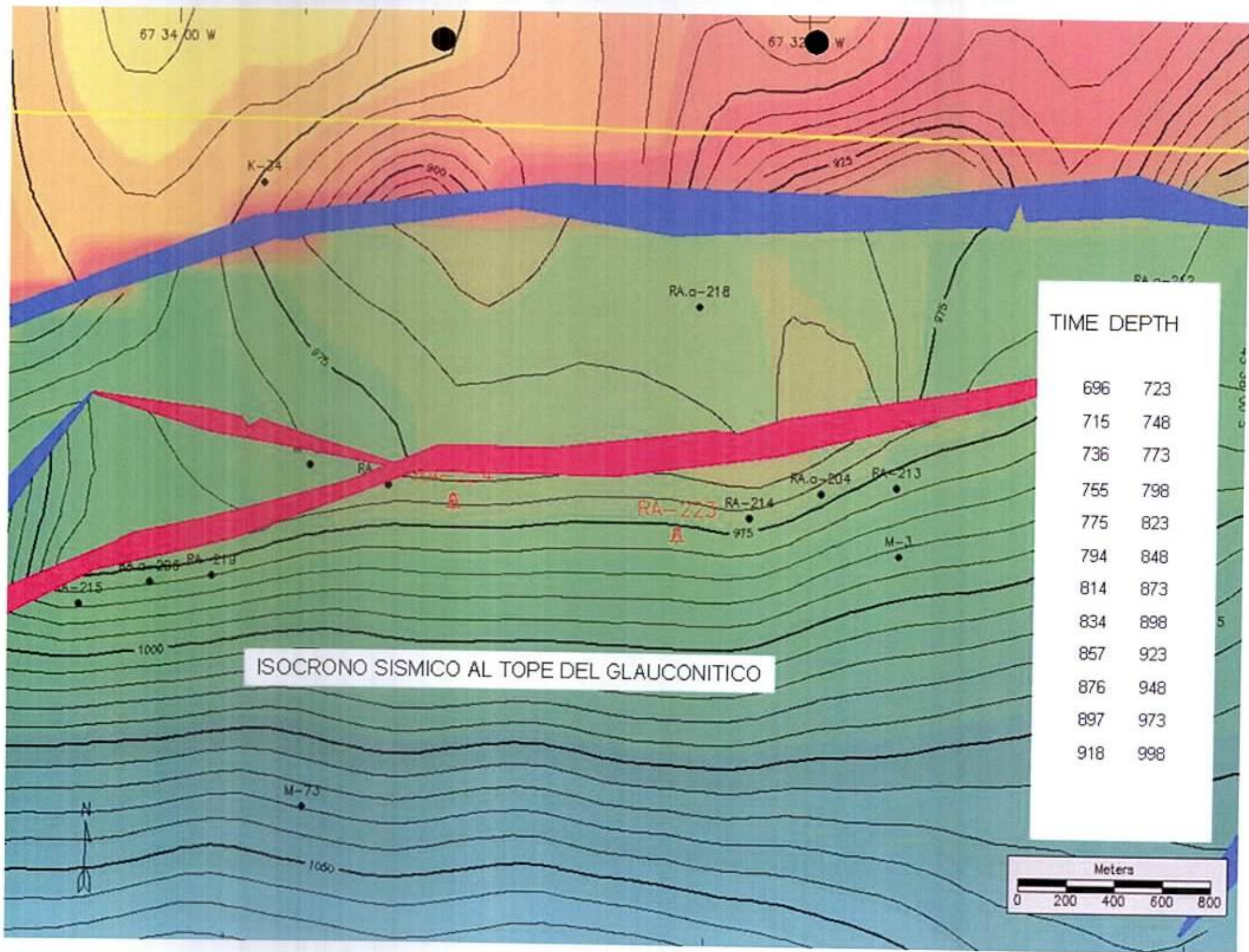




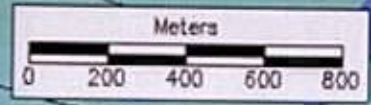
## Pozo RA-224

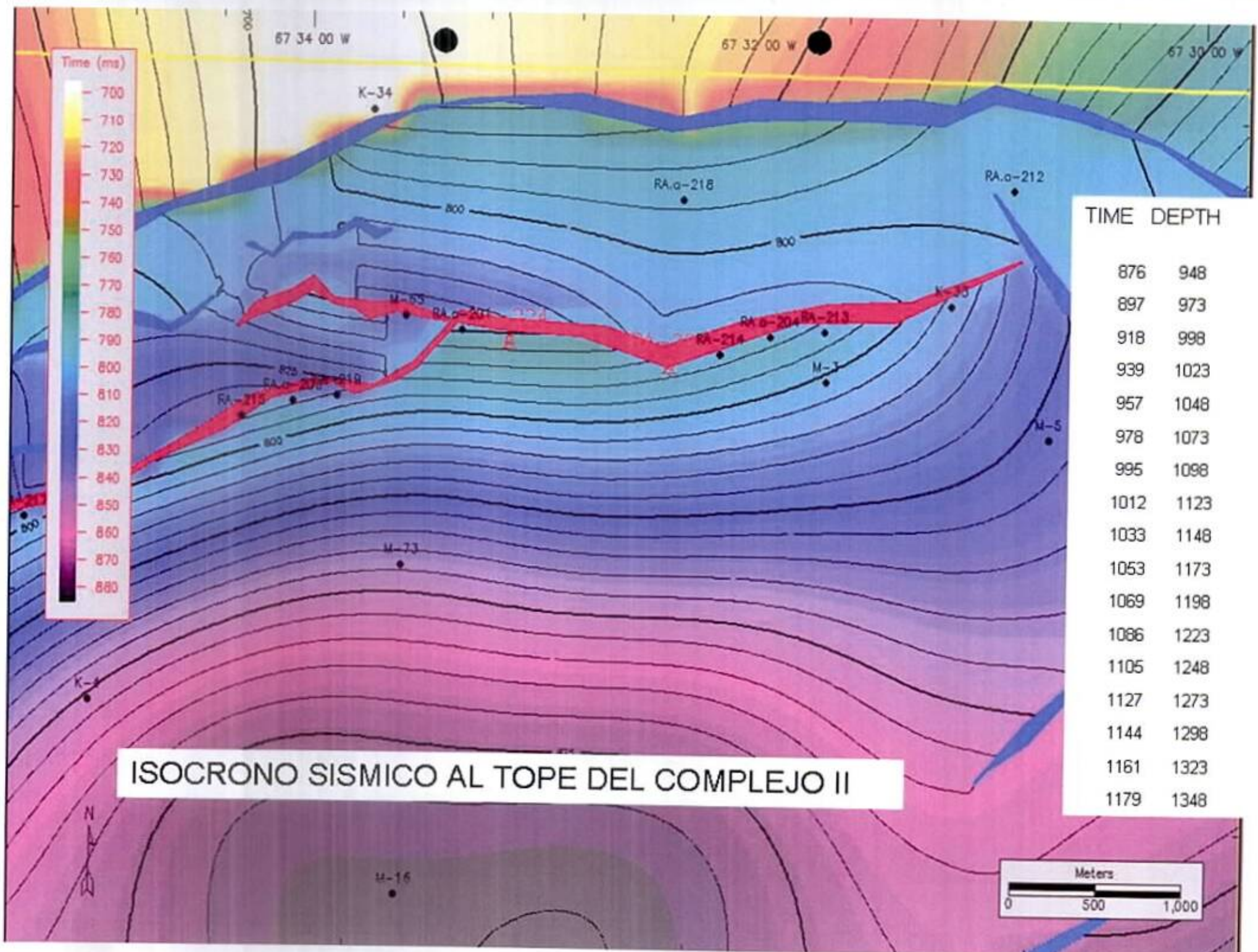
---



ISOCRONO SISMICO AL TOPE DEL GLAUCONITICO

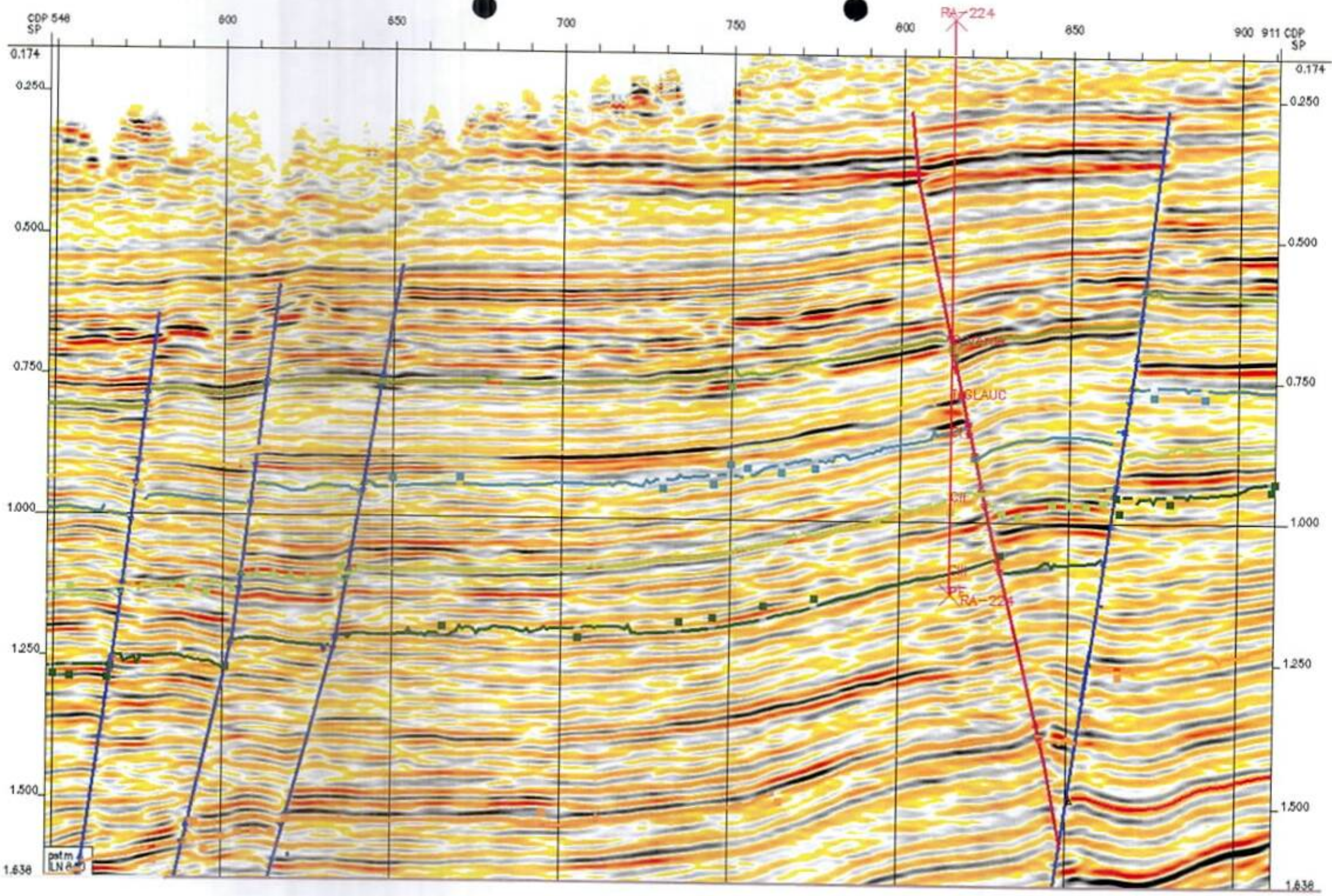
TIME DEPTH	
696	723
715	748
736	773
755	798
775	823
794	848
814	873
834	898
857	923
876	948
897	973
918	998





ISOCRONO SISMICO AL TOPE DEL COMPLEJO II

TIME DEPTH	
876	948
897	973
918	998
939	1023
957	1048
978	1073
995	1098
1012	1123
1033	1148
1053	1173
1069	1198
1086	1223
1105	1248
1127	1273
1144	1298
1161	1323
1179	1348



CDP 548  
SP

600

650

700

750

800

850

900

911 CDP  
SP

0.174  
0.250  
0.500  
0.750  
1.000  
1.250  
1.500  
1.638

0.174  
0.250  
0.500  
0.750  
1.000  
1.250  
1.500  
1.638

RA-224

RA-224

pat m  
LVA







CO7499A206 2



# CARTA DOCUMENTO

REMITENTE - Nombre o razón social

DESTINATARIO - Nombre o razón social

YPF S.A.  
Domicilio

Eleuteria KESSLER y/o Faivo CAMPOLI y/o EL TEHUELCHÉ SRL  
Domicilio

Avda. del Libertador N° 520 - B° General Mosconi  
Código Postal Argentino Localidad Provincia

Rivadavia N° 2750  
Código Postal Argentino Localidad Provincia

9005 COMODORO RIVADAVIA CHUBUT 9000 COMODORO RIVADAVIA CHUBUT

COMODORO RIVADAVIA, 09 de Enero del 2006.

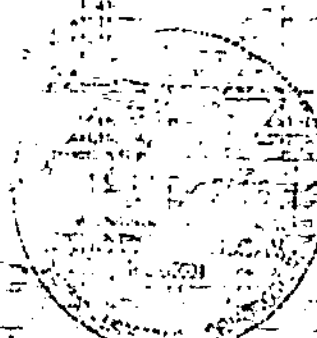
Nos dirigimos a Uds. en relación a los permisos ocupación de campo que seguidamente se detallan, los cuales se encuentran en v/poder y vencidos ampliamente los plazos para su devolución, conforme se establece en el Art. 4° del Acta Acuerdo firmada oportunamente entre las partes, para realizar alguna observación que justificara la demora en la suscripción de las autorizaciones pertinentes, para la ejecución de los trabajos que se detallan a continuación:

1. Montaje e instalación de una Batería Restinga All
2. Construcción de locación para el Pozo RA.224.

Por tal motivo se informa que con la recepción de la presente se darán comienzo a los trabajos mencionados más arriba.

Quedan Uds. debidamente notificados.

Ricardo Allan Malcolm  
DNI N° 12.548.615  
Gerente Asuntos Legales & Relaciones Externas  
de YPF S.A.  
Reg. N° 3568



Doble por aquí

Doble por aquí

CLIENTE CORPORATIVO

4010905110

CONFIRMADO QUE EL PRESENTE ES VERDADERO  
CON VALOR 07-5952062  
ENTREGADO EN ESTA OFICINA EL  
11.01.2006



4010905110

RECIBO CORPORATIVO





Compañia: **YPF S.A.**

Pozo: **YPF.Ch.RA-224**

Campo: **RESTINGA ALI**

Provincia: **CHUBUT**

País: **ARGENTINA**

## CONTROL DE CEMENTO CBL-VDL-CNL-CC 1:200

Provincia: **CHUBUT**  
 Campo: **RESTINGA ALI**  
 Pozo: **YPF.Ch.RA-224**  
 Compañia: **YPF S.A.**

LOCALACION	
CAS	Elev.: B.V. 545.3 m
X:4.945.332,45	N.T. 540.8 m
Y:2.612.925,11	M.R. 545 m
Ref. Permanente: _____	NIVEL DEL TERRENO Elev.: 540.8 m
Reg. Medido Desde: _____	NIVEL DEL TERRENO 0.0 m sobre Ref. Permanente
Perforacion Medida Desde: _____	NIVEL DEL TERRENO

Equipo Mastil	Desviacion Maxima del Hoyo	Longitud	Latitud
		X:4.945.332,45	Y:2.612.925,11

Fecha de Registro **23-Mar-2006**

Corrida Numero **1**

Prof. Perforador **1200 m**

Prof. Schlumberger **1067 m**

Primera Lectura **1064.5 m**

Ultima Lectura **585 m**

Tipo de Fluido en la Cameria **AGUA**

Salinidad

Densidad **1 g/cm3**

Nivel del Fluido **0 m**

**BROCA/CANERIA/TUBERIA**

Broca **8.750 in**

Desde **303.75 m**

Hasta **1200 m**

Caneria / Tuberia **5.500 in**

Peso **14 lbm/ft**

Grado

Desde **0 m**

Hasta **1086.9 m**

Temperaturas Maximias Medidas **65 degC**

Registro en Fondo **23-Mar-2006** Hora **16:00**

Unidad Numero **8116** Locacion **CAS**

Registrado por **PABLO BARRIONUEVO**

Testigo

### DATOS PVT

	Corrida 1	Corrida 2	Corrida 3
Densidad del Crudo			
Salinidad del Agua			
Gravedad del Gas			
Bo			
Bw			
1/Bg			
Presion del Punto de Burbuja			
Temperatura del Punto de Burbuja			
GOR en Solucion			
Desviacion Maxima			
<b>DATOS DE CEMENTACION</b>			
Primaria/Reparacion	Primary		
Sarta de la Cameria No.			
Tipo de Cemento Primario			
Volumen			
Densidad			
Perdida de Agua			
Aditivos			
Tipo de Cemento Cola			
Volumen			
Densidad			
Perdida de Agua			
Aditivos			
<b>Tope de Cemento Esperado</b>			
Fecha de Registro			
Corrida Numero			
Prof. Perforador			
Prof. Schlumberger			
Primera Lectura			
Ultima Lectura			
Tipo de Fluido en la Cameria			
Salinidad			
Densidad			
Nivel del Fluido			
<b>BROCA/CANERIA/TUBERIA</b>			
Broca			
Desde			
Hasta			
Caneria / Tuberia			
Peso			
Grado			
Desde			
Hasta			
Temperaturas Maximias Medidas			
Registro en Fondo			
Unidad Numero			
Registrado por			
Testigo			

## DEPTH SUMMARY LISTING

Date Created: 21-MAR-2006 1:43:25

### Depth System Equipment

Depth Measuring Device	Tension Device	Logging Cable
Type: IDW-B	Type: CMTD-B/A	Type: 7-46P
Serial Number: 4858	Serial Number: 1689	Serial Number: 77353
Calibration Date: 12-Nov-2004	Calibration Date: 20-Apr-2005	Length: 7315.20 M
Calibrator Serial Number: -999	Calibrator Serial Number: 1028	Conveyance Method: Wireline
Calibration Cable Type: 7-46P	Calibration Gain: 1.31	Rig Type: LAND
Wheel Correction 1: -2	Calibration Offset: 243.00	
Wheel Correction 2: -2		

### Depth Control Parameters

Log Sequence:	Subsequent Log In the Well
Reference Log Name:	Combinada
Reference Log Run Number:	1
Reference Log Date:	

### Depth Control Remarks

1. IDW usado como sistema de profundidad primario.
2.
3.
4.
5.
6.

#### LIMITACION DE RESPONSABILIDAD

LA UTILIZACION Y CONFIANZA EN LOS DATOS AQUI GRABADOS POR PARTE DE LA NOMBRADA COMPANIA (Y POR CUALQUIERA DE SUS SUBSIDIARIAS, AFILIADAS, REPRESENTANTES, AGENTES, CONSULTORES Y EMPLEADOS) ESTA SUJETA A LOS TERMINOS Y CONDICIONES ACORDADOS ENTRE SCHLUMBERGER Y LA COMPANIA, INCLUYENDO: (a) RESTRICCIONES EN EL USO DE LOS DATOS GRABADOS; (b) LIMITACION DE RESPONSABILIDAD Y REVOCACION DE GARANTIAS EN RELACION A LA UTILIZACION Y CONFIANZA EN LOS DATOS GRABADOS POR PARTE DE LA COMPANIA, Y (c) LA SOLA Y TOTAL RESPONSABILIDAD DEL CLIENTE POR CUALQUIER INTERPRETACION HECHA O DECISION BASADA EN EL USO DE ESTOS DATOS.

OTROS SERVICIOS #1
OS1:
OS2:
OS3:
OS4:
OS5:

OBSERVACIONES: CORRIDA #1
1. Correlacionado segun Combinada Schlumberger del dia 9-Mar-06.
2. Herramienta corrida segun diagrama.
3. Fondo constatado en aproximadamente 1067m.
4. Tope de cemento en 585m.
5. Lecturas en tuberia libre 71mV (+/-7mV).
6. Neutron de correlacion (CFTC cuentas del detector lejano).
7. Velocidad de registro 1800 pies/hora.
8. No se registra Tramo Repetido en zona de tuberia libre debido a problemas de

agarre con herramienta (ver lecturas de tension en tramo principal).

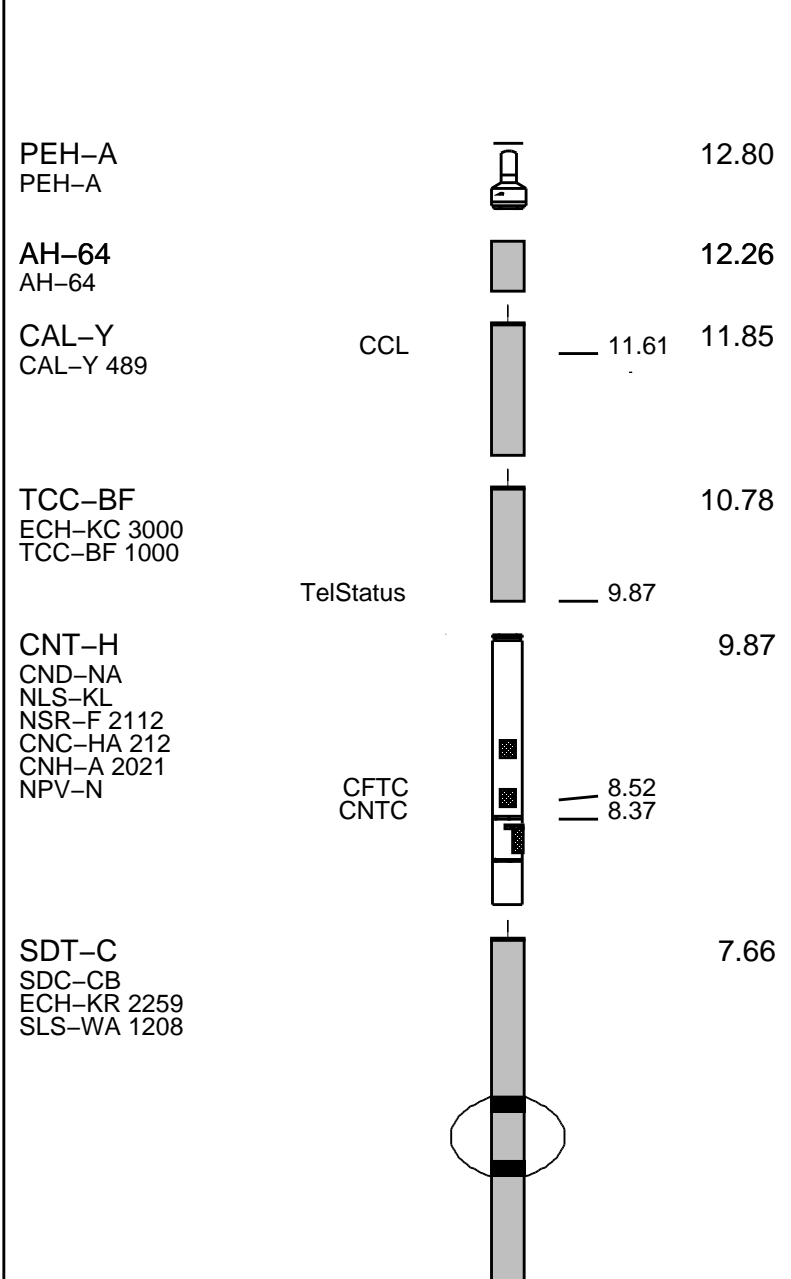
CORRIDA #1			CORRIDA #2		
ORDEN DE SERVICIO:			ORDEN DE SERVICIO:		
VERSION DEL PROGRAMA:			VERSION DEL PROGRAMA:		
NIVEL DEL FLUIDO:			NIVEL DEL FLUIDO:		
	14C0-302	0 m			
INTERVALO REGISTRADO	COMIENZO	FINAL	INTERVALO REGISTRADO	COMIENZO	FINAL

## DESCRIPCION DEL EQUIPO

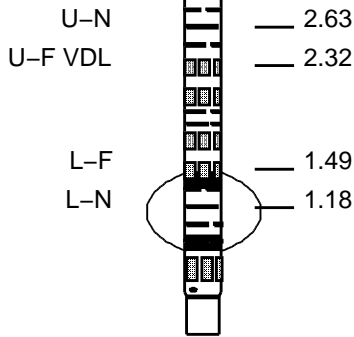
CORRIDA #1	CORRIDA #2
------------	------------

**SURFACE EQUIPMENT**  
 TCM-AB  
 STM-C 488  
 CNB-AB  
 NCT-B  
 NCS-VB

**DOWNHOLE EQUIPMENT**



*(This area is currently blank in the provided image.)*



U-N — 2.63  
 U-F VDL — 2.32  
 L-F — 1.49  
 L-N — 1.18

DF Tension HV — 0.00 0.14  
 TOOL ZERO

MAXIMUM STRING DIAMETER 7.50 IN  
 MEASUREMENTS RELATIVE TO TOOL ZERO  
 ALL LENGTHS IN METERS

**Schlumberger**

**Tramo Principal**

MAXIS Field Log

Company: YPF S.A.

Well: YPF.Ch.RA-224

**Input DLIS Files**

DEFAULT	SONIC_CNL_006LUP	FN:5	PRODUCER	23-Mar-2006 16:08	1069.8 M	456.1 M
---------	------------------	------	----------	-------------------	----------	---------

**Output DLIS Files**

DEFAULT	SONIC_CNL_007PUP	FN:6	PRODUCER	23-Mar-2006 17:14	1070.0 M	456.7 M
---------	------------------	------	----------	-------------------	----------	---------

**OP System Version: 14C0-302**

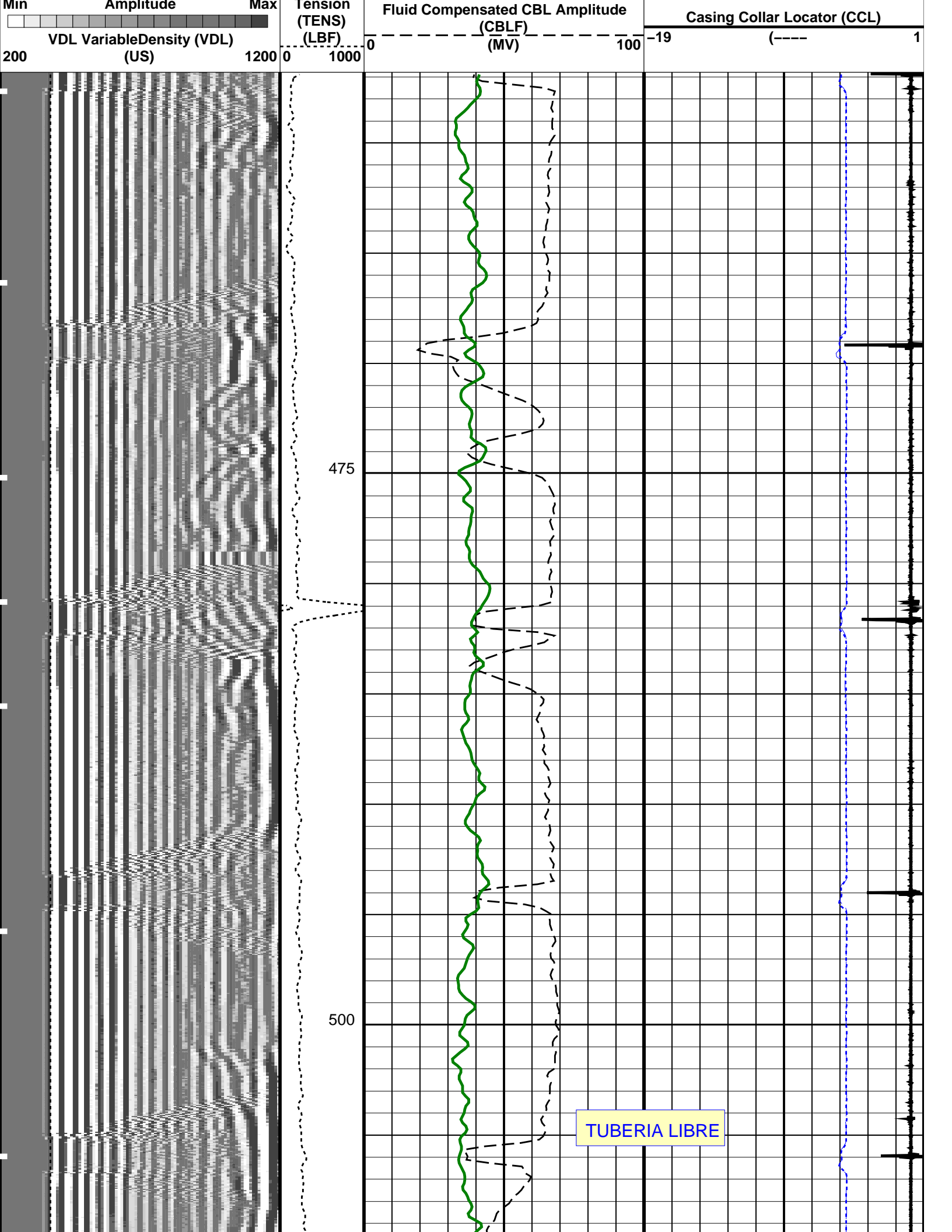
MCM

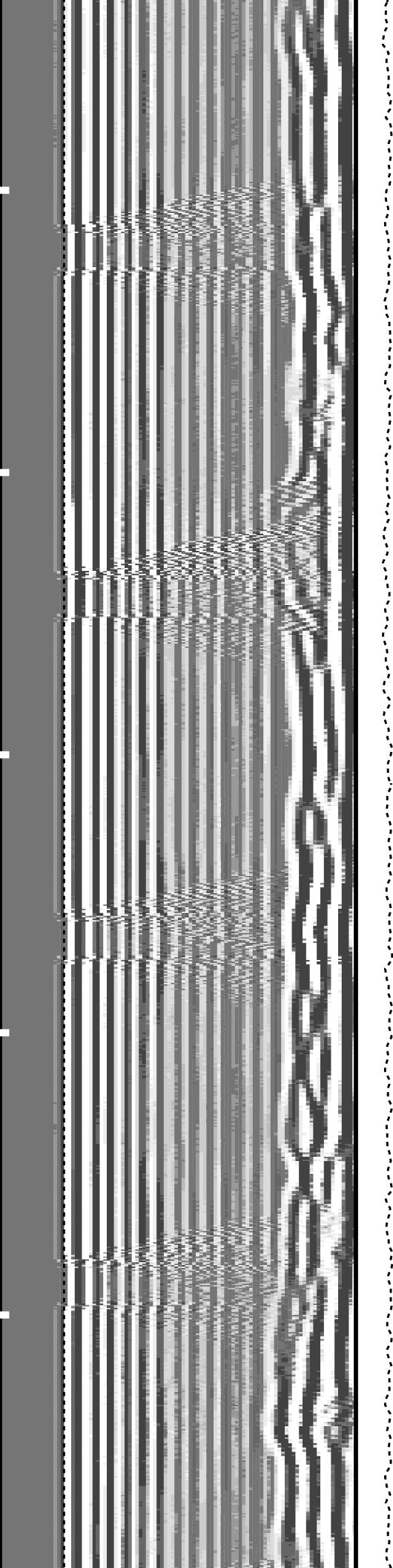
SDT-C	14C0-302	CNT-H	14C0-302
TCC-BF	14C0-302	CAL-Y	14C0-302

