

PRIME

Технологии сбора, обработки и хранения данных ГИС

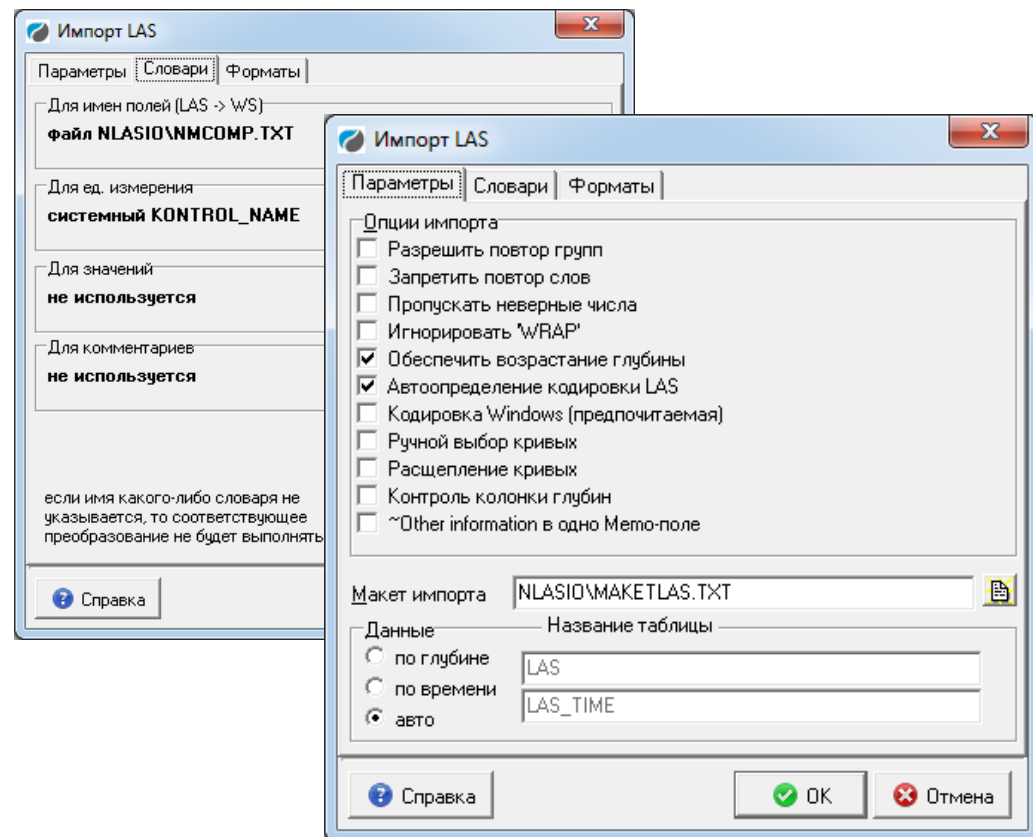
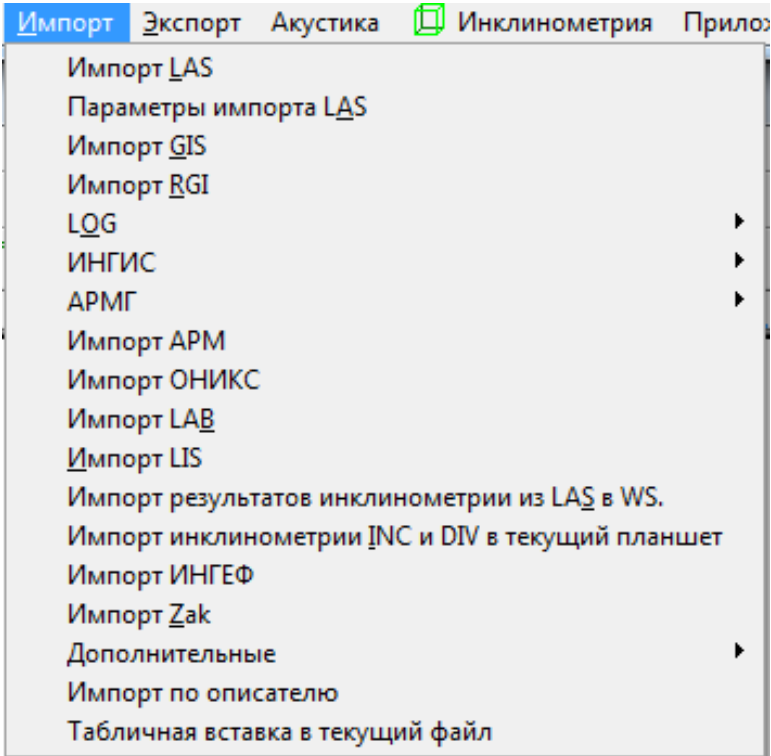
Уфа, 2014 г.



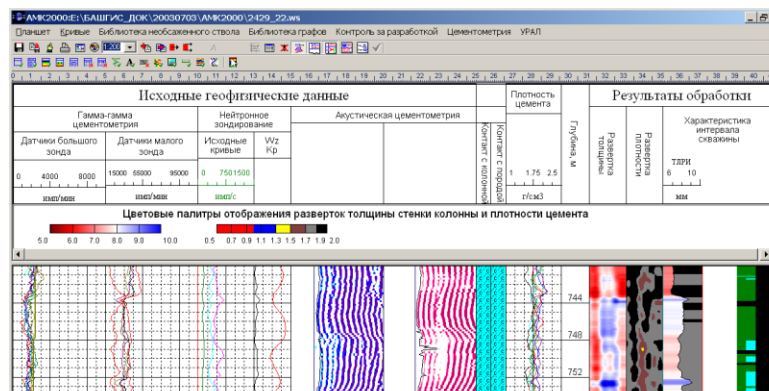
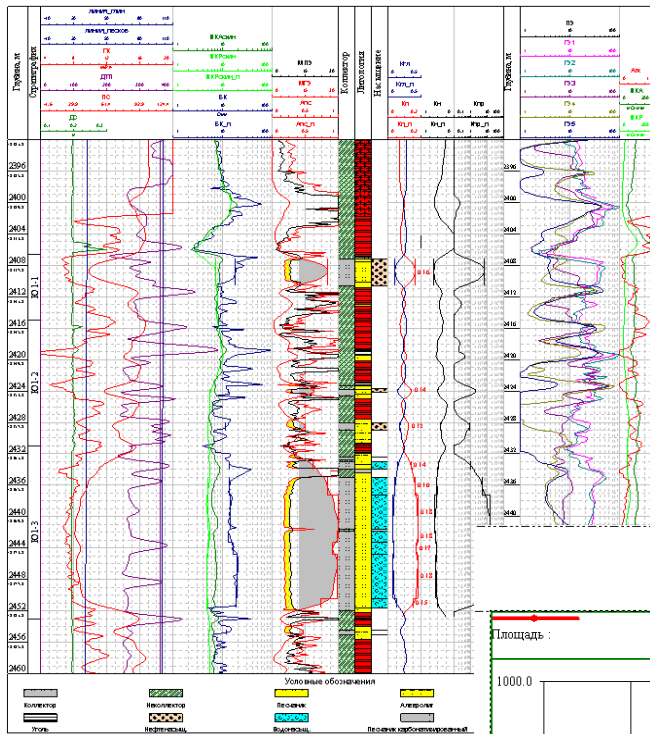
PRIME - это единая технология работы с данными ГИС:

1. Визуализация и редактирование
2. Открытый ствол, инклинометрия
3. Цементометрия
4. Контроль разработки
5. Многоскважинные операции
6. База данных ГИС

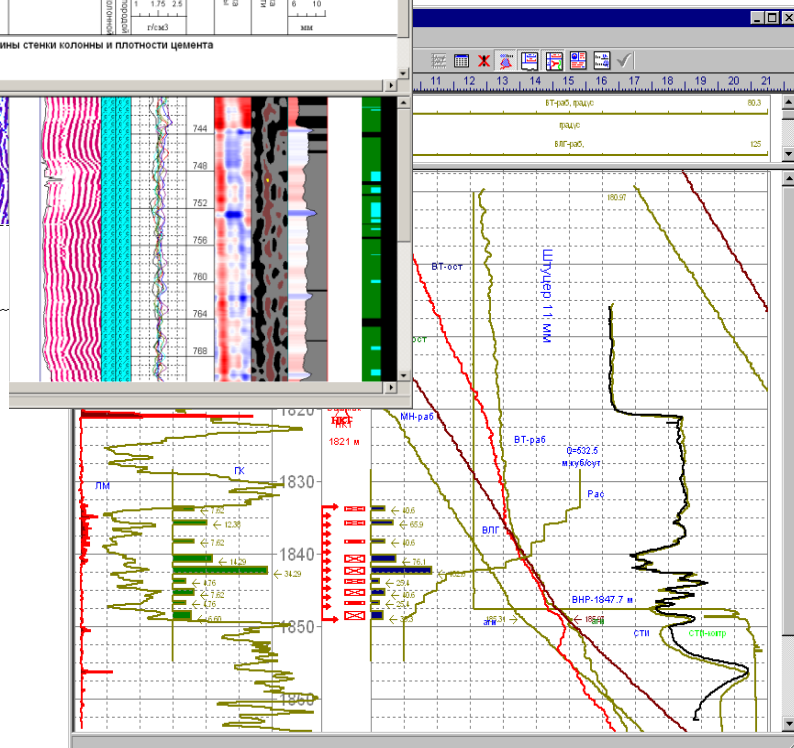
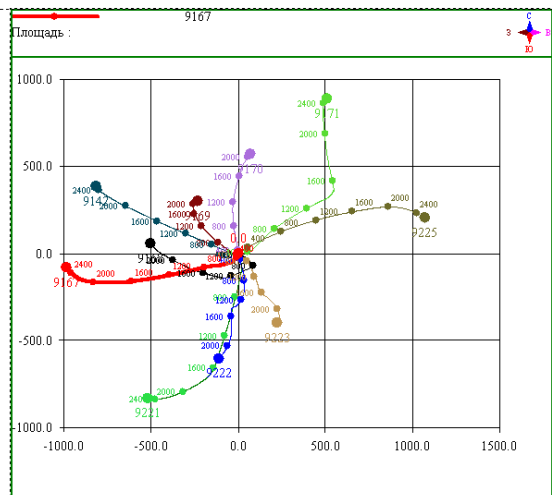
Импорт



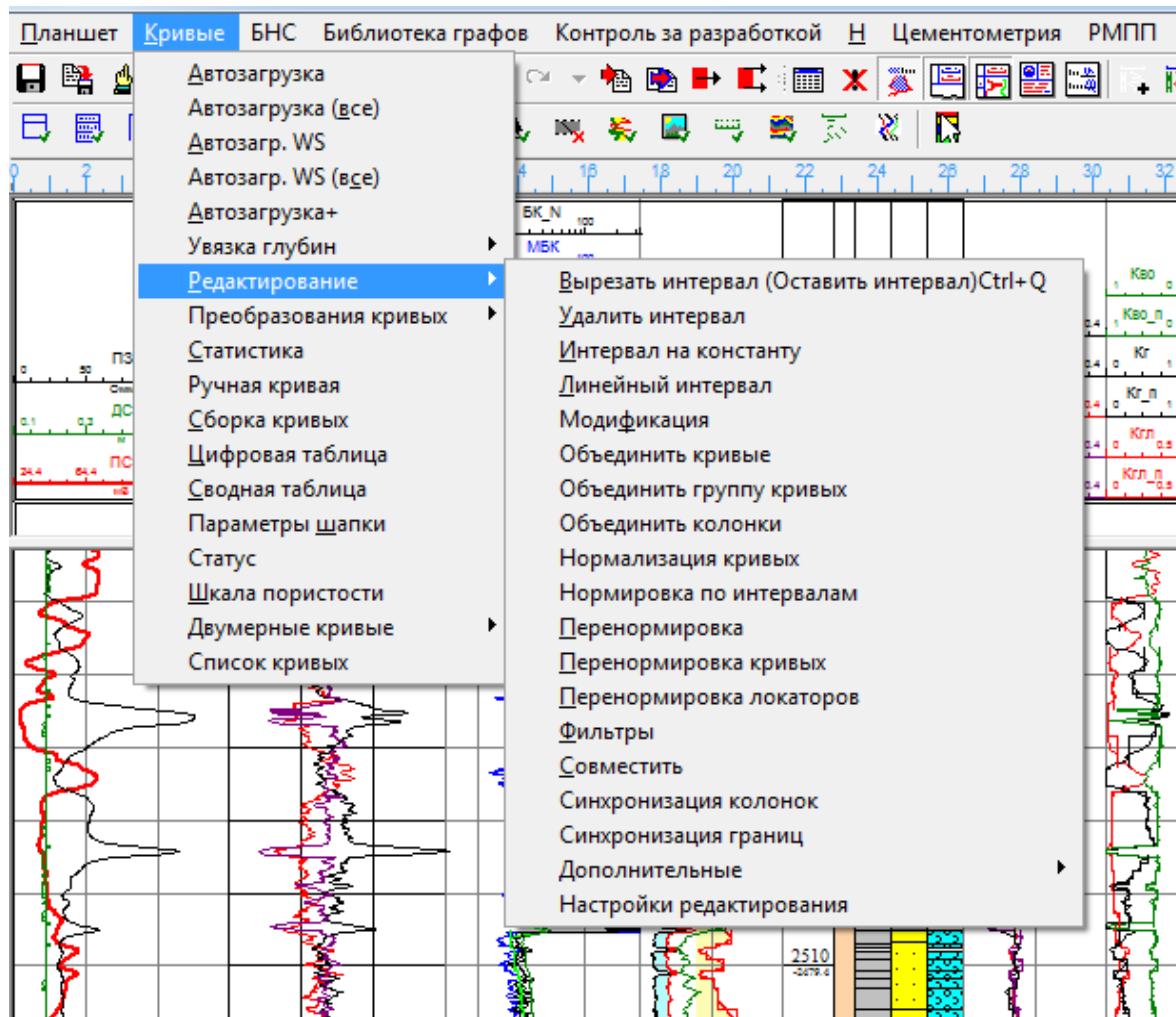
Генерация, печать, сохранение в виде файлов bmp, emf, tiff планшетов для данных ГИС:



План скважины
Масштаб = 1 : 20000



Блок первичной обработки кривых (увязка, редактирование, пересчет)



Пересчет кривых

Новая кривая Имя

Шаг (м) 0,1 ДС_1

Изменение ед.изм. в базе

Исходная Результирующая м

Интервал Кривля(м) Подошва(м)

2777.2 3052 ? Интервал Авто

X1=X1/1000

Открыть Сохранить Счет Выход ?

Вычисления с кривыми

Файл Шрифт ? Справка

X1 *Коллектор ... Новая кривая

X2 КОЛ ... Кривля(м)

X3 Кл_нк_п ... 2777.2

X4 Кл_ак_п ... Подошва(м)

X5 *Стратиграфия ... 3052

X6 *Тип_коллектора ... Шаг (м)

X7 ... 0

X8 ...

Мин. толщина пропластка (м) 0.2

```
then X6=77
if (X2=1) and (X5='косьвинский горизонт') and ((X
then X6=83
if (X2=1) and (X5='косьвинский горизонт') and ((X
then X6=77
if (X2=1) and (X5='алатаусская свита') and ((X3-X
then X6=83
```

Открыть Сохранить Счет Выход

Программы пользователя (встроенный язык для реализации собственных алгоритмов)

```
Расчет_Кгл_Кпр_Кг.pr
Файл  Правка  Выполнение  Вид  ?
[Icons]  Пуск  [Icons]
[Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  Параметры

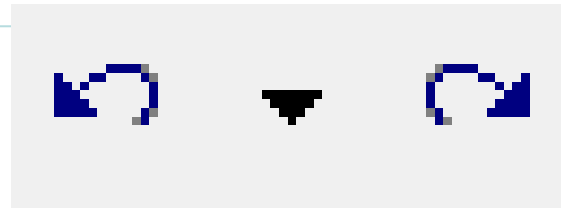
Step=0.2;
IN
'Кп_ак_пс'; 'ИКскин_N,ИКскин'; 'Апс'; 'Кп_нрк';
OUT
'Кгл'; 'Кпр'; 'Кп';
'Кво';
begin
if Кп_ак_пс<=0 then Кп_ак_пс=0.01;
if ИКскин_N<=0 then ИКскин_N=0.01;
n=(0.988-Апс)/1.12;
Кгл=(Кп_нрк*n)/(1-n);
a=1;
m=1.69;
b=1;
n=1.54;
Rв=0.64;
Кг=1-((a*b*Rв)/(ИКскин_N*Кп_ак_пс^m))^(1/n);
if Кг<0 then Кг=0;
if Кг>1 then Кг=1;
Кво=(10^(3.049-1.291*LG(Кп_ак_пс*100)))/100;
Кпр=10^((1.724-Lg(Кво*100))/0.234);
if Кво>1 then Кво=1;
end
```

```
параметры_фэс_бз_new.pr
Файл  Правка  Выполнение  Вид  ?
[Icons]  Пуск  [Icons]
[Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  [Icons]  Параметры

//. 01/03/2013
Program Параметры;
Option = 16;
Step = 0.1;
in 'GK_st'; 'NKT_st'; 'iGK'; 'Апс'; 'ИК'; '$Стратиграфия.Страти
out 'Кп_нкт'; 'Сгл'; 'Кгл'; 'Кп'; {'Пн', 'Рвп', 'Кв', 'Кн'; 'Кпэ
begin
if Index=0 then
begin
Gkmax=RefR('@OP_plast1.1.baseGkmax');
Nkmax=RefR('@OP_plast1.1.baseNkmax');
Месторождение=RefV('@Шапка.1.месторождение');
if PrepareKData('K_Base\K_BASE.res', 'K_BASE\K_base.ws',
'K_BASE_BVT', 'Сибирь', Месторождение, 4, 'Стратиграфия')
end;
КП_НКТ=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КП_НКТ');
СГЛ=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'СГЛ');
КГЛ=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КГЛ');
КП=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КП');
КВ=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КВ');
КН=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КН');
КПЭФ=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КПЭФ');
КПР=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КПР');
КПР_ЭФ=GetKBaseDataSx(Стратиграфия, 'КПР_ЭФ');

if КП <> '' then
```

Возможность отмены последних действий



Шаг назад



Использование ссылок на данные в базе

Планшет Кривые БНС Библиотека графиков Контроль за разработкой Н Цементометрия РМПП Ред_кривых Ред.колонок

1:200

ГИ

Заказчик ГИС УРС КРС
 Плательщик ГИС ТПП "ЛангепасНефтеГаз"
 Месторождение Урьевское
 Площадь Урьевская

Заключение по комплексу промыслов

Цель исследований: Задача № 5

Заключение по КВУ, КВД, РГТ

Дебит максимальный по КП	210.
измер-ный после нач. притока ч/з	00:03
при забойном давлении	118.2
на глубине	2340.00
Максимальная депрессия	65.6
Пластовое давление	182.3
Козф. продуктивности	3.064 м ³ /сут/атм
Обводнённость	97.2 %

Источник обводнения: перф. пласт

Индекс пласта	Интервалы фильтра	Работающие интервалы			состав притока
		по расходомерии		по ТМ и СТИ	
	кровля-подошва (м)	кровля-подошва (м)	Q(м ³ /сут)	Q(%)	
БВ6	2362.35-2513.73	не определялись			ниже 2362.3 м вода

НКТ: не отмечаются

Интервалы сверху не перетоков: отмечаются, снизу не ясно.

Аппаратура
Сова-3 № 67

Таблица уровней

Время (чч:мм)	Уровень (м)	ВНР (м)	Q (м ³ /сут)
ВГст	239	499	
ВГ1 ч/з 8:28	257	275	

Настройка рамки с текстом

Начало: 7.5 Ширина: 1.5 Высота: 8 Цвет: [Color palette]

Непрозрачный фон Цвет фона: [Color palette]

Шрифт: Arial CYR Размер: 0.45 Г: В: 1:1 Интервал: 0.15 Выравнивание: Вправо Направление: Слева направо

Текст в рамке:
 @ШАПКА.1.QMAX_ПО_КП
 @ШАПКА.1.ИЗМЕР_ПОСЛЕ_НАЧ_ПРИТОКА_КП
 @ШАПКА.1.ПРИ_РЗАБ
 @ШАПКА.1.НА_ГЛУБИНЕ
 @ШАПКА.1.МАХ_ДЕПРЕССИЯ_НА_ПЛАСТ
 @ШАПКА.1.РАСЧ_ПЛАСТ_ДАВЛЕНИЕ
 @ШАПКА.1.КОЭФ_ПРОДУКТИВНОСТИ
 97.2

Вывод рамки вокруг: Слева Справа Сверху Снизу

Расстояние до рамки: 0.2 0.1 0.2 0.1

Толщина линий рамки: 0 0 0 0

Другой цвет рамки Цвет: [Color palette]

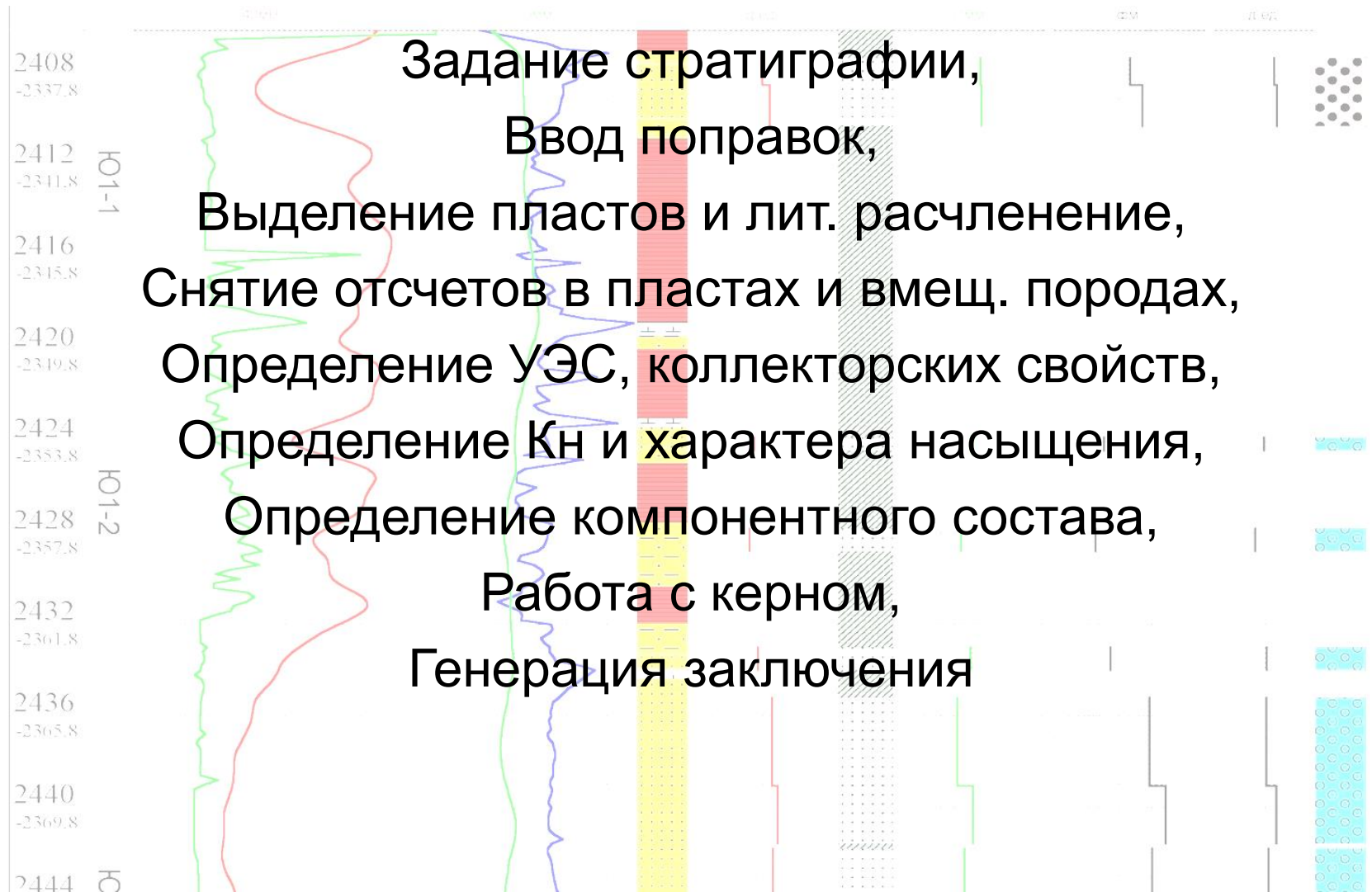
Общий

Дальше Применить Записать Прочитать Отказ Справка

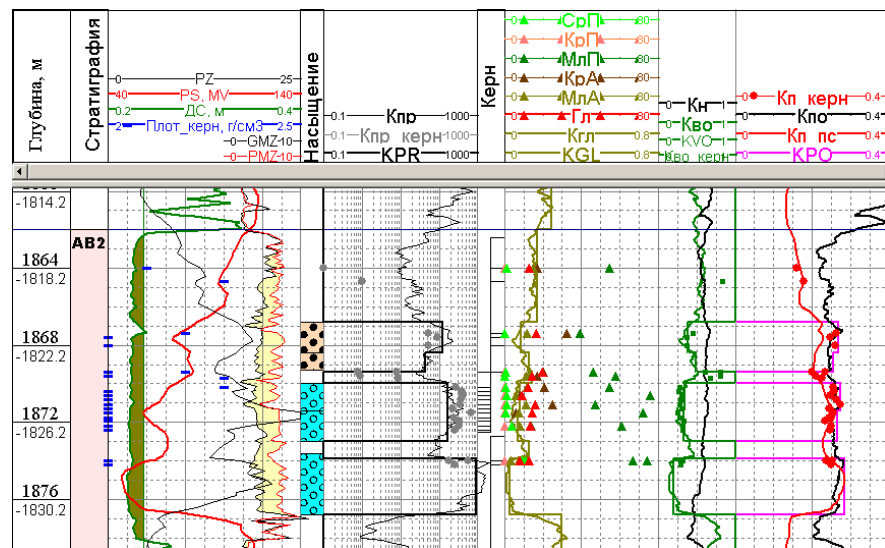
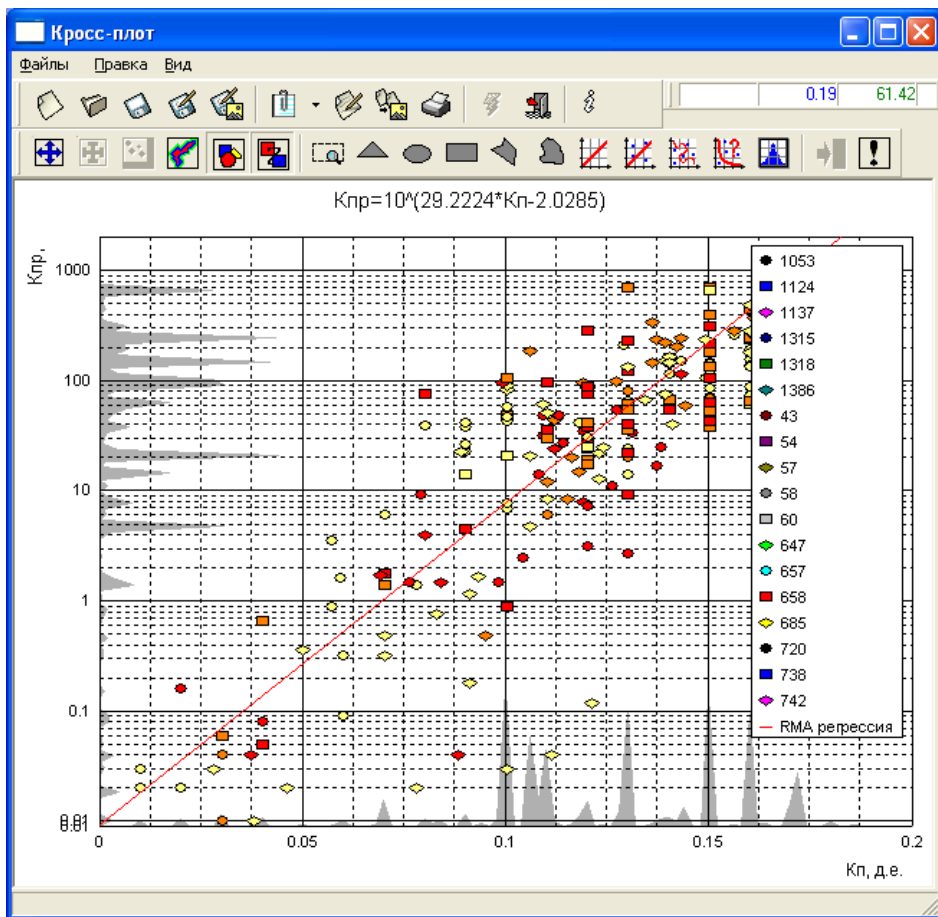
PRIME - единая технология работы с данными ГИС:

