

**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

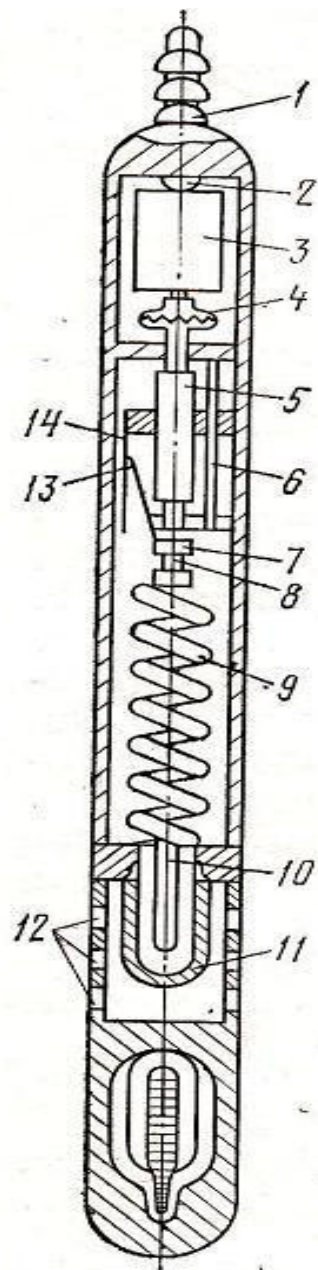
Расширения

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

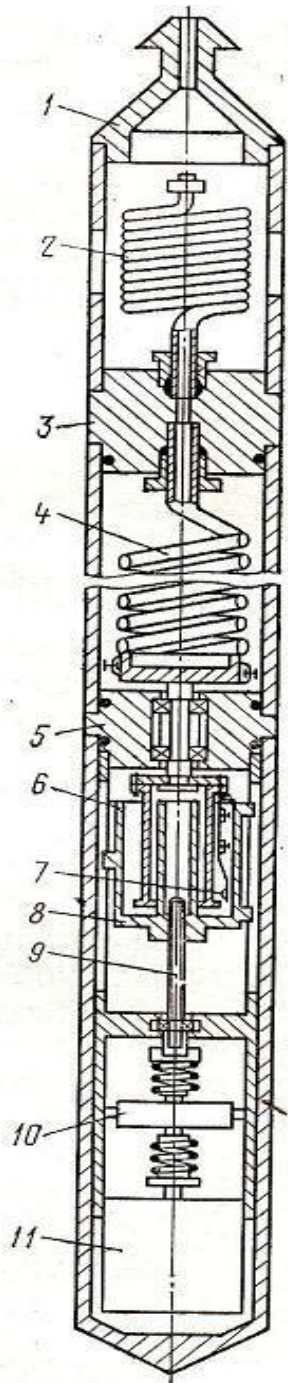
Недостатки

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

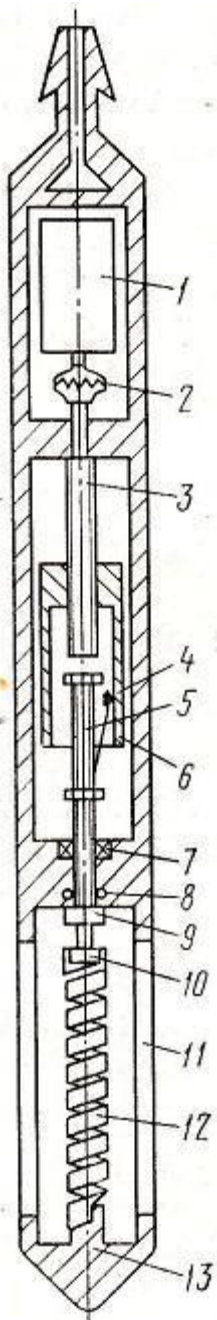
1	Головка для крепления проволоки
2	Термобаллон – змеевик
3	Переводник с соединительным каналом
4	Геликсная пружина
5	Переводник
6	Блок записи
7	Перо
8	Барaban
9	Ходовой винт
10	Редуктор
11	Часовой механизм

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

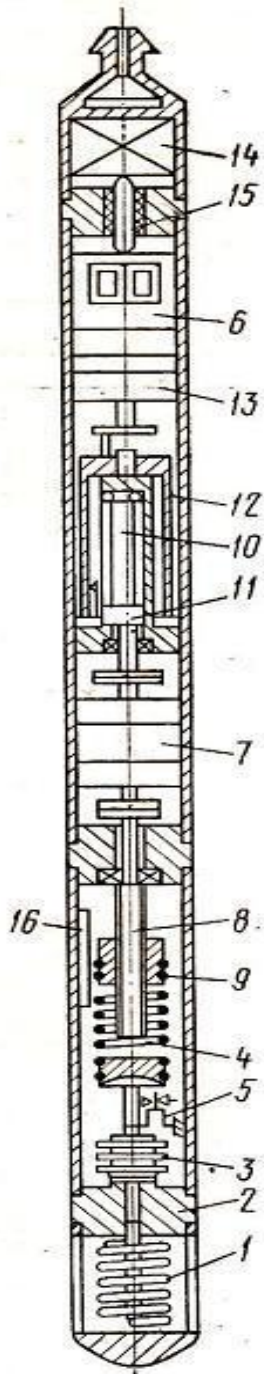
Коэффициент чувствительности

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

$\Delta\varphi$ – угол раскручивания;
 h, l – толщина и длина БМТ-пластины;
 Δt – 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

