18.09.2020 г.

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

на разработку рекомендации к стратегии цифровизации групп месторождений ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

Кызылорда, 2020 г.

**РАЗРАБОТАНО**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ФИО** | **Подпись** | **Дата** |
| Солтыбеков Д.Б. – начальник промысла/проектный менеджер ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» |  |  |

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ФИО** | **Подпись** | **Дата** |
| Абибуллаев Т.К. – Технический директор |  |  |
| Солтыбеков Д.Б. – Проектный менеджер |  |  |
| Директор ДГиР – Жумадил А.М. |  |  |
| Устармагатов В.Ж. – Начальник ОИТ |  |  |
| Залихов Д.Р. – Начальник ПТО |  |  |
| Начальник МехО – Оспанов Б.А. |  |  |

**Содержание**

[1. Общие сведения 4](#_Toc45797011)

[1.1. Наименование системы 4](#_Toc45797012)

[1.2. Заказчик 4](#_Toc45797013)

[1.3. Исполнитель 4](#_Toc45797014)

[1.4. Общие данные 4](#_Toc45797015)

[1.5. Цель разработки проекта 4](#_Toc45797016)

[1.6. Объекты Заказчика, охватываемые проектом 4](#_Toc45797017)

[1.7. Планируемый срок выполнения работы 4](#_Toc45797018)

[2. Назначение и цели создания системы 6](#_Toc45797019)

[2.1. Назначение системы 6](#_Toc45797020)

[2.2. Цели создания: 6](#_Toc45797021)

[3. Общая характеристика объекта автоматизации 7](#_Toc45797022)

[3.1. Расположение объектов 7](#_Toc45797023)

[3.2. Структура объектов 9](#_Toc45797024)

[4. Характеристики объекта управления 10](#_Toc45797025)

[4.1. Перечень технических средств 10](#_Toc45797026)

[5. Требования к системе 21](#_Toc45797027)

[5.1. Задачи цифрового месторождения 21](#_Toc45797028)

[5.2. Компоненты цифрового месторождения 22](#_Toc45797029)

[5.3. Управление фондами скважин 24](#_Toc45797030)

[5.4. Требования к PDMS 24](#_Toc45797031)

[5.5. Требования к дооснащению объектов месторождений средствами КИП. 39](#_Toc45797032)

[5.6. Требования к структуре и функционированию системы 45](#_Toc45797033)

[5.7. Требования к численности и квалификации персонала. 49](#_Toc45797034)

[5.8. Требования к надежности 50](#_Toc45797035)

[5.9. Требования безопасности 50](#_Toc45797036)

[5.10. Требования по эргономике и технической эстетике 51](#_Toc45797037)

[5.11. Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению 51](#_Toc45797038)

[5.12. Требования к защите информации от несанкционированного доступа 52](#_Toc45797039)

[5.13. Требования к средствам защиты от внешних воздействий 52](#_Toc45797040)

[5.14. Требования к стандартизации и унификации 52](#_Toc45797041)

[5.15. Требования к документации. 52](#_Toc45797042)

[6. Требования к видам обеспечения 54](#_Toc45797043)

[6.1. Требования к Информационному обеспечению. 54](#_Toc45797044)

[6.2. Требования к Лингвистическому обеспечению. 55](#_Toc45797045)

[6.3. Требования к стандартному Программному обеспечению. 56](#_Toc45797046)

[6.4. Требования к прикладному программному обеспечению 56](#_Toc45797047)

[6.5. Требования к Техническому обеспечению. 57](#_Toc45797048)

[6.6. Требования к метрологическому обеспечению 58](#_Toc45797049)

[6.7. Организационное обеспечение АСУТП 58](#_Toc45797050)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 1 59](#_Toc45797051)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2 61](#_Toc45797052)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.1 61](#_Toc45797053)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.2 62](#_Toc45797054)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.3 63](#_Toc45797055)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.4 64](#_Toc45797056)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.5 65](#_Toc45797057)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.6 67](#_Toc45797058)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.7 69](#_Toc45797059)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.8 71](#_Toc45797060)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.9 73](#_Toc45797061)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.10 75](#_Toc45797062)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.11 79](#_Toc45797063)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.12 83](#_Toc45797064)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.13 84](#_Toc45797065)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.14 85](#_Toc45797066)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.15 86](#_Toc45797067)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 2.16 87](#_Toc45797068)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3 88](#_Toc45797069)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3.1 88](#_Toc45797070)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3.2 92](#_Toc45797071)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3.3 96](#_Toc45797072)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3.4 100](#_Toc45797073)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3.5 108](#_Toc45797074)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3.6 128](#_Toc45797075)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 3.7 130](#_Toc45797076)

[ПРИЛОЖЕНИЕ 4 134](#_Toc45797077)

# Общие сведения

## Наименование системы

**Наименование системы:** Автоматизированная система сбора и обработки информации (АССОИ) «DigitalSmartOilfield”.

## Заказчик

ТОО «KAZPETROLGROUP(КАЗПЕТРОЛ ГРУП)».

## Исполнитель

Согласно результатам открытого конкурса.

## Общие данные

Настоящая техническая спецификация (далее – ТС) на разработку проекта для создания АССОИ «DigitalSmartOilfield» на месторождениях Заказчика.

## Цель разработки проекта

Основной целью разработки проекта является создание проектной документации согласно ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, Комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем», необходимой для разработки и введения в эксплуатацию АССОИ «Digital Smart Oilfield».

## Объекты Заказчика, охватываемые проектом

На данном этапе проекта, в АССОИ «DigitalSmartOilfield»входят следующие объекты «Заказчика»:

1. Головной офис «Заказчика» (в г. Кызылорда).
2. Диспетчерский центр (на территории проектируемого вахтового поселка) на месторождении «Хаиркелды Северный (ХС)».
3. ППН ЮХ с учетом проекта «Расширения ППН» на месторождении «Хаиркелды Южный (ХЮ)».

* ЗУ-1 (входящий в состав ППН ЮХ и находится на расстоянии 2-х км) на месторождении «Хаиркелды Южный (ХЮ)».

1. ПСН «Таур» на месторождении «Таур» (Т).
2. ДНС-2 на месторождении «Хаиркелды (Х)».
3. ДНС-3 на месторождении «Хаиркелды Северный (ХС)».
4. ДНС-4 на месторождении «Юго-Западный Хаиркелды (ЮЗХ)».
5. НПС и УПП на месторождении «Хаиркелды Южный (ХЮ)».
6. На ППН ЮХ (Энергоблок №2) на месторождении «Хаиркелды Южный (ХЮ)», в частности ГТЭС «Capstone».

Система должна предусматривать будущее увеличение количества и состава объектов, входящих в цифровое месторождение.

## Планируемый срок выполнения работы

Планируемый срок для разработки концептуального проекта - 3 месяца или 60 рабочих дней.

Сроки начала выполнения этапов работы определяются началом финансирования и получения соответствующих исходных данных.

# Назначение и цели создания системы

## Назначение системы

Цифровое месторождение является единой интегрированной платформой, объединяющей операционные данные со всех эксплуатируемых объектов предприятия и предоставляющей их в удобном для восприятия и анализа виде. Полученная информация хранится в базе данных, предоставляя возможность более легкого составления отчетов за выбранный период времени и, следовательно, уменьшая временные затраты, а также исключая ошибки ввода пользователем.

Разрабатываемая система предназначена для:

* Сбора и обработки сигналов полевого уровня и сигналов состояния оборудования с объектов (ППН, дожимные насосные станции, станции управления скважин (кусты скважин), объекта транспортировки товарной нефти НПС, узла путевых подогревателей (УПП), газотурбинной электростанции на ЮХ, приемочно-сдаточного пункта товарной нефти на территории АО «НК «КОР»);
* Визуализации данных всех существующих на месторождении систем в едином рабочем пространстве, в удобном для восприятия и анализа виде.
* Уведомления пользователей при приближении к установленным порогам (уставкам).
* Формирования и вывода различных видов отчетов, как по определенному расписанию, так и по запросу пользователей. Ведения журналов, сохранения отчетов по заранее определенному адресу, либо по выбору пользователя, вывод отчетов в PDF и MSExcel.
* Анализа получаемых данных и отображения различных параметров KPI, отслеживания выполнения планов.
* Создания и управления доступом учетных записей согласно структурной организации предприятия «Заказчика».

## **Цели создания**:

Целями создания АССОИ являются:

* получение стабильной прибыли за счет производства конкурентоспособной продукции;
* стабилизация технологических параметров и качественных показателей продукции;
* контроль и увеличение выхода товарной продукции;
* контроль и уменьшение материальных и энергетических потерь;
* предупреждение аварий и возможность оперативного реагирования при их возникновении;
* повышение эффективности управления, обусловленное увеличением информационного обеспечения;
* оптимизация режимов эксплуатации скважин;
* упрощение процедур ведения отчетности и уменьшения сроков необходимых для составления отчетов.

# Общая характеристика объекта автоматизации

## Расположение объектов

Группы месторождений, охватываемые проектом, расположены в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

В географическом отношении месторождения находятся в юго-западной части Торгайской низменности и ограничены координатами 46°02′04"-46°02′40,92" северной широты и 65°19′49"-65°21′18,59" восточной долготы. Площадь геологического отвода составляет 647,04 км2.

В непосредственной близости от месторождений расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо-Западный Коныс.

Контрактный участок находится в 150км на северо-запад от областного центра г. Кызылорда. Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем.

Непосредственно по контрактной территории проходит нефтепровод Коныс-Кумколь, который соединяется с магистральным нефтепроводом Кумколь-Каракоин. В 140 км на юго-запад от месторождения есть выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст. Джусалы, где имеются два независимых нефтеналивных терминала (один из которых принадлежит CNPC).

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Джусалы соединяет также нефтепровод Кызылкия-Арыскум-Майбулак (КАМ), протяженностью 177 км.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и перекачки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Головной офис «Заказчика» расположен в городе Кызылорда, «БЦ Бастау», 6-7 этажи.

Схема территории объектов (за исключением головного офиса и проектируемого вахтового поселка) приведена на рисунке 1.

  
Рисунок 1. Общая схема расположения объектов Заказчика.

## Структура объектов

Объекты АССОИ «DigitalSmartOillfield»можно условно разбить на 8 групп:

1. Головной офис – 1 шт.
2. Диспетчерский центр – 1 шт.
3. ППН/ПСН – 2 шт.
4. Дожимные насосные станции (ДНС) – 3 шт.
5. Нефтеперекачивающая станция (НПС)-1шт.
6. Узел путевых подогревателей (показание расходомера «Yokogawa» в ПСП АО «НК «КОР») – 1 шт.
7. Скважины:

Количество скважин, планируемых для включения в АССОИ «DigitalSmartOilfield» на данном этапе – 38 шт.

* + - 1. ШГН - 28 шт.
      2. ЭЦН - 5 шт. ( 2 из них ОРЭ)
      3. Фонтанных - 5 шт.

1. Энергоблоки – 1 шт.
   1. На ППН ЮХ (ГТЭС «Capstone») – 1 шт. (Энергоблок №2)

# Характеристики объекта управления

## Перечень технических средств

### Скважины

На месторождениях используется 2 типа добывающих скважин:

* фонтанные
* механизированные

Все скважины оборудованы стрелочными термометрами (2 шт. – до и после устьевого эл. нагревателя) и манометрами (4 шт. – до и после штуцера, на затрубном пространстве, на межколонном пространстве) без возможности дистанционной передачи данных.

Механизированные скважины, подразделяются на скважины с электроцентробежным насосом (ЭЦН) и скважины со штанговыми глубинными насосами (ШГН).

Механизированные скважины, оборудованы частотными приводами (ЧРП), для изменения производительности насосов.

Для управления ЧРП на механизированных скважинах предусмотрены станции управления насосом.

Станции управления ШГН двух типов: ZNCY-63, ТЕМП-ЭЛЕКТРО 02.

Станции управления ЭЦН также двух видов: Новомет и Электон-05.

Станции управления оснащены программируемым контроллером. Станция управления Электон-05 состоит из двух контроллеров. Один из этих контроллеров непосредственно связан с ЧРП, а второй предназначен для связи со внешними системами.

В настоящее время станции управления работают локально, без передачи информации в централизованный пункт управления.

Для дистанционной передачи данных на станциях управления предусмотрены порты последовательной связи RS-485, RS-232 с протоколом ModbusRTU.

На экран панели станции управления выводятся все основные параметры работы двигателя насоса (сила тока, напряжение, частота питания входная и выходная, мощность и т.д.). Также оператор имеет возможность изменить текущую частоту питания, для изменения производительности насосов.

### Дожимные насосные станции

В настоящее время на месторождениях заказчика имеется три ДНС: ДНС-2; ДНС-3 и ДНС-4 (Планируемый ввод в эксплуатацию ДНС-4 – сентябрь 2020 г.).

Две станции построены по одному проекту (с небольшими различиями, описанными в каждом случае), поэтому для описания используется одна из них - ДНС-2.

ДНС-4 по типу групповой установки, здесь процесс происходит с сепарацией попутного газа.

В состав ДНС входят:

* Операторная ДНС;
* Площадка АГЗУ;
* Блок фильтров жидкостных;
* Установка дозирования хим. реагентов;
* Площадка дренажных емкостей;
* Площадка мультифазных насосов;
* Площадка электрических (ДНС-2)/газовых (ДНС-3) подогревателей;
* Площадка газового сепаратора (ДНС-3).

##### **Операторная ДНС-2**

В операторной ДНС-2 расположен шкаф автоматики с ПЛК SiemensS7-1200. Верхний уровень реализован в системе WinCCComfortV13. Также в операторной расположен шкаф связи для вывода данных на верхний уровень (в проектируемый вахтовый поселок) по ВОЛС. Схема структурная ДНС-2 приведена на рисунке 2.



Рисунок 2. Схема структурная ДНС-2

##### **Площадка АГЗУ**

АГЗУ спутник компании ООО «НефтеГазИнжиниринг»на на 14 отводов оснащен 15-ю преобразователями избыточного давления типа «Метран-150TG», 15-ю преобразователями температуры с унифицированным выходным сигналом типа «Метран-276» по паре на каждый отвод и общий коллектор. Внутри бокса имеется датчик температуры, а также два расходомера EmersonMicromotion на газ и на жидкость (в блоке имеется сепаратор для выделения газа из поступающей нефти).

На ДНС-2 имеется АГЗУ в количестве 1 (одной) единицы, на ДНС-3 имеется АГЗУ в количестве 2 (двух) ед., также планируется установка еще одной АГЗУ, с таким же оснащением.

##### **Блок фильтров жидкостных**

Блок фильтров жидкостных состоит из двух фильтров, каждый из которых оснащен датчиком перепада давления типа «Метран-150CD»

##### **Установка дозирования хим. реагентов**

Установка дозирования хим. реагентов имеет собственный шкаф управления. Связь между ним и ПЛК в операторной осуществляется по интерфейсу RS-485. Управление насосом (пуск/стоп) – через модуль дискретного вывода.

##### **Площадка дренажных емкостей**

Дренажная емкость оборудована волноводным датчиком уровня Magnetrol Eclipse-706, датчиком температуры Emerson 644HANAXAM5Q4, вибрационнымсигнализаторомуровняжидкостиMagnetrolEchotel-910. Также реализован сбор информации о состоянии насоса дренажной емкости и его управление (пуск/стоп).

##### **Площадка мультифазных насосов**

Блок мультифазных насосов поставлен в блочно-модульном исполнении. В блоке находятся два насоса, которые управляются с помощью собственной станции управления с ЧРП авто/ручном режимах. Для получения информации о состоянии насосов и их управления с АРМ оператора ДНС-2 используется интерфейс RS-485. Помимо этого, в помещении насосной установлены два сигнализатора загазованности, состояние которых регистрируется через модуль аналогового ввода.

##### **Площадка электрических/газовых подогревателей**

На ДНС-2 используются электрические подогреватели. На площадке электрических подогревателей контролируется два параметра – давление (преобразователем избыточного давления Метран 150-TG) и температура (преобразователем температуры с унифицированным выходным сигналом Метран-276). Эти данные попадают на АРМ оператора. На площадке имеется локальный шкаф управления электрических нагревателей, на которых выводятся данные по температуре среды, температуре ТЭНа, расходу и температуре сосуда. Эти данные нужны для обеспечения локальной автоматики и блокировке по высокой температуре или низкому расходу. Связь между локальным шкафом управления и ПЛК в операторной обеспечена по интерфейсу RS-485.

На ДНС-3,4 используется попутный газовый нагреватель, так же с системой управления и передачей данных на верхний уровень. В связи с этим, на ДНС-3,4 также присутствует газовый сепаратор, отделяющий попутный газ из пластовой жидкости, для использования нагревателем.

##### **Площадка газового сепаратора (ДНС-3)**

Газовый сепаратор выполняет функцию отделения попутного нефтяного газа для собственных нужд. Нефтегазовая смесь проходит через сепаратор газовый VE-S-01 где необходимое количество газа отделяется от жидкости. Газожидкостная смесь обратно подается в технологическую линию, отделенный газ отправляется к печам подогрева. Нефтегазовый сепаратор на ДНС-3 оснащен датчиком давления Метран-150TG, расходомером NUFLO MC-III Flow Analizer, клапаном KIRAY 3IN FMT300RF PB, манометром 0-16кг/см2 ДМ8008 и термометром 0-120С WIKA.

### Пункты подготовки нефти

На обследуемом объекте функционирует две станции ППН (пункт промысловой подготовки нефти) /ПСН (пункт сбора нефти), которые также, как и ДНС-ы являются однотипными – ППН ЮХ и ПСН Таур. В связи с этим, приведено типовое описание. Различия (при их наличии) приведены в описании каждого узла.

ППН/ПСН состоит из следующих узлов:

* Операторная;
* АГЗУ;
* Блоки дозирования хим. реагентов;
* Блоки подогрева нефти;
* Площадки сепараторов;
* Площадки дренажных емкостей;
* Площадки резервуаров нефти;
* Площадка резервуаров пожарной воды;
* Площадки налива;
* Площадка подпорных бустырных насосов.
* Дожимная компрессорная станция (только на ППН ЮХ) и ресивер газа (только на ППН ЮХ);
* Факельная установка;
* Газопоршневая электростанция (только на ППН ЮХ).

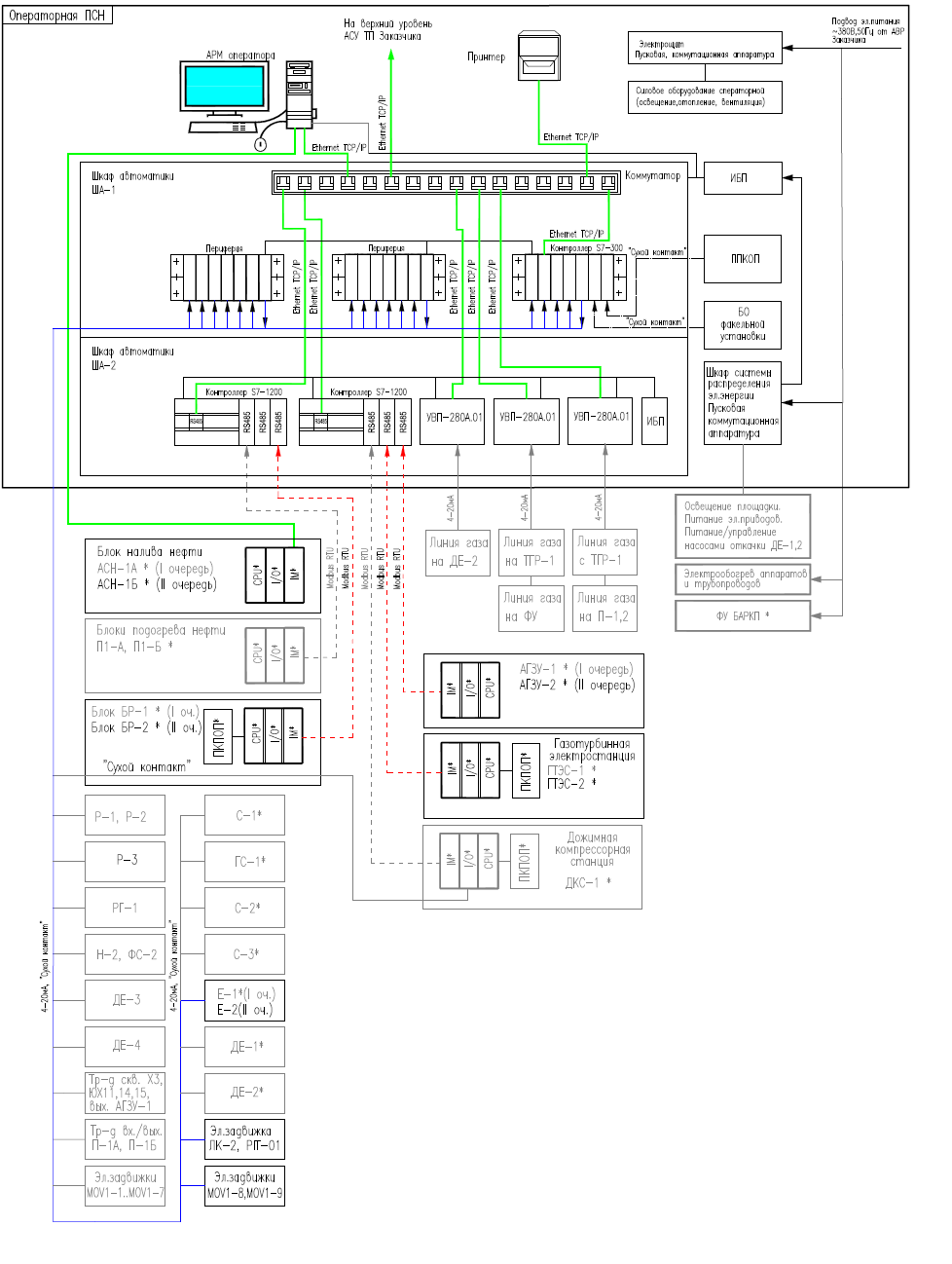
На территории ППН на различных участках трубопровода установлено электроприводных регулирующие клапана и электроприводные запорные арматуры, по которым реализована сигнализация состояния и управление с АРМ оператора.

Принципиальные потоковые схемы ППН ЮХ и ПСН Таур приведены в ПРИЛОЖЕНИИ 1.

##### **Операторная ППН/ПСН**

В операторной ППН/ПСН расположено 2 шкафа автоматики с ПЛК SiemensS7-1200 и ПЛК SiemensS7-300. Верхний уровень реализован в системе PCS7. Помимо шкафа автоматики и АРМа, в операторной расположены блок операторный факельной установки и вычислители расхода газа. К первому подключен расходомер газа на линии дренажной емкости 2, ко второму – расходомер газа на линии трубного газового расширителя -1 и расходомера газа на факельной установке, к третьему - расходомер газа на линии трубного газового расширителя -1 и расходомера газа на печи подогрева 1,2. Есть возможность передачи данных на диспетчерский пункт (в проектируемый вахтовый поселок) по ВОЛС.

Схема структурная ППН ЮХ приведена на рисунке 3. Операторную ПСН Таур планируется привести в вид, идентичный операторной ППН ЮХ.



*Рисунок 3. Структурная схема ППН ЮХ*

##### 

##### 

Рисунок 3. Схема расширения ППН-2

##### **АГЗУ**

На ППН ЮХ АГЗУ спутник компании «ОЗНА» на 14 отводов, оснащен 15-ю преобразователями избыточного давления типа «Метран-150TG», 15-ю преобразователями температуры с унифицированным выходным сигналом типа «Метран-276» по паре на отводы и общий коллектор.

На ПСН Таур АГЗУ спутник компании «ОЗНА» на 6 отводов оснащен, 7-ю преобразователями избыточного давления типа «Метран-150TG», 7-ю преобразователями температуры с унифицированным выходным сигналом типа «Метран-276» по паре на отводы и общий коллектор.

Внутри бокса каждой АГЗУ имеется датчик температуры, а также два расходомера EmersonMicromotion на газ и на жидкость (в блоке имеется сепаратор для отделения газа из поступающей нефти). Информация о состоянии работы блока передается на АРМ по интерфейсу RS-485.

На ПСН Таур и ППН ЮХ имеется в наличии по 1 одной АГЗУ, на ППН ЮХ также планируется установка еще одной АГЗУ, с таким же оснащением.

##### **Блоки дозирования хим. реагентов**

Для ускорения сепарации используются 2 блока дозирования хим. реагентов. Каждый блок оснащен локальной системой автоматики. Управление и мониторинг основных параметров возможен с дисплея на двери щита управления. Состояние работы блока передается на АРМ оператора по интерфейсу RS-485.

##### **Блоки подогрева нефти**

На площадке подогрева нефти установлены две автоматизированные блочные газовые печи. Управление и мониторинг основных параметров работы печи осуществляется с локального щита управления. Для передачи состояния работы печи на АРМ оператора используется интерфейс RS-485. Дополнительно контролируются давление в трубопроводе подачи нефти (приборами Метран-150TG) и температура в трубопроводе подачи нефти (приборами Метран-276).

##### **Площадка сепараторов**

Площадка сепарационной установки состоит из 8-и сепараторов различного назначения, двух накопительных емкостей подтоварной(пластовой) воды (Е-1,2), и насосов откачки нефти в РВС Н-3А/Б/В и откачка из РВС. Накопительная емкость Е-2 оборудована датчиками измерения давления (Метран-150TG), температуры (Метран-276), уровня (Eclipse-705), сигнализаторов верхнего и нижнего аварийного уровня (Echotel 910). Насосы Н-3А/Б/В обвязаны датчиками измерения давления на нагнетании и на всасе, сигнализаторами температуры 1-го и 2-го подшипника, состояние, а также реализовано управление (пуск/стоп).