1. Визуализация и редактирование
- 2. Открытый ствол**
3. Цементометрия
4. Контроль разработки
5. Многоскважинные операции
6. База данных ГИС

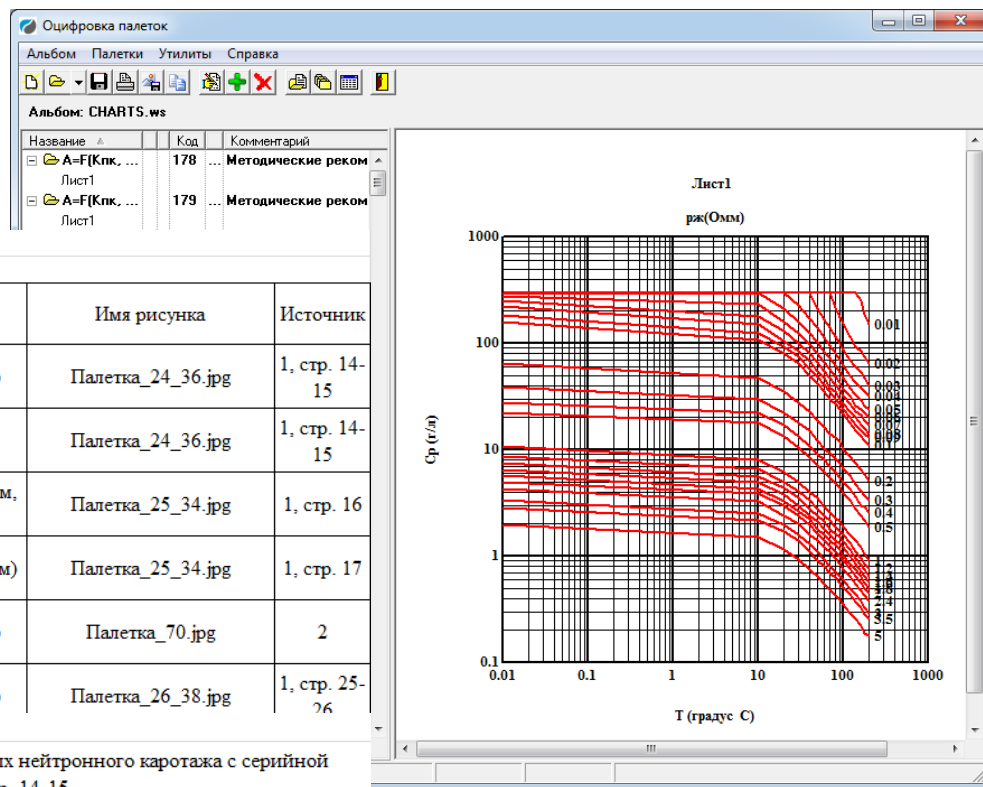
Открытый ствол



Анализ данных керн-кern, керн-ГИС, ГИС-ГИС, данных опробования, построение петрофизических зависимостей, получение граничных параметров



Прозрачность методического обеспечения программ открытого ствола



СПИСОК ПАЛЕТОК

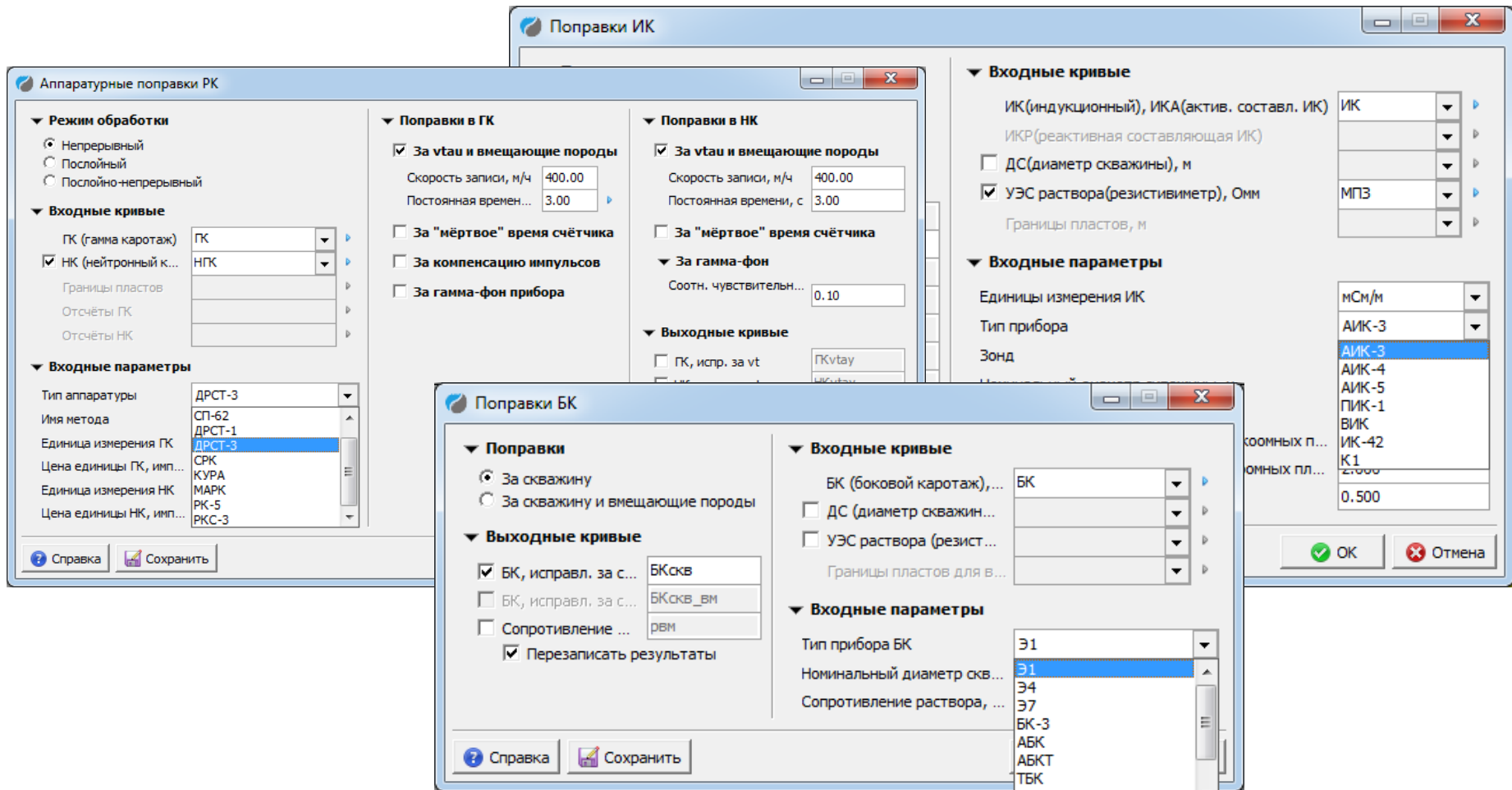
в модуле "Нейтронная пористость по опорным пластам" (КРК_КРН.dll)

Имя палетки	Тип прибора	Имя зонда	Код	Назначение	Имя рисунка	Источник
Анк=F(Кп, dc, Ср)	ДРСТ-3	НГК	24	Дв.разн.пар.Анк по Кп (необс)	Палетка_24_36.jpg	1, стр. 14-15
Кпк=F(Анк, dc, Ср)	ДРСТ-3	НГК	36	Кпк по дв.разн.пар. (необс)	Палетка_24_36.jpg	1, стр. 14-15
Анк=F(Кп)	ДРСТ-3	НГК	25	Дв.разн.пар.Анк по Кп (dc=0.19 м, dкол = 146 мм)	Палетка_25_34.jpg	1, стр. 16
Кпк=F(Анк)	ДРСТ-3	НГК	34	Кпк по дв.разн.пар. (dкол=146 мм)	Палетка_25_34.jpg	1, стр. 17
Анк=F(Кп,dc)	ДРСТ-3	НКТ-50	70	Дв.разн.пар.Анк по Кп (необс)	Палетка_70.jpg	2
Анк=F(Кп, dc, Ср)	ДРСТ-1	НГК	26	Дв.разн.пар.Анк по Кп (необс)	Палетка_26_38.jpg	1, стр. 25-26

Список источников

1. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК (с комплектом палеток). ВНИИЯГТ, Москва, 1979. Альбом палеток, стр. 14-15
2. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток), Калинин, 1984
3. Антонова З.Р., Булгаков Р.Б., Резванов Р.А. "Анализ и переинтерпретация ГИС с целью обоснования методики выявления перспективных на нефть интервалов в скважинах старого фонда", Отчет ОМП 22/98 БашНГФ. Уфа, 1999, Стр.176
4. Вендельштейн Б.Ю., Ларионов В.В. «Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа». Недр, 1964, стр.5

Ввод поправок (РК, БК, ИК)



Ввод поправок в ПС, расчет Апс

The image shows two overlapping software windows. The left window, titled "Поправки ПС" (PS Corrections), contains settings for data correction and a plot of the corrected log. The right window, titled "Расчет Апс" (Apс Calculation), contains a list of input parameters and their values for the calculation.

Поправки ПС

- Поправки**
 - С учетом проникновения
 - Без учета проникновения
- Выходные данные**
 - Статическая амплитуда ПС:
 - Границы пропластков, м:
 - Переписать результаты

Входные кривые

Кривая ПС, м	ПС
УЭС пласта, Ом	ИКскин_N
УЭС зоны проникновения, ...	БК

Входные параметры

Номинальный диаметр скважины, м	0.13
УЭС раствора	1.2
Относительный диаметр зоны...	4.00
Порог градиента для выделе...	10.00
Минимальная толщина пропла...	0.40
Расстояние для расчета ПСвм...	1.20
Отступ для ПСвм, м	0.20

Расчет Апс

- Режим расчета**
 - Первичный
 - Перерасчет Апс
- Интервалы обработки**
 - Auto (Инт. обр. планшета или весь интервал)
 - По стратиграфии
 - Курсором с разрывом
 - Курсором без разрывов
- Входные данные**
 - Статическая амплитуда ПС, мВ:
 - Стратиграфия:
 - УЭС раствора(резистивиметр), Ом
 - Линия глин:
 - Линия песков:
 - Кривая Апс:
- Выходные кривые**
 - Относительный параметр ПС, д.ед.:
 - Линия глин, мВ:
 - Линия песков, мВ:
 - Расчетная линия песков, мВ:
 - Переписать результаты
- Входные параметры**
 - УЭС раствора по резистивиметру, Ом:
 - УЭС раствора при T=18°C, Ом:
 - Козф. диф-адсорбционной активности:
 - Сопротивление пластовой воды, Ом:
 - Объемное содержание барита, д. ед.:
 - Плотность раствора, г/см3:
 - Температура в инт-ле обработки, °C:

Расчет нейтронной пористости

The image displays three overlapping windows from a software application used for calculating neutron porosity. The windows are titled "Кпн по НГК и 1зонд. НКТ(усл. ед)", "Кпн по НГК и 1зонд. НКТ (оп.пл.)", and "Кпн по 2-х зонд. НКТ".

Кпн по НГК и 1зонд. НКТ(усл. ед)

- Поправки:** За плотность и минерализацию раствора; За термобарические условия; За глинистую корку.
- Интервалы:** По стратиграфии; Курсором; Курсором; С клавиатуры.
- Выходные данные:** Нейтронная пористость; Кажущаяся пористость; Переобразование.

Кпн по НГК и 1зонд. НКТ (оп.пл.)

- Входные кривые:** НГК(НКТ) - Расчётная; Диаметр скважины... - ДС_испр; Толщина гл. корки...; УЭС раствора(рез...); Номинальный диаметр...
- Входные параметры:** Тип аппаратуры - ДРСТ-3(ДРСТ-3-90); Метод (зонд) - ДРСТ-3(ДРСТ-3-90); Длина прибора, м - СРК; Номинальный диаметр... - ДРСТ-1; УЭС раствора, Ом - СП-62(ТРКУ,РЗ); Температура, °C - ДРСТ-3-60(ДРСТ-2); Темп-ра в интервале о... - КУРА-2; Среднегодовая Т на п... - КУРА-2М; Геотермический гради... - ПРКЛ-73А; Тип скважины - Необсаженная.
- Приведение НКмин в каверне к эталону**
 - По палетке ВНИИЯГГ
 - По шкале ТатНГФ

Кпн по 2-х зонд. НКТ

- Поправки:** За диаметр скважины; За глинистую корку; За отклонение от стенки скв.; За минерализацию раствора; За минерализацию пл. воды; За плотность раствора (с учётом Т, Р); За обсадку.
- Режим работы:** По кривым МЗ, БЗ; По кривой водородосодержания.
- Условия и параметры эталонировки аппа...:** Ед.изм. Кп при градуировке - %; Единица измерения НКТ - усл.ед.; Показания большого зонда в во...; Показания малого зонда в воде; Тип прибора - РК-5; Тип кожуха РКС-3 - СРК-90; Способ градуировки - АМК Горизонт.
- Входные кривые:** Водородосодержание по НКТ, д.ед.; Малый зонд НКТ; Большой зонд НКТ; Диаметр скважины, м; Толщина глинистой корки, м; Температура, °C.
- Входные параметры:** Номинальный диаметр скважины, м - 0.130; Плотность раствора, г/см3 - 1.14; Сопротивление раствора, Ом - 1.00; Сопротивление пл. воды, Ом - 0.03; Температура, °C - Задана в о...; Среднегодовая Т на пов-ти, °C - 40.00; Температурный градиент, °C/100м - 0.00; Темп-ра в интервале обработки, °C; Диаметр скважины; Плотность цемента, г/м3; Толщина стенки колонны, мм; Диаметр колонны; Способ задания давления; Давление, МПа; Диаметр колонны, мм - 146.
- Выходные кривые:**

Модуль палеток

Оцифровка палеток

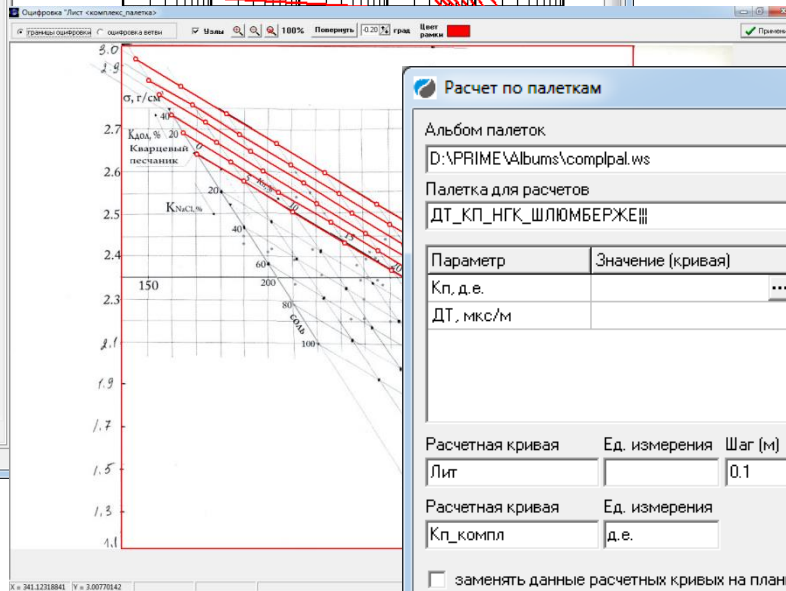
Альбом Палетки Утилиты Справка

Альбом: CHARTS.ws

Название	...	Ком
Ср=F(T, рж)	7	0
Лист1		
dКпк1=F(Кпк, Ср)	14	П
dКпк1=F(бр, Кпк, ...)	12	П
dКпк2=F(К, Кпк, dc)	17	П
dКпк2=F(К, Кпк, dc)	16	П
dКпн=F(Кгя, Кпн)	4	П
dКпн=F(Кгя, Кпн)	4	П
dКпн=F(Кгя, Кпн)	5	П
dКпн=F(Кгя, Кпн)	5	П
dКпн=F(Кгя, Кпн)	5	П
dКпн=F(Кгя, Кпн)	5	П
dб=F(T, б, P)	1	П
dКп=F(Кпк)	89	П
dКп=F(Кпк, Ср)	98	П
dКп=F(Кпк, дкол)	86	П
dКп=F(Кпк, дкол)	95	П
dКп=F(Кпк, dc)	85	П
dКп=F(Кпк, dc)	1	П
dКп=F(Кпк, dc)	1	П
dКп=F(Кпк, dc)	94	П
dКп=F(Кпк, dc)	93	П
dКп=F(Кпк, дгя,к)	67	П
Лист1		
Лист2		
Лист3		
dКп=F(Кпк, дгя,к)	84	П
dКп=F(Кпк, дгя,к)	92	П
dКп=F(Кпк, дгя,к)	93	П
dКп=F(Кпк, дгя,к)	93	П

Лист1
рж(Ом\м)

- Оцифровщик,
- Редактор,
- Вычислитель,
- База



Расчет по палеткам

Альбом палеток
D:\PRIME\Albums\complra.ws

Палетка для расчетов
ДТ_КП_НГК_ШЛЮМБЕРЖЕ!!!

Параметр	Значение (кривая)
Кп, д.е.	
ДТ, мкс/м	

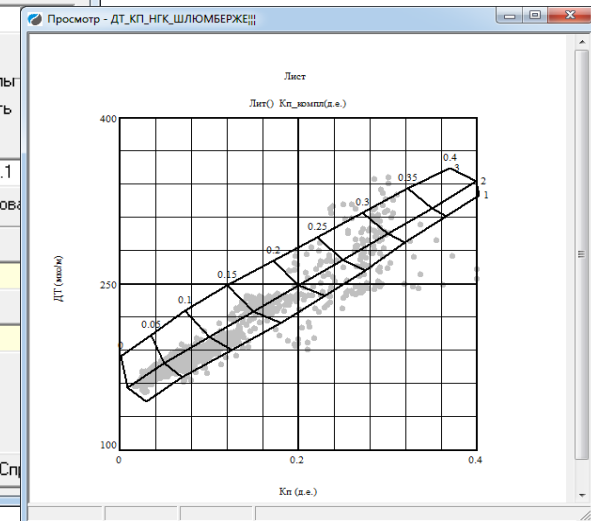
Выход за пределы
 не определять
 по границам
 граница +/- 0.1
 экстраполировать

Расчетная кривая	Ед. измерения	Шаг (м)	Результат
Лиг		0.1	
Кп_компл	д.е.		

