



ООО «ГЕРС Технолоджи»

ОТЧЕТ

Использование геофизических параметров приборов ООО «ГЕРС Технолоджи» для определения ФЭС и подсчёта запасов

Тверь, 2024

Оглавление	
Список исполнителей:	3
1. Введение.....	4
2. О развитии компании ООО «ГЕРС Технолоджи».....	4
3. Состав измерительных приборов аппаратуры	7
3.1. Модуль электромагнитного каротажа ЭКЗ-ГТ.....	12
3.2. Модуль гамма каротажа МГК-ГТ.....	21
3.3. Модуль гамма-гамма-литоплотностного каротажа МГПЛ-ГТ	25
3.4. Модуль нейтронного каротажа МРК-ГТ	31
3.5. Модуль наддолотный НДМ-ГТ	36
3.6. Роторная управляемая система РУС-ГТ	40
3.7. Модуль инклинометра МИ-ДОЗ-ГТ.....	42
4. Примеры сравнительных испытаний	45
5. Выводы	733
6. Отзывы.....	74
Приложение 1. Методическое обеспечение модуля интегрального и спектрометрического гамма каротажа МГК-ГТ.....	77
Приложение 2. Методическое обеспечение модуля азимутального компенсированного гамма-гамма-литоплотностного каротажа МГПЛ-ГТ....	86
Приложение 3. Методическое обеспечение модуля компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам МРК-ГТ.....	92

Список исполнителей:

Разумов И. А., Сергеев О. Н. Головацкий С.Ю. Иванов А.И., Бубеев А. А., Мосеева Л.Г., Романов А. С., Дашкевич Н.Е., Постнов А.С., Веселов Д.А., Мезенцев Д.Ю., Пушкарев А.В., Галич И.А., Андреев А.А., Мамутов К.А., Уланов И.В. (ООО «ГЕРС Технолоджи»)

1. Введение

Актуальность.

Подсчет запасов нефти является одной из главных задач нефтегазопромысловой геологии. Запасы полезных ископаемых с течением времени изменяются по различным причинам и возникает необходимость по их пересчету. На стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации подсчет запасов проводится для подготовки информации к проектированию промышленного освоения месторождения. Учитывая, что заметная доля активов нефтяных компаний были открыты в прошлом столетии и характеризуются постепенным снижением уровня добычи, что связано с высокой выработкой наиболее высокопродуктивных пластов. В связи с этим происходит плавное смещение акцентов в сторону участков с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), залежей в водонефтяных зонах (ВНЗ), сложно построенных коллекторов. Для эффективного ввода «трудных» запасов в разработку необходимо совместить существующие аналитические инструменты и современные технологические решения. Оптимизация процесса извлечения углеводородов из недр включает в себя решение большого количества задач различного уровня. Для повышения эффективности выработки запасов вниманием должны быть охвачены все затрагиваемые области: от геологического строения и правильности выбора системы разработки до совершенствования расчётных моделей, позволяющих с высокой точностью прогнозировать эффективность мероприятий, что в свою очередь должно обеспечиваться достоверным измерением геофизических параметров.

В современных условиях имеет место тенденция к отказу от каротажа после бурения в пользу каротажа в процессе бурения (КПБ). Поскольку КПБ в значительной степени позволяет оптимизировать время на анализ геологической информации в связи с существенным уменьшением зоны проникновения фильтрата бурового раствора в структуру нефтяного или газового коллектора, что приводит к сокращению времени его освоения и, что особенно актуально при разработке пластов малой мощности, осуществления процесса геонавигации траектории ствола скважины в соответствии с морфологией пласта.

ООО «ГЕРС Технолоджи» обладает необходимыми методиками, технологиями и средствами измерения для успешного определения ФЭС и подсчёта запасов.

2. О развитии компании ООО «ГЕРС Технолоджи»

Научно-производственная компания ООО «ГЕРС Технолоджи» создана в 2010 году для технического сопровождения и ремонта оборудования MWD/LWD для исключения логистических проволочек в помощь компании ООО «ГЕРС Инжиниринг», которая на первом этапе работы применяла арендованное оборудование западного производства.

Обе компании образовали «ГЕРС Групп».

В результате их деятельности сформировался блок специалистов по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и по инженерному технико-технологическому сопровождению (ИТТС) бурения наклонно-направленных (ННБ) нефтяных и газовых скважин с применением телеметрических систем каротажа в процессе бурения.

Благодаря успешной работе специалистов в области разработок и производства высокотехнологического геофизического оборудования ООО «ГЕРС Технолоджи» быстро приступила к разработке и производству собственных телеметрических систем каротажа в процессе бурения.

Первые телеметрические системы компания «ГЕРС Технолоджи» изготавливала в 2010 году в Германии на базе дружественной компании INTERENG, г. Дрезден, с привлечением местных металлообрабатывающих компаний (GLUMAN).

В процессе работы специалисты «ГЕРС Технолоджи» совместно с «ГЕРС Инжиниринг» изучали западное металлообрабатывающее производство именитых нефтесервисных компаний Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford. В 2014 году «ГЕРС Групп» приступила к закупкам импортных технологий в области металлообработки и монтажа электроники.

«ГЕРС Групп» с 2017 года является участником национального проекта «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты». В рамках национального проекта планируется разработать и внедрить технологии поиска перспективных нефтегазоносных отложений на основе собственных методик проведения геофизических исследований.

В 2020 году компания ООО «ГЕРС Технолоджи» перешла в юрисдикцию Тверской области и приобрела стратегическое значение для развития региональной экономики. ООО «ГЕРС Технолоджи» неоднократно участвовал в Санкт-Петербургском экономическом форуме, представляя Тверской регион.

В 2021 году на форуме было заключено соглашение о намерениях по реализации инвестиционного проекта между Правительством Тверской области и ООО «ГЕРС Технолоджи» в сфере производства оборудования для нефтегазовой отрасли. Новый проект предполагает создание Центра разработки и производства импортозамещающего современного высокотехнологичного телеметрического оборудования и роторно-управляемых систем для управления траекторией и каротажа в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин.

А в 2023 году состоялось подписание трёхстороннего соглашения о сотрудничестве между ООО «ГЕРС Технолоджи», «Новой Сервисной компанией» и АО «Газпром Шельфпроектом» о разработке

высокотехнологичного оборудования ННБ для применения на шельфовых проектах со сроком реализации в 2023-2025 гг.

С февраля 2022 года на территории Тверского технологического парка «Боровлево-3» ведутся работы по строительству новой производственной площадки. Площадь производственной части - 5000 кв.м. Открытие центра запланировано на 2024 год.

В настоящее время «ГЕРС Групп» - единственная компания в России, осуществляющая бурение скважин с использованием оборудования собственного производства.

Производимое ООО «ГЕРС Технолоджи» оборудование включено в План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации, утвержденного Приказом Минпромторга России от 14.06.2023 № 2192.

ООО «ГЕРС Технолоджи» с февраля 2023 года имеет статус импортозамещающей компании и охватывает полный жизненный цикл продукции с момента зарождения замысла до его воплощения в готовом к использованию приборе. Производственная компания выпускает:

- MWD/LWD системы, предназначенные для сопровождения строительства нефтяных и газовых скважин;
- роторно-управляемые системы для наклонно-направленного и горизонтального бурения;
- комплекс наземной аппаратуры, осуществляющий контроль за работой приборов в процессе бурения;
- прочий сопроводительный сервисный инструмент.

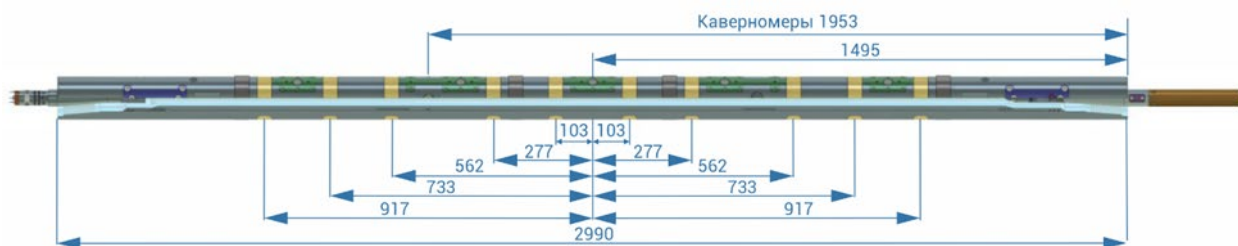
Сегодня «ГЕРС Групп» оказывает нефтесервисные услуги собственным телеметрическим оборудованием для проведения наклонно-направленного бурения нефтяных и газовых скважин. Заказчиками группы являются ПАО «Газпромнефть», ПАО «НК Роснефть», ПАО «Лукойл», ООО «Иркутская нефтяная компания».

Кроме того, оборудование ООО «ГЕРС Технолоджи» востребовано такими нефтесервисными компаниями АО «Новая Сервисная Компания», АО «БВТ», АО «СНПХ».

Вышеуказанные компании в процессе внедрения технологий на новых проектах проверяют достоверность и качество каротажа в процессе бурения путем сравнения их с данными, полученными от альтернативных подрядчиков. Каротажи, проведенные оборудованием ООО «ГЕРС Технолоджи», в сравнении с аппаратурой PEX (Schlumberger), LWD (Wheatherford, Baker Hughes) и АМАК (Амак-Горизонт) показывают очень хорошую сходимость результатов, что говорит о высокой степени сравнимости оборудования, выпускаемого ООО «ГЕРС Технолоджи», аналогичным оборудованием крупных зарубежных производителей нефтегазовой отрасли.

3. Состав измерительных приборов аппаратуры

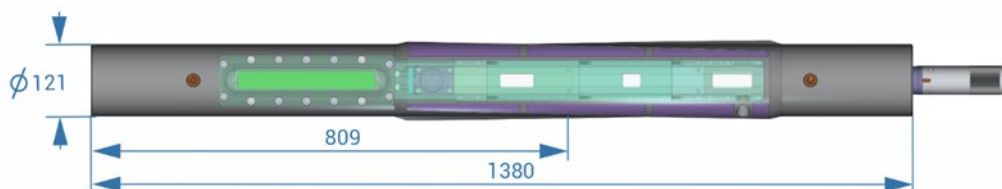
- модуль электромагнитного каротажа ЭКЗ-ГТ



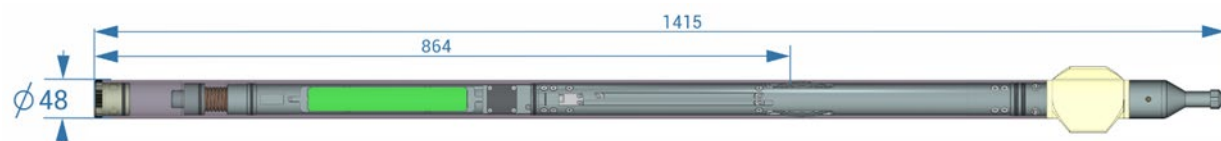
- модуль гамма каротажа МГК-ГТ



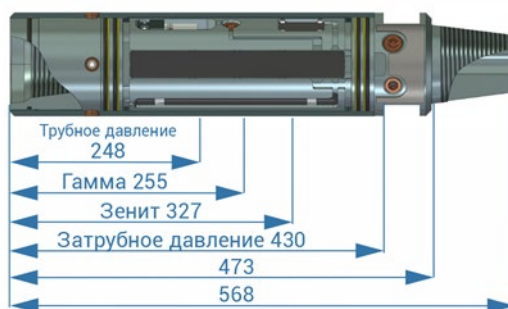
- модуль гамма-гамма-литоплотностного каротажа МГПЛ-ГТ



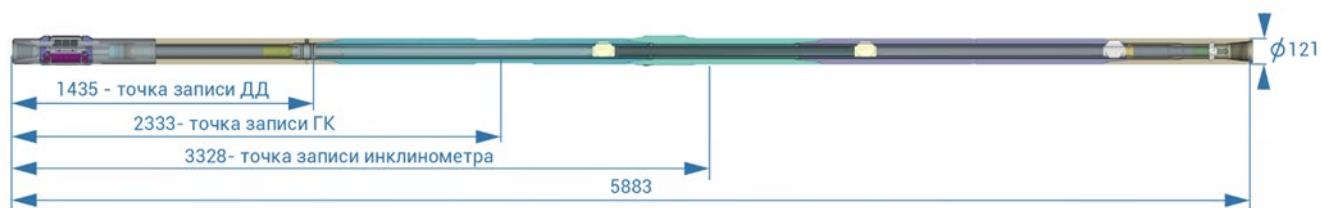
- модуль нейтронного каротажа МРК-ГТ



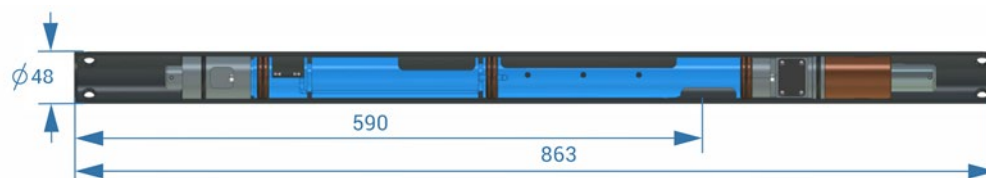
- модуль наддолотный НДМ-ГТ



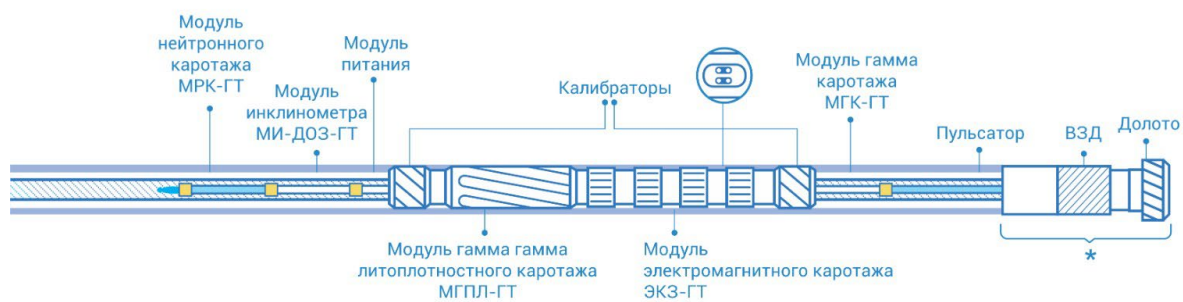
- роторная управляемая система РУС-ГТ



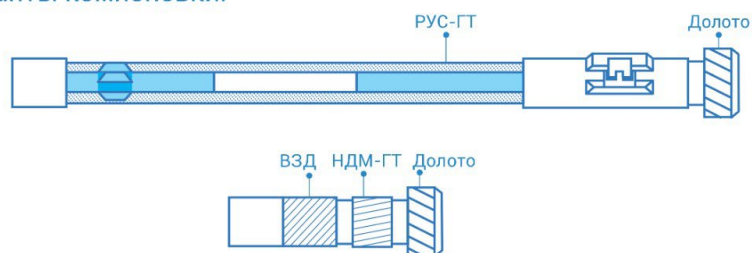
- модуль инклинометра МИ-ДОЗ-ГТ



Ниже представлено схематичное изображение компоновки телеметрической системы ЗТС-ГТ:



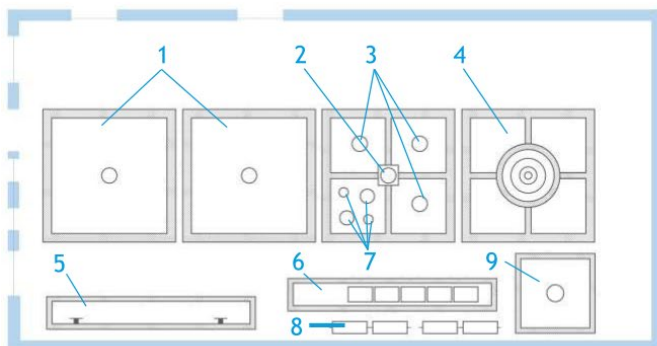
* Варианты компоновки:



МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АППАРАТУРЫ

Описание и характеристики моделей метрологического центра, используемых для построения и контроля алгоритмов и палеток, а также для проверки, настройки и калибровки приборов

План метрологической базы:



1. Модели индукционного электрического каротажа
2. Термобарокамера с системой гидравлического маневрирования
3. Модели СОП 4Пи для калибровки каналов 2ННК
4. Модель азимутального индукционного электрического каротажа
5. Установка для настройки роторно-управляемой системы
6. Калибровочная установка МОП 2Пи для каналов 2ГГКЛП
7. Модели для проверки влияния ДС и отклонений от стенки скважины
8. Набор калибровочных устройств для СГК
9. Модель для калибровки каналов интегрального ГК

гамма-гамма-литоплотностной каротаж:

- 7 метрологических образцов плотности 2π геометрии, перекрывающих весь диапазон исследования по плотности и по Ре:

Таблица 1 Метрологические образцы плотности 2π геометрии

МОП	Плотность, г/см ³	Ре, барн/эл
МОП-1	2,595	2,646
МОП-2	2,740	6,445
МОП-3	2,546	2,862
МОП-4	2,700	5,080
МОП-5	1,800	4,750
МОП-6	2,310	2,750
МОП-7	1,200	-

- МОП-1-МОП-5 аттестованы Центральным органом Системы калибровки средств измерений ООО «Газпром недра»;

- 20 имитаций глинистой корочки и промежуточного слоя между стенкой прибора и стенкой скважины разной толщины (5, 10, 20 и 10 < 20 мм)

с наполнением баритом (плотности 1,3 и 1,6 г/см³), микрокальцитом (плотности 1,3 и 1,6 г/см³), эпоксидные (плотность 1,0 г/см³), резиновые (плотность 1,3 г/см³).

- 4π геометрии модели СОП-1 и СОП-4 с плотностью 2,700 г/см³ и Ре = 5,080 барн/эл, вертикально пересеченная заполненными водой скважинами диаметрами 162, 200, 220, 300 мм.

нейтронный каротаж:

- бак с водой диаметром 2,5 м, глубиной 4 м с контролем температуры и концентрации NaCl;
- 3 стандартных образца пористости 4π геометрии с заполненными водой вертикальными скважинами диаметром 200 мм:

Таблица 2 Стандартные образцы пористости 4π геометрии

СОП	Кп, %
СОП-1	0,8
СОП-2	16,75
СОП-3	35,26

- все СОП аттестованы Центральным органом Системы калибровки средств измерений ООО «Газпром недра»;
- 4 имитатора пористости пласта (ИПП):

Таблица 3 Имитаторы пористости пласта

ИПП	Кп ННК, %	Кп НГК, %
ИПП-1	39,44	21,97
ИПП-2	14,69	7,36
ИПП-3	8,21	3,26
ИПП-4	1,05	-

гамма-каротаж и спектрометрический гамма-каротаж:

- 4 калибровочных устройства с аттестованным значением содержания радиоактивных элементов (калия К, урана U и тория Th) и значением мощности экспозиционной дозы (Р):

Таблица 4 Калибровочные устройства с аттестованным значением содержания радиоактивных элементов

Калибр	К, %	U, ppm	Th, ppm	Р, мкР/ч
Модель 1, Th	0,35	3,55	62,55	35,27
Модель 2, U	0,05	57,8	1,1	62,5
Модель 3, К	8,4	0,4	1,9	19,87
Модель 4, См	3,05	22,9	21,7	40,7

- все калибровочные устройства аттестованы Центральным органом Системы калибровки средств измерений ООО «Газпром недра».

индукционный каротаж:

Градуировка (получение основных зависимостей) зондов ЭКЗ-ГТ проводилась по результатам математического моделирования витка тока в цилиндрически слоистой среде. Подтверждение корректности теоретического моделирования производилось по измерениям в 4π моделях.

Таблица 5 Характеристики моделей УЭС

№	Тип модели	УЭС, Ом*м
1	4π	1,17
2	4π	3,61
3	4π	17
4	4π	35
5	4π	50,51

инклинометр:

- 3-х осевая автоматическая установка УГИ-2 с одновременным воздействием температуры для калибровки приборов, имеющих угловые измерения как с азимутом, так и без него:

Таблица 6 Характеристики УГИ-2

Параметр	Диапазон воспроизведения	Предел допускаемой абсолютной погрешности
Азимутальный угол	0-360 ⁰	± 0,1 ⁰
Зенитный угол	0-120 ⁰	± 0,05 ⁰
Апсидальный угол	0-360 ⁰	± 0,05 ⁰
Температура	+ 20 ⁰ С-+ 150 ⁰ С	± 0,3 ⁰ С

- установка прошла испытания в ФГУП «СНИИМ».

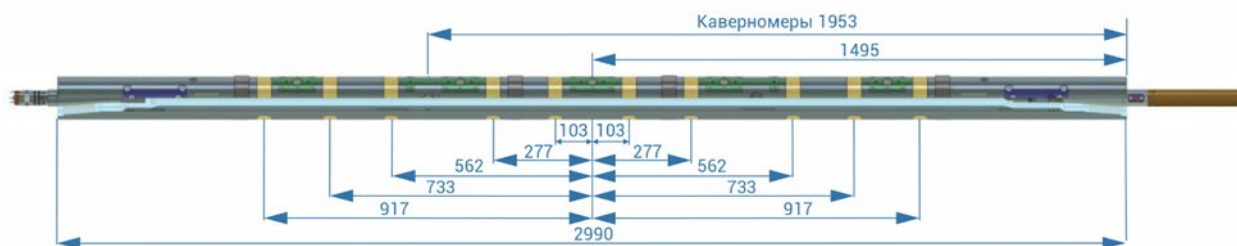
3.1. Модуль электромагнитного каротажа ЭКЗ-ГТ

Модуль электромагнитного каротажа ЭКЗ-ГТ, производимый Группой компаний ГЕРС, предназначен для выполнения измерений удельного электрического сопротивления околоскважинного пространства в составе забойной телеметрической системы. Принцип работы модуля основан на возбуждении системой генераторных катушек с гармоническими токами известной частоты электромагнитных вихревых токов в горных породах, вскрытых скважиной, которые фиксируются системой приёмных катушек. Величина фиксируемых токов, возникающих в горных породах, зависит от их удельного электрического сопротивления.

Конструкция модуля электромагнитного каротажа

Модуль электромагнитного каротажа представляет собой утяжеленную бурильную трубу (УБТ) с размещенными внутри нее передающими и приемными антенными узлами (Рис. 1). В середине модуля размещены два приемных антенных узла, выше и ниже которых на разных расстояниях расположены передающие антенные узлы. Антенный узел представляет собой катушку, выполненную на изолирующем каркасе. Каждый передающий модуль излучает электромагнитный сигнал известных частот. Приемные модули регистрируют амплитуды и фазы принимаемого сигнала, эти данные используются для измерения удельного сопротивления пласта. Использование пары передающих антенных узлов, равноудаленных от приемных, что позволяет сделать зонды модуля скомпенсированными.

Рис. 1 Общий вид модуля ЭКЗ-ГТ



Конструкция прибора

Модуль ЭКЗ-ГТ содержит 8 передающих и 2 приемных антенных узла, обеспечивающих реализацию зондов с длинами 277 мм (11»), 562 мм (22»), 733 мм (29») и 917 мм (36») скомпенсированном варианте. Модуль ЭКЗ-ГТ осуществляет измерения на двух частотах-400 кГц и 2 МГц. Благодаря такой конструкции и набору двух частот модуль пишет 16 кривых УЭС.

Модуль представляет собой разборную конструкцию, состоящую из корпуса, внутри которого установлена проточная труба, с верхними и нижними соединителями. Снаружи на корпусе установлены приемные и передающие антенные узлы, соединенные с электронными модулями.

Основные характеристики модуля ЭКЗ-ГТ

Модуль ЭКЗ-ГТ характеризуется следующими техническими параметрами, приведёнными в таблице 7.

Таблица 7 Основные технические характеристики модуля ЭКЗ-ГТ

Наименование	Значение
Наружные диаметры прибора, мм	102, 120, 170, 203
Частота сигнала измерения, кГц: низкая	400
высокая	2000
Максимальная рабочая температура, °C	150
Максимальное рабочее давление, Мпа	100
Рабочее напряжение $U_{пит}$, В	14..33
Потребляемая мощность, не более, Вт:	0,1
в режиме ожидания	1,5
в режиме измерения и регистрации (при $U_{пит}=24В$)	
Скорость записи при каротаже, м/час	100

Как видно из таблицы, модуль ЭКЗ-ГТ выпускается для широкого спектра долот, используемых при бурении и способен работать при высоких температурах в забое.

Модуль обладает широким диапазоном измерения, представленным в таблице 8, что позволяет мерить породы различных удельных электрических сопротивлений.

Таблица 8 Диапазоны измерений

Зонд	Диапазон измерений	Точность измерений
PD_36_2МГц	0,1...1000 Ом·м	$\pm 1\%$ (0,1-50 Ом*м) $\pm 0,5$ мСм/м (> 50 Ом*м)
PD_36_400кГц	0,1...400 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 2,5$ мСм/м (> 25 Ом*м)
PD_29_2МГц	0,1...1000 Ом·м	$\pm 1\%$ (0,1-50 Ом*м) $\pm 0,5$ мСм/м (> 50 Ом*м)
PD_29_400кГц	0,1...400 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 2,5$ мСм/м (> 25 Ом*м)
PD_22_2МГц	0,1...1000 Ом·м	$\pm 1\%$ (0,1-50 Ом*м) $\pm 0,5$ мСм/м (> 50 Ом*м)
PD_22_400кГц	0,1...400 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 2,5$ мСм/м (> 25 Ом*м)
PD_11_2МГц	0,1...1000 Ом·м	$\pm 1\%$ (0,1-50 Ом*м) $\pm 0,5$ мСм/м (> 50 Ом*м)
PD_11_400кГц	0,1...400 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 2,5$ мСм/м (> 25 Ом*м)
Att_36_2МГц	0,1...100 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 1,0$ мСм/м (> 25 Ом*м)
Att_36_400кГц	0,1...20 Ом·м	$\pm 5\%$ (0,1-10 Ом*м) $\pm 5,0$ мСм/м (> 10 Ом*м)
Att_29_2МГц	0,1...100 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 1,0$ мСм/м (> 25 Ом*м)

Att _29_400кГц	0,1...20 Ом·м	$\pm 5\%$ (0,1-10 Ом*м) $\pm 5,0$ мСм/м (> 10 Ом*м)
Att _22_2МГц	0,1...100 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 1,0$ мСм/м (> 25 Ом*м)
Att _22_400кГц	0,1...20 Ом·м	$\pm 5\%$ (0,1-10 Ом*м) $\pm 5,0$ мСм/м (> 10 Ом*м)
Att _11_2МГц	0,1...100 Ом·м	$\pm 2\%$ (0,1-25 Ом*м) $\pm 1,0$ мСм/м (> 25 Ом*м)
Att _11_400кГц	0,1...20 Ом·м	$\pm 5\%$ (0,1-10 Ом*м) $\pm 5,0$ мСм/м (> 10 Ом*м)

На глубину исследования модуля ЭКЗ-ГТ оказывают влияние следующие факторы:

1. Тип измерения (по разности фаз и по затуханию);
2. Частота сигнала (Гц);
3. Длина зонда;
4. Сопротивление пласта.

Глубинность исследования каждого зонда по разности фаз и затуханию амплитуд представлены в таблице 9 и 10 соответственно.

Таблица 9 Глубинность исследования разности фаз

УЭС пласта, Ом*м	2МГц				400 кГц			
	11»	22»	29»	36»	11»	22»	29»	36»
0,2	40,3	50,4	56,9	63,3	54,0	68,7	78,1	87,4
2	56,2	75,2	87,3	99,4	78,7	104,8	121,4	138,0
20	83,9	115,2	135,1	155,0	96,3	142,9	172,6	202,2
200	98,5	152,7	187,2	221,7	97,8	167,3	211,5	255,7
2000	102,8	175,2	221,3	267,4	97,8	178,4	229,7	281,0

Таблица 10 Глубинность исследования затухания амплитуд

УЭС пласта, Ом*м	2МГц				400 кГц			
	11»	22»	29»	36»	11»	22»	29»	36»
0,2	58,8	74,7	84,9	95,0	86,0	108,2	122,4	136,5
2	96,2	123,7	141,2	158,7	154,9	190,0	212,4	234,7
20	193,8	231,7	255,9	280,0	351,0	397,5	427,1	456,7
200	467,3	518,0	550,3	582,5	942,3	1002,0	1040,0	1078,0

Методическое обеспечение аппаратуры ЭКЗ-ГТ

Для введения поправок за сопротивление бурового раствора и диаметр скважины использовалось решение задачи о поле витка с гармоническим током в среде с коаксиальными цилиндрическими границами.

В цилиндрически слоистой изотропной среде с удельной электрической проводимостью σ_n и магнитной проницаемостью μ_n в n -м слое находится цилиндрический металлический корпус радиуса r_k с удельной электрической проводимостью σ_k и магнитной проницаемостью μ_k . Корпус находится в нулевом слое и его ось совпадает с осью границ. Соосно корпусу помещен круговой виток радиуса r_u с гармоническим током $Ie^{-i\omega t}$, где ω - круговая частота тока.

Исходя из решения вышеизложенной задачи разработано программное обеспечение. В нём реализован расчёт поля для двухслойной цилиндрически-слоистой среды. Прибор расположен на оси скважины. Удельное электрическое сопротивление пласта изменяется от 0,1 - 1000 Ом·м.

С помощью данной программы рассчитаны палетки для различных диаметров скважины и удельного сопротивления бурового раствора. Используя палетки, пересчитываются кривые удельного сопротивления вскрываемой горной породы.

