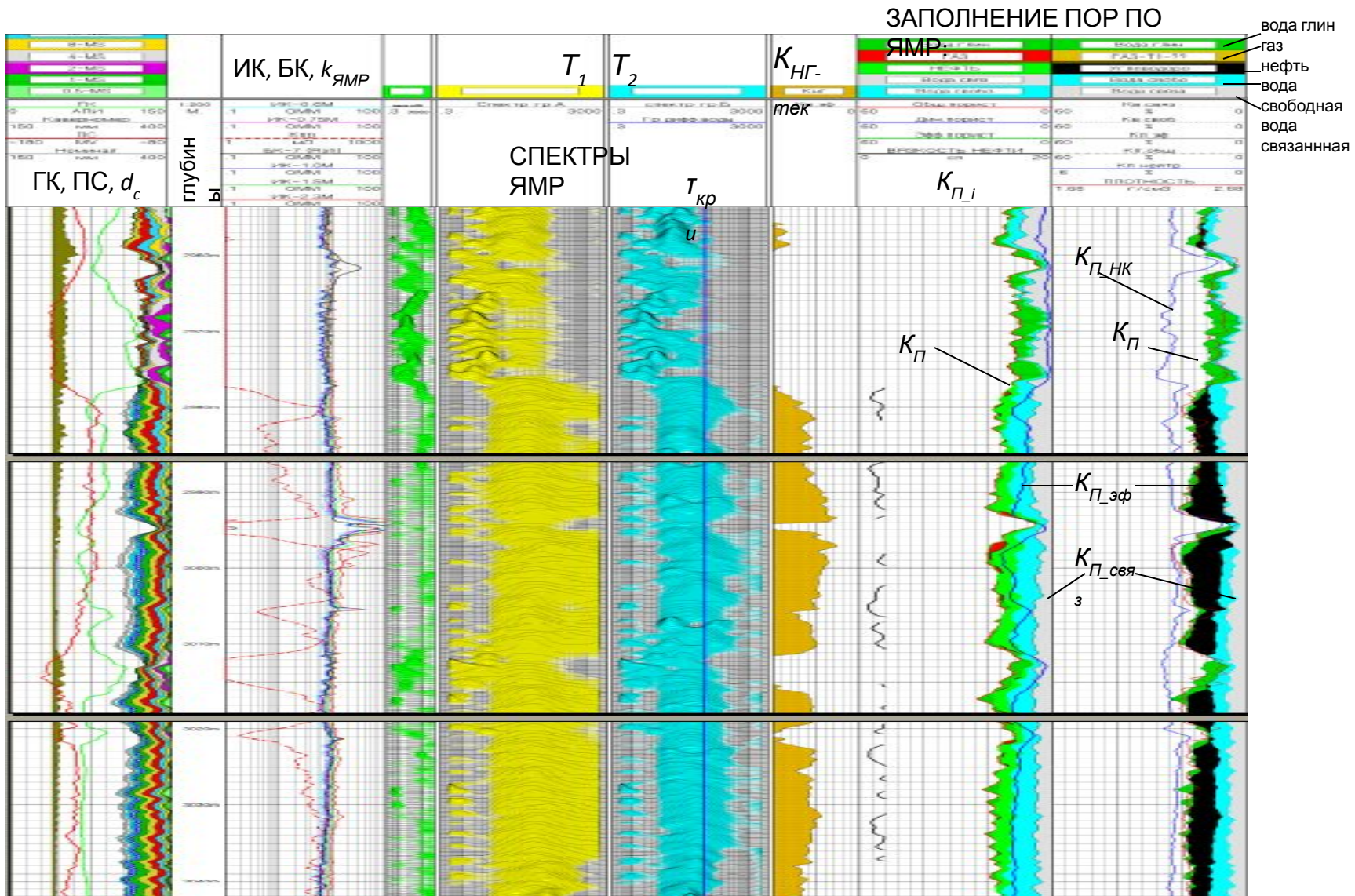


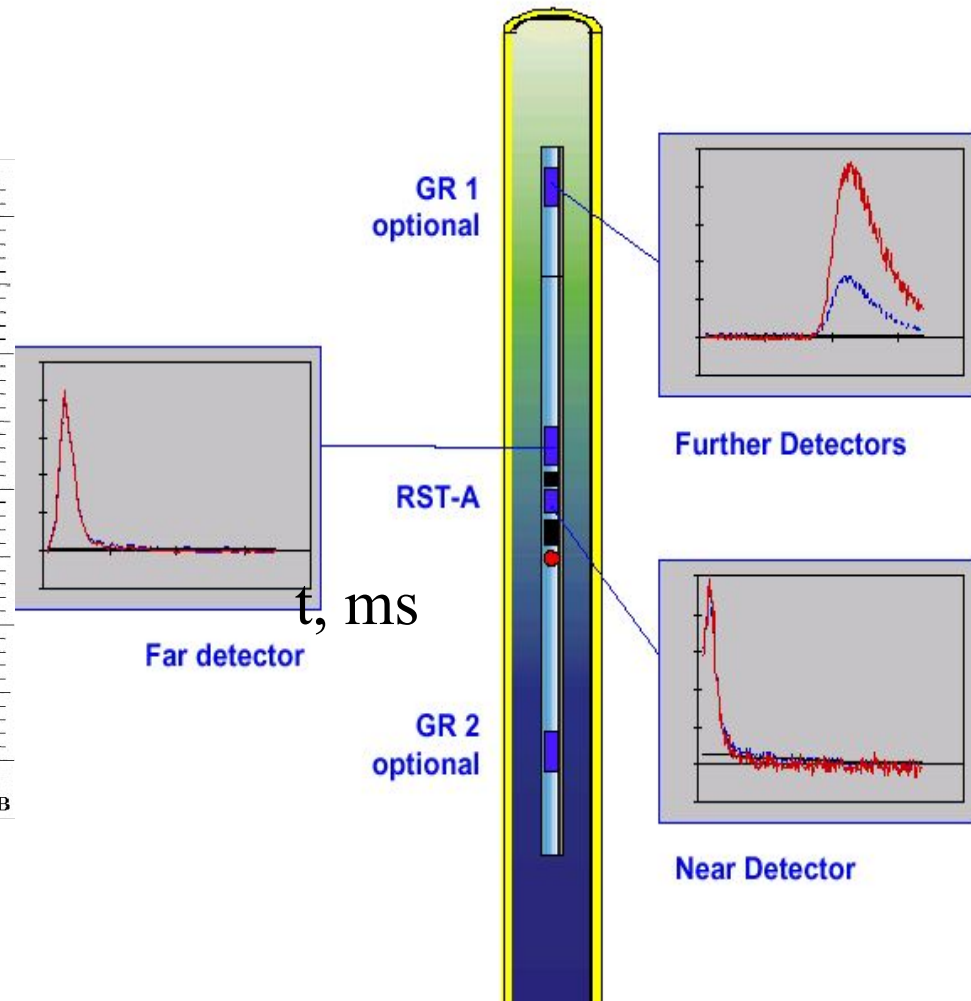
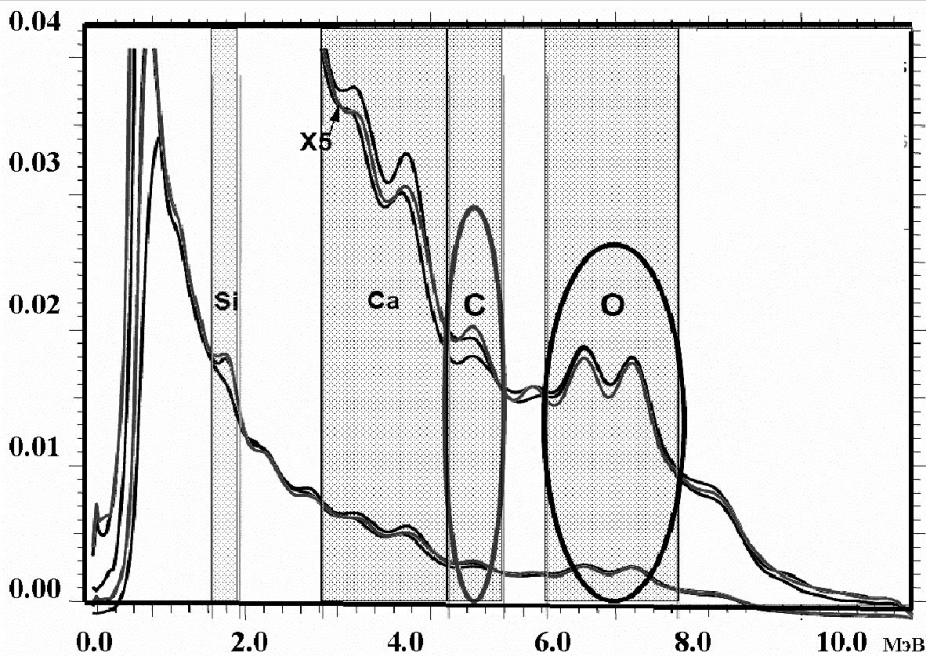
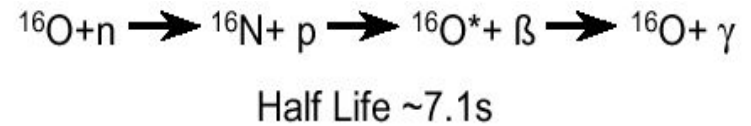
**3. Развитие методов и  
технологий  
промыслово-геофизического  
мониторинга разработки  
месторождений нефти**



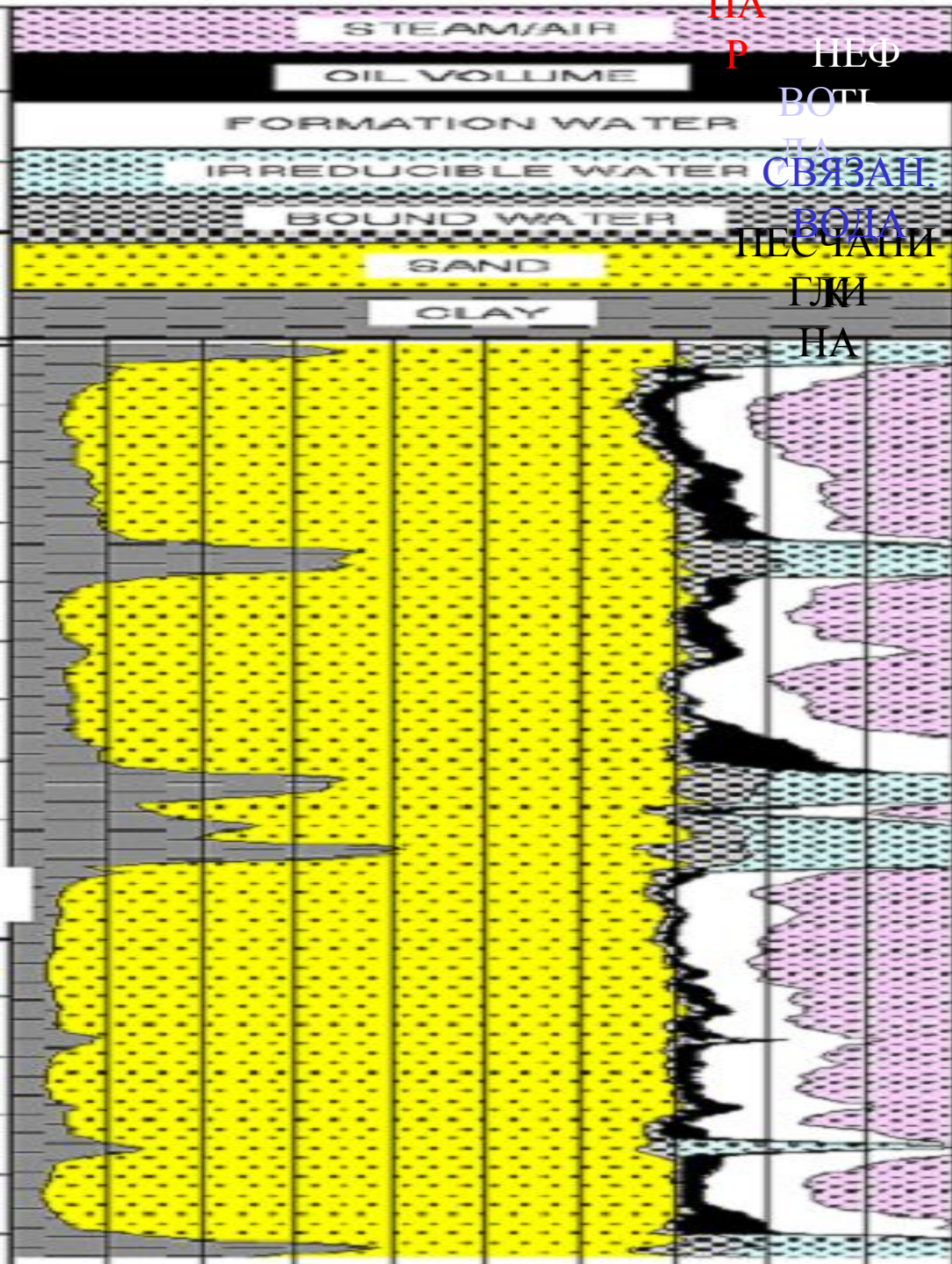
3.1. Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности в обсаженных скважинах – комбинация методов РК: ИИНК-ГИНР(неупругое рассеивание)- МНА(по кислороду) ---> «С/О-каротаж» (Reservoir Saturation Tool - RST)

# Углеродно-кислородный (C/O) каротаж (RST) в бурящихся и эксплуатационных скважинах

## RST WFL и каротаж в эксплуатационных скважинах



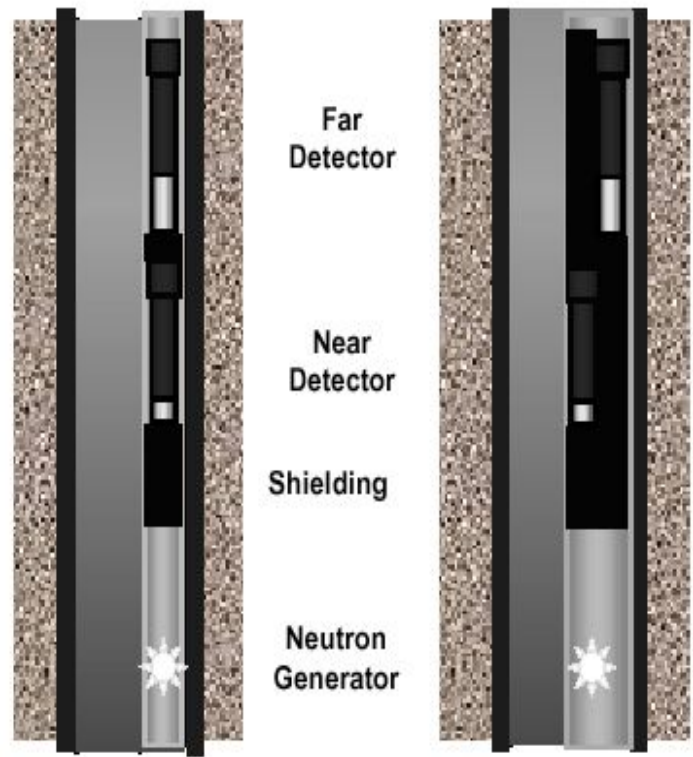




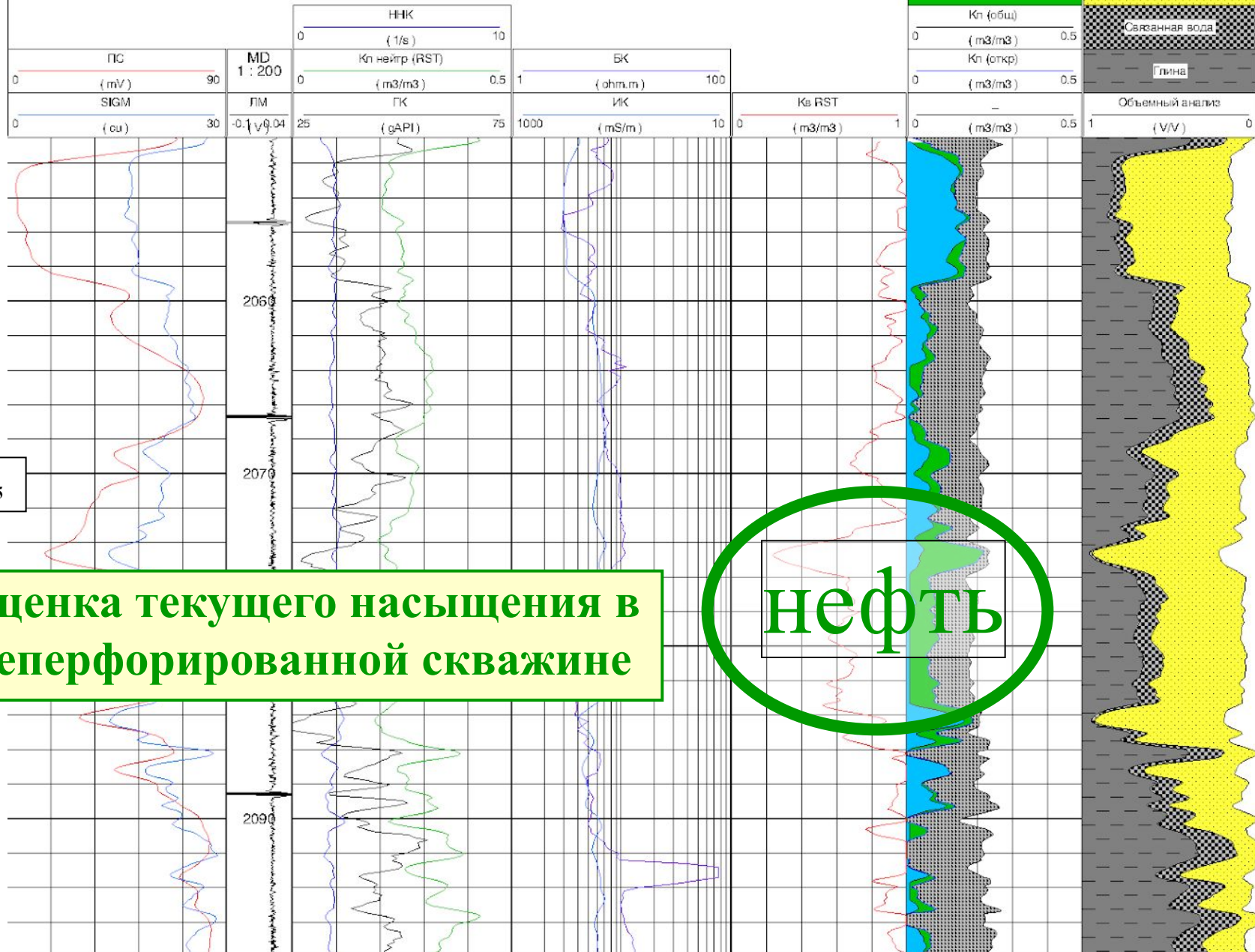
Пример углеродно-кислородного (C/O) каротажа.  
Устройство зонда RST

1 11/16-in.  
RST-A

2 1/2-in.  
RST-B



# Результаты оценки текущей насыщенности пластов по методам углеродно-кислородного каротажа



пласт AC<sub>4-5</sub>

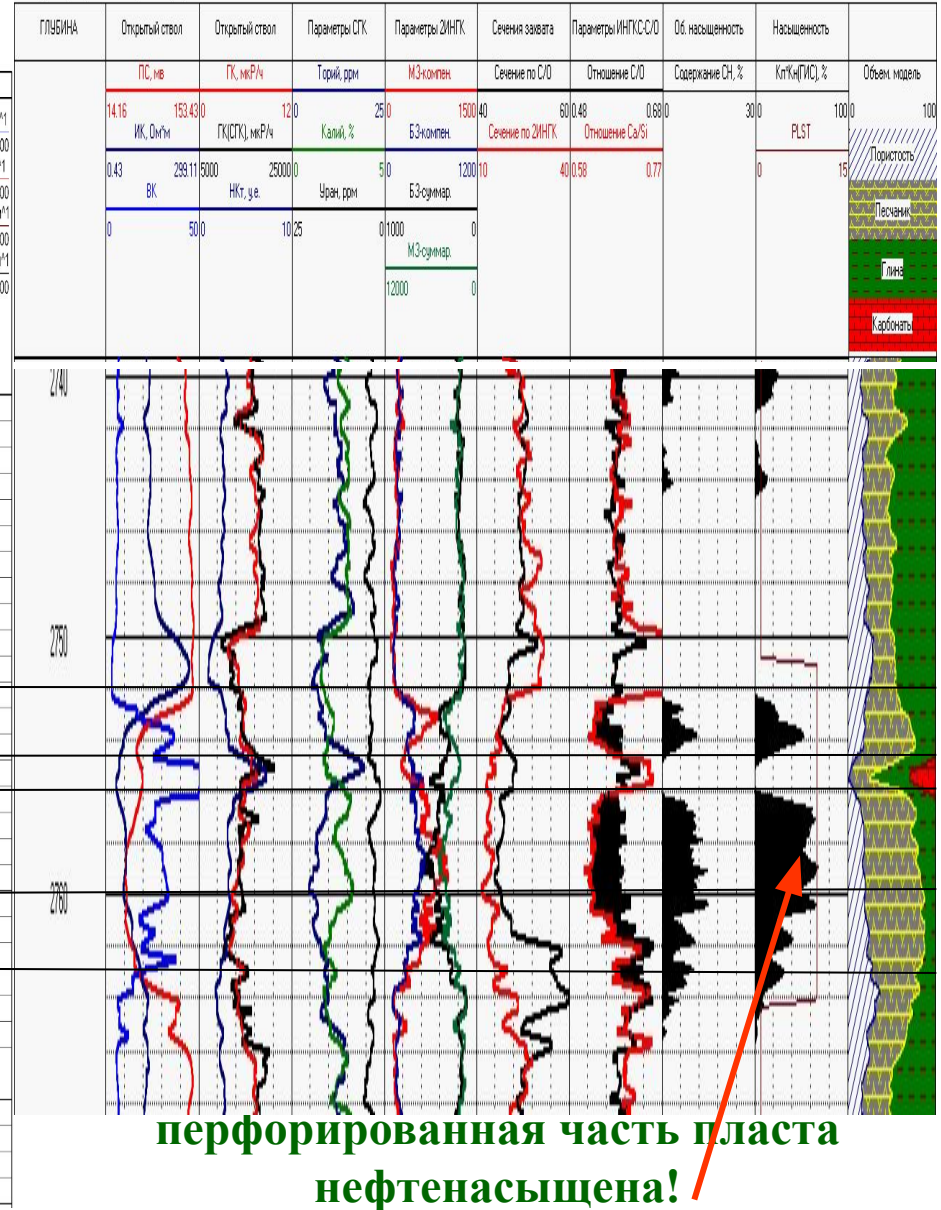
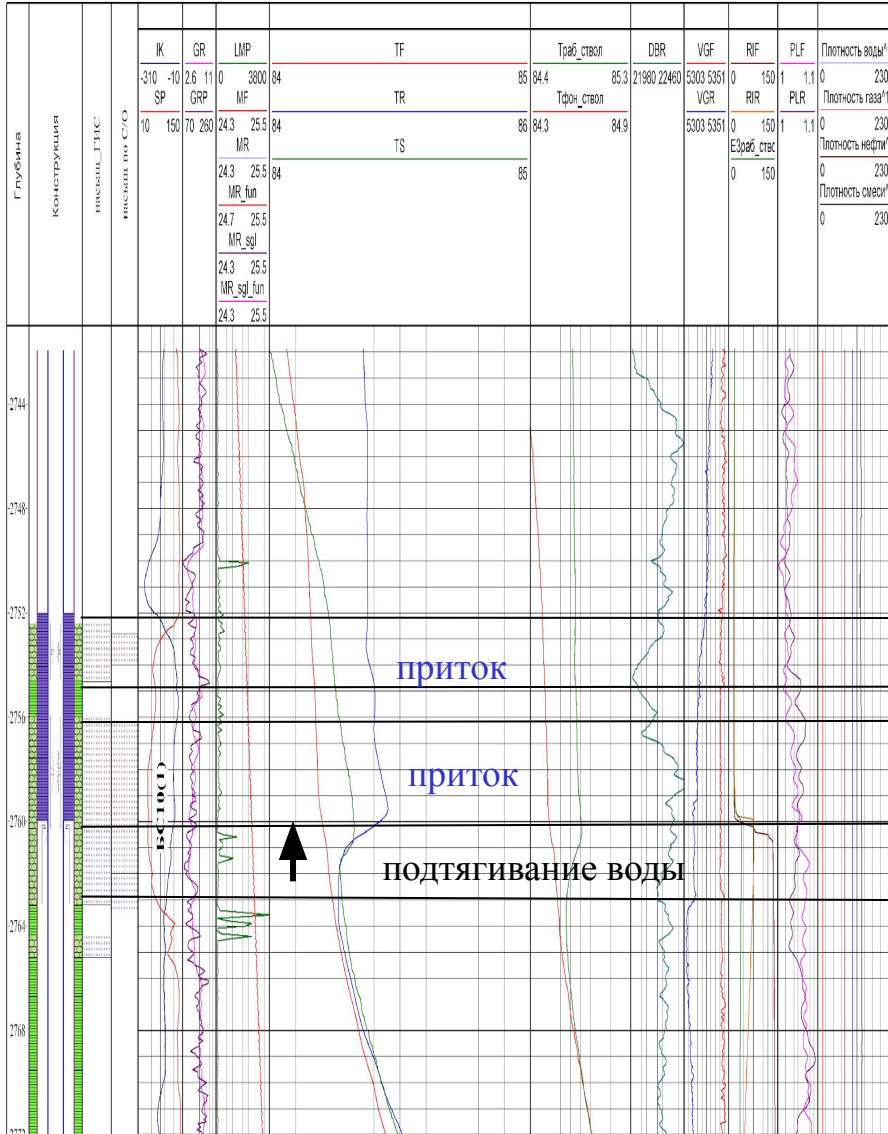
Оценка текущего насыщения в неперфорированной скважине

нефть



# Комплексирование методов оценки насыщения и «приток-состава» для выявления причин обводнения в притоке – вода!

в притоке – вода!



3.2 Оценка насыщенности по у.э.с. (ЭК) в  
обсаженных скважинах – метод  
сопротивлений  
(CHFR – Cased Hole Formation Resistivity–  
Шлюмберже  
/ TCRT – аналог Бейкер Атлас)



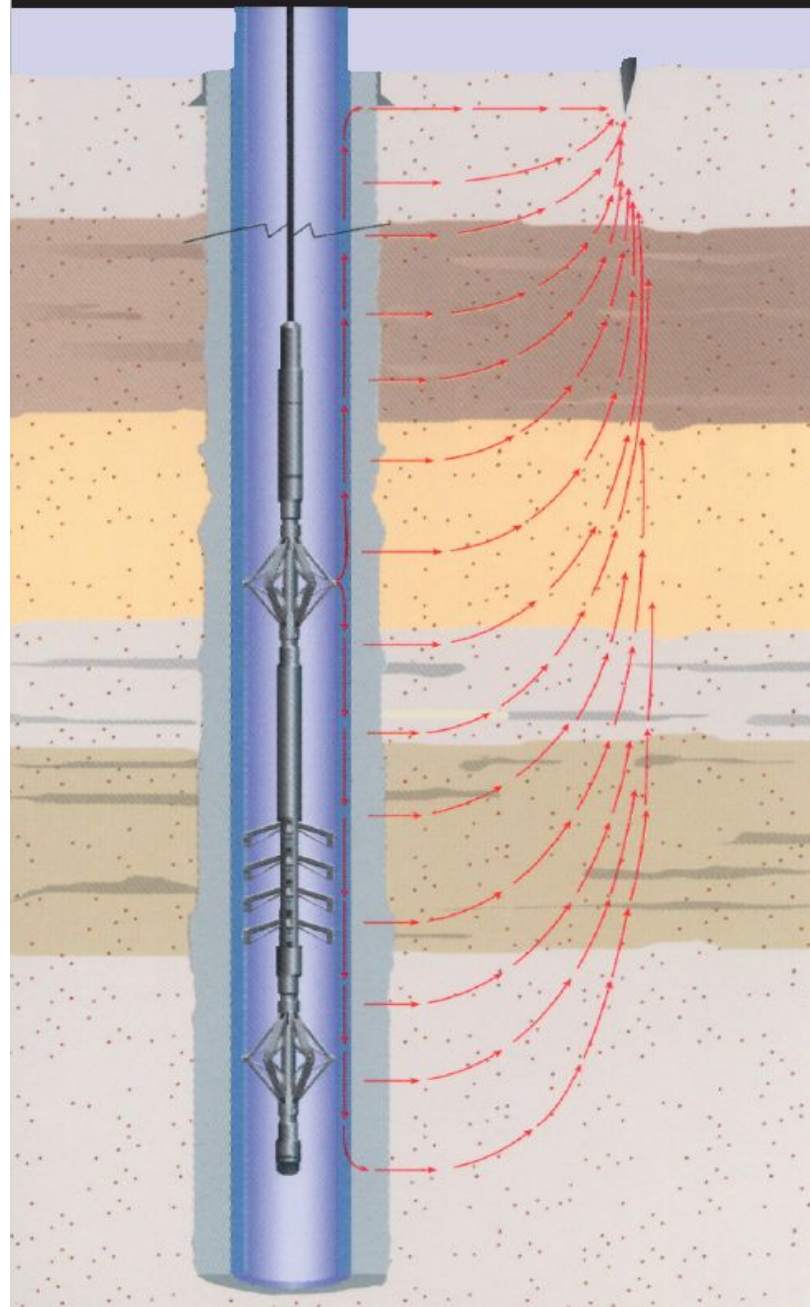
## Преимущества

- Высокая точность определения нефтенасыщенности в пластах с глубоким проникновением фильтрата бурового раствора
- Улучшение охвата исследованиями с целью оптимизации добычи
- Принятие более обоснованных решений о переводе скважины на другой горизонт или зарезке боковых стволов

## Особенности

- Исследования удельного сопротивления в «чистой» зоне пласта
- Увеличение скорости исследований благодаря 4-уровневому расположению электродов
- Повышение достоверности измерений на перфорированных или корродированных интервалах колонны благодаря проведению стационарных измерений
- Обеспечение контакта электрода с обсадной колонной даже при наличии в скважине солевых отложений и коррозии
- Способность измерений удельного сопротивления через цемент без поправок на скважинные условия
- Существующий широкий спектр применения как в низкопористых так и в коллекторах со слабоминерализованной водой позволяет осуществлять оценку свойств

*Прибор СНФР создает в обсадной колонне ток, стремящийся к земной поверхности. Обсадная колонна ведет себя как фокусирующий электрод, в результате чего ток глубоко проникает в пласт.*



НЧ-токи с  
 $I=0.5-6.0 \text{ А}$

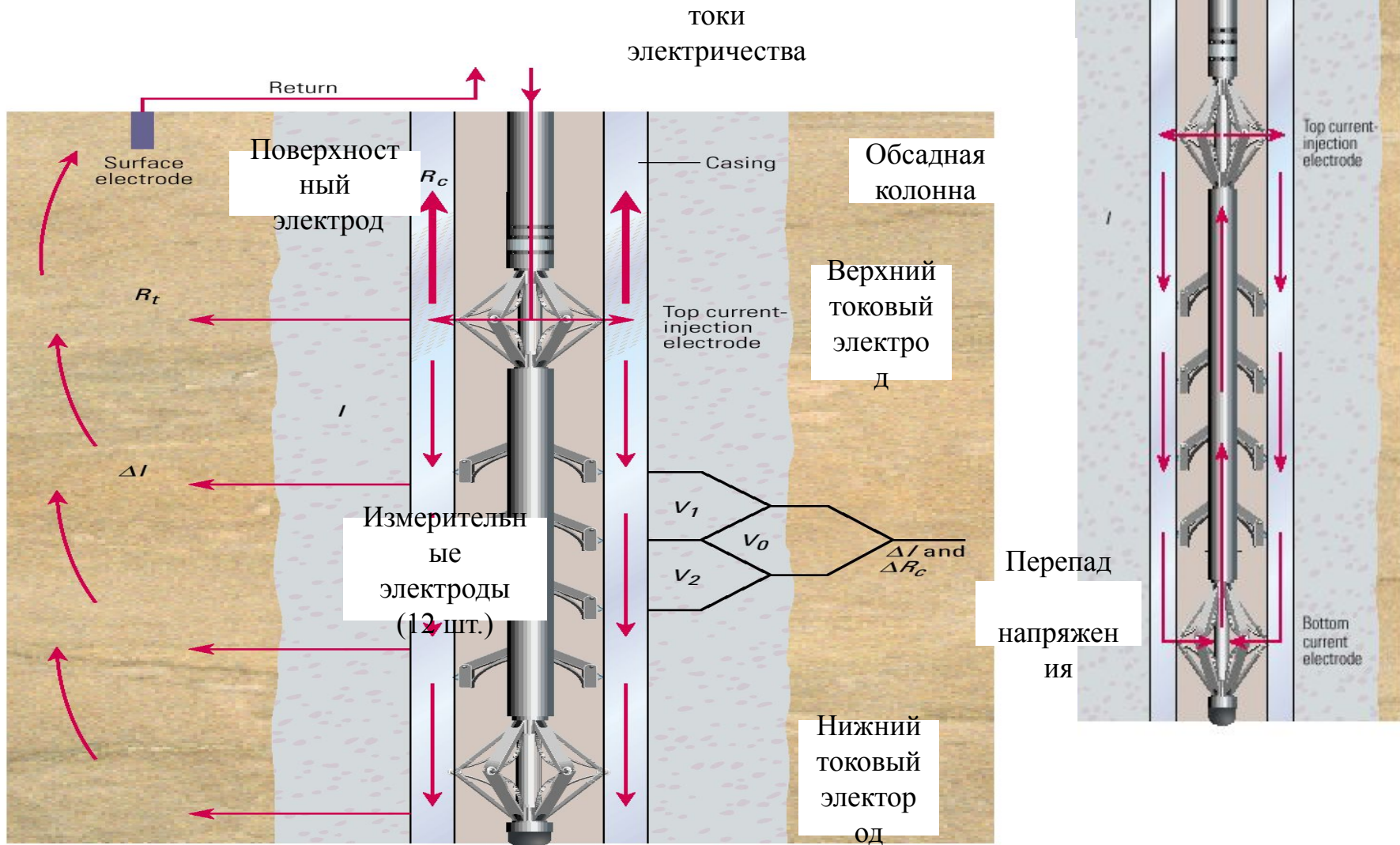
Измеряемые  
 $\Delta U=5-500 \text{ мВ}$

Замеры в точке

$R_{\text{исл.}}=2-10 \text{ м}$

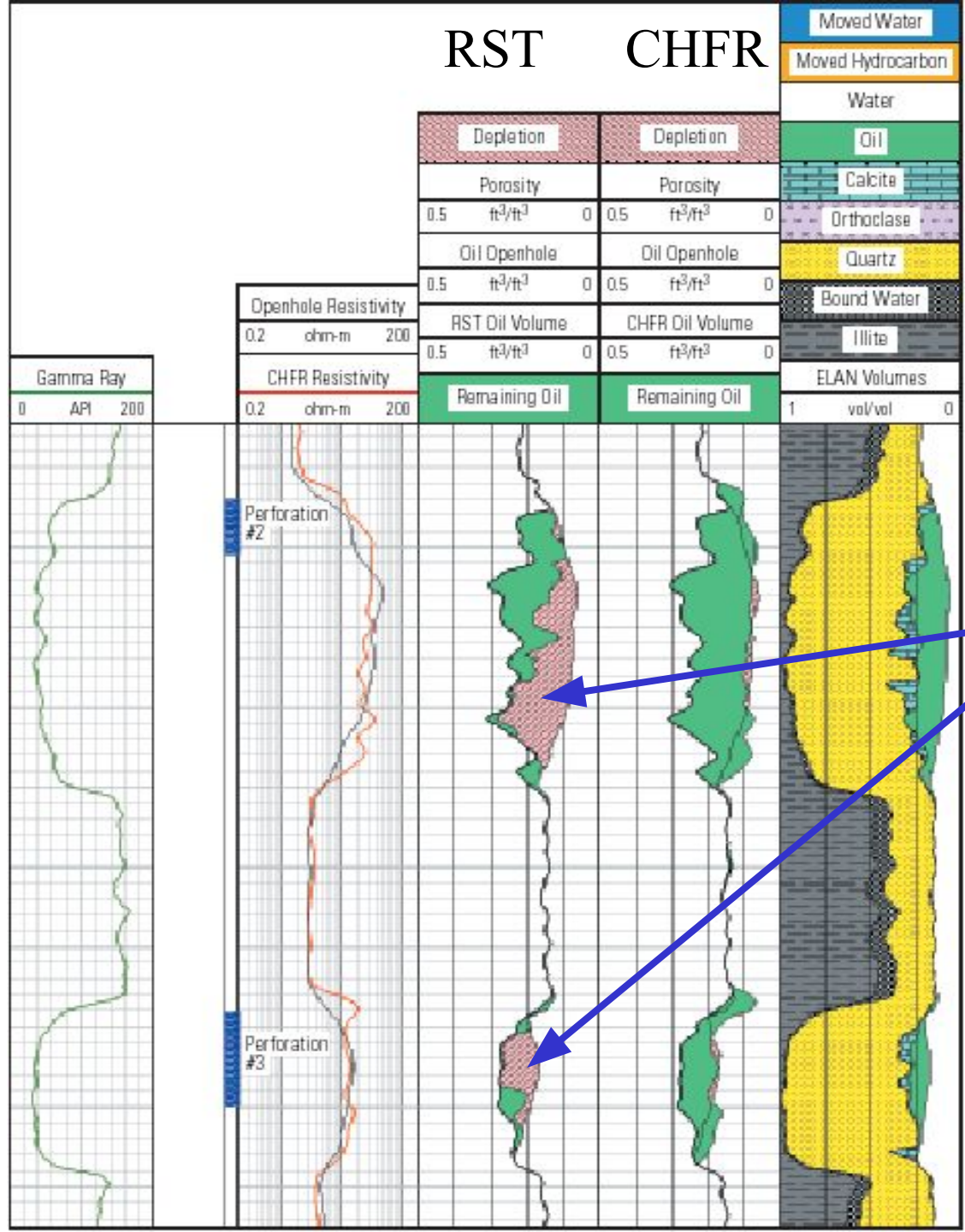
$r = 1-100 \text{ Ом}$

$D_{\text{приб.}} > 3''$

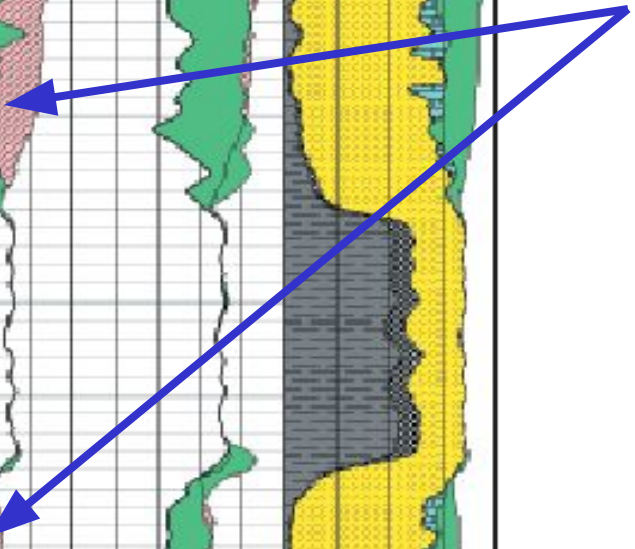


Принцип работы устройства «CHFR» (Schlumberger)





Влияние низкой глубинности у комплекса RST



# ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ НАСЫЩЕННОСТИ БЛИЖНЕЙ ЗОНЫ по комплексам: CHFR (Риссл.>2м) RST (Риссл. до 10-15см)

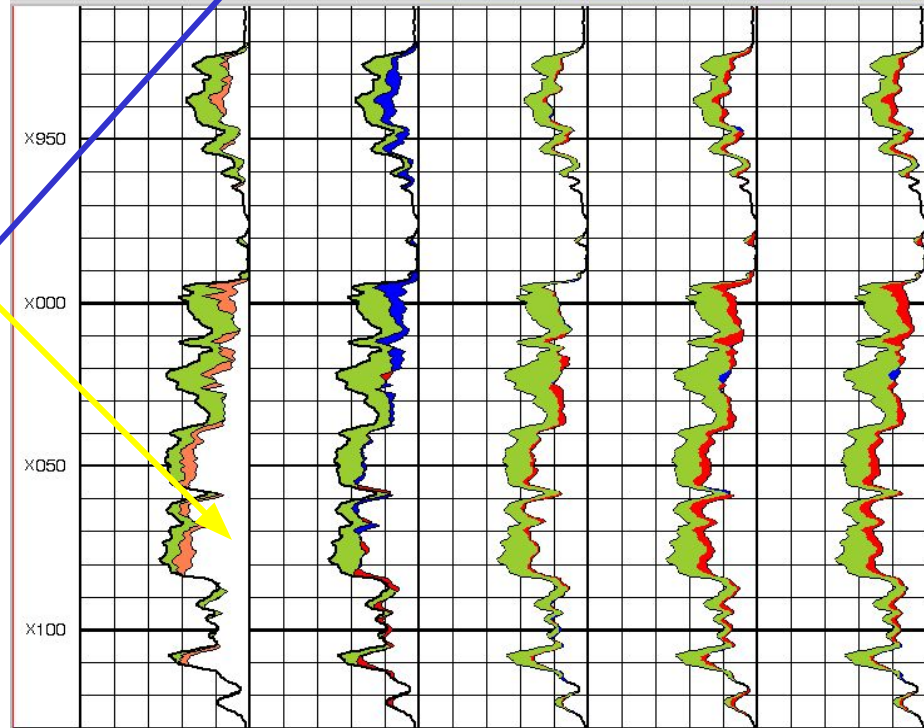
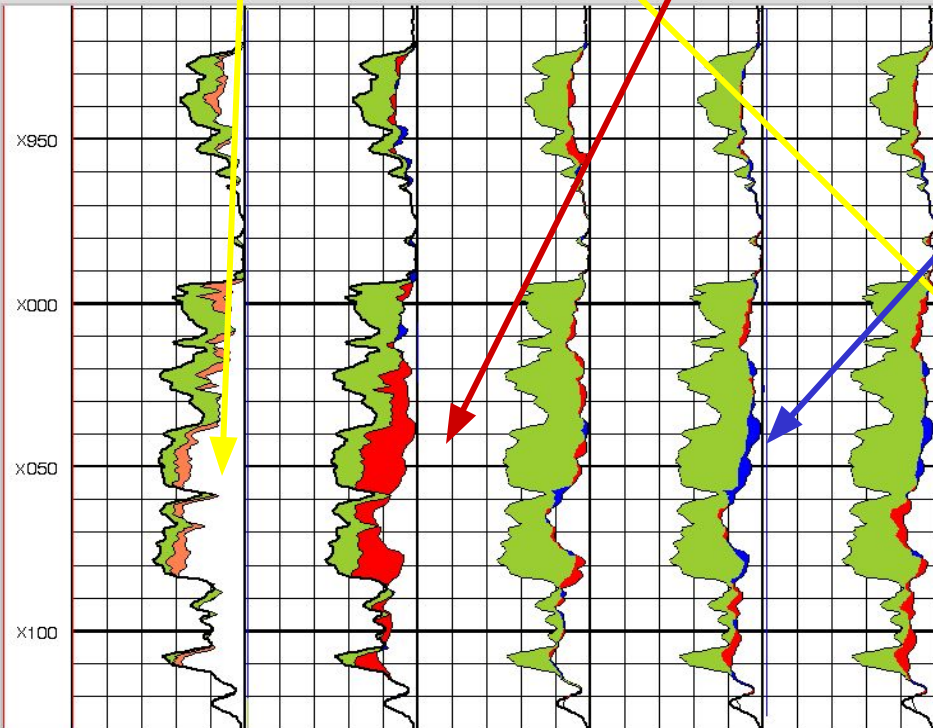
Открытый ствол

Расформирование зоны проникновения

Влияние нагнетания

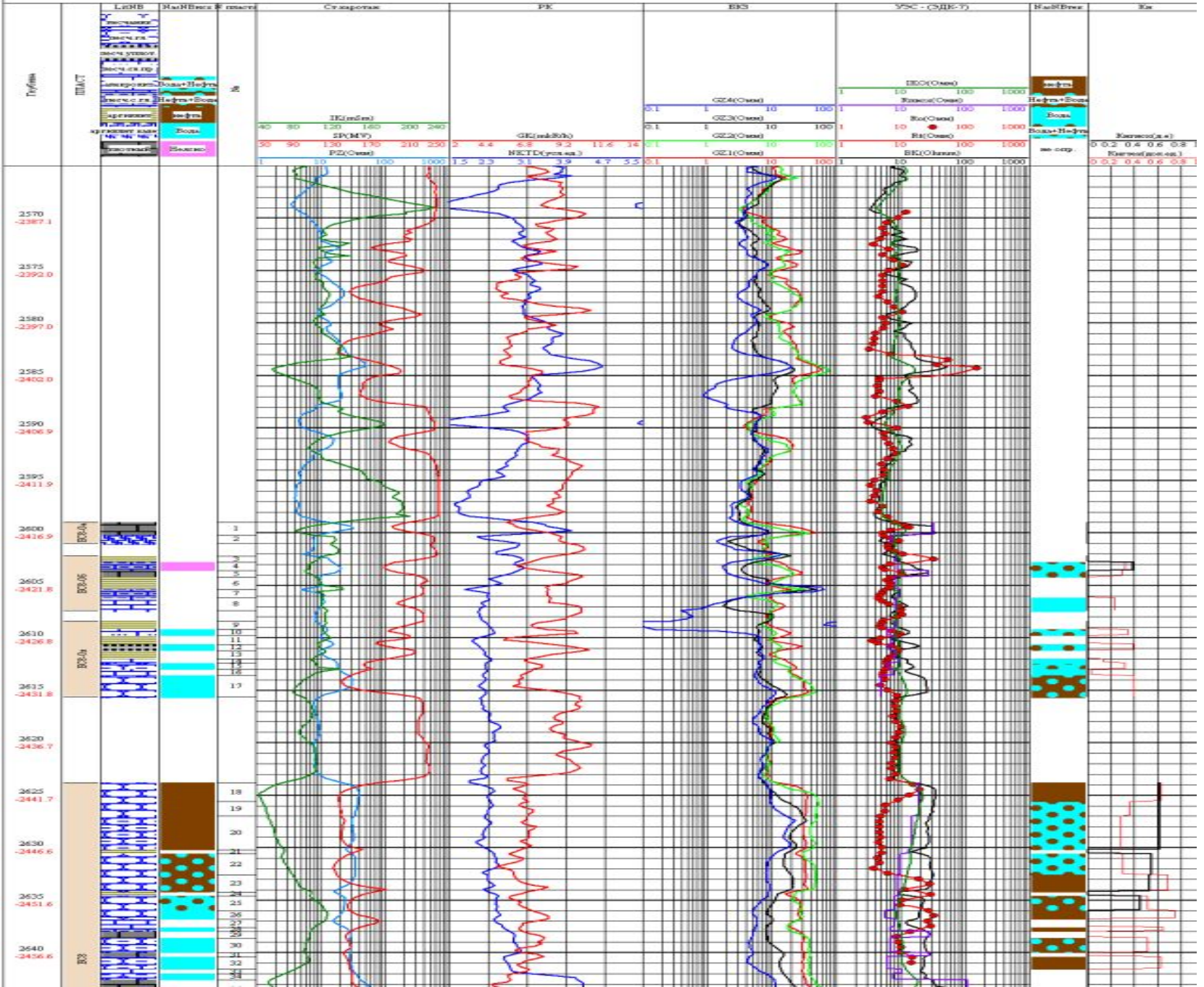
Hydrocarbon (O)	Hydroc OH	PSW.CHFR R1	PSW.CHFR R1	PSW.CHFR R1
MovedHydrocar	Hydroc CHFR R1	PSW.CHFR R2	PSW.CHFR R3	PSW.CHFR R4
Water	Filtrate/Deple	PHIE .ELA .RES	PHIE .ELA .RES	PHIE .ELA .RES
PHIE .ELA .RES	PSW .ELA .RESU	Hydroc R1	Hydroc R1	Hydroc R1
PSW .ELA .RESU	PSW.CHFR R1	Hydro CHFR R2	Hydro CHFR R3	Hydro CHFR R4
MD 1 : 400 ft	PSXO .ELA .RES	Filtrat/Deple	Filtrate/Deple	Filtrate/Deple

Hydrocarbon (O)	Hydroc OH	PSW.SIGMA R1	PSW.SIGMA R1	PSW.SIGMA R1
MovedHydrocar	Hydro SIGMA R1	PSW.SIGMA R2	PSW.SIGMA R3	PSW.SIGMA R4
Water	Filtrate/Deple	PHIE .ELA .RES	PHIE .ELA .RES	PHIE .ELA .RES
PHIE .ELA .RES	PSW .ELA .RESU	Hydroc R1	Hydroc R1	Hydroc R1
PSW .ELA .RESU	PSW.SIGMA R1	Hydro SIGMA R2	Hydro SIGMA R3	Hydro SIGMA R4
MD 1 : 400 ft	PSXO .ELA .RES	Filtrat/Deple	Filtrate/Deple	Filtrate/Deple

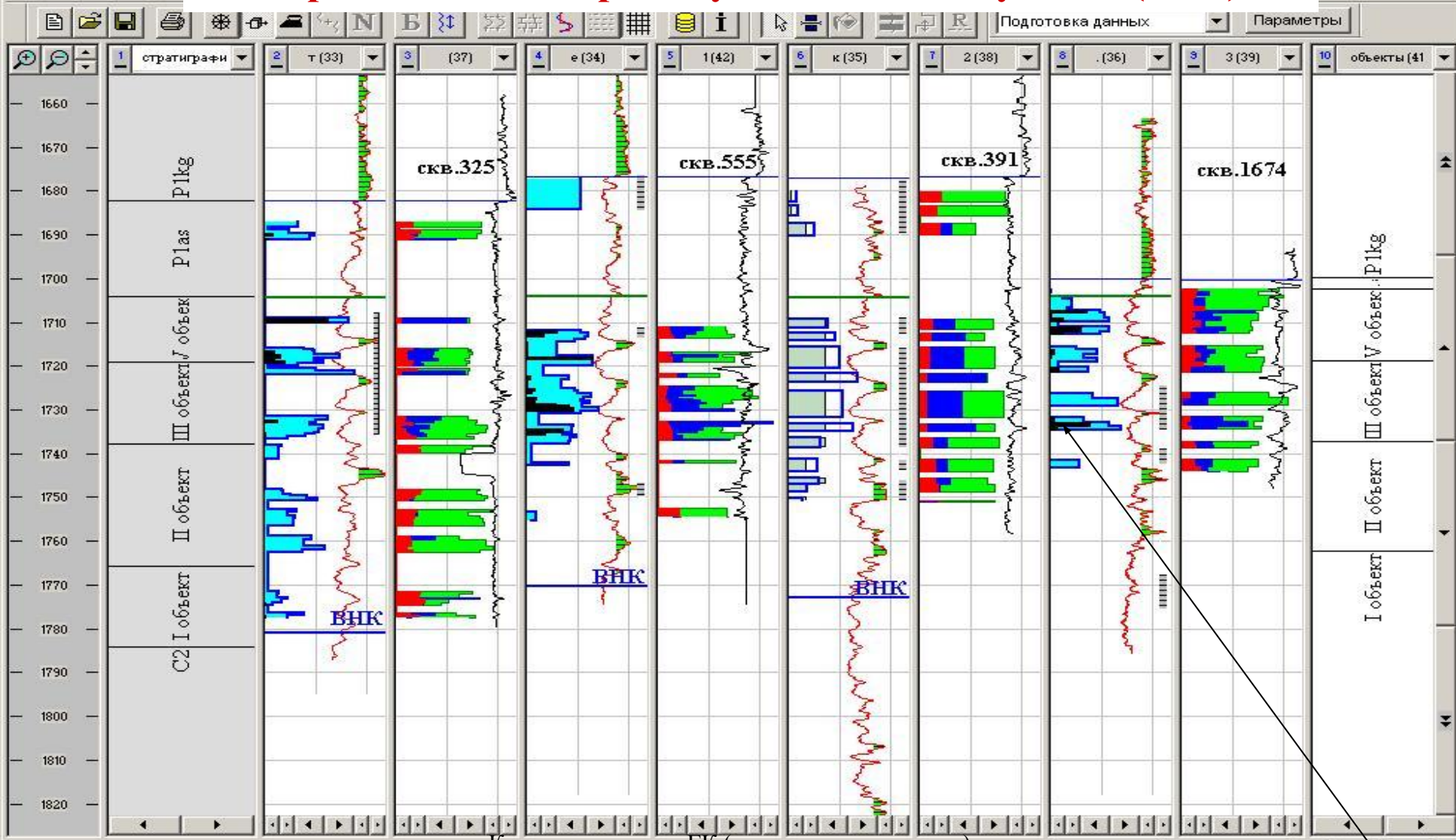




Западно-Ноябрьское 1168



# Альтернатива С/О-каротажу – волновая акустика (ВАК) !!!



Кривые: красная – ГК (глинистые перемычки),

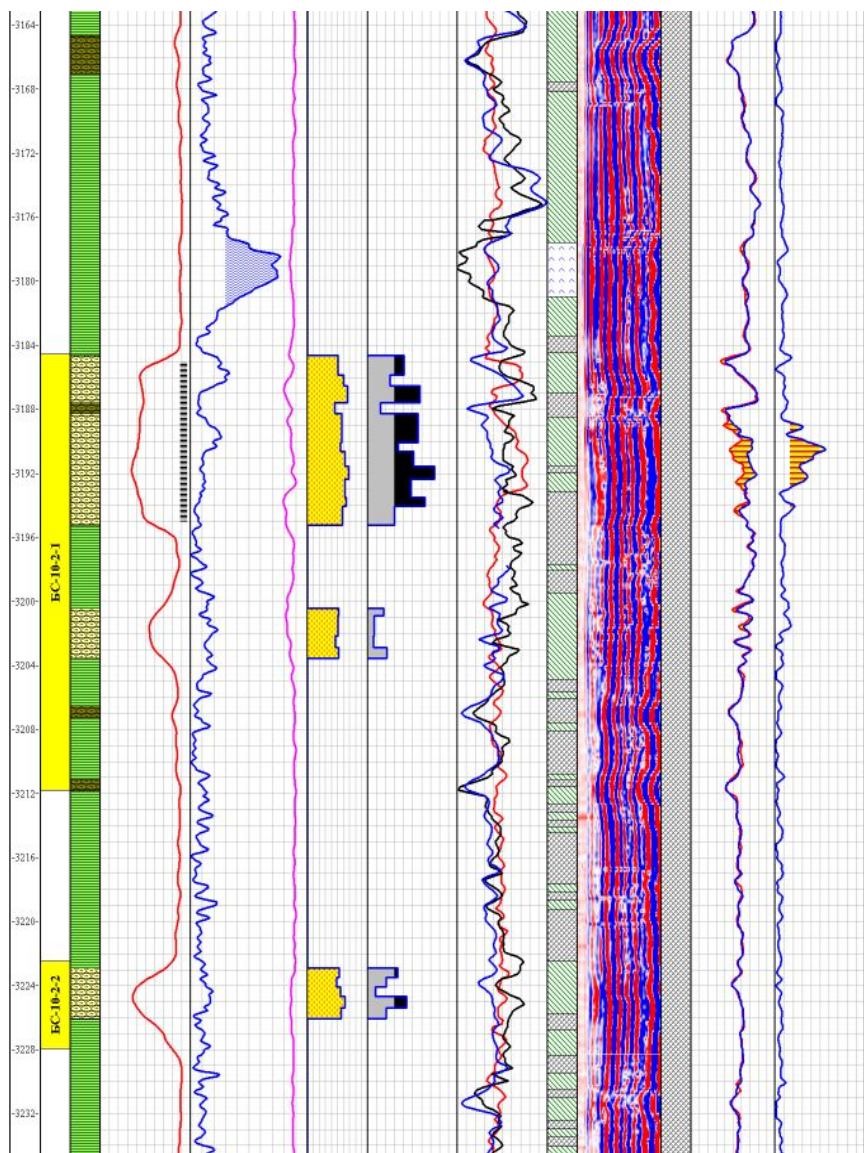
черная – интервальное время АК. Стандартный 3-х элементный зонд (АКВ, АКШ, др.), модификация ВАК по кинематическим параметрам

(использование динамических на практике хуже из-за характеристик отечественной аппаратуры). Гистограммы: голубая –  $K_p$ , **черная** –  $K_n$ .

