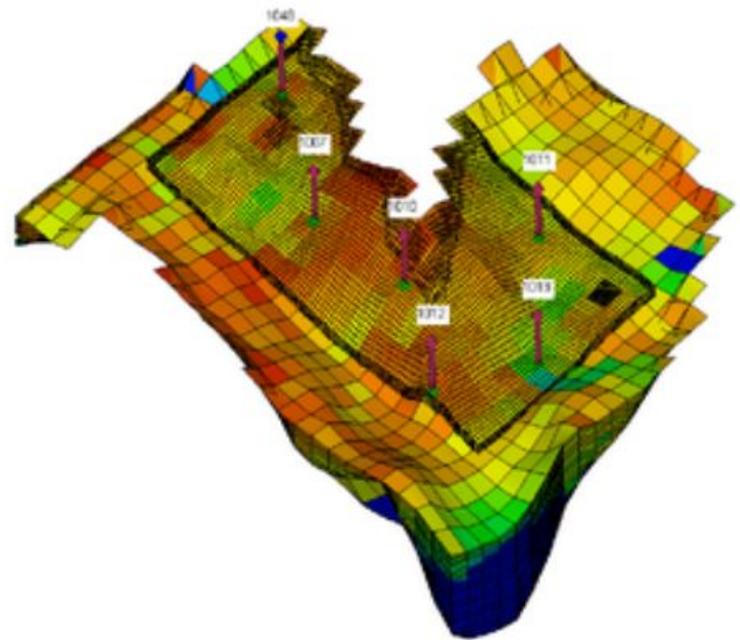
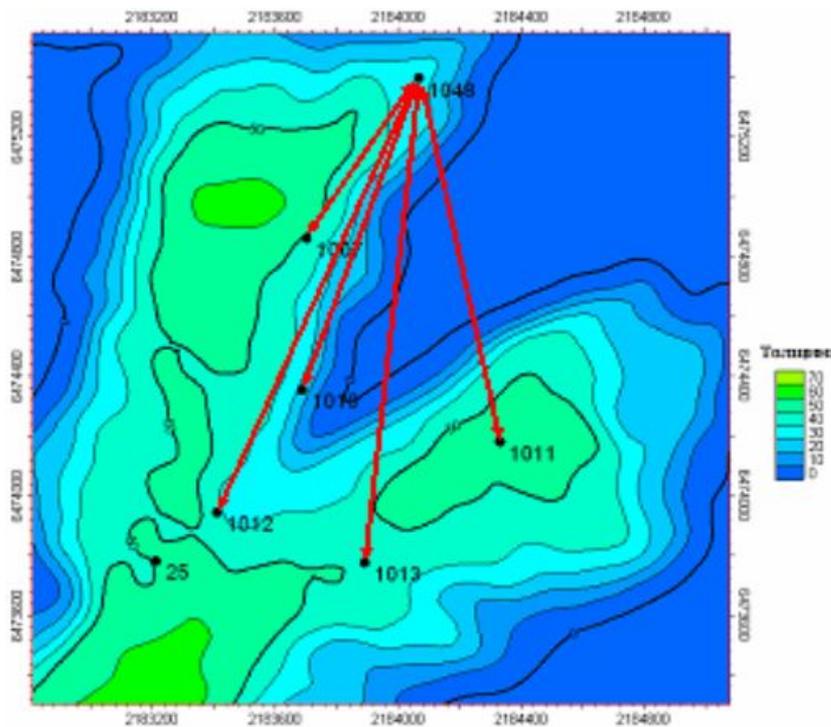


Список литературы

1. **Юсупов К.С., Мишарин В.А.** Практическое руководство по гидродинамическим методам исследования скважин и пластов, СибНИИНП, Тюмень, 1992.
2. **Шагиев Р.Г.** Исследования скважин по КВД. – М.: Наука, 1998.
3. **РД 39-100-91** Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений // ВНИИнефть, ВНИИНПГ, ВНИПИТермнефть, АзНИПИнефть и др.–М.,1991.
4. **РД 153-39-007-96** Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. М: ОАО “ВНИИнефть им.академика А.П.Крылова”, 1996.
5. **РД 153-39.0-109-01** Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений // –М., 2002.
6. **Мангазеев П. В. и др.** «Гидродинамические исследования скважин», ТПУ, Томск, 2009 г.
7. **Вафин Р.Ф., Тухватуллин Р.К., Мисолина Н.А.** ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН (Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации) Казань – 2012.
8. **Ипатов А.И., Кременецкий М.И.** Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин, М.: 2008.

Гидродинамические исследования пластов и скважин



Методы исследования

- Прямые
- Косвенные:
 - промыслово-геофизические,
 - дебито- и расходомерные,
 - термодинамические
 - гидродинамические

Основоположники современной теории гидродинамических исследований

**Л.С. Лейбензон, В.Н. Щелкачев, М.
Маскет, И.А. Чарный и др.**

Цели ГДИС:

```
graph TD; A[Цели ГДИС:] --> B[Стадия промышленной разведки месторождения]; A --> C[Стадии пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения:];
```

Стадия промышленной разведки месторождения

Стадии пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения:

Параметры, характеризующие
текущее энергетическое состояние,
работу и геометрические параметры
пласта:

- $P_{пл}$ (МПа);
- $T_{пл}$ ($^{\circ}$ С);
- $h_{эф}$ (м);
- $h_{раб}$ (м);
- параметры, характеризующие размеры и форму дренируемого резервуара.

Параметры, характеризующие влияние скважины:

- геометрические параметры скважины;
- *Спл* ($\text{м}^3/\text{МПа}$).

Параметры, характеризующие работу системы "скважина-пласт":

- $P_{ср} = (P_{пл} + P_{заб}) / 2$, (МПа)
- $T_{ср} = (T_{пл} + T_{заб}) / 2$, ($^{\circ}C$)
- $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$, (МПа)
- $q_{факт}$ ($m^3/сут$);
- $K_{прод.факт}$ ($m^3/МПа \cdot сут$);
- R_k (м)

Свойства пластового флюида:

- μ (МПа·с);
- β (МПа⁻¹).

Фильтрационно-емкостные характеристики породы:

- K_p ;
- K_n ;
- $\beta_{пл}$ (МПа^{-1});
- k (мкм^2);
- χ ($\text{м}^2/\text{с}$).

Фильтрационные характеристики пласта (в том числе призабойной зоны):

- $\varepsilon = k h / \mu$ (Д * см/сПз).
- параметры, характеризующие совершенство вскрытия пласта.

ГДИС

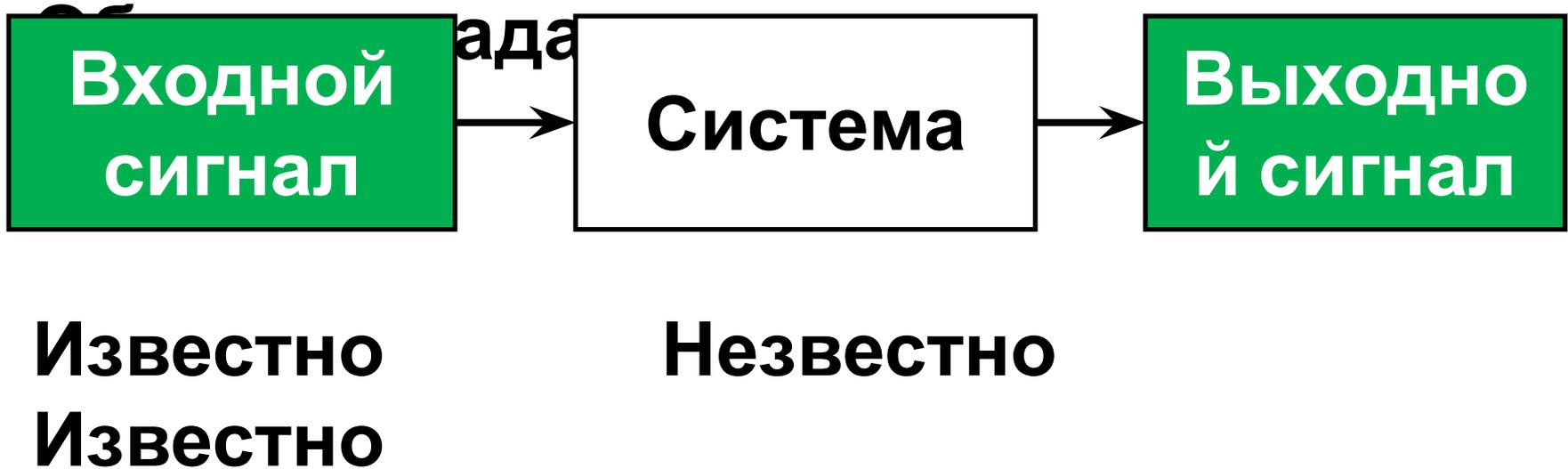
**Базовые
ГДИС**

**Экспресс-
исследования**

Объекты исследования

- разведочные и поисковые скважины (при индивидуальном опробовании пластов с возможным отбором проб пластового флюида) как в открытом, так и в обсаженном стволе;
- осваиваемые скважины после заканчивания (вызова притока из пласта способами: свабирования, струйным или другим насосом, закачкой азота или газа, в исключительных случаях - при компрессировании воздухом);
- эксплуатационные нагнетательные скважины;
- фонтанирующие разведочные или добывающие скважины (включая газ-лифтные);
- добывающие скважины механизированного фонда, исследуемые либо в межремонтный период, после проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ), либо непрерывно в процессе эксплуатации (в последнем случае используются стационарные датчики, установленные под приемом насоса);
- горизонтальные или многоствольные эксплуатационные скважины;
- пьезометрические скважины.

