экспериментальных данных была построена зависимость уменьшения времени работы ДЭС от емкости накопителя (*рис. 2*). Из этой диаграммы видно, что при емкости накопителя 2 кВт*ч снижение времени работы ДЭС составит не более 10%.

В итоге наиболее оптимально использование СНЭЭ малой емкости, так как при относительно небольших затратах возможно достичь минимальный экономический эффект, при этом наиболее эффективным решением является применение накопителя в диапазоне 150-350 кВт*ч. Как можно увидеть на графике бесконечная емкость не приводит к 100% экономии, т.к. всегда будет необходим источник электроэнергии, который будет покрывать среднесуточное потребления. Применение систем накопления свыше 1МВт*ч на буровых установках не

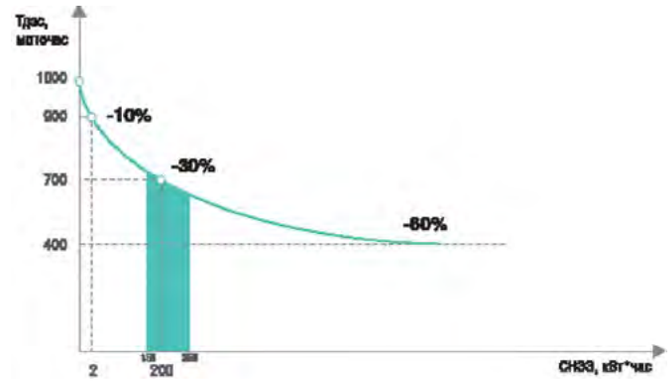


Рис. 2. Зависимость уменьшения времени работы ДЭС от емкости накопителя.

целесообразно, в виду дороговизны СНЭЭ и длительных сроков окупаемости.

Используя результирующие данные и зависимости полученные в ходе проведения опытно-конструкторских работ, были спрогнозированы сроки окупаемости оборудования СНЭ при различных вариантах использования, а также режимов работы буровой установки. При оптимистичном варианте срок окупаемости может быть сокращен до полутора лет, в неблагоприятных условиях срок окупаемости может достигать четырех лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для континентального бурения разработанная система накопления электрической энергии является одной из первых в мире. В качестве зарубежного аналога возможно выделить лишь проект немецкого производителя буровых установок Bentec в Омане. В 2017 году СНЭЭ Bentec контейнерного типа, мощностью 0,9 МВт и энергоёмкостью 0,3 МВт была введена в опытную эксплуатацию на буровой установки KCA Deuteg T-94. Лучшие эксплуатационные показатели СНЭЭ за четыре года: экономия 160 т дизельного топлива в год и уменьшение выбросов С02 на 420 т.

Планируемый эффект за 1 год эксплуатации самого малого по энергоёмкости модуля СНЭЭ в 133 кВт*ч составит 88 т дизельного топлива, уменьшение выбросов СО2 на 238 тонн, в денежном выражении порядка 10 млн. рублей при учёте работы СНЭЭ не менее 10 лет, и минимальной планируемой экономией топлива 6.5% в год, также учётом затрат на техническое обслуживание, аренду ДЭС и капитальных затрат.

Основные целевые показатели развития созданной СНЭЭ следующие:

• Уменьшение расхода дизельного топлива на снабжение буровых установок до 20-30% (зависит от мощности СНЭЭ) с достижением общего положительного экономического эффекта в сравнении со снабжением БУ исключительно от ДЭС.

• Увеличение до 40% межремонтного срока эксплуатации ДЭС.

• Исключить необходимость увеличения численности персонала на буровой площадке – обслуживает инженер-энергетик/электронщик буровой организации.

• Высокая автономность работы – контроль параметров 1 раз в смену.

• Отказ от эксплуатации 1-2 ДЭС*1 МВт, при среднем текущем количестве на буровых установках, эксплуатирующихся автономно в 3-5 ед. по 1 МВт.

• Срок службы частотных приводов не менее 10 лет; аккумуляторных батарей – не менее 10 лет; остальные элементы – не менее 20 лет.

• Окупаемость за счёт экономии на дизельном топливе и обслуживании ДЭС от 2 до 5 лет, в зависимости от мощности СНЭЭ, инженерно-технологической карты на бурение и с учётом средних ежегодных затрат на техническое обслуживание в 0,5 млн. руб. в ценах 2020 года;

• Возможность включения СНЭЭ во все используемые системы электроснабжения буровых установок;

• Возможность эксплуатации энергонасыщенных (порядка 3 МВ) современных буровых установок на слабых высоковольтных сетях и в отдалении от электроподстанций в случае отсутствия снабжения от ДЭС.

• Уменьшение выбросов $C0_2$ от ДЭС суммарной мощностью 3-5 МВт до 25% ежегодно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры / под ред. Холкина Д.В., Корева Д.А. // Москва: НТИ Энерджинет. – 2019. – 158 с.

2. Andrey C., El Idrissi Y., Van Nuffel L. Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe // Luxembourg: Publications Office of the European Union. – 2020. – August. – 202 p. – ISBN 978-92-76-03377-6.

3. Brown D., Hall, S., Davis M.E. What is prosumerism for? Exploring the normative dimensions of decentralized energy transitions // Elsevier: Energy Research & Social Science – 2020. – July. – №66. – DOI:10.1016/j.erss.2020.101475

4. Жданеев О. В., Фролов К. Н. О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – с. 42–48. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48

5. Pavković, D., Sedić, A., & Guzović, Z. Oil drilling rig diesel power-plant fuel efficiency improvement potentials through rule-based generator scheduling and utilization of battery energy storage system // Energy Conversion and Management. – 2016. – May. – №121 – 194–211 pp. – DOI:10.1016/j.enconman.2016.05.022

6. Dehghani, M., Bagheri, M., Nurmanova, V., Taghipour, M., Karimyan, P., Gharehpetian, G. B., & Abedi, M. An Improved PSO-GA based Fuzzy Controller of STATCOM for Cascaded Induction Motors of Drilling System // Madrid, Spain: EEEIC and I&CPS Europe. – 2020. – June – DOI: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160618

7. Dai, X., Wei, K., & Zhang, X. Analysis of the Peak Load Leveling Mode of a Hybrid Power System with Flywheel Energy Storage in Oil Drilling Rig // Energies. – 2019. – February. – №12(4) – 606 p. – DOI:10.3390/en12040606

8. Chervonchenko S., Frolov V. Analysis of the voltage drop of a drilling rig connected to a local energy network // Journal of Physics: Conference Series. International Conference on Innovations, Physical Studies and Digitalization in Mining Engineering (IPDME), St Petersburg, Russian Federation – 2020. – April. – Vol. 1753. – DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012049

9. Жданеев О.В., Фролов К.Н., Коныгин А.Е., Гехаев М.Р. Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России // Арктика: экология и экономика. – 2020 – №3(39). – С. 112-125. – DOI: 10.25283/2223-4594-2020-3-112-125.

10. Daho, T., Vaitilingom, G., Ouiminga, S. K., Piriou, B., Zongo, A. S., Ouoba, S., & Koulidiati, J. Influence of engine load and fuel droplet size on performance of a CI engine fueled with cottonseed oil and its blends with diesel fuel // Elsevier: Applied Energy – 2013. – July. – №111. – 1046–1053 pp. – DOI:10.1016/j.apenergy.2013.05.059

11. Pouresmaeil, E., Montesinos-Miracle, D., & Gomis-Bellmunt, O. Control Scheme of Three-Level NPC Inverter for Integration of Renewable Energy Resources Into AC Grid // IEEE Systems Journal – 2012. – June. – №6(2) – 242–253 pp. – DOI:10.1109/jsyst.2011.2162922

12. Teichmann, R., & Bernet, S. A Comparison of Three-Level Converters Versus Two-Level Converters for Low-Voltage Drives, Traction, and Utility Applications // IEEE Transactions on Industry Applications – 2005. – May/June – №41(3) – 855–865 pp. – DOI:10.1109/tia.2005.847285

13. Zhuk, A., Denschikov, K., Fortov, V., Sheindlin, A., & Wilczynski, W. Hybrid energy storage system based on supercapacitors and Li-ion batteries // Springer: Journal of Applied Electrochemistry. – 2013 - №44(4) - 543–550 pp. – DOI:10.1007/s10800-013-0639-x.

АО «СНИИГГИМС»

АЛГОРИТМ ПОИСКА ПОРОГОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ДЛЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ МОДЕЛИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЕКТА

Авторский коллектив:
Миляев Дмитрий Владимирович,
Душенин Дмитрий Игоревич,
Савельева Анастасия Денисовна.

Настоящее исследование характеризует аналитический инструментарий, состоящий из принципиально новых методических положений и набора алгоритмических методов и процедур, применимых на стыке экономики, математики и наук о Земле. Формулируется «обратная» зада ча, согласно которой вычислению подлежат соотношения характеристик исходных данных (геологических, технологических, экономических), при которых процесс изучения и освоения углеводородного объекта будет удовлетворять заданному условию на результат.

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЙ ПОДХОД

Классические подходы геолого-экономического анализа, ориентированные на определение ожидаемой доходности [1], оказываются малопригодными в условиях высокой неопределённости: для ранних стадий геологического изучения, районов нового освоения, трудноизвлекаемых ресурсов, при значительных колебаниях цен и/или неточности геологических моделей. При таких обстоятельствах разработка любых усовершенствований доходного подхода не приведёт к качественному повышению точности результата. Неопределённость исходных данных неизбежно повлечёт недопустимо высокую волатильность расчётных показателей. Как следствие, математически безукоризненный результат станет бесполезен для принятия управленческих решений.

По мнению авторов, в рамках представленных обстоятельств более информативно и разумно будет решение обратной задачи: определение ограничений, обеспечивающих рентабельность изучения и освоения недр. Это концептуально иной взгляд на экономическую геологию, в фокусе которого оказываются природные и производственные характеристики, удовлетворяющие целевым финансовым показателям, а не наоборот. Подобный подход успешно используется применительно к другим отраслям экономики [2, 3].

При такой постановке преимущественный интерес представляют исходные данные, которыми недропользователь может управлять (виды и объёмы геологоразведочных работ, бюджет проекта, допустимый уровень рисков), а также с которыми связана наибольшая неопределённость (размер ловушки и коэффициент её заполнения углеводородами, глубина залегания, цена реализации сырья, удалённость от нефтегазопроводной инфраструктуры и прочие). Вычислению подлежат все возможные соотношения пороговых (критических) значений этих параметров, обеспечивающие получение желаемого результата, под которым подразумевается, например, неотрицательная доходность освоения и/или требуемый объём прироста запасов и/или плановый коэффициент извлечения. Выполнение пороговых соотношений является критерием достижения компанией заданной цели в будущем.

Прикладным результатом обозначенного подхода являются руководящие ориентиры для геологов и проектировщиков геологоразведочных работ: целевые горизонты и допустимые глубины скважин, минимальные площади и эффективные толщины потенциальных залежей углеводородов, шаг сети проектных сейсмических профилей, минимально допустимые коллекторские свойства пород (значения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности), допустимая удалённость района поисков от существующей нефтегазо-транспортной инфраструктуры.

Дальнейшая оценка вероятности выполнения критериев, иначе говоря, достижимости пороговых

значений, позволяет оценить риски инвестиционных вложений, что является определяющим фактором для принятия управленческих решений.

Применение обозначенного подхода в контексте ранее проведённых исследований позволяет решать разноплановые задачи в зависимости от стадии геологического изучения:

a) при изучении осадочного бассейна сузить потенциально интересную территорию до геологически и, что важно, экономически разумных пределов;

b) при выделении перспективных участков в пределах зоны нефтегазонакопления оценить для каждого из них вероятность рентабельного освоения;

c) при планировании геологоразведочных работ на лицензионном блоке соблюсти разумный баланс между стремлением производственников максимизировать изученность и финансовыми возможностями компании.

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТАРИЙ

Поскольку предлагаемый авторами подход представляет собой так называемую «обратную» задачу, её решение может быть получено посредством итерационного воспроизведения «прямой» задачи.

В первую очередь, для этого необходимо увязать в рамках единой модели прогноз производственных процессов: геологоразведочных работ, добычи углеводородов, транспортировки сырья, технологического обустройства промысла и инфраструктуры, повышения нефтеотдачи и др. Тем самым, в расчёте фигурирует большое количество параметров со сложными взаимосвязями, что требует автоматизации вычислительного процесса.

Вторым этапом необходимо за разумное количество расчётов определить совокупность комбинаций исходных данных, при которых модель даёт результат, удовлетворяющий заданному условию.

Поскольку модель фактически воспроизводит функцию в N-мерном пространстве, а накладываемое на неё условие, как правило, линейное, то геометрически решение представляет собой сечение многомерной поверхности плоскостью, а алгебраически сводится к решению обратной многопараметрической задачи нелинейной алгебры на множестве ограничений-неравенств.

Задача решается итеративным вычислительным процессом, выстроенным по принципу дерева [4].

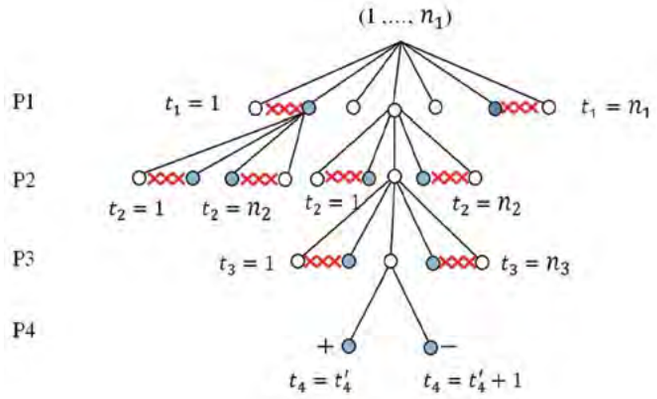


Рис. 1. Алгоритм нахождения пороговых значений.

В вершине дерева расположены допустимые значения наиболее влияющего параметра – P1, на втором уровне рассматриваются допустимые значения следующего по степени влияния параметра P2 при фиксации каждого допустимого значения параметра P1, и так далее.

Спускаясь от вершины к основанию и контролируя на каждом шаге результат вычислений, производится ограничение значений по каждому параметру при фиксации допустимых значений вышестоящих параметров. Таким образом, формируется множество веток дерева (*рис. 1*), которые обеспечивают выполнение заданного условия.

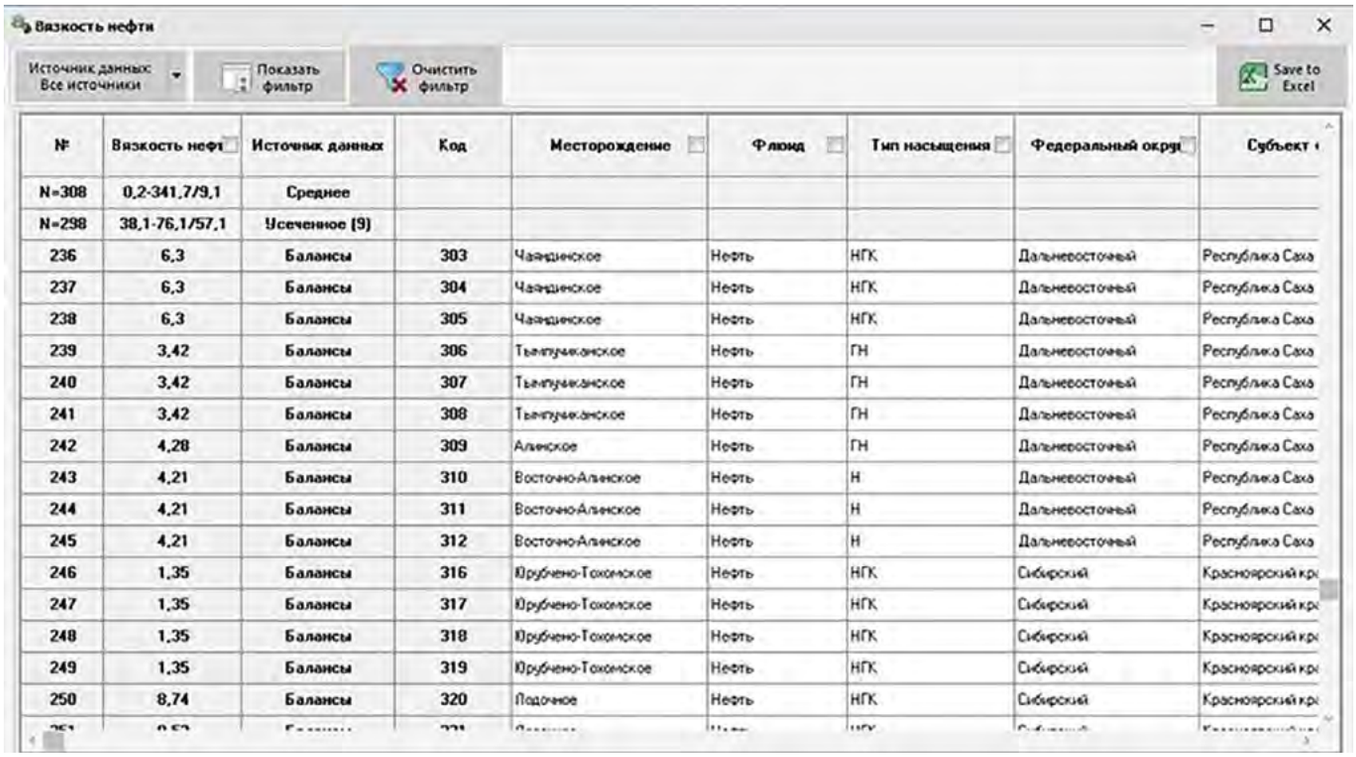
ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ И КАРТИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В общем случае алгоритм поиска геолого-экономических ограничений на примере нефтегазоносных бассейнов и/или их частей выглядит следующим образом:

1) Исходя из географии распространения продуктивных горизонтов, территория исследования делится на зоны нефтегазонакопления, для каждой из которых последовательно определяются:

- набор подходящих месторождений-аналогов;
- перечень потенциально продуктивных горизонтов;
- значения фиксированных исходных парамет-ров;
- диапазоны возможных значений варьируемых исходных параметров и вариационный шаг

Подготовка данных a – c представляет самостоятельную нетривиальную задачу, решение которой требует наличия ёмкой базы данных геолого-промысловых, технологических и стоимостных



№	Вязкость нефт	Источник данных	Код	Месторождение	Флюид	Тип насыщения	Федеральный округ	Субъект
N=308	0,2-341,7/9,1	Среднее						
N=298	38,1-76,1/57,1	Усеченное (9)						
236	6,3	Балансы	303	Чаяндинское	Нефть	НГК	Дальневосточный	Республика Саха
237	6,3	Балансы	304	Чаяндинское	Нефть	НГК	Дальневосточный	Республика Саха
238	6,3	Балансы	305	Чаяндинское	Нефть	НГК	Дальневосточный	Республика Саха
239	3,42	Балансы	306	Тымпучиканское	Нефть	ГН	Дальневосточный	Республика Саха
240	3,42	Балансы	307	Тымпучиканское	Нефть	ГН	Дальневосточный	Республика Саха
241	3,42	Балансы	308	Тымпучиканское	Нефть	ГН	Дальневосточный	Республика Саха
242	4,28	Балансы	309	Алинское	Нефть	ГН	Дальневосточный	Республика Саха
243	4,21	Балансы	310	Восточно-Алинское	Нефть	Н	Дальневосточный	Республика Саха
244	4,21	Балансы	311	Восточно-Алинское	Нефть	Н	Дальневосточный	Республика Саха
245	4,21	Балансы	312	Восточно-Алинское	Нефть	Н	Дальневосточный	Республика Саха
246	1,35	Балансы	316	Юрубчено-Тохомское	Нефть	НГК	Сибирский	Красноярский кр
247	1,35	Балансы	317	Юрубчено-Тохомское	Нефть	НГК	Сибирский	Красноярский кр
248	1,35	Балансы	318	Юрубчено-Тохомское	Нефть	НГК	Сибирский	Красноярский кр
249	1,35	Балансы	319	Юрубчено-Тохомское	Нефть	НГК	Сибирский	Красноярский кр
250	8,74	Балансы	320	Подочное	Нефть	НГК	Сибирский	Красноярский кр

Рис. 2. Интеллектуальный подбор аналогов из базы данных.

показателей по месторождениям региона работ, а также процедур интеллектуального подбора аналогов из этой базы по заданным критериям поиска (*рис. 2*) [5].

2) Разрабатывается геолого-экономическая модель проекта. Формулируется одно или несколько условий на результат.

3) Проводятся расчёты и генерируется результирующая таблица с комбинациями пороговых значений варьируемых параметров, при которых выполняются условия, установленные пунктом 2.

4) На основе статистики определяются вероятностные распределения значений варьируемых параметров. Сопоставление их с результирующей таблицей позволяет вычислить вероятность достижения той или иной комбинации пороговых значений.

5) Выполняется картирование результата.

Для достаточно типового случая, когда к варьируемым параметрам отнесены глубины залегания потенциальных залежей, стоимости отдельных видов геологоразведочных работ, расстояния до существующих нефте- или газопроводов, цена на углеводородное сырье и объём запасов потенциальных залежей, а в качестве условия выступает требование на заданную рентабельность проекта, построение результирующей карты осуществляется последовательностью действий [6]:

a) подготовка структурной основы, включая наполнение интерпретационного проекта, загрузку стратиграфических отбивок, чекшотов, увязку сейсмических профилей, корреляцию отражающих горизонтов, и, наконец, прослеживание продуктивных интервалов;

b) подготовка инфраструктурного слоя, отражающего изменение стоимостей работ (удорожание/удешевление) в зависимости от транспортной доступности района работ;

c) вычисление гридов расстояний от существующих нефтепроводов и газопроводов;

d) выбор ценового сценария для реализации добываемого сырья;

e) вычисление грида порогового (минимально необходимого) объема извлекаемых ресурсов поискового объекта на основе компиляции результатов пунктов 5.a - 5.d и пункта 2;

f) оформление карты на основе полученного грида (*рис. 3*).

В случае применения алгоритма к выбору метода добычи трудноизвлекаемых запасов угле-

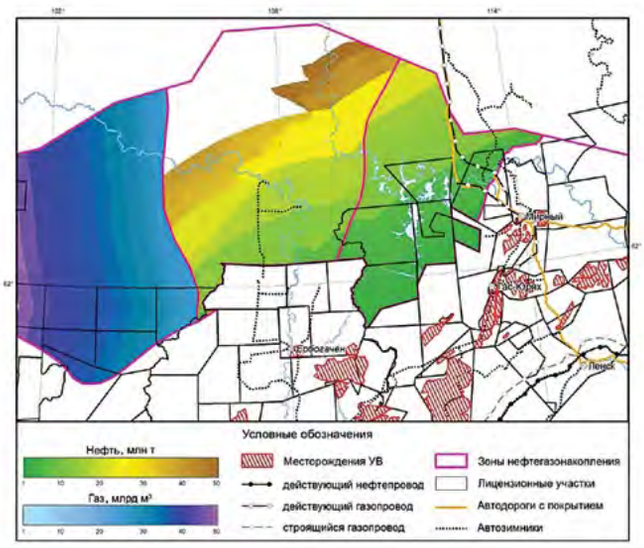


Рис. 3. Карта минимально-рентабельного объёма запасов искомого месторождения.

водородного сырья в одним из варьируемых параметров может стать себестоимость добычи. В частности, авторами была проанализирована возможность освоения куонамских отложений Восточной Сибири, для которых до настоящего момента в мире не было апробировано ни одной технологии разработки и, соответственно, не представляется возможным достоверно спрогнозировать динамики технологических процессов и сопутствующих денежных потоков. Для одной из наиболее вероятных технологий разработки, выбранной авторами в качестве базовой, расчет показал, что при цене на нефть 55 долл./барр. достижение окупаемости возможно, если себестоимость технологии составит не более 22,7 долл./барр. [7]. Для сравнения в США издержки на добычу нефти низкопроницаемых коллекторов сланцевых плеев в среднем составляют от 34 до 69 долл./барр.

Экономическая значимость представленной работы заключается в экономии инвестиций, требующихся для организации геологоразведочных работ на мало- и среднеизученных территориях. Управленческий эффект будет наблюдаться в виде снижения трудозатрат на стадии планирования и проведения полевых работ.

Авторам неизвестно о существовании прямых отечественных или зарубежных аналогов предлагаемого метода. При этом необходимо отметить, что при наличии геолого-геофизических материалов приемлемого уровня достоверности предлагаемый авторами алгоритм математически корректен и применим к любым территориям исследования, а с условием наличия программной реализации подхода – трудоёмкость применения данной методики минимальна.

ВЫВОДЫ

Формирование системы геолого-экономических ограничений даёт конкретные количественные ориентиры для поиска перспективных углеводородных объектов в условиях высокой неопределённости, когда классические подходы к оценке эффективности оказываются слабо информативными. Подход позволяет определить с одной стороны – ограничения рентабельного освоения объектов, существующие в настоящий момент, выделить критические параметры, обуславливающие нерентабельность проекта, с другой – сформировать условия, в которых освоение может стать рентабельным в будущем, тем самым формируя вектор, в котором должны приниматься решения на всех этапах реализации проекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Behrens W., Hawranek P. M. Manual for the preparation of industrial feasibility studies. – 2nd ed. – Vienna : United Nations Industrial Development Organization, 1995. – 386 p.

2. Santos A. S. et al. Cost-effectiveness thresholds: methods for setting and examples from around the world //Expert review of pharmacoeconomics & outcomes research. – 2018. – Т. 18. – №. 3. – С. 277-288.

3. Abdelkafi R. et al. The effects of economic freedom components on economic growth: an analysis with a threshold model. – University of Paris Nanterre, EconomiX, 2008. – №. 2008-3.

4. Milyaev D. Risk Reduction in Hydrocarbons Prospecting by Evaluation of Geological and Economic Constraints //Geomodel 2018. – 2018.

5. Dushenin D., Milyaev D. Automation of the Analysis of the Efficiency of Geological Exploration for Oil and Gas //Geomodel 2018. – 2018.

6. Савельева А.Д., Миляев Д.В., Душенин Д.И. Определение условий возникновения ресурсно-экономических активов с использованием алгоритмов порогового анализа // Мир экономики и управления, 2021

7. Миляев Д. В., Савельева А. Д. Оценка перспективности освоения сланцевой нефти куонамской свиты Восточной Сибири в современных условиях //Вестник Томского государственного университета. Экономика. – 2017. – №. 40.

ПАО «ТГК-1»

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

Автор: Вельдюхов Вячеслав Эдуардович.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ДВ – Дутьевые вентиляторы.

ДС – Дымососы.

КТЦ – Котлотурбинный цех.

МВ – Мельничные вентиляторы.

ПЭН – Подпиточный электронасос.

ТЭЦ – Теплоэлектроцентраль.

ЦТАИ – Цех тепловой автоматики и измерений.

ШБМ – Шаровые барабанные мельницы.

ТГК-1 является ведущим производителем электрической и тепловой энергии в Северо-Западном регионе России, крупнейшая территориальная генерирующая компания по величине установленной электрической мощности. Объединяет 52 электростанции в Санкт-Петербурге, Республике Карелия, Ленинградской и Мурманской областях.

СУЩЕСТВУЮЩИЙ ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ТЕПЛО-ФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

При работе сетевых подогревателей должен быть обеспечен контроль за температурным напором. Трубная система теплообменных аппаратов должна периодически очищаться по мере загрязнения. (Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации, пункт 4.11.4).

Оценка состояния поверхностей нагрева сетевых подогревателей производится обязательно перед началом и окончанием отопительного сезона и периодически, не реже одного раза в 2-3 недели в период отопительного сезона. (РД.34.40.505 Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей, пункт 1.11).

Для оценки состояния 17 теплообменников необходимо:

- снять 68 параметров их работы, пройдя при этом порядка 2 километров маршрута;

- произвести 68 вычислений на графиках/гистограммах, 68 математических действий, 17 вычислений по таблице свойств насыщенного пара.

Трудоёмкость контроля ТФУ для инженера группы режимов производственно-технического отдела составляет 3 рабочих дня.

ПРОБЛЕМЫ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПОРЯДКА КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

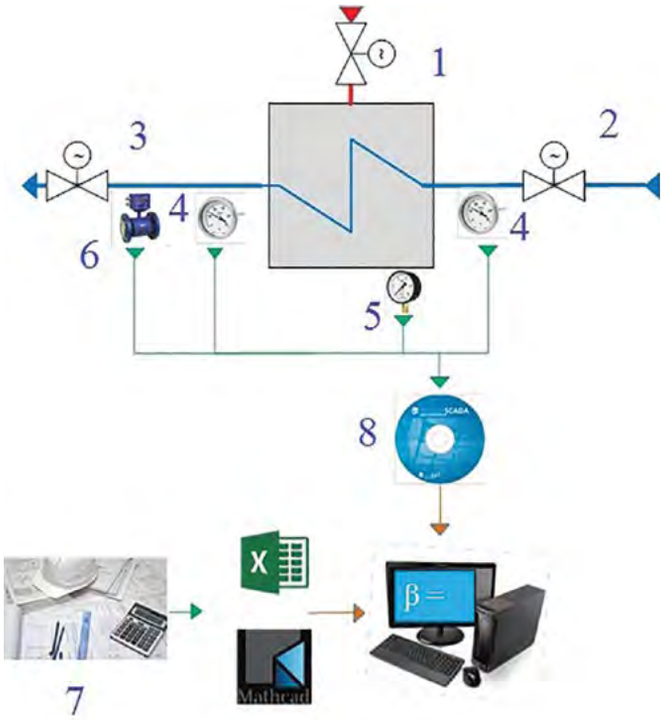
Последствия большого объёма ручных расчётов и низкой периодичности замеров:

1. Высокая вероятность человеческой ошибки.
2. Низкая периодичность расчёта загрязнённости.
3. Экономические потери, в результате эксплуатации загрязнённых теплообменников;
4. Снижение межремонтного периода, повышение количества дефектов и разрывов трубной системы из-за загрязнения.

ЧТО ТАКОЕ β = 36% ДЛЯ ТЭЦ?

1. Большее количество конденсата, загрузка конденсатных, насосов, следовательно, повышенный расход электроэнергии.
2. Возрастает сопротивление трубной системы-соответственно требуется загрузка сетевых и подпиточных насосов, следовательно, повышенный расход электроэнергии.
3. Повышенный расход пара на теплофикационные турбогенераторы и редукционные, установки, следовательно, загрузка парового котла.
4. Из-за загрузки парового котла, повышение нагрузки ПЭН, ДС, ДВ, ШБМ, МВ, следовательно, повышенный расход электроэнергии.
5. Повышение нагрузки парового котла ведёт к повышенному расходу топлива.
6. Необходимость включать в работу дополнительные теплообменники для поддержания температурного графика тепловой сети.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК



Принципиальная схема установки:
1– сетевой подогреватель; 2 – подача пара, вход сетевой воды; 3 – выход сетевой воды; 4 – датчики температуры; 5 – датчик давления; 6 – расходомер; 7 – преобразование ручных математических расчётов при помощи программы МС Excel; 8 – программа Scada, моментальная выдача расчётного коэффициента β на экран компьютера или в АСУ ТП.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА

1. Проект будет реализован силами Апатитской ТЭЦ, при сотрудничестве КТЦ, ЦТАИ, сектора АСУ.

2. Для повышения точности расчёта будут созданы идеальные диаграммы и кривые для каждого теплообменника, с учётом количества отглушенных трубок.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ НАТУРНЫЙ СТЕНД

В рамках опытной работы на Апатитской ТЭЦ был создан успешно функционирующий экспериментальный натурный стенд. На данный момент, до получения необходимого финансирования, установки всех необходимых датчиков, а также прокладки кабельных связей с системой «Scada», внесение необходимых данных в программу осуществляется вручную. Все необходимые математические расчёты программа осуществляет при помощи логарифмических формул, обработанных в программе МС Excel. Успешная работы программы подтверждается ручными расчётами.

Представлено 4 примера работы данной программы при внесении различных параметров. В случае, если трассировка трубопроводов не позволяет учесть нормы по длине прямого участка трубопровода до и после места установки расходомерной шайбы, необходимо дополнить программу контроля формулой перерасчёта расхода воды через сетевой подогреватель посредством уравнения теплового баланса, относительно общего расхода воды через группу бойлеров (теплофикационную установку). Данная мера успешно реализована на Апатитской ТЭЦ.

ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ДЛЯ АТЭЦ

Затраты на оборудование и программное обеспечение.

НАИМЕНОВАНИЕ	Кол-во	Цена
Термопара с гильзой типа ТХК	24 шт	5 000 руб./шт
Расходомерная шайба типа ДД	5 шт	40 000 руб./шт
Датчик давления	12 шт	15 000 руб./шт
Программа «Scada»	1 шт	38 000 руб./шт
Кабель, хромель-копель	1000 м	70 руб./м
Сетевой кабель	700 м	50 руб./м
Кабель КВВГ	500 м	70 руб./м
ВСЕГО: 678 000 руб.		

1. Экономия теплоты 6 100,28 Гкал/год = 817 тут/год = 3 644 460,77 рублей.

2. Экономия человеко-часов работы бригады аварийно-ремонтной службы или подрядной организации, в случае отглушки разорванных трубок, а также, работы инженера производственно-технического отдела = не менее 130 тысяч рублей/год.

3. Покупка и установка нового теплообменника типа ПСВ-500-3-23, для замены в случае разрыва и отглушки более 15% трубной системы (285 трубок) = 9 270 700 рублей.

4. Итого: 13 045 160 рублей в год. Срок окупаемости проекта: менее 1 месяца.

МАСШТАБИРОВАНИЕ ПРОЕКТА

Экономический эффект для Южной ТЭЦ-22 ПАО «ТГК-1» = 101 806 451 рублей в год.

В ПАО «ТГК-1» - 11 ТЭЦ.

В Российской Федерации - 369 ТЭЦ и ГРЭС, а также тысячи котельных.

70% энергетических ресурсов Российской Федерации потребляется на выработку тепловой энергии.

КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ

1. Данные по работе теплофикационных установок будут доступны в любой момент, будет создан архив для оценки кампании бойлеров.

2. Повышение надёжности работы теплофикационных установок и теплообменников, а также экономия тепловой энергии и денежных средств.

3. Значительно повысится эффективность планирования ремонтных кампаний, подбора оборудования в составе теплофикационных установок.

4. Автоматизированная система контроля позволит уйти от человеческого фактора – ошибок персонала или его халатности.

ПАО «ОГК-2» – РЯЗАНСКАЯ ГРЭС»

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОСВЕТЛИТЕЛЕЙ

Автор: Говердова Юлия Александровна.

В данной работе рассмотрены: принцип работы осветлителей ВТИ-350И, ВТИ-400И, в которых осуществляются процессы известкования и коагуляции; недостатки воздухоотделителей раструбного типа; конструкция воздухоотделителя каскадного типа, разработанная персоналом химцеха; проблемы дозирования в осветлители реагентов при работе на нагрузках значительно отличных от номинальных; принципы, положенные в основу автоматического дозирования реагентов.

Проведен анализ существующих схем подогрева сырой воды и дозирования реагентов. Предложены технические решения, позволяющие снизить эксплуатационные затраты на производство обессоленной и умягченной воды. Произведен расчет экономического эффекта от внедрения предложенных мероприятий.

ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения заявленных электрической и тепловой мощностей РГРЭС необходимо осуществлять бесперебойную подачу обессоленной воды на энергоблоки СКД Рязанской ГРЭС и умягченной воды в систему теплоснабжения открытого типа. Это является одной из основных функций химического цеха.

Производство обессоленной и умягченной воды происходит на водоподготовительной установке Рязанской ГРЭС. Обессоливающая часть ВПУ выполнена по схеме трехступенчатого обессоливания, в теплосетевой части реализована схема умягчения на Н-катионитных фильтрах. Обе схемы работают с общей предварительной очисткой сырой воды, в которой реализован процесс известкования с коагуляцией в осветлителях с последующей фильтрацией на механических фильтрах.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В химическом цехе филиала ПАО «ОГК-2» – Рязанская ГРЭС установлены три осветлителя ВТИ-350и и один осветлитель ВТИ-400и. Технологические режимы работы осветлителей были рассчитаны проектной организацией исходя из условия работы на номинальной производительности: 350 и 400 м^3/ч соответственно.

Наблюдаемая в последнее время тенденция снижения потребления электрической энергии приводит к ситуации, когда электрогенерирующее оборудование работает на минимальных нагрузках, что, в свою очередь, приводит к работе оборудования ВПУ с пониженной производительностью. В настоящее время в работе, как правило, находится один осветлитель с производительностью 20–30% от номинальной. Это приводит к ряду проблем связанных с эксплуатацией предварительной очистки воды, а именно: высоким затратам на подогрев в условиях пониженной производительности; несовершенству процессов воздухоотделения при работе на низких нагрузках; значительные суточные и даже сменные колебания температуры и химического состава сырой воды, вызванные подмесом возвратных потоков; невозможность обеспечения точного дозирования реагентов в осветлитель.

Все это требует проведения корректировки и адаптации технологических режимов работы осветлителей и их вспомогательного оборудования применительно к новым условиям эксплуатации.

Для решения изложенных проблем был использован системный подход с применением методов анализа и пошаговой реализацией намеченных мероприятий.

Первым шагом стала корректировка режима подогрева сырой воды и сокращение связанных с ним затрат.

Перед подачей воды в осветлитель она проходит стадию нагрева последовательно в подогревателях двух типов. Первый тип – кожухотрубные подогреватели, в которых обогревающей средой является

пар из 4 отбора турбины. Второй тип теплообменников – пластинчатый водо-водяной, в них обогревающей средой является обратная сетевая вода с промплощадки КТЦ-1.

В процессе работы любых подогревателей происходит необратимое постепенное снижение теплообмена между подогреваемой и подогревающей средами за счет образования отложений на теплопередающих поверхностях. И если работоспособность кожухотрубных подогревателей поддерживается периодической механической очисткой трубных пучков, то пластинчатые подогреватели, ставшие, после образования отложений, неэффективными в схеме подогрева сырой воды, требовали химической очистки и разборки для замены уплотнительных элементов.

Проведенный анализ показал, что в условиях малой производительности ВПУ, подогрев сырой воды в кожухотрубных подогревателях является нецелесообразным из-за высокого потенциала и стоимости используемой обогревающей среды (пар из 4 отбора). Было принято решение провести очистку пластинчатых теплообменников и нагревать исходную воду для ВПУ только в них. Существует два способа очистки: с разборкой и без разборки пакетов пластин. Химическая очистка ПСВ без разборки приводит к разрушению уплотнительных элементов. Было принято решение произвести химическую очистку ПСВ с разборкой и заменой уплотнительных элементов. После реализации мероприятия пластинчатые подогреватели легко обеспечивают нагрев исходной воды до 40^0С при расходе через теплообменники до 300 $м^3$/ч.

Как итог, в настоящий момент подогрев сырой воды осуществляется только на пластинчатых подогревателях, пар на подогрев не используется. Работоспособность пластинчатых подогревателей обеспечивается периодическими «обратными» промывками.

Экономический эффект после проведения химической очистки ПСВ с разборкой и заменой уплотнительных элементов:

$Эф_1 = З_{до} – З_{после}$ = 44 637 070 – 38 088 002 = 6 549 068 рублей.

Вторым шагом стала необходимость оптимизировать процесс деаэрации воды в осветлителях при работе на минимальных нагрузках. Деаэрация – это процесс отделения воздуха, растворенного в воде, в воздухоотделителе осветлителя. Наличие в воде воздуха приводит к нарушению режима работы осветлителя, а именно: происходит увеличение мутности осветленной воды из-за выноса шлама из зоны шламового фильтра. Унесенный из осветлителя шлам оседает на фильтрующих загрузках МФ и Н-катионитных фильтрах 1 ступени обессоливания, что приводит к увеличению потребности в реагентах и воды на собственные нужды ВПУ.

Проектом предусмотрена раструбная конструкция воздухоотделителя. При прохождении воды через этот тип воздухоотделителя при работе с малой производительностью не наблюдается процесса тонкопленочного стекания воды и связанного с ним эффективного удаления растворенного воздуха. Для повышения эффективности удаления воздуха необходимо увеличить площадь тонкопленочного стекания жидкости. Было принято решение о разработке собственной конструкции воздухоотделителей, обеспечивающих эффективную деаэрацию воды по « каскадному» типу. Особенность конструкции заключается в монтаже различных по диаметру тарелок, установленных в два яруса, благодаря чему обеспечивается длительное тонкопленочное стекания исходной воды. В результате, в зоне реакции реагентов и воды создаются благоприятные условия для формирования шлама и его дальнейшего укрупнения.

Экономический эффект от монтажа воздухоотделителей каскадного типа:

$Эф_2 = З_{с.в} + З_{подогрев} + З_{реаг} + З_{э/э}$ = 63 771,9 +186 922 + 535 625 + 17 575,5 = 803 894,4 руб/год.

Третьим этапом стала необходимость обеспечения точного непрерывного дозирования реагентов в осветлитель, с учетом того что автоматическое управление работой насосов на сверхминимальных нагрузках осуществляется некорректно.

Для реализации процесса дозирования реагентов в осветлитель в химическом цехе используются насосы-дозаторы. Принцип работы насоса основывается на всасывании определенной дозы жидкости, после чего она выталкивается в линию напора. Задать требуемую производительность насоса можно изменив длину хода поршня или изменив частоту дозирования.

Режим автоматического дозирования реагентов в осветлитель связан с изменением частоты дозирования. На основании показателей качества

исходной воды и концентрации дозируемых реагентов производится расчет необходимого количества реагентов для поддержания требуемого качества коагулированной воды на выходе из осветлителя. Для определения режима работы дозирующего оборудования, обеспечивающего подачу расчитанного количества реагентов, обязательной к расчету является «скажность» насоса. «Скважность» – это отношение времени работы насоса-дозатора к общему времени цикла, т.е. к суммарному времени работы и времени останова насоса. Величина скважности зависит от расхода исходной воды и в определенном диапазоне значений остается постоянной величиной (*табл.1*).

Таблица 1. Зависимость величины скважности от расхода исходной воды.

Расход, м^3/ч	50-100	150-200	250-300
«Скважность»	0,25	0,4	0,6

При изменении расхода исходной воды, качества исходной воды, концентрации реагентов возможно внесение изменений в режим дозирования при помощи ключа управления, задающего «скважность». Это позволяет внести корректировки при работе схемы автоматического дозирования.

Был проведен анализ режимов дозирования извести и коагулянта в осветлители №2 и №3 при различных расходах сырой воды и положениях ключа управления (задатчика). (*графики 1, 2, 3, 4*).

Как видно из графиков величина скважности для однотипного оборудования при одинаковых расходах сырой воды не является постоянной величиной. Кроме того, время цикла является «плавающим», что усложняет корректировку процесса обработки исходной воды, т.к. необходимый режим дозирования приходится подбирать вручную, что ухудшает качество обрабатываемой воды за счет увеличения времени подбора режима и приводит к перерасходу реагентов.

Для повышения эффективности управления работой осветлителя на базе физико-химического моделирования процессов известкования и коагуляции была разработана программа, предназначенная для расчета показателей качества воды после известкования и коагуляции, которая дает рекомендации по выбору оптимального режима работы насосов-дозаторов реагентов.

Оператор вводит исходные данные по температуре, расходу, качеству сырой воды и концентрации реагентов в соответствующие ячейки программы, далее на основании математических операций производится расчет необходимых доз реагентов и исходя из необходимого объема реагентов даются рекомендации по организации режима работы насосов: в одиночку, в паре, на автоматическом управлении или на дистанции.

Однако, опыт эксплуатации программы показал, что существующий принцип автоматического управления насосами-дозаторами некорректно работает в условиях пониженных нагрузок по исходной воде.

В связи с тем, что оборудование системы автоматического управления насосами-дозаторами находится в эксплуатации с 1973 года, является морально устаревшим, целесообразно проведение модернизации САУ, но не внесением предлагаемых изменений в существующий алгоритм, а путем полной замены системы управления с уже заданной функцией реализации рекомендаций программы.

Предлагается смонтировать электронную панель, в алгоритм которой внести данные по расчету необходимого количества дозируемых реагентов в зависимости от температуры, концентрации растворов, расхода воды и данных о производительности насосов. При изменении исходных данных программа задаст изменения по количеству необходимого времени работы (простоя) насосов и даст сигнал на пускатель о включении или выключении.

В настоящий момент уже произведена частичная модернизация системы автоматического управления насосами-дозаторами извести.

Для снижения затрат на модернизацию системы дозирования коагулянта предлагается использовать существующую электронную панель, осуществляющую управление насосами-дозаторами известкового молока. Это позволит совместить две схемы управления двух групп насосов вместе в одном программном продукте, приведет к оперативности управления режимом работы насосов-дозаторов известкового молока и коагулянта, позволит вводить исходные данные при любых их изменениях в единую систему, а не в различные.

Единый принцип организации дозирования реагентов в осветлитель приведет к снижению удельного расхода реагентов на обработку исходной воды.

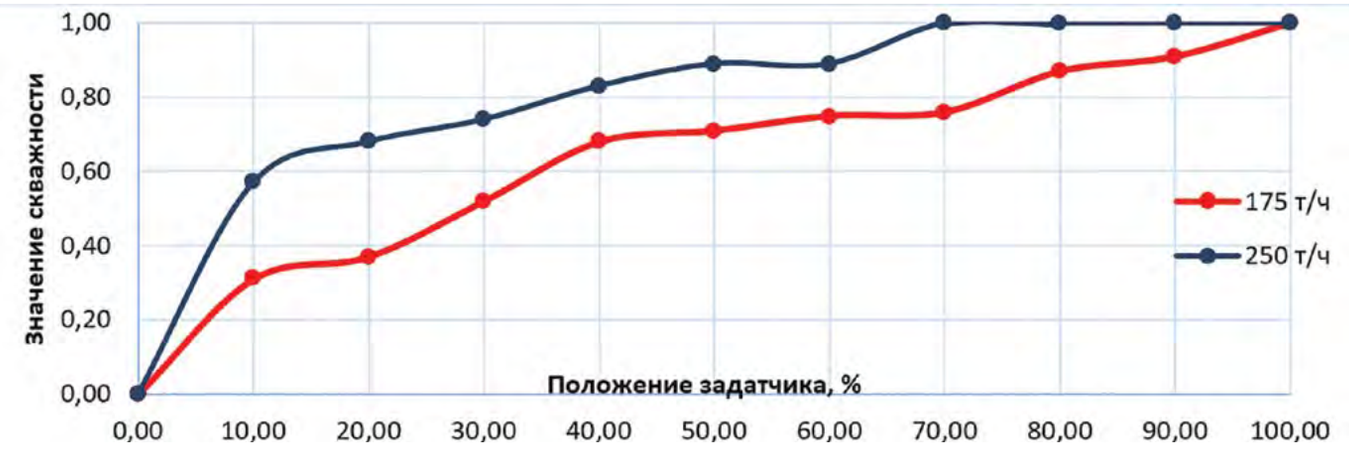


График 1. Зависимость значений скважности по извести от положения ключа управления и расхода воды на осветлителе №2.

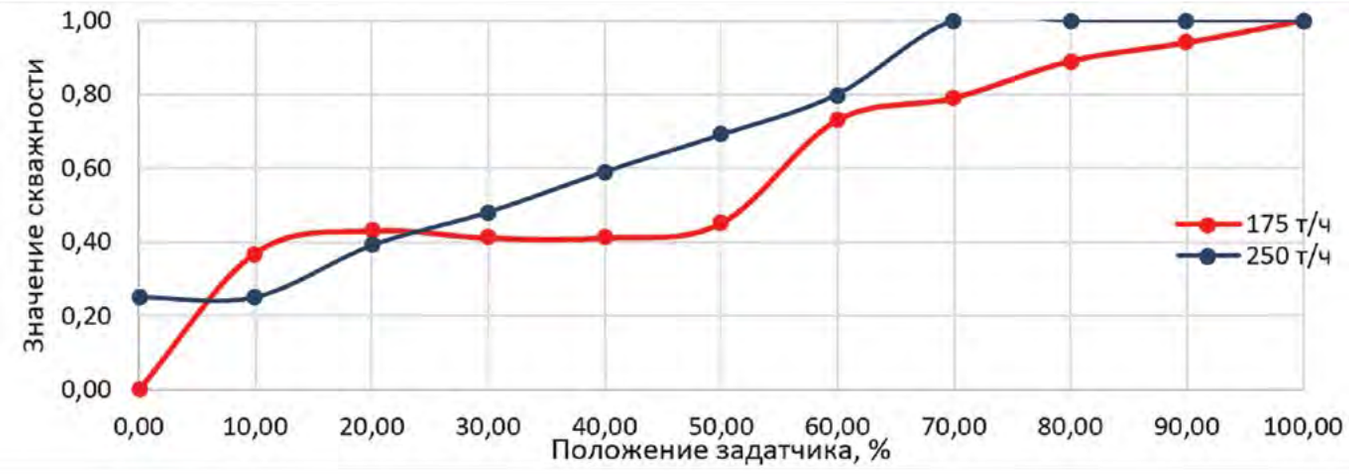


График 2. Зависимость значений скважности по извести от положения ключа управления и расхода воды на осветлителе №3.

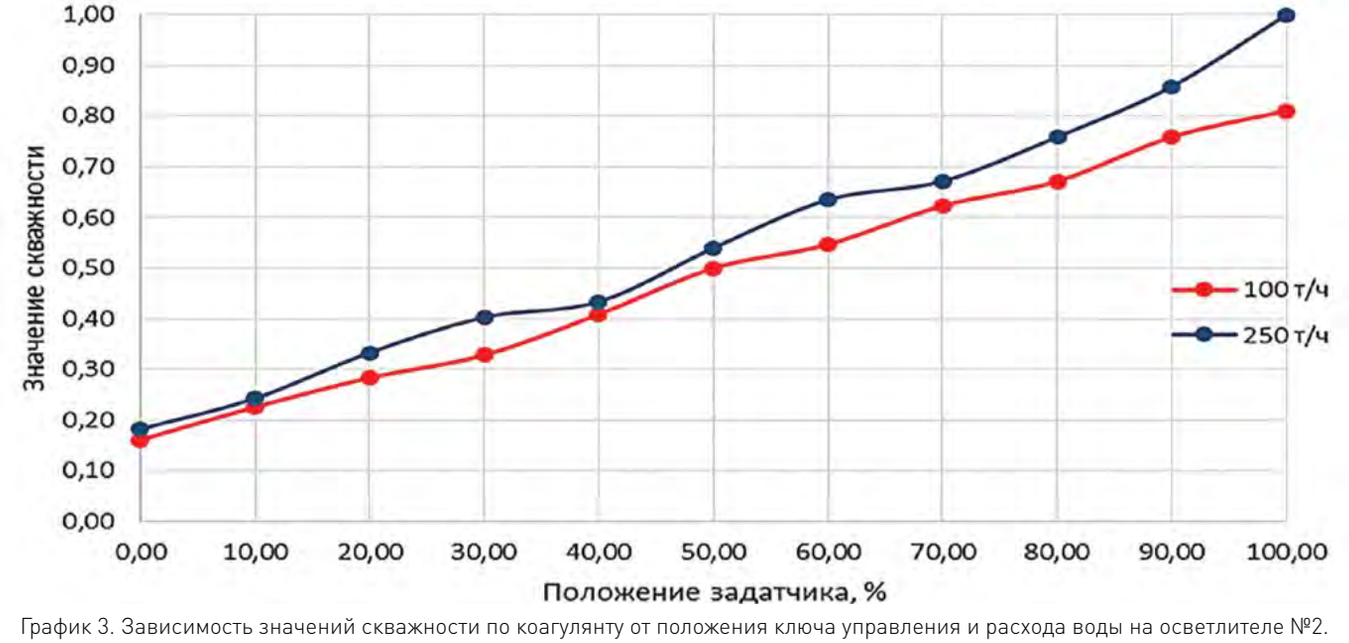


График 3. Зависимость значений скважности по коагулянту от положения ключа управления и расхода воды на осветлителе №2.

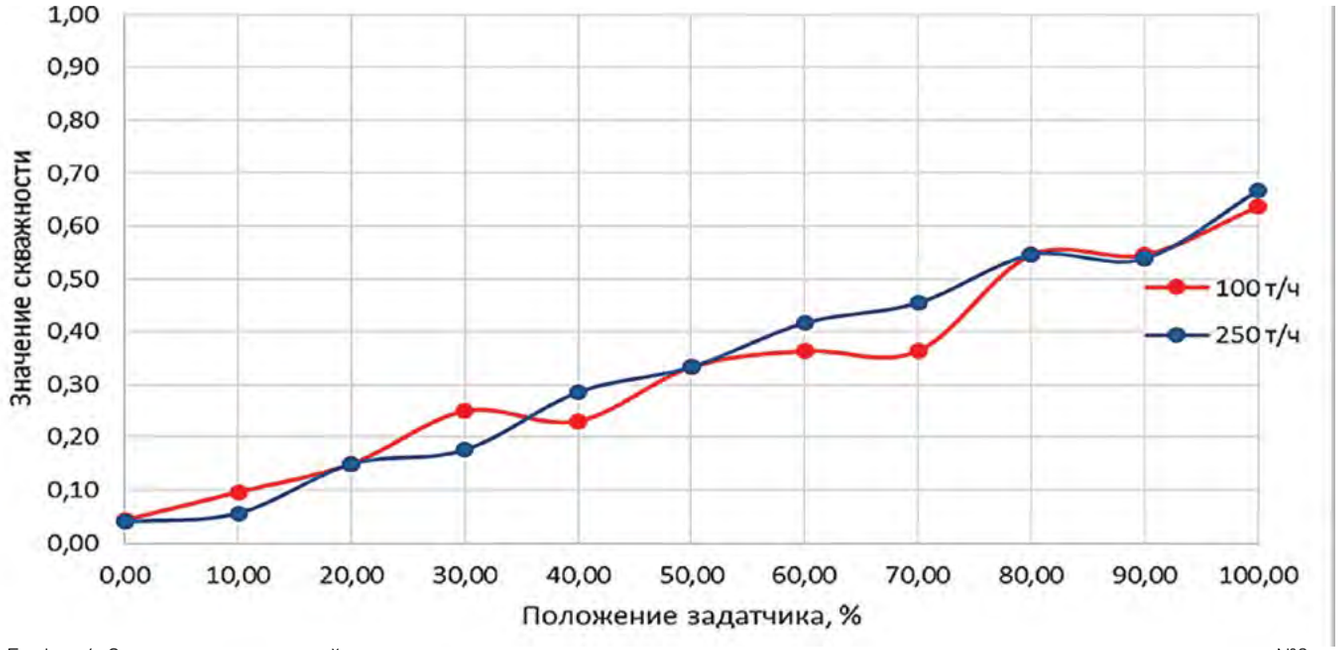


График 4. Зависимость значений скважности по коагулянту от положения ключа управления и расхода воды на осветлителе №3.

Стоимость проведения модернизации с использованием существующей панели на основании технико-коммерческого предложения ООО «Элемент», производивших ее монтаж, составит 825 456 рублей.

Экономический эффект от внедрения мероприятия составит: $Эф_3 = \Delta q_{коаг} * Q_{сыр.вода} * Ц_{коаг}/1\ 000\ 000 = (50-37)*1\ 723\ 439*10\ 500/1\ 000\ 000 = 235\ 249$ рублей.

Суммарный экономический эффект от реализации мероприятий составит: $Эф_{сумм} = Эф_1 + Эф_2 + Эф_3 = 6\ 549\ 068 + 803\ 894{,}4 + 230\ 769 = 7\ 583\ 731{,}4$ руб.

Срок окупаемости составит 0,25 года.

Данное предложение применимо для всех филиалах, эксплуатирующих осветлители с известкованием и коагуляцией.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе реализации рассмотренных мероприятий был улучшен режим работы осветлителя, увеличены фильтроциклы механических фильтров и блоков фильтров. Снижены затраты на потребление исходной воды, потребление тепла на ее подогрев, реагенты и электроэнергию.

ЛИТЕРАТУРА

А.С. Копылов, В.М. Лавыгин, В.Ф. Очков. Водоподготовка в энергетике М.: Издательский дом МЭИ, 2006.

ПАО «МОЭК»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АС «ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ГОРОДА МОСКВЫ

Автор: Ащёкин Анатолий Алексеевич.

О КОМПАНИИ

ПАО «МОЭК» является единой теплоснабжающей организацией Москвы и обеспечивает централизованное отопление и горячее водоснабжение столицы в зоне действия ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», собственных источников теплоснабжения, а также других объектов тепловой генерации. Деятельность Компании включает транспорт, распределение и сбыт тепловой энергии, обеспечение работы и развитие централизованной системы теплоснабжения, а также генерацию тепловой энергии.

ПАО «МОЭК» является оператором самой протяженной теплоэнергетической системы в мире: в эксплуатации Компании находится свыше 16 тыс. км тепловых сетей, в том числе 8 тыс. км магистральных и 8 тыс. км — разводящих. Также Компания эксплуатирует свыше 10 тыс. тепловых пунктов и 24 насосные станции. В составе Компании – 142 источника генерации тепловой энергии (в т.ч. 45 районных и квартальных тепловых станций, 97 малых котельных) установленной тепловой мощностью 5 тыс. Гкал/ч.

Объем полезного отпуска тепловой энергии потребителям (включая собственную выработку и покупную тепловую энергию) в 2020 году составил более 72 млн Гкал.

ВВЕДЕНИЕ

Целью данного проекта является определение направлений повышения энергетической и экономической эффективности работы оборудования центральных тепловых пунктов ПАО «МОЭК» без существенных капитальных затрат – при помощи уже существующей и действующей системы сбора и передачи показателей технологических параметров в АС «Диспетчеризация».

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов является актуальной задачей повышения эффективности деятельности компании.

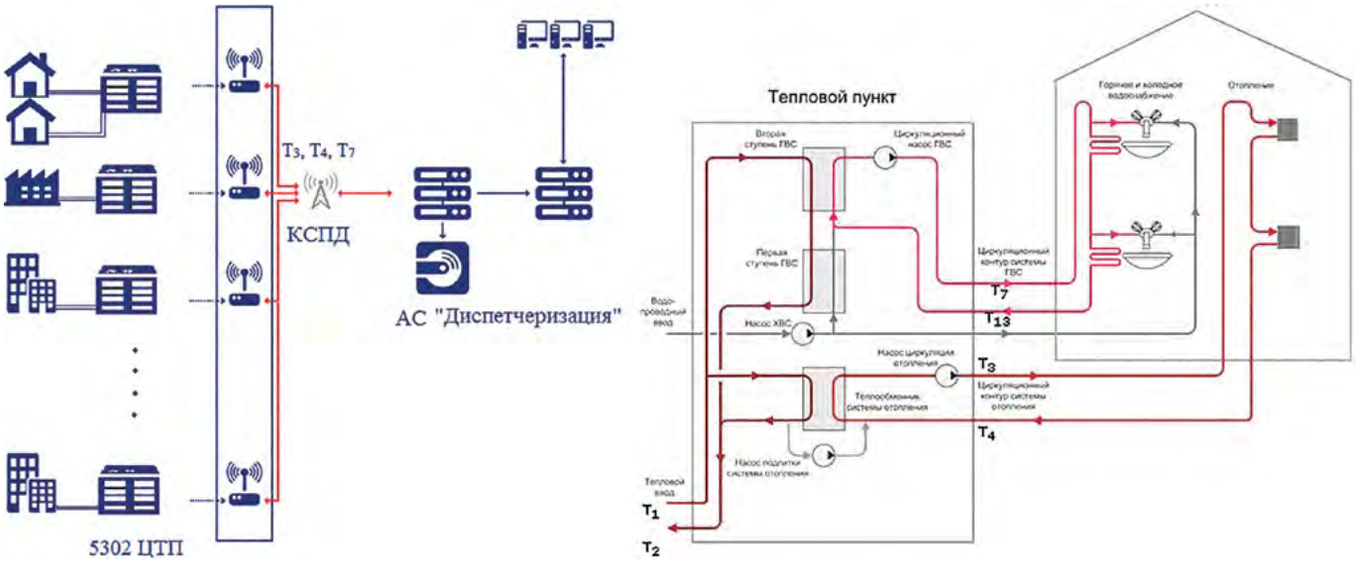
Из 10254 ЦТП и ИТП, эксплуатируемых ПАО «МОЭК», диспетчеризированы 4273 шт. Ещё 1029 ЦТП передают данные в систему, но не числятся в эксплуатационной ответственности ПАО «МОЭК».

В данном проекте предлагается осуществлять контроль за тремя параметрами, собираемыми на постоянной основе в АС «Диспетчеризация», отклонение значений каждого из них свидетельствует о неэффективности использования энергетических ресурсов. Эти параметры включают:

$\Delta T = (T_3 - T_4)$ – разность температуры воды в подающем трубопроводе на выходе из ТП к системам ЦО и температуры воды в обратном трубопроводе на вводах в тепловой пункт из систем ЦО. Занижение данного параметра относительно температурного графика говорит о возможном несоответствии циркуляционного расхода в контуре отопления фактической тепловой нагрузке, и, следовательно, указывает на избыточный расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов отопления.

T_4 – среднесуточная фактическая температура воды в обратном трубопроводе на вводе в тепловой пункт из систем ЦО (вентиляции). Занижение данного параметра относительно температурного графика свидетельствует о возможном наличии недотопа в помещении потребителя (или его части), которая получает теплоноситель с меньшей температурой, нежели предусмотрено проектом и установленными отопительными приборами, и, следовательно, говорит о возможном недоотпуске тепловой энергии.

T_7 – среднесуточная фактическая температура горячей воды в подающем трубопроводе на выходе из теплового пункта к системам ГВС. Превышение этой температуры над значением 60 °С говорит о потенциальном перерасходе тепловой энергии на приготовление ГВС, а отпуск воды с температурой выше 60 °С в систему потребителя оплачивается по тому же тарифу, что и 60 °С – дополнительно



затраченная на подогрев ГВС тепловая энергия не оплачивается и является прямыми финансовыми потерями Общества.

ПЕРЕРАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПЕРЕКАЧКУ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Показатель, фиксируемый АС «Диспетчеризация», указывающий на вероятность превышения циркуляционного расхода в системе отопления:

$$\Delta T = (T_3 - T_4)$$

Условие обнаружения завышенного циркуляционного расхода:

$$(T_3^{ф} - T_4^{ф}) < (T_3^{гр} - T_4^{гр})$$

Занижение данного параметра относительно температурного графика говорит о том, что система теплопотребления абонента не успевает снять расчетное количество тепла за время оборота теплоносителя в системе отопления, что может свидетельствовать об одной из следующих причин:

- завышение циркуляционного расхода теплоносителя в системе отопления;
- ухудшение параметров теплосъема на теплопотребляющем оборудовании (накипь, теплоизоляция);
- несоответствие расчетной и фактической тепловой нагрузки потребителя.

Из 5302 ТП, передающих в АС «Диспетчеризация» параметры Т3 и Т4, на 1186 выявлено превышение циркуляционного расхода.

Расчетный расход в системе отопления определяется по формуле

$$g_c^{р} = \frac{1000}{(T_3^{гр} - T_4^{гр})},$$

где, $(T_3^{гр} - T_4^{гр})$ – разность температуры воды в подающем трубопроводе на выходе из ТП к системам ЦО и температуры воды в обратном трубопроводе на вводах в тепловой пункт из систем ЦО в соответствии с температурным графиком.

Таким образом, фактический расход воды на отопление составит:

$$g_c^{ф} = g_c^{р} \cdot \frac{(T_3^{гр} - T_4^{гр})}{(T_3^{ф} - T_4^{ф})},$$

где $g_c^{р}$ — расчетный расход сетевой воды на 1 Гкал/ч нагрузки системы отопления при $(T_3^{гр} - T_4^{гр})$ в соответствии с температурным графиком.

$(T_3^{ф} - T_4^{ф})$ – фактическая разность температуры воды в подающем трубопроводе на выходе из ТП к системам ЦО и температуры воды в обратном трубопроводе на вводах в тепловой пункт из систем ЦО.

Расход электроэнергии на перекачку избыточного расхода теплоносителя можно определить по формуле:

$$\Delta Э_п^{ф} = \frac{\Delta g_c^{ф} \cdot Q_o^{р} \cdot \Delta p}{367 \cdot \eta_{ну}},$$

где $Q_o^{р}$ — расчетная тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч;

Δp — напор, создаваемый циркуляционным насосом, м. вод. ст.;

$\eta_{ну}$ — КПД насосной установки;

$\Delta g_c^{ф} = g_c^{р} \cdot (\frac{(T_3^{гр} - T_4^{гр})}{(T_3^{ф} - T_4^{ф})} - 1)$ – избыточный расход теплоносителя на 1 Гкал/ч присоединенной нагрузки.

Потенциальный эффект от устранения перерасхода теплоносителя в контуре отопления на 1186 ЦТП составляет 4,9 млн. кВт*ч в год (за 205 суток отопительного периода).

НЕДООТПУСК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМУ ОТОПЛЕНИЯ

Показатель, фиксируемый АС «Диспетчеризация», указывающий на вероятность недоотпуска тепловой энергии в систему отопления:

T_4

Условие обнаружения возможного недоотпуска тепловой энергии:

$$20\ °C < T_4^{ф} < 0{,}85 * T_4^{гр}$$

Занижение данного параметра относительно температурного графика говорит о том, что система теплопотребления абонента может снять большее количество тепла за время обращения теплоносителя в системе отопления, что может свидетельствовать об одной из следующих причин:

- несоответствие расчетной и фактической тепловой нагрузки потребителя;
- заниженная циркуляция теплоносителя;
- подключение дополнительных потребителей к системе отопления.

Из 5302 ТП, передающих в АС «Диспетчеризация» параметр T_4, на 935 выявлен возможный недоотпуск тепловой энергии.

Расчет величины недоотпуска производится из теплового баланса ТП:

$$Q_{необх} = Q_{факт} + Q_{недоотпуск}$$

где, $Q_{необх}$ – количество тепловой энергии, необходимое потребителю при текущей температуре наружного воздуха $t_н$;

$Q_{факт}$ – количество тепловой энергии, фактически потребленное при текущей температуре наружного воздуха $t_н$;

$Q_{недоотпуск}$ – недоотпуск тепловой энергии при текущей температуре наружного воздуха $t_н$.

Таким образом,

$$Q_{недоотпуск} = Q_{необх} - Q_{факт} = (Q_{дог} \cdot \frac{t_i - t_н}{t_i - t_o}) \cdot \tau - Q_{факт}$$

где $Q_{дог}$ – договорная нагрузка потребителя на расчетную температуру наружного воздуха для проектирования отопления t_o;

t_i – расчетная температура внутреннего воздуха в отапливаемых зданиях (при отсутствии данных для целей данного расчета можно принять +20 °С);

$t_н$ – средняя температура наружного воздуха за период τ;

$Q_{факт}$ – фактически отпущенное количество тепловой энергии по прибору учета за рассматриваемый период τ,

τ – время в часах в течение которого $T_4 < T_4^{граф}$

Потенциальный эффект от устранения недоотпуска тепловой энергии на 935 ТП составляет 234,4 тыс. Гкал за отопительный период.

ИЗБЫТОЧНЫЙ НАГРЕВ ВОДЫ ДЛЯ ГВС

Показатель, фиксируемый АС «Диспетчеризация», указывающий на избыточный нагрев воды в целях ГВС:

T_7

Условие обнаружения избыточного расхода тепловой энергии:

$$T_7^{ф} > 63°C$$

Завышение данного параметра говорит о том, что вода поступает в водоразборные точки с повышенной температурой, что не влияет на выручку Общества, однако приводит к финансовым потерям на приобретение/выработку тепловой энергии. Это может свидетельствовать об одной из следующих причин:

- завышенная уставка контроллера системы ГВС;
- неработоспособность системы автоматического регулирования температуры воды;
- некорректные показания измерительного прибора.

Из 5302 ТП, передающих в АС «Диспетчеризация» параметр T_7, на 234 выявлен избыточный расход тепловой энергии.

Фактическое количество тепловой энергии для приготовления горячей воды определяется по формуле:

$$Q_{факт}^{гвс} = V_{пот} \cdot \rho \cdot c \cdot (T_7^{факт} - T_{хв}) + Q_{цирк}^{гвс},$$

где $V_{пот.}$ – объем потребления ГВ по приборам учета,

ρ –плотность воды,

c – удельная теплоемкость воды,

$T_7^{факт}$ – средняя фактическая температура горя-

чей воды в подающем трубопроводе на выходе из теплового пункта к системам ГВС,

$T_{хв}$– температура холодной воды, поступающей из систем централизованного холодного водоснабжения.

$Q^{гвс}_{цирк}$ – расход тепловой энергии на циркуляцию ГВ в системе ГВС.

Необходимое количество тепловой энергии для приготовления горячей воды определяется по формуле:

$$Q^{гвс}_{необх} = V_{пот} \cdot \rho \cdot c \cdot (60 - T_{хв}) + Q^{гвс}_{цирк}$$

Тогда перерасход тепловой энергии на приготовление горячей воды:

$$Q^{гвс}_{изб} = V_{пот} \cdot \rho \cdot c \cdot (T_7^{факт} - 60)$$

А эффект может быть определен по формуле

$$Э = \sum Q^{гвс}_{изб} = 4693 \text{ Гкал}$$

Потенциальный эффект от устранения избыточного расхода тепловой энергии на ГВС на 234 ТП составляет 4,7 тыс. Гкал за отопительный период.

ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ

Предложенный проект представляет собой методику анализа технологических параметров, передаваемых в систему АС «Диспетчеризация» в реальном времени, и определения тепловых пунктов с наибольшими отклонениями, влияющими на качество предоставляемых услуг по отоплению и горячему водоснабжению с целью концентрации усилий эксплуатационных подразделений на наиболее важных областях.

Приоритезация и ранжирование критичности возникающих отклонений является наиболее доступным способом повышения удовлетворенности потребителей качеством услуг, не требующим существенных капитальных затрат и привлечения подрядных организаций. Устранение причин нарушений технологических параметров зачастую возможно без отключения теплоснабжения потребителей и производится персоналом в течение суток с момента обнаружения нарушения.

Совокупный эффект по всем трём предлагаемым направлениям может составить 240 тыс. Гкал тепла и 4,9 млн. кВт*ч электрической энергии. На тех ЦТП, которые не передавали параметры или передавали некорректные значения, может быть выявлен потенциал экономии после того, как система диспетчеризации будет отремонтирована или налажена, что увеличит суммарный экономический эффект данного проекта. Также, аналогичный анализ может быть проведен и на недиспетчеризированных ЦТП в ручном режиме, без использования АС «Диспетчеризация».

Риски для достижения рассчитанного эффекта включают в себя вероятность того, что отклонение передаваемых параметров на самом деле не свидетельствует о нарушении режима потребления и приведение их в норму к экономии не приведёт. Сюда входят недостоверные показания измерительных приборов или их установка с нарушениями, а также индивидуальные температурные графики для конкретных потребителей.

Второй фактор, влияющий на достижение эффекта – оценка размера капитальных затрат на устранение нарушения режима теплопотребления. При незначительных отклонениях режима, для устранения которых требуется замена оборудования и/или реконструкция ЦТП могут оказаться экономически невыгодными – либо не окупаемыми, либо со сроками окупаемости более 10 лет. Экономическую целесообразность выполнения того или иного мероприятия необходимо определять на этапе обследования теплового пункта специалистами профильного подразделения.

Учитывая, что выявление ЦТП с потенциальным отклонением режимов осуществляется с использованием существующей автоматизированной системы и штатными сотрудниками ПАО «МОЭК» фактически без затрат, а экономическая эффективность любых затрат на приведение режима функционирования в норму оцениваются на этапе обследования ТП, данный проект характеризуется низким риском недостижения планируемых показателей.

Результаты применения данного проекта в ПАО «МОЭК» в течение 2020 года представлены в *таблице 1*.

После надлежащей проработки количество потенциальных эффектов от данного проекта может быть увеличено за счёт анализа параметров давления в теплосети для поиска утечек и/или бездоговорного потребления тепловой энергии.

Аналогичный проект может быть реализован и в других теплоснабжающих компаниях с внедренной

Таблица 1. Результаты проекта в ПАО «МОЭК» в течение 2020 года.

ПАРАМЕТРЫ	Завышение циркуляционного расхода	Недоотпуск тепла	Завышение температуры ГВС
Кол-во ЦТП, на которых достигнут эффект	240	90	110
Величина экономии	2 122 тыс. кВт*ч	28 020 Гкал	10 854 Гкал
Суммарная экономия	10,82 млн. руб	39,18 млн. руб	10,76 млн. руб

диспетчеризаций тепловых пунктов, позволяющей выгружать и обрабатывать в автоматическом режиме среднесуточные показатели Т3, Т4 и Т7 за произвольный период времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Распоряжение Р-201/8 «О вводе в промышленную эксплуатацию АС «Диспетчеризация» ОАО «МОЭК» в Аппарате управления и филиалах».

2. Распоряжение Р-11/19 «О введении в действие Регламента взаимодействия структурных подразделений филиалов ПАО «МОЭК» с подрядной организацией при эксплуатации АС «Диспетчеризация».

3. Приказ ПАО «МОЭК» №П-33/20 «О вводе в промышленную эксплуатацию программного обеспечения АС «Диспетчеризация».

4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. 2001г.

5. Манюк В.И. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей.

ПАО «МОЭК»

ЗАЩИТА ПРИБОРОВ И АВТОМАТИКИ ПРИ КРАТКОВРЕМЕННЫХ НАРУШЕНИЯХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Авторский коллектив:
Багаутдинов Ильяс Наилевич,
Андросов Егор Петрович.

ПАО «МОЭК» — единая теплоснабжающая организация Москвы.

Публичное акционерное общество «Московская объединенная энергетическая компания» обеспечивает централизованное отопление и горячее водоснабжение столицы в зоне действия ТЭЦ «Мосэнерго», собственных источников теплоснабжения, а также других объектов тепловой генерации, за исключением небольших локальных районов теплоснабжения от изолированных ведомственных и корпоративных тепловых источников.

В настоящее время приборы и контроллеры автоматики, практически не защищены от кратковременных сетевых помех. В связи с отсутствием защиты и перепадами при аварийных переключениях на электрических вводах происходит большое количество аварий, связанных с выходом из строя блоков питания. Поломка блока питания влечет за собой выход из строя контроллеров автоматики, а это в свою очередь, приводит к нарушению режимов работы тепловых пунктов и возникновению аварийных ситуаций. Это приводит к нарушению качества поставляемых услуг и влечет за собой, соответственно, экономические и потери.

Установка сетевых фильтров перед блоком питания контроллеров автоматики позволит добиться:

1) Снижения рисков выхода из строя контроллеров автоматики, поскольку установка сетевых фильтров позволит защитить блоки питания контроллеров от выхода из строя, связанных с кратковременными сетевыми помехами.

2) Снижения расходов на ремонт контроллеров автоматики. В настоящее время ПАО «МОЭК» тратит значительные суммы на ремонт и восстановление приборов и контроллеров. В первую очередь это новые блоки питания, а также привлечение подрядных организаций для выполнения работ.

3) Снижение рисков, связанных с некачественным предоставлением услуг по подогреву воды. В связи с выходом из строя приборов и контроллеров автоматики, происходит недостаточный подогрев воды, либо значительный перегрев. Интервал от подачи заявки на ремонт контроллера до выезда специалиста и непосредственного ремонта занимает достаточно продолжительное время. Все это время к настройкам на данном объекте предъявляется повышенное внимание. Все параметры устанавливаются в ручном режиме – необходим постоянный регулярный контроль.

4) Увеличить надежность и срок службы контроллеров автоматики.

5) Производить монтаж собственными силами.

6) Сократить расходы на подогрев воды на время ремонта контроллеров автоматики.

7) Снизить затраты на ремонт контроллеров автоматики, связанный с выходом из строя блока питания.

ПАО «МОЭК»

СОКРАЩЕНИЕ РАСХОДОВ НА УСТАНОВКУ ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ

Автор: Севрюков Александр Александрович.

Публичное акционерное общество «Московская объединенная энергетическая компания» обеспечивает централизованное отопление и горячее водоснабжение столицы в зоне действия ТЭЦ «Мосэнерго», собственных источников теплоснабжения, а также других объектов тепловой генерации, за исключением небольших локальных районов теплоснабжения от изолированных ведомственных и корпоративных тепловых источников. Деятельность компании включает транспорт, распределение и сбыт тепловой энергии, обеспечение деятельности и развитие централизованной системы теплоснабжения, а также генерацию тепловой энергии. ПАО «МОЭК» является оператором самой протяженной теплоэнергетической системы в мире: в эксплуатации компании находится свыше 16440,1 км тепловых сетей, в том числе порядка 8066,6 км магистральных и 8373,5 км — разводящих. Также компания эксплуатирует свыше 10 тыс. тепловых пунктов из которых около 40 % оснащены системой диспетчеризации. На данных момент количество тепловых пунктов, не оснащенных системой диспетчеризации около 6 тыс. штук.

Дооснащение тепловых пунктов ПАО «МОЭК» системой диспетчеризации (система диспетчеризации – информационная система дистанционного контроля параметров на тепловом пункте, для передачи параметров используются различные датчики, в том числе датчики температуры) является актуальной темой. Однако процесс установки врезных датчиков, которые используются сейчас, несет в себе ряд недостатков. Предлагается внедрение и использование накладных датчиков температуры для системы диспетчеризации, так как это позволит сократить расходы на установку, при том, что накладные приборы ничем не уступают врезным.

Датчик ТСПУ 014П-Оп-4/20 (*рис .1*) компании ЗАО СКБ «Термоприбор» (Производство: Московская область, г. Королев) внесен в Государственный Реестр Средств Измерений (далее ГРСИ). Прибор является контактным термопреобразователем и предназначен для контроля температуры поверхности трубопроводов различного назначения, в том числе горячего водоснабжения и отопления. Конструкция включает герметичный поликарбонатный корпус со степенью защиты IP65. Установка осуществляется с помощью стального хомута, который входит в комплект поставки.

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАКЛАДНЫХ ДАТЧИКОВ:

1. Отсутствие необходимости проведения сварочных работ на трубопроводе для установки датчика.

2. Отсутствие необходимости дренирования теплоносителя и приостановки подачи теплоносителя на тепловом пункте.

3. Удобная и быстрая организация точки измерения, по сравнению с врезным датчиком.

4. Возможность оперативной замены без отключения технологических процессов в тепловом пункте.

Рис. 1. Накладной датчик температуры.

5. Возможность измерений на трубопроводах с малым диаметром, где врезка с гильзой не возможна.

6. Нет необходимости расширять номенклатуру изделий для монтажа, таких как: бобышка приварная для крепления, гильза для установки в бобышку, заполнение гильзы маслом;

Накладной датчик опережает врезной по ряду важных технических характеристик (*табл. 1*).

При эксплуатации накладных датчиков также необходимо учитывать тот факт, что, инерционность накладных датчиков всегда выше инерционности врезных датчиков (инерционность – некоторое запаздывание в измерении значения регулируемого параметра в данный момент времени). Вследствие этого накладываются определенные ограничения на применение накладных приборов в быстродействующих системах регулирования температуры теплоносителя. Так как мы предлагаем использовать накладные датчики температуры для системы Диспетчеризации, которая не влияет на процесс и качество регулирования, а только имеет значение средняя величина за час или за сутки, неделю и т.д, то такой показатель как высокая инерционность не будет является минусом.

ЭТАПЫ РЕАЛИЗАЦИИ

1. Создание списка абонентов, которые будут оснащаться системой диспетчеризации, выявление количества необходимых датчиков температуры для установки на этих тепловых пунктах.

2. Централизованный заказ датчиков в рамках ремонтной деятельности Общества с доставкой на склад.

3. Распределение приборов по предприятиям Общества, в зависимости от необходимого количества датчиков в конкретном предприятии.

4. Установка датчиков силами предприятий на тепловых пунктах в рамках технического обслуживания тепловых пунктов.

При незначительной разнице в цене накладного датчика по сравнению с врезным, который используется сейчас (накладной дороже врезного на 350 рублей), имеется значительная экономия средств, за счет преимуществ накладных датчиков, описанных выше.

Если учесть затраты на установку врезного датчика (сварочные работы, приостановка подачи теплоносителя, дренирование теплоносителя), то установка одного врезного датчика выгоднее примерно на 1700 р., даже с учетом того, что накладной дороже врезного на 350 р.

Для однозонного теплового пункта при оснащении системой диспетчеризации необходимо как минимум 4 датчика температуры (прямой и обратный трубопровод ГВС и отопления соответственно), но так как не все тепловые пункты однозонные, для двузонного теплового пункта нужно 8 датчиков, справедливо принять среднее значение количества датчиков за 5 шт.

Таблица 1. Сравнение основных технических характеристик накладного и врезного датчиков.

ХАРАКТЕРИСТИКА	Накладной датчик	Врезной датчик
Диапазон температуры, градус	0-150	0-150
Потребляемая мощность, Вт	Не более 0,6	Не более 0,8
Диаметр трубопровода, мм	40-200	60-200
Степень защиты	IP65	IP65
Погрешность, %	0,5	1,0
Инерционность, сек	20	10
Токовый сигнал, мА	4-20	4-20

Выгода при установке накладных датчиков по сравнению с врезными на одном тепловом пункте составляет 8750 р. (выгода с одного датчика 1750 при среднем количестве датчиков – 5 шт.)

Так же при использовании накладных датчиков требуется меньше трудозатрат (не задействуются сварщики, электромонтеры и т.д.)

Если тепловые пункта ПАО «МОЭК» оснастить системой диспетчеризации с помощью накладных датчиков температуры вместо врезных, то выгода составит около 52 млн. рублей.

Нельзя не отметить тот факт, что установка накладных датчиков температуры более безопасна, так как не требуется сварочных работ, выполняющихся по наряду-допуска, тем самым минимизируется количество потенциальных травм и ожогов персонала. По техническим характеристикам накладные датчики не уступают врезным и их можно использовать для нужд системы диспетчеризации.

Использование накладных датчиков температуры для системы Диспетчеризации несет в себе большой потенциал, заключающийся в экономии денежных ресурсов. Их установка более безопасна, так как не требует проведения сварочных работ и слива воды из трубопровода, так же нет необходимости задействовать сварщика и электромонтера для установки. При этом в эксплуатации накладные датчики не уступают врезным.

ЛИТЕРАТУРА

1. http://www.termopribor.msk.ru *ЗАО СКБ «Термоприбор».*

2. http://econix.com/ *НПП «ЭКОНИКС».*

3. https://sovet-ingenera.com/ *Интернет-энциклопедия по обустройству сетей инженерно-технического обеспечения.*

ПАО «НОВАТЭК»

РЕГЕНЕРАЦИЯ НИЗКОКОНЦЕНТРИРОВАННОГО РАСТВОРА МЕТАНОЛА НА ПРИМЕРЕ ОАО «ЯМАЛ СПГ»

Автор: Бейсенов Антон Бекболатович.

Регенерация метанола является актуальной и значимой темой, так как возможность многократного использования ингибитора гидратообразования на объектах добычи углеводородов позволяет минимизировать экологические риски, связанные с транспортировкой активного продукта и снизить операционную себестоимость.

В настоящее время в группе компаний ПАО «НОВАТЭК» наряду с вторичным использованием водометанольного раствора (ВМР), применяется огневая регенерация ВМР.

Эксплуатация установок регенерации метанола (УРМ) осложняется отложением солей жесткости (накипи) на внутренних поверхностях оборудования из-за высокой минерализации пластовой воды. Для снижения скорости образования отложений и пе-риодичности чисток оборудования на УРМ АО «АРКТИКГАЗ» используют добавки ортофосфорной кислоты (тринатрийфосфат), а на УРМ в ОАО «Ямал СПГ» применяют импортную присадку.

УСТАНОВКА РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА

Установки регенерации метанола (УРМ) имеют следующие достоинства и недостатки:

Достоинства:

• Отработанность технологии. Установки регенерации применяются более 40 лет в промышленности.

• Классический набор оборудования. В состав УРМ входят теплообменные аппараты, колонна ректификации и прочее оборудование, которое применятся практически на всех газоконденсатных промыслах в группе компаний ПАО «НОВАТЭК».

Недостатки:

• Отложение солей. При нагреве ВМР происходит отложение солей и образование накипи на внутренних элементах аппаратов.

• Энергоемкость процесса. Рабочая температура в процессе регенерации от 100°С до 130°С, при этом, для нагрева всего объема водометанольного раствора необходимо израсходовать большое количество топливного газа или какого-то другого теплоносителя.

• Ограничение по концентрации ВМР. ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» при проектировании УРМ считает нецелесообразным проводить процесс регенерации ВМР с концентрацией метанола менее 13%, т.к. это влечет за собой:

- повышенное содержание солей на 1 кг ВМР;

- повышенный удельный расход топливного газа или другого теплоносителя на 1 тонну вырабатываемого метанола;

- увеличение габаритов аппаратов (теплообменников, количества тарелок в колонне ректификации).

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Эксплуатация УРМ осложняется отложением солей жесткости (накипи) на внутренних поверхностях оборудования из-за высокой минерализации пластовой воды.

Основное оборудование УРМ, которое подвергается солеотложению – это теплообменники и внутренние элементы колонн ректификации (*рис. 2*). При чистке химическими реагентами (кислотами, щелочью) имеется риск кислотной коррозии тру-

Рис. 1. Установка регенерации метанола.

Рис. 2. Чистка теплообменников и колонн УРМ ОАО «Ямал СПГ».

Рис. 3. Внешний вид отложений из ВМР.

бопроводов, повреждение фланцевых прокладок, сальников запорно-регулирующей арматуры (ЗРА).

Работа с химическими реагентами может оказать негативное влияние на здоровье человека и требует высокой квалификации работников (опыт работы в химической промышленности).

Сводные показатели по ОАО «Ямал СПГ» и АО «АРКТИКГАЗ» по количеству чисток и расходу присадки за 2019 год представлены в *таблице 1*.

ДИНАМИКА ОБЪЕМА ВМР И РАСХОДА ПРИСАДКИ

По мере выработки Южно-Тамбейского месторождения ОАО «Ямал СПГ», с ростом обводнения фонда скважин, увеличивается объем ВМР. В прогнозе на 2029 год объем составит 580 тыс.т/год. (*график 1*). С ростом объемов ВМР увеличится расход присадки солеотложения (*график 2*).

В прогнозе на 2029 год расход присадки будет 116 т/год, что в денежном эквиваленте составит 48 млн руб./год (в ценах на 2029 г. с учетом инфляции).

РЕГЕНЕРАЦИЯ МЕТАНОЛА ПОД ВАКУУМОМ

На *рис. 3* представлен внешний вид отложений солей жесткости, образующихся из ВМР.

Лабораторный анализ компонентного состава отложений, образующихся из ВМР представлен в *таблице 2*.

На основании лабораторного анализа можно сказать, что карбонатная жёсткость по кальцию, магнию и барию водометанольного раствора находится в диапазоне от 7 до 15°d (немецкий градус), при этом при 60°С все карбонаты переходят в твёрдое состояние (*таблица 3*) – источник [7]. Опытным путём определена температура кипения как 58°С, при которой карбонаты не выпадают в осадок. Следовательно, если проводить процесс регенерации ВМР при температуре ниже или равной 58°С, то можно уйти от проблемы солеотложения.

Таблица 1. Количество чисток и расход присадки за 2019 год.

ПРЕДПРИЯТИЕ	ЧИСТКА		ПРИСАДКА	
	с присадкой, раз/год	без присадки, раз/год	т/год	тыс.руб./год
ОАО «Ямал СПГ»	4	52	40,4	11400
АО «АРКТИКГАЗ»	2	26	0,4	23,8

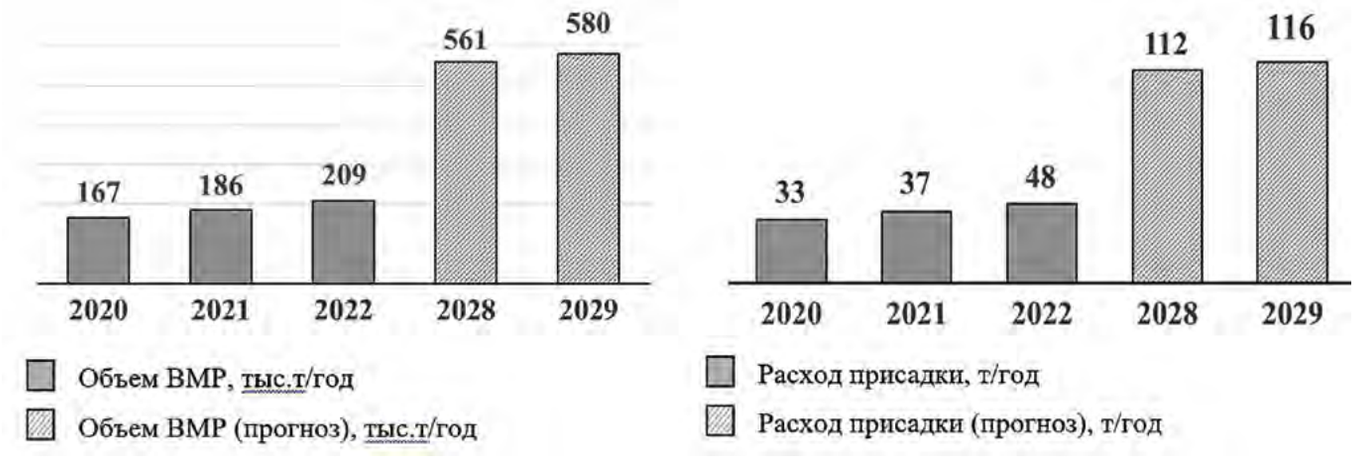


График 1, 2. Динамика роста объемов ВМР и расхода присадки.

На входе в УРМ ОАО «Ямал СПГ» средняя концентрация метанола в ВМР составляет 25%. Согласно *графика 3*, ВМР 25% при абсолютном давлении 1 кгс/см^2 начинает кипеть при температуре около 80°С (Точка 1) – источник [8]. Проведенные расчеты фазовых состояний ВМР показали, что при абсолютном давлении 0,2 кгс/см^2 и температуре 55°С (Точка 2) из раствора будет выделятся до 95% метанола с концентрацией ВМР 60%.

СХЕМА ВАКУУМНОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ВМР

На *рис. 4* представлена технологическая схема установки вакуумной регенерации ВМР.

ВМР с концентрацией от 5 до 25% поступает в конденсатор К1, где происходит его предварительный нагрев горячими парами метанола из испарительного десорбера И1. Далее подогретый ВМР поступает в теплообменник Т1, где происходит его нагрев до температуры 55 °С с помощью теплоносителя.

Далее нагретый ВМР поступает в испаритель десорбер И1, где стабильно поддерживается пониженное давление с помощью вакуумного насоса Н1. После испарителя И1 пары метанола поступают в кондесатор К1, а ВМР с остаточным содержанием метанола 2-3% на утитизацию.

Таблица 2. Компонентный состав отложений из ВМР.

Показатель	Результат, %
Кальций	12,13
Железо	6,51
Магний	1,96
Барий	1,29
Натрий	0,61
Марганец	0,04
Алюминий	0,04
Влага	23,55
Прочие	53,87

Таблица 3. Карбонатная жесткость ВМР.

КАРБОНАТНАЯ ЖЕСТКОСТЬ, °d	Время до начала образования камня, ч, при температуре воды			
	30°С	40°С	50°С	60°С
7	120	48	24	менее 0,1ч
10	120	24	5	менее 0,1ч
15	120	24	1	менее 0,1ч

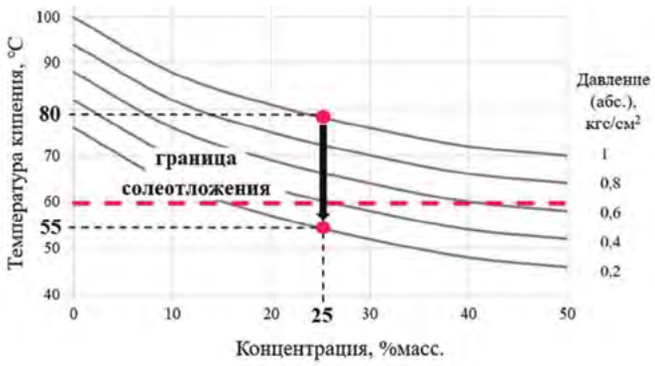


График 3. Зависимости температуры кипения ВМР от концентрации метанола и давления.

Горячие пары метанола, поступающие в конденсатор К1 охлаждаются входящим потоком ВМР 5-25% и конденсируются. На выходе из К1 образуется 62% раствор, который можно подать на существующую установку регенерации.

Несконденсировашиеся пары воды и растворенные газы из ВМР из К1 сбрасываются в атмосферу.

ПРИМЕНЕНИЕ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРОМЫСЛАХ

На действующих помыслах возможно использование установки вакуумной регенерации метанола в двух вариантах (*рис. 5*):

1. Там, где уже существует УРМ, предлагается схема с первичной вакуумной ступенью регенерации ВМР. Данное решение позволит уйти от проблемы солеотложения и существенно снизить нагрузку по сырью существующей УРМ.

2. Там, где нет УРМ, предлагается схема с первичной вакуумной регенерацией для повышения концентрации и подачи ВМР на кусты скважин, газосборные шлейфы.

Для новых проектов предлагается использовать установку вакуумной регенерации с колонной ректификации и получением метанола на выходе с концентрацией не менее 92%.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВАКУУМНОЙ УСТАНОВКИ

Существующий УРМ на Южно-Тамбейском месторождении ОАО «Ямал СПГ» состоит из двух технологический линий производительностью по 20 т/час каждая, соответственно, у установки вакуумной регенерации ВМР принята аналогичная производительность 40 т/час (*таблица 4*).

При внедрении установки вакуумной регенерации снизится загрузка существующей УРМ на 60%, т.к. вместо текущего исходного ВМР с концентрацией метанола 25% и расхода 40 т/час после предварительной вакуумной регенерации на УРМ будет подаваться ВМР с концентрацией метанола 60% и расходом 16 т/час (*таблица 5*).

Дополнительно сократится расход (циркуляция) теплоносителя для подогрева куба колонн ректификации, из-за уменьшения общей загрузки УРМ. В случае использования топливного газа для нагрева теплоносителя сократится его потребление.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Экономические показатели на 10 лет по установке вакуумной регенерации ВМР представлены в *табл. 6*.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки проекта проделана большая работа по глубокому изучению и аналитике современных технологий регенерации метанола. Проведен поиск разработчика процесса вакуумной регенерации, рассмотрено применение нового оборудования, ранее не использовавшегося в группе

Таблица 4. Параметры вакуумной установки.

Производительность по ВМР, т/час	40
Расход электроэнергии, МВт•час/год	1051
Обслуживающий персонал, чел	0
Ремонт, ЗИП, млн руб./год	1,8

Рис. 4. Схема вакуумной регенерации ВМР.

Рис. 5. Блок схема применения вакуумной регенерации ВМР.

Таблица 5. Снижение загрузки УРМ.

ВМР, ПОСТУПАЮЩИЙ НА УСТАНОВКУ ВАКУУМНОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ	Расход, тн/час	Концентрация, %
	40	
Метанол	10	25
Пластовая вода	30	
Стоки после вакуумной установки		
Метанол	0,48	2
Пластовая вода	23,52	
ВСЕГО	24	
Регенерированный ВМР после вакуумной установки		
Метанол	9,52	60
Пластовая вода	6,48	
ВСЕГО	16	
Снижение объема ВМР, подаваемого на существующую УРМ, %	60	

компаний ПАО «НОВАТЭК», которое входит в состав установки вакуумной регенерации ВМР.

Реализация проекта позволит:

1. Получить экономию средств от исключения присадок солеотложения.
2. Исключить работы по чистке оборудования от солей жесткости и сокращение времени простоя оборудования.
3. Регенерировать ВМР от 5% с любой минерализацией.
4. Сократить на 50% загрузку существующей УРМ ОАО «Ямал СПГ».

Предлагаемая проектом установка вакуумной регенерации ВМР применима как на объектах ОАО «Ямал СПГ», ООО «АРКТИК СПГ 1» ООО «АРКТИК СПГ 2», так и в будущих проектах в группе компаний ПАО «НОВАТЭК», а также на объектах других газодобывающих компаний.

Таблица 6. Экономические показатели.

Капитальные затраты, млн руб.	107,5
Эксплуатационные расходы, млн руб./год	4,9
Исключение присадки, млн руб./год	9,5
Исключение чистки оборудования, млн руб/год	6,9
NPV, млн руб.	59,4
Дисконтированный срок окупаемости, лет	7,1

ЛИТЕРАТУРА

1. Караваев М. М., Леонов В. Е., Попов И.Г., Шепелев Е.Т. Технология синтетического метанола. – Москва: Химия, 1984.

2. Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М.: Недра, 1986.

3. Гариева Ф.Р, Караванов А.А., Снигирёв С.В., Гаврилов В.И. Компьютерный расчет процесса ректификации: Учебное пособие/ КГТУ. Казань 2006.

4. Бублей А. Л. Диссертация: Разработка эффективных схем разделения метанолсодержащих растворов в технологии подготовки газа и газового конденсата.

5. Булкатов А. Н. Современные технологии производства метанола и проблемы экологической безопасности. // Нефтепереработка и нефтехимия, 2008. № 6.

6. Ефимович Д. О., Махмутов Р. А. Совершенствование процесса регенерации метанола. // Технические науки, 2016.

7. Шафлик В. Современные системы горячего водоснабжения. - К.: ДП ИПЦ «Такі справи», 2010

8. Стабников В.Н., Ройтер И.М., Процюк Т.Б., Этиловый спирт. // Пищевая промышленность, 1976, стр.77.

ООО «НОВАТЭК -ПУРОВСКИЙ ЗПК»

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТДЕЛЕНИЯ СТАБИЛИЗАЦИИ УСТАНОВКИ, СТАБИЛИЗАЦИИ И ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ КОНДЕНСАТА II ОЧЕРЕДИ ПРОИЗВОДСТВА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Авторский коллектив:
Азнабаев Дмитрий Русланович,
Алёшин Андрей Александрович.

ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК» – предприятие по переработке нестабильного газового конденсата, продукцией которого являются стабильный газовый конденсат и ШФЛУ.

ВВЕДЕНИЕ

Газовыми конденсатами называют смесь тяжелых углеводородов, иногда называемая газовым бензином, выделяемая из газа перед его отправкой в магистральные газопроводы, а также жидкая смесь тяжелых углеводородов, выносимая газом из скважин в капельном виде и отделяемая от газа методом низкотемпературной сепарации. Пласто-вая продукция ряда месторождений наряду с га-зообразными компонентами содержит также пентан и более тяжелые углеводороды (C_5+), смесь кото-рых принято называть газовым конденсатом.

Наряду с углеводородами C_5+ конденсаты содержат также пропан, бутан и другие соединения.

Одни конденсаты обладают ярко выраженным метановым характером, в других преобладают нафтеновые или ароматические углеводороды.

Газовый конденсат одного и того же месторождения может иметь различные показатели.

Это зависит, с одной стороны, от снижения пластового давления месторождения в ходе разработки, с другой – от режима эксплуатации установок, где производится выделение тяжелых углеводородов из газа. Углеводородные конденсаты, получаемые при добыче природного газа, необходимо подвергать стабилизации перед дальнейшей переработкой с целью извлечения низкокипящих углеводородов (до C_4-C_5), а при переработке сернистого конденсата - и сероводорода.

Газовый конденсат, в основном, это прозрачная жидкость, но в зависимости от глубины, с которой она была извлечена, цвет может меняться от бледно-желтого до желтовато-коричневого из-за примесей нефти.

Газовый конденсат содержит в своем составе углеводороды от этана до гептана, включительно.

Как товарный продукт нестабильный газовый бензин не находит применения, но входящие в его состав пропан, изобутан, н-бутан, изо-пентан и т.д., а также стабильный газовый бензин, имеют широкое применение.

В данной статье рассматривается установка стабилизации и фракционирования конденсата УСФК-2 ПУРОВСКОГО ЗПК. Установка разработана и спроектирована ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» в 2008 году. В дальнейшем в связи с открытием новых газоконденсатных месторождений и увеличением деэтанизированного конденсата, поступающего на переработку построена и введена в эксплуатацию установка стабилизации конденсата УСК-3. Стабильный газовый конденсат с установки направляется на комплекс ООО «НОВАТЭК – Усть-Луга» для дальнейшей переработки, а широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) направляется на установку очистки сжиженных углеводородных газов (УО СУГ).

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Установка стабилизации газового конденсата состоит из 2 параллельно работающих технологических линий. Максимальная мощность установки по количеству перерабатываемого сырья составляет 550 м^3/ч, на одну технологическую линию 275 м^3/ч.

Отделение стабилизации предназначено для переработки деэтанизированного конденсата путем его ректификации на стабильный газовый конденсат и пропан-бутановую фракцию. Сырье из емкости Е-1 при помощи насоса Н-1 подается через рекуперативный теплообменник Т-1 в емкость Е-2

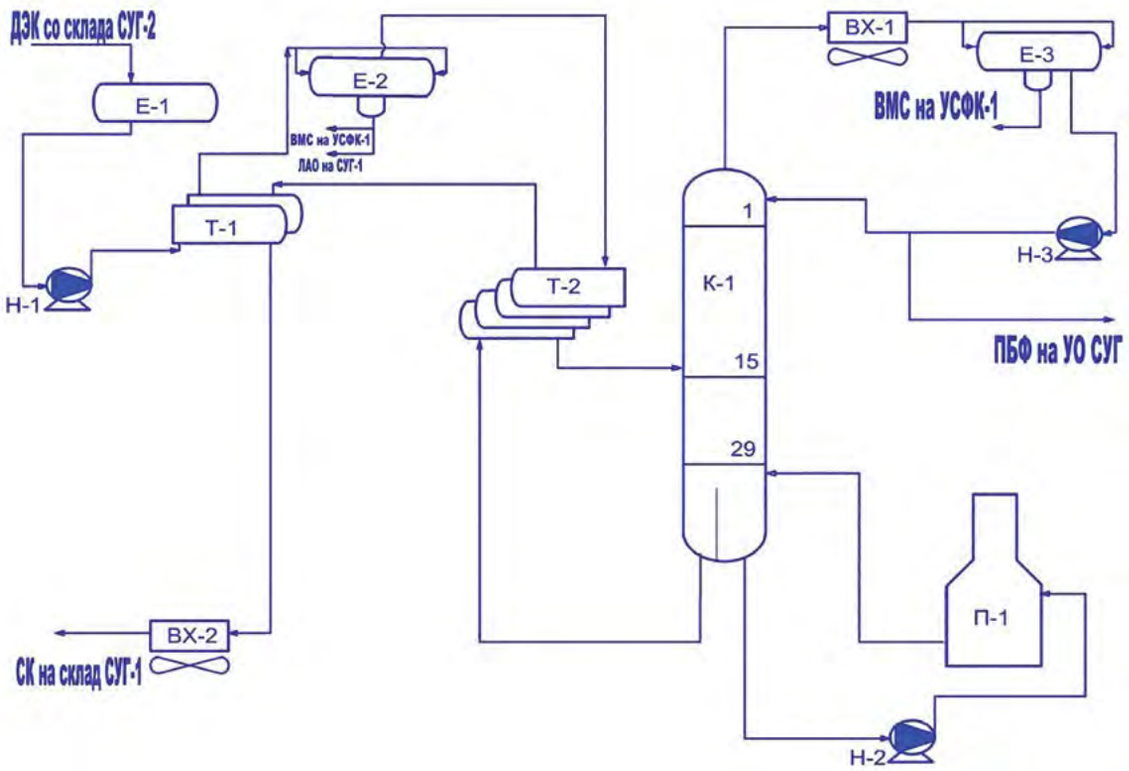


Рис. 1. Технологическая схема УСФК-2.

и далее через рекуперативные теплообменники Т-2 в колонну стабилизации К-1 на питательную тарелку. Колонна стабилизации представляет собой вертикальный аппарат с установленными в нем 29 клапанными тарелками Zulcer. Подача питания осуществляется на 15 тарелку. Нижняя часть колонны поделена на холодную и горячую зоны, по горячей зоне происходит циркуляция стабильного конденсата по схеме К-1→Н-2→П-1→К-1, тем самым подогретый в огневом подогревателе стабильный конденсат возвращается в колонну под нижнюю 29 тарелку в качестве теплоносителя. Разделение ДЭК на стабильный газовый конденсат и широкую фракцию легких углеводородов происходит при помощи процесса ректификации. За счет разницы температур кипения ШФЛУ, как более низкокипящий компонент поднимается вверх по тарелкам, на выходе из колонны пары ШФЛУ попадают в воздушный холодильник ВХ-1, откуда сконденсированный ШФЛУ поступает в емкость Е-3 и с помощью насоса Н-3 подается обратно в колонну в качестве флегмы, а балансовый избыток выводится на установку фракционирования и далее на УО СУГ, либо на склад. Стабильный газовый конденсат как высококипящий компонент поступает в нижнюю часть колонны и выводится с холодной зоны через рекуперативные теплообменники Т-2 и Т-1, далее охлаждается воздушными холодильниками ВХ-2 и отводится на склад.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТДЕЛЕНИЯ СТАБИЛИЗАЦИИ УСФК-2

В связи с перспективой открытия новых газоконденсатных месторождений и ожидаемым увеличением загрузок по сырью, а также его дальнейшей переработке возникает необходимость в модернизации системы конденсации ШФЛУ на выходе из колонны стабилизации газового конденсата. В настоящий момент данное предложение также актуально, так как при температуре окружающей среды более 20 ^{0}С и загрузке по сырью ДЭК свыше 260 м^3/ч аппараты воздушного охлаждения ШФЛУ работают на максимальных оборотах и не обеспечивают должную эффективность, особенно это очевидно в летнее время года, за счет чего происходит рост давления в колоннах стабилизации. Это в свою очередь приводит к вынужденному сбросу давления на факел и невозможности увеличения дальнейших загрузок по ДЭК на УСФК-2.

Немаловажное влияние также оказывает состав смеси ДЭК поступающий на установку, а именно

содержание ШФЛУ в нем. В ходе работы установки также замечено что переработка ДЭК с высоким содержанием ШФЛУ (свыше 27% и загрузке по ДЭК свыше 260 м³/ч) отрицательно сказывается на работе воздушных холодильников (в частности их слабой эффективностью) и превышении по токовым нагрузкам электродвигателей насосного оборудования перекачивающих ШФЛУ, следовательно, встает дополнительный вопрос о модернизации данных насосов.

Рассмотрев варианты для решения существующей проблемы и оценив возможность их внедрения, были предложены следующие возможности модернизации установки:

1. Установка скоростного винтового теплообменника на примере одной из технологических линий установки стабилизации газового конденсата на одной площадке с существующими аппаратами воздушного охлаждения ШФЛУ, включенным последовательно после воздушных холодильников (*рис. 2*).

Применение скоростных винтовых и интенсифицированных аппаратов за счет конструктивной организации эффекта, направленного винтового макровихревого движения сред в межтрубном пространстве и турбулентного потока в трубном пространстве позволяет достичь показателей ранее недостижимых в стандартных кожухотрубчатых аппаратах: высокая интенсивность процесса теплообмена; увеличенная зона поперечного вихревого омывания теплообменных труб; исключено образование застойных зон, способствующих появлению отложений и снижению теплопередачи; исключено влияние неконденсирующихся газов на интенсивность теплообмена, а также благодаря полной конденсации пара и глубокому охлаждению конденсата, отпадает необходимость в использовании охладителей и громоздких систем конденсатоотвода; за счет турбулентного движения среды, при котором происходит срыв частиц, стремящихся, к высаживанию на теплообменной поверхности достигается эффекта ее самоочищения. Это значительно увеличило период стабильной работы скоростных винтовых аппаратов. большой срок эксплуатации с межремонтным пробегом; отсутствие каких-либо требований к качеству рабочих сред; абсолютная устойчивость к вибрациям и гидравлическим ударам; компактные размеры и минимальная масса; низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

Более существенным преимуществом интенсивных СВ-аппаратов является возможность реализовать предложение там, где эксплуатация стандартного аппарата уже показала его недостаточную эффективность. Произведя все технологические расчеты определили габариты и число корпусов внедряемого теплообменного оборудования. Стоимость такого аппарата из углеродистой стали ориентировочно 2 900 000-00 руб.шт. без НДС. Диаметр 900 мм, длина 4 м, число корпусов – 1.

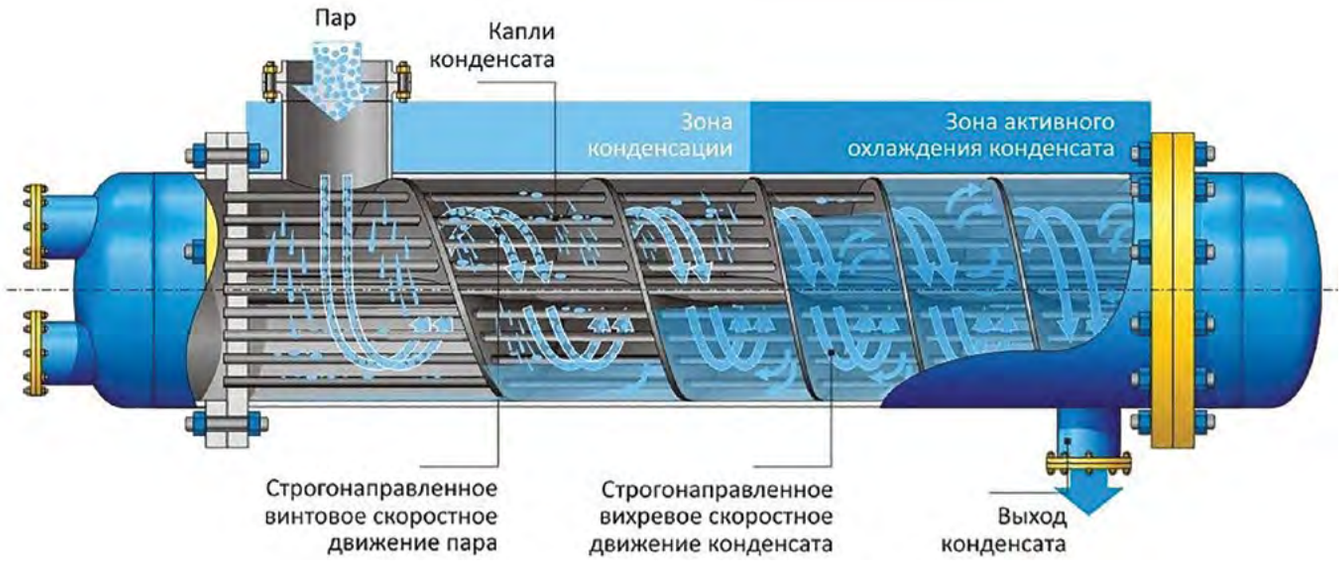


Рис. 2. Схема теплообмена в скоростном винтовом теплообменнике.

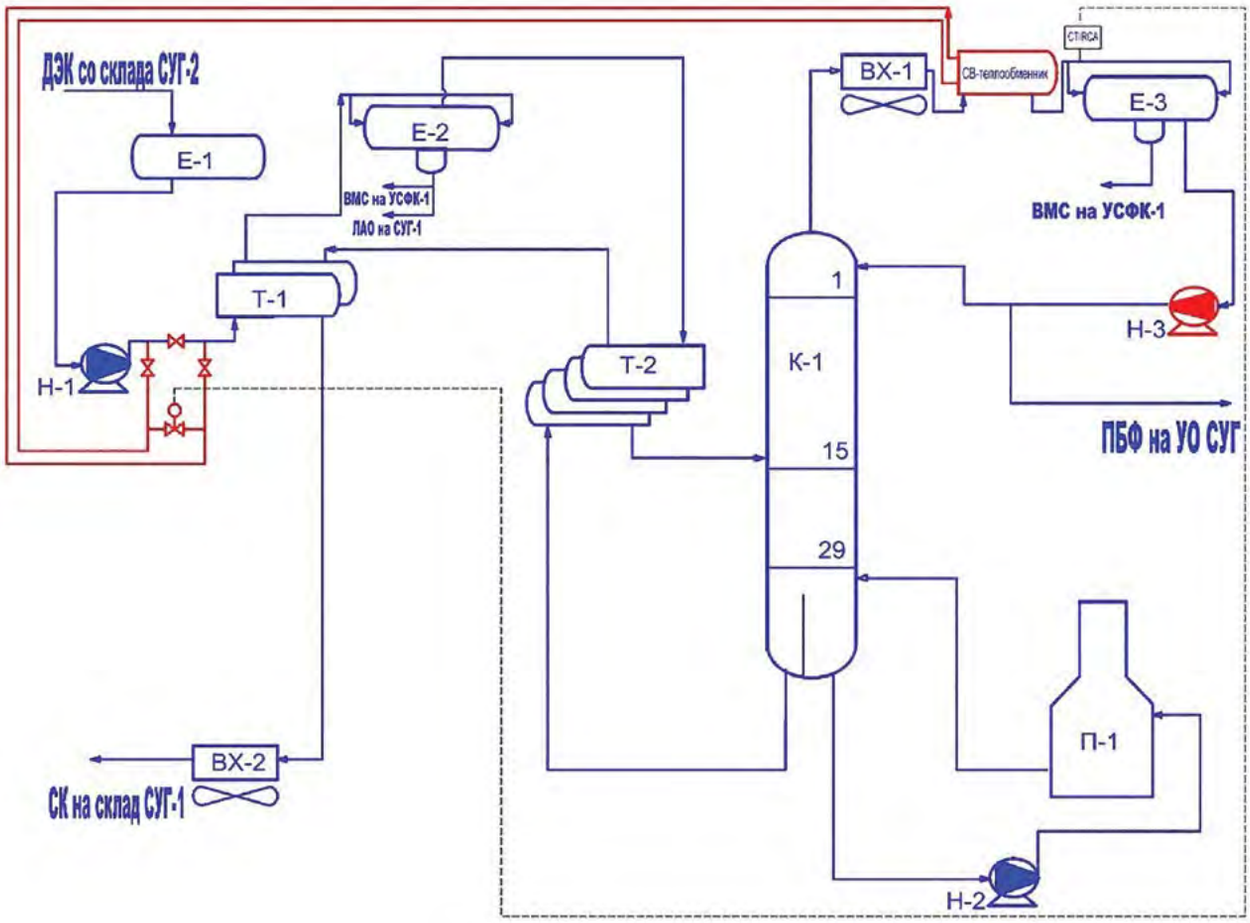


Рис. 3. Технологическая схема УСФК-2 после модернизации.

Производитель ЗАО ТПО «Уралпромоборудование». Имеется техническая возможность монтажа СВ – аппарата на существующей площадке наружной установки для каждой технологической линии УСФК-2 отм. 17 метров. Время простоя одной технологической линии для выполнения СМР составит 72 часа.

2. Увеличение производительности насосоного оборудования перекачивающего

ШФЛУ. Для перекачивания широкой фракции легких углеводородов в отделении стабилизации газового конденсата предназначены насосы 239Н-3. При изменении состава сырья, а именно при увеличении ШФЛУ в ДЭК в периоды повышенных загрузок по сырью наблюдается превышение по токовым нагрузкам электродвигателей (свыше 194 А).

Следовательно, возникает необходимость в увеличении производительности насосов путем замены рабочих колес большего диаметра. В настоящее время в данных насосах установлены рабочие колеса диаметром 394 мм фирмы FLOWSERVE.

Мощность электродвигателя 110 кВт, производительность насоса модели 4HPX15A равна 250 м^3/ч. В соответствии с паспортными данными на насосное оборудование может быть установлены максимальные размеры рабочих колес диаметром 400 мм фирмы FLOWSERVE, но также потребуется замена электродвигателей более высокой мощности. В таком случае производительность насосов увеличится с 250 м^3/ч до 270 м^3/ч, и будет запас по мощности электродвигателей. Номинальная мощность электродвигателя, принятого по каталогу, должна быть равна или несколько больше расчетной. Принимаем мощность электродвигателя P = 160 кВт. Модель электродвигателя WEG 315 S/M EEx d IIB T3 асинхронный двигатель во взрывозащищенном исполнении, степень защиты IP 55, номинальная скорость 3000 об/мин.

Выбранный электродвигатель не нуждается в проверке по нагреву или по перегрузке, т.к. завод-изготовитель произвел все расчеты и испытания, причем основанием для расчетов явля-

лось максимальное использование материалов, заложенных в электродвигателе при его номинальной мощности.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

В качестве хладагента планируется подвод деэтанизированного газового конденсата с максимальной температурой потока равной 15^0 С из трубопровода нагнетания насоса Н-1, отвод хладагента будет производиться в трубопровод подачи ДЭК в рекуперативный теплообменник Т-1. Циркуляция хладагента в СВ-теплообменнике осуществляется по трубному пространству. Предварительно сконденсированная широкая фракция легких углеводородов после аппарата воздушного охлаждения ВХ-1 будет поступать в межтрубное пространство СВ – теплообменника, охлажденная до 30^0С ШФЛУ будет отводится из межтрубного пространства СВ-теплообменника в общий трубопровод подачи ПБФ в емкость Е-3 (*рис. 3*)

Для более точного регулирования температуры ШФЛУ на выходе из СВ-теплообменника необходимо установить клапан – регулятор с коррекцией по температуре СПБТ на выходе из СВ-аппарата на трубопроводе подачи хладагента по входу в трубное пространство теплообменника. В результате монтажа дополнительного теплообменного оборудования ожидается увеличение перерабатываемого сырья с предполагаемым содержанием ШФЛУ в ДЭК до 30%, увеличение эффективности системы конденсации в период положительных температур окружающей среды, а также в момент максимальных нагрузок по сырью за счет эффективности теплообменного процесса.

Произведя все экономические расчеты по методике экономической оценки инвестиционных проектов ПАО «НОВАТЭК» очевидно, что данное предложение рентабельно, Внедрение данного проекта требует финансовых вложений в размере 11,5 млн.руб. Срок окупаемости проекта по модернизации отделения стабилизации ДЭК составляет всего 5 месяцев. Экономическая оценка дана на примере одной технологической линии.

Благодаря анализу работы оборудования и изучению возможных вариантов решения задачи удалось найти наиболее рациональное и эффективное решение по внедрению нового и модернизации существующего оборудования в отделении стабилизации УСФК-2. Таким образом, реализация проекта позволит:

1. Максимально увеличить эффективность работы установки стабилизации ДЭК. Появится возможность принять максимальные загрузки по ДЭК 305 $м^3$/ч на одну технологическую линию в период положительных температур окружающей среды и увеличении ШФЛУ в ДЭК до 30 %.

2. При минимальных затратах получить эффективную технологическую схему, то есть из всех рассмотренных вариантов данное решение наиболее эффективное и менее затратное как с экономической, так и с технологической точки зрения.

3. Снизить материальные расходы на топливный газ, за счет понижения давления в колонне, благодаря эффективной системе охлаждения верхнего потока паров и увеличения температуры питания колонны стабилизации, равной ≈ 13^0С, расход топливного газа в огневой подогреватель одной технологической линии понизится ≈ на 80 $нм^3$/ч.

4. Рационально использовать сырье и энергоресурсы компании. Это обуславливается как экономией топливного газа, так и сведение к минимуму сбросов ШФЛУ на факел путем понижения давления

Таблица 1. Максимальная мощность УСФК-2 до и после модернизации.

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ УСТАНОВКИ	Максимальная мощность по ДЭК, $м^3$/ч	
		До модернизации	После модернизации
1	УСФК-2**	550**	610

** Фактическая загрузка по ДЭК при температуре окружающей среды 200 С (май, июнь, июль, август) не превышает 260 м3/ч на одну технологическую линию, ∑ тл не более 520 $м^3$/ч

в колонне, этому поспособствует эффективная система охлаждения. В зимний период времени ввиду низких отрицательных температур окружающей среды будет возможность отключить от одной до нескольких секций аппаратов воздушного охлаждения, в свою очередь это также приведет к дополнительной экономии электроэнергии 15 кВт/ч с одного ряда воздушных холодильников.

При долгосрочной перспективе позволит получить дополнительную экономию за счет ежегодного увеличения цены на топливный газ и электроэнергию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пояснительная записка проекта строительства I, II и III очереди ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК».

2. Айнштейн, Захаров, Носов: Процессы и аппараты химической технологии. Общий курс.

3. https://neftegaz.ru/

4. Постоянный технологический регламент УСФК-2 производства по переработке газового конденсата, 2019.

5. http://upoural.ru/

6. Тимонин А.С. Машины и аппараты химических производств. Издательство Калуга.

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ РАСШИРЯЕМЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

Авторский коллектив:
Осипенко Алексей Федорович,
Андриец Павел Павлович.

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» является базовым предприятием группы компаний ПАО «НОВАТЭК», крупнейшего независимого производителя природного газа в России. Предприятие занимается комплексной разведкой, разработкой и добычей углеводородного сырья на уникальных нефтегазовых месторождениях, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе.

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» имеет двадцатипятилетний опыт работы в Российской нефтегазовой отрасли и служит примером эффективного внедрения современных технологий на месторождениях Ямала.

Цели проекта: «Повышение надежности, долговечности и целостности конструкции скважин».

МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ РАСШИРЯЕМЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Улучшенные материалы, усовершенствованные конструкции и технические характеристики металлических изоляционных систем позволяют расширить их применение в нефтегазовой промышленности, оптимизировать конструкции скважин путем создания герметичного непроницаемого барьера, обеспечивающего надежное разобщение кольцевого пространства в стволе скважины / обсадной колонне.

Металлические изоляционные системы представляют собой барьерное расширяемое металлическое устройство, которое обеспечивает надежное разобщение кольцевого пространства и рассчитано на повышенный перепад давления по всему стволу в течение всего срока эксплуатации скважины.

Заколонные пакера (барьеры) представлены различными модификациями WLP / WAB / WAI, классифицированы и соответствуют требованиям для пакеров по стандарту ISO 14310, а их производство организованно по стандарту ISO 9001.

Данное устройство имеет значительное преимущество по сравнению с традиционными пакерами благодаря специально инновационному уплотнению, создаваемого гидравлически расширяемым металлическим корпусом. Находясь под давлением, металлокордовый корпус расширяется и устанавливается в стволе скважины (обсадной колонне), создавая герметичное непроницаемое уплотнение. Гидравлическое расширение муфты формирует корпус пакера под геометрию ствола скважины / обсадной колонны – данный процесс повышает устойчивость пакера к перепаду давления благодаря упрочнению металлической муфты при расширении.

Пакеры включаются в стандартную компоновку обсадной колонны (либо хвостовика).

При спуске в скважину номинальный диаметр пакера ненамного больше диаметра обсадной колонны, в компоновку которой он входит, что позволяет без осложнений производить спуско-подъемные операции в скважине.

Рис. 1. Металлический заколонный барьеры типа WAB / WLP, установленный на обсадной колонне до активации.

Рис. 2. Металлический заколонный барьеры типа WAB / WLP, установленный на обсадной колонне после активации.

Применение: установка в любом интервале об-садной колонны; эксплуатация в скважинах с аномальными пластовыми давлениями (далее по тексу АВПД), высокими температурами и содержанием CO_2 / H_2S; разобщение и изоляция в открытом стволе скважины флюидосодержащих горизонтов (продуктивных пластов), а также интервалов с возможным прорывом воды и газа; создание надежного барьера для предотвращения МКД и ЗКЦ в процессе эксплуатации скважины; обеспечение целостности и повышение надежности конструкции скважины.

Преимущества: барьер состоит из герметизирующего цельнометаллического расширяющегося элемента, установленного с внешней стороны обсадной колонны; высокие коэффициенты расширения цельнометаллического расширяющегося элемента при активации; простота активации в скважинных условиях с возможностью одновременной опрессовки обсадной колонны в один этап; удержание высокого дифференциального перепада давления равного 69 МПа во всем диапазоне расширения барьера; оборудование протестировано и квалицированно согласно отраслевого стандарта ISO 14310; замена (исключение) цементирования обсадных колонн; опция производить сплошное перекрытие зон с несовместимыми условиями проводки ствола скважины, по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород; опция производить через барьер работы по перфорации скважины и интенсификации пласта; долговечность и надежность конструкции из-за инертного сплава металла (отсутствие коррозии, расчетный срок службы многократно превышающий срок службы обсадных колон).

В период с 2019 г. по 2020 г. при строительстве эксплуатационных и разведочных скважин на месторождениях ПАО «НОВАТЭК» было успешно проведено 90 технологических операций по спуску металлических расширяемых изоляционных систем различных типоразмеров и модификаций.

Во всех без исключения случаях МКД и ЗКЦ не были обнаружены по завершению бурения и освоения (в т.ч. после проведения работ по интенсификации скважины методом ГРП), а также при дальнейшей эксплуатации скважин.

ОПТИМИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

В данном разделе работы предложены три рационализаторские схемы крепления эксплуатационной колонны с применением металлических расширяемых изоляционных систем (барьеров) в рамках оптимизации конструкции скважин (исключение цементирования), а также приведены критерии и обоснования на предмет соответствия проектным требованиям при строительстве скважин и стандартам промышленной безопасности.

Рис. 3. Металлическая расширяемая изоляционная система типа WAI.

Описание технологии оптимизации конструкции скважин путём применения металлических расширяемых изоляционных систем (*рис. 4*):

МАРШРУТНАЯ КАРТА РЕАЛИЗАЦИИ И ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА ПРОЕКТАХ ПАО «НОВАТЭК»

I ЭТАП: Внедрение металлических расширяемых изоляционных барьеров на стадии существующего проекта на строительство объекта ввиду незначительных изменений в проекте.

Примечание: «Применение металлических расширяемых барьеров в сочетании с технологией цементирования обсадных колонн» – выполняется.

II ЭТАП: Внедрение понятия / определения внешнего герметизирующего устройства обсадной колонны как скважинного барьера.

Примечание: «Полный либо частичный отказ от технологии цементирования обсадных колонн при строительстве отдельных секций» – разработка (подготовка) предложений и обоснований для правового урегулирования с Федеральными службами (в т.ч. Ростехнадзор). Внесение поправок и изменений в действующие нормативно-правовые и регламентирующие документы (разработка специальных технических условий и/или обоснования безопасности ОПО (опасного производственного объекта)».

III ЭТАП: Включение металлических расширяемых изоляционных барьеров в проектную документацию на строительства ОПО при существенном изменении конструкции скважин (исключение классической технологии цементирования скважин).

Примечание: «Изменение конструкции скважин / Исключение технологии цементирования».

Процесс интегрирования новой технологии по изменению концепции и стратегии строительства скважин составит 1,5-2 года с учетом выполнения следующих этапов:

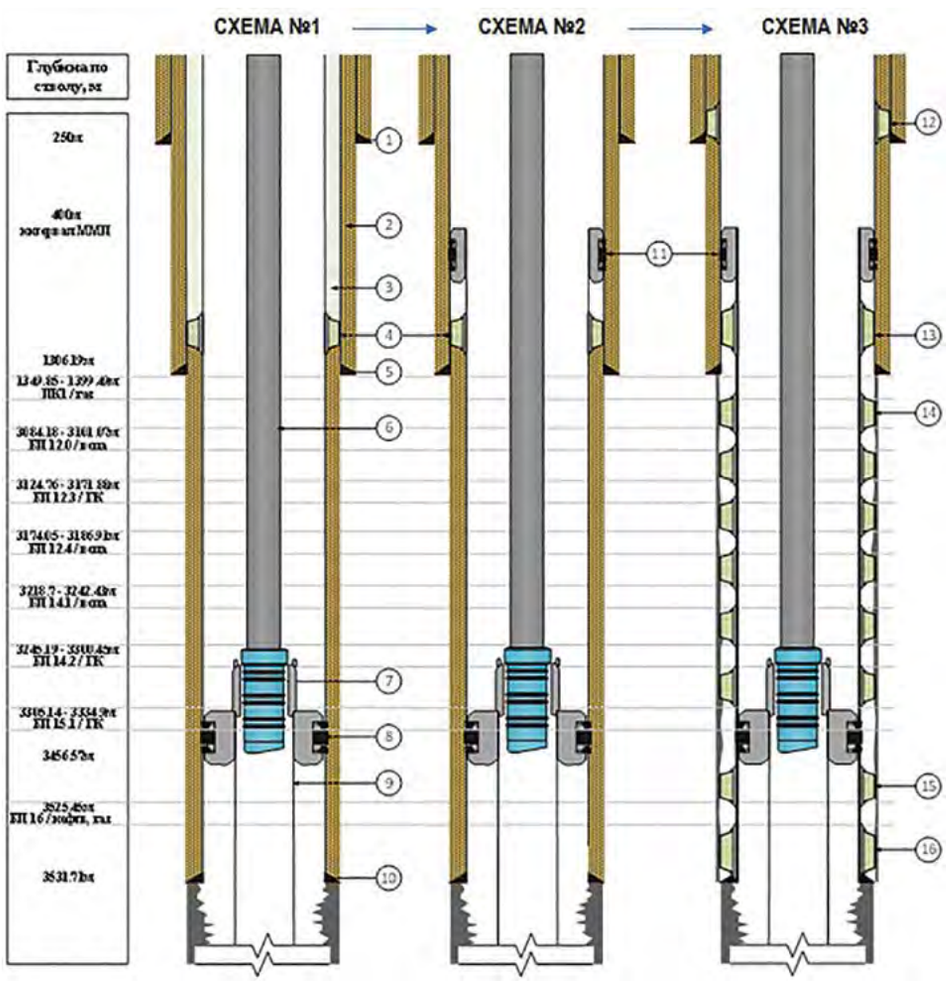


СХЕМА №1:
«Цементирование эксплуатационной колонны Ø178 мм до металлического расширяемого барьера с учетом перекрытия равного 250 м выше башмака предыдущей обсадной колонны».

СХЕМА №2:
«Перевод обсадной колонны Ø178 мм в разряд «потайной» с цементированием до металлического расширяемого изоляционного барьера».

СХЕМА №3:
«Перевод обсадной колонны Ø178 мм в разряд «потайной» без цементирования с системой металлических расширяемых изоляционных систем (барьеров)».

Рис. 4.
Оптимизация конструкции скважины путём применения металлических расширяемых изоляционных систем (барьеров).

I этап – выполняется.

II этап от 6 до 12 месяцев: внесение поправок и изменений в действующие нормативно-правовые и регламентирующие документы.

III этап от 6 до 12 месяцев: подготовка программы и методики опытно-промышленных работ (далее оп тексту ОПР); проведение ОПР; анализ и оценка результатов ОПР (конкретные количественные и качественные показатели - «экономический эффект); экспертное заключение.

Требования по интегрированию новой технологии:

1. Понимание организации правового урегулирования и взаимодействия, которое требует активного и поэтапного взаимодействие на всех уровнях.

2. Обоснованность урегулирования, т.е. получение положительного заключения и официального правового документа.

ВЫВОДЫ

Данная работа выполнена с целью модернизации технологии крепления скважины на основе применения инновационного внутрискважинного оборудования. Улучшенные материалы, усовершенствованные конструкции и технические характеристики внешних герметизирующих устройств обсадной колонны позволяют расширить их применение в нефтегазовой промышленности.

Внедрение металлических расширяемых изоляционных систем направлено на повышение надежности, долговечности и целостности конструкции скважин, что в свою очередь гарантирует решение проблематики с цементированием скважин, межколонных давлений, межпластовых и заколонных перетоков в процессе освоения и эксплуатации скважины.

Предложенная технология удовлетворяет требованиям Федеральных норм и правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности с учетом урегулирования и внесения соответствующих поправок в действующие нормативно-правовые и регламентирующие документы.

Проведены проверочные расчеты на предмет соответствия проектным требованиям при строительстве скважин. Предложены три рационализаторские схемы крепления эксплуатационной колонны, которые применимы при любых типах конструкций скважин.

Приведены критерии и обоснования изменения конструкции скважин (исключение технологии це-

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К РИС. 4.

№	ОПИСАНИЕ	MD, м
1	Направление 323,85 мм	24
2	Кондуктор 244,48 х 10,03 мм «Р-110 НС+15%» в интервале ММП	0–400
3	Антифриз	–
4	Металлический расширяемый барьер 812 WLP в интервале предыдущей ОК	1150
5	Кондуктор 244,48 х 8,94 мм «N80»	400–1306,19
6	НКТ-89 х 8,56 мм (гр. прочности «М»)	–
7	Уплотнительный стингер 89 х 8,56 мм	–
8	Подвеска хвостовика с пакером и полированной воронкой, 177,8 х 114,3 мм	3456,57
9	Хвостовик 114,3 х 7,4 мм (глухая труба гр. прочности «Р-110»)	–
10	Эксплуатационная колонна 177,8 мм	3531,71
11	Подвеска колонны 177,8 мм, 244,48 х 177,8 мм	1140
12	Металлический расширяемый барьер 1214WLP для исключения МКД	240
13	Металлический расширяемый барьер 812WAB в интервале предыдущей ОК	1150
14, 15	Металлический расширяемый барьер 812WLP для межинтервальной изоляции (опицонально набухающий пакер)	–
16	Металлический расширяемый барьер 812 WAB в интервале башмака ОК 177,8 мм	3530

ментирования) на предмет соответствия стандартам промышленной безопасности для правового урегулирования.

Данная технология имеет практическое и технико-экономическое значение в рамках реализации проектов по строительству скважин на месторождениях группы компаний ПАО «НОВАТЭК», так и др. российских нефтегазодобывающих компаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (в редакции Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 г. №534).

2. Паспорт, включающий в себя техническое описание и инструкцию по эксплуатации металлокордового заколонного пакера 812WLP.

3. Паспорт, включающий в себя техническое описание и инструкцию по эксплуатации металлокордового заколонного пакера 812WLB.

4. Международный стандарт в области промышленной безопасности NORSOK D-010, rev. 4, June 2013.

5. Межгосударственный стандарт ГОСТ ИСО 14310-2014 «Оборудование скважинное. Пакеры и мостовые пробки» – М.: Стандартинформ, 2016.

6. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2008.

ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫВАЕМОГО В ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ГАЗ ГАЗОВОЙ ШАПКИ И РАСТВОРЕННЫЙ

Авторский коллектив:
Абдуллин Азат Фаритович,
Опритов Иван Геннадьевич,
Исламов Ринат Робертович.

ООО «РН-Пурнефтегаз» является дочерним обществом ПАО «НК «Роснефть», ведёт разработку нефтяных и газовых месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе. Особенностью многих разрабатываемых месторождений является наличие наряду с чисто нефтяными залежами также нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей.

ВВЕДЕНИЕ

Особенностью разрабатываемых ООО «РН-Пурнефтегаз» месторождений является существенная доля нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей в структуре запасов. Одной из проблем при разработке нефтегазовых залежей является необходимость раздельного учета добычи растворенного газа и прорывного газа из газовой шапки. Сложность учета заключатся в том, что если пластовое давление в залежи снижается ниже давления насыщения нефти газом, то происходит высвобождение растворенного газа в свободное состояние. Высвободившийся газ, который изначально находился в растворенном состоянии, ввиду высокой подвижности и способности к расширению при снижении пластового давления может добываться в количестве, существенно превышающем газосодержание добываемой нефти.

Некорректное разделение добываемого попутного нефтяного газа на растворенный газ и газ газовой шапки и как следствие списание запасов попутного нефтяного газа может привести к дисбалансу остаточных запасов нефти и газа и к неверным выводам при анализе разработки и неверному планированию добычи.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДОВ РАЗДЕЛЬНОГО УЧЕТА ДОБЫЧИ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА И ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ

Известны различные методы раздельного учета добычи попутного нефтяного газа, у каждого из которых есть ряд недостатков.

Самый простой подход, который применяется на практике, когда количество добытого растворенного газа вычисляется на основе начального газосодержания (ГС) нефти. Необходимо принимать во внимание, что на государственном балансе по нефтегазовым залежам раздельно учитываются запасы растворенного газа (РГ), под которым понимается газ, который был растворен в нефти до начала разработки залежи, и запасы газа газовой шапки (ГГШ), т.е. запасы газа, который находился в газообразом состоянии до начала разработки залежи. При снижении давления ниже давления насыщения по всей залежи происходит разгазирование нефти, за счет чего возможен переход изначально растворенного в нефти газа в газовую шапку. Такой газ, хотя и будет добываться не в растворенном, а в свободном состоянии, должен учитываться на балансе как растворенный газ.

При этом за счет того, что разгазируются не только запасы извлекаемой нефти, но и связанная нефть, при снижении пластового давления ниже давления насыщения возможно существенное превышение добычи растворенного газа над величиной, оцениваемой по газосодержанию. Подобный пример показан на *рис. 1.*

Помимо данного подхода известен ряд альтернативных способов раздельного учета добычи растворенного газа и газа газовой шапки. Краткое описание данных методов и их недостатка показаны на *рис. 2.*

Можно выделить три основных подхода, которые применяются на практике или описаны в руководящих документах.

1) В чисто нефтяной и водонефтяной зоне весь добываемый попутный нефтяной газ (ПНГ) учитывается как растворенный газ. В скважинах, находящихся в подгазовой зоне, растворенный газ учитывается по газосодержанию, а весь остаток учитывается как газ с газовой шапки. Данный метод

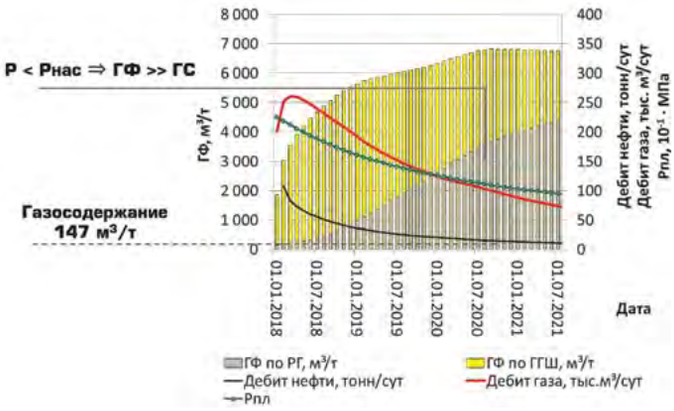


Рис. 1. Изменение доли растворенного газа в попутном нефтяном газе.

не позволяет учесть случай, когда добыча растворенного газа в подгазовой зоне может существенно превышать газосодержание за счет снижения пластового давления ниже давления насыщения.

2) Разделение газа на основе компонентного состава [1]. Недостаток подхода заключается в том, что компонентный состав в случае нефтегазовой или нефтегазоконденсатной залежи существенным образом зависит от пластового давления, по мере снижения пластового давления состав газа газовой шапки и растворенного газа изменяется, за счет чего снижается достоверность разделения. Кроме того метод неприменим для скважин, которые эксплуатируют несколько залежей с разным составом нефти и газа.

3) Разделение газа по свойствам жидких углеводородов [2]. Методика применима для нефтегазоконденсатных залежей. Нефть и конденсат имеют определенные физические свойства, например плотность, температура выкипания, коэффициент преломления и т.д. Зная долю нефти и долю конденсата в жидкой углеводородной продукции скважины можно определить, какое количество газа из газовой шапки было добыто, т.е. через содержание конденсата пересчитывается количество газа добытого из газовой шапки. Недостатком также является сильное влияние изменения пластового давления на свойства жидких углеводо-родов. Также методика неприменима для скважин, которые эксплуатируют нескольких совместно залегающих в плане залежей, а также в случае отсутствия конденсата в газе газовой шапки.

С учетом все недостатков данных методик был выбран метод, опирающийся на гидродинамическое моделирование с помощью опции пассивных индикаторов (или опция TRACER в гидродинамическом симуляторе). Сущность метода заключается в том, что в гидродинамическй модели (ГДМ) на момент начала разработки свободная нефть помечается одним индикатором, газ газовой шапки – другим индикатором. Нефть и конденсат также помечаются своими индикаторами, и в процессе разработки анализируется добыча этих индикаторов.

- I. Методика с учётом зонирования залежи на подгазовые зоны и чисто нефтяные или водонефтяные зоны (в чисто нефтяной зоне вся добыча газа учитывается как растворенный газ, в подгазовой зоне добыча растворенного газа учитывается по газосодержанию)
- II. По компонентному составу газа (по аналогии с СТО Газпром РД 2.2-164-2005).
- III. По свойствам жидких углеводородов (по аналогии с СТО Газпром 2-3.3-304-2009).
- IV. С помощью опции пассивных трассеров в гидродинамическом симуляторе

Характеристики методики	Недостатки методик			
	I	II	III	IV
Затраты на лабораторные исследования		–	–	+
Устойчивость по отношению к изменению термобарических параметров в залежи и свойств флюидов		–	–	+
Условность допущения о разделении скважин и их продукции по принципу деления на подгазовые и чисто нефтяные зоны	–			+
Учёт процессов, протекающих во время разработки	–			+

Рис. 2. Известные методики по разделению попутного нефтяного газа на растворенный газ и на газ из газовой шапки.

Таблица 1. Параметры регрессии.

Код переменной	u_1	u_2	u_3	u_4	u_5	u_6	u_7	u_8	u_9	u_{10}	u_{11}	u_{12}
Смысл переменной, участвующей в регрессии	Газосодержание, м³/м³	Есть газовая шапка или нет (0/1)	Степень вскрытия прод. толщ., д.ед.	Обводненность, %	Рпл / Рнас, д.ед.	Заканчивание (1 - ГРП, 2 - ГС, 3 - ВС)	ГНТ / (ГНТ+ННТ), д.ед.	Вязкость нефти / вязкость газа, д.ед.	Время в работе, сут	Кпр, 10-3 мкм2	Соотношение вскры-тых ГНТ и ННТ, д.ед.	ГФ/ГС, д.ед.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДХОДОВ ПО РАЗДЕЛЬНОМУ УЧЕТУ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА И ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ В СОСТАВЕ ДОБЫВАЕМОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Были выбраны нефтегазовые залежи и проведена адаптация гидродинамических моделей, которые впоследствии использовались для разделения добычи попутного нефтяного газа на растворенный газ и газ газовой шапки. Поскольку настройка гидродинамической модели – длительная и трудоемкая процедура, была проведена попытка обобщить результаты гидродинамического моделирования с помощью регрессии.

Идея регрессии заключается в следующем, т. к. настройка ГДМ трудозатратна, имеет смысл проводить ее по наиболее значимым залежам. Для прочих залежей результаты моделирования целевых залежей можно распространить с помощью регрессии. То есть используются определенные геологические характеристики: вязкость нефти и газа, газонасыщенная толщина (ГНТ), нефтенасыщенная толщина (ННТ), газосодержание и далее проводится анализ на предмет того, как данные параметры влияют на ГФ по РГ и ГФ по ГГШ. Здесь и далее под ГФ по РГ подразумевается отношение добычи растворенного газа к добыче нефти, а под ГФ по ГГШ – отношение добычи газа газовой шапки к добыче нефти.

Был установлен перечень из 12 параметров, значимых для определения газового фактора по растворенному газу (*таблица 1*), степень влияния этих параметров и характер функциональной зависимости величины газового фактора по растворенному газу от параметров регрессии.

Вид нелинейной регрессии приведен в уравнении (1).

$$f_{\text{нелин}}(u_1, \dots, u_{12}) = \sum_{i=1}^{k} w_i \cdot e^{-\sum_{j=1}^{12} \frac{\left(u_j - \tilde{u}_{j_i}\right)^2}{2\sigma^2}}, \quad (1)$$

где $\alpha_0, \dots, \alpha_{12}$ – коэффициенты линейной регрессии, $w_1, \dots, w_k$ – коэффициенты нелинейной регрессии, $\{\tilde{u}_{1_1}, \dots, \tilde{u}_{12_1}\}, \dots \{\tilde{u}_{1_k}, \dots, \tilde{u}_{12_k}\}$ – набор из k опорных векторов, σ – параметр, влияющий на степень гладкости регрессии. При настройке нелинейной регрессии производится формирование набора опорных векторов и подбор коэффициентов регрессии w_i, что можно выполнить с помощью библиотек на языке программирования Python [3].

В том случае, когда скважина эксплуатирует несколько пластов, имеются особенности при разделении продукции на нефть, конденсат, газ газовой шапки и растворенный газ.

Эти особенности связаны с тем, что по скважинам инструментально замеряется добыча жидких углеводородов (ЖУВ) и ПНГ. ПНГ необходимо разделять на газ газовой шапки, растворенный газ, а ЖУВ – на конденсат и нефть.

Пересчетный коэффициент k для расчета дебита нефти на основе замеренного дебита ЖУВ, для скважины, эксплуатирующей n пластов, определяется по формуле:

$$k = \frac{1 - \text{ГФ}_{\text{ПНГ/ЖУВ}}^{\text{ЗАМЕР}} \cdot \sum_{i=1}^{n} y_i \cdot \text{КГФ}_i \cdot 10^{-6}}{1 - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i \cdot \text{ГФ}_i^{\text{РГ}}\right) \cdot \left(\sum_{i=1}^{n} y_i \cdot \text{КГФ}_i\right) \cdot 10^{-6}}, \quad (2)$$

где $\text{ГФ}_{\text{ПНГ/ЖУВ}}^{\text{ЗАМЕР}}$ – отношение замеренного дебита попутного нефтяного газа к замеренному дебиту жидкой углеводородной фазы, м³/т;

$КГФ_i$ – конденсатогазовый фактор i-го пласта, г/м^3;

$ГФ_i^{РГ}$ – газовый фактор по растворенному газу i-го пласта, который определяется по одной из вышеизложенных методик, м^3/тонн.

В том случае, если коэффициент k меньше или равен нулю, принимается, что вся добыча газа представляет собой газ газовой шапки, а вся добыча жидкой углеводородной фазы представляет собой газовый конденсат. В противном случае дебит нефти и конденсата рассчитывается по формулам (3) – (9).

Добыча нефти и растворенного газа в целом по скважине, а также отдельно по каждому пласту вычисляется по формулам

$$Q_{Н} = \frac{Q_{ЖУВ}}{k}, \quad (3)$$

$$Q_{Н_i} = x_i Q_{Н}, \quad (4)$$

$$Q_{РГ_i} = Q_{Н_i} \cdot ГФ_{РГ_i}, \quad (5)$$

$$Q_{РГ} = \sum_{i=1}^{n} Q_{РГ_i}, \quad (6)$$

где $Q_{ЖУВ}$ – добыча жидкой углеводородной фазы скважиной за отчетный период, тонн;

$Q_{Н}$ – добыча нефти скважиной за отчетный период, тонн;

x_i – доля добычи нефти из i-го пласта в общей добыче нефти скважиной, д.ед.;

$Q_{Нi}$ – добыча нефти скважиной из i-го пласта за отчетный период, тонн;

$Q_{РГ}$ – добыча растворенного газа скважиной за отчетный период, м^3;

$Q_{РГi}$ – добыча растворенного газа скважиной из i-го пласта за отчетный период, м^3.

Добыча газа газовой шапки и конденсата по скважине в целом и по отдельным пластам рассчитывается по формулам

$$Q_{ГГШ} = ГФ_{\frac{ПНГ}{ЖУВ}}^{ЗАМЕР} \cdot Q_{ЖУВ} - Q_{РГ}, \quad (7)$$

$$Q_{ГГШ_i} = y_i Q_{ГГШ}, \quad (8)$$

$$Q_{КОНД_i} = Q_{ГГШ_i} \cdot КГФ_i, \quad (9)$$

где $Q_{ГГШ}$ – добыча газа газовой шапки скважиной за отчетный период, м^3;

y_i – доля добычи газа газовой шапки из i-го пласта в общей добыче газа газовой шапки скважиной, д.ед.;

$Q_{ГГШi}$ – добыча газа газовой шапки из i-го пласта скважиной за отчетный период, м^3;

$Q_{КОНДi}$ – добыча конденсата из i-го пласта скважиной за отчетный период, тонн.

Если в пласте нет газовой шапки, то доля y_i будет равна нулю, а если в пласте нет нефтенасыщенных толщин, то доля x_i будет равна нулю. Доли x_i , y_i по пластам определяются с помощью промысловых геофизических условий или расчетным способом.

Использование регрессионного метода требует наличия настроенной регрессии. В том случае, если такой регрессии нет, возможен упрощенный метод разделения, который опирается на уравнение материального баланса, для вычисления среднего пластового давления по залежи или по сектору. На основе пластового давления и зависимости газосодержания от давления вычисляется количество газа, выделившегося на заданном расчетном шаге. С учетом соотношения подвижности нефти и газа определяется возможная добыча выделившегося растворенного газа, кроме того на основе текущего газосодержания вычисляется добыча газа, остающегося в растворенном состоянии. При использовании данного подхода величина газового фактора по растворенному газу будет одинаковой для всех скважин залежи. Преимуществом данного подхода является то, данный подход является физически содержательным.

АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННЫХ ПОДХОДОВ

На *рис. 3* показаны результаты апробации регрессионной методики на основе одного из месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз». Показано сопоставление результатов разделения добычи попутного газа на растворенный газ и газ газовой шапки методике, когда добыча растворенного газа принимается исходя из газосодержания нефти и с методикой разделения добычи на основе нелинейной регрессии.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для разделения добычи попутного газа на газ газовой шапки и растворенный можно использовать импортные коммерческие программные продукты. Прямой экономический эффект за счет экономии на закупке специального программного обеспечения составил 2,6 млн.руб.

Помимо прямого экономического эффекта необходимо отметить косвенный эффект, за счет повышения точности учета добычи попутного нефтяного

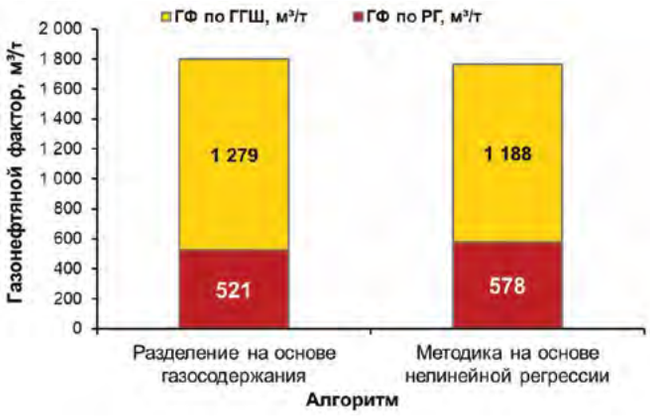


Рис. 3. Сравнение результатов разделения по разным методикам.

газа, приведения в соответствие запасов нефти и растворенного газа, более точного перспективного планирования добычи попутного нефтяного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. ВЫВОДЫ

Разработаны различные подходы для разделения добычи попутного газа нефтегазовых залежей на растворенный газ и газ газовой шапки, отличающиеся разной степенью детализации и трудоемкости использования.

Данные подходы внедрены на ООО «РН-Пурнефтегаз» в виде методических указаний, проводится проработка возможности внедрения аналитической формулы для разделения добычи в случае скважины, эксплуатирующей несколько пластов, в систему учета добычи OIS. В ООО «РН-Пурнефтегаз» разрабатываются шесть нефтегазовых месторождений, для которых применимы данные методики.

Эффект от разработки и внедрения данных методик – повышение точности учета добычи попутного нефтяного газа, приведение в соответствие запасов нефти и растворенного газа, более точное перспективное планирование добычи по-путного нефтяного газа.

Экономическим эффектом является то, что данных результатов удалось добиться без закупки импортного программного обеспечения.

По результатам работы был получен патент №2744043 от 02.03.2021 г. на изобретение «Способ раздельного определения количества растворенного газа и газа газовой шапки в попутном нефтяном газе».