Упругие модули (гистограммы): красная – модуль Юнга, зеленая – коэффициент Пуассона, синяя – объемная сжимаемость (наиболее важный параметр, определяемый по продольной и поперечной волнам, для оценки  $K_n$  нормируется на водоносный пласт).



# ОЦЕНКА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО МЕТОДУ ВАК. СРАВНЕНИЕ С ДР.МЕТОДАМИ



Пласт	Кровля	Подшва	Толщина	Литология	АК из зак	Метод C/O	АК с диагр	ЭКОС	ПИС
	2992.2	2992.6	0.4	Плотный	0.0				
	2992.6	3028.5	12.7	Песч. Глин	0				
	3028.5	3034.1	5.7	Песчанник	0				
	3035.2	3036.2	0.9	Песч. Глин	0				
	3036.2	3040.1	4	Песчанник	0				
BC9-0-2	3065	3065.4	0.4	Песч. глин	0.1	7			
	3069	3069.9	0.9	Песч. глин		4			
	3070.5	3071.2	0.7			4			
	3071.6	3072.1	0.5			4			
	3075.5	3076	0.5			1			
	3078.4	3078.8	0.4			2			
	3079.3	3080.4	0.9			4			
	3086.2	3086.8	0.6			5			
	3090	3091.2	1.2			12			
	3088.8	3089.5	0.7	Песч. глин	0.1				
BC9	3113.6	3114.3	0.7	Песч. глин	0.2	40		58.6	
	3118.3	3119.2	0.8	Песч. глин	0.55	2.0-23.0	55	48.5	49.5
	3119.2	3120.1	0.9	Песч. глин	0.34			32.1	60.6
BC9-1	3221.6	3122	0.4					46.2	35.8
	3122.1	3123	0.9	Песч. глин	0.05	40		43.1	38.1
	3123.0	3124.0	0.9	Песч. глин	0.07	8		35.2	45.7
BC10-2-1	3184.6	3185.8	1.2	Песч. глин	0.41	23	40		55
	3185.8	3186.6	0.7	Песч. глин	0.25				
	3186.6	3187.6	1.0	Песч. глин	0.59	12		75	48.9
	3187.6	3188.3	0.7	Плотный	0.15				
	3188.3	3190.1	1.8	Песч.глинистый	0.56	14		55	48.4
	3190.1	3190.6	0.6	Песч.глинистый	0.34		30		50.4
	3190.6	3191.6	0.9	Песч.глинистый	0.52	2		32	
	3191.6	3192.4	0.8	Песч.глинистый	0.75			75	50.5
	3192.4	3193.5	1.2	Песч.глинистый	0.48	17		48	44.5
	3193.5	3194.1	0.6	Песч.глинистый	0.64			65	-
3194.1	3195.2	1.2	Песч.глинистый	0.30	42			40.7	
3200.4	3200.9	0.4	Песч.глинистый	0.18					
3200.9	3202.2	1.3	Песч.глинистый	0.08					
3202.2	3202.9	0.7	Песч.глинистый	0.07					

Неперф.интер.  
 1. ЭКОС (CHFR),  
 2. ВАК,  
 3. C/O

Перф.интер.  
 1. ВАК

### 3.3 Исследования

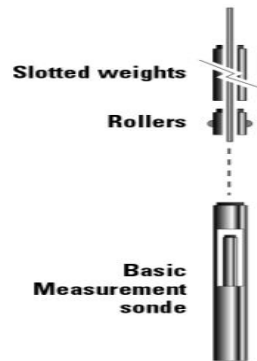
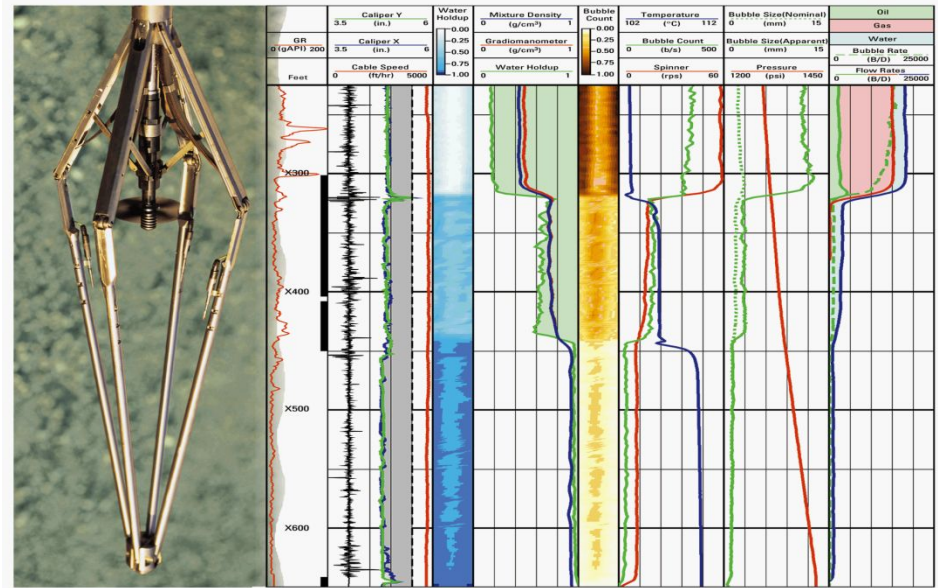
состава-притока в эксплуатационных скважинах с многофазной продукцией (PLT) - на основе устройств для оценки распределения компонент в потоке:

FloView / CAT , GHOST



# КОМПЛЕКСНЫЙ ПРИБОР «ПРОМЫСЛОВОГО КАРОТАЖА» (PLT) (ДЛЯ ОЦЕНКИ «СОСТАВА-ПРИТОКА»)

на примере ФИРМЫ «ШЛЮМБЕРЖЕ»



Общий  
модуль

RSTPro tool†



Модуль  
РК  
(C/O)

Slim cement mapping tool†



Модуль  
Оценки  
цемента  
жа

Multifinger imaging tool†



Профиле  
мер

GHOST tool†



Методы  
состава

FloView tool



Flow-Caliper Imaging tool



Складная вертушка,  
профилемер, датчики  
состава

FCIT

Gradiomanometer tool



Градиен  
т-  
маномет  
р

In-line spinner



Проточный  
вертушечн  
ый  
расходомер

CQG pressure gauge



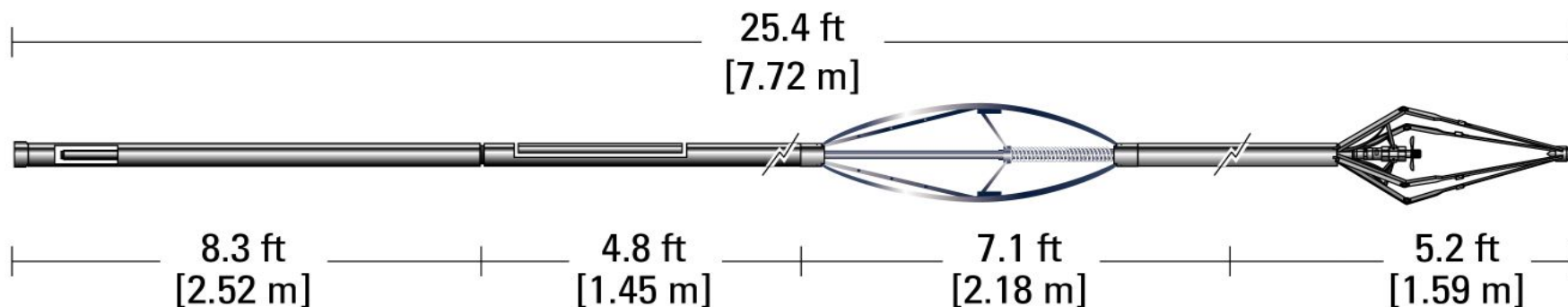
Датчик  
давления

Conveyance module



# Стандартная компоновка комплексного прибора промышленного каротажа РЛТ

## «PS PLATFORM» (Шлюмберже)



С точностью  
0.002 г/куб.см

С точностью  
0.6 м/мин.

Basic  
Measurement

Gradiomanometer  
tool

GHOST  
tool

Flow-Caliper  
Imaging tool

**PBMS**

**PGMC**

**GHOST**

**PFCS**

Telemetry, gamma  
ray, CCL, pressure,  
temperature

Density,  
deviation

Gas holdup

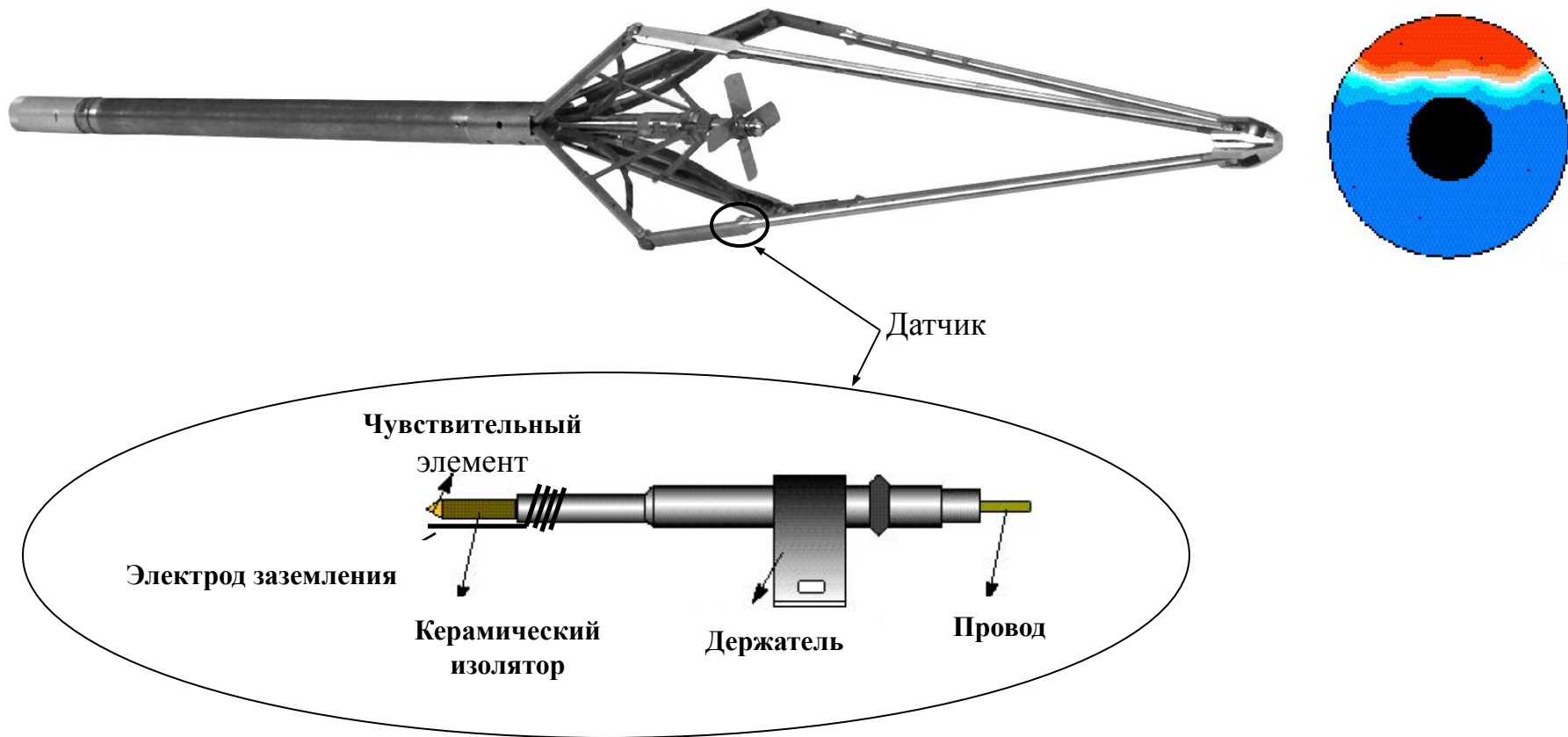
Velocity,  
Water holdup,  
X-Y caliper

Разнос

ОБЩАЯ ЧАСТЬ  
ИЗМЕРИТЕЛЬ-  
НОГО ЗОНДА

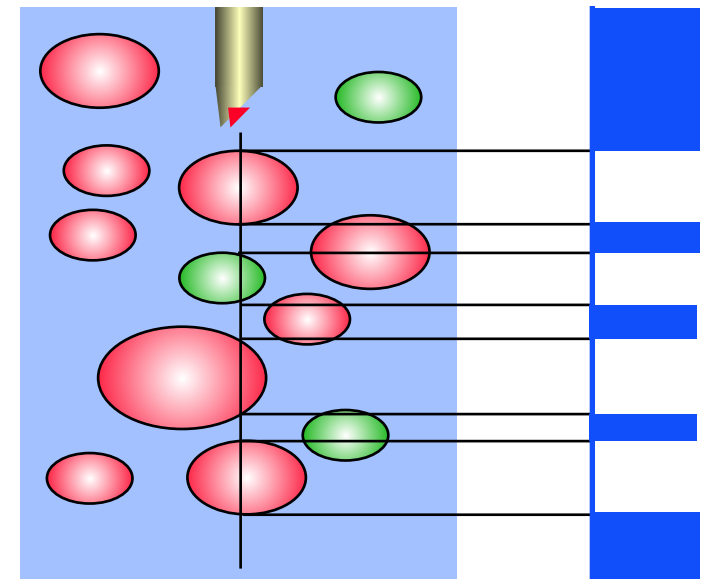
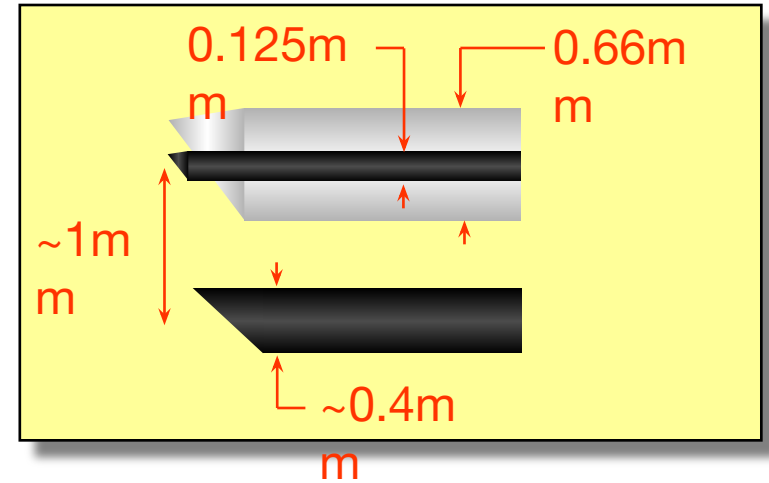
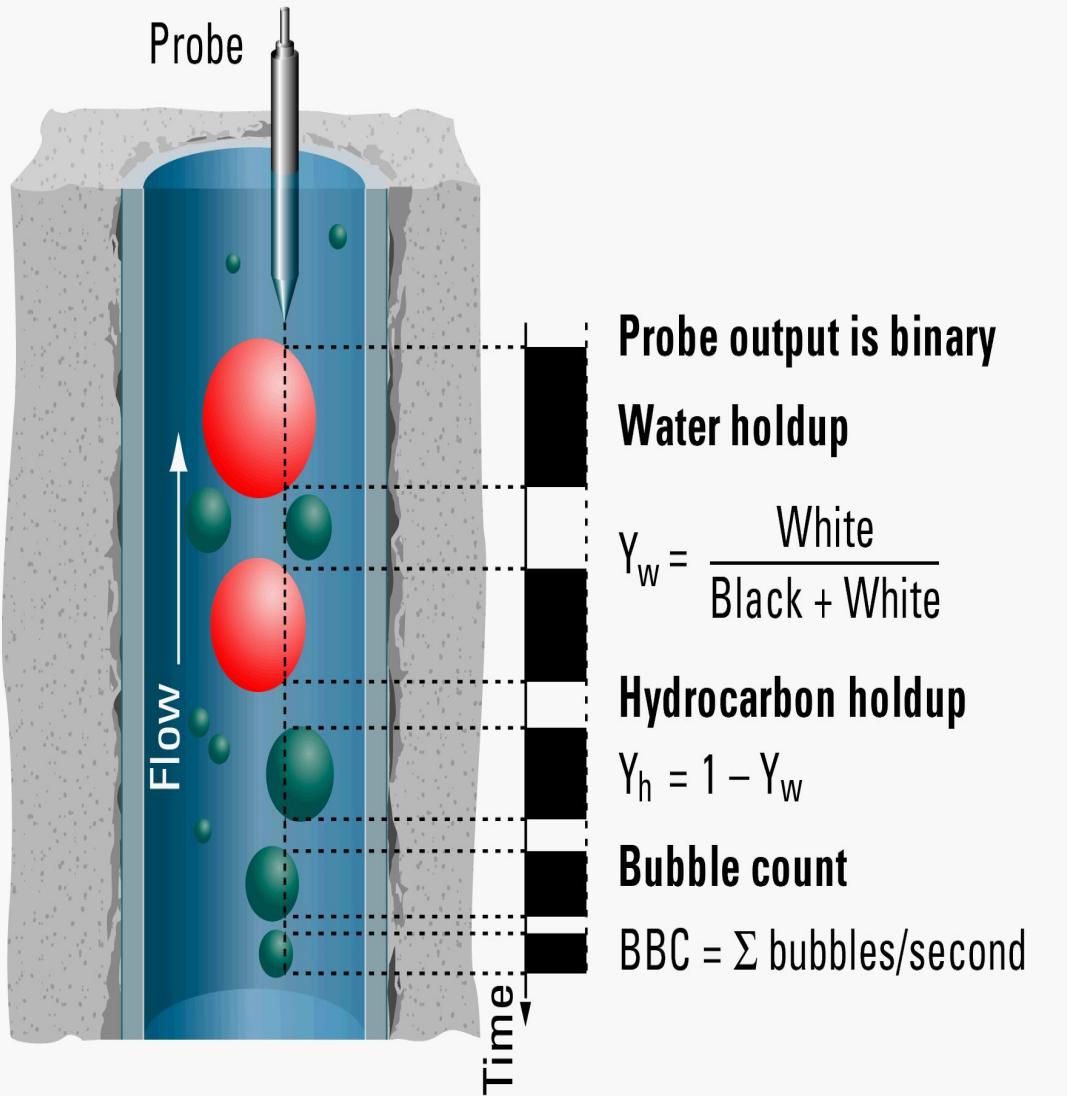
датчиков  
градиентмано-  
метра  
0.53 м

FCIT      электрические  
датчики  
MCF      -емкостные  
датчики



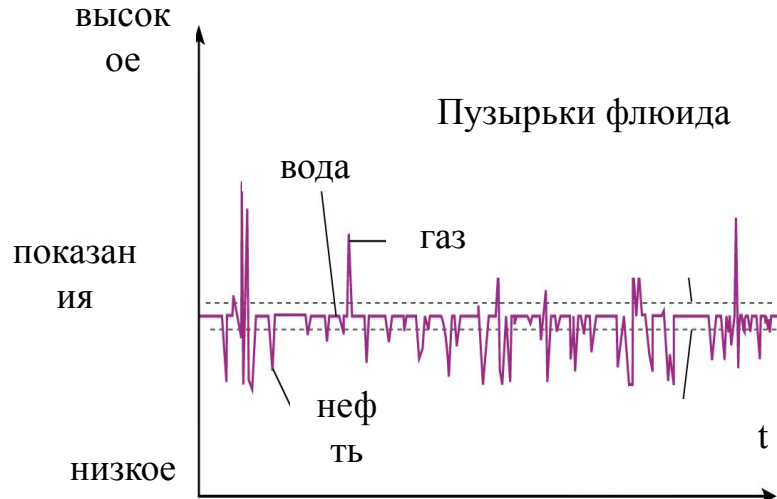
Датчики электропроводимости  
(токовые резистивиметры «FCIT», Schlumberger )

# Зонд «Flo View»

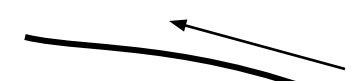




Степень отражения света на фотодиод  
выше в газе и ниже в жидкости



Сигнал на фотодиоде

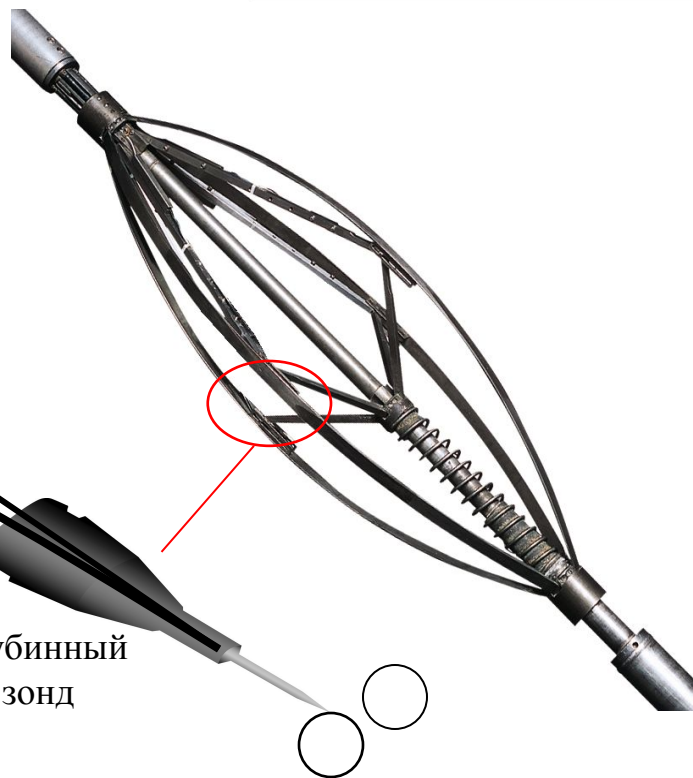


Луч света



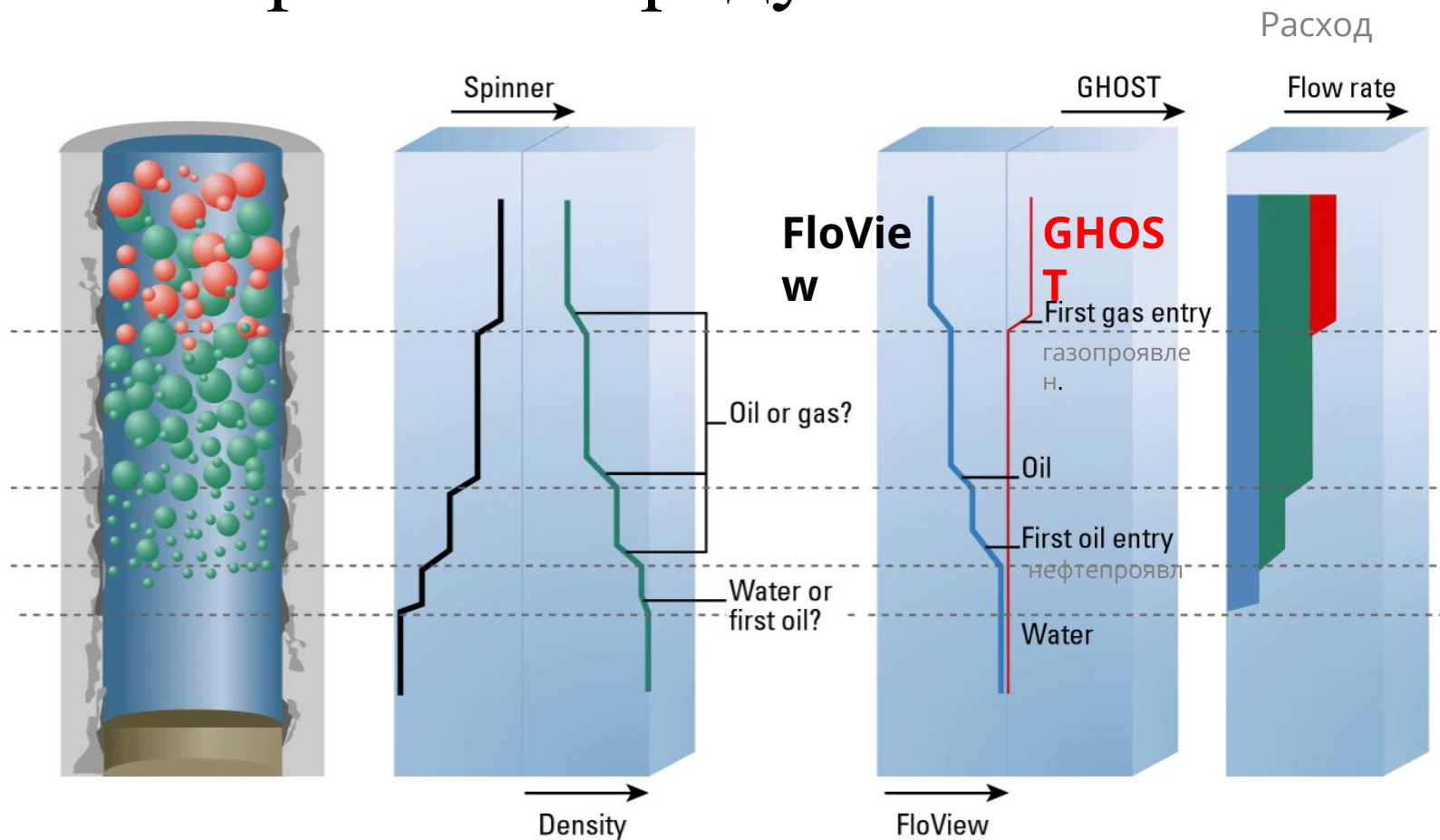
Светооптические каналы

Глубинный зонд



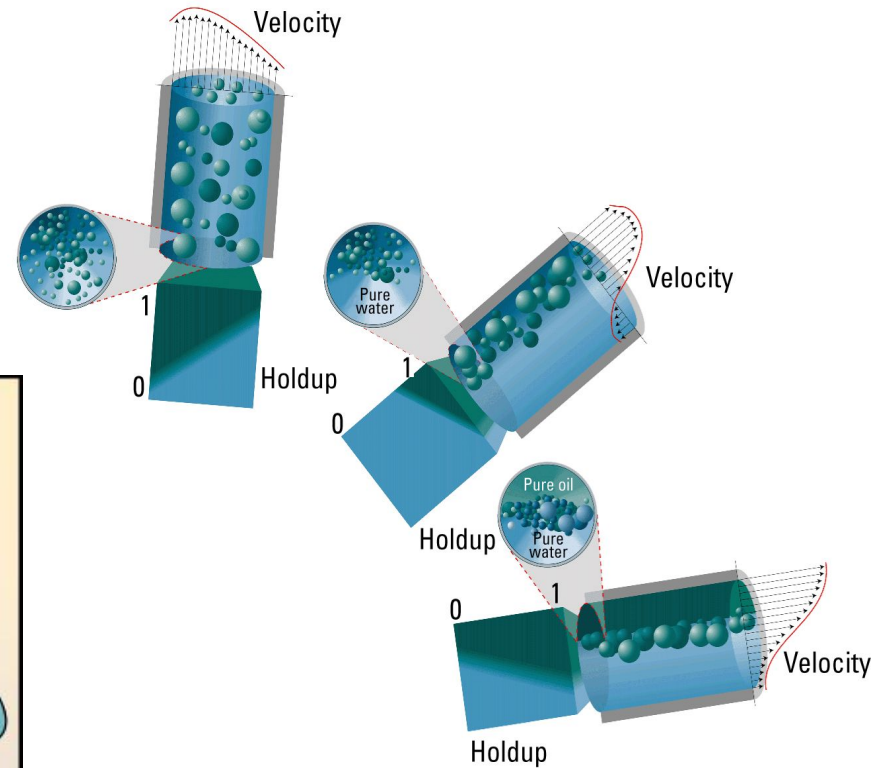
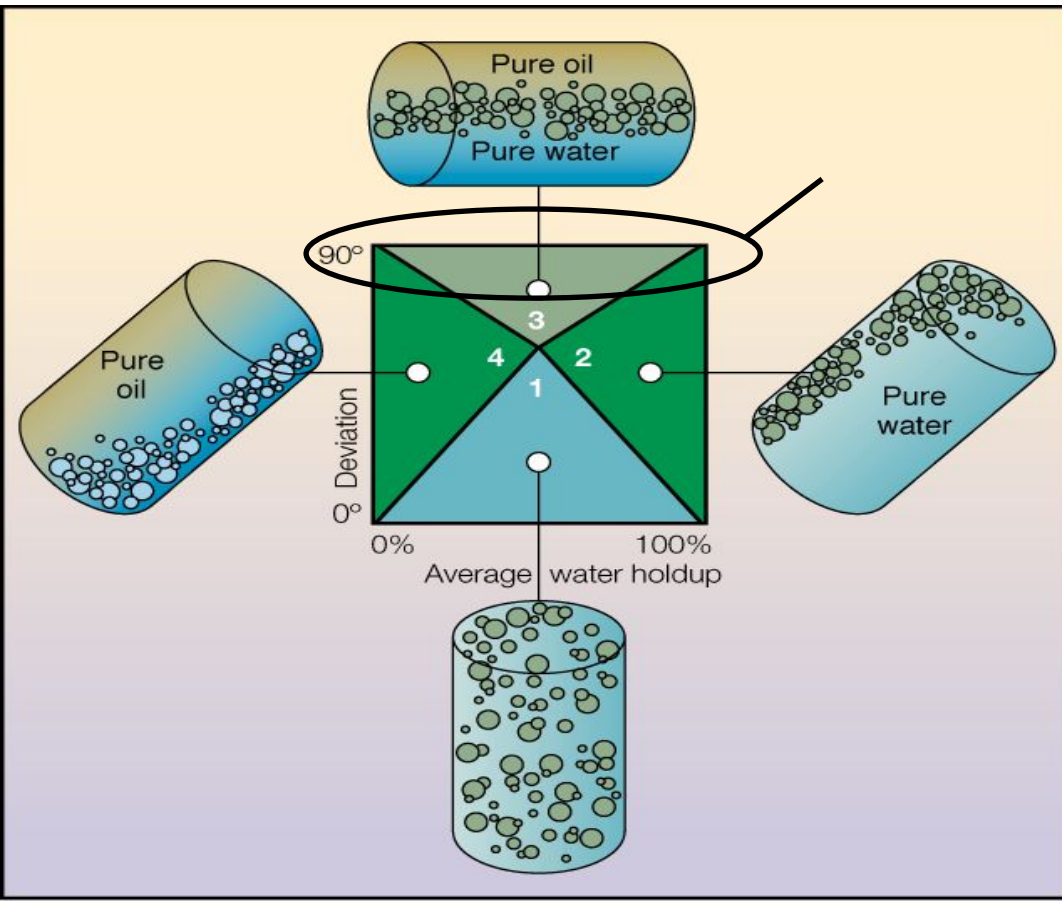
Оптические анализаторы газосодержания («GHOST», Schlumberger)

# Прямые измерения при проведении каротажа «продуктивности»



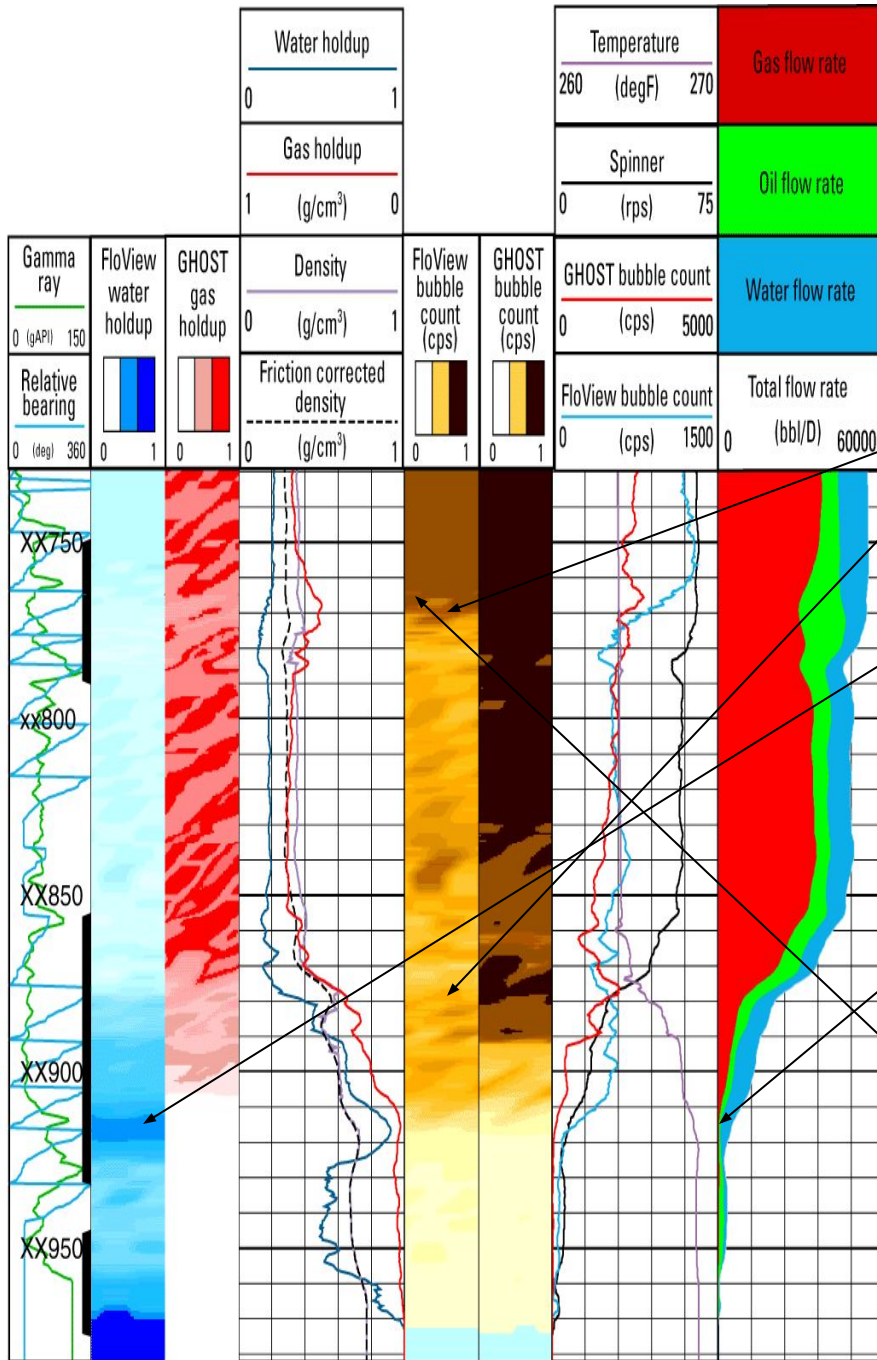
$$\text{Расход} = \text{скорость} \times \text{фазосодержание} \times \text{площадь}$$

# ВЛИЯНИЕ НА ПОКАЗАНИЯ ДАТЧИКОВ СТРУКТУРЫ ПОТОКА



Режимы потока нефти и воды  
в наклонно-направленных и  
горизонтальных скважинах

# Определение профиля трехфазного потока с помощью GHOST



Некоторое количество газа и нефти поступают из каждой зоны

• Водопроявление ниже XX900

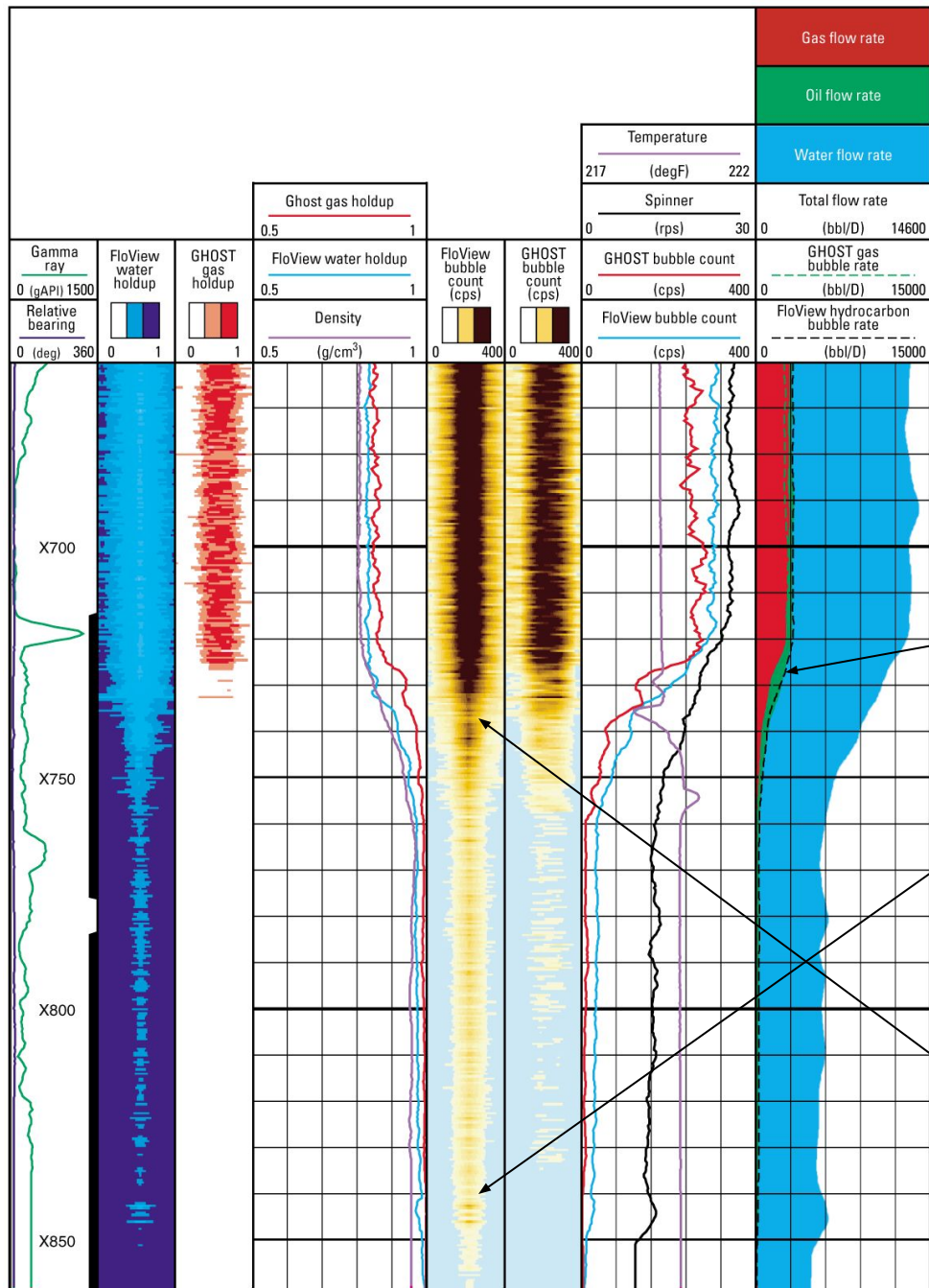
• Из призабойной зоны поступают небольшие количества каждой из фаз.

• Срединный интервал перфорации является основным источником воды и углеводородов.

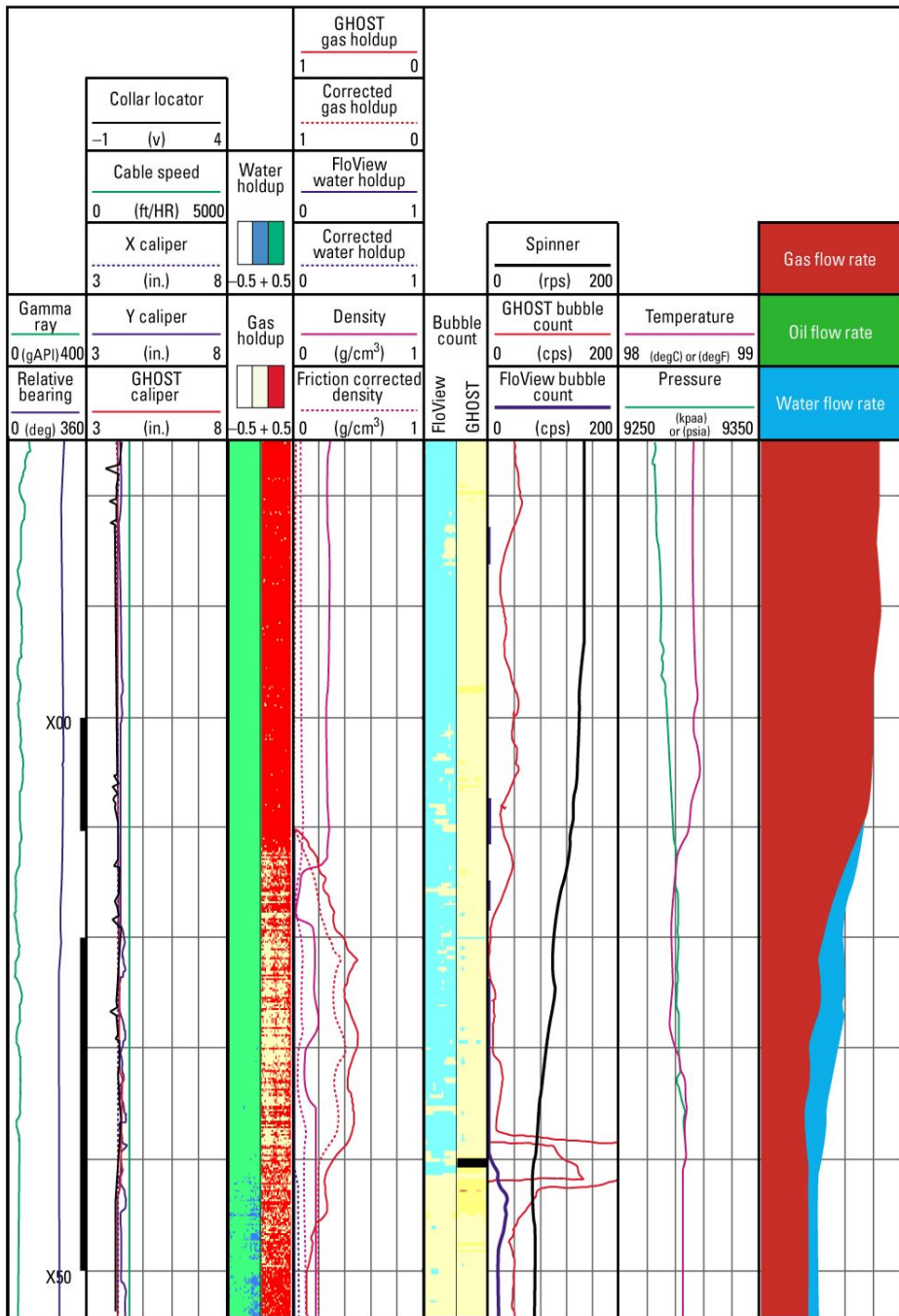
• Приток из верхнего интервала состоит только из углеводородов.



# Определение нефтепроявлений с помощью комплексного прибора промышленного каротажа



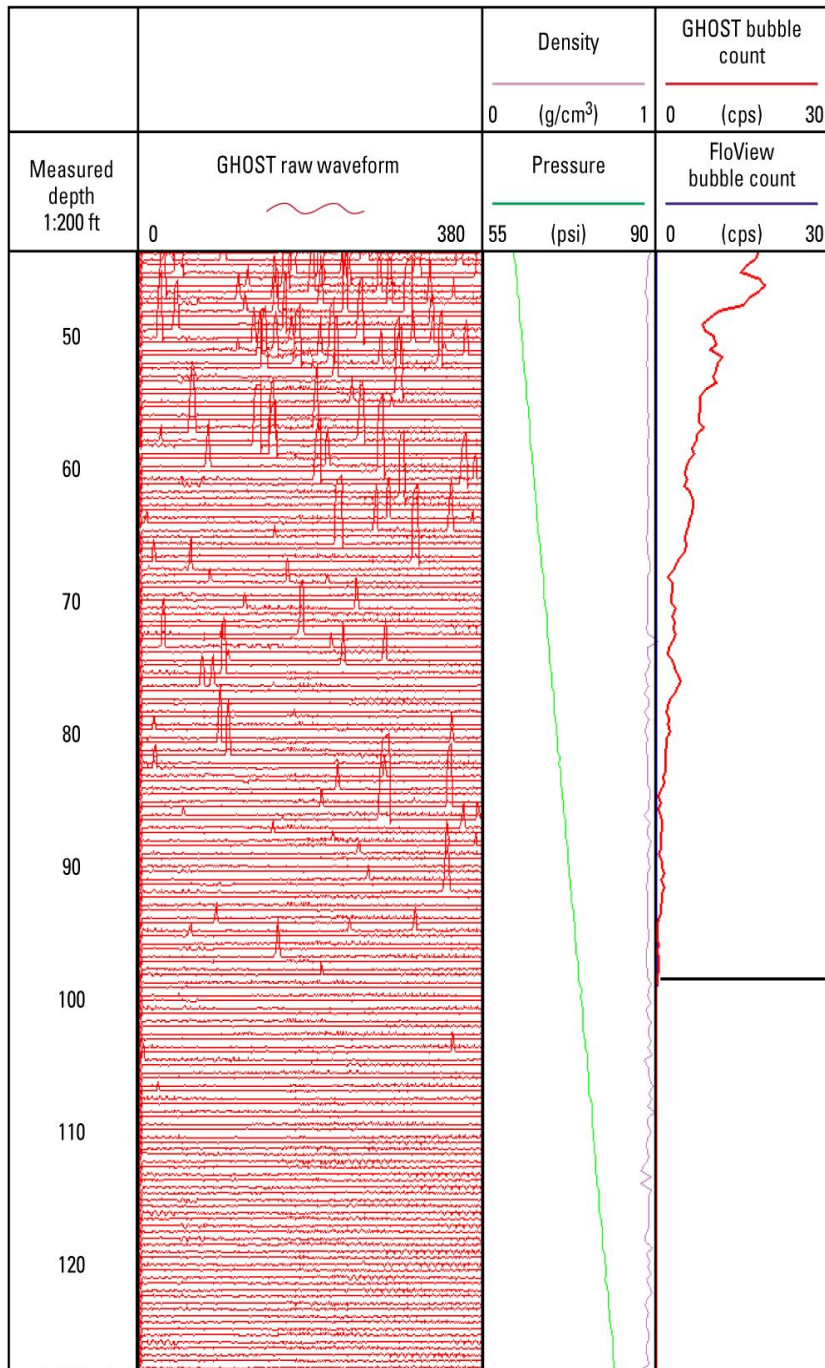
- Установление притока трехфазного флюида
- С помощью оптической опции стало возможным отличить нефть от воды.
- Из нижнего интервала поступает вода, нефть и очень небольшое количество газа
- Замер менее < 10% нефти невозможен без применения GHOST (оптического анализатора)



## Рециркуляция воды вносит путаницу в стандартную интерпретацию диаграмм промышленного каротажа

- С помощью функции подсчета пузырьков прибора GHOST можно отличить небольшое водопроявление (X40) от рециркуляции флюида в стволе скважины
- Клиент получает информацию, необходимую для того, чтобы провести изоляцию водоносных горизонтов.