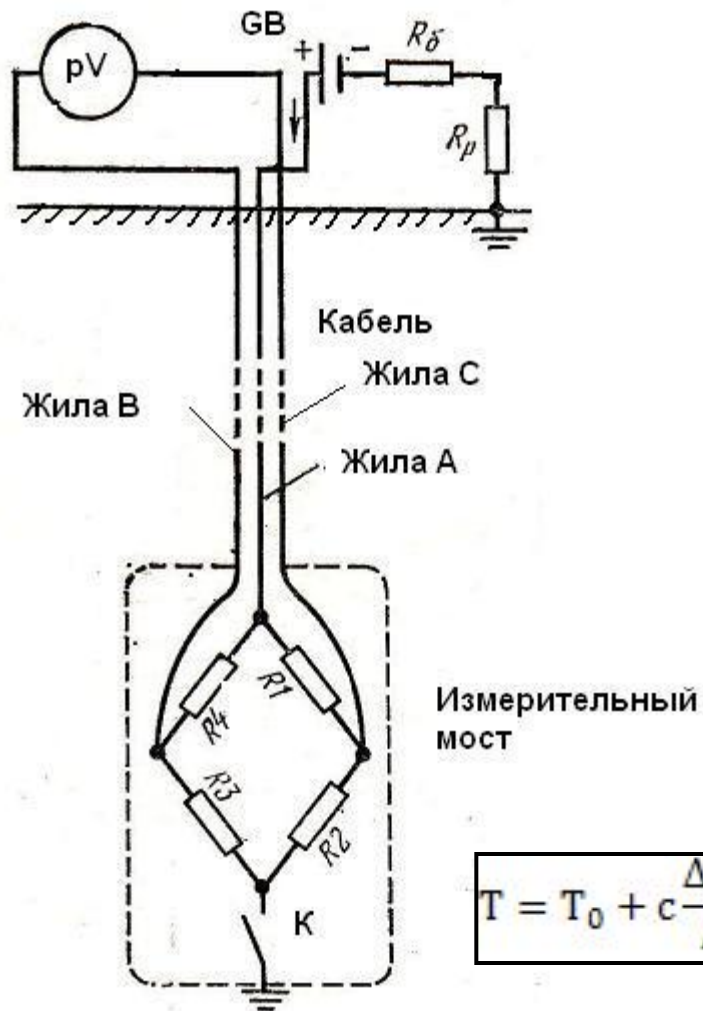
Принцип силовой компенсации
↓

- 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

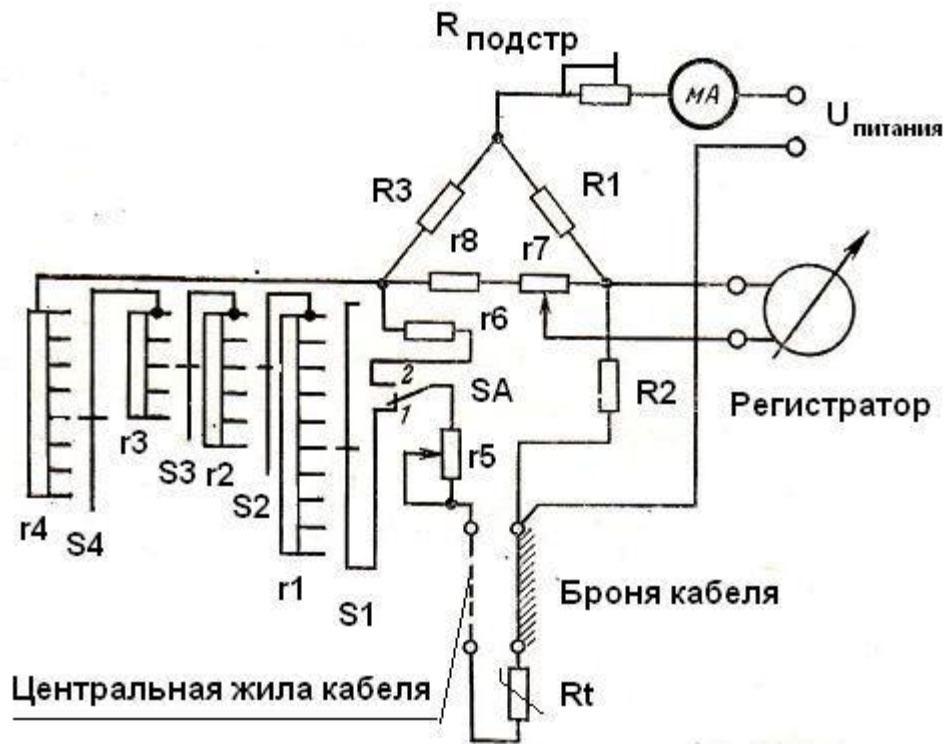
НА ТРЕХЖИЛЬНОМ КАБЕЛЕ



R1, R3 медь
R2, R4 манганин

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

НА ОДНОЖИЛЬНОМ КАБЕЛЕ

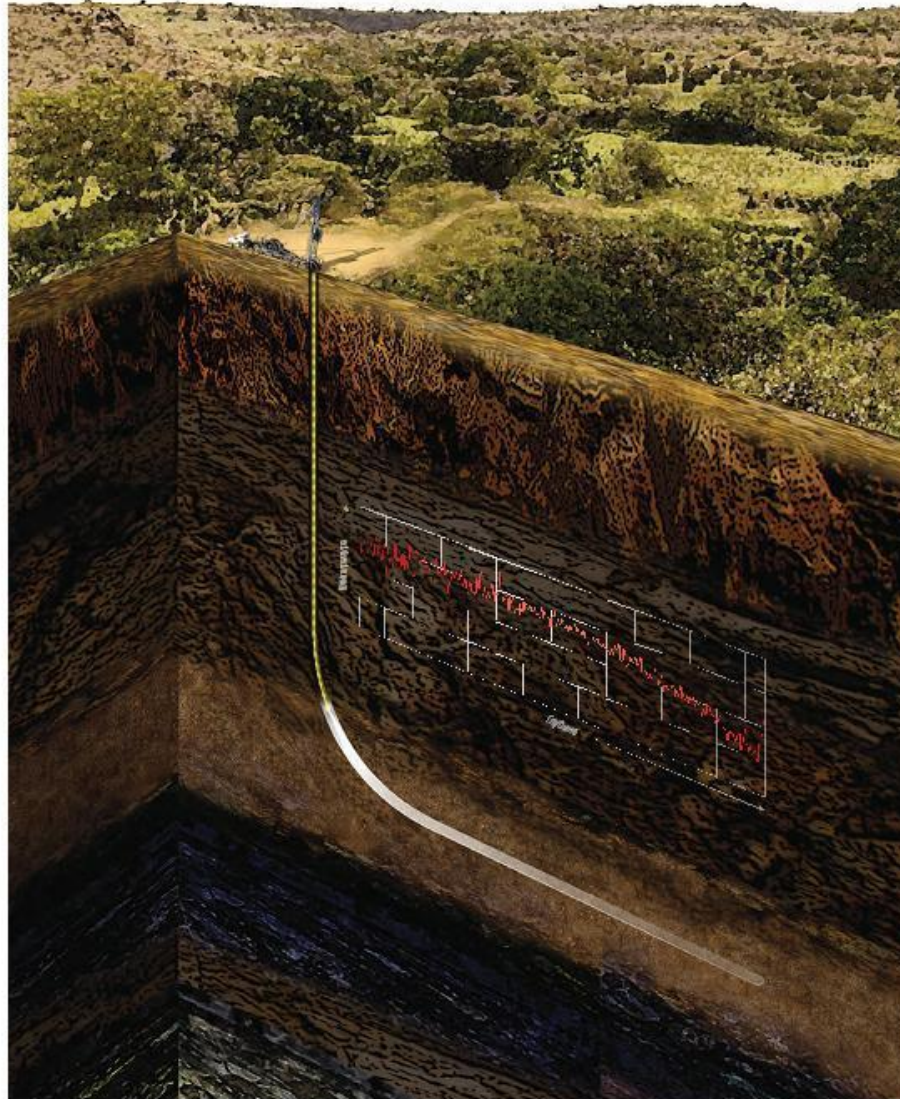


$$R_t = \frac{R_{из} (R_{\delta} + R_K + R_t)}{R_{из} + R_{\delta} + R_K + R_t}$$

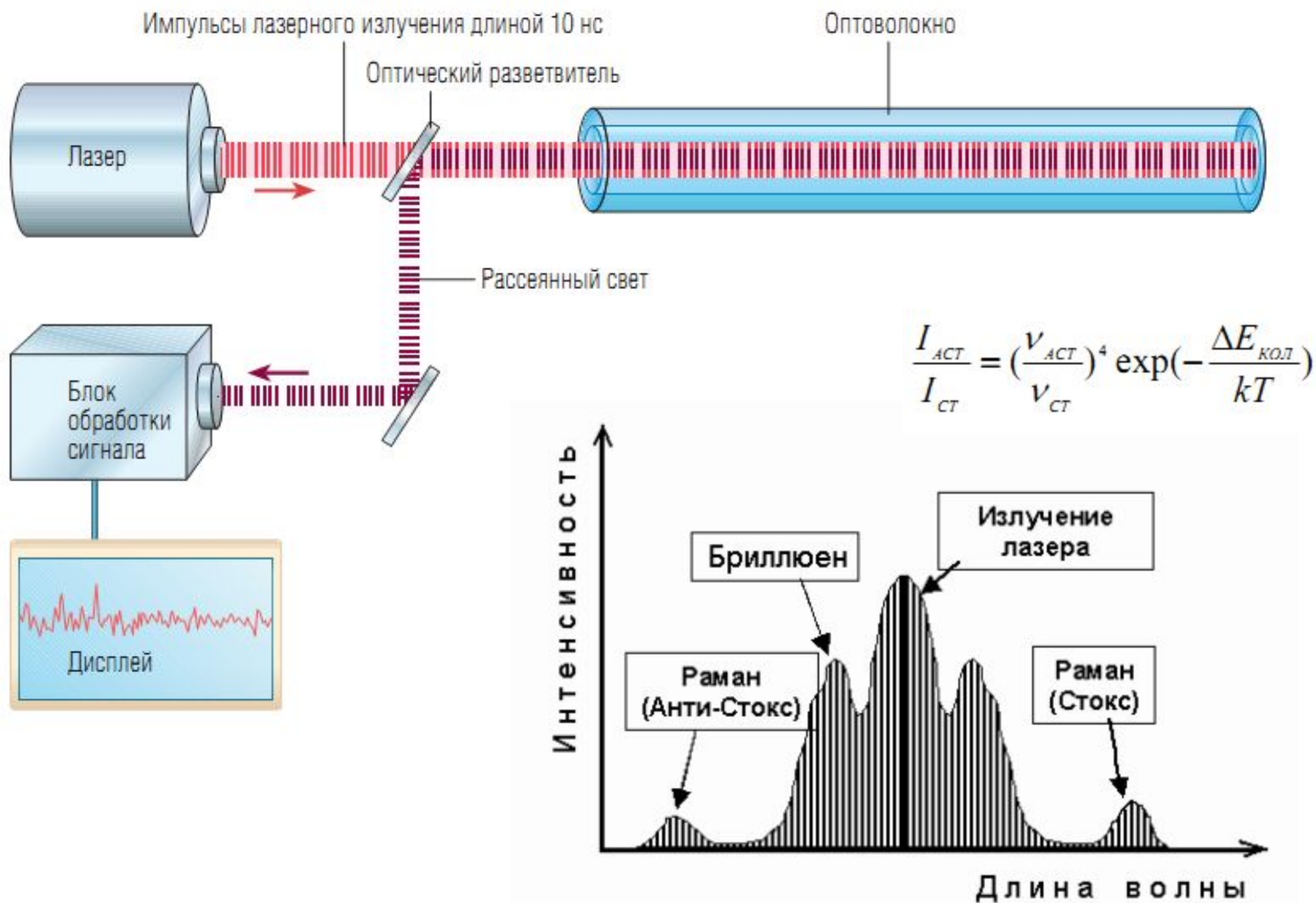
- S1 - 0,1 °C
- S2 - 1 °C
- S3 - 5 °C
- S4 - 20 °C

