

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин «ТМ КУБ»

Назначение средства измерений

Комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин «ТМ КУБ» (далее - комплексы) предназначены для измерений длины перемещения талевого блока, силы натяжения каната, уровня бурового раствора, углового перемещения вала буровой лебедки, давления нагнетания бурового раствора, плотности бурового раствора, изменения расхода бурового раствора относительно значения, принятого по команде оператора за нулевое; а также преобразования выходных аналоговых сигналов постоянного тока первичных измерительных преобразователей при бурении с целью контроля и регистрации основных технологических параметров процесса бурения на буровых установках эксплуатационного и глубокого разведочного бурения стволов нефтяных и газовых скважин на суше.

Описание средства измерений

Принцип работы комплексов заключается в измерении и преобразовании входных аналоговых электрических сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей, в цифровой код и дальнейшей их программной обработке для получения значений технологических параметров для представления их на мониторах оператора в виде таблиц и графиков, отображения в виде линейной шкалы или в виде показаний стрелочным прибором с круговой шкалой, а также для последующего хранения результатов измерений.

Составными частями комплексов являются каналы измерения, каналы регистрации и каналы сигнализации.

Каналы измерения включают в себя датчики измерений соответствующего технологического параметра, первичные электронные преобразователи и модули, устанавливаемые либо в Концентратор (далее - Кнц) либо в Блок управления и сигнализации (далее - БУС).

Каналы регистрации включают в себя преобразователь входных сигналов постоянного тока, нормированных в соответствии с ГОСТ 26.011-80, и модули, устанавливаемые в Кнц либо в БУС.

Каналы регистрации предназначены для совместной работы с технологическими датчиками (не входят в состав комплекса):

- тока якоря;
- скорости вращения привода ротора;
- ходов насоса;
- уровня;
- загазованности;
- другими первичными датчиками со стандартными токовыми сигналами на выходе.

Вариант комплектования комплекса и состав каналов определяется договором на поставку, и зависит от схемы расположения оборудования комплекса на буровой установке заданного типа, исходя из конструктивных особенностей объекта.

Канал измерения «Положение талевого блока» состоит из датчика оборотов (ДО) (рисунок 1) и электронного модуля.

Принцип действия (работы) канала основан на преобразовании датчиком оборотов углового перемещения вала буровой лебедки, пропорционального высоте подъема (спуска) талевого блока (ТБ) относительно стола ротора, в последовательность импульсов. Импульсы с выхода датчика поступают на вход модуля.

Подсчет числа импульсов и вычисление значений высоты осуществляет микроконтроллер электронного модуля, с помощью встроенного программного обеспечения. Градуировка канала, определяющая зависимость высоты подъема (спуска) талевого блока относительно стола ротора от количества оборотов барабана буровой лебедки, проводится на этапе подготовки канала измерения к работе.

В функциональной зависимости, которую применяют при градуировке канала, учтены параметры талевой системы.

По команде оператора с пульта управления бурильщика (ПУБ) канал измерения принимает какое-то положение талевого блока за нулевое. При поступлении с датчика импульсного сигнала, соответствующего угловому перемещению вала барабана буровой лебедки, канал измерения определяет высоту спуска (подъема) талевого блока относительно стола ротора и преобразует информацию в двоичный код.



Рисунок 1 - Датчик оборотов

Канал измерения «Уровень бурового раствора» состоит из датчика уровня ДУ (рисунок 2) и электронного модуля.

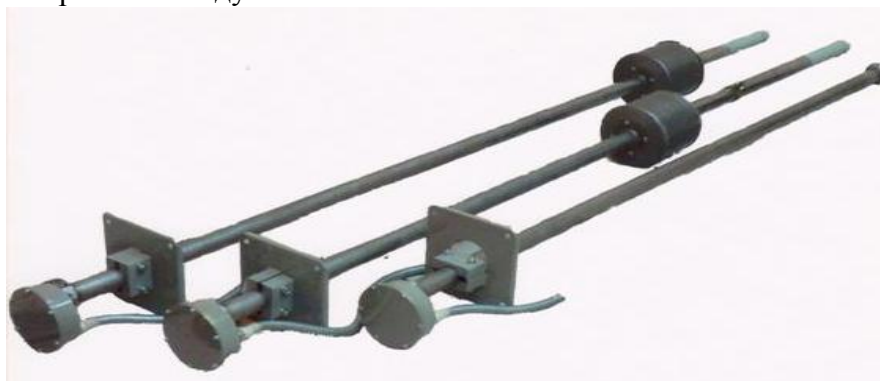


Рисунок 2 - Датчики уровня

Принцип действия (работы) канала основан на следящем действии поплавка ДУ, плавающего на поверхности жидкости и перемещающегося вместе с ее уровнем.