**PIP SUMMARY**

Time Mark Every 60 S

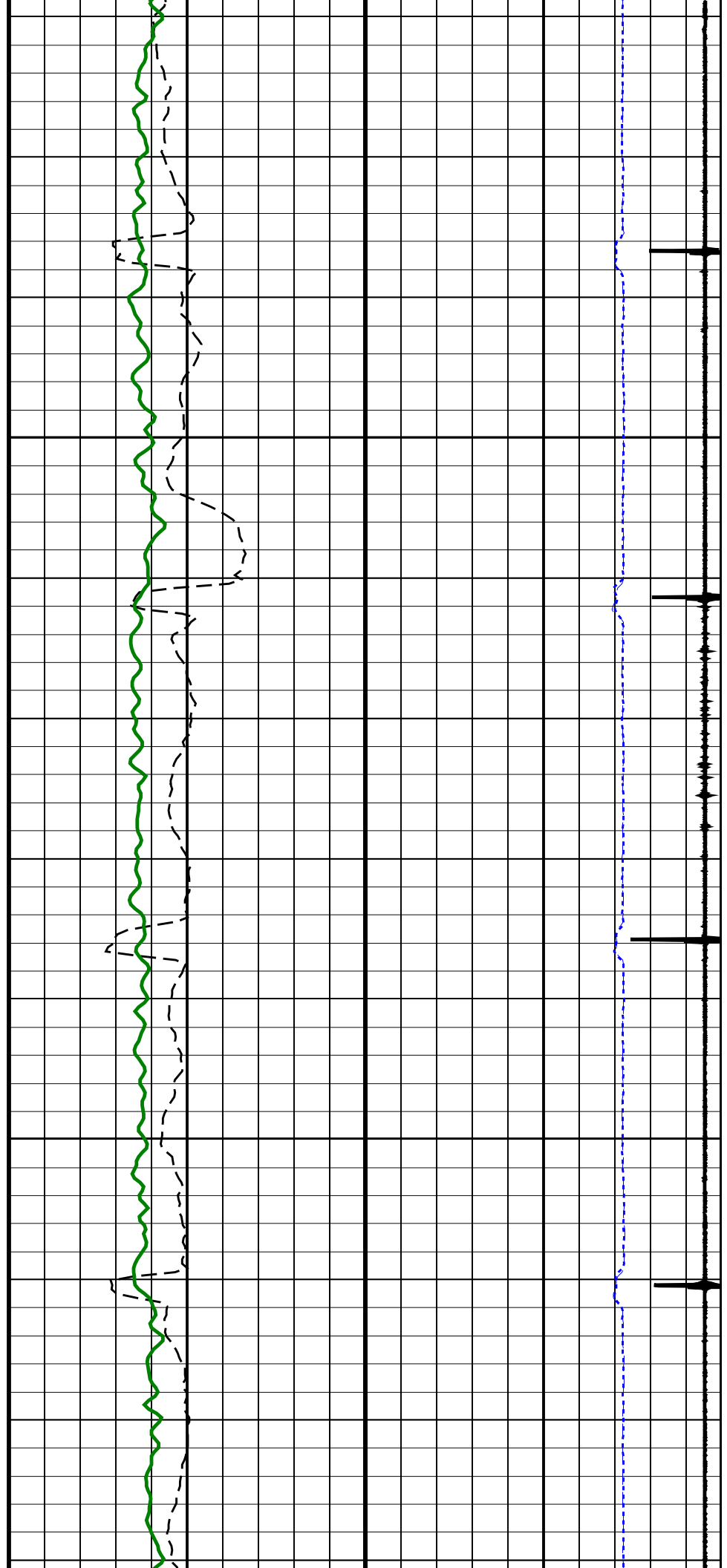
		<b>Transit Time (Sliding Gate) (TTSL)</b>	
		400	200
		(US)	
<b>Fluid Compensated CBL Amplitude (CBLF)</b>		<b>Transit Time (TT)</b>	
0	10	400	200
		(US)	
		<b>Far Thermal Counts (CFTC)</b>	
		0	1500
		(CPS)	

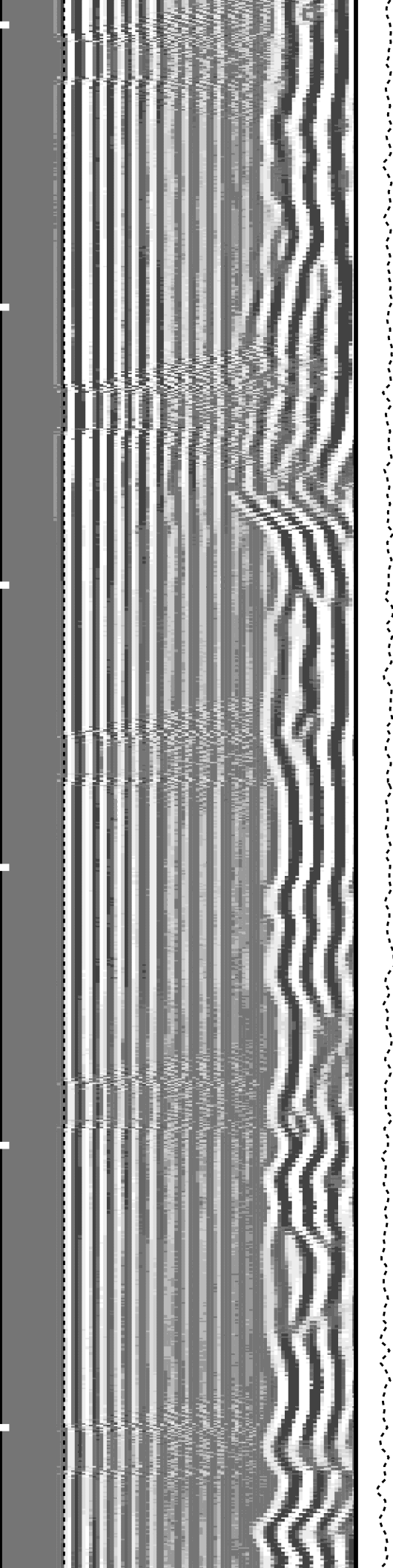




525

550

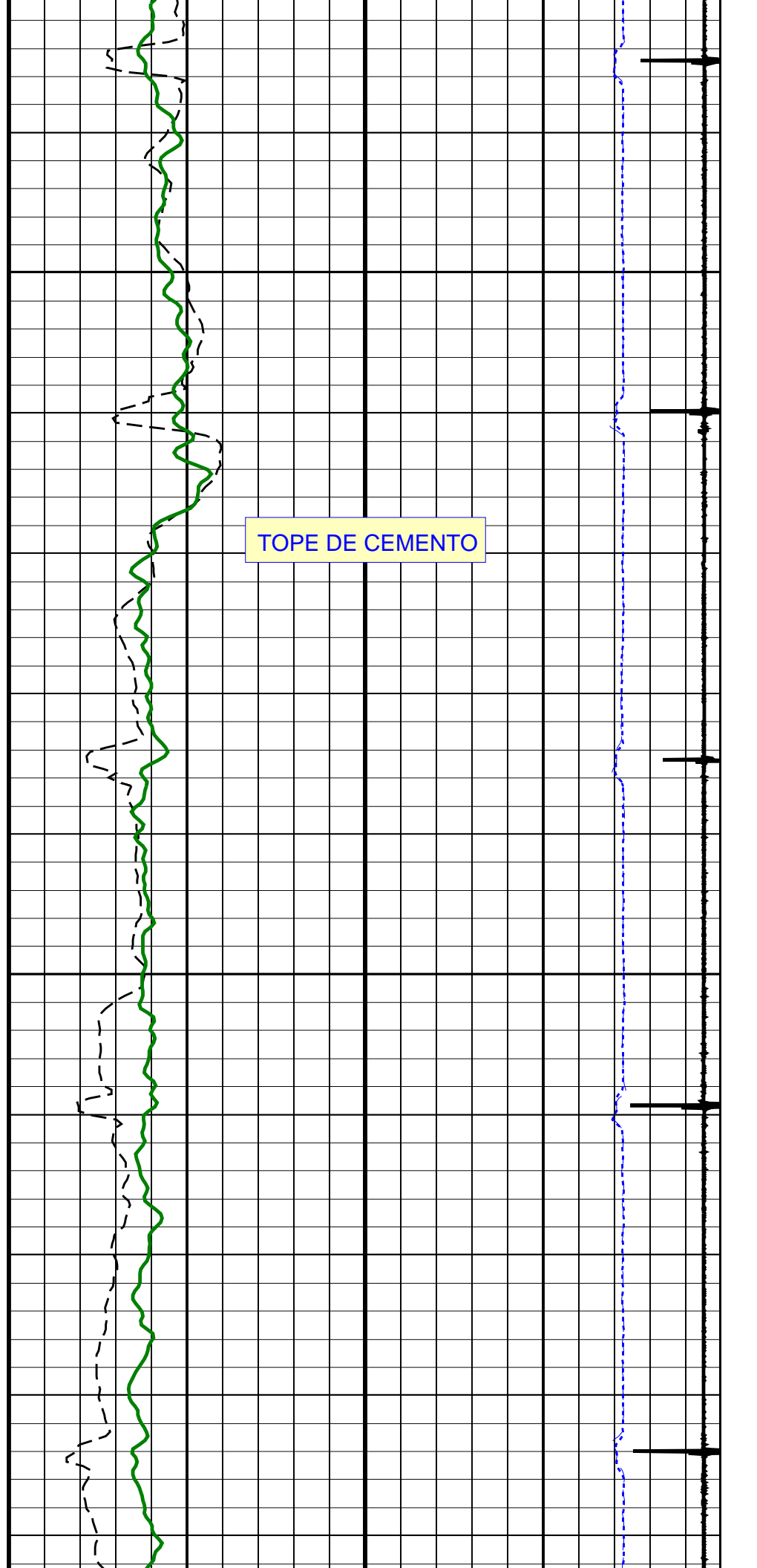


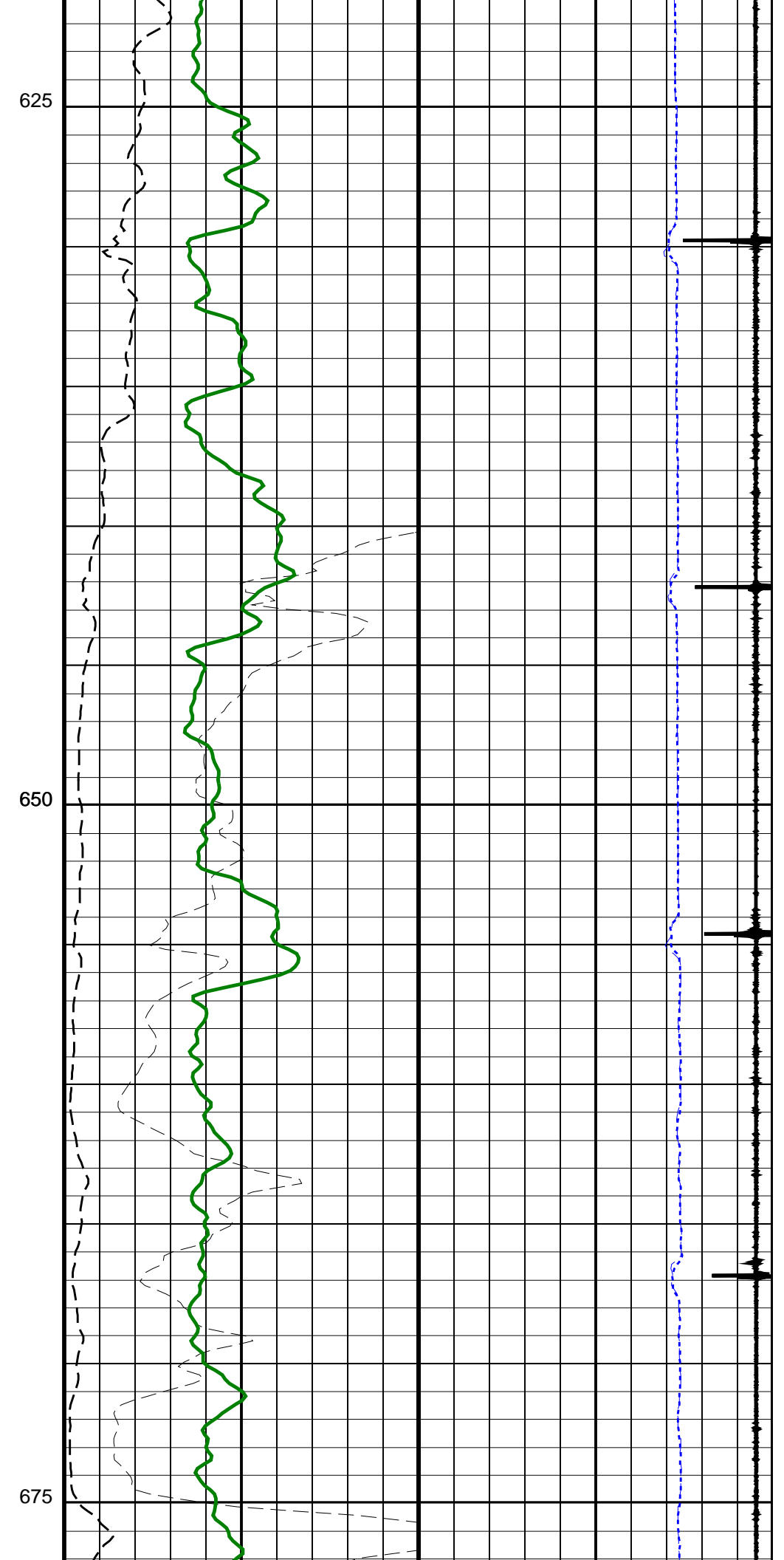
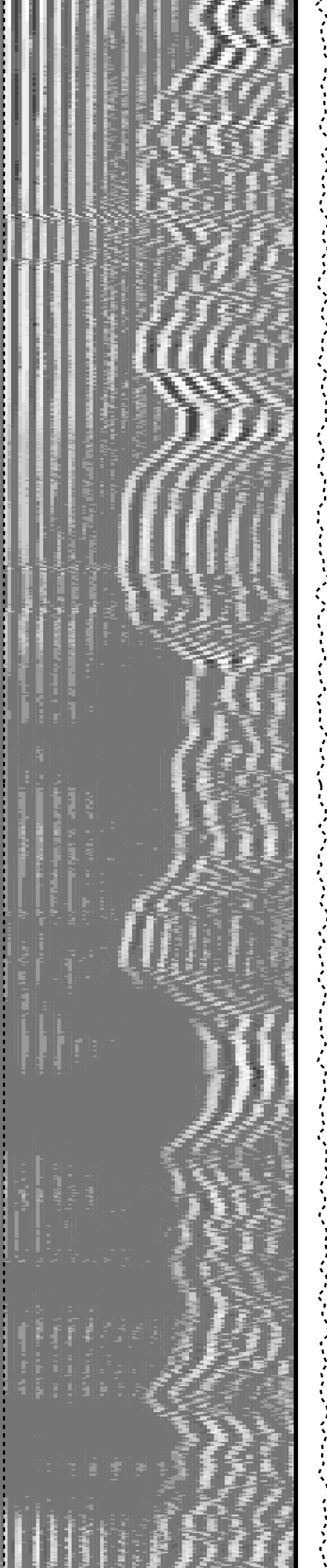


575

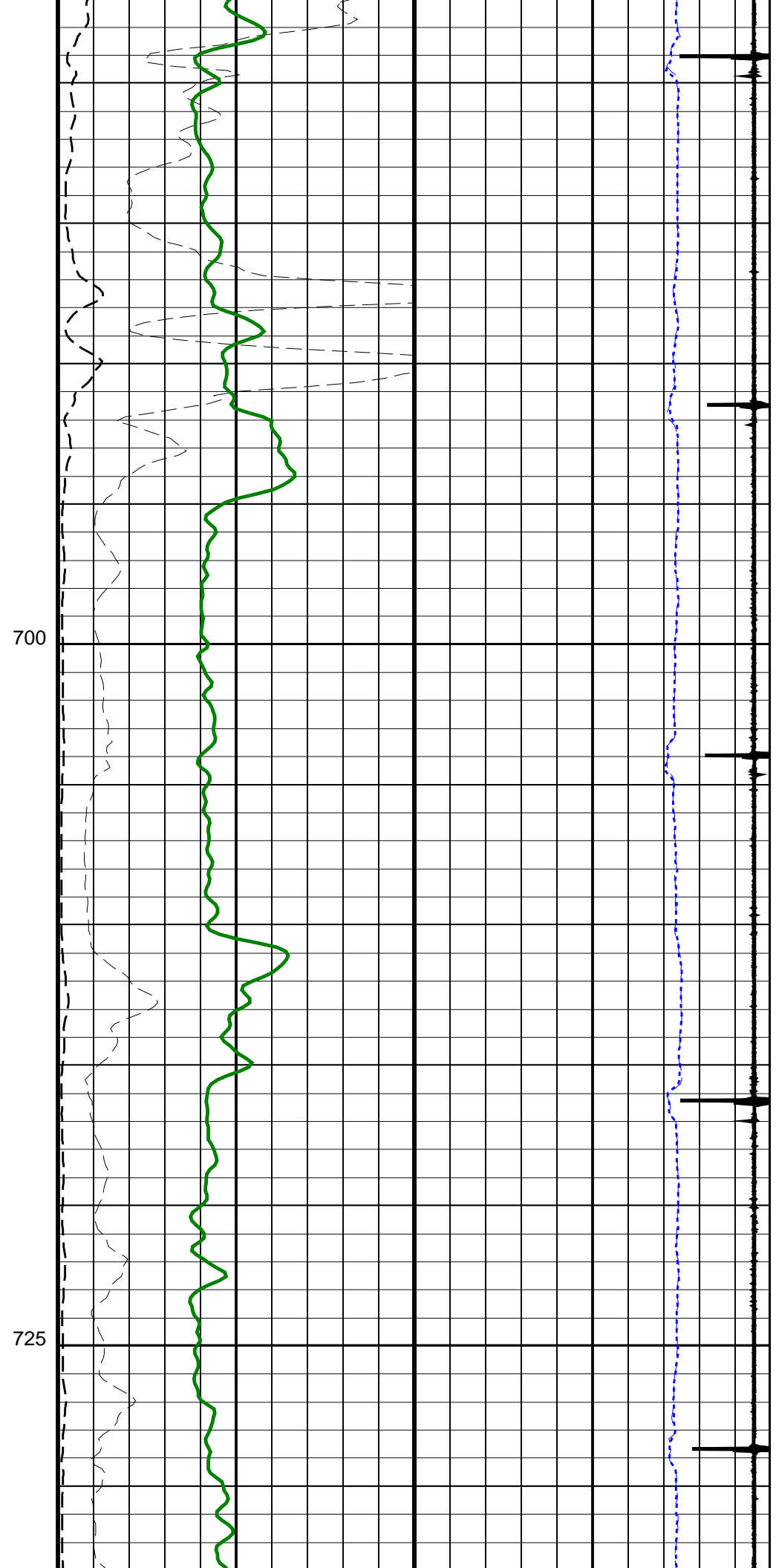
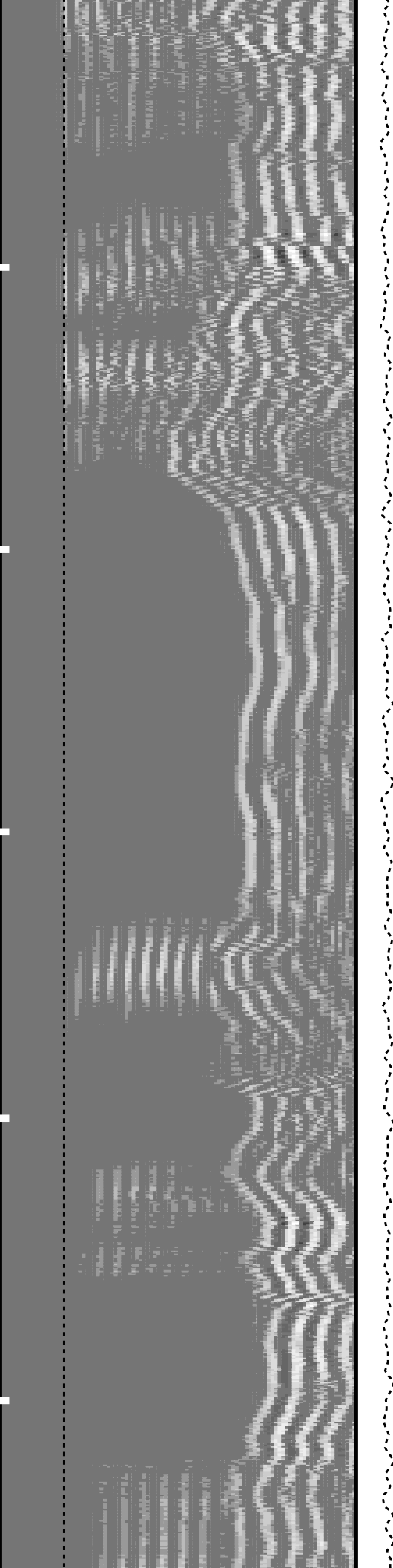
600

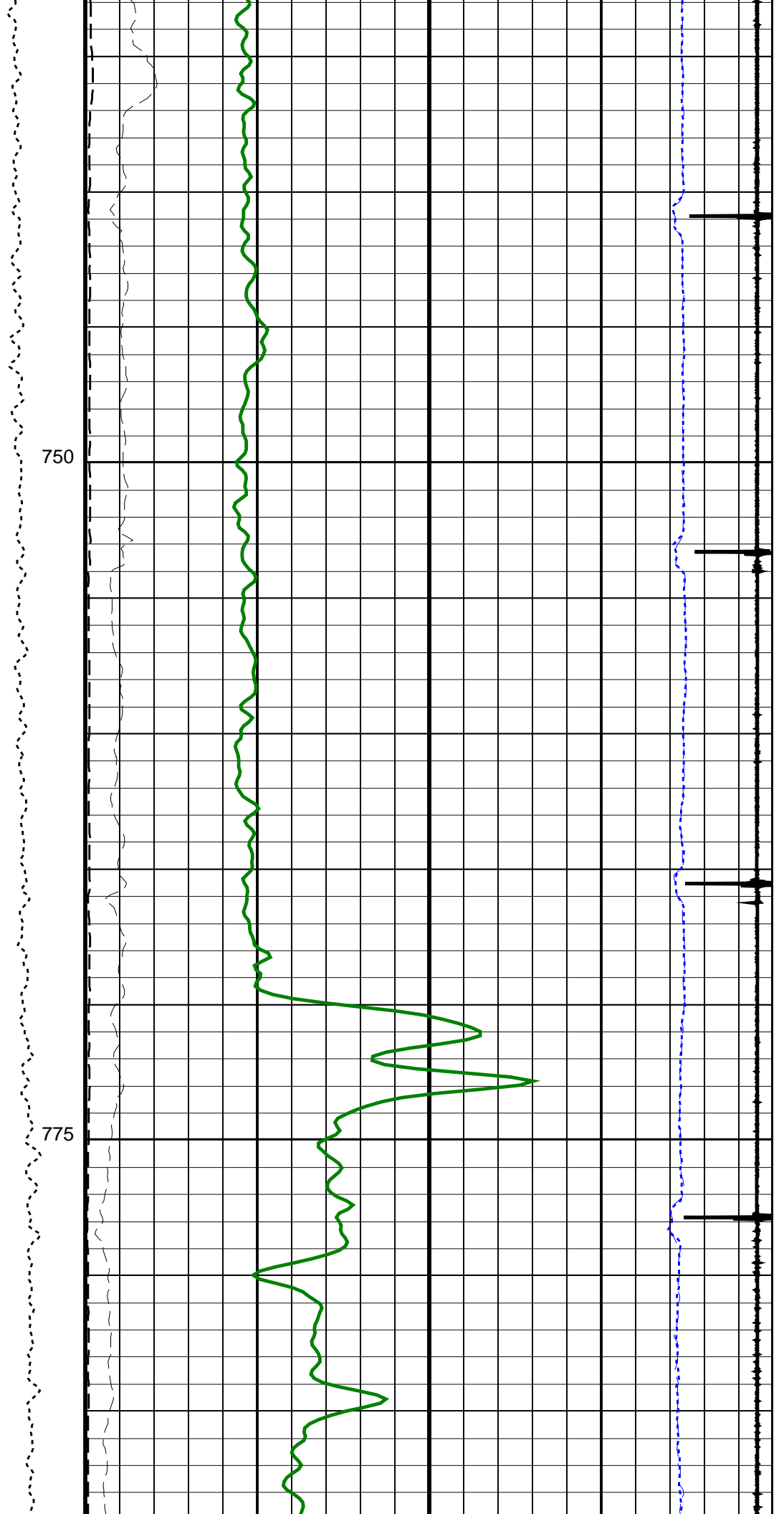
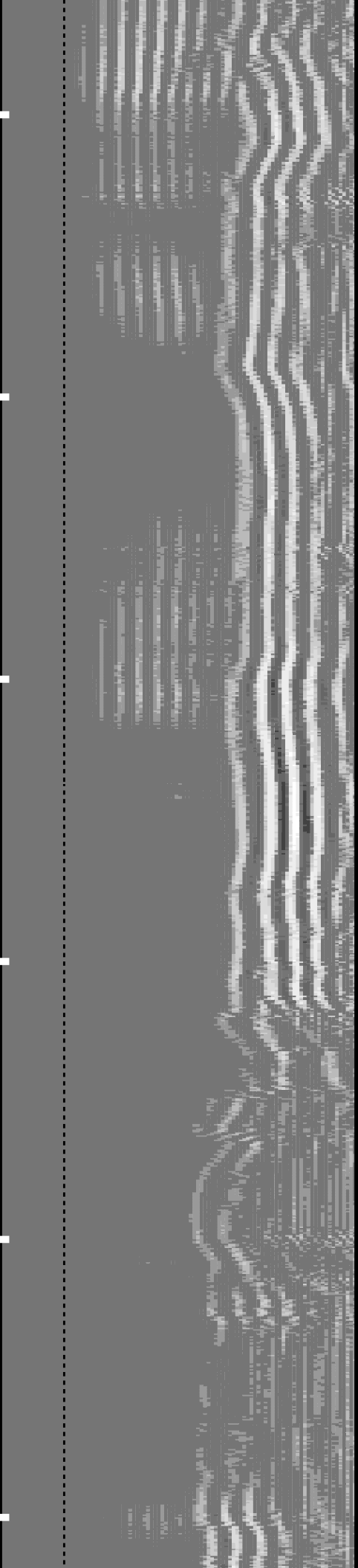
TOPE DE CEMENTO

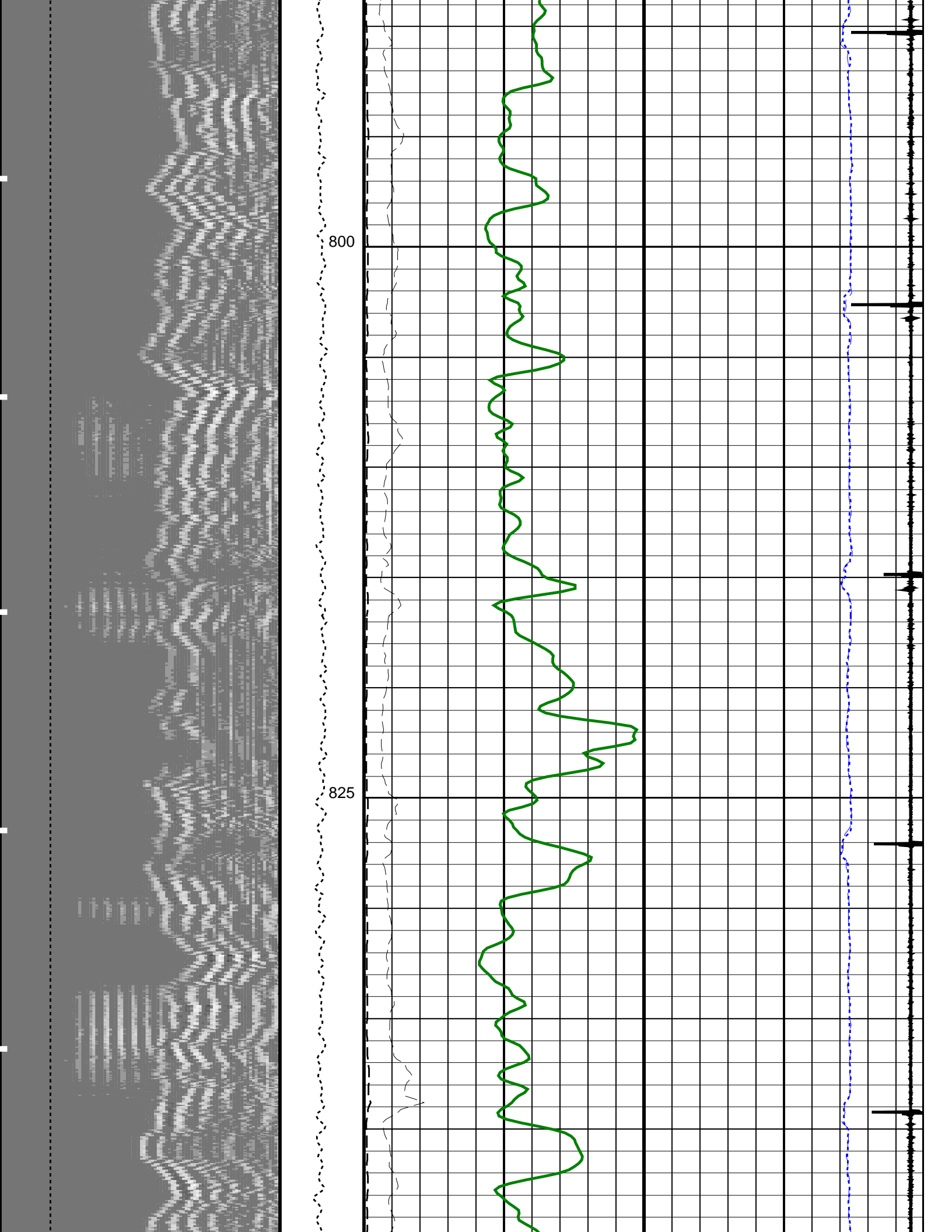


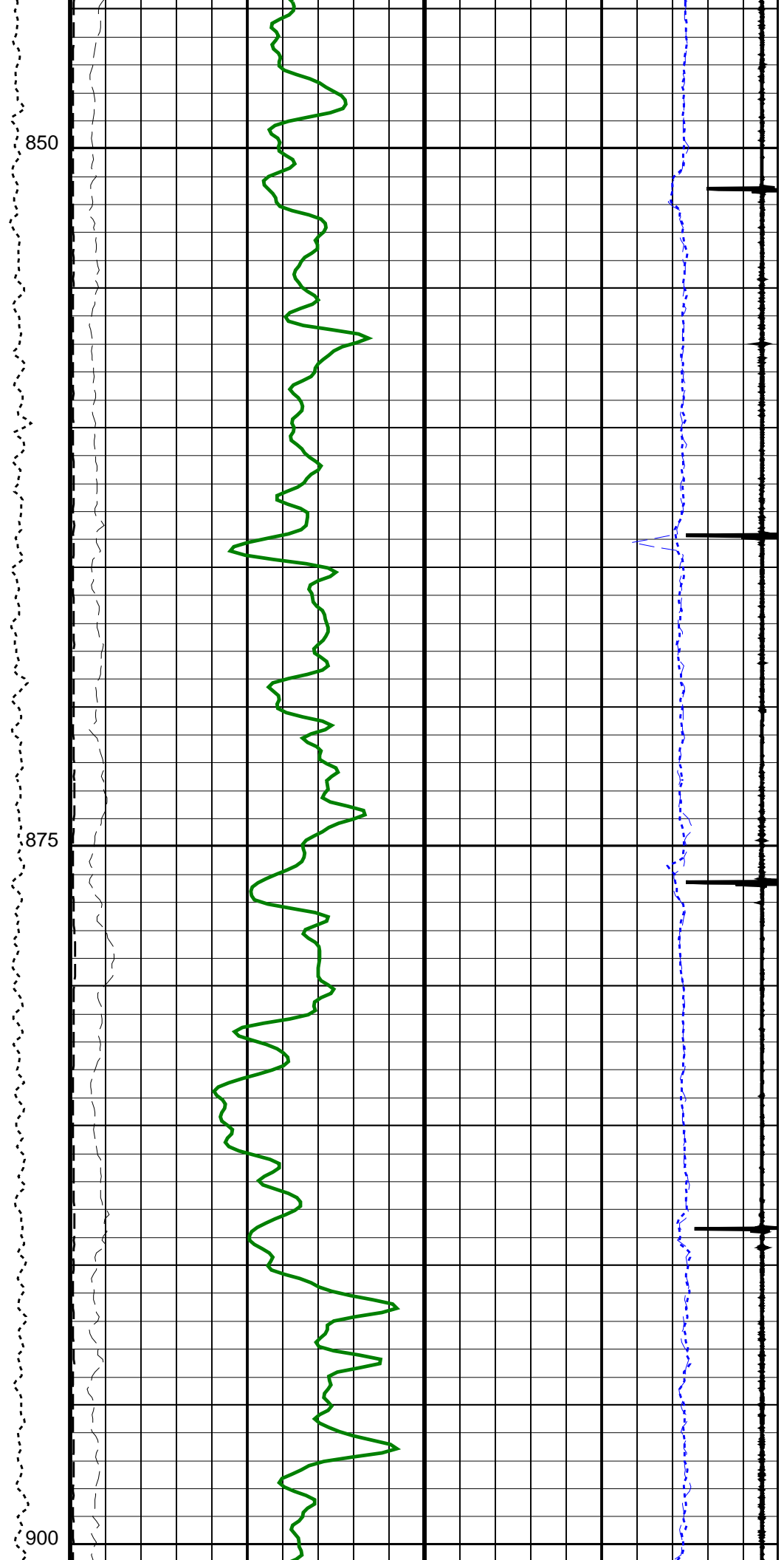
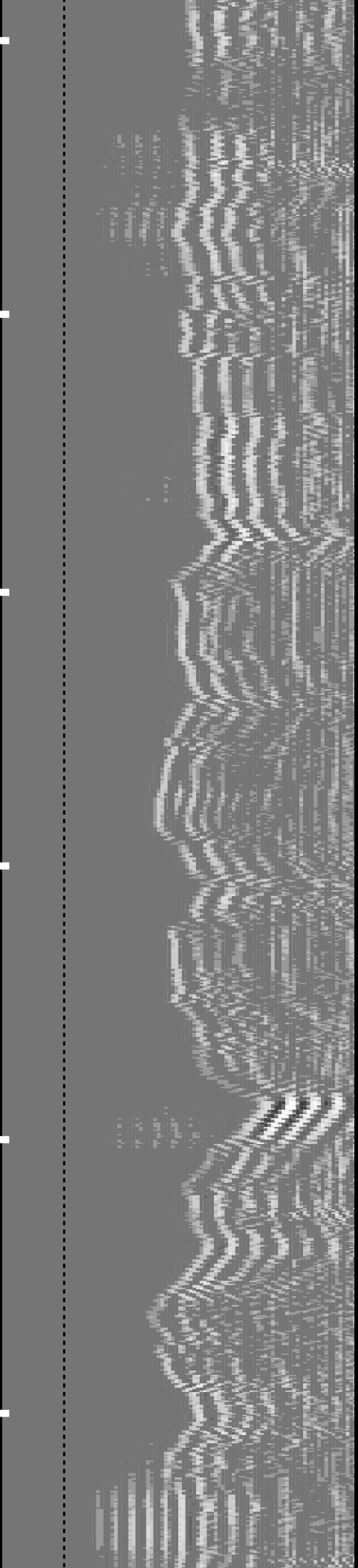