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром РД 2.2-164-2005. Методика планирования и раздельного учета добычи пластового и тюменского газов, выпавшего в пласте конденсата и нефти при разработке газоконденсатных месторождений с закачкой сухого газа в пласт – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – 50 с.

2. СТО Газпром 2-3.3-304-2009. Методическое руководство по раздельному учету добычи конденсата газового и нефти при их совместном поступлении в скважину из нефтегазоконденсатных залежей месторождений ОАО «ГАЗПРОМ» - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2009. – 23 с.

3. Fabian Pedregosa; Gaël Varoquaux; Alexandre Gramfort; Vincent Michel; Bertrand Thirion; Olivier Grisel; Mathieu Blondel; Peter Prettenhofer; Ron Weiss; Vincent Dubourg; Jake Vanderplas; Alexandre Passos; David Cournapeau; Matthieu Perrot; Édouard Duchesnay. "Scikit-learn: Machine Learning in Python". Journal of Machine Learning Research. 12: 2825–2830., 2011.

ФИЛИАЛ ПАО «ФСК ЕЭС» – КРАСНОЯРСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ ОПОРНО-СТЕРЖНЕВОЙ ИЗОЛЯЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

Автор: Луковенко Антон Сергеевич.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» отвечает за бесперебойную работу 434 линий электропередачи общей протяженностью по трассе более 2474 тыс. км и 118 подстанция общей трансформаторной мощностью 48 111 МВА. Филиал обеспечивает межгосударственные перетоки электроэнергии в Казахстан и Монголию.

МЭС Сибири работает на территории Сибирского и Дальневосточного федеральных округов. В зону его обслуживания входят 12 субъектов Российской Федерации с населением 19,1 млн. человек.

В подчинении находятся 5 предприятий магистральных электросетей (ПМЭС) – Красноярское, Западно-Сибирское, Хакасское, Забайкальское и Кузбасское.

В зону обслуживания Красноярского ПМЭС входит Красноярский край, Иркутская область. В эксплуатации ПМЭС находится 5371 км линий электропередачи напряжением 10–1150 кВ, 30 подстанций напряжением 220–1150 кВ общей трансформаторной мощностью 14 563 МВА.

Одним из ключевых направлений, в котором требуется выполнение крупных инвестиционных проектов, является энергетика.

В настоящее время около 75% основного электротехнического оборудования трансформаторных и тяговых подстанций выработали свой нормативный срок службы, около 50% выработали двойной нормативный срок, что предопределяет актуальность тематики исследований.

Надежность силового оборудования, выработавшего нормативный срок службы, является достаточно актуальной проблемой, так как при оптимизации затрат единовременно пополнить парк предприятия новым оборудованием затруднительно [1].

Наибольшая составляющая оборудования подстанций, которая подвергается износу, это опорно-стержневая фарфоровая изоляция (колонки разъединителей, разрядники, высоковольтные ввода, гирлянды изоляторов ВЛ и др.). В процессе длительной эксплуатации опорно-стержневых фарфоровых изоляторов, вследствие воздействия внешних факторов (влага, перепады температур, механические нагрузки) и внутренних факторов (нарушение технологии изготовления и качество исходных материалов) в объеме изоляционной детали фарфорового изолятора могут образовываться трещины, что приводит к разрушению изолятора под нагрузкой.

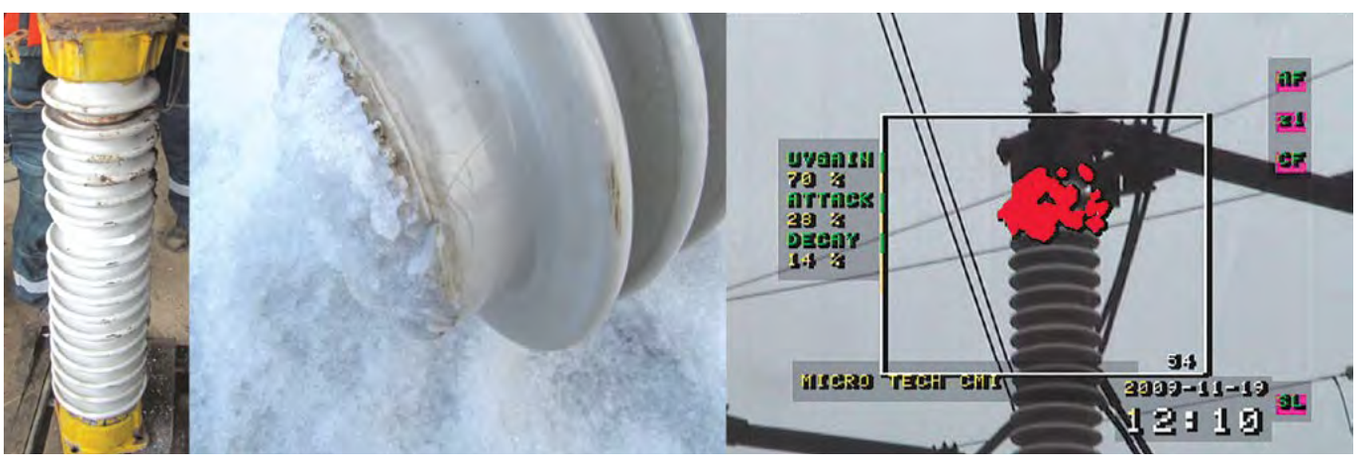


Рис. 1. Повреждения фарфоровых изоляторов.

Рис. 2. Диаграмма Исикавы с возможными причинами повреждения ОСИ.

Цель исследования: повышения надежности и экономичности работы оборудования, за счет оптимизации технологических процессов, сокращения времени обнаружения неисправностей, диагностики и информации об отказах после аварийных остановов и в ремонте, с применением модели искусственной нейронной сети (ИНС).

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ОПОРНО-СТЕРЖНЕВОЙ ФАРФОРОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ

На *рис. 1* показаны наиболее распространенные виды повреждений фарфоровых изоляторов.

На рис. 2 приведены возможные причины неисправностей ОСИ на основе графического способа использования (Диаграмма Исикавы).

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА ОПОРНО-СТЕРЖНЕВОЙ ФАРФОРОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Для фарфора известна зависимость скорости роста МТ от величины коэффициента интенсивности напряжений K_I, пропорциональна корню квадратному из длины трещины L и растягивающему напряжению:

$$Ki = A \cdot \sigma \cdot \sqrt{L}, \quad (1)$$

где A – коэффициент, зависящий от свойств материала.

Если длина трещины и приложенное напряжение таковы, что K_I меньше порогового коэффициента интенсивности K_0, то трещина не будет развиваться (V=0), то есть срок службы изделия неограничен. Если же $K_I \geqslant K_0$, то трещина будет расти со скоростью согласно выражению 2.

$$V = \alpha \cdot K_{I_i}{}^{n} = \beta \cdot \left(\frac{K_{I_i}}{K_{Ic}} \right), \quad (2)$$

где n – параметр, равный для фарфора 30 – 40;

K_{Ic} – критическое значение KI (при изломе изделия);

α и β – коэффициенты, зависящие от свойств материала.

Срок службы изделия с МТ, равный времени развития МТ до излома изделия, можно найти по формуле 3.

$$T = \frac{2 \cdot L}{(n-2) \cdot V} \qquad (3)$$

Поскольку показатель степени n для фарфора равен 30–40, срок службы изделия резко меняется даже при небольшом изменении соотношения K_{Ii}/K_{Ic}.

Недопустимо эксплуатировать фарфоровое изделие с МТ, так как срок его службы трудно прогнозировать, а незначительное увеличение нагрузки приведет к разрушению. Поэтому изоляторы с МТ необходимо выявлять и отбраковывать.

Исходя, из приведенных выражений актуальность диагностики и своевременной замены опорно-стрежневой фарфоровой изоляции обусловлена рядом факторов:

1. Предотвращения технологического нарушения, что является основным показателем надежности в электроэнергетике.

2. Безопасность обслуживающего персонала подстанции при оперативных переключениях.

Известно множество способов диагностики ОСИ такие как: метод инфракрасной термографии, метод контроля диэлектрических характеристик изоляции, метод вибродиагностики, электрофизический метод контроля и др. [2].

Перспективным, по технической сущности, является способ диагностики посредством возбудителя вибраций и оценки сигнала отклика изолятора [3].

Способ диагностики технического состояния опорно-стержневого фарфорового высоковольтного изолятора, заключается в том, что, воздействуя на изолятор, посредством возбудителя вибраций, оценивается сигнал отклика изолятора. В качестве сигнала отклика регистрируют спектральную плотность мощности (СПМ) вибрации, возникающую в результате вибрационного воздействия, при появлении или отсутствии в спектре плотности мощности вибраций, по меньшей мере, одного, дополнительного пика, соизмеримого по уровню с пиком спектральной плотности мощности основного тона. Далее делается вывод о удовлетворительном или неудовлетворительном состоянии изолятора.

Одним из недостатков данного способа является отсутствие процесса автоматизации диагностики ОСИ. Требуется участие обученного персонала в процессе оценки вибрационного процесса.

Перспективным является применение стандарта МЭК 61850, который является объектно-ориентированным протоколом, фокусированным на автоматизацию подстанций, и значительно расширяет возможности предшествующих стандартов МЭК. Из-за сложности программной реализации МЭК 61850 реализуется целый ряд стандартов по передаче данных (MMS ISO 9506, стека протоколов ISO, GOOSE и GSSE).

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДЛАГАЕМОГО СПОСОБА

В настоящее время актуальным направлением является переход к цифровым технологиям и искусственному интеллекту, что обеспечивает автоматизированный процесс обработки информации, полученной от возбудителей вибрации без вывода оборудования из работы (*рис. 4*).

На опорно-стрежневой фарфоровый изолятор (1) устанавливается акселерометр (2) и излучатель звуковых колебаний (3) (*рис. 3*). На излучатель при помощи генератора звуковых колебаний (генератора «белого шума») подается сигнал в диапазоне частот 500 Гц-20 кГц.

В качестве акселерометра может применяться ADXL335 или Bernecker + Rainer, в качестве датчика вибрации VibroBox DVS предназначенный для установки на оборудование с целью съёма данных посредством блока связи и передачи данных телеметрии [4].

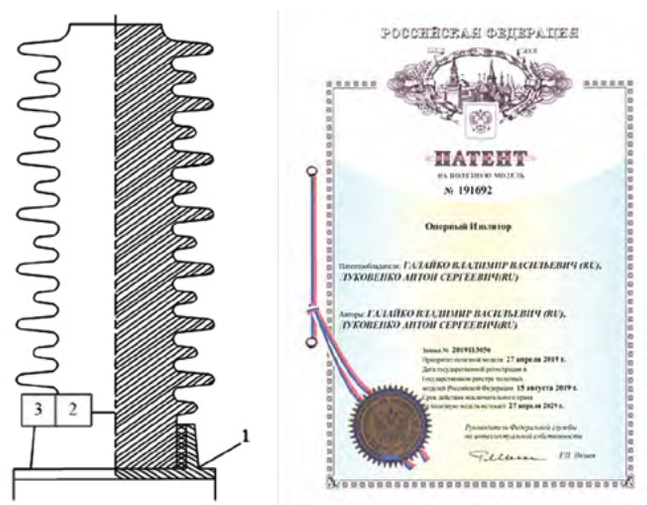


Рис. 3. Опорно-стрежневой фарфоровый изолятор с установленным акселерометром и излучателем звуковых колебаний.

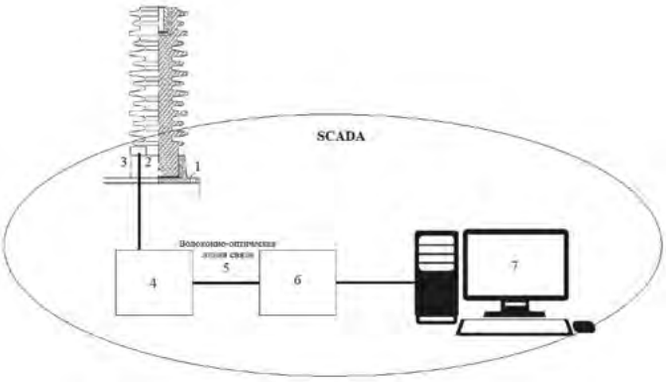


Рис. 4. Схематичный процесс диагностики технического состояния опорно-стержневой фарфоровой изоляции в системе сбора, обработки, отображения и мониторинга данных (SCADA).

Акселерометр регистрирует показания, обрабатывает сигнал, в результате которого получают частотную характеристику изолятора. Данные передаются на принимающий решение блок 4,по волоконно-оптической линии связи (5) (ВОЛС) через контроллер сигнал поступает в коммутатор (6) и далее на автоматизированное рабочее место (7) (АРМ) оперативного персонала подстанции посредством SCADA.

В качестве блока принятия решения может применяться комплект съёма данных указанных в [4].

На АРМ (7) посредством разработанного программного комплекса «Прогноз_ИНС_2020» на основе искусственной нейронной сети оценивают отклонение с показаниями предыдущих откликов и прогнозируют по времени состояние каждого изолятора, используя данные блока (6)отображения и архивирования информации об изоляторах, с представлением на экране таблицы с убыванием показателя критического состояния. На АРМ (7) по специальному алгоритму с самонастраивающимися обучающими элементами системы SCADA (8) задаются интервалы времени технического контроля опорных изоляторов для уточнения прогноза профилактической их замены, в условиях нелинейного изменения показателя критического состояния. По уточненным данным ИНС убывающих показателей критического состояния изоляторов принимается решение вышестоящим оперативным персоналом субъекта электроэнергетики о критичном изоляторе, включенном в группу замены, с целью оперативной оптимизации опорных фарфоровых изоляторов на данной подстанции.

С учетом разработанного модуля анализа прогнозных данных, алгоритм работы ИНС будет состоять в следующем виде:

1) Модуль анализа будет отвечать за систематизацию данных, состояния элементов электрооборудования и будет определять наиболее проблемные части конструкции, а также выявлять причины, влияющие на надежность.

2) Модуль анализа перспективного состояния электрооборудования, с помощью которого можно проводить анализ перспективного состояния наиболее ответственных частей оборудования и прогнозировать работу составных частей.

3) Модуль синтеза (обобщения) параметров электрооборудования для обеспечения номинальных параметров. Выдаются прогнозные значения для выявления динамических показателей.

4) Модуль анализа прогнозных данных, который отвечает за сбор всей информации от ИНС, сравнивает с заложенными типовыми характеристиками и выдает рекомендации напрямую на автоматизированное рабочее место персонала подстанции (субъекта электроэнергетики).

Такой алгоритм работы ИНС позволит минимизировать время реагирования персонала субъекта электроэнергетики на технологические нарушения и проводить более тщательный анализ полученных значений.

С целью реализации полученной четырех модульной методики, при помощи ИНС разработан пробный программный комплекс «Прогноз_ИНС_2020» предназначенный для прогнозирования параметров электрооборудования на энергетических предприятиях.

Расчёт прогнозов осуществляется на следующих временных интервалах:

- краткосрочное прогнозирование (почасовое) с упреждением от 1 до 10-15 суток;
- среднесрочное прогнозирование (посуточное) с упреждением от 20 до 60 дней;
- долгосрочное прогнозирование (помесячное) с упреждением до 1,5 лет.

Знание краткосрочного прогноза позволяет диспетчерскому персоналу в силу инерционности оборудования осуществить оперативные изменения параметров и режима работы оборудования.

Алгоритмы прогнозирования программного комплекса «Прогноз_ИНС_2020» основаны на исполь-

зовании аппарата искусственных нейронных сетей и генетического алгоритма, в основу заложена четырех модульная методика.

Необходимо подчеркнуть, что экономический эффект в данной работе учитывает снижение только одного ущерба, а именно ущерба от перерывов электроснабжения, достигаемый за счет быстрого разбора и выявления аварийных ситуаций, при получении своевременной и полноценной информации для автоматических или ручных переключений (с системными подсказками для оперативного персонала).

В *таблице 1* приведены результаты расчета экономического эффекта от внедрения автоматизированного способа диагностики ОСИ.

Таблица 1. Результаты расчета экономического эффекта от внедрения автоматизированной системы диагностики ОСИ.

НАИМЕНОВАНИЕ	Сумма, руб.
Капитальные вложения с учетом НДС	2 929 094
Эффект от предотвращения ущерба	3 178 368
Эффект от применения автоматизированного способа диагностики ОСИ	1 567222

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Благодаря автоматическому контролю ОСИ, появляется возможность рационального использования электрической энергии, а также выявление «невидимых» потерь и непроизводственных расходов.

Применение автоматизированного способа диагностики ОСИ снижает потерь от повреждения оборудования за счет предупреждения аварийных ситуаций.

3. Задача продления срока службы ОСИ может быть решена только при обеспечении эффективного контроля состояния оборудования на базе непрерывного наблюдения за параметрами, отражающими развитие дефектов и неисправностей, обследований, включающих подробный анализ всех возможных параметров.

4. Процесс диагностики технического состояния опорно-стержневой фарфоровой изоляции показывает состояние ОСИ в режиме реального времени, что способствует предупреждению повреждений и увеличению надежности, как объекта электроэнергетики, так и энергосистемы в целом.

5. Переход к цифровой диагностике ОСИ обеспечивает безопасность обслуживающего персонала подстанции, как при оперативных переключениях, так и при проведении плановых осмотров.

6. Взята за основу модель на основе искусственной нейронной сети, которая содержать 3 и более взаимосвязанных адаптивных модуля, и предложено ввести четвертый модуль – модуль анализа прогнозных данных. Данный модуль отвечает за сбор всей информации от искусственной нейронной сети, сравнивает с заложенными типовыми характеристиками и выдает рекомендации напрямую на автоматизированное рабочее место персонала подстанции (субъекта электроэнергетики).

7. С целью реализации полученной четырех модульной методики, при помощи искусственной нейронной сети разработан пробный программный комплекс «Прогноз_ИНС_2020» предназначенный для прогнозирования параметров электрооборудования на энергетических предприятиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Валянский А.В.Влияние качества электроэнергии на надежность силового трансформатора / А.В. Валянский, И.И. Карташев, Ю.В. Шаров // Электротехника. М. – 2014. №3. С. 20-27.

2. Методические указания по контролю механического состояния фарфоровых опорно-стержневых изоляторов разъединителей 110 кВ и выше и фарфоровых покрышек высоковольтных воздушных и масляных выключателей в условиях эксплуатации, согл.с ОАО «ФСК ЕЭС», утв. РАО «ЕЭС России» 30.12.2004 г. 61 с.

3. Вибрационный контроль механического состояния опорно-стержневых фарфоровых изоляторов звуковым и низкочастотным ультразвуковым методами / Гатауллин А.М. [и др.] // Проблемы энергетики, 2008. № 1-2. С. 112-118.

4. Технология автоматического превентивного обслуживания промышленного оборудования [Электронный ресурс]. URL: https://www.vibrobox.ru/technology/.

ООО «ПО «КИРИШИНЕФТЕОРГСИНТЕЗ»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ

Авторский коллектив:
Жуков Игорь Викторович,
Антонов Олег Николаевич.

Развитие нефтеперерабатывающих заводов в рамках национальной программы модернизации требует повышения эффективности производства и глубины переработки нефти. Для увеличения выпуска высокооктановых бензинов, дизельных топлив, соответствующих стандартам Евро-5 и выше, а также организации «безмазутного» производства, необходимо четко представлять текущие производственные потребности, а также планировать новое строительство и техническое перевооружение. В результате поэтапного выполнения программы по данным министерства энергетики в 2019 году средняя глубина переработки нефти в России составила 83,1% [1]. При этом увеличение глубины переработки нефти и получение дополнительного количества светлых фракций достигается введением в схему НПЗ вторичных процессов переработки тяжелых нефтяных фракций на таких установках, как гидрокрекинг, каталитический крекинг, термокрекинг и др., позволяющих за счет деструктивного преобразования тяжелого сырья получать более легкие углеводородные фракции. Также широкое распространение в промышленности получило замедленное коксование, как наиболее простой и практически безостаточный способ переработки тяжелого сырья. Помимо газа в процессе коксования получают дистиллятные фракции и тяжелый газойль, являющийся ценным сырьем производства моторного топлива. Конечным продуктом данного процесса является крупнокусковой нефтяной кокс, который в зависимости от качества может находить различное применение. Процесс производства битума обеспечивает высокую глубину переработки, но является сезонным и не позволяет решить существующую проблему. В связи с этим возникает вопрос: как возможно увеличить глубину переработки нефти на существующих мощностях с максимальным извлечением ценных бензиновых и дизельных фракций [2,3].

Рассмотрим принципиальную схему глубокой переработки мазута, представленную на *рис.1,* и основные задачи установок комплекса Киришского НПЗ для дальнейшей их связи при повышении эффективности с применением цифровых средств управления производством. Комплекс основных технологических установок включает в себя установку вакуумной дистилляции, продукты которой – легкий вакуумный газойль (ЛВГО) и тяжелый вакуумный газойль (ТВГО) – поступают на установку гидрокрекинга, а из них, с учетом подкачиваемого вакуумного газойля из цеха первичной переработки нефти, получают легкую и тяжелую бензиновые фракции, а также компо-ненты дизельного топлива. Тяжелый остаток с установки вакуумной дистилляции, гудрон, поступает на установку висбрекинга для снижения вязкости и получения дополнительного количества бензина, который направляется на установку гидродепарафинизации. Газойль висбрекинга и остаток висбрекинга смешиваются для дальнейшего получения топочного мазута «марки М-100кр.» при вовлечении атмосферного газойля с установок первичной переработки нефти. На данном комплексе существуют технологические ограничения по ведению процесса и жесткие требования к качеству, как каждого промежуточного компонента, так и конечного продукта.

Для контроля показателей качества выпускаемой продукции установки вакуумной дистилляции разработаны следующие математические модели анализаторов:

– температура НК и КК фр. 300-400°С (ЛВГО);
– температура НК и КК фр. 400-550°С (ТВГО);
– температура НК и КК смеси ЛВГО и ТВГО;
– вязкость кинематическая гудрона;
– вязкость кинематическая топочного мазута М-100;

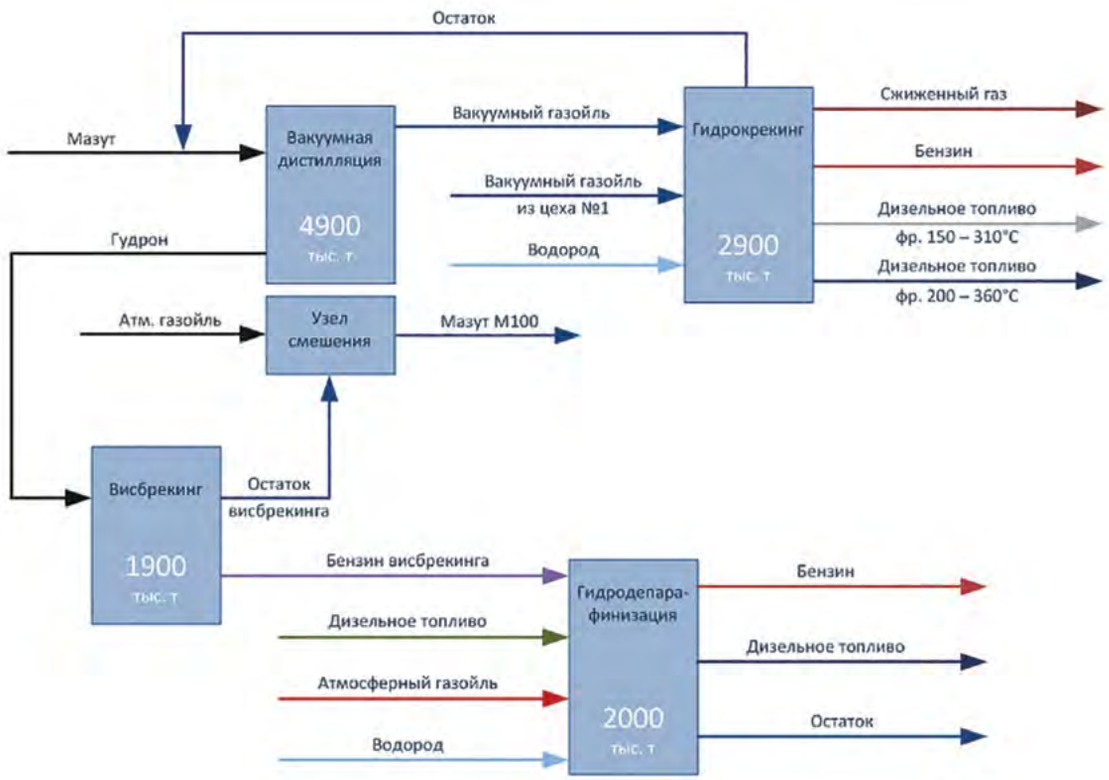


Рис. 1. Принципиальная схема глубокой переработки мазута.

для установки висбрекинга разработаны следующие математические модели анализаторов:

– температура НК и КК фр. 30-175 °С (бензин висбрекинга);

– температура НК и КК газойля колонны Т-3002;

– температура вспышки и вязкости газойля колонны Т-3002;

– температура вспышки и вязкости остатка колонны Т-3001;

– температура вспышки и вязкости смешанного остатка висбрекинга;

для установки гидрокрекинга разработаны следующие математические модели анализаторов:

– температура НК и КК лёгкой нафты;

– температура НК и КК тяжёлой нафты;

– температура НК и КК, вспышки фр. 150-310°С г/о;

– температура вспышки фр. 150-310°С г/о;

– температура НК, 90% и КК, вспышки фр. 200-360°С г/о;

– температура НК и КК среднего реактивного топлива Т-2005;

– температура НК и КК дизельного топлива Т-2006;

– температура НК кубового остаткаТ-2002;

для установки гидродепарафинизации разработаны следующие математические модели анализаторов:

– температура НК и КК стабильного бензина К-2;

– температура НК, 10%, КК, вспышки фр. 180-260 °С;

– температура НК и КК, фильтруемости фр. 240-340°С;

– температура НК, фильтруемости фр. >340°С.

Контроль качества работы математических моделей анализаторов (ММА) осуществляется по результатам лабораторных анализов, выполняемых в соответствии с графиком аналитического контроля, показаний поточных анализаторов, а также по дополнительным программам, согласованным с исследовательской лабораторией и техническим отделом.

На *рис. 2* представлена схема вывода показаний ММА установки гидрокрекинга с кнопкой экстренного отключения контроллера СУУТП.

Для повышения эффективности комплекса глубокой переработки нефти с учетом применения цифровых средств управления производством, таких как системы усовершенствованого управления технологическим процессом (СУУТП) имеющие в своей структуре ММА, позволит повысить

производительность комплекса, используя существующие средства автоматизации.

Ниже представлены оптимизационные задачи и подзадачи, охватываюшие установки вакуумной дистилляции, висбрекинга и гидрокрекинга, а также оборудование входящее систему цифровых средств управления.

СУУТП установки вакуумной дистилляции охватывает следующее оборудование:

- печи Н-1001А/В;
- вакуумная колонна Т-1001;
- узел приготовления топочного мазута.

СУУТП установки висбрекинга охватывает следующее оборудование:

- блок фракционирования/отпарки газойля (колонны Т-3001 и Т-3002);
- блок стабилизации нафты (колонну Т-3003).

СУУТП установки гидрокрекинга охватывает следующее оборудование:

- реакторный блок (реактора R-2001, R-2002, R-2003, R-2004) и технологические печи Н-2001, Н-2002, Н-2003, Н-2004;
- блок фракционирования (колонны Т-2002 и Т-2003), а также отпарные колонны Т-2004, Т-2005, Т-2006 и технологические печи Н-2005А/В, Н-2006;
- блок стабилизации нафты (колонны Т-2007, Т-2008 и Т-2009).

Задача повышения эффективности комплекса глубокой переработки нефти требует совместного решения следующих оптимизационных задач на установках вакуумной дистилляции, висбрекинга и гидрокрекинга:

• Максимальное извлечение ЛВГО и ТВГО с учётом действующих технологических ограничений (ограничение по качеству выводимых продуктов, ограничение по загрузке установки висбрекинга);

• Минимизация расхода дизельной фракции для приготовления котельного топлива за счёт оптимального управления смешением;

• Снижение энергозатрат благодаря оптимальному управлению вакуумными печами;

• Минимизация вязкости остатка висбрекинга с учётом действующих технологических ограничений установки висбрекинга;

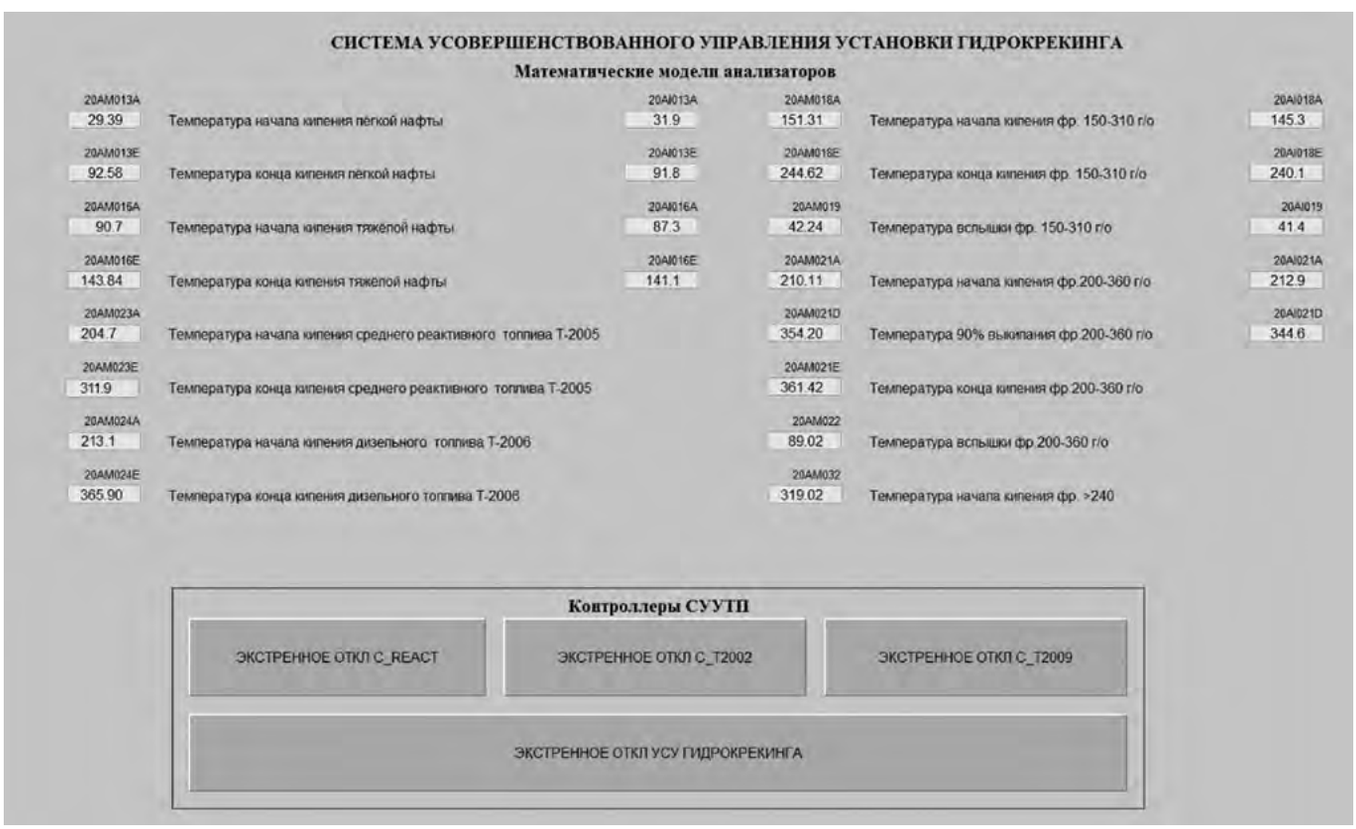


Рис. 2. Мнемосхема «Математические модели анализаторов».

- Максимизация отбора средних дистиллятов;
- Максимизация отбора реактивного топлива;
- Максимизация отбора дизельной фракции.

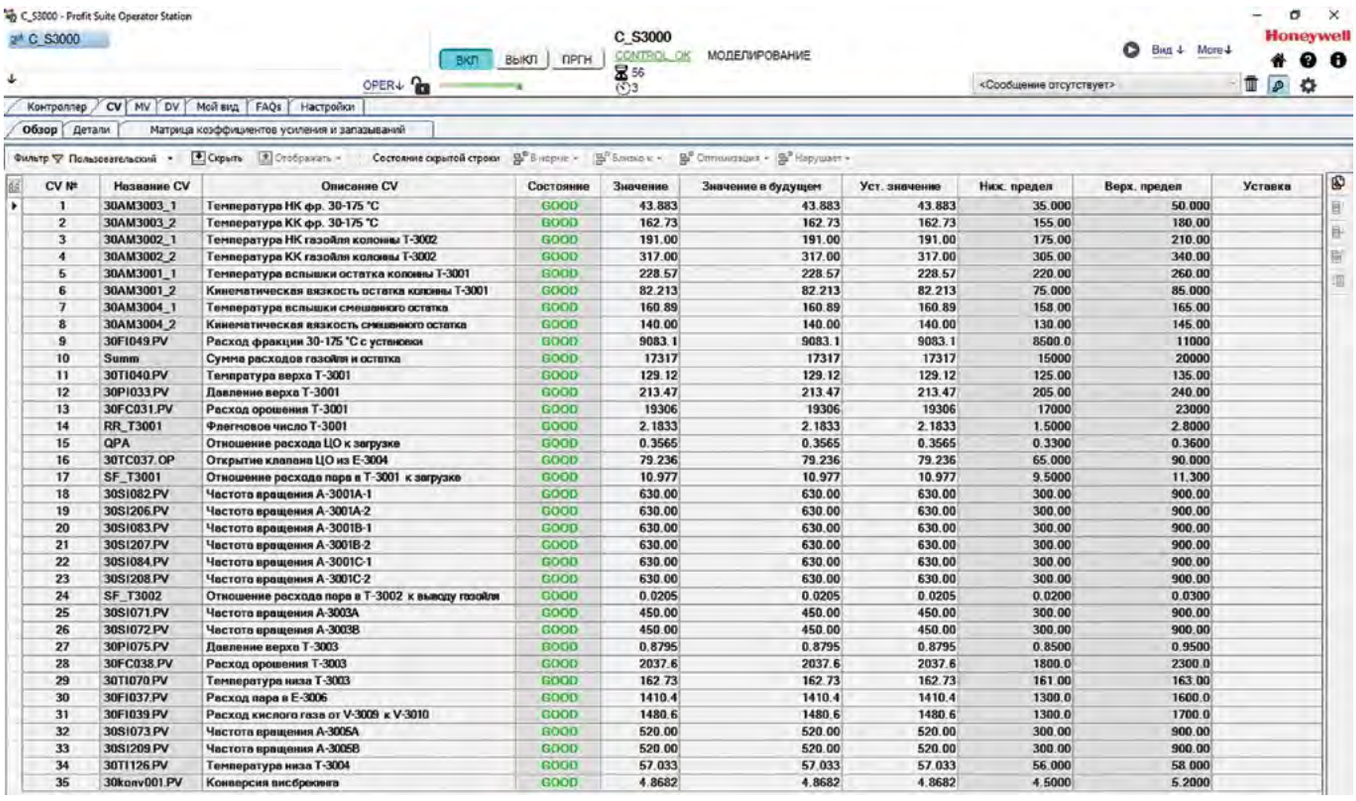
Интерфейс контроллера на примере установки висбрекинга представлен на *рис. 3.*

При выполнении первоочередной задачи на установке вакуумной дистилляции контроллер увеличивает вывод ЛВГО и ТВГО с учетом ограничений по температуре конца кипения ЛВГО и ТВГО. При этом увеличивая загрузку установки, контроллер использует прогнозирующие модели и учитывает технологические ограничения установки висбрекинга. Выполнение данной задачи позволит повысить загрузку гидрокрекинга на 2-3% следовательно, увеличить глубину перерабатываемой нефти на предприятии с получением более ценных продуктов.

При выполнении следующей задачи управления контроллер установки вакуумной дистилляции снижает расход атмосферного газойля, подаваемого на смешение с остатком висбрекинга, в пределах заданного диапазона вязкости топочного мазута. При этом управляющее воздействие формируется на основе прогнозирующей модели, которая учитывает изменения качества компонентов смеси, для чего используется информация от платформы контроллера висбрекинга. Полученное дополнительное количество атмосферного газойля, не вовлекаемого в процесс приготовление мазута М-100кр., направляется на установку гидродепарафинизации, для извлечения ценных продуктов.

При выполнении первоочередной задачи управления на установке висбрекинга, контроллер этой установки минимизирует вязкость остатка висбрекинга, подаваемого на узел смешения установки вакуумной дистилляции с атмосферным газойлем, для чего в автоматическом режиме корректируются режимные параметры колонны фракционирования Т-3001 с учётом установленных ограничений по другим продуктам установки. Таким образом, в любом режиме работы будет достигаться минимально возможное значение вязкости смеси остатка висбрекинга с газойлем висбрекинга.

Помимо соблюдения технологических норм предусмотрен алгоритм автоматического повышения загрузок установок с расчетом оптимальной ско-



CV №	Название CV	Описание CV	Состояние	Значение	Значение в будущем	Уст. значение	Ниж. предел	Верх. предел	Уставка
1	30AM3003_1	Температура НК фр. 30-175 °С	GOOD	43.883	43.883	43.883	35.000	50.000	
2	30AM3003_2	Температура КК фр. 30-175 °С	GOOD	162.73	162.73	162.73	155.00	180.00	
3	30AM3002_1	Температура НК газойля колонны Т-3002	GOOD	191.00	191.00	191.00	175.00	210.00	
4	30AM3002_2	Температура КК газойля колонны Т-3002	GOOD	317.00	317.00	317.00	305.00	340.00	
5	30AM3001_1	Температура вспышки остатка колонны Т-3001	GOOD	228.57	228.57	228.57	220.00	260.00	
6	30AM3001_2	Кинематическая вязкость остатка колонны Т-3001	GOOD	82.213	82.213	82.213	75.000	85.000	
7	30AM3004_1	Температура вспышки смешанного остатка	GOOD	160.89	160.89	160.89	158.00	165.00	
8	30AM3004_2	Кинематическая вязкость смешанного остатка	GOOD	140.00	140.00	140.00	130.00	145.00	
9	30FI049.PV	Расход фракции 30-175 °С с установки	GOOD	9083.1	9083.1	9083.1	8500.0	11000	
10	Sumn	Сумма расходов газойля и остатка	GOOD	17317	17317	17317	15000	20000	
11	30TI040.PV	Температура верха Т-3001	GOOD	129.12	129.12	129.12	125.00	135.00	
12	30PI033.PV	Давление верха Т-3001	GOOD	213.47	213.47	213.47	205.00	240.00	
13	30FC031.PV	Расход орошения Т-3001	GOOD	19306	19306	19306	17000	23000	
14	RR_T3001	Флегмовое число Т-3001	GOOD	2.1833	2.1833	2.1833	1.5000	2.8000	
15	QPA	Отношение расхода ЦО к загрузке	GOOD	0.3565	0.3565	0.3565	0.3300	0.3600	
16	30TC037.OP	Открытие клапана ЦО из Е-3004	GOOD	79.236	79.236	79.236	65.000	90.000	
17	SF_T3001	Отношение расхода пара в Т-3001 к загрузке	GOOD	10.977	10.977	10.977	9.5000	11.300	
18	30SI082.PV	Частота вращения А-3001А-1	GOOD	630.00	630.00	630.00	300.00	900.00	
19	30SI206.PV	Частота вращения А-3001А-2	GOOD	630.00	630.00	630.00	300.00	900.00	
20	30SI083.PV	Частота вращения А-3001В-1	GOOD	630.00	630.00	630.00	300.00	900.00	
21	30SI207.PV	Частота вращения А-3001В-2	GOOD	630.00	630.00	630.00	300.00	900.00	
22	30SI084.PV	Частота вращения А-3001С-1	GOOD	630.00	630.00	630.00	300.00	900.00	
23	30SI208.PV	Частота вращения А-3001С-2	GOOD	630.00	630.00	630.00	300.00	900.00	
24	SF_T3002	Отношение расхода пара в Т-3002 к выводу газойля	GOOD	0.0205	0.0205	0.0205	0.0200	0.0300	
25	30SI071.PV	Частота вращения А-3003А	GOOD	450.00	450.00	450.00	300.00	900.00	
26	30SI072.PV	Частота вращения А-3003В	GOOD	450.00	450.00	450.00	300.00	900.00	
27	30PI075.PV	Давление верха Т-3003	GOOD	0.8795	0.8795	0.8795	0.8500	0.9500	
28	30FC038.PV	Расход орошения Т-3003	GOOD	2037.6	2037.6	2037.6	1800.0	2300.0	
29	30TI070.PV	Температура низа Т-3003	GOOD	162.73	162.73	162.73	161.00	163.00	
30	30FI037.PV	Расход пара в Е-3006	GOOD	1410.4	1410.4	1410.4	1300.0	1600.0	
31	30FI039.PV	Расход кислого газа от V-3009 к V-3010	GOOD	1480.6	1480.6	1480.6	1300.0	1700.0	
32	30SI073.PV	Частота вращения А-3005А	GOOD	520.00	520.00	520.00	300.00	900.00	
33	30SI209.PV	Частота вращения А-3005В	GOOD	520.00	520.00	520.00	300.00	900.00	
34	30TI126.PV	Температура низа Т-3004	GOOD	57.033	57.033	57.033	56.000	58.000	
35	30konv001.PV	Конверсия висбрекинга	GOOD	4.8682	4.8682	4.8682	4.5000	5.2000	

Рис. 3. Контролируемые переменные системы усовершенствованного управления установкой висбрекинга.

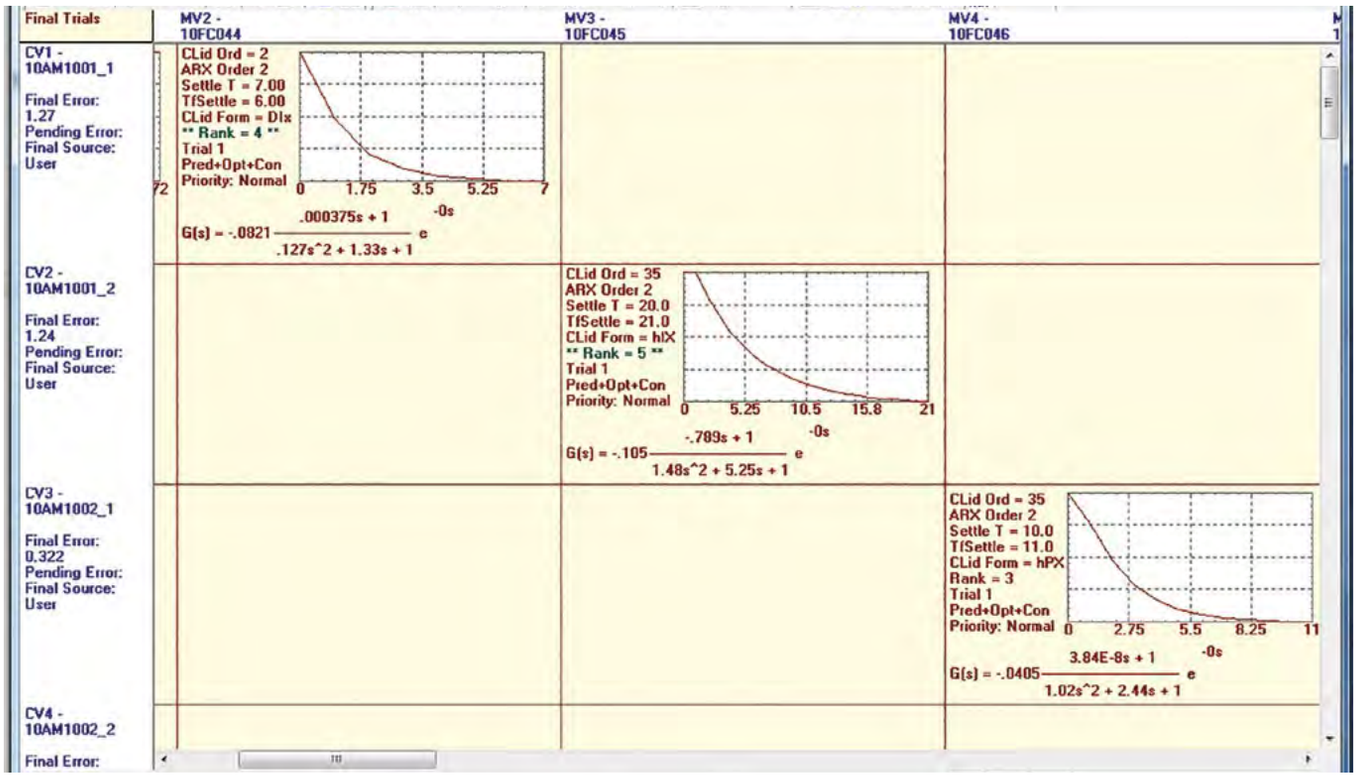


Рис. 4. Фрагмент матрицы контроллера установки вакуумной дистилляции.

рости изменения и автоматической коррекции температур по реакторным блокам, также учтены условие 100% конверсии тяжёлого остатка.

Ограничения по загрузке установки висбрекинга не позволяют полноценно загрузить установку вакуумной дистилляции, следовательно, сам гидрокрекинг. Дальнейшее введение в эксплуатацию установки замедленного коксования позволит повысить загрузку вакуумной дистилляции при этом глубина переработки на предприятии с учетом действующих вакуумных блоков установок ЭЛОУ-АВТ-6, ЭЛОУ-АВТ-2 и битумных установок приблизится к значению 90 %.

На данный момент в структуру существующих контроллеров комплекса закладываются возможности перспективного расширения. В дальнейшем планируется разработка контроллеров для вакуумных блоков первичной переработки нефти, с учетом будущих потребностей производства. На *рис. 4* представлен фрагмент матрицы контроллера установки вакуумной дистилляции.

Системная реализация СУУТП выполнена на платформе VMware vSphere [4], где для каждого технологического объекта создан свой виртуальный сервер и сконфигурированы в сети установки. На каждый сервер установлено специализированное программное обеспечение, сконфигурированы платформы контроллеров и ММА, которые общаются по специальному протоколу с распределенной системой управления. Результаты вычислений выводятся на мнемосхемы, а по выделенным переменным осуществляется управляющее воздействие.

Данная работа отражает основные тенденции развития цифровых систем оптимального управления производством и является одним из ключевых звеньев в поиске технических решений для расширения существующих возможностей и увеличения глубины переработки нефти.

Разработка и внедрение на предприятии цифровых двойников технологических процессов позволит оперативно формировать задания для производственного плана, а СУУТП обеспечит качественный переходный процесс [5,6], поскольку повышение интеллектуализации в управлении предприятием невозможно без охвата всей технологической цепочки.

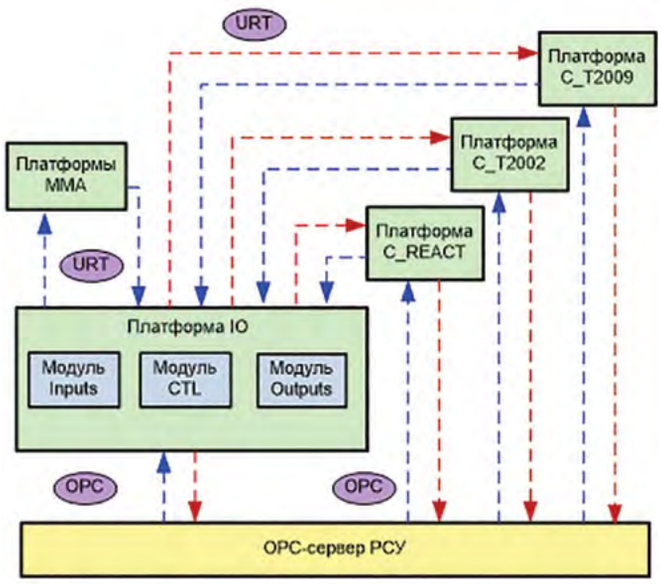


Рис. 5. Структура информационных потоков между элементами СУУТП и внешними источниками данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предполагаемые результаты ввода в опытно-промышленную эксплуатацию контроллеров комплекса глубокой переработки нефти:

- Стабилизация параметров технологического процесса и снижение стандартного отклонения контролируемых переменных;
- Обеспечение заданных показателей качества продуктов с учетом взаимных ограничений;
- Оптимизация и увеличение загрузки комплекса глубокой переработки нефти;
- Снижение потребления топливно-энергетических ресурсов на установках КГПН;

Дополнительными эффектами от внедрения систем являются:

- Снижение потерь продукта при смене технологических режимов;
- Повышение уровня автоматизации производства, и как следствие повышение качества управления и сокращение времени переходных процессов;
- Снижение износа технологического оборудования, и как следствие увеличение межремонтных пробегов отдельных аппаратов;
- Повышение уровня безопасности с учетом технологических норм и ограничений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сайт Министерства энергетики Российской Федерации. https://minenergo.gov.ru/node/1212.

2. Ермоленко А.Д., Кашин О.Н., Лисицын Н.В., Макаров А.С., Фомин А.С., Харазов В.Г.Автоматизация процессов нефтепереработки, уч.пособ. / под. общ. ред. д-ра техн. наук В.Г. Харазова.- СПб.:Профессия, 2015.-304 с.

3. Жуков И.В., Харазов В.Г. Пути повышения эффективности усовершенствованных систем управления (APC-систем). Автоматизация и IT в нефтегазовой области № 1, -М., 2019. С. 11-13.

4. Жуков И.В., Новожилов Н.Г., Харазов В.Г. Автоматизация получения водорода в процессах нефтепереработки. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, №6(653), -М.,2020. С. 30-33.

5. Жуков И.В., Харазов В.Г. Задачи и структура APC-систем в процессах нефтепереработки// Математические методы в технике и технологиях – ММТТ-29: сб. трудов XXIX Международной научной конференции: Т2. – Саратов: Изд-во Саратов. гос. техн. ун-т, 2016. - С.113-116.

6. Kraemer K., Kossack S., Marquardt W. Efficient optimization-based design of distillation processes for homogenous azeotropic mixtures// Industrial & Engineering Chemistry Research. - 2009. - Vol. 48(14), - P. 6749–6764.

ПАО «КАМЧАТСКЭНЕРГО»

ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФОНДА СКВАЖИН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОЭС

Авторский коллектив:
Любин Алексей Анатольевич,
Чернев Иван Иванович,
Шулюпин Александр Николаевич,
Чермошенцева Алла Анатольевна.

Филиал ВЭ образован в декабре 2019 года в результате реорганизации в форме присоединения в состав ПАО «Камчатскэнерго» двух компаний ТЭК, АО «Геотерм» в составе Мутновской ГеоЭС, Верхне-Мутновской ГеоЭС, Паужетской ГеоЭС и ПАО «КамГЭК» в составе каскада Толмачевских ГЭС (ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3). Образованный филиал ВЭ включил в себя всю генерацию полуострова Камчатка работающую от возобновляемых источников энергии земли и воды.

ИГД ДВО РАН образован в 1983 году для решения фундаментальных научных проблем, связанных с развитием добычной отрасли дальневосточного региона. В настоящее время институт является обособленным подразделением Хабаровского Федерального исследовательского центра ДВО РАН. Институт известен своими достижениями, как в России, так и за рубежом, в том числе, в области внедрения научных разработок в реальный сектор экономики.

Геотермальные электростанции (ГеоЭС) успешно эксплуатируются более чем в 50 странах, и масштабы использования геотермальных ресурсов в энергетике неуклонно увеличиваются [1]. При этом большинство проектов развивается уже не за счет дотаций, а в условиях самоокупаемости. В этой связи возрастает актуальность вопросов, связанных с повышением эффективности освоения геотермальных месторождений, обеспечивающих работу ГеоЭС [2].

Самыми крупными объектами геотермальной энергетики на территории Российской Федерации являются расположенные на Камчатке ГеоЭС, вырабатывающие более 90% отечественной электроэнергии на геотермальных ресурсах. Работу этих станций обеспечивают Мутновское и Паужетское геотермальные месторождения, добычные скважины которых эксплуатируются в режиме парлифта. Учитывая, что строительство и эксплуатация добычных скважин является наиболее затратной частью освоения месторождений, представляется целесообразными исследование особенностей парлифтного режима работы. В частности, актуальным является развитие научных основ для разработки способов повышения расхода добычных пароводяных скважин, способов предупреждения самозадавливания (самопроизвольное прекращение работы) скважин, а также способов, способствующих вводу в эксплуатацию скважин, ранее считавшихся некондиционными.

Наиболее эффективная форма добычи геотермальных флюидов, не требующая дополнительных затрат – самоизлив. Скважины Мутновского и Паужетского месторождений, как и большинства аналогичных объектов мира, имеют уровень пластовых вод ниже устья, их эксплуатация в режиме самоизлива обеспечивается посредством парлифта, то есть облегчения флюида в стволе скважины за счет вскипания поступающей из пласта горячей воды.

Условие устойчивой, без самозадавливания, работы скважины в режиме парлифта можно представить графически, показав зависимости забойного давления от расхода, характеризующие течение в скважине и пласте. На *рис. 1* прямыми линиями представлены различные варианты характеристик пласта (прямые линии соответствуют стационарному притоку при линейном законе фильтрации в пласте) и характеристика типовой скважины Мутновского месторождения (линия 1): глубина скважины до области питания 1400 м, внутренний диаметр до глубины 1100 м – 0.225 м, на глубине 1100-1400 м – 0.152 м, энтальпия флюида 1200 кДж/кг, устьевое давление 7 бар (принимается постоянным). Расчет давления

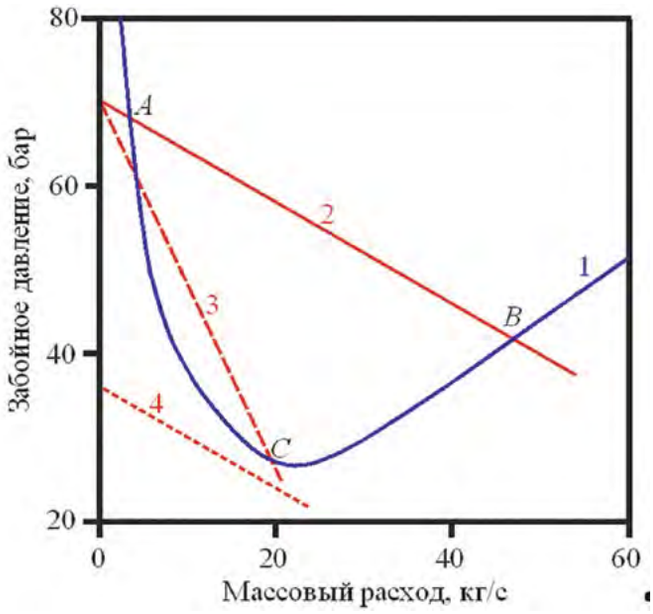


Рис. 1. Характеристика типовой скважины Мутновского месторождения (1) и варианты характеристик пласта (2–4).

на забое (до области питания) при построении характеристики скважины проводился с помощью программы WELL-4 [3]. Возможны три варианта расположения рабочей точки, соответствующей пересечению характеристик скважины и пласта: на нисходящей ветви характеристики скважины, имеющей больший по сравнению с характеристикой пласта наклон (точка A); на восходящей ветви характеристики скважины (точка B); на нисходящей ветви характеристики скважины, имеющей меньший наклон (точка C). Также возможен вариант отсутствия рабочей точки (характеристика 4).

Существуют различные представления о необходимом для устойчивой работы скважины сочетании характеристик, пришедшие из практики разработки газоконденсатных месторождений. Обычно, необходимым считается единственное сочетание, соответствующее точке B [4]. Учитывая наблюдаемое в ряде случаев наличие устойчивой работы скважины при одинаковом устьевом давлении и двух различных расходах, некоторые специалисты допускают приемлемым сочетание как в точке B, так и в точке A [5, 6]. Заметим, что большинство специалистов выступают за первый вариант, поскольку инверсия графиков производительности, показывающих зависимость расхода от устьевого давления, наблюдается не на всех скважинах и не на всех месторождениях, типовым считается график производительности без инверсии [7], что исключает двойственность расхода при одинаковом устьевом давлении. Однако, инверсия существует и неоднократно наблюдалась авторами настоящей работы при испытании скважин Паужетского месторождения.

Теоретический анализ показывает, что общее условие устойчивого течения в скважине определяется соотношением [8]

$$\frac{\partial \Delta p_{int}}{\partial G} > \frac{\partial \Delta p_{ext}}{\partial G} \qquad (1)$$

где Δp_{int} – внутренний перепад давления (или сумма перепадов давления на трение, конвективное ускорение и гравитацию), G – массовый расход, Δp_{ext} – внешний перепад давления ($\Delta p_{ext} = \Delta p_1 - \Delta p_2$, где Δp_1 – внешнее, определяемое течением вверх по потоку, забойное давление, Δp_2 – внешнее, определяемое течением вниз по потоку, устьевое давление).

Соотношение (1) совпадет с известным выражением, относящимся к неустойчивости Лединегга [9], связанной с особенностью трения при фазовом переходе в результате нагрева стенок канала. Применяя данное соотношение к представленным на рис. 1 графикам, с учетом постоянства устьевого давления, устойчивым будет считаться сочетание в точках B и C. В отличие от неустойчивости Лединегга, в данном случае развитие неустойчивости определяется влиянием гравитационной составляющей внутреннего перепада давления (уменьшением плотности и облегчением смеси при увеличении расхода), вызывающим при малых скоростях потока нарушение условия (1). При этом увеличение расхода в нижней части, вблизи забоя, не может приводить к снижению общей массы смеси в скважине. Следовательно, эффективное развитие неустойчивости возможно только от устья к забою, и для достаточно глубоких скважин условие устойчивости рекомендуется в виде

$$\frac{\partial \Delta p_{\text{int}}}{\partial G} + \frac{\partial p_2}{\partial G} > 0 \qquad (2)$$

Таким образом при постоянстве устьевого давления устойчивая работа геотермальной скважины возможна только при положительном значении производной внутреннего перепада давления, т.е. при нахождении рабочей точки на восходящей ветви характеристики скважины (точка B),

представленной на *рис. 1*. В особых случаях (неглубокие скважины, наличие факторов, сдерживающих развитие неустойчивости вблизи устья) устойчивость может определяться условием (1). В случае наличия зависимости внешнего устьевого давления от расхода характеристику скважины при графической интерпретации условия устойчивости (2) следует рассматривать не только с учетом течения собственно в скважине, но и течения вниз по потоку от устья. Тогда устойчивая работа также будет соответствовать нахождению рабочей точки на восходящей ветви характеристики скважины.

Новые представления об устойчивости течения в пароводяной скважине позволили объяснить ряд явлений, наблюдавшихся при испытании и эксплуатации парлифтных скважин, находящихся в противоречии с ранее существовавшими представлениями [10]. В частности, устойчивая работа при одинаковом давлении и различных расходах связывается с обязательным наличием в процессе опробования скважин при малом расходе значимого второго члена с положительным знаком в соотношении (2), т.е. в этом случае устьевое давление не может быть постоянным, оно должно зависеть от течения вниз по потоку от устья. Также были обоснованы наблюдавшиеся на Мутновском месторождении случаи неспособности скважин к эксплуатации при устьевых давлениях, при которых имеет место устойчивая работа в процессе опробования.

Новые представления позволяют выделить два направления в обеспечении необходимого для устойчивой работы скважины расположения рабочей точки: изменение характеристики пласта и изменение характеристики скважины. Отдельным направлением, при наличии необходимого расположения рабочей точки, является выбор способа и технологии запуска режима парлифта (на практике используется термин «возбуждение» скважины). Анализ показывает, что в процессе возбуждения при наличии в питающем пласте зон с различной энтальпией возможна различая активация зон, как следствие, можно получить отрицательный результат на скважине, которая может быть возбуждена иначе.

Сначала рассмотрим способы изменения характеристики пласта. Анализ *рис. 2* показывает, что высокое расположение начальной точки характеристики пласта увеличивает шансы на существование устойчивого течения. Следовательно, обеспечение парлифта возможно за счет повышения статического (при нулевом расходе) пластового давления. Это можно достичь нагнетанием в пласт отработанных вод, или снижением объемов добычи в смежных скважинах, эксплуатирующих тот же геотермальный резервуар. Планируя нагнетание необходимо иметь в виду возможные негативные последствия, связанные с «захолаживанием» резервуара. Снижение энтальпии добываемого теплоносителя само по себе нежелательно, поскольку вызывает не только снижение общего количества добываемой энергии, но и снижает, в соответствии с термическим коэффициентом полезного действия, ее качество. Кроме того, снижение энтальпии снижает эффективность парлифта, что может привести к потере способности скважины работать на самоизливе.

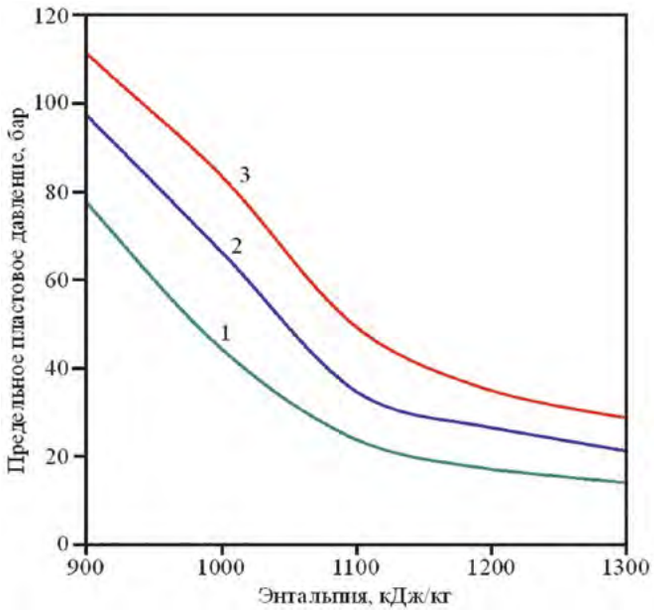


Рис. 2. Зависимость предельного пластового давления от энтальпии смеси при разных устьевых давлениях: 1 – 5 бар, 2 – 7 бар, 3 – 9 бар.

Важной характеристикой подъемной способности парлифта является предельное пластовое давление, которое соответствует точке экстремума (минимальное давление) на характеристике скважины. Его значение соответствует давлению на забое, ниже которого парлифт будет в принципе неспособен поднять глубинный флюид на поверхность. На *рис. 2* представлена зависимость предельного пластового давления типовой по конст-

рукции скважины Мутновского месторождения от энтальпии флюида и устьевого давления.

Представленные графики подтверждают значительную зависимость предельного пластового давления, а, следовательно, и подъемной способности парлифта от давления на устье скважины и энтальпии флюида. При освоении месторождений парогидротерм, к которым относится Мутновское месторождение, неоднократно рассматривался вопрос о нагнетании отработанного флюида в пласт с целью поддержания пластового давления. Практика нагнетания в продуктивные пласты активно применяется при разработке нефтяных месторождений. Однако с учетом того, что на геотермальных месторождениях целью добычи является не сам флюид, а энергия, заключенная в глубинных флюидах и вмещающих породах, переносимая добываемым флюидом, вопрос о нагнетании следует рассматривать с осторожностью. В соответствии с *рис. 2*, даже незначительное изменение энтальпии ведет к изменению предельного пластового давления. Снижение температуры флюида в результате нагнетания относительно холодной жидкости в пласт может иметь в части подъемной способности парлифта больший негативный эффект, чем положительный эффект в связи с увеличением пластового давления.

Другим путем изменения характеристики пласта является повышение его проводимости, снижающее угол наклона характеристики. Распространенной причиной снижения проводимости является кольматация в призабойной зоне. В отечественной практике для борьбы с данным явлением широко применяется многократное возбуждение. Каждое возбуждение скважины с переводом на свободное фонтанирование создает термические и динамические нагрузки на призабойную зону, способствующие удалению отложений в проницаемых каналах и образованию новых каналов, а повторение операций усиливает эффект. При этом возбуждение производится с использованием быстрой декомпрессии в скважине, создающей максимальные динамические и термические нагрузки на призабойную зону, для чего используются специальные клапаны, обеспечивающие полное открытие устья менее чем за 0.1 с.

Простейший способ изменения характеристики скважины – изменение эксплуатационного давления. Снижение устьевого давления смещает точку экстремума на характеристике скважины в сторону меньших расходов и забойных давлений, что способствует переводу рабочей точки на восходящую ветвь. Однако такой способ не всегда оправдан, поскольку он требует снижения давления на входе в энергетическую установку, что приводит к снижению эффективности ее работы.

Согласно новым представлениям, характеристика скважины должна учитывать динамику внешнего устьевого давления. Следовательно, ее изменение можно осуществить путем изменения условий транспортировки теплоносителя от устья к потребителю, определяющих второе слагаемое левой части (2). При заданном давлении на входе к потребителю необходимо стремиться к максимальному значению указанного слагаемого. В рамках настоящей работы создана новая математическая модель для расчета трубопроводов пароводяной смеси, учитывающая гравитационную компоненту градиента давления, что позволяет рассчитывать указанное слагаемое (2). С помощью данной модели исследован типовой трубопровод пароводяной смеси на Мутновском месторождении и выработаны рекомендации по проектированию его аналогов.

Хорошие результаты по обеспечению устойчивости может дать изменение характеристики скважины путем установки, внутри существующей обсадной колонны, вкладыша, снижающего внутренний диаметр канала, что смещает точку экстремума характеристики в сторону меньших расходов. Этот способ был реализован на некоторых скважинах Мутновского месторождения, в целом, подтвердив ожидания. Некоторые специалисты считают, что заниженный диаметр является одной из причин невозможности работы на самоизливе [11]. Но теория и практика показывает – именно завышенный диаметр следует считать фактором неустойчивости, препятствующим работе на самоизливе.

Неустойчивость может возникать по причине наличия дефектов, допущенных в ходе строительства скважины. Дефекты также могут возникать в ходе эксплуатации и простаивания скважины. Достаточно часто в эксплуатирующихся и, особенно, в простаивающих скважинах происходит отложение солей в местах наиболее интенсивного изменения

термодинамических параметров. Ликвидация таких дефектов может также способствовать обеспечению работы скважины в режиме парлифта.

В работе [11] подробно описано несколько способов возбуждения скважин. Отметим, что активно используемый как в России, так и за рубежом самопрогрев скважины с закрытой устьевой задвижкой можно рассматривать как элемент процедуры возбуждения. Список упомянутых в работе [11] можно дополнить способами, которые активно использовались при освоении отечественных месторождения. На ранних этапах возбуждение осуществлялось простым способом – в скважину засыпался карбид. При контакте с водой карбид выделял газ, газлифт облегчал флюид в скважине, облегченный флюид под действием забойного давления удалялся из ствола и далее активизировался парлифт. В некоторых скважинах для удаления столба холодной воды использовалось свабирование.

Таким образом, результатом представленной работы является создание новых научных основ для разработки способов повышения эффективности использования фонда скважин, работающих в режиме парлифта при эксплуатации ГеоЭС.

На практике, столкнувшись с трудностями обеспечения парлифтной добычи, необходимо попытаться выяснить причины их возникновения. Как правило, твердой уверенности в результатах такого выявления достичь не удается. В этом случае задачу обеспечения устойчивой парлифтной добычи следует решать, учитывая уровень затрат и возможные необратимые последствия при реализации конкретных способов. Приоритетными являются простейшие в реализации способы, которые, в случае неудачи, не создадут непреодолимых трудностей для дальнейших попыток обеспечить необходимый режим работы. Например, предполагая низкую проводимость пласта, для начала следует попытаться решить задачу методом многократного возбуждения, и только как крайнюю меру использовать уменьшение внутреннего диаметра скважины. Установка вкладыша внутри эксплуатационной колонны является технически непростой, требующей значительных затрат задачей. После установки вкладыша скважина может потерять потенциал, который мог бы быть обеспечен другими методами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report // Geothermics. 2016. Vol. 60, P. 31–43.

2. Шулюпин А.Н., Варламова Н.Н. (2020). Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов // Георесурсы. 22(4). С. 113–122.

3. Шулюпин А.Н., Чермошенцева А.А. Семейство математических моделей WELL-4 для расчета течений в пароводяных геотермальных скважинах // Математическое моделирование. 2016. Т. 28, № 7. С. 56–64.

4. Бузинов С.Н., Бородин С.А., Пищухин В.М., Харитонов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Экспериментальные исследования движения двухфазных систем в газовых скважинах // Георесурсы. 2010. № 4(36). С. 63–66.

5. Ентов В.М. О нестационарных процессах при фонтанировании скважин // Известия АН СССР. Сер. Механика и машиностроение. 1964. № 2. С. 31–40.

6. Дрознин В.А. Физическая модель вулканического процесса. М.: Наука, 1980. 92 с.

7. March A. Modelling a geothermal steam fields to evaluate well capacities and assist operational decisions // Proceedings of the World Geothermal Congress, Melbourne, Australia. 2015. N 25008. 9 p.

8. Шулюпин А. Н. О теории устойчивости режима работы пароводяной скважины при эксплуатации геотермальных электростанций // Известия РАН. Энергетика. 2018. № 6. С. 103–117.

9. O'Neill L.E., Mudawar I. Review of two-phase flow instabilities in macro- and micro-channel systems // Int. J. Heat Mass Transf. 2020. Vol. 157, No. 119738. P. 1–43.

10. Шулюпин А.Н. Устойчивость режима работы пароводяной скважины. Хабаровск: ООО «Амурпринт», 2018. 136 с.

11. Mubarok M.H., Zarrouk S.J. Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis // Geothermics. 2017. Vol. 70. P. 17–37.

ФГБОУ ВО «КЕМЕРОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

РАЗРАБОТКА УПРАВЛЕНЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРЕДИКТИВНОГО ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА И 3D-КАРТИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ИК-ИЗОБРАЖЕНИЙ, ПОЛУЧАЕМЫХ С БЕСПИЛОТНОГО ЛЕТАТЕЛЬНОГО АППАРАТА

Авторский коллектив:
Рада Артем Олегович,
Кузнецов Александр Дмитриевич,
Тимофеев Антон Евгеньевич,
Шумелев Дмитрий Игоревич,
Зверев Роман Евгеньевич.

Институт цифры – подразделение КемГУ, занимающееся разработкой прикладных IT решений. Имеет крупнейший (по ассортименту и количеству) парк беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) в Сибирском федеральном округе и разнообразное навесное оборудование, что позволяет проводить аэросъемку, лазерное сканирование и получать цифровые модели объектов (ортофортопланы, трехмерные точечные модели, цифровые модели рельефа и т.д.). Компетенции в области аэросъемки и обработки больших данных совместно с веб-разработкой делают возможным создание высоконагруженных многопользовательских геоинформационных систем. Крупнейшим проектом института является геоинформационная система (ГИС) «Кузбасс» — высокоточная картографическая основа для принятия архитектурно-планировочных решений, оперативных совещаний и реализации городских сервисов [1].

ВВЕДЕНИЕ

Одним из значительных рисков, сопровождающих деятельность угольного предприятия, является возникновение эндогенного пожара, вызванного самовозгорающимися свойствами каменного угля [2].

В рамках экспертных интервью с инженерно-техническими работниками угольных предприятий определено, что высокий риск неконтролируемого развития эндогенных пожаров присутствует на 43 предприятиях по открытой добыче каменного угля (угольные разрезы 4-5 класса пожарной опасности).

Борьба с эндогенными пожарами в настоящее время имеет особую важность. Согласно статистическим данным по аварийности, в ведущем угольном регионе, Кузбассе, на угольных предприятиях в период 1992–2018 гг. было зарегистрировано 312 пожаров, в числе которых 220 — эндогенные. Это можно объяснить значительным увеличением объема угледобычи и интенсификацией горных работ (добыча угля в 2019 году выросла на 12% по отношению к 2015) [3]. Исходя из этого, возникает необходимость совершенствования имеющихся мер профилактики самовозгорания угля.

Экономические потери предприятия от последствий эндогенного пожара могут исчисляться десятками миллионов рублей. Так, по данным ОАО «ОУК «Южкузбассуголь», ущерб от эндогенного пожара на разрезе «Сибиргинский», длившегося 193 часа, составил 37,9 млн рублей.

Кроме того, распространение эндогенного пожара является одним из наиболее серьезных рисков для здоровья и жизни персонала угольного предприятия и наносит колоссальный вред экологической ситуации.

Стоит отметить, что результаты многих исследований показывают, что для более быстрой локализации и ликвидации эндогенных пожаров требуется применение активных способов, к которым относится подача в очаг самовозгорания угля азота или пены. Но для эффективного применения данных способов требуется информация о точном местонахождении и параметрах очага. Указанная информация необходима и при тушении очагов самовозгорания вследствие их способности к перемещению и образованию многоочаговых пожаров [3].

На основании приведенных фактов экономически целесообразно создать типизацию зон наиболее вероятного возникновения эндогенных пожаров, т.е. вести полноценную профилактику эндогенных пожаров и эффективно управлять рисками их

возникновения. Однако такая работа на угольных предприятиях не ведется в силу отсутствия простых и объективных программно-аппаратных решений для обнаружения локации очага самовозгорания угля и действующих эндогенных пожаров, а также отслеживания процесса в динамике и построения взвешенных математически аргументированных прогнозов развития ситуации.

Наш проект направлен на решение проблемы раннего обнаружения очагов самовозгорания угля для обеспечения своевременной профилактики и предотвращения эндогенных пожаров на угольных предприятиях России и включает в себя научно-техническую разработку программного решения, которое бы позволило осуществлять трёхмерное тепловое картирование угольных складов и предприятий по открытой добыче угля, основываясь на обработке и анализе инфракрасных (ИК) изображений, получаемых с помощью беспилотного летательного аппарата, для дальнейшего создания базы данных тепловых обследований угольных предприятий с целью типизации зон наиболее вероятного возникновения эндогенных пожаров.

ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ НА ДАННОМ ЭТАПЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

При реализации проекта разработан пакет прикладных программ, благодаря которому становится возможным быстрое определение из собранной и систематизированной базы данных (площадной съемки свыше 5 км^2) ИК-изображений с зонами ано-мальных повышений температур, величин этих температур, координат ИК-изображений для дальнейшего детального изучения данных аномалий.

На первоначальном этапе разработки был произведен сбор данных в видимом и ИК-спектре для построения тепловизионной карты и определения вероятности возникновения или наличия пожара. Все тепловизоры работают по принципу приема волн в ИК-диапазоне, которые не видны человеческому глазу. Неравномерность нагрева поверхности позволяет формировать картину распределения температуры на ней, ассоциируя определенный оттенок цвета на снимке с конкретной температурой, при этом температурное разрешение составляет величину от 0.05 до 0.1 градуса. Во всех тепловизорах регистрируется чёрно-белое изображение с 8-битной разрядностью: от чёрного (0) до белого (255). Каждому оттенку цвета соответствует конкретная температура согласно температурному полю. В зимнее, ночное или утреннее время тепловизор отображает наиболее достоверные данные, так как отображает реальную температуру объектов без учета нагрева от солнечных лучей.

Второй этап заключался в проведении полетов над одним из угольных разрезов на БПЛА Supercam S250F. Пример полученного ИК-изображения участка разреза с градацией цвета и температур приведен на *рис. 1*.

На *рис. 1* видны области повышенной температуры, соответствующие светлым участкам ИК-изображения, на которых возможен пожар.

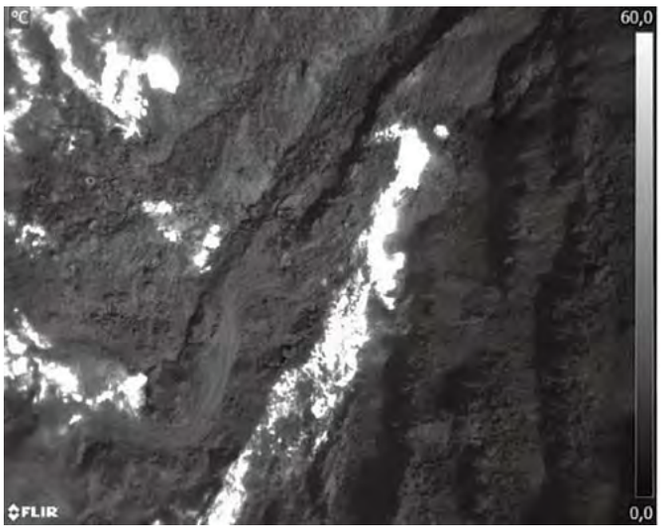


Рис. 1. ИК- изображение с градацией цвета и температур.

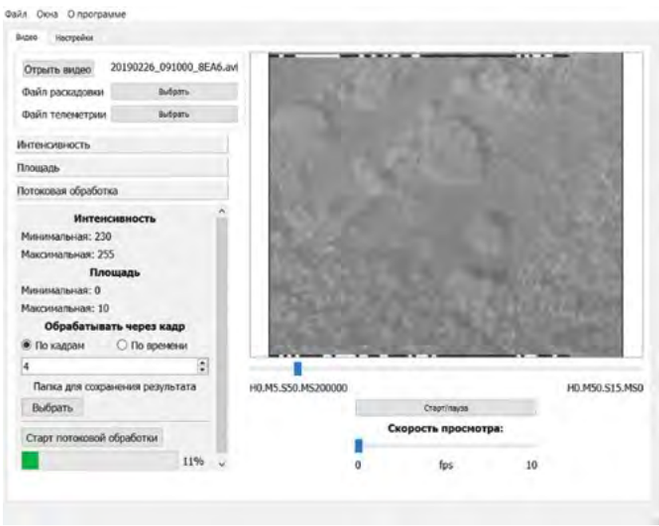


Рис. 2. Интерфейс разработанного программного обеспечения.

Следующим этапом решалась задача по автоматическому определению очагов аномальных температур из собранной базы данных ИК-изображений.

Для решения данной задачи был разработан прототип программного обеспечения – «Программа для обработки тепловизионных снимков и видеоматериалов с целью определения точных координат экстремумов интенсивности инфракрасного излучения» [4]. Интерфейс программного обеспечения приведен на *рис. 2*.

Программа позволяет на фото- и видеоматериалах находить участки с аномальной интенсивностью ИК-излучения, а также фильтровать их по площади и интенсивности.

После предобработки результаты были загружены в ГИС «Кузбасс» для непосредственной работы с данными [1]. На *рис. 3* представлен интерфейс программного обеспечения для работы с данными тепловизионного исследования и изображение в видимом спектре.

ГИС «Кузбасс» также позволяет фильтровать точки теплового излучения по температуре для более точного определения очага возгорания (*рис. 4*).

Также была построена трехмерная точечная модель для определения характеристик рельефа местности и проведения измерений (*рис. 5*).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При регулярном тепловизионном обследовании можно строить прогноз вероятности возникновения эндогенных пожаров и устанавливать факты существования очага самовозгорания, а также производить расчет динамики распространения очага самовозгорания углей в глубину.

В дальнейшем при реализации проекта планируется сформировать репрезентативную базу данных тепловых обследований предприятий по открытой добыче угля Кузбасса, создать типизацию зон наиболее вероятного возникновения эндогенных пожаров на основании особенностей влияния применяемых технологических схем на пожароопасность в условиях разреза, затем на основе базы данных разработать и протестировать алгоритм для автоматического прогноза динамики распространения локаций самонагревания углей, что позволит определять не только поверхностную, но и глубинную температуру угля (наиболее важную

Рис. 3. Интерфейс ГИС «Кузбасс».

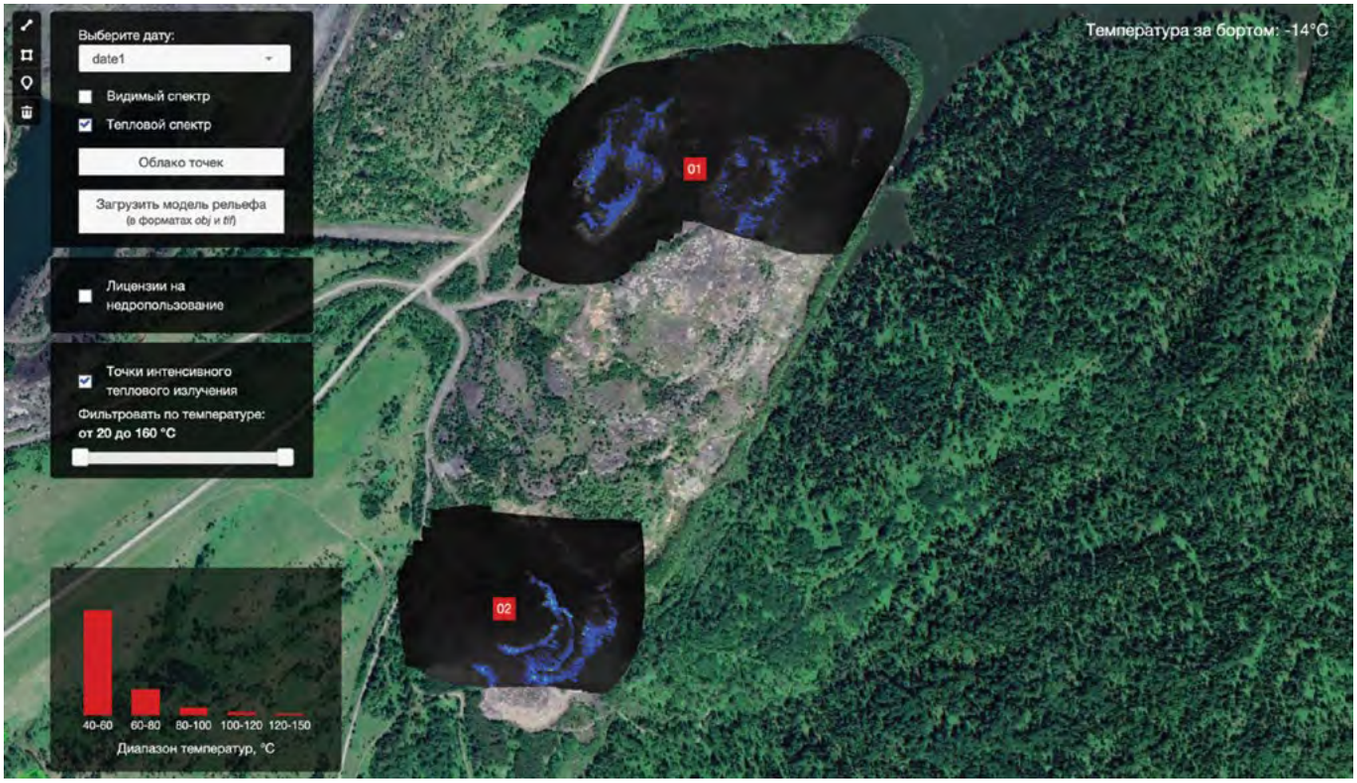


Рис. 4. Работа с данными в тепловом спектре (ГИС «Кузбасс»).

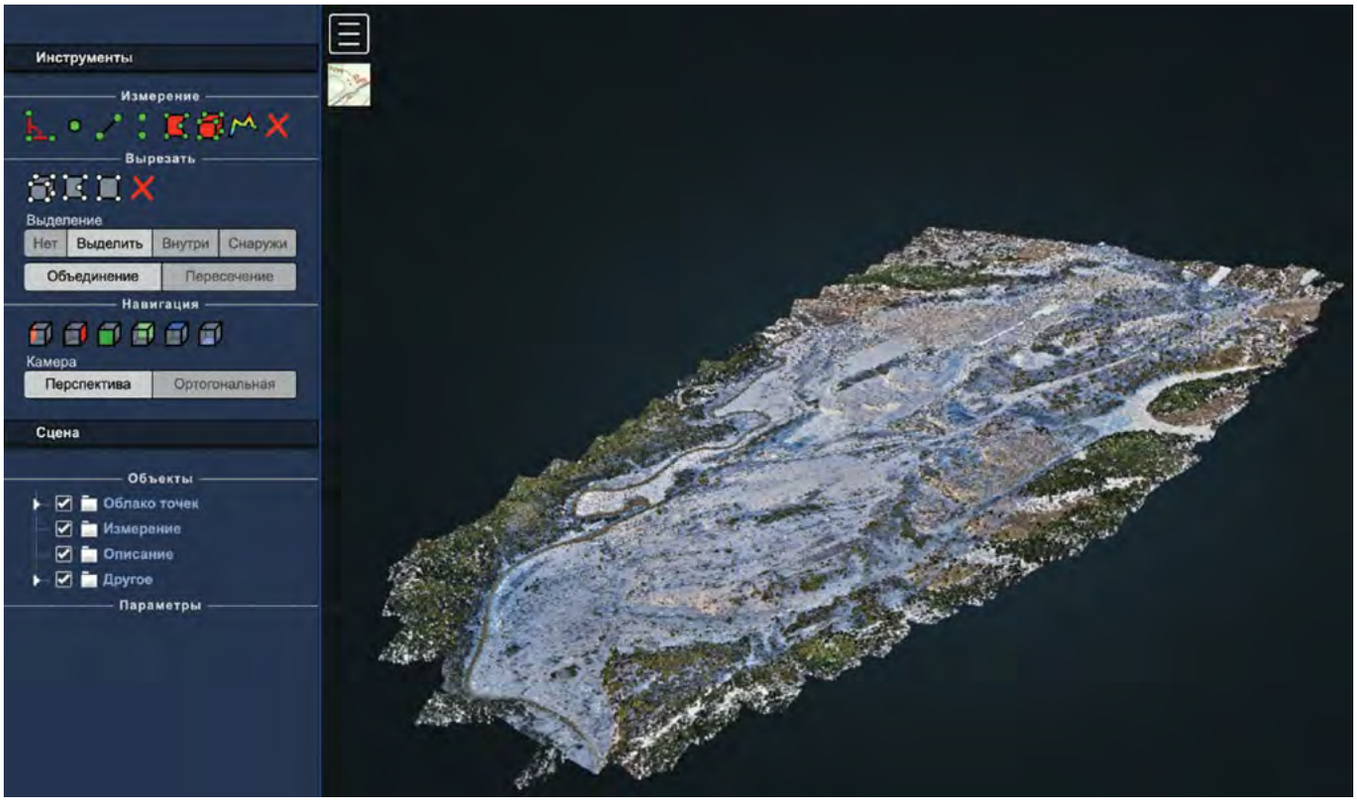


Рис. 5. Работа с трехмерной точечной моделью (ГИС «Кузбасс»).

температуру для целей теплового мониторинга).

Реализация проекта «Разработка управленческой системы предиктивного термического анализа и 3D-картирования на основе ИК-изображений, получаемых с беспилотного летательного аппарата» и применение решения на угольных предприятиях России позволит оценить риски и возможность возникновения эндогенных пожаров на обследуемой территории, что, в свою очередь, будет способствовать принятию верных управленческих решений в области ликвидации пожаров на территориях с открытой добычей угля, профилактики и принятия мер по недопущению эндогенных пожаров на угольном предприятии. Это позволит сохранить средства предприятия, обезопасить его персонал и не допустить нанесение вреда окружающей среде.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геоинформационная система «Кузбасс»: свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2021611480 Российская Федерация / А.Ю. Просеков, А.О. Рада, А.Д. Кузнецов, А.Е. Тимофеев, Е.Н. Попов, Д.И. Шумелев, А.Ю. Попов, А.В. Климин, Е.Е. Мурая. – № 2021610385; заявл. 18.01.2021; опубл. 28.01.2021, Бюл. № 2 – 1 с.

2. Портола В.А., Овчинников А.Е., Жданов А.Н. Оценка мер по предупреждению эндогенных пожаров в угольных шахтах // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 12. – С. 205–214. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-12-0-205-214.

3. Шлапаков П.А., Ерастов А.Ю., Хаймин С.А., Лебедев К.С., Колыхалов В.В., Шлапаков Е.А. Эндогенная пожаробезопасность на угольных предприятиях Кузбасса // Вестник НЦ ВостНИИ, №1, - 2019 DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.69.88.002

4. Программа для обработки тепловизионных снимков и видеоматериалов с целью определения точных координат экстремумов интенсивности инфракрасного излучения: свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2019615436 Российская Федерация / А.Ю. Просеков, А.О. Рада, А.Д. Кузнецов, Д.И. Шумелев, Г.О. Прокопьев, А.Д. Тептюк. — № 2019614354; заявл. 18.04.2019; опубл. 26.04.2019, Бюл. № 5 — 1 с.

ФИЛИАЛ ООО «ГАЗПРОМ ИНВЕСТ» «ГАЗПРОМ РЕМОНТ»

НАУКОЁМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА И ИЗГОТОВЛЕНИЯ КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ СТАЦИОНАРНЫХ ГПА

Авторский коллектив:
Скрынников Сергей Владимирович,
Пысин Николай Алексеевич,
Ланговой Сергей Михайлович,
Голуб Виктор Петрович,
Якжин Сергей Викторович,
Телегин Андрей Фёдорович,
Лепихин Алексей Эдуардович,
Селиванов Константин Сергеевич.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории РФ эксплуатируется около 300 энергетических и приводных газотурбинных установок (далее – ГТУ) в классе мощности свыше 25 МВт. При этом узлы и детали для ремонта большинства таких ГТУ не производятся в России (установки SGT-600, SGT-700, SGT-800, V64.3A, SGT5-2000E и др.).

Наименее освоенным является производство и ремонт деталей и узлов горячего тракта, периодичность ремонта и замены которых предусмотрена регламентом технического обслуживания. Поэтому актуальной задачей в ближайшее время является развитие отечественного сервиса и поставка отечественных высокотехнологичных комплектующих горячего тракта, в особенности для энергетических газовых турбин большой мощности.

Конечной целью проекта является выработка модели реинжиниринга турбоагрегатов с использованием научно-технического потенциала отечественных предприятий. Для достижения этой цели в качестве установки для апробации проекта был выбран турбоагрегат SGT-600.

В процессе выполнения работы запланировано освоение производства комплектующих, разработка соответствующей проектной и ремонтной документации, а также создание «проекта-матрицы» для использования при реинжиниринге комплектующих энергетических ГТУ большой мощности.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИСХОДНЫХ ЛОПАТОК ГТУ

Металлургические исследования лопаток турбоустановки SGT-600 включали в себя исследования химического состава, микро- и макроструктуры основного материала лопаток, материала покрытий на антифрикционных полках, на наружных и внутренних поверхностях пера.

Установлено, что основным материалом рабочих лопаток 1-й, 2-й ступеней турбины высокого давления (ТВД) и 1-й ступени силовой турбины (СТ) установки SGT-600 является сплав Inconel 792 (3.7Al-8.4Co-13.0Cr-1.8Mo-3.8Ta-3.9Ti-4.0W) с нанесенным покрытием, содержащим различное сочетание элементов: Pt-Al, Cr-Al – на поверхностях пера и Ni-Cr-Al-Y+Al2O3 – на гребешках антифрикционных полок. Одной из основных особенностей микроструктуры (*рис. 1*) материала IN792 является наличие двух видов упрочняющей γ'-фазы – первичной крупнозернистой (порядка 1 мкм) и вторичной мелкозернистой (от 0,1 до 0,2 мкм).

Первичная крупнозернистая γ'-фаза характеризуется различной морфологией: от близкой к кубической (рис.1, в) с когерентными границами раздела фаз, до сферической и скоагулировавшей, свидетельствующей о потери когерентной связи

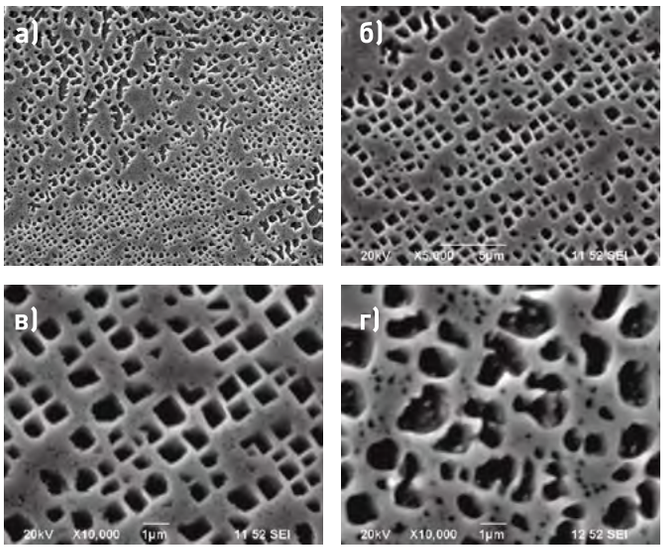


Рис. 1. Микроструктура основного материала после травления (корневое сечение пера) а – 1000х; б –2500; в – 10000х; г – 10000х.

Таблица 1. Результаты механических испытаний рабочих лопаток [1].

№ ступени	При комнатной температуре			При температуре 650°С			Температура 900°С, напряжение на разрыв 280 МПа
	σв, МПа	σ0,2,МПа	δ, %	σв, МПа	σ0,2,МПа	δ, %	t, час
ТВД 1	924 ± 15	867 ± 13	4,0 ± 0,3	908 ± 17	834 ± 14	4,6 ± 0,2	93 ± 10
ТВД 2	946 ± 13	878 ± 19	4,1 ± 0,2	928 ± 18	848 ± 20	4,5 ± 0,4	102 ± 8
СТ 1	956 ± 11	885 ± 17	4,4 ± 0,3	933 ± 14	854 ± 14	4,7 ± 0,3	115 ± 13

Примечание: наработка лопаток 1-й ступени ТВД – 19 297 часов, 2-й ступени ТВД и 1-й ступени СТ – 49 528 часов.

упрочняющих частиц с матрицей (*рис.1, г*). Размер скоагулировавшей γ'-фазы достигает 4 мкм. Вторичная мелкозернистая γ'-фаза характеризуется сферической морфологией во всех рассмотренных сечениях и не превышает 0,2 мкм.

В целом макроструктура материала лопаток указывает на равноосную кристаллизацию заготовки без образования пор и неметаллических включений.

Механические испытания на растяжение проводили при комнатной и повышенных температурах на испытательной машине Instron 5982 (*табл. 1*).

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИЗГОТОВЛЕНИЕ ЛОПАТОК ГТУ

Для разработки конструкторской документации методом реинжиниринга исходных рабочих лопаток первой и второй ступеней ТВД и первой ступени СТ были использованы математические модели, полученные на оптическом 3D-сканере ATOS и рентгенографическом томографе, с последующим созданием параметризованных 3D-моделей (*рис. 2*).

На базе разработанных математических 3D моделей была спроектирована необходимая литейная оснастка.

По результатам проведенных исследований и обзора научно-технической литературы были приняты следующие конструкторско-технологические решения:

1. Использовать для изготовления отливок лопаток турбины SGT-600 сплавы IN792 (для рабочих лопаток) и IN929 (для сопловых лопаток) (использование существующих отечественных материалов не позволяет обеспечить требуемые коэффициенты запаса прочности и ресурса лопаток [2]).

2. Использовать технологию равноосного прецизионного литья по выплавляемым моделям для рабочих и для направляющих лопаток.

3. Для рабочих лопаток 1-й и 2-й ступени ТВД в качестве покрытия трактовых поверхностей использовать вместо платиносодержащего покрытия жаростойкие ионно-плазменные покрытия отечественной разработки СДП-1 или СДП-6. На внутренней поверхности лопатки применить порошковое алитирование с толщиной слоя 30-50 мкм.

В 2017 году на заводах АО «Газэнергосервис» были изготовлены необходимые для проведения инспекции уровня «С» ГПА «Балтика-25» ст. №52 КС «Вуктыльская» детали горячего тракта: рабочие лопатки 1-й ступени турбины высокого давления (ТВД) и 1-й ступени силовой турбины (СТ), сопловой аппарат 2-й ступени ТВД, сотовые уплотнения 1-й ступени ТВД и 1-й ступени СТ, а также изготовлен полный комплект расходных комплектующих.

На отечественных предприятиях освоена и внедрена технология изготовления сотовых уплотнений по выжигаемым моделям, отремонтирована и модернизирована камера сгорания ГТУ SGT-600.

Изготовленные детали горячей части ГТУ по результатам испытаний допущены к эксплуатации в составе ГПА.

В результате выполненных работ достигнуто повышение:

- предела прочности $\sigma_в$ на 8% при нормальных условиях и на 23% при температуре 650 °С; условный предел текучести $\sigma_{0,2}$ остался в пределах требований технических условий;
- предела многоцикловой усталостной прочности

лопаток σ_{-1} на 4% от значений, полученных при испытаниях оригинальных лопаток;

• жаропрочности за счёт освоения технологии нанесения отечественных теплозащитных покрытий.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА КОМПЛЕКТУЮЩИХ ГТУ

Помимо технологий, внедрённых в производство запасных частей SGT-600, в ходе выполнения проекта был разработан ряд методов изготовления узлов и деталей ГТУ, благодаря которым можно проводить реинжиниринг агрегатов различной мощности. Наиболее высокотехнологичными из них являются электролитно-плазменное полирование и ионная имплантация.

Метод электролитно-плазменной обработки (также известный как метод электроимпульсного или электролитно-разрядного полирования) основан на плазменных и электрохимических процессах, возникающих под действием электрического напряжения в тонкой парогазовой оболочке у поверхности детали, погруженной в химически нейтральный электролит. В результате обработки с поверхности удаляется несколько микрометров наиболее дефектного и загазованного слоя металла, появляется зеркальный блеск, исчезает направленная анизотропия. Для большинства деталей электролитно-плазменное полирование позволяет уйти от ручного полирования и за 10-15 минут обработки уменьшить шероховатость поверхности в 2-3 раза, например, с 0,8 до 0,2 Ra.

Ионная имплантация (ионное легирование), являясь методом поверхностного упрочнения, по сравнению с традиционными методами химико-термической обработки позволяет в десятки раз сократить время упрочнения деталей. Характерная температура ионной имплантации составляет 200-250 °С, что позволяет исключить коробление тонкостенных и сложно фасонных деталей. Важным преимуществом метода является отсутствие явной границы раздела фаз, заметного изменения размеров детали.

Было установлено положительное влияние ионной имплантации на ключевые эксплуатационные характеристики лопаток ГТД: стойкость к высокотемпературной коррозии, окислению, сопротивляемость усталостному нагружению. Ионная имплантация жаропрочного сплава на основе NiAl церием и иттрием дозами 10^{16} и 2×10^{16} ион/см^2 соответственно повышает стойкость окисляемости за счет формирования плотной оксидной пленки с более высокой адгезионной прочностью [3].

ВЫВОДЫ

1. Проведены исследования оригинальных лопаток турбины, камеры сгорания установки SGT-600. Установлены особенности микроструктуры и химического состава сплавов, жаростойких и износостойких покрытий.

2. Разработаны технологии производства и ремонта расходных и основных комплектующих SGT-600 ГПА «Балтика-25».

3. На АО «Газэнергосервис» освоены технологии по нанесению на лопатки турбин отечественных жаростойких и теплозащитных покрытий, не уступающих или превосходящих по своим характеристикам исходные покрытия. Исследована и освоена технология изготовления по выжигаемым

Рис. 2. Пример математической модели рабочей лопатки 1-й ступени ТВД.

моделям сотовых надбандажных уплотнений ТВД и СТ ГТУ SGT-600.

4. Проведена технологическая подготовка производства к выполнению всех видов ремонта и изготовления необходимых комплектующих ГТУ.

5. Создан «проект-матрица» реинжиниринга комплектующих газотурбинных установок, позволяющий в короткие сроки подготовить и запустить производство требуемых основных и расходных комплектующих для ГТУ, в том числе для энергетических газовых турбин большой мощности.

6. Суммарный экономический эффект от локализации ремонта и изготовления запасных частей и комплектующих ГТУ SGT-600 предполагает экономию средств в размере 63,5 млн. руб. на каждую ГТУ SGT-600 при выполнении одной инспекции уровня «С» и более 1 млрд. руб. за оставшееся время жизненного цикла шести эксплуатируемых ГТУ SGT-600 газопровода «СРТО – Торжок» ПАО «Газпром».

ЛИТЕРАТУРА

1. Протоколы заводских испытаний.

2. Скрынников С.В. и др., Освоение производства и ремонта запасных частей, необходимых для обеспечения плановых ремонтов ГТУ SGT-600 ГПА «Балтика-25», в условиях российских предприятий [Текст] / С.В. Скрынников, П.В. Крылов, В.П. Голуб, // Газовая промышленность – 2018. – Спецвыпуск №3 (773) – С. 12-18.

3. Goode, P.D. The influence of ion implantion on the oxidation of nickel. / P.D. Goode// Inst. Phys. Conf. – 1976. – Ser.28. – P. 154-159..

АО «РОССЕТИ ТЮМЕНЬ»

КОНСТРУКЦИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЗАГРАДИТЕЛЯ С СООСНЫМ КРЕПЛЕНИЕМ С ПРОВОДОМ

Автор: Буткевич Виталий Федотович.

В настоящее время любое аварийное отключение оборудования и линий электропередачи, в том числе и воздушных (ВЛ) с успешным АПВ, тщательно расследуется, и разрабатываются мероприятия для устранения причин, вызвавших технологическое нарушение. На надёжность работы ВЛ влияет много факторов: погодные условия, активность грозовой деятельности, качество проектных решений, конструктивное исполнение элементов ВЛ, техническое состояние ВЛ.

Одним из элементов ВЛ, создающим некоторые проблемы при эксплуатации и влияющим на надежность ВЛ, является высокочастотный заградитель (ВЧЗ).

Высокочастотный заградитель (ВЧЗ) – электротехническое устройство, устанавливаемое в разрыв фазного провода линии электропередачи и обладающее высоким сопротивлением на частоте работы канала ВЧ-связи и низким сопротивлением на промышленной частоте (50 Гц) (*рис. 1*).

ВЧЗ используются для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередачи (10, 35-750 кВ) для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу [3].

ВЧЗ подвешивается на гирляндах изоляторов на линейных порталах подстанций и на опорах линий электропередачи в горизонтальном или вертикальном положении (*рис. 2*). При беспортальном заходе заградитель устанавливается на опорном изоляторе, либо на конденсаторе связи [3].

При определенной ветровой нагрузке, в зависимости от способов подвески ВЧЗ на опоре, не исключено раскачивание ВЧЗ и изменение габаритных расстояний с элементами опоры до недопустимых величин. Вероятность этого события может повышаться при возникновении механического резонанса, из-за сильных порывов ветра (*рис. 3*).

Рис. 1. Высокочастотный заградитель горизонтального крепления.

Рис. 2. Способы крепления ВЧЗ на опорах ВЛ.

Колебательные движения ВЧЗ приводят к знакопеременным нагрузкам на провод соединительного шлейфа. Это может привести к излому провода даже при выходе из ПГН (лодочки) (*рис. 4)*.

Рис. 3. Последствия приближения ВЧЗ к телу опоры ВЛ.

Рис. 4. Излом провода шлейфа в месте выхода из ПГН 3-5.

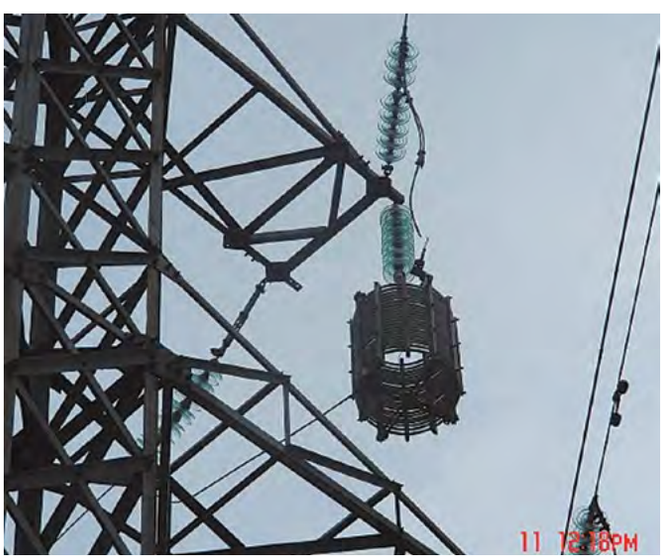


Рис. 5. Излом провода шлейфа у аппаратного зажима.

Или привести к излому провода у аппаратного зажима, обеспечивающего контакт ВЧЗ с проводом соединительного шлейфа (*рис. 5*).

На объектах, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности филиала АО «Россети Тюмень» Сургутские электрические сети, эксплуатируется 423 шт. ВЧЗ. Контактное соединение с помощью аппаратного зажима, обеспечивающее контакт между ВЧЗ и проводом соединительного шлейфа, требует повышенного внимания к состоянию болтового соединения (регламентное обслуживание 1 раз в 6 лет) [1] и периодичности проведения тепловизионного контроля (ТВК) болтовых контактных соединений (1 раз в 3 года) [2]. По результатам ТВК за период с 2015 года выявле-но пять аварийных контактов и девять контактов, требующих внеплановой ревизии. На *рис. 6* показано состояние поверхности контактной пластины ВЧЗ в межремонтный период. Формально контакт к аварийному не относился.

Даже небольшое ослабление контакта приводит к термическому разрушению контактной пластины ВЧЗ и аппаратного зажима. Скорость развития дефекта и возможность его выявления методом ТВК зависит от нагрузки на ВЛ (*рис. 7*).

На *рис. 7 и 8* представлены термограммы, подтверждающие нагревы дефектных контактов ВЧЗ.

В филиале АО «Россети Тюмень» Сургутские электрические сети расследовались технологические нарушения, связанные с аварийным отключением из-за коротких замыканий (к.з.) на ВЛ-110 кВ, следствием которых было повреждение высокочастотных заградителей, подвешенных на порталах подстанции. Причиной повреждений ВЧЗ (прогорание провода витков реактора и шлейфа) было притягивание соединительного шлейфа к реактору заградителя в результате воздействия электродинамических усилий (э.д.у.) при протекании тока к.з. Эти явления также были описаны в работе [4].

Зачастую для устранения дефектов, возникает необходимость вывода в ремонт ВЛ в аварийном порядке, отвлечение линейного персонала и техники на внеплановые, непредвиденные работы, что в свою очередь создаёт значительные финансовые затраты.

Для исключения возможности возникновения дефектов, связанных с наличием ВЧЗ в схеме

Рис. 6. Состояние контактной поверхности пластины ВЧЗ в межремонтный период.

ВЛ из-за колебаний ВЧЗ, наличия аппаратных зажимов, обеспечивающих контактное соединение в этой схеме, притягивания провода шлейфа э.д.у. к ВЧЗ, работниками филиала АО «Россети Тюмень» Сургутские электрические сети Буткевичем В. Ф. и Лебедевым А. П. предложена и разработана конструкция ВЧЗ с соосным с проводом креплением ВЧЗ (*рис. 9*).

На данное техническое решение получен патент на изобретение № 2733647 «Способ подвешивания высокочастотного заградителя и высокочастотный заградитель», заявка № 2020116753, приоритет изобретения 22.05.2020 г., дата государственной регистрации в государственном реестре изобретений Российской Федерации 06.10.2020 г., срок действия исключительного права на изобретение истекает 22.05.2040 г., патентообладатель: Акционерное общество «Россети Тюмень».

Суть разработки заключается в горизонтальном креплении ВЧЗ за натяжными гирляндами соосно с проводом ВЛ. Это позволяет свести колебательные движения ВЧЗ к минимуму, а также исключает возможность его приближения к элементам опоры при любых ветровых нагрузках. При этом значительно уменьшается знакопеременная нагрузка на провода соединительных шлейфов. Также исключаются контактные соединения.

Технический результат достигается тем, что ВЧЗ на конструкциях опор ВЛ и линейных порталах подстанций с целью предотвращения его колебательных и вращательных движений фиксируется крепежными конструкциями на подвеске, представляющей собой две проходящих через тело реактора параллельных ветви из линейной арматуры, чередующейся с изоляторами, сходящиеся вне тела реактора через универсальное коромысло в одну ветвь, и крепится на опоре концами двух параллельных ветвей подвески с одной стороны, и единым концом подвески к проводу ВЛ с другой стороны, таким образом, чтобы ось вращения реактора ВЧЗ располагалась соосно с проводом ВЛ, контакты ВЧЗ и ВЛ соединяются спиральными зажимами [5].

Для организации контакта между проводами шлейфа и ВЧЗ применены шлейфовые ответвительные спиральные зажимы (ШСО), которые наматываются на последние зачищенные витки

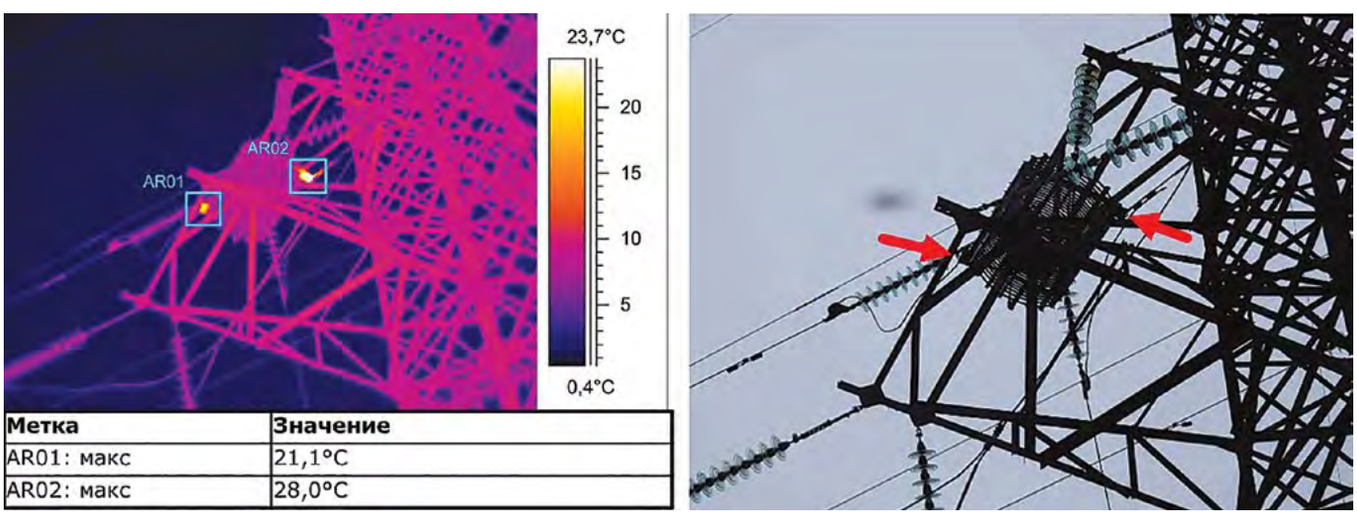


Рис. 7. Нагрев болтовых контактных соединений ВЧЗ ВЛ-110 кВ Контур-Пачетлор, опора № 66.

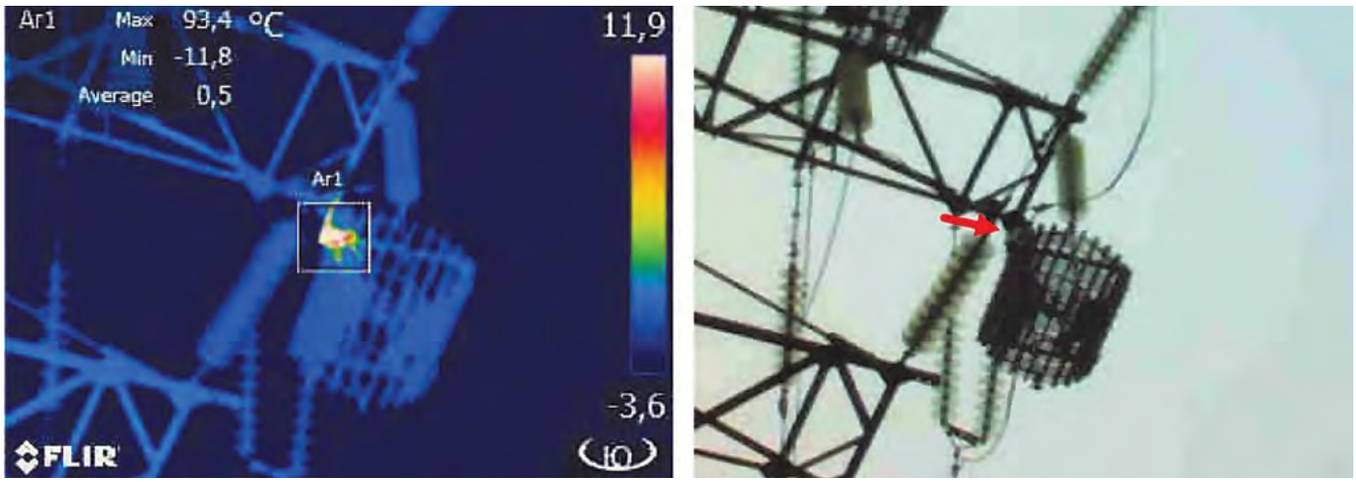


Рис. 8. Нагрев болтового контактного соединения ВЧЗ ВЛ-110 кВ Сургут-Победа, опора № 1 (отпайка на ПС «Трансгаз»).

обмотки ВЧЗ. Отпаечной частью наматываются на провода соединительных шлейфов (*рис. 10*). Такое исполнение контактных соединений позволяет значительно повысить их надёжность и снизить эксплуатационные затраты за счёт исключения необходимости периодических ревизий болтовых соединений и ТВК.

Для обеспечения соосного с проводом крепления ВЧЗ применена сцепка из линейной арматуры 12-тонного ряда, что позволяет выдерживать расчетные ветровые и гололедные нагрузки (*рис. 11)*.

Для исключения шунтирования сцепной арматурой ВЧЗ, внутри в цепь между промзвеньями (ППР), установлены по два изолятора ПС-70 в каждую сцепку (ручей). Такое решение может применяться для ВЧЗ типа ВЗ-630 при сравнительно небольших номинальных токах, когда магнитное поле внутри ВЧЗ не создает заметный нагрев ферромагнитных элементов. Также необходимо убедиться в приемлемой частотной характеристике конструкции. В других случаях возможно применение конструкции, показанной на *рис. 12 и 13*, где внутри реактора применены два полимерных изолятора по всей длине реактора. В этом случае влияние ферромагнитных элементов на параметры ВЧЗ исключается, так же исключается и их возможный нагрев вихревыми токами.

Крепление ВЧЗ к траверсе опоры при помощи сцепки из двух ветвей исключает вращательные движения вокруг оси ВЧЗ, а также исключает

Рис. 9. Соосное с проводом крепление ВЧЗ на опоре ВЛ.

Рис. 10. Исполнение контактного соединения между проводами шлейфа к ВЧЗ с помощью ШСО.

дополнительные изламывающие нагрузки на ШСО (*рис. 12*).

ВЧЗ крепится к сцепной арматуре при помощи восьми узлов крепления (КГП) по четыре с каждой стороны. Для обеспечения необходимой прочности крепления ВЧЗ к сцепной арматуре, выполнено усиление траверсы ВЧЗ (*рис. 13*). Внутри реактора ВЧЗ монтируются и подключаются элемент настройки и разрядник, техническое обслуживание которых возможно с монтажного трапа или АГП.

Необходимо учитывать, что представлен способ подвески и показаны некоторые конструктивные решения для ВЧЗ определенных параметров. При необходимости применения ВЧЗ на большие номинальные токи, потребуется корректировка конструктивных решений при сохранении способа подвески.

Опытный образец ВЧЗ с соосным с проводом креплением установлен на ВЛ 110 кВ Пачетлор-Имилор 1 филиала АО «Россети Тюмень» Сургутские электрические сети (*рис. 14*) и показал устойчивую работу в сложных погодных условиях на протяжении более 2 лет.

Возможно на заводе-изготовителе предусмотреть конструкцию ВЧЗ с удлинёнными концами провода обмотки. В этом случае контакт между проводом анкерной петли (шлейфа) и проводом ВЧЗ должен быть выполнен только с помощью спирального зажима (ШС) без ответвительного зажима.

ВЫВОДЫ

Описанная в статье конструкция ВЧЗ с соосным креплением с проводом ВЛ позволит повысить надёжность работы ВЧЗ и уменьшить эксплуатационные затраты за счёт исключения необходимости проведения периодических ревизий болтовых соединений и ТВК.

Применение соосного с проводом крепления ВЧЗ исключает повреждение провода шлейфа за счет знакопеременных нагрузок при раскачивании ВЧЗ, исключает приближение ВЧЗ к телу опоры, а также исключает притягивание провода шлейфа э.д.у. к ВЧЗ при протекании тока сквозного к.з.

Подобное крепление можно реализовывать для реакторов-ограничителей перенапряжений и некоторых типов токоограничивающих реакторов.

Рис. 11. Исполнение сцепки из линейной арматуры для соосного с проводом крепления ВЧЗ со стороны пролёта ВЛ.

Рис. 12. Линейная арматура для крепления ВЧЗ со стороны опоры.

Рис. 13. Крепление ВЧЗ к сцепной арматуре, размещение элемента настройки и разрядника.

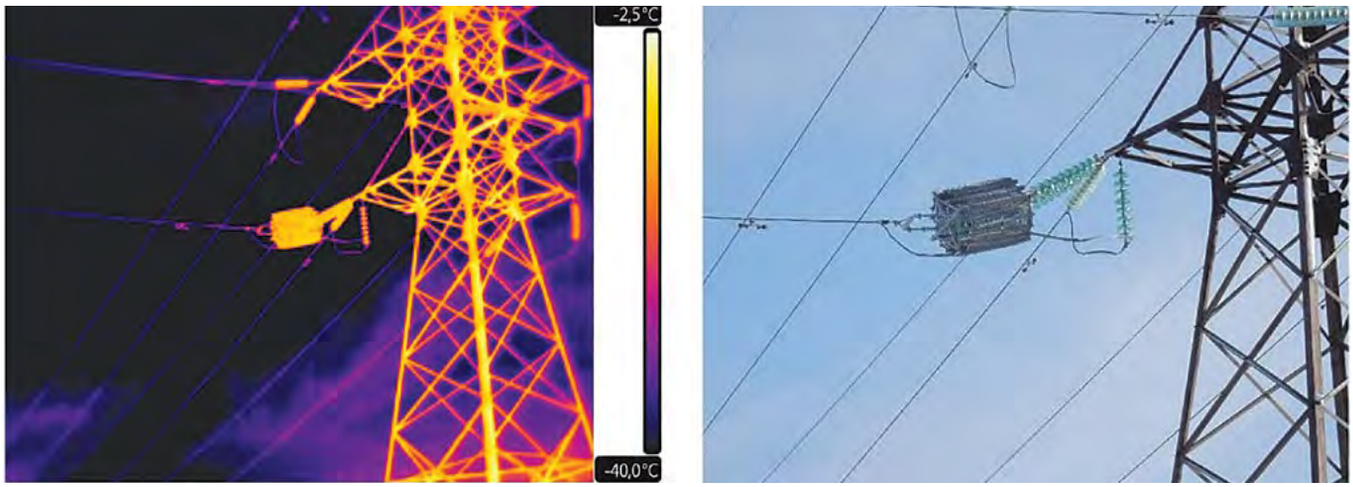


Рис. 14. Термограмма ВЧЗ. Опытный образец ВЧЗ, установленный соосно с проводом на ВЛ 110 кВ Пачетлор-Имилор 1.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО 34.01-24-002-2018. Организация технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. Утв. и введен в действие Распоряжением ПАО «Россети» от 16.10.2018 № 456р. Стандарт организации ПАО «Россети», 2018.

2. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытания электрооборудования. Утв. и введен в действие Распоряжением ПАО «Россети» от 29.05.2017 № 280р. Стандарт организации ПАО «Россети», 2017.

3. Заградители высокочастотные. Руководство по эксплуатации ЛЭУТ.670136.001 РЭ. Группа компаний «ЭКРА», ООО «Уральский завод новых технологий».

4. Анализ повреждений высокочастотных заградителей в сети 110 кВ. Кветкин А. В., Константинов А. М. Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. Изд.-во: Дальневосточный государственный университет путей сообщения, г. Хабаровск. Том: 1, 2019.

5. Описание изобретения к патенту на изобретение № 2733647 «Способ подвешивания высокочастотного заградителя и высокочастотный заградитель». Патентообладатель: Акционерное общество «Россети Тюмень» (RU). Авторы: Буткевич Виталий Федотович (RU), Лебедев Алексей Павлович (RU). Заявка № 2020116753. Приоритет изобретения 22.05.2020 г. Дата государственной регистрации в государственном реестре изобретений Российской Федерации 06.10.2020 г. Срок действия исключительного права на изобретение истекает 22.05.2040 г.

АО «РОССЕТИ ТЮМЕНЬ»

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ОЦЕНКИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Автор: Суханова Ирина Владимировна.

От стабильности функционирования электросетевой отрасли, и в частности компании АО «Россети Тюмень», зависит обеспечение достаточного уровня условий осуществления деятельности всеми остальными хозяйствующими субъектами на подведомственной территории. А на устойчивость компании в первую очередь оказывает влияние ее финансовое состояние, тем более что основной целью деятельности компании является получение прибыли. В эпоху постоянно изменяющихся экономических условий мирового развития и в период лабильности законодательства одним из приоритетных направлений изучения финансового состояния компании становится поиск все новых инструментов воздействия на компанию, посредством которых ситуация будет более прогнозируемой, контролируемой и с наименьшими рисками. К таким инструментам относится оценка финансового состояния компании, с помощью которой можно своевременно провести многосторонний анализ компании, оперативно принять решения и реализовать меры по оптимизации политики ведения бизнеса компании. Но поскольку не существует единой методики оценки финансового состояния, а тем более адаптированной в отношении электросетевого комплекса, то в данной работе предлагается модель, сочетающая в себе комплекс показателей, позволяющих всевозможно оценить финансовое состояние компании, сравнить полученное значение с эталонным (выведенным автором работы) и со значениями других компаний, получить результат в форме рисунков, графиков, сравнительных таблиц и сделать обоснованный вывод относительно необходимости принятия мер в отношении того или иного аспекта деятельности компании.

На рынке программного обеспечения РФ, а также стран СНГ представлено уже довольно много самых различных аналитических систем, среди которых разработки фирм: «Инэк», «Руфаудит», «Инфософт», «Парус», «Топ Софт» и т.д. Но среди них нет ни одной системы, которая сочетала бы в себе возможность прогнозирования финансовых результатов, которая выводила бы общий результат после проведенных оценок, а не в разрезе совокупности показателей, выделенных по смысловой нагрузке и определенным критериям. Это является обоснованием необходимости разработки сублимированной информационной системы.

В научной литературе и законодательстве не существует единой методики оценки финансового состояния компании, а тем более адаптированной в отношении электросетевого комплекса. Хотя эффективная методика при своевременности ее использования способна выявить слабые стороны компании, определить возможные недостаточно эффективно используемые ресурсы, направить политику ведения бизнеса в нужное русло, обеспечивающую стабильность деятельности компании, а также улучшить ее финансовое состояние.

Целью исследовательской работы является разработка информационной системы финансового анализа компании, которая позволит автоматизировать процесс, снизить трудовые и временные затраты, повысить точность расчетов, повысить эффективность принимаемых решений при выборе и корректировке финансовой политики компании за счет использования математических методов, в том числе теории множеств для построения оценочных шкал и методов теории матриц при обработке экспертных оценок.

Основная задача информационной системы финансового анализа электросетевой компании состоит в возможности проведения оценки финансового состояния компании посредством применения показателей бухгалтерской отчетности.

Существует в современной экономике достаточно большое количество показателей, с помощью которых проводят оценку финансового состояния компании. Воспользовавшись экспертным

мнением были отобраны основные из них. По предложенной системе оценки данные показатели были сгруппированы согласно смысловой нагрузки в отдельные сектора: показатели оценки структуры баланса, рентабельности, финансовой устойчивости, платежеспособности и деловой активности.

Для доказательства состоятельности предлагаемой оценки финансового состояния компании была использована отчетность 74 организаций электросетевого комплекса. Чтобы интерпретировать каждый финансовый показатель, необходимо было его оценить относительно нормативного значения. В экономической литехратуре существует множество доказанных либо законодательно закрепленных нормативных значений. При этом не учитывается отраслевая особенхность предприятий, что является несомненным упущением со стороны науки. Чтобы это доказать были собраны показатели в единую систему, для каждого из них, подобрано установленное нормативное значение.

Воспользовавшись отчетностью 74 компаний электросетевого комплекса за 2011-2019 гг. (фактически проанализировав данные 666 бухгалтерских балансов – форма 1 бухгалтерского учета и 66 отчетов о финансовом положении компаний – форма 2 бухгалтерского учета), произведен расчет всех систематизированных показателей и получены 31 коэффициент по 666 значений, итого 20 646 штук данных. Для того, чтобы интерпретировать полученную информацию относительно нормативного значения, были построены с помощью выведенной фикции плотности распределения графики плотности распределения данных. Сделан вывод о несоразмерности нормативных значений, установленных для всех хозяйствующих субъектов с эталонным, выведенным в отношении компаний электросетевого комплекса, которое получено расчетным путем.

Для определения обоснованных нормативных значений было использовано экспертное мнение. Так, с помощью мнения специалистов в области финансового анализа определили, что 70% процентов компаний должно достигать нормативного значения, чтобы этот показатель считался действительным для применения к системе в целом. С помощью коэффициента конкордации была подтверждена высокая согласованность результатов.

Учитывая новые нормативные значения, выведенные в отношении компаний электросетевого комплекса, и ранжирование по шагам в 20% в отношении отклонения от нормативного значения в разные стороны (выбрано также экспертным путем с применением коэффициента конкордации а качестве доказательного аргумента состоятельности представленного материала), строится градация результатов по четырем зонам: зона риска, зона опасности, зона стабильности, зона благополучия.

Предложенная информационная система финансового анализа электросетевой компании позволяет не только провести полный цифровой анализ компании в разрезе каждого показателя, а также выстраивает для наглядности графики, отражающие изменение показателя в перспективе, а также в отношении к нормативному значению.

В информационной системе производится анализ каждого показателя по зонам риска, а также секторально, выявляя кризисное финансовое состояние компании, неустойчивое, относительно устойчивое, совершенно устойчивое.

Как результат применения методики делается общий вывод в отношении финансового состояния компании и предоставляется пользователю системы: кризисное финансовое состояние компании, неустойчивое финансовое состояние компании, относительно устойчивое финансовое состояние компании либо совершенно устойчивое финансовое состояние компании.

Также для удобства интерпретации полученного результата реализована в программе TSNE с помощью специального кода возможность интерпретировать определённую компанию относительно остальных организаций сектора путем кластеризации. При загрузки данных первой и второй отчетных бухгалтерских форм компании в представленный продукт будет выходить картинка, на которой компания будет попадать в один из кластеров, из чего будет понятно к каким компаниям в целом она относится (стабильные, мало стабильные, подверженные рискам, наиболее стабильные и устойчивые и т.п.).

В состав системы управления информационной системы финансового анализа электросетевой компании входит три основных блока, каждый из

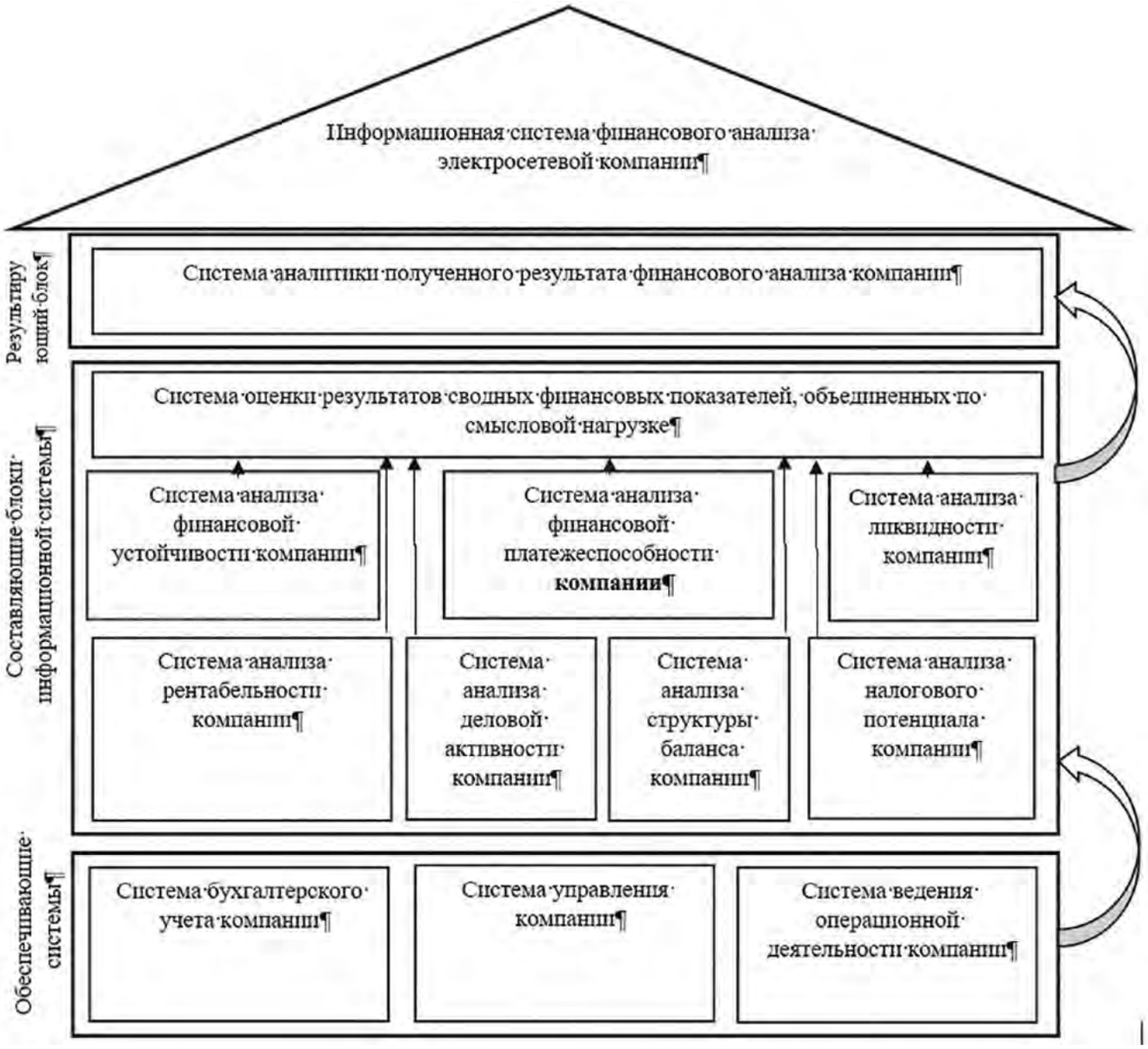


Рис. 1. Структура системы управления информационной системой финансового анализа электросетевой компании.

которых содержит еще ряд блоков, объединяющих совокупность финансовых показателей:

1) обеспечивающие системы, на уровне которых происходит первичный сбор данных и последующий перенос их в систему учета компании;

2) составляющие блоки информационной системы содержат семь финансовых подсистем анализа деятельности компании, в каждой из которых осуществляется расчет нескольких коэффициентов, объединенных в группу по определенному смысловому принципу; далее все расчётные системы консолидируют информацию в систему оценки результатов сводных финансовых показателей;

3) результирующий блок производит классификацию итогового консолидированного значения по заданным критериям и осуществляет анализ полученных данных, выводя результат в виде текстового и графического сообщения.

Таким образом, система управления информационной системы финансового анализа электросетевой компании имеет сложную многоуровневую взаимосвязанную структуру с большим количеством составляющих элементов.

Экономическим эффектом использования предложенной системы оценки финансового состояния компании электросетевого комплекса является возможность своевременного выявления сильных сторон компании и определение направлений, которым необходимо уделить особое внимание. С помощью предложенной оценки можно проводить легко оперативный анализ, своевременно влиять на финансовую стабильность компании, избежать возможных рисков, потерь или недополученных выгод.

Результатом работы является законченная информационная система оценки финансового состояния электросетевой компании, возможная к внедрению и эксплуатации. Важным моментом является возможность вносить в систему желаемые корректировки как по составу показателей, так и по изменению нормативных значений, которые адаптируются к новым показателям сектора оценки финансового состояния компании.

Данная система возможна к внедрению не только предприятиями электросетевого комплекса, но и другими организациями, но для этого требуется провести сбор данных по компаниям соответствующего сектора, чтобы внести их в «смоделированный» файл и произвести новые расчеты для определения адаптированных нормативных значений.

Плюсы разработки и внедрения информационной системы:

- автоматизация процесса;
- исключение ошибок, допущенных по причине человеческого фактора;
- снижение трудозатрат за счет уменьшения числа задействованных специалистов;
- сокращение времени обработки информации;
- высвобождение финансовых ресурсов за счет исключения участия в процессе анализа специалистов различных областей;
- возможность чаще проводить финансовый анализ, что поможет оперативно получить информацию о негативной тенденции и своевременно повлиять на ситуацию и принять необходимые меры.

Система оценки финансового состояния компании электросетевого комплекса может быть просто и без усилий доработана, адаптирована и видоизменена в соответствии с требованиями и желаниями пользователя итоговой информации. Реализованная методика значительно сокращает время обработки информации, уменьшает трудозатраты, делает возможность проведения оценки финансового состояния компании более реальным и оперативным, что позволяет использовать ее на постоянной основе и сказывается на качестве управления, эффективности деятельности компании, гибкости компании в любых условиях.

ПАО «РОССЕТИ КУБАНЬ»

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА. УСТРОЙСТВА И КОМАНДЫ» (ПК «ПАУК»)

Авторский коллектив:
Кизин Владимир Александрович,
Бондаренко Артем Юрьевич.

ВВЕДЕНИЕ

ЕЭС России охватывает практически всю заселенную территорию страны и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением. Российская энергетическая система является единой по причине неразделимого энергетического процесса производства, передачи и потребления электрической энергии. При этом энергосистема разделена по форме собственности и техническому обслуживанию между различными компаниями (ДЗО группы компаний «Россети», генерирующие компании, ОАО «РЖД», АО «Оборонэнерго» и др.).

Ещё одной из отличительных особенностей энергосистемы является широкое применение устройств ПА. Их применени обоснованно экономическим эфектом по сравнению с затратами на строительство новых линий электропередач или установкой нового силового оборудования. Устройства ПА обеспечивают надежную работу энергосистемы и представляют собой сложную разветвленную структуру, охватывающую большинство энергообъектов. Основные параметры настройки ПА определяются специалистами АО «СО ЕЭС» и в виде задания направляются собственникам аппаратуры ПА [1]. Эффективная работа ПА может быть достигнута только при согласованной настройке всех устройств, связанных последовательной логической цепочкой по выявлению аварийного процесса, формированию управляющих воздействий (УВ), их передачи и реализации [2]. В случае неправильной работы одного из промежуточных устройств ликвидация аварийного процесса может быть не только затруднена, но и приводить к значительному усугублению аварии. В связи с этим все собственники энергообъектов, задействованных в противоаварийном управлении, должны иметь актуальную информацию о действующих настройках ПА и представлять свою значимость в процессе противоаварийного управления. Эта задача может быть решена внедрением единого программного комплекса по хранению и обработки данных настроек работы алгоритмов ПА.

№	Наименование	2020 год
1	∑ Нагрузка ЭС	5200
	∑Объемы САОН ЭС	942
2	Нагрузка прибрежной зоны (побережье Черного моря)	1053
	Объемы САОН (побережье)	361

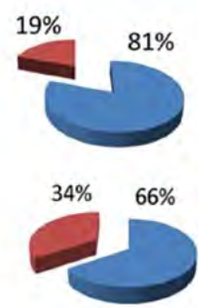


Рис. 1. Объёмы нагрузки, заведенной под действие САОН.

РАЗВИТИЕ ПА НА ТЕРИТОРИИ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ

Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея была и остается дефицитной по причине превосходства потребления электрической энергии над генерацией. Генерируется 1500 МВт, а потребление в часы максимума нагрузок достигает 5300 МВт. В связи с этим для обеспечения устойчивой работы энергосистемы при аварийных режимах работы широко применяется противоаварийное управление в виде отключения нагрузки. На 2020 год задействовано 950 МВт нагрузки под нужды ПА (*рис. 1*). Отключение нагрузки производится посредством специальной автоматики отключения нагрузки (САОН), которая распределена по всей территории энергорайона.

Передача команд на отключение нагрузки осуществляется при помощи устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК), которые образуют обширную сеть каналов связи. Число их растет с каждым годом. В 1998 году противоава-

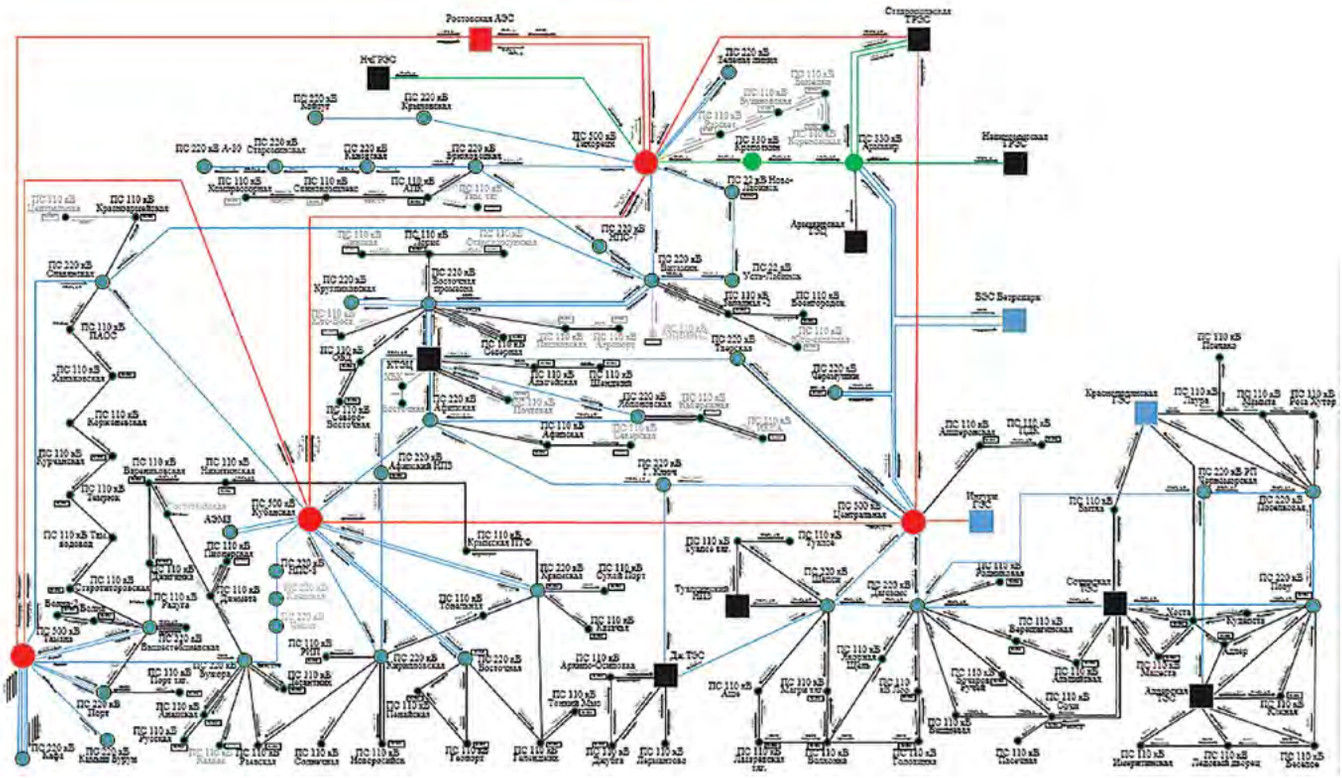


Рис. 2. Схема каналов ПА энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея в 2020 году.

рийное управление включало в себя 33 канала ПА.

Затем активное развитие энергосистемы Краснодарского края в результате проведения Зимних Олимпийских игр в 2014 году, присоединения Республики Крым в 2015 году привели к резкому увеличению устройств ПА. На момент 2020 года насчитывается 300 введенных каналов ПА (*рис. 2*), а десятки каналов находятся на этапе проектирования и наладки. Следовательно, за прошедшие 20 лет только по УПАСК произошло количественное увеличение в 10 раз (*рис. 3*).

Помимо каналов связи между объектами энергетики существует сложная система связи внутри самих объектов (вторичные цепи связи релейной защиты и автоматики (РЗА) и ПА). Для примера показаны кабельные связи одного приёмника (ПРМ) на узловой подстанции (ПС) с двенадцатью передатчиками (ПРД) и двумя комплектами релейной защиты (РЗ) (*рис. 4*). Каждая связь может быть изменена по заданию диспетчерского центра АО «СО ЕЭС», что, в свою очередь, вызывает цепную реакцию в изменении реализации управляющих воздействий (УВ) от ПА во взаимосвязанных каналах связи. В результате этого появилась сложность в стыковке заданий на настройку отдельных устройств ПА на сложных узловых ПС. Также ситуация усугубляется тем, что некоторые из устройств ПА и РЗ могут находится в собственности и техническом обслуживании у разных эксплуатирующих организации.

В связи с этим структура системы ПА становится сложной и тяжелой для восприятия и анализа. Из этого вытекает ряд проблем:

1. Сложный процесс формирования и рассмотрения диспетчерских заявок на вывод из работы устройств ПА, требующий указывать потери объемов УВ и другие релейные указания.

2. Для эксплуатирующих организаций отсутствует целостная информация о функционировании системы ПА, что не позволяет в полной мере анализировать правильность функционирования отдельных устройств ПА.

3. Долгий процесс анализа случаев работы сложных устройств ПА, что приводит к увеличению времени восстановления нормальной работы энергосистемы в послеаварийном режиме.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «ПРОТИВО-АВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА УСТРОЙСТВА И КОМАНДЫ» (ПК «ПАУК»)

Перечисленные проблемы в области противоаварийной автоматики привели к объединению специалистов Россети Кубань (ПАО «Кубаньэнерго») и филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Кубанское предприятие магистральных электрических сетей над формулировкой задачи и дальнейшим ее решением. Задача была описана аналогично проблемам ПА, приведенным в статье ранее. Решение этой задачи строится по пути использования современных технологий в области программирования и интеграции элементов цифровизации в энергетике. Была сформирована общая электронная база устройств ПА, учитывающая параметры настройки каждого устройства. Создавалась она на принципе универсальности использования различными инструментами автоматизации и визуализации, другими словами, это «фундамент» для построения дальнейшего многофункционального программного комплекса. В настоящий момент ведется работа по созданию ПК «ПАУК». В рамках создания данного программного продукта решаются следующие задачи:

- Максимально простой и интуитивно понятный интерфейс для формирования базы данных и дальнейшей работы с ней.
- Модуль безопасности, включающий в себя процесс присвоения прав для каждого пользователя. В настоящий момент намечено два типа пользователей с правами редактирования и с правами просмотра;
- Выгрузка информации из базы данных для печати.
- Графическое построение маршрутов прохождения команд ПА от мест формирования до конечных устройств, реализующих необходимые УВ.
- Автоматическая проверка внесенных корректировок в логику работы устройств ПА с дальнейшим выводом ошибок, которые появляются в результате нестыковок корректируемой логики работы с логикой работы других устройств ПА. Данная проверка осуществляется автоматически с заданным интервалом времени, а результаты ее работы доступны для информации всем пользователям ПК «ПАУК».

В качестве консультантов в процессе разработки ПК «ПАУК» задействованы специалисты Россети Кубань (ПАО «Кубаньэнерго»), филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - КПМЭС, АО «СО ЕЭС», ООО НПП «ЭКРА» и сотрудники Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

Рис. 3. Количественное изменение устройств УПАСК.

ОПИСАНИЕ ПК «ПАУК»

ПК «ПАУК» имеет web-интерфейс и клиент-серверную архитектуру, поэтому может быть доступен с любого устройства (персональный компьютер, ноутбук, планшет, смартфон), имеющие доступ к сети, в которой размещен программный комплекс, соответственно, при условии прохождения авторизации пользователем. Программа не требует установки на устройстве пользователя и доступна

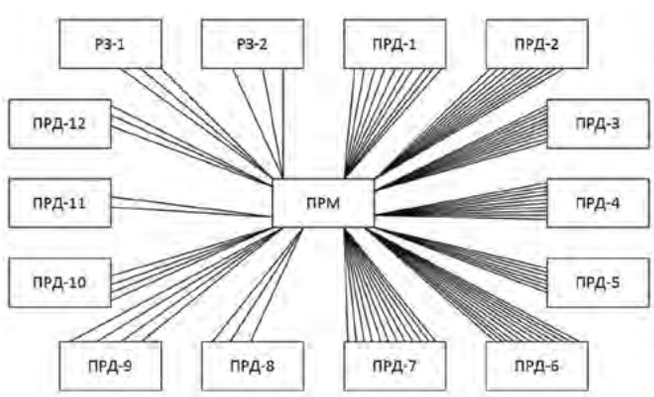


Рис. 4. Схема кабельных связей ПРМ с другими устройствами ПА и РЗА.

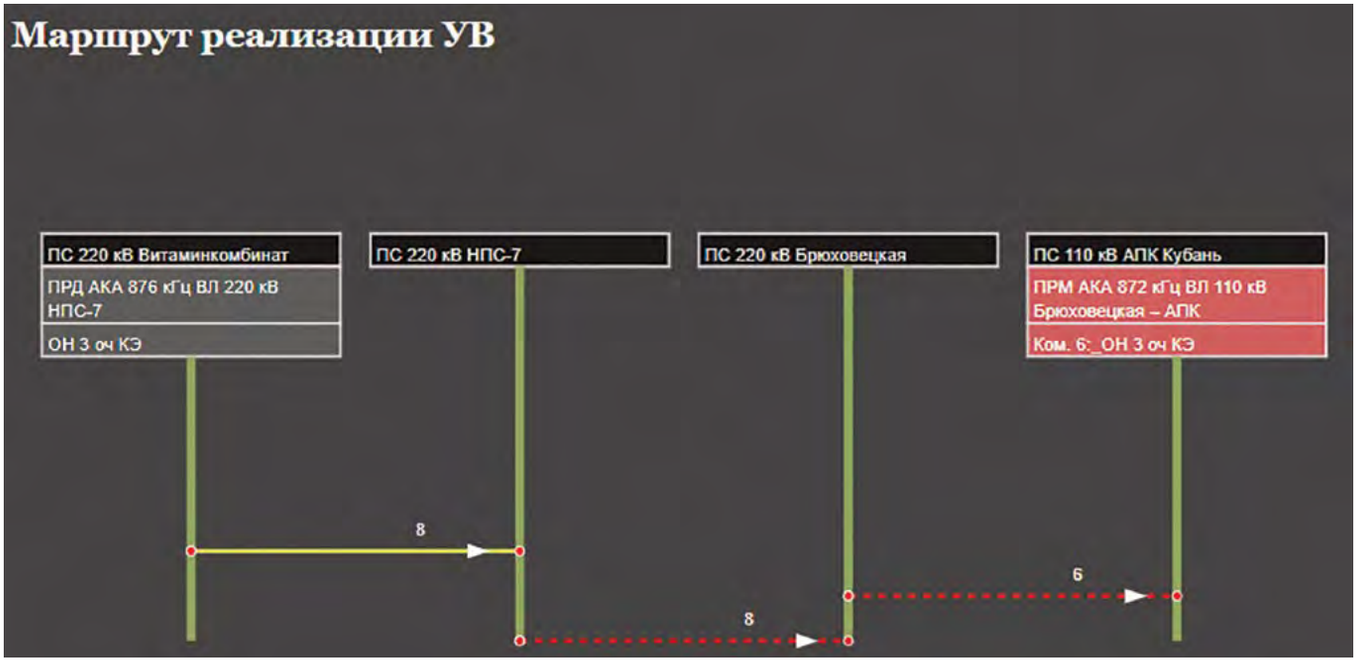


Рис. 5. Маршрут реализации УВ.

через любой web-браузер: Google Chrome, Internet Explorer, Opera и другие.

Работа с программой начинается с перечня собственников объектов электроэнергетики.

Нажатием на наименование собственника происходит переход к перечню ПС и с последующим переходом к устройствам ПА, расположенным на выбранной ПС.

Для каждого устройства ПА прописывается логика взаимодействия с другими устройствами, что позволяет моделировать пути прохождения команд ПА (*рис. 5*). Данное моделирование позволяет визуализировать не только всю цепочку реализации УВ от ПА, но также детально прослеживать изменение наименования команды ПА и ее порядковый номер. Пунктирными красными линиями показано отсутствие канала ПА по причине оперативного вывода или вывода для технического обслуживания.

ВНЕДРЕНИЕ ПК «ПАУК»

Основными пользователями ПК «ПАУК» могут стать компании АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети». Также программа может использоваться проектными организациями и другими энергокомпаниями. В первую очередь, мы предлагаем внедрить наш программный продукт для энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея, как пилотный проект. Затем, по мере необходимости, поэтапно внедрять для других энергетических районов на территории России. Данное решение позволит создать общую типовую базу данных устройств ПА. В итоге мы получим многофункциональный инструмент для оценки работы ПА и анализа эффективности реализации УВ.

ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ ПК «ПАУК»

1. Создание детальной базы данных устройств, реализующих отключение нагрузки, с отображением каждого фидера 6-10 кВ с характерной для него нагрузкой. В дальнейшем информация об отключаемой нагрузке будет поступать из системы телеизмерений, благодаря чему ПК «ПАУК» сможет анализировать эффективность устройств ПА в реальном времени.

2. Включение в базу данных оперативных элементов, которыми осуществляется управление устройствами ПА. На первоначальном этапе положение этих ключей будет задаваться вручную согласно заданному нормальному положению оперативных элементов. В дальнейшем будет осуществлена привязка телемеханики и настроено автоматическое определение оперативного положения.

3. Интеграция с существующим программным комплексом по формированию и разрешению оперативных заявок на вывод оборудования из работы ПК «Заявки».

4. Интеграция с существующим программным комплексом «ОИК Диспетчер», что позволит использовать существующую систему телеизмерений и телесигнализации.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ПК «ПАУК»

Экономический эффект от использования ПК «ПАУК» сложно оценим, в связи с тем, что он зависит от масштаба вероятных системных аварий. Чем масштабнее авария, тем больше экономический эффект. Основной задачей ПК «ПАУК» является быстрый анализ произошедшей аварии и быстрое восстановление электроснабжение отключенных объектов, что приведет к существенному снижению недоотпуска электроэнергии.

Рассмотрим экономический эффект при ликвидации системной аварии на примере Кубанской энергосистемы.

По данным летнего режимного дня в 2020 году величина нагрузки, заведенной под управляющие воздействия (УВ) противоаварийной автоматики (ПА), составила 950 МВт. Это означает, что при срабатывании автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) нагрузка в объеме 950 МВт может быть отключена. Обратное включение отключенных потребителей возможно только после анализа произошедшей аварии и принятия мер для ее ликвидации. В настоящий момент время ликвидации аварии зависит от следующих факторов:

- Анализ срабатывания ПА и принятие решений.
- Мероприятия по оперативным переключениям.

ВЫВОДЫ

1. Сформирована команда специалистов из ведущих энергетических компаний Российской Федерации, способная развивать ПК «ПАУК» до самого высокого уровня.
2. Определен ряд задач, которые будут решены внедрением ПК «ПАУК».
3. Заложена основа по созданию многофункциональной электронной базы устройств ПА.
4. Созданы первые функциональные инструменты ПК «ПАУК» для автоматической обработки электронной базы данных.
5. Ведется работа по внедрение опытного образца для энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея;
6. Определен экономический эффект от ПК «ПАУК»;
7. Намечены планы дальнейшего развития ПК «ПАУК».