Прямая задача



Гидродинамические методы исследования скважин и пластов :

- **Исследование скважин при установившихся режимах работы**

Цель: определить K (K') скважины, ϵ, k .

- **Исследование скважин при неустановившихся режимах работы**

Цель: определить $\epsilon, k, \chi, \alpha$, и K .

- **Исследование скважин на взаимодействие**

Цели: определить ϵ и χ пласта в районе исследуемых скважин.

- **Определение профиля притока (расхода) и параметров по разрезу пласта.**
- **Контроль за текущей нефтенасыщенностью пласта при вытеснении нефти водой.**

Исследования скважин при установившихся режимах работы

Цель исследования – определение режима фильтрации нефти (газа) в ПЗП, определение гидропроводности, продуктивности, проницаемости ПЗП.

Задачи исследований: исследовать скважину на установившихся режимах – это найти зависимость между:

- $Q=f(P_{\text{заб}})$,

- $Q=f(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$.

Последовательность проведения исследований

1. Устанавливают несколько режимов работы скважины

2. Замеряют необходимые значения параметров

- дебит нефти (газа);
- пластовое давление;
- забойное давление;
- количество выносимого песка;
- количество выносимой воды;
- газовый фактор продукции скважины

Последовательность проведения исследований

3. По результатам исследований заполняют таблицу

Результаты исследования скважины

Режим	$P_{пл}$	$P_{заб}$	$\Delta P_i = P_{пл} - P_{заб}$	Q_i	$K_i = \frac{Q_i}{\Delta P_i}$
1	$P_{пл1}$	$P_{заб1}$	ΔP_{1}	Q_{1}	K_{1}
2	$P_{пл2}$	$P_{заб2}$	ΔP_{2}	Q_{2}	K_{2}
3	$P_{пл3}$	$P_{заб3}$	ΔP_{3}	Q_{3}	K_{3}
4	$P_{пл4}$	$P_{заб4}$	ΔP_{4}	Q_{4}	K_{4}

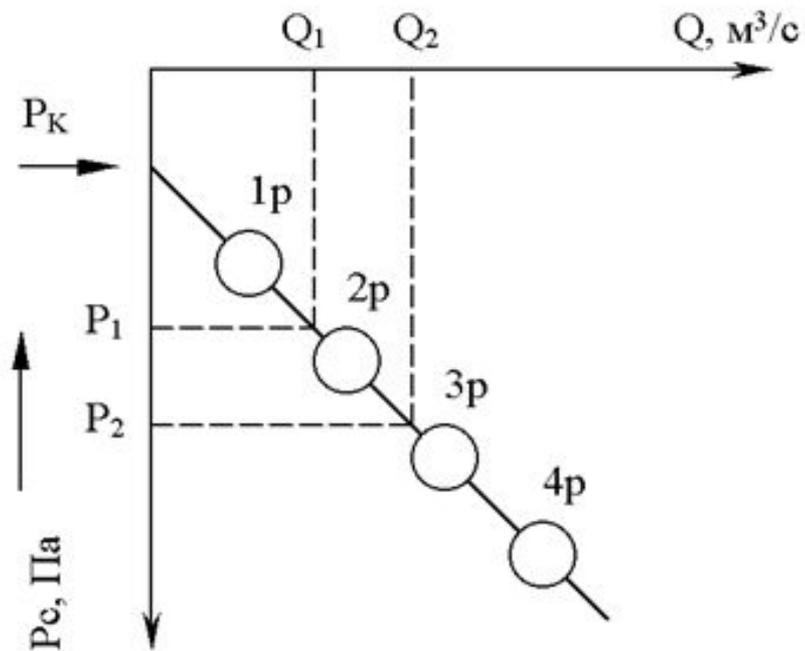
4. Строят индикаторные диаграммы и проводят интерпретацию результатов исследований.

По результатам исследований строят графики зависимости дебита скважины от забойного давления $P_{заб}$ или от депрессии $(P_{пл} - P_{заб})$, называемые **индикаторными диаграммами (ИД)**.

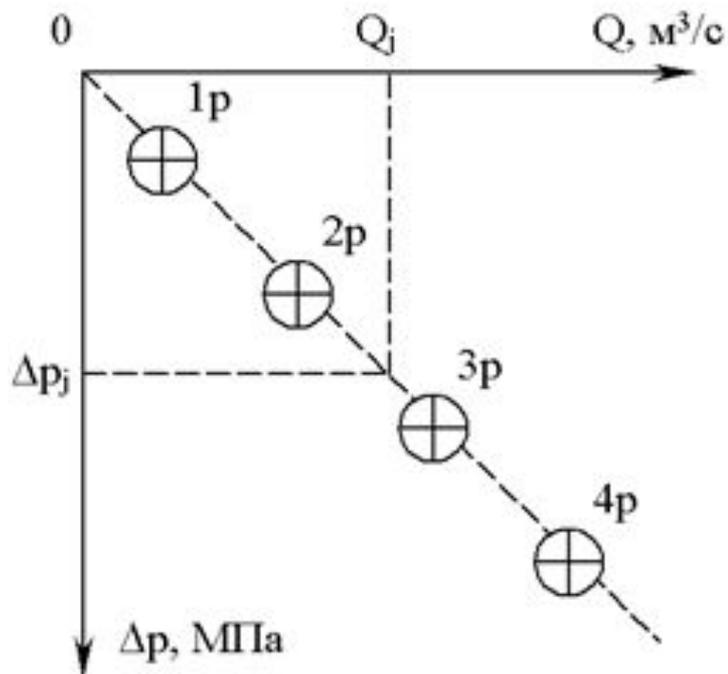
Индикаторные диаграммы (ИД) добывающих скважин располагаются **ниже** оси абсцисс, а водонагнетательных - **выше** этой оси.

Последовательность проведения исследований

Индикаторная диаграмма $Q=f(P_{заб})$



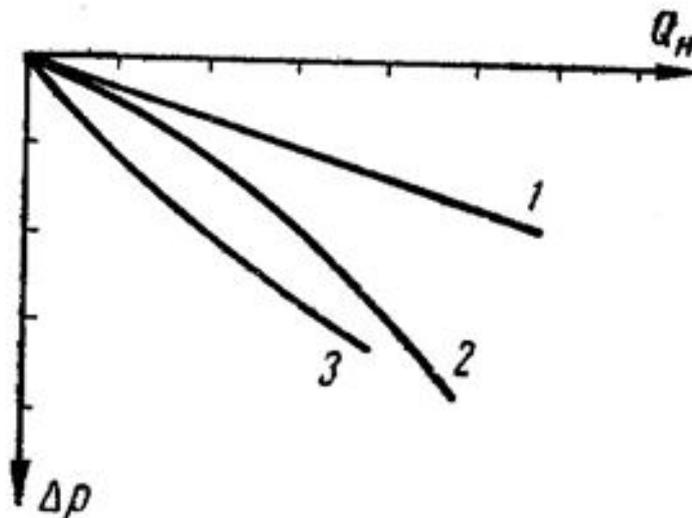
Индикаторная диаграмма $Q = f(\Delta P)$



Последовательность проведения исследований

исследований

Индикаторные кривые при фильтрации по пласту однофазной жидкости



1 – установившаяся фильтрация по линейному закону Дарси;

2- неустановившаяся фильтрация или фильтрация с нарушением линейного закона Дарси при больших Q ;

3 - нелинейный закон фильтрации.

Исследование скважин при неустановившихся режимах работы (со снятием кривых восстановления давления на забое)

Методом восстановления (падения) давления можно исследовать фонтанные, глубиннонасосные (со штанговыми насосами или ЭЦН), периодически эксплуатируемые, пьезометрические и нагнетательные скважины.