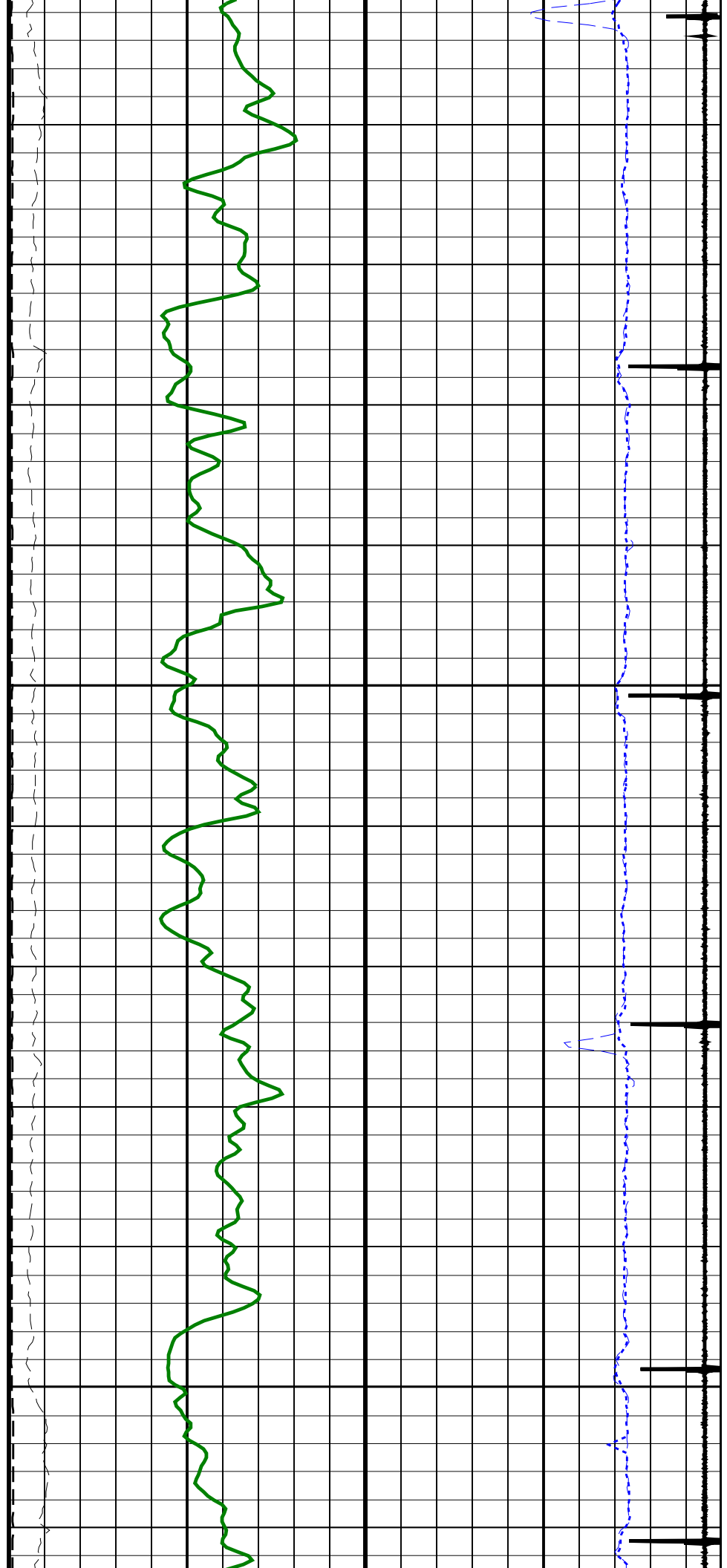
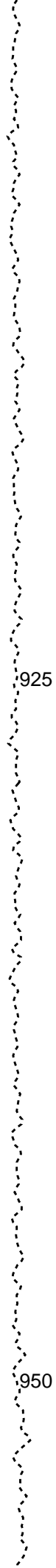
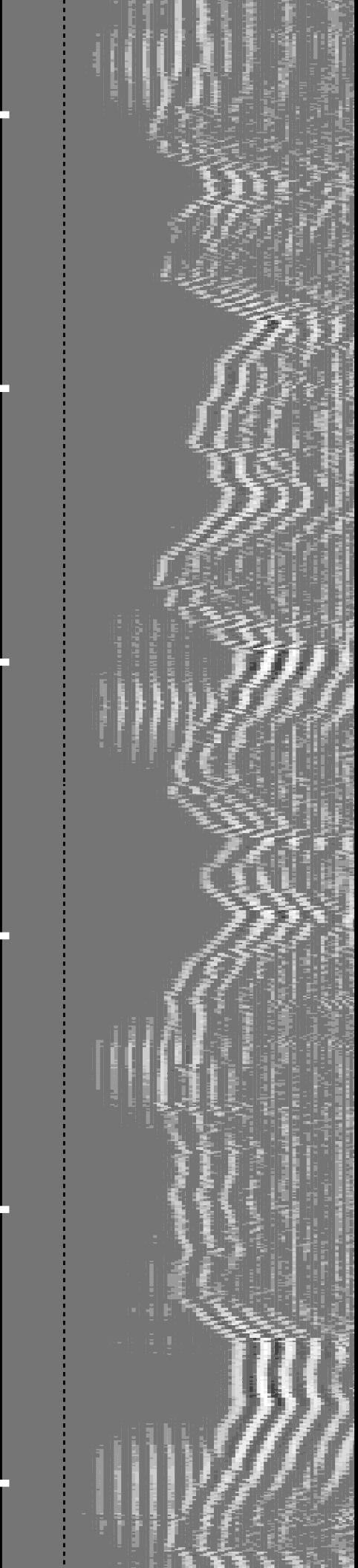


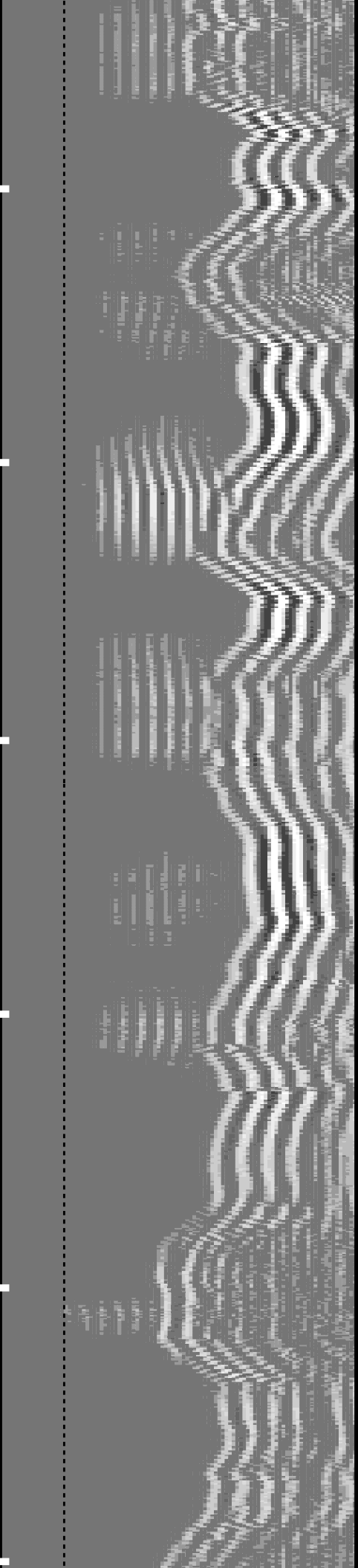




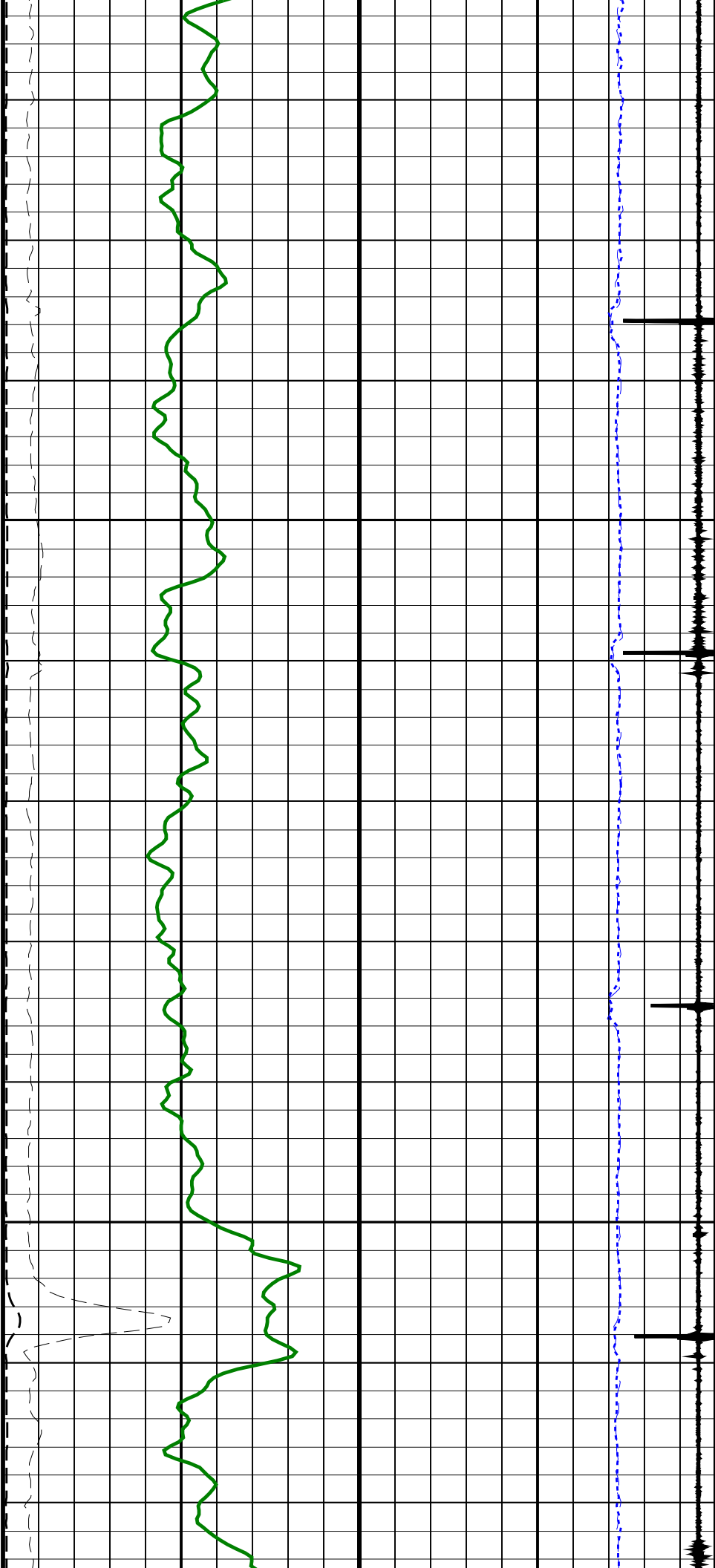


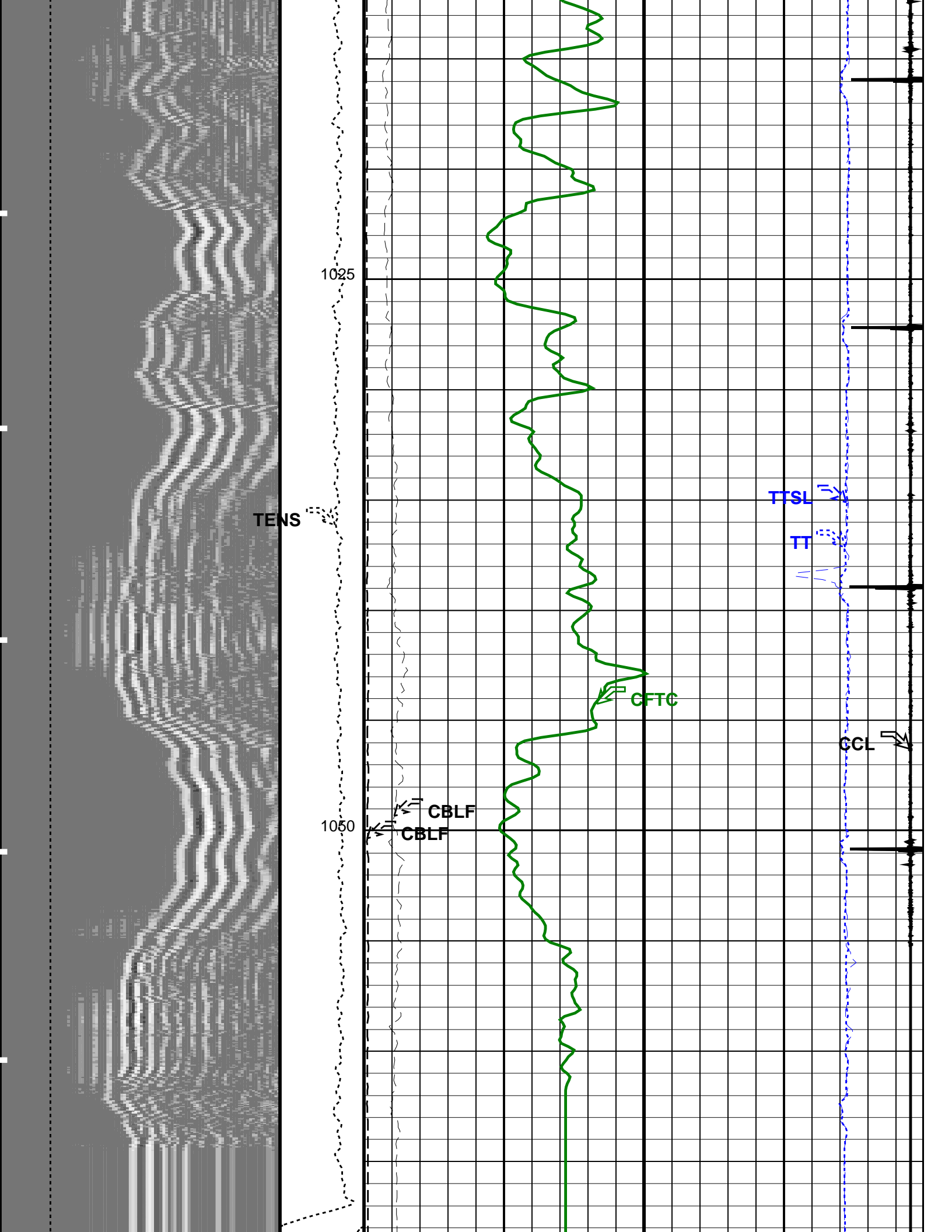


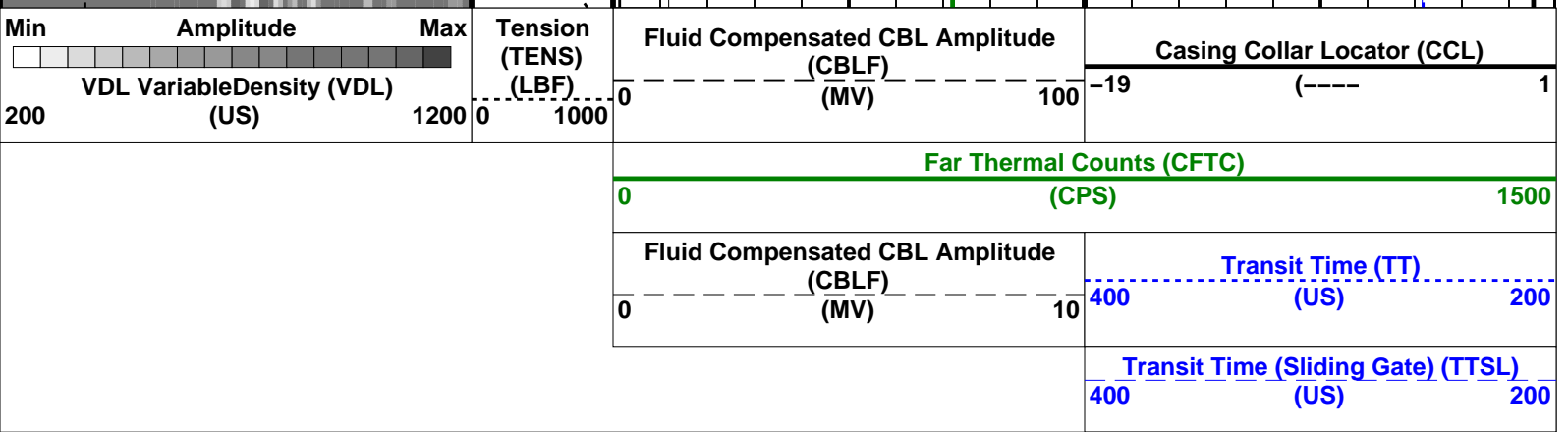




975  
1000







PIP SUMMARY

Time Mark Every 60 S

Parameters

DLIS Name	Description	Value
SDT-C: Sonic Digital - C		
AGC	Automatic Gain Control	ON
AMSG	Auxilliary Minimum Sliding Gate	240 US
ASGL	Auxilliary Minimum Sliding Gate Width	100 US
BILI	Bond Index Level for Zone Isolation	0.8
CBLG	CBL Gate Width	30 US
CDDEL	Digitizing Delay (Acq Monitor Checked)	0 US
CDSIN	Digitizer Sample Interval (Acq Monitor Checked)	DS10
CDTS	C-Delta-T Shale	100 US/F
CDWCO	Digitizer Word Count (Acq Monitor Checked)	500
CRMOD	Receiver Mode (Acq Monitor Checked)	B
CSTR	Compressive Strength of Cement	13789.5 KPA
CVDLM	VDL Firing Mode (Acq Monitor Checked)	UTFR
CWMOD	Waveform Firing Mode (Acq Monitor Checked)	NONE
DDE0	Digitizing Delay 0	0 US
DDEL	Digitizing Delay	0 US
DDMG	Downhole Differential Multi-Gain	10
DETE	Detection	E1
DSI0	Digitizer Sample Interval 0	10 US
DSIN	Digitizer Sample Interval	DS10
DTCM	Delta-T Computation Mode	FULL
DTF	Delta-T Fluid	189 US/F
DTM	Delta-T Matrix	56 US/F
DWCO	Digitizer Word Count 0	500
DWCO	Digitizer Word Count	500
FCF	CBL Fluid Compensation Factor	0.56
GAI	Manual Gain	40
GOBO	Good Bond	2 MV
ITTS	Integrated Transit Time Source	DT
MCI	Minimum Cemented Interval for Isolation	1.4478 M
MGAI	Maximum Gain	4000
MODE	Firing Mode	CBL
MSA	Minimum Sonic Amplitude	0.643961 MV
NMSG	Near Minimum Sliding Gate	245 US
RATE	Firing Rate	R7
RMOD	Receiver Mode	B
SFAF	Sonic Formation Attenuation Factor	0 DB/M
SGAD	Sliding Gate	ON
SGDT	Sliding Gate Delta-T	50 US/F
SGW	Sliding Gate Width	40 US
SLEV	Signal Level for AGC	5000 MV
SPFS	Sonic Porosity Formula	RAYMER_HUNT
SPSO	Sonic Porosity Source	DT
SWW	Sonic Window Width	13 MS
T0CA	T0 Correction	ON
TSIG	Test Signal	OFF
VDLG	VDL Manual Gain	5
VDLM	VDL Firing Mode	UTFR
WAGC	Waveform AGC	ON
WGAI	Waveform Manual Gain WGAI	20
WGDT	Waveform Gain Delta-T	240 US/F
WGIN	Waveform Gain Interval	4800 US
WMOD	Waveform Firing Mode	NONE
CNT-H: Compensated Neutron - H		
BHFL	Borehole Fluid Type	WATER
BHS	Borehole Status	CASED



BHT	Bottom Hole Temperature (used in calculations)	100	DEGC
BSCO	Borehole Salinity Correction Option	NO	
CCCO	Casing & Cement Thickness Correction Option	YES	
DPPM	Density Porosity Processing Mode	STAN	
FSAL	Formation Salinity	-50000	PPM
FSCO	Formation Salinity Correction Option	NO	
GCSE	Generalized Caliper Selection	BS	
GDEV	Average Angular Deviation of Borehole from Normal	0	DEG
GGRD	Geothermal Gradient	0.018227	DC/M
GRSE	Generalized Mud Resistivity Selection	CHART_GEN_9	
GTSE	Generalized Temperature Selection	LINEAR_ESTIMATE	
HSCO	Hole Size Correction Option	YES	
ISSBAR	Barite Mud Switch	NOBARITE	
MATR	Rock Matrix for Neutron Porosity Corrections	SANDSTONE	
MCCO	Mud Cake Correction Option	NO	
MCOR	Mud Correction	NATU	
MWCO	Mud Weight Correction Option	NO	
PTCO	Pressure/Temperature Correction Option	NO	
SDAT	Standoff Data Source	SOCN	
SHT	Surface Hole Temperature	20	DEGC
SOCN	Standoff Distance	0.5	IN
SOCO	Standoff Correction Option	NO	
	CAL-Y: Casing Anomaly Locator - Y		
CCLD	CCL reset delay	12	IN
CCLT	CCL Detection Level	0.3	V
	System and Miscellaneous		
ALTDPC	Name of alternate depth channel	SpeedCorrectedDepth	
BS	Bit Size	8.750	IN
BSAL	Borehole Salinity	-50000.00	PPM
CSIZ	Current Casing Size	5.500	IN
CWEI	Casing Weight	14.00	LB/F
DFD	Drilling Fluid Density	1.00	G/C3
DO	Depth Offset for Playback	0.1	M
MST	Mud Sample Temperature	-50000.00	DEGC
PBVSADP	Use alternate depth channel for playback	NO	
PP	Playback Processing	NORMAL	
RMFS	Resistivity of Mud Filtrate Sample	-50000.0000	OHMM
RW	Resistivity of Connate Water	1.0000	OHMM
TD	Total Depth	-50000	M
TDD	Total Depth - Driller	1200.00	M
TDL	Total Depth - Logger	1067.00	M
TWS	Temperature of Connate Water Sample	37.78	DEGC

Format: CBL\_Fluid\_Compensated    Vertical Scale: 1:200    Graphics File Created: 23-Mar-2006 17:14

**OP System Version: 14C0-302**  
MCM

SDT-C	14C0-302	CNT-H	14C0-302
TCC-BF	14C0-302	CAL-Y	14C0-302

**Input DLIS Files**

DEFAULT	SONIC_CNL_006LUP	FN:5	PRODUCER	23-Mar-2006 16:08	1069.8 M	456.1 M
---------	------------------	------	----------	-------------------	----------	---------

**Output DLIS Files**

DEFAULT	SONIC_CNL_007PUP	FN:6	PRODUCER	23-Mar-2006 17:14		
---------	------------------	------	----------	-------------------	--	--



**Analisis de Repetibilidad en Fondo**

MAXIS Field Log

Company: YPF S.A.    Well: YPF.Ch.EA.a-688

**Input DLIS Files**

DEFAULT	SONIC CNL 003LUP	FN:2	PRODUCER	23-Mar-2006 15:55	1041.8 M	966.4 M
---------	------------------	------	----------	-------------------	----------	---------

# Output DLIS Files

DEFAULT

SONIC\_CNL\_006LUP

FN:5

PRODUCER

23-Mar-2006 16:08

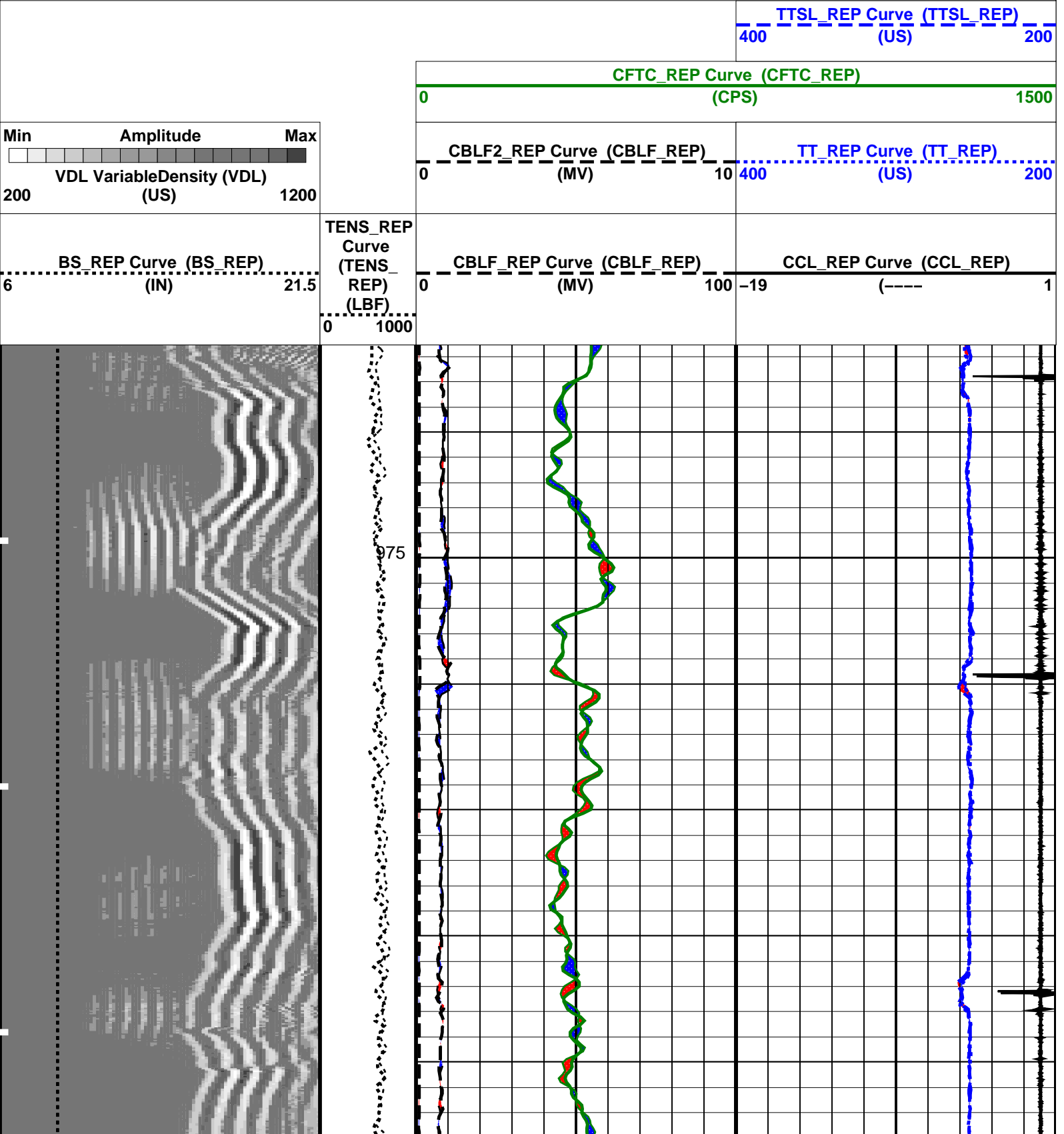
## OP System Version: 14C0-302 MCM

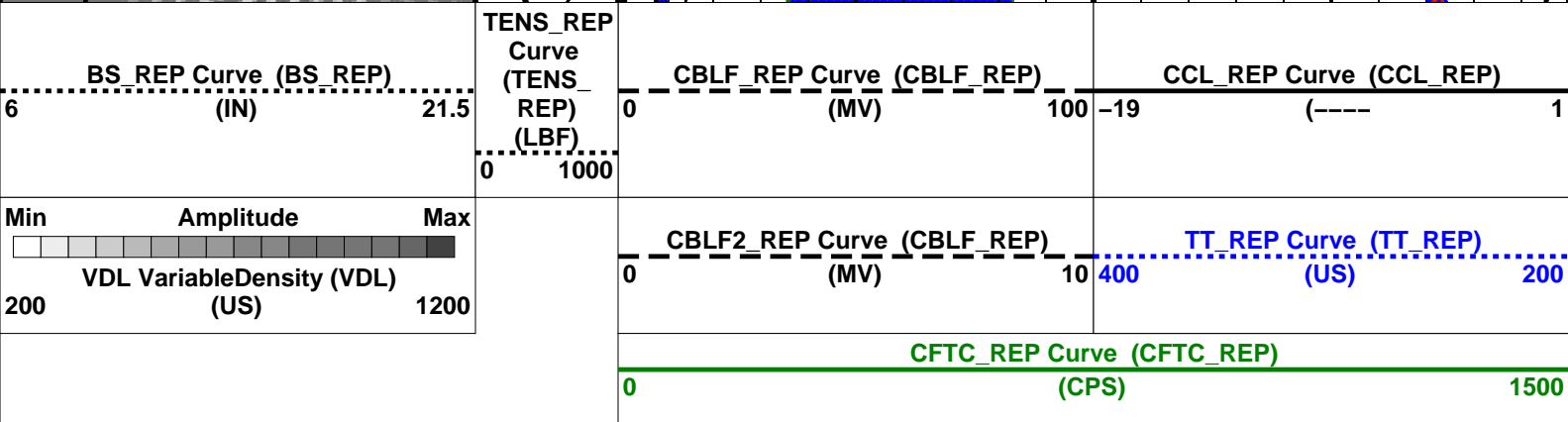
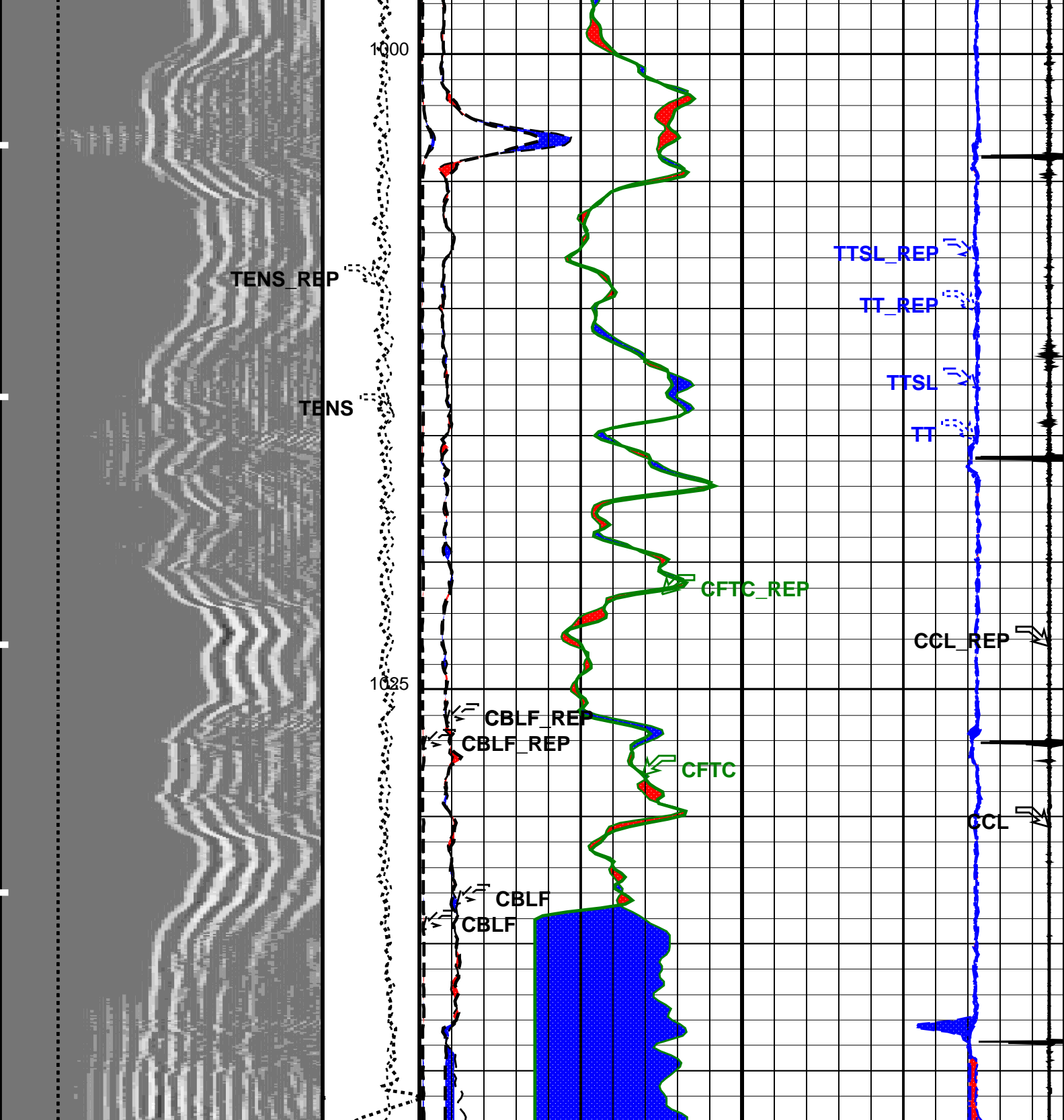
SDT-C 14C0-302  
TCC-BF 14C0-302

CNT-H 14C0-302  
CAL-Y 14C0-302

### PIP SUMMARY

Time Mark Every 60 S





PIP SUMMARY

Time Mark Every 60 S

Format: CBL\_Fluid\_Compensated\_REP Vertical Scale: 1:200 Graphics File Created: 23-Mar-2006 16:08

OP System Version: 14C0-302  
MCM

SDT-C	14C0-302	CNT-H	14C0-302
TCC-BF	14C0-302	CAL-Y	14C0-302

Input DLIS Files

DEFAULT	SONIC_CNL_003LUP	FN:2	PRODUCER	23-Mar-2006 15:55	1041.8 M	966.4 M
---------	------------------	------	----------	-------------------	----------	---------

Output DLIS Files

DEFAULT	SONIC_CNL_006LUP	FN:5	PRODUCER	23-Mar-2006 16:08
---------	------------------	------	----------	-------------------



Tramo sin correccion de profundidad

MAXIS Field Log

Company: YPF S.A.

