

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO PARA LA OBTENCIÓN DE
PRESIÓN DE FORMACIÓN CON PROBADORES DE FORMACIÓN DE
LWD Y DE WIRELINE DURANTE UNA OPERACIÓN DE
PERFORACIÓN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

PAUL FERNANDO CHAMBA MONAR

paul.chamba.monar@outlook.es

DIRECTOR: ING. JORGE LUIS VELÁSQUEZ TORRES

jorge_velasquezt@yahoo.com

Quito, junio 2014

DECLARACIÓN

Yo, Paul Fernando Chamba Monar, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

PAUL FERNANDO CHAMBA MONAR

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Paul Fernando Chamba Monar, bajo mi supervisión.

ING. JORGE VELÁSQUEZ
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A DIOS POR DARMER A LA MEJOR FAMILIA DEL MUNDO.

A TODOS MIS AMIGOS DE LA UNIVERSIDAD QUE HAN SIDO UN GRAN APOYO EN LAS BUENAS Y EN LAS MALAS.

A DRILLING SERVICES, DIEGO RODRÍGUEZ, MARCELO ROMERO POR DARMER LA OPORTUNIDAD DE REALIZAR ESTE PROYECTO.

A WIRELINE SERVICES, ÁNGEL MARTÍNEZ, DANIEL TABAJ POR AYUDARME CON LA BIBLIOGRAFÍA NECESARIA PARA COMPLETAR ESTE PROYECTO.

A SANTIAGO MORENO POR CONFIAR EN MI Y SER UNA DE LAS PERSONAS QUE MÁS ME APOYADO.

Y EN ESPECIAL A TODA LA GENTE DE WEATHERFORD POR BRINDARME SU APOYO PARA DESARROLLAR ESTE PROYECTO, Y DEMOSTRARME QUE **ONE WEATHERFORD** MAS QUE UN GRUPO DE TRABAJO, ES UN GRUPO DE AMIGOS CON LA VISIÓN DE ENGRANDECER A LA EMPRESA.

DEDICATORIA

A USTEDES MIS ABUELITOS POR EL APOYO DURANTE TODA LA VIDA.

A TI MARTHITA POR TODO, POR SER PARA MÍ LA MEJOR MAMÁ DEL MUNDO.

A TI MAXIMITO POR ENSEÑARME EL VALOR DE LAS COSAS.

Y A TI BROTHERSITO (EDWIN) POR ESTAR AHÍ EN TODOS LOS ALTIBAJOS Y COMPARTIR TODOS LOS MOMENTOS DIFÍCILES CONMIGO.

A USTEDES MI FAMILIA GRACIAS POR TODO...

PAUL

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XV
ÍNDICE DE ANEXOS	XVII
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	XVIII
RESUMEN	XXII
PRESENTACIÓN	XXIII
CAPITULO I.....	1
GENERALIDADES Y PRINCIPIOS DE PERFORACIÓN Y PERFILAJE DE POZOS 1	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.2 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN	1
1.2.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	1
1.2.2 SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS	6
1.2.3 MÉTODOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS	6
1.3 FUNDAMENTOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES.....	10
1.3.1 REGISTROS O PERFILAJE DE POZOS	10
1.3.2 PRESIONES DE FORMACIÓN	13
1.3.3 PRUEBAS DE FORMACIÓN	26
CAPITULO II.....	33
DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS E IMPLICACIONES DE LA LITOLOGÍA DEL POZO PARA LA TOMA DEL REGISTRO	33
2.1 GENERALIDADES.....	33
2.2 PROBADOR DE FORMACIÓN PRESSUREWAVE FORMATION TESTER (PWFT)	33

2.2.1 INTRODUCCIÓN	33
2.2.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	34
2.2.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	37
2.2.4 CORRIDA DE LA HERRAMIENTA	40
2.2.5 PRECAUCIONES PARA CORRER LA HERRAMIENTA.....	42
2.2.6 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA.....	43
2.2.7 COMPORTAMIENTO DE LA HERRAMIENTA	48
2.2.8 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.....	50
2.3 PROBADOR DE FORMACIÓN COMPACT FORMATION TESTER (MFT).....	51
2.3.1 INTRODUCCIÓN	51
2.3.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	52
2.3.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	57
2.3.4 CORRIDA DE LA HERRAMIENTA	61
2.3.5 PRECAUCIONES PARA CORRER LA HERRAMIENTA.....	63
2.3.6 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA.....	63
2.3.7 COMPORTAMIENTO DE LA HERRAMIENTA.....	68
2.3.8 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.....	71
2.4 LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA	72
2.4.1 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LA CUENCA ORIENTE	73
2.4.2 IMPLICACIONES DE LA LITOLOGÍA.....	76
2.4.3 RESULTADOS DE LAS IMPLICACIONES DE LA LITOLOGÍA.....	78
CAPÍTULO III	90
DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DE LWD Y WIRELINE QUE SE PUEDEN CONFIGURAR EN UN BHA CON PRESSUREWAVE FORMATION TESTER Y COMPACT FORMATION TESTER RESPECTIVAMENTE.	90
3.1 GENERALIDADES.....	90
3.2 DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DE LWD	90
3.2.1 HEL (Hostile Environment Logging).....	90
3.2.2 MFR (Multi Frequency Resistivity)	105
3.2.3 AZD (Azimutal Density) y TNP (Thermal Neutron Porosity).....	109

3.2.4 SAGR (Spectral Azimuthal Gamma Ray)	112
3.2.5 SHOCKWAVE SONIC TOOL	115
3.3 CONFIGURACIÓN DE SARTAS DE HERRAMIENTAS DE LWD	117
3.3.1 CONSIDERACIONES	117
3.3.2 WASH DOWN.....	118
3.3.3 TRIPLE COMBO	119
3.3.4 BHA QUAD COMBO.....	119
3.3.5 BHA PENTA COMBO	120
3.4 DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE.....	121
3.4.1 HERRAMIENTAS DE REGISTROS A POZO ABIERTO	121
3.4.2 ARREGLO INDUCTIVO MAI – MFE.....	125
3.4.3 DOBLE LATEROLOG (Compact Dual Laterolog, MDL)	129
3.4.4 MICRO RESISTIVIDAD (MML/MMR)	131
3.4.5 RAYOS GAMMA (MCG/MGS).....	132
3.4.6 RAYOS GAMMA ESPECTRAL (SGS).....	134
3.4.7 FOTO DENSIDAD (Compact Photodensity, MPD)	137
3.4.8 DOBLE NEUTRÓN (Compact Dual Neutron, MDN)	139
3.4.9 SONDA ACÚSTICA (Compact Sonic Sonde, MSS)	140
3.5 CONFIGURACIÓN DE SARTAS DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE	143
3.5.1 CONSIDERACIONES	143
3.5.2 ARREGLO BÁSICO.....	143
3.5.3 PENTACOMBO	145
3.5.4 ARREGLO COMPLETO	146
CAPÍTULO IV.....	147
ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	147
4.1 INTRODUCCIÓN	147
4.2 CONSIDERACIONES GENERALES	147
4.3 ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO.....	148
4.3.1 CARACTERÍSTICAS DE PWFT, MFT VS COMPETENCIA.....	148

4.3.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.....	151
4.3.3 TIEMPO OPERATIVO DE LAS HERRAMIENTAS	154
4.3.4 PRESIONES REGISTRADAS	160
4.3.5 HERRAMIENTAS DE LWD Y WIRELINE	169
4.3.6 BHA DE LWD Y SARTA DE WIRELINE	169
4.4 EVALUACIÓN DE RESULTADOS	170
4.4.1 HERRAMIENTAS	170
4.4.2 COMPORTAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS	171
CAPÍTULO V.....	179
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	179
5.1 CONCLUSIONES	179
5.2 RECOMENDACIONES	184
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	185
ANEXOS	187

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1: MD (Measured Depth).....	2
Figura 1.2: TVD (True Vertical Depth).....	2
Figura 1.3: Inclinación (Drift)	3
Figura 1.4: Acimut	4
Figura 1.5: Norte Verdadero y Norte Magnético	4
Figura 1.6: Toolface	5
Figura 1.7: Telemetría por pulsos de lodo	8
Figura 1.8: Pulsos de lodo positivos	8
Figura 1.9: Pulsos de lodo negativos	9
Figura 1.10: Telemetría por ondas electromagnéticas	10
Figura 1.11: Presión Hidrostática	14
Figura 1.12: Presión de Sobrecarga.....	15
Figura 1.13: Presión de formación Normal.....	16
Figura 1.14: Presión de Formación Subnormal.....	17
Figura 1.15: Presión de Formación Anormal.....	17
Figura 1.16: Gradiente de Presión	18
Figura 1.17: Contacto de Fluidos	19
Figura 1.18: Contacto Gas-Petróleo.....	20
Figura 1.19: Contacto Gas-Agua.....	21
Figura 1.20: Contacto Petróleo-Agua.....	21
Figura 1.21: Migración.....	22
Figura 1.22: Puntos de Contacto de Fluidos	22
Figura 1.23: Continuidad Vertical	23
Figura 1.24: Formaciones Diferentes	23
Figura 1.25: Pozos Interconectados.....	24
Figura 1.26: Probador de Formación MFT	27
Figura 1.27: PressureWave Formation Tester.....	28

Figura 1.28: Presentación Prueba de Drawdown y Build-Up de Presión	29
Figura 1.29: Geometría del Reservorio	30

CAPÍTULO II

Figura 2.1: PressureWave Formation Tester.....	34
Figura 2.2: Ensamblaje del Pistón.....	35
Figura 2.3: Formation Tester y Componentes	36
Figura 2.4: Módulo de Drawdown.....	38
Figura 2.5: Buildup	38
Figura 2.6: Resumen de la Prueba.....	39
Figura 2.7: Respuesta de la herramienta	44
Figura 2.8: Movilidad durante la prueba	45
Figura 2.9: Movilidad vs Profundidad	46
Figura 2.10: Gradiente de Presión de formación.....	47
Figura 2.11: Permeabilidad Baja	48
Figura 2.12: Permeabilidad alta.....	49
Figura 2.13: Prueba Seca.....	49
Figura 2.14: Prueba no realiza sello.....	50
Figura 2.15: Compact Formation Tester.....	51
Figura 2.16: Esquema MFT	53
Figura 2.17: Brazo Extensible MFT	54
Figura 2.18: Almohadilla de sello	55
Figura 2.19: Excluidor de lodo.....	56
Figura 2.20: Fuerza lateral vs Corriente del motor	58
Figura 2.21: Respuesta de la herramienta MFT	60
Figura 2.22: Diferencia de Presión	64
Figura 2.23: Movilidad vs Profundidad	66
Figura 2.24: Gradiente de presión de formación	67
Figura 2.25: Prueba Buena	68
Figura 2.26: Permeabilidad baja.....	69

Figura 2.27: Prueba seca	70
Figura 2.28: Prueba sin sello.....	71
Figura 2.29: Columna Estratigráfica Cuenca Oriente	72
Figura 2.30: Registro Eléctrico Pozo X.....	78
Figura 2.31: Tercera Parada PWFT	79
Figura 2.32: Registro Eléctrico Campo X (7900 - 8050ft).....	80
Figura 2.33: Cuarta Parada PWFT.....	81
Figura 2.34: Registro Eléctrico Campo X	82
Figura 2.35: Parada 8 PWFT.....	83
Figura 2.36: Registro Eléctrico Pozo Y.....	84
Figura 2.37: Parada 3 MFT	85
Figura 2.38: Registro Eléctrico Pozo Y.....	86
Figura 2.39: Parada 8 MFT	87
Figura 2.40: Registro Eléctrico Pozo Y.....	88
Figura 2.41: Corrida 12 MFT	89

CAPÍTULO III

Figura 3.1: Ensamblaje HEL.....	92
Figura 3.2: ESM (Medidor de Severidad Ambiental)	93
Figura 3.3: Presentación Registro GAM ESM	96
Figura 3.4: HAGR.....	98
Figura 3.5: Presentación Registro GAM BAP	99
Figura 3.6: BAP	100
Figura 3.7: Presentación Registro HEL GAM BAP	102
Figura 3.8: Configuración #1 HEL	104
Figura 3.9: Configuración #2 HEL	104
Figura 3.10: Configuración #3 HEL	105
Figura 3.11: Configuración #4 HEL	105
Figura 3.12: MFR	106
Figura 3.13: Presentación Registro MFR GAM	108

Figura 3.14: AZD / TNP	109
Figura 3.15: Presentación Registro AZD / TNP	112
Figura 3.16: SAGR	113
Figura 3.17: Sección de Corte SAGR 4 3/4", 6 3 /4"	113
Figura 3.18: Presentación Registro SAGR	114
Figura 3.19: ShockWave Sonic Tool	115
Figura 3.20: Presentación Registro ShockWave Sonic Tool	116
Figura 3.21: Esquema BHA Wash Down	118
Figura 3.22: Esquema BHA Triple Combo	119
Figura 3.23: Esquema BHA Pentacombo.....	120
Figura 3.24: Herramientas Compact vs Competencia	122
Figura 3.25: Herramienta a través de tubería de perforación	124
Figura 3.26: Herramienta con colgador con cable	125
Figura 3.27: Arreglo Inductivo MAI-MFE	126
Figura 3.28: Presentación Registro MAI.....	128
Figura 3.29: Presentación Registro MDL	130
Figura 3.30: Microresistividad MML/MMR	131
Figura 3.32: Rayos Gamma (MCG/MGS)	133
Figura 3.34: Gamma Ray Espectral (SGS)	135
Figura 3.35: Presentación Registro SGS	136
Figura 3.36: Foto Densidad (MPD).....	137
Figura 3.37: Presentación Registro MDN/MPD	138
Figura 3.38: Doble Neutrón (MDN).....	139
Figura 3.39: Sonda Acústica (MDN).....	141
Figura 3.40: Presentación Registro MSS	142
Figura 3.41: Arreglo Básico	144
Figura 3.42: Pentacombo	145
Figura 3.43: Arreglo Completo	146

CAPÍTULO IV

Figura 4.1: Registro LWD Arena T Inferior	161
Figura 4.2: Registro LWD Arena T Superior.....	162
Figura 4.3: Registro LWD Arena U Inferior.....	164
Figura 4.4: Registro Wireline Arena U Superior	165
Figura 4.5: Registro Wireline Arena U Inferior.....	166
Figura 4.6: Registro Wireline Arena T Inferior	168
Figura 4.7: Puntos Planeados vs Puntos Efectivos - Campos X e Y.....	172
Figura 4.8: Efectividad PWFT vs MFT.....	173
Figura 4.9: Tiempo Operativo vs Tiempo de Corrida.....	174
Figura 4.10: Espesor de arena vs Espesor Registrado - Campo X e Y.....	177
Figura 4.11: Presiones Campo X e Y.....	178

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1: Gravedad Específica y Gradiente de Presión.....	18
--	----

CAPÍTULO II

Tabla 2.1: Especificaciones Técnicas PWFT	50
Tabla 2.2: Tabla de Control MFP	60
Tabla 2.3: Especificaciones de Medición MFT	71
Tabla 2.4: Permeabilidad y Respuesta de las herramientas	77

CAPÍTULO III

Tabla 3.1: Capacidades ESM.....	94
Tabla 3.2: Acciones a tomar con choques	95
Tabla 3.3: Capacidades HAGR	99
Tabla 3.4: Especificaciones HAGR	100
Tabla 3.5: Capacidades BAP	101
Tabla 3.6: Capacidades MFR.....	107

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1: PWFT vs Competencia.....	148
Tabla 4.2: MFT vs Competencia	150
Tabla 4.3: Especificaciones Técnicas PWFT y MFT	151
Tabla 4.4: Parámetros Operativos PWFT y MFT	153
Tabla 4.5: Información del reservorio Campo X	155
Tabla 4.6: Historial de la Corrida	156
Tabla 4.7: Resumen de corrida PWFT	156

Tabla 4.8: Información del reservorio Y	158
Tabla 4.9: Historial de la Corrida	158
Tabla 4.10: Resumen de la corrida MFT	158
Tabla 4.11: Registro PWFT Arena T Inferior	160
Tabla 4.12: Registro PWFT Arena T Superior y C5	162
Tabla 4.13: Registro PWFT Arena U Inferior	163
Tabla 4.14: Registro MFT Arena U Superior	165
Tabla 4.15: Registro MFT Arena U Inferior	166
Tabla 4.16: Registro MFT Arena T Superior.....	167
Tabla 4.17: Registro MFT Arena T Inferior	167
Tabla 4.18: Registro MFT Arena Hollín	168
Tabla 4.19: Herramientas LWD y Wireline	169
Tabla 4.20: Configuración de herramientas LWD – Wireline.....	169
Tabla 4.21: Intervalos y Presiones Pozo X e Y	176

CAPÍTULO V

Tabla 5.1: Resumen de la Corrida PWFT - MFT	180
Tabla 5.2: Resumen Presiones Pozo X e Y	182
Tabla 5.3: Correlación de presiones Pozo X e Y	183

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO No 1: ANÁLISIS DE PRUEBAS DE FORMACIÓN	188
ANEXO No 2: BHA CORRIDO EN EL POZO X	191
ANEXO No 3: RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA PWFT POZO X.....	193
ANEXO No 4: DERIVADA DE PRESIÓN DE FORMACIÓN POZO X.....	209
ANEXO No 5: GRÁFICOS DE HORNER, HERRAMIENTA PWFT, POZO X.....	222
ANEXO No 6: REGISTROS LWD CORRIDOS POZO X	235
ANEXO No 7: ENSAMBLAJE DE FONDO POZO Y	237
ANEXO No 8: RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA MFT POZO Y	239
ANEXO No 9: GRÁFICO DE HORNER, HERRAMIENTA MFT, CAMPO Y.....	252
ANEXO No 10: REGISTROS WIRELINE CORRIDOS POZO Y	266
ANEXO No 11: RESUMEN DE PRESIONES POZO X e Y.....	268
ANEXO No 12: ESPECIFICACIONES HERRAMIENTAS LWD Y WIRELINE	270
ANEXO No 13: COMPARACIÓN REGISTRO NEUTRON – DENSITY LWD Y WIRELINE	275
ANEXO No 14: COMPARACIÓN REGISTRO GAMMA RAY LWD Y WIRELINE ...	277
ANEXO No 15: COMPARACIÓN REGISTRO RESISTIVIDAD LWD Y WIRELINE	279

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SIMBOLOGÍA/SIGLAS SIGNIFICADO

ΔP	Diferencial de presión
Δt	Variación del tiempo
$^{\circ}C$	Grados Centígrados
$^{\circ}K$	Grados Kelvin
μ	Viscosidad
A	Amperios
API	Instituto Americano del Petróleo
AZD	Azimuthal Density
atm	Atmósferas
bar	Unidad de presión
BHA	Ensamblaje de Fondo
C	Constante de la herramienta PWFT/MFT
cc	Centímetros cúbicos
cP	Centi Poise
DC	Corriente Directa
DD	Presión de drawdown
DST	Drill Steam Test
ECD	Densidad Equivalente de Circulación
eV	Electron Volt
FSI	Presión Final de Buildup
ft	Pies
g	Aceleración Gravitacional
gal	Galones
GAM	Gamma Ray
GEg	Gravedad Específica del Gas
GEo	Gravedad Específica del Petróleo

SIMBOLOGÍA/SIGLAS SIGNIFICADO

GEw	Gravedad Específica del Agua
Gg	Gradiente del gas
Go	Gradiente del petróleo
GOC	Contacto Gas-Petróleo
Gw	Gradiente del agua
h	Altura columna hidrostática
HAGR	High Temperature Azimutal Gamma Ray
HEL	Hostile Environment Logging
HP	High Pressure
hrs	Horas
HT	High Temperature
IP	Índice de productividad
K	Potasio
K	Permeabilidad
Kg	Kilogramos
Kgf	Kilogramos fuerza
kPa	Kilo Pascales
kpsi	Kilo libras por pulgada cuadrada
Lb	Libras
lbf	Libras fuerza
LWD	Logging While Drilling
mA	Mili Amperios
MAI	Compact Array Induction, Arreglo inductivo
MD	Measured Depth
mD	Mili Darcy
MDL	Compact Dual Laterolog
MDN	Compact Dual Neutron, Herramienta neutrón doble
MFC	Ensamblaje de Caliper de MFT
MFE	Shallow Focused Electric, Arreglo Enfocado Somero

SIMBOLOGÍA/SIGLAS SIGNIFICADO

MFP	Ensamblaje de Prestest de MFT
MFR	Multi Frequency Resistivity
MFT	Compact Formation Tester
min	Minutos
mm	Milímetros
MML	Microlog
MMR	Microlaterolog
mPa	Mega Pascales
MPD	Compact Photodensity, Herramienta de Foto densidad
MSS	Compact Sonic Sonde, Sonda Sónica
MWD	Measure While Drilling
OD	Diámetro externo
OFF	Apagado
ON	Encendido
oz fl	Onzas fluidas
Pe	Efecto Fotoeléctrico
PF	Presión de formación
PH	Presión Hidrostática
POOH	Sacar herramienta de fondo
	Pumps On / Pumps Off, (Bombas Encendidas / Bombas
POPO	Apagadas)
ppg	Partes por galón
psi	Libras por pulgada cuadrada
psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas
pulg	Pulgadas
PWFT	PressureWave Formation Tester
Q	Caudal
Rm	Resistividad del lodo
ROP	Tasa de Penetración

SIMBOLOGÍA/SIGLAS SIGNIFICADO

Rt	Resistividad real
Rxo	Resistividad de la zona invadida
SAGR	Spectral Azimutal Gamma Ray
sec	Segundos
SGS	Rayo Gamma Espectral
SP	Potencial Espontáneo
TD	Total Depth (Profundidad total)
Th	Thorio
TNP	Termal Neutron Porosity
TVD	True Vertical Depth
U	Uranio
V	Voltios
v	Velocidad Aparente
WOC	Contacto Agua-Petróleo
λ	Movilidad del fluido de formación
ρ	Densidad del agua
ρ_B	Densidad aparente de la formación
ρ_f	Densidad del fluido

RESUMEN

El presente proyecto de 5 capítulos, es un estudio donde se pretende comparar los probadores de formación de LWD y Wireline los cuales son utilizados para obtener mediciones de la presión contenida en el interior de determinada formación, analizar todas sus ventajas y demostrar la utilidad de los dos en el campo práctico.

En el capítulo I se detallan los principios básicos de perforación, sistemas y métodos de adquisición de datos, además se realiza una descripción de los fundamentos para evaluación de formaciones en donde se menciona perfilaje de pozos, presiones de formación y pruebas de formación.

En el segundo capítulo, se realiza una descripción de las herramientas PressureWave Formation Tester y Compact Formation Tester, se abarcará los principios de funcionamiento, respuesta y comportamiento de las herramientas ante diferentes condiciones de reservorio y sus respectivas especificaciones técnicas.

En el tercer capítulo se mencionará las diferentes herramientas que pueden ser corridas en conjunto con los probadores de formación de LWD y Wireline respectivamente, a partir de esto se analizará los ensamblajes de fondo que pueden ser configurados tomando en cuenta algunas consideraciones básicas para realizarlo correctamente.

En el cuarto capítulo se realiza un estudio técnico comparativo, primero de las herramientas mencionadas en este proyecto con la competencia, después se centra en la comparación entre las dos tomando como base las características de las herramientas, configuración del hoyo en donde pueden ser corridas, tiempos operativos y ensamblajes de fondo.

En el quinto capítulo se detallan las conclusiones y recomendaciones obtenidas a partir de los capítulos anteriores.

PRESENTACIÓN

Conocer la presión contenida en determinada formación es una manera de caracterizar dicho reservorio, pero adicional durante una operación de perforación este conocimiento me permitirá optimizarla.

Tomando en cuenta lo anteriormente mencionado el presente proyecto se basa en la comparación de la herramienta PWFT (PressureWave Formation Tester) de LWD y MFT (Compact Formation Tester) de Wireline, las dos de Weatherford South America L.L.C.

Mientras más información se obtenga de un reservorio, mejor se lo podrá caracterizar. Es por ésta razón que además se realiza un estudio tanto de las herramientas de LWD y Wireline que pueden ser configuradas en conjunto con PWFT y MFT respectivamente en un ensamblaje de fondo.

El presente proyecto además presente resolver ciertas dudas existentes acerca de cuál es la diferencia de correr registros mientras se está perforando o correrlos con cable habiendo terminado la perforación.

El objetivo al final de la comparación es determinar las ventajas y aplicaciones que tienen las dos herramientas, mas no decir si una es mejor que la otra.

CAPITULO I

GENERALIDADES Y PRINCIPIOS DE PERFORACIÓN Y PERFILAJE DE POZOS

1.1 GENERALIDADES

Al tratarse de un estudio a realizarse durante una operación de perforación, en este capítulo se mencionarán algunos principios básicos de perforación direccional, los principales sistemas de medición, además evaluación de formaciones, presiones y pruebas de formación, lo que será de vital importancia para establecer los principios en los que se basan las herramientas que se estudiarán en este proyecto más adelante.

1.2 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN

1.2.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

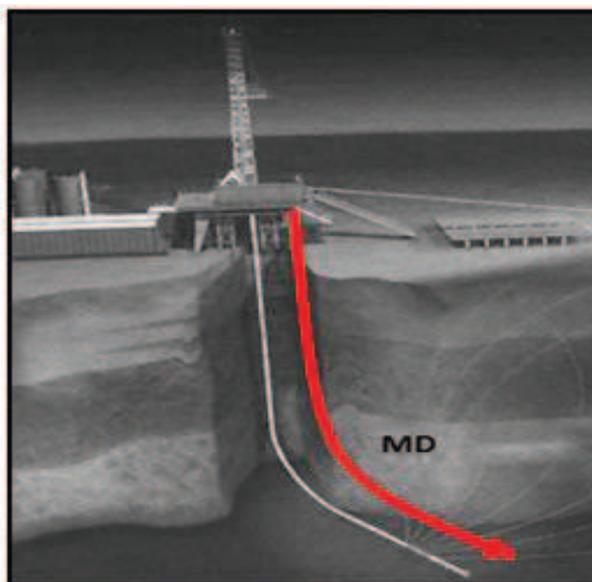
1.2.1.1 Survey

Posición a lo largo del pozo donde se toman las lecturas direccionales las cuentan con los siguientes componentes que son: Profundidad Medida (MD), Inclinación, Dirección del Pozo (Acimut).

1.2.1.2 Profundidad Medida (Measured Depth/MD)

Es la profundidad medida desde un punto de referencia en superficie, hasta el punto donde se encuentre la herramienta de perforación a lo largo de la trayectoria real del pozo. (Ver Figura 1.1).

Figura 1.1: MD (Measured Depth)

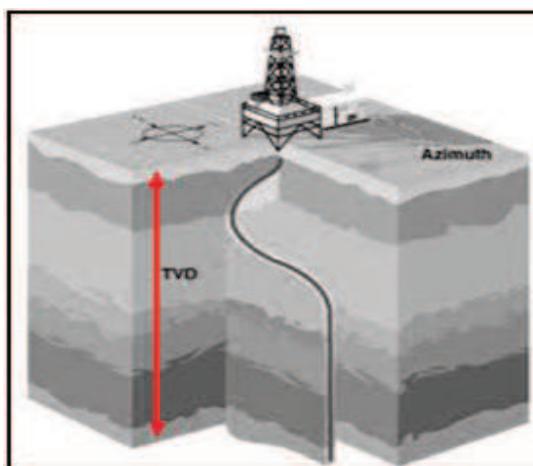


Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.2.1.3 Profundidad Vertical Verdadera (True Vertical Depth/TVD)

Es la profundidad vertical medida desde un punto de referencia en superficie hasta un punto en el fondo, normalmente es un valor calculado. Es independiente de la trayectoria real del pozo. (Ver Figura 1.2)

Figura 1.2: TVD (True Vertical Depth)

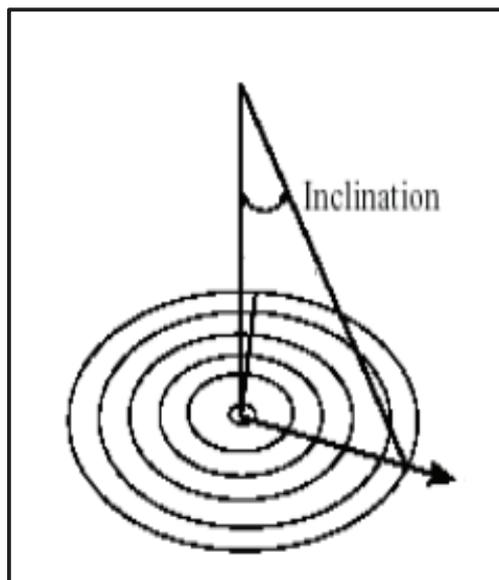


Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.2.1.4 Inclinación (Drift)

“Es el ángulo por el cual el pozo o el eje del instrumento que toma la medición varían de la línea vertical. Una inclinación 0° sería totalmente vertical. Una inclinación de 90° sería horizontal.”¹ (Ver Figura 1.3)

Figura 1.3: Inclinación (Drift)



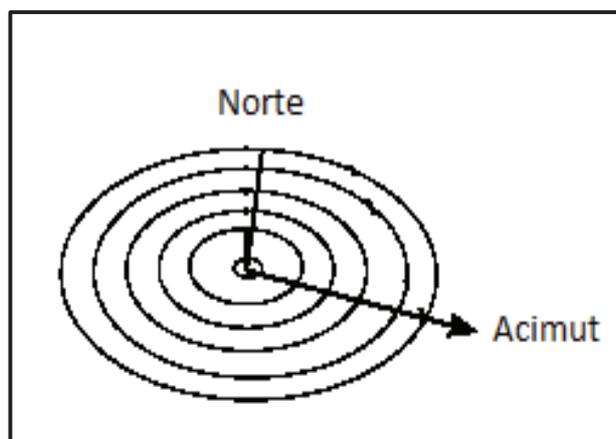
Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.2.1.5 Acimut (Dirección del Pozo)

El acimut es el ángulo, medido en grados en el sentido de las manecillas del reloj, sobre el plano horizontal del pozo o del eje del sensor direccional desde una referencia al norte conocida. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del acimut con respecto al norte magnético. (MWD Essentials, p298). Sin embargo, las coordenadas calculadas posteriormente están referidas al norte verdadero o norte del mapa. (Ver Figura 1.4).

¹ Weatherford. (Diciembre 2010). Measurement While Drilling I Essentials. Drilling Services.

Figura 1.4: Acimut



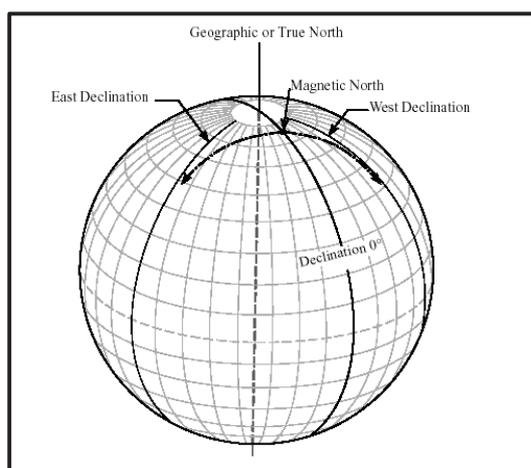
Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.2.1.5.1 Norte Verdadero: es la dirección del polo norte geográfico, el cual yace sobre el eje de rotación de la tierra. (Ver Figura 1.5).

1.2.1.5.2 Norte de Cuadrícula o Norte de Mapa: es la dirección norte sobre un mapa, corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos.

1.2.1.5.3 Norte Magnético: es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre en un punto seleccionado sobre la superficie de la tierra. (Ver Figura 1.5).