# Оценка величины давления разгазирования



- При подсчете пузырьков с помощью прибора GHOST можно видеть как пузырьки поднимаются из раствора.
- Традиционные датчики не имеют достаточной чувствительности для того, чтобы засечь появление пузырьков.



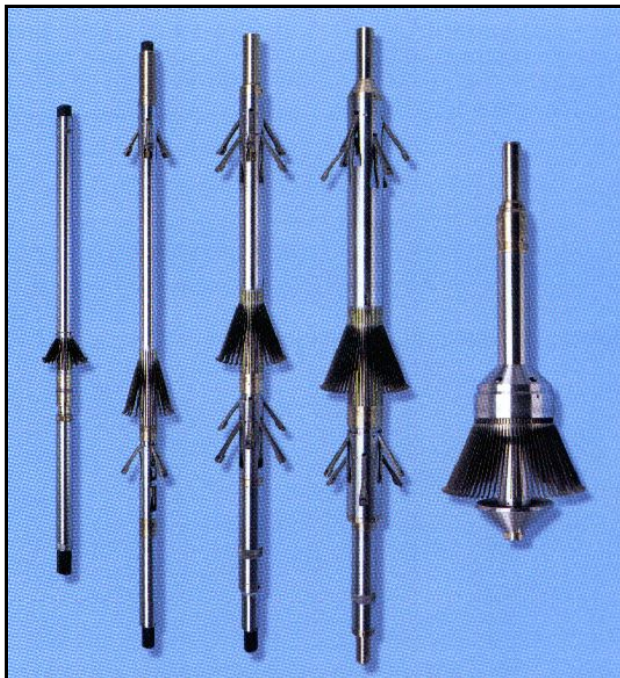
## **3.4. Новые методы оценки технического состояния скважин**

Пример «Скважинного ВИДИО» (контроль тех.  
состояния внутренней поверхности ствола и  
перфорационных отверстий

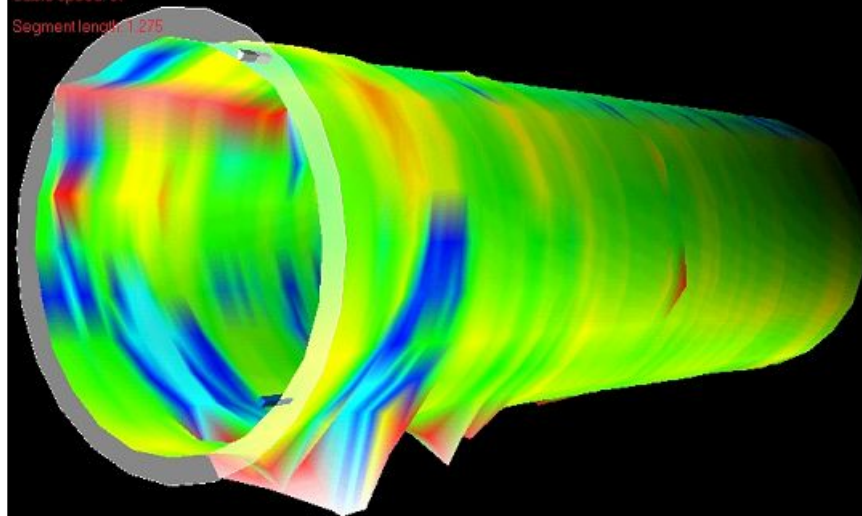


# МНОГОРЫЧАЖНЫЕ ПРОФИЛЕМЕРЫ MIT (Multifinger Image Tool)

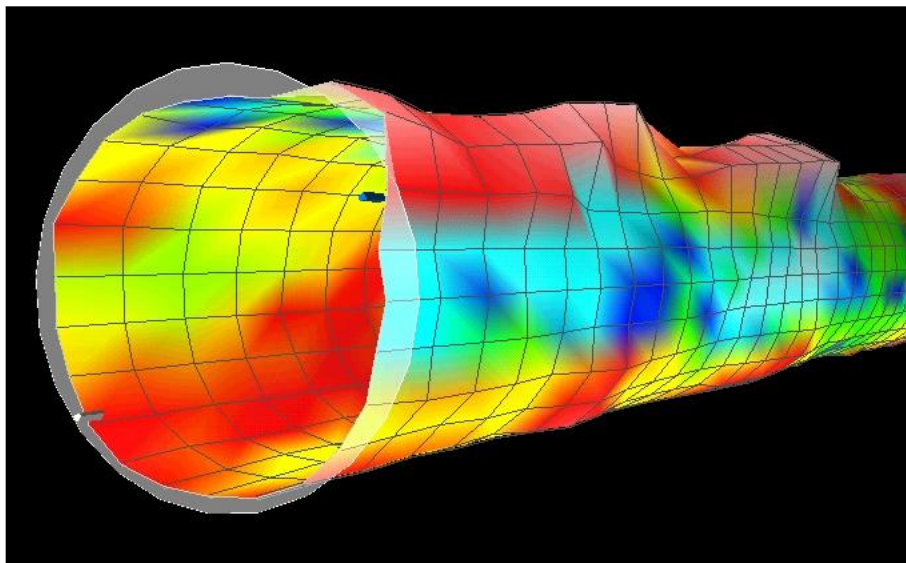
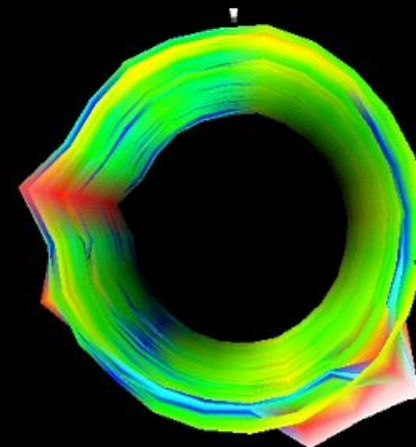
**Sondex**



Depth: 4546.083  
Deviation: 23  
Rotation: 100  
Average diameter: 2.434  
Min pair diameter: 2.387  
Max pair diameter: 2.614  
Cable speed: 57  
Segment length: 1.275



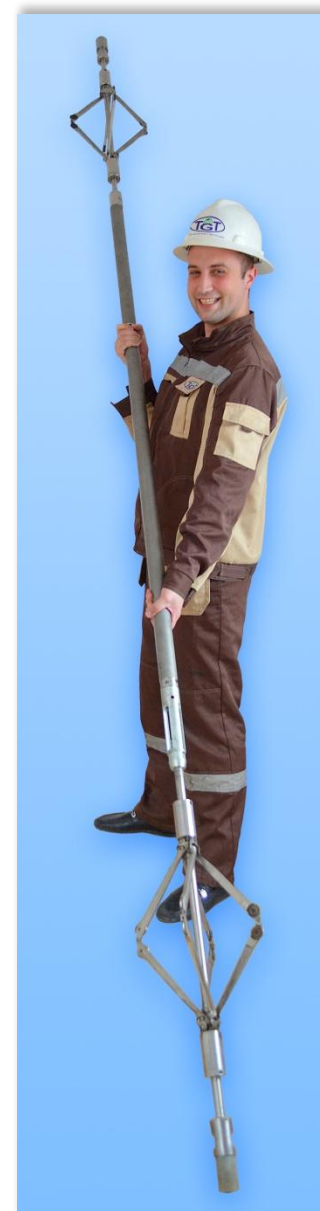
Depth: 4546.083  
Deviation: 23  
Rotation: 100  
Average diameter: 2.434  
Min pair diameter: 2.387  
Max pair diameter: 2.614  
Cable speed: 57  
Segment length: 1.275



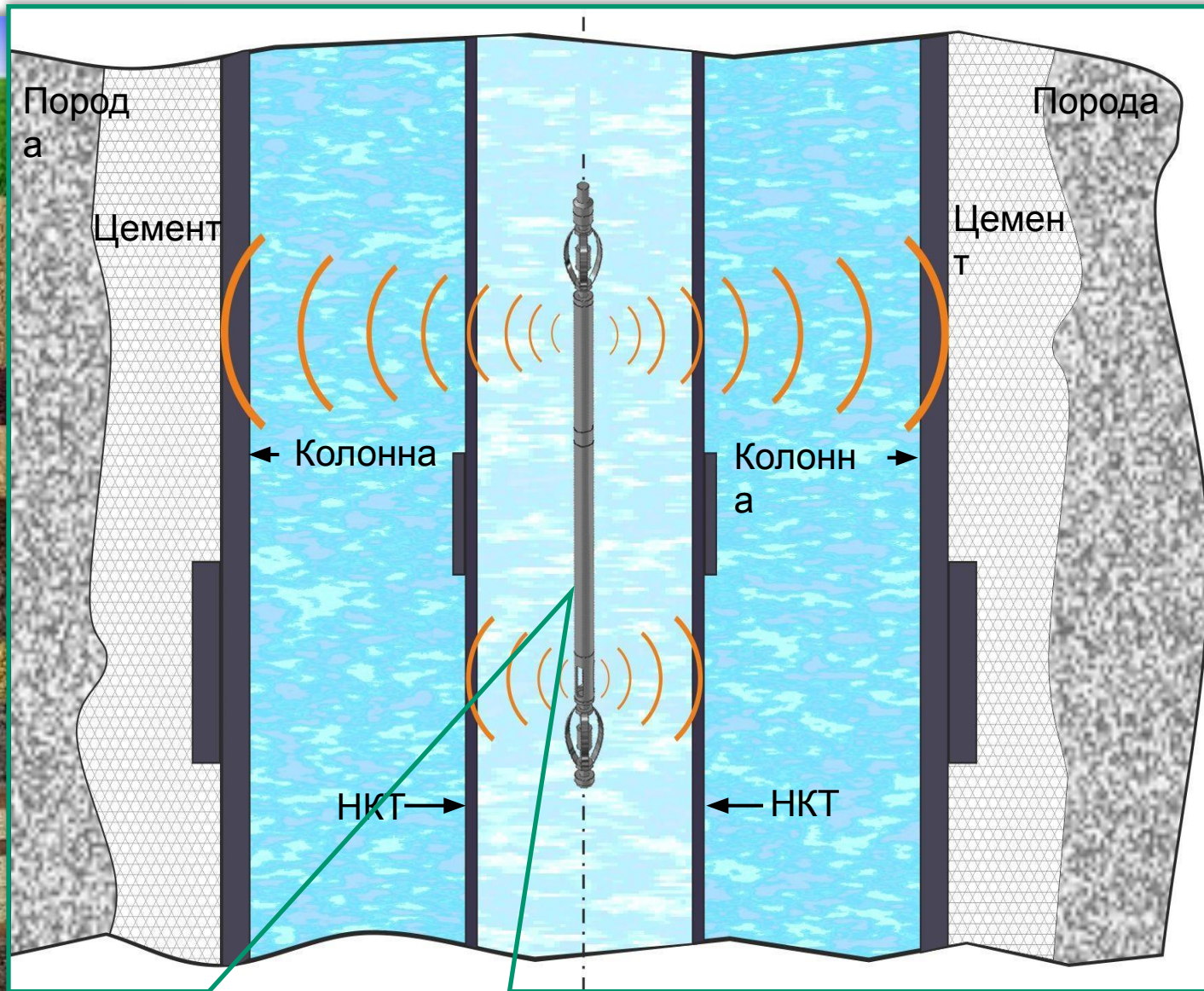


# Магнитно-импульсная дефектоскопия

SPE 162054 “Memory magnetic imaging defectoscopy”

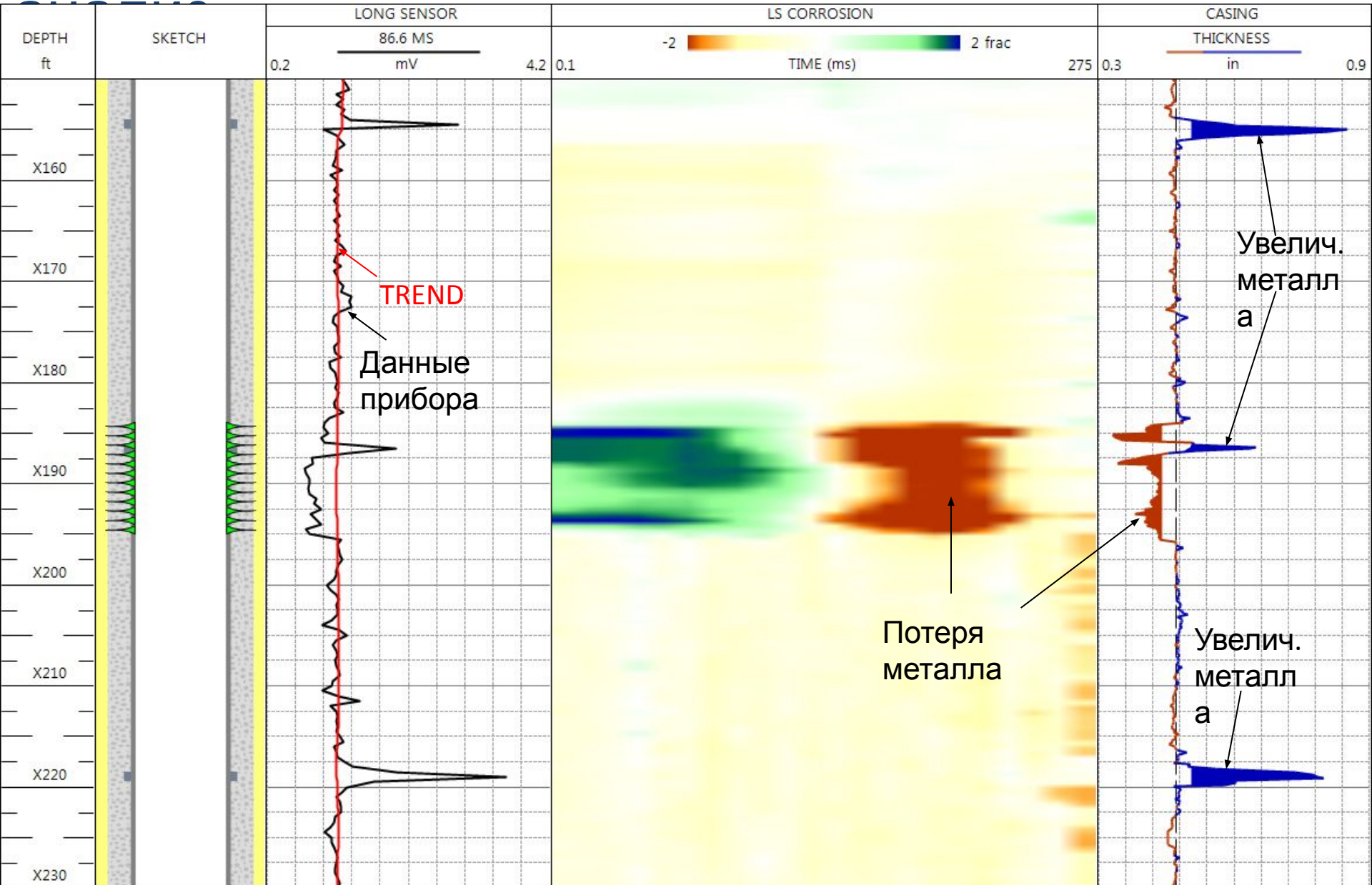


# Двух барьерная модель исследования



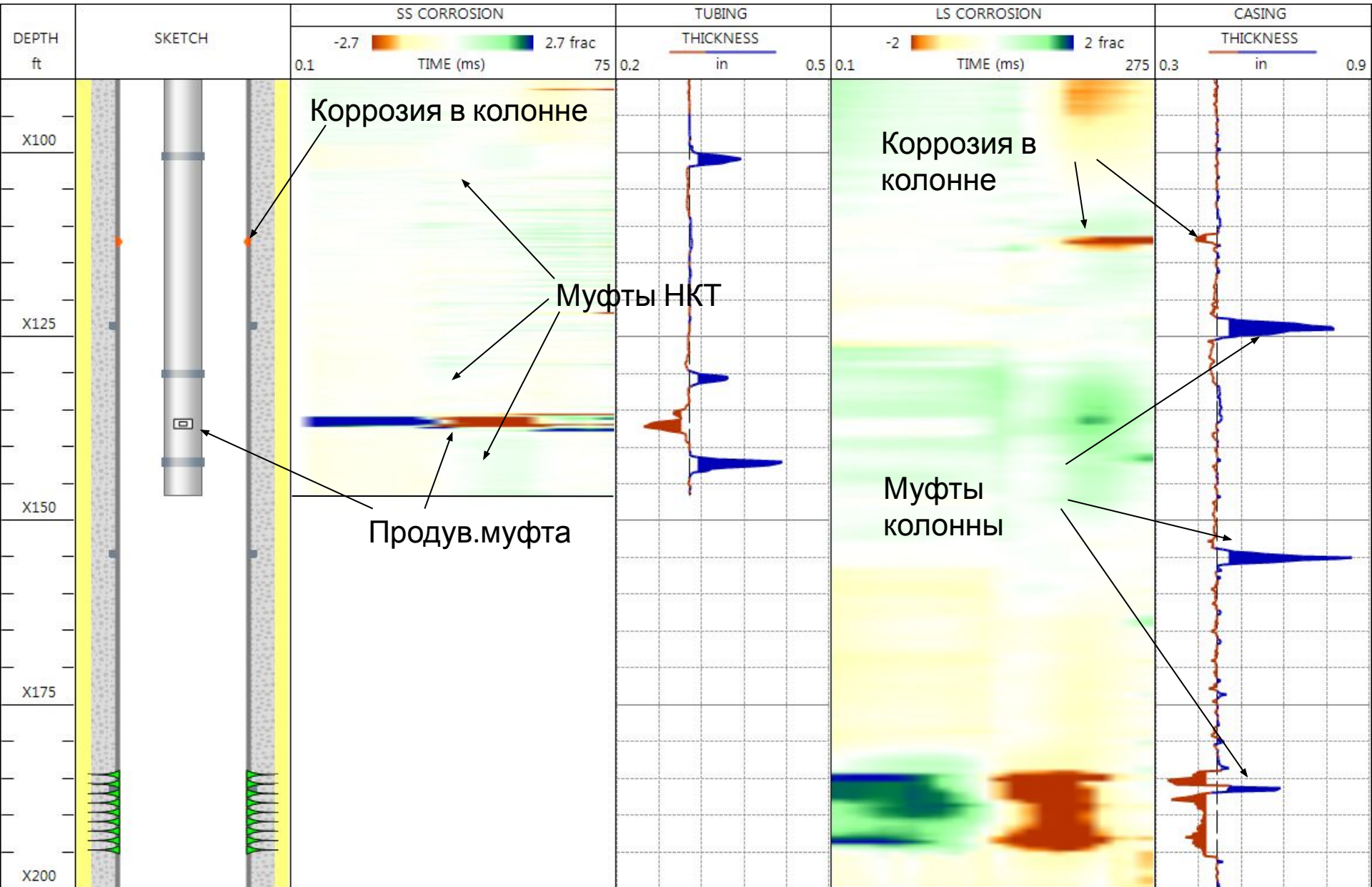


# Дрифт

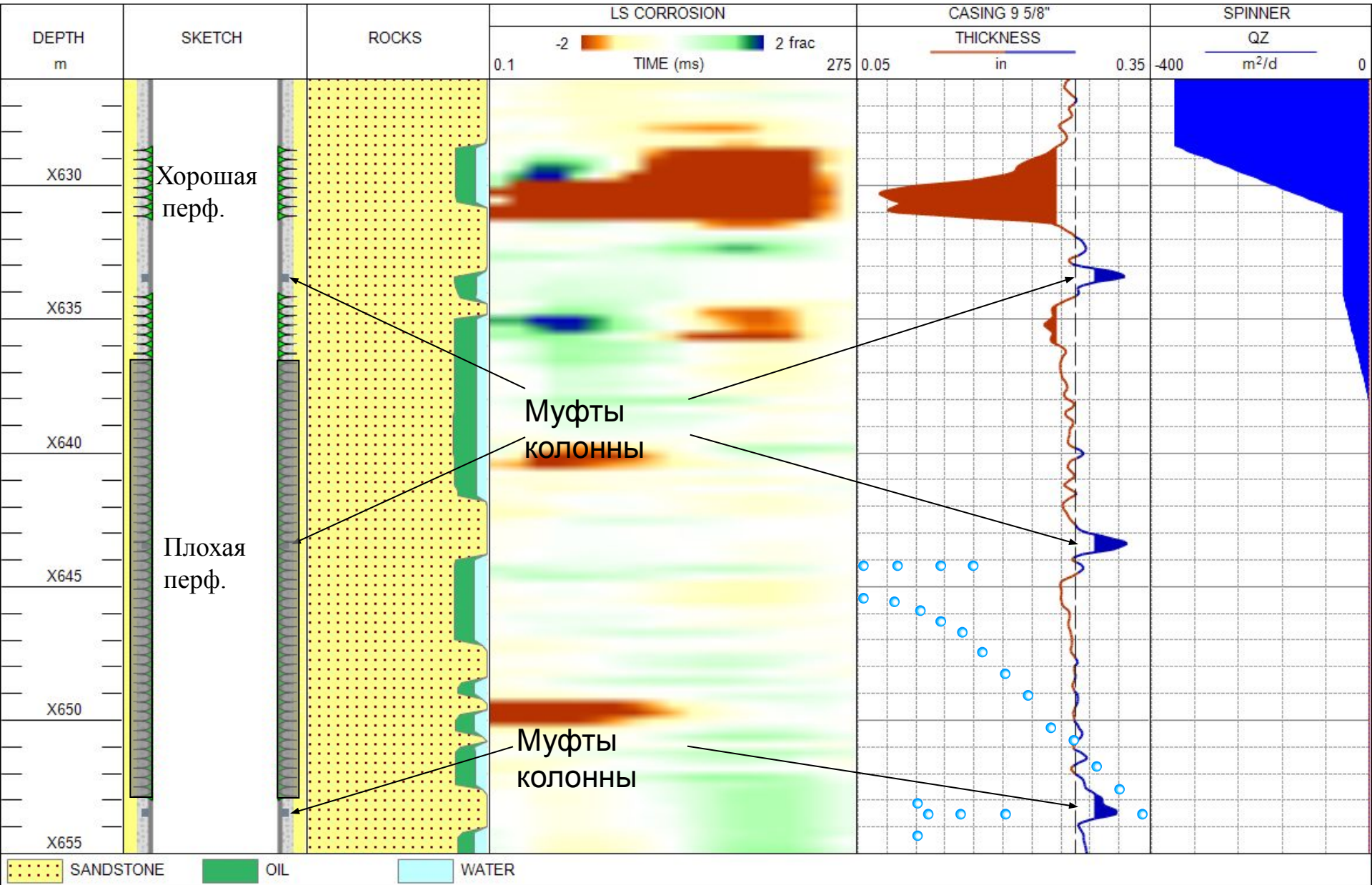




# Два барьера – панель коррозии

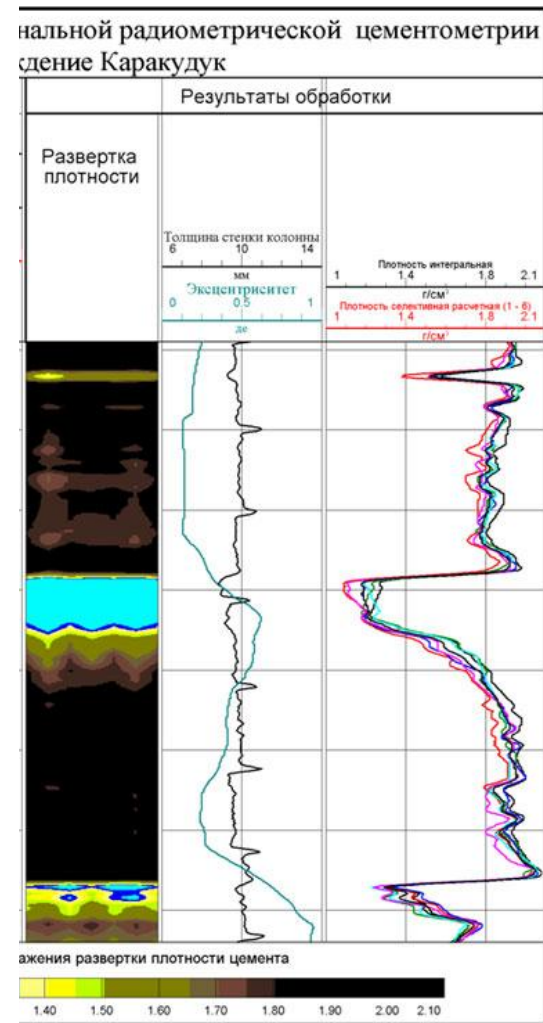
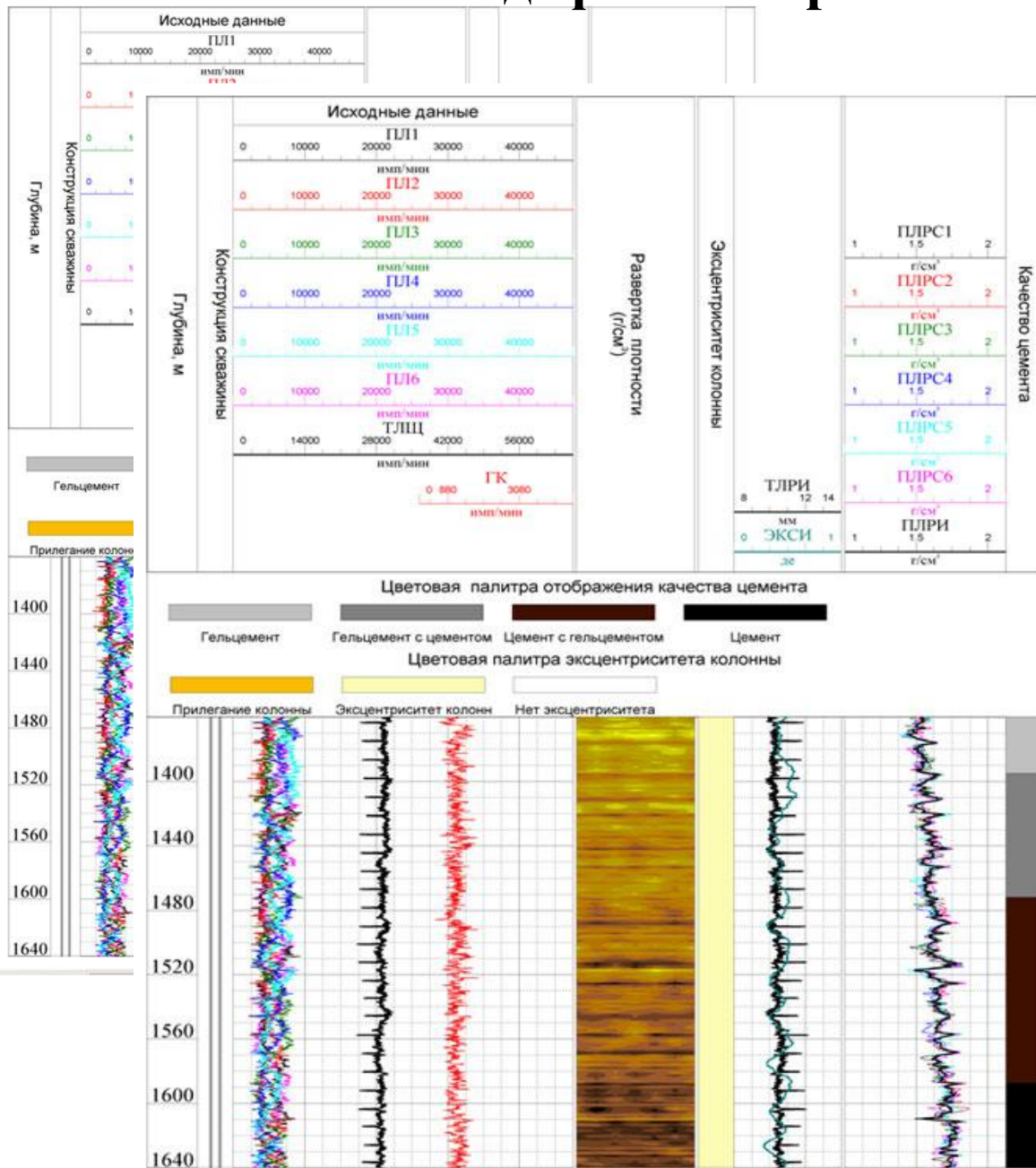


# Пример: Наличие перфорации





# Гамма-гамма дефектометрия-толщинометрия





# **Определение качества цементирования эксплуатационных колонн**

**Оценка цементирования колонн (ОЦК)** – это исследования, имеющие целью оценку качества цементирования обсадных колонн в скважинах. Дефекты цементирования, установленные по результатам акустической и гамма-гамма цементометрии, характеризуют вероятность возникновения затрубных циркуляции при заданных градиентах давлений.

Основным назначением цементирования обсадных колонн является разобщение всех пластов-коллекторов вскрытых скважиной. Контроль за качеством цементирования и текущим состоянием цементного камня является одной из важных задач решаемых геофизическими методами.

Гамма-гамма цементометрия, применяемая для обсадных колонн разных диаметров – направлений, кондукторов, технических колонн, колонн малого диаметра, хвостовики определяющая характер **распределения цемента за колонной, высоту подъема цементного кольца**, характер распределения плотности.

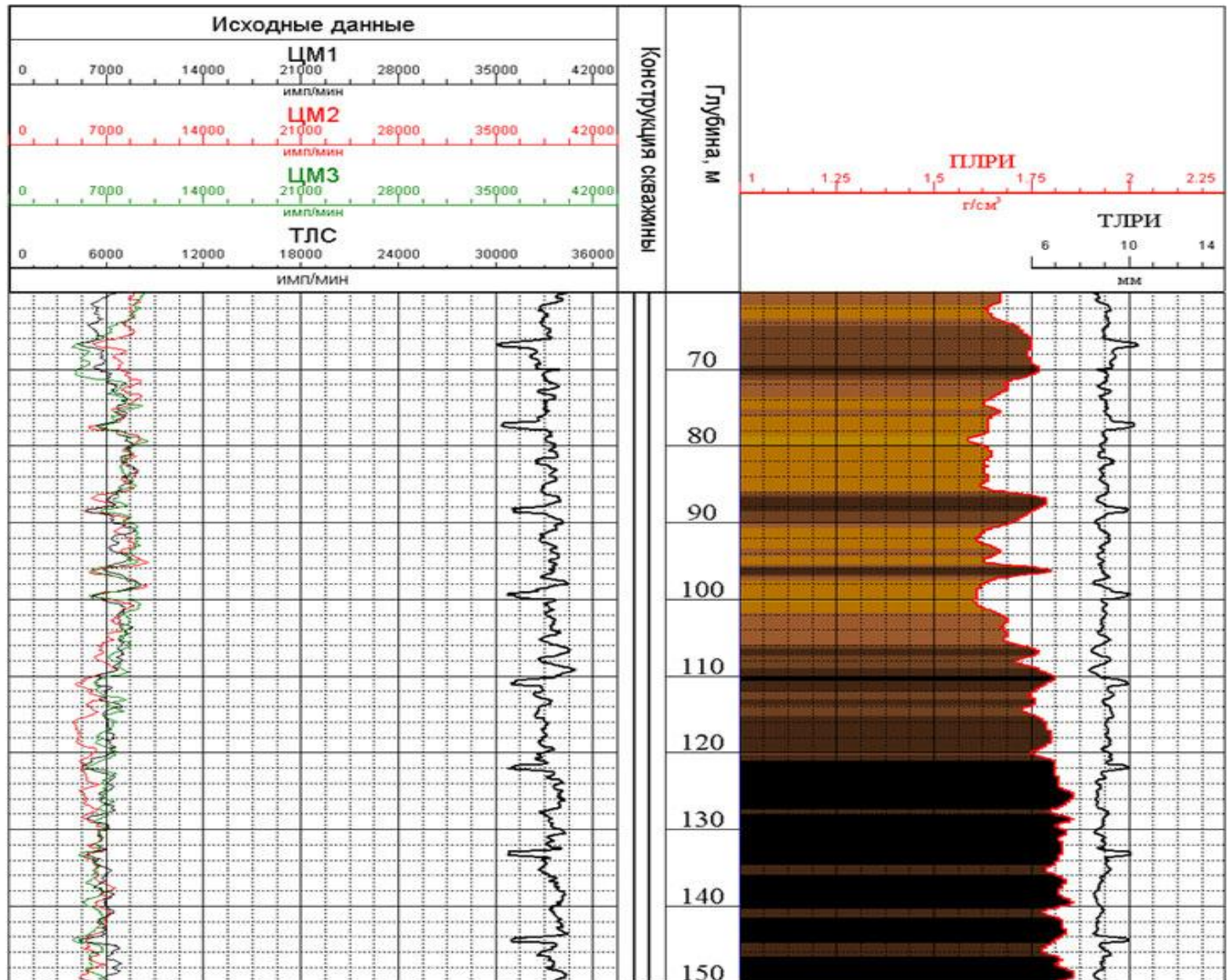
Гамма-гамма дефектометрия-толщинометрия, оценивающая **распределение плотности цемента в скважине**, определяющая толщину обсадных труб, мест установки центрирующих фонарей, муфтовых соединений, определяющая **эксцентриситет обсадной колонны относительно оси скважины**.

Так же контроль цементирования производится в горизонтальных скважинах и боковых стволах по технологии «жесткий кабель».

Интегральная акустическая цементометрия, зондами разной длины оценивающая **качество сцепления на границах колонна-цемент и цемент-порода**.

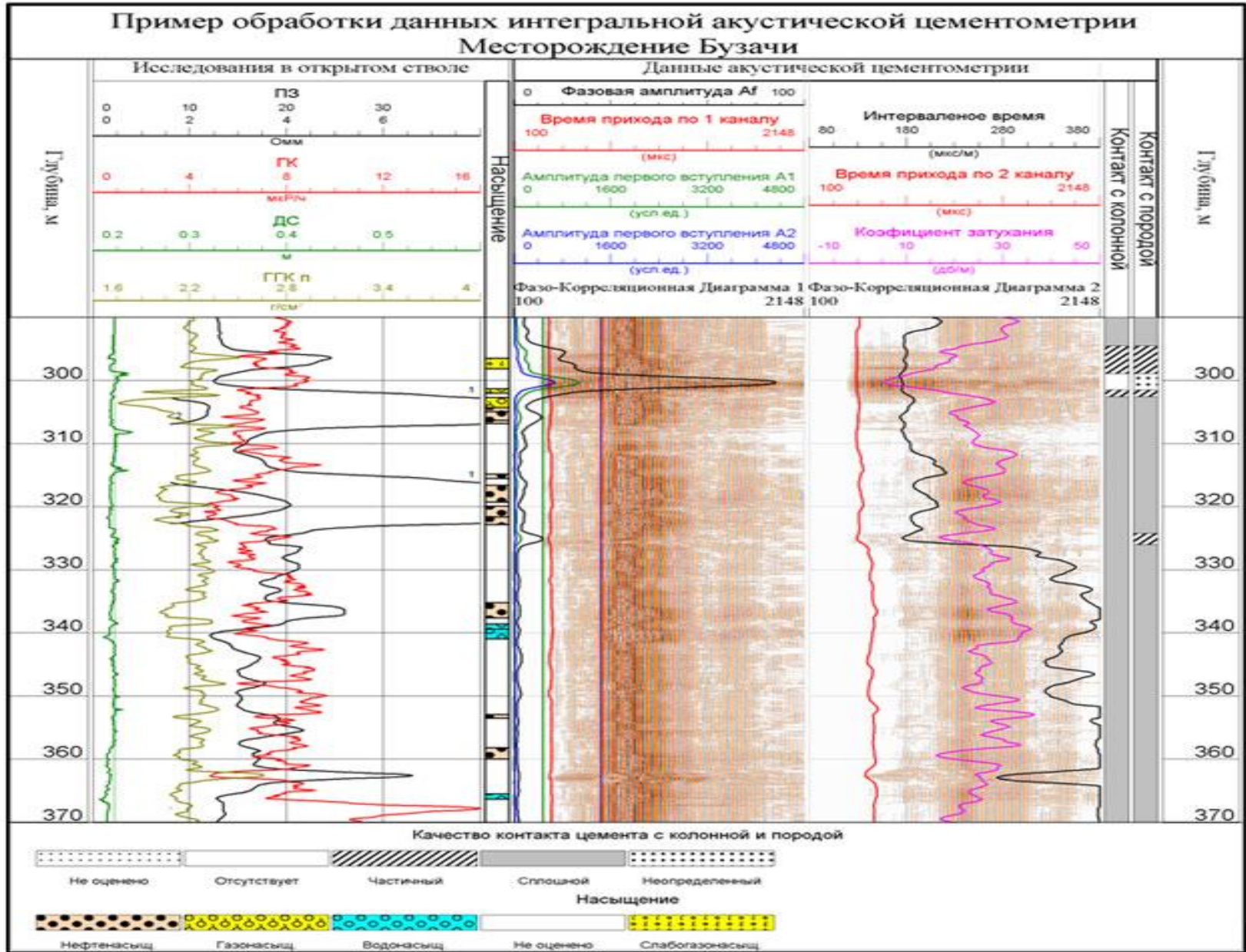
Сканирующая акустическая цементометрия, обеспечивающая **круговую сканирующую оценку качества цементирования по восьми секторам**, что позволяет более точно выделить наличие каналов в цементном камне с зонами отсутствия или частичного схватывания.

# Гамма-гамма цементметрия



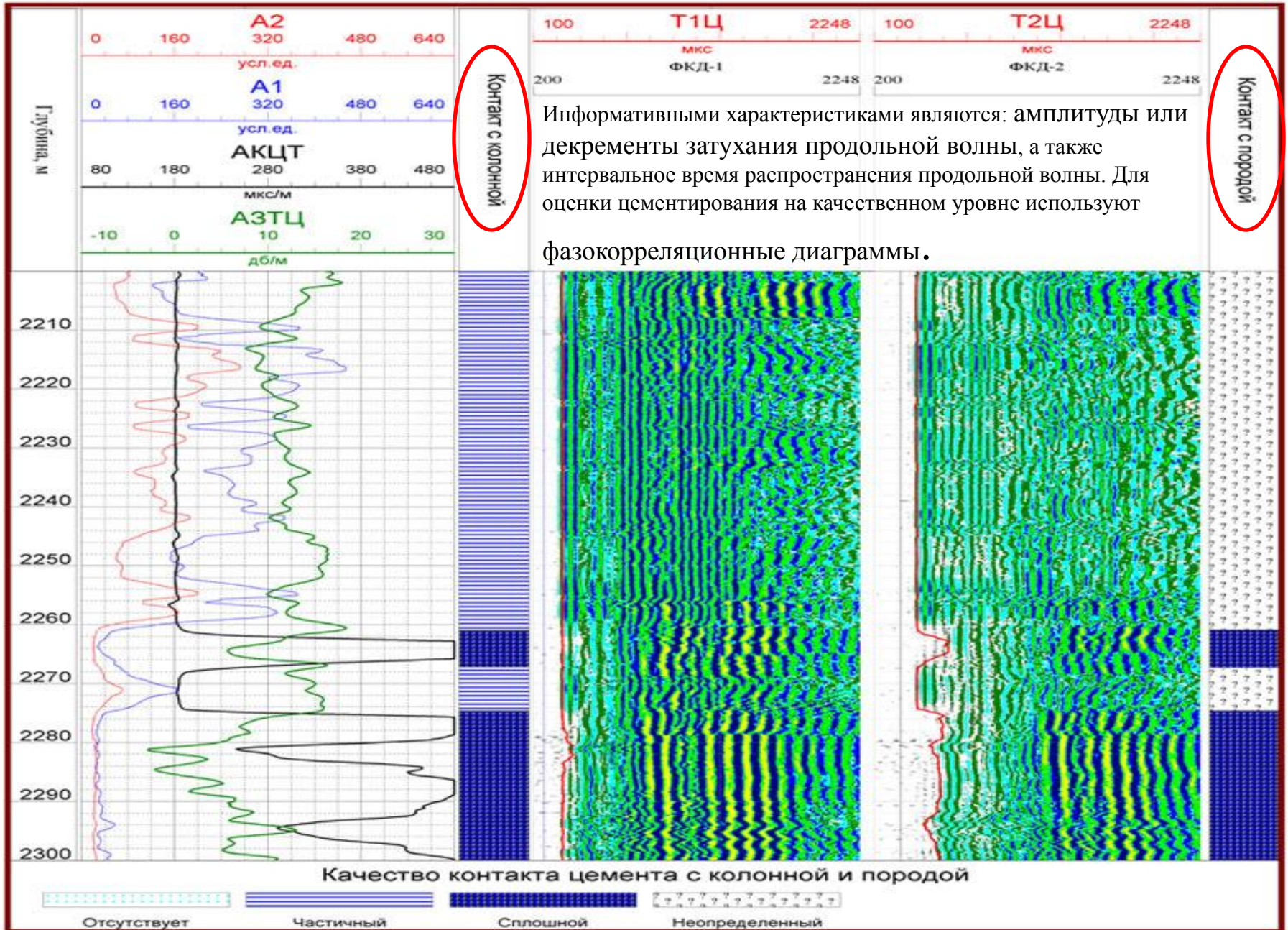


# Интегральная акустическая цементметрия





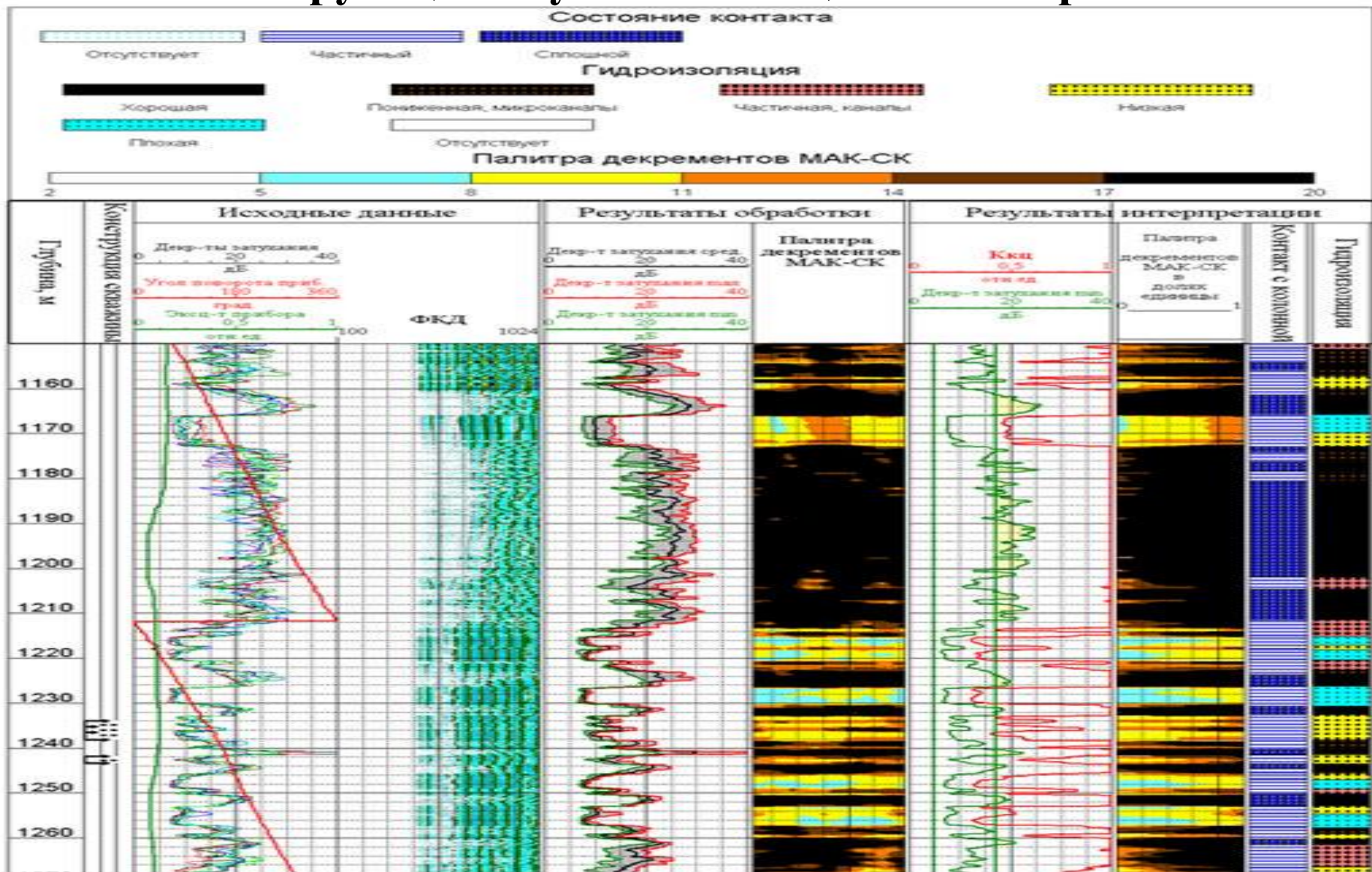
# Интегральная акустическая цементметрия



Информативными характеристиками являются: амплитуды или декременты затухания продольной волны, а также интервальное время распространения продольной волны. Для оценки цементирования на качественном уровне используют фазокорреляционные диаграммы.



# Сканирующая акустическая цементометрия

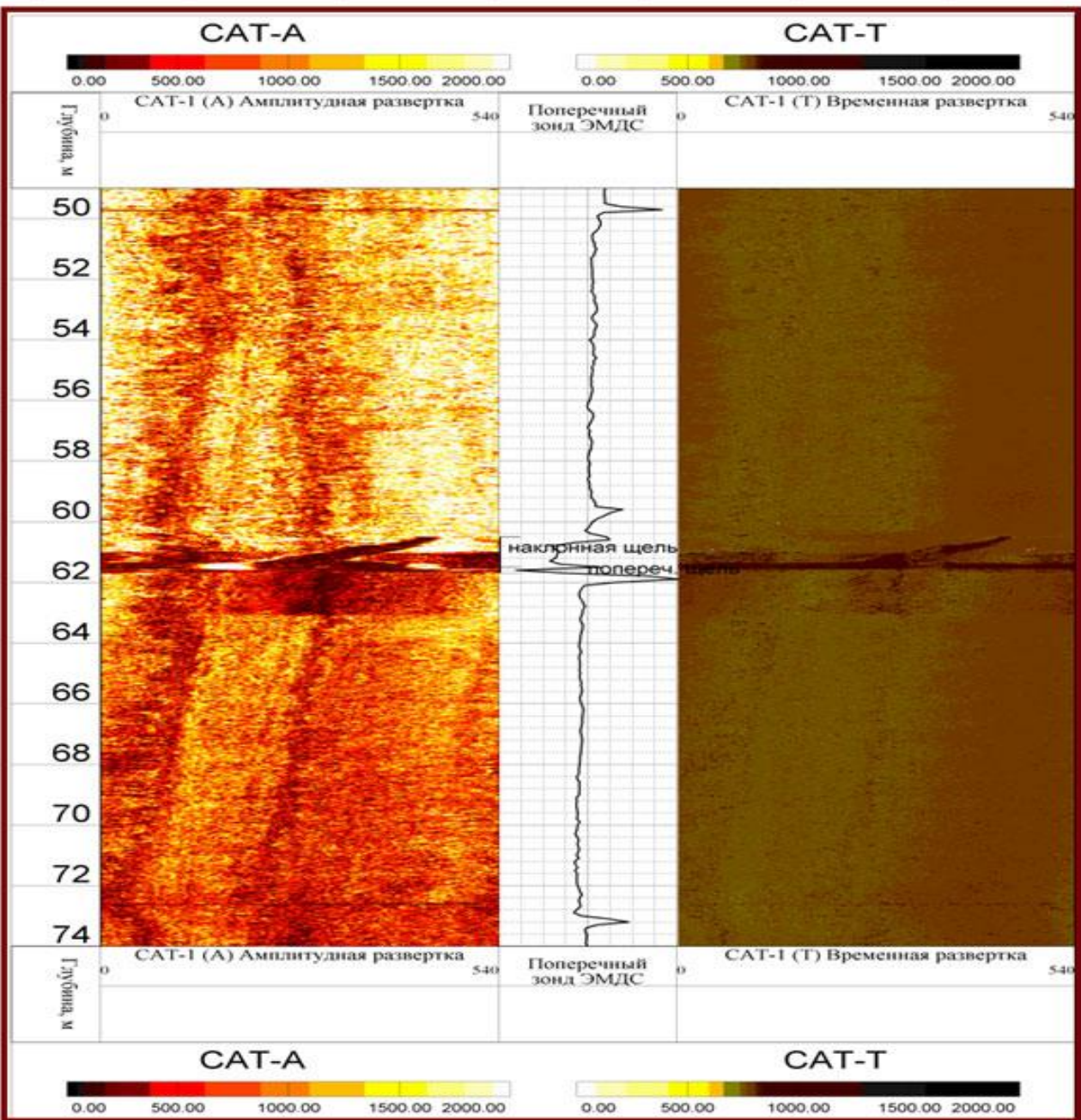


фазокорреляционные диаграммы (ФКД) – качественная характеристика состояния контакта цемента с колонной по 8 секторам, по рассчитанным декрементам затухания строится палитра декрементов затухания – развертка качества контакта цемента с колонной, степени гидроизоляции по 8 с.

