

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Отделение автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование и разработка системы контроля энергоэффективности нефтепромысловых объектов

УДК 004.056:622.323(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Изотов Дмитрий Андреевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР, доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		
Консультант ВКР, начальник отдела АСУТП ОАО «ТомскНИПИнефть»	Зебзеев Алексей Григорьевич	к.т.н.		
Руководитель ООП, доцент ОИТ ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально- гуманитарных наук ШБИП	Верховская Марина Витальевна	к.экон.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код рез-та	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
P1	применять глубокие естественно-научные, математические знания в области анализа, синтеза и проектирования для решения научных и инженерных задач производства и эксплуатации автоматизированных систем, включая подсистемы управления и их программное обеспечение.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3, ОПК-1, ОПК-4, ОК-1, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P2	воспринимать, обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую информацию, передовой отечественный и зарубежный опыт в области теории, проектирования, производства и эксплуатации автоматизированных систем, принимать участие в командах по разработке и эксплуатации таких устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-3, ПК-4, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОК-1, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-9), Критерий 5 АИОР(пп. 1.1, 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P3	применять и интегрировать полученные знания для решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных автоматизированных систем и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием технологий машинного обучения, современных инструментальных и программных средств.	Требования ФГОС (ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-15, ПК-18, ОПК-3, ОПК-6, ОК-1, ОК-5, ОК-6, ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P4	определять, систематизировать и получать необходимую информацию в области проектирования, производства, исследований и эксплуатации автоматизированных систем, устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-7, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-18, ОПК-4, ОПК-6, ОК-1, ОК-4, ОК-6, ОК-8), Критерий 5АИОР (п.1.3), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P5	планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования для целей проектирования, производства и эксплуатации систем управления технологическим процессом и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием передового	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-13, ПК-17, ПК-18, ОПК-2, ОПК-3, ОК-1, ОК-3, ОК-4, ОК-6, ОК-7, ОК-8, ОК-9), Критерий 5АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

	отечественного и зарубежного опыта, уметь критически оценивать полученные теоретические и экспериментальные данные и делать выводы.	
P6	понимать используемые современные методы, алгоритмы, модели и технические решения в автоматизированных системах и знать области их применения, в том числе в составе безлюдного производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2 ПК-3, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-9, ОК-10), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
<i>Универсальные</i>		
P7	эффективно работать в профессиональной деятельности индивидуально и в качестве члена команды.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2 ПК-7, ПК-8, ПК-16, ПК-17, ОК-1, ОК-2, ОК-4, ОК-6, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально-экономических различий	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ОПК-4, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	проявлять широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, демонстрировать понимание вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-8, ПК-15, ПК-16, ПК-18, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-8, ОК-9), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3.), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEAN
P10	следовать кодексу профессиональной этики и ответственности и международным нормам инженерной деятельности	Требования ФГОС (ПК-8, ПК-11, ПК-16, ОПК-3, ОПК-6, ОК-4), Критерий 5 АИОР (пп. 2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-7, ОК-8), Критерий 5 АИОР (2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Суходоев М.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ61	Изотову Дмитрию Андреевичу

Тема работы:

Исследование и разработка системы контроля энергоэффективности нефтепромысловых объектов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является куст скважин, оснащенный установками электрических центробежных насосов.</p> <p>Цель работы: разработка и исследование системы контроля энергоэффективности для куста скважин с УЭЦН с целью выявления потенциала сокращения энергозатрат.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Техническое задание; 2) Системы энергетического менеджмента; 3) Разработка структурной схемы системы контроля энергоэффективности; 4) Проектирование АСУ ТП механизированной добычи нефти; 5) Описание передаваемых в СКЭ технологических параметров; 6) Описание расчетных параметров энергоэффективности; 7) Разработка экранных форм; 8) Заключение.

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1) Структурная схема кустовой площадки; 2) Функциональная схема автоматизации добывающей скважины; 3) Функциональная схема автоматизации нагнетательного коллектора; 4) Функциональная схема автоматизации измерительной установки.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Верховская Марина Витальевна, доцент отделения социально-гуманитарных наук ШБИП, к.экон.н.
Социальная ответственность	Невский Егор Сергеевич, ассистент ИШХБМТ
Раздел на иностранном языке	Шепетовский Денис Владимирович, ст. преподаватель отделения иностранных языков

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
2.1 Системы энергетического менеджмента
2.2 Энергоэффективность нефтегазодобывающих компаний
2.3 Система контроля энергоэффективности
2.4 Структура системы контроля энергоэффективности
2.5 Функции подсистем СКЭ
2.5.1 Подсистема сбора
2.5.2 Подсистема обработки и хранения
2.5.3 Подсистема прикладных задач
2.5.4 Подсистема отображения информации
2.6 Разработка АСУ ТП механизированной добычи нефти
2.6.1 Описание технологического процесса
2.6.2 Выбор архитектуры АС
2.6.3 Разработка АСУ ТП добычи нефти

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения автоматизации и робототехники ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Изотов Дмитрий Андреевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Уровень образования – магистратура
Отделение автоматизации и робототехники
Период выполнения – весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2018	Основная часть	60
18.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
22.05.2018	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИТ ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	К.Т.Н.		

Реферат

ВКР содержит 121 страницу машинописного текста, 20 таблиц, 21 рисунок, 1 список использованных источников из 23 наименований, 6 приложений.

Объектом исследования является куст скважин, оснащенный установками электрических центробежных насосов.

Цель работы – разработка и исследование системы контроля энергоэффективности для куста скважин с УЭЦН с целью выявления потенциала сокращения энергозатрат.

В настоящей работе приведены решения по проектированию системы контроля энергоэффективности кустов скважин: разработке автоматизированной системы управления технологическим процессом добычи нефти при помощи УЭЦН, выбору параметров, характеризующих энергоэффективность процесса добычи нефти с УЭЦН, их расчету и визуализации на разработанных экранных формах.

Разработанная система позволяет обеспечивать контроль и анализ энергоэффективности механизированного фонда скважин, оснащенных УЭЦН. Внедрение такой системы на предприятии позволит сократить энергозатраты на технологический процесс добычи нефти и повысить срок эксплуатации насосного оборудования.

Ниже представлен перечень ключевых слов:

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ, ДОБЫВАЮДАЯ СКВАЖИНА, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, УЭЦН, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭКРАННАЯ ФОРМА, УДЕЛЬНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ.

Глоссарий

Термин	Определение
Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)	Автоматизированная система управления технологическим процессом – комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях.
Интерфейс	Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой
Протокол	Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами
Техническое задание на АС (ТЗ)	Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы
Технологический процесс (ТП)	Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы
SCADA	Автоматизированная система управления технологическим процессом – комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях.
ТЕГ	ТЕГ – метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Автоматизированное рабочее место – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида.
Мнемосхема	Мнемосхема – это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ
Видеокадр	Видеокадр – это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.
Система контроля энергоэффективности (СКЭ)	Автоматизированная система, позволяющая отслеживать показатели энергоэффективности по объектам НГД, а также выявлять и способствовать

	реализации потенциала энергосбережения добычного и другого нефтепромыслового оборудования.
Автоматизированная система технологического учета электроэнергии (АСТУЭ)	Комбинированный информационно-измерительный комплекс, включающий программные и аппаратные компоненты, целью которого является измерение, хранение и анализ информации о потребляемой системой электроэнергии.
Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)	Автоматизированная система, обеспечивающая сбор данных коммерческого учета потребления электроэнергии на каждой точке учета и последующее их хранение и обработку.
Распределенная система управления (РСУ)	Система управления технологическим процессом, отличающаяся построением распределённой системы ввода-вывода и децентрализацией обработки данных.
Установка электрического центробежного насоса (УЭЦН)	Установка, состоящая из погружного насосного агрегата, кабельной линии, колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования и предназначенная для механизированной добычи нефти.

Содержание

Введение.....	13
1 Техническое задание	14
1.1 Требования к системе контроля энергоэффективности	14
1.1.1 Требования к системе в целом	14
1.1.2 Требования к режимам функционирования системы.....	15
1.1.3 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена	16
1.1.4 Требования по сохранности информации при авариях.....	16
1.1.5 Требования по возможностям развития и модернизации системы.....	17
1.2 Требования АСУ ТП кустовой площадки.....	18
1.2.1 Цели создания системы.....	18
1.2.2 Функции системы	19
1.2.3 Состав кустовой площадки.....	20
1.2.4 Автоматизируемые функции технологического процесса.....	21
1.2.5 Требования к обеспечению информационной безопасности.....	22
2 Основная часть.....	24
2.1 Системы энергетического менеджмента.....	24
2.2 Энергоэффективность нефтегазодобывающих компаний	27
2.3 Система контроля энергоэффективности.....	28
2.4 Структура системы контроля энергоэффективности.....	29
2.5 Функции подсистем СКЭ.....	31
2.5.1 Подсистема сбора	31
2.5.2 Подсистема обработки и хранения	32
2.5.3 Подсистема прикладных задач.....	34
2.5.4 Подсистема отображения информации.....	34
2.6 Системы-источники данных.....	35
2.7 Разработка АСУ ТП механизированной добычи нефти	35
2.7.1 Описание технологического процесса	35
2.7.2 Выбор архитектуры АС	37

2.7.3	Разработка структурной схемы АСУ ТП	39
2.7.4	Объем автоматизации добывающей скважины с ЭЦН.....	40
2.7.5	Функциональные схемы автоматизации	42
2.7.6	Информационное обеспечение АСУ ТП.....	43
2.7.7	Кодирование технологических параметров.....	44
2.7.8	Алгоритмы регулирования, технологических защит и блокировок ...	44
2.7.9	Обеспечение информационной безопасности	45
2.8	Расчетные данные СКЭ	47
2.9	Расчет показателей энергоэффективности.....	51
2.9.1	Расчет энергоэффективности УЭЦН	53
2.9.2	Алгоритм сигнала «Откачка» и «Накопление»	57
2.10	Дизайн экранных форм	58
3	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65
3.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	66
3.1.1	Анализ конкурентных технических решений	66
3.2	Планирование управления научно-техническим проектом	68
3.2.1	Иерархическая структура работ проекта	68
3.2.2	Контрольные события проекта.....	69
3.2.3	План проекта	70
3.3	Бюджет научного исследования.....	72
3.3.1	Расчёт материальных затрат.....	73
3.3.2	Основная заработная плата исполнителей темы.....	74
3.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	76
3.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды	77
3.3.5	Накладные расходы.....	77
3.3.6	Формирование бюджета затрат исследовательского проекта	78
3.4	Организационная структура проекта.....	78
3.5	Матрица ответственности.....	79

3.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	81
4	Социальная ответственность	87
4.1	Анализ угроз.....	87
4.2	Меры повышения надежности системы.....	88
4.3	Обеспечение информационной безопасности системы.....	91
	Заключение	95
	Список использованных источников	96
	Приложение А	99
	Приложение Б	116
	Приложение В.....	117
	Приложение Г	118
	Приложение Д.....	119
	Приложение Е.....	120

Введение

Выбор оптимального способа эксплуатации скважины является одной из основных задач механизированной добычи. Сложность ее решения заключается во множестве переменных, которые влияют на экономическую эффективность процесса. И если такие показатели, как наработка на отказ и межремонтный период, достаточно трудно прогнозируемы, то удельное энергопотребление поддается объективной оценке с помощью инструментального контроля, на основе которого можно делать точные расчеты, определяя экономическую привлекательность различных способов эксплуатации для конкретных скважинных условий.

В связи со значительным ростом тарифов на электроэнергию повышение энергоэффективности механизированной добычи нефти стало одним из приоритетных направлений. Эффективная организация процесса добычи нефти напрямую связана с достоверностью планирования производственных показателей.

На сегодняшний день российские компании не предоставляют полностью готовых к внедрению коммерческих комплексных решений по мониторингу и анализу механизированного фонда скважин, а решения, предлагаемые иностранными компаниями, во-первых, очень дороги, а, во-вторых их интеграция потребовала бы длительного времени и огромных затрат. К тому же в настоящее время привлечение иностранных подрядчиков осложнено политической ситуацией.

Целью магистерской диссертации является разработка системы контроля энергоэффективности для нефтепромысловых объектов и исследование методики расчета параметров энергоэффективности скважин, оснащенных УЭЦН.

1 Техническое задание

1.1 Требования к системе контроля энергоэффективности

1.1.1 Требования к системе в целом

Система должна осуществлять сбор, обработку и хранение информации в реальном масштабе времени с учетом задержки, связанной со временем, затраченным на передачу информации.

Реализованная Система должна обеспечивать решение следующих бизнес-задач:

- обеспечение контроля и анализа энергоэффективности механизированного фонда скважин, оснащенного насосами ЭЦН;
- обеспечение контроля удельного энергопотребления;
- формирование отчетности по показателям энергоэффективности.

Для достижения поставленных целей Система должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- автоматизированный сбор данных разнородных систем-источников производственно-технологической информации систем-источников (АСУ ТП, АСТУЭ и т.п.);
- первичная обработка этих данных - при необходимости выполнение приведения собранных данных к единым единицам измерения и временным интервалам, верификацию данных и формирование признаков их достоверности;
- долговременное хранение собранных данных в унифицированном представлении;
- расчет и последующее хранение результатов расчета показателей энергоэффективности;
- предоставление хранимой производственно-технологической информации пользователям системы в едином пользовательском интерфейсе.

1.1.2 Требования к режимам функционирования системы

Система должна функционировать в непрерывном круглосуточном режиме.

Для Системы должны быть определены следующие режимы функционирования:

- нормальный режим;
- режим обновления (профилактический);
- аварийный режим.

Под нормальным режимом функционирования Системы понимается соблюдение следующих условий:

- исправно работает оборудование, составляющее комплекс технических средств;
- исправно функционирует системное, базовое и прикладное программное обеспечение;
- серверное программное обеспечение и технические средства серверов обеспечивают возможность круглосуточного функционирования.

Под профилактическим режимом функционирования Системы понимается соблюдение следующих условий:

- оповещения пользователей Системы (не менее чем за 24 часа) о времени перевода системы в профилактический режим и длительности функционирования в данном режиме;
- отключение пользователей системы в зависимости от предписаний по проведению обновлений, предоставленных разработчиком;
- резервное копирование изменяемых объектов баз данных и серверных компонентов системы;
- выполнение действий, указанных в спецификации обновления;
- проведение испытаний внесенных изменений после обновления (профилактических работ) перед оповещением о переводе Системы в нормальный режим работы.

Под аварийным режимом функционирования системы понимается отказ одного или нескольких компонентов программного и (или) технического обеспечения.

1.1.3 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена

Информационный обмен между компонентами системы и системами-источниками производственно-технологических данных должен осуществляться по каналам передачи данных информационных сетей с использованием стандартных транспортных и сетевых протоколов.

Система должна осуществлять информационный обмен с системами нижестоящих уровней иерархии (АСУТП, АСТУЭ и т.п.) в режиме клиента с применением стандартных протоколов.

1.1.4 Требования по сохранности информации при авариях

Система должна обеспечивать сохранность информации при следующих видах аварий:

- сохранность информации при отказах аппаратного обеспечения серверов должна обеспечиваться существующими средствами резервного копирования сервера системы;
- сохранность информации при кратковременных перебоях электропитания серверов должна обеспечиваться существующими системами бесперебойного электропитания;
- сохранность информации при долговременных перебоях электропитания серверов и/или отказов коммуникационного оборудования должна обеспечиваться средствами механизма восстановления данных за периоды перебоев и/или отказов.

Система должна иметь средства для автоматического резервного копирования, обеспечивающие выполнение резервного копирования и

восстановления сохраненных данных, а также конфигурационной информации, по запросу или по расписанию.

Резервное копирование должно выполняться циклически в автоматическом режиме и минимальным числом ручных операций.

Резервное копирование всех данных системы должно проводиться не реже одного раза в сутки, в фоновом режиме без снижения производительности системы и качества реализации функций Системы.

Во избежание потери информации, при сбоях системы, собираемые данные должны буферизоваться средствами компонентов подсистемы сбора производственно-технологической информации на стороне источников информации в течение всего периода незапланированной остановки серверов системы на глубину не менее 3-х суток.

Программное обеспечение системы должно восстанавливать свое функционирование при корректном перезапуске аппаратных средств. Должна быть предусмотрена возможность организации автоматического и (или) резервного копирования данных системы средствами системного и базового программного обеспечения (ОС, СУБД) входящего в состав программно-технического комплекса.

1.1.5 Требования по возможностям развития и модернизации системы

Должны быть предусмотрены возможности расширения и модернизации системы по мере роста потребностей ее пользователей, обусловленного расширением производства, модернизацией оборудования, углублением степени автоматизации НГД, повышением требований к качеству продукции и т.д.

– должна иметься возможность осуществлять изменение и добавление мнемосхем, графиков, таблиц и других элементов экранов системы.

– устаревшие версии программного обеспечения должны заменяться новыми по мере их выпуска производителями соответствующего ПО.

- в Системе должны быть предусмотрены следующие возможности:
- увеличение числа измеряемых и расчетных параметров;
- увеличение числа АРМ;
- увеличение числа компонентов подсистем сбора производственно-технологических данных;
- разработка и подключение новых прикладных задач; формирование новых и модификации существующих форм отчетно-учетных документов;
- изменение и развитие графического интерфейса путем добавления или изменения существующих графических элементов экранных форм;
- система должна допускать увеличение числа измеряемых и хранимых технологических параметров без ее остановки;
- при модернизации системы должны сохраняться все ранее собранные данные;
- модернизация системы (установка новых версий ПО, добавление подсистем) не должна приводить к остановке системы более, чем на час. При остановке Системы для модернизации собираемые данные должны буферизоваться в течение всего периода остановки.

1.2 Требования АСУ ТП кустовой площадки

1.2.1 Цели создания системы

Автоматизированная система управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП) предназначена для реализации функций автоматизированного управления технологическим процессом, а также для эффективной защиты и своевременной остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

Основные цели и задачи АСУ ТП:

- безопасность персонала;
- охрана окружающей среды;
- противоаварийная защита;

- контроль и управление технологическими и вспомогательными процессами;
- предоставление достаточного объема информации оперативному персоналу в целях обеспечения безопасного и эффективного управления процессом;
- передача данных в корпоративные системы управления предприятием.

1.2.2 Функции системы

Основными функциями проектируемой АСУ ТП являются:

- сбор текущих значений параметров ТП;
- контроль соответствия значений параметров ТП технологическому регламенту и сигнализация нарушений;
- контроль и сигнализация предаварийных состояний;
- регулирование параметров ТП;
- управление исполнительными устройствами по разработанным алгоритмам в соответствии с нормами технологического процесса;
- контроль и сигнализация нарушения санитарного режима (загазованность);
- контроль и сигнализация состояния технологического оборудования;
- сигнализация нештатных и аварийных ситуаций;
- сигнализация пожара;
- сигнализация отказов функций управления;
- визуализация текущих значений параметров в цифровом виде, в виде графиков, цветных мнемосхем и т.п.;
- вычисление расчетных параметров;
- контроль и регистрация действий оператора;

- регистрация данных, нарушений регламентных норм, нештатных и аварийных ситуаций;
- прогнозирование возможной аварии по анализу изменения параметров в сторону критических значений;
- выбор и реализация оптимальных управляющих воздействий по ликвидации аварии;
- проведение операций безаварийного пуска, остановки всех необходимых для этого переключений.

1.2.3 Состав кустовой площадки

В проектируемой системе предусматривается оснащение средствами контроля и управления кустовых площадок в составе:

- 1 добывающая скважина;
- 2 нагнетательная скважина;
- 3 нагнетательный коллектор;
- 4 узел учета количества воды на гидротранспорт;
- 5 измерительная установка (ИУ);
- 6 блок дозирования реагента (БДР);
- 7 блок дозирования ингибитора солей (УДЭ);
- 8 емкость подземная $V=8,0$ м³;
- 9 электроприводные задвижки;
- 10 нефтесборный коллектор;
- 11 измерительный коллектор;
- 12 КТПН;
- 13 блок-контейнер НКУ-0,4 кВ;
- 14 БКРУ 10 кВ.

1.2.4 Автоматизируемые функции технологического процесса

Автоматизация добывающих скважин и нагнетательных скважин в период отработки на нефть, оснащенных СУЭЦН, предусматривается в следующем объеме:

- местное и дистанционное измерение:
 - 1 линейного давления нефтегазоводяной смеси до и после механического клапана-отсекателя;
 - 2 буферного давления нефтегазоводяной смеси;
 - 3 затрубного давления нефтегазоводяной смеси;
 - 4 температуры нефтегазоводяной смеси в выкидной линии;
 - 5 загазованности.
- дистанционная сигнализация минимального и максимального допустимого и предельного значений линейного давления нефтегазоводяной смеси после механического клапана-отсекателя;
- местная и дистанционная сигнализация при достижении дозрывоопасной концентрации (ДВК) горючих газов и паров на площадке скважины 20 % и 50 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) на площадке скважины;
- местное опробование световой и светозвуковой сигнализации загазованности.
- останов насоса при максимальном или минимальном предельном значении линейного давления после механического клапана-отсекателя и при пожаре в ИУ, БДР;
- автоматическое закрытие электроприводных задвижек скважин при максимальном или минимальном предельном значении линейного давления нефтегазоводяной смеси;
- контроль состояния, местное и дистанционное управление электроприводными задвижками;
- контроль состояния, местное и дистанционное управление ПЭД.

Станция управления ЭЦН обеспечивает необходимый контроль за работой электродвигателя ЭЦН, а также выполняет автоматические защиты при отклонении режимных параметров. Станция управления обеспечивает возможность работы ЭЦН в ручном и автоматическом режимах. Параметры, передаваемые станцией управления в систему телемеханики:

- ток электродвигателя насоса – сигнализация дистанционно, отключение насоса при отклонении от нормы;
- состояние ЭЦН (вкл. – откл.) – сигнализация дистанционно;
- недогрузка по току двигателя – сигнализация дистанционно;
- перегрузка по току двигателя – сигнализация дистанционно;
- температура насоса – контроль дистанционно;
- сопротивление изоляции кабеля – контроль дистанционно, отключение насоса при отклонении от нормы;
- мощность (ваттметрирование) – контроль дистанционно;
- отключение насоса по блокировкам – сигнализация дистанционно, отключение насоса при отклонении от нормы;
- ток по фазе А, В, С – контроль дистанционно;
- напряжение по фазе А, В, С – контроль дистанционно.

Автоматизация нагнетательного коллектора предусматривается в следующем объеме:

- местное и дистанционное измерение:
 - 1 давления воды в общем коллекторе;
 - 2 температуры воды в общем коллекторе.
- местное и дистанционное управление эл. задвижкой;

1.2.5 Требования к обеспечению информационной безопасности

Информационная безопасность систем должна обеспечиваться такими техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые полностью исключают или эффективно ограничивают возможности как самопроизвольного, так и умышленного искажения сигналов и данных в

системе. Должна использоваться концепция работы с Системой только зарегистрированных пользователей, исключая возможность несанкционированного доступа.

Системы должны автоматически вести журналы учета пользователей, записи в которых должны содержать только полную информацию о работе и действиях пользователей. Эти данные должны быть защищены от возможного вмешательства и изменения после их регистрации. Срок хранения результатов документирования не должен быть меньше 6 месяцев.

С целью обеспечения защиты процесса управления от неквалифицированного вмешательства, доступ на изменение заданий регуляторам, ручной ввод данных и директив должен контролироваться системой. Доступ к процедурам ПО, реализующим функции изменения конфигурации технологических объектов в базе данных, должен осуществляться через систему паролей, запрашиваемых в диалоговом режиме.

Должна использоваться регистрация пользователей по личному идентификатору и паролю и ведение протоколов регистрации пользователей и их действий.

Право на изменение порядка разграничения доступа должно быть предоставлено только системному администратору АСУТП НГД в соответствии с регламентом на систему.

2 Основная часть

2.1 Системы энергетического менеджмента

Управление энергоэффективностью на уровне отдельных компаний имеет важное значение в достижении государственных целей в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Как показал анализ международного опыта, правительства ряда стран устанавливают обязательные требования к реализации внутренней политики энергосбережения и повышения энергетической эффективности в компаниях, в том числе достижение целевых показателей энергопотребления, утверждение программ энергосбережения, внедрения системы энергетического менеджмента.