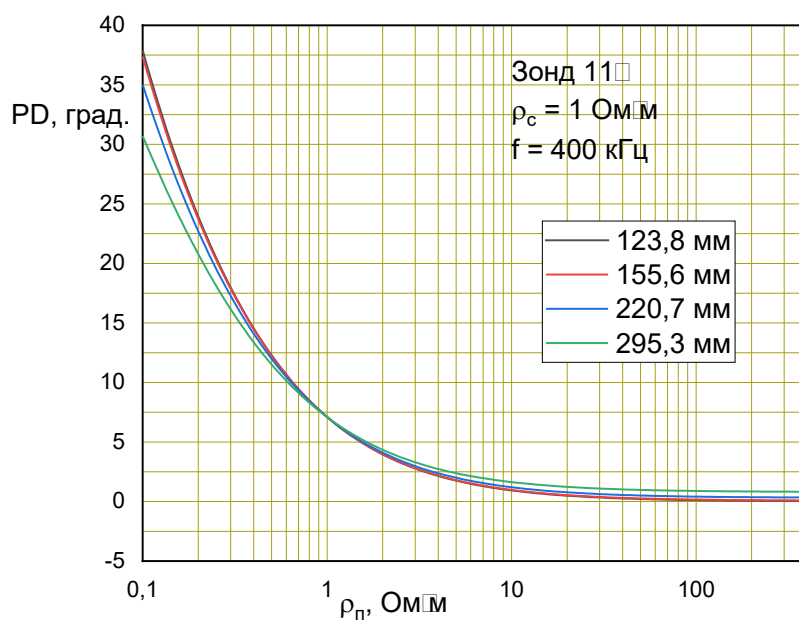
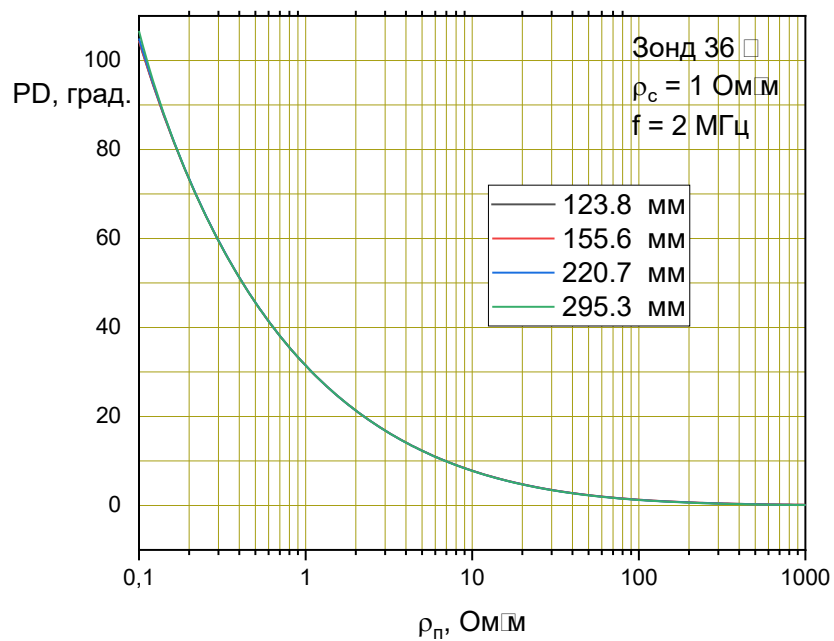
Одной из важнейших задач модуля ЭКЗ-ГТ является расчленение разреза. Переход от разности фаз и затухания амплитуд к сопротивлению среды осуществлен при помощи зависимости, рассчитанной для однородной среды.

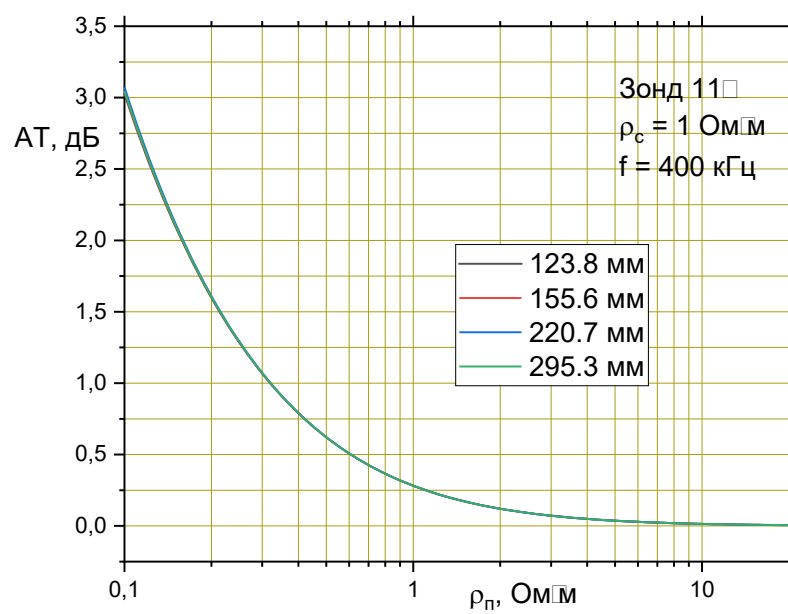
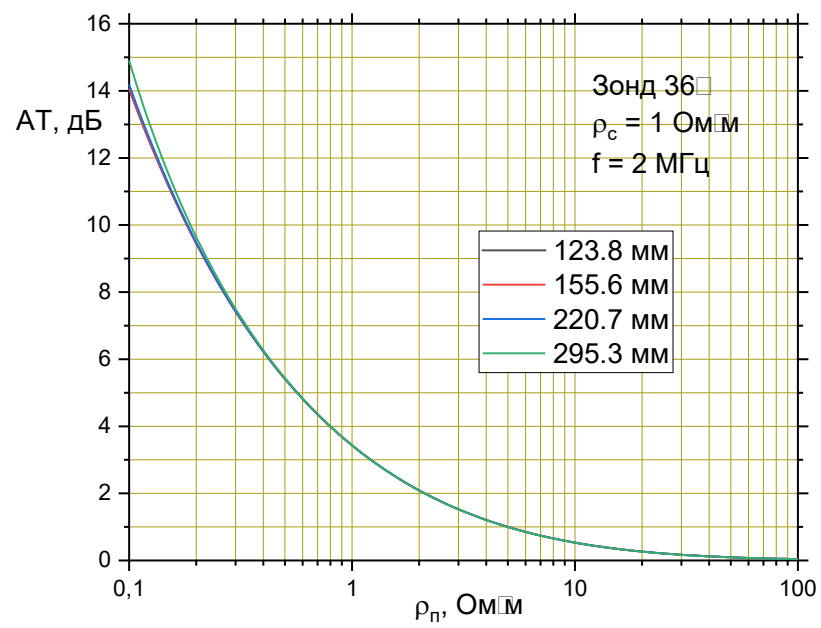
Анализ показал, что влияние вмещающих пород усиливается с увеличением длины зонда и уменьшением рабочей частоты. На разность фаз вмещающие породы влияют меньше, чем на затухание амплитуд.

Основные зависимости модуля ЭКЗ-ГТ

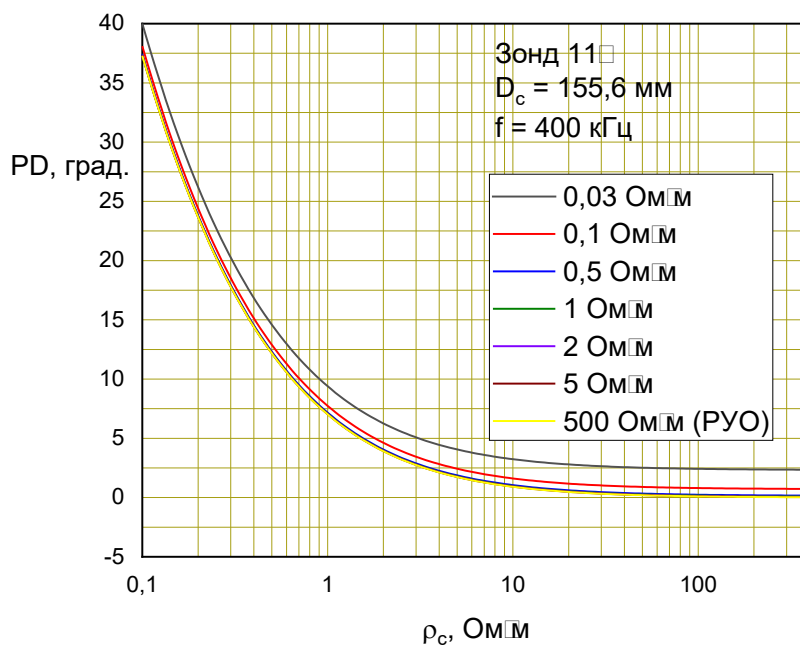
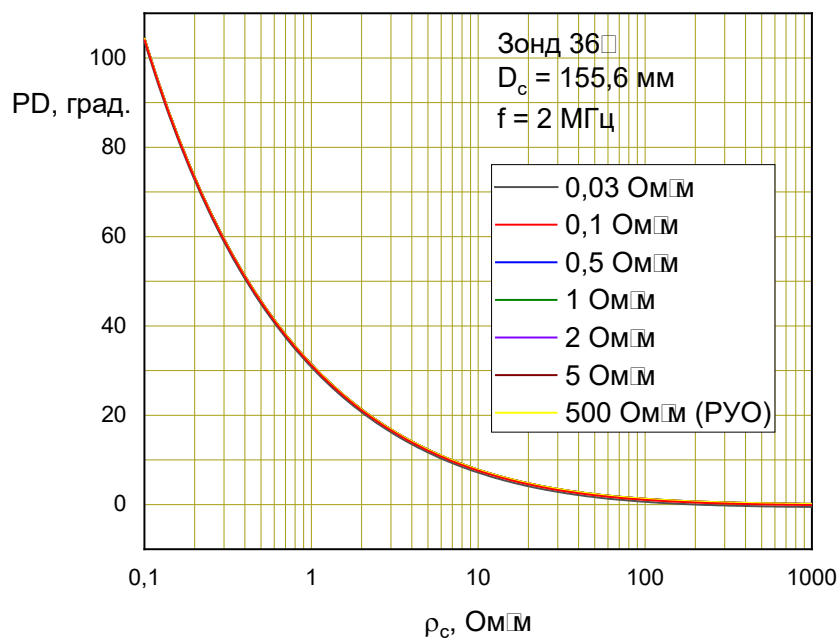
Основные зависимости по сопротивлению пласта для различных длин зондов и частотных характеристик приведены на рисунке 2 (шифр кривых - Диаметр скважины (Dc)). В качестве примера используется зонды максимальной и минимальной длины (36" и 11") для сопротивления бурового раствора 1 Ом·м. На первых двух рисунках приведены зависимости для разности фаз, следующие два рисунка - отношение амплитуд.

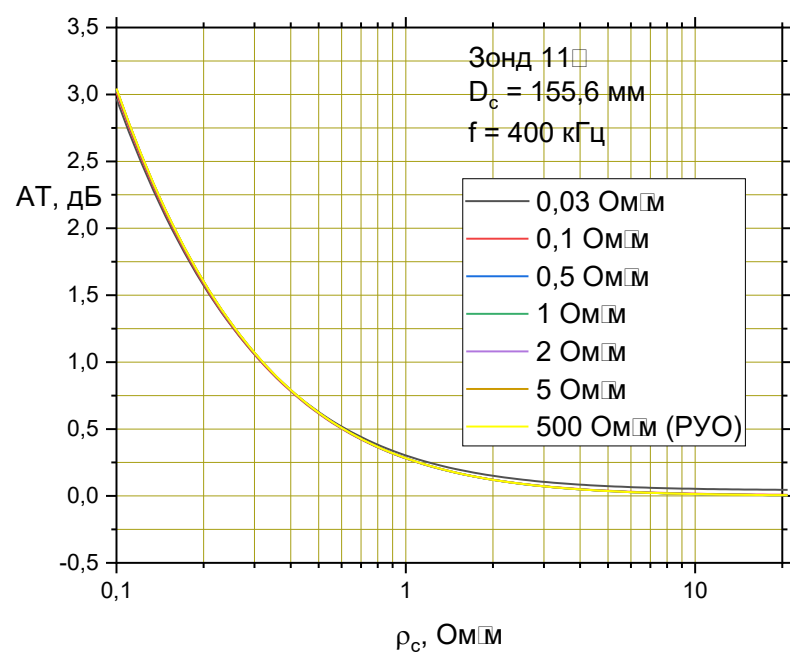
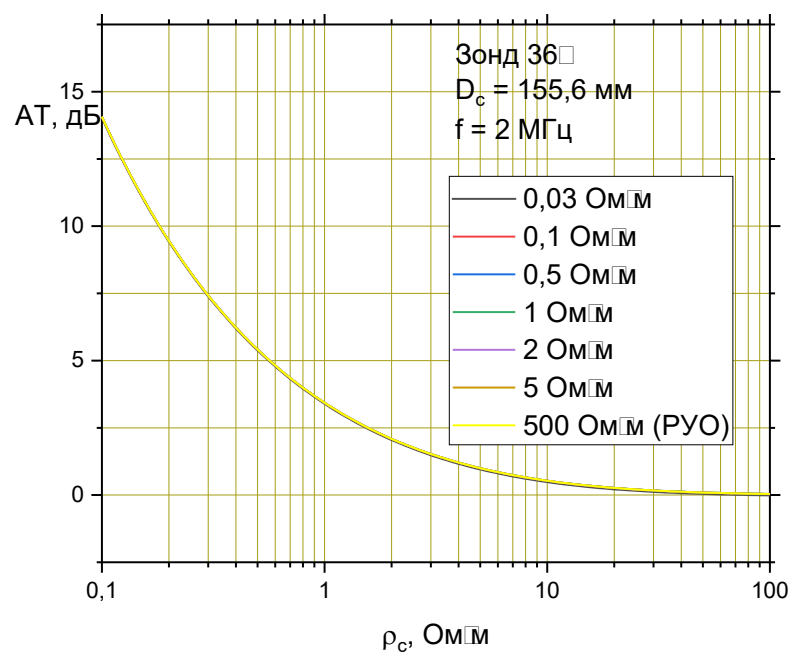
Рис. 2 Основные зависимости модуля ЭКЗ-ГТ





В следующем блоке представлены основные зависимости по сопротивлению пласта для различных сопротивлений бурового раствора. В качестве примера был взят диаметр скважины 155,6 мм (Шифр кривых - УЭС бурового раствора).





Для других размеров зондов, частот и методов зависимости представляются аналогичным образом.

Метрологическое обеспечение

Подтверждение корректности теоретического моделирования производилось по измерениям в 4π моделях на метрологической площадке «ГЕРС Инжиниринг». Выбранная математическая модель отлично зарекомендовала себя на всех моделях.

Пример определение основной погрешности измерения представлен в таблице 11. Как видно из таблицы все методы и зонды укладываются в допустимую погрешность.

Таблица 11 Таблица погрешностей при замерах в баке

Калибровочное устройство	Зонд	Паспортное УЭС, Ом·м	Измеренное УЭС, Ом·м	Погрешность измерения сопротивления, %	Допустимая погрешность измерения сопротивления, %
Бак 1	PD_36_2МГц	1,117	1,162	-0,7	±1
	PD_36_400кГц		1,161	-0,8	±2
	PD_29_2МГц		1,165	-0,4	±1
	PD_29_400кГц		1,175	0,4	±2
	PD_22_2МГц		1,166	-0,3	±1
	PD_22_400кГц		1,168	-0,2	±2
	PD_11_2МГц		1,165	-0,4	±1
	PD_11_400кГц		1,161	-0,8	±2
	Att_36_2МГц		1,173	0,3	±2
	Att_36_400кГц		1,159	-0,9	±5
	Att_29_2МГц		1,162	-0,7	±2
	Att_29_400кГц		1,17	0,0	±5
	Att_22_2МГц		1,171	0,1	±2
	Att_22_400кГц		1,181	0,9	±5
	Att_11_2МГц		1,157	-1,1	±2
	Att_11_400кГц		1,168	-0,2	±5
	Att_11_400кГц		1,162	-0,7	±5

Калибровочная настройка

Калибровка ЭКЗ-ГТ производится на территории «ГЕРС Технолоджи» и «ГЕРС Инжиниринг» не реже раза в полгода. Для проведения калибровки прибор располагают на деревянных «козлах» вертикально, максимально удалённо от всех металлических предметов и проводящих материалов. Далее производится подключение прибора к питанию и компьютеру, с установленным на нём программным обеспечением. Окончательная калибровка производится оператором ПК строго по инструкции.

По результатам проведения первичной или периодической калибровки выдается протокол, содержащий в том числе сведения о серийном номере модуля, дате калибровки, данные об определении основной погрешности измерения, заключение о пригодности модуля к эксплуатации.

Интерпретационное обеспечение аппаратуры

Интерпретационное обеспечение модуля ЭКЗ-ГТ получено по данным натурного и математического моделирования. Диапазон условий математического моделирования полностью перекрывает диапазон условий применения аппаратуры. Интерпретационное обеспечение модуля ЭКЗ-ГТ при расчете УЭС позволяет учитывать влияния диаметра скважины, УЭС бурового раствора, скин-эффект.

3.2. Модуль гамма каротажа МГК-ГТ

Модуль интегрального, спектрометрического и азимутального гамма-каротажа в процессе бурения МГК-ГТ, производимый Группой компаний ГЕРС, предназначен для исследования скважин в составе забойной телеметрической системы. Модуль обеспечивает измерение мощности эквивалентной дозы (МЭД) и массовой доли естественных радиоактивных элементов в пластах, вскрытых скважиной, температуры в скважинном модуле, зенитного угла наклона модуля и ускорений, возникающих в процессе бурения.

Измерение МЭД обеспечивается каналом ГК. Принцип измерения основан на преобразовании потока гамма-квантов, обусловленного естественной радиоактивностью горных пород в поток электрических выходных импульсов. Преобразования гамма-квантов в электрические импульсы осуществляется сцинтилляционным детектором.

Принцип измерения массовых долей ЕРЭ основан на том, что вектор значений скорости счёта в спектрометрических каналах пропорционален вектору массовых долей ЕРЭ в пласте. Таким образом, получив при калибровке спектрометра матрицу, по измеренному спектру можно найти неизвестные массовые доли ЕРЭ.

Сцинтилляционные блоки состоят из детектора ионизирующих излучений и фотоэлектронного умножителя. При попадании в детектор гамма-кванта последний преобразуется в свет. Свет при помощи фотоумножителя преобразуется в электрический импульс. Импульсы от детектора поступают на блок электроники, который обеспечивает питание фотоэлектронного умножителя высоким напряжением, интегральный счёт импульсов от детектора, счет импульсов в зависимости от их амплитуд, т.е. измерение спектров и передачу измеренных данных в систему ЗТС. При этом блок сцинтилляционный азимутальный установлен в фильтр из вольфрама, который эффективно подавляет гамма-излучение, приходящее на детектор со стороны фильтра. Данные об ускорениях по трем взаимно перпендикулярным осям с трех акселерометров также поступают на блок электроники, который по их показаниям рассчитывает зенитный и апсидальные углы и регистрацию максимальных текущих ускорений. Кросс-платы двух типов служат для электрических соединений всех электронных компонент между собой.

Конструкция модуля МГК-ГТ

Конструктивно модуль состоит из кожуха, предохраняющего модуль от агрессивной скважинной среды, в котором размещены блоки сцинтилляционные, шасси с расположенными на нем электронными компонентами. Герметизация модуля осуществляется кольцами. Передача электрических сигналов к ЗТС осуществляется через разъемы в муфтовых соединениях. Сверху и снизу корпуса установлены центраторы.

Общий вид модуля с указанием основных деталей и узлов представлен на рисунке 3. Перечень основных составных частей представлен в таблице 12.

Рис. 3 Общий вид модуля МГК-ГТ

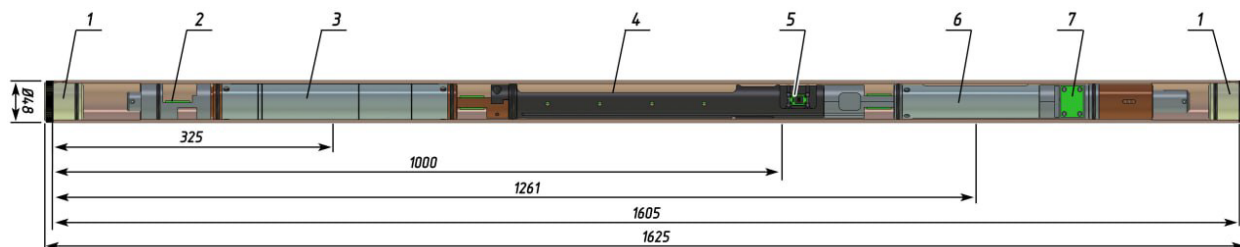


Таблица 12 Перечень основных составных частей

1 - заглушка транспортная
2 - втулка с кросс-платой
3 - блок сцинтилляционный
4 - блок электронный
5 - акселерометр
6 - блок сцинтилляционный азимутальный
7 - втулка с кросс-платой

Технические характеристики модуля МГК-ГТ

Основные технические характеристики модуля МГК-ГТ представлены в таблице 13.

Таблица 13 Основные технические характеристики модуля МГК-ГТ

Наименование	Значение
Диапазон измерений МЭД гамма-излучения, обеспечиваемый модулем при ГК	от 14×10^{-14} до 18×10^{-12} А/кг (от 0,2 до 250 мкР/час).
Чувствительность канала ГК модуля	не менее 240 импульсов в минуту на мкР/час
Диапазон измерения массовых долей ЕРЭ при СГК	калия от 0.1 до 20 %; тория от 0.1 до 200 ppm; урана от 0.1 до 200 ppm
В энергонезависимую память записываются счёт ГК и 128 каналов спектра ГК в низкоэнергетической части спектра от 0 до 0,3 МэВ и 128 каналов спектра НГК в низкоэнергетической части спектра от 0 до 3 МэВ	
Пределы допускаемой относительной основной погрешности при измерении МЭД гамма-излучения в диапазоне от 0.2 до 250 мкР/час	15 %
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений массовых содержаний урана, тория и калия	10 %
Предельно допустимое верхнее значение	100 Мпа

гидростатического давления рабочих условий применения	
Предельно допустимое ускорение, вызванное вибрацией прибора на частоте от 50 до 2000 Гц (виброустойчивость)	20 g
Мощность, потребляемая модулем не более	0,7 Вт
Время непрерывной работы модуля пропорционально ёмкости используемых батарей. Для ёмкости 10 А*час	240 час
Скорость записи при бурении не более	100 м/час

Методическое обеспечение аппаратуры МГК-ГТ и основные зависимости модуля МГК-ГТ

Методическое обеспечение аппаратуры МГК-ГТ и основные зависимости модуля МГК-ГТ отражены в приложении 1 «Методическое обеспечение модуля интегрального и спектрометрического гамма каротажа МГК-ГТ».

Метрологическое обеспечение модуля МГК-ГТ

Для построения и контроля алгоритмов и палеток, а также для проверки, настройки и калибровки модуля МГК-ГТ в Метрологическом центре группы компаний «ГЕРС» используются 4 калибровочных устройства с аттестованным значением содержания радиоактивных элементов (калия К, урана U и тория Th) и значением мощности экспозиционной дозы (Р):

Таблица 14 Калибровочные устройства с аттестованным значением содержания радиоактивных элементов

Калибр	К, %	U, ppm	Th, ppm	Р, мкР/ч
Модель 1, Th	0,35	3,55	62,55	35,27
Модель 2, U	0,05	57,8	1,1	62,5
Модель 3, К	8,4	0,4	1,9	19,87
Модель 4, См	3,05	22,9	21,7	40,7

Все калибровочные устройства аттестованы Центральным органом Системы калибровки средств измерений ООО «Газпром недра».

Калибровка модуля МГК-ГТ

Первичная калибровка модуля МГК-ГТ выполняется после изготовления модуля по четырем калибровочным устройствам метрологического центра группы компаний «ГЕРС».

Периодическая калибровка модуля МГК-ГТ также выполняется по четырем калибровочным устройствам метрологического центра группы компаний «ГЕРС» не реже одного раза в квартал либо после каждого ремонта или сервисного обслуживания, затрагивающего блок зондов и/или включающего замену электронной платы.

По результатам проведения первичной или периодической калибровки выдается протокол, содержащий в том числе сведения о серийном номере модуля, дате калибровки, данные об определении основной погрешности измерения, заключение о пригодности модуля к эксплуатации.

Пример определения основной погрешности измерения представлен в таблице 15. Как видно из таблицы измерения на всех калибровочных устройствах укладываются в заявленную допустимую погрешность.

К работе на скважине допускаются только модули, имеющие действующий протокол о первичной (периодической) калибровке.

Таблица 15 Определение основной погрешности измерения при калибровке

Калибровочное устройство	Счета по каналу ГК	МЭД Номинальное Значение ГК		МЭД Измеренное Значение ГК		Относительная Погрешность Измерения ГК		Допускаемая Погрешность Измерения ГК	
	Имп/мин	мкР/час	API	мкР/час	API	мкР/час	API	мкР/час	API
Модель-1, Th	37602	35,27	227	36.23	230.40	2.71	1.50	± 15%	± 15%
Модель-2, U	65175	62,5	406	62.79	399.36	0.46	1.64	± 15%	± 15%
Модель-3, K	19985	19,87	120	19.25	122.46	3.10	2.05	± 15%	± 15%
Модель-4, Cm	43425	40,7	263	41.84	266.08	2.79	1.17	± 15%	± 15%

Программное обеспечение первичной (периодической) калибровки входит в состав ПО ZTSControl.

Интерпретационное обеспечение модуля МГК-ГТ

Интерпретационное обеспечение модуля получено по данным натурного и математического моделирования. Диапазон условий математического моделирования полностью перекрывал диапазон условий применения аппаратуры.

Интерпретационное обеспечение модуля МГК-ГТ при расчете гамма-активности породы позволяет учитывать влияния: диаметра скважины, плотности и гамма-активности промывочной жидкости.

3.3. Модуль гамма-гамма-литоплотностного каротажа МГПЛ-ГТ

Модуль гамма-гамма-литоплотностного каротажа МГПЛ-ГТ, производимый Группой компаний ГЕРС, предназначен для исследования скважин в составе забойной телеметрической системы. Модуль обеспечивает измерение объёмной эквивалентной плотности, индекса фотоэлектрического поглощения (ρ_e) или эффективного атомного номера горных пород ($Z_{\text{эф}}$) методом гамма-гамма литоплотностного каротажа с построением 16 секторного имиджа (развертки) по апсидальному углу и диаметра скважины гамма-гамма каверномером.

Принцип работы модуля заключается в облучении породы гамма-квантами с энергией 0,66 МэВ от ампульного источника гамма-излучения типа цезий-137 и регистрации спектров рассеянного гамма-излучения двумя сцинтилляционными детекторами, находящимися на разных расстояниях от источника. Для гамма-квантов такой энергии существует два основных типа физических процессов взаимодействия с веществом-Комптон-эффект и фотоэффект. В первом случае гамма-квант рассеивается на электроны атома с потерей энергии, во втором - полностью поглощается атомом. При этом для квантов с энергиями выше 200 кэВ основным является Комптон-эффект, а при более низких энергиях - фотоэффект. При Комптон-эффекте сечение рассеяния на электроны слабо зависит от атомного номера ядра, а сечение фотоэффекта резко растёт с ростом атомного номера ядра. С самим ядром гамма-кванты практически не взаимодействуют.

Плотность породы определяют по скорости счета двух сцинтилляционных детекторов, находящихся на разных расстояниях от источника гамма-квантов. Стабилизация спектров производится по излучению тория, которое создается ИИИ малой активности, расположенные рядом с детектором. Для уменьшения влияния фотоэффекта при наличии в растворах барита или гематита при таком способе измерений предусмотрен спектрометрический режим работ. Алгоритм работы предусматривает определение величины ρ_e и при превышении величины ρ_e более 10 переходит в спектрометрический режим, иначе измерения плотности происходят в интегральном режиме. В интегральном режиме за показания зондов принимается интегральный счет зонда, а в спектрометрическом - счет в окне с энергией 0.2...0.4 МэВ.

Для измерения ρ_e или $Z_{\text{эф}}$, используют показания малого зонда, который работает в спектрометрическом режиме. ρ_e или $Z_{\text{эф}}$ определяется как функция отношения скорости счета в энергетическом окне 0.2...0.4 МэВ к скорости счета в энергетическом окне 0.04...0.11 МэВ.

Определение диаметра скважины возможно только при вращении колонны и невозможно в режиме слайдирования (без вращения буровой колонны). В тяжелых промывочных жидкостях возможно возрастание погрешности измерений. Максимальная величина зазора до 20...30 см.

В отличие от приборов на кабеле или трубах, модуль в процессе бурения при вращении буровой колонны сканирует боковое пространство скважины. Это позволяет получить имидж плотности, по которому оценивается угол пересечения пласта скважиной. При этом обычно за плотность пласта на фиксированной глубине принимается плотность, где зонды модуля наиболее близко приближаются к боковой поверхности скважины, т.е. участках с наименьшей кавернозностью. На этих участках плотность определяется с наилучшей точностью.

Конструкция модуля МГПЛ-ГТ

Конструктивно модуль МГПЛ-ГТ состоит из блока зондов, включающего в себя источникодержатель и два сцинтилляционных детектора, установленные в корпусе из сплава ВМ с окнами, обеспечивающими коллимирование потока гамма-квантов от источника в породу, и затем из породы к кристаллам сцинтилляционных детекторов; электронного блока, обеспечивающего электрическое питание электронной схемы, и ФЭУ от внешнего батарейного блока, регистрацию, обработку и накопление сигналов от ФЭУ и коммутацию модуля МГПЛ-ГТ с другими модулями. Блок зондов и электронный блок расположены в нержавеющей корпусе с твердосплавным покрытием. На торцах корпуса выполнены соединительные резьбы. Также внутри корпуса установлены съемные головки, обеспечивающие коммутационное соединение модуля МГПЛ-ГТ с выше и ниже установленными модулями.

Общий вид модуля с указанием основных деталей и узлов представлен на рисунке 4. Перечень основных составных частей представлен в таблице 16.

Рис. 4 Общий вид модуля МГПЛ-ГТ

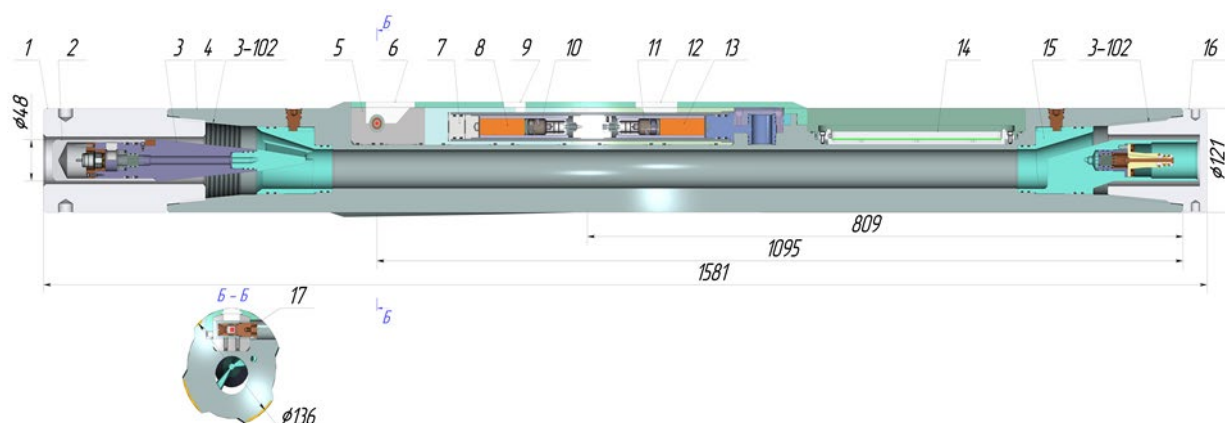


Таблица 16 Перечень основных составных частей

1 - колпак
2 - колпак
3 - соединитель
4 - корпус
5 - корпус источникодержателя
6 - окно источника
7 - зонд
8, 13 - детектор ионизирующих излучений
9 - окно малого зонда
10, 11 - ФЭУ
12 - окно большого зонда
14 - шасси
15 - соединитель
16 - пробка
17 - источникодержатель

Технические характеристики модуля МПЛ-ГТ

Основные технические характеристики модуля МПЛ-ГТ представлены в таблице 17.