Well: YPF.Ch.EA.a-688

Output DLIS Files

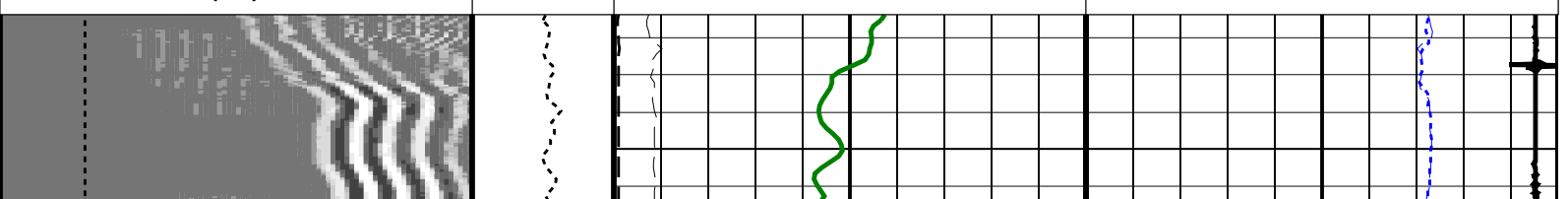
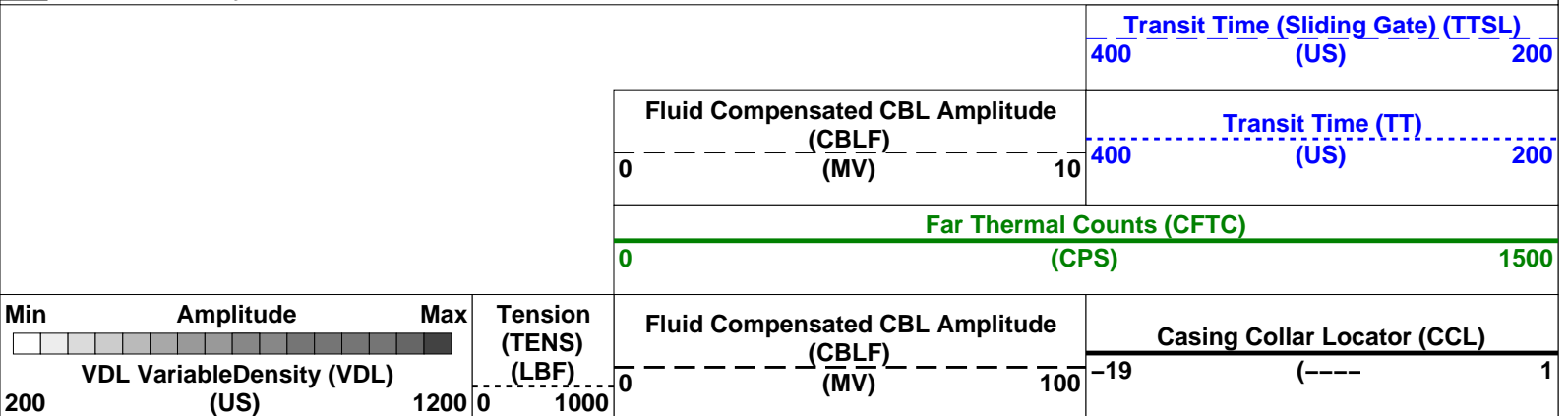
DEFAULT	SONIC_CNL_003LUP	FN:2	PRODUCER	23-Mar-2006 15:55	1041.8 M	966.4 M
---------	------------------	------	----------	-------------------	----------	---------

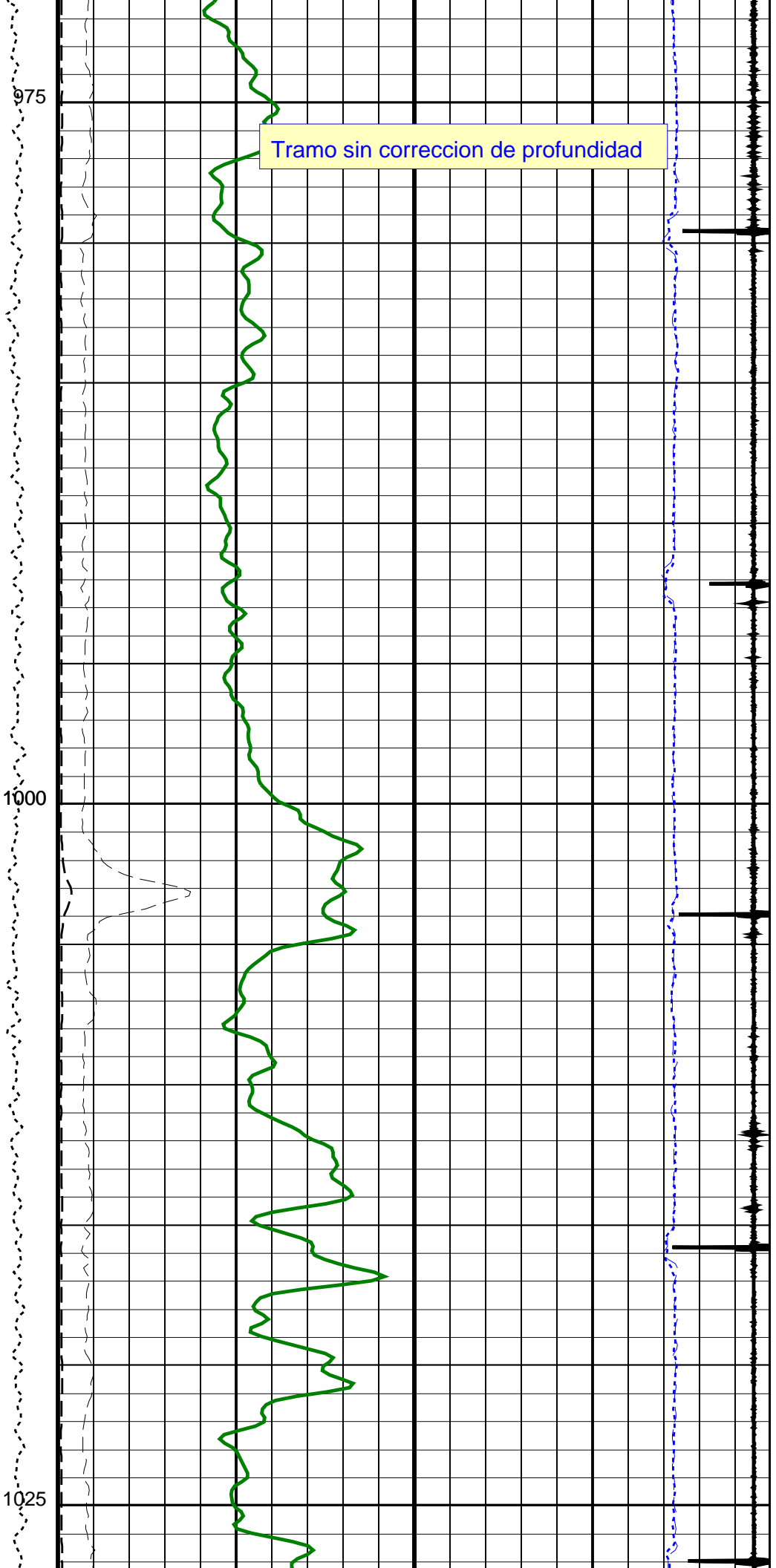
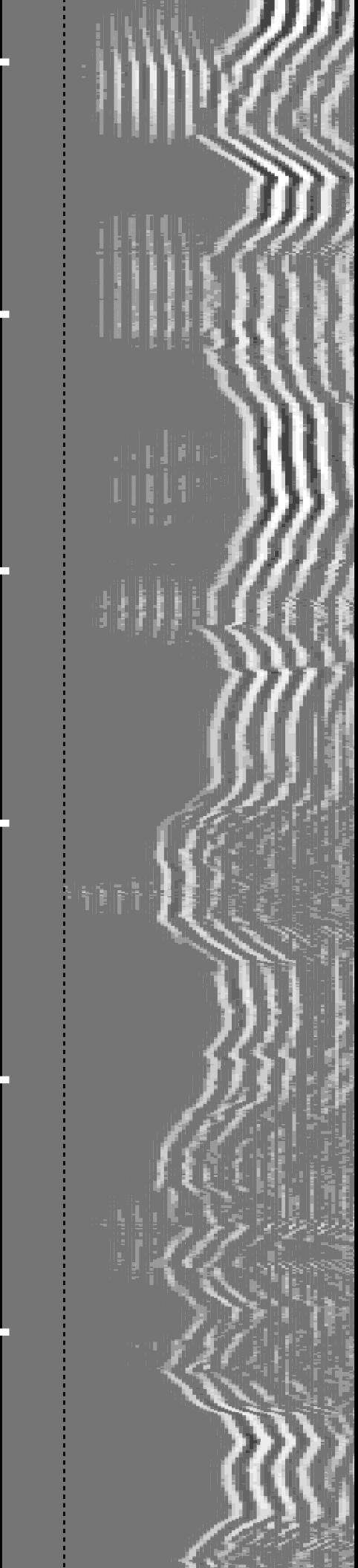
OP System Version: 14C0-302  
MCM

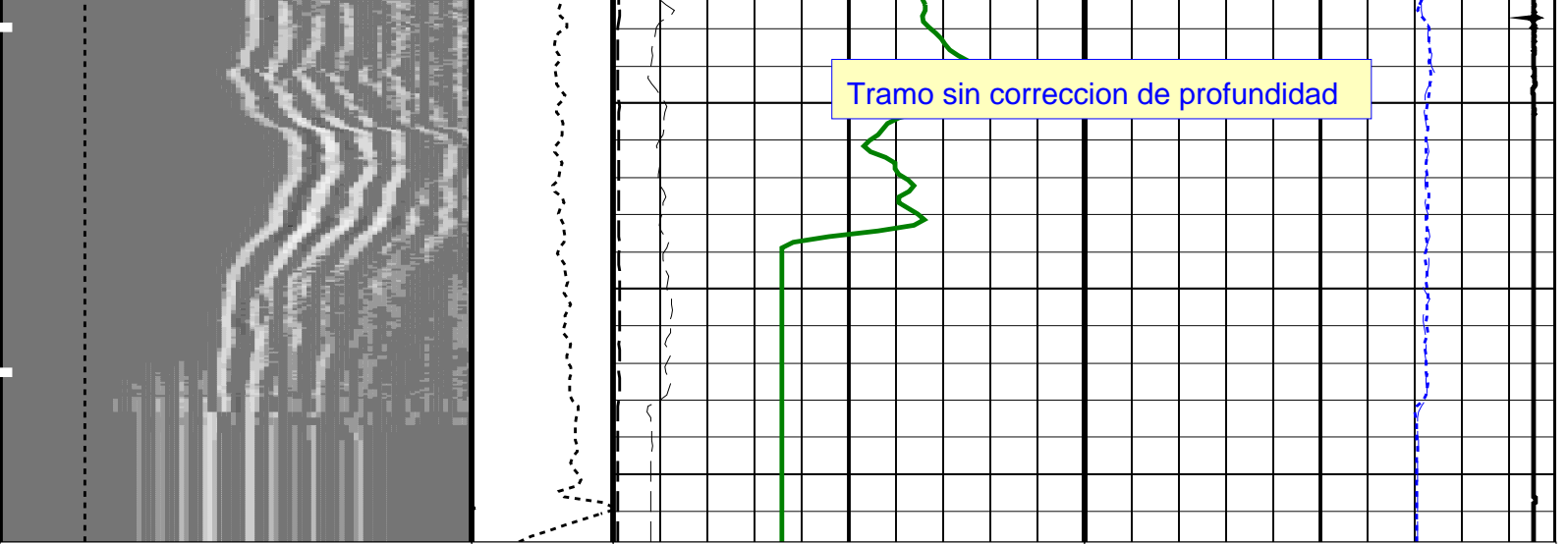
SDT-C	14C0-302	CNT-H	14C0-302
TCC-BF	14C0-302	CAL-Y	14C0-302

PIP SUMMARY

Time Mark Every 60 S







Min	Amplitude	Max	Tension (TENS) (LBF)	Fluid Compensated CBL Amplitude (CBLF) (MV)	Casing Collar Locator (CCL)
0	VDL Variable Density (VDL) (US)	1200	0 1000	0 100	-19 (----) 1
<b>Far Thermal Counts (CFTC)</b>					
0					1500
(CPS)					
				Fluid Compensated CBL Amplitude (CBLF) (MV)	Transit Time (TT) (US)
0			10	400	200
Transit Time (Sliding Gate) (TTSL) (US)					
400 200					

**PIP SUMMARY**

Time Mark Every 60 S

Format: CBL\_Fluid\_Compensated    Vertical Scale: 1:200    Graphics File Created: 23-Mar-2006 15:55

**OP System Version: 14C0-302**  
MCM

SDT-C	14C0-302	CNT-H	14C0-302
TCC-BF	14C0-302	CAL-Y	14C0-302

**Output DLIS Files**

DEFAULT	SONIC_CNL_003LUP	FN:2	PRODUCER	23-Mar-2006 15:55
---------	------------------	------	----------	-------------------



**Calibracion**

MAXIS Field Log

Calibration and Check Summary

Measurement	Nominal	Master	Before	After	Change	Limit	Units
-------------	---------	--------	--------	-------	--------	-------	-------

Compensated Neutron - H Wellsite Calibration - Zero Measurement

Master: 10-Feb-2006 11:14    Before: 23-Mar-2006 15:15

0.5004	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	CPS
--------	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----

CNTC Background	1.000	0.5391	0	N/A	N/A	N/A	CPS
CFTC Background	0	1.044	2.094	N/A	N/A	N/A	CPS

Compensated Neutron – H Wellsite Calibration – Jig Measurement

Master: 10–Feb–2006 11:38 Before: 23–Mar–2006 15:39

CNTC Jig	2782	2782	2761	N/A	N/A	N/A	CPS
CFTC Jig	1195	1195	1173	N/A	N/A	N/A	CPS
CNTC/CFTC (Jig)	2.327	2.327	2.353	N/A	N/A	N/A	

The CNT Master Calibration Was Done With The Following Parameters :

NCT–B Water Temperature 19.0 DEGC.  
Thermal Housing Size 3.365 IN.

Compensated Neutron – H / Equipment Identification

Primary Equipment:

Compensated Neutron Cartridge	CNC – HA	212
Neutron Logging Source	NLS – KL	
Neutron Source Radioactive	NSR – F	2112
Compensated Neutron Box	CNB – AB	
Neutron Detector without Alpha Source	CND – NA	
Compensated Neutron Box	CNB – AB	

Auxiliary Equipment:

Compensated Neutron Housing	CNH – A	2021
Neutron Calibration Tank	NCT – B	

Compensated Neutron – H Wellsite Calibration

Zero Measurement

Phase	CNTC Background CPS	Value	Phase	CFTC Background CPS	Value
Master		0.5391	Master		1.044
Before		0	Before		2.094
–0.010000 (Minimum)      1.000 (Nominal)      5.000 (Maximum)			–0.010000 (Minimum)      0 (Nominal)      5.000 (Maximum)		
Master: 10–Feb–2006 11:14			Before: 23–Mar–2006 15:15		

Compensated Neutron – H Wellsite Calibration

Jig Measurement

Phase	CNTC Jig CPS	Value	Phase	CFTC Jig CPS	Value	Phase	CNTC/CFTC (Jig)	Value
Master		2782	Master		1195	Master		2.327
Before		2761	Before		1173	Before		2.353
2643 (Minimum)      2782 (Nominal)      2921 (Maximum)			1136 (Minimum)      1195 (Nominal)      1255 (Maximum)			2.287 (Minimum)      2.327 (Nominal)      2.367 (Maximum)		
Master: 10–Feb–2006 11:38				Before: 23–Mar–2006 15:39				

Compania: **YPF S.A.**

**Schlumberger**

Pozo: **YPF.Ch.RA–224**

Campo: **RESTINGA ALI**

Provincia: **CHUBUT**

Pais: **ARGENTINA**

**CONTROL DE CEMENTO**

CBL-VDL-CNL-CC

1:200





**FracCADE<sup>®</sup>**  
**STIMULATION PROPOSAL**

Operator : Drill 150 IPM Project  
Well : RA-224  
Field : Restinga Ali  
Formation : El Trebol

Well Location : Comodoro Rivadavia  
County : Escalante  
State : Chubut  
Country : Argentina

Prepared for	: Juan Felippa	Service Point	: CAG
Proposal No.	: 68 bolsas	Business Phone	: 4483322 Int 111
Date Prepared	: 03-29-2006	FAX No.	: 4483322 Int 146

Prepared by : Angeles Krenz  
Phone : 0297-155921205  
E-Mail Address : mkrenz@slb.com

\* Mark of Schlumberger

**Disclaimer Notice:**

This information is presented in good faith, but no warranty is given by and Schlumberger assumes no liability for advice or recommendations made concerning results to be obtained from the use of any product or service. The results given are estimates based on calculations produced by a computer model including various assumptions on the well, reservoir and treatment. The results depend on input data provided by the Operator and estimates as to unknown data and can be no more accurate than the model, the assumptions and such input data. The information presented is Schlumberger's best estimate of the actual results that may be achieved and should be used for comparison purposes rather than absolute values. The quality of input data, and hence results, may be improved through the use of certain tests and procedures which Schlumberger can assist in selecting.

The Operator has superior knowledge of the well, the reservoir, the field and conditions affecting them. If the Operator is aware of any conditions whereby a neighboring well or wells might be affected by the treatment proposed herein it is the Operator's responsibility to notify the owner or owners of the well or wells accordingly.

Prices quoted are estimates only and are good for 30 days from the date of issue. Actual charges may vary depending upon time, equipment, and material ultimately required to perform these services.

Freedom from infringement of patents of Schlumberger or others is not to be inferred.

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m



**Section 1: Wellbore Configuration**

Bottom Hole Temperature ..... 100 degF  
 Deviated Hole ..... NO  
 Treat Down ..... TUBING  
 Flush Volume to 814.0 m ..... 16.3 bbl

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (m)
2.875	6.5	2.441	800.0

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (m)
5.500	15.5	4.950	1075.0

Perforation Data						
Top MD (m)	Top TVD (m)	Bottom MD (m)	Bottom TVD (m)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
814.0	814.0	816.0	816.0	4.00	26	0.41

**Section 2: Zone Data**

Formation Mechanical Properties							
Zone Name	Top MD (m)	Zone Height (m)	Frac Grad. (psi/ft)	Insitu Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Toughness (psi.in0.5)
SHALE	792.5	12.0	0.662	1733	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	804.5	1.0	0.626	1654	4.500E+05	0.33	700
SHALE	805.5	8.5	0.668	1775	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTO	814.0	2.0	0.583	1559	9.500E+05	0.33	1200
SHALE	816.0	2.5	0.657	1762	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTO	818.5	2.0	0.609	1637	9.000E+05	0.30	0
SHALE	820.5	1.0	0.668	1799	2.800E+05	0.35	1200
DIRTY-SANDSTO	821.5	2.5	0.608	1641	9.000E+05	0.30	0
SHALE	824.0	1.0	0.665	1799	2.800E+05	0.35	1200
SHALE	825.0	1.4	0.660	1787	2.800E+05	0.35	1200
CLEAN-SANDSTONE	826.4	2.6	0.597	1621	9.000E+05	0.30	0
SHALE	829.0	10.0	0.665	1819	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	839.0	3.5	0.589	1625	9.000E+05	0.30	0
SHALE	842.5	4.5	0.668	1851	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	847.0	1.5	0.583	1622	9.000E+05	0.30	0

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m



Formation Mechanical Properties							
Zone Name	Top MD (m)	Zone Height (m)	Frac Grad. (psi/ft)	Insitu Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Toughness (psi.in0.5)
SHALE	848.5	3.7	0.668	1864	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	852.2	3.3	0.593	1661	9.000E+05	0.30	0
SHALE	855.5	1.2	0.670	1881	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	856.7	7.3	0.619	1747	4.500E+05	0.33	700
SHALE	864.0	1.0	0.660	1873	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	865.0	3.8	0.642	1826	4.500E+05	0.33	700
SHALE	868.8	2.2	0.670	1912	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	871.0	5.9	0.632	1812	4.500E+05	0.33	700
SHALE	876.9	2.1	0.671	1932	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	879.0	1.5	0.634	1830	4.500E+05	0.33	700
SHALE	880.5	9.5	0.668	1941	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	890.0	1.0	0.637	1860	4.500E+05	0.33	700
SHALE	891.0	2.0	0.672	1966	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	893.0	3.5	0.639	1876	4.500E+05	0.33	700
SHALE	896.5	1.5	0.672	1978	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	898.0	1.0	0.632	1863	4.500E+05	0.33	700
DIRTY-SANDSTONE	899.0	2.0	0.641	1893	4.500E+05	0.33	700
DIRTY-SANDSTONE	901.0	4.0	0.636	1884	4.500E+05	0.33	700
SHALE	905.0	15.0	0.667	1997	2.800E+05	0.35	1000

Formation Transmissibility Properties								
Zone Name	Top MD (m)	Net Height (m)	Perm (md)	Porosity (%)	Res. Pressure (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Water Sat. (%)
SHALE	792.5	0.0	0.001	28.8	1226	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	804.5	0.0	7	26.7	1236	0.0	0.0	0.0
SHALE	805.5	0.0	0.001	29.5	1244	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTO	814.0	2.0	10	26.6	1251	0.0	40.0	60.0
SHALE	816.0	0.0	0.001	25.1	1255	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTO	818.5	2.0	10	30.5	1258	0.0	40.0	60.0
SHALE	820.5	0.0	0.001	27.2	1261	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTO	821.5	2.5	10	32.0	1263	0.0	40.0	60.0
SHALE	824.0	0.0	0.001	26.0	1266	0.0	0.0	0.0
SHALE	825.0	0.0	0.001	28.4	1268	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	826.4	0.0	10	27.5	1271	0.0	40.0	60.0
SHALE	829.0	0.0	0.001	32.1	1281	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	839.0	0.0	10	33.9	1291	0.0	40.0	60.0
SHALE	842.5	0.0	0.001	30.4	1297	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	847.0	0.0	10	30.1	1302	0.0	40.0	60.0
SHALE	848.5	0.0	0.001	26.6	1306	0.0	0.0	0.0

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m



Formation Transmissibility Properties								
Zone Name	Top MD (m)	Net Height (m)	Perm (md)	Porosity (%)	Res. Pressure (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Water Sat. (%)
CLEAN-SANDSTONE	852.2	0.0	10	28.9	1311	0.0	40.0	60.0
SHALE	855.5	0.0	0.001	25.7	1315	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	856.7	7.0	10	32.1	1321	0.0	45.0	55.0
SHALE	864.0	0.0	0.001	32.6	1327	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	865.0	0.0	8	27.1	1331	0.0	0.0	0.0
SHALE	868.8	0.0	0.001	26.1	1336	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	871.0	0.0	6	29.3	1342	0.0	0.0	0.0
SHALE	876.9	0.0	0.001	29.3	1348	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	879.0	0.0	7	30.0	1351	0.0	0.0	0.0
SHALE	880.5	0.0	0.001	30.8	1359	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	890.0	0.0	6	27.5	1367	0.0	0.0	0.0
SHALE	891.0	0.0	0.001	24.1	1370	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	893.0	0.0	7	29.6	1374	0.0	0.0	0.0
SHALE	896.5	0.0	0.001	25.0	1378	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	898.0	0.0	5	30.8	1380	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	899.0	0.0	6	28.7	1382	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	901.0	0.0	5	29.0	1386	0.0	0.0	0.0
SHALE	905.0	0.0	0.001	27.8	1401	0.0	0.0	0.0

### Section 3: Propped Fracture Schedule

#### Pumping Schedule

The following is the Pumping Schedule to achieve a propped fracture half-length ( $X_f$ ) of 0.0 m with an average conductivity ( $K_f w$ ) of 0 md.ft.

Job Description						
Stage Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Stage Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	8.0	YF125LG	700	25.0		0.0
2.0 PPA	8.0	YF125LG	500	25.0	20/40 SuperDC	2.0
4.0 PPA	8.0	YF125LG	400	25.0	20/40 SuperDC	4.0
6.0 PPA	8.0	YF125LG	300	25.0	20/40 SuperDC	6.0
8.0 PPA	8.0	YF125LG	300	25.0	20/40 SuperDC	8.0
FLUSH	8.0	YF125LG	684	25.0		0.0

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m

**Schlumberger**

Fluid Totals		
2884 gal	of	YF125LG

Proppant Totals		
68 bolsas	of	20/40 SuperDC

Job Execution									
Stage Name	Stage Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Stage Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Stage Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Stage Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	700	700	16.7	16.7	0	0	1044	2.1	2.1
2.0 PPA	500	1200	13.0	29.7	1000	1000	985	1.6	3.7
4.0 PPA	400	1600	11.3	41.0	1600	2600	890	1.4	5.1
6.0 PPA	300	1900	9.2	50.2	1800	4400	823	1.1	6.3
8.0 PPA	300	2200	9.8	60.0	2400	6800	778	1.2	7.5
FLUSH	684	2884	16.3	76.3	0	6800	873	2.0	9.5

#### Section 4: Propped Fracture Simulation

The following are the results of the computer simulation of this Fracturing Proposal using a Pseudo 3-D Vertical model. Effective Conductivity and Effective Fcd are calculated based on perforated intervals with positive net heights.