→ Установка
T₀

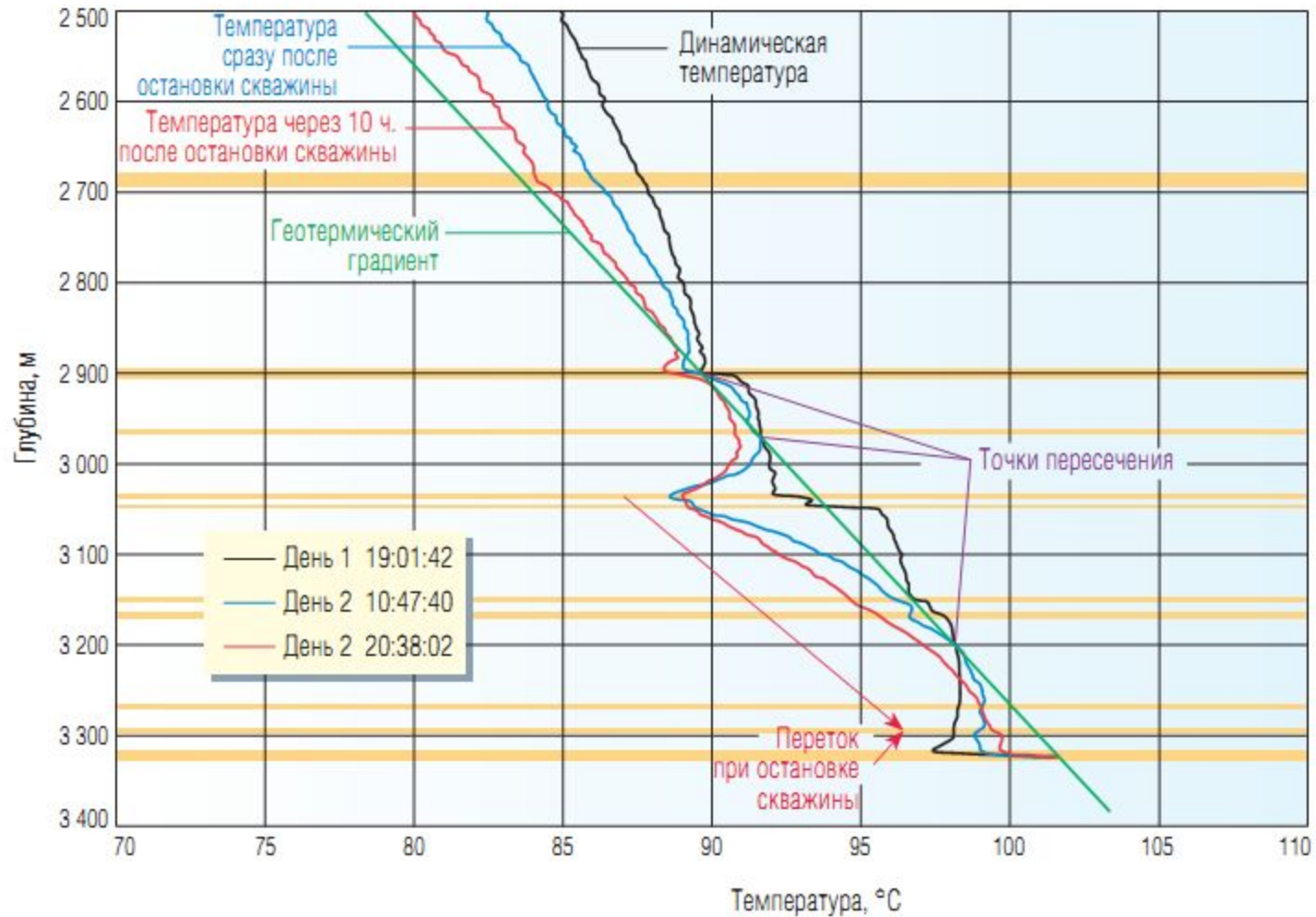
ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЕ ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНЕ



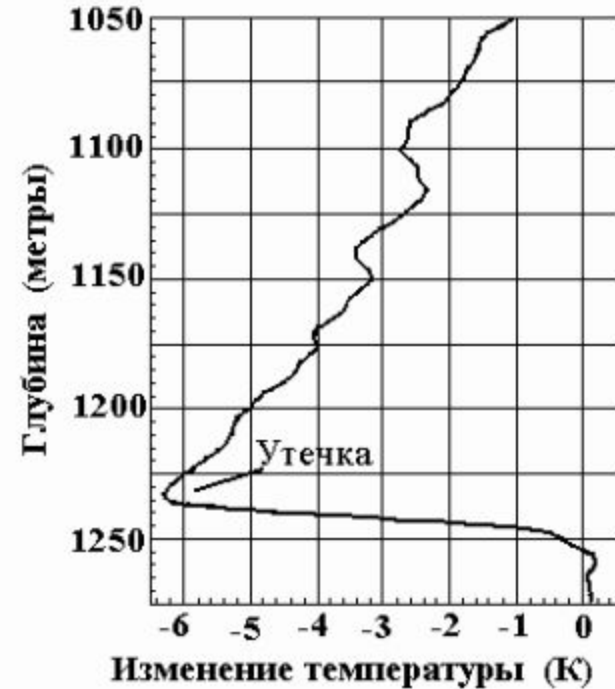
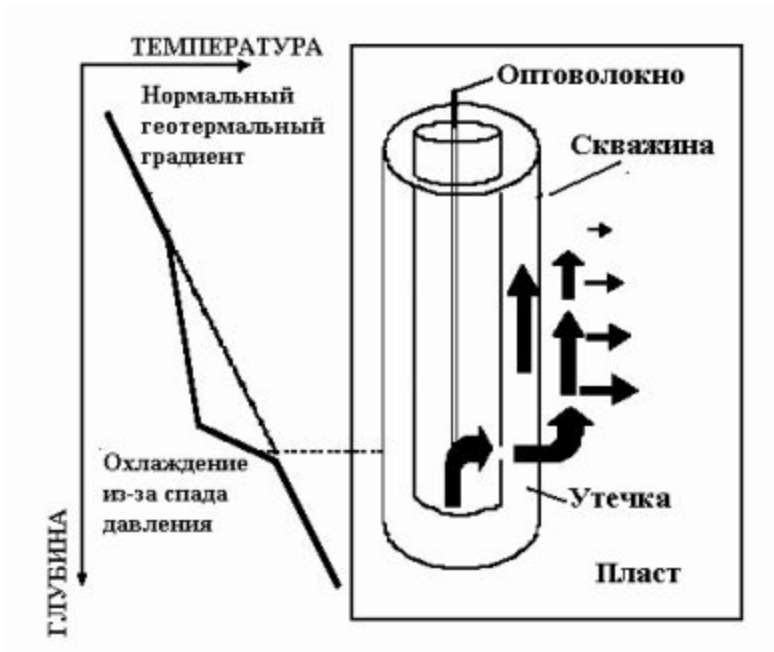
DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSING (DTS)



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТИННОЙ ГЕОТЕРМИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

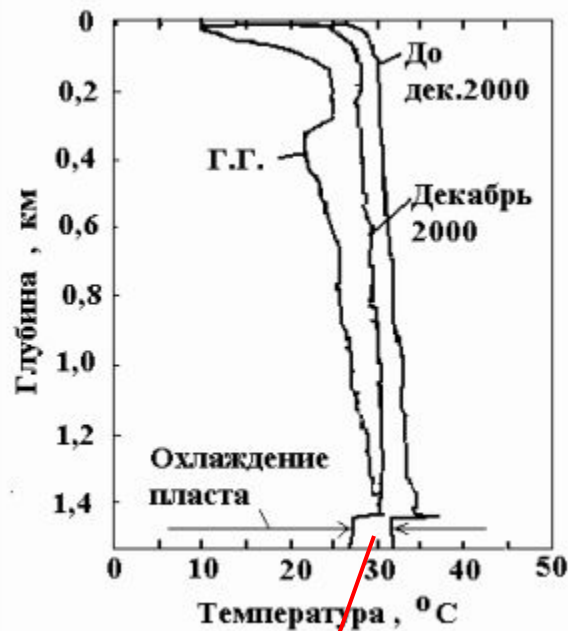
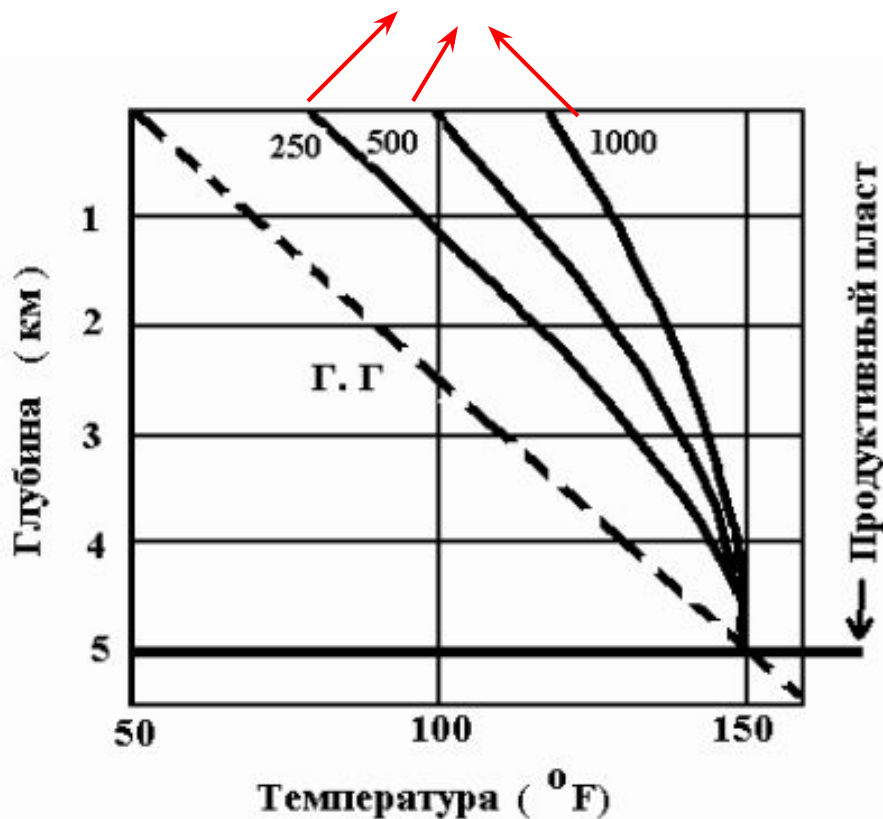


РЕГИСТРАЦИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИЯ УТЕЧЕК ФЛЮИДОВ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ СКВАЖИН



ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ И КАЧЕСТВА ДОБЫВАЕМОГО ПРОДУКТА

Производительность, бар/день

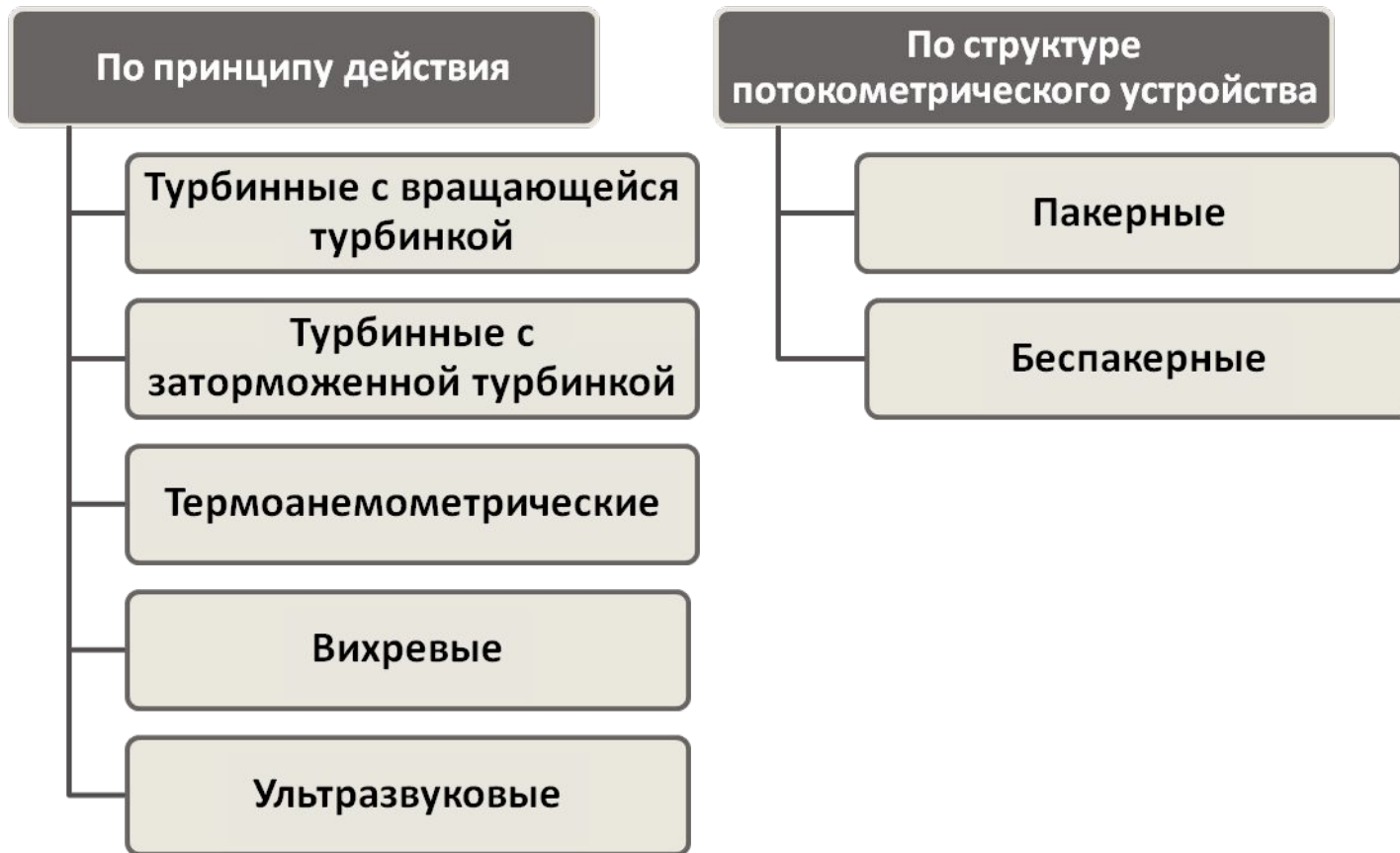


Снижение температуры на 5 °C

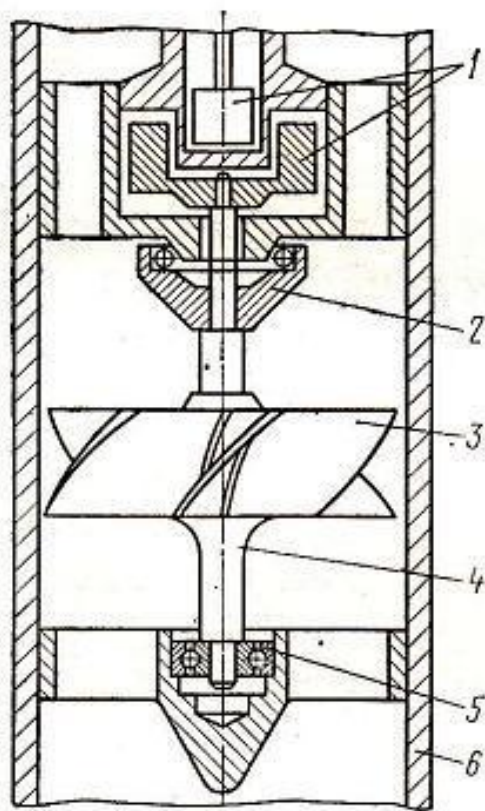
Увеличение обводненности с 20 до 35%

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

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

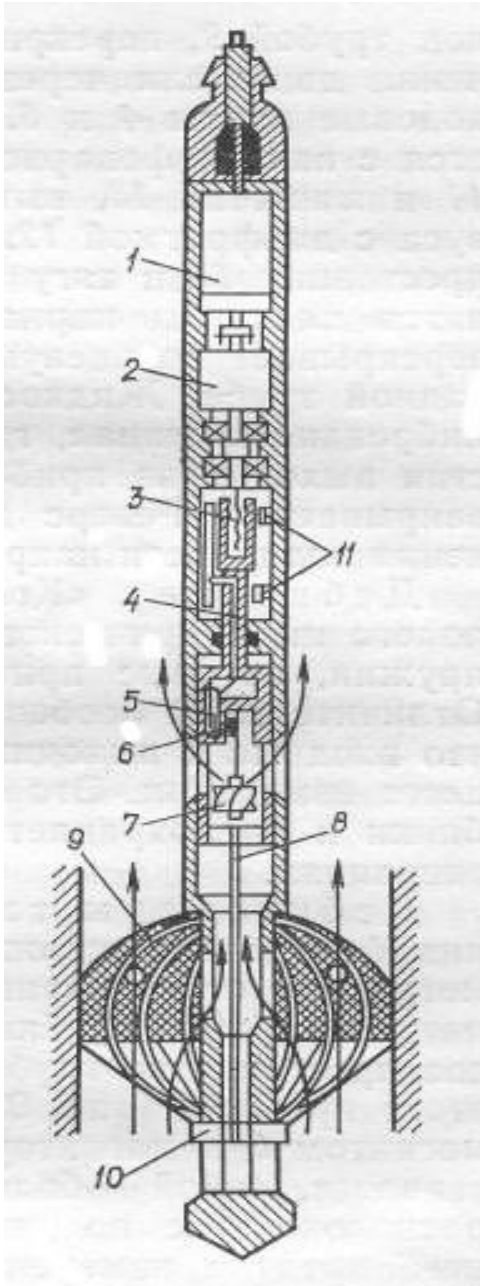
α - коэффициент обтекания;
 k - коэффициент, зависящий от смещения прибора от геометрической оси скважины