Таблица 17 Основные технические характеристики модуля МПЛ-ГТ

Наименование	Значение
Диапазон измерений объёмной эквивалентной плотности горных пород, г/см ³	1.7-3.0
Диапазон измерений Ре, Барн/электрон; (по эффективному атомарному номеру, ед.)	1-10; (7(вода)-17 (известняк))
Максимальное количество секторов (бин) в развертке (имидже)	16
Предельно допустимое верхнее значение гидростатического давления рабочих условий, МПа	80
Предельно допустимое ускорение, вызванное вибрацией прибора на частоте от 50 до 2000 Гц (виброустойчивость), м/сек ²	100
Предельно допустимое ускорение, вызванное ударом длительностью не более 11 м/сек (удароустойчивость), м/сек ²	1000
Мощность, потребляемая модулем, Вт, не более	2
Время непрерывной работы модуля с батареями ёмкостью 10 А·час, часов	170
Скорость записи при каротаже, м/час	100
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности при измерении объёмной плотности горной породы, г/см ³	0.02
Пределы допускаемой относительной основной погрешности при измерении индекса фотоэлектрического поглощения, %	5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности модуля, вызванной изменением напряжения питания, пределов допускаемой основной погрешности, %	0.5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности модуля, вызванной изменением температуры окружающей среды на 10°С в	0.03

диапазонах температур от -10°C до +150°C, пределов допускаемой погрешности, %	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений диаметра скважины, мм	5
Диаметр исследуемых скважин, мм	120.7...311.1
Источник гамма-излучения типа ИГИ-Ц-4-2или ИГИ-Ц-4-3 с активностью, Бк	$1.0 \times 10^{10} \dots 3.0 \times 10^{10}$

Методическое обеспечение аппаратуры МГПЛ-ГТ и основные зависимости модуля МГПЛ-ГТ

Методическое обеспечение аппаратуры МГПЛ-ГТ и основные зависимости модуля МГПЛ-ГТ отражены в приложении 2 «Методическое обеспечение модуля азимутального компенсированного гамма-гамма-литоплотностного каротажа МГПЛ-ГТ».

Метрологическое обеспечение модуля МГПЛ-ГТ

Для построения и контроля алгоритмов и палеток, а также для проверки, настройки и калибровки модуля МГПЛ-ГТ в Метрологическом центре группы компаний «ГЕРС» используются:

- 7 метрологических образцов плотности 2л геометрии, перекрывающих весь диапазон исследования по плотности и по P_e , в соответствии с таблицей 1 «Метрологические образцы плотности 2л геометрии».
- МОП-1-МОП-5 аттестованы Центральным органом Системы калибровки средств измерений ООО «Газпром недра»;
- 20 имитаций глинистой корочки и промежуточного слоя между стенкой модуля и стенкой скважины разной толщины (5, 10, 20 и $10 < 20$ мм) с наполнением баритом (плотности 1.3 и 1.6 г/см³), микрокальцитом (плотности 1.3 и 1.6 г/см³), эпоксидные (плотность 1.0 г/см³), резиновые (плотность 1.3 г/см³).
- 4л геометрии модели СОП-1 и СОП-4 с плотностью 2.700 г/см³ и $P_e = 5.080$ барн/эл. вертикально пересеченные заполненными водой скважинами диаметрами 162, 200, 220, 300 мм.

Калибровка модуля МГПЛ-ГТ

Первичная калибровка модуля МГПЛ-ГТ выполняется после изготовления модуля по семи (не менее трех) метрологическим образцам плотности 2л геометрии метрологического центра группы компаний «ГЕРС».

Периодическая калибровка модуля МГПЛ-ГТ также выполняется по семи (не менее трех) метрологическим образцам плотности 2л геометрии метрологического центра группы компаний «ГЕРС» не реже одного раза в квартал либо после каждого ремонта или сервисного обслуживания, затрагивающего блок зондов и/или включающего замену электронной платы.

По результатам проведения первичной или периодической калибровки выдается протокол, содержащий в том числе сведения о серийном номере модуля, дате калибровки, данные об определении основной погрешности измерения, заключение о пригодности модуля к эксплуатации.

Пример определения основной погрешности измерения представлен в таблице 18. Как видно из таблицы измерения на всех МОП укладываются в заявленную допустимую погрешность.

К работе на скважине допускаются только модули, имеющие действующий протокол о первичной (периодической) калибровке.

Таблица 18 Определение основной погрешности измерения при калибровке

Калибровочное устройство	Счета по зондам, имп/мин		Паспортное значение плотности, г/см ³	Значения показаний скважинного модуля, г/см ³	Абсолютная погрешность измерения плотности, г/см ³	Допускаемая погрешность измерения плотности, г/см ³
МОП-1	МЗ	586159	2.595	2.595	0.000	± 0.020
	БЗ	55972				
МОП-2	МЗ	493354	2.740	2.737	0.003	± 0.020
	БЗ	39876				
МОП-3	МЗ	601071	2.546	2.546	0.000	± 0.020
	БЗ	64625				
МОП-4	МЗ	513917	2.700	2.701	0.001	± 0.020
	БЗ	43925				
МОП-5	МЗ	871471	1.800	1.797	0.003	± 0.020
	БЗ	279895				
МОП-6	МЗ	706653	2.310	2.315	0.005	± 0.020
	БЗ	107383				
МОП-7	МЗ	1388364	1.200	1.181	0.019	Не нормируется
	БЗ	1018109				

В модуле МГПЛ-ГТ применяется алгоритм масштабирования показаний зондов для определения плотности по измерениям на МОП А-5. Такой алгоритм обеспечивает компенсацию глинистой корки и промежуточной среды в диапазоне значительно большем, чем алгоритм, работающий по отношению зондов. Именно поэтому он применяется в процессе бурения. Недостатком этого алгоритма является необходимость использовать перед спуском прибора в скважину нормирование на рабочий ИИИ, для получения масштаба показаний на МОП А-5.

Алгоритм, работающий по отношению показаний зондов, вообще не требует нормирование на рабочий ИИИ на скважине (т.к. показания плотности не зависят от активности источника), а, следовательно, и наличия МОП на скважине. Но этот алгоритм не используется в процессе бурения, т.к. требует специальных систем прижатия прибора к стенке скважины, которые в процессе бурения реализовать пока невозможно.

Второй МОП В-95 служит для контроля измерений и его использование желательно, но не обязательно.

По результатам нормирования на рабочий ИИИ перед измерениями в скважине выдается соответствующий протокол, содержащий в том числе сведения о серийном номере модуля, дате нормирования, дате калибровки, данные об определении основной погрешности измерения, заключение о пригодности модуля к эксплуатации.

После измерений в скважине, а также при поступлении прибора на сервисное обслуживание проводится проверка настроек модуля и основной погрешности измерения.

Программное обеспечение первичной (периодической) калибровки, нормирования на рабочий ИИИ перед скважиной, проверки настроек и основной погрешности измерений после скважины и при поступлении модуля на обслуживание входит в состав ПО ZTSControl.

Интерпретационное обеспечение модуля МГПЛ-ГТ

Интерпретационное обеспечение модулей получено по данным натурного и математического моделирования. Диапазон условий математического моделирования полностью перекрывал диапазон условий применения аппаратуры.

Интерпретационное обеспечение модуля МГПЛ-ГТ при расчете плотности, индекса фотоэлектрического поглощения породы и толщины промежуточного слоя между зондом и стенкой скважины позволяет учитывать влияния:

- диаметра скважины;
- плотности промывочной жидкости;
- отклонения от стенки скважины (для плотности и индекса фотопоглощения);
- гамма-активности породы с учетом направления прижатия зонда к стенке скважины.

3.4. Модуль нейтронного каротажа МРК-ГТ

Модуль радиоактивного каротажа в процессе бурения МРК-ГТ, производимый Группой компаний ГЕРС, предназначен для исследования скважин в составе забойной телеметрической системы. Модуль обеспечивает количественное определение пористости пластов и литологическое расчленение разреза скважины в процессе бурения методом двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам 2ННК-Т и спектрометрического нейтронного гамма-каротажа НГК.

Принцип измерения водонасыщенной пористости горных пород методом 2ННКт состоит в облучении горной породы потоком быстрых нейтронов плутоний-бериллиевого источника и преобразовании регистрируемого потока, замедлившихся в исследуемой среде тепловых нейтронов на двух фиксированных расстояниях от источника в потоки информационных электрических импульсов, с помощью пропорциональных гелий-3 детекторов тепловых нейтронов. Средние частоты следования импульсов являются исходными данными для измерения водонасыщенной пористости.

Измерение пористости пластов методом НГК состоит в облучении горной породы потоком быстрых нейтронов плутоний-бериллиевого источника

и регистрации потока гамма-квантов гамма-излучения радиационного захвата ГИРЗ, которые возникают при поглощении нейтронов атомными ядрами окружающей детектор среды (порода, скважинный флюид, корпус прибора, фильтры и т.д). Гамма-кванты регистрируются с помощью блока детектирования гамма-излучения на основе кристалла NaI(Tl) сопряженного с фотоэлектронным умножителем. Средние частоты следования импульсов являются исходными данными для измерения водонасыщенной пористости.

Основная метрологическая зависимость должна быть в заявляемых пределах заявляемых погрешностей одинаковой для всех модулей. Это гарантирует повторяемость показаний разных приборов в различных геолого-технических условиях, возможность применения к ним одинаковых палеток

и, в конечном счёте, правильность определения пористости. Основная зависимость строится и контролируется для приборов без НУБТ. На практике же измерения в скважине проводятся в НУБТ. Модуль диаметром 48 мм устанавливается в буровую колонну по её оси. Центрирование модуля в колонне осуществляется с помощью специальных центраторов, выдерживающих поток промывочной жидкости. Для учёта влияния НУБТ вносятся соответствующей поправки.

Сравнение данных пористости по 2ННКт и НГК и анализ измеренных спектров НГК позволяют сделать оценку литологии пород и в ряде случаев оценить их глинистость.

Конструкция модуля МРК-ГТ

Конструктивно модуль МРК-ГТ состоит из блока зондов, включающего в себя источникдержатель, два пропорциональных гелий-3 детектора тепловых нейтронов ННК-Т и сцинтилляционный детектор НГК, установленные на несущем шасси. Также на шасси установлен электронный блок, обеспечивающий электрическое питание электронной схемы, счетчиков и ФЭУ от внешнего батарейного блока, регистрацию, обработку и накопление сигналов от счетчиков и ФЭУ и коммутацию модуля МРК-ГТ с другими модулями. Шасси расположено в защитном титановом корпусе с внешним диаметром 48 мм. Сверху и снизу корпуса установлены центраторы. Коммутационное соединение модуля МРК-ГТ с выше и ниже установленными модулями обеспечивается через муфтовые соединения.

Общий вид модуля с указанием основных деталей и узлов представлен на рисунке 5. Перечень основных составных частей представлен в таблице 19.

Рис. 5 Общий вид модуля МРК-ГТ

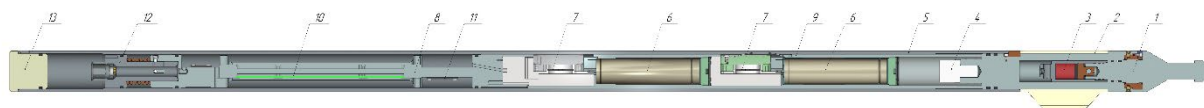


Таблица 19 Перечень основных составных частей

1 - источникдержатель
2 - центратор
3 - источник ИБН-8-5
4 - капролоновая вставка
5 - кожух
6 - счетчик медленных нейтронов
7 - плата UNKPB-8531-01
8 - шасси
9- кожух
10 - блок обработки сигнала BORSN
11- плата коммутационная
12 - втулка
13 - заглушка

Технические характеристики модуля МРК-ГТ

Основные технические характеристики модуля МРК-ГТ представлены в таблице 20.

Таблица 20 Основные технические характеристики модуля МРК-ГТ

Наименование	Значение
Измеряемый диапазон водонасыщенной пористости	от 1 до 40 %
Пределы допускаемой относительной основной погрешности δ_0 , %	$\delta_0 = \pm[4,2 + 2,3(40/K_p - 1)]$
Диапазон рабочих температур окружающей среды	-10°C до +150°C
Предельно допустимое верхнее значение гидростатического давления рабочих условий применения	80 МПа
Предельно допустимое ускорение, вызванное вибрацией прибора на частоте от 50 до 2000 Гц (виброустойчивость)	20 g
Предельно допустимое ускорение, вызванное ударом длительностью не более 11 мсек (удароустойчивость)	100g
Мощность, потребляемая модулем	не более 0,7 Вт
Время непрерывной работы модуля	не менее 240 часов
Скорость записи при каротаже	не более 100 м/час

Методическое обеспечение аппаратуры МРК-ГТ и основные зависимости модуля МРК-ГТ

Методическое обеспечение аппаратуры МРК-ГТ и основные зависимости модуля МРК-ГТ отражены в приложении 3 «Методическое обеспечение модуля компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам МРК-ГТ».

Метрологическое обеспечение модуля МРК-ГТ

Для построения и контроля алгоритмов и палеток, а также для проверки, настройки и калибровки модуля МРК-ГТ в Метрологическом центре группы компаний «ГЕРС» используются:

- бак с водой диаметром 2.5 м, глубиной 4 м с контролем температуры и концентрации NaCl;
- 3 стандартных образца пористости 4л геометрии с заполненными водой вертикальными скважинами диаметром 200 мм в соответствии с таблицей 2 «Стандартные образцы пористости 4л геометрии»;
- все СОП аттестованы Центральным органом Системы калибровки средств измерений ООО «Газпром недра»;
- 4 имитатора пористости пласта (ИПП) в соответствии с таблицей 3 «Имитаторы пористости пласта».

Калибровка модуля МРК-ГТ

Первичная калибровка модуля МРК-ГТ выполняется после изготовления модуля по баку с водой и трем стандартным образцам пористости 4л геометрии метрологического центра группы компаний «ГЕРС».

Периодическая калибровка модуля МРК-ГТ также выполняется по баку с водой и трем стандартным образцам пористости 4л геометрии метрологического центра группы компаний «ГЕРС» не реже одного раза в квартал либо после каждого ремонта или сервисного обслуживания, затрагивающего блок зондов и/или включающего замену электронной платы.

По результатам проведения первичной или периодической калибровки выдается протокол, содержащий в том числе сведения о серийном номере модуля, дате калибровки, данные о проверке временной стабильности, данные об определении основной погрешности измерения, заключение о пригодности модуля к эксплуатации.

Пример определения основной погрешности измерения представлен в таблице 21. Как видно из таблицы измерения на всех СОП укладываются в заявленную допустимую погрешность.

К работе на скважине допускаются только модули, имеющие действующий протокол о первичной (периодической) калибровке.

Таблица 21 Определение основной погрешности измерения при калибровке

Калибровочное устройство	Счета по зондам, N, имп/мин		Паспортное значение Кп, %	Показания скважинного модуля Кп, %	Погрешность измерения, %	Допускаемая погрешность измерения, %
СОП-1	МЗ	325609	0.8	0.85	0.05	± 0.94
	БЗ	114371				
СОП-2	МЗ	186136	16.75	17.47	0.72	± 1.13
	БЗ	29002				
СОП-3	МЗ	144578	35.26	36.13	0.87	± 1.52
	БЗ	14610				

Метод 2ННК-Т не чувствителен к активности источника нейтронов, поэтому нет необходимости проводить измерения в баке с водой (нормирование на рабочий источник ИИИ) перед измерениями в скважине. Но метод НГК требует этих работ (т.е. нормирования), т.к. является однозондовым. Поэтому для НГК проводится нормирование на рабочий источник с использованием бака с водой.

По результатам нормирования на рабочий ИИИ перед измерениями в скважине выдается соответствующий протокол, содержащий в том числе сведения о серийном номере модуля, дате нормирования, дате калибровки, заключение о пригодности модуля к эксплуатации.

Программное обеспечение первичной (периодической) калибровки и нормирования на рабочий ИИИ перед скважиной входит в состав ПО ZTSControl.

Интерпретационное обеспечение модуля МРК-ГТ

Интерпретационное обеспечение модулей получено по данным натурного и математического моделирования. Диапазон условий математического моделирования полностью перекрывал диапазон условий применения аппаратуры.

Интерпретационное обеспечение модуля МРК-ГТ при расчете водонасыщенной пористости породы позволяет учитывать влияния:

- диаметра скважины;
- плотности и минерализации промывочной жидкости;
- минерализации пластовой воды;
- отклонения от стенки скважины;
- минерального состава породы;
- сечения захвата нейтронов с учетом направления прижатия зонда к стенке скважины.

3.5. Модуль наддолотный НДМ-ГТ

Модуль наддолотный НДМ-106/120/170-ГТ предназначен для измерения технологических и геофизических параметров в процессе бурения и для их передачи по акустическому каналу связи в забойную телеметрическую систему ЗТС-48.

Принцип работы

НДМ-ГТ представляет собой специальный переводник, встраиваемый в бурильную колонну между долотом и забойным двигателем. Установка непосредственно у долота позволяет минимизировать расстояние между точкой замера и забоем при регистрации геофизических параметров.

НДМ-ГТ включает в себя блок ГК, предназначенный для интегрального гамма-каротажа горных пород, акселерометры - для возможности измерения зенитного угла, сенсоры трубного и затрубного давления - для измерения соответствующих величин давления бурового раствора, тензодатчики - для определения крутящего момента и нагрузки на долото в процессе бурения.

НДМ-ГТ включает в себя также акустический приемо-передатчик, позволяющий осуществлять прием и передачу данных на небольшие расстояния (10...20м) для обеспечения связи с Роторной Управляемой Системой (RSS) или Гидравлическим пульсатором (РРМ-48-ГТ) в широкополосном ультразвуковом диапазоне.

Передача данных происходит в режиме реального времени, а также ведется запись данных в память прибора.

Метрология

Метрологические характеристики Наддолотного модуля.

Точность измерения зенитных углов одинакова во всем ее рабочем диапазоне.

Таблица 22 Метрологические характеристики

Характеристика	Диапазон	Погрешность
МЭД гамма-излучения, мкР/час	0.2 ÷ 250	15%
Измерение зенитного угла (θ), град	0-120	$\pm 0,2$
Сенсоры давления, МПа	0 - 60	1%
Скорость вращения вала двигателя, об/мин	0...300	1%
Нагрузка на долото, т	0...10	0,1

Таблица 23 Технические характеристики

Наименование	Значение
Чувствительность канала ГК, имп/мин на 1 мкР/ч, не менее	240
Потребление питания, Вт	0,6
Скорость передачи данных, бит/с:	
TimeBase	0,5
RLL	2
Интервал записи данных, с	1
Скорость считывания данных, Кб/с	250
Ресурс памяти, сут, не менее	10
Скорость каротажа, м/ч, не более	100
Диапазон работы акустического приемо-передатчика, кГц*	20 ... 50

* При наличии данной опции

Методика пересчета полученных данных, включая вносимые поправки и основные зависимости - интерпретационное обеспечение

Метрологическое обеспечение канала ГК модуля НДМ-ГТ

Для построения и контроля алгоритмов и палеток, а также для проверки, настройки и калибровки канала АГК модуля НДМ-ГТ в Метрологическом центре группы компаний «ГЕРС» используются 4 калибровочных устройства с аттестованным значением содержания радиоактивных элементов (калия К, урана U и тория Th) и значением мощности экспозиционной дозы (Р) в таблице 24.

Таблица 24 Калибровочные устройства с аттестованным значением

Калибр	К, %	U, ppm	Th, ppm	Р, мкР/ч
Модель 1, Th	0,35	3,55	62,55	35,27
Модель 2, U	0,05	57,8	1,1	62,5
Модель 3, К	8,4	0,4	1,9	19,87
Модель 4, См	3,05	22,9	21,7	40,7

Все калибровочные устройства аттестованы Центральным органом Системы калибровки средств измерений ООО «Газпром недра».

Интерпретационное обеспечение канала АГК модуля НДМ-ГТ

Интерпретационное обеспечение модуля получено по данным натурного и математического моделирования. Диапазон условий математического моделирования полностью перекрывал диапазон условий применения аппаратуры.

Интерпретационное обеспечение канала АГК модуля НДМ-ГТ при расчете гамма-активности породы позволяет учитывать влияния:

- диаметра скважины;
- плотности и гамма-активности промывочной жидкости.

Акселерометры

Данные полученные от акселерометров не требуют пересчета.

Калибровка

Калибровка канала АГК модуля НДМ-ГТ

Первичная калибровка канала АГК модуля НДМ-ГТ выполняется после изготовления модуля по четырем калибровочным устройствам Метрологического центра группы компаний «ГЕРС».

По результатам проведения первичной или периодической калибровки выдается протокол, содержащий в том числе сведения о серийном номере модуля, дате калибровки, данные об определении основной погрешности измерения, заключение о пригодности модуля к эксплуатации.

Пример определения основной погрешности измерения представлен в таблице 25. Как видно из таблицы измерения на всех калибровочных устройствах укладываются в заявленную допустимую погрешность.

К работе на скважине допускаются только модули, имеющие действующий протокол о первичной (периодической) калибровке.

Таблица 25 Определение основной погрешности при калибровке

Калибровочное устройство	Счета по каналу ГК	МЭД Номинальное Значение ГК		МЭД Измеренное Значение ГК		Относительная Погрешность Измерения ГК		Допускаемая Погрешность Измерения ГК	
		Имп/мин	мкР/час	API	мкР/час	API	мкР/час	API	мкР/час
Модель-1, Th	6194	35,27	227	35.84	234.62	1.63	3.36	± 15%	± 15%
Модель-2, U	11300	62,5	406	65.39	428.03	4.63	5.43	± 15%	± 15%
Модель-3, K	3183	19,87	120	18.42	120.57	7.30	0.47	± 15%	± 15%
Модель-4, Cm	7020	40,7	263	40.63	265.91	0.18	1.11	± 15%	± 15%

Так как модуль НДМ-ГТ выполнен в диаметре НУБТ, никакие дополнительные поправки за влияние НУБТ не вносятся.

Программное обеспечение первичной (периодической) калибровки входит в состав ПО ZTSControl.

Акселерометры

Первичная и периодическая калибровки акселерометров проводятся на автоматической градуировочной установке. Градуировка производится в сетке положений:

азимут : 0, 90, 180, 270 градусов

Измерения повторяются при температурах 30, 60, 90 градусах Цельсия. Диапазон температур может быть расширен до 150 градусов. В каждом положении делается 5 измерений с интервалом 1с. После расчета градуировочных коэффициентов и их загрузки в контроллер проводится тестирование.

Тестирование после градуировки проводится в сетке: азимут 0, 90, 180, 270 градусов.

3.6. Роторная управляемая система РУС-ГТ

Роторная управляемая система РУС-ГТ предназначена для управления траекторией ствола скважины при наклонно-направленном и горизонтальном бурении.

Принцип работы

РУС-ГТ работает по принципу отклонения долота за счет отталкивания от стенки скважины («push the bit») и использует для этого энергию потока бурового раствора. РУС-ГТ применяется при бурении скважин со сложными профилями и большими отходами, имеющие высокую интенсивность искривления. Используемая модульная конструкция РУС-ГТ позволяет добиться высокой надежности и эффективности работы системы во всех условиях применения, таких как наклонно-направленное и горизонтальное бурение, удержание вертикали в процессе бурения, отход от вертикали с набором по зенитному углу, бурение в направлении по азимутальному углу.

Система состоит из следующих узлов: силовой блок с узлом лопаток, узел клапанов с приводами, блок электроники с коротким акустическим каналом связи и модулем ГК, модуль инклинометра и модуль питания с генератором. Все узлы, кроме силового блока располагаются коаксиально в специальных трубах и переходниках. Также в составе РУС-ГТ имеется стабилизирующий калибратор (далее КЛС), который является сменным элементом, как и узел лопаток. Данные элементы входят в комплект сменных частей. Выбор диаметра узла лопаток и КЛС зависит от диаметра долота.

Роторно-управляемая система вращается совместно с буровой колонной. В случае, когда не требуется работа для отклонения долота, лопатки находятся в закрытом положении, под воздействием возвратных пружин. На силовом блоке смонтировано три узла лопаток. Узел лопатки состоит из лопатки

и петли, соединенных через ось, при этом лопатка имеет свободное вращение на оси. Узел лопатки крепится к корпусу силового блока через боковые отбойники посредством прижимных винтов.

Отклоняющие лопатки на силовом блоке, управляются независимо друг от друга, выдвигаются из корпуса и создают радиальное усилие на стенку скважины задавая направление долоту. Каждая лопатка отклоняется под воздействием работы поршня. Рабочей средой для поршневой группы является буровой раствор на водной или масляной основе.

Промывочная жидкость подается к поршням через специальные каналы в силовом блоке. Каналы перекрываются клапанами. Клапан упирается в седло и закрывает переток бурового раствора. Клапан приводится в движение с помощью штоков, системы тяг и приводов. Узел приводов маслonaполненный с выходящими из него штоков с клапанами. Каждый клапан открывается со скоростью один раз за один оборот вращения буровой колонны. Открытие клапана происходит в тот момент, когда лопатка

находится в противоположной стороне от направления проводимой траектории скважины. Поток бурового раствора поступает к поршням через систему фильтров и открытый клапан, для создания усилия открытия лопатки.

В процессе бурения модуль электроники собирает данные от гамма сенсора, модуля инклинометра, датчиков давления и управляет приводами клапанов, которые контролируют открывание лопаток силового блока. Для связи с забойной телеметрической системой РУС-ГТ имеет короткий акустический канал, который реализован на ультразвуковом пьезокерамическом преобразователе. Преобразователь установлен в корпусе центриатора и имеет контакт с буровой колонной.

Генератор с модулем питания устанавливаются в верхней части РУС-ГТ и обеспечивает питанием всю систему. Модуль состоит из двух частей - генератора и блока резервных батарей. Генератор вырабатывает электроэнергию при определении наличия циркулирующего потока для обеспечения питания модулей.

Модуль инклинометра стабилизированный, предназначен для выполнения точных инклинометрических измерений. Безотказная работа измерения зенитного угла обеспечивается двойным набором акселерометров. В процессе работы, при вращении колонны и соответственно при вращении всей роторной управляемой системы, шасси с измерительными элементами остается стационарным относительно оси скважины, т.е. вращается внутри инклинометра в обратную сторону со скоростью вращения колонны.

Стабилизирующий калибратор обеспечивает третью точку контактной опоры при направлении силовым блоком долота.

Таблица 26 Технические характеристики

Параметр	Значение
Номинальный диаметр системы, мм	121 (4.75»)
Длина системы, м	<6
Диапазон диаметров применяемых долот, мм	139.7 ... 171.5
Диапазон диаметров КЛС, мм	136.5 ... 168.0
Максимальная температура, °С	150
Максимальное гидростатическое давление, Мпа	100
Диапазон расхода промывочной жидкости, л/с	8...20
Перепад давления на долоте, Мпа	2.5...4
Набор кривизны, °/30м	8
Скорость вращения, об/мин	60...250
Максимальное содержание коьматанта, кг/м ³	100
Содержание песка в растворе, % от объема	1
Замковая резьба со стороны долота	3-88 (муфта)
Замковая резьба в системе	3-102

Методика пересчета полученных данных ведется на основе проведения методики испытаний РУС-ГТ перед и после проведения производственных работ.

3.7. Модуль инклинометра МИ-ДОЗ-ГТ

Краткое описание и принцип работы

Модуль инклинометра предназначен для применения в составе забойных телеметрических систем. Принцип действия основан на измерении трех ортогональных проекций векторов магнитного и гравитационного поля. На основании этих измерений в приборе вычисляются азимутальный A и зенитный Z угла скважины, а также угол установки отклонителя (угол поворота инклинометра вокруг своей оси относительно нулевого положения он же toolface). Вычисляются два типа угла поворота - гравитационный и магнитный R_g , R_m . Кроме того, вычисляются контрольные параметры позволяющие оценить качество измерения такие как: модуль вектора магнитного поля B_{tot} , модуль вектора гравитационного поля G_{tot} , угол наклона магнитного поля DIP .

Для измерения проекций гравитационного поля применяются трехкомпонентные микромеханические акселерометры.

Для измерения проекций магнитного поля применяются два двухкомпонентных магниторезистивных датчика размещенные в ортогональных плоскостях.

При проведении градуировки проводится компенсация погрешностей связанных перекосов осей датчиков и температурных изменений их характеристик в рабочем диапазоне температур. Стандартный диапазон рабочих температур компенсации от 20°C до 90°C . Предельная температура компенсации 150°C (по особому требованию заказчика). Электронные узлы инклинометра размещены на алюминиевом шасси диаметром 38 мм.

Шасси обрамляется законцовками с электрическими разъемами, и размещается в титановом баропрочном охранном кожухе. Способы крепления узлов обеспечивают надежность работы электроники в условиях виброударных нагрузок режима бурения.

Одной из особенностей данной реализации забойного инклинометра является наличие резервного акселерометра, что позволяет значительно увеличить надежность работы в скважине. Практика применения различных типов акселерометров показала, что именно этот датчик является наиболее уязвимым узлом инклинометра. Переключение на каналы резервного акселерометра производится по результатам оценки измеренного модуля вектора G_{tot} . Если значение G_{tot} отличается от 100% более чем на 0.1, то используется тот акселерометр, у которого отклонение меньше.

Метрология

Метрологические характеристики инклинометра. Точность измерения зенитных углов одинакова во всем ее рабочем диапазоне в отличие от азимута и поворота. При малых зенитных углах, стремящихся к нулю азимут и гравитационный поворот определить невозможно. В этом случае ограничивают погрешности при малых углах 3-5 градусах. А для вычисления поворота используют R_m . Для МИ-ДОЗ-ГТ-RMM характеристики приведены в таблице 27.

Таблица 27 Характеристики инклинометра подтверждены сертификатом об утверждении типа средства измерения

Метрологические и технические характеристики	МИ-ДОЗ-ГТ-RMM
Диапазон измерений инклинометра	
- при измерениях азимутальных углов (α),	0-360
- при измерениях зенитных углов (θ), град	0-120
- при измерениях апсидальных углов, град	0-360
Диапазон измерений температуры температурными датчиками, °C	0-150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений инклинометра	
при измерениях азимутальных углов, град.	$\pm 1,5$ при $\theta > 30$
при измерениях зенитных углов, град.	$\pm 0,2$
при измерениях апсидальных углов, град.	± 1 при $\theta > 30$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры температурными датчиками инклинометра, °C	± 1
Габаритные размеры инклинометра в сборе, мм, не более	
- длина, мм	1074
- диаметр, мм	48
Масса инклинометра в сборе, кг, не более	5
Условия эксплуатации инклинометра:	
- температура окружающего воздуха, °C	20-150
Средний срок службы инклинометра, лет, не менее	5
Средняя наработка на отказ инклинометра, ч, не менее	1000

Методика пересчета полученных данных, включая вносимые поправки и основные зависимости - интерпретационное обеспечение.

