

# ИЗМЕРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (часть 2)

Доцент кафедры АТПП  
Прахова М.Ю.

# КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ ПРИБОРОВ ПО СПОСОБУ ПОЛУЧЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

**Автономные, результаты измерения которых можно получить только после извлечения их из скважины**

**Дистанционные, обеспечивающие передачу сигналов измерительной информации по кабелю**

# ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

# ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНАХ

- Изучение температурного режима района, в котором находится месторождение (определяются средние значения геотермического градиента или геотермической ступени по всему стволу скважины и их изменение на отдельных участках разреза с целью изучения геологического строения месторождений и решения задач региональной геологии)
- Изучение пород, слагающих разрез скважины, по их тепловым характеристикам
- Выявление в разрезе скважины горизонтов, содержащих нефть и газ, определение их мощности, интервалов поглощения и т.д.
- Изучение технического состояния скважин (определение высоты подъема цемента в затрубном пространстве, местоположения затрубной циркуляции и притоков воды в скважину, глубины, на которой начинает выделяться парафин)

# ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗАБОЕ ПРИ БУРЕНИИ

Подбор и стабилизация реологических свойств промывочной жидкости

Цементирование обсадных колонн

Расчет обсадных колонн с учетом их возможного удлинения

Подбор скважинного оборудования (отдельные узлы турбобуров, электробуров, токоподводящих кабелей, долот и т.п.) с учетом изменения его геометрических размеров и изменения различных физических свойств при действии высокой температуры

# ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

Вязкость нефти

Выделение парафина

Фазовое состояние нефти

Условия притока нефти к забою и подъема на поверхность

## ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗАБОЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Контроль процессов обработки призабойной зоны (солянокислотная обработка, термообработка и т.п.)

Внесение поправок в результаты измерения других параметров

# АВТОНОМНЫЕ ГЛУБИННЫЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Манометрические

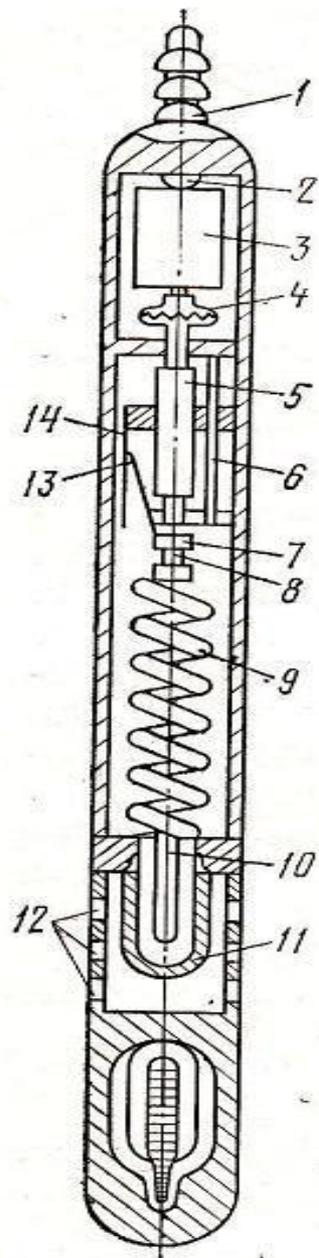
Расширения

Жидкостные (ТГГ)

Конденсационные  
(«Сириус»)

Биметаллические  
(ТГБ)

# ЖИДКОСТНОЙ МАНОМЕТРИЧЕСКИЙ ТЕРМОМЕТР ТИПА ТГГ



1	Проволока
2	Амортизирующее устройство
3	Часовой механизм
4	Муфта
5	Ходовой винт
6	Планка
7	Втулка с держателем
8	Ось
9	Многовитковая трубчатая геликсная пружина
10	Капиллярная трубка
11	Термобаллон, заполненный толуолом
12	Отверстия в корпусе
13	Перо
14	Каретка

## Недостатки:

- Зависимость результата измерения от давления в скважине
- Большая тепловая инерция (до 30 мин)
- Невозможность оперативного изменения пределов измерения

# КОНДЕНСАЦИОННЫЙ МАНОМЕТРИЧЕСКИЙ ТЕРМОМЕТР ТИПА «СИРИУС»

## Преимущества

- ✓ Независимость показаний от давления
- ✓ Небольшая тепловая инерция (до 5 мин)
- ✓ Изменение пределов измерения за счет подбора наполнителя термосистемы геликс - термобаллон

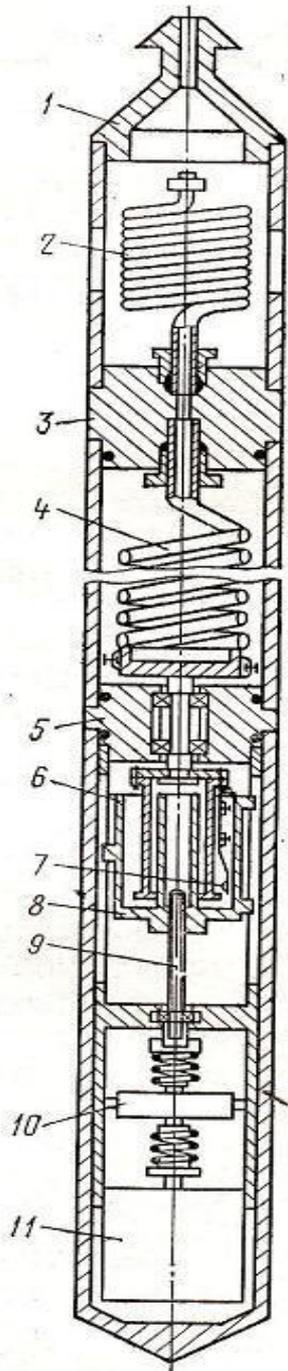
## Недостатки

- ✓ Нелинейность градуировочной характеристики
- ✓ Различная чувствительность в диапазоне измерения

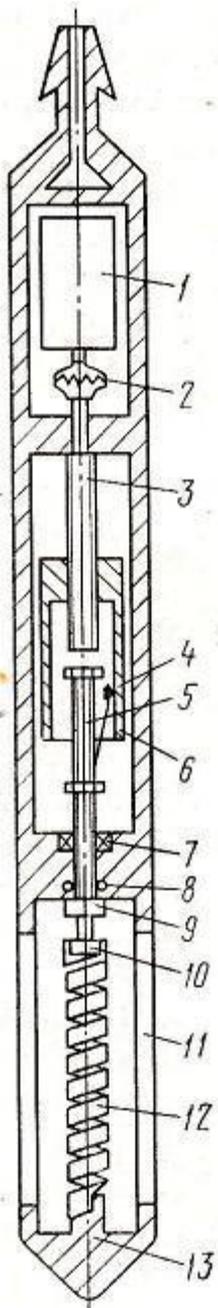
1	Головка для крепления проволоки
2	Термобаллон – змеевик
3	Переводник с соединительным каналом
4	Геликсная пружина
5	Переводник
6	Блок записи
7	Перо
8	Барaban
9	Ходовой винт
10	Редуктор
11	Часовой механизм

80 – 180 °С	Хлористый этил
150 – 250 °С	Вода
200 – 300 °С	Толуол
250 – 400 °С	Анилин

Пределы измерения, °С	60; 100; 140; 180; 220; 250
Погрешность, %	± 1
Инерционность, мин	5
Рабочее давление, МПа, не более	100
Наружный диаметр и длина, мм	32 1200



# БИМЕТАЛЛИЧЕСКИЙ ТЕРМОМЕТР ТИПА ТГБ



1	Часовой механизм
2	Зубчатая муфта
3	Ходовой винт
4	Держатель с корундовым пером
5	Ось
6	Каретка
7, 8	Сальниковое уплотнение
9	Упорная втулка
10	Втулка
11	Прорези
12	Термобиметаллическая (ТБМ) пластина
13	Корпус

## Преимущества

- ✓ Значительный перестановочный момент ТБМ-пластины
- ✓ Линейная зависимость угла раскручивания пружины от температуры в диапазоне до 150 °С
- ✓ Большой угол раскручивания для заданного интервала температур при малом диаметре прибора

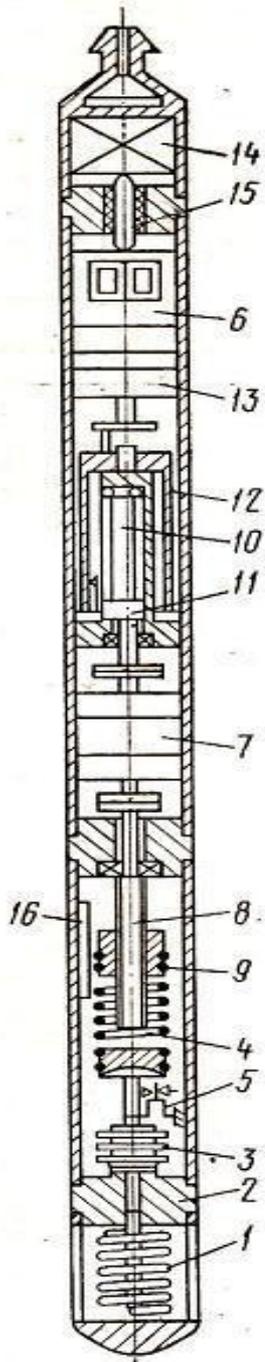
Коэффициент чувствительности

$$k_t = \frac{\Delta\varphi \cdot \pi \cdot h}{270 \cdot l \cdot \Delta t}$$

$\Delta\varphi$  – угол раскручивания;  
 $h, l$  – толщина и длина БМТ-пластины;  
 $\Delta t$  – разность температур.

Пределы измерения, °С	20 – 150
Погрешность, °С	± 1
Чувствительность, °С	0,5
Масштаб записи температуры, °С/мм	2,3
Масштаб записи времени, мин/мм	10
Рабочее давление, МПа, не более	40
Наружный диаметр и длина, мм	35 1000

# ГЛУБИННЫЙ КОМПЕНСАЦИОННЫЙ ТЕРМОМЕТР ВНИИКАнефтегаз



1	Капиллярная спираль
2	Переводник
3	Сильфон, заполненный термометрическим веществом
4	Пружина
5	Нуль-орган
6	Блок управления
7	Двигатель с 2 выходными валами
8	Винт
9	Гайка
10	Ходовой винт
11	Гайка с укрепленным пером
12	Барaban с диаграммным бланком
13	Часовой привод
14	Батарея сухих элементов
15	Контактное устройство
16	Направляющее устройство