заменять данные расчетных кривых на планшете

График Расчитать

Загрузить Сохранить **Выход** Сл



Комплексная интерпретация электрометрии (БКЗ, БК, ИК, ПЗ), ВИКИЗ

Результат обработки

Опции Показывать палетку

№	Кровля	Подошва	Толщина	Р. скв.	Д. скв.	D/d	УЭС з.п.	УЭС пласта	Погрешность
<input checked="" type="checkbox"/>	2275.8	2276.4	0.6	0.6	0.178	3	19.2	2.38	0.247
<input checked="" type="checkbox"/>	2276.4	2277.6	1.2	0.6	0.179	8	19.2	1.62	0.515
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	0.6	0.185	8	19.2	4.35	0.535
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	0.6	0.185	8	19.2	1.56	0.501
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	0.6	0.185	8	19.2	6.74	0.421
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	0.6	0.185	8	19.2	4.85	0.106
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	0.6	0.185	8	19.2	2.62	0.149
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	0.6	0.185	8	19.2	4.85	0.415
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	38.4	1.2	0.633	19.2	0.39	0.878
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	38.4	4.95	0.463	19.2	4.95	0.463
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	76.8	3.55	0.323	19.2	3.26	0.292
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	38.4	6.39	0.481	19.2	6.39	0.481
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	38.4	3.69	0.326	19.2	3.69	0.326
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	4.23	0.40	19.2	4.23	0.40
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	5.36	0.232	19.2	5.36	0.232
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	4.23	0.286	19.2	4.23	0.286
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	5.75	0.34	19.2	5.75	0.34
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	1.99	0.379	19.2	1.99	0.379
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	5.8	0.333	19.2	5.8	0.333
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	5.8	0.264	19.2	5.8	0.264
<input checked="" type="checkbox"/>	2278.2	2279.7	0.4	19.2	5.8	0.264	19.2	5.8	0.264
<input checked="" type="checkbox"/>	2420.3	2421.7	1.4	0.6	0.186	3	19.2	5.09	0.226

Определение Rn, Rпл, D/d в пласте 1 : 2309.5 - 2316.7 (7.2)

Цвета и размеры Показания зондов Перейти на планшет Пересчет

Пласт 1 : 2309.5 - 2316.7 (7.2)

Диаметр скважины 0.187
УЭС раствора, Ом*м 0.6
УЭС пласта, Ом*м 3.87
УЭС з.п., Ом*м 19.2
D/d 8

Показать ввод поправок

изменение шифра палетки

D/d
 1 3 6 16
 2 4 8 32

R/Rc
 4 16 64 256
 8 32 128

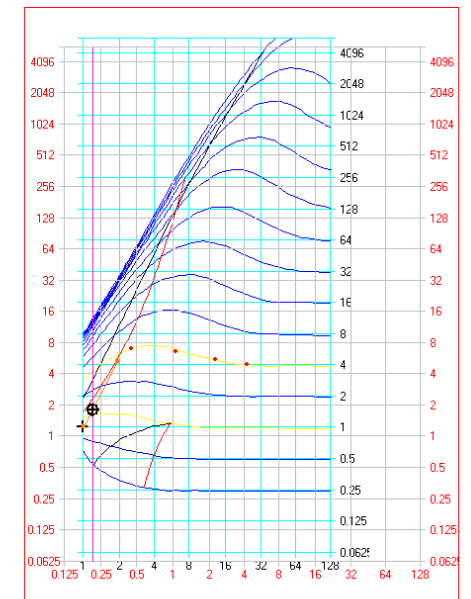
Показания зондов

Зонд	Значение	Исправленное	Δ
<input checked="" type="checkbox"/> Г31	12.32	12.32	0.098
<input checked="" type="checkbox"/> Г32	23.77	23.77	0.04
<input checked="" type="checkbox"/> Г33	15.33	15.33	0.17
<input checked="" type="checkbox"/> Г34	5.55	5.55	0.159
<input type="checkbox"/> Г35			
<input checked="" type="checkbox"/> ПЗ	17.98	17.98	0.052
<input checked="" type="checkbox"/> БК	10.71	10.71	0.121
<input checked="" type="checkbox"/> ИК	6.93	6.93	0.126

OK Отказ

коэф. умножения = 1

■ - изорезиста ПЗ ■ - изорезиста БК ■ - изорезиста ИК



OK Отказ

X= Y= Название кривой: коэф. умножения = 1

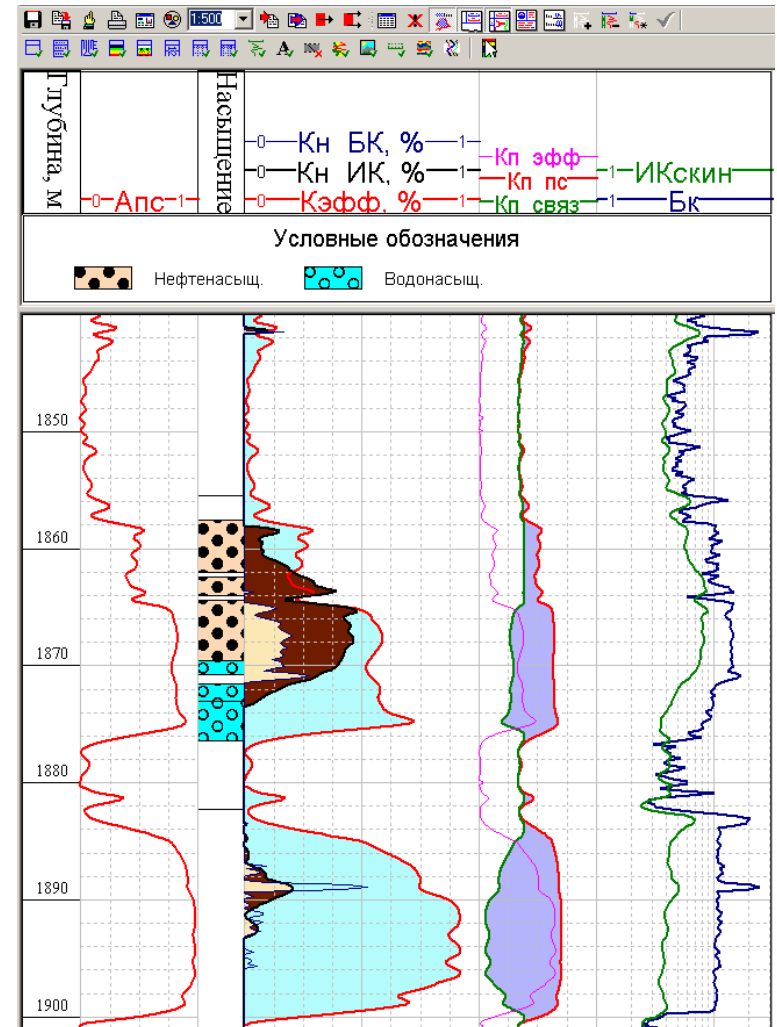
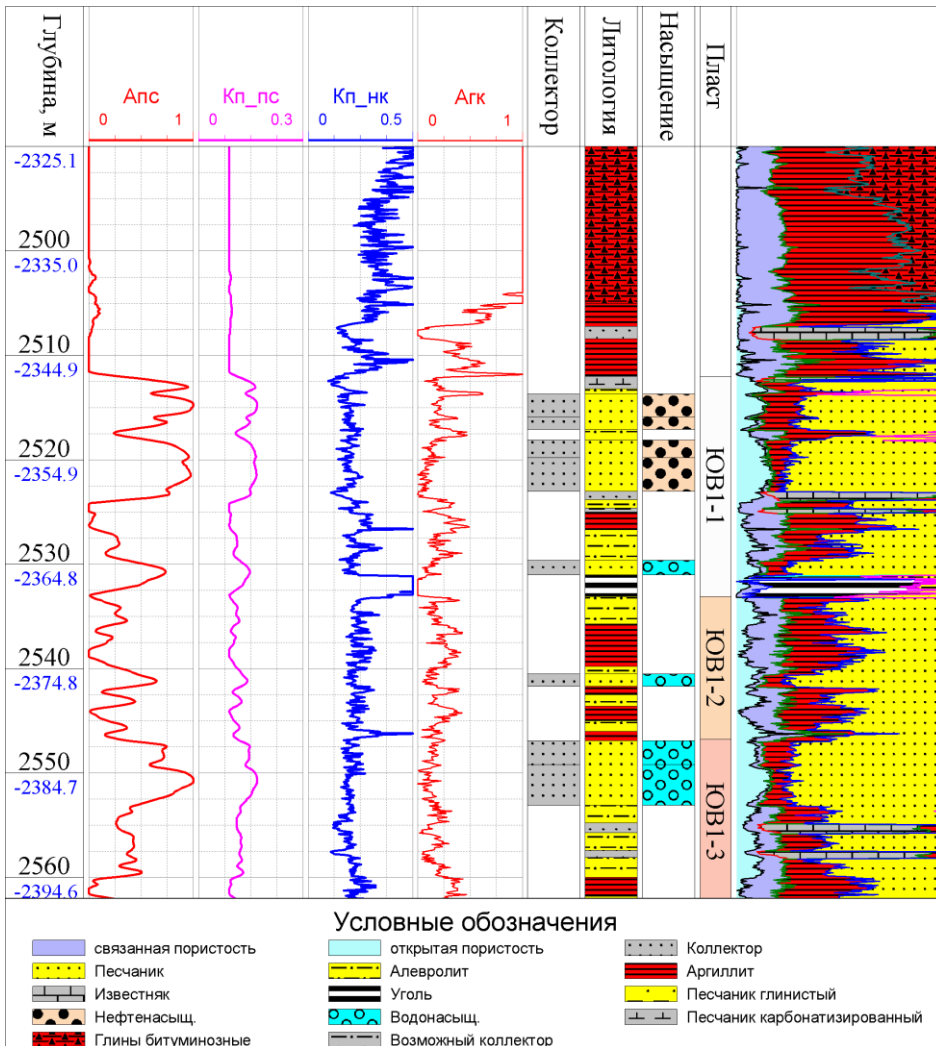
Комплексная интерпретация (Решение систем уравнений)

```
терриг_ал_ЛД_2.pr
Файл  Выполнение  Редактор  Возврат  Вид
Пуск
Текст программы  Опции
step=0.2;
IN
'Кпн,кп_н,Кпн_оп_пл', 'Агк,ДГК', 'Апс', 'КгЛ,КGL', '!Литология';
OUT
'Кп', 'Ксв', 'Кизв', 'Кпес', 'КгЛ_м', 'Куг', 'Кал', 'Кбит',
'Агкт', 'Апст', 'Кпнт';
BEGIN
Кп=0; Кизв=0; Кпес=0; Куг=0; Кал=0; Кбит=0; Ксв=0;
if Апс<0 then Апс=0; if Апс>1.2 then Апс=1.2;
if Кпн<0 then Кпн=0; if Кпн>1 then Кпн=1;
if Агк<-0.5 then Агк=-0.5; if Агк>1.5 then Агк=1.5;
КгЛ_м=КгЛ;
if (Литология=7) or (Литология=94) then
begin //Аргиллит, глина
MSolve('', 'Кп,Кпес,Ксв,Кал',
'0<Кп<1',
'0<Кпес<0.5',
'0<Ксв<1',
'0<Кал<1',
'Ксв=0.4*КгЛ; #e=0.02',
'Апс=1-(Ксв/(Ксв+Кп)); #e=0.05',
'Агк=Кп+0.4*Кал; #e=0.02',
'Кпн=Кп+0.3*КгЛ-0.03*Кпес+0.3*Ксв+0.05*Кал; #e=0.02',
'Кп+КгЛ+Кпес+Ксв+Кал=1; !;'+
'#ТЕОР=Агк(Агкт), Апс(Апст), Кпн(Кпнт)');
end;
if (Литология=39) or (Литология=8) then
begin //Песчаник карбонатизированный
MSolve('', 'Кп,Кизв,Кпес,Ксв',
```

- Решение систем любых уравнений,
- Шаг обработки до 0.1 мм,
- Ограничения на параметры, зависящие от глубины,
- Задание веса каждой кривой,
- Переопределенные или недоопределенные системы,
- Контроль качества решения при помощи теоретических кривых

Обработка: Попластовая и/или непрерывная

Шаг по глубине: 0, 0.4, 0.2, 0.1, 0.01, 0.001 м



Технология «Альфа»

The screenshot displays the 'Альфа' software interface with several windows open:

- Сибирь, Месторождение_2**: A data table with columns: Имя, Горизонт, ГК, СК, СКР, НК, СКРНК, СКР, К, Зона, Станалс, Кол_пред, Нас_пред, Кп, Кп_нк, Кп_ак, Кп_гтк, Кп, Кв, Кн, Кпзф, Кпр, Кпр_эф, Лит, Нас.
- Граф**: A window with a list of processing options, including 'Стандартизация', 'Двойной разн. параметр ГК', 'Параметры ФЭС', 'Литология Насыщение', 'Снятие отсчетов иск.', and 'Снятие отсчетов рез.'.
- стандартизация.pr**: A script editor window containing the following code:

```
// 15/01/2013
Step = 0.1;

in 'ГК,GR,UR,ПРКЛ_ГК': 'НКТ,ПРКЛ_БС,НКТБ,FFTN,НКТБ,NNLB': 'Стратиграфия:
out 'ГК_at': 'НКТ_at':
begin
if Index=0 then begin
if Well-StartWell then
Месторождение=ReFV('Шапка.1.месторождение');
if PrepareData('K_Base\K_BASE.res', 'K_BASE\K_base_test.ws',
then Exit;
```
- Script Editor (bottom right)**: A window showing a list of variables and their formulas:

```
1 ГОРИЗОНТ/ПЛАСТ AC11
2 ГК СК СКР НК СКРНК СКР К
3 КОЛ_ПРЕД НАС_ПРЕД Кп Кп_нк Кп_ак Кп_гтк Кп Кв Кн Кпзф Кпр Кпр_эф Лит Нас
4 АК1 1.219
5 НК_СР 3.510
6 НК_СР_КВ 0.697
7 АКС
8 КОЛ_ПРЕД
9 НАС_ПРЕД
10 ЖГК
11 НКТ_ГЛ
12 НКТ_ПЛ
13 КП_ПС
14 КП_ГК
15 СГЛ
16 КЛЛ
17 КП_НКТ
18 КП_АК
19 КП_ГТК
20 КП
21 КВ
22 КН
23 КПзф
24 КПР
25 КПР_эф
26 ЛИТ
27 НАС

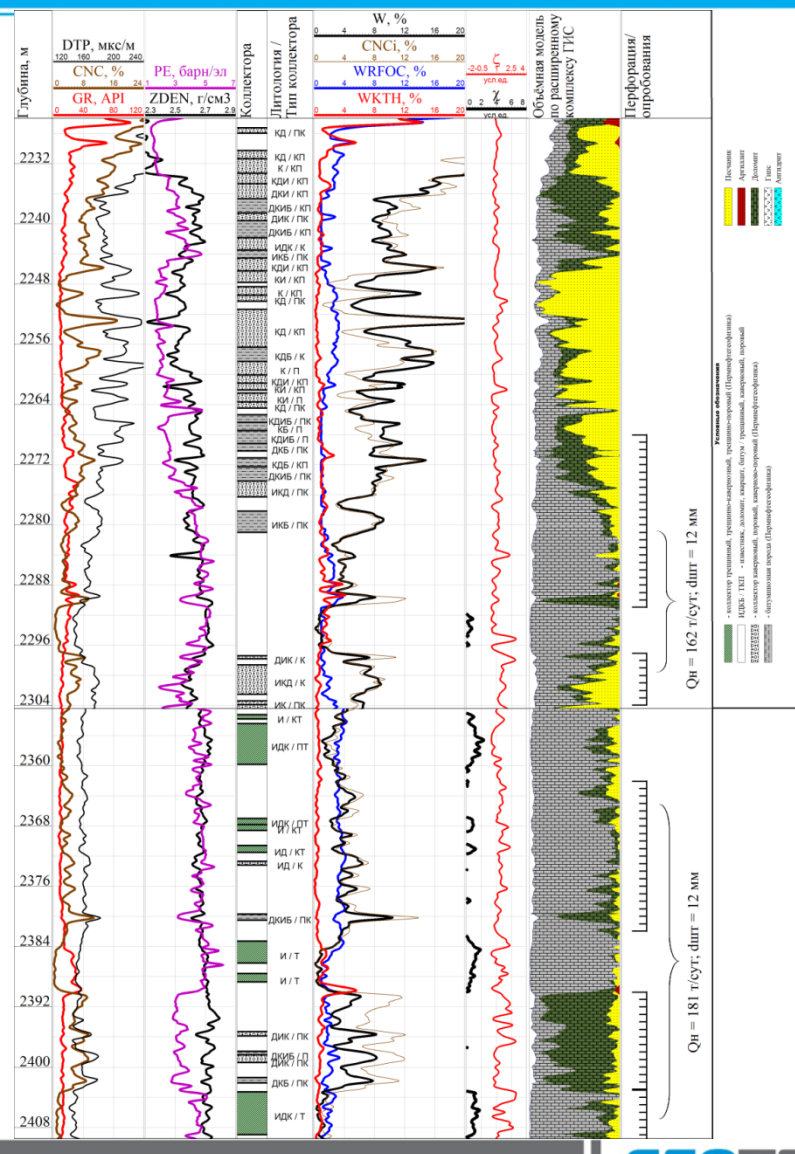
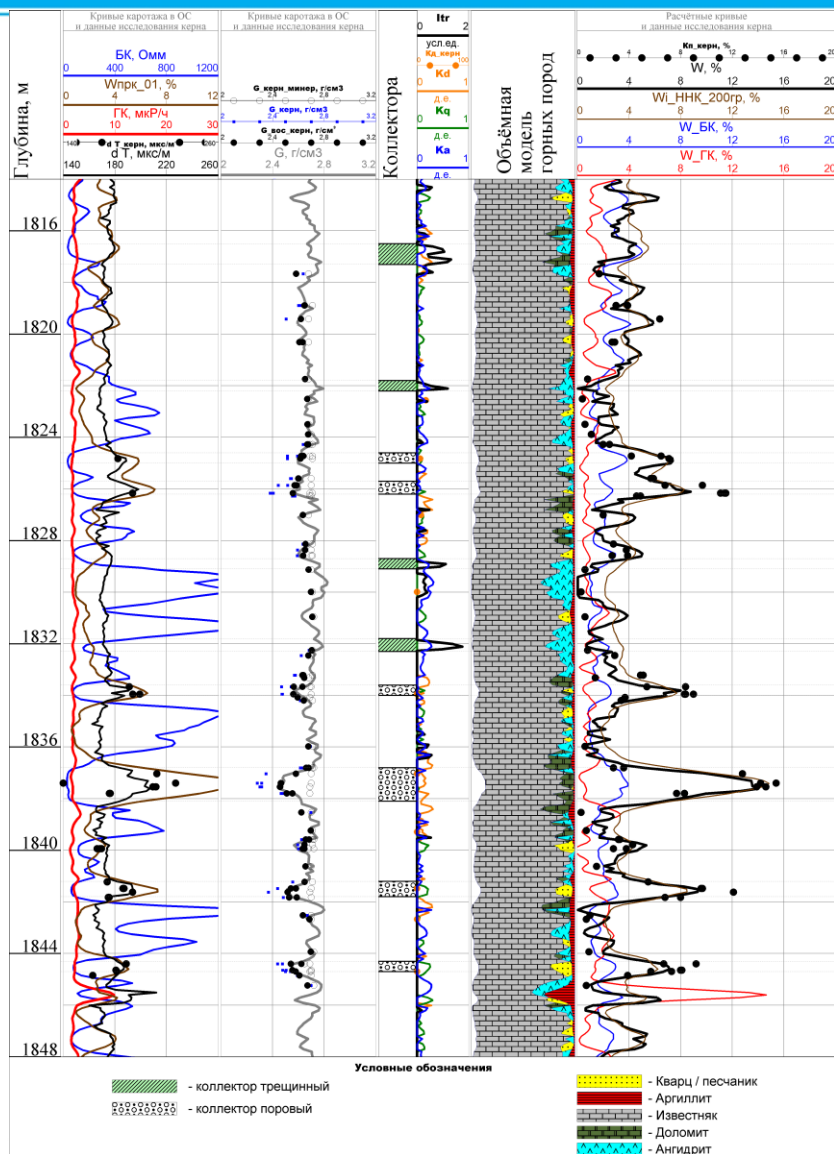
Акс=(Линия_глен/ПС)/100; if Акс<=0 then Акс=0
if Акс>=0.2 and БК>7 then КОЛ_предв=1; if (БК*0.2) > ПЗ then КОЛ_предв=39
if КОЛ_предв=1 then begin if Рик>7 then Насыщение_предв=26 else Насыщение_предв=28; end

СгЛ=0.0033+0.5*(ГК-0.406*(ГК)^2+0.6171*(ГК))^3
КлЛ=СгЛ*(100-Кп_нк)
Кп_нк=(10^(-0.0918*НКТ_ст-0.3341))*100

Кп=Кп_нк-Кл*0.3336
Кв=(10^(-0.513*(lg(МК))))
Кн=100-(Кв*100); if Кн<0 then Кн=0; if Кн>100 then Кн=100
Кпзф=(Кп*Кн)/100
Кпр=0.0016*exp(0.4675*Кн)
Кпр_эф=10^(17.413*Кпзф/100-1.007)
if НКТ_ст > 3 and ГК_ст <= 9 then Литология = 5; if НКТ_ст =5.5 then Литология = 39
if Коллектор=1 then begin if Рик>7 then Насыщение=26 else Насыщение=28; end
```

Технология ввода хранения и использования
петрофизических зависимостей, коэффициентов
и алгоритмов обработки

Анализ данных керн-кERN, керн-ГИС, ГИС-ГИС, данных опробования, построение петрофизических зависимостей, получение граничных параметров



Формирование заключения

Настройки

Имя функции:

Настройки Office:

Microsoft Office

OpenOffice

Открывать файл

Номера кодов коллектора:

OK

Колонки | **Кривые** | Таблицы | Глубины

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ СКВ. №

№ п/п	Кровля/ АбсКр	Подошва/ АбсПод	Н/Набс	УЭС, Омм		ЛнкТ	КлНК	ГТК-п		Кгр	Кнт, %	Насыщение
				Агк	Лгк			КлГТК	КлАК			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Пласт Як-3-7 Интервал 2454.5 - 2623.9 м (Z:)												
1	2454.5	2456.5	2.00	11.7			0.29	2.16	337.73	12.21	0.42	Нефть
				0.33				0.31	0.34	0.15		Коллектор
2	2456.5	2459.1	2.60	11.4			0.29	2.15	346.59	7.61	0.37	Нефть
				0.36				0.31	0.36	0.16		Коллектор
3	2459.1	2462.1	3.00	10.7			0.32	2.17	351.38	40.04	0.48	Нефть
				0.38				0.30	0.36	0.17		Коллектор
4	2462.1	2463.8	1.70	13.8			0.27	2.16	364.27	52.99	0.57	Нефть
				0.42				0.31	0.39	0.19		Коллектор
5	2463.8	2466.1	2.30	12.4			0.29	2.19	360.57	92.15	0.57	Нефть
				0.37				0.29	0.39	0.16		Коллектор
6	2466.1	2468.3	2.20	14.1			0.27	2.16	354.41	43.03	0.57	Нефть
				0.33				0.31	0.38	0.15		Коллектор
7	2468.3	2469.4	1.10	13.3			0.33	2.09	385.20	30.65	0.53	Нефть
				0.55				0.35	0.42	0.26		Коллектор
8	2472.6	2474.4	1.80	7.3			0.20	2.18	255.50	33.66	0.33	Нефть
				0.72				0.30	0.08	0.38		Коллектор
9	2475.2	2476.3	1.10	8.1			0.20	2.29	276.00	35.61	0.27	Нефть

Страница 1

Оформление результирующего планшета

Планшет комплексных геофизических исследований работы скважины
/Углерод-Кислородный Каротаж, Исследования по определению профиля притока, Акустическая Цементметрия/

Автор планшета:
 ведущий геофизик камеральной экспедиции
 ОАО "Нефтегазгеоинформгеофизика"
 Садина Лилия Фанатовна
 ХМАО-ЮГРА, г. Нефтегазгорск

004. Определение профиля притока и источников обводнения и КВД при компрессировании.

Задача №004	00555_044_						
Местоположение	Куст	Каменный (восточная часть)					
	Лицензионный участок	Красноленинское					
	Месторождение	Восточно-Каменная					
	Площадь	Восточно-Каменная					
Дата каротажа	15/11/2007 21:08:00	17/11/2007 13:15:00					
	Время каротажа	39:50					
	Заключение	18/11/2007					
Данные по скважине	Тип скважины	Эксплуатационная	Состояние по фонду	в работе			
	Альтитуда стола ротора	32.7	м	Диаметр скв.по долоту	215.9		
	Башмак кондуктора	685.0	м	Диаметр кондуктора	227.2		
	Башмак э/колонны	1863.0	м	Диаметр э/колонны	132.0		
	Воронка НКТ	1768.3	м	Диаметр НКТ	62.0		
	Искусственный забой	1858.0	м	Текущий забой	1829.0		
Сведения по аппаратуре	ТПП	Тип прибора	% прибора	Дата калибровки	ВГ, кг/с	РБЗ, кг/с	РД порог ср.
	реинжектор	Гектор	Сова-3 РасСова	90 с 985	14/11/2007 14/11/2007	воздух 12.66 вода 7.79 воздух 1.04 вода 15.12	мгс мкс м/сут
Данные по перфорации	Фактические интервалы	Тип перфоратора	Дата перфорации	Цель перфорации	Примечание		
	1786.0-1787.5 1794.0-1813.0		17/09/2001 17/09/2001				
Выводы	1. Скважина отработывает воду погущею в процессе ГРП.						
	2. Заложенные перетоки не отмечаются.						
Масштаб глубин 1:200	3. Комплекс выполнен в диапазоне забойных давлений (на глубину 1786м):						
	- режим компрессирования 79 ± 54.4 атм.						
	- компрессирование после прорыва пусковых муфт 74.6-72.1 атм.						
	- режим притока 50.2-82.8 атм.						