Figura 1.5: Norte Verdadero y Norte Magnético

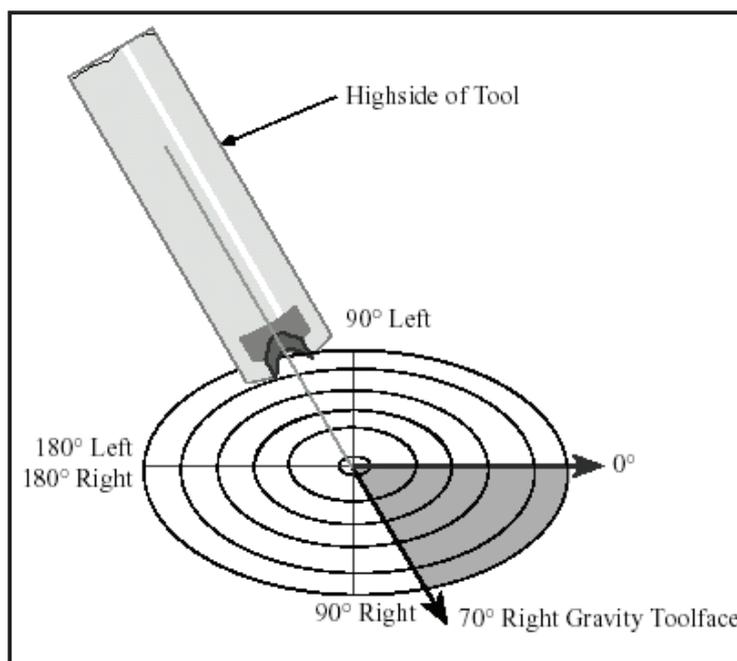


Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.2.1.6 Tool Face

Es la información dinámica y le comunica al perforador direccional la posición del ajuste del motor de fondo. La orientación del ajuste a la posición deseada le permite controlar la trayectoria que va a seguir el pozo. (MWD Essentials, p99).

Figura 1.6: Toolface



Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.2.1.7 Acelerómetro

Miden la intensidad del campo gravitacional de la tierra en cada plano. La Inclinación es medida a partir de un conjunto tri-axial de acelerómetros.

1.2.1.8 Magnetómetro

Miden la intensidad del campo magnético de la tierra que actúa sobre cada uno de sus planos. El acimut es medido a partir de un conjunto tri-axial de magnetómetros.

1.2.1.9 Cierre (Closure)

Se define como la distancia desde el punto de referencia en superficie (cabeza del pozo) hasta la última estación de survey.

1.2.1.9 Sección Vertical (VS)

Es la distancia recorrida por el pozo perforado a lo largo de la dirección propuesta hacia el objetivo.

1.2.2 SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS

La trayectoria real de un pozo, se determina midiendo la inclinación y dirección a varias profundidades. Esto se lo hace con el fin de orientar de la mejor manera al ensamblaje direccional. Los instrumentos más utilizados en la actualidad para obtener el rumbo y la inclinación son: Instrumentos Giroscópicos, Sistema MWD.

1.2.2.1 MWD (Measure While Drilling)²

El principal propósito del sistema MWD es obtener información en tiempo real (inclinación, acimut y profundidad) durante la perforación.

1.2.2.2 LWD (Logging While Drilling)

El sistema LWD proporciona una gama de información útil para la evaluación de la formación y además datos de perforación que permiten tomar decisiones operativas críticas en tiempo real. Estos sistemas están diseñados para ofrecer mediciones fiables en una amplia gama de condiciones, incluyendo alta temperatura/baja temperatura (HP / HT), alta presión.

1.2.3 MÉTODOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS

La adquisición de datos se la hace mediante dos métodos:

- En memoria
- En tiempo real

² Weatherford. (2012 – 2013). Paper “PressureWave Formation Tester”. Drilling Services.

Como su nombre lo indica, los datos en memoria se los obtendrá a partir de la descarga en superficie y con la herramienta fuera del hoyo, la resolución puede ser mejor que la obtenida en tiempo real.

Los Datos MWD en tiempo real se obtienen de sensores en el fondo, estos datos se transforman en formato binario, y se transmiten a través de algún medio hacia la superficie. A este proceso de generación y transformación de información se llama telemetría.

1.2.3.1 Telemetría

La telemetría es una tecnología que permite la medición remota de magnitudes físicas y el posterior envío de la información a hacia el operador del sistema desde lugares remotos. Un sistema de telemetría por lo general va a contar con un transductor el cual va ser el encargado de generar la información, un medio de transmisión, dispositivos que se encarguen de procesar dichos datos y asociarlos con profundidad y por último dispositivos de visualización de la información generada en tiempo real.

Los sistemas de telemetría más utilizados en la actualidad son:

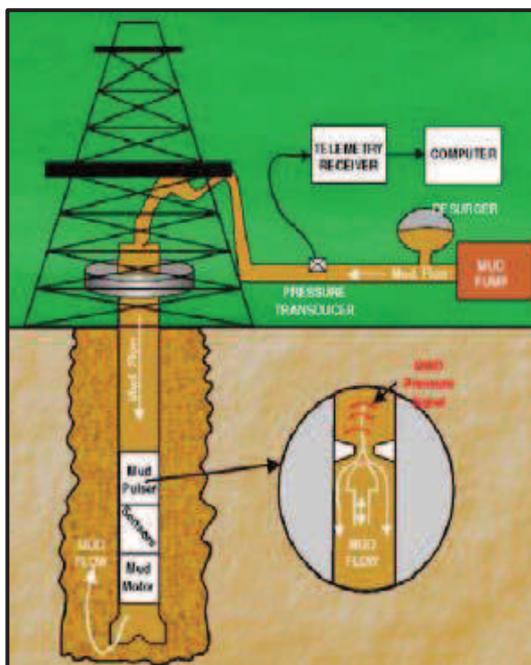
- Pulso de lodos.
- Telemetría Electromagnética.

1.2.3.1.1 Telemetría por pulsos de Lodo

La telemetría de pulsos de lodo utiliza una trayectoria de transmisión incompresible (columna de lodo en la tubería) para transportar las ondas de lodo creadas en el fondo por un sistema de generación de pulsos, conocido como pulser³. (Ver Figura 1.16) (MWD Essentials, p76)

³ Pulser: Dispositivo ubicado en el fondo de la herramienta encargado de generar pulsos de lodo.

Figura 1.7: Telemetría por pulsos de lodo

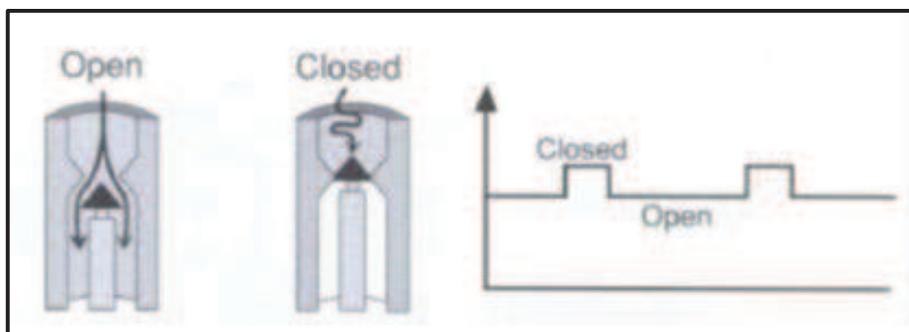


Fuente: Weatherford – Drilling Services

Telemetría por pulsos de lodo positivos:

La telemetría de pulsos positivos utiliza una válvula hidráulica para restringir por un momento el flujo de lodo a través de un orificio en el pulser. (Ver Figura 1.17). Esto genera un aumento de presión en forma de un pulso positivo u onda de presión la cual viaja hasta la superficie y es detectada por un transductor sobre el piso de perforación y/o bombas.

Figura 1.8: Pulsos de lodo positivos

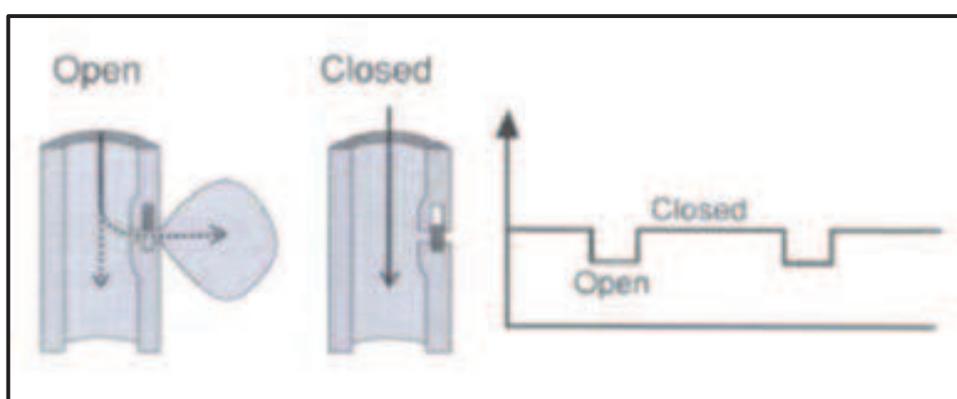


Fuente: Weatherford – Drilling Services

Telemetría por pulsos de lodo negativos:

La telemetría de Pulsos Negativos utiliza una válvula controlada para liberar lodo por un momento desde el interior de la herramienta hacia el espacio anular (Ver Figura 1.18). Esto genera un decremento en presión en forma de un pulso negativo u onda de presión la cual viaja hasta superficie y es detectada por un transductor sobre el piso de perforación y/o bombas.

Figura 1.9: Pulsos de lodo negativos



Fuente: Weatherford – Drilling Services

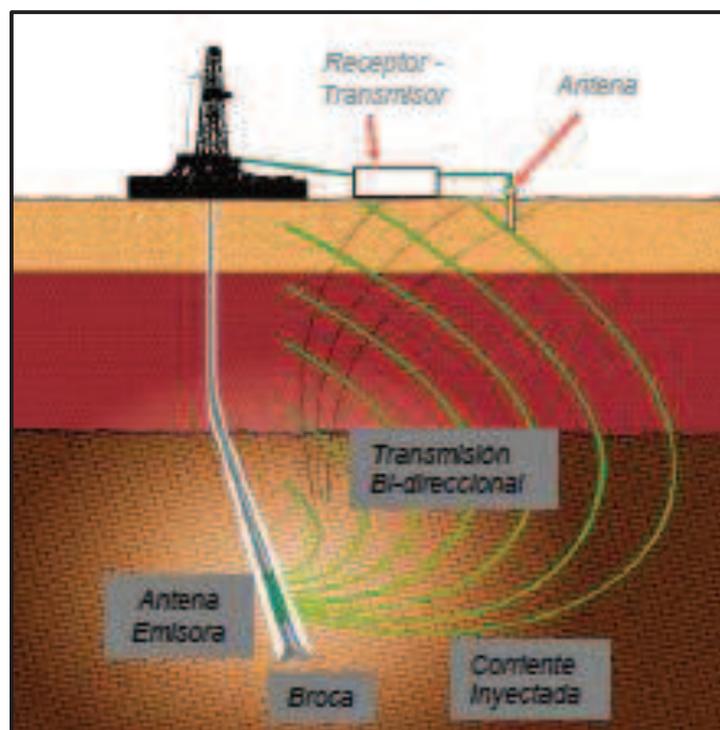
1.2.3.1.2 Telemetría por ondas electromagnéticas

La telemetría de ondas electromagnéticas usa una antena emisora EM que inyecta una corriente eléctrica hacia la formación alrededor del agujero. Se crea una onda electromagnética, la cual se propaga en la formación mientras es canalizada a través de la tubería. Los datos son transmitidos por modulación de corriente y descodificados en la superficie. La propagación de las ondas EM por la tubería es mejorada por el efecto guidor de la tubería eléctricamente conductora.

En la Figura 1.10 se representa en color verde las ondas que son transmitidas por parte de la herramienta hacia la formación, y en color negro la forma como llega a la antena receptora.

Es importante mencionar que este tipo de telemetría es recomendable usar en pozos someros, donde la propagación de las ondas electromagnéticas aún son detectables.

Figura 1.10: Telemetría por ondas electromagnéticas



Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.3 FUNDAMENTOS DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES

1.3.1 REGISTROS O PERFILAJE DE POZOS

Un registro o perfil de pozo es una recopilación en función de la profundidad de alguna de las características de las formaciones atravesadas, hechas por las herramientas en el hoyo del pozo. Estas herramientas medirán la resistividad, la respuesta acústica y propiedades radioactivas de la formación. A partir de los registros realizados es posible analizar qué tipo de rocas tienen mayor probabilidad de ser porosas y permeables, y a su vez contener hidrocarburos.

1.3.1.1 Registros eléctricos

Se puede dividir en dos tipos principales: la medición de corriente eléctrica natural en la roca (registro SP), y medición de la corriente eléctrica inducida (Registro de Resistividad y registro de inducción)

1.3.1.1.1 Registro de Potencial Espontaneo (SP)

El registro SP registra las corrientes que fluyen naturalmente en el roca al lado del pozo (naturales electricidad). El registro muestra los límites y espesor de cada capa de roca, especialmente permeable (arenisca) e impermeable (lutita). Debido a que el registro SP es muy sencillo obtener y proporcionar dicha información es el registro más común.

1.3.1.1.2 Registro de Resistividad

Se usa para medir la resistividad de la formación y así la posibilidad de mostrar hidrocarburos. Una sonda envía una señal eléctrica a través de la superficie (electricidad inducida). El detector de la superficie medirá la resistencia de la formación a la corriente. Una roca que contenga saturación de petróleo y/o gas tendrá una alta resistividad que una roca saturada completamente con agua.

1.3.1.1.3 Registro de Inducción

Se usa para medir la conductividad de la formación, y así la posibilidad de mostrar hidrocarburos. Una roca que saturada con petróleo y/o gas tendrá una baja conductividad que una roca saturada completamente con agua. Los registros de inducción usan una bobina en la sonda para generar corriente alterna en la formación por inducción. Las herramientas de inducción dan mejores resultados cuando la resistividad del lodo es alta respecto a la resistividad de la formación, es decir, el lodo fresco.

1.3.1.2 Registros Nucleares

También llamados registros radioactivos, registran la radioactividad natural de las formaciones. Hay tres tipos: Gamma Ray, Neutrónico y Densidad de formación.

1.3.1.2.1 Gamma Ray

Registra la radioactividad natural gamma de las rocas alrededor del pozo. La radiación gamma se presenta a partir de tres elementos presentes en las rocas, isotopos de potasio, uranio y torio. Es útil para determinar lutitas debido a que K, U y Th son concentradas con minerales de arcilla. Se usa para determinar rocas permeables cuando el registro SP no puede ser empleado.

1.3.1.2.2 Neutrón

Los neutrones son partículas subatómicas, y junto con los protones, se encuentran más frecuentemente en la naturaleza como los constituyentes de los núcleos atómicos. El protón y el neutrón difieren principalmente en que el protón tiene una carga eléctrica positiva y el neutrón es eléctricamente neutro.

En el núcleo del átomo, los neutrones son estables los cuales proporcionan el "pegamento" que mantiene unido el núcleo a través de la fuerza fuerte (nuclear). De lo contrario, todos los núcleos que contienen dos o más protones se desintegrarían debido a la naturaleza repulsiva de las cargas eléctricas similares de los protones.

Los neutrones son emitidos desde una fuente a una alta energía, por lo general entre 1 y 10 MeV (4,7 MeV en promedio). Sin embargo, no se detectan hasta que su energía se ha reducido a una fracción de un eV a través de colisiones con los núcleos atómicos en la formación. La velocidad a la que la energía se pierde por los neutrones es una función de los elementos en la formación. El hidrógeno es el elemento más eficaz en el retraso o la moderación de neutrones. La porosidad se infiere a partir de la detección de éstas bajo consumo de energía. El hidrógeno se presenta normalmente sólo en el espacio de los poros de la mayoría de las formaciones de agua, el petróleo, o gasíferas.

1.3.1.2.3 Densidad

Una fuente radioactiva, la cual se encuentra montada en determinada herramienta, emite a la formación rayos gamma de mediana energía. Se puede decir que estos rayos gamma son partículas de alta velocidad que están chocando con los electrones de la formación. A partir de cada choque, los rayos gamma pierden algo de su

energía lo cual no es toda, éstos la ceden al electrón y continúan con la energía disminuida. Dicha interacción es conocida como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector el cual se encuentra a una distancia de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

El número de choques en el efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. Es decir, la respuesta de la herramienta queda determinada por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. (Schlumberger, Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros 1997).

1.3.1.3 Registros Sónicos

Provee un registro continuo del tiempo empleado en microsegundo / pie por la onda de sonido para viajar desde el transmisor al receptor en la sonda. Velocidad del sonido a través de una formación dada es una función su litología y su porosidad. La densidad, las rocas de baja porosidad se caracterizan por una alta velocidad de la onda de sonido y viceversa para porosa y formación menos densa.

1.3.2 PRESIONES DE FORMACIÓN

El estudio de las presiones de formación ayudará en varios aspectos como: diseño del revestimiento, evitar atrapamiento de la sarta de perforación (pegas diferenciales), controlar el pozo durante la perforación, optimizar la tasa de perforación (ROP), permitir diseñar un correcto programa de lodo, y todo esto se traduce en optimización en la eficiencia de la perforación.

Existen varios tipos de presiones y cada una de ellas depende del medio que proporcione fuerza. A continuación las más comunes que pueden ser encontrados durante la perforación de un pozo.

1.3.2.1 Presión hidrostática

La presión hidrostática se define como la presión que ejerce una columna de fluido sobre las paredes y el fondo del recipiente que lo contiene. Su valor es directamente proporcional a la densidad del fluido y a la altura de la columna medida verticalmente. (Ver Figura 1.11).

Por lo tanto:

$$PH = g \cdot \rho_f * h \quad (1.1)$$

Dónde:

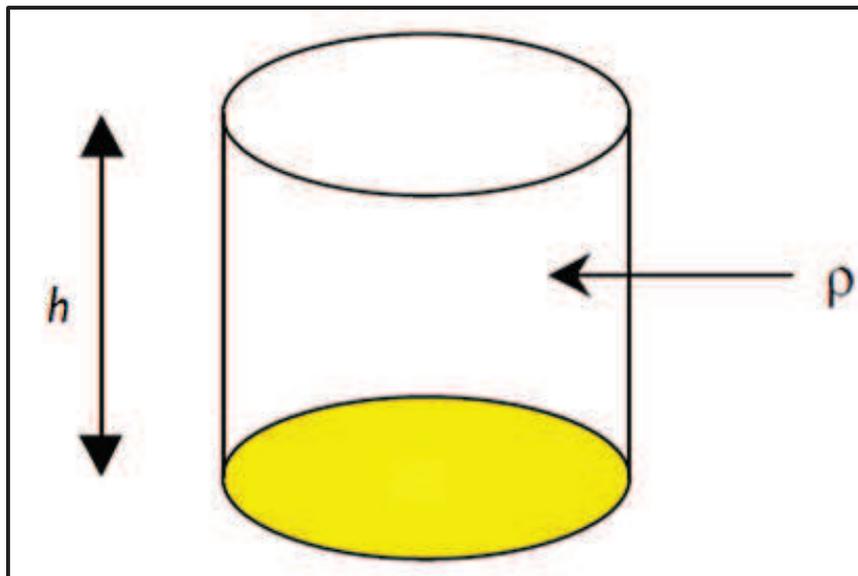
PH: Presión Hidrostática, (psi).

g: Aceleración gravitacional.

ρ_f : Densidad promedio del fluido, (lbs/gal).

h: Altura de la columna hidrostática.

Figura 1.11: Presión Hidrostática



Fuente: Universidad CEDIP – Diseño de Perforación de Pozos

También se expresa como:

$$PH = 0,052 \left(\frac{psi}{ft} \right) * TVD (ft) * MW \left(\frac{lb}{gal} \right) \quad (1.2)$$

Dónde:

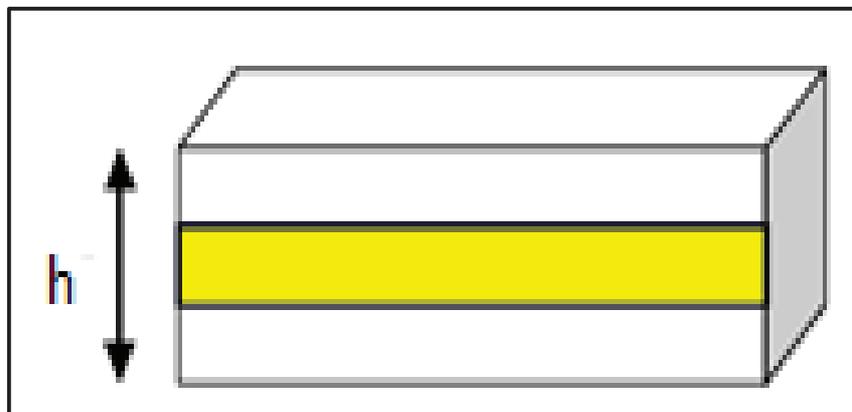
TVD: True Vertical Depth, (ft)

MW: Mud Weigth, (lb/gal)

1.3.2.2 Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga es la presión ejercida por el peso de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos sobre una formación en particular. La Figura 1.12 muestra la dirección en la que actúa el peso de sobrecarga sobre el espacio poroso y los fluidos contenidos en él.

Figura 1.12: Presión de Sobrecarga



Fuente: Universidad CEDIP – Diseño de Perforación de Pozos

La formación debe ser capaz de soportar mecánicamente las cargas bajo las cuales está sometida en todo momento. La presión de sobrecarga es función principalmente de las densidades tanto de los fluidos como de la matriz, así como también de la porosidad.

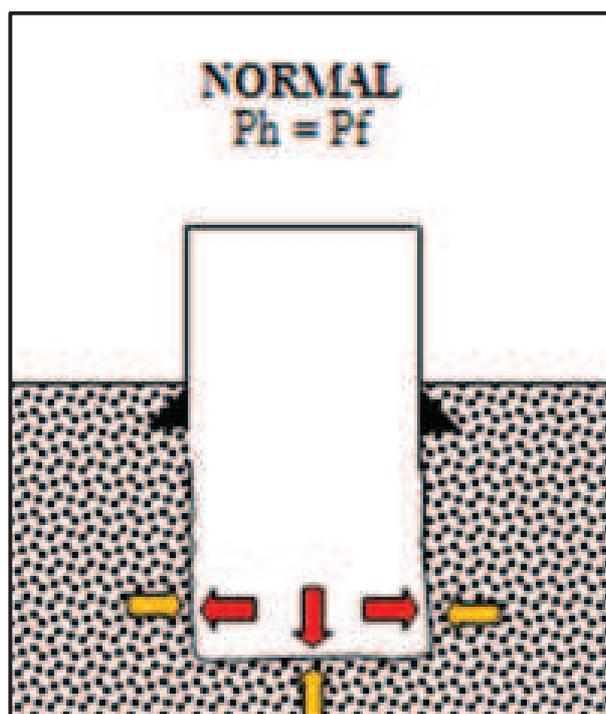
1.3.2.3 Presión de Formación

También conocida como presión de poro, la presión de formación se define como la presión del yacimiento o presión de la roca; es la presión ejercida por los fluidos o gases contenidos en los espacios porosos de las rocas. El peso de sobrecarga afecta a las presiones de formación, puesto que es capaz de ejercer presión en los granos y poros de la roca. La presión de formación se clasifica de acuerdo a su valor de gradiente de presión en: normal, subnormal y anormal.

1.3.2.3.1 Presión de formación normal

El gradiente de presión de los fluidos de la formación generalmente se encuentra en un rango que va desde 0.433 [psi/ft] hasta 0.465 [psi/ft].

Figura 1.13: Presión de formación Normal

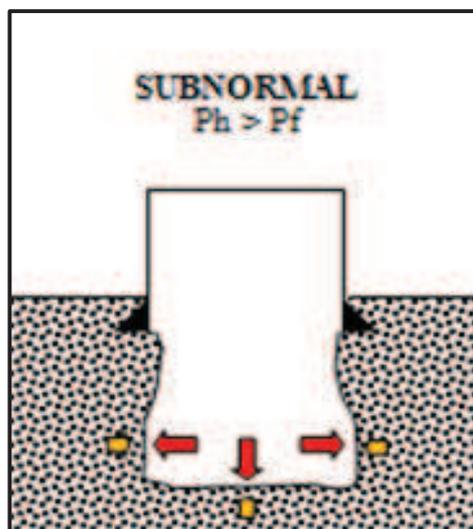


Fuente: Curso Fluidos de Perforación – Escuela Politécnica Nacional

1.3.2.3.2 Presión de formación Subnormal

Generalmente con gradientes menores a 0,433 [psi/ft].

Figura 1.14: Presión de Formación Subnormal

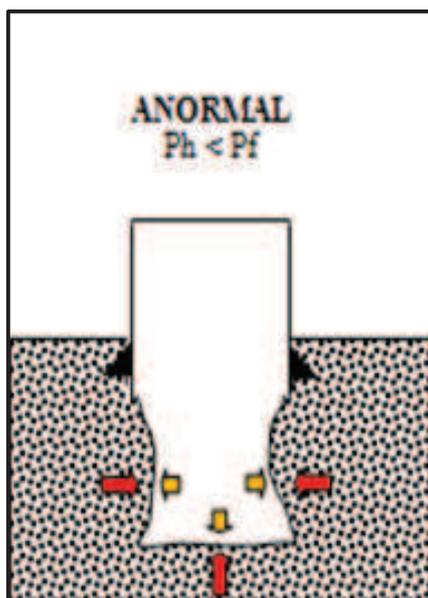


Fuente: Curso Fluidos de Perforación – Escuela Politécnica Nacional

1.3.2.3 Presión de formación anormal

Teóricamente el gradiente de presión en una formación de presión anormal varía entre 0,465 [psi/ft] y 1 [psi/ft].

Figura 1.15: Presión de Formación Anormal



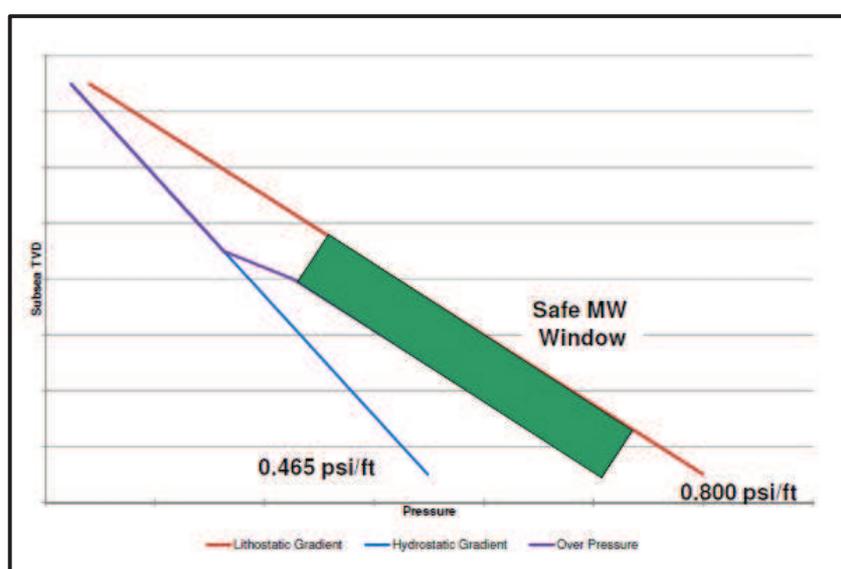
Fuente: Curso Fluidos de Perforación – Escuela Politécnica Nacional

1.3.2.4 Gradiente de Presión de Formación

Es la variación de la presión de la formación por unidad de profundidad (Ver Figura 1.16). Generalmente se lo expresa [psi/ft], lo que es equivalente a la razón entre la presión hidrostática y la altura de la columna hidrostática como se muestra en la ecuación (1.3).

$$G_L = \frac{P_H}{TVD} \quad (1.3)$$

Figura 1.16: Gradiente de Presión



Fuente: Weatherford – Drilling Services

Al momento de analizar el gradiente de presión es importante analizar la siguiente tabla:

Tabla 1.1: Gravedad Específica y Gradiente de Presión

Fluido	Gravedad Específica	Gradiente (psi/ft)
Lodo de perforación de 10 ppg	1,200	0,525
Agua Salada	1,100	0,477
Agua Fresca	1,000	0,433
20 API	0,934	0,405
40 API	0,825	0,357

60 API	0,739	0,320
Condensado	0,650	0,282
Aire	0,0012	0,0005

Fuente: Weatherford-Drilling Services

Elaborado por: Paúl Chamba

A partir de la anterior tabla se podría establecer el rango de gradientes para determinar los diferentes contactos.

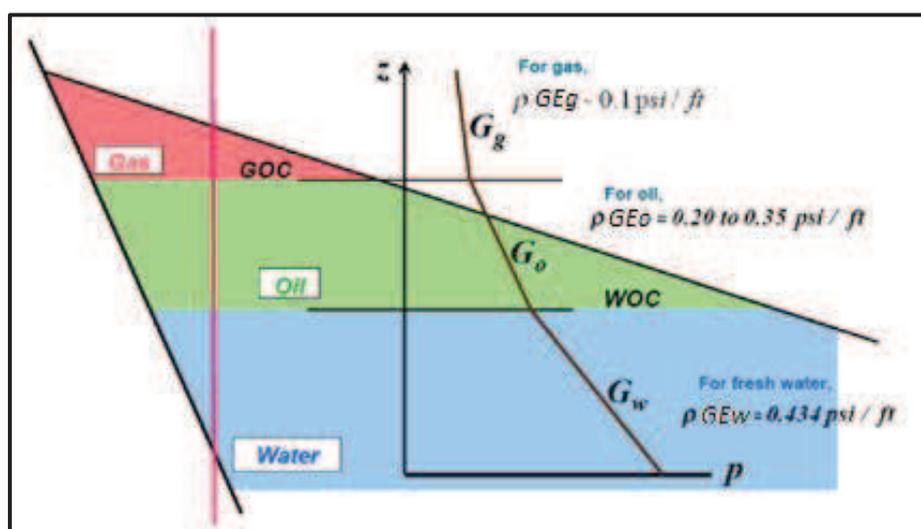
1.3.2.4.1 Aplicaciones de Gradiente de Presión

Una de las aplicaciones más importantes del gradiente de presión es determinar los contactos de los fluidos dentro del reservorio

1.3.2.4.2 Contacto de Fluidos

Es la interfaz o zona de transición de fluidos de diferentes densidades en un reservorio. La transición de fluidos estará de acuerdo a las densidades de los fluidos donde el gas se encuentra en la parte superior, el petróleo en la mitad y el agua en la parte inferior. (Ver Figura 1.17).⁴

Figura 1.17: Contacto de Fluidos



Fuente: Weatherford – Drilling Services

⁴ Weatherford, 2012. Data Quality Analysis V (PressureWave), Drilling Services.

En la Figura 1.17 se puede observar los valores límites entre capas de acuerdo a la densidad relativa, la cual esta expresada por la multiplicación de la densidad del agua y multiplicado por la gravedad específica de cada fluido, para este caso lo son el gas, petróleo y agua.