Initial Fracture Top TVD..... 814.0 m  
 Initial Fracture Bottom TVD..... 816.0 m

Propped Fracture Half-Length..... 0.0 m  
 EOJ Hyd Height at Well..... 22.5 m  
 Average Propped Width..... 0.000 in  
 Average Gel Concentration..... 0.0 lb/mgal  
 Average Gel Fluid Retained Factor..... 0.00  
 Net Pressure..... 236 psi  
 Efficiency..... 0.525  
 Effective Conductivity..... 0 md.ft  
 Effective Fcd..... 0.0  
 Max Surface Pressure..... 1044 psi

Simulation Results by Fracture Segment							
From (m)	To (m)	Prop. Conc. at End of Pumping (PPA)	Propped Width (in)	Propped Height (m)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft <sup>2</sup> )	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Fracture Conductivity (md.ft)
0.0	5.7	8.4	0.000	0.0	0.00	0.0	0
5.7	11.4	7.5	0.000	0.0	0.00	0.0	0

Client : Drill 150 1PM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m

**Schlumberger**

Simulation Results by Fracture Segment							
From (m)	To (m)	Prop. Conc. at End of Pumping (PPA)	Propped Width (in)	Propped Height (m)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft2)	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Fracture Conductivity (md.ft)
11.4	17.1	6.1	0.000	0.0	0.00	0.0	0
17.1	22.8	4.4	0.000	0.0	0.00	0.0	0

Fracture Geometry Data Per Zone for Production Prediction							
Zone Name	Top MD (m)	Top TVD (m)	Gross Height (m)	Net Height (m)	Fracture Width (in)	Fracture Length (m)	Fracture Conductivity (md.ft)
SHALE	792.5	792.5	12.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	804.5	804.5	1.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	805.5	805.5	8.5	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTO	814.0	814.0	2.0	2.0	0.000	0.0	0
SHALE	816.0	816.0	2.5	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTO	818.5	818.5	2.0	2.0	0.000	0.0	0
SHALE	820.5	820.5	1.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTO	821.5	821.5	2.5	2.5	0.000	0.0	0
SHALE	824.0	824.0	1.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	825.0	825.0	1.4	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	826.4	826.4	2.6	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	829.0	829.0	10.0	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	839.0	839.0	3.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	842.5	842.5	4.5	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	847.0	847.0	1.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	848.5	848.5	3.7	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	852.2	852.2	3.3	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	855.5	855.5	1.2	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	856.7	856.7	7.3	7.0	0.000	0.0	0
SHALE	864.0	864.0	1.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	865.0	865.0	3.8	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	868.8	868.8	2.2	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	871.0	871.0	5.9	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	876.9	876.9	2.1	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	879.0	879.0	1.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	880.5	880.5	9.5	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	890.0	890.0	1.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	891.0	891.0	2.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	893.0	893.0	3.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	896.5	896.5	1.5	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	898.0	898.0	1.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	899.0	899.0	2.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	901.0	901.0	4.0	0.0	0.000	0.0	0

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m

**Schlumberger**

Fracture Geometry Data Per Zone for Production Prediction							
Zone Name	Top MD (m)	Top TVD (m)	Gross Height (m)	Net Height (m)	Fracture Width (in)	Fracture Length (m)	Fracture Conductivity (md.ft)
SHALE	905.0	905.0	15.0	0.0	0.000	0.0	0

Exposure Time Prediction by Stage						
Stage Name	Fluid Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Volume (gal)	Perforation Injection Temp. (degF)	Exposure at BHST of 100 degF (min)	Exposure above Watch Temp. of 95 degF (min)
PAD	YF125LG	8.0	700	96	4.7	4.7
2.0 PPA	YF125LG	8.0	500	89	3.8	3.8
4.0 PPA	YF125LG	8.0	400	81	1.1	1.1
6.0 PPA	YF125LG	8.0	300	81	0.0	0.0
8.0 PPA	YF125LG	8.0	300	81	0.0	0.0
FLUSH	YF125LG	8.0	684			

### Section 5: Proppant Data

Proppant Permeability is calculated based on the following parameters:

BH Static Temperature: 100 degF  
 Stress on Proppant: 1545 psi  
 Propped Fracture Conc.: 1.00 lb/ft<sup>2</sup>  
 Average Young's Modulus: 9.500E+05 psi

Proppant Data				
Proppant Name	Specific Gravity	Mean Diameter (in)	Pack Porosity (%)	Permeability (md)
20/40 SuperDC	2.53	0.028	35.0	159733
20/40 Jordan-Unimin	2.65	0.022	35.0	146715

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m



## Section 6: Fluid Descriptions

### WF125

• J424, WATER GELLING AGENT	25.00 lb/mgal
• M2, CAUSTIC SODA FLAKE	0.00 lb/mgal
• J218, BREAKER	0.00 lb/mgal
• J475, EB-CLEAN(TM) BREAKER	0.00 lb/mgal
• L64, CLAY STABILIZER	2.00 gal/mgal
• D47, ANTIFOAM AGENT	0.30 gal/mgal
• M76, BACTERICIDE	0.30 gal/mgal
• U66, FREFLO EB MISCIBLE SOL	2.00 gal/mgal
• F103, EZEFL0(TM) Surfactant	2.00 gal/mgal
• L10, CROSSLINKER	2.10 lb/mgal
• S123, LIQUID CURING AGENT	7.50 gal/mgal

### YF125LG

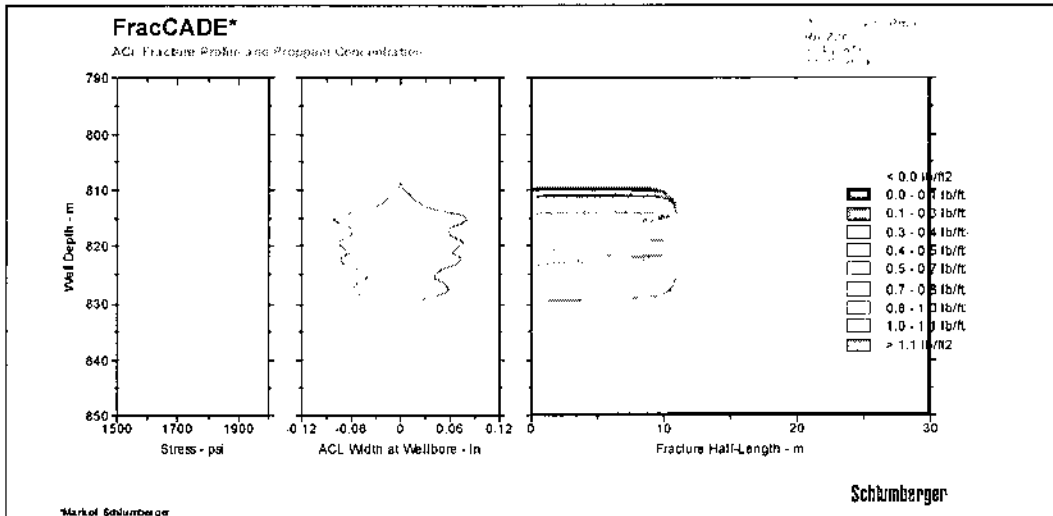
• J424, WATER GELLING AGENT	25.00 lb/mgal
• M2, CAUSTIC SODA FLAKE	6.50 lb/mgal
• J218, BREAKER	1.00 lb/mgal
• J475, EB-CLEAN(TM) BREAKER	10.00 lb/mgal
• L64, CLAY STABILIZER	2.00 gal/mgal
• D47, ANTIFOAM AGENT	0.30 gal/mgal
• M76, BACTERICIDE	0.30 gal/mgal
• U66, FREFLO EB MISCIBLE SOL	2.00 gal/mgal
• F103, EZEFL0(TM) Surfactant	2.00 gal/mgal
• L10, CROSSLINKER	2.10 lb/mgal
• S123, LIQUID CURING AGENT	7.50 gal/mgal





Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 814 a 816 m

**Schlumberger**



**GUILLERMO D. SILVESTRE**  
AGRIMENSOR  
Ameghino N° 1.101 - Tel/Fax: (0297)-4441220  
COMODORO RIVADAVIA

**Schlumberger**

**COORDENADAS Y COTA DEFINITIVAS**

COMPANIA:	REPSOL-YPF	YACIMIENTO:	MANANTIALES BEHR
POZO:	RA-224	SIST. GEODESICO:	PAMPA DEL CASTILLO
BATERIA:		PROVINCIA:	CHUBUT

**RA-224**

**COORDENADA X: 4.945.332,45**

**COORDENADA Y: 2.612.925,11**

**COTA: 540,75 m.**

**Datum: WGS-84**

**LATITUD: -45° 38' 11,8523"**

**LONGITUD: -67° 33' 15,9682"**

**ALTITUD (ASE): 554,70 m.**

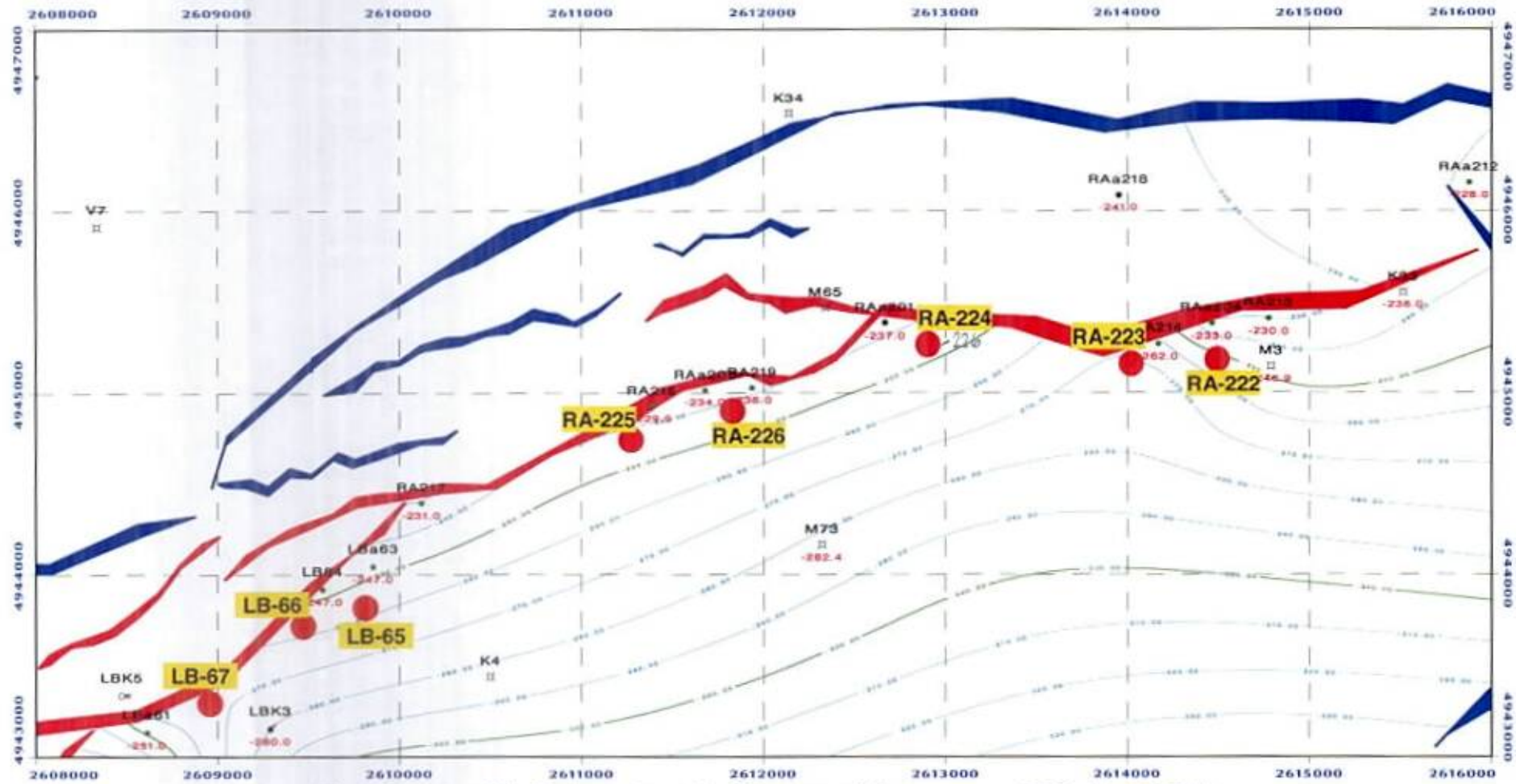
OPERADOR:  
Guillermo D. Silvestre  
AGRIMENSOR

FECHA:  
8/MARZO/2006

# Proyecto Restinga Ali, Desarrollo Probable



Mapa estructural al tope del Glauconítico

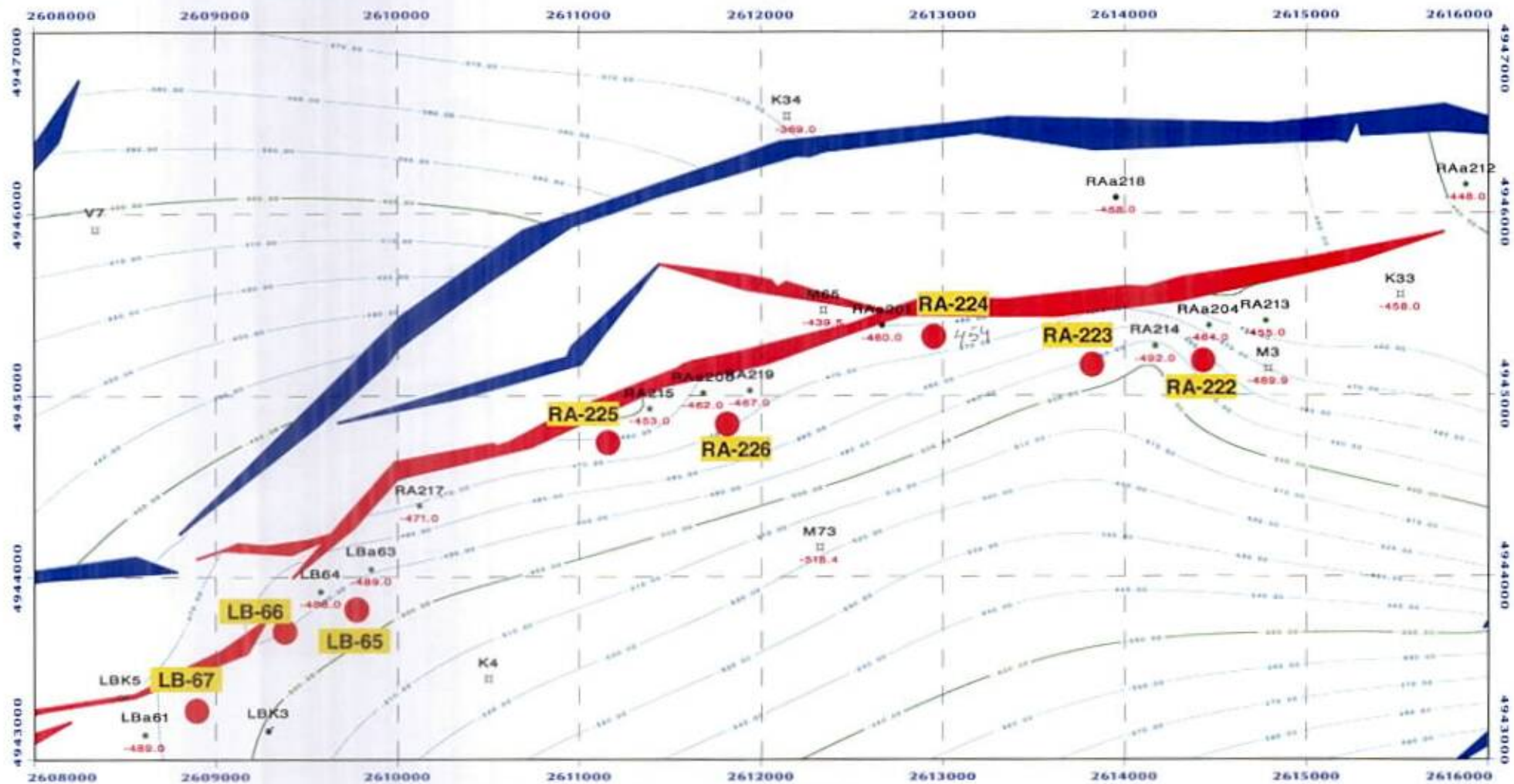


Restinga Ali Estructural Glauconitico (25-11-2005)

# Proyecto Restinga Alí, Desarrollo Probable



Mapa estructural al tope del Complejo II

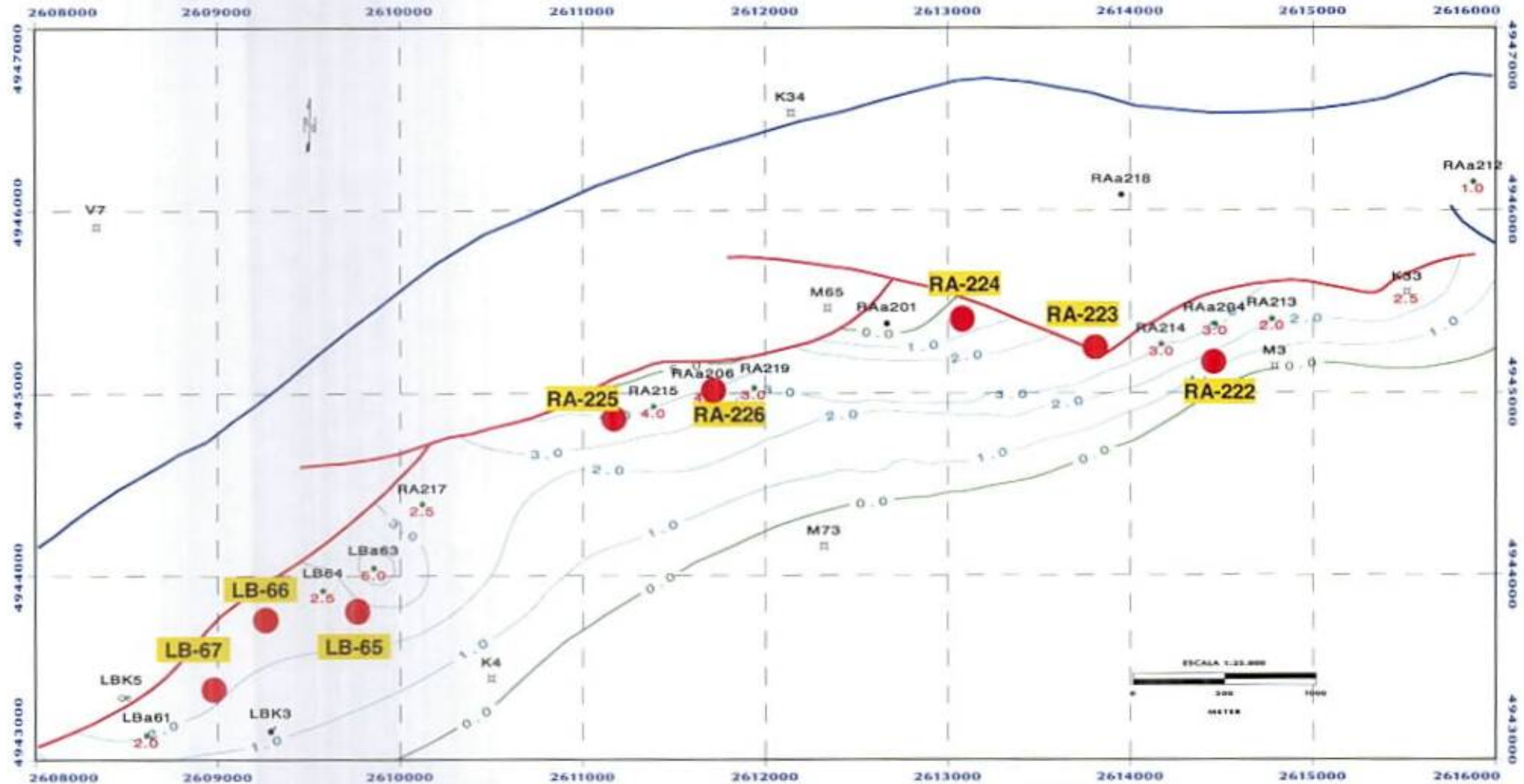


Restinga Ali Estructural TCII (25-11-2005)

# Proyecto Restinga Alí, Desarrollo Probable



Mapa de espesor útil del Complejo II

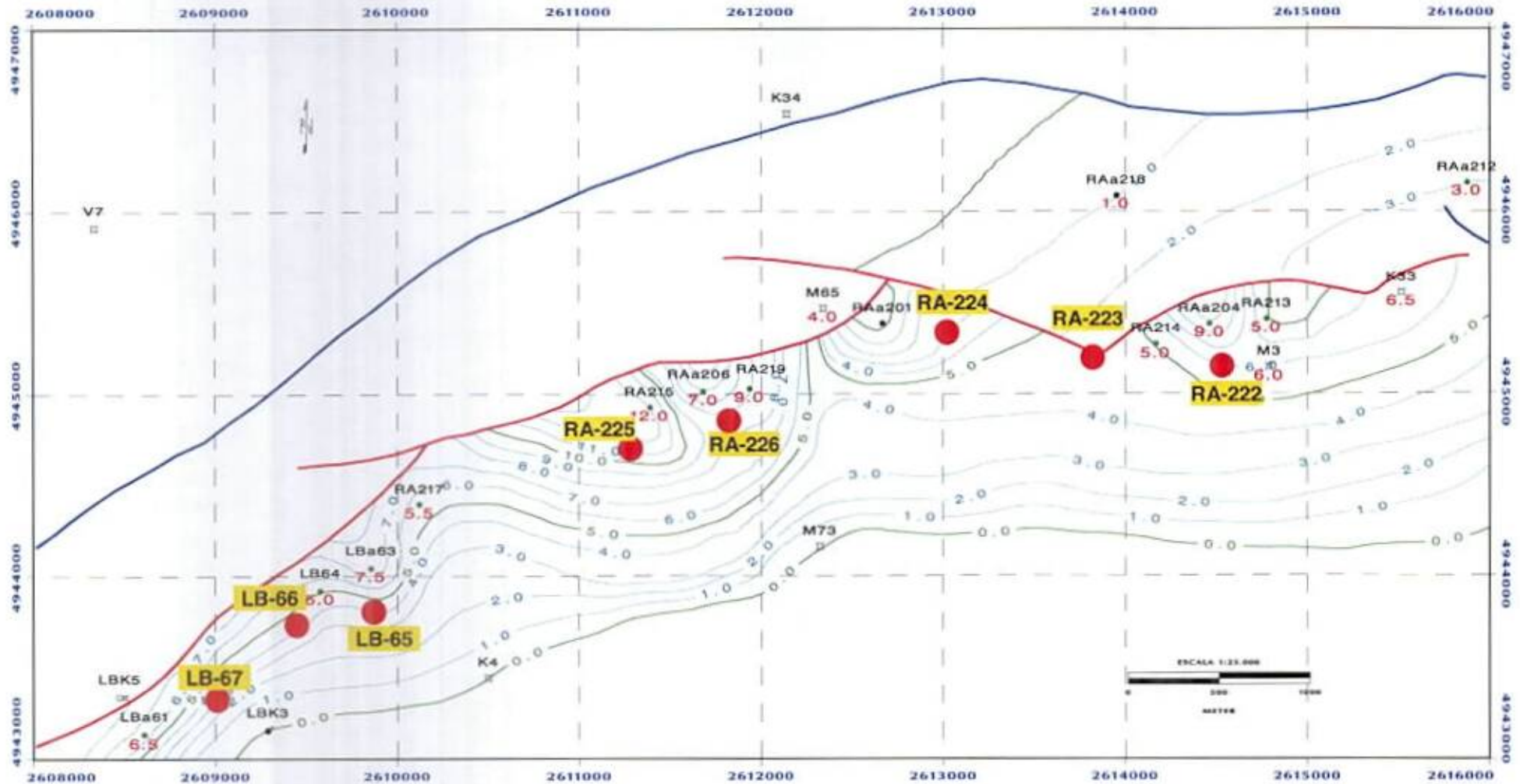


Restinga Ali HU TC\_II (25-11-2005)

# Proyecto Restinga Alí, Desarrollo Probable



Mapa de espesor útil total



Restinga Alí HU-Total (25-11-2005)

## ESQUEMA DE POZO

**POZO: RA-224**

COORDENADAS

X: 4945320.00

PROVISORIAS

Y: 2612940,00

UWI:aro1000006740 PEP:

COTA (msnmm)

Z: 535,00

**PROF.FINAL: 1200 m (-665mbbp)**

Cañería Guía 9 5/8": 300 mbbp

Registros a Cable

T E R C I A R I O	FM PATAGONIA + SANTA CRUZ	Alternancia de arcillas y arenisca grano fino a medio.	ZONA de interés petrolero	AIT-NEUTRON-DENS-SONIC-CAL-RFT	Opcionales testigos laterales
	FM SARMIENTO	TOPE Sarm +/- : 360 (+175) Tobas finas poco consolidadas.			
	FM SALAMANCA + RIO CHICO	TOPE RCh +/- : 440 (95) Arcilla consolidada y fragmentada, arenisca cuarzosa glauconitica.			
G R U P O	FM EL TREBOL	TOPE CI+CII +/- : 812 (-277) Areniscas de grano fino a medio, cemento arcilloso o calcareo + Arcilitas.	ZONA de interés petrolero	AIT-NEUTRON-DENS-SONIC-CAL-RFT	Opcionales testigos laterales
	FM Cdro. RIVADAVIA	TOPE CIII +/- : 1162 (- 627) Areniscas de grano medio a grueso, hasta conglomerádicas, cuarzosas, matriz arcillo-tobácea, intercalaciones de arcilitas y tobas arenosas.			
C H U B U T					

Ref: RAa-201, M-65, RA-219

Observaciones: luego de fijadas estas coordenadas provisorias, el pozo se corrió 45mts al ONO





## CONTROL DE SERVICIOS - PERFILAJE

Fecha de Inicio <u>30-ABR-03</u>	Hora llamada <u>13:30</u>	Servicios Requeridos <u>DPS 329M 4TAP (0-180)</u>
Ingeniero <u>P. BARRONEN</u>	Hora fijada <u>17:00</u>	
Cliente <u>YPF S.A.</u>	Hora salida <u>15:00</u>	
Campo <u>RESTINGA 04</u>	Hora llegada <u>17:30</u>	Fluido / Nivel <u>AGUA / LEAN</u>
Pozo <u>PA-224</u>	Hora pozo listo <u>17:45</u>	Revestimiento <u>CLAY</u>
Locación <u>PL 216</u>	Distancia	Diámetro Pozo <u>5.5" #14</u>

Carrera	Servicio	Comienzo	Termina	Tiempo	Desde	Hasta	Comentarios
	<u>HONDA EQUAD</u>	<u>14:45</u>	<u>19:00</u>	<u>1,6</u>			
<u>1</u>	<u>DPS 329M</u>	<u>19:00</u>	<u>20:00</u>	<u>1,0</u>	<u>875,0</u>	<u>877,0</u>	<u>2m - 26 TRO</u>
					<u>853,0</u>	<u>855,0</u>	<u>2m - 26 TRO</u>
		<u>20:00</u>	<u>21:00</u>	<u>1,0</u>	<u>818,0</u>	<u>820,0</u>	<u>2m - 26 TRO</u>
	<u>RESTINGA EQUAD</u>	<u>21:00</u>	<u>21:30</u>	<u>0,5</u>			
							<u>TOTAL 78 TRO</u>

TESTIGOS LATERALES	Pedidos:	Entregados:	Testigo más profundo:
--------------------	----------	-------------	-----------------------

LECTURAS DE PRESION	Pedidos:	Sin Entrada:	Medición mas profunda:
	Sin Sello:	Normales:	

SE USO EQUIPO DE PRESION SI  NO  PROBADO CON: 600 PSI DE          HRS. A          HRS.

OBSERVACIONES: SE REALIZO REUNION DE SEGURIDAD  
CAMIONES CUBIERTOS CON BARRICADA 329M 4TAP (0-180) TOTAL TRO  
78

EL CAMION QUEDA EN LOCACION A PEDIDO DEL CLIENTE: SI  NO   
 HORA POZO LIBRE: 21:30 FECHA DE FINALIZACION: 30/04/03

P. Barronen  
 INGENIERO

[Signature]  
 SUPERVISOR







PRIDE INTERNAT.  
Equipo 246

Fecha 01/04/06  
Parte 5

## PARTE DIARIO DE OPERACIONES YPF.Ch.RA-224

Desde	Hasta	Horas	Item	Operación
00:00	00:15	0,25	1.3	Ensayo por pistoneo zona 818/20 mts.abarcando la zona 814/16 mts.Carga a recuperar=2610 lts.Recupera carga.Observa pozo.Realiza carrera no constata nivel,no extrae fluido.Zonas sin entrada.
00:15	01:00	0,75	1.3	Llena pozo con agua de purga.Retira instalacion de pistoneo.Libra packer baja 4 tbg's,pesca y libra tapon
01:00	01:15	0,25	1.3	Profundiza hta con 22 tbg's de la torre.Hta libre en 1019 mts.
01:15	02:00	0,75	1.3	Coloca vta y lineas.Circula pozo hasta normalizar circuito.Observa pozo normal.Retira vta y lineas.
02:00	05:45	3,75	1.3	Saca conjunto de hta de ensayo de cia tacker con tbg's en single a caballetes de equipo
05:45	06:15	0,50	1.3	Desarma y retira de boca de pozo tapon + packer + pescador de cia tacker la mismas salen en buen estado.
06:15	07:00	0,75	1.1	Desarma tee + caño salida lateral y embudo ecologico
07:00	08:00	1,00	1.3	Estiva desde caballetes de equipo a caballetes auxiliares 106 tbg's J-55 Ø 2-7/8" usados en el pozo.
08:00	10:30	2,50	1.4	Monta cia COPGO-realiza reunion de seguridad - opera cia fija TPN "N" en 810 mts.+ realiza carrera c/Dump-Bailer- desmonta cia retira de locacion.
10:30	11:30	1,00	1.1	desconecta circuito hidraulico desabulona y desmonta bop -
11:30	12:15	0,75	1.3	retira valvulas laterales de equipo + carretel adaptador coloca botella reduccion de 5 1/2" a 2" y valvula esferica de 2"
12:15	14:45	2,50	1.1	acondiciona y desmonta equipo completo material sobrante en locacion 117 tbg's j-55 Ø 2 7/8" 1 tbg filtro 1 pag doble con niples y valvulas laterales 1 bar- collar

Obs: ENSAYA ZONAS EN CJTO 814/16 - 818/20 MTS LIBRA Y PROFUNDIZA HTA CIRCUA POZO SACA CJTO DE ENSAYO DESARMANDO TBGS CIA COPGO FIJA TPN "N" EN 810 MTS C/ DUM BAYLER DESMONTA BOP COLOCA INSTALACION DE ABANDONO DESMONTA EQUIPO DIAS SIN ACC 2003

  
CONTRERAS MANUEL

MANUEL CONTRERAS

Página Nº 1

  
YAUCO RAÚL  
Yauco, Raúl  
Workover  
SCHLUMBERGER ARG.



PRIDE INTERNAT.  
Equipo 246

Fecha 31/03/06  
Parte 4

## PARTE DIARIO DE OPERACIONES YPF.Ch.RA-224


Desde	Hasta	Horas	Item	Operación
00:00	00:30	0,50	1.3	Libra packer saca 3 tbg's. Agrega 1 niple x 3.60 mts p/ajustar medida. Coloca vlv maestra y fija packer en 867.13 mts con 90 tg's en pozo. Prueba hermeticidad de pkr con 500 psi. O.k. Completa instalacion de pistoneo.
00:30	07:45	7,25	1.3	Ensayo por pistoneo zona 875/77 mts. Carga a recuperar=2743 lts. Ver test N° 4. Datos ultima. -Extraccion=100 lts. -Nivel=834 mts. -Carreras=1. -Petroleo + agua de formacion. T=18% -AYB=1% -A. SEP=17% SAL=6.3 grs/lts, P.H=9. Temp. 24 C°. Densidad=0.860 grs/lts a 70 C°. obs. durante la obs. de pozo se realiza rol de accidente segun programa.
07:45	08:00	0,25	1.3	completa pozo-retira instalacion de pistoneo.
08:00	08:15	0,25	1.4	Realiza charla de seguridad con personal de turno entrante. Lee ats referido a mbra. actual
08:15	08:45	0,50	1.3	Libra packer. Circula pozo p/desplazar petroleo de tbg's. obs. pozo admite durante la circulacion 6 mts de agua de purga.
08:45	10:45	2,00	1.3	Retira val. y linea de mbra. prof. hta contacta relleno en 883 mts. con 91 tbg's en pozo + 7 mts del siguiente saca 1 tbg coloca vastago y manguera establece circulacion profundiza lavando relleno hasta 900 mts donde constata pesca y libra tbn circula hasta retorno limpio a superficie retira vastago y manguera se realizaron 2 agregados de tbg's pozo admite 7 m3 de agua de purga
10:45	12:00	1,25	1.3	levanta hta coloca vastago y manguera de circulacion maniobra y fija tbn en 860.52 mts con 89 tbg's en pozo + 2.5 mts de vastago devincula pescador levanta y fija pkr en 856.42 mts zona ciega prueba hta con 1500 psi ok descarga presion libra pkr retia vastago y manguera levanta hta coloca valvula maestra fija pkr en 844.29 mts con 88 tbg's en pozo prueba con 500 psi presion baja lenta pozo no circula pkr ok completa instalacion de pistoneo
12:00	19:00	7,00	1.3	ensayo por pistoneo zona 853/55 mts carga total a recuperar 2659 lts recupera carga total + agua de formacion con leve rastro de petroleo datos de la ultima hora extraccion 120 lts nivel 804 mts 1 carrera sal 4.4 g/l ph 9 temp de salida 20°C inspeccion corta ensayo
19:00	19:30	0,50	1.3	completa pozo con agua de purga retira instalacion de pistoneo maniobra y libra pkr retira valvula maestra. -
19:30	20:30	1,00	1.3	profundiza hta coloca vastago y manguera continua profundizando parando firme en 854 mts constata relleno sobre tbn, establece circulacion lava relleno hasta pin de tbn fijo en 860.52 mts maniobra pescay libra el mismo circula hasta retorno limpio a superficie retira vastago y manguera NOTA: Se realiza charla de seguridad en cambio de turno. Se chequea sistemas de frenos y corte de emergencia en tambor principal. O.k.
20:30	21:15	0,75	1.3	Levanta hta y fija tapon en 843.27 mts. con 87 tbg's en pozo + 5.00 mts del tbg N° 88, desvincula pescador. coloca vlv y fija packer en 834.67 mts. (Zona ciega), Prueba hermeticidad de hta. con 2000 psi. O.k. Libra packer, saca 3 tbg's coloca vlv maestra y fija packer en 805.81 mts con 84 tbg's en pozo. Prueba hermeticidad de hta con 500 psi. O.k. Completa instalacion de pistoneo.
21:15	00:00	2,75	1.3	Ensayo por pistoneo zona 818/20 mts. abarcando la zona 814/16 mts. Carga a recuperar=2610 lts. Sin terminar.