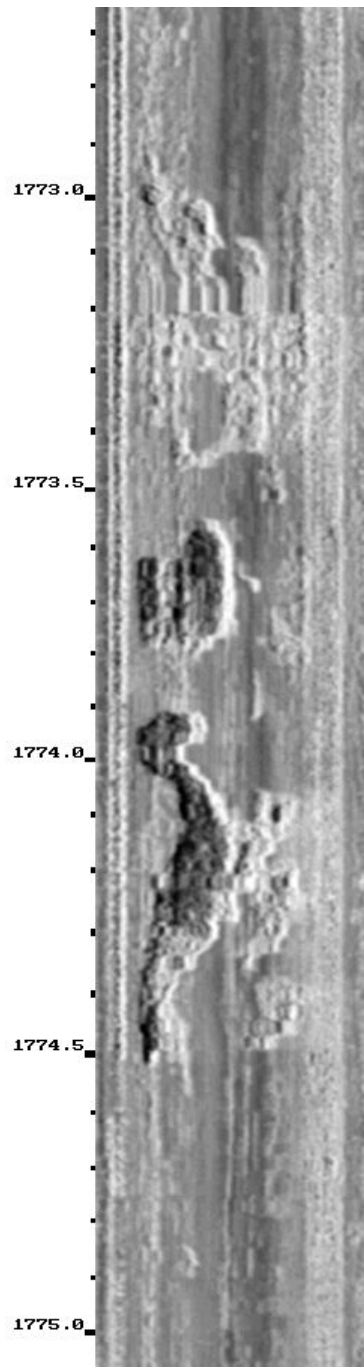


# Акустическое сканирование стенки скважины или обсадной колонны

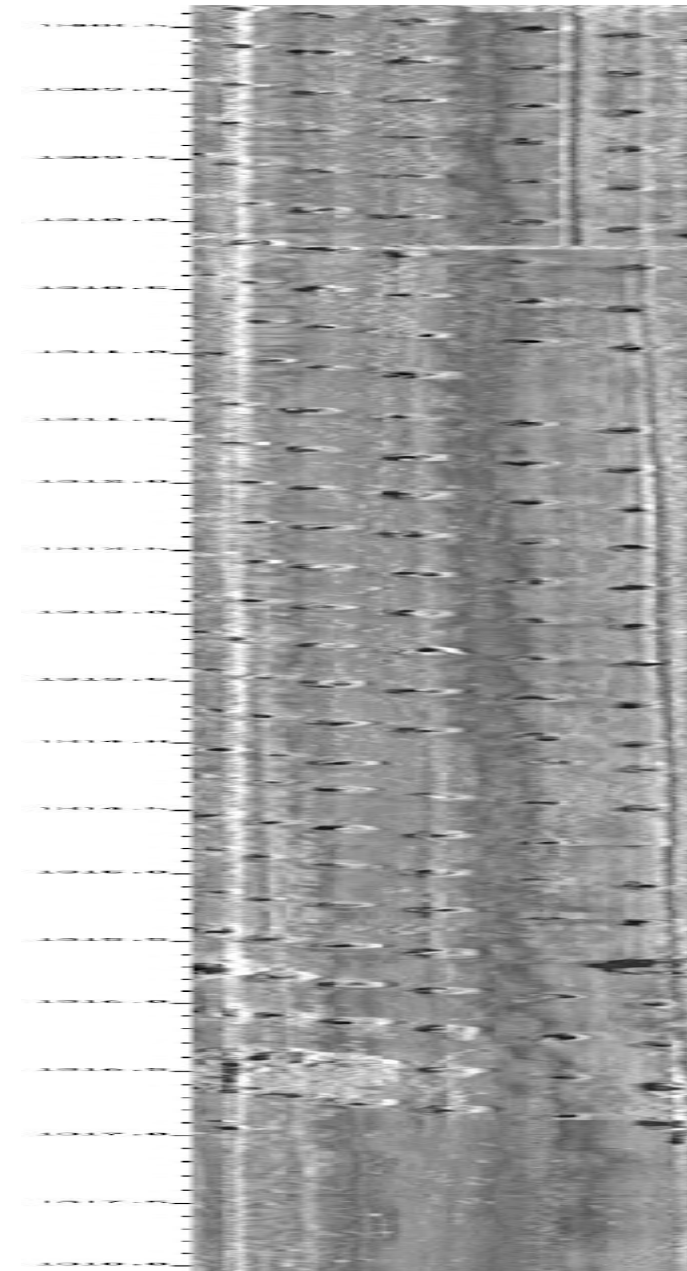
Растровое отображение стенки скважины или обсадной колонны по интенсивности отражённых от неё высокочастотных упругих импульсов. **АК-сканер** представляет собой совмещённый излучатель-приёмник упругих колебаний, вращающийся вокруг оси скважинного прибора. **Прямой метод** - получает акустическую фотографию места нарушения (колонн) и дает возможность провести визуальную диагностику. В необсаженных скважинах литологическое расчленение, выявляет кавернозные зоны, тонкослоистые пропластки и желоба.



**Выделение интервала  
износа колонны в месте  
установки ЭЦН по данным  
акустического телевизора.  
САТ-1М**



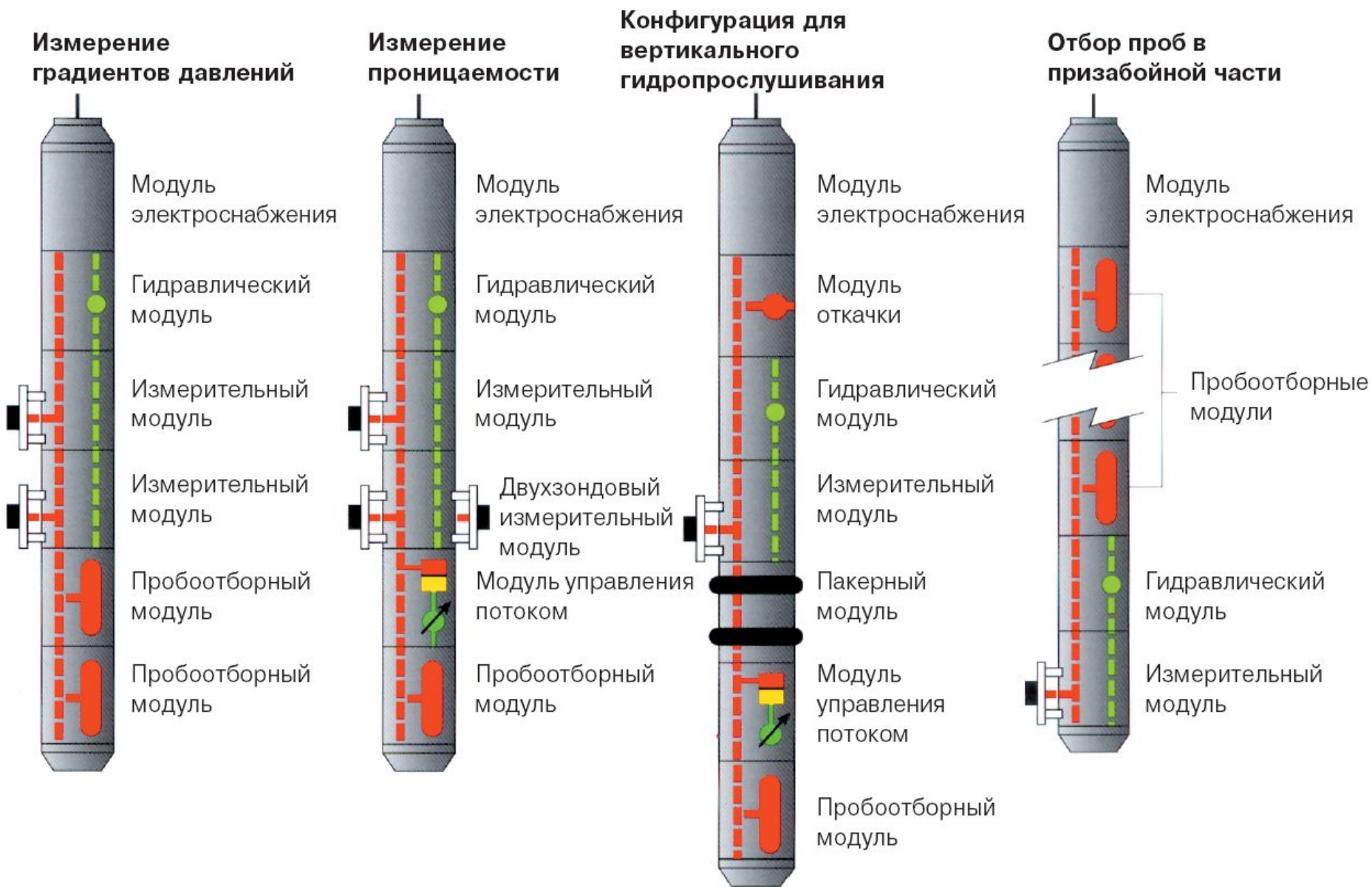
**Контроль  
качества и  
плотности  
интервала  
перфорации  
зарядами BigHole**



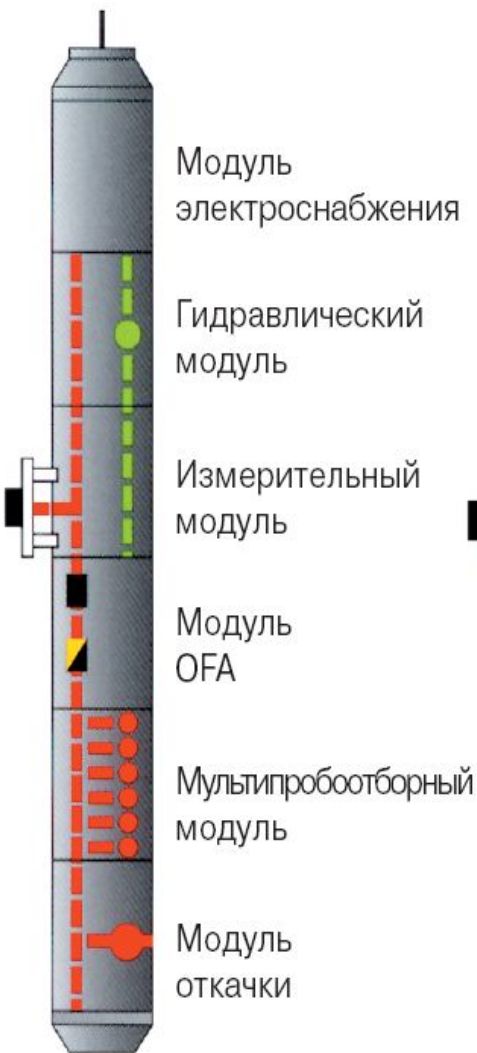
## 3.5 Опровователи на кабеле (MDT, CHDT)



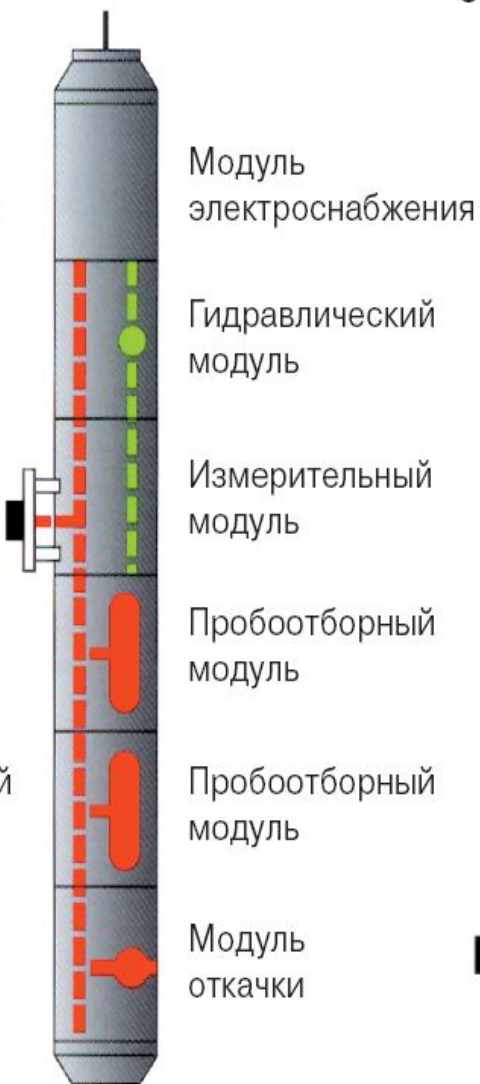
# ГДИС при испытаниях пласта – КИИ (ИПК/ИПТ) (MDT - Modular Formation Dynamics Tester)



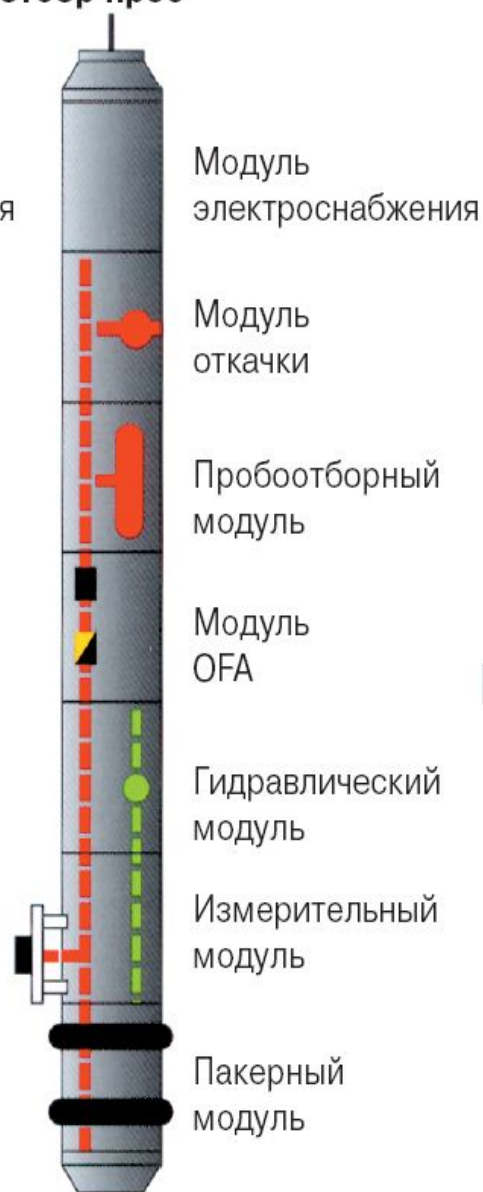
### Отбор проб для анализа PVT



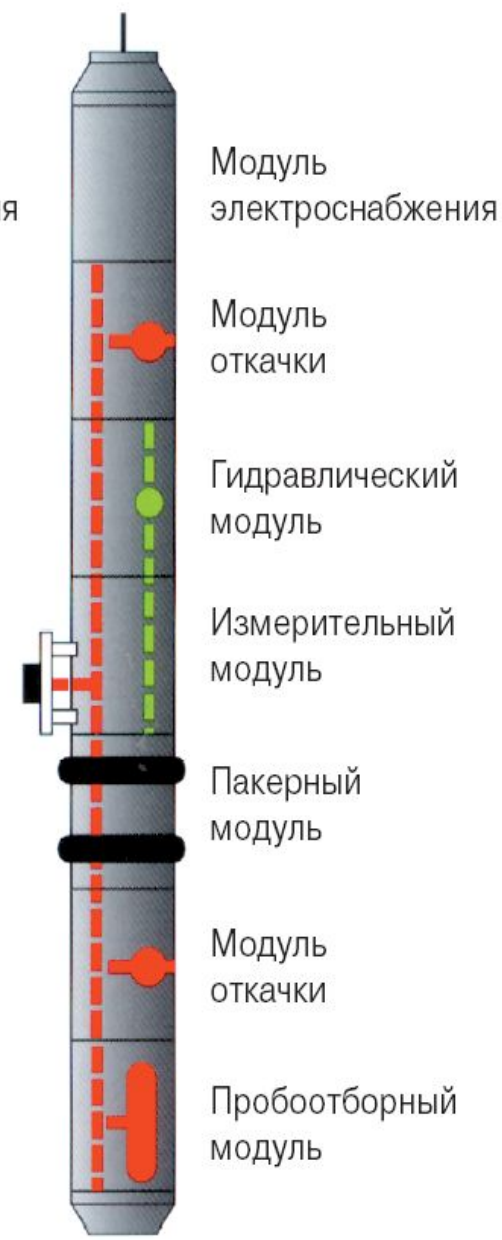
### Отбор представительной пластовой пробы



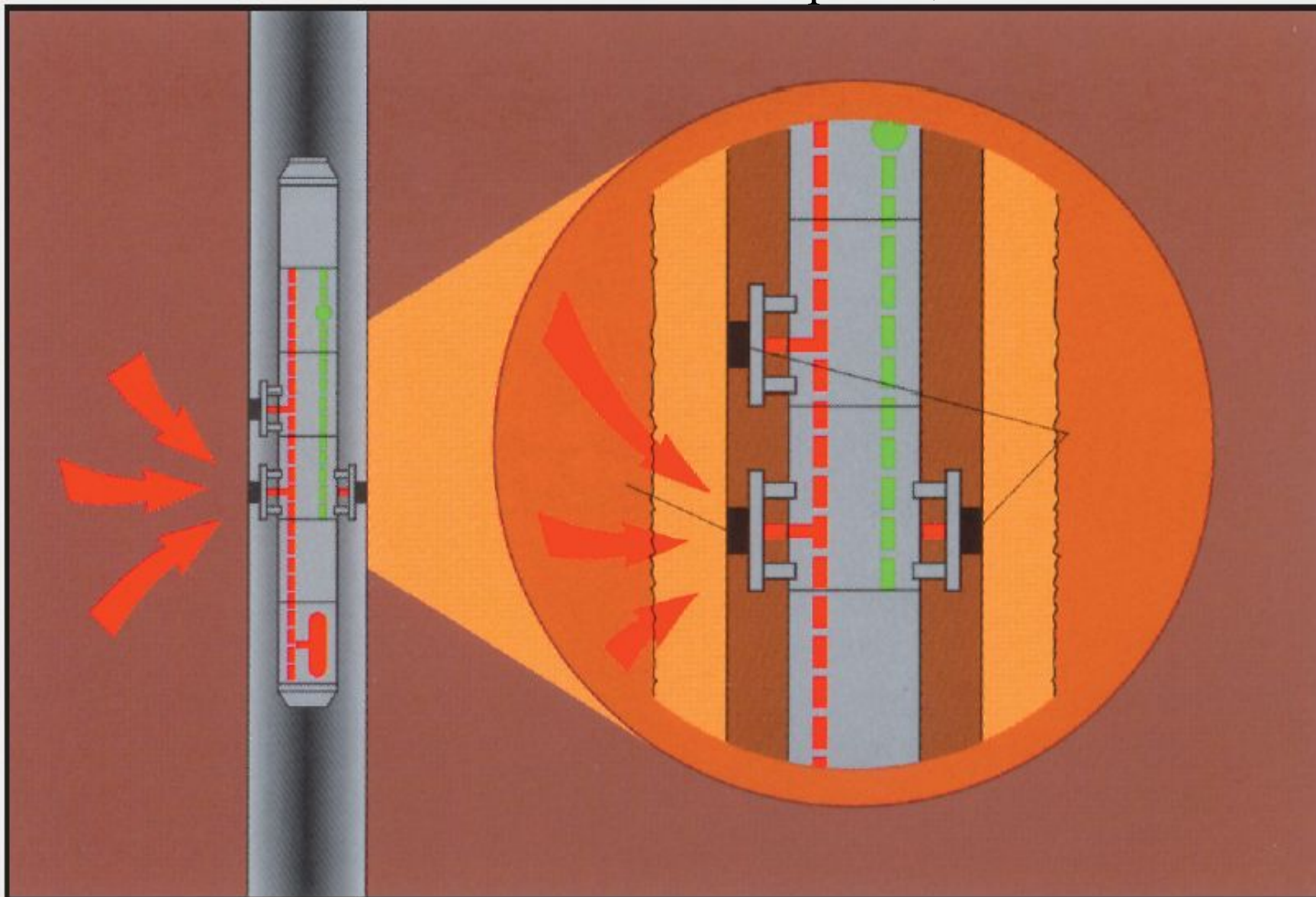
### Одновременное измерение давлений пакерным и измерительными модулями и отбор проб



### Конфигурация с двумя модулями откачки



# Трехзондовая конфигурация MDT для замера давлений и проницаемостей $K_x$ - $K_z$





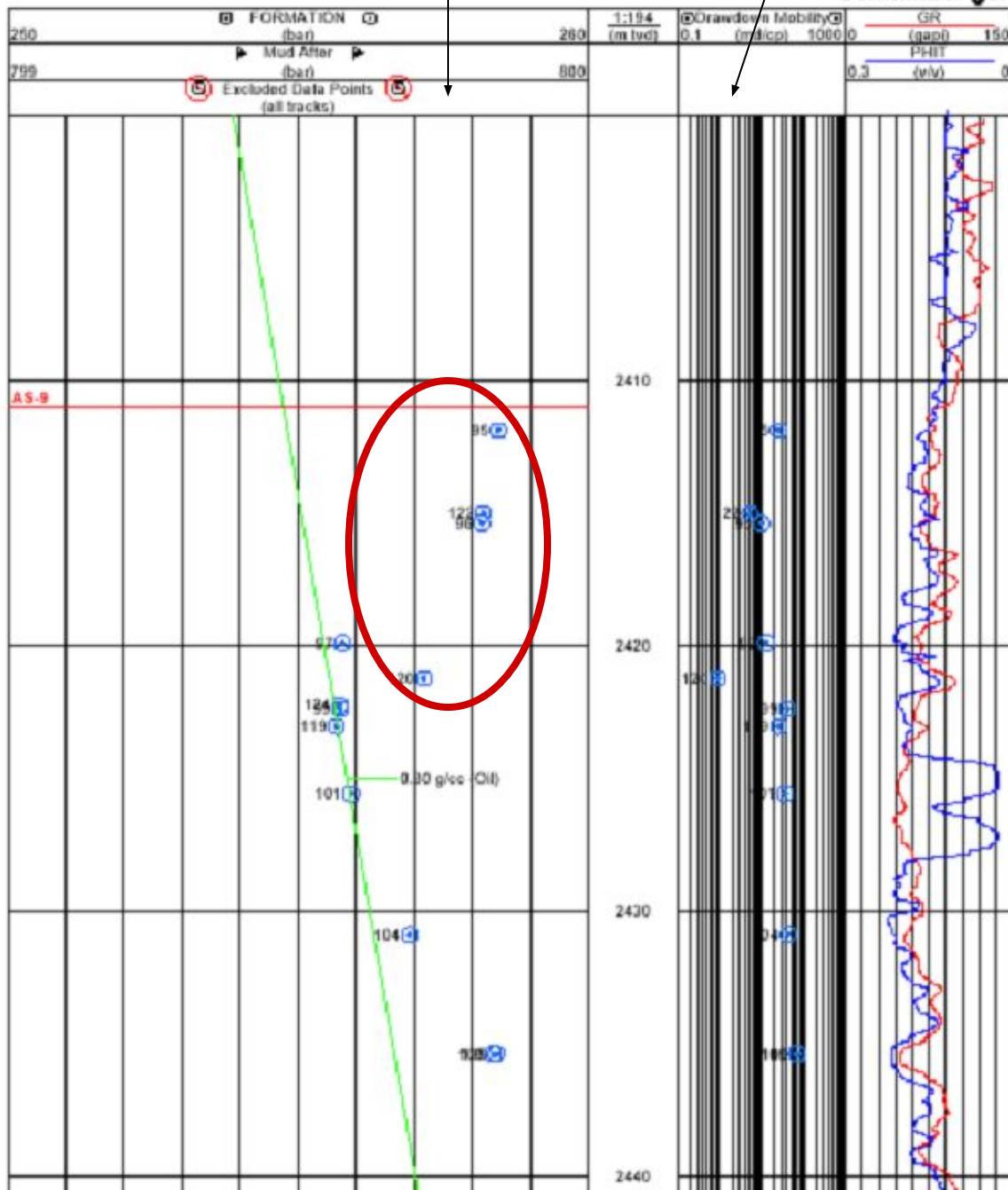
Увеличенный участок пласта AS-10

Pressure vs Depth

Давление Рпл

Подвижность

Schlumberger

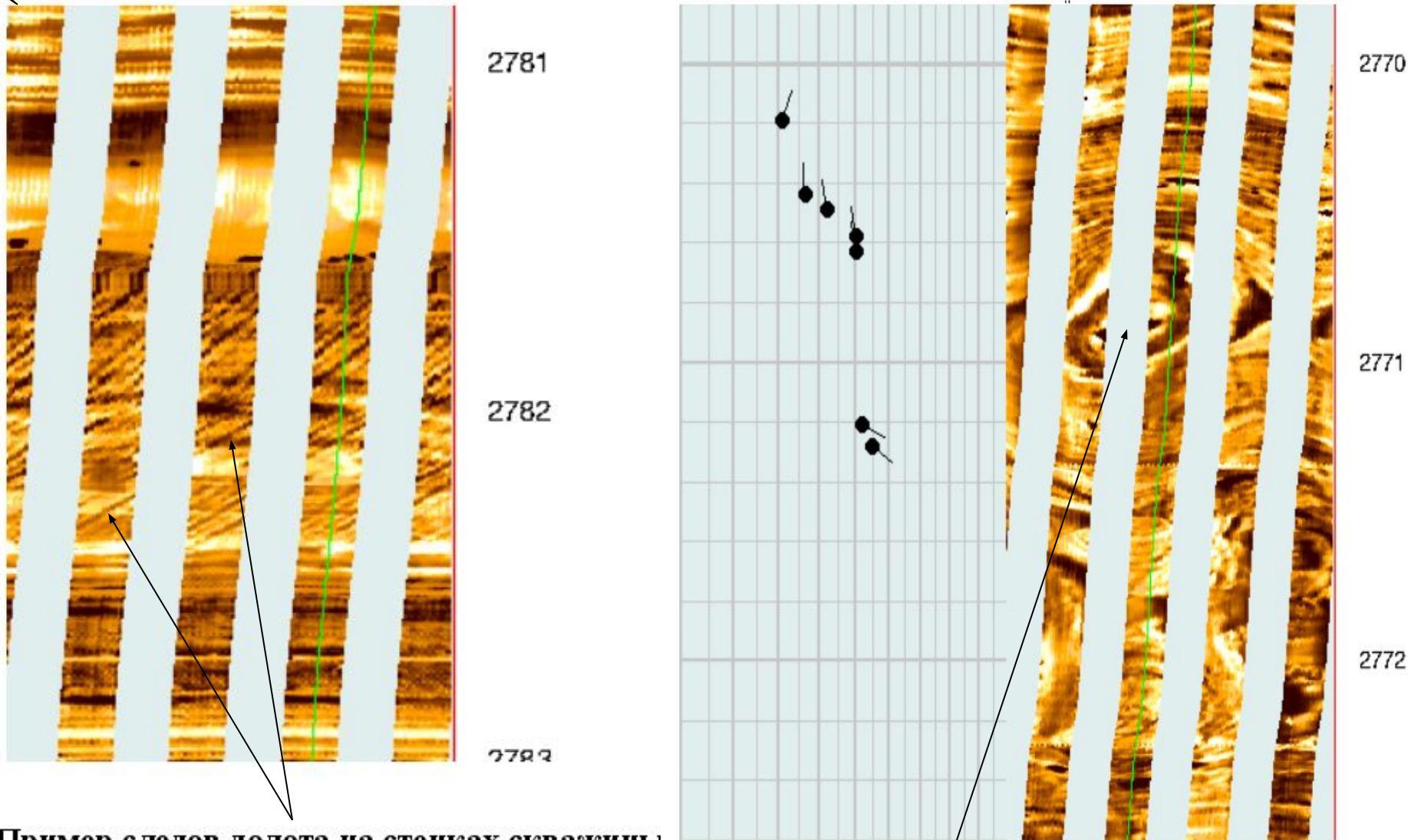


сква. 12312 (k=15md)

**АПРОБАЦИЯ  
 НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ  
 СРЕДСТВ ГДИС  
 В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ  
 Пример - МДТ  
 для оценки  
 анизотропии пластов  
 (вертикальной и  
 горизонтальной  $K_{пр}$ )**

# Методы сканирования ствола

(FMI - Formation Micro Imager / FMS)

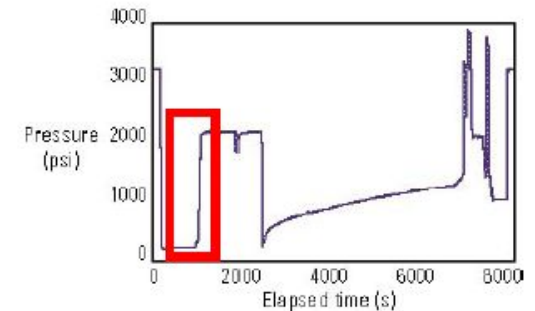
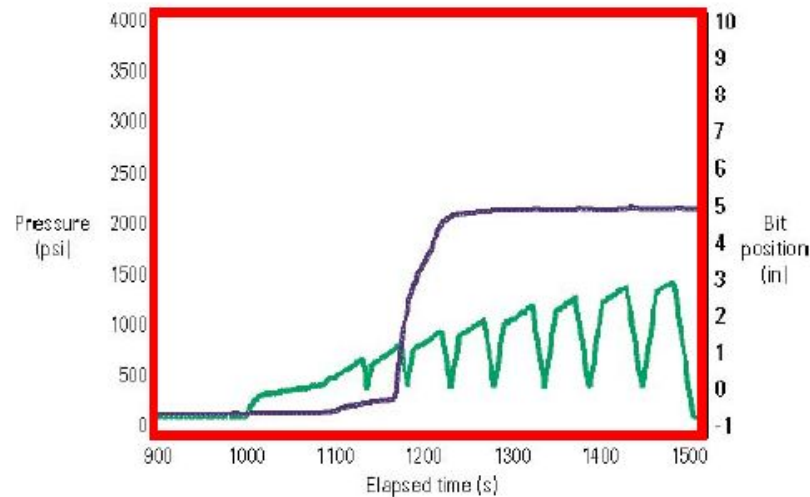
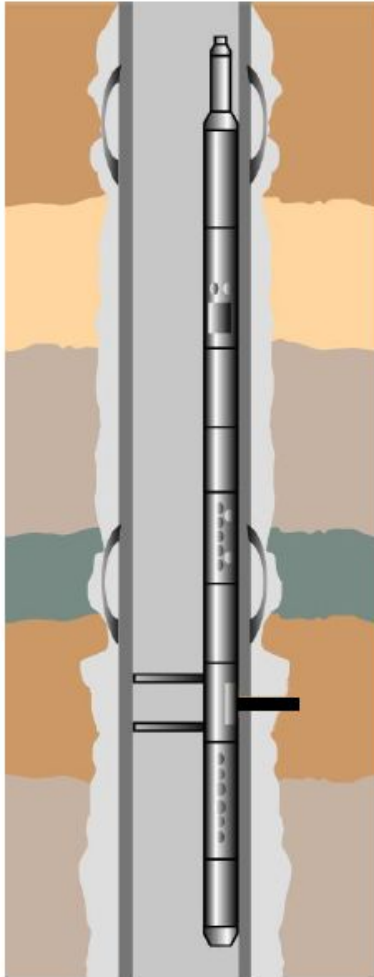


Пример следов долота на стенках скважины

Интервал 2781.5 - 2782.5 м

Рис. 8-Пример микроструктуры обложения в глинах на глубине 2771 м

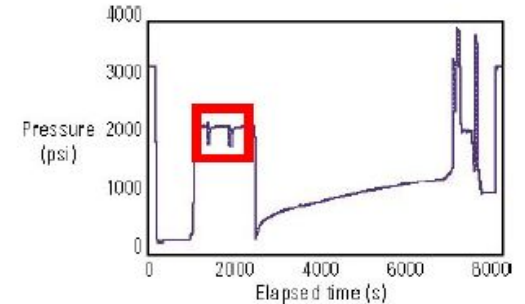
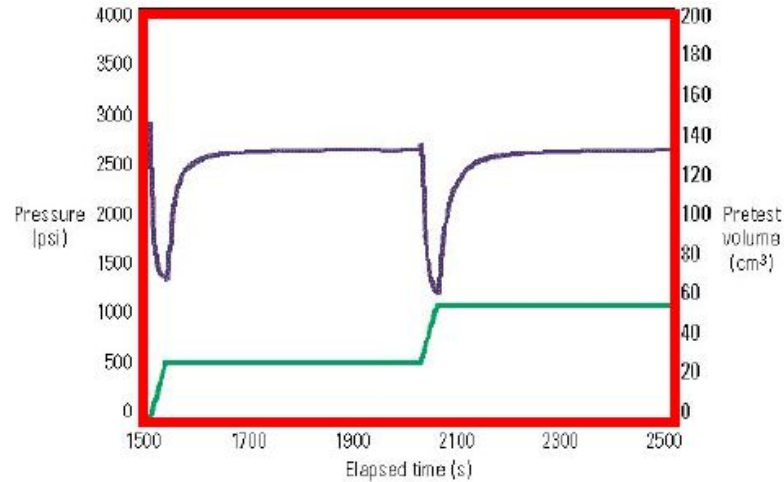
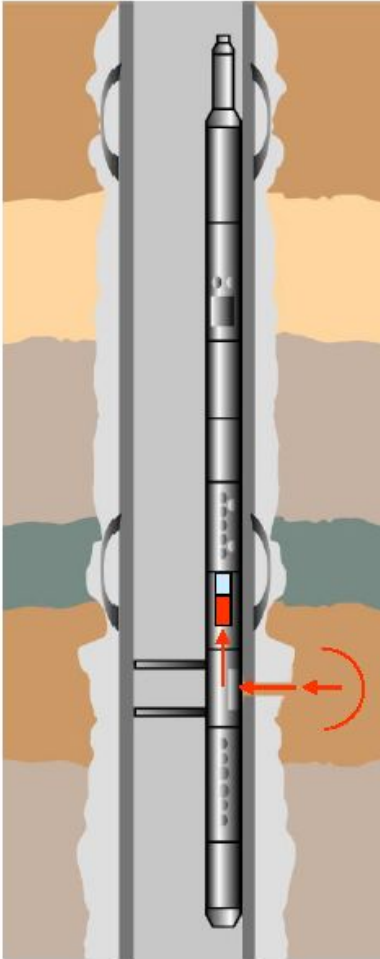
# Drills Through Casing, Cement and Formation



- CHDT tool drills through casing, cement and into the formation to enhance the effective flow area.
- Drilling transitions from casing to formation are monitored.
- Drilled hole diameter is 0.28 in.
- Minimized formation damage ensures a representative pressure response.
- More pressure tests are made per run than with conventional methods.

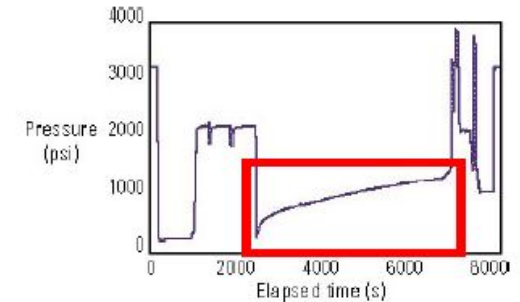
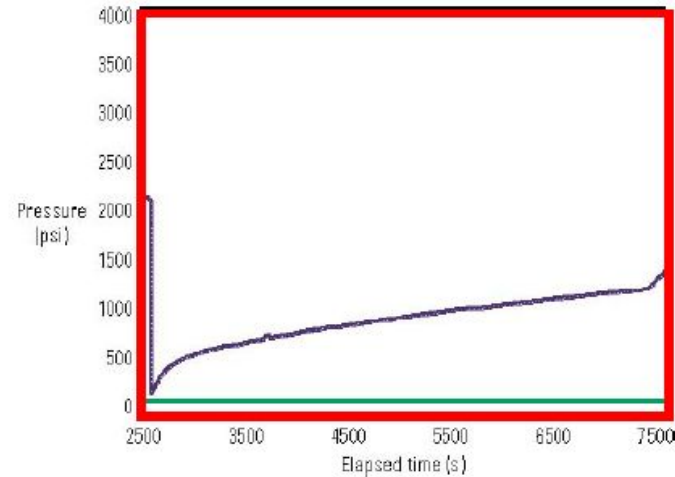
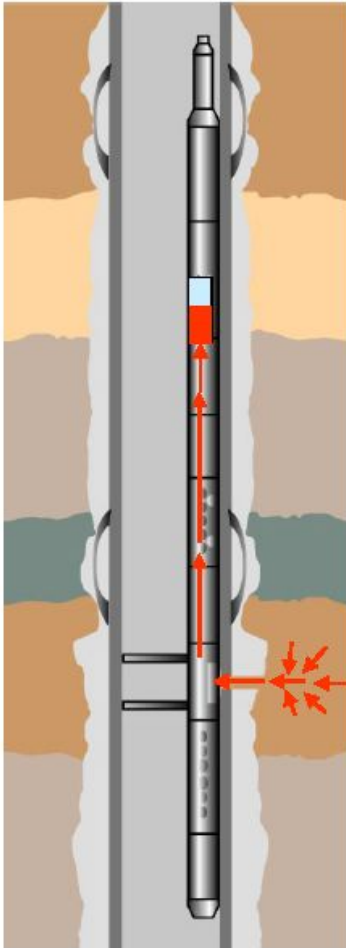


# CHDT Pretests



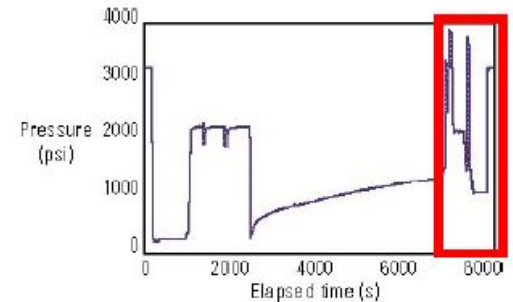
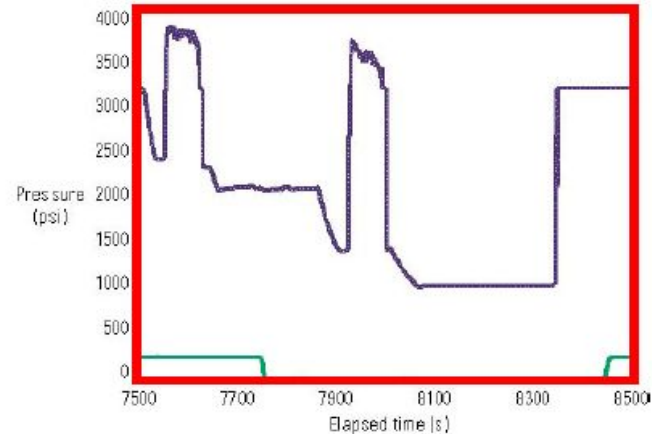
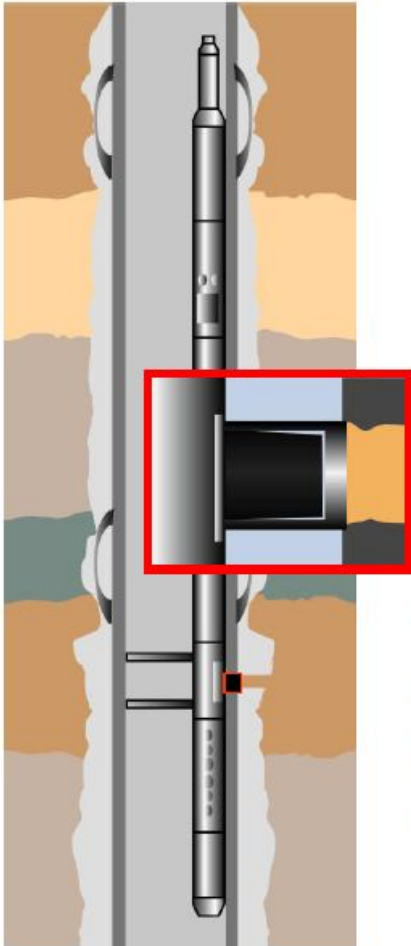
- Unlimited pretests ensure repeatability.
- Pretest potentiometer provides accurate volume and rate measurement.
- Variable volume and rate ensure mobility measurement in a wide range of formations.
- CQG Crystal Quartz Gauge achieves high resolution, high accuracy and fast response.

# CHDT Sampling



- Multiple samples on a single descent (limited only by rig-up height)
- 4<sup>1</sup>/<sub>4</sub>-in. diameter sample chambers for 5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>-in. casing applications
- Conventional or advanced PVT sampling with MDT modules
- Combinable with pumpout, OFA and multisampler modules in minimum 7-in. casing
- Resistivity cell for monitoring fluid type

# CHDT Plug and Plug Seal Test



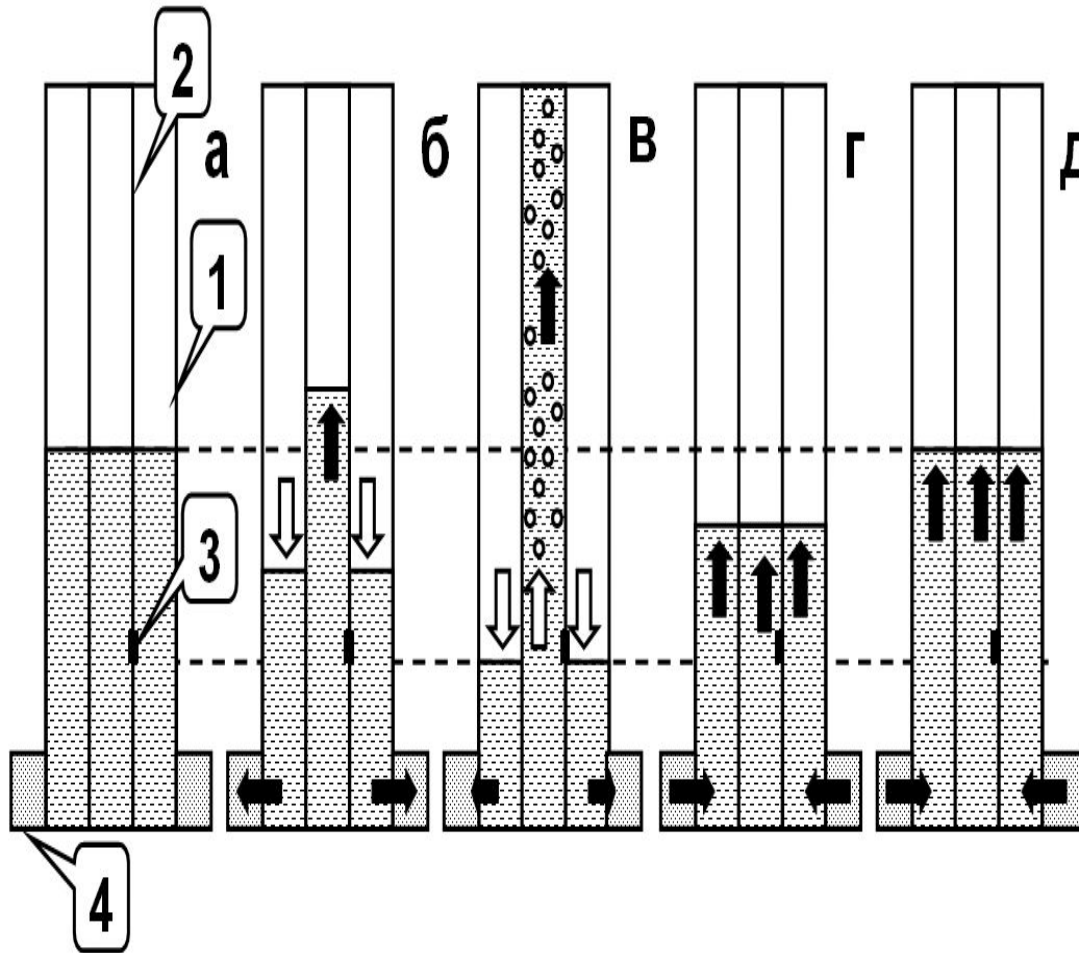
- Unique ability to plug up to six holes per descent
- Mechanical plug for pressure seal to 10,000-psi bidirectional
- High corrosion resistance
- Low profile (maximum casing ID upset of 0.03 in.)



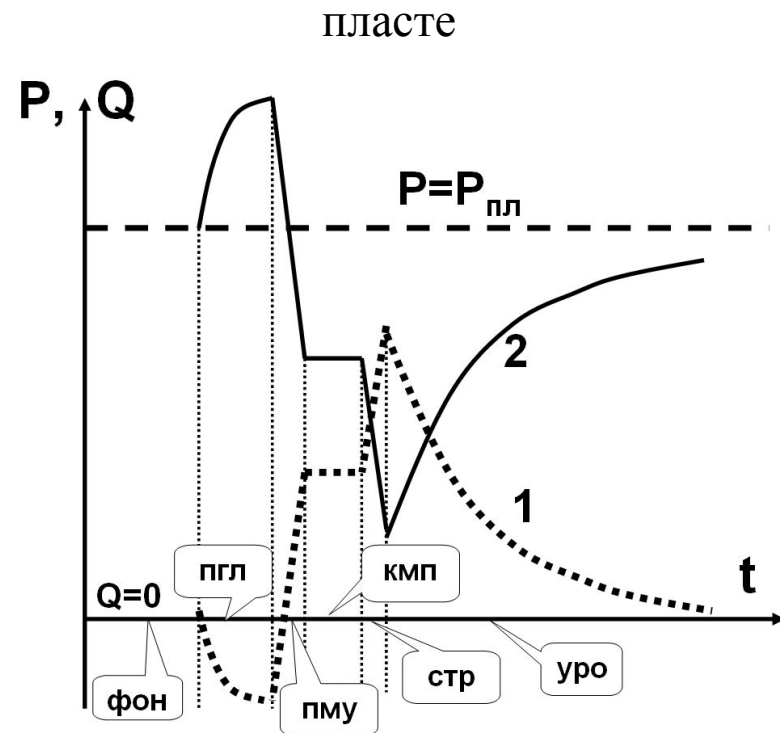
## 3.6 Вызов притока при проведении исследований

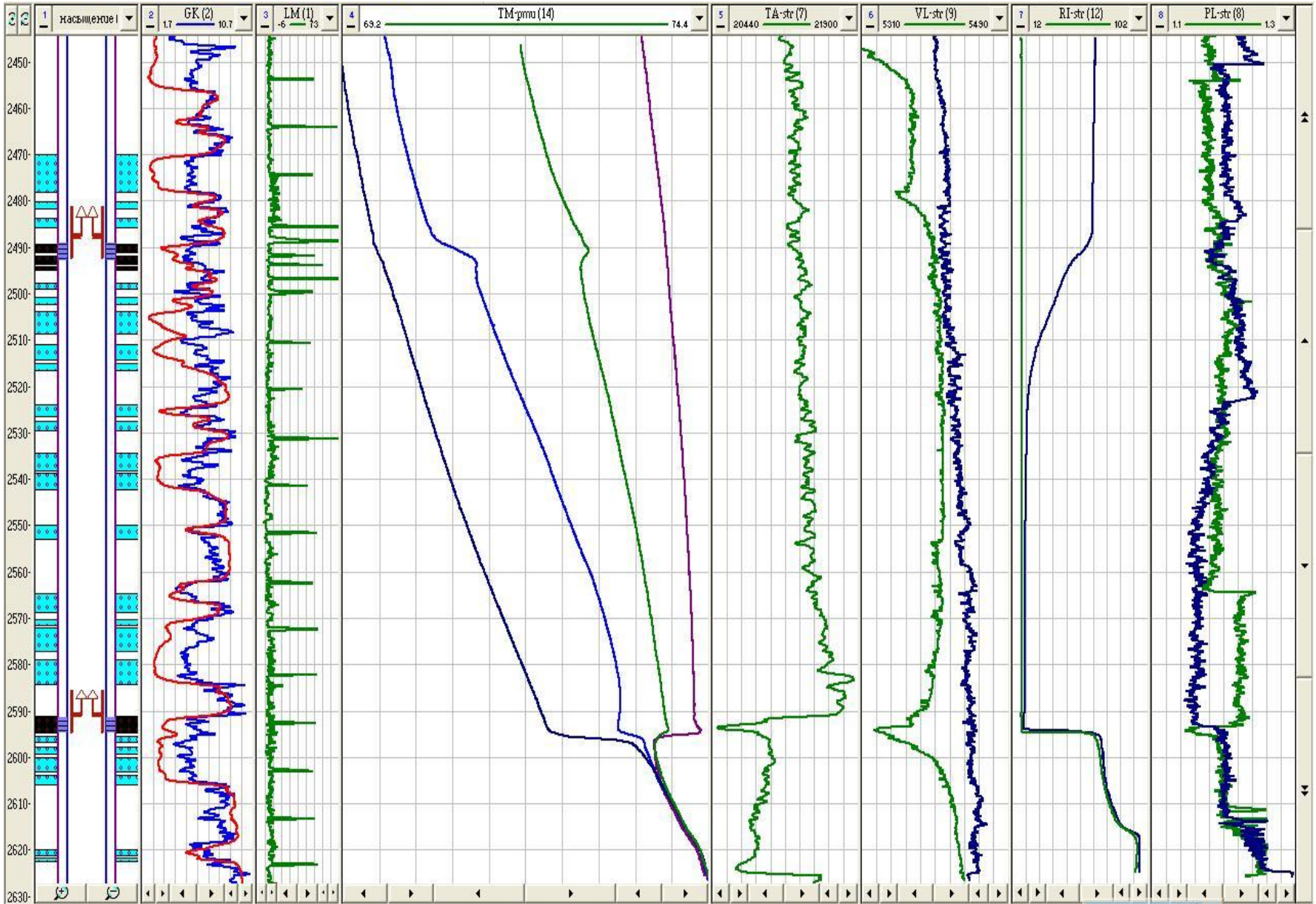
## Технология освоения скважин

компрессированием «а» – начальное состояние; «б» – начало закачки газа в затрубье с задавкой жидкости в пласт; «в» – работа пусковой муфты; «г» – стравливание газа; «д» – восстановление уровня. 1 – обсадная колонна, 2 – НКТ, 3 – пусковая муфта, 4 – осваиваемый пласт, стрелками показано направление движения флюида в скважине и

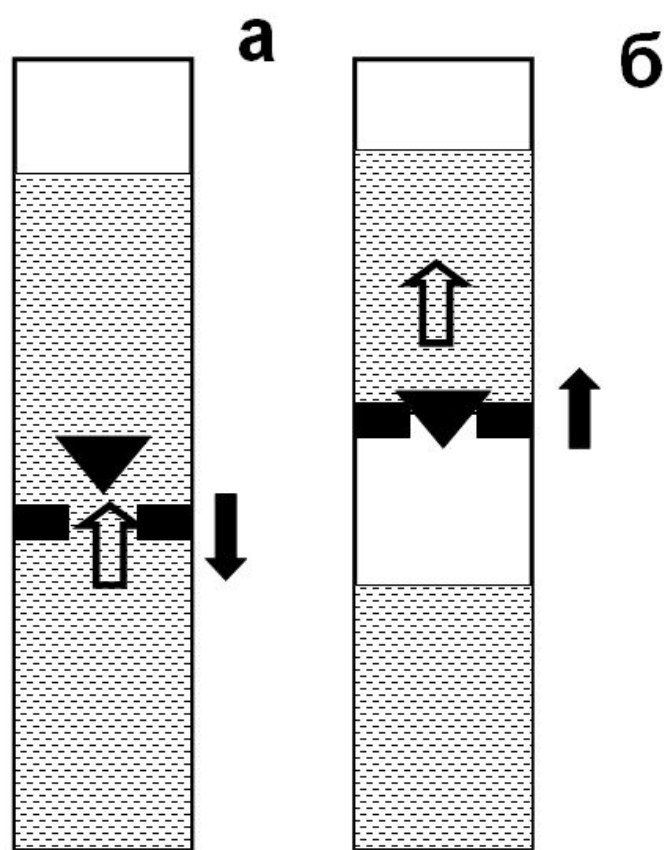


Освоение скважины компрессированием  
1, 2 – кривые изменения  
расхода  $Q$  и давления  $P$  во времени  $t$