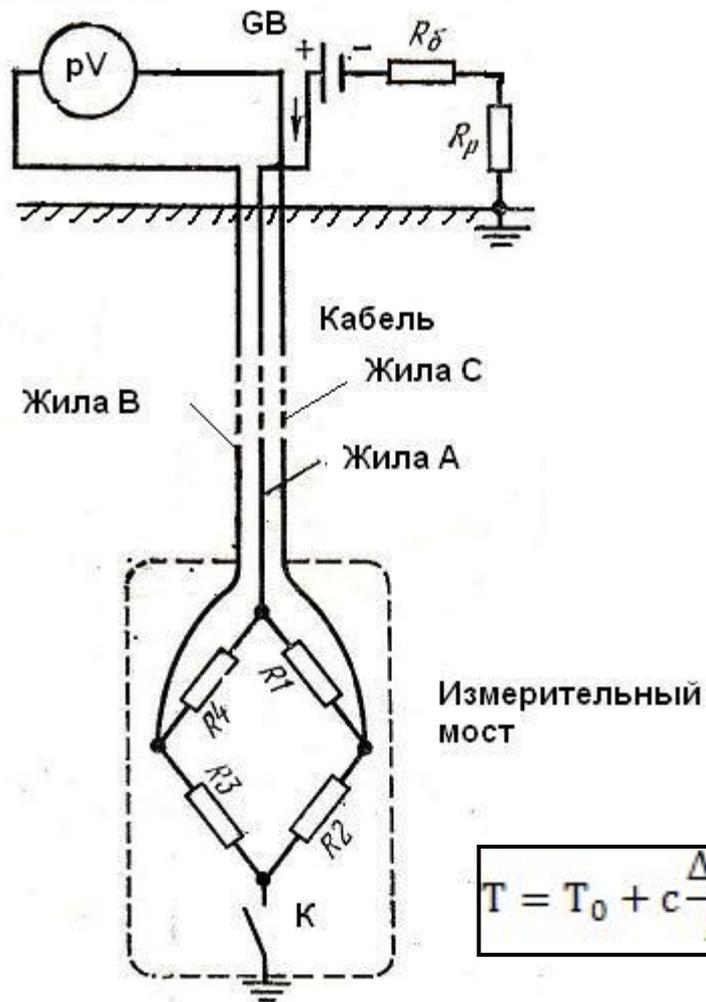
Принцип силовой компенсации  
↓

- Повышение точности
- Снижение тепловой инерции

Пределы измерения, °С	20 - 100
Погрешность, %	± (0,3 - 0,5)
Наружный диаметр и длина, мм	36 2200

# ГЛУБИННЫЙ ДИСТАНЦИОННЫЙ ТЕРМОМЕТР

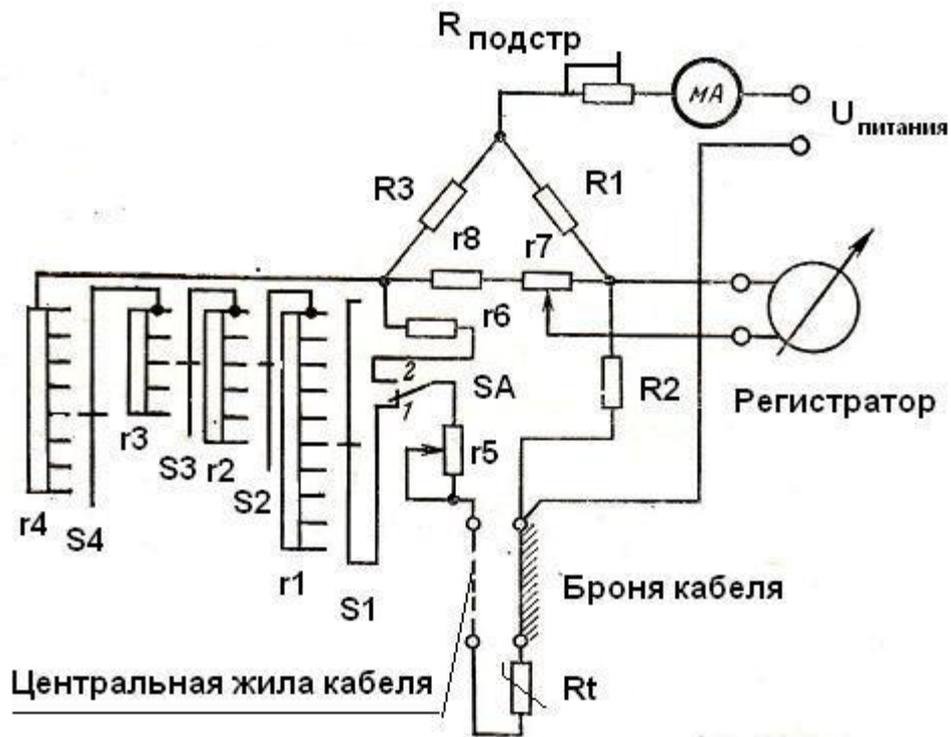
## НА ТРЕХЖИЛЬНОМ КАБЕЛЕ



$$T = T_0 + c \frac{\Delta U}{I}$$

R1, R3 медь  
R2, R4 манганин

## НА ОДНОЖИЛЬНОМ КАБЕЛЕ

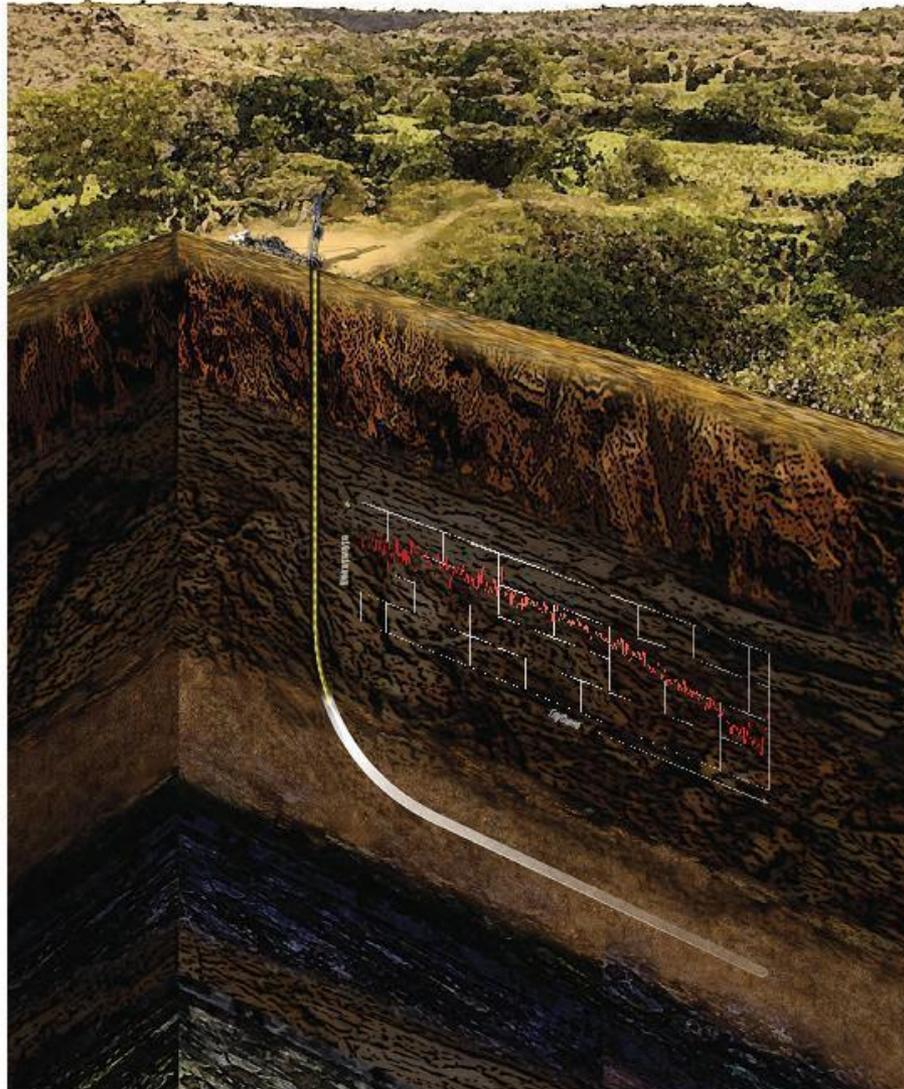


$$R_t = \frac{R_{из}(R_{\delta} + R_K + R_t)}{R_{из} + R_{\delta} + R_K + R_t}$$

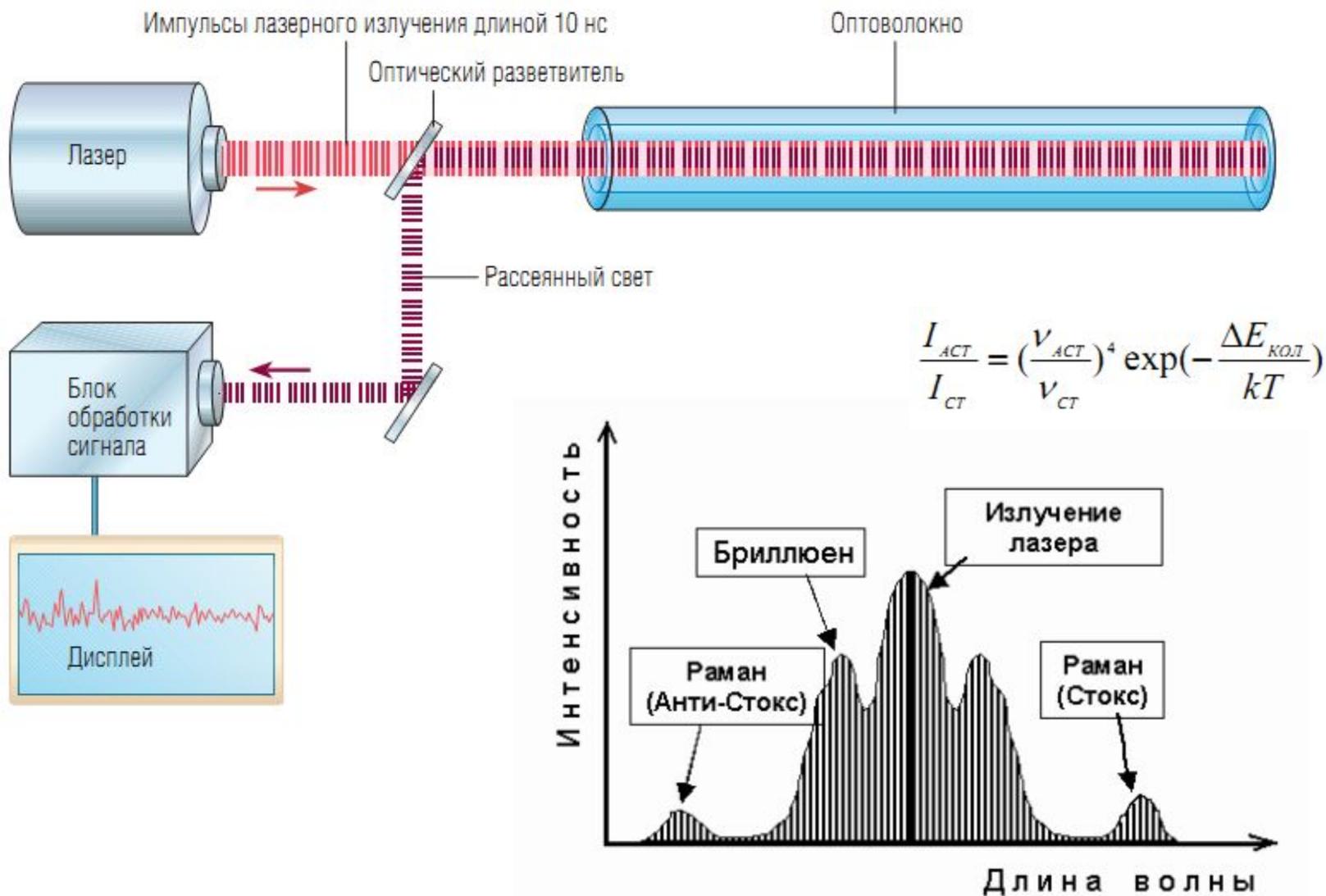
- S1 - 0,1 °C
- S2 - 1 °C
- S3 - 5 °C
- S4 - 20 °C