При перемещении поплавка изменяется сопротивление потенциометра ДУ, которое преобразуется в выходной сигнал постоянного тока. В зависимости от состава канала измерения, выходной сигнал ДУ далее поступает либо на вход электронного модуля, установленного в Кнц, либо на один из входов преобразователя ПАК-1 или блока коммутации и обработки (далее - БКО) (рисунок 3). ПАК-1 и БКО позволяют обрабатывать выходные сигналы нескольких датчиков уровня и передавать полученные данные в электронный модуль по одной линии связи с временным разделением.



Рисунок 3 - Блок БКО

Канал измерения «Давление бурового раствора» состоит из датчика давления ДД (рисунок 4) и электронного модуля.



Рисунок 4 - Датчик давления

Принцип действия (работы) канала основан на измерении давления бурового раствора датчиком ДД, находящимся в нагнетательной линии.

На выходе ДД формируется сигнал постоянного тока, пропорциональный давлению в нагнетательной линии на входе датчика. Сигнал с выхода ДД поступает на вход электронного модуля, где преобразуется в двоичный код.

Канал измерения «Плотность бурового раствора» состоит из: датчика плотности ДП (рисунок 5), преобразователя тензометрического ПТ (рисунок 6) и модуля м019-1 или преобразователя тензометрического цифрового ПТЦ и модуля м017.

Использование преобразователя ПТ позволяет иметь дополнительный ненормированный аналоговый сигнал на выходе канала, пропорциональный плотности раствора.

Принцип действия (работы) канала основан на измерении выталкивающей силы, действующей на груз датчика плотности, погруженный в буровой раствор. Выталкивающая сила пропорциональна плотности раствора.



Рисунок 5 - Датчик плотности



Рисунок 6 - Преобразователь ПТ

При погружении груза ДП в раствор, выталкивающая сила изменяет деформацию упругого элемента силоизмерительного датчика ДП, на выходе ДП появляется сигнал, который поступает на ПТ, где преобразуется в сигнал постоянного тока. Далее этот сигнал поступает на вход модуля, где преобразуется в двоичный код.

ПТЦ преобразует выходной сигнал ДП в последовательный двоичный код и передает его на модуль для преобразования в параллельный двоичный код.

Канал измерения «Изменение расхода бурового раствора на выходе» состоит из датчика изменения расхода бурового раствора ДИР1 (рисунок 7) и электронного модуля м019-1 либо м017-3, или электронного модуля м017 и БКО.

Принцип действия (работы) канала основан на измерении уровня заполнения безнапорного трубопровода с помощью подвижной лопатки датчика ДИР1, находящейся в потоке бурового раствора, определении площади поперечного сечения потока раствора, соответствующего этому уровню, и вычислении изменения этой площади относительно значения, соответствующего уровню, запомненному по команде оператора.

В вычислениях модуля учтены условия:

- буровой раствор течет по трубе самотеком,
- плотность раствора за период проходки не меняется,
- скорость потока бурового раствора за промежутки времени измерений не меняется,
- расстояние между нижним краем лопатки, в свободно опущенном положении, и нижней точкой сечения трубы не больше 20 мм.



Рисунок 7 - Датчик ДИР1

С датчика ДИР1 выходной сигнал постоянного тока, пропорциональный уровню раствора, соответствующего углу поворота лопатки ДИР1, поступает на вход электронного модуля. В перепрограммируемой памяти микроконтроллера модуля помещена таблица, устанавливающая зависимость высоты подъема лопатки датчика ДИР1 от расчетной площади поперечного сечения трубопровода. Модуль, по команде оператора, фиксирует площадь поперечного сечения трубопровода S_o , заполненную раствором.

При изменении уровня раствора в трубопроводе изменяется и значение сигнала, пропорционального уровню раствора, соответствующего углу поворота лопатки ДИР1.

Модуль определяет площадь поперечного сечения трубопровода S_k , заполненную раствором, и вычисляет изменение расхода по формуле $Q_{o\pm k} = \frac{S_k - S_o}{S_o} \cdot 100 \%$.

Полученное значение преобразуется и поступает на выход модуля в виде сигнала двоичного кода.

Канал измерения «Нагрузка на крюке» состоит из:
датчика натяжения талевого каната ДНК-3 (рисунок 8), преобразователя ПТ и модуля м017-2,
или

датчика натяжения талевого каната ДНК-3.1 (рисунок 9), преобразователя ПТ и модуля м019-2.