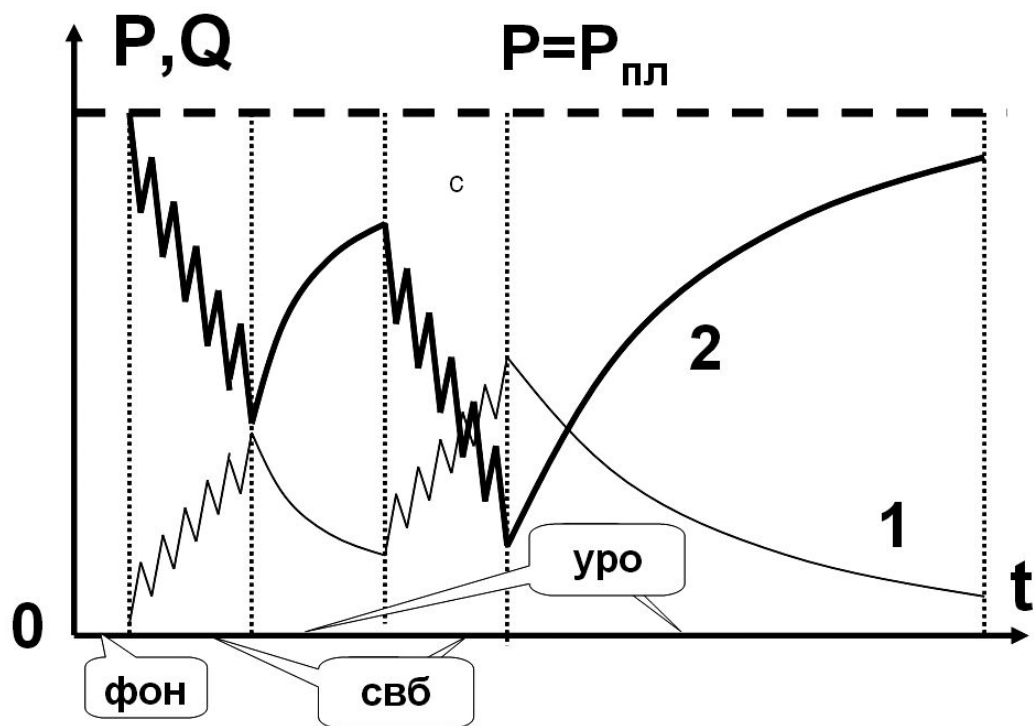


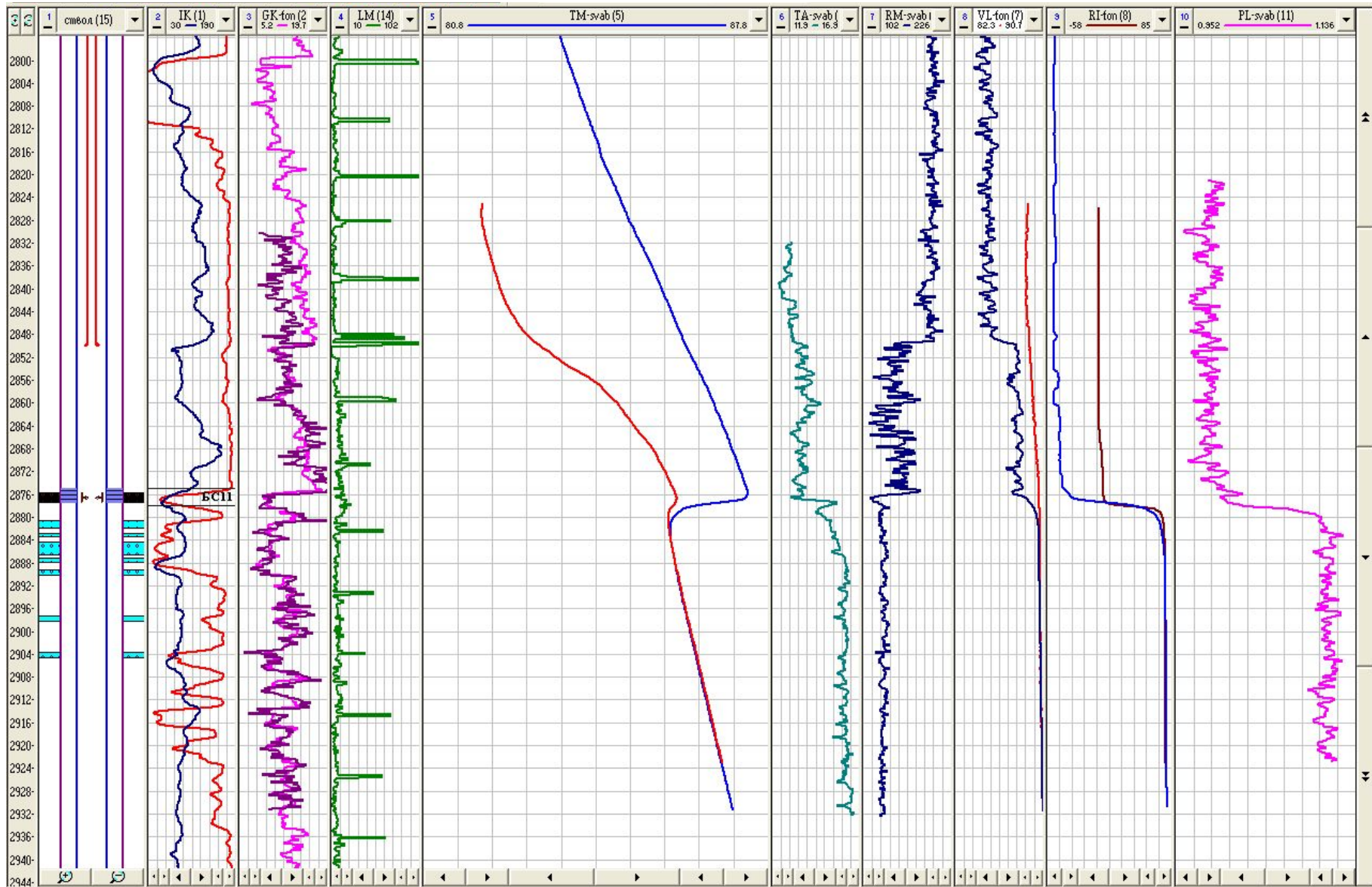


Технология освоения скважины свабированием «а» – сваб движется вниз, клапан сваба открыт; «б» – сваб движется вверх и захватывает часть жидкости, клапан

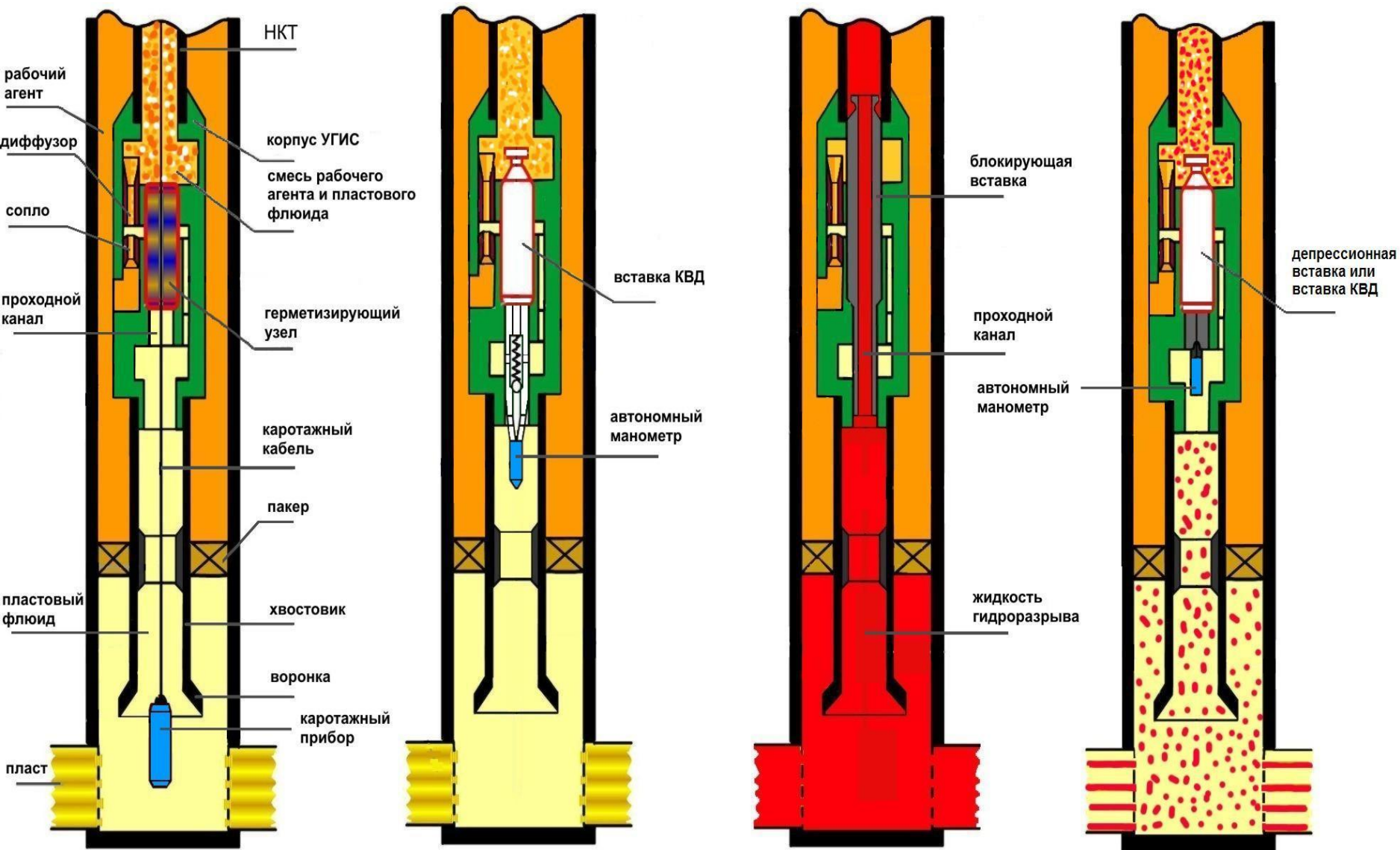
сваба закрыт

Освоение скважины свабированием  
1, 2 – кривые изменения  
расхода  $Q$  и давления  $P$  во времени





# Проведение ГТМ-ГДИС с помощью струйных насосов



**а)** Проведение ПГИ, перфорации и акустического воздействия при депрессии на пласт до ГРП. ПГИ после ГРП

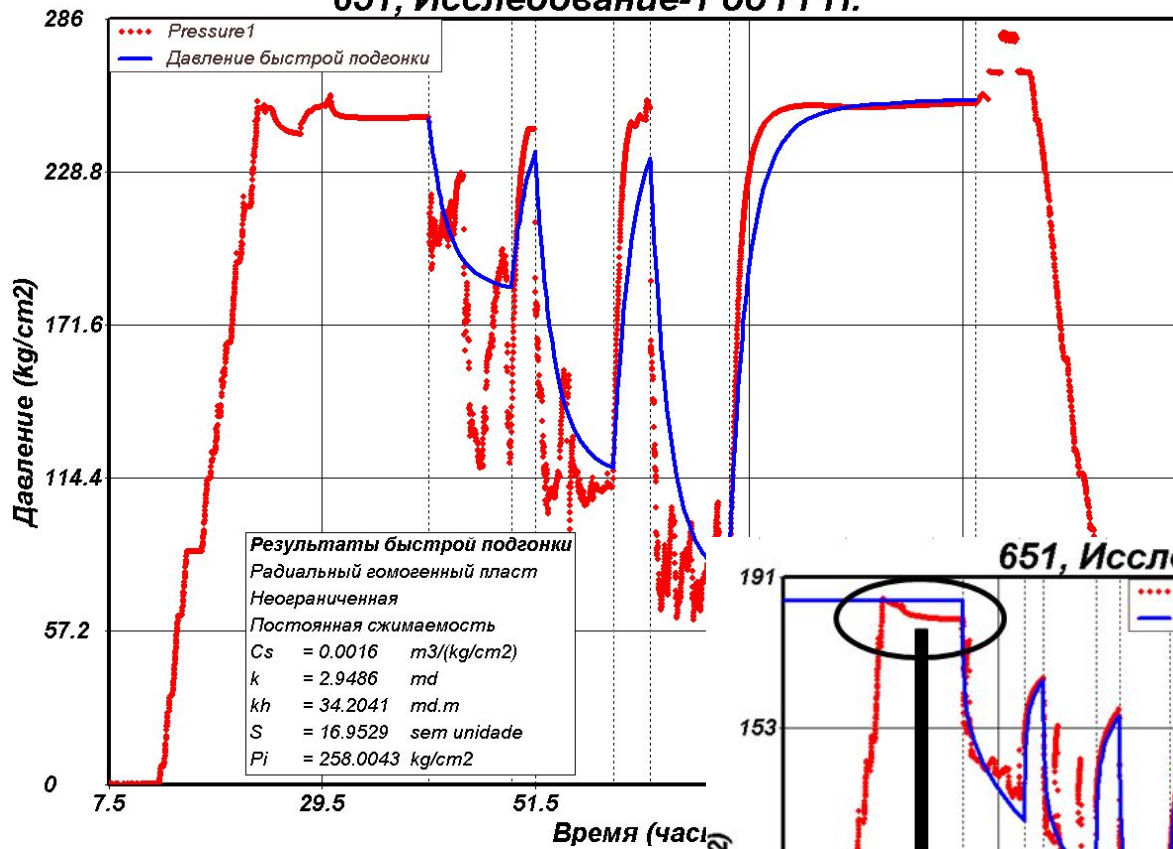
**б)** Регистрация КВД и индикаторных кривых до и после ГРП.

**в)** Проведение гидроразрыва пласта.

**г)** Освоение скважины после ГРП без применения колтюбинга.

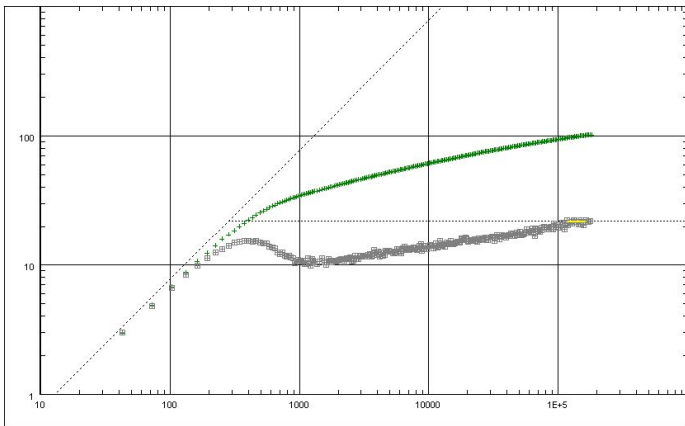
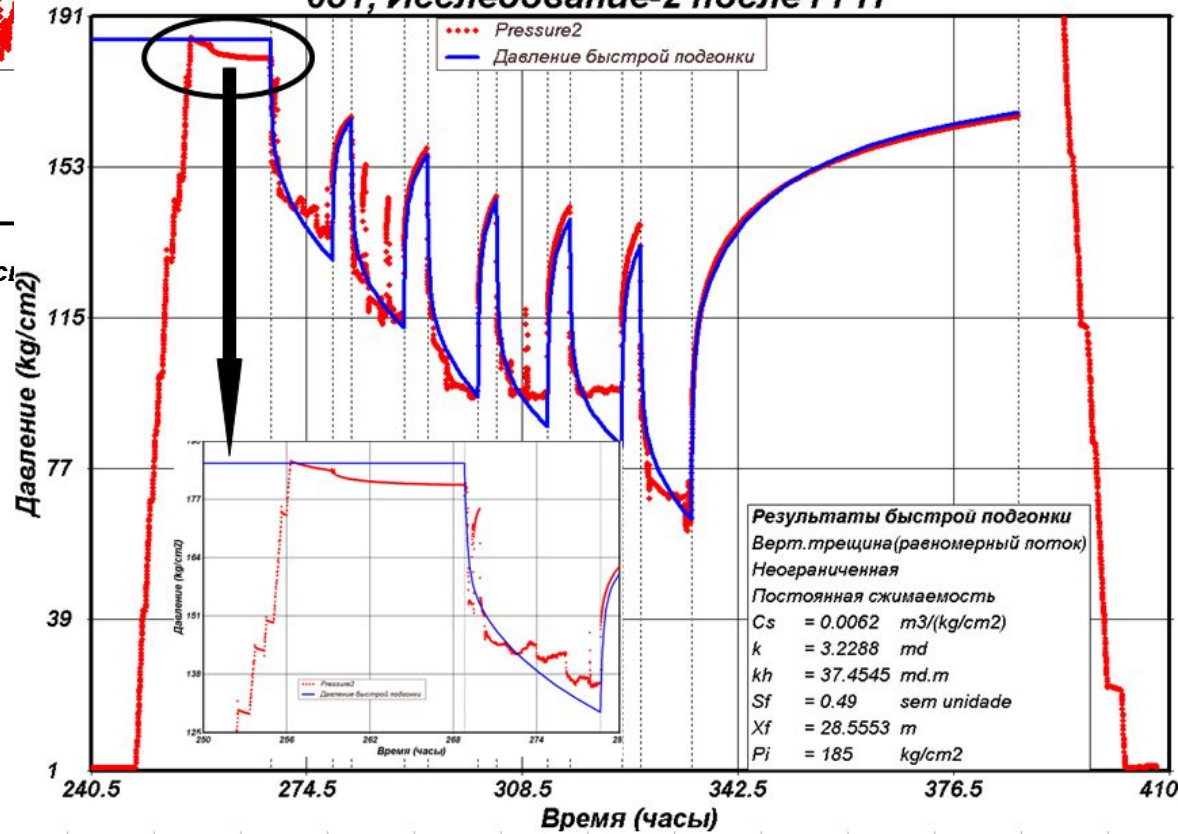


### 651, Исследование-1 до ГРП.



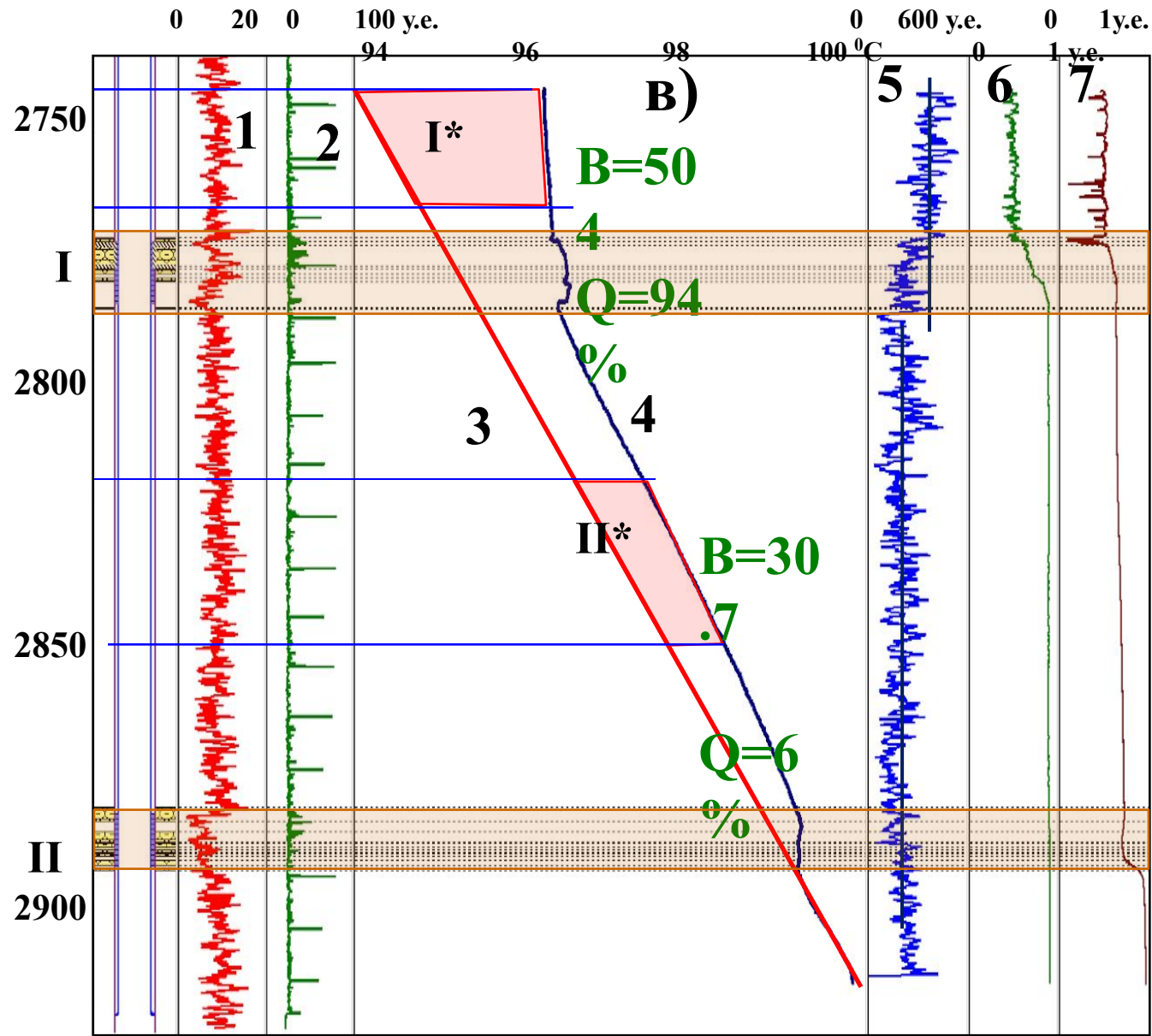
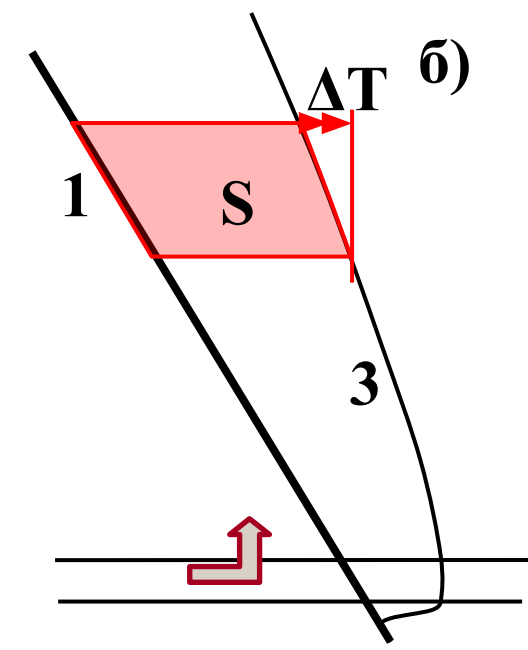
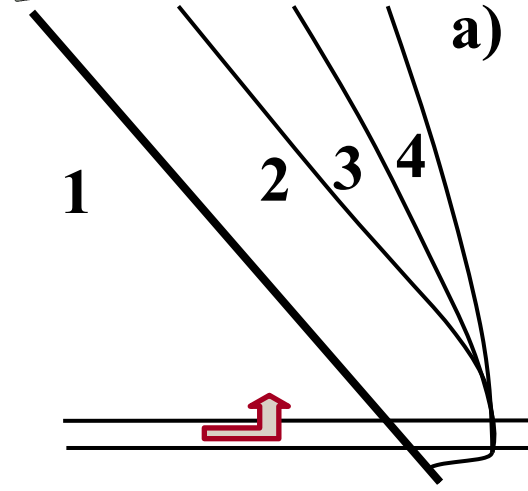
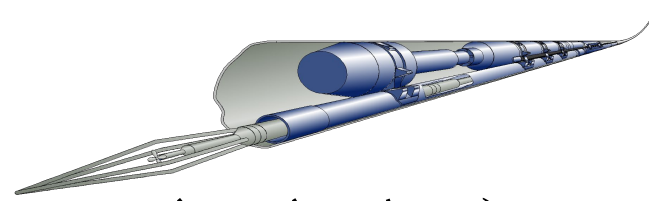
Примеры исследований со струйным насосом

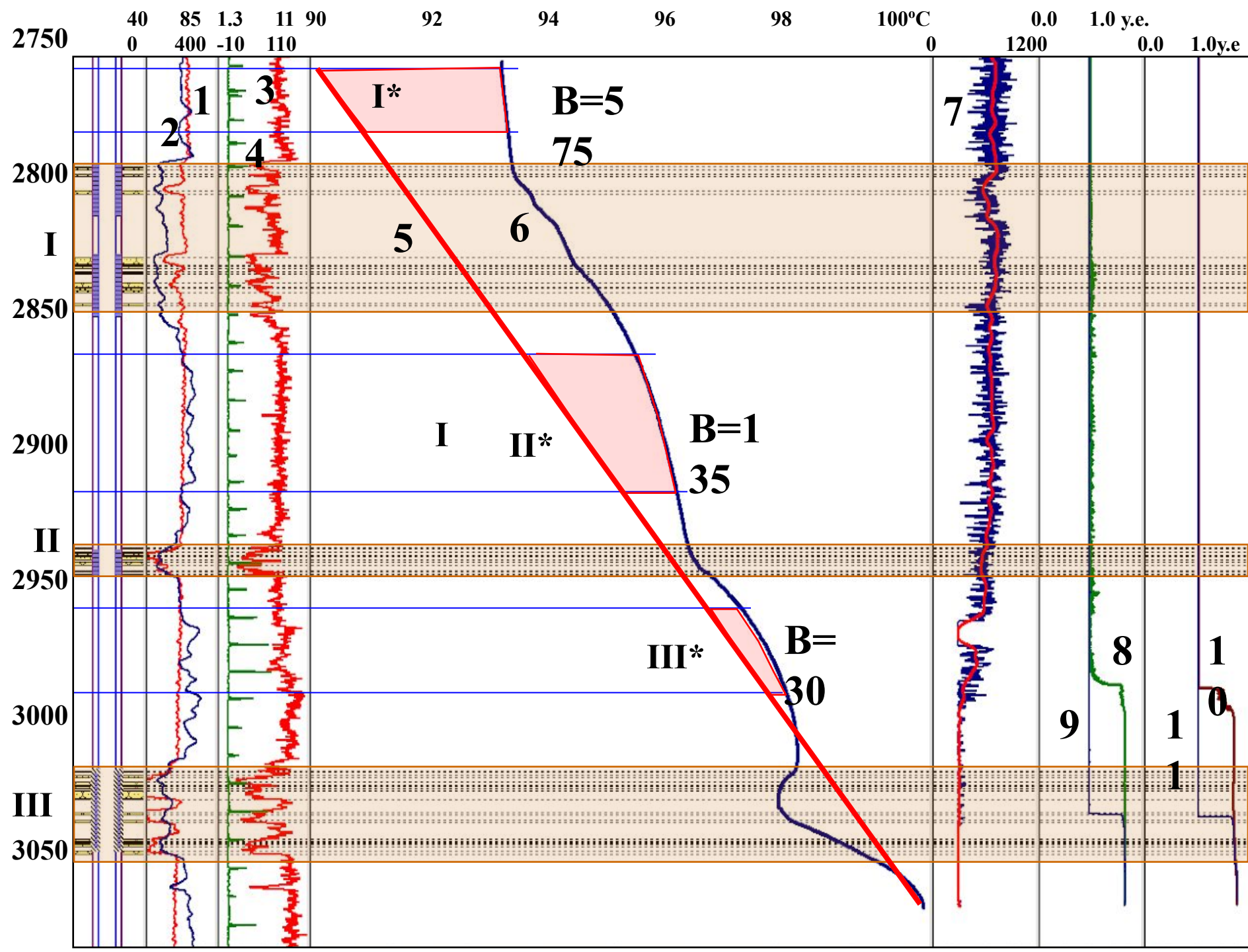
### 651, Исследование-2 после ГРП



Log-Log plot: dp and dp' [bar] vs dt [hr]

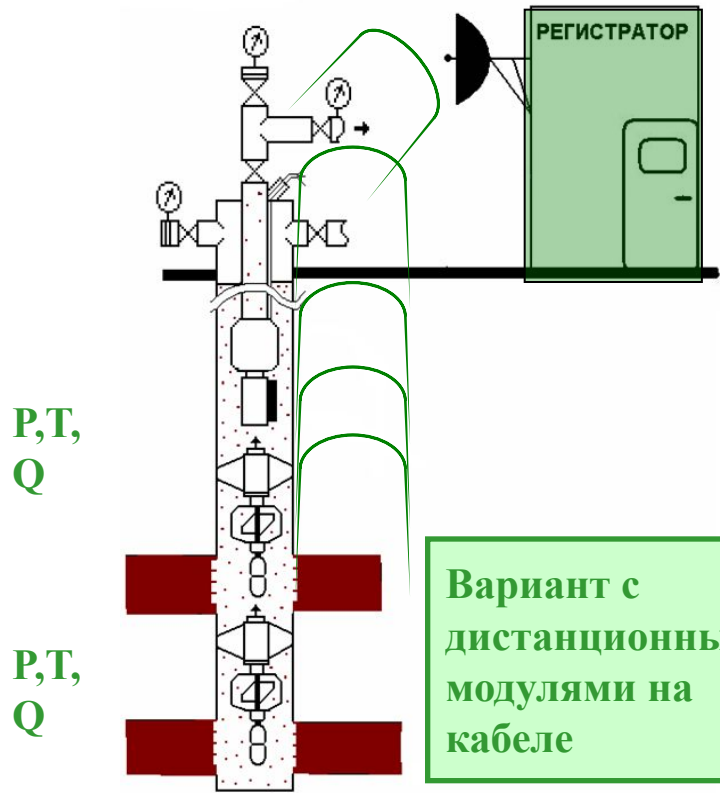
# Результаты исследований в скважине ЭЦН, оборудованной системой байпассирования «Y-tool»





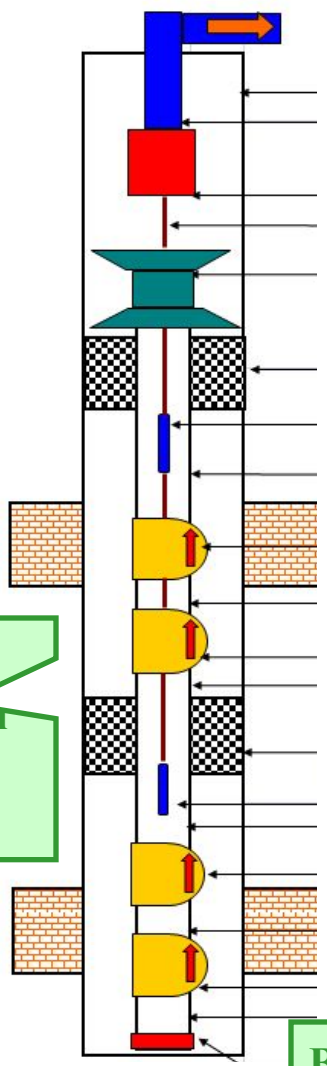


# Стационарные дистанционные информационно-измерительные системы (СИИС)



Вариант с дистанционными модулями на кабеле

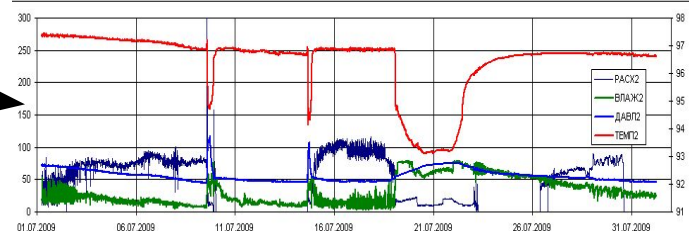
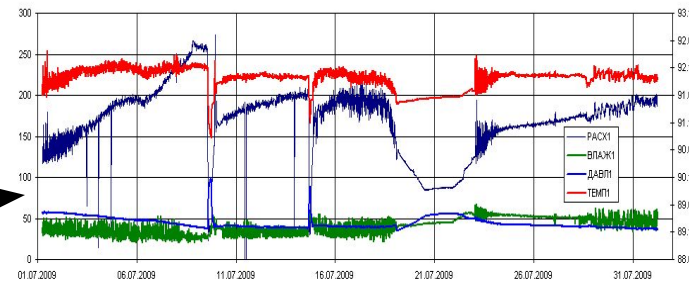
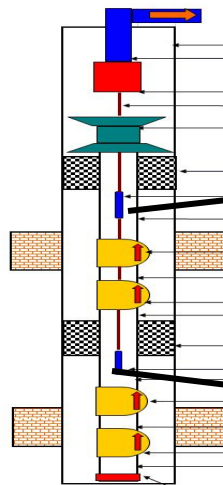
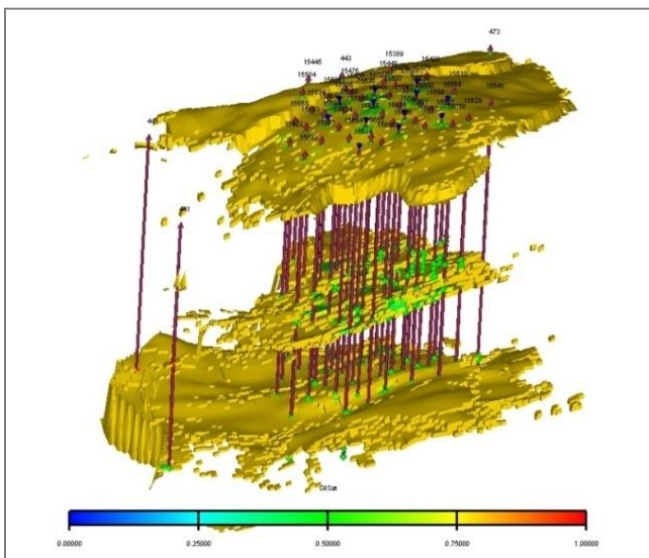
Вариант с дистанционными модулями на якорях



Вариант с дистанционными модулями, встроенными в оборудование типа ОРЭ

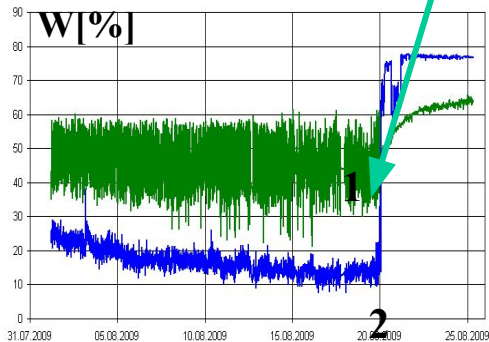


# Технология индивидуального непрерывного глубинного мониторинга добычи и разработки по Стационарным ИИС (применительно к оборудованию одновременно-раздельной эксплуатации)

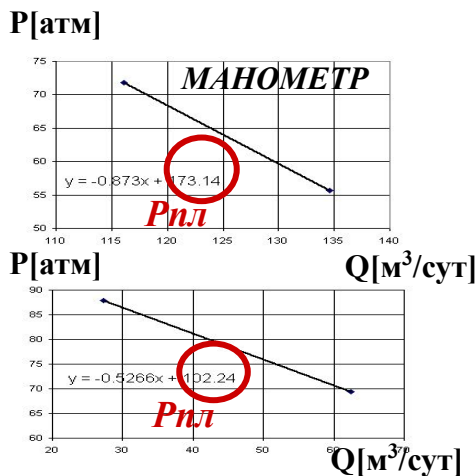


## ДИАГНОСТИКА ОБВОДНЕНИЯ

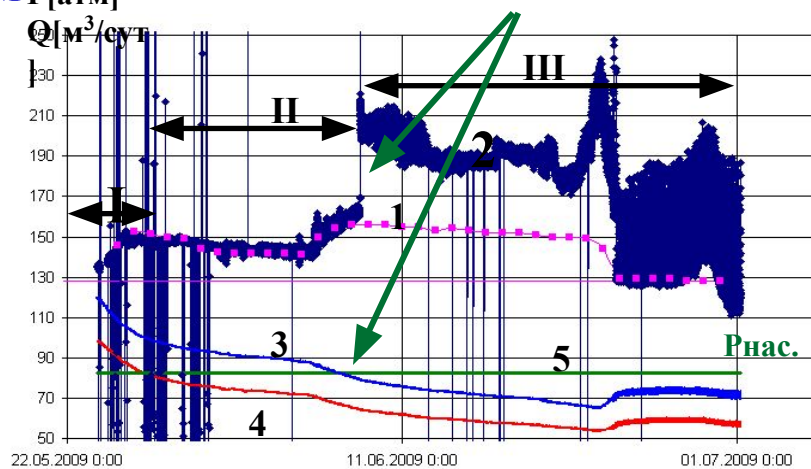
### ВЛАГОМЕР



## ДИАГНОСТИКА ДИНАМИКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И СКИН-ФАКТОРОВ ПО ПЛАСТАМ



## ДИАГНОСТИКА РАЗГАЗИРОВАНИЯ



# Мониторинг совместной разработки Постановка задачи

## Раздельная оценка параметров разработки

скин-фактора ( $S_i$ )

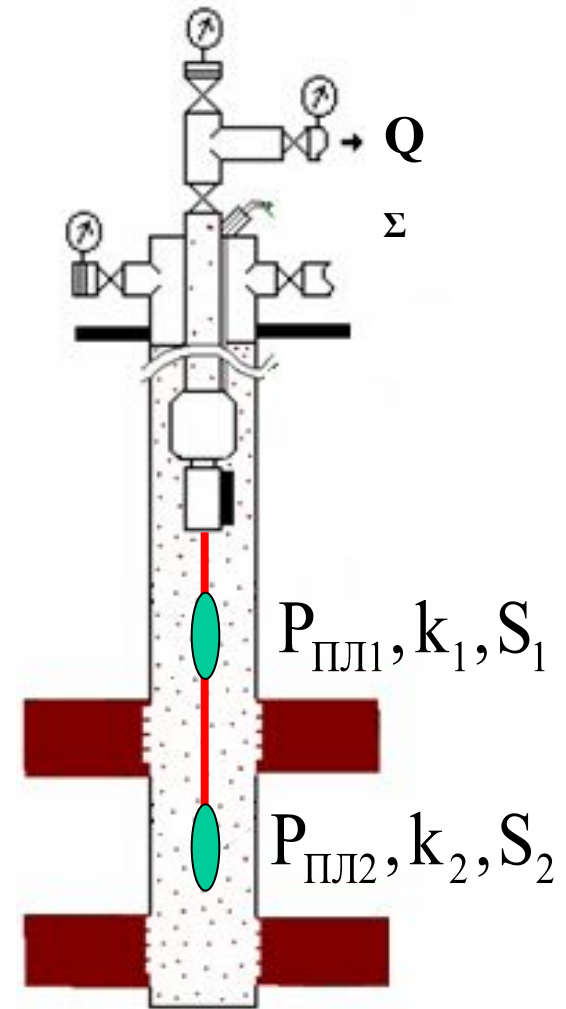
полудлина трещины гидроразрыва пласта ( $L_{тр_i}$ )

пластового давления ( $P_{пл_i}$ )

продуктивности ( $Q_i/(P_{пл_i} - P_{с_i})$ )

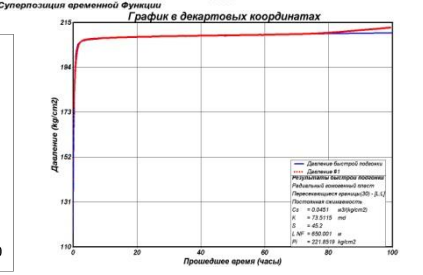
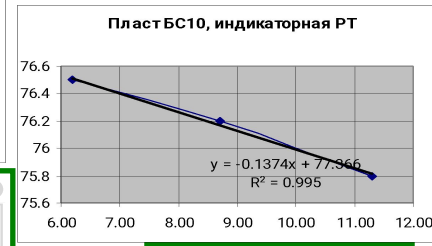
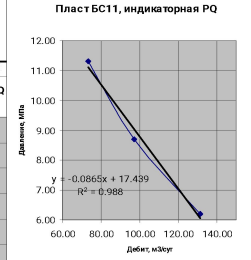
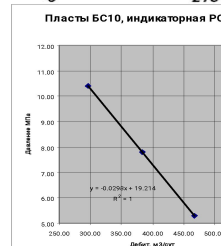
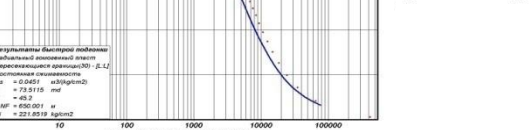
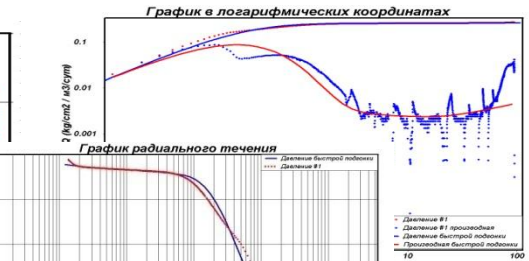
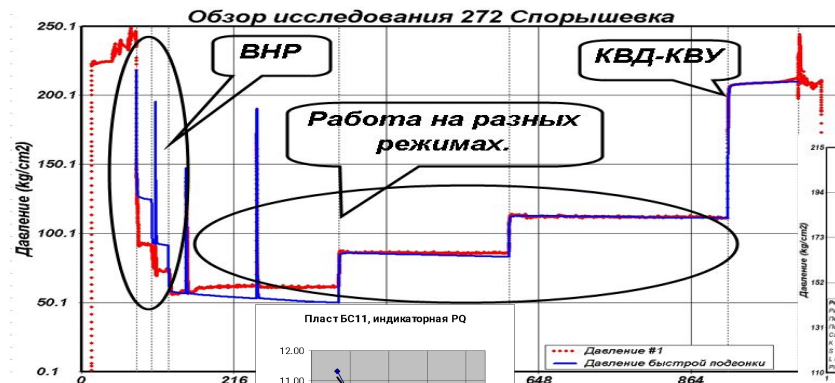
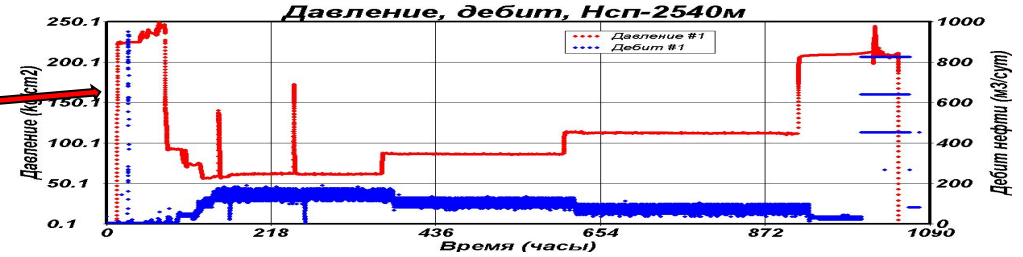
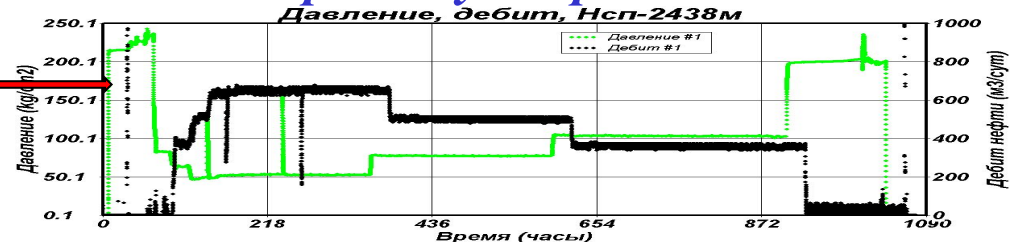
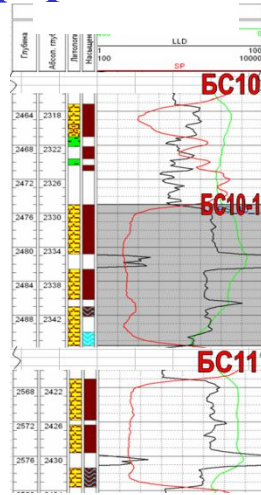
фазовой проницаемости ( $k_i$ )

других эксплуатационных и петрофизических  
параметров





# Пример информативности СИИС по варианту якорной подвески



$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln R \left( \frac{R}{R_c} + S \right)}$$

$$P_{пл} - P_{заб} = QR$$

$$T = T_{пл} + \varepsilon(P_{пл} - P_{заб})$$

Обработка результатов исследований методом индикаторной «давление-расход»

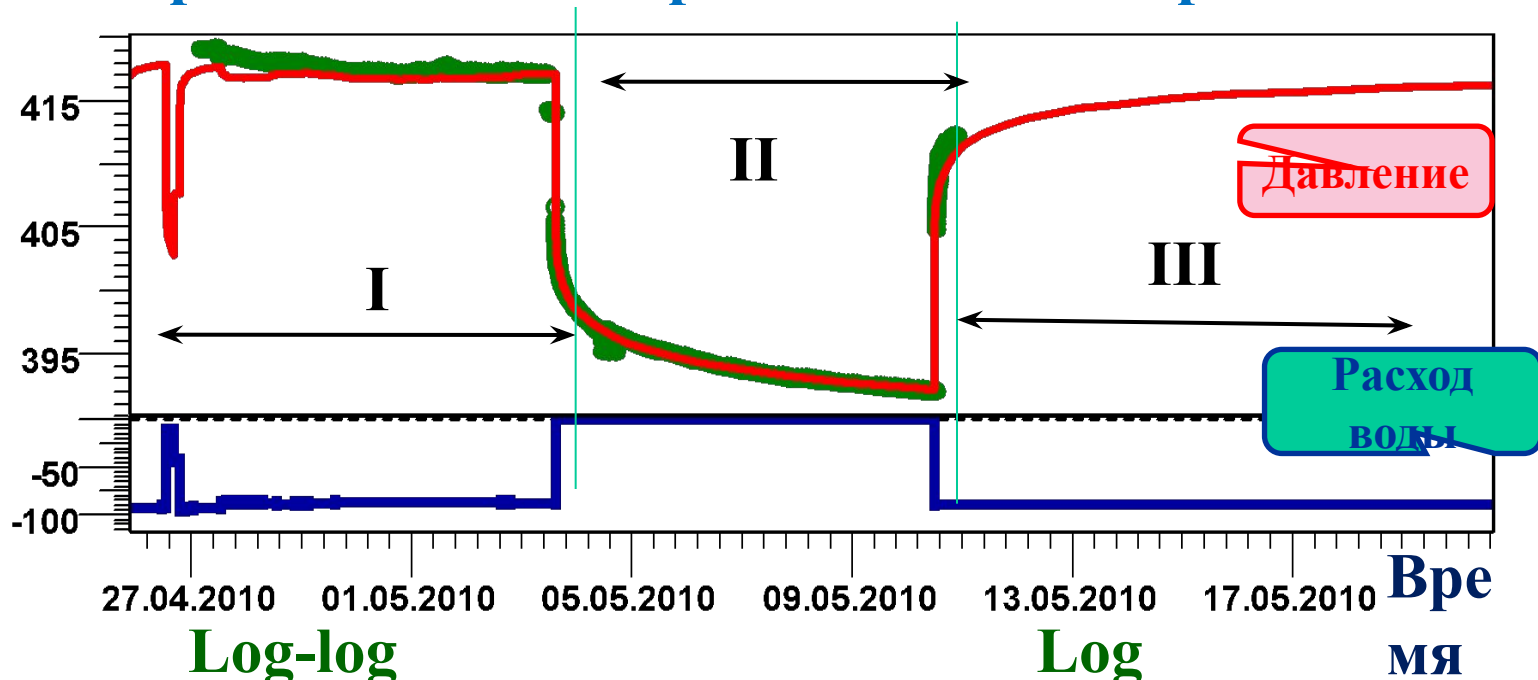
Обработка результатов исследований методом индикаторной «давление-температура»

Обработка результатов исследований в программном комплексе WellTest

ЗАПИСИ МОДУЛЕЙ (МНОГОПЛАСТОВЫЙ ВАРИАНТ)

МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ

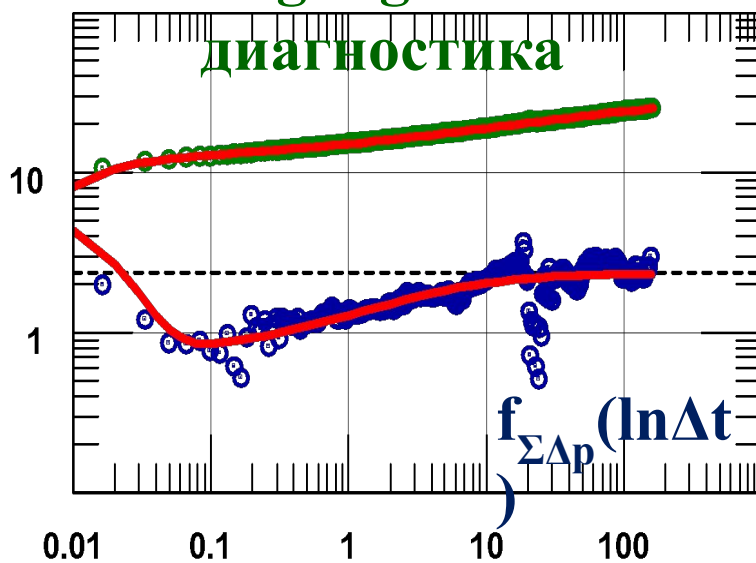
# Индивидуальный непрерывный дистанционный контроль совместной работы пластов при ОРЗ



Log-log

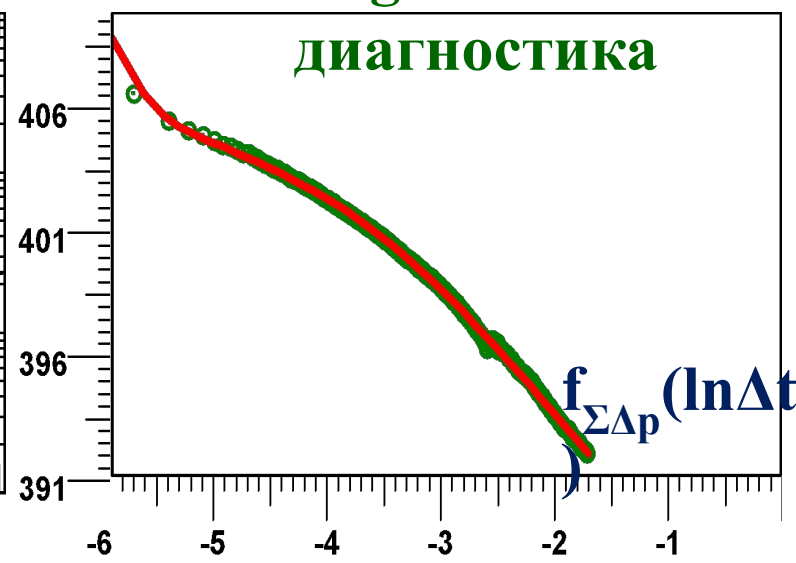
Log

Вре  
мя



диагностика

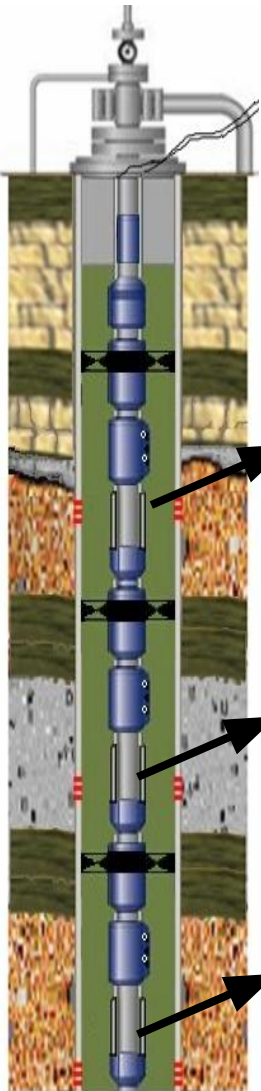
$f_{\Sigma\Delta p}(\ln\Delta t)$



диагностика

$f_{\Sigma\Delta p}(\ln\Delta t)$

# Технологии дистанционного контроля забойных параметров в нагнетательных и пьезометрических скважинах с ОРЗ, распределения ФЕС и Рпл в скважинах с совместной разработкой, контролируемых СИИС (SPE 138049)