**Обработка результатов исследования
скважин со снятием кривой
восстановления давления без учета
притока жидкости к забою после ее
остановки**

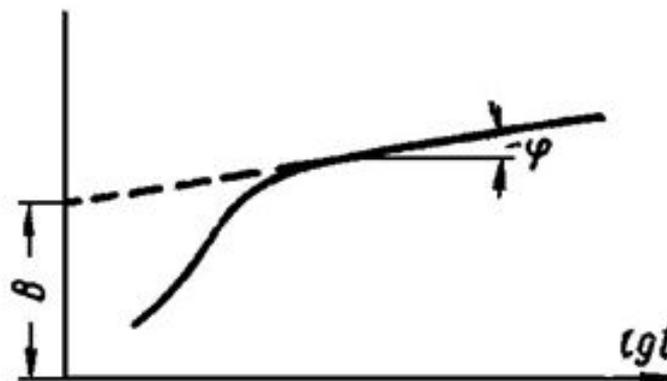
1. Спускают в скважину глубинный манометр или дифференциальный манометр.
2. Резко останавливают или пускают скважину в работу.
3. Измеряют с помощью глубинного дифференциального манометра значения $P_{заб}$ во времени t
4. Определяют $(P_{заб1} - P_{заб2}) = f(t) = \Delta P_{\pm}(t)$

Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления без учета притока жидкости к забою после ее остановки

5. Результаты полученных значений заносят в таблицу:

Номера точек	Время t , с	Δp , МПа	$\lg t$
1	t_1	Δp_1	$\lg t_1$
2	t_2	Δp_2	$\lg t_2$
3	t_3	Δp_3	$\lg t_3$
i	t_i	Δp_i	$\lg t_i$
20	t_{20}	Δp_{20}	$\lg t_{20}$

6. Кривая восстановления давления после остановки скважины строится в координатах: $\Delta p(t)$



Обработка результатов исследования скважин со снятием кривой восстановления давления без учета притока жидкости к забою после ее

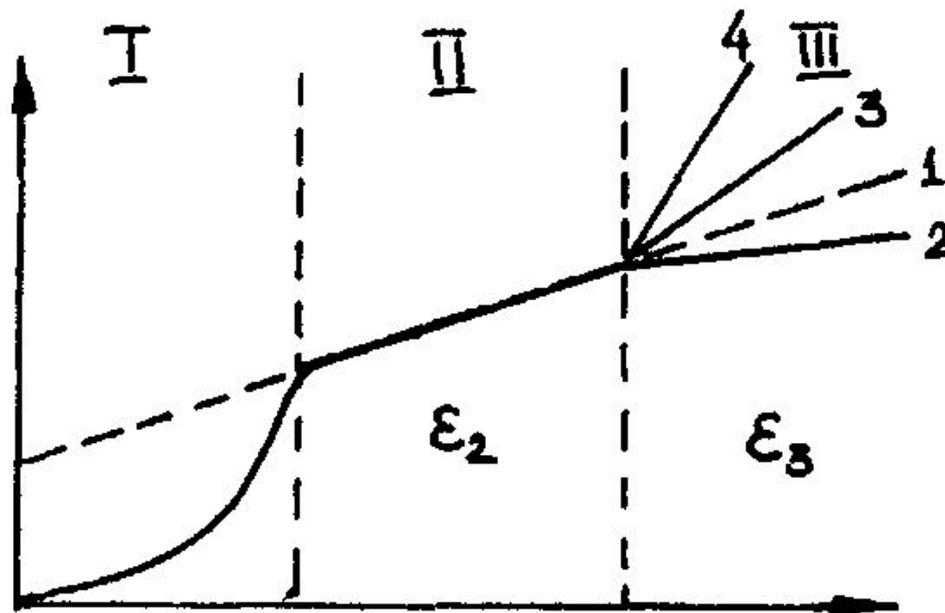
ОСТАНОВКИ

7. Проводят обработку данных КВД

- а) определяется угловой коэффициент прямой
- по угловому коэффициенту определяют гидропроводность пласта
 - определяют подвижность нефти в пласте
 - определяют коэффициент проницаемости пласта в области дренирования скважины
- б) Измеряется отрезок B на оси от нуля до точки пересечения этой оси с прямолинейным участком КВД
- определяют пьезопроводность пласта

Исследования на неустановившихся режимах

1. Коэффициент гидронемотности пласта ϵ .
2. Коэффициент подвижности нефти в пласте k/μ .
3. Коэффициент проницаемости пласта k .
4. Коэффициент пьезопроводности пласта χ .



Исследования на неустановившихся режимах

Эти данные необходимы для:

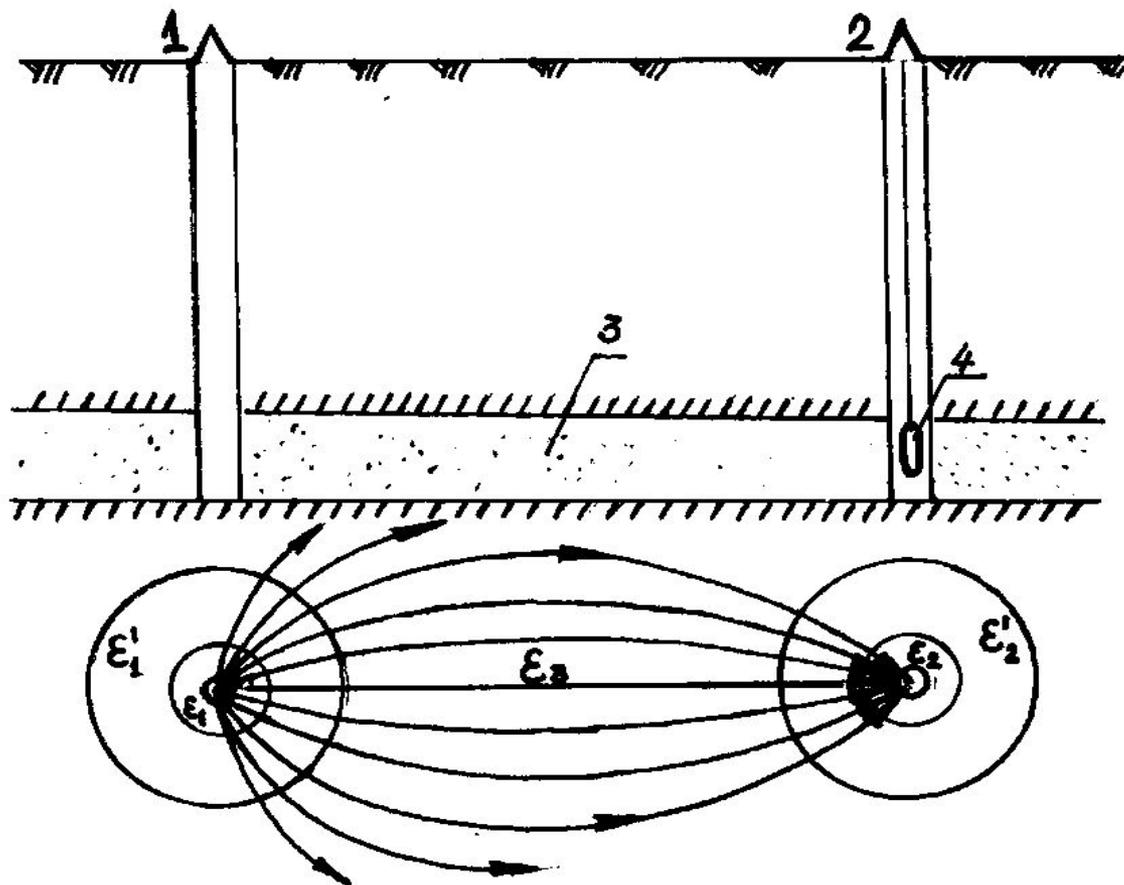
1. Использования их в расчетах показателей разработки при составлении проектов разработки месторождений.
2. Сравнения их (характеризуют удаленную зону пласта) с аналогичными данными, полученными по результатам исследований на установившихся режимах эксплуатации (характеризуют ПЗП).
3. Определения параметров пласта во времени для оценки технологической эффективности мероприятий, связанных с применением методов увеличения нефтеотдачи пластов и для контроля за разработкой.

Обработка результатов исследования со снятием кривой восстановления давления и с учетом притока жидкости к забою после остановки скважины

Для обработки кривых восстановления давления с учетом притока жидкости необходимо одновременно с фиксацией изменения давления на забое регистрировать изменение потока жидкости во времени либо измерять изменение давления на буфере и в затрубном пространстве во времени (для фонтанных и компрессорных скважин), а для насосных скважин определять изменение уровня жидкости в затрубном пространстве.

При замедленном притоке жидкости предпочтительнее применять интегральный метод Э. Б. Чекалюка, а при высокой скорости затухания притока следует использовать дифференциальный метод Ю. П. Борисова. Интегральный метод также применяют и в тех случаях, когда кривые восстановления давления имеют разброс точек.

Гидропрослушивание пластов



1 – возмущающая скважина, 2 – реагирующая скважина, 3 – пласт, 4 – глубинный прибор (манометр или дифманометр)

ϵ_1 и ϵ_2 – коэффициенты гидропроводности призабойных зон пласта,

ϵ_1' и ϵ_2' – коэффициенты гидропроводности удаленных зон пласта,

ϵ_3 – коэффициент гидропроводности пласта на участке между возмущающей и реагирующей скважинами.