Данные, полученные от инклинометра, не требуют пересчета, за исключением применения специальной обработки с целью компенсации влияния остаточной намагниченности элементов КНБК, в этом случае на поверхность поступают проекции векторов и расчеты проводятся по соответствующим методикам, например «метод короткой трубы».

Калибровка

Первичная и периодическая калибровки инклинометра проводятся на автоматической градуировочной установке. Градуировка производится в сетке положений:

азимут 0,90, 180, 270;

зенит 30, 60, 90, 120;

поворот 0, 60,120, 180, 240,300.

Всего 96 положений. Измерения повторяются при температурах 30, 60, 90 градусах Цельсия, диапазон температур может быть расширен до 150 градусов. В каждом положении делается 5 измерений с интервалом 1с. После расчета градуировочных коэффициентов и их загрузки в контроллер инклинометра проводится тестирование.

Тестирование после градуировки проводится в сетке: азимут 0,90, 180, 270, зенит 5, 15, 30, 60, 90, 110,120, поворот 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180, 210 240, 270, 300 всего 288 положений. Кроме того, на 45 градусах зенита и 0 градусов азимута проводится Roll тест на четырех положениях поворота.

4. Примеры сравнительных испытаний

Сравнение данных каротажа реального времени и запись из памяти приборов

Ковыктинское месторождение, скважина хх54

Рис. 6 Сравнение данных каротажа реального времени и запись из памяти прибора

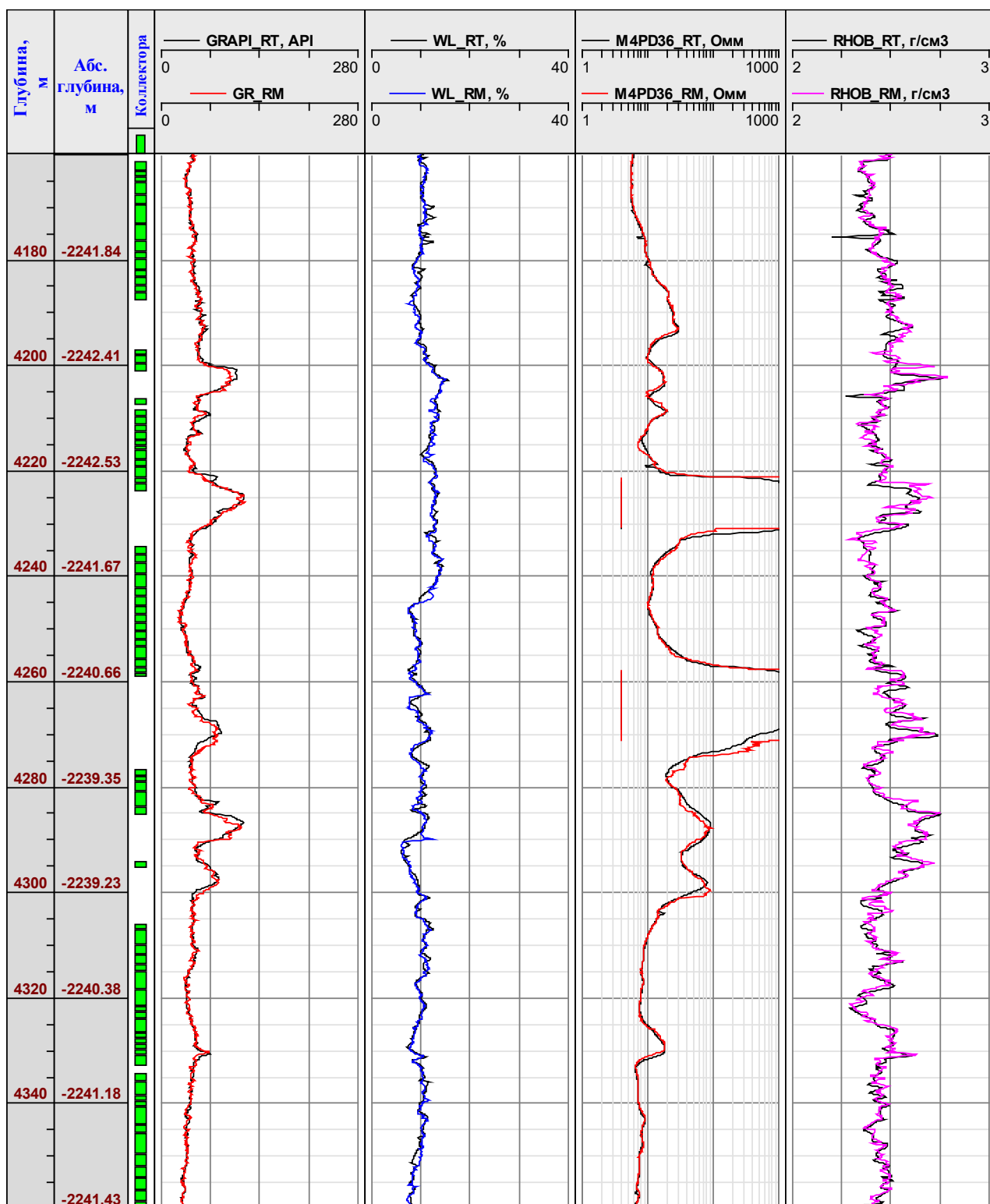


Рис. 7 Распределение ГК

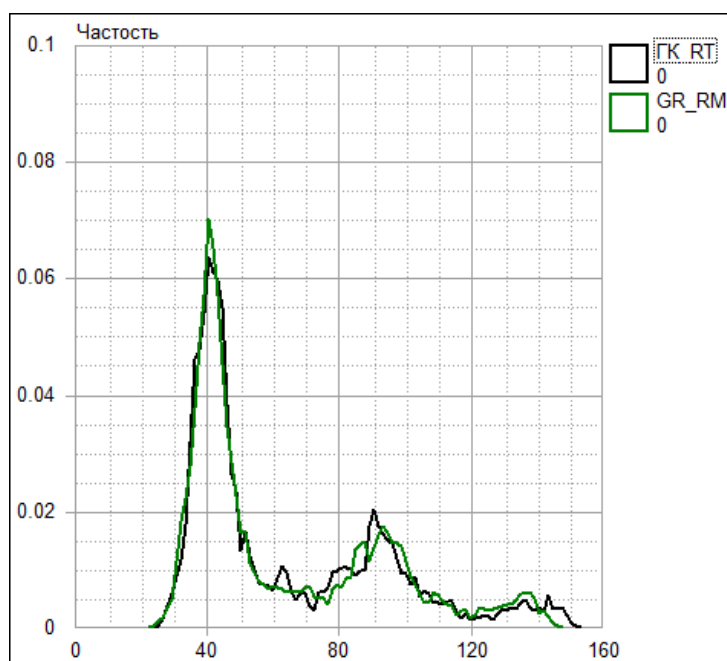


Рис. 8 Распределение водородосодержания

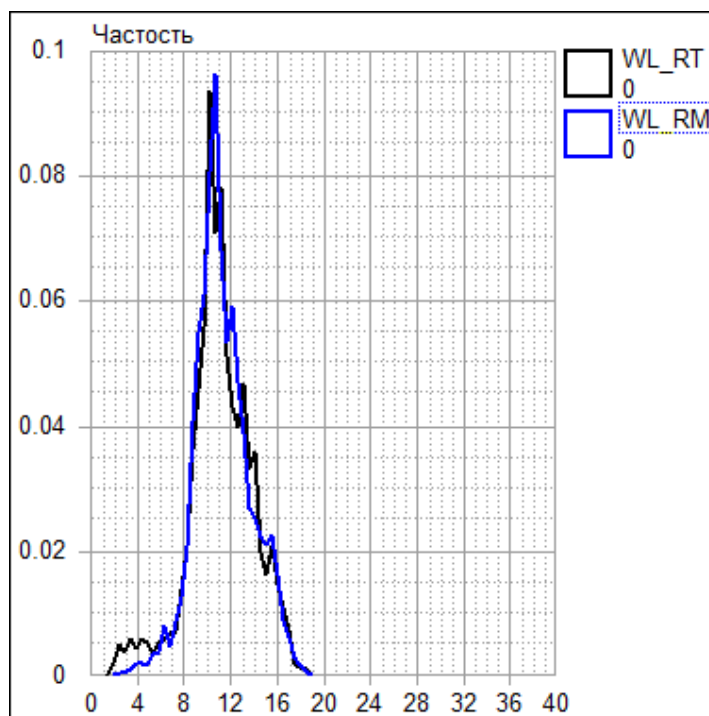


Рис. 9 Распределение УЭС

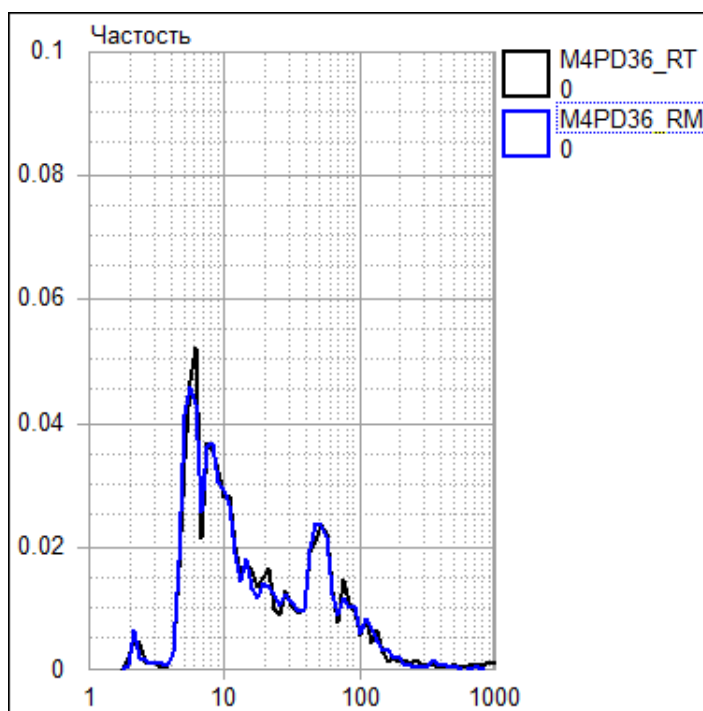
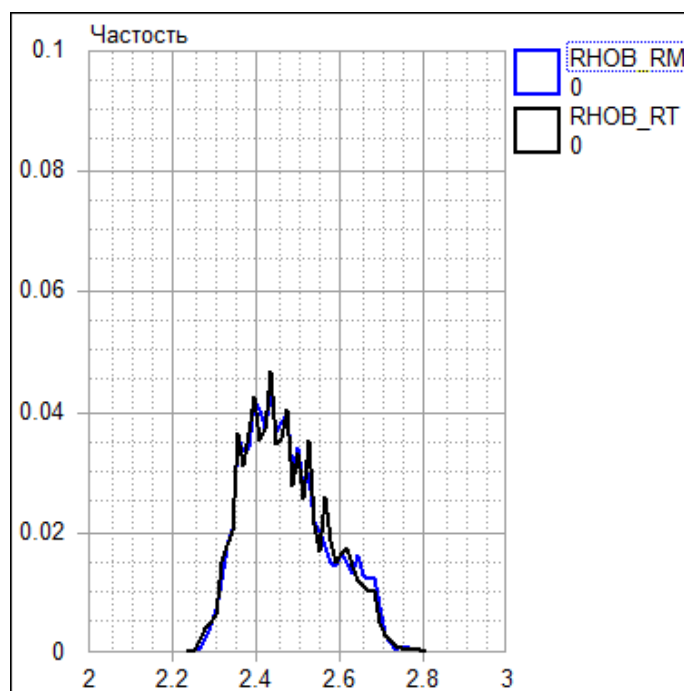


Рис. 10 Распределение плотности



Сравниваемые данные, предоставленные из памяти приборов и в режиме реального времени имеют хорошую сходимость и хорошо литологически расчленяют разрез.

Ковыктинское месторождение, горизонтальный участок скважины хх54 (4000-4200 м) М1:500

Сравнение с данными каротажа, полученными после бурения с автономным комплексом на трубах «АМК Горизонт-90» (проводился спустя сутки). Для сравнения кривых удельного сопротивления использовались методы наиболее близкие по конструкции приборов и наиболее часто использующие для расчета сопротивления пласта и насыщения.

Характеристика месторождения - газоконденсатное.

Температура пласта 56°C.

Рис. 11 Сравнение КПБ «ГЕРС» и «АМК Горизонт-90» на трубах. Терригенный разрез

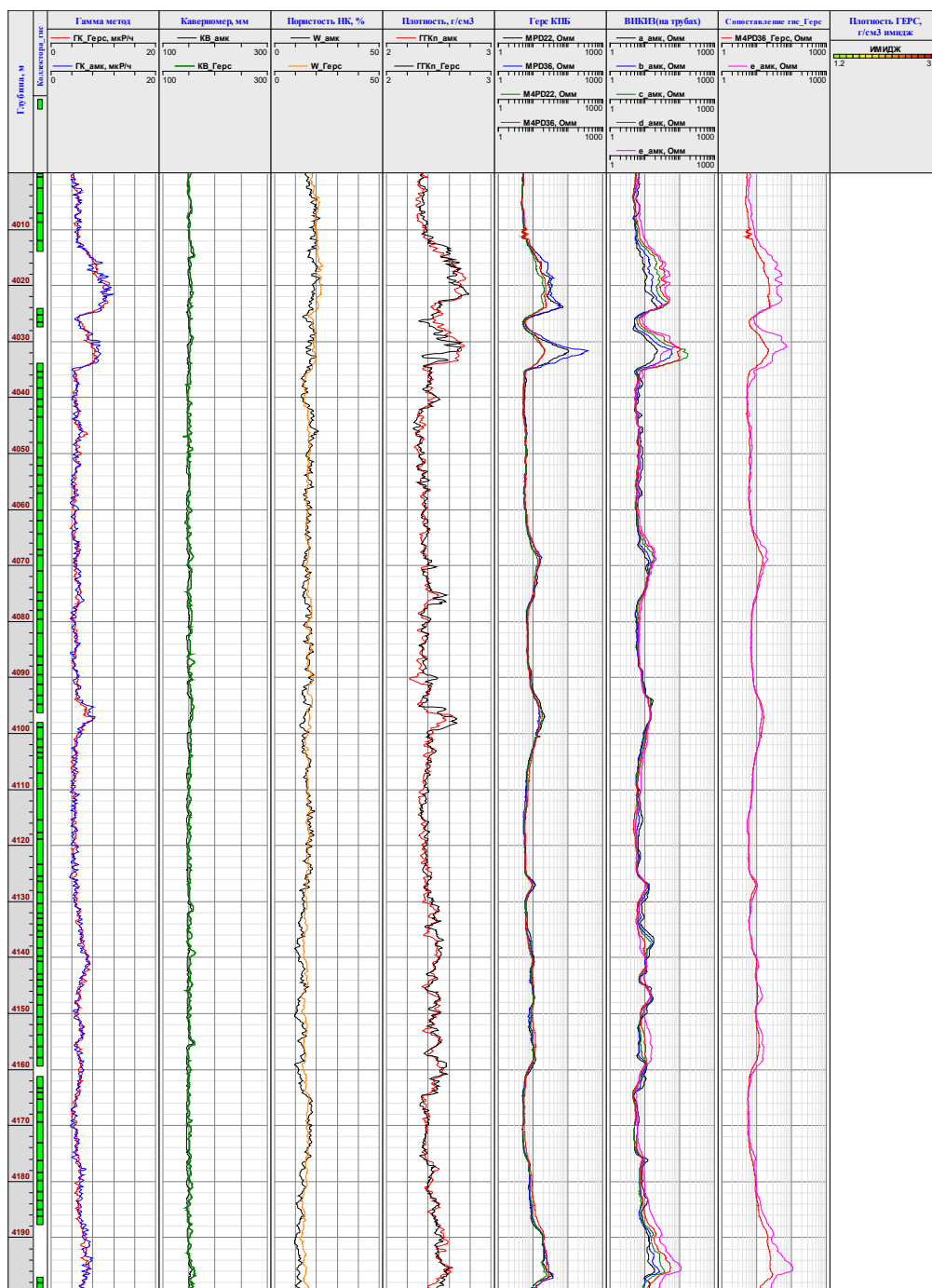


Таблица 28 Параметры бурового раствора

Тип раствора		РУО Полибур Турбо (на нефтяной основе)	
Удельный вес, гр/см ³	0,99	СНС, фунт/100фут ² (10/30 мин)	34/43
Электростабильность, В	976	Содержание песка, %	0,2
Показатель фильтрации, см ³ /30мин	1,4	Удельное сопротивление, Ом·м	500
Корка, мм	0,1		
Пластическая вязкость, МПа*с	25		

Рис. 12.1 Распределение ГК

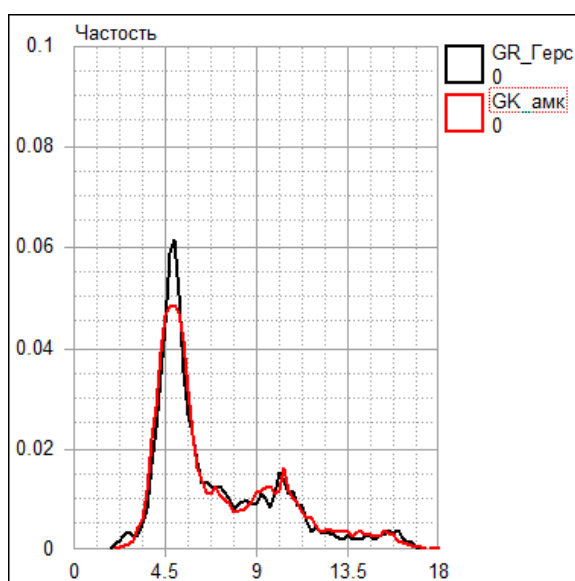


Рис. 12.2 Кроссплот ГК

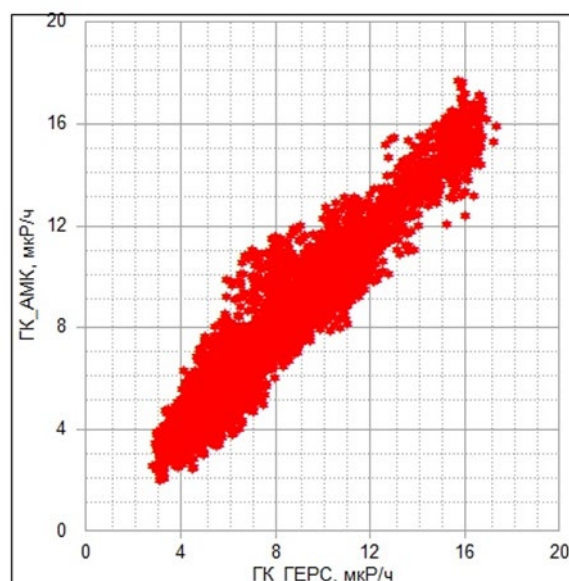


Рис. 13.1 Распределение УЭС

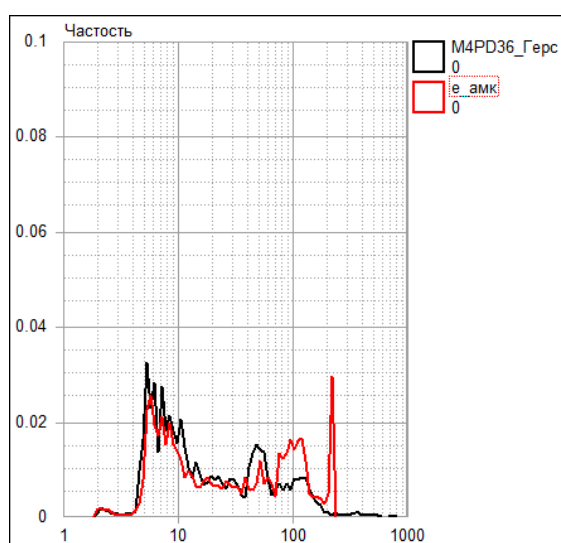


Рис. 13.2 Кроссплот УЭС

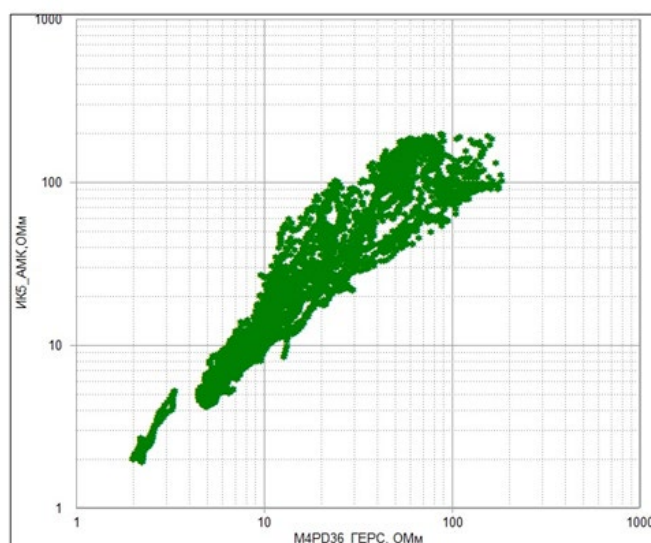


Рис. 14.1 Распределение плотности

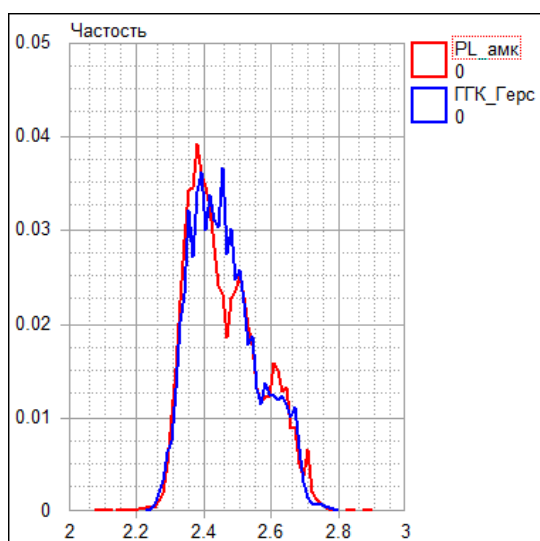


Рис. 14.2 Кроссплот плотности

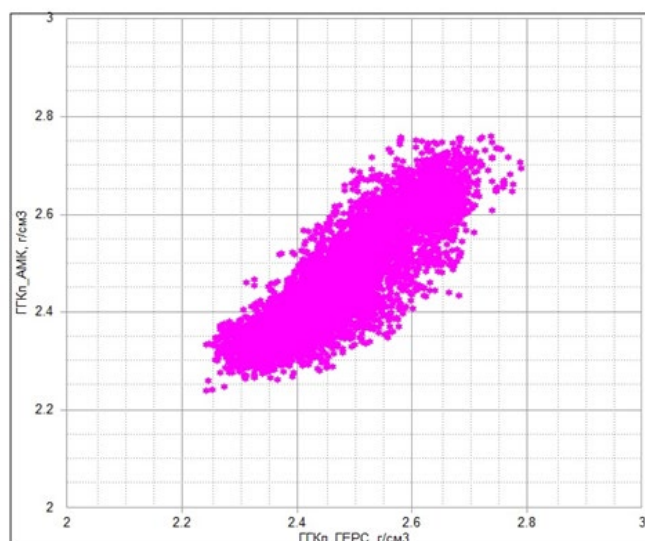


Рис. 15.1 Распределение водородосодержания

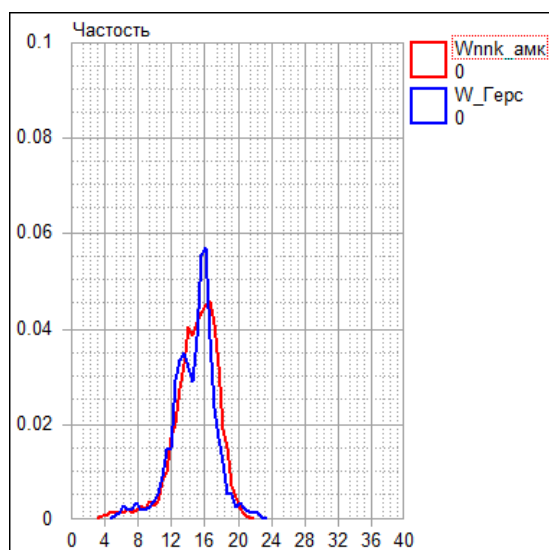
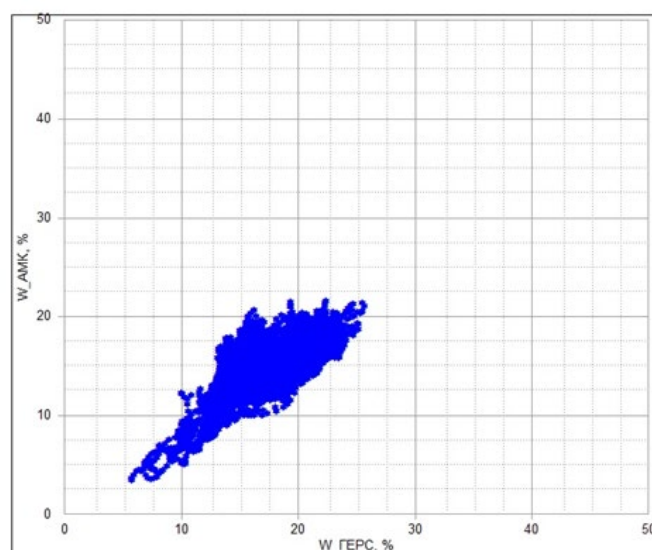


Рис. 15.2 Кроссплот водородосодержания



Характеристики частотных распределений плотности и пористости НК по данным АМК Горизонт и «ЗТС-ГТ» приведены ниже в таблице 29. Различия в средних значениях двух оценок плотности не превышает 0.001 г/см³, пористости-0.1%, среднего диаметра-2 мм, ГК-0.1 мкР/ч, ЭКЗ-1.9 Ом·м.

Таблица 29 Характеристики частотных распределений

Параметр	ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС-ГТ»		ООО НПФ «АМК Горизонт»	
	Среднее	Сигма	Среднее	Сигма
Плотность, г/см ³	2.463	0.1	2.462	0.1
Водородосодержание, %	14.6	2.6	14.7	2.7
Каверномер, мм	153	4.2	150	3.9
Гамма-каротаж, мкР/ч	6.9	3	7	3.1
ЭКЗ, Ом·м	65.3	69	63.4	71.3

Ковыктинское месторождение, горизонтальный участок скважины хх71 (3990-4160 м) М1:500

Сравнение с данными каротажа, полученными после бурения с автономным комплексом на трубах «АМК Горизонт-90» (проводился спуск 2 суток). Для сравнения кривых удельного сопротивления использовались методы наиболее близкие по конструкции приборов и наиболее часто использующие для расчета сопротивления пласта и насыщения.

Характеристика месторождения - газоконденсатное.

Температура пласта 56°C.