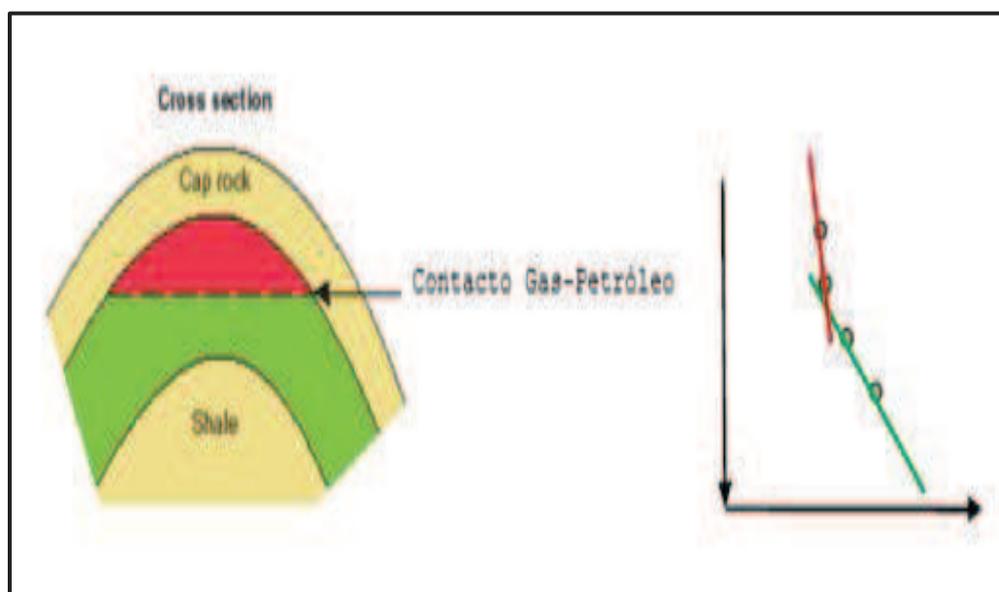
Dónde:

ρ	=	Densidad del agua
GEg, GEd, GEw	=	Gravedad especifica de los fluidos (gas, agua, petróleo)
Gg, Gd, Gw	=	Gradiente de los fluidos (gas, petróleo, agua)
GOC, WOC	=	Contacto Gas-Petróleo, Contacto Agua-Petróleo

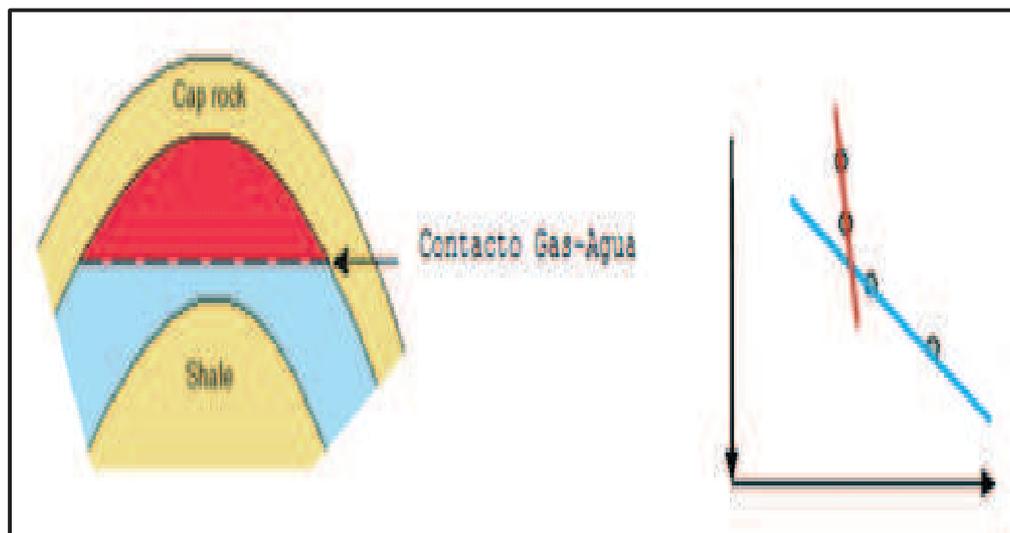
1.3.2.4.3 Tipos de Contactos de Fluidos

Gas – Petróleo

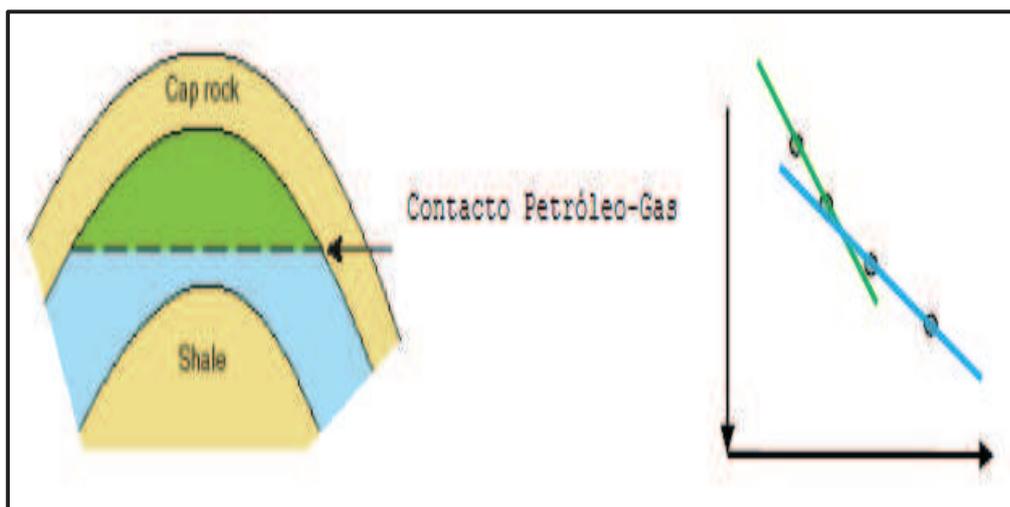
Figura 1.18: Contacto Gas-Petróleo



Fuente: Weatherford – Drilling Services

*Gas – Agua***Figura 1.19:** Contacto Gas-Agua

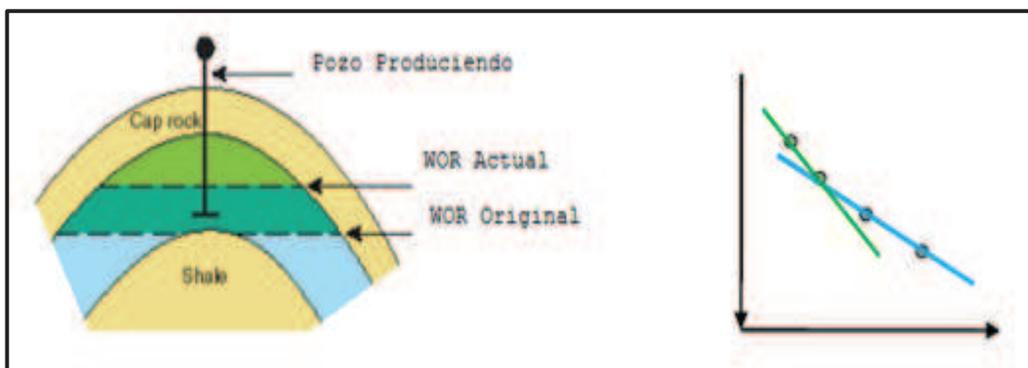
Fuente: Weatherford – Drilling Services

*Petróleo – Agua***Figura 1.20:** Contacto Petróleo-Agua

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Migración

Figura 1.21: Migración



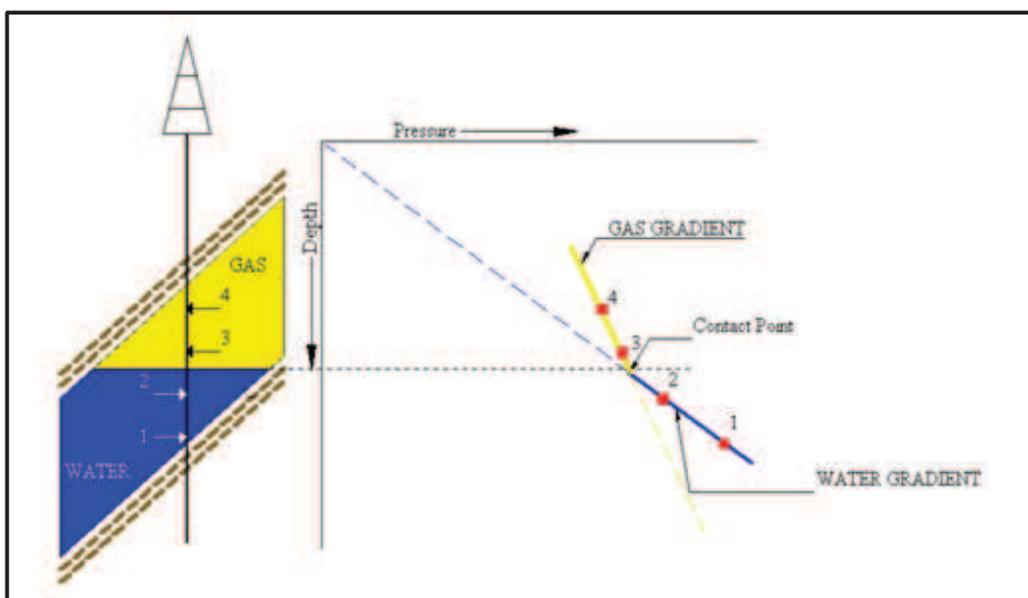
Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.3.2.4.4 Análisis de Contactos de Fluidos

Puntos de Contactos de Fluidos

Esto se refiere que cada punto en la gráfica del gradiente corresponde a un punto en la misma profundidad mencionada. (Ver Figura 1.31).

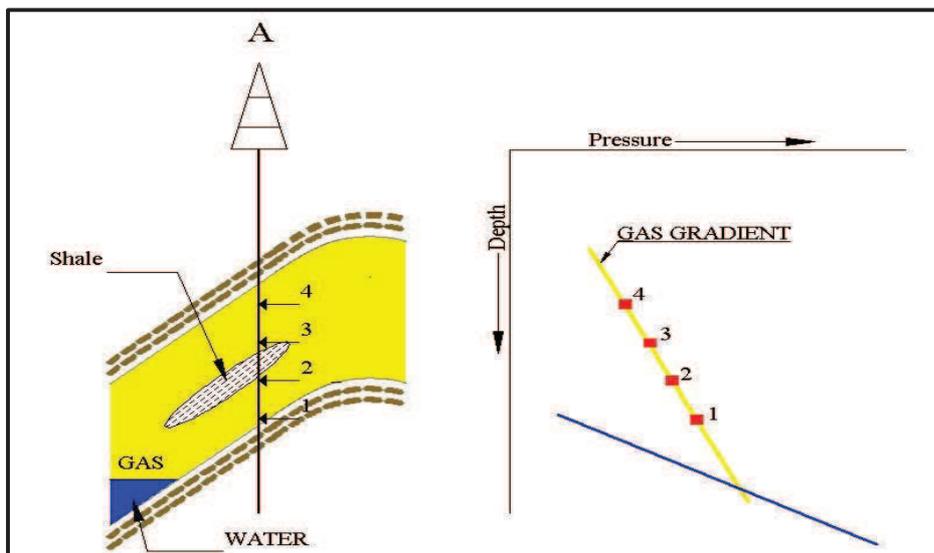
Figura 1.22: Puntos de Contacto de Fluidos



Fuente: Weatherford – Drilling Services

Continuidad Vertical

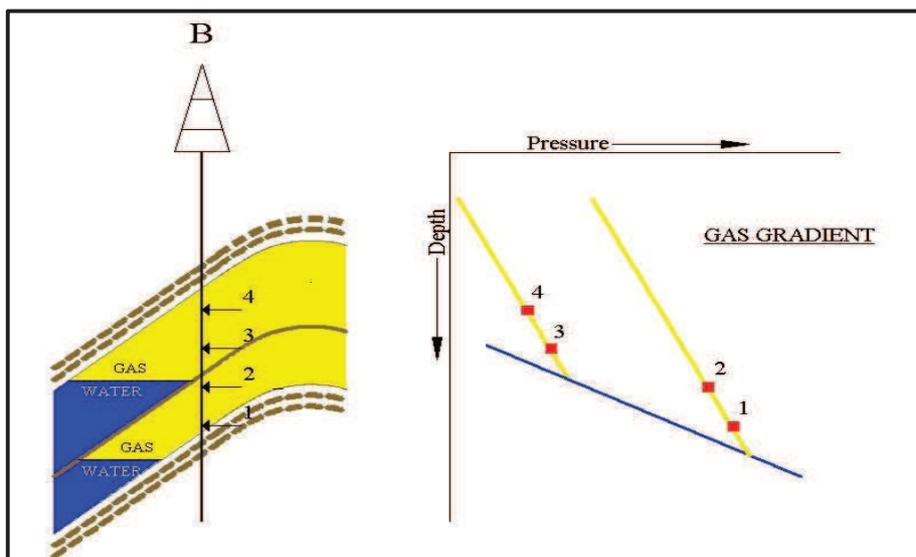
Figura 1.23: Continuidad Vertical



Fuente: Weatherford – Drilling Services

Formaciones Diferentes

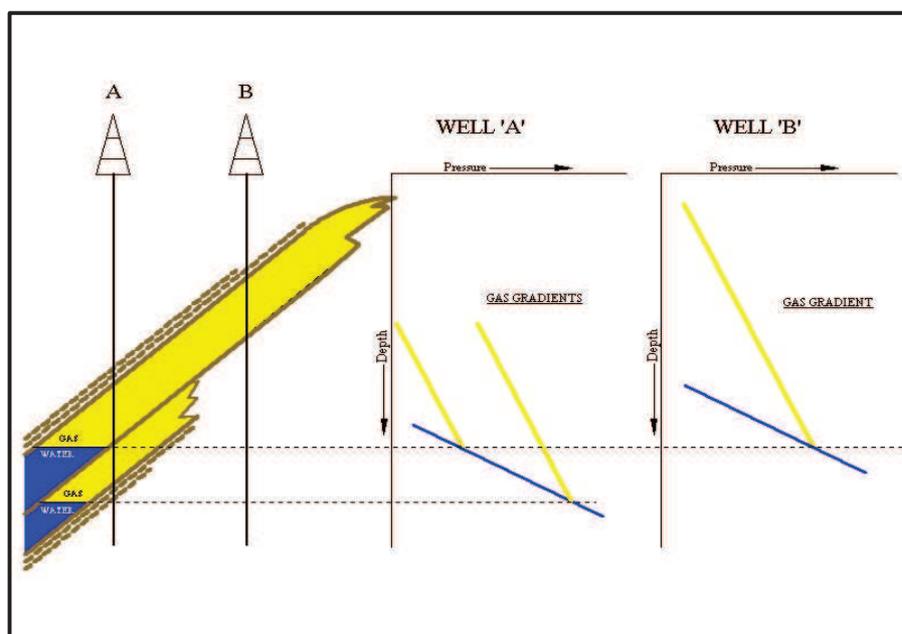
Figura 1.24: Formaciones Diferentes



Fuente: Weatherford – Drilling Services

Pozos Interconectados

Figura 1.25: Pozos Interconectados



Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.3.2.5 Diferencial de Presión

Es la diferencia de presión entre la presión hidrostática (P_H) y la presión de formación (P_F) ejercida por el fluido de perforación en el fondo del pozo. Se determina usando la siguiente ecuación:

$$\Delta P = P_H - P_F \quad (1.4)$$

Se clasifican en tres tipos:

1.3.2.5.1 Presión en Balance:

Se dice que la presión en el hoyo está en balance cuando la presión hidrostática (P_H) ejercida sobre el fondo del pozo es igual a la presión de la formación (P_F)

1.3.2.5.2 Presión en Sobre balance:

Se dice que la presión en el hoyo está en sobre balance cuando la presión hidrostática (P_H) ejercida en el fondo del pozo es mayor que la presión de la formación (P_F).

La mayoría de los pozos son perforados en condiciones de sobre balance para evitar el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el hoyo. De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API) el diferencial de presión debe estar en un rango de 200 a 500 [psi].

1.3.2.5.3 Presión en Bajo balance

Se dice que la presión en el hoyo está bajo balance si la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo (P_H) es menor que la presión de la formación (P_F). Cuando se perfora un pozo en condiciones de bajo balance, las pérdidas de circulación se reducen al máximo, por lo que la posibilidad de fracturar la formación disminuye considerablemente.

1.3.2.6 Presión de Fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión⁵ de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

La presión de fractura se la debe tener muy en cuenta en todos los trabajos de perforación que se realicen ya que al estar pendiente de esto va a depender que se minimice el daño a la formación y además evitar posibles migraciones no planeadas.

⁵ Cohesión: cualidad por la cual las partículas de la formación se mantienen unidas en virtud de fuerzas internas.

1.3.3 PRUEBAS DE FORMACIÓN

Son pruebas donde se recopila los datos de la formación para determinar su potencial de productividad antes de instalar el casing ⁶en un pozo.

1.3.3.1 Tecnologías para realizar una Prueba de Formación

1.3.3.1.1 Pruebas de Formación Convencionales

Son pruebas de larga duración que se las realiza con tubería de producción o de perforación donde el fluido producido permite una evaluación completa del potencial de producción, estimar heterogeneidades y límites del yacimiento. Estas incluyen pruebas de Drawn Down, Build Up, DST (Drill Steam Test), interferencia, entre otras. Permiten medir la presión estática del yacimiento, usada para la determinación de índices de Productividad (IP). Permiten estimar parámetros dinámicos asociados con el flujo de fluidos como permeabilidad y daño.

1.3.3.1.2 Probador de formación de Wireline:

“Herramienta que permite realizar pruebas de corta duración para realizar mediciones de presión a diferentes profundidades que permite obtener un perfil de presiones que permite estimar gradientes, contactos, densidad y movilidad del fluido”⁷. Los principios son los mismos que se aplican para las pruebas de pozo convencionales, la interpretación se la puede realizar de una manera semejante con algunas diferencias.

El probador de presiones de formación, cuenta con un transductor de presión de cuarzo y un extensómetro de refuerzo, mucho más fácil de usar que las herramientas convencionales para pruebas de formaciones.

⁶ Casing: Tubería de revestimiento utilizada para aislar formaciones previamente cementado el pozo.

⁷ Wilmar Pérez. Evaluación Del Cálculo De Movilidad Obtenido De Probadores De Formación Con Wireline Usando Información De Registros Convencionales. Bucaramanga 2012.

Proporciona un indicativo de la presión del reservorio, una indicación de la movilidad del fluido. En cualquier punto dentro del agujero la herramienta puede ser accionada para forzar una almohadilla de goma contra la pared del agujero, y una pequeña tubería en el centro de la almohadilla por donde se succiona el fluido proveniente de la formación.

En la Figura 1.26 se puede observar el probador de formaciones de Weatherford llamado Compact Formation Tester, el cual consiste de dos brazos que presionan una almohadilla contra la formación y mediante la cual se succiona fluido a cierta presión, obteniendo así los datos de presión del reservorio.

Figura 1.26: Probador de Formación MFT



Fuente: Weatherford – Wireline Services

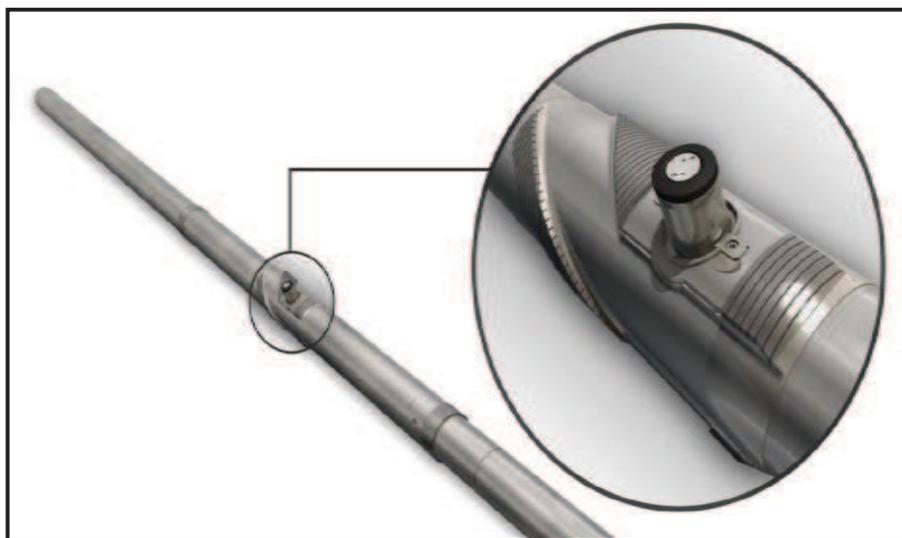
1.3.3.1.3 Probador de Formación con LWD:

Este tipo de probador se lo utiliza mientras se está perforando, dicha herramienta consta de un pistón donde se encuentra una almohadilla la cual sella una parte de la pared del hoyo respecto a la columna de lodo, y el fluido de formación es succionado

a una tasa programable en una cámara de almacenamiento⁸. En la figura se muestra la herramienta donde se puede observar la almohadilla que se presiona a la formación. (Ver Figura 1.27).

En la figura 1.27 se puede apreciar la herramienta PressureWave Formation Tester la cual consta de un pistón el cual hace sello con la cara de la formación y como se verá más adelante hace las veces de una inyección retirando fluido del reservorio y obteniendo así la lectura de la presión en determinado punto.

Figura 1.27: PressureWave Formation Tester



Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.3.3.2 Presentación de una prueba de presión con probadores

1.3.3.2.1 Declinación de presión (Drawdown Test)

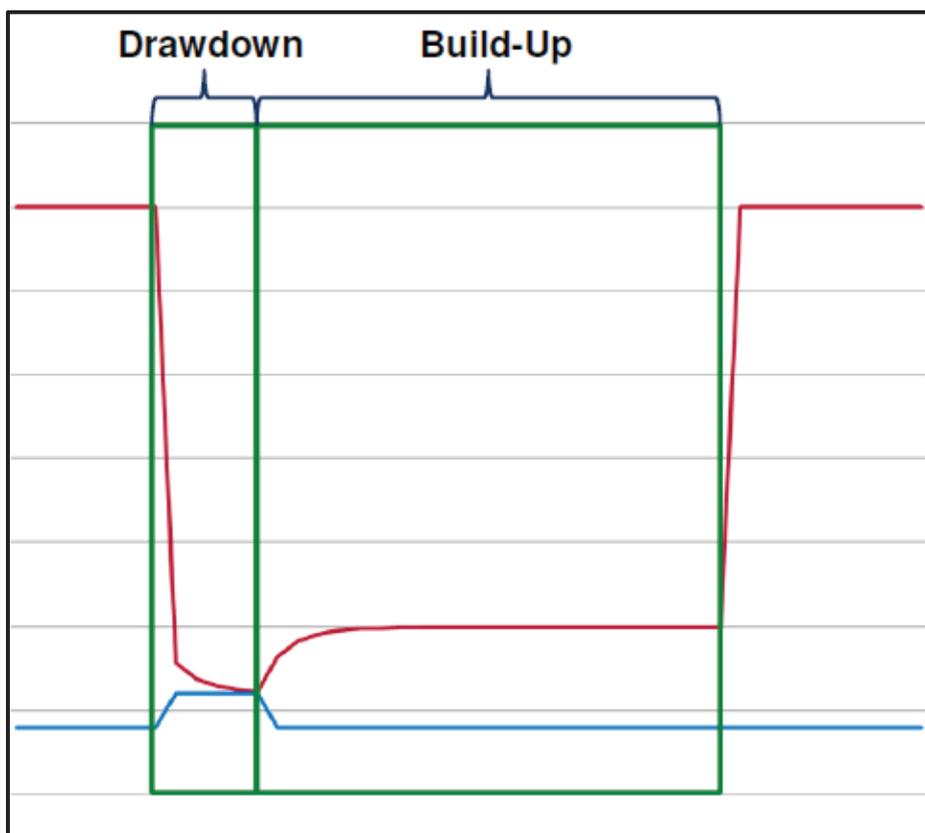
Es el proceso de succionar fluido de la formación creando una región de baja presión al succionar fluido proveniente de la formación hacia una cámara dentro de determinada herramienta. (Ver Figura 1.28).

⁸ Weatherford. (2013). PressureWave Formation Tester Operating Procedure. Drilling Services.

1.3.3.2 Restauración de Presión (Build Up)

Es el proceso de medir como la formación recupera la presión creada por el drawdown en función del tiempo, para al final de este determinar el valor de la presión. (Ver Figura 1.28).

Figura 1.28: Presentación Prueba de Drawdown y Build-Up de Presión



Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.3.3.3 Flujo de Fluidos en Medios Porosos⁹

Para tratar el tema de flujo de fluidos en medios porosos para este proyecto es indispensable tratar los siguientes temas:

- Geometría del reservorio
- Número de fluidos Fluyendo en el reservorio.

⁹ WELL TESTING COURSE, Ing. Francisco Paz. Escuela Politécnica Nacional

1.3.3.3.2 Geometría del Reservorio

La geometría del reservorio afecta el flujo de fluidos dentro del mismo. Se pueden identificar diferentes geometrías de flujo: radial, esférico, hemisférico.

Flujo Radial

El flujo radial se presenta cuando en ausencia de heterogeneidades importantes en el yacimiento, el flujo desde o hacia el pozo sigue unas líneas de flujo radial a una distancia considerable del pozo. También se puede presentar cuando el disturbio de presión ha tocado dos barreras impermeables. (Ver Figura 1.29).

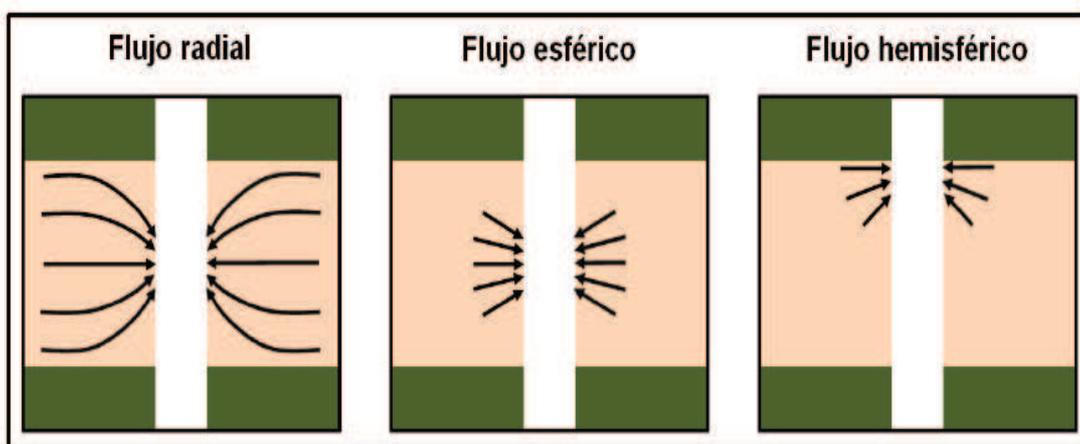
Flujo Esférico

Esta geometría de flujo se presenta cerca al pozo cuando este tiene un intervalo limitado cañoneado. También se puede presentar cuando el disturbio de presión no ha tocado ninguna barrera impermeable. (Ver Figura 1.29).

Flujo Hemisférico

Esta geometría de flujo se presenta cerca al pozo cuando este penetra parcialmente un intervalo. También se puede presentar cuando el disturbio de presión ha tocado solo una barrera impermeable. (Ver Figura 1.29).

Figura 1.29: Geometría del Reservorio



Fuente: Weatherford – Drilling Services

1.3.3.3 Número de Fluidos Fluyendo en el reservorio

Hay generalmente tres casos de sistemas de fluidos:

- Una Fase (Agua, Petróleo, Gas)
- Dos Fases (Agua-Petróleo, Petróleo-Gas o Agua-Gas)
- Tres Fases (Agua-Petróleo-Gas)

La descripción del flujo de fluidos y su subsecuente análisis de presión se dificulta de acuerdo al número de fluidos presentes.

1.3.3.3 Ley de Darcy

En 1856, como resultado de estudios de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre.

La Ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{ds} \quad (1.5)$$

Dónde:

V: es la velocidad aparente, (cm/seg)

μ : viscosidad de fluido, (cP)

dp/ds: gradiente de presión, (atm/cm)

k: Permeabilidad, (D)

El signo negativo indica que si se toma el flujo positivo en la dirección positiva de s, la presión disminuye en esa dirección y la pendiente dp/ds es negativa.

La Ley de Darcy se aplica sólo en la región laminar. En flujo turbulento, que ocurre a grandes velocidades, el gradiente aumenta a una tasa mayor que la del flujo. Excepto en casos de inyección o producción en la vecindad del pozo, el flujo del yacimiento es laminar.¹⁰

¹⁰ B.C. Craft y M.F. Hawking, 1977, Ingeniería Aplicada en Yacimientos Petrolíferos, pag 328, ed Tecnos.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS E IMPLICACIONES DE LA LITOLOGÍA DEL POZO PARA LA TOMA DEL REGISTRO

2.1 GENERALIDADES

En el presente capítulo se describirá los probadores de formación, principios de funcionamiento, la forma como deben ser corridas, así como las respectivas precauciones; la respuesta de la herramienta y sus respectivas especificaciones técnicas.

Se analizarán las siguientes herramientas:

- PressureWave Formation Tester (LWD)
- Compact Formation Tester (Wireline)

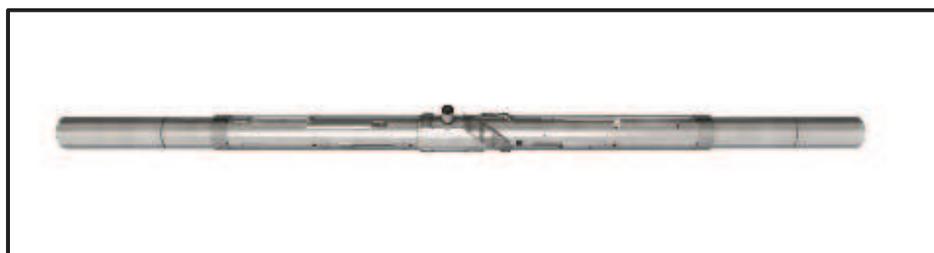
2.2 PROBADOR DE FORMACIÓN PRESSUREWAVE FORMATION TESTER (PWFT)

2.2.1 INTRODUCCIÓN

PressureWave™ es una herramienta de evaluación de formación que mide directamente la presión de formación (poro). La herramienta trabaja situando un sello mecánico contra la formación y absorbiendo un pequeño volumen de fluido y registrando la respuesta de la presión de formación. A partir de la presión medida, se

estima la movilidad de la formación y a su vez a partir de ésta, la permeabilidad. La presión de formación y movilidad del fluido son parámetros críticos que asisten al operador y permiten entender el comportamiento del reservorio durante la perforación y también ya en producción. (Ver Figura 2.1).

Figura 2.1: PressureWave Formation Tester



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

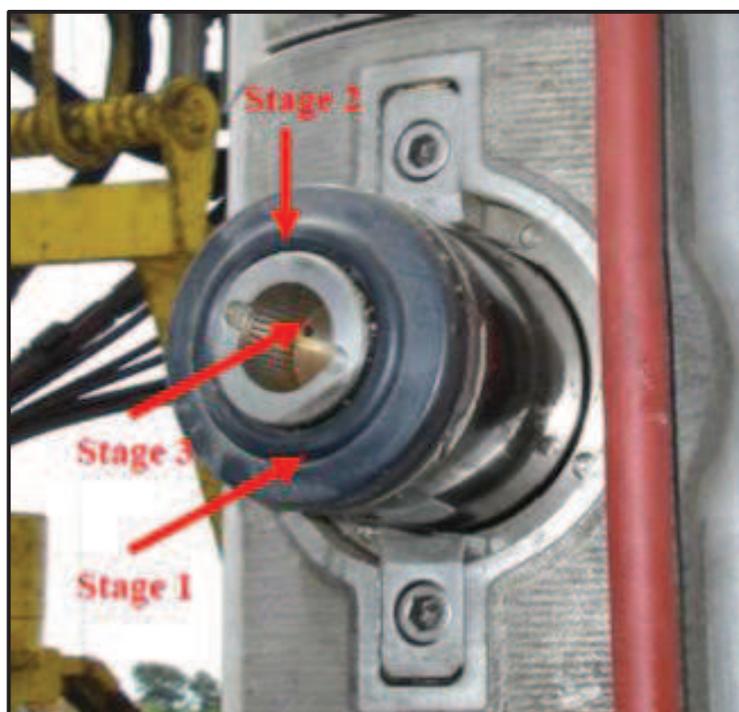
PressureWave Formation tester (PWFT) consiste de cuatro collares (collar de la batería, collar ft, collar controlador maestro, y un crossover pin – pin). El collar de la batería es box – box en los extremos, adicional tiene tres insertos (2 baterías x 56 V y un controlador de bomba). La PWFT tiene una conexión pin – pin bajo la conexión de la batería y tiene 5 subcomponentes mayores. El collar controlador maestro es box – box bajo el collar ft y tiene el controlador maestro insertado. El cross over pin – pin es un collar simple usado para comprimir el inserto del controlador maestro en su respectivo collar y ajustar la herramienta entera dentro de los collares bajo la PWFT.

Los cinco subcomponentes para la PressureWave formation tester consisten de cuatro módulos y un pistón de sello ensamblado. Cada módulo tiene una función específica durante el proceso de la prueba. El objetivo del pistón es crear un sello con la formación y monitorear la presión del fluido retirado. El proceso es similar a retirar sangre del brazo usando una jeringa.