Obs:

ENSAYA ZONAS SEGUN PROGRAMA. ACTUAL ENSAYA ZONAS EN CONJUNTOS 814/16.-818/20 MTS. SIN TERMINAR. DIAS ISN ACC 2002

  
MANUEL CONTRERAS  
MANUEL CONTRERAS,  
JEFE DE EQUIPO

Página N° 1

  
RAUL YAUCO

Yauco, Raul  
Workover  
SCHLUMBERGER ARG.



PRIDE INTERNAT.  
Equipo 246

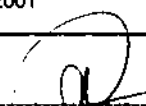
Fecha 30/03/06  
Parte 3

## PARTE DIARIO DE OPERACIONES YPF.Ch.RA-224

Desde	Hasta	Horas	Item	Operación
00:00	07:30	7,50	1.3	Continua ensayando por pistoneo zona 861.5/63 mts. Datos ultima hora=Carreras=1.-Extraccion=100 lts.-Nivel=820 mts. Agua salada de formacion.-Sal=3.2 grs/lts.-P.H=8.Temp.=26 C°. Inspeccion corta ensayo
07:30	08:00	0,50	1.3	Completa pozo con agua de purga retira instalacion de pistoneo libra pkr retira valvula maestra
08:00	08:15	0,25	1.4	Personal de turno entrante realiza charla de seguridad. Lee ats referido a mbra. actual.
08:15	09:00	0,75	1.3	profundiza hta con 3 tbgs coloca vastago y manguera constata tope de arena en 888 mts. establece circulacion ,profundiza la misma pesca tapon,lava mecanismo de hta. y libra tpn retira vastago y manguera
09:00	09:45	0,75	1.3	levanta hta maniobra y fija tpn en 842.27 mts con 87 tbgs en pozo + 4 mts del siguiente desvincula pescador coloca valvula fija pkr en 834.67 zona ciega prueba hermeticidad de hta con 2000 psi ok descarga presion libra pkr levanta hta coloca valvula maestra fija pkr en 805.81 mts con 84 tbgs en pozo prueba con 500 psi ok com'pleta instalacion de pistoneo
09:45	13:45	4,00	1.3	ensaya por pistoneo zona 814/16 mts carga total a recuperar 2561 lts recupera 2530 lts de agua vertida espera recuperar nivel realiza carrera sin constatar nivel ni extraer fluido
13:45	14:15	0,50	1.3	completa pozo con agua de purga retira instalacion de pistoneo libra pkr retira valvula maestra
14:15	15:00	0,75	1.3	profundiza hta con 3 tbgs coloca vastago y manguera establece circulacion maniobra pesca y libra tpn limpia mecanismo de hta retira vastago y manguera
15:00	16:30	1,50	1.3	saca cijo de ensayo con 87 tbgs desarma hta y retira de boca de pozo
16:30	17:15	0,75	1.3	desconecta circuito de trip-tank retira caño salida lateral tee y embudo ecologico brida superior de bop
17:15	17:45	0,50	1.7	corre cable de aparejo segun registro de toneladas millas
17:45	21:30	3,75	1.4	Se realiza charla de seguridad con cia schlumberger punzado.Monta elementos de cable y lubricadores.Prueba hermeticidad de boca de pozo con 500 psi.O.k.Punza con cañon Ø 4" a 4 bop las siguientes capas=875/77 mts.-853/55 mts.-818/20 mts.Desarma y retira de boca de pozo elementos de cable.Cia schlumberger se retira de locacion.
21:30	22:15	0,75	1.1	Coloca brida superior de bop + embudo ecologico+ tee +caño salida lateral.Conecta circuito de trip-tank
22:15	22:30	0,25	1.3	Arma con 1er. tbg packer n° 34 + nipple de seguridad ,con pescador n° 25 + tapon n° 25 , AC 118 mm.,DG90-80-80-90, de Cia tacker, profundiza en boca de pozo..
22:30	23:45	1,25	1.3	Profundiza hta de ensayo con 93 tbg's.
23:45	00:00	0,25	1.3	Maniobra y fija tapon en 900.04 mts con 93 tbg's en pozo 4.00 ,mts del tbg.N° 94.desvincula pescador.Coloca vlia y fija packer en 892.44 mts.Prueba hermeticidad de tapon con 2000 psi.O.k.

Obs: ENSAYA POZO SEGUN PROGRAMA.SACA HTA. CIA SCHLUMBERGER PUNZA 2da.ETAPA.BAJA HTA DE ENSAYO FIJA HTA P/ENSAYAR ZONA 875/77 MTS.SIN TERMINAR.DIAS SIN ACC.2001

  
MANUEL CONTRERAS

  
RAUL YAUCO  
Yauco, Raul  
Workover  
SCHLUMBERGER ARG.



PRIDE INTERNAT.  
Equipo 246

Fecha 29/03/06  
Parte 2

## PARTE DIARIO DE OPERACIONES YPF.Ch.RA-224

Desde	Hasta	Horas	Item	Operación
00:00	03:00	3,00	1.4	Operador de cia schlumberger, realiza chakra de seguridad, atraca y mnta equipoy elementos de cable. Prueba lubricadores con 500 psi. O.k. Punza segun programa con cañon Ø 4" a 4 bp las siguientes capas. 1002/04 mts. -861.5/63mts. -814/16 mts. total de tiros 72. Desmonta elementos de cable y se retira de locacion
03:00	03:45	0,75	1.1	Coloca brida superior de bop + embudo ecologico+ tee +caño salida lateral. Nota: chequea corte de carrera de aparejo.
03:45	04:30	0,75	1.3	Acondiciona tbgs Ø 2 7/8 retira protectores de roscas + mide 70 tbgs en caballetes de equipo
04:30	04:45	0,25	1.3	Arma con 1er. tbg packer n° 99 + niple de seguridad, con pescador n° 97 + tapon n° 44, AC 118 mm., DG90-80-80-90, de Cia tacker, profundiza en boca de pozo..
04:45	08:00	3,25	1.3	Baja conjunto de ensayo con 90 tbg's. armando en single, midiendo y calibrado desde caballetes de planchada. Hta libre en 875 mts.
08:00	08:15	0,25	1.4	Personal de turno entrante realiza charla de seguridad. Lee ats referido a mbra. actual.
08:15	08:45	0,50	1.3	Continua bajando conjunto de ensayo con 16 tbg's. armando en single, midiendo y calibrado desde caballetes de planchada con dificultad por viento
08:45	09:30	0,75	1.3	Maniobra y fija tapon en 1025.17 mts con 106 tbg's en pozo + 4.00 mts del tbg's N° 107, desvincula pescador, saca 4 tbg's. coloca vvia. maestra y fija packer en 988.71 mts con 103 tbg's en pozo. Prueba hermeticidad de pkr con 500 psi. O.k. Completa arbol de ensayo, conecta lineas.
09:30	19:30	10,00	1.3	Ensayo por pistoneo zona 1002/04 mts. carga a recuperar=3178 lts. se recupera carga total 3432 lts de agua de formacion c/leve rastro de pleo datos de la ultima hora extraccion 390 lts nivel 859 mts 1 carrera sal 7.8 g/l ph 8 temp de salida 25°C inspeccion corta ensayo
19:30	20:00	0,50	1.3	completa pozo con agua de purga retira instalacion de pistoneo libra pkr retira valvula maestra
20:00	20:15	0,25	1.4	turno entrante realiza reunion de inicio de tareas chequea corte de carrera de aparejo ok
20:15	20:45	0,50	1.3	profundiza hta con 3 tbgs coloca vastago y manguera establece circulacion maniobra pesca y libra tpn retira vastago y manguera
20:45	21:30	0,75	1.3	levanta hta maniobra y fija tpn en 891.41 mts con 92 tbgs en pozo + 5 mts del siguiente desvincula pescador saca 2 tbgs a la torre coloca valvula y fija pkr en 882.81 zona ciega prueba tpn con 2000 psi ok descarga presion. libra pkr saca 3 tgs coloca vvia maestra fija pkr en 853.92 mts con 89 tbg en pozo prueba pkr 500 psi ok. completa instalacion de pistoneo.
21:30	00:00	2,50	1.3	Ensayo por pistoneo zona 861.5/63 mts. carga a recuperar=2692 lts. Ver test N° 2. sin terminar

**Obs:** CIA SCHLUMBERGER PUNZA CAPAS SEGUN PROGRAMA. BAJA HTA. DE ENSAYO CON TBG'S ARMANDO EN SINGLE Y ENSAYA ZONAS SEGUN PROGRAMA. ACTUAL ENSAYA ZONA 861.5/63 MTS. SIN TERMINAR DIAS SIN ACC 2000

PRIDE  
CENTRERAS  
MANUEL CONTRERAS

RAUL VALIGO  
Workover  
SCHLUMBERGER ARG.

PRIDE INTERNAT.  
Equipo 246

## PARTE DIARIO DE OPERACIONES YPF.Ch.RA-224

Desde	Hasta	Horas	Item	Operación	
12:15	19:00	6,75	1.1	Transporta equipo desde pozo M-628 hasta pozo R.A. 224 sobre 30 Km. de distancia	
19:00	21:30	2,50	1.1	Se realiza charla de seguridad, atraca y monta equipo completo.	
21:30	22:00	0,50	1.1	coloca carretel adaptador + coloca valvulas laterales, conecta linea de matado + linea inversa	
22:00	23:00	1,00	1.1	Monta y abulona B:O:P Ø 7 -1/16" x 3000 psi, conecta circuito hidraulico. prueba funcionamiento de cierres.o.k.	
23:00	23:45	0,75	1.3	Arma cup .tester Ø 51/2 con 1 tbg profundiza .realiza pruebas de lineas con 500 psi.1500 psi.-2500 psi .Prueba BOP + vinculacion con 500 psi -1500 -2500 psi.descarga presion desarma	
23:45	00:00	0,25	1.3	Realiza check-list de equipo.	
<b>Total de Horas por Item:</b>					
1.1	1.3				
10,75	1,00				
<b>Hs. S/Cargo</b>					
<b>Por desperfecto mecánico:</b>		<b>Por exceso de maniobras:</b>		<b>Sin Locación:</b>	
PEP:	RS1FC.5G02.53.P0				
<b>Costo Diario \$:</b>	0,00	<b>Costo Acumulado \$:</b>	0,00		
<b>Costo Diario U\$S:</b>	0,00	<b>Costo Acumulado U\$S:</b>	0,00		
<b>Movimientos de Fluidos:</b>					
Fecha	Tipo	Volúmen	KM	Fuente	Destino
<b>PERSONAL</b>					
	Nombre	Cant.	Función		
Primer Turno	ANDRADA JUAN JOSE	1	Boca de pozo		
	CRESPO MARCELO	1	Boca de pozo		
	GONZALEZ PABLO	1	Boca de pozo		
	QUIÑONES RICARDO	1	Encargado de turno		
	ARANEDA VICTOR	1	Enganchador		
	SALINAS SERGIO	1	Maquinista		
Segundo Turno	CORREA RUBEN	1	Supervisor		
Tercer Turno	MANSILLA JUAN	1	Boca de pozo		
	SCHENFFELDT OSCAR	1	Boca de pozo		
	MANSILLA JOSE	1	Encargado de turno		
	VAZQUEZ CRISTIAN	1	Enganchador		
	CONTRERAS MANUEL	1	Jefe de equipo		
	MUÑOZ JUAN	1	Maquinista		

**Obs:** TRANSPORTA EQUIPO DESDE POZO M-628 HASTA POZO R.A. 224 S/30 KM DE DISTANCIA. MONTA EQUIPO. DIAS COMPLETO SIN ACC. 1999

  
MANUEL CONTRERAS  
PRIDE  
MANUEL CONTRERAS  
JEFE DE EQUIPO

  
RUBEN CORREA




Client: YPF S.A.  
 Field: RESTINGA ALI  
 Well: YPF.Ch.RA-224  
 Run date: 9-Mar-2006

Tool: RFT-B  
 Probe Type: Conventional probe  
 Gauge: SGP  
 Gauge Resolution: 0.040 psi

Test	File	Depth M	TVD M	Drawdown Mobility MD/CP	Mud Pressure		Last read build-up Pres PSIG	Formation Pressure PSIG	Test Type
					Before PSIG	After PSIG			
1	20	771.51	771.51	3.00	1260.15	1242.01	241.43	241.43	Normal Pretest
2	21	815.19	815.19	2.39	1311.40	1294.28	330.55	330.55	Limited draw-down
4	22	818.81	818.81	29.25	1299.41	1293.01	228.56	228.56	Normal Pretest
6	23	822.40	822.40	69.97	1293.08	1290.62	227.86	227.86	Normal Pretest
8	25	848.03	848.03	0.78	1332.46	1331.91	389.22	389.22	Limited draw-down
11	27	852.98	852.98	60.79	1339.97	1339.91	394.21	394.21	Normal Pretest
12	28	858.20	858.20		1349.60	1347.37	-10.57		Dry Test
15	30	862.00	862.00		1355.34	1350.26	-6.52	-6.52	Dry Test
19	33	876.48	876.48	87.56	1375.31	1379.12	426.53	426.75	Normal Pretest
20	34	1003.19	1003.19	1.20	1590.51	1581.02	525.89	525.89	Limited draw-down



	<b>LABORATORIO BASE CHUBUT</b>	 <b>EPSILON S.R.L.</b> <b>LABORATORIO INDUSTRIAL</b>
Ruta 3 Km. 1838, Bo. Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia - Chubut, Argentina - Tel/Fax: (0297)- 4550825/4559365		


<b>Muestra de:</b> Agua <b>Lugar de Muestreo:</b> RA-224 (Zona 853/55 mtrs.) - Eq. Pride - 246 <b>Extraída por:</b> Epsilon S.R.L. <b>Fecha de Extracción:</b> 31/03/06 19:00 Hrs. <b>Fecha de Recepción:</b> 31/03/06 <b>Solicitado por:</b> Luis Castro (Repsol-YPF) <b>Objetivo del Control:</b> Analisis fisico quimico	<b>PROTOCOLO N°:</b> 1474-06CR  <b>Fecha Informe:</b> 04/04/06  Pag. 1/2
---	--

### INFORME DE ENSAYO

	METODO	UNIDAD	VALOR
PH (en lab.)	Sin Especificación	pH	9,1
DENSIDAD A 15° (DMA-48)	(ASTM D-5002)	grs/cm3	1,0034
TEMPERATURA (en lab.)	Sin Especificación	° C	20,0
CLORUROS (Cl <sup>-</sup> )	(ASTM D-512-B)	mg/lt.	2474
SULFATOS (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	(Turb. 4500-E)	mg/lt.	155
CARBONATOS (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	89
BICARBONATOS (CO <sub>3</sub> H <sup>-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	706
CALCIO (Ca <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	33
MAGNESIO (Mg <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	9
HIERRO TOTAL (Fe <sup>3+</sup> )	(ASTM D-1068-A)	mg/lt.	11,00
SODIO (Na <sup>+</sup> )	(por cálculo)	mg/lt.	1945,0
SALINIDAD como ClNa	(por cálculo)	mg/lt.	4079
ALCALINIDAD TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	733,0
RESIDUO SECO	(por cálculo)	mg/lt.	5421
DUREZA TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	116,7
SULFUROS (S=)	S.M. 4500-E	P.P.M.	No detecta
ANHIDRIDO CARBONICO (CO <sub>2</sub> )	API RP-45	P.P.M.	Impracticable (In-situ)

ANALISTA: F.M

Observaciones : PH - (In-Situ) : 9,1 / Temp. (In-Situ) : 20° C.

  
Ing. Romina Marini  
p/ Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.

<b>Muestra de: Agua</b> <b>Lugar de Muestreo: RA-224 (Zona 853/55 mtrs.) - Eq. Pride - 246</b> <b>Extraída por: Epsilon S.R.L.</b> <b>Fecha de Extracción: 31/03/06 19:00 Hrs.</b> <b>Fecha de Recepción: 31/03/06</b> <b>Solicitado por: Luis Castro (Repsol-YPF)</b> <b>Objetivo del Control: Analisis fisico quimico</b>	<b>PROTOCOLO N°: 1474-06CR</b>  <b>Fecha Informe:04/04/06</b>  Pag. 2/2
---	---

**Apéndice:** Tanto la tendencia incrustante del agua analizada, en forma de Carbonato de Calcio u otras sales como la posibilidad de la total deposición del mismo, puede caracterizarse mediante índices:

El índice de Stiff y Davies, que nos sugiere la tendencia incrustante del agua analizada en forma de Carbonato de Calcio y el IE de los distintos Sulfatos.


En caso de que el índice de Stiff y Davies sea positivo, el índice P que nos indica la máxima cantidad por litro de agua de Carbonato de Calcio que puede depositarse en las paredes de pozos, ductos, equipos, etc. por donde circula el agua analizada.

INDICES	STIFF Y DAVIES		P(mg/lit)	
TEMP.(oC)	20 .....	1,6 .....	79	P= mg/lit de CO3Ca con posibilidad de formar incrustación
	50 .....	2,2 .....	81	
	80 .....	2,9 .....	81	
<b>INTERPRETACION :</b>		<b>INTERPRETACION :</b>		
EL INDICE > 0 , El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		P<0 No hay problemas de incrustación		
EL INDICE < 0 , El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		0<P<285 Algunos problemas de incrustación		
		285<P<715 Moderados problemas de incrust.		
		715<P Severos problemas de incrustación		
<b>INDICE DE ESTABILIDAD IE.</b>	Pres. (atm)	1	200	
	Temp (oC)	50	80	
SULFATO DE CALCIO (Gypsum)	IE=	-2,6	-2,7	
SULFATO DE CALCIO (Semi-hidratado)	IE=	-2,4	-2,6	
SULFATO DE CALCIO (Anhidro)	IE=	-2,6	-2,3	
SULFATO DE BARIO	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
SULFATO DE ESTRONCIO	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
<b>INTERPRETACION :</b>				
IE >1 El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				
IE < 1 El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				

  
 Ing. Romina Marini  
 Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.

	<b>LABORATORIO BASE CHUBUT</b>	 <b>EPSILON S.R.L.</b> <b>LABORATORIO INDUSTRIAL</b>
Ruta 3 Km. 1838, Bo. Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia - Chubut, Argentina - Tel/Fax: (0297)- 4550825/4559365		

<b>Muestra de:</b> Agua <b>Lugar de Muestreo:</b> RA-224 (Zona 875/77 mtrs.) - Eq. Pride - 246 <b>Extraída por:</b> Epsilon S.R.L. <b>Fecha de Extracción:</b> 31/03/06 07:45 Hrs. <b>Fecha de Recepción:</b> 31/03/06 <b>Solicitado por:</b> Luis Castro (Repsol-YPF) <b>Objetivo del Control:</b> Analisis fisico químico	<b>PROTOCOLO N°:</b> 1456-06CR  <b>Fecha Informe:</b> 04/04/06  Pag. 1/2
---	--

### INFORME DE ENSAYO

	METODO	UNIDAD	VALOR
PH (en lab.)	Sin Especificación	pH	8,9
DENSIDAD A 15° (DMA-48)	(ASTM D-5002)	grs/cm3	1,0046
TEMPERATURA (en lab.)	Sin Especificación	° C	24,0
CLORUROS (Cl <sup>-</sup> )	(ASTM D-512-B)	mg/lt.	3549
SULFATOS (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	(Turb. 4500-E)	mg/lt.	135
CARBONATOS (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	121
BICARBONATOS (CO <sub>3</sub> H <sup>-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	1123
CALCIO (Ca <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	32
MAGNESIO (Mg <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	7
HIERRO TOTAL (Fe <sup>3+</sup> )	(ASTM D-1068-A)	mg/lt.	1,44
SODIO (Na <sup>+</sup> )	(por cálculo)	mg/lt.	2828,9
SALINIDAD como ClNa	(por cálculo)	mg/lt.	5851
ALCALINIDAD TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	1133,3
RESIDUO SECO	(por cálculo)	mg/lt.	7798
DUREZA TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	110,6
SULFUROS (S=)	S.M. 4500-E	P.P.M.	No detecta
ANHIDRIDO CARBONICO (CO <sub>2</sub> )	API RP-45	P.P.M.	Impracticable (In-situ)

ANALISTA: F.M

Observaciones : PH - (In-Situ) : 8,9 / Temp. (In-Situ) : 24° C.

  
 Ing. Romina Marini  
 de Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.


<b>Muestra de: Agua</b> <b>Lugar de Muestreo: RA-224 (Zona 875/77 mtrs.) - Eq. Pride - 246</b> <b>Extraída por: Epsilon S.R.L.</b> <b>Fecha de Extracción: 31/03/06 07:45 Hrs.</b> <b>Fecha de Recepción: 31/03/06</b> <b>Solicitado por: Luis Castro (Repsol-YPF)</b> <b>Objetivo del Control: Analisis fisico quimico</b>	<b>PROTOCOLO N°: 1456-06CR</b>  <b>Fecha Informe:04/04/06</b>  Pag. 2/2
---	---

**Apéndice:** Tanto la tendencia incrustante del agua analizada, en forma de Carbonato de Calcio u otras sales como la posibilidad de la total deposición del mismo, puede caracterizarse mediante índices:

El índice de Stiff y Davies, que nos sugiere la tendencia incrustante del agua analizada en forma de Carbonato de Calcio y el IE de los distintos Sulfatos.


En caso de que el índice de Stiff y Davies sea positivo, el índice P que nos indica la máxima cantidad por litro de agua de Carbonato de Calcio que puede depositarse en las paredes de pozos, ductos, equipos, etc. por donde circula el agua analizada.

INDICES	STIFF Y DAVIES		P(mg/lit)	
TEMP.(oC)	20 .....	1,4 .....	77	P= mg/lit de CO <sub>3</sub> Ca con posibilidad de formar incrustación
	50 .....	2,1 .....	80	
	80 .....	2,8 .....	81	
<b>INTERPRETACION :</b>		<b>INTERPRETACION :</b>		
EL INDICE > 0 , El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO<sub>3</sub>Ca</b>		P<0 No hay problemas de incrustación		
EL INDICE < 0 , El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO<sub>3</sub>Ca</b>		0<P<285 Algunos problemas de incrustación		
		285<P<715 Moderados problemas de incrust.		
		715<P Severos problemas de incrustación		
<b>INDICE DE ESTABILIDAD IE.</b>	Pres. (atm)	1	200	
	Temp (oC)	50	80	
SULFATO DE CALCIO (Gypsum)	IE=	-2,7	-2,8	
SULFATO DE CALCIO (Semi-hidratado)	IE=	-2,6	-2,7	
SULFATO DE CALCIO (Anhidro)	IE=	-2,7	-2,4	
SULFATO DE BARIO	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
SULFATO DE ESTRONCIO	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
<b>INTERPRETACION :</b>				
IE >1 El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				
IE < 1 El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				

  
 Ing. Romina Marini  
 p/ Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.

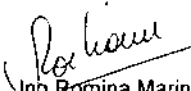
	<b>LABORATORIO BASE CHUBUT</b>	 <b>EPSILON S.R.L.</b> <b>LABORATORIO INDUSTRIAL</b>
Ruta 3 Km. 1838, Bo. Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia - Chubut, Argentina - Tel/Fax: (0297)- 4550825/4559365		

<b>Muestra de:</b> Agua <b>Lugar de Muestreo:</b> RA-224 (Zona 1002/04 mtrs.) - Eq. Pride - 246 <b>Extraída por:</b> Terceros <b>Fecha de Extracción:</b> 29/03/06 19:30 Hrs. <b>Fecha de Recepción:</b> 30/03/06 <b>Solicitado por:</b> Luis Castro (Repsol-YPF) <b>Objetivo del Control:</b> Analisis fisico quimico	<b>PROTOCOLO N°:</b> 1446-06CR  <b>Fecha Informe:</b> 04/04/06  Pag. 1/2
--	--

<b>INFORME DE ENSAYO</b>			
	<b>METODO</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
PH (en lab.)	Sin Especificación	pH	8,0
DENSIDAD A 15° (DMA-48)	(ASTM D-5002)	grs/cm3	1,0058
TEMPERATURA (en lab.)	Sin Especificación	° C	25,0
CLORUROS (Cl <sup>-</sup> )	(ASTM D-512-B)	mg/lt.	5021
SULFATOS (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	(Turb. 4500-E)	mg/lt.	240
CARBONATOS (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	N/D
BICARBONATOS (CO <sub>3</sub> H <sup>-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	296
CALCIO (Ca <sup>++</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	18
MAGNESIO (Mg <sup>++</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	4
HIERRO TOTAL (Fe <sup>+++</sup> )	(ASTM D-1068-A)	mg/lt.	1,45
SODIO (Na <sup>+</sup> )	(por cálculo)	mg/lt.	3452,3
SALINIDAD como ClNa	(por cálculo)	mg/lt.	8277
ALCALINIDAD TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	245,8
RESIDUO SECO	(por cálculo)	mg/lt.	9033
DUREZA TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	60,2
SULFUROS (S=)	S.M. 4500-E	P.P.M.	No detecta
ANHIDRIDO CARBONICO (CO <sub>2</sub> )	API RP-45	P.P.M.	Impracticable (In-situ)

ANALISTA: F.M

Observaciones : PH - (In-Situ) : 8,0 / Temp. (In-Situ) : 25 ° C.

  
 Ing. Romina Marini  
 p/ Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.


<b>Muestra de: Agua</b> <b>Lugar de Muestreo: RA-224 (Zona 1002/04 mtrs.) - Eq. Pride - 246</b> <b>Extraída por: Terceros</b> <b>Fecha de Extracción: 29/03/06 19:30 Hrs.</b> <b>Fecha de Recepción: 30/03/06</b> <b>Solicitado por: Luis Castro (Repsol-YPF)</b> <b>Objetivo del Control: Analisis fisico quimico</b>	<b>PROTOCOLO N°: 1446-06CR</b>  <b>Fecha Informe:04/04/06</b>  <div style="text-align: right; font-size: x-small;">Pag. 2/2</div>
--	---

**Apéndice:** Tanto la tendencia incrustante del agua analizada, en forma de Carbonato de Calcio u otras sales como la posibilidad de la total deposición del mismo, puede caracterizarse mediante índices:

El índice de Stiff y Davies, que nos sugiere la tendencia incrustante del agua analizada en forma de Carbonato de Calcio y el IE de los distintos Sulfatos.

En caso de que el índice de Stiff y Davies sea positivo, el índice P que nos indica la máxima cantidad por litro de agua de Carbonato de Calcio que puede depositarse en las paredes de pozos, ductos, equipos, etc. por donde circula el agua analizada.


INDICES	STIFF Y DAVIES		P(mg/lit)	
TEMP.(oC)	20	-0,4	-62	P= mg/lit de CO3Ca con posibilidad de formar incrustación
	50	0,2	17	
	80	1,0	39	
<b>INTERPRETACION :</b>		<b>INTERPRETACION :</b>		
EL INDICE > 0 , El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		P<0 No hay problemas de incrustación		
EL INDICE < 0 , El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		0<P<285 Algunos problemas de incrustación		
		285<P<715 Moderados problemas de incrust.		
		715<P Severos problemas de incrustación		
<b>INDICE DE ESTABILIDAD IE.</b>				
	Pres. (atm)	1	200	
	Temp (oC)	50	80	
SULFATO DE CALCIO (Gypsum)	IE=	-2,8	-2,9	
SULFATO DE CALCIO (Semi-hidratado)	IE=	-2,6	-2,8	
SULFATO DE CALCIO (Anhidro)	IE=	-2,8	-2,5	
SULFATO DE BARIO	IE=	S/Incrustación.		
SULFATO DE ESTRONCIO	IE=	S/Incrustación.		
<b>INTERPRETACION :</b>				
IE >1 El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				
IE < 1 El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				

  
 Ing. Romina Marini  
 Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.



<b>LABORATORIO BASE CHUBUT</b>	 <b>EPSILON S.R.L. LABORATORIO INDUSTRIAL</b>
Ruta 3 Km. 1838, Bo. Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia - Chubut, Argentina - Tel/Fax: (0297)- 4550825/4559365	

<b>Muestra de:</b> Agua <b>Lugar de Muestreo:</b> RA-224 (Zona 861,5/63 mtrs.) - Eq. Pride - 246 <b>Extraída por:</b> Terceros <b>Fecha de Extracción:</b> 30/03/06 <b>Fecha de Recepción:</b> 30/03/06 <b>Solicitado por:</b> Luis Castro (Repsol-YPF) <b>Objetivo del Control:</b> Analisis fisico quimico	<b>PROTOCOLO N°:</b> 1447-06CR  <b>Fecha Informe:</b> 04/04/06  Pag. 1/2
--	--

INFORME DE ENSAYO			
	METODO	UNIDAD	VALOR
PH (en lab.)	Sin Especificación	pH	8,0
DENSIDAD A 15° (DMA-48)	(ASTM D-5002)	grs/cm3	1,0009
TEMPERATURA (en lab.)	Sin Especificación	° C	26,0
CLORUROS (Cl <sup>-</sup> )	(ASTM D-512-B)	mg/lt.	3034
SULFATOS (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	(Turb. 4500-E)	mg/lt.	225
CARBONATOS (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	N/D
BICARBONATOS (CO <sub>3</sub> H <sup>-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	396
CALCIO (Ca <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	82
MAGNESIO (Mg <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	13
HIERRO TOTAL (Fe <sup>3+</sup> )	(ASTM D-1068-A)	mg/lt.	2,07
SODIO (Na <sup>+</sup> )	(por cálculo)	mg/lt.	2102,1
SALINIDAD como ClNa	(por cálculo)	mg/lt.	5002
ALCALINIDAD TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	328,4
RESIDUO SECO	(por cálculo)	mg/lt.	5855
DUREZA TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	259,7
SULFUROS (S=)	S.M. 4500-E	P.P.M.	No detecta
ANHIDRIDO CARBONICO (CO <sub>2</sub> )	API RP-45	P.P.M.	Impracticable (In-situ)

ANALISTA: F.M

Observaciones : PH - (In-Situ) : 8,0 / Temp. (In-Situ) : 26 ° C.

  
Ing. Romina Marini  
p/ Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.

<b>Muestra de: Agua</b> <b>Lugar de Muestreo: RA-224 (Zona 861,5/63 mtrs.) - Eq. Pride - 246</b> <b>Extraída por: Terceros</b> <b>Fecha de Extracción: 30/03/06</b> <b>Fecha de Recepción: 30/03/06</b> <b>Solicitado por: Luis Castro (Repsol-YPF)</b> <b>Objetivo del Control: Analisis fisico quimico</b>	<b>PROTOCOLO N°: 1447-06CR</b>  <b>Fecha Informe:04/04/06</b>  <div style="text-align: right; font-size: small;">Pag. 2/2</div>
--	---

**Apéndice:** Tanto la tendencia incrustante del agua analizada, en forma de Carbonato de Calcio u otras sales como la posibilidad de la total deposición del mismo, puede caracterizarse mediante índices:

El índice de Stiff y Davies, que nos sugiere la tendencia incrustante del agua analizada en forma de Carbonato de Calcio y el IE de los distintos Sulfatos.


En caso de que el índice de Stiff y Davies sea positivo, el índice P que nos indica la máxima cantidad por litro de agua de Carbonato de Calcio que puede depositarse en las paredes de pozos, ductos, equipos, etc. por donde circula el agua analizada.

INDICES	STIFF Y DAVIES		P(mg/lit)	
TEMP.(oC)	20	0,5	128	P= mg/lit de CO3Ca con posibilidad de formar incrustación
	50	1,2	185	
	80	1,9	201	
<b>INTERPRETACION :</b>		<b>INTERPRETACION :</b>		
EL INDICE > 0 , El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		P<0 No hay problemas de incrustación		
EL INDICE < 0 , El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		0<P<285 Algunos problemas de incrustación		
		285<P<715 Moderados problemas de incrust.		
		715<P Severos problemas de incrustación		
<b>INDICE DE ESTABILIDAD IE.</b>	Pres. (atm)	1	200	
	Temp (oC)	50	80	
<b>SULFATO DE CALCIO (Gypsum)</b>	IE=	-2,1	-2,3	
<b>SULFATO DE CALCIO (Semi-hidratado)</b>	IE=	-1,9	-2,2	
<b>SULFATO DE CALCIO (Anhidro)</b>	IE=	-2,1	-1,9	
<b>SULFATO DE BARIO</b>	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
<b>SULFATO DE ESTRONCIO</b>	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
<b>INTERPRETACION :</b>				
IE >1 El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				
IE < 1 El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				

  
 Ing. Romina Marini  
 p/ Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.