Сепараторы оснащены:

* Сепаратор С-1:
  + Датчик давления Метран 150 TG;
  + Датчик температуры ТСПУ Метран 276-05;
  + Уровномер Magnetrol 705;
  + Регул. Клапан (нефть) SCHIEBEL;
  + Регул. Клапан (газ) SCHIEBEL;
  + Сигнализатор уровня Magnetrol;
  + Сигнализатор уровня Magnetrol;
* Сепаратор С-2:
  + Датчик давления Метран 150 TG;
  + Датчик температуры ТСПУ Метран 276-05;
  + Уровномер (вода) Magnetrol 705;
  + Уровномер (нефть) Magnetrol 705;
  + Регул. Клапан (нефть) SCHIEBEL;
  + Регул. Клапан (вода) SCHIEBEL;
  + Регул. Клапан (газ) SCHIEBEL;
  + Сигнализатор уровня Magnetrol;
  + Сигнализатор уровня Magnetrol;
  + Сигнализатор уровня Magnetrol;
* Сепаратор С-3:
  + Датчик давления Метран 150 TG;
  + Датчик температуры ТСПУ Метран 276-05;
  + Уровнемер Magnetrol 705;
  + Сигнализатор уровня Magnetrol;
  + Сигнализатор уровня Magnetrol.

Проект расширения ППН ЮХ включает:

* НГС
  + Датчик давления;
  + Датчик температуры;
  + Уровнемер;
  + Сигнализатор уровня;
  + Сигнализатор уровня.
  + Регул. Клапан (нефть);
  + Регул. Клапан (газ)
* НГСВ
  + Датчик давления;
  + Датчик температуры;
  + Уровнемер;
  + Уровнемер;
  + Регул. Клапан (нефть);
  + Регул. Клапан (вода);
  + Регул. Клапан (газ);
  + Сигнализатор уровня ;
  + Сигнализатор уровня;
  + Сигнализатор уровня.
* КСУ
  + Датчик давления;
  + Датчик температуры;
  + Уровнемер;
  + Сигнализатор уровня;
  + Сигнализатор уровня.
* ГС-2А,2Б
  + Датчик давления;
  + Датчик температуры;
  + Сигнализатор уровня;
  + Сигнализатор уровня.

Также на площадке сепараторов ППН ЮХ имеются и планируются установить следующие расходомеры:

* В наличии:
  + Кориолисовый массовый расходомер нефти ЭМИС МАСС 260, 1шт.
  + Ультразвуковой расходомер пресной воды ВЗЛЕТ МР, 1 шт.
  + ДРГ-М расходомер газа, 3 шт.
* Планируется установка:
  + Кориолисовый массовый расходомер нефти ЭМИСС МАСС 260 , 1шт.
  + Ультразвуковой расходомер подтоварной воды ВЗЛЕТ ТЭР,1 шт.
  + Расходомер газа низкого давления

##### **Площадка дренажных емкостей**

На площадке дренажных емкостей (ДЕ-2, ДЕ-4 с погружным насосом ДН-4) ведется измерение расхода (расходомером NuFlo), уровня и температуры в ДЕ-4, а также реализовано управление погружным насосом ДН-4 (пуск/стоп).

##### **Площадка резервуаров нефти**

Резервуарный парк товарной нефти ПСН Таур насчитывает 4 резервуара, РГС-75м3; ППН ЮХ – 4 резервуара, РВС-1000м3.

В рамках «Проекта расширения ППН ЮХ» на ППН ЮХ также планируется ввод 1 ед. РВС-2000 для товарной нефти и 1 ед. РВС-1000 для подтоварной воды.

Каждый резервуар оснащен датчиками измерения давления (Метран-150TG), температуры (Rosemount 0065), уровня (Eclipse 705), а также сигнализаторами верхнего и нижнего аварийного уровня (VEGASWING 63).

Помимо данных параметров, в АРМ поступает информация с сигнализаторов загазованности (всего 7 сигнализаторов) и двух постов свето-звуковой сигнализации.

##### **Площадка налива**

На площадке налива ППН ЮХ установлены два стояка налива в автоцистерны АСН-4В, на ПСН Таур установлен один. Расход нефтепродукта контролируется расходомерами Yokogawa. На верхний уровень данные передаются через интерфейс RS-485.

##### **Дожимная компрессорная станция и ресивер газа**

Дожимная компрессорная станция (ДКС) имеет локальную систему автоматики. Реализовано управление ДКС с АРМа оператора (Пуск/стоп компрессора №1, пуск/стоп компрессора №2, аварийный останов ДКС) по интерфейсу RS-485. Еще 3 сигнализатора загазованности установлены на площадке ресивера газа, а также два сигнализатора верхнего и нижнего аварийного уровня в резервуаре (VEGASWING 63) и стойка светозвуковой сигнализации.

ДКС и ресивер газа имеются только на ППН ЮХ.

##### **Факельная установка**

На площадке факельной установки ведется учет расхода продувного газа, измерение давления продувного газа (JUMOdTRANSp02) и измерение температуры продувного газа (JUMOmun 90.18.20). В рамках «Проекта расширения ППН ЮХ» на ППН ХЮ планируется ввести в эксплуатация факел низкого давления с локальной системой управления.

##### **Газопоршневая электростанция**

Газопоршневая электростанция предназначена для обеспечения резервным электропитанием объектов промысла и будет модернизирована за рамками текущего проекта. Описание газопоршневой системы и требования по интеграции локальной АСУТП в систему сбора будут сформированы после модернизации.

### ЗУ-1

Также имеется отдельно стоящая (вне ППН ХЮ) АГЗУ – ЗУ-1.

АГЗУ спутник компании «ОЗНА» на 14 отводов, на данный момент датчиками температуры и давления не оснащен. Внутри бокса имеется датчик температуры, а также два расходомера EmersonMicromotion на газ и на жидкость (в блоке имеется сепаратор для выделения газа из поступающей нефти). Информация о состоянии работы блока передается на АРМ ППН ЮХ по интерфейсу RS-485 по ВОЛС.

### НПС (нефтеперекачивающая станция) и узел путевых подогревателей (УПП).

НПС предназначена для перекачки(транспортировки) подготовленной товарной нефти.

В состав НПС входят следующие оборудования:

* Бустерная насосная станция для перекачки нефти
* Печи подогрева нефти
* Блок дозирования реагентов
* Подземная дренажная емкость
* Насосная станция для перекачки и транспортировки нефти.
* Узел учета нефти
* Камера запуска скребка

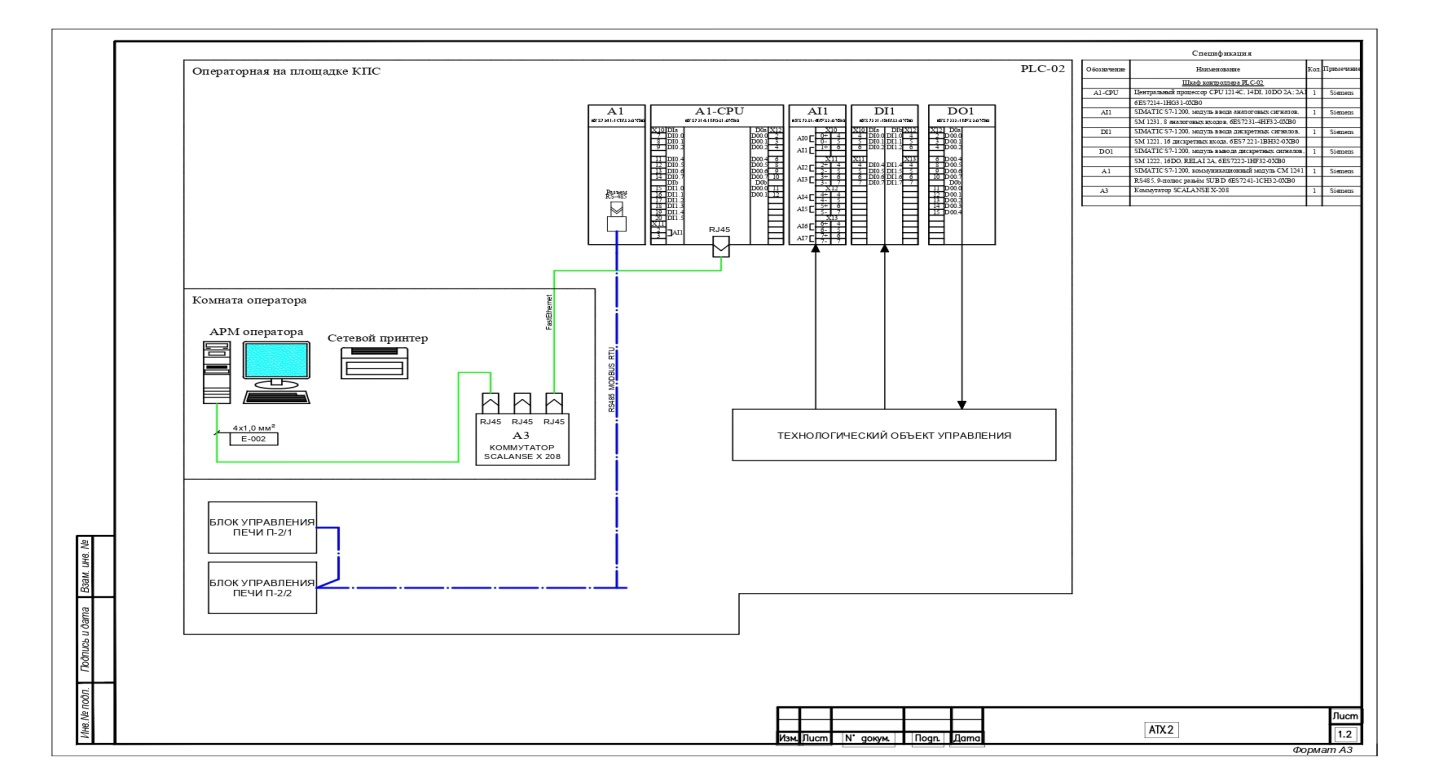
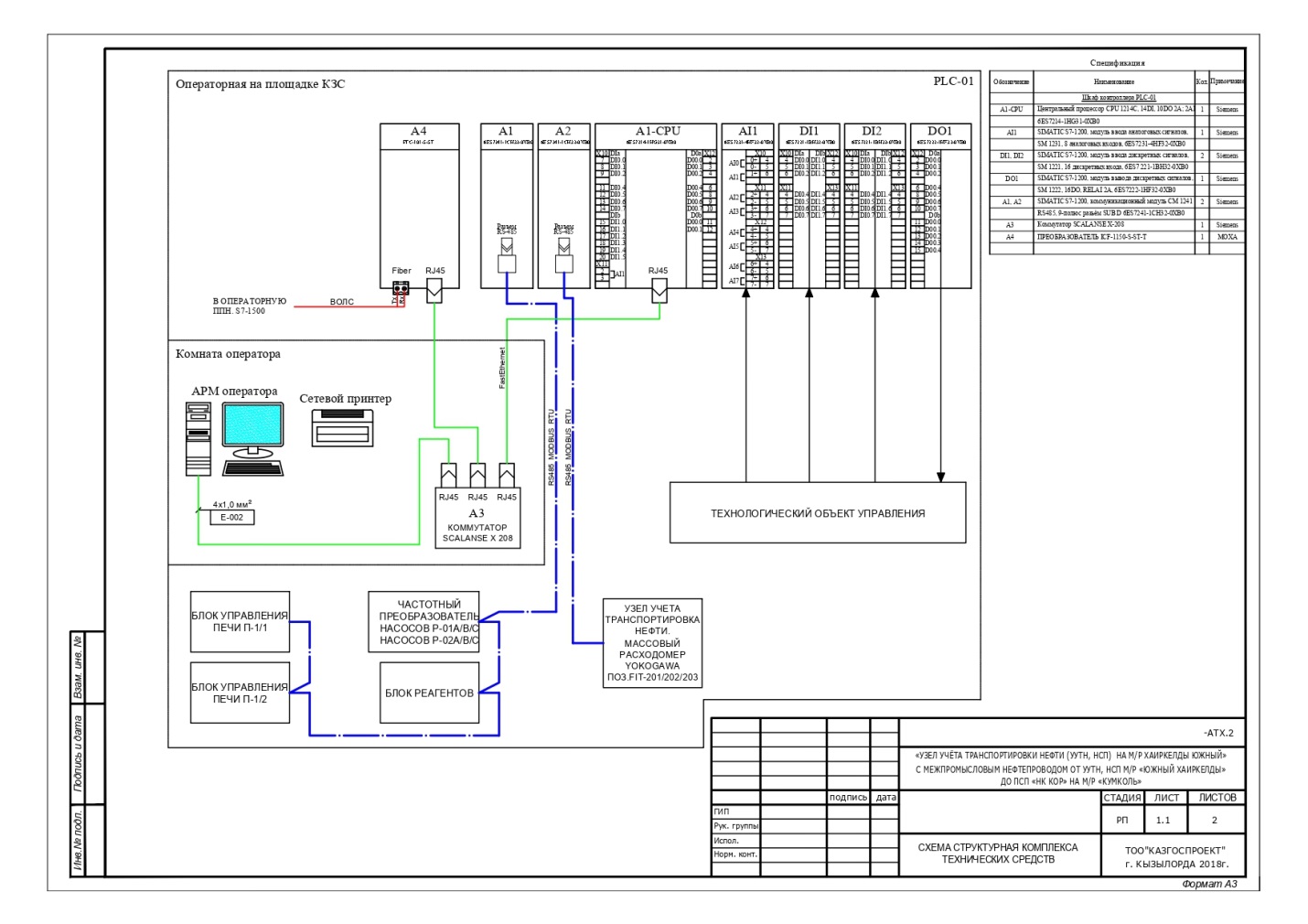
Все сигналы от оборудований поступает в АРМ операторной, где контролируется технологический процесс.

В состав НПС входят следующие оборудования:

* Печи подогрева нефти
* Подземная дренажная емкость
* Камера приема скребка

Все сигналы от оборудований поступает в АРМ операторной, где контролируется технологический процесс.

Схемы АРМ операторной УПП и НПС показаны на рисунках 4 (верхний) и 5 (нижний) соответсвенно.



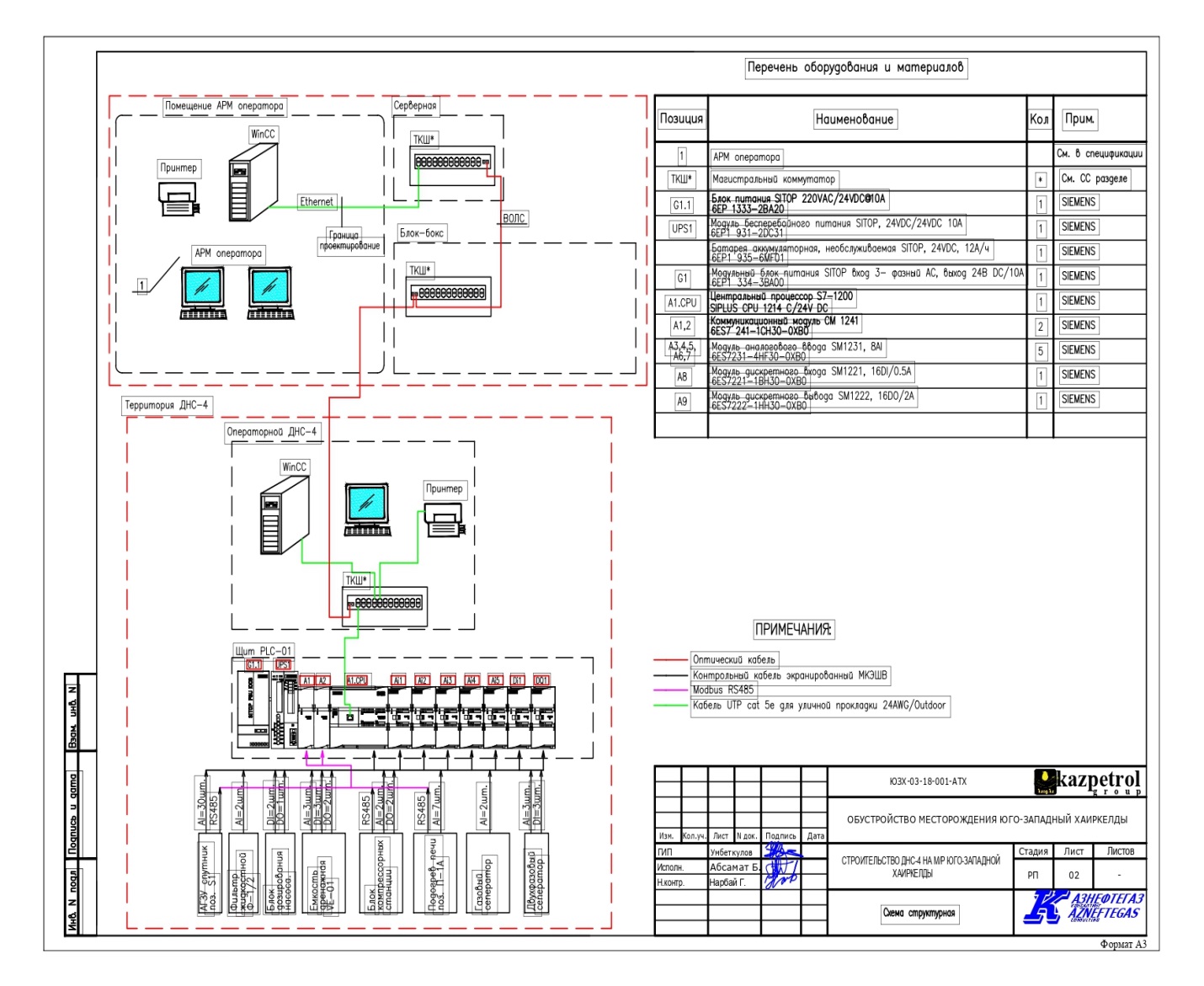
*Рисунки 4,5. Схема операторной УПП (верхний) и НПС (нижний) соответственно.*

### ДНС-4

В состав ДНС входят:

* Операторная ДНС;
* Площадка АГЗУ;
* Блок фильтров жидкостных;
* Установка дозирования хим. реагентов;
* Площадка дренажных емкостей;
* Площадка поршневых насосов;
* Площадка печи подогрева;
* Площадка сепараторов горизонтальных и вертикальных количество 3шт.
* Дожимная компрессорная станция
* Факельная установка

В операторной ДНС-4 расположен шкаф автоматики с ПЛК SiemensS7-1200. Верхний уровень реализован в системе WinCCComfortV13. Также в операторной расположен шкаф связи для вывода данных на верхний уровень (в проектируемый вахтовый поселок) по ВОЛС.

 Схема структурная ДНС-4 показана на рис. 6.

*Рисунок 6. Схема структурная ДНС-4.*

# Требования к системе

## Задачи цифрового месторождения

Цифровое месторождение должно представлять собой единую интегрированную платформу, объединяющую операционные данные со всех эксплуатируемых объектов предприятия и предоставляющую их в удобном для восприятия и анализа виде. Полученная информация должна храниться в полном виде в базе данных в течении 3-х месяцев, с последующим архивированием.

Цифровое месторождение должно предоставлять возможность расширения и интеграции со смежными системами. В зависимости от набора имеющихся сигналов, смежных систем и датчиков, цифровое месторождение должно:

1. Получать эксплуатационные данные в режиме реального времени – сбор, проверка качества и визуализация текущих данных, иерархическая структура объектов предприятия и быстрая навигация по ним;
2. Реализовывать автоматический сбор всех типов первичных промысловых данных (в том числе из систем телеметрии) с различной частотой путем переключения между рабочим и эксплуатационным режимами (частота обговаривается с Заказчиком);
3. Помимо автоматического сбора, предоставлять возможность ручного и полуавтоматического ввода данных в систему (как с АРМа, так и с мобильного приложения) – например, ввод определенных параметров оператором, либо считывание и загрузка данных из файлов;
4. Хранить и выводить исторические данные – запись данных в БД с установленной периодичностью и возможность выбора периода для отображения данных;
5. Интегрировать существующие смежные системы в единую платформу (и поддерживать интеграцию с будущими системами) – поддержка сбора и передачи данных между системами;
6. Вести учет добычи нефти, газа и воды в скважинах
7. Быстро реагировать и предупреждать аварии – система оповещения, при наличии соответствующих датчиков (давление, температура, вибрация и т.д.);
8. Наблюдать за основными показателями: технических и технологических процессов – вывод статистических данных за выбранный промежуток времени в удобном для анализа виде (добыча, давление, температура и т.д.);
9. Контролировать выполнения плановых показателей – отображение и сравнение текущих показателей против плановых, отслеживание прогнозов, выполнение бюджета и других показателей KPI;
10. Помогать оптимизировать режим добычи – автоматическое обратное распределение добычи, по м/р, скважинам и объектам эксплуатации (предоставляющее более детальные и точные данные для анализа процессов добычи), учет электроэнергии, моделирование системы сбора и подготовки нефти и системы ППД для оптимизации;
11. Рассчитывать потери от простоев;
12. Контролировать перемещение добытой нефти по объектам предприятия – ввод данных по количеству принятой нефти на пунктах приема нефти или получение данных из систем автоматизированного учета (при отсутствии смежных систем, разрабатывается и вводится дополнительная подсистема, согласно требованиям Заказчика), импорт плановых графиков транспортировки нефти и информация по их выполнению, ведение учета нефти по перемещению между объектами предприятия (скважины, м/р, ППН и т.д.);
13. Формировать регламентные и оперативные отчеты за выбранный промежуток времени – автоматически, согласно установленной периодичности, и по запросу пользователя, в том числе через веб-интерфейс;
14. Контролировать доступ к данным – централизованное распределение доступа к данным и функционалу (права пользователей), согласно ролям пользователей и защита данных.

## Компоненты цифрового месторождения

В рамках текущего проекта, должны быть предусмотрены, разработаны рекомендации и технические решения для следующих компонентов цифрового месторождения:

1. КИП (дооснащение).
2. Предусмотреть серверное оборудование (отказоустойчивый кластер) не ниже технических характеристик указанных в приложении 2.10
3. Разработать схему потоков данных.
4. Разработать структурную схему (архитектуру), отражающую взаимодействие всех планируемых приложений, клиентов и узлов обработки данных.
5. Разработать детализированные требования к планируемым программным системам, подсистемам и комплексам таких как: СУБД, PDMS, SCADA, OPC и др.
6. Предусмотреть ситуационный центр и рабочие места диспетчеров не ниже технических характеристик указанных в приложении 2.8, 2.9
7. АРМы (дооснащение).
8. Обеспечение связи между объектами месторождения, диспетчерским центром и головным офисом.
9. Система мониторинга - позволяет визуализировать данные всех систем в едином рабочем пространстве, в удобном для восприятия и анализа виде. Группировка данных по категориям (согласно требованиям Заказчика) – состояние оборудования, общая и детальная информация по скважинам, по резервуарам, KPI показатели, выполнение планов, информация о ресурсах, энергетических затратах, данные по учету нефти и т.д.
10. Система оповещения - уведомляет пользователей при приближении к установленным порогам (уставкам), что позволяет предупреждать аварии или оперативно реагировать при их возникновении. В зависимости от требований Заказчика, возможна реализация оповещений как внутри систем мониторинга, так и по почте, SMS.
11. Система отчетов (вне PDMS) - позволяет формировать и выводить различные виды отчетов – как по определенному расписанию, так и по запросу пользователей. Также возможно ведение различных журналов. Сохранение отчетов возможно по заранее определенному адресу, либо по выбору пользователя. Возможно выводить отчеты в PDF и excel.
12. Система планирования – является источником плановых показателей для других систем. В зависимости от подбора функционала, возможен как импорт планов из других систем, так и расчетные планы согласно прогнозируемым показателям.
13. Система KPI - позволяет рассчитывать и отображать различные параметры KPI, отслеживать выполнение планов. Данные возможно выводить в виде графиков, пай чартов, трендов и т.д.
14. Система контроля доступа - позволяет создавать и управлять доступом учетных записей согласно структурной организации предприятия Заказчика. Например, возможно разделение согласно департаментам, отделам, ролям. Доступ можно определять по окнам (в программе), месторождениям, по возможности настроек, и т.д.
15. АРМ для Автоматизированной системы технологического учета (АСТУЭ) и система управления и мониторинга (СМИУ) – интегрируется с локальными АСТУЭ и позволяет получить данные по показателям энергетических затрат в масштабируемом виде по объектам (установка, ДНС, ППН, месторождение и т.д.). Данная СМИУ должна быть построена на основе выделенного сервера, являться частью АССОИ, но управлять только энергохозяйством. Управление всеми энергоблоками должно происходить из операторного энергоблока ППН ЮХ. Перечень входных/выходных сигналов энергоблока 2 (ГТЭС-600 и ГТЭС-800) приведен в ПРИЛОЖЕНИИ 3 (3.6).
16. Аналитический дэшборд является веб-приложением для визуализации промысловых данных, и включает в себя следующие виджеты (более точный перечень и функциональность виджетов должен быть уточнен и согласован с заказчиком на этапе проектирования):
    1. Плановое регулирование – исходный сценарий
    2. Параметры телеметрии скважин
    3. Сводка по АГЗУ
    4. KPI показатели
    5. Удельная себестоимость добычи нефти
    6. Диаграмма динамики добычи нефти
    7. Данные по фонду скважин
    8. Данные по эффективности ГТМ
    9. Перечень всех скважин, отсортированный по рентабельности (с возможностью отображения от наиболее рентабельных скважин к наименее рентабельным и наоборот)
    10. Данные по объему добычи жидкости по скважинами по фазам (нефть, вода, газ)
    11. Данные по накопленным объемам добычи и закачки по скважинам, группам скважин, горизонтам и месторождениям
    12. Данные по остаткам запасовпо скважинам, группам скважин, горизонтам и месторождениям
17. Система управления производственными данными (PDMS) – должна включать:
    1. Промысловую систему учета нефти - предоставляет данные по кол-ву нефти как в объемном, так и в массовом эквиваленте, а также информацию о перемещениях нефти; позволяет определить количество добычи нефти, воды и газа путем обратного распределения по месторождениям, скважинам и естественным горизонтам, предоставляет информацию по остановкам скажин.
    2. Автоматическое формирование регулярной веб-отчетности – формирование регулярной отчетности Заказчика.
    3. Мобильное приложение для сбора промысловых данных – позволяет работать в режиме оффлайн в условиях отсутствия связи с сервером АССОИи создавать маршруты обхода объектов Заказчика.
    4. Расчет потерь от простоев – классифицирует видов простоев и автоматически рассчитывает потери добычи.
    5. Информационные панели – веб-панели для визуального представления аналитических данных.
    6. Интеграцию с системой телеметрии – позволяет создавать, настраивать и управлять загрузкой данных телеметрии в систему.
    7. Мастер-проектOFM (oilfieldmanager) – позволяет анализировать и хранить геолого-промысловые данные.
18. Система управления персоналом - при наличии системы ERP и позиционирования, позволяет получать данные по доступности персонала, составу, месторасположению, планировать маршруты и т.д.