Рисунок 8 - Датчик ДНК-3



Рисунок 9 - Датчик ДНК-3.1

Принцип действия (работы) канала основан на измерении силы натяжения талевого каната, на котором закреплен датчик ДНК-3, либо силы, возникающей в механизме крепления талевого каната, в который встроен датчик ДНК-3.1. Сила, воздействующая на датчик, создает деформацию его тензорезисторного силоизмерительного элемента.

На выходе датчика появляется сигнал, пропорциональный силе, который поступает на вход преобразователя ПТ, где преобразуется в сигнал постоянного тока. Электронный модуль, расположенный в концентраторе, принимает выходной сигнал преобразователя и преобразует его в двоичный код, соответствующий значению силы натяжения каната.

Информация о значениях силы с выхода электронного модуля поступает на модуль МК6, где с помощью программного обеспечения модуля преобразуется, с учетом кратности оснастки талевой системы и конструкции механизма крепления каната буровой установки, в значения параметра «Нагрузка на крюке».

Канал измерения «Момент на ключе» состоит из:

датчика натяжения каната ключа ДМК (рисунок 10), преобразователя ПТ и модуля м019-1 или

датчика натяжения каната ключа ДМК, преобразователя ПТЦ и модуля м017.

Использование преобразователя ПТ позволяет иметь дополнительный ненормированный аналоговый сигнал на выходе канала, пропорциональный силе натяжения каната ключа.



Рисунок 10 - Датчик ДМК

Принцип действия (работы) канала основан на измерении силы на рычаге ключа через датчик ДМК. Сила, воздействующая на датчик, создает деформацию тензорезисторного силоизмерительного элемента ДМК. На выходе датчика появляется сигнал, который поступает на вход преобразователя ПТ, где преобразуется в сигнал постоянного тока.

Преобразователь ПТЦ преобразует выходной сигнал датчика в сигнал последовательного двоичного кода.

В микроконтроллере модуля проведена градуировка канала, определяющая зависимость крутящего момента от силы и длины ключа.

В канале регистрации «Момент на роторе» входные нормированные сигналы постоянного тока поступают с датчика тока якоря на один из входов модуля м021 либо ПАК-2 (рисунок 11) для преобразования в двоичные коды, соответствующие значениям параметра.

В канале регистрации «Частота вращения ротора» входные нормированные сигналы постоянного тока поступают с датчика скорости вращения привода ротора на один из входов модуля м021 либо ПАК-2 для преобразования в двоичные коды, соответствующие значениям параметра.



Рисунок 11 – Преобразователь ПАК-2

В каналах регистрации «Расход бурового раствора насоса», «Ходы насоса» входные нормированные сигналы постоянного тока поступают с датчика ходов насоса на один из входов модуля м021 либо ПАК-2 для преобразования в двоичные коды, соответствующие значениям параметра.

В канале регистрации «Уровень бурового раствора в доливной емкости» входные нормированные сигналы постоянного тока поступают от бесконтактного датчика уровня на один из входов модуля м019-1 для преобразования в двоичные коды, соответствующие значениям параметра.

В канале регистрации «Стандартный токовый сигнал» входные нормированные сигналы постоянного тока поступают с выхода первичного датчика на один из входов модуля м019-1 для преобразования в двоичные коды, соответствующие значениям параметра.

В канале регистрации «Концентрация горючих газов» входные нормированные сигналы постоянного тока поступают от датчика загазованности на один из входов модуля м019-4 для преобразования в двоичные коды, соответствующие значениям параметра.

В комплексе, с помощью каналов сигнализации «Нагрузка на крюке», «Положение талевого блока», «Давление бурового раствора», «Концентрация горючих газов», реализована дополнительная функция: контроль за превышением параметров порогового значения.

Данная функция реализована с помощью встроенного программного обеспечения модуля МК6, расположенного в Кнц и модуля м20-2, на котором расположены исполнительные механизмы (реле).

Оператор, с помощью персонального компьютера, устанавливает пороги срабатывания исполнительного механизма и передает их в модуль МК6 для записи в энергонезависимую память. Во время работы комплекса, МК6 постоянно сравнивает значения параметра канала измерения со значением соответствующего порога и, в случае его превышения, выдает команду на исполнительный механизм.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) комплекса представлено встроенным программным обеспечением (ВПО) микроконтроллеров электронных модулей и взаимодействующим с ним внешним ПО.

ВПО является метрологически значимой частью ПО, устанавливается в энергонезависимую память модулей каналов измерения в производственном цикле на заводе-изготовителе таким образом, что в процессе эксплуатации доступ к ВПО отсутствует. Метрологические характеристики каналов измерения нормированы с учетом ВПО.