Система обработки и формирования планшетов - ПРАЙМ

ДАНИЕ ПО ПРИБОРАМ

КОМПЛЕКСНЫЙ СКВАЖИННЫЙ ПРИБОР СОВА - СЗ-38Т-80

Измеряемые параметры:
 ГК
 СТИ
 ПМ
 ТМ
 МН

Габаритные размеры:
 Длина - 1640 мм
 Диаметр - 36 мм

Датчик Температуры
 Т.з. 1,21 м

кабельная головка

ОТДЕЛЕНИЕ ВОСТОЧНО-КАМЕННОГО

№ 0077

ИЗДАНИЕ 1.0

Система обработки и формирования планшетов - ПРАЙМ

ДАНИЕ ПО ПРИБОРАМ

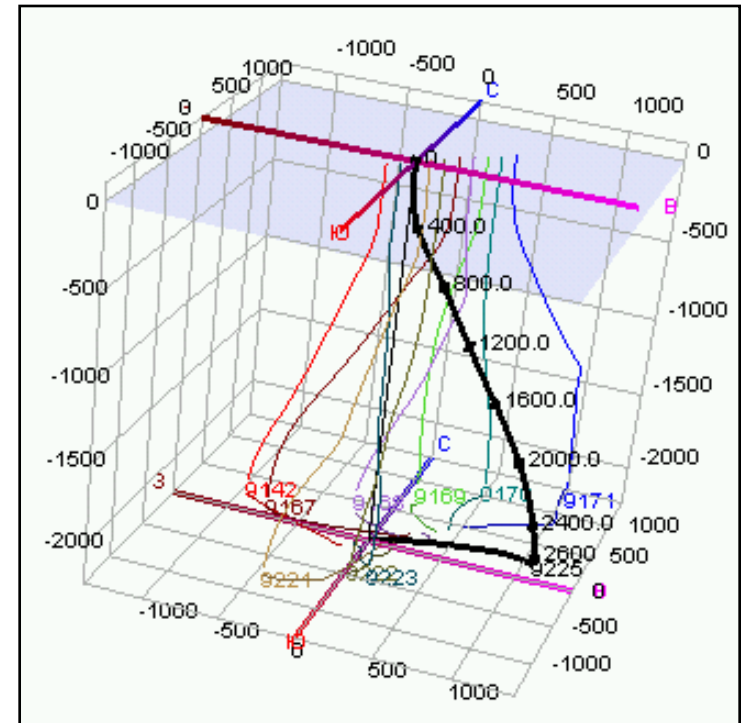
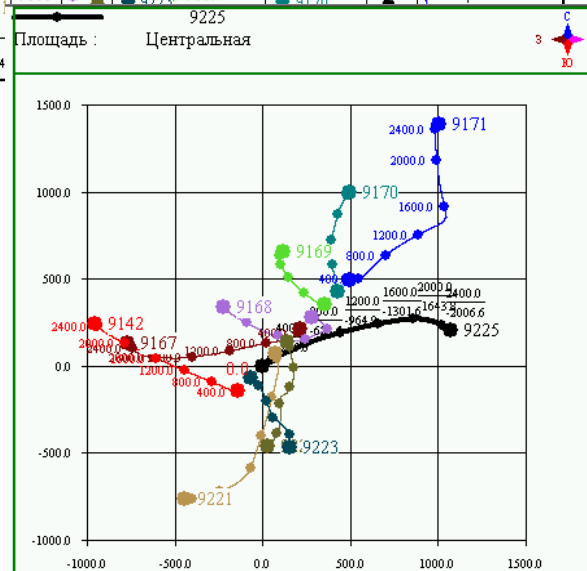
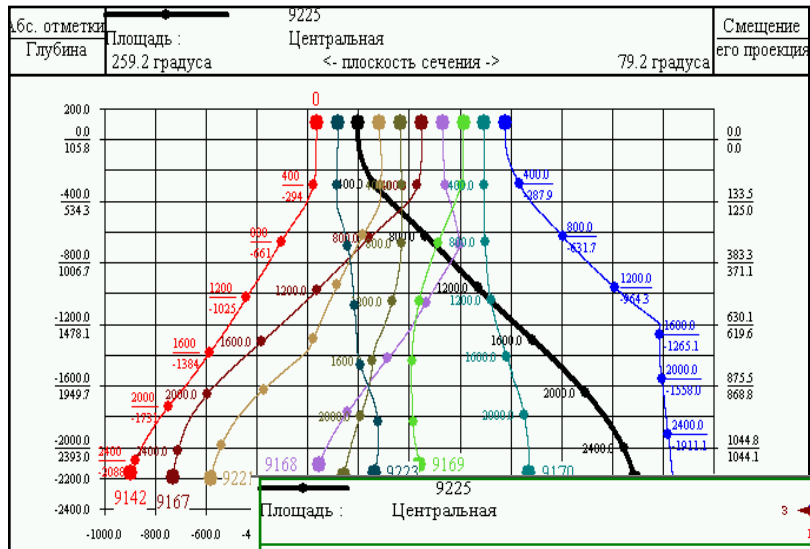
ПРИБОР АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА МАК-2

МОДУЛЬ ГАММА-КАМБА ЦЕМЕНТОМЕТРИИ КСМ-101-11

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

СЭДЗ ВНЕШНЕГО ПОТОКА В АНТИ-КЕРАТИВА

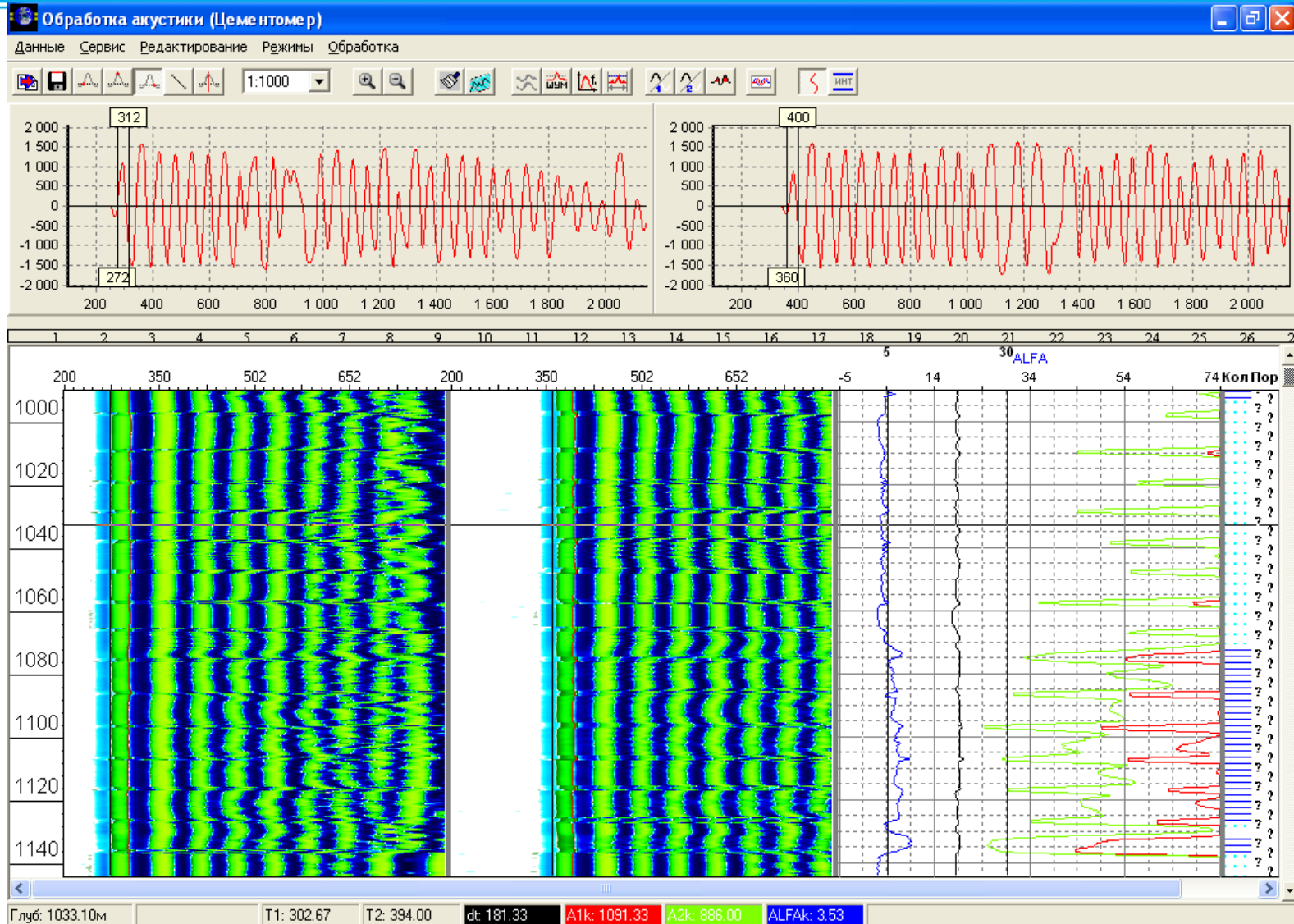
Обработка и визуализация данных инклинометрии



PRIME - единая технология работы с данными ГИС:

1. Визуализация и редактирование
2. Открытый ствол
- 3. Цементометрия**
4. Контроль разработки
5. Многоскважинные операции
6. База данных ГИС

Обработка волновой акустики



Комплексная обработка цементометрии

Контроль качества цементирования ОАО НПФ Геофизика

Скважина
Диаметр колонны: 146
Положение БК: []

Акустика
Тип прибора: МАК2 (73 мм)
Скорость в промыв. жидкости: 1500
Префикс каналов: ФКД-
Обработка данных АКЦ: [] Далее

СГДТ
Тип прибора: СГДТ-100
Префикс каналов большого зонда: ПЛ
Префикс каналов малого зонда: ТЛ
Канал угла поворота: УГ
 Канал КВ Канал НГК
Диаметр скважины мм: ниже БК 216, выше БК 216
Плотность породы г/см3: 2.4
 Далее

МНК
Тип прибора: АМК2000
Префикс каналов: МНК
 Далее

Удаление результатов
 СГДТ
 Акустика
 МНК
 Комплекс
 Удалить

Комплексное заключение
Расчет ХКЦ: []
 Далее
 Выход

Пример обработки цементометрии

AMK2000;E:\БАШГИС_ДОК\20030703\AMK2000\2429_22.ws

Планшет Кривые Библиотека необсаженного ствола Библиотека графов Контроль за разработкой Цементометрия УРАЛ

Исходные геофизические данные

Гамма-гамма цементометрия		Нейтронное зондирование		Акустическая цементометрия	
Датчики большого	Датчики малого	Исходные	Wz		

Плотность цемента

Глубина, м	Развертка плотности		Характеристика интервала скважины
	Развертка толщины	Развертка плотности	
1 1.75 2.5			ТЛРИ 6 10 мм

плотности цемента

Контроль качества цементирования ОАО НПФ Геофизика

Скважина

Диаметр колонны: 146

Положение БК: []

Акустика

Тип прибора: МАК2 (73 мм)

Скорость в промыв. жидкости: 1500

Префикс каналов: ФКД

Обработка данных АКЦ: [] Далее

МНК

Тип прибора: AMK2000

Префикс каналов: МНК Далее

СГДТ

Тип прибора: СГДТ-100

Префикс каналов большого зонда: ПЛ

Префикс каналов малого зонда: ТЛ

Канал угла поворота: УГ

Канал КВ Канал НГК

Диаметр скважины мм

ниже БК: 216

выше БК: 216

Плотность породы г/см3: 2.4

Далее

Удаление результатов

СГДТ Акустика МНК Комплекс

Удалить

Комплексное заключение

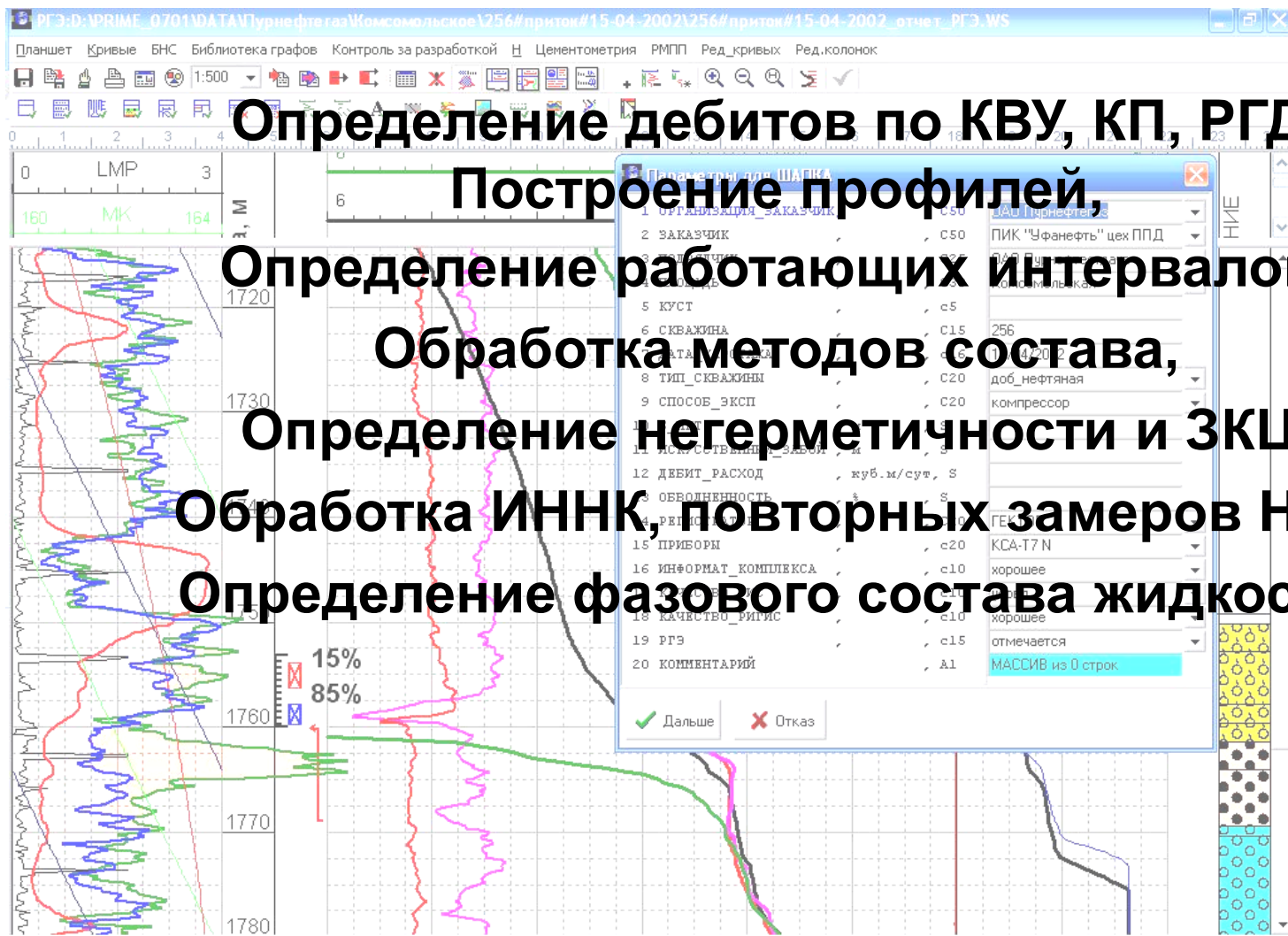
Расчет ЖКЦ Далее

Выход

PRIME - единая технология работы с данными ГИС:

1. Визуализация и редактирование
2. Открытый ствол
3. Цементометрия
- 4. Контроль разработки**
5. Многоскважинные операции
6. База данных ГИС

Контроль разработки месторождений



Определение дебитов по КВУ, КП, РГД,

Построение профилей,

Определение работающих интервалов,

Обработка методов состава,

Определение негерметичности и ЗКЦ,

Обработка ИННК, повторных замеров НКТ,

Определение фазового состава жидкости.

Геофизический калькулятор

Расчет продуктивно...

Параметры	
Дебит (м ³ /сут)	80
Депрессия(атм)	20
Результат	
*Фактическая продуктивность (м ³ /сут*атм)	4
Параметры	
Проницаемость(Д)	0.2
Вязкость(сПз)	2.5
Толщина пласта (м)	5.0
Радиус контура питания (м)	100.0000
Радиус скважины (см)	10
Скин-фактор	0.0000
Результат	
*Расчетная продуктивность (м ³ /сут*атм)	3.144

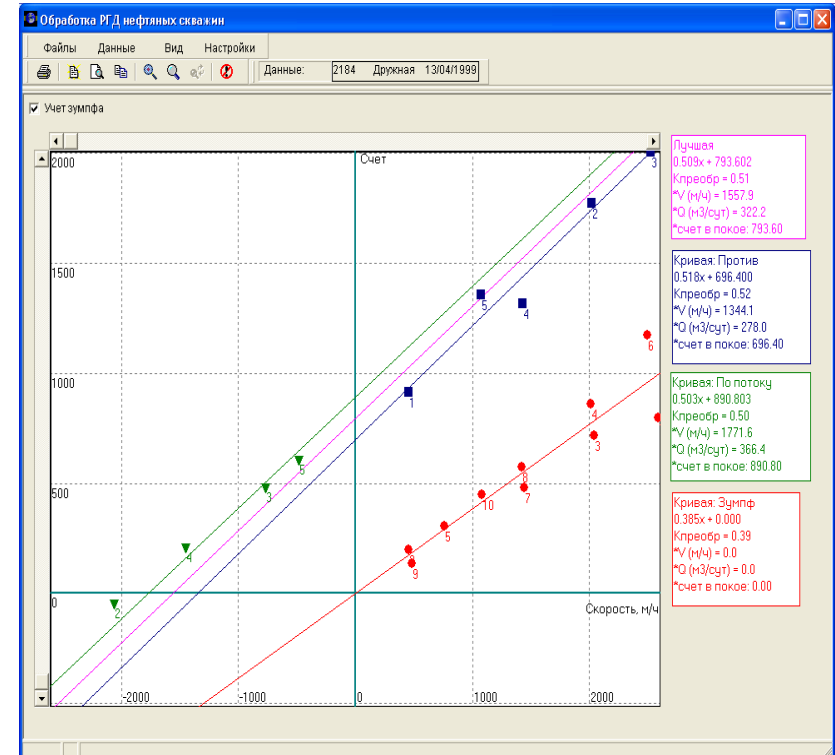
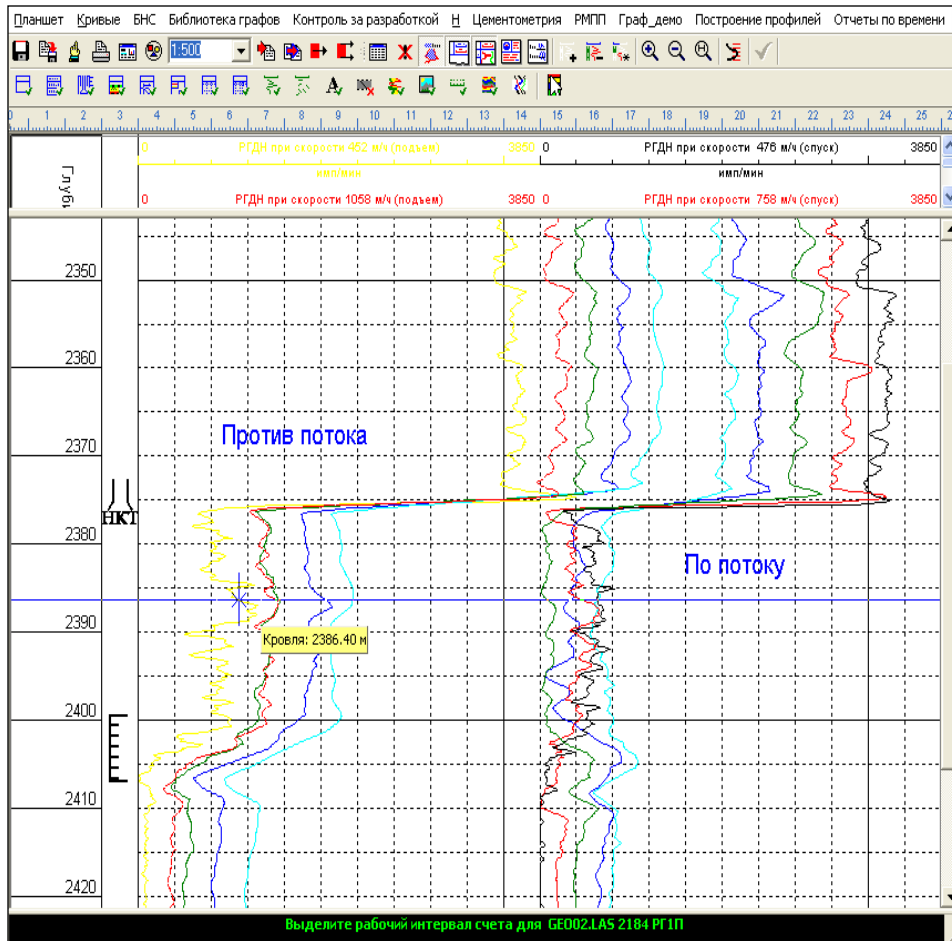
Счет Закрыть

Расчет предельного разогрев...

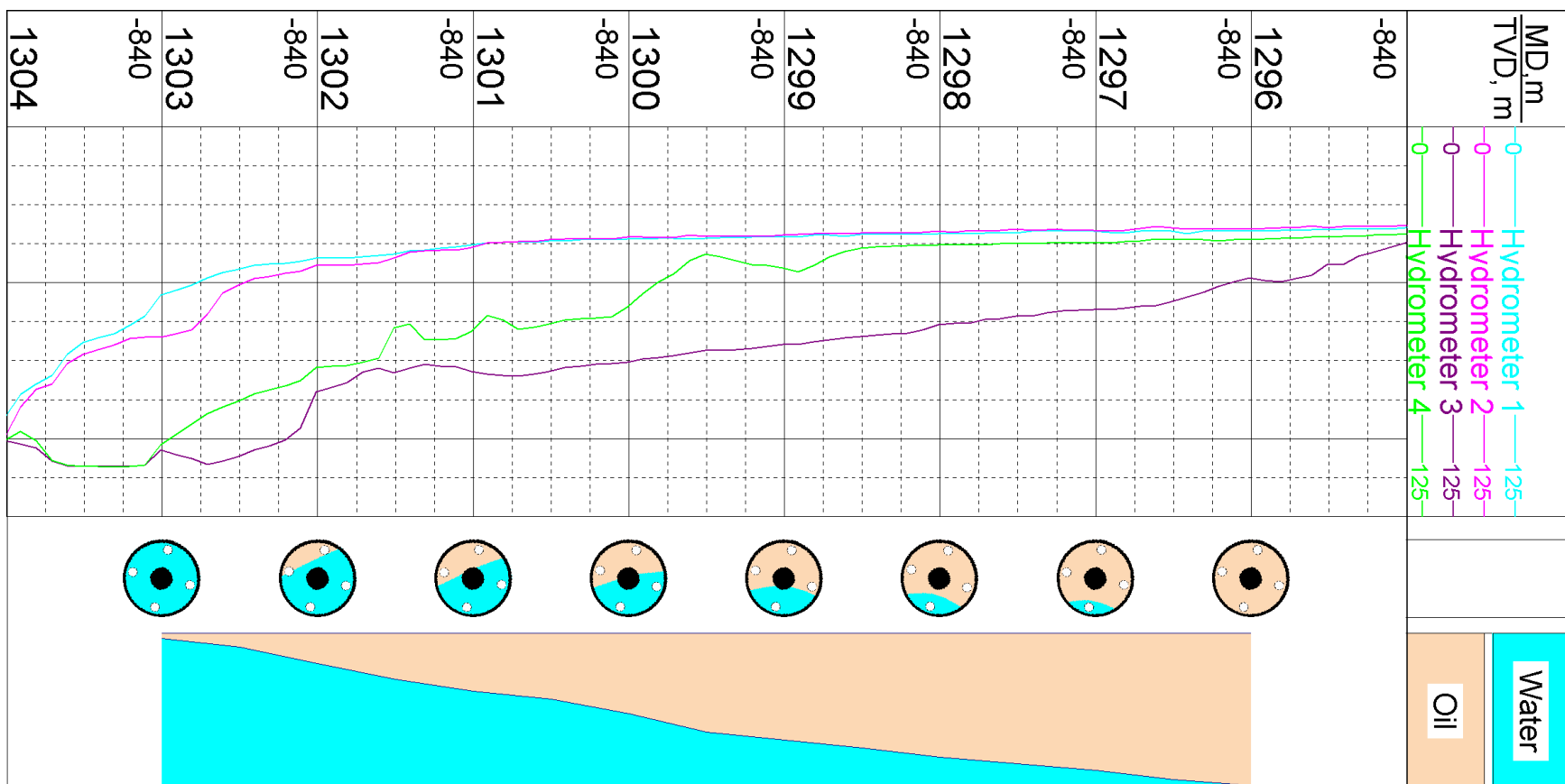
Параметры по умолчанию	
Уд.теплоемкость воды (Дж/кг*К)	4200.00000
Уд.теплоемкость нефти (Дж/кг*К)	2000.00000
Плотность воды (кг/м ³)	1000.00000
Плотность нефти (кг/м ³)	800.00000
Кэф.Дж.Томсона для воды	0.02000
Кэф.Дж.Томсона для нефти	0.05000
Параметры	
Обводненность (%)	20.0
Забойное давление (атм)	165.0
Пластовое давление (атм)	175.0
Результат	
*Максимально возможный дроссельный разогрев в пласте (град.С)	0.3811