Система энергетического менеджмента (СЭнМ) предназначена для постоянного улучшения энергорезультативности компании. Внедрение системы позволяет улучшить энергорезультативность предприятия, снизить энергопотребление, а также уменьшить отрицательное воздействие деятельности компании на окружающую среду.

К основным направлениям системы энергетического менеджмента относят:

- нормативные документы по энергоэффективности: планирование энергопотребления и мероприятий по энергосбережению, подтверждение результата;
- определение показателей энергоэффективности деятельности;
- развитие компетенций технического персонала по энергоэффективности;
- системы учета энергоресурсов и контроля энергоэффективности;
- проектные работы, закуп оборудования и услуг с учетом критерия энергоэффективности.

Основным документом в области создания систем энергетического менеджмента является ГОСТ Р ИСО 50001-2012. Стандартом определены требования к:

- энергетическому планированию и анализу;
- показателям (индикаторам) энергоэффективности;
- функционированию СЭнМ (персонал, проектирование, закуп и т.п.);
- проверке СЭнМ и разработке корректирующих мероприятий;
- координации разработки и контролю выполнения программ энергосбережения;
- анализу со стороны высшего руководства (отчетность).

Согласно ГОСТ Р ИСО 50001-2012 системы энергетического менеджмента основываются на методологии, известной как «цикл по постоянному улучшению» «Plan – Do – Check - Act» (PDCA). Модель системы энергетического менеджмента предприятия приведена на рисунке 1.

Применительно к энергетическому менеджменту методология на основе цикла PDCA может быть описана следующим образом:

- планирование (plan) - проведение энергетического анализа и определение базовых критериев, показателей энергетической результативности, постановка целей, задач и разработка планов мероприятий, необходимых для улучшения энергетической результативности в соответствии с энергетической политикой организации;
- осуществление (do) - внедрение планов мероприятий в области энергетического менеджмента;
- проверка (check) - мониторинг и измерение процессов и ключевых характеристик операций, определяющих энергетическую результативность в отношении реализации энергетической политики и достижения целей в области энергетики, и сообщение о результатах;
- действие (act) - принятие действий по постоянному улучшению результативности деятельности в области энергетики и системы энергетического менеджмента.

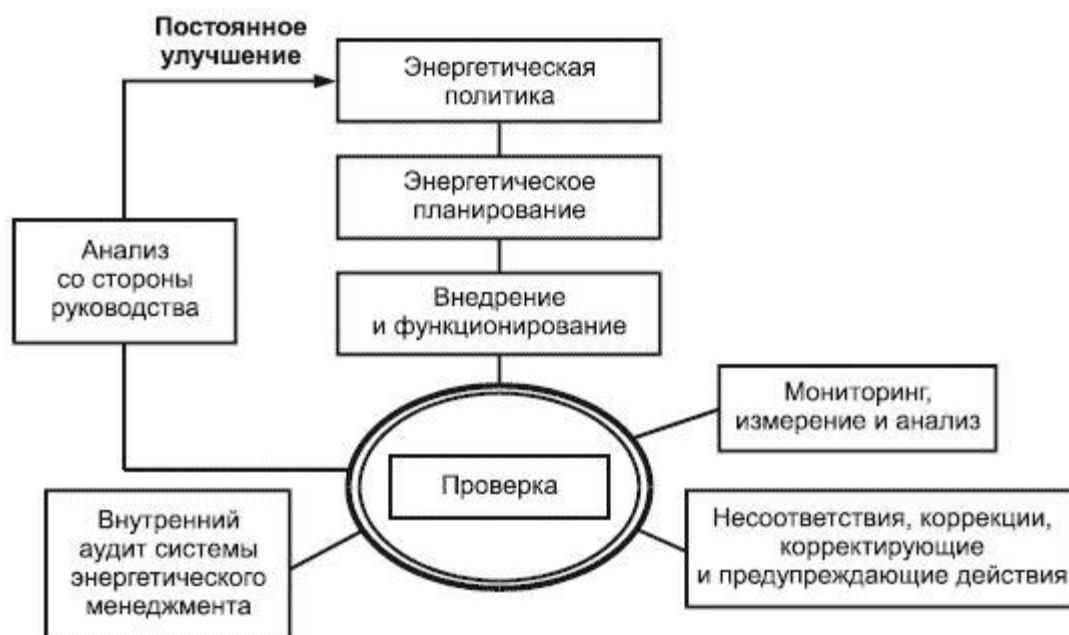


Рисунок 1 – Модель системы энергетического менеджмента

Внедрение СЭнМ должно привести к улучшению энергетических результатов, и организация будет периодически анализировать и оценивать систему энергетического менеджмента с целью определения возможностей для улучшения и их последующей реализации.

Понятие энергетических результатов включает в себя использование энергии, энергоэффективность и энергопотребление. Концептуальное представление энергетических результатов приведено на рисунке 2.



Рисунок 2 – Концептуальное представление энергетических результатов

2.2 Энергоэффективность нефтегазодобывающих компаний

Потребление электроэнергии - одна из основных статей расходов нефтегазодобывающих предприятий. Как показано на рисунке 3, в нефтегазодобывающих компаниях основная доля потребления электроэнергии приходится на процесс добычи нефти и газа. На фоне стабильно высокого темпа роста тарифов вопросы повышения энергоэффективности производства приобретают все большую значимость.

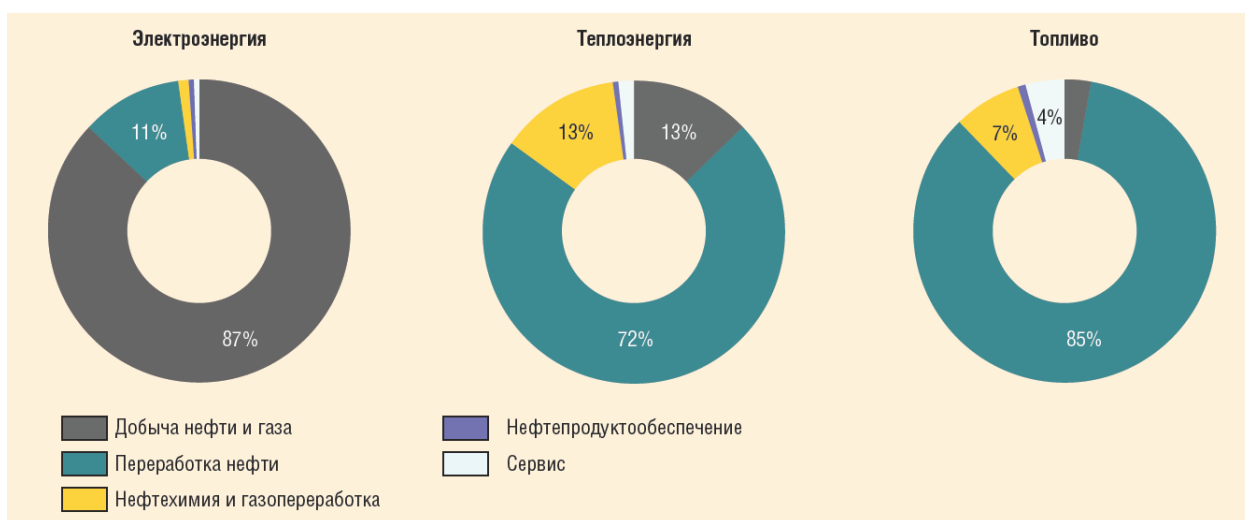


Рисунок 3 – Распределение расхода ТЭР по видам и направлениям деятельности

На рисунке 4 приведен сравнительный анализ энергозатрат на стадии добычи нефтепродуктов.

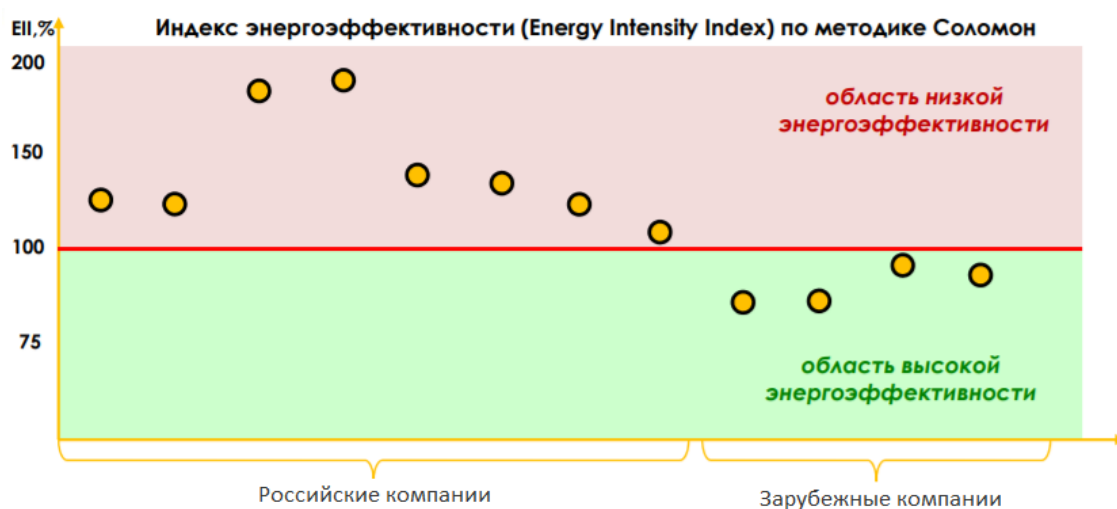


Рисунок 4 – Сравнительный анализ энергозатрат на стадии добычи нефтепродуктов

Под индексом энергоэффективности (ЕП) понимается отношение фактического энергопотребления добывающих скважин предприятия к нормативному энергопотреблению.

$$EII = \frac{\text{фактическое энергопотребление}}{\text{нормативное энергопотребление}} \cdot 100\%. \quad (1)$$

По сравнительному анализу видно, что в некоторых случаях энергозатраты российских компаний превышают 150%, в то время как энергозатраты зарубежных компаний лишь приближены к нормативным значениям. Низкие показатели энергоэффективности процессов добычи нефтепродуктов российскими компаниями обусловлены неоптимальным способом эксплуатации скважин.

Повышение качества планирования энергопотребления и повышение эффективности работы механизированного фонда скважин можно добиться за счет использования системы контроля энергоэффективности.

2.3 Система контроля энергоэффективности

Создание системы контроля энергоэффективности (СКЭ) преследует следующие цели:

- Повышение энергоэффективности технологических процессов добычи нефтепродуктов;
- Достижение оптимального способа эксплуатации скважин.

Система контроля энергоэффективности обеспечивает выполнение следующих функций:

- Возможность удаленного группового запуска/остановки УЭЦН;
- Расчет рентабельности;
- Расчет теоретического дебита скважин;
- Система ежедневного мониторинга работы механизированного фонда скважин (анализ трендов – графическое представление изменения параметров работы УЭЦН);

- Сигнализирующие предупреждения о замерзании добывающих и нагнетательных скважин;
- Сигнализирующие предупреждения о наличии отклонений рабочих параметров УЭЦН (Рпр, Тпэд, вибрации и др.);
- Расчет по параметрам работы механизированного фонда удельного потребления электроэнергии.

За счет реализации функций достигается:

- оптимизация потерь и времени реагирования при аварийных отключениях УЭЦН;
- оперативное определение рентабельности дальнейшей эксплуатации скважины после изменения устьевых параметров;
- повышение уровня контроля и оперативности реагирования на нерегламентные отклонения в работе УЭЦН
- профилактика преждевременных отказов;
- повышение уровня оперативности реагирования, профилактика внутрисменных потерь и отказов.

2.4 Структура системы контроля энергоэффективности

Структурно СКЭ представляет собой распределенную информационную систему, основные функции в которой реализуются программными компонентами, объединенными в следующие подсистемы:

- Подсистема сбора производственно-технологических данных;
- Подсистема обработки и хранения информации;
- Подсистема прикладных задач;
- Подсистема отображения информации;
- Подсистема интеграции со смежными системами (ИС уровня управления предприятием и др.);
- Компоненты администрирования, конфигурирования и мониторинга работы.

СКЭ является вышестоящей системой по отношению к АС уровня управления технологическими процессами. Принципиальная структурная схема СКЭ приведена на рисунке 5.

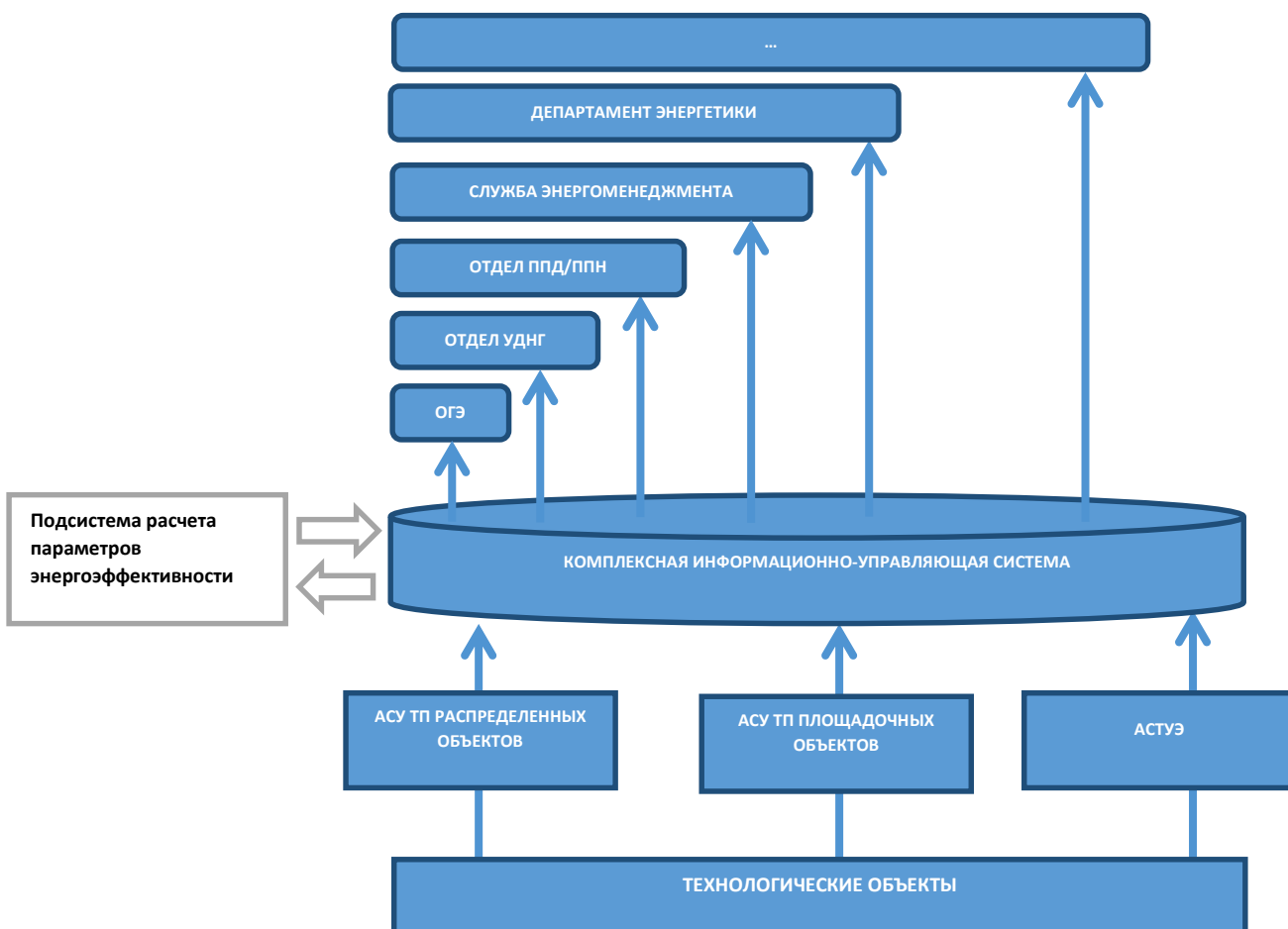


Рисунок 5 – Принципиальная структурная схема СКЭ

Информационный обмен между компонентами СКЭ и системами-источниками производственно-технологических данных осуществляется по каналам передачи данных информационных сетей с использованием стандартных транспортных и сетевых протоколов. Разрабатываемая система осуществляет информационный обмен с системами нижестоящих уровней иерархии в режиме клиента с применением стандартных протоколов. Схема информационных потоков системы показана на рисунке 6.

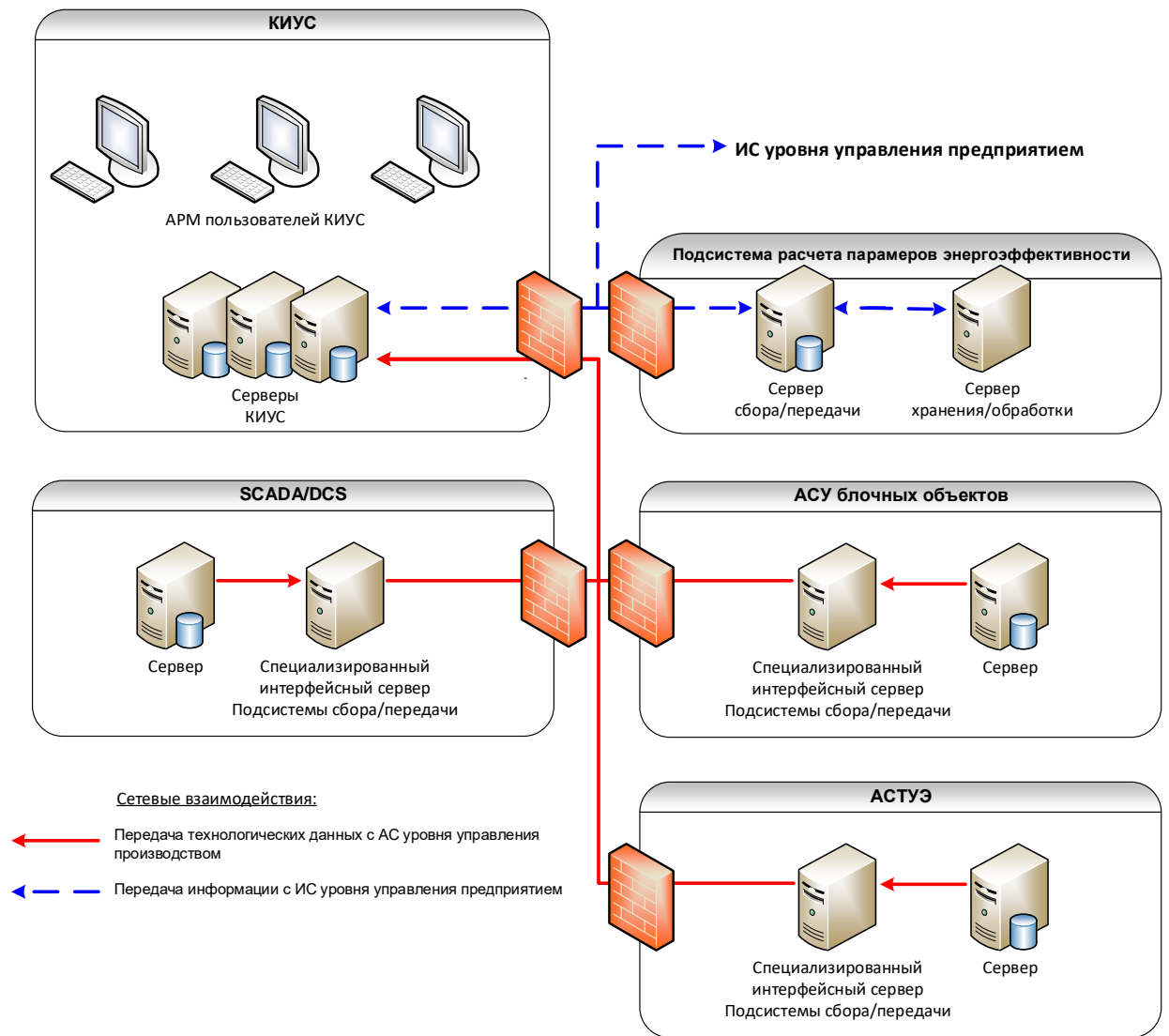


Рисунок 6 – Схема информационных потоков СКЭ

2.5 Функции подсистем СКЭ

2.5.1 Подсистема сбора

Подсистема сбора обеспечивает сбор производственно-технологических данных из систем уровня управления технологическим процессом АСУТП площадных и распределённых объектов, АСТУЭ за счет компонентов системы, состоящих из набора программных интерфейсов к разнородным базам данных систем-источников. Компоненты подсистемы осуществляют сбор данных в автоматическом режиме по событиям (при изменении данных в системах-источниках), а также по заданным наборам расписаний, и обеспечивать интерфейсную совместимость со всеми типами источников данных.

Подсистема сбора данных обеспечивает привязку данных к технологическому объекту (скважина, насос и т.п.).

Функции сбора данных обеспечивают информационный обмен с системами-источниками для получения данных реального времени, характеризующих текущее состояние технологических процессов и оборудования (первичных данных), важных для уровня диспетчеризации:

- измеренных и рассчитанных значений параметров технологических процессов;
- признаков качества измерения и/или расчета значений параметров;
- информации о производственных событиях (пуск/останов агрегатов, изменения состояние запорной и регулирующей арматуры и т.п.);
- аварийных сообщений.

2.5.2 Подсистема обработки и хранения

Подсистема обработки и хранения получает данные от подсистемы сбора и обеспечивает их предварительную обработку и долговременное хранение. Здесь предусмотрена возможность построения различных иерархий организационной структуры объектов обустройства нефтегазового месторождения (объектно-ориентированные справочники источников данных) и технологических процессов.

Для решения бизнес-задач СКЭ подсистема обработки и хранения обеспечивает:

- хранение и обновление нормативно-справочной информации по объектам контроля энергоэффективности;
- хранение результатов рассчитанных показателей энергоэффективности;

Срок хранения информации составляет 6 лет. Информация об аварийных ситуациях хранится в подсистеме не менее 10 лет.

В подсистеме организовано объектно-ориентированное иерархическое представление данных. Типовая классификация объектов приведена на рисунке 7.

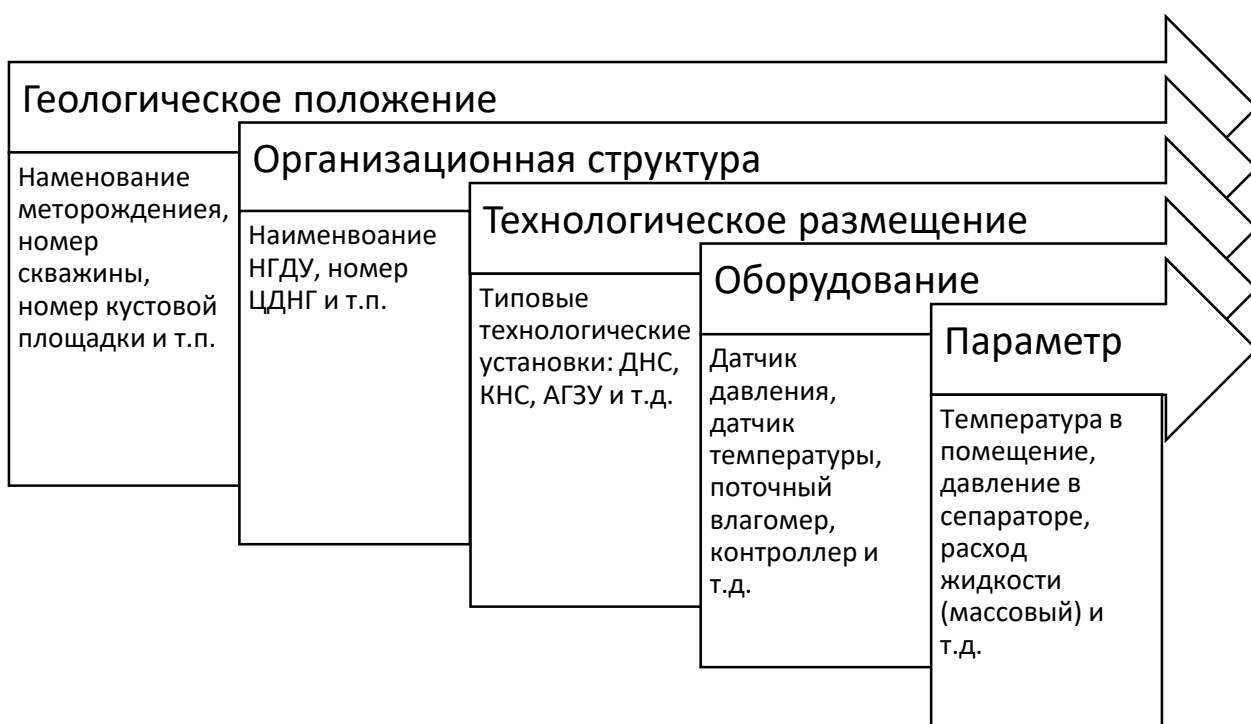


Рисунок 7 – Принцип классификации объектов

Группировка активов по объектам в СКЭ предоставляет возможность связывать места установки оборудования в иерархические системы, при этом положение (место установки оборудования) может входить в разные технологические объекты одновременно. Также в системе учитывается взаимосвязь и взаимодействие оборудования, в том числе относящегося к различным подразделениям, например, технологическая цепочка, единый технологический объект и т.д.