Внешнее ПО состоит из программ, установленных на персональном компьютере (далее - ПК), из состава комплекса и программ, установленных на ЭВМ АСУ контейнерного тиристорного устройства (далее – КТУ) и операторской панели бурильщика, из состава оборудования буровой установки.

Компонент внешнего ПО Сервер XRegWinService, установленный на ПК, обеспечивает прием, обработку и регистрацию данных каналов измерения комплекса в базу данных и является метрологически значимым.

Компонент внешнего ПО Клиент XVISION, установленный на ПК, обеспечивает управление процессом визуализации данных без возможности влияния на результаты измерений, а также содержит инструментальные средства для работы с комплексом и не является метрологически значимым.

Доступ к компонентам внешнего ПО ограничен паролем.

Пример рабочего окна визуализации данных программы Клиент XVision представлен на рисунке 12.

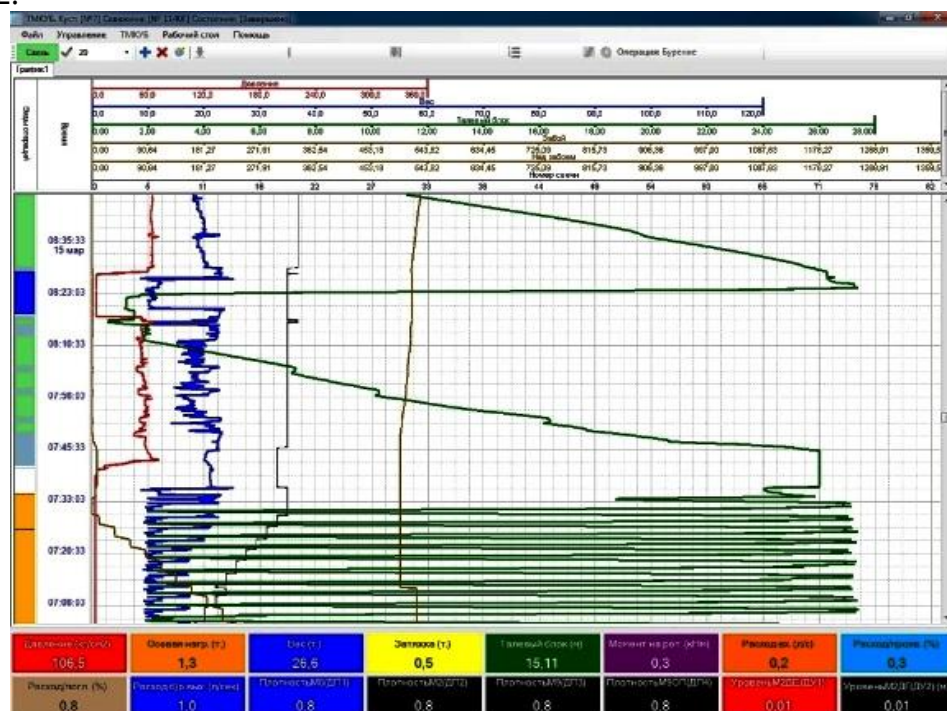


Рисунок 12 - Рабочее окно визуализации данных программы Клиент XVision

Компонент внешнего ПО superVfd, установленный на ЭВМ АСУ КТУ, предназначен для организации передачи данных каналов измерения от аппаратуры комплекса в устройства АСУ буровой установки и не является метрологически значимым.

Компонент внешнего ПО DcApp, установленный на ЭВМ операторской панели бурильщика, обеспечивает отображение данных, поступающих от каналов комплекса, на мониторах операторской панели и не является метрологически значимым.

Рабочие окна - главные кадры программ SuperVfd и DcApp – на рисунках 13 и 14.