→ Установка  
T<sub>0</sub>

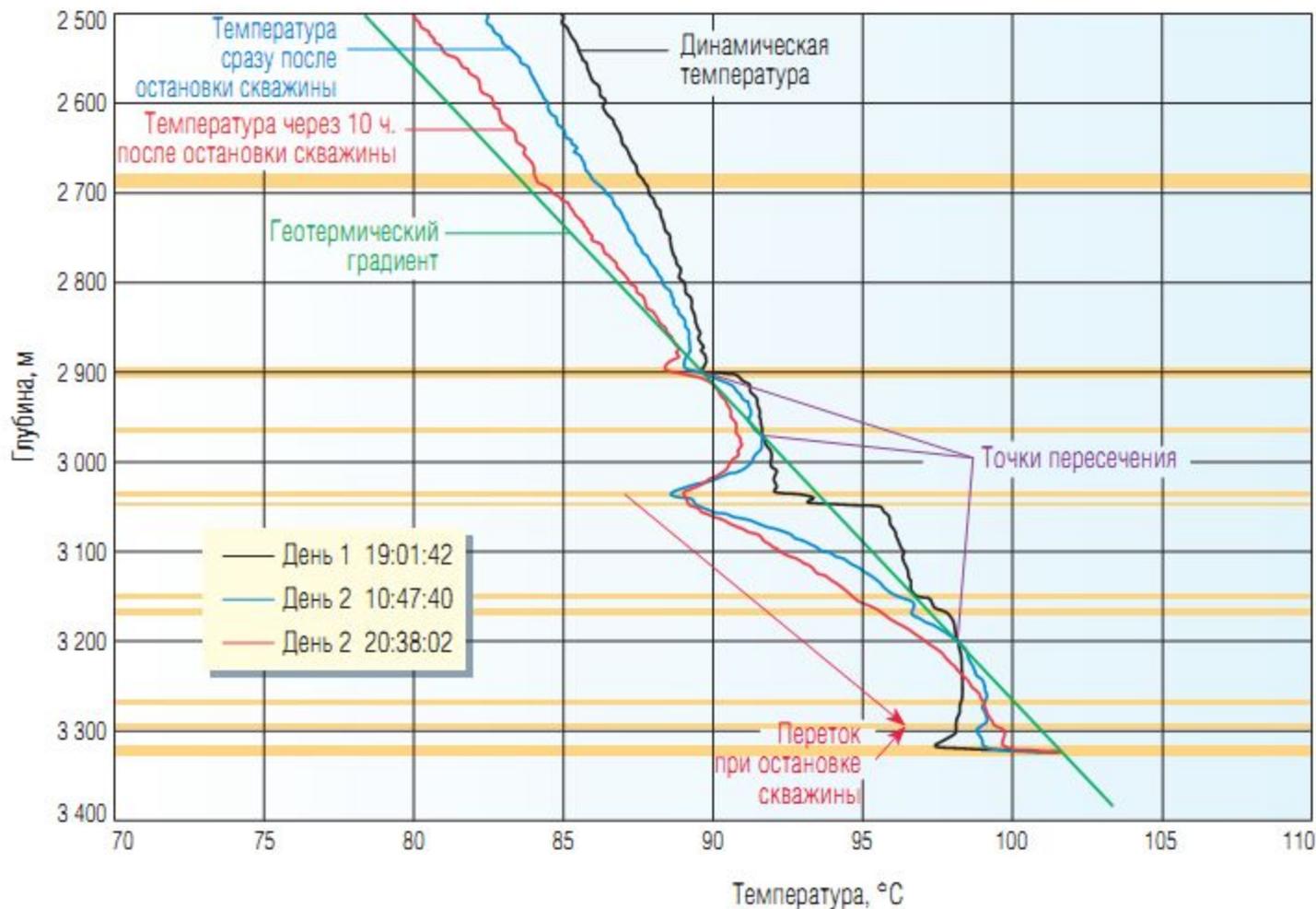
# ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЕ ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНЕ



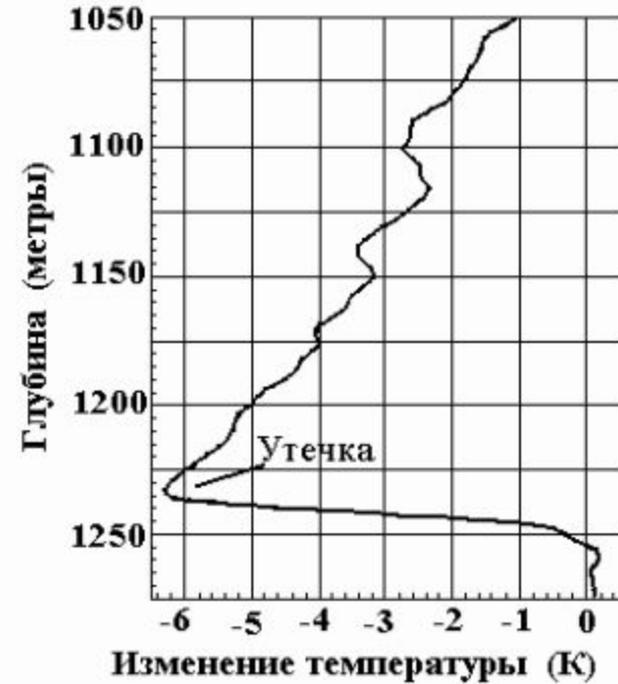
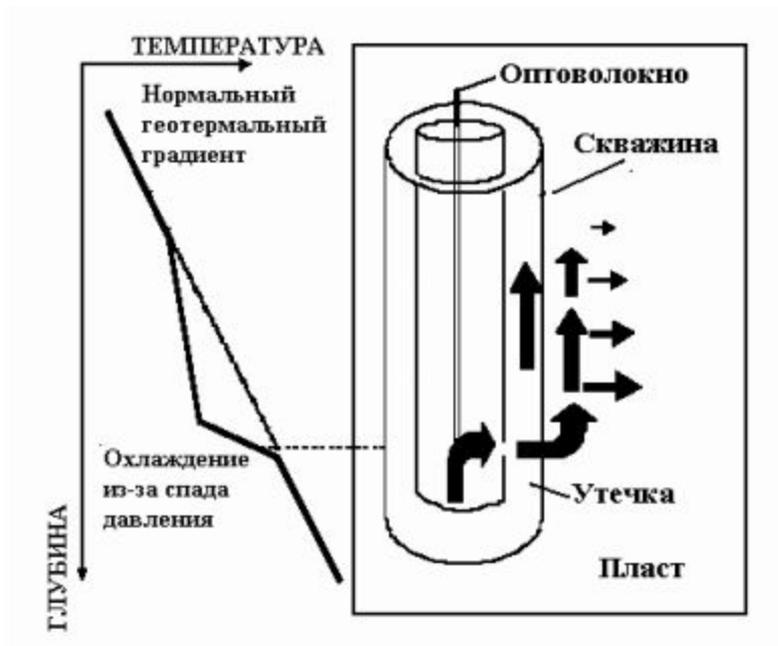
# DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSING (DTS)



# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТИННОЙ ГЕОТЕРМИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

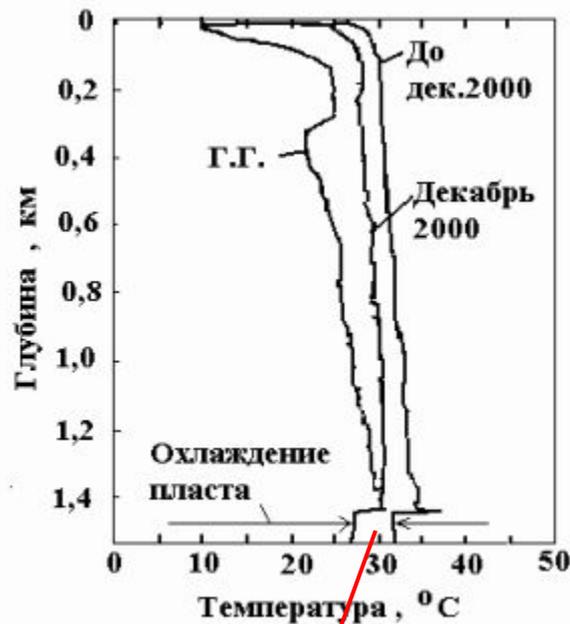
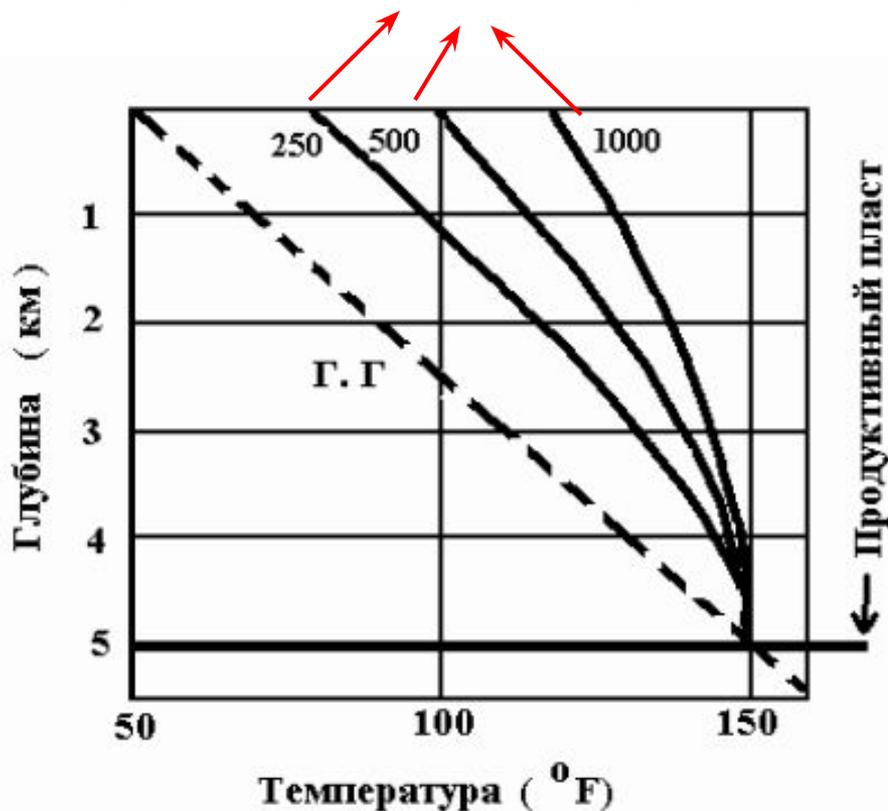


# РЕГИСТРАЦИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ УТЕЧЕК ФЛЮИДОВ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ СКВАЖИН



# ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ И КАЧЕСТВА ДОБЫВАЕМОГО ПРОДУКТА

Производительность, бар/день

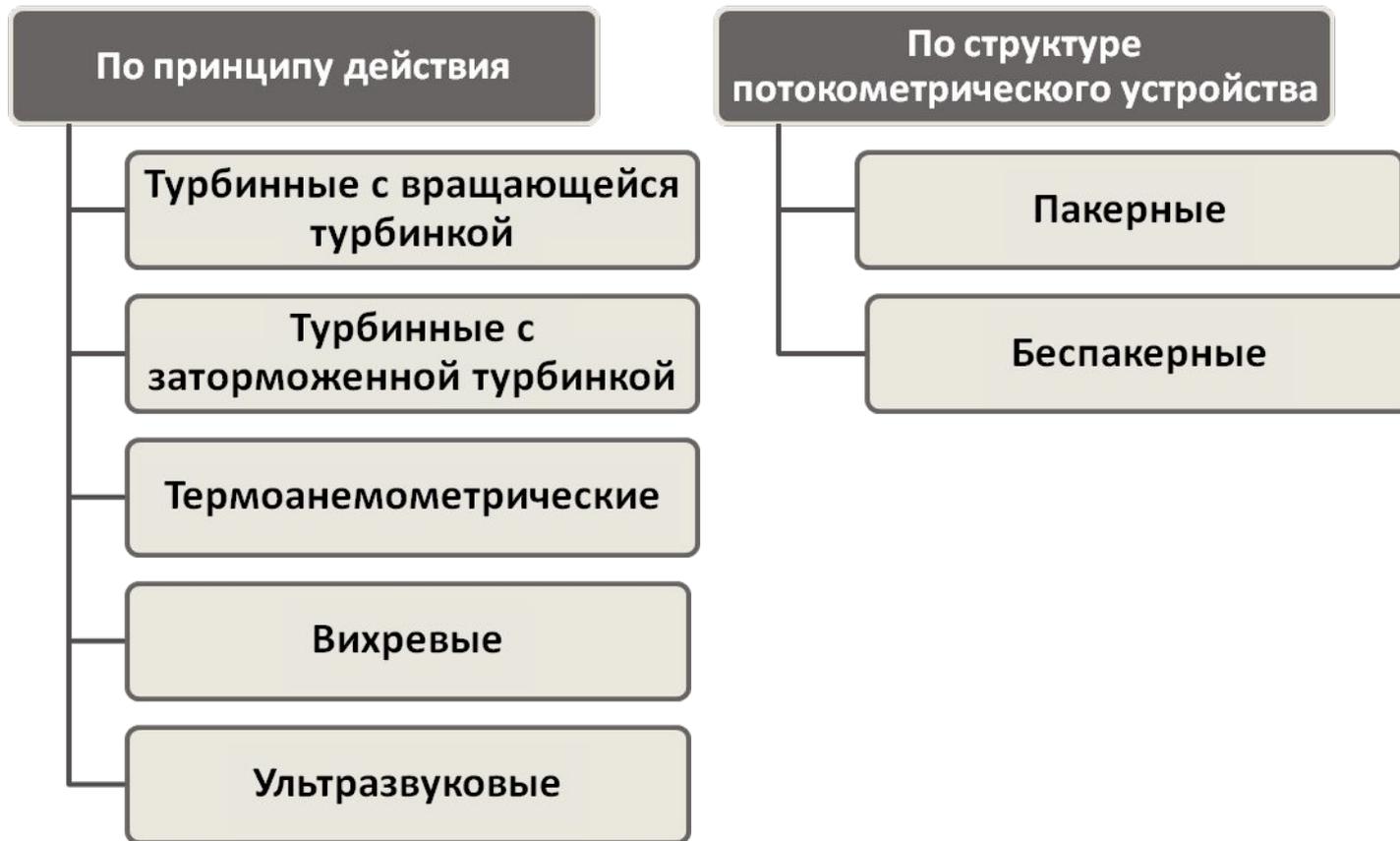


Снижение температуры на 5 °C

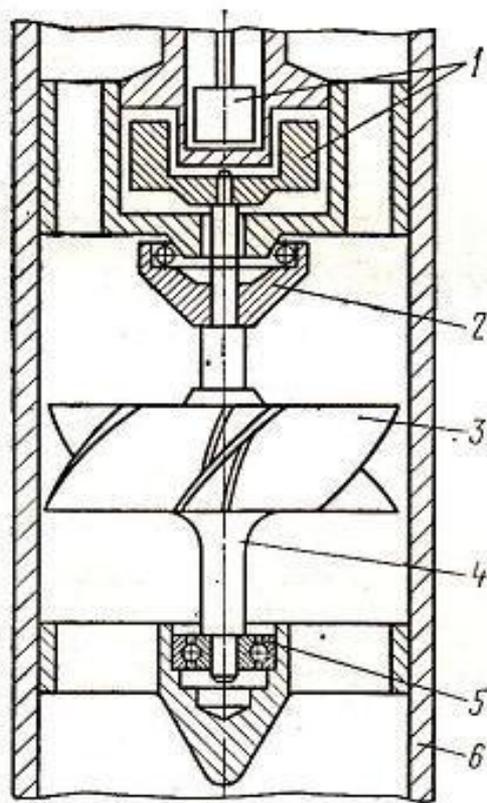
Увеличение обводненности с 20 до 35%

# **ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА**

# КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ РАСХОДОМЕРОВ



# ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ГЛУБИННОГО РАСХОДОМЕРА С ВРАЩАЮЩЕЙСЯ ТУРБИНКОЙ



- 1 – магнитная муфта;
- 2 – радиально-упорный подшипник;
- 3 – турбинка;
- 4 – ось;
- 5 – радиальный подшипник;
- 6 – труба

$$Q = a \cdot k \cdot F \cdot \bar{v}$$

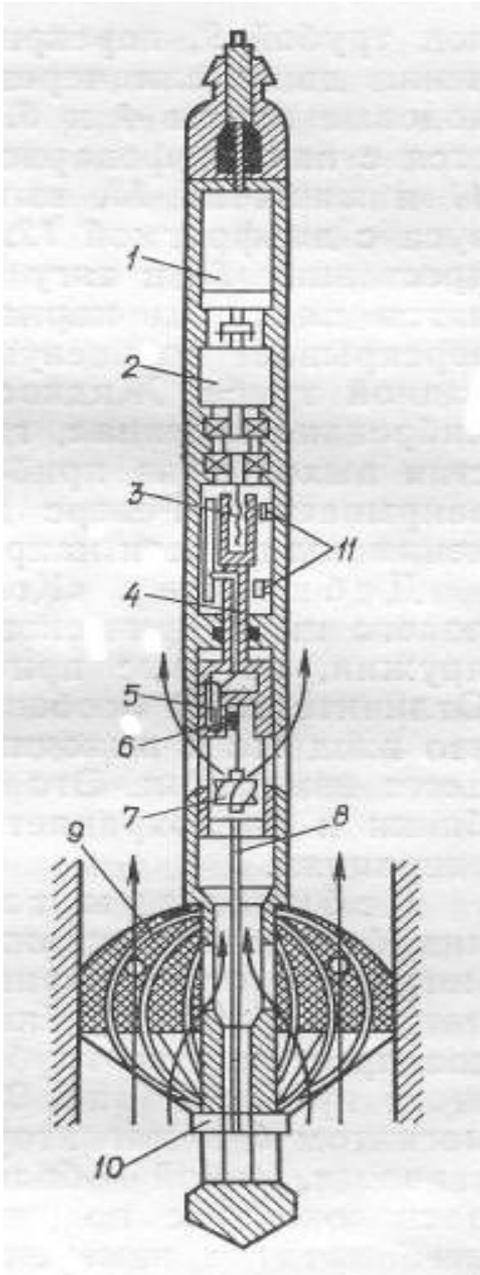
$\alpha$  - коэффициент обтекания;  
 $k$  - коэффициент, зависящий от смещения прибора от геометрической оси скважины

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = \sum_{i=1}^n M_i \quad \frac{d\omega}{dt} = 0; \quad \sum_{i=1}^n M_i = 0$$

$$\sum_{i=1}^n M_i = M_1 - M_2 - M_3 - \sum M_4 - M_5 = 0$$

$M_1$	Крутящий (движущий) момент
$M_2$	Момент сил гидравлического сопротивления
$M_3$	Момент сопротивления от сил трения в упорном подшипнике
$M_4$	Момент сопротивления от сил трения в радиальном подшипнике
$M_5$	Момент реакции преобразователя

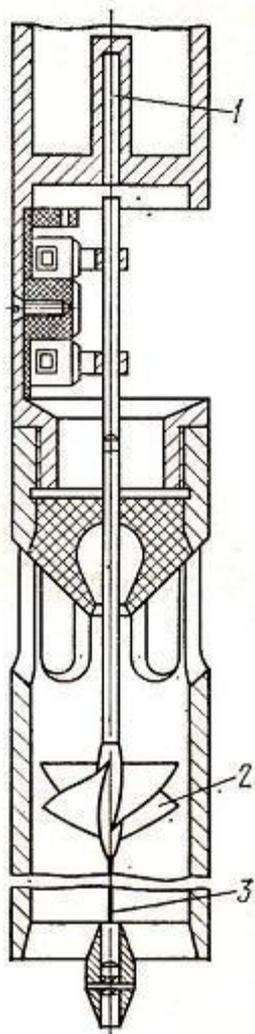
# Глубинный дебитомер ДГД с управляемым пакером



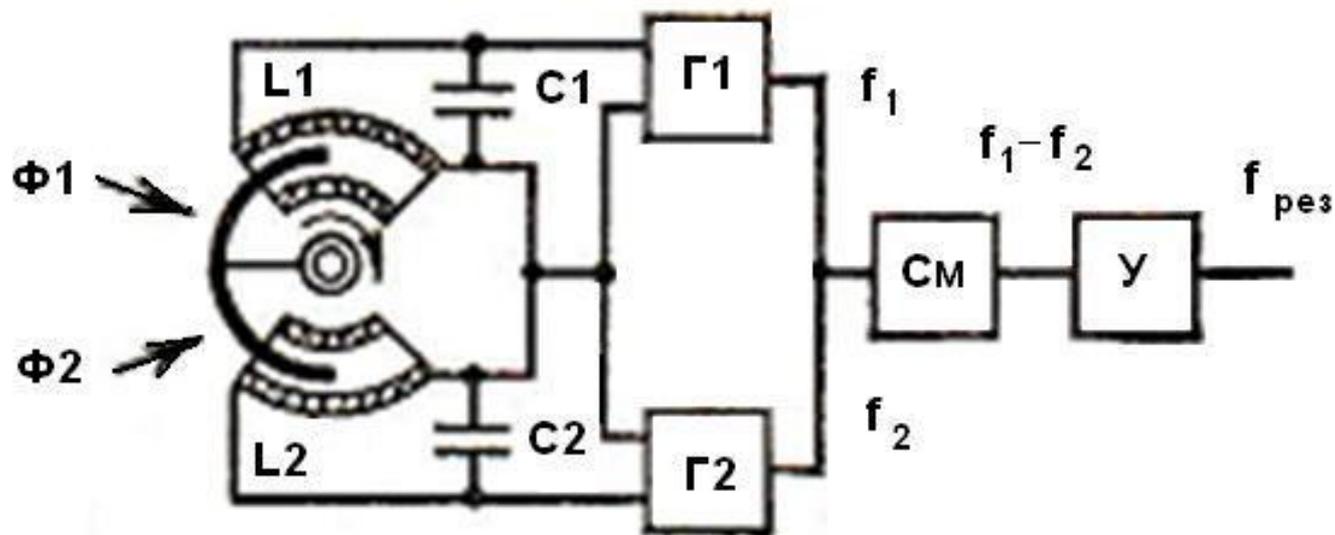
1	Электродвигатель
2	Редуктор
3	Ходовой винт
4	Уплотненный шток
5	Магнитоуправляемый контакт
6	Постоянный магнит
7	Турбинка
8	Тяга
9	Пакер
10	Ползун
11	Концевые микровыключатели