Информационный обмен со смежными подсистемами осуществляется за счет непосредственной выборки данных из БД подсистемы хранения и обработки. В системе обеспечивается полнота сохраняемых данных: все сохраняемые производственно-технологические данные, передаваемые в смежные системы, имеют метку времени, значение и признак достоверности.

2.5.3 Подсистема прикладных задач

Подсистема прикладных задач выполняет следующие функции:

- выполнение расчетов по расписанию и событию;
- расчет не измеряемых напрямую величин и вычисления по различным формулам с поправочными коэффициентами;
- автоматизацию разработки и отладки вычислительных модулей;
- отслеживание ошибок в расчетах;
- отслеживание загрузки сервера вычислений.

2.5.4 Подсистема отображения информации

Подсистема отображения информации включает в себя мнемосхемы технологических узлов и блоков, журнал тревожных сообщений и исторические графики.

Мнемосхемы технологических узлов и блоков обладают свойствами обзорности (изменения степени детализации при масштабировании) и эргономичности. Они отображают:

- мгновенные значения параметров, получаемых из систем-источников;
- вычисляемые параметры, расчет которых производится в системе обработки информации;
- текстовую и цветовую информацию, индицирующую состояние элементов управления;
- любую информацию из БД, представленную в виде чисел, трендов.

Журнал тревожных сообщений обеспечивает передачу информации об отклонении процесса от установленных границ и возникающих событиях в специализированном графическом интерфейсе или в виде сообщений на электронную почту.

Графический интерфейс просмотра архивов событий обеспечивает:

- оперативный выбор временного интервала просмотра;

- набор фильтров по приоритетам событий;
 - группировку событий по принадлежности к отдельным объектам производства или персоналиям;
 - поиск событий;
 - вывод сформированного с помощью фильтров рапорта на печать.
- Помимо вывода исторических графиков на экран оператора в подсистеме предусмотрена возможность вывода трендов на печать.

2.6 Системы-источники данных

Системами-источниками производственно-технологических данных о типовых технологических объектах для системы являются АС уровня управления технологическими процессами (АСУ ТП) к которым относятся системы автоматизации второго уровня:

- DCS (PCU);
- АСУ блочных объектов;
- SCADA;
- Системы противопожарной автоматики;
- Системы коммерческого учета нефти и газа;
- Системы автоматизации энергетики:
 - Автоматизированная система диспетчерского и технологического управления;
 - Автоматизированная система технического учета электроэнергии.

2.7 Разработка АСУ ТП механизированной добычи нефти

2.7.1 Описание технологического процесса

Газожидкостная смесь из продуктивного пласта с помощью погружных насосов поднимается на поверхность и по выкидным линиям направляется в нагнетательный коллектор, откуда попадает в измерительную установку (ИУ) для определения количества добываемой продукции по каждой скважине. После замера продукция скважин транспортируется по сборным коллекторам

до дожимных насосных станций. Затем газожидкостная смесь поступает на установку подготовки нефти (УПН) для окончательной подготовки нефти. На УПН производится глубокое обезвоживание и обессоливание нефти с доведением ее до товарных кондиций и последующей сдачей ее нефтепроводному управлению для транспортировки потребителям.

Откачка из нефтяных скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси осуществляется с помощью установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Схема УЭЦН приведена на рисунке 8.

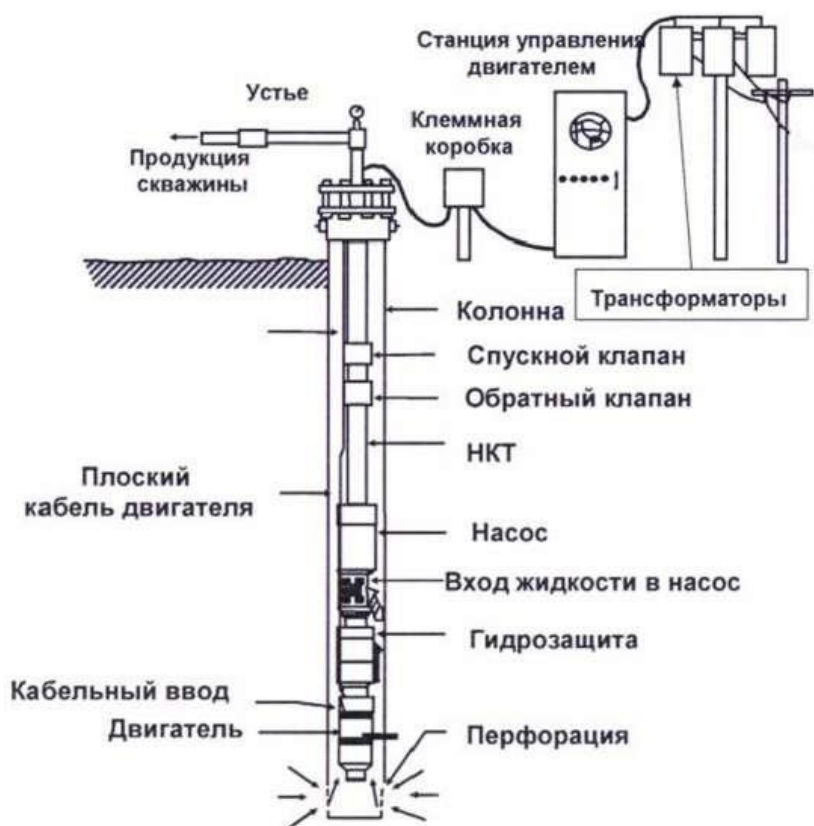


Рисунок 8 – Схема УЭЦН

Установка погружного центробежного насоса включает в себя погружное и наземное оборудование. В погружное оборудование входит: электронасосный агрегат, который спускают в скважину под уровень жидкости на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). Электронасосный агрегат состоит из: электродвигателя с гидрозащитой, газосепаратора, центробежного насоса, а также обратного и сливного клапанов.

К наземному оборудованию относится: электрооборудование установки и устьевое оборудование скважины (колонная головка и устьевая арматура, обвязанная с выкидной линией). Электрооборудование, в зависимости от схемы токоподвода, включает в себя либо комплектную трансформаторную подстанцию для погружных насосов (КТППН), либо трансформаторную подстанцию (ТП), станцию управления и трансформатор.

Электроэнергия от трансформатора (или от КТППН) к погружному электродвигателю подается по кабельной линии, которая состоит из наземного питающего кабеля и основного кабеля с удлинителем. Соединение наземного кабеля с основным кабелем кабельной линии осуществляется в клеммной коробке, которая устанавливается на расстояние 3-5 метров от устья скважины.

Станция управления (СУ) погружным насосом выполняет следующие функции:

- обеспечение необходимых защит ЭЦН;
- обеспечение технологического режима работы скважины;
- передачи информации в системы телеметрии;
- хранение истории работы СУ.

2.7.2 Выбор архитектуры АС

В качестве объекта управления рассматриваются кустовые площадки. В данной работе автоматизированная система управления будет разработана только для одной кустовой площадки, поскольку остальные имеют аналогичный объем автоматизации.

Проектируемая система строится по трехуровневому принципу.

Нулевой уровень

На нижнем уровне выполняется:

- контроль технологических параметров с заданной точностью и периодичностью;

- преобразование измеренных технологических параметров в унифицированные электрические сигналы;
- диагностика датчиков и измерительных преобразователей;
- контроль состояния исполнительных механизмов и сигнализаторов технологических параметров;
- интерфейс с аппаратурой управления исполнительными механизмами.

Первый уровень

На среднем уровне выполняется:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- сбор и первичная обработка информации по учету и контролю количества и сопутствующих параметров газа;
- передача данных, поступающих от контроллеров, встроенных в блоки управления технологических агрегатов и установок;
- обмен информацией (прием и передача) со средним уровнем управления;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших со среднего уровня управления от оператора-технолога;
- автоматическое тестирование элементов местной автоматики и контроллеров блоков управления;
- передача информации на верхний уровень управления.

Второй уровень

На верхнем уровне выполняется:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, от контроллеров и станций нижнего уровня управления;

- сбор и концентрация информации по учету и контролю количества и сопутствующих параметров газа и воды от контроллеров и станций нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации;
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

2.7.3 Разработка структурной схемы АСУ ТП

Структурная схема разрабатываемой АСУ ТП приведена в приложении Б.

Нулевой уровень АСУ ТП включает в себя:

- приборы местной индикации;
- датчики технологических параметров;
- сигнализаторы;
- исполнительные механизмы.

В проектируемой системе нулевой уровень представлен такими измерительными устройствами, как приборы местной индикации давления и температуры, датчиками давления и температуры. Для передачи сигналов технологических параметров используется аналоговый токовый интерфейс 4...20 мА с поддержкой HART-протокола.

К сигнализаторам относятся приборы светового и светозвукового оповещения при аварийных ситуациях, таких как повышенный уровень загазованности на площадке, превышение предельно допустимых значений технологических параметров, пожар на площадке.

К исполнительным механизмам нулевого уровня относятся задвижки с электроприводом и насосное оборудование. Передача информации о состоянии задвижек и параметров ЭЦН и управление ими осуществляется по интерфейсу RS-485 с использованием промышленного протокола Modbus RTU.

Первый уровень АСУ ТП проектируемой системы представлен двумя программируемыми логическими контроллерами (ПЛК), в которые поступает информация о технологических параметрах с нулевого уровня. Контроллеры располагаются в шкафу телемеханики (ТМ) блока контроля и управления измерительной установки. Информационный обмен между ПЛК с вторым уровнем обеспечивается через сети Ethernet с использованием протокола Modbus TCP.

Второй уровень АСУ ТП проектируемой системы представлен сервером ввода/вывода, сервером БД и автоматизированными рабочими местами (АРМ) оператора, расположенными в административно бытовом комплексе центрального пункта сбора (ЦПС) нефти. Устройства второго уровня объединены между собой в локальную сеть Ethernet.

2.7.4 Объем автоматизации добывающей скважины с ЭЦН

В соответствии со стандартом компании НК «Роснефть», скважина с погружным ЭЦН должна быть оборудована средствами и системами автоматики, позволяющими обеспечить:

- автоматическое дистанционное измерение основных технологических параметров, включая дебит скважины по жидкости и токи на электродвигателе насоса;
- автоматический контроль рабочего состояния погружного насоса (включен, выключен);
- защиту электродвигателя от перегрузок;
- местное и дистанционное управления оборудованием.

Объем автоматизации скважины с ЭЦН приведен на рисунке 9. Описание обозначения технологических приборов и параметров, показанных на схеме, приведено в таблице 1.

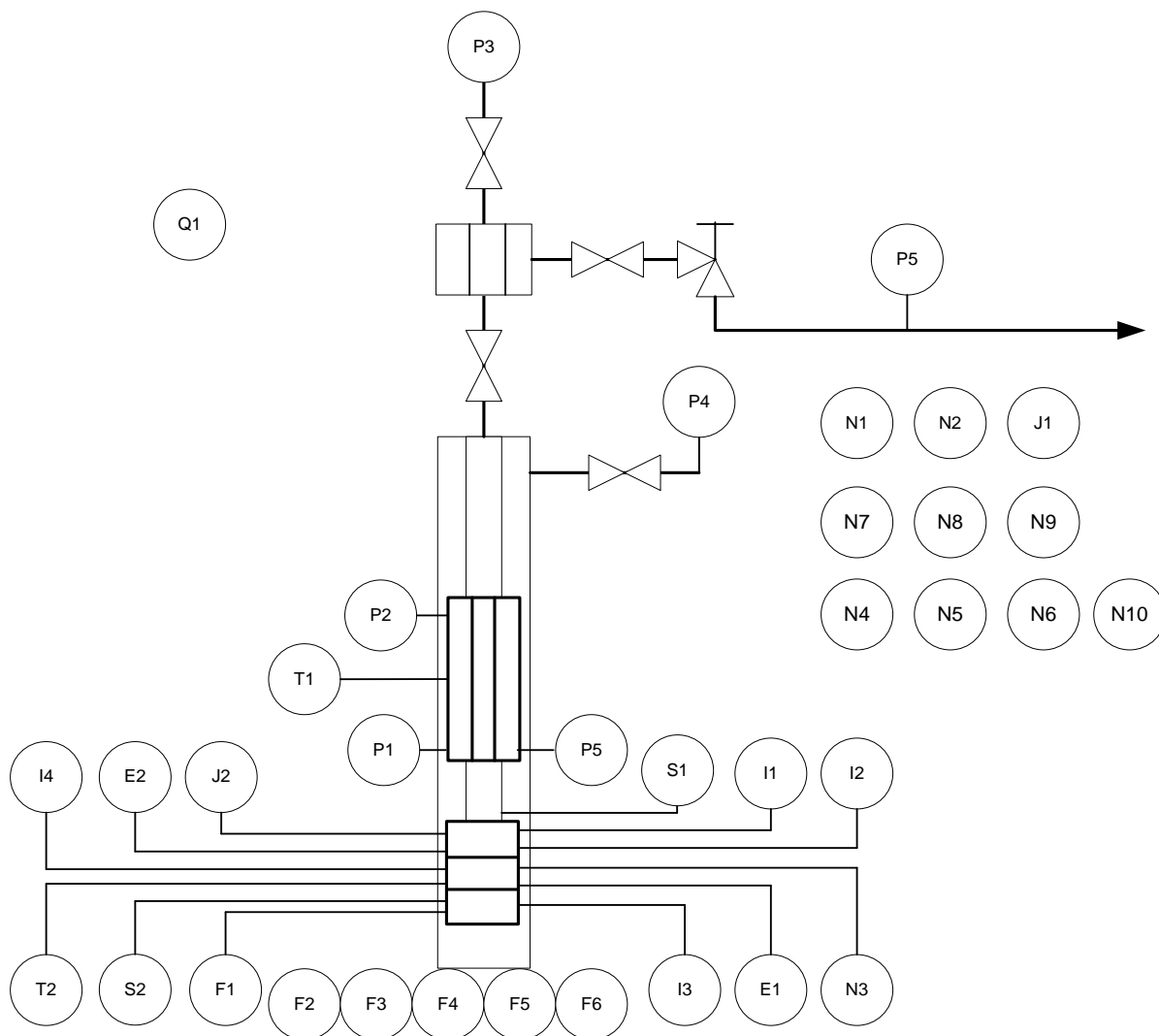


Рисунок 9 – Объем автоматизации скважины с ЭЦН

Таблица 1 – Объем автоматизации скважины с ЭЦН

№	Наименование технологических параметров и состояний	Обозначение прибора
1	Ток электродвигателя насоса	I1
2	Состояние ЭЦН (вкл. – откл.)	N1
3	Давление на приеме насоса	P1
4	Давление на выкиде насоса	P2
5	Недогрузка по току двигателя	I2
6	Перегрузка по току двигателя	I3
7	Скорость вращения турбины	S1
8	Температура насоса	T1
9	Сопротивление изоляции кабеля	E1

10	Мощность (ваттметрирование)	J1
11	Давление буферное	P3
12	Давление затрубное	P4
13	Давление на выкидной линии	P5
14	Отключение насоса по блокировкам	N2
15	Температура ПЭД	T2
16	Давление масла в компенсаторе	P5
17	Уровень вибрации	S2
18	Ток по фазе А, В, С	I4
19	Напряжение по фазе А, В, С	E2
20	Мгновенная активная мощность	J2
21	Коэффициент мощности	N3
22	Время до перезапуска	N4
23	Общее время простоя	N5
24	Время работы после последнего пуска	N6
25	Общее время работы	N7
26	Количество пусков	N8
27	Счетчик автоматических перезапусков	N9
28	Текущая частота	F1
29	Активная энергия	N10
30	Базовая частота для режима поддержания токов	F2
31	Конечная частота для режима поддержания токов	F3
32	Базовая частота для режима встряхивания	F4
33	Конечная частота для режима встряхивания	F5
34	Количество встряхиваний в час	F6
35	Загазованность в зоне скважин	Q1

2.7.5 Функциональные схемы автоматизации

Функциональные схемы автоматизации (ФСА) являются основным проектным документом, определяющим структуру, уровень автоматизации технологического процесса проектируемого объекта и оснащение его приборами и средствами автоматизации (в том числе средствами вычислительной техники). Функциональные схемы представляют собой чертежи, на которых при помощи условных изображений показывают

технологическое оборудование, коммуникации, органы управления, приборы и средства автоматизации, средства вычислительной техники и другие агрегатные комплексы с указанием связей между приборами и средствами автоматизации, таблицы условных обозначений и пояснения к схеме.

ФСА выполнены в соответствии с ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

В рамках данной работы были разработаны схемы автоматизации для следующих объектов:

- Добывающая скважина;
- Нагнетательный коллектор;
- Измерительная установка.

Разработанные ФСА приведены в приложениях В, Г и Д.

2.7.6 Информационное обеспечение АСУ ТП

Информационное обеспечение проектируемой системы включает в себя:

- уровень сбора и обработки информации;
- уровень текущего хранения;
- уровень архивного хранения.

Уровень сбора и обработки состоит из устройств ввода/вывода. Здесь циркулируют данные аналоговых и дискретных сигналов, а также данные о вычислениях.

Уровень текущего хранения представляет собой буферную БД, которая может являться как приемником, запрашивающим информацию от внешних систем, так и их источником. Здесь выполняется маршрутизация информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к АРМ-приложениям.

Уровень архивного хранения обеспечивает долгосрочное хранения технологической информации.

2.7.7 Кодирование технологических параметров

Уникальное имя (ТЕГ) для всех контрольно-измерительных приборов определено следующим образом:

$$XY\bar{Y}_ZZZ_DDD_F,$$

где

X – символ устройства;

Y \bar{Y} – признак состояния или признак сигнала управления устройства;

ZZZ – Код идентификации объекта инфраструктуры;

DDD – Порядковый номер прибора по функциональной схеме объекта;

F – Порядковый номер сигнала (при необходимости).

Для насосов, регулирующих клапанов, кранов, электроприводных задвижек и другого технологического оборудования, не связанного с определенными измеряемыми характеристиками, определяющим является код самого устройства, определяемый следующим образом:

$$XY\bar{Y}_ZZZ_DD_F,$$

где

X – символ устройства;

Y \bar{Y} – признак состояния или признак сигнала управления устройства;

ZZZ – Код идентификации объекта инфраструктуры;

DDD – Номер исполнительного механизма по функциональной схеме объекта;

F – Порядковый номер сигнала (при необходимости).

Перечень входных сигналов для добывающей скважины приведен в приложении Е.

2.7.8 Алгоритмы регулирования, технологических защит и блокировок

Алгоритмы регулирования, технологических защит и блокировок для добывающей скважины, нагнетательного коллектора и измерительной установки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Алгоритмы технологических защит добывающих скважин

Параметры контроля и защиты	Величины установленного значения	Действия технологического оборудования и сигнализация при срабатывании защит
Добывающая скважина. Линейное давление после электрозадвижки	$P_{раб} \pm 10 \%$	Предупредительная дистанционная сигнализация на АРМ диспетчера.
	$P_{раб} \pm 15 \%$	Аварийная дистанционная сигнализация на АРМ диспетчера; Останов ЭЦН; Закрытие задвижки 1э.
Нагнетающий колетор. Давление в нефтесборном и измерительном коллекторе	$P_{раб} \pm 15 \%$	Аварийная дистанционная сигнализация на АРМ диспетчера; Закрытие клапанов.
Измерительная установка. Пожар в ИУ	—	Останов всех ЭЦН; Закрытие задвижек на скважинах.

2.7.9 Обеспечение информационной безопасности

В целях обеспечения информационной безопасности в системе предусмотрены средства обеспечения конфиденциальности, целостности и доступности информации.

В рамках системы предусмотрены средства защиты от следующих факторов риска:

- несанкционированный доступ к техническим средствам;
- несанкционированный доступ к программным средствам;
- нарушения нормального функционирования программ и оборудования (отказ в санкционированном доступе к оборудованию, программам и данным, нарушение целостности и доступности данных, вызванные несанкционированным проникновением в систему, в том числе по внешним или несанкционированным каналам связи, а также непреднамеренными действиями лиц, имеющих доступ к отдельным частям);

– нарушение конфиденциальности отдельных данных (технологической информации, паролей доступа и другой информации, составляющей коммерческую и служебную тайну).

В системе предусмотрены следующие средства защиты от вышеперечисленных факторов риска:

- организационные;
- аппаратно-программные;
- технические.

Для предотвращения несанкционированного доступа к техническим средствам все двери шкафов имеют встроенные запирающие устройства с сигнализаторами открытия дверей и блокируются ключом в закрытом состоянии (технические средства защиты). Сигнализация открытия дверей выводится на экран АРМ с записью в журнал событий.

Организационные меры по обеспечению защиты от несанкционированного доступа состоят в административной организации режимов присвоения личных идентификаторов и паролей различным категориям пользователей системы, а также в организации режима копирования и хранения архивных носителей информации (резервные носители). Организация доступа к системе с АРМ осуществляется администратором системы по списку пользователей в утвержденном порядке и в соответствии с принятыми в организации нормами информационной безопасности.

По умолчанию каждому пользователю, внесенному в список, разрешается чтение текущих параметров и текущих событий, архивных параметров и событий, трендов. Программное обеспечение системы позволяет реализовать многоуровневую систему доступа.

Для предотвращения нарушения нормального функционирования программ и оборудования пути реализации таких действий заблокированы при настройке прав доступа или блокируются специальными алгоритмами (аппаратно-программные средства защиты).

Программными средствами реализуются следующие комплексы по защите информации:

- управление доступом (идентификация - доступ к системе только после ввода идентификатора пользователя с соответствующими правами доступа и пароля; аутентификация – доступ к функциям по настройке ПО системы, изменению параметров настройки, дистанционное управление объектами осуществляется только в соответствии с уровнем доступа пользователя).

- регистрация и учет действий в системе;

- регистрацию событий, имеющих отношение к защите информации (подключение пользователей, корректировка БД пользователей и паролей, корректировка или удаление информации);

- контроль целостности;

- защита информации в каналах связи.

Идентификация и проверка подлинности в системе предусмотрена для всех программно-технических средств.

Организация доступа к атрибутам безопасности с возможностью изменения параметров доступа, решена таким образом, чтобы локализовать функции администрирования безопасности только на уровне контролируемой модификации атрибутов безопасности.

В системе предусмотрена блокировка запуска несанкционированного программного обеспечения. Система не имеет выходы в глобальные сети.

2.8 Расчетные данные СКЭ

Разработанная система АСУ ТП обеспечивает систему расчета параметров энергоэффективности исходными данными с типовой периодичностью один раз в сутки. Информационный обмен обеспечивает получение клиентом по запросу сервера любых исходных или рассчитанных параметров в виде массива. Информационный обмен осуществляется в

соответствии со схемой информационных потоков, приведенной на рисунке 10.