Передача данных с глубинных приборов в устьевую панель ИСДК-2 на ПК через модем в онлайн-режиме

Измерение параметров независимо для каждого пласта (Pi-1, Ti-1; Pi-2, Ti-2)

Пласты имеют различные проницаемости, скин-факторы, пластовые давления, составы флюида

$$Q_1 = \frac{\varepsilon_1 \Delta P_1}{\ln \frac{R_{КП}}{r_c} + s_1} \quad Q_2 = \frac{\varepsilon_2 \Delta P_2}{\ln \frac{R_{КП}}{r_c} + s_2}$$

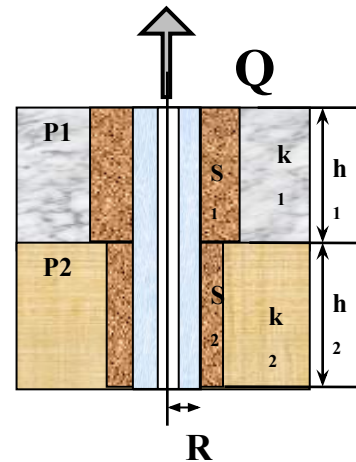
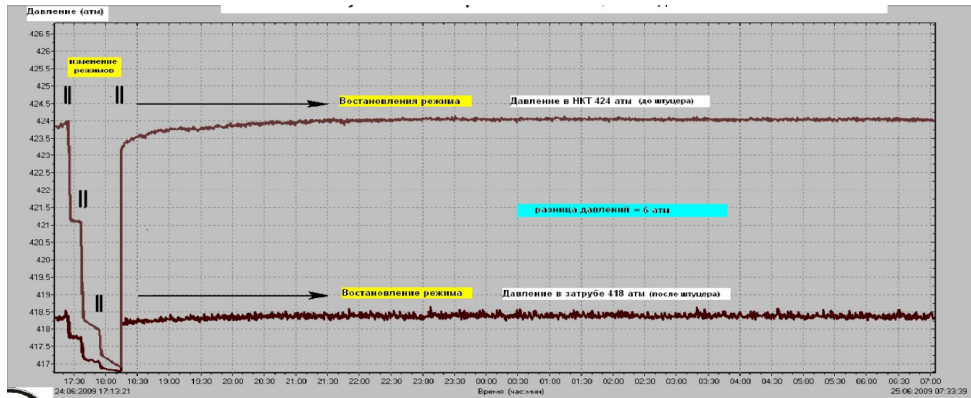
$$Q_\Sigma = Q_1 + Q_2 \Rightarrow \frac{\bar{\varepsilon} \Delta P}{\ln \frac{R_{КП}}{r_c} + s} = \frac{\varepsilon_1 \Delta P_1}{\ln \frac{R_{КП}}{r_c} + s_1} + \frac{\varepsilon_2 \Delta P_2}{\ln \frac{R_{КП}}{r_c} + s_2}$$

По результатам ПГИ

По результатам ГДИС

Неизвестные

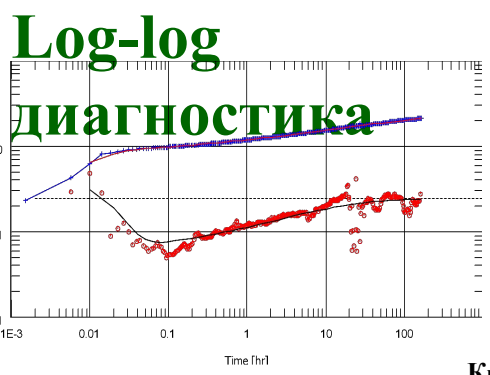
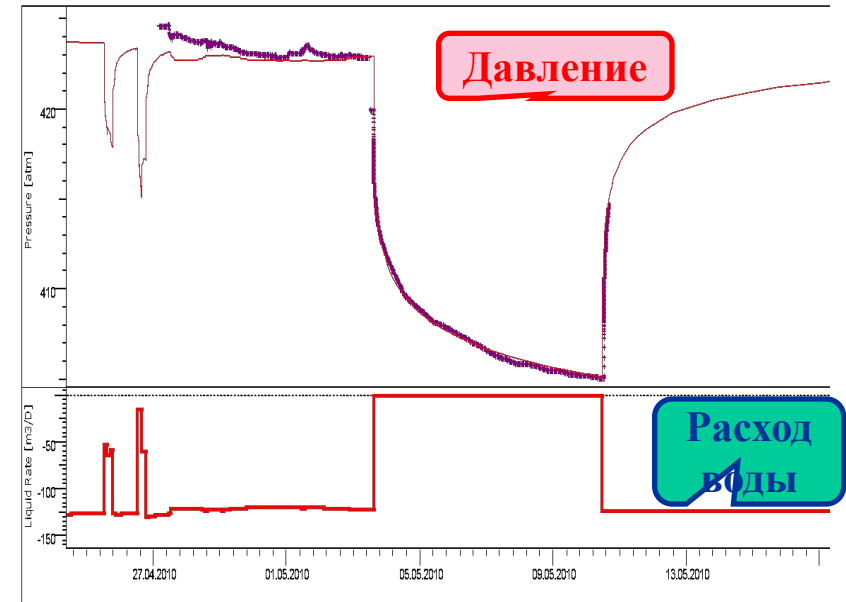
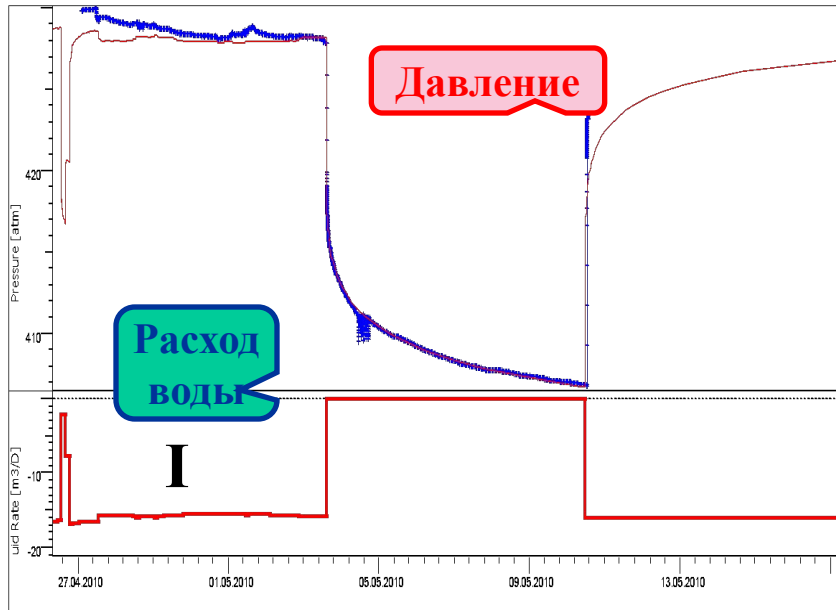
Показания разности давлений до и после штуцера (8 мм) по Маск2 скв. №11285 куст 15 Южно-Приобского м-ния, исследование от 24-25.06.2009г



- А) Рпл – известны или одинаковы  
 изначально известны  $K_{пр}$  пластов, изначально известны  $S$  пластов, методика оценки  $S$  пластов при наличии трещин ГРП (палетка)\*
- Б) Рпл – уточняются по методике оценки перетока в статике

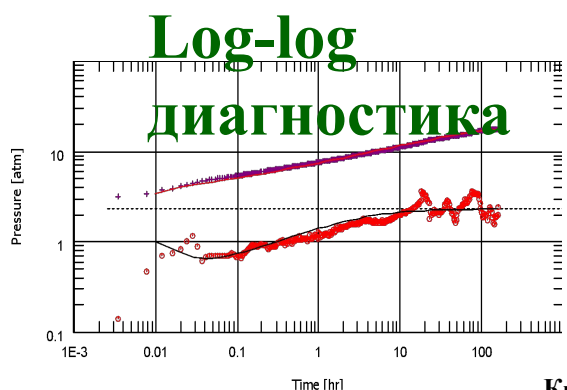


# Пример индивидуального непрерывного дистанционного контроля совместной работы пластов в скважинах с ОРЗ



пласт AC-12-2

Кпр (по воде) 2.1 мД  
 S - 4.7  
 Полудлина трещины 114 м  
 Рпл (на кровле ИП, Rконт-250м) ~ 397 атм

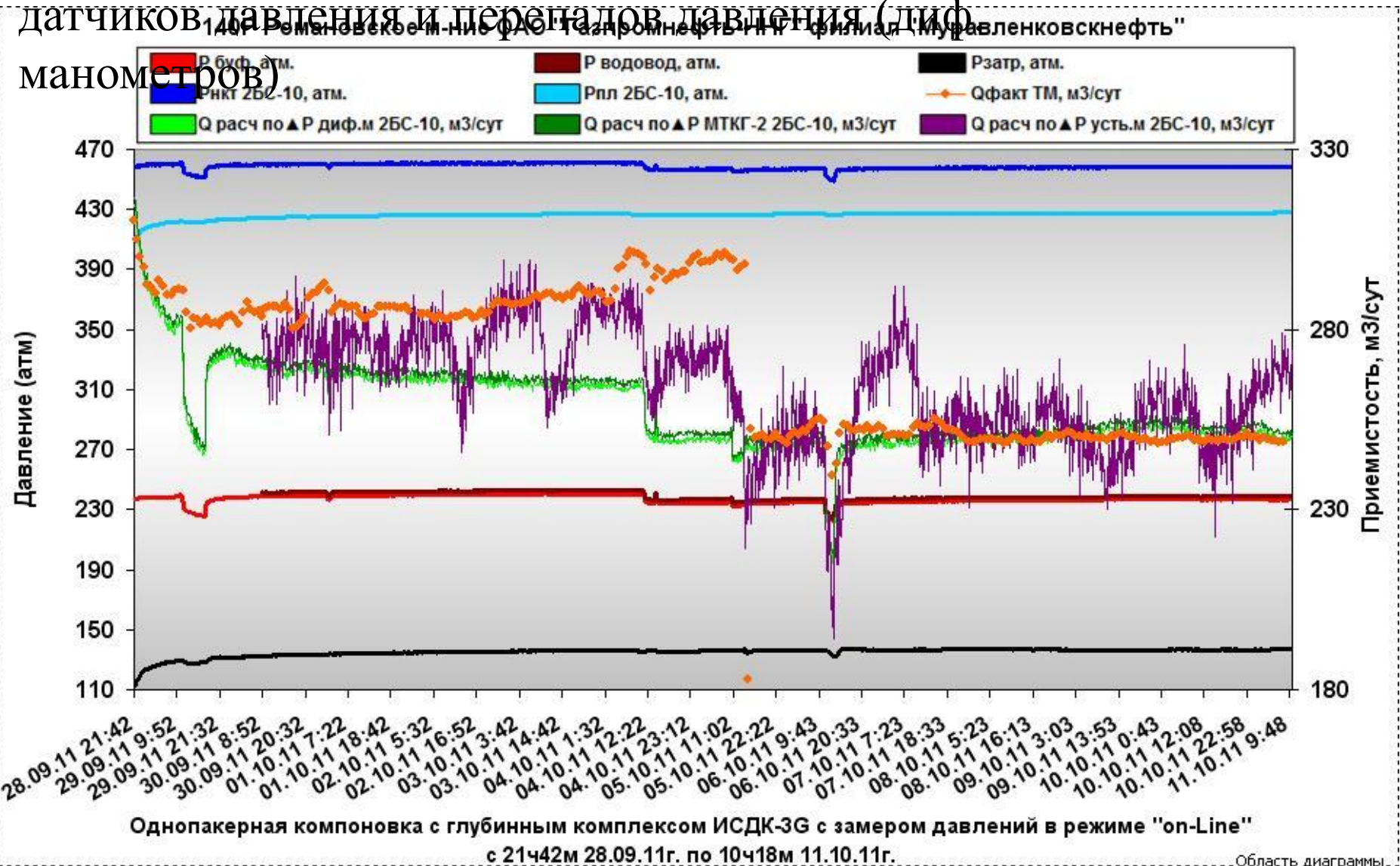


пласт AC-12-1

Кпр (по воде) 16.7 мД  
 S - 6.3  
 Полудлина трещины 114 м  
 Рпл (на кровле ИП, Rконт-250м) ~ 395 атм

# Пример использования в системе ОРЗ (в мандрелях) встроенных

## датчиков давления и перепадов давления (диф. манометров)



# КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ СИИС (ДЛЯ ОРЭ)



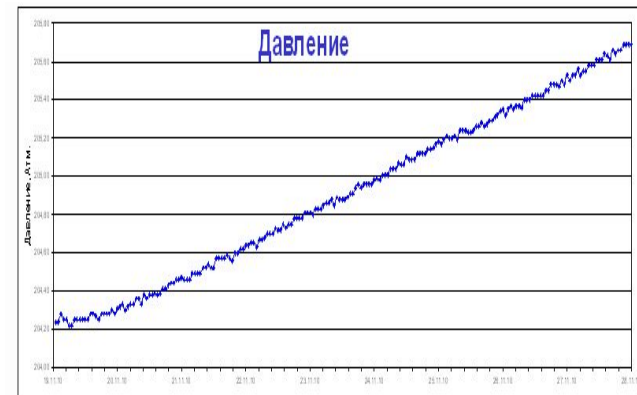


# Реализация акустического канала телеметрии для СИИС

Насосная  
(ЭЦН)  
скважина

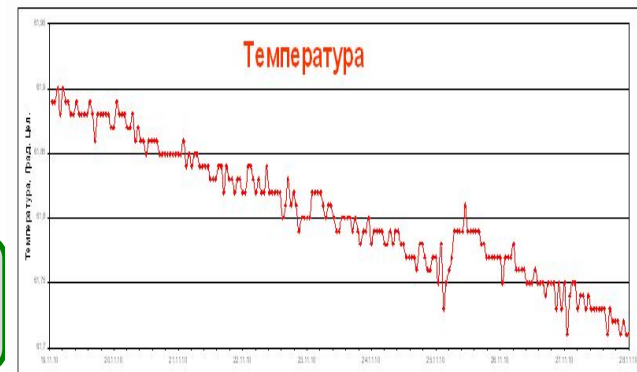
Регистратор

Силовой кабель



Насос

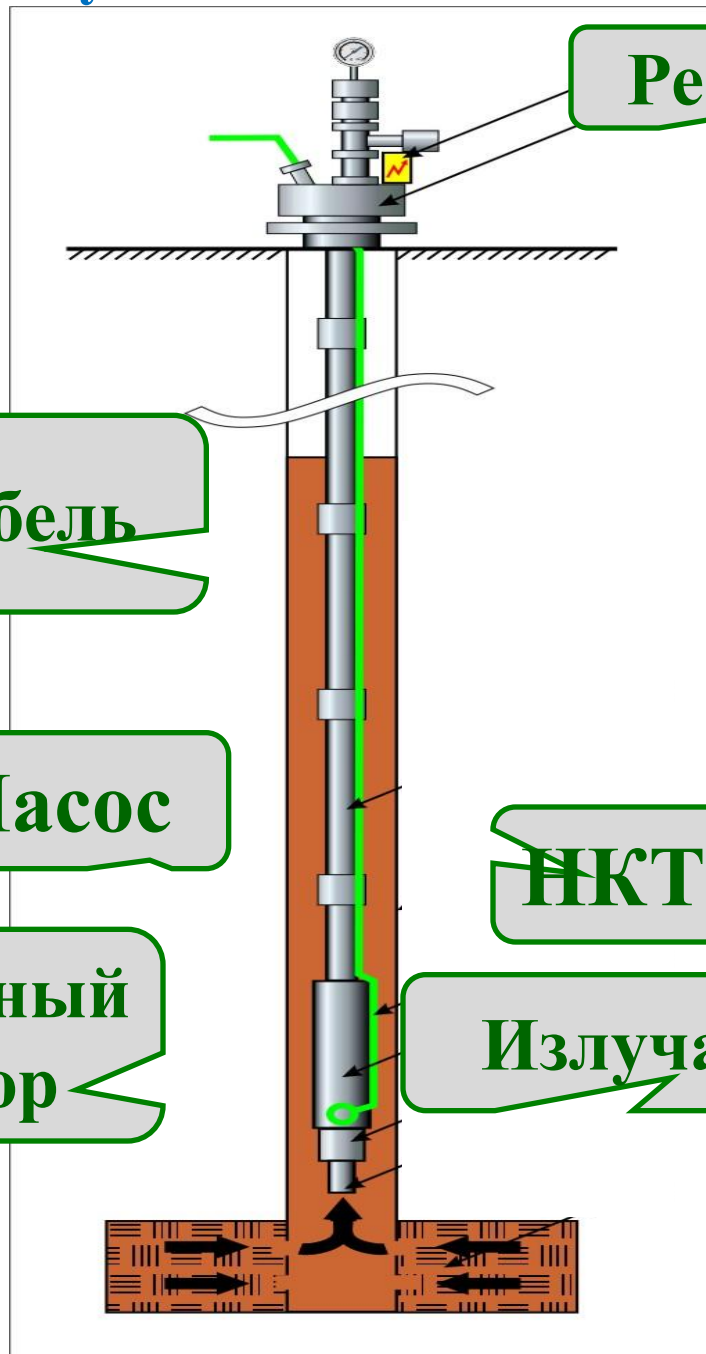
ИКТ



Глубинный  
прибор

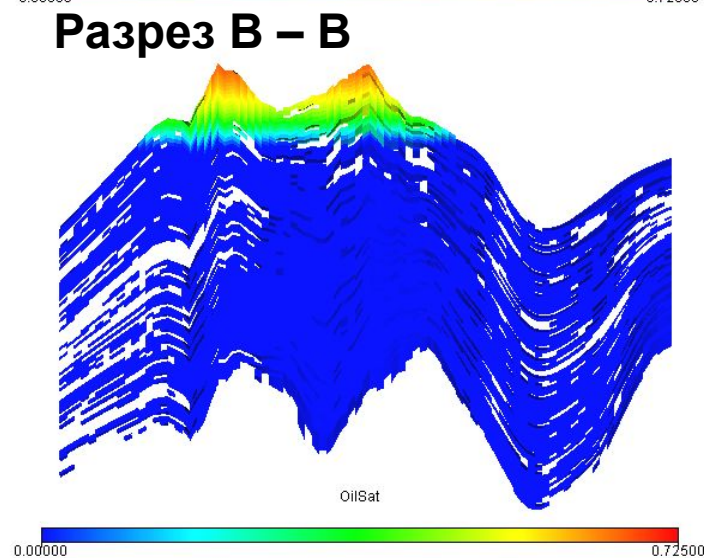
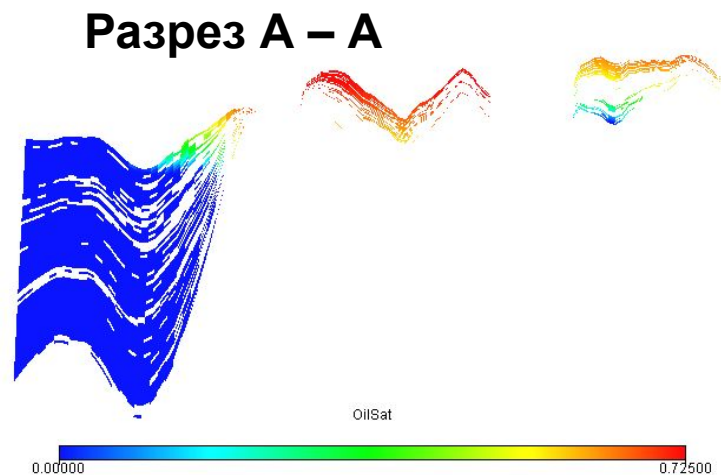
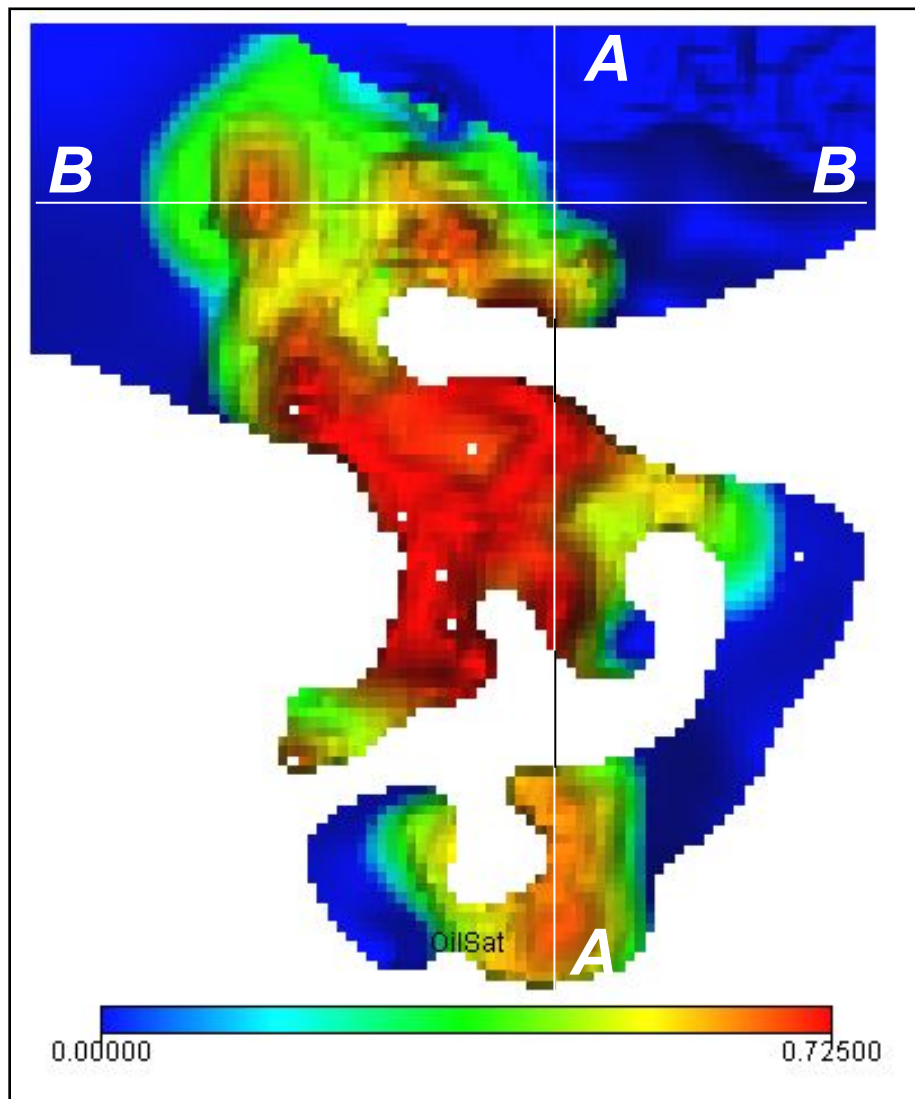
Излучатель

Пласт



## 3.7 Исследования в горизонтальных эксплуатационных скважинах с многофазной продукцией

# Пример залежи с обширными ВНЗ



Неоднородность и сложная геометрия коллектора, наличие активных подошвенных вод – причина быстрого обводнения ВС



## Задачи решаемые геофизическими методами в действующих ГС

- Выделение работающих интервалов, поинтервальных дебитов и состава притока;
- Выделение интервалов прорыва газа или воды;
- Оценка принимающих интервалов пласта в нагнетательных скважинах;
- Определение технического состояния скважины.

### Применяемые геофизические методы

#### Основные методы:

- методы расхода – мех. расходометрия, СТД;
- термометрия; барометрия;
- методы состава – резистивиметрия, влагометрия;
- привязка к разрезу и к конструкции ГС – ГК, ЛМ.

#### Дополнительные методы:

- акустическая шумометрия в высокодебитных скважинах с газопроявлением;
- индукционный каротаж в скважинах с открытым стволом;
- нейтронные методы при контроле за прорывом газа и воды.

# Сложности решения задач в ДГС обусловлены:

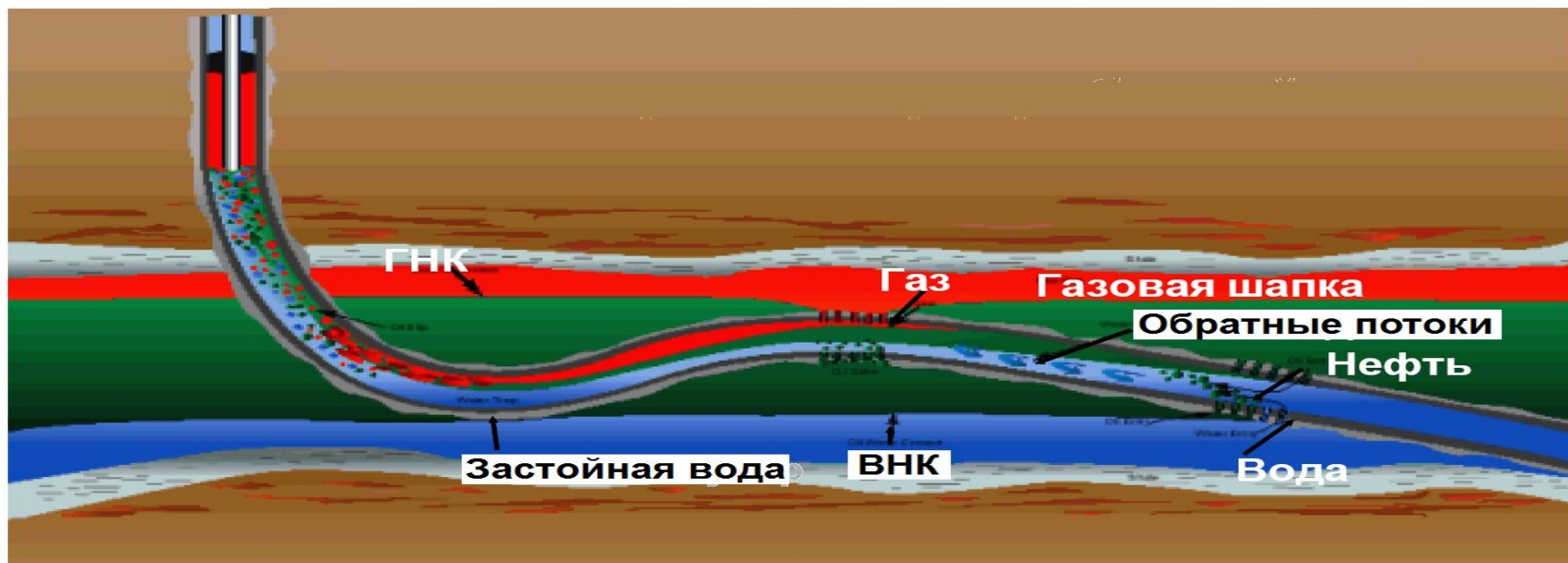
Разнообразием способов заканчивания ГС

Разнообразием форм траекторий ствола и гравитационным расслоением многофазных потоков в горизонтальном стволе

Особыми требованиями к скважинной аппаратуре.

Сложностью доставки прибора на забой ГС.

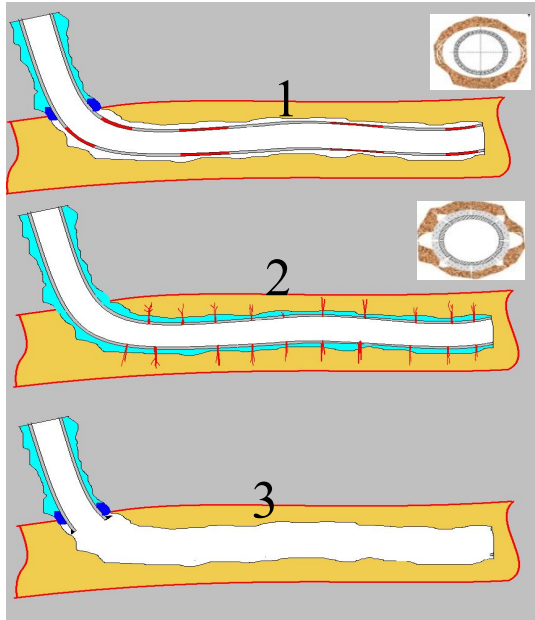
Низкими удельными дебитами.



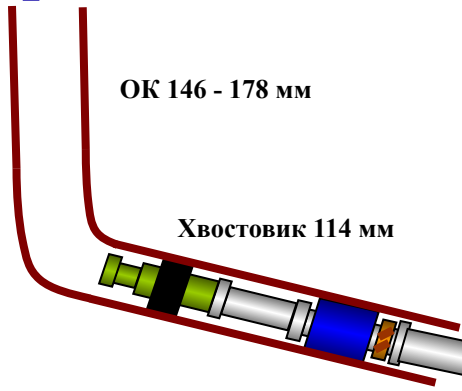
# Особенности конструкции горизонтальных скважин

## Традиционные

- 1- без цементной заливки с фильтрами различной конструкции
- 2- цементная заливка, кумулятивная перфорация
- 3- открытый ствол



## Современные способы заканчивания горизонтального участка

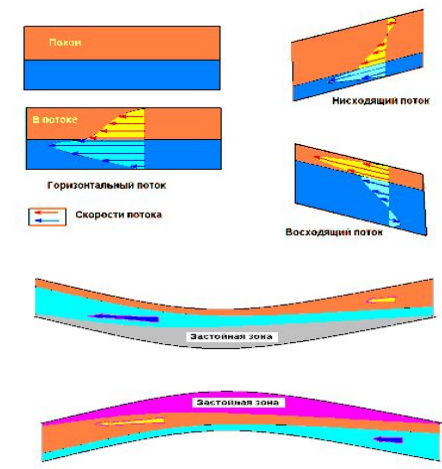
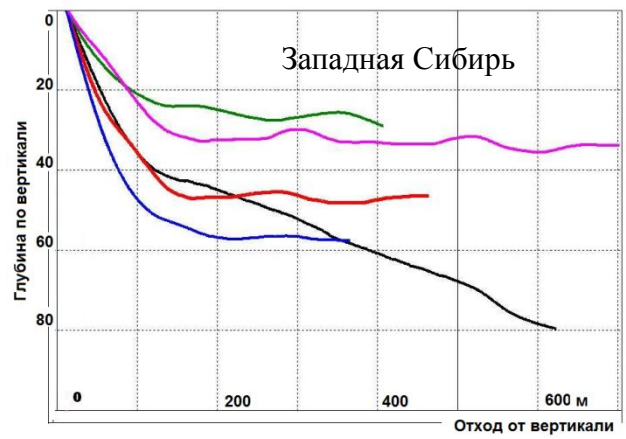
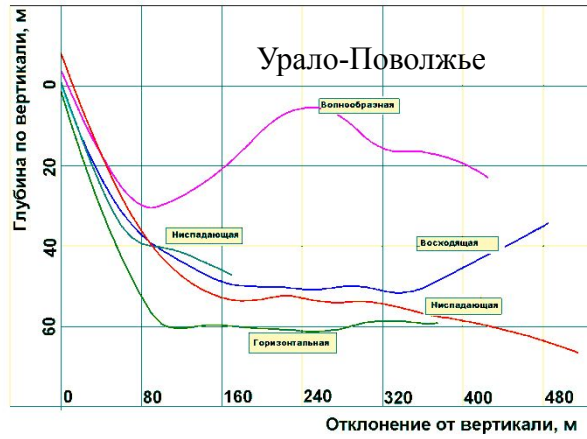


Заканчивание – щелевые фильтры, системы ICD (Inflow Control Device)



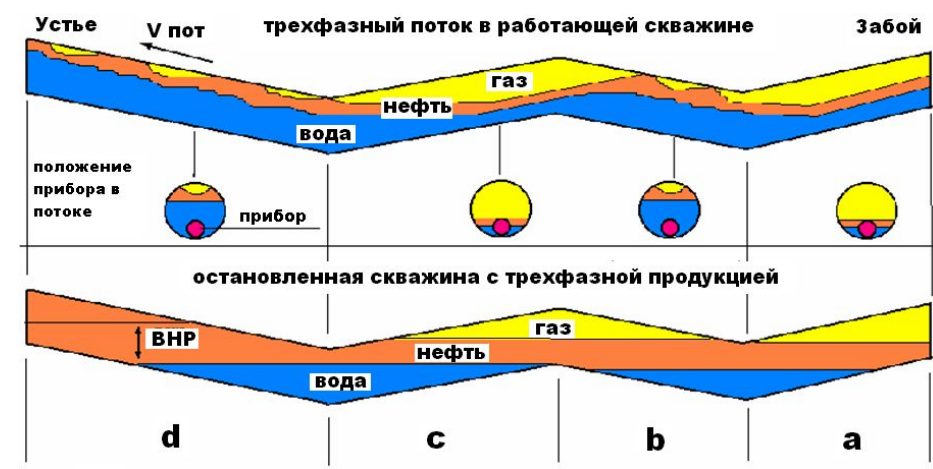
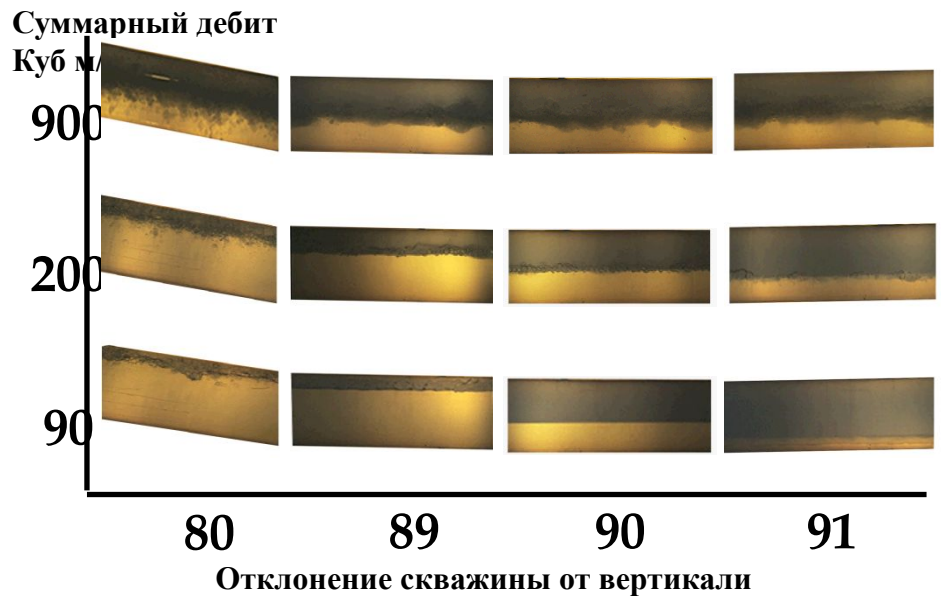


# Формы траекторий и особенности структуры многофазного потока в действующих ГС



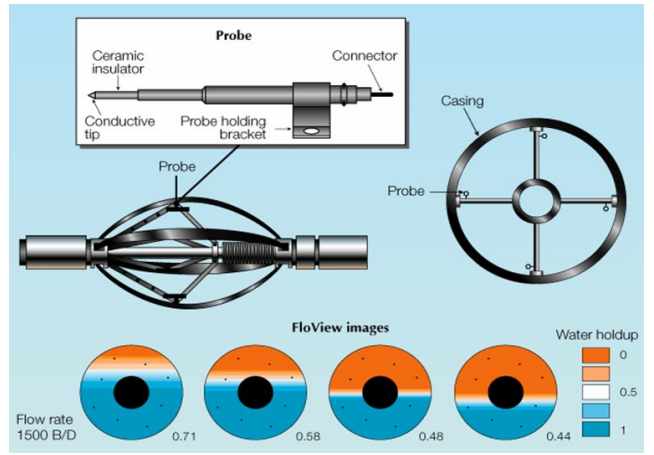
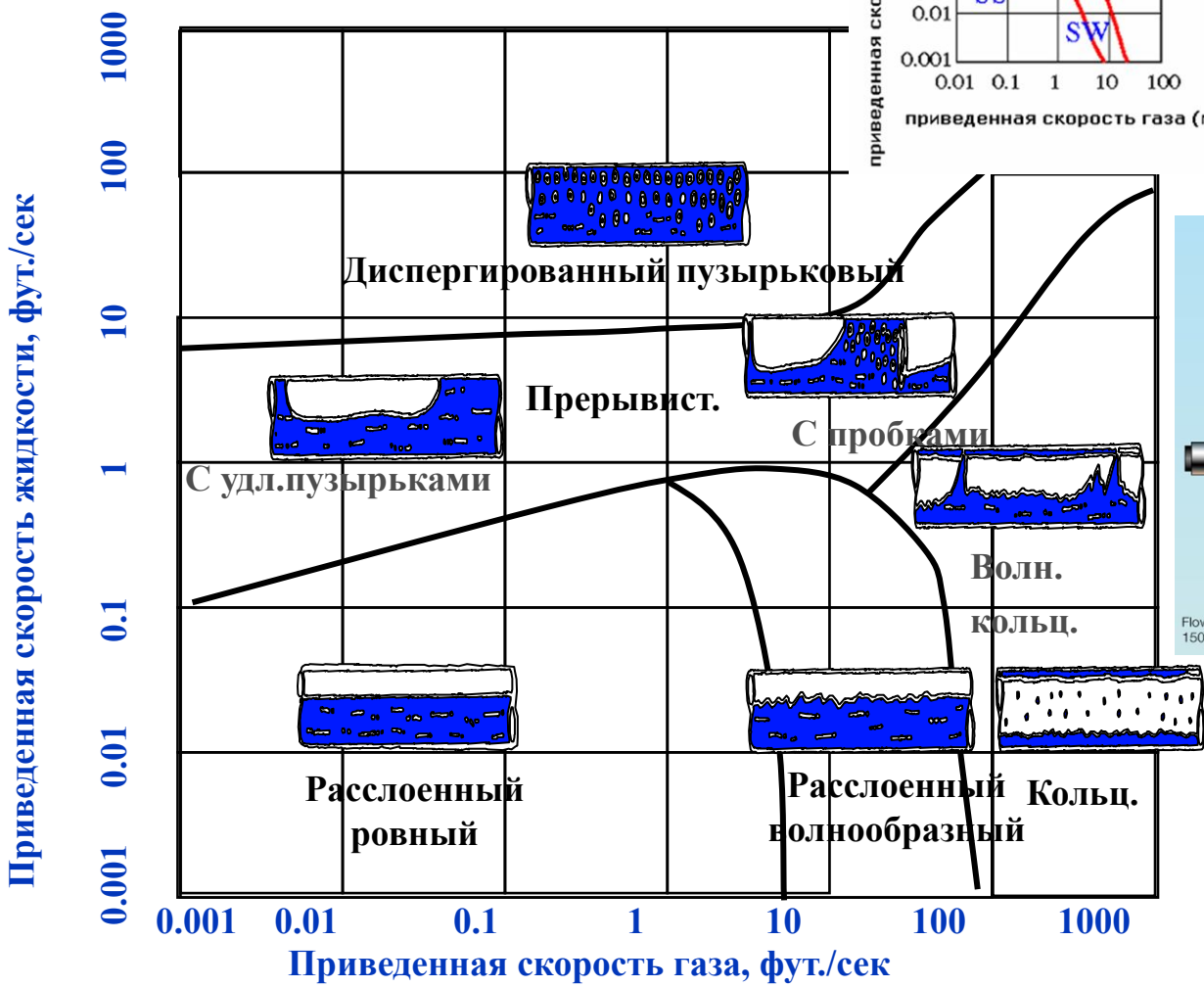
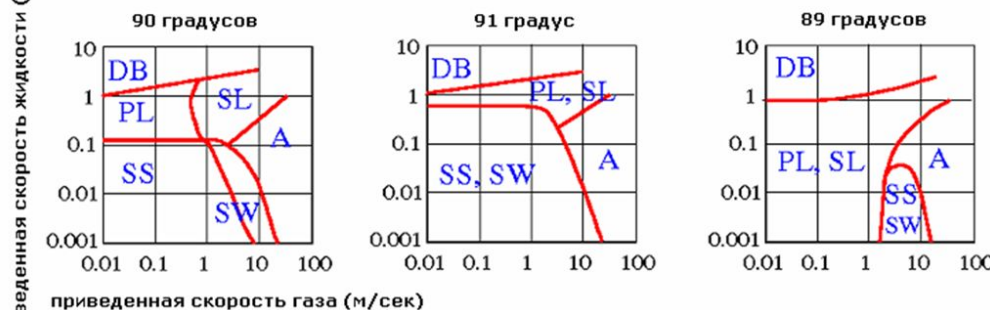
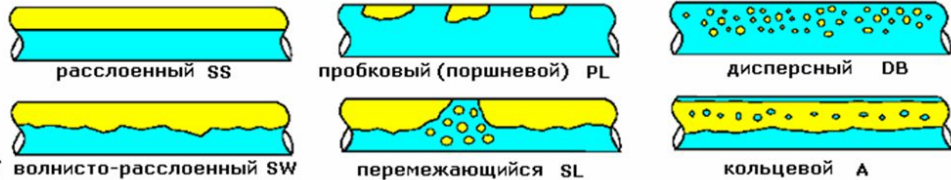
Реальные траектории горизонтальных стволов

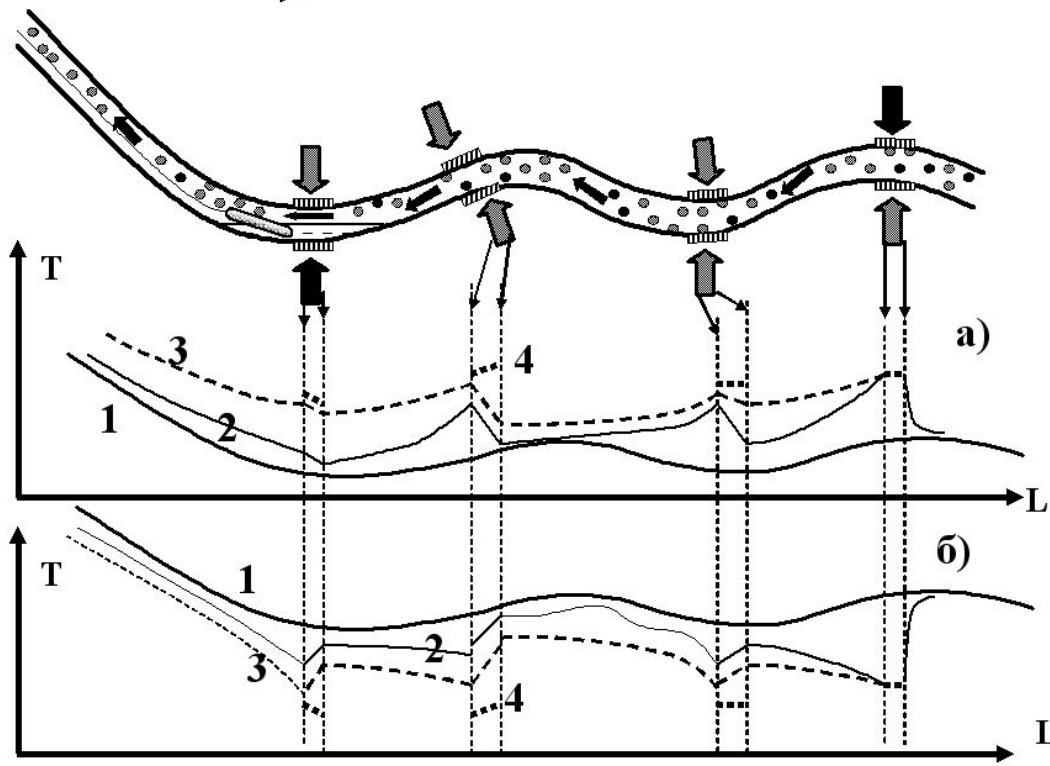
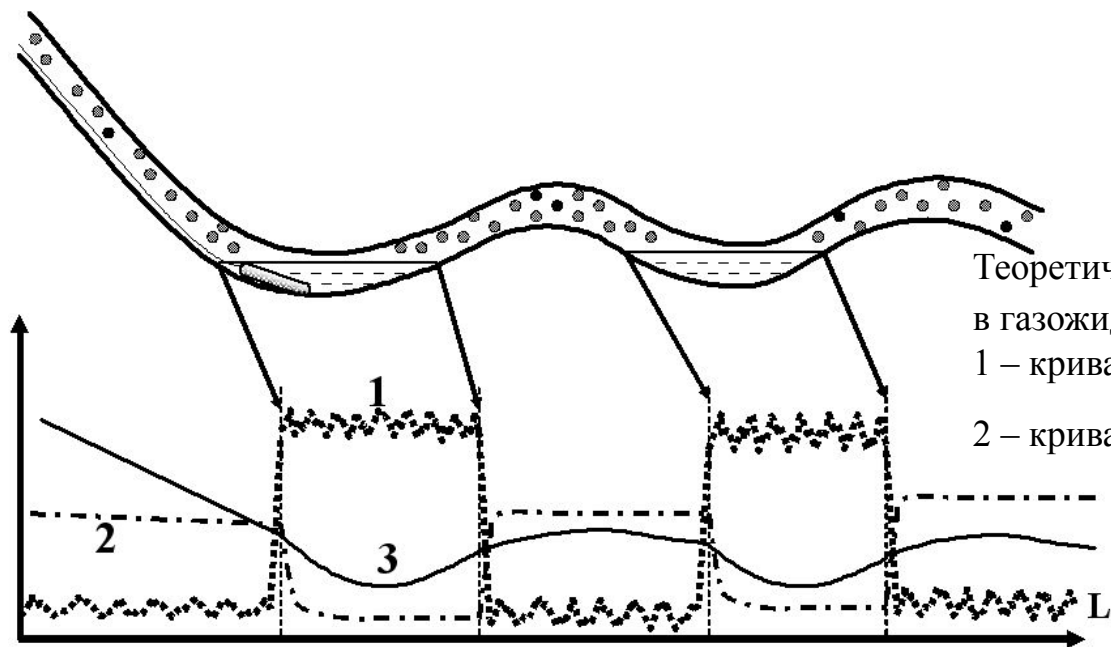
Эпюры скоростей и застойные зоны в двухфазном потоке



Взаимодействие скважинного прибора с потоком

# Схема горизонтального потока «газ-жидкость»





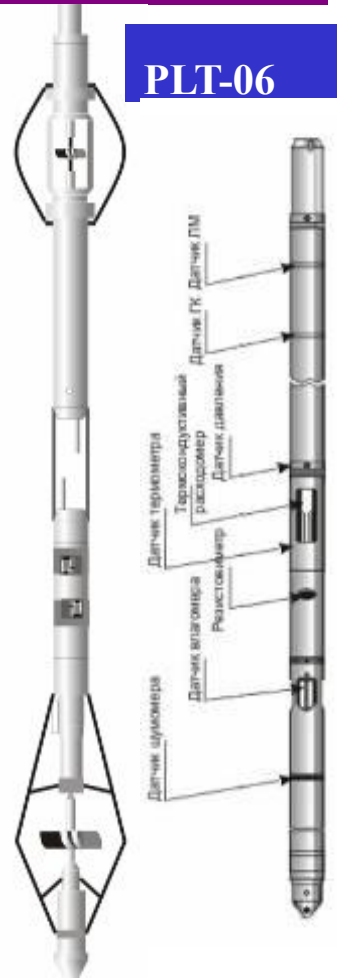
Теоретические термограммы в газожидкостном  
потоке в горизонтальной скважине  
При преимущественной работе пластов:  
жидкостью (а); газом (б); 1 – геотермограмма;  
2, 3 – термограммы при работе с пластов с  
различными расходами;  
4 – температура поступающего в ствол флюида



# Приборный комплекс для исследования действующих горизонтальных скважин

АГАТ-КГ-42-6В

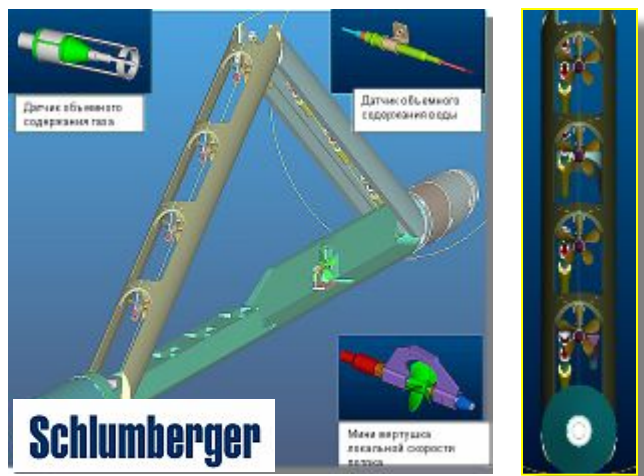
PLT-06



**Современные западные разработки:**

Фирма Schlumberger – аппаратный комплекс FSI. Вертикально распределенные датчики состава, датчики газа и локальной скорости потока. Предназначен для высокодебитных скважин с  $D > 120$  мм.

Фирма Sondex – аппаратный комплекс Sondex - MAPS. Распределенные по периметру датчики состава, центральная и распределенные по периметру турбинки расходомера

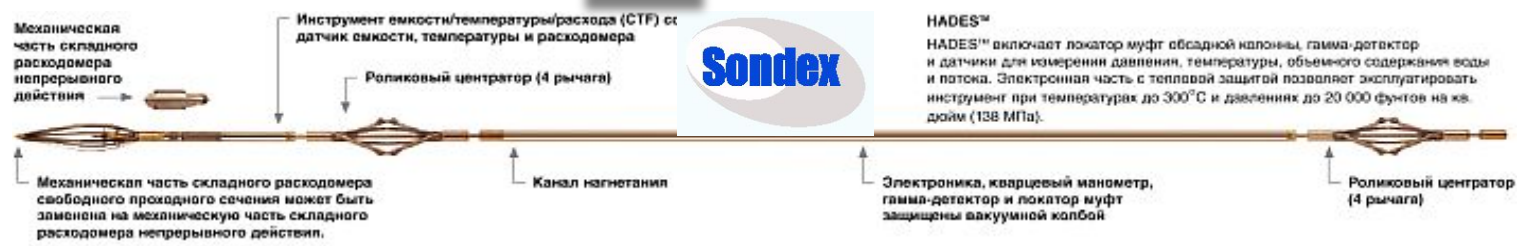


**Российские разработки:**

Агат КГ-42-6В; ОАО НПФ «Геофизика» - распределенные датчики состава и температуры. Два датчика РГД (для НКТ и экспл. колонны), СТИ.

Модульная система PLT-06; ОАО ТОЭЗГП, дочернее предприятие фирмы Schlumberger в РФ.

Распределенные датчики состава, датчики РГД большого и малого диаметра, термометр.