Показатель	РГД-2М	РГТ-1	Кобра-Р36	ДГД-6Б
Предел измерения дебита, м <sup>3</sup> /сут	5-200	5-200	5-200	5-200
Погрешность измерения, %	5	5	5	5
Рабочее давление, МПа	—	35	—	20
Рабочая температура, °С	70	100	70	80
Диаметр корпуса, мм	42	42	36	30
Длина, мм	1800	1630	1600	1550

# ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ГЛУБИННОГО РАСХОДОМЕРА С ЗАТОРМОЖЕННОЙ ТУРБИНКОЙ

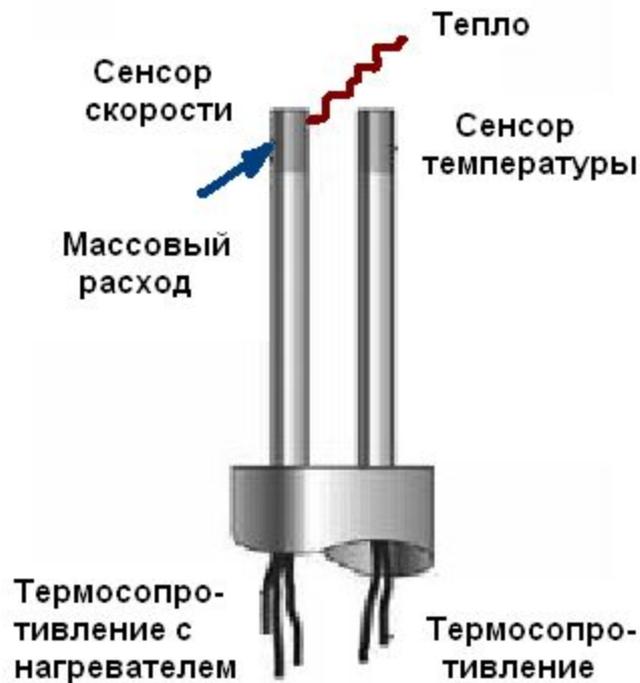


1, 3 – струны;  
2 - турбинка



# ТЕРМОАНЕМОМЕТРИЧЕСКИЙ РАСХОДОМЕР

$$Q_{\text{ВХ}} = Q_{\text{П}} + Q_{\text{СР}} + Q_{\text{КОНВ}} + Q_{\text{ИЗЛ}}$$



$Q_{\text{П}}$  - тепловой поток за счет теплопроводности через преобразователь;

$Q_{\text{СР}}$  - тепловой поток за счет теплопроводности в окружающую среду;

$Q_{\text{КОНВ}}$  - тепловой поток за счет конвекции;

$Q_{\text{ИЗЛ}}$  - тепловой поток за счет теплового излучения

$$I^2 \cdot R = S \cdot (T_A - T) \cdot \xi$$

$I$  - значение тока, протекающего через нить;

$R$  - сопротивление нити;

$S$  - площадь поверхности нити;

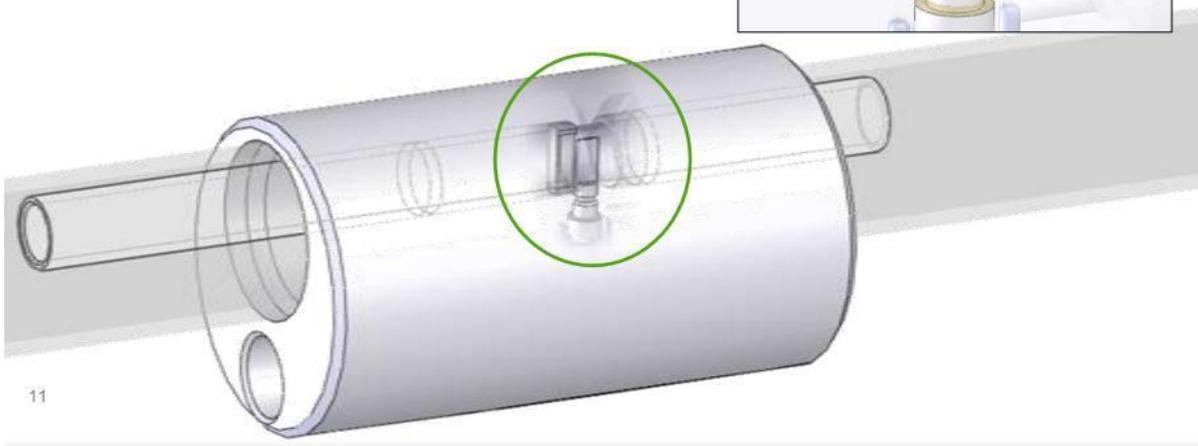
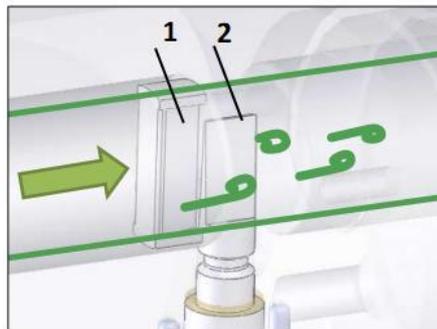
$T_A$  - температура термоанемометра;

$T$  - температура потока;

$\xi$  - коэффициент теплоотдачи датчика в потоке

# ВИХРЕВОЙ РАСХОДОМЕР ФИРМЫ ЭМИС

1 - тело обтекания  
2 - пьезодатчик



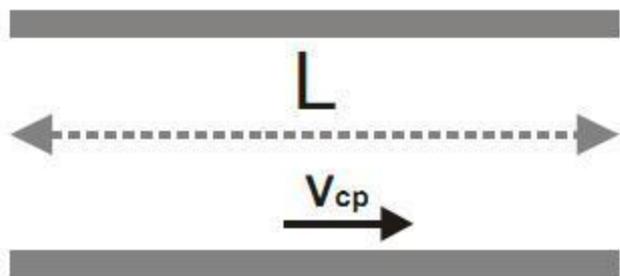
Монтаж на НКТ



Погружение  
в колонну

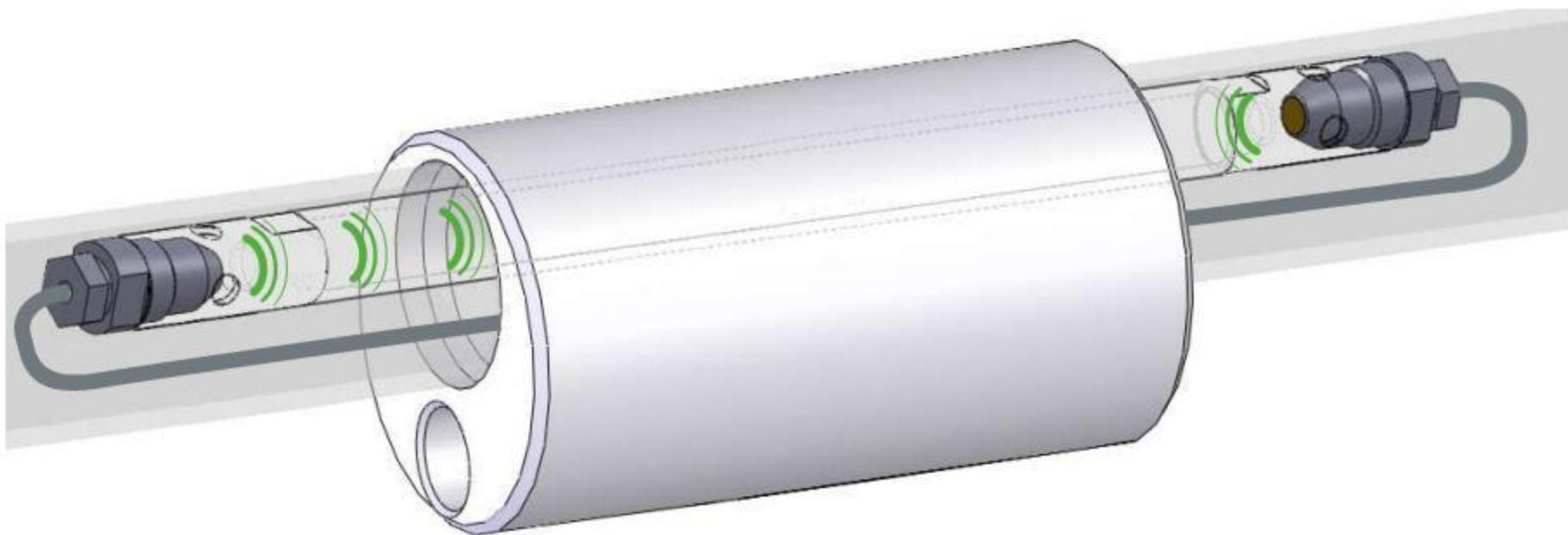


# УЛЬТРАЗВУКОВОЙ РАСХОДОМЕР ФИРМЫ ЭМИС



$$t_{\text{прям}} = \frac{L}{C + V_{\text{ср}}} \quad t_{\text{обр}} = \frac{L}{C - V_{\text{ср}}}$$

$$Q_{\text{ср}} \sim V_{\text{ср}} = \frac{L}{2} \cdot \left( \frac{1}{t_{\text{прям}}} - \frac{1}{t_{\text{обр}}} \right)$$



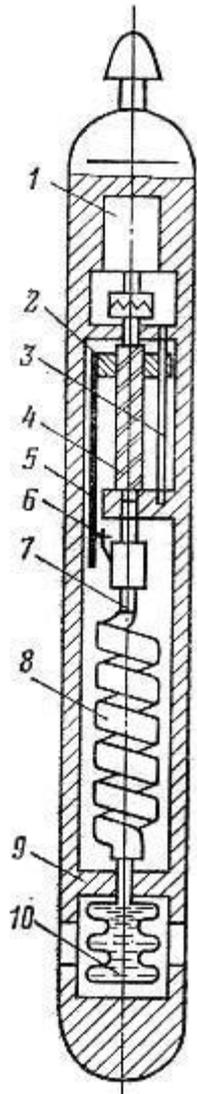
# **ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ**

# КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ МАНОМЕТРОВ



# ГЕЛИКСНЫЕ МАНОМЕТРЫ

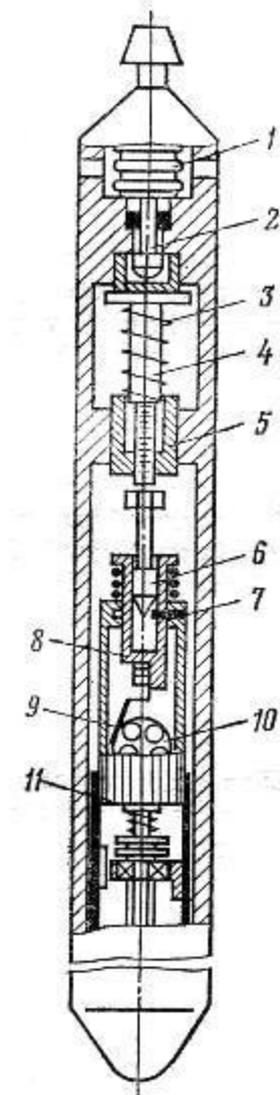
МГН-2



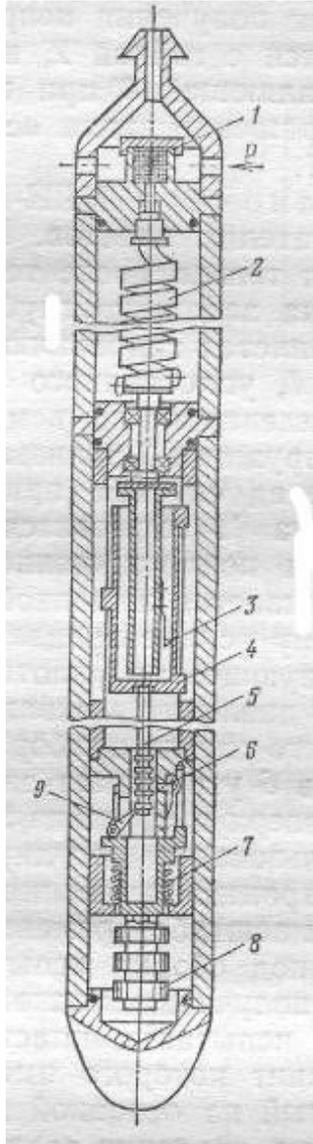
1	Часовой привод
2	Гайка
3	Направляющая
4	Ходовой винт
5	Каретка
6	Перо
7	Ось
8	Геликс (манометрическая трубчатая пружина)
9	Корпус
10	Сильфон