Рис. 3 Сравнение КПБ «ГЕРС» и «АМК Горизонт-90» на трубах. Терригенный разрез

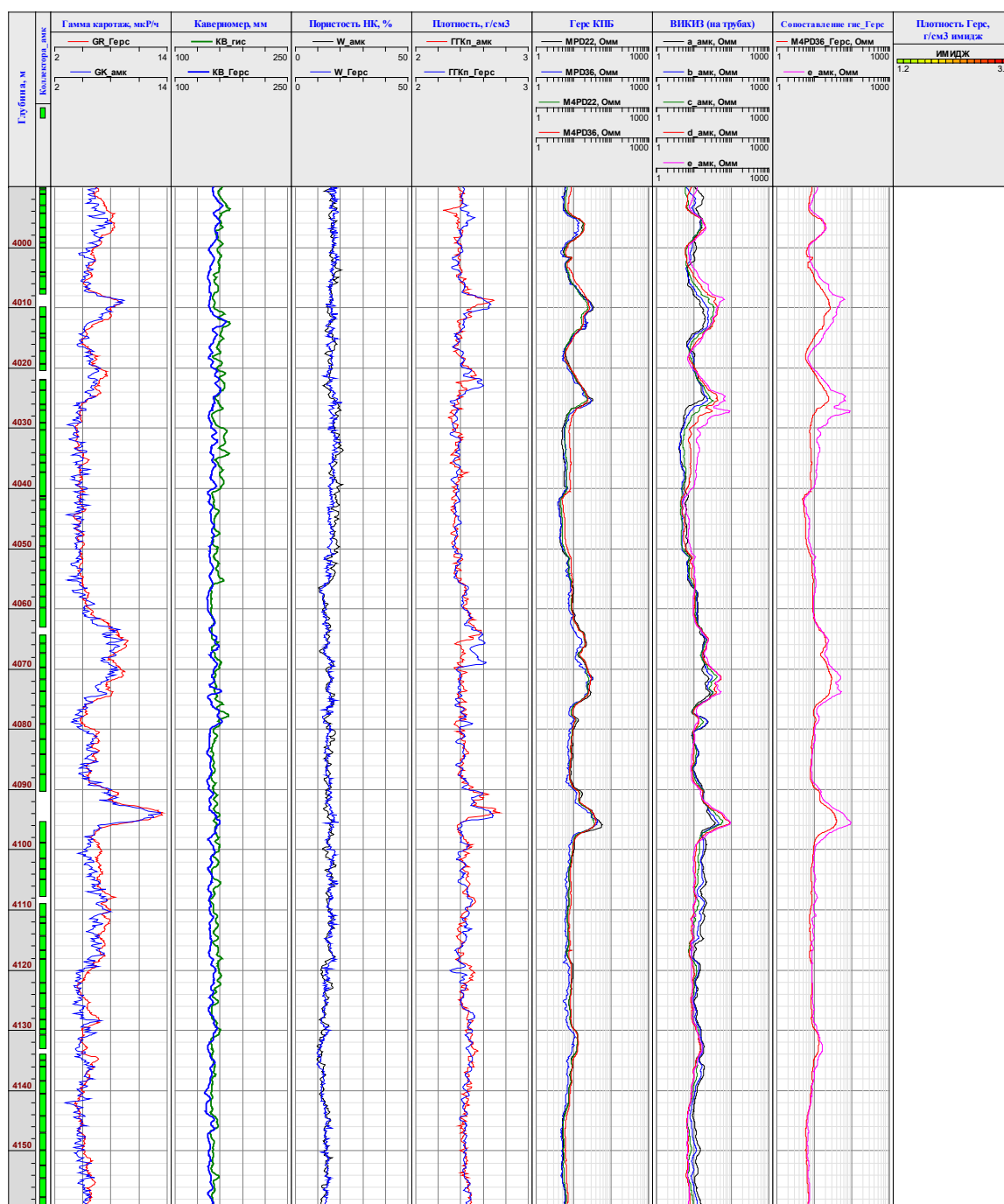


Таблица 30 Параметры бурового раствора

Тип раствора		РУО Полибур турбо (на нефтяной основе)	
Удельный вес, гр/см ³	1,01	СНС, фунт/100фут ² (1 мин)	34
Электростабильность, В	1034	СНС, фунт/100фут ² (10 мин)	48
Показатель фильтрации, см ³ /30мин	0,3	Содержание песка, %	0,40
Корка, мм	0,3	Удельное сопротивление, Ом·м	500
Пластическая вязкость, МПа·с	28		

Рис. 17.1 Распределение ГК

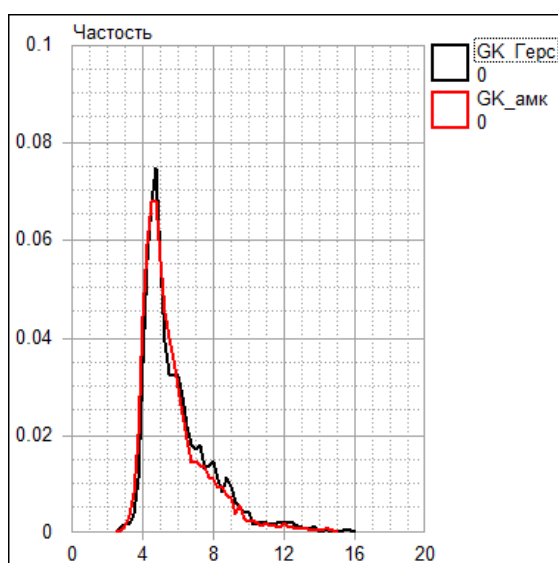


Рис. 17.2 Кроссплот ГК

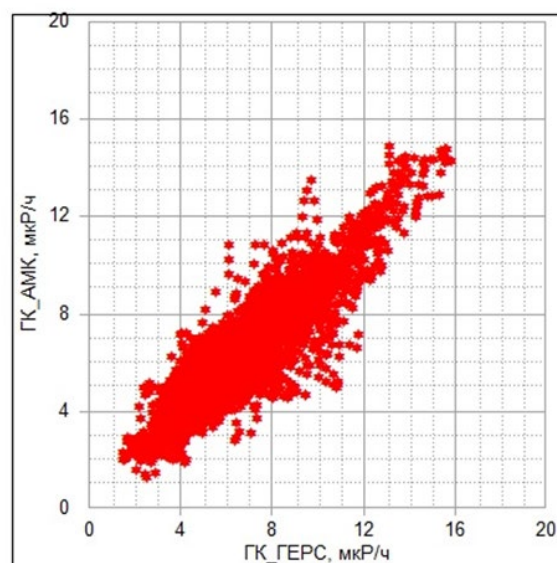


Рис. 18.1 Распределение УЭС

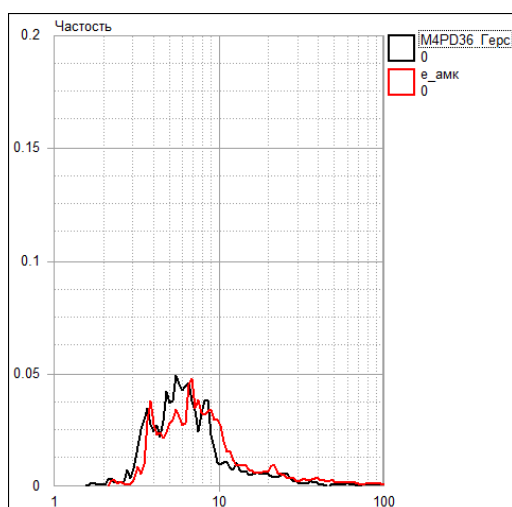


Рис. 18.2 Кроссплот УЭС

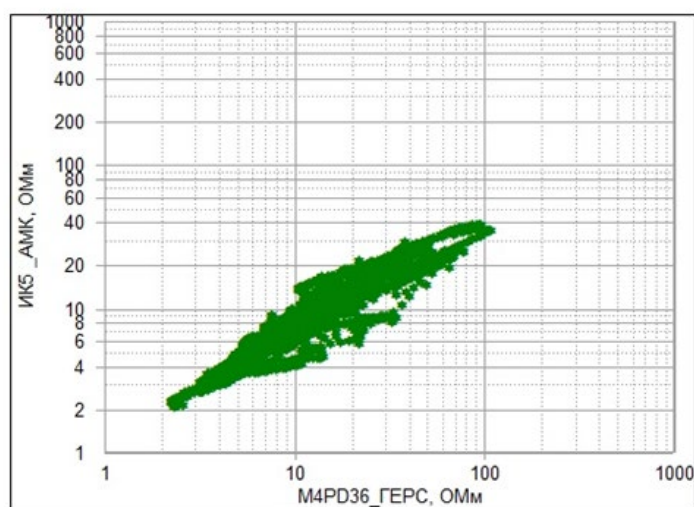


Рис. 19.1 Распределение плотности

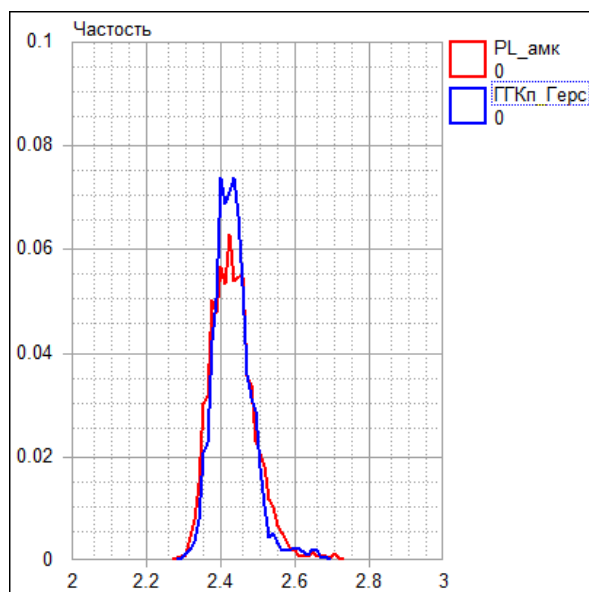


Рис. 19.2 Кроссплот плотности

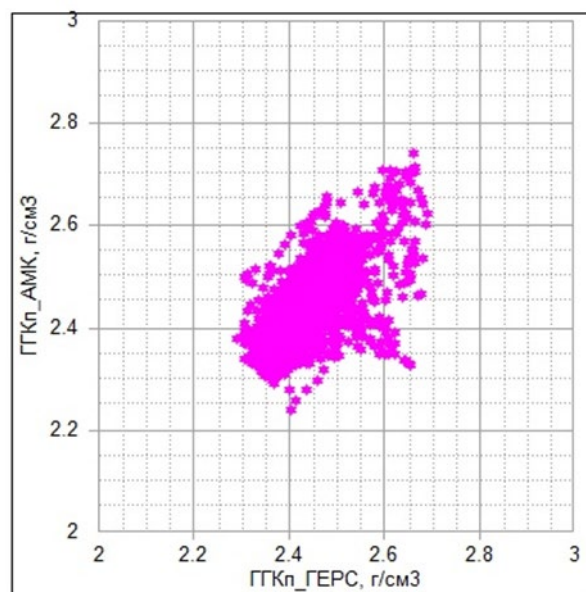


Рис. 4.1 Распределение водородосодержания

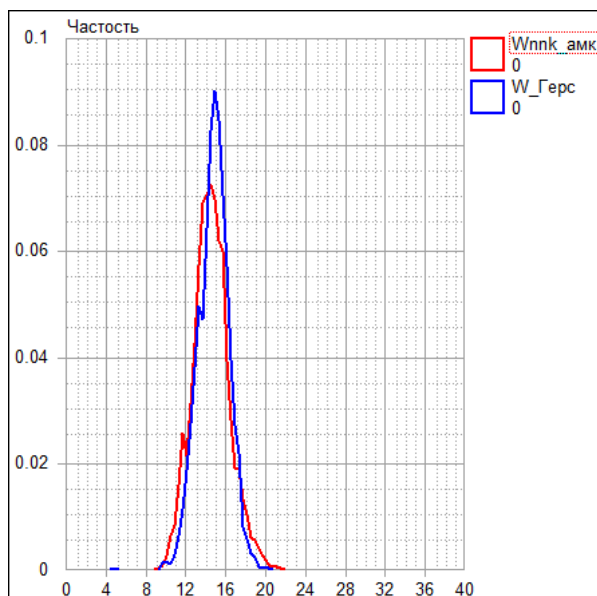
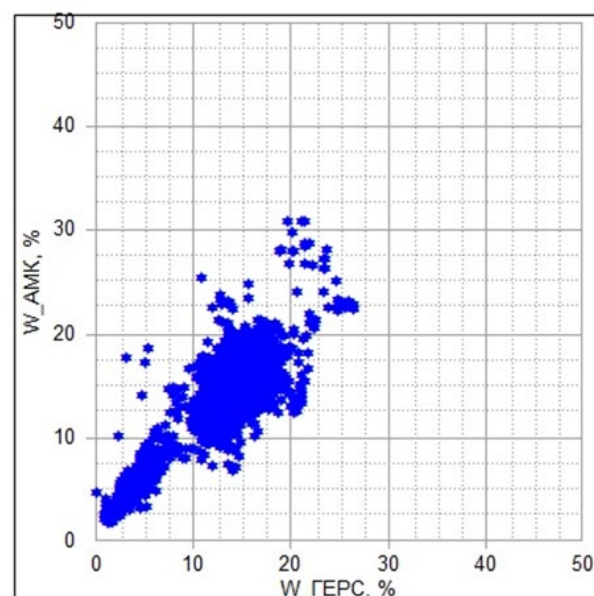


Рис. 20.2 Кроссплот водородосодержания



Характеристики частотных распределений плотности и пористости НК по данным АМК Горизонт и «ЗТС-ГТ» приведены ниже в таблице 29. Различия в средних значениях двух оценок плотности не превышает 0.001 г/см³, пористости-0.2%, среднего диаметра-6 мм, ГК-0.2 мкР/ч, ЭКЗ-0.3 Ом·м. Значения каверномера КРБ по уровню ниже значений каверномера, вследствие того, что каверномер КРБ писался в процессе бурения, а каротаж на трубах писался после достижения проектного забоя и были произведены дополнительные спуско-подъёмные операции, а значит, на ствол скважины было оказано больше механического воздействия.

Таблица 31 Характеристики частотных распределений

Параметр	ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС-ГТ»		ООО НПФ «АМК Горизонт»	
	Среднее	Сигма	Среднее	Сигма
Плотность, г/см ³	2.432	0.05	2.433	0.06
Водородосодержание, %	14.8	1.5	14.6	18
Каверномер, мм	149	4.8	155	6.6
Гамма-каротаж, мкР/ч	5.9	1.9	5.7	1.8
ЭКЗ, Ом·м	6.2	1.9	6.5	2.1

Усть-Ямсовейское месторождение, горизонтальный участок скважины хх01
(4480-4680 м) М1:500

Сравнение с данными, полученными в процессе бурения компанией «Baker Hughes» (проводились с имитацией бурения спуста 9 суток). Для сравнения кривых удельного сопротивления использовались методы наиболее близкие по конструкции приборов и наиболее часто использующие для расчета сопротивления пласта и насыщения.

Характеристика месторождения - газоконденсатное.

Температура пласта 95°C.

Рис. 21 Сравнение КПБ «ГЕРС» и «Baker Hughes». Терригенный разрез

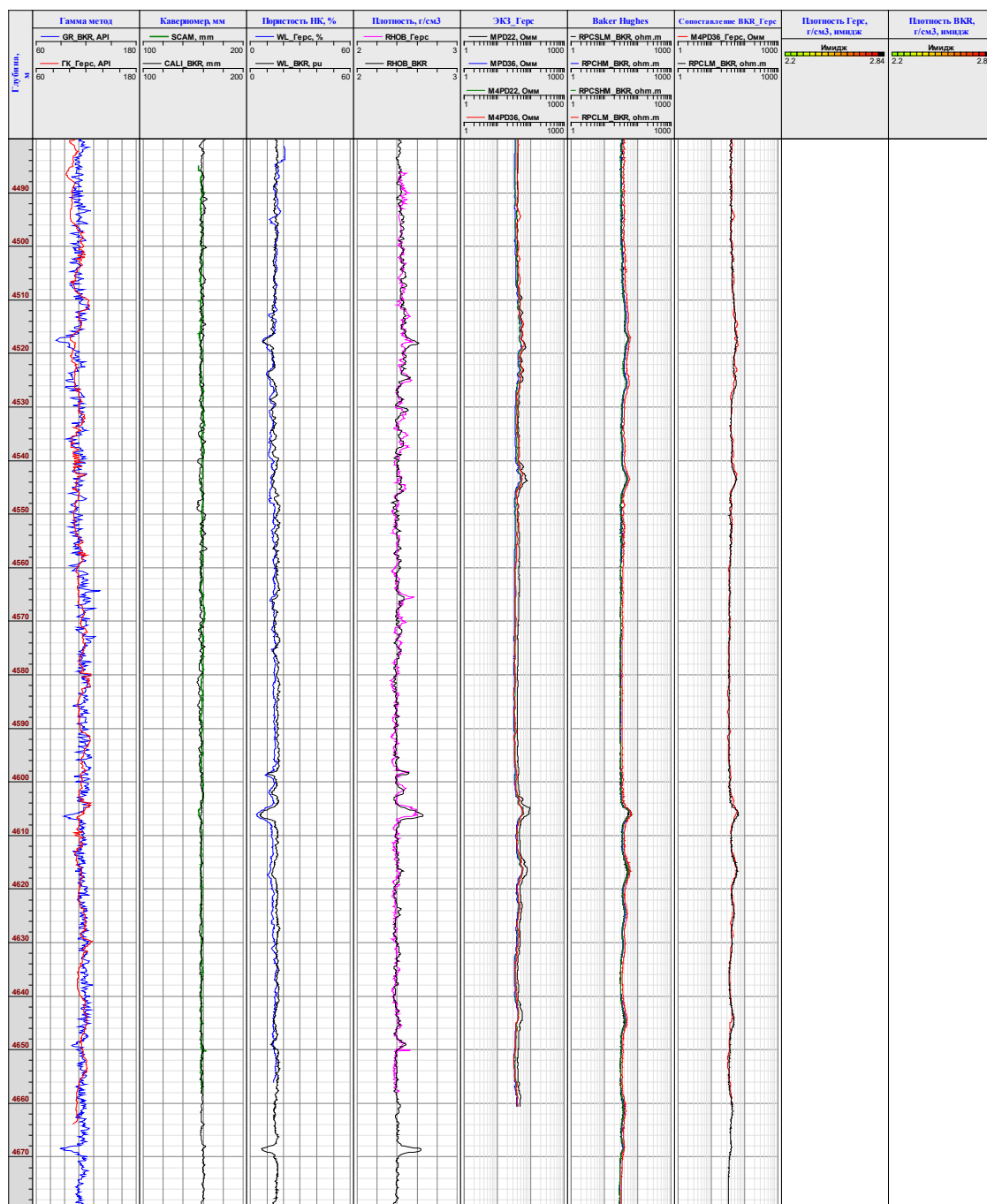


Таблица 32 Параметры бурового раствора

Тип раствора		РУО Полибур турбо (на нефтяной основе)	
Удельный вес, гр/см ³	1,31	СНС, фунт/100фут ² (10 сек)	8
Электростабильность, В	350	СНС, фунт/100фут ² (10 мин)	20
Показатель фильтрации, см ³ /30мин	2,8	Содержание песка, %	0,3
Корка, мм	0,5	Удельное сопротивление, Ом·м	500
Пластическая вязкость, МПа·с	22		

Рис. 22.1 Распределение ГК

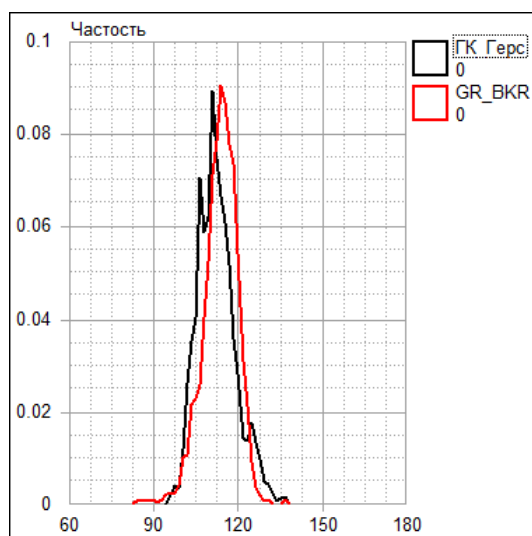


Рис. 22.2 Кроссплот ГК

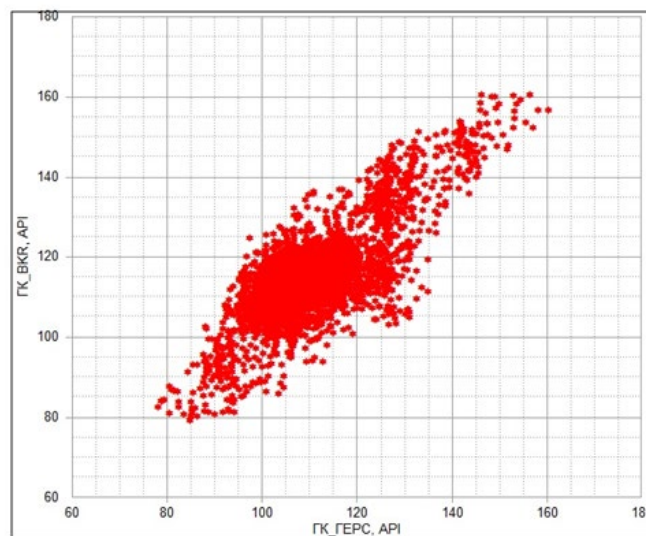


Рис. 23.1 Распределение УЭС

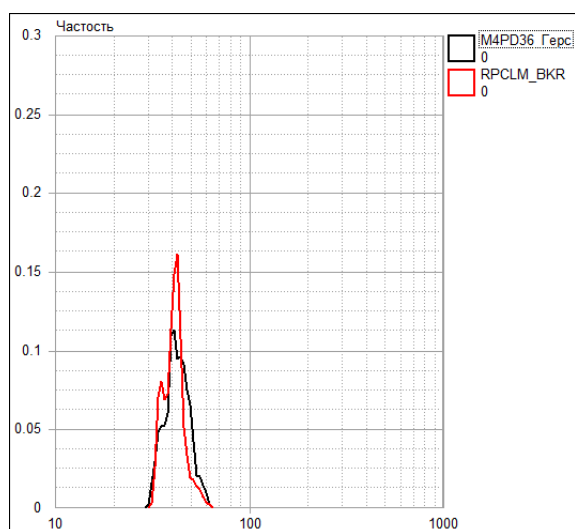


Рис. 23.2 Кроссплот УЭС

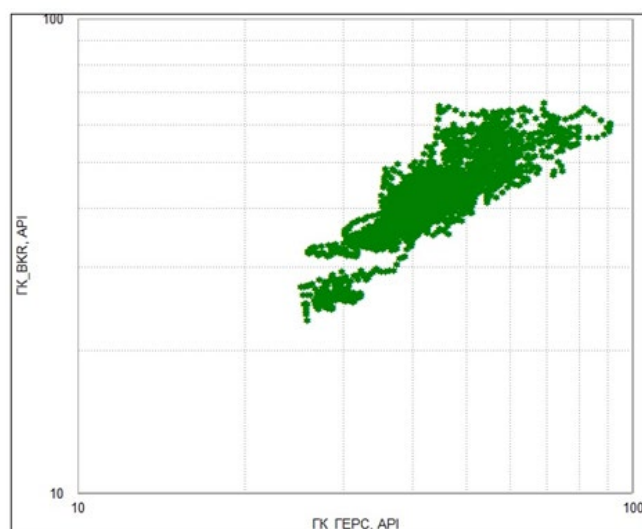


Рис. 24.1 Распределение плотности

Рис. 24.2 Кроссплот плотности

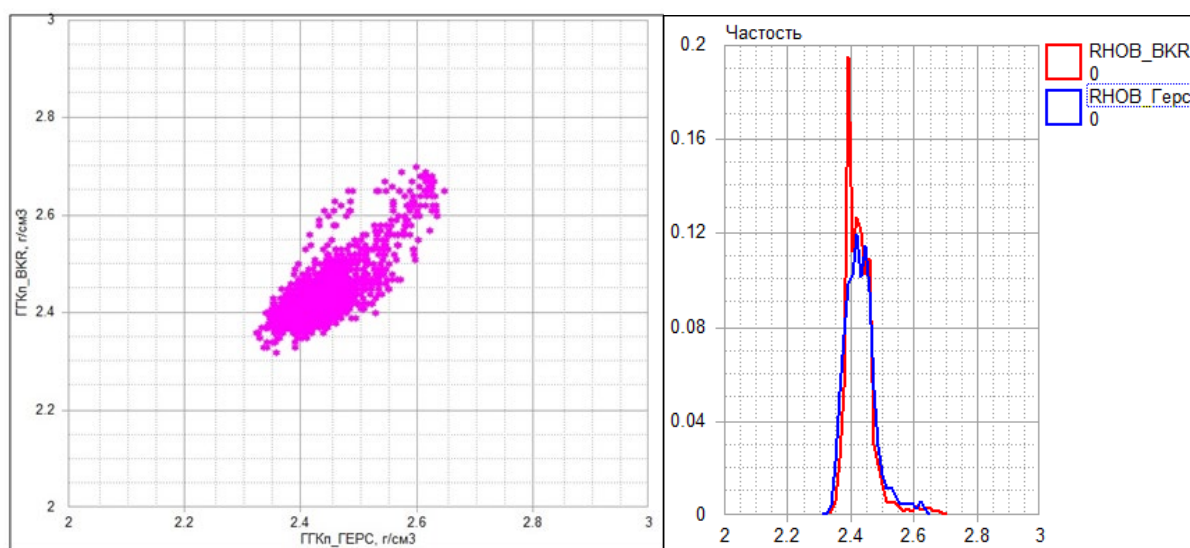
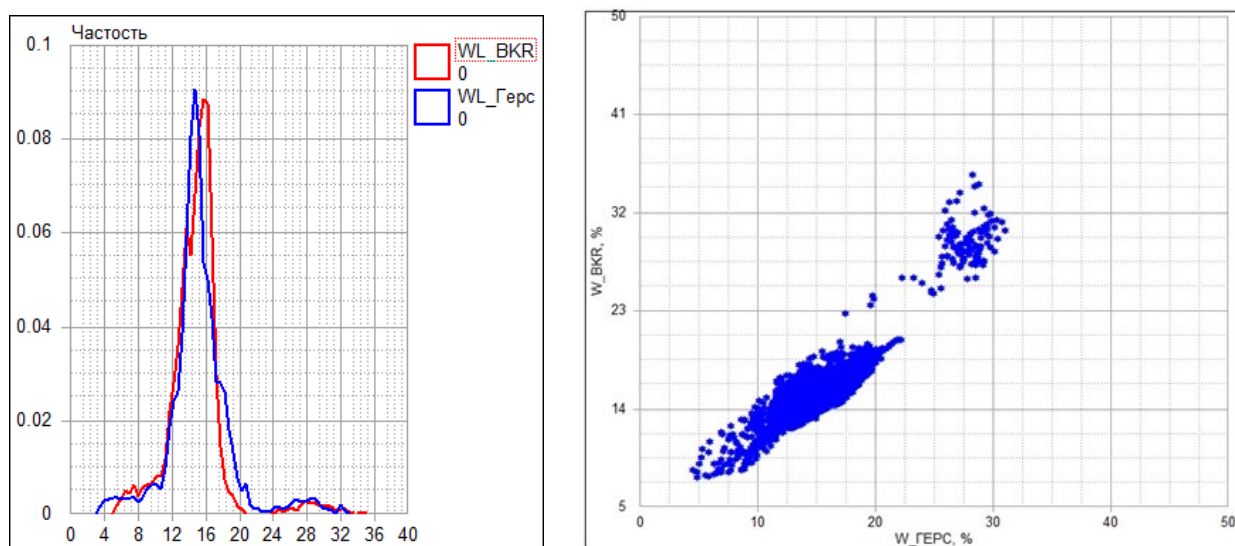


Рис. 25.1 Распределение водородосодержания

Рис. 25.2 Кроссплот водородосодержания



Характеристики частотных распределений плотности и пористости НК по данным компании «Baker Hughes» и «ЗТС-ГТ» приведены ниже в таблице. Различия в средних значениях двух оценок плотности не превышает 0.002 г/см³, пористости-0.3%, среднего диаметра-0.5 мм, ГК-0.4 API, ЭКЗ-2.4 Ом·м.

Таблица 33 Характеристики частотных распределений

Параметр	ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС- ГТ»		Компания «Baker Hughes»	
	Среднее	Сигма	Среднее	Сигма
Плотность, г/см ³	2.43	0.05	2.428	0.04
Водородосодержание, %	15.2	3.77	14.9	3.4
Каверномер, мм	158.4	2.9	157.9	1.4
Гамма-каротаж, API	112.3	6.7	113.5	6.0
ЭКЗ, Ом·м	42.2	6.1	41.8	5.1

Восточно-Мессояхское месторождение, горизонтальный участок скважины
хх44 (1580-1780 м) М1:500

Сравнение с данными, полученными в процессе бурения компанией «Weatherford» (проводились с имитацией бурения спустя 6 суток). Для сравнения кривых удельного сопротивления использовались методы наиболее близкие по конструкции приборов и наиболее часто использующие для расчета сопротивления пласта и насыщения.

Характеристика месторождения - нефтегазоконденсатное.

Температура пласта 35°С.

Рис. 26 Сравнение КПБ «ГЕРС» и «Weatherford». Терригенный разрез

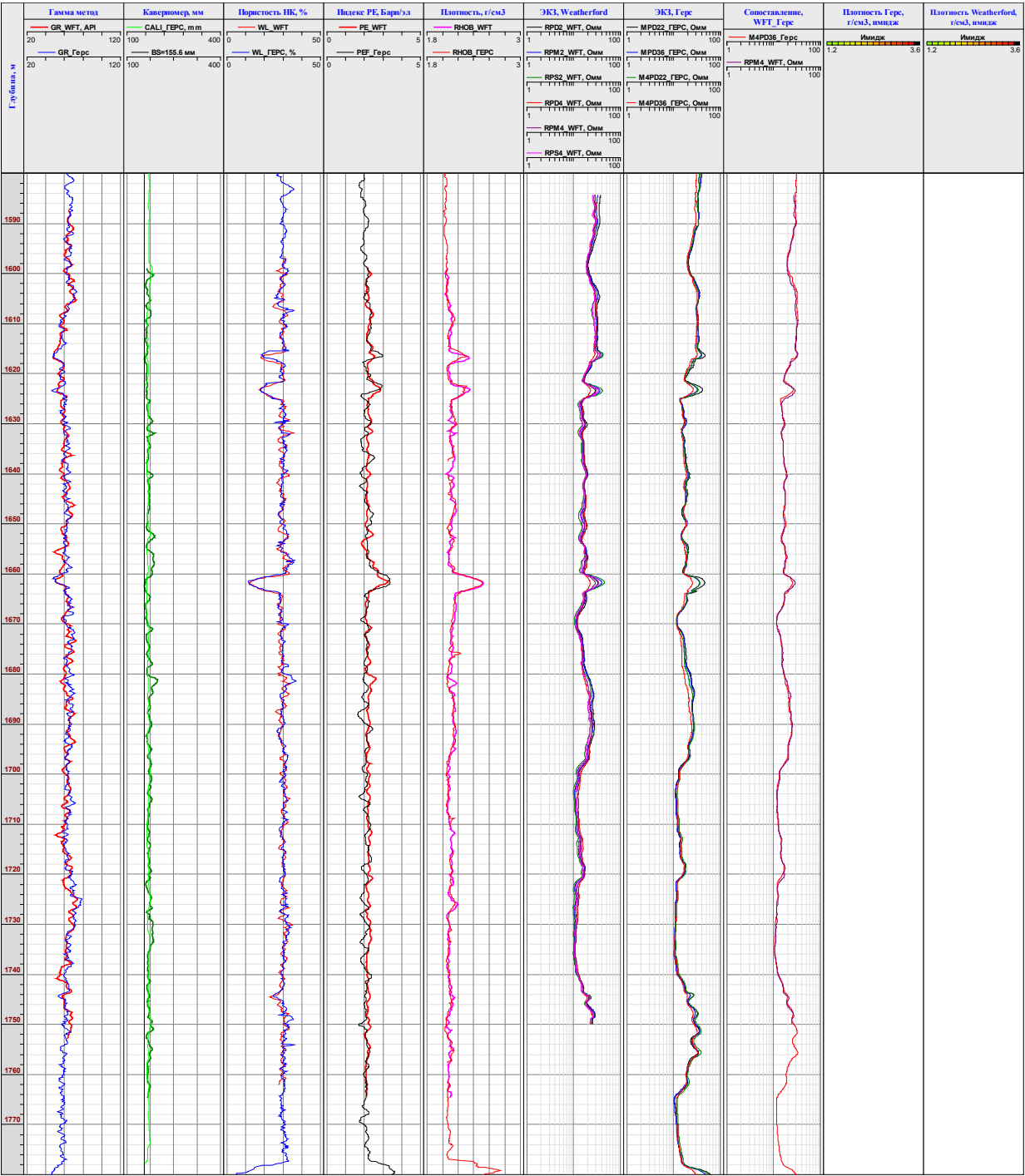


Таблица 34 Параметры бурового раствора

Тип раствора		Полимер-глинистый	
Удельный вес, гр/см ³	1,24	СНС, фунт/100фут ² (10 сек)	6
Электростабильность, В		СНС, фунт/100фут ² (10 мин)	14
Показатель фильтрации, см ³ /30мин	5,5	Содержание песка, %	0,3
Корка, мм	0,5	Удельное сопротивление, Ом·м	1
Пластическая вязкость, МПа·с	60		