ЛИТЕРАТУРА

Постановление Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года №937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». 105 с.

ГОСТ Р 55105-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое пр отивоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования (утв. Приказом Росстандарта от 26.12.2019 №1484-ст).

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА»

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ХАРЬЯГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Автор: Светковская Анна Владимировна.

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (ЗНДХ) – оператор Харьгинского СРП, одного из трех действующих в России проектов, которые реализуются на основе соглашения о разделе продукции (СРП). АО «Зарубежнефь» вошло в проект Харьягинского СРП 1 января 2010 года с долей участия 20 %. В соответствии с Дополнением № 3 к Соглашению о разработке и добыче нефти на Харьягинском месторождении на условиях раздела продукции от 1 августа 2016 года компания «Тоталь Разведка Разработка Россия» (Total E&P Russie) передала 20 % своей доли участия и функции оператора проекта в пользу дочерней компании АО «Зарубежнефть» – ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». В результате участниками Харьягинского СРП являются компания «Статойл Харьяга АС» (Statoil Kharyaga AS) (30 %), АО «Зарубежнефть» (20 %), ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (20 %), ФАО «Тоталь Разведка Разработка Россия» (20 %) и АО «Ненецкая нефтяная компания» (10 %).

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» владеет лицензией на право пользования недрами карбонатной части разреза II и III объектов (пласты P1ar, P1a+s, D3-III) Харьягинского месторождения. Лицензией на право пользования недрами остальных продуктивных пластов (терригенной части разреза) месторождения владеет ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

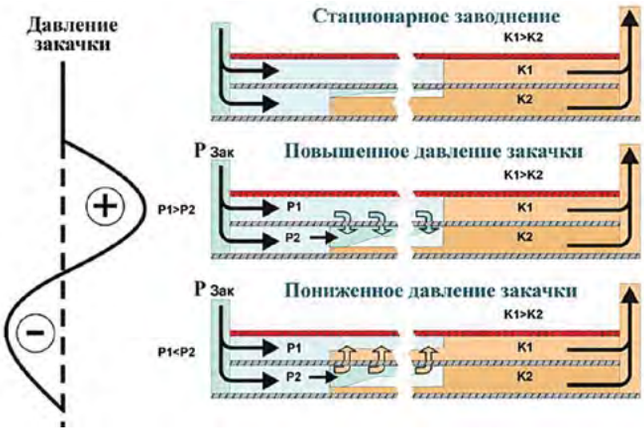
ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтяная промышленность находится в положении, в котором приходится бороться как со множеством «вечных» вызовов (увеличение процента трудно-извлекаемых запасов, необходимость достижения максимального КИН), так и уделять максимальное внимание тенденциям текущего времени: значительной флуктуации цен и спроса на нефть, связанным в том числе с появлением коронавирусной инфекции, необходимостью снижения операционных затрат и повышением внимание общественности к влиянию промышленности на экологию. Учитывая названные выше факторы было принято решение оценить возможность внедрения на Харьягинском месторождении такого метода увеличения нефтеотдачи (МУН), который смог бы с минимальными затратами и влиянием на экологию улучшать показатели разработки месторождения.

Одним из эффективных и недорогих способов увеличения коэффициента охвата и сокращения удельных расходов воды на добычу нефти является метод циклического заводнения (ЦЗ). Это процесс периодического изменения давления или расхода нагнетаемой жидкости. Многие предприятия в России и за рубежом использовали данную технологию как самостоятельно, так и усиливая эффект за счет сочетания ЦЗ с методами выравнивания профиля приемистости, закачкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров. Накоплен достаточно большой объем статистических данных, однако он показывает, что эффект сильно зависит от геологических и гидродинамических параметров опытного участка, что требует дифференцированного подхода для оценки необходимости применения ЦЗ на конкретном месторождении.

МЕХАНИЗМ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Нестационарный метод заводнения основан на периодическом изменении режима нагнетания в нефтяные залежи сложного строения, при котором в продуктивных отложениях искусственно создается нестационарное распределение пластового давления и движения пластовых флюидов. Нестационарное поле давлений в пласте создается за счет периодического изменения объема нагнетаемого вытесняющего агента и добываемой из пласта жидкости. При периодическом нарушении установившегося состояния гидродинамической системы в нефтяной залежи возникают условия для непрерывного проявления упругих сил. В неоднородном пласте между различными зонами, ка-



налами и потоками жидкостей возникают градиенты гидродинамических давлений, которые способствуют интенсификации перетоков жидкостей между слоями, трещиной и матрицей, а также изменению направления потоков.

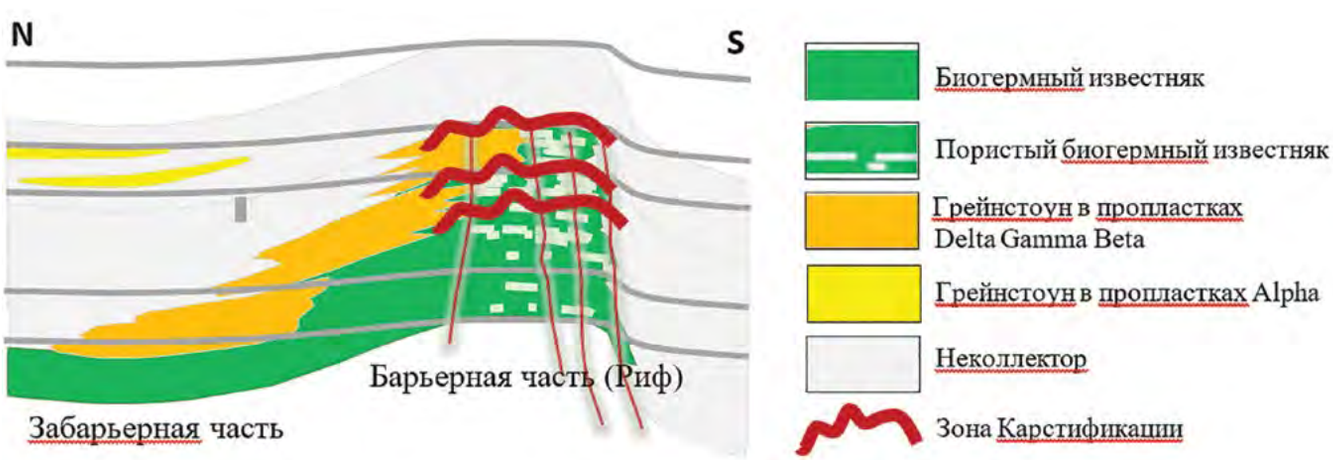
В неоднородных пористых средах при стационарном состоянии происходят прямоточное и противоточное капиллярное впитывание воды из высокопроницаемых обводненных участков или трещин в гидродинамически связанные с ними малопроницаемые элементы или блоки пласта. Благодаря периодическим изменениям условий воздействия в периоды повышения пластового давления в нефтяной залежи возникают градиенты давлений в сторону малопроницаемых элементов пласта, усиливающие процесс капиллярного внедрения воды в нефтенасыщенные участки поровых каналов. В период снижения пластового давления меняется, и внедрившаяся в малопроницаемые участки вода вместе с нефтью получает возможность обратного перетока в высокопроницаемые участки. При этом из-за микронеоднородности пористой среды и ее гидрофильных свойств часть нефти в наименее мелких порах малопроницаемых участков залежи замещается водой под действием капиллярных сил. В каждом конкретном случае степень замещения нефти водой в малопроницаемых участках пласта зависит от физико-химических свойств пластовой системы нефть-вода-порода, характера микронеоднородного строения пласта и их насыщенности водой.

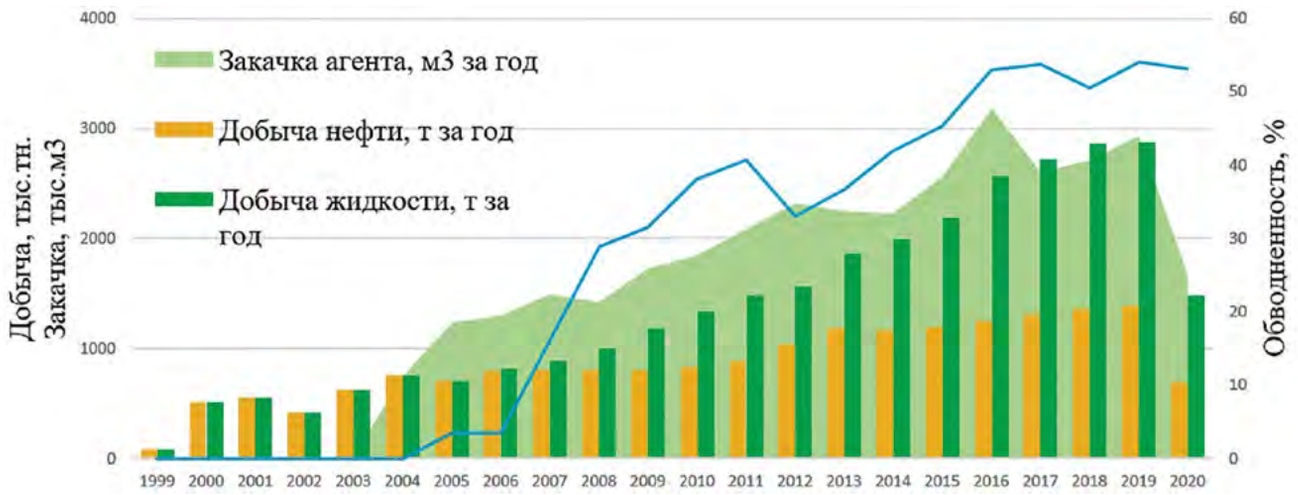
Эффективность циклического метода в основном определяется периодическим нарушением стремящегося к стационарности состояния пластовой системы. Такое периодическое изменение квазистационарного состояния разрабатываемой залежи можно достичь не только изменением режима работы скважин, упругоемкости системы, но и изменением направления фильтрационных потоков с одновременным колебанием уровня пластового давления.

Дополнительная добыча нефти обеспечивается за счет перемены направления фильтрационных потоков (ПНФП) в трещинах, кавернах, а в поровой матрице благодаря повышению коэффициента вытеснения нефти в связи с действием эффекта капиллярной пропитки.

ХАРАКТЕРИСТИКА ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Харьягинское нефтяное месторождение расположено в Ненецком автономном округе Архангельской области в 165 км юго-восточнее администра-





тивного центра г. Нарьян-Мара и в 140 км севернее г. Усинск. Нефть продуктивного пласта, разрабатываемого с помощью ППД легкая, малосернистая, смолистая и высокопарафинистая, незначительной вязкости.

Харьягинское нефтяное месторождение сложено карбонатными отложениями, частично доломитизированными известняками. По разрезу ухтинской свиты отмечается сильный разброс значений по проницаемости: различие в матричной части коллектора и зоны разломов составляет 1000 раз. Месторождение осложнено большим количеством разломов, трещин и линеаментов. Пласт D3-III карстовый, трещиновато-поровый.

В настоящее время не выявлено прямой зависимости эффективности применения ЦЗ от времени начала его внедрения, так как на конечный результат могут влиять и другие неочевидные факторы: распределение проницаемостей и водонасыщенностей по толщине пласта, величина поверхности контакта между гидродинамически связанными зонами различной нефтенасыщенности, длительность обычного заводнения.

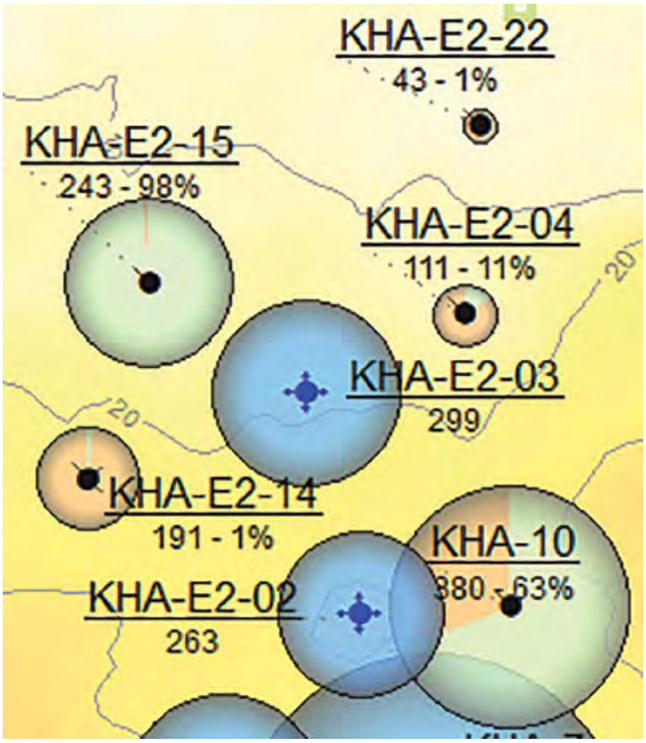
Также на выбор режима ЦЗ влияет схема расположения скважин. В случае площадной системы разработки метод ЦЗ включает в себя метод периодической смены направления фильтрационных потоков. В случае рядной системы разработки перемена направлений может стать более существенной, если фазы колебаний давлений в каждом элементе ЦЗ на протяжении одного цикла сделать противоположным фазам давления нагнетания, а на протяжении другого цикла сделать совпадающими с ними. Тогда в течение времени совпадения фаз градиенты давлений по направлению, перпендикулярному линии нагнетания, могут стать меньше, чем по направлению от нагнетательных скважин данного участка к добывающим скважинам двух соседних участков. Таким образом, линии тока периодически искривляются, меняя свое направление. Период перемены направлений потока равен в таком случае двойному времени цикла.

Ниже представлены основные технологические показатели разработки пласта D3-III Харьягинского месторождения по состоянию на 01.01.2021 г.

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ОПЫТНОГО УЧАСТКА

Наиболее эффективным применение метода является для мощных слоисто-неоднородных пластов с хорошей гидродинамической связью между прослоями, а также для трещиновато-пористых коллекторов. Гидрофильность коллектора и газонасыщенные маловязкие нефти являются наиболее подходящими для вытеснения.

Залежь D3-III является трещиновато-пористым коллектором, характеризуется неоднородностью, поэтому при вытеснении нефти водой остаются участки с невытесненной нефтью. При неустановившемся движении воды между участками с различной проницаемостью (между блоками матрицы и трещинами) создаются дополнительные градиенты давления переменного направления. Они обуславливают перетоки жидкостей между



блоками и системой трещин. Кроме того, при неустановившемся процессе нарушается равновесие капиллярных сил и создается условие для их интенсификации. Оба эти процесса способствуют дополнительному вытеснению нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных элементов, т.е. увеличивают коэффициент охвата, а, следовательно, и нефтеотдачи.

Для определения эффективности применения ЦЗ на пласте D3-III Харьягинского месторождения была выбрана пара скважин, геологические характеристики участка между которыми соответствовали критериям применимости ЦЗ, а также существовала техническая возможность увеличения приемистости нагнетательной скважины, резерв для снижения пластового давления в фазе остановки закачки.

Расстояние между скважинами		575	м
Проницаемость	Е2-03	17,6	мД
	Е2-15	47,6	мД
	Среднее	32,6	мД
Пьезопроводность	нефть	0,037	$м^2/с$
	вода	0,050	$м^2/с$

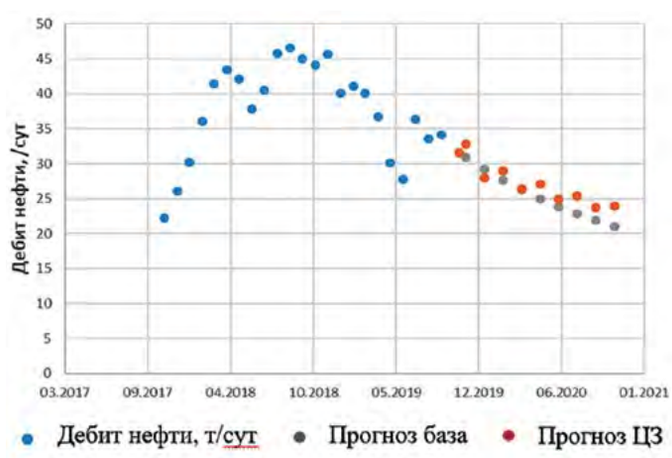
ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ НА АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для создания аналитической модели взяты выбранные на опытном участке добывающая и нагнетательная скважины с двумя выделенными гидродинамически связанными пропластками с кратным отличием проницаемости. Рассматривался вариант циклической закачки с полной остановкой нагнетательной скважины в первом полуцикле и закачкой удвоенного объема воды во втором полуцикле для суммарного обеспечения компенсации отборов. Относительная частота циклов определялась по формуле:

ω=ω_ρ Cμl^2 k^(-1), где ω_ρ – рабочая абсолютная частота колебаний расхода, C – коэффициент упругости породы и жидкости, μ,l^2,k^(-1) – характерные средние вязкость, длина и проницаемость пласта соответственно. Длительность полуцикла нестационарного воздействия рассчитывается по формуле:

t=l^2/(2 k/μCm), где m – средняя пористость.

Основными влияющими параметрами в данной модели являются вязкость нефти, проницаемость и пористость пропластков, а также расстояние от фронта нагнетания до области отбора. В качестве варьируемых параметров выбраны продолжительность и соотношение длительности циклов. В результате проведения ряда расчетов определялись дополнительная добыча, изменение водонефтяного фактора и коэффициента извлечения нефти, а также были определены границы и интервалы значений параметров, влияющих на достижение максимального эффекта от ЦЗ. Таким образом, соотношение периода максимальной и



минимальной закачки должно составлять 0,25-0,5 единиц, проницаемости высокопроницаемой и низкопроницаемых частей должны различаться в 3-4 раза, отношение максимального и минимального расхода закачиваемой жидкости должно находиться в пределах 0,25-1,5 единиц.

Для выбранных скважин был рассчитан оптимальный режим ЦЗ: время полуцикла составляет 45 суток с приемистостью на 1 полуцикле в 1200 $м^3$/сут и полной остановкой нагнетательной скважины на втором полуцикле. Расчетный эффект от применения выбранного режима ЦЗ в течение одного года составит 507,9 тн с учетом снижения обводненности на 4% от прогнозной без применения ЦЗ, а также снижение прогнозного темпа падения добычи на 1,2%.

Также на основании проведения серии расчетов были выявлены наиболее влияющие на эффективность факторы ЦЗ:

1) Несимметричные циклы.

2) Высокая относительная амплитуда колебаний расхода нагнетаемой воды (отношение превышения/снижения уровня нагнетания воды при ЦЗ над средним уровнем нагнетания к среднему уровню закачки при обычном заводнении).

3) Циклы должны удлиняться по мере продвижения фронта заводнения.

4) Рабочая частота колебаний должна быть больше для худших упругих характеристик пласта.

Однако наибольшее влияние оказывает неоднородность коллектора по толщине и проницаемости, что можно учесть с помощью методов количественной оценки неоднородности (математической статистики) через представление изменчивости геолого-физических свойств в виде коэффициентов отклонения и вариации.

Дополнительно проведены расчеты экономической эффективности применения ЦЗ, которые составили для опытного участка 330 897 руб., а при расширении применения технологии для всего месторождения – 2 453 798 руб. При расчете экономической эффективности учитывались следующие факторы:

1) Дополнительная добыча нефти за счет вовлечения в разработку недренируемых запасов.

2) Сокращение добычи воды по причине снижения обводненности продукции в результате периодического прекращения закачки в районе обводненных скважин.

3) Сокращение эксплуатационных затрат по подъему жидкости за счет снижения отборов.

4) Отсутствие затрат на применение данного вида МУН.

В долгосрочной перспективе экономическая эффективность применения ЦЗ будет возрастать в связи с прогнозируемым повышением конечного коэффициента извлечения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2008. – 208 с.

2. Сургучев М.Л., Маслянцев Ю.В. Влияние капиллярной пропитки на показатели заводнения неоднородных пластов // Научн.-техн. сб. по добыче нефти / ВНИИ. – Вып.30. – М.: Недра, 1966. – С.41-47.

3. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова // Нефт. Хоз-во. – 1973. - №1. – С. 48-53.

4. PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 - № 1(3). – С. 54-59

5. Уолкот Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Юкос, 2001. – 143 с.

АО «ВОЛЖСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕРАВНОМЕРНОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МОЩНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ РОССИИ КАК ИНСТРУМЕНТ ПЕРЕХОДА К ЦИФРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ ЭНЕРДЖИНЕТ

Автор: Русcков Олег Владимирович.

АО «ВТЗ» производит трубы для нефтегазовой, нефтехимической, автомобильной отраслей, машиностроения и теплоэнергетики. В энергетической отрасли основными временными рядами являются ряды производства и потребления различного вида энергоресурсов. Учитывая бурное развитие цифровых технологий в энергетике, в частности, на оптовом рынке электроэнергии и газа, необходимость точного прогнозирования подобных временных рядов будет только увеличиваться [1]. Самыми популярными моделями прогнозирования [2] сейчас являются нейросетевые [3] и авторегрессионные [4] . Однако, при возрастании неравномерности или волатильности временного ряда происходит значительный рост погрешности прогнозирования [5]. Поэтому разработка методов и моделей прогнозирования неравномерных рядов является важной научно-технической и производственной задачей [6]. Предлагаемый методический подход учитывает возможность прогнозирования неравномерного временного ряда через установление взаимосвязи со смежным рядом, более простым к прогнозированию. Ярким примером могут служить графики цен на энергоносители и объёмы их выработки или потребления [7]. Схема методического подхода представлена на *рис. 1*.

Наиболее часто встречающимися и научно значимыми в энергетике временными рядами являются временные ряды, связанные с производством и потреблением электроэнергии (мощности) на оптовом рынке (ОРЭМ) [8]. Выявив наличие смежных временных рядов цен, необходимо проанализировать возможность их прогнозирования и дальнейшей формализации их связи с временным рядом электропотребления. Следует учесть, что формирование каждого из основных анализируемых параметров – соотношений значений цен и объёмов неравномерного электропотребления (план, факт) – является недетерминированным экспериментом, в котором из двух взаимоисключающих исходов в

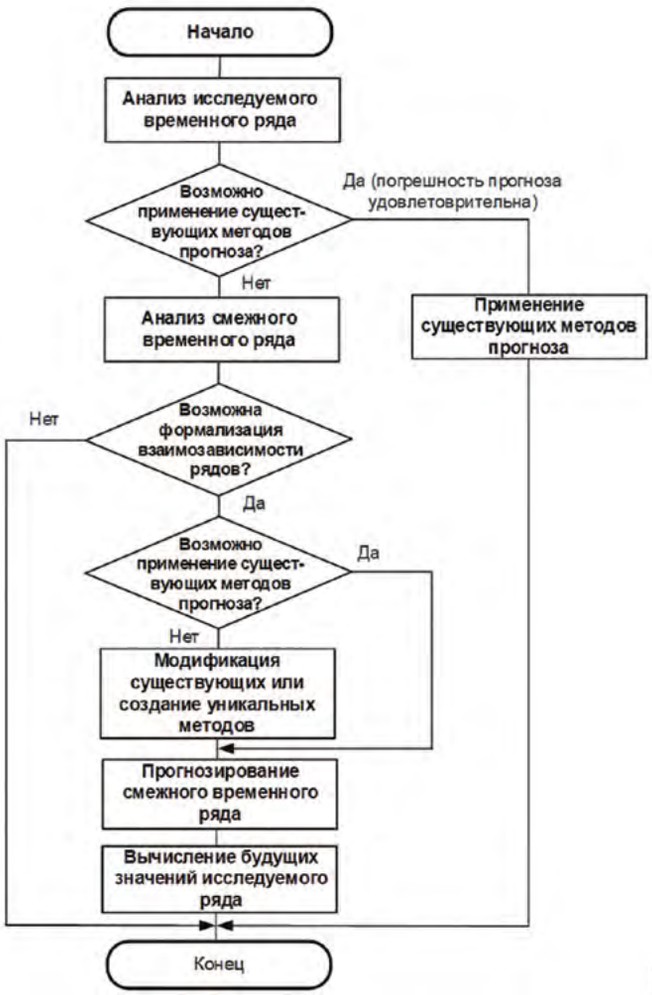


Рис. 1. Схема методического подхода к прогнозированию неравномерного временного ряда.

каждый час может быть реализован только один. Следовательно, для формального описания процесса реализации исходов этих экспериментов допустимо применять инструментарий теории вероятностей [9]. Кроме того, субъекты ОРЭМ в каждый час соревнуются друг с другом, подавая заявки РСВ, поэтому для формального описания этого соревнования допустимо применение теории игр [10].

Рис. 2. Иллюстрация корректировки прогноза неравномерного временного ряда.

Сам принцип электронного аукциона РСВ порождает конфликт интересов игроков, поскольку их прогнозные заявки могут быть не приняты рынком [1]. Прогнозные значения электропотребления на будущие сутки в рамках аукциона напрямую влияют на значения смежных рядов цен, которые, в свою очередь, влияют на значения электропотребления. Игра участников ОРЭМ является последовательной некооперативной игрой с ненулевой суммой и неполной информацией [11]. Чтобы минимизировать отклонения факт-план электропотребления, следует решить задачу выбора величины и направления корректировки предварительного прогноза неравномерного электропотребления из множества альтернатив (*рис. 2*).

Учитывая, что объемы отклонений можно выразить в их стоимости [12], задачу принятия решения можно привести к однокритериальной, что значительно упрощает её решение:

$$\left\{\sum_{i=1}^{N}(S^{i}_{РСВ+БР}+C_{откл}\cdot|V_i|)<\sum_{i=1}^{N}(S^{*i}_{РСВ+БР}+C_{откл}\cdot|V_i^*|),\right. \quad (1)$$

где $S^{i}_{РСВ+БР}$ – стоимость часового электропотребления и V_i – объём отклонений после корректировки прогноза неравномерного ряда, $S^{*i}_{РСВ+БР}$ – стоимость и V^*_i – объём отклонений до корректировки, i – номер часа, N – число часов в отчётном периоде.

Все факторы, влияющие на ход игры участников ОРЭМ, показаны на *рис. 3*.

Таким образом, общий алгоритм описываемого метода в соответствии с ранее описанными принципами, можно представить в виде схемы (*рис. 4*). При этом вероятность формирования каждого типа соотношений цен РСВ и БР рассчитывается на основе актуальной статистики за предыдущие 31 сутки относительно прогнозных. Такой выбор обусловлен размером расчётного периода на ОРЭМ, поскольку максимально учитывает тренды, сложившиеся в анализируемом периоде. Эксперименты подтверждают верность данного утверждения. Тем не менее, пользователь компьютерной модели имеет возможность самостоятельно устанавливать длительность анализируемого интервала для уточнения прогноза при необходимости.

Формально целевые функции для каждого из вариантов взаимных соотношений объёмов и цен отрицательной корректировки (варианты, когда факт электропотребления может попасть между скорректированным и нескорректированным объёмами, исключены) описываются так [13]:

$$\begin{cases} P_1\,|\,P_2: -V\cdot C_{кор};\\ P_1\,|\,1-P_2: V\cdot\Delta_0+V\cdot C_{кор};\\ 1-P_1\,|\,P_2: -V\cdot\Delta_1-V\cdot C_{кор};\\ 1-P_1\,|\,1-P_2: V\cdot C_{кор}, \end{cases} \quad (2)$$

где P_1 – вероятность формирования соотношения цен, когда цена РСВ равна цене покупки БР;

Рис. 3. Факторы, влияющие на ход игры участника.

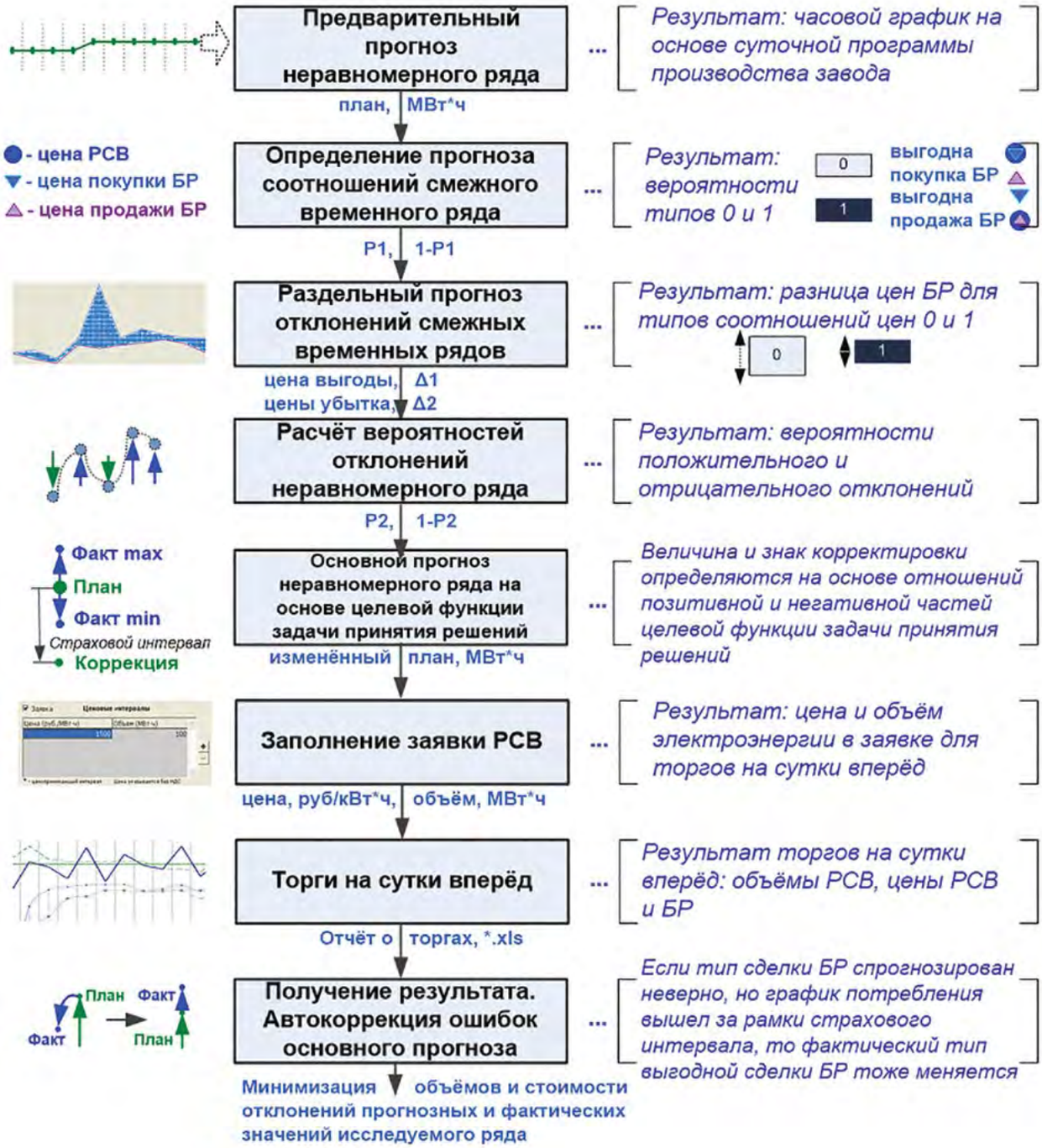


Рис. 4. Алгоритм метода прогнозирования электропотребления на основе теории игр.

P_2 – вероятность того, что факт электропотребления будет больше плана; V – величина корректировки; Δ_0, Δ_1 – средняя разница цен для соотношений типов 0 и 1 соответственно; $C_{откл}$ – цена отклонений.

Целевая функция F_1 для отрицательной корректировки рассчитывается по формуле полной вероятности суммированием локальных функций с дальнейшим упрощением выражения [13]:

$$F_1 = V \cdot (P_1 \cdot \Delta_0 - P_2 \cdot \Delta_1 + P_1 \cdot P_2 \cdot \cdot (\Delta_1 - \Delta_0) - 2 \cdot P_2 \cdot C_{кор} + C_{кор}) \quad (3)$$

Функция положительной корректировки F_2, отражающая оставшиеся из возможных вариантов соотношений объёмов и цен, равна F_1 и противо-

положна ей по знаку. Смысл формул F_1 и F_2 в том, что следование актуальным тенденциям формирования соотношений смежных рядов цен (вероятности P_1 и 1– P_1)и неравномерного электропотребления (P_2 и 1– P_2)при прогнозировании обеспечит математически обоснованное преобладание прибыли над убытком на протяжении расчётного периода за счёт свойства статистической устойчивости. Уменьшение отклонений (погрешности прогноза) неравномерного электропотребления учитывается в их значениях. Положительное значение любой из целевых функций означает её приоритет и соответствующий знак корректировки. Величина корректировки определяется на основе анализа отношения положительной (прибыль) и отрицательной (убыток) частей приоритетной целевой функции. Корректировка осуществляется в процентах от среднестатистического электропотребления в направлении минимизации ошибки прогнозирования и в соответствии с сигналами Системного оператора [13]. Таким образом, чем больше электропотребления субъекта ОРЭМ (например, крупной сбытовой копании), тем больше выгода применения данного метода. Полученные часовые значения планового электро-потребления записываются в заявку РСВ и отправляются на сервер АО «Администратор торговой системы». Предложенный метод обладает важным свойством повышения эффективности при увеличении неравномерности электропотребления [14]. Алгоритмы, разработанные на основе вышеописанного метода, реализованы в виде программного модуля. Исходный код написан на языке C++. Exe-файл функционирует под управлением операционной системы Microsoft Windows (XP, 7, 10) на IBM PC – совместимых компьютерах. Программный модуль через библиотеку DOA 6.0 имеет доступ к базе данных, содержащей цены и объёмы электроэнергии. На модуль в установленном порядке получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Другим применением методического подхода (*рис. 1*) является прогнозирование потребления мощности, которая на ОРЭМ определяется по формуле усреднения максимумов в n рабочих дней месяца, при этом часы максимума энергосистемы потребителю заранее неизвестны:

$$P = \text{среднее}\ (P_{max1}\ ;\ P_{max2}\ ;\ P_{maxn}) \qquad (4)$$

Составляющие тарифа рынка мощности ОРЭМ меняются от месяца к месяцу и от года к году. Схема процесса формирования фактического объёма мощности к оплате показана на *рис. 5*.

Часы фактического максимума региональной энергосистемы становятся известны конкретному потребителю ОРЭМ после 14 числа месяца, следующего за отчётным [15]. Попытки спрогнозировать максимум мощности региона с помощью существующих прогнозных моделей к у спеху не приводят, поскольку часовой график потребления энергорегиона обладает изменчивостью. Кроме того, наличие близких по значению пиков потребления внутри одних суток не позволяет определять час максимума с требуемой погрешностью. Поскольку стоимость мощности является значительной составляющей стоимости электропотребления предприятия на ОРЭМ, задача прогнозирования часов максимума энергосистемы является весьма актуальной.

Временному ряду электропотребления энергорегиона, состоящему из 24*N значений (где N – число рабочих суток в месяце) можно сопоставить временной ряд, состоящий из N часов максимума. Анализ показывает, что большинстве месяцев существуют небольшие группы преобладающих номеров часов максимума энергосистемы. Схема прогнозирования часов максимума энергосистемы показана на *рис. 6.*

Прогнозный модуль анализирует статистику часов максимума мощности локальной энергосистемы за 3 года. Такой период является оптимальным, охватывая как устоявшиеся, так и новые тренды.

Подтверждённый экономический эффект от внедрения моделей прогнозирования неравномерного электропотребления и мощности на металлургическом предприятии Волгоградской области составил 48,7 млн. руб. с НДС в 2020 г. Достигнутое уменьшение средней абсолютной ошибки прогнозирования неравномерного временного ряда с применением модели на основе теории игр составило 5,9 % относительно нейросетевой модели ANN МЭС, показавшей второй результат.

Применение модели на основе теории игр позволяет потребителю ОРЭМ с неравномерным нерегулируемым электропотреблением перейти от пассивного потребления к активному, реагируя на сигналы Системного оператора, выражаемые им в соотношениях цен РСВ и БР. Также модель обладает свойством автокоррекции ошибки прогноза. Применение же модели прогнозирования потребления мощности позволяет разгрузить единую энергосистему России в периоды дефицита

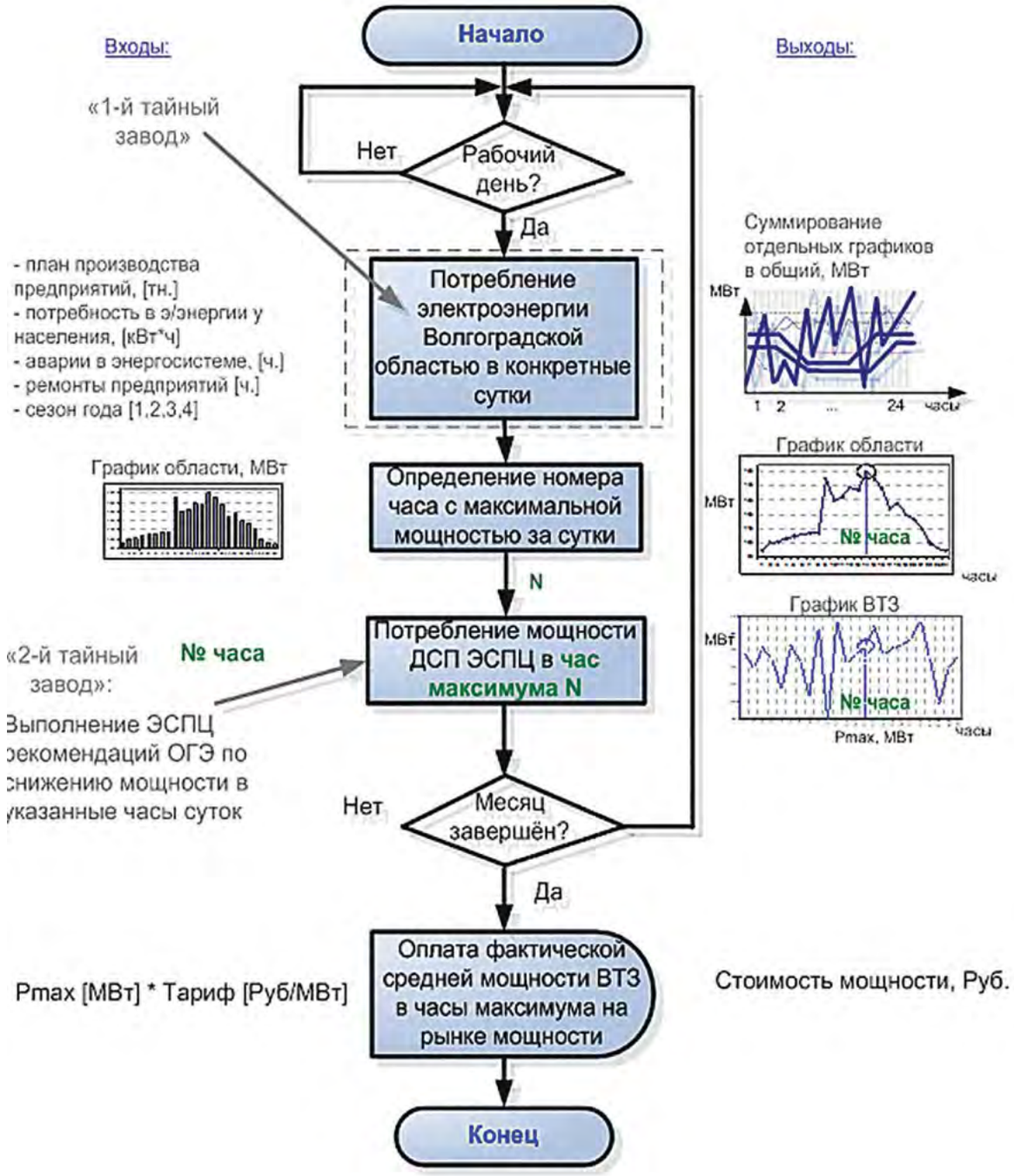


Рис. 5. Схема процесса формирования объёма мощности потребителя на ОРЭМ.

мощности. Следствием применения обеих моделей является снижение выбросов в атмосферу от работы неэффективных станций-генераторов, экономия невозобновляемых источников энергии (газ, мазут, уголь) и, как следствие, снижение углеводородного следа в производимой в России электроэнергии. При этом предприятия, применяющие описанные модели для прогнозирования своего неравномерного нерегулируемого электропотребления, получают принципиальную возможность участия в зарождающемся перспективном рынке «Энерджинет», в котором потребитель становится активным участником энергорынка. Это позволит предприятиям при смене парадигмы рынка «удержаться на плаву» и сохранить рабочие места. Поскольку многие крупные потребители ОРЭМ являются гра-

дообразующими, это означает продолжение участия предприятий в поддержании и развитии экономики региона.

По поводу масштабирования применения моделей следует заметить, что разработанные на основе вышеописанных методов алгоритмы реализованы в виде прогнозных моделей на предприятиях Трубной металлургической компании в 2020 году. Однако, вышеописанные алгоритмы принципиально применимы на любых предприятиях или в сбытовых компаниях – субъектах ОРЭМ. Чем больше потребителей будет применять подобные методы, тем больше будет экономический, экологический и социальный эффект в масштабах страны.

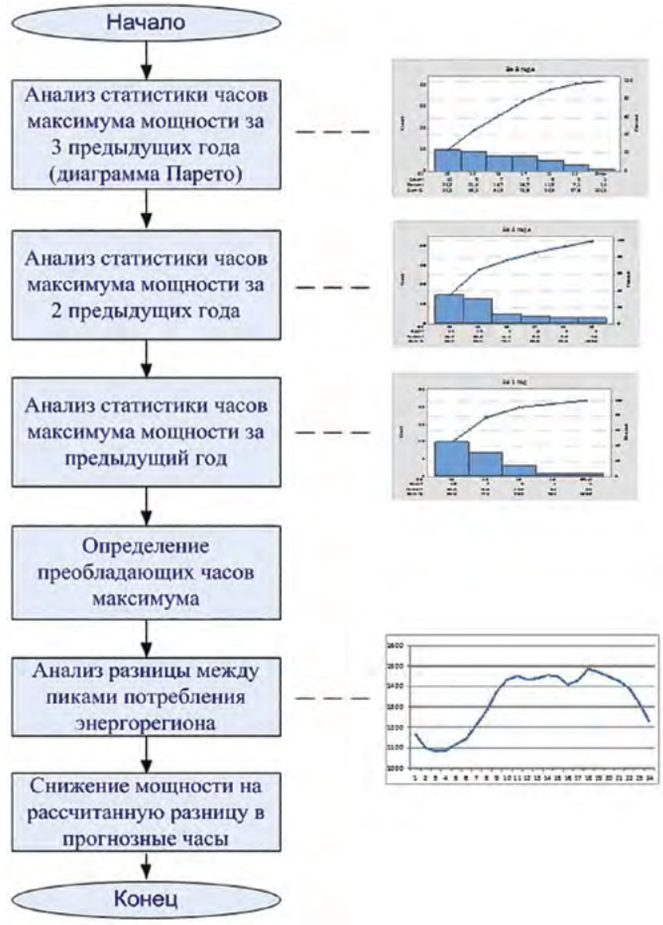


Рис. 6. Схема прогнозирования часов максимума энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА.

1. Регламент рынка на сутки вперёд ОРЭМ [электронный ресурс]. - https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/1970 (дата доступа 31.03.2021).

2. Чучуева И.А. Модель прогнозирования временных рядов по выборке максимального подобия: дис. ... канд. техн. наук. - М. - 2012. - 155 с.

3. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. М.: ООО «И. Д. Вильямс». - 2006. - 1104 с.

4. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный ана лиз. Книга 1. В 2-х кн. М.: Финансы и статистика, 1986. — 366 с.

5. Макоклюев Б.И., Ёч В.Ф. Взаимосвязь точности прогнозирования и неравномерности графиков электропотребления // Электрические станции. - 2005. - № 5, с. 64-67.

6. Руссков О.В., Сараджишвили С.Э. Ограничения математических моделей в прогнозировании неравномерных временных рядов и пути их преодоления // Национальная ассоциация учёных (НАУ). - 2014. - № 4. - С. 55-59.

7. Руссков О.В., Сараджишвили С.Э. Методический подход к прогнозированию неравномерного временного ряда // Современная наука. Естественные и технические науки. - 2021. - № 4.

8. Реестр субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности [электронный ресурс]. - https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/registry/index.htm (дата доступа 31.03.2021).

9. Russkov O.V., Saradgishvili S.E. The method of planning the energy consumption for electricity market // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 90 (2017) 012068. – 2017. – DOI: 10.1088/1755-1315/90/1/012068

10. фон Нейман Дж., Моргенштерн О. - Теория игр и экономическое поведение. – М. – 1974.

11. Руссков О.В., Сараджишвили С.Э. Применение теории игр для моделирования неравномерного электропотребления с целью оптимизации процесса работы промышленного предприятия на оптовом рынке // Труды национальной научно-технической конференции «Компьютерное Моделирование (КОМОД-2016)». – СПбПУ. – 2016. – с. 171-185.

12. Russkov O.V., Saradgishvili S.E. A digital method for correcting planned electric energy consumption as a step to the Energynet market // SHS Web of Conf. Volume 44. – 2018.

13. Russkov O.V., Saradgishvili S.E. IT-Method for uneven energy consumption planning // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – IEEE. – 2017. – p. 1-4.

14. Руссков О.В, Сараджишвили С.Э. Прогнозирование цен и объёмов электропотребления // Главный энергетик. – 2015. – № 11-12. - с. 30-37.

15. Регламент определения объёмов покупки и продажи мощности на оптовом рынке [электронный ресурс]. - https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/1978 (дата доступа 31.03.2021).

ФИЛИАЛ АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ» «НОВОВОРОНЕЖСКАЯ АТОМНАЯ СТАНЦИЯ», АО «РАСУ», ИФ СНИИП АТОМ

РАЗРАБОТКА ТРЕБОВАНИЙ К ФУНКЦИЯМ И РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННОЙ ПОДДЕРЖКИ ОПЕРАТОРА (СИПО)

Авторский коллектив:
Тучков Максим Юрьевич,
Поваров Петр Владимирович,
Тихонов Александр Игоревич,
Ширков Владимир Игоревич (АО «РАСУ»),
Воробьев Александр Павлович (ИФ СНИИП АТОМ).

Проекты инновационных энергоблоков АЭС отличаются высокой степенью автоматизации и информатизации, поэтому особый интерес вызывают системы информационной поддержки оператора, способные снизить нагрузку на оперативный персонал, а также прогнозировать возможные отклонения задолго до того момента, как эти отклонения перерастут в серьёзную аварийную ситуацию.

В качестве примера дальнейшего развития систем поддержки оператора рассматривается разрабатываемая система информационной поддержки оператора (СИПО), внедрение которой планируется на пилотном энергоблоке с реакторной установкой ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС. Функции СИПО позволят выполнить нереализованные в настоящее время в проекте энергоблока требования нормативно-технической документации. Особенностями разрабатываемой системы являются интерактивные процедуры и программно-технический комплекс «Модель энергоблока» (ПТК МЭ).

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с требованиями ПБЯ РУ АС (НП-082-07) [1] в составе управляющих систем нормальной эксплуатации и управляющих систем безопасности должна быть реализована системы информационной поддержки оператора. Аналогичное требование приведено в п. 3.4.1.1. НП-001-15 [2]. Согласно п. 3.4.5.1. НП-001-15, система информационной поддержки оператора должна представлять персоналу БПУ обобщенную информацию о параметрах АС, характеризующих состояние функций безопасности.

В комментариях к НП-001-15 (РБ-152-18) [3] указано, что требование п. 3.4.5.1 ставит перед разработчиком проекта АС задачу отыскания такого способа обобщения информации о текущем состоянии безопасности АС, который позволил бы оператору по минимальному числу обобщенных параметров быстро оценить обстановку на блоке АС и принять решение.

Более полно требования к информационной поддержке оператора изложены в ГОСТ Р МЭК 60964-2012. Атомные станции. Пункты управления. Проектирование. [4] п. 3.21. В п. 7.7.2.5 определены функции поддержки оператора, которые должны быть предусмотрены для повышения безопасности, работоспособности и эффективности АС:

- отображение параметров безопасности и контроль функций безопасности [5];
- диагностирование АС;
- выдача советов оператору в режимах нормальной эксплуатации и послеаварийных ситуациях, например, основанные на симптомно-ориентированных процедурах;
- автоматический контроль энергетических режимов.

По мере возможности функции должны быть интегрированы в общий проект БПУ.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

На АЭС «Библис» в Германии в 80-х годах прошлого столетия была внедрена система анализа аномальных ситуаций STAR. В ней используются модели отклонений от нормального режима эксплуатации. На Калининской и Нововоронежской АЭС была внедрена система СПРИНТ [9].

СПРИНТ – это система поддержки принятия решений реального времени для диагностики атомных станций с интеллектуальными механизмами поиска.

В рамках плана реализации НИОКР АО «Концерна Росэнергоатом» АО «РАСУ» при участии ООО «ИФ СНИИП Атом» ведется формирование требований и основных решений по созданию системы интеллектуальной (информационной) поддержки оператора (СИПО).

Заинтересованными организациями согласован следующий перечень функций СИПО:

- определение режима энергоблока (уровня глубокоэшелонированной защиты);
- определение состояния энергоблока;
- расчет уставок сигнализации в зависимости от текущего состояния энергоблока;
- контроль эксплуатационных пределов и условий эксплуатации;
- контроль пределов и условий безопасной эксплуатации;
- мониторинг состояния основного оборудования энергоблока;
- мониторинг систем безопасности;
- контроль автоматического управления оборудованием;
- прогнозирование основного технологического процесса с помощью модели энергоблока;
- предоставление оперативному персоналу интерактивных инструкций по процедурам пуска (останова) энергоблока, ввода (вывода) оборудования, регламентных проверок, опробований и испытаний, интерактивных аналогов актуальных процедур ИЛН, ИЛА, РУЗА, РУТА;
- автоматизированное формирование оперативных журналов;
- автоматизированный анализ архивных данных;
- предоставление оператору справочной информации о возможных причинах сигнализации на панелях БПУ(РПУ) (реакция на сигнал);
- рекомендации по оптимизации управления технологическим процессом.

Функции СИПО обеспечивают выполнение нереализованных в настоящее время в АСУ ТП энергоблока №1 НВАЭС-2 требований ГОСТ Р МЭК 60964-2012 [6] к поддержке оператора, включая требование интеллектуальной обработки информации для разгрузки оперативного персонала БПУ во всех режимах работы энергоблока.

ООО «ИФ СНИИП АТОМ» разработан макет СИПО (МкСИПО), в составе ПО которого реализованы математическая модель энергоблока и интерактивные приложения, которые можно разделить на логические блоки. Первая версия макета функционирует на блоке № 1 НВАЭС-2 с момента пуска.

Интерактивные процедуры СИПО – приложения, разработанные для облегчения выполнения различных эксплуатационных задач на всех уровнях ГЭЗ. АО РАСУ разработан блок интерактивных процедур на базе программного обеспечения Портал в части ликвидации нарушений нормальной эксплуатации в соответствии с ИЛН (инструкцией по ликвидации нарушений), управления проектными авариями в соответствии с ИЛА (инструкция по ликвидации аварий), а также управления запроектными и тяжёлыми авариями в соответствии с РУЗА (руководство по управлению запроектными авариями) и РУЗАт (руководство по управлению тяжёлыми запроектными авариями). ООО «ИФ СНИИП АТОМ» разработан блок интерактивных процедур на базе ПТК МЭ в части программ пуска/останова блока и типовых бланков переключений. Инструмент сокращает время на обработку информации и снижает вероятность возможных ошибочных действий и ошибок персонала за счет наличия активных ссылок на эксплуатационную документацию и возможности отображения значений технологических защит и блокировок (ТЗБ) оборудования, контроля выдержек времени для различных режимов работы энергоблока.

Блок интерактивных карт действий (ИКД) – приложения для анализа протекания технологического процесса, снижающие нагрузку на оператора в ситуациях с ограниченным временем принятия решения. Карты содержат описания возможных причин срабатывания сигнализации и действия оператора по их устранению. Данный блок реализован в МкСИПО в соответствии с ГОСТ Р МЭК 62241-2012 [7].

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Деление на интеллектуальную и информационную поддержки оператора [9] весьма условно, но бесспорно, что в основе интеллектуальной составляющей лежат математические модели энергоблока (при этом отметим, что в последние годы, например, интеллектуальная поддержка оператора в рамках цифрового двойника энергоблока может быть реализована и с помощью моделей машинного обучения).

Работы по созданию имитационных моделей сложных теплоэнергетических объектов велись в ИПМаш НАН Украины, где были разработаны имитационные модели конденсационных паротурбинных установок для ТЭС и АЭС [11].

Модель энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 включает в себя построение математических и программных моделей, имитационное моделирование [12]. Данные разработки могут быть использованы для синтеза новых структур локальных систем автоматического управления [13]. Математические модели энергоблока используется также для тестирования алгоритмов систем управления АЭС и верификации тренажерных моделей АЭС [14, 15].

В США создан консорциум для разработки компьютерной модели легководных реакторов – CASL (The Consortium for Advanced Simulation of Light Water Reactors) [16].

Аналогичные работы проводятся для реакторов четвертого поколения в рамках проекта NEAMS (Nuclear Energy Advanced Modeling and Simulation) [16].

Российский программно-технический комплекс (ПТК) «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР» [17], разрабатываемый в рамках проекта по созданию цифрового двойника энергоблока АЭС и содержащий расчётные коды тяжёлых аварий разработки ИБРАЭ РАН, будет применяться не только для разработки тренажёров для обучения оперативного персонала блока, но и для обоснования безопасности АЭС.

В МкСИПО применяется нейтронно-физический код повышенной точности. Расчет распределения энерговыделения в объеме активной зоны выполняется аттестованной Ростехнадзором программой SVC, основанной на прямом решении уравнения переноса нейтронов и не использующей, в отличие от тренажерных программ, гомогенизацию расчетных ячеек и диффузионное приближение.

Теплогидравлическая модель основана на решении системы фундаментальных уравнений сохранения и замыкающих соотношений. В дополнение к системе главных уравнений, описывающих процессы тепломассопереноса в первом и втором контурах энергоблока, записывается уравнение переноса нерастворимых примесей для моделирования транспорта борного поглотителя в первом контуре реакторной установки.

Теплогидравлическая модель энергоблока создаётся из набора расчётных схем, которые представляют собой наборы взаимосвязанных элементов оборудования (насосные агрегаты, электронагреватели, баки с уровнем раздела фаз, трубы, камеры смешения, трубчатку теплообменных аппаратов, арматуру и т.п.) используемого в проекте АЭС.

Математическая модель привязана к сигналам СВБУ, что позволяет инициировать процесс моделирования с любого текущего состояния энергоблока. Обеспечивается быстродействие модели на уровне (или существенно выше) реального времени. Для построения прогноза в качестве исходного может использоваться состояние энергоблока в произвольный момент в прошлом с точностью до одной секунды, при этом история работы блока целиком архивируется.

Модель АСУ ТП реализована на базе отдельного программного модуля, обсчитывающего логику работы модельных схем контроля и управления. Комплект расчётных схем формируется для неё с помощью редактора схем, который является составной частью программной среды КРУИЗ. Расчётные схемы формируются на основе GET-схем ТПТС, а также технического проекта АСУ ТП энергоблока и документации генерального конструктора РУ. Важно отметить, что в программной модели блока алгоритмы работы регуляторов блока и ТЗБ верифицированы по результатам ПНР. Таким образом, подробно моделируются различные технологические системы и оборудование второго контура, а также вспомогательные системы энергоблока.

В составе СИПО программная модель блока должна использоваться для решения таких задач, как

- контроль достоверности показаний датчиков СНЭ путем анализа взаимного соответствия показаний датчиков;
- диагностика нарушений в работе основного оборудования;
- контроль автоматического управления оборудованием;
- прогнозирование развития технологического процесса с текущего состояния вперед на 15 – 30 минут с выдачей предупредительной сигнализации о выходе контролируемых параметров за эксплуатационные пределы при отсутствии управляющих воздействиях оператора в заданном интервале времени (автоматический прогноз);

- прогнозирование развития технологического процесса с учетом планируемых управляющих воздействий оператора в заданном интервале времени (прогноз по запросу оператора).

При прогнозировании моделируются процессы нормальной эксплуатации (НЭ), в том числе пуск блока от холодного состояния до работы на номинальных параметрах, разгрузка и останов блока, маневрирование мощностью, а также процессы при нарушении нормальной эксплуатации (ННЭ), в том числе сопровождающиеся срабатыванием ПЗ и ускоренной разгрузкой блока.

Кроме информационной поддержки ПТК МЭ может быть использована для решения следующих задач:

- проведения вариантных расчетов для совершенствования схемных решений,

- выбора оптимального состава и характеристик теплообменного оборудования.

ПРИМЕРЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Пример 1. Повышение динамической устойчивости энергоблока.

Примером использования программной модели блока для корректировки ТЗБ и выдержек времени является численное моделирование переходных процессов во время экспериментов на энергоблоке №1 НВАЭС-2 по отключению одного питательного электронасоса (ПЭН) без включения резервного. С помощью программной модели блока смоделировано изменение основных параметров (*рис. 1*) в переходном процессе, связанном с отключением одного ПЭН и невключении резервного на мощности 100% $N_{ном}$.

Перед отключением ПЭН-1 общий расход на напоре питательной воды был 7422 м3/ч. Расход на отключенном ПЭН снизился до нуля за семь секунд. Расходы ПЭН-2, 3, 4 увеличивались до 1953 - 2050 м3/ч на каждом ПЭН, причем время установившегося расхода не менее 2050 м3/ч на ПЭН-3 превышает уставку 90 с. В результате снижения мощности РУ расходы на напоре каждого ПЭН стабилизировались на уровне 1700 м3/ч. На 220-й секунде после увеличения уровня в ПГ-3 до номинального РУ ПГ перешли в режим поддержания уровня. Давление на напоре ПЭН не снижалось ниже 8,18 МПа. На основании работы программной модели блока был сделан вывод об увеличении времени выдержки до

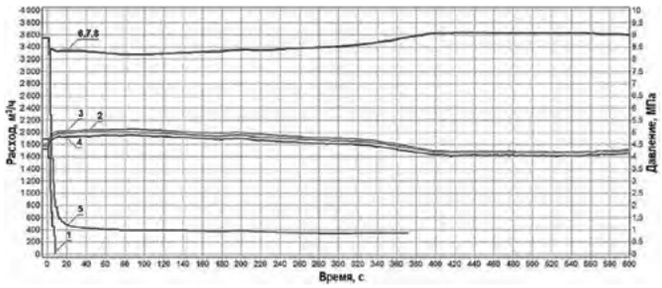


Рис. 1. Расходы и давление на напоре ПЭН в переходном процессе с отключением одного ПЭН и невключении резервного (1, 2, 3, 4 - расходы ПЭН-1, 2, 3, 4; 5, 6, 7, 8 - давление на напоре ПЭН-1, 2, 3, 4).

300 с на отключение работающих ПЭН по расходу и давлению на их напорах. Результаты, полученные на модели энергоблока, совпали с полученными результатами АО «ВНИИАЭС», что позволило внести изменения в алгоритмы и успешно провести динамические испытания.

Моделирование переходных процессов при отключении различных видов оборудования позволит принять оптимальные решения по изменению способов разгрузки блока, изменению уставок ТЗБ, выдержек времени по отключению оборудования.

Пример 2. Независимая проверка алгоритмов функционально-группового управления.

В ходе работ по вводу в эксплуатацию систем и оборудования пускового комплекса энергоблоков №1, №2 НВАЭС-2 проведена автономная наладка ФГУ.

В режиме «Прогноз» модель энергоблока может быть использована для первичной проверки и корректировки проектных алгоритмов ФГУ либо формировании новых в результате их апробации.

Этап 1. Перед каждым этапом пуска блока на основе алгоритмов и реализованных интерактивных пошаговых процедур автоматически формируется описание ожидаемой последовательности управляющих действий оператора (проект сценария управления). Оператору предоставляются результаты прогноза развития технологического процесса, рассчитанные моделью энергоблока с возможностью корректировки. После подтверждения оператором проект сценария становится сценарием, по которому периодически выполняется прогноз с контролем и выдачей рекомендаций по управлению.

Этап 2. На каждом шаге интерактивной процедуры после автоматического определения готов-

Таблица 1. Максимальная пропускная способность трубопроводов различных диаметров и соответствующего снижения температуры воды.

Диаметр трубопровода	Максимальный расход, м³/ч	Температура воды на напоре насосов,°С
Dy200	286	31,4
Dy300	783	30,3
Dy400	1578	28,4
Dy500	2701	25,8

ности к управляющему действию оператор разрешает это действие.

Этап 3. По отдельным шагам и (или) группам шагов право управления делегируется программе с выдержкой перед выдачей команды управления таймаута, в течение которого оператор может заблокировать команду. У оператора остается возможность полностью остановить программу ФГУ. По мере накопления опыта и доверия к автоматике количество автоматически выполняемых шагов будет увеличиваться, таймауты могут сокращаться.

Пример 3. При эксплуатации системы охлаждающей воды неответственных потребителей здания турбины блока №1 НВАЭС-2 выявлена проблема повышенной температуры охлаждающей воды (более 31°С) ежегодно в период с мая по сентябрь. Для обеспечения требуемого температурного режима технологических систем и выполнения плана выработки электрической энергии необходимо включение в параллельную работу резервного оборудования, что увеличивает риск возникновения отклонений в работе блока или приводит к необходимости непланового снижения электрической нагрузки при его отключении. Предлагается выполнить монтаж дополнительного трубопровода для подачи подпиточной воды с расходом до 1000 м³/ч непосредственно на всас двух насосов технической воды (НТВ), что уменьшит температуру охлаждающей воды за счёт смешения. С помощью программной модели выполнен расчёт изменения параметров охлаждающей воды после монтажа трубопровода (*табл. 1*).

Для расчёта были заданы следующие параметры:

- расход охлаждающей воды к потребителям машзала 4800 м3/ч;
- температура охлаждающей воды 32,5°С;
- температура подпиточной воды 21,0°С;
- давление подпиточной воды 0,105 МПа (изб.).

Прокладка дополнительного наружного трубопровода подпиточной воды диаметром 500 мм на всас НТВ обеспечит приемлемую температуру охлаждающей воды неответственных потребителей машзала в период пиковых температурных нагрузок.

Пример 4. В результате испытаний режимов работы продувки ПГ выявлена низкая эффективность регенеративного теплообменника (РТО) ПГ [17]. Температура охлаждаемой среды РТО продувки составляет 150 – 190°С при расходе продувочной воды 60 - 80 т/ч. Проектная температура за РТО – не более 100°С. Снижение температуры продувки ПГ до 57°С осуществляется за счёт доохладителя продувочной воды.

Работа РТО ПГ промоделирована с помощью использования программной модели блока. Выявлены наиболее вероятные причины неэффективности РТО:

- низкая скорость потока теплоносителя (0,63 и 0,34 м/с в трубном и межтрубном пространстве);
- проектная ошибка включения РТО в схему по обоим потокам. После проведения расчета с использованием программной модели блока на блоке №2 НВАЭС-2 выполнена реконструкция обвязки трубопроводов РТО (*рис. 2*).

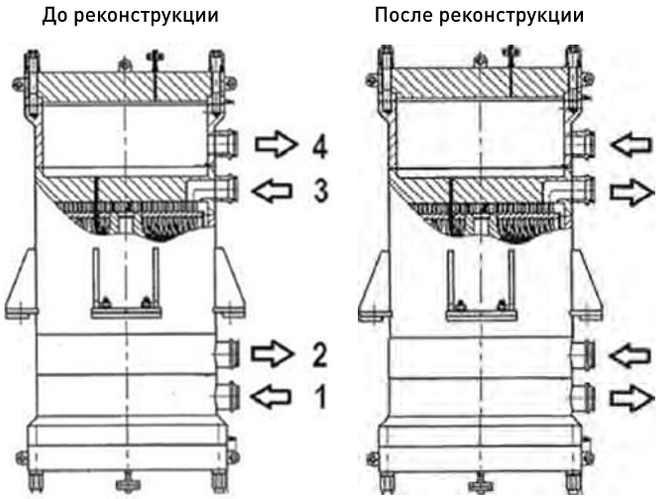


Рис. 2. Схема подключения РТО продувки ПГ до и после реконструкции: 1 – вход горячей воды из ПГ; 4 – выход охлажденной воды из ПГ на очистку; 3 – вход холодной воды после очистки; 2 – выход подогретой очищенной воды обратно в ПГ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведен взгляд авторов на возможные дальнейшие этапы развития систем поддержки оператора на основе СИПО, реализация функций которой отрабатывается на энергоблоке №1 НВАЭС-2. Одними из основных компонентов СИПО являются ПТК МЭ и интерактивные процедуры. Внедрение СИПО на действующих и строящихся энергоблоках нового поколения позволит снизить информационную нагрузку на операторов и создаст условия для поэтапного повышения уровня автоматизации.

Показано, что ПТК МЭ в составе СИПО может быть использован для:

- анализа динамической устойчивости блока при моделировании режимов, связанных с отключением оборудования, способов разгрузки РУ с последующей актуализацией настроек пороговых значений (уставок) технологических параметров, временных характеристик процессов;

- оптимизации тепловой схемы технологических систем;

- модернизации схем обвязки оборудования;

- повышения эффективности теплообменного оборудования путем проведения вариантных расчетов и выбора его оптимальной конструкции;

- корректировки существующих и разработки новых алгоритмов ФГУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. НП-082-07. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций. - М.: Ростехнадзор, 2007. - С. 67.

2. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. - М.: Ростехнадзор, 2015. - С. 28, 33.

3. РБ-152-18. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии. Комментарии к федеральным нормам и правилам «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (НП 001 15). - М.: Ростехнадзор, 2018. - С. 197.

4. ГОСТ Р МЭК 60964-2012. Атомные станции. Пункты управления. Проектирование. - М.: Стандартинформ, 2014. - С. 4, 21.

5. Ст. МЭК 60960-1988. Принципы проектирования системы отображения параметров безопасности атомных электростанций. - М.: Стандартинформ, 2000.

6. ГОСТ Р МЭК 60964-2012. Пункты управления. Проектирование. Атомные станции. - М.: Стандартинформ, 2014. - С. 21.

7. ГОСТ Р МЭК 62241-2012. Атомные станции. Блочный пункт управления. Функции и представление сигнализации. - М.: Стандартинформ, 2014. - С. 12.

8. Бютнер В.Э. Использование операторами АЭС ФРГ усовершенствованных вспомогательных систем на базе ЭВМ. // Бюллетень МАГАТЭ. - Осень 1985. - С. 15-20.

9. Анохин Ф.Н., Калинушкин А.Е., Горбаев В.А., Сивоконь В.П. Состояние и перспективы систем поддержки операторов АЭС. // Известия вузов. Ядерная энергетика. - 2016. - № 2. - С. 5-16; DOI: https://doi.org/10.26583/npe.2016.2.01 .

10. Башлыков А.А., Еремеев А.П. Экспертные системы поддержки принятия решений в энергетике. - М.: Издательство МЭИ, 1994. - 216 с.

11. Палагин А.А., Ефимов А.В. Имитационный эксперимент на математических моде-лях турбоустановок. - К.: Наукова думка, 1986. -132 с.

12. Лаврентичев Д.В., Тверской Ю.С. Математическая модель первого контура энерго¬блока АЭС с реактором типа ВВЭР-1000 и оценка ее динамической точности в переменных режимах. // Вестник ИГЭУ. - 2015. - Вып. 6. - С.1-12.

13. Жукавин А.П., Лебедев А.О. Использование математических моделей энергоблока для тестирования алгоритмов систем управления АЭС «Куданкулам». // Теплоэнергетика. - 2011. - № 5. - С. 37-40.

14. Жукавин А.П., Крошилин А.Е., Фукс Р.Л. Разработка и особенности верификации тренажерных моделей АЭС. // Теплоэнергетика. - 2010. - № 5. - С. 34-38.

15. Kothe Doug. CASL and the virtual reactor. // Nuclear News. - 2011. - No. 3. - PP. 88¬90.

16. Larzelere A.R. Nuclear Energy Advanced Modeling and Simulation (NEAMS). Элект-ронный ресурс: http://science.energy.gov//media/ascr/ascac/pdf/meetings/nov09/ Larzelere.pdf (дата доступа 05.07.2020).

17. Аркадов Г.В., Жукавин А.П., Крошилин А.Е., Паршиков И.А., Соловьев С.Л., Шишов А.В. Виртуально-цифровая АЭС - современный инструмент поддержки жизненного цикла атомных энергоблоков с ВВЭР. // Теплоэнергетика. - 2014. - № 10. - С. 3-11.

ФОНД ПОДДЕРЖКИ НАУЧНОЙ, НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ И ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ «ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ»

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА БАЗЕ АВТОПИЛОТИРУЕМОГО БЕСПИЛОТНОГО ЛЕТАТЕЛЬНОГО АППАРАТА

Авторский коллектив:
Пешков Валерий Викторович,
Чернов Валерий Петрович,
Гарипов Максим Радикович,
Мишин Сергей Валерьевич,
Истомин Сергей Валерьевич.

Ключевые слова: искусственный интеллект, нейронные сети, машинное обучение, изображения, алгоритм, дефекты, дефектоскопия, обработка данных, визуальный контроль, БПЛА.

Процесс оперативного обслуживания и эксплуатации энергетического оборудования электростанции содержит в объеме работ обязательную составляющую в виде визуального осмотра оборудования с целью выявления отклонений в работе. Данный вид работы выполняет эксплуатационный персонал энергообъекта не менее 4 раз за смену, с заполнением советующих документов, предусмотренных действующими НТД.

Одно из важнейших современных требований при реализации обходов и осмотров промышленного оборудования – возможность быстрой и объективной визуальной оценки текущего состояния оборудования, агрегатов и систем электростанций.

Эксплуатационный визуальный контроль заключается в проверке состояния элементов оборудования с целью своевременного выявления признаков их непригодности для дальнейшей эксплуатации и соответственно предупреждения угрозы возникновения аварийной ситуации в результате их повреждения , а также в снятии и контроле показаний приборов по месту их установки.

Результаты визуального осмотра в значительной степени зависят от опыта и квалификации сотрудников, производящих осмотр, что увеличивает влияние человеческого фактора.

Исходя из вышесказанного, можно сформулировать следующие «узкие места» процесса визуального осмотра оборудования:

- временные издержки, связанные с низкой оперативностью выявления дефектов при использовании существующих средств и методов;

- стоимостные издержки вследствие снижения качества мониторинга технического состояния оборудования;

- влияние человеческого фактора на качество проведения обходов и осмотров.

Фонд поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности «Энергия без границ» (Фонд «Энергия без границ») в ходе анализа потребностей электростанций в составе холдинга компаний Группы «Интер РАО», выявил следующие потребности:

1. Создание дополнительного эффективного инструмента выявления (определения) дефектов при визуальном осмотре оборудования ТЭС с целью:

1.1. снижения временных и стоимостных издержек за счет снижения рисков несвоевременного выявления дефектов и повреждений;

1.2. повышения качества выполнения обходов и осмотров энергетического оборудования, снижения влияния человеческого фактора, повышения уровня безопасности эксплуатации.

2. Создание коммерческого продукта для энергетической отрасли и смежных отраслей в виде Программно-аппаратного комплекса (далее – ПАК), который включает в себя:

2.1. Программное обеспечение, которое позволяет определять различные виды дефектов и отклонений в работе оборудования на основе анализа аудио- визуальной информации в различных светоакустических спектрах.

2.2. Навигационное программное обеспечение, которое позволит беспилотному летательному аппарату (далее - БПЛА) производить «облет» по маршруту без участия оператора.

2.3. БПЛА, оснащённый соответствующим инструментарием: стереометрическая камера, дальномеры, вспышки и фонари, камеры для фиксирования состояния оборудования в различных спектрах.

Мониторинг и анализ научных исследований в области предмета разработки показал, что в настоящее время на рынке отсутствуют комплексные продукты -программно-аппаратные комплексы для визуального определения, оценки текущего состояния оборудования, дефектов и отклонений в работе, использующих в качестве базы БПЛА.

В том числе отсутствуют отдельно элементы, позволяющие сконструировать данную систему без дополнительной реализации НИОКР, обеспечивающие взаимодействие всех элементов системы под требования, установленные в нормативной документации по типам оборудования, адаптацию к условиям и специфике работы российских электростанций.

Выявленные Фондом «Энергии без границ» потребности отрасли соответствуют как международным трендам, так и рекомендациям ведущих консалтинговых организаций - так, например, в ходе технологического аудита по сопоставлению Группы «Интер РАО» с компаниями-аналогами, консультанты PricewaterhouseCoopers (PwC) выделили предиктивную аналитику и использование БПЛА как наиболее перспективные направления.

В рамках реализации Целевой программы поддержки научных исследований, опытно-конструкторских, опытно-технологических работ и инновационной деятельности Фондом «Энергии без границ» инициирован и проработан проект научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы (далее - НИОКР) с целью разработки и внедрения программно-аппаратного комплекса (ПАК) для решения задачи контроля оборудования ТЭС с целью снижения временных затрат, увеличения частоты и качества выполнения обходов и осмотров энергетического оборудования, снижение влияния человеческого фактора на своевременность выявления отклонений в его работе.

В проекте запанированы следующие научно-технические результаты выполнения работы и научно-техническая продукция:

1. Беспилотный летательный аппарат и полезная нагрузка, включающие следующие компоненты:

- рама, двигатели, винты, бортовой вычислитель;
- полетный контроллер;
- датчик(-и) положения внутри системы локального позиционирования;
- фотокамера разрешения высокой четкости 4к с многократным ЗУМ;
- фотокамера привода на посадку, одновременно являющаяся резервной камерой;
- светильник дополнительного освещения/ подсветки для съемки в условиях недостаточной освещенности.

Дополнительно в работе будет проведено исследование целесообразности и возможности применения следующих сенсоров:

- пирометр (тепловизор);
- микрофон;
- датчик водорода и метана;
- ИК-камера;
- ультразвуковые сенсоры.

Окончательный перечень сенсоров из списка, которыми будет оборудован БПЛА, будет определен по результатам НИОКР.

2. Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора БПЛА (станция оператора) на планшетном компьютере с ОС на базе Android или Windows 10, с предустановленным программным обеспечением управления и связи с БПЛА и обладающим следующими функциями:

- возможностью осуществлять старт и остановку полета по маршруту;
- отображением телеметрии с БПЛА (заряд аккумуляторных батарей, состояние бортовых систем);
- отображением показаний сенсоров, получаемых с БПЛА;
- отображением текущего статуса зарядной станции;
- отображением текущего статуса системы локального позиционирования;
- возможностью генерации отчетов (формат pdf, xls).

3. Автоматизированное рабочее место на персональном компьютере (ноутбук, инженерная стан-

ция), с предустановленным программным обеспечением автоматизированного поиска дефектов и отклонений в работе оборудования ТЭС. Программное обеспечение будет выполнять следующие функции:

- определение дефекта или отклонения в состоянии оборудования ТЭС по разработанному классификатору дефектов;

- определение места расположения дефекта (отклонения) на электронной схеме (3D модели) главного корпуса ТЭС, с координатами каждого найденного дефекта (отклонения) в локальных координатах цеха (производственной площадки);

- обозначение на электронном формуляре вероятного дефекта (отклонения);

- накопление сведений о выявленных дефектах и отклонениях в электронном формуляре – базе данных сбора информации о проведенных осмотрах;

- представление результата осмотра на дату его выполнения в виде текстового файла, который включает имя файла графического изображения, вид дефекта (отклонения) и степень его развития;

- функционирование системы распознавания независимо от того, включен ли АРМ оператора;

- постоянное самообучение с учетом внесения фактических данных по выявленным дефектам в случаях уточнения результатов осмотров с использованием существующих методов.

4. Автоматическая зарядная станция БПЛА.

5. Система локального позиционирования БПЛА.

Описание схемы применения «Автоматической зарядной станции» и «Системы локального позиционирования» БПЛА:

Внутри цеха (производственной площадки) стационарно размещается автоматическая зарядная станция БПЛА от сети питания ~220В, являющаяся площадкой хранения БПЛА и зарядки его батарей. Заказчиком совместно с персоналом выбранного энергообъекта на основании типичного перечня объектов контроля определяется маршрут БПЛА в части основных точек траектории полета и точек съемки оборудования.

Маршрут облета БПЛА формируется специалистами энергообъекта. По результатам выполнения работы, разработанное ПО «Программный модуль автоматизированного контроля работающего оборудования ТЭС с применением БПЛА», а также ПАК с применением БПЛА должны позволять формировать (корректировать) маршрут облета специалистами энергообъекта, без привлечения третьих лиц. Должно быть проведено обучение вышеуказанных специалистов методам обслуживания и эксплуатации ПАК для контроля и оценки состояния оборудования ТЭС.

На участке цеха, внутри которого пролегает маршрут БПЛА, должна быть смонтирована система локального позиционирования. БПЛА не должен вылетать за пределы контроля системой локального позиционирования. По заданному расписанию или по команде оператора БПЛА будет осуществлять полет по заданному маршруту с определенным отклонением от маршрута (±2 см), точность будет уточнена по результатам НИОКР.

БПЛА будет осуществлять съемку параметров точек осмотра с помощью полезной нагрузки. Состав датчиков полезной нагрузки будет определен в рамках выполнения НИОКР.

Должна быть обеспечена функция детального (углубленного) осмотра состояния оборудования (определения дефекта/отклонения) при облете путем остановки (зависания) БПЛА перед (над) объектом контроля (осмотр параметров на местных щитах, приборах, индикации показаний датчиков, манометров, регистрирующих приборов, запись шумов и т.д.)

После возвращения БПЛА на зарядную станцию будет осуществляться зарядка аккумуляторов БПЛА и передача данных сенсоров в программное обеспечение автоматизированного анализа дефектов и отклонений, где происходит их обработка.

Во время полета БПЛА дополнительно сканируется пространство перед собой на предмет наличия препятствий и, в случае обнаружения препятствия на маршруте, БПЛА останавливает выполнение полета, сигнализирует оператору о препятствии и возвращается на зарядную станцию (иную точку маршрута по результатам НИОКР). Должна быть реализована возможность облета препятствий на интеллектуальных принципах разработки ПО.

Система облета БПЛА должна обеспечивать безопасность (исключение несанкционированного воздействия) персонала при обслуживании, облете

цеха (производственной площадки) по заданной траектории (маршруту), исключения несанкционированного воздействия (вмешательства или повреждения) в работу осматриваемого оборудования.

Основными перспективами применения результатов проекта являются:

1. Применение ПАК в Группе «Интер РАО» с целью снижения затрат на обслуживание энергетического оборудования ТЭС и своевременное выявление дефектов на ранней стадии возникновения, снижение человеческого фактора при обходах и осмотрах энергетического оборудования.

2. Продажа коммерческой версии ПАК генерирующим компаниям в Российской Федерации.

Установлены следующие критерии успешности выполнения работ по проекту:

1. Получение следующих РИД (свидетельство о регистрации программ для ЭВМ в Роспатенте):

• «Программный модуль оценки дефектов и отклонений параметров при визуальном осмотре и измерительном контроле оборудования ТЭС»;

• «Программный модуль автоматизированного контроля работающего оборудования ТЭС с применением БПЛА».

2. Получение положительного заключения компаний Группы «Интер РАО» по работе комплекса в режиме опытно-промышленной эксплуатации.

3. Прототип Программно-аппаратного комплекса (ПАК) для контроля и оценки состояния оборудования ТЭС с применением БПЛА успешно прошел опытно-промышленную эксплуатацию в течение срока по согласованной программе, но не менее 720 часов непрерывной работы.

4. Подготовлена коммерческая версия ПАК для контроля и оценки состояния оборудования ТЭС с применением БПЛА для продаж на внутреннем рынке России.

5. Созданный коммерческий вариант ПАК для контроля и оценки состояния оборудования ТЭС с применением БПЛА имеет необходимые рыночные метрики, обеспечивающую разумную прибыль и интерес со стороны промышленных и бизнес партнёров, в том числе для инвестирования с целю серийного производства.

Данный проект проработан до уровня комплекта закупочной документации для реализации проекта НИОКР, в том числе:

1. Определена начальная максимальная стоимость проекта.

2. Определены предельные сроки реализации проекта.

3. Рассчитана модель экономической эффективности, согласованная с промышленным партнером ПАО «Интер РАО».

4. Определены потенциальные исполнители работы.

5. Получено заключение Научно-технического совета ПАО «Интер РАО».

6. Согласован «якорный потребитель» результатов НИОКР (он же площадка для проведения ОПИ).

Стоимость проекта НИОКР– 37 622, 584 тыс. руб.

Заказчик – Фонд «Энергия без границ».

Организатор закупки – ООО «Интер РАО – Центр управления закупками»;

Потенциальные Исполнители – ООО «Финко», ЗАО «Крок Инкорпорэйтед», ОАО «ВТИ», ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский институт МАИ», ООО «Сибирские информационные системы», АО «КТ-Беспилотные Системы», ФГБУ ВО Московский физико-технический институт (МФТИ), ООО «Сингулярис Лаб».

Сроки реализации – 2021-2022 годы.

Количество РИД – не менее 2 шт.

В проекте рассчитаны следующие социальные и экономические эффекты:

• Снижение временных издержек, обусловленных необходимостью привлечения дополнительного персонала или низкой оперативностью выявления дефектов при использовании существующих средств и методов.

• Снижение стоимостных издержек вследствие снижения качества мониторинга технического состояния оборудования.

• Снижение влияния человеческого фактора на качество проведения обходов и осмотров.

• Снижение влияния вредных производственных факторов на работников, занятых.

При этом ожидается следующие технико-экономические показатели:

- Дисконтированный период окупаемости (dPBP) – 7,89 лет;

- Внутренняя норма доходности (IRR) - 16%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Фонд «Энергия без границ» системно и комплексно подходит к разработке проектов компиляций предиктивной аналитики, машинного обучения, искусственного интеллекта и роботизированных комплексов, дронов (БПЛА), как к наиболее перспективным направлениям в общемировой практике и в пределах решения отраслевых задач. Так в период 2020-2022 гг. Фондом «Энергия без границ» инициированы и обеспечены финансированием проекты на общую сумму более 50 млн. руб., в том числе:

• Разработка прототипа программного обеспечения для оценки дефектов поверхностей нагрева котлов с использованием беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) – проект завершён, результаты работы подтвердили возможность создания комплексов по дефектоскопии энергетического оборудования ТЭС (на примере энергетических котлов).

• Разработка концепции применения систем мони-торинга и диагностики технического состояния оборудования ТЭС с использованием роботизированных средств доставки таких систем, включая беспилотные летательные аппараты (БПЛА) (проект в стадии закупка) – проработка областей и направлений для дальнейшего развития систем мониторинга и диагностики технического состояния объектов ТЭС, с использованием роботизированных комплексов и систем искусственного интеллекта.

• Разработка автоматизированной системы выявления дефектов поверхностей нагрева котлоагрегатов (проект в стадии закупка) – планируется разработать программно-аппаратный комплекс для проведения автоматизированной дефектации поверхностей нагрева котлоагрегатов в объеме визуального и инструментального контроля.

Применяемые в проекте технологии и решения имеют «сквозной» (межотраслевой) характер и стратегия деятельности Фонда «Энергия без границ» в данном направлении обеспечит в дальнейшем возможность создания необходимого отраслевого центра компетенций, а также возможность организовать «зонтичное» патентование результатов НИОКР, обеспечив необходимый приоритет в развитии и коммерциализации данного направления Фонду «Энергия без границ».

ЛИТЕРАТУРА

1. Моисеев В.С., «Прикладная теория управления беспилотными летательными аппаратами» // ГБУ «Республиканский центр мониторинга качества образования» (Серия «Современная прикладная математика и информатика»), 2013 г.;

2. Малые беспилотные летательные аппараты. Теория и практика., перевод с англ. под ред. к.т.н. Г.В. Анцева // ОАО «НПП «Радар ммс», 2015 г.;

3. Казьмин В.Н., Носков В.П., Объемное зрение в системе навигационного обеспечения беспилотного летательного аппарата. ISSN 0236-3941 // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. "Машиностроение". 2012 г., с. 113-121;

4. Желтов С.Ю., Визильтер Ю.В., Перспективы интеллектуализации систем управления ЛА за счет применения машинного зрения // Труды МФТИ, 2009 г., Т. 1, № 4. с. 164-181;

5 Воробейчиков С.Э., Фокин В.А., Удод В.А., Темник А.К. Исследование двух алгоритмов распознавания образов для классификации дефектов в объекте контроля по его цифровому изображению // Дефектоскопия. 2015 г., № 10. с. 54—63.

ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПО КОНЦЕНТРИЧЕСКИМ ЛИФТОВЫМ КОЛОННАМ

Авторский коллектив:
Дорнес Андрей Иванович,
Житников Павел Евгеньевич,
Степанов Михаил Владимирович,
Кондратьев Константин Игоревич,
Хусаенов Артур Тимерханович.

Статья посвящена разработке эффективных мероприятий по обеспечению работы скважин на поздней и завершающей стадии разработки Уренгойского месторождения в условиях снижения дебита газовых скважин, низких пластовых давлений, подъёма газоводяного контакта для обеспечения плановых показателей добычи газа. В данной статье представлено описание текущего состояния разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения, а также проблемы, возникающие при эксплуатации газовых скважин. Рассмотрены технологии эксплуатации скважин при высокой обводненности. Разработаны инновационные решения для реконструкции газовых скважин без глушения и апробирована технология эксплуатации скважины по концентрической лифтовой колонне. Проведен анализ оборудования, применяемого при обустройстве скважины концентрической лифтовой колонной, с определением конструктивных и эксплуатационных особенностей при использовании гибкой сталеполимерной и стальной гибкой насосно-компрессорной трубы. Разработаны инновационные технические решения по оснащению скважины стальной гибкой насосно-компрессорных трубой.

Ключевые слова: сеноманская залежь, падающая добыча, газоводяной контакт, концентрическая лифтовая колонна, трубодержатель, стальная гибкая насосно-компрессорная труба, межкольцевое пространство.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ) имеет сложное геологическое строение и включает газовые, газоконденсатные и нефтяные залежи в широком стратиграфическом диапазоне от сеномана до юры. С 1978 года из недр Уренгойского месторождения добыто более 7,5 триллионов кубометров газа, при этом основные объемы добычи газа обеспечила сеноманская залежь, вклад которой в общем балансе ООО «Газпром добыча Уренгой» составил на сегодня 80,5 %. Объекты обустройства Уренгойского месторождения проектировались для обеспечения максимального уровня добычи газа, пик которого, был достигнут в 1986-1987 годах. С тех пор объёмы добываемого газа сократились в несколько раз. Несмотря на то, что остаточные запасы газа в сеноманской залежи составляют 16,4 %, именно эта залежь будет продолжительное время оставаться основным источником добываемого газа в ООО «Газпром добыча Уренгой». Поздняя и завершающая стадии разработки Уренгойского месторождения характеризуется снижением дебита газовых скважин, низкими пластовыми давлениями, подъёмом газоводяного контакта. Снижение пластового давления в залежи приводит к росту влагосодержания газа. Эти основные факторы, осложняющие эксплуатацию фонда скважин, многие из которых периодически останавливаются из-за накопления жидкости на забое, и требуется проведение специальных работ для восстановления их работоспособности. В связи с этим разработка техники и технологии эксплуатации газовых скважин в условиях увеличения поступления воды и снижения дебитов является актуальной отраслевой задачей, от решения которой зависит как стабилизация темпа добычи газа в целом по Уренгойскому месторождению, так и продолжительность работы каждой конкретной скважины.

В мировой практике газодобычи на завершающей стадии разработки месторождений получили распространение следующие способы удаления жидкости из скважин: технологические продувки скважин, штанговые глубинные насосы,

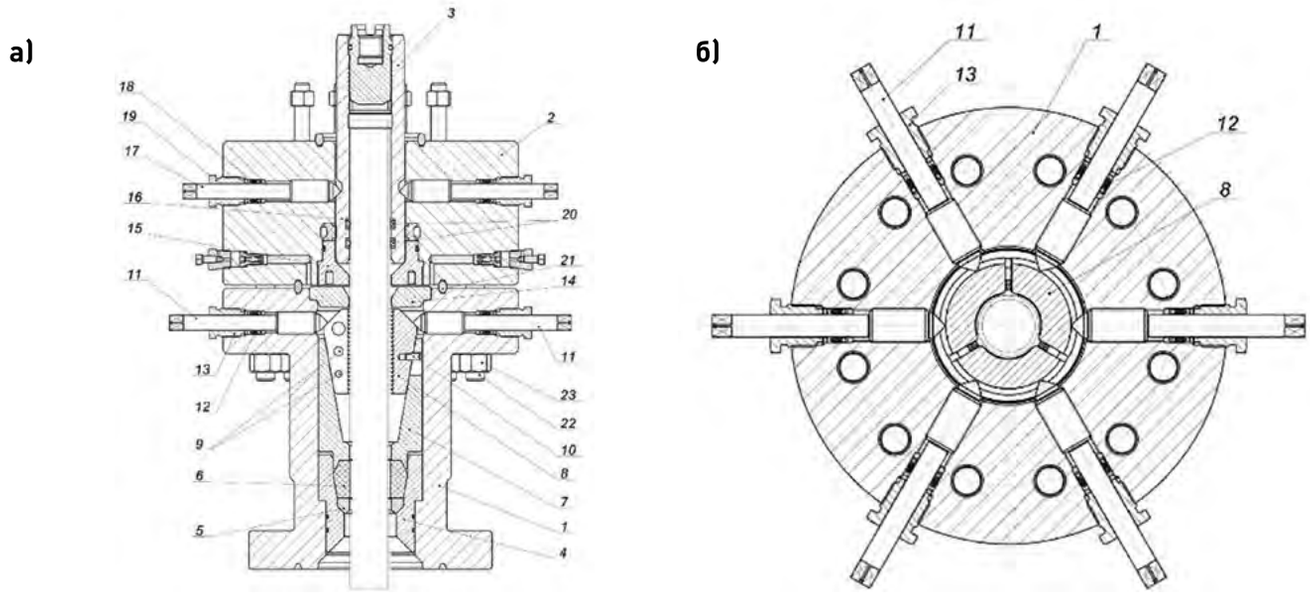


Рис. 1. Конструкция трубодержателя центральной лифтовой колонны.
1 – катушки трубодержателя, 2 – переходник головки трубной, 3 – защитная втулка, 4 – втулка, 5 – кольцо опорное, 6 – манжета первичного уплотнения центральной лифтовой колонны из бензостойкой резины, 7 – корпус, 8 – три плавающих сегмента, 9 – пружины, 10 – установочные винты, 11 – нажимные винты, 12 – пакет уплотнений, 13 – втулки, 14 – кольцо направляющее, 15 – втулка, 16 – манжета с резиновыми стопорными кольцами, 17 – нажимные винты, 18 – пакет уплотнений, 19 – втулки, 21 – кольцо уплотняющее, 22 – шпильки, 23 – болты.

плунжерный лифт, газлифт, подача ПАВ на забой скважин, замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра, эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам. В ООО «Газпром добыча Уренгой» были апробированы тех-нологии продувки скважин, подача ПАВ, замена лифтовых колонн меньшего диаметра, но при текущих условия эксплуатации месторождения данные технологии утратили свою эффективность, поэтому на основе отечественного опыта в 2014 году была запущена в опытно-промышленную эксплуатацию скважина № 514 Уренгойского месторождения обустроенная концентрической лифтовой колонной. В качестве центральной лифтовой колонны была применена полимерная армированная труба. Также данная скважина была оснащена технологическим комплексом контроля и управления режимами работы. Опыт эксплуатации скважины № 514, эксплуатируемой по концентрической лифтовой колонне, показал высокую эффективность реализованных технических решений для эксплуатации газовых скважин на завершающем периоде разработки сеноманской залежи УНГКМ. Внедрение технологии концентрического лифта обеспечило стабильную работу скважины без технологических продувок, скважина показала высокую работоспособность в широком диапазоне дебитов. Технологический комплекс контроля и управления работой скважины обеспечил надежную эксплуатацию в условиях Крайнего Севера.

На основе результатов ОПИ технологии КЛК на скважине № 514 была разработана проектная документация «Техническое перевооружение газовых, газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ», получившая положительное заключение экспертизы ПАО «Газпром». По результатам выполненных расчетов экономической эффективности определены 323 скважины кандидата для их обустройства КЛК.

Проектной документацией предусмотрено использование в качестве лифтовой колонны полимерной армированной грузонесущей трубы или других типов лифтовых труб, соответствующего диаметра, отвечающих техническим требованиям проектных решений и имеющих необходимые разрешительные документы для применения на месторождениях ПАО «Газпром». В ходе эксплуатации гибкой сталеполимерной трубы (ГСПТ) был выявлен ряд осложнений, возникающих при выполнении капитального ремонта скважины с оборванной (частично оборванной) центральной лифтовой

колонной, а также отсутствие у отечественных и зарубежных производителей необходимого инструмента для ремонта поврежденных участков и оборудования для определения технического состояния лифтовой колонны существующими методами диагностики. Для исключения данных осложнений был проведен анализ на возможность применения стальных гибких насосно-компрессорных труб (СГНКТ) при капитальном ремонте скважин, оснащаемых КЛК продукцией отечественных производителей. Проведенный анализ показал ряд преимуществ от применения СГНКТ в качестве КЛК: возможность применения существующих глубинных приборов для контроля забойных параметров при ГДИС и ГИС, увеличение значения усилия на разрыв до 24 тонн, возможность проведения монтажных работ до температуры окружающей среды минус 35 °С.

При обустройстве скважины КЛК с использованием ГСПТ требуется специализированный трубодержатель, который технически невозможно применять с СГНКТ, поэтому при обустройстве скважины с СГНКТ требуется изменение конструкции трубодержателя для центральной лифтовой колонны. Поэтому специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана новая конструкция трубодержателя без уменьшения проходного сечения лифтовой колонны. На *рис. 1 а* представлена конструкция трубодержателя центральной лифтовой колонны, а на *рис. 1 б* разрез катушки трубодержателя центральной лифтовой колонны с нажимными винтами.

За счет применения трех плавающих сегментов в предлагаемом устройстве обеспечивается фиксация центральной лифтовой колонны за ее наружную поверхность с помощью зубьев и конической поверхности. При этом исключается уменьшение проходного сечения центральной лифтовой колонны. Испытания нового трубодержателя центральной лифтовой колонны проведены на газовой скважине № 8142 Уренгойского месторождения. Результаты показали простоту и надежность крепления центральной лифтовой колонны из гибкой насосно-компрессорной трубы с сохранением ее проходного сечения. Это позволяет спускать в центральную лифтовую колонну диагностическое оборудование и оборудование для контроля параметров эксплуатации скважины, своевременно применять меры по ремонту скважины и тем самым повышать эффективность ее работы.

Обустройство скважины КЛК без глушения с использованием СГНКТ требует специализированного оборудования для оснастки нижней части лифтовой колонны. Поэтому специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» разработана компоновка нижней части стальной гибкой насосно-компрессорной трубы, состоящая их коннектора, цангового узла, клапанного узла и воронки. При использовании данного компоновочного решения при обустройстве скважины КЛК появляется возможность: спускать СГНКТ в скважину под давлением, проводить промывки или освоение скважины, проводить газодинамические исследования скважины, обеспечивать максимальную герметичность, устанавливать опрессовочную пакер-пробку для опрессовки СГНКТ, устанавливать глухую пакер-пробку для герметизации при подъеме СГНКТ, извлекать ГНКТ без глушения скважины. На *рис. 2 и 3* представлена принципиальная схема компоновки нижней части СГНКТ для разных диаметров НКТ.

По результатам анализа геолого-техничес-кого состояния фонда и интерпретации гидродинамических исследований для испытания технологии

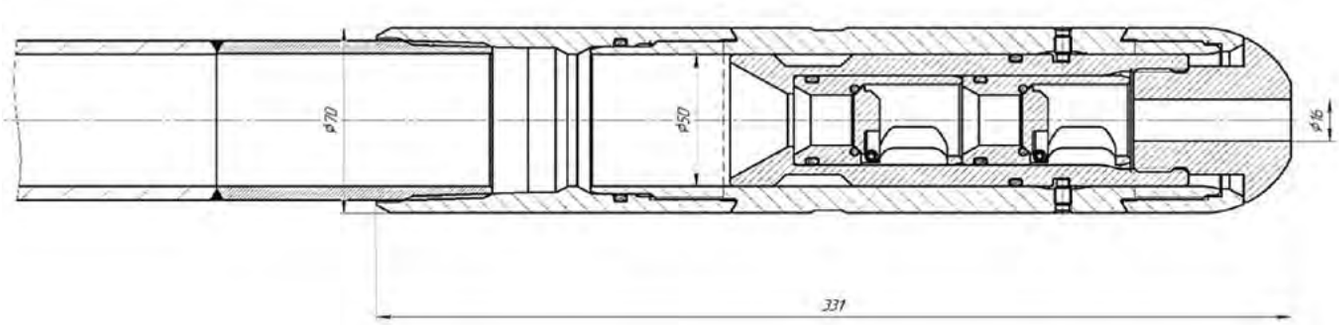


Рис. 2. Принципиальная схема нижней части СГНКТ КЛК для НКТ 102.

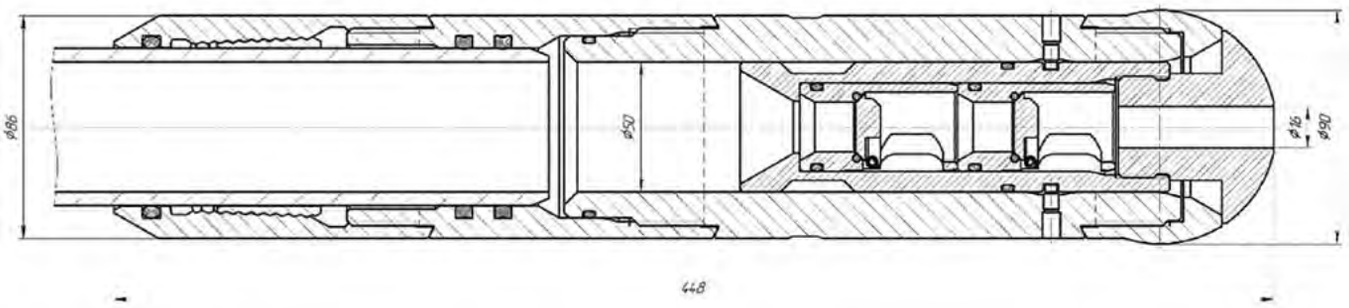


Рис. 3. Принципиальная схема нижней части СГНКТ КЛК для НКТ 114, 168.

КЛК без глушения с оснащением ствола скважины СГНКТ выбрана газовая скважина № 8142 Уренгойского НГКМ. До оснащения КЛК рабочий дебит скважины № 8142 был меньше минимально необходимого дебита для устойчивой эксплуатации, при этом в скважине периодически проводились продувки на ГФУ для поддержания её работоспособности. В декабре 2018 года скважина № 8142, оборудованная КЛК без глушения с применением СГНКТ была введена в эксплуатацию. Отличительной особенностью технологического оснащения скважины № 514 от скважины № 8142 является то, что устье скважины № 8142 не оборудовано технологическим комплексом автоматического регулирования режимов работы. Поддержание режима работы скважины, обеспечивающего вынос жидкости, осуществляется путем ограничения дебита газа из межкольцевого пространства (МКП). Устьевые параметры оптимального режима работы скважины, обеспечивающего вынос конденсирующейся жидкости, определяются расчётно, с учетом создания скоростного потока газа, превышающего на 20% минимально необходимую скорость для обеспечения выноса жидкости из скважины. Контроль устьевых термобарических параметров осуществляется с помощью средств телеметрии (*рис. 4*).

На основании положительных результатов опытно-промышленных испытаний комплекса КЛК на скважинах № 514 и № 8142 по состоянию на текущий момент на производственных объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» оборудованы концентрической лифтовой колонной 42 скважины Уренгойского НГКМ. В качестве КЛК используется СГНКТ наружным диаметром 60,3 мм. В составе колонны предусмотрена компоновка нижней части гибкой трубы (КНГТ), позволяющая осуществлять спуск КЛК в скважину под давлением, производить промывку в процессе СПО, опрессовку КЛК и глубинные замеры.

Подводя итог, можно отметить, что оснащение скважин концентрической лифтовой колонной имеет положительный опыт на поздней и завершающей стадиях разработки месторождений. В ближайшей перспективе технологию КЛК, в соответствии с проектной документацией «Техническое перевооружение газовых, газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ», планируется реализовать на 323 скважинах Уренгойского НГКМ.

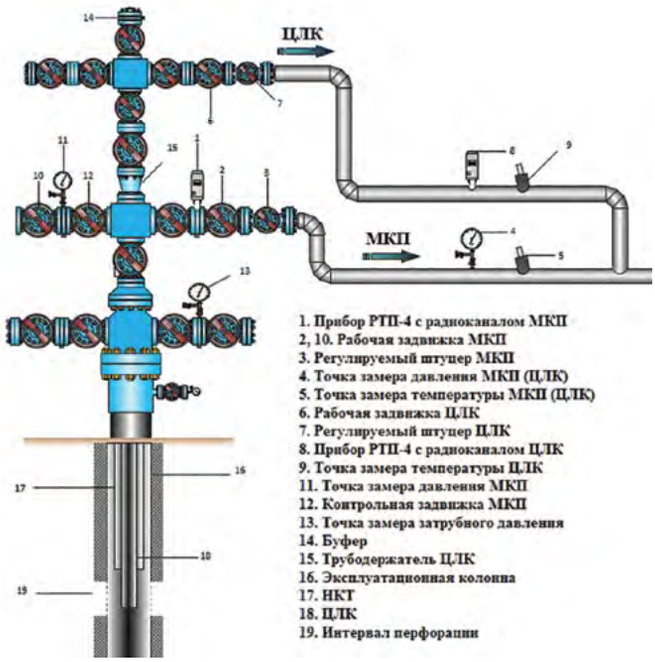


Рис. 4. Принципиальная схема скважины № 8142, оборудованной КЛК.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мазанов С.В.. Уренгойский нефтегазоконденсатный комплекс: 35 лет работы на благо страны. Настоящее и будущее ООО «Газпром добыча Уренгой» / Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – с.7-9.

2. Гасумов Р.А., Тенишев Ю.С., Липчанская Т.А., Шихалиев И.Ю., Белолапатков Г.Г., Мазанов С.В. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации и ремонта: теория и опыт / Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ «Газпром», 2007- 86 С.

3. Каушанский Д.А., Дмириевский А.Н., Ланчаков Г.А., Москвичев В.Н., Демьяновский В.Б.. Технологии для повышения эффективности эксплуатации газовых скважин в условиях сеноманских залежей / Газовая промышленность. №11, 2010.-с 68-70.

4. Гасумов Р.А., Перейма А.А., Мазанов С.В. Реализация инновационных решений повышения производительности скважин на месторождениях Западной Сибири применением эффективных технологий ремонтных работ / Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса Сб.науч.тр. / ООО «Газпром добыча Уренгой».- М.: «Издательский дом Недра», 2013. – С. 18-29.

5. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Артеменков В.Ю., Дикамов Д.В., Ли Г.С., Красовский А.В., Немков А.В. Оценка результатов замен лифтовых колонн в газовых и газоконденсатных скважинах Уренгойского месторождения на трубы меньшего диаметра.

6. Дикамов Д.В. Диссертация на соискание к.т.н. «Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки». М.:ВНИИГАЗ, 2011.

7. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Глухенький А.Г. и др. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения // Газовая промышленность. – 2010. – №2. – с. 76-77.

8. Дикамов Д.В. Техника и технологии для эксплуатации месторождений на заключительной стадии разработки // Газовая промышленность – 2014. – № 9. – с. 68-71.

9. Робин А.В., Донченко М.А. Концентрические лифтовые колонны на основе сталеполимерной трубы (удаление воды с забоя газовых скважин без их глушения) / Нефть. Газ. Новации. 2013. № 7. С. 40-45.

10. Патент РФ № 128896 от 15.01.2013 «Устройство для перевода скважин, в том числе обводненных, на эксплуатацию по двум лифтовым колоннам».

11. Патент РФ № 2523270 от 09.01.2013 «Способ перевода скважин, в том числе обводненных, на эксплуатацию по двум лифтовым колоннам и устройство для его реализации».

12. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Донченко М.А. Опыт эксплуатации скв. 514 сеноманской залежи Уренгойского НГКМ, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами // Газовая промышленность – 2015.– № 5 – с. 29-33.

13. Корякин А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса – М.: «Нефть и газ», 2016. 272 с.

14. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Жариков М.Г., Сафронов М.Ю., Кондратьев К.И., Назаренко О.В. Опыт и перспективы эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения с применением технологий удаления скважинной жидкости // Научный журнал РГО. - М.: Российское газовое общество, 2018. - №1. с. 3-8.

15. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Типугин А.А., Галеев Р.Т., Кондратьев К.И. Опыт применения на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении технологии эксплуатации газовой скважины по концентрическим лифтовым колоннам // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - М.: ВНИИОЭНГ, 2018. - № 5. с. 62-65.

16. Пономарев А.И., Рагимов Т.Т., Шигидин О.А. Опыт эксплуатации газовой скважины с концентрическими лифтовыми колоннами – М.: РГУ нефти и газа, 2020. - № 2 (326). С. 49-54.

АО «ВНИИНЕФТЬ»

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОДУЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В РАМКАХ АУДИТА ЗАПАСОВ ПО SPE-PRMS

Автор: Калпахчев Никита Орестович.

С 2004 г. АО «ВНИИнефть» входит в ГК «Зарубежнефть» и позиционирует себя как крупный межотраслевой научно-технический центр, осуществляющий проектно-изыскательскую и научно-исследовательскую деятельность. На сегодняшний день АО «ВНИИнефть» проводит мероприятия по преобразованию в корпоративный научно-технический центр ГК «Зарубежнефть» для решения ключевых проблем геологии и разработки сложнопостроенных, трещинных, гидрофобных коллекторов. Основной задачей АО «ВНИИнефть» в ГК «Зарубежнефть» является повышение эффективности разработки месторождений и развитие конкурентных преимуществ путем отработки технологий на полигонах Группы компаний.

ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ПО SPE-PRMS КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПЛАНИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

Одна из ключевых задач стратегического менеджмента нефтедобывающих компаний - восполнение, поддержание и расширение ресурсной базы. В условиях обострения борьбы за лицензионные участки, ухудшения конъюнктуры, дефицита источников финансовых ресурсов усиливается роль аудита запасов как инструмента достижения вышеуказанной задачи.

Аудит запасов позволяет решать следующие задачи (*рис. 1*).

Одной из наиболее распространенных в нефтегазовой промышленности международных классификаций ресурсов углеводородов является классификация Общества инженеров-нефтяников «Система управления ресурсами углеводородов» (SPE-PRMS), разработанная в 1997 году. Стандарты SPE-PRMS не только оценивают вероятность присутствия нефти в месторождении, но и учитывают экономическую эффективность извлечения запасов. Для признания в качестве запасов они должны быть открытыми, извлекаемыми, коммерчески целесообразными и остаточными. Схема классификации запасов в соответствии с методикой SPE-PRMS представлена на *рис. 2*.

Доказанные запасы также имеют классификацию, подразделяясь на разбуренные разрабатываемые

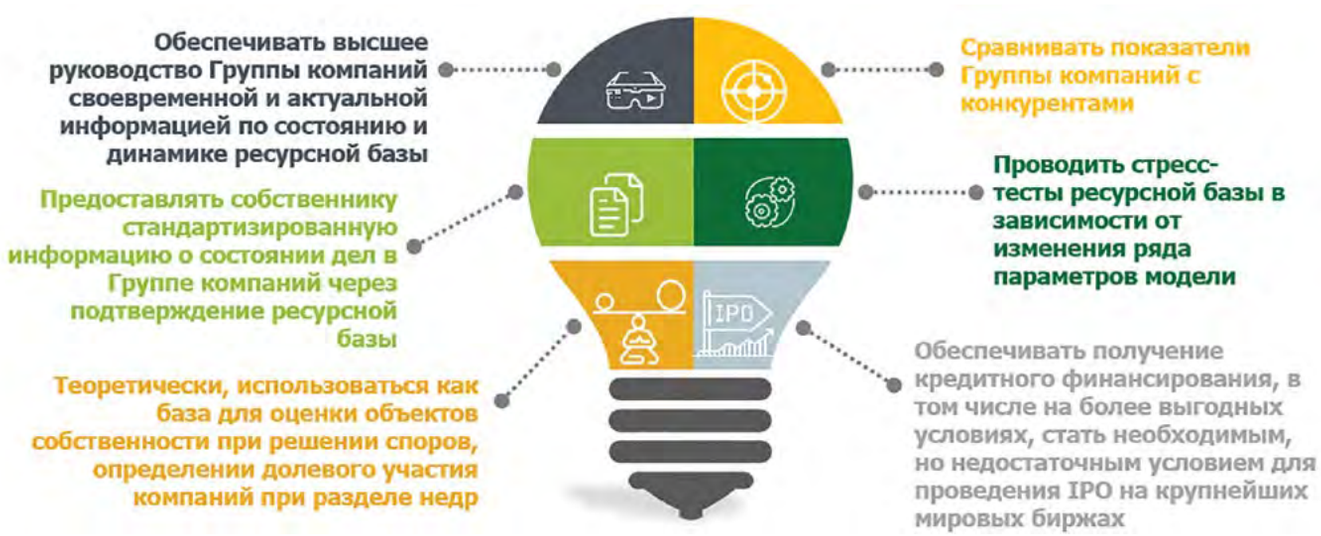


Рис. 1. Задачи, решаемые посредством аудита запасов.

(PDP), разбуренные неразрабатываемые (PDNP), неразбуренные (PUD). Категории соотносятся: PDP + PDNP + PUD = 1P; 1P + PROB = 2P; 2P + POSS = 3P.

Отметим, что сумма доказанных (PVD) запасов соответствует объему, который может быть извлечен с достоверностью в 90%, сумма доказанных (PVD) и вероятных (PROB) - 50%, сумма доказанных (PVD), вероятных (PROB) и возможных (POSS) – 10% (*рис. 3*).

Руководством АО «Зарубежнефть» была поставлена задача по формированию в периметре ГК «Зарубежнефть» центра компетенций по оценке запасов по SPE-PRMS. Таким центром компетенций стало АО «ВНИИнефть». АО «ВНИИнефть» выполнена задача по формированию методики и инструментов для реализации экономических расчётов в рамках оценки запасов по методике SPE-PRMS.

А именно:

1) сформировано методическое обеспечение экономических расчетов по оценке запасов;

2) разработана архитектура системы экономической оценки запасов, включающая в себя Шаблоны исходных данных по экономике в Excel (далее – ШИД), заполняемые дочерними и зависимыми обществами (далее – ДЗО), Инструменты экономических расчетов под основные применяемые налоговые системы в Excel (далее – ИЭР), Формы отчета в Excel (далее – ФО), а также Базу данных в Access (далее – БД), являющуюся хранилищем информации, а также призванную решить задачу интеграции между поименованными инструментами, а также Шаблоном разработки (далее – ШР), в котором осуществляется прогнозирование уровней добычи в разрезе скважин.

3) созданы расчетные инструменты, указанные выше;

4) выполнены необходимые экономические расчеты в рамках проекта, произведено сравнение полученных результатов с оценками внешнего аудитора – Miller&Lents, Ltd.;

5) произведен критический анализ созданной системы расчетов, выявлены проблемы и предложены методы их решения, направления улучшений, начато консультирование подрядчика ООО «УНТЦ» в рамках формирования веб-приложения аудита запасов, осуществляемого на базе и с учетом результатов и наработок АО «ВНИИнефть».

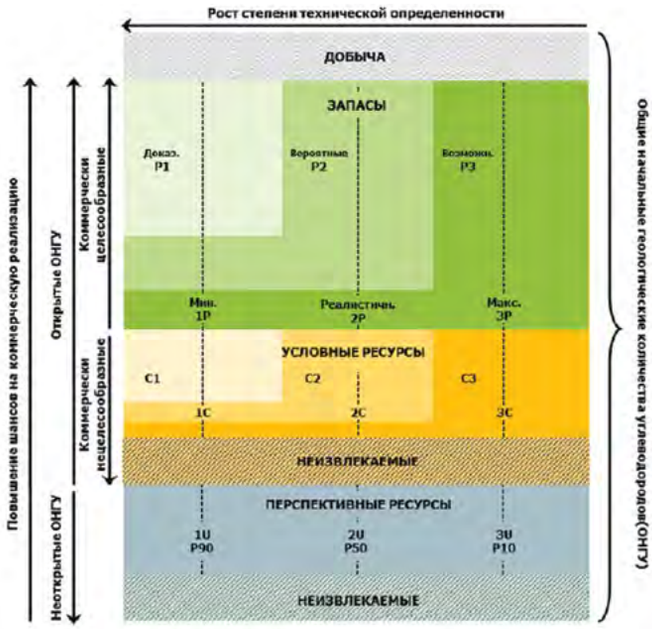


Рис. 2. Схема классификации запасов в соответствии с методикой SPE-PRMS.

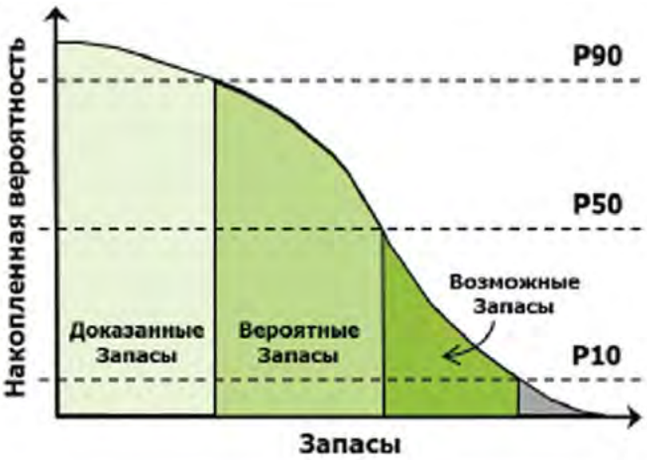


Рис. 3. Зависимость классификации запасов по SPE-PRMS от накопленной вероятности.

АРХИТЕКТУРА СИСТЕМЫ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В РАМКАХ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ПО МЕТОДИКЕ SPE-PRMS, СОЗДАННАЯ В АО «ВНИИНЕФТЬ»

По результатам проведенного анализа была определена оптимальная архитектура системы экономических расчетов в рамках оценки запасов по SPE-PRMS. Одним из ключевых критериев выбора оптимальной архитектуры стала максимально возможная при применении офисных приложений автоматизация расчетов, обусловленная необходимостью проведения большого количества рас-

Рис. 4. Схема процесса по оценке запасов по SPE-PRMS в АО «ВНИИнефть».

четов в сжатые сроки вследствие существенного числа оцениваемых активов (так, в оценке запасов-2020 были оценены запасы по 34 месторождениям ГК «Зарубежнефть»).

Общая схема процесса оценки запасов по методике SPE-PRMS в итоге имеет вид (*рис. 4*).

Архитектура системы экономических расчетов схематично приведена на *рис. 5*.

Рассмотрим структуру БД (*рис. 6*).

В таблице Codes_Assets устанавливаются соответствия между наименованиями компаний, месторождений / блоков и присвоенными им кодами. В таблице Codes_Groups расшифрованы значения трехзначных кодов групп показателей. В таблице Codes_Indicators содержатся пятизначные коды показателей. В таблице Volumes содержатся показатели прогнозной добычи. В таблицах Economy содержатся исходные экономические данные. В таблицах Reports отражены результаты экономических расчетов, подгружаемые из ИЭР. В таблицах Volumes_Sources, Economy_Sources, Reports_Sources содержатся имена всех выгрузок в БД.

Итоговый уникальный код каждого показателя состоит из 8 цифр. Например, «затраты на ликвидацию скважины Висового месторождения, тыс. долл.» (*рис. 7*).

Подобный подход является гибким и позволяет задавать код месторождения в формулах ИЭР в виде ссылки; при изменении кода месторождения в настройках ИЭР видоизменятся коды в формулах, соответственно, показатель в расчетах будет заменен на аналогичный, но по другому месторождению – тому, по которому в данный момент планируется производить расчеты.

Рис. 5. Общая схема архитектуры экономических расчетов аудита запасов.

МЕТОДОЛОГИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В РАМКАХ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ПО МЕТОДИКЕ SPE-PRMS

При разработке методического обеспечения экономических расчетов был проведен критический анализ положений Общей методики PRMS (Petroleum Resources Management System (revised June 2018) Version 1.01 ISBN 978-1-61399-660-7 Copyright 2018 Society of Petroleum Engineers), в результате которого были выявлены спорные тезисы.

Общая методика PRMS требует проведения расчетов при нулевой ставки дисконтирования, что противоречит аксиомам инвестиционного анализа, но оправданно в целях унификации.

Утверждается, что при расчете рентабельного срока разработки (на уровне как отдельной скважины, так и месторождения в целом) необходимо исключать из расчета амортизацию, затраты на ликвидацию, демонтаж и рекультивацию, а также налог на прибыль, тогда как известно, что показатели эффективности инвестиционных проектов (NPV, IRR, PI, DPP) рассчитываются по свободному денежному потоку (FCF), а не по прибыли до налогообложения (EBT). Между данными двумя показателями могут быть существенные различия, в первую очередь из-за влияния суммы капитальных затрат, а также в проектах на базе СРП из-за лимита на признание затрат в качестве расходов, снижающих налогооблагаемую базу.

АО «ВНИИнефть» сформирован алгоритм, позволяющий выполнять расчеты как в соответствии с данными положениями Общей методики PRMS, так и при их игнорировании.

Раскроем структуру ИЭР (*рис. 8*).

Продемонстрируем логику работы ИЭР на примере проведения расчетов по российскому активу на основной системе налогообложения.

1. Берется шаблон ИЭР в незаполненном виде.

2. На листы Inputs макросом подгружаются исходные данные по разработке, экономике, кодам.

3. На листе General выполняются настройки, запускается макрос «Сформировать скважины».

4. Листы скважин формируются путем копирования макросом листа-шаблона TemplateWell с последующим заполнением имен скважин, определяющих, какая информация будет подтягиваться с листов Inputs. Для каждой скважины предусмотрена возможность существования пяти

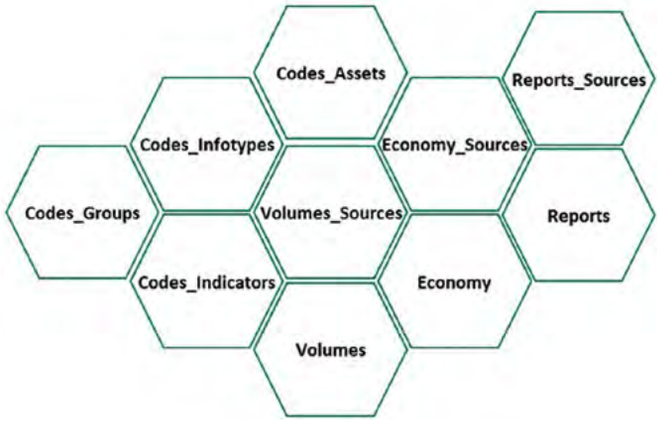


Рис. 6. Структура БД.

проектов: PDP (текущая добыча / расконсервация), PDNP1 (расконсервация / ПВЛГ / ГРП), PDNP2 (ПВЛГ / ГРП), PUD1 (бурение новой ВНС(ННС) / ГС, ЗБС), PUD2 (ЗБС, ПВЛГ, ГРП, реализуемые на проектной скважине / боковом стволе, которую(ый) еще предстоит пробурить).

По каждой скважине перебором определяются принимаемые проекты. Критерий оптимальности – максимизация накопленного дисконтированного свободного денежного потока (ADFCF). Для категорий 1P, 2P, 3P оптимальный портфель проектов может включать проекты PDNP1, PDNP2, PUD1, PUD2, для PDP+PDNP – только проекты PDNP1, PDNP2 (проекты PUD1, PUD2 для данного сценария не участвуют в расчетах), для PDP – только PDP.

После того как оптимальный портфель проектов по скважине определен, лист скважины пересчитывается для данной комбинации принимаемых в реализацию проектов, затем данные на листе копируются и вставляются на этот лист в качестве значений (для снижения веса ИЭР).

5. Когда все скважины созданы, на листе DCF суммируется часть показателей листов скважин, которые нет необходимости пересчитывать (добыча, выручка, НДПИ, капитальные вложения по сква-

Рис. 7. . Структура кода показателя.

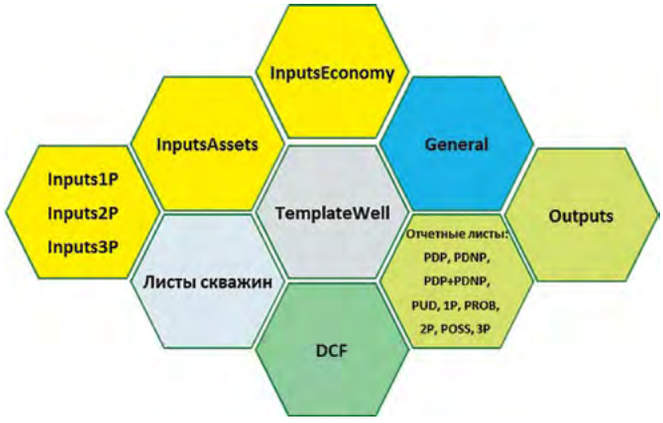


Рис. 8. Структура ИЭР.

жине, амортизация и налог на имущество на данные вложения, операционные издержки по скважине, ликвидационные расходы по скважине), затем на расчетную категорию запасов аллоцируются затраты по месторождению в целом, распределяясь в зависимости от выбранного критерия. Затем производятся пересчет налогов и определение рентабельного срока разработки.

6. На листе General выбирается макрокоманда заполнения отчета, соответствующего категории. Данные отчетного листа попадают на лист Outputs, откуда подгружаются в БД для целей хранения и последующей выгрузки в ФО.

7. Указанные расчеты выполняются последовательно по категориям 3P, PDP, PDP+PDNP, 1P, 2P.

Отметим, что в практике проведения экономической оценки запасов по методике SPE-PRMS распространен подход, когда экономические расчеты выполняются на уровне месторождения без детализации до уровня скважин. Заметим, что сконструированная методика экономических расчетов, предполагающая выполнение расчетов на уровне скважин, позволяет:

• Отсечь добычу за нерентабельный период работы скважины (несколько последних лет работы, когда дебитов недостаточно для возмещения условно-постоянных затрат); при отсутствии детализации расчетов до уровня скважин существенная часть данной добычи была бы признана рентабельной, будучи поддержанной положительными потоками более высокодебитных скважин.

• Исключить неэффективные ГТМ; при отсутствии детализации расчетов до уровня скважин неэффективные ГТМ могут быть включены в запасы, ведь отрицательный суммарный денежный поток по ним «растворяется» в потоках текущего фонда скважин, эффективных ГТМ.

Произведена максимально возможная автоматизация ИЭР, присутствуют макросы:

- импортирующий из БД исходные данные по разработке и экономике;

- экспортирующий в БД результаты расчетов с листа Outputs;

- формирующий листы скважин посредством копирования листа-шаблона с последующим присвоением имени листу, имени скважины в соответствующей ячейке;

- оптимизирующий набор проектов по скважине по критерию максимизации NPV;

- заменяющий формулы значениями на листе скважины после выполнения оптимизации;

- заполняющие листы отчетов (PDP, PDP+PDNP, 1P, 2P, 3P);

- удаляющий все листы ИЭР кроме поименованных в коде системных листов.

Расчеты для активов, разрабатываемых в соответствии с СРП, либо применяющих НДД, помимо естественного различия в составе и сумме налоговых и прочих платежей, отчисляемых в пользу государства, характеризуются существенными нюансами, требующими принципиального видоизменения алгоритмов их выполнения, что в разработанных ИЭР также учтено.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАННОЙ В ГК «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» СИСТЕМЫ АУДИТА ЗАПАСОВ ПО SPE-PRMS

В рамках создания в АО «ВНИИнефть» центра компетенций по оценке запасов по классификации SPE-PRMS была реализована система экономических расчетов для данного процесса, характеризующаяся максимально возможной при применении офисных приложений автоматизацией и основанная на глубоко проработанной методической и методологической базе.

Разработанные инструменты и созданная архитектура системы экономических расчетов в рамках оценки запасов по методике SPE-PRMS обладают рядом несовершенств и не должны восприниматься как некое финальное состояние. Существенная часть проблем обусловлена прог-

раммно-аппаратным исполнением системы экономических расчетов: Excel и Access являются ограниченными в сравнении с программными продуктами на высокоуровневых языках.

Достигнутые результаты и опыт позволили приступить к созданию веб-приложения по оценке запасов. Веб-приложение призвано устранить текущие несовершенства, в основном обусловленные ограничениями офисных приложений как расчетного инструментария.

По результатам оценки и аудита запасов по SPE-PRMS 2020 года ГК «Зарубежнефть» смогла нарастить доказанные запасы углеводородного сырья, достигнув роста обеспеченности запасами. В дальнейшем созданная систему оценки запасов по SPE-PRMS призвана стать инструментом контроля и планирования материально-ресурсной базы ГК «Зарубежнефть», опосредованно способствуя ее поддержанию и росту. Кроме того, стандартизированная оценка запасов по SPE-PRMS позволяет выполнить сопоставление ряда показателей, характеризующих наличие и движение запасов, с соответствующими показателями конкурентов, с учетом ограничений, связанных с наличием и качеством исходных данных по ряду компаний.

Достигнутый опыт может быть полезен и кредитным организациям страны: АО «ВНИИнефть» готово выполнять оценку запасов по SPE-PRMS для подтверждения объемов рентабельно извлекаемых запасов при рассмотрении банками сделок проектного финансирования и инвестиционного кредитования, в процессе мониторинга и работы с проблемными активами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, 2011;

2. Petroleum Resources Management System (revised June 2018) Version 1.01 ISBN 978-1-61399-660-7 Copyright 2018 Society of Petroleum Engineers;

3. Абрамова Н.С. Управленческая гибкость инвестиционных проектов (на примере нефтедобывающей промышленности): диссертация на соискание ученой степени к.э.н. – Самара, 2012. – РГБ ОД – 152 с.;

4. Алешина А.В., Кожемякин А.А., Трахачева Е.А., Якупова Н.Р., Выборов А.А., Янакаев Р.Р. Автоматизация процесса оценки запасов по международной классификации в Группе компаний АО «Зарубежнефть» / Нефтяное хозяйство, №09/2018.;

5. Исаева Н.С. Оценка эффективности управления ресурсами и запасами углеводородов нефтегазовыми компаниями: диссертация на соискание ученой степени к.э.н. – Москва, 2016. – РГБ ОД – 155 с.

ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ»

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВОЗДУШНОГО ЛАЗЕРНОГО СКАНИРОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Авторский коллектив:
Половков Сергей Алексеевич,
Барышев Александр Иванович,
Коротков Алексей Александрович,
Кайнов Юрий Андреевич,
Шуршин Кирилл Юрьевич.

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК) – цель геотехнического мониторинга. Основой геотехнического мониторинга являются натурные наблюдения, в ходе которых осуществляется сбор, а по его итогам – анализ данных о фактическом состоянии инженерных объектов и природной среды. Одна из задач геотехнического мониторинга – выявление потенциально опасных геологических процессов и явлений, таких как карсты, оползни, суффозия, осадка грунта, подтопление, эрозия, пучение, наледь, термокарст и т.д. Возникновение и развитие экзогенных геологических процессов может спровоцировать изменение планово-высотного положения (ПВП) объектов ТЭК, а это, в свою очередь, вызвать увеличение напряжений и деформаций конструктивных элементов объектов ТЭК вплоть до предельных состояний. Последствием этого может являться потеря устойчивости и разрушение конструкции. Таким образом, контроль ПВП объектов ТЭК является важнейшей задачей геотехнического мониторинга. В настоящее время расчет напряженно-деформированного состояния объектов ТЭК проводится на основании геодезических измерений пространственного положения дефор-м-ционных марок на объектах ТЭК. Точность результатов ограничена количеством деформационных марок на каждом объекте, принятыми в расчетных схемах допущениями и погрешностями исходных значений. Применение воздушно-лазерного сканирования (ВЛС) в совокупности с внутритрубной диагностикой, инженерно-геологическими, наземными и дистанционными обследованиями позволяет оперативно получать актуальные данные о состоянии объектов ТЭК и природной среды и проводить прогнозные расчеты изменения их ПВП и напряженно-деформированного состояния. Это позволяет своевременно принимать меры по обеспечению безопасной эксплуатации объектов ТЭК.

Метод ВЛС имеет следующие достоинства:

- большое количество измерений, обеспечивающих сплошное покрытие протяженных объектов;
- высокая производительность выполнения полевого этапа обследований и возможность обследования труднодоступных районов;
- отсутствие необходимости выезда полевых бригад в труднодоступные районы для проведения инструментальных геодезических измерений;
- объективные данные об изменении геометрических параметров объектов ТЭК и местности (минимизация влияния человеческого фактора при получении данных и анализе);
- повышение достоверности данных за счет избыточного количества измерений;
- высокая точность по сравнению с другими методами дистанционного зондирования земли. Среднеквадратическое отклонение определения координат и высот точек лазерного отражения (ТЛО) не более 0,06 м;
- невысокая стоимость работ по сравнению с аналогичными методами дистанционного зондирования земли (космическая фотостереосъемка, радиолокационная съемка и интерферометрия);
- возможность автоматизированной программной обработки результатов сканирования;
- возможность применения современных методов автоматизированного анализа данных, при-

менения комплексной обработки данных геотехнического мониторинга объектов ТЭК для принятия управленческих решений.

Огромное количество точек измерений (цифровая модель местности с плотностью точек более 20 точек/м^2), получаемых в ходе ВЛС, требует значительных ресурсов для камеральной обработки. Автоматизация процессов обработки и анализа исходных данных позволит сократить трудозатраты, снизить влияние человеческого фактора, выявить изменения ПВП объектов ТЭК.

С помощью ВЛС в ООО «НИИ Транснефть» проводится оценка технического состояния:

- наземных объектов линейной части магистральных трубопроводов;
- подземных трубопроводов с использованием устройств определения планово-высотного положения (УОВ);
- опор линий электропередач (ЛЭП);
- провис проводов.

Применение метода ВЛС обеспечивает получение пространственно-определенной 3D-модели местности, состоящей из ТЛО «облака точек», описывающих как поверхность земли, так и расположенные на ней объекты в виде координат XY и аппликаты Z, которые имеет каждая полученная точка. Пространственная привязка ТЛО осуществляется с точностью не ниже 6 см в плане и по высоте. В результате проведения ВЛС получают высокоточную цифровую модель местности и цифровой ортофотоплан высокого разрешения (0,04 м) с плановой точностью не ниже 0,25 м.

Сравнительный анализ данных ВЛС за разные циклы измерений позволяет оперативно выявлять отклонение объектов ТЭК от нормативного состояния, отслеживать ситуации, представляющие угрозу безопасности эксплуатации объектов ТЭК.

Процесс работы с результатами ВЛС в рамках мониторинга протяженных объектов ТЭК разделяется на три этапа: обработка материалов ВЛС, анализ материалов ВЛС и оценка технического состояния объектов ТЭК, формирование заключения с рекомендациями по проведению компенсирующих мероприятий. Возможности автоматизации рабочих процессов отличаются на разных этапах и разделяются на три режима:

1) автоматические (менее 10% операций выполняет оператор);

2) полуавтоматические (от 10% до 50% операций выполняет оператор);

3) ручные (более 50% операций выполняет оператор).

Обработка материалов ВЛС разделяется на предварительную обработку данных ВЛС и камеральную обработку данных ВЛС.

1. Предварительная обработка данных состоит из нескольких последовательных подэтапов и включает в себя:

- проверку взаимной стабильности (согласованности координат и высот) пунктов опорной геодезической сети;
- расчет траекторий движения сканера;
- вывод ТЛО;
- определение параметров внутреннего ориентирования (калибровка) сканера;
- уравнивание облаков точек лазерного отражения со смежных аэросъемочных маршрутов;
- вывод цифровых аэрофотоснимков;
- определение параметров внутреннего ориентирования (калибровка) аэрофотокамеры.

2. Камеральная обработка данных ВЛС состоит из нескольких последовательных подэтапов и включает в себя:

- тематическую классификацию ТЛО;
- создание цифрового ортофотоплана;
- создание цифровой модели рельефа и цифровой модели местности.

Автоматизированный анализ результатов ВЛС заключается в автоматизации процесса расчета перемещений, крена объектов ТЭК и последующем анализе полученных результатов расчетов для проведения оценки технического состояния объектов ТЭК. Анализ результатов ВЛС для оценки технического состояния объектов ТЭК не является типовой задачей и на мировом рынке отсутствует специализированное программное обеспечение, позволяющее выполнять этапы работ в автоматическом/полуавтоматическом режиме. В ООО «НИИ Транснефть» созданы программные средства, обеспечивающие:

- автоматизированный анализ результатов ВЛС для определения перемещений подземных трубопроводов;
- автоматизированный анализ результатов ВЛС для определения отклонения опор ЛЭП от вертикали;

Рис. 1. Внешний вид УОВ.

- автоматизированный анализ результатов ВЛС для определения перемещений объектов МН: узлов запорной арматуры (УЗА), камер пуска-приёма средств очистки и диагностики (КПП СОД), пунктов подогрева нефти;

- автоматизированный анализ результатов ВЛС для определения крена и перемещений опор МН.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЛС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.

Перемещения подземных трубопроводов методом ВЛС определяются путем расчета перемещений УОВ. УОВ представляют собой металлические стойки с квадратными пластинами 0,5×0,5м на вершине. УОВ закрепляется на трубопроводе и возвышается над поверхностью земли для обеспечения видимости сканером ВЛС (*рис. 1*).

Для расчёта перемещений подземного трубопровода в автоматическом режиме выполняется:

– из всего множества точек лазерного отражения, полученного по результатам ВЛС выделяются кластеры, соответствующие пластинам УОВ;

– для каждого кластера определяется его геометрический центр;

– выполняется расчет изменения пространственного положения (перемещения) геометрических центров кластеров, соответствующих каждому УОВ, между циклами проведения ВЛС.

Так как УОВ жестко закреплено на трубопроводе, перемещение пластины УОВ соответствует перемещению трубопровода.

При проведении анализа результатов ВЛС для определения перемещений подземных трубопроводов, для каждого УОВ по материалам ВЛС выполняется вычисление статистических параметров определения его положения и анализ полученных значений. Вычисленные значения служат для контроля определения ПВП УОВ по материалам ВЛС, в случае выявления на вертикальных сечениях остаточного наклона пластины УОВ производится отбраковка точек от краев пластины, в дальнейшей обработке используются лишь центральные точки, для которых повторно вычисляются статистические параметры определения положения УОВ.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЛС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЯ ОПОР ЛЭП ОТ ВЕРТИКАЛИ.

Автоматизированный расчет отклонений опор ЛЭП выполняется для каждой опоры в отдельности. Для выделения облака ТЛО конкретной опоры из всего массива точек лазерного отражения выполняется сбор и упорядочивания точек лазерного отражения в однородные группы. Кластеризация выполняется по координатам ТЛО в плане (X, Y) без учета высотной отметки (Z) за счет скопления ТЛО в пространстве опоры относительно равномерного распределения ТЛО проводов. ТЛО опор выделяется каждая в отдельный кластер. Пример результата выполнения кластеризации представлен на *рис. 2*.

При проведении автоматизированного анализа результатов ВЛС для определения отклонения опор ЛЭП от вертикали в автоматическом режиме выполняется обработка каждого кластера в отдельности в следующем порядке:

- определение наличия опоры ЛЭП (если разница высот ТЛО в выборке более пороговой, то содержит опору, если нет, то только провода);

- детализация выборки ТЛО вокруг центра опоры (центру опоры соответствуют координаты самой верхней точки выборки). Радиус детализации зависит от размеров опоры ЛЭП в плане;

- выделение ТЛО опоры ЛЭП, соответствующих характерным симметричным сечениям;

- по выделенным ТЛО построение двух моделей оси опоры МН с использованием линейной регрессии;

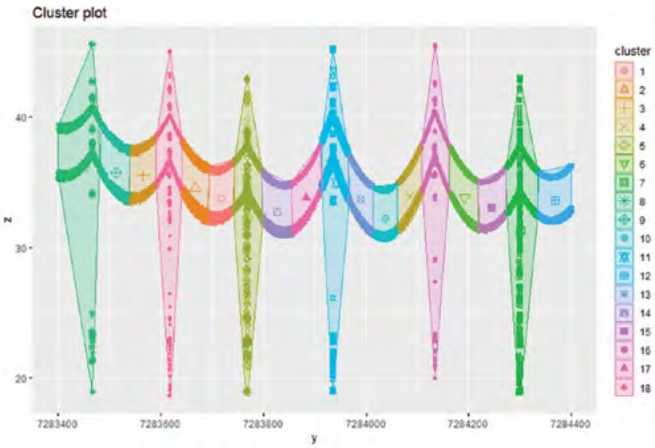


Рис. 2. Пример результата автоматической кластеризации ТЛО опор ЛЭП.

- определение координат нижнего основания опоры, определение координат верхнего положения оси опоры, по которым вычисляется величина и направление отклонения вершины опоры ЛЭП.

Определение угла наклона опоры ЛЭП выполняется в следующем порядке:

- выделение и классификация ТЛО, относящееся к опоре ЛЭП по векторным данным, ее местоположению (выборка ТЛО в квадрате 20х20 м в плане вокруг точки опоры ЛЭП, отсечение поверхности земли);

- по атрибутивным данным точки выбирается тип опоры, в зависимости от типа опоры выбирается метод обработки ТЛО в части нахождения центральных точек горизонтальных сечений опоры;

- выполняется поиск центральной точки горизонтальных сечений опоры (*рис. 3*);

- вычисляется угол наклона опоры по найденным базисным точкам.

В ходе заверочных работ, выполненных в 2018 году на объектах МН «Заполярье – НПС «Пур-Пе», были определены отклонения опор ЛЭП от вертикали по результатам ВЛС и инструментальным измерениям (*рис. 4*) (для двух типов опор).

По результатам заверочных работ было подтверждено, что точность определения отклонения оси опоры ВЛ от вертикали по данным ВЛС соответствует руководящим документам.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЛС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ОБЪЕКТОВ МН: УЗА, КПП СОД, ПУНКТОВ ПОДОГРЕВА НЕФТИ.

При проведении автоматизированного анализа результатов ВЛС для определения перемещений объектов МН в автоматическом режиме выполняется:

– классификация и выделение в отдельное множество ТЛО, принадлежащих исследуемому объекту

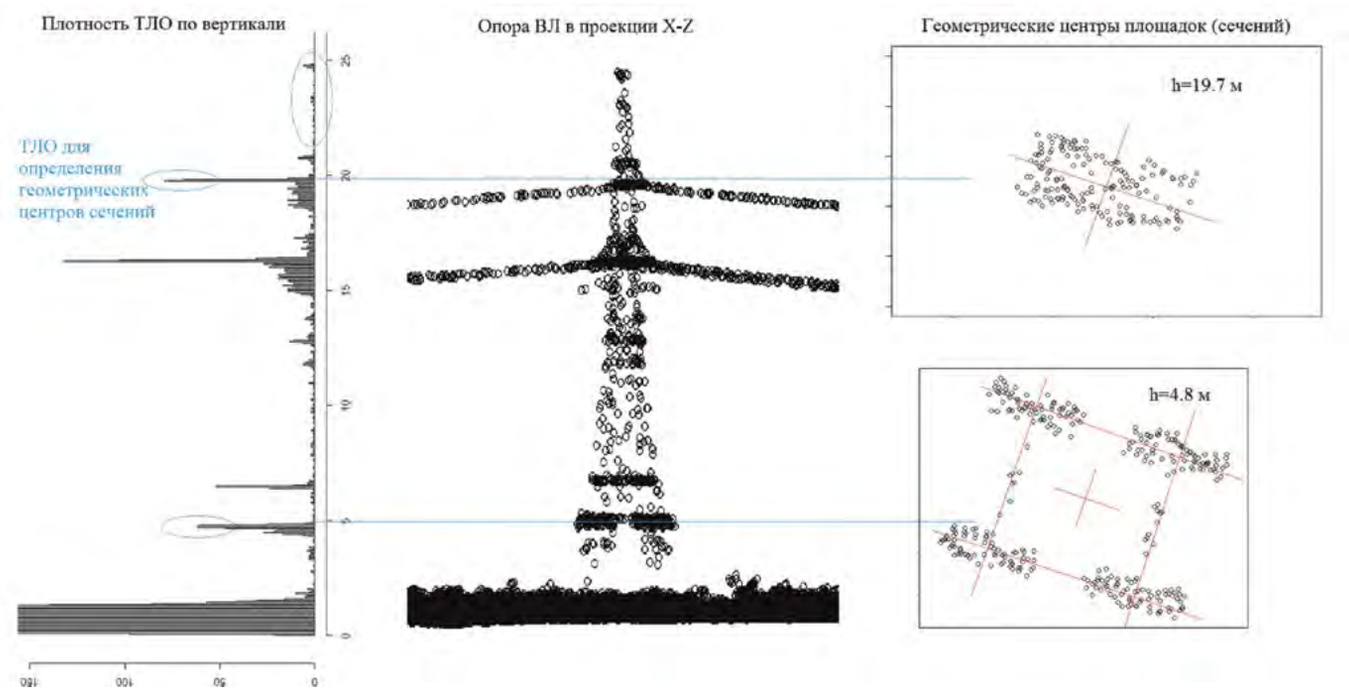


Рис. 3. Определение угла наклона опоры ЛЭП.

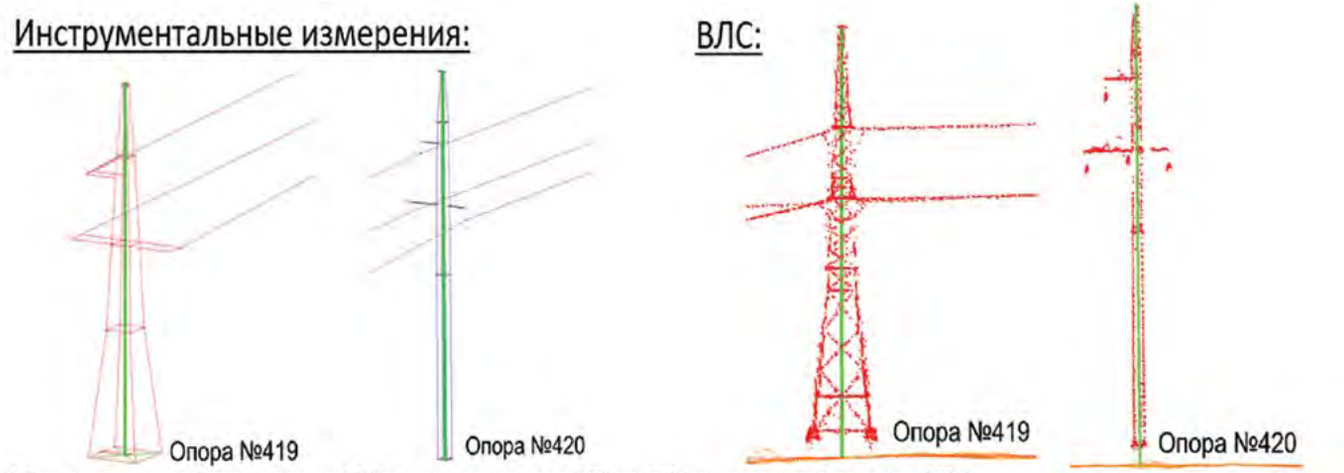


Таблица сравнения отклонений опор вдольтрассовой ЛЭП от вертикали по результатам ВЛС(осень 2018 г.) и инструментальной съемки (осень 2018 г.)

№ п/п	Номер опоры	Дистанция по трассе МН, км	Географические координаты опоры ЛЭП (WGS 84)						Высота опоры, м	Отклонение верха опоры от вертикали по материалам ВЛС (осень 2018 г), м	Отклонение опоры по инструментальным измерениям (осень 2018 г)	Разность отклонений опор от вертикали измеренных по ВЛС и инструментально	Примечание
			Широта			Долгота							
			град	мин	сек	град	мин	сек					
1	2	3	4			5			6	7	8	9	10
1	423	281.830	65	55	54.13799654	78	6	40.23491504	23.16	0.15	0.17	0.02	Точность ВЛС соответствует РД-17.020.00-КТН-024-18
2	422	281.996	65	55	48.82133819	78	6	39.26809804	23.01	0.14	0.12	0.02	Точность ВЛС соответствует РД-17.020.00-КТН-024-18
3	421	282.203	65	55	42.11573901	78	6	38.0140236	23.10	0.08	0.02	0.06	Точность ВЛС соответствует РД-17.020.00-КТН-024-18
4	420	282.412	65	55	35.40459171	78	6	36.80903294	23.10	0.24	0.22	0.02	Выявлено превышение допуска 0,2 м отклонения верхнем опоры от вертикали по результатам инструментальных измерений и ВЛС 2018 года Точность ВЛС соответствует РД-17.020.00-КТН-024-18
5	419	282.468	65	55	33.58945522	78	6	36.47957829	21.36	0.05	0.04	0.01	Точность ВЛС соответствует РД-17.020.00-КТН-024-18

Рис. 4. Сравнение отклонений опор ЛЭП по результатам ВЛС и по результатам инструментальных измерений.

МН, по его местоположению в векторном слое геоинформационной системы (ГИС). Таким образом достигается привязка выделенного множества ТЛО к конкретному объекту МН;

– определение пространственного положения геометрического центра объекта аналогично УОВ;

– определение перемещений объектов МН по результатам сравнения пространственного положения геометрического центра объекта по результатам текущего обследования и по результатам предыдущих обследований.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЛС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРЕНА И ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ОПОР МН

При проведении автоматизированного анализа результатов ВЛС для определения крена и перемещений опор МН в автоматическом режиме выполняется:

– из всего множества точек лазерного отражения, полученного по результатам ВЛС, выделяются кластеры, соответствующие опорам МН;

– для каждого кластера определяется его геометрический центр;

– выполняется расчет изменения пространственного положения (перемещения) геометрических центров кластеров, соответствующих каждой опоре МН, между циклами проведения ВЛС.

Выделение опоры МН осуществляется по точкам лазерного отражения в заданном радиусе от паспортного положения каждой опоры (радиус поиска определяется размерами объекта). Затем облако ТЛО кластеризуется на количество свай для определения ПВП каждой из них в отдельности. После кластеризации получаем несколько групп ТЛО, по которым проводятся вычисления ПВП.

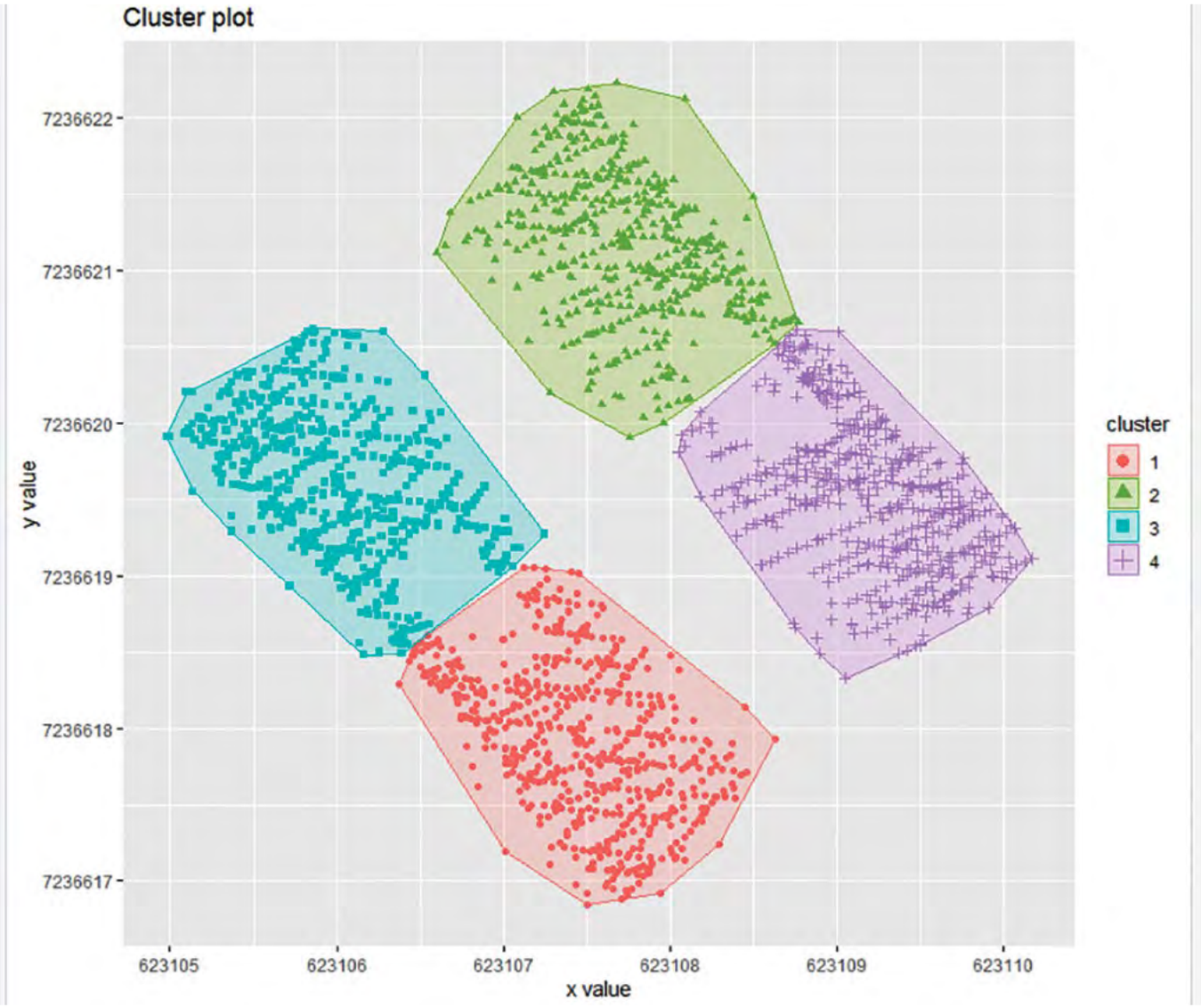


Рис. 3. Определение угла наклона опоры ЛЭП.

Крен опоры рассчитывается как разница высотных отметок свай в опоре МН. Пример обработки облака ТЛО с применением кластеризации и математической обработки приведен на *рис. 5*.

Разработанные в ООО «НИИ Транснефть» и внедренные на предприятиях ПАО «Транснефть» специализированные программные средства, обеспечивающие автоматизированную обработку результатов ВЛС в целях контроля технического состояния протяженных объектов, таких как магистральные трубопроводы. При этом получены следующие положительные эффекты:

- повышена точность результатов обследований за счет исключения «человеческого» фактора;
- сокращена трудоемкость обработки результатов ВЛС;
- обеспечена оперативность получения результатов обследований;
- снижена стоимость выполнения работ за счет сокращения трудоемкости.

ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КАМПАНИЯ»

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК ДЛЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН

Авторский коллектив:
Силко Никита Юрьевич,
Беляков Андрей Юрьевич.

Для месторождений Восточной Сибири характерно распространение низких и аномально низких пластовых температур [1]. Так, на скважинах Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения встречаются пластовые температуры в диапазоне 20-25 градусов Цельсия, в то время как, на Маччобинском и Среднеботуобинском месторождениях пластовые температуры могут достигать 16 и даже 12 градусов по Цельсию [2].

Низкие скважинные температуры являются одной из причин ряда осложнений при разработке месторождений. Наибольшие трудности вызывают образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), образование солевых осадков и газогидратных пробок. Дополнительно ситуация осложняется тем, что в условиях низких температур стандартные отработки, такие как, растворители АСПО, растворители солеотложний и кислотные обработки, имеют значительно более низкую скорость реакции и, как следствие, низкую эффективность [3,4].

Обработки предварительно нагретыми растворами, часто применяемые в условиях низких скважинных температур, затратны, операционно сложны и отличаются относительно невысокой эффективностью [5].

В качестве решения данных проблем был разработан и апробирован в условиях месторождения состав для термохимической обработки скважин с низкими забойными температурами.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ

Состав для термохимической обработки разработан с целью разогрева скважин в условиях низких пластовых температур. Действие состава основано на принципе экзотермической химической реакции. Состав состоит из двух компонентов, при смешивании которых происходит химическая реакция со значительным выделением тепла и разогревом смеси. Компоненты смешиваются на поверхности, причем для предотвращения спонтанной инициации реакции используется стабилизатор. В стабилизированной смеси реакция не происходит. Активация смеси осуществляется после размещения в скважине посредством прокачки активатора.

Для разрушения гидратных пробок в затрубном пространстве, насосно-компрессорные трубы (НКТ) заполняются предварительно приготовленной стабилизированной смесью реагентов. Для активации состава и инициации разогрева в НКТ вводится активатор. Ввод активатора может осуществляться как через гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) посредством промывки с подъемом по всему объему НКТ, так и безподходно - методом порционной закачки состава. В ходе реакции происходит выделение тепла и растепление гидратных пробок, восстанавливается сообщение с затрубом.

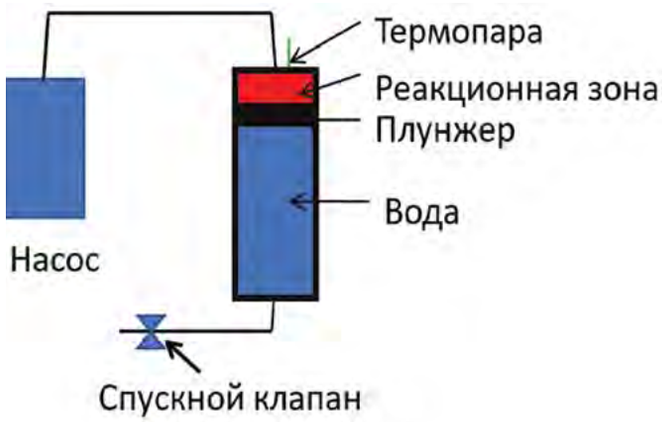


Рис. 1. Схема реактора.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Изучение теплотворной способности состава проводилось на специально подготовленном стенде, позволяющем имитировать скважинные условия: пластовое давление и температуру, а также, регистрировать данные о температуре непосредственно в зоне реакции в режиме реального времени.

Теплотворным агентом в данной системе является реакция взаимодействия растворов солей, протекающая в кислой среде с высоким выделением энергии:

$NH_4NO_3 + NaNO_2 = NaNO_3 + H_2O + N_2$

Для стабилизации системы используется 0.1 М раствор NaOH. Инициация реакции осуществляется вводом в реакционную смесь соляной кислоты.

Процедура проведения теста:

- Поместить в ячейку отмеренное количество состава.
- Закрыть верхнюю крышку ячейки.
- Сымитировать пластовые условия (давление 100 атм, температура состава 15 градусов Цельсия).
- Ввести активатор (соляная кислота).
- После ввода активатор герметизировать реакционную камеру ячейки.
- Поддерживать заданные величины пластового давления и температуры постоянными на протяжении всего теста.
- Осуществить запись изменения температуры в реакционной камере.

В результате лабораторных испытания был получен стабильный состав, достигнута контролируемая инициация реакции при пластовых условиях. В ходе испытаний была достигнута пиковая температура в 200 градусов цельсия.

ПРИМЕНЕНИЕ В ТЕРМОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ

Кислотные обработки являются одним из наиболее распространенных способов интенсификации притока. Тем не менее, в условиях низких пластовых температур скорость реакции кислоты с породой значительно снижается. Комбинация кислотной обработки с термохимическим составом позволяет значительно увеличить активность химической реакции и достигнуть повышения коэффициента продуктивности.

В ходе работы было проведено 3 термохимических обработки на скважинах с карбонатным коллектором.

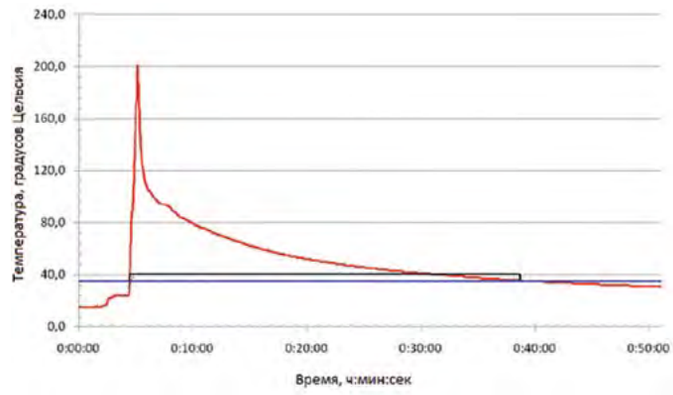


Рис. 2. Изменение температуры в реакционной камере.

Обработки проводились по следующей схеме. После подтверждения приемистости скважины и определения оптимальных режимов закачки производилась закачка технологических жидкостей в следующей последовательности: соляная кислота, вязкоупругий состав, состав для термохимической обработки, продавка тех водой. На забое происходило смешение жидкостей и активация термохимического состава соляной кислотой. В результате на двух из 3 скважин было достигнуто увеличение коэффициента продуктивности (*таблица 1*).

Таблица 1. Результаты термокислотных обработок.

Скважина	Относительное изменение К прод, %.
Скв 1	+157,2
Скв 2	-5,8
Скв 3	+31,7

ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ РАСТЕПЛЕНИЯ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК

Основной причиной образования гидратных пробок является скачкообразное изменение термобарических условий в присутствии высоких концентраций газа и низких пластовых температур. Последующая борьба с газогидратными пробками осложняется следующими факторами:

- потеря или значительное снижение приемистости, невозможность целевого размещения растворителя;

Месторождение	Условия до обработки	Интервал образования гидратной пробки, м	Объем состава, м^3	Метод закачки	Результат после обработки
Ичединское	Отсутствие циркуляции	0-1400	3	Активация состава ГНКТ	Наличие циркуляции
Марковское	Отсутствие циркуляции	0-1250, 1300-1600	1,5 (первый интервал), 2 (второй интервал)	Активация состава ГНКТ	Наличие циркуляции
Ярактинское	Отсутствие циркуляции	0-2560	3,7	Активация состава ГНКТ	Рост давления в затрубном пространтве с 0 до 100 атм, наличие циркуляции
Ярактинское	Отсутствие циркуляции	1025-2560	2,3	Активация состава ГНКТ	Рост давления в затрубном пространстве до 50 атм, частичная циркуляции

- отсутствие циркуляции;
- недостаточная эффективность растворителей в условиях низких температур.

Было произведено 4 обработки скважин с газогидратными пробками термохимическим составом. Во всех случаях активация состава осуществлялась прокачкой активатора через ГНКТ. Результаты работ по растеплению газогидратных пробок представлены в *таблице 2*.

Во всех случаях в результате применения состава были достигнуты целевые показатели – наличие циркуляции. Дальнейшие работы на скважинах осуществлялись в штатном режиме.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИ АВАРИЙНЫХ РАБОТАХ

Аварийные выбросы газа на скважинах с низкими пластовыми температурами часто сопровождаются образованием гидратных пробок в затрубном и трубном пространствах. В этом случае полностью блокируется сообщение между трубным и затрубным пространством, что делает невозможным проведение аварийных работ, таких как глушение скважин.

Для обеспечения проведения аварийных работ необходимо восстановить сообщение между трубным и затрубным пространством, растворив при этом гидратную пробку, что в условиях низких пластовых температур весьма проблематично. Применение стандартных подходов к ликвидации гидратных пробок (прокачка предварительно подогретых растворов, растворителей) в подобных условиях обладает низкой эффективностью, вследствие остывания состава в ходе закачки и доставки до интервала образования пробки. В таких случаях размещение термохимического состава с отложенным действием и последующая инициация экзотермической реакции активатором, приводит к правильной установке состава, его контролируемому нагреву, и растеплению гидратной пробки на заданной глубине.

Так, при вскрытие карбонатного коллектора на Ичединском месторождении было получено полное поглощение бурового раствора с последующим выбросом газа. После закрытия скважины давление в трубном пространстве составило 155 атм., давление в затрубном пространстве – 200 атм. При попытках стравливания падения давления не происходило. В результате чего в бурильном инструменте в интервале 2600-2780 м образовалась гидратная пробка, как следствие – потеря сообщения трубного с затрубным пространством.

Для растепления гидратной пробки была произведена установка 5 м^3 термохимического состава с отложенным действием по затрубному пространству на поглощение в предполагаемый интервал образования пробки. После установки состава и его

продавке до необходимой глубины был произведен тех. отстой в течение 3-х часов. После тех. отстоя произвели работы по дренированию в трубном про-странстве. Наблюдалось падение давления с 155 атм. до 120 атмосфер в течение 15 минут. После дополнительного отогрева наземных линий давление было полностью стравлено и произведена промывка через трубное пространство.

Применение разогревающего состава позволило значительно сократить время на ликвидацию последствий аварии.

ВЫВОДЫ

В ходе проведенных работ разработан состав для термохимического разогрева пластов в условиях скважин с низкими пластовыми температурами. В лабораторных и полевых условиях достигнуто стабильное состояние реакционной смеси и контролируемая инициация реакции путем ввода активатора. Достигнуты пиковые температуры до 200 градусов Цельсия.

В полевых условиях состав был использован для проведения термокислотных обработок, растворения гидратных пробок и проведения аварийных работ на скважине.

В ходе проведения термокислотных обработок было достигнуто существенное повышение коэффициента продуктивности, несмотря на потенциальные осложнения наличием АСПО, гипсовых и иных солеотложений.

Также состав продемонстрировал способность к растворению гидратных пробок как в затрубном пространстве, так и в НКТ в условиях отсутствия данных о точной локализации пробки.

При проведении аварийных работ установка состава для термохимической обработки скважин в затрубное пространство позволила произвести растепление гидратной пробки и восстановить циркуляцию. В результате была получена возможность для дальнейшего проведения аварийных работ, что привело к значительному снижению времени на ликвидацию последствий аварии.

Таким образом, разработанный состав имеет широкий спектр применения на скважинах с низкими пластовыми температурами. Полученная рецептура является стабильной. Приготовление состава не требует специального оборудования. Данная технология может быть поставлена на поток на месторождениях Восточной Сибири и других месторождениях с низкими пластовыми температурами, а также на месторождениях, где образование газогидратных пробок представляет серьезную проблему.

ЛИТЕРАТУРА

1. Япаскурт О. В. Генетическая минералогия и стадийный анализ осадочного породо- и рудообразования – М.: ЭСЛАН, 2008 б – 356 с.

2. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. 148 с.

3. Гусев С. В. О проблемах реализации методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Нефтепр.дело.-1992.- №6(2).-с.11-16.

4. Макогон Ю. Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. С. 204.

5. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.

АО «КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ»

ПРАКТИКА ПРОВЕДЕНИЯ МЕЖДУНАРОДНЫХ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЭКСПЕРТИЗ

Автор: Чурилова Светлана Викторовна.

АО «Концерн Росэнергоатом» – одно из крупнейших предприятий электроэнергетической отрасли России и единственная в стране компания, выполняющая функции оператора атомных станций.

Концерн «Росэнергоатом» видит свою миссию в обеспечении потребителей электрической и тепловой энергией, произведенной на АЭС Концерна, при гарантированном обеспечении безопасности как высшего приоритета в своей деятельности.

Основными ценностями компании являются: энергетическая безопасность России, защищенность и безопасность граждан, защита окружающей среды.

Как эксплуатирующая организация Концерн несет всю полноту ответственности за обеспечение ядерной и радиационной безопасности на всех этапах жизненного цикла АЭС.

Практика проведения международных экологических экспедиций и экспертиз придумана и используется Концерном более 10 лет. Главная цель проекта – получение независимой оценки экспертных экологических организаций объектов строительства Концерна «Росэнергоатом».

Международный формат проведения общественных экологических проверок атомных станций является эффективным инструментом, позволяющим дать независимую оценку экологической безопасности работы атомных станций российского дизайна, сооружаемых в мире. Кроме того, это хорошая возможность сформировать атмосферу ин-

формационной открытости между общественностью и атомщиками как в России, так и за рубежом.

В 2019 году АО «Концерн Росэнергоатом» совместно с Фондом содействия развитию муниципальных образований «Ассоциация территорий расположения атомных электростанций» (Фонд «АТР АЭС») при поддержке Общественного совета Госкорпорации «Росатом» реализовали ряд международных общественных и экологических проектов на Белорусской АЭС с целью содействия росту экологической безопасности и повышения общественной приемлемости атомной энергетики среди широкой общественности и населения.

В период 14 – 20 августа 2019 года была проведена **Международная общественная экологическая экспедиция по замерам «нулевого» фона Белорусской АЭС** с целью определения текущих «фоновых» радиационных уровней, активности радионуклидов в объектах окружающей среды в интересах информационной работы с населением, по оценке воздействия Белорусской АЭС.

В сентябре 2019 года проведена **Международная общественная экологическая экспертиза документов, обосновывающих экологическую безопасность Белорусской АЭС**, с участием экспертов из 8 стран (Австрия, Беларусь, Венгрия, Италия, Казахстан, Литва, Россия, Украина). Главная цель экспертизы – получение независимой экспертной оценки документов, обосновывающих экологическую безопасность Белорусской АЭС, сооружаемой по российскому проекту.

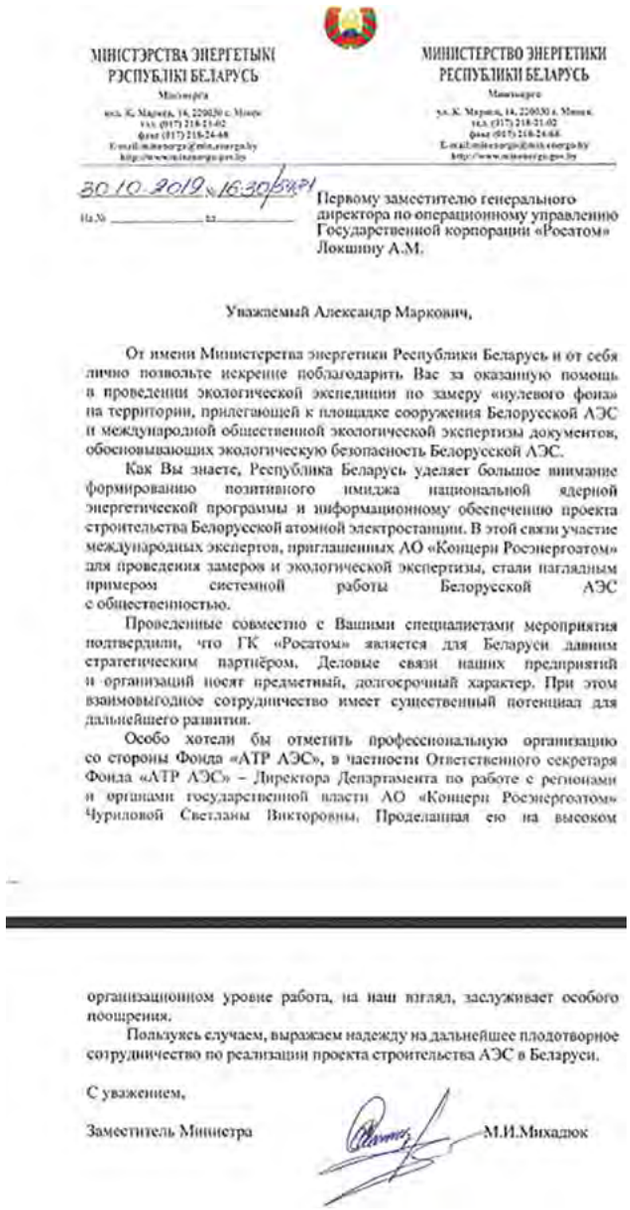
РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

1. Получена экспертная оценка экологической, радиационной и социально-экономической безопасности Белорусской АЭС.

2. Минимизированы общественные риски приемлемости функционирования Белорусской АЭС в рамках подготовки к общественным слушаниям по проекту.

3. Подготовлены материалы для включения в отчет по послепроектному анализу (ППА) за 2019 год для трансграничных государств в рамках Конвенции ЭСПО, а также для представления на общественных слушаниях в Островецком районе Республики Беларусь.

Презентация итогов экспедиции замеров «нулевого фона» и международной общественной



МИНІСТЭРСТВА ЭНЕРГЕТЫКІ РЭСПУБЛІКІ БЕЛАРУСЬ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

30.10.2019 № 16-30/5471

На № _____ от _____

Первому заместителю генерального директора по операционному управлению Государственной корпорации «Росатом» Локшину А.М.

Уважаемый Александр Маркович,

От имени Министерства энергетики Республики Беларусь и от себя лично позвольте искренне поблагодарить Вас за оказанную помощь в проведении экологической экспедиции по замеру «нулевого фона» на территории, прилегающей к площадке сооружения Белорусской АЭС и международной общественной экологической экспертизы документов, обосновывающих экологическую безопасность Белорусской АЭС.

Как Вы знаете, Республика Беларусь уделяет большое внимание формированию позитивного имиджа национальной ядерной энергетической программы и информационному обеспечению проекта строительства Белорусской атомной электростанции. В этой связи участие международных экспертов, приглашенных АО «Концерн Росэнергоатом» для проведения замеров и экологической экспертизы, стали наглядным примером системной работы Белорусской АЭС с общественностью.

Проведенные совместно с Вашими специалистами мероприятия подтвердили, что ГК «Росатом» является для Беларуси давним стратегическим партнёром. Деловые связи наших предприятий и организаций носят предметный, долгосрочный характер. При этом взаимовыгодное сотрудничество имеет существенный потенциал для дальнейшего развития.

Особо хотели бы отметить профессиональную организацию со стороны Фонда «АТР АЭС», в частности Ответственного секретаря Фонда «АТР АЭС» – Директора Департамента по работе с регионами и органами государственной власти АО «Концерн Росэнергоатом» Чуриловой Светланы Викторовны. Проделанная ею на высоком

организационном уровне работа, на наш взгляд, заслуживает особого поощрения.

Пользуясь случаем, выражаем надежду на дальнейшее плодотворное сотрудничество по реализации проекта строительства АЭС в Беларуси.

С уважением,

Заместитель Министра М.И.Михадюк

экспертизы состоялась 8 октября 2019 года в Минске на круглом столе «Об общественном контроле в атомной энергетике на примере Белорусской АЭС: «нулевой замер» и международная экспертиза материалов» в рамках XXIV Белорусского Энергетического экологического форума.

Реализованные общественные экологические проекты получили высокую оценку и поддержку со стороны Республики Беларусь.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сайт АО «Концерн Росэнергоатом» www.rosenergoatom.ru.

2. Сайт Фонда «АТР АЭС» www.anppt.ru.

ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ»

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В РАМКАХ СОЗДАНИЯ БЕЗВАЛЬНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Авторский коллектив:
Денисов Евгений Федорович,
Бажайкин Станислав Георгиевич,
Ямилев Марат Замирович,
Тигулев Егор Александрович.

Требования в области охраны окружающей среды определяют необходимость создания герметичных насосных агрегатов. Применение эффективных герметичных насосных агрегатов особенно в нефтеперекачивающей отрасли является приоритетным направлением инноваций во многих компаниях, в первую очередь в ПАО «Транснефть».

Одним из путей развития инноваций в сфере насосостроения является создание насосных агрегатов, конструкция которых нацелена на максимальное снижение потерь через зазоры между рабочим органом и корпусом насоса.

Целью данной разработки является проектирование, создание и проведение испытаний эффективной гидравлической части безвального насосного агрегата для выработки рекомендаций по проектированию насосного агрегата нового типа, совмещенного с электродвигателем.

Для оценки имеющихся достижений в проектировании насосных агрегатов был проведен обзор существующих технологий и патентов в области насосного аппаратостроения, имеющих сходства с разрабатываемой конструкцией в части совмещения рабочего колеса с электродвигателем, а также механизма движения потока жидкости на линии всасывания и нагнетательной линии. По результатам анализа патентных и непатентных источников выявлено, что принцип работы безвального насосного агрегата применялся во многих отраслях, от судостроения до медицины, однако вопросы применения подобного принципа передачи кинетической энергии потоку перекачиваемой нефти и нефтепродуктов изучены недостаточно.

Главное преимущество подобной конструкции объемных потерь благодаря отсутствию отверстия под вал, что позволяет избежать утечек перекачиваемой жидкости. Кроме того, повышается общий КПД насоса из-за уменьшения затрат на инертность вала при запуске. Так же к положительным аспектам можно отнести компактность комбинированной системы насос-двигатель, по сравнению с раздельным исполнением. Небольшие габариты могут быть достигнуты, в частности, за счет применения современных двигателей с внешней электронной коммутацией.

Особый интерес вызывает конструкция осевых насосов с ободным приводом, их привлекательность обеспечивается прогнозной высокой гидравлической эффективностью за счет снижения потерь напора или полного их устранения, путем снижения размеров ступицы и за счет отсутствия потерь энергии на зазоре между лопастью рабочего колеса и стенкой цилиндрического корпуса насоса.

Наиболее значимые задачи по созданию безвального насосного агрегата можно разделить на две большие группы:

- определение эффективной проточной части рабочего колеса;
- конструирование электрической части насоса – совмещение ротора с большим диаметром с гидравлической частью без значительных потерь КПД.

Задачи первой группы являются предметом рассмотрения настоящего исследования на текущей стадии разработки.

Принципиальная схема работы создаваемого безвального насосного агрегата состоит в сохранении прямоточной схемы перекачки продукта, исключении вала как центральной оси, занимающей пространство под нагнетательный элемент, совмещении нагнетательного элемента и вращающейся части электродвигателя – ротора.

Таким образом, рабочий орган, включающий ротор, будет представлять собой полый вал,

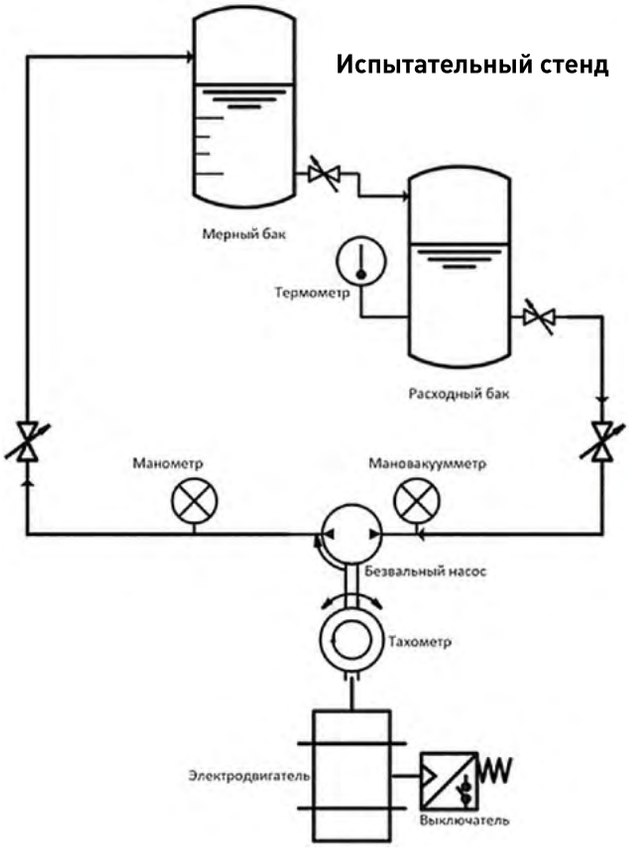


Рис. 1. Принципиальная схема испытательного стенда.

внутри которого герметично закреплено рабочее колесо. Геометрия рабочего колеса, основанная на центробежных или осевых рабочих колесах, является предметом исследования данной конкурсной работы. Важнейшим критерием остается сохранение прямоточной схемы движения жидкости, при этом необходимо предусмотреть вопрос снижения гидравлического сопротивления при входе жидкости в межлопастные каналы. Перекачиваемая жидкость поступает на лопатки рабочего колеса и затем, получив дополнительную энергию от его вращения, – на выход рабочего колеса. Герметичное крепление рабочего колеса к ротору через покрывной диск позволяет избежать стеснения потока на входе в рабочее колесо и предотвращает утечки. Преимущество предлагаемого рабочего органа заключается в том, что рабочее колесо, встроенное внутри «мокрого» ротора, позволяет создать нагнетатель жидкости внутри «мокрого» электродвигателя, где вокруг вращающегося ротора будут расположены катушки статора.

Работа по созданию нового типа насосного агрегата требует в первую очередь всесторонней проверки всех его конструктивных элементов. Задачей данной конкурсной работы является подготовка специального стенда и оснастки для испытаний проточной части безвального насосного агрегата.

По типу испытаний данные испытания однозначно следует отнести к предварительным испытаниям. Цель испытаний – доводка (устранение конструктивных и технологических недостатков), предварительная проверка работоспособности и получение показателей и характеристик.

Предварительные испытания проточной части безвального насосного агрегата будут продолжаться, пока не будет подобрано наиболее эффективное, технологически выверенное исполнение всех конструктивных элементов проточной части.

После предварительных испытаний проточной части важным этапом будет проведение комплексных предварительных испытаний гидравлической части насоса, совмещенной с электродвигателем.

К числу важных задач также следует отнести подготовку такой испытательной схемы, которая позволит проводить комплекс предварительных испытаний без существенных изменений в конструктивную схему стенда.

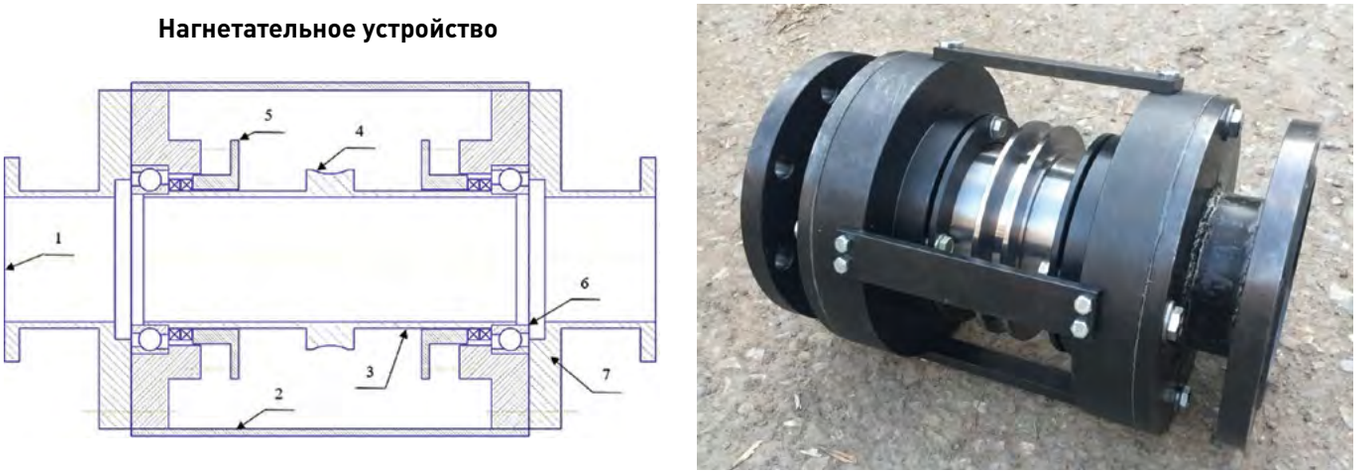


Рис. 2. Эскиз и общий вид нагнетательного элемента проточной части совмещенного насоса электродвигателя. 1 – патрубок приемный, 2 – кожух, 3 – гильза для установки рабочего колеса, 4 – шкив, 5 – грундбукса, 6 – подшипник, 7 – патрубок выпускной.

Рассматривая классификацию испытаний по составу, можно сделать выводы о том, что для испытания проточной части безвального насосного агрегата потребуются сначала энергетические, а затем кавитационные и балансовые испытания, которые в комплексе позволят подобрать наиболее эффективную геометрию рабочего колеса проектируемого насоса.

При проектировании стенда более целесообразно придерживаться герметичной схемы исполнения. При этом после проведения энергетических и балансовых испытаний проточной части, для обеспечения проведения кавитационных испытаний требуется предусмотреть мероприятия по деаэрации перекачиваемой жидкости (воды) с помощью разбрызгивателей или вакуум-насоса.

В целях определения всех параметров геометрии рабочего колеса безвального насосного агрегата была разработана схема его испытаний, которая включает:

- Разработка схемы испытательного стенда;
- Разработка эскиза нагнетательного устройства с возможностью смены рабочих колес;
- Моделирование вариантов исполнения проточной части насоса, оценка цифровой модели течения жидкости через нагнетательный элемент;
- Изготовление стенда и нагнетательного устройства;
- Моделирование работы нагнетательного элемента безвального насосного агрегата, апробация и подбор наиболее эффективной проточной части.
- Определение гидравлических параметров работы нагнетательного элемента насоса.

Стенд для испытания элементов рабочего колеса (*рис. 1*) при моделировании работы безвального насосного агрегата (патент на изобретение «Стенд для испытаний элементов рабочего колеса безвального насоса» №2745650 от 30.03.2021 г.) предназначен для воссоздания условий работы нагнетательного элемента (рабочего колеса насоса) совмещенного с ротором электродвигателя.

Главной задачей стенда является подбор гидравлически эффективной геометрии нагнетательного элемента (рабочего колеса) путем их беспрепятственной замены и пуска. Дополнительно стенд позволяет вычислять основные характеристики безвального насосного агрегата с учетом работы конкретного типа рабочего органа (напор, давление, расход).

На стенде, состоящем из буферной емкости и мерной емкости, всасывающего и нагнетательного трубопровода, контрольно-измерительных приборов, вставки нагнетательного элемента на фланцевом соединении и электродвигателя с ременной передачей, нагнетательный элемент в необходимой оснастке приводится в движение ременной передачей, имитирующей движение ротора насосного агрегата, соединен с нагнетательным и всасывающим трубопроводом, буферной емкостью и контрольно-измерительной аппаратурой. Стенд

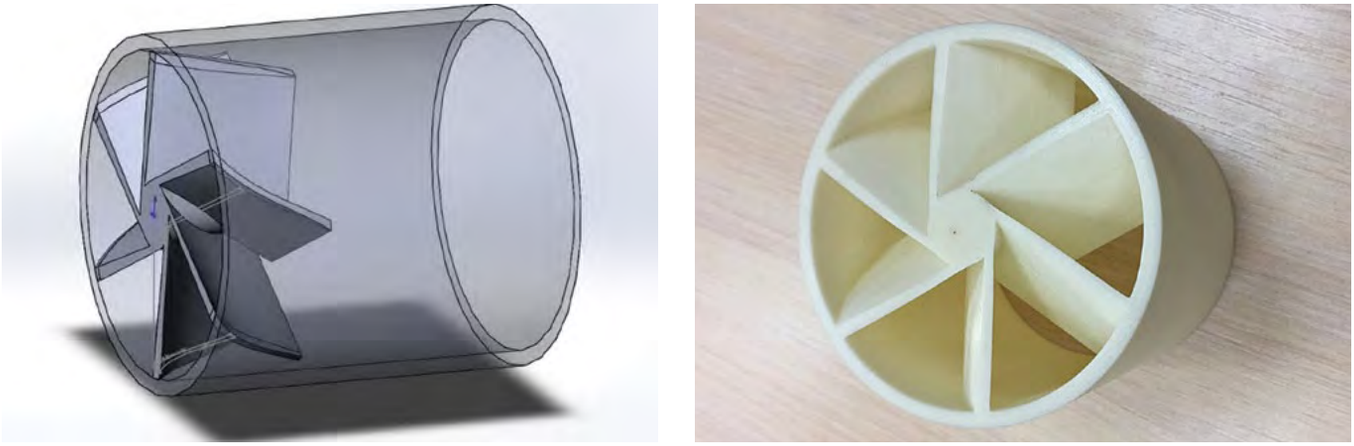


Рис. 3. 3D-модель и прототип рабочего колеса, для монтирования в нагнетательный элемент.

также оснащается необходимой запорной арматурой, для регулировки подключения всасывающего и нагнетательного трубопроводов. Подобная схема стенда позволяет определять гидравлически эффективные нагнетатели путем подбора оптимальной конфигурации.

Принцип работы нагнетателя (*рис. 2*) (патент на изобретение «Нагнетатель для испытаний элементов рабочего колеса безвального насоса» №2745673 от 30.03.2021 г.) состоит в моделировании рабочей области безвального насосного агрегата. Заключается в передаче кинетической энергии вращающегося рабочего элемента в кинетическую и потенциальную энергию потока. Жидкость поступает в нагнетательный элемент, не меняя направления потока. Энергия передается жидкости через лопатки (рабочие органы: лопатки, шнек, центробежные элементы колеса) вращающегося вместе с ротором нагнетательного элемента, одновременно увеличивая скорость жидкости и давление в потоке. Геометрия лопаток позволяет обеспечить эффективное нагнетание давления и учитывает факторы, обуславливающие минимизацию гидравлических сопротивлений внутри нагнетательного элемента. В предлагаемом нагнетательном элементе лопатки зафиксированы на внутренней поверхности вращающегося цилиндрического элемента нагнетателя и исключают необходимость наличия вала.

В соответствии с подготовленной внутренней полостью нагнетателя далее был спроектирован прототип рабочего колеса (*рис. 3*) в программном комплек-се Solidworks. Рассмотренный прототип спроек-тирован на основе осевого рабочего колеса с измененной геометрией лопаток. Геометрия лопаток сформирована с учетом создания максимальной всасывающей способности рабочего колеса на входе и, одновременно, с учетом уменьшения вихреобразования на выходе из рабочего колеса. Снижение вихреобразования в свою очередь будет положительно влиять на КПД гидравлической части насоса, так как кинетическая энергия ротора электродвигателя будет в большей степени переходить в энергию поступательного движения потока жидкости.

Далее для прототипа рабочего колеса в программном комплексе были рассчитаны режимы для определения напорной характеристики, а также динамики КПД.

Результаты расчётов представлены на сводной диаграмме характеристик первой итерации рабочего колеса безвального насосного агрегата (*рис. 4*):

Из построенных графиков видно, что на номинальных режимах, которые обеспечивает электродвигатель, была получена довольно высокая экономичность указанного рабочего колеса ($\eta_{ном} = 0{,}75$). Несмотря на небольшие размеры рабочего колеса ($D_н = 86$ мм), достигнутые значения КПД (до 0,785) свидетельствуют о хорошем качестве проектирования проточных каналов.

Далее был проведен натурный эксперимент по определению напорных и расходных характеристик спроектированной рабочей части насоса (*таблица 1*).

Результаты натурного эксперимента показали высокую степень сходимости с построенной численной моделью на разных оборотах. Таким образом, по отлаженной численной модели далее производится подбор наиболее эффективной про-

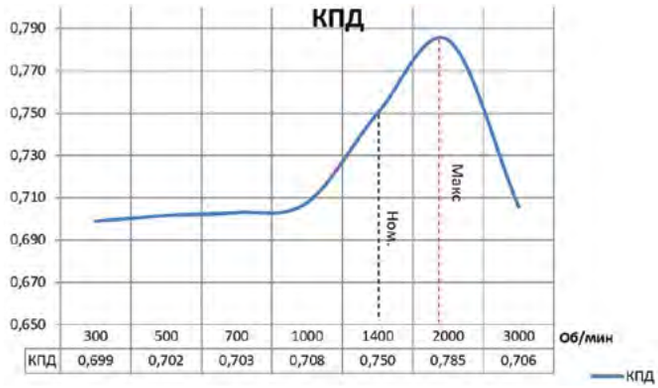


Рис. 4. Энергетические характеристики прототипа рабочего колеса, полученные по результатам численного расчета.

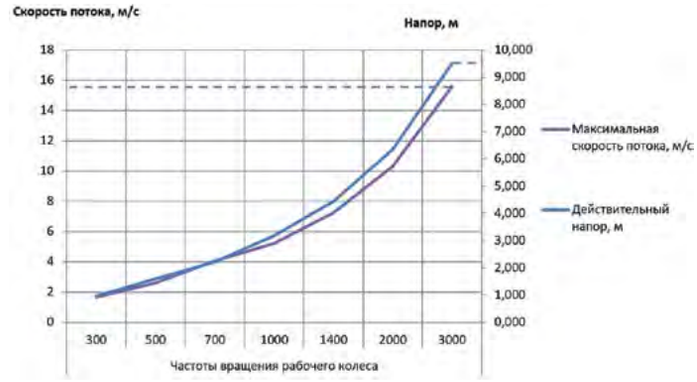


Рис. 5. Скорость и развиваемый напор первой итерации прототипа рабочего колеса.

точной части и испытывать её прототипы на разработанном стенде.

Задачи, решаемые новой конструкцией безвального насосного агрегата, зависят от его преимуществ перед другими типами насосных агрегатов.

Повышение всасывающей способности и повышенные напорные характеристики новых видов безвальных насосов, конечно же, улучшает их эксплуатационные свойства. Однако их приобретение требует больших капитальных затрат. Поэтому для обеспечения эффективности их применения, проектный срок службы технологий, в которых они могут применяться, должен быть длительным, как например, для магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Осевые насосы с повышенной всасывающей способностью могут быть использованы в качестве подпорных насосов путем подбора специальных конструкций крыльчаток, вплоть до винтовых или шнековых конструкций для еще большего увеличения всасывающей способности. Также эти компактные насосы как осевого, так и центробежного типа могут быть использованы для раскачки застывшего нефтепровода путем врезки катушки в специальных местах трассы нефтепровода, где повышение давления не превысит несущую способность нефтепровода. Насосы без ступицы, или центрального вала, могут беспрепятственно перекачивать высоковязкую нефть, а мощное электромагнитное и тепловое воздействие повысит текучесть застывшей нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Новые тенденции в развитии технологий производства электродвигателей побудили к совершенствованию лопастных насосов путем их совмещения. Помимо компактного размера, новые виды рабочих колес для таких насосов обладают лучшими гидравлическими и прочностными характеристиками.

Использование данных преимуществ при транспорте нефти и нефтепродуктов обещает дать выгодные перспективы. Дальнейшие исследования авторов будут направлены на поиск конструкций рабочих колес безвальных лопастных насосов, отвечающих эксплуатационным требованиям магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение	
			Численное моделирование	Натурный эксперимент (среднее значение по результатам серии)
1	Объемный расход	м³/ч	68,50	67,82
2	Напор	м	3,36	3,27
3	Давление на нагнетательной линии	кПа	37	34
4	Число оборотов	об/мин	200	200

ЛАУРЕАТЫ ВТОРОЙ ПРЕМИИ

ФИЛИАЛ АО «ТГК-16» «НИЖНЕКАМСКАЯ ТЭЦ (ПТК-1)»

КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ВОДЫ В СОВРЕМЕННОЙ ВОДОПОДГОТОВКЕ

Автор: Безбородова Наталья Евгеньевна.

Несмотря на широкое использование «классических» методов подготовки и очистки воды, промышленные предприятия все больше внимания уделяют поиску новых перспективных методов очистки воды, более компактных, дешевых, простых в эксплуатации по сравнению с традиционными методами. К их числу следует отнести способы очистки воды с применением мембранных технологий. Технологии, основанные на процессах мембранного разделения, с каждым годом все больше вытесняют традиционные технологии очистки воды.

Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1) не стала исключением: в 2018 г. были проведены проектно-изыскательские работы, осуществлена поставка оборудования и материалов, выполнены строительно-монтажные и пусконаладочные работы. В процессе выполнения данных работ были применены инновационные решения в области технологии и АСУТП и в декабре 2019 года введено в эксплуатацию оборудование водоподготовительной установки №2, которое является уникальным и не имеющим аналогов в России, оснащенное автоматизированными системами управления, построенными на базе программно-технических комплексов с использованием микропроцессорной техники.

В рамках реализации проекта была смонтирована и введена в эксплуатацию полностью автоматизированная автономная водоподготовительная установка по проекту «Воронеж-Аква» номинальной производительностью 200 т/ч. В водоподготовительной установке применена комбинация малоотходной технологии очистки воды на основе установок ультрафильтрации, обратного осмоса и высокоэффективного ионного обмена. Продуктом установки является химически обессоленная вода, отвечающая современным требованиям качества.

Установка включает в себя:

- полноценное баковое хозяйство: 10 баков и 2 декарбонизатора;
- насосное оборудование;
- установку механической фильтрации, состоящую из 3 блоков производительностью 140 м^3/ч каждый;
- установку ультрафильтрации, состоящую из 3 блоков, производительностью 140 м^3/ч каждый;
- двухступенчатую установку обратного осмоса, состоящую из 3 блоков, производительностью 100 м^3/ч каждый;
- ионообменную установку, состоящую из 3 Н-катионитовых фильтров, 3 ОН-анионитовых фильтров производительность по 100 м^3/ч каждый.

Производительность водоподготовительной установки:

1) номинальная – 200 м^3/ч;

2) пиковая - 300 м^3/ч.

Источником исходной водой для ВПУ является река Кама.

Исходная вода с температурой +15...+25°С по отдельному трубопроводу с давлением 6 бар поступает в бак исходной воды ВПУ. Предварительно в исходную воду дозируется коагулянт с помощью установки дозирования. Дозирование коагулянта осуществляется автоматически по расходу исходной воды. В качестве коагулянта применяется гидроксохлорид алюминия.

Исходная вода из бака коагулированной воды насосной станцией подается на установку механической фильтрации, состоящую из самопромывных дисковых фильтров с номиналом фильтрации 200 мкм. Диски имеют поперечные канавки определенной глубины. При наложении друг на друга и сжатии, такие элементы образуют ячеистую фильтрующую поверхность, задерживающую примеси воды.

Преимущества установки механической фильтрации:

- высокая степень фильтрации;
- автоматический процесс самоочистки, который инициируется при накоплении механических час-

тиц на поверхности дисков и соответствующем изменении давления;

- простота установки и технического обслуживания;

- при промывке одного фильтра остальные фильтры продолжают работать, т.е. подача фильтрованной воды не прекращается.

Далее подается на установки ультрафильтрации, где под давлением проходит через ультрафильтрационные мембраны. Ультрафильтрация – это процесс разделения, осуществляемый через перегородку (мембрану) с размером пор 0,02 мкм. При сохранении неизменным солевого состава воды из нее удаляются основная масса коллоидов, белков, микробиологических загрязнений, частичное удаление растворенных веществ органического происхождения через связывание взвешенных веществ.

Загрязнения, имеющиеся в воде, собираются на внутренней поверхности капилляров волокна мембраны. В режиме обратной промывки вода обратным потоком течет в обратном направлении, т.е. снаружи внутрь капилляров.

Работа установок ультрафильтрации состоит из повторяющихся стадий фильтрации – 30-60 минут и обратной промывки фильтратом – 20-90 секунд, образующих фильтроцикл.

Преимущества установок ультрафильтрации:

- глубокая очистка поверхностных вод с минимальным расходом реагентов;

- высокое качество очищенной воды;

- полная автоматизация процесса;

- низкие эксплуатационные расходы.

После установок ультрафильтрации вода поступает в баки осветленной воды. Из баков осветленная вода насосной станцией подается на установку обратного осмоса для частичного обессоливания.

Для защиты обратноосмотических мембран перед установками обратного осмоса предусмотрены мультипатронные микрофильтры с номиналом фильтрации 5 мкм.

Для предотвращения образования на поверхности мембран труднорастворимых соединений предусмотрена установка дозирования антискаланта. Также для предотвращения биологического обрастания на поверхности мембран предусмотрено периодическое дозирование в воду биоцида с помощью установки дозирования.

На обратноосмотической установке происходит мембранное безреагентное обессоливание воды, путем разделения ее на чистый продукт (пермеат) и концентрат (воду с повышенным солесодержанием). Каждая установка включает: насос высокого давления, напорные корпуса с мембранными элементами. В состав каждой установки входит 108 мембран (18 корпусов по 6 мембран). Производительность одной установки обратного осмоса по фильтрату составляет 100 м^3/ч. Процент извлечения пермеата составляет 75%. При максимальной производительности системы водоподготовки в работе находятся две установки, тогда как одна находится в резерве, на случай выхода одной из установок на промывку или ремонт. Установки работают в автоматическом режиме.

Концентрат установки обратного осмоса под остаточным давлением подается на установки обратного осмоса дожима концентрата для повторного обессоливания и снижения процента собственных нужд установки водоподготовки. Используется 3 установки обратного осмоса дожима концентрата (2 рабочих, 1 резервная). В состав каждой установки обратного осмоса дожима концентрата входят 18 мембран (3 корпуса по 6 мембран). Процент извлечения пермеата составляет 50%. Установки работают в автоматическом режиме. Пермеат установок обратного осмоса дожима концентрата подается в бак осветленной воды для повторного использования. Концентрат установок обратного осмоса дожима концентрата под остаточным давлением подается на всас насосной станции сточных вод для последующей откачки на УНСВ.

Основным достоинством мембранных методов является минимальное применение реагентов в процессе их эксплуатации (периодически раз в 3 – 6 месяцев может потребоваться очистка мембран с применением реагентов, а также применение антискалантов для предотвращения образования труднорастворимых соединений на поверхности мембран).

На установках обратного осмоса применяются японские обратноосмотические мембраны Toray.

Применение обратного осмоса позволяет осуществлять деминерализацию на уровне 96-98%.

Совместное использование ультрафильтрации и двухступенчатого обратного осмоса дает воз-

можность создать малореагентную систему водоподготовки для получения фильтрата с удельной электропроводностью на уровне 5-7 мкСм/см.

Для обессоливания пермеата установки обратного осмоса применяется прямоточное Н-ОН ионирование с предварительным снижением концентрации CO_2 в пермеате на декарбонизаторе. Основное назначение ступени Н-ОН-ионирования – снижение в очищаемой воде удельной электропроводности до 2 мкСм/см и концентрации кремнекислоты до 100 мкг/л.

Пермеат установок обратного осмоса поступает на Н-катионитные фильтры с прямоточной технологией регенерации, загруженные сильнокислотным катионитом Purolite C-100. В работе находятся два фильтра, один фильтр находится в регенерации или ожидании, один фильтр пустой на случай вывода одного из фильтров в ремонт.

Вода после Н-катиониных фильтров поступает на декарбонизаторы для удаления свободной углекислоты. Декарбонизатор представляет собой конструкцию из фотостабилизированного полиэтилена низкой плотности. Корпус декарбонизатора загружен пластиковой насадкой. Процесс десорбции газа происходит за счет противоточной подачи снизу-вверх воздуха с помощью вентилятора. Предусмотрена фильтрация наружного воздуха перед подачей на вентилятор через фильтр из нетканого материала. Декарбонизатор располагается на металлоконструкции над баками декарбонизированной воды.

Из декарбонизатора вода самотеком поступает в баки декарбонизированной воды. Из бака декарбонизированной воды вода насосной станцией подается на ОН-анионитные фильтры с прямоточной технологией регенерации, загруженные сильноосновным анионитом Purolite A-400. В работе находятся два фильтра, один находится в регенерации или ожидании, один фильтр пустой на случай вывода одного из фильтров в ремонт.

Сточные воды от физических промывок установок ультрафильтрации сбрасываются в бак-отстойник периодического действия. Из баков-отстойников осветленная промывная вода насосной станцией подается в бак исходной воды для повторного использования и снижения собственных нужд ВПУ. Сгущенный шлам из нижней части бака-отстойника насосной станцией подается в бак сбора сточных вод.

Обессоленная вода после ОН-анионитных фильтров поступает под остаточным давлением в общий коллектор химически обессоленной воды.

Оборудование работает в автоматическом режиме по программе контроллера. Тип применяемого привода для арматуры – электрический с возможностью ручного управления. Оборудование снабжено средствами АСУТП и КИП, включающими в себя первичные и вторичные измерительные преобразователи, регуляторы, соединительные коробки, кабельную продукцию, аппаратуру систем управ-ления в пределах установки.

Процесс управления работой водоподготовительной установки осуществляется посредством системы АСУТП на базе контроллера SIEMENS.

При проведении проектно-изыскательских работ основных технологических процессов были выполнены исследования для уточнения оптимальной температуры для работы всей водоподготовительной установки. К сравнению были представлены показатели качества осветленной воды после установки ультрафильтрации (УУФ) и показатели качества пермеата после установки обратного осмоса при различных температурах.

Влияние температуры на работу установки ультрафильтрации практически не наблюдается.

Увеличение температуры перед установкой обратного осмоса повышает его осмотическое давление и приводит к увеличению элетропроводимости.

Источник: Вода после обратного осмоса.

Тип процесса: деминерализация.

Выбранные смолы: Purolite C-100, A-400

Исследования показали, что при любой температуре будет формироваться требуемое качество воды, но наибольшая эффективность работы установки обеспечивается в диапазоне температур 15- 25 °С.

Внедрение ВПУ №2 привело к снижению себестоимости обессоленной воды при снижении минерализации стока в 2,5 раза.

Для снижения количества воды на собственные нужды ВПУ №2, предусмотрена схема повторного использования взрыхляющих и отмывочных вод в общем контуре установки.

На текущий момент ВПУ №2 имеет высокую степень экономической эффективности и надежности для поддержания высокого качества подготовленной воды.

Комбинированные мембранно-ионообменные схемы, имеющие высокую степень экономической эффективности и надежности, являются оптимальными при реконструкции существующих ВПУ, где уже имеются ионообменные фильтры, реагентное хозяйство и системы сбора и нейтрализации стоков, т.к. количество концентрированных сточных вод и реагентов в этом случае в десятки раз меньше, чем при чисто ионообменной схеме.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Рябчиков Б.Е., Пантелеев А.А., Ларионов С.Ю. Ионный обмен в водоподготовке. – М.: ДеЛи плюс, 2018. -398с.

2. Рябчиков Б.Е. Современная водоподготовка. – М.: – ДеЛи плюс, 2013. – 680 с.

3. Рябчиков Б.Е. Современные методы подготовки воды для промышленного и бытового использования. – М.: – ДеЛи плюс, 2013. – 680 с.

4. Инструкция по эксплуатации оборудования водоподготовительной установки (ВПУ) №2 химического цеха №2 Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1) 2020. – 109 с.

5. Мембранные технологии очистки воды, системы ультрафильтрации воды, системы обратного осмоса, принцип работы. [Электронный ресурс] / Режим доступа: www.startplus.ru › membrannye-texnologii-ochistki-vody.

ФИЛИАЛ АО «ТГК–16» «КАЗАНСКАЯ ТЭЦ-3»

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПАО «КАЗАНЬОРГСИНТЕЗ» С РЕАЛИЗАЦИЕЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ПГУ-250 ПАО «КАЗАНЬОРГСИНТЕЗ»

Автор: Губанов Егор Борисович.

Возрастающее потребление электроэнергии, экологические требования, моральный и физический износ оборудования электростанций, низкая энергоэффективность предприятий электроэнергетики привели к необходимости модернизации оборудования электростанций России и созданию новых генерирующих мощностей. Также и потребители электроэнергии также не остаются в стороне от модернизации оборудования и создания новых генерирующих мощностей. Столкнулось с данными проблемами и ПАО «Казаньоргсинтез». При решении о создании новых генерирующих мощностей выбор был сделан в пользу парогазовых турбинных технологий.

Основной проблемой при реализации данного проекта стало отсутствие технической возможности присоединения новых объектов к ОРУ-110кВ, а именно: отсутствуют свободные ячейки и ограничена возможность расширения. С целью решения данной проблемы была разработка схемы выдачи мощности ПГУ ПАО «Казаньоргсинтез» со сроком завершения строительства в 2023 году с учетом условий формирования балансов мощности и электроэнергии Казанского энергорайона с прилегающими территориями энергосистемы Республики Татарстан.

Реализация данного проекта преследует следующие основные цели:

- ликвидация энергодефицита в Казанском энергорайоне;
- повышение надежности энергоснабжения ПАО «Казаньоргсинтез» по первой категории надежности, и в целом потребителей Казанского энергорайона.

В *таблице 1* указан состав генерирующего оборудования ПГУ, который рассматривался в соответствии с данными производителя.

Площадка размещения ПГУ ПАО «Казаньоргсинтез» располагается в непосредственной близости от территории Казанской ТЭЦ-3 (менее 200 м).

Выдача мощности ПГУ ПАО «Казаньоргсинтез» предполагается на шины 110 кВ ОРУ-110 кВ ПАО «Казаньоргсинтез» (Казанская ТЭЦ-3) посредством строительства двух кабельных линий 110 кВ от ПТУ до 3,4 секции шин 110 кВ и от ГТУ до 5,6 секции шин 110 кВ соответственно.

ОРУ-110 кВ ПАО «Казаньоргсинтез» (Казанская ТЭЦ-3) выполнено по схеме «Две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин». Две системы шин секционированы выключателями СВ-1,2 и СВ-3,4 с образованием 6 секций 110 кВ. Связь между обходной системой шин 1-4 секций и обходной системой шин 5,6 секций – отсут-ствует.

От шин 110 кВ ОРУ-110 кВ ПАО «Казаньоргсинтез» (Казанская ТЭЦ-3) осуществляется электроснабжение ПАО «Казаньоргсинтез»:

- от 1,2 секции ОРУ-110 кВ – по трём ЛЭП 110 кВ Оргсинтез 4,5,6;

Таблица 1. Характеристики генерирующего оборудования ПГУ.

НАИМЕНОВАНИЕ	Максимальная активная мощность, МВт	Активная мощность, МВт	Величина нагрузки собственных нужд, МВт
ГТУ	212,5	188,8	9,5
ПТУ	98,9	95,6	
Итого ПГУ (ГТУ+ПТУ)	311,4	284,4	

Рис. --. НУЖНА ПОДПИСЬ

- от 5,6 секции ОРУ-110 кВ – по трём ЛЭП 110 кВ Оргсинтез 1,2,3.

Нормальное положение СВ-3 110 кВ между 3 и 5 секциями ОРУ-110 кВ – отключен.

Нормальное положение СВ-4 110 кВ между 4 и 6 секциями ОРУ 110 кВ – отключен.

Данная схема обеспечивает наличие двух независимых источников электроснабжения ПАО «Казаньоргсинтез».

ЦРП 110 кВ ПАО «Казаньоргсинтез» оснащены БАВР, установленными на стороне низкого напряжения ЦРП. При срабатывании БАВР вся нагрузка переходит на одностороннее питание (от линий Оргсинтез-1,2,3 или Орсигнтез-4,5,6) (*рис. 1*).

В настоящее время Казанский энергорайон сбалансирован по генерации и потреблению, потребление энергорайона в зимний/летний максимумы, за дни контрольных замеров зимы 2018 года и лета 2019 года составляет 1354,2/1061,8 МВт при этом генерация в данный период времени составляет 1303/1033 МВт.

Электроснабжение Казанского энергорайона осуществляется от четырёх электростанций: Казанская ТЭЦ-1, Казанская ТЭЦ-2, Казанская ТЭЦ-3, ГПТЭС АО «Энергоцентр Майский», а дефицит мощности восполняется по транзитным ВЛ 220 и 110 кВ и автотрансформаторам 500/220 кВ.

Анализ режимов работы прилегающей к Казанской ТЭЦ-3 электрической сети 110 кВ и выше выполнен на основании данных отчетного потокораспределения за дни Всероссийских контрольных замеров лета 2019 года и зимы 2018 года. Согласно данным о фактических балансах мощности Казанского энергорайона энергосистемы Республики Татарстан за дни контрольных замеров зимы 2018 года и лета 2019 года потребление Казанского энергорайона составляло 1354,2 (1061,8) МВт для режимов зимнего (летнего) максимума нагрузки, при этом загрузка электростанций Казанского энерго-

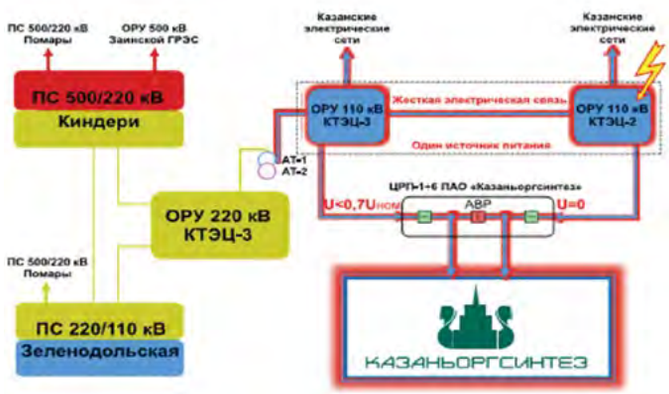


Рис. 1. Схема внешнего электроснабжения ПАО «Казаньоргсинтез» до модернизации Казанской ТЭЦ-3.

района составляла 1303 (1033) МВт; в режимах зимнего (летнего) минимума нагрузки потребление Казанского энергорайона составляло 1022 (736,4) МВт, при этом загрузка электростанций составляла 1244,8 (814,9) МВт.

Таким образом, Казанский энергорайон энергосистемы Республики Татарстан был дефицитным по активной мощности в режимах зимнего и летнего максимума нагрузки, и избыточным по активной мощности в режимах зимнего и летнего минимума нагрузок.

На основании комплексного анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов для характерных схемно-режимных ситуаций, в которых в настоящий момент применяется мероприятие по изменению нормального положения секционных/шиносоединительных выключателей (далее- СВ/ШСВ) ОРУ-110кВ ПАО «Казаньоргсинтез», расположенного на территории Казанской ТЭЦ-3, а также схемно-режимных ситуаций в которых потенциально возможно применение данного мероприятия, было определено, что с учетом ввода ПГУ ПАО «Казаньоргсинтез» и замены автотрансформаторов 220кВ АТ-1,2 Казанской ТЭЦ-3 на автотрансформаторы с номинальной мощностью 250 МВА, не требуется выполнение схемно-режимных мероприятий по изменению нормального положения СВ/ШСВ ОРУ-110кВ, в том числе не требуется замыкание нормально отключенных СВ-3 110кВ и СВ-4 110кВ ОРУ-110кВ.

Соответственно, при замене автотрансформаторов 220кВ АТ-1,2, и выполнении мероприятий в рамках реализации схемы выдачи мощности ПГУ-ПАО «Казаньоргсинтез», в прилегающей сети 110 кВ и 220 кВ появляется возможность переоборудования:

• Ячейки №26 ОРУ-110 кВ ПАО «Казаньоргсинтез» из ячейки секционного выключателя СВ-3 110 кВ в линейную ячейку для технологического присоединения ГТУ ПГУ-250.

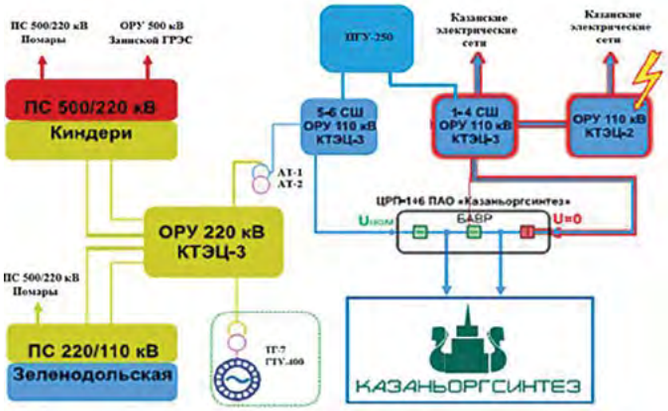


Рис. 2. Электрическая схема организации 2-х независимых источников питания ПАО «Казаньоргсинтез» после технического перевооружения Казанской ТЭЦ-3.

• Ячейки №27 ОРУ-110 кВ ПАО «Казаньоргсинтез» из ячейки секционного выключателя СВ-4 110 кВ в линейную ячейку для технологического присоединения ПТУ ПГУ-250 (*рис. 2*).

Непосредственное участие в реализации этого проекта принял начальник Электрического цеха Казанской ТЭЦ-3 Губанов Егор Борисович, который курировал большой объем проектных работ при строительстве ПГУ-250, а также вопросы, связанные с реализацией схемных решений, режимами работы оборудования.

Реализация данного проекта позволит решить следующие основные задачи:

- ликвидация энергодефицита в Казанском энергорайоне;

- повышение надежности энергоснабжения ПАО «Казаньоргсинтез» по первой категории надежности, и в целом потребителей Казанского энергорайона увеличение выработки электроэнергии на базе текущего теплопотребления.

АО «СГ-ТРАНС», г. МОСКВА

УСТАНОВКА ДЕГАЗАЦИИ ЦИСТЕРН ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ (УДЦ)

Авторский коллектив:
Аверин Сергей Александрович,
Колотовкин Александр Викторович,
Ахметзянов Равиль Рафаилович.

АО «СГ-ТРАНС» – железнодорожный оператор по перевозке сжиженных углеводородов (СУГ). Компания работает на рынке СУГ с 1959 года. Основным видом деятельности компании являются железнодорожные перевозки СУГ и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов). Нашими клиентами являются крупнейшие в стране нефтехимические холдинги и предприятия: ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», ГК «Эктос», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ГК «ТАИФ» и другие.

Компания располагает развитой филиальной сетью. В структуре компании 10 филиалов и 2 производственных подразделения. Филиалы «СГ-транс» обладают полным набором компетенций в сфере подготовки и обслуживания цистерн и танк-контейнеров для транспортировки СУГ. На базе собственных ремонтно-испытательных пунктов (РИП) и механизированных пунктах компания осуществляет работы по текущему отцепочному ремонту грузовых вагонов АО «СГ-транс» и вагонов сторонних собственников в объеме ТР-1, ТР-2.

Основными продуктами газовой отрасли являются сжиженный природный газ (СПГ) и сжиженный углеводородный газ (СУГ).

СУГ представляет собой смесь сжиженных углеводородов (в основном пропана и бутана), добываемых в процессе переработки газов, а также добычи нефти. СУГ хранится в газгольдерах и транспортируется в таре под давлением при температуре, близкой к температуре окружающей среды.

Производство СУГ в России отличается стабильным ростом. За последние 5 лет оно увеличилось на 12%.

С учетом возрастающего спроса на поставки СУГ железнодорожный транспорт приобретает значимую роль как для внутренних перевозок, так и в реализации экспортных запросов в восточном направлении.

Погрузка СУГ железнодорожным транспортом за последние 5 лет выросла на 3%, грузооборот – на 5%.

Для обеспечения безопасности при перевозке СУГ подвижной состав для перевозки (вагон-цистерна (ВЦ)) должен содержаться в технически исправном и коммерчески пригодном состоянии.

Обеспечение технической исправности ВЦ достигается проведением периодических плановых ремонтов, техническим освидетельствованием котла (сосуда, работающего под избыточным давлением) и запорно-предохранительной арматуры.

Перед проведением плановых видов ремонта и техническим освидетельствованием сосуд ВЦ должен быть освобожден от остатков перевозимого груза (СУГ).

По требованию Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности для объектов, использующих СУГ» (утверждены приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. N 532) освобождение (дегазация) от остатков СУГ производится продувкой инертным газом и (или) воздухом, паром или водой.

При этом сброс газа в атмосферу не допускается. Вытесняемые пары должны выжигаться на свече или факеле до полного опорожнения.

В соответствии с требованиями пункта 536 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (утверждены приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. N 536) – дегазация (продувка)

ВЦ должна проводиться на опасном производственном объекте, имеющем систему сбора и утилизации остатков СУГ, а также технологическое оборудование для проведения пропарки или продувки инертным газом, персоналом соответствующей квалификации.

Второй этап процесса дегазации – утилизация паров СУГ. Как отмечалось выше – утилизация происходит на факельных системах. Использование факельных систем требует больших затрат. Средняя стоимость факельной системы 80 миллионов руб. (оборудование, подводящие трубопроводы природного газа, сжигаемого продукта, азота, систем автоматизации и безопасности, монтажные работы). Эксплуатация факела требует постоянных затрат – лимиты природного газа, катализаторы, системы контроля, платежи за выбросы.

В процессе сгорания углеводородов образуются вредные вещества 1-3 классов опасности.

Также происходит выделение парниковых газов.

С целью снижения воздействия на окружающую природную среду в АО «СГ-транс» предусмотрен ряд мероприятий по модернизации оборудования и систем защиты и реконструкции объектов на филиалах «СГ-транс», использования ресурсосберегающих технологий.

В рамках реализации данных мероприятий, совместно с НПО «Гелиймаш» разработана установка по дегазации цистерн. Реализация данного проекта позволит снизить объемы воздействия на окружающую среду за счет уменьшения общего объема выбросов углеводородов, уменьшения технологических потерь, снижения объемов потребления метана (как необходимого компонента работы факельных систем). Реализация проекта помогает уменьшить валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу за счет исключения из номенклатуры выбросов углеводородов, которые ранее попадали в атмосферу при процессе пропарки, а также за счет снижения выбросов от факельного хозяйства, где проходит утилизация паров углеводородов путем их сжигания.

Важно отметить, что происходит не только снижение общей массы выбросов веществ в атмосферу, (оценочно до 10 и более процентов от общей массы выбросов), но и снижение общей токсичности выбросов: при реализации проекта из номенклатуры выбросов или полностью, или частично уменьшается количество вредных веществ 1-3 класса опасности, возникающих в процессе сгорания – утилизации паров углеводородов из цистерн, а также газа для розжига и поддержания технологического процесса горения в факельных установках.

Также происходит уменьшение выделения парниковых газов, за счет снижения выбросов оксидов азота, метана.

Принцип работы разрабатываемого оборудования основывается на разделении вытесняемых азотом из ВЦ паров СУГ, основанном на разнице температур сжижения СУГ и азота.

Установка дегазации цистерн (УДЦ) КВ предназначена для конденсации сжиженных углеводородов (СУГ), оставшихся в цистерне после слива жидкой фазы у потребителя, при подготовке цистерны к плановым видам ремонта, замене запорной и предохранительной арматуры и подготовке цистерны к наливу.

В криогенной технике, в связи с использованием низких температур, выдвигаются высокие требования к чистоте используемых газов, в частности к очистке газов от масла после сжатия в компрессоре. В последнее время для очистки от капельного и скоагулированных паров масла получил распространение способ очистки на самоочищающихся стекловолоконных фильтрующих элементах.

Поэтому мы предлагаем охладить смесь азота и паров СУГ до температуры конденсации соответствующего углеводорода и подать ее на аналогичный фильтр. Азот в данном случае выполняет роль транспортного средства доставки оставшегося в цистерне углеводорода в криогенную установку.

Принципиальная схема УДЦ приведена на *рис.1*

Система очистки цистерны состоит из следующего оборудования:

- азотная установка;
- установка УДЦ, состоящая из рекуперативного теплообменника (Т-1), теплообменника-конденсатора (Т-2), криогенной установки (ХМ), фильтра-сепаратора (С-1), регулирующей арматуры (3-5, 3-8, 3-9);
- регулятор подачи азота в цистерну (3-4);
- сборник СУГ.

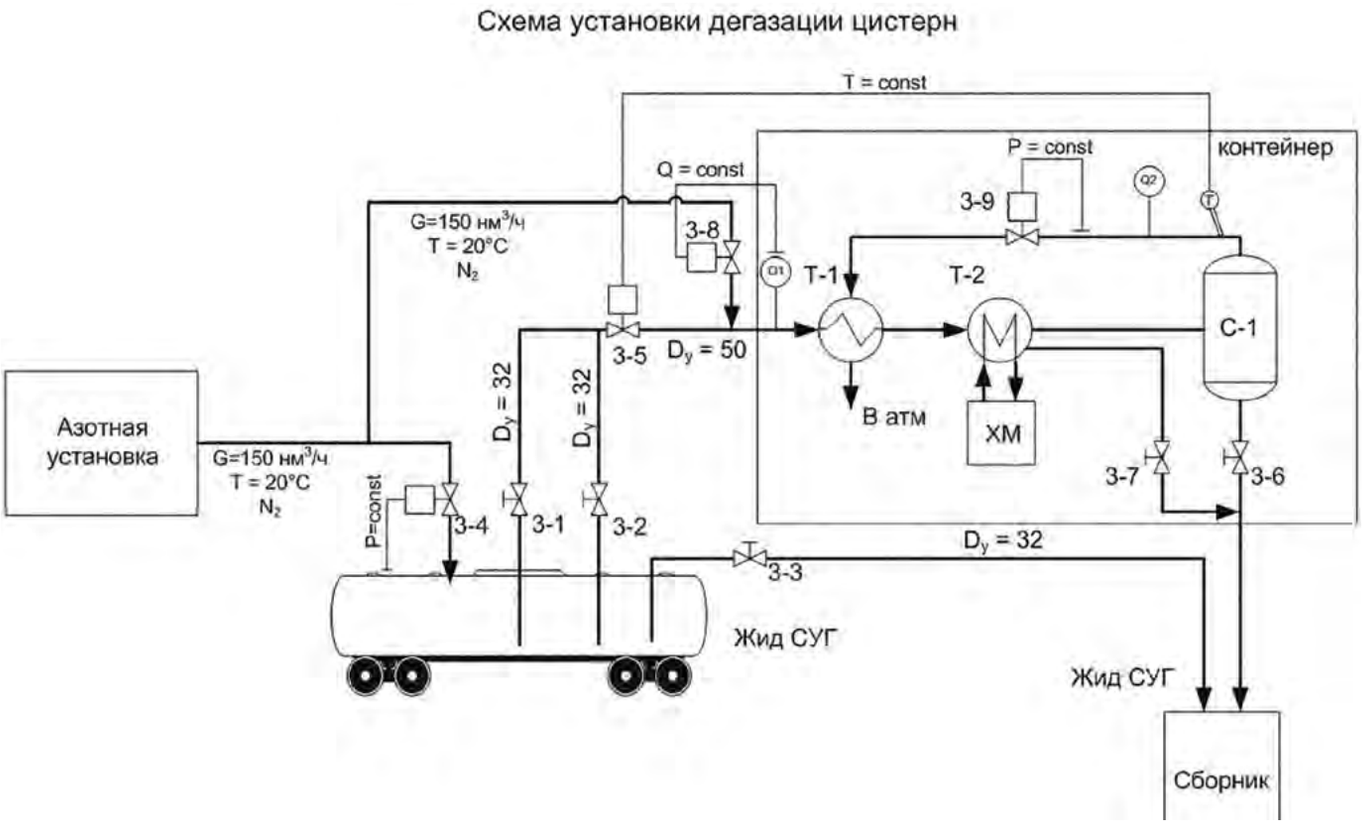


Рис. 1. Принципиальная схема УДЦ.

ПРИНЦИП РАБОТЫ УДЦ.

Газообразный азот под давлением до 0,8 МПа поступает из азотной установки в количестве до 150 нм³/ч с концентрацией 99,5%. При снижении концентрации азота производительность установки возрастает.

На первом этапе работы за счет давления этого азота производится опорожнение цистерны от остатков жидкости – слив через клапан 3-3 в сборник. После удаления жидкости клапан 3-3 закрывается и через клапаны 3-1 и 3-2 смесь азота-пары СУГ подается в УДЦ. Расход смеси регулируется клапаном 3-5 таким образом, чтобы выдерживалась заданная температура конденсации примеси СУГ (выбирается в зависимости от типа СУГ) – температура контролируется на выходе из фильтра.

Дополнительно в смесь азот-пары СУГ через клапан 3-8 добавляется чистый азот из азотной установки для обеспечения оптимальной концентрации паров СУГ в смеси для наилучших условий их конденсации. регулирование расхода азота осуществляется по газоанализатору (Q_1), установленному на входе смеси в теплообменник Т-1.

В теплообменнике Т-1 смесь предварительно охлаждается потоком отходящего, очищенного от паров СУГ азота. Дальнейшее охлаждение смеси осуществляется в теплообменнике – конденсаторе за счет холода азотной криогенной установки. При этом пары СУГ конденсируются и через клапан 3-7 жидкость сливается в сборник. Окончательное отделение сконденсированных паров СУГ от азота осуществляется в фильтре-сепараторе, из которого жидкая фаза также сливается в сборник. Очищенный от паров СУГ азот выводится в атмосферу, отдавая холод входящему потоку смеси. Контроль качества сбрасываемого азота проводится газоанализатором Q_2.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УДЦ

Рабочее тело – азот ГОСТ 9293-74 и СУГ.

Основные технические характеристики УДЦ приведены в *таблице 1*.

Таблица 1. Основные технические характеристики УДЦ.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	Значение
Давление газообразного азота на входе в УДЦ, МПа	0,6±0,1
Давление газообразных СУГ, МПа не более	1,6X
Количество газообразного азота на входе в УДЦ, нм^3/ч, не более	150
Концентрация азота, % об.	99,5±0,1
Точка росы газообразного азота на входе в УДЦ, ºС, не выше	минус 60
Концентрация СУГ на входе в блок криогенный, % об., не более	30
Содержание СУГ на выходе из блока криогенного, мг/м^3 об., не более	300
Давление жидких СУГ на выходе из УДЦ, МПа	0,2
Температура жидких СУГ на выходе из УДЦ, ºС, не ниже	минус 40
Количество жидких СУГ на выходе из УДЦ, кг/час	не более 68
Потребляемая электроэнергия Для всего остального: - напряжение, В - частота, Гц - потребляемая мощность, кВт, не более	 3N $220_{-11}/380_{-19}$ ~50 ±1 80

[X] – пропан при температуре окружающей среды – 45^{0}С.

Давление, указанное в таблице – избыточное.

Режим работы – круглосуточный, круглогодичный.

Допускаются технологическая и аварийная остановки.

На установку был оформлен патент на полезную модель. Установка изготовлена и запущена в опытную эксплуатацию на Альметьевском филиале (акт приемки с участием инспектора Ростехнадзора от 19.02.2013г.).

Применение установки позволит собирать остатки СУГ из вагона-цистерны при проведении дегазации и сокращать издержки на проводимые работы за счет реализации собранного газа. Расчетные количества собираемого газа – 200-300 кг на 54 м^3 вагон-цистерну (количество газа для создания остаточного избыточного давления в цистерне после слива по требованиям правил).

Минимальный ожидаемый доход от реализации собранного газа при обороте 1000 вагонов-цистерн в год при цене газа 23 000 руб. за тонну – 5 750 руб.

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ НИЖНИЙ НОВГОРОД»

МЕТОД УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ НЕЧЁТКОЙ МОДЕЛИ НАДЁЖНОСТИ

Автор: Гаврилюк Евгений Алексеевич.

АКТУАЛЬНОСТЬ, ПРОБЛЕМАТИКА

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» входит в состав группы «Газпром» и занимается трубопроводной транспортировкой природного газа. Газотранспортная система предприятия включает в себя 54 компрессорных цеха, 284 газоперекачивающих агрегата, 371 газораспределительную станцию, более 13 тысяч километров магистральных газопроводов, по которым ежегодно перекачивается до 200 млрд кубометров газа потребителям 15 регионов России. ГТС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» является частью ГТС России и обладает рядом особенностей, основными из которых являются следующие: огромный объём и номенклатура оборудования; наличие нескольких уровней критичности отказов; применение различных методов резервирования; реализация различных концепций технического обслуживания и ремонта (ТОиР); специфическая организация оперативного объёма запасных частей и принадлежностей (ЗИП); географическая протяжённость, приводящая к различным условиям эксплуатации её компонентов и усложняющая прогнозирование отказов.

Очевидно, что поддержание высокого уровня эксплуатационной надёжности ГТС является весьма сложной комплексной задачей. Для повышения эффективности управления техническим состоянием (ТС) и целостностью ГТС, в связи с постоянно возрастающими объёмами исходной информации, предприятие вынуждено внедрять информационные системы и системы поддержки принятия решений (СППР).

В основу данных систем положены современные алгоритмы обработки и систематизации входных данных, имеющие некоторый творческий простор для исследования. Так, если СППР создаётся для процесса управления ТС некоторых объектов (например, ТС оборудования ГТС), то первоочередной задачей является оценка ТС этих самых объектов. Следовательно, возникает вопрос, как оцифровать комплексное качественное понятие «Техническое состояние», тем самым сделав его применимым для математической (компьютерной) обработки.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ БАЗА И МЕТОДОЛОГИЯ

Для решения этой задачи ТС объекта предложено оценивать от 0,00 до 1,00, где единице соответствует исправное (идеальное) ТС. С помощью такого числового представления вместо определённых ГОСТ 18322-2016 видов ТС: исправное, неисправное, работоспособное, неработоспособное и предельное, можно определять «степень исправности» объекта. Эта безразмерная количественная оценка ТС названа индексом технического состояния (ИТС).

С помощью введённого понятия «ИТС» любое ТС объекта может быть выражено с помощью конечного множества значений ИТС [3 – 5]:

$$C = \{I_1; I_2; I_3; \dots; I_n\},$$

где I_i – ИТС объекта по i-му параметру;

n – количество параметров $(i = \overline{1,n})$.

Соответственно ИТС I_i отражает степень соответствия i-го параметра требуемому (идеальному, номинальному) значению. Так как граница между допустимыми и недопустимыми значениями параметра может не иметь чёткого характера, понятие «ТС» формализовано в терминах теории нечетких множеств. Таким образом, ИТС – это текущее значение характеристической функции принадлежности [3 – 5].

Основой для построения функции принадлежности параметра является нормативно-техническая и конструкторская документация на объект. Построение и выбор функции принадлежности для каждого конкретного физического параметра носит экспертный характер. Некоторые примеры функций принадлежности представлены на *рисунке 1*.

Для расчёта обобщённого ИТС элемента можно использовать наиболее подходящий математичес-

x_1 – срок эксплуатации x_2 – выходное напряжение x_3 – средняя наработка до отказа

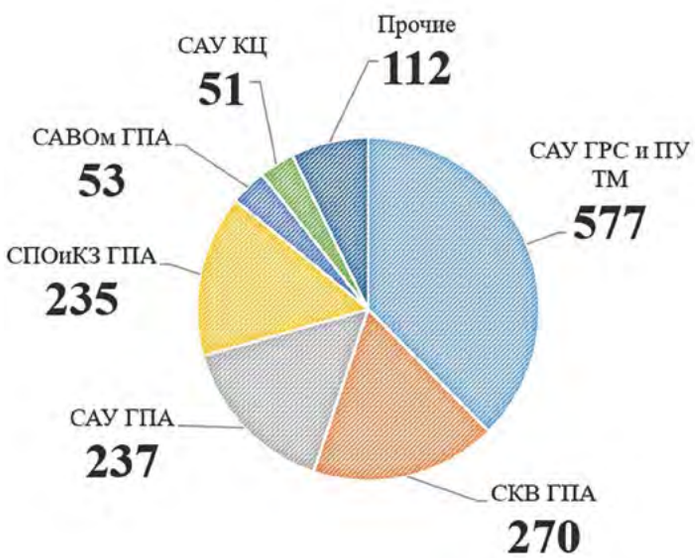
Рис. 1. Примеры функций принадлежности.

кий метод обработки множества ИТС (метод наименьшего, средневзвешенного, среднеарифметического или любого другого значения). Чтобы получить ИТС сложной системы, состоящей из множества элементов, необходимо оценить ТС каждого элемента в отдельности (по параметрам, установленным документацией для конкретного элемента), затем рассчитать интегральные ИТС вышестоящих по иерархии структур системы. Следовательно, нечеткая модель надежности может быть применима как к элементу, так и к сложной многоуровневой системе (в частности ГТС).

Следует отметить, что подобные подходы систематизации и агрегирования (свёртки) диагностической информации встречаются в различных промышленных отраслях (энергетика, нефтехимия, строительство и пр.) и полностью вписываются в концепцию управления предприятием на основе сбалансированных (ключевых) показателей и современные тенденции цифровизации.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Описанный метод был частично реализован в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» на промышленном оборудовании, управление техническим состоянием которого находится в сфере деятельности производственного отдела автоматизации (ПО А). Система находится в эксплуатации с 2016 г. и позволяет ежегодно обрабатывать и систематизировать информацию о техническом состоянии более 1,5 тыс. объектов. В 2020 году список исследуемого оборудования включил в себя 1535 систем автоматизации технологических процессов предприятия (*рис. 2*).



САУ ГРС – система автоматического управления газораспределительной станцией;

ПУ ТМ – пульт управления телемеханикой;

СКВ ГПА – система контроля вибрации газоперекачивающего агрегата;

САУ ГПА – система автоматического управления газоперекачивающим агрегатом;

СПОиКЗ ГПА – система пожарообнаружения и контроля загазованности газоперекачивающего агрегата;

САВОм ГПА – система автоматического охлаждения масла газоперекачивающего агрегата;

САУ КЦ – система автоматического управления компрессорным цехом;

Рис. 2. Состав исследуемого оборудования в разрезе видов систем автоматизации.

Каждая система автоматизации является объектом ТОиР, по результатам которого традиционно формируется отчётный документ (паспорт-протокол, акт и пр.), отражающий текущее техническое состояние объекта. Данный документ в среднем содержит 30 страниц печатного текста с таблицами. В пересчёте на весь объём исследуемых объектов получится более 46 тысяч страниц текста. Очевидно, что такой объём информации является слишком большим и неприменимым для принятия оперативных управленческих решений, таких как формирование программ ДТОиР, ЗИП и других. Чем выше уровень руководителя (уровень управленческих решений), тем более систематизированной и обобщённой должна быть информация, с которой ему приходится работать.

В соответствии с описанной выше нечёткой моделью надёжности на каждый объект (систему автоматизации) разработана диагностическая карта, которая является результатом декомпозиции системы до технически законченных элементов (таких, как датчик, блок питания, модуль контроллера и пр.) и параметров, отражающих их техническое состояние. Заложенный в карту математический аппарат, позволяет рассчитывать ИТС как отдельно взятых элементов и подсистем, так и системы в целом (*рис. 3–5*).

Каждая диагностическая карта обрабатывается информационной системой. В результате данной обработки формируются рейтинги технического состояния объектов (*рис. 6*), рейтинги технического состояния в разрезе групп оборудования (*рис. 7*), и даже сводная информация о ТС всех систем в разрезе филиалов предприятия (*рис. 8*).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная система оказывает информационную поддержку принятия решений при управлении ТС и целостностью промышленного оборудования (которая является частью ГТС предприятия). Принятие решений при управлении ТС оборудования осуществляется на основе рейтинга технического состояния, а также приоритетности и прогнозируемой востребованности (загруженности, наработки) объекта. Таким образом, представленный подход в полной мере реализует современную концепцию ТОиР – Reliability Centered Maintenance (RCM). Таким образом, управленческие решения становятся более обоснованными, а сам процесс управления более эффективным.

Эффективность выражается в следующем. Экономический результат: прямой эффект – сокращение трудозатрат при управлении ТС промышленного оборудования; косвенный эффект – сокращение

	Диагностическая карта на систему автоматизации	
	Данные об объекте	
	Филиал	...
КС	Наименование КС	...
	Номер цеха	1
	Вид системы автоматизации (САУ ГПА, САУ КЦ, СУМП и т.д.)	САУ ГПА
	Номер ГПА	1
	Наименование САУ (МСКУ-5000, КТМ-1С и т.д.)	...
	Срок эксплуатации, лет	28
	Наработка за весь срок эксплуатации (приравнивается к наработке ГПА, за весь срок эксплуатации данной системы), ч	65024
	Оценка технического состояния системы в целом	0,61
Оценка технического состояния	программного обеспечения системы	1,00
	блоков питания	0,37
	модулей контроллера	0,78
	устройств предоставления информации и управления	0,52
	преобразователей	0,66
	внутренних линий связи	0,45
	датчиков температуры	0,71
	датчиков давления	0,53
	датчиков уровня	0,43
	соединительных коробок	0,50
	кабельных линий	0,55
	средств сигнализации	0,63
	исполнительных механизмов	0,61
	концевых выключателей	0,76

Рис. 3. Фрагмент диагностической карты (уровень системы).

№ п/п	Оборудование		ИТС
	Заводской номер	Блоки питания (наименование)	
1	x	GP 045	0,60
2	x	GP 045	0,60
3	x	БА.07-045М	0,40
4	x	БА.07-045М	0,50
5	x	БА.07-045М	0,50
6	x	БА.07-046М	0,20
7	x	БА.07-046М	0,20
8	x	БА.07-046М	0,30
9	x	БА.07-046М	0,30
10	x	БА.07-046М	0,40
11	x	БА.07-046М	0,40
12	x	БА.07-046М	0,40
13	x	БА.07-047М	0,30
14	x	БА.07-048М	0,30
15	x	БА.07-048М	0,30
...	...	...	...

Рис. 4. Фрагмент диагностической карты (уровень подсистемы – подсистемы электропитания).

Параметр	Требуемое минимальное значение	Требуемое максимальное значение	Текущее значение	ИТС
Срок эксплуатации, лет	-	10	15	0,0
Выходное напряжение, В	26,5	27,5	26,4	0,0
Пульсации выходного напряжения, мВ	-	500	530	0,0
Качество монтажа и внешний вид (экспертная оценка)	-	-	без замечаний	1
Состояние индикации (экспертная оценка)	-	-	без замечаний	1
...	...	...	...	...

Рис. 5. Фрагмент диагностической карты (уровень элемента – блока питания).

№	ЛПУМГ	КС	№ цеха	№ ГПА	Наименование САУ	ИТС
1	...	...	4	2	Релейный блок	0,5
				...		
13	...	...	1	3	Релейный блок	0,58
				...		
32	...	...	7	5	ППКиУ	0,64
				...		
50	...	...	1	3	Релейный блок	0,67
				...		
86	...	...	1	3	ПК 4510	0,7
				...		
156	...	...	7	7	ГАЗ-3	0,79
				...		
208	...	...	1	4	ПК 4510	0,93
				...		
235	...	...	1	4	ППКОП "Сигнал"	0,99

Рис. 6. Фрагмент рейтинга СПОиКЗ ГПА по техническому состоянию.

отказов, сокращение простоев оборудования, сокращение экономических последствий отказов. Ожидаемым социальным результатом является повышение производственной культуры предприятий топливно-энергетического комплекса России.

Применимость: крупные и средние промышленные предприятия топливно-энергетического комплекса России.

По результатам проведённых исследований и разработок опубликовано 10 печатных работ, в числе которых 5 статьи опубликовано в изданиях, рекомендованных ВАК РФ и 2 статьи опубликовано в научных изданиях, индексируемых в международной базе данных SCOPUS, получено одно свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Результаты были представлены на 7 научно-технических конференциях, в числе которых: XII научно-техническая конференция молодых специалистов госкорпорации «Росатом» «Высокие технологии атомной отрасли. Молодежь в инновационном процессе» (Нижний Новгород, 2017); XXII Международная научно-практическая конференция «Системный анализ в проектировании и управлении» (SAEC-2018) (Санкт-Петербург, 2018); XII Международная IEEE научно-техническая конференция «Динамика систем, механизмов и машин» (Омск, 2018); II Международная научно-практическая конференция «Нечеткие системы и мягкие вычисления. Промышленные применения» (Fuzzy Technologies in the Industry) (Ульяновск, 2018).

ЛИТЕРАТУРА

ГОСТ 18322-2016. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – М. : Стандартинформ, 2017. – 13 с.

Гаврилюк, Е. А. Комплексная оценка технического состояния систем автоматического управления газоперекачивающими агрегатами [Текст] / Е. А. Гаврилюк, С. А. Манцеров, С. Г. Синичкин // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 11. – С. 2141–2145.

Гаврилюк, Е. А. Прогнозирование отказов систем автоматического управления газоперекачивающими агрегатами на основе индекса технического состояния и степени риска [Текст] / Е. А. Гаврилюк, С. А. Манцеров, А. Ю. Панов // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 7-2. – С. 309–313.

Гаврилюк, Е. А. Разработка стратегии обслуживания и ремонта оборудования газотранспортного предприятия на основе индекса технического состояния [Текст] / Е. А. Гаврилюк, С. А. Манцеров // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2017. – № 3 (118). – С. 121–126.

Гаврилюк, Е. А. Управление техническим состоянием сложных систем на основе нечеткой модели [Текст] / Е. А. Гаврилюк, С. А. Манцеров // Автоматизация процессов управления. – 2018. – № 1 (51). – С. 91–98.

Gavrilyuk, E. A. Information Decision-Support System on the Basis of the Method of Diagnostics and Control of the Technical State of Industrial Equipment [Electronic resource] / E. A. Gavrilyuk, S. A. Mantserov, K. V. Ilichev, M. I. Turikov // Dinamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dinamics), 13-15 November 2018. / IEEE Xplore Digital Library. – Electronic text data. – Omsk, 2018. – P. 1–7. – Mode of access: https://ieeexplore.ieee.org/document/8601472. – Title from screen.

Gavriliuk, E. A. Fuzzy Reliability Model of Systems for Decision Support in Technical Diagnostics [Electronic resource] / E. A. Gavriliuk, S. A. Mantserov // CEUR Workshop Proceedings. – Electronic text data. – 2018. – Vol. 2258. – P. 222–234. – Mode of access: http://ceur-ws.org/Vol-2258/paper28.pdf. – Title from screen.

Гаврилюк, Е. А. Метод поддержки принятия решений при управлении диагностированием, техническим обслуживанием и ремонтом оборудования на примере

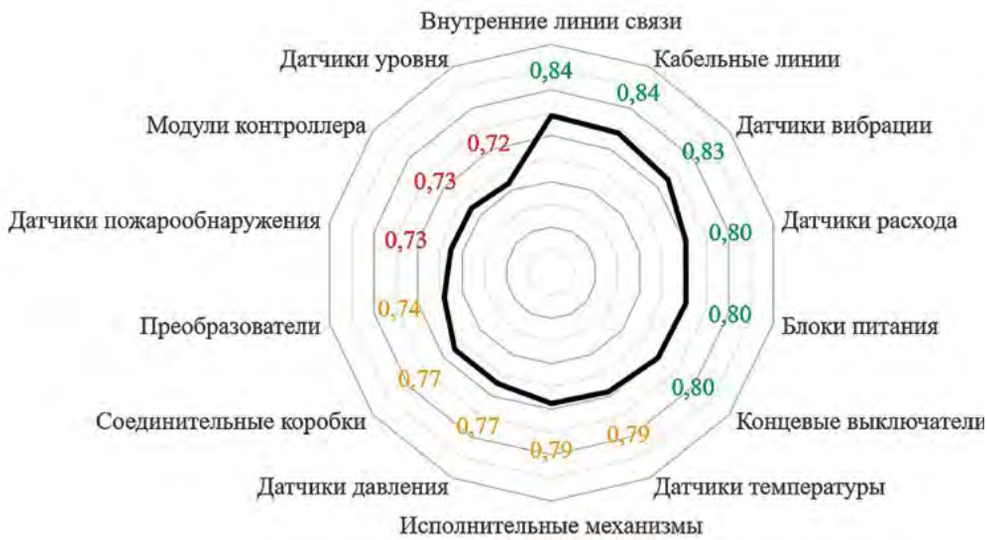


Рис. 7. Техническое состояние систем компрессорных станций в разрезе групп оборудования.

систем контроля вибрации газоперекачивающих агрегатов / Е. А. Гаврилюк, А. О. Маслов, А. Р. Пярин // Газовая промышленность. – 2018. – № S3 (773). – С. 114–125.

Гаврилюк, Е. А. Нечёткая информационная система управления техническим состоянием оборудования [Текст] / Е. А. Гаврилюк, С. А. Манцеров, А. Ю. Панов // Высокие технологии атомной отрасли. Молодежь в инновационном процессе : сборник тезисов XII отраслевой научно-технической конференции молодых специалистов госкорпорации «Росатом», 14-16 сентября 2017 г. – Нижний Новгород, 2017. – Ч. 1. – С. 47–49.

Гаврилюк, Е. А. Метод нечёткого управления техническим состоянием промышленного оборудования [Текст] / Е. А. Гаврилюк, С. А. Манцеров // Нечеткие системы и мягкие вычисления. Промышленные применения. Fuzzy Technologies in the Industry (FTI-2017): Первая Всероссийская научно-практическая конференция: сборник научных трудов, 14-15 ноября 2017 г. / УлГТУ. – Ульяновск, 2017. – С. 41–50.

Гаврилюк, Е. А. Нечеткая модель надежности технических систем [Текст] / Е. А. Гаврилюк, С. А. Манцеров // Системный анализ в проектировании и управлении (SAEC-2018) : сб. науч. тр. XXII Междунар. науч.-практич. конф., 22-24 мая 2018 г. – СПб., 2018. – Ч. 2. – С. 197–206.

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2017662285. iIndex 1.0 [Текст] / Гаврилюк Е. А., Манцеров С. А., Ильичев К. В., Тюриков М. И. ; правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева». – № 2017619139; заявл. 12.09.2017 ; опубл. 02.11.2017. – М. : Роспатент, 2015.

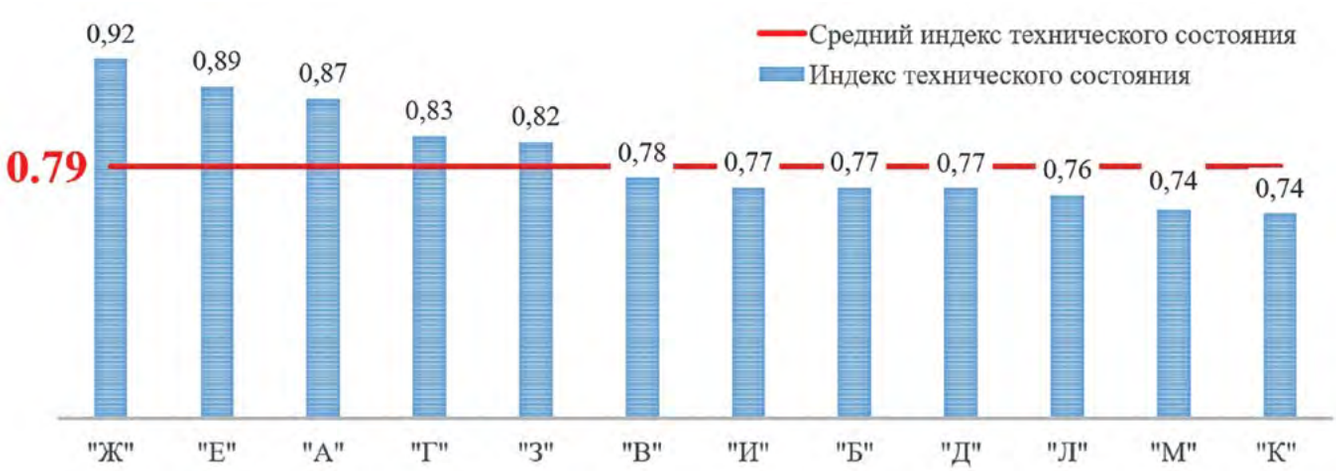


Рис. 8. Техническое состояние систем компрессорных станций в разрезе ЛПУМГ.

АО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ», г. КЕМЕРОВО

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГОЛОМОРФНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Автор: Кабалин Дмитрий Андреевич.

ВВЕДЕНИЕ

Среди проблем, возникающих при анализе режимов, особое место занимает проблема существования и единственности решения уравнений установившегося режима (УР) электроэнергетических систем. В определенных режимах, а также при определенных значениях параметров сети, применяемые для расчета итерационные методы расходятся или сходятся к нефизическому решению. Кроме того, доказано, что расходимость методов или их сходимость к нефизическому решению возможна и при существовании решений уравнений УР [1,2]. Для того чтобы однозначно определить возможность или невозможность существования таких режимов, требуется проведение дополнительного анализа со стороны инженера-расчетчика.

Кроме того, для эффективного решения задач, решаемых на основе расчетов УР, как обособленно в специализированных программных комплексах, так и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления, в частности, в таких системах реального времени, как система мониторинга запасов устойчивости и централизованная система противоаварийной автоматики, требуется получение однозначного ответа о возможности существования режима.

Несмотря на то, что к настоящему моменту накоплен значительный научный и практический опыт в вопросах расчета УР, практический интерес в разработке новых методов, позволяющих рассчитывать все установившиеся режимы, сохраняется. В 2012 году испанский исследователь Антонио Триас (Antonio Trias) для решения задачи расчета УР предложил новый не итерационный метод голоморфного вложения, основанный на теории комплексного анализа и аналитического продолжения. Как отмечается в [3], данный метод позволяет получить однозначный ответ о возможности существования режима.

МЕТОД ГОЛОМОРФНОГО ВЛОЖЕНИЯ

Идея метода заключается в том, что в нелинейное уравнение узловых напряжений вводится дополнительная комплексная координата – параметр погружения α. При этом искомые напряжения и реактивные мощности генераторных узлов представляют в виде голоморфных функций (функций комплексного переменного, определённых на открытом подмножестве комплексной плоскости и комплексно дифференцируемых в каждой точке этого подмножества) от этого комплексного параметра α [3-5]:

$$\sum_{j=0}^{N-1} Y_{\text{п}ij} U_j(\alpha) = \frac{\alpha S_i^*}{U_i^*(\alpha^*)} - \alpha Y_{\text{ш}i} U_i(\alpha) - Y_{i\text{б}} U_{\text{б}}(\alpha),\ i \in PQ, \quad (1)$$

$$\sum_{j=0}^{N-1} Y_{\text{п}ij} U_j(\alpha) = \frac{\alpha P_i - jQ_i(\alpha)}{U_i^*(\alpha^*)} - \alpha Y_{\text{ш}i} U_i(\alpha) - Y_{i\text{б}} U_{\text{б}}(\alpha),\ i \in PV, \quad (2)$$

$$U_i(\alpha) U_i^*(\alpha^*) = \left|U_{i0}\right|^2 + \alpha\left(\left|U_{\text{зд}i}\right|^2 - \left|U_{i0}\right|^2\right), i \in PV, \quad (3)$$

$$U_{\text{б}}(\alpha) = 1 + \alpha(U_{\text{б}} - 1), \quad (4)$$

где α – параметр погружения; $U_{\text{зд}\,i}$ – заданное напряжение узла, $P_i = P_{\text{г}i} - P_{\text{н}i}$ и $Q_i = Q_{\text{г}i} - Q_{\text{н}i}$ – активная и реактивная мощность, входящая в i-ый узел; $U_i(\alpha)$ и $Q_i(\alpha)$ – голоморфные функции напряжения и реактивной мощности от параметра α; $U_i^*(\alpha^*)$ – голоморфная комплексно-сопряженная функция напряжения, U_{i0} – расчетное напряжение i-го генераторного узла при подстановке в (1) и (2) параметра погружения $\alpha = 0$.

Существуют разные способы погружения параметра α в систему уравнений УР. «Погруженная» система уравнений должна удовлетворять условию: при подстановке параметра погружения $\alpha = 0$ она должна преобразовываться в линейную, математически точное решение которой может быть определено. При $\alpha = 0$ система соответствует сети без нагрузки и генерации (все инъекции узловых мощностей исчезают). При $\alpha = 1$ система уравнений соответствует исходной системе алгебраических уравнений. Также важно отметить, что комплексно-

сопряженные функции напряжений также должны быть голоморфными, т.е. должны удовлетворять условию Коши-Римана [10]. Применяя свойство голоморфных функция, их представляют в виде сходящегося в некоторой окрестности каждой точки ряда Маклорена, который является частной формой ряда Тейлора [10]:

$$U_i(\alpha)=U_i[0]+U_i[1]\alpha+U_i[2]\alpha^2+...+U_i[n]\alpha^n,\ \ i\in PQ+PV+б \quad (6)$$
$$Q_i(\alpha)=Q_i[0]+Q_i[1]\alpha+Q_i[2]\alpha^2+...+Q_i[n]\alpha^n,\ \ i\in PV$$

Задача в дальнейшем сводится к работе со степенными рядами и поиску их коэффициентов. Общее линейное матричное уравнение, позволяющее найти *n*-ые члены действительных и мнимых частей функций $U_i(a)$ и $Q_i(a)$, можно представить в следующем виде (индекс $q \in PQ$, а индекс $v \in PV$):

$$\left[\begin{array}{cc|cc|c} g_{пqq} & g_{пqv} & -b_{пqq} & -b_{пqv} & 0 \\ g_{пvq} & g_{пvv} & -b_{пvq} & -b_{пvq} & W''_v[0] \\ \hline b_{пqq} & b_{пqv} & g_{пqq} & g_{пqv} & 0 \\ b_{пvq} & b_{пvv} & g_{пvq} & g_{пvv} & W'_v[0] \\ \hline 0 & U'_v[0] & 0 & U''_v[0] & 0 \end{array}\right] \cdot \left[\begin{array}{c} U'_q[n] \\ U'_v[n] \\ \hline U''_q[n] \\ U''_v[n] \\ \hline Q_v[n] \end{array}\right] = \left[\begin{array}{c} I'_{PQq}[n-1] \\ I'_{PVv}[n-1] \\ \hline I''_{PQq}[n-1] \\ I''_{PVv}[n-1] \\ \hline \frac{1}{2}UU^*_v[n-1] \end{array}\right] \quad (7)$$

где $g_{пij}$, $b_{пij}$ – активная и реактивная проводимость *ij*-го элемента матрицы последовательных проводимостей (матрица узловых проводимостей, в диагональных элементах которой не учитываются проводимости на землю);

$I'_{PQi}[n-1]=\mathrm{Re}\,(I_{PQi}[n-1])$ и $I''_{PQi}[n-1]=\mathrm{Im}\,(I_{PQi}[n-1])$ – действительная и мнимая части функции $I_{PQi}[n-1]$, описывающей (n – 1)-ые коэффициенты задающих токов в узлах PQ:

$$I_{PQ}[n-1]=\begin{cases} -Y_{iб},\ n=0, \\ S_i^*W_i^*[n-1]-Y_{шi}U_i[n-1]-Y_{iб}(U_б-1),\ n=1, \\ S_i^*W_i^*[n-1]-Y_{шi}U_i[n-1],\ n>1, \end{cases}$$

$I'_{PVi}[n-1]=\mathrm{Re}\,(I_{PVi}[n-1])$ и $I''_{PVi}[n-1]=\mathrm{Re}\,(I_{PVi}[n-1])$ – действительная и мнимая части функции $I_{PVi}[n-1]$, описывающей (n – 1)-ые коэффициенты задающих токов в узлах PV:

$$I_{PV}[n-1]=\begin{cases} -Y_{iб},\ n=0, \\ P_iW_i^*[0]-Y_{шi}U_i[0]-Y_{iб}(U_б-1),\ n=1, \\ P_iW_i^*[n-1]-j\sum_{k=1}^{n-1}Q_i[k]W_i^*[n-k]-Y_{шi}U_i[n-1],\ n>1, \end{cases}$$

где $W[n]$ – n-ый коэффициент степенного ряда функции $W_i(a)$, обратной функции $U_i(a)$, вычисляемый по выражению:

$$W[n]=\begin{cases} \dfrac{1}{U[0]},n=0, \\ -\dfrac{\sum_{k=0}^{n-1}W[k]U[n-k]}{U[0]},n\geq 1, \end{cases}$$

$UU_i^*[n-1]$ — (n–1)-ые коэффициенты, вычисляемые по выражению:

$$UU_i^*[n-1]=\begin{cases} \left|U_{здi}\right|^2-\left|U_{i0}\right|^2,\ n=1 \\ -\sum_{k=1}^{n-1}U_i[k]U_i^*[n-k],\ n>1 \end{cases},\ i\in PV.$$

Общее количество уравнений в линейной системе (7) равно $2n_{PQ}+3n_{PV}$, где n_{PQ} – количество узлов PQ-типа в схеме, n_{PV} – количество узлов PV-типа в схеме.

Нулевые коэффициенты степенных рядов напряжений и неизвестных реактивных мощностей определяются путем подстановки в «погруженную» систему уравнений параметра a = 0. Нулевые коэффициенты реактивных мощностей $Q_j[0]=0$, $j \in PV$, так как при a = 0 инъекции мощности генерация отсутствуют. Нулевые коэффициенты степенных рядов напряжений определяют путем решения уравнения

$$\sum_{j=0}^{N-1}Y_{пij}U_j[0]=-Y_{iб},\ j\in PQ+PV.$$

В общем случае после вычисления достаточного количества членов степенных рядов, для того чтобы найти решение уравнений УР, необходимо рассчитать значения полученных функций при a = 1. Подставляя в (5) и (6) значение параметра, получаем, что расчетные значения искомых величин определяются как сумма рассчитанных коэффициентов:

$$U_i=\sum_{k=0}^{n}U_i[k] \text{ и } Q_i=\sum_{k=0}^{n}Q_i[k].$$

Это возможно, если радиус сходимости степенных рядов будет больше 1. Если данное условие не будет выполняться, то, для того чтобы определить значение функции за пределами радиуса сходимости, применяется аналитическое продолжение, а именно аппроксимация Паде [3-5].

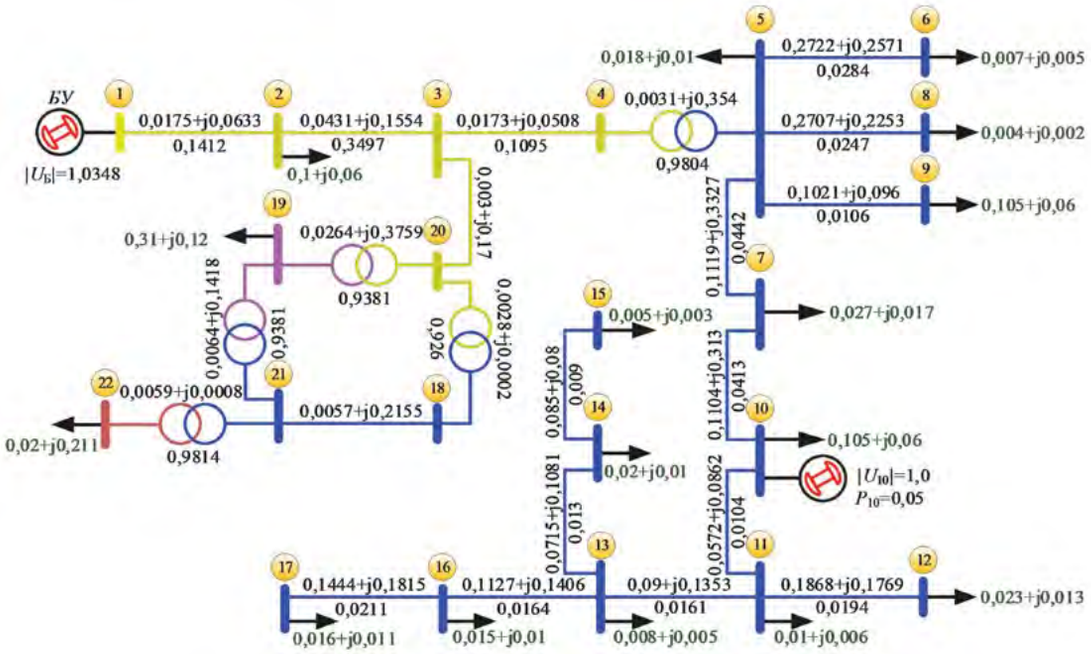


Рис. 1. Тестовая схема электрической сети.

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ

Рассмотрим схему электрической сети с плохообусловленной матрицей Якоби, состоящую из 22 узлов и 22 ветвей и представленную на *рис. 1*.

Рассчитать режим методом Ньютона–Рафсона возможно, выполнив подбор начального приближения или применив «стартовый алгоритм» [2].

При выполнении расчета методом голоморфного погружения получился верный результат. Однако если выполнять расчет в соответствии с [3-5], где предлагается полностью выделять шунты на землю из диагональных элементов матрицы узловых проводимостей и принимать $U_i[0]=1$, тогда получаются расходящиеся ряды. Если же в диагональных элементах матрицы последовательных проводимостей частично учесть шунты на землю трансформаторных ветвей, то получаются сходящиеся ряды.

Следует отметить влияние количества коэффициентов степенных рядов на точность получаемого решения, оцененную по погрешности мощности в узлах. Поначалу с увеличением количества коэффициентов степенного ряда точность повышается, однако затем она начинает снижаться. Это связано с влиянием числовой точности на результаты вычисления аппроксимаций Паде, вычисление которых требует большой точности. Максимальное количество членов степенного ряда ограничивается

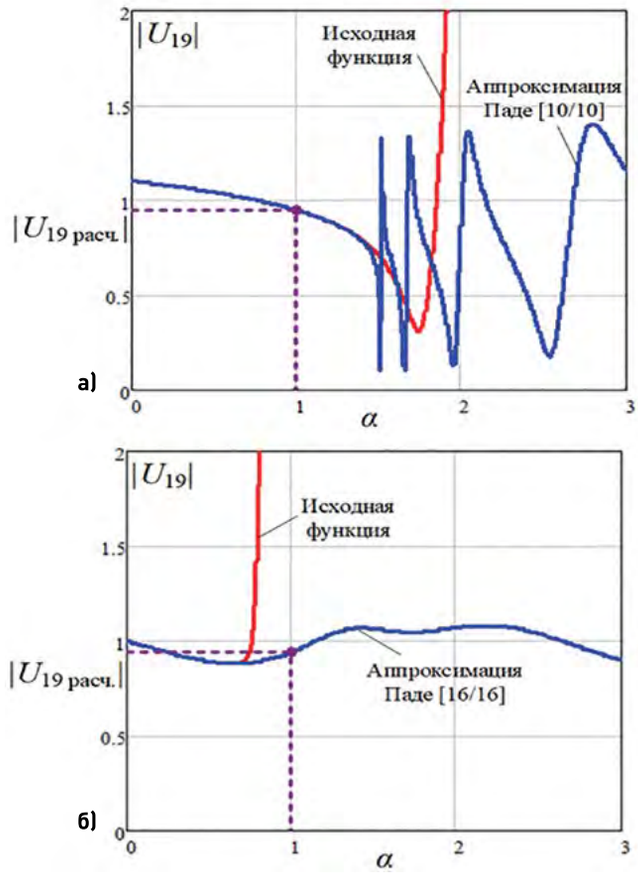


Рис. 2. График степенного ряда напряжения и соответствующая ему аппроксимация Паде для узла 19: а) без учета шунтов на землю трансформаторных ветвей в векторе шунтов $Y_{ш}$; б) с учетом шунтов на землю трансформаторных ветвей в векторе шунтов $Y_{ш}$.

точностью числа с плавающей запятой. Примерное количество членов, при котором обеспечивается числовая точность при использовании чисел двоичной точности (double), составляет примерно 40–50. Дальнейший расчет дополнительных членов может приводить к искажению результатов. Для получения более точного решения можно использовать числа повышенной точности или применить метод регуляризации решения. В случае применения регуляризации очень важно подобрать удачное значение параметра регуляризации [8].

ОЦЕНКА СУЩЕСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ МНОГОУЗЛОВОЙ СХЕМЫ

Среди проблем, возникающих при анализе режимов, особое место занимает проблема существования решения уравнений УР ЭЭС [1,7].

В [9] в качестве практического критерия оценки устойчивости системы уравнений для многоузловой схемы предлагается использовать условие существования решения для двухузловой схемы

$$D = 0{,}25 + \sigma_R - \sigma_I^2 \geqslant 0, \qquad (8)$$

где $\sigma_R = Re\ \sigma = (XQ + RP) / |U_b|^2$

и $\sigma_1 = \mathrm{Im}\ \sigma = (XP - RQ) / |U_b|^2$ – действительная и мнимая части коэффициента $\sigma = ZS^* / |U_b|^2$. Для этого предлагается многоузловую схему преобразовать относительно каждого узла системы к совокупности двухузловых схем.

Коэффициенты σ_i представляют в виде функций от параметра погружения и рассчитывают по определенным рекуррентным выражениям [9]. По расположению σ_i-индексов относительно параболы $\sigma_R = \sigma_I^2 - 0{,}25$ предлагается оценивать возможность существования системы уравнений многоузловой схемы. Также на графике можно визуально показать, в каких пределах располагаются модули напряжений в узлах.

Для рассматриваемой тестовой схемы рассмотрены два случая: нормальный и предельный режим (*рис. 3*).

ПОИСК СЕНСОРНЫХ (КРИТИЧЕСКИХ) УЗЛОВ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Одной из решаемых задач при анализе режимов является поиск сенсорных (критических, слабых) узлов по напряжению, изменение нагрузки и генерации в которых наиболее сильно влияет на уровень напряжения узла. На основе информации

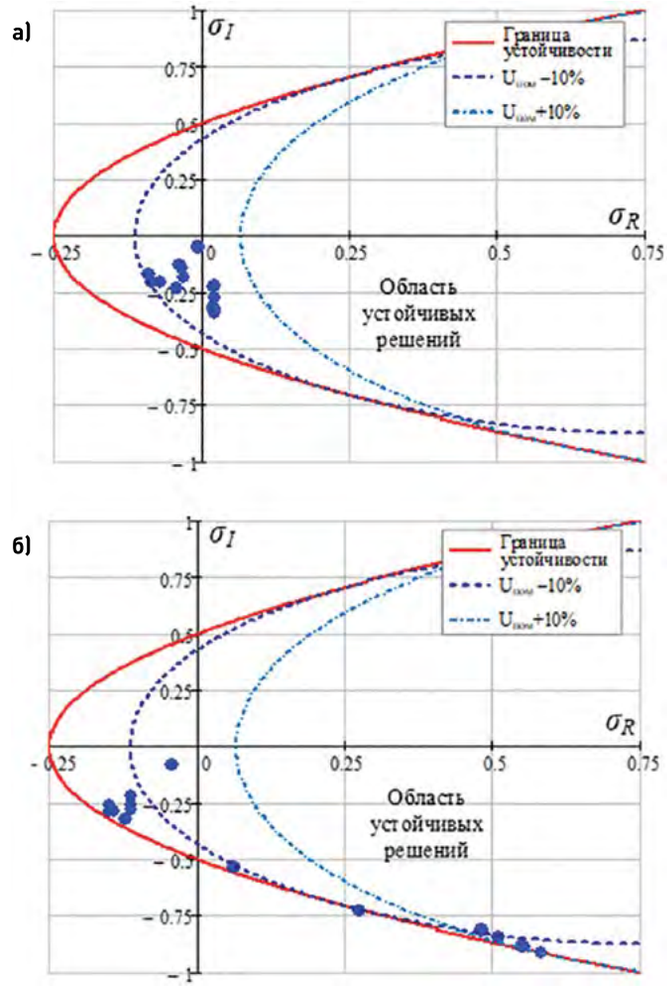


Рис. 3. График визуальной оценки возможности существования режима: а) нормальный режим; б) предельный режим.

о слабых узлах, можно корректно выбрать траекторию утяжеления и получить наименьший предел статической устойчивости по напряжению, соответствующий наиболее тяжелому режиму работы электрической сети из всех возможных.

Обычно для выявления слабых узлов применяется сингулярный анализ матрицы Якоби [10]. Альтернативный способ анализа основан на проведении утяжеления режима в соответствии с выбираемой траекторией.

Для выявления слабых узлов предлагается использовать критерий Фабри [11]:

$$R_i = \lim_{n \to \infty} \frac{|c_n|}{|c_{n+1}|}, \qquad (9)$$

где c_0, c_1, ..., c_n – коэффициенты функции напряжения i-го узла $U_i(\alpha) = c_0 + c_1\alpha + \ldots + c_n\alpha^n$.

Выполняя утяжеление режима для тестовой схемы в ПК RastrWin получается, что напряжение снижается быстрее всего в узлах 21, 22, 19, 20, 18 (*рис. 4*).Данные узлы являются слабыми. Анализируя значения радиусов сходимости R (формула 9) и параметра D (формула 8) для каждого узла схемы, получается, что наиболее слабые узлы: 19, 22, 21, 18, 20 (*рис. 5*).

В целом, отсортированные перечни отличаются. Однако номера первых узлов совпадают, правда в другом порядке. Видно, что действительно имеется связь величины радиуса сходимости степенного ряда напряжения узла и степени сенсорности узла по напряжению. Узлы с наименьшими радиусами сходимости соответствующих рядов напряжений, вычисленные по критерию Фабри, можно считать слабыми.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа посвящена исследованию вопросов расчета установившихся режимов ЭЭС, оценки их существования, а также оценки слабых узлов сети с использованием метода голоморфного погружения. Преимуществом метода является то, что для него не нужно задавать начальные приближения, как в классических итерационных методах. Неизвестные параметры узлов представляются в виде голоморфных функций, которые можно представить в виде степенных рядов, коэффициенты которых рассчитываются по определенным рекуррентным выражениям.

Рассмотрены способы практического применения рассчитываемых коэффициентов степенных рядов для решения таких практических задач, как анализ существования режима, поиск сенсорных узлов по напряжению.

Основным преимуществом данных способов является значительное снижение объема вычислительных операций, в отличие от классических способов, основанных на вычислительно затратном анализе матрицы Якоби. Результаты, получаемые с помощью указанных методов, могут быть использованы в ходе оперативно-диспетчерского управления, а также в системах автоматики реального времени, обеспечивающих надежное, эффективное и безопасное управление режимами работы энергосистем.

Представленные уравнения голоморфного погружения не учитывают статических характеристик нагрузки. В дальнейшем планируется расширить модель с учетом статических характеристик нагрузки и оценить адекватность расчета и временные затраты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тарасов В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с.

2. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах. – М.: Изд-во Флинта, 2008. – 256 с.

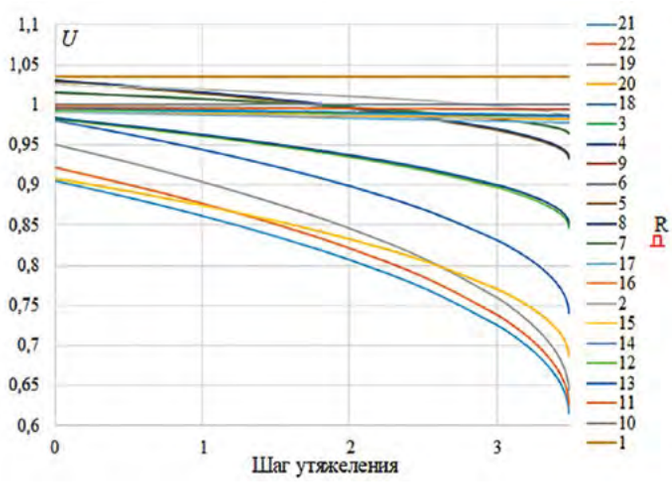


Рис. 4. Напряжение в узлах рассматриваемой схемы сети при одновременном пошаговом утяжелении узлов.

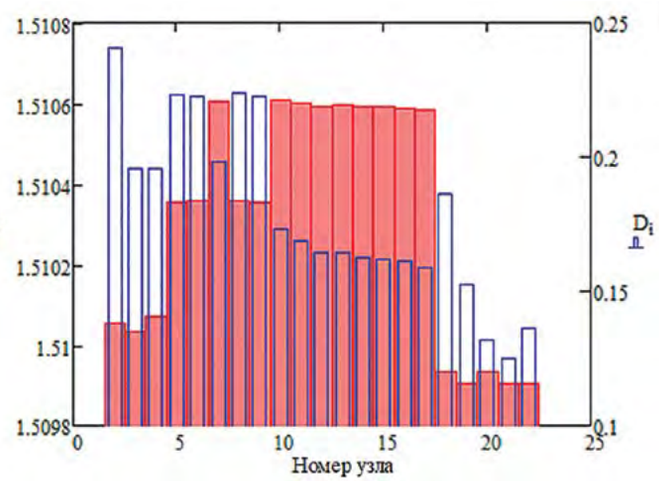


Рис. 5. Значения R_i и D_i для каждого узла схемы.

3. Trias A. The holomorphic embedding load flow method // 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2012. – P. 1–8.

4. Trias A. Fundamentals of the Holomorphic Embedding Load-Flow Method, 2015 [Электронный ресурс]. – URL: https://arxiv.org/abs/1509.02421.

5. Rao S., Feng Y., Tylavsky D.J., and Subramanian M.K. The holomorphic embedding method applied to the power-flow problem // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – V. 31. – №. 5. – P. 3816–3828.

6. Бейкер Дж. мл., Грейвс-Моррис П. Аппроксимация Паде. – М.: Мир, 1986. – 502 с.

7. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

8. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректно поставленных задач. – М.: Наука, 1986. – 286 с.

9. Trias, A. Sigma algebraic approximants as a diagnostic tool in power networks. US Patent. 9563722 B2. –2017.

10. Войтов О. Н., Воропай Н. И., Гамм А. З., Голуб И. И., Ефимов Д. Н. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 236 с.

11. Suetin S.P., Baghsorkhi S.S. Embedding AC power flow in the complex plane. Part I: Modelling and mathematical foundation. – 2016. – 13 p. URL: https://arxiv.org/abs/1604.03425.

ФГБУ «РОССИЙСКОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО»

ВОПРОСЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ОТРАСЛЕЙ ТЭК РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Авторский коллектив:
Жданеев Олег Валерьевич,
Бравков Павел Владимирович,
Фролов Константин Николаевич,
Чубоксаров Василий Сергеевич,
Коренев Владимир Васильевич,
Серегина Антонина Александровна,
Зуев Семен Сергеевич.

ВВЕДЕНИЕ

Комплексные программы научно-технического прогресса (КП НТП) СССР на 20 лет (по пятилетиям) разрабатывалась с начала 1960-х годов [1]. Всего были сформированы четыре программы, последняя из которых не была реализована по причине прекращения существования Советского Союза. Первые варианты КП НТП были разработаны по инициативе Госплана СССР, последующие же разрабатывались в соответствии с постановлением ЦК КПСС и Совмина СССР. Целесообразность создания таких программ была обусловлена замедлением темпов роста гражданских отраслей промышленности в 8-9 пятилетках [2]. Основными целями разработки КП НТП было увеличение доли интенсивных факторов развития: инновационных решений, новых технологий, прогрессивных форм организации труда, новых систем и механизмов управления и других. В программах рассматривались все отрасли народно-хозяйственной деятельности, в том числе топливно-энергетического комплекса (ТЭК). КП НТП был своего рода «форсайтом» того времени, но опыт в создании такого рода трудов и проведении широкомасштабного анализа на государственном уровне был на некоторое время не востребован. Своевременно замеченные в СССР мировые тенденции научно-технологического развития, укоренившиеся в США, Европе и Японии в 1950-е-1980-е годы, не были учтены и реализованы в России в начале 90-х. Речь прежде всего идет об автоматизации промышленных производств, о насыщении экономики синтетическими материалами и продуктами, обладающими новыми свойствами, а также об экономии энергетических ресурсов [2].

В среднем разработка оборудования и технологии в нефтегазовой отрасли от идеи до серийного выпуска занимает более 10 лет [3]. При этом постоянно увеличивается стоимость новых разработок и повышаются требования к компетенциям компаний, производящим наукоемкое, высокотехнологичное оборудование. В таких условиях крайне важно понимать потребность и отраслевые приоритеты.

Необходимость ориентиров на долгосрочную перспективу для разработчиков и производителей нефтегазового оборудования, а также недропользователей имеет первостепенное значение с учетом особенностей текущего периода: риск глобальной рецессии, решоринг [4], энергетический переход [5], внедрение элементов Индустрии 4.0 [6] и ухудшения качества минерально-сырьевой базы (МСБ). Такая перспектива может и должна быть определена в отраслевой технической политике – документе, дополняющем Энергетическую Стратегию Российской Федерации на период до 2035 года (далее ЭС-2035) по вопросам техники и технологий. В данной статье рассматриваются наиболее важные составляющие, которые должны быть закреплены в данном документе на примере нефтегазовой отрасли.

МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА

В 2019 году в России добыто более 560 млн. тонн нефти и больше 730 млрд куб. метров газа [7]. Исходя из прогнозов, заложенных в проекте ЭС-2035, объёмы возможно будет удержать на уровне 550 млн. тонн только в оптимистичном сценарии, в том числе при должном развитии техники и технологий. В противном случае добыча может сократиться

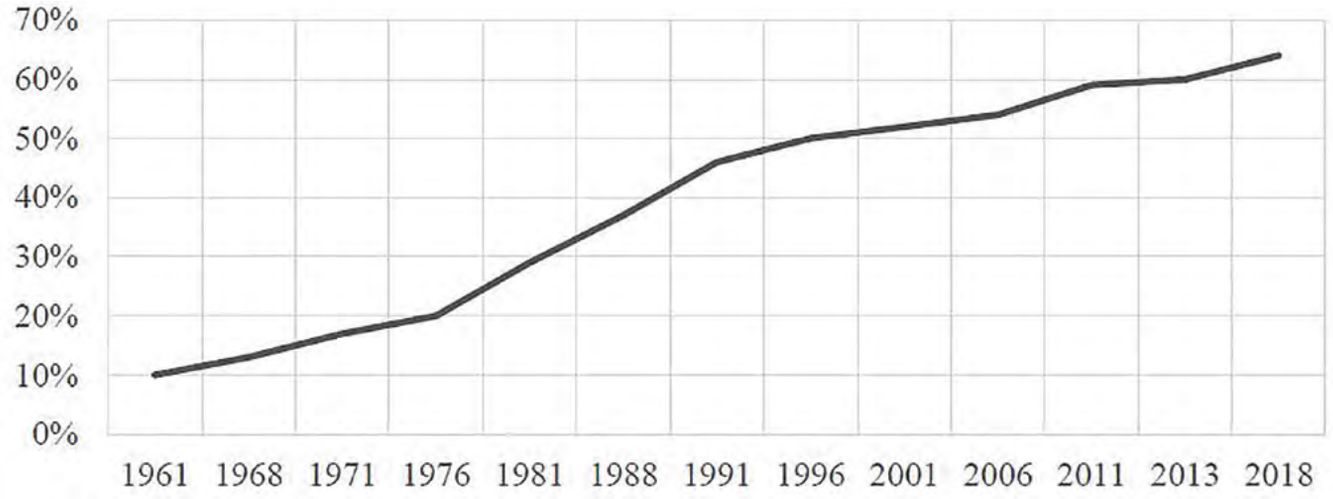


Рис. 1. Динамика изменения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России.

до 420 млн тонн или даже до 320 млн. тонн [7], так как существенная часть эксплуатируемых месторождений вступила в стадию снижения добычи ввиду высокого уровня выработанности, достигающего в отдельных случаях 55% [7]. Добычей на новых месторождениях с традиционными коллекторами сложно перекрыть данное падение. Это вынуждает операторов постепенно вовлекать в добычу трудноизвлекаемую нефть и осваивать Арктический шельф. Такие проекты отличаются высокой капиталоемкостью. Так, например, в Западной Сибири на действующих месторождениях безубыточная цена добычи находится в районе 10 долларов США [8] за баррель, а на Арктическом шельфе на уровне 80 долларов США за баррель [8].

Пессимистичный вариант развития событий также необходимо учитывать в том числе из-за отрицательной динамики развития минерально-сырьевой базы и пандемии COVID-19. Министерством природных ресурсов и Министерством энергетики в 2019 году была проведена инвентаризация месторождений нефти, которая показала, что суммарные рентабельно извлекаемые запасы нефти по месторождениям (с запасами нефти более 5 млн т) составили 11,0 млрд т, что составляет 64% от технологически извлекаемых запасов, в том числе по разрабатываемым месторождениям - 9,4 млрд т (69%). [9]. Из этого следует что при текущих темпах добычи, рентабельных запасов может хватить менее чем на 20 лет. В связи с этим необходимо уделять особое внимание не только объёмам проводимых ГРР, но и их качеству, а также рентабельности запасов, которые ставятся на баланс. Первостепенно стоит развивать технику, технологии и научные методы комплексного освоения минерально-сырьевого потенциала при соблюдении требований по охране окружающей среды и экологической чистоты производства.

С 1960-х годов, доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в структуре запасов растет, и на данный момент она превышает 65% от общего объема [10]. В ближайшие 5-10 лет для поддержания уровня добычи компании будут вынуждены вовлекать в добычу запасы, для добычи которых требуются высокотехнологичное, капиталоемкое оборудование.

Что касается месторождений природного газа, то по оценкам Министерства природных ресурсов Российской Федерации они входят в первую группу полезных ископаемых, запасы которых при любых сценариях развития экономики удовлетворят необходимые потребности до 2035 года, и в последующий период и параметры коллекторов до 2035 года кардинально не изменятся.

Создание техники и технологий для эффективной разработки ТРИЗ (Баженовская, Доманиковая Куонамская и Иниканская), высоковязкие нефти Татарстана и Тимано-Печоры) является приоритетом на ближайшие годы, так как размер запасов, условия залегания и наличие инфраструктуры способствуют их коммерциализации. Изменения физико-химических параметров МСБ так же напрямую

влияет на требования к смежным отраслям по производству материалов и комплектующих для нефтегазовой отрасли России. В первую очередь, это необходимость разработки и производства материалов с новыми физико-химическими свойствами. Например, необходимы эластомеры и уплотнения для работы в агрессивных средах (высокое содержание CO_2, H_2S, различные буровые растворы) и высокой (до 150-175 °С для отдельных месторождений с глубоким залеганием пластов) температуре, немагнитные аустенитные хром марганцевые стали с пределом текучести не менее 950 МПа для производства корпусных элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК). В текущих условиях крайне важно повсеместно сокращать операционные затраты. Это является большим вызовом для смежных отраслей в условиях повышения требований к качеству выпускаемой продукции.

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Развитие инженерных компетенций и выпуск высокотехнологичной продукции является приоритетом для России. Выпуск оборудования на своей территории позволяет существенно (до 30%) сократить транзакционные и логистические издержки.

С 2014 года были достигнуты высокие результаты при реализации корпоративных планов импортозамещения и программ локализации. ТЭК, как один из главных заказчиков высокотехнологичного оборудования, сегодня выступает драйвером развития как нефтегазового машиностроения, так и смежных отраслей. По различным оценкам [11] рынок нефтегазового оборудования сегодня составляет более 780 миллиардов рублей в год. Прогнозируется рост в диапазоне от 2 до 4% в год.

Несмотря на очевидные успехи в рамках программ импортозамещения, на 2019 год отмечается высокая степень зависимости от наукоемких, высокотехнологичных техники и технологий для разведки, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья [12]. В частности, аппаратно-программные комплексы для ГРР, а конкретно программное обеспечение для обработки и интерпретации геологических данных на 100% иностранное. До 60% стоимости разработки месторождений — это создание инфраструктуры и несмотря на то, что в целом по этапу зависимость от импорта мала (15%), практически вся тяжелая строительная техника (экскаваторы, погрузчики, бульдозеры и прочие).

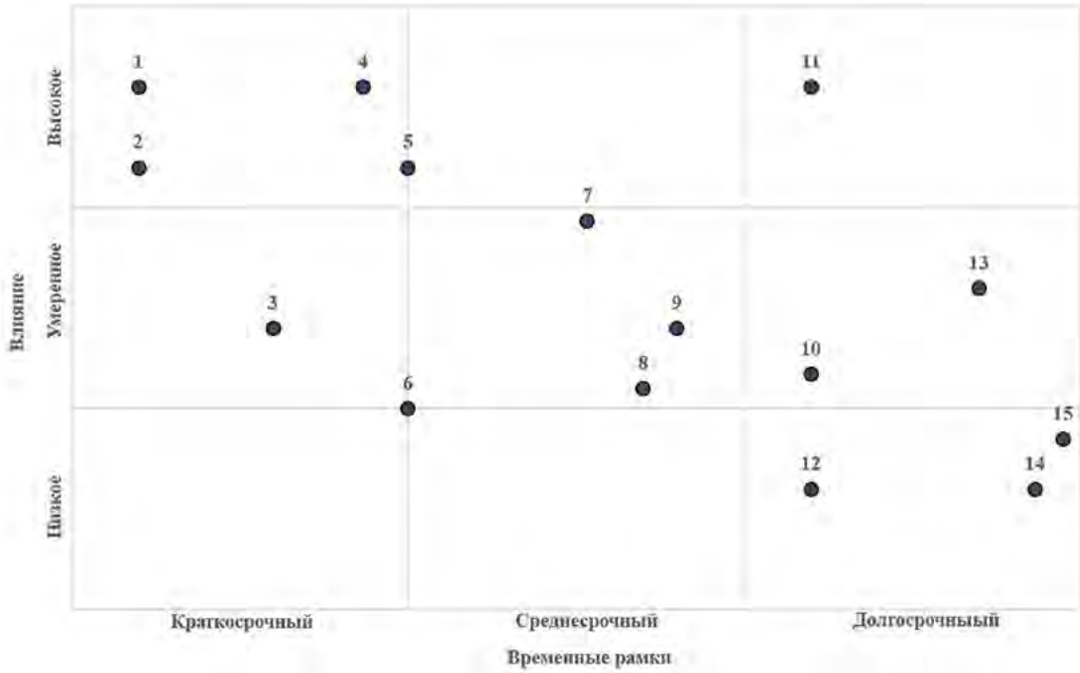
Существенная импортозависимость наблюдается в высокотехнологичном оборудовании для бурения. Базовые элементы компоновки низа бурильной колонны (КНБК) производятся отечественными компаниями, а высокотехнологичные модули, например, роторно-управляемые системы (РУС), расширенные комплексы измерений во время бурения, необходимые для разработки месторождений ТРИЗ, на данный момент в основном иностранного производства. Стоит отметить, что на текущий момент так же отсутствуют отечественные технологии для разработки шельфа (включая Арктический), те проекты, которые разрабатываются сегодня в значительной степени используют иностранные технологические решения.

По ряду направлений в области нефтепереработки наблюдается значительная зависимость от иностранных технологий: каталитический риформинг с непрерывной регенерацией и производство гранулированной серы зависят от иностранных технологий на 70%, гидрокрекинг вакуумного газойля – на 80%, а процессы гидроочистки вакуумного газойля, производства ароматики и сероочистки природного газа практически полностью [13]. Отечественная индустрия нефтехимии, в свою очередь, практически полностью зависит от иностранных поставщиков катализаторов, в том числе в области синтеза крупнотоннажных полимеров, таких как полиэтилен и полипропилен [13].

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Для определения общих приоритетов научно технологического развития авторы, в 2019 году, провели опрос предприятий нефтегазовой отрасли. По результатам опроса из более чем 500 технологий компании выбрали наиболее перспективные с точки зрения коммерческой выгоды и возможности локализации на территории Российской Федерации. Примеры результатов опроса представлены на *рис. 2*.

В результате консолидации отраслевого мнения и предложений научного сообщества составлен список приоритетных направлений техники и тех-



1 Комплексные системы анализа и интерпретации геологических данных (Big Data, машинное обучение, интеграция данных, облачные вычисления, цифровое моделирование и т.д.); 2 Геоинформационные системы; 3 Технологии моделирования свойств породы - Цифровой керн; 4 Технологии воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи; 5 Новые методы анализа породы в режиме реального времени в скважинных условиях; 6 Инструменты секвенционно-стратиграфического моделирования; 7 Технологии для бурения в условиях мелководья; 8 Системы дополненной реальности для контроля бурения и наблюдения за пластом.; 9 Спутниковые радиолокационные методы исследования; 10 Технологии высокоскоростного обмена данными, автоматизации, интерпретации данных в процессе бурения; 11 Создание ледостойкой добывающей платформы; 12 Высокотехнологичные суда сопровождения; 13 Создание

Рис. 2. Примеры ключевых технологии по мнению компаний нефтегазового сектора до 2030 года.

нологий. Итоговый список представлен в проекте ЭС-2035 года (Приложение В). Отраслевая техническая политика в целом является продолжением энергостратегии, где определено оборудование и технологии, благодаря которым будут выполнены поставленные стратегические задачи:

• достижение уровня добычи нефти выше базового сценария, в том числе за счет стабилизации добычи в Западной Сибири;

• повышение эффективности, доступности и качества удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты;

• введение в экономический оборот малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, ТРИЗ (в том числе Баженовской свиты);

• формирование нефтегазовых минерально-сырьевых центров в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации, в том числе обеспечивающих освоение континентального шельфа Российской Федерации в пределах Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей.

Остановимся несколько подробнее на ряде примеров технологий необходимых для нефтегазовой отрасли страны. Для достижения поставленных перед отраслью целей требуется сокращать средние сроки бурения скважин при увеличении их общего количества, а также интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Ввиду сложной геополитической ситуации оборудование для разработки ТРИЗ и Арктического шельфа не может быть закуплено за рубежом (а по ряду направлений вообще не создано человечеством) и поэтому должно быть разработано и произведено отечественными предприятиями.

Для решения задачи достижения необходимого уровня добычи нефти операторам требуются комплексные решения – в первую очередь это высокоэффективные автоматизированные модульные буровые комплексы с системой предиктивной аналитики для предсказания и предупреждения об осложнениях во время бурения (далее Буровая 2.0).

Ожидается, что применение технологии Буровой 2.0 при разработке месторождений позволит:

1. Сократить в два раза количество требуемых для разработки месторождения скважин (повысить скорость проходки, а не сократить).

2. Снизить на 30% затраты на бурение многоствольных скважин с большим горизонтальным отходом.

Прогнозируется, что спрос на такие комплексы составит от 5 до 15 единиц в год. Дополнительным фактором к увеличению спроса будет устаревание общего парка буровых в России. Уже сегодня более 65% буровых установок в стране старше 20 лет и нуждаются либо в перевооружении, либо в замене [14].

Повсеместный переход к наклонно-направленному и горизонтальному бурению предъявляет особые требования к компоновке отечественной КНБК и включению в её состав РУС Спрос на такие системы будет стабильным (до 80 штук в год).

На текущий момент в России работает 127 комплексов оборудования для гидравлического разрыва пласта (флотов ГРП), которые были произведены за пределами страны и не могут быть использованы для разработки ТРИЗ. Для создания отечественного флота ГРП в первую очередь необходимо разработать двигатели высокой мощности (более 2500 л.с.), восьми ступенчатые автоматические трансмиссии, насосы высокого давления (1000 атм.), гидравлические системы, систем АСУ ТП и программное обеспечение. Отечественные компании активно работают над созданием отечественного флота и появление первых опытных образцов техники ожидается уже в ближайшие 2-3 года. С экономической точки зрения это полностью оправдано, так как в перспективе до 2035 года сохранится устойчивый спрос при любом варианте развития отечественного нефтегазового сектора.

В качестве примера перспективной для нефтехимической отрасли можно привести технологию пиролиза, которая необходима для получения мономеров (этилена, пропилена, бутадиена, стирола и т. д.) из углеводородного сырья (нафты, СУГ, газойлей и т. д.), которые в свою очередь используются для синтеза полимеров. К 2025 году в России планируется ввести шесть установок пиролиза суммарной мощностью 8 млн. тонн. В настоящее время отсутствует перспективное отечественное технологическое решение, а старые установки дают низкий выход целевых продуктов. Для создания отечественной технологии в первую очередь необходимо наладить производство змеевиков печей. Это даст возможность заменить все устаревшие установки, а также митигировать риски при строительстве новых заводов.

В нефтеперерабатывающей отрасли одной из наиболее перспективных технологий является технология замедленного коксования (УЗК), которая необходима для увеличения глубины переработки нефти и снижения выработки мазута, что в условиях ужесточающийся требований к содержанию серы в судовых топливах представляется особенно важным. К 2025 году планируется ввести в эксплуатацию семь установок, суммарная мощность которых будет превышать 12 млн. тонн. Существуют перспективные отечественные разработки, но в настоящий момент они еще не пришли на замену иностранным аналогам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Производственно-технологические условия добычи углеводородного сырья усложняются. Снижается объем добычи нефти в традиционных условиях (а значит, на освоенных технологиях) и возрастает доля ТРИЗ в структуре добычи, что уже сегодня требует решения целого ряда научно-технических проблем. Несмотря на все достижения по импортозамещению, отечественной промышленности, необходимо продолжать развитие компетенций отечественных предприятий в области создания ключевых технологий, необходимых для реализации государственных стратегий и планов.

Отраслевая техническая политика – важный стратегический документ, который определяет цели, задачи и мероприятия государственной политики для развития техники и технологий отраслей ТЭК, который способен обеспечить достижение целей, заложенных в ЭС-2035. Данный документ необходим компаниям нефтегазового сектора, разработчикам и производителям нефтегазового оборудования, а также предприятиям смежных отраслей для понимания, какие техника и технологии требуются в России в следующие 10-15 лет.

В случае успешной реализации отраслевой технической политики государство обеспечит энергетическую безопасность как внутри страны, так и в тех странах куда поставляется российские

сырьё и продукты переработки, а также создать высокотехничные рабочие места и подготовить высококвалифицированные кадры. Компании отрасли смогут сократить количество несчастных случаев, сократить операционные и капитальные затраты. Отдельно стоит отметить, что документ будет полезен предприятиям ОПК в качестве ориентира в рамках реализации программ диверсификации.

Перед электроэнергетическим и угольным секторами в ЭС-2035 определены масштабные вызовы (например, повышение надежности и качества энергоснабжения потребителей при обеспечении экономической эффективности таких услуг; повышение эффективности удовлетворения внутреннего спроса на угольную продукцию), которые невозможно решить без внедрения прогрессивных технологических решений. В технической политике отраслей ТЭК должны быть отражены приоритетные направления и для этих направлений топливно-энергетического комплекса России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Клепач А.Н., Куранов Г.О. / Вопросы экономики 2013. №8 Развитие социально-экономического прогнозирования и идеи А.И. Анчишкина, URL: https://institutiones.com/personalities/2241-razvitie-socialno-ekonomicheskogo-prognozirovaniya-idei-anchishkina.html.

2. Комков Н.И./ Проблемы прогнозирования 2014 URL: https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnoe-prognozirovanie-nauchno-tehnologicheskogo-razvitiya-opyt-i-uroki/viewer.

3. Ganesh Thakur/ Journal of Petroleum Technology SPE-1211-0012 2012/ SPE's Efforts on Young Technology and Innovative Ideas / URL: https://www.onepetro.org/journals/Journal%20of%20Petroleum%20Technology/63/12.

4. Зотин Александр / Газета «КОММЕРСАНТЪ» от 27.01.2018 / Роботизация вместо глобализации/ URL: https://www.kommersant.ru/doc/3526726.

5. Аналитический центр при правительстве Российской Федерации / 26.02.2018 / URL: https://ac.gov.ru/news/page/energeticeskij-perehod---centralnyj-vopros-budusego-energetiki-16022.

6. Клаус Шваб/ Библиотека Сбербанка Том 63/ Четвертая промышленная Революция

7. Wood Mackenzie / Russian Federation Upstream Summary 2019.

8. Wood Mackenzie/ The last frontier: Taimyr Peninsula/ February 2017.

9. ТАСС/4 Декабря 2019/ Минэнерго перенесло завершение инвентаризации месторождений на I полугодие 2020 года/ URL: https://tass.ru/ekonomika/7261989.

10. Петр Шмелев/ Журнал Сибирская Нефть №149 Март 2018 / ТРИЗ как объективная реальность/ URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610/.

11. Григорий Выгон/ РБК ТВ/ Григорий Выгон о перспективах импортозамещения в нефтегазовом секторе/ URL: https://vygon.consulting/pressroom/tv/160/.

12. Ежемесячное информационно-аналитическое издание НЕФТЕГАЗ/ Дайджест№ 4 2018/ URL: https://www.neftegaz-expo.ru/common/img/uploaded/exhibitions/neftegaz/doc_2018/Neftegaz_Digest_2018.04.pdf.

13. Российская энергетическая неделя 2019/ Открытое заседание рабочей группы по вопросам снижения зависимости нефтеперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности от импорта оборудования, комплектующих, технологий и услуг (работ) при Экспертном совете Минэнерго России/ URL: https://rusenergyweek.com/programme/business-programme-2019/#translation_modal.

14. REnergyCO/ Добыча нефти и газа и нефтесервисный рынок России 2018.

ПАО «МОЭК»

МЕТОДИКА РАНЖИРОВАНИЯ НАСОСНО-ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

Автор: Кулева Наталья Олеговна.

Основная деятельность ПАО «МОЭК» связана с транспортировкой, распределением, сбытом и генерацией тепловой энергии, а также с обеспечением деятельности и развития централизованной системы теплоснабжения города Москвы.

ПАО «МОЭК» является оператором самой протяженной теплоэнергетической системы в мире.

Индекс (лат. index — список, реестр, указатель, а также указательный палец) — число, буквы или другая комбинация символов, указывающая место элемента в совокупности, номинальной шкале или характеризующая состояние некоторой системы, например показатель активности, производительности, развития, изменения чего-либо.

Рейтинг (англ. rating) — числовой или порядковый показатель, важность или значимость определённого объекта или явления.

В некоторой степени индексы подобны рейтингам, поскольку с их помощью оценивается интегральное состояние какого-либо объекта или области деятельности.

В настоящее время в профессиональных кругах активно распространяется понятие модели индекса состояния системы, но пока в мире не существует профессиональных организаций, определяющих отраслевые индексы состояния. При этом существует большое количество рейтинговых агентств, которые являются достаточно важным современным бизнес-инструментом. Это связано, в первую очередь, с низким уровнем теоретической проработки принципов формирования отраслевых индексов состояния, но также и с отраслевой спецификой, которая не позволяет применять унифицированные подходы.

Как правило, под индексом состояния системы подразумевается комплексный показатель, позволяющий характеризовать техническое состояние интегральной системы на основании информации о техническом состоянии ее элементов. Но применяются такие индексы достаточно редко, что связано, вероятно, со снижением значимости локальных проблем при интеграции в комплекс множества показателей. Однако, индекс состояния системы является эффективным и понятным инструментом, например, при принятии финансовых решений и планировании инвестиций. Информация, отражаемая в показателях индекса, лаконична и удобна при проведении анализа по сравнению с отчетами об осмотрах и обследованиях, в частности, для специалистов нетехнических направлений, например, экономистов, специалистов по бюджетированию, планированию и др.

О качестве модели индекса состояния системы можно судить по сходимости ожидаемых и фактических результатов.

Насосно-перекачивающая станция представляет собой сложный комплекс сооружений и оборудования, служащий для поддержания заданного гидравлического режима в магистральных трубопроводах тепловых сетей, и является одним из ключевых элементов централизо-ванной системы теплоснабжения.

По этой причине, а также с учетом стремительного темпа развития города Москвы, обеспечение исправного состояния насосно-перекачивающих станций, своевременное проведение их реконструкции и модернизации являются важным аспектом производственной деятельности единой теплоснабжающей организации города – ПАО «МОЭК».

При этом в ПАО «МОЭК» отсутствовал системный подход, позволяющий провести объективную оценку необходимости выполнения комплексных реконструкций на эксплуатируемых насосно-перекачивающих станциях (далее – НПС), а также очередности их выполнения. Очередность реконструкции НПС определялась, как правило, исходя из срока их эксплуатации. Помимо этого, достаточно велики операционные затраты на текущий ремонт

НПС, находящихся в критическом состоянии, реконструкция которых не запланирована.

Задачей проекта являлась разработка методики ранжирования НПС, содержащей указанный выше системный подход и позволяющей объективно оценивать необходимость выполнения комплексной реконструкции на НПС, которая была тем более актуальна с учетом того, что в эксплуатации ПАО «МОЭК» находятся 29 НПС, и стоимость реконструкции любой из них исчисляется сотнями миллионов рублей.

В качестве иллюстрации можно привести пример проведения в 2008 году комплексной реконструкции одной из НПС стоимостью более 150 млн. руб. Данная НПС не включалась в работу много лет до реконструкции, и ни разу после реконструкции, ежегодно выполняется только комплексное опробование. Объективно, в проведении работ не было необходимости. В настоящее время прорабатывается вопрос ее ликвидации.

Применение разработанной методики позволит избегать подобных ошибок и является примером реализации риск-ориентированного подхода при планировании деятельности.

Разработанная методика так же, как и модель индекса состояния системы, является эффективным инструментом при планировании инвестиций, а именно – при планировании выполнения комплексных реконструкций НПС, но имеет ряд отличий.

Для целей разработанной методики системой является НПС, а вместо понятия индекса состояния системы, который, согласно существующим методикам, принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение), применяется понятие критичности, описанное далее. При этом, помимо технического состояния НПС, оцениваются и другие критерии, которые не менее важны при осуществлении инвестиционного планирования.

Критерий технического состояния НПС определяется на основании балльной оценки (ранжирования) следующих показателей: срок службы, наработка (для сетевых насосов), наличие отклонений измеряемых параметров от нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, выполнение оборудованием требуемых функций.

Перечисленные показатели применяются для оценки состояния оборудования, строительной части и коммуникаций НПС: тепломеханической части, электрической части, АСУ ТП и КИП, архитектурно-строительной части, внешних коммуникаций.

Помимо технического состояния, для оценки необходимости выполнения реконструкции НПС используются такие критерии как: моральное устаревание оборудования (моральный износ), наличие резерва основного оборудования (насосов) для выполнения заданного режима работы при максимальных значениях расходов, целесообразность эксплуатации в существующих условиях с учетом перспективы, оперативное состояние НПС в осенне-зимнем периоде, использование НПС в утвержденной схеме теплоснабжения, использование НПС в будущих периодах с учетом перспективной присоединенной нагрузки.

Каждому критерию, в зависимости от его показателя, присваивается определенный балл. Перечень показателей критериев с соответствующими им баллами представлен в *Таблице 1*.

Вес каждого из критериев в отдельности представлен в *Таблице 2*.

Далее, определяется критичность и производится ранжирование.

Критичность (С) определяется по следующей формуле:

$$C = k_8 \times \frac{k_1 \times y_1 + k_2 \times y_2 + k_3 \times y_3 + \cdots + k_n \times y_n}{k_{1max} \times y_1 + k_{2max} \times y_2 + k_{3max} \times y_3 + \cdots + k_{nmax} \times y_n} \times 100\%,$$

где

k_i – балл по i-му показателю критерия (кроме k_8)

k_{imax} – максимально возможный балл по i-му показателю критерия (кроме k_8*)

y_i – вес i-го показателя критерия (кроме k_8*)

n – количество критериев.

В результате ранжирования НПС выстраиваются по значениям критичности от 0 до 100%. При этом критичность НПС, проведение реконструкции которых не требуется, близка к «0».

НПС, критичность которых максимальна, должны иметь приоритет при включении проектов по их реконструкции в инвестиционную программу.

Фактические результаты ранжирования установленных на сетях ПАО «МОЭК» НПС с помощью разработанной методики сошлись с ожидаемыми, планы инвестиционной программы были пересмотрены.

Таблица 1. Критерии оценки, их показатели и соответствующие им баллы.