## Управление фондами скважин

Система цифрового месторождения должна интегрировать несколько инструментов, которые в совокупности будут предоставлять информацию для анализа рентабельности скважин. При наличии или внедрении соответствующих систем, должна быть возможность их интеграция.

Цифровое месторождение должно собирать и соотносить друг с другом следующие данные:

1. Учет нефти – расчет добычи нефти, воды и газа как по месторождению в целом, так и по каждой скважине в отдельности.
2. Мониторинг режима работы оборудования, параметры работы насосов, времена простоев и их причины, состав добываемой жидкости, показатели замеров.
3. Планирование – ввод плановых показателей (добыча, остановки, ремонт и т.д.) для соотношения с текущими данными.
4. Ведение базы данных – вывод различных статистических данных для анализа, в том числе в виде графиков и трендов.
5. Система KPI – собирает данные с других систем для расчета и отображения показателей KPI, выполнения планов, трендов, пай чартов и т.д.

## Требования к PDMS

### Промысловая система учета нефти

Система управления промысловыми данными является ключевой и фундаментальной частью общего процесса управления разработкой месторождений.

Система должна решать следующие задачи:

• Ежесуточный сбор данных по замеру дебитов скважин;

• Ежесуточный сбор данных по добыче на уровне объектов промысловой подготовки нефти;

• Ежесуточный сбор данных по сдаче товарной нефти;

• Ежесуточный сбор данных по остановкам скважин;

• Консолидированное хранение собранных промысловых данных;

• Ежесуточный расчет обратного распределения добычи по нефти, газу и воде.

##### Общие требования

Исходные файлы, используемые для загрузки данных в систему, должны быть в формате Microsoft Excel®. Формы исходных файлов должны быть стандартизированы и утверждены Заказчиком.

##### Сбор данных по замерам скважин

Для сбора данных должны быть созданы две исходные формы.

Исходная форма для сбора данных по замерам скважин должна содержать следующие параметры:

• Номер скважины;

• Дата и время начала замера;

• Дата и время окончания замера;

• Объемный дебит жидкости;

• Объемный дебит газа.

Исходная форма для сбора данных по отборам проб скважинной продукции должна содержать следующие параметры:

• Номер скважины;

• Дата отбора пробы;

• Объемная обводненность;

• Плотность нефти;

• Процентное содержание хлористых солей;

• Процентное содержание механических примесей.

Для просмотра данных, загруженных в систему, должен быть создан веб-отчет «Ежесуточные замеры скважин и отборов проб».

Также должны быть предусмотрены дополнения/изменения, связанные с подсистемой мобильного приложения для сбора промысловых данных (пункт 5.4.3. данного документа) и интеграцией с системами телеметрии (пункт 5.4.6. данного документа).

##### Сбор данных по резервуарному парку и сдаче товарной нефти

Для сбора данных по резервуарному парку и сдаче товарной нефти должно быть создано несколько исходных форм под разные промысловые объекты с целью обеспечения удобства заполнения. В общем случае исходные формы должны содержать следующие параметры:

* Номер РВС или расходомера;
* Дата и время замера;
* Тип измеряемого продукта;
* Уровень продукта в РВС или накопленное показание расходомера.

Система должна пересчитывать уровни продукции в РВС в объемные показатели, используя градуированные таблицы. Система должна иметь возможность загрузки или создания, а также хранения градуированных таблиц резервуаров.

Для просмотра данных, загруженных и рассчитанных в системе, должен быть создан веб-отчет «Регулярные замеры РВС и сдачи товарной нефти».

Также должны быть предусмотрены дополнения/изменения, связанные с подсистемой мобильного приложения для сбора промысловых данных (пункт 5.4.3. данного документа) и интеграцией с системами телеметрии (пункт 5.4.6. данного документа).

##### Сбор данных по остановкам скважин

Исходная форма для сбора данных по остановкам скважин должна содержать следующие параметры:

* Номер скважины;
* Дата и время начала остановки;
* Дата и время окончания остановки.

Для просмотра данных, загруженных в систему, должен быть создан веб-отчет «Простои и остановки скважин».

Также должны быть предусмотрены дополнения/изменения, связанные с подсистемой мобильного приложения для сбора промысловых данных (пункт 5.4.3. данного документа).

##### Расчет обратного распределения

Расчет обратного распределения добычи должен осуществляться отдельно по каждой из трех фаз – нефть, газ и вода. Алгоритмы расчета по каждой из фаз должны быть утверждены Заказчиком. Алгоритмы расчета должны придерживаться общих принципов обратного распределения, описанных ниже.

Расчет обратного распределения должен начинается со стартового узла, определенного Заказчиком и обрабатывать по одному узлу вверх по течению потока. На каждом узле должна выполняться процедура из четырех шагов таким образом, что общее количество исходящих флюидов было сбалансировано с общим количеством входящих флюидов. Эти четыре шага следующие:

* Определить объем флюида;
* Выполнить материальный баланс;
* Вычислить коэффициент распределения;
* Выполнить пропорциональное распределение входящих объемов.

**Определение объема флюида в узлах.** Объемы добываемых флюидов должны рассчитываться используя данные испытаний скважин (замеренные дебиты) и времени фактической работы скважин. Данные замерных дебитов будут считаться постоянными до момента проведения следующего замера. Фактическое время работы скважин должно быть рассчитано используя информацию по простоям скважин.

**Выполнение материального баланса.** Распределение основано на принципе баланса объема (или массы) флюида входящих потоков на каждом узле с объемом (массой) флюида исходящих потоков, таким образом, чтобы было истинно следующее:

Сумма исходящих потоков = Сумма распределенных входящих потоков

Во время процесса распределения первым вычисляется сумма объемов всех исходящих потоков. Затем полученные значения распределяются между узлами входящих потоков.

**Вычисление коэффициента распределения.** Коэффициент распределения (КР) узла определяется путем вычисления отношения суммы всех исходящих потоков к сумме всех входящих потоков до распределения, как показано ниже:

КР = (сумма исходящих) / (сумма входящих до распределения)

В случае, когда в сети есть узлы с фиксированными значениями, может быть использовано следующее уравнение:

КР = (сумма исходящих – фиксированный объем) / (сумма входящих до распределения – фиксированный объем)

**Вычисление распределенных объемов.** Как только коэффициент распределения определен, распределенный объем для каждого узла входящего потока (исключая узлы с фиксированными значениями) может быть вычислен, используя пропорциональное распределение. Пропорциональное распределение получается умножением каждого замеренного или рассчитанного входящего объема на коэффициент распределения как представлено ниже:

Распределенный объем = КР \* входящий объем

Также должны быть предусмотрены дополнения/изменения, связанные с интеграцией с системами телеметрии (пункт 5.4.6. данного документа).

### Автоматическое формирование регулярной веб-отчетности

Веб-отчетность базируется на функционале промысловой системы учета нефти. Целью создания подсистемы является полная автоматизация процесса формирования и предоставления регулярной отчетности Заказчика.

##### Общие требования

Аутентификация пользователей в подсистеме Веб-отчетности должна быть синхронизирована с доменной службой Active Directory Заказчика. Аутентификация пользователя определяет права доступа к отчетам, то есть каждый пользователь должен иметь доступ только к строго определенным отчетам.

##### Сбор дополнительных данных

Частота сбора данных определяется по каждому параметру отдельно исходя из потребностей Заказчика. В зависимости от предпочтений Закзачика и удобства заполнения, для сбора данных может быть создано несколько исходных форм для разных промысловых объектов. Кроме этого, к сбору дополнительных данных предъявляются те же требования, описанные в части 5.4.1.1. данного документа.

Также должны быть предусмотрены дополнения/изменения, связанные с интеграцией с системами телеметрии (пункт 5.4.6. данного документа).

##### Разработка веб-отчетов

Общее количество веб-отчетов, разрабатываемых в рамках данного этапа, определяется в ходе разработки соответствующей проектно-технической документации.

Форма и форматы веб-отчетов утверждаются Заказчиком. Особые логические условия, которые должны учитываться при формировании веб-отчетов и влияющие на значения расчетных параметров в отчетах, должны быть учтены при разработке соответствующей проектно-технической документации.

Веб-отчеты должны публиковаться на специальном портале. Доступ к порталу должен предоставляться через веб-браузер посредством аутентификации пользователя. Портал должен быть доступен пользователям внутри локальной сети Заказчика. Пользователь должен иметь возможность выбора требуемого отчетного периода, при этом отчет должен обновляться автоматически. Пользователь должен иметь возможность экспорта выбранного веб-отчета в форматах PDF, HTML, Microsoft Excel®, XML, CVS, TIFF, Microsoft Word®. Подсистема Веб-отчетности должна иметь возможность настройки автоматического формирования и рассылки отчетов пользователям по заданному расписанию. Автоматическое формирование отчетов должно производиться в формате Microsoft Excel®. Автоматическая рассылка отчетов должна производиться согласно правам доступа к данным.

### Мобильное приложение для сбора промысловых данных

Подсистема бесплатного Мобильного Приложения для сбора промысловых данных должна позволять промысловому персоналу при совершении обхода использовать специальное мобильное приложение для осуществления сбора и просмотра данных. Мобильное приложение должно быть разработано на базе операционных систем iOS и Android.

Целью внедрения подсистемы бесплатного Мобильного Приложения является полу-автоматизация процесса сбора данных с промысловых объектов, для которых не предполагается оснащение системой телеметрии в краткосрочной перспективе.

##### Общие требования

Подсистема Мобильного Приложения должна обеспечивать возможность работы в режиме оффлайн в условиях отсутствия связи с сервером системы. Подсистема Мобильного Приложения должна иметь возможность хранения данных локально на мобильном устройстве и включать авто-синхронизацию при подключении к серверу системы. В процессе синхронизации подсистема Мобильного Приложения должна обновлять информацию по маршруту, список данных, требуемых для заполнения, настройки безопасности и доступа, а также отправлять на сервер системы сохраненные параметры измерений и другие данные, вводимые оператором на мобильном устройстве.

Аутентификация пользователей в подсистеме Мобильного Приложения должна быть синхронизирована с доменной службой Active Directory Заказчика. Аутентификация пользователя должна определять права доступа к маршрутам и промысловым объектам. То есть каждый пользователь должен иметь доступ только к строго ограниченному списку маршрутов для исключения ввода данных по объектам, которые не входят в зону ответственности оператора.

##### Адаптация подсистемы Мобильного Приложения

Процесс адаптации подсистемы бесплатного Мобильного Приложения состоит из следующих шагов:

* Создание маршрутов обхода с выделенными остановками и отмеченными объектами;
* Настройка интерфейса мобильного приложения для ввода и просмотра данных;
* Настройка встроенных расчетов и правил валидации данных в экранной форме мобильного приложения.

**Создание маршрутов обхода с выделенными остановками и отмеченными объектами.** Для каждого пользователя подсистемы Мобильного Приложения создается один или несколько маршрутов в соответствии с правами доступа. Общее количество маршрутов и их назначение конкретным пользователям утверждается Заказчиком. Структура маршрута должна быть следующая:

* Маршрут
  + Остановка
    - Промысловый объект

Промысловым объектом может быть скважина, резервуар, расходомер.

**Настройка интерфейса мобильного приложения для ввода и просмотра данных.** Для каждого типа промыслового объекта должна быть создана своя уникальная экранная форма для ввода и просмотра данных. На момент составления данного документа предполагается создание следующих экранных форм:

* Регулярные замеры скважинных параметров, например, давление и температура на устье;
* Простои скважины с указанием причины простоя;
* Замеры дебитов скважины;
* Показания расходомеров;
* Показания уровнемеров
* Показания с датчиков резервуаров.

**Настройка встроенных расчетов и правил валидации данных.** Подсистема Мобильного Приложения должна поддерживать проверку качества данных (валидация) данных при вводе через мобильное приложение. Правила валидации данных утверждаются Заказчиком.

Подсистема Мобильного Приложения должна иметь возможность предлагать следующие варианты при несоответствии данных правилу валидации:

* Предупреждать об ошибке: при предупреждении данные должны сохраняться в базе данных.
* Сигнализировать о запрете: при запрете данные не должны сохраняться в базе данных до тех пор, пока оператор не устранит ошибку.

##### Внесение изменений в процессы регулярного сбора данных

Необходимо предусмотреть возможность внесения изменений в ранее описанные процессы регулярного сбора данных посредством пакетных загрузчиков для внедрения в эксплуатацию мобильного приложения для сбора промысловых данных.

Изменения должны будут обеспечить исключение дублирования работы по сбору и вводу промысловых данных в АССОИ. Внесение изменений в процессы регулярного сбора данных должно быть произведено по согласованию с Заказчиком. На момент составления данного документа предполагается внесение изменений в следующие процессы:

* Регулярный сбор данных по замеру скважин (раздел 5.4.1.2. данного документа);
* Регулярный сбор данных по резервуарному парку и сдаче товарной нефти (раздел 5.4.1.3. данного документа);
* Регулярный сбор данных по простоям и остановкам скважин (раздел 5.4.1.4. данного документа).

### Расчет потерь от простоев

Инструмент для анализа потерь добычи от простоев должен позволять пользователю структурировать все виды простоев по категориям и собирать данные по простоям для дальнейшего детального анализа.

Инструмент для анализа потерь добычи от простоев должен позволять Заказчику классифицировать все виды простоев, осуществлять сбор информации по простоям и автоматический расчет потерь добычи для дальнейшего детального анализа.

Инструмент для анализа потерь добычи от простоев должен быть адаптирован под требования Заказчика.

##### Общие требования

Ввод данных по простоям и категориям остановок должен производиться через мобильное приложение. К использованию мобильных приложений для сбора данных по простоям и категориям остановок скважин предъявляются все требования, описанные в главе 5.4.3. данного документа.

Для просмотра данных по простоям, загруженных и рассчитанных в системе, должен быть создан веб-отчет «Анализ потерь от простоев».

##### Адаптация инструмента для анализа потерь добычи от простоев

Процесс адаптации инструмента для анализа потерь добычи от простоев состоит из следующих шагов:

* Ежесуточный сбор данных по остановкам скважин с помощью мобильного приложения;
* Ежемесячная загрузка плановых показателей по добыче;
* Настройка алгоритма расчета потерь от простоев.

**Сбор данных по остановкам скважин.** Требования к ежесуточному сбору данных по простоям скважин приведены в разделе 5.4.1.4. данного документа. В дополнение, Заказчик также должен иметь возможность сбора информации по причинам простоев с их классификацией по категориям. Каждой комбинации категорий простоев должен быть присвоен свой уникальный код. Справочник категорий и кодов простоев должен быть утвержден Заказчиком.

**Загрузка плановых показателей по добыче.** Персонал Заказчика должен иметь возможность загрузка плановых показателей по добыче ежемесячно/ежегодно. Для загрузки данных должна быть создана исходная форма, содержащая следующие параметры:

* Номер скважины;
* Начало планового периода;
* Окончание планового периода;
* Плановый дебит жидкости;
* Плановый дебит нефти;
* Плановый дебит воды;
* Плановый дебит газа.

**Настройка алгоритма расчета потерь от простоев.** Потери должны рассчитываться только для скважин, по которым зарегистрирован хотя бы один простой в отчетные сутки. Если суммарная продолжительность простоя скважины за отчетные сутки менее 24 часов, то потеря добычи нефти должна рассчитываться следующим образом:

Mпн = Мнефть / (24 - t) \* t

где:

* Мпн – фактическая добыча нефти за сутки;
* t - суммарное время простоя на скважине за отчетные сутки.

Если суммарная продолжительность простоя скважины за отчетные сутки составляет 24 часа, то за потерю добычи нефти должна браться фактическая добыча нефти на этой скважине в последние сутки, когда скважина отработала полные 24 часа.

### Информационные панели

Информационные панели представляют собой интерактивные веб-панели для визуального представления промысловых данных, хранимых в системе.

Сгруппированные по смыслу на одном экране для более легкого визуального восприятия, информационные панели являются системой интерактивной аналитики, позволяющие в кратчайшие сроки проводить глубокий и разносторонний анализ больших массивов информации для быстрого и эффективного принятия операционных решений.

Целью создания подсистемы Информационных Панелей является предоставление Заказчику инструмента оперативного анализа промысловых данных с визуализацией данных, хранимых в системе в соответствии с требованиями Заказчика.

Процесс разработки информационных панелей подразумевает внедрение следующих интерактивных панелей:

* Обзор актива
* Оперативная сводка по добыче
* Оперативная сводка по нагнетанию
* Анализ замеров
* Анализ потерь от простоев

Ниже представлены предполагаемое содержание информационных панелей. Финальный дизайн и содержание информационных панелей может отличаться от представленного ниже и должно определяться в ходе разработки соответствующей проектно-технической документации (необходимо согласовать с Заказчиком).

##### Общие требования

Подсистема Информационных Панелей должна иметь два типа фильтров:

* фильтры по дате;
* фильтры по категориям.

Фильтры по дате должны отображать данные за последний день, неделю, месяц, квартал, год, с начала календарного года, а также за выбранный временной период.

Фильтры по категориям должны отображать данные по выбранным категориям, как например Компания, Месторождение, Объект разработки, Статус скважины.

Категории фильтров определяются исходя из существующей иерархии объектов в АССОИ.

##### Обзор актива

Данная панель должна включать следующие графические элементы:

* Виджеты быстрого просмотра - основные производственные показатели и их динамика за последние 15 дней;
* Обзорная карта - карта для отображения информации о текущих статусах скважин с разбивкой на текущие объекты;
* Показатели добычи по скважинам - список скважин с разбивкой по категориям отклонения от запланированного технологического режима;
* Сводка фонда скважин по статусу - диаграмма количества статусов скважин на уровне текущих объектов;
* Сводка добычи - диаграмма сравнения текущих дебитов с предыдущими и запланированными значениями на уровне текущих объектов, с указанием выполнения плана на текущую дату;
* Сводка потерь - график динамики изменения потерь от простоев скважин и суточной добычи нефти в сравнении с планом за последние 30 дней.

##### Оперативная сводка по добыче

Данная панель должна включать следующие графические элементы:

* Суточная добыча нефти - график динамики изменения дебита нефти в сравнении с планом, а также динамика выполнения плана добычи;
* Суточная добыча воды - график динамики изменения дебита воды в сравнении с планом, а также динамика выполнения плана добычи;
* Суточная добыча газа - график динамики изменения дебита газа в сравнении с планом, а также динамика выполнения плана добычи;
* Суммарная добыча нефти, газа и воды - диаграмма сравнения фактических и плановых значений накопленной добычи нефти, газа и воды;
* Средневзвешенные показатели добычи - диаграмма сравнения текущих и средневзвешенных (месяц, квартал, год) дебитов с запланированными значениями, с указанием выполнения плана на текущую дату;
* Обводненность и Газовый фактор - диаграмма сравнения текущих и средневзвешенных (месяц, квартал, год) значений газового фактора и обводненности с запланированными значениями;
* Устьевые параметры скважины - замеры по давлению (трубное, затрубное, линейное) и температуре;
* Параметры насоса – текущий параметры работы насоса;
* Сводка событий по скважине – основные события по скважине.

##### Оперативная сводка по нагнетанию

Данная панель должна включать следующие графические элементы:

* Суточная закачка воды - график динамики изменения закачки воды в сравнении с планом, а также динамика выполнения плана закачки воды;
* Суточная закачка полимера - график динамики изменения закачки полимера в сравнении с планом, а также динамика выполнения плана закачки полимера;
* Средневзвешенные показатели закачки - диаграмма сравнения текущих и средневзвешенных (месяц, квартал, год) дебитов по закачке воды и полимера с запланированными значениями, с указанием выполнения плана на текущую дату;
* Суммарная закачка воды и полимера - диаграмма сравнения фактических и плановых значений накопленной закачки воды и полимера;
* Устьевые параметры скважины - замеры по давлению (трубное, затрубное, линейное), и температуре;
* Сводка событий по скважине - основные события по скважине.

##### Анализ замеров

Данная панель должна включать следующие графические элементы:

* Шахматка - представление в виде шахматной доски с отображением имени скважины и ее последними параметрами замера;
* ABC диаграмма - аналитическая панель в виде сводной диаграммы рассеивания (cross plot) изменений последних двух замеров скважин;
* История замеров - график динамики изменения параметров замера за последние 12 месяцев;
* Сводка замеров по скважине – табличное сравнение параметров последних замеров;
* Список скважин с наибольшим периодом без замера.

##### Анализ потерь от простоев

Данная панель должна включать следующие графические элементы:

* Плановые и Внеплановые - диаграмма потерь от типов простоя: плановые, незапланированные и неизвестные;
* Динамика фактической и плановой добычи нефти - график сравнения динамики накопленной фактической и плановой добычи нефти;
* Диаграмма распределения потерь от простоев по скважинам – карта дерева;
* Диаграмма распределения потерь от простоев по категориям - круговая диаграмма потерь от простоев по категориям;
* Анализ Парето - гистограмма простоев по категориям и процент от общих потерь.

### Интеграция с системой телеметрии

Интеграция с системой телеметрии предназначена для создания, настройки и управления загрузкой данных телеметрии в АССОИ.

Интеграция должна решать следующие задачи:

* Загрузка данных из системы телеметрии на уровне скважин;
* Загрузка данных из системы телеметрии на уровне групповой замерной установки (ГЗУ);
* Загрузка данных из системы телеметрии на уровне ППН, ДНС,НПС;
* Внесение изменений в процесс расчета обратного распределения с использованием данных, загружаемых из системы телеметрии;
* Внесение изменений в процессы регулярного сбора данных системы для исключения дублирования данных.

##### Общие требования

Интеграция с системой телеметрии должна:

* Поддерживать два режима загрузки данных из системы телеметрии:
  + Автоматическая, по расписанию - должна быть основным процессом загрузки данных;
  + Ручная по запросу пользователя - на случай отказа системы телеметрии и ее компонентов.
* Осуществлять агрегацию высокочастотных данных до уровня суток во время процесса загрузки в АССОИ.

##### Загрузка данных на уровне скважин

Загрузка данных из системы телеметрии на уровне скважин должна осуществляться автоматически на регулярной основе.

График автоматической загрузки должен быть утвержден Заказчиком.

Объем загружаемых параметров определяется в зависимости от степени оснащения скважин средствами телеметрии. На момент составления данного документа предполагается сбор следующих параметров:

* Название скважины;
* Частота ПЭД (для скважин с оборудованных ЭЦН и ЭВН);
* Сила тока насоса;
* Загрузка ПЭД;
* Давление на приеме (для ЭЦН и ШГН - на приеме насоса, для фонтанных скважин – на забое);
* Температура ПЭД (на забое);
* Давление затрубное;
* Давление трубное;
* Давление в линии;
* Температура на устье.

Для просмотра загруженных данных в системе, должен быть создан специальный грид-отчет «Данные телеметрии на уровне скважин».

##### Загрузка данных на уровне ГЗУ

Загрузка данных из системы телеметрии на уровне ГЗУ должна осуществляться автоматически на регулярной основе.

График автоматической загрузки должен быть утвержден Заказчиком.

Объем загружаемых параметров определяется в зависимости от степени оснащения ГЗУ средствами телеметрии. На момент составления данного документа предполагается сбор следующих параметров:

* Название скважины;
* Дата и время замера;
* Дебит газа;
* Дебит нефти;
* Дебит жидкости;
* Обводненность.

Для просмотра загруженных данных в системе, должен быть создан специальный грид-отчет «Данные телеметрии на уровне ГЗУ».

##### Загрузка данных на уровне ППН/ПСН/НПС/ДНС/УПП

Загрузка данных из системы телеметрии на уровне ППН/ПСН/НПС/ДНС/УПП должна осуществляться автоматически на регулярной основе.

График автоматической загрузки должен быть утвержден Заказчиком.

Объем загружаемых параметров определяется в зависимости от степени оснащения объектов средствами телеметрии. На момент составления данного документа предполагается сбор следующих параметров:

* Наименование объекта (РВС, расходомер, насосы и т.д.);
* Тип замера (уровень, накопленный расход);
* Замеряемый флюид (жидкость, нефть, газ, вода);
* Дата и время замера;
* Показание замера.

Для просмотра загруженных данных в системе, должен быть создан специальный грид-отчет «Данные телеметрии на уровне ППН и других объектов».

##### Внесение изменений в процесс расчета обратного распределения

Система должна предусматривать возможность внесения изменений в процесс расчета обратного распределения (описанный в разделе 5.4.1.5. данного документа), в связи с интеграцией с системами телеметрии. Изменения должны обеспечить плавный переход алгоритма расчета обратного распределения с данных, загружаемых в систему с помощью пакетной загрузки на данные загружаемые автоматически из системы телеметрии. Внесение изменений в алгоритм расчета обратного распределения должно быть произведено по согласованию с Заказчиком.