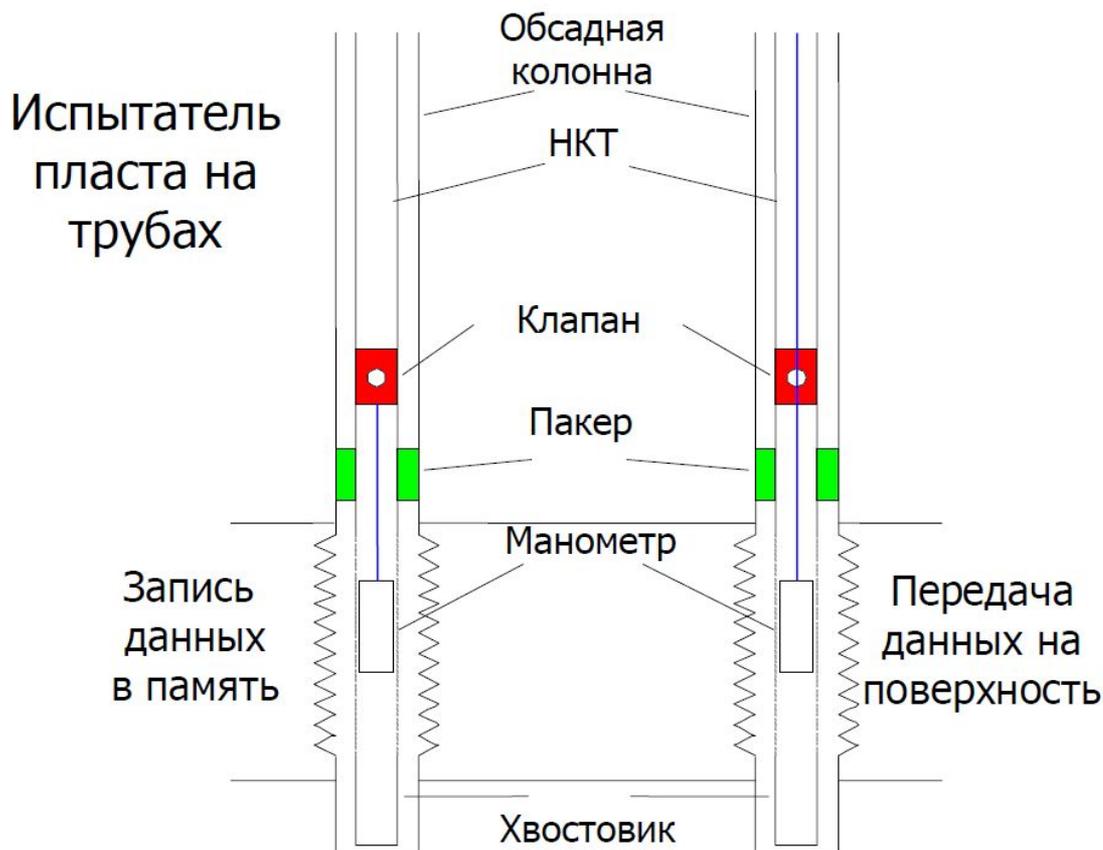
Варианты значений коэффициента гидропроводности

- $\varepsilon_3 \geq \varepsilon_2$ и ε_1 ;
- $\varepsilon_3 < \varepsilon_2$ и ε_1 - имеется зона неоднородности;
- $\varepsilon_3 = 0$ - имеется непроницаемая граница.

Разновидности метода гидропрослушивания:

- Скачкообразное изменение дебита возмущающей скважины
- Плавное изменение дебита возмущающей скважины
- Периодическое изменение дебита возмущающей скважины.

Испытатель пластов на трубах (ИПТ)



Пластоиспытания – исследования, при которых используется устройство (пакер, клапан и манометр) опускаемое на забой скважины с помощью колонны буровых труб или НКТ. При помощи клапана, расположенного у основания колонны труб, вызывается приток флюида из пласта в скважину и замеряется давление.

Интерпретация полученных результатов

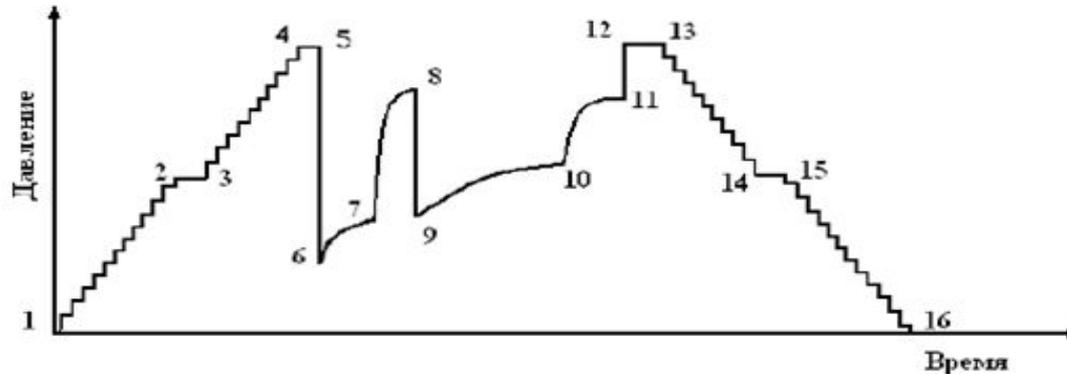


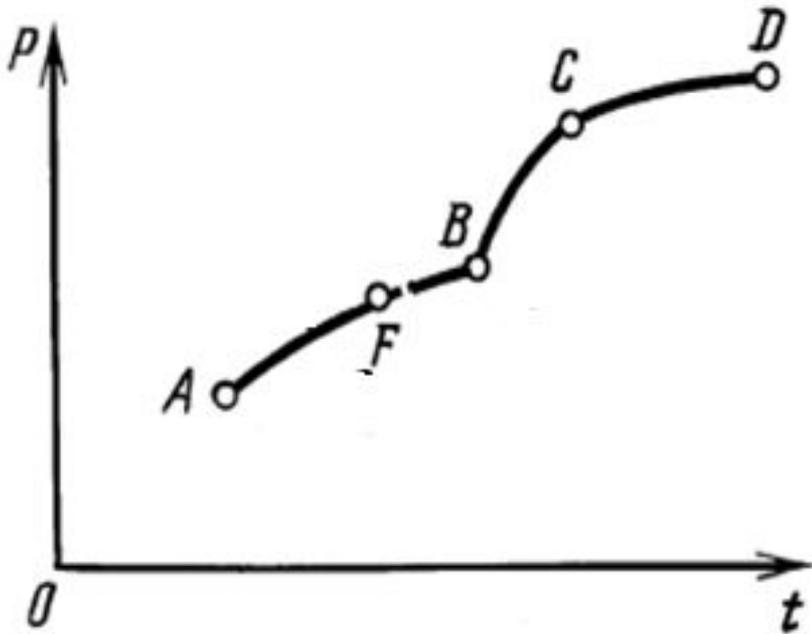
Диаграмма глубинного манометра.

Наиболее характерны следующие участки этой диаграммы:

- 1-2 и 3-4 - спуск инструмента в скважину. Отмечается ступенчатое повышение давления, действующего на манометр при сборке и спуске бурильной колонны из отдельных труб или «свечей».
- 2-3 - долив бурильной колонны буровым раствором или водой с целью создания расчетной депрессии на пласт в период испытания.
- 4-5 - пакеровка, закрытие уравнительного клапана и работа гидравлического реле времени.
- 5 - открытие впускного (главного) клапана.
- 6-7 - первый открытый период, кривая притока.
- 7 - закрытие ЗПК.
- 7-8 - первый закрытый период, начальная кривая восстановления давления, в точке 8 может быть зарегистрирована величина пластового давления.
- 8 - открытие ЗПК.
- 9-10 - второй открытый период притока, кривая притока.
- 10 - закрытие ЗПК.
- 10-11 - второй закрытый период, конечная кривая восстановления давления.
- 11 - открытие уравнительного клапана.
- 12-13 - распакеровка.
- 13-14 и 15-16 - подъем бурильной колонны.
- 14-15 - открытие уравнительного клапана и вымыв отобранного флюида [1].