Счет Закрыть

Определение дебитов по РГД

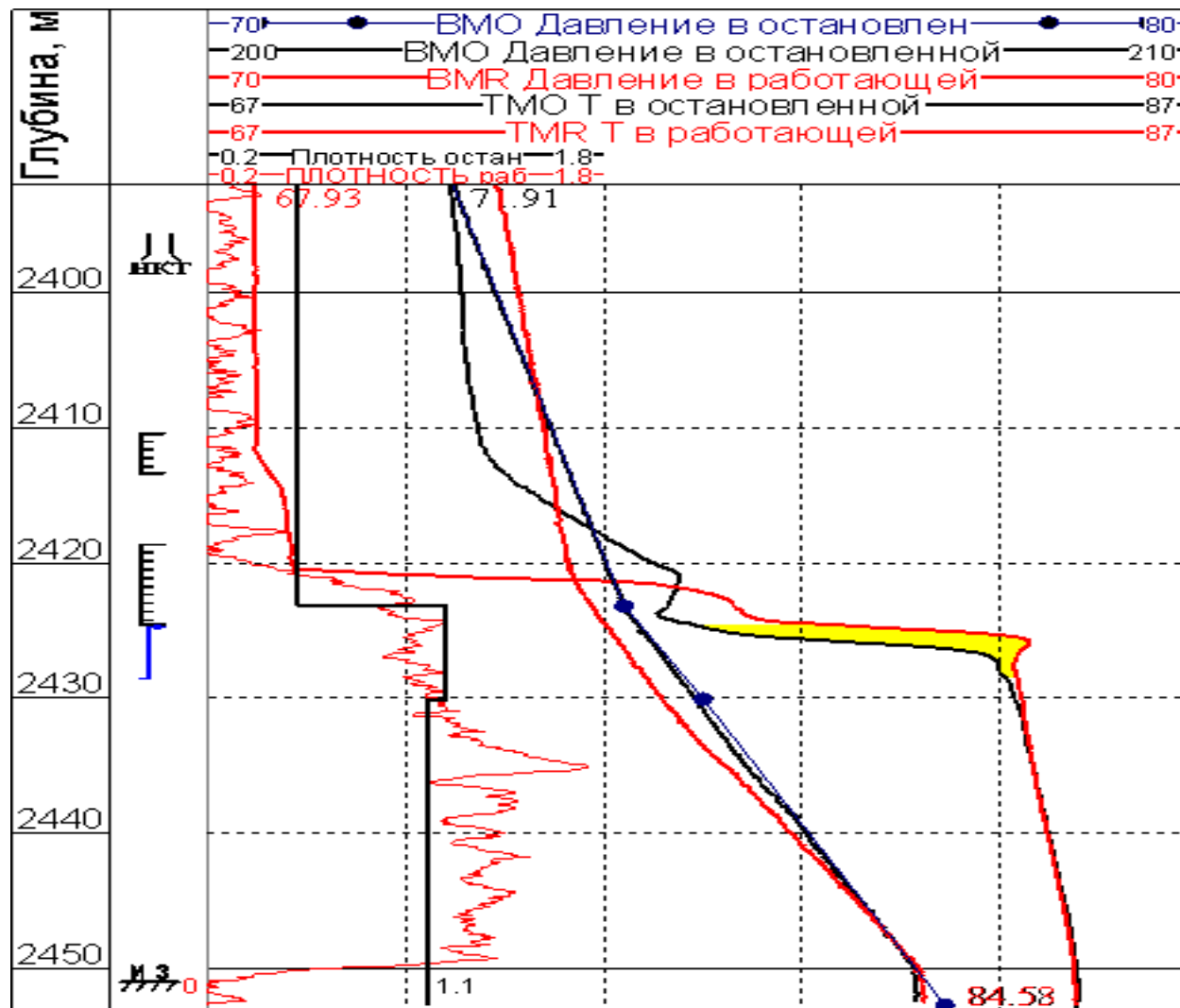


Состав флюида в горизонтальной скважине

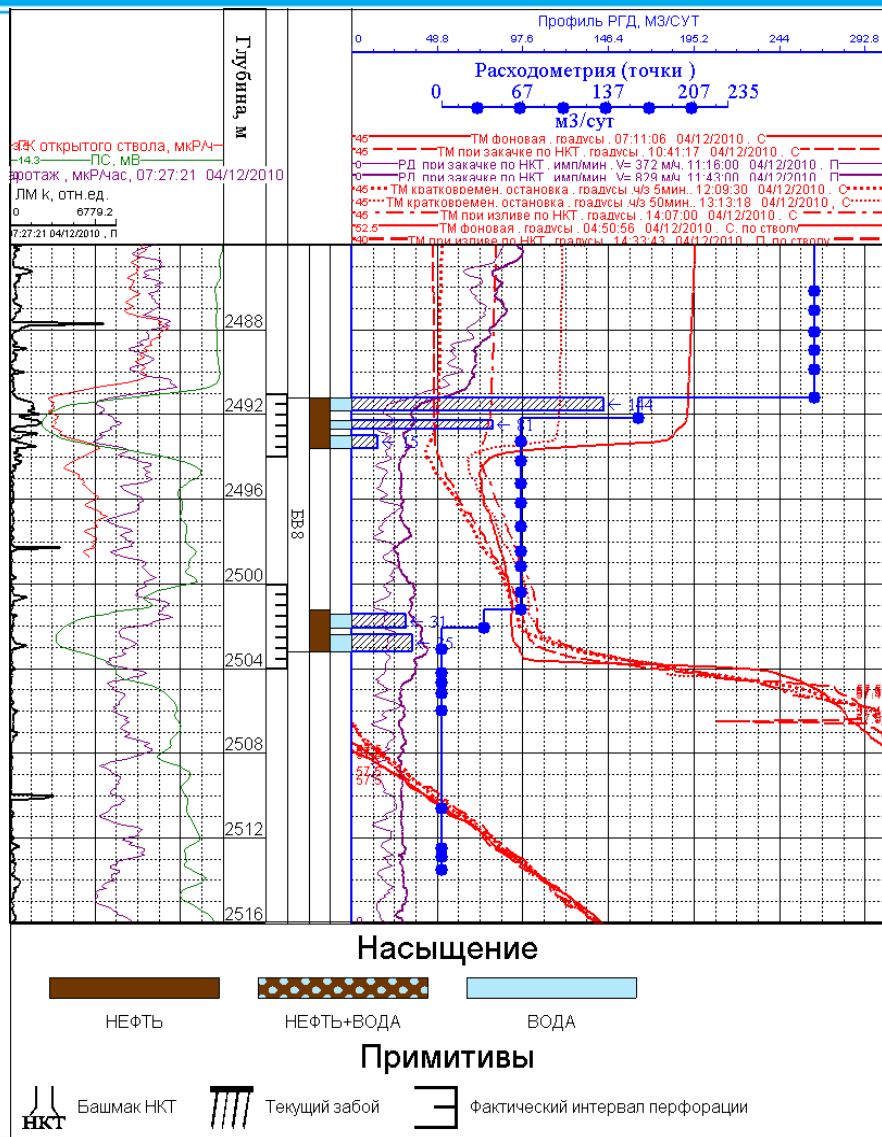


Обработка данных с приборов с любым количеством и расположением датчиков

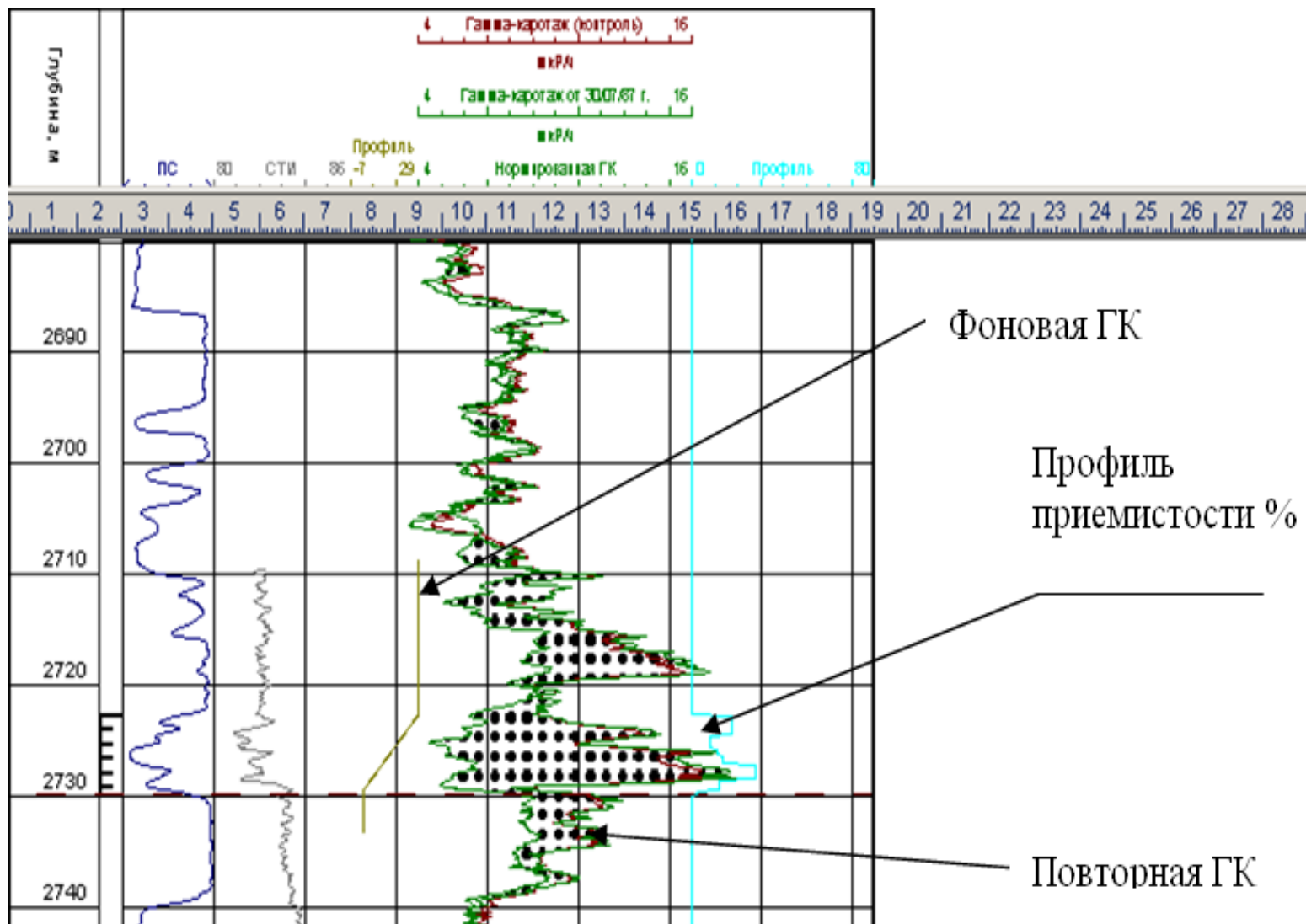
Оценка плотности жидкости в стволе



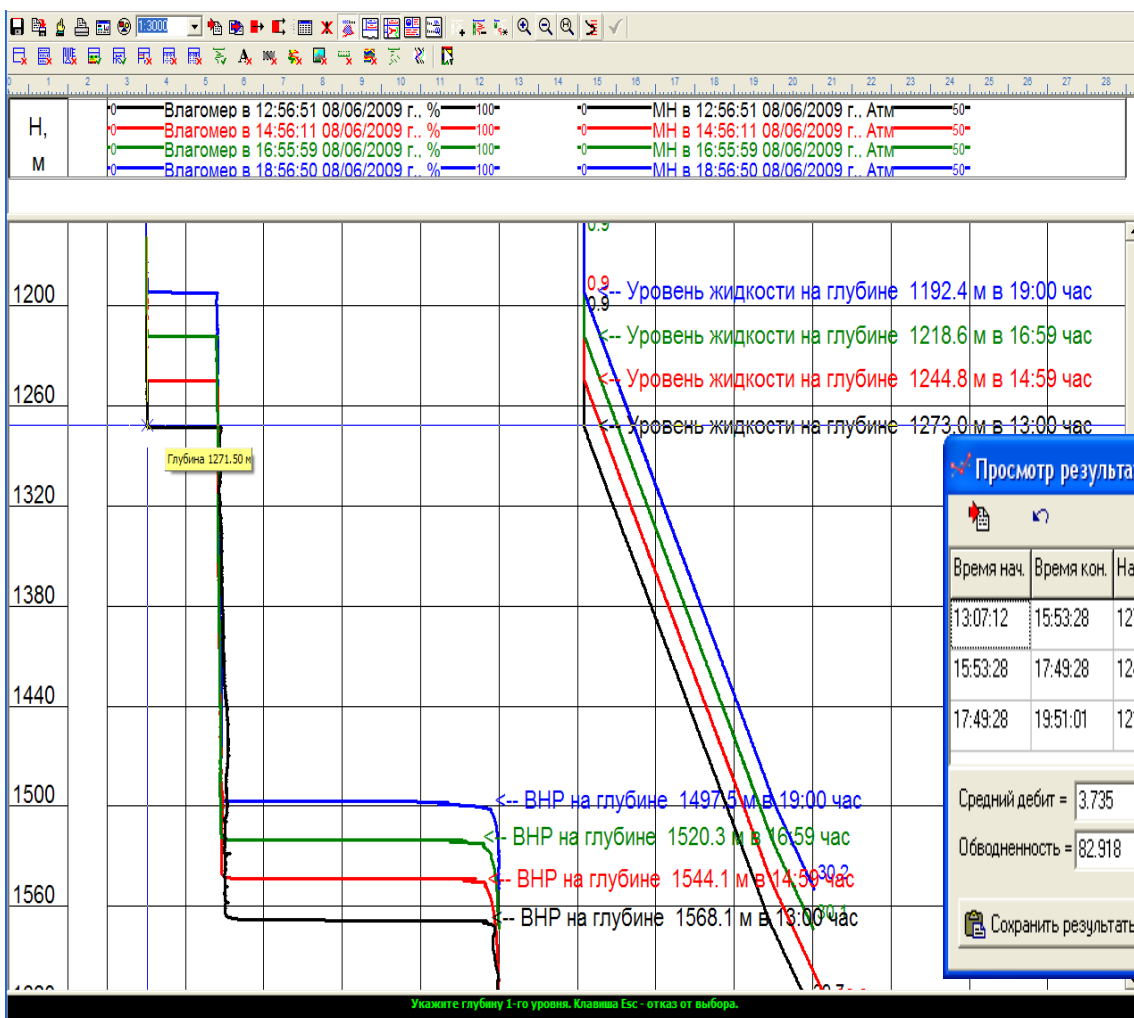
Построение профиля притока\приемистости



Построение профиля приемистости по РГЭ



Определение дебитов по КВУ



Просмотр результата

Время нач.	Время кон.	Нач.дин.уровень	Кон.дин.уровень	Нач.уровень ВНР	Кон.уровень ВНР	Дебит [м3/сут]	Дебит воды
13:07:12	15:53:28	1273.9	1243.6	1567.6	1543.6	3.26	2.58
15:53:28	17:49:28	1243.6	1218.4	1543.6	1519.0	3.89	3.79
17:49:28	19:51:01	1218.4	1189.6	1519.0	1497.7	4.24	3.13

Средний дебит = 3.735 м3/сут. Средний дебит воды = 3.097 м3/сут.
 Обводненность = 82.918 % Средний дебит нефти = 0.638 м3/сут.

Сохранить результаты

Выход

Определение работающих толщин

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L			
1															
2	№	Скважина	Дата каротажа	Пласт	Глубина, м		Мощность	Интервалы перфорации, м			PerfH, м				
3					абс. отметка, м		H, м	№	Кроуля	Подшва		H			
4					Кроуля	Подшва	Набс, м		Кроуля, абс	Подшва абс		H абс			
5					2999.8	3024.6	24.8	1	3001.0	3016.0		15.0			
6	-2847.2	-2872.0													
7															
8					Общая коллекторская мощность, м						ObNasH, м	Интервалы перфорированного коллектора, м			
9					№	Кроуля	Подшва	H	Насыщение	№		Кроуля	Подшва	H	Насыщение
10						Кроуля, абс	Подшва абс	H абс			Кроуля, абс	Подшва абс	H абс		
11	1	1789	31.12.2010	и01 1	1	3000.8	3002.2	1.4	Нефтенасыщ.	8.2	1	3001.0	3002.2	1.2	Нефтенасыщ.
12						-2848.2	-2849.6	1.4				-2848.4	-2849.6	1.2	
13					2	3002.2	3004.2	2.0	Нефтенасыщ.	2	3002.2	3004.2	2.0	Нефтенасыщ.	
14						-2849.6	-2851.6	2.0			-2849.6	-2851.6	2.0		
15					3	3004.2	3004.6	0.4	Нефтенасыщ.	3	3004.2	3004.6	0.4	Нефтенасыщ.	
16						-2851.6	-2852.0	0.4			-2851.6	-2852.0	0.4		
17					4	3004.6	3005.8	1.2	Нефтенасыщ.	4	3004.6	3005.8	1.2	Нефтенасыщ.	
18						-2852.0	-2853.2	1.2			-2852.0	-2853.2	1.2		
19	5	3005.8	3006.4	0.6	Нефтенасыщ.	5	3005.8	3006.4	0.6	Нефтенасыщ.					
		-2853.2	-2853.8	0.6			-2853.2	-2853.8	0.6						
	6	3009.0	3010.0	1.0	Нефтенасыщ.	6	3009.0	3010.0	1.0	Нефтенасыщ.					
		-2856.4	-2857.4	1.0			-2856.4	-2857.4	1.0						
	7	3012.0	3012.6	0.6	Нефтенасыщ.	7	3012.0	3012.6	0.6	Нефтенасыщ.					
		-2859.4	-2860.0	0.6			-2859.4	-2860.0	0.6						
	8	3012.6	3013.6	1.0	Нефтенасыщ.	8	3012.6	3013.6	1.0	Нефтенасыщ.					
		-2860.0	-2861.0	1.0			-2860.0	-2861.0	1.0						

Расчет объема скважины

Расчет объема в скважине

Исходные данные Результаты Единицы измерения

Кровля, м Подошва, м

26.8 505.5 ? Интервал

Параметры расчета

Способ вычисления

Эллипс Регламент

Колонны

Глубина спуска, м Внеш. диа

130.0 17

551.0 13

0.0 0

0.0 0

Расчет объема в скважине

Исходные данные Результаты Единицы измерения

Результаты расчета

Скважины, м3

Труб, м3

Затрубья, м3

Ккавернозности

Создать кривые объе

Скважины Vскв

Колонны Vкол

Затрубья Vzатр

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	ОБРАБОТКА ПРОФИЛЕМЕТРИИ.									
2	Месторождение:									
3	Скважина:									
4	Подрядчик:									
5	Заказчик:									
6	Метод расчета : Эллипс									
7	Интервал расчета: 70 60-563 60 м									
8	Внешний диаметр 1-ой колонны: 324.000 мм									
9	Номинальный диаметр: 393.700 мм									
10	Объем скважины: 104.570 м3									
11	Объем затрубья: 63.924 м3									
12	Объем колонн: 40.647 м3									
13	Средний коэффициент кавернозности по стволу скважины: 1.742									
14	-----									
15	Интервал глубин,	Объем скважины,	Объем колонны,	Объем затрубья,	Дскв_макс. в интервале					
16	Кровля	Подошва,	Интерв	Сумма	Интерв	Сумма	Интерв	Сумма	Дскв1	Дскв2
17	м	м	м3	м3	м3	м3	м3	м3	м	м
18	-----									
19	70,6	80,6	1,316	104,57	0,824	40,647	0,491	63,924	0,502	0,472
20	80,6	90,6	1,468	104,125	0,824	40,4	0,644	63,726	0,51	0,48
21	90,6	100,6	1,542	102,463	0,824	39,575	0,717	62,887	0,457	0,478
22	100,6	110,6	1,659	100,819	0,824	38,751	0,835	62,069	0,513	0,511
23	110,6	120,6	1,944	99,403	0,824	37,926	1,12	61,477	0,558	0,518
24	120,6	130,6	2,943	97,985	0,824	37,102	2,119	60,883	0,759	0,705
25	130,6	140,6	1,612	96,466	0,824	36,277	0,788	60,189	0,49	0,549
26	140,6	150,6	1,645	94,395	0,824	35,453	0,821	58,943	0,465	0,496
27	150,6	160,6	1,622	90,867	0,824	34,628	0,798	56,238	0,473	0,512

Детальная конструкция скважины

ПЛАНШЕТ: E:\Prime32\BD\NewBH.ws

Планшет Кривые БНС Библиотека графов Н Контроль за разработкой Цементометрия РМПП

1:1000

860

880

900

920

940

960

980

1000

Колонка конструкции скважины

- Направление
- Кондуктор
- Эксп. колонна
 - Пакер
 - ЗКЦ
 - Работ. интервал
 - Работ. интервал
- НКТ
 - НКТ
 - Клапан отсекающий
 - Наруш. герм. НКТ
- Текущий забой
 - Наруш. герм. забоя

Колонка Данные Вид Линейка Разное

Клапан отсекающий (800.00)

Принадлежит объекту:
НКТ (0.00-950.00)

Отображать всегда (даже при несоответствии текущему режиму)

Проектный Глубина, м Дата
 Фактический 800 // 19

Тип клапана
Отсекатель

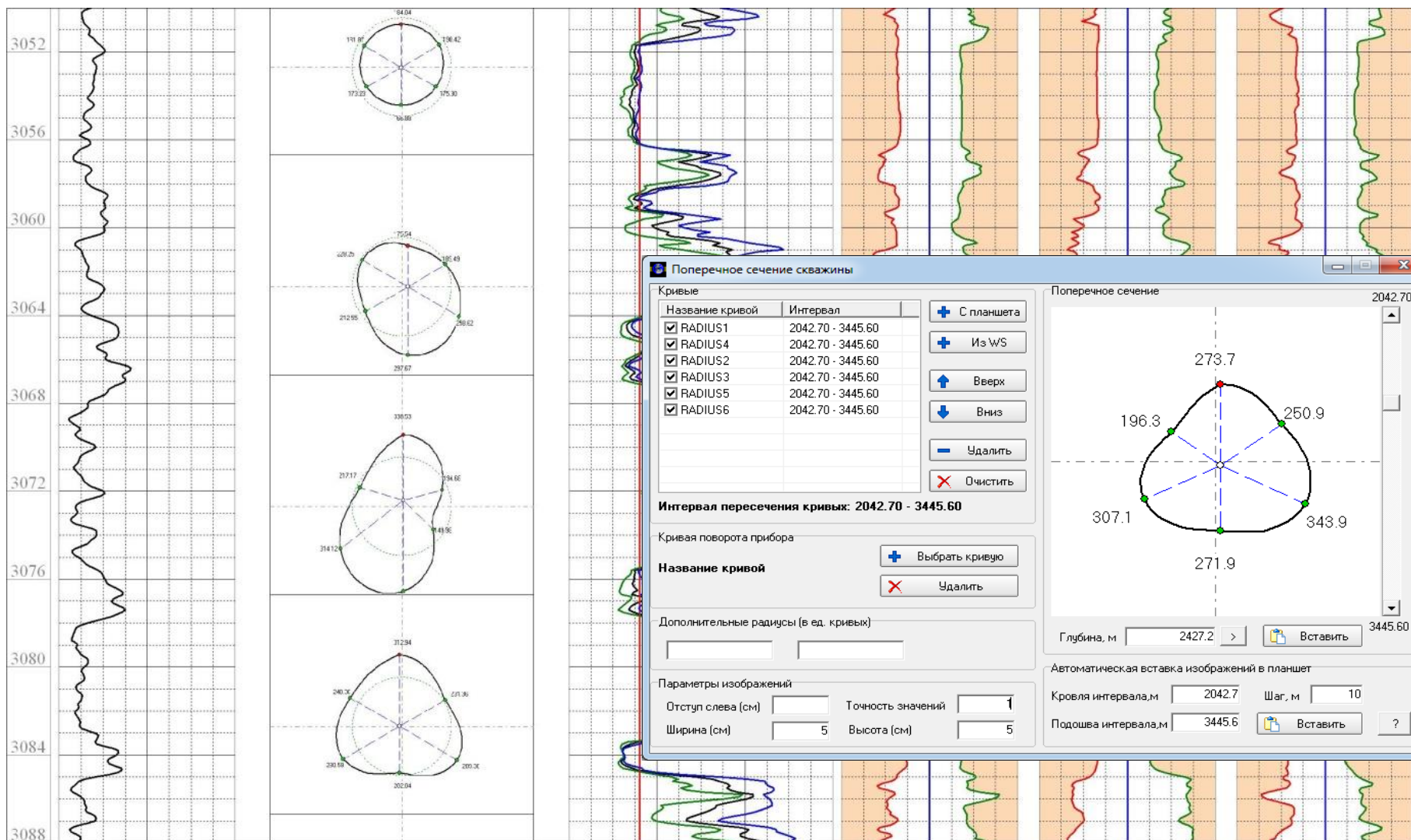
Толщина при отображении, см
0.07

Комментарий

Все данные...

Дальше Данные Применить Cancel Help

Профилемеры с любым количеством каналов



Обработка данных спектрометрического гамма-каротажа

Программа интерпретации данных СГК-SGL

Входные кривые

SGR, mkR/h	SGR
CGR, mkR/h	CGR
THOR, ppm	THOR
URAN, ppm	URAN
POTA, %	POTA

Входные параметры

Сгл	1.03837
CGR	13.84500
THORmin	0.00
THORmax	21.50
THORop	21.50
POTAпш	10
Расчет органики	Уравнение В.В. Хабарова
Тип разреза	Полимиктовый песчаник

Петрофизическая модель

	THOR (ppm)	POTA (%)	W (V/V)	Sigma (ед.з.)	deltaT (мкс/л)	ρ (г/см3)
Хлорит	4.000	0.300	0.354	35.600	234.000	2.720
Каолинит	19.000	0.420	0.366	12.900	295.000	2.630
Гидрослюда	0.100	8.500	0.131	16.800	251.000	0.131
Монтмор.	24.000	1.390	0.470	14.700	285.000	2.500
Кал. пол. шпаты	0.00	10.000	-0.013	15.800	161.000	2.530
Органика	0.00	0.00	0.800	22.000	394.000	1.340

Кросс-плот

Кровля, м: 0.00
Подошва, м: 0.00

Построить кросс-плот

Выходные кривые

<input checked="" type="checkbox"/> ORG	ORG
<input checked="" type="checkbox"/> GLкаж	GLкаж
<input checked="" type="checkbox"/> GL	GL
<input type="checkbox"/> FS	FS
<input checked="" type="checkbox"/> POTAгл	POTAгл
<input checked="" type="checkbox"/> CLT	CLT
<input checked="" type="checkbox"/> KLT	KLT
<input checked="" type="checkbox"/> GSL	GSL
<input checked="" type="checkbox"/> MNT	MNT
<input type="checkbox"/> GLT	GLT
<input type="checkbox"/> ILT	ILT
<input type="checkbox"/> MST	MST
<input type="checkbox"/> BIT	BIT
<input type="checkbox"/> FSN	FSN
<input type="checkbox"/> PGT	PGT
<input type="checkbox"/> dW	dW
<input type="checkbox"/> dTrл	dTrл
<input type="checkbox"/> dRo	dRo
<input type="checkbox"/> dSgl	dSgl

Перезаписать результаты

Сохранить

OK Отмена

Расчет текущей нефтегазонасыщенности (ИННК)

Расчет КИТ

Входные кривые и колонки

Время жизни тепловых нейтронов, мкс
Декремент затухания, 1/дс
Кривая пористости, д. ед.
Кривая глинистости, д. ед.