##### Внесение изменений в процессы регулярного сбора данных

Система должна предусматривать возможность внесения изменений в ранее описанные процессы регулярного сбора данных посредством пакетных загрузчиков, в связи с интеграцией с системами телеметрии. Изменения должны обеспечить исключение дублирования работы по сбору и вводу промысловых данных в систему. Внесение изменений в процессы регулярного сбора данных должно быть произведено по согласованию с Заказчиком. На момент составления данного документа предполагается внесение изменений в следующие процессы:

* Регулярный сбор данных по замеру скважин (раздел 5.4.1.2. данного документа);
* Регулярный сбор данных по резервуарному парку и сдаче товарной нефти (раздел 5.4.1.3. данного документа);
* Регулярный сбор дополнительных данных (раздел 5.4.2.2. данного документа).

### Корпоративный мастер-проект OFM (oilfieldmanager)

Мастер-проект OFM представляет собой инструмент анализа геолого-промысловых данных для принятия решений по контролю и управлению за разработкой месторождений. Проект OFM состоит из двух компонентов: приложения OFM, который предоставляет функциональные возможности для анализа геолого-промысловых данных; и базы данных в которой хранятся все анализируемые данные.

Заказчик имеет в распоряжении ранее созданный проект OFM. Однако база данных данного проекта не обновляется новыми данными на регулярной основе и в силу этого проект OFM не используется специалистами Заказчика в качестве аналитического инструмента. Основной причиной проблемы с обновлением базы данных проекта OFM является большие трудозатраты процесса сбора новых данных и их загрузки в базу данных проекта OFM.

Для решения данной проблемы должен быть обеспечен прямой доступ проекта OFM к промысловым данным, хранящимся в АССОИ. Кроме этого, совместный мастер-проект OFM, расположенный на общедоступном сервере Заказчика, предоставит всем заинтересованным специалистам доступ ко всем промысловым данным и инструменты для глубокого инженерного анализа.

##### Разработка мастер-проекта OFM

В рамках работ по данному этапу должна быть создана совместная рабочая область OFM – единый главный мастер-проект OFM, с прямым подключением к базе данных системы, а также подключенными к нему локальными проектами пользователей.

Мастер-проект OFM должен быть создан и расположен на едином сервере Заказчика, доступном всем пользователям на всех объектах Заказчика. Мастер-проект OFM должен использовать базу данных системы в качестве единственного источника данных. Мастер-проект OFM должен быть защищен паролем от несанкционированного открытия и внесения изменений.

Все пользователи должны иметь собственный локальный проект OFM, подключенный к мастер-проекту OFM, обеспечивающим единый доступ к данным, хранимым в системе, а также к стандартным аналитическим инструментам, созданным в мастер-проекте OFM.

Пользователи должны иметь возможность создавать собственные анализы в своем локальном проекте OFM независимо от мастер-проекта OFM.

Пользователи должны иметь возможность хранить дополнительные данные в своей локальной базе данных независимо от СИСТЕМЫ.

В мастер-проекте OFM должны быть созданы шаблоны стандартных аналитических инструментов в виде различных отчетов, карт и графиков. Виды шаблонов аналитических инструментов должны быть определены исходя из потребностей Заказчика.

##### Интеграция мастер-проекта OFM с PDMS

Для интеграции мастер-проекта OFM с системой, в базе данных последней должен быть создан специальный набор таблиц с адаптированной под требования OFM структурой хранения данных. Структура хранения данных должна быть создана таким образом, чтобы обеспечить максимальную производительность мастер-проекта OFM и удобство выполнения инженерных анализов.

Количество таблиц и хранимых в них параметров должно быть определено исходя из потребностей Заказчикаи зафиксировано в проектно-технической документации. На момент составления данного документа предполагается создание следующих таблиц для мастер-проекта OFM:

1. Мастер таблица OFM – наименование скважин, заканчиваний, X и Y координаты скважин и др.;
2. Ежесуточная таблица факт. Добычи (распределенной);
3. Ежесуточная таблица факт. закачки воды и полимера (распределенной);
4. Замеры дебитов на скважинах;
5. Остановки (простои) скважин;
6. Лабораторные данные;
7. Ежесуточные замеры параметров на скважинах и параметров работы насосов;
8. Ежемесячная фактическая (распределенная) добыча по заканчиваниям скважин;
9. Ежемесячная таблица факт. закачки воды и полимера (распределенной);
10. История изменения статуса и типа скважин;
11. Результаты исследования на скважинах;
12. Информация по скважинным насосам;
13. Данные по Перфорации;
14. ГТМ и КРС;
15. Информация на уровне месторождений (план, парк, закачка и др.);
16. Потери от простоев по категориям;
17. Данные забойного и пластового давления.

##### Загрузка исторических данных в PDMS

Для внедрения мастер-проекта OFM должны быть загружены все исторические данные параметров, по которым уже ведется регулярных сбор данных, а также по требованию Заказчика добавлены новые параметры, которые ранее в ней отсутствовали. При этом должны быть загружены как исторические данные, так и внесенные изменения в соответствующие процессы регулярного сбора данных.

## Требования к дооснащению объектов месторождений средствами КИП.

### Требования к дооснащению средствами КИП месторождения Северный Хаиркелды (СХ)

Месторождение Северный Хаиркелды по состоянию на 01.07.2020 г. включает в себя 24 добывающих скважин, 19 из которых механизированы и 5 фонтанных. Среди механизированных скважин: 14 оборудованы ШГН, 5 оборудованы ЭЦН. ШГН и ЭЦН имеют станции управления с возможностью передачи параметров работы по интерфейсу RS-485. Скважины с ЭЦН оборудованы погружной системой телеметрии.

Для обеспечения необходимого уровня автоматизации, а также для сбора необходимой информации со скважин и станций управления, нужно дооснастить добывающие скважины с ШГН датчиками давления, температуры, динамометрии согласно таблице №1. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Добывающие скважины с ЭЦН необходимо оборудовать измерительными приборами согласно таблице №1. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Фонтанную скважину необходимо оборудовать аналоговым датчиком температуры, датчиками давления согласно таблице №1. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Общее количество необходимого оборудования на скважины месторождения СХ приведены в таблице 1.

Таблица 1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скв. | Тип насоса | Кол-во преобр. температуры | Кол-во датч. Давления | Динамометрия | Шкаф управления и передачи данных | ПЛК (с возможностью передачи данных по Wi-Fi) | Погр. телеметрия |
| СХ-10 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| СХ-7 | ЭЦН | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-8+СХ-8. | ЭЦН (ОРЭ) | 0 | 2 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-9+СХ-9. | ЭЦН (ОРЭ) | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-22 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-11 | ЭЦН | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-25 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-21 | ЭЦН | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-26 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| СХ-24 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-29 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-36 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| СХ-31 | Фонтан | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-32 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| СХ-39 | Фонтан. | 1 | 2 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-33 | Фонтан | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-34 | Фонтан | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-30 | ШГН | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-19 | 2020 г (ШГН) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| СХ-20 | 2020 г (ШГН) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| Итого: | | **7** | **14** | **13** | **20** | **20** | **4** |

Техническая спецификация по преобразователям температуры, датчикам давления, погружной телеметрии, а также шкафного оборудования с ПЛК для сбора и передачи данных на расстояния приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2(2.1..2.3, 2.6).

Примечание. ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация двух горизонтов.

### Требования к дооснащению средствами КИП месторождения Хаиркелды (Х)

Месторождение Хаиркелды по сост. на 01.07.2020 г. включает в себя 17 скважин. Среди них, в рамках данного проекта подлежат дооснащению – 3: Х-4, Х-12 и Х-18. Все они оборудованы ШГН. ШГН имеют станции управления с возможностью передачи параметров работы по интерфейсу RS-485.

Для обеспечения необходимого уровня автоматизации, а также для сбора необходимой информации со скважин и станций управления, нужно дооснастить добывающие скважины с ШГН дополнительно системой или датчиком динамометрии. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Общее количество необходимого оборудования на скважины месторождения Хаиркелды приведены в таблице 2.

Таблица 2.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скв. | Тип насоса | Кол-во преобр. температуры | Кол-во датч. Давления | Динамометрия | Шкаф управления и передачи данных | ПЛК (с возможностью передачи данных по Wi-Fi) | Погр. телеметрия |
| Х-4 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Х-12 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| Х-18 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| Итого: | | **0** | **0** | **3** | **3** | **3** | **1** |

Техническая спецификация по преобразователям температуры, датчикам давления, погружной телеметрии,а также шкафного оборудования для сбора и передачи данных на расстояния приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.1..2.3, 2.6).

### Требования к дооснащению средствами КИП месторождения Юго-западный хаиркелды (ЮЗХ)

Месторождение Юго-западный Хаиркелды по сост. на 01.07.2020 г. включает в себя 9 скважин. Среди них, в рамках данного проекта подлежат дооснащению – 3: ЮЗХ-1, ЮЗХ-7, ЮЗХ-9 и ЮЗХ-11. Все они оборудованы ШГН со станциями управления с возможностью передачи параметров работы по интерфейсу RS-485.

Для обеспечения необходимого уровня автоматизации, а также для сбора необходимой информации со скважин и станций управления, нужно дооснастить добывающие скважины с ШГН дополнительно системой или датчиком динамометрии. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Общее количество необходимого оборудования на скважины месторождения ЮЗХ приведены в таблице 3.

Таблица 3

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скв. | Тип насоса | Кол-во преобр. температуры | Кол-во датч. Давления | Динамометрия | Шкаф управления и передачи данных | ПЛК (с возможностью передачи данных по Wi-Fi) | Погр. телеметрия |
| ЮЗХ-1 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| ЮЗХ-7 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| ЮЗХ-9 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| ЮЗХ-11 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| Итого: | | **0** | **0** | **4** | **4** | **4** | **1** |

Техническая спецификация по преобразователям температуры, датчикам давления, погружной телеметрии,а также шкафного оборудования для сбора и передачи данных на расстояния приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2(2.1..2.3, 2.6).

### Требования к дооснащению средствами КИП месторождения Южный хаиркелды (ЮХ)

Месторождение Южный Хаиркелды по сост. на 01.07.2020 г. включает в себя 32 скважины. Среди них, в рамках данного проекта подлежат дооснащению – 11: ЮХ-11, ЮХ-12, ЮХ-14, ЮХ-18, ЮХ-25, ЮХ-24, ЮХ-34, ЮХ-36, ЮХ-37, ЮХ-13, ЮХ-16. Все они оборудованы ШГН со станциями управления с возможностью передачи параметров работы по интерфейсу RS-485. Помимо этого, есть еще одна скважина, фонтанная ЮХ-16 .

Для обеспечения необходимого уровня автоматизации, а также для сбора необходимой информации со скважин и станций управления, нужно дооснастить добывающие скважины с ШГН дополнительно преобразователем температуры, двумя датчиками давления, системой или датчиком динамометрии, системой погружной телеметрии. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Фонтанную скважину необходимо оборудовать аналоговым температуры, тремя датчиками давления. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Нагнетательную скважину необходимо оборудовать двумя датчиками давления, а также шкафом с оборудованием для сбора и передачи данных на расстояние.

Общее количество необходимого оборудования на скважины месторождения ЮХ приведены в таблице 4.

Таблица 4.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скв. | Тип насоса | Кол-во преобр. температуры | Кол-во датч. Давления | Динамометрия | Шкаф управления и передачи данных | ПЛК (с возможностью передачи данных по Wi-Fi) | Погр. телеметрия |
| ЮХ-11 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| ЮХ-12 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| ЮХ-14 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| ЮХ-18 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| ЮХ-25 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| ЮХ-24 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| ЮХ-34 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| ЮХ-36 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| ЮХ-37 | ШГН | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| ЮХ-13 | ЭЦН | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| ЮХ-16 | Фонтан. | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| Итого: | | **1** | **1** | **9** | **13** | **11** | **4** |

Техническая спецификация по преобразователям температуры, датчикам давления, погружной телеметрии,а также шкафного оборудования для сбора и передачи данных на расстояния приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2(2.1..2.3, 2.6).

### Требования к дооснащению средствами КИП ЗУ-1

Для обеспечения необходимого уровня автоматизации, а также для сбора необходимой информации с замерного устройства ЗУ-1 необходимо оборудовать его 14-ю преобразователями температуры, 14-ю датчиками давления. Также необходимо установить шкаф с оборудованием для сбора данных с вышеперечисленных датчиков и передачи данных на расстояние.

Техническая спецификация по преобразователям температуры, датчикам давления, а также шкафного оборудования для сбора и передачи данных на расстояния приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.1..2.3, 2.5).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Объект | Кол-во преобр. температуры | Кол-во датч. давления |
| ЗУ-1 | 14 | 14 |
| ИТОГО: | 14 | 14 |

### Требования к дооснащению средствами КИП и АСУ ТП объектов дожимной насосной станции (ДНС-2)

В состав ДНС-2 входят следующие объекты:

* Операторная ДНС-2;
* Площадка АГЗУ;
* Блок фильтров жидкостных;
* Установка дозирования хим. реагентов;
* Площадка дренажных емкостей;
* Площадка мультифазных насосов;
* Площадка электрических подогревателей.

Все основные технологические параметры работы станции заведены в локальную систему управления WinCC (перечень входных/выходных сигналов представлен в ПРИЛОЖЕНИИ 3.1). Для передачи данных со SCADA системы ДНС-2 в диспетчерский центр необходимо установить АРМ с функцией локального резервного накопления данных истории в случае разрыва соединения с ДЦ. При восстановлении связи с ДЦ после разрыва соединения, отсутствующиеданные должны автоматически передаться на центральный сервер.

Помимо этого, необходимо оборудовать блочно-модульную АГЗУ влагомером (техническая спецификация по влагомеру приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.5)).

### Требования к дооснащению средствами КИП и АСУ ТП объектов дожимной насосной станции (ДНС-3)

В состав ДНС-3 входят следующие объекты:

* Операторная ДНС-3;
* Две площадки АГЗУ;
* Блок фильтров жидкостных;
* Установка дозирования хим. реагентов;
* Площадка дренажных емкостей;
* Площадка мультифазных насосов;
* Сепаратор газа;
* Площадка газовых подогревателей ПНПТ-1,6.

Все основные технологические параметры работы станции заведены в локальную систему управления WinCC (перечень входных/выходных сигналов представлен в ПРИЛОЖЕНИИ 2(3.2)). Для передачи данных со SCADA системы ДНС-3 в диспетчерский центр необходимо установить АРМ с функцией локального резервного накопления данных истории в случае разрыва соединения с ДЦ. При восстановлении связи с ДЦ после разрыва соединения, отсутствующие данные должны автоматически передаться на центральный сервер.

Из средств КИП, необходимо установить мультифазный расходомер и расходомер газа, а также оборудовать блочно-модульные АГЗУ (всего 2) влагомером, по одному на каждую (техническая спецификация по оборудованию приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.5)).

### Требования к дооснащению средствами КИП и АСУ ТП объектов ПСН Таур

Все основные технологические параметры работы станции заведены в локальную систему управления WinCC (перечень входных/выходных сигналов представлен в ПРИЛОЖЕНИИ 3.3). Для передачи данных со SCADA системы ПСН в диспетчерский центр необходимо установить АРМ с функцией локального резервного накопления данных истории в случае разрыва соединения с ДЦ. При восстановлении связи с ДЦ после разрыва соединения, отсутствующие данные должны автоматически передаться на центральный сервер.

Из средств КИП, необходимо оборудовать блочно-модульную АГЗУ влагомером (техническая спецификация по оборудованию приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.5)).

### Требования к дооснащению средствами КИП и АСУ ТП объектов ППН ЮХ

Все основные технологические параметры работы станции заведены в локальную систему управления WinCC (перечень входных/выходных сигналов представлен в ПРИЛОЖЕНИИ 3.4). Для передачи данных со SCADA системы ППН в диспетчерский центр необходимо установить АРМ с функцией локального резервного накопления данных истории в случае разрыва соединения с ДЦ. При восстановлении связи с ДЦ после разрыва соединения, отсутствующиеданные должны автоматически передаться на центральный сервер.

Из средств КИП, необходимо установить расходомер газа, мультифазный расходомер и расходомер нефти, а также оборудовать блочно-модульные АГЗУ (всего 2) влагомером, по одному на каждую (техническая спецификация по оборудованию приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.5, 2.11…13)).

### Требования к дооснащению средствами КИП и АСУ ТП объектов дожимной насосной станции (ДНС-4)

Все основные технологические параметры работы станции заведены в локальную систему управления WinCC (перечень входных/выходных сигналов представлен в ПРИЛОЖЕНИИ 3.3). Для передачи данных со SCADA системы ПСН в диспетчерский центр необходимо установить АРМ с функцией локального резервного накопления данных истории в случае разрыва соединения с ДЦ. При восстановлении связи с ДЦ после разрыва соединения, отсутствующие данные должны автоматически передаться на центральный сервер.

### Требования к дооснащению диспетчерского центра

Необходимо дооснастить диспетчерский центр видеостеной, рабочими станциями для операторов, оборудованием для ВКС (видеоконференцсвязи)и серверным оборудованием (техническая спецификация приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.7, 2.8, 2.9, 2.10, 2.15, 2.16)).

Для сбора данных со скважин Хаиркелды и Северного Хаиркелды, а также с ПСН Таур, необходимо установить Wi-Fi антенну большого радиуса действия (техническая спецификация приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2(2.4)).

### Требования к дооснащению вибрационными датчиками

Необходимо дооснастить станки-качалки противоаварийными сигнализаторами (техническая спецификация приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 2 (2.14)), в количестве 56 шт.

## Требования к структуре и функционированию системы

### Поддержка драйверов

Должны поддерживаться следующие драйверы:

1. Allen-Bradley;
2. Siemens;
3. UDP и TCP;
4. Modbus.

### OPCUA сервер и клиент

1. Система должна иметь OPCUAсервер и клиент.
2. OPCUAклиент должен иметь способность создавать исходящие соединения к сторонним OPCUAсерверам.
3. Исполнителем должен быть предоставлен открытый APIдрайвера, позволяющий написать свои собственные драйверы для модуля.

### Соединение с OPCCOMсерверами

Система должна иметь возможность интеграции с существующими системами OPCDA (DataAccess) и OPCHDA (доступ к историческим данным):

1. Поддержка OPCDA 2 и 3 для Windows;
2. Подключение к локальным и удаленным серверам OPC, для подключения к устройствам вне зависимости от их расположения;
3. Работа на 32-битных и 64-битных системах;
4. Возможность запрашивать историю у совместимых с HDA 1.2 историков.

### Data Historian

Система должна:

1. Собирать сырые данные с различных устройств;
2. Автоматически записывать все данные в SQLБД и предоставлять доступ другим системам/подсистемам в реальном времени и по запросу (для вывода трендов, таблиц и т.д.);
3. Производить автоматическое сжатие, разделение, интерполяцию и агрегацию для любой SQLБД;
4. Сохранять информацию на теге в БД без сложной конфигурации, настройки или моделирования данных;
5. Автоматически создавать и организовывать таблицы.

### SQL-мост

Система должна:

1. Предоставлять возможность использования неограниченного кол-ва тегов и соединений с БД;
2. Позволять интегрировать и синхронизировать программируемые логические контроллеры (ПЛК) и SQLБД;
3. Работать в качестве двустороннего моста между OPCсервером и SQLБД;
4. Выполнятьлюбые задачи, связанные с данными:
   1. Регистрация событий;
   2. Вертикальное и горизонтальное хранение данных;
   3. Вставка строк в таблицу;
   4. Хранение данных в определенной строке;
   5. И т.д.
5. Включать в себя триггеры, рукопожатия (handshakes), выражения и другие объекты для хранения данных и создания новых таблиц;
6. Предоставлять возможность создавать таймеры и счетчики;
7. Позволять вносить изменения без остановок рабочих процессов.

### Оповещение/уведомления

Система должна:

1. Позволять настраивать отправку уведомлений определенным пользователям, группам пользователей;
2. Иметь сценарии срабатывания (т.е. при определенных событиях, уведомления отправляются определенным пользователям, в зависимости от вахты);
3. Позволять пользователям вносить корректировки по рабочему графику (т.е. чтобы сообщения приходили только пользователям, работающим на текущей вахте);
4. Предоставлять возможность визуального уведомления на АРМах, через электронную почту, текстовые сообщения или телефонные звонки;
5. Предоставлять возможность подтверждать прочтение уведомлений пользователями.
6. Вести журнал уведомлений и событий.

### Создание отчетов

Система должна:

1. Генерировать отчеты из существующих файлов (.xls);
2. Вести различные журналы (действия пользователей, оповещения, вахтовые журналы и т.п.);
3. Позволять создавать отчеты с нуля;
4. Использовать данные из различных источников (DataHistorian, журнал уведомлений и т.д.) и генерировать отчеты в виде графиков, таблиц, диаграмм, таблиц сопряженности и т.п.
5. Генерирование отчетов должно происходить как автоматически (в установленные промежутки времени или при определенном событии), так и по запросу пользователей.
   1. Автоматическое сохранение отчетов не должно зависеть от того, открыты клиенты программы на АРМе или нет.
6. Отправка отчетов должна быть возможна несколькими способами:
   1. Печать;
   2. Электронная почта;
   3. Сохранение файла на сервер;
   4. Загрузка на FTP сервер.
7. Позволять сохранять отчеты в форматах:
   1. PDF;
   2. HTMS;
   3. CSV;
   4. RTF.
8. Позволять генерировать следующие виды отчетов (полный перечень отчетов, состав и видынеобходимо уточнить на этапе проектирования и согласовать с заказчиком):
   1. Ежесуточная сводка – консолидированный ежесуточный отчет, содержащий данные из следующих отчетов:
      1. Плановая добыча и тех. Режимы – отчет геолога;
      2. Скважинные данные, состояние фонда скважин, остатки нефти – отчет оператора;
      3. Лабораторные исследования (с возможностью получения данных из LIMS в будущем) – отчет лаборатории;
      4. Параметры работы ГНО – отчет инженера-технолога;
      5. Бурение и КПРС – отчет инженера бурения и КПРС;
      6. Отчеты по ППНТаур, ППН ЮХ– отчет начальника ППН;
      7. Отчет по э/энергии;
      8. Кап.строительство – отчет инженера-строителя;
      9. Диспетчерская карта по транспорту; - отчет диспетчера;
      10. ГСМ/ремонт оборудования;
      11. Отчет о вахтовом городке.
   2. Отчет о движении нефти – Ежемесячный отчет начальника отдела ОР и ТД;
   3. Отчет по экологии: добыча нефти и газа, сжигание и потери;
   4. Отчеты для ИАЦНГ с ГДУ - отчеты инженера по разработке:
      1. Выполнение плановых показателей по добыче и сдаче нефти;
      2. Отчет о добыче жидкости и нефти (код 7761204);
      3. Отчет о состоянии фонда скважин (Код 7711201);
      4. Информация по фактической ежемесячной добыче и сдачи нефти, газового конденсата;
      5. Отчет о выполнении организационно-технических мероприятий по нефтедобывающей отрасли (Код 7771201);
      6. Информация по приросту и снижению показателей нефтегазового комплекса
      7. Информация по добыче нефти и газового конденсата и стадиям разработки по месторождениям (скважинам);
      8. Состояние разработки месторождений;
      9. Информация по добыче, сдаче и остаткам нефти и газового конденсата по получателям;
      10. Информация по балансу нефти;
      11. Информация по фактической ежемесячной добыче попутного и природного газа;
      12. Информация по движению попутного и природного газа;
      13. Выполнение плановых показателей по добыче газа.
   5. Отчеты для ЮжКазНедра –ежемесячные отчеты инженера по разработке:
      1. Основные показатели добычи нефти и газа;
      2. Состояние фонда скважин;
      3. Эксплуатационный рапорт по добывающим скважинам;
      4. Эксплуатационный рапорт по нагнетательным скважинам;
   6. отчеты для акимата – ежемесячные регламентные отчеты инженера по разработке;
   7. Отчет 6-ГР – ежегодный статистический отчет.

### Визуализация

Система должна:

1. Выводить различные текущие и исторические данные на экран в различных видах – изображения, анимация, интерактивные диаграммы и таблицы;
2. Предоставлять данные по состоянию оборудования (текущие и исторические) и позволять управлять оборудованием в реальном времени;
3. Предоставлять аналитические данные;
4. Графика должна быть векторной (т.е. не терять качество, не зависимо от размера монитора);
5. Предоставлять неограниченное количество клиентов/пользовательских мест и подключений (т.е. без дополнительной платы при подключении новых пользователей);
6. Иметь возможность отображения страниц из интранета (внутренней сети) в клиенте.
7. Возможность отображения мнемосхем только посредством любого стандартного Интернет браузера с поддержкой HTML 5, CSSи Javascript.
8. Быть оптимизированной как для ПК так и для мобильных устройств (планшеты, смартфоны).

### Контроль доступа

Должен быть реализован контроль доступа:

1. Создание, редактирование и удаление учетных записей пользователей;
2. Вход в систему по индивидуальным имени пользователя и паролю;
3. Создание, редактирование и удаление групп пользователей;
4. Каждому пользователю должна быть присвоена определенная роль в АССОИ;
5. Настройка прав доступа пользователей и/или групп/ролей пользователей к определенным экранам и функционалу (управление, утверждение, редактирование, удаление, вывод отчетов и т.п.) - то есть каждый пользователь должен иметь доступ только к строго определенным данным.
6. Аутентификация пользователей в АССОИ должна быть синхронизирована с доменной службой Active Directory Заказчика;
7. Во время пакетной загрузки данных должны выполняться правила валидации данных, утвержденные Заказчиком;
8. Пользователь должен иметь возможность просмотреть результаты валидации данных, выполненной во время пакетной загрузки, а также загруженные данные в интерфейсе АССОИ.

### Резервное хранение данных

Система должна:

1. При сбоях связи между нижеперечисленными крупными объектами Заказчика и диспетчерским пунктом, автоматически сохранять получаемые промысловые данные локально (на объектах):
   1. ППН ЮХ;
   2. ПСН Таур;
   3. ДНС-2;
   4. ДНС-3.
   5. ДНС-4
   6. НПС и УПП
   7. Энергоблок ЮХ (ГТЭС)
2. При восстановлении связи, система должна автоматически передавать неотправленные накопленные исторические данные в диспетчерский пункт.