Диаграмма, записанная забойным манометром

Значения давления и времени

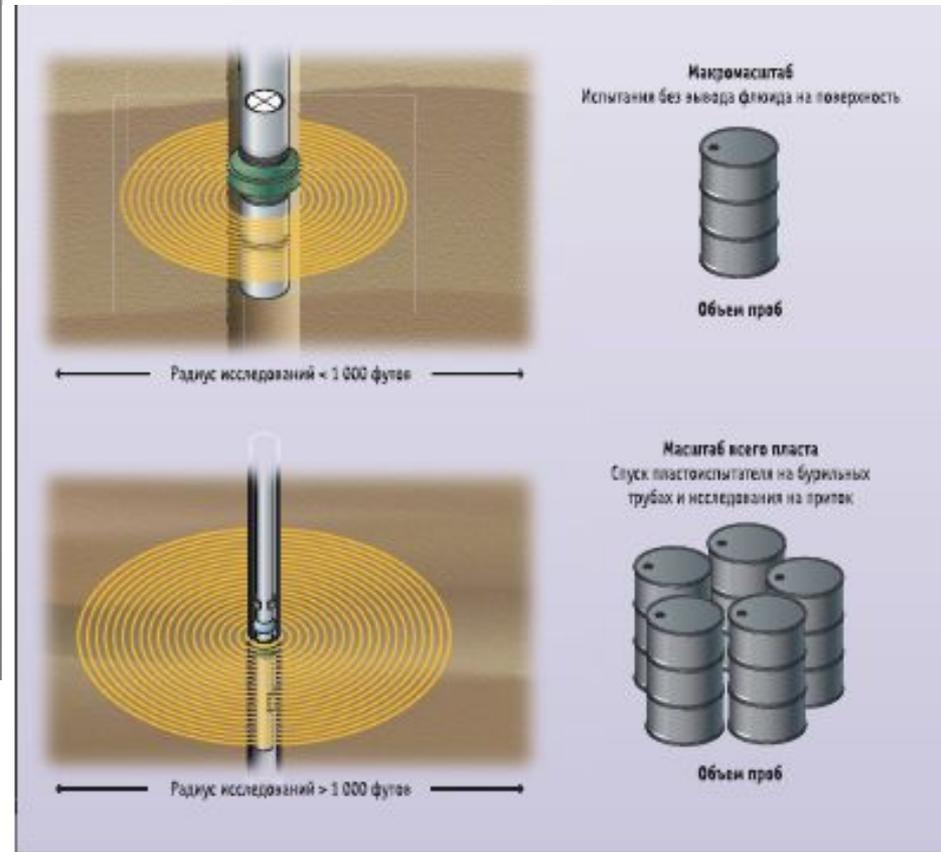
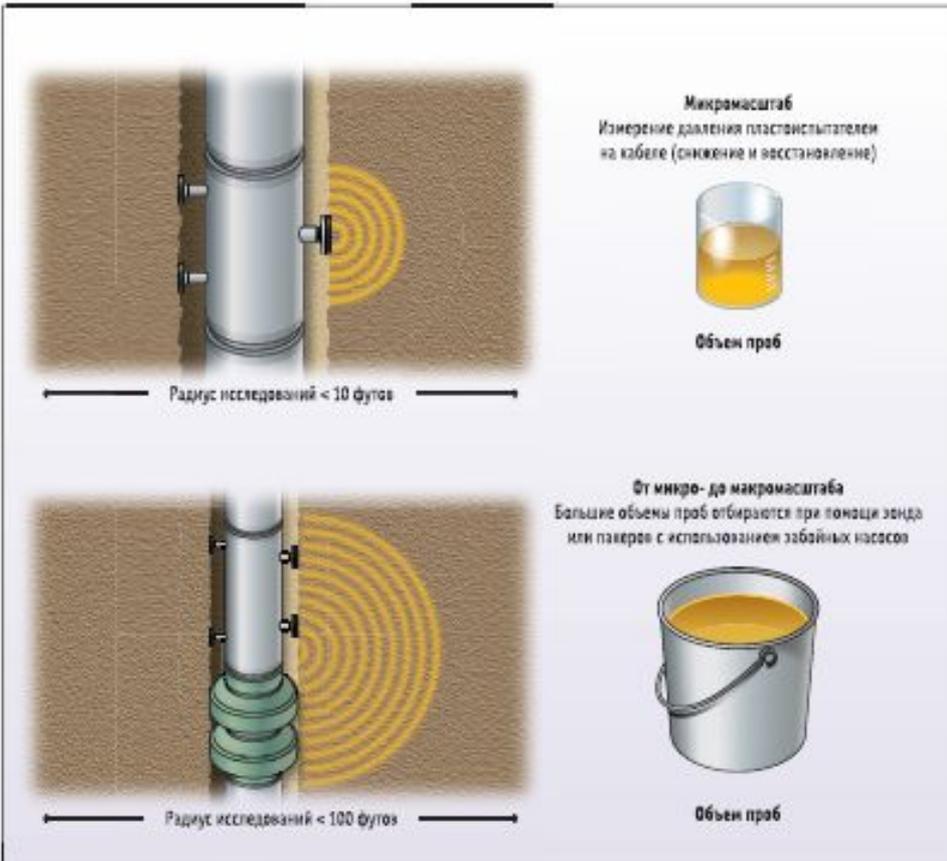


Точки	A	F	B	C	D
P	p_0	p_1	p_2	p_3	p_4
T	T_0	T_1	T_2	T_3	T_4

Главные характеристики

- Гидропроводность меньше 0,1 и средний коэффициент призабойной закупорки 0,5-1,5, исследуемый объект считают непродуктивным.
- Продуктивность меньше 0,01 и незначительном коэффициенте призабойной закупорки пласт также относят к категории непродуктивных.
- В случае значения коэффициентов продуктивности больше 0,01 и коэффициенте призабойной закупорки больше 1,5 (при наличии признаков нефти и газа) данный пласт рекомендован для проведения дальнейших испытаний.

Пластоиспытания



Типы ГДИС

Гидродинамические исследования скважины можно провести с помощью прибора, спускаемого в скважину на канате. Устройство (**RFT** – Repeat Formation Tester или **MDT** – Modular Dynamic Tester) спускается на нужную глубину и с помощью электрогидравлической системы прижимается пробоотборником к открытому стволу скважины.