Кривая диаметра скважины, м
Кривая температуры, С
Колонка коллектора
Колонка литологии

Выводные кривые

КН в коллекторах, д. ед.
 КН по разрезу, д. ед.
 КГ в коллекторах, д. ед.
 КГ по разрезу, д. ед.
 Sa, cu
 Sw, cu
 Sn, cu
 Sg, cu
 Sp, cu
 Перезаписать результаты

Ограничения

Терригенные

Гр. знач. пористости, д. ед. 0.090
Гр. знач. глинистости, д. ед. 0.150

Карбонатные

Гр. знач. пористости, д. ед. 0.055
Гр. знач. глинистости, д. ед. 0.050

Общие

Номинальный диаметр, м 0.216
Вес аномальных примесей, кг 0.00

Время жизни тепловых нейтр. Кпл_оп_пл
Декремент затухания, 1/дс Кпл_гк
Кривая пористости, д. ед. Д ном
Кривая глинистости, д. ед. ТМ
Колонка коллектора Литология
Колонка литологии

Кп
Кп_р
Кг
Кг_р
Sa
Sw, cu
Sn
Sg
Sp

Сохранить Справка Сохранить базу значений Загрузить базу значений

Расчет КИТ

Сечение захвата

Глина, cu 45.00
Известняк, cu 11.00
Песчаник, cu 15.00
Доломит, cu 9.00
Ангидрит, cu 12.60

Сечение захвата скелета, cu 0.00

Входные параметры

Характер насыщения Нефть
Пластовое давление, МПа 20.00
Температура пласта, оС 0.00

Пластовая вода

Минерализация, г/л 230.00
 Плотность, г/см3 1.00

Пластовая нефть

Плотность, т/м3 0.80
Газовый фактор, м3/т 10.00

Корректировка декрента
D0 -34.71
D1 0.90
D2 -0.01

Интервал обработки

Выбирать интервал автоматически
Кровля, м 0.00
Подова, м 0.00

Кросс-плот

Кровля, м 1206.20
Подова, м 1222.80
Порода Известняк

Кросс-плот

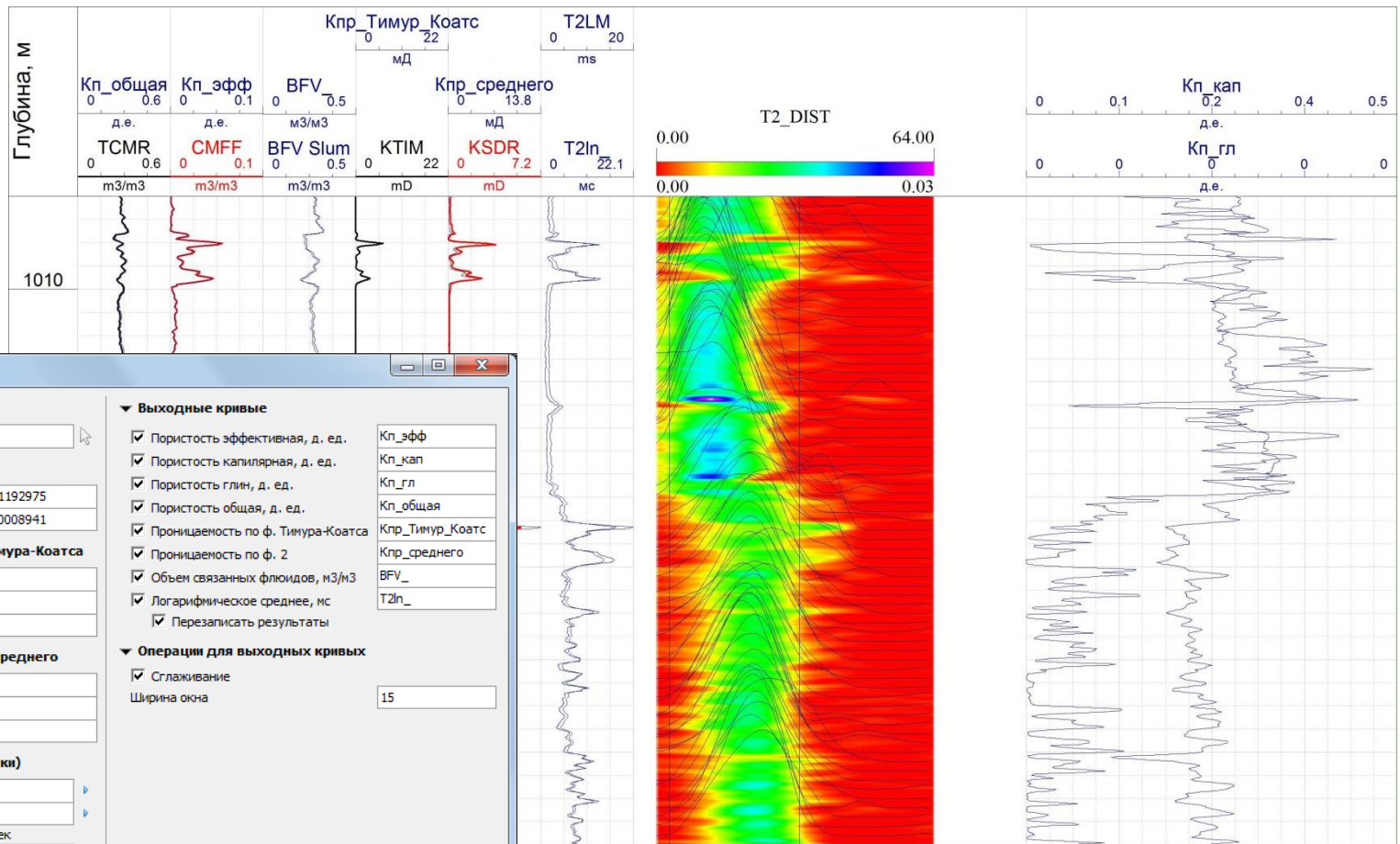
Сечение захвата, cu
Пористость, д. ед.

— Вода = 113.07
— Нефть = 22.22
* Точки

Построить кросс-плот

Сохранить Справка Сохранить базу значений Загрузить базу значений Назад Готово Отмена

Обработка ЯМК



Обработка данных ЯМК

▼ **Входные кривые**
Спектр ЯМК:

▼ **Входные параметры**
1-ая точка спектра:
Логарифмический шаг:

▼ **Коэффициент уравнения Тимура-Коатса**
A:
B:
C:

▼ **Коэффициенты уравнения среднего**
A:
B:
C:

▼ **Граничные значения (отсечки)**
1-ое значение:
2-ое значение:
 Несколько интервалов отсечек
Интервалы:

▼ **Выходные кривые**

<input checked="" type="checkbox"/> Пористость эффективная, д. ед.	Кп_эфф
<input checked="" type="checkbox"/> Пористость капиллярная, д. ед.	Кп_кап
<input checked="" type="checkbox"/> Пористость глин, д. ед.	Кп_гл
<input checked="" type="checkbox"/> Пористость общая, д. ед.	Кп_общая
<input checked="" type="checkbox"/> Проницаемость по ф. Тимура-Коатса	Кпр_Тимур_Коатс
<input checked="" type="checkbox"/> Проницаемость по ф. 2	Кпр_среднего
<input checked="" type="checkbox"/> Объем связанных флюидов, м3/м3	BFV_
<input checked="" type="checkbox"/> Логарифмическое среднее, мс	T2ln_
<input checked="" type="checkbox"/> Переписать результаты	

▼ **Операции для выходных кривых**
 Сглаживание
Ширина окна:

Справка | Сохранить | OK | Отмена

Конструктор перфоратора на трубах

Конструкция перфоратора

Альбом Эскизы Утилиты

Альбом: новый0.ws

первый 06/11/2009
второй 05/11/2009

Эскиз перфоратора | Информация по скважине

Масштаб 1:200

Элементы конструкции

НКТ ШУ РЕПЕР СУ ВП НП

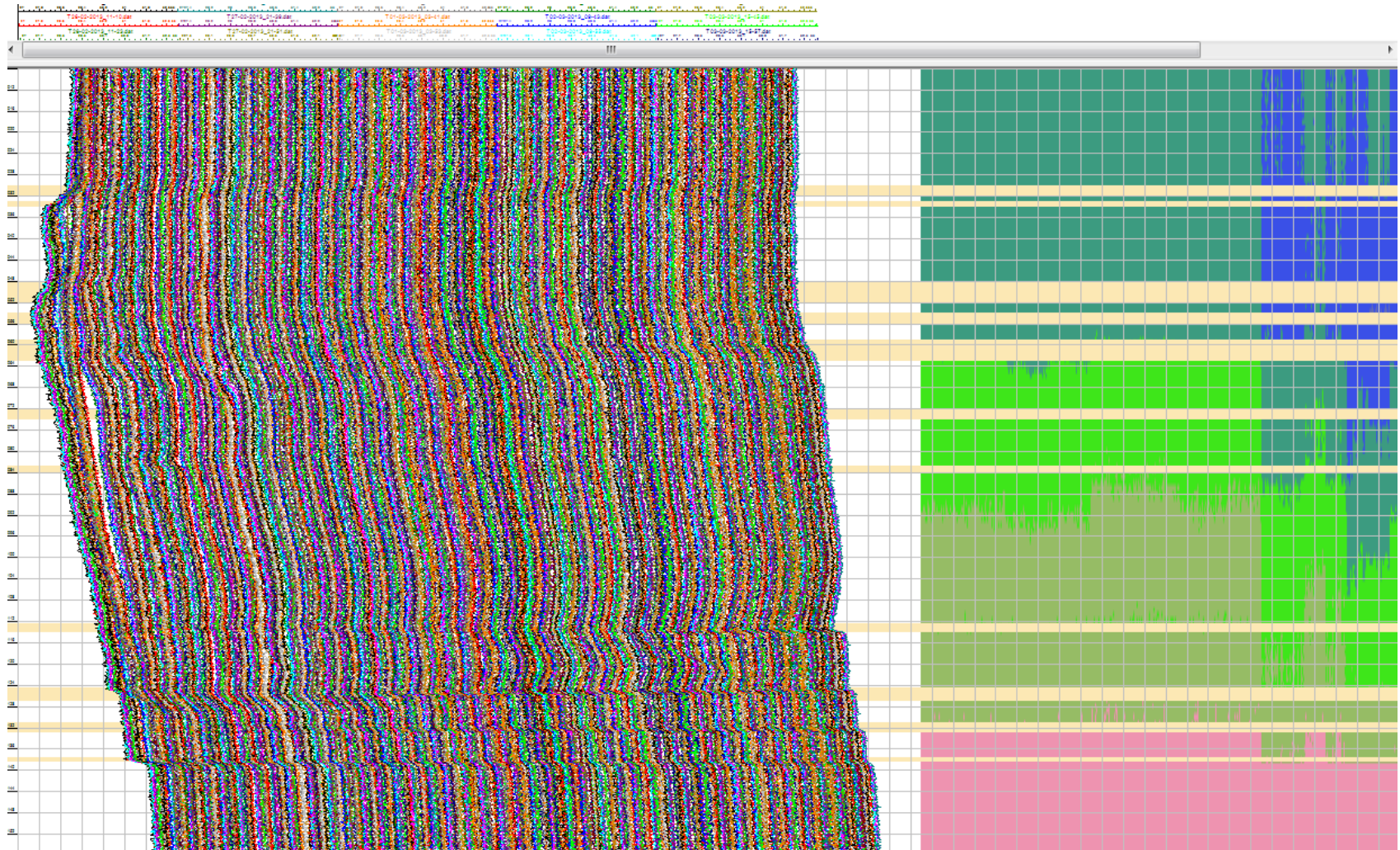
Элементы эскиза

НКТ
РЕПЕР
НКТ
РЕПЕР
НКТ
ВП
СП
СП
НП

Название второй
Дата 05/11/2009 Кровля, м 1200
Длина связки, м: 31

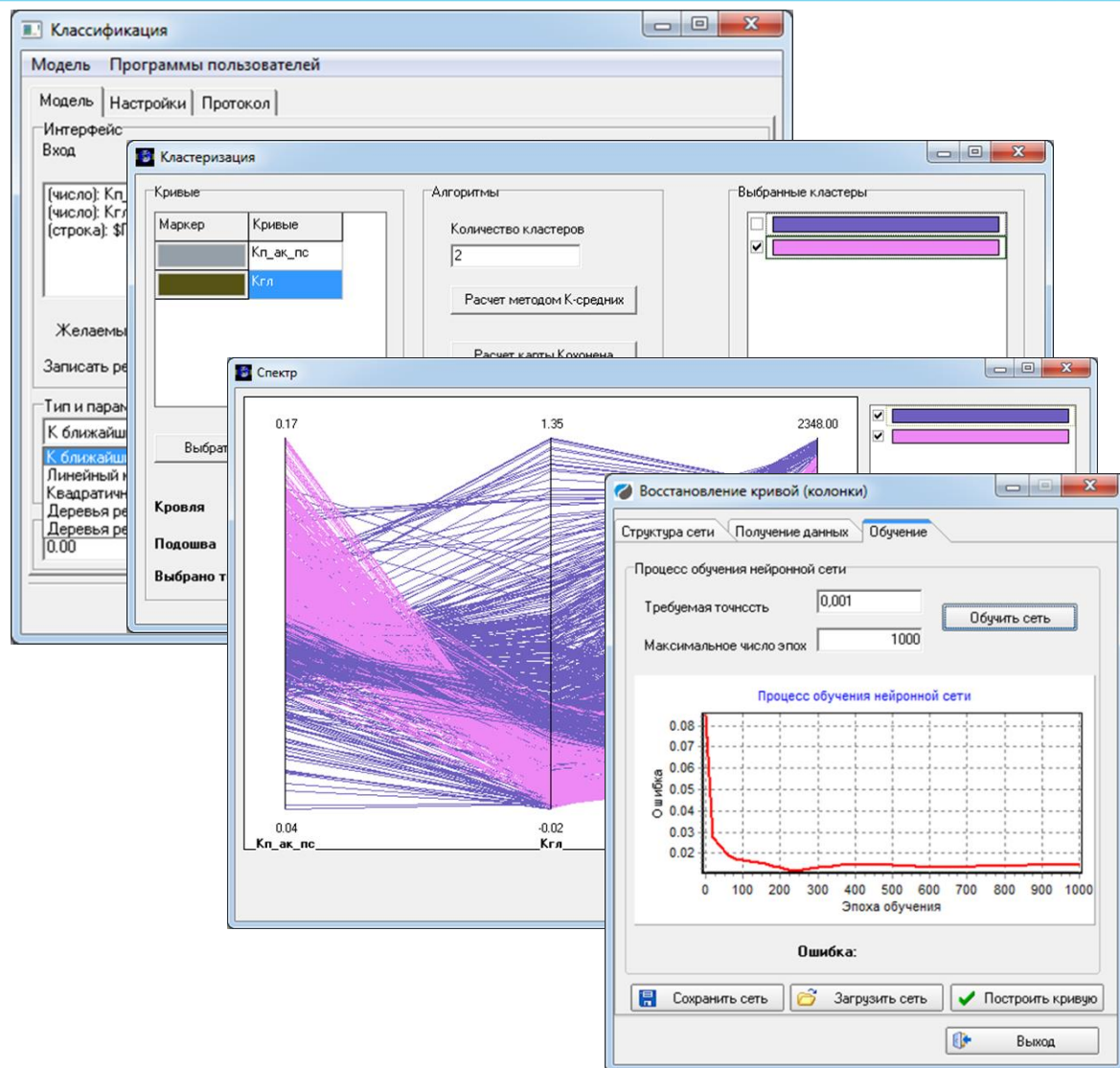
Свойства:	Значения
Полное название	секция перфоратора
Длина, м	4
Примитив	СП
Отображение:	
Мин. длина, см	1
Ширина, см	1
Перфоратор:	
Тип заряда	простой
Макс. кол-во зарядов	0
Плотность зарядов	0
Верхний заряд, м	0
Нижний заряд, м	0

Замеры с оптоволоконном



Модули интеллектуального анализа

- Классификация,
- Кластеризация,
- Многомерная линейная регрессия
- Нейронные сети.

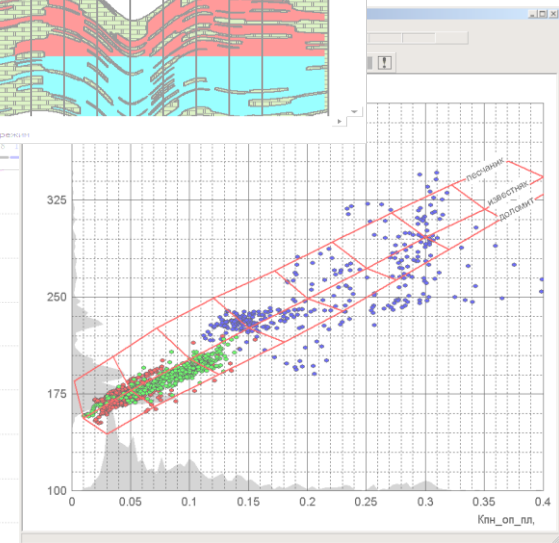
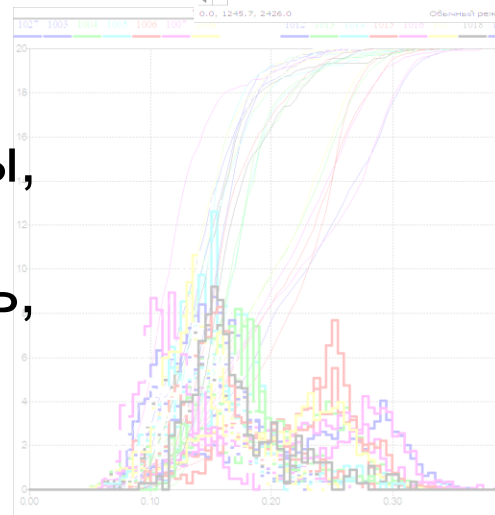
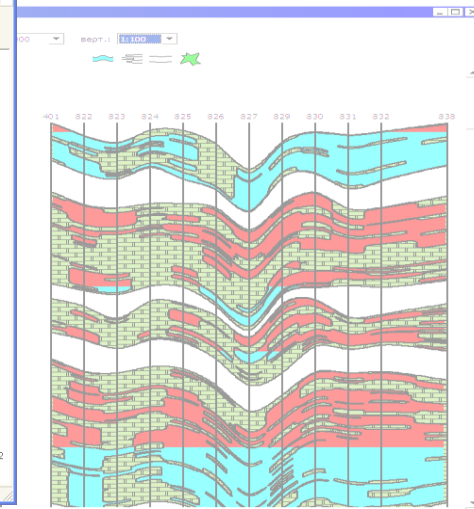
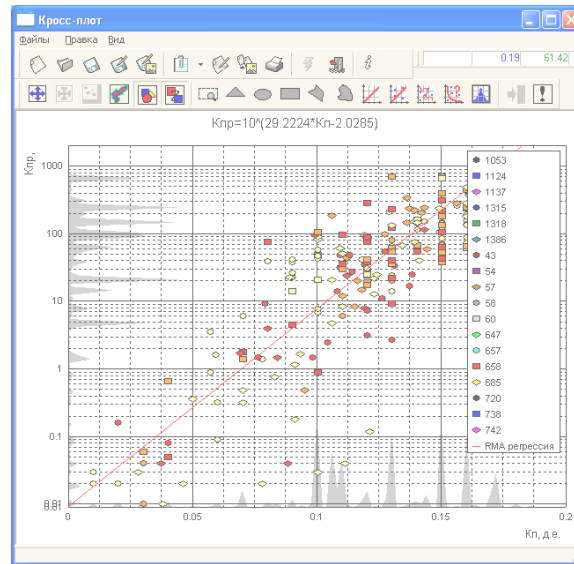


PRIME - единая технология работы с данными ГИС:

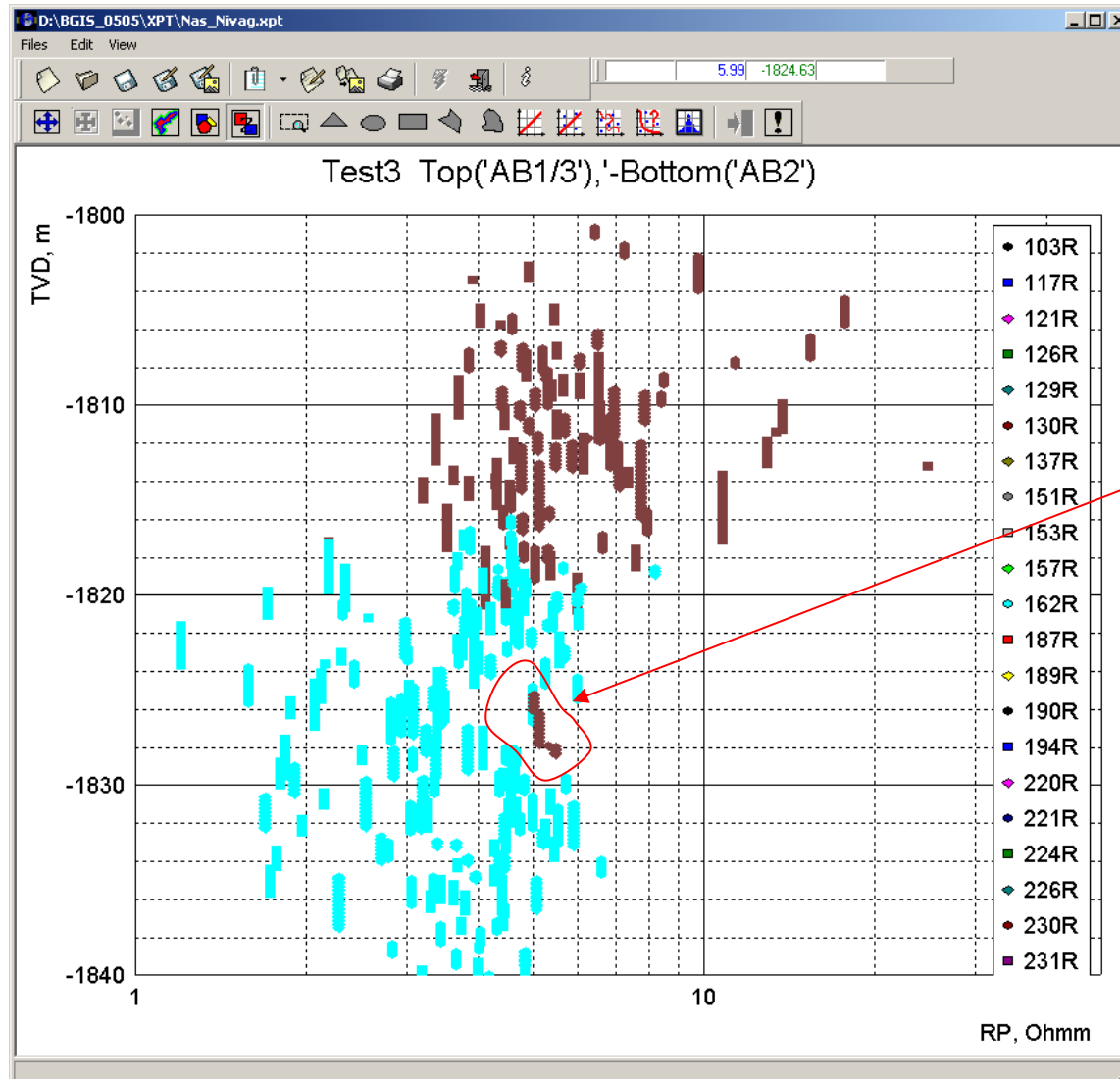
1. Визуализация и редактирование
2. Открытый ствол
3. Цементометрия
4. Контроль разработки
- 5. Многоскважинные операции**
6. База данных ГИС

Многоскважинные инструменты анализа

- Кросс-плоты,
- Гистограммы,
- Статистика,
- Суммирование,
- Карта скважин,
- Корреляционные схемы,
- Геологический профиль,
- Скрипты.