2.2.2.1 Ensamblaje del Pistón

Un brazo telescópico se extiende y presiona contra la formación creando un sello, aislando la formación (Ver Figura 2.2). El ensamblaje del pistón se opera hidráulicamente mediante tres etapas. Las primeras 2 etapas consisten en extender el brazo telescópico de la herramienta (aproximadamente 2.5 pulg.). En la tercera etapa el centro del pistón se retrae permitiendo la trayectoria de flujo que va a ser succionado desde la formación.

Figura 2.2: Ensamblaje del Pistón



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.2.2 Módulo de la Bomba

Una bomba de corriente directa (DC) accionada por un motor hidráulico se usa para extender y retraer el ensamblaje del pistón. El ensamblaje del pistón actúa de forma similar a una gata de botella usada para levantar un carro. El módulo de la bomba se mantiene bombeando el pistón hasta que la presión interna dentro módulo alcanza un valor predeterminado. (Ver Figura 2.3).

2.2.2.3 Módulo de Presión

Un transductor de cuarzo se usa para medir la respuesta de la presión de formación al extraer el fluido durante una parada. El transductor es calibrado por el fabricante de acuerdo a los efectos de presión y temperatura. También se usa en tiempo real como presión del anular durante la operación de perforación. (Ver Figura 2.3).

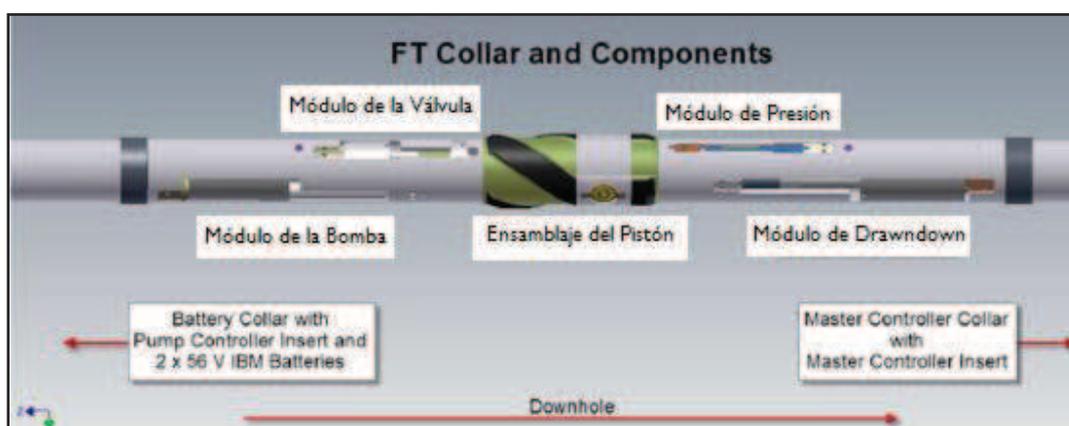
2.2.2.4 Módulo de Drawdown

Un motor de corriente directa (DC) accionado por un cilindro hidráulico se usa para succionar el fluido de la formación. Este módulo actúa como una jeringa y el pistón actúa como la aguja, siempre y cuando el módulo de la válvula este cerrada. (Ver figura 2.3).

2.2.2.5 Módulo de la Válvula

Un motor DC es accionado por una válvula que es usada para cerrar el sistema. La válvula permanece abierta durante operaciones de viajes y perforación, y se cierra durante la prueba de la PressureWave Formation Tester. Cuando la válvula está abierta, los fluidos del pozo fluyen continuamente a través de la línea interna de la PressureWave Formation tester. Cuando la válvula está cerrada y el pistón ha hecho sello con la formación el sistema permanece cerrado. Con el sistema cerrado, el único campo de movimiento de fluido es a través de la línea de flujo expuesta, creada durante la tercera etapa del ensamblaje del pistón. (Ver Figura 2.3).

Figura 2.3: Formation Tester y Componentes



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Mientras se está perforando o realizando viajes el ensamblaje del pistón de la PWFT¹¹ esta retraído, el módulo de la válvula se encuentra en la posición abierta, por ende el módulo del drawdown.

Cuando se desea tomar un punto de presión, todo el BHA ¹²de perforación se detiene, y la PWFT es accionada mediante Downlink¹³ el cual transmite los comandos necesarios hacia la herramienta para empezar la prueba. Primero se activa el módulo hidráulico de la bomba lo que hace que el ensamblaje del pistón se extienda hacia la formación seguido de las tres etapas del pistón mencionadas en 2.1.1.1; en este momento la gráfica registra la presión hidrostática presente en el pozo, ver figura 2.6 (1). Acto seguido el módulo de la válvula se cierra lo que hace que la herramienta aisle el fluido proveniente de la formación de tal forma que el fluido puede pasar a través del pistón.

El módulo del drawdown se retrae y empieza a succionar fluido de la formación a razón de la tasa deseada, el volumen previsto y de acuerdo a las condiciones de la formación, ver Figura 2.4; este periodo se ve reflejado a manera de drawdown, ver figura 2.6 (2).

En la figura 2.4 se puede observar la gráfica presión vs tiempo, en donde la presión está sobre el eje vertical y el tiempo está sobre el eje horizontal. La relación que existe entre las dos son las características principales de las que va a depender el éxito de determinada prueba.

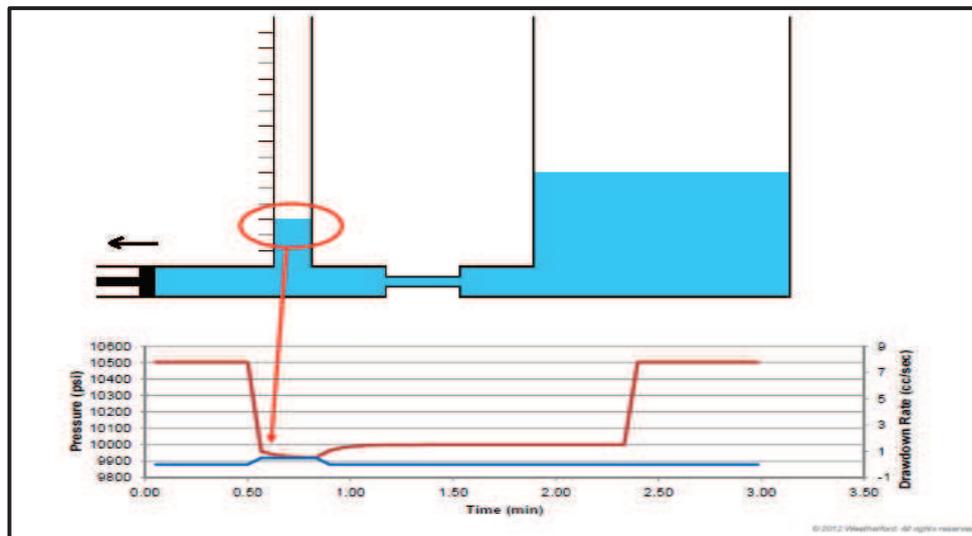
El tiempo que se observa en el eje vertical es un ejemplo, ya que hay variedad de casos que se van a estudiar más adelante donde puede ser más corto o mas extenso.

¹¹ PWFT: PressureWave Formation Tester

¹² BHA: Ensamblaje de Fondo

¹³ Downlink: Dispositivo que se usa para emitir pulsos de presión negativos los cuales transmiten los comandos necesarios para que trabaje la PWFT.

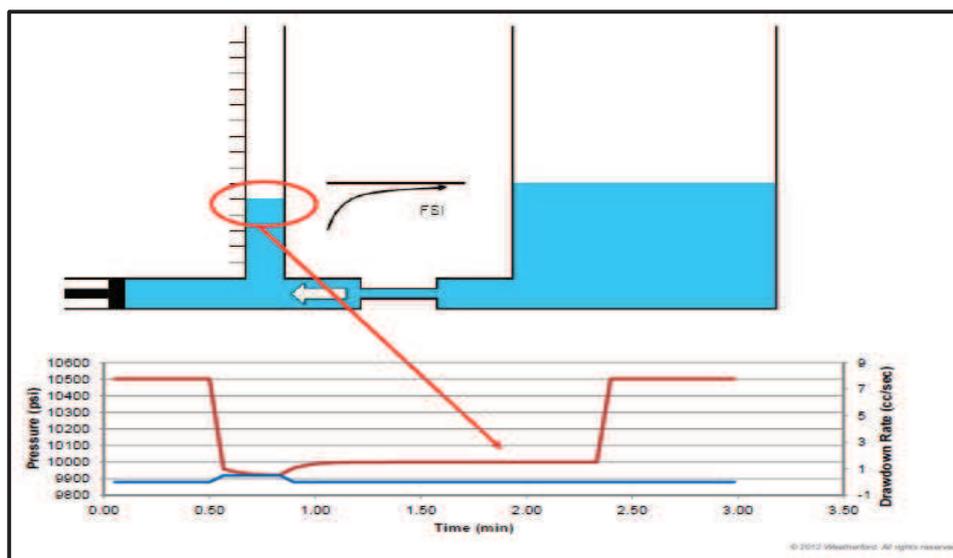
Figura 2.4: Módulo de Drawdown



Fuente: Weatherford – Drilling Services

Después del drawdown se presenta un periodo de buildup que hace que la presión se estabilice, ver figura 2.6 (3). El módulo de presión registra los puntos tanto en donde termina el drawdown y al momento que termina el buildup. (Ver Figura 2.5).

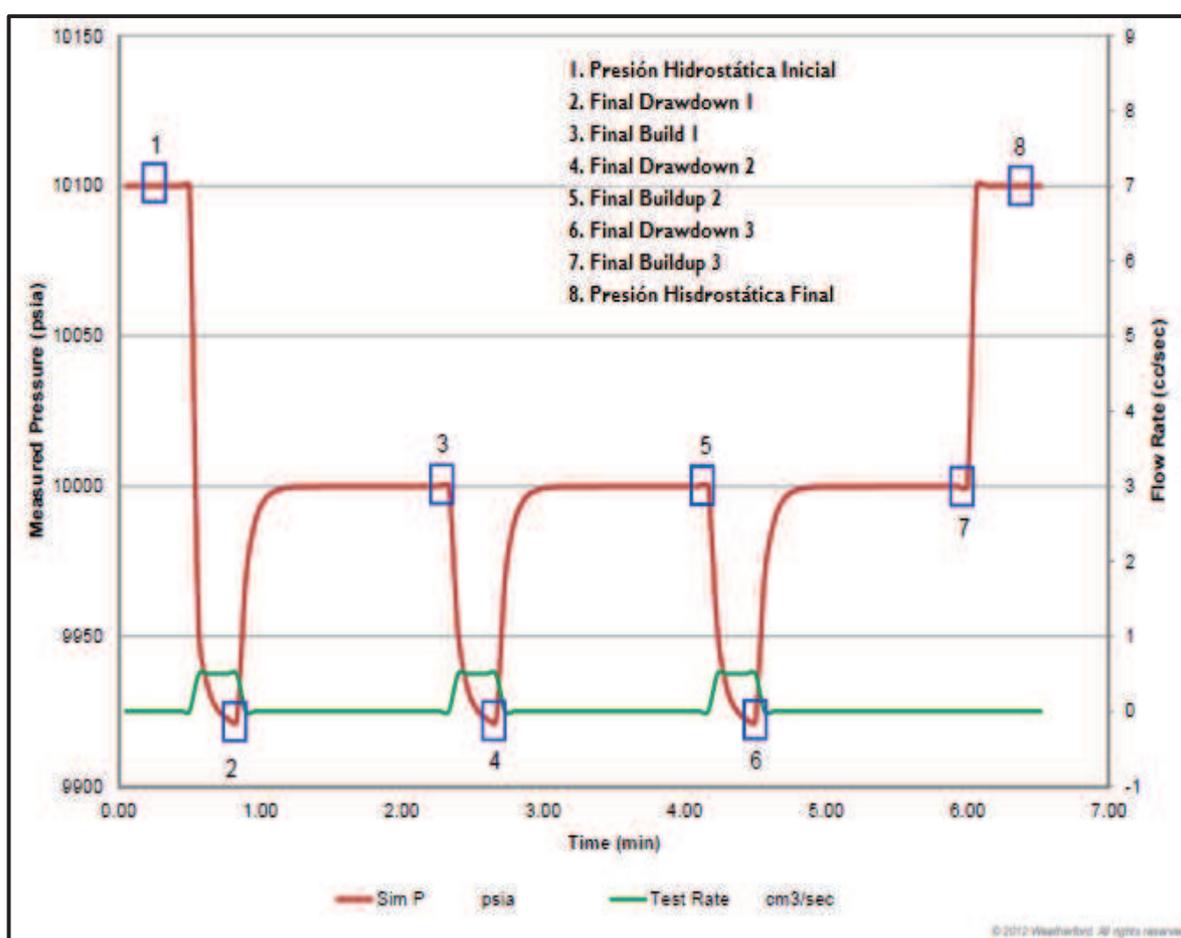
Figura 2.5: Buildup



Fuente: Weatherford – Drilling Services

Para el segundo periodo el módulo del drawdown se activa nuevamente succionando más fluido de la formación en las mismas condiciones del primero, lo que presenta nuevamente un nuevo drawdown (4) seguido de un buildup (5). Esta operación se la hace nuevamente (6). Al terminar el tercer buildup (7), el módulo de la válvula se abre permitiendo el ingreso de lodo, lo que produce que se recupere la presión hidrostática (8).

Figura 2.6: Resumen de la Prueba



Fuente: Weatherford – Drilling Services

Después de realizado los tres ensayos el mecanismo del módulo de la bomba hace que el pistón se retraiga. El fluido expulsado hacia el reservorio y el pistón retrae sus tres etapas para proteger el sello de escombros y demás que puedan dañarlo.

2.2.4 CORRIDA DE LA HERRAMIENTA

La herramienta puede ser corrida de dos formas distintas según la aplicación para la que se requiera.

- Puntos de presión sacando la herramienta (POOH).
- Puntos de presión perforando.

2.2.4.1 Puntos de presión sacando la herramienta (POOH)

Los puntos de presión serán tomados durante el viaje hacia afuera, iniciando por el punto más profundo.

2.2.4.1.1 Ventajas

Básicamente esta operación es la más acertada al momento de evaluar al reservorio, y por lo general se lo hace después de haber alcanzado TD.

- Realizando esta operación principalmente se identifica zonas o bloques los cuales presentan presiones normales o presiones anormales.
- Localizar los contactos de los fluidos en los reservorios, y la densidad de los fluidos in-situ.
- Comprobar las condiciones hidrodinámicas dentro del reservorio.
- Actualizar modelos de reservorios de acuerdo a los datos disponibles.

2.2.4.1.1 Procedimiento

1. Identificar el intervalo del objetivo a partir de otros sensores (resistividad, porosidad, gamma ray, etc)
2. Correlacionar Gamma ray durante la corrida.
3. Realizar un viaje corto hasta del final de la sección o TD¹⁴ a la parte superior del intervalo del objetivo y confirmar la profundidad de las estaciones.

¹⁴ TD: Total Depth (profundidad Total)

4. Realizar un viaje para ubicar la sonda de la herramienta a la profundidad más baja identificada.
5. Levantar la herramienta al punto de prueba monitoreando el tool face.
 - a) Mantener una tasa de bombeo constante.
 - b) Asegurarse que el tool face este estable.

Cuando nos posicionamos en cada punto:

- Circular con 200 gpm (óptimo para buena decodificación).
 - Orientar la sarta en High Side¹⁵. Este valor se verá reflejado directamente en la pantalla del Spectrum¹⁶.
 - Emitir comando downlink para empezar la prueba (15 a 20 minutos).
 - Si la prueba es en tiempo real, monitorear la prueba en Spectrum.
 - Nota: el tiempo de la prueba variara dependiendo de la permeabilidad de la formación.
6. Únicamente cuando la prueba sea completado levantar la herramienta hacia el próximo punto manteniendo constante el tool face y la tasa de bombeo si es posible.
 7. Repetir todo el procedimiento para los puntos que se necesiten.

2.2.4.2 Puntos de presión perforando

Los puntos de presión serán tomados durante la operación de perforación, en este caso se iniciará por el punto más somero.

2.2.4.2.1 Ventajas

- Mediciones de la presión en tiempo real para actualizar modelo de estabilidad geo-mecánico/agujero en tiempo real.

¹⁵ High Side: herramienta orientada hacia arriba.

¹⁶ Spectrum: Software que permite monitorear el comportamiento de la prueba en tiempo real.

- Optimizar el fluido de perforación para asegurar la máxima velocidad de penetración (ROP) y minimizar el daño a la formación.
- Gestionar condiciones sobrebalance durante la perforación a través de zonas agotadas.
- Mantener la ventana de operación segura entre circulación equivalente (ECD), el peso del lodo, la presión del yacimiento y la presión de fractura de la formación
- Optimizar programa de casing.

2.2.4.2.1 Procedimiento

1. Después de conocer los puntos de prueba deseados, calcular el desplazamiento de la broca y añadir 5 ft a la profundidad del agujero.
2. Circular y rimar hasta que las condiciones del agujero sean satisfactorias.
3. Ajustar el tool face en High Side.
4. Viajar 3 ft más abajo de la estación y regresar al punto deseado.
5. Asegurarse que las lecturas del tool face sean estáticas, esto revelará si hay algún torque en la línea.
6. Ejecutar el comando Downlink para empezar la prueba, y se realizan los mismos pasos anteriores al posicionarse sobre la formación.

2.2.5 PRECAUCIONES PARA CORRER LA HERRAMIENTA

Como cualquier otra herramienta se deben tener varias precauciones para tener los óptimos.

- El taladro debe estar parado, de tal forma que se pueda tener un correcto sello del pistón con la formación.
- Se debe asegurar que no haya torque.
- Asegurarse que la sonda este a la profundidad correcta

- Que la orientación de la probeta sea la correcta, se debe tener en cuenta que para realizar la prueba el pistón se debe encontrar en la posición superior de la herramienta.
- Que la tasa de flujo sea la correcta.
- Controlar los parámetros que sean los correctos
 - Tasa de Drawdown, volumen de drawdown, tiempo de buildup y límite interno de presión.

2.2.5.1 Que hacer en caso de punto fallido

Se pueden presentar dos escenarios:

2.2.5.1.1 En caso de punto fallido por no sello

Se recomienda intentar 1 vez con la misma orientación, de repetirse el punto fallido por no sello, se recomienda orientar la herramienta en posición Low side (herramienta orientada hacia abajo) e intentar la prueba de presión

2.2.5.1.2 En caso de punto fallido por punto apretado

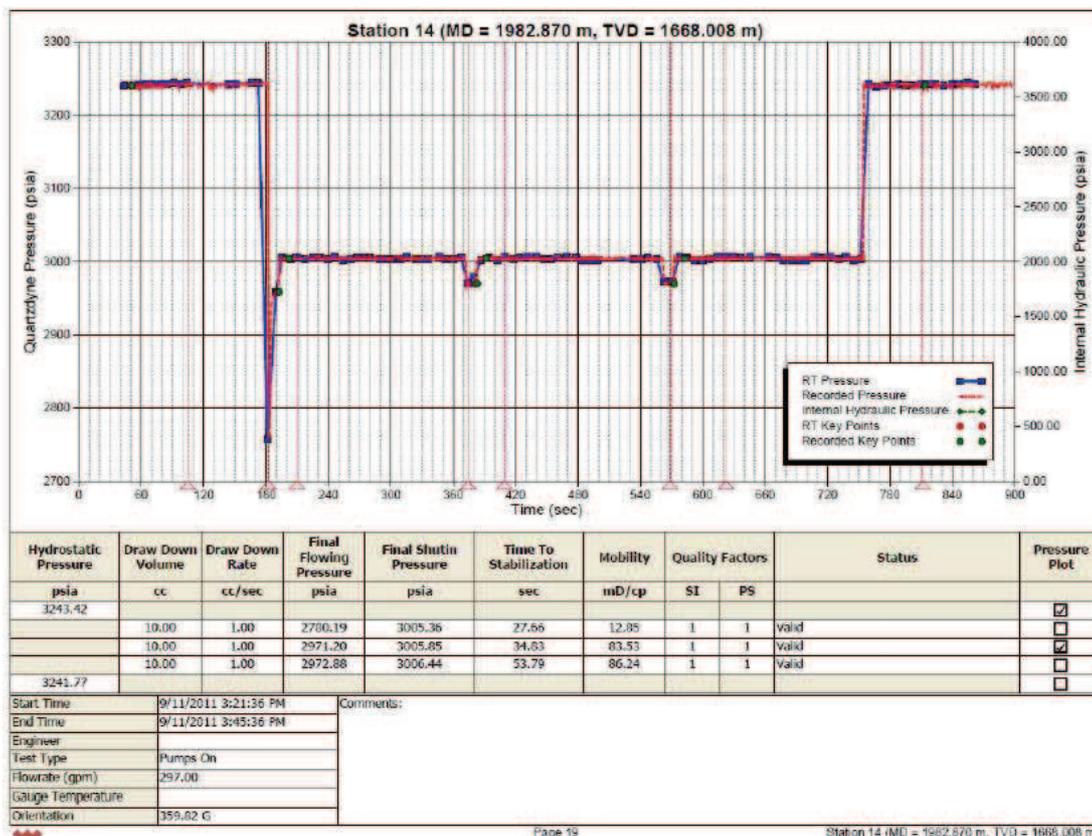
Se recomienda tomar el punto 1 ft abajo del tope (o arriba de la base, según corresponda) para buscar un punto válido.

2.2.6 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA

La respuesta de la herramienta va de acuerdo al principio de funcionamiento, como se explicó en 2.2.3. En la parte inferior de la Figura 2.7 se puede observar el registro de los tres ensayos que realiza la herramienta tomado de una prueba real.

En la parte inferior del gráfico se encuentra el resumen de la prueba, donde se tiene la hora a la que empezó y a la que termino la prueba, como estaban trabajando las bombas (prendidas o apagadas), entre otros.

Figura 2.7: Respuesta de la herramienta



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.6.1 Movilidad

La movilidad nos da un indicio de la capacidad que tiene el fluido en el reservorio para fluir de acuerdo a la siguiente ecuación.

De acuerdo a la Ley de Darcy analizada en el capítulo uno, se deriva la siguiente fórmula.

$$\lambda = \frac{k_s}{\mu} = \frac{Q}{\Delta P} * C \tag{2.1}$$

Donde:

λ : Movilidad, (mD/cP)

K_s : Permeabilidad, (mD)

μ : Viscosidad, (cP)

Q: Caudal, (cc/sec)

ΔP : Diferencial de presión entre la presión de drawdown y la de buildup, (psi).

C: Constante de la herramienta.

Para la herramienta 6 $\frac{3}{4}$ ", C= 2894

Para la herramienta 6 $\frac{1}{4}$ ", C= 2751

La movilidad se calcula automáticamente en el registro usando la ecuación (2.1) a partir de los puntos de presión o presiones seleccionadas (Ver Figura 2.8).

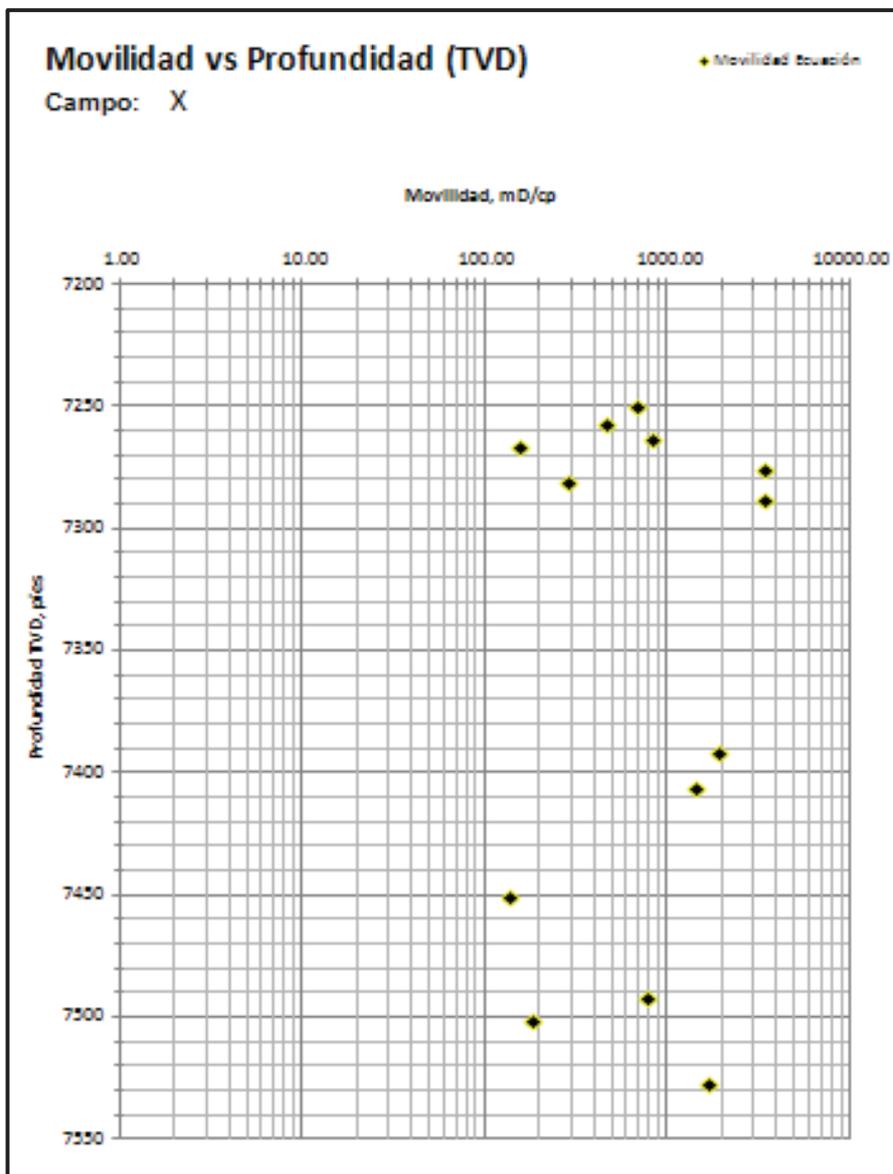
Figura 2.8: Movilidad durante la prueba

Hydrostatic Pressure	Draw Down Volume	Draw Down Rate	Final Flowing Pressure	Final Shutin Pressure	Time To Stabilization	Mobility	Quality Factors		Status	Pressure Plot
							SI	PS		
psia	cc	cc/sec	psia	psia	sec	mD/cp				
3243.42										<input checked="" type="checkbox"/>
	10.00	1.00	2780.19	3005.36	27.66	12.85	1	1	Valid	<input type="checkbox"/>
	10.00	1.00	2971.20	3005.85	34.83	83.53	1	1	Valid	<input checked="" type="checkbox"/>
	10.00	1.00	2972.68	3006.44	53.79	86.24	1	1	Valid	<input type="checkbox"/>
3241.77										<input type="checkbox"/>

Fuente: Weatherford – Drilling Services

A partir de cada uno de los cálculos hechos se puede realizar una gráfica de profundidad vs movilidad. (Ver Figura 2.9).

Figura 2.9: Movilidad vs Profundidad



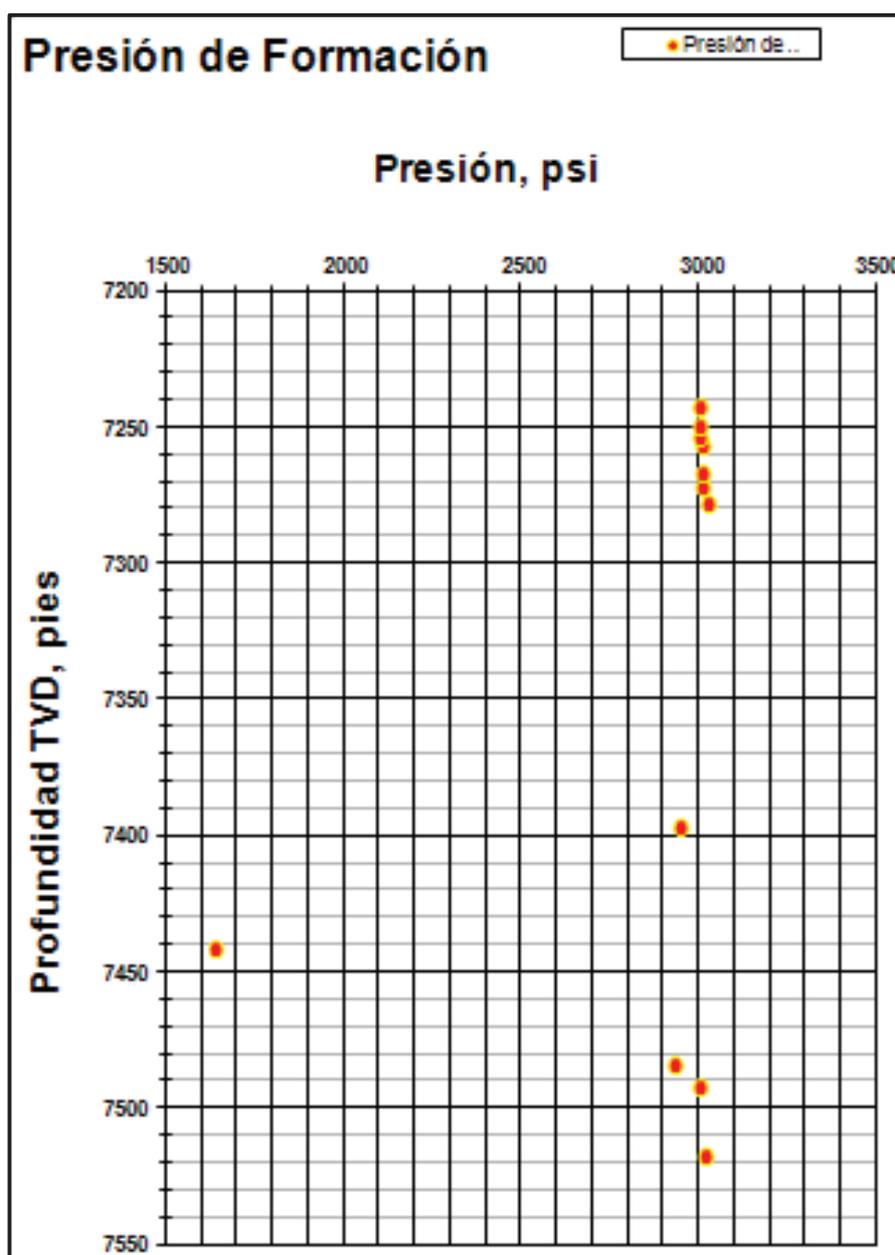
Fuente: Weatherford – Drilling Services

De acuerdo a la figura 2.9 en el plano vertical se grafica la profundidad vertical verdadera expresada en pies y en el eje horizontal se grafica la movilidad expresada en mili darcis sobre centi poises, mediante la cual podemos observar las diferentes movilidades para cada punto de presión.

2.2.6.2 Gradiente de presión de formación

Mediante el gradiente de presión se puede obtener varios parámetros, donde el más importante es el análisis de los contactos de los fluidos de acuerdo a lo analizado en 1.3.2.5. En la Figura 2.10 se puede observar la gráfica de Presión vs TVD.