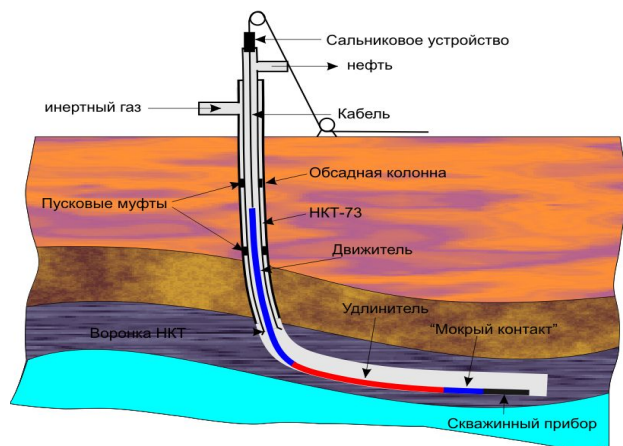
# Технологии доставки скважинной аппаратуры



ГНКТ - “Coiled Tubing”



“Забойный трактор”



“Латераль”, “Жесткий кабель”

## Условия применения и ограничения

Технология	Условия применения					
	Лгс	Рбуф	Q>500 м3/сут	Слож. траект ГС	Н по ство-лу	Откр. ствол.
ГНКТ - “Coiled Tubing”	<1000 м	+	- / +	-	< 4 км	+
Латераль, «ЖК»	<300м	-	-	-	< 3 км	+
«Трактор»	Без огр.	+	+	+	До 10км	- / +

# Забойный трактор Well Tract - WT 218 XR



## Основные характеристики:

наружный диаметр корпуса - 54мм,  
длина - 4.87м, вес - 79кг,  
Диаметр скважины - от 56 до 157мм,  
Скорость транспортировки от 900 до 1200м/ч  
Кабель - не менее 3 жил.

## Область применения:

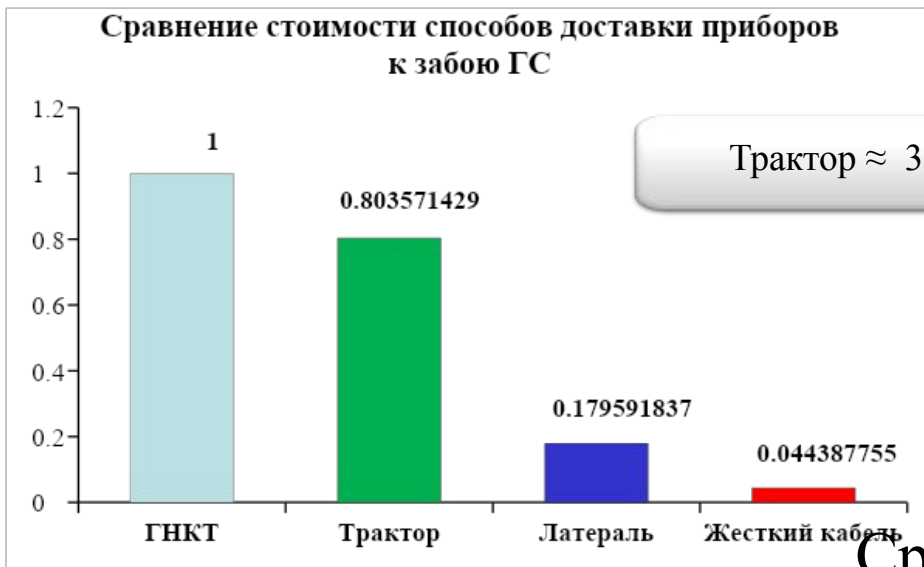
- Фонтанные скважины
- Компрессорное опробование
- Нагнетательные скважины
- Исследование скважин с высоким газовым фактором
- Длина горизонтального ствола ограничена только длиной кабеля.

## Ограничения:

Обсаженный и чистый от АСПО  
горизонтальный ствол, специальное  
устьевое оборудование для работы в  
скважинах с буферным давлением.



# Экономические показатели



Стоимость ГНКТ – 2 - 5 мл. руб. - зависит от условий договора

## Затраты на услуги геофизических предприятий

(0.3 – 0.9) млн.руб.

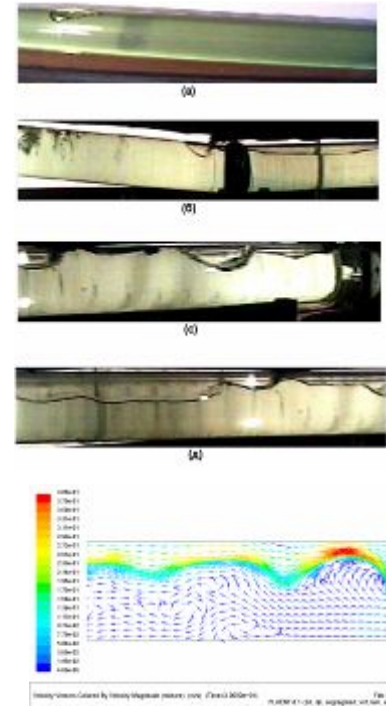
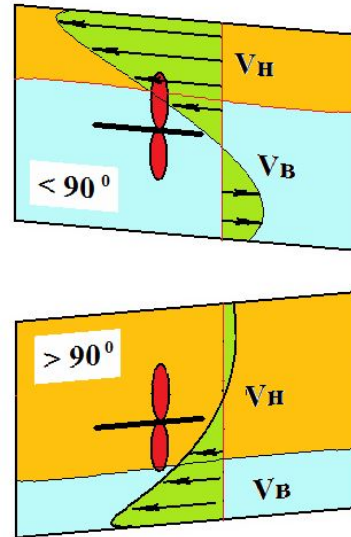
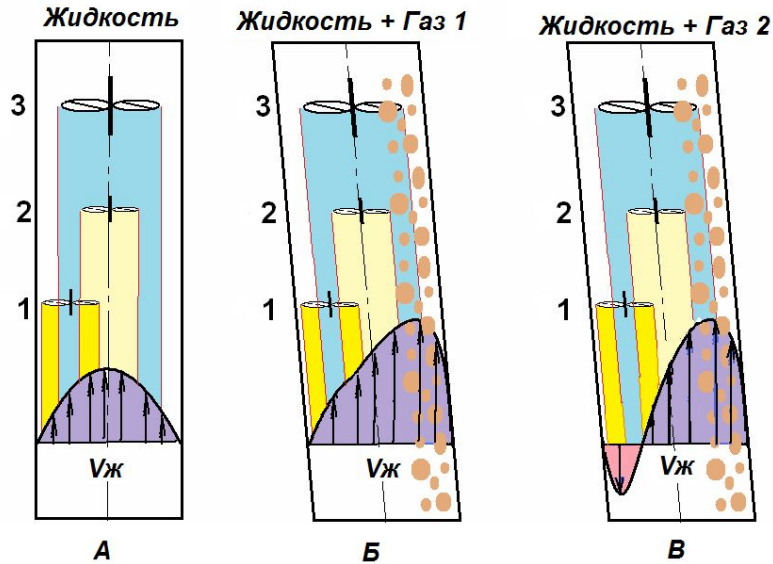
Определяются решаемой задачей, геолого-промысловыми условиями, применяемой аппаратурой.

## Сравнительная стоимость приборов\*

\* - оценочная, без учета динамики рынка



# Исследование модуля РГД в двухфазном потоке



## Вертикальная и наклонная скважины



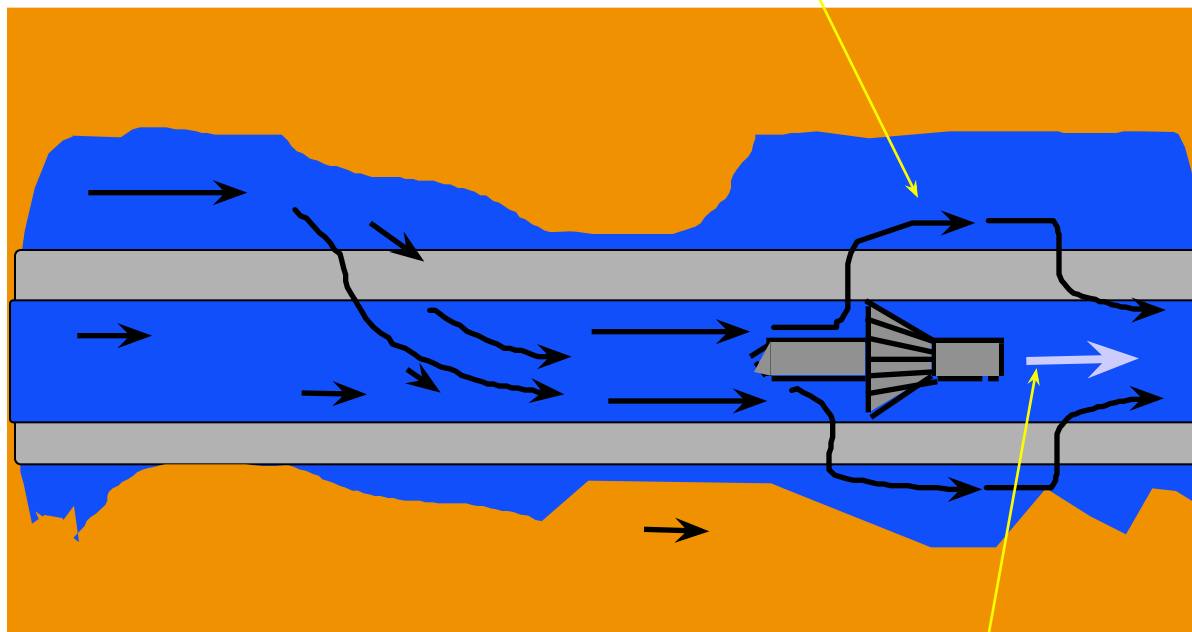
Комплексный прибор в горизонтальной трубе

**Наличие в потоке двух различных по плотности флюидов приводит к гравитационному расслоению с образованием значительных градиентов скорости по сечению трубы с возникновением обратных потоков.**

**Результат измерения «средней» скорости потока методом РГД не отражает истинной картины движения фаз.**

# Проблемы эксплуатационного каротажа при использовании хвостовиков с щелевидными отверстиями

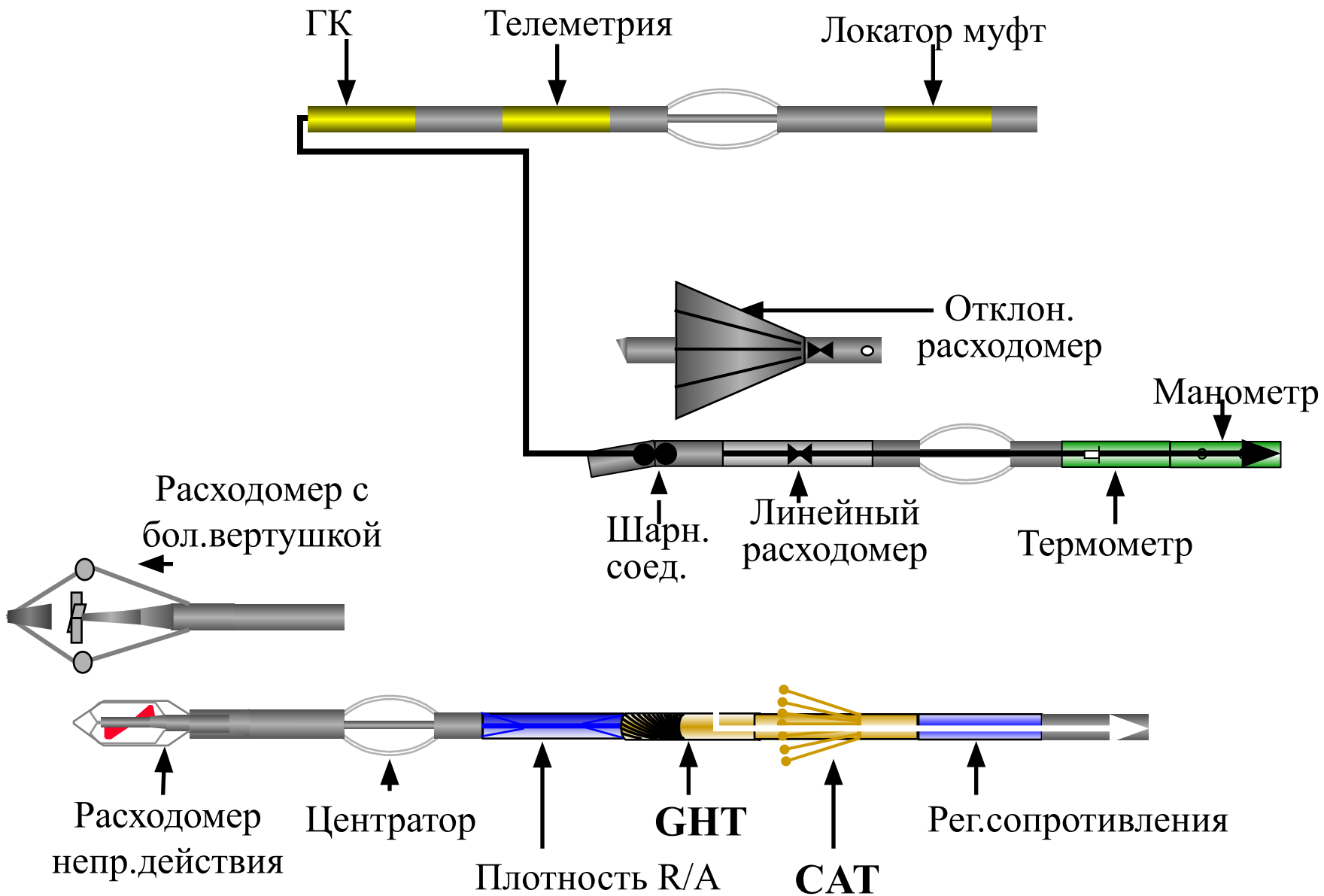
Кольцевой поток



Фактический расход, измеренный  
отклонителем потока



# Комбинированный прибор эксплуатационного каротажа



# Многодатчиковый измеритель состава (токовый резистивиметр)



- 12 miniature sensors mounted on bowsprings (also a 13<sup>th</sup> centerline capacitance sensor in the string)
- Specially developed to measure the electrical resistance of surrounding fluid

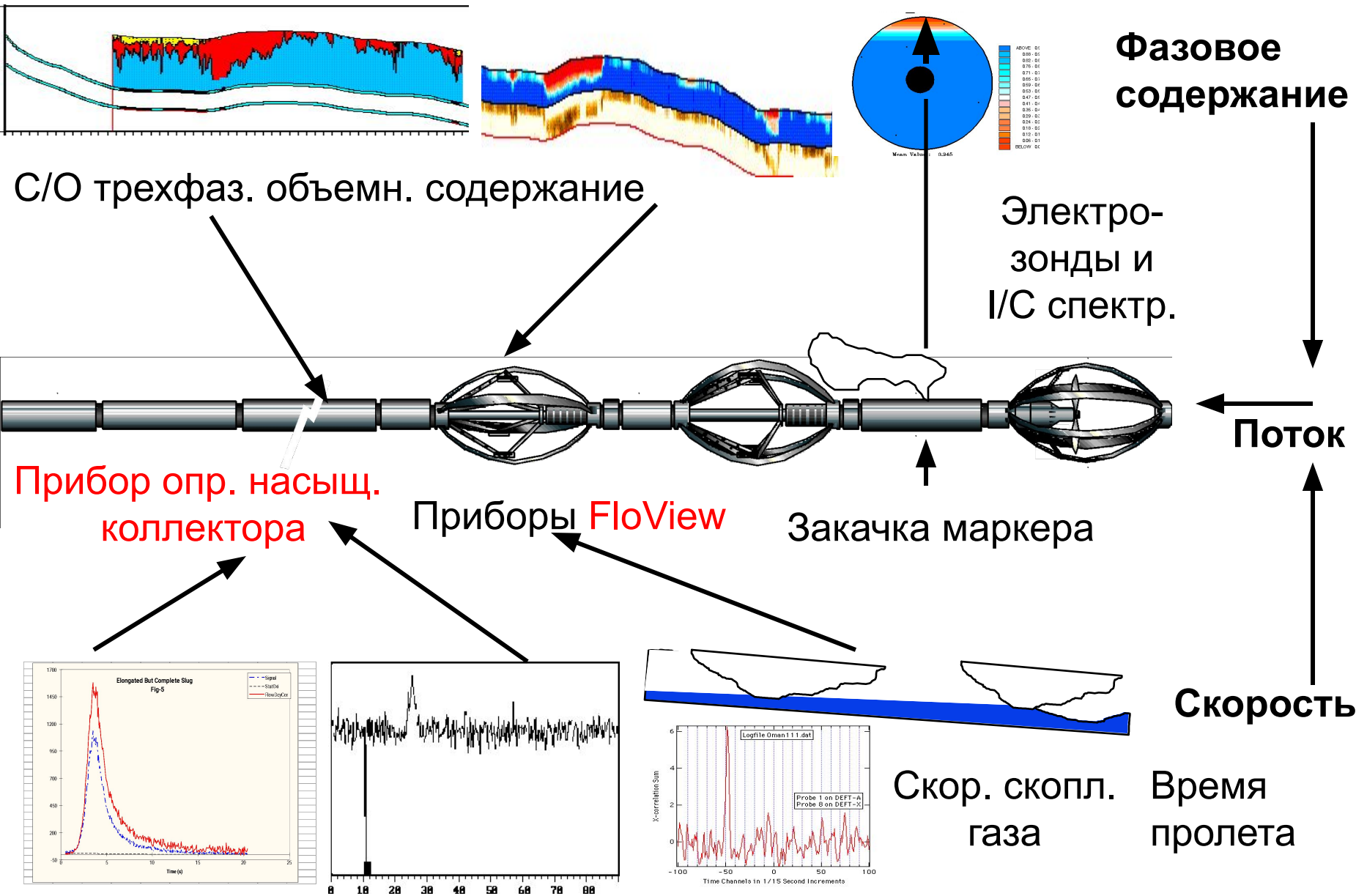
# Многодатчиковый измеритель скорости потока (механ.расходомер)

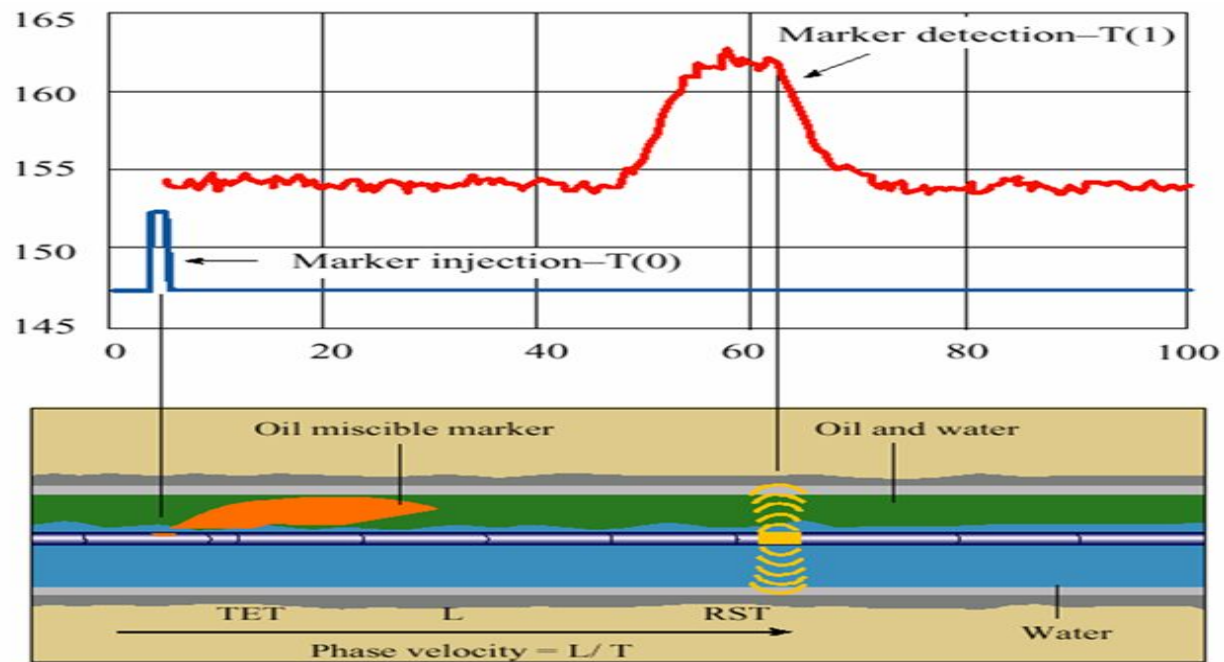


- 6 miniature flowmeters mounted on bowsprings and 6 temperature sensors.
- Capture variable velocities and small entries from temperature (also a 7<sup>th</sup> centerline temp and spinner in the string)

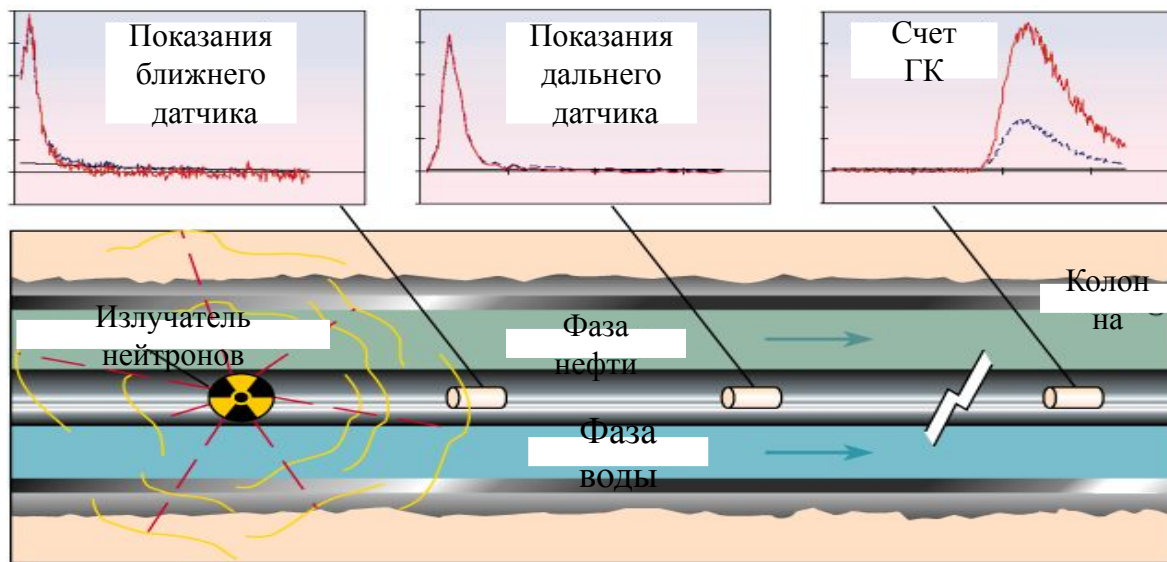


# Комплексный прибор 'Flagship' для проведения каротажа в ГС





Метод измерения потока нефти в ГС с помощью впрыска маркера («Flagship», Schlumberger)



Метод измерения потока воды на базе метода КНАМ в ГС («Flagship», Schlumberger)

# Режимы состояния скважин при решении задач в действующих ГС

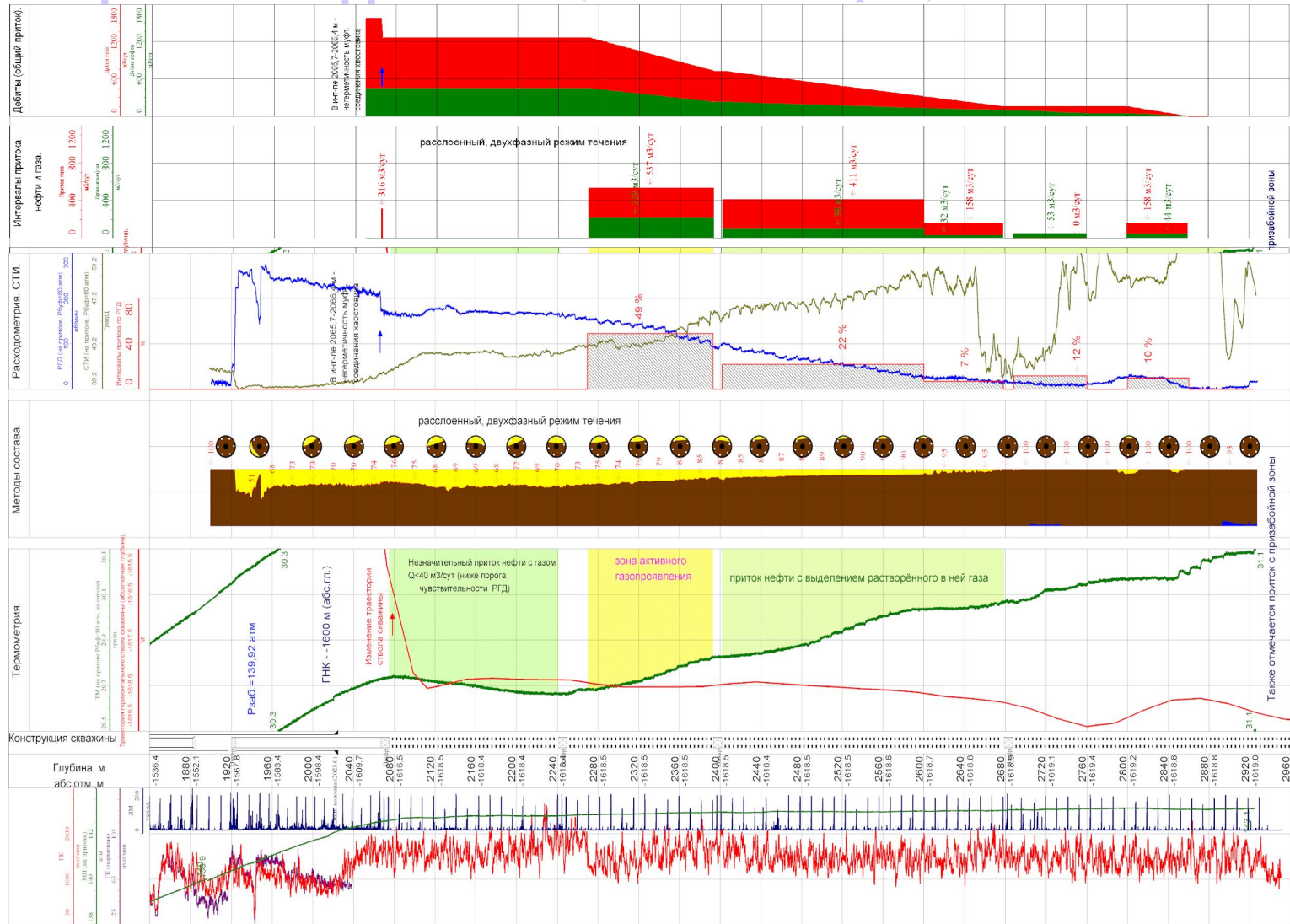
- Фонтанные скважины на притоке и при кратковременной остановке
- Низкодебитные в режиме компрессорного опробования
- В режиме ограниченной закачки в скважинах с низким пластовым давлением и в высокообводненных скважинах
- Режим закачки и кратковременной остановки в нагнетательных скважинах
- Режим отбора при спуске прибора под ЭЦН
- Динамический режим в скважине со струйным насосом

## **Способы регистрации**

- Дистанционный или автономный прибор регистрация вдоль ствола скважины
- «Гирлянда» автономных или дистанционных приборов на нескольких фиксированных глубинах
- Распределенные вдоль ствола скважины датчики на основе ВОЛС (DTS)

# Исследования высокодебитных скважин.

## Оценка фазовых дебитов (ОАО НК «Роснефть»)



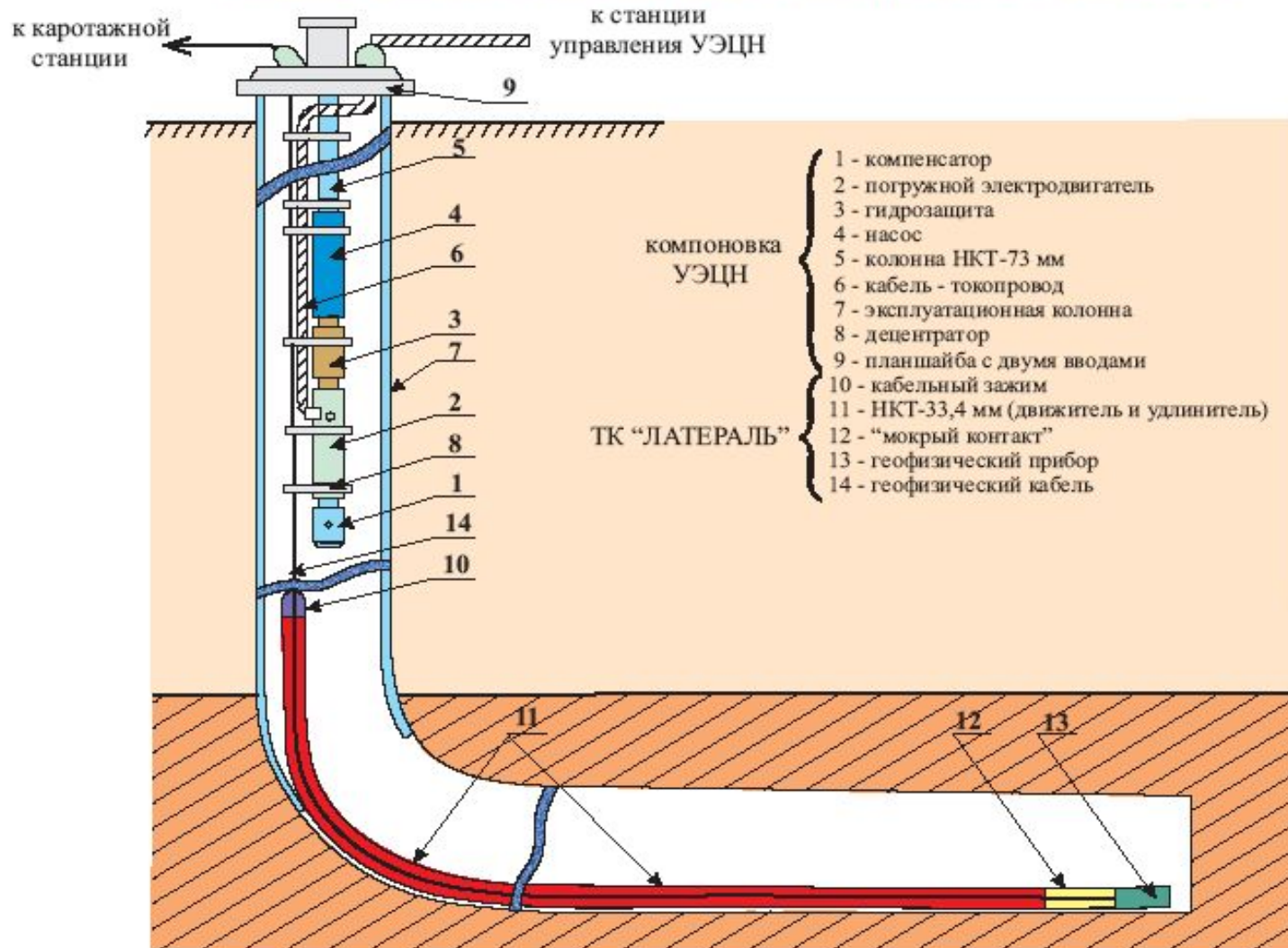
**Определены суммарный дебит смеси, поинтервальный дебит нефти и газа**

**$Q_N=450$  куб.м/сут,  $Q_G=3300$  куб.м/сут при  $R_{заб}=140$  атм.**

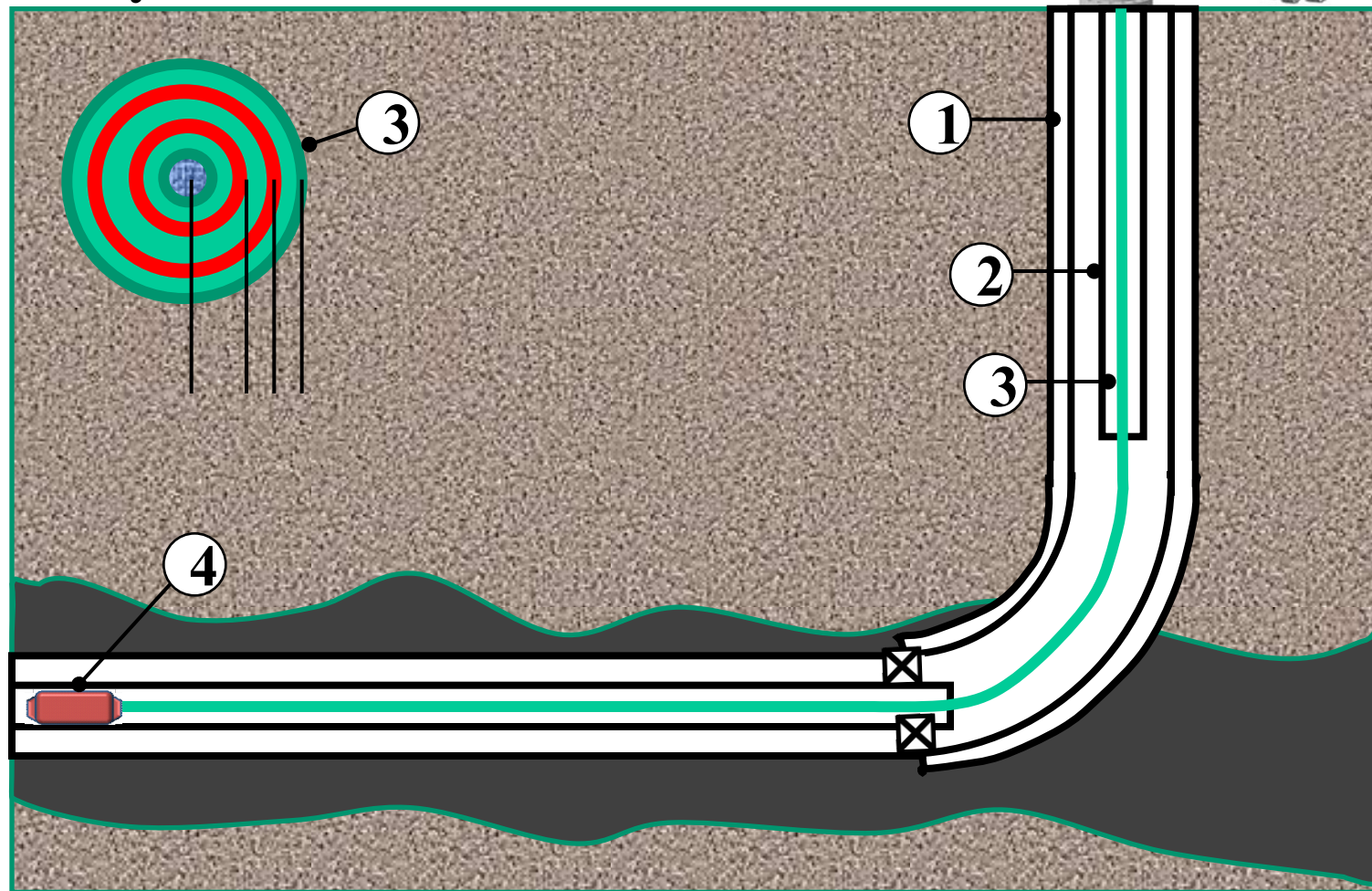


# Схема спуска прибора под УЭЦН в ГС

## Схема технологии спуска прибора под УЭЦН в ГС



$Q=100-500$   
 $\text{м}^3/\text{сут}$

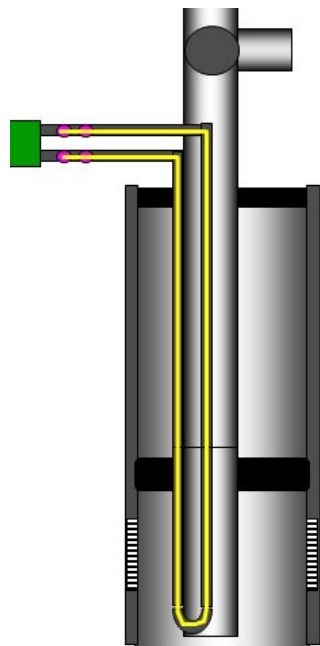
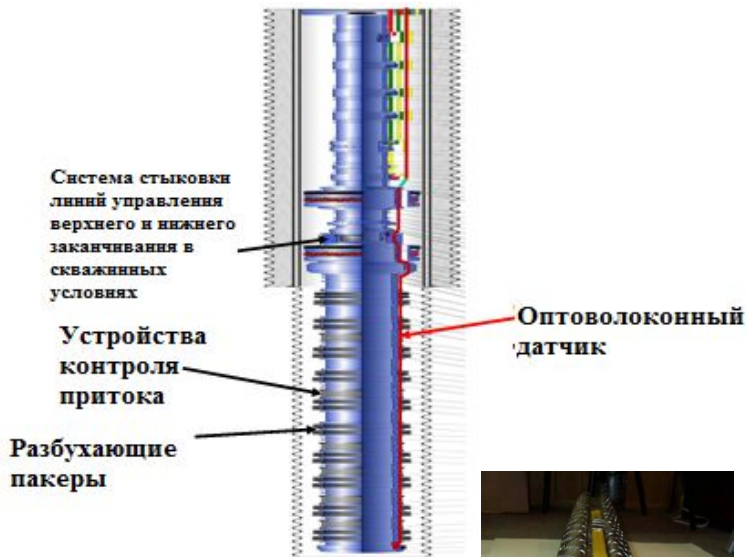


① - ЭК  
② - НКТ, внутренний

③ - шлангокабель – 38 мм с  
④ - ОВС

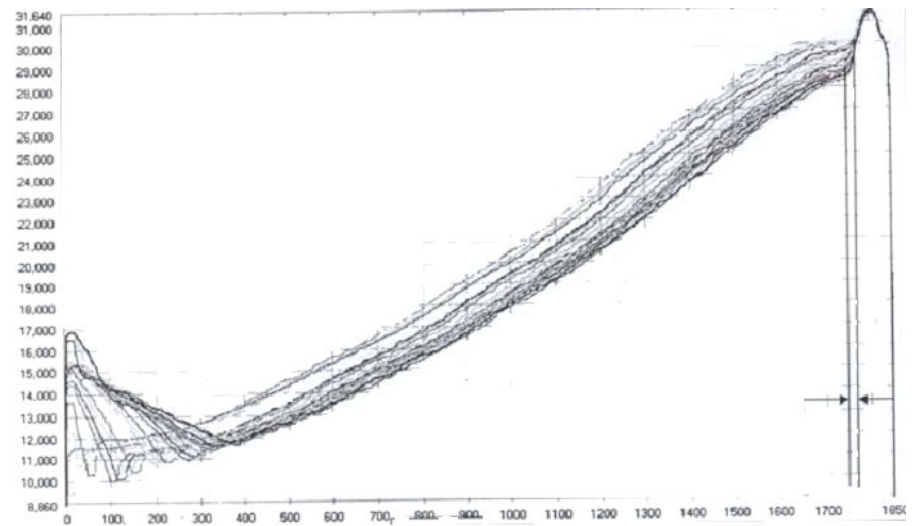
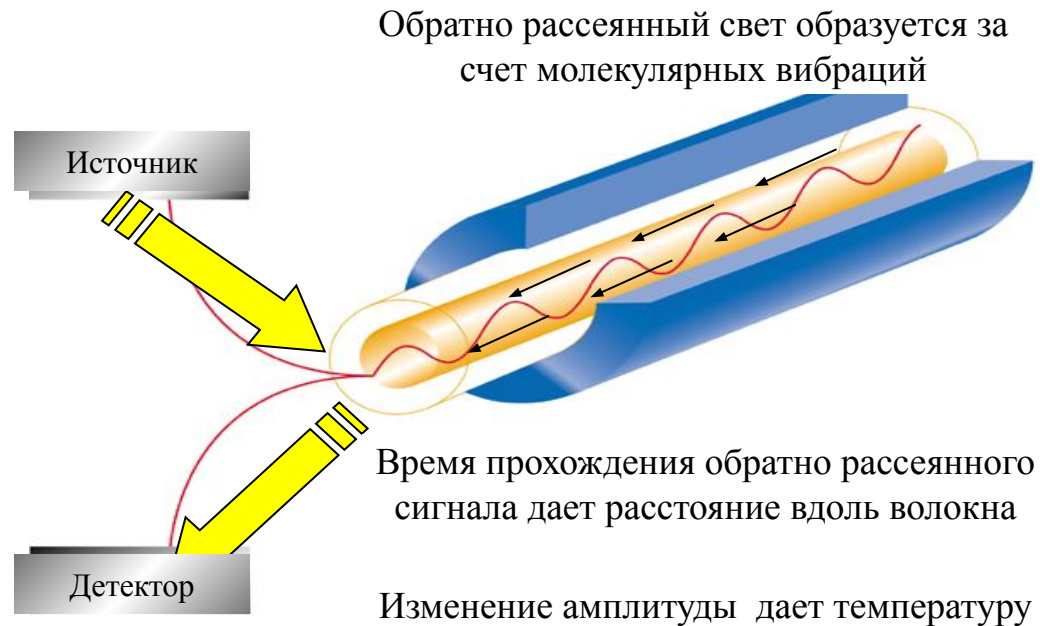
## 3.8 Оптико-волоконные системы мониторинга работы скважин

# Оптоволоконные технологии

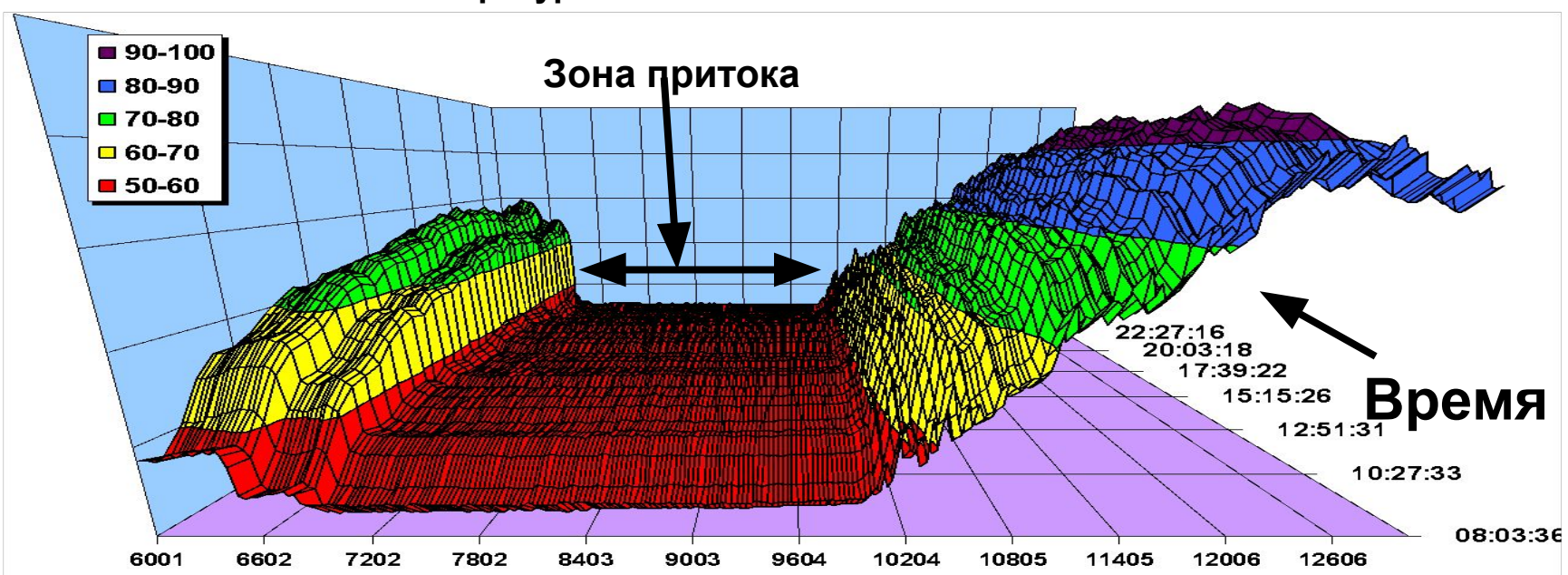
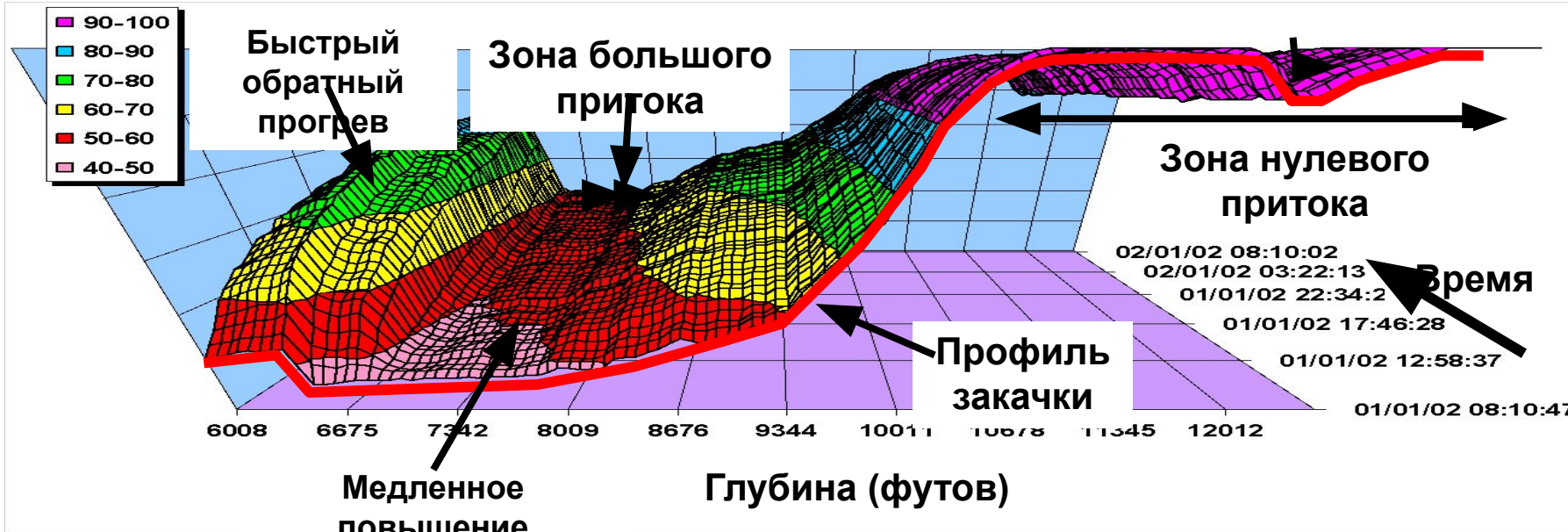


Положение оптоволокна в зоне фильтра

Обустройство скважины

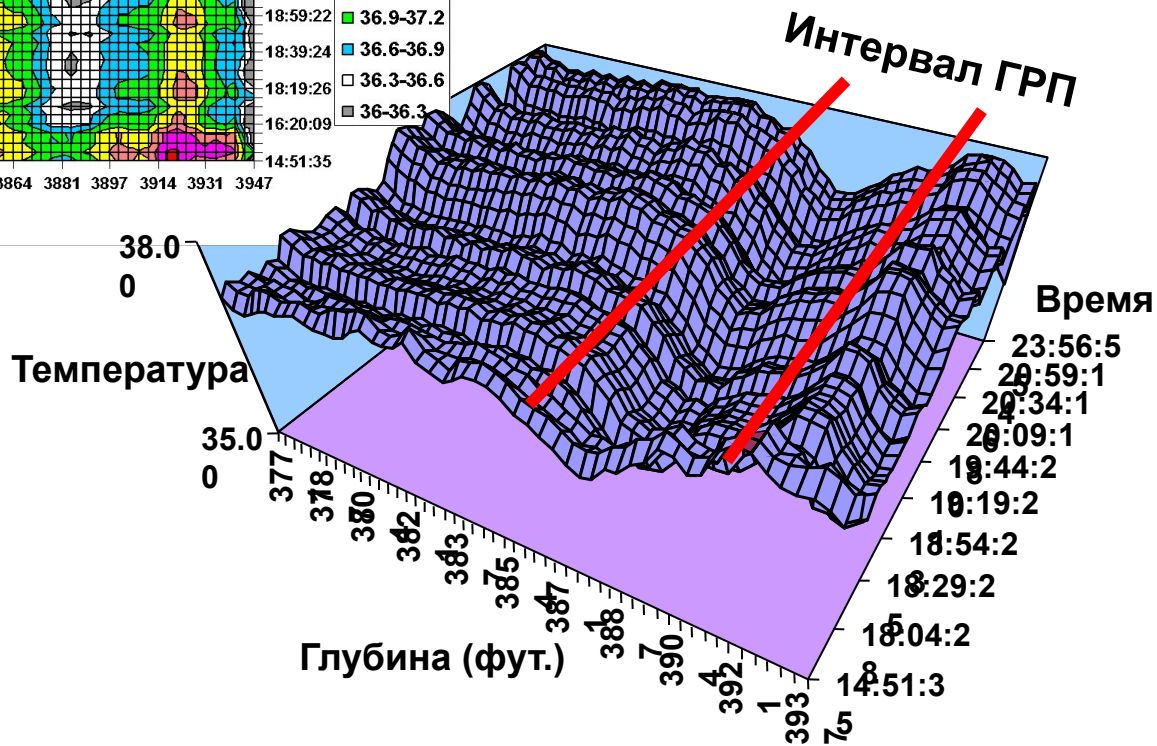
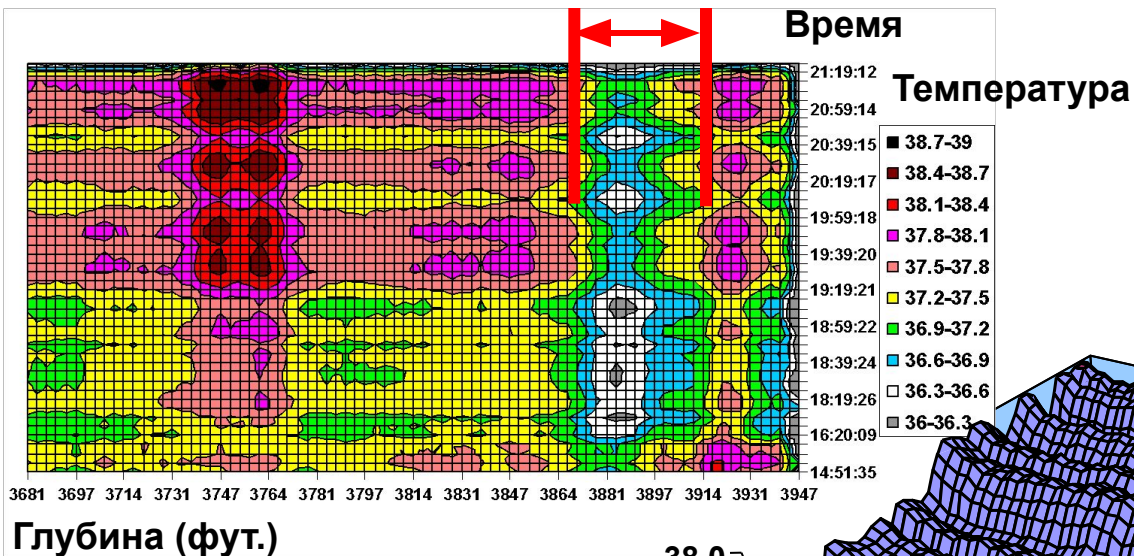