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

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

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

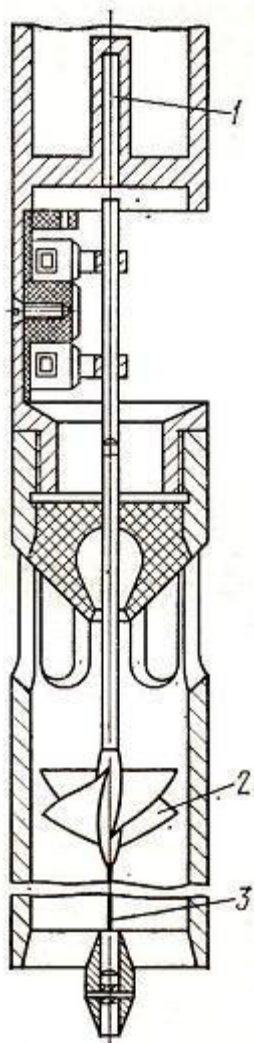
Глубинный дебитомер ДГД с управляемым пакером



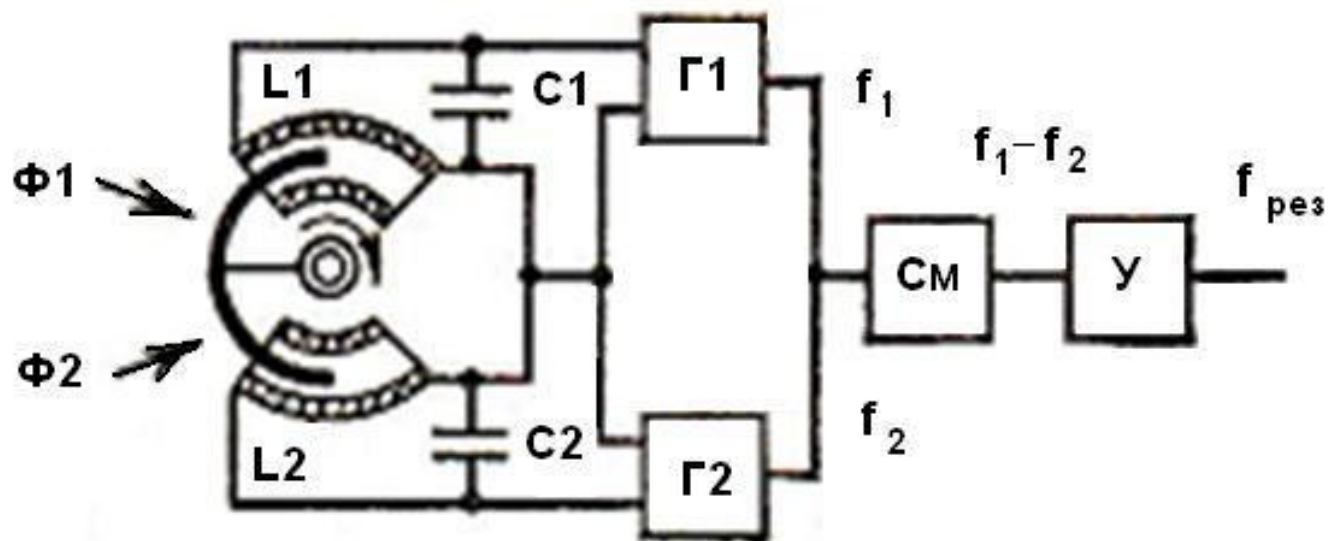
1	Электродвигатель
2	Редуктор
3	Ходовой винт
4	Уплотненный шток
5	Магнитоуправляемый контакт
6	Постоянный магнит
7	Турбинка
8	Тяга
9	Пакер
10	Ползун
11	Концевые микровыключатели

Показатель	РГД-2М	РГТ-1	Кобра-Р36	ДГД-6Б
Предел измерения дебита, м ³ /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

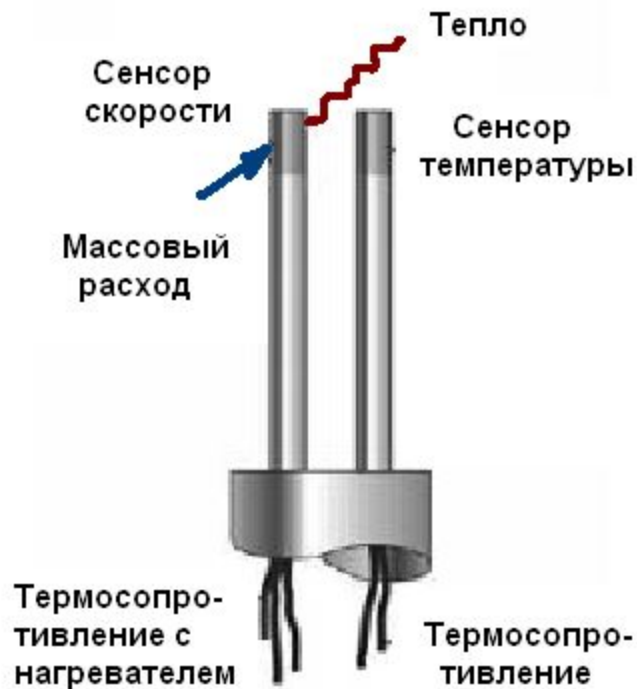


1, 3 – струны;
2 - турбинка



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;

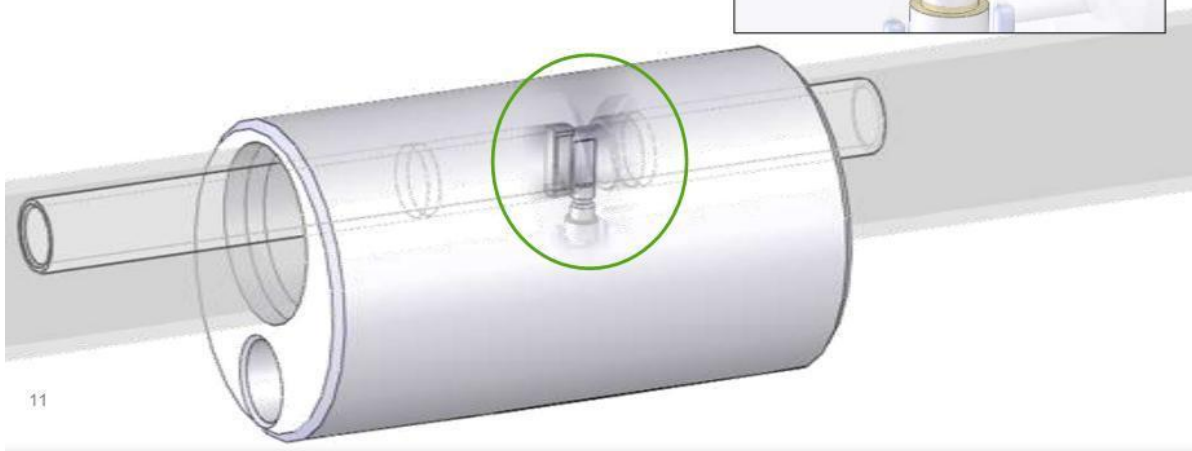
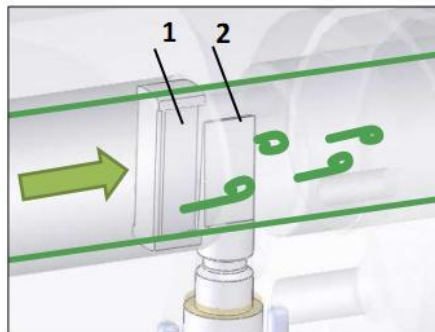
T_A - температура термоанемометра;

T - температура потока;

ξ - коэффициент теплоотдачи датчика в потоке

ВИХРЕВОЙ РАСХОДОМЕР ФИРМЫ ЭМИС

1 - тело обтекания
2 - пьезодатчик



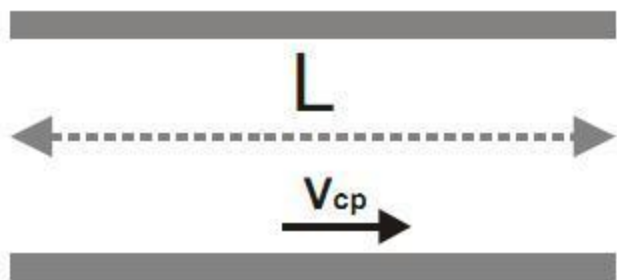
Монтаж на НКТ



Погружение
в колонну



УЛЬТРАЗВУКОВОЙ РАСХОДОМЕР ФИРМЫ ЭМИС



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

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



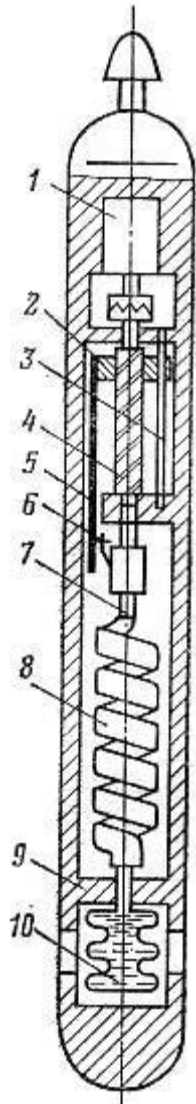
ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ

КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ МАНОМЕТРОВ



ГЕЛИКСНЫЕ МАНОМЕТРЫ

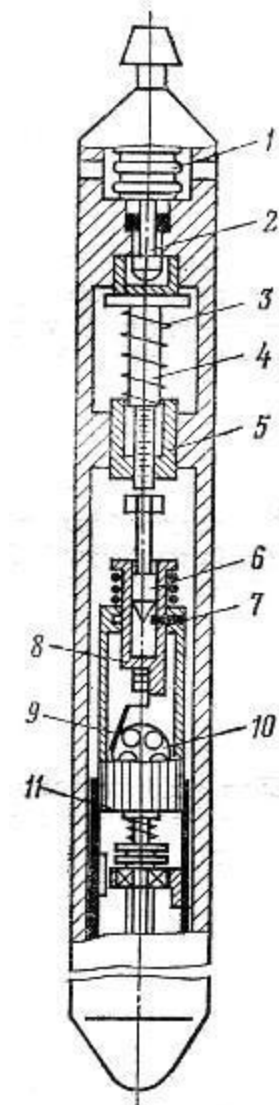
МГН-2



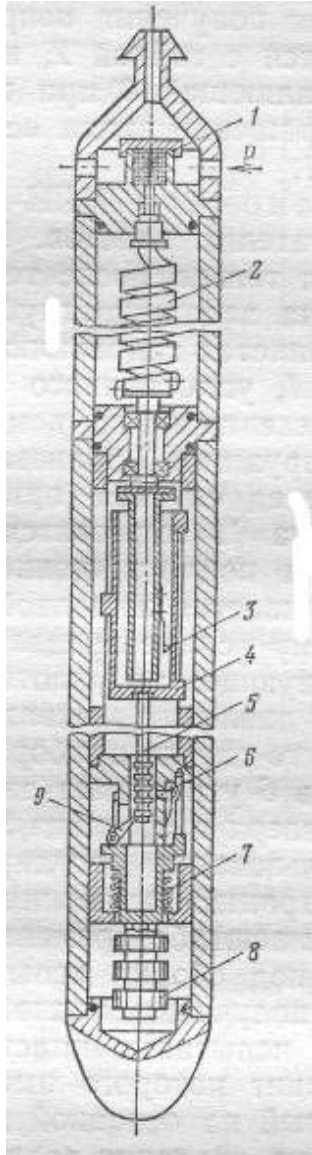
1	Часовой привод
2	Гайка
3	Направляющая
4	Ходовой винт
5	Каретка
6	Перо
7	Ось
8	Геликс (манометрическая трубчатая пружина)
9	Корпус
10	Сильфон

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

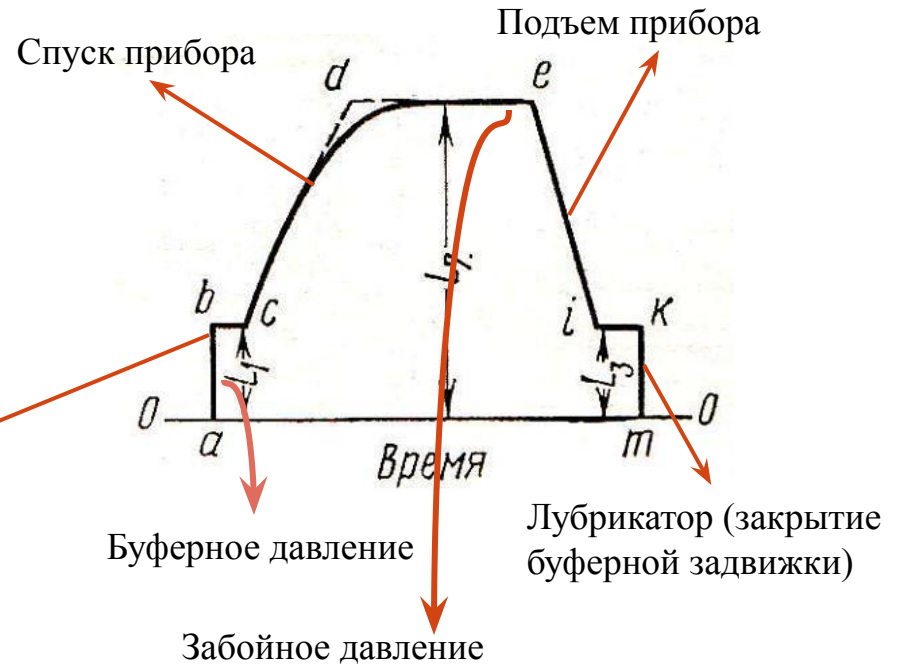


МГТ-1



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

Диаграмма записи давления

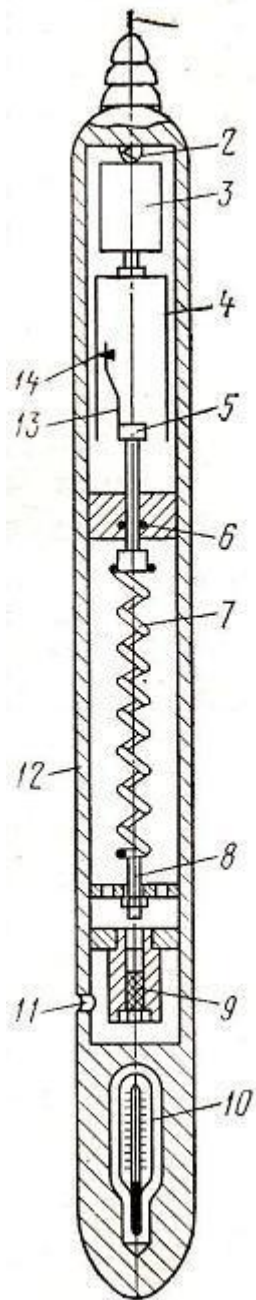


Лубрикатор (открытие буферной задвижки)

Лубрикатор (закрытие буферной задвижки)

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

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

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

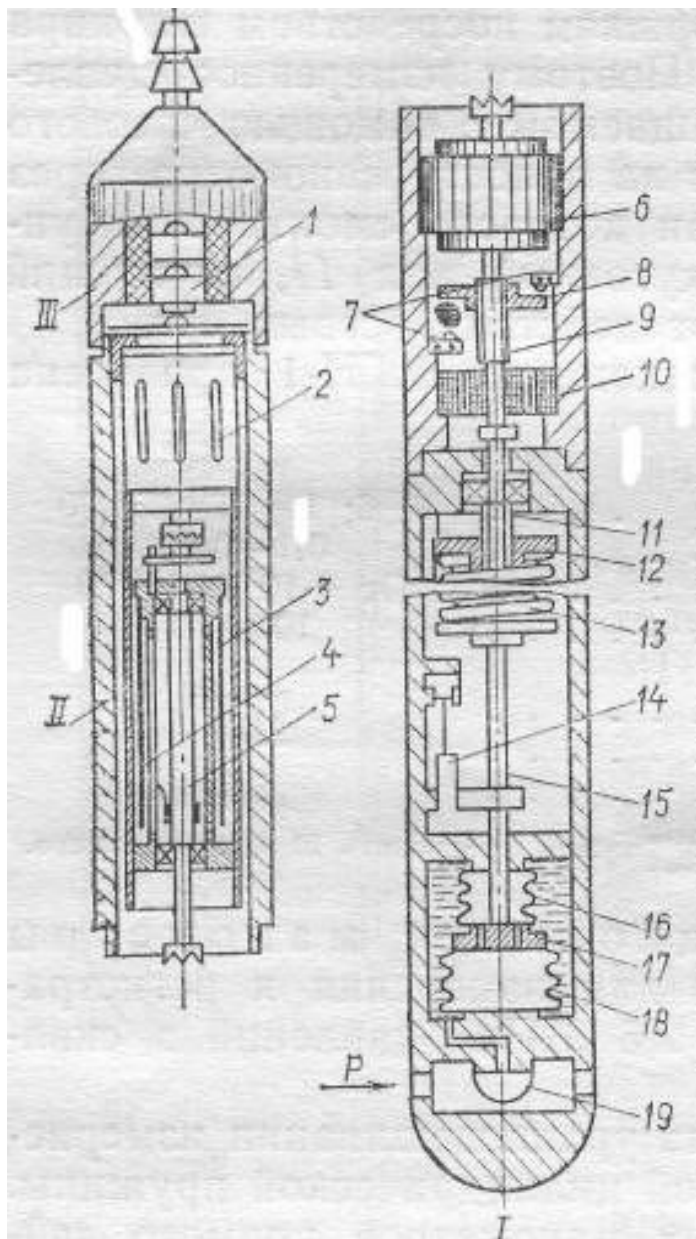
$$\delta_M = \sum \delta_i = \delta_z + \delta_c + \delta_{пр}$$

Метрологическая погрешность измерительной пружины

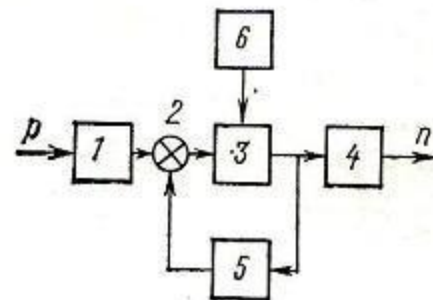
Погрешность от трения поршня в сальнике

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

КОМПЕНСАЦИОННЫЙ МАНОМЕТР «БАЙКАЛ»