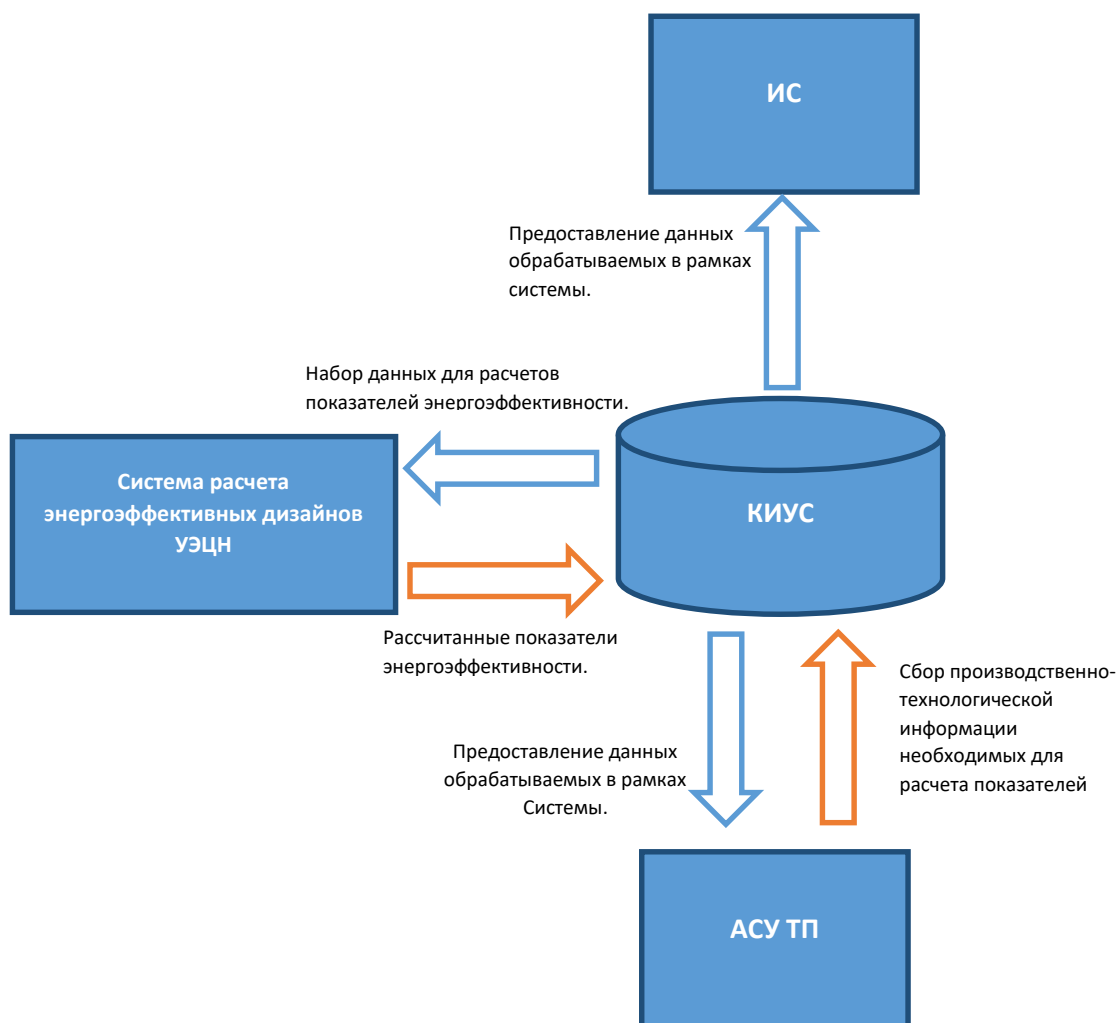


Рисунок 10 – Схема информационных потоков

В таблице 3 приведены данные, передаваемые из БД по объектам НГД типа скважин, оснащенных ЭЦН.

Таблица 3 – Перечень данных, передаваемых в систему расчета

Наименование параметра	Описание параметра	Тип параметра	Единица измерения	Периодичность опроса (изменения)
Газовый фактор	продукции скважины	текущий	м ³ /м ³	Среднесуточное значение
Обводненность	объемная доля содержания воды в нефти	текущий	%	Среднесуточное значение
Давление	на приеме насоса	текущий	атм	Среднесуточное значение
Уровень	динамический	текущий	м	Среднесуточное значение
Давление	затрубное	текущий	атм	Среднесуточное значение
Давление	буферное	текущий	атм	Среднесуточное значение

Наименование параметра	Описание параметра	Тип параметра	Единица измерения	Периодичность опроса (изменения)
Сила тока	пофазная на выходе станции управления	текущий	А	Среднесуточное значение
Напряжение	отпайки ТМПН	номинальный	В	При изменении параметра
Напряжение	на входе ТМПН	текущий	В	Среднесуточное значение
Мощность	полная на входе СУ	текущий	кВт	Среднесуточное значение
Мощность	активная на входе СУ	текущий	кВт	Среднесуточное значение
Энергопотребление	на входе СУ	текущий	кВт*ч	Накопленное за сутки
Давление	затрубное	номинальный	атм	При изменении параметра
Давление	буферное	номинальный	атм	При изменении параметра
Давление	забойное	номинальный	атм	При изменении параметра
Давление	на приёме насоса	номинальный	атм	При изменении параметра
Расход	(дебит) жидкости проектный	номинальный	м ³ /сут	При изменении параметра
Уровень	динамический	номинальный	м	При изменении параметра
Уровень	проектное погружение под уровень	номинальный	м	При изменении параметра
Доля	газа в насосе	номинальный	%	При изменении параметра
Частота тока	питающего напряжения на выходе СУ	текущий	Гц	Среднесуточное значение
Напряжение линейное	среднее значение на входе станции управления	текущий	В	Среднесуточное значение
Энергия	расход потребленной активной энергии	текущий	Дж	Среднесуточное значение
Мощность	среднее значение пофазное активной мощности	текущий	кВт	Среднесуточное значение
Расход	(дебит) нефти накопленный	текущий	м ³ /сут	Среднесуточное значение
Расход	(дебит) жидкости накопленный	текущий	м ³ /сут	Среднесуточное значение
Время	длительность работы скважины в режиме откачки	текущий	с	Среднесуточное значение
Время	длительность работы скважины в режиме накопления	текущий	с	Среднесуточное значение

Перечень параметров, передаваемых из системы расчета энергоэффективных дизайнов УЭЦН в систему хранения, указан в таблицах 4-7.

Таблица 4 – Данные расчета потребленной мощности

Параметр	Описание	Единица измерения
Мощность	Нормальные потери мощности в СУ УЭЦН	кВт
Мощность	Фактические потери мощности в СУ УЭЦН	кВт
Мощность	Нормальные потери мощности в ТМПН	кВт
Мощность	Фактические потери мощности в ТМПН	кВт
Мощность	Нормальные потери мощности в кабеле	кВт
Мощность	Фактические потери мощности в кабеле	кВт
Мощность	Нормальное потребление мощности ПЭД	кВт
Мощность	Фактическое потребление мощности ПЭД	кВт
Мощность	Нормальные потери мощности в ПЭД	кВт
Мощность	Фактические потери мощности в ПЭД	кВт
Мощность	Нормальное потребление мощности насосом	кВт
Мощность	Фактическое потребление мощности насосом	кВт
Мощность	Нормальные потери мощности в насосе	кВт
Мощность	Фактические потери мощности в насосе	кВт
Мощность	Полезная мощность насоса	кВт
Мощность	Нормальные суммарные потери мощности (расчетные)	кВт
Мощность	Фактические суммарные потери мощности (расчетные)	кВт
Мощность	Нормальные суммарные затраты мощности	кВт
Мощность	Фактические суммарные затраты мощности	кВт
Энергия	Нормальная полезная энергия скважины	кВт
Энергия	Фактическая полезная энергия скважины	кВт

Таблица 5 – Данные расчета показателя энергоэффективности

Параметр	Описание	Единица измерения
Мощность	Потенциал снижения потребления мощности	кВт
Коэффициент	Коэффициент энергоэффективности	%

Таблица 6 – Данные расчета удельного энергопотребления по скважине

Параметр	Описание	Единица измерения
Энергия	Фактическое удельное потребление на добычу жидкости	кВт*ч/т
Энергия	Нормальное удельное потребление на добычу жидкости	кВт*ч/т
Энергия	Фактическое удельное потребление на добычу нефти	кВт*ч/т
Энергия	Нормальное удельное потребление на добычу нефти	кВт*ч/т

Таблица 7 – Справочные данные по скважинам с ЭЦН

Параметр	Описание	Единица измерения
Энергия	Фактические суммарные затраты электроэнергии	кВт*ч/сут
Энергия	Нормальные суммарные затраты электроэнергии	кВт*ч/сут

2.9 Расчет показателей энергоэффективности

В данном разделе приведены правила расчета показателей, используемых при визуализации результатов расчета энергоэффективности работы объектом механизированного фонда. Все показатели рассчитываются на основании исходных данных, полученных от систем-источников, или на основании расчетных данных показателей энергоэффективности, полученных из системы расчета показателей энергоэффективности.

Индекс энергоэффективности, %.

Индекс энергоэффективности рассчитывается как отношение нормативной потребляемой электроэнергии к фактически потребляемой электроэнергии по скважинам, относящимся к соответствующей группе объектов за соответствующий период времени.

Потребление электроэнергии, тыс. кВт/ч.

Потребление электроэнергии рассчитывается как сумма потребления электроэнергии по объектам, относящимся к соответствующей группе объектов, за требуемый промежуток времени.

Добыча жидкости, тонн.

Добыча жидкости рассчитывается как сумма добычи жидкости по объектам, относящимся к соответствующей группе объектов, за требуемый промежуток времени.

Добыча нефти, тонн.

Добыча нефти рассчитывается как сумма добычи нефти по объектам, относящимся к соответствующей группе объектов, за требуемый промежуток времени.

КПД процесса механизированной добычи, %.

КПД механизированной добычи рассчитывается по формуле:

$$\eta_{\text{мд}} = \frac{\sum(\eta_i * Q_i)}{\sum Q_i}, \quad (2)$$

где:

η_i – КПД i -ой скважины;

Q_i – дебит жидкости соответствующей скважины, т/сут.

Потребление мощности, кВт.

Потребление мощности рассчитывается как отношение суммы потребления электроэнергии по объектам, относящимся к соответствующей группе объектов за соответствующие сутки.

Удельный расход электроэнергии на добычу жидкости, кВтч/т.

Удельный расход электроэнергии для соответствующей группы объектов рассчитывается как отношение суммы потребления электроэнергии по скважинам (фактическому или нормативному), входящим в данный уровень консолидации, к сумме добычи жидкости по данным скважинам, за требуемый период времени.

Динамический уровень $H_{\text{дин}}$, м.

Динамический уровень рассчитывается по формуле:

$$H_{\text{дин}} = \frac{\sum(H_{\text{дин } i} \cdot Q_i)}{\sum Q_i}, \quad (3)$$

где:

$H_{\text{дин } i}$ – Динамический уровень i -ой скважины;

Q_i – дебит жидкости соответствующей скважины.

Вертикальная глубина спуска, м.

Вертикальная глубина спуска рассчитывается по формуле:

$$H_{\text{верт}} = \frac{\sum(H_{\text{верт } i} * Q_i)}{\sum Q_i}, \quad (4)$$

где:

$H_{\text{верт } i}$ – вертикальная глубина спуска i -ой скважины;

Q_i – дебит жидкости соответствующей скважины, т/сут.

Коэффициент загрузки ПЭД, %.

Коэффициент загрузки ПЭД для группы скважин рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{пэд}} = \frac{P_{\text{пэд}}}{P_{\text{пэдн}}} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где:

$P_{\text{пэд}}$ – суммарная потребляемая мощность ПЭД группы скважин, кВт;

$P_{\text{пэдн}}$ – суммарная номинальная мощность ПЭД группы скважин, кВт.

Потери по узлам ЭЦН, кВт.

Потери мощности в узлах УЭЦН (всего по УЭЦН, в станции управления, в ТМПН, в кабеле, в ПЭД, в насосе) для группы скважин рассчитываются как сумма потерь в соответствующих узлах скважин.

Эффект за период, тыс. кВт/ч.

Эффект за заданный период по группе объектов рассчитывается как:

$$\mathcal{E} = \sum \mathcal{E}_i, \quad (7)$$

где:

\mathcal{E}_i – эффект по скважине, кВтч, который рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_i = \sum_1^d (\Delta \text{ИЭЭ}_i \cdot W_i), \quad (8)$$

где:

d – день, входящий в заданный период,

$\Delta \text{ИЭЭ}$ – изменение индекса энергоэффективности объекта по состоянию на расчетный день относительно предыдущего дня, %

W_i – потребление электроэнергии объектом за расчетный день.

2.9.1 Расчет энергоэффективности УЭЦН

При механизированной добыче нефти основным электротехническим комплексом и соответственно основным потребителем электрической энергии, являются установки электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Установки электроцентробежных насосов обеспечивают на сегодня более половины добычи нефти России.

Современная УЭЦН представляет собой линейную цепь последовательно соединенных элементов: станции управления, повышающего трансформатора, кабельной линии, ПЭД, предвключенных устройств и ЭЦН.

Поскольку добыча пластовой жидкости заключается в передаче ей энергии для транспортировки из пласта на поверхность, то энергоэффективностью добычи является отношение энергии, необходимой для подъема жидкости, к затраченной энергии, т.е. КПД УЭЦН.

В основном, энергия расходуется на работу насоса (ЭЦН) и погружного электродвигателя (ПЭД), хотя потери энергии в предвключенных устройствах, а также в кабеле, трансформаторе и др., также значимы, и их необходимо учитывать в общем балансе энергии. Кроме того, имеет место взаимное влияние элементов УЭЦН. Так, при увеличении потребления энергии, например, ЭЦН, – растут потребление ПЭД, потери в кабеле, трансформаторе и др.

Баланс мощностей УЭЦН глубинной нефтяной скважины представляется уравнением:

$$P_{\text{потр}} = \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{СУ}} + \Delta P_{\text{ТР}} + \Delta P_{\text{ПЭД}} + \Delta P_{\text{ЭЦН}} + \Delta P_{\text{НКТ}} + \Delta P_{\text{гид}}, \quad (9)$$

где

$P_{\text{потр}}$ – активная мощность УЭЦН (потребляемая из сети);

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности в кабельных линиях различного назначения системы электроснабжения;

$\Delta P_{\text{СУ}}$ – потери мощности в станции управления;

$\Delta P_{\text{ТР}}$ – потери мощности в промышленном трансформаторе;

$\Delta P_{\text{ПЭД}}$ – потери мощности в погружном электродвигателе;

$\Delta P_{\text{ЭЦН}}$ – потери мощности в ЭЦН;

$\Delta P_{\text{НКТ}}$ – потери мощности в насосно-компрессорных трубах за счет трения пластовой жидкости о стенки (НКТ);

$\Delta P_{\text{гид}}$ – выходная гидравлическая мощность УЭЦН.

Энергоэффективность скважины по добыче нефти, оснащенной УЭЦН, можно оценить коэффициентом полезного действия:

$$\eta_{уэцн} = \frac{P_{гид}}{P_{потр}}, \quad (10)$$

В [12] проведены экспериментальные исследования УЭЦН следующей комплектации: ЭЦН ЭЦНА5-50-1000, ПЭД ЭД16-103, трансформатор ТМГШ-63/1-УСУХЛ 1, станция управления «ЭЛЕКТРОН-05-80». В результате эксперимента был получен баланс активной мощности, приведенный в таблице 8.

Таблица 8 – Баланс активной мощности нефтедобывающей скважины

$\Delta P_{пот}$	$\Delta P_{к}$	$\Delta P_{су}$	$\Delta P_{тр}$	$\Delta P_{пэд}$	$\Delta P_{эцн}$	$\Delta P_{нкт}$	$\Delta P_{гид}$
100 %	2,3 %	1,4 %	1,5 %	18,2 %	43,5 %	2,6 %	30,5 %

Таким образом, для данной УЭЦН коэффициент полезного действия составляет $\eta_{уэцн}=30,5\%$. Основные потери полезной мощности наблюдаются в электроцентробежном насосе (43,5 %) и погружном электродвигателе (18,2 %).

Потери мощности в насосе $\Delta P_{эцн}$ определяются его коэффициентом полезного действия (КПД) при данной загрузке. Полезная мощность, затрачиваемая насосом на подъем скважинной связана с потребным давлением и подачей:

$$P_{пм} = p_{потр} \cdot Q_c, \quad (11)$$

$$p_{потр} = \rho_{ж} \cdot g \cdot H_{дин} + p_{буф} + \rho_{ж} \cdot g \cdot h, \quad (12)$$

где

$p_{потр}$ – потребное давление насоса, Па;

Q_c – секундная подача насоса, м³/с;

$\rho_{ж}$ – плотность смеси, кг/ м³;

g – ускорение свободного падения;

$H_{дин}$ – глубина расположения динамического уровня;

$p_{буф}$ – буферное давление, Па;

H – потери напора на трения жидкости в колонне НКТ, м.

Потери энергии в предвключенных устройствах обычно не превышают 1-2 кВт, что много меньше типичного значения мощности, потребляемой ЭЦН. Поэтому обычно эти потери можно не учитывать.

Потери мощности в ПЭД определяются исходя из данных, приводимых производителем. Устанавливается зависимость потерь от мощности, потребляемой из сети. При расчете необходимо учитывать, что мощность на валу двигателя равна суммарной мощности, потребляемой всеми устройствами, приводимыми в движение.

Потери мощности на станции управления приводятся изготовителем в заводской документации. При ее отсутствии могут быть взяты типовые значения исходя из установленной мощности.

Потери мощности в трансформаторе рассчитываются следующим образом:

$$\Delta P_K = \Delta P_X + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (13)$$

где

ΔP_X – потери холостого хода, приведенные в паспортных данных, Вт;

ΔP_K – потери короткого замыкания, приведенные в паспортных данных, Вт;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная полная мощность трансформатора, Вт;

S – мощность нагрузки трансформатора, Вт.

Потери мощности в кабеле ΔP_K составляют значительную часть в общем электропотреблении УЭЦН и определяются следующим образом:

$$\Delta P_K = \frac{1,732 \cdot \rho \cdot L_{\text{каб}} \cdot [1 + \alpha(t - 20)] \cdot I^2}{S}, \quad (14)$$

где

ρ – удельное сопротивление материала кабеля, Ом·м;

$L_{\text{каб}}$ – длина кабеля, м;

α – температурный коэффициент расширения меди;

t – средняя температура кабеля, °С;

I – рабочий ток, А;

S - площадь поперечного сечения жилы, м².

2.9.2 Алгоритм сигнала «Откачка» и «Накопление»

На рисунке 11 приведен алгоритм расчета времени работы УЭЦН за отчетный период (24 часа).

Исходными данными для расчета принимаются обнуленные значения времени работы станции управления (СУ) в режиме откачки ($t_{отк}$), значение времени работы СУ в режиме накопления ($t_{нак}$) и текущее время ($t_{сут}$). По проверке состояния входного дискретного сигнала «ЭЦН в работе» принимается решение о включении или выключении счетчика времени работы СУ в режиме откачки. При достижении текущим временем 24 часов производится останов счетчика времени работы СУ и последующий расчет времени работы СУ в режиме накопления. После сохранения в ПЗУ значений счетчиков времени производится их обнуление и расчет для следующего отчетного периода.

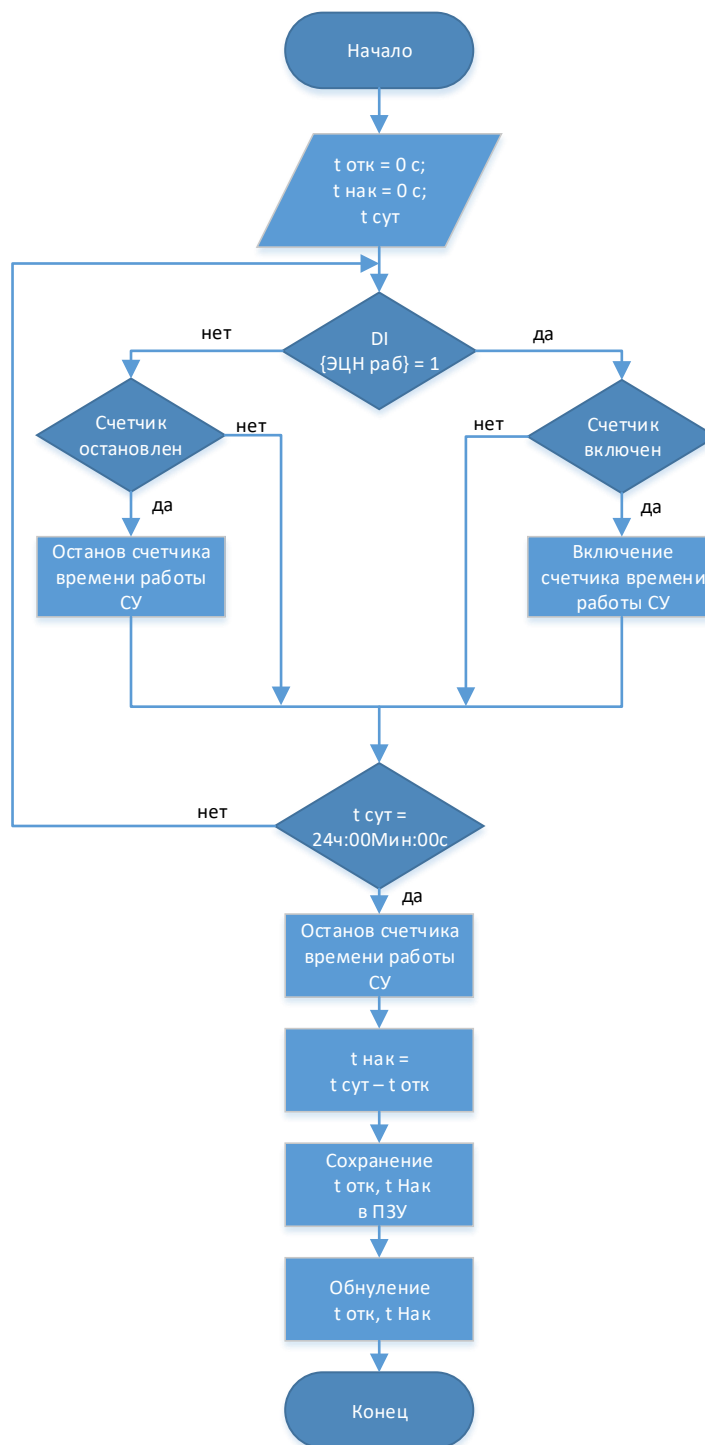


Рисунок 11 – Алгоритм расчета времени работы УЭЦН

2.10 Дизайн экранных форм

Для визуализации данных по энергоэффективности было разработано пять экранные формы:

- главная страница по механизированной добыче;
- страница основных показателей по механизированной добыче;

- страница по техническому анализу механизированной добычи;
- страница динамики технологических показателей;
- матрица механизированной добычи.

В разрабатываемой СКЭ осуществляется визуализация статистической и аналитической информации по объектам уровней иерархии: Организация, ЦДНГ, КУСТ, Скважина. Уровень иерархии на всех страницах задается посредством панели навигации.

Главная страница по механизированной добыче содержит мнемосхему, отображающую КПД скважины и потребляемую мощность, график сравнительного анализа, динамику изменений основных показателей энергоэффективности и информацию по скважинам, в которой отображаются скважины, имеющие наибольший потенциал энергосбережения. Общий вид интерфейса главной страницы приведен на рисунке 12.