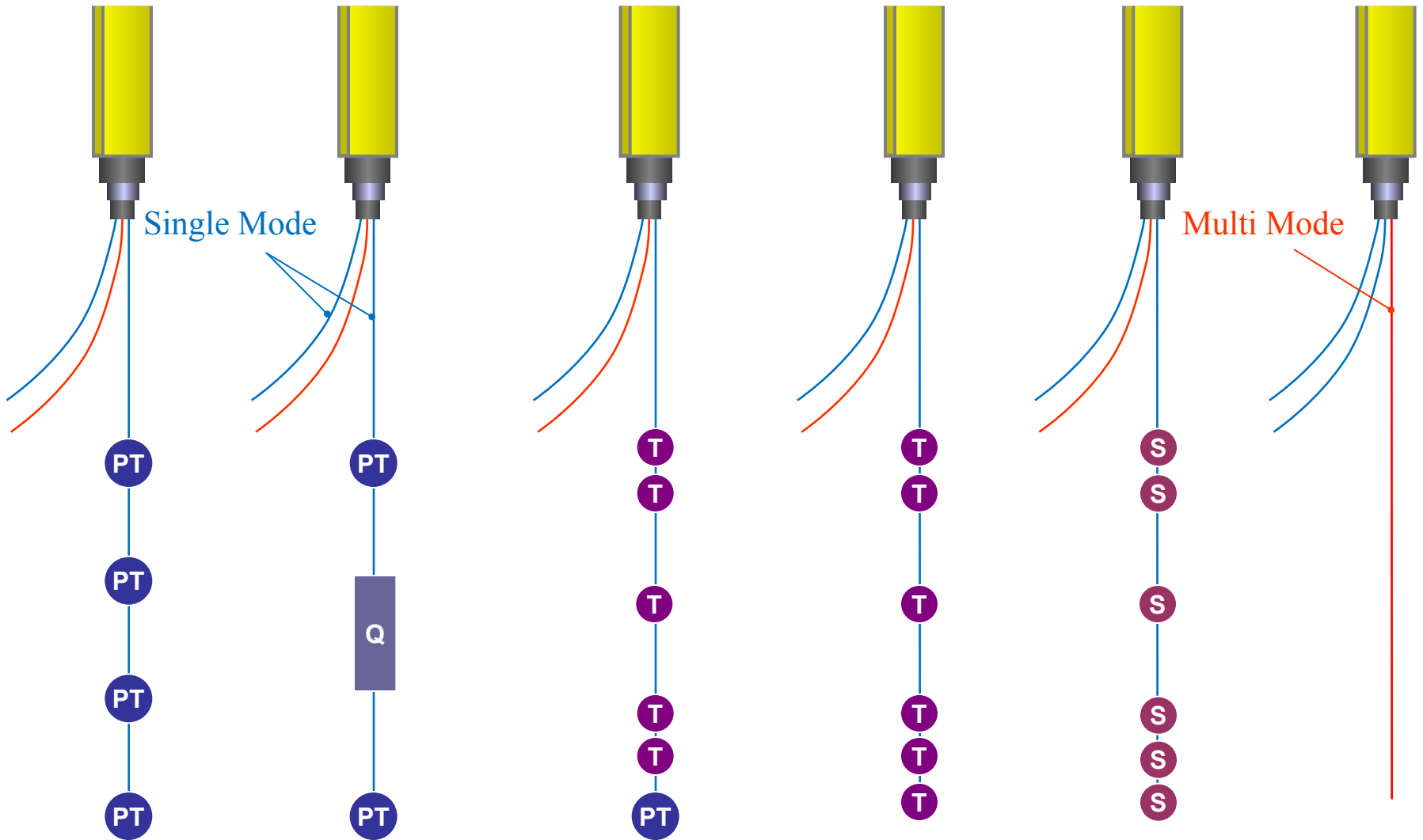
Нагнетательная скважина

# Интервал ГРП



Контроль ГРП

# Оптоволоконные системы = Гибкость конфигурации



4  
PT

2 PT +  
Q

PT + 12  
ATS

18  
ATS

8  
Seismic

DT  
S



# СХЕМА УСТАНОВКИ РАСПРЕДЕЛЕННОГО ДАТЧИКА СКВАЖИН ОСНАЩЕННЫХ УЭЦН

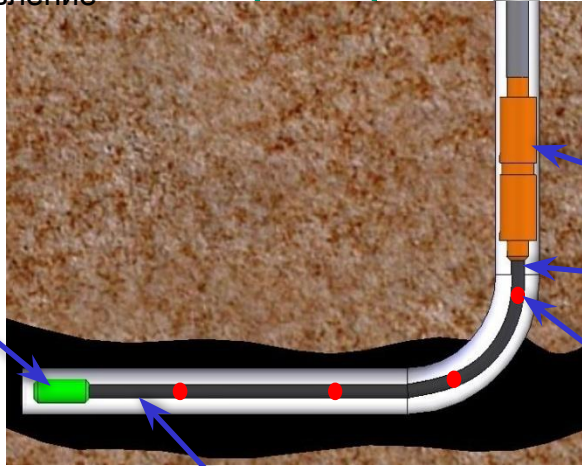
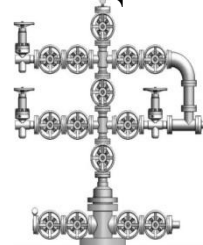
Регистрационная панель:  
температура

давление

проводка кабеля  
через ЭЦН

Геофизический прибор

вывод жил из  
фонтанной арматуры

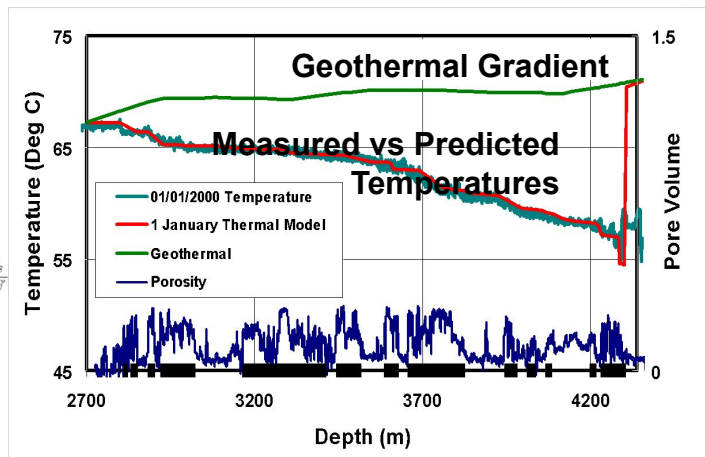
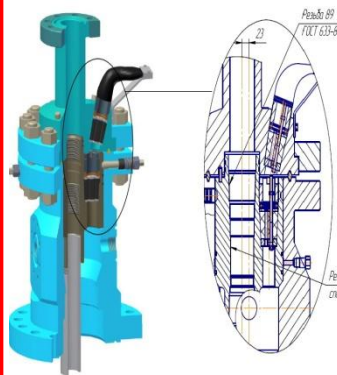
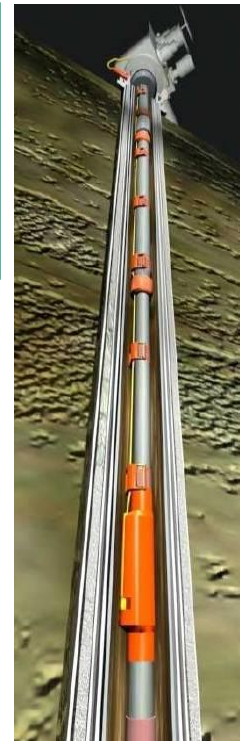


УЭЦН

Узел крепления  
Оптоволоконные датчики  
давления

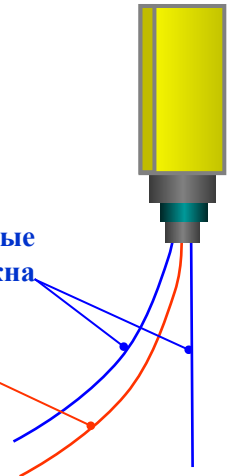
Оптоволоконная измерительная  
СИСТЕМА

Прототипы –  
распределенные  
оптоволоконные  
датчики  
(Weatherford)



Одномодные  
волокна

Многомодное  
волокно



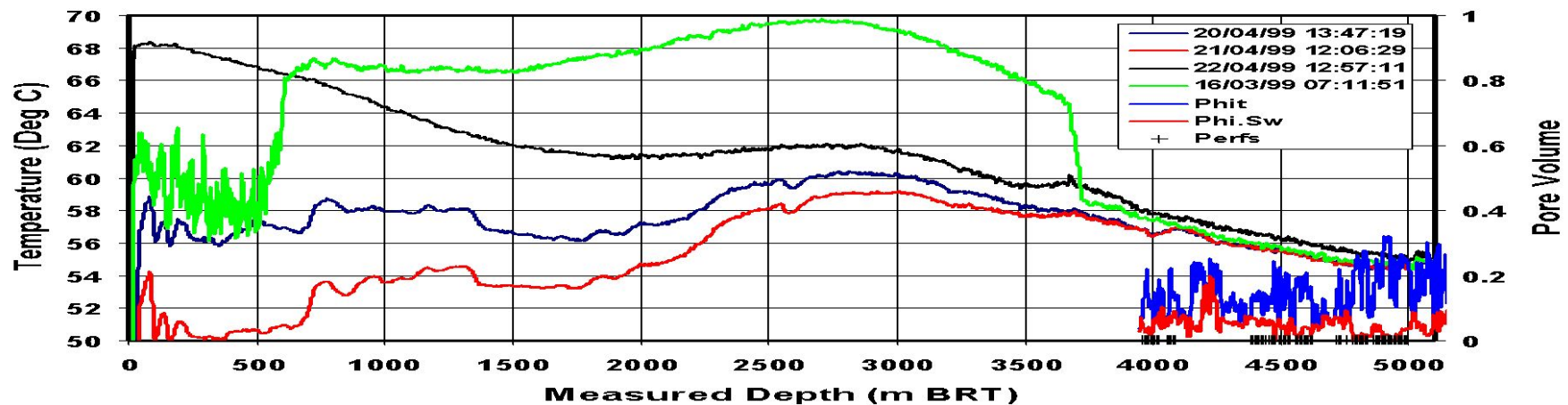
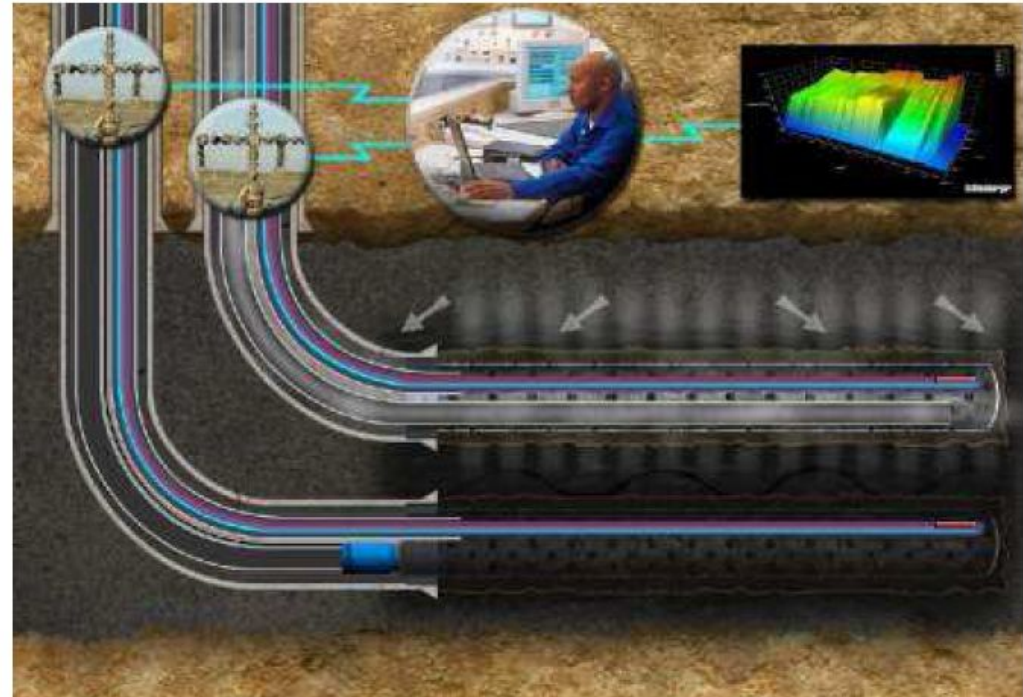


# Постоянный оптоволоконный мониторинг

## DTS теплового поля

## Применение в ГС

- Определение интервалов водо- и газопитока
- Оценка проницаемости и приемистости
- Учет добычи и закачки при многопластовом заканчивании
- Контроль и оптимизация газлифта



## 2.9 Спектральная шумометрия

# ПРИМЕР СВЯЗИ АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНОГО СПЕКТРА (КЕРНОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ) С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ РАЗМЕРА ПОР (МКМ)

100%

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОР ПО РАЗМЕРАМ

ДИАМЕТР ПОР, МКМ

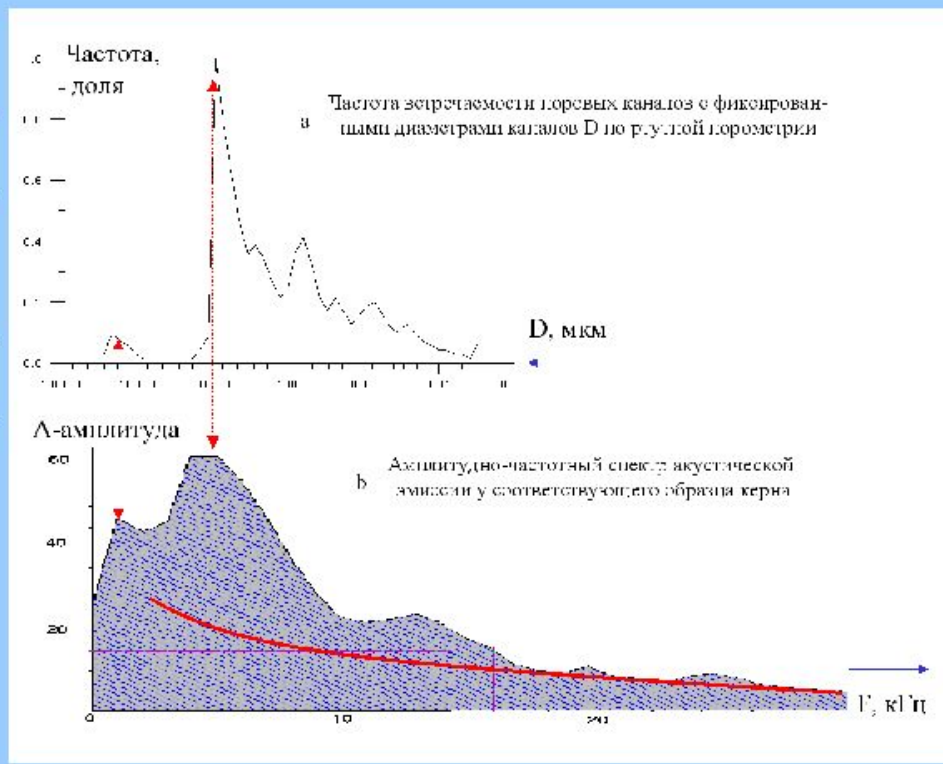
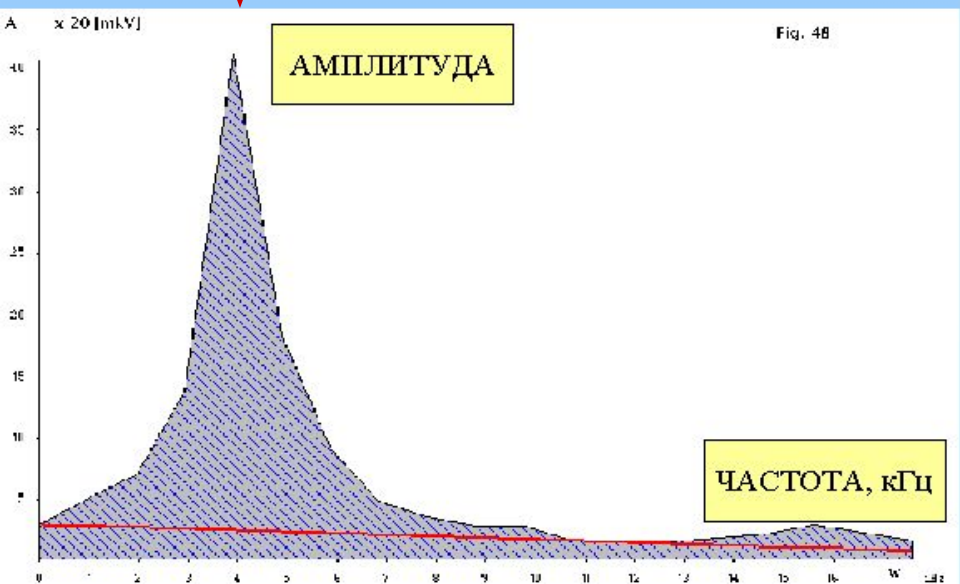
300

1

0.003

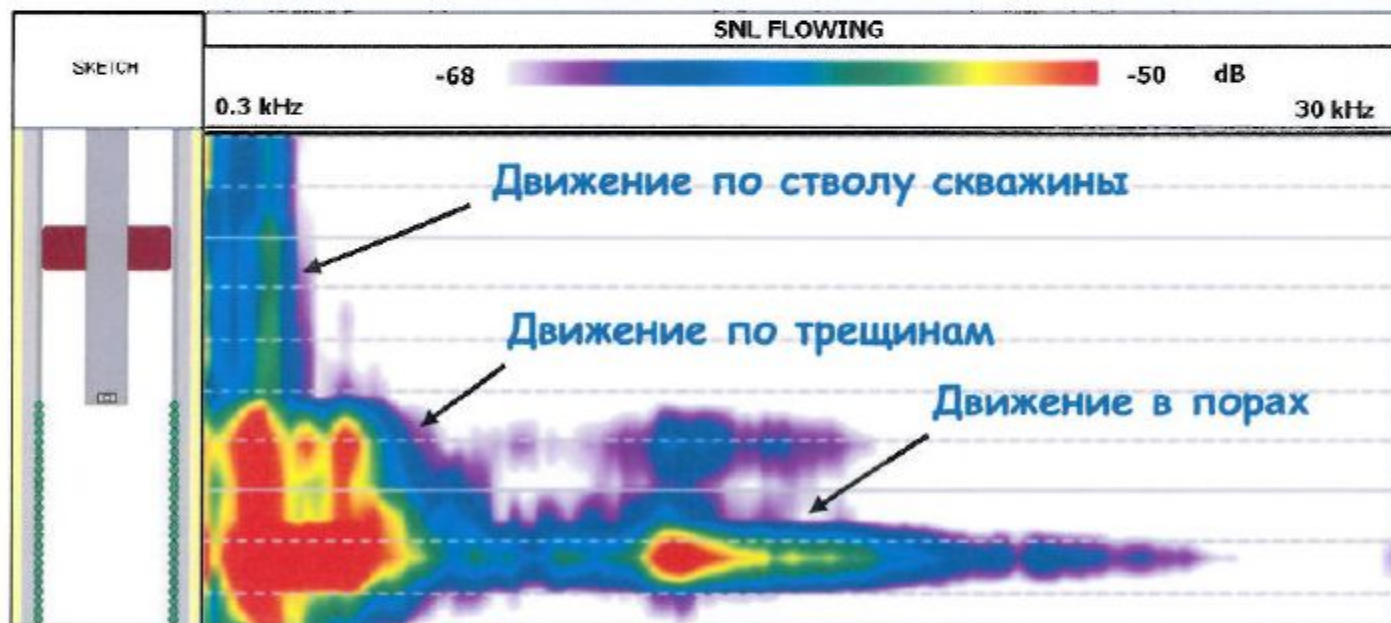
АМПЛИТУДА

ЧАСТОТА, КГЦ

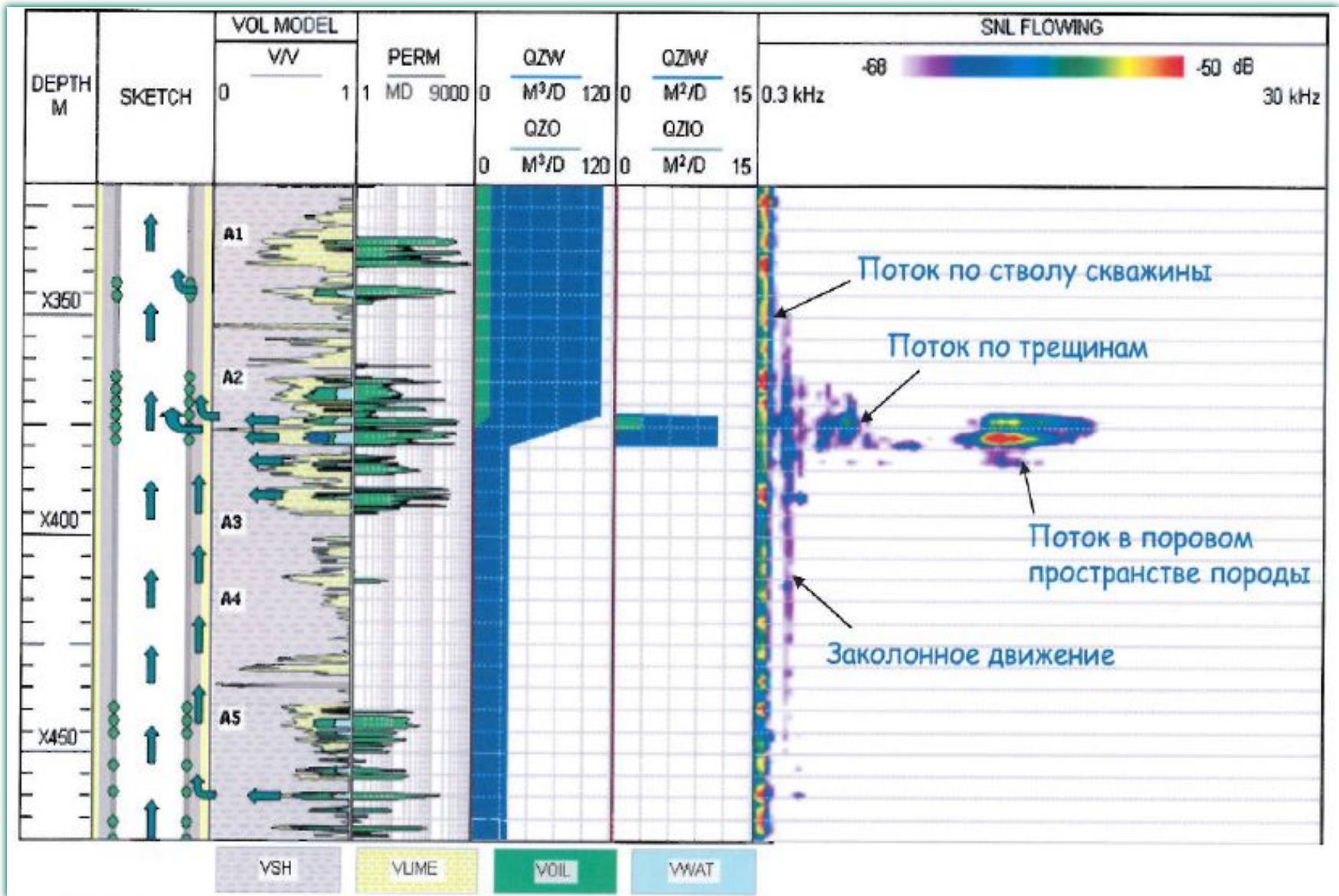


## Решаемые задачи:

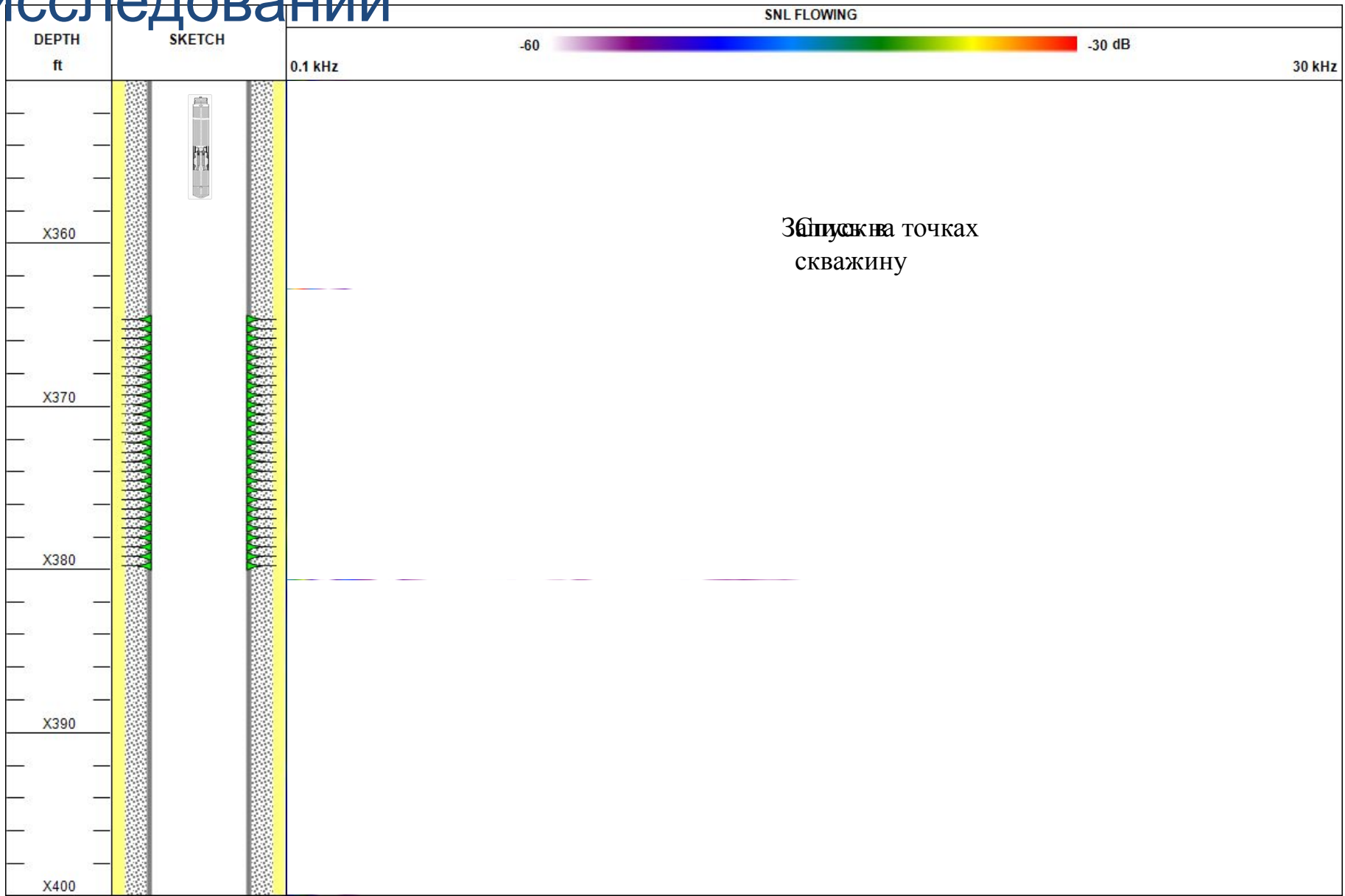
- Определение работающих интервалов пласта
- Выявление заколонных перетоков
- Определение мест негерметичности эксплуатационной колонны
- Идентификация характера потока



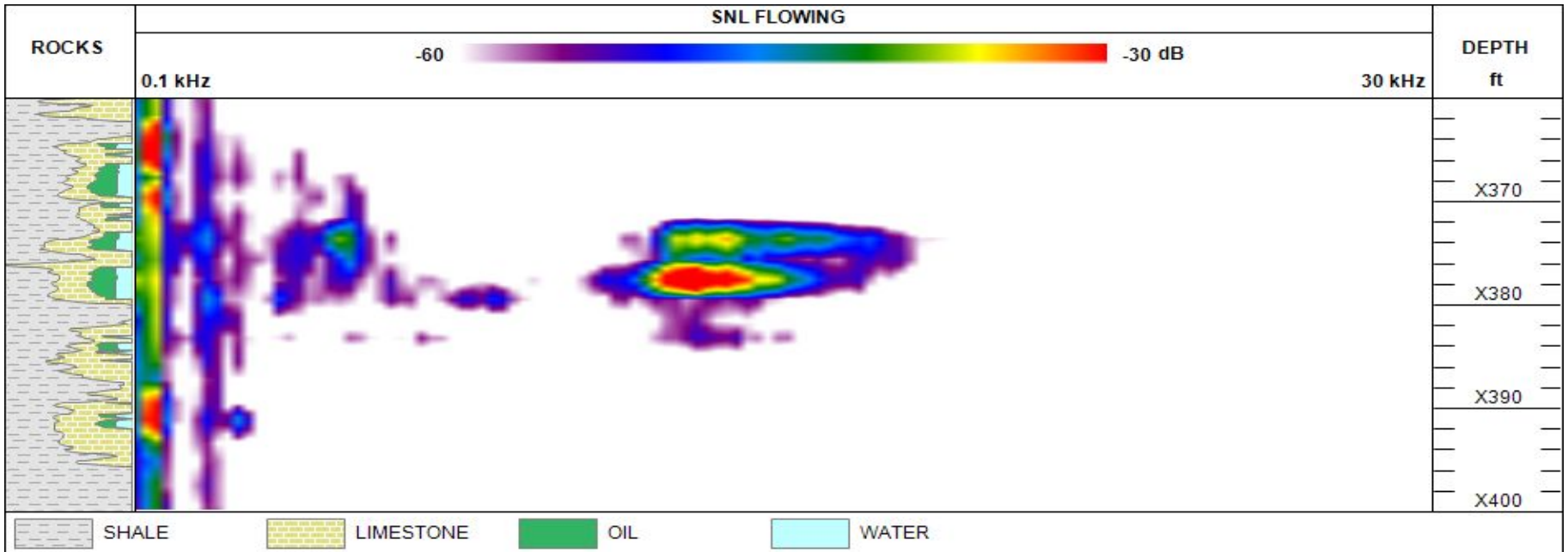
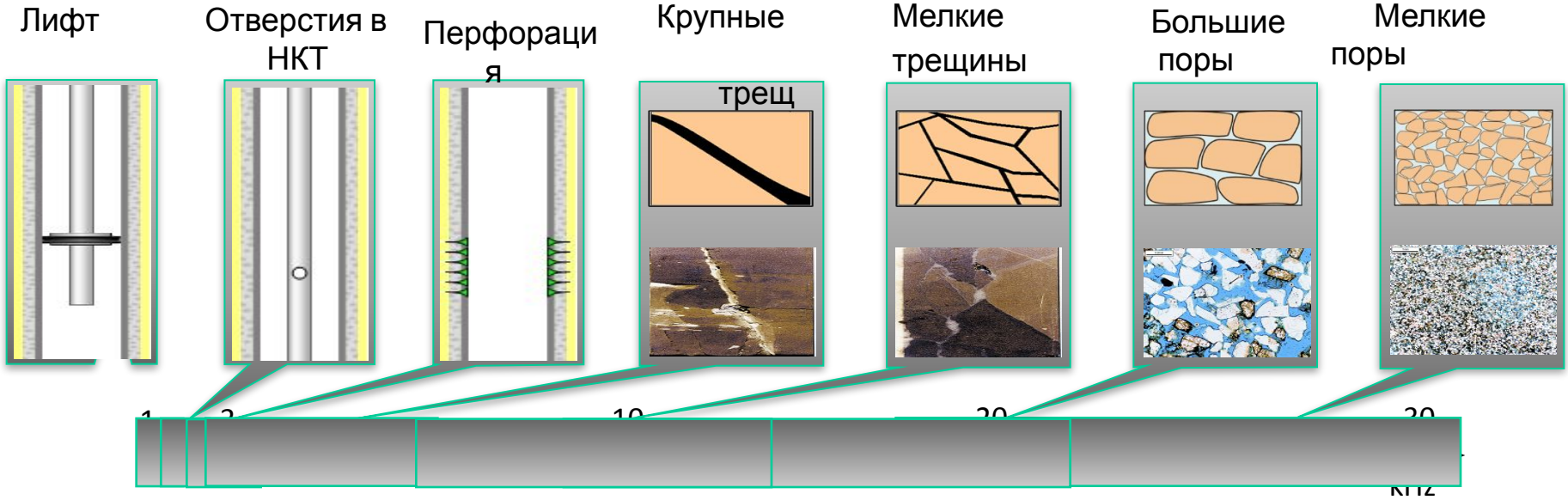




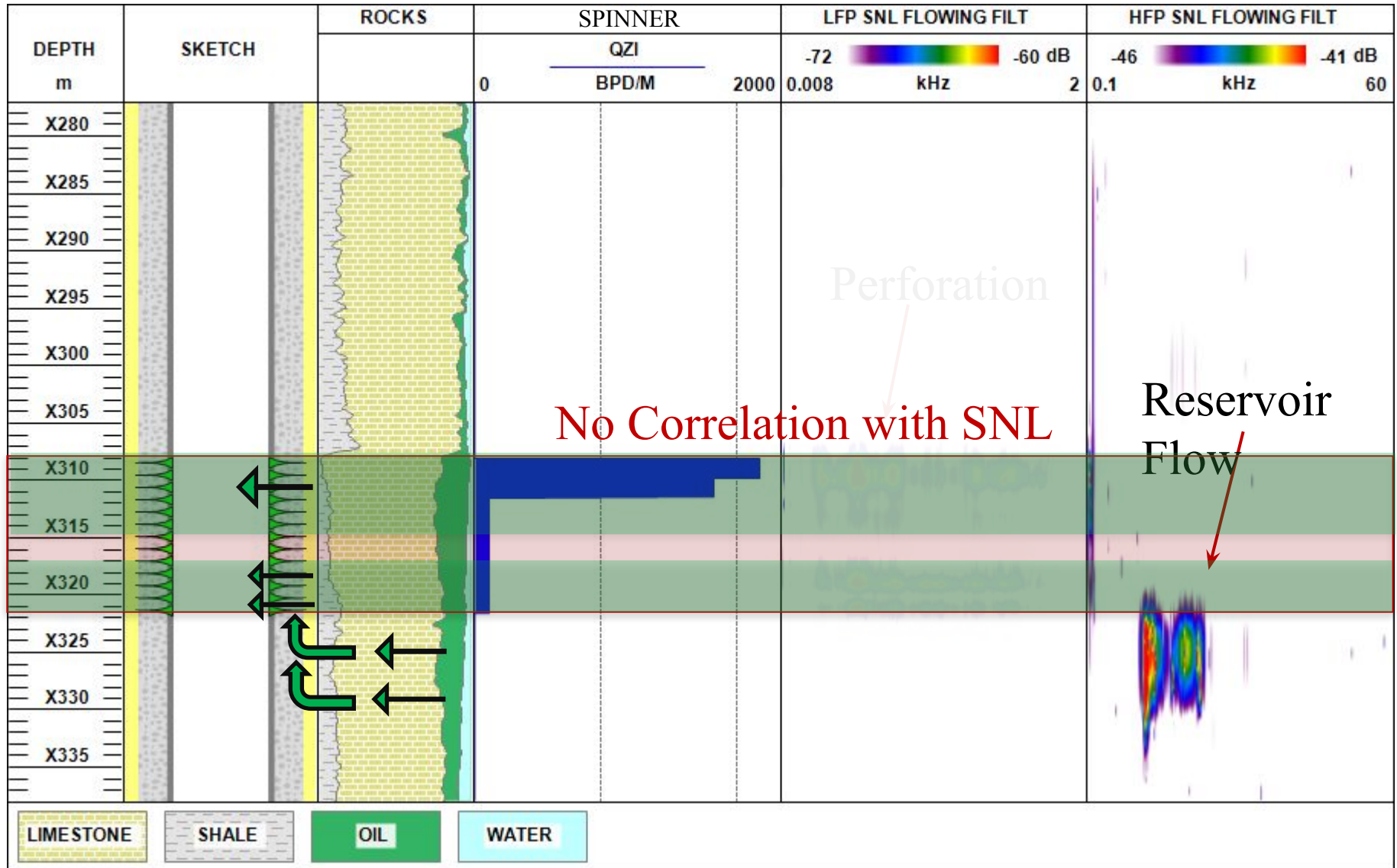
# Процедура исследований



# Физика спектральной шумомерии



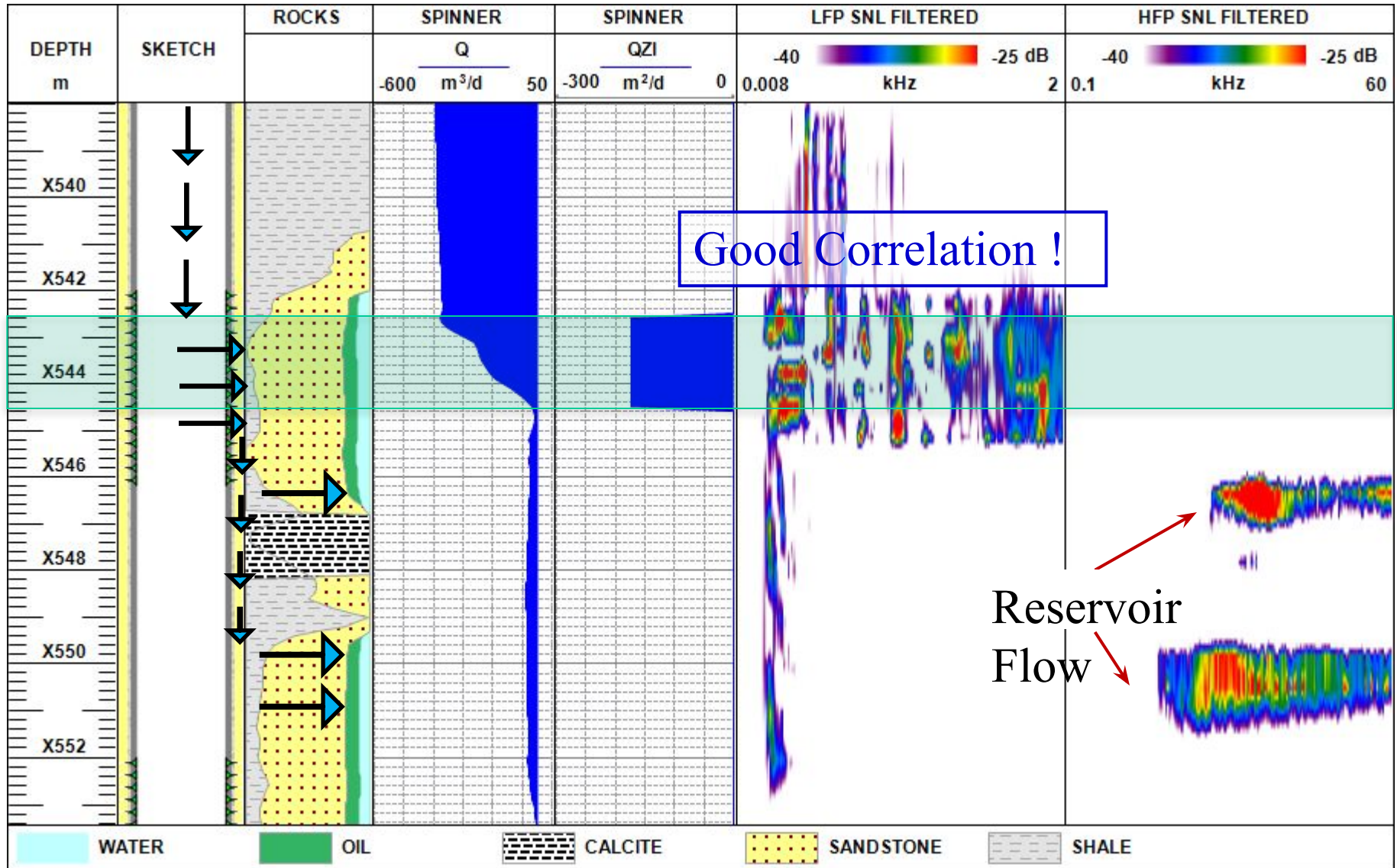
# Case 2. Active perforation (Oil Producer)



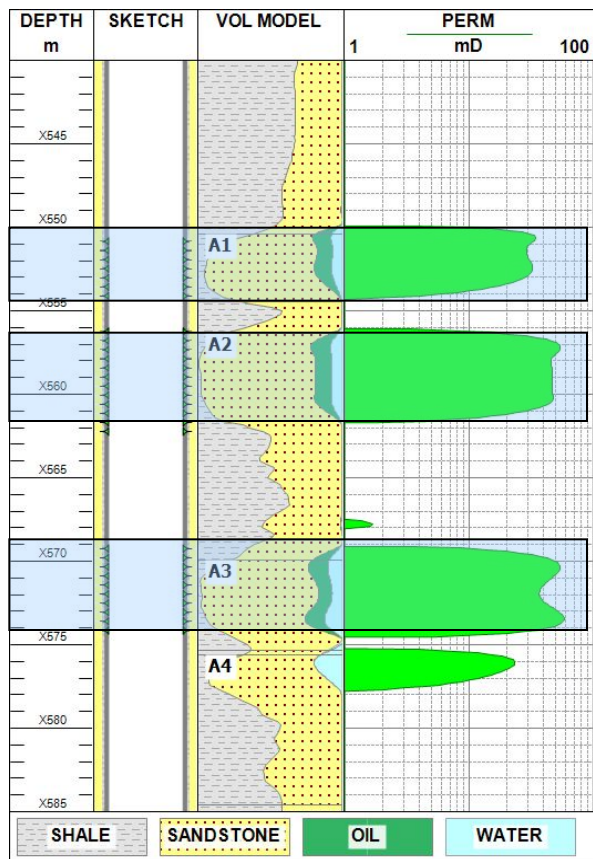


# Correlation analysis. SNL LFP - Spinner

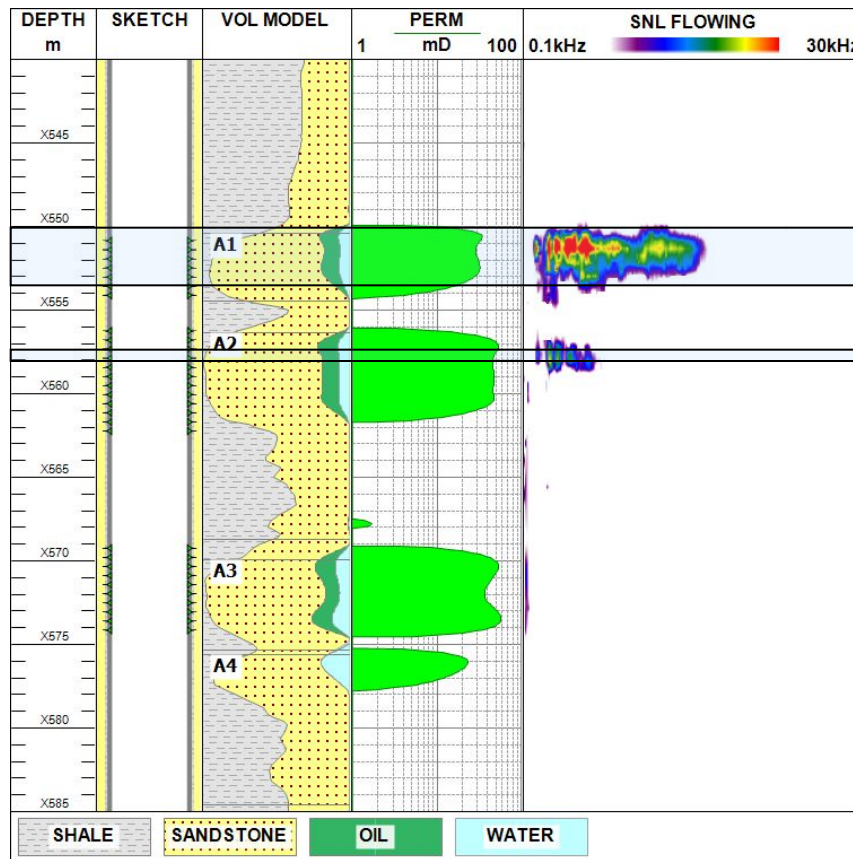
WSAM 2013



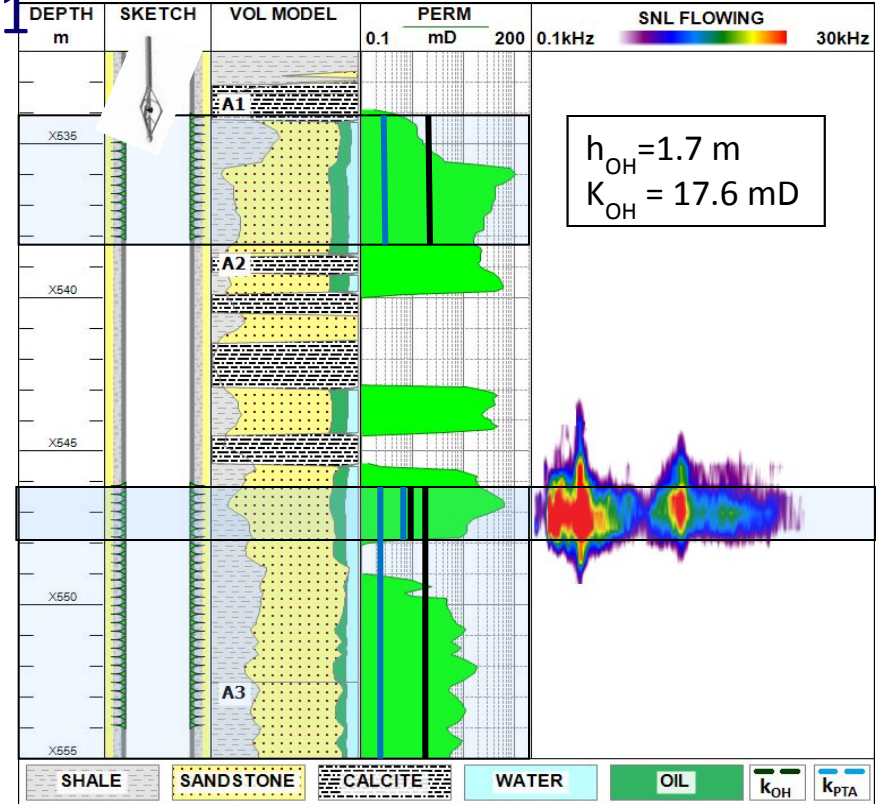
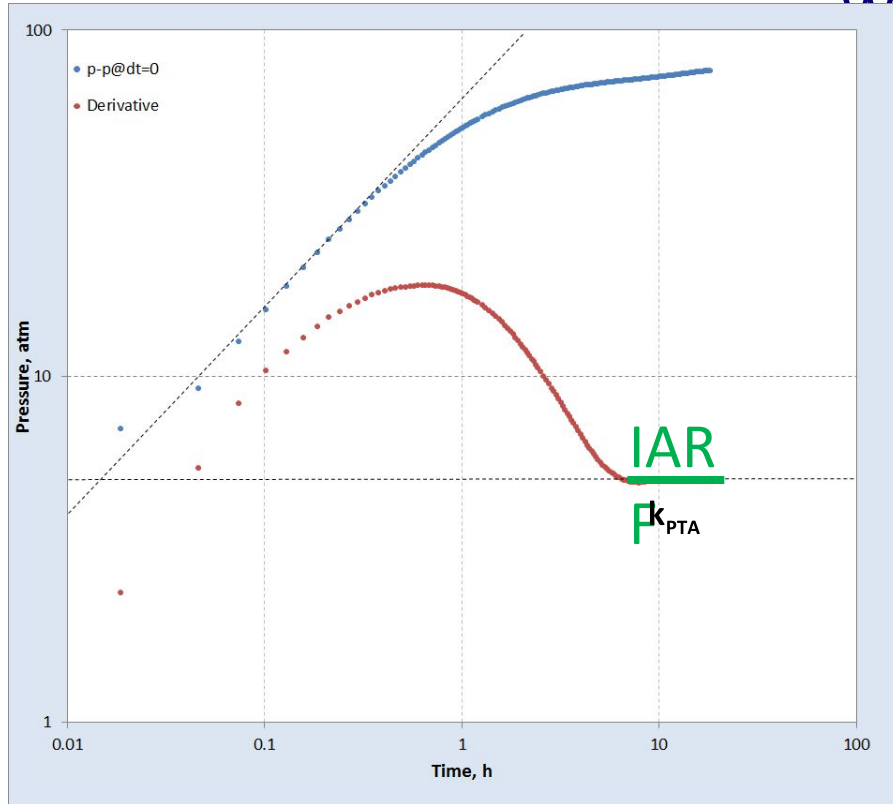
## Open hole



## HPT-SNL



## Well



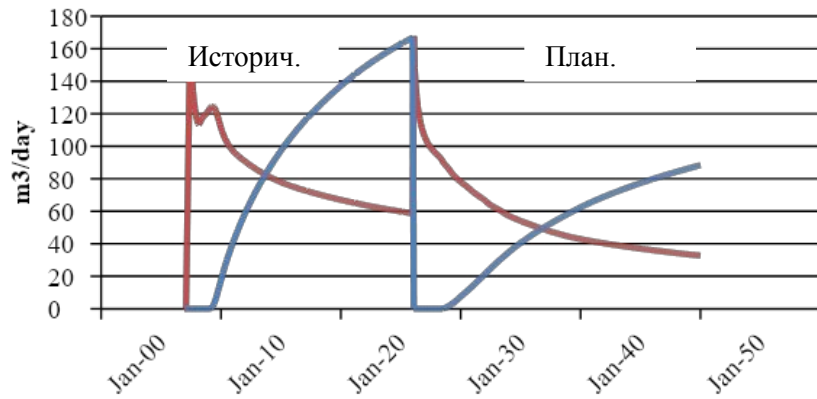
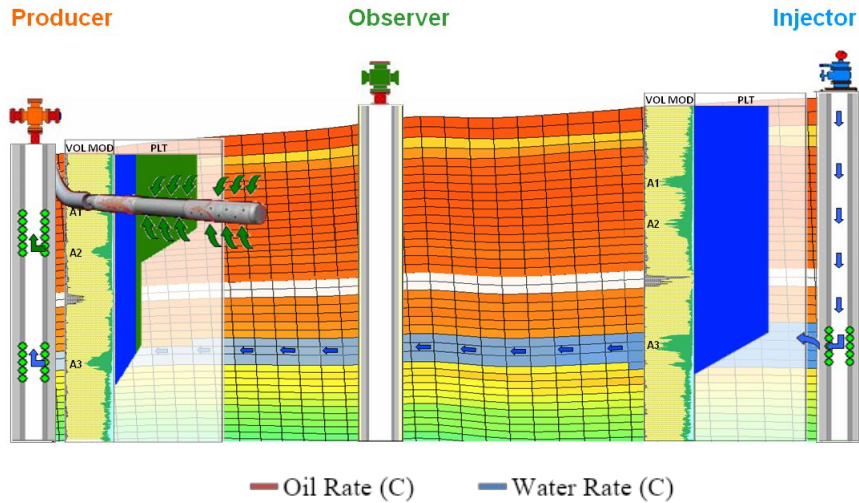
$h_{OH}, m$	$K_{PTA}, mD$	$K_{OH}, mD$
9.1	2.1	20.4

$h_{SNL}, m$	$K_{PTA}, mD$	$K_{OH}, mD$
1.7	18.7	17.6



# Пример 1. ВЫВОДЫ

## Обычный анализ



## Продвинутый анализ

