

3. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие аппаратуры требованиям стандарта ГОСТ 26116-84 и ТУ4315.00575183745.2009 при соблюдении потребителем условий эксплуатации, транспортирования и хранения.

Гарантийный срок – 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию.

В течение гарантийного срока выявленные заводские дефекты устраняются изготовителем.

4. ДАННЫЕ ПО КАЛИБРОВКЕ АППАРАТУРЫ

4.1. Интервал между калибровками в процессе эксплуатации – 6 месяцев и после ремонта затрагивающего метрологически ответственные цепи.

5. СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Базовый блок КСП2М5 заводской номер _____

соответствует стандарту (техническим условиям) ТУ4315.00575183745.2009
(обозначение стандарта или ТУ)

и признан годным к эксплуатации.

Дата выпуска.....

М.П.

Подписи лиц, ответственных за приемку: _____ Куделев А.Г.



ООО «ГеоПлюс»



**КОМПЛЕКСНАЯ СКВАЖИННАЯ АППАРАТУРА
КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
«КОМПАС»**

АППАРАТУРА КОНТРОЛЯ СВАБИРОВАНИЯ КСП2М5

ПАСПОРТ

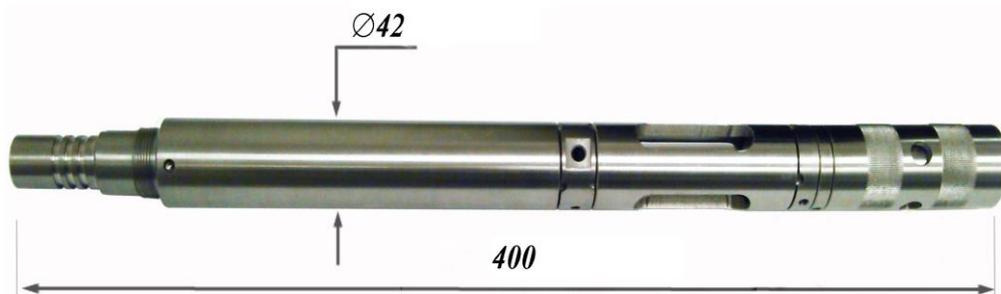
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

Наименование: Комплексная скважинная аппаратура контроля разработки нефтяных месторождений и техсостояния скважин КСП2М5 (далее аппарата).

Назначение: Аппаратура предназначена для геологотехнологического контроля состояния скважин и контроля разработки нефтяных месторождений посредством измерения и передачи по каротажному кабелю длиной до 5000м телеметрической информации по 2 каналам о давлении и влагосодержании .

Аппаратура предназначена для работы в составе геофизической лаборатории и каротажного подъемника.

Комплексная скважинная аппаратура КСП2М5 предназначена для работы с серийно выпускаемыми геофизическими регистраторами типа ВУЛКАН, ОНИКС, ГЕКТОР, КЕДР и т.п., в которых используется система телеметрии с фазо-разностной модуляцией.



ИЗГОТОВИТЕЛЬ..... **ООО«ГеоПЛЮС»**
ДАТА ВЫПУСКА..... « » 201 г.
ЗАВОДСКОЙ НОМЕР.....

2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Условия эксплуатации скважинной аппаратуры:
диапазон рабочих температур.....от 0 до 120 °С;
максимальное гидростатическое давление.....60 Мпа;
внутренний диаметр НКТ оборудованных скважин.....≥50мм.

2.2. Наименование и номера каналов приведены в Таблице 1:

Таблица .1

№	Наименование канала
00	Канал измерения давления
01	Канал индикации содержания воды в нефти (влагомера)

2.3. Канал измерения давления (№ 00).

2.3.1. Диапазон измерения МПа 0 ÷ 25

2.3.2. Номинальная функция преобразования линейная, вида:

$$P = Kp \cdot N + P_0,$$

где Kp – коэффициент преобразования (вес единицы младшего разряда);

N - текущее значение показаний цифрового индикатора наземного прибора.

где: для вычисления давления в атмосферах

$$Kp = 0,018858032$$

$$P_0 = - 6.118$$

для вычисления давления в МПа

$$Kp = 0,001849334$$

$$P_0 = - 0.6$$

2.3.3. Пределы допускаемой полной приведенной погрешности
в диапазоне температур 0 –120 °С 0,2 %

2.4. Канал индикации содержания воды в нефти (№ 01).

2.4.1. Рабочий диапазон индикатора 0 ÷ 100%

2.4.2. коэффициент преобразования (вес единицы младшего разряда)
не более 0,02%

2.4. Габаритные размеры Ø42 x 400мм.

2.5. Масса прибора, не более 4 кг.

2.6. Присоединительная резьба М33Х1.5(НКБ)

НАПРЯЖЕНИЕ НА ГОЛОВКЕ ПРИБОРА – 7 В

ТОК ПИТАНИЯ БАЗОВОГО МОДУЛЯ - 100 мА

ТОК СТАБИЛИЗАТОРА (канал 10) ДОЛЖЕН БЫТЬ В ПРЕДЕЛАХ 10-30 мА