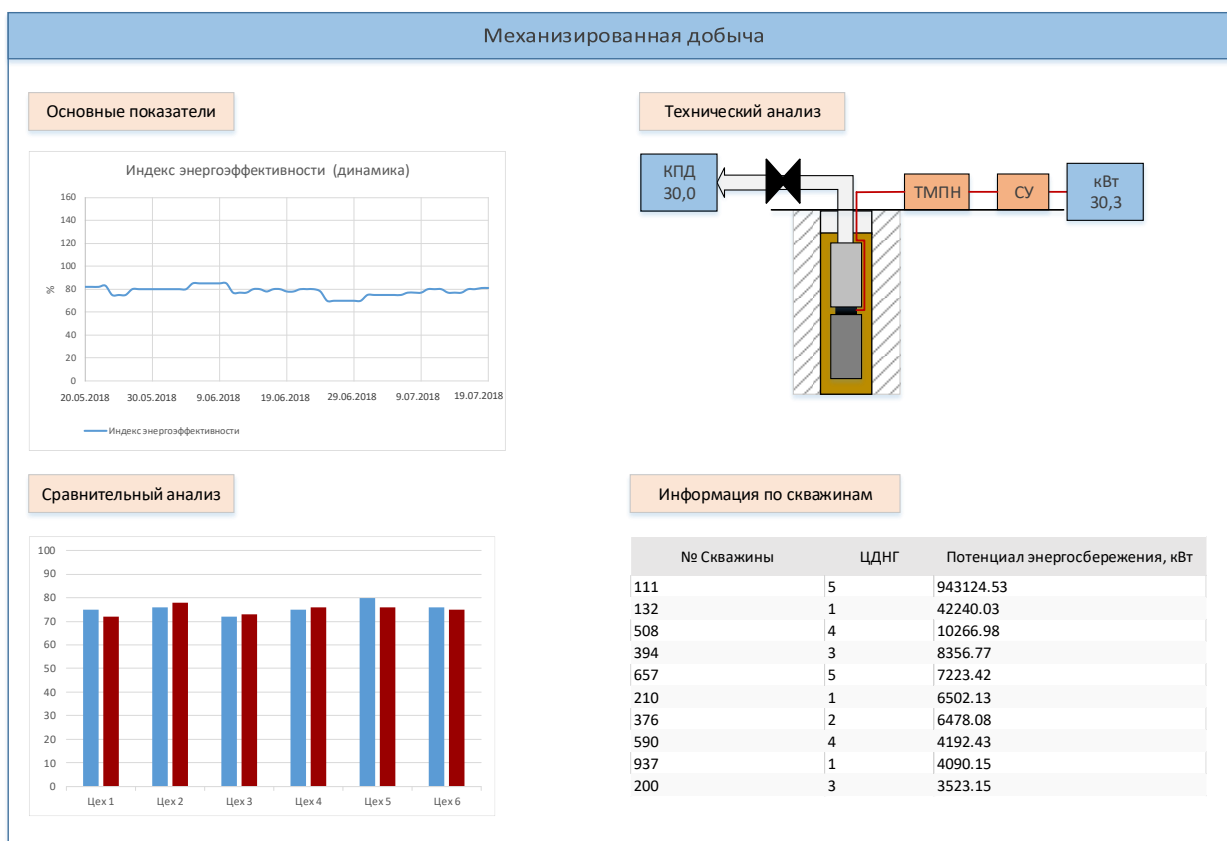


Рисунок 12 – Экранная форма главной страницы

Страница основных показателей механизированной добычи показывает динамику следующих параметров за выбранный период:

- индекс энергоэффективности;
- потенциал энергосбережения;
- удельный расход;
- объем потребления электроэнергии за сутки;
- объем добычи жидкости за сутки;
- объем добычи нефти за сутки.

Общий вид интерфейса страницы основных показателей механизированной добычи приведен на рисунке 13.

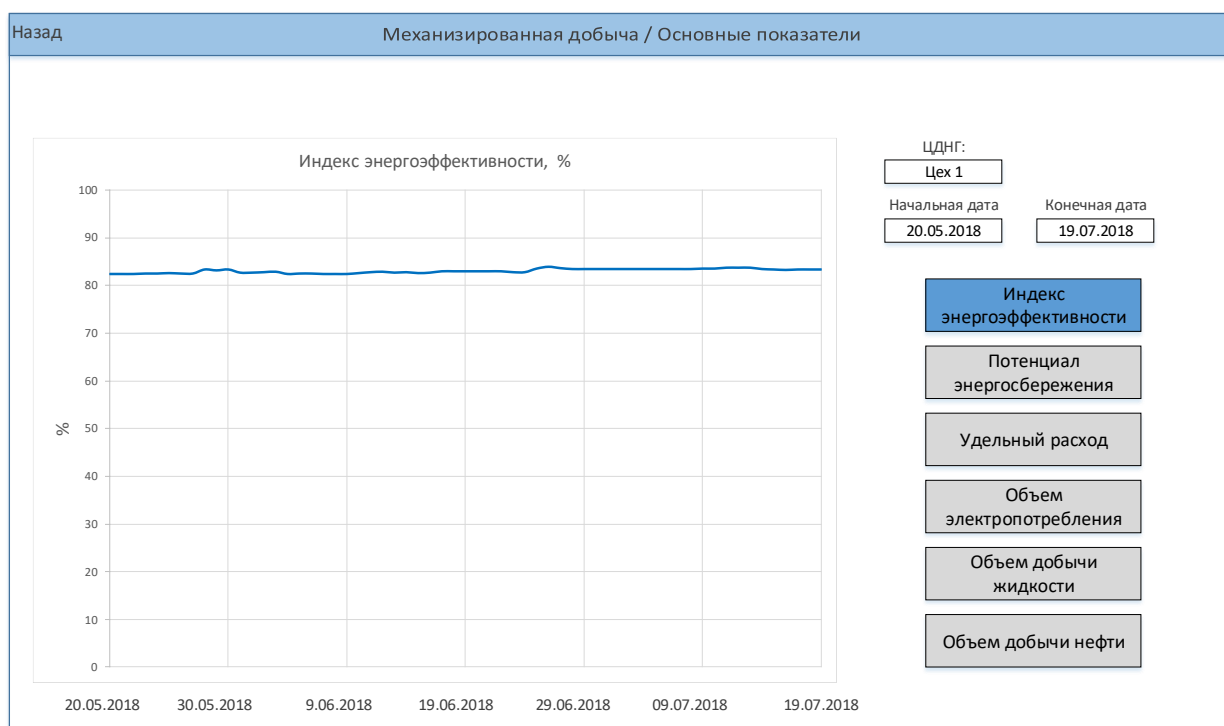


Рисунок 13 – Экранная форма страницы основных показателей по механизированной добыче

Страница по техническому анализу механизированной добычи предоставляет информацию о параметрах энергоэффективности элементов, входящих в состав скважины. Здесь отображаются следующие технологические параметры:

- КПД мех. Добычи;
- Ндин;
- Вертикальная глубина спуска;

- Добыча за сутки;
- Обводненность;
- Кзагр ПЭД;
- Газовый фактор.

Также здесь отображается общая сводка по количеству скважин, которые были корректно/некорректно обработаны ПО СКЭ по результатам последнего расчета.

Общий вид интерфейса страницы по техническому анализу механизированной добычи приведен на рисунке 14.

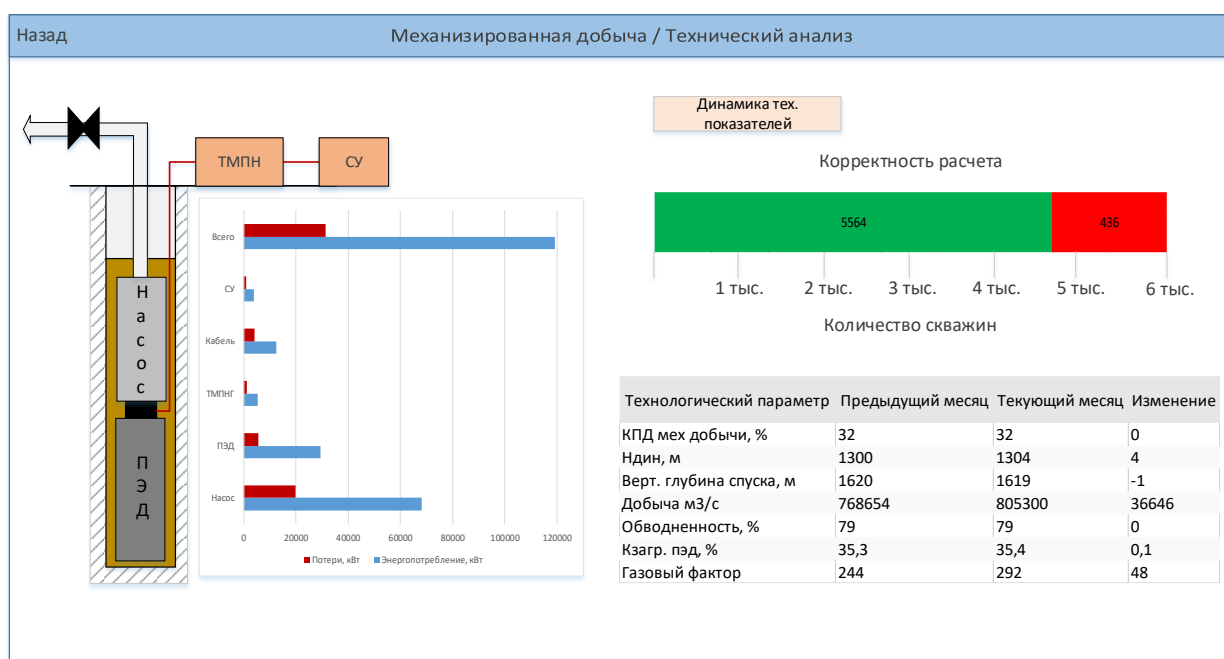


Рисунок 14 – Экранная форма страницы по техническому анализу механизированной добычи

Для просмотра динамики технологических показателей предусмотрена соответствующая экранная форма. Общий вид интерфейса страницы динамики технологических параметров приведен на рисунке 15.

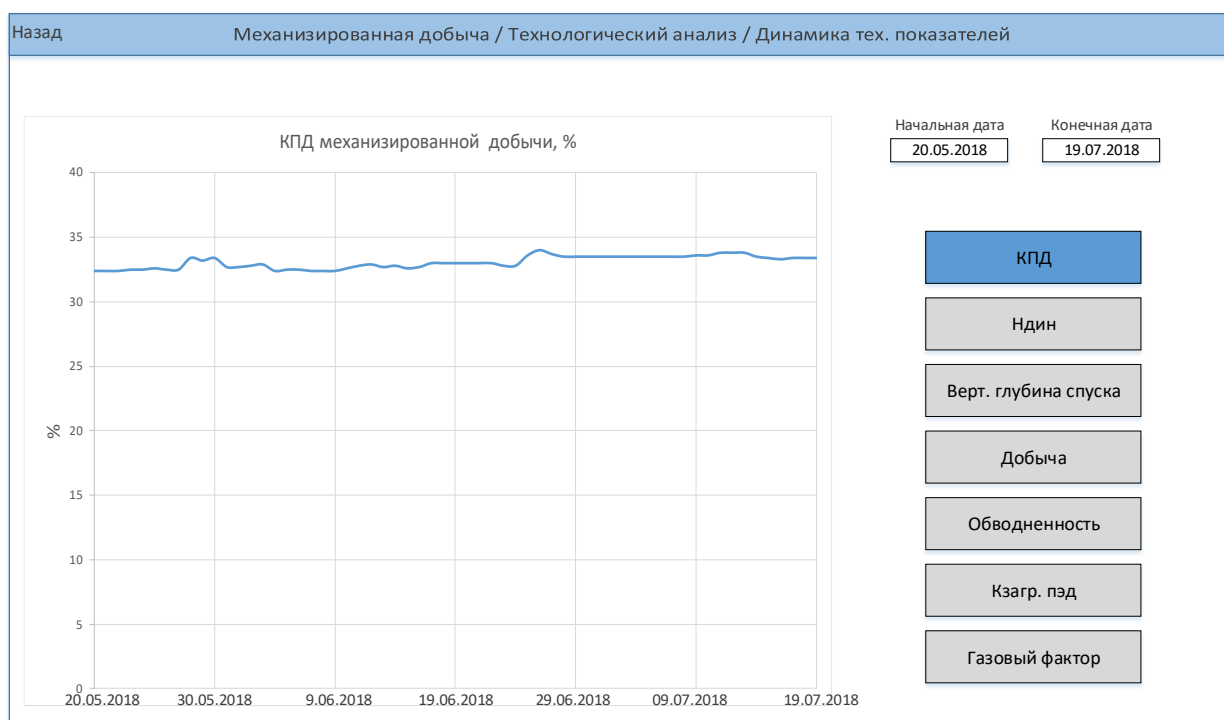


Рисунок 15 – Экранная форма страница динамики технологических показателей

Матрица механизированной добычи отображает скважины в виде матрицы и выделяет скважины, обладающие наибольшим потенциалом энергосбережения. В зависимости от выбранного параметра (дебит жидкости, нефти) область скважины на матрицы будет изменяться. В качестве параметра цвета могут быть выбраны такие параметры как превышение нормы электропотребления над фактом, увеличение потерь или падение КПД.

Общий вид матрицы механизированной добычи приведен на рисунке 16.

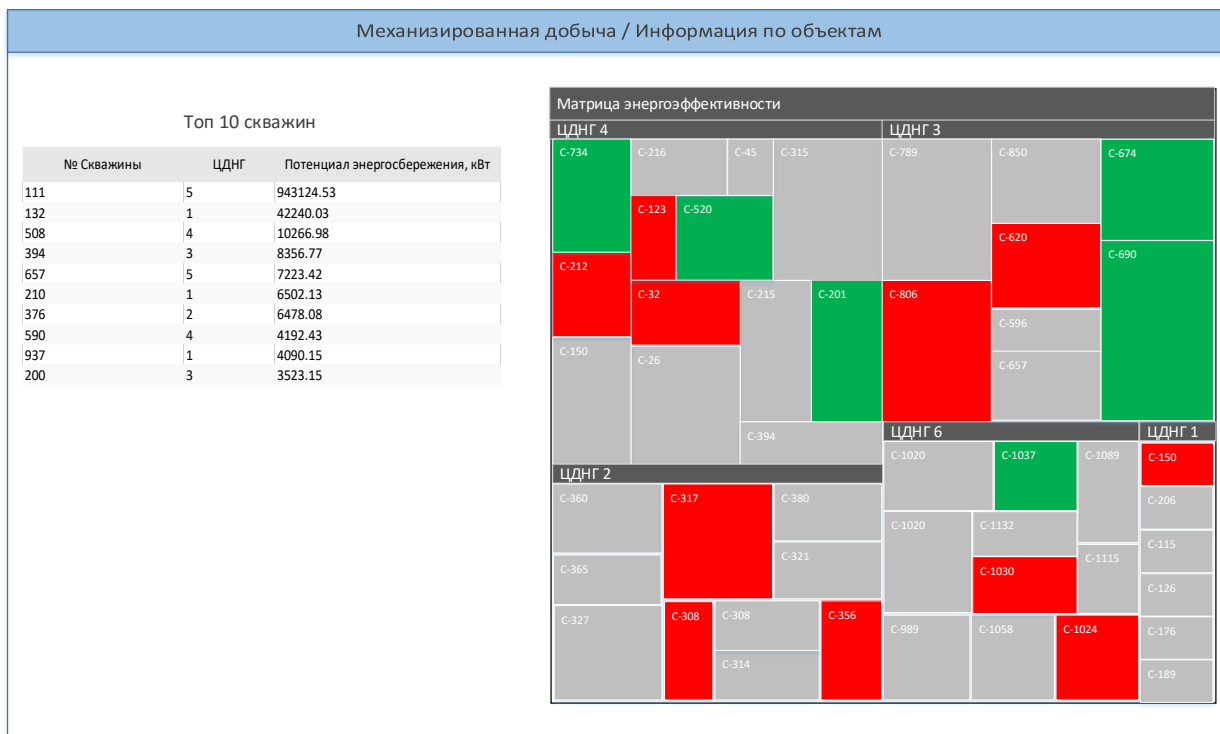


Рисунок 16 – Экранная форма матрицы механизированной добычи

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ61	Изотов Дмитрий Андреевич

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Иерархическая структура работ Календарный план-график реализации проекта
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности научного исследования	Определение ресурсоэффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *Оценочная карта конкурентных технических решений*
2. *Иерархическая структура работ*
3. *Календарный план проекта*
4. *Бюджет проекта*
5. *Определение ресурсоэффективности проекта*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская Марина Витальевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Изотов Дмитрий Андреевич		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих предъявляемым требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Целью данной диссертационной работы является разработка системы, позволяющей осуществлять пообъектный контроль параметров технологического процесса и энергоэффективности нефтепромысловых объектов.

Проектируемая система позволит оперативно выявлять причины повышенного расхода ресурсов и производить анализ изменения состояния технологического оборудования для предупреждения его отказов.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности предприятия, занимающиеся эксплуатацией добывающих скважин.

В таблице 9 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ООО «Нефтестройпроект», «Б» - ООО «Вертекс», «В» - ЗАО «Элеси».

Таблица 9 – Карта сегментирования рынка по отраслям промышленности

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA-систем	Разработка систем контроля энергоэффективности
Отрасль компаний	Химическая промышленность	Б, В	А, Б	Б, В	В
	Нефтегазовая отрасль	А, Б, В	А, В	Б, В	
	Теплоэнергетика	Б, В	В	Б, В	

Согласно карте сегментирования можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и систем контроля энергоэффективности для компаний теплоэнергетики и нефтегазовой отрасли.

3.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 10. Сравнение проводится между разрабатываемой системой и системами сторонних компаний.

Для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения были выделены следующие критерии:

1. Технические критерии:

- Повышение производительности труда – критерий, характеризующей эффективность системы при выполнении основной задачи;
- Уменьшение доли ручных операций – критерий, показывающий насколько внедрение системы автоматизирует производство;
- Функциональность – критерий, характеризующий количество и сложность задач, выполняемых системой;
- Увеличение объема производства – критерий, характеризующий влияние системы на количество выпускаемой продукции;
- Рациональное использование энергии – критерий, характеризующий снижение потерь энергии за счет внедрения системы;
- Безопасность – критерий, характеризующий вероятность возникновения чрезвычайной ситуации во время эксплуатации системы.
- Надежность – критерий, характеризующий свойство системы, сохранять работоспособность в течение времени;

2. Экономические критерии:

- Снижение эксплуатационных затрат – критерий, характеризующий уменьшение эксплуатационных расходов предприятия за счет внедрения системы;
- Конкурентоспособность – критерий, характеризующий свойство разработки выдерживать конкуренцию.
- Цена – критерий, характеризующий стоимость внедрения системы;
- Предполагаемый срок эксплуатации – критерий, характеризующий срок службы системы;

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
Уменьшение доли ручных операций	0,04	3	4	5	0,12	0,16	0,2
Функциональность	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
Увеличение объема производства	0,12	4	3	4	0,48	0,36	0,48
Рациональное использование энергии	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
Безопасность	0,15	4	4	5	0,6	0,6	0,75
Надежность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
Снижение эксплуатационных затрат	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
Конкурентоспособность	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
Цена	0,04	3	5	4	0,12	0,2	0,16
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Итого	1				4,35	3,77	3,96

Ссылаясь на данные, отраженные в оценочной карте, можно сделать вывод, что разрабатываемая автоматизированная система управления предприятием является наиболее эффективной. Преимущества разработки выражаются в более высоком сроке эксплуатации, рациональном использовании энергии и высокой надежностью. Эти преимущества достигнуты за счет внедрения системы контроля энергоэффективности технологического оборудования.

3.2 Планирование управления научно-техническим проектом

3.2.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ, представлена на рисунке 17. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта.



Рисунок 17 – Иерархическая структура работ

3.2.2 Контрольные события проекта

Ключевые события исследовательского проекта, их даты и результаты приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Контрольные события проекта

№	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Разработка технического задания на НИР	1.02.2018	Приказ
2	Составление и утверждение технического задания	3.02.2018	Задание на выполнение исследования
3	Выбор направления исследований	4.02.2018	
4	Подбор и изучение материалов по теме	7.02.2018	Отчёт
5	Календарное планирование работ	12.02.2018	План работ
6	Выбор параметров оценки энергетической эффективности	13.02.2018 - 23.02.2018	Отчёт
7	Разработка алгоритмов расчета параметров энергоэффективности	23.02.2018-28.02.2018	Отчёт
8	Проведение экспериментов	28.02.2018-24.03.2018	Отчёт
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	24.03.2018 - 10.04.2018	Отчёт
10	Обобщение и оценка результатов	10.04.2018 - 16.04.2018	Отчёт
11	Составление пояснительной записки	16.04.2018 - 10.05.2018	Пояснительная записка
12	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	10.05.2018 - 16.05.2018	

№	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
13	Подготовка к защите	16.05.2018 - 02.06.2018	

3.2.3 План проекта

В рамках планирования исследовательского проекта построен календарный план-график с помощью диаграммы Ганта. В данном случае работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Линейный график представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	2	1.02.2018	3.02.2018	Руководитель
2	Составление и утверждение технического задания	1	3.02.2018	4.02.2018	Руководитель
3	Выбор направления исследований	3	4.02.2018	7.02.2018	Руководитель, инженер
4	Подбор и изучение материалов по теме	5	7.02.2018	12.02.2018	Инженер
5	Календарное планирование работ	1	12.02.2018	13.02.2018	Руководитель, инженер
6	Выбор параметров оценки энергетической эффективности	10	13.02.2018	23.02.2018	Инженер
7	Разработка алгоритмов расчета параметров энергоэффективности	5	23.02.2018	28.02.2018	Инженер

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
8	Проведение экспериментов	25	28.02.2018	24.03.2018	Инженер
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	17	24.03.2018	10.04.2018	Инженер
10	Обобщение и оценка результатов	6	10.04.2018	16.04.2018	Инженер
11	Составление пояснительной записки	23	16.04.2018	10.05.2018	Инженер
12	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	5	10.05.2018	16.05.2018	Руководитель, инженер
13	Подготовка к защите	35	16.05.2018	02.06.2018	Инженер

В таблице 13 представлен календарный план-график проведения научного исследования.

Таблица 13 – Календарный план-график проведения научного исследования

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Разработка технического задания	Руководитель	2	█													
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	█													
3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер	5		█												
4	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	2		█												
5	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер	1		█												

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ															
				Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
6	Выбор параметров оценки энергетической эффективности	Инженер	1			■													
7	Разработка алгоритмов расчета параметров энергоэффективности	Инженер	1			■													
8	Проведение экспериментов	Инженер	45				■	■	■										
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	Инженер	2								■	■							
10	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, инженер	1																■
11	Составление пояснительной записки	Инженер	72																■
12	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	Руководитель, инженер	1																■
13	Подготовка к защите	Инженер	29																■

▨ – Руководитель ■ – Инженер

3.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;

- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

3.3.1 Расчёт материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (15)$$

где

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаются в пределах 15-25 % от стоимости материалов.

Основными затратами в данной исследовательской работе являются затраты на электроэнергию и приобретение канцелярских товаров. Результаты расчётов по затратам на материалы приведены в таблице 14.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$C = C_{эл} \cdot P \cdot F_{об} = 5,8 \cdot 0,22 \cdot 1008 = 1286,208, \quad (16)$$

где

$C_{эл}$ – тариф на промышленную электроэнергию (5,8 руб. за 1 кВт·ч);

P – мощность оборудования, кВт;

$F_{об}$ – время использования оборудования, ч.

Затраты на электроэнергию составили 1286 рублей.

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Печать А4	–	110	1,5	165
Ручка	Pilot BPS-GP	1	50	50
Доступ в интернет	–	5 месяцев	390	1950
Персональный компьютер				33000
Всего за материалы				2165
Электроэнергия				1286
Транспортно-заготовительные расходы				0
Итого по статье C_m				36451

3.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (17)$$

где

$Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (18)$$

где

$Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{дн} = (Z_m \cdot M) / F_d, \quad (19)$$

где

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

– при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 15).

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни;	52	104
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
– отпуск;	48	24
– невыходы по болезни	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	223

Оклад инженера 3 категории, равен 9489 руб/месяц. Районный коэффициент по Томску равен 1,3. Месячный должностной оклад инженера составляет:

$$Z_m = 9489 \cdot 1,3 = 12335,7 \text{руб.}$$

Среднедневная заработная плата инженера составляет:

$$Z_{\text{дн}} = (12,336 \cdot 11,2) / 223 = 619,55 \text{руб/день.}$$

С учетом того, что продолжительность работ инженера составляет 126 дней, основной заработок инженера составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 619,55 \cdot 126 = 78063,3 \text{руб.}$$

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

– оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, ст. преподаватель, доцент, профессор.

– стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

– иные выплаты: районный коэффициент.

Руководителем данной научно-исследовательской работы является сотрудник с должностью доцент. Оклад доцента составляет 33664 рубля. Районный коэффициент по Томску равен 1,3.