## Требования к численности и квалификации персонала.

Весь персонал системы в соответствии с выполняемой ролью делится на две категории:

Оперативный технологический персонал: инженер-технолог, диспетчер, начальники технологических установок, техник - технолог, начальник смены, начальник цеха.

Эксплуатационный персонал: инженер-электрик; инженер-программист; начальник сектора, сменный инженер.

Численность и номенклатура персонала устанавливается в зависимости от специфики объекта автоматизации. Внедрение Системы потребует специальной подготовки персонала. Перед вводом Системы в эксплуатацию персонал должен пройти соответствующее обучение.

## Требования к надежности

Система должна быть многофункциональной, восстанавливаемой и должна характеризоваться показателями безотказности (наработка на отказ в тыс. часов) по основным выполняемым функциям:

* централизованный контроль параметров и сигнализация нарушений;
* дистанционное управление;
* регулирование.

Показатели надежности должны отвечать требованиям ГОСТ 24.701-86. Система должна отвечать следующим требованиям к надежности (РД 50-650): - для АСУ ТП комплексным показателем надежности по каждой функции является коэффициент готовности. Коэффициент готовности, должен быть не менее 0.995 при допустимом времени восстановления 1 час. В это время должно входить, помимо времени обнаружения отказа и замены отказавшего сменного блока, организационное время, затрачиваемое на получение и доставку исправного блока из комплекта ЗИП к месту расположения оборудования и его проверку. При этом система должна допускать восстановление отдельных ее частей без прерывания функционирования всей системы.

Средний срок службы системы - 10 лет. Гарантийный срок хранения системы - 2 года с момента ее приемки на заводе-изготовителе. Гарантийный срок эксплуатации - 18 месяцев в пределах гарантийного срока хранения при соблюдении Заказчиком условий хранения и эксплуатации, оговоренных настоящим ТЗ.

Система должна быть обеспечена комплектом ЗИП на весь гарантийный срок, определенным по расчету надежности, при этом вероятность обеспечения ЗИП на этот срок должна быть не менее 0.99. В течение всего оставшегося срока службы комплект ЗИП должен пополняться в соответствии с условиями договора на сервисное обслуживание.

## Требования безопасности

1. В систему, при необходимости, должны вводиться сигналы, предупреждающие об образовании недопустимых концентраций в производственных помещениях и площадках.

2. Технические средства (датчики, исполнительные механизмы и т.д.), размещаемые во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок и имеющие связи с системой, должны иметь степень защиты, соответствующую группе и категории взрывоопасной смеси, которая может образовываться в данной зоне.

3. Для параметров, определяющих взрывоопасность объектов, должна быть предусмотрена предаварийная сигнализация.

4. Для исполнительных механизмов должна быть предусмотрена сигнализация крайних положений.

5. Предусмотреть звуковую сигнализацию:

- предупредительная технологическая;

- аварийная.

6. Все внешние элементы технических средств системы, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения человека, а сами технические средства – заземлены.

## Требования по эргономике и технической эстетике

Взаимодействие человека с системой осуществляется через контроллеры, оборудованные жестким диском, алфавитно-цифровой клавиатурой, функциональным средством графического управления типа "мышь".

Отображение информации на экране цветного графического дисплея должно обеспечивать получение оператором-технологом полной характеристики текущего состояния технологического процесса и оборудования и возможность управления ими в виде, наиболее удобном для восприятия в каждой конкретной ситуации.

Размеры экрана должны быть достаточными для вывода на него определенных фрагментов каждой технологической установки. Фрагменты не должны быть перенасыщены информацией и разнообразием цветовой гаммы.

Предупредительная сигнализация должна сопровождаться мерцанием или изменением цвета цифровых значений переменных или фона на экранах дисплеев. Аварийные ситуации сопровождаются, дополнительно, звуковой сигнализацией, квитируемой оператором-технологом. Связь оператора-технолога с процессом и системой реализуется через запросы, которые должны быть максимально упрощены и обладать адекватной мнемоникой.

Расположение технических средств системы должно быть рациональным как с точки зрения монтажных связей между ними, так и удобства их эксплуатации и обслуживания.

## Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению

Система может эксплуатироваться круглосуточно. Виды, периодичность и регламент обслуживания технических средств должны быть указаны в соответствующих инструкциях.

Система должна иметь бесперебойное электропитание, обеспечивающее ее функционирование в течение 30 мин. после аварийного отключения электроэнергии. Резервным питанием должны также быть обеспечены АРМы операторов диспетчерского пункта.

Колебание напряжения промышленной сети (пуски насосов, компрессора, сварочные аппараты и т.д.) и импульсные помехи не должны сказываться на питании АСУ ТП.

В состав обслуживающего персонала должны входить специалисты следующих профилей:

- по КИП и А;

- технолог для сопровождения функциональных задач;

- инженер-электронщик;

- системный программист.

Количество специалистов определяется Заказчиком.

## Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Для обеспечения нормального функционирования системы, предотвращения искажения информации от случайных воздействий со стороны лиц обслуживающего персонала, не имеющих доступа к отдельным частям системы, в программном обеспечении системы должна быть предусмотрена защита информации от несанкционированного доступа.

Технически защита осуществляется через пароль - приоритетно. Исполнение пароля может быть выполнено с применением ключей или программно.

## Требования к средствам защиты от внешних воздействий

Технические средства системы должны быть устойчивы к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха:

- температура окружающего воздуха от - 40 0С до +50 0С

- относительная влажность окружающего воздуха от 40 до 80 % при температуре 25°С;

- атмосферное давление от 84 кПа до 107 кПа (от 630 до 800 мм. рт. ст.)

Защита технических средств от внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для нормального функционирования системы. Для этих целей в системе применяются специальные аппаратные (схемные) и программные решения:

- гальваническая развязка технических средств от технологического оборудования;

- применение витых пар для передачи электрических сигналов;

- фильтрация помех по цепям питания и информационным цепям;

- применение микросхемной элементной базы, обладающей повышенными быстродействием и помехозащищенностью.

## Требования к стандартизации и унификации

Разрабатываемая система должна быть универсальной, обеспечивать возможность ее использования на широком классе объектов управления и соответствовать достигнутому мировому уровню в области создания АСУ ТП, функциональному развитию, удобству эксплуатации и обслуживания.

## Требования к документации.

1. До начала проекта, Исполнителем должно быть предоставлено описание эффективности внедрения цифрового месторождения.
2. При сдаче проекта, Исполнитель должен предоставить документы согласно перечню ГОСТа 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, Комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

# Требования к видам обеспечения

## Требования к Информационному обеспечению.

Информационное обеспечение АСУТП включает в себя следующие категории данных:

• Текущие значения технологических переменных, поступающих в систему в результате опроса датчиков и первичной переработки информации;

• Границы переменных различных уровней, настройки алгоритмов управления, информация привязки программного обеспечения к конкретному объекту;

• Тексты программ и загрузочные модули.

Для обмена информацией в рамках распределённой Системы должна быть создана база данных, обеспечивающая доступ к данным с локальных элементов сети, которыми являются:

• Периферийные микропроцессорные устройства - контроллеры;

• Многофункциональные операторские станции - рабочие места технологического персонала;

• Инженерная станция.

Для удобства работы технологов-операторов с большими объемами разнообразной информации, и для выработки соответствующих стереотипов взаимодействия с Системой, Информационное обеспечение Системы должно быть структурировано и иметь иерархическую организацию.

Должны быть предусмотрены следующие стандартные операционные панели (видеоизображения, кадры, окна):

1. Панели общего обзора

Предназначены для контроля над работой всего производства в целом и для получения доступа к более подробным панелям при возникновении такой необходимости.

2. Мнемосхемы

Относятся к наиболее важным типам операционных панелей. Представляют собой графическое изображение основного технологического оборудования, средств КИПиА, и отображают структуру алгоритмов управления и защиты, и их состояние.

3. Панели группы приборов

Представляют и описывают состояние лицевых панелей 8-12 приборов.

4. Панели настройки

Описывают параметры конкретного устройства / прибора / регулятора и предоставляют возможность его настройки.

5. Панели сигналов тревоги

Отражают в хронологическом порядке предупредительную и предаварийную сигнализацию процесса.

6. Панели регистрации хода процесса (тренды) Должны быть предусмотрены 2 вида панелей для графического отображения данных о ходе процесса во времени:

- Панель группы из 6 - 12 трендов,

— Панель одиночного тренда.

Технологу-оператору должны быть представлены простые и естественные способы вызова и ввода данных для различных панелей, как то:

• Кнопка на функциональной клавиатуре;

• Указание элемента на экране;

• Выбор из меню;

• Ввод данных через соответствующую зону на экране.

Все настроечные константы, информация привязки, алгоритмы решения задач и тексты программ должны храниться на дублирующих носителях и обновляться при внесении изменений в Систему.

## Требования к Лингвистическому обеспечению.

Для реализации функций АСУТП должны использоваться современные средства конфигурирования и визуального программирования, ориентированные на специалистов-разработчиков АСУТП. Эти средства позволяют существенно минимизировать время разработки, и придают исключительную наглядность алгоритмам переработки информации и управления.

Ввиду отсутствия отечественных нормативных документов, в качестве их прототипа необходимо использовать разработанный Международной Электротехнической Комиссией (МЭК) стандарт IEC 61131-3, регламентирующий полноту и синтаксис языков технологического программирования.

В соответствии с этим стандартом Система должна иметь, как минимум, следующие средства технологического программирования:

1. Function Block Diagrams - Графический язык функциональных блоков;

2. Sequential Function Chart - Функциональные схемы для описания последовательности операций.

Для разработки систем противоаварийной защиты дополнительно предусматривается:   
3. Ladder Logic Diagrams - Графические средства описания логических схем.

Для разработки прикладных программ, в частности, технологических и технико-экономических расчётов, должен быть предусмотрен

4. Проблемно-ориентированный язык высокого уровня, позволяющий создавать новые задачи, оперативно их корректировать, сохранять результаты решения задач в базе данных, организовывать запуск задач по запросу и по времени с соответствующими приоритетами.

Вся представленная на экранах мониторов и в печатных отчетах смысловая и текстовая информация для технологического и эксплуатационного персонала должна быть на русском языке.

## Требования к стандартному Программному обеспечению.

Для реализации задач распределённой Системы должно использоваться специализированное программное обеспечение, функционирующее в среде многозадачной операционной системы реального времени. Характеристики программного обеспечения должны удовлетворять требованиям по выполнению функций, указанных в предыдущих разделах.

Сетевые программные средства, обеспечивающие объединение подсистем управления, операторских станций и средств архивирования данных в единую Систему, должны реализовывать загрузку и управление запуском задач, обеспечивать обмен между задачами и базами данных, и предоставлять доступ к периферийным устройствам.

Система управления должна иметь возможность оперативного конфигурирования прикладного программного обеспечения в процессе функционирования АСУТП.

Все ошибочные ситуации, возникающие при работе программ, должны диагностироваться, сопровождаться сообщениями, и не должны вызывать нарушений в работе Системы.

Программное обеспечение серверной части Системы должно иметь возможность работать на различных платформах и операционных системах (Windows, Linux, OS).

Программное обеспечение должно быть легко расширяемым и предусматривать будущую интеграцию с внешними системами.

ПО должно предусматривать работу как на ПК, так и на мобильных устройствах.

Лицензия предоставляемого ПО не должна ограничивать количество тегов, пользователей и соединений (т.е. не требовать дополнительной платы при создании и добавлении дополнительных тегов, объектов, устройств и рабочих мест в будущем).

## Требования к прикладному программному обеспечению

Программное обеспечение Системы должно обеспечивать реализацию перечисленных в данном ТЗ функций, а также выполнение операций конфигурирования, программирования, управления базами данных и документирования.

Прикладное программное обеспечение АСУТП должно обеспечить реализацию требуемых алгоритмов контроля, регулирования и защиты, отображения информации, сигнализации и архивирования данных.

Алгоритмы управления должны иметь возможность переконфигурирования, и реализовываться через библиотечные блочные структуры.

## Требования к Техническому обеспечению.

Комплекс технических средств АСУ ТП должен быть достаточен для реализации определенных данным ТЗ функций, и строиться на базе следующих специализированных программно-технических комплексов:

• Средства КИПиА, в том числе датчики, исполнительные механизмы, электронные микропроцессорные регуляторы и поточные анализаторы качества;

• Периферийные микропроцессорные устройства -подсистемы управления, или контроллеры;

• Многофункциональные операторские и инженерные станции;

• Средства архивирования данных;

• Сетевое оборудование;

• Специализированные микропроцессорные контроллеры системы ПАЗ (противоаварийной защиты);

• Средства метрологической поверки оборудования.

Система измерений должна строиться на базе электронных датчиков расхода, давления, уровня, температуры, перепада давления, интегрирующих счетчиков, анализаторов качества и состава.

Средства измерений расходов, давлений, уровней и перепадов давлений должны иметь стандартные сигналы диапазона 4-20 мА.

Для реализации сбора и обработки информации в составе подсистем управления должны быть предусмотрены модули:

• Ввода сигналов 4-20мА;

• Ввода сигналов 4-20мА со встроенными барьерами искрозащиты;

• Входа милливольтовых сигналов со встроенными барьерами искрозащиты;

• Ввода дискретных сигналов;

• Ввода по протоколу RS-422/RS-485 от периферийных микропроцессорных устройств.

Вывод управляющих воздействий, рассчитанных по законам регулирования, должен осуществляться через модули вывода аналоговых токовых сигналов на электропневмопозиционеры, установленные на пневматических исполнительных механизмах.

Вывод дискретных управляющих воздействий и блокировок для управления электрооборудованием выполняется через модули вывода дискретных сигналов. 

## Требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение измерительных систем должны соответствовать ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. "Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения". Должны быть предоставлены следующие сведения и документы:

• Назначение ИС, и сведения об ее использовании в сфере (или вне сферы) Государственного метрологического контроля и надзора;

• Сертификат об утверждении типа ИС, описание типа ИС, методику поверки, - если они используются в сфере Государственного метрологического контроля и надзора;

• Сведения об измеряемых величинах и их характеристиках;

• Перечни измерительных каналов и нормы их погрешностей;

• Условия измерений;

• Условия метрологического обслуживания.

В спецификацию оборудования АСУТП должны быть включены специальные технические и программные для калибровки измерительных каналов.

В номенклатуру контролируемых параметров входят расходы жидкостей, газов и пара, температура, давление, уровень, концентрация и т.д.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, должны быть аттестованы.

Для измерительных каналов ИС должны быть представлены рекомендации (инструкции) по поверке (калибровке) ИК, утвержденные в установленном порядке.

Для технических средств, участвующих в процессе измерения контролируемых параметров должны быть обеспечены соответствующие условия эксплуатации (температура, влажность). Должен быть обеспечен контроль условий их эксплуатации в помещениях управления. 

## Организационное обеспечение АСУТП

Должно быть достаточным для эффективного выполнения персоналом возложенных на него обязанностей по эксплуатации Системы. Организационное обеспечение должно включать требования по численности и квалификации персонала АСУТП и КИПиА, инструкции по каждому виду деятельности, и точное определение выполняемых функций.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Принципиальные потоковые схемы ППН ЮХ и ПСН Таур

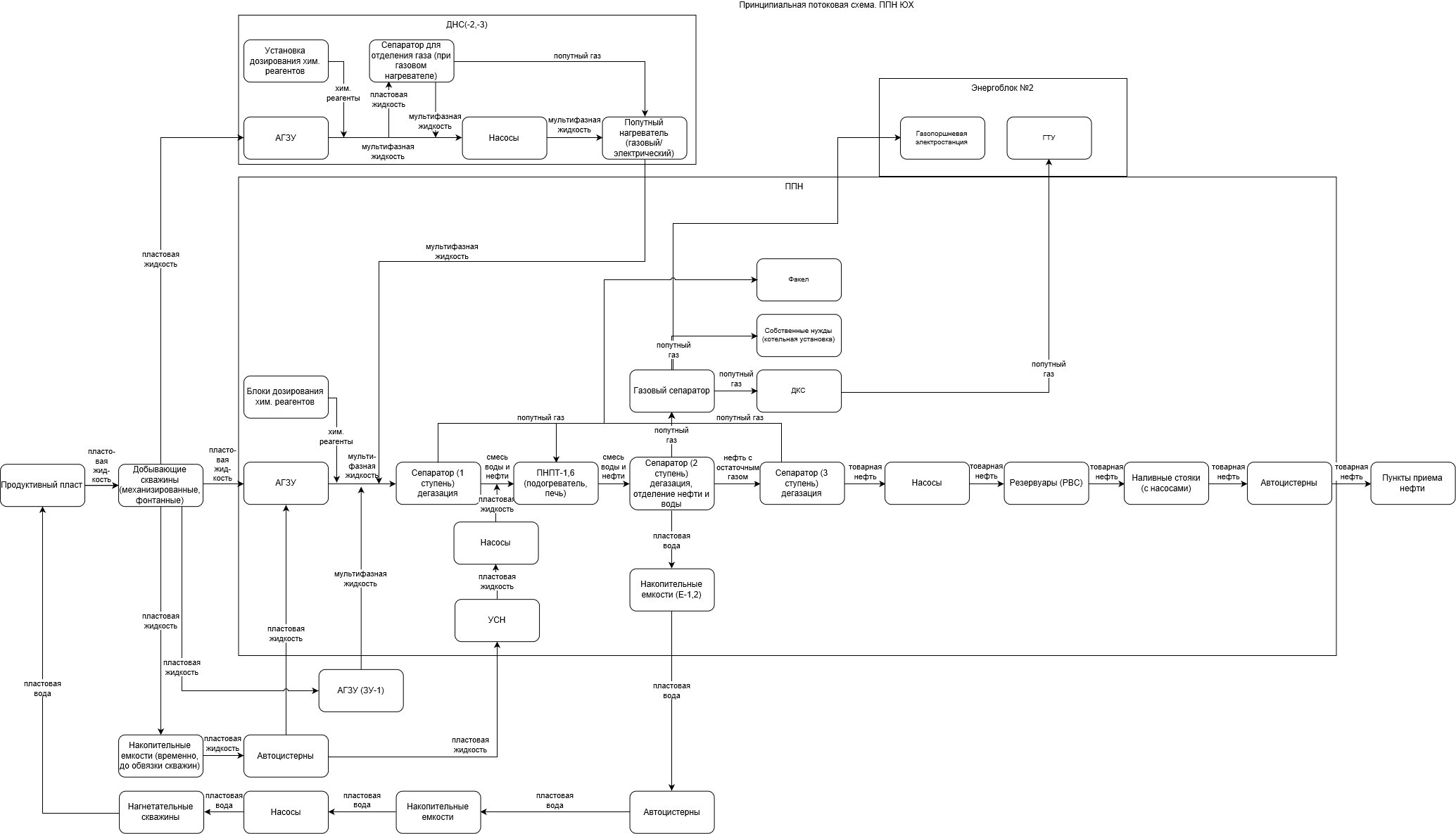


Рисунок 1. Принципиальная потоковая схема. ППН ЮХ.

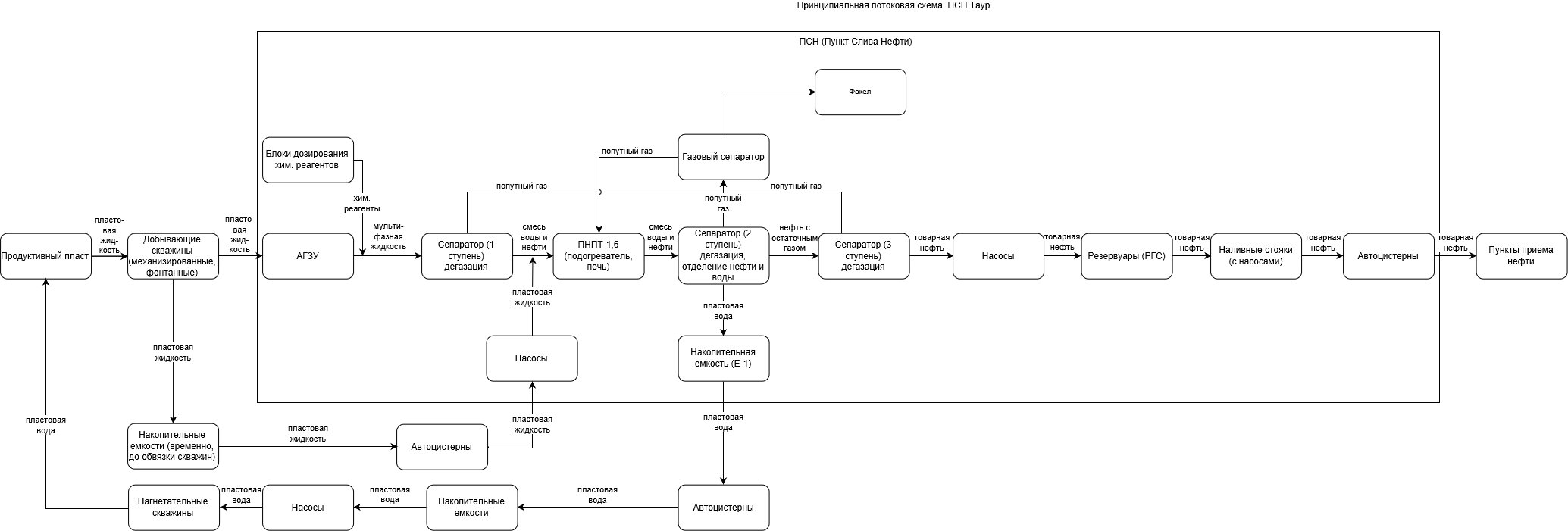


Рисунок 4. Принципиальная потоковая схема. ПСН Таур

# ПРИЛОЖЕНИЕ 2

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.1

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на преобразователь температуры**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Датчики температуры ТСМУ МЕТРАН 274 с защитной гильзой | Аналоговый преобразователь температуры с унифицированным выходным сигналом;  Внесены в Госреестр РК средств измерений  выходной сигнал 4-20мА;  диапазон преобразуемой температуры -50..+100°С;  длина погружной части=L 100 мм;  присоединение наружная резьба снизу М20х1,5;  степень защитывзрывозащищенное исполнение термопреобразователя IP65 по гост 14254;IP65 по гост 14254;  присоединение кабельного ввода M20x1,5 Защитная гильза. Присоединение к датчику внутренняярезьба М20х1,5;  присоединение к процессу наружная резьба М20х1,5;  длина штока датчика -100мм |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.2

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на датчик давления**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Датчики давления МЕТРАН 150TG | Интеллектуальные датчики давления встроенный ЖК-индикатором; максимальный верхний предел измерений 0-40 кг/см2; Взрывозащищенное исполнение  Диапазон температур окружающей среды от -40 до 60°С  Внесены в Госреестр РК средств измерений  Технологическое соединение наружная резьба снизу М20х1,5;  материал разделительной мембраны нержавеющая сталь; заполняющая жидкость силиконовое масло; с двух вентильный блокам внутренняя резьба М20х1,5; наружная резьба снизу М20х1,5;  выходной сигнал 4-20мАс HART протоколом;  степень защиты IP65; присоединение кабельного ввода с заглушенный  гайкой M20x1,5 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.3

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на программируемый логический контроллер**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | ПЛК | Напряжение питания – 9-36В DC  Кол-во дискретных входов – более 4  Кол-во аналоговых входов (4-20мА) – не менее 4  Наличие последовательного порта RS-485  Наличие интерфейсаWi-Fi  Наличие порта Ethernet  Диапазон рабочих температур: -30…+60 °С |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.4

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на оборудование передачи данных на расстояние (Wi-Fi)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Точка доступа | Сетевой интерфейс - 1х 10/100 BASE-TX Ethernet (RJ45)  Ширина канала - 5/10/20/40 МГц  Рабочий диапазон - 5475-5825 МГц (802.11a/n)  Зона покрытия - более 50 км при внешнем размещении  Материал корпуса - устойчивый к УФ лучам пластик для наружного применения  Температура окружающей среды рабочая: -30.. +75 °С |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.5

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на влагомер полнопроточный**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Влагомер полнопроточный | **Техническая характеристика влагомера полнопроточного:**   * Питание: *от 10 до 30В постоянного тока, 8 Ватт* * Потребляемая мощность: *не более 10 Вт* * Материал: *316L SS* * Диапазон температуры анализируемой среды: *от 0 °С, до +150°С* * Допустимая температура окружающей среды: *-45°С; +65°С* * Рабочее давление: *10МПа при температуре от +20 °С до +100°С* * Дисплей: *графический* * Порт связи: *RS485* * Протокол передачи данных: *Modbus(стандарт)* * Входной сигнал: *4-20мА аналоговый* * Выходной сигнал: *4-20мА* * Технологическое соединение: *фланец 1-1/2 дюйма 600ANSI* * Габаритные размеры: *не более 250х140мм (электронный блок)* * Первичный преобразователь: - *длина 423мм*   - *длина измерительной трубки 206мм*  *- диаметр измерительной трубки 31мм*  *- масса: не более 12кг.*   * Диапазон измерения объемной воды: *от 0 до 100%* * Абсолютная погрешность результатов измерения воды при объемной доли газа %:   *- в диапазоне (0-100%) при ОДГ от 0 до 5% ±1%*  *- в диапазоне (0-100%) при ОДГ от 5 до 20% ±2%*  *- в диапазоне (0-100%) при ОДГ от 20 до 95% ±3%*   * Минимальная линейная скорость анализируемой среды:   *- при наличии статического смесителя: 0,3м/с*  *-при вертикальной установке: 1,2м/с*   * Объемная доля газовой фракции: *более 20%* * 5-канальный оптический фильтр * Модифицирован зазор на датчике(рампы)+гидрофильное покрытие   **Характеристика перекачиваемой среды:**  Скважинная продукция газожидкостная смесь группы месторождений Хаиркелды обводненностью от 0,5 до 95 %  Плотность жидкости: 0,700-0,999т/м3  Температура среды: *плюс 5°С …плюс 60°С*  Вязкость: *при 50°С 3,8 МПас*  Содержание сернистых соединений: *до 0,1%*  Давление: *не более 4,0 МПа*  Скорость потока: *не менее 1,0м/с.*  **Требования к конструктивным решениям:**  Исполнение приборов и оборудования должны соответствовать климатическому исполнению УХЛ.  Предусмотреть возможности монтажа, демонтажа оборудования в помещении АГЗУ. Прибор должен одновременно отображать текущие значения параметров, легкость управления. Прибор должен быть высокоточным  **Требования к надежности:**  Срок службы 15 лет.  Срок гарантии устанавливается 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, и не более 18 месяцев с момента отгрузки с предприятия изготовителя.  **Требования к безопасности:**  Конструкция оборудования должна обеспечивать их безопасную эксплуатацию и обслуживание.  Составные части пробоотборника должны иметь взрывобезопасный уровень взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99 с маркировкой взрывозащиты 1 ExdIIAT3по ГОСТ Р 51330.1-99.  Влагомер должен быть выполнен с соблюдением требований норм и правил, действующих в Республике Казахстан.  Монтаж, демонтаж и эксплуатация блока должна производится в соответствии с требованиями:   * паспорта на прибор * правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности * правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности * правилам устройств электроустановок   Все электрооборудование, размещаемое во взрывоопасных зонах, должно иметь взрывозащищённое исполнение. Как основной вид взрывозащиты оборудование необходимо использовать преимущественно взрывонепроницаемой оболочке или искробезопасную электрическую цепь. |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.6

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на систему погружной телеметрии**

1. **Требование к оборудованию:**

Установка должна измерять следующие параметры:

* Давления на приеме насоса;
* Температура пластовой жидкости на приеме насоса
* Сопротивления изоляции;

Кроме измеряемых параметров в наземном блоке должна отображаться информация о составе и характеристиках, типе и диапазоне измерения датчиков погружного блока.