Рис. 27.1 Распределение ГК

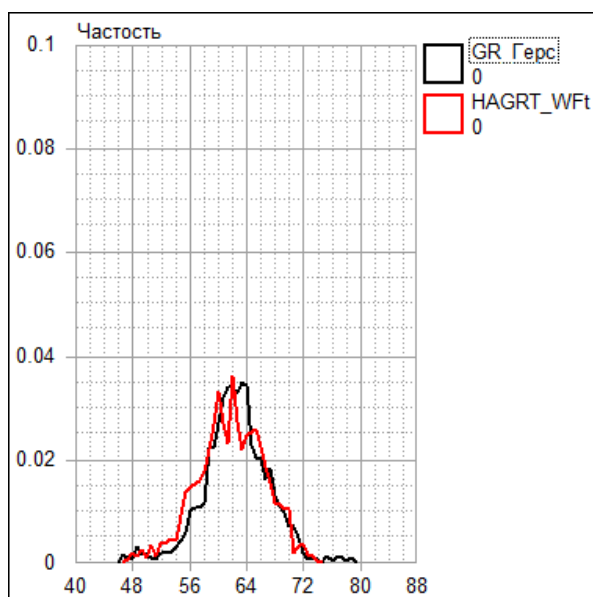


Рис. 27.2 Кроссплот ГК

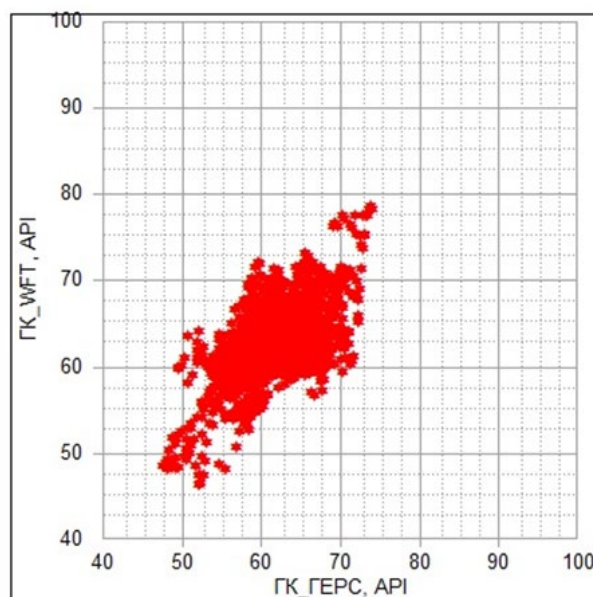


Рис. 28.1 Распределение УЭС

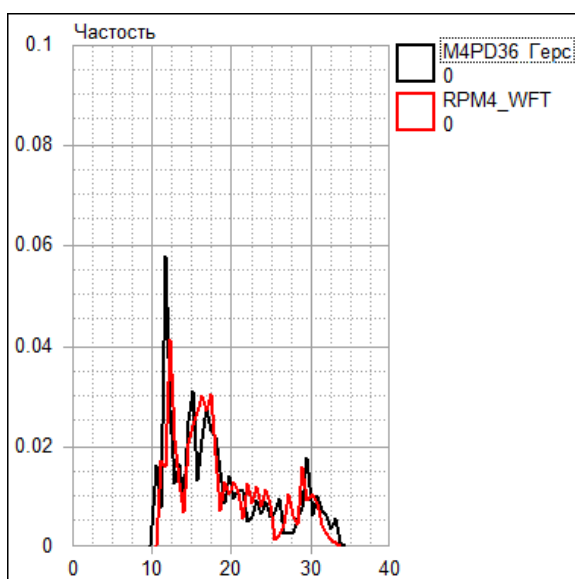


Рис. 28.2 Кроссплот УЭС

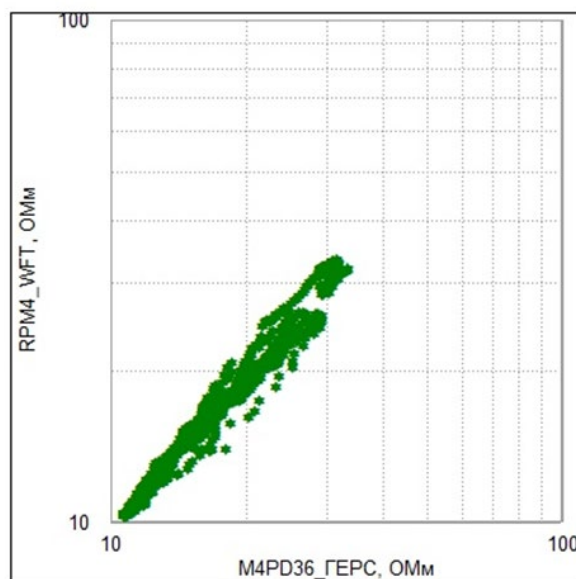


Рис. 29.1 Распределение плотности

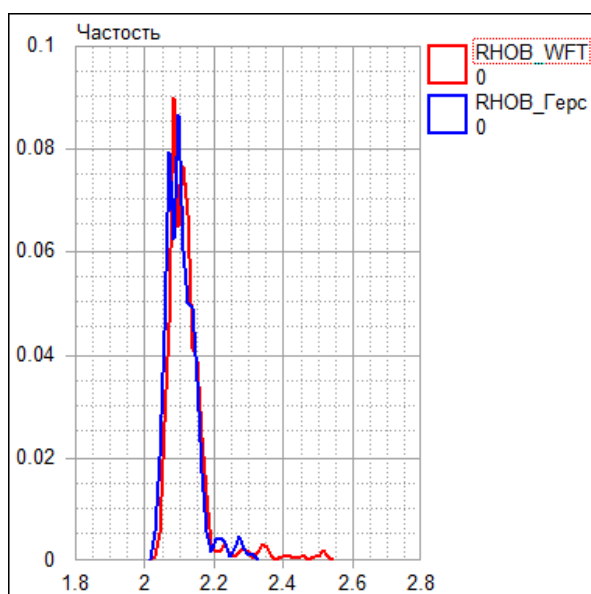


Рис. 29.2 Кроссплот плотности

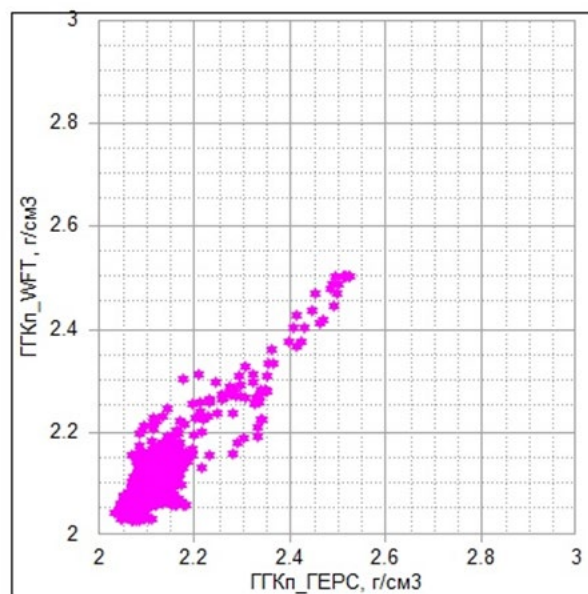


Рис. 30.1 Распределение водородосодержания

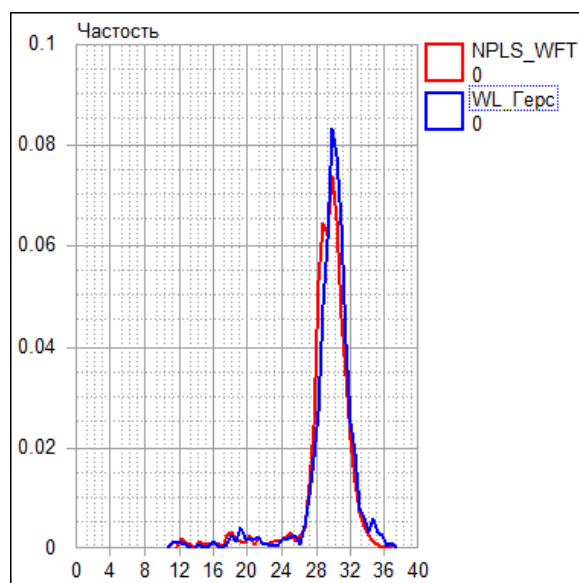


Рис. 30.2 Кроссплот водородосодержания

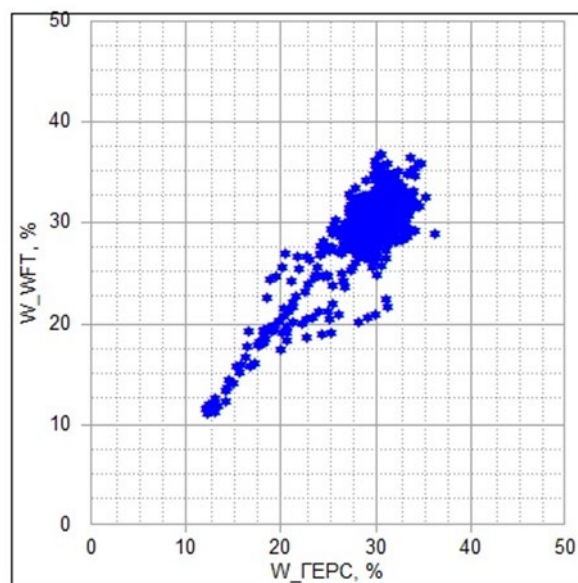
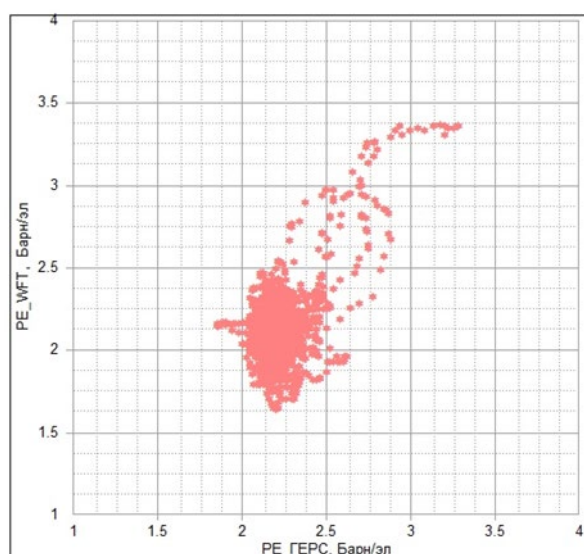


Рис. 31 Кроссплот индекса фотоэлектрического поглощения PE



Характеристики частотных распределений плотности и пористости НК по данным компании «Weatherford» и «ЗТС-ГТ» приведены ниже в таблице 35. Различия в средних значениях двух оценок плотности не превышает 0.011 г/см^3 , пористости-0.4%, среднего диаметра-2.0 мм, ГК-0.5 API, ЭКЗ-0.1 Ом·м, индекса PE-0.1 барн/эл. Разброс точек индекса PE на кроссплоте объясняется тем, что конфигурация кривой индекса PE более дифференцирована на фоне сглаженной кривой индекса PE, записанного после бурения.

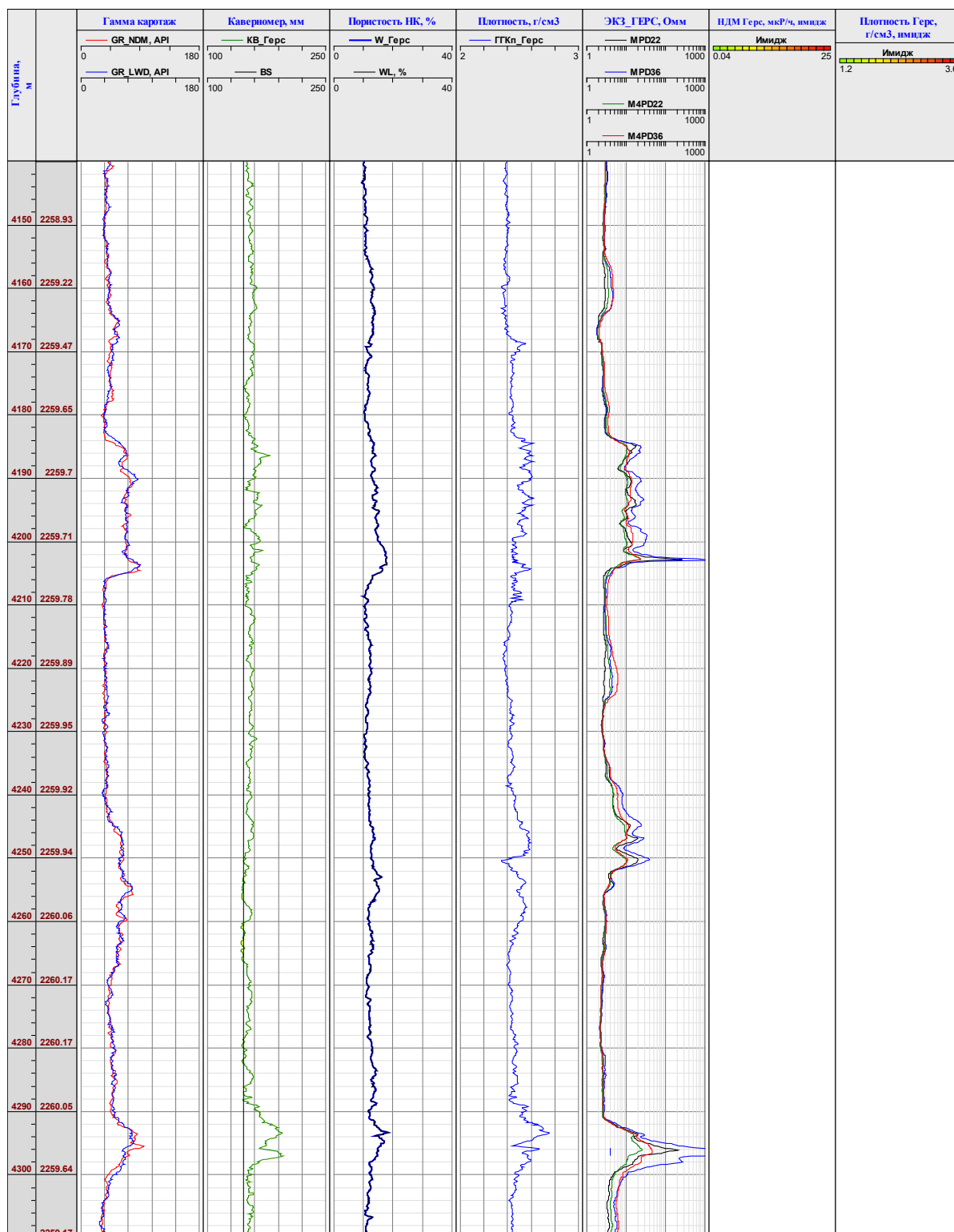
Таблица 35 Характеристики частотных распределений

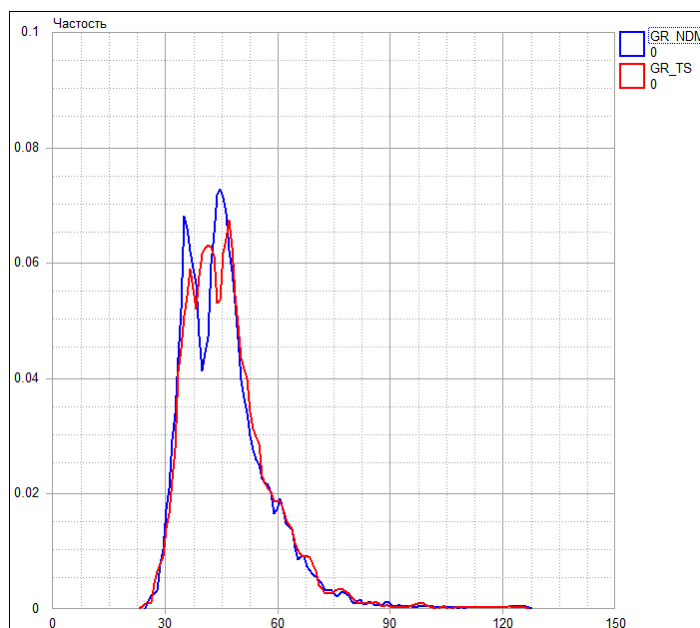
Параметр	ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС-ГТ»		Компания «Weatherford»	
	Среднее	Сигма	Среднее	Сигма
Плотность, г/см^3	2.108	0.05	2.119	0.06
Водородосодержание, %	29.6	3.1	29.2	2.9
Каверномер, мм	168	6.9	170	3
Гамма-каротаж, API	62.4	4.7	61.9	4.7
ЭКЗ, Ом·м	18.8	6.4	18.7	5.9
Индекс PE, барн/эл	2.14	0.24	2.23	0.16

Ковыктинское месторождение, наклонный участок скважины хх82 (1040-1340 м) М1:500

Сравнение показаний канала интегрального ГК телесистемы и ГК наддолотного модуля.

Рис. 32 Сравнение интегрального ГК телесистемы и ГК наддолотного модуля.





Оба канала ГК хорошо дифференцируют разрез, сопоставимы по значениям, и имеют одинаковое распределение (Таблица 36). Расхождение средних значений интегральных каналов ГК телесистемы и НДМ-ГТ составляет 0,8 API. Имидж ГК расчленяет разрез.

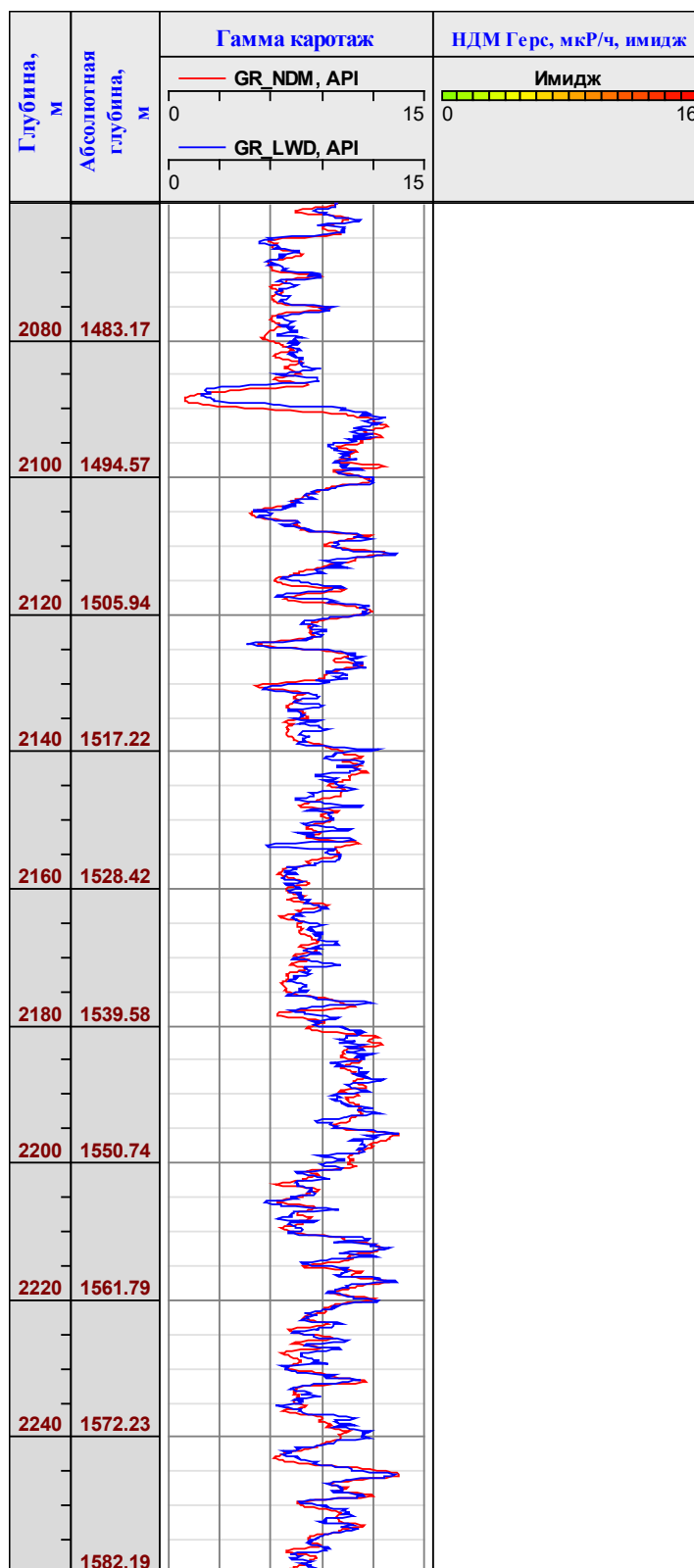
Таблица 36 Характеристики частотных распределений

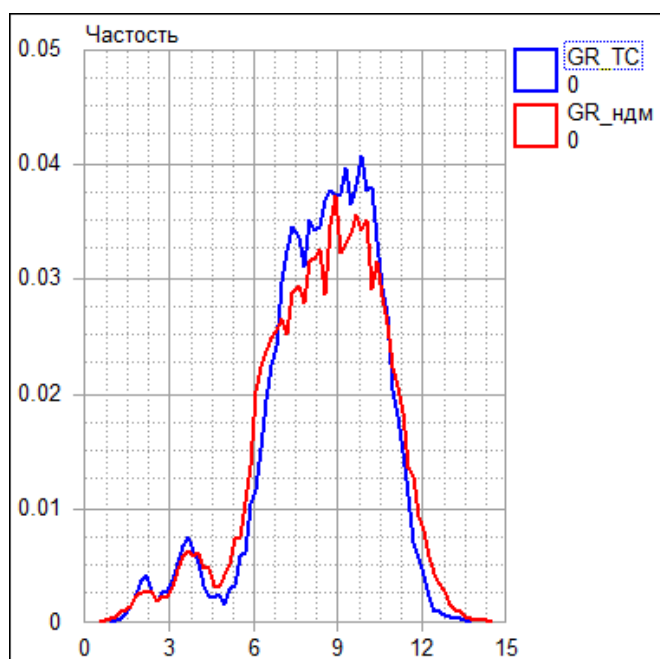
Организация/аппаратура	Параметр	Среднее	Сигма
ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС-ГТ»	Гамма-каротаж, API	46.6	11.3
ООО «ГЕРС Технолоджи» НДМ-ГТ	Гамма- каротаж_НДМ, API	46.2	11.4

Самотлорское месторождение, наклонный участок скважины xxx32
(2060-2260 м) М1:1000

Сравнение показаний канала интегрального ГК телесистемы и ГК наддолотного модуля.

Рис. 34 Сравнение интегрального ГК телесистемы и ГК наддолотного модуля





Оба канала ГК хорошо дифференцируют разрез, сопоставимы по значениям, и имеют одинаковое распределение (Таблица 7). Расхождение средних значений интегральных каналов ГК телесистемы и НДМ-ГТ составляет 0,01 API. Имидж ГК расчленяет разрез.

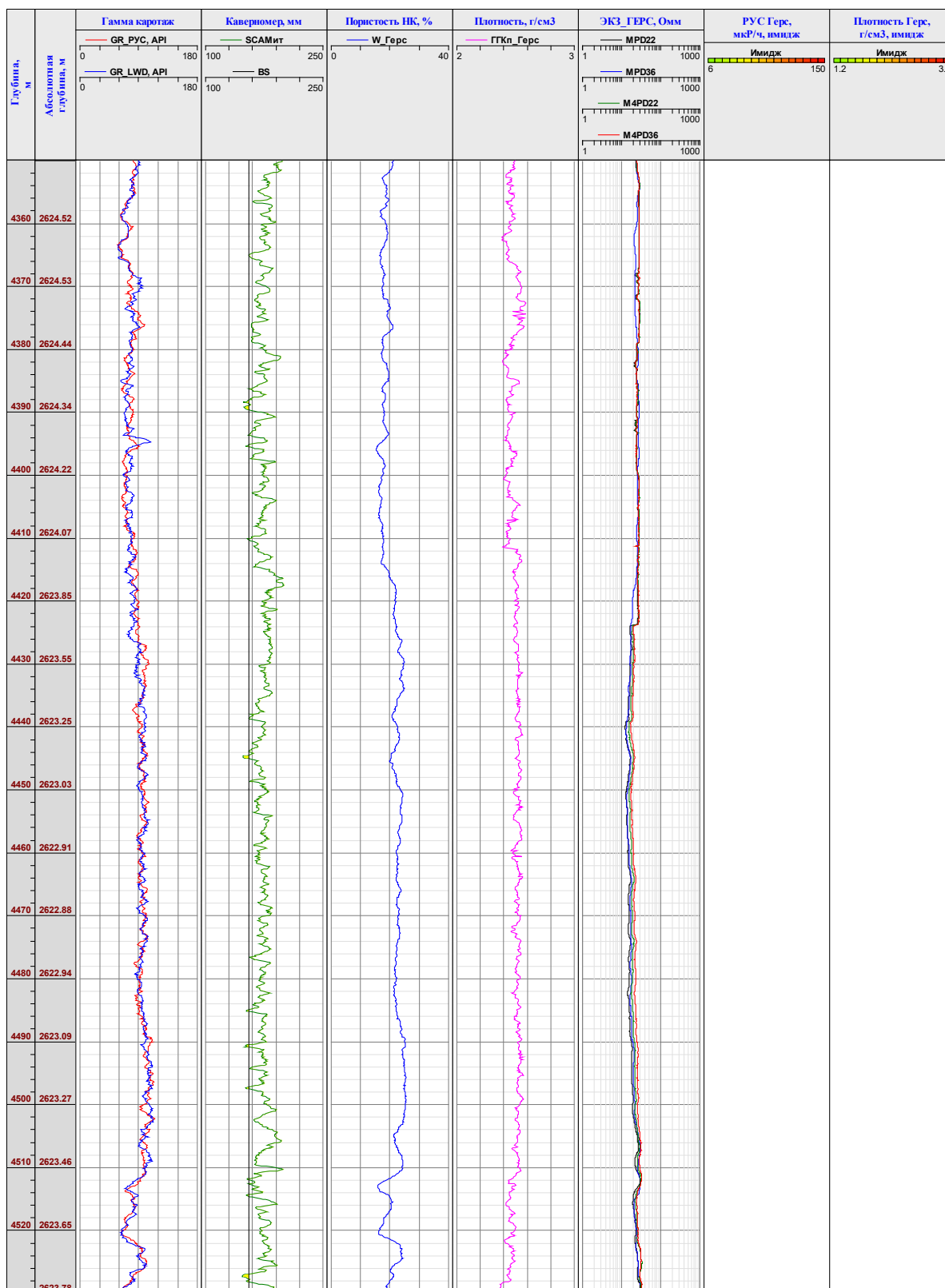
Таблица 37 Характеристики частотных распределений

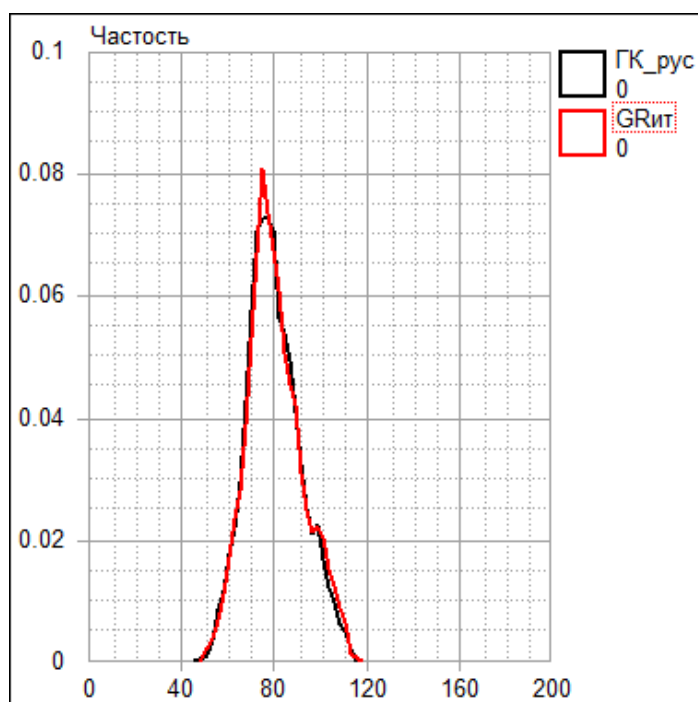
Организация/аппаратура	Параметр	Среднее	Сигма
ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС-ГТ»	Гамма-каротаж, API	8.44	2.0
ООО «ГЕРС Технолоджи» НДМ-ГТ	Гамма- каротаж_НДМ, API	8.45	2.2

Уренгойское месторождение, горизонтальный участок скважины хх31 (4350-4530 м) М1:500

Сравнение показаний канала интегрального ГК телесистемы и ГК РУС.

Рис. 36 Сравнение интегрального ГК телесистемы и ГК РУС





Оба канала ГК хорошо дифференцируют разрез, сопоставимы по значениям, и имеют одинаковое распределение (Таблица 38). Расхождение средних значений интегральных каналов ГК телесистемы и ГК_РУС составляет 0,5 API. Имидж ГК_РУС расчленяет разрез.

Таблица 38 Характеристики частотных распределений

Организация/аппаратура	Параметр	Среднее	Сигма
ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС-ГТ»	Гамма-каротаж, API	80.1	12.1
ООО «ГЕРС Технолоджи» РУС-ГТ	Гамма-каротаж_РУС, API	79.6	11.8

Ковыктинское месторождение, горизонтальный участок скважины хх13
(4160-4250 м) М1:500

Сравнение показаний канала интегрального ГК телесистемы и ГК РУС

Рис. 58 Сравнение интегрального ГК телесистемы и ГК РУС

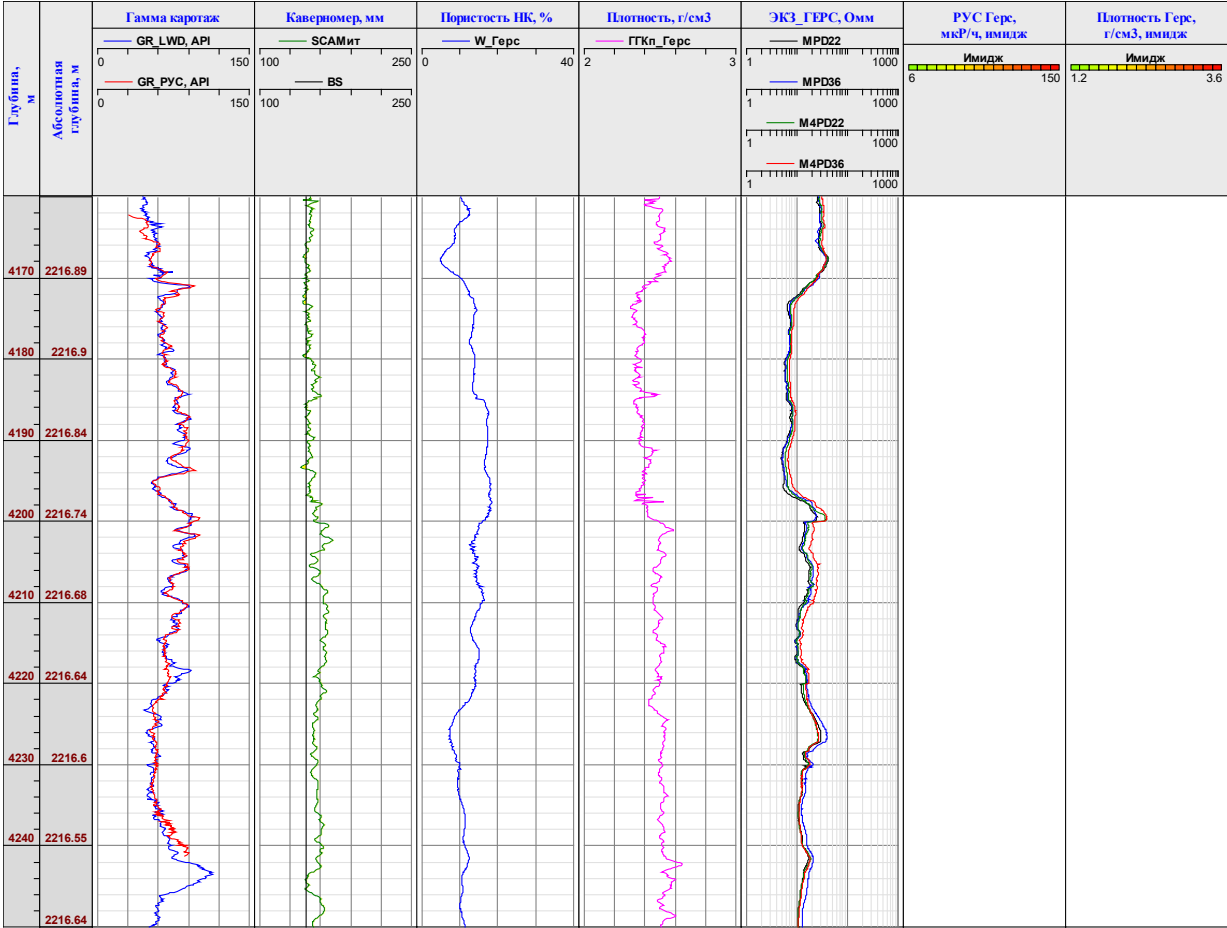
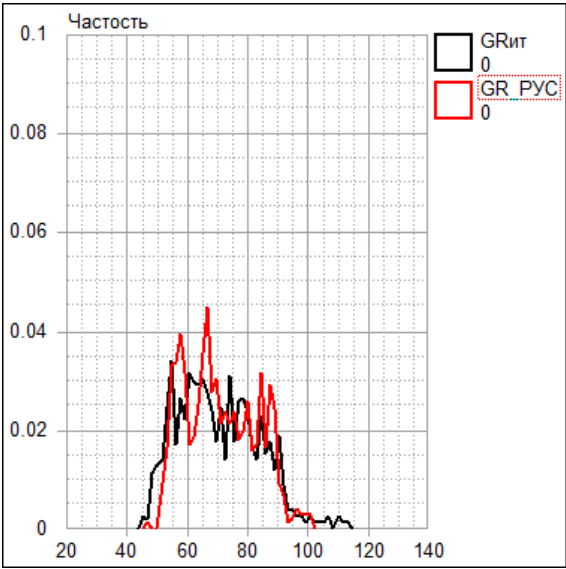


Рис. 69 Распределение ГК



Оба канала ГК хорошо дифференцируют разрезсопоставимы по значениям и имеют одинаковое распределение (Таблица 39). Расхождение средних значений интегральных каналов ГК телесистемы и ГК_РУС составляет 0,3 API. Имидж ГК_РУС расчленяет разрез.