Месячный должностной оклад научного руководителя составляет:

$$Z_m = 33664 \cdot 1,3 = 43763,2 \text{ руб/месяц.}$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{дн}} = (43763,2 \cdot 10,4) / 251 = 1813,3 \text{ руб/день.}$$

С учетом того, что продолжительность работ научного руководителя составляет 8 дней, основной заработок научного руководителя составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 1813,3 \cdot 8 = 14506,4 \text{ руб.}$$

3.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (20)$$

где

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Примем коэффициент дополнительной заработной платы равным 0,15 для научного руководителя и 0,1 для инженера. Результаты расчёта основной

и дополнительной заработной платы исполнителей научного исследования представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Заработная плата исполнителей исследовательской работы

Заработная плата, руб.	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	14506,4	78063,3
Дополнительная зарплата	2175,96	7806,33
Зарплата исполнителя	16682,36	85869,63
Итого по статье $C_{зп}$	102551,99	

3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Размер отчислений во внебюджетные фонды составляет 27,1 % от суммы затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых выполнением исследовательской работы.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (21)$$

где

$k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Величина отчислений во внебюджетные фонды составляет:

$$C_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot 102551,99 = 27791,59 \text{ руб.}$$

3.3.5 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + C_{\text{соц}}), \quad (22)$$

где

$k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

Накладные расходы в ТПУ составляют 25-35 % от суммы основной и дополнительной зарплаты работников, участвующих в выполнении темы.

Примем $k_{\text{накл}} = 30 \%$.

Накладные расходы составляют:

$$C_{\text{накл}} = 0,3 \cdot (102551,99 + 27791,59) = 39102,89 \text{ руб.}$$

3.3.6 Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчёт бюджета затрат исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб
1. Материальные затраты исследования	36451
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	92569,7
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9982,29
4. Отчисления во внебюджетные фонды	27791,59
5. Накладные расходы	39102,89
Бюджет затрат исследования	205897,47

3.4 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта представляет собой временное структурное образование, создаваемое для достижения поставленных целей и задач проекта и включающее в себя всех участников процесса выполнения работ на каждом этапе.

Данной исследовательской работе соответствует функциональная структура организации. То есть организация рабочего процесса выстроена иерархически: у каждого участника проекта есть непосредственный руководитель, сотрудники разделены по областям специализации, каждой группой руководит компетентный специалист (функциональный руководитель).

Организационная структура научного проекта представлена на рисунке 18.

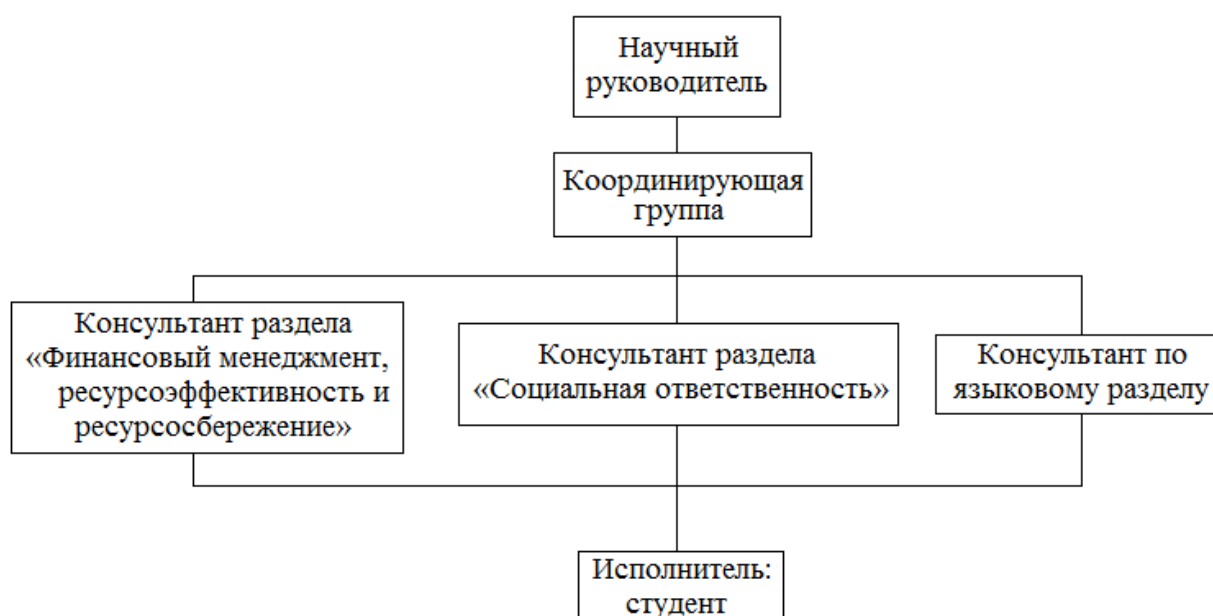


Рисунок 18 – Организационная структура научного проекта

3.5 Матрица ответственности

Степень ответственности каждого члена команды за принятые полномочия регламентируется матрицей ответственности. Матрица ответственности данного проекта представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Матрица ответственности

Этапы проекта	Научный руководитель	Консультант раздела «Финансовый менеджмент»	Консультант раздела «Соответственность»	Консультант по языковому разделу	Инженер
Разработка технического задания	О				
Составление и утверждение технического задания	О				
Выбор направления исследований	О				И
Подбор и изучение материалов по теме					И
Календарное планирование работ	С				И
Выбор параметров оценки энергетической эффективности					И
Разработка алгоритмов расчета параметров энергоэффективности					И
Проведение экспериментов					И
Выполнение расчётов и анализ полученных данных					И
Выполнение оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения		С			И
Выполнение раздела по социальной ответственности			С		И
Выполнение перевода части работы на английский язык				С	И
Обобщение и оценка результатов					И
Составление пояснительной записки	О				И
Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	С				И
Подготовка к защите	О				И

Степень участия в проекте характеризуется следующим образом:

- ответственный (О)– лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход;
- исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта. Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение);
- согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 3.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}, \quad (23)$$

где

I_{ϕ}^p – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{205897}{230604} = 0,89$$

Для аналогов соответственно:

$$I_{\phi}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{230604}{230604} = 1; I_{\phi}^{a2} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{218250}{230604} = 0,94;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_m^a = \sum a_i \cdot b_i^a, \quad (24)$$

$$I_m^p = \sum a_i \cdot b_i^p \quad (25)$$

где

I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Материалоемкость	0,05	4	4	5
Надежность	0,1	4	3	3
Производительность	0,25	5	3	4
Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	4
Энергосбережение	0,25	5	4	4
Безопасность	0,2	4	3	4
ИТОГО	1			

$$I_{\text{тп}} = 4 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 = 4,5;$$

$$I_{a1} = 4 \cdot 0,05 + 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,2 = 3,6;$$

$$I_{a2} = 5 \cdot 0,05 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,2 = 3,95.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финаi}}^{ai}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p}, \quad (26)$$

$$I_{\text{финаi}}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{\text{финаi}}^{ai}}; \quad (27)$$

В результате:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{4,5}{0,89} = 5,05;$$

$$I_{\text{фина1}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\text{фина1}}^{a1}} = \frac{3,6}{1} = 3,6;$$

$$I_{\text{фина2}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\text{фина2}}^{a2}} = \frac{3,95}{0,94} = 4,2.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}}. \quad (28)$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,94	0,89
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,6	3,95	4,5
3	Интегральный показатель эффективности	3,6	4,2	5,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,4	1,2	1

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ61	Изотов Дмитрий Андреевич

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Система контроля энергоэффективности обеспечивает сбор, хранение, обработку и представление технологической информации с нижних уровней АСУ ТП, а также ведет пообъектный контроль параметров энергоэффективности нефтепромысловых объектов.

Основным оборудованием, за которым производится работа, является АРМ оператора СКЭ, установленный в существующем помещении операторной.

Проектируемая система позволит оперативно выявлять причины повышенного расхода ресурсов и производить анализ изменения состояния технологического оборудования для предупреждения его отказов.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию и разработке

1. Социальная ответственность

1.1 Анализ угроз:

В данном разделе рассмотрены основные причины, которые могут привести к некорректной работе системы, и вероятные последствия такого режима работы системы.

1.2 Меры повышения надежности системы:

– Рассмотрены программные и аппаратные методы повышения надежности;

– Описан способ резервирования элементов системы для повышения отказоустойчивости информационных каналов.

1.3 Обеспечение информационной безопасности системы:

Рассматриваются методы обеспечения информационной защиты системы от действий злоумышленников, направленных на нарушение целостности передаваемой в системе информации.

	Предложены меры по защите информации от следующих типов угроз: <ul style="list-style-type: none"> – угрозы физической целостности; – угрозы содержания (искажение информации); – угрозы конфиденциальности.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Изотов Дмитрий Андреевич		

4 Социальная ответственность

В данном разделе магистерской диссертации рассматриваются вопросы повышения надежности разрабатываемой системы контроля энергоэффективности с целью сведения к минимуму риска возникновения угроз для предприятия, общества и окружающей среды.

Поскольку рабочее место оператора СКЭ находится в существующем помещении операторной, удовлетворяющем требованиям по охране труда и обеспечивающем защиту работников от вредных факторов, то в данном разделе этот вопрос не рассматривается.

4.1 Анализ угроз

В случае некорректной работы системы на АРМ оператора СКЭ и базы данных предприятия может поступать недостоверная информация о технологических характеристиках нефтепромысловых объектов, что ведет к некорректности расчетов параметров энергоэффективности. Рассмотрим возможные последствия происшествия:

– Выход из строя технологического оборудования. В случае если на экране оператора не будет отображаться достоверная информация о непригодном для эксплуатации состоянии оборудования, может возникнуть аварийная ситуация на технологическом объекте, и как результат материальные потери предприятия в результате простоя и замены испорченного оборудования. Также авария на кустовой площадке может привести к загрязнению окружающей среды.

– Преждевременная замена исправного оборудования. На основе ложных показаний параметров энергоэффективности может быть принято решение о замене или проведении ремонта работоспособного оборудования. Такое решение может привести к нежелательным издержкам, а порой и к продолжительной остановке технологического процесса.

Таким образом, при возникновении систематической ошибки в предоставлении информации о технологических параметрах и показателях

энергоэффективности возможны значительные материальные убытки со стороны предприятия и загрязнение окружающей среды.

4.2 Меры повышения надежности системы

При обеспечении безопасности АСУ ТП необходимо уделять внимание не столько конфиденциальности, сколько обеспечению непрерывности и целостности технологического процесса, поскольку безопасность технологического процесса – это прежде всего безопасность для жизни и здоровья людей и окружающей среды. Поэтому особое внимание стоит уделить повышению надежности разрабатываемой системы.

В проектируемой системе используется архитектура клиент-сервер, приведенная на рисунке 19. Распределение процессов управления и контроля по нескольким компьютерам, объединенных в локальную сеть позволяет увеличить эффективность и скорость работы всей системы. Компьютер соединенный с промышленным оборудованием, становится сервером, предназначенным для взаимодействия с контроллерами, в то время как компьютеры в локальной сети - клиентами. Когда компьютеру-клиенту требуются данные для отображения, он запрашивает их у сервера и затем обрабатывает локально.

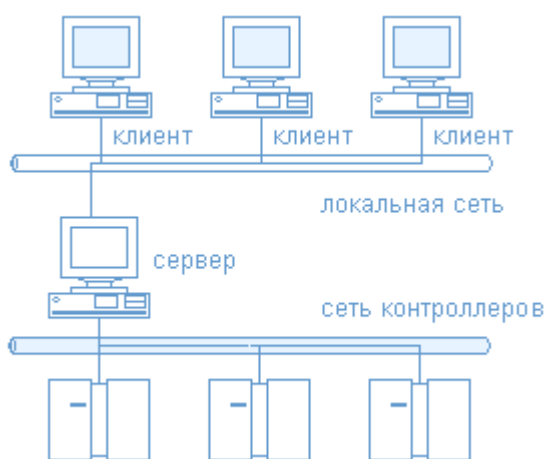


Рисунок 19 - Клиент-серверная архитектура системы

Большинство современных компьютеров обеспечивают хорошие показатели надежности, но тем не менее они также выходят из строя, особенно

при эксплуатации в жестких производственных условиях. Поскольку процесс добычи нефтепродуктов является критически важным, то возникает необходимость использования резервируемых систем.

Резервирование - метод повышения характеристик надёжности технических устройств или поддержания их на требуемом уровне посредством введения аппаратной избыточности за счет включения запасных (резервных) элементов и связей, дополнительных по сравнению с минимально необходимым для выполнения заданных функций в данных условиях работы. В основе метода резервирования лежит очевидная идея замены отказавшего элемента исправным, находящимся в резерве.

Для замены отказавшего элемента достаточно иметь резервный (запасной) элемент на складе. Однако продолжительность ручной замены составляет единицы часов, что системы автоматизации недопустимо долго. Сократить время вынужденного простоя позволяет применение контроллеров и модулей ввода/вывода с возможностью «горячей» замены при условии наличия развитой системы диагностики неисправности.

Так для повышения надежности и обеспечения непрерывности потока информации с нижнего уровня АСУ ТП было принято решение обеспечить резервирование верхнего уровня АСУТП, а именно:

- резервирование серверов ввода-вывода;
- резервирование автоматизированных рабочих мест операторов;
- резервирование источников питания;
- резервирование магистральных шин связи.

Для обеспечения резервирования серверов ввода-вывода в систему добавляется второй (резервный) сервер, также предназначенных для взаимодействия с промышленным оборудованием. Если основной сервер выйдет из строя, запросы клиентов направляются к резервному серверу. Резервный сервер не должен полностью дублировать работу основного, поскольку в этом случае оба сервера взаимодействуют с контроллерами первого уровня, удваивая нагрузку на промышленную сеть и сокращая общую

производительность. Таким образом, только основной сервер взаимодействует с контроллерами. Одновременно с этим он обменивается данными с резервным сервером, постоянно обновляя его статус. Если обмен данными с основным сервером прекращается, то резервный сервер полагает, что основной вышел из строя, и берет на себя его функции. После исправления неисправности на основном сервере он снова будет включен и восстановлен в качестве основного. Архитектура системы с дублированным сервером приведена на рисунке 20.

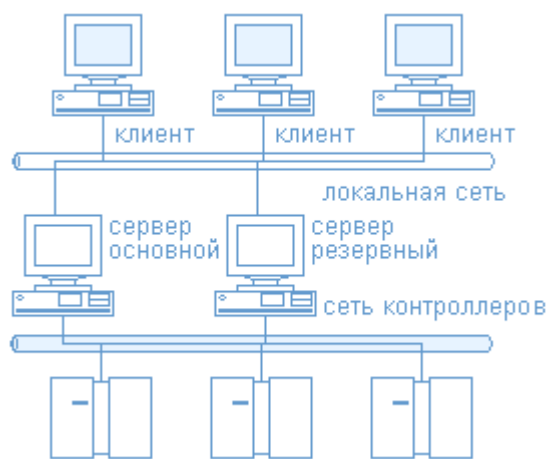


Рисунок 20 - Система с дублированным сервером

Представленная структура увеличивает надежность и обеспечивает ее функционирование в случае отказа сервера ввода/вывода, однако если из строя выйдет сеть, то это повлечет за собой нарушение работы на клиентских компьютерах. Стабильность работы в таком случае обеспечивается за счет введения дополнительной локальной сети.

Для повышения надежности передачи информации с контроллерного оборудования на сервер ввода/вывода в системе предусмотрено использование дополнительного (резервного) канала связи. Пример использования резервного канала связи показан на рисунке 21.



Рисунок 21 - Резервирование контроллеров

Наличие дополнительного канала связи гарантирует сохранение обмена данными при выходе из строя основного канала. Если обмен данными по основному каналу нарушается (например, произошел обрыв кабеля), то происходит переключение на резервный канал. Обратный переход на основной канал происходит после восстановления физического соединения.

Для сохранения исторических данных на время отказа в случае отказа автоматизированного рабочего места оператора СКЭ реализована «временная история», т.е. на время отказа главной станции накопление исторических данных будет производиться на станции сбора данных. При восстановлении работоспособности главной станции накопленная история переносится в базу данных истории. Таким образом даже в результате продолжительного отказа станции оператора СКЭ не будет потерь информации.

Приведенные меры повышения надежности на аппаратном уровне приводят к более высокой отказоустойчивости и стабильной работе в аварийных ситуациях.

4.3 Обеспечение информационной безопасности системы

Прекращение получения достоверной информации о параметрах технологического процесса может произойти не только в результате неисправности технического оборудования, но и в результате действий злоумышленников.

Защита информации в автоматизированной системе управления достигается путем принятия в рамках системы защиты автоматизированной системы управления совокупности организационных и технических мер

защиты информации, направленных на блокирование (нейтрализацию) угроз безопасности информации, реализация которых может привести к нарушению штатного режима функционирования автоматизированной системы управления и управляемого (контролируемого) объекта и (или) процесса, на локализацию и минимизацию последствий от возможной реализации угроз безопасности информации, восстановление штатного режима функционирования автоматизированной системы управления в случае реализации угроз безопасности информации.

В отличие от корпоративных информационных систем масштабы последствий от реализации угроз в АСУ ТП могут привести не только к финансовому, но и к серьезному экологическому ущербу. В связи с этим, необходимо уделять особое внимание вопросам обеспечения информационной безопасности нефтегазодобывающих объектов.

В рамках проектирования системы предусмотрены меры по защите информации от основных видов угроз, которым может быть подвергнута АСУ ТП:

1. угрозы физической целостности: поломки ПЛК, АРМов, серверов хранения данных;
2. содержания (искажение информации): модификация заложенных в ПЛК программ, фальсификация показаний с датчиков;
3. конфиденциальности: несанкционированный доступ к конфиденциальной информации, заражение вредоносным ПО.

Для информационной защиты были применены следующие меры:

1. Весь входящий и исходящий трафик системы управления зашифрован и проходит как минимум через один файрвол. Рабочим станциям второго уровня не предоставлен прямой доступ в Интернет. Менее критичные к безопасности и доступности компоненты, такие как хранилища исторических данных, устанавливаются на верхних уровнях иерархии, с меньшей защитой, однако, соответственно и с более легким доступом – так,

что персонал может свободно получать доступ к необходимым данным и вносить изменения при необходимости.

2. Защита рабочих станций, предусматривает защиту рабочих станций системы управления, с тем, чтобы затруднить их заражение зловредным ПО.

Для этого:

– Рабочим станциям назначены операторские или инженерные функции. Таким образом, все приложения, услуги и порты, которые не нужны для их поддержки, должны быть удалены или деактивированы.

– На рабочих станциях установлено антивирусное ПО для обнаружения и удаления зловредного ПО еще до того, как оно может нанести вред. Вирусные базы данных всегда поддерживаются в самом актуальном состоянии.

– Обеспечивается управления учетными записями пользователей. Разграничение прав доступа у авторизованных пользователей таким образом, чтобы каждый пользователь имел доступ только к тем файлам/директориям, которые ему нужны для работы. Ограниченный набор прав уменьшит возможности чужеродного ПО, которое инфицировало пользовательскую программу, по использованию прав этого пользователя для совершения зловредных действий.

– USB-порты, DVD-приводы должны быть заблокированы, за исключением тех моментов, когда они используются в производственных целях. Пользователям надо постоянно напоминать, что переносные средства хранения информации – один из наиболее распространенных способов заражения систем.

В системе реализуются следующие комплексы по защите информации:

управление доступом (идентификация - доступ к системе только после ввода идентификатора пользователя с соответствующими правами доступа и пароля; аутентификация – доступ к функциям по настройке ПО системы,

изменению параметров настройки, дистанционное управление объектами осуществляется только в соответствии с уровнем доступа пользователя).

- регистрация и учет действий в системе;

- регистрацию событий, имеющих отношение к защите информации (подключение пользователей, корректировка БД пользователей и паролей, корректировка или удаление информации);

- контроль целостности;

- защита информации в каналах связи.

Идентификация и проверка подлинности в системе предусмотрена для всех программно-технических средств.

В системе предусмотрена блокировка запуска несанкционированного программного обеспечения. Система не имеет выходы в глобальные сети.

В системе обеспечена сохранность информации при следующих видах аварий и сбоев:

- сбой работы программного обеспечения;

- отказ компьютерного оборудования, САУ;

- разрыв сети передачи данных;

- отказ системы электропитания.

От разрушений при авариях и сбоях защищены следующие базы данных:

- БД реального времени;

- историческая БД;

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была разработана система контроля энергоэффективности для механизированного фонда скважин, оснащенных УЭЦН. Для этого была разработана автоматизированная система управления технологическими процессами кустовых площадок, выбран достаточный для реализации функций системы контроля энергоэффективности объем автоматизации УЭЦН, выбраны параметры энергоэффективности и разработаны алгоритмы для их вычисления, разработаны экранные формы для визуализации показаний измерений с полевого уровня и расчетных данных системы.

Также было выполнено технико-экономическое обоснование проекта, рассмотрены вопросы обеспечения безопасности труда и производственной санитарии и вопросы повышения надежности разработанной системы на диспетчерском уровне управления АС.

Таким образом, разработанная автоматизированная система позволяет обеспечить контроль и анализ энергоэффективности механизированного фонда скважин, оснащенных УЭЦН. Внедрение такой системы в предприятии позволит сократить энергозатраты на процесс добычи нефти и выявить наиболее перспективные с точки зрения потенциала добычи нефти и энергоэффективности производственные объекты.

Список использованных источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995. – 44 с.
3. А.С. Ключев, Б.В. Глазков, А.Х. Дубровский, А.А. Ключев. Проектирование система автоматизации технологических процессов: справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464с.
4. Попович Н.Г., Ковальчук А.В., Красовский Е.П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311 с.
5. ГОСТ Р ИСО 50001-2012 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению.
6. РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.
7. Насосное и компрессорное оборудование [Электронный ресурс] // URL: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4038-Ustanovki-pogruznyh-elektrotsentrobeznyh-nasosov-UETsN.
8. Конструкция и технические характеристики модулей УЭЦН [Электронный ресурс] // URL: <http://oilloot.ru/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/125-konstruktsiya-i-tekhnicheskie-kharakteristiki-modulej-uetsn>.
9. Методика управления энергоэффективностью и надежностью электротехнического комплекса УЭЦН [Электронный ресурс] // URL: <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=16219>.
10. И.В. Золотарев, С.Н. Пещеренко, Е.В. Пошвин. Прогнозирование энергоэффективности УЭЦН // Бурение и нефть 09/2013.

11. С.Д. Шевченко, И.Я. Чудийович, М.Н. Каверин, В.П. Тарасов. Реализация проекта энергосбережения при механизированной добычи в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть» - 2014 г.
12. Энергоэффективность глубинных нефтедобывающих скважин / М. С. Давыдов, В. Г. Сальников, Н. А. Ковалёва [и др.] // Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии: сб. докл. 5-й междунар. науч.-практ. конф. в рамках специализир. форума «Expo Build Russia» (Екатеринбург, 14 апреля 2016 г.). — Екатеринбург: Издательство УМЦ УПИ, 2016. — С. 33-36.
13. Семисынов Р.А., Киселев Е.С., Хакимьянов М.И. Анализ потерь энергии в технологических элементах установок скважинных нефтедобывающих насосов // Нефтегазовое дело – 2015 №6. – С. 179-198.
14. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений "Методы менеджмента качества" №1 2003 г.
15. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
16. Сущность методики FAST в области ФСА [Электронный ресурс]. –Режим доступа:<http://humeur.ru/page/sushhnost-metodiki-fast-v-oblasti-fsa>.
17. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
18. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
19. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
20. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».

21. НПБ от 18.06.2003 г. №105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

22. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. - метод. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. - 145 с.

23. Безопасность жизнедеятельности. Учебник. Под ред. Э.А. Арустамова / 10-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во «Дашков и К», 2006. — 476 с.

Приложение А

2 Main part

2.1 Energy management systems

2.2 Energy efficiency of gas and oil companies

2.3 Energy efficiency monitoring system

2.4 Structure of the energy efficiency monitoring system

2.5 Energy efficiency monitoring system's subsystems functions

2.5.1 Subsystem of technological data collection

2.5.2 Subsystem of processing and storage

2.5.3 Application subsystem

2.5.4 Information display subsystem

2.6 Data source systems

2.7 Development of automated process control system

2.7.1 Technological process

2.7.2 Architecture of the automated process control system

2.7.3 Structural diagram of the automated process control system

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ61	Изотов Дмитрий Андреевич		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Шепетовский Денис Владимирович			

2 Main part

2.1 Energy management systems

Managing energy efficiency at the level of individual companies takes an important place in achieving government objectives in energy saving and energy efficiency. As the analysis of international experience has shown, several governments set mandatory requirements for the implementation of energy saving policies and energy efficiency improvements in companies, including the achievement of energy consumption targets, the approval of energy saving programs, and the introduction of an energy management system.