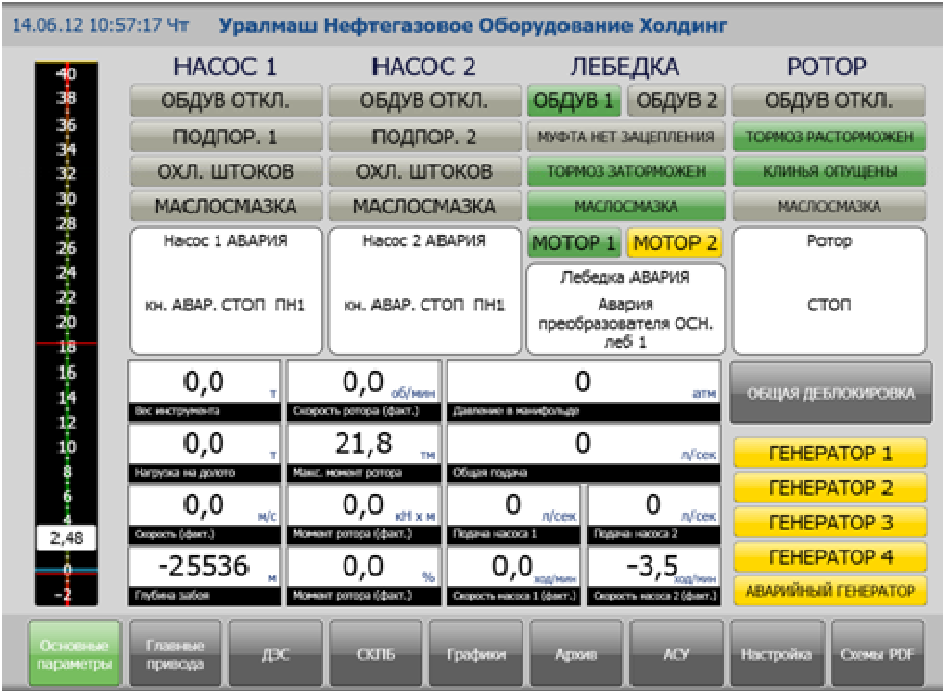


Рисунок 13 - Рабочее окно - главный кадр программы SuperVfd



Рисунок 14 - Рабочее окно - главный кадр программы DcApp

Идентификационные данные метрологически значимого компонента программного обеспечения, контроль целостности и подлинности которого необходим в процессе эксплуатации, и сведения о метрологически значимых компонентах ВПО, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Встроенное программное обеспечение				
м19-1	м19-1.hex	не присвоен	исполняемый код недоступен	-
M19-3	M19-3.hex	не присвоен		-
M19-5	M19-5.hex	не присвоен		-
M20	M20.hex	не присвоен		-
M21	M21.hex	не присвоен		-
Мк6	Мк6.hex	не присвоен		-
Внешнее программное обеспечение				
Сервер XRegWinService	XRegWinService.exe 169 Kb (173056 байт)	версия V2.0	CRC32: 71E5F350	CRC32

Уровень защиты встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – «А».

Уровень защиты метрологически значимого компонента внешнего программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – «С».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Канал измерения «Положение талевого блока»: Верхний предел измерений высоты подъема (спуска) талевого блока, м, не более Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, % Вариация показаний, %	40 ±1,0 ±1,0
Канал измерения «Уровень бурового раствора»: Верхний предел измерений, м, не более Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, % Вариация показаний, %	2,5 ±1,5 ±1,5
Канал измерения «Давление бурового раствора»: Верхний предел измерений, МПа, не более Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, % Вариация показаний, %	40 ±1,0 ±1,0
Канал измерения «Плотность бурового раствора»: Диапазон измерений, кг/м ³ Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	от 800 до 2200 ±1,0
Канал измерения «Изменение расхода бурового раствора на выходе»: Диапазон измерений, % Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, % Вариация показаний, %	от -100 до +100 ±2,0 ±2,0

Наименование характеристики	Значение
Канал измерения «Нагрузка на крюке»: Максимальное значение контролируемого параметра, кН, не более Верхний предел измерений силы натяжения каната (с ДНК-3), кН, не более Верхний предел измерений силы натяжения каната (с ДНК-3.1), кН, не более Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, % Вариация показаний, %	4500 375 225,5 ±1,0 ±1,0
Канал измерения «Момент на ключе»: Верхний предел измерений, кН·м, не более Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений, %	100 ±1,0
Канал регистрации «Расход бурового раствора насоса»: Верхний предел регистрации, м ³ /ч, не более Диапазон преобразования силы постоянного тока, мА	360 от 0 до 20
Канал регистрации «Ходы насоса»: Верхний предел регистрации, ход/мин, не более Диапазон преобразования силы постоянного тока, мА	130 от 0 до 20
Канал регистрации «Частота вращения ротора»: Верхний предел регистрации, об/мин, не более Диапазон преобразования силы постоянного тока, мА Канал регистрации «Момент на роторе»: Верхний предел регистрации, кН·м, не более Диапазон преобразования силы постоянного тока, мА Канал регистрации «Уровень бурового раствора в доливной емкости»: Верхний предел регистрации, м, не более Диапазон преобразования силы постоянного тока, мА	300 от 0 до 20 60 от 0 до 20 3,0 от 0 до 20
Канал регистрации «Концентрация горючих газов»: Верхний предел регистрации, % НКПР, не более Диапазон преобразования силы постоянного тока, мА	50 от 0 до 20
Канал регистрации «Стандартный токовый сигнал»: Диапазон преобразования силы постоянного тока, мА	от 0 до 20
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности каналов измерения при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальной 20 °С, % от основной погрешности соответствующего канала Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности каналов измерения при изменении напряжения питания в диапазоне от 187 до 242 В, % от основной погрешности соответствующего канала	±25 ±30