ШМР и ПНР оборудования .

Система должна соответствует требованиям ТУ4231-005-43174012-2003 и ГОСТ 26.205.

1. Таблица основных параметров.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование** | |
|  | **Система погружной телеметрии** | |
|  | Основные параметры | Габаритные размеры |
| 1 | Наземный блок "Электон-ТМСН-8" |  |
| 2 | Погружной блок "Электон-ТМСП-8", устанавливаемый в основании погружного насоса при помощи стыковочного комплекта | 245х205х77. |
| 3 | Геофизический кабель КГ 1х0,75-20-130Оа для подключения блока ТМСП к блоку ТМСН. |  |

**Диапазон и погрешности измерения параметров**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Диапазон** | **Погрешность** | **Разрешение** |
| **Давление пластовой жидкости на приеме насоса** | **0-150атм или 0-250атм** | **1%** | **0,005 – 0,01 psi** |
| **Температура пластовой жидкости на приеме насоса** | **0-150°С** | **2,5%** | **1°С** |
| **Сопротивление изоляции** | **10-10000кОм** | **10%** | **1кОм** |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.7

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на оборудование видеоконференцсвязи**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Кол-во** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Кодек ВКС | 1 | Видеостандарты и протоколы – не хуже H.261, H.263, H.264 AVC, H.264 High Profile, H.264 SVC, RTV, H.239;  Маскирование ошибок видео – не менее H.263 и H.264;  Видеовходы – не менее 1 разъем HDCI, 1 разъем HDMI 1.3, 1 разъем VGA;  Видеовыходы – не менее 2 разъема HDMI 1.3;  Максимальное графическое разрешение видеоизображения участников – не хуже: 1080p, 60 кадр./с при скорости передачи данных от 1740 Кбит/с  Сеть - не хуже поддержка IPv4 и IPv6, 2 коммутатора 10/100/1G Ethernet, автоматический-MDIX, H.323 и/или SIP до 6 Мбит/с, технология восстановление потери пакетов, изменяемый размер пакета MTU, RS232 с поддержкой API;  Камера в комплекте – не хуже 1/2.33” CMOS, разрешение 1920x1080,12-ти кратный оптическое увеличение |
| 2 | Акустическая система, встраиваемая в потолок | 2 | Динамик – не менее 76 мм.  Частотный диапазон – не менее чем от 118 Гц до 20 кГц.  Режим работы – не менее 8 Ом и 70\100v.  Выбор режимов – не менее 100 V 16 W, 8 W, 4 W, 2 W.  Программная мощность – не менее 32 Вт. |
| 3 | Усилитель мощности | 1 | Количество каналов – не менее 2.  Тип – трансляционный.  Входы – не хуже балансное или небалансное стереоаудио на 5-пиновом разъёме под зажим 3,5 мм.  Выходы громкоговорителя – не менее 4-пиновый разъём с винтовым зажимом, 5 мм.  Выходная мощность – не менее 100 Вт на один канал. |
| 4 | Аудиопроцессор 6x4 с ProDSP | 1 | Входы – не менее 6 входов для балансного или небалансного аудио микрофонного/линейного уровней на 3 пиновых разъёмах под зажим 3,5 мм. Выходы – не менее 4 выхода для балансного или небалансного аудио линейного уровня на 3-пиновых разъёмах под зажим 3,5 мм.  Диапазон громкости – не менее чем от -18 дБ до +80 дБ, микрофонный / линейный вход.  Частотная характеристика – не менее 20Гц-20кГц. Интерфейсы – не менее USB, Ethernet, последовательный порт RS 232 под винтовой разъем. |
| 5 | ВКС дисплей 55" | 1 | Размер экрана – не менее 55"  Тип подсветки – не хуже LED (прямой)  Разрешение – не менее 3840 x 2160 (4K UHD)  Яркость (Кд / м²) - не менее 500  Соотношение сторон - не менее 6 режимов (16: 9, Исходный, Полный, 4: 3, Вертикальный зум, Всенаправленный зум)  В комплекте настенное крепление дисплея. |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.8

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на оборудование ситуационного центра (видеостена и мебель)**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Кол-во** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Тонкошевный дисплей для построения видеостен 55" межэкранный шов 1,8мм. | 6 | Диагональ – не менее 55 дюймов  Толщина межпанельного шва – не более 1,8 мм  Яркость – не менее 500 кд/м²  Разрешение – не менее 1920 × 1080  Тип матрицы – не менее IPS для режима работы 24/7  Настенное крепление – в комплекте |
| 2 | Комплект устройств для передачи DVI по оптоволокну | 11 | Скорость передачи данных (графические данные) – не менее 1,65 Гбит  Оптический соединитель – не менее 2 дуплексных LC разъема  Тип электрического соединителя к дисплеям – не хуже 24-контактный разъем DVI-D  Оптоволокно – не хуже 50/125 мкм  Блок питания в комплекте |
| 3 | Контроллер видеостены | 1 | Процессор – не менее 3.20 Ггц  ОЗУ – не менее 16GB DDR3  ПЗУ– не менее 2x500Gb SATA  Оптическое запоминающее устройство – не менее DVD±RW/CD-RW/DVD;  Поддержка сенсорных панелей  Интерфейс периферийных устройств – не менее пяти USB-портов версии 2.0, и трёх USB-портов версии 3.0;  Блок питания – не менее 2х620 ВТ с избыточностью и горячей заменой;  Количество входов – не менее 4 DVI (RGB/VGA);  Максимальное входное разрешение на каждый вход– не хуже 1920x1200 (SL-DVI), 2048x1536 (RGB/VGA), 1920x1080 (SDI);  Количество выходов – не менее 6 DVI (RGB/VGA);  Максимальное выходное разрешение на каждый выход – не менее 2048x1152 (SL-DVI), 2048x1536 (RGB/VGA);  ПО в комплекте поставки - лицензионная операционная система не менее 64 бит |
| 4 | Стол переговоров | 1 | Стол прямой (неугловой) эргономичный (скругленные углы и торцы, вставки под проводку в столешнице)  Размеры:  ширина не менее 2,4м  глубина не менее 1м  материал столешницы: МДФ толщиной не менее 16мм с износостойким покрытием  Регулируемые по высоте ножки для выравнивания стола  Цвет – светлых тонов, одного цвета со столом переговоров |
| 5 | Стул | 8 | Стул статичный  Металлический каркас  высота: не менее 830 мм  Ширина: не менее 540 мм  Глубина: не менее 430 мм |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.9

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на оборудование АРМ диспетчеров в ситуационном центре и мебель**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Кол-во** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Рабочая станция диспетчера | 2 | Частота процессора – не менее 3 ГГц;  Количество ядер – не менее 6;  Оперативная память – не менее 8 ГбDDR4;  Жесткий диск – не менее 500 Гб;  В комплекте – не менее 1 клавиатура, 1 манипулятор «мышь», 3 монитора с диагональю не менее 20 дюймов, операционная системаWindows 10 Pro, пакет офисных программMSOfficeProfessional.  В комплекте настольный кронштейн для 3х мониторов.  Корпус – промышленное исполнение для монтажа в 19-дюймовый шкаф. |
| 2 | Матричный коммутатор HDMI 4x4 | 1 | Макс. скорость передачи данных – не менее 10.2 Гбит/с (3.4 Гбит/с на каждую полосу)  Макс. частота пикселизации – не менее 340 МГц  Макс. Разрешение - До 4096 x 2160 / 3840 x 2160 при 60 Гц (4:2:0);  4096 x 2160 / 3840 x 2160 при 30 Гц (4:4:4)  Видеовход – не менее гнездо HDMI тип А - 4 шт.  Видеовыход - не менее гнездо HDMI тип А - 4 шт.  Управление – не менее USB,ИК, RS-232 (разъем DB-9) |
| 3 | Центральный контроллер управления | 1 | Встроенное ОЗУ – не менее 256 Мб.  Флэш-память – не менее 4 Гб.  Количество интерфейсов управления – не менее 1 разъем под винт (3,5мм 5-pin) RS-232/422/485, 1 разъем RJ-45 Ethernet с поддержкой PoE, 1 разъем под винт(3,5мм 4-pin) IR/Serialports, 1 разъем под винт(3,5мм 4-pin) Relay, 1 разъем под винт(3,5мм 3-pin) NET, 1 разъем mini-USB OTG.  В комплекте – 1 блок питания. |
| 4 | Модуль контроля освещения | 1 | Количество каналов подключения – не менее 8;  Максимальная нагрузка – не менее 10 ампер ламп накаливания, 5 ампер флуоресцентных, 5 ампер при 30 В постоянного тока;  Общий модуль – не менее 80 ампер накаливания, 40 ампер флуоресцентных @ 120 до 240 вольт переменного тока, 50/60 Гц;  Типы нагрузки – не менее лампы накаливания, Магнитные низковольтные, электронные низковольтные, неоновые / холодные катоды, флуоресцентные. |
| 5 | Преобразователь COM-портов в Ethernet | 1 | Количество COM портов – не менее 4 разъема DB9. Количество Ethernet портов – не менее 1 разъем RJ-45.  Тип COM портов - не менее RS-232/422/485. |
| 6 | Шкаф коммутационный | 1 | Тип – напольный  Высота – не менее 42U  Глубина – не менее 800 мм  Ширина – не менее 800 мм. |
| 7 | Коммутационные кабели, монтажные элементы, аксессуары и расходные материалы. | 1 | Комплект необходимых кабелей, монтажных элементов, аксессуаров и расходных материалов должен обеспечивать полноценный монтаж и подключение всего перечня оборудования технической спецификации, состоящий из кабелей, монтажных элементов, аксессуаров и расходных материалов для подключения электрического питания, интерфейсных графических линий (VGA, DVI, HDMI, DP, SDI), интерфейсных аудио линий (балансный, небалансный, микрофонный), интерфейсных системы управления(RS-232,485,422), кабелей системы Ethernet. |
| 8 | Стол диспетчера | 2 | Стол прямой (неугловой) эргономичный (скругленные углы и торцы, вставки под проводку в столешнице и вырез в тыльной перегородке для скрытой проводки)  Размеры:  ширина не менее 1,4м  глубина не менее 0.6м  материал столешницы: МДФ толщиной не менее 16мм с износостойким покрытием  Регулируемые по высоте ножки для выравнивания стола  В комплекте: Тумба мобильная с тремя выдвижными полками  Цвет – светлых тонов, одного цвета со столом переговоров |
| 9 | Кресло диспетчера | 2 | Мягкое эргономичное  Металлическое основание  Механизм качания и регулировки по высоте  Подлокотники  Ширина – не менее 500мм |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.10

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на серверное оборудование**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** | **Кол-во** |
| **1** | Серверное оборудование - серверы | * **Серверный корпус**   1U Rackmount  Поддержка материнских плат размером не более 12,3 "- 13,4"  Два слота полноразмерных слота расширения и одного низкопрофильного слота  Два блока питания 700/750W, 4x Hot-swap 3.5" отсеков для дисков  Система охлаждения: 4 x 40x56mm вентилятора с контролем скорости.   * **Материнская плата (платформа)**   **CPU:** Dual Socket LGA-3647 (Socket P) supported, CPU TDP support Up to 205W TDP, 2 UPI up to 10.4 GT/s  **Радиаторы охлаждения:** 2 x Пассивный высокопроизводительный фронтальный радиатор для процессора LGA3647 1U с промежуточным воздушным каналом шириной 18 мм для описанной платформы, оборудованной узким механизмом удержания/валиком  **Memory Capacity:** 12 DIMM slots, Up to 3TB 3DS ECC RDIMM, DDR4-2933MHz; Up to 3TB 3DS ECC LRDIMM, DDR4-2933MHz. **Опционально:** Поддержка DCPMM, Up to 2TB Optane DC Persistent Memory in memory mode (активация доп. лицензией)  **Memory Type:** 2933/2666/2400/2133MHz ECC DDR4 RDIMM, LRDIMM  **PCI-E:** 1 PCI-E 3.0 x32 Left Riser Slot, 1 PCI-E 3.0 x16 Right Riser Slot, 1 PCI-E 3.0 x16 for Add-On-Module (AOM)  **Поддержка ПО платформой:** Лицензия активирующая возможность управление электропитанием в режиме реального времени, Лицензия активирующая возможность централизованного управления и мониторинга серверами, Лицензия активирующая возможность управления и конфигурирования прошивки BIOS, RAID контроллера  **TPM security module:** опционально  **M.2 Interface:** PCI-E 3.0 x4,  **M.2 Form Factor:** 2242, 2260, 2280, 22110  **M.2 Key:** M-Key  **U.2 Interface:** PCI-E 3.0 x4, 4 PCI-E 3.0 NVMe x4 Internal Port(s)  **BIOS Type:** UEFI 256Mb  **Video:** 1xVGA port  **Slots:** Micro SD Card  **USB:** 6 USB 3.0 ports (4 rear + 2 via headers)  **LAN:** 2xRJ45 10GBase-T ports, IPMI  **Характеристики Набор микросхем (chipset)**  Дата выпуска - 2017  Расчетная мощность chipset’a -17 W  Редакция PCI Express - Gen 3  Конфигурации PCI Express - 1x4,2x2,4x1,1x2+2x1  Макс. кол-во каналов PCI Express - 20  Версия USB - 3.0  Кол-во портов USB - 14  Общее кол-во портов SATA - 14  Макс. кол-во портов SATA 6,0 Гбит/с -14  Интегрированный сетевой адаптер - 5   * **Процессор**   CPU 12-Core, 19.25Mb Cache, 2.7 GHz, Turbo Boost 3.7Ghz – 2 шт.   * **ОЗУ**   32GB RAM DDR4 2933MHz ECC REG 8 - 4 шт.   * **Жесткий диск**   **HDD** Enterprise 4TB SAS 12Gbit/s - 3.5" 7200RPM 256Mb Hot – Swap, Условия использования - Server/Enterprise – 2 шт.   * **Дополнительный сетевой контроллер**   4port SFP+ 10G – 1шт.  Пассивный прямой кабель 10G SFP+ to SFP+ с трансивером 2м – 6шт.   * **RAID контроллер**   Контроллер PCI-Ex8, 8-port SAS/SATA 12Gb/s RAID 0/1/5/6/10/50   * Физические размеры - MD2 Low profile (6.6″ x 2.536″) * Объем кэш памяти - 2048MB 1866MHz DDR III SDRAM * Внутренние порты – 8 * Скорость передачи данных - До 12Gb/s на каждый порт * Поддержка устройств - До 128 SAS или SATA устройств * Форм-фактор внутренних коннекторов - 2 HD Mini-SAS SFF8643 (горизонтальная установка) * Защита Кэша - CacheVault Flash Module в комплекте с установочным комплектом и кабелем * **Крепление для монтажа в стойку 19”** | 4 |
| **2** | Система хранения данных | * **Форм Фактор** - 3U с комплектом крепления для монтажа в стойку 19" * **Установленные контроллеры** - Два контроллера 12Gb/s SAS/SATA с горячей заменой RAID 0, RAID 1, RAID 3, RAID 5, RAID 6, RAID 10, RAID 30, RAID 50, RAID 60 * **Крепление для монтажа в стойку 19” –**Есть * **Кэш память контроллера** - DDR4 256ГБ сохранение данных в кеш: Супер конденсатор + Flash модуль * **Хост-Порты в комплекте** - 8 портов (по 4 на каждом контроллере) 10Gb/s SFP+, 4 внешних порта 12Gb/s SAS * **Поддержка опциональных хостов** - Чистые варианты, 16Gb/s Fibre Channel 4 порта (4 на контроллер), 32Gb/s Fibre Channel 4 порта (2 на контроллер), 10GbE iSCSi 2 порта SFP+ (2 на контроллер), 10GbE iSCSi 2 порта (2 на контроллер), 25GbE (SFP28) 2 порта (2 на контроллер), 12Gb/s SAS 2 порта (2 на контроллер) * **Стандарты подключения** - 16 отсеков в комплекте с каретками для установки накопителей форм фактора 2.5" и 3.5", 12 Гб/с SAS/SATA, Поддержка S.M.A.R.T., Автоматическое переназначение битых секторов, Выделенная полоса пропускания для каждого диска * **Поддерживаемые диски** - 2.5" SAS SSD 2.5" SAS или SATA SSD, 2.5" 10,000 или 15,000 RPM SAS HDD, 3.5" 7,200 RPM Nearline SAS или SATA HDD * **Максимальное количество дисков** - На систему до: 16, С полкой расширения до: 896 * **Опциональные полки расширения** - Должны быть совместимы с основной системой хранения данных * **Диски в комплекте** - Не менее 8шт. по 14TB SAS 12Gb/s 7200 об/мин с типом секторов (512e/4Kn), с функциями: Helium Sealed-Drive Design, Protection Information (T10 DIF), SuperParity, Low Halogen, PowerChoice Idle Power Technology, PowerBalance Power/Performance Technology, Cache, Multi-segmented 256 MB, Organic Solderability Preservative, RSA 2048 Firmware Verification (SD&D). MTBF 2 500 000 часов, AFR 0.35%, Non-recoverable Read Errors per Bits Read 1 sector per 10E15, Power-On Hours per Year (24×7) 8 760, Random Read/Write 4K QD16 WCD (IOPS) 170/440, Average Latency 4.16ms, Dual Interface Ports, Rotation Vibration 20-1500 Hz (rad/sec²) 12.5, Idle A (W) Average 5W. * **Диски для расширения кэш память** – не менее 2 дисков SSD Drive 2.5" SAS-12GB, 480GB, DWPD=1 with bundle key. Диски должны быть совместимы с СХД, парт номер должен соответствовать производителю СХД * **Энергосбережение** - Источники питания с эффективностью преобразования более 80% энергоэффективности, Интеллектуальная остановка вращения дисков * **Доступность и надежность** - Избыточность модулей с функциями горячего извлечения * **Управление** - Управление учетными записями пользователей, управление группами, управление папками - управление доступом к папкам, управление квотами, интеграция с Microsoft Active Directory (AD) и LDAP, шифрование папок с AES, программное обеспечение для управления через Интернет, управление ресурсами хранилища для анализа записей истории использования ресурсов. * **Уведомления** - Email, SNMP traps * **Доступность и надежность** - Redundant, hot-swappable hardware modules, Device mapper support, Antivirus, Trunk group support, Cache Safe technology, UPS, WORM (for file-level only), SMB Multichannel * **Стандарты безопасности** - Safety: UL, BSMI, CB, Electromagnetic compatibility: CE, BSMI, FCC * **Службы данных** - SED (self-encrypting drives), Thin-provisioning (block-level), Snapshot: 64 per source volume, 128 per system, Local replication: 4 per source volume, 16 per system, Remote replication (file-level): support Rsync with 128-bit SSH encryption * **Поддержка ОС** - Microsoft Windows Server 2019/2016/2012R2/2012/2008R2/2008, Windows 7 SP1, Windows 8.1, Microsoft Windows Hyper-V, Ret Hat Enterprise Linux, SUSE Linux Enterprise, Sun Solaris, Mac OS X, VMware, Citrix XenServer, OpenStack Cinder * **Питание** - Источники питания: 2 х 530 Вт, Напряжение переменного тока: 100В 10A - 240В 5А, PFC (автопереключение), Частота: 47-63 Гц * **Параметры окружающей среды** - Внешняя температура: от 0 - 40° C рабочая/ -40 - 60° C при хранении Высота: от уровня моря до 3048м рабочая / от уровня моря до 12192м при транспортировке, Относительная влажность: 5 - 95% без конденсации, в рабочем и нерабочем режиме * **Габаритные размеры** - 449 мм (Ш) x 130 мм (В) x 500 мм (Г) * **Вес (без жестких дисков)** - 23.41 кг * **Гарантия** - Не менее 3 лет со дня подписания актов приема-передачи | 1 |
| **5** | Шкаф коммутационный | **Исполнение:** внутреннее  **Тип оборудования:** телекоммуникационный шкаф19”  **Высота:** 42 U  **Объем:** 0,4997 m³  **Комплектация:** телекоммуникационный шкаф, блок вентиляторов, блок розеток, 2 верт.органайзер, комплект крепежных болтов, кабель питания.  **Размеры (Ш×В×Г):** 800 × 1000 × 2055 см  **Корпус:** перфорированная сталь | 2 |
| **6** | Сетевое оборудование - коммутатор | **Тип оборудования:** Управляемый коммутатор  **Процессор:** 800 МГц  **Размер оперативной памяти:** 1024 MB  **Размер встроенной памяти:** 16 MB  **Порты и интерфейсы:** 16 х 10G SFP+, 1 х RJ45  **Дополнительные возможности:** аппаратный протокол Spanning Tree Protocol и Link Aggregation (LACP)  **Уровни коммутации:** Layer 3  **Пропускная способность портов:** 100 Mbps, 1000 Mbps, 10 GE  **Кол-во портов RJ45:** 1  **Кол-во портов SFP+:** 16  **Возможность установки в стойку:** Есть, 1U  **Охлаждение:** **2 вентилятора**  **Блок питания:** 100-240 44 Ватт, Встроенный, с резервным питанием  **Рабочая температура:** -20...60 °C  **Комплектация:** Управляемый коммутатор, кабель питания, крепеж для установки в стойку, документация | 2 |
|  | Сетевое оборудование - коммутатор | **Тип оборудования:** Управляемый коммутатор  **Процессор:** 650 МГц  **Размер оперативной памяти:** 64 MB  **Размер встроенной памяти:** 16 MB  **Порты и интерфейсы:** 1 × 10/100 Ethernet, 8 × 5G/10G Ethernet, 4 × Combo 10G Ethernet/ SFP+, 1 × USB type A  **Общая пропускная способность:** 120 Gbps  **Кол-во портов RJ45:** 8  **Кол-во портов SFP+:** 4  **Возможность установки в стойку:** Есть, 1U  **Охлаждение:** 3 вентилятора  **Питание:** 100-240 60 Ватт, Встроенный, с резервным питанием  **Рабочая температура:** -30...70 °C  **Комплектация:** Управляемый коммутатор, кабель питания, крепеж для установки в стойку, документация | 1 |
| **7** | KVM Переключатель | **KVM переключатель с ЖК-дисплеем в выдвижном корпусе**  **Размеры (Д x Ш x В):** 63.40 x 48.00 x 4.40 см (19”/1U)  **Комплект для монтажа в стойку:** Есть  **Видео:** ЖК монитор 17”, 1280 x 1024 при 75 Гц; DDC2B  **Количество подсоединяемых компьютеров:** 8, 256 (через шлейфовое соединение)  **Выбор порта:** OSD-меню; “горячие” клавиши; кнопочные переключатели  **Эмуляция:** клавиатура, мышь  **Дополнительно:** КВМ-кабель со встроенным конвертером интерфейса PS/2-USB 3-в-1 (1.8м)– 8шт**.** | 1 |
|  | Источник бесперебойного питания с дополнительным батарейным модулем | * **Общие**   **Топология:** Двойное преобразование напряжения с системой коррекции входного коэффициента мощности PFC  **Конфигурация:** Стойка/Башня  **Рейтинг (ВА/Вт):** 6000/5400  **Размеры, В x Ш x Г, мм:** 440 x 130 x 685  **Вес, кг:** 48  **Байпас:** Встроенный автоматический  **Набор для установки в стойку/Подставка для напольного использования:** Есть   * **Входные характеристики**   **Входная розетка:** Клеммная колодка  **Диапазон входного напряжения:** 176-276В без снижения мощности (до 100-276В при неполной нагрузке)  **Номинальное входное напряжение:** 200/208/220/230/240В  **Частота:** 50/60 Гц, автовыбор  **Диапазон частоты:** 40-70 Гц  **Ток короткого замыкания:** 90 A  **КНИ тока:** <5%   * **Выходные характеристики**   **Номинальное напряжение:** 200/208/220/230/240В +/– 1%  **Общие искажения выходного напряжения:** < 2%  **Розетки на выходе:** IEC-320-C13 – 8шт, IEC-320-C19 – 2шт, Клеммная колодка  **Допустимая перегрузка:** 102–110% : 120с, 110–125%: 60с, 125–150%: 10с, >150%: 500мс  **КПД (в нормальном режиме работы):** до 94% в режиме on-line, до 98% в высокоэффективном режиме  **Номинальная выходная частота:** 50/60 Гц, автовыбор, конвертор частоты  **Крест-фактор:** 3:1  **Возможность добавления дополнительных батарей:** Да, внешний батарейный модуль   * **Параметры подключения**   **Коммуникационный порт:** 1 сетевая карта, 1 порт USB, 1 последовательный порт RS232, 4 сухих контакта (DB9), 1 мини терминал для удаленного ВКЛ/ВЫКЛ и 1 для удаленного аварийного отключения, 1 порт DB15 для параллельной работы   * **Параметры окружающей среды**   **Уровень акустического шума:** <45дБ  **Рабочая температура:** От 0 до 40°C  **Безопасность:** IEC/EN 62040-1, UL 1778, CSA 22.2  **Электромагнитная совместимость:** IEC/EN 62040 -2 , FCC Class A, IEC/EN 62040-3 (Performance)  **Подтверждения:** CE, CB report (TUV), UL   * **Дополнительно**   **Кабель AC Power Cord, C13 to C14, 100-250V, 10A, сечение 3x1,5, 1,8 метра:** 12шт.   * **Батарейный модуль**   **Температура эксплуатации:** 0 … 40C  **Длина/Высота стойки:** 3U  **Габариты:** 440 x 130 x 645 мм  **Стандартная ёмкость при токе 10-часового разряда:** 5 Ач  **Рекомендуемый ток зарядки:** 0.5 A  **Рекомендуемый период зарядки:** 10 час  **Начальный ток зарядки не более:** 1.5 A  **Конструктив батареи:** Внешняя  **Количество элементов в одной батарее:** 6  **Количество батарей в сборке:** 15 шт  **Напряжение батареи:** 12 В  **Линейное напряжение сборки:** 180 В  **Количество батарейных картриджей в комплекте:** 15 шт  **Форм фактор:** Напольный, Настольный, Стоечный  **Набор для установки в стойку:** Есть | 2 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.11