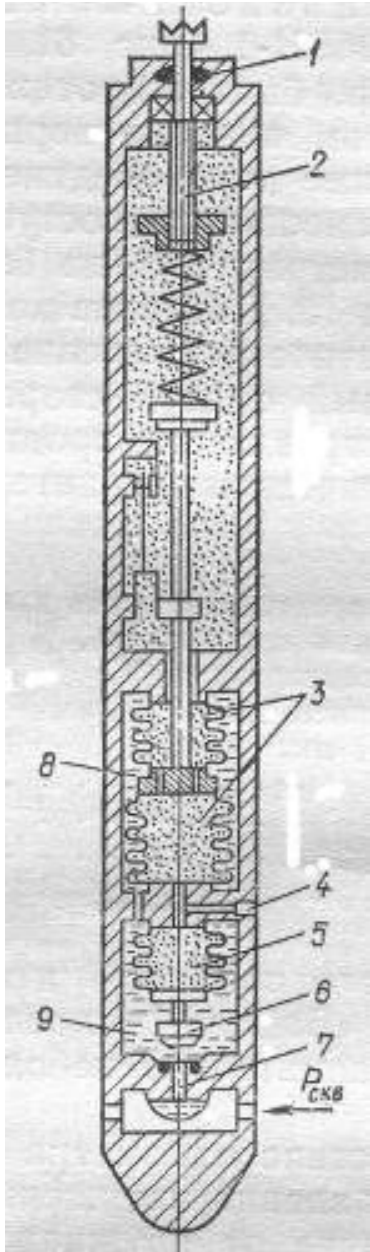


1	Элементы питания
2	Часовой механизм
3	Барaban
4	Перо
5	Винт регистрирующего устройства
6	Электродвигатель постоянного тока
7	Микровыключатели
8	Ползун
9	Промежуточный винт
10	Электронный переключатель
11	Ходовой винт
12	Якорь (гайка)
13	Винтовая цилиндрическая пружина
14	Пружинный контакт
15	Шток
16,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

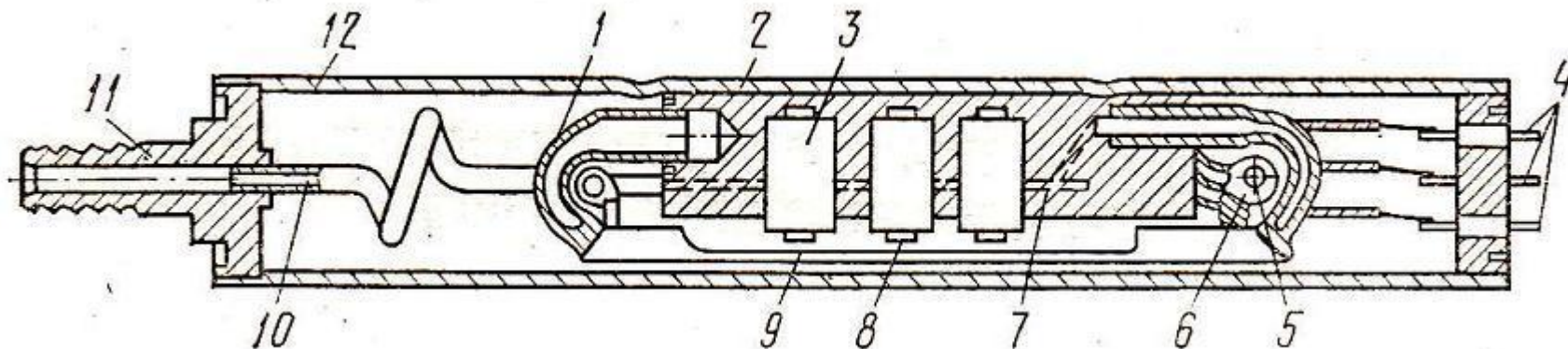


1	Сальник
2	Ходовой винт
3	Сильфоны
4	Игла
5	Сильфон
6	Клапан
7	Входное отверстие
8, 9	Камеры с жидкостью

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	Трубчатые 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

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

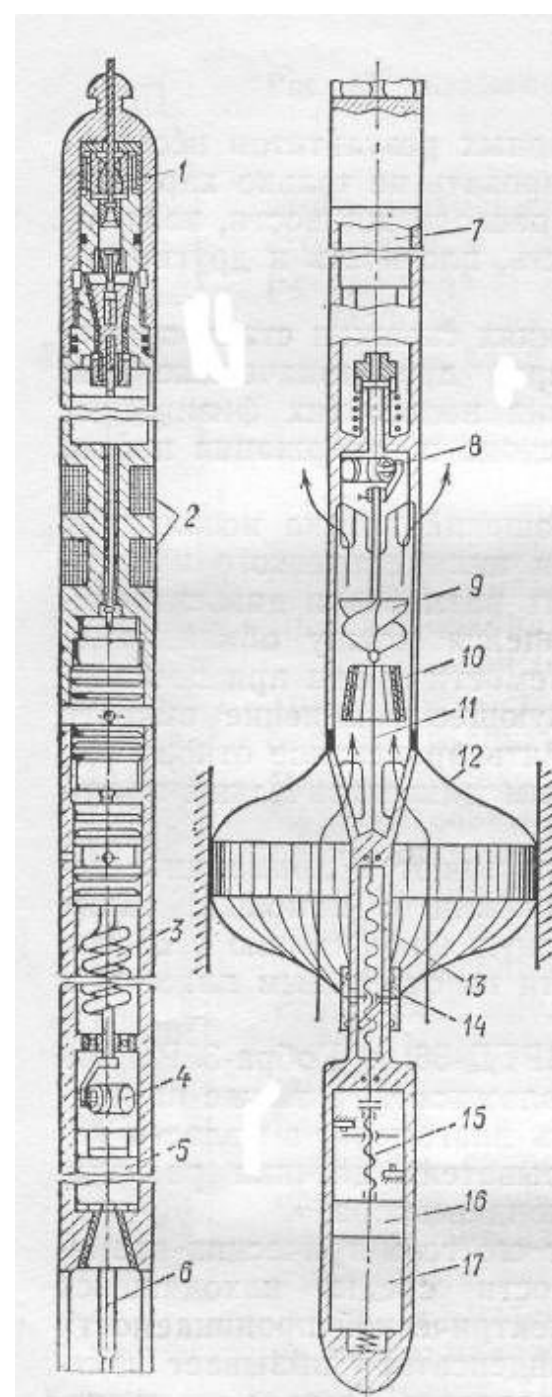
ИЗМЕРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЛУБИННЫХ ПАРАМЕТРОВ

КОМПЛЕКСНЫЙ ПРИБОР «ПОТОК-5»

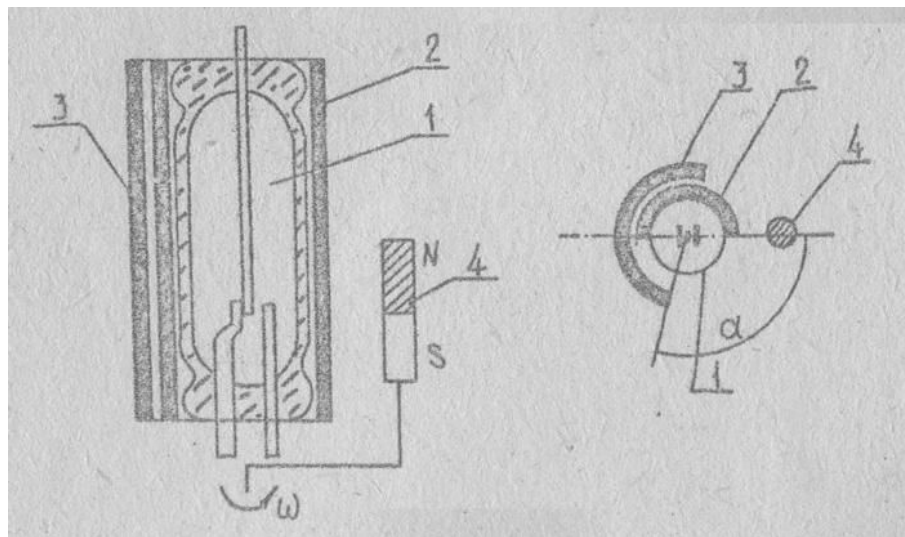


Давление, температура, расход, обводненность с привязкой данных к разрезу скважины (локатор муфт)