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электропитание Комплекса осуществляется от сети переменного тока: - напряжением, В - частотой, Гц	(220 ⁺²² ₋₃₃) (50 ⁺ ₋₁)

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более, канала измерения: - «Положение талевого блока»: датчик оборотов - «Уровень бурового раствора»: датчик уровня преобразователь ПАК-1 блок БКО - «Плотность бурового раствора»: датчик плотности (без груза) преобразователь тензометрический ПТ преобразователь тензометрический цифровой ПТЦ - «Давление бурового раствора»: датчик давления - «Нагрузка на крюке»: датчик натяжения талевого каната ДНК-3 датчик натяжения талевого каната ДНК-3.1 преобразователь тензометрический ПТ преобразователь тензометрический цифровой ПТЦ - «Момент на ключе»: датчик натяжения каната ключа ДМК - «Изменение расхода бурового раствора на выходе»: датчик изменения расхода ДИР1 каналов регистрации «Момент на роторе», «Частота вращения ротора», «Расход бурового раствора насоса», «Ходы насоса», «Уровень бурового раствора в доливной емкости», «Концентрация горючих газов», «Стандартный токовый сигнал»: преобразователь ПАК-2	340´ 100´ 200 190´ 2950´ 190 220´ 180´ 65 400´ 400´ 120 220´ 220´ 180 250´ 195´ 93 230´ 120´ 90 100´ 1240´ 155 640×110×300 520´ 212´ 220 250´ 195´ 93 230´ 120´ 90 600×180×160 140×116×412 262×170×58
Масса комплекса в упаковке, кг, не более	1200
Оборудование в отапливаемом помещении по гр. В1 ГОСТ Р 52931-2008 эксплуатируется при следующих климатических факторах: - температура окружающего воздуха, °С - верхнее значение относительной влажности, % Оборудование на открытом воздухе по гр. Д3 ГОСТ Р 52931-2008 эксплуатируется при следующих климатических факторах: - температура окружающего воздуха, °С - верхнее значение относительной влажности при плюс 35 °С и более низких температурах, без конденсации влаги, %	(20 ⁺¹⁵ ₋₁₀) 75 от -45 до +50 95
Средний срок службы, лет, не менее	8
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	8500
Время непрерывной работы, ч, не менее	24
Количество опрашиваемых адресов устройства КВАДРАТ Диапазон индикации чисел устройства КВАДРАТ	63 от 0 до 9999
Время установления рабочего режима (время прогрева): - при температуре от минус 45 до 0 °С, мин - при температуре от 0 до плюс 50 °С, мин	50 10

Знак утверждения типа

наносится на табличку на концентраторе и на каждом датчике фотохимическим методом, на титульные листы эксплуатационных документов типографским способом

Комплектность средства измерений

Комплектность комплекса соответствует таблице 4.

Таблица 4

Обозначение	Наименование	Количество, шт.
	Изделия	
ГТША 2.131.001	Концентратор, Кнц	4*
ГТША 5.139.003	Пульт управления и индикации, ПУИ	2*
ГТША 5.139.003-06	Пульт управления и индикации, ПУИ	2*
ГТША 5.139.006	Пульт сигнализации и индикации, ПСИ	2*
ГТША 2.426.002	Модуль индикации, МИ-600	8*
ГТША 2.840.001	Сигнализатор загазованности, СЗП-2К	1*
ГТША 5.282.004	Коробка распределительная, КРД	2*
ГТША 5.282.015	Коробка распределительная, КРЛ	2*
ГТША 5.282.016	Коробка распределительная, КР16	1
ГТША 2.599.002	Рабочее место технолога, РМТ	1
Celeron -1,7ГГц/ 1024Mb/320Gb/RS-232C	Персональная ЭВМ	*
	Источник бесперебойного питания	*
Цветной LCD монитор с диагональю 17"	Монитор	*
	Принтер	*
ГТША 5.103.001	Адаптер дистанционной связи, АДС	1
Intel-3-2,3ГГц/2Gb/ 500Gb/ RS-232C	Панельный компьютер с сенсорным экраном	*
Сервер XRegWinService, Клиент XVision	Программное обеспечение (компакт-диск)	*
superVfd, DcApp	Программное обеспечение (компакт-диск)	*
	Канал измерения «Нагрузка на крюке»	
ГТША 5.178.005	Датчик натяжения талевого каната, ДНК-З	1*
ГТША 5.178.029	Датчик натяжения талевого каната, ДНК-3.1	1*
ГТША 5.121.007	Преобразователь тензометрический, ПТ	1*
ГТША 5.121.019-02	Модуль м019-2	1*
ГТША 5.121.017-02	Модуль м017-2	1*
	Канал измерения «Момент на ключе»	
ГТША 5.178.025	Датчик натяжения каната ключа, ДМК	1*
ГТША 5.121.007	Преобразователь тензометрический, ПТ	1*
ГТША 5.121.015	Преобразователь тензометрический цифровой, ПТЦ	1*
ГТША 5.121.019-01	Модуль м019-1	1*
ГТША 5.121.017	Модуль м017	1*
	Канал измерения «Плотность бурового раствора»	
ГТША 5.184.001	Датчик плотности бурового раствора, ДП	.2*
ГТША 5.121.007	Преобразователь тензометрический, ПТ	1*
ГТША 5.121.015	Преобразователь тензометрический цифровой, ПТЦ	1*
ГТША 5.121.019-01	Модуль м019-1	1*
ГТША 5.121.017	Модуль м017	1*
	Канал измерения «Положение талевого блока»	
ГТША 5.178.003	Датчик оборотов, ДО	1
ГТША 5.103.002	Модуль м002	1