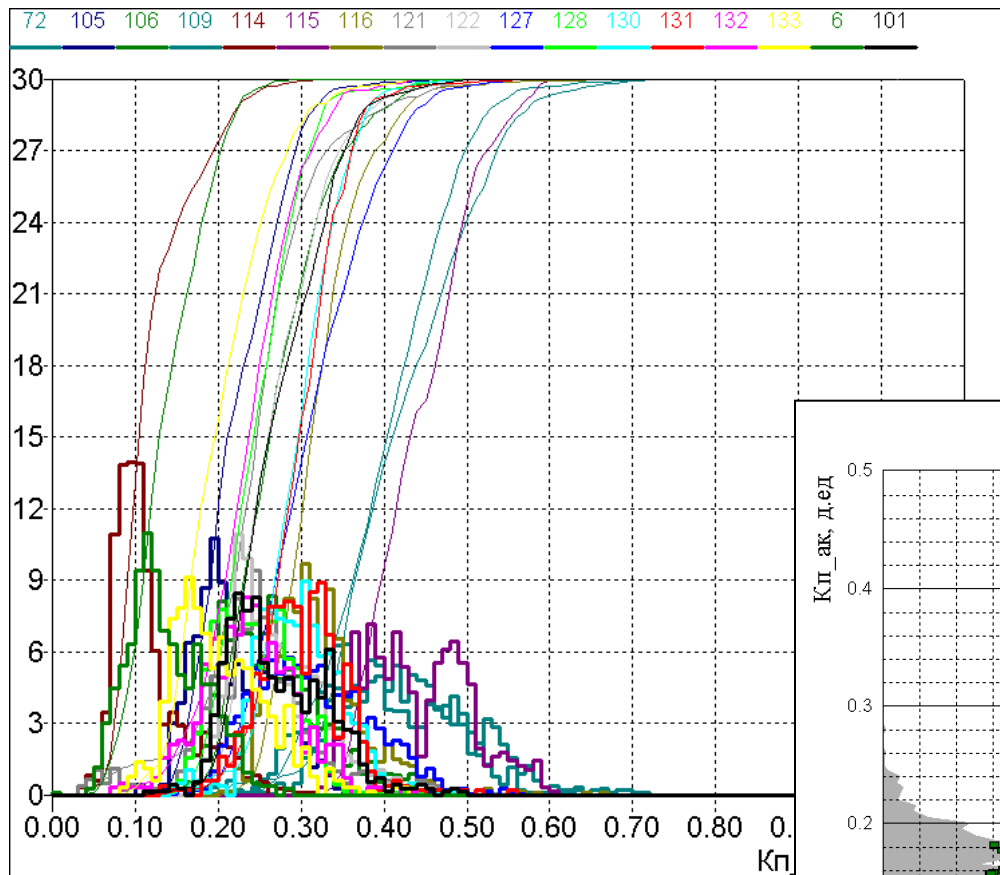


Определение ВНК и критического сопротивления

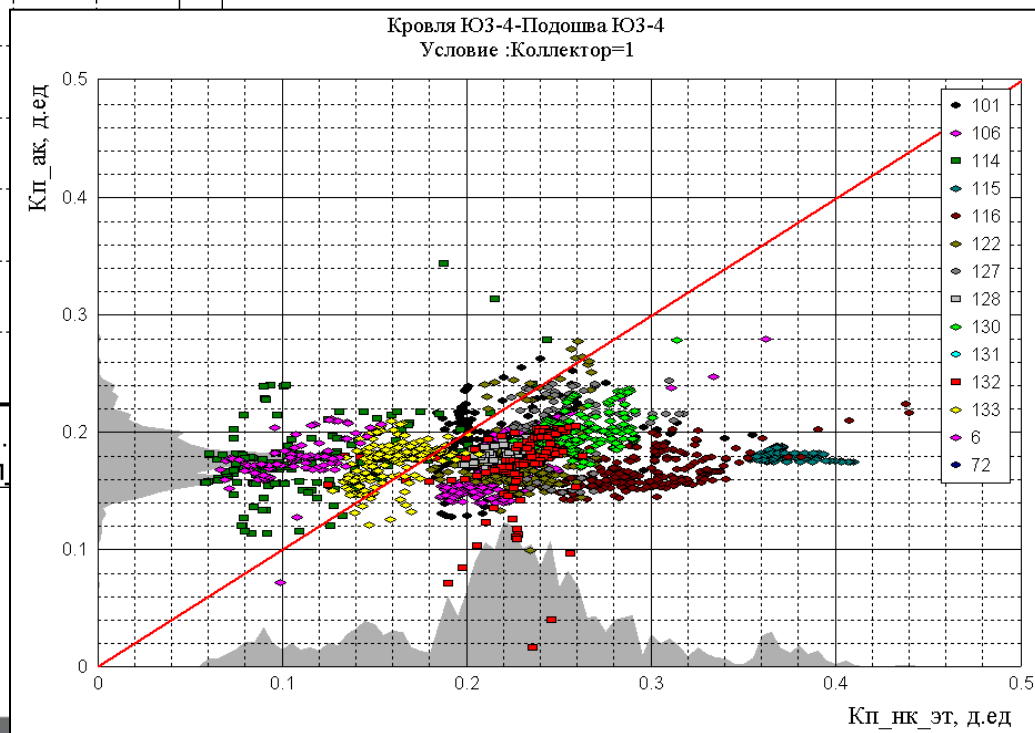


Проблемная
скважина

Анализ качества данных НКТ и АК

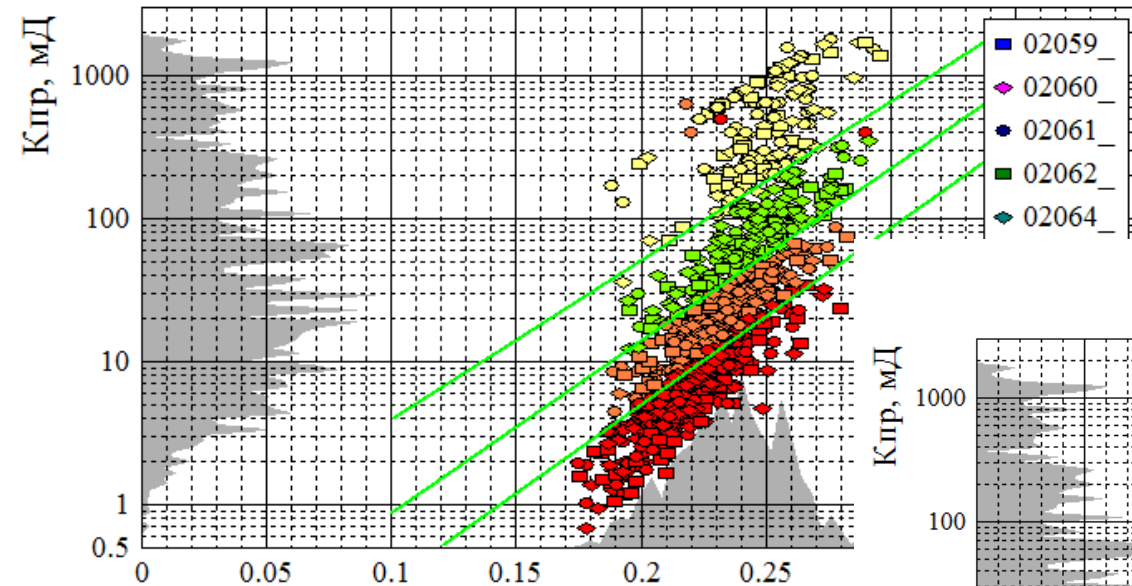


Двухзондовый НКТ
выполнен в 95% скважин
(низкого качества)
АК выполнен в 50% скважин
(высокого качества)



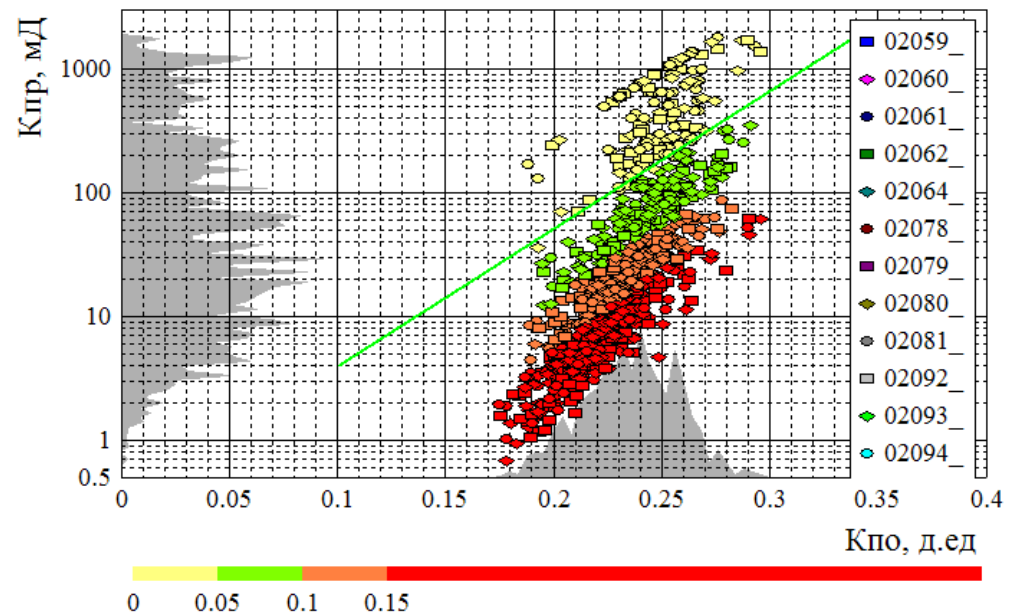
Анализ результатов обработки

T('AB11')-B('AB12')
Условие :!Коллектор=1



Кросс-плот
Кп-Кпр-Кгл

T('AB11')-B('AB12')
Условие :!Коллектор=1

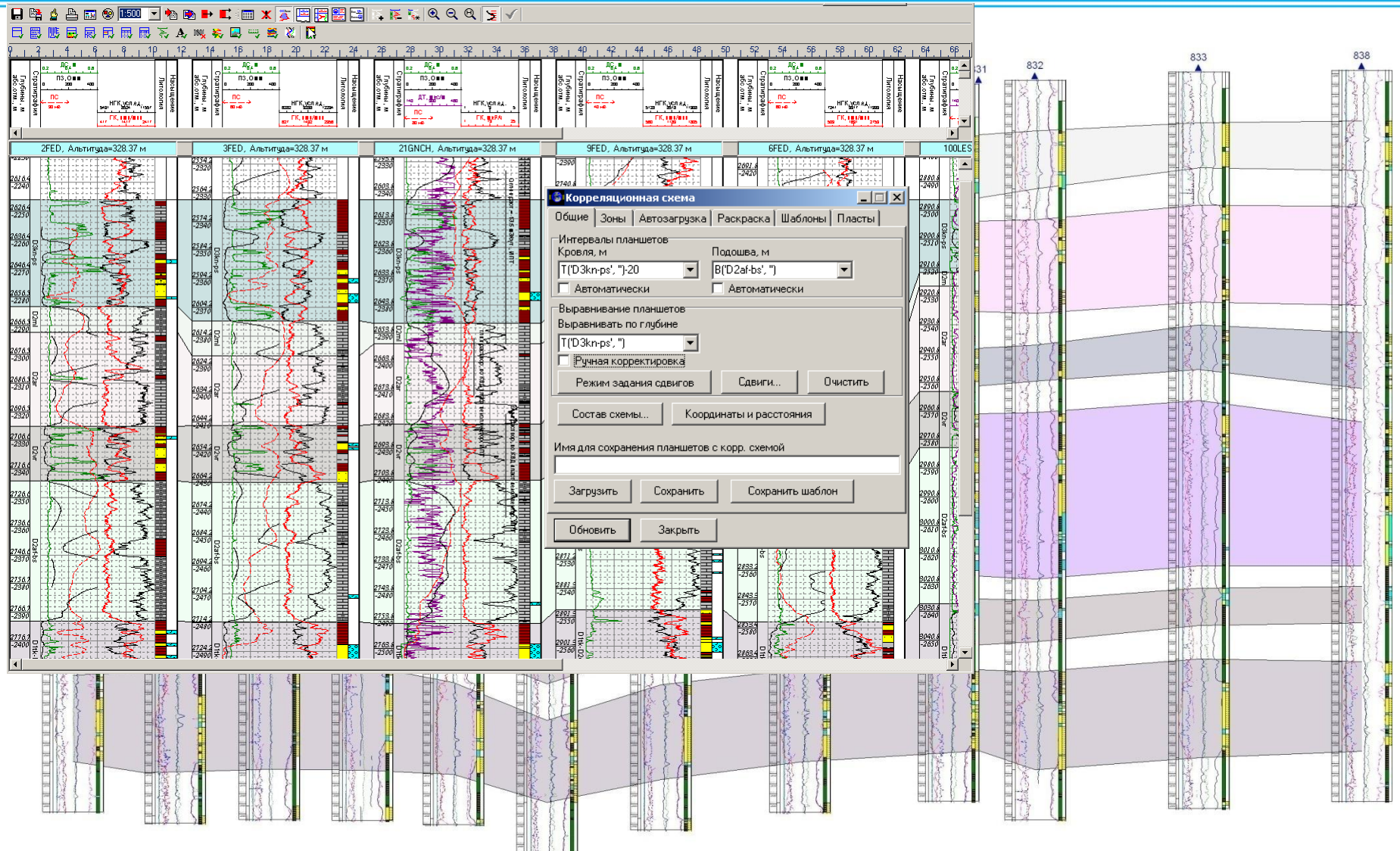


Кгл, д.ед

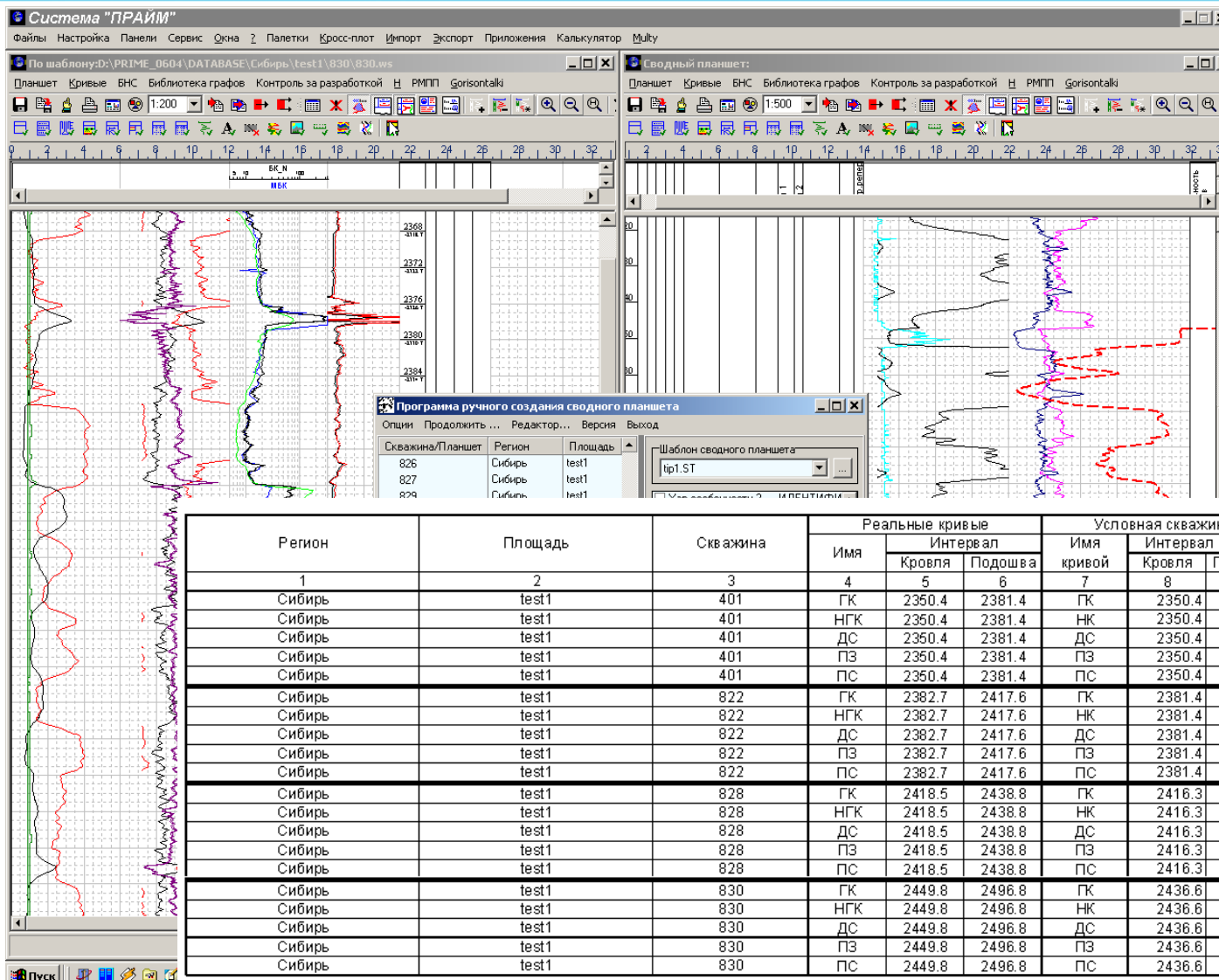
**Причина: недоувязаны
ГК с НКТ в скв.№XXX**

Кгл, д.ед

Корреляция скважин

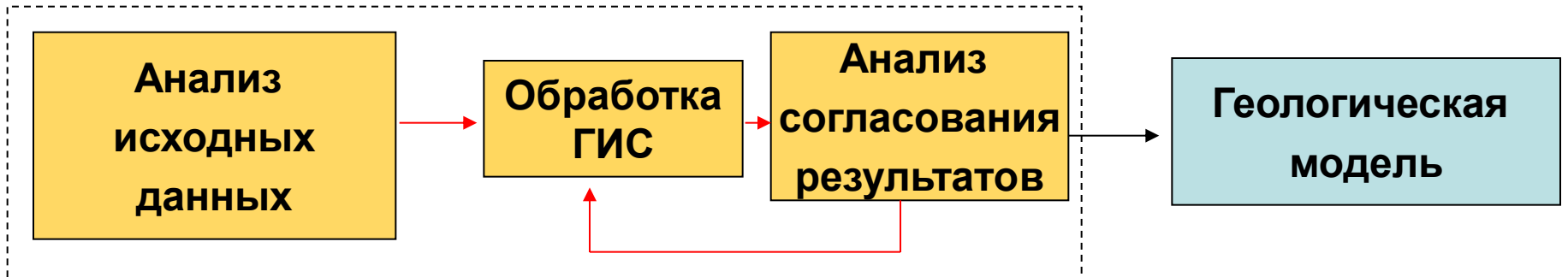
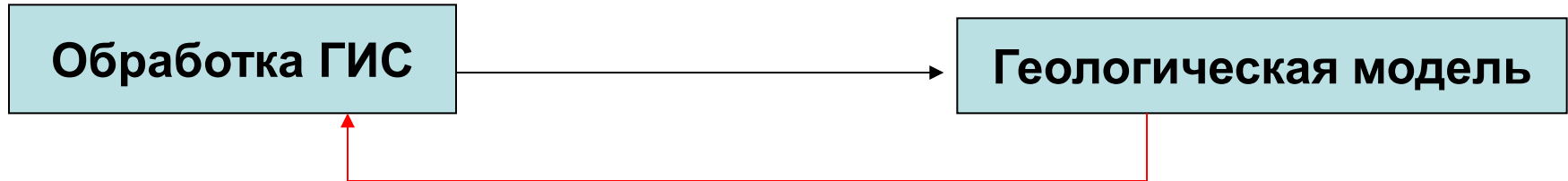


Построение сводного разреза

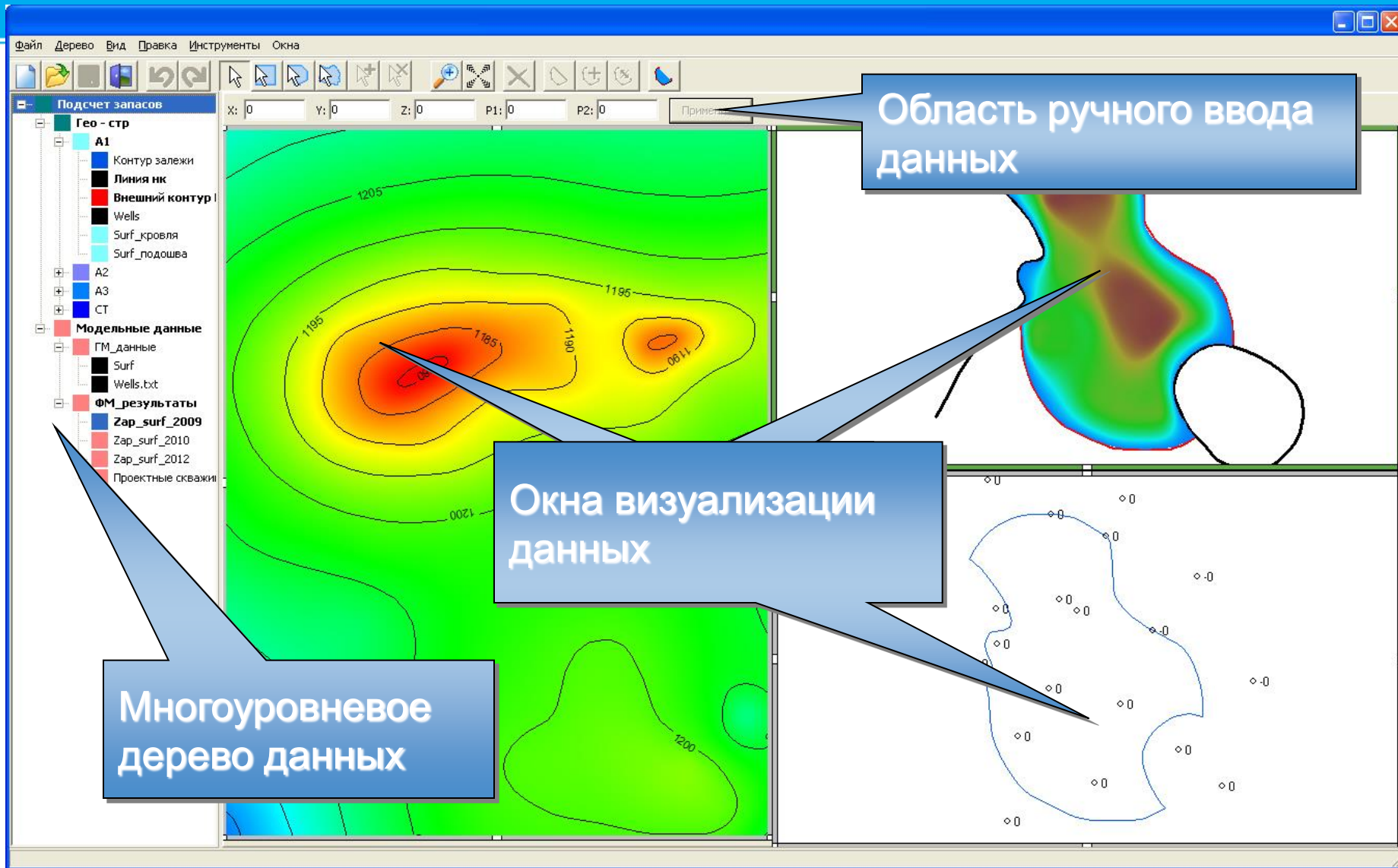


Анализ качества данных ГИС

(Все этапы в рамках единой технологии)



Модуль картографии и 2D подсчета запасов



PRIME - единая технология работы с данными ГИС:

1. Визуализация и редактирование
2. Открытый ствол
3. Цементометрия
4. Контроль разработки
5. Многоскважинные операции
6. База данных ГИС

Prime как базообразующая система

Основные функции БД Prime:

- 1) Систематизация и стандартизация данных ГИС,
- 2) Хранение БОЛЬШОГО объема разнородных данных по скважинам,
- 3) БЫСТРЫЙ и УДОБНЫЙ способ получения информации,
- 4) Многоскважинный анализ данных

База данных PRIME

БД = Данные
+Управление базой
+Использование базы

Сервер
данных

Администратор
базы

PRIME
(Навигатор)

Содержание базы данных

- Общие данные по скважине,
- Исходные кривые,
- Инклинометрия,
- Результаты обработки,
- Стратиграфии, (системы, ярусы и т.п.)
- Конструкция скважины,
- Результаты опробования,
- Планшеты,
- Документы в форматах Word, Excel, JPG, текстовые файлы и пр.