Таблица 39 Характеристики частотных распределений

Организация/аппаратура	Параметр	Среднее	Сигма
ООО «ГЕРС Технолоджи» «ЗТС-ГТ»	Гамма-каротаж, API	70.5	13.3
ООО «ГЕРС Технолоджи» РУС-ГТ	Гамма-каротаж РУС, API	70.8	11.9

Для анализа эффективности и применимости аппаратуры представлены скважины (Таблица 40), в которых проводились сравнительные испытания с аналогами «большой четверки» и повторный каротаж приборами российских производителей на трубах.

Таблица 40 Перечень скважин, представленных для анализа

№ п/п	№ скважины	Месторождение	Сравнение	Тип аппаратуры	Источники	Диаметр долота	Плотность ПЖ	Мах угол
1	хх54	Ковыктинское	После бурения проведены ГИС с применением автономного комплекса на трубах «АМК Горизонт»	«ЗТС-ГТ»	ИБН 8-5 <u>№525(6.5 Ku)</u> ИГИЦ №4С1 (0.406 Ku)	146.7 мм	1.0 г/см3	92°
2	хх71	Ковыктинское	После бурения проведены ГИС с применением автономного комплекса на трубах «АМК Горизонт»	«ЗТС-ГТ»	ИБН 8-5 <u>№525(6.5 Ku)</u> ИГИЦ №51А (0.83 Ku)	146.7 мм	1.01 г/см3	91.8°
3	хх01	Усть-Ямсовейское	Сравнение с данными компании «Baker Hughes»	«ЗТС-ГТ»	ИБН 8-5 <u>№441(6.5 Ku)</u> ИГИЦ №Н25 (0.37 Ku)	155.6 мм	1.31 г/см3	90.6°
4	хх44	Восточно-Мессояхское	Сравнение с данными компании «Weatherford»	«ЗТС-ГТ»	ИБН 8-5 <u>№441(6.5 Ku)</u> ИГИЦ №Н25 (0.37 Ku)	155.6 мм	1.24 г/см3	90°

Таблица 41 Обобщение данных сопоставления расчетных параметров

Скважина	Δ по част. распр.					
	Пористость НК, %	Плотность, г/см ³	Диаметр, мм	Гамма- каротаж, %	ЭКЗ, Ом·м	Индекс РЕ, барн/эл.
xx54 Ковыктинское «АМК Горизонт»- «Герс Технолоджи»	0.1	0.001	2	0.1	1.9	-
xx71 Ковыктинское «АМК Горизонт»- «Герс Технолоджи»	0.2	0.001	6	3.5	0.3	-
xx01 Усть- Ямсовейское «Baker Hughes»- «Герс Технолоджи»	0.3	0.002	0.5	1.1	2.4	-
xx44 В- Мессояхское « Weatherford «- «Герс Технолоджи»	0.4	0.011	2.2	0.8	0.1	0.1

В представлены обобщенные результаты графического анализа данных, полученных аппаратурой ООО «Герс Технолоджи» и аппаратурой других производителей. Использование частотных распределений для сопоставления расчетных параметров традиционно применяется для оценки по пилотным стволам и позволяет качественно оценить корректность расчетных кривых.

Сопоставляемые данные можно оценить как совпадающие в пределах допустимых погрешностей измеряемых параметров. Достаточно хорошее совпадение наблюдается, как с данными, полученными системами LWD зарубежных производителей, так и с данными, полученными отечественными образцами аппаратуры на трубах.

5. Выводы

Все модули ЗТС-ГТ могут использоваться как самостоятельно, так и в любой комбинации. Сравнение данных из памяти приборов и полученных в режиме реального времени имеют хорошую сходимость.

Точность измерения всех заявленных параметров соответствует РД 153-39.0-072-01 «Руководящий документ. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

Заявленные методы хорошо дифференцируют геологический разрез, совпадают по конфигурации с кривыми каротажа на трубах.

Кривые имеют хорошую сходимость. Разница в показаниях укладывается в погрешность методов.

При сопоставлении плотностного каротажа в процессе бурения и на трубах отмечается хорошая сходимость показаний. Характер распределения пористостей плотностного каротажа в процессе бурения и на трубах сопоставимы по конфигурации.

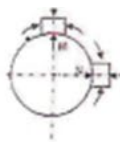
Использование в компоновке КПБ комплекса нейтронного и плотностного каротажа позволяет более корректно оценивать литологию, пористость и характер насыщения пласта.

Благодаря приборам азимутального каротажа появилась возможность регистрировать азимутальные данные с построением имиджей и расчетом истинных углов и азимутов падения поверхностей напластования и других структурных элементов пласта (таких как трещины и разломы) еще во время бурения и оставаться в продуктивной части пласта.

Материалы ГИС, зарегистрированные модулями элетромагнитного каротажа ЭКЗ-ГТ, гамма каротажа МГК-ГТ, гамма-гамма-литоплотностного каротажа МГПЛ-ГТ, нейтронного каротажа МРК-ГТ, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной и газонасыщенной толщин продуктивных пластов, определение положения флюидальных контактов соответствуют требованиям Методических рекомендаций по подсчёту геологических запасов нефти и газа объемным методом, Москва, 2003 г., а также Требованиям к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, утверждённым приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564.

На основании всего вышеизложенного можно сделать вывод о возможности использования приборов группы компаний «ГЕРС» для определения ФЕС и подсчета запасов.

6. Отзывы



Акционерное общество «Телеметрия»

АО (Телеметрия)

ОГРН 1200200022120 ИНН 0276951476 КПП 027601001
450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ростовская, д. 22/1, оф. 3

24.04.2023 №03/23-010

Отзыв

О работе комплекса системы ЗТС-48, для зарезки боковых стволов, включающий в себя модуль гамма каротажа и резистивиметр, компании «ГЕРС Технолоджи»

Подразделения АО «Телеметрия» используют аппаратуру ЗТС-48 на объектах ВИНК с 2020 года. За этот период с использованием системы ЗТС-48 пробурено более 200 скважин. Выполняются работы по организации инженерного сопровождения бурения скважин, с постоянным контролем траектории, параметров гаммы и удельного электрического сопротивления в режиме реального времени, а также телеметрическое сопровождение бурения MWD + LWD системами с гидравлическим каналом связи.

Для проводки применяется оборудование и технологии компании «ГЕРС Технолоджи»:

- (Ultra-Slim) — наружный диаметр 89 мм.
- Стандартная сборка — наружный диаметр 120 мм.
- Уровень дифференциального давления ниже телесистемы - не менее 25 атм.
- Длина телесистемы в немагнитных УБТ составляет 10–11 метров.
- Максимальные ударные нагрузки — до 1000 г / 0,5 мс.
- Максимальное гидростатическое давление — 1020 атм.
- Рабочая температура аппаратуры — до +150°C в скважине; -50°C на поверхности.

Привязка полученных данных производится по гидравлическому каналу связи от модулей гамма каротажа и памяти прибора.

Комплекс ЗТС-48 отмечается прекрасными стабильными показаниями, благодаря использованию, при выходном контроле, метрологических устройств расположенных на принадлежащей Компании ГЕРС собственной базе метрологического обеспечения. Важным является тот факт, что результаты записи гамма-каротажа и каротажа методов сопротивления данного комплекса не противоречат данным ГИС после бурения, в коллекторах и на опорных глинистых разностях, имеют хорошую дифференциацию разреза.

Преимуществами ЗТС-48 является высокая надежность, точность измерений инженерных параметров каждого модуля, возможность проведения исследований, как в процессе бурения, так и в процессе проработки, существенное сокращение времени строительства скважины и отсутствие аварийности, применимость при высоких углах наклона скважины (ЗБГС, ГС скважины).

Стоит отметить, что комплекс ЗТС-48 является российской разработкой, которая получила опыт импортозамещения в области телеметрии и каротажа в процессе бурения в терригенном разрезе Западной Сибири в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.



Генеральный директор

М.П. Пасечник



Разработка, производство и поставка ПВА.
Геофизические услуги. Служба супервайзинга.

www.bvt-s.ru

Головной офис АО «БВТ»

443041, г. Самара, ул. Рабочая, д. 41
Тел.: +7 (846) 977 10 00 многоканальный

sekreter@bvt-s.ru

исх. № 3-23/597
от 21.04.2023 г.

Отзыв

О работе комплекса системы ЗТС-48, для зарезки боковых стволов, включающий в себя модуль гамма каротажа и резистивиметр, компании «ГЕРС Технолоджи»

Подразделения АО «БашВзрывТехнологии» (АО БВТ) работают аппаратурой ЗТС-48 на объектах компании «Роснефть – Юганскнефтегаз» с 2018 года. За этот период с использованием системы ЗТС-48 пробурено около 500 скважин. Выполняются работы по организации инженерного сопровождения бурения скважин, с постоянным контролем траектории, параметров гаммы и удельного электрического сопротивления в режиме реального времени, а также телеметрическое сопровождение бурения MWD + LWD системами с гидравлическим каналом связи.

Для проводки применяется оборудование и технологии компании «ГЕРС Технолоджи»:

- (Ultra-Slim) — наружный диаметр 89 мм.
- Стандартная сборка — наружный диаметр 120 мм.
- Максимальное гидростатическое давление — 1020 атм.
- Уровень дифференциального давления ниже телесистемы - не менее 25 атм.
- Длина телесистемы в немагнитных УБТ составляет 10–11 метров.
- Рабочая температура аппаратуры — до +150°C в скважине; -50°C на поверхности.
- Максимальные ударные нагрузки — до 1000 g / 0,5 мс.

Привязка полученных данных производится по гидравлическому каналу связи от модулей гамма каротажа и памяти прибора.

Комплекс ЗТС-48 отмечается хорошими стабильными показаниями, залогом которых является наличие у Компании собственной базы метрологического обеспечения. Стоит отметить, что результаты записи гамма-каротажа и каротажа методов сопротивления данного комплекса не противоречат данным ГИС после бурения, в коллекторах и на опорных глинистых разностях, имеют хорошую дифференциацию разреза.

Преимуществами ЗТС-48 является высокая надежность и информативность, высокая точность измерений инженерных параметров каждого модуля, возможность проведения исследований, как в процессе бурения, так и в процессе проработки, существенное сокращение времени строительства скважины и низкая аварийность, применимость при высоких углах наклона скважины (ЗБГС, ГС скважины).

Комплекс ЗТС-48 является успешной российской разработкой, которая получила опыт импортозамещения в области телеметрии и каротажа в процессе бурения в терригенном разрезе Западной Сибири в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Генеральный директор АО «БВТ»



Тулаев А.И.



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО КОГАЛЫМНЕФТЕГЕОФИЗИКА

628486, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Когалым г., Геофизиков ул., 4 дом
Телефон 8 (34667) 4-45-39; факс 4-45-48 <http://www.kngf.org> e-mail: company@kngf.org
ОКПО 00143691; ОГРН 1028601441087; ИНН 8608000016; КПП 860801001

№ 135 от « 23 » января 2024 г.

На № _____ от _____

Директору
ООО «ГЕРС ТЕХНОЛОДЖИ»

О.Н. Сергееву

Отзыв о работе приборов серии ЭКЗ-GT

Уважаемый Олег Николаевич!

ОАО «Когалымнефтегеофизика» использует модули УЭС ЭКЗ-120-GT и ЭКЗ-170-GT в составе комплексов АКПБ, LWD-КНГФ-120 и LWD-КНГФ-170 с 2020-го года. За этот период пробурено свыше 150 наклонно-направленных и горизонтальных скважин с применением приборов ЭКЗ-GT. Стоит отметить универсальность применения приборов – работы производились как в автономном режиме (с записью данных в память приборов), так и в реальном времени с передачей данных по гидроканалу. Для интеграции ЭКЗ-GT в телесистемы LWD-КНГФ-120/170 была успешно решена задача передачи данных в распространённом протоколе APS.

По результатам проведённых опытно-промышленных испытаний на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ООО «Салым Петролеум Девелопмент» наши Заказчики отметили хорошую сходимость данных УЭС, полученных с приборов ЭКЗ-GT, как с данными традиционного окончательного каротажа на кабеле и трубах, так и с данными приборов LWD «большой четвёрки».

Помимо высокой точности и информативности измерения данных УЭС стоит отметить надёжность электроники, внушительный межсервисный ресурс (не менее 250 часов циркуляции) и износостойкость корпусов приборов.

Также важным фактором является то, что модуль УЭС ЭКЗ-GT является на 100% российской разработкой, что позволило успешно реализовать программу импортозамещения в сервисе ННБ нашей Компании.

Генеральный директор

Э.Р. Байбурин

Тимергалин Артур Эдуардович
+7(919)61-67-660 timergalin_ae@kngf.org

Методическое обеспечение модуля интегрального и спектрометрического гамма каротажа МГК-ГТ

Модуль обеспечивает измерение МЭД и массовой доли естественных радиоактивных элементов в пластах, вскрытых скважиной, температуры в скважинном модуле, зенитного угла наклона модуля и ускорений, возникающих в процессе бурения.

Измерение МЭД обеспечивается каналом ГК. Принцип измерения основан на преобразовании потока гамма-квантов, обусловленного естественной радиоактивностью горных пород, в поток электрических выходных импульсов, средняя частота следования которых N в канале ГК вычисляется по формуле:

$$N = P \times S, \quad (1)$$

где P - мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения горных пород, мкР/час; S - чувствительность канала ГК, (имп /мин) / (мкР/час). Таким образом, измерение МЭД гамма-излучения естественной гамма-активности пород сводится к определению чувствительности канала ГК модуля, являющейся постоянной величиной для данного экземпляра изделия, и измерению средней частоты следования выходных импульсов канала ГК.

Преобразования гамма-квантов в электрические импульсы осуществляется детектором МГК-48-ГТ и ФЭУ, расположенными в сцинтилляционном блоке модуля.

Принцип измерения массовых долей ЕРЭ основан на том, что вектор значений скорости счёта в спектрометрических каналах $\vec{N}$ пропорционален вектору массовых долей ЕРЭ в пласте $\vec{C}$, т.е.:

$$\vec{N} = \mathbf{A} \vec{C} \quad (2)$$

Где $\mathbf{A}$ - матрица.

Тогда

$$\vec{C} = \mathbf{A}^{-1} \vec{N} \quad (3)$$

Где $\mathbf{A}^{-1}$ - матрица, обратная $\mathbf{A}$. Таким образом, получив при калибровке спектрометра матрицу $\mathbf{A}$, по измеренному спектру $\vec{N}$ можно найти неизвестные массовые доли ЕРЭ $\vec{C}$ по соотношению (3)

Определение массовых содержаний естественных радиоактивных элементов C_{Th} , C_U и C_K и стабилизация спектров производится по обобщенному методу наименьших квадратов через минимизацию функции

$$\sum_{n=1}^N (\vec{J} s(n) - \vec{J}(a \times n + b))^2 = \min_{a,b},$$

где $\vec{J}=(J_1, J_2, \dots J_n, \dots, J_N)$ - текущий аппаратный спектр, а $J_1, J_2, \dots$ - число импульсов единице времени в каналах $1, 2, \dots, N$, $\vec{J}_s$ - аппаратный спектр в стандартном образце. Преобразование спектров для сохранения их нормировки производится методом интегральной вероятности.

Определение собственно массовых содержаний естественных радиоактивных элементов производится путем решения уравнения

$$A \vec{C} = \vec{J} + \vec{E} \quad (1)$$

где A - калибровочная матрица, $\vec{C}=(C_{Th}, C_U, C_K)$ - определяемые содержания (массовые доли) тория, урана и калия. Так как величины $\vec{J}$ распределены по закону Пуассона, то дисперсия случайной ошибки $\vec{E}$ равна $\vec{J}$.

Матрица A находится при калибровке спектрометра и может быть определена как

$$AC = J + E \text{ или } C^t A^t = J^t + E^t,$$

где E - матрица ошибок результатов измерений, C - матрица массовых содержаний тория, урана и калия в калибровочных моделях, а символ t означает транспонирование. Поскольку при калибровке измерения могут проводиться достаточно долго, то случайными ошибками измерений скорости счета можно пренебречь. Тогда в соответствии с методом наименьших квадратов, умножая обе части последнего равенства на C получим

$$CC^t A^t = CJ^t, A^t = (CC^t)^{-1} CJ^t \text{ или } A = JC^t (CC^t)^{-1}. \quad (2)$$

Если условия измерений в скважине совпадают с условиями калибровки, а процесс измерений стационарный, то для определения по результатам каротажа массовых содержаний тория, урана и калия в пласте решается система уравнений:

$$A \vec{C} = \vec{J} - \vec{J}_0 + \vec{E}, \quad (3)$$

где $\vec{J}_0=(J_{10}, J_{20}, \dots J_{n0}, \dots, J_{N0})$ - показания каналов спектрометра, обусловленные фоном (например, излучением промывочной жидкости). Если показания в каналах взаимонезависимы (т.е. энергетические интервалы каналов взаимно не пересекаются, а разрешение при каротаже не меняется), то ковариационная матрица ошибок будет диагональной.

Решение системы уравнений (3) обобщенным методом наименьших квадратов по теореме Гаусса-Маркова

$$\vec{C} = (\mathbf{A}^t \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^t (\vec{J} - \vec{J}_0)$$

эффективно лишь в том случае, когда ковариационная матрица ошибок может быть представлена в виде $V = \sigma^2 \mathbf{I}$, где $\mathbf{I}$ - единичная матрица, σ^2 - дисперсия измерений. Умножая уравнение (3) на $V^{1/2}$ мы приведем его к виду, когда выполняются условия эффективности оценок.

На практике нам известна не сама ковариационная матрица, а ее оценка $\vec{J}$. Результаты расчетов содержаний по формуле (3) сильно зависят от значений ковариационная матрица ошибок. Использование $\vec{J}$ практически не дает много-канальной спектрометрии никаких преимуществ, а в ряде случаев может даже значительно увеличить дисперсию содержаний ЕРЭ. Учитывая это, в качестве величины ковариационная матрица ошибок принимается результат итерационного процесса, на каждом шаге которого по определенным значениям содержаний вновь вычисляется матрица ошибок. При этом дополнительно используется регуляризирующее условие положительности определяемых содержаний. Так как это условие используется только на этапе вычисления ковариационной матрицы, то оно не приводит к смещению результатов в содержаниях.

В общем случае учет технических условий каротажа проводится путем корректировки (трансформации) калибровочной матрицы $\mathbf{A}$ к условиям регистрации текущего обрабатываемого спектра. Эта корректировка проводится на основании данных, полученных экспериментальным (на моделях пластов) и расчетным путем (методом Монте-Карло).

Связь массовых содержаний Th, U и K и исправленных за влияние скважинных условий измерений показаний интегрального ГК J_{ГК} в единицах мкР/ч выражается соотношением

$$J_{ГК} = (C_{Th} \times T + C_U \times U + C_K \times K) \times P_{SRS},$$

где C_{Th} , C_U , C_K - массовые доли тория, урана и калия, T , U , K - коэффициенты, выражающие эту связь.

P_{SRS} - множитель, учитывающий условия калибровки интегрального канала ГК. Его значение равно 0.9 для калибровочных источников типа С-41 и 1.0 для источников типа ЕР.

Стандартные образцы ЕРЭ в Раменском аттестованы как в единицах мкР/ч так и в массовых долях ЕРЭ. Поэтому калибровка аппаратуры в этих единицах не вызывает затруднений. К сожалению в России отсутствуют стандартные образцы АР1. Но эти образцы хорошо документированы.

Поэтому применение метода СГК позволяет установить единицу API для любого типа аппаратуры по расчетам ММК.

Для вычислений были построены две модели и рассчитаны ММК:

Модель «API».

Диаметр модели 122см. Внешний диаметр обсадной колонны 14 см. Вне обсадки бетон с заданными массовыми долями ЕРЭ. Внутренний диаметр обсадки 12.46 см. Материал колонны сталь, толщина 0.77см. Высота модели два метра от -80 до 120см по глубине. В скважине вода

Активная зона «API» содержит 4.1% К, 13.1 ppmU, 24.4 ppm Th

При этом можно принять следующие данные по связи удельной массовой активности и массовой доли ЕРЭ (см. файл «Перевод удельной массовой активности в массовые доли и обратно.docx»)

1 % естественного калия = 0,311 Бк/г калия-40;

1 ppm естественного тория = 0,004070 Бк/г тория-232;

1 ppm естественного урана = 0,025025 Бк/г радия-226

Заметим, что спектры природных изотопов определяются спектрами калия-40, тория-232 и радия-226.

Указанные данные позволяют вычислить по заданной массовой доли ЕРЭ в стандартном образце величину API, воспроизводимую этим образцом, для заданного типа аппаратуры. Результаты расчетов таковы:

Значения величины API, воспроизводимое этими образцами, должно рассчитываться по формуле (1):

$$V_{api} = U_{api} \cdot U + Th_{api} \cdot Th + K_{api} \cdot K \quad (1)$$

Где

- U_{api} , API/ppmU = 6.95
- Th_{api} , API/ppmT = 3.2
- K_{api} , API/%K = 11.1

U, Th, K- массовые доли урана, тория и калия, взятые из паспорта СО.

Указанные величины были подвергнуты проверке на ПКУ ЕРЭ.

На предприятиях «ГЕРС Технолоджи» и «ГЕРС Инжиниринг» эксплуатируются два комплекта СО (ПКУ ЕРЭ), характеристики которых приведены в Таблица 1 к Приложению 1.

Таблица 1 ПКУ «ГЕРС Технолоджи» и «ГЕРС Инжиниринг»

Образцы	Th, ppm	U, ppm	K, percent	V _{api} , API
ПКУ Торий	62.55	3.35	0.35	227
ПКУ Уран	1.1	57.8	0.05	406
ПКУ Калий	1.9	0.4	8.4	102
ПКУ смесь	21.75	22.9	3.05	263

Результаты измерений совместно с аппаратурой, калибровка которой производится в единицах API с аттестованными в API средствами калибровки, представлены в таблице 2 к Приложению 1.

Таблица 2 Результаты измерений в ПКУ «ГЕРС Технолоджи» и «ГЕРС Инжиниринг» приборами, аттестованными в единицах API (APS, Геолинк) в сравнении с результатами теоретических расчетов для модуля МГК48ПБ

Результаты аттестации ПКУ (СО), (Раменское)				Результаты аттестации в API (ГЕРС Инжиниринг)			Отношения		
Образцы	Th	U	K	Расчет ММК МРК 48ПБ	Измерения APS	Измерения Геолинк	МРК/ APS	МРК/ Геолинк	APS/ Геолинк
Название	ppm	ppm	%	API	API	API	Относительных единиц		
ПКУ Торий	62,55	3,35	0,35	227	219,2	247,95	1,04	0,91	0,88
ПКУ Уран	1,10	57,80	0,05	406	445,46	495,9	0,91	0,81	0,89
ПКУ Калий	1,90	0,40	8,40	102	119,6	135,09	0,85	0,75	0,88
ПКУ смесь	21,75	22,90	3,05	263	299,2	324,9	0,87	0,81	0,92

Измерения для ПКУ с преимущественно ториевой природой радиоактивности совпадают в пределах 10 %. Для других ПКУ погрешности выше. Это связано с тем, что спектр излучения тория имеет промежуточный характер между излучением урана и калия.

Калий, имеет одну единственную линия 1.46 МэВ, что делает его среднее излучение самым жестким из всех. Излучение урана практически все сосредоточено в области малых энергий вблизи 0.5 МэВ. Излучение тория равномерно разбросано по всей шкале энергий. Именно такой характер излучения имеет СО API, расположенный в Хьюстоне.

Поэтому для калибровки приборов МРК48ПБ в единицах API необходимо использовать стандартный образец тория, который воспроизводит 227 единиц API.

Образцовые средства измерений интегрального и спектрометрического ГК аттестуются на стандартных образцах ЕРЭ в Раменском. Для разработки математической модели этого СО была построена Модель «Раменское».

Диаметр модели 140см. Диаметр внешний обсадки 210 см, диаметр внутренний 205см. Вне обсадки бетон с заданными массовыми долями ЕРЭ. Материал колонны сталь 2.5мм. Высота модели 170см = -80 до 90 см по глубине. В скважине вода.

Активная зона СО содержит ЕРЭ в соответствии с таблицей 3 к Приложению 1.

Таблица 3 Результаты аттестации СО Раменское

Тип образца	Торий	Уран	Калий
ГСО-Th	88.5	1.55	0.49
ГСО-U	1.8	76.1	0.49
ГСО-K	1.8	1.55	9.24
ГСО-Ф	1.8	1.55	0.49
ГСО-СМ	28	23.2	3.88

По измерениям на этом СО получены следующие значения переходных множителей от единиц массовых долей к единицам мощности экспозиционной дозы

- $U, \text{мкр/ppmU} = 1.11$
- $T, \text{мкр/ppmT} = 0.48$
- $K, \text{мкр/\%K} = 2.13$

Заметим, что при калибровке приборов в единицах МЭД используется радиевый источник излучения, и поэтому для него применяется калибровка на ПКУ урановой природы.

Выводы:

1. Для калибровки приборов МГК48ПБ в единицах АРІ необходимо использовать ПКУ тория, который воспроизводит 227 единиц АРІ
2. При калибровке приборов МГК48ПБ в единицах МЭД (мкР/час) должен применяться ПКУ урана, воспроизводящий 65,5 Мкр/час

Показания приборов МГК48ПБ в интегральном варианте приводятся не к стандартным условиям, а к условиям измерений типовой аппаратуры в текущих условиях. Поэтому показания ГК в процессе бурения сопоставимы с показаниями ГК обычной аппаратурой. Для этого требуется введение поправки на НУБТ. Обычно эта поправка осуществляется по тем же самым спектрометрическим поправкам, по которым рассчитывается СГК. Но в случае применения труб типа FLEX с переменным внешним и внутренним диаметром такая процедура становится затруднительна. Для таких труб применяется следующий алгоритм.

Алгоритм внесения поправок ГК в интегральном варианте для труб типа flex.

Поправки вносятся для типоразмеров труб по таблице

Типоразмер НУБТ	Макс. наружн й диаметр (мм.)	Миним. наружн й диаметр (flex) (мм.)	Макс. внутренн й диаметр (мм.)	Миним. внутренн й диаметр (мм.)	Миним. Размер используем ых долот (мм.)	Макс. Размер используем ых долот (мм.)
3	106	89	59	56	120.6	142.9
4	127	101	72	68	139.7	165.1
6	178	133	89	73	212.7	250.8

Порядок внесения поправки за влияние буровой колонны для труб flex для МГК48ПБ следующий.

Поправка за типоразмер колонны P1

Поправка за внешний диаметр колонны P2

Поправки за внутренний диаметр колонны P3.

Поправки за диаметр скважины P4

Суммарная поправка Р рассчитывается как произведение поправок
 $P = P1 * P2 * P3 * P4$.

На величину поправки Р умножаются показания ГК для получения показаний ГК в тех же самых технических условиях, но без НУБТ. Расчеты сделаны для плотности ПЖ 1.2 г/см³. При необходимости поправка за ПЖ вносится дополнительно.

С целью уменьшения ошибки величины полиномов вместо больших реальных значений диаметров ставятся относительные диаметры, которые определяются для каждой поправки индивидуально (см. ниже).

Если типоразмер колонны равен 3, то

$P1 = 2.44$

Если типоразмер колонны равен 4, то

$P1 = 2.77$

Если типоразмер колонны равен 6, то

$P1 = 4.96$

Если типоразмер колонны равен 3, то

$P2 = 0.8061754x^2 + 0.0029150x + 0.1909096$, где x - Относительный внешний диаметр колонны, диаметр колонны может изменяться в диапазоне от 85 до 110 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 106 мм.

Если типоразмер колонны равен 4, то

$P2 = 1.0619555x^2 - 0.2741821x + 0.2120324$, где x - Относительный внешний диаметр колонны, диаметр колонны может изменяться в диапазоне

от 100 до 130 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 127 мм.

Если типоразмер колонны равен 6, то

$P2 = 2.6256731x^2 - 2.5953787x + 0.9691196$, где x - Относительный внешний диаметр колонны, диаметр колонны может изменяться в диапазоне от 130 до 185 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 178 мм .

Если типоразмер колонны равен 3, то

$P3 = -0.9858811x + 1.9858811$, где x - Относительный внутренний диаметр колонны, мм, диаметр колонны может изменяться в диапазоне от 55 до 60 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 59 мм .

Если типоразмер колонны равен 4, то

$P3 = -1.2002571x + 2.2002571$, где x - Относительный внутренний диаметр колонны, мм, диаметр колонны может изменяться в диапазоне от 67 до 75 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 72 мм .

