

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, но не более 100 часов работы в скважине.

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

Автономный базовый блок КСП16М5-А 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»**

АВТОНОМНЫЙ БАЗОВЫЙ БЛОК КСП16М5-А

ПАСПОРТ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

Наименование: Автономная комплексная скважинная аппаратура КОМПАС (далее аппаратура) предназначена для работы в совокупности с геофизическим подъемником и позволяет осуществлять геологотехнологический контроль состояния скважин и контроль разработки нефтяных месторождений.

Назначение: Аппаратура предназначена для геологотехнологического контроля состояния скважин и контроля разработки нефтяных месторождений путем получения информации по 16 каналам о температуре, давлении, влагосодержании и проводимости флюида, магнитной неоднородности (локация муфт), термокондуктивной индикации притоков, гамма-активности, геохимических параметров флюидов и расходомерии.

Аппаратура обеспечивает практически одновременное измерение 16 измеряемых параметров, сохранение результатов измерений в памяти автономного прибора, последующее считывание и представление полученных данных.

Аппаратура состоит из базового модуля (МБ) и транзитных геохимического каротажа, резистивиметра и расходомера, подсоединяемых через стандартные стыковочные узлы.



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.....60Мпа;
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 измерения температуры
02	Канал термокондуктивного индикатора притока (СТИ)
03	Канал измерения проводимости флюида (резистивиметра)
04	Канал индикации содержания воды в нефти (влагомера)
05	Канал локатора муфт 1 (СКО)
06	Канал локатора муфт 2 (МО)
07	Канал измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения (ГК)
08	Канал измерения гидрохимических параметров №1
09	Канал измерения гидрохимических параметров №2
10	Канал тока стабилизатора
11	Канал измерения потенциала в скважине
12	Канал расходомера

2.3. Канал измерения температуры (№ 01).

2.3.1. Диапазон измерения, °Сот 0 до 120 °С.

2.3.2. Номинальная функция преобразования линейная, вида:

$$T = Kt \cdot N + T,$$

где $Kt = 0,005$ – коэффициент преобразования (вес единицы младшего разряда выходного кода)

N – текущее значение показаний цифрового индикатора наземного прибора.

$T = - 2$ – минимальное значение измеряемой температуры.

2.3.3. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, $\pm 0,1$ °С

2.3.4. Показатель тепловой инерции, определяемой в воде $\leq 1,5с$.

2.4. Канал измерения давления (№ 00).

2.4.1. Диапазон измерения МПа $0 \div 60$

2.4.2. Номинальная функция преобразования линейная, вида:

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

где K_p – коэффициент преобразования (вес единицы младшего разряда);
 N – текущее значение показаний цифрового индикатора наземного прибора.

где: для вычисления давления в атмосферах

$$K_p = 0,018858032$$

$$P_0 = - 6.118$$

для вычисления давления в МПа

$$K_p = 0,001849334$$

$$P_0 = - 0.6$$

2.4.3. Пределы допускаемой полной приведенной погрешности
в диапазоне температур $0 - 120$ °С $0,2$ %

2.5. Канал индикации содержания воды в нефти (№ 04).

2.5.1. Рабочий диапазон индикатора $0 \div 100$ % .

2.5.2. Коэффициент преобразования
(вес единицы младшего разряда) не более $0,02$ %.

2.6. Канал локатора муфт (№ 05, 06).

2.6.1. Отношение сигнал / шум амплитуды СКО выходного
сигнала локатора муфт (канал 5) не менее..... $\geq 5 : 1$

2.6.2. Канал локатора муфт (№05 СКО) дает импульсы на муфтах.

2.6.3. Канал локатора муфт (№06-МО) - информация о среднем значении
уровня сигнала с локатора муфт.

2.7. Канал термокондуктивного индикатора притока (№ 02).

**Канал СТИ показывает температуру его перегрева относительно
температуры среды.**

2.7.1. Номинальная функция преобразования линейная, вида:

$$\Delta T = K_{\Delta t} \cdot N$$

где $K_{\Delta t} = 0.00045778$ – коэффициент преобразования,

2.7.2. Рабочий диапазон индикатора..... от $0,1$ до 40 м³/ч.

2.7.3. Коэффициент преобразования (вес единицы
младшего разряда), не более..... $0,1$ м³/ч.

2.7.4. Показатель тепловой инерции, определенный
в воде, не более..... 4 с.

2.8. Канал измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения (№ 07).

2.8.1. Диапазон измерений $0 \div 50$ мкР/ч.

2.8.2. Индивидуальная статическая функция преобразования линейная вида:

$$Q = K_q \cdot N,$$

где K_q - индивидуальный коэффициент преобразования (вес единицы
младшего разряда) должен быть не менее $0,014$ мкР/ч

N – текущее значение показаний цифрового индикатора наземного прибора.

2.8.3. Предел основной относительной погрешности, % 10

2.8.4. Предел дополнительной температурной погрешности, %/°С $0,05$

2.9 Точки записи по каналам базового модуля:

локатор муфт 110 мм;

гамма-канал 600 мм;

манометр 850 мм;

термометр 900 мм;

термоиндикатор притока 900 мм;

индикатор влажности 950 мм.

2.10 Объем памяти 64 Мбит (8 МБайт)

Максимальная продолжительность записи

при частоте измерений 4 изм/с:

при всех включенных каналах, час 22

при отключенном канале СТИ, час 44

при отключенных каналах СТИ и ГАММА, час 55

2.11 Габаритные размеры

Диаметр всех модулей, мм 38

Длина:

базового модуля, мм 1100

модуля резистивиметра, мм 280

гидрогеохимического модуля, мм 780

расходомерного модуля, мм 470

Масса (ориентировочно):

базового модуля, кг 8

модуля резистивиметра, кг $1,5$

гидрогеохимического модуля, кг 3

расходомерного модуля, кг $2,5$

Питание прибора - автономное, в двух вариантах:

3 батареи MN 144 (Alkaline-Manganese Dioxide Battery), размер “С” (LP 14),
напряжение каждой батареи 1.5 В, фирма Duracell;

1 батарея литиевая LSH 14, размер “С”, напряжение 3.6 В, максимальный ток
 1.3 А, фирма SAFT (Франция).