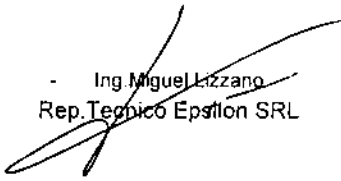
	<b>LABORATORIO BASE CHUBUT</b>	 <b>EPSILON S.R.L.</b> <b>LABORATORIO INDUSTRIAL</b>
Ruta 3 Km. 1838, Bo. Gra'l. Mosconi - (9005) C. Rivadavia - Chubut, Argentina - Tel/Fax: (0297)- 4550825/4559365		

<b>Muestra de:</b> Agua procedente de cargadero Voster <b>Lugar de Muestreo:</b> Agua aportada al Pozo RA-224 <b>Extraída por:</b> Epsilon S.R.L. <b>Fecha de Extracción:</b> 19/04/06 <b>Fecha de Recepción:</b> 20/04/06 <b>Solicitado por:</b> Ing. Roberto Tarabelli (REPSOL YPF) <b>Objetivo del Control:</b> Análisis físico químico	<b>PROTOCOLO N°:</b> 1457-06CR(Fcc <b>Fecha Informe:</b> 24/04/06 Pag. 1/2
--	--

### INFORME DE ENSAYO


	METODO	UNIDAD	VALOR
PH (en lab.)	Sin Especificación	pH	7,9
DENSIDAD A 15° (DMA-48)	(ASTM D-5002)	grs/cm3	1,0055
TEMPERATURA (en lab.)	Sin Especificación	° C	24,0
CLORUROS (Cl <sup>-</sup> )	(ASTM D-512-B)	mg/lt.	3572
SULFATOS (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	(Turb. 4500-E)	mg/lt.	30,4
CARBONATOS (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	(API RP-45)	mg/lt.	N/D
BICARBONATOS (CO <sub>3</sub> H)	(API RP-45)	mg/lt.	680
CALCIO (Ca <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	29
MAGNESIO (Mg <sup>2+</sup> )	(ASTM D-511-A)	mg/lt.	11
HIERRO TOTAL (Fe <sup>2+</sup> )	(ASTM D-1068-A)	mg/lt.	1,72
SODIO (Na <sup>+</sup> )	(por cálculo)	mg/lt.	2530,1
SALINIDAD como ClNa	(por cálculo)	mg/lt.	5888
ALCALINIDAD TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	564,2
RESIDUO SECO	(por cálculo)	mg/lt.	6854
DUREZA TOTAL (CO <sub>3</sub> Ca)	(por cálculo)	mg/lt.	117,4
BARIO (Ba <sup>2+</sup> )	(EPA 7080A)	µgr./lt.	< 2000

ANALISTA: L.M.  
Observaciones :

  
 Ing. Miguel Lizzano  
 Rep. Técnico Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.

	<b>LABORATORIO BASE CHUBUT</b>	 <b>EPSILON S.R.L.</b> <b>LABORATORIO INDUSTRIAL</b>
Ruta 3 Km. 1838, Bo. Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia - Chubut, Argentina - Tel/Fax: (0297) - 4550825/4559365		

<u>Muestra de: Agua procedente de cargadero Voster</u> <u>Lugar de Muestreo: Agua aportada al Pozo RA-224</u> <u>Extraída por: Epsilon S.R.L.</u> <u>Fecha de Extracción: 19/04/06</u> <u>Fecha de Recepción: 20/04/06</u> <u>Solicitado por: Ing. Roberto Tarabelli (REPSOL YPF)</u> <u>Objetivo del Control: Analisis fisico quimico</u>	<b>PROTOCOLO Nº: 1457-06CR(Fco</b>  <b>Fecha Informe: 24/04/06</b>  Pag. 2/2
--	--

**Apéndice:** Tanto la tendencia incrustante del agua analizada, en forma de Carbonato de Calcio u otras sales como la posibilidad de la total deposición del mismo, puede caracterizarse mediante índices:

El índice de Stiff y Davies, que nos sugiere la tendencia incrustante del agua analizada en forma de Carbonato de Calcio y el IE de los distintos Sulfatos.

En caso de que el índice de Stiff y Davies sea positivo, el índice P que nos indica la máxima cantidad por litro de agua de Carbonato de Calcio que puede depositarse en las paredes de pozos, ductos, equipos, etc. por donde circula el agua analizada.

INDICES	STIFF Y DAVIES		P(mg/lt)	
TEMP.(oC)	20	0,2	23	P= mg/lt de CO3Ca con posibilidad de formar incrustación
	50	0,8	61	
	80	1,5	71	
<b>INTERPRETACION :</b>		<b>INTERPRETACION :</b>		
EL INDICE > 0 , El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		P<0 No hay problemas de incrustación		
EL INDICE < 0 , El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION POR CO3Ca</b>		0<P<285 Algunos problemas de incrustación		
		285<P<715 Moderados problemas de incrust.		
		715<P Severos problemas de incrustación		
INDICE DE ESTABILIDAD IE.	Pres. (atm)	1	200	
	Temp (oC)	50	80	
SULFATO DE CALCIO (Gypsum)	IE=	-3,4	-3,5	
SULFATO DE CALCIO (Semi-hidratado)	IE=	-3,2	-3,4	
SULFATO DE CALCIO (Anhidro)	IE=	-3,4	-3,1	
SULFATO DE BARIO	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
SULFATO DE ESTRONCIO	IE=	S/Incrustación.	S/Incrustación.	
<b>INTERPRETACION :</b>				
IE >1 El agua presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				
IE < 1 El agua no presenta tendencia a la <b>INCRUSTACION</b> por el <b>SULFATO</b> correspondiente.				

Ing. Miguel Lizzano  
Rep. Técnico Epsilon SRL



Los trabajos realizados por EPSILON SRL fueron procesados dentro de un sistema de gestión de calidad y Ambiente con certificación ISO 9001:2000 e ISO 14001:1996 y los resultados son representativos de la muestra analizada.



## FracCADE<sup>\*</sup> STIMULATION PROPOSAL

Operator : Drill 150 IPM Project  
Well : RA-224  
Field : Restinga Ali  
Formation : El Trebol

Well Location : Comodoro Rivadavia  
County : Escalante  
State : Chubut  
Country : Argentina

Prepared for	: Juan Felippa	Service Point	: CAG
Proposal No.	: 188 bolsas	Business Phone	: 4483322 Int 111
Date Prepared	: 03-29-2006	FAX No.	: 4483322 Int 146

Prepared by : Angeles Krenz  
Phone : 0297-155921205  
E-Mail Address : mkrenz@slb.com

\* Mark of Schlumberger

**Disclaimer Notice:**

This information is presented in good faith, but no warranty is given by and Schlumberger assumes no liability for advice or recommendations made concerning results to be obtained from the use of any product or service. The results given are estimates based on calculations produced by a computer model including various assumptions on the well, reservoir and treatment. The results depend on input data provided by the Operator and estimates as to unknown data and can be no more accurate than the model, the assumptions and such input data. The information presented is Schlumberger's best estimate of the actual results that may be achieved and should be used for comparison purposes rather than absolute values. The quality of input data, and hence results, may be improved through the use of certain tests and procedures which Schlumberger can assist in selecting.

The Operator has superior knowledge of the well, the reservoir, the field and conditions affecting them. If the Operator is aware of any conditions whereby a neighboring well or wells might be affected by the treatment proposed herein it is the Operator's responsibility to notify the owner or owners of the well or wells accordingly.

Prices quoted are estimates only and are good for 30 days from the date of issue. Actual charges may vary depending upon time, equipment, and material ultimately required to perform these services.

Freedom from infringement of patents of Schlumberger or others is not to be inferred.

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m



**Section 1: Wellbore Configuration**

Bottom Hole Temperature ..... 100 degF  
 Deviated Hole ..... NO  
 Treat Down ..... TUBING  
 Flush Volume to 861.5 m ..... 17.0 bbl

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (m)
2.875	6.5	2.441	850.0

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (m)
5.500	15.5	4.950	1075.0

Perforation Data						
Top MD (m)	Top TVD (m)	Bottom MD (m)	Bottom TVD (m)	Shot Density (shot/ft)	Number	Diameter (in)
861.5	861.5	863.0	863.0	4.00	20	0.41

**Section 2: Zone Data**

Formation Mechanical Properties							
Zone Name	Top MD (m)	Zone Height (m)	Frac Grad. (psi/ft)	Insitu Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Toughness (psi.in0.5)
SHALE	792.5	12.0	0.662	1733	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	804.5	1.0	0.626	1654	4.500E+05	0.33	700
SHALE	805.5	9.0	0.664	1764	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	814.5	1.5	0.634	1696	4.500E+05	0.33	700
SHALE	816.0	2.5	0.667	1789	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	818.5	2.0	0.579	1556	9.000E+05	0.30	1200
SHALE	820.5	1.0	0.668	1799	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	821.5	2.5	0.577	1557	9.000E+05	0.30	1200
SHALE	824.0	1.0	0.668	1807	2.800E+05	0.35	1000
SHALE	825.0	1.4	0.668	1810	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	826.4	2.6	0.587	1594	9.000E+05	0.30	1200
SHALE	829.0	10.0	0.665	1819	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	839.0	3.5	0.589	1625	9.000E+05	0.30	1200
SHALE	842.5	4.5	0.668	1851	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	847.0	1.5	0.583	1622	9.000E+05	0.30	1200

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m

**Schlumberger**

Formation Mechanical Properties							
Zone Name	Top MD (m)	Zone Height (m)	Frac Grad. (psi/ft)	Insitu Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Toughness (psi.in0.5)
SHALE	848.5	3.7	0.668	1864	2.800E+05	0.35	1000
CLEAN-SANDSTONE	852.2	3.3	0.593	1661	9.000E+05	0.30	1200
SHALE	855.5	1.2	0.670	1881	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	856.7	7.3	0.619	1747	4.500E+05	0.33	700
SHALE	864.0	1.0	0.660	1873	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	865.0	3.8	0.642	1826	4.500E+05	0.33	700
SHALE	868.8	2.2	0.670	1912	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	871.0	5.9	0.632	1812	4.500E+05	0.33	700
SHALE	876.9	2.1	0.671	1932	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	879.0	1.5	0.634	1830	4.500E+05	0.33	700
SHALE	880.5	9.5	0.668	1941	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	890.0	1.0	0.637	1860	4.500E+05	0.33	700
SHALE	891.0	2.0	0.672	1966	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	893.0	3.5	0.639	1876	4.500E+05	0.33	700
SHALE	896.5	1.5	0.672	1978	2.800E+05	0.35	1000
DIRTY-SANDSTONE	898.0	1.0	0.632	1863	4.500E+05	0.33	700
DIRTY-SANDSTONE	899.0	2.0	0.641	1893	4.500E+05	0.33	700
DIRTY-SANDSTONE	901.0	4.0	0.636	1884	4.500E+05	0.33	700
SHALE	905.0	15.0	0.667	1997	2.800E+05	0.35	1000

Formation Transmissibility Properties								
Zone Name	Top MD (m)	Net Height (m)	Perm (md)	Porosity (%)	Res. Pressure (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Water Sat. (%)
SHALE	792.5	0.0	0.001	28.8	1226	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	804.5	0.0	7	26.7	1236	0.0	0.0	0.0
SHALE	805.5	0.0	0.001	29.5	1244	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	814.5	0.0	6	26.6	1252	0.0	40.0	60.0
SHALE	816.0	0.0	0.001	25.1	1255	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	818.5	0.0	10	30.5	1258	0.0	40.0	60.0
SHALE	820.5	0.0	0.001	27.2	1261	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	821.5	0.0	10	32.0	1263	0.0	40.0	60.0
SHALE	824.0	0.0	0.001	26.0	1266	0.0	0.0	0.0
SHALE	825.0	0.0	0.001	28.4	1268	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	826.4	0.0	10	27.5	1271	0.0	40.0	60.0
SHALE	829.0	0.0	0.001	32.1	1281	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	839.0	0.0	10	33.9	1291	0.0	40.0	60.0
SHALE	842.5	0.0	0.001	30.4	1297	0.0	0.0	0.0
CLEAN-SANDSTONE	847.0	0.0	10	30.1	1302	0.0	40.0	60.0
SHALE	848.5	0.0	0.001	26.6	1306	0.0	0.0	0.0



Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m



Formation Transmissibility Properties								
Zone Name	Top MD (m)	Net Height (m)	Perm (md)	Porosity (%)	Res. Pressure (psi)	Gas Sat. (%)	Oil Sat. (%)	Water Sat. (%)
CLEAN-SANDSTONE	852.2	0.0	10	28.9	1311	0.0	40.0	60.0
SHALE	855.5	0.0	0.001	25.7	1315	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	856.7	7.0	10	32.1	1321	0.0	45.0	55.0
SHALE	864.0	0.0	0.001	32.6	1327	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	865.0	0.0	8	27.1	1331	0.0	0.0	0.0
SHALE	868.8	0.0	0.001	26.1	1336	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	871.0	0.0	6	29.3	1342	0.0	0.0	0.0
SHALE	876.9	0.0	0.001	29.3	1348	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	879.0	0.0	7	30.0	1351	0.0	0.0	0.0
SHALE	880.5	0.0	0.001	30.8	1359	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	890.0	0.0	6	27.5	1367	0.0	0.0	0.0
SHALE	891.0	0.0	0.001	24.1	1370	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	893.0	0.0	7	29.6	1374	0.0	0.0	0.0
SHALE	896.5	0.0	0.001	25.0	1378	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	898.0	0.0	5	30.8	1380	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	899.0	0.0	6	28.7	1382	0.0	0.0	0.0
DIRTY-SANDSTONE	901.0	0.0	5	29.0	1386	0.0	0.0	0.0
SHALE	905.0	0.0	0.001	27.8	1401	0.0	0.0	0.0

### Section 3: Propped Fracture Schedule

#### Pumping Schedule

The following is the Pumping Schedule to achieve a propped fracture half-length ( $X_w$ ) of 29.7 m with an average conductivity ( $K_{fw}$ ) of 501 md.ft.

Job Description						
Stage Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Stage Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Conc. (PPA)
PAD	11.0	YF125LG	2000	25.0		0.0
1.0 PPA	11.0	YF125LG	900	25.0	20/40 Jordan-Unimin	1.0
3.0 PPA	11.0	YF125LG	450	25.0	20/40 Jordan-Unimin	3.0
5.0 PPA	11.0	YF125LG	450	25.0	20/40 Jordan-Unimin	5.0
7.0 PPA	11.0	YF125LG	300	25.0	20/40 Jordan-Unimin	7.0
9.0 PPA	11.0	YF125LG	300	25.0	20/40 SuperDC	9.0
10.0 PPA	11.0	YF125LG	400	25.0	20/40 SuperDC	10.0
11.0 PPA	11.0	YF125LG	500	25.0	20/40 SuperDC	11.0
FLUSH	11.0	WF125	716	25.0		0.0

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m



Fluid Totals		
5300 gal	of	YF125LG
716 gal	of	WF125

Proppant Totals		
66 bolsas	of	20/40 Jordan-Unimin
122 bolsas	of	20/40 SuperDC

Job Execution									
Stage Name	Stage Fluid Volume (gal)	Cum. Fluid Volume (gal)	Stage Slurry Volume (bbl)	Cum. Slurry Volume (bbl)	Stage Prop (lb)	Cum. Prop. (lb)	Avg. Surface Pressure (psi)	Stage Time (min)	Cum. Time (min)
PAD	2000	2000	47.6	47.6	0	0	1250	4.3	4.3
1.0 PPA	900	2900	22.4	70.0	900	900	1218	2.0	6.4
3.0 PPA	450	3350	12.2	82.2	1350	2250	1173	1.1	7.5
5.0 PPA	450	3800	13.1	95.3	2250	4500	1099	1.2	8.7
7.0 PPA	300	4100	9.4	104.7	2100	6600	1047	0.9	9.5
9.0 PPA	300	4400	10.2	114.9	2700	9300	1030	0.9	10.4
10.0 PPA	400	4800	14.0	128.9	4000	13300	1056	1.3	11.7
11.0 PPA	500	5300	18.1	147.1	5500	18800	1101	1.6	13.4
FLUSH	716	6016	17.0	164.1	0	18800	1148	1.5	14.9

#### Section 4: Propped Fracture Simulation

The following are the results of the computer simulation of this Fracturing Proposal using a Pseudo 3-D Vertical model. Effective Conductivity and Effective Fcd are calculated based on perforated intervals with positive net heights.

Initial Fracture Top TVD .....	856.7 m
Initial Fracture Bottom TVD .....	864.0 m
Propped Fracture Half-Length .....	29.7 m
EOJ Hyd Height at Well .....	37.0 m
Average Propped Width .....	0.100 in
Average Gel Concentration .....	317.3 lb/mgal
Average Gel Fluid Retained Factor .....	0.50
Net Pressure .....	137 psi
Efficiency .....	0.474
Effective Conductivity .....	568 md.ft
Effective Fcd .....	0.6
Max Surface Pressure .....	1268 psi

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m

**Schlumberger**

Simulation Results by Fracture Segment							
From (m)	To (m)	Prop. Conc. at End of Pumping (PPA)	Propped Width (in)	Propped Height (m)	Frac. Prop. Conc. (lb/ft <sup>2</sup> )	Frac. Gel Conc. (lb/mgal)	Fracture Conductivity (md.ft)
0.0	7.4	11.6	0.136	35.4	1.16	178.1	869
7.4	14.9	11.6	0.135	35.4	1.16	184.7	868
14.9	22.3	8.1	0.094	31.4	0.81	265.2	381
22.3	29.7	2.9	0.046	24.9	0.40	640.9	41

Fracture Geometry Data Per Zone for Production Prediction							
Zone Name	Top MD (m)	Top TVD (m)	Gross Height (m)	Net Height (m)	Fracture Width (in)	Fracture Length (m)	Fracture Conductivity (md.ft)
SHALE	792.5	792.5	12.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	804.5	804.5	1.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	805.5	805.5	9.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	814.5	814.5	1.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	816.0	816.0	2.5	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	818.5	818.5	2.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	820.5	820.5	1.0	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	821.5	821.5	2.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	824.0	824.0	1.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	825.0	825.0	1.4	0.0	0.000	0.0	0
CLEAN-SANDSTONE	826.4	826.4	2.6	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	829.0	829.0	10.0	0.0	0.054	17.5	301
CLEAN-SANDSTONE	839.0	839.0	3.5	0.0	0.110	22.2	602
SHALE	842.5	842.5	4.5	0.0	0.107	26.7	556
CLEAN-SANDSTONE	847.0	847.0	1.5	0.0	0.126	29.7	612
SHALE	848.5	848.5	3.7	0.0	0.128	29.7	609
CLEAN-SANDSTONE	852.2	852.2	3.3	0.0	0.154	29.7	701
SHALE	855.5	855.5	1.2	0.0	0.145	29.7	665
DIRTY-SANDSTONE	856.7	856.7	7.3	7.0	0.125	29.7	568
SHALE	864.0	864.0	1.0	0.0	0.077	29.7	360
DIRTY-SANDSTONE	865.0	865.0	3.8	0.0	0.043	29.7	210
SHALE	868.8	868.8	2.2	0.0	0.013	24.3	64
DIRTY-SANDSTONE	871.0	871.0	5.9	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	876.9	876.9	2.1	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	879.0	879.0	1.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	880.5	880.5	9.5	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	890.0	890.0	1.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	891.0	891.0	2.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	893.0	893.0	3.5	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	896.5	896.5	1.5	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	898.0	898.0	1.0	0.0	0.000	0.0	0
DIRTY-SANDSTONE	899.0	899.0	2.0	0.0	0.000	0.0	0

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m



Fracture Geometry Data Per Zone for Production Prediction							
Zone Name	Top MD (m)	Top TVD (m)	Gross Height (m)	Net Height (m)	Fracture Width (in)	Fracture Length (m)	Fracture Conductivity (md.ft)
DIRTY-SANDSTONE	901.0	901.0	4.0	0.0	0.000	0.0	0
SHALE	905.0	905.0	15.0	0.0	0.000	0.0	0

Exposure Time Prediction by Stage						
Stage Name	Fluid Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Volume (gal)	Perforation Injection Temp. (degF)	Exposure at BHST of 100 degF (min)	Exposure above Watch Temp. of 95 degF (min)
PAD	YF125LG	11.0	2000	84	6.8	6.8
1.0 PPA	YF125LG	11.0	900	80	6.2	6.2
3.0 PPA	YF125LG	11.0	450	80	3.2	3.2
5.0 PPA	YF125LG	11.0	450	80	1.6	1.6
7.0 PPA	YF125LG	11.0	300	80	0.0	0.0
9.0 PPA	YF125LG	11.0	300	80	0.0	0.0
10.0 PPA	YF125LG	11.0	400	80	0.0	0.0
11.0 PPA	YF125LG	11.0	500	80	0.0	0.0
FLUSH	WF125	11.0	716			

### Section 5: Proppant Data

Proppant Permeability is calculated based on the following parameters:

BH Static Temperature: 100 degF  
 Stress on Proppant: 1733 psi  
 Propped Fracture Conc.: 1.00 lb/ft<sup>2</sup>  
 Average Young's Modulus: 4.500E+05 psi

Proppant Data				
Proppant Name	Specific Gravity	Mean Diameter (in)	Pack Porosity (%)	Permeability (md)
20/40 SuperDC	2.53	0.028	35.0	33030
20/40 Jordan-Unimin	2.65	0.022	35.0	41859

Client : Drill 150 IPM Project  
Well : RA-224  
Formation : El Trebol  
District : CAG  
Country : Argentina  
Loadcase : 861.5 a 863 m



## Section 6: Fluid Descriptions

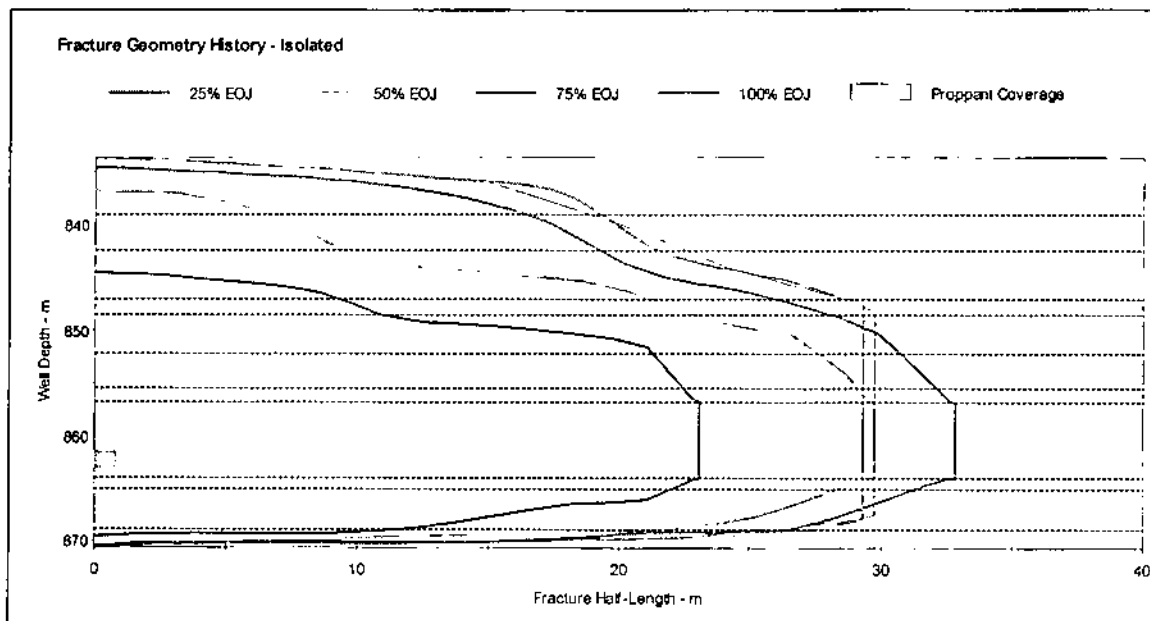
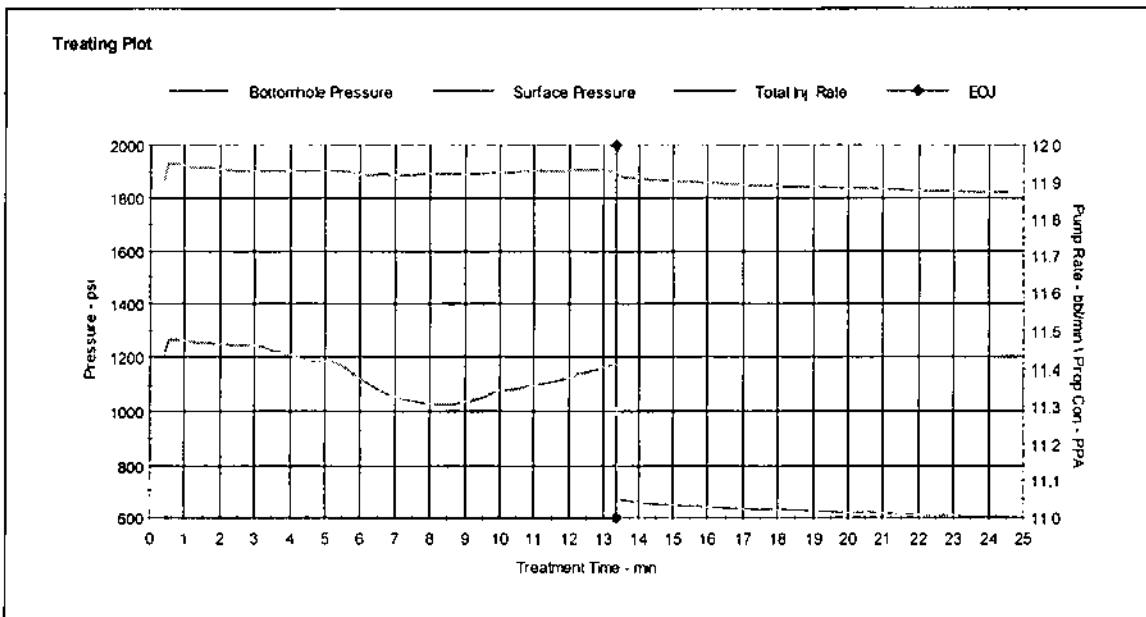
### WF125

• J424, WATER GELLING AGENT	25.00 lb/mgal
• M2, CAUSTIC SODA FLAKE	0.00 lb/mgal
• J218, BREAKER	0.00 lb/mgal
• J475, EB-CLEAN(TM) BREAKER	0.00 lb/mgal
• L64, CLAY STABILIZER	2.00 gal/mgal
• D47, ANTIFOAM AGENT	0.30 gal/mgal
• M76, BACTERICIDE	0.30 gal/mgal
• U66, FREFLO EB MISCIBLE SOL	2.00 gal/mgal
• F103, EZEFLD(TM) Surfactant	2.00 gal/mgal
• L10, CROSSLINKER	2.10 lb/mgal
• S123, LIQUID CURING AGENT	7.50 gal/mgal

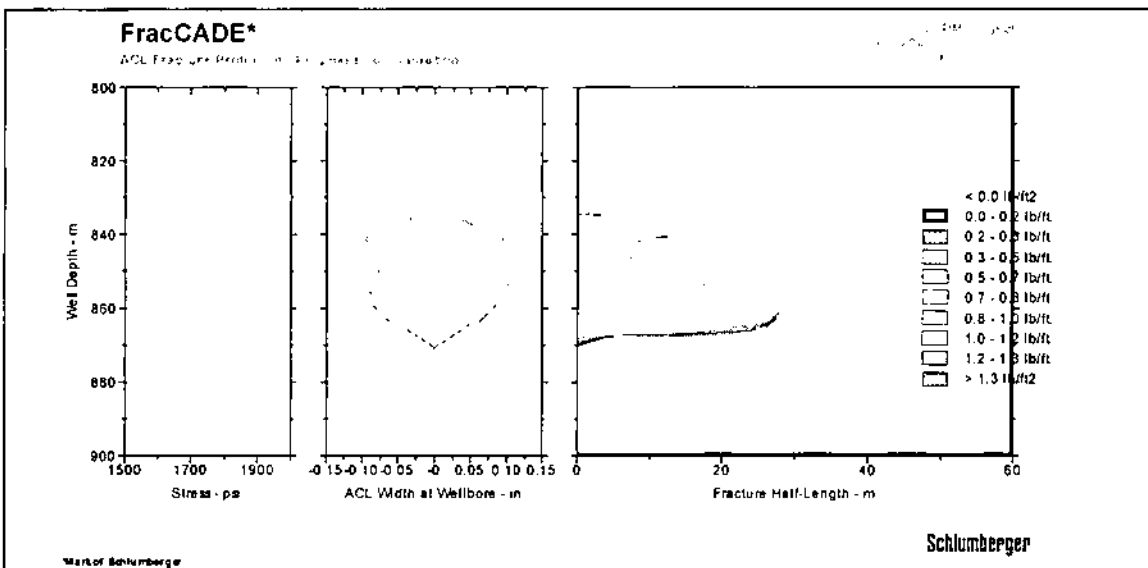
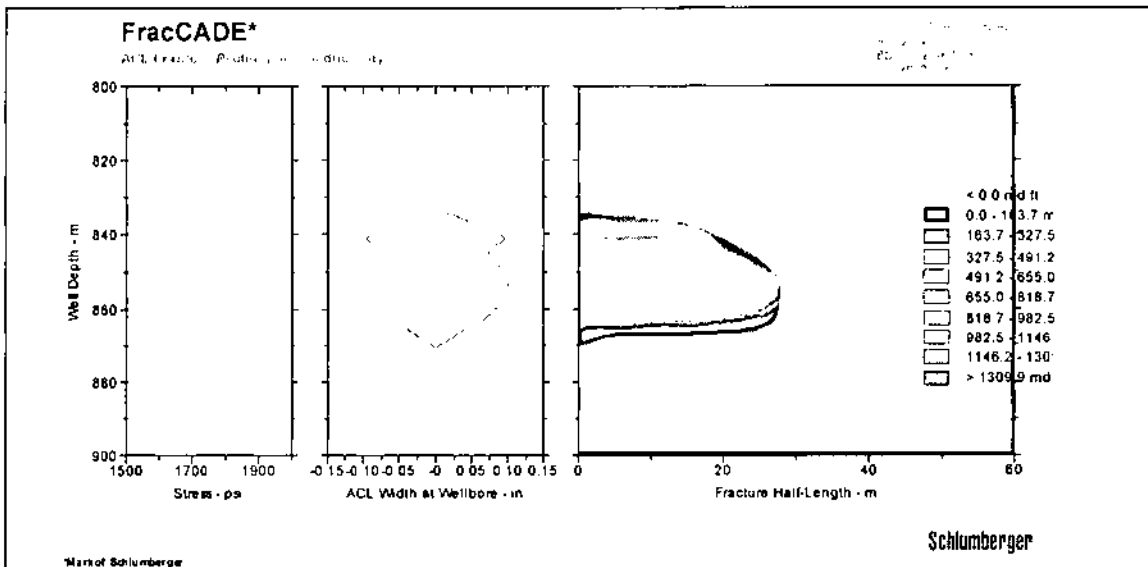
### YF125LG

• J424, WATER GELLING AGENT	25.00 lb/mgal
• M2, CAUSTIC SODA FLAKE	6.50 lb/mgal
• J218, BREAKER	1.00 lb/mgal
• J475, EB-CLEAN(TM) BREAKER	10.00 lb/mgal
• L64, CLAY STABILIZER	2.00 gal/mgal
• D47, ANTIFOAM AGENT	0.30 gal/mgal
• M76, BACTERICIDE	0.30 gal/mgal
• U66, FREFLO EB MISCIBLE SOL	2.00 gal/mgal
• F103, EZEFLD(TM) Surfactant	2.00 gal/mgal
• L10, CROSSLINKER	2.10 lb/mgal
• S123, LIQUID CURING AGENT	7.50 gal/mgal

Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m



Client : Drill 150 IPM Project  
 Well : RA-224  
 Formation : El Trebol  
 District : CAG  
 Country : Argentina  
 Loadcase : 861.5 a 863 m