Если типоразмер колонны равен 6, то

$P3 = 0.1973373x^2 - 1.8830772x + 2.6857399$, где x - Относительный внутренний диаметр колонны, диаметр колонны может изменяться в диапазоне от 70 до 100 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 89 мм.

Если типоразмер колонны равен 3, то

$P4 = 0.1346788x + 0.8653212$, где x - Относительный диаметр скважины, диаметр скважины может изменяться в диапазоне от 120 до 145 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 142.9 мм.

Если типоразмер колонны равен 4, то

$P4 = 0.1570218x + 0.8429782$, где x - Относительный диаметр скважины, диаметр скважины может изменяться в диапазоне от 140 до 165 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 165.1 мм.

Если типоразмер колонны равен 6, то

$P4 = 0.4971548x + 0.5028452$, где x - Относительный диаметр скважины, диаметр скважины может изменяться в диапазоне от 210 до 255 мм, а относительный диаметр определяется как отношение фактического диаметра к величине 250.8.

Более подробную информацию можно получить в работах:

1. Фертл В.Х. Спектрометрия гамма-излучения в скважине. - Нефть, газ и нефте-химия за рубежом, 1983, N 3,4,5,6,8,10,11;
2. Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин. - Методическое пособие. М.: ГАНГ, 1996;
3. O.Serra, J.Baldwin, J.Quirein - Theory, interpretation and practical applications of natural gamma ray spectroscopy. SPWLA Twenty-First Annual Logging Symposium, July 8-11,1;
4. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- М., 2001г.

И в прилагаемых документах:

5. Перевод удельной массовой активности в массовые доли и обратно.docx;
6. API_RP33.pdf Conversion of K, U, Th concentration to API units.d.

Методическое обеспечение модуля азимутального компенсированного литолого-плотностного гамма каротажа МГПЛ-ГТ

Модуль обеспечивает одновременное измерение эквивалентной объёмной плотности, ИФЭП Ре (или ZЭФ) и диаметра скважины гамма-гамма каверномером.

Принцип работы модуля заключается в облучении породы гамма-квантами с энергией 0,66 МэВ от ампульного источника гамма-излучения типа цезий-137 и регистрации спектров рассеянного гамма-излучения тремя сцинтилляционными детекторами, находящимися на разных расстояниях от источника. Для гамма-квантов такой энергии существует два основных типа физических процессов взаимодействия с веществом - Комптон- эффект и фото- эффект. В первом случае гамма-квант рассеивается на электроны атома с потерей энергии, во втором полностью поглощается атомом. При этом для квантов с энергиями выше 200 кэВ основным является Комптон-эффект, а при более низких энергиях - фотоэффект. При Комптон- эффекте сечение рассеяние на электроны слабо зависит от атомного номера ядра, а сечение фотоэффекта резко растет с ростом атомного номера ядра. С самим ядром гамма-кванты практически не взаимодействуют. Последнее замечание является очень важным для понимания измеряемых параметров плотностного гамма-гамма каротажа. Дело в том, что практически вся масса вещества сосредоточена в ядре атома, и, таким образом, плотность вещества определяется числом нейтронов и протонов в единице объема. Но число актов рассеивания квантов на единице длины определяется не числом нейтронов и протонов, а числом электронов в единице объема (так называемым макроскопическим сечением рассеивания), так как именно только с электронами и взаимодействуют гамма кванты. Если бы ядро состояло только из протонов, то масса ядра была бы пропорциональна числу электронов т.к. атом в породе электрически нейтрален. И проблемы бы не было. Но ядра состоят из протонов и нейтронов. Поэтому масса и заряд ядра не пропорциональны, а зависят от изотопного состава вещества. Выручает то обстоятельство, что для большинства породообразующих элементов число протонов в ядре равно числу нейтронов. Поэтому вводят фактически измеряемую так называемую электронную плотность вещества σ_e , которая вычисляется по формуле:

$$\sigma_e = 2\rho \sum_i \mu_i Z_i / A_i \quad (2)$$

Где

ρ - объёмная плотность вещества, г/см³;

σ_e - электронная плотность вещества г/см³;

μ_i - массовая доля i -ого химического элемента;

Z_i - заряд атомного ядра i -ого элемента;

A_i - атомная масса i -ого элемента.

Электронная плотность неудобный параметр тем, что его невозможно измерить при помощи мер объема и массы. Поэтому за измеряемый параметр при плотностном ГГК принимается эквивалентная объемная плотность σ водонасыщенного известняка у которого электронная плотность равна измеренной электронной плотности σ_e . Таким образом, измеренная эквивалентная плотность водонасыщенного известняка равна его объемной плотности, которая доступна для прямых измерений при помощи мер объема и массы. Величина σ вычисляется по формуле:

$$\sigma = 1.07\sigma_e - 0.188 \left[\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right] \quad (3)$$

В дальнейшем под плотностью породы, измеренной при плотностном каротаже, будем понимать эквивалентную объемную плотность.

Если для измерения плотности пород используют гамма-излучение с энергией выше 0.2 МэВ, то для измерения ИФЭП Ре или ZЭФ используют диапазон энергий 50...100 кэВ. В этом диапазоне подавляющим эффектом взаимодействия квантов с веществом является фотоэффект. Сечение фотоэффекта растет примерно как 3.6 степень атомного номера химического элемента. Поэтому для веществ, состоящих из различных химических элементов применяют следующую формулу для вычисления ZЭФ

$$Z_{\text{ЭФ}} = \sqrt[3.6]{\sum_{i=1}^k q_i Z_i^{3.6}} \quad (4)$$

Где

q_i - весовое содержание компонентов состава с атомным номером Z_i .

Индекс фотоэлектрического поглощения это сечение фотоэффекта вещества, выраженное в единицах барн/электрон. Для справки: 1 барн=10⁻²⁴ см². Его можно примерно рассчитать по формуле:

$$P_e = \left(\frac{Z_{\text{ЭФ}}}{10} \right)^{3.6} \left[\frac{\text{барн}}{\text{электрон}} \right] \quad (5)$$

Примеры расчетов для некоторых веществ по формулам (1), (2), (3) и (4) приведены в таблице 1 к Приложению 2.

Таблица 1 Характеристики основных породообразующих минералов и веществ

Вещество	Химический состав	Плотность ρ , г/см ³	Электронная плотность σ_e , г/см ³	Эквивалентная объемная плотность σ , г/см ³	ИФЭП Ре (Zэф)
Кальцит (известняк)	CaCO ₃	2.71	2.708	2.71	5.07 (15.7)
Кварц (песчаник)	SiO ₂	2.654	2.65	2.648	1.9 (11.79)
Вода	H ₂ O	1.00	1.11	1.00	0.358 (7.53)
Алюминий	Al	2.7	2.603	2.598	2.71 (13.2)
Магний	Mg	1.821	1.727	1.66	2.50 (12.9)
Доломит	CaCO ₃ ·MgCO ₃	2.87	2.863	2.876	3.142 (13.75)
Ангидрит	CaSO ₄	2.96	2.957	2.977	5.05 (15.69)
Гипс	CaSO ₄ ·H ₂ O	2.32	2.372	2.315	3.42 (14.68)
Сильвин	KCl	1.984	1.916	1.863	8.51 (18.14)
Галит	NaCl	2.165	2.074	2.032	4.65 (15.33)

Плотность породы определяют по скорости счета двух сцинтилляционных детекторов, находящихся на разных расстояниях от источника гамма-квантов. Оба детектора должны работать на плато счетной характеристики в спектрометрическом режиме. Работа на плато означает, что небольшие изменения в напряжении питания фотоэлектронного умножителя должны приводить к малым изменениям скорости счета детектора. Ближний детектор называют малым зондом, дальний - большим зондом. Стабилизация спектров производится по излучению тория, которое создается ИИИ малой активности, расположенные рядом с детектором. Для уменьшения влияния фотоэффекта при наличии в растворах барита или гематита при таком способе измерений предусмотрен спектрометрический режим работ. Алгоритм работы предусматривает определение величины Ре и при превышении величины Ре более 10 переходит в спектрометрический режим,

иначе измерения плотности происходят в интегральном режиме. В интегральном режиме за показания зондов принимается интегральный счет зонда, а в спектрометрическом счет в окне с энергией 0.2...0.4 МэВ. Плотность σ_1 , определенная по показаниям малого зонда I_1 вычисляется на основе закона ослабления излучения веществом:

$$\ln(I_1) = a_1 - b_1 \cdot \sigma_1 \quad (6)$$

Где a_1 и b_1 - коэффициенты, определяемые при калибровке. Откуда

$$\sigma_1 = (a_1 - \ln(I_1))/b_1 \quad (7)$$

Аналогично плотность σ_2 , определенная по показаниям большого зонда I_2

$$\sigma_2 = (a_2 - \ln(I_2))/b_2 \quad (8)$$

Где a_2 и b_2 - коэффициенты, определяемые при калибровке.

Если оба зонда, и большой и малый плотно прижаты к породе и нет ни глинистой корки, ни зоны кольматации, ни перекосов зонда в скважине (последнее особенно опасно!), то $\sigma_1 = \sigma_2$.

Но в общем случае из-за наличия глинистой корки, $\sigma_1 \neq \sigma_2$. Тогда плотность пласта находят по формуле

$$\sigma = \sigma_2 + f_1(\sigma_2)d\sigma + f_2(\sigma_2)d\sigma^2 \quad (9)$$

где

$$d\sigma = \sigma_2 - \sigma_1 \quad (10)$$

А $f_1(\sigma_2)$ и $f_2(\sigma_2)$ - коэффициенты, определяемые при калибровке.

Для калибровки модуля используют стандартные образцы плотности, основные характеристики которых приведены выше.

Имитаторы глинистой корки изготавливаются из эпоксидной смолы толщиной 1, 2, 3 и 4 см с объемной плотностью 1.0...1.7 г/см³, утяжеленная баритовая корка имитируется эпоксидной смолой с баритом.

Для измерения Ре или Зэф, используют показания малого зонда, который работает в спектрометрическом режиме. В этом спектре выделяется окно W1 с энергиями от 40...110 кэВ, в котором регистрируется скорость счета JW1 и окно W2 с энергиями от 200...500 кэВ, в котором регистрируется скорость счета JW2. Для определения индекса фотоэлектрического поглощения находим отношение

$$R = J_{w2}/J_{w1} \quad (11)$$

Ре или Зэф находим по формуле

$$P_e(X) = A + B \cdot X + C \cdot X^2 \quad (12)$$

Где A, B, C - коэффициенты, определяемые при калибровке на СОП

$$X=(R+d1)/(\sigma+d2), d1=0, d2=5, \sigma - \text{плотность породы.}$$

Все указанные измерения проводятся для 16 секторов по апсидальному углу.

Определение диаметра скважины D_b возможно только при вращении колонны и не возможно в режиме слайдирования (без вращения буровой колонны). В тяжелых промывочных жидкостях возможно возрастание погрешности измерений. Максимальная величина зазора до 20...30 см.

Скорость счета по большому зонду при условии, что модуль был бы прижат, I_{2t} находим из уравнения, обратного к (7)

$$I_{2t} = \exp(a_2 - b_2 \cdot \sigma) \quad (13)$$

Отклонение модуля h от скважины рассчитываем по секторам на основе уравнения

$$\ln(I_2 \cdot (1 + d_2 \cdot h)) = a_2 - b_2 \cdot \sigma_k \quad (14)$$

где σ_k - кажущаяся плотность по дальнему зонду, d_2 - коэффициент, определяемый при калибровке:

$$h = (I_2 - I_{2t}) / (I_{2t} \cdot d_2) \quad (15)$$

Диаметр скважины D_b определяем по формуле

$$D_b = \text{tool} + \max(h) \quad (16)$$

Где tool - диаметр прибора, $\max(h)$ - максимальное отклонение среди всех секторных отклонений, определяемое по (14).

Определение плотности пород по формулам (6) и (7) зависит от скорости счета малого и большого детектора, а следовательно, от отношения активностей источников, которые будут использоваться при калибровке и при измерениях. Даже в том случае, если это один и тот же источник, активность используемого источника необходимо контролировать, так как со временем активность источника меняется. Поэтому перед выездом на скважину или перед спуском модуля в скважину необходимо провести коррекцию активности источника. Обычно для этого используют полевое калибровочное устройство (ПКУ). ПКУ отличается от СОП тем, что имеет меньшие размеры и массу, а плотность, воспроизводимая ПКУ, разная по малому и большому зондам. ПКУ устанавливают на зондовую часть модуля и производят измерение скоростей счета на ПКУ для малого зонда $I_{1\text{пкx}}$ и большого зонда $I_{2\text{пкx}}$. Далее вычисляют отношение активностей для малого r_1 и большого r_2 зондов по формулам:

$$r_1 = \exp(a_1 - b_1 \cdot \sigma_{1\text{пкx}}) / I_{1\text{пкx}} \quad (17)$$

и

$$r_2 = \exp(a_2 - b_2 \cdot \sigma_{2\text{пкx}}) / I_{2\text{пкx}} \quad (18)$$

Где

$\sigma_{1\text{ПКУ}}$ и $\sigma_{2\text{ПКУ}}$ плотности для малого и большого зонда ПКУ, которые получены из результатов измерений с образцовым модулем. Величины r_1 и r_2 не должны отличаться более чем на 2 %. В дальнейшем величины I_1 и I_2 находим по формуле

$$I_1 = rI_{1\text{изм}}; I_2 = rI_{2\text{изм}} \quad 19)$$

где

$I_{1\text{изм}}$ и $I_{2\text{изм}}$ - скорости счета малого и большого зонда, измеренные в скважине, а поправочный множитель к активности источника r находим по формуле

$$r = (r_1 + r_2)/2 \quad 20)$$

Допускается использовать вместо ПКУ стандартный образец. В этом случае

$$\sigma_{1\text{ПКУ}} = \sigma_{2\text{ПКУ}} = \sigma_{\text{соп}} \quad (21)$$

И формулы расчетов (16) ... (19) остаются без изменений.

Все изложенные алгоритмы иллюстрируют принципы измерений. Реальные алгоритмы значительно сложнее и постоянно обновляются.

В отличие от приборов на кабеле или трубах, модуль в процессе бурения при вращении буровой колонны сканирует боковое пространство скважины. Это позволяет получить имидж плотности, по которому оценивается угол пересечения пласта скважиной. При этом обычно за плотность пласта на фиксированной глубине принимается плотность, где зонды модуля наиболее близко приближаются к боковой поверхности скважины, т.е. участках с наименьшей кавернозностью. На этих участках плотность определяется с наилучшей точностью.

Более точно алгоритмы работы приборов изложены в следующих документах:

1. Н20 без экрана интеграл Алгоритм расчета плотности с ИГИ-Ц-4-3 и ИГИ-Ц-4-2 v5;
2. Н20 без экрана интеграл Алгоритм расчета диаметра скважины по большому зонду с ИГИЦ-4-3 v5;
3. Н63 без экрана интеграл Алгоритм расчета плотности с ИГИ-Ц-4-3 и ИГИ-Ц-4-2 v4;
4. Н63 без экрана интеграл Алгоритм расчета диаметра скважины по большому зонду с ИГИ-Ц-4-3 v2.

Методическое обеспечение модуля компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам МРК-ГТ

Модуль обеспечивает одновременное измерение пористости пластов, вскрытых скважиной методами 2ННКт и НГК-С. Кроме этого для контроля состояния модуля дополнительно измеряется температура в скважинном модуле, ускорения по трём осям и ряд других технических параметров по п.1.2.21.7.

Измерение пористости пластов методом НГК состоит в облучении горной породы потоком быстрых нейтронов плутоний-бериллиевого источника и регистрации потока гамма-квантов гамма-излучения радиационного захвата ГИРЗ, которые возникают при поглощении нейтронов атомными ядрами окружающей детектор среды (порода, скважинный флюид, корпус прибора, фильтры и т.д). Гамма-кванты регистрируются с помощью блока детектирования гамма-излучения на основе кристалла NaI(Tl) сопряженного с фотоэлектронным умножителем. Средние частоты следования импульсов являются исходными данными для измерения водонасыщенной пористости. Значение водонасыщенной пористости K_p в процентах в диапазоне её измерения связаны с выходными показаниями аппаратуры основной зависимостью, приведённой на рис.1. Величину A определяют по формуле:

$$A = N(K_p=100 \%) / N \quad (2)$$

N - средняя частота следования выходных импульсов в канале НГК против измеряемых пластов;

$N(K_p=100 \%)$ - средняя частота следования выходных импульсов в канале НГК в воде.

Принцип измерения водонасыщенной пористости горных пород методом 2ННКт состоит в облучении горной породы потоком быстрых нейтронов плутоний-бериллиевого источника и преобразовании регистрируемого потока замедлившихся в исследуемой среде тепловых нейтронов на двух фиксированных расстояниях от источника в потоки информационных электрических импульсов с помощью пропорциональных гелий-3 детекторов тепловых нейтронов. Средние частоты следования импульсов являются исходными данными для измерения водонасыщенной пористости. Значение водонасыщенной пористости K_p в процентах в диапазоне её измерения связаны с выходными показаниями аппаратуры основной зависимостью, приведённой на рис.1, где:

$$A = (N_{мз} / N_{мз(K_p=100 \%)}) / (N_{бз} / N_{бз(K_p=100 \%)}) \quad (3)$$

$N_{МЗ}$, $N_{БЗ}$ - средняя частота следования выходных импульсов в каналах МЗ и БЗ против измеряемых пластов;

$N_{МЗ(КП=100\%)}$, $N_{БЗ(КП=100\%)}$ - средняя частота следования выходных импульсов в каналах МЗ и БЗ в воде.

Основная зависимость должна быть в пределах, указанных выше погрешностей одинаковой для всех модулей. Это гарантирует повторяемость показаний разных приборов в различных геолого-технических условиях, возможность применения к ним одинаковых палеток и, в конечном счёте, правильность определения пористости. Основная зависимость строится и контролируется для приборов без утяжелённых буровых труб УБТ. При построении основной зависимости могут использоваться как аттестованные в установленном порядке стандартные образцы пористости пластов, так и имитаторы пористого пласта (ИПП). На практике же измерения в скважине проводятся в УБТ. Модуль диаметром 48 мм устанавливается в буровую колонну УБТ по её оси. Центрирование модуля в колонне осуществляется с помощью специальных резиновых центраторов, выдерживающих поток промывочной жидкости. Параметры УБТ и диаметры скважин приведены в таблице 1 к Приложению 3.

Таблица 1 Параметры УБТ и диаметры скважин

№ п/п	Наружный диаметр УБТ	Внутренний диаметр УБТ	Хим. Состав	Плотность	Диаметры скважин
1	89.00	63.50	BE CU	8.2	123.8
2	89.00	63.50	BE CU	8.2	114.3
3	95.00	63.50	Amagnit 501	7.8	137
4	100.00	63.50	Amagnit 501	7.8	147
5	120.00	71.40	Amagnit 501	7.8	153
6	171.00	82.00	Amagnit 501	7.8	215

Для учёта влияния УБТ и внесения соответствующей поправки на рис.1 к Приложению 3 рядом с основной зависимостью приведены зависимости показаний от пористости для приборов в УБТ с указанным значением диаметра скважины.

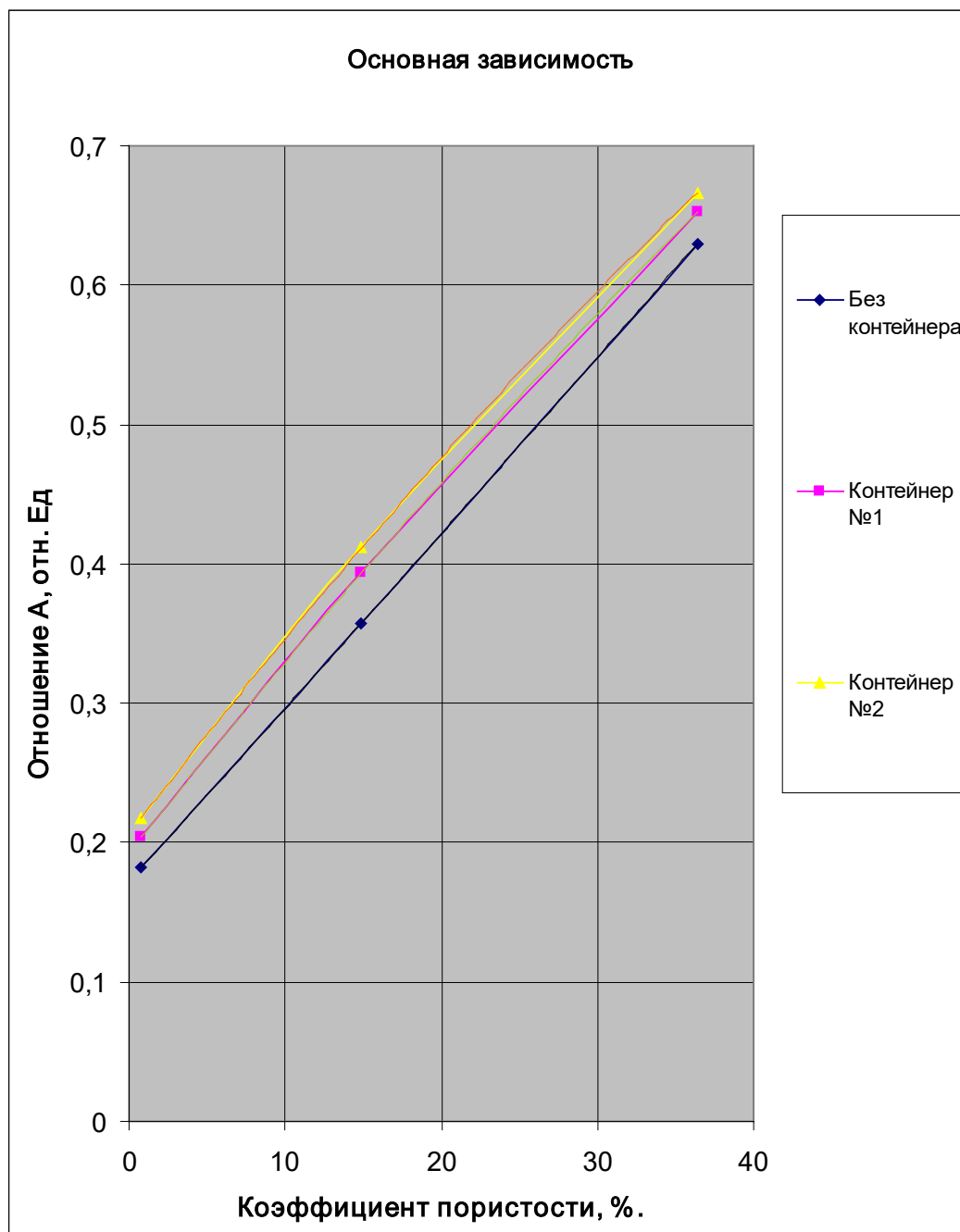
Сравнение данных пористости по 2ННКт и НГК и анализ измеренных спектров НГК позволяют сделать оценку литологии пород и в ряде случаев оценить их глинистость. Данные по литологии передаются в следующем формате:

1. песчаник кварцевого состава;
2. песчаник полимиктового состава;
3. осолоненный песчаник;
4. известняк;
5. доломит;

6. ангидрит;
7. соль;
8. аргиллит;
9. алевролит;
10. глина;
11. уголь

Между тем опыт применения модуля НГК при проводке скважин мал из-за отсутствия заказов на этот метод исследования.

Рис. 1 Основная зависимость для зонда 2ННК-Т



Список мнемоник регистрируемых и расчётных кривых модуля представлены в таблице 2 к Приложению 3.

Таблица 2 Список мнемоник

Мнемоника, ед. измерения	Название
RFTN, имп/мин	Скорость счёта в канале БЗ - первичные данные
RNTN, имп/мин	Скорость счёта в канале МЗ - первичные данные
FFTN, имп/мин	Скорость счёта в канале БЗ - фильтрованные данные
FNTN, имп/мин	Скорость счёта в канале МЗ - фильтрованные данные
FTNL, усл. ед	Показания 2ННКт-БЗ в условных единицах
NTNL, усл. ед	Показания 2ННКт-МЗ в условных единицах
TRNP, % абс	Пористость по данным 2ННКт
FTNP, % абс	Пористость по данным 2ННКт-БЗ
NTNP, % абс	Пористость по данным 2ННКт-МЗ
RNG, имп/мин	Скорость счёта в канале НГК - первичные данные
FNG, имп/мин	Скорость счёта в канале НГК - фильтрованные данные
FNGL, усл. ед	Показания НГК в условных единицах
TNGP, % абс	Пористость по данным НГК
SNGL, мин-1	Спектр НГК 128 канальный низкоэнергетический
SNGH, мин-1	Спектр НГК 128 канальный высокоэнергетический
LITO	Код литологии по данным комплекса
DNP, % абс	Разница пористости по 2ННКт и НГК
STAT	Флаг статуса
Uavg, В	Напряжение питания
Umin, В	Напряжение питания, минимальное
Iavg, мА	Средний потребляемый ток
Imax, мА	Максимальный потребляемый ток
Imin, мА	Минимальный потребляемый ток
TEMP, град. С	Температура внутри прибора
AxXavg, g	Среднее ускорение по оси Oх
AxXmax, g	Максимальное ускорение по оси Oх
AxZavg, g	Среднее ускорение по оси Oх
AxZmax, g	Максимальное ускорение по оси Oх
AxYavg, g	Среднее ускорение по оси Oх
AxYmax, g	Максимальное ускорение по оси Oх
HVV, В	Выходное высокое напряжение
HVC, мА	Ток в цепи высокого напряжения
AMPfeedback, В	Напряжение обратной связи в цепи высоковольтного питания
AMPovercurrent, В	Токовая перегрузка в цепях высоковольтного питания

Методическое обеспечение аппаратуры НК строится на основе измерений модулями МРК-ПБ в стандартных образцах пористости, построения на основе этих измерений математической модели прибора на основе ММК и расчетов ММК основных и поправочных зависимостей.

Кроме этих, ставших уже традиционными, подходов в ГЕРС Технолоджи разрабатываются математические модели для расчетов промывочных жидкостей на основе измерения и расчета их водородного индекса. При этом в расчетах используется рецептура приготовления ПЖ, излагаемая в программах по бурению и промывке скважин, а растворы

привозятся непосредственно с буровой. Дополнительную информацию по рецептуре используемых растворов и компиляции вещественного состава сред можно найти в файле «Дополнительная инструкция для программы компиляции вещественного состава сред ». При геонавигации в процессе бурения в настоящее время практически не используются глинистые буровые растворы. Основное распространение получили растворы на углеродной основе (РУО), биополимерные ингибированные растворы и растворы типа полибур. Фактически все зависимости строятся на основе типа ПЖ и его плотности.

Важно, что есть интерпретационные зависимости как для двухзондовой модификации, так и отдельно для большого и малого зондов. Это позволяет контролировать наличие не расформировавшейся зоны проникновения, в которой при достаточно быстрой проходке остается газ.

Развитие мощности вычислительных средств делает возможным расчет ММК всех необходимых зависимостей для заданных условий непосредственно перед проведением работ, когда утверждены программы по промывке и бурению. Это особенно необходимо при применении труб с переменным диаметром типа flex.

Приведем пример алгоритма вычисления коэффициентов для модуля нейтронного каротажа J70. В указанных ниже файлах содержится полная информация по основным и поправочным зависимостям.

1. Пользователь должен выбрать тип раствора, диаметр скважины и КЛС. При этом диаметр скважины определяется фактически диаметром долота, а отклонение модуля от стенки скважины - диаметром КЛС.
2. Исходными данными для работы алгоритма служат файлы
 - а. Для растворов РУО J70-ruo-iz-v2.xlsx для известняка и J70-ruo-si-v2.xlsx для песчаника. В этих файлах содержатся данные расчетов основных зависимостей и поправочных зависимостей для растворов РУО.
 - б. Для КСІ биополимерных растворов J70-kcl-biopolimer-iz-v1.xlsx для известняка и J70- kcl-biopolimer -si-v1.xlsx для песчаника. В этих файлах содержатся данные расчетов основных зависимостей и поправочных зависимостей для КСІ биополимерных растворов.
 - с. Для растворов полибур J70-polibur-iz-v1.xlsx для известняка и J70- polibur-si-v1.xlsx для песчаника. В этих файлах содержатся данные расчетов основных зависимостей и поправочных зависимостей для растворов полибур.
3. В файлах si содержатся данные по песчанику, в файлах iz по известняку. Структура файлов одинаковая.
4. Опишем алгоритм работы на примере файла песчаника для РУО. Работа с известняком и другими растворами аналогичная, но используются файлы известняка и соответствующих растворов.
5. Данные в файле расположены на 7 листах. Каждый лист соответствует фиксированному диаметру скважины и КЛС: 139.7 мм, 142.9, 146, 149, 152.4, 155.6, 165.1

6. В колонке Пористость находится пористость породы
7. В колонке МЗ- расчетная скорость счета прибора для малого зонда
8. В колонке БЗ- расчетная скорость счета прибора для большого зонда
9. В колонке Вода МЗ- расчетная скорость счета прибора для малого зонда в воде
10. В колонке Вода БЗ- расчетная скорость счета прибора для большого зонда в воде
11. В колонке МЗ-уе- расчетная скорость счета прибора для малого зонда в условных единицах
12. В колонке БЗ-уе- расчетная скорость счета прибора для большого зонда в условных единицах
13. В колонке R- отношение показаний малого и большого зонда в условных единицах.
14. В колонке $1/(МЗ \text{ уе})$ - обратные показания малого зонда в условных единицах
15. В колонке $1/(БЗ \text{ уе})$ - обратные показания большого зонда в условных единицах
16. Остальные колонки технические.
17. Под интерпретационной зависимостью для 2ННКт понимается зависимость $R(\text{Пористость})$
18. Под интерпретационной зависимостью для ННКт-МЗ понимается зависимость $1/(МЗ \text{ уе}) (\text{Пористость})$
19. Под интерпретационной зависимостью для ННКт-БЗ понимается зависимость $1/(БЗ \text{ уе}) (\text{Пористость})$
20. Для каждой интерпретационной зависимости строится уравнение регрессии вида $\text{Пористость}(R)$, $\text{Пористость}(1/(МЗ \text{ уе}))$, $\text{Пористость}(1/(БЗ \text{ уе}))$. Уравнение регрессии должно быть второго порядка.
21. Зависимость для воды называется основной зависимостью
22. Задача алгоритма построить указанные регрессии для существующих условий измерений.
23. Построение начинается с расчетов величин МЗ и БЗ для текущих условий измерений.
24. Для этого используется двумерная линейная интерполяция между соседними точками по плотности ПЖ и диаметру скважины для каждого табулированного значения пористости
25. После получения новых значений МЗ и БЗ по ним вычисляются величины R , $1/(МЗ \text{ уе})$, $1/(БЗ \text{ уе})$.
26. Затем строятся уравнения регрессии второго порядка. Коэффициенты полученных уравнений регрессии и служат входными данными к интерпретационной зависимости НК для заданных условий измерений
27. Поправки на температуру, давление и минерализацию пластовых вод вносятся уже в процессе постобработки скважины.