Figura 2.10: Gradiente de Presión de formación



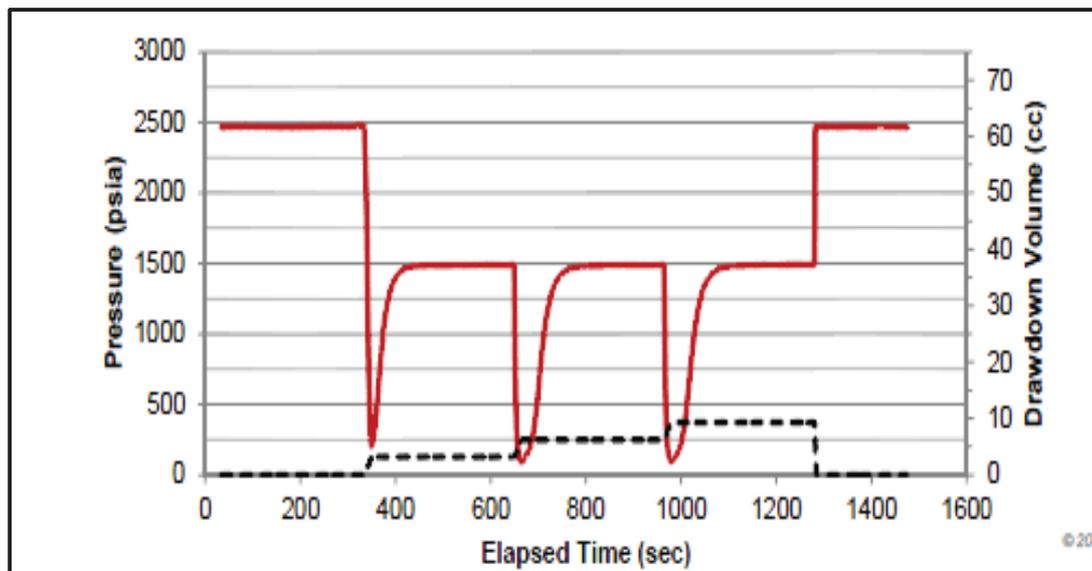
Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.7 COMPORTAMIENTO DE LA HERRAMIENTA

2.2.7.1 Permeabilidad Baja

La permeabilidad baja se va a ver reflejada en la lectura de la herramienta, si la permeabilidad es baja el tiempo que tomará para hacer el drawdown va a ser mayor y va a necesitar una mayor cantidad de volumen. Además el tiempo de recuperación de la presión va a ser mayor debido a dicha razón. De acuerdo al manómetro de tubos al succionar de la formación, queda un volumen mínimo, el cual a tomar más tiempo en recuperarse, (Ver Figura 2.11).

Figura 2.11: Permeabilidad Baja

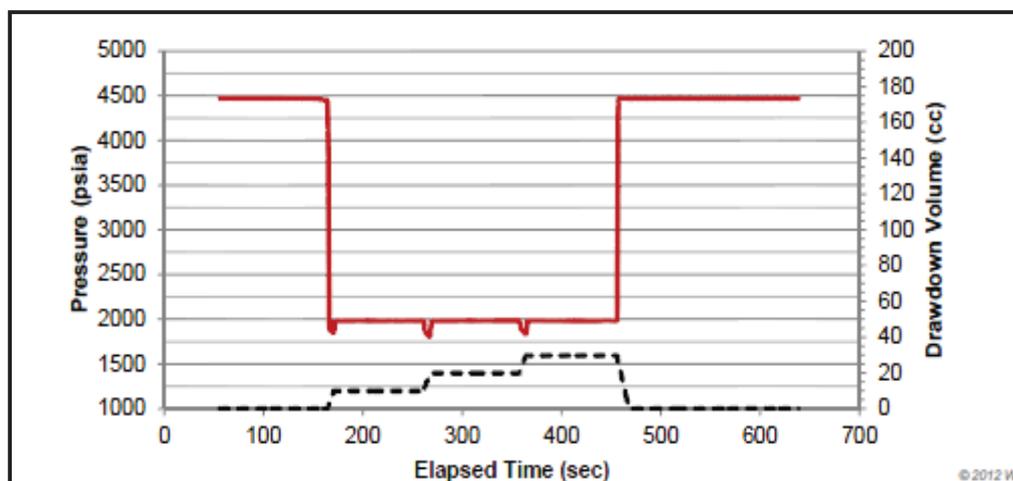


Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.7.2 Permeabilidad Alta

Como se ve en la figura en este caso al tener una alta permeabilidad el tiempo de absorción va a ser menor, además el llenado del módulo de drawdown también va a ser instantáneo. Se puede analizar con el manómetro de tubos del volumen que se succiona lo que en la formación es una cantidad alta, (Ver Figura 2.12)

Figura 2.12: Permeabilidad alta

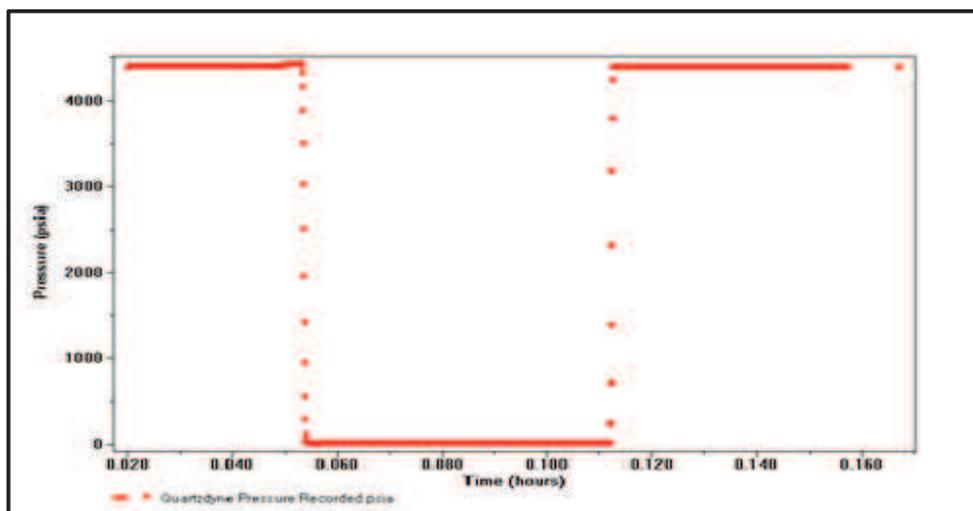


Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.7.3 Permeabilidad cero (Prueba seca)

En este caso al no existir permeabilidad el módulo de drawdown va a tender a absorber fluido de la formación pero sin éxito, en este caso no va a haber recuperación de la presión al no existir fluido proveniente de la formación y se ve claramente que no existe un buildup. (Ver figura 2.13).

Figura 2.13: Prueba Seca

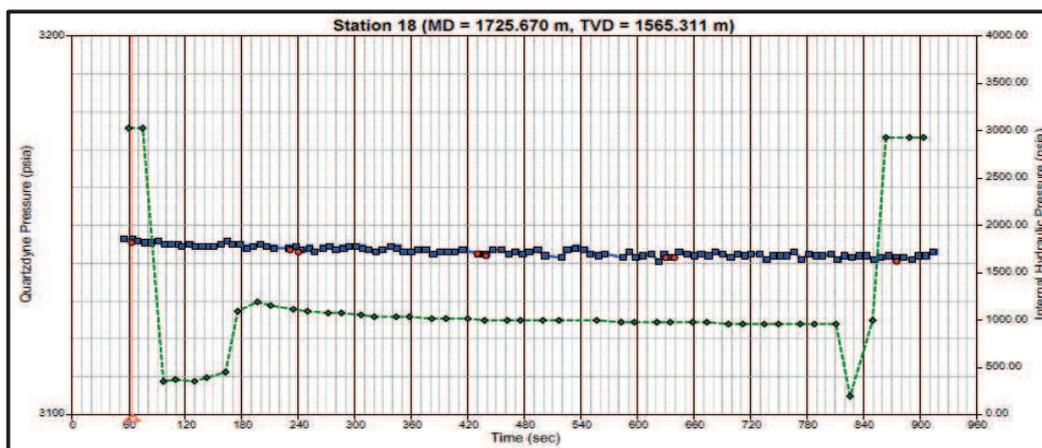


Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.7.4 Prueba no realiza sello

En este caso el pistón no hace sello con la formación, y puede deberse a varias razones como son la formación misma la cual no está lo suficientemente consolidada, la ausencia de costra de lodo, posible sello dañado.

Figura 2.14: Prueba no realiza sello



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.2.8 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Tabla 2.1: Especificaciones Técnicas PWFT

ESPECIFICACIONES DE MEDICIÓN		
Tipo de Medida	Sonda de Pre-Prueba	
Tipo de Medición	Cuarzo	
Volumen Total de Drawdown	(oz fl)	0 a 1,52163
	(cc)	0 a 45
Máxima Presión de Drawdown	(psi/bar)	5000 / 345 estándar
	(psi/bar)	10000 / 670 opcional
Rango de Medición	(psi)	0 a 30000
	(bar)	0 a 2068
Precisión de la Medición	(% escala llena)	+ / -0,02%
OD del sello de la Sonda	(pulg)	2,375
	(mm)	60,325
Diámetro de la Entrada de Flujo	(pulg)	0,75
	(mm)	19,05
Vida de la Batería	(hrs)	300
Capacidad de la memoria	(paradas)	150

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Elaborado por: Paul Chamba

2.3 PROBADOR DE FORMACIÓN COMPACT FORMATION TESTER (MFT)

2.3.1 INTRODUCCIÓN

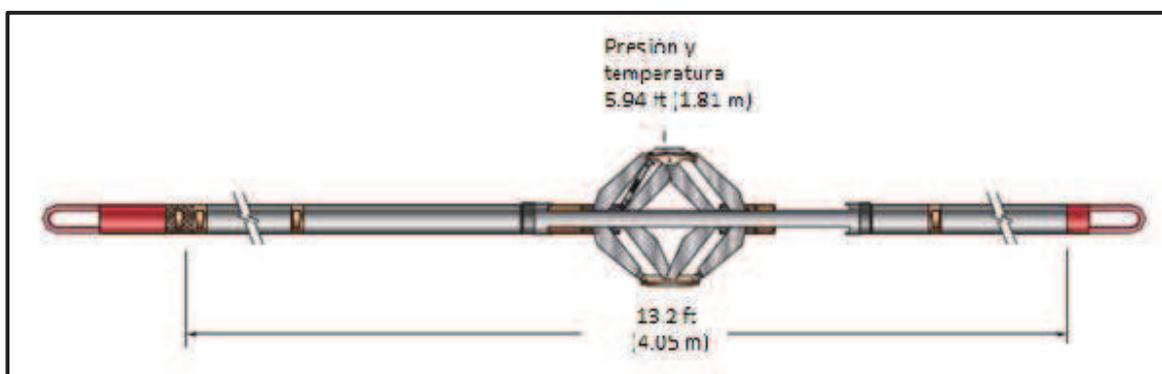
Las presiones de formación son medidas para evaluar el reservorio, usualmente al final del programa de registro, lo cual es temprano en la evaluación del reservorio y principalmente de interés para ingenieros de reservorios.

Esta herramienta toma lecturas de presión a través de un orificio en el centro de una almohadilla de caucho, que se sella contra la formación (Ver Figura 2.15). Estas lecturas de presión son llamadas “Pretest” porque tradicionalmente fueron tomadas para evaluar permeabilidad y presión de formación antes de tomar una muestra de fluido de la formación. MFT no tiene la capacidad para tomar muestras.

Las herramientas de Wireline así como la MFT se caracterizan por sus diámetros y longitudes pequeñas las cuales son una ventaja en operaciones complicadas o cuando se desea evaluar formaciones con diámetros menores.

En la figura 2.15 se observa la longitud de la herramienta la cual es 13.2 pies ó 4.05 metros.

Figura 2.15: Compact Formation Tester



Fuente: Weatherford – Wireline Services

La MFT puede tomar tantos pretest como se requiera teniendo en cuenta el máximo volumen de la herramienta, tiene un motor eléctrico que acciona un pistón en un cilindro de 40 cc (centímetros cúbicos) para reducir la presión y causar flujo hacia la herramienta. El ingeniero selecciona el volumen y tasa de flujo del pretest de una lista de 8 comandos, y estos pueden ser reprogramados con la herramienta en el fondo para encontrar cambios en los regímenes de fluidos. Un ensamblaje que acciona los brazos y presionan la almohadilla contra la formación para hacer sello, a su vez da una lectura del diámetro del hueco.

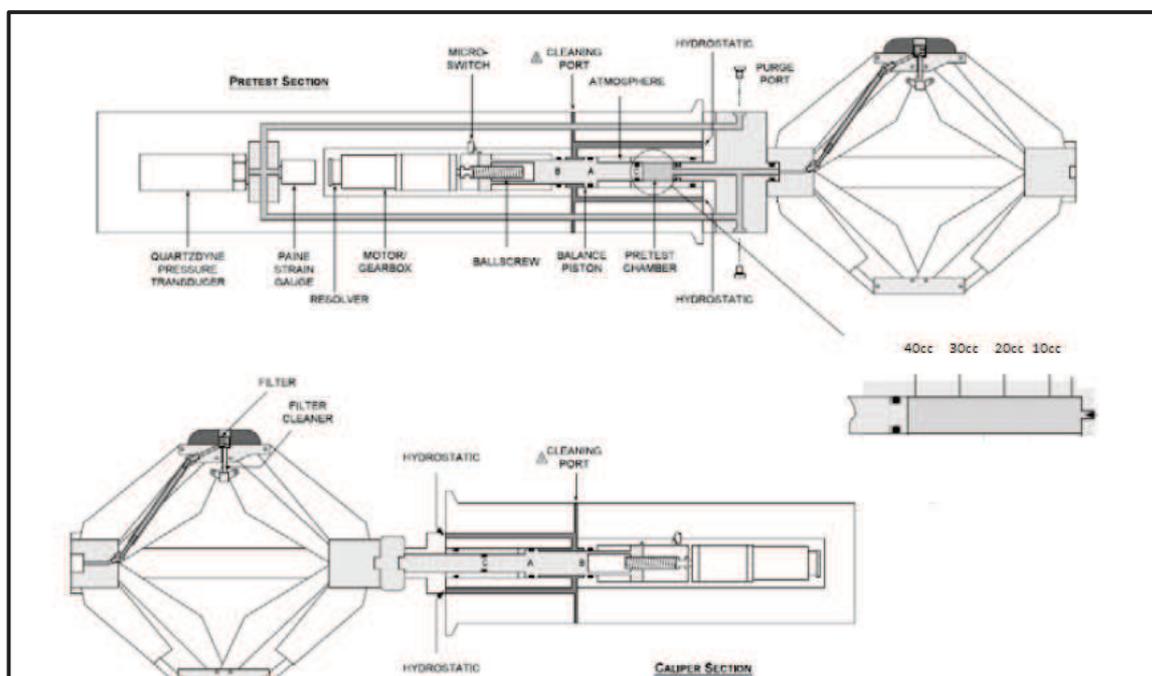
2.3.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

La MFT consiste de dos secciones integrales, la MFC (Sub-Ensamblaje del Caliper) y MFP (Sub-Ensamblaje de Pretest¹⁷) conectados eléctricamente a través de cable y mecánicamente por dos placas laterales, donde el ensamblaje de los brazos del caliper es fijado. En la figura 2.16 se puede observar las dos secciones, en la parte superior se encuentra la MFP, entre las partes principales de ésta se encuentra la cámara de pretest que es donde se aloja el fluido proveniente de la formación con un volumen máximo de 40 cc. A lado esta el motor que se encarga de mover dicha cámara de acuerdo a la tasa deseada. En el extremo izquierdo se encuentran los dos transductores de presión los cuales se conectan con la entrada de la cámara de pretest mediante tubos capilares.

En la parte inferior se encuentra la MFC, cuyas partes principales son el motor que encarga de accionar los brazos. En la almohadilla que presiona contra la formación se ve claramente que tiene un filtro que se usa en caso de que hubiese la posibilidad que ingrese algo diferente a fluido proveniente de la formación.

¹⁷ Pretest: ensayo corto para evaluar presión de formación, permeabilidad y movilidad.

Figura 2.16: Esquema MFT



Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.2.1 Sub-Ensamblaje del Caliper

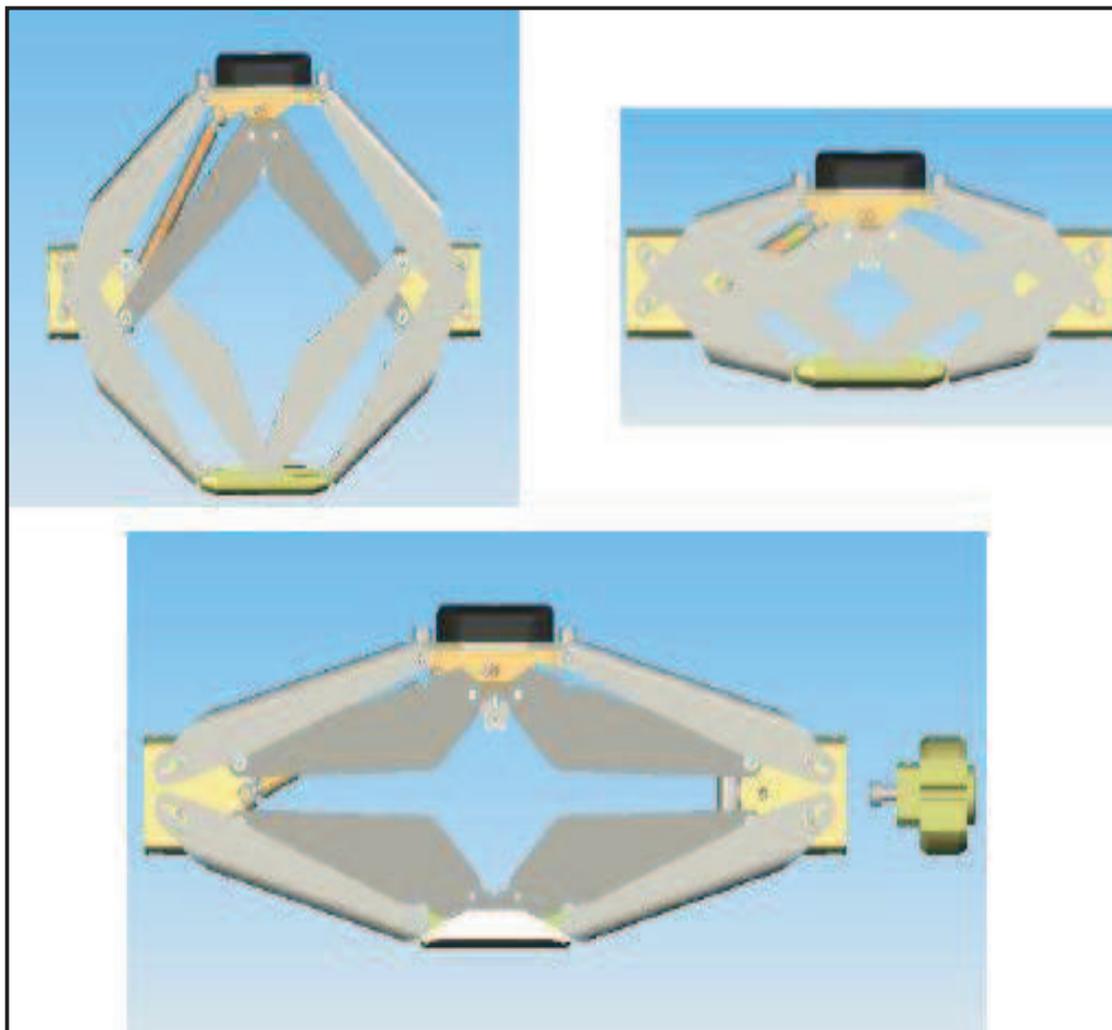
El Sub-ensamblaje del caliper va a ser el encargado de extender los brazos hacia la formación a través de un motor instalado en esta sección. (Ver Figura 2.16).

2.3.2.1.1 Brazo

En la figura 2.17 (arriba a la izquierda) se observa el brazo normal que está equipado en las herramientas estándar. Este trabajará en pozos de dimensiones pequeñas, pero para mejorar la fuerza de pared lateral un conjunto de brazo corto (arriba a la derecha) es disponible y viene con la caja lista. Este tiene que ser equipado con una varilla de extensión y el tornillo más largo para tener en cuenta su longitud más corta. Por último un conjunto del brazo extendido (abajo se muestra) está disponible para agujeros más grandes como un artículo de orden especial, se requiere un acoplador de impulso más delgado y un perno más corto para encajar. Se debe tener en cuenta que debido a que los brazos de guía no se cruzan más en este diseño un pequeño

muelle está montado a la fuerza de los brazos separados y evitando que se bloqueen (conmutación).

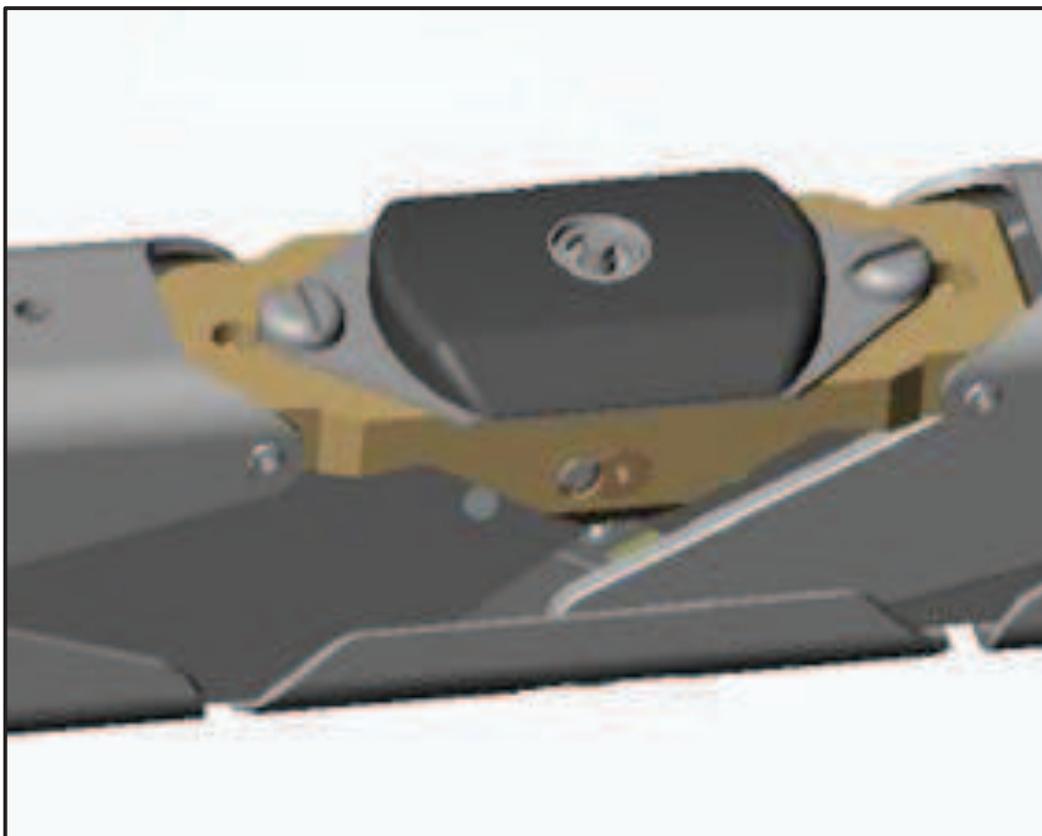
Figura 2.17: Brazo Extensible MFT



Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.2.1.2 Almohadillas de Sello

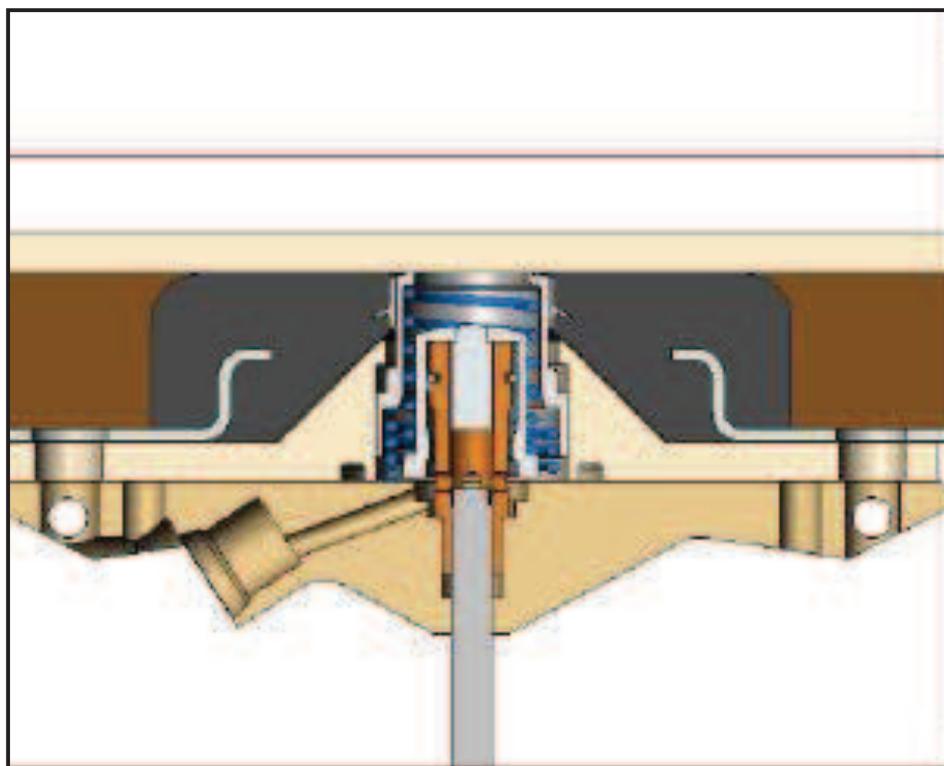
Las dos principales medidas son larga y corta, ambas reforzadas. En condiciones de formaciones suaves existe una almohadilla suave larga. Para requerimientos de OD pequeños una almohadilla puede ser reducida de tal forma que el OD es de 2.4" (Ver Figura 2.18).

Figura 2.18: Almohadilla de sello

Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.2.1.3 Excluidor de lodo

Algunos entornos causan lodo excesivo taponando la herramienta, esto debido a que la costra de lodo es muy gruesa en estos pozos. Una serie de acontecimientos fueron juzgados y el resultado es la almohadilla con excluidor de barro para estas condiciones. Esta almohadilla es más sofisticada que los tipos normales. El orificio es tapado, pero tenga en cuenta que esto no es un sello a los fluidos, la presión del lodo todavía fluiría en la herramienta. Cuando la almohadilla se fija en la pared, la tapa y la almohadilla sella, empujan la costra de lodo a un lado y no va directamente hacia el orificio. Sólo cuando se hace contacto con la formación la tapa se retrae, abriendo por completo el orificio. En la Figura 2.19 se ve el excluidor de lodo.

Figura 2.19: Excluidor de lodo

Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.2.2 Sub-Ensamblaje del Pretest

Este Sub-Ensamblaje va a ser el encargado de accionar el pistón permitiendo el ingreso del fluido de la formación hacia la cámara de pretest. (Ver Figura 2.15).

2.3.2.3 Tranductores

La MFT tiene dos transductores de presión instalados, ambos conectados a la línea de flujo a través de un bloque común. Todos los transductores de presión dependen de la temperatura y requieren tiempo para estabilizarse. Los pretest deben ser ejecutados en el fondo para evitar la histéresis¹⁸, esto debido a que las medidas son

¹⁸ Histéresis: Fenómeno por el cual un material presenta un estado de evolución que no depende sólo de la causa que lo provoca, sino también de sus estados anteriores.

normalmente calibradas con incrementos de presión y con el fin de limitar los daños al revoque de lodo. (MFT-Enginner Training. Abril 2009).

Estos transductores están aislados del fluido del pozo y registran la presión mediante tubos capilares.

2.3.2.3.1 Medidor de Tensión

El Medidor de tensiones, fabricado por Paine, mide en unidades entre 0 y 10.000 psi. El exterior está expuesto a la presión hidrostática y el interior a la presión de la línea de flujo. Un valor en las constantes (por defecto 14.7 psi) permite calcular el valor de la presión absoluta a partir de la lectura del medidor. Resolución de 1 psi.

2.3.2.3.2 Medidor de Cuarzo

El medidor de cuarzo, mide en unidades absolutas. El efecto de la temperatura es reducido usando dos cristales (idénticos) dentro de la carcasa del transductor, ambos a la misma temperatura (solo uno registra la presión). A la profundidad de la prueba el ingeniero debe esperar para que la prueba se estabilice, tanto el fluido como el incremento de la temperatura con la profundidad. Resolución de 0.1 psi

2.3.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

2.3.3.1 MFC

El ensamblaje del Caliper se acciona por un acople de impulso empujado hacia la pared del pozo por el motor de MFC, abriendo el mecanismo (brazos). En el momento cuando ensamblaje se abre el filtro se retira de la línea de flujo (la comunicación a través de la línea de flujo no se ve afectada por la presencia de la del filtro).

La presión de la línea de flujo aumentará debido a la compresión de la almohadilla y es un buen indicador de un sello. El motor seguirá presionando la pinza con una fuerza constante, en alrededor de 10% menor que la fuerza seleccionada previamente. Esto es para evitar que la fuerza lateral se pierda durante el pretest y

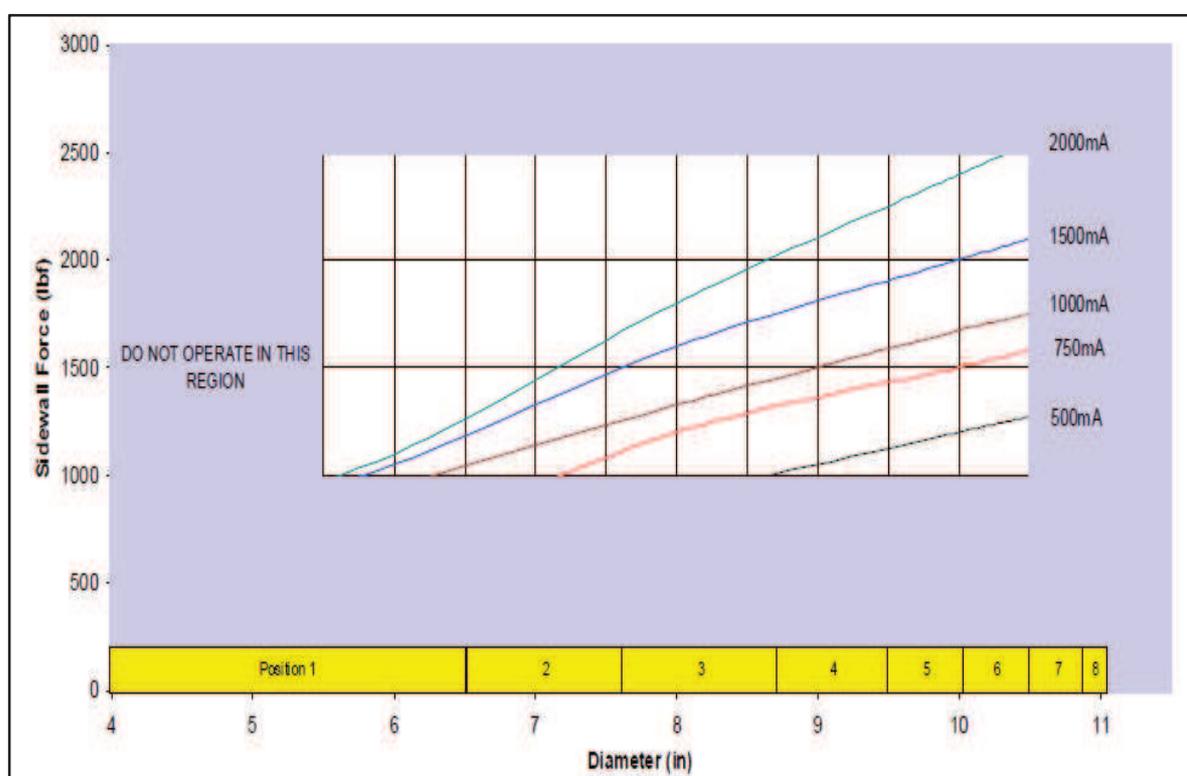
que durante el drawdown aumente la presión diferencial a través de la almohadilla y la herramienta se retraiga hacia la formación.

2.3.3.1.1 Control de la MFC

Una tabla de control que contiene 8 posiciones, cada una puede ser programada para proveer diferentes fuerzas hasta 3300 lbf (1500 kgf) limitando la corriente del motor al máximo de 2000 mA. En la figura 2.20 se detalla cómo puede ser empleada la corriente, limitando la apertura del brazo.

En la Figura 2.20 se observa el gráfico de la fuerza lateral expresado en libras fuerza en el eje vertical vs corriente del motor expresado en mili amperios en el eje horizontal, lo que indica que de acuerdo a la corriente que se le suministre al motor de los brazos será la fuerza que se aplique contra la formación de acuerdo a 8 posiciones.