Обозначение	Наименование	Количество, шт.
ГТША 5.121.019-05	Модуль м019-5	1
	Канал измерения «Давление бурового раствора»	
ГТША 5.183.005	Датчик давления, ДД	3*
ГТША 5.121.019-01	Модуль м019-1	1*
ГТША 5.121.017-01	Модуль м017-1	1*
	Канал измерения «Уровень бурового раствора»	
ГТША 5.183.003... ГТША 5.183.003-05	Датчик уровня, ДУ	7*
ГТША 3.036.001	Преобразователь аналог-код, ПАК-1	1*
ГТША 2.390.001	Блок коммутации и обработки, БКО	1*
ГТША 5.121.019-01	Модуль м019-1	1*
ГТША 5.121.017	Модуль м017	1*
ГТША 5.121.017-01	Модуль м017-1	1*
	Канал измерения «Изменение расхода бурового раствора на выходе»	
ГТША 5.178.011	Датчик изменения расхода бурового раствора на выходе, ДИР1	1
ГТША 5.121.017	Модуль м017	1*
ГТША 5.121.017-03	Модуль м017-03	1*
ГТША 5.121.019-1	Модуль м019-1	1*
ГТША 3.036.001	Блок коммутации и обработки БКО	1*
	Каналы регистрации «Момент на роторе», «Частота вращения ротора», «Расход бурового раствора насоса», «Ходы насоса»	
ГТША 3.036.002	Преобразователь аналог-код, ПАК-2	1*
ГТША 5.121.021	Модуль м021	1*
	Каналы регистрации «Уровень бурового раствора в доливной емкости», «Стандартный токовый сигнал»	
ГТША 5.121.019-01	Модуль м019-1	1*
	Канал регистрации «Концентрация горючих газов»	
ГТША 5.121.019-04	Модуль м019-4	1*
	Каналы сигнализации «Нагрузка на крюке», «Положение талевого блока», «Давление бурового раствора», «Концентрация горючих газов»	
ГТША 5.105.007	Модуль МК6	1*
ГТША 5.121.020-02	Модуль м20-2	1*
	Кабели и монтажные части	
ГТША 4.853.011	Кабель 1	1*
ГТША 4.853.015	Кабель 2	1*
ГТША 4.853.030	Кабель 7	1*
ГТША 4.853.030-01	Кабель 8	1*
ГТША 4.853.022	Кабель 10	1*
ГТША 4.853.022-01	Кабель 11	1*
ГТША 4.853.022-02	Кабель 12	1*
ГТША 4.853.017-03	Кабель 33	1*