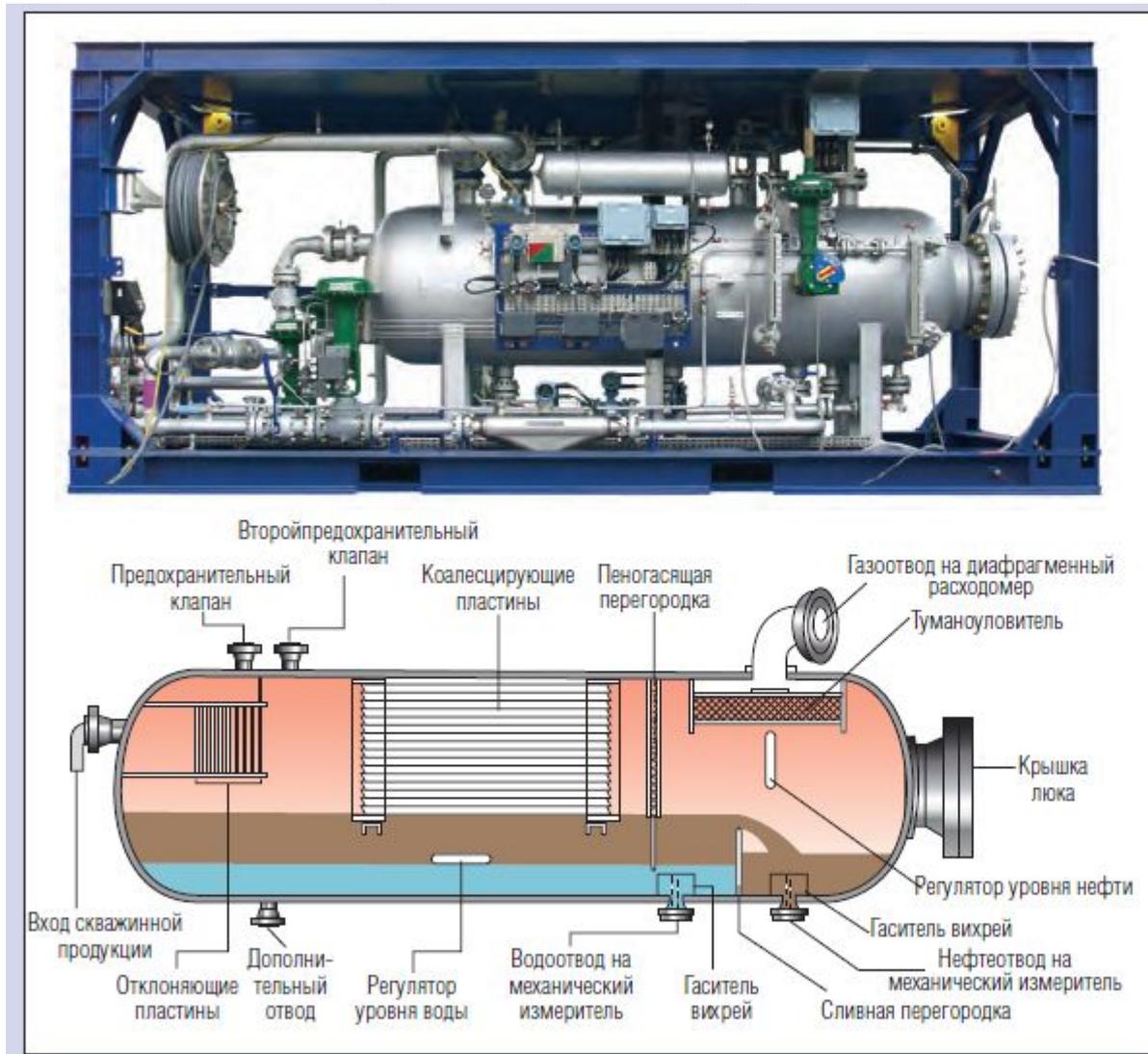


RFT
устройство

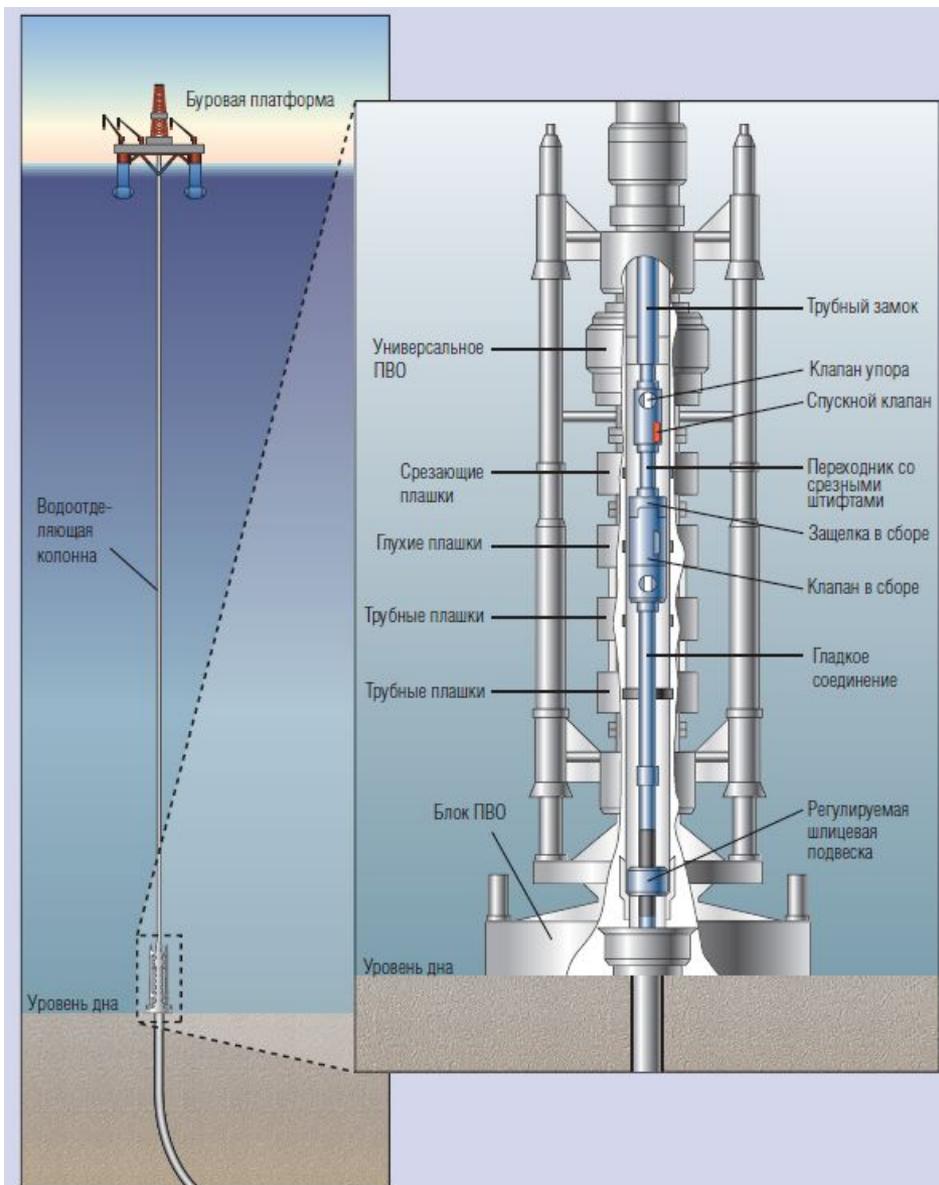


MDT
устройство

Тест-сепаратор



Подводная фонтанная арматура для исследования скважин



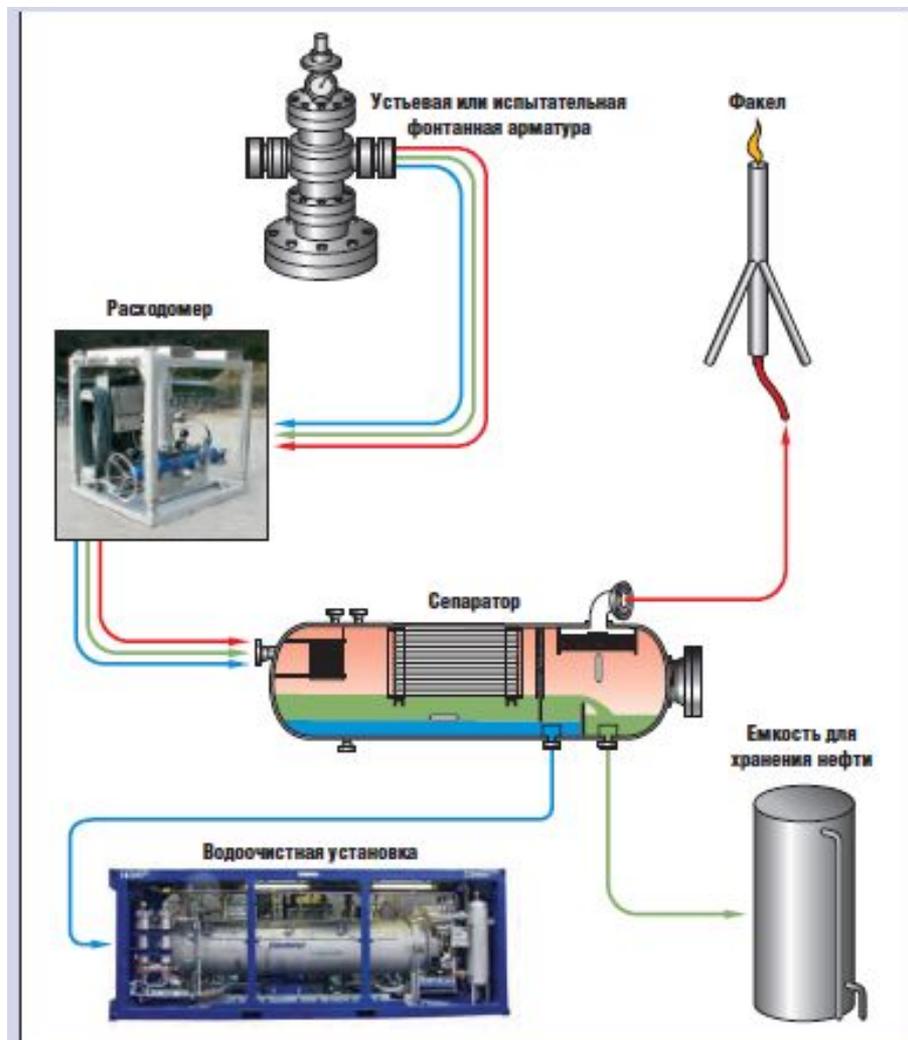
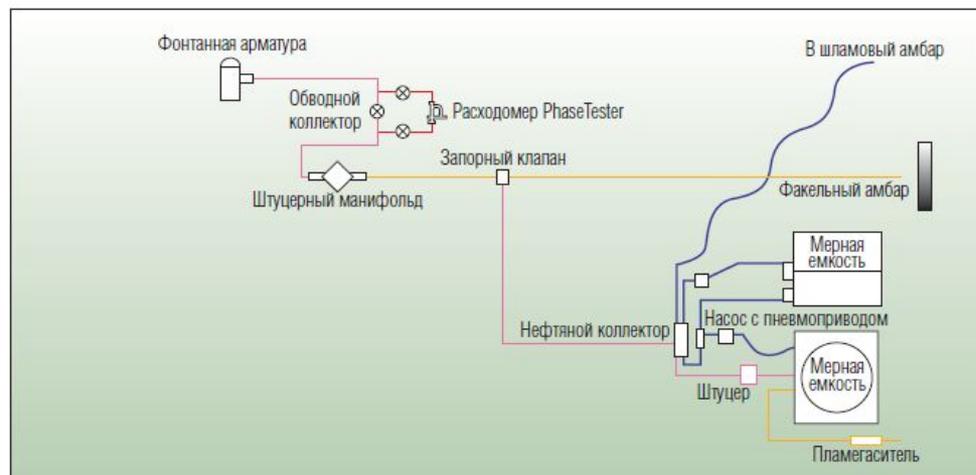
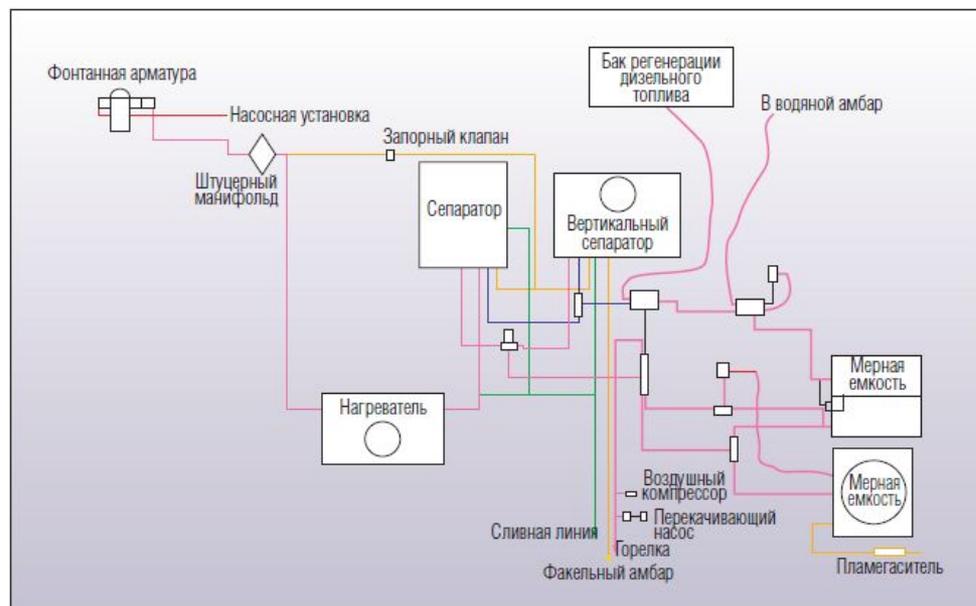