Figura 2.20: Fuerza lateral vs Corriente del motor



Fuente: Weatherford – Wireline Services

El daño de formación puede limitarse recurriendo a la fuerza máxima de la pared lateral donde hay dificultad adquiriendo o conservando sello.

2.3.3.2 MFP

Desde el orificio en el centro de la almohadilla, la línea de flujo pasa a través del filtro, a través de una articulación y dentro el cilindro (cámara de pretest). El volumen aquí es controlado por el movimiento del pistón de pretest.

Una línea capilar ubicada desde la línea de flujo (también hay un puerto conectado a la parte exterior de la herramienta) comunica la presión hacia donde están ubicados los dos transductores. Estos transductores están aislados del fluido proveniente de la formación.

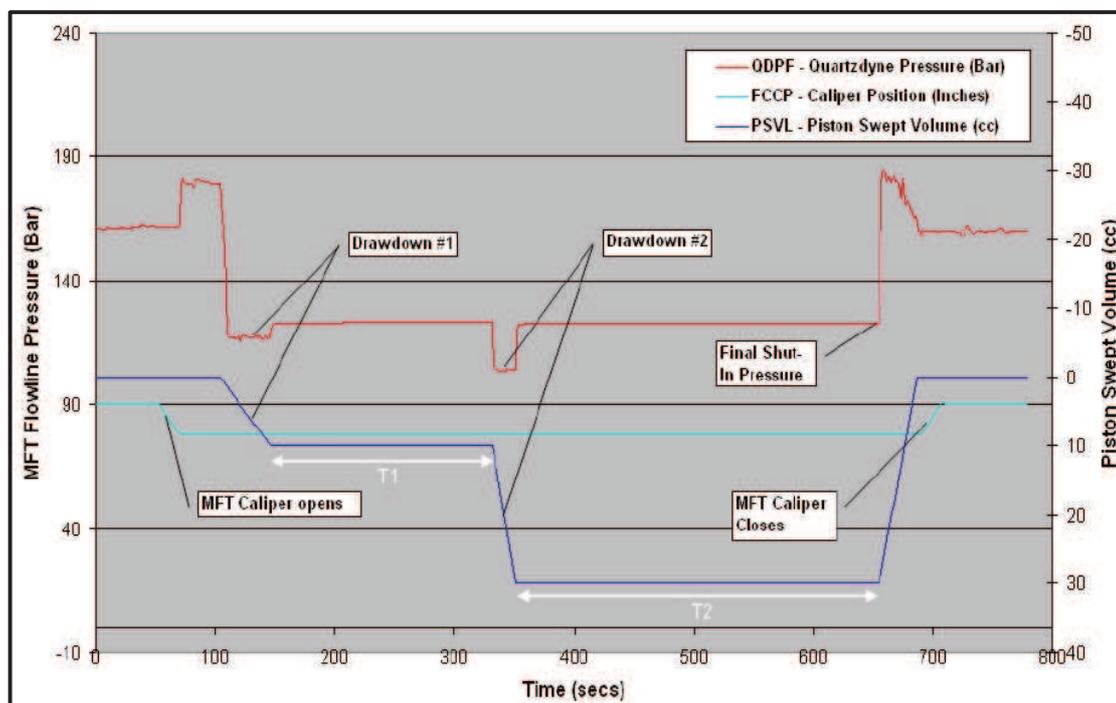
Cuando el pistón de pretest se retrae succiona fluido de acuerdo a una tasa previamente seleccionada, lo que genera un drawdown (Ver Figura 2.21). Seguido de esto la presión va a tender a recuperarse generando un buildup.

La herramienta puede realizar los pretest que se consideren necesarios (por lo general se realizan dos pretest). Para el segundo pretest nuevamente el pistón va a succionar fluido lo que genera un nuevo drawdown y de igual forma seguida por un buildup, esta presión es muy parecida a la presión de formación.

Al final el motor del Sub-Ensamblaje del caliper regresa a su posición inicial liberando los brazos de la formación y de igual forma el Sub-Ensamblaje del Pretest liberando el fluido contenido, lo que en el registro reflejará nuevamente la presión hidrostática.

En la figura 2.21 se ven tres curvas, en color rojo se tiene la curva que muestra el comportamiento de la presión de formación, mediante esta se puede visualizar el comportamiento del drawdown y del buildup. En color celeste se divisa la curva de la posición de los brazos del caliper que dan la medida de cuan abiertos se encuentran de tal forma que se puede conocer el diámetro de la formación. Y por último en color azul se tiene la tasa con la que se está trabajando en centímetros cúbicos, de acuerdo a l número de pretest.

Figura 2.21: Respuesta de la herramienta MFT



Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.3.1.1 Control de la MFP

La tabla de control tiene 8 entradas, cada una puede ser seleccionada para proveer diferentes pretest. A continuación se la presenta:

Tabla 2.2: Tabla de Control MFP

No.	Descripción	Corriente	Velocidad
1	1 Inicialización	800	1
2	Mínima	800	1
3	10 cc @ 0,5 cc/sec	2000	0,5
4	20 cc @ 0,5 cc/sec	2000	0,5
5	30 cc @ 0,5 cc/sec	2000	0,5
6	10 cc @ 1,0 cc/sec	2000	1
7	20 cc @ 1,0 cc/sec	2000	1
8	30 cc @ 1,0 cc/sec	2000	1

Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.4 CORRIDA DE LA HERRAMIENTA

Para correr la herramienta lo más idóneo es correr de arriba hacia abajo. Esto debido al análisis hecho previamente sobre los transductores los cuales dependen de la temperatura y esta a su vez de la profundidad. Razón por la cual se empieza desde la menor profundidad.

2.3.4.1 Procedimiento

2.3.4.1.1 Operación de Rig up:

- El drill pipe y el BHA debe ser conejeado a un tamaño máximo para asegurar que la herramienta no tenga ninguna restricción. El pad del MFT (parte crítica) cierra a un diámetro de 2.7". La tubería debe ser conejeada para este tamaño como mínimo.
- Mientras se va ingresando el Drill pipe a fondo se debe conejear toda la tubería. Levantar tubería por encima de la primera zona de toma de puntos.
- Circular la sarta por lo menos un fondo arriba completo, asegurar que la punta libre está completamente libre.
- Realizar rig up de la herramienta necesaria para la operación. (poleas, ancla, estrobo, cadenas).
- Realizar Rig up del ensamblaje. (descrito previamente). Ingrese las herramientas dentro del drillpipe. Evite rotar/mover el drillpipe siempre que la herramienta se encuentre dentro del drillpipe, para reducir el riesgo de dañar el cable/ herramienta. Si se pega la tubería, se discutirá un plan de pipe recovery.

2.3.4.1.2 Operación de casing check:

- Seleccionar cualquier punto dentro de la tubería
- Parar y realizar un registro en modo tiempo
- Comenzar el pretest del MFT

- Comenzar la operación
- Abrir el caliper hasta que se encuentre el ID de la tubería
- Cuando la presión se incremente, succionar.
- Esta prueba debe dar una prueba sellada, dado a la impermeabilidad del casing.
- Si no tuvo problemas, devolver la misma cantidad q fue succionada.
- Cerrar caliper
- Acabar el registro.
- Siga bajando hacia el hueco abierto.

2.3.4.1.3 Operación de toma de puntos de presión:

- Correlacione el intervalo en el cual va a tomar los puntos de presión, ajuste el offset para colocar la sonda del MFT en profundidad. Se tiene que hacer los intentos necesarios para asegurar que los puntos de presión estén en profundidad. Siempre vaya unos pies más abajo del punto para tener la misma tensión mientras pasa el gamma ray.
- Al posicionarse en el punto de presión, el ingeniero no deberá permanecer en una estación por un periodo mayor a 10 minutos desde el momento que comenzó el build up del punto.
- Si se obtiene un overpull, informe al representante de la compañía y llene la cantidad de tensión que debió realizar en la hoja de MFT. Entregue una copia al representante de la compañía de esta hoja una vez concluido el trabajo. Colocar la razón por la cual el punto no pudo realizarse (tiempo terminado, punto seco, pad dañado, overpull, diámetro del caliper, etc)
- Coloque el MFT en la posición correcta, espere por máximo 3 minutos la estabilización de la presión hidrostática y tome el punto de presión de acuerdo a la experiencia obtenida en el campo (este caso 10 Minutos por seguridad).
- Máximo movimiento del pistón, 38 cc, con velocidad ajustable. El ingeniero recomendara el volumen y velocidad de movimiento de pistón, y lo discutirá con el representante de la compañía.

- Se pueden realizar varios movimientos de pistón hasta obtener el máximo volumen (38 cc) hasta que la presión sea confirmada por el geólogo de campo.
- El ingeniero de registros debe proveer cualquier información requerida por el geólogo de campo, y mantendrá un record de las pruebas de presión durante la operación.

2.3.5 PRECAUCIONES PARA CORRER LA HERRAMIENTA

1. Al entrar por primera vez el lodo, observan que ambos transductores de presión empiecen a subir, lo que indica la presión hidrostática. Si esto no ocurre, detenga la herramienta, abra y cierre la pinza ligeramente para ejercer el limpiador de filtro.
2. Las lecturas del transductor de presión pueden ser comparados con la presión de lodo calculado, utilizando TVD.
3. Presión de cuarzo debe estar de acuerdo con indicador de tensión (absoluto) de presión dentro de 14 psi.
4. Mantenga lodo en el agujero para mantener la cabeza constante.
5. Revise la programación tanto de las tablas de MFC y MFP para asegurarse de que son correctas y contienen los ajustes necesarios para el trabajo a realizar.
6. Realice una prueba de ensayo en casing. Tenga en cuenta estos no pueden sellar debido al perfil, la falta de costra o corrosión de la superficie.

2.3.6 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA

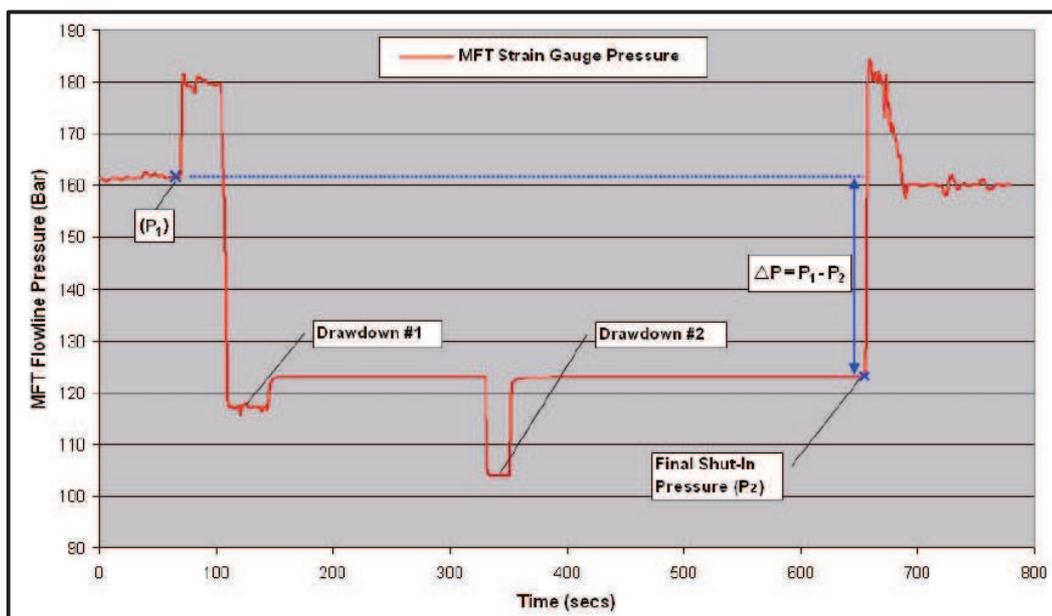
Como se analizó en el capítulo 1 mediante la Ley de Darcy podemos obtener la movilidad y permeabilidad.

La permeabilidad es proporcional al inverso del diferencial de presión. Esta es la presión del gradiente entre la presión del reservorio y la presión de drawdown en la herramienta. Esto significa que para una roca permeable no habrá mayor presión de drawdown, el fluido fluirá fácilmente a través de la roca a la herramienta.

Primero observamos que los drawdowns estén seguidos de una recuperación de presión (build up), para los casos que se vayan a realizar.

Para la medición de la permeabilidad y movilidad necesitamos obtener la diferencia de presiones (ΔP) y se lo hace de acuerdo a la figura 2.22.

Figura 2.22: Diferencia de Presión



Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.6.1 Permeabilidad

$$K \propto \frac{1}{\Delta P} \quad (2.2)$$

$$K = \frac{CQ\mu}{FSI-DD} \quad (2.3)$$

Donde:

K: Permeabilidad, (mD).

C: constante de la herramienta

Q: Caudal, (cc/sec).

μ : viscosidad, (cP).

FSI: Presión de Buildup, (psi).

DD: Presión de DrawDown, (psi).

ΔP será igual a la Presión de buildup final (FSI) menos la presión de Drawdown.

C es la constante de la herramienta derivada del radio efectivo del orificio de la almohadilla. Esta constante es calibrada y configurada de acuerdo a la almohadilla que se tenga instalada.

C: 4241

Q es la tasa de flujo determinada por el comando que tenemos programado en la herramienta, por ejemplo 1 cc/seg.

μ es la viscosidad dinámica medido en centiPoise. Esto es desconocido en el fluido que tratamos de medir, pero como se trata de filtrado de lodo, un valor aproximado es 0.5 cP.

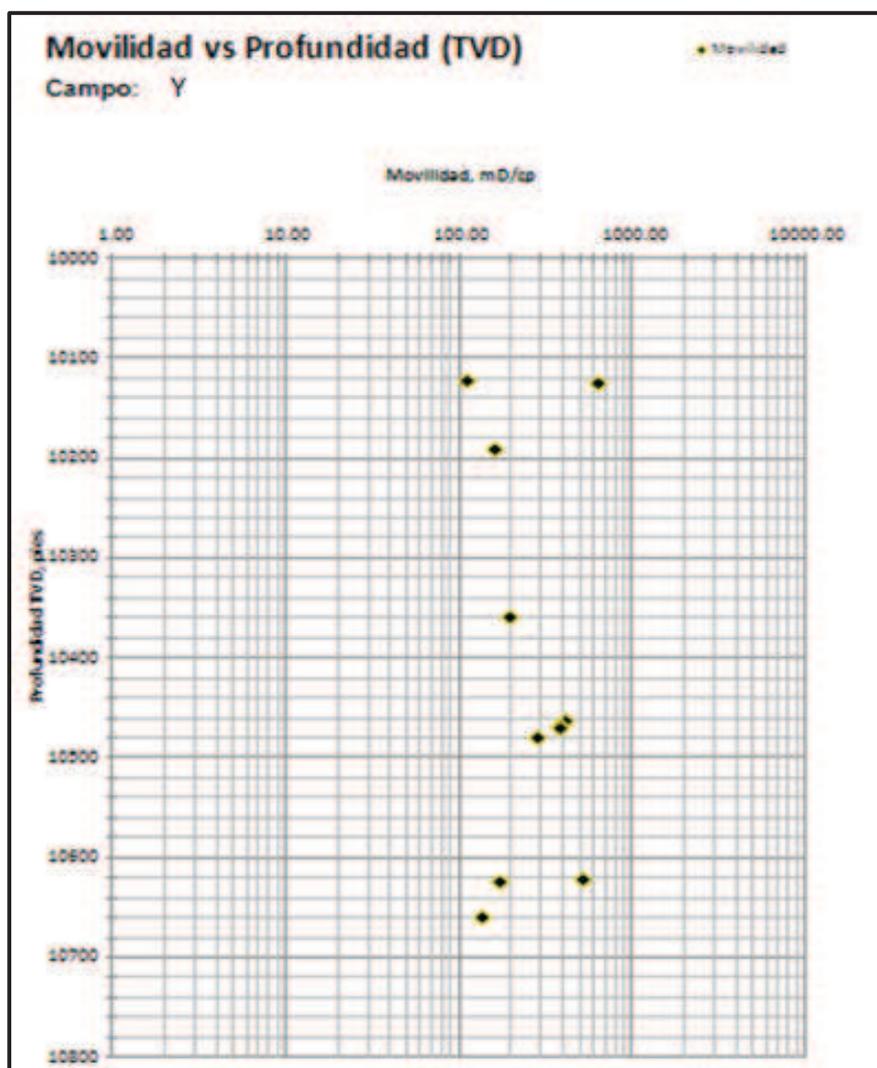
2.3.6.2 Movilidad

$$\frac{K}{\mu} = \frac{CQ}{FSI-DD} \quad \left(\frac{mD}{cP}\right) \quad (2.4)$$

Dónde:

- K: Permeabilidad, (mD)
 C: Coeficiente de la herramienta.
 Q: Caudal, (cc/sec).
 μ : Viscosidad, (cP)
 FSI: Presión final de build up, (psi).
 DD: Presión de Drawdown, (psi).

Figura 2.23: Movilidad vs Profundidad

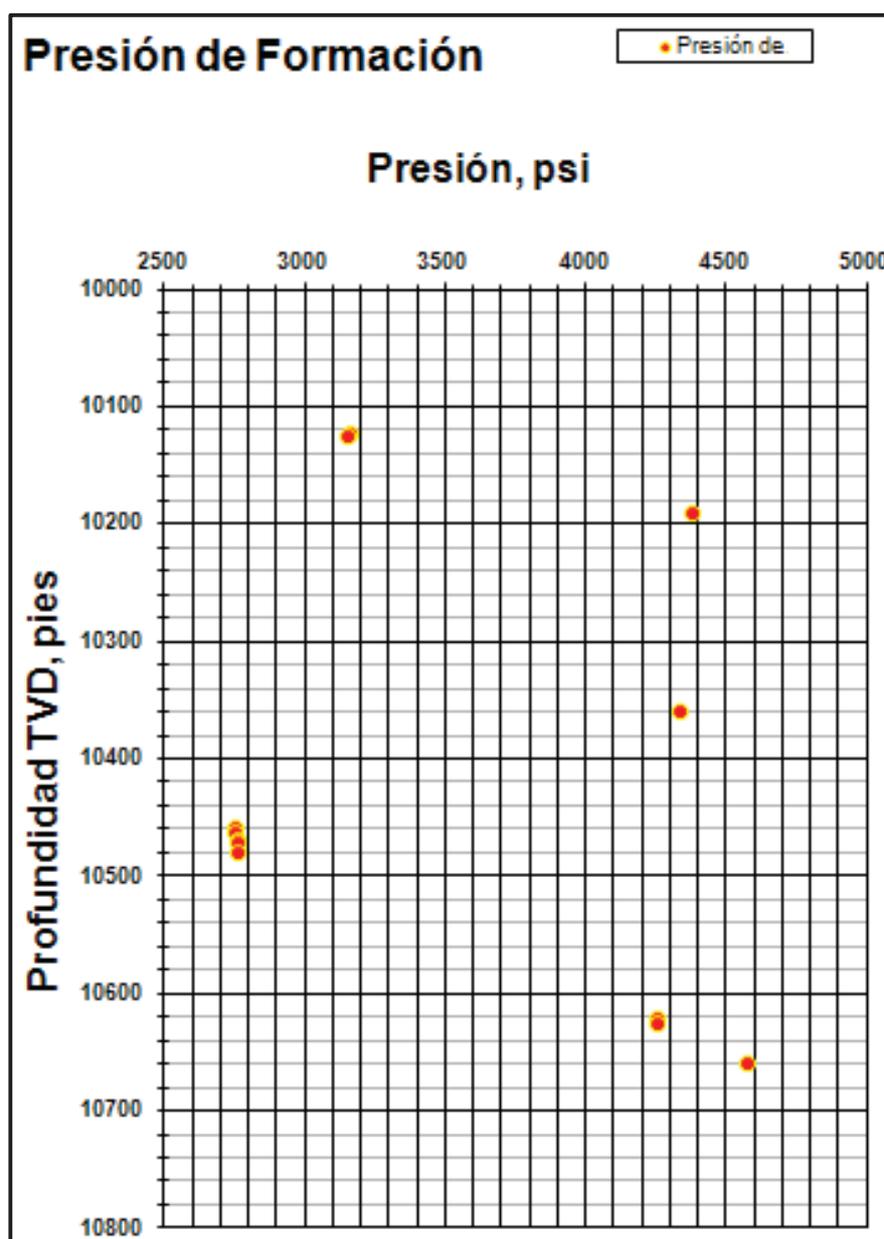


Fuente: Weatherford – Geosciences Services

2.3.6.2 Gradiente de presión de formación

De igual forma que la herramienta PWFT, a partir de los datos de presión obtenidos y graficándolos con su respectiva profundidad obtenemos el gradiente de la presión de formación. (Ver Figura 2.24)

Figura 2.24: Gradiente de presión de formación



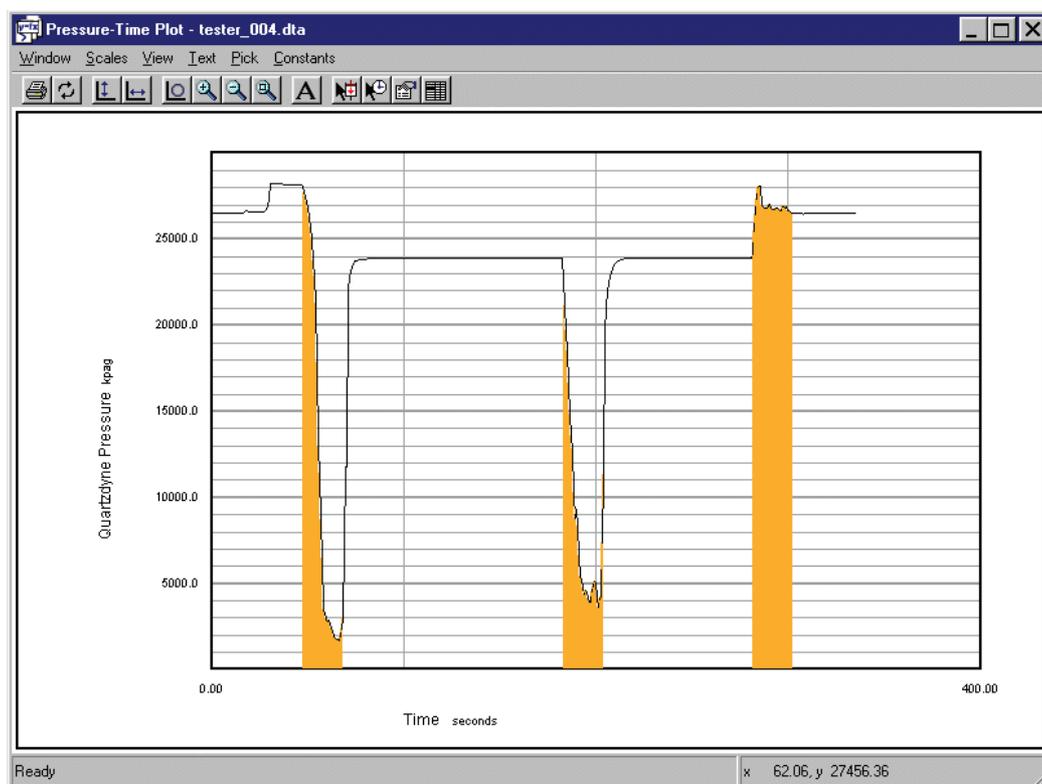
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

2.3.7 COMPORTAMIENTO DE LA HERRAMIENTA

2.3.7.1 Prueba Buena

Una prueba buena muestra uniformidad en los pretest de tal forma que la presión en el segundo build up indicará el valor de la presión de formación.

Figura 2.25: Prueba Buena



Fuente: Weatherford – Wireline Services

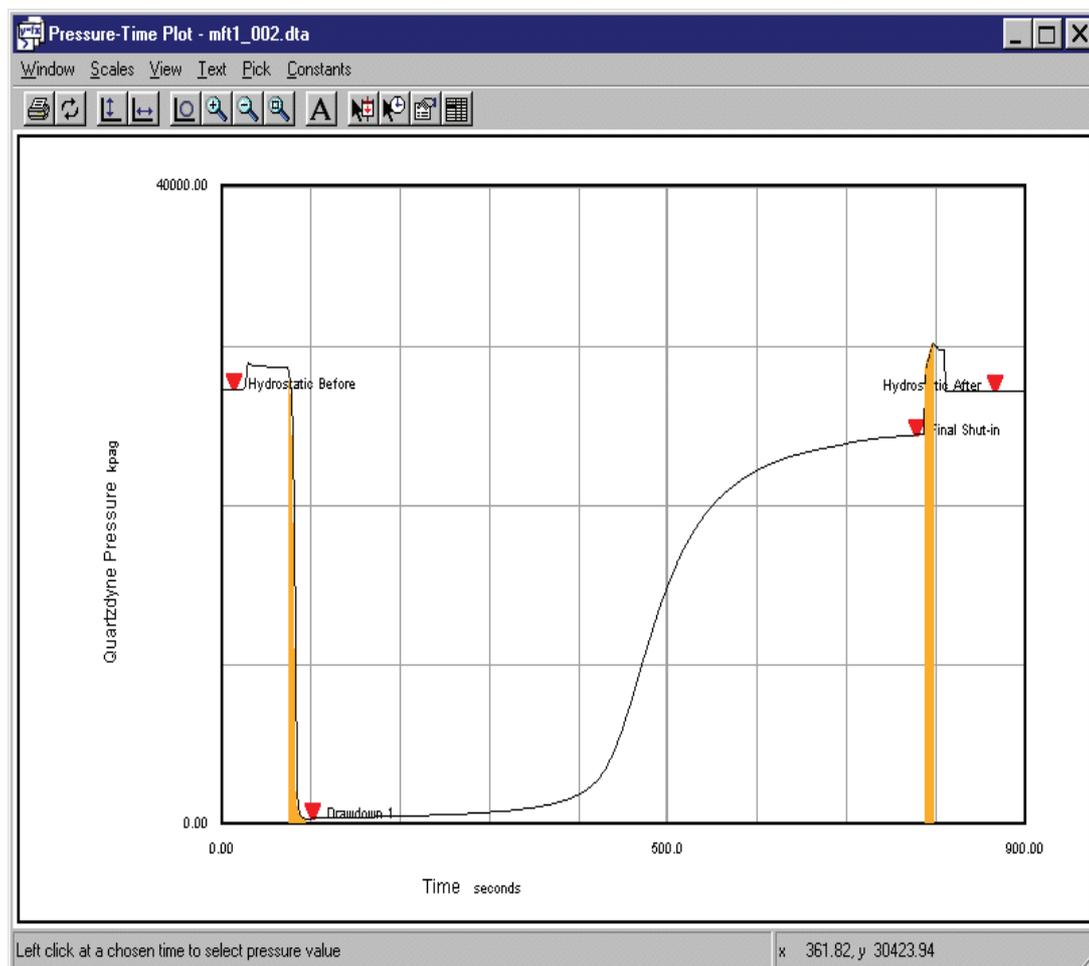
2.3.7.2 Permeabilidad Baja

El Drawdown está cerca de la presión cero, y por un minuto o dos se vería una prueba seca (permeabilidad cero).

La tasa de flujo del fluido drenado por la herramienta es rápida en relación al de la formación. La cámara de pretest genera un vacío lo que hace que se llene lentamente y solamente cuando ésta se llene, la presión empezará a subir. El buildup

empieza cuando la presión empieza subir no cuando el motor se detiene. (Ver Figura 2.21).

Figura 2.26: Permeabilidad baja



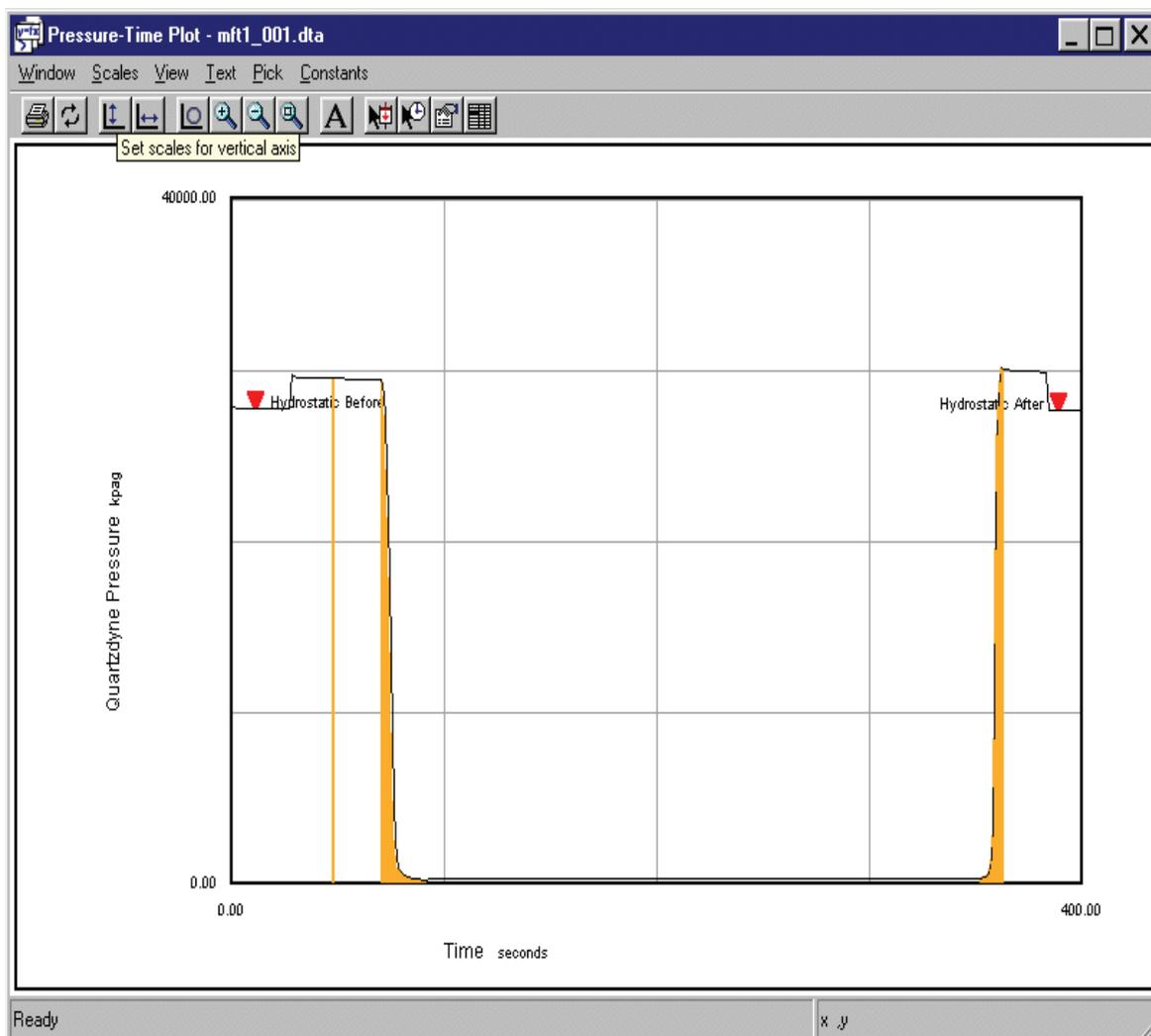
Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.7.3 Permeabilidad cero (prueba seca)

Esta es una prueba en una formación impermeable, la herramienta no tiene succión de fluido de la formación y la presión alcanza el valor de cero. Se debe notar que podría ser baja permeabilidad y se ha esperado más de lo necesario.

El drawdown y buildup no son válidos y no se les toma en cuenta para los análisis finales.