ПОКАЗАТЕЛЬ КРИТЕРИЯ	Балл	Вес критерия
1	2	3
Критерии 1-5: Техническое состояние оборудования		
Отсутствует отклонение измеряемых параметров от указанных в нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме	0	0,68
Параметры состояния оборудования находятся в диапазонах, указанных в нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, но появилась тенденция ухудшения значения контролируемого параметра	2,5	
Срок службы составляет 40-50% от нормативного		
Параметры состояния оборудования находятся в диапазонах, указанных в нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, но возникает вероятность наступления отказов, появляются первые признаки отклонения от выполнения требуемых функций оборудования	5	
Для СН более 50 000 часов работы		
Срок службы составляет 50-75% от нормативного		
Предельно-допустимое состояние: параметры состояния оборудования находятся в диапазоне, близком к критическим значениям, оборудование выполняет требуемые функции не в полном объеме	7,5	
Для СН более 75 000 часов работы		
Срок службы составляет 75-100% от нормативного		
Неудовлетворительное состояние: параметры состояния оборудования не соответствуют нормативной и/или конструкторской документации, значения находятся в критичном диапазоне. Дальнейшая эксплуатация оборудования недопустима	10	
Для СН более 100 000 часов работы		
Превышение срока службы (>100%)		
Критерий 6: Моральное устаревание оборудования (моральный износ)		
Устаревшее оборудование, не производится (в т.ч. запасные части к нему)	10	0,05
Современное оборудование, применяется на новых и реконструируемых объектах	0	
Критерий 7: Наличие резерва оборудования для выполнения заданного режима работы при максимальных значениях расходов (существующее положение)		
Резерва нет	10	0,05
Резерв есть	0	
Критерий 8: Целесообразность продолжения эксплуатации (в существующих условиях с учетом перспективы)		
Целесообразно	1	1
Не целесообразно	0	
Критерий 9: Оперативное состояние в ОЗП		
В работе	10	0,1
Предусмотрено включение в случае возникновения нештатных ситуаций на теплофикационном оборудовании	5	
В резерве	0	

Таблица 1. Критерии оценки, их показатели и соответствующие им баллы (продолжение).

ПОКАЗАТЕЛЬ КРИТЕРИЯ	Балл	Вес критерия
1	2	3
Критерий 10: Использование НПС в утвержденной схеме теплоснабжения		
НПС в работе	10	0,04
НПС в резерве	0	
Критерий 11: Использование НПС в будущих периодах с учетом перспективной присоединенной нагрузки		
Используется, при этом расчетный расход с учетом перспективной присоединенной нагрузки составляет 75-100% от максимальной производительности НПС	10	0,08
Используется, при этом расчетный расход с учетом перспективной присоединенной нагрузки составляет 0-75% от максимальной производительности НПС	5	
Планов по использованию нет	0	

Таблица 2. Расшифровка по весам критериев.

КРИТЕРИЙ	Вес критерия
1	2
1. Тепломеханическая часть	**0,29**
1.1. Сетевые насосы	0,1
1.2. ЗРА	0,06
1.3. Обратные клапаны	0,04
1.4. Трубопроводы (включая теплоизоляцию)	0,01
1.5. Технологическая защита	0,06
1.6. Подъёмное сооружение	0,02
2. Электрическая часть	**0,16**
2.1. РУ-6(10) кВ	0,08
2.2. РУ-0,4 кВ	0,08
3. АСУ ТП и КИП	**0,12**
3.1. Станция управления	0,08
3.2. КИП	0,04
4. Архитектурно-строительная часть	**0,05**
4.1. Фундамент здания	0,01
4.2. Здание	0,01
4.3. Кровля	0,01
4.4. Вентиляция	0,01
4.5. Фундаменты под оборудование	0,01

Таблица 2. Расшифровка по весам критериев (продолжение).

КРИТЕРИЙ	Вес критерия
1	2
5. Внешние коммуникации	**0,06**
5.1. Внешнее электроснабжение	0,01
5.2. Связь	0,01
5.3. Водовыпуск	0,01
5.4. Водопровод	0,01
5.5. Бытовая канализация	0,01
5.6. Подъездная дорога	0,01
6. Моральное устаревание оборудования (моральный износ)	**0,05**
7. Наличие резерва основного оборудования (насосов) для выполнения заданного режима работы при максимальных значениях расходов (существующее положение)	**0,05**
8. Целесообразность эксплуатации в существующих условиях с учетом перспективы	**1**
9. Оперативное состояние в ОЗП (существующее положение)	**0,1**
10. Использование НПС в утвержденной схеме теплоснабжения	**0,04**
11. Использование НПС в будущих периодах с учетом перспективной присоединенной нагрузки	**0,08**

Применение методики при формировании планов инвестиционной программы будущих периодов позволит объективно оценивать необходимость выполнения реконструкций НПС, повысить рациональность использования инвестиционных ресурсов и минимизировать риски, связанные с выходом из строя оборудования НПС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей: Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26 июля 2017 г. № 676 (с изм. и доп.) [Электронный ресурс]. – URL: https://base.garant.ru

2. Методические рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения: утв. Министерством регионального развития РФ 25 апреля 2012 г. [Электронный ресурс]. – URL: http://docs.cntd.ru

3. Методическое руководство по расчету индекса состояния систем теплоснабжения поселений [Электронный ресурс]. – URL: https://www.rosteplo.ru

4. Методические указания по комплексному диагностированию и продлению срока службы трубопроводов тепловых сетей. Стандарт ПАО «МОЭК»: утв. распоряжением Р-286/20 от 23.11.2020

5. Мониторинг надежности тепловых сетей / В.Н. Мелькумов, С.Н. Кузнецов,

К.А. Скляров, А.А. Горских // Научный вестник ВГАСУ. Строительство и архитектура. - 2010. - № 1 (17).

АО «СИЛОВЫЕ МАШИНЫ»

ПОВЫШЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ОХЛАЖДЕНИЯ РОТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ГАЗОВЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

Авторский коллектив:
Карташова Татьяна Николаевна,
Прокофьев Алексей Юрьевич,
Филин Алексей Григорьевич.

«Силовые машины» осуществляют проектирование, изготовление и комплектную поставку оборудования для тепловых, атомных и гидроэлектростанций.

Хорошо известны и широко применяются системы газового охлаждения пазовой части обмотки ротора с радиальными охлаждающими каналами, которые снабжаются газом из аксиальных (подпазовых) каналов, размещенных под пазами ротора. Система охлаждения ротора с подпазовыми и радиальными каналами, расположенными в обмотке ротора с фиксированным осевым шагом, имеет недостатки, способные привести к негативным последствиям при использовании данной схемы в высокоиспользованных роторах мощных турбогенераторов, имеющих значительную длину. Полностью преодолеть проблему значительного неравномерного распределения температуры обмотки ротора в осевом и радиальном направлениях, возникающую вследствие неоптимального распределения расхода охлаждающего газа по длине обмотки ротора, за счёт правильно подобранного изменения поперечного сечения подпазового канала по длине ротора затруднительно. Предлагаемые мировыми электромашиностроительными фирмами системы воздушного и водородного охлаждения высокоиспользованных турбогенераторов [2,3,4,5,6,7] обладают целым рядом тех или иных недостатков и не дают возможность получить желаемый результат.

Применение наклонных охлаждающих каналов с последовательно изменяющимся углом их наклона по длине ротора [1] позволяет обеспечить оптимальное распределение расхода газа в каналах по длине ротора, повысить средний уровень скоростей газа в каналах, уменьшить неравномерность распределения температуры обмотки по длине ротора, снизить температуру обмотки в середине ротора и среднюю температуру обмотки (*рис. 1*).

На *рис. 2* представлена схема движения газа в системе с аксиальным подпазовым каналом и радиальным (пунктирная линия), либо наклонным (сплошная линия) каналом. В подпазовом канале под обмоткой газ движется с осевой скоростью $c_{z\ пк}$, параллельной оси вращения ротора. Затем

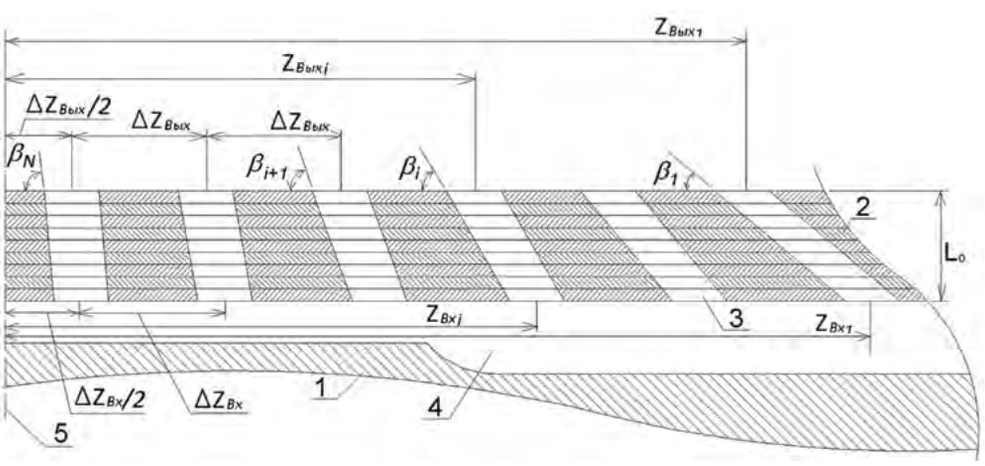


Рис. 1.
Эскиз системы охлаждения пазовой части обмотки ротора при помощи наклонных охлаждающих каналов.

1 - ротор,
2 – медь обмотки ротора,
3 – наклонные каналы,
4 – подпазовый канал,
5 – радиальная плоскость симметрии бочки ротора.

некоторый объём газа поворачивает в радиальный, либо наклонный канал и, проходя по нему, охлаждает обмотку. Зафиксируем независимо от варианта исполнения охлаждающего канала объём меди в обмотке, вынимаемой под канал, и объёмный расход газа V через него. Тогда в обоих случаях расходная радиальная составляющая скорости cr составит $c_r = c_0$. При использовании наклонного канала появляется вторая составляющая скорости в канале – осевая c_z, а общая величина скорости газа увеличивается в зависимости от угла наклона канала β до значения $c = c_0/\sin\beta$. При этом увеличивается коэффициент теплоотдачи с поверхности охлаждающего наклонного канала, зависящий от скорости газа в нём, снижается конвективный перепад температуры с поверхности канала и уменьшается температура меди.

Таким образом, применение наклонных каналов по сравнению с радиальными каналами при одинаковом расходе газа через ротор позволяет повысить скорости газа в охлаждающих каналах и коэффициенты теплоотдачи с их поверхности, а, следовательно, снизить температуру обмотки.

Влияние угла наклона β на расход газа через охлаждающий канал проявляется через две составляющие потерь давления газа в нём: потери трения $\Delta p_{тр}$ и потери, связанные с поворотом потока и входом в охлаждающий канал из подпазового $\Delta p_{вх}$. На *рис. 3* схематично показано изменение этих двух составляющих и их суммы $\Delta p_{сум}$ в зависимости от угла наклона β охлаждающего канала.

При уменьшении угла наклона β охлаждающего канала увеличивается длина канала $L = L_0/\sin\beta$ и скорость в нём $c = c_0/\sin\beta$, что ведёт к росту потерь трения в канале при неизменном расходе газа через него. В то же время, с уменьшением угла β, являющимся, по сути, углом поворота потока, уменьшаются потери давления при входе в охлаждающий канал, связанные с поворотом потока, и зависящие от скорости в подпазовом канале $c_{z\,пк}$. Сумма потерь $\Delta p_{сум}$, показанная на *рис. 3*, в общем виде может иметь минимум, который зависит от сочетания геометрических параметров системы охлаждения и значений скорости в радиальных (или наклонных) каналах и подпазовом канале. При угле β, стремящемся к нулю, суммарные потери давления $\Delta p_{сум}$ стремятся к бесконечности, так как в этом случае составляющая потерь трения $\Delta p_{тр}$ стремится к бесконечности (очень длинный и узкий

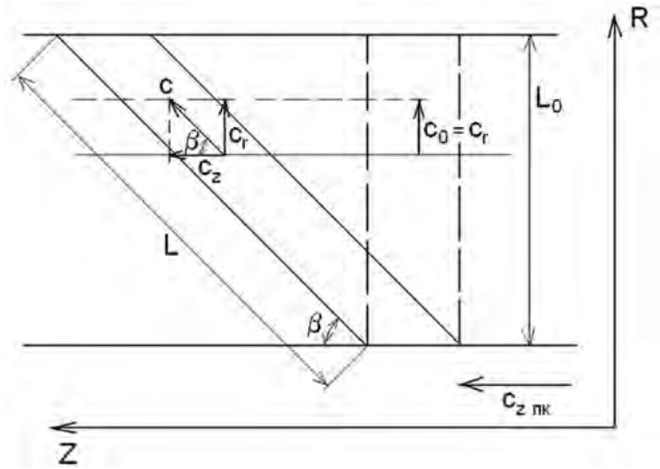


Рис. 2. Схема движения охлаждающего газа.

наклонный канал с высокой скоростью в нём). В свою очередь, изменение суммарных потерь давления в охлаждающем канале $\Delta p_{сум}$ в зависимости от его угла наклона β влияет в ту или иную сторону на расход газа через рассматриваемый охлаждающий канал.

Таким образом, имеется достаточно сложная, но математически определенная взаимосвязь между значением угла наклона β охлаждающего канала обмотки и максимальной температурой обмотки в зоне охлаждающего канала. Ближе к торцу бочки ротора скорость газа в питающем подпазовом канале высока и велика роль входных потерь, связанных с поворотом потока, а в середине ротора скорость в подпазовом канале минимальна и всё определяется потерями трения в охлаждающем канале. Эти обстоятельства и диктуют закон изменения угла наклона охлаждающих каналов по длине ротора.

Вблизи торца ротора угол наклона β может иметь значение 20°–30°. Дальнейшее уменьшение угла наклона охлаждающих каналов ограничивается обычно сразу двумя факторами – возрастающими гидравлическими потерями в длинном и узком наклонном канале и объективными технологическими ограничениями по углу прорезки каналов в витках обмотки.

О первом факторе уже упоминалось ранее и было показано, что при неизменном уровне расходной составляющей скорости c_0 с уменьшением угла наклона β увеличивается длина канала и скорость газа в нём (см. *рис. 2*):

$L = L_0/\sin\beta$ и $c = c_0/\sin\beta$,

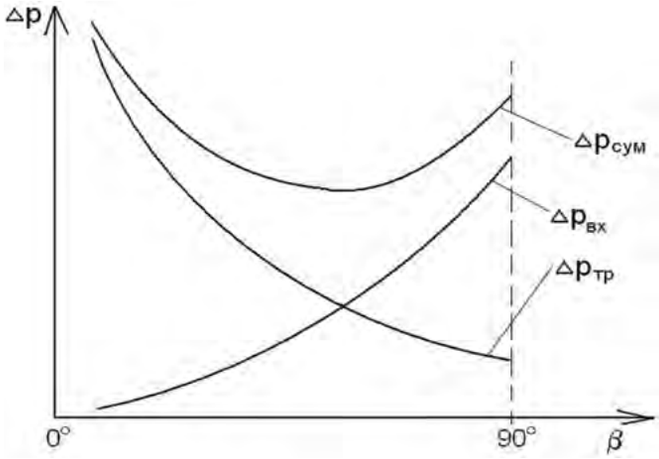


Рис. 3. Изменение составляющих потерь давления газа в зависимости от угла наклона канала.

где L и L_0 – длина наклонного и радиального охлаждающего канала;

c и c_0 – скорость газа в наклонном и радиальном охлаждающем канале при одном и том же значении расхода, соответственно.

Потери трения $\Delta p_{тр}$ в канале пропорциональны длине канала в первой степени и скорости газа в нём во второй степени, что даёт в итоге кубическую пропорцию между потерями трения в канале и синусом угла наклона канала:

$\Delta p_{тр} \sim 1 / \sin^3\beta$,

т.е. рост потерь трения обратно пропорционален кубу синуса угла наклона β. По этой причине идти на уменьшение угла β оправдано только до тех пор, пока прирост потерь трения компенсируется снижением потерь, связанных с поворотом и входом потока в наклонный охлаждающий канал из подпазового канала. Исходя из этих соображений, оптимальный угол наклона β для первого охлаждающего канала со стороны торца ротора будет тем меньше, чем выше отношение осевой скорости в начале подпазового канала, определяющей потери поворота, к расходной составляющей скорости c_0, определяющей уровень скоростей и потери трения в охлаждающих наклонных каналах обмотки.

В средней части ротора по длине значение угла наклона β должно равняться 90°, либо быть несколько меньше 90°. В противном случае в середине ротора образуется трапециевидная неохлаждаемая зона, в которой возможен локальный пик температуры. Кроме того, осевая скорость в подпазовом канале в середине ротора близка к нулю, поэтому использование охлаждающего канала с малым углом наклона к оси вращения ротора в этой зоне, в отличие от торцевых областей ротора, наоборот будет приводить к дополнительному росту потерь давления и снижению расхода через канал.

Применение в обмотке ротора с газовым охлаждением наклонных охлаждающих каналов с последовательно изменяющимся по длине ротора углом их наклона позволяет обеспечить оптимальное распределение расхода газа по длине ротора, повысить скорость газа в охлаждающих каналах, уменьшить неравномерность распределения температуры обмотки по длине, снизить температуру обмотки в середине ротора и уменьшить среднюю температуру обмотки ротора.

Реализация конструктивного исполнения предложенной системы наклонных каналов на практике потребовала пересмотра существующего подхода к процессу проектирования и производства проводников обмотки, так как программное обеспечение применяемого технологического оборудования изначально было адаптировано для прорезания вентиляционных отверстий в проводниках обмотки, использующей одну из двух типовых схем охлаждения: с радиальными каналами, либо с наклонными каналами, имеющими постоянный угол наклона, одинаковый для всех каналов.

Предлагаемая схема охлаждения с наклонными каналами, характеризующаяся изменяющимся углом наклона каналов по длине ротора, не может быть описана ни одним из перечисленных способов. Основной акцент был сделан на использование трёхмерной модели для описания формы проводников и её передачи в станок, что в перспективе даёт возможность применять систему охлаждающих каналов любой произвольной конфигурации. Но при реализации такого подхода возникают следующие проблемы:

- В реализуемой схеме охлаждения с наклонными каналами каждый проводник обмотки превращается в уникальную деталь, которая не может быть получена путём простого копирования первого построенного проводника с его незначительным редактированием. В данном случае вентиляционные отверстия любого проводника обмотки будут иметь свои привязки, не совпадающие

с остальными проводниками обмотки, причём шаг между отверстиями будет являться величиной переменной по длине проводника. Необходимо задавать положение каждого отверстия индивидуально. Всё это крайне негативно влияет на скорость построения 3D-моделей, необходимых для передачи формы проводников в станок.

• При трудоёмком ручном построении 3D-моделей проводников, отверстия в которых имеют совершенно неочевидные для инженера-конструктора осевые координаты, меняющиеся от отверстия к отверстию на переменный по длине проводника шаг, крайне велика вероятность возникновения ошибки при ручном вводе координат из таблицы в программу трёхмерного моделирования. Данная ошибка не будет очевидна до момента контрольной сборки всех проводников в общую 3D-модель и её тщательного анализа с выполнением необходимых продольных разрезов.

Описанные проблемы существенно обесценивают предлагаемое техническое решение и ограничивают возможность его реализации, поэтому для широкого использования предлагаемой схемы охлаждения обмотки ротора с наклонными каналами необходимо тем или иным способом автоматизировать процесс переноса рассчитанных координат отверстий в проводниках в программу трёхмерного моделирования. Тем самым будет обеспечено быстродействие и отсутствие ошибок в процессе переноса данных. Для решения поставленной задачи был предложен единый целостный подход к организации проектирования и производства витков обмотки, подразумевающий объединение этих процессов в единую цепочку последовательно выполняемых операций. В процессе реализации предложенного подхода были решены следующие задачи:

1) В файле Excel на встроенном языке программирования Visual Basic разработана программа, выполняющая расчёт координат всех охлаждающих наклонных каналов по длине каждого проводника исходя из общих геометрических данных проектируемой обмотки, характерные геометрические параметры обмотки записываются в текстовый параметрический файл.

2) Разработана программа-макрос, запускаемая в среде трёхмерного моделирования Siemens NX, читающая данные из параметрического файла и выполняющая построение проводников обмотки по этим данным в автоматическом режиме.

3) Закуплено и установлено на применяемый в производстве станок новое ПО, обеспечивающее управление и по ранее используемым узкоспециализированным алгоритмам, и обработку по загружаемым 3D-моделям с произвольной геометрией.

Для реализации описанного подхода разработана схема параметризации проводников обмотки, обеспечивающая описание всех актуальных на настоящий момент вариантов исполнения, включающая данные по количеству и размерам самих проводников, координаты вентиляционных отверстий, данные по их форме и размерам и пр. Принятая схема параметризации геометрии проводника с охлаждающими каналами подразумевает независимое описание положения и формы каждого охлаждающего канала в проводнике, что делает данный подход универсальным, подходящим для описания любой обмотки, имеющей сложную, неповторяющуюся от витка к витку конфигурацию охлаждающих каналов.

Программа генерации параметрических файлов, использующая принятый способ параметризации, реализована в файле Excel на встроенном языке программирования Visual Basic и выполняет автоматический расчёт координат и углов наклона всех охлаждающих каналов в проводниках обмотки на основании исходных данных, упрощённо описывающих обмотку ротора с охлаждающими каналами через небольшое количество общих геометрических параметров. Данные вносятся в соответствующие ячейки Excel инженером-проектировщиком, после чего программа в автоматическом режиме рассчитывает все параметры обмотки и записывает соответствующие значения в файл.

После генерации параметрического файла работа с вышеописанной программой заканчивается и начинается второй этап – построение 3D-моделей проводников обмотки в CAD-системе Siemens NX. Генерация модели осуществляется автоматически путём запуска разработанного макроса. Программа запускается и выполняется во время сессии работы с системой NX. Пользователю достаточно выбрать заранее подготовленный параметрический файл, указав путь доступа к нему. При считывании файла данных программа проверяет считанные данные на

соответствие алгоритму, при обнаружении несоответствия работа программы завершается, никаких построений не производится, пользователь продолжает работать в NX. Контроль выполнения программы производится с помощью окна информации NX и двух лог-файлов программы. Получаемая после отработки программы модель содержит набор проводников (твердотельных пластин) заданных размеров с каналами (отверстиями) заданной формы и расположения. Кроме того, на пластины может наноситься дополнительная служебная информация в виде текста и линий в соответствии с установленными ключами, записанными в файл. После экспорта в формат STEP модель может быть использована для генерации программы управления станка в пакете IGEMS.

Дальнейшее направление развития представленного подхода к проектированию и производству проводников обмотки ротора может сводиться к внедрению в программу генерации параметрического файла встроенной математической модели, позволяющей выполнить расчёт системы охлаждения обмотки ротора с наклонными каналами и проектирование системы охлаждения обмотки на основании полученных результатов. Математическая модель может быть реализована в виде отдельной процедуры-препроцессора и использовать в качестве входных данных общие геометрические размеры обмотки, режимные параметры и возможные дополнительные ограничения, накладываемые на проектируемую систему охлаждения обмотки. Выходным результатом работы препроцессора будет оптимальное распределение угла наклона охлаждающих каналов по длине обмотки и координаты вентиляционных каналов, рассчитанные для каждого проводника обмотки. Далее будет производиться запись геометрических параметров проводников в параметрический файл и дальнейшая отработка процесса в соответствии с ранее описанным алгоритмом.

ВЫВОДЫ

В статье рассмотрена запатентованная авторами система газового охлаждения обмотки ротора турбогенератора с наклонными охлаждающими каналами, имеющими последовательно изменяющийся по длине ротора угол наклона.

Предложенная система охлаждения позволяет обеспечить повышение эффективности охлаждения обмотки ротора за счёт оптимального распределения расхода газа по каналам ротора, повышения скорости газа в каналах и снижения неравномерности распределения температуры по обмотке ротора.

Для изготовления обмотки ротора с предложенной системой наклонных каналов разработан метод автоматического переноса геометрических параметров обмотки в 3D-модель, обеспечивающий значительное ускорение процесса проектирования и исключение ошибок по причине человеческого фактора.

Разработана программа генерации параметрического файла, содержащего необходимые численные значения геометрических параметров, задающих форму проводников обмотки, и программа-макрос, предназначенная для работы в CAD-системе Siemens NX, осуществляющая чтение геометрических параметров обмотки из данного файла и автоматическое построение 3D-моделей проводников обмотки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ротор электрической машины: пат. 2691644 Российская Федерация; заявл. 06.11.2018; Опубл. 17.06.2019, Бюл. №17.

2. Franc J., Pechanek R., Kindl V., Zavrel M. Ventilation system with skewed rotor cooling ducts of 40-MW synchronous machine // Electrical Engineering 101. 2019. P.203-211.

3. Franc J., Pechanek R. Analysis of Rotor Ventilation System of Air Cooled Synchronous Machine Through Computational Fluid Dynamics // Mechatronics. 2017. Advances in Intelligent Systems and Computing, Vol. 644. Springer.

4. Ротор турбогенератора с газовым охлаждением: пат. 110 на полезную модель Российская Федерация; заявл. 08.06.1993; опубл. 25.10.1994.

5. Интенсификация теплообмена в роторах турбогенераторов: пат. 7791230 США; заявл. 21.10.2008; опубл. 07.09.2010.

6. Цилиндрический ротор электрической машины: пат. 3736192 Япония; заявл. 24.10.2000; опубл. 18.01.2006.

7. Direct-cooled rotor for rotary electric machines: пат. 3660702 США; заявл. 04.05.1971; опубл. 02.05.1972.

ПАО «РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО»

РАЗРАБОТКА МИКРОПРОЦЕССОРНОГО КОМПЛЕКСА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ ВСЕХ ВИДАХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЛИНИЯХ 35 КВ, ИНТЕГРИРОВАННОГО В ЦИФРОВЫЕ АКТИВНО – АДАПТИВНЫЕ СЕТИ

Авторский коллектив:
Бойко Олег Анатольевич,
Ермаков Константин Игоревич,
Кирюшин Максим Игоревич.

При совместном выполнении Научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы (НИОКР) ПАО «Россети Ленэнерго» и ООО «НПП Бреслер» удалось разработать и реализовать полезную модель, позволяющую фиксировать высокочастотный сигнал аварийной волны требуемого качества для волнового определения места повреждения при всех видах замыканий на ЛЭП 35 кВ.

Ключевые слова: определение места повреждения, волновой метод, линия электропередачи, датчики тока, ВЧ-сигнал.

Надежность энергоснабжения является одной из главных функций сетевых компаний, поэтому из года в год при их поддержке осуществляется разработка и совершенствование различных методик и технических средств, направленных на повышение качества электроэнергии и снижения ущерба от простоя электрической сети.

Оперативная ликвидация повреждения линии электропередачи (ЛЭП) напрямую зависит от точности определения места повреждения (ОМП). Однако современная действительность такова: когда дело касается сетей с изолированной нейтралью, вопрос встает не только о точности, но и вовсе о возможности обнаружения места аварии.

Согласно статистике, в сетях 6-35 кВ на долю однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) приходится 70-90% [1] от всех аварий. Из-за режима работы ЛЭП с изолированной нейтралью данные повреждения не сопровождаются броском тока, и не приводят к отключению. Однако, перенапряжения могут привести к выходу из строя оборудования. Кроме того, режим работы с ОЗЗ на линии приводит к неверным показаниям счетчиков, что затрудняет учет электроэнергии потребителями и сетевыми компаниями.

Из современных методов наиболее подходящим для определения места ОЗЗ является волновое ОМП, использующее при расчете длину линии и разницу моментов времени достижения аварийной волны концов ЛЭП [2]. Однако проблема состоит в том, что использование стандартных средств регистрации высокочастотной (ВЧ) волны во вторичных цепях трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) не дает возможности увидеть фронт из-за малой мощности сигнала.

НИОКР, выполняемый совместно ПАО «Россети Ленэнерго» и ООО «НПП Бреслер», направлен на выбор альтернативных средств фиксации аварийной ВЧ-волны.

Используемый в качестве датчика конденсатор связи марки «СС-36/U» (*рис. 1*) доказал свою эффективность при фиксации аварийных ВЧ-сигналов в ходе выполнения опытно-промышленной эксплуатации. Это обусловлено наличием у данной модели высокой емкости и полосы пропускания

Рис. 1. Вариант установки датчика «СС-36/U» в ячейку ввода линии.

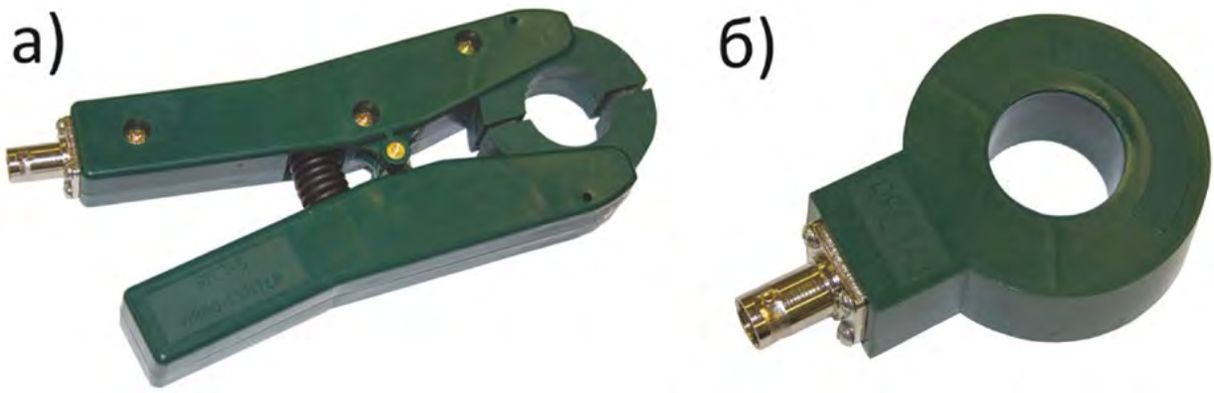


Рис. 2. Датчики RFCT-5 (а), RFCT-1 (б).

частот, необходимых для регистрации ВЧ-волны. Однако, явными недостатками здесь являются:

- установка КС в цепях первичного оборудова-ния связана с выводом линии из работы;

- датчик занимает много места, из-за чего в ряде случаев монтаж в ячейке становится не возможен;

- использование в качестве датчиков оборудования ВЧ-связи с каждым годом становится все более затруднительным в виду тенденции перехода ПС на оптические каналы связи.

Для устранения перечисленных недостатков датчиков конденсаторного типа был рассмотрен альтернативный вариант фиксации ВЧ-волны с помощью датчиков тока RFCT-1 и RFCT-5, устанавливаемых во вторичных цепях [3]. Сердечник в этих датчиках выполнен из специализированных высокочастотных материалов – ферритов, что делает их малочувствительными к токам промышленной частоты, но позволяет регистрировать сигналы в диапазоне частот от сотен кГц до десятков МГц.

Размыкаемый сердечник модели «RFCT-5» (*рис.2а*) обеспечивает легкость монтажа и непрерывность работы системы, к которой выполняется подключение – нет необходимости разрыва цепи.

Сердечник датчика RFCT-1 (*рис. 2б*) цельный, что лишает его подобных удобств монтажа, но его амплитудно-частотные характеристики позволяют лучше воспроизводить форму передаваемого сигнала для своей полосы пропускания.

В ходе выполнения опытно-промышленной эксплуатации в рамках НИОКР были установлены опытные образцы в филиалах ПАО «Россети Ленэнерго» на ЛЭП различной конфигураций.

Рис. 3. Вариант установки датчиков тока «RFCT-1» во вторичных цепях.

Регистрация ВЧ-сигналов опытными образцами производится во вторичных цепях трансформаторами тока аналогового блока терминала, а также датчиками тока «RFCT-1» (*рис. 3*) и конденсаторами связи «СС-36/U» для сравнения качества ВЧ-сигналов.

На основе полученных за период эксплуатации аварийных осциллограмм была подтверждена возможность выделения фронта аварийной волны датчиками. ВЧ-сигнал, записанный стандартными средствами фиксации – трансформаторами тока, соизмерим с «шумом» (*рис. 4*, сигналы ТТ). Сигналы датчиков тока и конденсаторов связи дают более выраженный фронт электромагнитной волны.

В связи с научно-техническим, интеллектуальным потенциалом и новизной разработанного комплекса, на реализацию данного технического решения ПАО «Россети Ленэнерго» была подана заявка в ФИПС на полезную модель.

ВЫВОДЫ

Аварийные осциллограммы, записанные в период эксплуатации опытных образцов вновь созданного комплекса ОМП, подтверждают пользу установки датчиков тока и конденсаторов связи, которые выделяют фронт электромагнитной волны, необходимый для волнового ОМП. Разработанная система ОМП позволяет оперативно обнаружить повреждённый участок сети, в максимально короткие сроки вывести его из работы и восстановить электроснабжение неповрежденной части сети. При этом значительно уменьшается недоотпуск электроэнергии, сохраняется ресурс первичного оборудования, сокращается вероятность гибели людей и животных при поиске места ОЗЗ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.:НТФ «Энергопрогресс». //Приложение к журналу, «Энергетик», выпуск 11(35) 2001, 102 с.

2. В.Н. Козлов, Ю.В. Бычков, К.И. Ермаков. О точности современных устройств ОМП. // Релейная защита и автоматизация. – 2016. - № 1. – С 42-46.

3. Каталог датчиков фирмы «DIMRUS»/Пермь - 48 с.

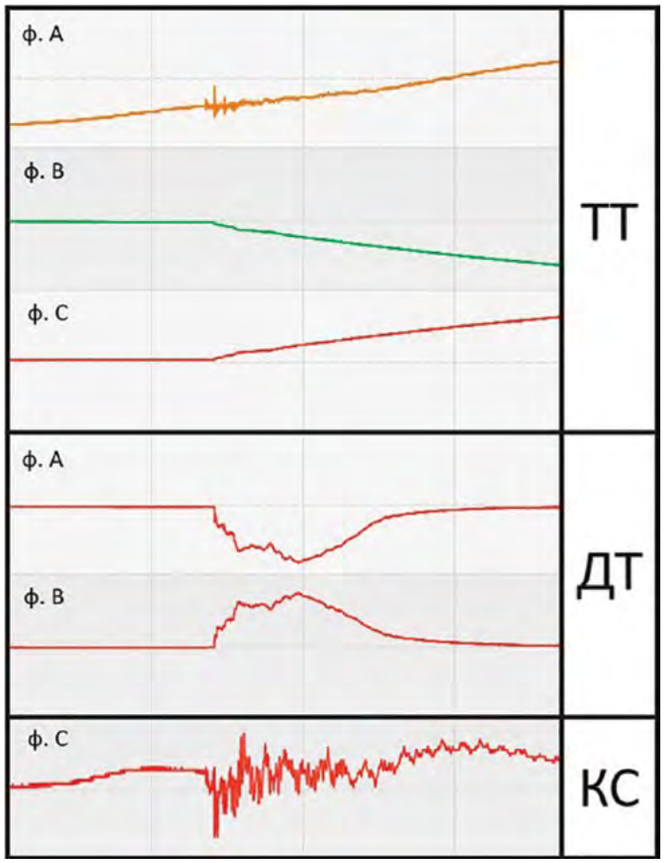


Рис. 1. Вариант установки датчика «СС-36/U» в ячейку ввода линии.

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Автор: Двинских Кристина Викторовна.

ООО «НОВАТЭК НТЦ» является научно-техническим центром Группы компаний ПАО «НОВАТЭК».

ООО «НОВАТЭК НТЦ» отвечает за системное научно-техническое обеспечение бизнеса и качества принимаемых решений на основе использования передовых знаний и компетенций в науке, технике и технологиях.

Целями ООО «НОВАТЭК НТЦ» является повышение эффективности геологоразведки, воспроизводства ресурсной базы, бурения, разработки, оказание инжиниринговых услуг в процессе обустройства, создание единого центра знаний и компетенций, постоянное повышение квалификации специалистов в интересах Группы компаний.

Для залежей с АВПД на начальном этапе разработки и для залежей в эксплуатации часто существует неопределенность пластового давления в зоне разбуривания. Ошибки в прогнозируемом пластовом давлении (Рпл) чаще всего приводят к осложнениям и авариям при бурении и при проведении внутрискважинных работ после бурения. В конечном итоге, данные факторы приводят к значительному удорожанию скважин и снижению продуктивности после запуска скважины в работу вследствие кольматации пласта буровым раствором. Решение данной проблемы требует финансовременных затрат на ликвидацию кольматации пласта и восстановление продуктивности скважин.

С другой стороны, для недропользователя все возрастающую актуальность приобретают низкопроницаемые коллектора. На таких коллекторах даже в процессе эксплуатации довольно сложно оценить реальные ФЕС пласта, т.к. там применяется сложное заканчивание скважин (МГРП, многозабойные скважины), и для достижения радиального притока на КВД (кривой восстановления давления) требуется значительное время, которое может достигать 1 мес. и более, что всегда сопровождается потерями по добыче – из-за вынужденной остановки скважины на время проведения исследования.

В существующей практике корректировка удельного веса бурового раствора происходит только после наличия высоких процентов газопоказаний при вскрытии и снижении плотности раствора на выходе из бурящийся скважины, т.к. нет достоверной информации об энергетическом состоянии вскрываемых залежей. Кроме того, при бурении скважин огромное значение имеет знание текущего пластового давления, но бурение никогда не дает ответа на вопрос о ФЕС целевого интервала.

Одним из способов определения пластового давления является анализ КПД после нагнетательного теста при ГРП. Практически все современные программные комплексы для моделирования и дизайна ГРП включают отдельный блок для анализа нагнетательных тестов, который позволяет определять параметры пласта, необходимые для планирования ГРП, в том числе давление смыкания трещины, эффективность жидкости разрыва, пластовое давление, коэффициент утечек, потери на трение и др. по методу Хорнера. В методе Хорнера экстраполированное пластовое давление необходимо оценивать по участку КПД в период времени, который соответствует радиальному (псевдорадиальному) режиму течения. При этом по графику Хорнера псевдорадиальный режим течения после смыкания трещины не диагностируется однозначно, в результате интерпретация промысловых данных может быть выполнена некорректно. Как правило, на практике проводится экстраполяция данных по изменению давления на поздних временах и по ним оценивается пластовое давление. Следовательно, экстраполированное пластовое давление методом Хорнера тем достовернее, чем больше длительность записи КПД после нагнетательного теста при ГРП. Сложность в данном случае заключается в том, что данные

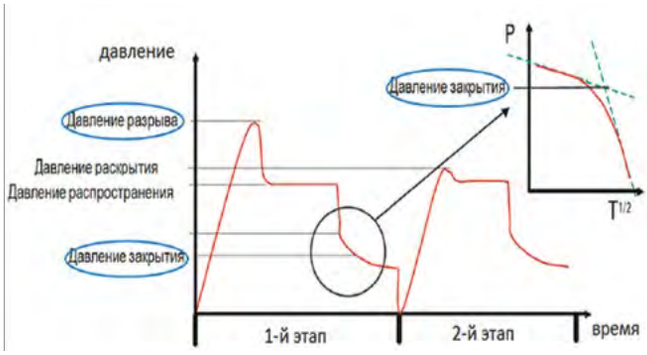


Рис. 1. Схема проведения LOT.

тесты не предназначены напрямую для определения пластового давления, и зачастую длительности замера давления хватает лишь на фиксацию параметров закрытия трещины, а не для формирования режимов течения, необходимых для определения параметров пласта.

В процессе бурения скважин проводят несколько типов испытаний, при которых происходит нагнетание под давлением раствора в пласт, с одновременной фиксацией давления на устье:

DFIT- тест для определения прочности породы (разрыв породы не достигается).

Minifrac – тест, корректирующий большеобъемный ГРП (разрыв породы).

XLOT– тест для оценки утечек в пласт (достигается разрыв породы).

Данные тесты интересны тем, что в процессе релаксации давления после нагнетания происходит формирование режимов течения, по которым возможно определение параметров пласта, таких как пластовое давление и проницаемость (*рис. 1*).

В данной работе предлагается проведение теста XLOT не под башмаком скважины, как это обычно проводится, а при вскрытии целевого интервала с целью оценки пластового давления и ФЕС. Данные тесты всегда использовались только для фиксации утечек и калибровки геомеханической модели. Ключевое отличие, которое предлагается в данной работе – это применение теста ELOT для экспресс-оценки пластового давления и ФЕС целевого интервала, а не только для фиксации утечек и калибровки геомеханической модели.

Интерпретацию теста предполагается проводить с помощью известной функции Нолти, которая, на сегодняшний день, не имеет широкого распространения, но имеет ряд преимуществ перед используемыми методиками: для работы метода достаточно только знать момент смыкания трещин, и зафиксировать развитие режима течения после этого. Т.к. закачки производятся в небольшом объеме, то выход на радиальный режим течения не требует много времени. Методика Нолти учитывает процесс закрытия трещины при записи КПД, позволяет диагностировать режимы течения после смыкания трещины.

ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ НОЛТИ

Анализ данных выполняется на части данных КПД (кривой падения давления), полученных после смыкания трещины. Из диагностических анализов можно получить разумные оценки давления в пласте и проницаемости пласта, если падение давления регистрируется достаточно долго для достижения радиального потока. Аналитические модели обеспечивают значительное преимущество проверки и улучшения результатов, полученных в результате диагностических анализов, аналогично рабочему процессу анализа, который использовался в течение многих лет в традиционной РТА. Моделирование позволяет пользователям сопоставлять переходы между режимами потока и не зависит от идентификации полностью сформированных режимов потока.

По линейному потоку определяются коэффициенты потерь жидкости, CR и CT.

$$p_w(t) - p_i = 477 * C_T\sqrt{\frac{\pi\mu}{k\phi c_t}} * F_{L1}$$

$$C_R = \frac{\Delta p_{total}}{477} * \frac{k\phi c_t}{\pi\mu} \qquad C_T = \frac{\Delta p_{reservoir}}{477} * \frac{k\phi c_t}{\pi\mu}$$

$$\Delta p_{total} = p_c - p_i \qquad \Delta p_{reservoir} = p@$$

По радиальному потоку можно оценить пластовое давление p_i и проницаемость

$$p_w(t) - p_i = 251,000\frac{Q_t\mu}{kh * t_c} * F_{R1}$$

$$p_w(t) - p_i = m_{R1} * F_{R1} \quad m_{R1} = 251,000\frac{Q_t\mu}{kh * t_c}$$

$$kh = 251,000\frac{Q_t\mu}{m_{R1} * t_c}$$

Преимущество использования метода Нолти: короткий период закачки, следовательно, для раз-

вития радиального притока требуется малый временной промежуток.

Наблюдение: возможно определение p_i при наличии лишь линейного режима течения.

Недостаток: радиус определения ФЕС – небольшой.

В классической теории Нолти пластовое давление определяется по радиальному участку течения, и как входной параметр подается на вход для анализа линейного режима течения, по которому определяются коэффициенты утечек. Но в линейных координатах также присутствует член p_i в свободном виде, следовательно, данный член по свойству функции является отрезком, отсекаемым на оси оу при FL1=0. Следовательно, данный режим течения также может быть использован для определения пластового давления. Поэтому для определения начального пластового давления в процессе бурения необходимо только зафиксировать момент смыкания трещины и развитие линейного режима течения, что является ключевым отличием от использующихся на текущий день методик.

$$p_w(t) - p_i = 477 * C_T\sqrt{\frac{\pi\mu}{k\phi c_t}} * F_{L1}$$

Интерпретация ELOT по методу Нолти происходит по следующему сценарию:

- Загрузка данных по давлению на устье и расходу жидкости.
- Определение точки смыкания трещины.
- Выделение режимов течения.

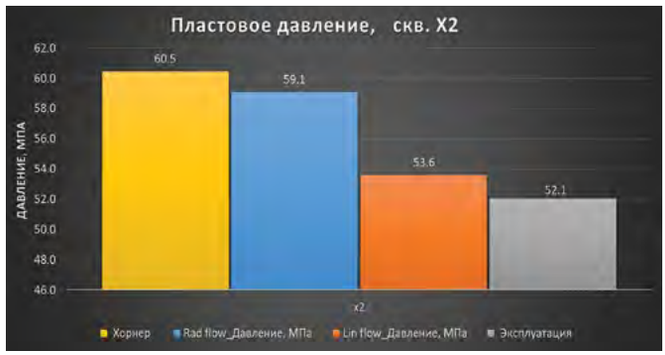


Рис. 2. Результаты интерпретации по скв X2.

Интерпретация. Определение параметров. На графике в радиальных координатах определяется проницаемость и начальное пластовое давление, на графике в линейных координатах определяется коэффициенты потерь жидкости, CR и CT и пластовое давление.

ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ НА ОБЪЕКТАХ

На текущий момент статистика проведения LOT небольшая – около 20 тестов. В данной работе были проанализированы все проведенные тесты на объектах Общества. Аналогично модулю Minifrac, встроенному в ПО Kappa Saphir, в ексель был реализован метод касательной для более гибкого и точного определения начального пластового давления.

Так, например, по скважине X2 (*рис. 2*) пластовое давление, определенное в ПО Kappa Saphir в радиальных координатах составило 246.5 кгс/см^2,

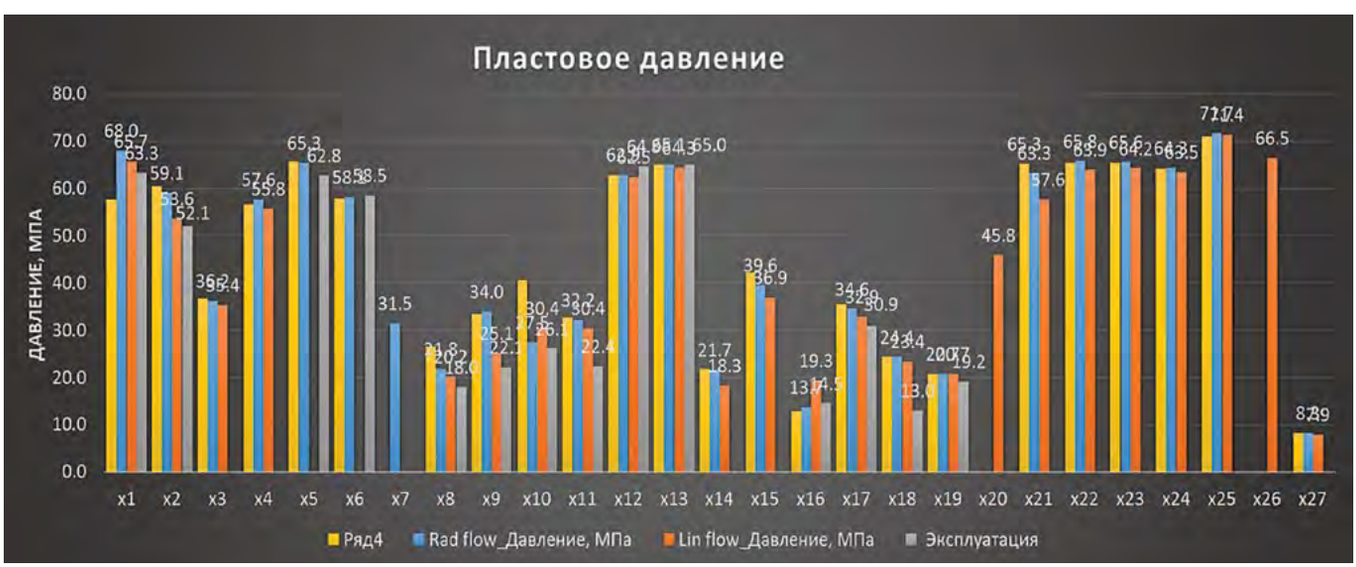


Рис. 3. Сравнение результатов проведенных тестов Рпл по Хорнеру, Нолти, в процессе эксплуатации.

в линейных координатах составило 227.9 кгс/см^2, а по касательной (проведенной в EXCEL) – 172.2 кгс/см^2, что при пересчете на забой больше соответствует давлению, полученному после запуска скважины в эксплуатацию.

При сравнении результатов, полученных методом Хорнера, методом Нолти в линейных и радиальных координатах и в период эксплуатации после запуска скважины в работу, видно, что метод Хорнера дает самое завышенное значение пластового давления.

При рассмотрении всех тестов (*рис. 3*) видно, что наиболее приближенными к периоду эксплуатации данными обладает метод Нолти в линейных координатах.

Погрешность определения начального пластового давления – в пределах 10%. Необходимо также понимать, что к сравнению приводятся тесты, сделанные в продуктивный пласт (период эксплуатации) и в неколлектор (тесты ELOT). Погрешность может быть связана с этим фактором. По проведенным тестам XLOT проницаемость достоверно не определяется, т.к. тест проводится в неколлектор.

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ELOT НА ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ

Для определения пластового давления и ФЕС низкопроницаемых коллекторов предлагается совмещение теста ELOT с испытанием пласта. Для этого необходимо внести следующие корректировки в стандартный план проведения теста:

Для определения параметров пласта (пластового давления, проницаемости) необходимо углубиться ниже башмака на 5 м и провести ELOT в пласт.

Определить объем закачки, необходимый для разрыва породы.

На втором этапе ELOT провести закачку в объеме, необходимом для разрыва породы, зафиксировать восстановление давления в течение 30 минут.

ОЦЕНКА ИСТИННОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Определяемое пластовое давление при проведении тестов ELOT как правило завышено. В силу недостаточности времени КПД после закачки и в силу пересчета пластового давления по плотности бурового раствора. Для того, чтобы можно было использовать результаты определения Рпл по методу Нолти для коррекции плотности бурового раствора в процессе бурения или для настройки ГДМ необходимо понимать, какая погрешность у полученного по LOT давления. С этой целью были использованы методы математической статистики, в частности для определения доверительного интервала значений.

По тем тестам LOT, по которым существует статистика определения Рпл уже в процессе эксплуатации скважины была определена погрешность определения Рпл по LOT. Она варьируется от 1% до 12.5%. Применим данную информацию для прогноза погрешности по тестам LOT, проводимым по предлагаемой методике на пласт. Допустим, по методике Нолти есть некое определение Рпл=71.4 МПа по скв X25. Зная разброс погрешностей, которые мы уже встречали, создадим распределение данной величины с учетом данных погрешностей.

Таблица 1. Распределение давления с учетом погрешности.

Погрешность σ, %	С учетом погрешности σ
-103.7	62.2719
-103.0	62.7227
-104.1	62.0731
-99.4	65.0215
-112.4	57.4782
-113.4	56.9475
-105.2	61.4350
-106.4	60.7202
-107.7	59.9884
-134.6	47.9937

Затем найдем для этого распределения Центр распределения (среднее значение)

μ= 67.38 МПа.

Затем найдем для этой величины среднеквадратичное отклонение S=2.82:

$$S = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2}.$$

Зададим уровень значимости 0,05 (то есть полученному значению мы будем доверять на 95%). Рассчитаем верхний а/2-Квантиль стандартного нормального распределения, как точку пересечения уровня вероятности 0,05 с нормальной функцией распределения. Сделаем это с помощью встроенной

функции Exel: НОРМ.СТ.ОБР(1-0.05/2). Получим значение 1.96.

Построим функцию нормального распределения. Определим двусторонний доверительный интервал, как:

$$\bar{x} - Z_{\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{x} + Z_{\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

Таблица 2. Двусторонний доверительный интервал для определенного давления.

Двусторонний доверительный интервал	
Левая граница	Правая граница
65.5	69.15

То есть, истинное значение пластового давления лежит в пределах 65.5-69.2 МПа с достоверностью 95%. Данный разброс достаточно велик, и это связано с тем, что вся существующая статистика по ЛОТ накоплена при проведении в неколлектор, и сравнивается потом с данными эксплуатации. В дальнейшем, при накоплении статистики проведения тестов на пласт, данный разброс значительно сузится. Но на данном этапе данный инструмент может служить для прогноза истинного давления на пласт.

Проведен ОПР LOT на пласт на скважине X21. КПД длилась 2 часа. Данного времени не хватило для достижения радиального притока. Линейный режим течения был сформирован. Полученное значение Рпл по методике Нолти составило 63.9 МПа. По методике статистического прогноза доверительный интервал для Рпл данной скважины составил 58.7 – 61.9 МПа. Доверительный интервал ограничивается значениями 58.7 – 60.3 МПа. Определенное значение проницаемости составило 3.7 мД. требует уточнения после получения РИГИС и информации о продуктивных пропластках.

Проведен ОПР LOT на пласт на скважине X24. КПД длилось 5 часов. Данного времени хватило для достижения линейного притока. Полученное значение Рпл по методике Нолти составило 64.6 МПа. По методике статистического прогноза

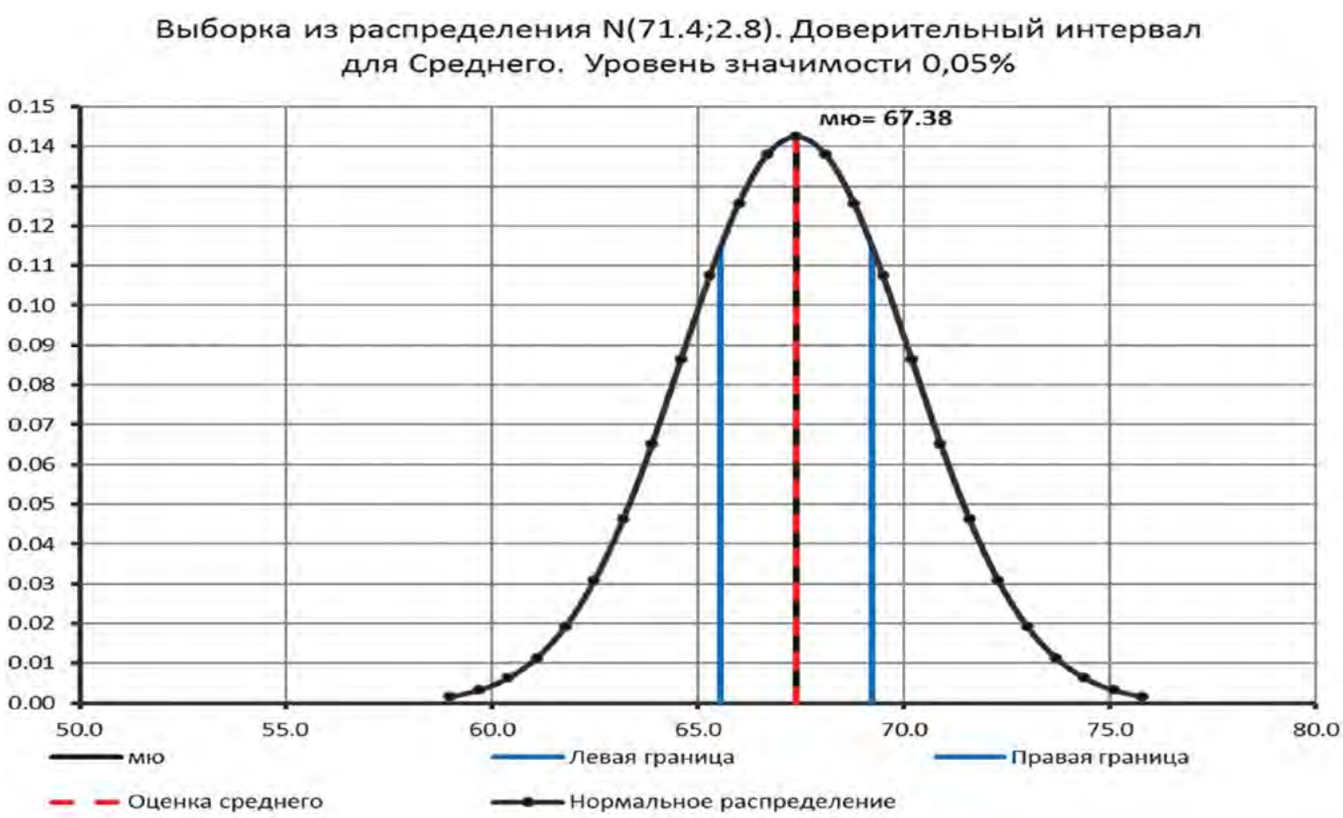


Рис. 3. Сравнение результатов проведенных тестов Рпл по Хорнеру, Нолти, в процессе эксплуатации.

доверительный интервал для Рпл данной скважины составил 57.8 – 61.6 МПа. Коэффициент аномальности 1.55 – 1.65. Центр распределения составил 59.5 МПа. С учетом этого доверительный интервал можно ограничить значениями 57.8 – 59.5 МПа. Коэффициент аномальности 1.55 – 1.6. Определенное значение проницаемости составило 0.98 мД, kh=9.8 мДм. требует уточнения после получения РИГИС и информации о продуктивных пропластках.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Проведена исследовательская работа с целью оценки применимости методики Нолти для расчета пластового давления и ФЕС пласта в процессе бурения. Предложена технология проведения теста ELOT на продуктивный горизонт

Реализован метод касательной (в excel) для более гибкой оценки Рпл

Проведение ELOT на продуктивный горизонт позволит получить первичную оценку Рпл продуктивного горизонта.

По полученным данным проводится уточнение плотности бурового раствора для дальнейшего бурения.

Вариация подхода - использование данных падения давления после остановки замещения раствора хвостовика для оценки пластового давления, ФЕС и возможно корректировки дизайна ГРП.

Данная методика опробована на скважинах X24, X21 и X25. Необходимо получение данных по этим скважинам в процессе эксплуатации для калибровки прогнозной модели и оценки достоверности полученных параметров.

Развитие «малозатратных ГДИС» ELOT, мини-ГРП, короткие закачки в комплексе с анализом добычи позволят получать данные о пласте без выпадения добычи.

За малозатратными ГДИС – будущее!

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта. Г.Ф. Асалхузина,А.Я. Давлетбаев, к.ф.м.-н.,А.М.

2. Minifrac After-Closure Analysis. Nolte.

3. SPE 90837 Design, Interpretation, And Assessment of short-Term Pressure-Transient Tests. Soliman. M.Y., SPE; Ansash, J. SPE; Halliburton Energy Sarvices, Inc.; and Kabir, C.S., SPE, Chevron Texaco.

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

ЛИТОФАЦИАЛЬНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РАЗРЕЗА В ИНТЕРВАЛАХ ОТСУТСТВИЯ КЕРНА С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ДАННЫХ МИКРОИМИДЖЕРА

Авторский коллектив:
Казанцев Глеб Владимирович,
Иванов Алексей Игоревич.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа посвящена новому для геологии направлению – интерпретации исследуемого разреза отложений по средствам анализа данных микроимиджера.

В своей работе мы провели сопоставление этих результатов с данными интерпретации ГИС и седим ентологическим исследованием керна

В настоящее время на месторождении группы компании НОВАТЭК впервые пробурена скважина с записью каротажа высокоразрешающим зондом микроимиджера для растворов на РУО. Проводимые ранее записи микроимиджеров обладали меньшей разрешающей способностью, качество получаемой информации не позволяло провести подобного вида анализ. В связи с этим необходимо оценить перспективность данного метода для увеличения детализации интерпретации фаций в интервалах отсутствия керна, что положительно скажется на детальности геологической модели и прогнозе показателей разработки.

ЦЕЛЬ ПРОЕКТА

Определение потенциала использования высокоразрешающих имиджеров для увеличения детализации интерпретации фаций в интервалах отсутствия керна.

Задачи проекта и последовательность исследований:

- Выделение электрофаций с привлечением данных керна, включая комплекс ГИС.
- Выделение электрофаций с привлечением данных микроимиджера, включая комплекс ГИС.
- Комплексная интерпретация по данным керна и микроимиджера, включая комплекс ГИС.
- Проведение сравнительного анализа по 3 вариантам интерпретации.
- Построение 3 вариантов секторной модели.

ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Перед непосредственной интерпретацией данных микроимиджера для растворов на РУО было произведено описание кернового материала и фациальный анализ отложений, поскольку данная информация является опорной для проведений дальнейших исследований. Суммарно было описано 149,9 м керна. На *рис. 1* представлены фотографии выделенных фаций и их принадлежность к комплексам отложений.

Ниже будут описаны преобладающие фации, слагающие разрез пласта Ю2-4. Мелководно-морской комплекс сложен фациями дистальной части нижней части предфронтальнойзоны пляжа (DLSF), нижней части предфронтальной зоны пляжа (LSF), переходной зоны (TZ) и верхней части внутреннего шельфа (UOF). Прибрежно-морской комплекс представлен отложениями прибрежных баров (OB) и центрального бассейна/ лагуны (CB/L). Прибрежно-континентальный комплекс сложен фациями русла с приливно-отливным влиянием (TFCh), приливно-отливными ручьями (Tcr), глинис-

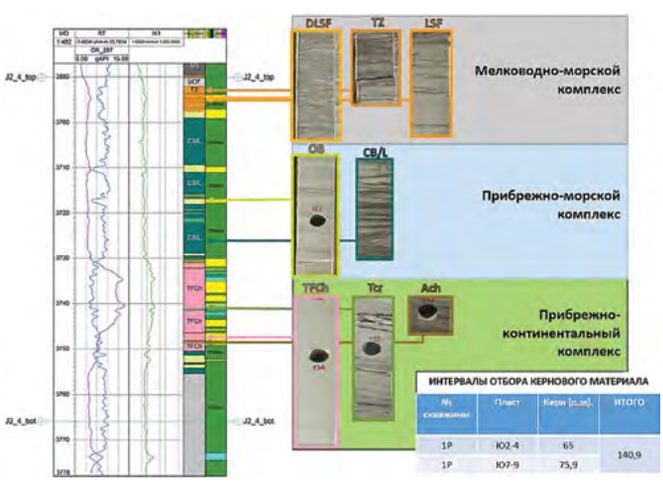


Рис. 1. Интерпретация кернового материала пласта $Ю_{2-4}$.

той приливно-отливной отмелью (MTF) и отмиранием русла (Ach).

Пласт Ю7-9 сложен схожим набором фаций, за исключением отсутствия мелководно-морского комплекса и большим преобладанием в прибрежно-конти-нентальном комплексе фаций смешанной приливно-отливной отмели (MSTF), межрусловых заливов (BayM) и приморских болот (SW). Характерные особенности отложений рассмотрим при интерпретации данных микроимиджера.

Верхняя часть разреза в пределах пласта Ю2-4 сложена мелководно-морскими отложениями. Их отличительными особенностями являются: биотурбация морского генезиса, волновые текстуры, высокая глинистость пропластков. Коллектор представлен тонкими линзовидными телами, часто нарушенными следами биотурбации. На *рис. 2* представлена интерпретация данных отложений на микроимиджере и визуальное сравнение с керном. По картине микроимиджера хорошо отличимы характерные текстуры, но нельзя однозначно идентифицировать принадлежность следов биотурбации.

Следующая обстановка, слагающая пласт Ю2-4 в средней части – прибрежно-континентальная, отличающаяся течениевыми текстурами, органическими включениями углефицированных остатков корней растений и древесины. Коллектор сложен крупными хорошо и среде отсортированными песчаными телами, мощностью до 9 м. На микроимиджере хорошо видны даже те текстуры, которые не видны на керне из-за однородности отложений.

Среднюю и нижнюю части разреза пласта слагают прибрежно-морские отложения, для которых так же характерны следы морской биотурбации и смесь течениевых и волновых текстур. В отличие от мелководно-морских отложений, коллектор здесь представлен более мощными баровыми телами. Текстуры хорошо просматриваются, но также не идентифицируется принадлежность следов биотурбации и не видны некоторые особенности, например, трещинки синерезиса. Пласт $Ю_{7-9}$ обладает схожей картиной.

Основой для электрофациального анализа является метод ГК, по характерным формам которой определяется принадлежность фаций исходя из определенных ранее на месторождении обстановок

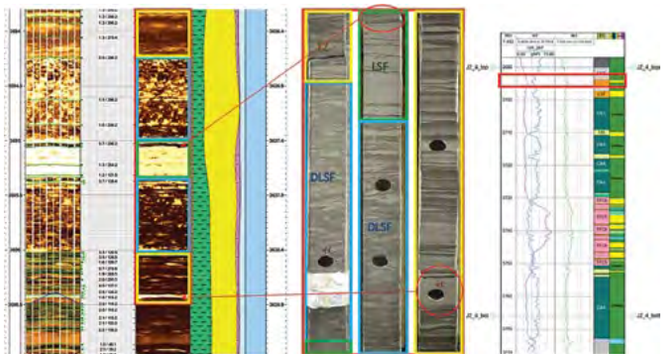


Рис. 2. Интерпретация микроимиджера на примере кернового материала.

и концепции. Также опорной информацией служит кривая литологии для ограничения кровли и подошвы песчаных тел. Сиквенс-стратиграфический анализ, приведенный дополнительно, демонстрирует циклы осадконакопления, также идентифицируемые по кривым ГИС.

При интерпретации полученных данных различными методами, описанными выше, можно отметить, что некоторые фации (например, Ach, MSTF) не фигурировали при выделении фаций по комплексу ГИС в связи с тем, что данные фации не имеют характерной формы кривых по причине неоднородности отложений (переслаивание различных литотипов) или их малой мощности. Качество микроимиджера для растворов на РУО позволяет отличить их и выделить по разрезу. Некоторые фации (например, DLSF) не отображены при интерпретации микроимиджера для растворов на РУО в связи с визуальной схожестью с иными отложениями, представленными по разрезу. Комплексируя вышеописанные данные была построена фациальная модель по 3 вариациям интерпретации разреза скважины 1Р:

- Интерпретация по керновому материалу.
- Интерпретация по микроимиджеру для растворов на РУО.
- Интерпретация по данным ГИС (кривая ГК).

Модели, полученные по первым 2 методам, довольно похожи, в отличие от 3 варианта по причине загрубления выделяемых отложений, например, фации TFCh.

Для построения сейсмофациальной модели, помимо интерпретации фаций в скважине требуется корректная увязка сейсмических данных

с интерпретацией фаций. В первую очередь были проанализированы данные детерминистической инверсии и спектральной декомпозиции. Согласно анализу песчаные отложения, вскрытые скважиной, можно отнести к предполагаемому русловому телу. С целью проведения корректного динамического анализа было проанализировано десятки атрибутов в различных временных и глубинных интервалах. На слайдах представлены самые представительные атрибуты, на которых также можно наблюдать предположительное русловое тело (*рис. 3*).

В ходе работы проанализированы результаты интерпретации углов и направлений внутрипластовой слоистости литологических разностей. Для анализа углов залегания текстур был взят песчаный интервал, приуроченный к фации приливно-отливного канала (TFCh) с преобладающими течениевыми и косыми текстурами пласта Ю2-4, поскольку данные отложения достаточно крупные, относительно однородные по составу и текстуры хорошо выражены на микроимиджерах. На розе диаграмм мы можем наблюдать, что основные азимуты падения слоёв 125 и 305 градусов, что перпендикулярно направлению развития предполагаемого руслового тела, которое выделено по сейсмическим данным (*рис. 4*).

Для анализа углов залегания текстур был взят песчаный интервал, приуроченный к фации приливно-отливного канала (TFCh) с преобладающими течениевыми и косыми текстурами пласта Ю2-4.

Основные течениевые текстуры, видимые на микроимиджере для растворов на РУО, располагается перпендикулярно направлению течения. Это явление можно классифицировать как знаки ряби, которые образуются на поверхности песчаных, алевритовых, глинисто-известковых и доломитовых

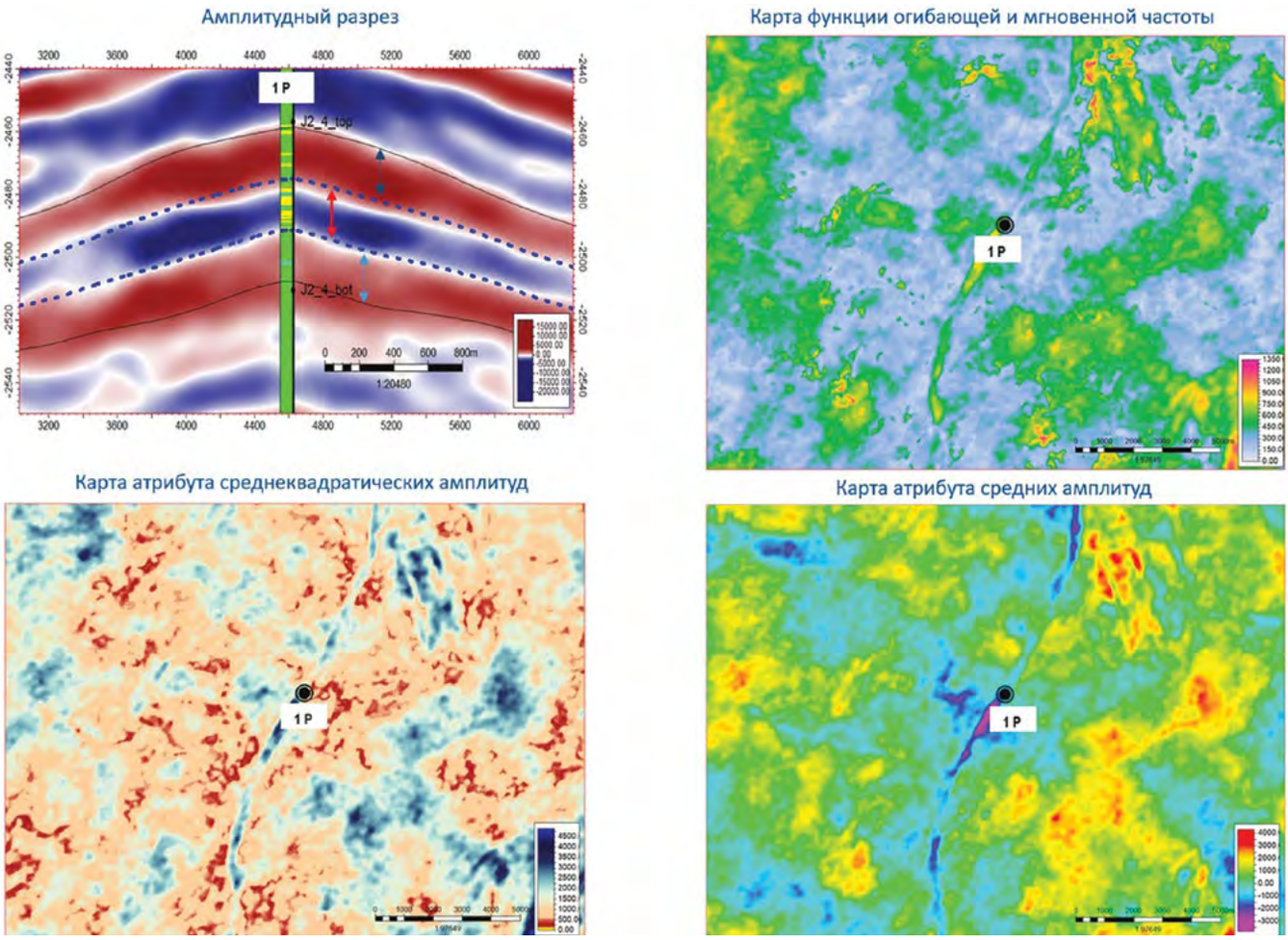


Рис. 3. Сейсмические атрибуты, снятые во временном окне, соответствующему русловому телу.

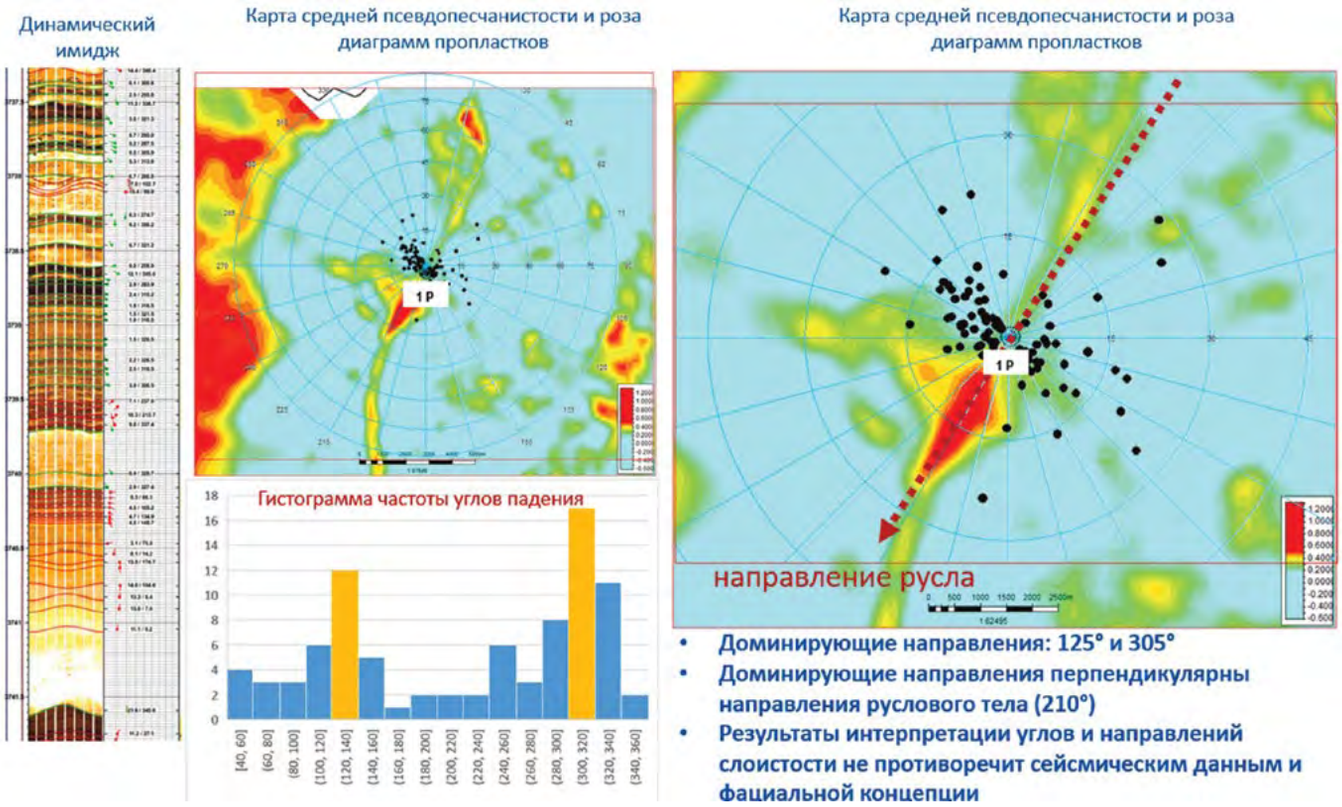


Рис. 4. Распределение азимутов и углов в пределах руслового тела, выделенных по данным микроимиджера.

осадков в результате деятельности воды или ветра. Угол указывает на скорость водного потока – чем выше скорость потока, тем больше угол

На базе трех секторных геологических моделей созданы три гидродинамические модели. Расчет проведены при одинаковых условиях режимы управления работы плановой горизонтальной скважины 1Р. Прогноз показателей добычи показал разницу почти в два раза между моделью, где на вход пошел РИГИС по ГК, и моделями, где на вход пошел РИГИС по керну или по микроимиджеру для растворов на РУО.

Исходя из информативности данных авторы составили таблицу «светофор» (*таблица 1*).

Красный свет – низкая информативность или отсутствие информации, желтый – средняя информативность, зеленый – высокая информативность. Информативность СК (стандартный комплекс ГИС) практически по всем критериям уступает информативности микроимиджеру для растворов на РУО, и по всем керну. Информативность же микроимиджера для растворов на РУО по половине критериев не уступает информативности по керну и лишь по некоторым значительно уступает – капиллярные исследования, определение ОФП, определение характера включений, определение карбонатности пропластков.

ВЫВОДЫ

Произведено сравнение 3 вариантов исходной информации для построения секторной геологической и гидродинамической модели, демонстрирующие преимущества и недостатки каждого метода в отдельности и повышение детальности модели при использовании приведенных методов интерпретации в отдельности и повышение детальности модели при использовании приведенных методов интерпретации в совокупности.

В случае если не требуется уточнение петрофизической модели и определение ОФП, интерпретация зонда Quanta Geo Slim позволяет с требуемой точностью (для геологических моделей) осуществлять фациальную интерпретацию, являясь альтернативой бурения с отбором керна.

Прогноз показателей добычи показал колоссальную разницу между моделью, где на вход пошел

Информация	микроимиджер для растворов на РУО	Стандартный комплекс ГИС	Керн
Уточнение петрофизической	🔴	🔴	🟢
Капиллярные исследования	🔴	🔴	🟢
Определение ОФП	🔴	🔴	🟢
✔ Интерпретация фаций	🟡	🔴	🟢
✔ Разрешающая способность	🟢	🟡	🟢
✔ Оценка трещиноватости	🟢	🔴	🟢
Определение карбонатности	🔴	🟡	🟢
✔ Определение углов наклона	🟢	🔴	🟢
✔ Определение направления	🟢	🔴	🟢
✔ Определение границ пластов	🟢	🟢	🟢
✔ Определение текстурных	🟡	🔴	🟢
✔ Определение структурных	🟡	🔴	🟢
✔ Определение деформаций	🟡	🔴	🟢
✔ Определение циклов	🟢	🟢	🟢
Определение включений	🟡	🔴	🟢

Таблица 1. Сравнительный анализ информативности, которую даёт РИГИС по страндартному комплексу ГИС, микроимиджеру для растворов на РУО и интерпретации керна.

РИГИС по ГК, и моделью, где на вход пошел РИГИС по керну или по микроимиджеру для растворов на РУО.

Применение подобного подхода к построению моделей поможет увеличить их детальность в интервалах отсутствия керна.

ЛИТЕРАТУРА

1. Закревский К.Е., Геологическое 3D моделирование. – М., ООО «ИПЦ "Маска"», 2009. – 376 с.

2. Генераленко О.С., Бардаченко Е.Н. Фациальная модель формирования отложений танопчинской свиты на примере месторождений Ямало-Гыданской нефтегазоносной области Западной Сибири. // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания. – Томск, 2017 г. с.69-76.

3. Gibling M.R. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification / Journal of Sedimentary Research, 2006. – V.76. – P.731-770.

4. Reynolds A.D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies / AAPG Bulletin, 1999. – V.83, №2. – P.211-229.

5. Deutsch C.V. Geostatistical reservoir modelling / Oxford University press, 2002.

6. Dubrule, O. Geostatistics for seismic data integration in earth models / SEG Distinguished Instructor Series No. 6., 2003.

ООО «АРКТИК СПГ 2»

АКТУАЛЬНЫЕ СПОСОБЫ ОПТИМИЗАЦИИ СТОИМОСТИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ МОРСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Автор: Ионов Всеволод Юрьевич.

ООО «Арктик СПГ 2» реализует проект строительства технологических линий по производству СПГ и СГК на основаниях гравитационного типа.

ВВЕДЕНИЕ

Стратегия развития Арктической зоны Российс-кой Федерации, утвержденная Президентом В.В. Путиным, включает в себя расширение ресурсной базы, модернизацию и совершенствование арктической транспортной системы. Для достижения стратегической цели в последнее десятилетие в Арктическом регионе был освоен ряд месторождений углеводородного сырья и произошло мощное развитие инфраструктуры Северного морского пути – было запроектировано и построено несколько современных портов.

В составе морских сооружений, проектируемых в Арктическом регионе особое место занимают объекты проектирования ПАО «НОВАТЭК», в частности технологические линии завода сжиженного природного газа и стабильного газового конденсата на основаниях гравитационного типа (ОГТ) и ледозащитные сооружения. Оба вида сооружений являются уникальными, крайне дорогостоящими и относятся к повышенному уровню ответственности. Выбор местоположения данных объектов является достаточно важным на начальном этапе реализации проекта.

На выбор оптимального местоположения объектов большое влияние оказывают результаты инженерных изысканий, которые являются неотъемлемой частью проектной документации и лежат в основе всех расчетов и моделирований при обосновании конструктивных решений. В ходе проектирования морских сооружений в условиях Арктического региона и определении рентабельности реализации проектов определяющий вклад вносят результаты инженерно-гидрометеорологических и

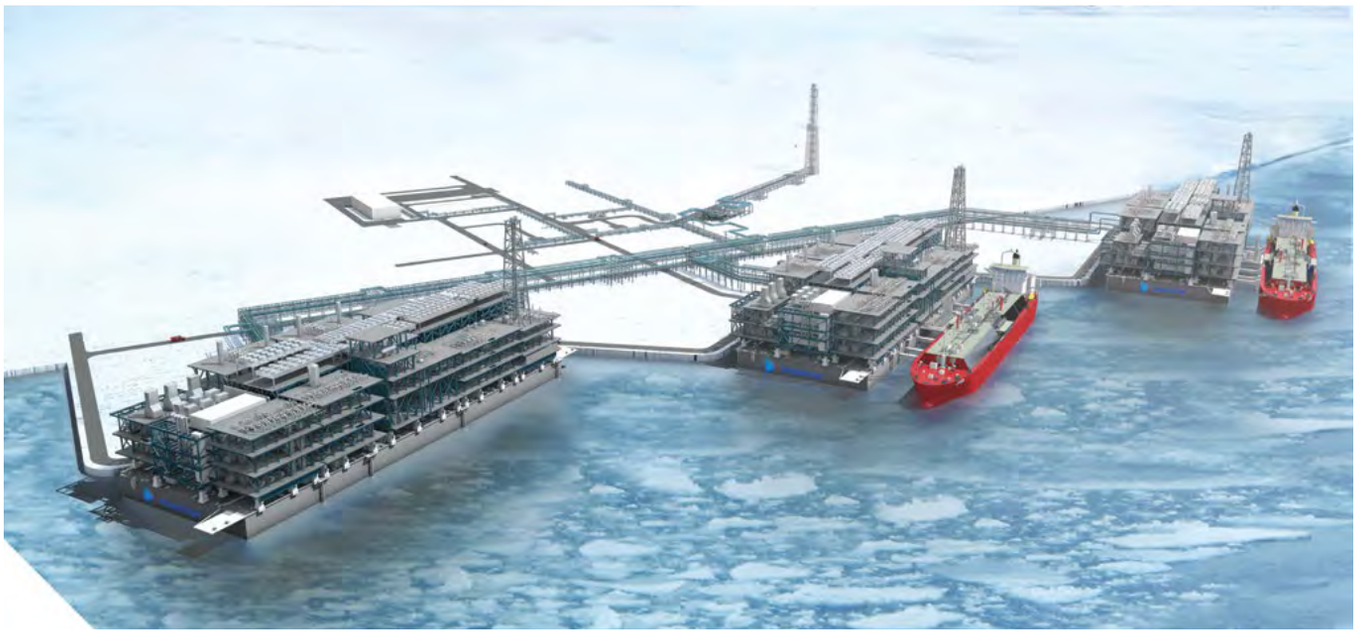


Рис. 1. Технологические линии по производству сжиженного природного газа и стабильного газового конденсата на основаниях гравитационного типа (https://www.novatek.ru/).

инженерно-геологических изысканий. Для инженерно-гидрометео-рологических изысканий наиболее важной задачей является определение ветровых, волновых и ледовых нагрузок. Для инженерно-геологических изысканий основной задачей является определение достоверных характеристик грунтов оснований. Так как инженерно-геологические изыскания являются наиболее дорогостоящими работами для проектирования технически сложных морских сооружений целесообразно рассматривать оптимизацию объемов именно этого вида работ.

Целью данной работы является оптимизация стоимости инженерных изысканий при проектировании технически сложных морских сооружений с условием сохранения или повышения качества результатов изыскательских работ.

Для достижения поставленной в рамках данного проекта цели выполнены следующие работы:

1. Анализ требований действующих нормативных документов при выполнении инженерных изысканий для технически сложных морских сооруженийю.
2. Разработка предложений по методике выполнения полевых и лабораторных инженерно-геологических изысканий с учетом требований международных стандартов.
3. Анализ экономической эффективности предлагаемых решений.
4. Оценка дальнейшей реализации предлагаемых методик и возможности их гармонизации с требованиями ФАУ «Главгосэкпертиза России» к проектной документации.

ТРЕБОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ МОРСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Действующая на территории Российской Федерации нормативная документация в области инженерных изысканий хорошо себя зарекомендовала при проектировании типовых объектов – магистральных тру-бопроводов, протяженных автодорог, типовых причалов, жилых домов и пр. При проектировании перечисленных объектов основной задачей изысканий является получение сведений о грунтах, залегающих в основании сооружения, для чего необходимо выполнение большого объема инженерно-геологического бурения. По окончании выполнения буровых работ, требуется выполнение значительного объема типовых лабораторных определений – сдвиговых и компрессионных. Зачастую, при использовании такого подхода, допускается использование характеристик свойств грунтов, представленных в нормативных таблицах, которые характеризуются консервативными величинами.

При проектировании уникальных сооружений повышенного уровня ответственности, применение стандартных решений для подсчета объемов изыскательских работ приводит к их необоснованному завышению, что напрямую влияет на сроки выполнения работ и их стоимость. При определении объемов работ для проектирования гидротехнических сооружений действующей нормативной документацией предписано бурение скважин по регулярной сети 25*25 м. При этом не учитывается где расположен объект на суше или в морских условиях, недостаточно учитываются инженерно-геологические условия морского дна.

Согласно действующим требованиям к объемам работ для проектирования таких сооружений как технологические линии завода на ОГТ, для одного ОГТ требуется осуществить бурение 98 скважин. Из расчета бурения скважин на глубину 60 м по грунту общий объем бурения для одного ОГТ составит 5880 п.м. Исходя из производительности одной буровой 40 м/сут для выполнения данного объема работ требуется 147 суток без учета простоев. Стоимость выполнения данного объема инженерно-геологических изысканий при бурении со льда составит до 82 млн. руб. (исходя из расценки за п.м. 14 000 руб.), при бурении в летний период составит до 412 млн. руб. (с учетом стоимости использования судов обеспечения).

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО МЕТОДИКЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ПОЛЕВЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ

Использование рационального подхода при выполнении изысканий для проектирования морских технически сложных сооружений с использованием международного опыта и стандартов позволяет существенно сократить стоимость работ, повысить качество результатов изысканий и увеличить точность получения физико-механических характеристик.

Таблица 1. Категории методов отбора образцов в соответствии с EN ISO 22475-1.

КАТЕГОРИИ МЕТОДА ОТБОРА ПРОБ ГРУНТОВ	СПОСОБ БУРЕНИЯ СКВАЖИН
A - образцы для определения прочности грунта	Вращательное бурение тройной колонковой трубой
B - образцы для определения физических характеристик	Вращательное бурение одинарными и двойными колонковыми трубами: - Ударно-канатное бурение. - Забивное бурение.
C - образцы для предварительного описания геологических слоев	- Вибрационное бурение. - Шнековое бурение.

В соответствии с требованиями международных стандартов Eurocode и ISO для стадии FEED (соответствует стадии проектная документация) для одного ОГТ является достаточным бурение скважин по сети 50х75 метров в количестве 21 шт. Из расчета бурения скважин на глубину до 60 м по грунту общий объем работ для одного ОГТ составит 1260 п.м. Стоимость выполнения данного объема работ при бурении со льда составит до 17,6 млн.,руб., при бурении в летний период с воды стоимость составит до 88,2 млн. руб.

Использование международного подхода при проектировании технически сложных морских сооружений позволяет сократить затраты на выполнение инженерно-геологических изысканий на величину до 70%.

Требованиями международных стандартов регламентировано качество буровых и лабораторных работ, которые выражаются в допустимости использования для изысканий различных типов бурового оборудования. Требования международных стандартов к качеству образцов представлены ниже в *таблице 1*.

Как уже отмечалось выше, для морских инженерно-геологических изысканий крайне важной задачей является определение достоверных характеристик грунтов оснований, так как именно характеристики грунтов закладываются в проектные расчеты и напрямую влияют на капитальные затраты при реализации объектов. В особенности данное обстоятельство относится к объектам, которые передают значительные нагрузки на грунты основания, такие как технологические линии завода на ОГТ и ледозащитные сооружения.

В процессе проектных проработок морские уникальные сооружения по ряду причин далеко не всегда удается размещать в идеальных природных условиях. Рассматриваемые морские сооружения в силу своих особенностей располагаются в прибрежных условиях Обской губы, и в их основании залегают характерные для Арктического региона Западной Сибири песчаные и глинистые дисперсные грунты. Наиболее благоприятными грунтами для расположения массивных сооружений являются плотные песчаные грунты. Тем не менее зачастую данные грунты залегают узкой полосой в сотни метров вдоль береговой зоны, сменяясь на удалении от берега слабыми глинистыми грунтами крайне низкой прочности. Разместить сооружения исключительно в зоне распространения песчаных грунтов не всегда представляется возможным в связи с чем часть сооружений приходится вынужденно располагать в зонах распространения слабых грунтов.

Одной из особенностей выполнения изысканий в зоне распространения слабых грунтов является необходимость бурения с обязательным сохранением структуры грунта. Нарушение структуры слабых грунтов приводит к снижению их прочности для особо чувствительных грунтов более чем в 50 раз.

Обеспечить сохранение структуры слабых грунтов с использованием стандартного бурового оборудования не представляется возможным в связи с чем для отбора ненарушенных проб слабых грунтов требуется использование тройных колонковых труб по типу Atlas Copco GEOBOR S и специализированных задавливаемых грунтоносов типа SHELBY. Грунтоносы типа SHELBY характеризуют-

ся небольшой толщиной стенки и задавливаются в грунт без вращения, что позволяет сохранять структуру грунта. Использование вышеуказанного оборудования с одновременным выполнением лабораторных определений свойств грунтов непосредственно в полевых позволяет существенным образом повысить достоверность прочностных характеристик свойств грунтов.

В связи со сложностями отбора проб слабых грунтов ненарушенного сложения при выполнении изысканий на участках распространения слабых грунтов особое место занимают методы определения прочностных характеристик грунтов непосредственно в массиве (in situ). Наиболее распро-страненным методом по определению прочностных свойств грунтов в массиве является статическое зондирование, которое представляет собой погружение конусного зонда в грунт с определением показателей сопротивления грунта внедрению зонда. К основным преимуществам данного метода можно отнести: повышенную точность определения свойств грунтов, непрерывное определение свойств по разрезу, высокую скорость камеральной обработки и низкие затраты на ее выполнение, а также меньшую стоимость выполнения работ в сравнении с бурением скважин.

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО МЕТОДИКЕ ВЫПОЛ-НЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ

Выполнении лабораторных работ для проекти-рования типовых объектов не предполагает анализа взаимодействия сооружения и массива грунтов в его основании и не учитывает характер нагружения массива. Характер нагружения массива в границах основания сооружения может существенным образом отличаться, например, в одной точке массива грунт в основании может испытывать деформации сдвига, в другой точке деформации трёхосного сжатия или даже растяжения. При этом в зависимости от схемы нагружения массива грунтов и скорости его нагружения величина прочности может значительно отличаться. Как уже отмечалось выше любое изменение прочности грунтов напрямую отражается на капитальных затратах реализации объекта.

Следует отметить, что именно результаты инженерно-геологических лабораторных работ ложатся в основу любых конструкторских расчетов и моделирований. Современные расчетные модели, используют сложнейший математический аппарат и для задания грунтовых моделей необходимы результаты лабораторных работ на шести, а иногда

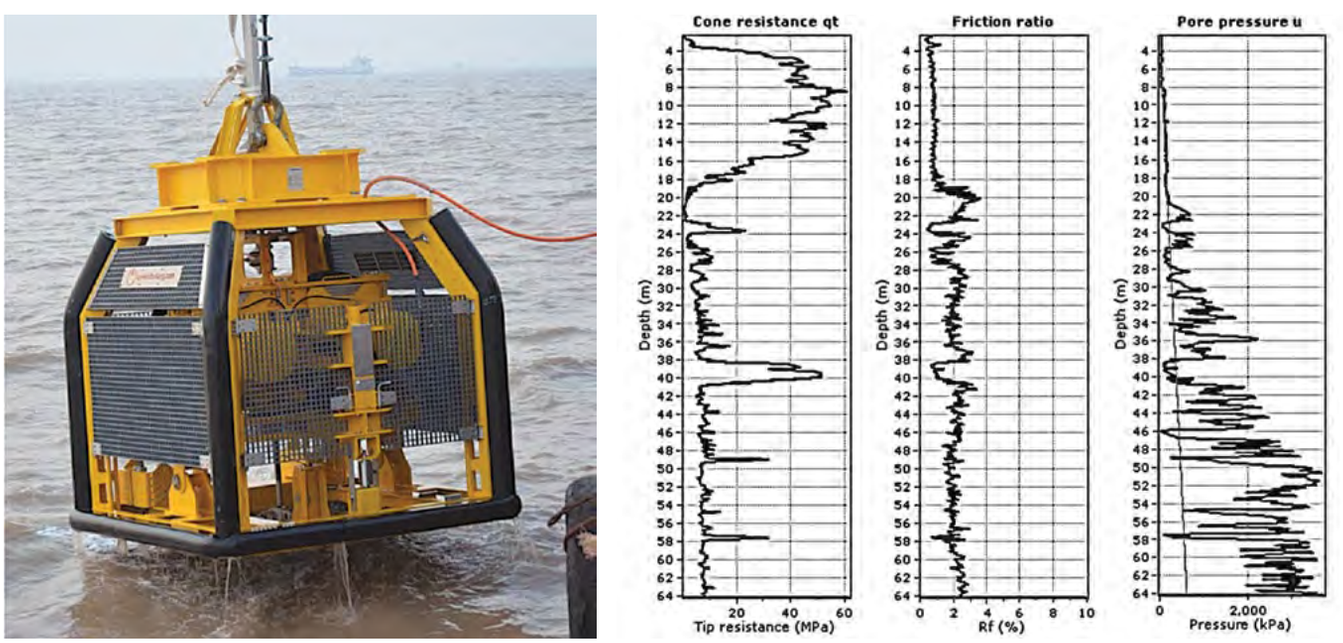


Рис. 2. Донная установка статического зондирования (слева) и пример данных статического зондирования (справа, слева на право: изменение с глубиной лобового сопротивление конуса, коэффициента трения и порового давления.

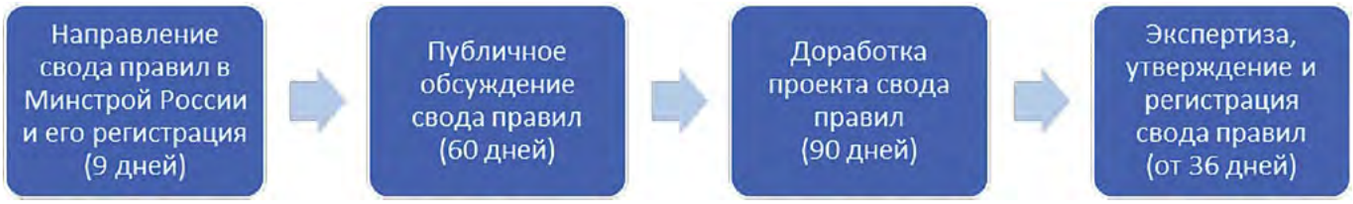


Рис. 3. Регламентные сроки для согласования и утверждения свода правил в соответствии с Постановлением Правительства от 1.07.2016 г. №624.

и большем количестве различных установок для проведения испытаний на грунтах.

Следовательно, при выполнении проектно-изыскательских работ для технических сложных морских объектов для выполнения корректных конструкторских расчетов необходимо выполнять лабораторные работы по специальным заданиям с использованием нестандартных схем нагружения грунтов.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕТОДИК И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ГАРМОНИЗАЦИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ФАУ «ГЛАВГОСЭКПЕРТИЗА РОССИИ» К ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Использование рационального подхода и международного опыта при выполнении инженерных изысканий для реализации технически сложных морских сооружений путем оптимизации объемов изыскательских работ позволяет сократить затраты при выполнении инженерных изысканий на величину порядка 70%. Однако оптимизация объемов работ и использование международных стандартов не предусмотрено действующей нормативной документацией и без дополнительных согласований методики работ с федеральными органами получить положительное заключение по результатам рассмотрения проектной документации в ФАУ «Главгосэкспертиза России» не представляется возможным.

С целью применения предлагаемых в данной работе методик по оптимизации объемов изыскательских работ на начальных стадиях реализации объекта представляется возможным разработка соответствующих специальных технических условий и их согласование в Министерстве строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ.

При условии дальнейшего освоения месторождений углеводородов с использованием технологии расположения заводов СПГ и СГК на ОГТ в условиях Арктического региона с сопутствующим строительством протяженных ледозащитных сооружений наиболее целесообразна разработка собственных ведомственных нормативных документов ПАО «НОВАТЭК» и формирование на их основе специализированных национальных стандартов и актуализация уже существующих. Разработка специализированной нормативной документации позволит в дальнейшем воспроизводить накопленный опыт ПАО «НОВАТЭК» по реализации технически сложных морских сооружений и обоснованно сокращать капитальные затраты при выполнении ряда работ.

ВЫВОДЫ

При проектировании уникальных и технически сложных морских сооружений применение действующих нормативных документов приводит к завышению объемов инженерных изысканий, сроков выполнения работ и их стоимости.

Использование рационального подхода при выполнении изысканий для проектирования морских технически сложных сооружений с использованием международного опыта и стандартов позволяет сократить стоимость работ до 70%.

При выполнении изысканий на участках распространения слабых грунтов обязательным условием является сохранение их структуры что требует использования высокотехнологичного бурового и пробоотборного оборудования – тройных колонковых труб и задавливаемых грунтоносов.

Для получения наиболее достоверных значений прочностных свойств слабых грунтов наиболее надежным способом является выполнение статического зондирования, которое позволяет получить непрерывные данные по разрезу, характеризуется

низкими трудозатратами и меньшей стоимостью в сравнении с буровыми работами.

Использование типовых решений при выполнении лабораторных работ для проектирования уникальных морских сооружений занижает величины прочностных свойств слабых грунтов. Для уникальных и технически сложных морских сооружений необходимо выполнять лабораторные работы по специальным заданиям с использованием нестандартных схем нагружения грунтов.

С целью нормативного регулирования оптимизации объемов изыскательских работ для проектирования уникальных и технически сложных морских сооружений целесообразна разработка специальных технических условий по инженерным изысканиям, а также предлагается разработка ведомственных норм на базе ПАО «НОВАТЭК» и актуализация действующей на территории РФ нормативной документации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства РФ от 1.07.2016 г. №624 «Об утверждении правил разработки, утверждения, опубликования, изменения и отмены сводов правил».

2. СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства», ПНИИИС Госстроя России, 1997.

3. СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83 (с Изменениями N 1, 2, 3), Министерство регионального развития Российской Федерации, 2019.*

4. СП446.1325800.2019«Инженерно-геологическиеизыскания для строительства. Общие правила производства работ», Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2019.

5. СП 47.13330.2016 «СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2017.

6. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года/(утв. Президентом РФ)/ http://www.government.ru по состоянию на 20.02.2013.

7. EN 1997-2 (2007) (English): Eurocode 7: Geotechnical design - Part 2: Ground investigation and testing [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC].

АО «ВНИИНЕФТЬ»

ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЛУБОКИХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО КАРТИНКЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА

Автор: Хайруллин Марсель Мансурович.

С 2004 г. АО «ВНИИнефть» входит в Группу компаний АО «Зарубежнефть» и позиционирует себя как крупный межотраслевой научно-технический центр, осуществляющий проектно-изыскательскую и научно-исследовательскую деятельность.

На сегодняшний день АО «ВНИИнефть» проводит мероприятия по преобразованию в корпоративный научно-технический центр Группы компаний АО «Зарубежнефть» для решения ключевых проблем геологии и разработки сложнопостроенных, трещинных, гидрофобных коллекторов.

Основной задачей АО «ВНИИнефть» в Группе компаний АО «Зарубежнефть» является повышение эффективности разработки месторождений и развитие конкурентных преимуществ путем отработки технологий на полигонах Группы компаний.

ВВЕДЕНИЕ

В своей книге Дональд Хебб (1949 год) [1] описал процесс адаптации нейронов в мозге в процессе обучения, и заложил базовые механизмы нейропластичности:

- если два нейрона по разные стороны от синапсов активируются синхронно, то «вес» синапса слегка возрастает;
- если два нейрона по разные стороны от синапсов активируются асинхронно, то «вес» синапса слегка ослабевает или синапс удаляется. (это расширенное правило, в оригинале второй части не было).

Эти правила легли в основу зарождающейся теории нейросетей, сегодня мы можем увидеть этот мета-алгоритм в основных методах обучения нейронных сетей.

Нейрофизиолог Френк Розенблатт (1958 год) [2] предложил схему устройства, моделирующего процесс человеческого восприятия, и назвал его «персептроном». Помимо этого: показал, что персептрон может выполнять базовые логические операции; разработал алгоритм обучения такой модели – метод коррекции ошибки; доказал сходимость алгоритма (теорема сходимости персептрона), но только для линейно разделимых классов; реализовал физический прототип такой модели – нейрокомпьютер «MARK-1». Однако, такая простая модель обладала рядом понятных недостатков. Недостатки элементарного персептрона видны на примере создания классификатора – простая сеть может создавать только линейные классификаторы.

В 1969 году математик и исследователь искусственного интеллекта Марвин Минский провел детальный математический анализ персептрона и опубликовал формальное доказательство ограниченности этой модели [3]. «There is no reason to suppose that any of these virtues carry over to the many-layered version. Nevertheless, we consider it to be an important research problem to elucidate (or reject) our intuitive judgement that the extension to multilayer systems is sterile» (перевод: Нет никаких оснований предполагать, что какое-либо из этих достоинств распространяется на многослойную версию. Тем не менее, мы считаем важной исследовательской проблемой разъяснение или опровержение нашего интуитивного суждения о том, что распространение на многослойные системы бесплодно). Отсутствие преимуществ плюс ограничения модели в итоге поубавили интерес научного сообщества к нейронным сетям, требовалось, что-то принципиально новое.

Исследования искусственных нейросетей не спеша продолжаются, но в режиме поиска чего-то нового:

- 1972: Т. Кохонен разрабатывает новый тип нейросетей, способных функционировать в качестве памяти.
- 1975-1980: К. Фукусима разрабатывает когнитрон и неокогнитрон, совершенно новый тип

многослойной сверточной сети, созданной по аналогии со строением зрительной системы.

• 1982: Дж. Хопфилд разрабатывает новый тип нейросети с обратными связями, выполняющей функции ассоциативной памяти.

• 1986: Дэвид Румельхарт, Дж. Хинтон и Рональд Вильямс разрабатывают вычислительно эффективный многослойных нейросетей – метод обратного распространения ошибки (именно работа этих авторов возрождает интерес к нейронным сетям в мире). Отличие персептрона Румельхарта от персептрона Розенблатта:

-нелинейная функция активации;

- один и более скрытых слоев (до работ Хинтона [4] по ограниченной машине Больцмана, на практике не использовали более двух скрытых слоев, а чаще всего один);

- сигналы на входе и на выходе не обязательно бинарные;

- произвольная архитектура сети (в рамках многослойности); ошибка сети интерпретирует в смысле некоторой меры, а не как число неправильных образов в режиме обучения.

В итоге эти работы привели к появлению глубоких нейронных сетей. На текущий момент глубокие нейронные сети широко используются в компьютерном зрении и распознавании образов [4-8].

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Проницаемость – это свойство горных пород пропускать сквозь себя флюиды, т. е. жидкости, газы и их смеси. При разработке нефтяных и газовых месторождений в пористой среде одновременно движутся нефть, газ и вода или их смеси. В связи с этим проницаемость одной и той же пористой среды для одной фазы (жидкости или газа) будет изменяться в зависимости от соотношения компонентов смеси. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной, эффективной (фазовой) и относительной проницаемости. Абсолютная проницаемость – это проницаемость пористой среды, определенная при условии, что порода насыщена однофазным флюидом, химически инертным по отношению к ней. Проницаемость горных пород зависит от следующих основных причин: размера поперечного сечения пор (трубок), формы пор, характера сообщения между порами, трещин в породах.

Наиболее распространенным является метод определения проницаемости по жидкости или газу в лаборатории на образцах кернов. Численно величины проницаемости породы характеризуются коэффициентом проницаемости, Кпр, из уравнения Дарси, которое позволяет рассчитать количество

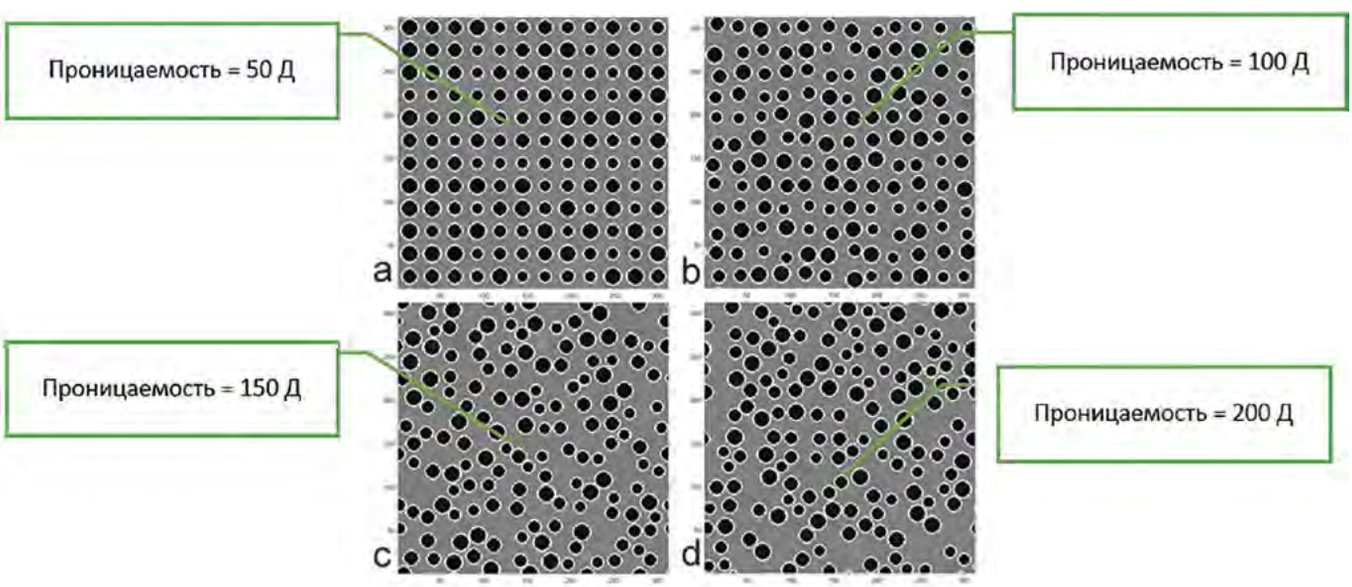
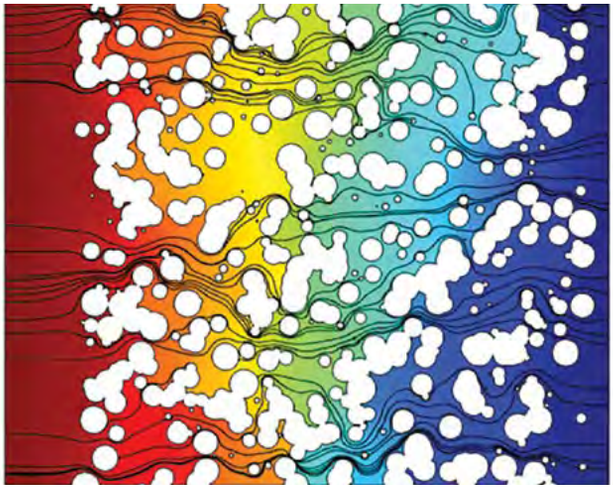


Рис. 1. «А что, если нейронная сеть сможет за секунды выдавать проницаемость образца горной породы по томографии ??!».



$$f_i(r+e_i\Delta t, t+\Delta t) = f_i(r,t) + \Omega_i(r,t)$$

$$\rho(r,t) = \sum_{i=1}^{9} f_i(r,t)$$

$$\boxed{u(r,t)} = \frac{1}{\rho}\sum_{i=1}^{9} e_i f_i(r,t)$$

LBM

$$\boxed{u_x} = -\frac{\boxed{k_{xx}}}{\mu}\frac{\partial P}{\partial x}$$

Darcy

Рис. 2. Будем использовать эффективный LBM (Lattice Boltzmann Method) для расчета проницаемости.

жидкости, прошедшее расстояние, в образце породы с поперечным сечением, при перепаде давлений, за время фильтрации.

Все эти примеры использования нейронных сетей, которые были приведены во введении, наводят на мысль (*рис. 1*): «А что, если нейронная сеть сможет за секунды выдавать проницаемость образца горной породы по томографии ??!».

Ведь томография – это получение послойного изображения внутренней структуры объекта. То есть – трехмерные картинки. Применение томографии для исследования керна обосновывается в первую очередь возможностью сканирования материала до выемки его из тары и физического воздействия на него, таким образом всегда можно вернуться к началу исследований, изменить их параметры в отличие от классического способа. Визуальный макроанализ томограммы обеспечивает выбор подходящих участков для отбора образцов и оценку необходимого числа дальнейших исследований. При количественном подсчете трещин с применением томографа практически исключается возможность ошибки, так как керн представлен в неизмененном виде. Таким образом, применение томографии дает возможность более качественно описывать структуру и трещиноватость карбонатных пород в сравнении с классическим методом. Более глубокий анализ томограммы позволяет определять открытую/закрытую пористость, статистически исследовать распределение трещин и пор по исследуемому разрезу, оценивать неоднородность распределения флюидов, а также выбирать репрезентативные участки для лабораторных исследований [9].

МЕТОДЫ И РЕШЕНИЕ

Единственный пункт, который вызывает трудности – собрать обучающую выборку. Для обучения могут понадобиться сотни и тысячи образцов с измеренными проницаемостями. Чтобы решить эту задачу в данной работе используются синтетические данные. В качестве поровых сред выступают 2D картинки с дисками разного размера раскиданные случайным образом (*рис. 1*), всего было сгенерировано 333 образца. Для расчета проницаемости эти образцов используется разработанный симулятор на основе решеточных уравнений Больцмана (*рис. 2*). Полученные поля скоростей и давлений легко пересчитываются, используя известную формулу Дарси.

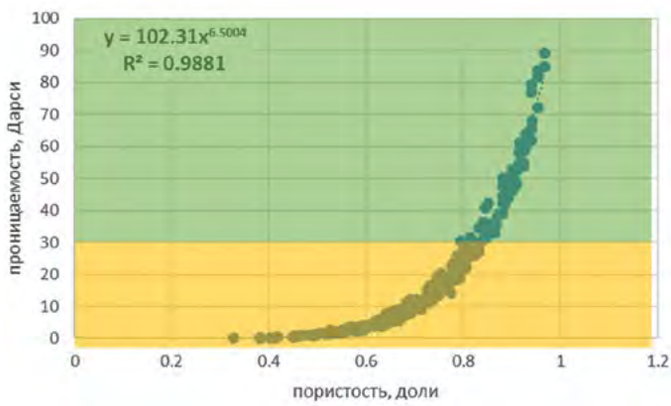


Рис. 3. Расчётная проницаемость и деление на классы.

Подход основан на решении решеточных уравнений Больцмана (Lattice Boltzmann method or equations, сокращенно LBM или LBE). По сравнению с другими методами LBM подразумевает более простую численную реализацию, хорошую адаптируемость к применению параллельных вычислительных технологий и зарекомендовала себя при решении многих задач механики жидкости и газа. LBE основаны на принципах статистической механики жидкости. Теоретические основы данного метода гидродинамических процессов подробно рассмотрены в работах [10, 11]. LBE хорошо адаптированы для решения задач в областях с большим количеством непроницаемых препятствий, соответствующих поровому пространству, благодаря простоте описания граничных условий ("bounce back") [12]. Исследованию однофазных течений в пористых средах методом LBE также посвящено большое количество работ, в которых проводится измерение коэффициентов проницаемости образцов со случайной упаковкой частиц сферической и кубической форм. Исследовано влияние случайности упаковки и размеров частиц на фильтрационные характеристики цифровых моделей.

Для расчётов применялся программный код, разработанный в рамках внутренних проектов компании АО «Зарубежнефть». Данный код имеет свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ №2021610599. Зарегистрированный программный код имеет возможность моделирования однофазных и двухфазных течений на основе метода LBM.

Теперь можно обратиться к результатам расчета проницаемостей и корреляции с пористостью. На первый взгляд все логично и естественно (рисунок 3). То есть, в реальной практике на реальных кернах наблюдаются абсолютно идентичные зависимости. Расчет проницаемости на обычном компьютере 100 образцов занимает от 2 до 5 часов.

Поделим все образцы на 2 класса (*рис. 3*): больше 30 [Дарси] и меньше 30 [Дарси]. И поставим задачу для нейронной сети научиться предсказывать к какому классу относится изображение.

Попробуем использовать CNN из TensorFlow для Python от Google (открытая программная библиотека для машинного обучения, разработанная компанией Google для решения задач построения и тренировки нейронной сети с целью автоматического нахождения и классификации образов, достигая качества человеческого восприятия) для того, чтобы решить эту задачу. За основу взят пример обучения нейронной (CNN – convolutional neural network) сети отличать кошек от собак на картинках [13]. Данный пример переориентирован на то, чтобы отличать картинки с проницаемостью больше и меньше 30[Дарси].

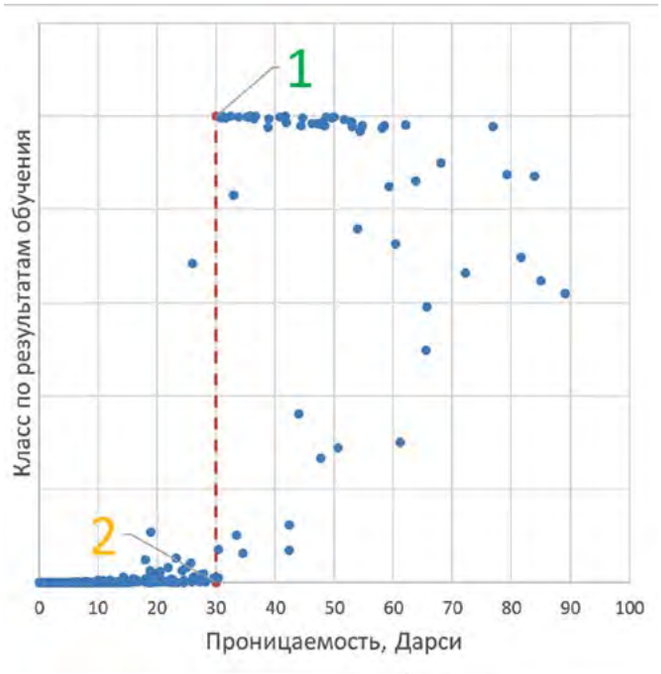


Рис. 4. Результат работы обученной нейронной сети.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На *рис. 4* представлен результат работы обученной нейронной сети. Расстояние от точек до уровней 1 и 0, с точки зрения математики, является вероятностью принадлежности конкретного экземпляра к тому или иному классу. То есть мы получаем вероятностную оценку. Видно, что алгоритм еще не способен однозначно определять высокопроницаемые образцы со 100% вероятностью. Скорее всего это обусловлено недостаточным количеством образцов в обучающей выборке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итоги можно выделить следующие моменты:

- Наглядно продемонстрировано, что глубокие нейронные сети могут решать задачу определения проницаемости по томографии (в данном случае 2D).

• Впереди еще много работы, полученные результаты всего лишь первая проба.

• Инструмент глубоких нейронных сетей может быть применен в различных областях ГиР (геология и разработка). Например, в таких как:

- обработка сейсмики;
- обработка каротажей и петрофизическое моделирование;
- построение геологических моделей;
- построение и адаптация гидродинамических моделей;
- прогнозные варианты разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Hebb D. O., The organization of behavior; a neuropsychological theory, 1949. Wiley.

2. Rosenblatt, Frank (1958), The Perceptron: A Probabilistic Model for Information Storage and Organization in the Brain, Cornell Aeronautical Laboratory, Psychological Review, v65, No. 6, pp. 386-408.

3. Minsky, M. L. Perceptrons: An Introduction to Computational Geometry Published by MIT Press (1969) ISBN10: 0262130432.

4. G. Hinton, Learning multiple layers of representation, 2007, DOI: 10.1016/j.tics.2007.09.004.

5. D.H. Hubel, T.N. Wiesel, Receptive fields, binocular interaction and functional architecture in the cat's visual cortex, 1962, https://doi.org/10.1113/jphysiol.1962.sp006837.

6. Serre et al., Object Recognition with Features Inspired by Visual Cortex, 2005, DOI: 10.1109/CVPR.2005.254.

7. http://videolectures.net/kdd2014_salakhutdinov_deep_learning/.

8. Scale Deep Learning, Jeff Dean https://www.youtube.com/watch?v=HcStlHGpjN8.

9. УДК 622.276.031:550.822.3 Рентгеновская томография как один из методов изучения литолого-петрофизических особенностей карбонатных пород Е.А. Волошин (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»).

10. Succi, S. The Lattice Boltzmann equation for fluid dynamics and beyond [Text] / S. Succi - Oxford: Oxford Clarendon, 2001. – 304 p.

11. Chen, S. Lattice Boltzmann method for fluid flows [Text] / S. Chen, G.D. Doolen // Annual Review of Fluid Mechanics. - 1998. - Vol.30. - PP. 329–364.

12. Kim, I.C. Second order bounce back boundary condition for the Latice Boltzmann fluid simulation [Text] / I.C. Kim // KSME International Journal. – 2000. – Vol.14, Issue 1. – PP. 84-92.

13. How to Classify Photos of Dogs and Cats (with 97% accuracy) by Jason Brownlee on May 17, 2019 in Deep Learning for Computer Vision https://machinelearningmastery.com/how-to-develop-a-convolutional-neural-network-to-classify-photos-of-dogs-and-cats/.

ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ СИСТЕМ В ЦЕЛЯХ РАННЕГО ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АКВАТОРИИ

Авторский коллектив:
Хафизов Равиль Айдарович,
Еремич Илья Викторович,
Зиннатуллин Ильнар Ильдусович.

ООО «РН-Пурнефтегаз» – дочернее общество ПАО «НК «Роснефть», ведёт разработку нефтяных и газовых месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе.

Предприятие является оператором по добыче, подготовке и сдаче нефти, газа и газового конденсата на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» в Ямало-Ненецком автономном округе и осуществляет хозяйственную деятельность на 13 лицензионных участках, к которым приурочено 12 нефтегазоконденсатных месторождений.

Разрабатываемые месторождения характеризуются высоким этажом нефтегазоносности с чередованиями нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных залежей.

С момента образования в ООО «РН-Пурнефтегаз» добыто более 260 млн т нефти и газового конденсата и свыше 110 млрд м^3 газа. Утилизация попутного нефтяного газа с 2017 года превышает 99%.

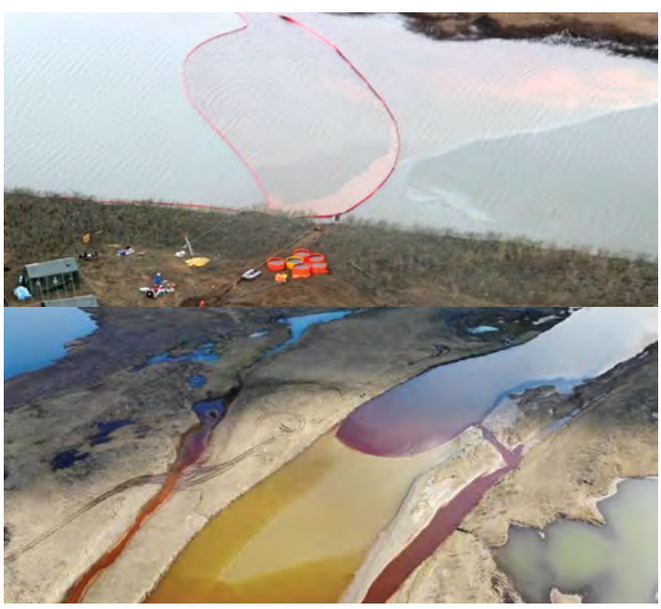


Рис. 1. Аварийные разливы на акватории подводных переходов трубопроводов.

Данный проект посвящен минимизации экологического ущерба с помощью контроля технического состояния подводных переходов при помощи подводных беспилотных систем.

В проекте проводится оценка существующей проблемы, постановка целей, задач, обоснована необходимость применения данного метода контроля технического состояния подводных переходов. В основной части описаны технические характеристики подводных беспилотных систем. Далее проводится анализ предлагаемого метода контроля, сравнение с существующими методами. Расчет экономической эффективности показал, что проект является эффективным и целесообразен для внедрения в ДО ПАО «НК «Роснефть».

ЦЕЛИ ПРОЕКТА

- Своевременное выявление недопустимых дефектов на трубопроводах пересекающих акватории.
- Снижение экологических и репутационных рисков Компании.
- Сокращение количества и размера штрафных санкций со стороны надзорных органов.

ЗАДАЧИ ПРОЕКТА

- Рассмотрение существующих методов контроля технического состояния подводных переходов.
- Обоснование экономической эффективности применения беспилотных систем.

На *рис. 1* приведены аварийные разливы на акватории подводных переходов трубопроводов.

Применяемые методы контроля технического состояния подводных переходов:

1. Водолазное обследование подводного перехода (возможность выполнения ремонтно-вос-

Рис. 2.
Возможности оснащения подводного беспилотного аппарата.

становительных работ; смертельная опасность при каждом погружении; долгое время при подготовке к погружению и высокая стоимость работ; разлив нефтепродуктов и экстремальный холод являются для человека опасными условиями).

2. Внутритрубная диагностика (достоверное определение технического состояния трубопроводов; остановка устройства при изменении внутренних диаметров и резких поворотах трубопровода; высокая стоимость оборудования; отсутствие возможности 100% охвата действующего парка трубопроводов, в связи с отсутствием технической возможности).

3. Наружная диагностика (достоверная информация по состоянию береговых линий; низкая стоимость выполнения работ; отсутствие возможности определения технического состояния подводной части трубопроводов; необходимость частого шурфования и снятия изоляции с трубы).

Дистанционная диагностика подводных переходов трубопроводов становится эффективной заменой физического присутствия человека на объекте. В будущем роботизация и переход на дистанционные технологии позволят проводить работу из любого места, где имеется Интернет-соединение, исключив использование труда водолазов.

Сфера применения подводных беспилотных систем достаточно широка. Данный метод контроля технического состояния подводных переходов может решать следующие задачи:

- толщинометрия и визуальный контроль состояния подводного перехода;
- выявление посторонних объектов неблагоприятных или опасных для трубопровода;
- выявление напряженно-деформированного состояния трубопровода;
- технический надзор за результатами ремонтных и строительных работ.

Это возможно благодаря оснащению подводного беспилотного аппарата различными датчиками и приборами (*рис. 2*).

На *рис. 3* показаны этапы использования данного метода контроля технического состояния подводных переходов с использованием подводных беспилотных систем.

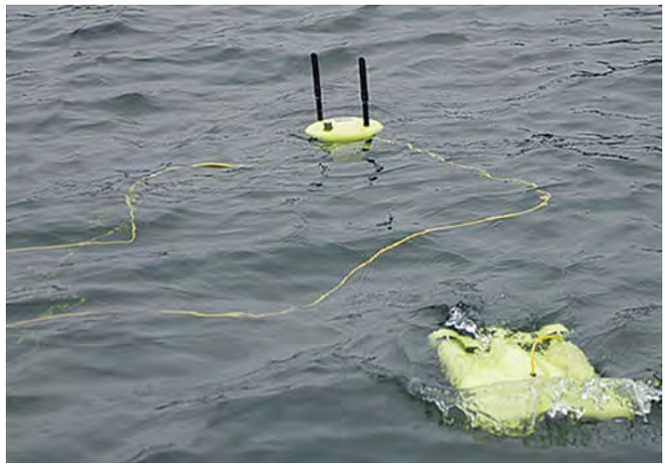
Подводная беспилотная система обладает высокой функциональностью. Она настраивается для выполнения конкретных миссий и контролируется через веб-устройство. Алгоритм управления интуитивно понятен и достаточно прост.

После погружения в воду дрон самостоятельно перемещается по заданному заранее маршруту, либо управление переходит к оператору.

Движение аппарата обеспечивается несколькими электродвигателями, чья совместная работа позволяет машине зависать или разворачиваться практически на месте.

Завершив задание или разрядив батарею, дрон всплывает и использует систему GPS для самостоятельного возвращения на базу.

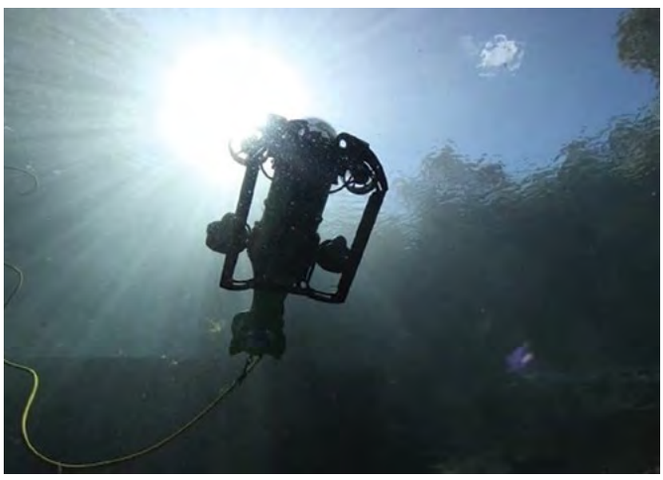
1. Подключение дрона к пульту управления (прост в наладке и задании траектории).



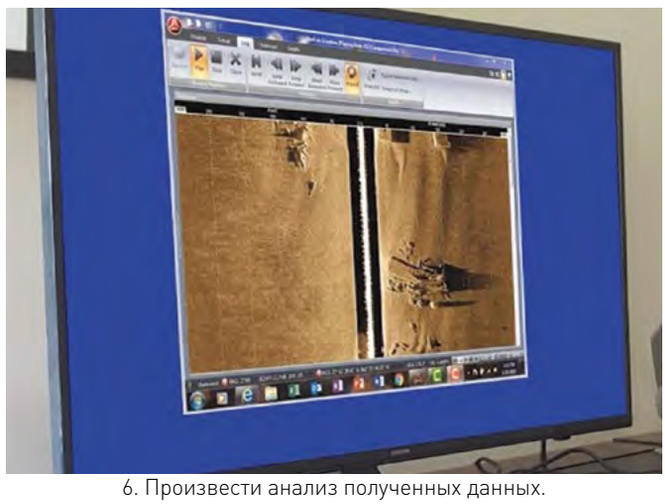
2. Погрузить дрон в воду.

3. Управлять дроном при помощи пульта.

4. Произвести обследование подводного перехода.



5. Всплытие дрона (в зависимости от модели дрона задействовано 1 или 2 человека).



6. Произвести анализ полученных данных.

Рис. 3. Этапы использования данного метода контроля технического состояния подводных переходов с использованием подводных беспилотных систем.

Таблица 1. Технические характеристики подводных беспилотных систем.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ						
ИЗОБРАЖЕНИЕ						
Наименование	**Gladius**	**PowerRay**	**OpenROV Trident**	**CCROV**	**Aquabotix Endu-ra 100**	**Deep Trekker**
Габаритные размеры, мм	430x260x95	465x270x126	208x204x158	208x204x158	700x370x300	495x380x630
Масса, кг:	3	3,8	5,5	5,5	6,8	26
Максимальная скорость, км/ч	2	2	2	1	5,6	6
Глубина погружения и дальность обследования, м	до 30	до 30	до 30	до 100	до 100	До 300
Время работы под водой, час	4	4	4	1	4	8
Стоимость, ₽	40 000	120 000	80 000	240 000	1 100 000	2200000

Подводные беспилотные системы обеспечивают своевременное обнаружение недопустимых дефектов на участках подводных переходов.

Преимущества предлагаемого метода контроля технического состояния подводных переходов:

- возможность проведения толщинометрии и визуального контроля состояния подводного перехода;
- выявление посторонних объектов неблагоприятных или опасных для трубопровода;
- выявление напряженно-деформированного состояния трубопровода;
- технический надзор за результатами ремонтных и строительных работ;
- инженерные изыскания под строящиеся переходы;
- не знают чувства голода и усталости, и им не нужно платить зарплату
- достаточно малы и легко транспортируемы.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

При нарушении статьи 8.45 КоАП РФ предусмотрено наложение административного штрафа на юридическое лицо от 500 тыс .руб до 1 млн.руб.

При повторном нарушении предусмотрен штраф от 700 тыс.руб до 1 млн.руб и приостановление деятельности на срок до 90 суток.

Экономический эффект рассчитан для дрона Deep Trekker.

Таблица 2. Экономические показатели проекта при аварии.

ПАРАМЕТРЫ	2018	2019	2020
Стоимость обследования подводных переходов Общества, тыс.руб	6316,91	3646	3313,2
Протяженность обследуемых участков, км	24	17	13
Стоимость предлагаемого оборудования, тыс.руб.	0	0	2200
Сумма штрафа при аварийном разливе на акватории, тыс.руб/случай	0	0	1000
Средний дебит добывающих скважин для расчёта, тонн нефти/сутки	90	90	90
Приостановление деятельности Общества, сутки	90	90	90
Стоимость обучения специалистов (8 человек), тыс.руб.	0	0	400

Netback, 1т/тыс.руб (на 2019 год)	НДПИ на 1 тонну, тыс.руб	Себестоимость 1 тонны с учётом налогов, тыс.руб	Дебит добывающих скважин для расчёта, тонн нефти/сутки	Количество рассматриваемых случаев некатегорийных отказов
21,74630717	12,52514075	3,754	8100	1

Расчётный недобор продукции		Потерянная прибыль, тыс. руб
Тонн нефти	Тыс. руб.	
21,74630717	12,52514075	3,754

Экономический эффект, тыс. руб./при возникновении одного случая
13 161

ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСНЫХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Автор: Королев Максим Игоревич.

В настоящее время значительная доля нефтяных месторождений России вступила в завершающую стадию разработки и характеризуется падением добычи. Это обусловлено истощением активных запасов нефти, и, как следствие, увеличением доли остаточной нефти, заключенной в зонах, не охваченных заводнением, и физически или химически связанной с породой пласта нефти. Дополнительным фактором является рост обводненности сложнопостроенных терригенных коллекторов и их высокая расчлененность.

Несмотря на отдельные высокие показатели коэффициентов нефтеотдачи, разработка значительной части нефтяных залежей во всех странах мира с точки зрения полноты выработки запасов нефти характеризуется как неудовлетворительная. Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений на поздней стадии разработки с остаточными запасами нефти связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшение объемов добычи попутной воды.

Таким образом, современные исследования ориентированы на нахождение более эффективных ПАВ или их композиций, а также на оптимизацию методов закачки химических реагентов в пласт, т.е. на применение новых комплексных технологий (ПАВ-полимерное, ПАВ-полимерно-щелочное заводнение, мицеллярное заводнение и др.). По мнению ученых, применение технологий с комплексным действием позволит увеличить охвата пласта заводением и одновременно увеличить коэффициент вытеснения нефти из пласта.

В статье представлено геологическое обоснование технологии применения обратных эмульсий с целью довыработки остаточных запасов нефти и вовлечение в активную разработку не дренируемых зон пласта на месторождениях на завершающей стадии. Также представлены результаты гидродинамического моделирования предлагаемой технологии регулирования фильтрационных потоков в трех приближениях. Определены оптимальные условия применения эмульсий на высокообводненных терригенных пластах.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Большая часть современных методов увеличения нефтеотдачи пластов, основывается на потокоотклоняющих технологиях, технологиях ограничения водопритока к добывающим скважинам и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, которые позволяют добиться эффективного доизвлечения нефти на поздней стадии разработки месторождения.

В настоящее время для селективной изоляции водонасыщенных интервалов широкое распространение получили осадко- и гелеобразующие составы, однако у них есть недостатки. Главный из них заключается в том, что структурообразование этих составов является практически необратимым. При этом в изолируемом участке остается часть нефтяных запасов месторождения, хоть и малая, которая после изоляции переходит в категорию трудноизвлекаемых. Так как восстановление фильтрационно-емкостных свойств изолированного такими составами интервала является достаточно трудозатратным процессом, данные технологии снижают конечный коэффициент извлечения нефти.

Поэтому все более актуальными становятся технологии, позволяющие временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам [2]. Перспективным видом составов, позволяющих решить данную задачу, являются обратные эмульсии с добавлением поверхностно-активных веществ. Сегодня они находят применение в бурении [5] и нефтепромысловой практике [4, 9,

10, 12, 13], в том числе для повышения нефтеотдачи пластов с целью выравнивания фронта вытеснения [1, 3, 6, 14-17].

Они представляют собой термодинамически неустойчивую дисперсную систему, дисперсионной средой которой является нефть, а дисперсной фазой – вода [11]. В таком случае эмульсионная структура обладает достаточными реологическими свойствами для селективной изоляции обводненных интервалов. Так как дисперсная система неустойчива в пластовых условиях, изоляция хорошо проницаемых пропластков является временной, а после разрушения структуры состава адсорбция поверхностно-активных компонентов эмульсии позволяет гидрофобизировать поверхность порового пространства породы. За счет этого снижается фазовая проницаемость по воде и увеличивается нефтеотмывающая способность нагнетаемого агента.

Именно это приводит к перераспределению фильтрационных потоков и включению в работу ранее неработающих интервалов пласта и доизвлечению остаточной нефти при использовании данной технологии.

Анализ литературных источников, содержащих данные о лабораторных исследованиях, и опыт промысловых испытаний новых композиций и составов, показывает, что для месторождений с длительным периодом воздействия на залежь закачкой воды наиболее перспективными методами увеличения нефтеотдачи пластов будут являться физико-химические или новые комбинированные методы на базе химических МУН. Закачка ПАВ-полимерных смесей, микроэмульсий или мицеллярных растворов позволит решить проблемы, возникающие на поздней стадии разработки высокообводненных месторождений. И главной целью применения комплексных технологий физико-химического воздействия на залежь является достижение проектного КИН за счет одновременного повышения коэффициента вытеснения нефти и увеличения коэффициента охвата пласта воздействием [7].

АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА РАССМАТРИВАЕМОМ ОБЪЕКТЕ

Работы по применению потокоотклоняющих технологий на Барсуковском месторождении начаты в 1995 году на объекте ПК19-20. Применялись технологии Темпоскрин, Ритин, ССС и СПС.

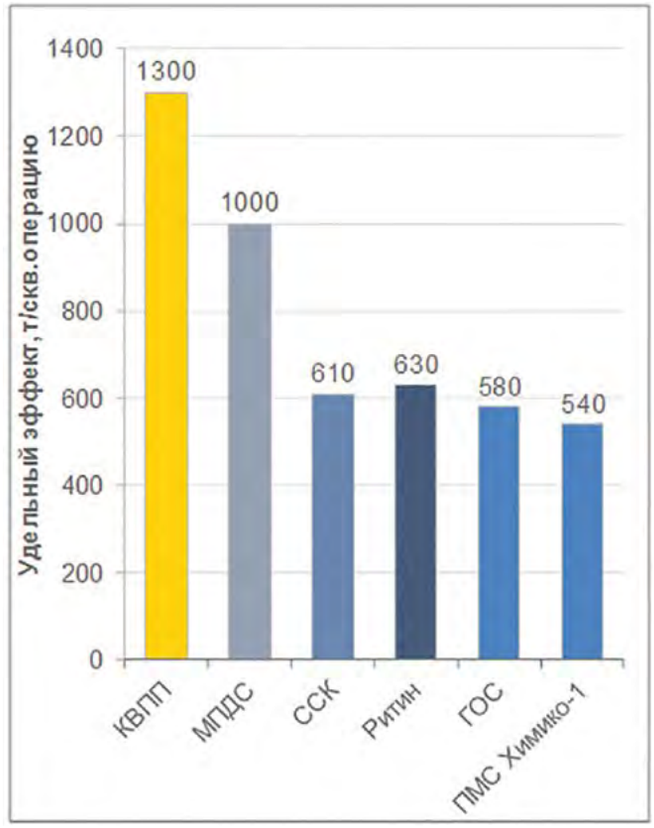


Рис. 1. Сравнение эффективности технологий ПОТ (2005-2016 г.г.) по удельным показателям т/скв.-обр.

Всего в результате работ, проведенных в 2005-2016 гг. на пласте ПК19-20 дополнительно добыто 227 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект составил 0,9 тыс. т нефти на скважино-обработку (*рис.1*). В 2016 г. проведено две скважино-обработки с применением составов ООС и СПС. Дополнительно добыто 6,5 тыс. т нефти, эффект продолжается.

Сравнение технологий по удельной эффективности показало, что наиболее эффективны комплексные технологии – средний удельный технологи-ческий эффект от технологии КВПП составил 1,3 тыс. т нефти на скважин-обработку, эффективность МПДС также выше 1,0 тыс. т на скважинообработку. Эффективность технологий ССК, Ритин (Темпоскрин), ГОС и ПМС Химеко-1 практически одинакова (539-629 т на скважино-обработку) и в два раза ниже, чем в у технологий КВПП и МПДС (*рис. 1*).

В период с 2017 г. по 2019 г. было проведено 16 скв. обработок мягкими типами ВУС со средним удельным эффектом 1,1 т/скважино-обработку при

средней продолжительности эффекта 6 мес. (*рис. 2*).

В целом анализ результатов применения потокоотклоняющих технологий на пласте ПК19-20 показал, что они могут быть эффективны в условиях водоплавающих залежей.

В дальнейшем рекомендуется более детально выбирать скважины и технологии для воздействия, при этом на первом этапе необходимо проведение мероприятий по определению причин обводненности (методом анализа динамик ВНФ, корреляций закачки и отбора воды, розы-диаграмм, линий тока, гидрохимического сопровождения процесса разработки, индикаторных исследований), на втором этапе – идентификация типов обводнения продукции скважин по характеру движения закачиваемой воды в призабойной зоне (трещина или суперколлектор); неоднородный по проницаемости пласт без межпластовых перетоков; неоднородный пласт с межпластовыми перетоками; однородный пласт без межпластовых перетоков; однородный пласт с межпластовыми перетоками. После определения причин и типа обводнения выбирать технологию воздействия.

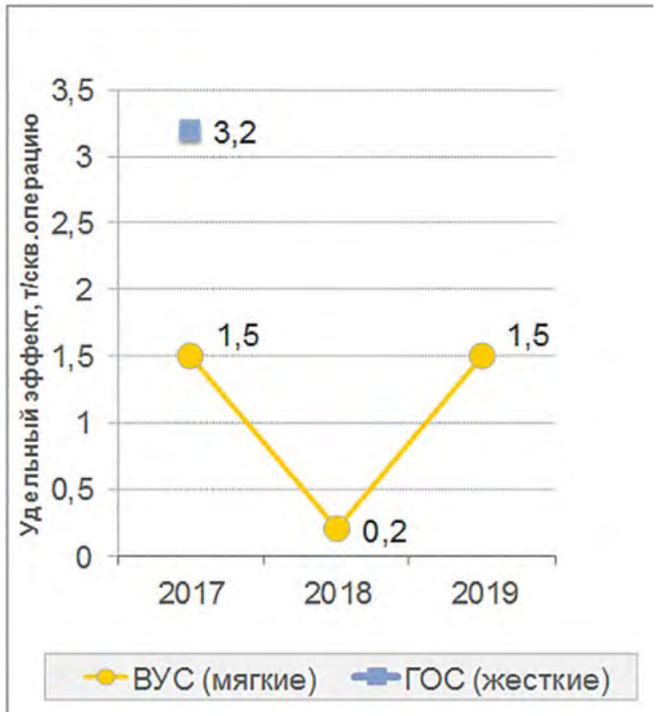


Рис. 2. Сравнение эффективности технологий ПОТ (2017-2019 г.г.) по удельным показателям т/скв.-обр.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО МИКРОЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА

Используемые в нефтяной отрасли ОЭ с целью выравнивания профиля приемистости и дальнейшего выравнивания охвата пласта заводнением, в соответствии с современными требованиями к технологическим жидкостям и проведенным анализом теоретических исследований [3, 9, 11, 13], должны обладать следующими свойствами: селективностью; регулируемыми плотностью и реологическими свойствами; высокой агрегативной устойчивостью и термостабильностью; совместимостью с пластовыми флюидами (устойчивостью к минерализации пластовой воды); обладать низкой начальной вязкостью и хорошей фильтруемостью в пористой среде; антикоррозионными свойствами; быть экологически безопасными; быть доступными, недефицитными и недорогими.

На основе проделанной литературно-патентной проработки, а также комплексе лабораторных исследований, был разработан химический состав, представляющий собой обратную эмульсию с гидрофобными свойствами, в которой дисперсной фазой служит закачиваемая подтоварная вода системы ППД с минерализацией 150 г/л. В качестве дисперсионной среды предлагается использовать керосин марки ТС-1 в связи с его доступностью. В качестве эмульгатора использовался ЯЛАН-Э2 марки Б2, доказавший на практике высокие характеристики улучшения свойств ОЭ [9]. Кроме этого разработанный эмульсионный состав содержит функциональные добавки, позволяющие улучшить агрегативную устойчивость эмульсии, её физико-химические и реологические свойства.

ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО СОСТАВА

По данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного состава, были рассчитаны гидродинамические модели в трех приближениях [8]:

1. Простая модель линейного участка слоисто-неоднородного пласта, состоящая из двух пропластков равных мощностей и различных проницаемостей.

По результатом первого этапа моделирования можно утверждать, что применение технологии рекомендуется при разнице в проницаемостях более чем в 5 раз, но, в то же время, наиболее проницаемый пропласток должен иметь проницаемость не бо-

лее 0,6 – 0,8 мкм2 для удержания эмульсионной оторочки в пласте, что соответствует условиям рассматриваемого объекта.

2. Сложная модель линейного участка слоисто-неоднородного пласта, состоящая из 10 пропластков различных мощностей, проницаемостей и водонасыщенностей.

Далее была поставлена задача исследовать влияние геолого-физических характеристик послойной неоднородности на эффективность применения технологии выравнивания фронта вытеснения с применением эмульсионного состава.

Для решения задачи была составлена модель продуктивного пласта, представленная 11 слоями. Из сравнения 2-х вариантов закачки с/без оторочки эмульсионного состава, очевиден эффект выравнивания фронта вытеснения после закач-ки оторочки эмульсии, за счет замедления продвижения воды по высокопроницаемым пропласткам (на одну и туже дату фронт по второму варианту заводнения ровнее).

3. Гидродинамическая модель пласта (участка пласта), адаптированная к текущим промысловым показателям разработки.

Первая модель – участок крупного объекта разработки. Вторая модель – целый многопластовый объект разработки, т.к. месторождение среднее по запасам.

Оценка эффективности применения рассматриваемой технологии оценивалась по данным накопленной добычи по годам разработки, а также по изменению средневзвешенной обводненности пласта. При анализе результатов моделирования видно, что после начала закачки разработанного эмульсионного состава наблюдается уменьшение обводненность на 10%, и прирост добычи нефти с первого года реализации технологии. Соответственно можно считать эффект от применения технологии порядка 1,8 тыс.т.н на скважинную операцию в год.

Также было отмечено, что уменьшение обводненности продукции добывающих скважин достигнуто вовлечением в работу ранее не охваченных заводнением участков пропластков. Дополнительная добыча составила около 2% на обоих участках, что свидетельствует о хорошей корреляции показателей эффективности применения разработанного эмульсионного состава.

В итоге можно утверждать, что использование разработанной технологии регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных нефтяных коллекторах позволит выровнить фронт вытеснения нефти водой что, как следствие, позволит повысить степень эффективности извлечения нефти из высокообводненных терригенных коллекторов за счет доизвлечения нефти из ранее вовлеченных в разработку зон.

ПОДБОР СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ И УЧАСТКА ДЛЯ ОПИ НА ОБЪЕКТАХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

На основе проведенного анализа промыслового опыта и опыта применения ПОТ на рассматриваемом месторождении, сопоставив критерии применимости предлагаемой технологии можно выделить следующий участок под ОПИ:

- нагнетательные скв. №№3122, 1540; реагирующие скв. № 3104, 3105, 4033, 1532, 3084, 3086, 3058, 1539 (далее будет рассматриваться в работе) (*рис. 3*).

По результатам моделирования в ГД симуляторе tNavigator 17.4 после закачки оторочки эмульсионного состава в объеме 600 м3 в скважину №1540 можно увидеть эффект снижения приемистости в закачиваемом интервале в 5-7 раза. Моделирование производилось при учете сохранения объемов закачки на уровне 1100 м3/сут.

В *таблице 1* приведены дебиты жидкости и нефти по реагирующим добывающим скважинам до базовому и расчетному вариантам. Из таблицы можно увидеть рост дебитов жидкости на одних скважинах (обозначены зеленым цветом), и как следствие рост дебита нефти, и снижение жидкости по другим (обозначены красным цветом) без снижения дебита нефти при этом. Данные закономерности наглядно показывают перераспределение закачки.

Таким образом, полученный суммарный эффект от применения технологии составит 3,4 т/сут, при среднем годовом 1,3 тыс.т./на скв. операцию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Результаты исследований позволили сделать следующие выводы:

1. Был проведен анализ особенностей довыработки запасов нефти в условиях послойной неоднородности. Механизм воздействия физико-химических методов повышения нефтеотдачи на терригенные коллектора во многом зависит от типа

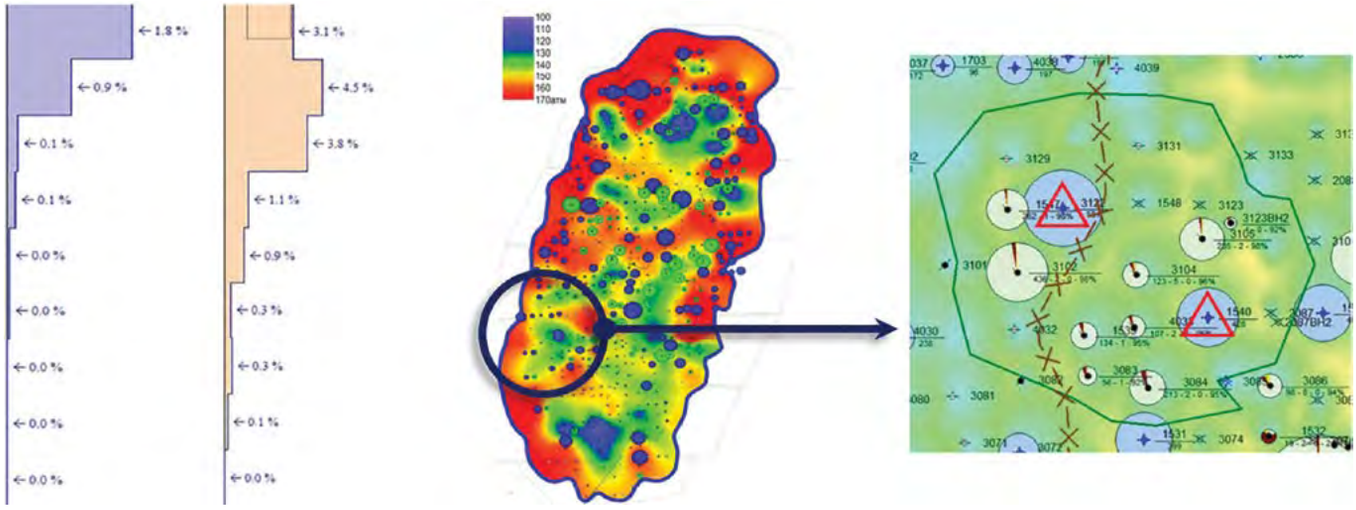


Рис. 3. Предлагаемый участок под ОПИ.

применяемых реагентом. Также стоит отметить, что очень важен правильный подбор композиций для применения с целью повышения эффективности разработки месторождений.

2. Разработан эмульсионный состав с гидрофобными свойствами на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, эмульгатором которой является ЯЛАН-Э2, с добавлением функциональных компонентов: анионного ПАВ (сульфонола) и комплексного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1). И позволяет рекомендовать получаемый таким образом гидрофобный эмульсионный состав в качестве селективного водоизоляционного материала для регулирования фильтрационных потоков в неоднородных нефтяных коллекторах.

3. На примере результатов расчетов гидродинамической модели одного из месторождений Самарской области обоснована технико-экономическая рентабельность разработанной технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием разработанного микроэмульсионного состава.

4. Проведенный анализ потенциала применения данной технологии на пласта-аналогах со схожими по геолого-физическим характеристикам на объектах ООО «РН-Пурнефтегаз», позволяет рекомендовать разработанную технологию ПОТ на объект ПК 19-20 Барсуковского месторождения с целью ПНП.

5. Разработанную технологию ПОТ можно рекомендовать для применения на объектах Б, Д, ПК нефтяных месторождений страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Байда, А.А. Мицеллярные растворы и микроэмульсии для повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Байда, С.Г. Агаев //Нефтепромысловое дело. – 2012. – №. 7. – С. 37-40.

2. Газизов, А.А. Факторы эффективной разработки нефтегазовых месторождений / А.А. Газизов. – Казань: Центр инновационных технологий, 2012. – 224 с.

3. Гималетдинов, Р.А. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» / Р.А. Гималетдинов, В.В. Сидоренко, Р.Н. Фахретдинов, О.А. Бобылев, Г.Х. Якименко, Р.Л. Павлишин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №. 5. – С. 78.

4. Горбунов, А.Т. Применение оторочек мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов / А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин // Нефтяное хозяйство. – 1976. – Т. 54. – С. 43.

5. Грей, Д.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Д.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли; пер. с англ. Д.Е. Столярова. – М.: Недра, 1985. – 511 с.

6. Демахин, С.А. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта / С.А. Демахин, А.Г. Демахин, В.Б. Губанов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №. 6. – С. 25-28.

7. Королев, М.И. Анализ опыта применения композиций на основе поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи терригенных коллекторов Урало-Поволжья / М.К. Рогачев, М.И. Королев // Международный Научно-

Рис. 2. Будем использовать эффективный LBM (Lattice Boltzmann Method) для расчета проницаемости.

Нагнетательная скважина		Реагирующие добывающие скважины	Базовый вариант		Расчетный вариант		Откланение от базового варианта	
Скважина	Закачка жидкости, м3/сут		Жидкость, м3/сут	Нефть, т/сут	Жидкость, м3/сут	Нефть, т/сут	Жидкость, м3/сут	Нефть, т/сут
базовый вариант		1532	22,0	0,4	20,1	0,5	-1,9	0,2
1540	1101,7	1539	14,4	1,4	23,5	2,3	9,1	0,9
расчетный вариант		2089ВН2	54,3	2,4	51,7	2,3	-2,6	-0,1
1540	1094,3	3058	134,5	4,0	151,9	4,5	17,4	0,6
		3084	86,9	4,5	90,0	4,9	3,1	0,5
		3086	52,1	6,4	56,8	6,9	4,7	0,5
		3091	14,3	0,6	3,5	0,6	-10,8	0,0
		3104	30,9	1,6	34,3	1,8	3,4	0,2
		3105	281,2	6,5	290,5	6,7	9,3	0,2
		3107ВН2	177,7	2,2	164,3	2,2	-13,4	0,0
		3135	6,7	0,3	7,2	0,3	0,4	0,0
		4033	97,2	8,7	104,1	9,1	6,9	0,4
		СУММА		38,9		42,3	**Прирост**	**3,4**

исследовательский журнал International research journal. – 2016. – №3 (45). – Ч. 2. – С. 102 – 104.

8. Королев, М.И. Регулирование фильтрационных характеристик высокообводненных терригенных пластов с использованием эмульсионных составов / М.К. Рогачев, М.И. Королев // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – 2018. – №3, – С. 44-49.