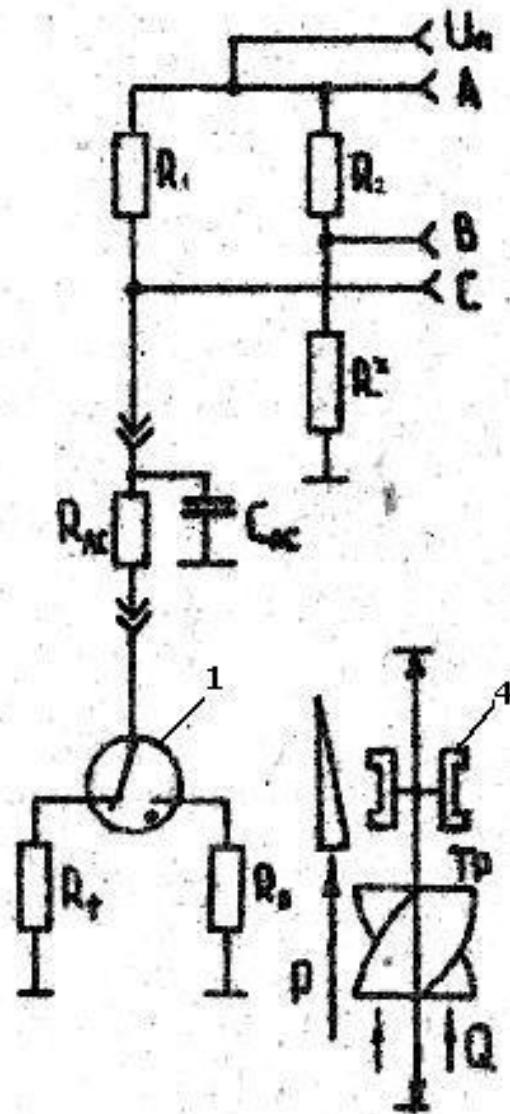
1	Одножильный кабель
2	Трансформаторы локатора муфт
3	Геликсная пружина
4	Катушка индуктивного преобразователя давления
5, 7	Электронные блоки
6	Термисторы
8	Ферритовое полукольцо индуктивного преобразователя расхода
9	Заторможенная турбинка
10	Емкостной датчик
11	Центратор
12	Металлические пластины
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

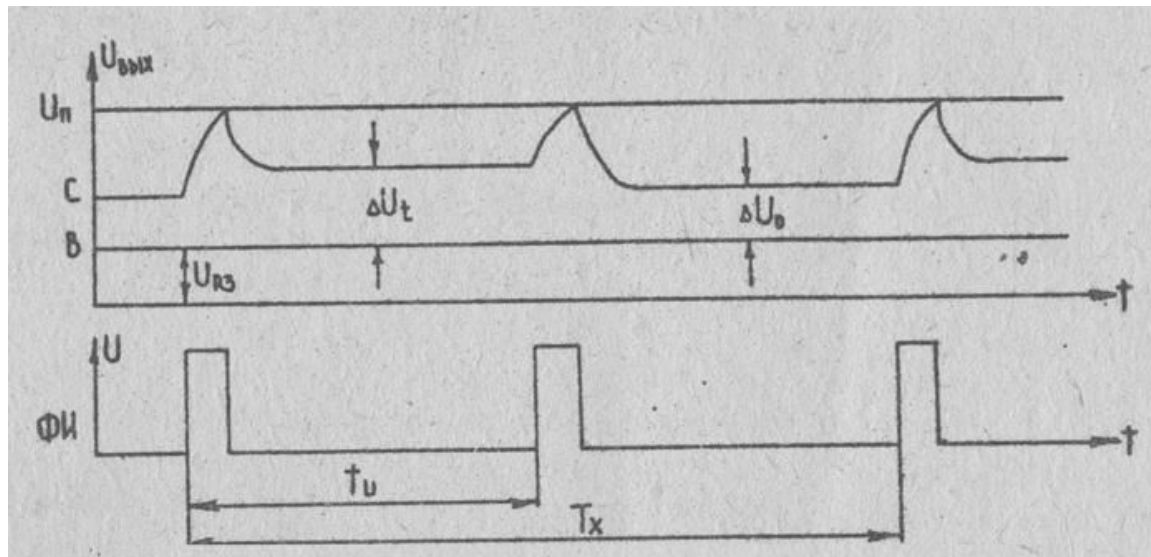


$$\Delta U_0 = U_{II} \frac{R_2(R_{ЛС} + R_O + R_K) - R_1 R_3}{(R_2 + R_3)(R_1 + R_{ЛС} + R_O + R_K)},$$

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

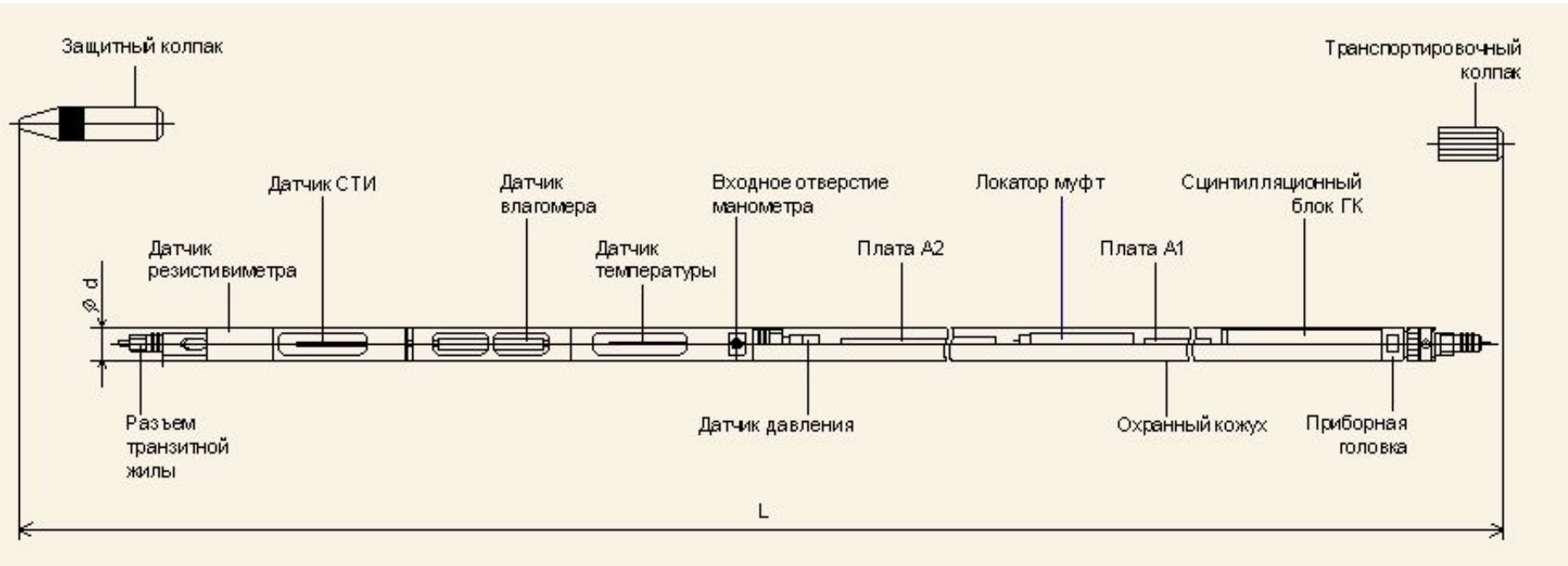
$$\Delta U_t = U_{II} \frac{R_2(R_{ЛС} + R_O + \Delta R + R_K) - R_1 R_3}{(R_2 + R_3)(R_1 + R_{ЛС} + R_O + \Delta R + R_K)},$$

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



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

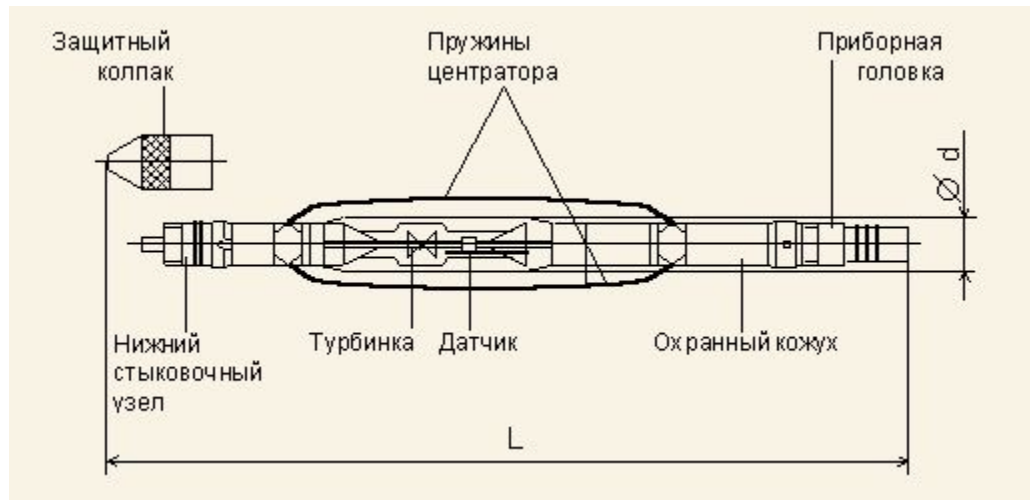
КОМПЛЕКСНЫЙ ПРИБОР «СОВА»



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 ³ /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.