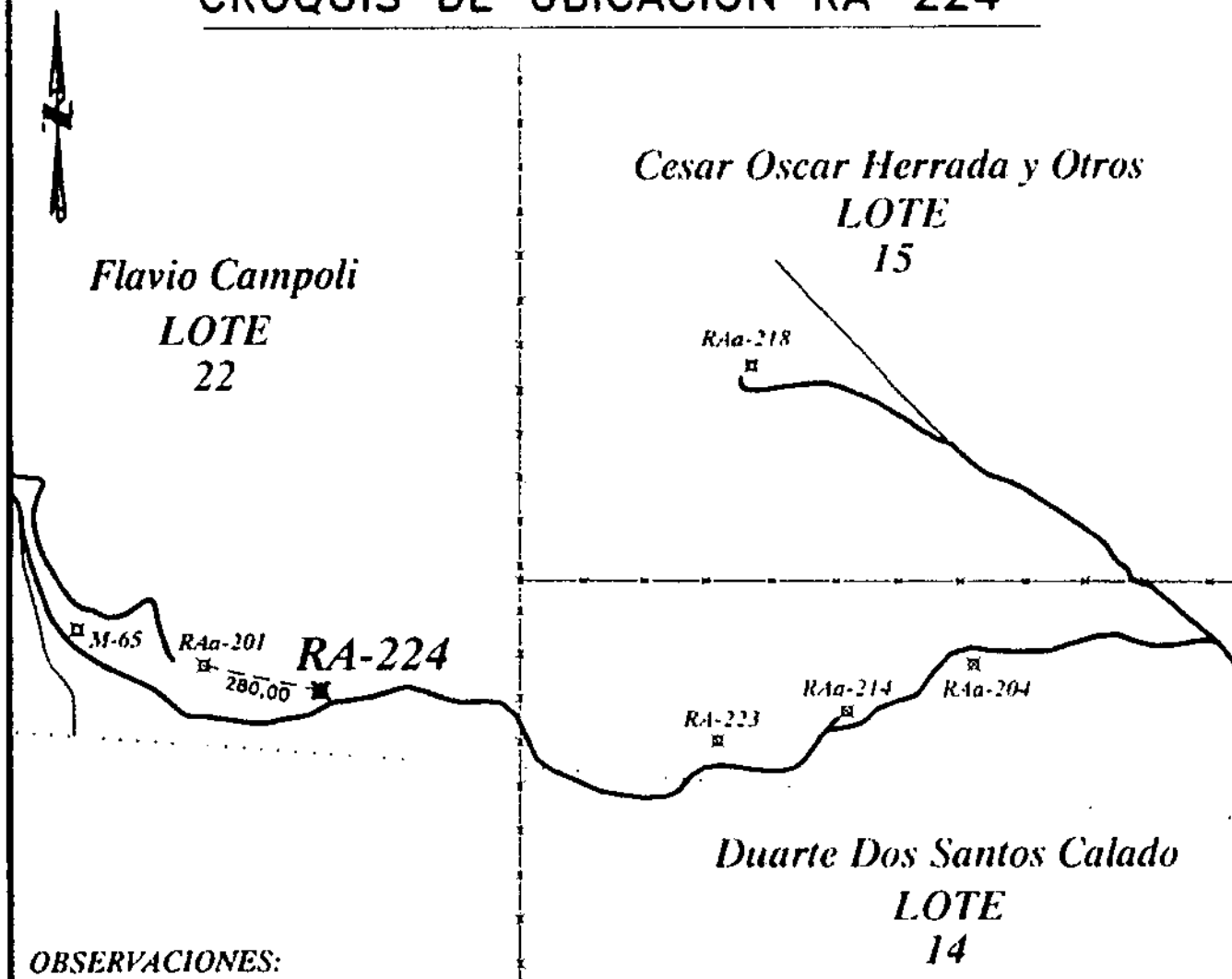


**GUILLERMO D. SILVESTRE**  
 AGRIMENSOR  
 Amaghino N° 1.101 - Tel/Fax: (0297)-4441220  
 COMODORO RIVADAVIA

# Schlumberger

## COORDENADAS TEORICAS PROVISORIAS

### CROQUIS DE UBICACION RA-224



**OBSERVACIONES:**

- UBICADO EN EL LOTE 22 , PROPIEDAD DE *Flavio Campoli*
- TERRENO CON PENDIENTE, CORTE APROX. ENTRE 15,00 y 20,00 m.-
- LAS MEDIDAS LINEALES ESTAN EXPRESADAS EN METROS.-

**AZIMUT DE ARRANQUE**

SE NAVEGO CON UN EQUIPO G.P.S. EN TIEMPO REAL, LAS COORDENADAS PROPUESTAS HASTA SU UBICACION, EN EL TERRENO.-

<b>COMPANIA:</b>	REPSOL-YPF
<b>SIGLA:</b>	RA-224
<b>BATERIA:</b>	
<b>FECHA:</b>	14/NOVIEMBRE/2005
<b>SIST. GEODESICO:</b>	PAMPA DEL CASTILLO
<b>PROVINCIA:</b>	CHUBUT
<b>COORDENADA X:</b>	4.945.320,00
<b>COORDENADA Y:</b>	2.612.940,00
<b>COTA:</b>	535,00 +/- 3,00 m.
<b>OPERADOR:</b>	

*Agrim. Guillermo Silvestre*



Name RA-224 UWM RA-224 API Well... RA-224

Bottom Location

Projection  Geodetic Transverse Mercator Proj\_Coord\_Sys [1388985]

X(m) 2612940 Y(m) 4945320 TVD(m) 1200

Geometry

Hole Condition Absent

Measured Depths

Bottom Depth(m) 1200

Driller(m) Logger(m)

Bottomhole Layer

Layer...

Borehole Elevation Information

Working Datum KB  550 (m) All Elevations...

Remarks

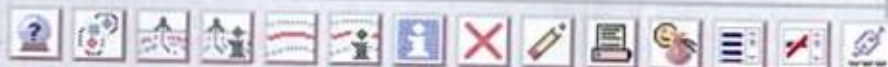
Project Marker Data Manager - chmb\_gf3

Table Setup

Select... All Surfaces Markers... Attributes... Sort... Filter...

Selection Source: Database (11461) Subset (6) Display (6)

Marker Information - 6 of 11461 data items



Borehole Name	TVDSS (m)	X (m)	Y (m)	Name	MD (m)	TWT (ms)	Modification Date
RA-224	99.5425	2612940	4945320	B_Verde	649.542	680	Nov 11 10:10:44 2005
RA-224	209.34	2612940	4945320	T_GLAUC	759.34	778	Nov 11 10:10:44 2005
RA-224	290.171	2612940	4945320	CI	840.171	842	Nov 11 10:10:44 2005
RA-224	433.593	2612940	4945320	CII	983.593	958	Nov 11 10:10:44 2005
RA-224	599.259	2612940	4945320	CIII	1149.26	1088	Nov 11 10:10:44 2005
RA-224	650	2612940	4945320	PF	1200	1127.86	Nov 04 10:52:12 2005



## ORDEN DE TRABAJO INTERNA

### LABORATORIO EPSILON

SECTOR : LABORATORIO C.R. , ANALITICA.

Nº DE PROTOCOLO: 1456-06CR

LUGAR DE MUESTREO: RA-224

PEDIDO POR: Luis Castro - Repsol Y.P.F.

FECHA DE EXTRACCION : 31/03/06

FECHA DE RECEPCION: 31/03/06

TIPO DE MUESTRA : AGUA /PETROLEO

CANTIDAD : 1

#### OBJETO DEL ANALISIS :

- Físico Químico
- Bario
- Temperatura: 24 °C
- Ph: 8.9 (In-situ)
- Sulfuro: N/D
- CO2: Impracticable (In-situ)
- Completo de petrolco RTP
- S.A.R.A

EXTRAIDO POR : Pride 246

#### OBSERVACIONES:

- Zona: 875/77 mtrs.
- Extracción: 100 ltrs.
- Nivel: 834 mtrs.
- Hora: 07:45 Hrs

Tco. Qco. M. LLAIQUEL  
PIEPSILON S.R.L.

Recibido por

Firma Solicitante

Recibido  
11/04/06  
Pauzeuf

**LABORATORIO  
BASE CHUBUT**



**EPSILON SRL  
LABORATORIO INDUSTRIAL**

Ruta 3, Km.1838, B°Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia -Chubut, Arg. \* Tel/Fax: (0297)-4550825 / 4559365

Muestra de: Petróleo  
 Lugar de Muestreo: POZO: RA-224 Zona:875/77  
 Extraído Por: Cliente  
 Fecha de Extracción: 31/03/06  
 Fecha de Recepción: 31/03/06  
 Solicitado Por: REPSOL - YPF SA. Sr. Luis Castro  
 Objetivo del Análisis: Control de calidad.

PROTOCOLO N°: 1456-06CR

Fecha Informe: 05/04/06

Pag. 1/1

ITEM N° =									
CANTIDAD =									

Distrito N° =  
 N° Orden =

**INFORME DE ENSAYO**

**PETROLEO HIDRATADO**

DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
% AT(%AL+D4007)	S/N	% v/v	49
% Agua Libre	Procedimiento REPSOL YPF	% v/v	8
Impureza Total	ASTM D-4007 Mod.	% v/v	44.0
Arena y Barro		% v/v	2.0
Agua Separada		% v/v	24.0
Emulsión		% v/v	18.0
Agua Exacta		% v/v	42.0
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9712
Salinidad	ASTM D-512	g/Lts	9.6
Punto de escurrimiento	ASTM D-97	°C	11

**PETROLEO DESHIDRATADO**

Viscosidad 300 RPM			
TEMPERATURA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS	
Temperatura	30°C	Cp	2638
	40°C	Cp	1842
	50°C	Cp	1174
DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9536
% de parafina	UOP-86 mod. Paraf. hasta -20°C	% p/p	9.2
% de asfalteno	SPÉ-23810	% p/p	6.7

Analista: L.I.M.- M.B.- G.N.

*Miguel Lizzano*  
 Ing. Miguel LIZZANO  
 Rep. Tec. Por EPSILON S.R.L.



Los resultados consignados fueron obtenidos dentro de un sistema de calidad ISO 9001:2000 y son representativos de la muestra analizada

**LABORATORIO  
BASE CHUBUT**



**EPSILON SRL  
LABORATORIO INDUSTRIAL**

Ruta 3, Km.1838, B°Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia -Chubut, Arg. \* Tel/Fax: (0297)-4550825 / 4559365

**Muestra de:** Petróleo  
**Lugar de Muestreo:** POZO: RA-224 Zona:875/77  
**Extraído Por:** Cliente  
**Fecha de Extracción:** 31/03/06  
**Fecha de Recepción:** 31/03/06  
**Solicitado Por:** REPSOL - YPF SA. Sr. Luis Castro  
**Objetivo del Análisis:** Control de calidad.

**PROTOCOLO N°:** 1456-06CR

**Fecha Informe:** 05/04/06

Pag. 1/1

ITEM N° =									
CANTIDAD =									

Distrito N° =	
N° Orden =	

**INFORME DE ENSAYO**

**PETROLEO HIDRATADO**

DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
% AT(%AL+D4007)	S/N	% V/V	49
% Agua Libre	Procedimiento REPSOL YPF	% V/V	8
Impureza Total	ASTM D-4007 Mod.	% V/V	44.0
Arena y Barro		% V/V	2.0
Agua Separada		% V/V	24.0
Emulsión		% V/V	18.0
Agua Exacta		% V/V	42.0
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9712
Salinidad	ASTM D-512	g/Lts	9.6
Punto de escurrimiento	ASTM D-97	°C	11

**PETROLEO DESHIDRATADO**

Viscosidad 300 RPM			
Temperatura		Por Reómetro	
30°C		Cp	2638
40°C		Cp	1842
50°C		Cp	1174
DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9536
% de parafina	UOP-86 mod. Paraf. hasta -20°C	% P/P	9.2
% de asfalteno	SPE-23810	% P/P	6.7

Analista: L.I.M.- M.B.- G.N.

*M. Lizzano*  
 Ing. Miguel LIZZANO  
 Rep. Tec. Por EPSILON S.R.L.





## ORDEN DE TRABAJO INTERNA

### LABORATORIO EPSILON

SECTOR : LABORATORIO C.R. , ANALITICA.

N° DE PROTOCOLO: 1474-06CR

LUGAR DE MUESTREO: RA-224

PEDIDO POR: Luis Castro - Repsol Y.P.F.

FECHA DE EXTRACCION : 31/03/06

FECHA DE RECEPCION: 31/03/06

TIPO DE MUESTRA : AGUA /PETROLEO

CANTIDAD : 1

#### OBJETO DEL ANALISIS :

- Físico Químico
- Bario
- Temperatura: 20 °C (In-situ)
- Ph: 9.1 (In-situ)
- Sulfuro: N/D
- CO2: Inpracticable (In-situ)
- Completo de petroleo RTP
- S.A.R.A

EXTRAIDO POR : Pride 246

#### OBSERVACIONES:

- Zona: 853~~5~~ mtrs.
- Extracción: 120 ltrs.
- Nivel: 804 mtrs.
- Hora: 19:00 Hrs

Recibido por

Firma Solicitante

Recibido.  
11/04/06  
Pauonilla

**LABORATORIO  
BASE CHUBUT**



**EPSILON SRL  
LABORATORIO INDUSTRIAL**

Ruta 3, Km.1838, B°Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia -Chubut, Arg. \* Tel/Fax: (0297)-4550825 / 4559365

**Muestra de:** Petróleo  
**Lugar de Muestreo:** POZO: RA-224 Zona:853/55  
**Extraído Por:** Cliente  
**Fecha de Extracción:** 31/03/06  
**Fecha de Recepción:** 31/03/06  
**Solicitado Por:** REPSOL - YPF SA. Sr. Luis Castro  
**Objetivo del Análisis:** Control de calidad.

**PROTOCOLO N°:** 1474-06CR

**Fecha Informe:** 05/04/06

Pag. 1/1

ITEM N° =									
CANTIDAD =									

Distrito N° =	
N° Orden =	

**INFORME DE ENSAYO**

**PETROLEO HIDRATADO**

DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
% AT(%AL+D4007)	S/N	% V/V	98
% Agua Libre	Procedimiento REPSOL YPF	% V/V	98
Impureza Total	ASTM D-4007 Mod.	% V/V	48.0
Arena y Barro		% V/V	4.0
Agua Separada		% V/V	24.0
Emulsión		% V/V	20.0
Agua Exacta		% V/V	44.0
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9586
Salinidad	ASTM D-512	g/Lts	8.9
Punto de escurrimiento	ASTM D-97	°C	12

**PETROLEO DESHIDRATADO**

Viscosidad 300 RPM			
Temperatura		Por Reómetro	
30°C 40°C 50°C		Cp	2878
		Cp	1936
		Cp	1032
DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9412
% de parafina	UOP-86 mod. Paraf. hasta -20°C	% P/p	10.8
% de asfalteno	SPE-23810	% P/p	7.4

Analista: L.I.M.- M.B.- G.N.

*M. Lizzano*  
 Ing. Miguel LIZZANO  
 Rep. Tec. Por EPSILON S.R.L.



Los resultados consignados fueron obtenidos dentro de un sistema de calidad ISO 9001:2000 y son representativos de la muestra analizada

**LABORATORIO  
BASE CHUBUT**



**EPSILON SRL  
LABORATORIO INDUSTRIAL**

Ruta 3, Km.1838, B°Gral. Mosconi - (9005) C. Rivadavia -Chubut, Arg. \* Tel/Fax: (0297)-4550825 / 4559365

Muestra de: **Petróleo**  
 Lugar de Muestreo: **POZO: RA-224 Zona:853/55**  
 Extraído Por: **Cliente**  
 Fecha de Extracción: **31/03/06**  
 Fecha de Recepción: **31/03/06**  
 Solicitado Por: **REPSOL - YPF SA. Sr. Luis Castro**  
 Objetivo del Análisis: **Control de calidad.**

**PROTOCOLO N°: 1474-06CR**

Fecha Informe: **05/04/06**

Pag. 1/1

ITEM N° =									
CANTIDAD =									

Distrito N° =  
 N° Orden =

**INFORME DE ENSAYO**

**PETROLEO HIDRATADO**

DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
% AT(%AL+D4007)	S/N	% V/V	98
% Agua Libre	Procedimiento REPSOL YPF	% V/V	98
Impureza Total	ASTM D-4007 Mod.	% V/V	48.0
Arena y Barro		% V/V	4.0
Agua Separada		% V/V	24.0
Emulsión		% V/V	20.0
Agua Exacta		% V/V	44.0
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9586
Salinidad	ASTM D-512	g/Lts	8.9
Punto de escurrimiento	ASTM D-97	°C	12

**PETROLEO DESHIDRATADO**

Viscosidad 300 RPM			
Temperatura		Por Reómetro	
30°C		Cp	2878
40°C		Cp	1936
50°C		Cp	1032
DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm <sup>3</sup>	0.9412
% de parafina	UOP-86 mod. Paraf. hasta -20°C	% P/P	10.8
% de asfalteno	SPE-23810	% P/P	7.4

Analista: **L.I.M. - M.B. - G.N.**

*[Firma]*  
 Ing. Miguel LIZZANO  
 Rep. Tec. Por EPSILON S.R.L.



# Pozo RA-224

REPOL  
YPF



**UNIDAD DE NEGOCIOS ARGENTINA SUR**

Unidad Económica CHUBUT-CAÑADON SECO

DISEÑO MANANTIALES BEHR

Coordenadas	4.945.332,45 X	Finalizó Terminación	1-Abr-2006
	2.612.925,11 Y		

Cota Boca Pozo 640,75 mts.s.n.m.

**GUIA** : Zpto 303,75m - 320 bis Cto + 30 bis x E/C - Tope anillo cemento en BP.  
13,80m 9.5/8" 36# + 289,65m 9.5/8" 32,3# + Acc.Cementación.  
 **AISLACION** : Zpto 1087,23m - 215 bis Cto - Tope anillo cemento en 585m.  
1075,24m 5 1/2" 14# + 11,19m 5 1/2" 17# + Acc.Cementación  
> Schlumberger : Registros a pozo abierto - Fondo 1202m (Marzo 2006).  
> Schlumberger : CNL-CBL-VDL en 585m / 1064,50m (Marzo 2006).

Profundidad de Punzados por INDUCCION

ETAPA	Finalizó
Perforación	10-Mar-2006
Terminación	01-Abr-2006

Zpto 9.5/8" en 303,75 mts

9.5/8" 32,3# 36#  
(228-227/244)

5.1/2" 14# 15,6#  
(124-126/140)

Cto Cucharada de cemento sobre Tapón  
TPn Mercury N en 810 mts

-Pzdo 814,0 / 16,0 T (SE)

-Pzdo 818,0 / 20,0 T (SE)

-Pzdo 853,0 / 55,0 T (120 / 804 / 100% cLRP y Abte.Ar)

-Pzdo 861,5 / 63,0 T (100 / 820 / 100% c/ Abte.Ar)

-Pzdo 875,0 / 77,0 T (100 / 834 / 18% Viscoso c/ Abte.Ar)

-Pzdo 1002,0 / 04,0 T (390 / 859 / 100% cLRP)

Collar 5.1/2" en 1.075,24 mts Cto Fondo en 1.067,00 mts (Neutrón SCHL)  
Zapato 5.1/2" en 1.087,23 mts

## ESTADO

AA (según Cap.IV Agosto 2006)

No registra REPARACIONES / INTERVENCIONES

Fuentes consultadas :  
Legajo de pozo / Historial  
DIMS / dtw

Prof.FINAL 1.200,00 mts  
Fondo Schlumberger 1.202,10 mts





**GUILLERMO D. SILVESTRE**  
AGRIMENSOR  
Ameghino N° 1.101 - Tel/Fax: (0297)-4441220  
COMODORO RIVADAVIA

# Schlumberger

## COORDENADAS Y COTA DEFINITIVAS

<b>COMPANIA:</b>	REPSOL-YPF	<b>YACIMIENTO:</b>	MANANTIALES BEHR
<b>POZO:</b>	RA-224	<b>SIST. GEODESICO:</b>	PAMPA DEL CASTILLO
<b>BATERIA:</b>		<b>PROVINCIA:</b>	CHUBUT

## RA-224

**COORDENADA X: 4.945.332,45**

**COORDENADA Y: 2.612.925,11**

**COTA: 540,75 m.**

**Datum: WGS-84**

**LATITUD: -45° 38' 11,8523"**

**LONGITUD: -67° 33' 15,9682"**

**ALTITUD (ASE): 554,70 m.**

**OPERADOR:**  
Guillermo D. Silvestre  
AGRIMENSOR

**FECHA:**  
8/MARZO/2006

# Pozo RA-224



**UNIDAD DE NEGOCIOS ARGENTINA SUR**

Unidad Económica CHUBUT-CANADON SECO

Distrito MANANTIALES BEHR

Coordenadas	4.945.332,45 X	Finalizó Terminación	1-abr-2006
	2.612.925,11 Y		

Cota Boca Pozo 540,75 mts.s.n.m.

**GUIA** : Zpto 303,75m - 320 bls Cto + 30 bls x E/C - Tope anillo cemento en BP.  
13,80m 9.5/8" 36# + 289,65m 9.5/8" 32,3# + Acc.Cementación.  
**AISLACION** : Zpto 1087,23m - 215 bls Cto - Tope anillo cemento en 585m.  
1075,24m 5 1/2" 14# + 11,19m 5 1/2" 17# + Acc.Cementación  
> **Schlumberger** : Registros a pozo abierto - Fondo 1202m (Marzo 2006).  
> **Schlumberger** : CNL-CBL-VDL en 585m / 1064,50m (Marzo 2006).

# Profundidad de Punzados por INDUCCION.

ETAPA	Finalizó
Perforación	10-mar-2006
Terminación	01-abr-2006

Zpto 9.5/8" en 303,75 mts

9.5/8" 32,3#-36#  
[229-227] 40

5.1/2" 14#-15.5#  
[124-126] 40

Cto Cucharada de cemento sobre Tapón  
TPn Mercury N en 810 mts

Pzdo- 814,0 / 16,0 T (S/E)

Pzdo- 818,0 / 20,0 T (S/E)

Pzdo- 853,0 / 55,0 T ( 120 / 804 / 100% c/LRP y Abte.Ar )

Pzdo- 861,5 / 63,0 T ( 100 / 820 / 100% c/ Abte.Ar )

Pzdo- 875,0 / 77,0 T ( 100 / 834 / 18% Viscoso c/ Abte.Ar )

Pzdo- 1002,0 / 04,0 T ( 390 / 859 / 100% c/LRP )

Collar 5.1/2" en 1.075,24 mts Cto. Fondo en 1.067,00 mts (Neutrón SCHL)  
Zapato 5.1/2" en 1.087,23 mts

## ESTADO

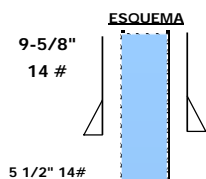
**AA** ( según Cap.IV° Agosto 2006 )  
No registra REPARACIONES / INTERVENCIONES

Fuentes consultadas :  
Legajo de pozo / Historial  
DIMS / dfw

Prof.FINAL 1.200,00 mts  
Fondo Schlumberger 1.202,10 mts

Elaborado por Ramón Rippe - Octubre 2006





PROGNOSIS DE REPARACION	
Cementar patagoniano	no
Reparar Casing	no
Recuperar pesca	no
Rotar tapón	si
Reentubado	no
Profundidad pozo	1250 m
CBL - VDL metros a registrar	1000 m
Intervalos punzados	2
Metros Punzados	10 m
Etapas de punzado	1
Cantidad de Ensayos	2
Horas de ensayo por intervalo	12 Hs
Cantidad de Cementaciones correctivas	0
Cantidad de Estim. Matriciales	0
Horas de cierre acuohumectante	0 Hs
Horas Ensayo Estimulación Matricial	0 Hs
Cantidad de Fracturas	0
Control de arena	0
Hs. De Frague arena recinada	0 Hs
Horas ensayo de fractura	0 Hs
Muestra PVT	0

PROGRAMA DE REPARACIÓN	
DTM y Montar equipo	18,0 hs
Acondicionar el Pozo	31,7 hs
Perfilar a pozo entubado	8,6 hs
Cemento normal	0,0 hs
Cemento correctivo	0,0 hs
Punzar formación	4,9 hs
Estimular	0,0 hs
Fracturar	0,0 hs
Controlar Arena	0,0 hs
Ensayar	41,1 hs
Bajar instalación final	19,0 hs
NPT	8,6 hs

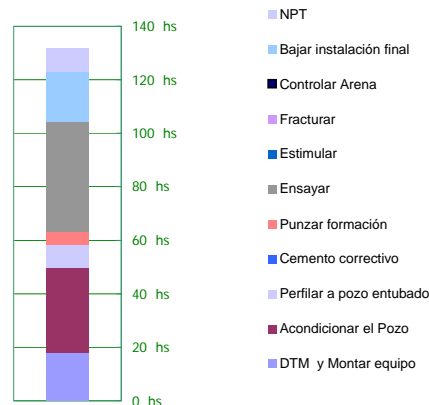
COSTO DE LAS ETAPAS	
DTM y Montar equipo	\$ 11.500
Acondicionar el Pozo	\$ 7.941
Perfilar a pozo entubado	\$ 5.155
Cemento normal	\$ -
Cemento correctivo	\$ -
Punzar formación	\$ 4.028
Estimular	\$ -
Fracturar	\$ 887
Controlar Arena	\$ -
Ensayar	\$ 9.410
Bajar instalación final	\$ 4.762
NPT	\$ 1.946
Transp. Cargas	\$ 4.897
Cargas sociales	\$ 1.063
Inspección	\$ 4.682
Trailer y piletas	\$ 1.080

RESUMEN DEL PRESUPUESTO	
TIEMPO DE REPARACION	5,5 días
COSTO DE REPARACIÓN	\$ 57.351

DESGLOCE DE COSTOS DE REPARACIÓN			
DTM y Montar equipo	18,0 hs	0,8 días	\$ 11.500
Acondicionar el Pozo	31,7 hs	1,3 días	\$ 7.941
Perfilar a pozo entubado	8,6 hs	0,4 días	\$ 2.155
Cemento normal	0,0 hs	0,0 días	\$ -
Cemento correctivo	0,0 hs	0,0 días	\$ -
Punzar formación	4,9 hs	0,2 días	\$ 1.228
Estimular	0,0 hs	0,0 días	\$ -
Fracturar	0,0 hs	0,0 días	\$ -
Controlar Arena	0,0 hs	0,0 días	\$ -
Ensayos individuales	37,5 hs	1,6 días	\$ 9.410
Ensayar fractura	3,5 hs	0,1 días	\$ 887
Ensayo TST	0,0 hs	0,0 días	\$ -
Tomar Muestra PVT	0,0 hs	0,0 días	\$ -
Bajar instalación final	19,0 hs	0,8 días	\$ 4.762
Espera condiciones necesarias	8,6 hs	0,4 días	\$ 1.946
Remunerativos SUMEX+PEET	131,9 hs	5,5 días	\$ 1.063
<b>COSTO DE EQUIPO DE TORRE</b>	<b>5,5 días</b>	<b>\$</b>	<b>40.892</b>
Camión chupa [usd/dia]	500	1,0 días	\$ 500
Supervisor asesor [usd/mes]	11876	5,5 días	\$ 2.176
Insp. Terminación [usd/mes]	11055	5,5 días	\$ 2.025
Pick UP 4x4 [usd/mes]	2625	5,5 días	\$ 481
Transporte cargas sólidas [usd/mes]	12000	5,5 días	\$ 2.198
Transporte cargas Líquidas [usd/mes]	12000	5,5 días	\$ 2.198
Perfilar pozo entubado	3,0		\$ 3.000
Cementar	8.700		\$ -
Punzar formación	200	7	\$ 2.800
Fracturar	24.000	1	\$ -
Estimular	10.000	0	\$ -
Adicional alquiler de trailer	2171	5,5 días	\$ 398
Servicio de pileta ecológica	124	5,5 días	\$ 682
<b>COSTO DE SERVICIOS</b>			<b>\$ 16.459</b>
<b>COSTO DE LA REPARACIÓN</b>			<b>\$ 57.351</b>

Gráficos de Terminación

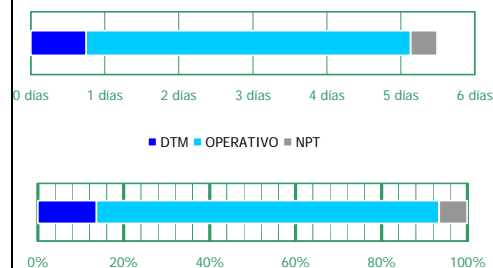
Duración de las etapas de reparación



Costos de las etapas de reparación KUSD



DISTRIBUCIÓN DE LOS TIEMPOS DE REPARACION



726,0  
731,0

1226,0  
1231,0

Collar: 1250 m  
Zapato: 1260 m  
P. Final: 1264 m

TARIFARIO DE EQUIPO	
Hora Operativa normal	251
Hs. Stand by con personal	226
Hs. Stand by sin personal	163
Hs. Stand by con personal Clima/mantenim	226
Desmontaje Transporte y Montaje	11500
3a. Exceso de transporte (Km)	79
Tprte de pileta ecológica	608
Servicio de alquiler de trailer	2171
Servicio de pileta ecológica	124
Pago Mensual PEET	3443
Pago Mensual SUMEX	2358
Equipo de referencia	Key-16



DIVISION REGIONAL SUR  
UNIDAD ECONOMICA CHUBUT - CAÑADON SECO  
DISTRITO ZONA CENTRAL

PROGRAMA OPERATIVO del POZO : **RA-224**

SUBREGION : **CH**                      ZONA : **RESTINGA ALI**                      **BA RESTINGA ALI**

RUBRO:

PROYECTO: **REP.PRIM. 2008**

COSTO OBJETIVO: **U\$S**                      **68.338**

COSTO ESTIMADO: **U\$S**                      **68.338**

DIAS ESTIMADOS:                      8,17

FLUIDO DE REPARACION:                      **AGUA DE REC. SECUNDARIA**

EQUIPO : **VENVER**    CANTIDAD:                      **25,6 m<sup>3</sup>**

**C.Costo:                      232109**

COMPAÑIAS ASIGNADAS:

CABLE:                      ARTEX  
TORRE:                      VENVER  
CEMENTACION:                      SCHLUMBERGER  
ESTIMULACION:                      SCHLUMBERGER  
MOTOR DE FONDO:                      TASAROLLI  
COILED TUBING:                      -

FINALIZO PERFORACION :                      10 de marzo de 2006

ULTIMA INTERVENCION:                      31 de marzo de 2006

**OBSERVACIONES:**

COORDENADAS:

X:                      4.945.332,45

Y:                      2.612.925,11

COTA:                      Z:                      535,00

Altura mesa Rotary:                      3,5                      m

Elevación mesa Rotary:                      -                      m



RESERVA N° 3081572

M. BEHR

28/09/2008

C.Cos

232109

UNIDAD ECONOMICA CHUBUT-CDON. SECO  
DISTRITO ZONA CENTRAL

X: 4.945.332,45 Z: 535,00  
Y: 2.612.925,11

PROGRAMA OPERATIVO : **REP.PRIM. 2008**

POZO : **RA-224** ZONA : **RESTINGA ALI** SUBREGION : **CH** BAT.**RESTINGA ALI**

FLUIDO DE REPARACION: **AGUA DE REC. SECUNDARIA** CANTIDAD: **25,6 m³**

INSTALACION FINAL: **Red. 5 1/2" x 2" + Valv.**

INSTALACION BBEO: **No posee.-**

EQUIPO: **VENVER**

COMPAÑIA WIRE LINE:

**ARTEX**

N° 5 1/2" 14 #  
CAPA 5 1/2"

**PROGRAMA OPERATIVO**

**Objetivo: Poner en producción capa de agua.**

- 1º) Montar equipo completo, de acuerdo a los procedimientos. Realizar Chek List.
- 2º) Bajar fresa 120 mm, calibrar hasta apox. 1075 m (Rotar Tpn N 810 m c/dump bailer)
- 3º) Si existe buena aislación y previa correlación por neutrón, punzar con cañon 4" - 4 Tpp - 32 gr - 0-90°

Inducción	Neutrón	Espesor
1010,0/15,0		5,0 m
893,0/97,5		4,5 m

- 4º) Bajar Tpn y Pkr, ensayar por pistoneo Tramo 814,0 - 1015,0 m. Estabilizar Q, N e IT.

**En caso de extraer hidrocarburos, tomar muestra para análisis y enviar a Epsilon.  
En caso de ser Gas, medir presiones y tomar muestra.**

- 8º) De acuerdo al resultado del ensayo, se indicara Instalación a bajar.

**Capas c/alto porcentaje de agua, tomar muestras y enviar a Epsilon para un analisis completo y resistividad.**