1	Сильфон
2	Уплотненный поршень
3	Пружина
4	Подпружиненный шток
5	Гайка
6	Толкатель
7	Защелка
8	Подпружиненная втулка
9	Пластинчатая пружина
10	Баланс
11	Часовой привод

МГИ-1М

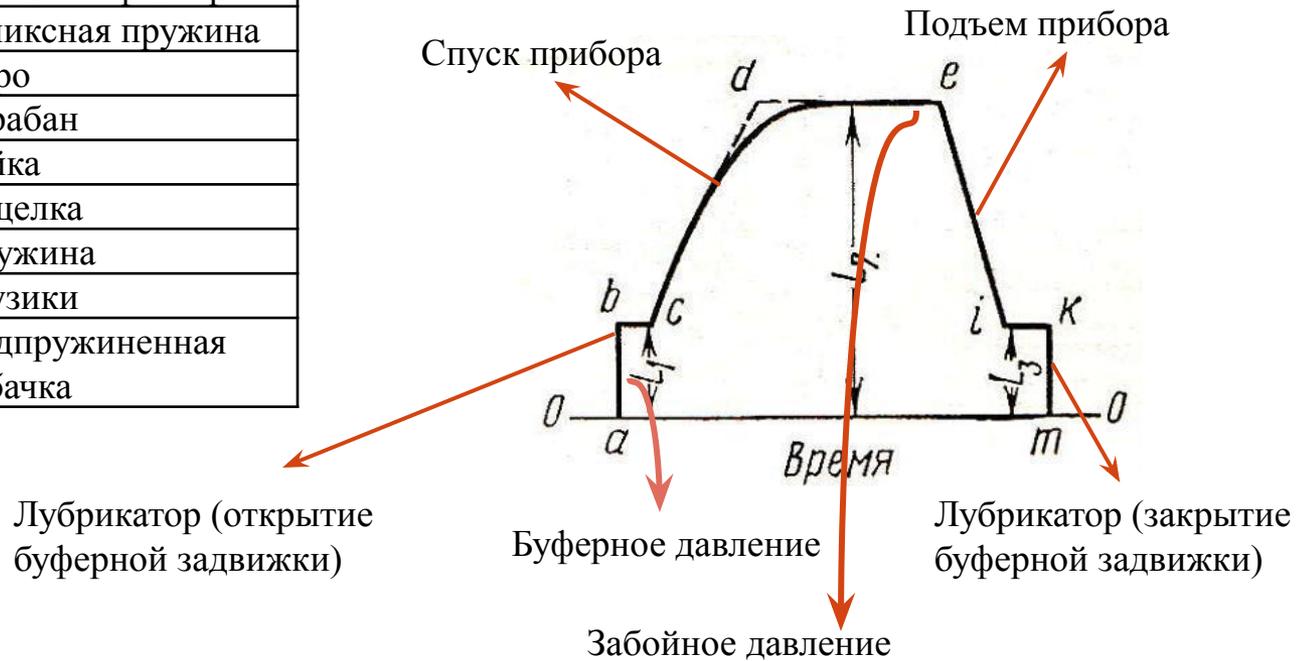


# МГТ-1



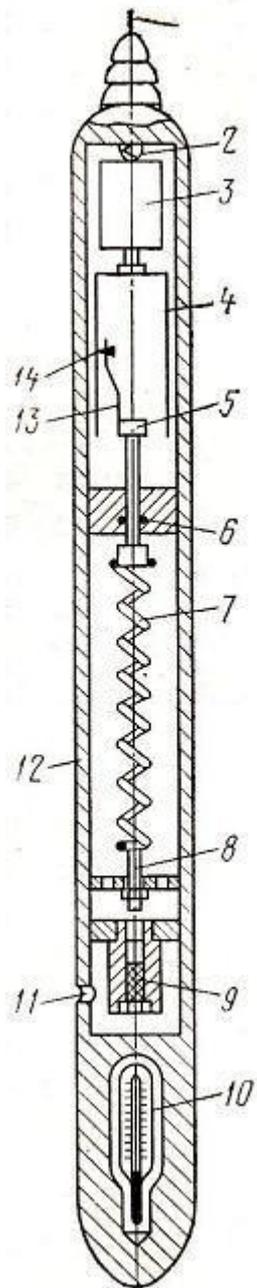
1	Сетчатый фильтр
2	Геликсная пружина
3	Перо
4	Барaban
5	Рейка
6	Защелка
7	Пружина
8	Грузики
9	Подпружиненная собачка

## Диаграмма записи давления



Показатель	МГН-2	МГИ-1М	МГИ-3	МГТ.1
Верхний предел измерения давления, МПа	10; 16; 25; 100	40; 60; 80	16; 25; 40; 60;	25
Рабочая температура, °С	0,6; 1,0	0,6—1,0	160	2,0
Класс точности	50	50	0,25	50
Длина записи давления, мм	120	120	90	—
Длина записи времени, мм	1700-1900	2000-2300	190	1700
Габариты, мм:				
длина	32-36	36	1900	32
диаметр	10	12	56	8,0
			16,5	

# ПРУЖИННО-ПОРШНЕВЫЕ МАНОМЕТРЫ



1	Скребок проволока
2	Пружинный упор
3	Часовой механизм
4	Барабан с диаграммным бланком
5	Поршень
6	Резиновое самоуплотняющееся кольцо
7	Проволочная цилиндрическая пружина
8	Якорь
9	Фильтр
10	Максимальный ртутный термометр
11	Отверстие
12	Корпус
13	Держатель
14	Перо

$$P \cdot F = c \cdot L$$

$$P = c \cdot L / F$$

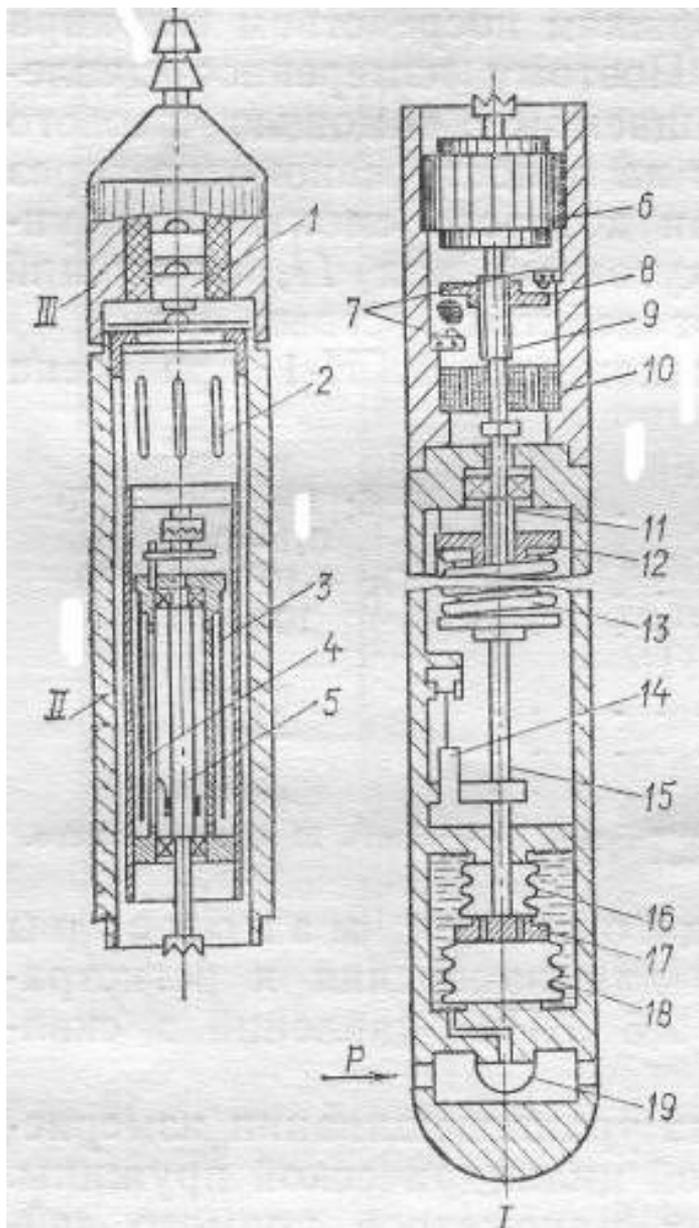
$$\delta_M = \sum \delta_i = \delta_z + \delta_c + \delta_{пр}$$

Метрологическая погрешность измерительной пружины

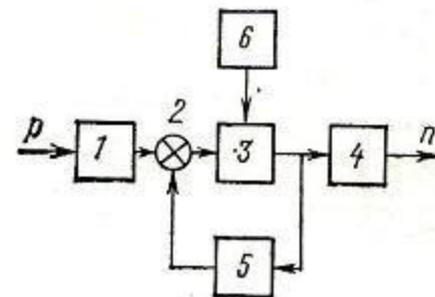
Погрешность от трения поршня в сальнике

Погрешность от трения в системе записи (трение пера о диаграммный бланк и в направляющей каретке)

# КОМПЕНСАЦИОННЫЙ МАНОМЕТР «БАЙКАЛ»

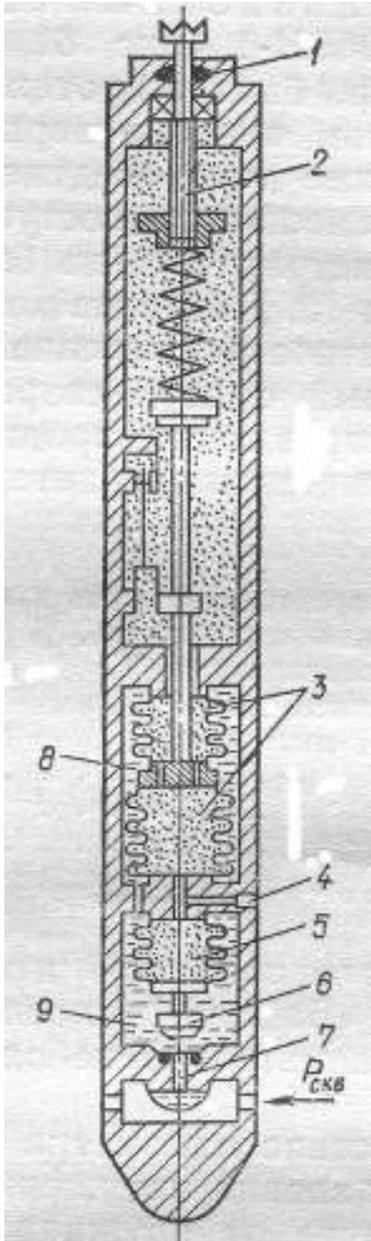


1	Элементы питания
2	Часовой механизм
3	Барaban
4	Перо
5	Винт регистрирующего устройства
6	Электродвигатель постоянного тока
7	Микровыключатели
8	Ползун
9	Промежуточный винт
10	Электронный переключатель
11	Ходовой винт
12	Якорь (гайка)
13	Винтовая цилиндрическая пружина
14	Пружинный контакт
15	Шток
16, 18	Сильфон
17	Общее дно сильфонов
19	Разделитель