Figura 2.27: Prueba seca



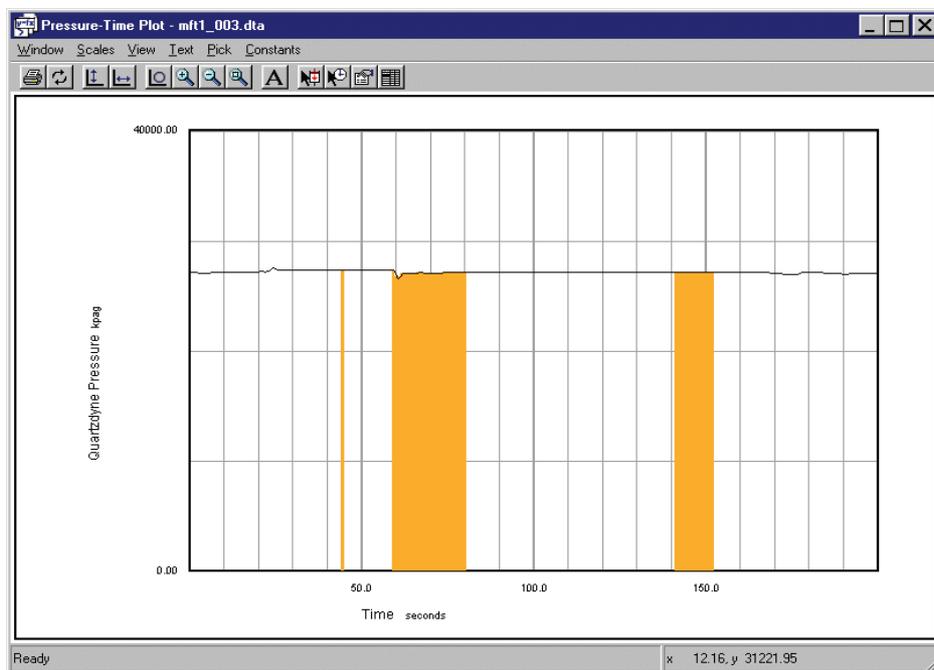
Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.3.7.4 Prueba sin sello

La ausencia de costra de lodo, la formación o la almohadilla dañada, rugosidad en el hueco, fracturamiento o insuficiente fuerza sobre la pared lateral pueden ser causas. En este caso se mantiene la lectura de la presión hidrostática a pesar de que el motor se mueve en intenta realizar un drawdown.

La curva en este caso se mantiene constante sin mayor cambio.

Figura 2.28: Prueba sin sello



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.3.8 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Tabla 2.3: Especificaciones de Medición MFT

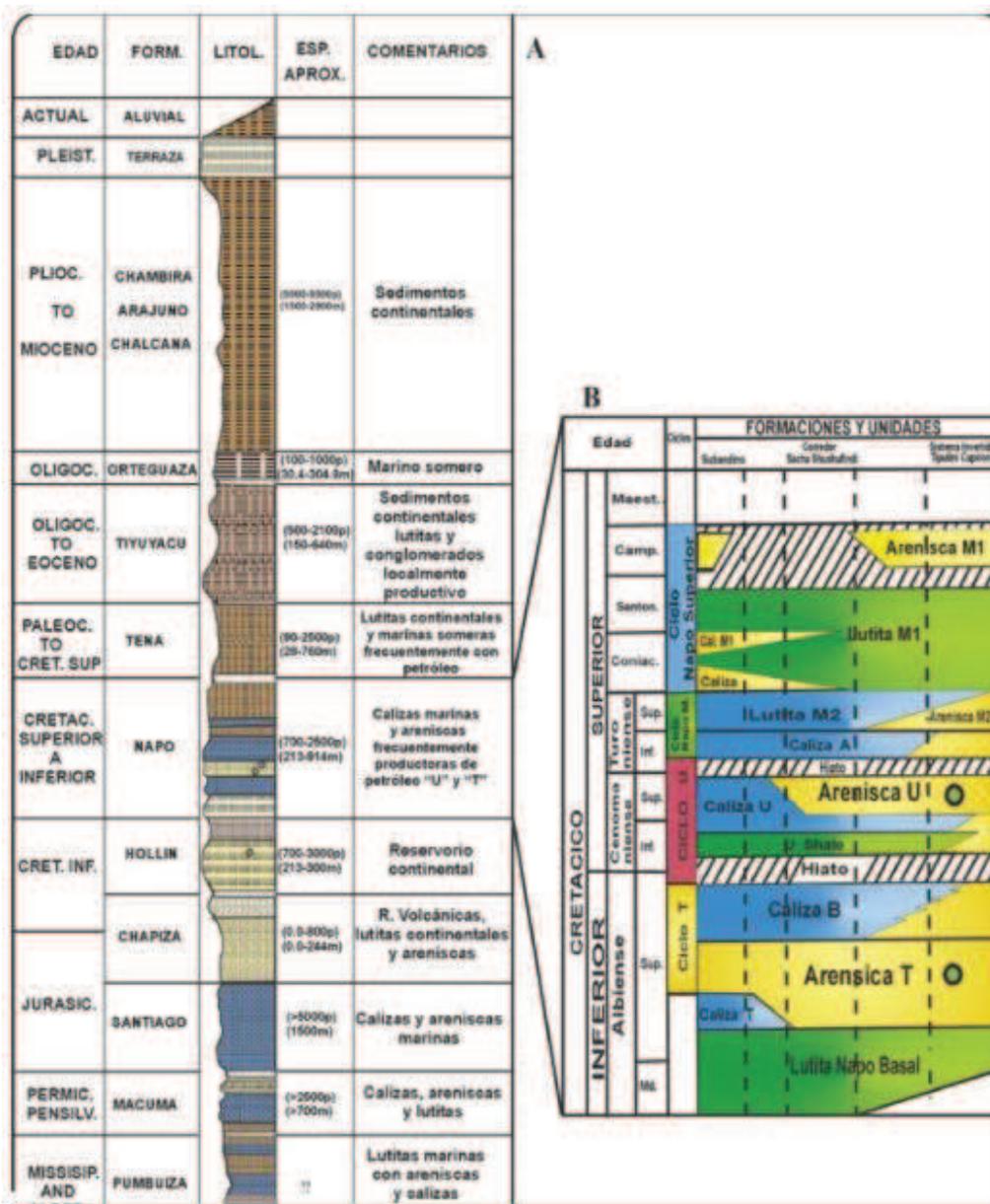
ESPECIFICACIONES DE MEDICIÓN	
Datos	Medición de presión de formación, caliper
Número de Ensayos	Ilimitado
Máximo Volumen de Ensayos (cc)	40 cc
Máxima Tasa de drawdown (cc)	1 cc
Máxima presión Drawdown (kpsi/mPa)	8 / 55
Rango (kpsi)	Medidor de Cuarzo: 0 a 12,5 Medidor de Tensión: 0 a 10,0
Resolución (psi)	Medidor de Cuarzo: + / - 3.2 + 0,01 % Medidor de Tensión: +/- 15

Fuente: Weatherford – Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

2.4 LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA

Figura 2.29: Columna Estratigráfica Cuenca Oriente



Fuente: Universidad Complutense de Madrid - FCG

La litología se enfoca hacia las condiciones en las que se presentan las formaciones y que influirán en las herramientas a tratarse en este capítulo. El mayor beneficio se

obtendrá al correrlas en arenas productoras. Para formaciones que no son productoras no hace falta controlar las presiones debido a que la mayoría de estas están conformadas por rocas impermeables, además existen otros sensores que nos permiten controlar presiones en el agujero.

A continuación en la figura se detalla la columna estratigráfica a partir del cual podremos analizar la litología y las condiciones aceptables para poder correr las herramientas de acuerdo a su formación.

2.4.1 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LA CUENCA ORIENTE

Es importante tener en cuenta que la litología ya que de eso va a depender el correcto asentamiento, y funcionamiento porque ya se vio anteriormente el desconocimiento podría ser causa de pérdidas de sello, pruebas secas, etc.

Previo debemos conocer los tipos de roca más importantes que son:

Arenisca

Roca detrítica compuesta por partículas cuyo tamaño está comprendido entre 2 mm y 1/16 mm. Estas partículas son mayoritariamente minerales resistentes a la meteorización (cuarzo principalmente, micas, feldespatos y óxidos) y fragmentos de rocas. Cuando no están cementadas se denominan arenas.

Se clasifican atendiendo a la composición de sus granos (cuarzo, feldespatos y fragmentos de rocas) y al porcentaje de matriz que los engloba. Así son nombres comunes el de cuarciarenitas (areniscas de cuarzo), arcosas (areniscas de feldespatos), grauvacas (rocas con más del 15 % de matriz) y litarenitas (rocas formadas por fragmentos de rocas. Se reconocen fácilmente, porque su aspecto es el de una arena de playa cuyos granos están cementados.

Lutita

Roca compuesta por partículas de tamaño menor de 0'06 mm. Dentro de ellas se engloban las limolitas con partículas de tamaño comprendido entre 0,06 y 0,004 mm, y las arcillitas cuyo diámetro de partícula es menor de 0,004 mm.

Las arcillitas están compuestas fundamentalmente por filosilicatos (ilita, caolinita, clorita montmorillonita, sepiolita, etc.) y normalmente existen en ellas cierta cantidad de óxidos e hidróxidos de hierro, cuarzo, calcedonia, etc. Cuando no están muy compactadas se las denomina arcillas y se las reconoce fácilmente por su tacto suave, untuosidad y plasticidad al estar húmedas. Su color puede ser muy variable, pero en la región predominan las tonalidades rojas o pardas por la presencia de óxidos de hierro. (Jenny Estupiñan, 2005).

Las limolitas poseen una composición semejante a las arcillitas, pero en ellas predominan los filosilicatos del grupo de las micas (ilita) y las partículas de cuarzo, calcedonia, y calcita. (Jenny Estupiñan, 2005)

Caliza

Roca sedimentaria compuesta en más de un 90% por carbonato cálcico.

Este tipo de rocas puede presentar un aspecto muy variable, pero todas ellas se caracterizan por ser rocas de aspecto pétreo (duro), efervescer fuertemente con ácido clorhídrico en frío al 10 % y presentar fracturas más o menos concoides. Así mismo es común que tengan fósiles, aunque éstos no sean visibles a simple vista (microfósiles).

2.4.1.1 Formación Tena

2.4.1.1.1 Arenisca Basal Tena

Está formada de areniscas mal seleccionadas depositadas durante una regresión marina. Calizas arenosas aparecen en menor cantidad.

2.4.1.2 Formación Napo

2.4.1.2.1 Napo Superior

Arenisca M-1

Es una secuencia de argilitas negras duras, lutitas verdosas y grises, con intercalaciones de calizas y areniscas.

Caliza M-1

Es una secuencia de margas y calizas delgadas en la base, sobreyacidas por un potente estrato de calizas masivas.

Lutita M-1

Secuencia formada por lutitas grises oscuras fósiles, calcáreas, intercaladas con limolitas verdosas con cuarzo y glauconita, (Berrones, 1994).

Caliza B

Consiste en una alternancia de lutitas negras, calizas margosas de medio anóxico con nódulos de pirita y caliza.

2.4.1.2.2 Napo Medio

Arenisca M-2, Caliza M-2

Es una secuencia formada por una intercalación de areniscas finas con cuarzo y glauconita gris, y lutitas marrón, sobre la que se depositan calizas arenosas glauconíticas grises y blancas, intercaladas hacia la base con lutitas negras (Berrones, 1994).

Lutita U

Es una secuencia de lutitas masivas negras.

Areniscas U

Es una secuencia de areniscas glauconíticas de grano medio con una escasa matriz arcillosa.

2.4.1.2.3 Napo Inferior

Caliza T

Son calizas fosilíferas intercaladas con niveles margosos glauconíticos y con una capa de lutitas negras de ambiente anóxico en su base.

Arenisca T

Son areniscas cuarzosas, grano medio - fino ocasionalmente con cemento calcáreo, a menudo glauconíticas.

Caliza C

Es un nivel delgado de calizas gruesas que contiene niveles de lutitas a la base.

2.4.1.3 Formación Hollín

Son areniscas glauconíticas, intercaladas con lutitas y calizas. La Fm Hollín, comprende una secuencia de cuarzoarenitas, de grano grueso y muy porosas, superpuestas a varias rocas preaptienses a través de la región oriental del Ecuador. La Formación tiene un espesor de 80 a 240 m e incluye lutitas fracturadas. (Jenny Estupiñan, 2005).

2.4.2 IMPLICACIONES DE LA LITOLOGÍA

La formación Tena con su arenisca más conocida (Tena Basal) es una arena mal seleccionada de tal forma que es mal consolidada, tiene pequeñas intercalaciones de caliza con lutita. La formación Napo está compuesta por varias arenas productoras pero hay que tener en cuenta que están a su vez rodeadas por intercalaciones de lutitas y varias calizas y la formación Hollín posee un acuífero natural y dos arenas productoras hollín superior e inferior.

En general para las tres formaciones, se debe tener especial cuidado al escoger un punto de asentamiento. Antes de correr la herramienta se debe tener en cuenta dos aspectos que son la formación y a partir de esta la litología de la misma.

Escoger un punto donde se pueda asegurar la existencia de una arena productora.

Las lutitas debido a que son mal consolidadas, al asentar las herramientas sobre una de estas lo peor que puede pasar es que se pierda sello, lo que haría abortar.

Las calizas tienden a ser un material más compactado de tal forma de tal forma que al asentar la herramienta sobre este tipo de roca no habría problema con el sello pero va a generar pruebas secas al no permitir succión hacia las herramientas.

La arenisca puede estar intercalada con lutitas o calizas, pero esta es la mejor opción al momento de asentar la herramienta.

La porosidad y compactación de la formación afectarán o beneficiarán al sello de la herramienta. Una formación bien consolidada permitirá un buen sello generando un buen reporte, lo que no sucederá al tener una formación mal consolidada donde lo más frecuente es que se pierda el sello o no se establezca la prueba.

La permeabilidad también es fundamental para la corrida de estas herramientas, mediante la siguiente tabla se detalla los rangos de permeabilidad y la respuesta de las herramientas al momento de asentar la herramienta las cuales se debería tomar en cuenta. Para esto también se debería tener un estimado de algún pozo vecino.

Tabla 2.4: Permeabilidad y Respuesta de las herramientas

Rangos de Permeabilidad	Respuesta de la herramienta
Permeabilidad Alta	Tiempo de absorción rápido
$K > 50 \text{ mD}$	
Permeabilidad Media	Tiempo de absorción normal
$50 < k < 5 \text{ mD}$	
Flujo no Viscoso	Tiempo de absorción lento, posible prueba seca
$K < 0.1 \text{ mD}$	

Fuente: Weatherford – Geosciences Services
Elaborado por: Paul Chamba

2.4.3 RESULTADOS DE LAS IMPLICACIONES DE LA LITOLOGÍA

2.4.3.1 Campo X

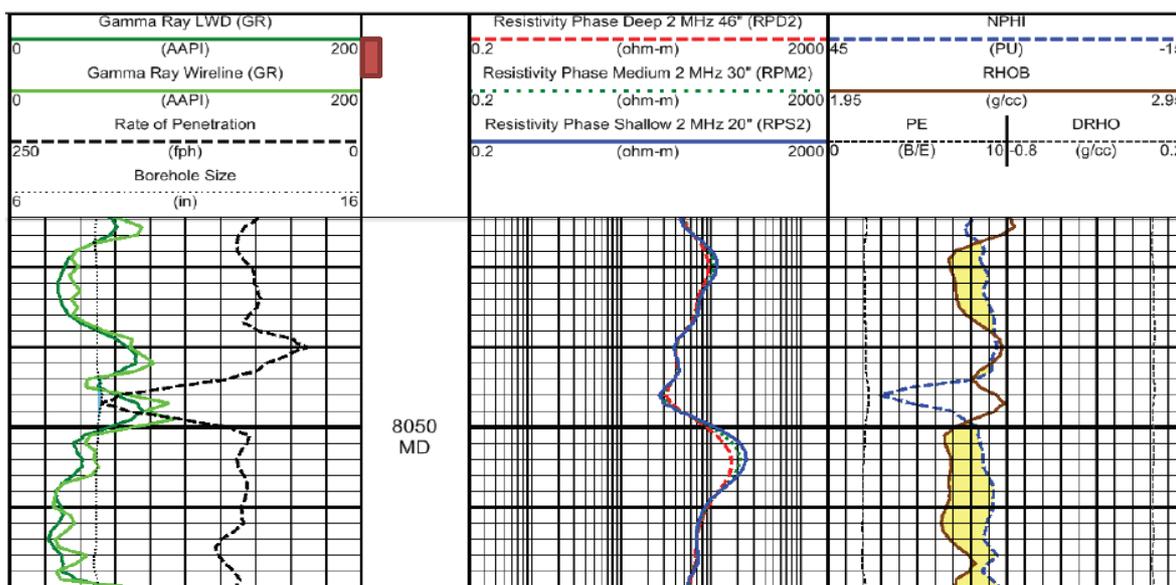
En este campo se analizará tres casos correspondientes a la corrida de la PWFT en donde se indica todos los casos presentados durante la corrida de la herramienta. Cabe mencionar que la herramienta se corrió sacando la herramienta es decir de abajo hacia arriba.

2.4.3.1.1 Primer caso

Es la tercera estación de la herramienta a una profundidad de 8050.02 ft en MD correspondiente a la arena T principal, que de acuerdo a la columna estratigráfica está formada por calizas y areniscas.

En la figura 2.30 se puede visualizar el registro eléctrico correspondiente a este reservorio donde se ve que a la profundidad de la estación donde se encuentra el punto rojo empieza a declinar la curva del Gamma Ray presentando un valor de 50 API, el valor de la resistividad aumenta en este punto hasta 200 Ωm y las curvas de porosidad se cruzan, lo que es un indicio claro de estar en la presencia de la Arena T.

Figura 2.30: Registro Eléctrico Pozo X



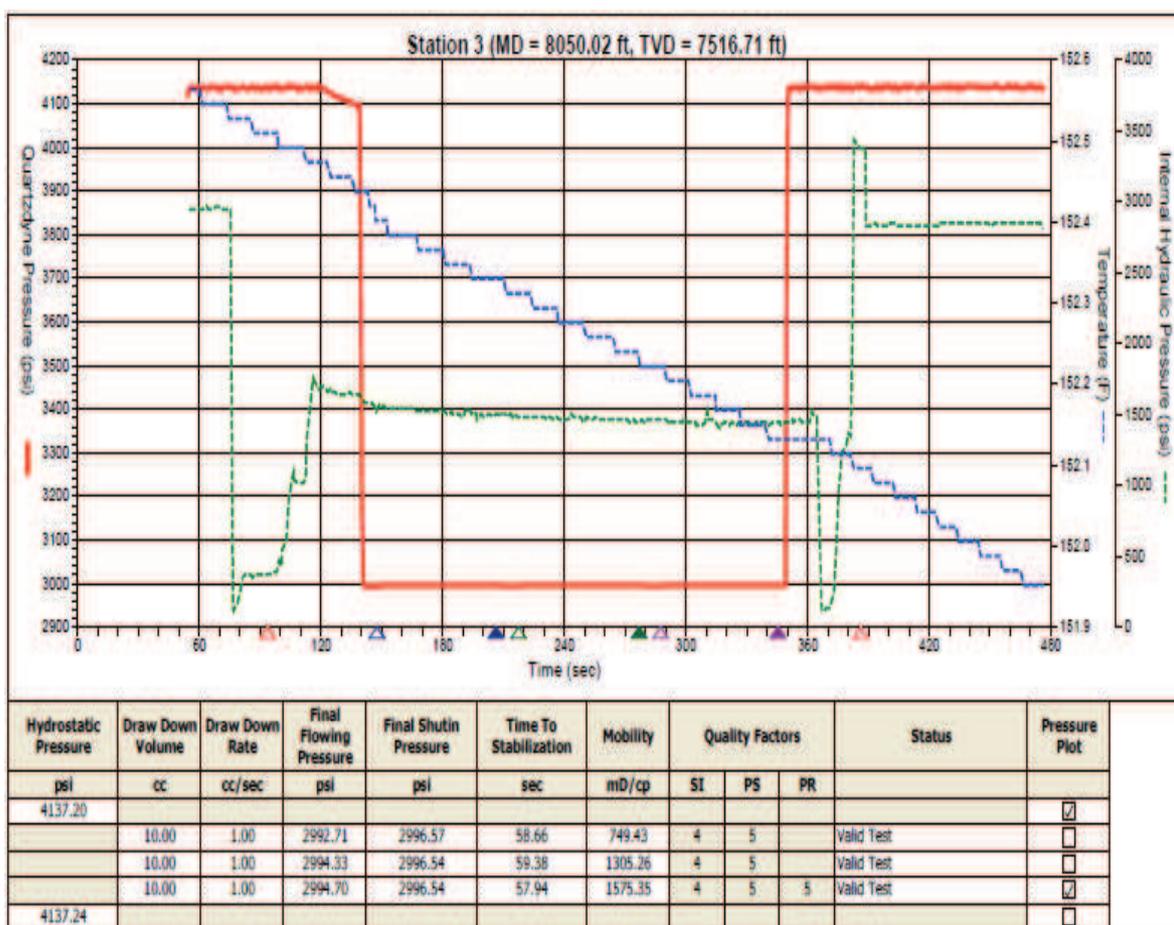
Fuente: Weatherford – Drilling Services

En la Figura 2.31 se observa el resultado de correr la herramienta, en este caso se observa la recuperación casi inmediata de la presión de build up después de alcanzar la presión de drawdown.

Además podemos ver en tiempo real la movilidad, y para el tercer ensayo la movilidad presenta un valor de 1575 mD/cP, un valor alto el cual es el resultado de estar ante un reservorio con alta permeabilidad.

Por ende en dicha figura podemos concluir que de acuerdo al registro tomado a esa profundidad concuerda con lo que se esperaba encontrar, que era la arenisca T principal.

Figura 2.31: Tercera Parada PWFT



Fuente: Weatherford – Drilling Services

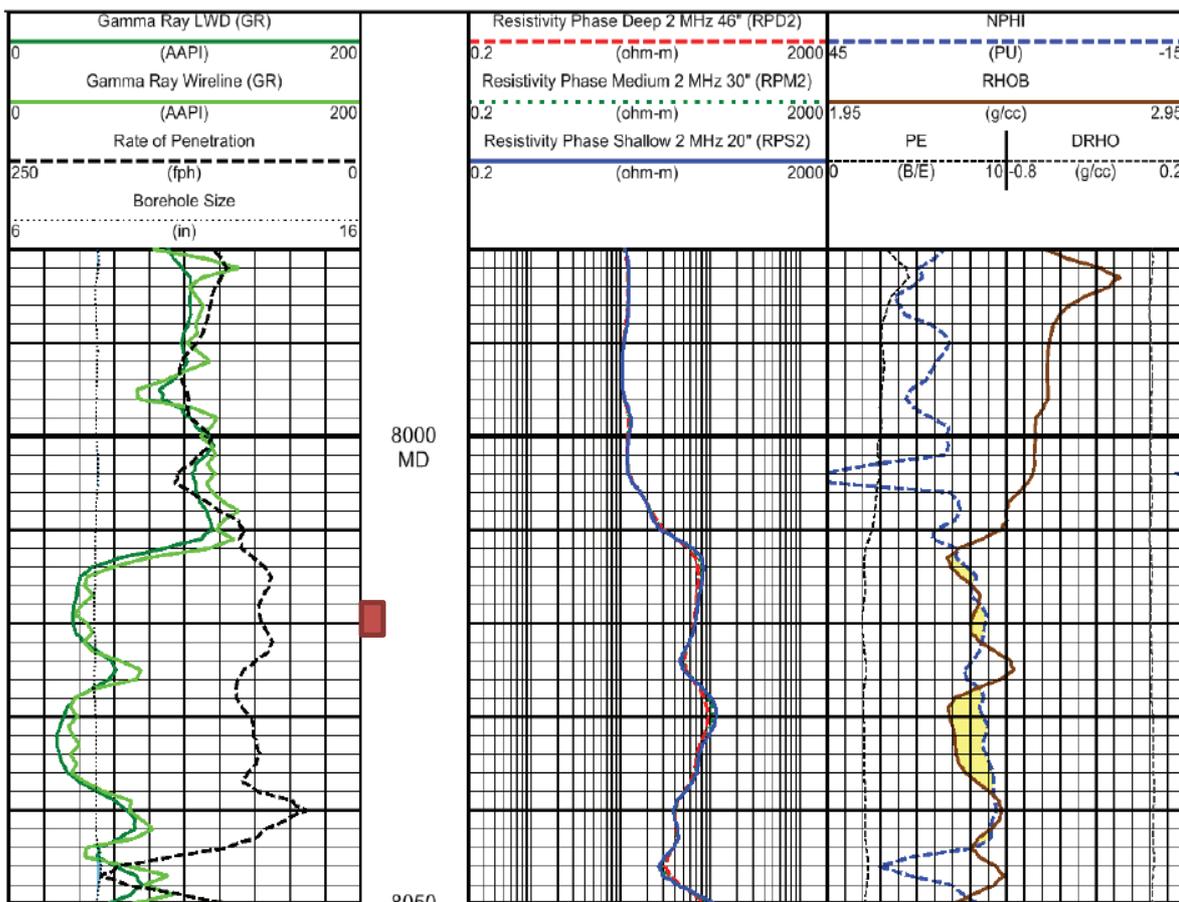
2.4.3.1.1 Segundo caso

En el segundo caso se analiza la cuarta parada la cual fue planeada a una profundidad de 8020.21 ft en MD correspondiente a la arena T superior y formada por intercalaciones de calizas y areniscas.

De acuerdo al registro eléctrico en la Figura 2.32 la curva de gamma ray tiene un valor bajo y constante de 40 API, la curva de resistividad tiene un valor tope de 160 Ω m, la cual es menor que el anterior caso y se visualiza también un cruce en las curvas de porosidad.

De acuerdo a lo anterior nos encontramos ante una zona permeable y porosa confirmando que nos encontramos ante el reservorio T superior.

Figura 2.32: Registro Eléctrico Campo X (7900 - 8050ft)

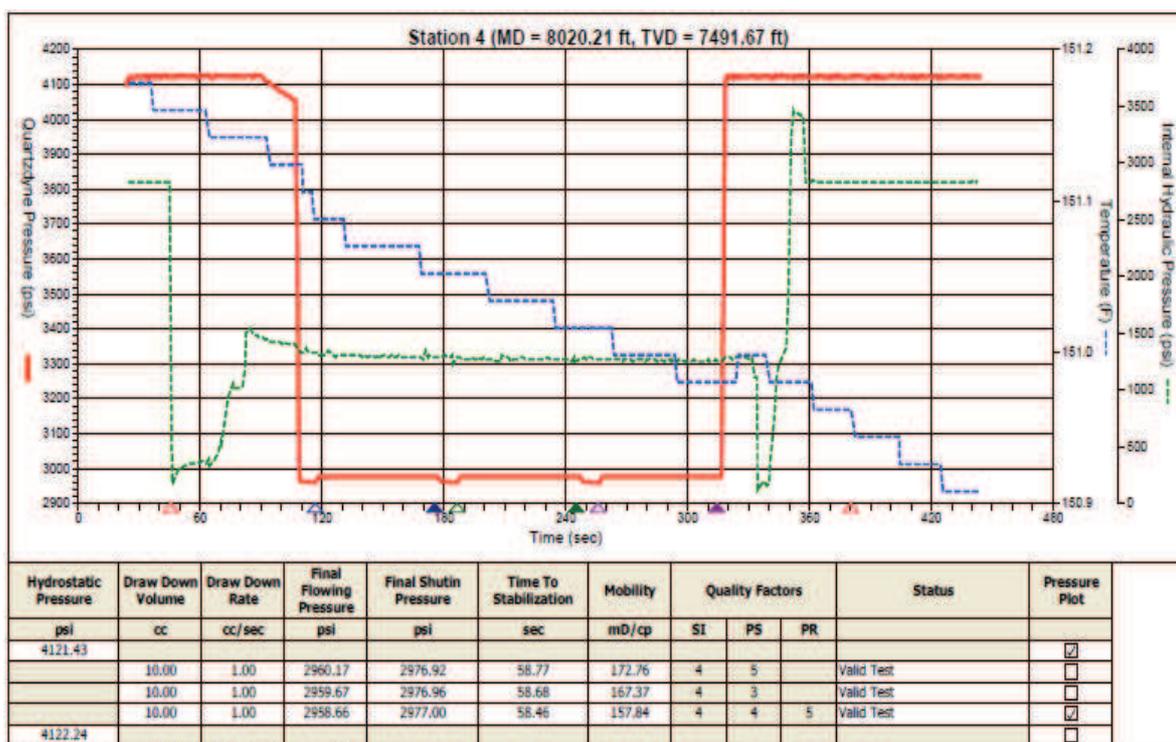


Fuente: Weatherford – Drilling Services

En la Figura 2.33 se ve el resultado de la cuarta parada en donde se observa un decaimiento de presión mayor que el anterior caso, pero no se acerca a cero por lo que está dentro de las condiciones normales.

El valor de movilidad en el tercer ensayo es de 157 mD/cP, cuyo valor respecto al anterior nos refleja que se realizó la prueba frente a un reservorio con baja permeabilidad.

Figura 2.33: Cuarta Parada PWFT



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.4.3.1.1 Tercer caso

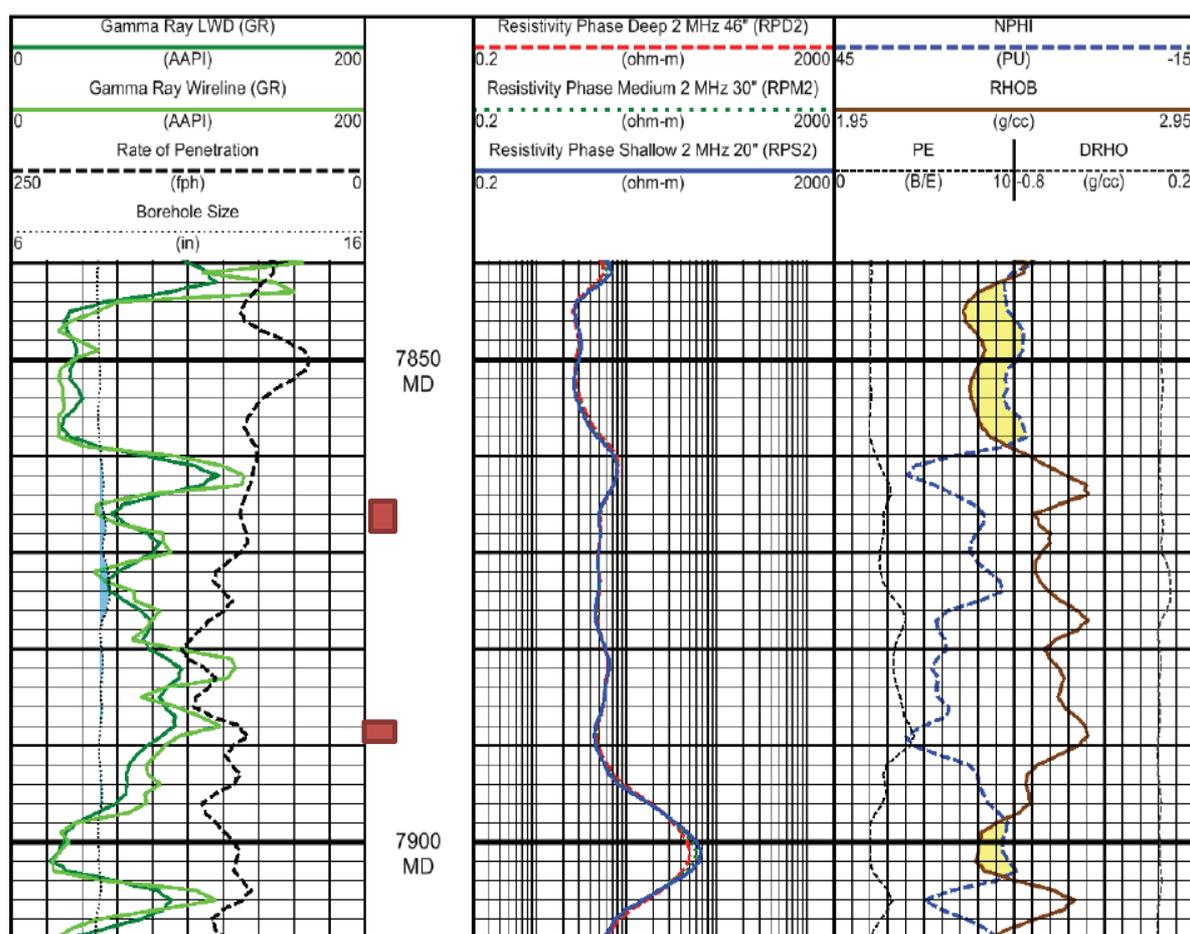
Para el tercer caso se analizará la octava parada a una profundidad de 7887 ft en MD correspondiente a la arena U inferior.