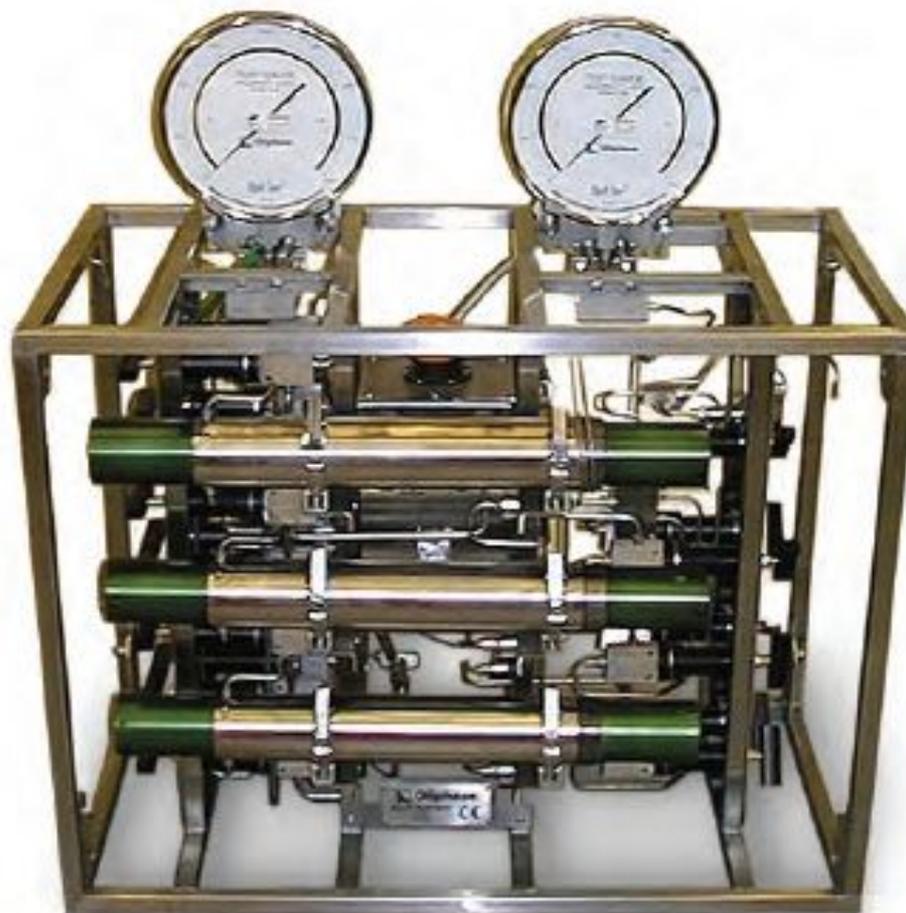
Схема прохождения потока. Пластовые флюиды проходят через систему CleanTest. На поверхности их характеристики измеряются многофазным расходомером PhaseTester, а затем поток направляется на специальный сепаратор. Следя за показаниями расходомера, оператор имеет возможность точно отрегулировать расход и настройки обогрева сепаратора, оптимизировав его производительность. Выходящая из сепаратора вода проходит через очистную установку, где перед сбросом из нее удаляются остатки нефти. Путем сжигания в высокоэффективных горелках производится утилизация любых флюидов, которые эксплуатирующая компания не имеет возможности хранить или транспортировать.



Упрощенная схема размещения оборудования. Сравнение исходной схемы размещения оборудования для ГДИС (вверху на рис.) с более поздней (внизу на рис.) демонстрирует существенное сокращение длины трубопроводов и упрощение всей схемы благодаря применению многофазного расходомера PhaseTester.

Кому нужны образцы флюида?

Инженеры по заканчиванию и эксплуатации скважин
Схема заканчивания
Технические условия на материалы и оборудование
Расчеты для механизированной добычи
Интерпретация каротажных диаграмм, снятых в эксплуатационных скважинах
Прогнозы добычи
Геологи
Пластовые корреляции
Геохимический анализ
Исследования происхождения углеводородов
Инженеры по разработке пластов
Интерпретация результатов исследований скважин
Расчет запасов
Расчеты материального баланса
Анализ естественных режимов вытеснения
Моделирование пластов
Инженеры по оборудованию
Обеспечение бесперебойного потока из скважины
Сепарация и очистка добываемого флюида
Измерительное оборудование
Транспортные стратегии



Устьевой пробоотборный манифольд.
В этом легко транспортируемом устройстве
имеются пробоотборные цилиндры, клапаны и
датчики, необходимые для отбора добываемых
флюидов на устье скважины.

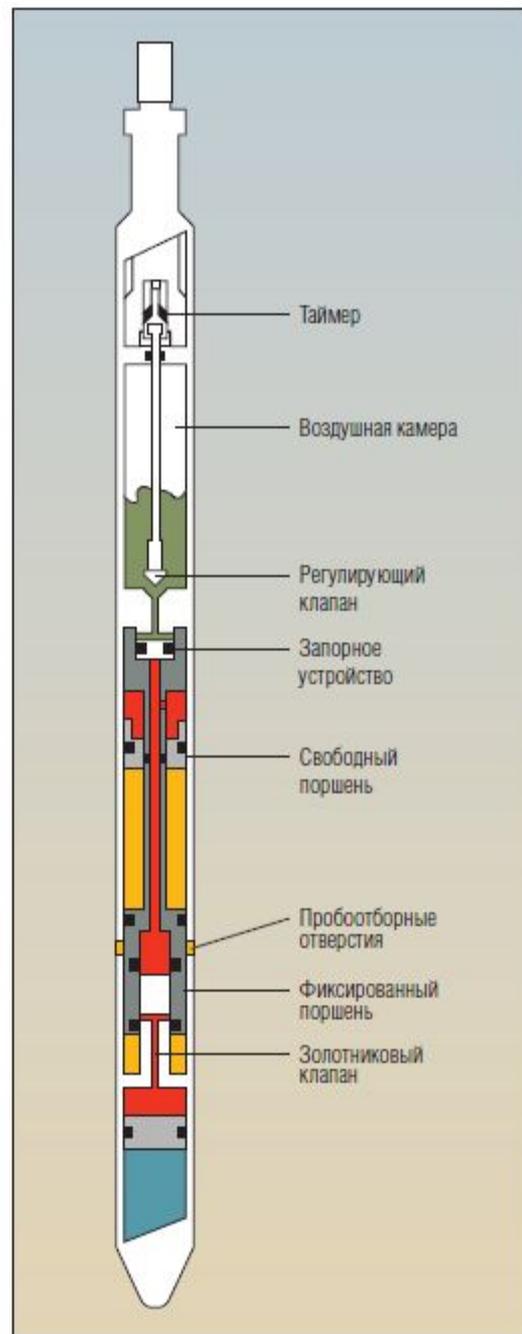


Рис. 8. Глубинный пробоотборник. В однофазном режиме пробоотборника находится

ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Глубинные приборы (манометры, термометры, расходомеры-дебитометры и комплексы), применяемые в процессе ГДИС по способу получения измерительной информации:

- автономные,
- дистанционные

Важнейшие метрологические характеристики глубинных манометров:

- Точность
- Разрешающая способность
- Диапазон измеряемых давлений
- Дрейф нуля
- Время стабилизации
- Частота замеров данных
- Долговечность
- Стоимость

ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



Автономный глубинный манометр-термометр АМТВ-Техно

Возможности АМТВ-Техно:

- Измерение значений давления, температуры и влажности в зависимости от времени;
- Запись измерений в энергонезависимой памяти;
- Связь с компьютером через USB-кабель или СОМ-порт;
- Возможность привязки данных к глубине скважины при использовании системы контроля каротажа и спуско-подъемных операций «[СКК-Техно 305](#)»;
- Установка абсолютного времени старта записи во внутреннюю память прибора;
- Запуск измерения при превышении заданного давления;
- Задание интервала между измерениями и параметров записи