1 – разделительный элемент;  
 2 – контактный нуль-орган;  
 3 – электродвигатель;  
 4 – регистратор;  
 5 – пружина;  
 6 – автономный блок питания

# ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ МАНОМЕТР «ОНЕГА»

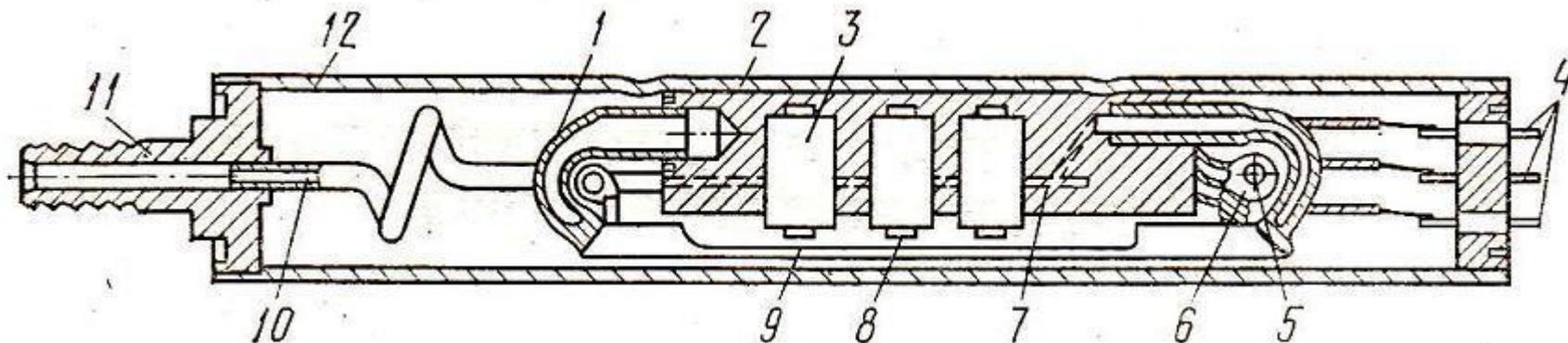


1	Сальник
2	Ходовой винт
3	Сильфоны
4	Игла
5	Сильфон
6	Клапан
7	Входное отверстие
8, 9	Камеры с жидкостью

Показатель	«Байкал-1»	«Онега-1»
Верхний предел измерения давления, МПа	0,4; 1,0; 1,6; 2,5	0,4; 1,0; 1,6; 2,5
Максимальное статическое давление, МПа	2,5	25
Погрешность, % от верхнего предела измерения	0,6; 1,0	1,0
Порог чувствительности, МПа	0,001—0,002	0,001—0,002
Наибольшая рабочая температура, °С	100	100
Длина записи давления, мм	125	125
Габариты, мм:		
длина	1900	2300
диаметр	36	36
Масса, кг	8,0	10,0
Примечание. Погрешность приборов по прямому ходу (при монотонном изменении давления) не превышает 0,25 %.		

# ГЛУБИННЫЕ ДИСТАЦИОННЫЕ МАНОМЕТРЫ

УДГМ



1	Трубочатые пружины
2	Основание
3	Измерительные электромагниты
4	Контакты
5	Свинцовая масса
6	Груз с регулируемой массой
7	Канал
8	Электромагнит возбуждения
9	Упругая перемычка
10	Капилляр
11	Штуцер
12	Герметичный вакуумированный корпус

$$f = \frac{1}{2l} \sqrt{\frac{\sigma}{\rho}}$$

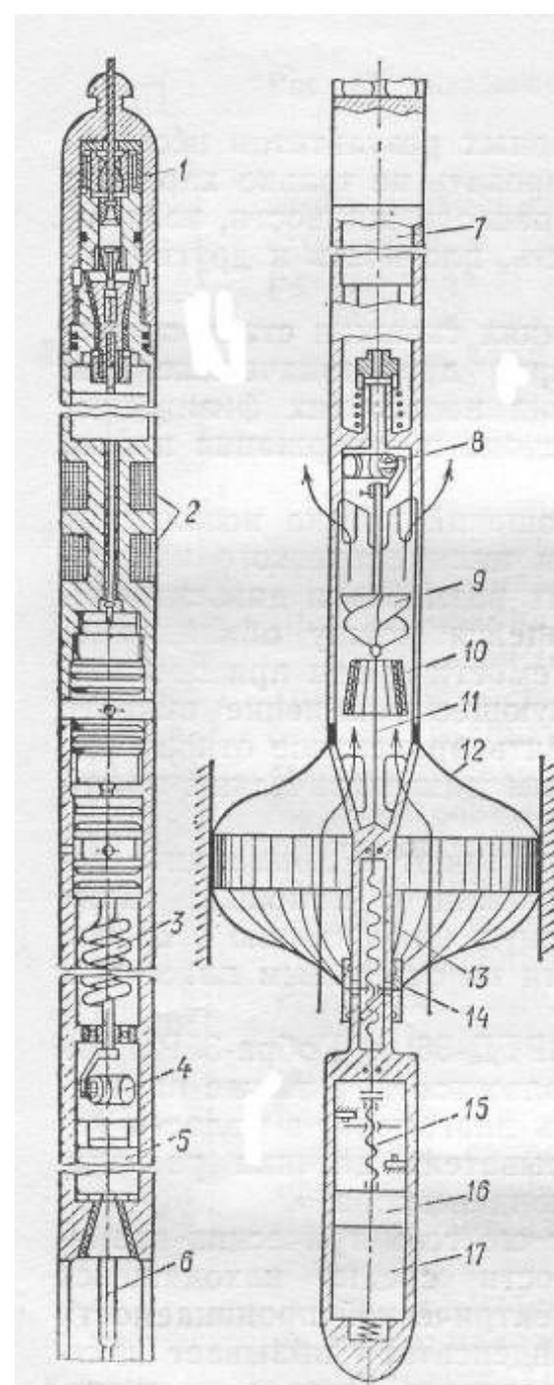
# **ИЗМЕРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЛУБИННЫХ ПАРАМЕТРОВ**

# КОМПЛЕКСНЫЙ ПРИБОР «ПОТОК-5»

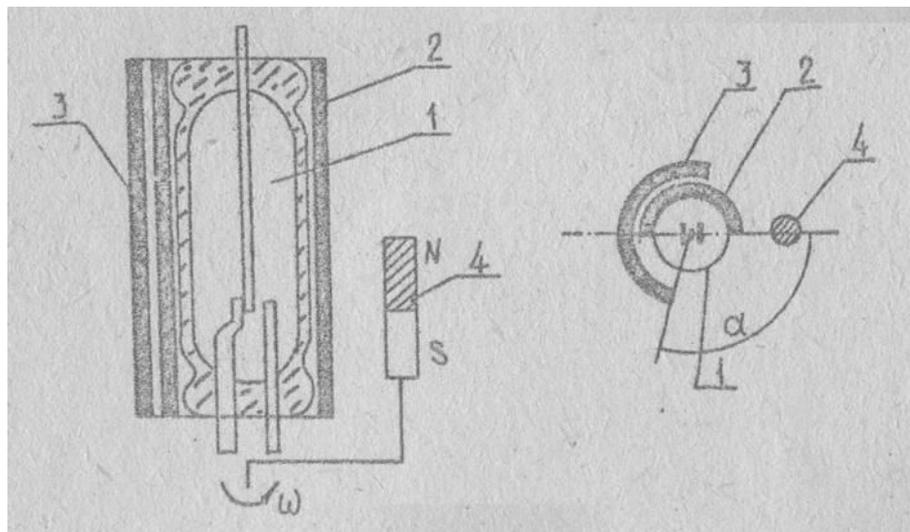


Давление, температура, расход, обводненность с привязкой данных к разрезу скважины (локатор муфт)

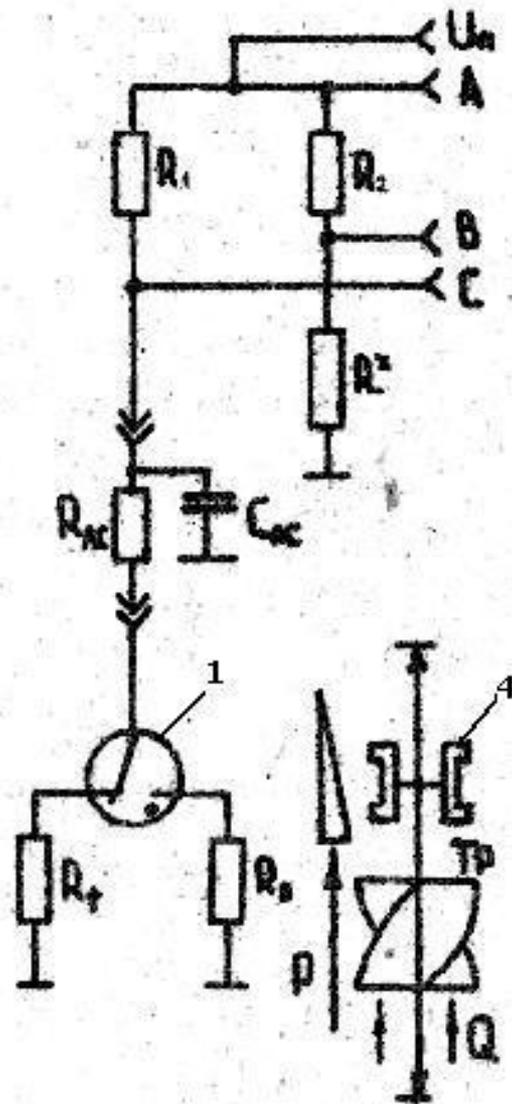
1	Одножильный кабель
2	Трансформаторы локатора муфт
3	Геликсная пружина
4	Катушка индуктивного преобразователя давления
5, 7	Электронные блоки
6	Термисторы
8	Ферритовое полукольцо индуктивного преобразователя расхода
9	Заторможенная турбинка
10	Емкостной датчик
11	Центратор
12	Металлические пластины
13	Ходовой винт
14	Нижняя подвижная втулка
15	Пара винт - гайка
16	Редуктор
17	Электродвигатель



# КОМПЛЕКСНЫЙ ПРИБОР, РАЗРАБОТАННЫЙ НА КАФЕДРЕ АПП



1	Переключающий магнитоуправляемый контакт
2	Неподвижный магнитный экран
3	Подвижный магнитный экран
4	Постоянный магнит, связанный с незаторможенной турбинкой