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на мультифазный расходомер**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Мультифазный Расходомер | **Параметры**  Расчетный срок службы оборудования должен быть 25 лет.  Рабочее давление: 345 бар / 5000 psi (может быть увеличено по специальному запросу);  Испытательное давление: 517 бар / 7500 фунтов на кв.;  Рабочая Температура: от -46 ° C до + 121 °C  Рабочая температура электроники: от -40 до + 85 °C.  Расходомер должен производить замеры при движении потока вверх. |
| **Общее описание**  Технология должна быть основана на сочетании измерении дифференциального давления и измерении гамма излучения в сужающем устройстве докритического течения.  Стандартные устройства расходомера входящие в комплект:  • сужающее устройство докритического течения  • многопараметрический передатчик (MVT);  • Ядерная система: гамма-детектор и низкоактивный гамма-источник (измерение фракции);  • Поточный компьютер сбора данных (DAFC). |
| Все первичные измерения должны производится в сужающем устройстве докритического течения в ограниченном пространстве.  Измерение перепада давления должно быть основано на измерении давления на входе и в сужающем устройстве, которое преобразуется в общий массовый расход и должно выполняется в соответствии с указаниями, изложенными в ISO 5167.  Система сбора данных по излучению должно обеспечивать измерение объемной доли на высокой частоте (45 Гц), минимум для 3 отдельных фаз (нефть, вода и газ).  Многопараметрический передатчик (MVT) должен предоставлять давление и температуру в сужающем устройстве, и далее преобразовывать расход потока из линейных в стандартные условия. Данные собираются и обрабатываются в режиме реального времени с высокой частотой внутри поточного компьютера сбора данных (DAFC).  Должна быть возможность подключения кабелей. Одно соединение предназначено для SCADA или диспетчерской системы. Второе соединение предоставляется для технического обслуживания и может быть дополнительно использовано для дополнительных задач.  Все они должны быть оснащены специальным разъемом, который можно подключать или отключать в любых условиях. |
| **Сужающее устройство докритического течения - Специальный дизайн**  Радиация низкорадиоактивного источника при установке в расходомер не должна проникать сквозь металл в окружающую среду. Конструкция должна быть безопасной и радиоционной уровень должен быть ниже требований РК, и не требует какого-либо специального замерного устройства или постоянного замера.  Оборудование должно иметь специальное окно (прозрачное с точки зрения радиоактивности), чтобы позволить гамма-излучению низкой активности взаимодействовать с жидкостью и функционировать в полном объеме. А так же данное окно должно выступать барьером от давления жидкости протекающей через сужающее устройство докритического течения  Высочайший уровень безопасности, расходомер должен быть построен на концепции двойного барьера давления. |
| **Сборка потокового компьютера сбора данных**  Мультифазный Расходомер должен содержать модуль сбора и обработки данных в реальном времени. Связь с клиентом и источник питания подключаются к модулю сбора и обработки данных через специально разработанные разъемы, доступные на монтажной базе.  Модулю сбора и обработки данных должен собирать данные со всех приборов, выполнять обработку данных в режиме реального времени и взаимодействует с внешними системами. Модулю сбора и обработки данных должен иметь до трех последовательных каналов RS-485 и до двух Ethernet-соединений, в зависимости от версии счетчика. Модулю сбора и обработки данных должен иметь память объемом 25 Гб, для хранения до 1 года полученных данных со скоростью сбора данных в 1 мин. Мультифазный расходомер должен питаться от источника постоянного тока 24 В, допустимый диапазон В постоянного тока составляет 20 - 36 В постоянного тока. Обычное энергопотребление должно составлять 16,2 Вт при 24 В постоянного тока. |
| **Многопараметрический передатчик**  Передатчик должен состоять из корпуса преобразователя и двух дистанционных уплотнений. Дистанционные уплотнения соединены с портами высокого и низкого давления на входе и сужающем устройстве докритического течения с помощью гибких капиллярных трубок.  Датчик температуры должен устанавливаться на корпус сужающего устройства докритического течения с помощью подходящего термокармана.  Датчик подключен непосредственно к корпусу многопараметрического преобразователя.  Многопараметрический передатчик должен измерять давление в трубопроводе на входе в сужающего устройства докритического течения, перепад давления на измерительной секции сужающего устройства докритического течения и температуру (T) непосредственно за сужающим устройством докритического течения.  Многопараметрический передатчик должен поставляться с локальным дисплеем, полированным корпусом из нержавеющей стали 316L SS и двумя кабельными вводами. |
| **Корпус детектора и детектор гамма-излучения**  Детектор должен быть установлен внутри корпуса детектора. Основными функциями корпуса детектора являются:  • радиационная защита;  • поддерживать стабильную среду для детектора (сухая атмосфера и предотвращать движение детектора во время работы);  • Сохранение давления в случае отказа окна (рассчитано на выдерживание расчетного давления);  • Механизм блокировки, чтобы предотвратить несанкционированное удаление детектора.  Обработка выходных данных должна выполняется с частотой 45 Гц (45 измерений в секунду) и позволять захватывать крайне прерывистые условия потока. |
| **Трубка впускная / Трубопровод выпускной**  «Глухая» трубка должна быть расположена непосредственно перед сужающим устройством. «Глухая» трубка должна действовать как ограничитель потока и создавать так называемый эффект смешивания для стабильных и прерывистых режимов потока, которые встречаются в многофазных скважинных потоках.. |
| **Программное обеспечение должно позволять:**  Предоставляет пользовательский интерфейс для мультифазного расходомера во время настройки, эталонных измерений и обслуживания.  Связь Modbus с передатчиками.  Извлекать и отображать измеренные и рассчитанные данные из модуля сбора и обработки данных.  Осуществлять хранение конфигурационных и эталонных параметров.  Осуществлять хранение данных потока.  Позволять отображать мониторинг потока и тенденции.  Как только программное обеспечение подключено к мультифазному расходомеру, модуль сбора и обработки данных будет отображаться на сервисном ноутбуке. |
| **Требования к системе отбора монофазных проб из многофазного потока:**  При отборе монофазных проб под давлением из многофазного потока необходимо использовать оптические детекторы для контроля процесса отбоа проб и дифференции свободных фаз (нефть-вода-газ) в рабочих условиях.  Пробы жидкости должны отбираться в контейнеры с компенсацией изменения давления методом поршневого вытеснения.  Во время отбора необходимо сохранять термодинамическое равновесие (давление и температуру)  Пробоотборное устройство должно иметь автономную систему электропитания |
| **Производительность при нормальной работе мультифазного расходомера**  • Относительная точность расхода газа - 5%;  • Относительная точность расхода жидкости - 2,5%;  • Абсолютная погрешность в соотношении вода-жидкость - 2,5%;  Предоставить пакет сертификации |
| Наличие базы поддержки на территории Республики Казахстна. |
| **Поставщик обязан предоставить:**  • Генеральная лицензия на использование источников РА;  • Лицензия на оказание услуг, связанных с атомной энергией;  • Лицензия на использование источников, материалов и инструментов РА;  • Лицензия на ввоз источников РА в Республику Казахстан (далее - РК);  • Авторизованная и утвержденная информационная карточка для использования источников РА на территории РК;  • Разрешение на использование для всех типов МФР на территории РК;  • Свидетельство или регистрация в Реестре метрологии РК;  • Соответствующие записи в онлайн-реестре KazInMeter для всех типов MФР;  • Сертификат об утверждении МФР;  • утвержденная программа испытаний для МФР;  • Утвержденная программа проверки для МФР |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.12

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на контрольно-измерительные приборы пункта сбора нефти Ультразвуковой расходомер-счетчик газа "ИРВИС-РС4М-УЛЬТРА"**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Ультразвуковой расходомер-счетчик газа "ИРВИС-РС4М-УЛЬТРА" | Рабочий газ, природный газ, попутный нефтяной газ  Qпер. .....Qнаиб. ..... не более (1+6Qпер/Q)% при Qнаим. ... Qпер.  Наружный диаметр 71мм  Диаметры условного прохода 50 мм  Длина трубы 190мм  Диапазон измеряемых расходов газа при рабочих условиях от 0,3 м3/час до 1580 м3/час  Давление измеряемого газа (абс.) от 84 до 106,7 кПа  влажность: не более 95 ± 3% при температуре 35 °С;  Температура измеряемого газа от -40 до +45°С  Температура окружающей среды от -40 до +45°С Погрешность измеренного объема. Приведенного к стандартным условиям не более ± 1%  Питание 220 (+50-110) В, 50 ±1Гц  Потребляемая мощность должна быть не более 20 Вт.  Взрывозащиты 1ExibIICT4 X  Межповерочный интервал 2 года |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.13

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на счетчик расходомер массовый кориолисовый (расход 60-90м³)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | Расходомер | Модель: RCCT39/IR DH1M10D4SLYK/AP/BG/CST/GF1/HP/QR2/MB3/V2/VE  Источник питания: 24 В постоянного тока  Горизонтальная установка датчика, трубки вниз  Кабельные вводы: M20 x 1.5, внутренняя резьба  Размер для подключения к технологической линии: DN 100, 4“  Характеристики и исполнение соединительной детали для подключения к технологической линии:  Фланец EN, PN 40, диаметр соединения + обработка соотв. EN1092 - 1, форма B1  Материал смачиваемых частей: Нержавеющая сталь 316L (1.4404)  Акт. имп. выход: Один активный импульсный выход  Номер тега: Указанный заказчиком номер тега на шильдике  Измерение концентрации: Стандартный метод измерения концентрации  Установка в опасных зонах: EAC пожаробезопасный преобразователь + искробезопасный датчик  Высокая входная мощность  Сертификат РК о первичной поверке  Передача данных по протоколу Modbus RTU, RS485, 4-20мА+HART, аналоговый выход, импульсный выход, вход состояния  Исполнение 2  Маркировка прибора по стандарту ЕАС (Евразийское Соответствие) Регион использования Казахстан  Параметры технологической среды:  Тип текучей среды: Жидкость  Текучая среда: Товарная нефть  Температура: 50 °C  Давление: 1 kp/cm² избыточное  Вязкость: 2 mm²/s  Плотность: 0.81 g/cm³  Тип потока: Объемный расход  Точность массового расхода: 0.1 %  Точность плотности: 0.0015 g/cm³ (стандарт) |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.14

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на противоаварийный сигнализатор станка-качалки**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование товаров** | **Ед. изм-я** | **Кол-во** | **Техническая характеристика** | **Примечание** |
| **1** | Противоаварийный сигнализатор станка-качалки | **шт.** | **56** | **Функциональные возможности.**  Контролируемые параметры - виброускорения по осям X,Y,Z, углы наклона по осям X,Y,Z. Реализуемые функции - контроль параметров и передача в контроллер станции управления приводом, ручная и автоматическая настройка порогов аварийного срабатывания, световая сигнализация режимов работы и состояния.  **Основные характеристики:**  - Диапазон измерения по ускорению, [м/с2] - 150;  - Диапазон рабочих частот, [Гц] - 2-200;  - Углы наклона по осям X,Y,Z, [Град] -90 +90;  - Напряжение питания,[В] - 4,5 - 5,5;  - Потребляемая мощность, [Вт] - 0,5;  - Диапазон рабочих температур, [ºС] - -40...+60;  - Интерфейс - RS-485 (Modbus RTU);  - Интеграция с контроллером станции управления «Темп Электро» для контроля состояния и настройки параметров без применения ПК;  - Работа с Системой дистанционного мониторинга оборудования (СДМО) месторождения;  - Дистанционное обновление ПО без снятия сигнализатора;  - Автоадаптация измерений на различных скоростях;  - Определение периода числа качаний;  - Защита по углам качания станка-качалки;  - Контроль параметров датчика удара;  **Конструктивные параметры:**  - Степень защиты - IP 68;  - Габаритные размеры измерителя, [мм] - Ø70х42;  - Масса комплекта, [кг] - 3;  - Установка - над подшипниковой опорой балансира станка-качалки;  - Тип крепления - быстросъемное без применения инструмента;  - Исполнение - неразъемное подключение кабеля.  **Состав поставки:**  Сигнализатор станка-качалки с кабелем (длина 18 м), монтажные приспособления.  Паспорт, руководство по эксплуатации на оборудование. |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.15

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на программное обеспечение SCADA платформы**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Краткая характеристика (описание) товаров, работ и услуг с указанием (СТ РК, ГОСТ, ТУ и т.д.)** |
| 1 | SCADA платформа | Структура: модульная.  Стандарт: индустриальный.  Модель лицензирования: неограниченная по количеству (без дополнительных покупок лицензий при увеличении количества пользователей, оборудования, сигналов и т.д.).  Отказоустойчивость: поддержка избыточных серверов, резервное хранение данных.  Технологические стандарты: HTML 5, SQL, Python, MQTT и OPCUA.  Возможность подключения к: БД SQL, веб сервисам (REST и SOAP), ERP системам, системе позиционирования.  Совместимые операционные системы: Windows 7, 8, 10, WindowsServer 2008, 2012, 2016, macOS, UbuntuLinux, iOS, Android.  Кол-во одновременных подключений клиентов: до 200.  Идентификация пользователей: двухфакторная.  Поддержка драйверов: Allen-Bradley, Siemens, Mobdus, UDP и TCP.  Визуализация: настольная, мобильная, браузерная, поддержка дисплеев как с низким, так и с высоким разрешением. API драйвер: открытый.  Интеграция с: системами OPCDA, OPCHDA, Avocet (и схожими).  Наличие: SQL-моста, TagHistorian, систем оповещенийалармов, генерации отчетов, поддержки Python-скриптов, возможность разработки аналитического web-дэшборда. |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.16

**ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ**

**на программное обеспечение серверного оборудования**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование закупаемых товаров, работ и услуг** | **Кол-во (шт)** |
| 1 | Microsoft Windows Server Standard 2019 Single OLP 16 core | 4 |
| 2 | Microsoft Windows Server Standard 2019 Single OLP 2 core | 16 |
| 3 | User Microsoft Windows Server CAL 2019 Single OLP | 20 |
| 4 | Microsoft Windows Remote Desktop Services CAL 2019 Single Open No Level User CAL | 10 |
| 5 | Microsoft SQL Server 2019 Standard Single Language OLP | 2 |
| 6 | SQLCAL 2019 Single OLP NL UserCAL | 20 |

# ПРИЛОЖЕНИЕ 3

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.1

**Перечень входных/выходных сигналов ДНС-2**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Объект** | **Оборудование** | **Назначение параметра** | **Наименование параметра** | **Отображение на панели по месту** | **Отображение на АРМе объекта** | **Отображение в Центральном диспетчерском пункте (ЦДП)** |
| ДНС-2 | АГЗУ (поз. S-1) | Обмен данными | Между АГЗУ-1 и АСУТП | состояние отвода, время замера, данные замера | + | **+** |
| Состояние | В работе (S1) | + | + | **+** |
| Авария (S1) | + | + | **+** |
| Останов (S1) | + | + | **+** |
| В работе (S2) | + | + | **+** |
| Авария (S2) | + | + | **+** |
| Останов (S2) | + | + | + |
| Измерение | Температура на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Давление на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Температура на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Давление на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Дренажная емкость (VE-01) | Контроль | Давление на выходе насоса (PC-01) |  | + | + |
| Управление | Пуск насоса (PC-01) |  | + | - |
| Стоп насоса (PC-01) |  | + | - |
| Состояние | Насос (PC-01) в работе |  | + | + |
| Авария насоса (PC-01) |  | + | + |
| Положение ключа выбора режима управления насоса (местн./дистанц.)-насос (PC-01) |  | + | - |
| Измерение | Уровень в дренажной емкости |  | + | + |
| Температура в дренажной емкости |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Установка дозировочная электронасосная (УДЭ-1,0/63) | Управление | Отключить насос (БДР) |  | + | - |
| Пуск насоса (БДР) |  | + | - |
| Состояние | Насос включен (БДР) |  | + | + |
| Авария насоса (БДР) |  | + | + |
| Останов насоса |  | + | + |
| Сигнализация | Загазованность (БДР) |  | + | + |
| Жидкостные фильтры (Ф-1/2) | Измерение | Перепад давления фильтра (Ф-1) |  | + | + |
| Перепад давления фильтра (Ф-2) |  | + | + |
| Блок мультифазных насосов (PC-02A/B) | Управление | Пуск мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | - |
| Стоп мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | - |
| Пуск мультифазного насоса (PC-02B) | + | + | - |
| Стоп мультифазного насоса (PC-02B) | + | + | - |
| Состояние | Мультифазный насос включен(PC-02A) | + | + | + |
| Авария мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | + |
| Останов мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | + |
| Мультифазный насос включен(PC-02В) | + | + | + |
| Авария мультифазного насоса (PC-02В) | + | + | + |
| Останов мультифазного насоса (PC-02В) | + | + | + |
| Сигнализация | Контроль загазованности в операторной (QIT-1.1) |  | + | + |
| Контроль загазованности в операторной (QIT-1.2) |  | + | + |
| Электрические подогреватели (ЭП-1/2) | Измерение | Давление на выходе подогревателей нефти |  | + | + |
| Температура на выходе подогревателей нефти |  | + | + |
| Операторная |  | SQ1-001 |  | + |  |
| KV1-001? |  | + |  |
| UPS1-001? |  | + |  |
| Сигнализация | Звуковое оповещение о пожаре в операторной (сирена) | + | + | + |
| Извещатель пожара | + | + | + |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.2

**Перечень входных/выходных сигналов ДНС-3**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Объект** | **Оборудование** | **Назначение параметра** | **Наименование параметра** | **Отображение на панели по месту** | **Отображение на АРМе объекта** | **Отображение в Центральном диспетчерском пункте (ЦДП)** |
| ДНС-3 | АГЗУ (1;2:3) | Обмен данными | Между АГЗУ-1 и АСУТП | состояние отвода, время замера, данные замера | + | **+** |
| Состояние | В работе (S1) | + | + | + |
| Авария (S1) | + | + | + |
| Останов (S1) | + | + | + |
| В работе (S2) | + | + | + |
| Авария (S2) | + | + | + |
| Останов (S2) | + |  | + |
| Измерение | Температура на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Давление на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Температура на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Давление на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Дренажная емкость (VE-01) | Контроль | Давление на выходе насоса (PC-01) |  | + | + |
| Управление | Пуск насоса (PC-01) |  | + | - |
| Стоп насоса (PC-01) |  | + | - |
| Состояние | Насос (PC-01) в работе |  | + | + |
| Авария насоса (PC-01) |  | + | + |
| Положение ключа выбора режима управления насоса (местн./дистанц.)-насос (PC-01) |  | + | - |
| Измерение | Уровень в дренажной емкости |  | + | + |
| Температура в дренажной емкости |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Установка дозировочная электронасосная (УДЭ-1,0/63) | Управление | Отключить насос (БДР) |  | + | - |
| Пуск насоса (БДР) |  | + | - |
| Состояние | Насос включен (БДР) |  | + | + |
| Авария насоса (БДР) |  | + | + |
| Осанов насоса (БДР) |  | + | + |
| Сигнализация | Загазованность (БДР) |  | + | - |
| Жидкостные фильтры (Ф-1/2) | Измерение | Перепад давления фильтра (Ф-1) |  | + | + |
| Перепад давления фильтра (Ф-2) |  | + | + |
|  | Обмен данными | Между насосам и АСУТП | состояние управление | + | **+** |
| Управление | Пуск мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | - |
| Cтоп мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | - |
| Пуск мультифазного насоса (PC-02B) | + | + | - |
| Cтоп мультифазного насоса (PC-02B) | + | + | - |
| Состояние | Мультифазный насос включен(PC-02A) | + | + | + |
| Авария мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | + |
| Останов мультифазного насоса (PC-02A) | + | + | + |
| Мультифазный насос включен(PC-02В) | + | + | + |
| Авария мультифазного насоса (PC-02В) | + | + | + |
| Останов мультифазного насоса (PC-02В) | + | + | + |
| Сигнализация | Контроль загазованности в операторной (QIT-1.1) |  | + | + |
| Контроль загазованности в операторной (QIT-1.2) |  | + | + |
| Блок подогревателя нефти | Состояние | В работе | + | + | + |
| Авария | + | + | + |
| Останов | + | + | + |
| Измерение | Давление топливного газа на входе подогревателя |  | + | + |
| Расход топливного газа на входе подогревателя |  | + | + |
| Температура топливного газа на входе подогревателя |  | + | + |
| Давление нефти на входе подогревателя |  | + | + |
| Температура нефти на входе подогревателя |  | + | + |
| Температура нефти на выходе подогревателя |  | + | + |
| Давление нефти на выходе подогревателя |  | + | + |
| Сепаратор газовый (VE-S-01) | Сигнализация | Загазованность (QT-1.3) |  | + | + |
| Загазованность (QT-1.4) |  | + | + |
| Дренажная емкость (VE-02) | Измерение | Уровень в дренажной емкости |  | + | + |
| Операторная |  | SQ1-001? |  | ? |  |
| KV1-001? |  | ? |  |
| UPS1-001? |  | ? |  |
| Сигнализация | Светозвуковое оповещение о пожаре в операторной | + | - |  |
| Извещатель пожара | + | - |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.3

**Перечень входных/выходных сигналов ДНС-4**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Объект** | **Оборудование** | **Назначение параметра** | **Наименование параметра** | **Отображение на панели по месту** | **Отображение на АРМе объекта** | **Отображение в Центральном диспетчерском пункте (ЦДП)** |
| ДНС-4 | АГЗУ | Обмен данными | Между АГЗУ-1 и АСУТП | состояние отвода, время замера, данные замера | + | **+** |
| Состояние | В работе (S1) | + | + | + |
| Авария (S1) | + | + | + |
| Останов (S1) | + | + | + |
| В работе (S2) | + | + | + |
| Авария (S2) | + | + | + |
| Останов (S2) | + |  | + |
| Измерение | Температура на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Давление на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Температура на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Давление на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Дренажная емкость, (насос РС-01) | Контроль | Давление на выходе насоса (PC-01) |  | + | + |
| Управление | Пуск насоса (PC-01) |  | + | - |
| Стоп насоса (PC-01) |  | + | - |
| Состояние | Насос (PC-01) в работе |  | + | + |
| Авария насоса (PC-01) |  | + | + |
| Положение ключа выбора режима управления насоса (местн./дистанц.)-насос (PC-01) |  | + | - |
| Измерение | Уровень в дренажной емкости |  | + | + |
| Температура в дренажной емкости |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Установка дозировочная электронасосная (УДЭ-1,0/63) | Управление | Отключить насос (БДР) |  | + | - |
| Пуск насоса (БДР) |  | + | - |
| Состояние | Насос включен (БДР) |  | + | + |
| Авария насоса (БДР) |  | + | + |
| Осанов насоса (БДР) |  | + | + |
| Сигнализация | Загазованность (БДР) |  | + | + |
| Жидкостные фильтры (Ф-1/2) | Измерение | Перепад давления фильтра (Ф-1) |  | + | + |
| Перепад давления фильтра (Ф-2) |  | + | + |
| Насосы НБ-125  (Н-1А,Б) | Управление | Пуск насоса (Н-1A) | + | + | - |
| Стоп насоса (Н-1A) | + | + | - |
| Пуск насоса (Н-1Б) | + | + | - |
| Стоп насоса (Н-1Б) | + | + | - |
| Состояние | насос включен (Н-1A) | + | + | + |
| Давление на нагнетании (Н-1A) | + | + | + |
| Останов насоса (Н-1A) | + | + | + |
| насос включен (Н-1Б) | + | + | + |
| Давление на нагнетании (Н-1Б) | + | + | + |
| Останов насоса (Н-1Б) | + | + | + |
| Сигнализация | Контроль загазованности в операторной (QIT-1.1) | + | + | + |
| Контроль загазованности в операторной (QIT-1.2) | + | + | + |
| Блок подогревателя нефти | Состояние | В работе | + | + | + |
| Авария | + | + | + |
| Останов | + | + | + |
| Измерение | Давление топливного газа на входе подогревателя |  | + | + |
| Расход топливного газа на входе подогревателя |  | + | + |
| Температура топливного газа на входе подогревателя |  | + | + |
| Давление нефти на входе подогревателя |  | + | + |
| Температура нефти на входе подогревателя |  | + | + |
| Температура нефти на выходе подогревателя |  | + | + |
| Давление нефти на выходе подогревателя |  | + | + |
| Сепаратор газовый вертикальный(ГС-2А,Б) | Сигнализация | Загазованность (QT-1.3) |  | + | + |
| Загазованность (QT-1.4) |  | + | + |
| Дренажная емкость (VE-02) | Измерение | Уровень в дренажной емкости |  | + | + |
| Сепаратор газовый вертикальный(ГС-2А,Б) | Измерение | Давление |  | + | + |
| Температура |  | + | + |
| Сигналы уровня (аварийный верхний и аварийный нижний) |  | + | + |
|  |  |  |  |  |
|  | Ёмкостной аппарат (сепаратор горизонтальный С-1) |  | Давление |  | + | + |
|  | Измерение | Температура |  | + | + |
| Уровень жидкости |  | + | + |
| Расход газа |  | + | + |
|  |  |  | Сигналы аварийные (верхний и нижний) |  | + | + |
|  |  |  | Давление на входе |  | + | + |
|  |  |  | Давление на выходе |  | + | + |
|  | Дожимная компрессорная станция | Измерение | Температура на входе |  | + | + |
| Температура на выходе |  | + | + |
|  |  |  | Расход газа |  | + | + |
|  |  |  | Состояние компрессора включен или отключен |  | + | + |
|  |  |  | Сигналы аварии |  | + | + |
|  |  |  |  |  |  |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.4