The Energy Management System (EnMS) is designed to continually improve the energy efficiency of the company. The implementation of the system allows to improve the energy efficiency of the company, reduce energy consumption and the negative impact of the company's activities on the environment.

The main areas of energy management systems include:

- regulatory documents on energy efficiency: planning of energy consumption and energy saving measures, confirmation of the result;
- identification of energy efficiency indicators;
- development of the technical personnel competence for energy efficiency;
- energy metering and energy efficiency control systems;
- design works, acquisition of equipment and services, based on criterion of energy efficiency.

The main document in the energy management systems development is ISO 50001-2012. The standard specifies the requirements for:

- energy planning and analysis;
- indicators of energy efficiency;
- functioning of EnMS (personnel, design, procurement, etc.);
- verification of the EnMS and development of corrective actions;
- coordination of the development and monitoring of the implementation of energy conservation programs;

- analysis by senior management (reporting).

According to ISO 50001-2012, energy management systems are based on a methodology known as the "cycle of the continuous improvement" "Plan-Do-Check-Act" (PDCA). The energy management system model is illustrated in Figure 1.

In the context of energy management, the PDCA approach can be outlined as follows:

- Plan: conduct the energy review and establish the baseline, energy performance indicators (EnPIs), objectives, targets and action plans necessary to deliver results that will improve energy performance in accordance with the organization's energy policy;
- Do: implement the energy management action plans;
- Check: monitor and measure processes and the key characteristics of operations that determine energy performance against the energy policy and objectives, and report the results;
- Act: take actions to continually improve energy performance and the EnMS.

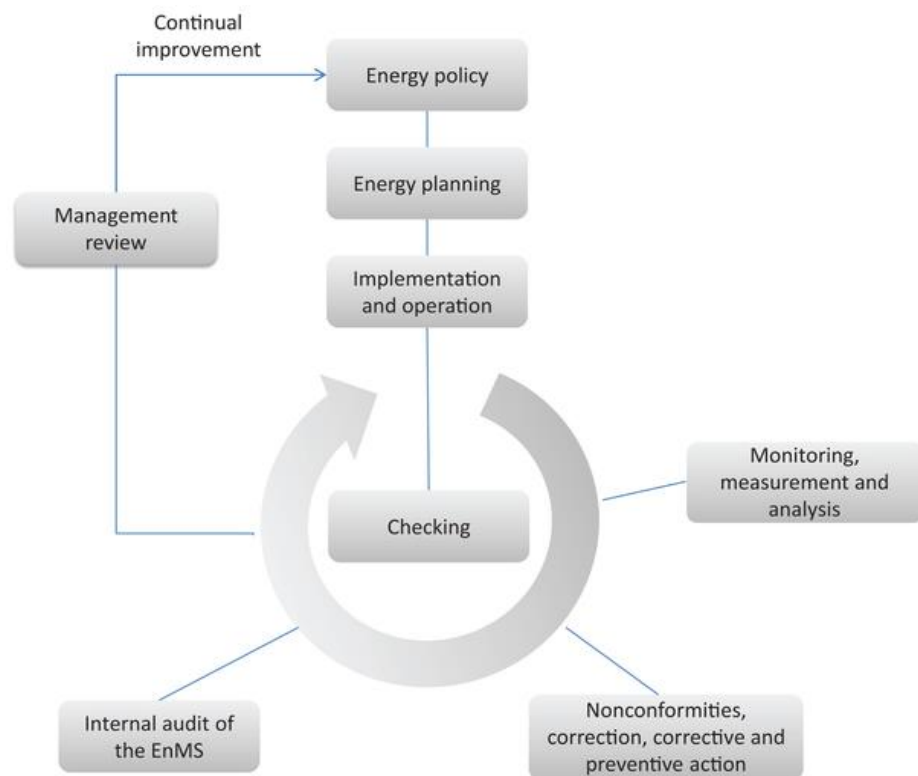


Figure 1 – energy management system model for ISO 5001-2012

The implementation of the EnMS should lead to the improving of energy performance. The organization will periodically analyse and evaluate the energy management system in order to identify opportunities for improvement and their subsequent implementation.

The concept of energy performance includes the use of energy, energy efficiency and energy consumption. A conceptual representation of the energy performance is shown in Figure 2.

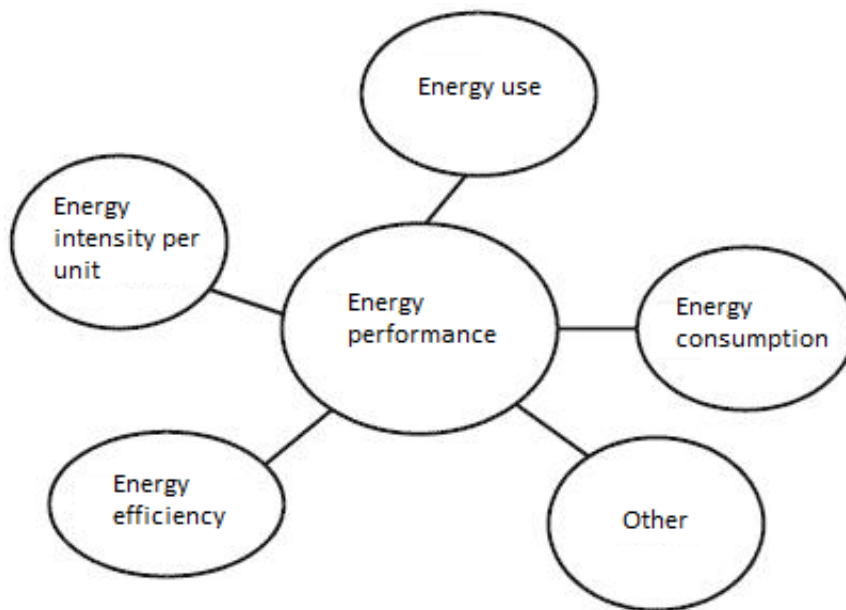


Figure 2 – Conceptual representation of the energy performance

2.2 Energy efficiency of gas and oil companies

Consumption of electricity is one of the main items of expenditure of oil and gas companies. As shown in Figure 3, for oil and gas companies, the most electricity consumption falls on the oil and gas production process. At a time of a stable high rate of tariff growth, the issues of increasing the energy efficiency of the technological processes are becoming more important.

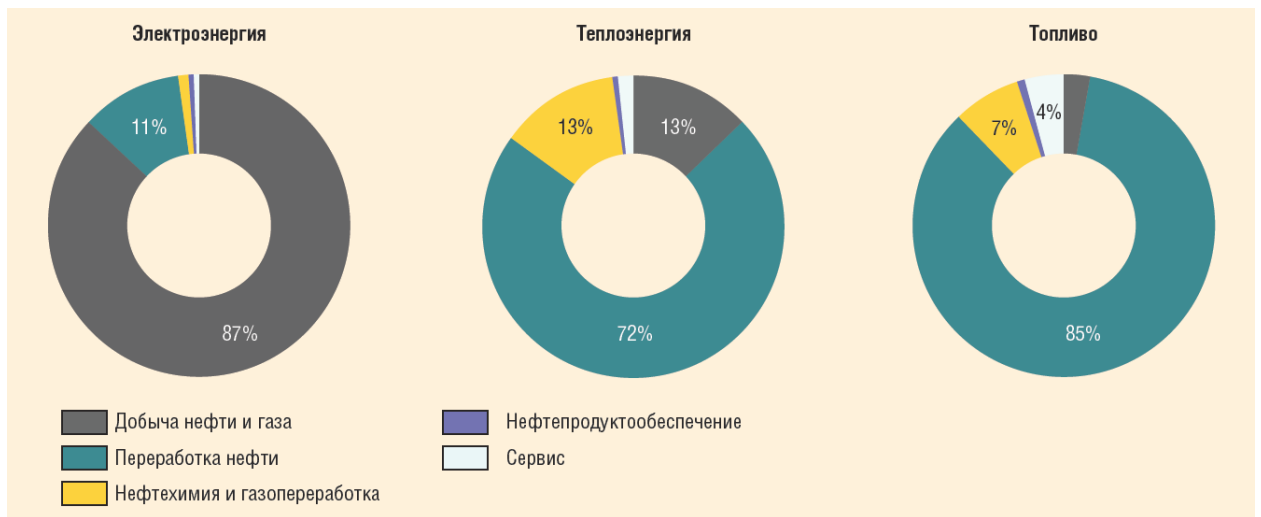


Figure 3 – Distribution of fuel and energy resources expenses by types and directions of activity

Figure 4 shows a comparative analysis of energy consumption at the stage of extraction of petroleum products.

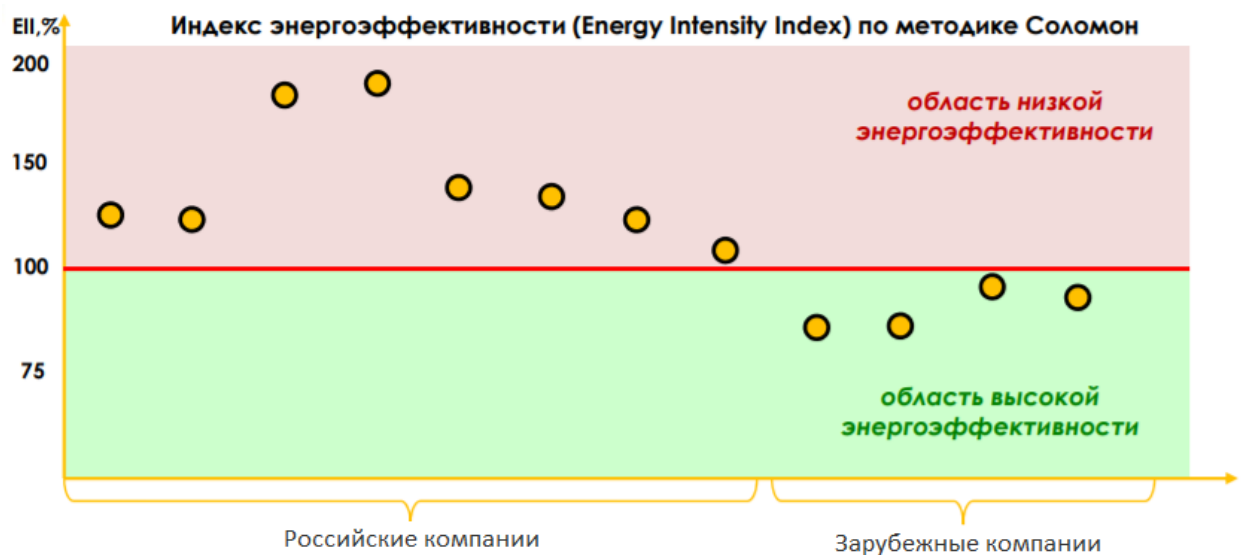


Рисунок 4 – Comparative analysis of energy consumption at the stage of extraction of petroleum products

The energy efficiency index (EII) is equal to the ratio of the actual energy consumption of the company's production wells to the normal energy consumption.

$$EII = \frac{\text{actual energy consumption}}{\text{normal energy consumption}} \cdot 100\%. \quad (1)$$

Comparative analysis shows that in some cases the energy costs of Russian companies exceed 150%, while the energy costs of foreign companies are only

approximated to the normative values. The lower output of energy efficiency indicators of oil products production processes by Russian companies are caused by a non-optimal way of wells operating.

Improvement of the quality of energy consumption planning and increasing the efficiency of the mechanized well stock can be achieved through the use of an energy efficiency monitoring system.

2.3 Energy efficiency monitoring system

The creation of an energy efficiency monitoring system intended to achieve following objectives:

- Increase of energy efficiency of technological processes of extraction of oil products;
- Achieving the optimal way of wells operating.

The energy efficiency monitoring system provides the following functions:

- Capability of remote group start/stop of ESP;
- Calculation of profitability;
- Calculation of the theoretical well flow rate;
- The system of daily monitoring of the work of the mechanized well stock (trend analysis - graphical representation of the change in the parameters of the ESP operation);
- Signaling warnings about freezing of producing and injection wells;
- Signaling warnings about the presence of deviations in the operating parameters of the ESP (Рпр, Тпэд, vibration, etc.);
- Calculation of the mechanized fund specific electricity consumption based on technological parameters.

Due to functions it is achieved:

- optimization of losses and response time for emergency shutdowns of the ESP;

- operative calculation of the profitability of further well operation after the change in wellhead parameters;
- increase the level of control and responsiveness to non-scheduled deviations in the work of the ESP;
- prevention of the premature failures;
- increase of the speed of response, prevention intra-shift losses and failures.

2.4 Structure of the energy efficiency monitoring system

The energy efficiency monitoring system is a distributed information system, the main functions of which are implemented by software components integrated into the following subsystems:

- Technological data collection subsystem;
- Information processing and storage subsystem;
- Application subsystem;
- Information display subsystem;
- Subsystem of integration with adjacent systems (Information systems of the enterprise-level management, etc.);
- Components of administration, configuration and monitoring of work.

The energy efficiency monitoring system is a superior system in relation to the automated process control system. The structural scheme of the energy efficiency monitoring system is shown in Figure 5.

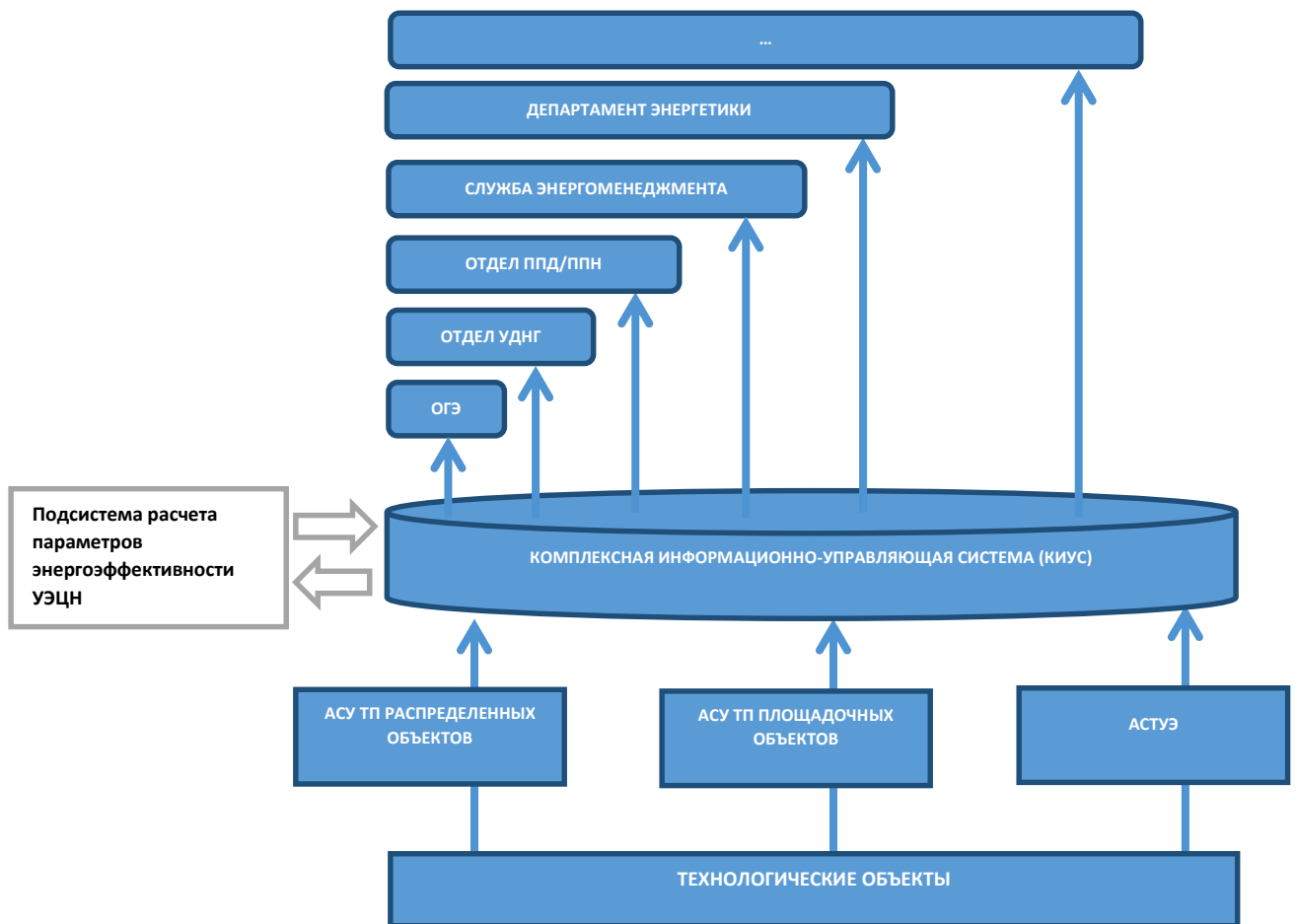


Figure 5 – The structural scheme of the energy efficiency monitoring system

Information exchange between the energy efficiency monitoring system components and source systems of production and technological data is carried out through data feed channels of information networks using standard transport and network protocols. The developed system carries out information exchange with the systems of the lower levels of the hierarchy in the client mode using standard protocols. The scheme of information flows of the system is shown in Figure 6.

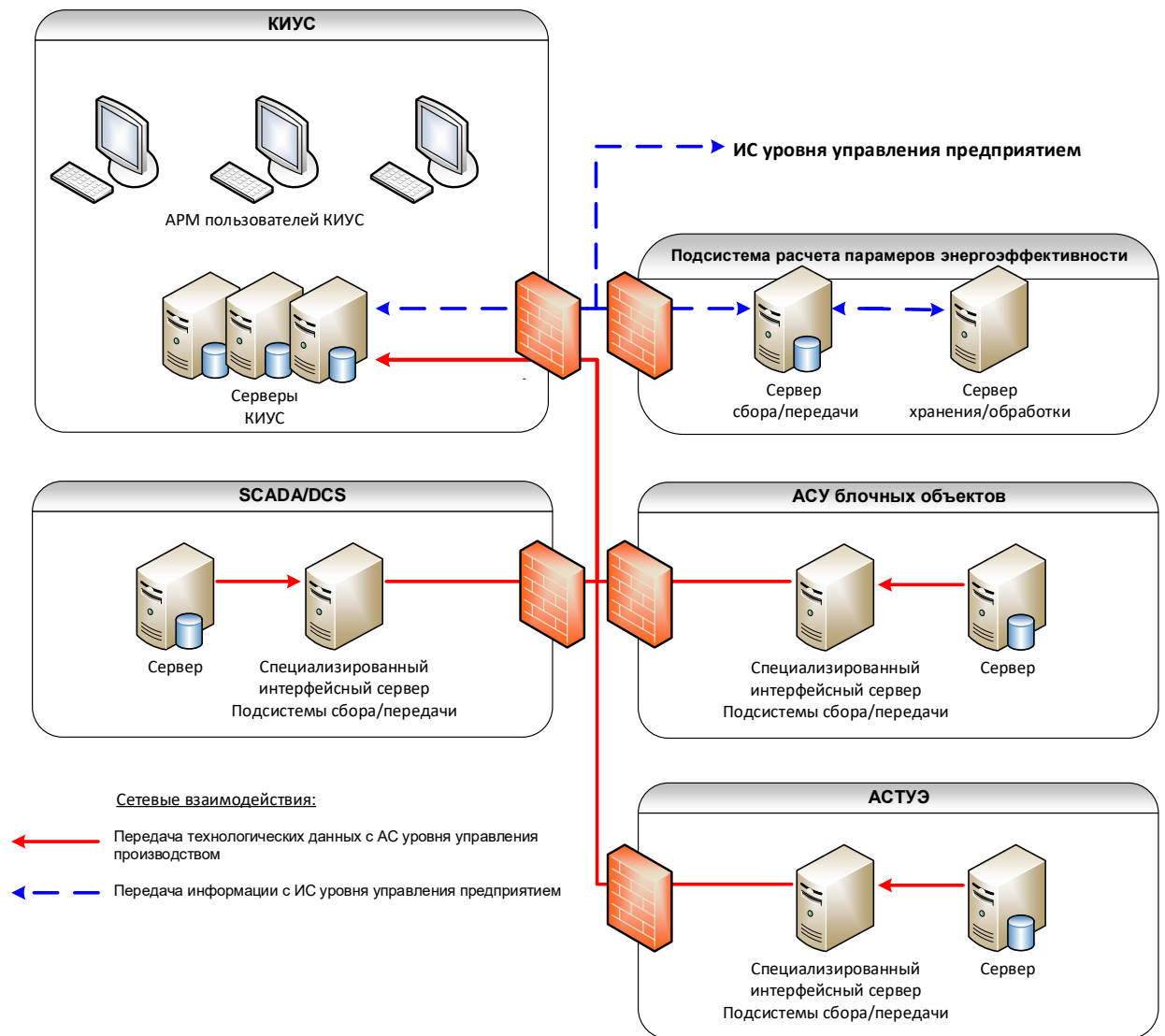


Рисунок 6 – The scheme of information flows of the energy efficiency monitoring system

2.5 Energy efficiency monitoring system's subsystems functions

2.5.1 Subsystem of technological data collection

The subsystem of data collection provides the collection of technological data from the automated process control systems of the local and distributed objects, due to the components of the System, consisting of a set of programming interfaces to heterogeneous databases of source systems. The subsystem components collect data automatically on the event (when data is changed in source systems), as well as in specified sets of schedules, and provide interface compatibility with all types of data sources.

The subsystem of data collection provides the data binding to the technological object (well, pump, etc.).

Data collection functions provide information exchange with source systems for obtaining real-time data that characterizes the current state of technological processes and equipment (primary data) and is important for the dispatching level:

- measured and calculated values of process parameters;
- indicators of measurement quality and/or calculation of parameter values;
- information on production events (start / stop of units, changes in the state of shut-off and control valves, etc.);
- alarm messages.

2.5.2 Subsystem of processing and storage

The processing and storage subsystem receives data from the collection subsystem and provides its pre-processing and long-term storage. It is possible to build various hierarchies of the organizational structure of oil and gas field facilities (object-oriented data source directories) and technological processes.

To solve the business tasks of the energy efficiency monitoring system, the processing and storage subsystem provides:

- storage and updating of regulatory and reference information on energy efficiency monitoring facilities;
- storage of the calculated energy efficiency indicators;

The information storage period is 6 years. Information about emergency situations is stored in the subsystem for at least 10 years.

An object-oriented hierarchical representation of the data is organized in the subsystem. Typical classification of objects is shown in Figure 7.

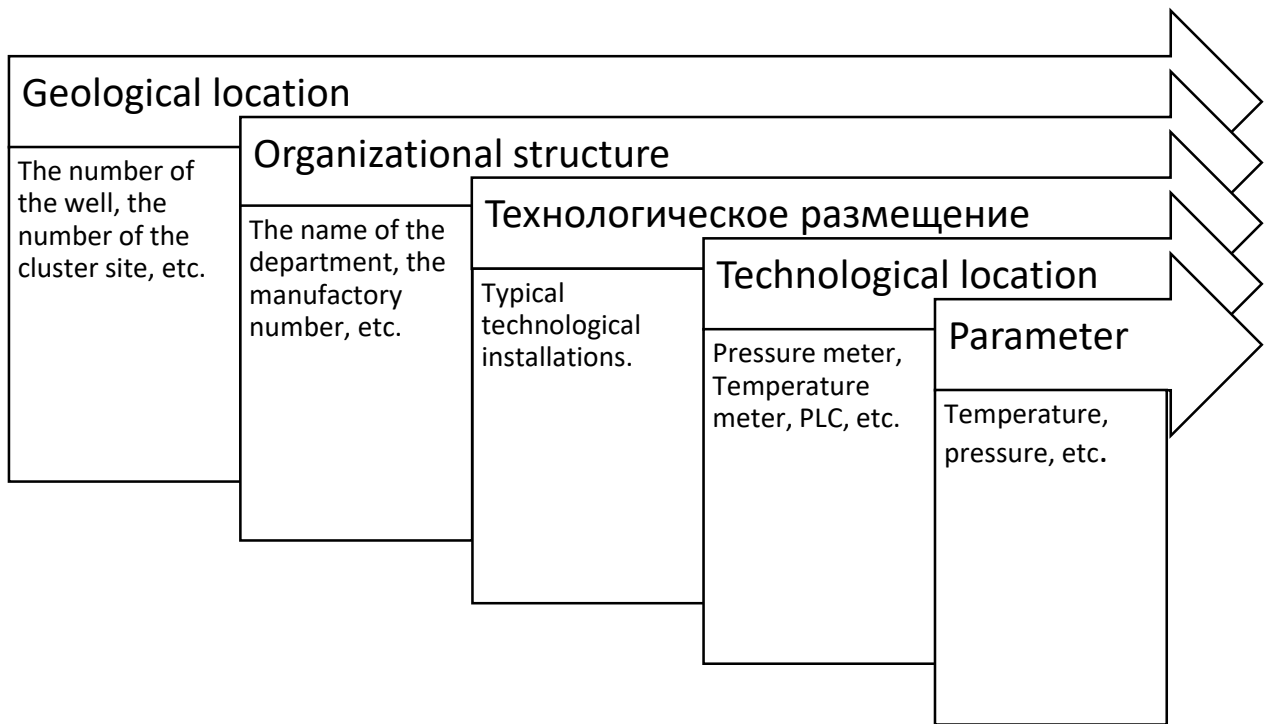


Figure 7 – Principle of object classification

Grouping of assets by objects in the energy efficiency monitoring system provides an opportunity to associate the locations of installation of equipment in hierarchical systems, while the position (the location of equipment installation) can belong into different technological objects simultaneously. Also, the system takes into account the interconnection and interaction of equipment, including those related to different units, for example, the process flow, a single technological object, etc.