9. Мавлиев, А.Р. Разработка гидрофобно-эмульсионного состава для подземного ремонта нефтяных скважин / А.Р. Мавлиев, М.В. Наугольнов, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – 2012. – № 1. – Т. 195. – С. 57 – 60.

10. Наугольнов, М.В. Реологические и фильтрационные исследования эмульсионных составов для применения в потокоотклоняющих технологиях / М.В. Наугольнов, М.К. Рогачев, А.Р. Мавлиев, Д.В. Мардашов // Записки Горного института. – 2012. – № 1. – Т. 195. – С. 69 – 72.

11. Орлов, Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

12. Пат. 2592932 РФ. Состав для повышения нефтеотдачи пластов / Р.Н. Фахретдинов, Г.Х. Якименко, Д.Ф. Селимов; заявитель и патентообладатель ООО МПК «ХимСервис-Инжиниринг». – № 2015111052/03; заявл. 27.03.15; опубл. 27.07.16.

13. Рогачев, М.К. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев, К.В. Стрижнев / Нефтегазовое дело, 2011. – № 3, – С. 180 – 190.

14. Dwarakanath V. et al. Using co-solvents to provide gradients and improve oil recovery during chemical flooding in a light oil reservoir //SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Society of Petroleum Engineers, 2008.

15. Iglauer S. et al. Alkyl polyglycoside surfactant–alcohol co-solvent formulations for improved oil recovery //Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2009. – Т. 339. – №. 1-3. – С. 48-59.

16. Tagavifar M. et al. Measurement of microemulsion viscosity and its implications for chemical enhanced oil recovery // SPE Journal. – 2018. – Т. 23. – №. 01. – С. 66-83.

17. Wang D. et al. Novel surfactants that attain ultra-low interfacial tension between oil and high salinity formation water without adding alkali, salts, co-surfactants, alcohols and solvents //SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia. – Society of Petroleum Engineers, 2010.

ПАО «МОСЭНЕРГО»

ЗАМЕНА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ РЫБОЗАЩИТЫ НА ЭЛЕКТРОГРАДИЕНТНОЕ РЗУ

Автор: Трофименко Александр Александрович.

ТЭЦ-16 располагается в северо-западном округе города Москва, в районе Хорошево-Мневники. Ввод в эксплуатацию первого энергоблока мощностью 25 МВт состоялся в 1955 году, а в 1963 году ТЭЦ-16 вышла на проектную мощность 300 МВт.

В 1974–1982 годах осуществлен перевод ТЭЦ-16 на сжигание газо-мазутного топлива со строительством нового мазутного хозяйства и реконструкцией энергетических котлов. Проведена модернизация теплофикационного и турбинного оборудования с внедрением схемы трехступенчатого подогрева сетевой воды. Построены очистные сооружения; введены в эксплуатацию установки нейтрализации агрессивных вод. На энергетических котлах выполнены мероприятия по снижению выбросов оксидов азота в атмосферу с установкой систем ступенчатого сжигания топлива. В результате реконструкции и модернизации оборудования станции установленная мощность ТЭЦ-16 была увеличена до 360 МВт.

После ввода в эксплуатацию энергоблока ПГУ-420Т в 2014 году, установленная электрическая мощность станции составила 651 МВт, тепловая мощность – 1408 Гкал/час.

Проект предназначен для снижения затрат на эксплуатацию системы рыбозащиты, а также оптимизации расхода воды, потребляемой станцией. Внедрение системы позволит станции экономить значительные средства за счет снижения потребления электричества на собственные нужды.

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос предотвращения попадания рыбы в системы водозабора, всегда являлся хоть и не первостепенным, но все же необходимым к решению при строительстве и эксплуатации электростанций. Изначально смонтированная на ТЭЦ-16 воздушно-пузырьковая система, должна была создавать пузырьковую завесу, не позволявшую рыбе свободно проходить через нее. Однако вместо отпугивания, система лишь приманивала рыбу, работая наподобие аэратора в аквариуме. Ввиду ее неэффективности она была заменена на ныне функционирующую струйно-водяную систему. Эта РЗУ за годы работы показала себя надежной заменой предшественника. Подача воды к системе осуществляется с врезки из напорного коллектора подачи добавочной воды от БНС к ТЭЦ. Расходы добавочной воды на РЗУ достигают 500 м3/ч и это является главным недостатком системы. Сейчас существует возможность замены такой установки на более экономичную, с полным отказом от расхода воды на систему.

Основные задачи, которые предстоит решить:

1. Заменить действующую системы РЗУ на более экономичную электроградиентную установку.

2. Снизить расхода воды, направляемый на РЗУ, до нуля.

3. Изменить характеристики насосного оборудования, заменив большой и неэкономичный насос на насос оптимальных параметров.

4. За счет замены насоса снизить затраты на собственные нужды, тем самым повысив прибыль станции.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Техническое решение.

Электродная система предназначена для создания в воде в импульсного электрического поля и состоит из металлических стержней, развешанных «гирляндой» на тросе перед водоприемными отверстиями водозабора. Стержни электродов выполняются из нержавеющей стали ø12 мм. Количество электродных стержней, их длина и диаметр определяются техзаданием. Примерная схема расположения стержней приведена на *рис.1* и *рис. 2*.

Шкаф управления (ШУ) выполняет функцию генерирования импульсов электрического напряжения (тока) с заданными амплитудными и времен-

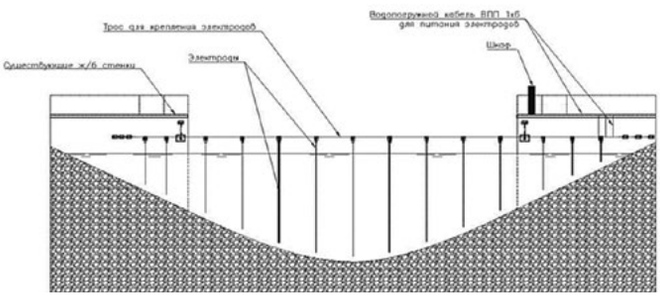


Рис. 1. Рыбозащитное устройство подводящего канала НС (фронтальный вид).

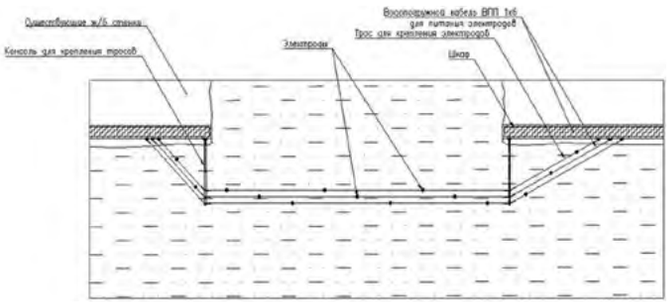


Рис. 2. Рыбозащитное устройство подводящего канала НС (план).

ными параметрами. Во включенном состоянии вокруг электродной системы создается пульсирующее электрическое поле, градиент которого создает сплошной защитный фронт, предотвращающий попадание рыбы в подводящий канал. Один из вариантов расположения ШУ показан на *рис. 1*.

Простыми словами, система формирует электрические импульсы и, при помощи электродного поля, через которое пропускается ток, создает в воде дискомфортную для рыбы зону импульсного электрического воздействия. Потребляемая мощность – не более 2, 5 кВт на один шкаф. Нам необходимо два шкафа.

РЗУ работает в автоматическом режиме с поддержанием заданных параметров поля в воде по замкнутым обратным связям, с помощью параллельной подчиненной системой регулирования тока и напряжения. РЗУ имеет аварийную защиту по действующему и амплитудному значению тока силового выпрямителя, тока питания управляющей системы и по амплитудному значению тока генератора выходных импульсов (тока нагрузки).

На передней панели (двери) шкафа управления РЗУ установлены индикаторы выходных параметров устройства и текущего состояния его работы, световая и звуковая сигнализация аварийных ситуаций, существует возможность подключения к АСУТП предприятия. Габариты базового шкафа управления РЗУ не превышают следующие размеры: высота – 900 мм, ширина – 600 мм, глубина – 400 мм.

Также для оптимизации параметров насосного оборудования предполагается замена одного из трех насосов, установленных на береговой насосной станции. В данный момент на БНС установлено три насоса типа 1Д-1600-90, один из которых с подрезанным рабочим колесом.

При исследовании ежегодных расходов добавочной воды, а также при проведении контрольных замеров мы выяснили:

Усредненный расход добавочной воды составляет 800 м^3/ч из которых 400 т/ч отправляется к станции, а оставшиеся 400т/ч расходуются на работу струйной РЗУ. При такой производительности насоса его энергопотребление составляет 374 кВт*ч, из которых ок. 310кВт необходимы для обеспечения расхода на станцию, и 64кВт на РЗУ. Это связано

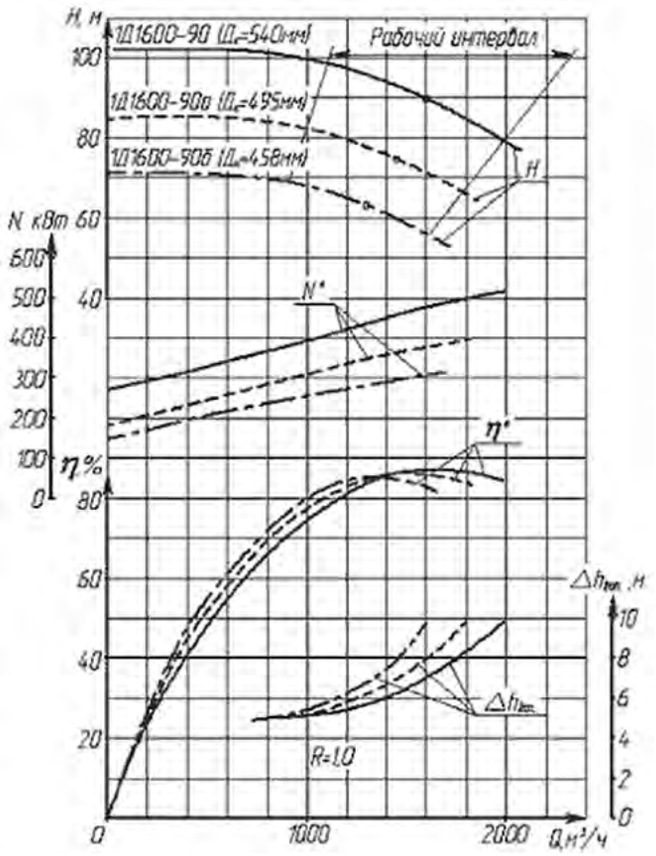


Рис. 3. Характеристика насоса 1Д-1600-90.

с тем, что насос работает в зоне низкого КПД. Характеристики насоса 1Д-1600-90 представлены на *рис. 3*.

Более того, максимальная потребность станции в добавочной воде не превышает 600-620 м^3/ч. (Не считая периода заполнения градирен).

Поэтому предлагается заменить один из установленных насосов на модель 1Д720-90а. Обладая номинальной производительностью в 650 м^3/ч, этот насос полностью обеспечит потребности станции в добавочной воде, потребляя при этом в три раза меньше электроэнергии. Характеристики насоса 1Д720-90а представлены на *рис. 4*.

Экономическая часть.

1. При замене водо-водяной системы на электроградиентное РЗУ, годовые затраты электроэнергии снизятся с текущих 1 115 тыс. руб./год до 90 тыс. руб./год.

2. Годовые затраты на работу насоса снизятся с 5 635 тыс. руб./год 2 255 тыс. руб./год.

3. Экономия в сравнении с текущим режимом составит 4 494 тыс. руб./год.

4. Ожидаемый срок окупаемости проекта составит 4,5 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главный плюс проекта – возможность его масштабирования. Так как все станции имеют потребность в добавочной воде, они все так или иначе имеют водозаборы, на которых эта система может быть установлена. В случае успеха проекта на ТЭЦ-16, его можно масштабировать на другие станции ПАО «Мосэнерго», а также станции подведомственные ГЭХ после адаптации под конкретные условия объектов.

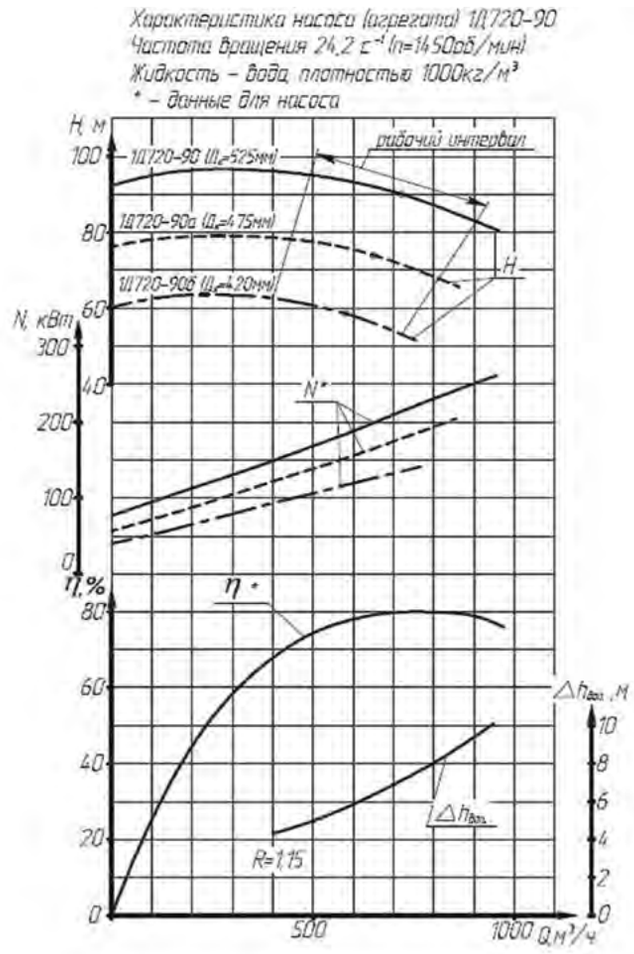


Рис. 3. Характеристика насоса 1Д-1600-90.

ЛИТЕРАТУРА

1. МУ по наладке систем технического водоснабжения тепловых электростанций РД.34.22.401-95

2. Типовая инструкция по эксплуатации береговой насосной циркуляционного водоснабжения блочных электростанций ТИ 34-70-021-83

ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ»

РАЗРАБОТКА И СОЗДАНИЕ ВНУТРИТРУБНОГО УСТРОЙСТВА ВУ «СМАГ» ПО ДЛЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИК ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ МАГНИТОМЕТРИЧЕСКИХ И АКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Авторский коллектив:
Максимов Геннадий Львович,
Бурдуковский Дмитрий Леонидович,
Елисеев Александр Алексеевич,
Семенов Владимир Всеволодович,
Фогель Андрей Дмитриевич.

Значимой проблемой нефтяной отрасли Российской Федерации является предаварийное состояние трубопроводных систем большинства нефтегазодобывающих предприятий. В России в эксплуатации находится 350 тыс. км промысловых трубопроводов, на которых ежегодно отмечается свыше 50 тыс. инцидентов, приводящих к опасным последствиям.

В то же время, по разным оценкам, до 40% и более от общей протяженности трубопроводов не предназначено для диагностики наиболее популярными методами, например, внутритрубной магнитной и акустической дефектоскопией, так как, такие трубопроводы не имеют камер пуска-приема [1].

Магнитоакустическая и ультразвуковая дефектоскопия являются одними из основных методов изучения технического состояния трубопроводных систем. Однако серийно выпускаемая аппаратура для реализации этих методов не обеспечивает выявление трещин и других повреждений трубопроводов с определением их износа и остаточной толщины с минимальными затратами и достаточной для практических целей точностью и надежностью. Поэтому, использование современных дефектоскопов – толщиномеров, под задачи выявления дефектов металлургического производства труб, а также систематического контроля их технического состояния и мониторинга зарождающихся повреждений на этапах строительства и эксплуатации трубопроводов, является чрезмерно дорогостоящим и, в ряде случаев, излишне детальным [2].

Авторы статьи предложили разработать Внутритрубное Устройство (ВУ) «СМАГ» (Сферический Магнито-Акустический Градиентометр), предназначенный для определения местоположения дефектов, оценки их геометрических параметров, конструктивных и ремонтных особенностей трубопровода, обнаружения и оценки разрушающихся сварных швов.

ВУ СМАГ предназначен для проведения внутритрубной диагностики как технологических в соответствии с классификацией [3], так и промысловых объектов трубопроводного транспорта. К трубопроводам технологическим относятся трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия. Проходит отводы с малым радиусом (1,5Dn), не требует обустройства дополнительной инфраструктуры.

На первом этапе выполнения НИОКР проводились патентные исследования, для определения технического уровня объекта. По результатам исследований были сделаны выводы, что ВУ СМАГ принадлежит к одному из наиболее перспективных направлений дефектоскопии трубопровода и относится к объектам с высоким научно-техническим уровнем.

На втором этапе проведено математическое моделирование. С использованием разработанных программ произведена подробная оценка внутритрубного магнитного поля в пристеночной области при различных типах движения устройства. Исследованы отклики для наиболее частых

Рис. 1. Внешний вид макетного образца ВУ «СМАГ».

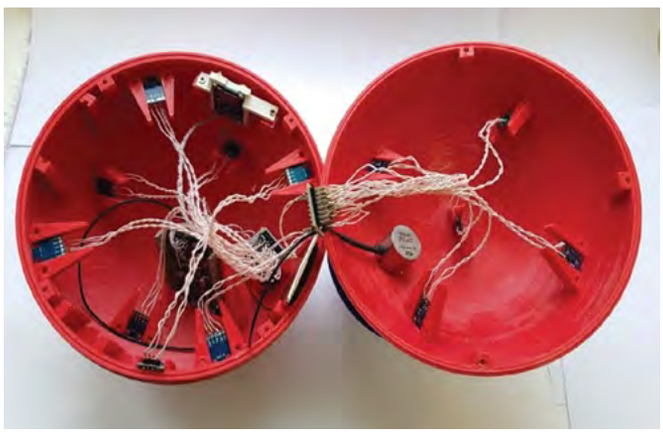


Рис. 2. Макетный образец ВУ «СМАГ» в разрезе.

внутренних дефектов и построены магнитные образы дефектов. Также проведено моделирование акустических откликов как для дефектов коррозионного происхождения, так и для утечек. Получены их спектральные характеристики, которые позволят в дальнейшем провести необходимую настройку акустических датчиков в ВУ СМАГ.

На третьем этапе были проведены работы по изготовлению макетного образца (*рис.1, 2, 3*). В ходе работ по этапу были разработан образец отвечающий следующим требованиям:

• Измерительное устройство было размещено в автономном разборном шаре из твердого пластика. Устройство ВУ содержит магнитометрический, акустический и температурный датчики, датчик давления, а также акселерометр. На основе измеренных акселерометром данных должна определяться скорость перемещения устройства и углы поворота. Устройство ВУ содержит, также коммутационный порт, карту памяти, в случае необходимости электромагнитный излучатель (трансмиттер), подзаряжаемую батарею и пьезоэлектрический преобразователь.

• На основе полученных данных кроме вычисления модулей проводится расчет градиентов, параметров корреляции, в том числе углов поворота, ответвления и аномалии от технологических особенностей монтажа и эксплуатации трубопровода.

• Результаты измерений должны записываться в энергонезависимую память и служат для оценки зон утонения и коррозии, зон дефектов по длине трубопровода, определения аномальных участков и расположения их на местности, оценка технического состояния сварных швов и сквозных отверстий, а также конструктивных особенностей трубопровода.

• Управление режимом работы ВУ производится с использование Bluetooth канала.

• В процессе обработки производится совместная нелинейная фильтрация и определяется траектория измерительного модуля, на основе чего получают скорректированные градиенты и компоненты магнитного поля, уточняется местоположение участков аномальной акустической эмиссии и зон тепловых аномалий.

Для исключения влияния на сигналы магнитных датчиков намагниченности сторонних деталей корпус выполнен из ABS-пластика, а весь крепеж выполнен из латуни, т.е. конструкция выполнена из немагнитных материалов. Датчики закреплены на трении в направляющих, такая конструкция позволяет менять положение датчиков относительно центра начального положения до стенки корпуса сферы и моделировать различное расстояние до стенок измеряемой трубы, путем перемещения датчиков по направляющим. Таким образом, при проведении стендовых испытаний учитывалась достаточно толстая полиуретановая оболочка, которая будет в будущем устанавливаться на опытный образец.

Корпус ВУ спроектирован так, чтобы предусмотреть равномерное размещение 14-ти датчиков на внутренней поверхности сферы. Равномерное распределение датчиков дает возможность с оп-

тимальной точностью решение задач по выявлению дефектов, точного определения их геометрических параметров, выделение и характеристика сварных швов. На этапе обработки и интерпретации равномерность положения датчиков обеспечивает проведение градиентного и корреляционного анализа и возможность автоматизации при решении задач дефектоскопии с использовании ВУ «СМАГ».

Магнитные датчики были откалиброваны на мере магнитной индукции Магнитной станции и проверены в однородном поле по методике (см. *рис.4*).

На четвертом этапе в соответствии с программой стендовых испытаний макетного образца ВУ «СМАГ» было построено два стенда – для испытания магнитометрической системы ВУ «СМАГ» и для испытаний акустической системы макета ВУ.

Ниже приводятся краткие описания обоих стендов.

Первый стенд для испытания акустического канала макетного образца ВУ «СМАГ» представляет собой участок U-образной трубы диаметром 219 мм и толщиной стенки 5 мм длиной 11 метров, заполненный водой и содержащий сквозное отверстие диаметром 3 мм на расстоянии 5.5 м от колена справа и слева. Макет ВУ «СМАГ» протягивается внутри трубы с помощью электротельфера. Схема стенда для испытания акустической системы ВУ «СМАГ» приведена на *рис. 5*. В трубу подавалась вода через насос. Скорость подачи воды была отрегулирована так, чтобы обеспечить в процессе испытаний фиксируемый поток жидкости через сквозное отверстие.

Анализ результатов испытаний акустической системы.

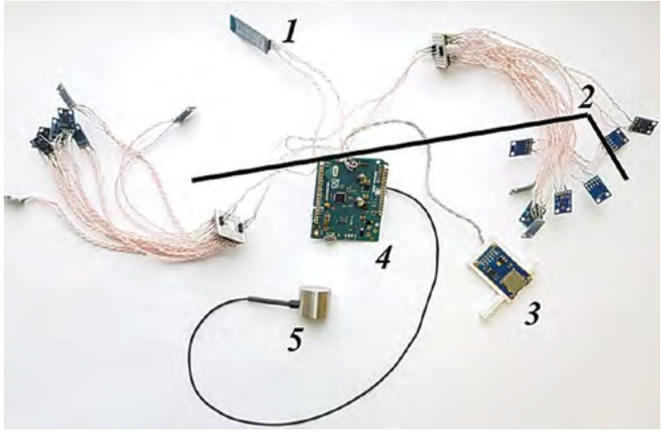


Рис. 3. Блок электроники ВУ «СМАГ» с обозначениями некоторых элементов внутреннего строения:
1 – BT модуль (Bluetooth), 2 – магнитометрические датчики,
3 – модуль карты памяти, 4 – плата оцифровки,
5 – датчик акустической эмиссии GT-300.

График сигнала акустической эмиссии, зарегистрированный акустическим датчиком ВУ «СМАГ», приведен на рис. 7. Отверстие надёжно фиксируются по признаку «три сигма», то есть превышения сигнала над фоном более чем на три СКО (средне квадратичного отклонения).

По результатам комплексных испытаний акустической системы макетного образца можно сделать следующий вывод: испытания датчика АЭ утечки в составе ВУ «СМАГ» подтвердили выявляемость сквозных отверстий диаметром 3 мм.

В целом, испытания подтвердили правильность решений, заложенных в основу макета ВУ «СМАГ» и позволили разработать и опробовать целый ряд эффективных методов интерпретации сигналов магнитометрической системы, уточняющих выявление и оценку дефектов. В то же время, наличие

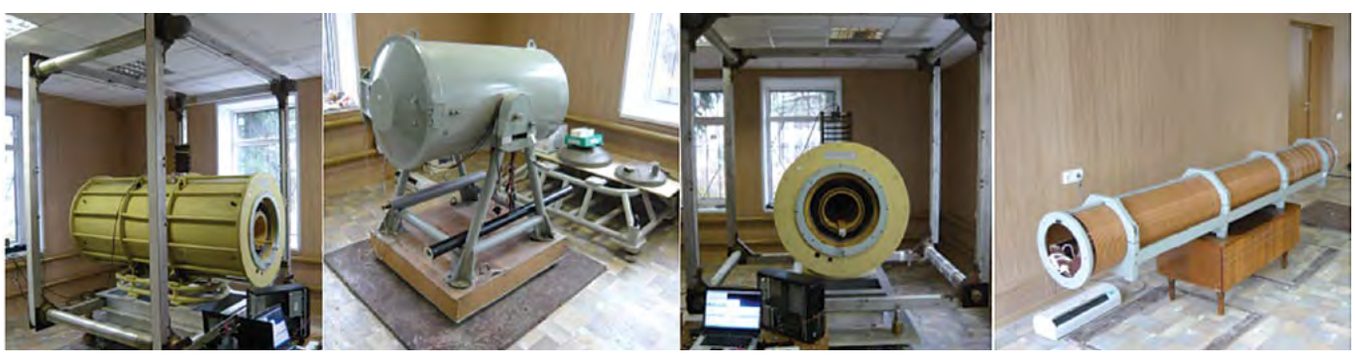


Рис. 4. Меры магнитной индукции для калибровки феррзондовых датчиков.

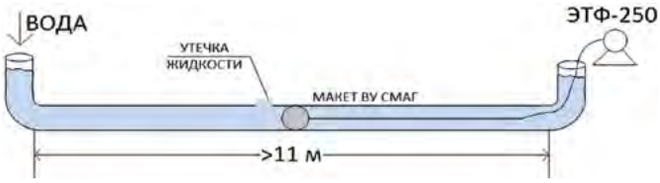


Рис. 5. Схема стенда для стендовых испытания акустического канала ВУ «СМАГ».

Рис. 6. Стенд испытаний акустической системы.

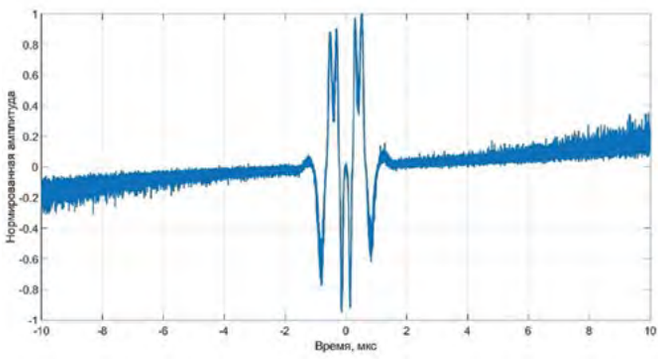


Рис. 7. Сигнал акустической эмиссии утечки в виде графика «время – нормированная на максимум сигнала амплитуда» вблизи отверстия.

акустического датчика для оценки эмиссии утечки в макетном образце при стендовых испытаниях представляется излишним, так как добиться успешного выявления сквозных отверстий в ферромагнитных трубах, через которые происходит утечка, достаточно используя только данные магнитометрии.

Однако акустическая эмиссия утечки в ОО ВУ «СМАГ» будет зафиксирована на трубах из пластика, в то время как в этом случае магнитными методами она выявляться не будет.

Стенд для испытания магнитоизмерительных каналов представляет собой образец трубопровода диаметром 219 мм и толщиной стенки 5 мм. Образец сварен из пяти трубных секций, общая длина трубы составляет 26737 мм.

На образце на внутренних стенках трубы были нанесены следующие дефекты: 1 дефект = 10x20x1,8 см; 2 дефект = 40x20x1,8 см; 3 дефект = 100x20x1,9 см.

Образец подвергался многократным внутритрубным циклическим давлениям с использованием гидростанции.

Схема испытательного стенда ВУ «СМАГ» представлена на *рис. 8*.

Анализ результатов испытаний магнитометрической системы.

По результатам стендовых испытаний дефекты проявляются в виде локальных аномалий, превышающих фон более чем на 3 СКО, а сварные швы (отмечены красным цветом) – в виде протяжённых множественных небольших аномалий (ассоциляций).

По результатам комплексных испытаний магнитометрической системы макетного образца можно сделать следующие выводы:

1. Испытания на стенде показали надёжность макетного образца ВУ «СМАГ», его проходимость в трубе диаметром 219 мм и толщиной стенки 5 мм с учётом утолщений, вызванных сварными швами.

2. Как дефекты, так и сварные швы успешно выделяются по сигналам магнитометрической системы ВУ на графиках парной корреляции при предварительной обработке сигналов фильтром скользящего окна.

Обработка выполняется в два этапа. При обработке сигналов магнитного поля на первом этапе производится выделение аномалий по экстремальным значениям сигналов или точкам перехода через нуль, в том числе через условный нуль, соответствующих модулям индукции магнитного поля. На этом этапе используются классические приемы обработки. В частности, использование визуализации аномалий, первых и вторых производных компонент поля, БФП (быстрого Фурье-преобразования), ФНЧ и ФВЧ (фильтров высоких и нижних частот), преобразований Ферстера и т.д.

График магнитометрического сигнала, зарегистрированный феррозондовым датчиком ВУ «СМАГ», приведен на *рис. 10*.

На втором этапе обработки после выделения аномалий строятся графики 7-ми градиентов со-

осных компонент. Производится уточнение номера и положения пары соосных датчиков, если измеряются нормальные к поверхности шара компоненты. Максимальные величины градиентов соосных датчиков соответствуют дефектам. Использование градиентов позволяет уточнить местоположение дефекта, т.к. направление градиента не зависит от материала трубопровода и при отсутствии дефекта, мало зависит от удаления до стенок трубопровода. В результате обработки полученные данные являются «чистой» аномалией дефекта.

Общие выводы:

1 На основании полученных положительных результатов стендовых натурных испытаний ВУ СМАГ можно заключить, что выбранные аппаратные, программные и конструкторские решения соответствуют требованиям ТЗ.

2.Определена правильно концепция обработки, состоящей из двух стадий: на первом этапе по графикам компонент магнитного поля и его градиентов, парной и множественной корреляции визуально определяется местоположение дефектов утонения и сварных швов. Затем определяются параметры дефектов – глубина, ширина, степень опасности и рассчитываются ИНС в автоматизированном режиме. Расчёты проверяются с помощью метода решения прямой и обратной задачи методом А.А. Логачева также в автоматическом режим [4].

3. Определены основные характеристики ВУ «СМАГ», достаточные для составления конструкторской документации. Принято окончательное решение о составе и конструктивных особенностях ВУ.

4. Магнитометрические датчики позволяют уменьшить влияние сильных магнитных полей и температурную нестабильность внутритрубного поля, влияющего на точность измерений.

5. Магнитометрические датчики позволяют увеличить надежность измерений путем получения точных измерений при обработке независимого изменяющегося положения датчиков внутритрубного пространства, с учетом получения обработанных данных градиентов модулей и компонент полей магнитного поля.

6. Модульные измерения позволяют оценить процент выноса металла на участках утонения трубопровода, вмятин и коррозионных повреждений

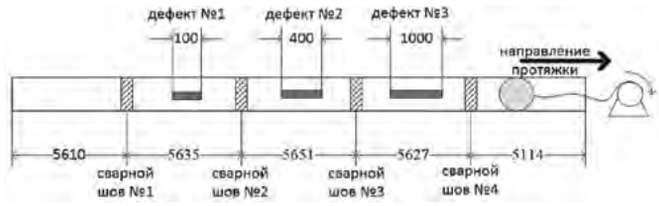


Рис. 8. Схема стенда для испытаний ЛМ ВУ «СМАГ».

Рис. 9. Стенд для испытания магнитометрической системы ВУ «СМАГ».

и оценить степень опасности при эксплуатации.

7. Предложено окончательное технологическое решение устройства которое включает в себя корпус сферической формы с размещенными внутри него трехкомпонентными датчиками магнитного поля, датчиками температуры, давления, акустическими датчиками, акселерометрами и устройством записи данных. Магнитометрическая система устройства будет состоять из 32 трехкомпонентных датчиков магнитного поля, которые установлены в виде модулей, т.е. каждый модуль включает в себя три однокомпонентных датчика. Всего будет установлено 96 однокомпонентных датчиков. Эти модули расположены в 12 точках пересечения сферы с соосными вершинами вписанного в нее виртуального икосаэдра, а также в 20 точках

пересечения сферы с радиальными лучами, проходящими через центр сферы и центры параллельных граней вписанного виртуального икосаэдра, при этом ось первого из датчиков постоянного магнитного поля в каждом модуле датчиков ортогональна поверхности сферы, тогда как оси остальных двух датчиков одного модуля взаимно ортогональны и ортогональны оси первого датчика.

Таким образом, анализ натурных стендовых испытаний и его сопоставления с результатами математического моделирования подтвердил правильность выбранных технических решений, заложенные в ТЗ на ВУ «СМАГ», позволяющие создать опытный образец, отвечающий требованиям основного ТЗ и современному уровню развития науки и техники, что открывает новые возможности качественной оценки технического состояния ранее не диагностируемых сплошными методами технологических (внутрицеховых, внутризаводских, межцеховых, межзаводских, площадных, межплощадных) объектов трубопроводного транспорта.

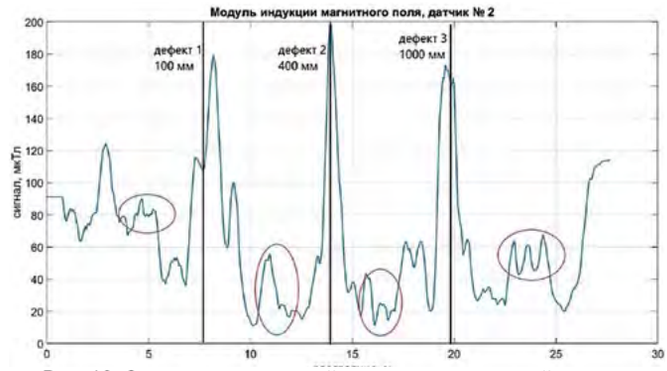


Рис. 10. Зарегистрированный магнитометрический сигнал, модуль индукции магнитного поля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Савеня С.Н., Савеня А.А. Методы диагностики стресс-коррозионных повреждений трубных сталей // Вестник ВолгГАСУ. 2006 Вып. 6 (20). С. 44–47.

2. Карпов С.В. Проблемы внутритрубной дефектоскопии магистральных газопроводов, подверженных КРН // Материалы 13-й Международной деловой встречи «Диагностика-2003». М.: ИРЦ «Газпром», 2003 Т. 3 Ч. 2 С. 37–42.

3. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправкой)

4. Страхов В.Н., Лапина М.И., Ефимов А.А. Решение прямых задач магнитометрии на основе новых аналитических представлений для элементов полей от типовых аппроксимирующих тел // Изв. АН СССР, Физика Земли, 1986, № 6, с. 55-69, № 7, с. 66-78.

АО «ОКБМ АФРИКАНТОВ»

СОЗДАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПОГРУЖНЫХ КРИОГЕННЫХ ЭДЕКТРОНАСОСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ СПГ

Авторский коллектив:
Порошин Александр Николаевич,
Коробов Илья Борисович,
Дормидонтов Дмитрий Вячеславович,
Мордашов Виктор Витальевич,
Соленников Михаил Дмитриевич.

ВВЕДЕНИЕ

АО «ОКБМ Африкантов» владеет передовыми технологиями и ноу-хау, занимает ведущие позиции в создании энергетического оборудования.

Заказчиками продукции АО «ОКБМ Африкантов» являются предприятия Госкор-порации «Росатом», судостроительной промышленности, нефтегазовой отрасли.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Одним из ключевых направлений организации в условиях импортозамещения является разработка и поставка криогенного насосного оборудования. В рамках государственной энергетической стратегии, с учетом наращивания производственных мощностей заводов по производству и переработке СПГ (сжиженного природного газа), предлагаемое насосное оборудование становится высоко востребованным ключевыми компаниями нефтегазовой отрасли.

Поставка криогенного насосного оборудования АО «ОКБМ Африкантов» началась в рамках контрак-та заключенного между АО «ОКБМ Африкантов» и предприятием газодобывающей отрасли в 2018 году. Контрактом была предусмотрена поставка двух электронасосов криогенных (ЭНК) ЭНК 268/205 для перекачки СПГ и одного электронасоса ЭНК 40/400 для перекачки этана.

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года, показателем решения задачи развития производства и потребления сжиженного природного газа, вхождения Российской Федерации в среднесрочной перспективе в число мировых лидеров по его производству и экспорту является объем производства сжиженного природного газа: к 2018 г. – 18,9 млн. тонн (выполнено), к 2024 году – 46–65 млн. тонн и к 2035 году – 80–140 млн. тонн. [1]. Россия занимает второе место по поставкам СПГ в Европу, уступая лишь Катару [2]. Анализ производителей и поставщиков криогенных насосов показал, что большая часть номенклатуры насосов для СПГ заводов производятся исключительно зарубежными производителями. Доля импорта в различных сегментах варьируется от 80 до 100% [3]. Основными производителями насосов являются такие фирмы как, Ebara International Corp. (США), Nikkiso Co. Ltd (Япония), Shinko Co. Ltd (Япония), Criostar SAS (Франция). Анализ рынка СПГ насосов показывает, что спрос на насосы СПГ постоянно растет. С учетом того, что все объекты СПГ инфраструктуры потенциально находятся под санкциями, разработка отечественных СПГ насосов является актуальной задачей для промышленности и имеет огромную практическую значимость для экономики России.

Разработка, изготовление и поставка криогенных электронасосов являлась новой задачей для АО «ОКБМ Африкантов». Основные этапы проведенных работ:

- проектирование электронасосов;
- изготовление электронасосов;
- испытание проточных частей электронасосов на воде и проведение предварительных, приемочных, приемо-сдаточных испытаний в среде жидкого азота при темпера-туре минус 196 °С;
- поставка электронасосов заказчику;
- проведение ШМР и ПНР электронасосов и испытаний на штатной среде.

Таблица 1. Основные характеристики электронасосов.

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА	Ед. изм.	ЭНК 268/205	ЭНК 40/400
Перекачиваемая среда	–	СПГ	Этан
Температура среды на входе в насос	°С	минус 154	от минус 89 до плюс 26
Производительность объемная	$м^3/ч$	268	40
Напор, не менее	м	205	400
Мощность, не более	кВт	160	60
Масса агрегата	т	5,1	3,5
Номинальная частота вращения	$с^{-1}$(об/мин)	25 (1500)	50 (3000)

Рис. 1. Электронасосы ЭНК 268/205 и ЭНК 40/400.

Основные характеристики поставляемых электронасосов представлены в *таблице 1*.

Электронасос ЭНК 268/205 предназначен для подачи СПГ из емкости мгновенного испарения в систему хранения в условиях взрывоопасных зон. Электронасос представляет собой агрегат вертикального исполнения, состоящий из пятиступенчатого центробежного насоса и встроенного трехфазного асинхронного электродвигателя, установленного внутри емкости в специальном вертикальном стакане, который состоит из корпуса и донного клапана и выполняет функцию нагнетательного патрубка в верхней части емкости. Для обеспечения необходимого кавитационного запаса на вал электронасоса установлен шнек. Донный клапан обеспечивает герметизацию внутренней полости корпуса, на время демонтажа электронасоса.

Электронасос ЭНК 40/400 предназначен для откачки этана из аварийно – дренажной емкости этана в условиях взрывоопасных зон. Конструктивно, ЭНК 40/400 является аналогом электронасоса ЭНК 268/205, за исключением отсутствия донного клапана и шнека. Электронасос является 6 ступенчатым.

Гидравлическая разгрузка от осевых сил в электронасосах выполнена за счет применения постоянного и переменного дросселя. Охлаждение статора и ротора электродвигателей электронасо-

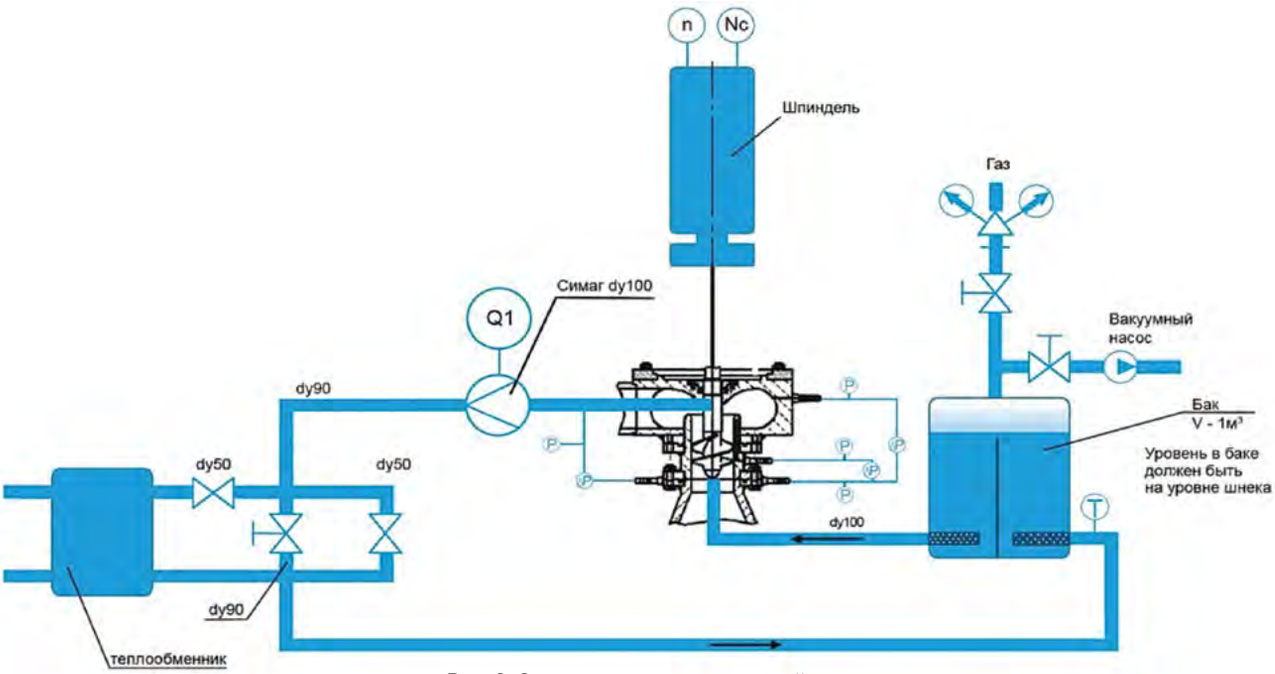


Рис. 2. Схема стенда для испытаний шнеков.

сов, смазка и охлаждение подшипников, осуществляется перекачиваемой средой. Валы электронасосов вращаются в шариковых подшипниках специального исполнения с керамическими шариками и сепаратором из фиброволоконного политетрафторэтилена. Электронасосы выполнены из нержавеющей стали, прошедшей предварительную криогенную обработку. Конструкция электронасосов представлена на *рис. 1*.

ИСПЫТАНИЕ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Для подтверждения работоспособности электронасосов была разработана и реализована концепция поэтапного экспериментального обоснования основных технических решений, заложенных в конструкцию электронасосов, состоящая из следующих этапов:

- Отработка модельных шнекоцентробежных ступеней, в условиях водяного стенда, с целью достижения предъявляемых кавитационных характеристик (схема стенда представлена на *рис. 2*).
- Подтверждение заявленных напорных и энергетических характеристик штатной проточной части, а также эффективности гидравлической разгрузки подшипников от осевой силы, на водяном стенде (*рис. 3*).
- Проверка качества сборки, подтверждение гарантированных показателей и гидравлических ха-

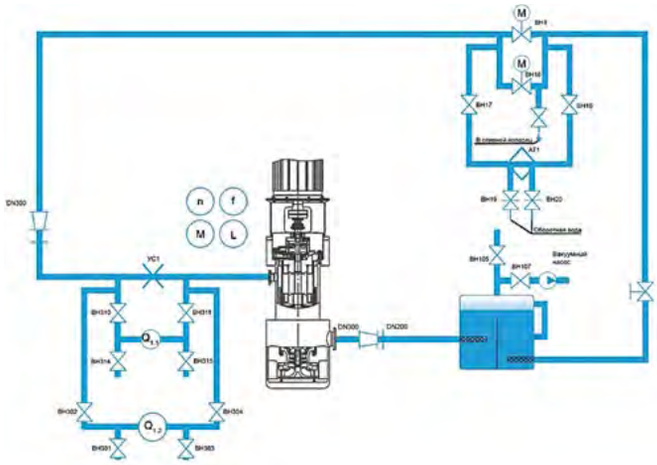


Рис. 3. Схема стенда для испытаний макетов проточных частей.

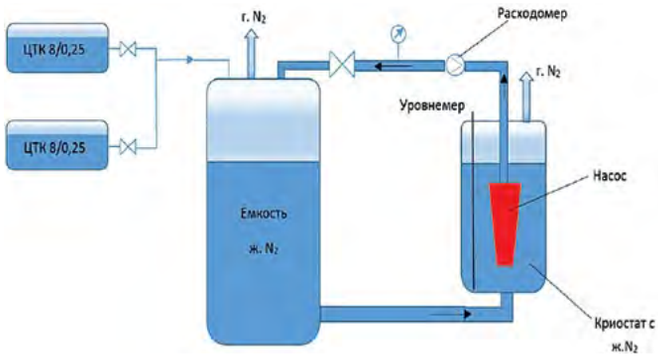


Рис. 4. Схема стенда для испытаний электронасосов в криогенной среде.

Рис. 5. Электронасос ЭНК 268/205 во время установки в емкость для испытаний в криогенной среде.

Рис. 6. Электронасос 40/400 во время испытаний в криогенной среде.

рактеристик заданным требованиям, сертификация в криогенной среде на жидком азоте (*рис. 4*).

Заключительным этапом в проведении испытаний стали предварительные и приемосдаточные испытания в криогенной среде (жидкий азот). Испытания проводились на уникальном стенде АО «НИИЭФА», г. Санкт-Петербург. Электронасосы во время испытаний на криогенной среде показаны на *рис. 5 и 6*.

На испытаниях подтверждены работоспособность конструкции, основные характеристики и возможность использования электронасосов по назначению. Также по результатам испытаний на электронасосы получены сертификаты о соответствии требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011) и «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Поставка первых отечественных криогенных электронасосов ЭНК 268/205 и ЭНК 40/400 заказчику, была выполнена в полном объёме в августе 2019 г. В октябре 2019 осуществлён монтаж электронасосов на объекте эксплуатации. В начале 2021 года проведены пусконаладочные работы заводские испытания на штатных средах, в результате которых подтверждены гидравлические характеристики, работоспособность и стабильность работы электронасосов. В результате ПНР, подписаны протоколы испытаний центробежных насосов ЭНК 268/205 и ЭНК 40/400. Электронасосы допущены и приняты в эксплуатацию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения договора по поставке криогенных электронасосов для опытно-промышленной линии «Арктический каскад»:

- созданы первые отечественных криогенные электронасосы;
- отработана технология криогенной обработки деталей из стали 12Х18Н10Т;
- реализована концепция поэтапного экспериментального обоснования основных технических решений, заложенных в конструкцию электронасосов;
- спроектирована и изготовлена петля стенда для испытаний электронасосов на жидком азоте;
- проведены предварительные, приемочные, приемо-сдаточные и сертификационные испытания на жидком азоте;
- выполнена поставка электронасосов заказчику;
- завершены ШМР и ПНР электронасосов на площадке заказчика, проведен полный комплекс работ по ПНР и реализованы пуски электронасосов на штатных средах;
- электронасосы приняты и допущены в эксплуатацию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правительство Российской федерации: официальный сайт. Москва. - 2020г. – URL: http://www/government.ru (дата обращения 09.06.2020).

2. 2019 год в нефтегазовом срезе. Деловой журнал «Neftegaz.RU». №12(96), 2019. https://www.magazine.neftegaz.ru.

3. План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ, утвержден Приказом Минпромторга от 31.03.2015 № 645.

ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖЕГОРОДНЕФТЕОРГСИНТЕЗ»

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УДАЛЕННОЙ СПЕКТРАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ТОПЛИВ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ОТ ПРОИЗВОДСТВА ДО ПОТРЕБЛЕНИЯ

Авторский коллектив:
Белова Ольга Александровна,
Спускова Наталья Владимировна,
Дорофеева Любовь Сергеевна,
Садовникова Екатерина Евгеньевна.

Проблема появления некондиционных продуктов на рынке автомобильного топлива решается на протяжении последних лет под пристальным вниманием органов государственной власти.

Отсутствие на рынке лабораторного оборудования готовых решений – быстрого, простого в обращении многофункционального прибора, способного к обучению и адаптации по различные матрицы, позволяющего интегрировать лабораторные данные по оценке качества топлива в любые информационные системы, удаленно проводить оценку достоверности результатов контроля и принимать решения по необходимости дополнительных исследований образца на базе испытательных лабораторий и центров не позволяет эффективно бороться с контрафактным топливом.

На ООО «ЛУКОЙЛ - Нижегороднефтеоргсинтез» задача оперативного прогнозирования качества нефтяного сырья, компонентов топлива, готовой и отгружаемой потребителю продукции решалась в рамках внедрения в практику Центральной заводской лаборатории (ЦЗЛ) метода спектрометрии в ближней инфракрасной области (БИК-спектрометрии).

Метод БИК-спектрометрии основан на том, что спектры поглощения молекул являются характеристическими для данного вещества, а интенсивность поглощения связана с содержанием поглощающего компонента в облучаемом объекте. Концентрация каждого компонента проявляется на спектре как изменение оптической плотности в определенном диапазоне длин волн. Задача математических методов – сопоставление выявленной полезной информации спектра и информации референтного метода. В результате спектр образца обсчитывается по построенным калибровочным моделям и в течение 5 минут определяется комплекс показателей качества. С целью получения стабильных и достоверных результатов было решено пойти путем объединения всех нефтепродуктов по определенным группам в зависимости от химизма и технологии. Так выбрана стратегия создания общего калибровочного множества продуктов (схожего состава) для построения объединённых «сквозных» калибровочных моделей (*рис. 1*). Путем многочисленных экспериментов достигнута золотая середина между устойчивостью к углеводородному составу и устойчивостью к оценке влияния этого изменения на определяемый показатель качества.

В настоящее время база данных ЦЗЛ содержит около 500 калибровочных моделей для определения показателей качества товарных продуктов и продуктов операционного контроля, спектральная база данных составляет порядка 1 млн. спектров бензина, дизельного топлива, темных нефтепродуктов, парафина. Посредством БИК-спектрометрии осуществляется более 60% от общего количества испытаний жидких нефтепродуктов.

Следующий этап развития системы – создание нового способа построения и оптимизации калибровочных моделей поточного спектрометра MATPIX F с использованием базы данных спектров лабораторного БИК-спектрометра, с применением разработанного принципа «сквозных» моделей и совместной обработки спектров поточного и лабораторного спектрометров. Разработанный способ оптимизации моделей поточного спектрометра значительно сокращает время на разработку поточных моделей, улучшает их точность, в том числе за счет значительного сокращения количества калибровочных моделей с 88 до 12 (принцип

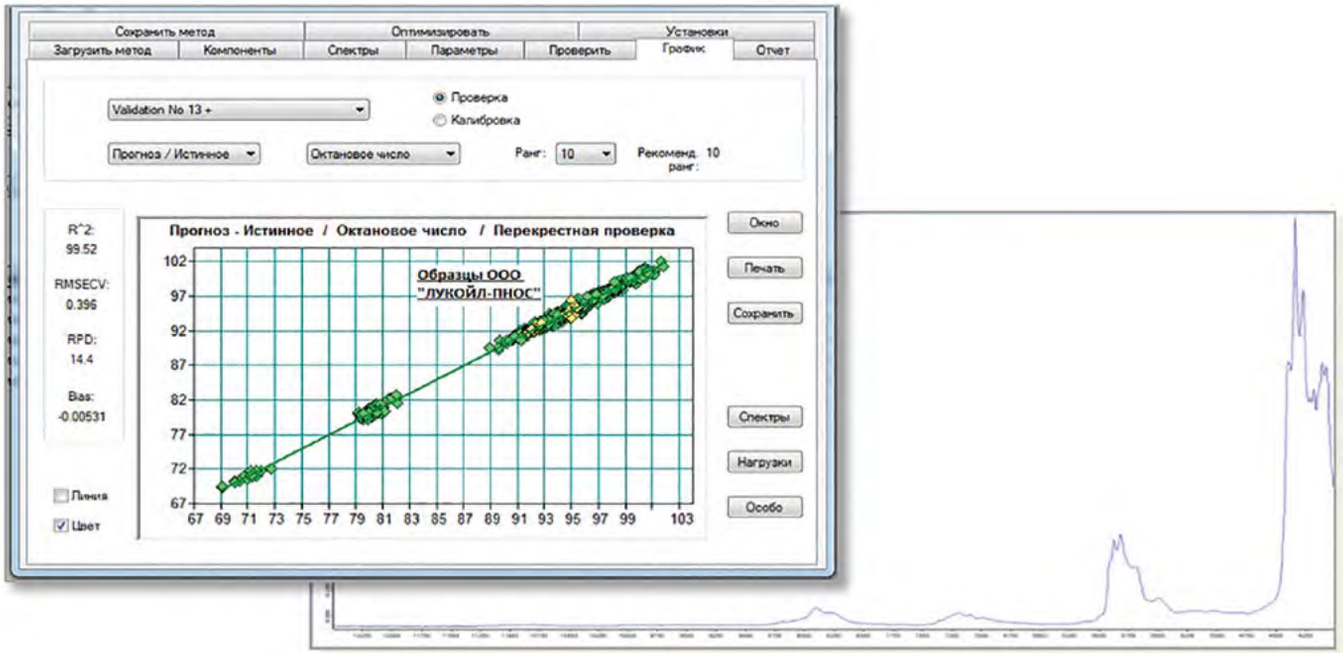


Рис. 1. «Сквозная» калибровочная модель «Октановое число исследовательским методом».

«сквозных» объединенных моделей) и исключения дополнительных процедур по сбору обновленной информации с поточного спектрометра. В результате практика построения и оптимизации «сквозных» калибровочных моделей для узла смешения бензинов была признана успешной, оформлено ноу-хау предприятия «Способ построения и оптимизации «сквозных» калибровочных моделей, обеспечивающий производство топлива с заданным качеством по экономически выгодной процедуре»

Третий, завершающий этап включил мероприятия по объединению спектрометров компании в единую сеть, объединению баз данных спектров и референтных значений, построению глобальных калибровочных моделей. Распространение географии исследуемых проб, поступающих в лабораторию, позволило отработать схемы включения в существующие рабочие калибровочные модели матриц нефтепродуктов, реализуемых по схеме франчайзинга (в рамках договора с ООО «ЛУКОЙЛ-Центрнефтепродукт»). Это доказало возможность создания глобальных калибровочных моделей и подстройку моделей топлива любых производителей. На данный момент спектрометрическая матрица топлив включает в себя образцы таких производителей как: «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез», Neste Oyj (ООО «Несте Санкт-Петербург»), ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка, ООО ПО Киришинефтеоргсинтез, АО «Танеко», ПАО «Татнефть» (*рис. 2*). В результате удачного опыта разработки и применения глобальных калибровок для контроля качества топлив в лабораториях предприятия родилась идея объединения нефтеперерабатывающих заводов в сеть по поддержанию и калибровке спектрометров.

Это стало отправной точкой для запуска проекта сетевого объединения НПЗ и НПО ком-

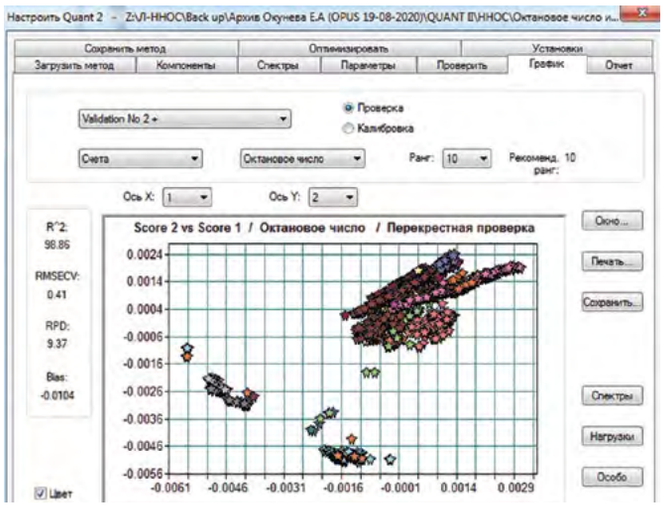


Рис. 2. Многообразие матриц нефтепродуктов в базе данных ЦЗЛ «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

пании «ЛУКОЙЛ» и создания центральной базы глобальных калибровочных моделей топлив, реализуемых под брендом «ЛУКОЙЛ».

Для реализации проекта по созданию сети был использован программный пакет O-NET компании BRUKER: Сетевое решение для FT-NIR спектрометров. Сеть O-NET представляет собой ПО с web интерфейсом (*рис. 3*).

Базовыми производственными площадками проекта сетевого объединения спектрометров компании «ЛУКОЙЛ» стали: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка». Продолжением логистической цепи контроля качества топлив под брендом «ЛУКОЙЛ» стало включение в корпоративную сеть спектрометров, установленных на площадках нефтепродуктобеспечения - нефтебазах (н/б).

«Стеклянная» г. Санкт-Петербург, н/б «Иглино» г.Уфа, н/б Челябинская. Это позволило оперативно и в необходимом объеме проводить входной контроль топлив и контроль топлив, поступающих на нефтебазы с АЗС.

Результатом многолетней работы и накопленного опыта стала система контроля и мониторинга качества, которая готова к тиражированию на НПЗ, нефтебазы, контролирующие организации, мобильные (передвижные) лаборатории с целью исключения риска появления некондиционного топлива в процессе его производства и отгрузки, сокращения затрат на производство и контроль качества топлива (*рис. 4*).

Предложенная и запущенная в эксплуатацию система мониторинга качества топлив включает в себя:

- способ сбора и обработки базы спектральных и референтных данных;

- способ создания «сквозных» калибровочных моделей лабораторного БИК-спектрометра;

- способ построения и оптимизации объединенных калибровочных моделей поточного спектрометра на основе лабораторных моделей;

- способ адаптации глобальных калибровочных моделей под задачи потребителя/заказчика;

- алгоритм и способ автоматизации мониторинга качества данных, полученных БИК-спектрометрией, и оценки сопоставимости с референтными данными;

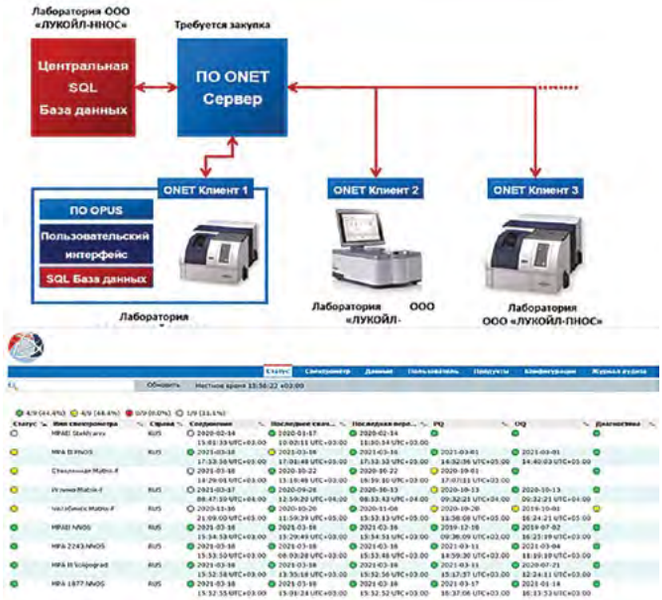


Рис. 3. Сеть O-NET.

- сетевое решение по объединению спектрометров компании «ЛУКОЙЛ».

Эффекты от внедрения системы:

- контроль качества нефтепродуктов в режиме онлайн – 5 минут (операционный, приемочный, входной контроль, контроль отгружаемой потребителю продукции);

- повышение эффективности управления технологическими процессами, своевременное реагирование, внесение необходимых изменений, обеспечение стабильно высокого качества (гарантирование в процессе производства), исключение риска отправки некондиционного продукта потребителю;

- проведение логистического мониторинга нефтепродуктов по цепочке от входного контроля сырья до потребителя;

- сокращение затрат на качество, в том числе затрат лаборатории на проведение испытаний (десятки миллионов рублей в год), затрат на проведение мероприятий по исправлению некондиционной продукции;

- проведение мониторинга и своевременной оптимизации калибровочных моделей поточного спектрометра, обеспечение сопоставимости результатов поточного и лабораторного БИК-спектрометра, оптимизация работы и повышение эффективности установки смешения бензина (УСБ);

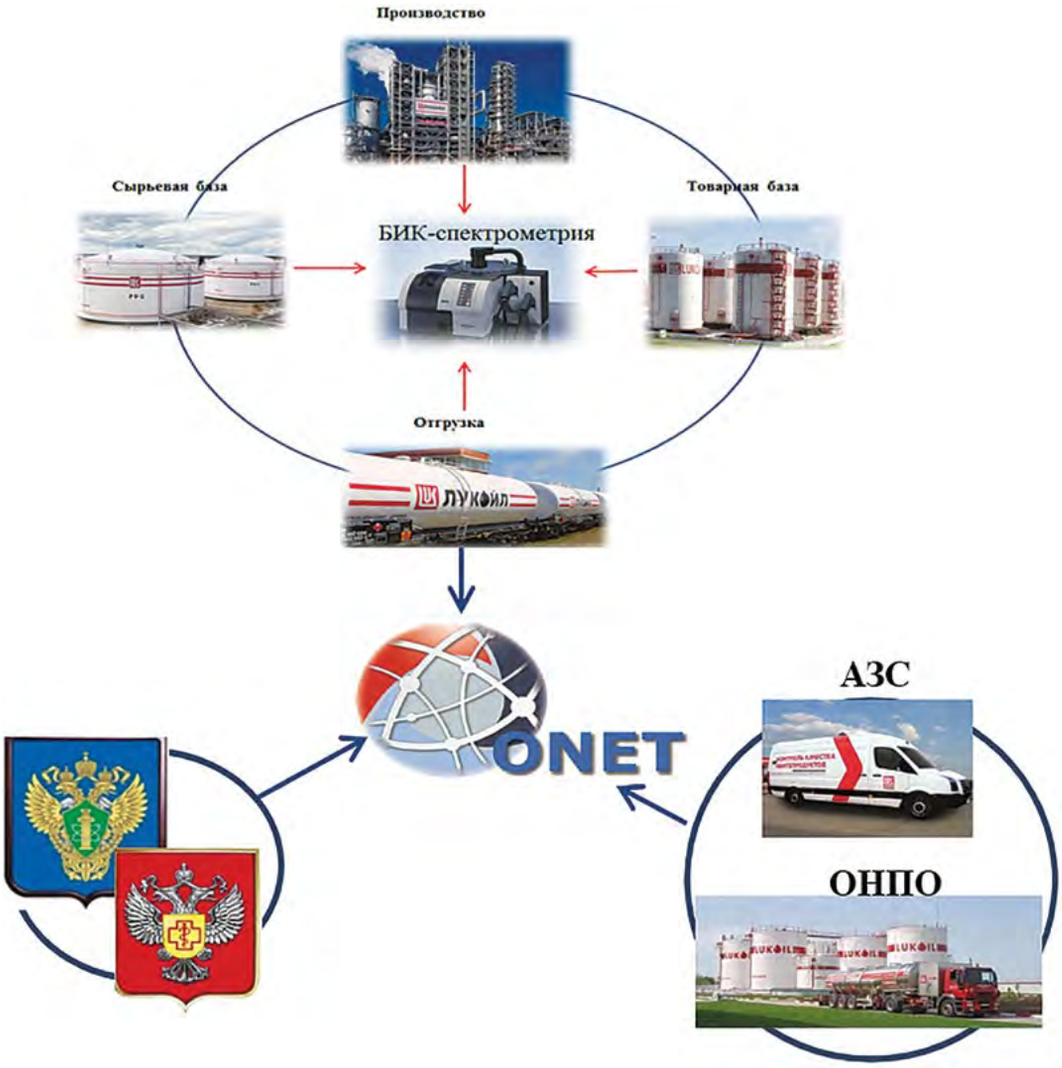


Рис. 4. Система удаленной спектральной оценки качества топлив на всех этапах от производства до потребления.

- использование лабораториями предприятий, нефтебазами и АЗС компании общей (глобальной) базы данных спектров, референтных значений и калибровочных моделей позволяет сокращать время внедрения новых технологий, расширять диапазон и область применения инновационного метода контроля без каких-либо дополнительных затрат;

- обеспечение быстрого и эффективного входного контроля топлив на АЗС и нефтебазах;

- получение годового экономического эффекта от внедрения системы спектральной оценки качества нефтепродуктов в ЦЗЛ ООО «ЛУКЙОЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» в размере 140 млн.руб. в год: оценка экономической эффективности проекта рассчитана за календарный год на основании разницы производственной себестоимости замещенных референтных методов контроля на метод БИК-спектрометрии (*таблица 1*).

Успешная реализация проекта по применению метода БИК-спектрометрии для быстрой и точной оценки качества нефтепродуктов на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», уникальные базы данных, наличие аттестованной «Методики по определению комплекса показателей качества методом ИК-спектрометрии», эффективный способ оптимизации калибровочных моделей с возможностью переноса их на различные спектрометры, удобное ПО для администрирования и решения проблем пользователей сети позволяют с уверенностью сказать о целесообразности и эффективности применения данного способа для

Таблица 1.

ВИД КОНТРОЛЯ	Наименование определяемых показателей	Общее количество испытаний за 2020 г.	Процент перехода на метод БИК-спектрометрии	Экономический эффект за 2020 год, млн. руб.
Операционный контроль (графики аналитического контроля, опытные пробеги, исследовательские работы, анализ по заявкам вне графика)	Октановые числа, вакуумная разгонка, плотность, температура вспышки, давление насыщенных паров, температура помутнения, компонентный состав, фракционный состав, содержание масла, температура каплепадения	191 009	40%	79,130
По договору оказания услуг (АЗС, нефтебазы)	Октановые числа, цетановое число, температура фильтруемости и помутнения, вспышки	43 873	95%	43,166
Приемочный (анализ и оценка качества продукции в трубопроводах, резервуарах и при отгрузке потребителю в вагоноцистернах)	Октановые числа, плотность, давление насыщенных паров, фракционный состав, компонентный состав, температура вспышки	118 105	15%	18, 348
Итого				140, 644

задач быстрого, комплексного, достоверного определения показателей качества в образцах топлива разных марок и производителей, на любой площадке, в любой точке, в формате стационарного или передвижного размещения анализатора.

Предложенная и поэтапно запущенная в эксплуатацию автоматизированная система удаленной спектральной оценки качества топлив на всех этапах от производства до потребления на основе статистической базы данных компании «ЛУКОЙЛ» доказала свою высокую эффективность при производстве нефтепродуктов и при проведении контроля и оценки качества топлива в лаборатории. Система готова к тиражированию, может использоваться с целью исполнения всероссийской программы борьбы с фальсификатом и обеспечения онлайн контроля качества выпускаемых топлив.

ЛИТЕРАТУРА

1. Родионова О.Е. Хемометрический подход к исследованию больших массивов химических данных//Рос. Хим. Журнал.-2006-№2.-с.128-141.

2. Родионова О.Е., Померанцев А.Л. Хемометрика в аналитической химии.-2005.-с.61.

3. Иванова Л.В., Сафиева Р.З., Кошелев В.Н. ИК-спектрометрия в анализе нефти и нефтепродуктов.//Вестник Башкирского университета.-2008-Т.13,№4-с.869-874.

4. Chuhg H/Applications of Near-infrared Spectroscopy in Refineries and Important Issues to Address. Department of Chemistry, College of Natural Sciences, Hanyang University, Seoul, Korea,2007.

5. Balabin R.M., Safieva R.Z. Gasoline classification by sourse and type based on near infrared (NIR) spectroscopy data// Fuel.-2008.-V.87-P.1096-1101.

ФГБОУ ВО «ВОРОНЕЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИНЖЕНЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ПОМОЩЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В СИСТЕМАХ ЗАМЕЩЕНИЯ НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Авторский коллектив:
Василенко Виталий Николаевич,
Фролова Лариса Николаевна.

Экологические проблемы чрезвычайно актуальны как для отдельного предприятия и всего промышленного комплекса страны, так и для Земли в целом. Развитие промышленности, с одной стороны, – результат научно-технического прогресса и производственной деятельности людей. А с другой, промышленность – основной потребитель природных ресурсов и мощный источник загрязнения. Несмотря на то что экологическая безопасность отдельно взятых промышленных объектов непрерывно повышается, в целом по стране вопросы защиты окружающей среды встают все острее, что вызвано рядом многих объективных и субъективных причин. Количественное и качественное совершенствование промышленных предприятий как одного из элементов экосистемы «предприятие – природная среда» неизменно приводит к количественно-качественному изменению другого элемента данной экосистемы – природы, а развитие предприятий переводит эти изменения на качественно новый уровень. Так, увеличение производственных мощностей на предприятии и рост выпуска продукции приводят к повышению количества потребляемых ресурсов – а значит, к увеличению вредных выбросов в природную среду.

В современных условиях возрастающего дефицита энергетических ресурсов и постоянного увеличения потребления энергии все более актуальными становятся вопросы рационального использования энергии, утилизации и рекуперации теплоты во всех тепловых процессах. Это относится и к сушке при различных методах энергоподвода, при проведении которой имеет место неполное использование энергии теплоносителя.

Повышение эффективности ТНУ за счет совершенствования их рабочих циклов и схем составляет основу современных исследований в области теплонасосных технологий. В настоящее время идеология создания ТН базируется на масштабном опыте разработки холодильных машин (ХМ), что не всегда оправдано, т. к. температурные режимы работы, охлаждаемые и нагреваемые среды, рабочие тела и термодинамические циклы, условия конкурирования на рынке тепла и холода для ТН и ХМ в общем случае различаются. Для оценки их эффективности используются различные показатели, недостаточно полно отражающие специфику многих перспективных приложений при совместной выработке тепло и холода в пищевой технологии. Это делает необходимым разработку и использование универсальных подходов для анализа и поиска решений по повышению эффективности ТН различного типа и теплоснабжающих систем на их основе. В целом термодинамическое совер-шенство обратных циклов ТН в значительной степени определяет технико-экономическую и экологическую эффективность теплонасосных технологий. Это особенно актуально для разработки децентрализованных систем теплоснабжения в зонах, где имеются экологические ограничения на применение традиционных технологий получения тепловой энергии.

В нашей стране ТН практически не применяются и их массовое освоение в промышленности вряд ли возможно на ближайшую перспективу из-за сложившейся ситуации цен на ТЭР и значительных капитальных затрат.

И, тем не менее, термодинамическая эффективность ТН очевидна, поскольку на каждый затраченный кВт•ч электроэнергии можно в реальном компрессионном тепловом насосе получить 3...4 кВт•ч теплоты, а экономия топлива, по сравнению с котельными, может составить от 4 до 6 кг у. т. на 1 ГДж вырабатываемого тепла.

Развитие научно-теоретических основ ресурсосбережения в тепловых процессах с применением теплонасосных технологий; разработка рекомендаций по проектированию и внедрению в производство высокоэффективных промышленных установок; реализация программно-логических алгоритмов оптимального управления технологическими параметрами, направленных на минимизацию удельных теплоэнергетических потерь и охрану окружающей среды являются актуальными задачами на текущий период.

Нами предлагаются для реализации производства растительного масла с использованием предложенных решений технология получения растительного масла с применением парокомпрессионного теплового насоса (*рис. 1*), а также технология производства растительного масла с использованием пароэжекторной холодильной машины (*рис. 2*). Технологии позволяют: повысить энергетическую эффективность производства растительных масел; получить растительное масло, обладающее высокого качества; создать безотходную и экологически чистую технологию получения растительных масел; снизить энергозатраты и себестоимость.

Разработана экологическая чистота технологии осциллирующей сушки семян масличных культур, обеспечивающая максимальную рекуперацию теплоты отработанного теплоносителя (это снижает энергозатраты на 5 %) (*рис. 3*). С помощью предлагаемого способа обеспечивается: экологи-ческая чистота технологии; максимальная рекуперация теплоты отработанного теплоносителя (это снижает энергозатраты на 5 %); функционирование способа на заданном уровне качества с минимальными отклонениями от заданного поля допуска; повышение производительности за счет сокращения количества циклов (увеличивается температура воздуха при сушке и снижается при охлаждении, и, как следствие, сокращается пребывание семян в камерах сушки и охлаждения).

Достигнутые к сегодняшнему моменту знания в области теории и практики сушки зерна создали предпосылки к созданию энергосберегающих технологических схем с циклическим использованием агента сушки. Использование энергии, вырабатываемой тепловыми насосами (ТН), для сушки семян злаковых, зернобобовых и масличных культур позволяет с достаточной эффективностью заменить традиционные энергоносители (уголь, нефтепродукты). Кроме реализации принципа энергосбережения, достигается повышение экологичности производства за счет исключения выброса агента сушки в атмосферу.

Предложенные технические решения по энергосбережению основаны на проведенных исследованиях, базирующихся на системном подходе и призванных выявить закономерности функционирования ТН в процессе сушки зерна.

Оценка степени энергосбережения, выражаемая термодинамической эффективностью теплотехнологических систем, к которым принадлежит сушка зерна, осуществляется посредством эксергетического анализа, позволяющего выявить в том числе и «узкие места» технологии, имеющие потенциал энергосбережения.

Используем эксергетический анализ для оценки термодинамической эффективности сушки семян масличных культур в осциллирующем режиме с чередованием циклов нагрева и охлаждения.

Степень эффективности осциллирующей сушки как процесс взаимодействия влажного продукта и агента сушки находится в сильной зависимости от начального воздействия на продукт определяемый, согласно принципу Ле-Шателье скоростью процесса сушки. Обеспечение каскада начальных импульсов, т.е. режима осциллирующей сушки продукта, достигается использованием пароэжекторной холодильной машины, работающей в режиме теплового насоса (ПЭТН) для получения теплоносителей (нагретого и охлажденного воздуха).

На *рис. 4* представлена технологическая схема осциллирующей сушки семян масличных культур с применением теплонасосных технологий.

Согласно данной схеме влажный материал последовательно подвергается следующим операциям: магнитное сепарирование; предварительная сушка нагретым воздухом, получаемым в конденсаторе ПЭТН; предварительное смешивание с антиоксидантом; охлаждение предсмеси в камере предварительного охлаждения охлажденным воздухом, получаемым в холодоприемнике ПЭТН; окончательная сушка; окончательное охлаждение.

Для определения энергетической эффективности технологическая система сушки условно отделена от окружающей среды замкнутыми контрольными поверхностями: I – предварительная сушка, II –

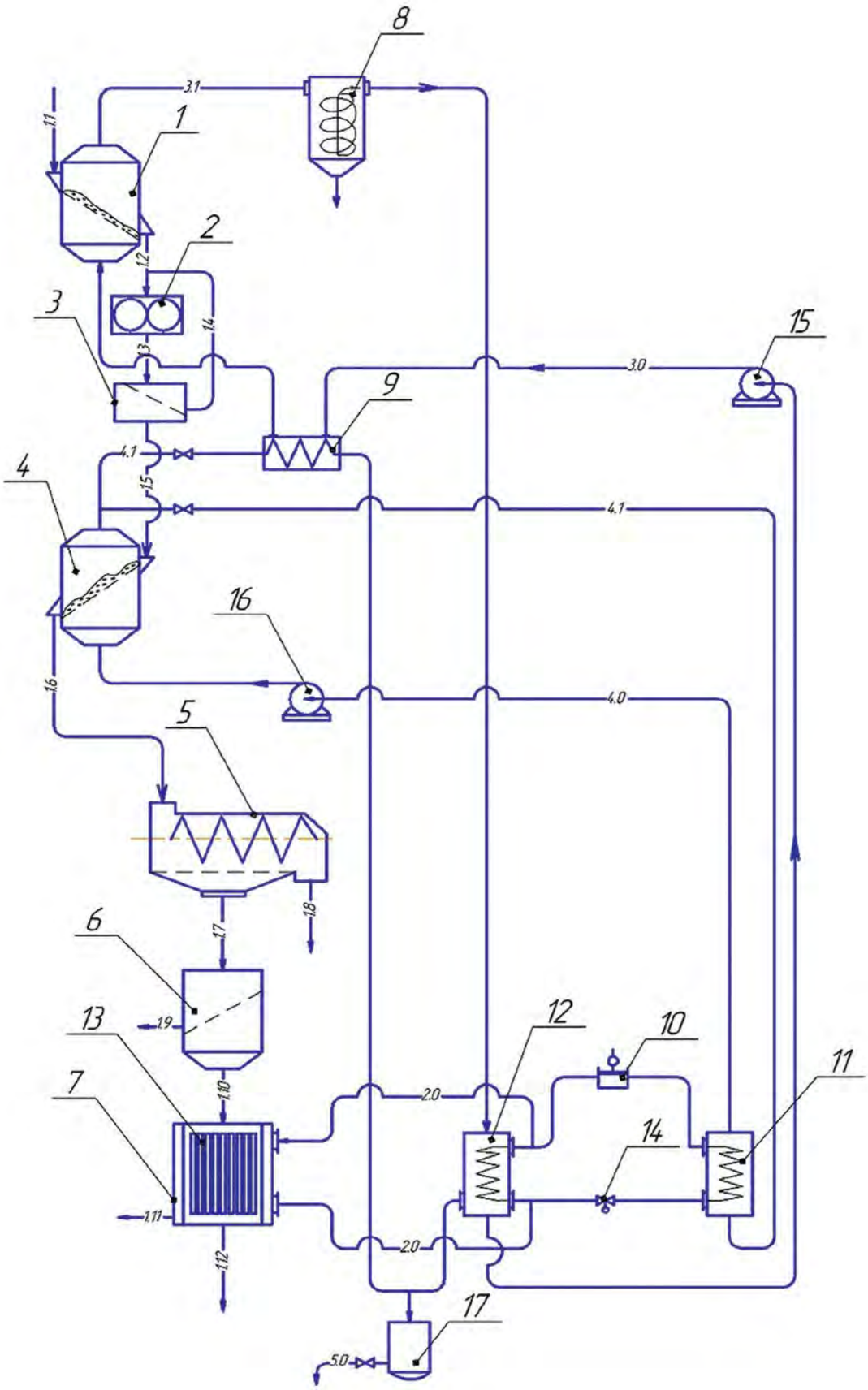


Рис. 1.
Линия производства растительного масла:
1 – сушилка;
2 - вальцовый станок;
3 - сепарирующая машина;
4 - обжарочный аппарат;
5 – форпресс;
6 – фильтрпресс;
7 – экспозитор;
8 – циклон;
9 - теплообменник-рекуператор;
10 – компрессор;
11 – конденсатор;
12, 13 – испаритель;
14 - терморегулирующий вентиль; 1
5, 16 – вентиляторы;
17 - сборник конденсата; линии:

1.1 - подача исходных масличных культур в сушилку;
1.2 - отвод подсушенных масличных культур из сушилки на вальцевый станок;
1.3 - отвод измельченных масличных культур с вальцевого станка на сепарирующую машину;
1.4 - отвод схода с сепарирующей машины на доизмельчение;
1.5 - отвод мятки в обжарочный аппарат;
1.6 - отвод мезги из обжарочного аппарата в форпресс;
1.7 - отвод масла из форпресса на фильтрпресс;
1.8 - отвод форпрессового жмыха;
1.9 - отвод осадка;
1.10 - отвод профильтрованного масла из форпресса в экспозитор;
1.11 - отвод восковых веществ;
1.12 – масло;
2.0 – хладоагент;
3.0 - кондиционированный воздух после испарителя;
3.1 - отработанный воздух;
3.2 - очищенный воздух; 4.0 - перегретый пар;
4.1 -отработанный перегретый пар;
5.0 – конденсат перегревают и вновь по линии 4.0 подают на обжаривание в обжарочный аппарат 4 в режиме замкнутого цикла.

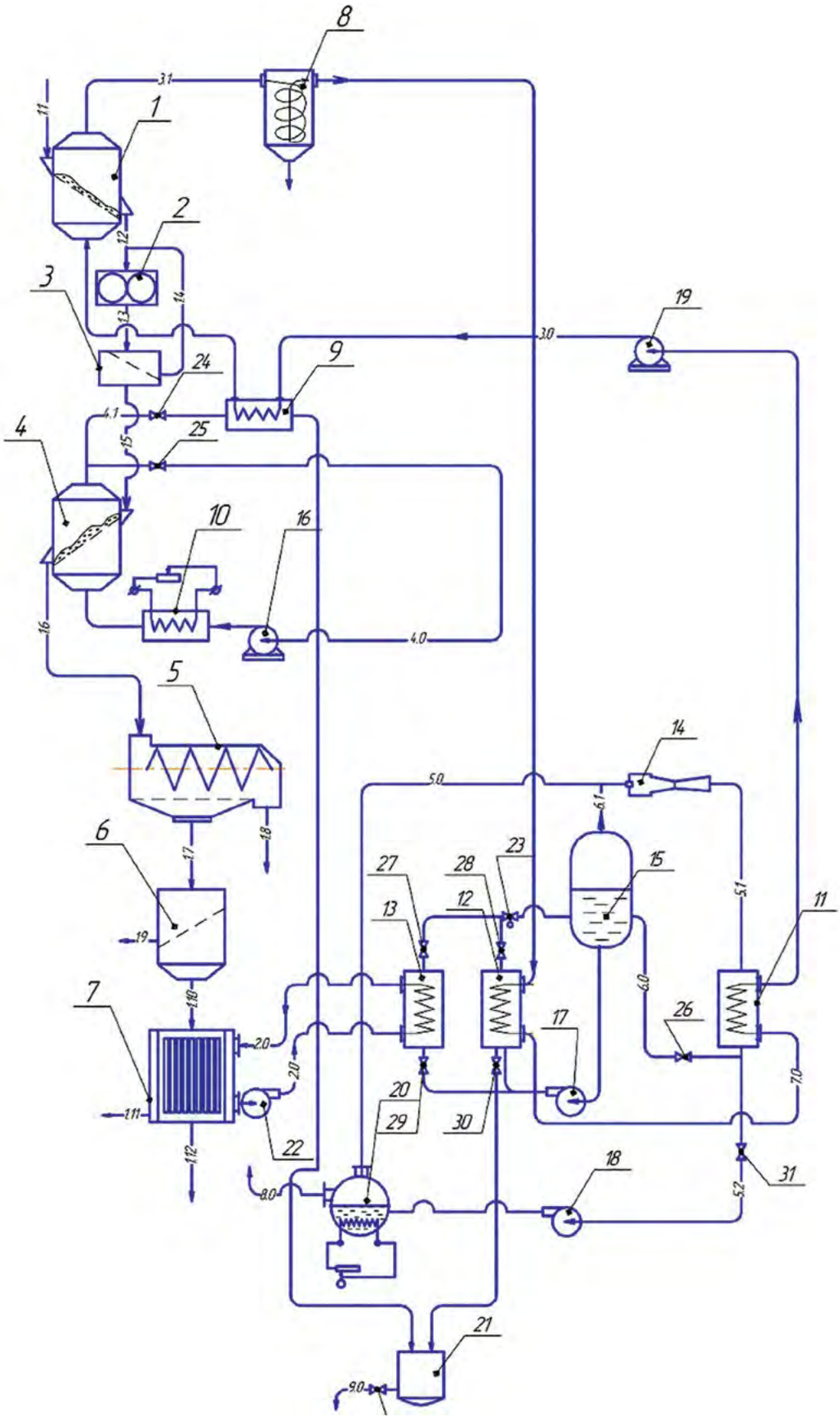


Рис. 2. Линия производства растительного масла:
1 – сушилка;
2 - вальцовый станок;
3 – сепарирующая машина;
4 - обжарочный аппарат;
5 – форпресс; 6 – фильтрпресс;
7 - экспозитор с рубашкой;
8 – циклон;
9 - теплообменник-рекуператор;
10 – электропароперег-реватель;
16,19 – вентиляторы;
20 – парогенератор;
21 - сборник конденсата;
17, 18, 22 – насос;
11 – конденсатор;
12, 13 - двухсекционый холодоприемник; 14 – эжектор;
15 – испаритель; 23, 24, 25, 27, 28, 29, 30, 31, 32 – клапан;
26 - терморегулирующий вентиль;
линии: 1.1 - подача исходных масличных культур в сушилку;
1.2 - отвод подсушенных масличных культур из сушилки на вальцевый станок;
1.3 - отвод измельченных масличных культур с вальцевого станка на сепарирующую машину;
1.4 - отвод схода с сепарирующей машины на доизмельчени;
1.5 - отвод мятки в обжарочный аппарат; 1.6 - отвод мезги из обжарочного аппарата в форпресс; 1.7 - отвод масла из форпресса на фильтрпресс;
1.8 - отвод форпрессового жмыха;
1.9 - отвод осадка; 1.10 - отвод профильтрованного масла из форпресса в экспозитор с рубашкой; 1.11 - отвод восковых веществ;
1.12 – масло; 2.0 – вода;
3.0 - кондиционированный воздух после испарителя;
3.1 - отработанный воздух;
3.2 - очищенный воздух;
4.0 - контур рецеркуляции перегретого пара;
4.1 - линия отвода излишней части перегретого пара в количестве испаряемой из продукта влаги в рекуперативный теплообменник с отводом конденсата в сборник конденсата;
5.0 - рабочий пар; 5.1 - смесь рабочих паров с эжектируемым;
5.2 - отвод излишней части конденсата в парогенератор;
6.0 - линия подачи конденсата на пополнение уровня воды в испаритель;
6.1 - эжектируемый пар;
7.0 - отработанный сушильный агент; 8.0 - линия сброса воды;
9.0 - конденсат.

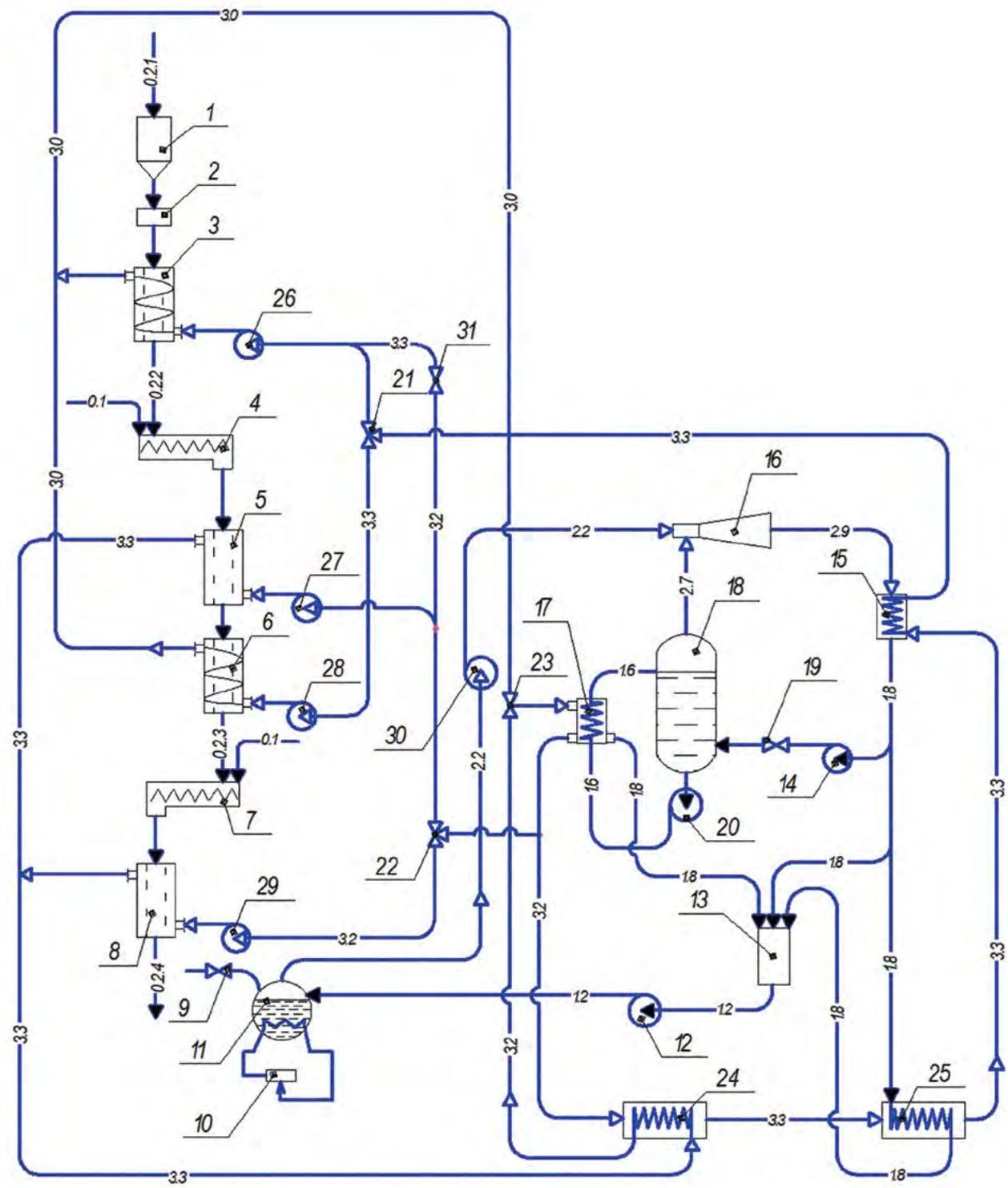


Рис. 3. Технологическая схема осциллирующей сушки со снижением экологической нагрузки на природную среду: 1 – бункер; 2 – магнитный сепаратор; 3 – камера предварительной сушки; 4, 7 – смесители; 5 – камера предварительного охлаждения; 6 – камера окончательной сушки; 8 – камера окончательного охлаждения; 9 – предохранительный клапан; 10 – электронагревательные элементы; 11 – парогенератор, 12, 14 и 20 – насосы; 13 – сборник конденсата; 15 – конденсатор; 16 – эжектор; 17 – холодоприемник; 18 – испаритель; 19 – терморегулирующий вентиль; 21, 22 – распределители потоков; 23 – смеситель потоков; 24 – первый рекуперативный теплообменник; 25 – второй рекуперативный теплообменник; 26, 27, 28, 29 и 30 – вентиляторы; 31 – вентиль; материальные потоки; 0.1 – антиоксидант; 0.2.1 – исходное зерно; 0.2.2 – подсушенное зерно; 0.2.3 – высушенное зерно; 0.2.4 – охлажденное зерно; 1.6 – хладагент; 1.8 – конденсат; 2.2 – насыщенный пар; 2.7 – пары хладагента; 2.9 – смесь эжектируемого и рабочего пара; 3.0 – отработанный воздух; 3.2 – осушенный воздух; 3.3 – циркуляционный воздух.

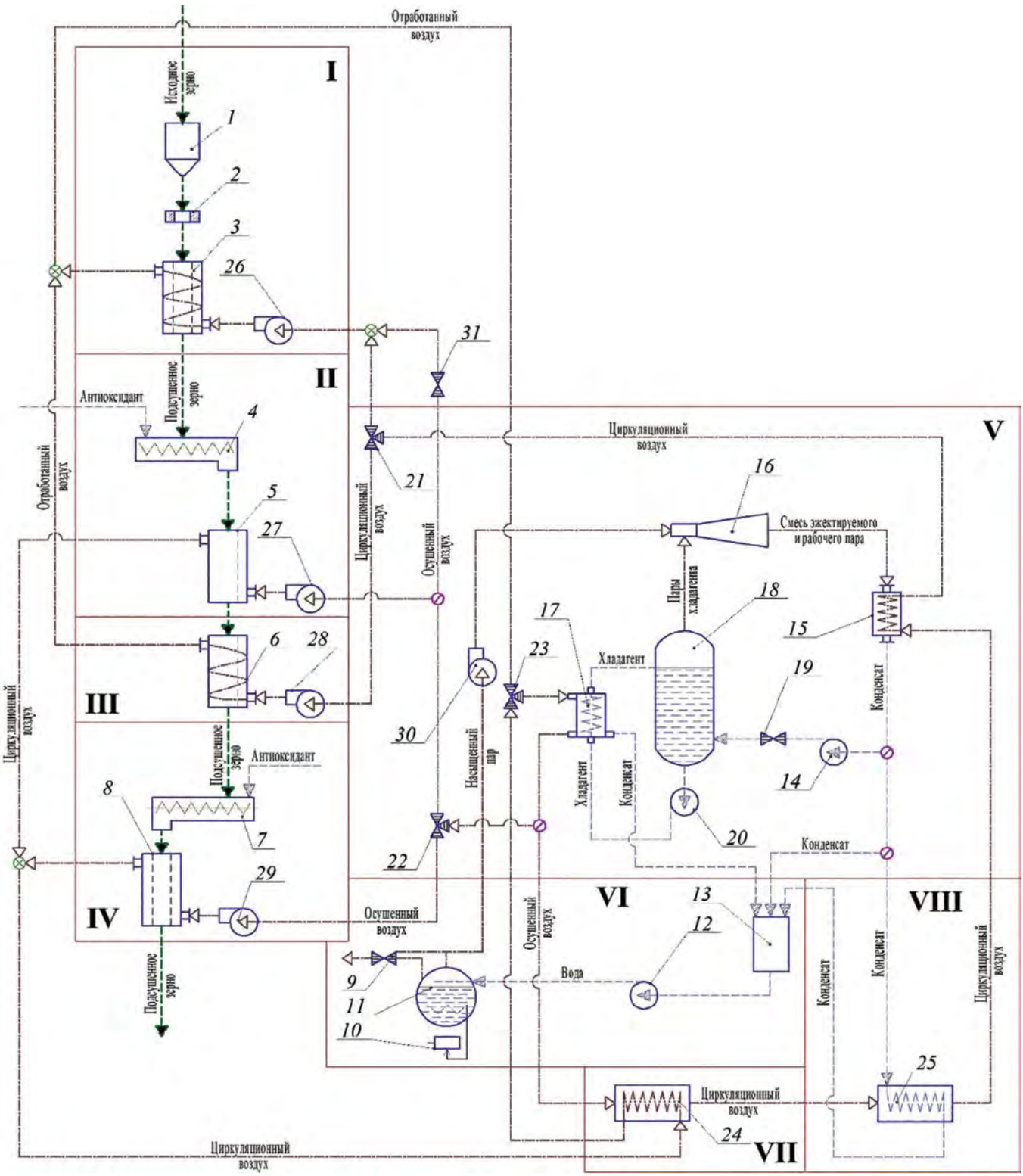


Рис. 4. Технологическая схема осциллирующей сушки семян масличных культур с применением теплонасосных технологий: 1 – бункер; 2 – магнитный сепаратор; 3 – камера предварительной сушки; 4, 7 – смесители; 5 – камера предварительного охлаждения; 6 – камера окончательной сушки; 8 – камера окончательного охлаждения; 9 – предохранительный клапан; 10 – электронагревательные элементы; 11 – парогенератор; 12, 14 и 20 – насосы; 13 – сборник конденсата; 15 – конденсатор; 16 – эжектор; 17 – холодоприемник; 18 – испаритель; 19 – терморегулирующий вентиль; 21, 22 – распределители потоков; 23 – смеситель потоков; 24 – первый рекуперативный теплообменник; 25 – второй рекуперативный теплообменник; 26, 27, 28, 29 и 30 – вентиляторы; 31 – вентиль.

предварительное охлаждение, III – окончательная сушка, IV – окончательное охлаждение, V – холодильная машина, VI – подготовка пара, VII – первый теплообменник, VIII – второй теплообменник (*рис. 5*).

При построении эксергетической диаграммы Грассмана-Шаргута (*рис. 6*) в качестве абсолютного эксергетического параметра использовалась эксергетическая мощность P_e, кДж/ч.

Эксергетический КПД предлагаемой системы осциллирующей сушки масличных культур с применением холодильной машины составил 5,98%, что на 2,3-2,7% выше, чем у существующих технологических решений. Это было достигнуто вследствие применения замкнутых циклов по теплоносителям с их периодической регенерацией в холодильной машине, работающей в режиме тепло-

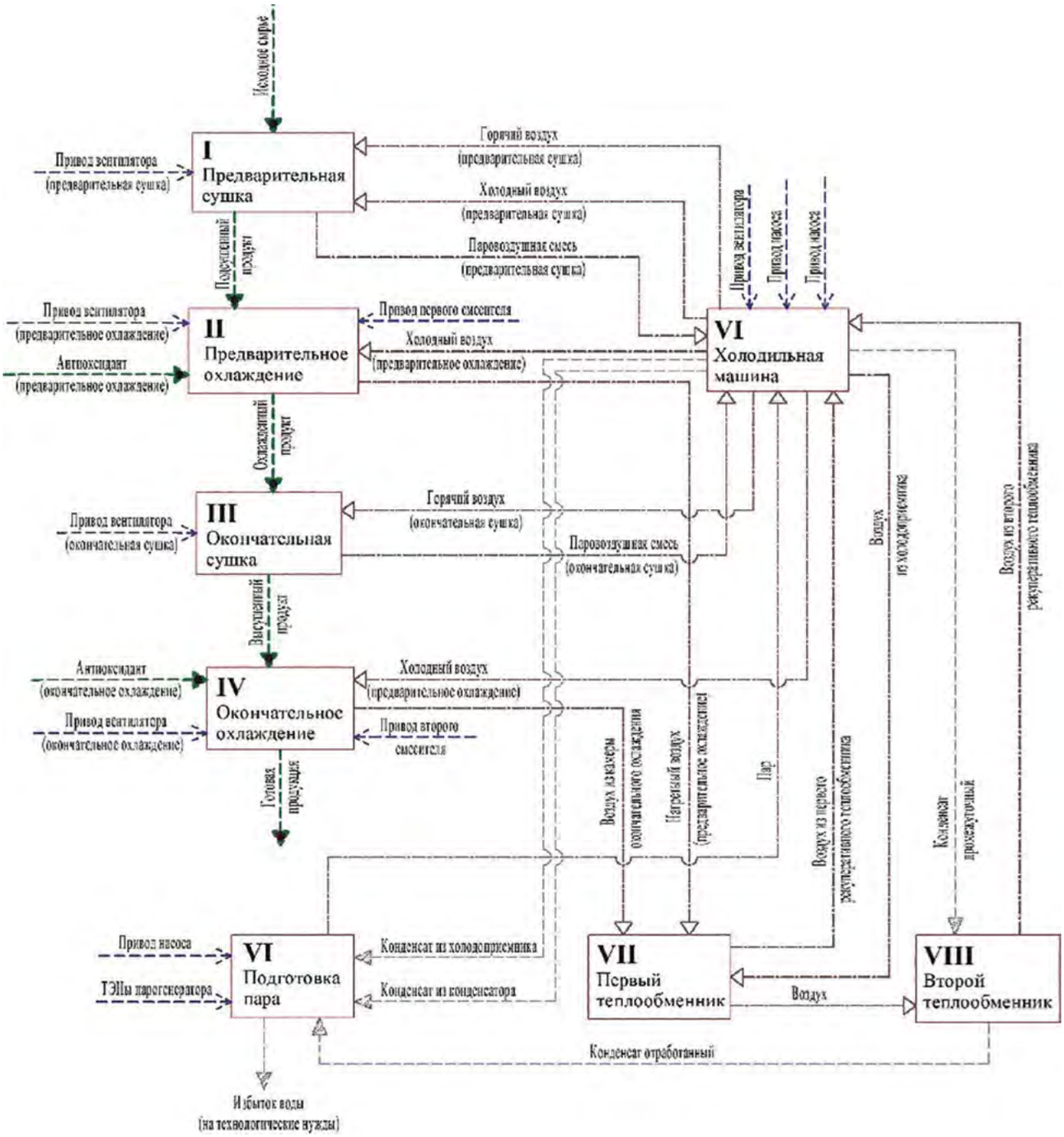


Рис. 5. Контрольные поверхности технологической системы сушки.

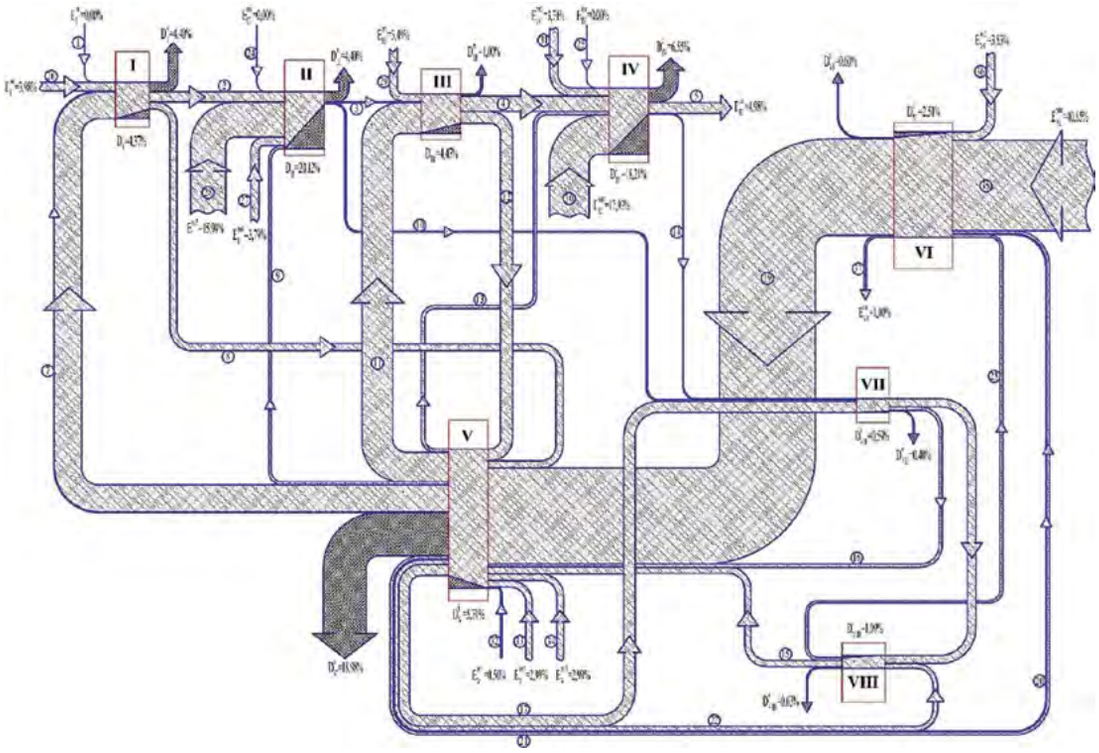


Рис. 6. Эксергетическая диаграмма Грассмана-Шаргута.

вого насоса. Высокая энергоэффективность рассматриваемой теплотехнологической системы свидетельствует о целесообразности использования холодильных машин, работающих в режиме теплового насоса при осциллирующей сушке с организацией замкнутых циклов теплоносителей. Смешивание холодного и горячего воздуха в различных пропорциях дает возможность оптимизировать параметры сушки в соответствии с видом масличного сырья и его начальными свойствами.

Таким образом было доказано, что эксплуатируемые в настоящее время теплоиспользующие установки, зачастую, не используют теплоту отработанного теплоносителя, рекуперация которой позволит существенно повысить экономичность установок. В ходе теоретических и экспериментальных исследований установлено, что тепловые насосы позволяют добиться высокого энергетического совершенства тепломассообменного оборудования за счет рекуперации, использования и утилизации теплоты отработанного теплоносителя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Vasilenko, V.N., Frolova, L.N., Mikhailova, N.A., Dragan, I.V., Tarkaeva, D.A. Resource-Saving Press for Oil Extrusion from Plant Sources (2019) Russian Engineering Research, 39 (7), pp. 575-576. DOI: 10.3103/S1068798X19070244

2. Mateyev, Y.Z., Shalginbayev, D.B., Mateyeva, S.Z., Kopylov, M.V., Ostrikov, A.N., Vasilenko, V.N. Mathematical modeling of the extracting process of vegetable oil on auger equipment (2019) EurAsian Journal of BioSciences, 13 (2), pp. 1875-1880.

3. Vasilenko, V.N., Frolova, L.N., Mikhailova, N.A., Rusina, K.Y., Tarkaeva, D.A. Energy-efficient press for oil-bearing crops (2017) Russian Engineering Research, 37 (4), pp. 330-331. DOI: 10.3103/S1068798X17040220

4. Ostrikov, A.N., Ospanov, A.A., Vasilenko, V.N., Muslimov, N.Zh., Timurbekova, A.K., Jumabekova, G.B. Melt flow of biopolymer through the cavities of an extruder die: Mathematical modelling (2019) Mathematical Biosciences and Engineering, 16 (4), pp. 2875-2905. DOI: 10.3934/mbe.2019142

5. Kairbayeva, A., Vasilenko, V., Dzhinguilbayev, S., Baibolova, L., Frolova, L. Development of the mathematical model for the process of oil raw materials pressing

6. (2017) Journal of Engineering and Applied Sciences, 12 (Specialissue6), pp. 7836-7842. DOI: 10.3923/jeasci.2017.7836.7842

7. Shevtsov, A.A., Vasilenko, V.N., Evdokimov, A.V. Control algorithm of the thermal applying drying plant for thermolabile materials (2004) Avtomatizatsiya i Sovremennye Tekhnologii, (7), pp. 26-28.

8. Ostrikov, A.N., Rudometkin, A.S., Vasilenko, V.N. Automatic control and pressure adjustment in prematrix zone of extruders (2002) Avtomatizatsiya i Sovremennye Tekhnologii, (8), pp. 14-18.

ООО «ТРАНСНЕФТЬ – ПОРТ ПРИМОРСК»

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ АКВАКУЛЬТУРЫ ДЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ АКВАТОРИИ ФИНСКОГО ЗАЛИВА БАЛТИЙСКОГО МОРЯ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ООО «ТРАНСНЕФТЬ – ПОРТ ПРИМОРСК»

Авторский коллектив:
Ефремова Юлия Денисовна,
Давлетяров Рустам Рамилевич.

Деятельность ООО «Транснефть - Порт Приморск» ориентирована на прием нефти и дизельного топлива из магистральных нефтепроводов, хранение и отгрузку нефти и дизельного топлива в танкеры в интересах нефтяных компаний Российской Федерации и направлена на обеспечение непрерывного процесса перевалки нефти и дизельного топлива на экспорт в объемах, утвержденных ПАО «Транснефть».

С 2001 года в проливе Бьеркезунд Финского залива ведет свою деятельность специализированный нефтеналивной порт ООО «Транснефть – Порт Приморск». На сегодняшний день с терминалов предприятия отгружено свыше миллиарда тонн нефти и дизельного топлива. С момента начала работы неоднократно возникали вопросы о влиянии порта на акваторию залива.

Экологической службой порта Приморск ведется постоянный мониторинг состояния акватории. По данным проводимого мониторинга содержание нефтепродуктов в воде акватории порта не только не увеличилось, а значительно снизилось по отношению к фоновым концентрациям 1999 г. и данным во время строительства порта.

Тем не менее, ПАО «Транснефть» принято решение о дополнительном контроле акватории порта Приморск с помощью объектов аквакультуры.

В акватории пролива Бьеркезунд Финского залива Балтийского моря в районе расположения производственных объектов ООО «Транснефть – Порт Приморск» временно размещена рыбоводная инфраструктура для осуществления биомониторинга с помощью гидробионтов.

Поступление загрязняющих веществ в водную среду (в том числе незначительное, но регулярное) приводит к их накоплению в тканях организмов, что в свою очередь может приводить к патологическим изменениям в тканях, а в острых случаях – к гибели гидробионтов. Поступление загрязняющих веществ в водную среду также может вносить изменения в кормовую базу (фитопланктон, зоопланктон, бентосные организмы) гидробионтов. Вследствие указанных процессов изменяются морфометрические характеристики и размерная структура естественных поселений гидробионтов (вплоть до полной их деградации), также может происходить нарушение функционирования искусственно создаваемых поселений культивируемых объектов.

В рамках данного объекта в дополнение к существующим на предприятии графикам эколого-аналитического контроля за состоянием компонентов окружающей среды проводится экологический мониторинг за состоянием акватории пролива Бьеркезунд Финского залива с целью оценки уровня загрязнения и возможного антропоген-ного воздействия на культивируемые объекты аквакультуры в ходе деятельности ООО «Транснефть – Порт Приморск».

Для наиболее достоверной оценки возможного антропогенного воздействия в качестве объектов аквакультуры подобраны представители различных таксономических групп (характерных для рассматриваемой акватории): зеленые водоросли, двустворчатые моллюски, рыбы.

Оценка уровня загрязнения акватории пролива планируется осуществлять на основе изучения следующих показателей: состояние поселений гидробионтов, структура донных сообществ в акватории, накопление токсичных веществ в тканях гидробионтов, превышение допустимого уровня смертности культивируемых рыб, гидрологические и гидрохимические показатели морской воды.

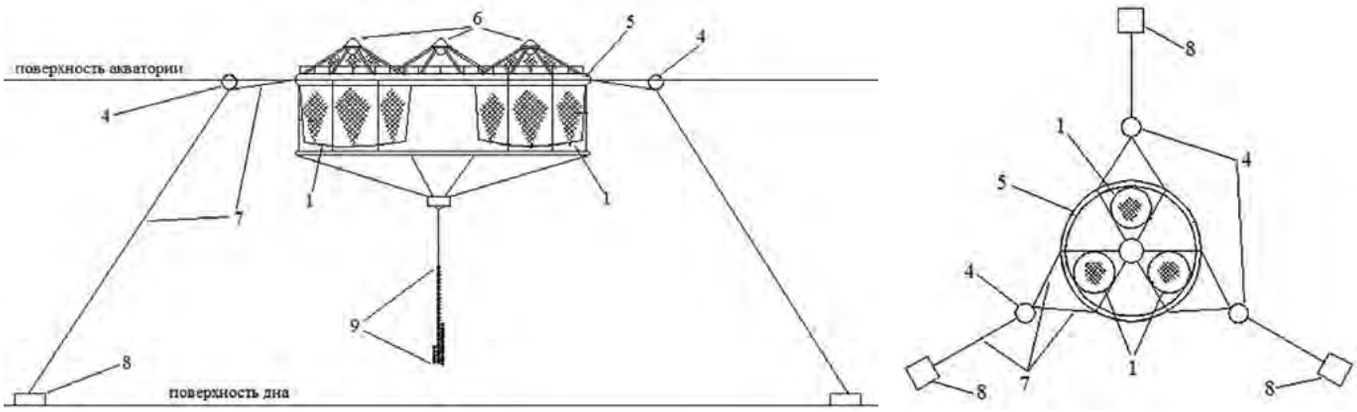


Рис. 1.
1 – садки-вольеры для размещения рыб (3 шт.); 4 – буи системы позиционирования; 5 – кольцевая платформа для обслуживания садков; 6 – кессоны (открытая снизу камера) (3 шт.); 7 – якорный канат; 8 – якорь (3 шт.); 9 – гайдроп с балластом.

Схема полигона аквакультуры приведена на *рис. 1*.

Полигон заселен следующими объектами аквакультуры: зеленая водоросль (Cladophora glomerata), двустворчатый моллюск (Dreissena polymorpha), форель (Parasalmo mykiss), балтийский сиг (Coregonus lavaretus).

Зеленая водоросль вида Cladophora glomerata массовая и широко встречается в Финском заливе. Моллюск дрейссена полиморфная – в Балтийском море и Финском заливе вид-вселенец Понто-каспийского происхождения. В Финском заливе он впервые был обнаружен относительно недавно сначала в Курортном районе Санкт-Петербурга, затем в восточной части Финского залива, а вскоре и в водах Финляндии. Форель Parasalmo mykiss (или Oncorhynchus mykiss) – один из популярнейших объектов рыбоводства.

Популярность объекта объясняется рядом объективных его особенностей: хорошо изученными биологическими особенностями форели (среда обитания, темп роста, репродуктивное качество и т.д.), отработана биотехника выращивания форели на всех этапах развития и роста, разработка методов и приемов работы с производителями (селекционно-племенная работа при формировании ремонтно-маточных стад), успешное применение генетических методов для получения новых форм рыб приспособленных к конкретным условиям выращивания.

Балтийский сиг (Coregonus lavaretus) – ценная промысловая рыба. Населяет все водоемы бассейна Северного Ледовитого океана от Баренцева и Белого морей до Чукотки, а также водоемы Западной Европы, Великобритании, Скандинавии и др., и составляет основу промысловых уловов сиговых рыб. Для вида характерна высокая морфологическая изменчивость и приспособляемость, позволяющая легко осваивать новые места обитания.

Для размещения морского блока рыбоводной инфраструктуры в акватории пролива Бьеркезунд Финского залива в районе размещения производственных объектов ООО «Транснефть – Порт Приморск» подобран участок (область), расположенный между причалами № 1 и № 6.

В связи с замерзанием акватории порта Приморск в зимний период полигон аквакультуры выполнен в погружаемом режиме. В зимний период года полигон погружается на 1,5-2 метра в толщу

воды. Таким образом, он защищен от обледенения и разрушения.

Для погружения садка выполнена сборка и установка стальной нижней кольцевой рамы, балластной цистерны и гайдропа. Нижняя стальная рама представляет из себя 12 металлических секций, скрепленных между собой болтовым соединением и в собранном виде образующих 12-тигранник. На каждом из трубчатых элементов располагаются по 2 штуцера ¾ дюйма, которые располагаются на расстоянии 250 мм от фланцев. Соседние штуцера, разделенные фланцами, направлены поочередно вверх (соединяются попарно и стыкуются с коллектором воздушной магистрали, ведущей мимо верхней рамы к компрессору) и вниз (соединяются попарно и образуют 6 линий/шлангов гидропневматической системы, которые ведут к коллектору компенсатора плавучести системы погружения-всплытия). Общий объем стальной нижней кольцевой рамы составляет 1,77 м^3, диаметр – 14 метров.

Для обеспечения работоспособности полигона объектов аквакультуры на эстакаде причальных сооружений выполнен монтаж и обустройство береговой части объекта, а именно контроля и наблюдения, выполненного на основе блок-бокса с габаритами 6000 х 2400 х 2500 мм. Для обеспечения процесса дистанционного кормления рыб, размещенных в садках-вольерах, внутри блок-бокса собран стеллаж, на котором размещаются узлы подачи корма (3 шт.) и осуществлена подводка воды и воздуха (от компрессора) с помощью которых осуществляется подача корма в садки-вольеры.

Для наблюдения за гидробионтами выполнен монтаж системы видеонаблюдения с помощью подводных камер в каждом садке.

В настоящий момент проводится опытная эксплуатация полигона аквакультуры (в т.ч. гидрологические, гидрохимические и гидробиологические исследования) ранее размещенного и заселенного полигона объектов аквакультуры. Методология проведения работ представляет собой сочетание океанологических (гидрологических), гидрохимических и гидробиологических исследований фактического состояния прибрежно-морской экосистемы и прогностических оценок изменения экологической ситуации под воздействием антропогенных факторов.

Область применения – мониторинг влияния (воздействия) опасного производственного объек-

Таблица 1.

Месяцы	Прирост, кг	Кол-во корма, кг	Стоимость корма, руб/кг	Среднесуточное потребление корма, кг	Затраты на корма, руб	Затраты за год, руб
1	2	3	4	5	6	7
май	198,98	251,38	120	8,38	30 165,07	
июнь	408,21	511,67	120	17,06	61 400,17	
июль	703,55	877,27	120	29,24	105 272,94	
август	692,54	877,35	120	29,24	105 281,59	
сентябрь	742,90	946,01	120	31,53	113 520,75	
октябрь	377,62	489,83	120	16,33	58 779,50	
ноябрь	278,69	356,32	120	11,88	42 758,91	762 759
декабрь	190,30	237,99	120	7,93	28 558,85	
январь	147,88	184,97	120	6,17	22 196,09	
февраль	100,79	126,03	120	4,20	15 123,83	
март	106,69	134,00	120	4,47	16 079,99	
апрель	157,41	196,85	120	6,56	23 621,86	
За год	4 105,55	5 189,66			622 759,55	

та на состояние прилегающего участка акватории с применением тест-объектов (объектов аквакультуры).

Визуальные наблюдения за радужной форелью и балтийским сигом, заселенными в мае и июне 2019, велись ежедневно. Радужная форель и балтийский сиг с момента заселения в садки-вольеры не проявляли признаков нахождения в стрессе, не отказывались от подаваемого корма.

Внешний вид гидробионтов: отсутствие внешних повреждений и сапролегнии; бодрое поведение и наличие оживлённой реакции на корм, позволяет судить о хорошей эпизоотической ситуации. Показатели линейного и весового роста объектов аквакультуры соответствуют расчётным показателям среднего весового роста, а в единичных случаях превосходят прогнозируемые показатели. Образцы гидробионтов отправлялись в ветеринарные лаборатории для исследования на наличие в тканях тяжёлых металлов, токсинов, паразитарную и микробиологическую чистоту и органолептические показатели. Также проведены исследова-

Таблица 2. Расчет выручки.

Год	Стоимость посадочного материала	Стоимость корма	Амортизация	Зарплата персонала	Итого затраты	Затраты с нарастающим итогом	Выручка	Дельта
	3 садка	3	4	5	6	7		
2019	140	300	982	770	2192	2192	0	2192
2020	0	500	982	770	2252	4444	0	2252
	6 садков	877,27	120	29,24	105 272,94			
2021	140	623	1125	770	2658	7102	0	2658
2022	140	623	1125	770	2658	9760	4348	1690
2023	140	623	1125	770	2658	12418	4348	1690
2024	140	623	142	770	1675	14093	4348	2673
2025	140	623	142	770	1675	15768	4348	2673
2026	140	623	142	770	1675	17443	4348	2673
						17443	21740	4 297,00

ния мышечной ткани рыб на содержание нефтепродуктов. Контроль проводился дважды в год – в мае-июне и сентябре-октябре.

Результаты анализов показали практически полное отсутствие углеводородных фракций в тканях гидробионтов, возбудителей болезней и паразитов не обнаружено.

Результаты мониторинговых исследований и наблюдений за ВБР и средой их обитания в период эксплуатации полигона аквакультуры позволяют судить об отсутствии негативного воздействия производственных объектов ООО «Транснефть – Порт Приморск» на прилегающую часть акватории пролива Бьеркезунд.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

При планировании эксплуатации полигона объектов аквакультуры необходимо учитывать специфические финансовые затраты, связанные с выращиванием достаточного количества рыбы для соблюдения требований по минимальному объему изъятия рыбопродукции. Для заявленного рыбоводного участка площадью 0,75 га необходимо к 2022 году производить ежегодно около 4 тонн рыбы.

Не учитывая затраты на содержание обслуживающего персонала, основными статьями расходов будут покупки кормов и посадочного материала (мальков) для зарыбления садков (*таблица 1*).

Затраты на посадочный материал – 140 000 руб.*

Балтийский сиг (ср. вес по 25 г) – 500 особей по 100 руб./шт. = 50 000 руб.

Радужная форель (ср. вес по 50 г) – 1800 особей по 50 руб./шт. = 90 000 руб.

*) Примечание: цены указаны без учета стоимости транспортировки

Стоимость реализации рыбы (опт) – 550 руб/кг = 4000 * 550 = 2 200 000 руб.

Стоимость реализации икры (опт) – 4000 руб/кг. = 4000 *520 кг (13% от ихтиомассы) = 2 080 000 руб.

Расчет выручки за 10 лет представлен в *таблице 2*.

Таким образом в случае осуществления товарного рыбоводства на участке ООО «Транснефть – Порт Приморск» за период 8 лет проект практически полностью окупится. На общие затраты и выручку влияет множество факторов, таких как погодные условия (расход корма зависит от температуры воды), дополнительные затраты на обслуживание садков, не учтенные в расчете, количество обслуживающего персонала и прочее. В зависимости от данных затрат точка окупаемости может меняться.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 02.07.2013 № 148-ФЗ «Об аквакультуре (рыбоводстве) и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

2. ГОСТ Р 57095-2016 Биотехнологии. Термины и определения.

3. РД-52.24.661-2004 Рекомендации. Оценка риска антропогенного воздействия приоритетных загрязняющих веществ на поверхностные воды суши.

4. Справочник в области аквакультуры (рыбоводства) (утвержден Приказом Министерства сельского хозяйства Российской Федерации от 15.06.2015 № 247).

5. ГОСТ 27065-86 Качество вод. Термины и определения.

6. Методические рекомендации по сбору и обработке материалов при гидробиологических исследованиях на пресноводных водоемах. Фитопланктон и его продукция. Л. 1981.

7. Методика изучения биогеоценозов внутренних водоемов. М. Наука. 1975.

8. Бугров Л.Ю., Лапшин О.М., Муравьев В.Б. 1986. Опыт организации многоцелевых исследований на экспериментальном рифовом комплексе. - в Сб. «Искусственные рифы для рыбного хозяйства»: Тезисы докладов Всесоюзной конференции. – М.: ВНИРО.

9. Отчетные материалы ООО «НИИ Транснефть» по НИР «Разработка технологии применения аквакультуры для экологического мониторинга состояния акватории Финского залива Балтийского моря в зоне влияния производственных объектов ООО «Транснефть – Порт Приморск».

ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ»

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА С СОКРАЩЕНИЕМ ПАРНИКОВЫХ ВЫБРОСОВ

Авторский коллектив:
Касьяненко Андрей Александрович,
Романенков Роман Павлович,
Сидоров Андрей Владимирович.

Актуальной проблемой экономики и управления технологическими процессами добычи и подготовки газа к транспорту газодобывающих предприятий, а также транспортировки природного газа газотранспортными предприятиями с применением «сухих» газодинамических уплотнений (СГУ) на газоперекачивающих агрегатах (ГПА) дожимных компрессорных станций (ДКС) является утилизация осушенного и подготовленного буферного газа в атмосферу с безвозвратными потерями. Как показывает мировой опыт, развитие инновационной деятельности (ИД) является актуальным вопросом для многих компаний топливно-энергетического комплекса в части реализации новых методов и приемов энергосбережения топливных ресурсов, снижения технологических потерь природного газа, сокращения выбросов в атмосферу, а также совершенствования условий промышленной и экологической безопасности на опасных производственных объектах ТЭКа.

В данной публикации описан процесс разработки и внедрения инновационных технико-технологических решений по уменьшению выбросов парниковых газов и сокращение потерь подготовленного технологического газа, который возможно использовать на производственные нужды, а также снижение негативного воздействия на окружающую среду.

ОАО «Севернефтегазпром» – одно из крупнейших газодобывающих предприятий, входящих в Группу «Газпром», которое особое внимание уделяет разработке и внедрению инновационных технологий для совершенствования существенных аспектов в области охраны труда и промышленной безопасности, охраны окружающей среды, с целью безопасной эксплуатации применяемого оборудования, обеспечения экономической эффективности и стабильности производственной деятельности.

На сегодняшний день газовый промысел Южно-Русского месторождения, с точки зрения используемых технологических и инженерных решений, является одним из самых передовых в России. Производственные мощности ОАО «Севернефтегазпром» отличают высокая степень автоматизации всех процессов, оснащенность новейшим оборудованием, сочетающим высокоточные технологии с производственной и экономической эффективностью. На всех этапах производственного процесса используются современные системы управления с программно-техническими комплексами последнего поколения.

На ДКС ЮРНГКМ находятся в эксплуатации газоперекачивающие агрегаты ГПА-16ДКС-09 с компрессором НЦ-16ДКС-02. Уплотнения вала компрессора – газодинамические (*рис. 1*).

СГУ ГПА ДКС предназначена для предотвращения попадания транспортируемого (технологического) газа из внутренних полостей компрессора ГПА в окружающее пространство в процессе компримирования. Система содержит узлы газодинамических уплотнений (ГДУ) с II ступенями защиты, трубопроводную обвязку СГУ для подвода буферного газа от станционной сети к контрольно-измерительной панели (КИП ГДУ), включающей манометры, датчики температуры, счетчик газа с контролем показаний по месту установки приборов, дроссельную шайбу для демпфирования давления газа, и линией электрической обвязки КИП ГДУ, предназначенной для питания электрических преобразователей, далее от КИП ГДУ к узлам ГДУ,

Рис. 1. Компрессор НЦ-16ДКС-02. Система газодинамических уплотнений.

установленным на ГПА, и отвода протечек буферного газа после первой ступени ГДУ к КИП ГДУ и далее через шаровой кран на свечу (Руководство по эксплуатации газоперекачивающего агрегата ГПА-16ДКС-09 «УРАЛ» часть 1 техническое описание ГПА-16ДКС-09.0000-000РЭ).

Существенным недостатком системы является то, что при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов происходит постоянный выброс парниковых газов после газодинамических уплотнений на свечные трубопроводы при постоянном расходе подготовленного технологического газа, что является негативным фактором оказывающим влияние на экологические аспекты любого промышленного предприятия и приводит к существенным потерям энергоресурсов.

Для внедрения предлагаемого инновационного решения по сокращению выбросов парниковых газов и потерь подготовленного технологического газа на ЮРНГКМ был реализован комплекс технико-технологических решений для стабилизации работы газодинамических уплотнений, уменьшения объема утечек газа в атмосферу, повышения безопасности работы уплотнений вала компрессора, повышения точности и стабилизации давления протечек газа на выходе из газодинамических уплотнений, оптимизации режимов работы газоперекачивающих компрессоров, повышения надежности автоматического регулирования процессами работы СГУ (*рис. 3, 2*).

В целях стабилизации работы газодинамических уплотнений и уменьшения объема утечек газа в атмосферу в систему дополнительно установлен регулирующий клапан на трубопровод отвода протечек газа. В системе газодинамических уплотнений, содержащей узлы газодинамических уплотнений с двумя ступенями защиты, трубопроводную обвязку газодинамических уплотнений, трубопроводы отвода протечек уплотнительного газа после первой ступени газодинамических уплот-

нений, контрольно-измерительные панели газодинамических уплотнений, каждый трубо-провод отвода протечек уплотнительного газа снабжен манометром и дополнительным клапаном-регулятором, настроенным на поддержание давления в заданных параметрах.

Система включает газоперекачивающий агрегат с компрессором 1 газодинамические уплотнения 2, состоящие из первой ступени 4 и второй ступени 14, трубопроводную обвязку 3, контрольно-измерительную панель 5 газодинамических уплотнений 2, регулирующий клапан 6, трубопровод отвода протечек газа 8, свечной трубопровод 7 для выброса газа в атмосферу и манометр 10 для контроля давления в трубопроводе отвода протечек газа. Работа регулирующего клапана 6 настроена в автоматическом режиме таким образом, чтобы поддерживать давление в трубопроводе отвода протечек газа 8 в заданном параметре, что создает противодавление газу, поступающему от первой ступени газодинамических уплотнений 4, в результате чего большая часть газа поступает в компрессор газоперекачивающего агрегата 1 (*рис. 4*).

В результате за счет повышения давления в трубопроводе отвода протечек уплотнительного газа после сухих газодинамических уплотнений и создания противодавления, в отличие от известной схемы, где газ сбрасывается в атмосферу напрямую, объем сбрасываемого в атмосферу газа сокращается в несколько раз, что позволяет не только эксплуатировать газодинамические уплотнения в стабильном режиме, но и значительно снизить выбросы уплотнительного (технологического) газа в атмосферу.

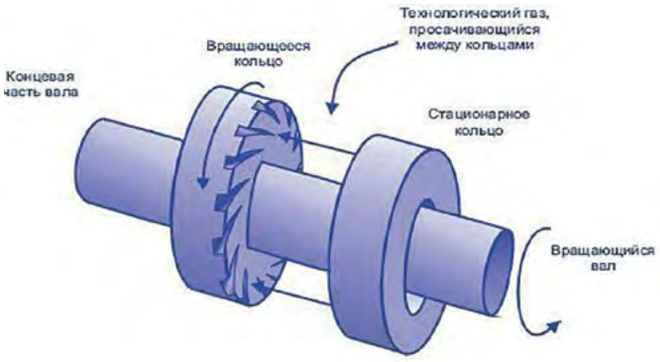


Рис. 2. Принципиальная схема уплотнительной пары ГДУ.

При монтаже регулирующего клапана на трубопроводе отвода протечек газа компрессорной

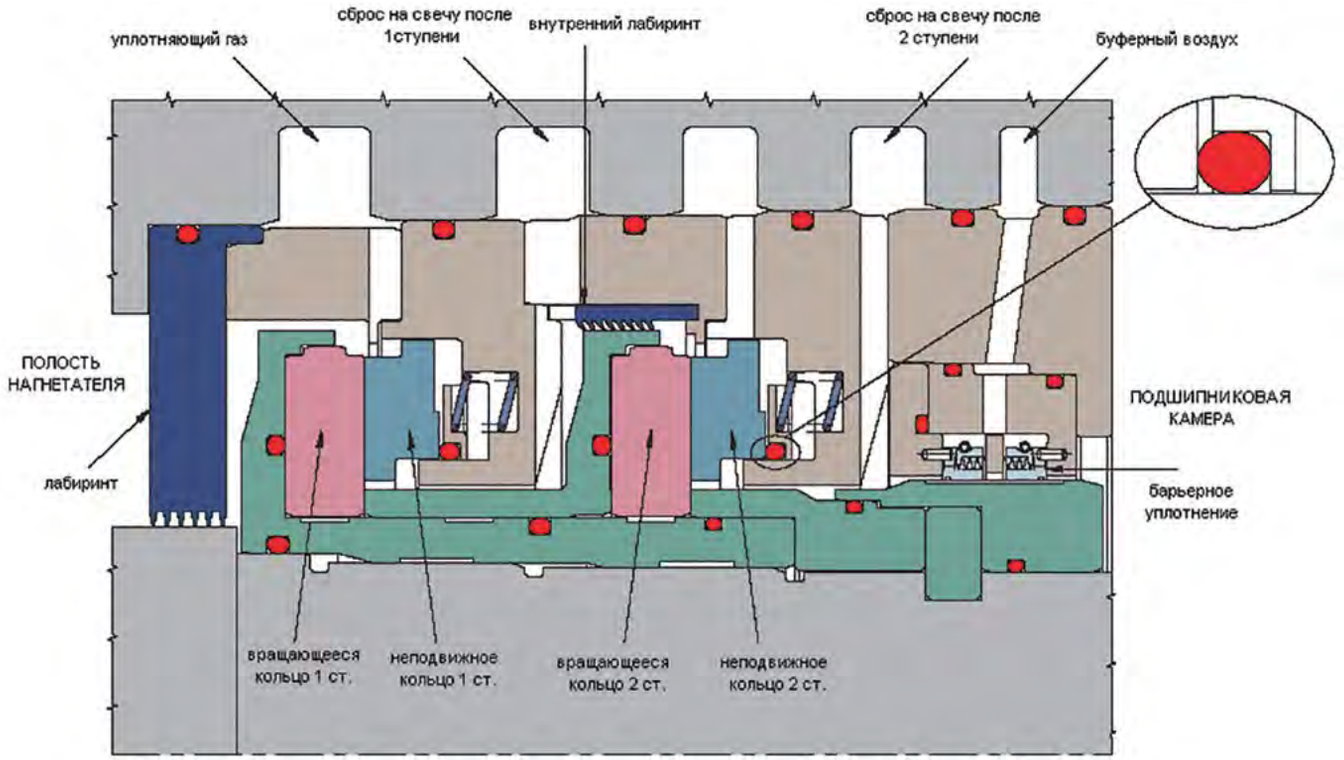


Рис. 3. Компоновка торцевого газодинамического уплотнения.

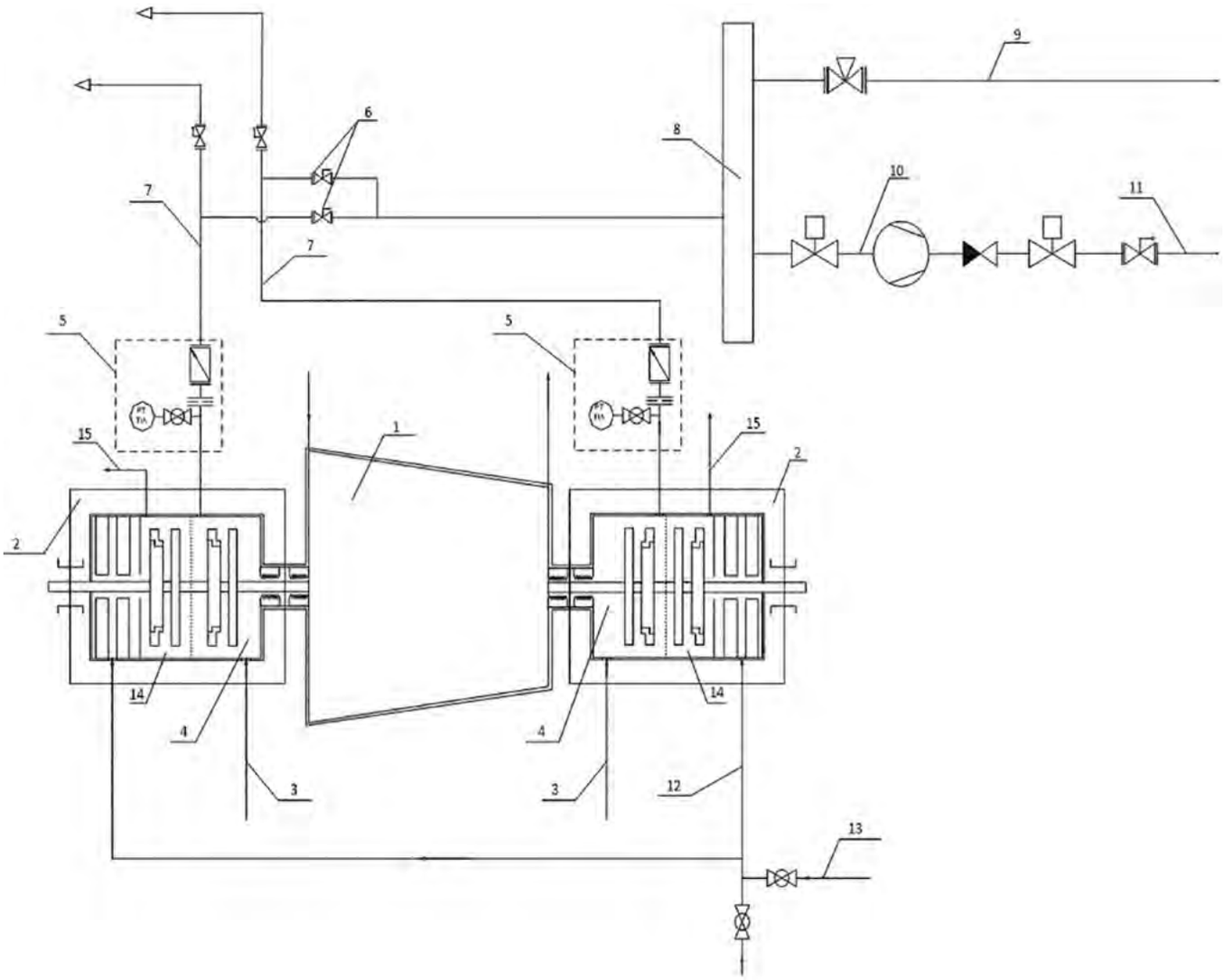


Рис. 4. Система газодинамических уплотнений с регулирующим клапаном.

станции Южно-Русского месторождения и создании противодавления, утечки газа в атмосферу уменьшились со значения от 30 м³ газа до значения 8 м³.

Следующим этапом реализации инновационного решения стала замена однокаскадных лабиринтных втулок на двухкаскадные лабиринтные уплотнения перед СГУ и установка уравнительной линии, соединяющей полости между каскадами двухкаскадных лабиринтных втулок.

Уплотнение вала компрессора включает в себя последовательно расположенные от рабочего колеса компрессора лабиринтное уплотнение и далее СГУ. При работе компрессора с однокаскадными лабиринтными уплотнениями отмечалась нестабильность значения величины перепада «газ-газ», его резких и частых колебаниях в широком интервале значений (от 0 до 25 кПа). Давление перекачиваемого газа перед СГУ на сторонах всасывания и нагнетания, ввиду отсутствия уравнительной линии, различно и наступает момент, когда давление буферного газа меньше давления перекачиваемого газа. В этом случае происходит попадание перекачиваемого газа в СГУ и загрязнение его контактных поверхностей, что приводит к неработоспособности СГУ.

Для стабилизации работы СГУ (стабилизации перепада «газ-газ»), исключения загрязнения контактных поверхностей СГУ и необходимости их внеплановой ревизии, были приняты следующие конструктивные решения:

- замена однокаскадных лабиринтных втулок на двухкаскадные лабиринтные уплотнения перед СГУ для создания дополнительного сопротивления прорыву перекачиваемого газа в полость перед СГУ;

- установка уравнительной линии, соединяющей полости между каскадами двухкаскадных лабиринтных втулок сторон всасывания и нагнетания, для уравнивания давлений перед СГУ;

- отбора импульса для регулятора перепада «газ-газ» с уравнительной линии для корректного сравнения давлений буферного газа, подаваемого в СГУ и давления перекачиваемого газа, проникающего в полость СГУ.

В результате - стабилизация работы СГУ (стабилизации перепада «газ-газ»), исключение загрязнения контактных поверхностей СГУ.

Стабилизация работы СГУ характеризуется изменением конструкции лабиринтной втулки путем добавления второго каскада гребней, что создаст дополнительное сопротивление перекачиваемому газу на пути его перетока к СГУ, установкой уравнительной линии между каскадами лабиринтных втулок, что позволит уравнять давления газа перед СГУ, отбора давления для регулятора перепада «газ-газ» с уравнительной линии.

Для повышения безопасности работы уплотнений вала компрессора на ДКС ЮРНГКМ применяется комбинированная схема подачи барьерного газа.

В процессе эксплуатации компрессоров, перекачивающих взрывоопасные газы, основную опасность представляет попадание атмосферного воздуха в закрытые объемы, так как при определенной (критической) концентрации кислород из состава воздуха образует с возможными утечками транспортируемого газа взрывоопасную смесь, которая может привести к взрыву от контакта с источником открытого огня или искрой.

Первоочередной задачей работы уплотнений вала компрессора и повышения надежности работы оборудования в целом является исключение образования критической взрывоопасной смеси процессного газа с воздухом в камерах компрессора, камерах концевых уплотнений, в присоединенных к ним трубам и в помещениях компрессорной станции.

При эксплуатации ГПА существуют две системы подачи газа в узел барьерного уплотнения торцевых газодинамических уплотнений – система с постоянной подачей азота и система с постоянной подачей воздуха.

Рис. 5. Доработанный узел СГУ.

Постоянная подача азота в качестве буферного газа от источника азота влечет за собой существенные эксплуатационные затраты при постоянной работе источника азота и необходимость иметь резерв на случай выхода из строя, а так же значительные материально-технические ресурсы при технологическом обслуживании и текущем ремонте.

Постоянная подача воздуха в качестве буферного газа увеличивает риск образования взрывоопасной смеси. Кроме того, на режимах «останов», «аварийный останов», «запуск» используется компрессор барьерного воздуха, что усложняет данную конструкцию и несет дополнительные материальные затраты на обслуживание ГПА.

При комбинированной схеме технический результат достигается в устройстве уплотнения вала компрессора. Линия подачи газа в узлы барьерных уплотнений соединена с источником газа, не образующего взрывоопасной смеси с процессным газом, линии отвода утечек из камер, расположенных между узлами торцевых газодинамических уплотнений и узлами барьерных уплотнений, имеют выход в атмосферу, а линии отвода утечек из узлов торцевых газодинамических уплотнений также имеют выход в атмосферу и

снабжены узлами контроля утечек, а в качестве источника газа, не образующего взрывоопасной смеси с процессным газом, использована установка для получения азота. Линия подачи газа в узлы барьерных уплотнений соединена с источником газа через ресивер и снабжена клапаном подачи газа, а через клапан подачи воздуха соединена с линией подачи барьерного воздуха от компрессора двигателя.

При получении сигнала на «пуск», «вывод на режим», «плановый останов», «аварийный останов» компрессора происходит переключение режима работы устройства уплотнений вала компрессора на «БЕЗОПАСНЫЙ» путем открытия клапана подачи азота 15 от ресивера азота 14 и закрытия клапана подачи барьерного воздуха 17 по линии 16 от компрессора двигателя.

На режимах «пуск», «вывод на режим», «пла-новый останов», «аварийный останов» барьерный газ по линии 10 от ресивера азота 14 через клапан подачи азота 15 поступает между узлами торцевых газодинамических уплотнений 5 и узлами барьерных уплотнений 6, при этом клапан подачи барьерного воздуха 17 находится в закрытом состоянии, и в узлах барьерных уплотнений 6 благодаря подаче по линиям 10 азота поддерживается давление, исключающее попадание воздуха в линии 8 и 9 отвода утечек. Необходимые соотношения газовых параметров обеспечиваются наличием в системе узлов 11 и 13 регулирования подачи газов, а также наличием узлов 12 контроля утечек, каждый из которых связан с автоматизированным блоком управления. В результате при реализации данного технического решения исключается проникание кислорода воздуха в линии 8 и 9 отвода утечек, тем самым обеспечивая экологическую и промышленную безопасность уплотнений вала компрессора.

При выводе на эксплуатационный режим работы компрессора происходит переключение режима работы устройства уплотнений вала компрессора на «ПОСТОЯННЫЙ» путем открытия клапана подачи барьерного воздуха 17 от компрессора двигателя 19 и закрытия клапана подачи азота 15 от ресивера азота 14 (*рис. 6*).

При стабильной работе уплотнений компрессора на режимах в магистраль или на кольцо барьерный воздух по линии подачи газа 10 в узлы барьерных уплотнений 6 через клапан подачи барьерного

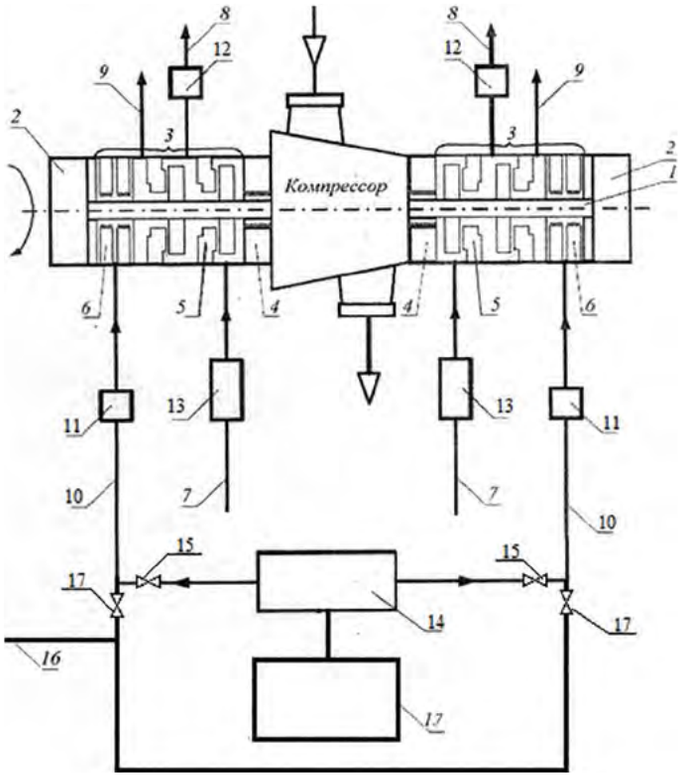


Рис. 6. Комбинированная схема подачи барьерного газа.

воздуха 17 по линии подачи барьерного воздуха 16 от компрессора двигателя поступает между узлами торцевых газодинамических уплотнений 5 и узлами барьерных уплотнений 6. В узлах барьерных уплотнений 6 благодаря подаче по линиям подачи газа 10 воздуха поддерживается необходимый расход воздуха, позволяющий достигать не взрывоопасных концентраций утечек. Необходимые соотношения газовых параметров обеспечивают наличием в системе узлов 11 и 13 регулирования подачи газов, каждый из которых связан с автоматизированным блоком управления. Ресивер азота 14 в данном режиме работы пополняется до рабочего состояния через линию, связанную с источником азота 18. Ресивер азота 14 должен иметь двукратный объем азота, позволяющий обеспечить барьерным газом пуск компрессора и возможный аварийный останов, для безупречной работы предлагаемого устройства обеспечения безопасности при эксплуатации уплотнений вала компрессора.

Предлагаемое техническое решение:

1. Повышает промышленную и экологическую безопасность работы компрессора на режимах пуск,

вывод на режим, плановый останов, аварийный останов за счет временного и периодического использования ресивера азота и подачи азота в качестве барьерного газа при эксплуатационной потребности.

2. Позволяет исключить из схемы обеспечения барьерным газом компрессор барьерного воздуха, который используется на режимах «пуск», «вывод на режим», «плановый останов», «аварийный останов», или заменить установку подачи азота на менее производительную или использовать уже имеющиеся мощности на производстве для поддержания рабочего давления в ресивере азота, что в данном случае оптимизирует конструкцию и обеспечивает повышение экологической и промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов.

3. При стабильном режиме работы компрессора позволяет использовать более дешевый и безопасный газ (воздух) компрессора двигателя в качестве барьерного газа, что снижает производственные и материально-технические затраты, обеспечивая более высокую рентабельность технологического процесса при компримировании газа.

Для уменьшения выбросов парниковых газов и сокращения потерь подготовленного технологического газа, который возможно использовать на производственные нужды, а также снижения негативного воздействия на окружающую среду стало внедрение системы отвода и сбора парниковых газов от газоперекачивающих агрегатов.

При подаче буферного газа с постоянным расходом на газодинамические уплотнения (ГДУ) 2 газоперекачивающих агрегатов 1 дожимной компрессорной станции, количество которых определяют проектными решениями под специфику производства нефтегазовой отрасли, давление газа на выходе после первой ступени ГДУ 2 контролируют при помощи КИП ГДУ 3 с контролем всех необходимых параметров по месту установки приборов (предупредительная сигнализация при высоком давлении за первой ступенью ГДУ, аварийная сигнализация и команда на останов ГПА при разгерметизации узла ГДУ). Дроссельной шайбой 4 демпфируются колебания давления газа ГДУ 2, учитываемые на КИП ГДУ 3, контроль расхода протечек газа после ГДУ 2 осуществляется на счетчике 5 с контролем показаний по месту установки прибора. По линии отвода утечек газа 7 через шаровой кран 6 утечки газа могут поступать на свечу 8. Однако, для обеспечения оптимизации выбросов парниковых газов (утечек газа), сокращения негативного воздействия на окружающую среду, использования дополнительных сэкономленных объемов подготовленного газа на собственные технологические нужды производства при обеспечении газом объектов газопотребления, парниковые газы после первой ступени ГДУ 2 по дополнительному трубопроводу 9 через шаровой кран 10 направляют в газосборный коллектор 11. При этом шаровой кран 6 смонтированный на линии отвода протечек газа.7 на свечу 8 закрывают. При возникновении аварийной или нештатной ситуации на газоперекачивающем агрегате 1 или газосборном коллекторе 11 шаровой кран 6 в оперативном порядке открывают и парниковые газы после СГУ 2 направляют в линию отвода протечек газа 7 через шаровой кран 6 на свечу 8 для опорожнения СГУ, а шаровой кран 10 закрывают, и отключают трубопровод 9 после СГУ 2 от газосборного коллектора 11.

Для обеспечения транспортировки газа от ГПА 1 до газопотребляющих установок 20 с давлением газа менее 3 кгс/см² увеличивают давление газа после газодинамических уплотнений 2 в трубопроводе 9 до значений достаточных для транспортировки газа до газопотребляющих установок за счет подбора дроссельной шайбы 4 и изменения эксплуатационных параметров СГУ 2 с безопасной эксплуатацией ГПА 1. При возникновении нештатной ситуации в топливной сети газопотребляющих установок 20 закрывают шаровой кран 19 и отключают газосборный коллектор 11 от газопотребляющих установок 20. Предохранительный сбросной клапан 17 на расчетное давление обеспечивает контролируемый сброс газа на свечу 18 при превышении установленных параметров давления газа в ресивере-накопителе 16 и газосборном коллекторе 11 с обеспечением безопасных условий производства.

Таким образом выбросы парниковых газов после ГДУ 2 из трубопровода отвода протечек газа 7 на свечу 8 перенаправлены в топливную сеть производства для использования газа на собственные технологические нужды газопотребляющих установок, с Р < 3 кгс/см² (*рис 7*).

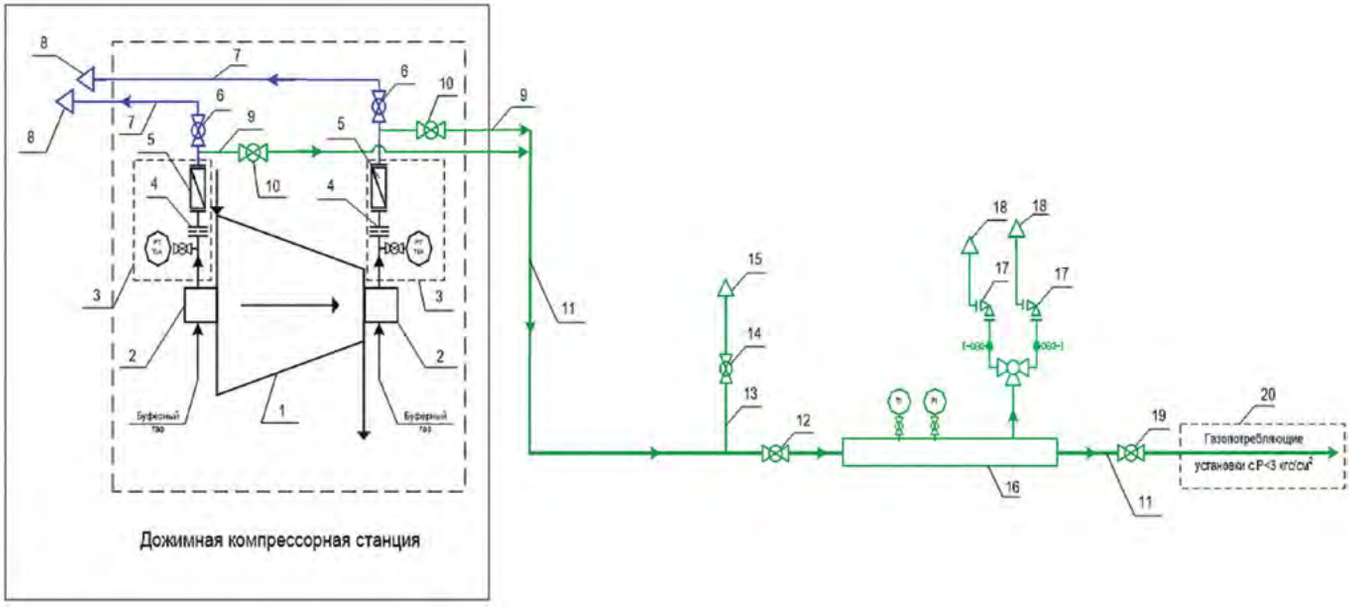


Рис. 7. Система отвода и сбора парниковых газов от газоперекачивающего агрегата.

Технический результат достигается тем, что в системе отвода и сбора парниковых газов от ГПА, согласно инновационному решению, трубопровод отвода протечек газа через дополнительный трубопровод и кран соединен с газосборным коллектором, оборудованным контрольно-измерительными приборами, запорной и предохранительной арматурой, ресивером-накопителем, основной выход которого через кран соединен с трубопроводом подачи подготовленного газа в топливную сеть газопотребляющих установок.