**Перечень входных/выходных сигналов ПСН Таур**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект | Оборудование | Назначение параметра | Наименование параметра | Отображение на панели по месту | Отображение на АРМе объекта | Отображение в Центральном диспетчерском пункте (ЦДП) |
| ПСН Таур | АГЗУ-1 | Обмен данными | Между АГЗУ-1 и АСУТП ПСН | состояние отвода, время замера, данные замера | + | + |
| Измерение | Температура на входе АГЗУ (x6) |  | + | + |
| Давление на входе АГЗУ (x6) |  | + | + |
| Температура на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Давление на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Факельный коллектор от газового расширителя (ТГР-1) до блока факела | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Линия газа БРГ | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Линия газа ПНПТ | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Факельный коллектор от газового расширителя до блока факела | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Площадка стояка налива нефти (поз. АСН-1А) | Обмен данными | Между АСН-1А и АСУТП ПСН | Массомер по нефти YOKOGAWA |  | + |
| Ресивер газа поз. РГ-1 | Сигнализация | Верхний рабочий уровень |  |  |  |
| Нижний рабочий уровень |  |  |  |
| Загазованность 20% НКПР (QT-06?) |  |  |  |
| Загазованность 50% НКПР (QT-06?) |  |  |  |
| Неисправность QT-01 |  |  |  |
| Загазованность 20% НКПР (QT-07?) |  |  |  |
| Загазованность 50% НКПР (QT-07?) |  |  |  |
| Неисправность QT-02 |  |  |  |
| Загазованность 20% НКПР (QT-08?) |  |  |  |
| Загазованность 50% НКПР (QT-08?) |  |  |  |
| Неисправность QT-03 |  |  |  |
| Опробывание сигнализации |  |  |  |
| Квитирование звуковой сигнализации |  |  |  |
| Оповещение загазованности |  |  |  |
| Печи П-1А/Б | Обмен данными | Между П-1А/Б и АСУТП ПСН | Вход, выход давление нефти-2шт, температура нефти-2шт.(общий коллектор), Вход. давление нефти-2шт, вход,выход температура нефти -4шт (на печь) температура нефти печи -2шт, сигнализатор уровеня теплоносителя 8шт. | + | + |
| Измерение | Давление нефти на входе |  | + | + |
| Температура нефти на входе (х2) |  | + | + |
| Давление нефти на выходе |  | + | + |
| Температура нефти на выходе (х2) |  | + | + |
| Площадка резервуаров товарной нефти Р1…Р4 | Измерение | Давление газа Р1 |  |  | + |
| Температура Р1 (х2?) |  |  | + |
| Уровень Р1 |  |  | + |
| Давление газа Р2 |  |  | + |
| Температура Р2 (х2?) |  |  | + |
| Уровень Р2 |  |  | + |
| Давление газа Р3 |  |  | + |
| Температура Р3 (х2?) |  |  | + |
| Уровень Р3 |  |  | + |
| Давление газа Р4 |  |  | + |
| Температура Р4 (х2?) |  | + | + |
| Уровень Р4 |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень Р1 |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень Р1 |  | + | + |
| Верхняя уставка уровня (Р1) |  | + | + |
| Нижняя уставка уровня (Р1) |  | + | + |
| Нижняя уставка температуры (Р1) |  | + | + |
| Верхняя уставка давления (Р1) |  | + | + |
| Нижняя уставка давления (Р1) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень Р2 |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень Р2 |  | + | + |
| Верхняя уставка уровня (Р2) |  | + | + |
| Нижняя уставка уровня (Р2) |  | + | + |
| Нижняя уставка температуры (Р2) |  | + | + |
| Верхняя уставка давления (Р2) |  | + | + |
| Нижняя уставка давления (Р2) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень Р3 |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень Р3 |  | + | + |
| Верхняя уставка уровня (Р3) |  | + | + |
| Нижняя уставка уровня (Р3) |  | + | + |
| Нижняя уставка температуры (Р3) |  | + | + |
| Верхняя уставка давления (Р3) |  | + | + |
| Нижняя уставка давления (Р3) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень Р4 |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень Р4 |  | + | + |
| Верхняя уставка уровня (Р4) |  | + | + |
| Нижняя уставка уровня (Р4) |  | + | + |
| Нижняя уставка температуры (Р4) |  | + | + |
| Верхняя уставка давления (Р4) |  | + | + |
| Нижняя уставка давления (Р4) |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-01) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-01) |  | + | + |
| Неисправность QT-01 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-02) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-02) |  | + | + |
| Неисправность QT-02 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-03) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-03) |  | + | + |
| Неисправность QT-03 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-04) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-04) |  | + | + |
| Неисправность QT-04 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-05) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-05) |  | + | + |
| Неисправность QT-05 |  | + | + |
| Опробывание сигнализации |  | + | + |
| Квитирование звуковой сигнализации |  | + | + |
| Оповещение загазованности |  | + | + |
| МБСНУ |  | Температура (С-1) |  | + | + |
| Уровень (С-1) |  | + | + |
| Давление (С-2) |  | + | + |
| Температура (С-2) |  | + | + |
| Уровень (С-2) |  | + | + |
| Давление (С-3) |  | + | + |
| Температура (С-3) |  | + | + |
| Уровень (С-3) |  | + | + |
| Давление (Е-1) |  | + | + |
| Температура (Е-1) |  | + | + |
| Уровень (Е-1) |  | + | + |
| Давление (ГС-1) |  | + | + |
| Температура (ГС-1) |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень (С-1) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (С-1) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (С-2) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (С-2) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (С-3) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (С-3) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (Е-1) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (Е-1) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (ГС-1) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (ГС-1) |  | + | + |
| Дренажная емкость (ДЕ-1) | Измерение | Температура |  | + | + |
| Уровень |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Дренажная емкость (ДЕ-2) | Измерение | Давление на выходе |  | + | + |
| Уровень |  | + | + |
| Температура |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Блок дозирования реагента (поз. БР-1) | Обмен данными | Между БР-1 и АСУТП ПСН |  | + | + |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.5

**Перечень входных/выходных сигналов ППН ЮХ**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Объект** | **Оборудование** | **Назначение параметра** | **Наименование параметра** | **Отображение на панели по месту** | **Отображение на АРМе объекта** | **Отображение в Центральном диспетчерском пункте (ЦДП)** |
| ППН ЮХ | АГЗУ-1;2 и АГЗУ на ЗУ-1(удаленная от ППН) | Обмен данными | Между АГЗУ-1 и АСУТП ПСН | состояние отвода, время замера, данные замера | + | + |
| Измерение | Температура на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Давление на входе АГЗУ (x14) |  | + | + |
| Температура на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Давление на выходе АГЗУ |  | + | + |
| Блок дозирования реагента (поз. БР-1) | Обмен данными | Между БР-1 и АСУТП ПСН |  | + | + |
| Блок дозирования реагента (поз. БР-2) | Обмен данными | Между БР-2 и АСУТП ПСН |  | + | + |
| Накопительная емкость (поз. Е-1;2) | Измерение | Температура |  | + | + |
| Давление |  | + | + |
| Уровень |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Резервуары товарной нефти и пластовой воды (Р-1;2;3;4) и( Р-5) | Измерение | Давление газа |  | + | + |
| Температура |  | + | + |
| Уровень |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-9) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-9) |  | + | + |
| Неисправность QT-9 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-10) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-10) |  | + | + |
| Неисправность QT-10 |  | + | + |
| Опробование сигнализации |  |  |  |
| Квитирование звуковой сигнализации |  |  |  |
| Оповещение загазованности |  |  | + |
| Электропривод (поз. MOV 1-8) | Управление | Открыть |  | + | - |
| Закрыть |  | + | - |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + | - |
| Электропривод (поз. MOV 1-9) | Управление | Открыть |  | + | - |
| Закрыть |  | + | - |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + | - |
| Электропривод (поз. ЛК-2) | Измерение | Давление |  | + | + |
| Управление | Открыть |  |  | - |
| Закрыть |  |  | - |
| Сигнализация состояние | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  |  | - |
| Факельный коллектор от газового расширителя (ТГР-1) до блока факела | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Линия газа БРГ | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Линия газа ПНПТ(топливный газ) | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Факельный коллектор от газового расширителя до блока факела | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Факельная установка низкого давления | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Измерение | Состояние |  | + | + |
| Факельная установка высокого давления | Измерение | Расход газа |  | + | + |
| Измерение | Состояние |  | + | + |
| Электропривод MOV 1-1 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + |  |
| Электропривод MOV 1-2 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + |  |
| Электропривод MOV 1-3 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + |  |
| Электропривод MOV 1-4 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + |  |
| Электропривод MOV 1-5 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + | + |
| Электропривод MOV 1-6 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + | + |
| Электропривод MOV 1-7 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация состояние | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + | + |
| Электропривод MOV 1-10 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + |  |
| Электропривод MOV 1-11 | Управление | Открыть |  |  |  |
| Закрыть |  |  |  |
| Сигнализация | Авария электропривода |  | + | + |
| Задвижка открыта |  | + | + |
| Задвижка закрыта |  | + | + |
| Сработала муфта |  |  | + |
| Блок включен |  |  | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления |  | + |  |
| Дренажный коллектор от блока дренажной емкости ДЕ-2 | Измерение | Расход | + | + | + |
| Фильтры (ФС-1/2/3) | Измерение | Перепад давления (ФС-1) |  | + | + |
| Перепад давления (ФС-2) |  | + | + |
| Перепад давления (ФС-3) |  | + | + |
| Погружной насос (ДЕ-4) | Управление | Насос включить |  | + |  |
| Насос отключить |  | + |  |
| Состояние | Насос включен |  | + |  |
| Насос авария |  | + |  |
| Управление насосом в режиме дистанционно |  | + |  |
| Дренажная емкость (ДЕ-4) | Измерение | Уровень |  | + | + |
| Температура |  | + | + |
| Площадка стояка налива нефти (поз. АСН-1А) | Обмен данными | Между АСН-1А и АСУТП ПСН | Массомер по нефти YOKOGAWA | + | + |
| Площадка стояка налива нефти (поз. АСН-1Б) | Обмен данными | Между АСН-1Б и АСУТП ПСН | Массомер по нефти YOKOGAWA | + | + |
| Ресивер газа поз. РГ-1 | Сигнализация | Верхний рабочий уровень |  | + | + |
| Нижний рабочий уровень |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-06?) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-06?) |  | + | + |
| Неисправность QT-01 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-07?) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-07?) |  | + | + |
| Неисправность QT-02 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-08?) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-08?) |  | + | + |
| Неисправность QT-03 |  | + | + |
| Опробование сигнализации |  | + | - |
| Квитирование звуковой сигнализации |  | + | - |
| Оповещение загазованности |  | + | + |
| Ресивер газа поз. РГ-2 | Сигнализация | Верхний рабочий уровень |  | + | + |
| Нижний рабочий уровень |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-06?) |  | + |  |
| Загазованность 50% НКПР (QT-06?) |  | + |  |
| Неисправность QT-01 |  | + |  |
| Загазованность 20% НКПР (QT-07?) |  | + |  |
| Загазованность 50% НКПР (QT-07?) |  | + |  |
| Неисправность QT-02 |  | + |  |
| Загазованность 20% НКПР (QT-08?) |  | + |  |
| Загазованность 50% НКПР (QT-08?) |  | + |  |
| Неисправность QT-03 |  | + |  |
| Опробование сигнализации |  | + |  |
| Квитирование звуковой сигнализации |  | + |  |
| Оповещение загазованности |  | + |  |
| Дожимная компрессорная станция (ДКС-1) | Обмен данными | Между ДКС- и АСУТП ПСН |  | - | - |
| Управление | Пуск/Стоп компрессора №1 |  | - | - |
| Пуск/Стоп компрессора №2 |  | - | - |
| Аварийный останов ДКС |  | - | - |
| Дожимная компрессорная станция (ДКС-2) | Обмен данными | Между ДКС- и АСУТП ПСН |  | - | - |
| Управление | Пуск/Стоп компрессора №1 |  | - | - |
| Пуск/Стоп компрессора №2 |  | - | - |
| Аварийный останов ДКС |  | - | - |
| Печи П-1А/Б/В | Обмен данными | Между П-1А/Б/В и АСУТП ПСН | Вход, выход давление нефти-3шт, температура нефти-3шт.(общий коллектор), Вход. давление нефти-3шт, вход,выход температура нефти -6шт (на печь) температура нефти печи -3шт, сигнализатор уровня теплоносителя 8шт. | + | + |
| Измерение | Давление нефти на входе |  | + | + |
| Температура нефти на входе |  | + | + |
| Давление нефти на выходе |  | + | + |
| Температура нефти на выходе |  | + | + |
| СЦВ | Измерение | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Клапан сбросной |  | + | - |
| Площадка резервуаров товарной нефти Р1;2;3;4 | Измерение | Давление газа Р-1;2;3;4 |  | + | + |
| Температура Р-1;2;3;4 |  | + | + |
| Уровень Р1;2;3;4 |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень Р1;2;3;4 |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень Р1;2;3;4 |  | + | + |
| Верхняя уставка уровня (Р1) |  | + | + |
| Нижняя уставка уровня (Р1) |  | + | + |
| Нижняя уставка температуры (Р1) |  | + | + |
| Верхняя уставка давления (Р1) |  | + | + |
| Нижняя уставка давления (Р1) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень Р2 |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень Р2 |  | + | + |
| Верхняя уставка уровня (Р2) |  | + | + |
| Нижняя уставка уровня (Р2) |  | + | + |
| Нижняя уставка температуры (Р2) |  | + | + |
| Верхняя уставка давления (Р2) |  | + | + |
| Нижняя уставка давления (Р2) |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-01) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-01) |  | + | + |
| Неисправность QT-01 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-02) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-02) |  | + | + |
| Неисправность QT-02 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-03) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-03) |  | + | + |
| Неисправность QT-03 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-04) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-04) |  | + | + |
| Неисправность QT-04 |  | + | + |
| Загазованность 20% НКПР (QT-05) |  | + | + |
| Загазованность 50% НКПР (QT-05) |  | + | + |
| Неисправность QT-05 |  | + | + |
| Опробование сигнализации |  | + | + |
| Квитирование звуковой сигнализации |  | + | + |
| Оповещение загазованности |  | + | + |
| Трубопровод между насосами Н-3 А/Б/В резервуарами нетфи Р-1;2;3;4. Регулирующий клапан с электроприводом 13-002-LCV-01 | Управление | Положение штока клапана | Находится на объекте ППН ЮХ режим управления есть, положение штока регулируется в зависимости от уровня С-3 | + |  |
| Состояние | Положение штока клапана | + | + |
| Сигнализация | Готовность электропривода | + | + |
| Авария электропривода | + | + |
| Задвижка в режиме дистанционного управления | + |  |
| Площадка насоса Н3-А | Управление | Насос включить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Насос отключить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Состояние | Насос включен | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Авария насоса | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Управление насосом в режими дистанционно | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Измерение | Давление на всасе | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Давление на нагнетании | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Сигнализация | Температура 1-го подшипника | Нет | нет | - |
| Температура 2-го подшипника | нет | - |
| Площадка насоса Н3-Б | Управление | Насос включить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Насос отключить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Состояние | Насос включен | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Авария насоса | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Управление насосом в режиме дистанционно | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Измерение | Давление на входе | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Давление на выходе | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Сигнализация | Температура 1-го подшипника | Нет | нет | - |
| Температура 2-го подшипника | нет | - |
| Площадка насоса Н-2 | Управление | Насос включить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Насос отключить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Состояние | Насос включен | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Авария насоса | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Управление насосом в режиме дистанционно | Находится на объекте ППН ЮХ | + | - |
| Измерение | Давление на входе | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Давление на выходе | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Сигнализация | Температура 2-го подшипника | нет | нет |  |
| Котлы (№1/2) | Сигнализация | Авария котла (№1) | Находится на объекте ППН ЮХ | местное управление и состояние |  |
| Загазованность (котел №1) | Находится на объекте ППН ЮХ | местное управление и состояние |  |
| Авария котла (№2) | Находится на объекте ППН ЮХ | местное управление и состояние |  |
| Загазованность (котел №2) | Находится на объекте ППН ЮХ | местное управление и состояние |  |
| Расходомер | Находится на объекте ППН ЮХ | местное |  |
| Насос погружной ДЕ-6;7;8 | Управление | Насос включить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Насос отключить | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Состояние | Насос включен | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Насос авария | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Управление насосом в режиме дистанционно | Находится на объекте ППН ЮХ | + | + |
| Блок сепарации (С-1;2;3; ГС-1;ГС-2) | Измерение | Давление (С-1) |  | + | + |
| Температура (С-1) |  | + | + |
| Уровень (С-1) |  | + | + |
| Давление (С-2) |  | + | + |
| Температура (С-2) |  | + | + |
| Уровень (С-2) |  | + | + |
| Уровень (С-2) |  | + | + |
| Давление (С-3) |  | + | + |
| Температура (С-3) |  | + | + |
| Уровень (С-3) |  | + | + |
| Давление (Е-1) |  | + | + |
| Температура (Е-1) |  | + | + |
| Уровень (Е-1) |  | + | + |
| Давление (ГС-1) |  | + | + |
| Температура (ГС-1) |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень (С-1) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (С-1) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (С-2) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (С-2) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (С-2) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (С-3) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (С-3) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (Е-1) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (Е-1) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (ГС-1) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (ГС-1) |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень (ГС-2) |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень (ГС-2) |  | + | + |
| Дренажная емкость (ДЕ-1;2;3;4;7;8) | Измерение | Температура |  | + | + |
| Уровень |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Сепаратор вертикальный (ГС-2А) | Измерение | Давление в сепараторе |  | + | + |
| Температура |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Сепаратор вертикальный (ГС-2Б) | Измерение | Давление в сепараторе |  | + | + |
| Температура |  | + | + |
| Верхний аварийный уровень |  | + | + |
| Сигнализация | Нижний аварийный уровень |  | + | + |
| Давление газа |  | + | + |
| Блок сепарации (НГС;НГСВ;КСУ;) | Измерение | Температура НГС (х2?) |  | + | + |
| Уровень НГС |  | + | + |
| Сигнализаторы Верхнего и нижнего уровня |  | + | + |
| Давление НГС |  | + | + |
| Температура НГСВ |  | + | + |
| Уровень НГСВ |  | + | + |
| Уровень НГСВ |  | + | + |
| Давление НГСВ |  | + | + |
| Сигнализаторы Верхнего и нижнего уровня НГСВ |  | + | + |
| Уровень КСУ |  | + | + |
| Давление КСУ |  | + | + |
| Температура КСУ |  | + | + |
| Сигнализаторы Верхнего и нижнего уровня КСУ |  | + | + |
| Между С-1;2;3;4;5;6 и АРМ | + | + | + |
| Давление нефти на входе | + | + | + |
| Температура нефти на входе | + | + |  |
| Уровень жидкости | + | + | + |
| Сигнализаторы Верхнего и нижнего уровня | + | + | + |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| Ёмкостные аппараты (горизонтальные сепараторы) С-4;5;6 | Обмен данными |  |  |  |  |
| Измерение |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.6

**Перечень входных/выходных сигналов Энергоблока 2**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Объект** | **Оборудование** | **Назначение параметра** | **Наименование параметра** | **Отображение на панели по месту** | **Отображение на АРМе объекта** | **Отображение в Центральном диспетчерском пункте (ЦДП)** |
| Энергоблок 2 | ГТЭС-600 | Состояние | В работе (S1) | + |  | **+** |
| Авария (S1) | + |  | **+** |
| Останов (S1) | + |  | **+** |
| В работе (S2) | + |  | **+** |
| Авария (S2) | + |  | **+** |
| Останов (S2) | + |  | + |
| Измерение | Температура турбины | + |  | + |
| Давление на турбине | + |  | + |
| Температура на отсеке | + |  | + |
| Состояние аккумулятора | + |  | + |
| Нагрузка кВт | + |  | + |
| Электромагнитный клапан 4шт. | + |  | + |
| Сигнализатор уровня 4шт. | + |  | + |
| Расходомер ИРВИС 1 | + |  | + |
| ГТЭС-800 | Состояние | В работе (S1) | + |  | + |
| Авария (S1) | + |  | + |
| Останов (S1) | + |  | + |
| В работе (S2) | + |  | + |
| Авария (S2) | + |  | + |
| Останов (S2) | + |  | + |
| Температура турбины | + |  | + |
| Давление на турбине | + |  | + |
| Температура на отсеке | + |  | + |
| Состояние аккумулятора | + |  | + |
| Нагрузка кВт | + |  | + |
| Электромагнитный клапан 4шт. | + |  | + |
| Сигнализатор уровня 4шт. | + |  | + |
| Расходомер ИРВИС 1 | + |  | + |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3.7

**Перечень входных/выходных сигналов НПС и УПП**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Объект** | **Оборудование** | **Назначение параметра** | **Наименование параметра** | **Отображение на панели по месту** | **Отображение на АРМе объекта** | **Отображение в Центральном диспетчерском пункте (ЦДП)** |
| НПС и УПП | Бустерные насосы Р-02А/В/С | Обмен данными | Между АГЗУ-1 и АСУТП | состояние отвода, время замера, данные замера | + | **+** |
| Состояние | В работе насосы Р-02А/В/С | + | + | **+** |
| Авария насосы Р-02А/В/С | + | + | **+** |
| Останов насосы Р-02А/В/С | + | + | **+** |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| Измерение | Температура на входе |  | + | + |
| Давление на входе |  | + | + |
| Температура на выходе |  | + | + |
| Давление на выходе |  | + | + |
| Дренажная емкость ДЕ-01; ДЕ-02 и дренажный насос (Р-03; Р-04) | Контроль | Давление на выходе насоса(Р-03; Р-04) |  | + | + |
| Управление | Пуск насоса (Р-03; Р-04) |  | + | - |
| Стоп насоса(Р-03; Р-04) |  | + | - |
| Состояние | Насос в работе(Р-03; Р-04) |  | + | + |
| Авария насоса(Р-03; Р-04) |  | + | + |
| Положение ключа выбора режима управления насоса (местн./дистан) |  | + | - |
| Измерение | Уровень в дренажной емкости(ДЕ-01; ДЕ-02) |  | + | + |
| Температура в дренажной емкости(ДЕ-01; ДЕ-02) |  | + | + |
| Сигнализация | Верхний аварийный уровень(ДЕ-01; ДЕ-02) |  | + | + |
| Установка дозировочная электронасосная (БР-01) | Управление | Отключить насос (БДР) |  | + | - |
| Пуск насоса (БДР) |  | + | - |
| Состояние | Насос включен (БДР) |  | + | + |
| Авария насоса (БДР) |  | + | + |
| Останов насоса |  | + | + |
| Сигнализация | Загазованность (БДР) |  | + | + |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| Блок магистральных насосов насосов (P-01A/B/С) | Управление | Пуск магистрального насоса (P-01A/В/С) | + | + | - |
| Стоп магистрального насоса (P-01A/В/С) | + | + | - |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| Состояние | Магистральный насос включен (P-01A/В/С) | + | + | + |
| Авария магистрального насоса (P-01A/В/С) | + | + | + |
| Останов магистрального насоса (P-01A/В/С) | + | + | + |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| Сигнализация | Контроль загазованности в операторной (QIT-1.1) |  | + | + |
| Контроль загазованности в операторной (QIT-1.2) |  | + | + |
| Печь подогрева нефти П-1/1;1/2) | Состояние и сигналы | Печь в работе (П-1/1;1/2) |  | + | + |
| Печь остановлена (П-1/1;1/2) |  | + | + |
| Авария отрыв пламени (П-1/1;1/2) |  | + | + |
| Авария высокая температура теплоносителя (П-1/1;1/2) |  | + | + |
| Аварийный верхний и нижний уровень теплоносителя (П-1/1;1/2) |  | + | + |
| Давление на входе(П-1/1;1/2) |  | + | + |
| Давление на выходе П-1/1;1/2) |  | + | + |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  | | | | | | |

# ПРИЛОЖЕНИЕ 4