Information exchange with adjacent subsystems is carried out due to direct selection of data from the database of the subsystem of storage and processing. The system ensures the completeness of the stored data: all stored production and technological data transferred to adjacent systems have a time stamp, a value and a sign of reliability.

2.5.3 Application subsystem

The application subsystem performs the following functions:

- perform calculations on a schedule and an event;
- calculation of non-measurable quantities and calculation by formulas with correction factors;

- automation of development and debugging of computational modules;
- tracking errors in calculations;
- tracking the load of the calculation server.

2.5.4 Information display subsystem

The information display subsystem includes mnemonic schemes of technological nodes and blocks, a log of alarm messages and historical charts.

Mnemonic schemes of technological units and blocks have the properties of visibility (changes in the degree of detail when scaling) and ergonomics. They display:

- instantaneous values of parameters obtained from source systems;
- calculated parameters from the subsystem of processing;
- text and color information indicating the state of the controls;
- any information from the database, represented in the form of numbers, trends.

The alarm log provides information about the deviation of the process from the established boundaries and the events that occur in a specialized graphical interface or as messages to e-mail.

Event archives view interface provides:

- selection of the time interval for viewing;
- a set of filters based on the priorities of events;
- grouping of events by belonging to individual production objects or personalities;
 - event search;
 - output generated by filters report to print.

2.6 Data source systems

The system-sources of production and technological data on typical technological objects for the system are process control systems, which include automation systems of the second level:

- Distributed Control Systems (DCS);
- Local control systems;
- SCADA;
- Automated systems of fire-prevention;
- Commercial oil and gas accounting systems;
- Energy automation systems:
 - Automated dispatching and technological control system;
 - Automated system of technical accounting of electricity.

2.7 Development of automated process control system

2.7.1 Technological process

The gas-liquid mixture from the productive formation is lifted to the surface by means of submerged pumps and directed to the discharge manifold through the discharge lines, from which it enters the measuring unit to determine the amount of production produced per each well. After the measurement, well production is transported through prefabricated collectors to booster pump stations. Then the gas-liquid mixture enters the oil treatment unit for final oil treatment. At the oil treatment unit, dehydration and desalting of oil are carried out with preparing it to the commodity condition and subsequent delivery to its pipeline department for transportation to consumers.

Pumping oil from oil wells containing oil, water, gas and mechanical impurities is carried out using an electrical submersible pumps (ESP). The ESP scheme is shown in Figure 8.

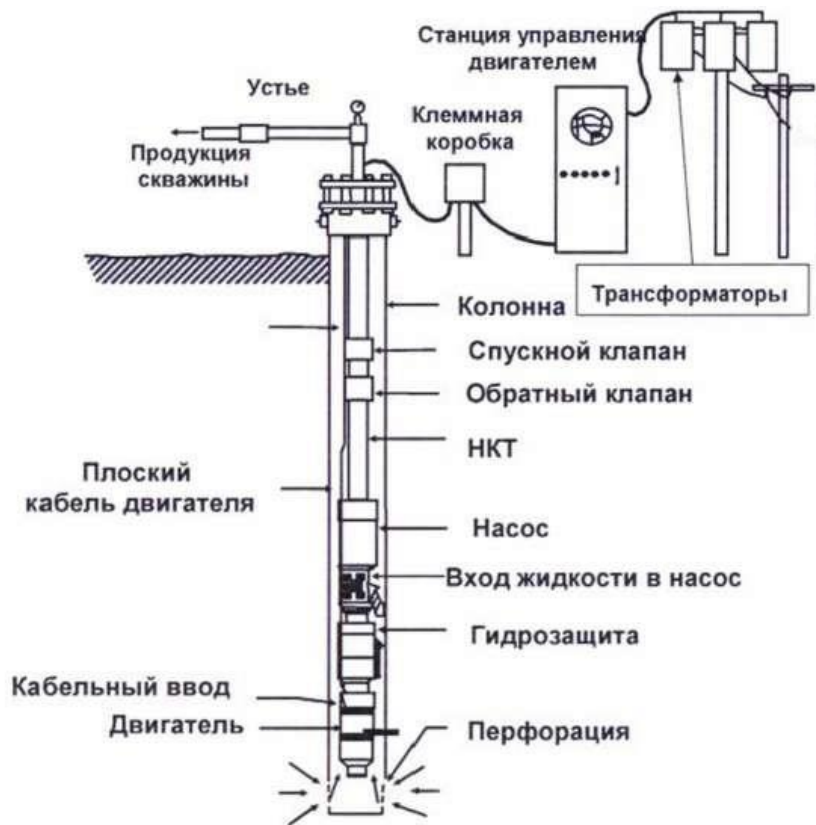


Figure 8 – ESP scheme

The system of a submersible centrifugal pump includes submersible and ground equipment. The submersible equipment includes: an electric pump unit, which is lowered into the well under the liquid level on the tubing string. The electric pump set consists of: electric motor with hydroprotection, gas separator, centrifugal pump, return and drain valves.

The ground equipment includes: electrical equipment of the system and wellhead equipment of the well (column head and wellhead, tied to the discharge line). Electrical equipment, depending on the current supply scheme, includes either a complete transformer substation for submersible pumps, or a transformer substation, a control station and a transformer.

Electricity from the transformer to the submersible electric motor is fed through a cable line, which consists of a ground supply cable and a main cable with an extension. The ground cable is connected to the main cable in the terminal box, which is set 3-5 m from the wellhead.

The control station of submersible pump performs the following functions:

- provide the necessary ESP protection;
- provide the technological mode of operation of the well;
- transfer of information to telemetry systems;
- store the history of the control system operations.

2.7.2 Architecture of the automated process control system

Well platforms are considered as control object. The automated control system will be developed only for one well platform, since the rest have a similar amount of automation.

The system design contains three levels of hierarchy.

Field level

Field level performs following functions:

- control of technological parameters with specified accuracy and periodicity;
- transformation of measured process parameters into unified electrical signals;
- diagnostics of sensors and measuring converters;
- control of the status of executive mechanisms and indicators of technological parameters;
- provide interface with control equipment for actuators.

Control level

Control level performs following functions:

- collection and initial processing of technological information coming from sensors and measuring converters;
- collection and initial processing of information on accounting and control of the quantity and associated gas parameters;
- transfer of data from controllers integrated in the control units of process units and plants;

- information exchange (reception and transmission) with a supervisory level;
- control of the technological process based on collected technological information and commands received from the supervisory level of management from the operator-technologist;
- automated testing of local automation elements and controllers of control units;
- transfer of information to the upper level of automated process control system.

Supervisory level

Supervisory level performs following functions:

- collection and concentration of process information from controllers and control stations of lower levels;
- collection and concentration of information on the accounting and control of the quantity and associated parameters of gas and water from controllers and control stations of lower levels;
- internal processing and storage of information, the organization of a database;
- indication and registration of information;
- compilation of operational summaries, reporting and reference documents;
- formation and transfer to the lower level of control signals to maintain specified technological regimes;
- diagnostics of operation of technological equipment, hardware and software of the control system.

2.7.3 Structural diagram of the automated process control system

The structural scheme of the process control system under development is given in annex B.

Field level includes:

- local indication devices;
- sensors of technological parameters;
- alarms;
- actuators.

Field level of the designed system is represented by such measuring devices as local pressure and temperature indication devices, pressure and temperature sensors. For the transmission of process parameter signals is used an analog current interface 4 ... 20 mA with HART protocol support.

The alarm devices include light and light and sound alarms for emergency situations, such as an increased level of gas contamination on the plant, excess of the maximum allowable values of process parameters, fire on the plant.

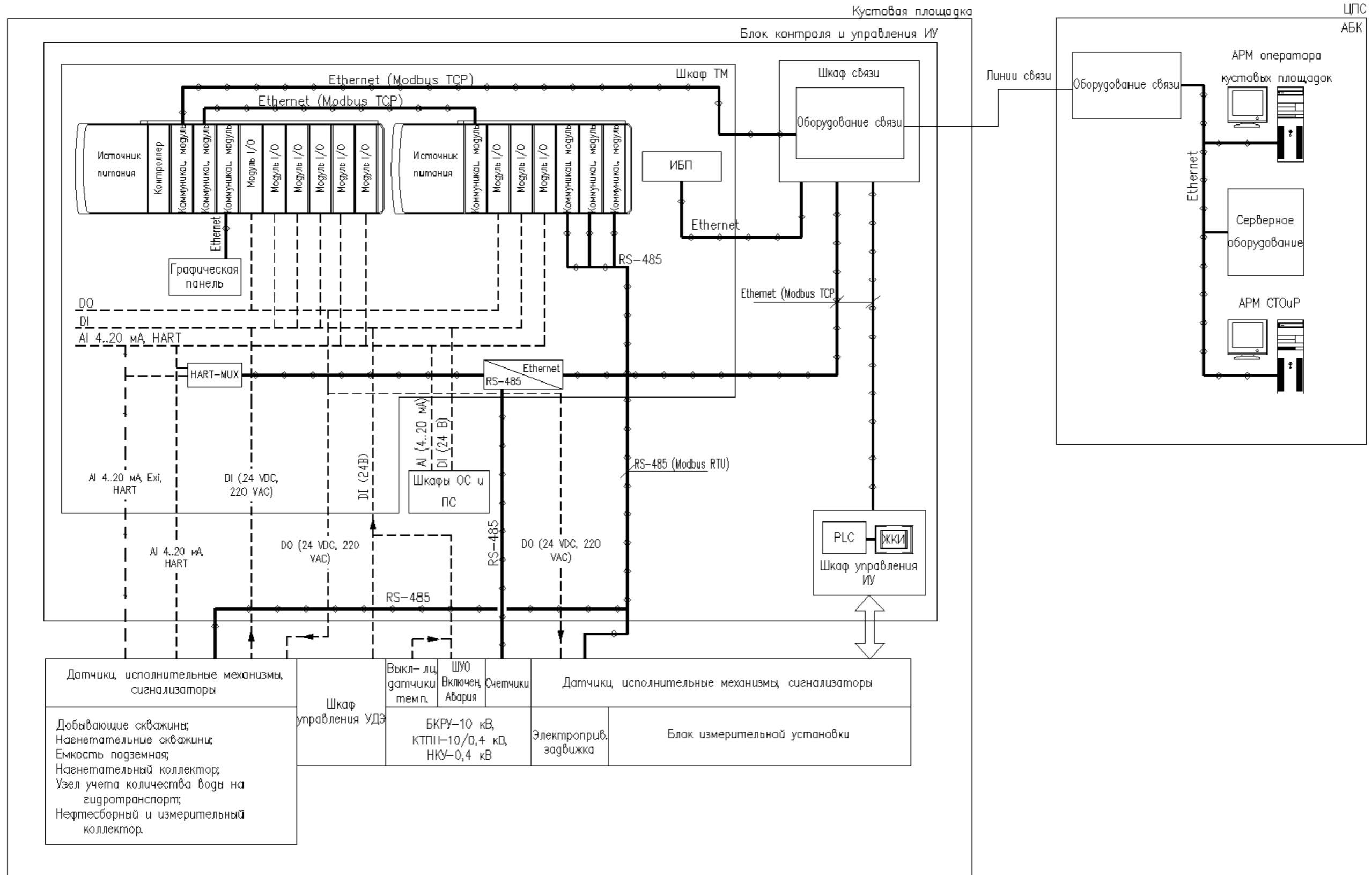
The actuators of field level include valves with electric drive and the pumping equipment. Transmission of information about the status of the valves and the parameters of the ESP and their control is carried out via the RS-485 interface using the industrial protocol Modbus RTU.

The control level of the automated process control system is represented by two programmable logic controllers (PLC), in which information about technological parameters comes from the field level. The controllers are located in the cabinet of telemechanics (TM) of the monitoring and control unit of the measuring installation. Information exchange between the PLC and the supervisory level is provided via Ethernet networks using the Modbus TCP protocol.

The Supervisory level of the automated process control system is represented by the input/output server, the database server and the operator's workstations located in the administrative complex of the central collection point of the oil. Supervisory level devices are interconnected to an Ethernet local network.

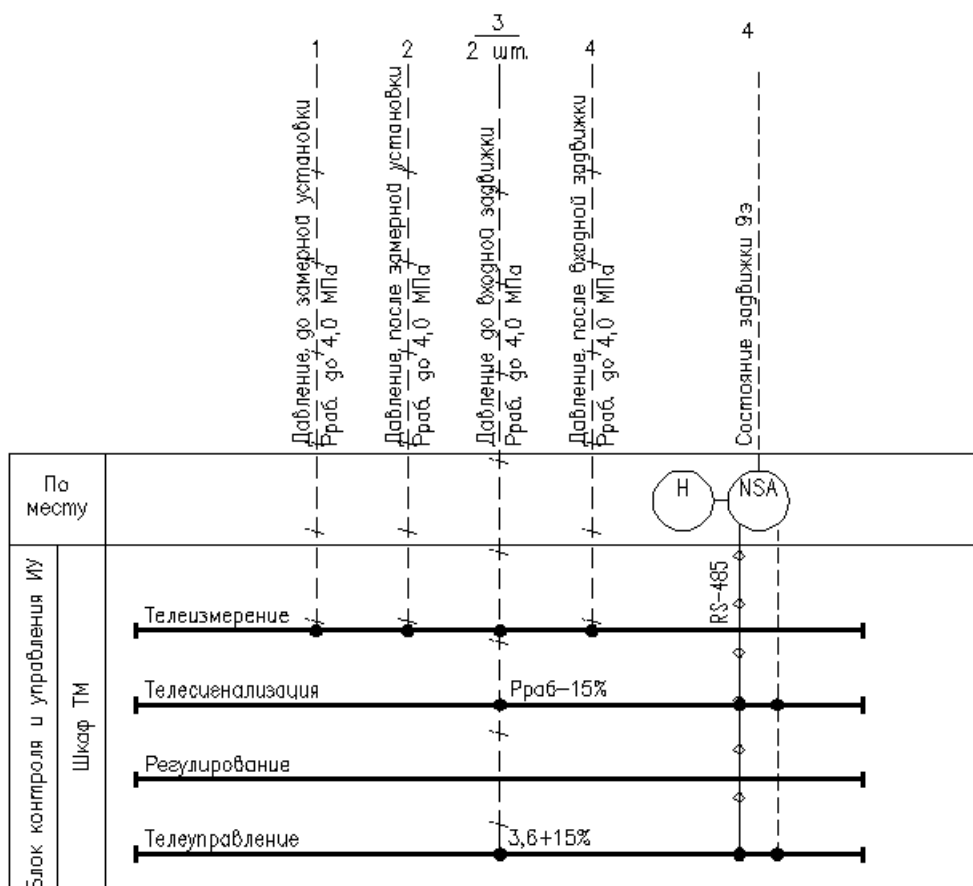
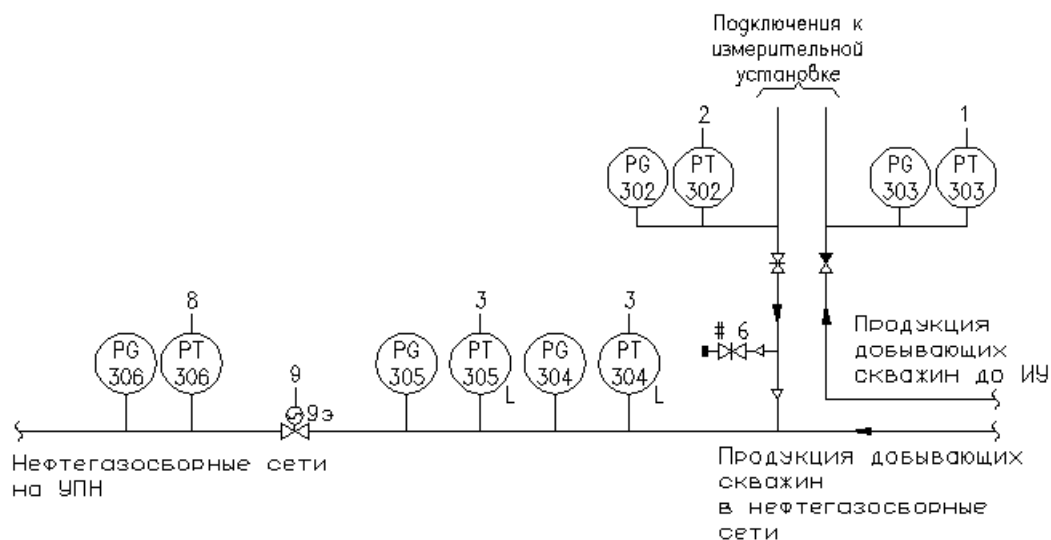
Приложение Б

Структурная схема АСУ ТП



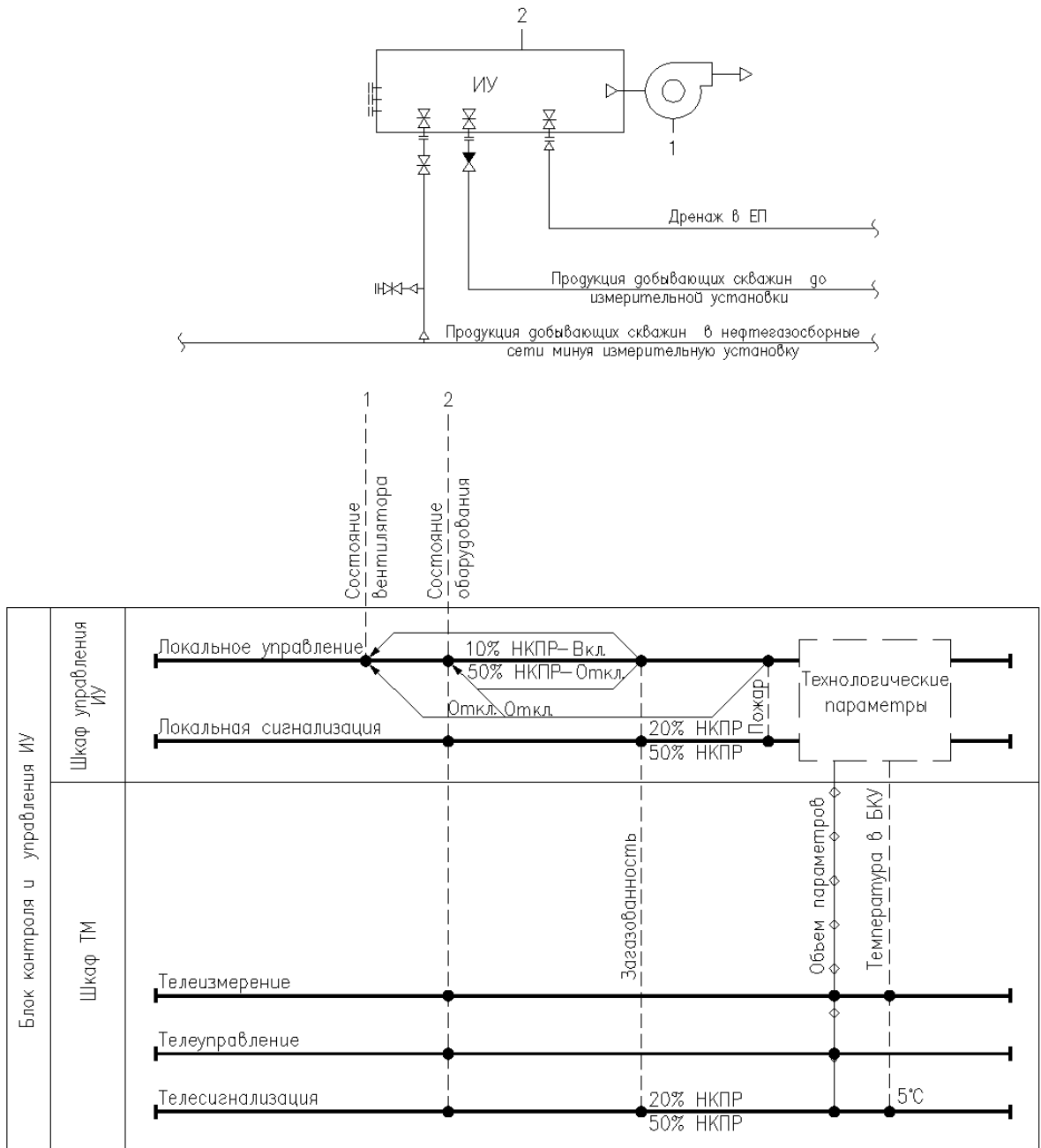
Приложение Г

Функциональная схема автоматизации нагнетательного коллектора



Приложение Д

Функциональная схема автоматизации измерительной установки



Приложение Е

Перечень входных сигналов с добывающей скважины

Сигнал	Тэг	Тип
Скважина 001. Линейное давление до электрозадвижки	PT_001101	AI
Скважина 001. Линейное давление после электрозадвижки	PT_001104	AI
Скважина 001. Буферное давление	PT_001102	AI
Скважина 001. Затрубное давление	PT_001103	AI
Скважина 001. Температура жидкости	TT_001101	AI
Скважина 001. Загазованность в зоне скважин	QT_001101	AI
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Открыта	ZSO_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Закрыта	ZSC_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Открывается	ZZO_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Закрывается	ZZC_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Ручное управление	ZH_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Автоматическое управление	ZC_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Дистанционное управление	ZS_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Местное управление	ZSH_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Крутящий момент	ZSX_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Сработал моментный выключатель открытия	ZMO_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Сработал моментный выключатель закрытия	ZMC_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Сработал концевой выключатель открытия	ZXO_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Сработал концевой выключатель закрытия	ZXC_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Задвижка 1э. Состояние. Авария	ZA_001001	RS-485 IN
Скважина 001. Ток элеткродвигателя насоса	I_001101	RS-485 IN
Скважина 001. Состояние ЭЦН (вкл. – откл.)	NSR_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Давление на приеме насоса	PT_00111	RS-485 IN

Сигнал	Тэг	Тип
Скважина 001. ЭЦН. Давление на выкиде насоса	PT_001112	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Недогрузка по току двигателя	IL_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Перегрузка по току двигателя	IH_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Скорость вращения турбины	ST_011101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Температура насоса	TT_001111	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Сопротивление изоляции кабеля	RES_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Мощность (ваттметрирование)	NT_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Отключение насоса по блокировкам	NYC_0011101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Температура ПЭД	TT_001112	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Давление масла в компенсаторе	PT_001113	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Уровень вибрации	YT_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Ток по фазе А	I_A_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Ток по фазе В	I_B_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Ток по фазе С	I_C_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Напряжение по фазе А	E_A_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Напряжение по фазе В	E_B_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Напряжение по фазе С	E_C_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Мгновенная активная мощность	NA_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Коэффициент мощности	KN_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Общее время простоя	KS_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Время работы после последнего пуска	KW_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Общее время работы	KWT_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Текущая частота	F_001101	RS-485 IN
Скважина 001. ЭЦН. Активная энергия	NA_001102	RS-485 IN