Предлагаемое техническое решение оптимизирует выбросы парниковых газов от газоперекачивающих агрегатов дожимных компрессорных станций, обеспечивает сэкономленным подготовленным и осушенным газом газопотребляющие установки производства, что позволяет увеличить ресурс энергосбережения при существенном сокращении экологического аспекта выбросов парниковых газов в атмосферу.

Все вышеперечисленные технические решения по стабилизации работы газодинамических уплотнений, управлению выбросами парниковых газов от газоперекачивающих агрегатов, сокращение потерь подготовленного технологического газа и уменьшение объема утечек газа в атмосферу, повышению безопасности работы уплотнений вала компрессора и точности стабилизации давления протечек газа на выходе из газодинамических уплотнений, не могли быть реализованы без внедрения на ДКС ЮРНГКМ автоматизированной системы управления технологическими потерями газа газоперекачивающих агрегатов.

Преимущества автоматизированной системы управления технологическими потерями газа газоперекачивающих агрегатов заключаются в автоматическом уточнении доступных для управления газодинамических уплотнений с учетом максимально допустимого давления в трубопроводе каждого газодинамического уплотнения, в корректировке диапазонов производительности газодинамических уплотнений с АРМ дожимной компрессорной службы, в автоматическом выявлении дополнительных запасов производительности, в формировании упреждающих воздействий изменения производительности газосборного коллектора с ресивером в автоматическом режиме, в снижении запаздывания в цепи регулирования и, соответственно, в снижении нестабильности давления топливного газа на входе газопотребляющих установок, в бесперебойном режиме поставки топливного газа на потребности производства и повышении надежности ведения процесса, а также прозрачности для дистанционного управления режимами работы газодинамических уплотнений, газосборного коллектора

с ресивером и расходом газа на свечи газодинамических уплотнений, в существенном сокращении производственных затрат на добычу природного газа.

Техническим результатом внедрения автоматизированной системы управления технологическими потерями газа газоперекачивающих агрегатов является автоматическое уточнение доступных для управления газодинамических уплотнений с учетом максимально допустимого давления в трубопроводе каждого газодинамического уплотнения, корректировка диапазонов производительности газодинамических уплотнений с автоматизированного рабочего места дожимной компрессорной службы, автоматическое выявление дополнительных запасов производительности, бесперебойный режим подачи топлива на газопотребляющие установки, повышение надежности работы оборудования ДКС в целом.

Результатом разработки и внедрения инновационной системы эффективного использования энергии газоперекачивающего агрегата с сокращением парниковых выбросов является снижение технологических потерь природного газа за счет сокращения выбросов, получение дополнительных объемов подготовленного газа на собственные технологические нужды производства, а также улучшение экономических аспектов и показателей промышленной безопасности, снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Необходимо отметить, что вышеприведенные инновационные технологии относятся к объектам патентных прав и ОАО «Севернефтегазпром» получены патенты на изобретения РФ №119415 «Система отвода и сбора парниковых газов от газоперекачивающих агрегатов», №122131 «Автоматизированная система управления технологическими потерями газа газоперекачивающих агрегатов дожимных компрессорных станций», №142754 «Система газодинамических уплотнений», №156885 «Устройство уплотнений центробежного компрессора», №157057 «Устройство уплотнений вала компрессора».

По результатам НИОКР, 19 июля 2013 года, на ДКС ЮРНГМ реализован опытный образец инновационной «Системы управления технологическими потерями газа после СГУ» с использованием газа на собственные технологические нужды производства с давлением в системе газопотребления ниже 0,25 МПа и разработаны технические решения для использования газа после СГУ на объектах газопотребления с давлением выше 0,25 МПа.

Исходя из возможностей технологического оборудования и наличия достаточных мощностей, внедрение в промышленную эксплуатацию решений по сокращению промысловых потерь природного газа на объектах ПАО «Газпром», с учётом опыта практического применения на Южно-Русском месторождении, позволит уже к 2027 году получить более 6 млрд. м^3 экономии газа и сократить выбросы парниковых газов до 85 млн. т. в CO^2 - экв.

Разработанное научно-техническое решение по эффективному использованию энергии газоперекачивающего агрегата с сокращением парниковых выбросов, внедренное на Южно-Русском месторождении с положительным результатом, может быть использовано в соответствии с требованиями федерального законодательства РФ газодобывающими предприятиями топливно-энергетического комплекса на головных и промежуточных компрессорных станциях МГ, пунктах осушки и очистки газа, дожимных компрессорных станциях газовых промыслов и подземных хранилищ газа.

ПАО «РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН»

ПИЛА С ПОДВЕСОМ НА ВЕРТОЛЕТНУЮ ТЕХНИКУ ДЛЯ ОБРЕЗКИ КРОН ДЕРЕВЬЕВ В ОХРАННЫХ ЗОНАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ (ВЛ)

Авторский коллектив:
Вычегжанин Василий Васильевич,
Королев Артем Анатольевич,
Володин Михаил Вячеславович.

ПАО «Россети Московский регион» – одна из крупнейших распределительных электросетевых компаний России, входит в Группу компаний «Россети». Основные виды деятельности - оказание услуг по передаче электрической энергии и технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям на территории Москвы и Московской области.

ООО «Интер РАО — Инжиниринг» – инжиниринговая компания, специализирующаяся на управлении проектами энергетического строительства в России и за рубежом. Входит в состав Группы «Интер РАО».

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Надежность электроснабжения является одним из самых важных индикаторов операционной эффективности электросетевой компании. Поддержание необходимого уровня надежности определяется требованиями регуляторов, сигналами рынка и ожиданиями потребителей, оплачивающих в конечном тарифе услуги по передаче электроэнергии.

Одна из основных причин аварийных отключений воздушных линий электропередач по причине экстремальных погодных явлений как в передающих, так и распределительных сетях – это падение (касание) деревьев на токоведущие части электроустановки. Решение задачи по поддержанию в нормативном состоянии растительности (в основном подрезка крон высоких деревьев) в коридорах ЛЭП обуславливается высокими затратами для сетевой компании на данный вид операционной деятельности.

Проблемой при содержании трасс ВЛ в лесах в нормативном состоянии является вырубка высоких деревьев (более 20 м), угрожающих падением на провода ВЛ в труднодоступной, заболоченной местности.

Для решения поставленных задач возникла необходимость разработки НИОКР по теме «Создание опытно-промышленного образца специализированной техники для подрезки крон деревьев на ВЛ 0,4-220 кВ». Актуальность работы обусловлена возможностями повышения производительности работ по поддержанию просек ВЛ в нормативном состоянии, что должно привести к существенному сокращению затрат на данный вид операционной деятельности. А также в конечном счете влиянием на надежность и безопасность электроснабжения конечных потребителей.

ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ РАБОТЫ

В рамках первого этапа работы был изучен отечественный и зарубежный опыт и нормативная база по поддержанию древесно-кустарниковой растительности вдоль трасс ВЛ в нормативном состоянии, выполнен анализ рынка существующей наземной спецтехники по подрезке крон деревьев и выполнены вегетативные исследования. Рассмотрен зарубежный опыт по подрезке крон деревьев при помощи вертолетной техники, произведен анализ существующего рынка и проведены патентные исследования. Выполнено технико-эконо-мическое обоснование целесообразности специализированной техники при подрезке крон деревьев в охранной зоне ВЛ.

Проблематика по обрезке крон деревьев на лесных участках вдоль ВЛ делится на несколько основных групп, например, подрезка крон деревьев в границе охранной зоны (ОЗ), удаление угрожающих деревьев за пределами ОЗ и подрезка крон деревьев за пределами ОЗ. Первые две группы решаются стандартными отработанными для сетевой организации методами. Проблематика третьей группы не является точечной и имеет значительные масштабы в средних широтах РФ и

Рис. 1. Многодисковая подвесная пила для вертикальной обрезки и зарубежный опыт применения с помощью вертолетной техники.

в зоне обслуживания ПАО «Россети Московский Регион».

Отечественный опыт опиловки крон представлен в основном не механизированным способом с привлечением промышленных альпинистов и подъемных механизмов (автовышек, автогидроподъемников). В зарубежной практике рассмотрены стандарты и системы управления растительностью (vegetation management), которые определяют минимальные допустимые расстояния между деревьями и токоведущими частями, а также регламентируют стратегию управления растительностью для электросетевых компании. Разрабатывающиеся технологии на базе основе данных ГИС и дронов, выполняющих фотосъемку, позволяют создавать цифровые 3D-модели охранной зоны ВЛ и производить мониторинг текущего состояния растительность вдоль трасс ВЛ с поиском потенциально опасных мест.

Исследования влияния высоты обрезки кроны дерева на ее дальнейший вегетативный рост были произведены с точки зрения определения нанесения наименьшего ущерба дереву при выполнении работ по подрезке кроны, а также соблюдения нормативно-законодательных актов о защите зеленых насаждений. Как один из аспектов исследования установлено, что подрезка кроны не вызовет гибель дерева и дальнейшее прекращение вегетативного роста, если нижняя граница кроны (листового аппарата) находится ниже высоты обрезки.

В рамках изучения рынка было рассмотрено 7 видов спецтехники. Производители данной техники специализируются в секторе сельского хозяйства и уходе за растительностью в коммунальном секторе. Большая часть рынка представленной техники не отвечает заявленным требованиям и задачам. Некоторые модели спецтехники могут применяться в каких-то локальных случаях подрезки крон деревьев, но единого технического решения, существующего на рынке и соответствующего всем требованиям поставленной задачи по подрезке высоких деревьев (более 20 м), угрожающих падением на провода ВЛ в труднодоступной, заболоченной местности не было выявлено.

В рамках анализа возможности применения вертолетной техники для подрезки крон деревьев были рассмотрены зарубежные модели и опыт использования подвесных вертолетных пил, нормативные требования российского законодательства к авиационным работам, а также ограничения выполнения данных работ. На *рис. 1* представлена модель многодисковой подвесной пилы для вертикальной обрезки ДКР и ее применении с помощью вертолетной техники. Необходимо отметить, что отечественные нормативные

Рис. 2. Пила для горизонтальной обрезки с одним диском.

требования к производству работ с применением вертолетов в основном отражены в документе [1], дополнительным ограничением для полетов являются погодные факторы и запретные для полетов зоны.

Технически рассмотрены четыре модели вертолетных пил европейского и американского про-изводства (Helimatic Uppercut S10 /Rotorflug, Heli-EnergyServices SA, Helimatic Horizont - Treetop Saw, Rotor Blade LLC). С точки зрения конструктивного исполнения использование пил с вертикальным набором дисков (*рис. 1*) приоритетнее при расширении просеки, чем для подрезки крон деревьев. В целях решения поставленных задач, т.е. подрезки крон деревьев, наиболее оптимальным вариантом является вертолетная пила с одним горизонтально расположенным диском (*рис. 2*). Также выявлено, что большие габариты затрудняют работу в охранной зоне ВЛ, а применение ДВС в качестве привода усложняет использование и обслуживание, при этом ДВС имеет узкий диапазон высокого крутящего момента.

С учетом требований к авиационной технике для выполнения задач по подрезке крон деревьев должны использоваться вертолеты среднего класса с грузоподъемностью 700 кг и выше, хорошим обзором вниз и возможностью длительного зависания при выполнении работ.

В исследовательской части работы было проведено технико-экономическое обоснование целесообразности применения специализированной техники в труднодоступной местности при подрезке крон деревьев в сравнении с ручной опилкой, обрезкой с применением механизированной техники на базе наземного транспорта с навесным пильным оборудованием и механизированной техники на базе воздушного транспорта. На основе расчета параметров экономической эффективности получены основные выводы:

1. Выполнение работ с применением ручного труда может быть рекомендовано при малом удалении места проведения работ от ремонтно-эксплуатационных баз и небольших протяженностях трасс ЛЭП.

2. Вариант с применением наземной техники имеет ряд технических ограничений использования с учетом наличия проездов к трассе ЛЭП и качеству вдоль трассовых дорог. При снижении качества дорог и преобладании болотистых участков существенно снижается скорость передвижения по трассе ЛЭП. В случае необходимости строительства лежневых дорог стоимость выполнения работ на 1 км увеличивается на 8-75 млн. руб/км трассы или в 53-500 раз.

3. Горизонтальная вертолетная подрезка крон окупается по сравнению с применяемыми «ручными» методами при объеме работ свыше 6000 деревьев на условиях приобретения пилы с подвесом и аренды вертолета с подготовленным пилотом.

По итогу исследовательской части работы выявлено, что наиболее отвечающая поставленной задаче и требованиям подрезка крон высоких деревьев может быть осуществлена с помощью вертолетной техники и подвесной пилы горизонтального исполнения. На основании патентного исследования был сделан вывод, что существуют варианты исполнения вертолетной пилы, не защищенные патентами.

КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ РАБОТЫ

С учетом оценки технических и конструкторских решений, рассмотренных подвесных вертолетных пил зарубежных производителей и ввиду отсутствия готовых к применению отечественных разработок, было принято решение создания подвесной горизонтальной пилы собственной конструкции, сочетающей достоинства моделей пил с одним диском и электроприводом. Выбор в пользу электропривода обусловлен простотой дистанционного запуска и остановки пильного

диска из кабины вертолета, независимостью работоспособности образца от ориентации в пространстве (отсутствует бак с топливом) и возможностью регулировки оборотов привода.

После разработки конструкторской документации был собран опытно-промышленный образец, представленный на *рис. 3 и 4*. Корпус пилы состоит из нескольких свариваемых частей из листового стального проката. Цвет выбран с целью контраста к окружающим объектам, а также для удобного визуального восприятия летчику и оператору. Длина корпуса пилы была подобрана исходя из соображений грузоподъемности, как основного ограничивающего фактора, равного 350 кг (вместе с подвесной системой), с одной стороны; с другой – для обеспечения беспрепятственного доступа пильного диска к стволу до возникновения сопротивления кроны на штангу-подвес. В качестве источника питания применяются литий-ионные аккумуляторные батареи. Режущий элемент – диск пильный диаметром 900 мм, толщиной 4,5 мм. Масса диска – 24 кг. Для отведения тепла от оборудования на корпусе пилы устанавливается радиатор.

На *рис. 5* представлена математическая модель штанги угловой, обеспечивающей установку корпуса под углом в диапазоне от 0 до 30 градусов, таким образом, возможно изменение угла наклона подвесной пилы за счет фиксации на разной высоте основной штанги. Реализация механизма дистанционной регулировки наклона пильного модуля из кабины вертолета для повышения производительности работ по обрезке крон деревьев.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАБОТЫ ОПЫТНОГО ОБРАЗЦА

После сборки опытного образца были проведены экспериментальные работы по обрезке крон деревьев на трассах ВЛ 0,4-220 кВ, которые проводились в Московской области на территории городского округа Озеры (*рис. 6*) на ВЛ 110 кВ. Экспериментальные работы проводились при отключенной ВЛ. В рамках проведения испытаний были зафиксированы нормы времени на технологические операции по сборке штанги и креплению установки к вертолету.

Также при проведении первых экспериментальных работы была выявлена необходимость доработки пилы для регулировки угла наклона

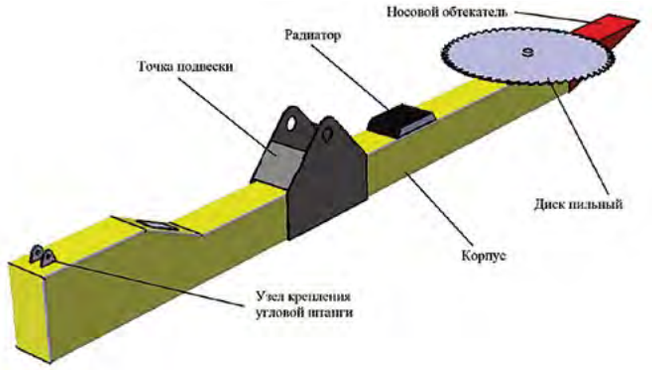


Рис. 3. Конструкторская 3D модель опытно-промышленного образца для подрезки крон деревьев вдоль ВЛ 0,4-220 кВм.

Рис. 4. Опытно-промышленный образец для подрезки крон деревьев вдоль ВЛ 0,4-220 кВ.

Рис. 5. Штанга регулируемая угловая опытно-промышленного образца для подрезки крон деревьев вдоль ВЛ 0,4-20 кВ.

пильного модуля, а также взлетно-посадочной платформы для пильного модуля.

Доработка опытного образца и включала разработку следующих элементов подвесной пилы: актуатор – устройство для электрической регулировки угла наклона пильного модуля (*рис. 5*), а также взлетно-посадочной платформы для пильного модуля.

После доработки опытного образца были проведены дополнительные экспериментальные работы на трассе ВЛ по подрезке крон деревьев на территории с труднопроходимой местностью. Отметим, что на выбранном участке ВЛ участке по границе леса преимущественно растут деревья хвойных пород (сосна, ель) высотой 20-30 м.

На *рис. 7* представлены результаты работы по подрезке крон деревьев на экспериментальном участке и фото результатов подрезки с земли. В общей сложности подрезано 20 деревьев хвойных пород. Толщина ствола в месте спила составляла 100 – 280 мм, а высота спиленных крон: 2 – 8 м.

Рис. 6. Участок ВЛ для проведения экспериментальных работ по испытанию опытного образца.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках работ по разработке пилы для подрезки крон деревьев на ВЛ 0,4-220 кВ был выполнен обзор отечественного и зарубежного опыта по поддержанию требуемого уровня древесно-кустарниковой растительности (в частности крон деревьев), рассмотрены образцы существующей техники наземного исполнения и подвесных вертолетных агрегатов. По результатам исследования, в том числе технико-экономического обоснования, и отсутствия существующих решений на рынке, удовлетворяющих требованиям высота подрезки, производительности и проходимости в любой местности было принято решение создания подвесной горизонтальной пилы собственной конструкции.

Разработан опытный образец пилы для обрезки крон деревьев вдоль трасс ВЛ 0,4-220 кВ, сопутствующей документации и нормативной базы для повышения эффективности работ по поддержанию просек ВЛ в нормативном состоянии и выполнения работ в труднодоступных участках.

Рис. 7. Результаты экспериментальных работ опытного образца пилы.

После сборки опытного образца были проведены экспериментальные работы по обрезке крон деревьев на трассе ВЛ 110 кВ, доработана конструкция вертолетной пилы, разработана и изготовлена взлетно-посадочная платформа для пильного модуля.

По результатам доработок и последующих летных испытаний вертолетной пилы можно сделать следующие выводы:

1. Оборудование полностью пригодно к опытно-промышленной эксплуатации.

2. Среднее время опиловки одного дерева составляет 0,5-1 мин, что удовлетворяет ожидаемым требованиям по производительности работ.

3. По результатам выполненных работ планируется патентование разработок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 г. №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»

2. «Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ. РД 153-34.3-03.285-2002» (утв. РАО «ЕЭС России» 16.08.2002) (ред. от 02.07.2003)

3. М.В. Гомонай, В.Ф. Кушляев. Проблемы обеспечения безопасных условий эксплуатации ЛЭП на участках, проходящих через лесонасаждения. УДК.332.362. Научные и образовательные проблемы гражданской защиты. 245 стр. Москва. 2011.

4. «Лесной кодекс Российской Федерации» от 04.12. 2006г. № 200-ФЗ.

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

ДОРОЖНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ МАТЕРИАЛ - ТЕХНОГЕННЫЙ УКРЕПЛЁННЫЙ ГРУНТ «БРИТ» И СПОСОБ СТРОИТЕЛЬСТВА КОНСТРУКТИВНЫХ СЛОЁВ ДОРОЖНОЙ ОДЕЖДЫ С ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ

Авторский коллектив:
Долгодворов Роман Евгеньевич,
Смирнов Антон Павлович,
Мударисов Рамиль Тимербекович.

ВВЕДЕНИЕ

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (НТЦ) является единственным российским центром, совмещающим научные исследования, разработку технологий добычи нефти и дистанционное управление высокотехнологичными производственными процессами на месторождениях ПАО «Газпром нефти». При этом Центр постоянно ведет обучение сотрудников компании применению современных технологий добычи.

Фокус НТЦ – развитие новых технологий, инжиниринг и экспертиза проектов разведки и добычи углеводородного сырья, проектирование, анализ и мониторинг разработки нефтяных месторождений и геологоразведочных работ, геологическое и гидродинамическое моделирование, технологическая поддержка и оперативный контроль бурения.

НТЦ в рамках реализации технологической стратегии Блока разведки и добычи ПАО «Газпром нефть» выполняет поиск и адаптацию новых технологий, материалов с учетом регионов присутствия компании. Одним из механизмов работы является проведение научно-исследовательских работ (НИР).

Месторождения ПАО «Газпром нефть» находятся в сложных климатических и грунтово-геологических условиях. Удаленность объектов от баз индустрии, сложная логистика доставки материалов, особенно на автономные месторождения – накладывает дополнительные ограничения при освоении новых территорий и поддержания функционирования имеющихся. При этом создание развитой транспортной инфраструктуры объектов обустройства позволяет выполнять целевые по0казатели производственной программы по строительству, эксплуатации, оперативно реагировать на внештатные ситуации, возникающие на площадных и линейных объектах. Поэтому промысловые автомобильные дороги – являются одним из ключевых инженерных сооружений на месторождении.

Целью работы является снижение капитальных затрат на строительство, расширение перечня возможных технологий, материалов, направленных на решение текущих проблем с автомобильными дорогами в Компании, за счёт применения технологий создания укрепленного грунта при устройстве дорожных покрытий со специальными добавками.

Укрепленный грунт (УГ) представляет собой затвердевшую смесь естественного грунта, цемента и воды. Формирование структуры УГ в отличие от цементного бетона, обеспечивается в результате сложных физических, физико-химических и химических процессов, взаимодействия между его компонентами [1]. Физико–механические показатели сформированного под открытым небом материала зависят от свойств каждого компонента в отдельности, соотношения между ними, а также от технологии производства работ по приготовлению смеси и укладки ее в конструктивный слой.

В Европе и России ранее проводились работы по разработке способов и методов укрепления грунтов искусственными вяжущими [1, 2].

Главным предназначением УГ является замена привозных каменных материалов при строительстве дорожных одежд, укрепления обочин и откосов.

Новым толчком по применению укрепленных грунтов послужило появление современной, высокопроизводительной техники, обеспечивающей точную дозировку компонентов для выполнения работ непосредственно на автомобильной дороге.

Дополнительный драйвер - развитие химической промышленности позволяет создавать компоненты

для укрепленных грунтов с уникальными свойствами и тем самым улучшать характеристики конструктивных слоев дорожных одежд.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Приготовлением смеси в установке с последующей доставкой на объект наиболее предпочтителен по сравнению со «смешением на дороге», но изменение графиков и очередности бурения и вместе с этим строительство автомобильных дорог влияет на нерациональное использованием установки с дополнительными затратами на её содержание. В результате выбрана технология – холодного ресайклинга. Этот вариант наиболее предпочтителен и позволяет за счет мобильности оперативно реагировать и доставлять технику – ресайклер на объекты строительства. Высокая производительность техники около 3000 квадратных метров при толщине 35-40 см за смену устройства слоя дорожной одежды без потери качества смешивания обеспечивает оптимальные темпы строительства.

В разные годы на объектах ПАО «Газпром нефть» осуществлялось устройство конструктивных слоев дорожной одежды с применением укрепленных грунтов способом ресайклирования. В рецептуре помимо местного грунта (песка) и портландцемента использовались различные стабилизирующие добавки. Технология показала экономическую эффективность от 0,5% до 50% в сравнении с дорожными одеждами из фракционированного щебня и железобетонных плит. В основном экономия затрат обеспечена исключения объема завоза щебня и логистических издержек.

По результатам оценки отечественного и зарубежного опыта применения укрепленных грунтов в строительстве, а также собственного была выдвинута гипотеза по созданию дорожно-строительного материала с учетом специфики деятельности

ПАО «Газпром нефть» в регионах присутствия. Решение задачи предусматривало работу кросс-функциональной команды, состоящей из специалистов в области материаловедения, экологии и капитального строительства.

Принимая во внимание наличие битумного производства в периметре ПАО «Газпром нефть» с собственными инновационными разработками в этой области, Научно-исследовательского центра ООО «Газпромнефть-Битумные материалы» (НИЦ), компетенций в экологической безопасности и строительству автомобильных дорог, а также обеспечение объектов обустройства местным строительным грунтом позволило с оптимизмом смотреть на поставленную задачу. Существенным дополнением к гипотезе было предложение об использовании бурового шлама при создании дорожно-строительного материала. Стоит отметить, что ранее был описан положительный опыт получения укрепленных грунтов из техногенных и антропогенных нефтегрунтов с мест аварий нефтепромыслового оборудования [3].

Работы стартовали в 2017 году с определения возможных сочетаний компонентов по формированию укрепленного грунта. На основе накопленных знаний в производстве инновационных битумопроизводных продуктов для транспортного строительства

ООО «НОВА-Брит», входящей в группу компаний ПАО «Газпром нефть» были предложены направления разработки стабилизирующей добавки двух типов:

- Тип 1 – местный строительный грунт, битумная эмульсия, минеральная часть и активатор набора прочности в составе битумной эмульсии.

- Тип 2 – местный строительный грунт, битумная эмульсия, минеральная часть и активатор набора прочности в составе минеральной части.

Испытания образцов с подбором компонентов по двум типам выполненные в лаборатории НИЦ на предел прочности при сжатии, сопротивление упругому прогибу, водонасыщение и морозостойкость позволили сделать прогноз на успешную апробацию результатов на объекте. Однако, учитывая факт, что в процессе проведения работ по бурению и добыче нефти образуются промышленные отходы, поэтому идея вовлечение в рецептуру отходов бурения стала приоритетной путем разработки техногенного грунта «БРИТ». Первым подтверждением работы технологии должны послужить результаты лабораторных испытаний.

На заключительном этапе использовались следующие материалы: грунт, полученный гидронамывным способом, отобранный непосредственно в карьере месторождения Крайнее

АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»; буровой шлам с кустовых площадок месторождения Крайнее АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»; портландцемент ПЦ500 Д0; эмульсия битумная катионная ЭБК-3 (50%), ООО «НОВА-Брит». По результатам испытаний все исследованные параметры соответствовали требованиям ГОСТ 30491-2012 [4] и ТУ 23.99.13.123-014-77310225-2018 [5].

СТРОИТЕЛЬСТВО ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Строительство дорожных одежд автомобильных дорог производилось на территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и ООО «Газпромнефть-Хантос» протяженностью 1,0 и 7,30 км соответственно.

Цель строительства - апробация подобранной рецептуры укрепленного грунта с внесением отходов бурения и применения технологии ресайклинга в 2018 и 2019 годах при устройстве дорожной одежды.

Участки подбирались с учетом последующего их интенсивного использования путем движения груженого транспорта осуществляющего отсыпку объектов обустройства.

В процессе строительства выполнялся входной контроль материалов путем выбраковки при нарушении целостности упаковки портландцемента, температура битумной эмульсии, влажность грунта и отходов бурения.

Работы выполнялись летом с применением ведущей машины – ресайклера Wirtgen W2500.

При операционном контроле фиксировался модуль упругости, толщина, плотность слоя укрепленного грунта согласно нормативно-методическим документам РФ.

Состояние объекта до и после строительства показано на *рис. 1-2*.

На месторождении Крайнем АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» состояние земляного полотна автомобильной дороги до строительства и покрытия дорожной одежды после имело аналогичный вид.

Следующим важными шагами работы – проведение технического и экологического мониторинга опытных участков, что позволит выявить допущенные огрехи в технологическом процессе с последующим их устранением и эксплуатационные характеристики объекта.

Рис. 1. Состояние опытного участка автомобильной дороги без дорожной одежды Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос».

Рис. 2. Спрофилированный и уплотненный слой укрепленного грунта Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос».

ТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

После выполнения строительных работ был организован мониторинг опытных участков. Мониторинг направлен на получение достоверной и объективной информации о транспортно-эксплуатационном состоянии автомобильных дорог. На основе полученных данных выполнялась оценка технического состояния объекта на соответствие нормативных требований документов технического регулирования в сфере дорожного хозяйства.

Замер модулей упругости дорожной одежды показал значения выше 500 МПа, что значительно

Рис. 3. – Опытный участок после года эксплуатации на Приобском месторождении ООО «Газпромнефть-Хантос».

превышает требуемые показатели нормативных документов.

Значения модуля упругости конструкции частично увеличились в ходе эксплуатации участка. По всей видимости это вызвано наличием в составе смеси нефтепродуктов (шлам, эмульсия), которые вызвали замедление гидратации вяжущего (цемента) и увеличивали срок набора прочности (свыше 28 суток, которые были выдержаны в первом цикле исследований).

В ходе оценки технического состояния опытного участка было установлено наличие колейности, которые имеют колею с допустимой глубиной.

Значения коэффициента сцепления, измеренные на всем протяжении участка, удовлетворяют требованиям нормативной документации.

В ходе регистрации повреждений дорожного покрытия обнаружено наличие поперечных и продольных трещин, поверхностной сетки трещин, поверхностного шелушения.

С нашей точки зрения было установлено, что появление трещин в основном связано с развитием усадочных и температурных деформаций покрытия. Кроме того, нарушения при устройстве продольных стыков вызвали в некоторых местах образование продольных трещин. Большинство повреждений покрытия можно отнести к технологическим дефектам, следовательно, их возможно избежать при наладке технологии производства слоёв дорожной одежды из стабилизированных техногенных грунтов. Стоит отметить, что органические примеси в отходах бурения повышают пластические свойства грунта и повышают способность грунта уплотняться под нагрузкой.

Состояние объекта в период эксплуатации показано на *рис. 3*.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

Проведение экологического мониторинга направлено на выявление негативного воздействие построенных опытных участках. Исследования проводились на основе полевых и лабораторных данных гидрогеохимического опробования, эколого-геохимического ключевых пунктов наблюдения.

В районе расположения экспериментальных участков отбирались пробы подземных вод, поверхностной воды, донных отложений, объединенные пробы почвенного покрова, бурового шлама и техногенного грунта. Отбор проб осуществлялся с учетом требований, действующих ГОСТ, РД по охране природы до начала производства работ и после.

Экологический мониторинг, выполненный в 2018-2019 годах в районе расположения участков автомобильных дорог, устроенного из техногенного грунта, в состав которого входят отходы бурения (шлам), продемонстрировал преимущественно стабильное состояние контролируемых компонентов природной среды.

Документы содержащие подробное описание выявленных параметров при экологической оценке (поверхностные воды, донные отложения, почвенный покров, подземные воды) состояния окружающей среды переданы в Росприроднадзов для организации и проведения государственной экологической экспертизы.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Определение экономического эффекта является неотъемлемой частью применения и внедрения новых материалов, технологий.

Эффект применения техногенного грунта «БРИТ» оценивался на основании построенных участков и тиражирования в периметре ПАО «Газпром нефть».

Экономическое сравнение показало, что устройство дорожной одежды из фракционированного щебня толщиной 0,30 метров и укрепленного техногенного грунта «БРИТ» толщиной 0,35 метра

позволило снизить капитальные затраты на 9% и 12%в пользу второго варианта на месторождении Крайнем и Приобском соответственно.

Ежегодно в ПАО «Газпром нефть» строится около 100 километров автомобильных дорог различных категорий. Поэтому экономия подтвержденная на основе строительства экспериментальных участков при использовании на части объектов грунта «БРИТ» даст существенный эффект. Основное снижение затрат обусловлено исключением завоза инертного материала и использованием местного грунта. Сравнительный анализ показан на *графике 1*.

Представленный график показывает экономию, что за счёт строительства дорожных одежд с применением укрепленного грунта взамен фракционированного щебня на период 2021-2025 годов. Чистый дисконтированный доход от использования техногенного грунта «БРИТ» составит 978 млн. руб. для компании.

Дополнительная экономия средств достигается посредством снижения затрат на утилизацию бурового шлама.

НОВИЗНА МАТЕРИАЛА

При сравнении с ранее разработанными материалами техногенный укрепленный грунт «БРИТ» имеет простой состав, включающий грунто-шламовую смесь и комплексное органоминеральное вяжущее, в отличии от многокомпонентных материалов других изобретателей. Данное утверждение подтверждается полученным совместным патентом №2716406 ООО «НОВА-Брит» и ООО «Газпромнефть НТЦ» на «Дорожно-строительный материал – техногенный укрепленный грунт «БРИТ» и способы строительства конструктивных слоёв дорожной одежды с его использованием» в 2020 году.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения исследовательской работы и строительства опытных участков их технического, экологического мониторинга реализованы следующие задачи:

- проанализирован опыт применения укрепленных грунтов;
- подобраны оптимальные составы техногенного грунта «БРИТ» для строительства опытных участков;

График 1. Сравнительный анализ устройства дорожных одежд из щебня и укрепленных грунтов.

- осуществлено строительство экспериментальных участков с применением техногенного грунта «БРИТ» на территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов;
- выполнена техническая оценка состояния построенных опытных участков с описанием дефектов, прочностных характеристик, выявленных в ходе выполнения работ и в период эксплуатации дорожной одежды;
- проведен экологический мониторинг с оценкой воздействия на окружающую среду посредством отбора проб воды и грунта;
- подтверждена возможность устройства дорожной одежды без применения щебня с обеспечением прочности конструкции;
- определен верхнеуровневый экономический эффект от применения технологии укрепления грунтов с прогнозом по годам для ПАО «Газпром нефть»;
- подтверждена гипотеза создания дорожно-строительного грунта с учетом специфики регионом присутствия ПАО «Газпром нефть», что подкреплено патентом;
- поданы документы на проведение государственной экологической экспертизы в Росприроднадзор для применения техногенного грунта «БРИТ».

Понимая специфику работы с укрепленными грунтами предусмотрены следующие шаги по развитию и адаптации технологии для нужд ПАО «Газпром нефть»:

- продолжать наблюдение за опытными участками с оценкой их технического состояния и разработкой мероприятий по содержанию и ремонту дорожной одежды;

- завершить начатое комплексное исследование работы «БРИТ» с грунтами, отобранными с месторождений, при этом для расширения перечня используемых добавок в испытаниях участвуют сторонние производители. Данный подход позволит выйти за рамки собственной разработки и иметь вариативность при строительстве объектов с помощью укрепленных грунтов [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Безрук В.М. Укрепление грунтов. Издательство – М.: Транспорт. - 1965г. – С158-159, 285-287.

2. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика / П.А. Ребиндер. – М.: Академиздат, 1958. – С. 86.

3. Шуваев А.Н. Нанотехнологичные материалы при строительстве автомобильных дорог с применением укреплённых грунтов в Западной Сибири / А.Н. Шуваев, М.В.Панова // Строительный вестник Тюменской области. – Тюмень: ТюмГАСУ. - 2008. - № 2. - С. 67.

4. ГОСТ 30491-2012. Смеси органоминеральные и грунты, укрепленные органическими вяжущими, для дорожного и аэродромного строительства. Технические условия [Электрон. ресурс]. – Введ. 2013 - 11 - 01 // ИС «Техэксперт» / АО «Кодекс» / М.: Стандартинформ, 2013.

5. ТУ 23.99.13.123-014-77310225-2018 Техногенный грунт «БРИТ», Пермь: ПНИПУ, 2018. 11 с.

6. Р. Е. Долгодворов, А. П. Смирнов, А. Н. Шуваев, А. А. Тестешев, Искусственный каменный материал из укрепленных грунтов как альтернатива привозному щебню и дорожным плитам // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019 - № 4(14). – С. 56-62.

ЛАУРЕАТЫ ТРЕТЬЕЙ ПРЕМИИ

ПАО «РОССЕТИ ВОЛГА» – «ПЕНЗАЭНЕРГО»

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Автор: Долгов Георгий Геннадьевич.

Целью приведенного в статье исследования является обозначение наиболее эффективного метода определения состояния производственного оборудования, сравнение его с существующим. Исследованию подлежат отдельные элементы электрической подстанции, для определения, состояния которых используются предложенные в статье методы определения индекса состояния оборудования, компонентный портрет системы.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПРОЦЕСС КАК ОБЪЕКТ МОНИТОРИНГА, КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

На *рис. 1* представлен фрагмент электрической схемы подстанции. Комплексная оценка состояния (элементов сетевого комплекса) ЭСК объединяет в единое целое оценки всех ее элементов.

Каждый элемент (*рис. 2*), входящий в состав электрической схемы, оценивается с точки зрения его надежности, состояния и работоспособности. Все элементы электрической схемы распределены по группам оборудования: – коммутационное оборудование подстанции; – ограничители перенапряжений; – силовое оборудование подстанции; – собственные нужды подстанции; – измерительные трансформаторы.

Следовательно, управляемыми координатами ЭСК являются его иформационные показатели состояния и работоспособности.

Техническое состояние элементов оборудования подстанции оценивается с помощью метода, основанного на введении для каждого параметра оборудования бальной оценки. В качестве оценки принимают безразмерные дискретные числовые значения на интервале [0, 4] (0 – наихудшее, а 4 – наилучшее состояние).

Использование бальных оценок с последующим вычислением индексов состояния элементов электрической подстанции в виде взвешенной суммы оценок его отдельных параметров, характеризующий техническое состояние единицы оборудования и принимающий целые значения на интервале [0, 100] (0 – наихудшее, а 100 – наилучшее состояние элемента), позволяет определить индекс состояния (ИС). Вместе с тем, различие областей нормирования для разнородных параметров и множество разнотипных элементов электрической

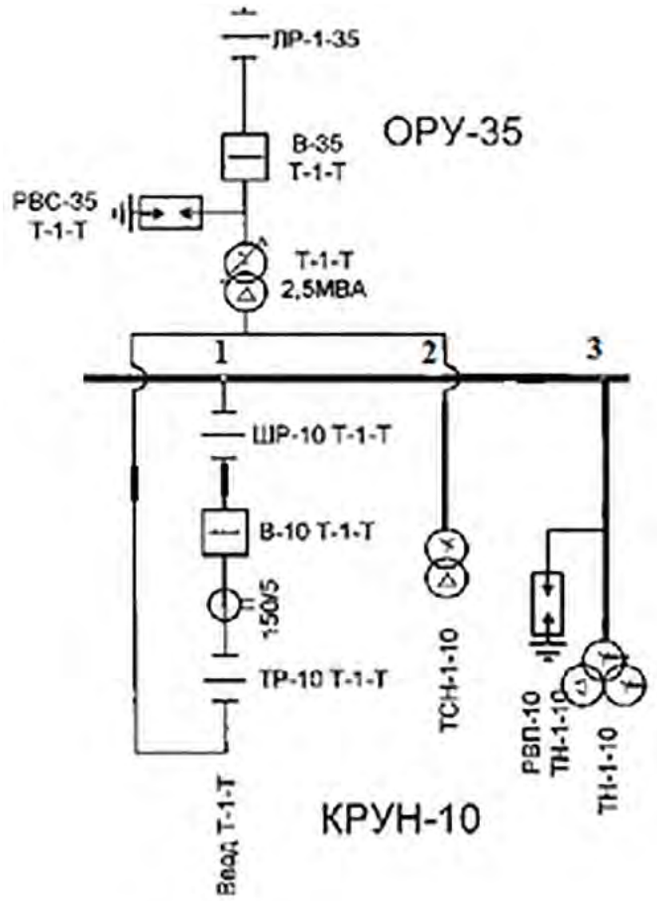


Рис. 1. Электрическая схема подстанции. ЛР-1-35 – линейный разъединитель, В-35 Т-1-Т – выключатель трансформаторный, РВС-35 Т-1-Т – разрядник трансформаторный, Т-1-Т – силовой трансформатор, ШР-10 Т-1-Т – шинный разъединитель, В-10 Т-1-Т – вводной выключатель трансформатора, ТР-10 Т-1-Т – трансформаторный разъединитель, Ввод Т-1-Т – ввод трансформатора, ТСН-1-10 – трансформатор собственных нужд, РВП-10 ТН-1-10 – разрядник трансформатора, ТН-1-10 – трансформатор напряжения, ОРУ-35 – отрытое распределительное устройство, КРУН-10 – комплектное распределительное устройство.

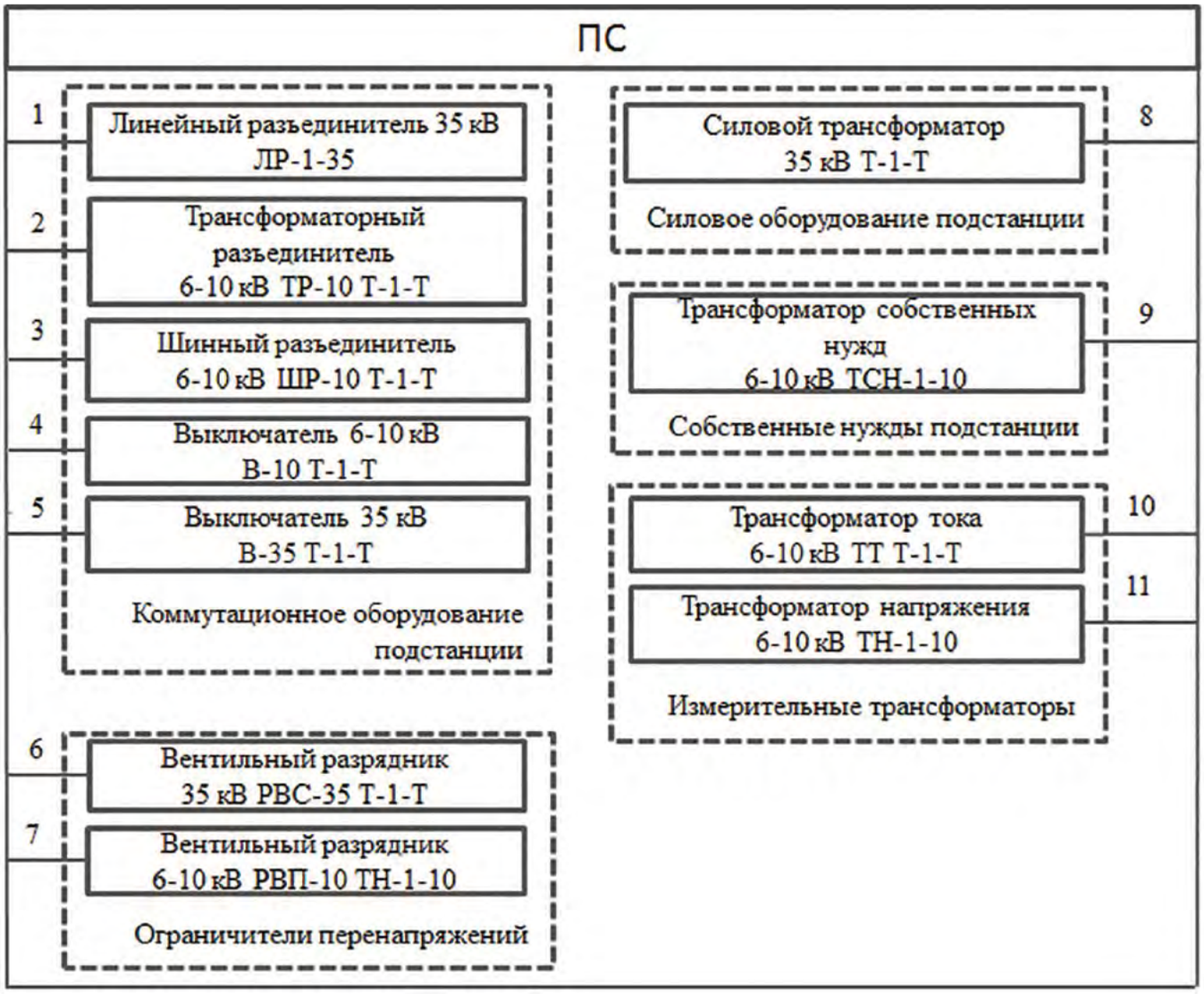


Рис. 2. Компоненты электрической схемы подстанции. Цифрами обозначены порядковые номера элементов подстанции, пунктирной линией объединены элементы подстанции в функциональные группы.

подстанции, а также некоторый произвол в назначении баллов, приводит к неточности оценок, затрудняет нахождение единых оценок для различных элементов и их интерпретацию.

За основу построения системы мониторинга и управления активами предприятия принят комплекс математических моделей, представленных ниже по тесту статьи (*рис. 3*).

Математические модели (ММ) обеспечивают трансформацию о разнородных показателях в единую область пространства.

Применим рассмотренный метод и математические модели для оценки состояния ЭСК (*рис. 1*). Исходные данные отдельного элемента приведены в таблице ниже (*таблица 1*).

Измерительные трансформаторы подстанции: трансформатор тока 6-10 кВ ТТ Т-1-Т (*таблица 1*).

В таблице представлена информация о текущем значении параметров и их области нормальных значений, а также приведены рассчитанные на основе разработанных моделей (*рис. 3*) значения индикаторов состояния . Индексы вычислены с учетом весовых коэффициентов как средневзвешенные арифметическое и квадратичные значения.

Для наглядного представления информации для каждого элемента построен компонентный портрет

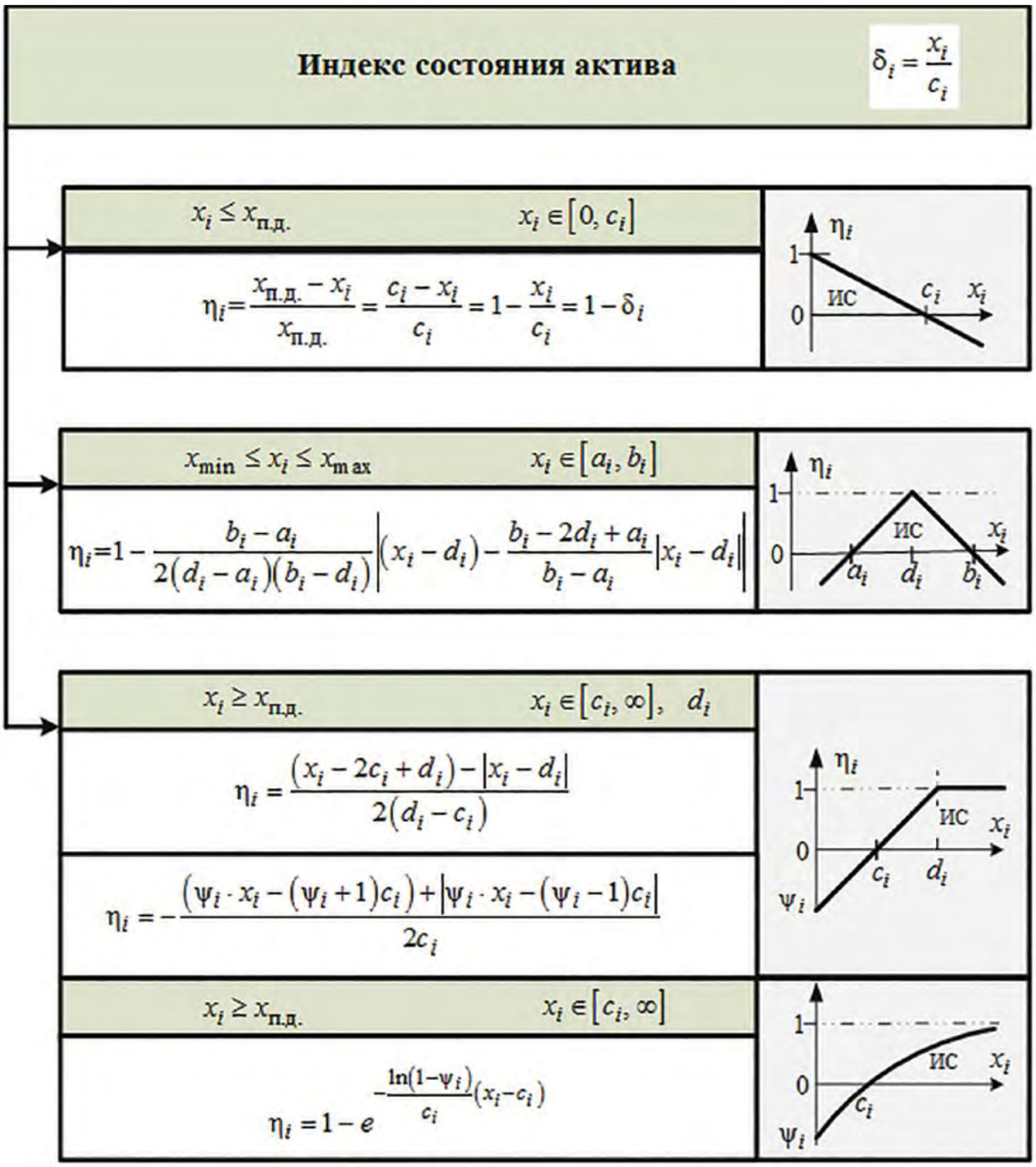


Рис. 3. Математические модели определения индекса состояния. На рисунке представлены методы и математические модели, а также графическое представление определения индекса состояния производственного оборудования.

состояния (КПС) в пространстве ранжированных компонент вектора состояния. Под обозначением каждой компоненты приведены весовые коэффициенты.

В *таблице 1* приведена информация о параметрах трансформатора тока 6-10 кВ ТТ Т-1-Т, приведены следующие обозначения параметров:

- Пробивное напряжение → (ПН), единица измерения – кВ;
- Влагосодержание → (ВЛ), единица измерения – г/т;
- Класс промышленной чистоты → (КПЧ), единица измерения – ед;
- Кислотное число → (КЧ), единица измерения – мгКОН/г;

Таблица 1. Индикатор состояния трансформатора тока 6-10 кВ ТТ Т-1-Т.

№ п/п	Наименование параметра	Результаты анализа x_i	Норматив	Индекс состояния η_i	Вес w_i
1	2	3	4	5	6
1	ПН	78	$x_1 \geqslant 35$	1,32	4
2	ВЛ	15	$x_2 \leqslant 30$	0,5	3
3	КПЧ	9	$x_3 \leqslant 35$	0,31	2
4	КЧ	0,11	$x_4 \leqslant 0{,}25$	0,56	4
5	tg90	5	$x_5 \leqslant 15$	0,67	4
6	ИОНОЛ	0,455	$x_6 \geqslant 0{,}1$	0,89	3
7	H_2	0,0001	$x_7 \leqslant 0{,}0015$	0,93	3
8	CH_4	0,00005	$x_8 \leqslant 0{,}0005$	0,9	3
9	C_2H_4	0	$x_9 = 0$	0	3
10	C_2H_6	0,0005	$x_{10} \leqslant 0{,}001$	0,5	3
11	C_2H_2	0	$x_{11} = 0$	0	3
12	CO_2	0,01	$x_{12} \leqslant 0{,}09$	0,89	3
13	CO	0,0001	$x_{13} \leqslant 0{,}05$	0,9	3
14	tвсп	155	$x_{14} \geqslant 125$	1	4
15	ТОИ_20	0,2	$x_{15} \leqslant 3$	0,93	2
16	СОИ_20	3200	$x_{16} \geqslant 1000$	1	4
17	СИВО_20_мин	110	$x_{17} \geqslant 50$	0,24	4
18	ГВ	25	$10 \leqslant x_{18} \leqslant 40$	0,6	3
19	ТОИ	0,23	$x_{19} \leqslant 3$	0,92	3
20	СОИ	1500	$x_{20} \geqslant 1000$	0,5	4
21	CO_2/CO	7	$5 \leqslant x_{21} \leqslant 13$	0,5	2
22	СИВО	700	$x_{22} \geqslant 50$	1	4
23	ИТ	4	$x_{23} \leqslant 30$	0,87	4
Средневзвешенное арифметическое $\bar{\varsigma} = \sum_{i=1}^{n} w_i \varsigma_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} w_i$					0,709
Среднее квадратичное взвешенное $\bar{\varsigma} = \sum_{i=1}^{n} w_i \varsigma_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} w_i$					0,842

- Тангенс масла при 90 С → (tg90), единица измерения – %;
- Концентрация присадки «Ионол» → (ИОНОЛ), единица измерения – %;
- Содержание H_2 → (H2), единица измерения – %;
- Содержание CH_4 → (CH_4), единица измерения – %;
- Содержание C_2H_4 → (C_2H_4), единица измерения – %;
- Содержание C_2H_6 → (C_2H_6), единица измерения –%;
- Содержание C_2H_2 → (C_2H_2), единица измерения –%;
- Содержание CO_2 → (CO_2), единица измерения –%;
- Содержание CO → (CO), единица измерения –%;
- Температура вспышки в закрытом тигле → (tвсп), град С;
- Тангенс основной изоляции приведенный к 20 С → (ТОИ_20), %;
- Сопротивление основной изоляции приведенное к 20 С → (СОИ_20),Мом;
- Сопротивление изоляции вторичных обмоток приведенное к 20 С минимальное → (СИВО_20_мин), единица измерения –Мом;
- Год выпуска → (ГВ), единица измерения – год;
- Тангенс основной изоляции измеренный, → (ТОИ),%;
- Сопротивление основной изоляции измеренное → (СОИ), Мом;
- CO2/CO, единица измерения – ед;
- Сопротивление изоляции вторичных обмоток → (СИВО), Мом;
- Избыточная температура → (ИТ), единица измерения –град С.

По результатам проведенных расчетов (*табл.1*) построен КПС трансформатора тока, представленный на *рис. 4*. Внешний контур КПС соответствует идеальному состоянию показателя, нулевой – предельно допустимому.

Область значений от ноля до единицы соответствует области допустимых значений показателя и в численном виде отражает запас по уровню состояния элемента по каждому параметру. Так, запас качества по параметрам ВЛ, C2H6, СОИ, CO2/CO составляет 0,5. Наибольший запас, равный 1, соответствует классу промышленной чистоты (КПЧ). Вместе с тем, наиболее существенным является то обстоятельство, что два ИС по параметрам C2H4 и

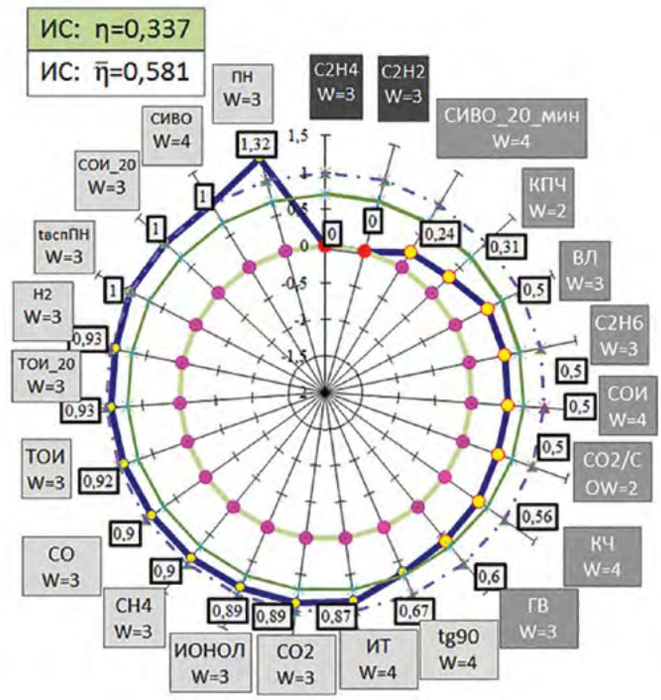


Рис. 4. – Компонентный портерет трансформатора тока 6-10 кВ ТТ Т-1-Т. ИС – индекс состояния, w – вес элемента, - среднеквадротическое значение индекса состояния, - среднеквадратическое взвешенное. Цифрами в рамке обозначены индексы состояния компонентов системы, красными кружками обозначены неудовлетворительные показания индекса состояния, желтыми кружками обозначены показатели индекса состояния, требующие особого внимания.

C2H2 находятся на линии нулевых значений ИС, т.е. соответствуют предельным значениям. Это определяет необходимость проведения с этим элементом профилактических мероприятий.

ВЫВОДЫ

Применяемый метод оценки технического состояния оборудования обеспечивает трансформацию текущих значений параметров каждого элемента системы в единую область значений индексов состояния с возможностью их формализованного агрегирования в систему стратифицированных индексов. Компонентный портрет состояния оборудования позволяет представить полную информацию о состоянии оборудования в наглядном виде, удобную для быстрого принятия решений по воздействию на элемент электрической подстанции.

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАНОВНЕФТЕГАЗ»

СПОРНЫЕ СЕРВИТУТЫ

Авторский коллектив:
Рахимжанова Асият Бисембаевна,
Васюта Анна Владимировна.

Каждый четвертый отказ в выдачи разрешения на строительство в ЯНАО получен из-за отсутствия прав на чужой задействованный в строительстве земельный участок. Таким правом является земельный сервитут.

Другими словами, сотни листов проектной документации, десятки согласований, разрешений, технических условий, экспертиз, кропотливый труд специалистов разных областей – все это бесполезно без наличия одного документа.

Что же такое земельный сервитут?

Земельный сервитут – это право ограниченного пользования чужим земельным участком. Важно понимать, что право распространяется исключительно на земельный участок, как объект правовых отношений.

В свою очередь Земельный кодекс РФ дает четкое понятие земельному участку, во-первых, это часть поверхности земли, во-вторых, участок земли, имеющий четкие границы, которые позволяют его индивидуализировать, в-третьих, земельный участок выступает объектом собственности (принадлежит кому-либо по праву).

Подчеркиваем, что в собственности находится поверхность, включающая лишь почвенный слой.

Если проектируемый объект пересекает или заходит на чужой земельный участок, то возникает обязанность заключить с правообладателем земельного участка соглашение об установлении сервитута.

Данные требования регламентирует пункт 1 часть 7 статья 51 Градостроительного кодекса РФ.

Далее подключается Земельный кодекс, который регламентирует порядок заключения соглашения, перечень случаев и непосредственно содержание документа. А уже содержание документа сталкивается с требованиями других нормативных актов. Вот так выглядит правовая пирамида сервитута. И тут нужно заметить, что к сервитуту применяется единый подход, исключений в законе нет.

Да, сервитут имеет вековую историю. Он доказал свою жизнеспособность и необходимость, но в российском земельном законодательстве «сервитут» понятие очень молодое и на наш взгляд требует применение индивидуального подхода.

Почему для нас это важно прямо сейчас?

Застройка территорий становится все более плотной, пересечения неизбежны. Предприятия ТЭК реализуют крупные линейные объекты, некоторые из которых могут насчитывать более сотни пересечений с объектами иных собственников.

Согласно действующего законодательства повсеместно требуется установление сервитута. Не имеет значение вид объекта - наземный, подземный или надземный. Применяется единый подход.

Сегодня мы хотим поговорить о случаях, когда установление сервитута может быть неосновательно! «Спорные сервитуты». Таким случаем является применение метода наклонно-направленного бурения и горизонтально-направленного бурения при пересечении чужих объектов. Как мы все знаем, данный метод прокладки трубопроводов применяется без нарушения почвенного и растительного покрова, работы проводятся на глубине более 1 метра.

Рассмотрим подробнее, первый случай – пересечение газопровода железнодорожных путей ОАО РЖД (*рис. 1*).

Главная задача метода наклонно-направленного бурения пройти под землей под чужим объектом при этом оборудование для бурения разместить на земельных участках предоставленных в аренду ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ». Как следствие фактическое пользование чужим земельным участком исключается полностью.

Но, действующее законодательство требует

Рис. 1. Пересечение железнодорожных путей.

оформления сервитута. И если вернутся к понятию сервитута, а это именно пользование чужим земельным участком, а земельный участок – это, лишь поверхность земли, получается мы заключаем соглашение о пользовании тем, чем пользоваться фактически невозможно. А так как сервитут — это право и подписанное с двух сторон соглашение об установлении сервитута накладывает ответственность сторон по совместному использованию части земельного участка, получается, что в момент действия сервитута любые возникшие нарушения и происшествия влекут за собой правовые последствия для пользователя сервитута.

Другими словами, фактического пользования частью земельного участка нет, а правовая ответственность за него возникает.

Правомерно? Считаем, что нет.

Второй случай применения метода – пересечение проектируемого газопровода с автомобильной дорогой (*рис. 2*).

Газопровод пройдет под дорожным полотном, оборудование будет размещено на землях, арендованных ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», и необходимости в пользовании чужим земельным участком не возникает.

При этом, все мы понимаем, что дорога – это, объект общего пользования, а мы, устанавливая сервитут закрепляем ответственность, за территорию которой не пользуемся, но при этом доступ к которой открыт каждому.

Правомерно? Нет.

Третьим случай применения метода наклонно-направленного бурения является пересечение трубопровода трубопроводом.

Фактическое использование чужого земельного участка исключено, оборудование размещено на земельных участках, арендованных ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», а требование об установлении сервитута сохраняется.

Правомерно? Считаем, что нет.

Другими словами, во всех рассмотренных случаях, предмета сервитута при методе наклонно-направленного бурения и горизонтально-направленного бурения юридически нет. Это правовая коллизия.

Такого же мнения придерживаются и ряд других предприятий, считая случаи установления сервитутов, рассмотренных выше, нецелесообразными и отказывают в заключении соглашений. Как правообладатели земельного участка имеют право! Вот в таких случаях и возникают отказы в разрешениях на строительство.

Получая письма с отказами от правообладателей земельных участков можно вести длительные безрезультативные переговоры с ними, можно спорить в судах. И в сложившейся ситуации возникает вопрос, а есть ли решение, способное в рамках правового поля, освободить обе стороны от нецелесообразных требований и обязательств?

Основываясь на проведенном анализе, получается, что метод наклонно-направленного бурения и горизонтально-направленного бурения

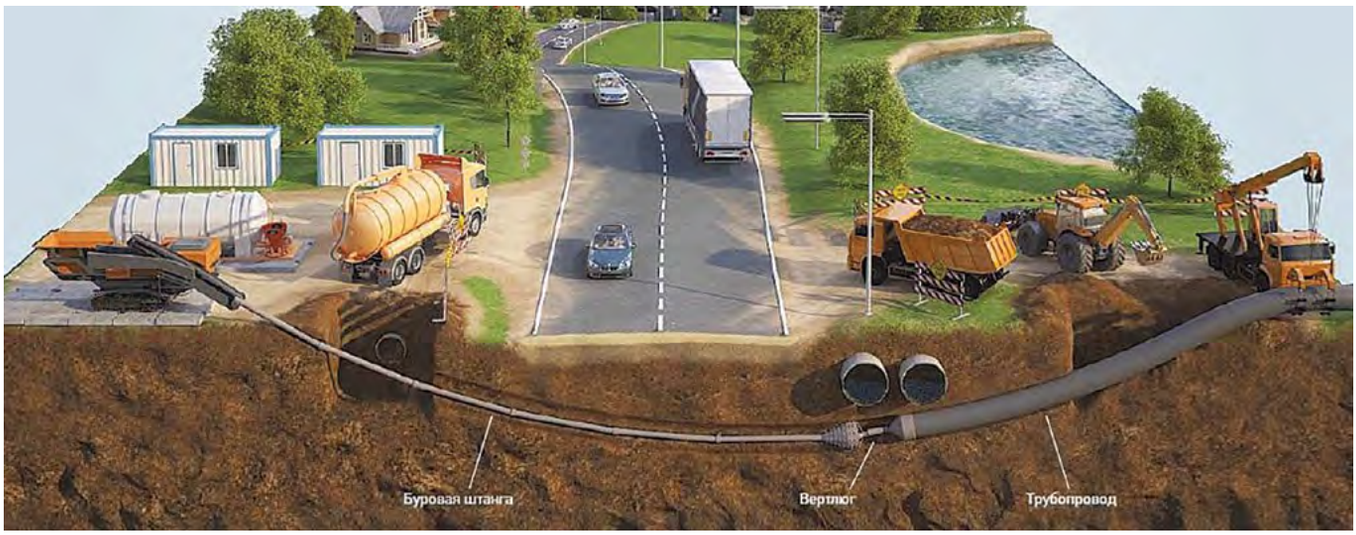


Рис. 2. Пересечение автомобильной дороги.

не влечет оснований для установления прав и должен рассматриваться в виде исключения.

И на наш взгляд, единственный правильный путь – это, внесение изменений в Градостроительный кодекс РФ.

А именно, исключение требований по обязательному наличию права на период строительства на чужой земельный участок при прохождении объекта методом наклонно-направленного бурения и горизонтально-направленного бурения.

На данный момент требования пункта 1 части 7 статьи 51 Градостроительного кодекса звучат так:

1) правоустанавливающие документы на земельный участок, в том числе соглашение об установлении сервитута, решение об установлении публичного сервитута, а также схема расположения земельного участка или земельных участков на кадастровом плане территории, на основании которой был образован указанный земельный участок и выдан градостроительный план земельного участка в случае, предусмотренном частью 1.1 статьи 57.3 настоящего Кодекса.

А вот так он будет звучать, если наша инициатива будет поддержана:

Градостроительный кодекс РФ, статья 51, часть 7:

1) правоустанавливающие документы на земельный участок, в том числе соглашение об установлении сервитута (за исключением земельных участков, пересекаемых методом ННБ и ГНБ), решение об установлении публичного сервитута, а также схема расположения земельного участка или земельных участков на кадастровом плане территории, на основании которой был образован указанный земельный участок и выдан градостроительный план земельного участка в случае, предусмотренном частью 1.1 статьи 57.3 настоящего Кодекса.

В ходе проводимой работы было направлено официальное письмо в адрес Департамента строительства и жилищной политики Ямало-Ненецкого округа, озвучив поднятый в данной работе вопрос.

Как результат, на сегодняшний день ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» получено разрешение на строительство линейного объекта без предоставления прав на земельный участок стороннего предприятия, под которым будет проходить проектируемый объект.

Стоимость сервитута, согласно Российского законодательства, варьируется в диапазоне от одной копейки до миллионов рублей. На стоимость влияет не только правовой режим земельного участка, но и его местоположение, площадь и вид расположенного на нем объекта. Но вопрос не в затратах на сервитут, а в рисках, которые несут предприятия и иные лица, в случаях получения отказов в установлении сервитута.

Вовремя неполученный сервитут ведет к отказу в получении разрешения на строительство. Это риск, который может стоить миллионы.

К экономическим рискам можно так же отнести

те риски, которые берет на себя пользователь при установлении сервитута по охране и соблюдению установленных обязательств при пользовании частью земельного участка. Данные риски включают в себя как штрафные санкции, так и административную ответственность.

В данной работе, в первую очередь, мы озвучили необоснованные требования действующего законодательства РФ в области земельного сервитута при применении метода наклонно-направленного бурения и горизонтально-направленного бурения.

По озвученным необоснованным требованиям на сегодняшний день отсутствует судебная практика, нет разъяснительных писем органов власти, каждый регион имеет свой взгляд на данный вопрос.

Единственный правильный путь – это, внесение изменений в Градостроительный кодекс РФ.

Предложенное в работе решение исключит правовую коллизию и тем самым освободит пользователей сервитута от ряда возникающих последствий. Реализация приведет к следующим положительным моментам:

1. Отсутствие необходимости заключения сервитутов с правообладателями земельных участков при применении метода наклонно-направленного бурения и горизонтально-направленного бурения.

2. Снижение рисков получения отказов в разрешительной документации на строительство объектов.

3. Экономия трудовых ресурсов, времени и денежных средств при проектировании объектов за счет отсутствия требования Градостроительного кодекса РФ устанавливать сервитуты для рассмотренных в проекте случаев.

Эффект от реализации проекта важен для всех предприятий ТЭК.

И нужно помнить, что изменения в Законы РФ вносятся ежедневно, это еще раз подтверждает факт, что практика совершенствует теорию.

ООО «НОВАТЭК-УСТЬ-ЛУГА»

РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПОМОЩИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПЕРСОНАЛУ

Авторский коллектив:
Кашфулин Булат Рифович,
Кашфулин Салават Рифович.

ПАО «НОВАТЭК» является крупнейшим независимым производителем природного газа в России, который в 2013 г. завершил строительство и начал эксплуатацию Комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в незамерзающем порту Усть-Луга на Балтийском море. Комплекс стал новым звеном цепочки по газовому конденсату, позволяющим повысить добавленную стоимость реализуемой продукции.

Одной из важнейших целей деятельности Общества является обеспечение надежной и безопасной эксплуатации технологического оборудования, а также снижение рисков возникновения внештатных и аварийных ситуаций.

На Комплексе установлено самое современное оборудование, обеспечивающее высокий уровень автоматизации технологических процессов, а также промышленной и экологической безопасности. Система управления технологическим процессом и противоаварийная автоматическая защита (ПАЗ) обеспечивают контроль состояния объектов управления, сигнализацию отклонения параметров, регулирование параметров процесса и дистанционное управление исполнительными механизмами. Таким образом, применяемые на Комплексе системы АСУТП позволяют осуществлять управление и постоянный контроль технологических параметров. В ходе данной статьи будет рассмотрен разработанный эффективный метод контроля и анализа параметров системы ПАЗ с предоставлением информационно-справочных мате-риалов помощи технологическому персоналу.

Система контроля и управления технологическим процессом предусматривает человеко-машинный интерфейс посредством компьютерных станций АРМ, обеспечивающий взаимодействие технологического персонала с управляемым и контролируемым им технологическим оборудованием. На мнемосхеме АРМ действующей системы управления (*рис. 1*) отображено оборудование и установленные на нем приборы.

Индикация состояния оборудования технологических блоков и их параметров зачастую расположена на большом количестве мнемосхем. Это приводит к тому, что для контроля процесса, поиска необходимого параметра и определения причины срабатывания системы ПАЗ технологическому персоналу приходится производить частые переключения между мнемосхемами.

Алгоритм действий для выявления причин срабатывания системы ПАЗ встроенными средствами также включает в себя просмотр журнала событий. При этом данный журнал включает в себя отображение всех событий технологического процесса (команды оператора, уведомления предупредительных и аварийных сигналов, изменения статуса работы и состояния оборудования и т.д.) и не имеет возможности просмотра событий с выборкой (фильтрацией) конкретно по интересуемому объекту и всех технологически связанных и смежных с ним параметрам. Помимо этого, данный журнал ограничен максимальным количеством событий в 200 сообщений. Технологическому персоналу при просмотре данного журнала приходится самостоятельно искать среди всех представленных событий именно те, которые непосредственно относятся к интересующему его объекту (оборудованию).

В связи с вышеописанными особенностями стандартных средств поиск необходимых параметров на мнемосхемах, поиск и анализ информации в журнале исторических событий может занимать довольно длительное время. Информационная загруженность, время на восприятие актуальных данных в целом может негативно сказываться на качестве и эффективности контроля за технологическими параметрами.

Основная цель данного проекта заключается в повышении оперативности выявления и устране-

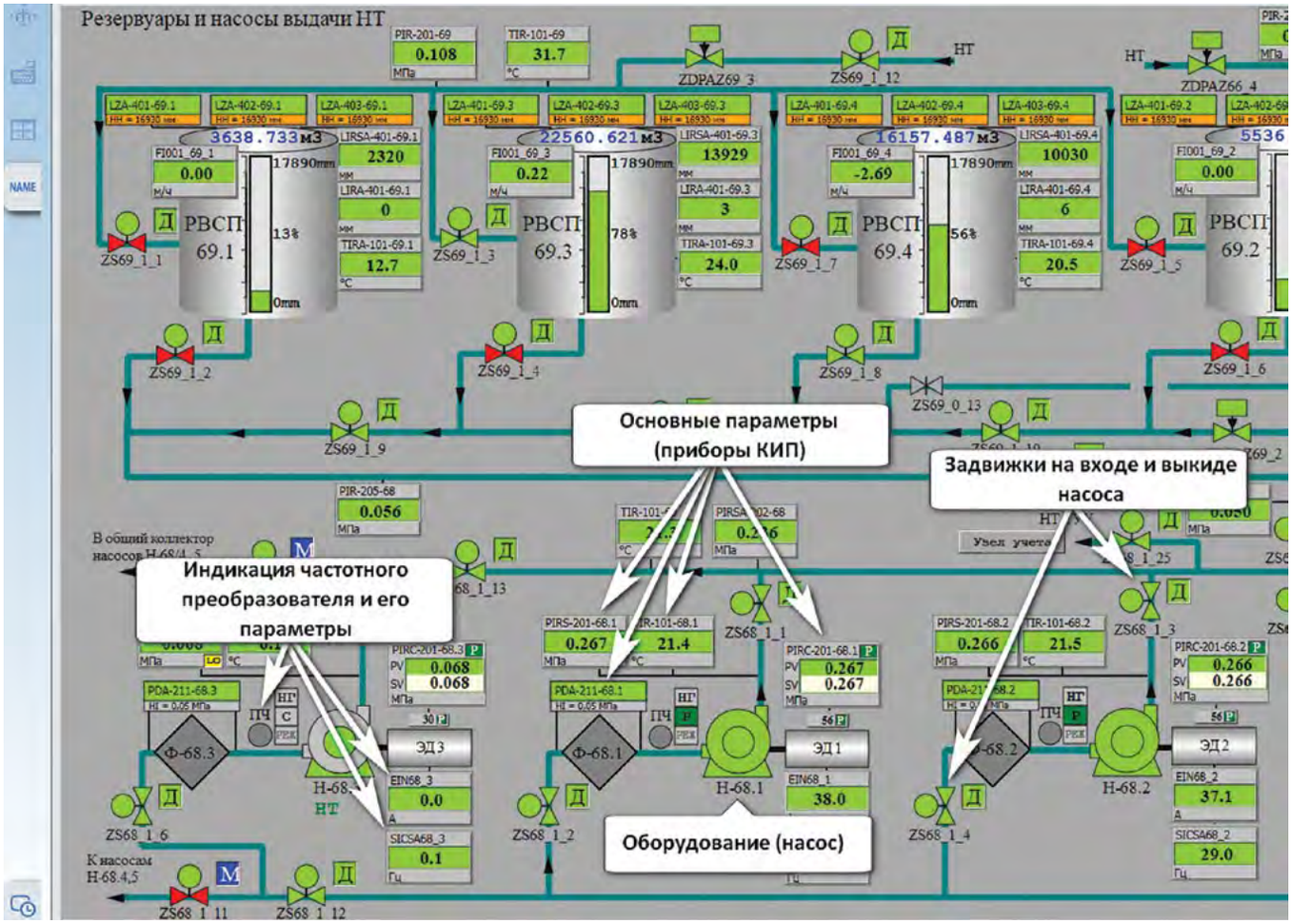


Рис. 1. Снимок мнемосхемы.

ния причин срабатывания системы ПАЗ, ускорения процедуры принятия решений оператором посредством автоматизации данного процесса и реализации системы помощи технологическому персоналу путем цифровизации предоставления упорядоченной справочной технической информации в удобной форме.

Разработанная информационная система представляет собой совокупность программных обеспечений, включающих технические средства для реализации автоматизированного сбора и обработки технологических данных процесса с систем управления, а также базы данных для хранения и обработки необходимой информации.

Разработанная программа TechHelper имеет эргономичный и интуитивно-понятный интерфейс. Вызов программы происходит прямо с мнемосхемы АРМ оператора, путем вызова контекстного меню нажатием правой кнопки мыши на интересуемом объекте.

Главное окно программы (*рис. 2*) включает в себя:

- область отображения наименования объекта и его статус («В работе/Не в работе», «Открыто/Закрыто» и т.д.);
- область списка групп воздействий («Аварийный останов», «Запрет пуска», «Запрет открытия» и т.д.), где каждая группа состоит из набора технологических параметров (подгрупп), соответствующих данному воздействию и комментария;
- область информации справочного характера (текстовое поле с форматированием, набор схем и других графических изображений).

Область с группами воздействий включает в себя набор блокировочных параметров, совокупно оказывающих аварийное воздействие на объект. Каждый блокировочный параметр в случае сра-

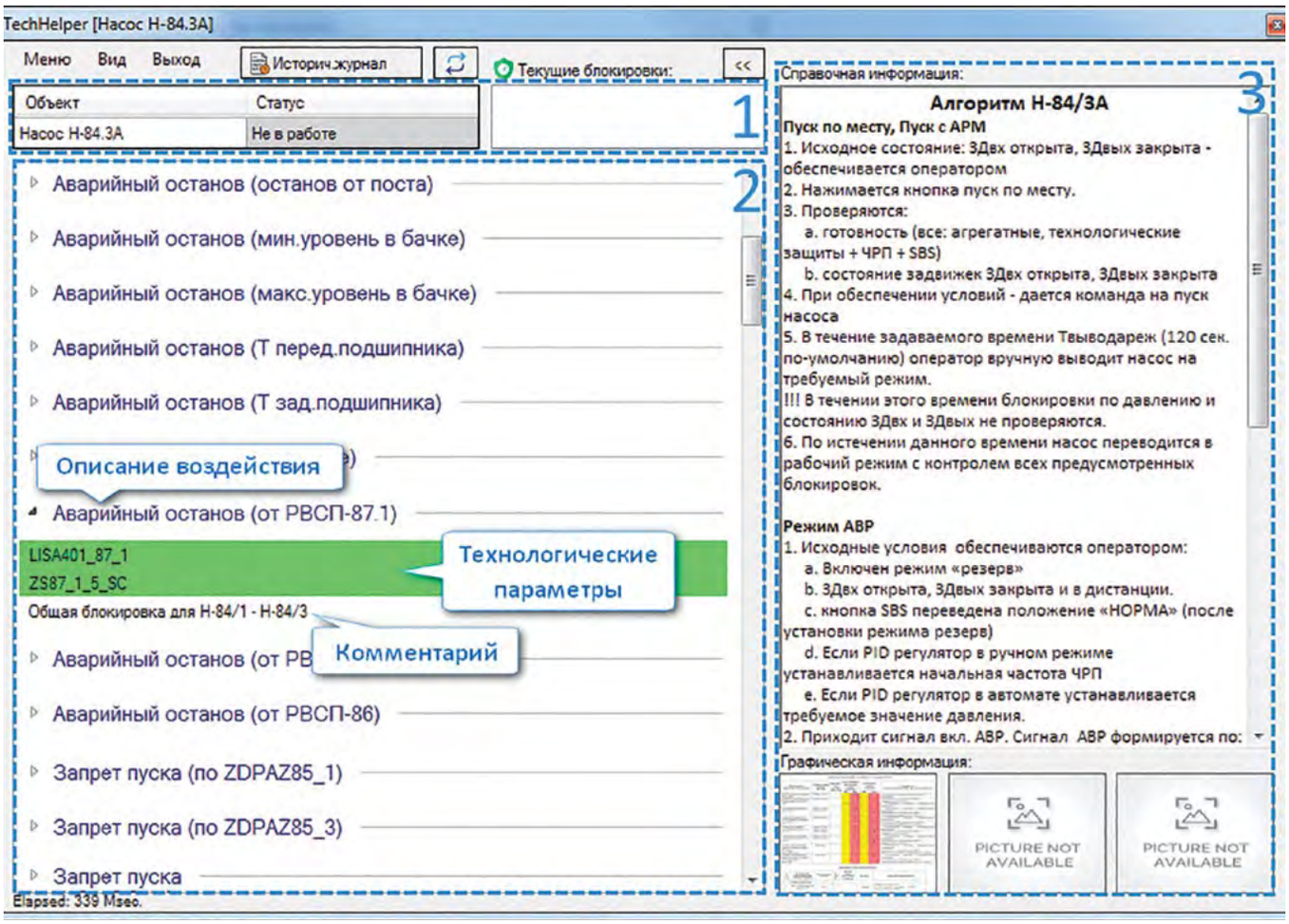


Рис. 2. Главное окно программы.

батывания окрашивается красным цветом, а если данный параметр в норме – зеленым. При выполнении условий срабатывания всего набора блокировочных параметров в группе, заголовок группы также окрашивается в красный цвет, указывая, что данная блокировка ПАЗ оборудования в текущий момент активна (*рис. 3*). Программа отслеживает состояние деблокировочных ключей параметров, а также контролирует качество входного сигнал с датчика на предмет обрыва цепи или превышения предела верхнего значения шкалы. Обновление данных происходит в режиме реального времени. Таким образом, технологический персонал имеет возможность оперативно выявлять причины блокировочных воздействий системы ПАЗ при аварийных ситуациях.

В качестве помощи для технологического персонала предусмотрены информационно-справочные материалы, обеспечивающие оператора полезной контекстной информацией относительно объекта (выписки из регламентов, алгоритмы запуска оборудования, его исполнение и место установки, возможных причинах запрета пуска оборудования, пути их устранения и т.д.).

Программа имеет режим добавления и редактирования для возможности в интерактивном режиме осуществлять манипуляции, связанные с добавлением, удалением, либо изменением данных в разработанной базе данных. Данный функционал позволяет при необходимости (например, при изменениях или выходах новых редакций технологических регламентов и технологических инструкций) производить добавление новых и редактирование имеющихся объектов, их параметров, условий и информационно-справочных материалов.

Следующая разработанная программа «Hist» представляет собой функциональный и гибкий инструмент просмотра и анализа журнала событий

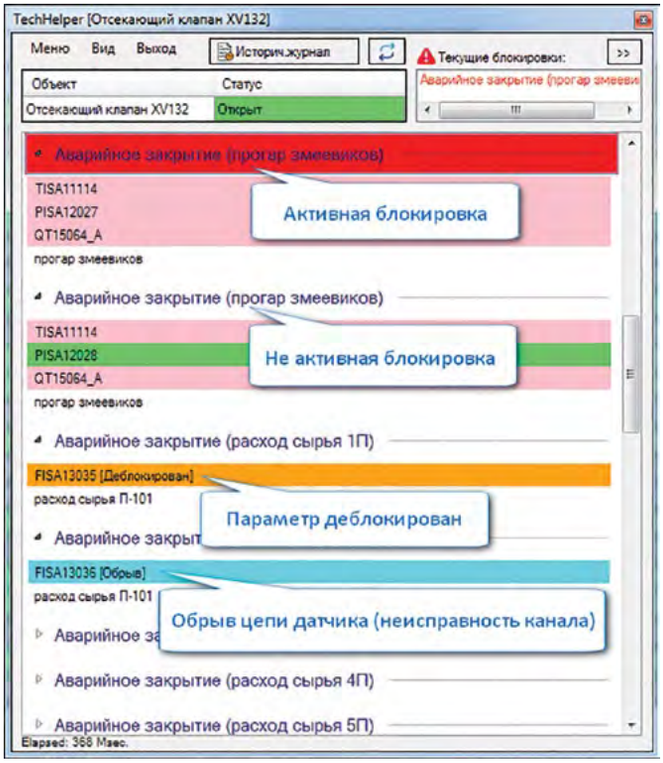


Рис. 3. Применяемая индикация.

(*рис. 4*). Журнал событий предназначен для вывода информации обо всех событиях, происходящих в системах АСУ ТП. Под событиями подразумевается изменение состояния контролируемого дискретного сигнала, выход за установленные пределы аналогового сигнала, информация о деятельности пользователя (квитирование, управление, снятие блокировки), а также сообщений системного характера.

Дополнительно имеется возможность печати журнала на принтере и экспорта в документ Excel для его дальнейшего сохранения в отдельный файл и предоставления по запросу заинтересованных служб и подразделений предприятия

Основные преимущества использования разработанного программного обеспечения Hist перед стандартным журналом событий:

• возможность просмотра сообщений, относящихся к конкретному технологическому объекту (только технологически связанных и смежных с ним параметрам);

• неограниченное количество введенных пользователем одновременно запрашиваемых позиций (тэгов) при поиске событий;

• вызов программы с мнемосхемы для поиска по выбранной позиции и т.д.

Реализация данной информационной системы в первую очередь направлена на повышение безопасности ведения технологического процесса. Эффективность контроля системы ПАЗ является одним из важнейших условий обеспечения безопасной эксплуатации взрывоопасных производств.

Разработанная система имеет косвенный экономический эффект и является сопутствующим средством для выполнения основных целей Комплекса: выполнение планов производства и отгрузки качественной продукции, обеспечение надежной и безопасной эксплуатации технологического оборудования, а также снижение рисков возникновения внештатных и аварийных ситуаций. Проектирование и разработка системы производилась самостоятельно, опираясь на опыт эксплуатации технических средств и не повлекли финансовых затрат.

Разработанная информационная система, представляющая собой совокупность программных средств и базы данных, позволила достичь поставленных целей, направленных на осуществление эффективного контроля параметров системы ПАЗ с предоставлением информационной помощи технологическому персоналу. Основными преимуществами данной системы являются:

• осуществление автоматизированного контроля параметров системы ПАЗ в режиме реального времени;

• повышение оперативности выявления причин в случае аварийных ситуаций и ускорение процесса принятия решений по устранению этих причин, а также исключению последствий и возобновлению нормального технологического процесса;

• сводная информация по объектам ПАЗ в едином окне;

• предоставление информационной помощи технологическому персоналу (быстрый доступ к информационно-справочным данным по материалам технологического регламента, инструкциям и другой технической информации);

• продвинутый функциональный журнал исторических событий с возможностью фильтрации по конкретно интересуемому объекту и всем технологически связанным и смежным с ним параметрам;

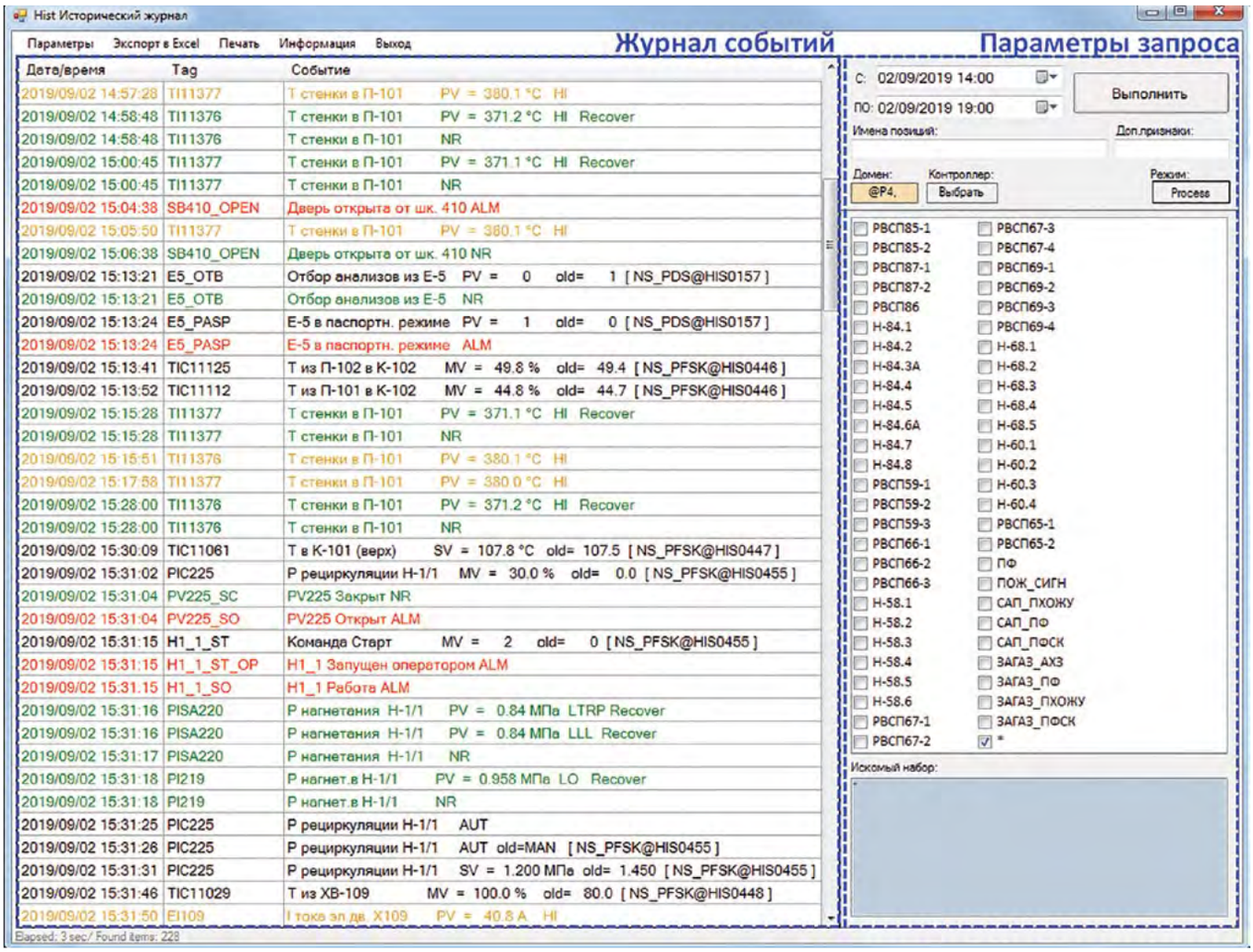


Рис. 4. Интерфейс программы.

• автоматизированный сбор данных с распределенной системы управления;

• единая разработанная база данных с доступом к ней с любой станции АРМ, возможностью резервирования и восстановления;

• встроенный редактор, который позволяет в интерактивном режиме производить внесение изменений и дополнений разработанной базы данных объектов (в соответствии с вновь добавленным оборудованием или модернизацией);

• быстрый вызов программ с мнемосхем по интересуемому объекту с любой операторской станции АРМ;

• многопользовательский режим;

• эргономичный и интуитивно-понятный интерфейс.

На данный момент система TechHelper внедрена в эксплуатацию и активно применяется технологическим персоналом Комплекса. В процессе ее эксплуатации, система показала себя как надежный и полноценный инструмент для реализации поставленных задач.

ЛИТЕРАТУРА

1. IM 33M01A30-40R Справочное руководство пользователя Centum, 1-е изд., 23 марта 2008.

2. OPC Data Access Automation Interface Standard V2.02, – www.schneider-electric.ru.

3. Кен Хендерсон. Microsoft SQL Server: структура и реализация. Профессиональное руководство, 2006г.

4. Руководство по .NET //MSDN. Библиотека – https://docs.microsoft.com/ru-ru/dotnet/standard/.

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»

СОЗДАНИЕ НА БАЗЕ ГПА ГТ-750-6 АГРЕГАТА, СООТВЕТСТВУЮЩЕГО СОВРЕМЕННОМУ УРОВНЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Авторский коллектив:
Смирнов Евгений Александрович,
Толстихин Юрий Юрьевич,
Шишков Сергей Владимирович,
Баукин Владимир Александрович.

ВВЕДЕНИЕ

С конца 1960-х в ООО «Газпром трансгаз Москва» начался ввод в эксплуатацию стационарных газоперекачивающих агрегатов (ГПА) ГТ-750-6 с номинальной мощностью 6 МВт. В середине 90-х данные ГПА усовершенствованы путем установки рекуператоров с высоким коэффициентом регенерации, что позволило повысить КПД агрегата до 30%. На сегодняшний день в ООО «Газпром трансгаз Москва» эксплуатируется 25 ГПА данного типа.

За годы эксплуатации ГТ-750-6 зарекомендовали себя как надежные агрегаты с высокой наработкой на отказ и ремонтопригодность. Тем не менее, в процессе эксплуатации проявляются некоторые недостатки, связанные с моральным старением ГПА:

- низкая степень очистки циклового воздуха;
- низкоэффективная система охлаждения масла;
- повышенное значение выбросов загрязняющих веществ;
- морально устаревшая система автоматического управления агрегатом;
- подсос паров и капель масла в проточную часть компрессора из картера переднего подшипника;
- высокий уровень шума и высокая температура в зале компрессорного цеха;
- ограниченные компенсационные возможности трансмиссий при появлении несоосности.

Совершенствование ГТ-750-6, направленное на устранение выявленных в ходе эксплуатации недостатков, осуществлялось с учетом приоритетности основных задач эксплуатирующей организации: безопасность и надежность. Большое внимание также уделялось энергоэффективности и снижению негативного воздействия на окружающую среду согласно внедренным в производственный процесс ООО «Газпром трансгаз Москва» системе экологического менеджмента (ГОСТ Р ИСО 14001-2007 «Системы экологического менеджмента. Требова-

Рис. 1. Внешний вид штатной воздухозаборной камеры и новой ВОУ-Ц60.

ния и руководства по применению») и системе энергетического менеджмента (ISO 50001:2018 «Системы энергетического менеджмента. Требования и руководства по применению»).

ВНЕДРЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ. ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ОЧИСТКИ ЦИКЛОВОГО ВОЗДУХА

Для повышения качества очистки циклового воздуха штатные воздухозаборные камеры заменены на современные воздухоочистительные устройства серии ВОУ-Ц60, производства ООО «Самараавиагаз». Фильтрация циклового воздуха в данных ВОУ осуществляется в 36 циклонных фильтрах МЦ-88. Внешний вид штатной воздухозаборной камеры и внедренной ВОУ-Ц60 представлены на *рис. 1.*

Внедрение современных эффективных средств очистки циклового воздуха в большей степени направлено на повышение энергоэффективности работы ГПА. Повышение энергоэффективности заключается в снижении падения КПД ГТУ за межпромывочный интервал за счет улучшения качества циклового воздуха.

Величина фактической экономии топливного газа ГПА $\Delta Q^{\text{ГПА}}_{\text{ТГ КВОУ}}$, тыс.м^3 в соответствии с СТО Газпром 2-1.20-601-2011 «Методика расчета эффекта энергосбережения топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа» [2] определена по формуле:

$$\Delta Q^{\text{ГПА}}_{\text{ТГ КВОУ}} = 10^{-3} * \frac{860}{Q^{\text{Р}}_{\text{Н}}} * N_{e_0} * K^*_{\text{эф}} * \left(\frac{1}{\eta_e} - \frac{1}{\eta_e^{\text{ВОУ}}}\right) * \tau_{\text{ГПА}}$$

где:

$Q^{\text{Р}}_{\text{Н}}$ – низшая располагаемая теплота сгорания топливного газа, ккал/м^3;

N_{e_0} – номинальная эффективная мощность ГТУ, кВт;

$K^*_{\text{эф}}$ – коэффициент, учитывающий загрузку, техническое состояние ГТУ и другие эксплуатационные факторы, принимают среднестатистической по парку, равный 0,9;

η_e – средний КПД ГТУ с штатной воздухозаборной камерой за время проведения испытаний;

$\eta_e^{\text{ВОУ}}$ – средний КПД ГТУ с ВОУ за время проведения испытаний;

$\tau_{\text{ГПА}}$ – фактическое время работы ГПА за расчетный период, ч.

Для объективной оценки эффективности, внедренной ВОУ-Ц60 относительно штатной воздухозаборной камеры специалистами ООО «Газпром трансгаз Москва» проведен ряд мероприятий:

- проведена очистка газовоздушного тракта всех эксплуатируемых в компрессорном цеху ГТ-750-6;
- проведены теплотехнические испытания всех ГПА ГТ-750-6 из состава КЦ;
- определены два ГПА с максимально близким техническим состоянием: один ГПА оборудован современной ВОУ-Ц60, другой – штатной воздухозаборной камерой;
- эксплуатация выбранных ГПА проводилась на схожих режимах работы;
- проведены внеочередные теплотехнические испытания на промежуточном и заключительном этапах;
- проведен анализ падения КПД за межпромывочный интервал, определен средний КПД.

Средний КПД ГТУ со штатной воздухозаборной камерой составил 25,6%, средний КПД с ВОУ-Ц60 составил 26,1%. Итоговая величина экономии топливного газа для ГПА с ВОУ-Ц60 из расчета наработки за год 5000 часов составит:

Таблица 1.

Мероприятие	Экономия топливного газа, тыс. м^3	Экономия, тыс.руб/год	Стоимость внедрения, тыс.руб	Окупаемость, лет
Внедрение современной системы очистки циклового воздуха ВОУ-Ц60	212,27	1 494,380*	11 863,213	7,93

* - стоимость газа для потребителей 7040 руб/ тыс.м^3.

Таблица 2. Результаты приемочных испытаний.

ГПА	Режим работы			NO_x		CO		O_2
	$T_{твд}$, °C	$N_{твд}$, об/мин	$N_{тнд}$, об/мин	ppm	мг/нм³ при 15% O_2	ppm	мг/нм³ при 15% O_2	%
ст.№2	745	4920	4550	7	31,1	4	10,8	18,2
ст.№3	750	4800	5090	6	28,2	8	25,0	18,6

$$\Delta Q^{ГПА}_{ТГ\,КВОУ} = 10^{-3} * \frac{860}{8186} * 6000 * 0{,}90 * \left(\frac{1}{0{,}256} - \frac{1}{0{,}261}\right) * 5000 = 212{,}27 \text{ тыс. м}^3$$

В *таблице 1* представлена информация по экономии, стоимости внедрения ВОУ-Ц60 и срокам окупаемости.

УСТАНОВКА НИЗКОЭМИССИОННЫХ КАМЕР СГОРАНИЯ

Внедрение низкоэмиссионных камер сгорания ПСТ-100 с технологией предварительного смешивания преследовало основную цель – снижение выбросов в атмосферу NO_x и CO, и, как следствие, создание экологически чистого агрегата.

По результатам внедрения специалистами ООО «Газпром трансгаз Москва» совместно с ООО «НПФ «Теплофизика» проведены испытания ГПА с замерами выбросов NO_x и CO. В *таблице 2* представлены результаты испытаний после внедрения низкоэмиссионных камер сгорания на двух ГПА.

Внедренные низкоэмиссионные камеры сгорания обеспечивают современные требования по экологической составляющей работы ГПА.

Для сопоставления эффективности работы штатной и внедренной низкоэмиссионной камеры сгорания ПСТ-100 необходимо обеспечить идентичный режим работы рассматриваемых ГПА, поскольку в зависимости от температуры цикла NO_x и CO существенно меняют значения. В *таблице 3* представлены результаты сравнения двух камер сгорания с указанием мощности выбросы загрязняющих веществ.

Таким образом, внедрение низкоэмиссионной камеры сгорания ПСТ-100 позволяет снизить выбросы NO_x и CO одного ГПА на 56,15 тонн в год.

УСТАНОВКА СОВРЕМЕННЫХ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ МАСЛА (АВОМ)

Установка современных АВОМ производства ООО «Газхолодтехника» взамен штатных АВОМ чешского производства позволяет решить следующий ряд задач:

- увеличить показатели надежности ГПА;
- существенно снизить затраты на электроэнергию;
- снизить трудоемкость обслуживания маслоохладителя за счет компактности оборудования;
- сократить влияние «человеческого» фактора при регулировании температуры на выходе АВОМ за счет автоматизации процесса регулирования;
- повысить экологическую безопасность за счет сокращения количества возможных утечек масла при эксплуатации современного АВОМ.

Технические характеристики АВОМ производства ООО «Газхолодтехника» представлены в *таблице 4*.

Внешний вид АВОМ производства ООО «Газхолодтехника» представлен на *рис. 2*.

Для оценки эффективности внедренного АВОМ производства ООО «Газхолодтехника» проведен ряд испытаний ГПА в различное время года. В рамках испытаний фиксировались температура окружаю-

Таблица 3. Результаты сравнения мощности выброса загрязняющих веществ штатной и низкоэмиссионной камер сгорания.

Камера сгорания	CO, г/с	NO_x, г/с
Штатная	2,48444	2,08578
ПСТ-100	1,16668	0,28392

Рис. 1. Общий вид АВОМ производства ООО «Газхолодтехника».

щего воздуха и потребляемая мощность АВОМ при одинаковых режимах работы ГПА. В *таблице 5* представлены результаты испытаний.

Расчет экономии электроэнергии в натуральном и стоимостном выражении при эксплуатации маслоохладителя ООО «Газхолодтехника» по сравнению с штатным АВОМ проводился для следующих условий:

- среднегодовая температура наружного воздуха +6,9 °С;
- наработка ГПА 5000 часов;
- среднегодовая стоимость электроэнергии в 2020 году равна 5,55 руб. кВт*ч.

В *таблице 6* представлены результаты сравнения потребляемой мощности.

Экономический эффект от замены штатного АВОМ (производства фирмы «Ferox» ЧССР) на АВОМ производства ООО «Газхолодтехника» составляет 547,23 тыс.руб/год.

В *таблице 7* представлены данные по стоимости внедрения и срокам окупаемости АВОМ ООО «Газхолодтехника» при условии наработки ГПА 5000 часов.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ШТАТНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ (САУ) ГПА ГТ-750-6.

САУ является неотъемлемой составляющей ГПА, правильная и корректная работа которой обеспечивает нормальную эксплуатацию ГПА. Современные САУ максимально автоматизирует процессы пуска, работы и останова ГПА, исключая влияние человеческого фактора, тем самым повышения показатели надежности.

В рамках капитального ремонта на ГПА ГТ-750-6 проведена замена штатной САУ с гидравлической системой управления на электромеханическую САУ производства ООО «Вега-Газ».

Таблица 4. Технические характеристики АВОМ производства ООО «Газхолодтехника».

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ
Номинальная производительность охлаждения, кВт	510
Потеря давления масла в рабочем диапазоне температур, МПа (не более)	0,1
Емкость маслосистемы, л	390
Количество вентиляторов, шт.	8
Характеристика вентиляторов: -тип -номинальная частота вращения, об/мин -установленная мощность, кВт	 осевой 1490 3,1
Номинальная потребляемая мощность аппарата, кВт: -в рабочем режиме «Охлаждение» -в подготовительном режиме «Нагрев»	 24,8 31,0
Масса аппарата, кг (не более)	3000
Показатели надежности: -наработка на отказ, ч -назначенный ресурс, ч -срок службы аппарата, лет	 60000 100000 40

Таблица 5. Экспериментальные данные средних значений потребляемой мощности АВОМ.

Тип АВОМ	Среднесуточное значение температуры наружного воздуха, °С					
	5	10	15	20	25	30
ООО «Газхолодтехника, кВт*ч	1,9	2,9	4,8	7,5	11,5	16
Штатный АВОМ, кВт*ч	22	22	33	44	55	72

Внедрение современной САУ с электромеханической САР имеет следующие положительные результаты:

- повышение пожаробезопасности ГПА за счет уменьшения количества маслопроводов (переход от гидравлической системы регулирования на электромеханическую);
- автоматизация режимов работы ГПА, в том числе пуска и останова;
- существенное снижение влияния «человеческого фактора» при эксплуатации ГПА;
- возможность хранения трендов параметров работы ГПА, что также положительно сказывается на повышении надежности эксплуатации при проведении анализа работы ГПА.

ВНЕДРЕНИЕ СУХИХ ГАЗОВЫХ УПЛОТНЕНИЙ НА СТАЦИОНАРНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЯХ ПРИРОДНОГО ГАЗА.

В рамках мероприятий по комплексному повышению энергоэффективности ГПА ГТ-750-6 внедрены сухие газовые уплотнения (СГУ) взамен штатных торцевых масляных уплотнений (ТМУ). Внедрение СГУ позволяет решить ряд существенных недостатков штатных уплотнений, а именно:

- снижение безвозвратных потерь масла;
- уменьшение потерь природного газа;
- снижение энергозатрат на организацию уплотнения ЦБН;
- повышение пожаробезопасности;
- снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Отсутствие масла в системе СГУ позволяет экономить до 0,75 тонны безвозвратных потерь турбинного масла в год за счет уноса масла из ТМУ потоком транспортируемого газа.

Дополнительным эффектом отсутствия потерь масла является предотвращения замасливания проточной части нагнетателя, АВО газа, технологических и магистральных газопроводов. Так, в результате загрязнения газа маслом пропускная способность газопровода снижается на 1-2% за счет повышения поверхностного трения. При применении ТМУ наличие масла высокого давления также приводит к повышению пожароопасности и снижает общую экологическую чистоту производства.

Поскольку для СГУ не требуется дополнительных насосных систем высокого давления для циркуляции масла, при эксплуатации СГУ отсутствует вспомогательное электропотребляющее оборудование. Система ТМУ потребляет 55 кВт*ч, в то время как система СГУ использует не более 5 кВт*ч.

Косвенным эффектом от внедрения СГУ является снижение потребляемой ЦБН мощности за счет существенного (в 10 раз и более) снижения потерь на трения в уплотнении. При снижении потребляемой нагнетателем мощности на 1%, расход топливного газа ГТУ сокращается примерно на 1 %.

Таблица 6. Потребляемая электрическая мощность АВОМ в год.

Наименование АВОМ	Потребляемая мощность, кВт*год	Затраты на электроэнергию, тыс.руб/год
АВОМ ООО «Газхолодтехника»	11400	63,27
Штатный АВОМ	110000	610,50

Таблица 7.

Мероприятие	Экономия, тыс.руб/год	Стоимость внедрения, тыс. руб	Окупаемость, лет
Внедрение АВОМ ООО «Газхолодтехника»	547,23 (98 600 кВт*ч)	6 154,998	11,2

Таблица 8. Экономический эффект от внедрения СГУ при условии наработки 5000 часов в год.

Составляющая экономического эффекта	Экономия в натуральной величине	Экономия, тыс.руб/год	Суммарная экономия, тыс.руб/год	Окупаемость, лет
Турбинное масло	0,75 тонн/год	40	13 536,3	1,35
Сокращение утечек газа из уплотнений	1 645 тыс.м3 газа/год	11 580,8		
Экономия электроэнергии	250 000 кВт*ч/год	1 387,5		
Экономия топливного газа	75 тыс.м3 газа/год	528		

Для оценки эффекта эмиссии от дегазации циркулирующего масла в качестве исходных данных приняты результаты исследований американской организации EPA (Environmental Protection Agency), производивших оценку утечек через газовый затвор [1]. При использовании ТМУ объем утечек составляет до 5,6 м^3/мин. Уровень утечек при использовании СГУ составляет 7 м^3/ч (0,117 м^3/мин).

Экономический эффект от внедрения СГУ, а также сроки окупаемости при стоимости внедрения 18 313 000 руб приведены в *таблице 8*.

ВНЕДРЕНИЕ ПЕРЕДНЕГО ВИНТОКАНАВОЧНОГО УПЛОТНЕНИЯ РОТОРА ОСЕВОГО КОМПРЕССОРА.

В качестве передних торцевых уплотнений на роторе осевого компрессора штатно установлено уплотнение лабиринтного типа. Основная задача данного уплотнения предотвратить подсос масляных паров со стороны уплотнения переднего подшипника. Во время пусков и остановов ГПА, а также на переходных режимах под воздействием осевого сдвига возможно задевание гребней роторной части уплотнения об ответную статорную часть. В следствии задевания нарушается геометрия щелевого канала уплотнения и, как следствие, попадание паров масла в проточную часть осевого компрессора, что приводит к резкому росту скорости образования отложений на поверхности рабочих и направляющих лопаток, снижению КПД компрессора, что в совокупности приводит к повышенному потреблению топливного газа ГТУ.

Винтоканавочное уплотнение также состоит из роторной и статорной частей, но в отличии от штатного лабиринтного уплотнения имеет значительно большую длину каналов уплотнения за счет криволинейности каналов. Общий вид винтоканавочного уплотнения представлен на *рис. 3*.

Данная конструкция позволяет нивелировать зависимость эффективности уплотнения от изменения радиального зазора при осевом сдвиге ротора, а также избежать вероятность контакта роторной и статорной частей при пуске и останове ГТУ.

Для оценки эффективности винтоканавочного уплотнения проведен сопоставительный анализ изменения КПД за межремонтный интервал двух ГПА с одинаковым техническим состоянием. Достигнуто уменьшение снижения КПД за межремонтный интервал на 1,1%. Экономический эффект и срок окупаемости от внедрения винтоканавочного уплотнения приведены в *таблице 9*.

ВНЕДРЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА НА ВЫХЛОПНОМ ГАЗОХОДЕ ГТУ ГПА ГТ-750-6.

Установка ГПА ГТ-750-6 имеет цеховое исполнение, т.е. агрегаты находятся в одном помещении, разделенным на галерею нагнетателей и машинный зал. Учитывая размеры машинного зала, где эксплуатирующий персонал выполняет работу, становится актуальным вопрос энергоэффективного отопления.

Таблица 9.

Экономия в натуральной величине	Экономия, тыс.руб/год	Стоимость внедрения, тыс. руб	Окупаемость, лет
1,1 % КПД 66,7 тыс.м^3 газа/год	469,5	255,5	0,54

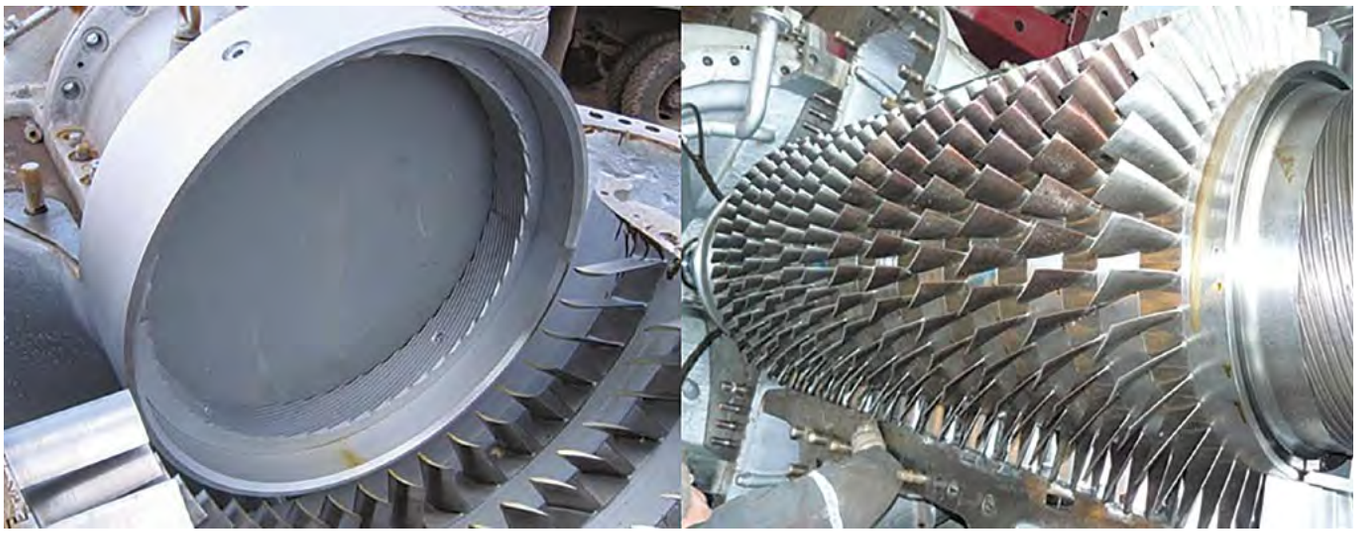


Рис. 3. Общий вид переднего винтоканавочного уплотнения ротора осевого компрессора.

Для решения данной задачи внедрен двухсекционный поверхностный теплогенератор производства ОАО «Сатурн-газовые турбины». Теплогенератор установлен на газоходе ГТУ ГПА ГТ-750-6 для отбора тепла и последующего отопления машинного зала.

По результатам натурных испытаний тепловая мощность теплогенератора составила 118 кВт (мощность одной секции 59 кВт). Разница температуры воздуха на входе и выходе теплогенератора 41 °С (на входе +16 °С, на выходе +57 °С). При этом влияние отбора теплоты от потока выхлопных газов, идущего на подогрев циклового воздуха в регенераторе компенсируется увеличением потребления топливного газа примерно на 1,5%. Экономия электроэнергии на обогрев машинного зала за счет использования тепла уходящих газов ГТУ из расчета продолжительности отопительного периода 7 месяцев (5000 часов) и тепловой мощности теплогенератора 118 кВт составит 590 000 кВт*ч/год.

Экономический эффект от внедрения и срок окупаемости представлены в *таблице 10*.

ВНЕДРЕНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОШУМОГЛУШЕНИЯ.

Для повышения качества условий труда обслуживающего персонала в машинном зале и исключения получения термических травм от прикосновения к поверхностям ГТУ с высокой температурной на ГПА ГТ-750-6 установлен кожух шумотеплозащитный (КШТ).

По результатам телевизионного обследования на максимальном режиме ГТУ температура на поверхности КШТ в зоне нахождения рабочего персонала составляет не более 32 °С, что полностью исключает возможность получения термических ожогов. Наглядное распределение температуры по поверхности КШТ и его общий вид представлен на *рис. 4*.

По результатам внедрения КШТ отмечено снижение уровня шума на 15 дБА в непосредственной близости от ГТУ. Снижение уровня шума благоприятно сказывается на здоровье эксплуатирующего персонала, снижается риск возникновения профзаболеваемости.

Таблица 10. Экономический эффект от внедрения СГУ при условии наработки 5000 часов в год.

Экономия, тыс.руб/год	Потери, тыс.руб/год	Итоговая экономия, тыс.руб/год	Стоимость внедрения, тыс. руб	Окупаемость, лет
3 274,5 (590 000 кВт*ч)	827,2 (117,5 тыс. м^3/год)	2 447,3	1 411,735	0,57

ПРИМЕНЕНИЕ СУХИХ УПРУГИХ ПЛАСТИНЧАТЫХ ТРАНСМИССИЙ.

Штатно на ГПА ГТ-750-6 для соединения ЦБН с промежуточным валом и передачей крутящего момента от ГТУ применяются зубчатые муфты. Зубчатая муфта представляет собой компенсирующую муфту, состоящую из полумуфт с внешними зубчатыми венцами и разъемной обоймы с двумя внутренними зубчатыми венцами. Использование зубчатой муфты, помимо основной задачи в передаче крутящего момента, позволяет компенсировать возникающее осевое, радиальное и угловое смещение валов. Это достигается за счет изготовления зубчатого зацепления с гарантированным зазором и возможностью свободного осевого смещения сопряженных зубьев. Зубья имеют бочкообразную форму со сферической внешней поверхностью. Компенсация отклонения от соосности валов сопровождается проскальзыванием зубьев. Такие муфты способны компенсировать небольшие отклонения, вызванные погрешностью при установке валов и смещение в процессе эксплуатации. Компенсирующая угловая способность ограничена величиной Δα=0,25-0,5°, компенсирующая способность при линейных смещениях Δ_0=3-4 мм, Δ_R=1,5-2 мм.

Практикой эксплуатации зубчатых муфт установлено, что основной причиной выхода из строя является износ зубьев. Износ профиля зубьев приводит к возникновению повышенной вибрации при работе, что негативно отражается на надежности подшипниковых узлов и ГПА в целом. Также, следствием износа зубьев является повышение уровня шума, оказывающего негативное воздействие на эксплуатационный персонал.

Альтернативным решением является применение пластинчатых муфт. Причины – высокий ресурс пластинчатых муфт, отсутствие необходимости их технического обслуживания, существенное снижение нагрузок на опоры соединяемых узлов агрегата и, как следствие, предотвращение преждевременного выхода из строя подшипниковых узлов и торцевых уплотнений.

В упругих пластинчатых муфтах крутящий момент передается через пакеты, состоящие из пластин стальной коррозионностойкой ленты толщиной 0,2-1,0 мм. Форма пластин – в виде диска (дисковая муфта) или в виде кольца (кольцевая муфта). Два

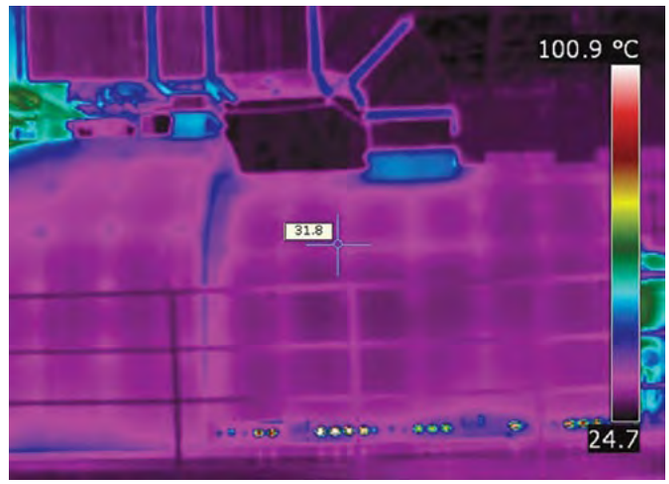


Рис. 4. Распределение температуры по поверхности КШТ.

Рис. 5. Общий вид КШТ.

упругих пакета соединены с двумя полумуфтами и проставкой при помощи призонных болтов. Каждый пакет упругих элементов является жестким в радиальном направлении и обладает податливостью только в угловом и осевом направлении. Два пакета, объединенные проставкой, могут компенсировать осевые, угловые и радиальные смещения. Все детали муфты соединены между собой жестко. Таким образом, муфта компенсирует все виды смещений соединяемых валов исключительно за счет упругих деформаций пакетов.

Упругая пластинчатая муфта препятствует бесконтрольному осевому перемещению валов на выбеге, поскольку при осевом смещении возникает упругая восстанавливающая сила, возвращающая валы к тому положению, которое задано при мон-

таже. При работе агрегата осевая реакция правильно смонтированной муфты и осевая нагрузка на подшипники машин не превышает 100 Н.

При компенсации радиальной нагрузки в зубчатой муфте опасность представляет не столько значительная величина возможной радиальной нагрузки, передаваемой на опоры, сколько циклический ударный вид нагрузки от проскальзывания и соударения зубьев уже при минимальной расцентровке.

Упругая пластинчатая муфта поглощает угловые и радиальные смещения мягко, без ударов и трения. Причем реакция по величине и направлению постоянна и вызывает только небольшие статические нагрузки на опоры. Даже при максимальной расцентровке в 0,50 мм, момент реакции не превысит 15 Н*м, а радиальная нагрузка – 120 Н*м.

В результате после замены штатной зубчатой муфты на упругую пластинчатую, производства «John Crane – Искра», вибрация и шум от трансмиссии снизился на 30-50%, существенно повысился ресурс подшипников и торцовых уплотнений ГПА.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение вышеописанных мероприятий на ГПА ГТ-750-6 позволяет существенно повысить показатели безопасности и надежности эксплуатации основного оборудования компрессорных станций. Это достигается за счет снижения утечек масла, автоматизации процессов и снижения влияния человеческого фактора, автоматизации регулирования АВОМ вне зависимости от погодных условий, повышение вибрационной устойчивости ГПА, предупреждение преждевременного выхода из строя особо ответственных узлов и деталей ГПА.

Под эгидой ООО «Газпром трансгаз Москва» отечественными предприятиями разработаны, доведены и внедрены в промышленную эксплуатацию узлы, детали и комплектующие ГПА ГТ-750-6, позволяющие создать на базе ГТ-750-6 агрегат, полностью отвечающего современным требованиям по безопасности, надежности, ремонтопригодности, энергоэффективности и экологическим показателям работы.

Внедренные мероприятия имеют эффекты энергоэффективности и повышения экологических параметров работы ГПА. При общей стоимости мероприятий в размере 74 730 814 руб., суммарный годовой экономический эффект составляет 18 494 710 руб./год.

Комплекс внедренных мероприятий позволяет вывести ГПА ГТ-750-6 на качественно новый конкурентоспособный уровень. С учетом срока общей окупаемости внедренных мероприятий, который составляет 4 года (при условии наработки 5000 часов в год), совершенствование ГПА данного типа является целесообразным и обоснованным. Учитывая существенный парк ГПА данного типа в ПАО «Газпром», внедрение современных технологий является крайне актуальным вопросом.

Внедренные мероприятия подтвердили ожидаемый эффект в рамках промышленной эксплуатации. Таким образом, все вышеописанные технические решения готовы для тиражирования в нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Степовиков С.Н. Принцип действия, технологические стандарты и требования к проектированию и эксплуатации систем сухих газовых уплотнений // Нефтегазовое дело. 2005. № 2. С. 29.

2. СТО Газпром 2-1.20-601-2011 «Методика расчета эффекта энергосбережения топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа».

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»

КОМПЛЕКС НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ПРЕДПУСКОВЫХ ОПЕРАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ «СИЛА СИБИРИ»

Авторский коллектив:
Лун-Фу Александр Викторович,
Огрызков Павел Александрович,
Киселев Виктор Владимирович,
Пантелеев Валентин Павлович,
Маслов Алексей Станиславович.

Одним из главных направлений обеспечения национальной безопасности Российской Федерации в экономической сфере на долгосрочную перспективу является энергетическая составляющая и, как следствие, обеспечение стабильности функционирования систем энерго- и теплоснабжения. Важная роль в реализации этой цели принадлежит топливно-энергетическому комплексу, одной из основных частей которого является газовая промышленность.

В настоящее время ПАО «Газпром» является собственником и оператором единой системы газоснабжения, обеспечивающей транспортировку, хранение и доставку природного газа в регионы Российской Федерации, в страны дальнего и ближнего зарубежья.

Единая система газоснабжения является наиболее капиталоемкой частью основных фондов ПАО «Газпром», суммарная протяженность магистральных газопроводов превышает 170 тыс. км. Основной целью политики ПАО «Газпром» в области технического регулирования является повышение качества и конкурентоспособности продукции, работ и услуг, в том числе и на международном рынке.

Разработка и внедрение комплекса научно-технических решений при выполнении предпусковых операций на магистральном газопроводе «Сила Сибири» выполнялась в соответствии с Поручением Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллера (от 17.06.2013 № 01-1746), решениями совещания ПАО «Газпром» по решению вопросов, связанных с проведением совместных испытаний различных технических категорий участков магистрального газопровода «Сила Сибири» от 19.10.2017 № 03/33-515 и приказом ПАО «Газпром» от 20.07.2017 № 514 «Об утверждении Плана мероприятий по обеспечению подачи газа и ввода в эксплуатацию объектов инвестиционных проектов «Обустройство Чаяндинского НГКМ» и «Магистральный газопровод «Сила Сибири» в 2019 году».

Комплекс работ по очистке полости, испытаниям на прочность и осушке занимает особое место в жизненном цикле магистральных газопроводов. Находясь на рубеже между сооружением магистрального газопровода и его вводом в эксплуатацию, эти операции позволяют оценить качество строительных работ и определить важнейшие показатели готовности газопровода к эксплуатации – чистоту его полости, прочность и герметичность, уровень влажности; а также оценить реальную конструктивную надежность отдельных участков и газопровода в целом.

При первичном заполнении вводимого в эксплуатацию газопровода природным газом крайне важно обеспечить безопасность на всех стадиях данной операции, а также исключить превышение проектных температурных и динамических нагрузок на газопровод, поскольку это может негативно повлиять на безопасность его дальнейшей эксплуатации.

Для решения проблемы повышения качества строительства магистральных газопроводов, в частности работ, входящих в комплекс предпусковых операций, потребовалась разработка комплекса нормативно-методических документов системы стандартизации ПАО «Газпром», проведение ряда натурных экспериментов, разработка, апробация и внедрение технических решений, направленных на совершенствование порядка и технологии пред-

пусковых операций при строительстве магистральных газопроводов.

Целевыми задачами разработки комплекса научно-технических решений при выполнении предпусковых операций на магистральном газопроводе «Сила Сибири» стали:

- обеспечение заданного уровня надежности и безопасности эксплуатации объектов магистральных газопроводов на основе внедрения инновационных технических решений;
- сокращение затрат на ремонт объектов магистрального газопровода в начальный период эксплуатации магистрального газопровода;
- обеспечение соответствия качества природного газа, поставляемого отечественным потребителям и на экспорт требованиям нормативных документов и контрактным обязательствам ПАО «Газпром».

Впервые в мировой и отечественной практике широко применен высокоэффективный способ очистки полости трубопроводов сложной пространственной конфигурации и переменного диаметра, которые не представляется возможным очистить при помощи внутритрубных устройств, и которые ранее являлись источником загрязнений, способных привести к поломке трубопроводной арматуры.

В ходе проведенных исследований были разработаны:

– технологии осушки полости магистральных газопроводов путем продувки сухим воздухом и вакуумированием, основанные на расчетных моделях тепло- и массообменных процессов, сопровождающих осушку. Технологии основаны на учете условий проведения работ, что позволяет оптимизировать технологические параметры, а также предусматривают объективный контроль качества на всех этапах работ;

– способ контроля качества осушки полости газопроводов путем продувки сухим воздухом и интенсификации процесса осушки, позволяющий достоверно определить местоположения источников влаги в случае их наличия, а также способ контроля качества осушки полости трубопроводов при помощи вакуумирования;

– система фиксации результатов осушки полости, позволяющая оценивать качество результатов замеров, выполнявшихся в процессе осушки и выявить недостоверные данные;

– технология безопасного заполнения природным газом магистральных газопроводов, основанная на учете ограничений по допустимым температурам труб, соединительных деталей и арматуры, скорости газа и допустимому влагосодержанию, учитывающая требования по вытеснению азота, а также позволяющая контролировать продолжительность выполнения операций;

– модели тепломассообменных процессов, происходящих в трубопроводах в процессе их осушки путем продувки сухим воздухом и вакуумированием. Разработаны требования к техническим средствам контроля параметров осушки участков газопроводов, позволяющие обеспечить объективный контроль качества процедур осушки полости магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях;

– модель термодинамических процессов, сопровождающих вытеснение азота из участков магистрального газопровода, подлежащих заполнению природным газом. Разработана технология вытеснения азота из участков линейной части магистрального газопровода, учитывающая технологические ограничения по равенству объемных расходов вытесняемого азота и природного газа, подаваемого при заполнении, минимально допустимой температуры трубопровода, соединительных деталей и арматуры, максимально допустимой скорости движения газа в газопроводе, а также ограничение по влагосодержанию подаваемого природного газа;

– технологический регламент заполнения азотом и природным газом магистрального газопровода «Сила Сибири»;

– специальная рабочая инструкция по вытеснению азота и заполнению природным газом внутренней полости магистрального газопровода «Сила Сибири» – алгоритм реализации контрольных и корректирующих мероприятий, внедренных на построенных и осушенных участках магистрального газопровода «Сила Сибири», подлежащих заполнению природным газом.

Таким образом, за счет внедрения разработанных новых технологий и методик, путем применения нормативно-методической базы и в ходе полевого научно-методического сопровождения предпусковых операций на магистральном газопроводе «Сила Сибири» удалось вывести на принципиально новый уровень качество

строительно-монтажных работ на магистральных газопроводах и избежать затрат на ликвидацию возможных неисправностей. Работы по первоначальному заполнению природным газом магистрального газопровода «Сила Сибири» были вы-полнены в соответствии с вышеуказанными документами, что позволило успешно и в запланированный срок ввести в эксплуатацию магистральных газопровод.

В результате проведенных исследований получен уникальный комплекс научно-технических решений, внедренных при выполнении предпусковых операций на магистральном газопроводе «Сила Сибири», что позволило существенно повысить качество и эффективность работ, уменьшить риски и сократить издержки ПАО «Газпром» при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов.

ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОБИЛЬНОЙ СЕПАРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ (МСУ) В КАЧЕСТВЕ ВРЕМЕННОЙ АЛЬТЕРНАТИВЫ УСТАНОВКЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА (УКПГ)

Авторский коллектив:
Кудряшов Роман Игоревич,
Шинкаренко Алена Максимовна.

В настоящий момент нефтегазодобывающие компании сталкиваются с проблемой, связанной с отсутствием инфраструктуры, необходимой для освоения месторождений. Как правило, проблема решается строительством установок комплексной подготовки газа., необходимых для подготовки сырья к транспор-тировке до потребителя. В ходе реализации проектов строительства возникают проблемы, связанные со срывами сроков проектировочно-изыскательских, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, невыполнение договорных обязательств со стороны подрядной организации и как следствие невыполнение графика строительства объекта. Возникает риск недостижения показателей добычи и невыполнение бизнес-плана в части добычи природного газа и жидких углеводородов.

Проект представляет собой реализуемый вариант амортизации невыполнения бизнес-плана по добыче ПГ (природного газа).

В результате проведенной работы найдено решение по компенсации ущерба, вызванного невыполнением сроков строительства УКПГ (условного). А именно, в результате анализа предлагается внедрение в практику эксплуатации мобильных сепарационных установок. МСУ, предназначенных для гидродинамического исследования скважин, в качестве первичной сепарации скважинной продукции. Доказана экономическая целесообразность проекта.

Обеспечено достижение добычи природного газа с «N» куста и осуществлена компенсация невыполнения бизнес плана в части добычи природного газа. Получена дополнительная добыча газового конденсата.

Эксплуатация установки предполагается до сдачи УКПГ в эксплуатацию по смещенным срокам строительства. После сдачи УКПГ, учитывая мобильность МСУ, существует потенциальная возможность переместить установку на другие кусты газовых скважин с ограниченной инфраструктурой и осуществить запуск простаивающего фонда.

ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

ПРОВЕДЕНИЕ МГРП В ЗБС СО СПЛОШНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ

Автор: Лихачев Дмитрий Сергеевич.

ООО «РН-Пурнефтегаз» является оператором по добыче, подготовке и сдаче нефти, газа и газового конденсата на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» в Ямало-Ненецком автономном округе.

Общество выполняет агентские обязательства перед ПАО «НК «Роснефть» по проведению определенных видов работ, связанных с планированием и проведением геологоразведочных работ, выполнению и мониторингу условий лицензионных соглашений, ведению баланса запасов и прочих действий, направленных на выполнение агентских услуг в соответствии с условиями договора.

Приоритетными направлениями деятельности Общества является интенсификация геологоразведки, наращивание сырьевой базы, стабилизация добычи нефти и увеличение добычи газа, реализация газовой программы и модернизация трубопроводов, постоянный рост эффективности управления, развитие и мотивация персонала.

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы все больше внимания уделяется запасам, находящимся в низкопроницаемых коллекторах, поэтому компоновки заканчивания для МГРП занимают особую нишу в технологиях заканчивания скважин.

Применяемые, на данный момент, технологии МГРП в ЗБС имеют следующие технологические недостатки: продолжительный цикл реконструкции скважины, ограничения и необходимость в расстановке заколонных пакеров, возможные негерметичности цементировочной муфты после нормализации, риски недопуска хвостовика до проектной глубины из-за большого количества элементов.

У ООО «РН-Пурнефтегаз» одна из проблем применения стандартной технологии является повышенная кавернозность территории, в следствие этого появляются дополнительные риски. Кроме того, существенного сокращения цикла ЗБС с МГРП при текущем развитии организации работ и технологий невозможно добиться без изменения компоновки заканчивания.

Учитывая все вышеописанные недостатки, был разработан принципиально новый подход – совместить преимущества систем заканчивания со сплошным цементированием и муфт ГРП, активируемых шарами.

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

Для проведения опытно-промышленных работ (ОПР) было разработано соответствующее оборудование для реализации описанной технологии российской сервисной компании. Оно представлено в двух типоразмерах 102 мм и 114 мм и предназначается, в первую очередь, для скважин с ЗБС, ввиду более очевидных плюсов по сравнению с применяемой компоновкой.

Новая компоновка заканчивания состоит из муфт ГРП, активируемых шарами, разделение стадий ГРП происходит с помощью цементного камня (ЦК) (*Рис. 1*). При этом, для обеспечения возможности сплошного цементирования цементировочные пробки должны беспрепятственно проходить через седла муфт ГРП и осуществлять эффективную очистку, как внутреннего пространства бурильной трубы, так и хвостовика с муфтами ГРП. После анализа и испытаний конструкции с одной продавочной пробкой (без подвесной), пришли к выводу, что данная конструкция к моменту «работы» в хвостовике разрушается и, есть риски некачественной очистки хвостовика от цементного раствора с соответствующими рисками при ГРП. Для снижения данного риска была принята конструкция с двумя пробками – продавочной (сбрасываемой с поверхности) и подвесной (устанавливаемой в установочном инструменте пакер-подвески), что в свою очередь вносит ограничения на минимально-возможный диаметр седла муфты ГРП, активируемой шарами. Учитывая, что для

скважин ЗБС характерно 3-4 стадии МГРП, то данное ограничение не является существенным недостатком.

Сравнивая новую компоновку со «стандартной» (повсеместно применяемой) для МГРП в ЗБС с манжетным цементированием можно выделить клю-евые отличия, приведенные в таблице ниже.

Исходя из приведенных выше особенностей, данная технология обладает рядом преимуществ по сравнению с применявшейся до этого момента технологией МГРП с манжетным цементированием:

1. Облегченный спуск хвостовика (за счет исключения из компоновки разобщающих пакеров снижается «жесткость» хвостовика, минимизируются эффекты «нагребания» шлама и риски непрохождения при кавернах и повышенных пространственных интенсивностях);

2. Более герметичная конструкция хвостовика (за счет исключения из компоновки муфт: манжетного цементирования, циркуляционной и нормализации, заколонных пакеров -«слабых» мест с потенциальной негерметичностью);

3. Сокращение цикла строительства/реконструкции скважины: 3.1) отсутствует необходимость в нормализации хвостовика и после цементирования можно сразу демонтировать станок ЗБС; 3.2) не требуется проводить сплошную проработку ствола роторной жесткой компоновкой (более быстрая подготовка ствола к спуску хвостовика);

4. Адресное формирование трещин ГРП (консолидированное развитие трещины непосредственно напротив порта ГРП);

Рис. 1. Принципиальная схема заканчивания для МГРП в ЗБС по новой технологии.

5. Экономический эффект (за счет уменьшения сроков реконструкции скважины и исключения из компоновки заколонных пакеров и муфт: манжетного цементирования, циркуляционной и нормализации);

6. Имеется потенциал к сокращению длины открытого ствола скважины за счет бурения с большей пространственной интенсивностью, либо потенциал к увеличению длины горизонтального участка и увеличению количества стадий (при необходимости).

Что касается особенностей (недостатков) технологии, то к ним можно отнести следующее:

Таблица 1.

МГРП В ЗБС С МАНЖЕТНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ (ПРИМЕНЯЕМАЯ)	МГРП В ЗБС СО СПЛОШНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ (НОВАЯ)	ТЕХНОЛОГИЯ / КРИТЕРИИ
МАНЖЕТНОЕ	СПЛОШНОЕ	МЕТОД ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
НЕТ	**ДА**	ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ ПРОБКИ ПРОХОДЯТ ЧЕРЕЗ МУФТЫ ГРП
ДА	**НЕТ**	НАЛИЧИЕ ЗАКОЛОННЫХ ПАКЕРОВ
ЗАКОЛОННЫМИ ПАКЕРАМИ	ЦЕМЕНТНЫМ КАМНЕМ	РАЗДЕЛЕНИЕ ЗОН ГРП
ДА	**НЕТ**	НАЛИЧИЕ КОМПОНОВКИ ПАКЕРА ДЛЯ МАНЖЕТ. ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
ДА	**НЕТ**	НЕОБХОДИМОСТЬ НОРМАЛИЗАЦИИ ЦЕМЕНТНОГО СТАКАНА И ПАКЕРА ДЛЯ МАНЖЕТ. ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
ДО 4-Х		КОЛИЧЕСТВО СТАДИЙ ГРП
РАСТВОРИМЫМИ ШАРАМИ / ГИДРАВЛИЧЕСКИ (СОЗДАНИЕМ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ)		АКТИВАЦИЯ МУФТ ГРП / ПЕРВОЙ МУФТЫ ГРП

1. Риск преждевременного открытия муфты ГРП первой стадии (гидравлической). Ввиду активации от абсолютного давления необходимость подбора и расчета давления активации первой муфты ГРП в зависимости от вертикальной глубины, плотности растворов, давлений при цементировании;

2. Необходимость качественного цементирования горизонтального участка. Для качественного разделения стадий ГРП и снижения рисков осложнений при ГРП необходимы дополнительные мероприятия для повышения качества цементирования.

3. Увеличение стадий ГРП возможно только за счет увеличения диаметра шаров и седел. Ввиду фиксированного минимального диаметра седла шаровой муфты ГРП (для обеспечения прохождения цементировочных пробок), увеличение стадий ГРП возможно только с увеличением диаметров шаров и седел, что требует увеличения диаметра НКТ, устьевой обвязки и т.д.

РИСКИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ

Был проведен анализ рисков, и разработаны мероприятия по их снижению. Основными рисками и их пути решения были определены следующие:

1. Риск проведения ГРП через башмак хвостовика, ввиду отсутствия активационной муфты: а) минимальное расстояние между башмаком хвостовика и «стоп» - патрубком (цементный стакан) - ~20-24м;

2. Риск неоткрытия первой муфты ГРП по причине наличия цементного раствора (неудовлетворительная очистка внутреннего пространства хвостовика): а) расстояние между стоп» патрубком и первой муфтой ГРП не менее 30м; б) процедура промывки цементировочной линии перед пуском продавочной пробки; в) включение за пробкой буферной жидкости (вода) в объеме не менее 2м^3;

3. Риск негерметичности ЦК и прорыва трещины ГРП между стадиями и по заколонному пространству: а) цементирование с применением цементного раствора нормальной плотности с эластификаторами в интервале горизонтального ствола для сопротивления циклическим нагрузкам при МГРП; б) расстановка по 2 центратора на трубу за 2 трубы до и за 2 трубы после каждой муфты ГРП;

4. Риски осложнений и высоких трений при ГРП, связанные с кольматацией ПЗП, при проведении ГРП на первой стадии: а) продавка цементного раствора осуществляется солевым раствором + техническая вода; б) срезка после цементирования и долив скважины осуществляется на солевом растворе;

5.Риск преждевременной активации первой муфты ГРП во время операций по промывкам, активации и цементированию хвостовика (особенность конструкции): а) расчет с помощью ПО давлений в трубном пространстве при активации оборудования и цементировании.

Было понятно, что для эффективного противодействия высоким циклическим нагрузкам при МГРП обычные цементные растворы не подходят ввиду их растрескивания и разрушения, что также приводило к недостаточной изоляции стадий и рискам при проведении МГРП. Исходя из данной логики, идеальными вариантами было, или добавление эластификаторов в ЦР нормальной плотности (1,8-1,9г/см^3), или применение пеноцементов – смесь цементного раствора нормальной плотности, пенообразователя и газа (обычно азот). В качестве основного варианта был выбран вариант применения цементного раствора нормальной плотности с эластификаторами в горизонтальном стволе, а в качестве альтернативного (ввиду некоторых организационных сложностей) – пеноцементирование.

ПРОВЕДЕНИЕ СТЕНДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ

Как описывалось выше, для снижения опасений и рисков до начала выполнения работ решено было провести стендовые испытания оборудования заканчивания.

- на продавку цементного раствора и прохождение тандема цементировочных пробок;

- на оценку срабатывания муфт ГРП в цементном камне.

Первая часть испытаний подразумевала сборку компоновки заканчивания, состоящей из: стоп-патрубка; муфт ГРП, активируемых шаром (3шт), с фактическими размерами посадочных седел; гидравлически-активируемой муфты ГРП; патрубков обсадной трубы 102мм длиной 3м для разделения вышеуказанных элементов (*Рис.2*). После сборки, в испытательную компоновку было залито порядка 100л цементного раствора нормальной плотности, установлен тандем продавочной и подвесной

пробок (*Рис.3*), и подсоединена циркуляционная линия. Далее выполнена продавка цементного раствора и пробок водой с расходом насоса 3-4 л/с с фиксацией давления в нагнетательной линии.

По результатам проведения данной части испытаний, был зафиксирован максимальный рост давления до 10атм (при прохождении пробками минимального посадочного седла), а при прохождении муфт ГРП с большими диаметрами посадочных седел рост давления составлял от 2 до 5атм – пробки успешно прошли через все муфты ГРП и успешно зафиксировались в стоп- патрубке, преждевременной активации муфт не произошло.

Вторая часть испытаний состояла из цементирования муфт ГРП в кожухах, имитирующих объемный коэффициент кавернозности 1,3, что является очень консервативным вариантом. Муфты ГРП были зацементированы цементным раствором с подобранной для этого проекта рецептурой и плотностью 1,9 г/см^3, после чего оставлены на ОЗЦ на 24 часа (*Рис. 4*).

По окончании ОЗЦ была выполнена соответствующая активация муфт ГРП – гидравлически (созданием давления) и шаром (*Рис.5*). Активация муфт прошла при плановом давлении с разрушением цементного камня и циркуляции через него. После осмотра муфт было подтверждено полное открытие циркуляционных муфт ГРП.

По результатам стендовых испытаний были подтверждены технические характеристики оборудования, и сняты опасения касательно рисков при применении на скважинах, что позволило перейти непосредственно к этапу подбора скважин кандидатов и этапу планирования фактических работ.

Рис. 2. Внешний вид собранной испытательной компоновки.

Рис. 3. Внешний вид тандема цементировочных пробок после проведения испытания.

Рис. 4. Внешний вид зацементированной муфты ГРП после снятия наружного кожуха.

Рис. 5. Внешний вид зацементированной муфты ГРП после активации муфт ГРП.

ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ И ИХ РЕЗУЛЬТАТЫ

По итогам реализации технологии было выполнено заканчивание четырех скважин на объектах ООО «РН-Пурнефтегаза» ЗБС с хвостовиками 102мм и 114мм (по 2 скважины).

Стоит отметить, что на одной из скважин ввиду постоянных поглощений с высокой интенсивностью вплоть до полной потери циркуляции во время бурения и подготовки ствола скважины к спуску хвостовика цементирование раствором нормальной плотности несло крайне высокие риски поглощения, снижения качества крепления и риски осложнений при ГРП. Ввиду этого был проработан альтернативный вариант по пенному сплошному цементированию. Это решение позволило провести работу по креплению штатно, с сохранением цементным камнем свойств сопротивления циклическим нагрузкам при МГРП.

Так же получен отрицательный опыт проведения ГРП на первой стадии на скважинах ЗБС без замещения трубного пространства на рассол или техническую воду. Осложнения и повышенные трения связаны с оставлением в скважине

Рис. 6. Сравнение сокращения цикла заканчивания для двух компоновок заканчивания.

бурового раствора с твердой фазой (выбуренная порода, кольматант) и его закачкой в первый интервал ГРП на стадии замещения – происходит кольматирование и закупоривание коллектора в интервале ГРП.

По итогам проведения МГРП были сделаны следующие выводы:

• Цементный камень, в том числе ЦК нормальной плотности, не является значительным препятствием для проведения ГРП;

• Повышенных утечек, прорывов между стадиями при ГРП не зафиксировано. Изоляция цементным камнем удовлетворительная и сопоставима с изоляцией заколонными пакерами;

• Свидетельств негерметичности хвостовика, при производстве МГРП обнаружено не было;

• Открытие муфт ГРП, в том числе на первых стадиях, происходило без осложнений;

• Подтверждена важность оставления скважины на чистом рассоле (без твердой фазы) перед этапом проведения МГРП.

Подытоживая, практически все этапы проекта были выполнены успешно без существенных отклонений от планов работ, что позволило признать проект успешным и принять решение о тиражировании технологии на скважинах с МГРП при реконструкции методом ЗБС.

СРАВНЕНИЕ СОКРАЩЕНИЯ ЦИКЛА РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН С МАНЖЕТНЫМ И СО СПЛОШНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ

Что касается ожидаемого сокращения цикла реконструкции скважины, то он сокращен в среднем на 2,47 суток, по сравнению со скважинами с заканчиванием компоновками для МГРП, но с манжетным цементированием. Данное сокращение достигнуто за счет исключения операций по сборке/разборке КНБК, СПО, промывок и нормализации компоновки пакера для манжетного цементирования. На рисунке ниже приведено сравнение циклов заканчивания (начиная от начала спуска хвостовика до монтажа фонтанной арматуры) для скважин с МГРП с манжетным цементированием («стандартная» технология) и МГРП со сплошным цементированием.

Ввиду того, что на скважинах ОПР подготовка ствола выполнялась «стандартным», выработанным для скважин МГРП подходом – сплошной проработкой ствола скважины роторной КНБК, то имеется потенциал к дальнейшему сокращению за счет более простой подготовки скважины к спуску хвостовика (в режиме шаблонировки). Это дает потенциальное сокращение еще, в среднем, на 1,8 суток.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Основной экономический эффект достигается за счет сокращения цикла реконструкции скважины, а именно сборка/разборка КНБК, СПО, промывок и нормализации компоновки пакера для манжетного цементирования, новая технология наиболее выгодна для проведения МГРП в ЗБС. Основные расходы подсчитаны и приведены в *таблицах 5 и 6.*

На одну скважину получаем экономический эффект +2634 тыс.руб с учетом нового оборудования, дополнительных затрат и сокращения времени

Таблица 5.

ВИДЫ ЗАТРАТ		ЦЕНА ЗАТРАТ ТЫС. РУБ	ВСЕГО ТЫС. РУБ
ЗБС	4 СУТОК	833	3332
МОДУЛЬ ПАКЕРА ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО	5 ШТ.	276	1380
ПАКЕР	1 ШТ.	408	408
		ИТОГО:	5120

Таблица 6.

ОБОРУДОВАНИЕ	НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ТЫС. РУБ	БАЗОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ТЫС. РУБ	РАЗНИЦА, ТЫС.РУБ
ЦЕНТРАТОРЫ	710	260	450
ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ	2426,3	1250	1176,3
МУФТЫ	1688,4	828	860,4
		ИТОГО:	2486,7

при бурении на 4 суток получаем экономию. В перспективе можно отказаться от проведения геофизики (ГИС), потому что в дальнейшем не нужно будет определять кавернозность, т.к. отсутствуют пакера, а это еще +1360 тыс.руб. Итого на одну скважину получаем экономический эффект +3994 тыс.руб.

В данном проекте было проведено МГРП в ЗБС со сплошным цементированием на 4 скважинах, экономический эффект составил 15976 тыс.рублей. В дальнейшем плане будет использован новый метод на 5 других скважинах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате комплексного подхода к планированию технологии, испытаниям оборудования заканчивания, оценке рисков и выполнению работ был получен успешный опыт внедрения новой технологии двух типоразмеров, ранее не применявшейся в Компании.

По итогам реализации технологии были получены следующие результаты:

- Внедрена новая технология в заканчивании ЗБС, ранее не применявшаяся в Компании для хвостовиков 2-х типоразмеров 102мм и 114мм.
- На всех скважинах ОПР хвостовики спущены, активированы и зацементированы штатно без отклонений от плана работ. Осложнений/инцидентов не зафиксировано.
- Подтверждена штатная работа тандема пробок (подвесная и продавочная) и очистка хвостовика от ЦР.
- Цикл реконструкции скважины методом ЗБС сокращен среднем на 2,47 суток (8-10% от времени цикла реконструкции скважины для МГРП с манжетным цементированием).
- Имеется потенциал к дальнейшему сокращению за счет более простой подготовки скважины к спуску хвостовика (в режиме шаблонировки) – еще на ~1,8 суток.
- Штатно выполнены операции по ГРП, подтверждена возможность проведения ГРП в цементном камне, в том числе в ЦК нормальной плотности.
- Подтверждена надежность и возможность изоляции затрубного пространства между стадиями ГРП цементным камнем.
- Подтверждена важность замещения скважины на рассол и техническую воду (оставление всей скважины (трубное пространство) на рассоле – непосредственно влияет на успешность проведения первой стадии ГРП.
- На одной из скважин опробована технология сплошного пеноцементирования хвостовика в горизонтальном стволе с последующим МГРП.
- Сокращение стоимости применения технологии по сравнению с базовым составляет 16 000 тыс. руб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для техникумов.– 5-е издание,перераб. и доп.– Недра, 1985.– 421 с.

2. Валько П., Олини Р., Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. — Москва- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. -236 с.

3. Епихин А.В. ст. преп. кафедры бурения скважин Технология бурения нефтяных и газовых скважин – Томск: 2015. – курс лекций 95с.

4. Проселков Ю.М., Булатов А.И., Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин, глава 14, Цементирование скважин, 47с.

5. Bellarby. J.. "Well Completion Design". 1st Edition. (Проект заканчивания скважин, том 56, 1 издание)- 2009-726с. ISBN-9780444532.

ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

ОРГАНИЗАЦИЯ КАНАЛОВ СВЯЗИ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Авторский коллектив:
Филиппов Никита Николаевич,
Стецюк Илья Александрович.

В рамках реализации стратегии-2022 ПАО НК «Роснефть», блока РиД, одними из ключевых, на текущий момент являются следующие направления:

• Снижение удельного э/потребления мех.фондом скважин на 3% по итогам 2022 г.

• Программа по снижению операционных расходов в соответствии с директивами на 2-3% ежегодно.

• Увеличение межремонтного периода на 10% по итогам 2022 г.

В данной работе рассматривается новый метод передачи данных с производственных объектов нефтегазодобычи, при помощи высоковольтных линий, целью реализации которого является реализация вышеуказанных задач.

На текущий момент из методов передачи данных наиболее популярным является способ передачи данных через радиосигнал. Данный метод требует строительства большого количества радиопередатчиков, а также дополнительных объектов, необходимых для передачи наиболее качественного сигнала.

Метод «BPL» включает в себя наиболее оптимальное решение в плане капитальных затрат, при этом качество сигнала не ухудшается.

В ООО «РН-Пурнефтегаз» 2019 году потери по нефти в результате возникновения внутрисменных

Вариант А Строительство «традиционных» каналов связи			
Капитальные затраты			
Показатель	Ед. изм.	Значение	Источник данных
Стоимость комплекта оборудования для организации «традиционных» каналов связи на Тарасовском направлении	руб/шт	167 005 212	Без НДС, Коммерческое предложение одной из ПО (стоимость оборудования для строительства канала связи)
Итого затраты на оборудование «традиционных» каналов связи	Млн. руб.	167,005	Расчет
Вариант Б Организация каналов связи по ВЛ 6–10кВ			
Капитальные затраты			
Показатель	Ед. изм.	Значение	Источник данных
Стоимость комплекта оборудования для организации канала связи на Тарасовском направлении по ВЛ 6–10Кв	руб/шт	27 889 511	Коммерческое предложение ПО (стоимость оборудования для строительства канала связи)
Итого затраты на оборудование каналов связи по технологии PLC	Млн. руб.	27,89	Расчет
Расчет экономического эффекта:			
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ	МЛН. РУБ.	139,12	РАСЧЕТ

Рис. 1.

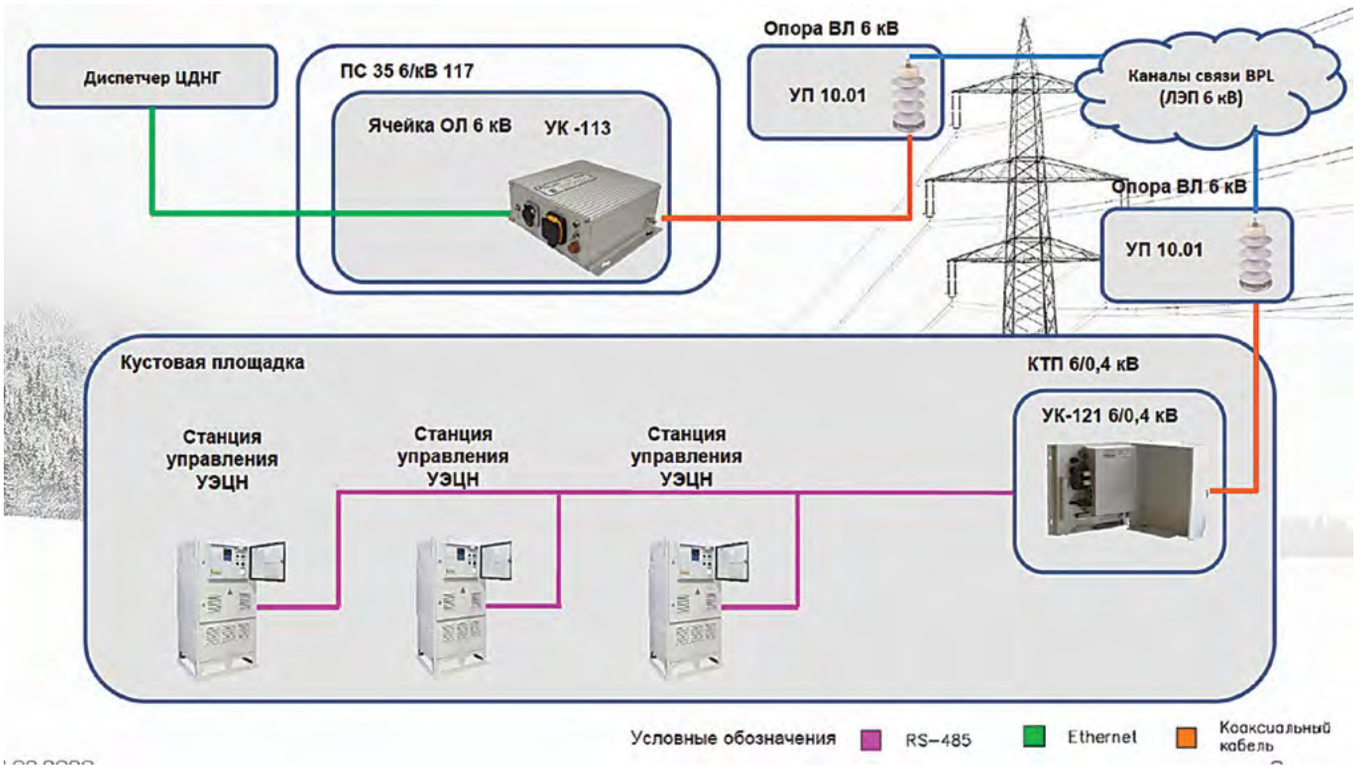


Рис. 2.