Уровнемер скважинный автоматический со встроенным GSM-модемом СУДОС-автомат 2 GSM

Технические

характеристики

Диапазон контролируемых уровней жидкости	20-3000 м (6000 м)
Диапазон контролируемых избыточных давлений газа	0-100 кгс/см ²
Диапазон давлений автоматического контроля уровня	0-50 кгс/см ²
Количество сохраняемых результатов измерений	3008 символьных отчетов/310 графиков
Типовое количество измерений уровня в автоматическом режиме с передачей данных по модему для зон уверенного приема сотовой связи (при от -40 С)	200
Дискретность контроля давления	0,1 атм
Время полного заряда аккумулятора	3.5 час
Время 50% заряда аккумулятора	0,5 час
Рабочий диапазон температур	от -40 °С до +50 °С
Габаритные размеры	185x420x190 мм



Уровнемер скважинный автоматический СУДОС-автомат 2

Технические

характеристики

Диапазон контролируемых уровней жидкости	20-3000 м (6000 м)
Диапазон контролируемых избыточных давлений газа	0-100 кгс/см ²
Диапазон давлений автоматического контроля уровня	0-50 кгс/см ²
Количество сохраняемых результатов измерений	3008 символьных отчетов/310 графиков
Количество измерений уровня в автоматическом режиме без подзаряда аккумулятора, не менее	400**
Дискретность контроля давления	0,1 атм
Время непрерывной работы, не менее	10** час
Время заряда аккумулятора	10 час
Рабочий диапазон температур	от -40 °С до +50 °С
Габаритные размеры	185x420x190 мм



Уровнемер СУДОС-мини 2



Технические характеристики

Диапазон контролируемых уровней жидкости	20-3000 м (6000 м)
Диапазон контролируемых избыточных давлений газа	0-100 кгс/см ²
Количество сохраняемых результатов измерений	3008 символьных отчетов/310 графиков
Дискретность контроля давления	0,1 атм
Время непрерывной работы, не менее	14** час
Время заряда аккумулятора	10 час
Рабочий диапазон температур	от -40 °С до +50 °С
Габаритные размеры	185x363x148 мм

Динамограф СИДДОС-автомат 3



Динамограф СИДДОС-автомат 3

Технические

характеристики



Диапазон контролируемых нагрузок	0-1 000 кгс
Диапазон контролируемых перемещений	0-3500 мм
Метод контроля нагрузки и перемещения	прямой
Диаметр устьевого штока	до 39 мм
Темп качаний балансира	0,5-15 кач/мин
Дискретность контроля нагрузки	10 кгс
Количество сохраняемых результатов измерений	до 400 динамограмм
Время непрерывной работы	не менее до 10 час
Рабочий диапазон температур	от 40 °С до +50 °С
Габаритные размеры	155x290x205 мм
Масса	не более 4 7 кг

Динамограф СИДДОС-мини 2



Технические характеристики

Диапазон контролируемых нагрузок 0-15 000 кгс
Диапазон контролируемых перемещений 500-7500 мм
Метод контроля нагрузки и перемещения косвенный
Диаметр устьевого штока 16-39 мм
Темп качаний балансира от 0,4 до 15 кач/мин
Дискретность контроля нагрузки 20 кгс
Количество сохраняемых результатов измерений до 400 динамограмм
Время непрерывной работы, не менее до 10 час
Рабочий диапазон температур от 40 °С до +50 °С
Габаритные размеры 145x145x65 мм
Масса, не более 1 кг
Интерфейс для считывания данных RS-232 (COM - порт) или USB

Манометр-термометр устьевой УМТ-01



Манометр-термометр устьевой УМТ-01



Диапазоны измерений давления 10, 25, 40, 60 МПа
Предел допускаемой приведенной погрешности измерения давления (в диапазоне температур) $\pm 0,15\%$ ($-20 \dots + 50\text{ }^{\circ}\text{C}$)
Единица младшего разряда измерения давления 0,0001 МПа
Предельно допустимые условия эксплуатации от 40 до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$
Диапазон измерения температуры внутренним датчиком от 40 до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры встроенным датчиком $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($20\text{ }^{\circ}\text{C} \dots + 0\text{ }^{\circ}\text{C}$)
Единица младшего разряда измерения температуры 0,001 $^{\circ}\text{C}$
Минимальный период измерений 1 с
Диапазон контроля температуры подключаемым термозондом от -40 до $+125\text{ }^{\circ}\text{C}$
Время непрерывной работы, не менее 280 час при нормальной температуре
Интерфейс для считывания данных RS-232 (COM-порт, или USB-адаптер)
Габаритные размеры, не более
Диаметр 75мм
Длина 200 мм
Масса, не более 1,5кг

Манометр-термометр глубинный САМТ-02



Манометр-термометр глубинный САМТ-02



Технические характеристики

Диапазоны измерений давления	25, 40, 60 МПа
Предел допускаемой приведенной погрешности измерения давления (в диапазоне температур)	$\pm 0,15\%$ ($-20\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +110\text{ }^{\circ}\text{C}$)
Единица младшего разряда измерения давления	0,0001 МПа
Предельно допустимые условия эксплуатации	от -40 до $+125\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($+150\text{ }^{\circ}\text{C}$) *
Диапазон измерения температуры внутренним датчиком	от -40 до $+125\text{ }^{\circ}\text{C}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры встроенным датчиком	$\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-20\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +110\text{ }^{\circ}\text{C}$)
Единица младшего разряда измерения температуры	0,001 $^{\circ}\text{C}$
Минимальный период измерений	1 сек в объемном режиме 1/64 сек в скоростном режиме
Объем внутренней памяти: количество измерений (одновременной регистрации давления, внутренней и внешней температур, времени), не менее	от 2 000 000 до 8 000 000
Время непрерывной работы, не менее	1 год при периоде измерения 16 сек
Интерфейс для считывания данных	RS-232 (COM-порт, или USB-адаптер)
Габаритные размеры, не более	
Диаметр	32 мм
Длина	600 мм
Масса, не более	2 кг

Лубрикатор для герметизации устья скважины



Лубрикатор для герметизации устья скважины

Технические характеристики

Рабочее давление

70 МПа

Условный проход элементов лубрикатора в пределах

от 50 до 65 мм

Допустимая температура скважинного флюида

от -5 °С до +150 °С

Сальниковое уплотнение:

— диаметр скребковой проволоки

1,8...3,2 мм

— диаметр кабеля

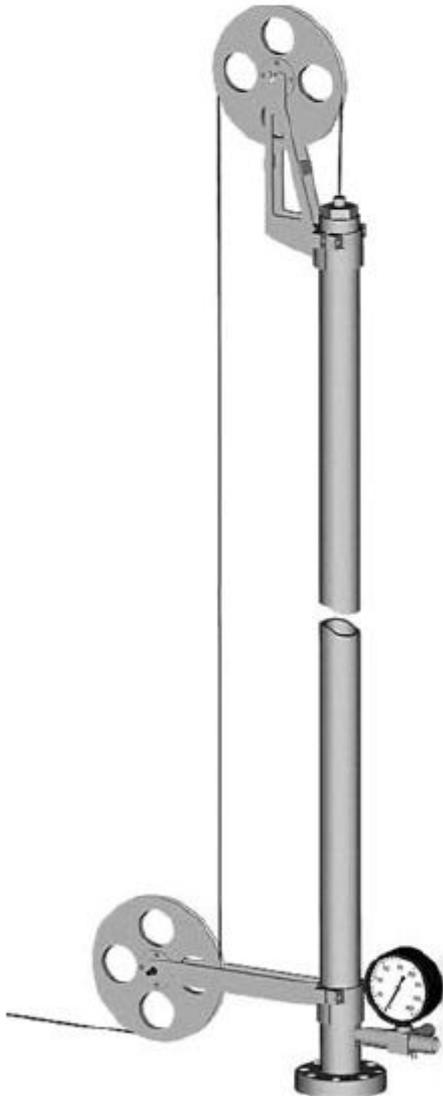
6,3 мм

Максимальная высота приемной камеры

до 15,5 м

Рабочие среды

Нефть, газ, газоконденсат, глинистые растворы, промывочная жидкость, цементный раствор, вода и их смеси



Система постоянного контроля скважинного давления и температуры (СПКСДиТ)



Технические характеристики

(для СПКСДиТ на базе кварцевого датчика)

- **Характеристики по каналу температуры:**

- Номинальный диапазон 0–150 °С
- Точность 0.2 °С
- Разрешение < 0.01 °С
- Дрейф < 0.1 °С/год

- **Характеристики по каналу давления:**

- Номинальный диапазон 0–700 атм
- Точность ~0.1 атм
- Разрешение ~ $4.2 \cdot 10^{-4}$ атм
- Дрейф (при P_{max} и T_{max}) < 0.07 атм./год