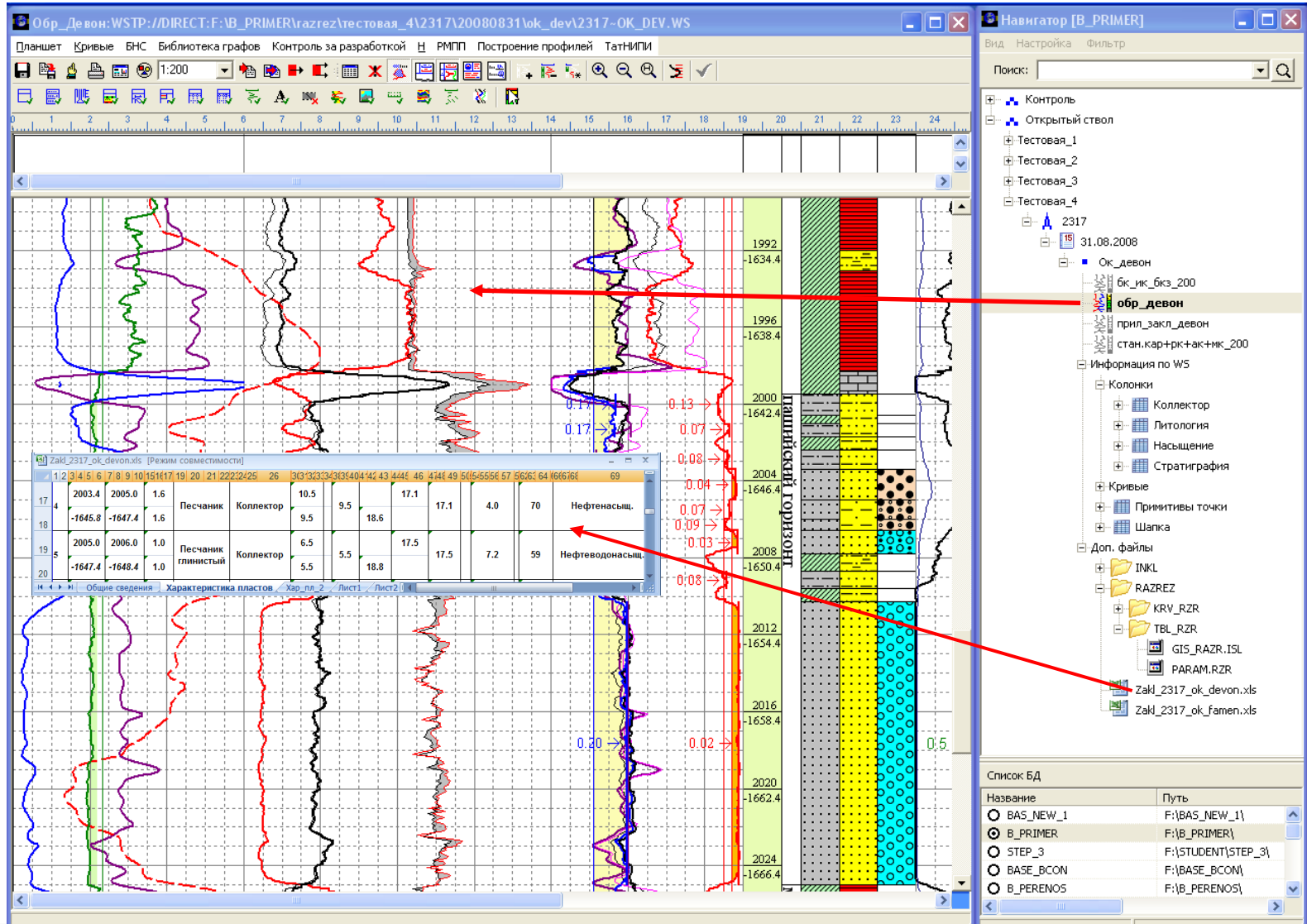
Систематизация данных ГИС

- Подключение уже существующих файловых архивов с минимальными изменениями в структуре архивов
- Систематизация разнородных данных ГИС посредством:
 1. Специальных конвертеров
 2. Средств импорта
 3. Программ пользователя
- Создание баз данных «с нуля»
- Контроль качества данных в базе

Работа с несколькими базами различной структуры



Навигатор БД



Выбор скважин на карте

Выбор скважин

Инструменты Загрузить контуры

Категория
Новая категория

Группы

Группа	Цвет	Значок
Новая г...		Круг
T_007		
T_008		
T_009		
T_011		
T_012		
T_017		
T_018		
T_022		
T_024		
T_025		
T_028		
T_029		
T_033		
T_056		
T_060		
T_067		
T_070		
T_071		
T_072		
T_076		
T_077		

Сохранить... Загрузить...

7158.54, -1007.81;

Скважины

#	Скважина
<input type="checkbox"/>	T_077
<input type="checkbox"/>	T_111
<input type="checkbox"/>	T_161

Тип стратиграфии
TestIdent

Пласты
Забой

Контуры

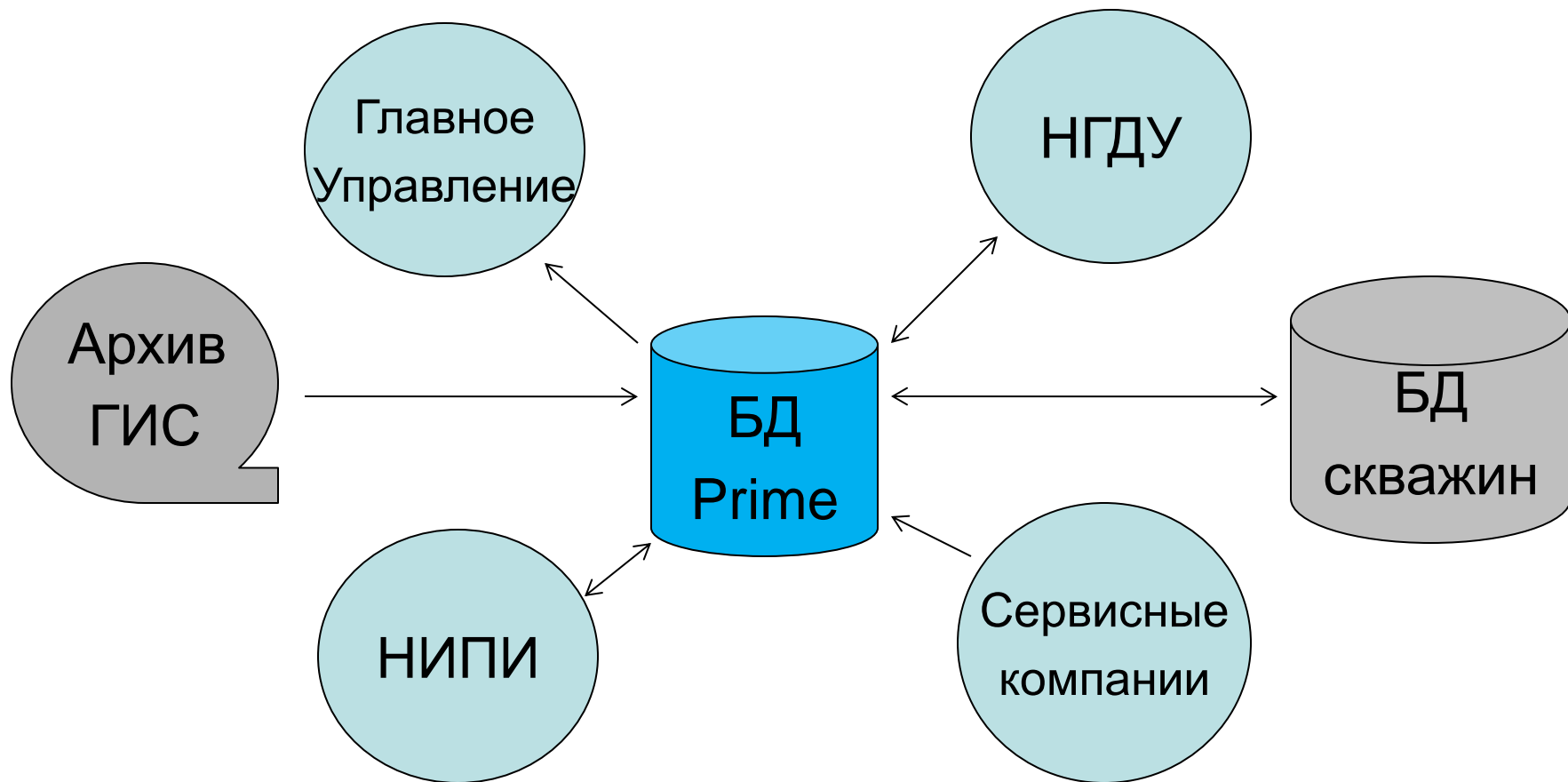
Имя файла:	Цвет	Толщина
------------	------	---------

Линии

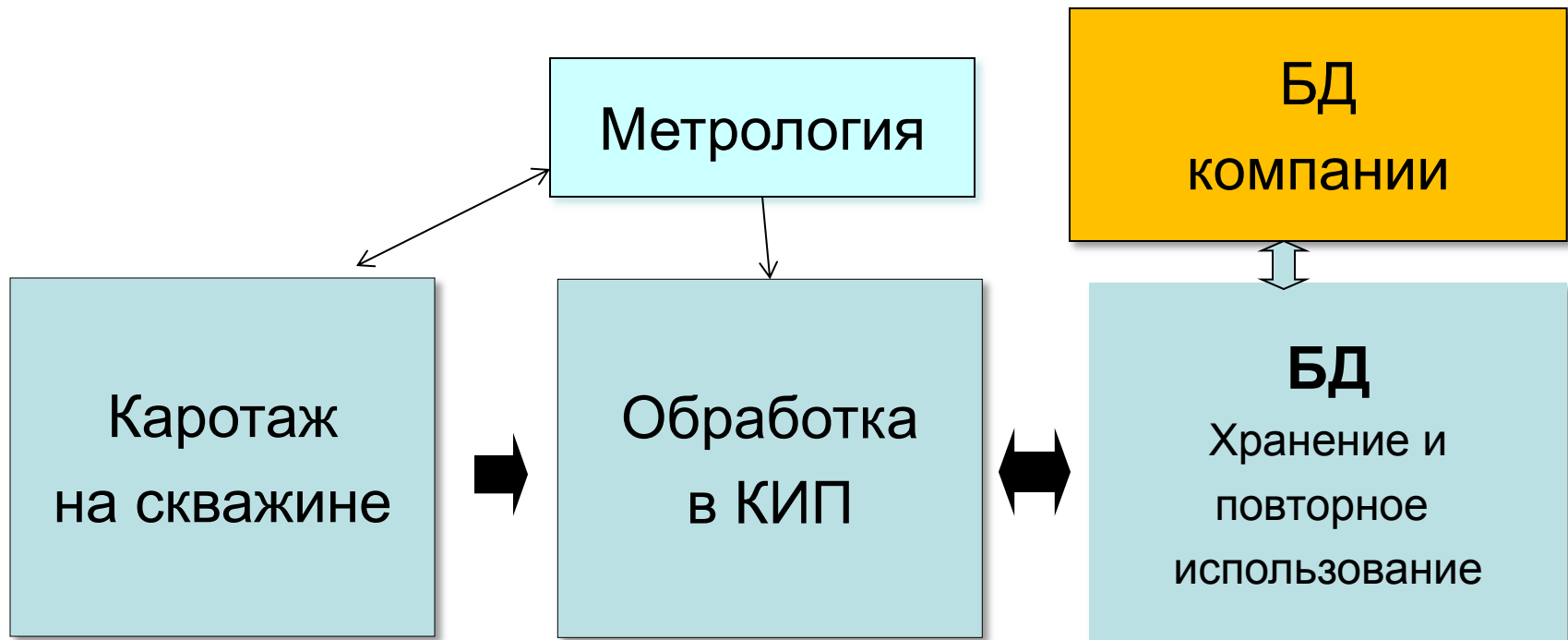
Имя линии	Обозначение
-----------	-------------

OK Cancel

Корпоративное использование данных ГИС



Сквозные автоматизированные технологии



Регламент на геофизические исследования

Регламент на обмен цифровыми данными

Регламент на БД Заказчика

Техническая поддержка и сопровождение

TS (Ефанова Марина Львовна GMT+06:00) - Terrasoft

Файл - Добавить - Помощь - Общие - Маркетинг - Продажи - Проекты - Сервис - Анализ - Ресурсы - Инструменты

Контакты - Задачи - E-mail - Инциденты - Проблемы - Запросы на изменения - Релизы - Сервисные договоры - Сервисы - Конфигурационные единицы - База знаний - Итоги - GEO TEC

Состояние - Позвонить - Действия - Отчеты

Показать за период: Предыдущий месяц (01.02.2015 - 28.02.2015)

Инциденты

Номер	Происхождение	Дата регистрации	Контрагент	Признаки (Симптомы)	Ответственный	Время разрешения	Состояние
966	Пользователь - E-mail	28.02.2013 18:38:38	ООО ПТУС "Башнефть"	как вставить нужный символ в шапку планшета	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 18:00:00	Закрывает
965	Пользователь - E-mail	28.02.2013 17:43:22	«Томская геофизическая компания»	Марина Львовна, здравствуйте! подскажите пожалуйста...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 17:43:00	Новый
964	Пользователь - E-mail	28.02.2013 16:05:41	ЗАО «ИНЦ»	Импорт в таблицу LASИмя файлаПолное имя файлаПлощ...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 16:05:00	Новый
963	Пользователь - E-mail	28.02.2013 14:46:17	УНТУ	Вопрос о возможных вариантах представления результ...	Юсуп Юсуп Михайлович	01.03.2013 14:49:00	Закрывает
961	Пользователь - E-mail	28.02.2013 14:36:00	ЗАО «ИНЦ»	Появился вот такой вопрос: При выделении коллектор...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 14:36:00	Закрывает
962	Пользователь - E-mail	28.02.2013 14:33:41	ООО НПЦ "Геостра"	НПЦ ГЕОСТРА необходима правильная настройка слова...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 14:33:00	Закрывает
960	Пользователь - E-mail	28.02.2013 14:17:29	ООО ПТУС "Башнефть"	НПЦ ГЕОСТРА неправильно передавал исследования по...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 14:17:00	Закрывает
959	Пользователь - E-mail	28.02.2013 13:31:02	ЗАО «ИНЦ»	1.Непонятно, почему такие большие поправки при прив...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 13:31:00	Новый
958	Пользователь - E-mail	28.02.2013 13:29:50	ТОО «К «Каспий»	Возникла проблема при редактировании колонки, а ин...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 13:29:00	Новый
956	Пользователь - E-mail	28.02.2013 13:11:25	ООО «ОНФ»	вопрос по программе обработки СГК:Во входных параме...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 13:11:00	Новый
955	Пользователь - E-mail	28.02.2013 13:07:14	ЗАО «ИНЦ»	2.При расчете двойных разностных параметров - НГКп...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 13:07:00	Новый
954	Пользователь - E-mail	28.02.2013 12:09:17	ПФ «Вуктылгазгеофизика»	Марин, привет. есть небольшой вопросик) можно ли сде...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 12:09:00	Новый
953	Пользователь - E-mail	28.02.2013 11:30:04	ОАО «КНГФ»	Неудобно задавать число копий (надо каждый лезть в...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 11:30:00	Новый
952	Пользователь - E-mail	27.02.2013 14:38:45	ЗАО «ИНЦ»	Вот что получилось, когда добавила обучение в колле...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 14:38:00	Новый
951	Пользователь - E-mail	27.02.2013 14:17:49	ООО «ОНФ»	вот у вас руководстве пользователя по MSolve - приведе...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 14:17:00	Новый
950	Пользователь - E-mail	27.02.2013 14:10:34	ЗАО «ИНЦ»	При запуске программы выдается сообщение об ошибке...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 14:10:00	Новый
949	Пользователь - E-mail	27.02.2013 12:08:14	ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»	Появляется необходимость переустанавливать или нас...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 12:08:00	Новый
948	Пользователь - E-mail	27.02.2013 11:42:43	ЗАО «ИНЦ»	Марина Львовна, это снова Инкекс бесконит.Принт пр...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 11:42:00	Новый
947	Пользователь - E-mail	27.02.2013 11:42:04	ЗАО ВВТ	Маслак Алена (09:39:40 27/02/2013) почему-то расчет...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 11:42:00	Новый
946	Пользователь - E-mail	27.02.2013 11:40:32	НПО "Нефтегазтехнология"	а проблема у нас такая, у нас на месторождении поряд...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 11:40:00	Новый
945	Пользователь - E-mail	27.02.2013 9:30:50	ЗАО ВВТ	Здравствуйте, Марина Львовна, я сегодня пробовала ч...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 9:30:00	Новый
944	Пользователь - E-mail	26.02.2013 18:06:59	ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»	Еще проблема.Скопировали на новую машину ПРАЙМ.В...	Ефанова Марина Львовна	01.03.2013 18:06:00	Новый

Номер инцидента: 959

Добавить - Копировать - Изменить - Удалить - Поиск в БЗ

Группы - Журнал изменений - Графики - Описание - Доступ - Напоминания - Файлы - Задачи - E-mail - Команды

Ссылка: \\server\Обмен\Файлы Terrasoft\Инциденты\959\588.zip

Ссылка

Применить - Очистить



Инцидент (959)

Инцидент - Разрешение и оценка

Номер: 959 Автор: Ефанова Марина Львовна

Признаки (Симптомы): 1.Непонятно, почему такие большие поправки при приведиении ГК к ст. условиям. 3.Если ИК зарегистрирована в Ом, поправка за оин не вводится и в попластовую кривую - как в этой скважине, я делала так, вводила в попластовую ИК только поправку за внешнеющие. Получаются непонятные поправки ИКоин_вн_л, собено в инт. 868-918н.

Дата регистрации: 28.02.2013 13:31 Продукт: []

Происхождение: Пользователь - E-mail Релиз: []

Контрагент: ЗАО «ИНЦ» Конфигурационная единица: []

Контакт: Хисетова Альфия Номер версии: []

Классификация: Сервисный договор: ЗАО «ИНЦ» - SLA

Срочность: [] Степень воздействия: [] Тип: Консультация

Приоритет: Средний Категория: []

Текущее состояние: Уровень поддержки: Пользователь Ответственный: Труфанова Лилия Дмитриевна

Состояние: Новый Группа: [] Код закрытия: []

Сроки: Время реакции: 28.02.2013 15:00 Осталось: [] Факт. реакция: []

Время разрешения: 01.03.2013 13:00 Задержка: 21 ч, 30 н. Факт. разрешено: []

Причина установки: Установлено по сервисному договору

Связи инцидента: Проблема: Проект 'стадия' работа Продажа: Путь

OK Отмена

Обучение и поддержка

**За 2012 г. было проведено 22 школы-семинара.
За 2013 г. было проведено 26 школ-семинаров.**

Места проведения:

**Уфа, Саратов, Нефтеюганск, Лангепас,
Бугульма, Бузулук, Чернушка, Усинск, база
отдыха Павловского водохранилища др.**

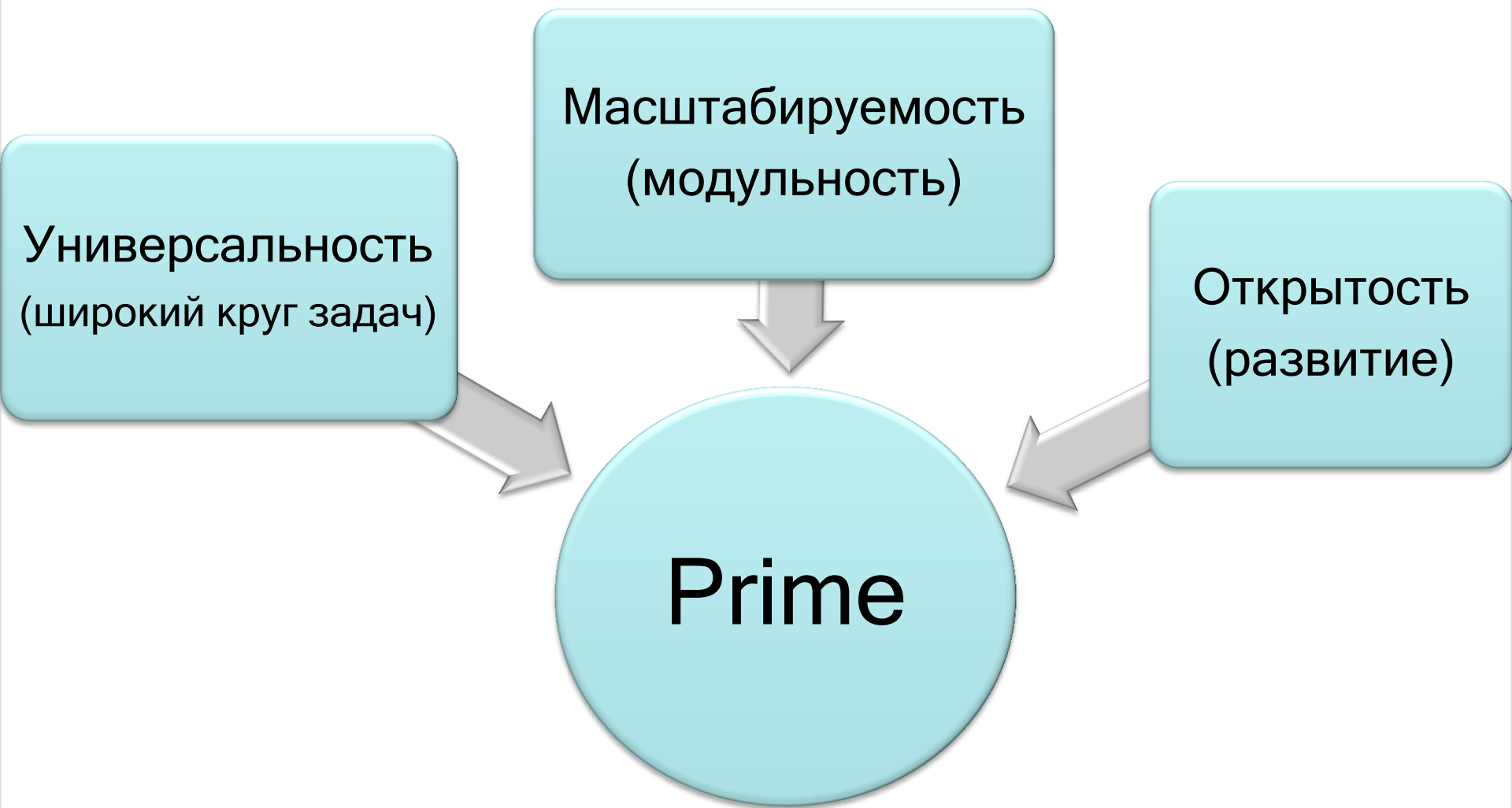
Prime- единая платформа для сбора, обработки и хранения данных ГИС



Преимущества единой платформы:

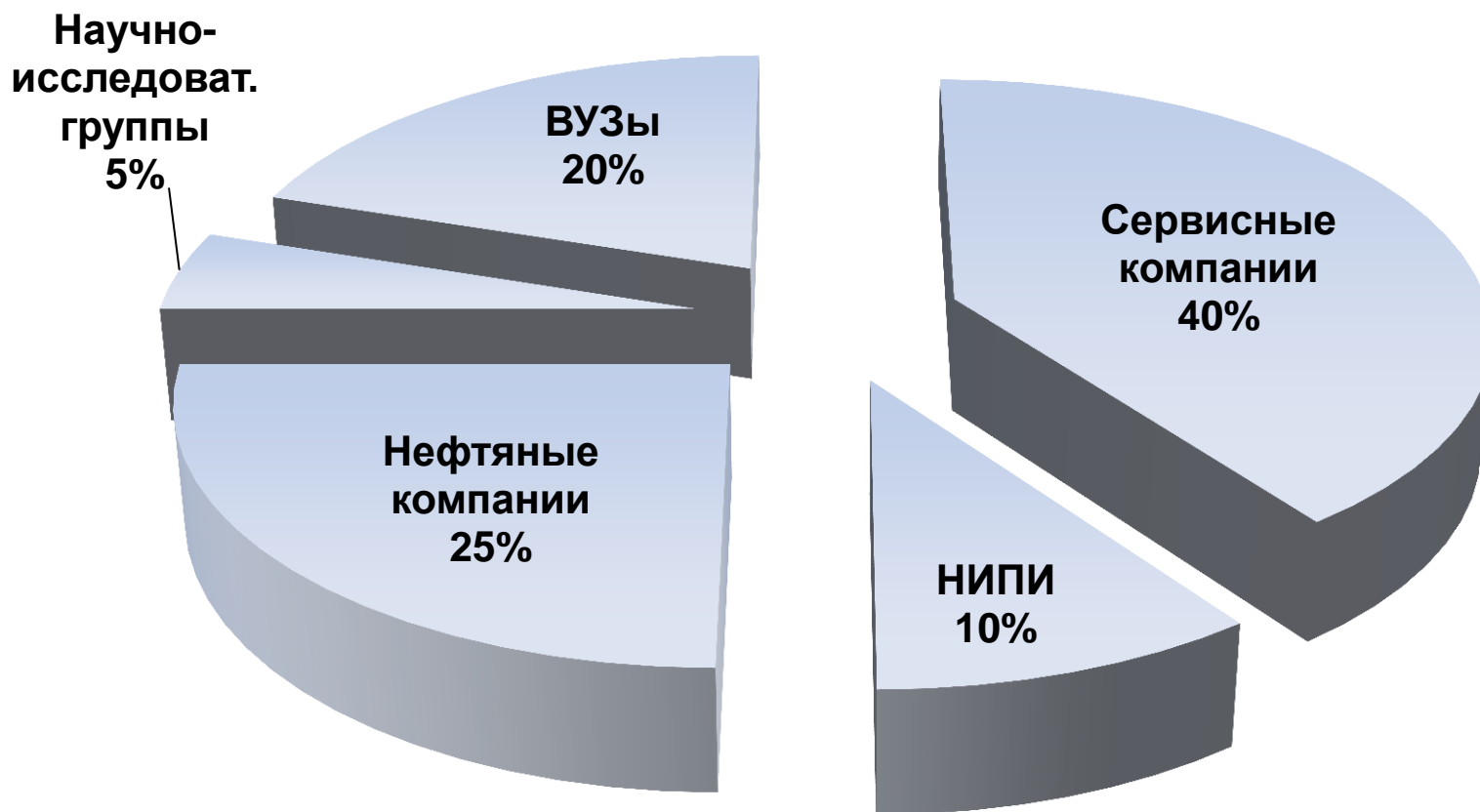
- Оперативность,
- Снижение общих затрат,
- Расширение круга решаемых задач,
- Повышение эффективности использования данных ГИС,
- Основа для внедрения краткосрочных и долгосрочных инновационных технологий.

Отличительные особенности



Наши партнеры

Распределение лицензий PRIME



Регионы использования Prime



НК Башнефть



НК Белоруснефть



Около 2000
инсталляций в
России и странах
СНГ



Развитие

- История изменений (кто, когда, что изменил?)
- Управление данными (наборы данных, техсхемы,...)
- Интеллектуальный анализ данных (Data mining)
- Оценка ошибок результатов
- Уровень сервиса (инциденты, задачи, проекты,...)
- Надежность и скорость работы
- Обработка имиджеров, многоканальной волновой акустики, оптоволокно,...