простоев по технологическим причинам составили 5 156 тонн (119 268 592 руб/тонн), общее время простев составило 663 часа, средние потери за час простоя составили 7,8 тонн. Предлагаемая технология позволяет преждевременно определять предпосылки к возникновению аварийных ситуаций и как следствие сократить объем внутрисменных простоев ориентировочно на 25% (объем потерь составляет 1 291тонну, что в денежном эквиваленте выражается в 29 863 412 рублях).

На *рис. 1* приведен сравнительный анализ затрат от рассматриваемых методов, который показывает наибольшую экономическую эффективность технологии BPL.

Способ передачи данных по каналам высоковольтных линий позволит передавать следующую информацию:

1. Параметры работы скважин, в режиме «онлайн», что повышает уровень оперативности принятия производственных решений.

2. Показатели энергопотребления, что позволит получать наиболее точные данные, а также принимать наиболее оптимальные решения по улучшению энергоэффективности.

3. Позволяет передавать видеосигнал, что повышает уровень показателей в области ОТ, ПБ и ООС, а также повышает уровень сохранности нефтепромысловых объектов.

4. Обеспечивать телефонной связью удаленные объекты, на которых обычная телефонная связь недоступна.

Педлагаемая схема передачи данных представлена на *рис. 2*.

На текущий момент в ООО «РН-Пурнефтегаз» инициирован процесс начала реализации проекта опытно-промышленных испытаний предлагаемой технологий с трем компаниями (ООО «НПК РОТЕК», ООО «ЭНЕРГОЛАЙН», ООО «НПО «МИР»).

Мною совместно с работниками подрядных организаций проведен подбор целевого фонда скважин, а также участие в монтаже всех необходимых блоков для работоспобности блоков, обеспечивающих работоспособность передачи информации по технологии «BPL». Оборудование смонтировано на 124 кусту Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз». Задействовано 5 станций управления, по каждой из них был установлен канал связи. Получили все необходимые технологические

параметры (токовые параметры, значение уставок защит и т.д).

Данный канал связи дает возможность получить любые данные со станции управления в том числе и удаленное управление. апробация качества передачи сигнала по технологии «BPL».

Предлагаемая технология позволит значительно повысить уровень цифровизации процесса добычи нефти, в том числе улучшить следующие показатели:

1. Повысить уровень контроля за работой скважин.

2. Ведение корректного учета энергопотребления.

3. Видеоконтроль за состоянием объектов нефтегазодобычи Общества, а также повышение уровня показателей ОТ, ПБ и ООС.

4. Сокращение операционных расходов за счет предотвращения количества технологических операций.

5. Сокращение внутрисменных простоев скважин и как следствие сокращение потерь добычи нефти.

ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЙ НА ФОНТАННОЙ АРМАТУРЕ

Автор: Сагитдинов Роман Рашитович.

ООО «РН-Пурнефтегаз» является оператором по добыче, подготовке и сдаче нефти, газа и газового конденсата на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть» в Ямало-Ненецком автономном округе.

Общество выполняет агентские обязательства перед ПАО «НК «Роснефть» по проведению определенных видов работ, связанных с планированием и проведением геологоразведочных работ, выполнению и мониторингу условий лицензионных соглашений, ведению баланса запасов и прочих действий, направленных на выполнение агентских услуг в соответствии с условиями договора.

Приоритетными направлениями деятельности Общества является интенсификация геологоразведки, наращивание сырьевой базы, стабилизация добычи нефти и увеличение добычи газа, реализация газовой программы и модернизация трубопроводов, постоянный рост эффективности управления, развитие и мотивация персонала.

ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений часто возникает проблема гидратообразования. Потеря доходов или отсрочка в их получении, а также затраты, связанные с ликвидацией закупорки в эксплуатационной системе, могут быть значительными. Поэтому вопросы предотвращения гидратообразования и удаления гидратных пробок являются актуальными при эксплуатации месторождений.

На сегодняшний день существует ряд способов борьбы с гидратообразованиями, связанных с тепловыми и химическими воздействиями, однако у данных способов имеются свои недостатки.

Настоящая проектная работа направлена на поиск технических решений по ликвидации гидратообразований на фонтанной арматуре, а также сокращению материальных и финансовых ресурсов ООО «РН-Пурнефтегаз» и компании в целом.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯМИ

Для того, чтобы понять какой из методов самый эффективный, был проведен сравнительный анализ методов борьбы с гидратообразованиями.

Были выбраны три самых используемых методов в нашем обществе, а именно: проведение горячих обработок нефтью, отпарка ППУ, и закачка ингибитора.

Таблица 1.

№	Показатели критериев	Желаемый приоритет	Оценка реализуемости показателя критерия в решении		
			Проведение ГО	Отпарка ППУ	Закачка ингибитора
1	Затраты	4	1	3	1
2	Результат	3	4	3	4
3	Время	2	1	3	4
4	Эффективность	1	1	2	4
		Итого	21	29	28

Рис. 1. Экзотермический нагреватель.

Методом оценочных сравнений определяем самый эффективный метод.

Как видно из таблицы, лидером борьбы от гидратообразований является передвижная паровая установка (ППУ). Однако в данном случае не обошлось и без минусов. Основным недостатком ППУ является, не только высока цена (1239 руб. в час), что в условиях экономического кризиса неприемлемо для Общества, но и ее не оперативность.

В каждой бригаде ДНГ по пять операторов, за которыми закреплены кустовые площадки. На каждую бригаду выделяется одна единица техники ППУ, на примере Тарасовского месторождения, разброс кустов достигает множество десятков километров, что не позволит оперативно направлять ППУ на тот или иной объект.

Проанализировав данную ситуацию в обществе, и в компании в целом, было найдено инновационное решение данной проблемы.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКЗОТЕРМИЧЕСКИХ НАГРЕВАТЕЛЕЙ

Нефтяные газы способны при определенных термодинамических условиях вступать во взаимодействие с водой и образовывать твердые соединения, получившие названия газовых гидратов. Образование газогидратов происходит в условиях относительно низких температур и повышенных давлений при наличии воды и газа, содержащего гидратообразующие компоненты: метан, этан, пропан, бутаны, азот, сероводород и др.

Скапливаясь в фонтанной арматуре, они могут вызывать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим работы. Для решения данной проблемы предлагаются нагреватели, не нуждающиеся в источнике питания.

Данные нагреватели имеют переносной характер и без электрического питания способны нагреть участок фонтанной арматуры до 100°С.

Экзотермический нагреватель состоит из манжеты и нагревательного картриджа. Работает при температуре окружающей среды до – 60°С. Вес данного нагревателя составляет 50 грамм.

Данный картридж устанавливается в манжету и крепится на пробоотборник с помощью липучек. Далее с помощью шприца нужно залить воду в картридж, после чего начинается экзотермическая реакция между специальным сплавом металлов, который в виде порошка, соединяясь с водой генерирует тепло.

Рис. 2. Опытно-промышленные испытания.

Рис. 3.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

23 января 2019 г. при температуре окружающей среды – 40°С на скважине № 1346 кустовая площадка № 35 Тарасовского месторождения было проведено ОПИ данного нагревателя.

По результатам испытаний были подтверждены служебные свойства нагревателя. За 3 минуты был отогрет замороженный пробоотборник при температуре окружающей среды – 40°С.

Результат ОПИ показал, что данные нагреватели выполнили свои служебные свойства, и это уверенно с подвигло нас на разработку и внедрение новых нагревателей, уже на обратные клапана.

ИСПЫТАНИЕ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Экзотермический нагреватель обратного клапана. Нагрев участка трубы до 89 °С за 6 минут.

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В зимний период с 2018 по 2019 год во внутрисменных простоях, по причине гидратообразований, участвовало 706 скважин, потери составили 2118 т.

При нынешней ситуации, до внедрения нагревателей, время на дорогу до места занимает в среднем 50 минут, подготовительные работы ППУ 20 минут, отпарка обратного клапана и запуск скважины в работу 20 минут. Суммарная затрата времени 1,5 часа.

При использовании нагревателей временные затраты сократятся в 4,5 раза, в связи с тем, что у оператора ДНГ при себе будут данные нагреватели. Время подготовки и ликвидации, с момента обнаружения проблемы составляет около 20 минут.

Внедрив данные экзотермические нагреватели, с учетом закупки, мы получим экономический эффект за счет снижения потерь по нефти на сумму 33,8 млн. руб. в год.

Таблица 2. Расчет экономической эффективности.

		ППУ	Нагреватели
Зимний период	мес.	7	7
Кол-во случаев замерзания	шт.	706	706
Кол-во замерзающих скв. в день	шт.	3	3
Инвестиции	тыс.	0	250,7
Решение проблемы 1 скв.	час	1,5	0,3
Затраты на решение проблемы 1 скв.	руб.	1858,5	200,3
Затраты за год 706 скв	тыс.	1312,10	250,7
Потери за год 706 скв.	тонн	2118	635,4
Потери за год 706 скв.	млн. руб.	48,6	14,6
Экономический эффект с учетом закупки нагревателей	млн. руб.	**33,8**	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод о проделанной работе:

- Найдены решения по ликвидации гидратообразований.
- Технологический эффект заключается в оптимизации рабочего процесса.
- Экономический эффект заключается за счет снижения потерь по нефти на сумму 33,8 млн. руб. в год.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вятчинин М.Г., Баталин О.Ю., Вафина Н.Г., Щепкина Н.Е. Определение режимов и зон гидратообразования в нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство, 2000. — №7. — С. 38-43.

2. Малышев А.Г., Малышева Г.Н., Ясинский Ю.А. Условия гидратообразования в нефтегазоводяных скважинах // Нефтяное хозяйство, , 1986. — №2. — С. 20-23.

3. Малышев А.Г., Черемисин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №9. - С. 62-69.

4. Малышев А.Г., Черемисин Н.А. Применение греющих кабелей для предупреждения парафиногидратообразований нефтяных скважин// Неф-тяное хозяйство. – 1990. № 6. – С. 58-60.

ПАО «МОСЭНЕРГО»

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ РАБОТЫ С ДВУМЯ СТУПЕНЯМИ ПОДОГРЕВА В ЛЕТНИЙ И НЕОТОПИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД ДЛЯ ТУРБИНЫ Т-250/300-240 УТЗ

Автор: Светушков Алексей Валерьевич.

ПАО «Мосэнерго» генерирует более 90% тепла, потребляемого в Москве и более 60% электроэнергии, потребляемой в Московском регионе.

ВВЕДЕНИЕ

Статья посвящена оптимизации режимов работы действующего оборудования ТЭЦ. Объектом оптимизации выступает теплофикационная установка (ТФУ) турбины Т-250/300 УТЗ. Установка имеет стандартную схему и снабжена двумя ступенями подогрева сетевой воды. Подогрев осуществляется паром, отбираемым из проточной части турбины. Существуют два основных режима работы: 1) в работе оба сетевых подогревателя; 2) в работе только один сетевой подогреватель.

Два вышеупомянутых режима не могут быть равно эффективны при всём многообразии режимов работы турбоагрегата, энергоблока, ТЭЦ. Основной задачей является определение границ эффективности первого и второго режима. Для этого автором произведён расчёт тепловой схе-мы энергоблока Т-250/300-240 для различных условий работы, наиболее часто встречаемых при эксплутации данного оборудования. Расчёт производился на основе данных опорного режима, представленного заводом изготовителем оборудования.

Также автором произведена оценка экономической эффективности предлагаемых режимов. Оценка произведена сравнительным методом (до/-после). Оценён потенциальный годовой экономический эффект.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1. Описание схемы и принципов работы

Принципиальная схема отпуска тепла представлена на *рис. 1*. Теплофикационная установка состоит из двух сетевых подогревателей (поверхностные

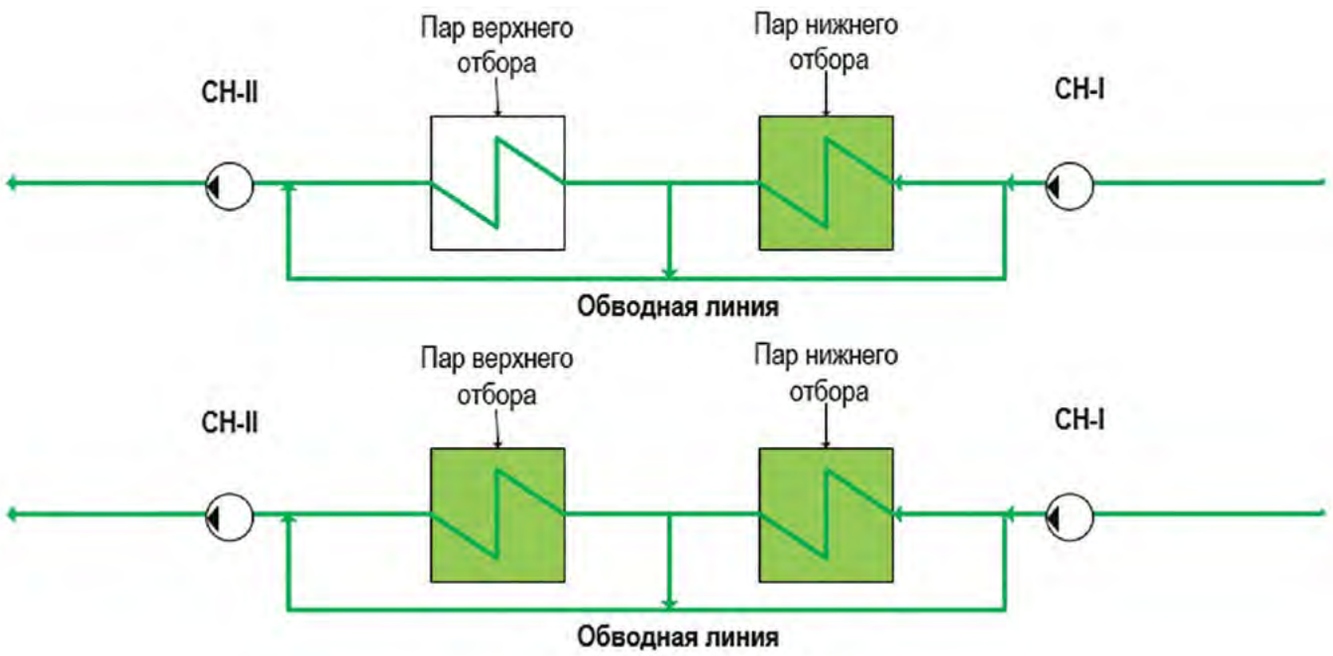


Рис. 1. Принципиальная схема отпуска тепла от теплофикационной установки.

Таблица 1. Допустимый значения основных режимных параметров теплофикационной установки.

ПАРАМЕТР	Допустимый диапазон для номинальной нагрузки	
	Нижний	Верхний
$G_{св}$, т/ч – расход сетевой воды на подогрев	3000	8000
$t_{пс}$, °С – температура прямой сетевой воды	-	120
$t_{ос}$, °С – температура обратной сетевой воды	-	120
$p_{нт}$, МПа – давление пара в нижнем теплофикационном отборе	0,05 (0,035)*	0,15
$p_{вт}$, МПа – давление пара в верхнем теплофикационном отборе	0,06 (0,045)*	0,2

*- при разгрузке блока на минимум разрешается опускать давление в отборе до указанных в скобках величин.

подогреватели), к которым подводится пар из нижнего и верхнего отбора турбины соответственно. Для обеспечения циркуляции теплоносителя установлены сетевые насосы I и II подъёма. Циркуляция происходит по сетевым трубопроводам, схема которых позволяет перераспределять потоки сетевой воды в соответствии с потребностями. Основные параметры и диапазон допустимых значений представлены в *таблице 1*.

Существует два основных режима работы теплофикационной установки: 1) в работе один нижний подогреватель; 2) в работе находятся оба подогревателя. На *рис. 1* условно изображены оба варианта.

Установка по возможности должна работать в двухступенчатом режиме. К сожалению, не всегда есть такая возможность. Например, в неотопительный период, когда график теплосети достаточно низкий ($t_{пс}$ примерно в районе 70 °С) подключение верхнего отбора приведёт к недопустимому перегреву прямой сетевой воды сверх графика. Перегрев будет возникать потому, что при минимально разрешённом давлении в верхнем отборе 0,06 МПа температура сетевой воды за подогревателем (с учётом потерь давления в линии отбора и недогреве в подогревателе) будет составлять 80-82 °С.

2. Формулировка идеи, рационализаторского предложения.

Заводом изготовителем предусмотрена двухступенчатая схема подогрева сетевой воды последовательно в ПСГ-1 и ПСГ-2. Это наиболее благоприятный с точки зрения тепловой экономичности режим работы. Основные факторы, благодаря которым достигается увеличение экономичности в сравнении с одноступенчатым подогревом приведены в *таблице 2*.

В соответствии с инструкцией по эксплуатации и заводскими данными минимальной давление в верхнем отборе на номинальном режиме составляет 0.06 МПа. При таком давлении, стандартных потерях в отборе и недогреве в ПСГ температура прямой сетевой воды составит 80-82 °С. По температурному графику теплосети, задаваемому для станции ПАО «Мосэнерго» диспетчерами теплосети, этой температуре соответствует температура наружного воздуха +1 °С. Основываясь на данных о климате города Москвы, взятых из открытых источников, в году примерно 214 дней со средней температурой наружного воздуха +1 °С и выше. Исходя из опыта эксплуатации турбин Т-250/300-240 УТЗ, большую часть этого периода теплофикационная установка работает с одним нижним отбором.

Для снятия этого ограничения и подключения верхнего отбора в летний и переходный период предлагается осуществлять байпасирование части сетевой воды помимо группы ПСГ. Обратная сетевая вода, подмешиваясь к прямой сетевой за ПСГ будет разбавлять её и снижать температуру до необходимой по графику. Это позволит подключая верхний отбор, не изменять общий отпуск теплоты от установки и не изменять параметры теплоносителя.

Таблица 2. Выгоды от использования двухступенчатого подогрева в сравнении с одноступенчатым.

ФАКТОР
1. Вырабатывается дополнительная электрическая мощность в отсеке между верхним и нижним отбором турбины. Т.е. часть пара идёт в верхний отбор, часть идёт дальше, совершая полезную работу в проточной части. После чего с пониженными параметрами идёт в нижний отбор.
2. Уменьшается температурный недогрев в ПСГ. За счёт подключения второго подогревателя площадь теплообмена увеличиться вдвое. При этом общая тепловая нагрузка не изменяется. За счёт этого уменьшается давление в отборах, в первую очередь в нижнем, и вырастет срабатываемый теплоперепад турбины.
3. Снижается вентиляционный пропуск пара в конденсатора, который напрямую зависит от давления перед диафрагмой (в нижнем отборе). Снижение вентиляционного пропуска приводит к уменьшению потерь тепла в холодном источнике.

К сожалению, при байпасировании части воды помимо ПСГ неминуемо будет снижаться расход сетевой воды через сам подогреватель. Это приведёт к увеличению давления в отборах, как в нижнем, так и (возможно) в верхнем. Что негативно повлияет на тепловую экономичность турбины с теплофикационной установкой. В итоге какие факторы пересилят необходимо определять расчётом тепловой схемы, либо снятием характеристик с работающего оборудования на различных режимах.

Основной идеей работы является - создание режимной карты работы теплофикационной установки (1 или 2 отбора). Режимная карта будет создана на основе расчётов, а также снятия режимных параметров с реально действующего оборудования.

3. Методика расчёта

Расчёт является поверочным, основанным на данных опорного режима работы. Расчёт производится в среде Microsoft Excel , с использованием встроенной утилиты WaterSteamPro, по методике предложенной на кафедре ТЭС НИУ «МЭИ» в курсе МРТС. Расчёт производится в несколько итераций. Последующая итерация использует данные предыдущей для получения более точных значений. Итерации производятся до того момента, пока ключевые параметры работы установки в ходе двух последовательных итераций не будут полностью совпадать с небольшим допуском на погрешность расчёта.

При одних и тех же граничных условиях (нагрузка, режим работы теплосети и т.д.) проводится расчёт для одноступенчатого и двухступенчатого (с обводом) подогрева. Полученные результаты сравниваются между собой. Приоритет отдаётся режиму с большей тепловой экономичностью.

Расчёт производился для двух групп режимов: 1) работа с минимальным конденсационным пропуском (работа по тепловому графику); 2) работа в режиме дозагрузки. В этом режиме поворотная диафрагма ЦНД приоткрывается, увеличивается конденсационный пропуск. За счёт этого увеличивается электрическая мощность, а для компенсации тепловой выработки турбина дозагружается.

4. Результаты расчётов

При работе по тепловому графику использование двухступенчатого подогрева с обводом по сравнению с одноступенчатым приводит к экономии топлива от 10-14 гут/кВт*ч .

Для небольшой дозагрузки 750 т/ч пара в голову турбины приоритетным также является режим работы с двумя сетевыми подогревателями. При этом эффект от реализации данного режима меньше, чем при работе по тепловому графику и составляет от 0 до 12 гут/кВт*ч. Экономия тем больше, чем выше заданная тепловая нагрузка.

Для максимальной дозагрузки (950 т/ч) приоритеты изменяются в зависимости от тепловой нагрузки. Результаты расчётов представлены в *таблице 3.*

5. Расчёт экономической эффективности

Методика расчёта основана на сравнении маржинальной прибыли, получаемой при работе с одним отбором и с двумя отборами, при исполь-

Таблица 3. Наиболее эффективные режимы работы теплофикационной установки при дозагрузке 950 т/ч в голову турбины.

ГРАФИК ТЕПЛОСЕТИ, °С	Расход сетевой воды, т/ч		
	4500	5500	6500
40-70	1 отбор	1 отбор	2 отбора
40-73	1 отбор	1 отбор	2 отбора
40-76	1 отбор	2 отбора	2 отбора
40-79	1 отбор	2 отбора	2 отбора
40-82	2 отбора	2 отбора	2 отбора

зовании обвода. При этом расчёт проводится для различных исходных условий (расход сетевой воды, температурный график, режим дозагрузки и т.д.)

На результат расчёта экономического эффекта сильно влияют, как режимы работы энергоблока, станции, так и цены на энергоносители, электроэнергию и т.д. Примерная выгода от реализации данного режима на одном блоке показана в *таблице 4.*

При использовании дозагрузки выгода, получаемая от внедрения режима, снижается. Применение дозагрузки снижает эффективность режима с двумя отборами и обводом, особенно при низких тепловых нагрузках, когда возможен обратный эффект (режим с одним отбором выгоднее по всем критериям).

Исходя из полученных результатов, можно выдать следующие рекомендации по ведению режима:

- при работе по тепловому графику выгоднее использовать двухступенчатый подогрев с обводом;
- при работе с максимальной дозагрузкой и расходами сетевой воды 5500 т/ч и выше выгоднее использовать двухступенчатый подогрев с обводом;
- при работе с неполной дозагрузкой выгоднее использовать двухступенчатый подогрев с обводом ;
- при работе с максимальной дозагрузкой и расходами сетевой воды ниже 5500 т/ч выгоднее использовать вариант с одним отбором.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной задачей работы было определение границ эффективности использования двухступенчатого подогрева с частичным обводом сетевой воды на турбоустановке Т-250/300-240 УТЗ в летний и неотопительный период.

В работе проведено обоснована и описана технологическая схема использования двухступенчатого режима работы при температуре прямой сетевой воды, не обеспечивающей давление в верхнем отборе на ПСГ-2 на уровне 0.6 ата.

Разработана методика поверочного расчёта режимов работы с одним и двумя теплофикационными отборами, как по тепловому графику, так и в режиме дозагрузки по электрическому графику. В заключительной части работы приведена методика оценки экономической эффективности, предлагаемого режима работы.

Расчёты проводились для расходов сетевой воды 4500-6500 т/ч, характерных для блоков Т-250/300-240 УТЗ в указанный период времени. При этом температура прямой сетевой воды варьировалась в пределах от 70 до 82 ° С. При исследовании режима дозагрузки, использовались расходы пара в голову турбины 750 и 950 т/ч.

Основываясь на данных исследования можно утверждать, что для работы по тепловому графику двухступенчатый подогрев с частичным обводом ПСГ является более эффективным режимом работы, во всём диапазоне исследуемых режимов. При его использовании достигается экономия топлива 10-14 гут/кВт*ч, а также незначительно повышается электрическая мощность (в пределах 2 МВт). При этом, повышение давления в верхнем

Таблица 4. Выгода от применения режима с двумя отборами и обводом по сравнению с одноступенчатым подогревом сетевой воды.

ОПИСАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ	Выгода, полученная от применения режима, млн. руб.
Работа по тепловому графику без дозагрузки во все месяцы	38, 3
Работа по тепловому графику в часы провала нагрузки, дозагрузка в дневные часы: 950 т/ч – апрель, октябрь. 750 т/ч – май, июнь, июль, август, сентябрь.	26,8
Работа по тепловому графику в часы провала нагрузки, дозагрузка в дневные часы: 950 т/ч – апрель, май, сентябрь, октябрь. 750 т/ч – июнь, июль, август.	19,2
Работа по тепловому графику в часы провала нагрузки, дозагрузка в дневные часы: 950 т/ч – во все месяцы	4,3

отборе приводит к снижению экономичности режима работы с двумя отборами и обводом. При значительном повышении давления (выше 0,1 МПа) такой режим становится равноэкономичным одноступенчатому подогреву. При увеличении дозагрузки экономичность режима с двумя отборами и обводом ПСГ начинает сначала снижаться и далее сравнивается с одноступенчатым подогревом, после чего одноступенчатый подогрев становится более эффективным. На основе полученных результатов составлены рекомендации по использованию исследуемого режима, зависящие от величины дозагрузки блоков Т-250/300-240 УТЗ и тепловой нагрузки.

При работе только по тепловому графику экономия за сезон может достигать 38 миллионов рублей без каких-либо дополнительных вложений. При активном использовании режима дозагрузки, особенно в летние месяцы, экономия снижается, но остаётся положительной. Это говорит о том, что исследуемый режим работы, рекомендуем к использованию на реально действующем оборудовании и может приносить дополнительную выгоду.

ЛИТЕРАТУРА

1) Инструкция по эксплуатации турбоустановки с турбиной Т-250/300-240. ТМТ-110650-2. – Екатеринбург. – 2017. – 187 с.

2) Ильин Е.Т., Печенкин С.П., Крыленко М.А. Повышение тепловой экономичности теплофикационных турбин в переходный и неотопительный периоды при использовании двухступенчатого подогрева сетевой воды с применением частичного обвода сетевых подогревателей// Энергосбережение и Водоподготовка – 2014. -№3, С. 27-30

3) Заводские характеристики «График расчётных температурных напоров сетевого подогревателя ПСГ-5000-2.5(3)-8». Инструкция по эксплуатации теплофикационной установки турбины Т-250/300-240-3 от 09.09.2017.

4) АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» [Электронный ресурс]: оптовый рынок электроэнергии и мощности URL: https://www.atsenergo.ru/ (дата обращения: 01.05.2020).

5) ООО «Газпром межрегионгаз Москва» [Электронный ресурс]: Тарифы на газ для промышленных потребителей URL: http://gazmsk.ru/pages/110_0.htm (дата обращения: 01.05.2020).

6) Дорохов Е.В. Моделирование и расчет тепловой схемы турбоустановки.// М.:МЭИ. – 2006.

7) Диспетчерский график теплосети для ТЭЦ с турбинами Т-250/300-240 ПАО «Мосэнерго», 2019.

ПАО «МОСЭНЕРГО»

РАЗРАБОТКА УНИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ФОРМЫ-ОПРОСНИКА ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ДОКУМЕНТООБОРОТА ВНУТРИ ФИЛИАЛА (НА ПРИМЕРЕ ТЭЦ-11 – ФИЛИАЛА ПАО «МОСЭНЕРГО»)

Автор: Секунов Вадим Вячеславович.

В данной работе предлагается автоматизация документооборота внутри филиала путем разработки унифицированной электронной формы-опросника и рассылки ее по контролирующим службам с возможностью удаленного принятия решения-согласования для сокращения времени на ежедневную монотонную работу. В ходе работы я проанализировал текущую схема документооборота внутри филиала, разрботал форму-опросник, сравнил временные и трудозатраты между предлагаемой и текущей схемой документооборота, а также дал оценку экономическому эффекту, временным затратам и возможности масштабирования.

ВВЕДЕНИЕ

Идея проекта возникла во время дежурства на контрольно-пропускном пункте электростанции при измерении температуры у коллег во время пандемии коронавируса COVID-19. Сотрудники станции и представители подрядчика при заходе на станцию показывали результаты тестирования, были они не у всех, и чтобы сроки выполнения работ не были сорваны, подрядчик направлял к нам новых сотрудников. Главные специалисты служб в спешном порядке вносили изменения в пропуска и несли их на согласование к помощнику директора. Представители охраны были вынуждены

Рис. 1. Текущая схема документооборота на ТЭЦ-11.

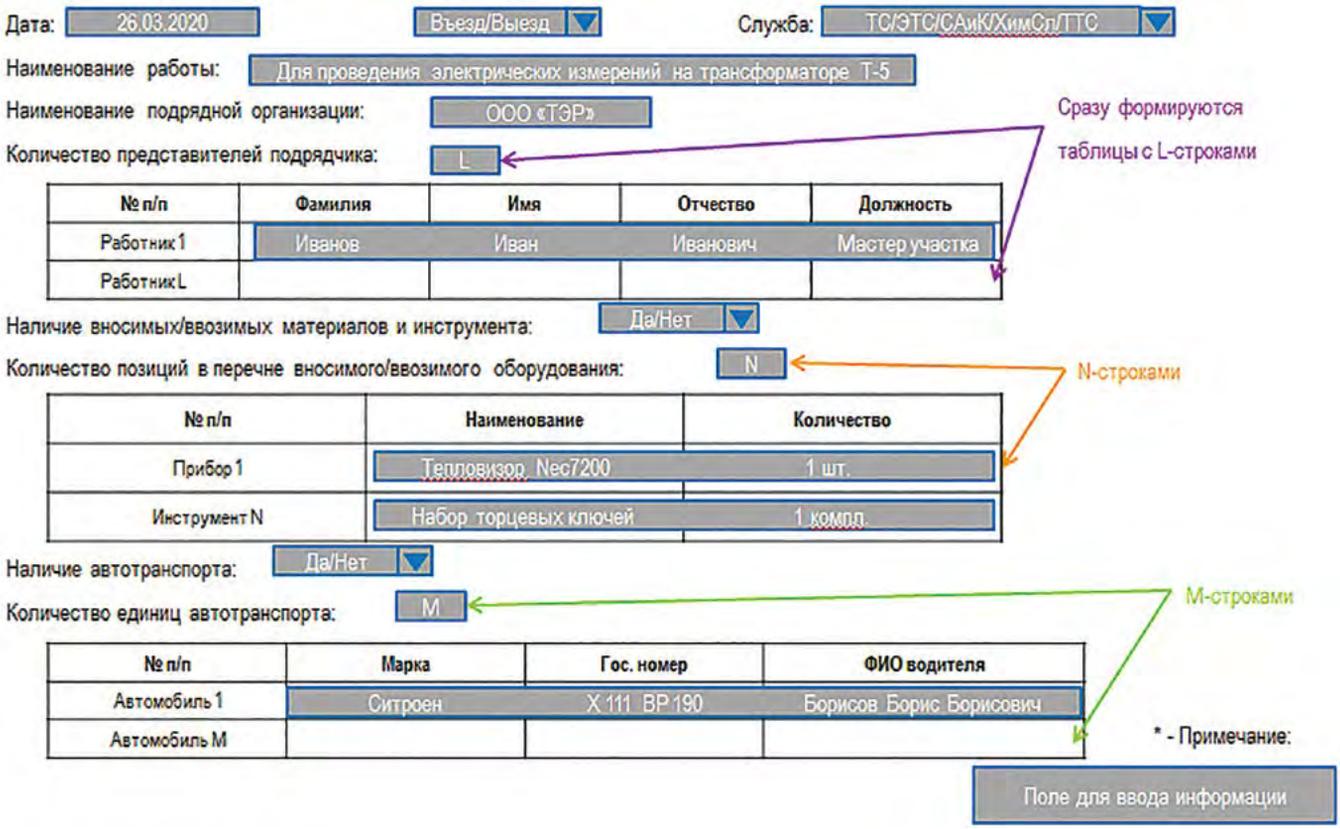


Рис. 2. Унифицированная электронная форма-опросник.

осуществлять пропуск подрядчиков на территорию станции по бумажным спискам из 3 больших папок с перечислением фамилий представителей подрядчика не по алфавиту, а согласно их штатным расписаниям.

В связи с этим в цели проекта было вынесено:

• Сокращение временных затрат управленческого персонала на ежедневную монотонную работу.

• Усиление контроля за представителями подрядных организаций.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для начала было решено проанализировать текущую схему документооборота для заезда подрядчика и ввоза оборудования на станцию или выезд станционного персонала на мазутное хозяйство и РТС Фрезер (*рис. 1*):

Составление служебной записки и выдача материального пропуска у главного специалиста службы занимает порядка 5 минут, ввиду того, что есть архив служебных записок на все случаи - с транспортным средством / без транспортного средства, с оборудованием / без оборудования, требуются ли разовые пропуска или нет. Львиную долю времени занимает этап согласования и сбора подписей. При самом благоприятном стечении обстоятельств один цикл занимает полчаса. А таких циклов в день может быть не один. Главный специалист службы составляет служебную записку, распечатывает ее и идет согласовывать к начальнику службы. Если начальник службы на совещании, то время подписания служебной записки откладывается. После подписания у начальника службы служебная записка относится в административный корпус на подпись представителю управления корпоративной защиты, если он на обходе, то ожидание. Затем подписывается у помощника директора, благо помощник директора и представитель управления корпоративной защиты располагаются в одном здании и на одном этаже. После этого в бухгалтерии выписывается материальный пропуск. Часы работы бухгалтерии с 8 часов, а бригады подрядчика допускаются с 7:30, т.е. возможны накладки, плюс, если служебная записка подписывается не утром, а в обеденное время, обеды бухгалтерии и

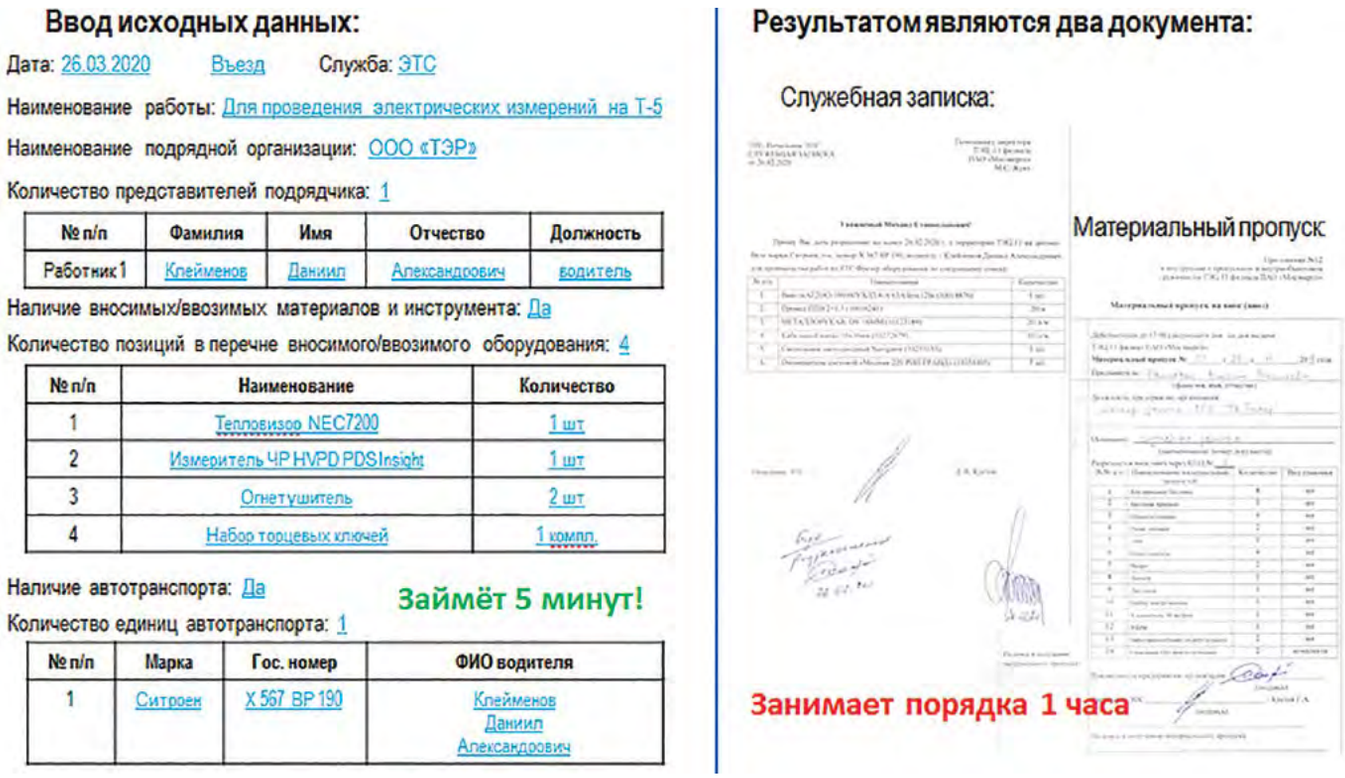


Рис. 3. Сравнение временных и трудозатрат между предлагаемой и текущей схемой документооборота.

производственных служб сдвинуты. Материальный пропуск распечатывается в 3 экземплярах, затем подписывается у помощника директора. Затем визируется в секретариате. Потом главный специалист отдает экземпляр служебной записки и материального пропуска в бюро пропусков. Затем идет на контрольно-пропускной пункт, через который будет осуществляться въезд транспортного средства, и просит передать по смене, что будет въезд/выезд такого-то автомобиля. Ну и в конце концов ищет подрядчика на территории станции, чтобы передать материальный пропуск на вывоз оборудования.

Я предлагаю внедрить унифицированную электронную форму-опросник *(рис. 2)*, в которой будет содержаться следующая информация:

1. дата (вносится из календаря);

2. запланирован въезд или выезд (выбирается из выпадающего списка);

3. служба, в которую направлен подрядчик (тоже выбирается из выпадающего списка: теплотехническая служба, электротехническая служба, служба автоматизации и контроля, химическая служба, топливно-транспортная служба).

4. цель визита подрядчика (проведение испытаний/ремонтов/диагностики);

5. наименование подрядной организации;

6. количество специалистов (после этого сразу же всплывает табличка с нужным количеством строк, где указываем фамилию/имя/отчество и должность);

7. аналогично с вносимым/ввозимым оборудованием (будет/не будет, и если будет, то указывается наименование оборудования и его количество);

8. также с транспортным средством (с указанием фамилии/имени/отчества водителя и государственным номером транспортного средства).

Сравнивая текущую схему документооборота с предлагаемой (*рис. 3*), видно, что выигрыш во времени будет на порядок:

На левой половине *рис. 3* показан интерфейс, как это будет выглядеть, синим цветом обозначено, что вносит или выбирает оператор, а справой, что в итоге увидит представитель охраны на контрольно-пропускном пункте. Как и раньше это будут заверенные служебная записка и материальный пропуск, но только в электронном виде, и, где можно будет, вбив государственный номер транспортного

средства, сразу увидеть и данные по водителю, и, зачем он заезжает на территорию станции и многое другое.

Для оценки экономической эффективности проекта были учтены затраты на выдачу права электронной подписи управленческому персоналу, на обустройство рабочего места на контрольно-пропускном пункте и на разработку программного обеспечения, а также рассчитаны трудозатраты управленческого персонала и определена стоимость рабочего времени, исходя из заработной платы. Согласно расчетам срок окупаемости проекта составит 2 года. Масштабируемость проекта не просто возможна, а необходима. Она позволит усилить экономический эффект за счет экономии на уже разработанном программном обеспечении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение проекта позволит получить следующие результаты:

1. Для главных специалистов служб — сокращение времени на сбор подписей (с 1 часа до 5 минут);
2. Для помощника директора — структурирование потока документации от служб за счет унификации служебных записок и пропусков;
3. Для сотрудников охраны и бюро пропусков — усиление контроля за подрядчиком.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кильдишов В.Д. «MS Excel и VBA для моделирования различных задач», г. Москва, Изд-во «Солон-Пресс», 2018 г.

ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ»

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ АКУСТИКО-ЭМИССИОННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ, ОСНОВАННАЯ НА ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДАХ ЦИФРОВОЙ ФИЛЬТРАЦИИ И ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ

Авторский коллектив:
Кузьмин Алексей Николаевич,
Прохоровский Александр Сергеевич,
Максимов Геннадий Львович,
Промахов Василий Александрович.

С ростом числа наступления аварийных ситуаций на особо опасных производственных объектах, в то же время ужесточением требований по безопасности в промышленности, а также необходимости обеспечения непрерывного производственного цикла оборудования в течение длительного времени разработка и совершенствование систем диагностического мониторинга (СДМ) становится все более актуальной задачей.

Известно, что основным диагностическим мето-дом оценки технического состояния объекта контроля в условиях постоянного слежения в процессе эксплуатации является метод акустической эмиссии (АЭ) [1]. При этом внедрение на опасном производственном объекте (ОПО) и эксплуатация мониторинговой системы имеет смысл, если выполняются следующие требования: достоверность и воспроизводимость результатов контроля, автоматизация работы, исключение влияния фактора специалиста на принятие решения, понятный для технического персонала экспертный уровень принятия решений. Без выполнения всего перечисленного адекватная и своевременная оценка технического состояния объекта контроля в автоматическом режиме не представляется возможной. Отметим, что метод АЭ формально позволяет решать перечисленные задачи, однако его использование в практике диагностического мониторинга натурных промышленных объектов ограничивается рядом существенных факторов. Во-первых, метод АЭ обладает слабой помехоустойчивостью, что недопустимо в принципе в условиях автоматической регистрации параметров АЭ в режиме мониторинга на действующем ОПО, во-вторых системы автоматической обработки и анализа данных АЭ с последующим принятием решения (без участия оператора) в современных СДМ отсутствуют. Так на некоторых объектах ГТС, в частности узлах пересечений магистральных газопроводов (МГ), а также переходов МГ через авто- и железные дороги, уже имеется опыт эксплуатации подобных СДМ с применением метода АЭ. Эксплуатация их показала, что в условиях пороговой амплитудной дискриминации сигнала АЭ – основном принципе построения серийных аналогов таких систем, получить достоверный полезный сигнал АЭ от дефекта, особенно с высоким уровнем турбулентных и прочих помех, связанных с транспортом газа, на объекте МГ, представляется сложной экспертной задачей, связанной с ручной постобработкой данных АЭ. Такая же проблема касается и других типов промышленных ОПО, где эксплуатируются СДМ подобного типа. Таким образом существующие системы мониторинга с применением метода АЭ в условиях пороговой амплитудной дискриминации помех не соответствуют перечисленным выше требованиям и имеют весьма ограниченное применение. Фактором, лимитирующим широкое распространение СДМ, построенных на базе измерения данных АЭ, является «ручная» постобработка результатов контроля, приводящая зачастую к противоречивым, неверным сведениям о текущем техническом состоянии объекта контроля.

Предлагаемый способ построения СДМ основан на технологии беспороговой регистрации данных (БРД), т.е. беспороговой записи и последующей обработке сигнала АЭ, и позволяет решать сформулированные выше актуальные проблемы СДМ [2-3]. Отметим, что разработанная на базе ученых и специалистов ФГУ им. Б. Ельцина, ООО «Стратегия НК», а также ООО «Диаформ» технология

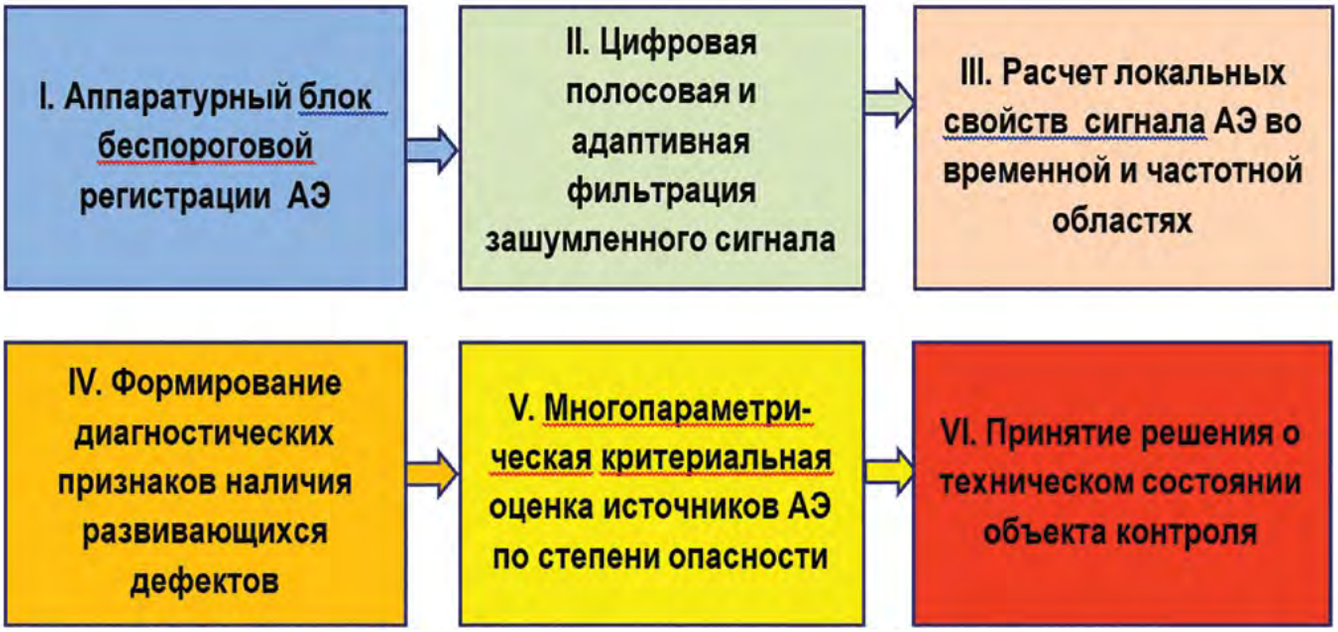


Рис. 1. Блок схема устройства, реализующего принцип БРД.

беспороговой регистрации данных в ходе исследований и экспериментов прошла апробацию на многих ОПО, реализована в настоящее время и может быть применена на ОПО широкого спектра назначения.

Преимущества БРД по сравнению с пороговой регистрацией данных АЭ заключаются в способе фильтрации шумов и последующей обработке данных АЭ. При этом используемые способы цифровой фильтрации в БРД позволяют сохранить информативность полезного сигнала АЭ даже в условиях производственных шумов и помех, неизменно сопровождающих АЭ контроль ОПО. Принцип построения диагностической системы БРД и технологии обработки данных АЭ (рисунок 1) предложен в [4]. По сравнению с пороговой регистрацией принципиальное отличие БРД заключается в том, что анализируются не интегральные характеристики АЭ сигнала, превышающего порог дискриминации, а локальные статистические параметры сигнала АЭ, не зависящие от уровня случайного шума. Использование статистических параметров, инвариантных по отношению к случайному шуму, дает возможность выделять полезный сигнал, в том числе и при уровне помех, превышающих по своему значению полезный сигнал от дефекта конструкции.

Согласно *рис. 1* на аппаратную часть комплекса БРД (блок I) возложена функция регистрации непрерывного аддитивного сигнала АЭ и передача его посредством высокоскоростного АЦП в память промышленного компьютера для дальнейшей программной цифровой обработки и анализа [5]. Таким образом, аппаратная часть комплекса в сравнении с существующими системами АЭ представляет из себя только регистрирующий модуль, осуществляющий запись сигнала АЭ, его оцифровку и передачу в устройство хранения для дальнейшей его обработки. Так после регистрации зашумленного сигнала АЭ в блоке II осуществляется эффективное подавление случайной шумовой компоненты (помехи) и выделение на ее фоне полезного сигнала АЭ. Далее производится расчет спектральных и временных свойств полученного временного ряда полезного сигнала от дефекта с построением системы диагностических признаков дефектов – источников АЭ в блоке III и IV. Особенность работы блока V заключается в том, что, в отличие от традиционных СДМ, классификация дефектов - источников АЭ осуществляется не по стандартным критериям, оценивающим степень опасности по 4-м классам [3], а по набору информативных диагностических признаков, которые получены посредством обучения СДМ в процессе опытно-промышленной эксплуатации, в результате которой производится адаптация комплекса БРД к условиям

эксплуатации, особенностям и параметрам действующего ОПО.

Ядром комплекса является ключевой модуль БРД – программный блок VI автоматической системы принятия решения (СПР), удовлетворяющий требованиям, сформулированным выше. В основе работы СПР лежит своевременное автоматическое информирование заказчика о техническом состоянии ОПО, которое строится на двух последовательных сообщениях:

1) информация о наличии (или обнаружении) в объекте контроля источников АЭ, соответствующих опасным развивающимся дефектам;

2) информация о степени опасности обнаруженных источников АЭ, основанная на количественной критериальной оценке их параметров в процессе эволюции дефектов в существующих условиях производства.

Отметим, что предлагаемый способ БРД увеличивает эффективность и повышает достоверность диагностического мониторинга натурных объектов различного назначения в широком диапазоне соотношений сигнал/шум [7-10].

Промышленные испытания система проходила на различных производственных объектах нефтегазового комплекса, а также на ведущих нефтеперерабатывающих предприятиях РФ. Подробно материалы многократных испытаний комплекса БРД для различных объектов представлены ниже в списке публикаций.

Рассмотрим некоторые результаты работы БРД. Материал представлен на примере экспериментальных данных, полученных для нескольких локальных участков магистрального трубопровода [10]. На данных участках были зафиксированы опасные развивающиеся дефекты кольцевых сварных соединений и основного металла трубопровода, возникшие в результате его длительной эксплуатации на протяжении 40 лет. В частности, на *рис. 2* представлена иллюстрация работы блока II очистки зашумленного сигнала АЭ от случайного шума и помех. Здесь же присутствует спектры исходного сигнала и сигнала после очистки. Отметим, что программная реализация системы БРД использует оригинальный метод очистки зашумленного сигнала АЭ, основанный на различии статистических и спектральных свойств сигнала и шума. По данным фильтрации видно, что:

1) в результате работы алгоритма производится эффективная очистка сигнала АЭ от шума;

2) первоначальное отношение сигнал шум меньше 1, при этом сигнал АЭ обнаруживается и выделяется в результате практически полного подавления случайной шумовой компоненты, что принципиально недостижимо в условиях пороговой регистрации;

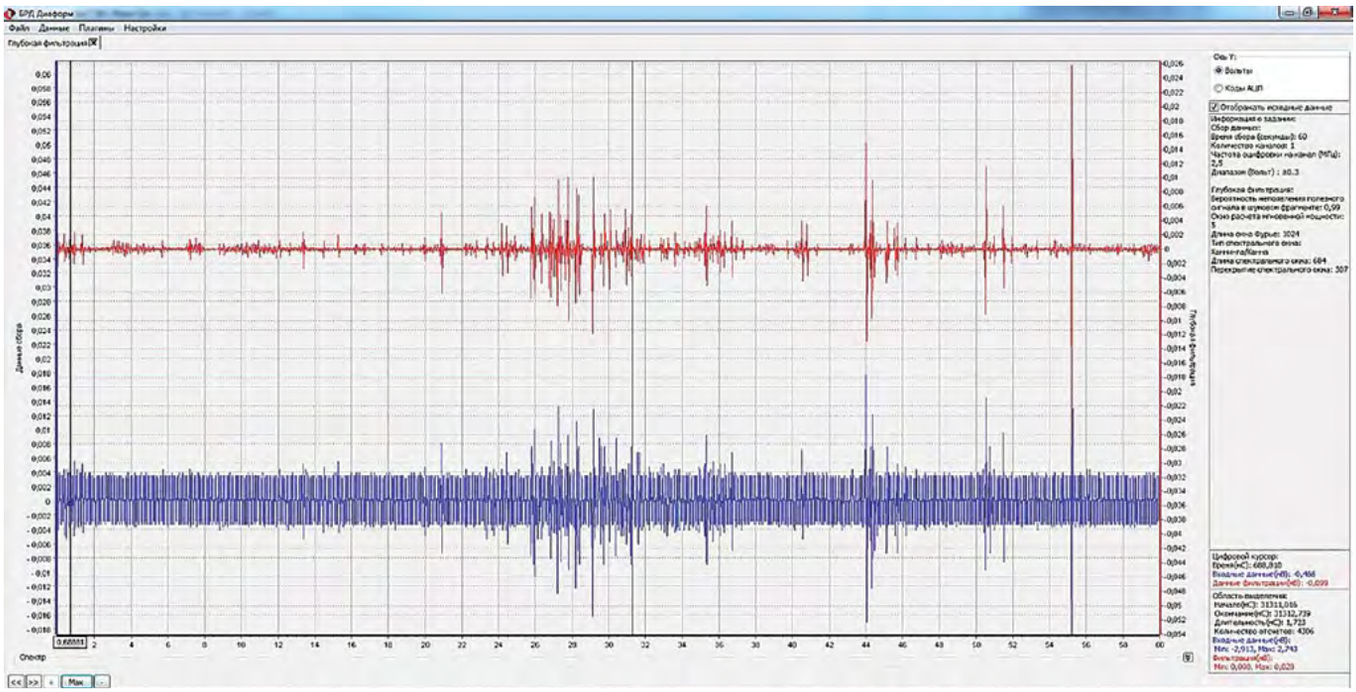
3) из представленных спектров видно, что в результате фильтрации шумовая компонента в спектре полностью подавляется, спектр полезного сигнала АЭ при этом отчетливо выделяется в полосе пропускания (рабочей характерной полосе частот АЭ);

4) появляется принципиальная возможность анализа параметров (статистических и спектральных свойств) временного ряда полезного сигнала АЭ, полученного без использования порога амплитудной дискриминации.

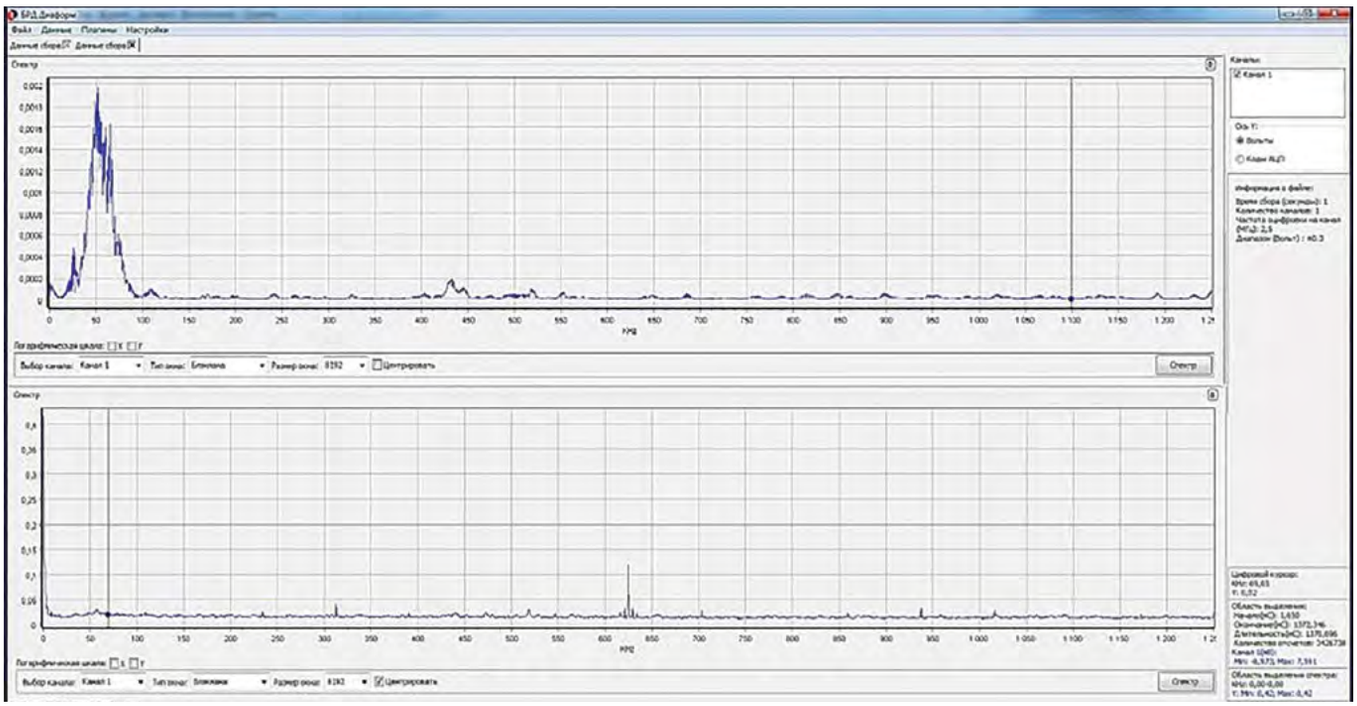
Дальнейшая математическая обработка очищенного сигнала АЭ строится на подходе определении локальных статистических свойств временного ряда полезного сигнала. Данная процедура необходима в процессе обработки сигнала АЭ для выявления характерных диагностических признаков наличия опасных развивающихся дефектов в материале объекта контроля.

Локальные статистические свойства временного ряда определяются в процедуре обработки посредством расчета статистических параметров внутри скользящего временного окна с заданным интервалом. Уникальность данного подхода заключается в том, что данная процедура может быть адаптирована к широкому кругу объектов контроля.

Роль любого статистического параметра в нашем случае заключается в численной оценке степени детерминированности АЭ составляющей полезного сигнала в сравнении с шумовой компонентой. Предполагается, что временной ряд БРД имеет многомерную, сложную структуру, зависящую от конкретного типа объекта контроля, а статистические свойства полезного сигнала при этом могут меняться в широких пределах по времени образования, развития и роста дефектов конструкции. Всего таких диагностических признаков в рамках ПО БРД нами использовано более 90. Следует подчеркнуть, что такое количество параметров обусловлено необходимостью адаптации системы БРД к



а)



б)

Рис. 2. Очистка сигнала акустической эмиссии от аддитивного шума.
а) - фрагмент очищенного полезного сигнала АЭ в результате фильтрации (красный), фрагмент аддитивного временного ряда сигнала и шума (исходный зашумленный сигнал АЭ - синий); длительность фрагмента по развертке оси X: 1 минута.
б) - спектр очищенного полезного сигнала АЭ (вверху), спектр аддитивного временного ряда зашумленного сигнала АЭ (внизу); диапазон частот по оси X: 0 - 1,25 МГц.

широкому выбору диагностических промышленных объектов, для каждого из которых в процессе обучения выбирается определенный, присущий ему, наиболее информативный набор параметров. В целом количество признаков обусловлено анализом единичных актов АЭ как в частотной, так и во временной областях, накоплением данных посредством использования длинных временных окон и последующим их усреднением.

Целью разработанной системы принятия решения является оценка в автоматическом режиме технического состояния объекта контроля. Эта оценка реализуется посредством формирования 2-х типов решений: 1 – появление в ОК источников АЭ, соответствующих опасным развивающимся дефектам; 2 – наличие или отсутствие эволюции обнаруженных в ОК дефектов к более высокому классу опасности (оценка степени опасности). Разработанная нами технология СПР представляет собой систему классификации и распознавания с учителем (тип системы принятия решения – supervised pattern recognition). Под учителем мы понимаем техническое состояние объекта контроля, в котором содержатся априорно известные или предполагаемые типы дефектов – источников АЭ. Для объекта, находящегося в режиме текущей промышленной эксплуатации это состояние может определяться, как начальное с характерным набором уже существующих в нем накопленных в процессе предыдущей эксплуатации дефектов. В задачу действующей системы БРД входит выявить эти дефекты и далее посредством накопления диагностических данных с течением времени оценить их степень опасности на основе оценки их эволюционных свойств, или по другому – динамики развития.

Иллюстрация вышесказанного показана на *рис. 3*. Диагностическими признаками в этом случае являются главные компоненты матрицы набора статистических параметров. Граница представленной на *рис. 3* а) области рассчитывается на основе решения оптимизационной задачи. На диаграммах диагностические признаки – главные компоненты рассчитанной на этапе обработки данных БРД матрицы статистических параметров; границы области распознавания дефектов (синий и зеленый) – источников АЭ рассчитывается на основе решения оптимизационной задачи.

В результате обучения на натурном объекте события АЭ располагаются внутри ограниченной области. Все, что снаружи (*рис. 3*, б)) – дефекты более высокого класса опасности. Данный способ работы СПР относится к так называемой одноранговой классификация. Если события накапливаются вне контура – дефекты есть, формируется 1-е информационное сообщение СПР. При этом все события, которые относятся к более высокой степени опасности оказываются внутри другого контура, который не пересекается с первым и говорит о нешумовой природе источников.

Для АЭ сигналов, поступающих в систему БРД в процессе мониторинга выбранные в результате обучения информативные параметры численно характеризуют степень различия матриц диагностических признаков в многомерном пространстве главных компонент. На этой основе построена численная оценка эволюции дефектов – источников АЭ в процессе последующей сравнительной оценки диагностических признаков в рамках одноранговой классификации. В случае положительного результата такой классификации пользователь системы мониторинга в автоматическом режиме получает информацию о том, что на объекте диагностики происходят необратимые изменения, связанные с активным развитием разрушения. В практике АЭ контроля это сообщение соответствует обнаружению в объекте критически и катастрофически активных развивающихся дефектов.

ВЫВОДЫ

Представлен способ построения систем диагностического мониторинга ОПО на основе беспороговой регистрации данных акустической эмиссии. Предлагаемая СДМ принципиально отличается от имеющихся на рынке аналогов.

Авторами решены следующие ключевые задачи в рамках разработки систем диагностического мониторинга:

- осуществлена автоматическая фильтрация зашумленного временного ряда АЭ, полученного при БРД, т.е. регистрации сигнала АЭ без использования порога дискриминации;

- разработана оригинальная система принятия решения, основанная на классификации и автоматическом распознавании дефектов – источников АЭ с учителем.

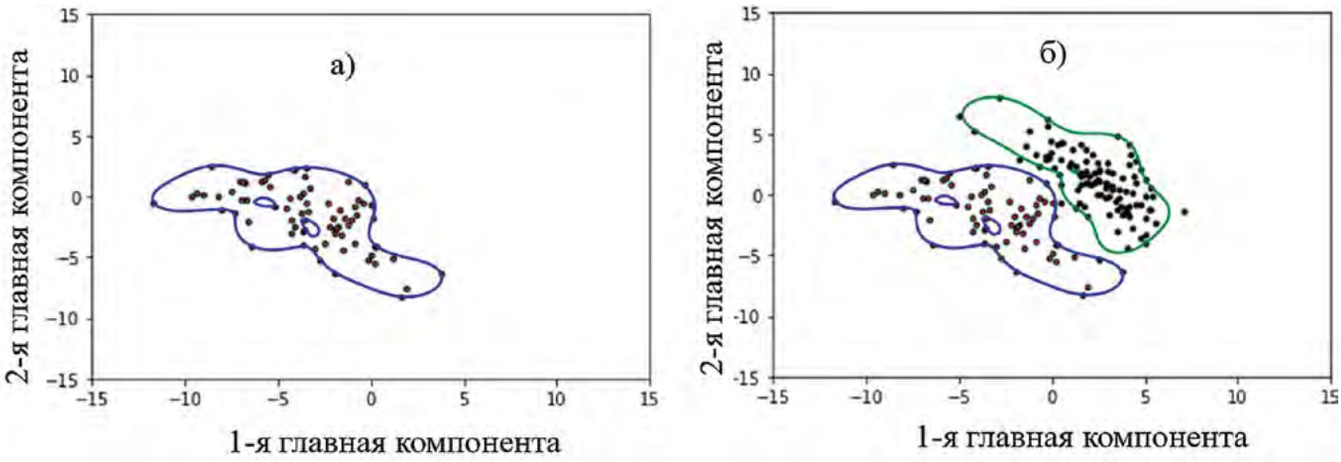


Рис. 3. Принцип распознавания дефектов в системе принятия решения БРД.
а) - получено на этапе обучения системы принятия решения на бездефектном объекте, исходные данные - главные компоненты матрицы диагностических признаков, полученные на референсном объекте контроля; б) – одноранговая классификация, т.е. новые события АЭ накапливаются вне начального контура – дефект есть. В этом случае все события, которые относятся к более высокому классу опасности оказываются внутри другого контура, который не пересекается с первым.

Показаны возможности предлагаемого способа построения СДМ по автоматической оценке степени опасности дефектов – источников АЭ в процессе наступления предельных состояний объекта контроля.

Внедрение СДМ будет востребовано для ОПО, где периодический неразрушающий контроль представляется крайне затруднительным, затратным или невозможным (высокая температура продукта, вывод оборудования из эксплуатации приведет к остановке производства), а действующие серийные аналоги систем диагностического мониторинга не способны решать задачи их оперативного технического диагностирования, т.е. своевременно информировать заказчика о наступлении предельных состояний объектов в процессе их эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Давыдова Д.Г., Кузьмин А.Н. Возможности беспороговой регистрации сигналов акустической эмиссии. // Сборник трудов V научной конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники», Уфа, т.1, с.293-296, 2012 г.

2. Кузьмин А.Н., Аксельрод Е.Г., Давыдова Д.Г. Помехоустойчивый метод обнаружения полезного сигнала в системах акустико-эмиссионного мониторинга производственных объектов. // Технадзор. 2013, №4(77), С. 26-29.

3. Давыдова Д.Г., Кузьмин А.Н., Суворова Е.А. Адаптация механизмов беспороговой регистрации данных к методу акустико-эмиссионного контроля. // Сборник трудов III научной конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники», Уфа, т.1, с.271-272, 2011 г.

4. Кузьмин А.Н., Жуков А.В., Аксельрод Е.Г., Шитов Д.В., Давыдова Д.Г., Кац В.А. Акустико-эмиссионный контроль при оценке технического состояния оборудования нефтегазового комплекса. // В Мире НК. 2017, №1, С. 71-80.

5. Патент на изобретение: «Способ регистрации и анализа сигналов акустической эмиссии», РФ № 2570592.

6. Патент на изобретение: «Способ обнаружения и выделения сигналов акустической эмиссии в системе диагностического мониторинга», РФ № 2709414.

7. Шайбаков Р.А., Давыдова Д.Г., Кузьмин А.Н. и др. Помехоустойчивый метод акустико-эмиссионного мониторинга резервуаров. // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. №4. С. 258-270. URL: http://www.ogbus.ru/authors/ShaybakovRA/ShaybakovRA_1.pdf

8. Давыдова Д.Г., Кузьмин А.Н., Гроховский В.И., Ризванов Р.Г., Аксельрод Е.Г., Абдрахманов Н.Х. Оценка технического состояния сильфонных трубопроводных компенсаторов без вывода из эксплуатации. // Нефтегазовое дело., т. 12.– 2014. – №1. –– С. 172-178.

9. Технический отчет № ТО-ТУ-ТНС-119-15 по результатам технической диагностики дефектных участков, выявленных по данным внутритрубной дефектоскопии, магистрального нефтепровода СГП, участок 370-418 км. Демьянское-Конда, АО «Транснефть-Сибирь», Москва, 2015.

ООО «ТРАНСНЕФТЬ – БАЛТИКА»

РАЗРАБОТКА ОПЫТНОГО ОБРАЗЦА ПОЖАРНОЙ КОЛОНКИ С РАСХОДОМ НЕ МЕНЕЕ 100 Л/С

Автор: Куликов Дмитрий Сергеевич.

ПОЖАРНАЯ КОЛОНКА

Одной из задач в ПАО «Транснефть» является обеспечение на объектах Компании пожарной безопасности, предупреждение, своевременное обнаружение, локализация и ликвидация пожаров.

Пожары в резервуарах характеризуются сложными процессами развития, как правило, носят затяжной характер и требуют привлечения большого количества сил и средств для их ликвидации.

Пожар в резервуаре в большинстве случаев начинается со взрыва паровоздушной смеси. На образование взрывоопасных концентраций внутри резервуаров оказывают существенное влияние физико-химические свойства хранимых нефти и нефтепродуктов, конструкция резервуара, технологические режимы эксплуатации, а также климатические и метеорологические условия.

Взрыв в резервуаре приводит к подрыву (реже срыву) крыши с последующим горением на всей поверхности горючей жидкости. При этом, даже в начальной стадии, горение нефти и нефтепродуктов в резервуаре может сопровождаться мощным тепловым излучением в окружающую среду, а высота светящейся части пламени составлять 1-2 диаметра горящего резервуара. Отклонение факела пламени от вертикальной оси при скорости ветра около 4 м×с-1 составляет 60-70°.

ООО «Транснефть – Балтика» была поставлена цель в сокращении времени подачи огнетушащих средств для тушения пожаров в резервуарных парках современными мобильными средствами и пожарно-техническим оборудованием, находящихся на вооружении объектовых пожарных команд и договорных подразделений, а также для совершенствования способов организации тушения пожаров в резервуарных парках.

До настоящего времени объекты с резервуарными парками ООО «Транснефть – Балтика» комплектовались пожарными автомобилями с не самой высокой производительностью, такие как АЦ – 40, производительность которой составляет 40 л/с. Редко можно было встретить пожарную насосную станцию ПНС-110 с производительностью 100 л/с. Для того чтобы организовать тушение пожара требовалось привлечение сил и средств гарнизонов пожарной охраны. Учитывая значительные расстояния размещения пожарных частей МЧС от охраняемых объектов требовалось около 30 минут до полного сосредоточения сил и средств и подачи огнетушащего вещества на тушение.

В данный момент ведет обновление пожарных автомобилей, стоящих на вооружении система «Транснефть». Охраняемые объекты укомплектовываются пожарными автоцистернами с расходом 100 л/ с, 150 л/с, коленчатыми пеноподъемниками, стволами с большими расходами, что сокращаем время на начало пожарной атаки и возможность организации тушения силами ОПК, ДПД работниками структурных подразделений до прибытия сил и средств территориальных гарнизонов.

Для решения данной задачи ООО «Транснефть – Балтика» было принято решения о модернизации существующей пожарной колонки.

Модернизированная пожарная колонка относится к пожарной технике, в частности к стационарному оборудованию для тушения пожаров, и предназначено для открывания (закрывания) подземных гидрантов и присоединения пожарных рукавов в целях отбора воды из водопроводных сетей на пожарные нужды.

Из уровня техники известна пожарная колонка («ГОСТ Р 53250-2009. Техника пожарная. Колонка пожарная. Общие технические требования. Методы испытаний» (утв. Приказом Ростехрегулирования от 18.02.2009 N 21-ст)), выбранная в качестве наиболее близкого аналога (прототипа), содержащая корпус, в нижней части которого расположено резьбовое кольцо со специальной резьбой для присоединения к подземному гидранту. В верхней

части корпуса расположен тройник с запорными устройствами, на выходные патрубки которого навернуты соединительные головки для подключения пожарных рукавов в количестве 2 штук.

Недостатком данной конструкции является то, что её максимальная пропускная способность, составляющая не более 70 л/с, не позволяет осуществить работу пожарных автомобилей с расходом воды более 70 л/с на максимальных режимах.

Технический результат модернизированной пожарной колонки заключается в увеличении пропускной способности пожарной колонки, что сократит трудозатраты и время на подготовку и осуществление работ по тушению пожаров.

Указанный технический результат достигается за счет того, что в колонке пожарной, содержащей верхний и нижний корпус, переходной фланец, центральный ключ, вентили, направляющую втулку, резиновые уплотнительные кольца, квадратную гнездовую головку, резьбовое кольцо для присоединения колонки к подземному гидранту, увеличено количество выходных патрубков до 4 штук, на которые навернуты соединительные головки ГМ-80 для подключения большего количества пожарных рукавов, увеличен диаметр нижнего корпуса пожарной колонки с Ду 125мм до Ду 150мм, составные части пожарной колонки выполнены из сплава алюминия.

Позиции на модернизированной пожарной колонке:

1 - нижний корпус Ду150 мм,

2 - переходной фланец,

3 - верхний корпус Ду250 мм,

4 - выходной патрубок,

5 - центральный ключ,

6 - резьбовое соединением,

7 - вентиль,

8 - направляющая втулка,

9 - квадратная гнездовая головка,

10 - болты,

11 - резиновые уплотнительные кольца,

12 - головка соединительная.

Нижний корпус Ду150 мм 1 и верхний корпус Ду250 мм 3 соединены между собой переходным фланцем 2 с Ду150 мм по Ду250 мм и болтами 10, уплотнены резиновыми уплотнительными кольцами 11.

В нижней части колонки имеется резьбовое кольцо 6 с внутренней специальной резьбой, предназначенной для навертывания колонки на подземный гидрант (позицией не показан) и направляющая втулка 8, предназначенная для фиксации центрального ключа в зафиксированном (центральном) положении.

В верхней части колонки имеются четыре вентиля 7, предназначенные для перекрытия и регулировки потока воды, проходящей через выходные патрубки 4.

На выходные патрубки 4 навернуты головки соединительные 12 для подключения пожарных рукавов (позицией не показаны).

Через колонку проходит центральный ключ 5 с приваренной к нижней части квадратной гнездовой головкой 9, предназначенная для открывания и закрывания клапана (позицией не показан) подземного гидранта (позицией не показан).

Принцип действия пожарной колонки основан на открывании и закрывании клапана (позицией не показан) подземного гидранта (позицией не показан), с целью подачи воды из водопровода. Колонка пожарная устанавливается на подземный гидрант таким образом, чтобы центральный ключ 5 в нижнем корпусе с Ду250 мм 3 квадратной гнездовой головкой 9 вошел в квадратный торцевой конец штока (позицией не показан) подземного гидранта (позицией не показан). Пожарная колонка навинчивается на подземный гидрант (позицией не показан) путем вращения ее корпуса по часовой стрелке. После этого открывается клапан (позицией не показан) подземного гидранта (при закрытых вентилях 7 колонки), путем вращения против часовой стрелки центрального ключа 5 и вода из водопроводной сети поступает в полость пожарной колонки. После присоединения пожарных рукавов (позицией не показаны) к выходным патрубкам 4 в количестве 4 штук открываются вентили 7, и вода из пожарной колонки поступает в рукавную линию (позицией не показаны).

Для уточнения технических характеристик модернизированной пожарной колонки с расходом 100 л/с нами разработана программа испытаний. Испытания производились в 2018 году.

По итогам проведенных повторных испытаний модернизированная пожарная колонка показала расход 115 л/с.

Сравнение характеристик стандартной ПК и модернизированной.

Наименование измеряемого параметра	Значение стандартной ПК	Значение модернизированной пожарной колонки с расходом не менее 100 л/с
Рабочее давление, МПа	1,0	1,0
Максимальный расход, л/с	67	115
Условный проход, мм: - входного патрубка - выходного патрубка	 125 80	 150 80
Число выходных патрубков, шт	2	4
Масса, кг	14	40

Таким образом, заявленное техническое решение увеличивает пропускную способность пожарной колонки, по сравнению с прототипом, что позволяет осуществить работу пожарных автомобилей с расходом воды более 70 л/с на максимальных режимах, а именно до 115 л/с и тем самым сократить трудозатраты и время на подготовку и осуществление работ по тушению пожаров.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Экономический эффект переоценить сложно, зная, что данное оборудование позволит локализовать и ликвидировать пожар в резервуаре в течение 10-15 мин.

В связи с тем, что данная разработка предназначена для обеспечения пожарной безопасности, результат выполнения работы относиться к группе «Внеэкономические эффекты», а именно к эффектам обеспечения безопасности и повышения надежности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящим исследованием установлено, что применение пожарной колонки с расходом 100 л/с значительно сокращает трудозатраты и время на подготовку и осуществление работ по тушению пожаров в резервуарных парках. Комплектация пожарных подразделений модернизированными пожарными колонками позволит решать сложные тактические задачи по тушению пожаров с применением современной пожарной техники (пожарных автоцистерн и пожарных стволов большой производительности), поставляемой на вооружение подразделений пожарной охраны ООО «Транснефть – Балтика».

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководящие документы ПАО «Транснефть».

2. ВНИИПО МВД РФ «Руководство по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах и резервуарных парках».

3. Волков О.М. «Пожарная безопасность резервуаров с нефтепродуктами.

4. ГОСТ Р53250-2009 «Техника пожарная. Колонка пожарная. Общие технические требования. Методы испытаний».

5. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Рекомендации по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов на объектах организаций системы «Транснефть» РД-13.220.10-КТН-006-18.

6. Методика оценки эффективности реализации инновационных проектов и применения результатов НИОКР в системе трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов ОАО «АК «Транснефть» РД-03.100.40-КТН-149-15.

ООО «ТРАНСНЕФТЬ – ДАЛЬНИЙ ВОСТОК»

МОДЕЛЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРЕДОТКАЗНЫХ СОСТОЯНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ПО СООБЩЕНИЯМ СДКУ/МПСА

Автор: Скабелкин Александр Олегович.

Специфика автоматизации технологического процесса перекачки углеводородов предполагает контроль большого количества параметров основного и вспомогательного оборудования, инфраструктуры. Внедрение передовых систем диспетчеризации и автоматизации позволяет регистрировать события о работе оборудования, как в историческом режиме, так и в режиме реального времени.

В данной работе предлагается рассмотреть возможность реализации информационно-аналитической системы, которая позволит выявлять отклонения в работе оборудования по результатам анализа сформированных системами автоматизации и диспетчеризации событий.

Обозначения и сокращения:

МНА – Магистральный насосный агрегат;

МНС – Магистральная насосная станция;

НПС – Нефтеперекачивающая станция;

УЭСА и ТМ – Участок эксплуатации средств автоматики и телемеханики;

ТО – Техническое обслуживание;

ТР – Технический ремонт;

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

МПСА – Микропроцессорная система автоматизации;

Сообщения – события о работе оборудования, регистрируемые системами СДКУ и МПСА;

Отказ оборудования АСУТП – Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния АСУТП и/или компонентов АСУТП и/или единиц оборудования АСУТП и/или комплектующих единиц оборудования АСУТП;

АИС «Отказ» – корпоративная информационная система по регистрации отказов оборудования, которая разработана и эксплуатируется в ООО «Транснефть – Дальний Восток»;

Система диспетчерского контроля и управления (далее СДКУ) и микропроцессорная система автоматики (далее МПСА), кроме выполнения основных функций, позволяют регистрировать различные события, связанные с технологическим оборудованием, в виде сообщений. Каждое сообщение имеет обязательный набор параметров: объект-источник, временную метку, важность. Сообщения имеют строгую хронологию в соответствии с происходящими событиями. В таком виде сообщения выводятся в оперативный журнал и сохраняются в историческую базу данных. Ежедневно фиксируются порядка 150-300 тысяч сообщений МПСА, а также 10-15 тысяч – СДКУ. В общей сложности, для анализа доступен массив данных из более чем 50 млн. сообщений за последние несколько лет.

В ООО «Транснефть – Дальний Восток» каждый отказ оборудования (далее – Отказ) фиксируются в АИС «Отказ». Запись об отказе выполняется с указанием времени, оборудования, объекта, на котором эксплуатируется оборудование, и описания. История таких случаев за несколько лет хранится в виде базы данных и доступна для «выгрузки» и анализа.

Для исследования влияния на отказы косвенных признаков, в качестве дополнительных данных предлагается использовать следующие данные:

- номер режима работы технологического участка;
- информация об обслуживающем персонале на НПС;
- количество выполненных контрольных документов в электронном документообороте;
- количество сообщений о маскировании защит МПСА.

В ООО «Транснефть – Дальний Восток» информация о персонале хранится в КИС «Персонал» - корпоративная информационная система учета данных о персонале. Данные о персонале могут содержать информацию о стаже работы, взысканиях, уровне образования.

Несмотря на наличие больших объемов данных, представляющих собой историю сообщений всех

технических объектов и их отказов, не предпринималось попыток провести комплексный статистический анализ для выявления закономерностей в данных которые могут указать на предотказное состояние оборудования НПС.

Последние несколько лет в мире наблюдается рост популярности алгоритмов машинного обучения. Для анализа зависимостей отказов и данных, предлагается выполнить автоматизировано, с применением алгоритмов нейросети. Нейросетевые алгоритмы хорошо подходят для поиска сложных скрытых зависимостей в данных, которые не обнаруживаются стандартными статистическими методами.

В случае выявления зависимостей (закономерностей), результат проведенного анализа будет использован для создания алгоритма оценки указанных данных в режиме реального времени и определения состояния объекта. Созданный алгоритм позволит разработать информационную систему мониторинга состояния оборудования.

Отдельно необходимо рассмотреть актуальность и возможность выявления определенной последовательности сообщений перед отказом, которая характеризует именно этот отказ.

Выявленные последовательности позволят разработать алгоритм определения предотказных состояний оборудования для отказа определенного типа.

На первом этапе проводится анализ сообщений МПСА НПС. В МПСА НПС предусмотрено логирование событий работы основного и вспомогательного оборудования НПС. В среднем ежесуточно МПСА одной НПС формирует от 2000 до 4000 сообщений. Анализ всего объема данных в реальном времени ручным способом не представляется возможным и выполняется точечно, по необходимости и за относительно небольшой период.

Для оценки количества сообщений МПСА необходимо проанализировать как изменяется количество всех сообщений МПСА в разный период времени. На *рис. 1* построен график распределения количества сообщений по времени для однотипных НПС (исследовались промежуточные НПС).

Проанализировав распределение сообщений можно выделить следующие периоды:

1. Количество сообщений в один период времени возрастает для всех НПС;

2. Количество сообщений имеет норму – визуально можно отметить, что значение количества сообщений МПСА за сутки колеблется около некоторой величины (нормальное значение);

3. Количество сообщений возрастает для одной НПС. Количество сообщений явно выбивается по сравнению с количеством сообщений на других НПС.

Первая ситуация может быть обусловлена различными процессами, происходящими на всем участке. Это могут быть технологические переключения между режимами работы технологического участка нефтепровода, плановые остановки.

Рис. 1. Распределение количества сообщений по времени.

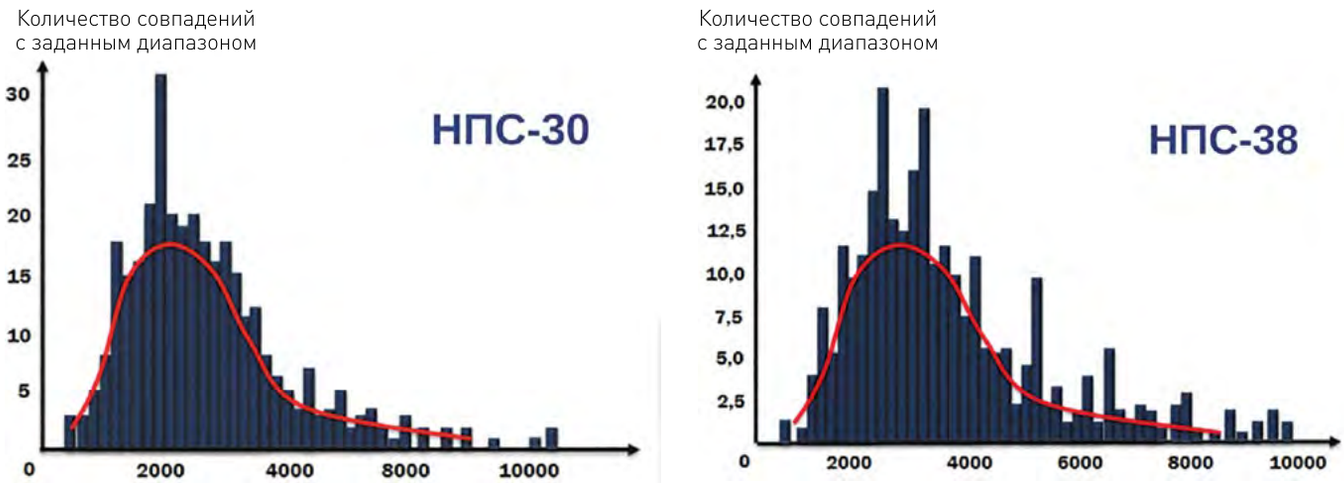


Рис. 2. Плотность распределения количества сообщений.

Вторая ситуация – это нормальный режим работы. Автоматика НПС формирует нормальное количество сообщений. Под нормальным количеством сообщений понимается некая усредненная по времени величина. Для расчета нормального значения необходимо построить плотность распределения количества сообщений – *рис. 2*. Можно отметить что распределение плотности количества сообщений носит нормальный характер. Тогда можно определить математическое ожидание – нормальное значение для каждой НПС.

Третья ситуация на *рис. 1* может возникнуть как при отказе оборудования, так и при технологических операциях на НПС.

Таким образом, можно сделать вывод, что изменение количества сообщений МПСА является индикацией изменений в работе НПС. Причем, это может являться как аварийной сигнализацией, так и обычными технологическими операциями на НПС. Необходимо анализировать не только количество сообщений журнала МПСА, но и тип/содержание, взаимосвязь сообщений.

Для оценки типов и взаимосвязи сообщений использован алгоритм нейросетей (НС). Это очень мощный и масштабируемый инструмент, который позволяет анализировать большое количество данных.

В качестве входных данных для НС на текущем этапе взято количество сообщений по различным фильтрам. Фильтры определены как наиболее часто повторяющиеся аварийные и предупредительные сообщения перед отказами. Сообщения обезличены (устранены привязки к объектам) и сгруппированы. В результате получены 57 фильтров.

По фильтрам сформирована база данных количества сообщений за сутки до отказов и в момент времени, когда отказа нет - по каждому фильтру. База данных разделена на обучающую выборку и выборку для тестирования.

Проведено обучение НС и тестирование. Точность результатов работы полученной модели на тестовых данных составило 70%.

После обучения и тестирования модели разработано программное обеспечение, реализующее работу полученной модели НС и алгоритма оценки количества сообщений на реальных данных от МПСА НПС.

Структурная схема ПО представлена на *рис. 3*.

По результатам тестирования работы программы на реальных данных в период с 01.11.2020 по 21.01.2021 выявлено 7 срабатываний ПО, сигнализирующих о возможном отказе на НПС, когда в последствии в действительности произошел отказ основного оборудования. При этом за этот же период всего система сигнализировала о 200 возможных отказах, которые в действительности не произошли. Таким образом, необходимо дорабатывать ПО и повышать точность системы.

Стоит отметить, что система не указывала на отказ на конкретном оборудовании, а обращала на НПС в целом. При отсутствии ложных срабатываний, возможно анализ работы оборудования НПС выявил бы предотказное состояние.

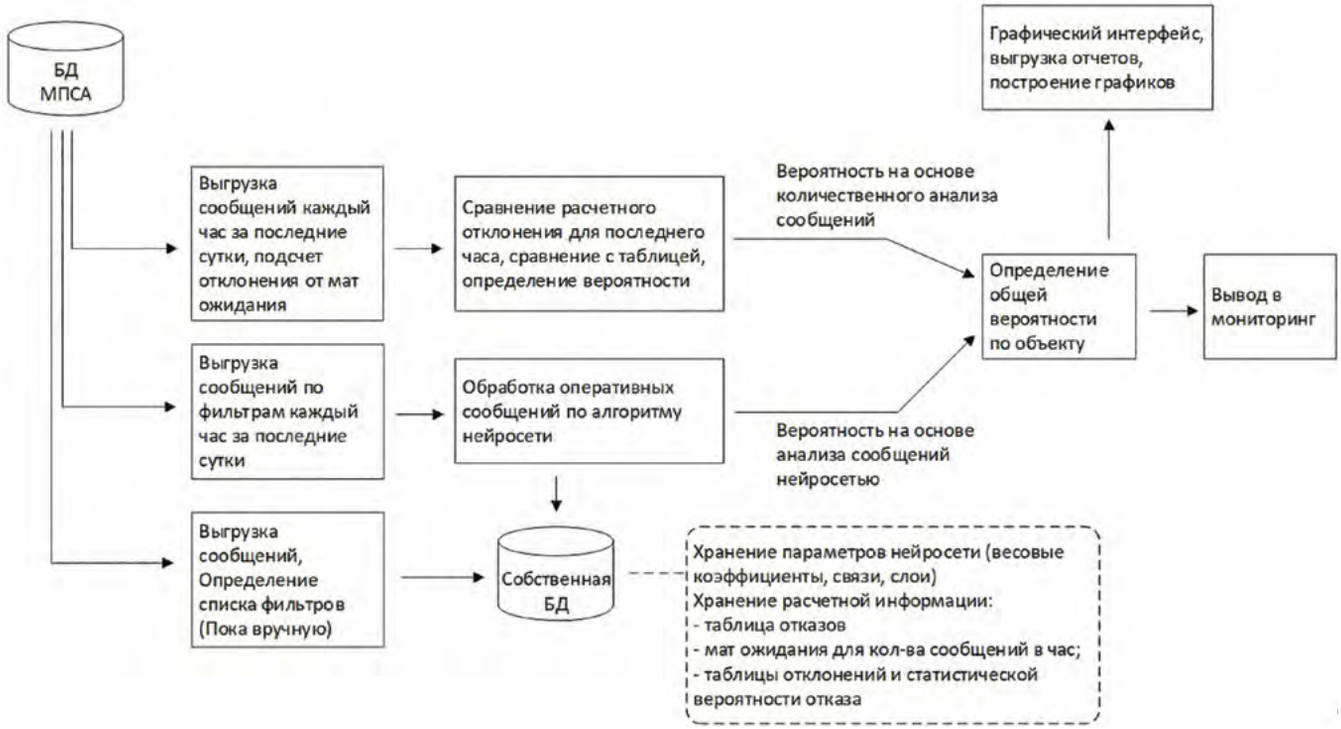


Рис. 3. Структурная схема ПО.

Результаты проведенного анализа 200 предупреждений показали, что сигнализация о возникновении отказа в большинстве случаев связана с проведением ТОР и запуском МНА, при этом выявлены случаи ложных срабатываний, когда развитие отказа было предупреждено.

Проанализировав работу программного обеспечения, разработанного в рамках данной работы, можно сделать следующие выводы:

• При такой начальной подготовке входных данных, система уже позволяет проводить оценку технического состояния оборудования и НПС.

• Расширение входных данных и более качественная подготовка данных позволят повысить точность определения предотказных состояний оборудования и оценки технического состояния НПС.

• Текущая реализация программного обеспечения, позволила реализовать техническую базу для дальнейших исследований и доработок.

• Результат проделанной работы показал, что оценка технического состояния НПС на основе анализа сообщений МПСА является перспективным направлением работы.

Также необходимо оценить недостатки текущего подхода:

• Низкая точность системы, так как система не учитывает проведение ТОР и технологические переключения по МНА. При этом необходимо учитывать, что проведение ТОР и переключения между МНА повышают риск возможного развития отказа. Учет статуса агрегатов и признаков вывода в ремонт от СДКУ – позволит решить данную проблему.

• Система не учитывает свое состояние в прошлом. Применение Нейросетей, позволяющих оценивать свое состояние в прошлом, а также отслеживать динамику изменения входных данных за период – решит проблему и повысит точность определения.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД-35.240.50-КТН-168-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт оборудования систем автоматизации и телемеханики»;

2. Журнал «Промышленные контроллеры АСУ» от 08.2019;

3. Марк Лутц, «Изучаем питон», 5-е издание.

4. ОР-03.100.30-КТН-150-14 «Методика определения экономической эффективности научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ».

ФГАОУ ВО «РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА»

ЗАКОНТРАКТОВАННОСТЬ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ КАК ФАКТОР ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕН НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Авторский коллектив:
Телегина Елена Александровна,
Комлев Сергей Львович,
Чапайкин Даниил Алексеевич.

ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина», ВУЗ создано в соответствии с приказом Высшего Совета Народного Хозяйства СССР от 17 апреля 1930 г. № 1238, как Московский Нефтяной Институт имени Ивана Михайловича Губкина.

Факультет международного энергетического бизнеса был создан решением Ученого совета университета в 2011 году по инициативе члена-корреспондента РАН, доктора экономических наук, профессора Елены Александровны Телегиной.

Основные цели факультета:

- Организация процесса обучения с целью подготовки специалистов в области экономики и менеджмента международных энергетических корпораций.

- Подготовка бакалавров и магистров, специализирующихся в сфере энергетической политики и стратегического управления ТЭК, бизнес-анализа, логистики и поставок энергетических продуктов на российском и международном рынках.

- Синтез академических знаний и профессиональных навыков практической деятельности для удовлетворения потребностей национальной и мировой экономики в высококвалифицированных специалистах.

«Газпром экспорт» — одна из наиболее успешных и передовых российских компаний. Общество является стопроцентной дочерней структурой ПАО «Газпром». На него возложена задача экспорта российского природного газа на рынки дальнего зарубежья. Компания «Газпром экспорт» придерживается принципов социальной ответственности, а также вносит посильный вклад в развитие газовой отрасли и экономики России.

На протяжении более чем пятидесяти лет надежные поставки российского газа вносят значимый вклад в обеспечение энергетической безопасности Европы и наполнение доходной части российского бюджета.

В 2020 г. объем поставок природного газа в страны Дальнего Зарубежья по контрактам ООО «Газпром экспорт» составил 175 млрд куб. м.

ООО «Газпром экспорт»:

• Поставляет «голубое топливо» более чем в 20 стран.

• Реализует за рубежом газовый конденсат, нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы и другую продукцию нефтегазовой и нефтехимической промышленности.

• Проводит маркетинг газа на новых рынках, оптимизацию экспортных потоков, осуществляет анализ и прогнозирование конъюнктуры газового рынка.

• Обеспечивает надежную и безопасную поставку природного газа иностранным покупателям.

• Участвует в разработке и реализации инвестиционных газовых и газоэнергетических проектов Группы Газпром в России и за рубежом.

• Активно участвует в развитии сотрудничества с зарубежными партнерами.

Целью данного исследования является выявление зависимости между спрэдами цен долгосрочных контрактов и спота и размерами незаконтрактованного сегмента спроса. В случае возникновения ситуации превышения спроса над предложением в незакотрактованном сегменте, требуется доказать, что положительные спреды между ценами спота и контрактов тем больше, чем меньше размеры этого сегмента. Соответственно, в ситуации превышения предложения над спросом в незакотрактованном сегменте, требуется доказать, что отрицательные спрэды между ценами спота и контрактов тем больше, чем меньше размеры

этого сегмента. При обнаружении указанных зависимостей и ее количественной оценке, можно сформировать инструмент для оптимизации соотношения между контрактным и спотовым сегментами спроса, а также прогнозирования спотовых цен.

Учитывая, что размеры спотового сегмента являются только одним из факторов ценообразования, на ценовые спрэды могут оказывать влияние и другие факторы, более влиятельные, чем уровень законтрактованности. Это предупредило выбор для проверки вышеизложенной гипотезы временных интервалов, характеризующихся эволюционным характером развития рынка. В качестве такового выбран временной интервал 2014-2018 гг.

СТАТИСТИЧЕСКАЯ БАЗА ИССЛЕДОВАНИЯ

Наибольшую сложность для верификации гипотезы о влиянии размеров незакотрактованного сегмента рынка на цены спота является определение уровня законтрактованности региональных рынков природного газа.

Статистические ряды, характеризующие размеры спотового сегмента спроса на СПГ, предлагают два источника: Европейская ассоциация импортеров природного газа (GIIGNL) и консалтинговая компания IHS Waterborne [1-2].

Сложнее обстоит ситуация с определением уровня законтрактованности рынка трубопроводного газа в Европе. Для оценки размеров спотового сегмента мы воспользовались данными контрактной базы Отдела общей экономики контрактов ООО «Газпром экспорт», созданной на основе портфеля долгосрочных контрактов аналитического центра «Седигаз», а также обобщения публикаций из средств массовой информации [3].

На основе этой базы ООО «Газпром экспорт» рассчитывает индекс законтрактованности мирового рынка газа, а также региональных рынков с разбивкой на контракты по трубопроводному газу и СПГ. Индекс рассчитывается как отношение годовых контрактных количеств (ГКК) к объему фактического импорта:

$$\text{Индекс законтрактованности} = \frac{\text{Общий объем ГКК}}{\text{Фактический импорт}} \quad (1)$$

При этом следует отметить, что релевантная оценка размеров спотового сегмента рынка СПГ на основе вышеуказанного индекса невозможна, так как она требует очистки объема годовых от двойного счета, связанного с деятельностью компаний посредников (агрегаторов), что ограничило возможности для анализа роли изучаемого фактора на мировом рынке СПГ.

Для определения цен долгосрочных контрактов были взяты данные IHS Connect (Европа) и IHS Waterborne (Азия), а также экспертные оценки уровня цен долгосрочных контрактов для российского и норвежского газа (ICIS Heren) [4]. Для оценки уровня спотовых цен использовались котировки торговых хабов по оценке агентства S&P Global Platts [5].

СВЯЗЬ МЕЖДУ РАЗМЕРАМИ СПОТОВОГО СЕГМЕНТА РЫНКА И ЦЕНАМИ ТОРГОВЫХ ПЛОЩАДОК НА ПРИМЕРЕ ЕВРОПЕЙСКОГО РЫНКА

Для статистической оценки проверяемой гипотезы рассчитаем разницу между ценами долгосрочных и краткосрочных контрактов/спот по сегментам трубопроводного и сжиженного газа. Результаты приведены поквартально.

Влияние уровня контрактации на механизм ценообразования можно предварительно оценить с помощью коэффициента корреляции. Были проанализированы три массива данных с 2014 по 2018гг.: поквартальные, первого и третьего кварталов и годовые показатели. В рамках проведенного анализа были получены следующие значения, актуальные для европейского газового рынка (*рис.1*):

Результаты свидетельствуют о наличии линейной связи между уровнем законтрактованности и ценовым разрывом между спотовыми поставками и ценами долгосрочных контрактов по трубопроводному газу. В качестве первых использовались цены TTF (наиболее ликвидного европейского хаба), вторых – BAFA (цена импортного газа на границе с Германией).

Дополнительно для расчетов были привлечены экспертные оценки ICIS Heren для цен долгосрочных контрактов за аналогичный период. За основу взяты среднемесячные цены немецкого импорта газа по долгосрочным контрактам в разбивке по поставщикам. Для временного диапазона 2014-2018 гг. рассчитан спрэд между спотовым индикатором TTF и этими контрактами. Коэффициент корреляции определен между значениями спрэда и индексом законтрактованности.

Динамика рядов свидетельствует, что в среднем, чем выше уровень законтрактованности, тем ниже цены на спотовом рынке. Больший акцент на се-

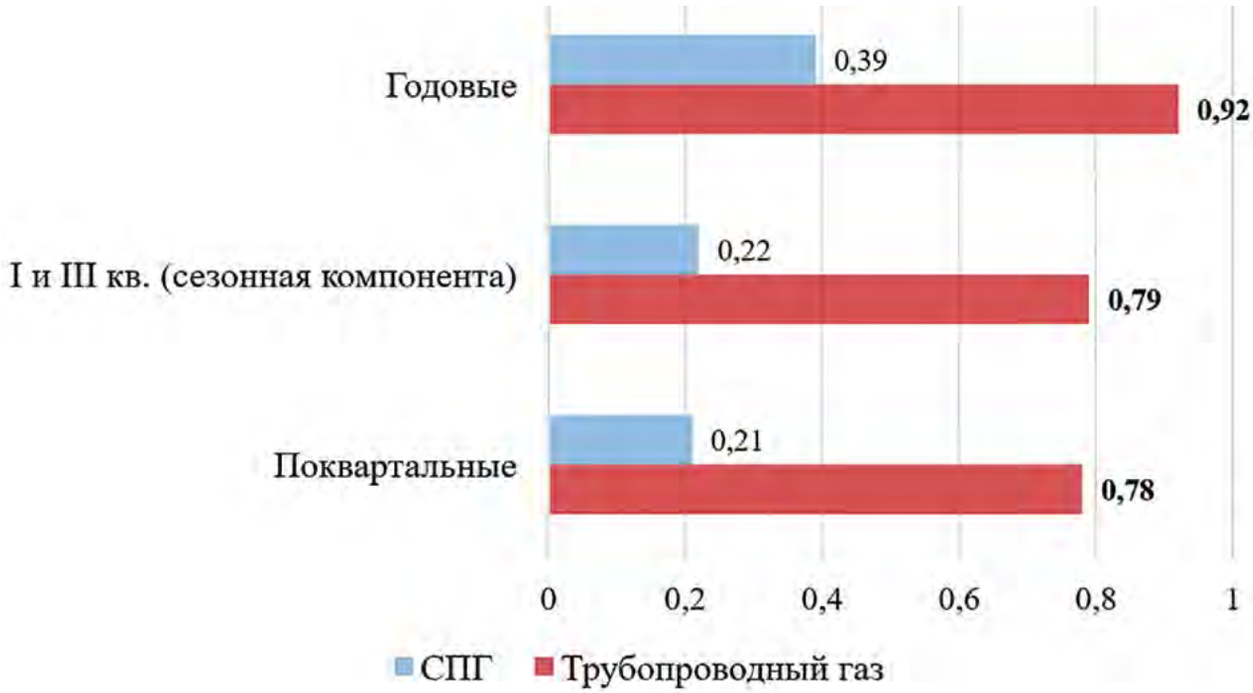


Рис. 1. Корреляция уровня контрактации и ценового спрэда на рынке СПГ и трубопроводного газа для разночастотных данных, 2014-2018 гг.

зонной компоненте не сопровождается ощутимыми изменениями в анализируемой связке «незаконтрактованные объемы – цены», но годовые показатели, более динамично отражающие уровень контрактации, доказывают линейную зависимость факторов, даже несмотря на малое количество наблюдений.

Облако точек (*рис. 3*), свидетельствует о затухающем эффекте контрактации уровнем выше 1,05 и ниже 0,85. А ценовой разрыв в диапазоне 1-3 Евро/МВт можно назвать наиболее эластичным по количеству контрактов.

На европейском рынке сжиженного газа низкий коэффициент корреляции не указывает на наличие зависимости между размерами незаконтрактованного сегмента рынка СПГ и ценовыми спрэдами на этом рынке. Это, однако, не противоречит гипотезе о наличии такой зависимости из-за недостатков индекса контрактации для рынка СПГ.

Для моделирования функциональной зависимости между параметрами был использован регрессионный анализ. Несмотря на небольшое количество наблюдений, работа с короткими временными рядами дает не менее точные результаты в случае корректного эмпирического подхода к подбору факторов и формы их зависимости.

В случае рынка трубопроводного газа анализ проводился с использованием и линейной, и кубопараболической формами зависимости. Последняя оказалась качественно почти неотличима от линейной с чуть более высоким коэффициентом детерминации (разница – 0,006, что менее 1%), меньшей величиной ст. ошибки (0,019 или около 1,8%). Поэтому отдадим предпочтение более простой линейной модели, статистическая интерпретация которой представлена в *табл. 1*.

Нулевая гипотеза о незначимости модели, иначе говоря, о равенстве коэффициента при переменной CI (индекс контрактации) нулю, согласно статистике Фишера, отвергается на 5% уровне (значимость по Фишеру – 0,03). Перейдем к расчету доверительного интервала для коэффициента модели. Если подобранное нами уравнение верно, то истинное значение коэффициента при индексе контрактации с вероятностью 90% располагается в интервале (1):

(17,82 – 1,53*4,43; 17,82 + 1,53*4,43) или (11,0; 24,6) (1)

1. Указанный интервал не проходит через 0, что говорит об условной значимости коэффициента при переменной.

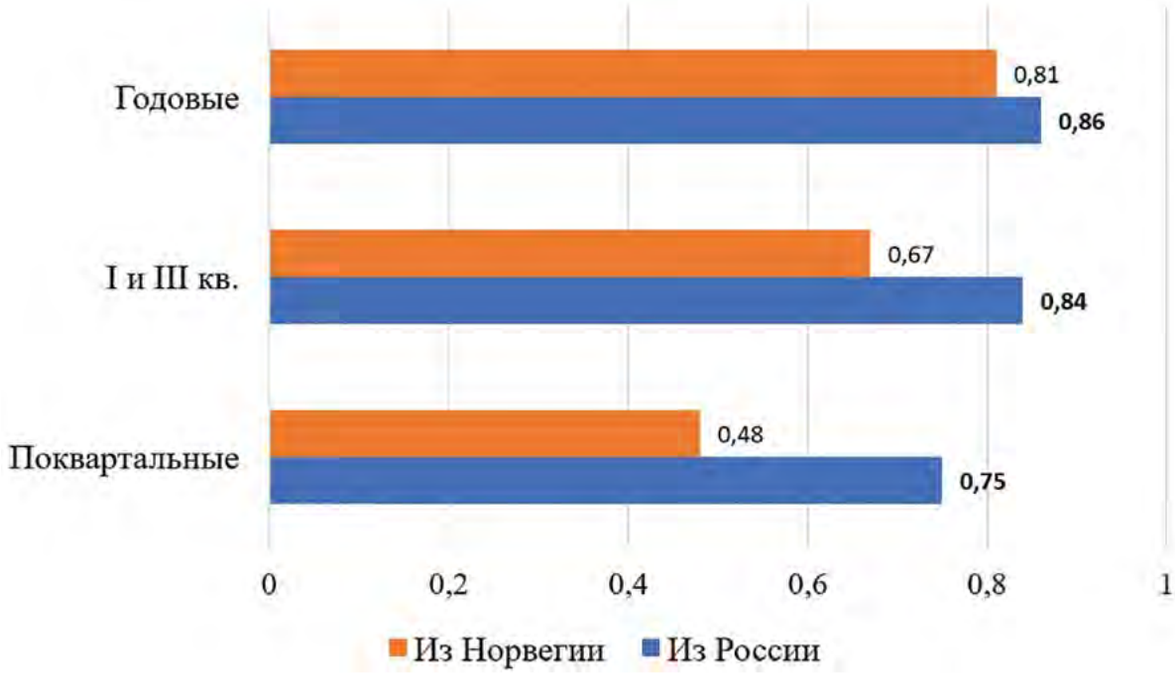


Рис. 2. Корреляция между значениями спрэда между ценами спота и ценами долгосрочных контрактов на границе Германии и законтрактованностью европейского рынка трубопроводного газа с 2014 по 2018 гг.

2. В среднем при прочих равных условиях изменение индекса контрактации на 0,1 ведет к изменению ценового разрыва в диапазоне 1,1- 2,5 Евро/МВт. При росте количества наблюдений в рамках моделирования величина данного интервала будет уменьшаться, а точность повышаться.

Таблица 1. Регрессионная статистика.

ИНДИКАТОР	SPREAD[1] = 17,8*CI[2] - 16,2
Множественный R	0,92
R-квадрат	0,84
Нормированный R-квадрат	0,79
Стандартная ошибка	1,02

1 – Величина спреда между ценами спотового сегмента и долгосрочных контрактов.
2 – Индекс контрактации, рассчитанный как отношение величины годовых контрактных количеств к объему фактического импорта.

ИНТЕРВАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНДЕКСА КОНТРАКТАЦИИ НА ЦЕНОВЫЕ РАЗРЫВЫ

Поскольку мы имеем только оценки коэффициентов, стоит заметить, что и прогноз, полученный по нашему уравнению, правильнее давать интервальный.

Предположим, что индекс переконтрактованности рынка достиг отметки в 1,2. Прогноз значения ценового спрэда в точке 1,2 с вероятностью 90% окажется в интервале (2):

(-16,19 + 17,82*1,2 – 1,64*1,02* (0,2 + 0,048/0,053)^0,5 ; (-16,19 + 17,82*1,2 + 1,64*1,02* (0,2 + 0,048/0,053)^0,5) или **(3,44 ; 6,95) Евро/МВт (2)**

С вероятностью 70% в интервале (4,37; 6,02) Евро/Мвт. С вероятностью 60% в интервале (4,89; 5,49) Евро/МВт.

Конкретное выборочное значение ценового спрэда (y) с учетом случайной составляющей с вероятностью 90% попадет в интервал

(2,77; 7,62) Евро/МВт; с вероятностью 75% (4,05; 6,33) Евро/МВт. С вероятностью 60% в интервал (4,78; 5,61) Евро/МВт.

Выполненная в исследовании верификация гипотезы об уровне законтрактованности как самостоятельном факторе, влияющем на размеры спроса и соответственно цены спота, позволяет заключить, что между размерами спотового сегмента и ценами существует прямая линейная зависимость, которая в полной мере проявляет себя на рынке трубопроводного газа. Выполненное исследование позволяет также выявить ко-

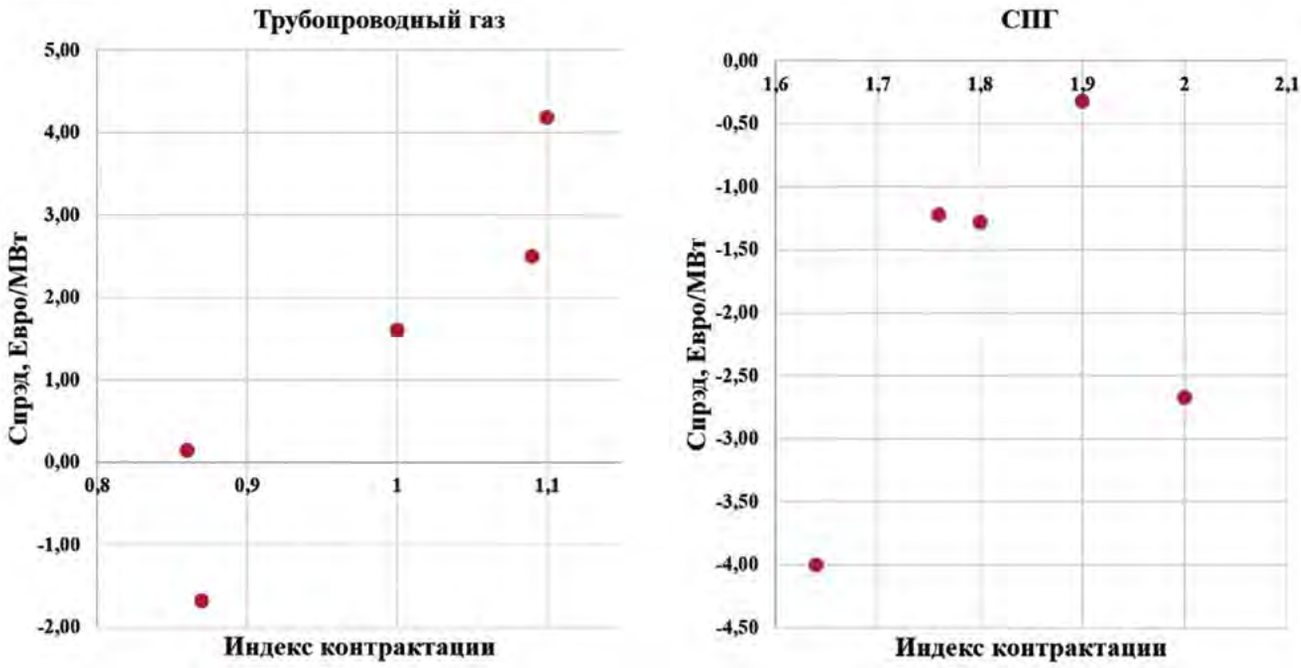


Рис. 3. Характер зависимости уровня контрактации и ценового разрыва на рынках трубопроводного газа (слева) и СПГ (справа).

личественные параметры указанной зависимости для европейского рынка, что может быть использовано при прогнозировании цен торговых площадок.

В полной версии работы отражено, как на примере рынка СПГ в Испании был сделан важный вывод о том, что волатильность спотовых цен снижается при достижении пропорции между размерами спотового и законтрактованного сегментами рынка как 25:75. Эта пропорция может использовано при поисках оптимальной архитектуры газового рынка Европы.

Также указано, что на азиатском рынке СПГ положительная корреляция между размерами спотового сегмента и спотовыми ценами наблюдалась в периоды стационарной, в том числе сезонной динамики рынка, отсутствия воздействия внешних дестабилизирующих рынок СПГ факторов как со стороны спроса, так и предложения. В такие периоды связь между рассматриваемыми явлениями «меняла знак» на противоположный.

Таким образом, расширение спотового сегмента в ситуации вело не к сокращению ценового спрэда, а к его увеличению. В периоды восстановления стационарного развития, когда доля спотового сегмента не опускается ниже 10%-порога, ценовой спрэд сокращается.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Европейская ассоциация импортеров природного газа (GIIGNL). URL: https://giignl.org*

2. *Консалтинговая компания IHS Waterborne. URL: https://ihsmarkit.com/index.html*

3. *Данные агентства Cedigaz. URL: https://www.cedigaz.org*

4. *ICIS Heren. URL: https://www.icis.com/explore/commodities/energy*

5. *Оценки агентства S&P Global Platts. URL: https://www.spglobal.com/platts/en*

АО «РОССЕТИ ТЮМЕНЬ»

НЕЗАВИСИМАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАК ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО КОНТРОЛЯ КОМПАНИИ

Авторский коллектив:
Масюк Никита Александрович,
Незнамова Любовь Алексеевна,
Дубровский Олег Владимирович.

Функция внутреннего аудита с 01.01.2021 года должна быть организована во всех публичных акционерных Обществах вне зависимости от сферы деятельности. Федеральным законодательством, методическими рекомендациями Росимущества, Кодексом корпоративного управления Центрального банка РФ предписано проведение подразделениями внутреннего аудита независимых оценок системы внутреннего контроля и управления рисками с последующим предоставлением гарантий Совету директоров компании. Однако даже при условии развитой системы внутреннего аудита, российские компании зачастую вовсе не затрагивают или опосредованно касаются вопросов технического контроля, что в свою очередь может нести существенные материальные и управленческие риски как для Общества в целом, так и для его дочерних зависимых организаций, в частности.

СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО КОНТРОЛЯ КОМПАНИИ

Внутренний контроль является непрерывным и цикличным процессом в составе общей системы управления компании. Система внутреннего контроля (далее – СВК) представляет совокупность организационной структуры, методик и процедур, принятых руководством экономического субъекта в качестве средств для упорядоченного и эффективного ведения хозяйственной деятельности. Являясь составной частью общей системы управления рисками СВК предполагает полную интеграцию со всеми бизнес-процессами и системами управления компании.

Система внутреннего технического контроля (далее – СВТК) исторически развивалась как самостоятельный инструмент управления производственных компаний, вне связи с СВК. Не смотря на фундаментальную схожесть целей и задач СВК и СВТК, системы развивались параллельно. При этом, в отличие от СВТК, СВК нашла мировое признание в качестве инструмента обеспечения разумных гарантий достижения целей компании. Без осознания взаимосвязи элементов СВК при построении СВТК невозможно представить дальнейшее качественное развитие системы и распространение философии системы среди персонала, понимания их роли и места в управлении производством.

Построение СВТК необходимо для обеспечения объективного, справедливого и ясного представления всех заинтересованных сторон о текущем техническом состоянии компании, целостности и прозрачность отчётности, соответствии компании требованиям законодательства в области технического регулирования. Применительно к энергетической отрасли СВТК должна обеспечивать необходимые условия для повышения эффективности и качества передачи электроэнергии, надежности электроснабжения потребителей Единой национальной (общероссийской) электрической сети.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО КОНТРОЛЯ КОМПАНИИ

В настоящий момент процесс оценки СВТК организован в формате самооценки субъектов СВТК и контроля вышестоящих уровней СВТК над нижестоящими, что ставит под вопрос объективность и надёжность формируемых выводов. В результате чего, формируется риск принятия управленческих решений на основании недостоверной информации, который может привести к существенным нарушениям в деятельности компании, вплоть до выхода оборудования из строя. Одним из мероприя-

тий по оптимизации такого рода риска служит компетентный, полный и объективный анализ эффективности внутреннего технологического контроля в разрезе 5 (пяти) компонентов в соответствии с Руководством международного Комитета спонсорских организаций Комиссии Трэдуэя (COSO).

В целях предоставления органам управления Общества объективной и независимой информации о текущем состоянии системы внутреннего технического контроля (далее – СВТК), выявления направлений повышения эффективности СВТК следует осуществлять оценку эффективности СВТК.

Понимание эффективности процессов и систем наилучшим образом следует раскрыть через определение уровня зрелости каждого из ключевых показателей, характеризующих логику построения системы, её управляемости, измеримости, контролируемости и результативности.

В целях формирования единого, систематизированного и последовательного подхода к оценке эффективности систем внутреннего технического контроля как части общей системы внутреннего контроля компании в АО «Россети Тюмень» разработана Методика оценки эффективности системы внутреннего технического контроля (далее – Методика). Методика определяет порядок и критерии оценки СВТК

Оценка эффективности СВТК позволит предоставлять органам управления АО «Россети Тюмень» объективную и независимую информацию о текущем состоянии СВТК, позволит выявить направления повышения эффективности СВТК.

Эффективность СВТК АО «Россети Тюмень» следует оценивать путем определения уровня зрелости СВТК на основании установления соответствия характеристикам, определенным для каждого уровня зрелости.

Критерии целевого состояния элементов СВТК могут быть разрабатываться для каждого предприятия индивидуально на основании фактически эксплуатируемого оборудования, могут периодически дополнятся и пересматриваться.

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Оценку СВТК Общества целесообразно осуществлять в разрезе 5 (пяти) компонентов (элементов) СВТК (далее – элементы), в соответствии с Руководством международного Комитета спонсорских организаций Комиссии Трэдуэя (COSO) «Внутренний контроль. Интегрированная модель»: Контрольная среда, Оценка рисков, Мероприятия контроля, Информация и коммуникации, Мониторинг.

В целях сохранения принципа независимости оценку СВТК следует проводить внутренним аудитом Общества. Внутренние аудиторы, участвующие в проведении оценки эффективности СВТК в своей работе должны руководствоваться Международными профессиональными стандартами внутреннего аудита, разработанными международным Институтом внутренних аудиторов, Методическими указаниями по их применению, соответствовать Кодексу этики внутреннего аудитора.

Оценку эффективности СВТК следует проводить в следующей последовательности:

- определение соответствия текущего состояния элементов СВТК установленным критериям целевого состояния элементов СВТК соответственно.

- экспертное определение в баллах уровня зрелости элементов СВТК.

- определение в баллах уровня зрелости СВТК в целом.

- оценка уровня зрелости элементов СВТК в целом.

Определение соответствия текущего состояния элементов СВТК установленным критериям целевого состояния элементов осуществляется по следующей шкале:

– Да (**4 балла**) – элемент СВТК полностью внедрен. Уровень автоматизации высокий.

– Скорее да (**3 балла**) – элемент внедрен и функционирует должным образом во всех существенных отношениях. Имеются отдельные умеренные недостатки и потенциал для улучшения. Процедуры частично автоматизированы, идет планомерный процесс автоматизации.

– Скорее нет (**2 балла**) – элемент внедрен ограниченно и/или имеются отдельные значимые нарушения и недостатки. Имеются конкретные планы по развитию/улучшению элемента СВТК, идет планомерный процесс внедрения/улучшения. Автоматизация процедур находится на начальном уровне, готовятся/утверждены планы по автоматизации.

– Нет (**1 балл**) – элемент не внедрен и не планируется его внедрение или имеются множественные критические/значимые недостатки.

Оценка критериев элемента «Мероприятия контроля» определяется по шкале определения соответствия текущего состояния элемента целевому состоянию

>85% - 4

>60% - 3

>30% - 2

≤30% - 1

В свою очередь, текущее состояние элемента является отношением количества критериев оценки организации эксплуатации оборудования, устройств РЗА и т.д. или по наличию ОРД (0 - отсутствует, 1 – в наличии) и значением максимального балла, тем самым определяя балл эффективности в процентном выражении.

Определение уровня зрелости элементов СВТК (УЗэ) в баллах осуществляется путем усреднения оценок по критериям для данного элемента СВТК:

$$\text{УЗэ} = \frac{\text{Сумма баллов по критериям элемента СВТК}}{\text{Количество критериев в элементе СВТК}} \quad [1]$$

Полученная оценка округляется до первого знака после запятой.

Определение уровня зрелости элемента «Мероприятия контроля» определяется путем умножения УЗэ на усреднённое значение долей дефектов на электросетевых объектах ДЗО, не выявленных в рамках функционирования СВТК:

$$\text{УЗмк} = \text{УЗэ} \times \frac{\text{Сумма долей дефектов}}{4} \quad [2]$$

Определение в баллах уровня зрелости СВТК Общества в целом (УЗ) рассчитывается путем усреднения оценок по всем критериям:

$$\text{УЗ} = \frac{\text{Сумма баллов по всем критериям}}{\text{Количество критериев всего}} \quad [3]$$

Полученная оценка округляется до первого знака после запятой.

Для оценки уровня зрелости каждого элемента СВТК и СВТК в целом полученная расчетная оценка в баллах (формулы [1], [2] и [3]) соотносится со шкалой зрелости, приведенной в *таблице 1*.

Рис. 1. Диаграмма уровней зрелости элементов СВТК в динамике (пример). По осям показан уровень зрелости в баллах от 1 до 4.

ФОРМИРОВАНИЕ ИТОГОВЫХ ОЦЕНОК И ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ОТЧЕТНОСТИ ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Итоговая оценка эффективности СВТК Общества следует формировать с учетом полученной оценки уровня зрелости СВТК, анализа динамики уровня зрелости СВТК.

По итогам оценки эффективности системы внутреннего технического контроля внутренний аудит формирует отчет о проведённой оценке.

Отчет должен содержать:

- оценки эффективности СВТК Общества, проведенные в соответствии с Методикой, с детальным раскрытием доказательств, обосновывающих присвоенные внутренним аудитом оценки (с указанием локальных нормативных актов Общества и цитированием соответствующих пунктов из них);

- диаграммы, отражающие динамику уровней зрелости элементов СВТК (*рис. 1*).

ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ГАРАНТИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

По результатам оценки эффективности СВТК подразделение внутреннего аудита формирует отчёт, который содержит оценку эффективности СВТК Общества, основанную на анализе уровня зрелости СВТК Общества, а также приводит справочную информацию эффективности СВТК основанную на техническом состоянии оборудования и его аварийности.

Результаты оценки эффективности СВТК следует ежегодно выносить на рассмотрение Комитета по аудиту (Комитета по надёжности или иного упол-

Таблица 1. Характеристики и шкала оценки уровней зрелости АО «Россети Тюмень».

Уровень зрелости	Соответствующие определенному уровню зрелости:	
	Характеристики	Диапазон баллов
«Нулевой» (уровень 1)	1. Осознание проблем организации и функционирования СВТК отсутствует. 2. Описание (регламентация) процессов отсутствует.	менее 2 баллов
«Базовый» (уровень 2)	1. Имеются документально зафиксированные свидетельства осознания Обществом проблем организации и функционирования СВТК. Общий подход к организации СВТК не выработан. 2. Используемые процессы организации СВТК не регламентированы, применяются эпизодически и бессистемно.	от 2,0 до 2,4 баллов включительно
«Удовлетворительный» (уровень 3)	1. Имеются документально зафиксированные свидетельства осознания Обществом проблем организации СВТК. Выработан общий подход к организации СВТК. 2. Процессы функционирования СВТК регламентированы частично. Ответственность в основном возлагается на исполнителей, что влечет за собой высокую вероятность возникновения отклонений.	от 2,5 до 2,9 баллов включительно
«Умеренный» (уровень 4)	1. Проблемы организации СВТК выявляются. Однако СВТК не полностью интегрирована в процесс внутреннего технического контроля. 2. Процессы технического контроля регламентированы и доведены до персонала. Однако порядок использования данных процессов оставлен на усмотрение самого персонала. Это определяет вероятность возникновения отклонений, которые могут быть не выявлены. Применяемые процедуры не оптимальны и недостаточно современны, но являются отражением практики, используемой в обществе.	от 3,0 до 3,4 баллов включительно
«Оптимальный» (уровень 5)	1. Проблемы (риски) организации и функционирования СВТК выявляются. СВТК интегрирована в процессы планирования и выявления нарушений. Однако СВТК не автоматизирована, не все возможные контроли автоматизированы. 2. Процессы регламентированы, унифицированы в обществе, исполнительном аппарате и филиалах ДЗО и доведены до персонала путем размещения на общедоступном ресурсе. Обеспечиваются мониторинг отклонений и оценка эффективности организации СВТК. При выявлении низкой эффективности функционирования СВТК обеспечивается её оптимизация. Процессы находятся в стадии непрерывного совершенствования и основываются на хорошей практике. Средства автоматизации функционирования СВТК используются частично и в ограниченном объеме.	от 3,5 до 3,8 баллов включительно
«Высокий» (уровень 6)	1. Проблемы (риски) организации и функционирования СВТК выявляются. СВТК интегрирована в процессы планирования и выявления нарушений. СВТК где возможно автоматизирована. 2. Процессы проработаны до уровня лучшей практики, основанной на результатах непрерывного совершенствования и сравнения уровня зрелости относительно других организаций, регламентированы, унифицированы в обществе, исполнительном аппарате и филиалах ДЗО, доведены до персонала путем размещения на общедоступном ресурсе. Обеспечиваются мониторинг выполнения и выявления отклонений, оценка эффективности работы СВТК.	от 3,9 до 4 баллов включительно

номоченного Комитета) при Совете директоров Общества, Совета директоров Общества.

Выработка и представление объективных и независимых рекомендаций (заключений) Совету директоров предприятий электросетевого комплекса по оценке СВТК на предприятии позволяют оценить уровень надёжности СВТК и выявить «пробелы» хозяйственной деятельности предприятия.

Следует иметь в виду, что СВТК способна обеспечить разумную, но не абсолютную уверенность в достижении целей Общества, в повышении надежной и безопасной работы оборудования, снижения рисков возникновения технологических нарушений и травматизма в электросетевом комплексе, в связи с определенными ограничениями функционирования. Разумная уверенность при этом не подразумевает, что в СВТК будут происходить масштабные и (или) существенные сбои, а уровень подверженности ограничениям зависит в том числе от уровня развития СВТК в Обществе.

Итоговые данные, полученные в ходе оценки, позволят сформировать выводы о надежности СВТК и ее эффективности, соответственно. На их основе возможна разработка перечня рекомендаций по совершенствованию механизма контролей в значимых бизнес-процессах компании, в том числе:

• повышение эффективности, надежности и безопасности работы оборудования и персонала электрических сетей;

• оптимизация функций технического контроля производственной деятельности, делегирование контрольных функций и полномочий субъектам контроля на различные уровни управления;

• устранение дублирующих функций и связей между различными подразделениями, производственными и контролирующими структурами;

• четкое разграничение и формализация на всех уровнях технического контроля задач, функций и сфер ответственности;

• систематизация и структурирование потока выявляемых замечаний, не допущение повторных разработок однотипных мероприятий на один недостаток;

• создание условий для анализа выявленных недостатков производственно-хозяйственной деятельности для своевременного принятия корректирующих воздействий;

• снижение количества инспектирующих структур, за счёт повышения качества работы и ответственности производственного персонала (повышение эффективности производственного контроля);

• формирование и контроль функционирования эффективного механизма управления рисками, приводящими к травматизму или технологическим нарушениям, для повышения вероятности достижения поставленных целей и задач;

• вовлечение каждого работника, в рамках его профессиональной компетенции, в процесс осуществления технического контроля.

Оценка СВТК позволяет произвести необходимые корректировки, что в совокупности, способствует выполнению задач повышения надежной и безопасной работы оборудования, снижения рисков возникновения технологических нарушений и травматизма персонала в электросетевом комплексе.

ВОЕННАЯ АКАДЕМИЯ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИМЕНИ ГЕНЕРАЛА АРМИИ А. В. ХРУЛЁВА

ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Авторский коллектив:
Топоров Андрей Викторович,
Целыковских Александр Александрович,
Ермошин Николай Алексеевич,
Романчиков Сергей Александрович,
Пахомов Вячеслав Иванович,
Абдурахманов Эльшан Фарайиз оглы,
Романчиков Михаил Сергеевич,
Дегтярев Алексей Николаевич,
Болдырев Олег Алексеевич.

Реализация национального проекта «Наука», Стратегии научно-технического развития Российской Федерации», (утв. указом Президента Российской Федерации от 01.12.2016 г.), Стратегии повышения качества пищевой продукции до 2030 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 29 июня 2016 № 1364-р), а также государственных программ Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (утв. постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 г. № 328 (с изменениями утв. постановлением Правительства РФ от 31.03.2017 г. № 328-13)), «Развитие науки и технологии» и других программ развития топливно-энергетической и добывающей отрасти, необходимость повышения использования энергоресурсов требуют инновационного развития технических средств и технологий энергосбережения.

Особая роль в реализации программных документов принадлежит инновационным разработкам в области повышения энергоэффективности газового оборудования.

В результате проведенного анализа исследований по повышению характеристик газового оборудования было установлено, что перспективным направлением является совершенствование теплогенерирующих устройств, работающих на газовом топливе за счет реализации технологий ионизации газовоздушной смеси.

Не менее важным направлением, обеспечивающим снижение энергозатрат теплогенерирующих устройств, является инновационное развитие технологий электротермической конвекции теплообменных процессов. Практическая реализация этого направления может быть обеспечена за счет разработки технических устройств, обеспечивающих высокую теплоотдачу и теплообменные процессы от источника тепловой энергии в электрическом поле.

Цель исследования заключается в разработке конструктивных решений по повышению энергоэффективности теплогенерирующих устройств.

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СЖИГАНИЯ ОБЕДНЕННОГО ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ПОЛЕ

В целях обеспечения эффективности применения газового топлива за счет ионизации, повышения температуры факела и обогрева жарочного настила посредством управления восходящими тепловыми потоками горячего воздуха с интенсивным инфракрасным и другими видами излучений предложено техническое решение плита газовая с принудительной ионизацией газового топлива (газовая плита ПГ-ПИТ). Принцип работы плиты основан на использовании метода сжигания, обедненного ионизированного газового топлива в электрическом поле.

Для создания электрического поля в конструкцию системы обогрева жарочного настила включены электроды, соединенные с источником напряжения (*рис. 1*).

На *рис. 1* показан заземленный электрод (10), вмонтированный в поверхность жарочного насти-

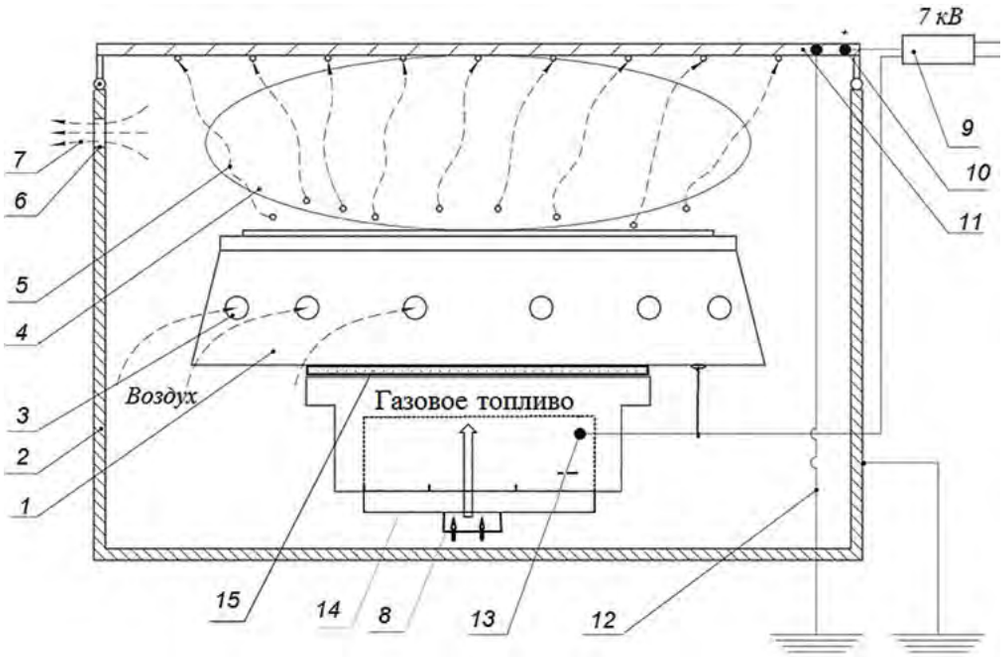


Рис. 1.
Принципиальная схема газовой плиты ПГ-ПИТ.

1 – горелка;
2 – стенка корпуса;
3 – перфорация для подачи воздуха;
4 – электрическое поле;
5 – потоки смеси газового топлива;
6 – дымоход;
7 – дымовые газы;
8 – керамическая втулка подачи газового топлива;
9 – источник напряжения;
10 – точка заземления жарочного настила;
11 – жарочный настил;
12 – заземление;
13 – изолированный электрод смесителя газов с воздухом;
14 – кольцевой изолятор горелки от массы;
15 – изоляционная прокладка.

ла (11). Второй электрод размещен в изолирующей керамической втулке, через которую подается газовое топливо и ионизированный воздух. Ионизация обеспечивает дополнительную электролизацию топливной смеси и ускорение скорости ее горения. Электроды запитаны от источника напряжения (высоковольтного трансформатора, через выпрямитель). Конструкция предусматривает размещение электродов на расстоянии 50 мм друг от друга. Крепление электродов выполнено с использованием кольцевых фарфоровых изоляторов.

Электрический ток с регулируемым напряжением U=7 кВ, силой I=2–3 мА, частотой f=50 Гц подается на электроды (*рис. 2*), между электродами образуется электрическое поле. Обедненная газовая смесь подается в горелку (1) и воспламеняется. Воздействие электрического поля (4) на газовое топливо (5) обеспечивает образование кулоновских сил, что интенсифицирует его горение и обеспечивает полноту сгорания газа, а также ускоряет выход горящих дымовых газов к положительно заряженному жарочному настилу. Вследствие этого повышается конвективный теплообмен, за счет электроконвекции и обеспечивается более равномерный нагрев жарочной поверхности. Следует отметить, что постоянное электрическое поле приводит к интенсивному, перемешиванию электризованных молекул газового топлива с электризованным окислителем (O_2 или O_3) и их более интенсивному сгоранию.

Дополнительный эффект обеспечивается за счет образования в высоковольтном поле озона (O_3), являющегося катализатором процесса горения газового топлива. Введенное в зону горения катализирующее электрическое поле, образованное двуполярными высоковольтными потенциалами, ускоряет движение электрически заряженных частиц топлива и окислителя к противоположному по заряду электроду (жарочному настилу), т.е. выполняет функцию электростатического насоса. Воздействие озона повышает экономическую эффективность и экологическую безопасность газовых тепловых аппаратов.

Новизной является создание катализирующего электрического поля в зоне горения газового топлива, созданного посредством включения в конструкцию газовой плиты ионизирующего устройства с выходным напряжением U=7 кВ и силой тока I=2–3 мА. Дополнительная электризация газового топлива обеспечивает образование кулоновских сил, интенсифицирует горение, а за счет электроконвекции повышается конвективный теплообмен. Новизна технического решения подтверждена патентом на полезную модель РФ № 193745.

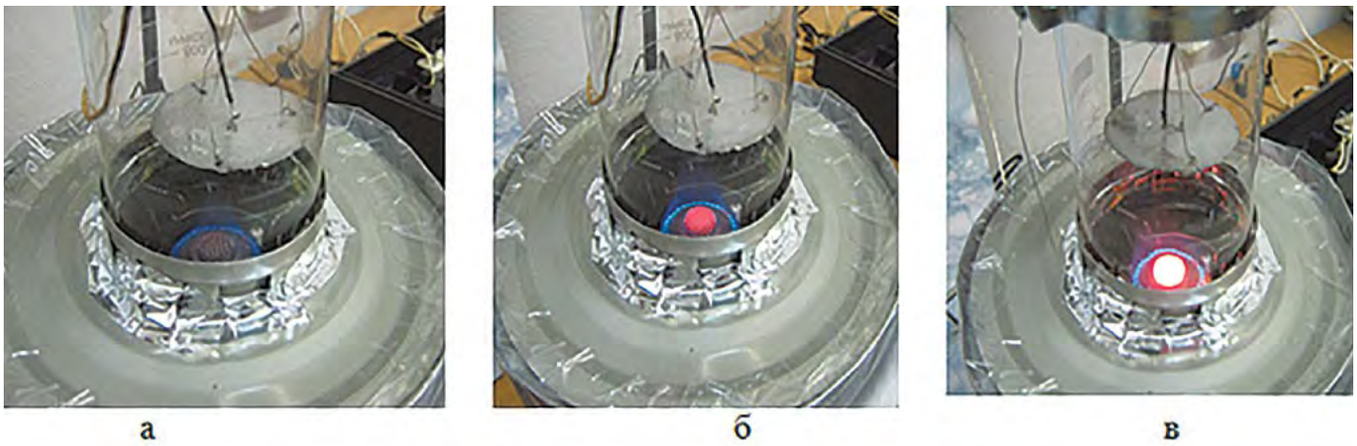


Рис. 2. Влияние напряжения электрического поля на величину светимости пламени при горении ионизированного газового топлива: а – без напряжения; б – при напряжении 3,5 кВ; в – при напряжении 7 кВ.

Значение технического решения для практики заключается в получении дополнительных эффектов при сгорании газового топлива обеспечивающих повышение температуры жарочного настила на 39 %, теплоотдачи в 2 раза, коэффициента полезного действия на 22 %, снижение оксидов углерода на 31–36 %, расхода газового топлива на 26 % при приготовлении пищи.

ИННОВАЦИОННАЯ РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКОГО КОНВЕКТОРА ТЕПЛООБМЕНЫХ ПРОЦЕССОВ

Предлагается конструкция теплогенерирующего устройства – плиты электрической конвекционного типа с устройством для ионизации воздуха (электрическая плит ПЭ-УИЭВ) относящейся к универсальным тепловым аппаратам. Оно предназначено для варки, жарения, запекания, тушения, а также вспомогательных процессов при приготовлении пищи. Конструктивные особенности теплогенерирующего устройства обеспечивают снижение образования канцерогенных веществ, улучшение вкусовых качеств при жарке и тушении. Принцип ее работы основан на использовании метода электротермической конвекции теплообменных поверхностей жарочного настила.

Техническое решение базируется на повышении КПД за счет принудительного изменения движения конвективных потоков воздуха от греющих поверхностей, что обеспечивает снижении теплопотерь, расхода энергоресурсов, сроков закипания воды на 26–28 %. Тепловой аппарат предусматривает дополнительное включение в его конструкцию коробчатых газоходов со встроенными приточными вентиляторами и фильтрами. Источник напряжения для ионизации воздуха связан через шину с высоковольтным электродом, подкаченным к ионизационной решетке.

Конструктивные особенности предложенной плиты заключаются в следующем. На внешней стороне жарочного настила с двух сторон жестко фиксируются короб для подачи воздуха 4 и заборник 1, соединенные между собой через коробчатые газоходы 10. Ионизирующее устройство 6 изготовлено в виде металлической сетки (ячейка 10×10 мм), вмонтированной в изоляционную пластину из фторопласта. Ионизирующее устройство связано через высоковольтный электрод и шину с источником высоковольтного напряжения (до 12 кВ). Газоход 10, изготовлен из теплоизолированного материала, что обеспечивает постоянную температуру проходящего потока воздуха.

Электрическая плита работает следующим образом. Вентиляторы 3 принудительно изменяют направление восходящего конвективного потока воздуха, нагретого жарочным настилом 5 с вертикального на горизонтальное. Воздух t = 20–70 °С через заборник 1 поступает в коробчатый газоход 10 и в фильтр. Очищенный воздух со скоростью 1,0 – 1,8 м/с поступает в тепловую завесу, где проходя через ионизирующее устройство 4 положительно (пары, пылинки содержащиеся в воздухе приобретают плюсовой заряд) заряжается и ионизируется, а затем подается на рабочую

поверхность жарочного настила 9. Воздушный поток проходит на высоте 2–7 см от жарочного настила. Конструктивные изменения позволяют обеспечить регулировку подачи переменного электрического тока напряжением от 1 кВ до 12 кВ от источника высоковольтного напряжения на ионизирующую решетку, в зависимости от технологической операции. Пары воды (H_2O) при прохождении ионизирующей решетки разрываются на водород (H_2) и кислород (O_2). Водород дезинфицирует воздух. Молекулы кислорода (O_2) под воздействием электрического поля образуют азот (O_3). При взаимодействии молекул азота с поверхностными молекулами продукта питания происходит улучшения вкуса, а при выпечке хлебобулочных изделий – реакция озонизации, а также усиливается цвет и аромат (реакция этерификации).

Положительно заряженный горячий воздух с большой скоростью притягивается к заземлённой жарочной поверхности плиты и наплитных котлов, омывая их боковые поверхности, срывая пограничный слой, изменяет свою энергию, нейтрализуя заряд, отбрасывается новыми порциями ионизированной воздушной смеси. При этом, реализуется эффект электротермической интенсификации теплоотдачи. Большая часть нейтрализованного воздуха, достигшего заборника 1, поступает снова в коробчатый газоход 1 на очистку, электризацию и ионизацию. Принудительное изменение движения конвективных потоков воздуха над плитой достигаемся за счет электризации. В зависимости от кулинарной операции (варка, жарка, тушение) блок управления подает сигнал на подачу напряжения источником электроэнергии на ионизирующее устройство 6 от 1 кВ до 12 кВ, при силе тока I=2 мА, частотой f=50 Гц.

Конструктивные изменения электрической плиты позволяют снизить скорость движения уходящего нагретого воздуха t=50–70 °С с малым коэффициентом теплоотдачи, возникающего при свободной конвекции. Пристенный ламинарный слой воздуха при этих скоростях представляет собой большое термическое сопротивление. Конвективный теплообмен усиливается за счет принудительного потока горячего воздуха вдоль поверхности конфорок (этот поток горячего воздух уходил в помещение в вертикальном направлении). В предложенном техническом решении электризованный воздушный поток создает терморадиационную защиту («налипает» на заземленную греющую поверхность пищеварочного котла (сковороды)). Это позволяет в выпуклом днище котла исключить застойные воздушные зоны, игравшие роль теплоизоляции и добавить конвективную составляющую теплопередачи через часть днища и боковую стенку.

Создание условий для горизонтального обдува горячим воздухом и переход от ламинарного движения горячего воздуха к турбулентном обеспечивает повышение КПД конфорок на 8,7 %, что ускоряет время закипания воды в наплитных котлах на 8 %.

Внедрение электротермической конвекции, позволяет интенсифицировать процесс теплосъёма на 25 % и более. Время закипания воды в пищеварочном котле сокращается, что приводит к снижению на 17 % расхода электроэнергии.

Известно, что температурные поля электрических конфорок имеют значительную неравномерность нагрева отдельных участков в процессе работы плиты.

Новизна устройства заключается в том, что конструктивные изменения обеспечивают повышение коэффициента теплоотдачи от поверхности конфорки к наплитному котлу в 3 раз, за счет создания условий для образования эффекта электротермической конвекции. Обработка воздуха электричеством придает ему «липкие» свойства. Воздух прилипает к заземленным поверхностям наплитных котлов. Ионизированный воздух интенсивно выполняет функцию переносчика тепла. Ионизация позволила достичь снижения в 2–4 раза образования канцерогенных веществ и обеззараживания готовых блюдах. Новизна технического решения подтверждена патентами на полезные модели РФ № 196754, № 196428 и № 196599.

ОЦЕНКА ЭНЕРГО- И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИННОВАЦИОННЫХ РАЗРАБОТОК

В целях оценки энерго- и экономической эффективности инновационных разработок применены методы инвестиционного анализа, а также оценки инвестиционных и инновационных рисков. Экономическая эффективность (NPV) инновационных разработок рассчитывается по зависимости

$$NPV = \sum_{k=1}^{n} \frac{CF_k}{(1+i)^k} - \sum_{k=0}^{n} \frac{IC_k}{(1+i)^k}, \quad (1)$$

где CF_k – чистый оперативный доход от эксплуатации теплогенерирующего устройства в k-м периоде (году, квартале, месяце);

IC_k – затраты на выполнение работ по вводу в эксплуатацию теплогенерирующего устройства его регламентное обслуживание и все виды ремонта в k-м периоде эксплуатации.

Оценка экономической эффективности выполнялись на основе сопоставления показателя NPV для теплогенерирующего устройства существующей конструкции и теплогенерирующего устройства предлагаемой конструкции.

Дополнительного пояснения требует способ расчета ставки дисконтирования. Экономический смысл этого показателя состоит в приведении стоимости будущих доходов от эксплуатации теплогенерирующего устройства с учетом инвестиционных и инновационных рисков к текущему моменту времени по зависимости

$$i = R + \beta(R_m - R) + \Omega_1 + \Omega_2 + \Omega_3, \quad (2)$$

где R – безрисковая ставка доходности инвестиции, в разработку, внедрение и эксплуатацию теплогенерирующего устройства;

R_m – средняя доходность по инвестиционной деятельности на фондовом рынке;

Ω_1 – дополнительная премия за риск инвестирования в инновационные разработки, реализуемые малым предприятием;

Ω_2 – дополнительная премия за риск инвестирования в инновационные разработки, реализуемые в закрытом акционерном обществе;

Ω_3 – дополнительная премия за риск инвестирования осуществляются с привлечением частного инвестора.

Проведенный расчет экономической эффективности от внедрения инновационной разработки электротермического конвектора теплообменых процессов за период эксплуатации при его монтировании в конструкцию электрической плиты ПЭУИЭВ представлен в *таблице 1*.

Помимо электроэнергии, затрачиваемой на работы плиты в расчет включены затраты на электроэнергии на удаление избыточного тепла через систему вентиляции. Известно, что на удаление теплоты, выработанной за 1 кВт/ч требуется затратить 0,6 кВт/ч электроэнергии.

По результатам расчета, представленного в *таблице 1* экономия по электроэнергии, составит 32351 кВт/ч. При стоимости электроэнергии за 1 кВт/ч – 5,45 р/кВт экономия за год эксплуатации составит 159962 руб.

Необходимо отметить, что помимо снижения затрат электроэнергии дополнительный эффект появляется на основании увеличения срока эксплуатации плиты на 1,5-2 года. Это обеспечивается увеличением коэффициента использования мощности и сокращения продолжительности смены на 25%.

Экономический эффект от реализации инновационной технологии сжигания обедненного газового топлива рассчитанный аналогичным образом, составляет от 10–32 %, что в стоимостном выражении – 25020 руб/год.

Предлагаемые принципы инновационных технологий имеют широкое практическое применение не только для пищевой промышленности, но и для других отраслей. Инновационные разработки повышения эффективности теплогенерирующих устройств могут найти применение в дорожном строительстве при производстве асфальтобетонных смесей, выполнении работ по содержанию асфальтобетонных покрытий, для технологий гидроизоляции мостовых конструкций и элементов. Ожидается значительная эффективность от при-менения предлагаемых решений в теплогенерирующих устройствах котельного оборудования и других систем отопления, работающих на газовом топливе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. РФ 196754. Электрическая плита. МПК F24C 7/00 [Текст] Романчиков С.А., Ермошин Н.А., патентообладатель ФГКВОУ ВО ВАМТО, заявка № 2019144417, приор. 24.12.2019 г., опубл. 13.03.2020 г. Бюл. № 8.

2. Пат. РФ 193745. Газовая плита с устройством для ионизации МПК F24C 7/00 [Текст] Романчиков С.А., Дегтярев А.Н., Романенко В.В., и другие, патентообладатель ФГКВОУ ВО ВАМТО, заявка № 2019121410, приор. 05.07.2019 г., опубл. 13.11.2019 г. Бюл. № 32.

3. Романчиков С.А. Технические решения сжигания обедненного ионизированного газового топлива в

Таблица 1. Экономическая эффективность от использования электротермического конвектора теплообменых процессов.

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	Вид плиты	
		Электрическая плита ЭП-2ЖШ (прототип)	Электрическая плита ПЭ-УИЭВ
1	Затрачиваемая электроэнергия, кВт	5,6	5,7
2	Среднее время работы плиты в сутки, ч	6	4,1
3	Коэффициент используемой мощности	0,6	0,41
4	Расход электроэнергии в сутки, кВт/ч	20,16	14,02
5	Расход электроэнергии за 300 раб. дн., кВт/ч	60048	42060
6	Затрачиваемая энергия на вентиляцию, кВт/ч	36003	24640
7	Всего затраченная энергия, кВт/ч	96051	66700
8	Экономическая эффективность (NPV) руб	**523477,95**	**363515**
9	Экономический эффект, руб/ год		**159962,95**

электрическом поле / С.А. Романчиков // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. 2018. № 4 (46). С. 33-39. doi.org/10.18323/2073-5073-2018-4-33-39.

4. Романчиков С.А. Электрическая плита ПЭ-УИЭВ / С.А. Романчиков // Техника и технология пищевых производств. 2018. Т. 48. № 4. С. 131-138. DOI: 10.21603/2074-9414-2018-4-131-138.

5. Целыковских А.А., Бабенков В.И., Гурьянов А.В., Ермошин Н.А., Каптюх А.Н., Романчиков С.А. Научное обоснование технических и технологических решений модификации технических средств и процессов продовольственного обеспечения Вооруженных сил Российской Федерации (монография) СПб.: ВАМТО, 2020. – 236 с. ISBN 978-5-907413-45-0.

6. Топоров А.В., Пахомов В.И., Абдурахманов Э.Ф. Оценка экономической эффективности использования электрического поля при работе газовой плиты / А.В. Топоров, Э.Ф. Абдурахманов, В.И. Пахомов // Вестник технополиса «Эра» Выпуск № 5. 2019. Анапа С. 167-173.

7. Ермошин Н.А., Пахомов В.И., Романчиков М.С. Экономические аспекты сжигания обедненного ионизированного газового топлива в электрическом поле. Сб. науч. трудов 15-ой Международной научно-технической конференции «Современные инструментальные системы, информационные технологии и инновации» (18-19 марта 2021 г.) редкол.: Горохов А.А. (отв. ред.); Юго-Зап. гос ун-т, Курск, Юго-Зап. гос ун-т, С. 81–85.

8. Целыковских А.А., Болдырев О.А., Дегтярев А.Н. Способ повышения эффективности электрических плит по средствам создания электроконвекции. Сб. науч. трудов 15-ой Международной научно-технической конференции «Современные инструментальные системы, информационные технологии и инновации» (18-19 марта 2021 г.) редкол.: Горохов А.А. (отв. ред.); Юго-Зап. гос ун-т, Курск, Юго-Зап. гос ун-т, С. 284–287.

ТЕХНОЛОГИИ РАЗВИТИЯ