Обозначение	Наименование	Количество, шт.
ГТША 4.853.017-04	Кабель 34	1*
ГТША 4.853.017-05	Кабель 35	1*
ГТША 4.853.017-06	Кабель 36	1*
ГТША 4.853.017-07	Кабель 37	1*
ГТША 4.853.017-08	Кабель 38	1*
ГТША 4.853.017-09	Кабель 39	1*
ГТША 4.853.017-10	Кабель 40	1*
ГТША 4.853.017-11	Кабель 41	1*
ГТША 4.853.017-12	Кабель 42	1*
ГТША 4.853.018	Кабель 50	1*
ГТША 4.853.018-01	Кабель 51	1*
ГТША 4.853.018-02	Кабель 52	1*
ГТША 4.853.018-03	Кабель 53	1*
ГТША 4.853.018-06	Кабель 57	1*
ГТША 4.853.020	Кабель 60	1*
ГТША 4.853.020-01	Кабель 61	1*
ГТША 4.853.020-02	Кабель 62	1*
ГТША 4.853.020-03	Кабель 63	1*
ГТША 4.853.020-04	Кабель 64	1*
ГТША 4.853.020-05	Кабель 65	1*
ГТША 4.853.020-06	Кабель 66	1*
ГТША 4.853.020-07	Кабель 67	1*
ГТША 4.853.020-08	Кабель 68	1*
ГТША 4.853.020-09	Кабель 69	1*
ГТША 4.853.048-05	Кабель 75	1*
ГТША 4.853.048-06	Кабель 76	1*
ГТША 4.853.024-04	Кабель 84	1*
ГТША 4.853.024-05	Кабель 85	1*
ГТША 4.853.024-06	Кабель 86	1*
ГТША 4.853.024-07	Кабель 87	1*
ГТША 4.853.024-08	Кабель 88	1*
ГТША 4.853.023	Кабель 90	1*
ГТША 4.853.023-01	Кабель 91	1*
ГТША 4.853.023-02	Кабель 92	1*
ГТША 4.853.023-03	Кабель 93	1*
ГТША 4.853.016	Кабель 101	1*
ГТША 4.853.024	Кабель 110	1*
ГТША 4.853.029	Кабель 102	1*
ГТША 4.853.047-01	Кабель 131	1*
ГТША 4.853.047-02	Кабель 132	1*
ГТША 4.853.047-03	Кабель 133	1*
ГТША 4.853.047-04	Кабель 134	1*
ГТША 4.853.047-05	Кабель 135	1*
ГТША 4.075.005	Комплект монтажных частей	1
ГТША 4.075.006	Комплект монтажных частей	1
ГТША 4.075.011	Комплект монтажных частей, КМЧ2	1

Обозначение	Наименование	Количество, шт.
	Вспомогательное оборудование	
ГТША 3.048.001	Устройство опроса датчиков по последовательному каналу КВАДРАТ	1*
(Согласно ведомости ГТША 2.701.001 ВЭ)	Комплект эксплуатационных документов	1
ГТША 2.701.001 МП	Методика поверки	1
* определяется договором на поставку и зависит от схемы расположения оборудования комплекса на буровой установке заданного типа, исходя из конструктивных особенностей объекта		

Поверка

осуществляется по документу ГТША 2.701.001 МП "Комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин «ТМ КУБ». Методика поверки" с изменением №1, утвержденному ФГУП «СНИИМ» 11.07.2017 г.

Основные средства поверки:

силоизмерительная система СС-50т (регистрационный номер 13646-01), диапазон измерений (0 - 500) кН; относительная погрешность измерений не более 0,25 %;

лента измерительная металлическая Р5УЗД (регистрационный номер 46391-11), диапазон измерений до 3000 мм, КТ 3;

счетчик оборотов, Информационная емкость ≥ 99999 ;

штангенрейсмас типа ШР (регистрационный номер 41059-09), диапазон измерений до 300 мм, пределы допускаемой погрешности измерений $\pm 0,05$ мм;

манометр эталонный типа МО (регистрационный номер 43816-10), предел измерений 40 МПа, КТ 0,15;

пикнометр ПЖ-3 (регистрационный номер 40214-08), вместимость не меньше 50 см³, погрешность не больше 5 см³;

весы лабораторные ВСТ (регистрационный номер 25393-08), Максимальная нагрузка не меньше 600 г, КТ 2.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин «ТМ КУБ»

ГОСТ 14169-93 Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 8.021-2015 ГСИ. Государственный первичный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений массы

ГОСТ 8.024-2002 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности

ГОСТ 8.640-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений силы

ГОСТ 8.145-75 ГСИ. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений объемного расхода жидкости в диапазоне $3 \cdot 10^{-6}$ - 10 м³/с

ГОСТ Р 8.752-2011 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений крутящего момента силы.

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные

МИ 2060-90 Рекомендация. ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне $1 \cdot 10^{-6}$ - 50 м и длин волн в диапазоне 0,2 - 50 мкм

ТУ 4318-002-59684175-05 Комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин "ТМ КУБ". Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество Научно-производственная Фирма «ТЕТРАН»

(АО НПФ «ТЕТРАН»)

ИНН 7014054062

Адрес: 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 112

Тел.: (3822) 900-558, факс: (3822) 900-557

E-mail: tetrun@tetrun.ru

Web-сайт: <http://tetrun.ru>

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «СНИИМ»

(ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ»)

Юридический адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

Тел.(383) 210-08-14, факс. (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.nsk.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-09 от 12.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.