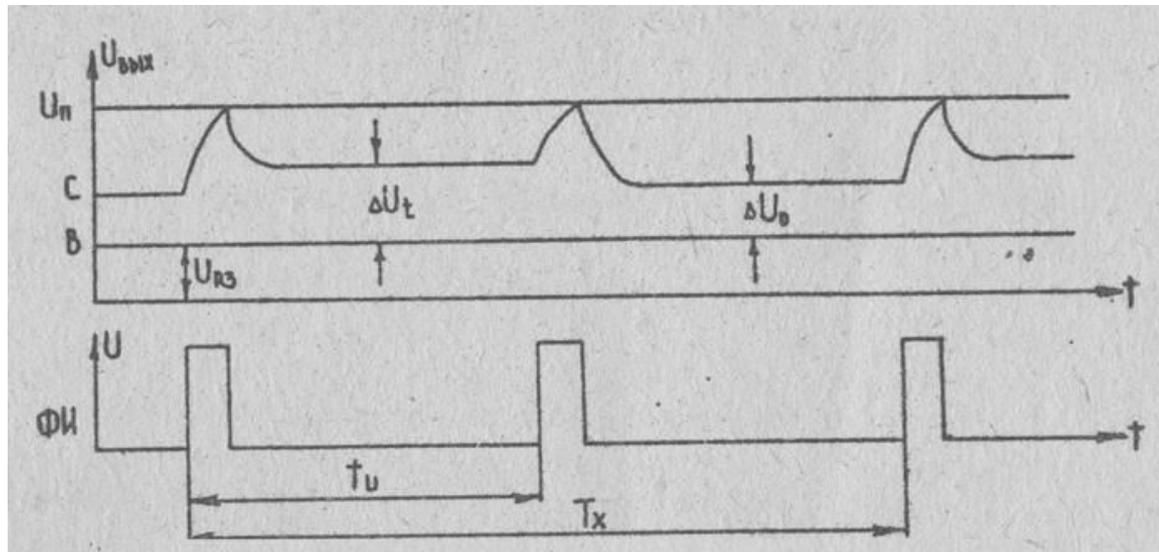


$$\Delta U_0 = U_{II} \frac{R_2(R_{ЛС} + R_O + R_K) - R_1 R_3}{(R_2 + R_3)(R_1 + R_{ЛС} + R_O + R_K)},$$

$$U_1 = U_{II} \frac{R_1}{R_1 + R_{ЛС} + R_O + R_K},$$

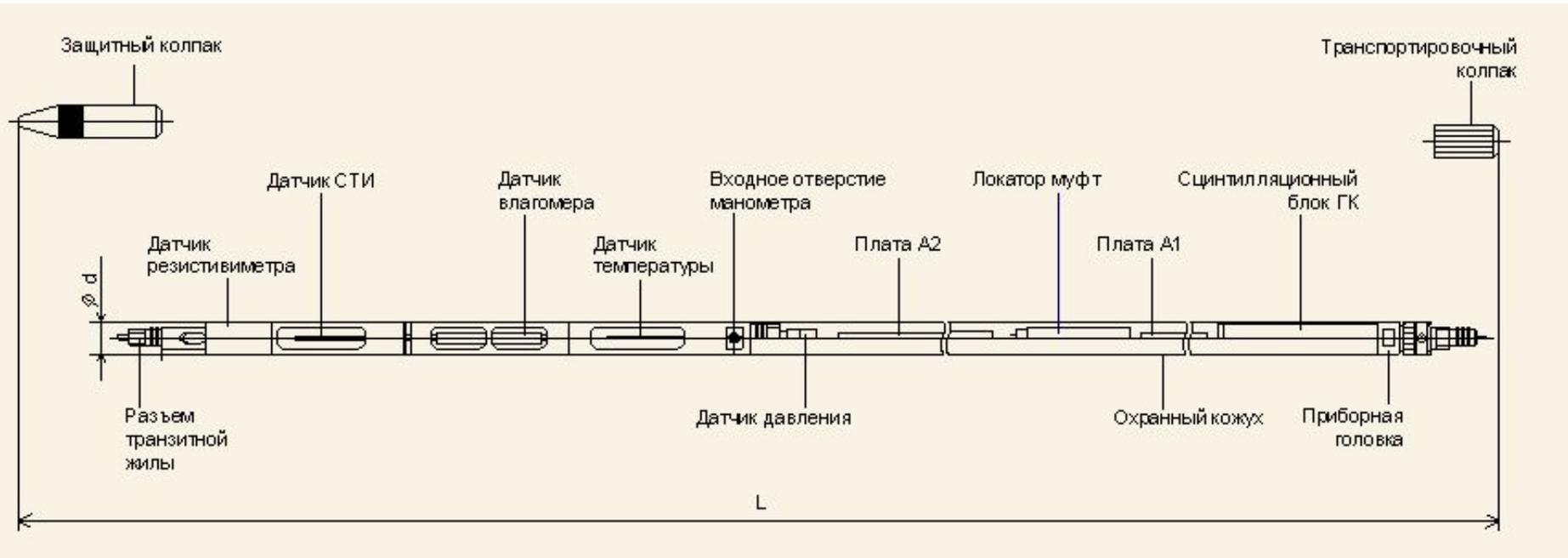
$$\Delta U_t = U_{II} \frac{R_2(R_{ЛС} + R_O + \Delta R + R_K) - R_1 R_3}{(R_2 + R_3)(R_1 + R_{ЛС} + R_O + \Delta R + R_K)},$$

$$U_1^* = U_{II} \frac{R_1}{R_1 + R_{ЛС} + R_O + R_K + \Delta R},$$



Расход  $\longrightarrow T_x$   
 Давление  $\longrightarrow T_u / T_x$   
 Температура  $\longrightarrow \Delta U_t - \Delta U_0$

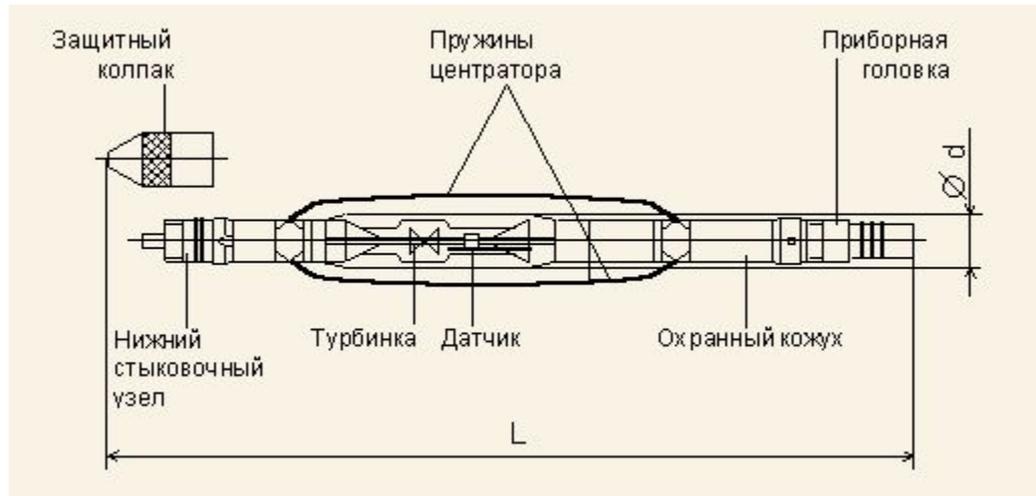
# КОМПЛЕКСНЫЙ ПРИБОР «СОВА»



## Одновременное измерение и определение

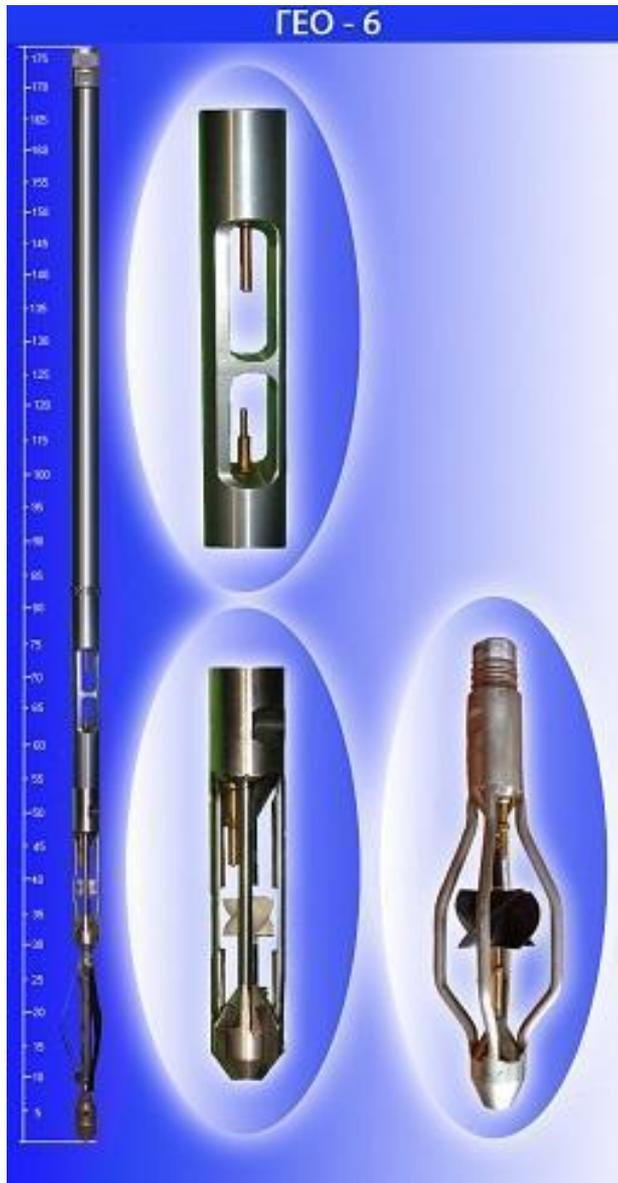
- естественной гамма-активности горных пород (ГК)
- давления (Р)
- температуры (Т)
- удельной электропроводности скважинной жидкости (R)
- влагосодержания (ВГД)
- мест притока и поглощения скважинной жидкости (СТИ)
- локации муфтовых соединений колонны и зон перфорации (МЛМ)
- расхода скважинной жидкости при компоновке с расходомером "Сова-СЗРЦ" или "Сова-С9РЦ-28"
- звукового давления в четырех полосах частот при компоновке с шумомером "Сова-СЗШ"

# Цифровой расходомер Сова-СЗРЦ



Параметр	Диапазон измерения	Погрешность	Разрешающая способность
ГК, мкр/ч	1..400	10%	-
P, МПа	0..60	0,08	0,001
T, °C	0..120	0,5	0,003
ВГД, % обв.	0..60	6	0,03
R, сМ/м	0,1..50	4 %	0,001
СТИ, м <sup>3</sup> /ч	0,1..10	5 %	0,01
МЛМ, у. е.	0..2048	5/1 (сигнал/шум)	1

# АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ ГЛУБИННЫЙ ПРИБОР «ГЕО-6»



## РЕГИСТРАЦИЯ ДО СЕМИ ПАРАМЕТРОВ

- Давление Р
- Температура Т
- Гамма-излучение GK
- Расходомер Q
- Расходомер дополнительный Q2 или влагомер VL
- Локация муфт LM
- Термоиндикация потока STI

Один из каналов расходомера может быть реверсивным, т.е. показывать еще направление потока.

Информация с датчиков поступает в блок памяти глубинного прибора, где хранится в течение всего времени измерения. Питание осуществляется от литиевых батареек или от аккумуляторов.

Для расширения возможностей ГЕО-6, к прибору пристыковывается модуль состава ГЕО-МС, который имеет дополнительные каналы влагомер, резистивиметр и термометр.