

СОГЛАСОВАНО



Первый заместитель директора
ФГУП "ВНИИМС"

К.В. Кулик

23 07 2007 г.

| | |
|---|---|
| Система измерений количества и показателей качества сырой нефти ДНС-4 Холмогорского месторождения | Внесены в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35512-07</u> Взамен № _____ |
|---|---|

Изготовлена по технической документации ООО "Нефтегазметрология", г. Уфа. Заводской номер 1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система измерений количества и показателей качества сырой нефти (СИКНС) ДНС-4 Холмогорского месторождения (далее - система) предназначена для измерений массы нефти, подготовленной на установке предварительного сброса воды (УПСВ), при ее перекачке на центральный пункт сдачи нефти.

Область применения: ОАО "Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз" ДНС-4 Холмогорского месторождения ТПДН "Холмогорнефть".

ОПИСАНИЕ

Измерение массы нефти проводится прямым методом динамических измерений по ГОСТ Р 8.595.

Конструктивно система состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока контроля качества и блока обработки информации.

Блок измерительных линий состоит из двух рабочих измерительных линий (основная и резервная) и контрольной измерительной линии. В каждой рабочей измерительной линии установлены массовый расходомер, входные и выходные задвижки. На выходном коллекторе блока измерительных линий установлены датчики температуры и давления.

Блок контроля качества нефти состоит из автоматического и ручного проботборников с пробозаборным устройством по ГОСТ 2517, индикатора расхода и поточного влагомера.

Блок фильтров состоит из фильтров и средств измерений разности давлений на них.

Блок обработки информации состоит из комплекса измерительно-вычислительного.

Принцип действия системы состоит в следующем. Нефть по входному трубопроводу поступает в систему, проходит через блок фильтров и поступает в блок измерительных линий. Часть нефти через пробозаборное устройство, установленное на входном коллекторе блока измерительных линий, поступает в блок контроля качества, где проводится отбор пробы нефти с помощью автоматического или ручного пробоотборника и измерение содержание воды в нефти поточным влагомером. В блоке измерительных линий нефть из входного коллектора проходит через основную или резервную измерительные линии, где проводится измерение массы нефти массовыми расходомерами, и поступает в выходной коллектор и далее на выход из системы. В выходном коллекторе датчики температуры и давления измеряют температуру и давление нефти. Результаты измерений массы, температуры, давления, влагосодержания нефти в виде электрических сигналов поступают в блок обработки информации. В блоке обработке информации проводится обработка результатов измерений. Масса нефти рассчитывается как разность массы сырой нефти и массы балласта (воды, хлористых солей, механических примесей).

При контроле метрологических характеристик массовых расходомеров, установленных в основной и резервной измерительных линиях, нефть дополнительно проходит через контрольную измерительную линию. Переключение из рабочего режима в режим контроля метрологических характеристик производится с помощью задвижек, установленных в измерительных линиях.

Система обеспечивает:

- измерение в автоматическом режиме массы нефти;
- измерение в автоматическом режиме параметров нефти: температуры, давления, влагосодержания;
- контроль рабочих расходомеров по контрольному расходомеру.
- автоматический и ручной отбор пробы нефти;
- формирование, хранение и выдачу на печать оперативного, суточного, месячного отчетов и отчетов за выбранный интервал времени (2 часа, 12 часов, сутки);
- формирование паспорта качества;
- формирование журнала событий (переключения, аварийные ситуации, сообщения об отказе системы и ее составных элементах);
- ввод результатов лабораторных анализов.

Система проводит вычисление и сохранение в архиве средних значений температуры, давления и содержания воды.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

| | |
|---|-----------------|
| Измеряемая среда | нефть |
| Рабочий диапазон расхода нефти, т/ч | 7,6 ... 43,3 |
| Рабочий диапазон температуры нефти, °С | +25 ... +45 |
| Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³ | 830 ... 870 |
| Рабочий диапазон вязкости нефти, мм ² /с (сСт) | 5 ... 15 |
| Рабочий диапазон давления нефти, МПа | 0,5 ... 2,5 |
| Объемная доля воды ф _в , % объемные, не более | 10 |
| Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ | 10 ... 60 |
| Массовая доля механических примесей, % массовые | 0,002 ... 0,005 |
| Свободный газ | отсутствует |

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти φ_B в % объемных, %

$0 \leq \varphi_B \leq 5$

$\pm 0,35$

$5 < \varphi_B \leq 10$

$\pm 0,4$

Электропитание:

- напряжение питающей сети, В

380/220 \pm 10%

- частота питающей сети, Гц

50 \pm 1

Температура окружающей среды, °С

- блок измерительных линий

-40 ... +36

- блок контроля качества

+5 ... +20

- блок обработки информации

+15 ... +25

КОМПЛЕКТНОСТЬ

| Наименование | Кол. (шт.) |
|--|------------|
| Комплекс измерительно-вычислительный ОКТОПУС-Л | 1 |
| Счетчик-расходомер массовый кориолисовый ROTAMASS RCCS38 M04A2SL/KS1 с преобразователем RCCF31 -АН2 МКФ1 | 3 |
| Влагомер нефти поточный УДВН-1пм2 | 1 |
| Датчик избыточного давления Метран100-Ех-ДИ-1151-11-МП-t10-050-2,5 МПа-42-С-ДП-М20 | 1 |
| Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 | 1 |
| Автоматический пробоотборник "Стандарт-А" в комплекте с блоком программного управления БПУ-А | 1 |
| Ручной пробоотборник "Стандарт-Р" | 1 |
| Устройство пробозаборное ПЗУ щелевого типа по ГОСТ 2517 | 1 |
| Манометр технический МПЗ-УУ2-1,5 | 4 |
| Манометр технический МПЗ-УУ2-0,6 | 4 |
| Индикатор расхода МИГ-32ш-1,6 с НОРД-И2у | 1 |
| Источник питания | 2 |
| Источник бесперебойного питания с батареей | 1 комплект |
| Методика поверки | 1 |
| Паспорт | 1 |

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта.

ПОВЕРКА

Поверка системы проводится в соответствии с документом "Система измерений количества и показателей качества сырой нефти ДНС-4 Холмогорского месторождения. Методика поверки", согласованной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 12.07.2007 г.

Основное поверочное оборудование:

- установка проливочная УПСЖ – 600/ВМ;
- ареометры первого разряда;
- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА.

Межповерочный интервал – 1 год.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.595-2004 "Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений".

ГОСТ Р 8.615-2005 "Измерения количества измеряемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования".

Техническая документация ООО "Нефтегазметрология".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы измерений количества и показателей качества сырой нефти ДНС-4 Холмогорского месторождения утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Нефтегазметрология"

450005, Россия, РБ,

г. Уфа, ул. Мингажева, 156

Тел./факс: (347) 228-90-60

Заместитель генерального директора
ООО "Нефтегазметрология"



Б.В. Мирончук