De acuerdo al registro eléctrico en la figura 2.34 se encuentra en una zona donde la curva de Gamma Ray tiene un valor medio e igual a 90 API y además no se mantiene estable. La resistividad se encuentra en un rango de 80 Ω m lo que es una

resistividad baja en relación a las anteriores y además los valores de la curvas de porosidad no se cruzan.

A partir del análisis anterior probablemente sea una zona impermeable con presencia de lutitas.

Figura 2.34: Registro Eléctrico Campo X



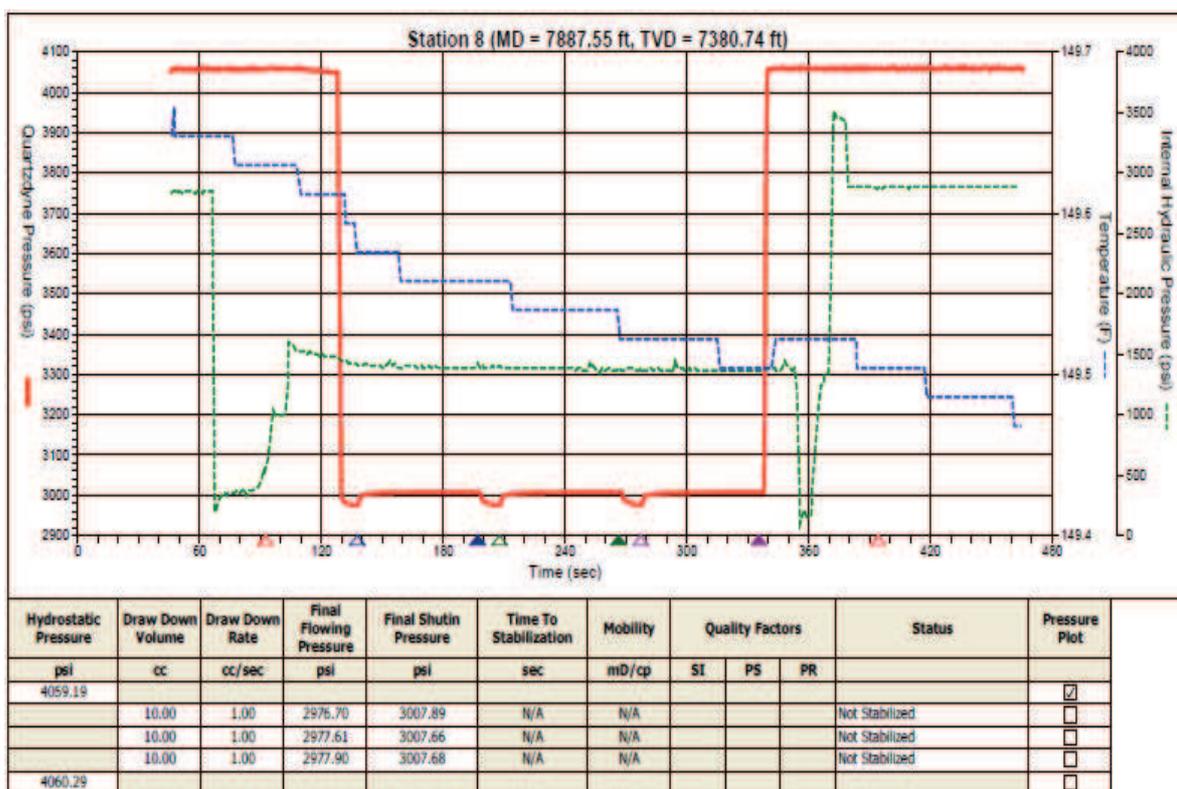
Fuente: Weatherford – Drilling Services

Ya en la corrida de la herramienta presente en la Figura 2.35, lo primero que se puede observar es que el tiempo no se estabilizo, razón por la cual en dicho recuadro aparecen las letras N/A. Esto se puede ser causado por lo analizado anteriormente

donde se mencionó que el asentamiento estaba planeado frente a una formación impermeable.

De igual forma los valores de movilidad tampoco están disponibles, por lo que al final de la prueba se puede confirmar que probablemente en este punto de asentamiento se encuentre alguna lutita.

Figura 2.35: Parada 8 PWFT



Fuente: Weatherford – Drilling Services

2.4.3.2 Campo Y

Para este pozo se analizara la corrida de la herramienta MFT, de igual forma se tomará tres casos reales los cuales son los que se repiten constantemente a lo largo de la corrida de la herramienta. El procedimiento que se realizó en este pozo fue

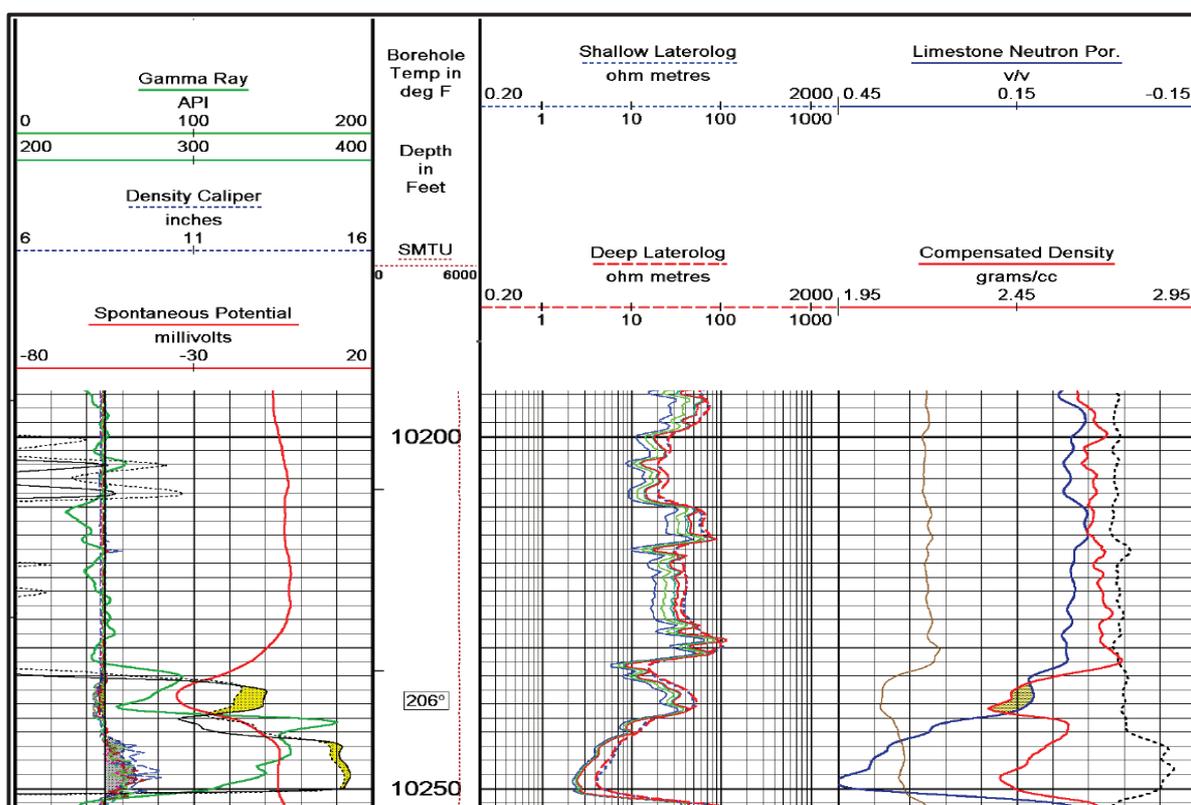
tomar cada punto de presión bajando la herramienta de menor profundidad a mayor profundidad.

2.4.3.2.1 Primer caso

Para el primer caso de la herramienta MFT se tomará la tercera parada la cual fue tomada a una profundidad de 10237 ft MD correspondiente a la arena U superior donde se estima la presencia de areniscas con intercalaciones de calizas y lutitas.

En la figura 2.36 donde se puede ver el recuadro rojo es la profundidad a la que se acento la herramienta. El comportamiento de la curva de Gamma Ray en dicho punto tien un valor de 60 API lo que es un valor medio, el valor de la resitividad alcanza los 60 Ω m siendo un valor bajo y las curvas de porosidad se cruzan en una longitud no muy grande. De acuerdo al registro estaríamos frente a una formación no muy porosa.

Figura 2.36: Registro Eléctrico Pozo Y

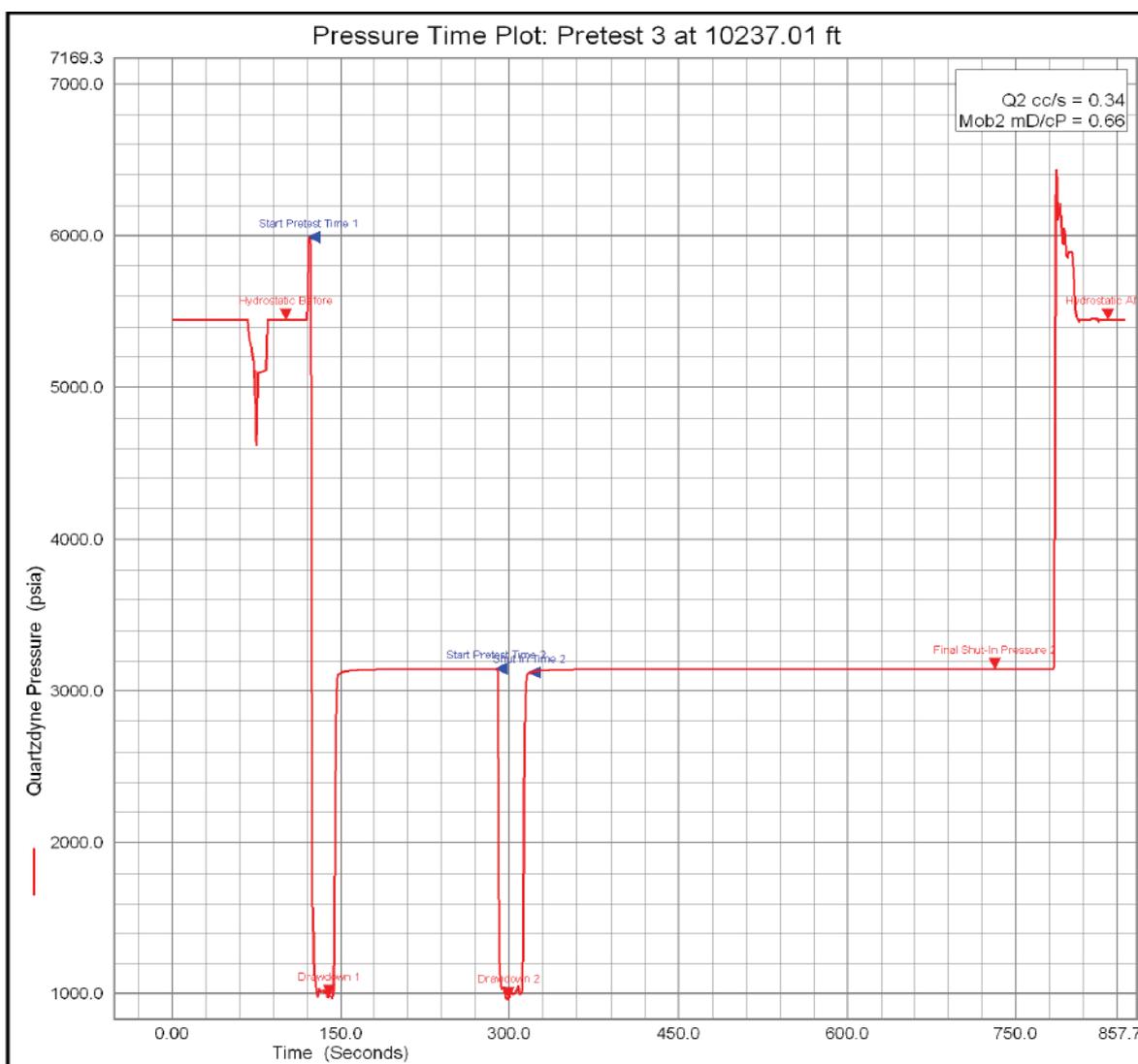


Fuente: Weatherford – Wireline Services

En la figura 2.37 se observa el resultado de la tercera parada a la profundidad indicada previamente. Se puede observar que la presión de drawdown baja hasta los 1000 psi para empezar a recuperarse.

El valor de movilidad que se obtiene en esta parada es de 0.66 mD/cP lo que es un valor bajo, razón por la cual la permeabilidad en la formación también va a ser baja. Nos encontramos en la arena U superior pero posiblemente frente a una presencia de lutita.

Figura 2.37: Parada 3 MFT



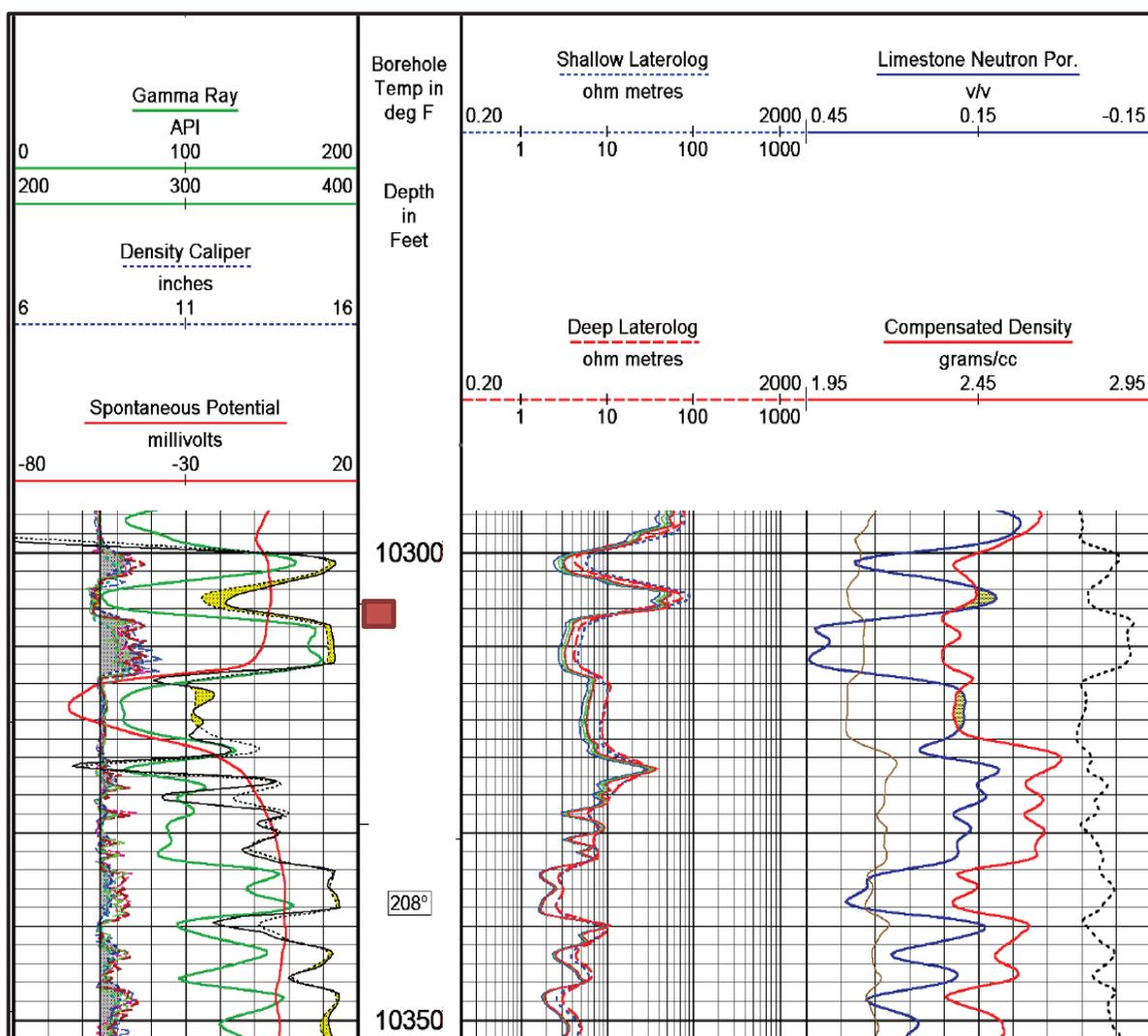
Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.4.3.2.2 Segundo Caso

En este caso se tomará la séptima parada la cual fue realizada a una profundidad de 10316 ft en MD, correspondiente a la arena U inferior.

En la figura 2.38 donde se encuentra el recuadro rojo se puede observar que la curva de gamma ray se retrae alcanzando un valor de 60 API, las curvas de resistividad de igual forma son bajas cuyo valor no supera los 10 Ω m y las curvas de porosidad se entrecortan en una cantidad mínima.

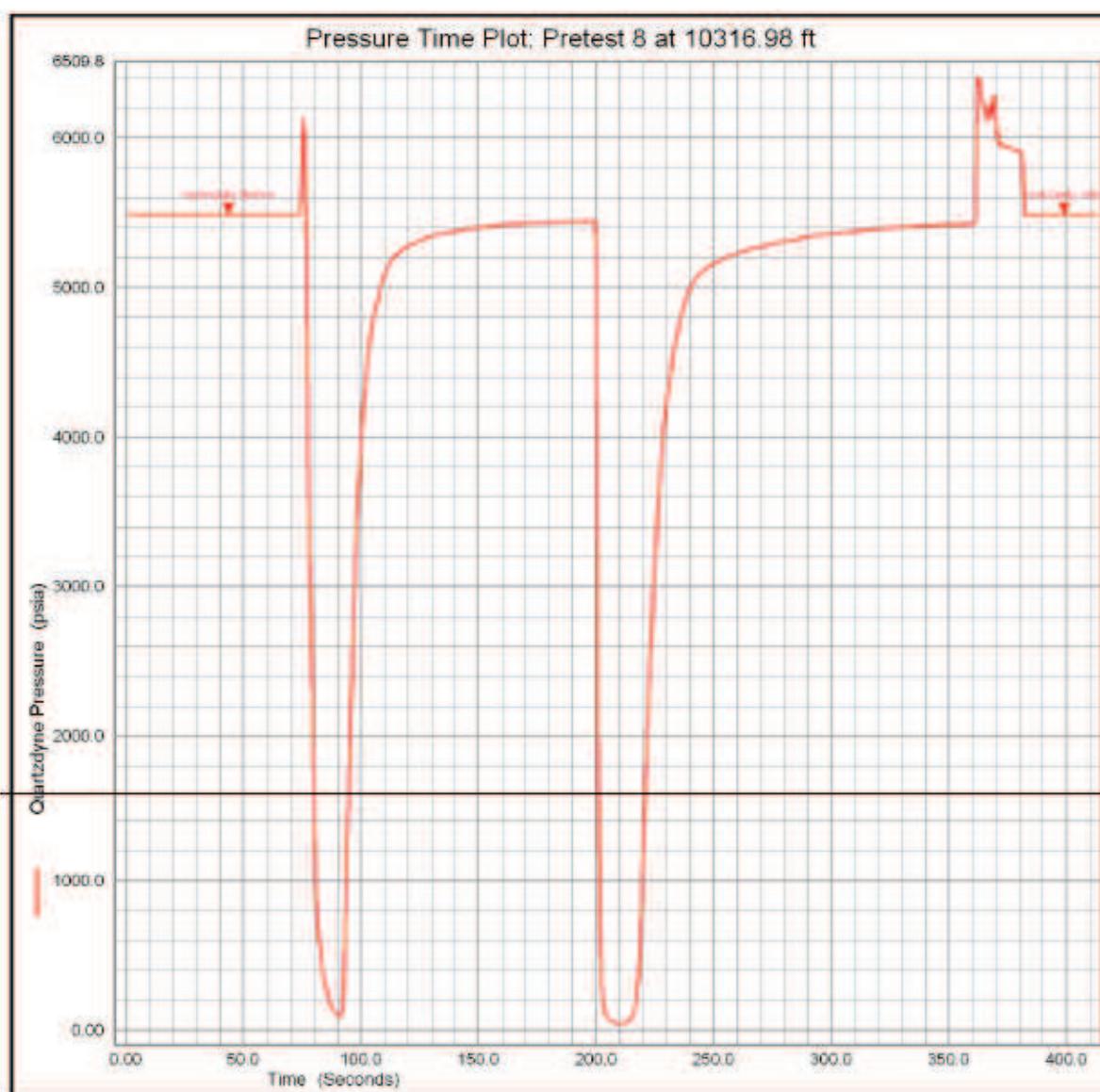
Figura 2.38: Registro Eléctrico Pozo Y



Fuente: Weatherford – Wireline Services

En la figura 2.39 se observa el resultado de la novena parada donde se puede ver claramente que la prueba no pudo estabilizarse; se puede ver que el drawdown se realiza normalmente pero al momento de recuperar la presión alcanza el valor de la presión hidrostática posiblemente por una pérdida de sello de la herramienta. En el segundo intento pasa lo mismo de tal forma que la prueba es fallida.

Figura 2.39: Parada 8 MFT



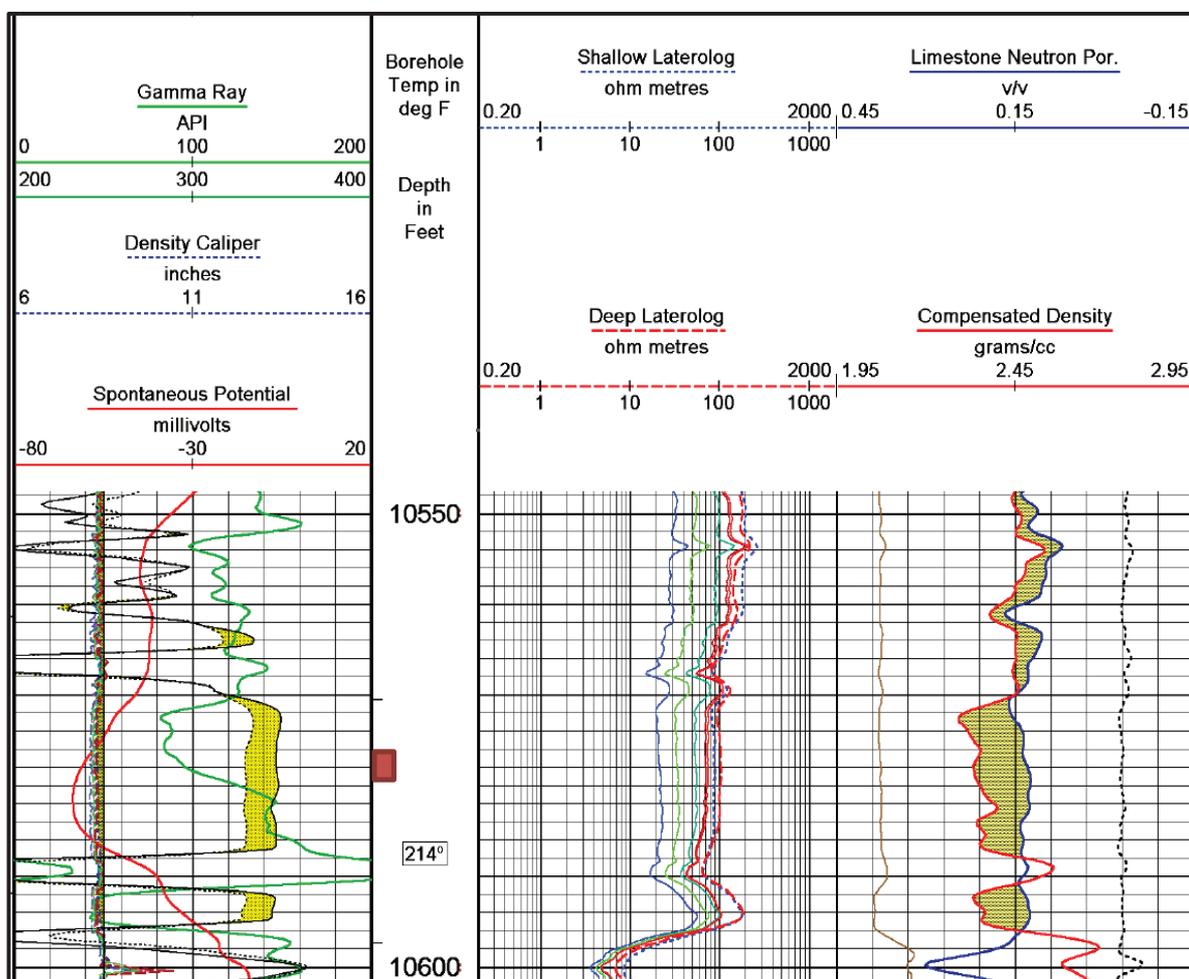
Fuente: Weatherford – Wireline Services

2.4.3.2.3 Tercer Caso

Para el tercer caso se analizará la parada número 12 la cual se ubicó a una profundidad de 10573 ft en MD perteneciente a la arena T inferior.

En el registro eléctrico de la figura 2.40 se puede observar que a la profundidad mencionada donde se encuentra el recuadro rojo la curva de gamma ray se retrae alcanzando un valor de 80 API el cual es un valor medio y se mantiene constante. Las curvas de resistividad son altas alcanzando los 100 Ω m y por último las curvas de porosidad que se cruzan confirmando la presencia de una formación porosa.

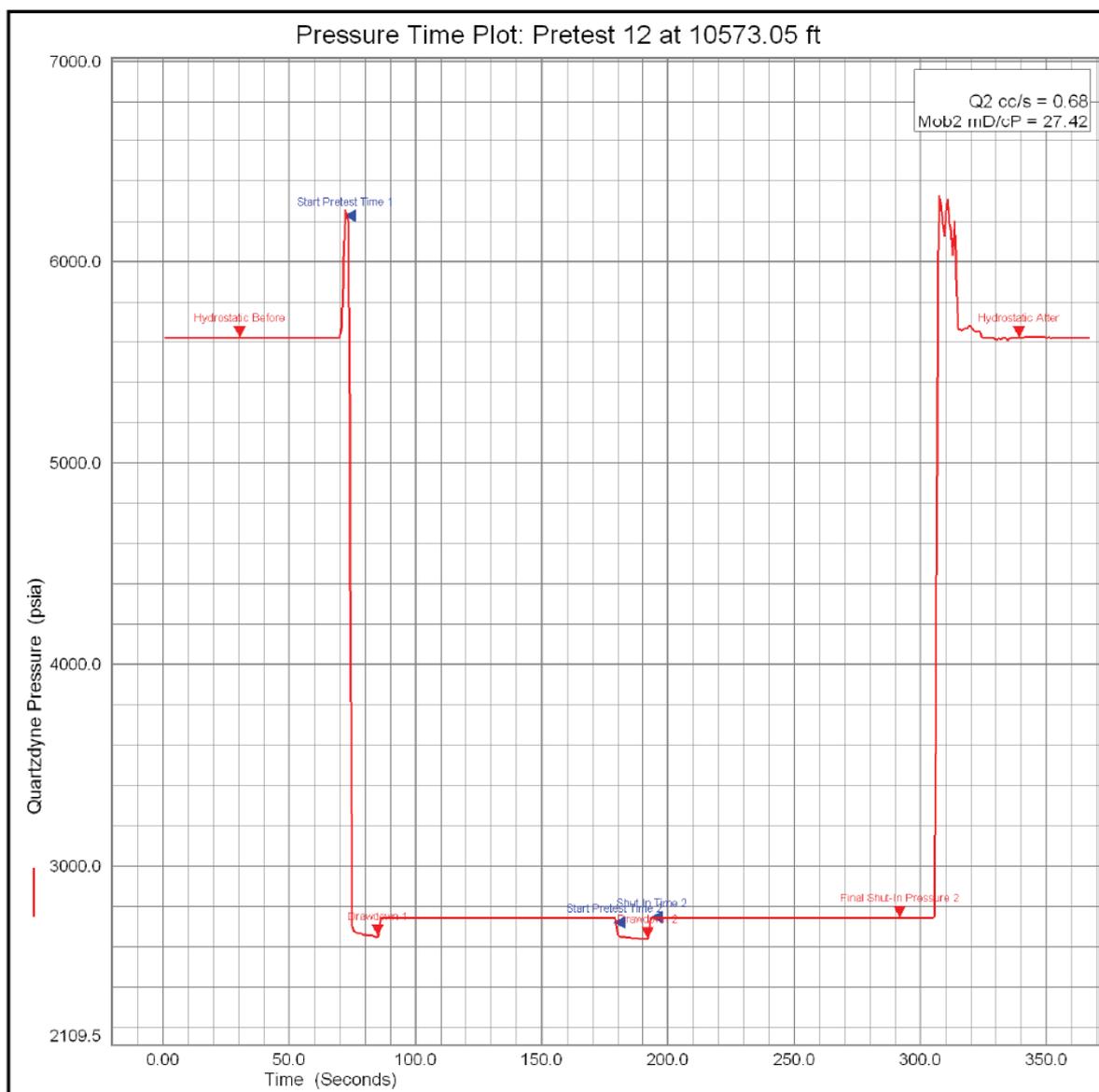
Figura 2.40: Registro Eléctrico Pozo Y



Fuente: Weatherford – Wireline Services

En la figura 2.41 se observa el resultado de la parada número 12 de la MFT donde se puede observar el decaimiento de presión hasta 2650 psi y se recupera casi instantáneamente a la presión de build up. A partir de este análisis es indicio de estar ante una formación permeable y lo confirma el valor de la movilidad que es 27.42 mD/cP.

Figura 2.41: Corrida 12 MFT



Fuente: Weatherford – Drilling Services

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DE LWD Y WIRELINE QUE SE PUEDEN CONFIGURAR EN UN BHA CON PRESSUREWAVE FORMATION TESTER Y COMPACT FORMATION TESTER RESPECTIVAMENTE.

3.1 GENERALIDADES

A continuación se detallará las herramientas de LWD que se pueden correr en conjunto con PressureWave Formation Tester, y de igual forma las principales herramientas de Wireline que pueden ser corridas junto con Compact Formation Tester.

Cada una de estas herramientas pueden ser corridas en un arreglo simple o hasta un arreglo de cuatro o más herramientas de registros según sea la necesidad de información del cliente; razón por la cual se revisará algunas configuraciones de ensamblajes de fondo.

3.2 DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DE LWD

3.2.1 HEL (Hostile Environment Logging)

HEL está diseñado específicamente para entornos hostiles de alta presión/alta temperatura durante la perforación de hoy en día. Diseñado para funcionar a temperaturas de hasta 356 ° F (180 ° C) y para soportar las presiones de fondo de

pozo de hasta 30.000 psi (207 MPa), el sistema HEL MWD cumple o supera todas las especificaciones del sistema MWD existentes.

HEL proporciona toda la transmisión de datos a través de la telemetría de pulso positivo y alberga una sonda direccional integrada que adquiere surveys a partir de 6 ejes de dirección y una medición de la intensidad de vibración ambiental.

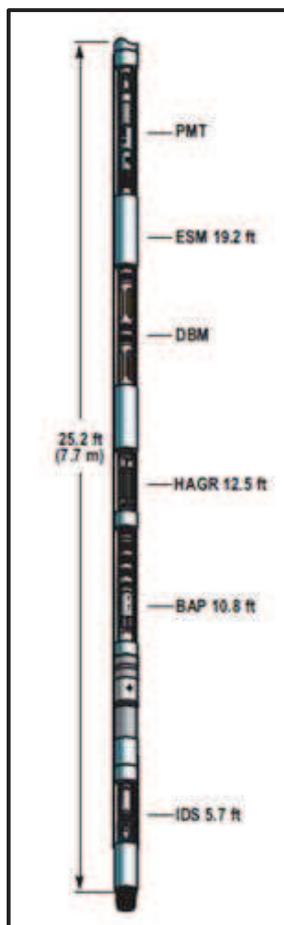
Cuando sea necesario, el collar HEL también puede estar equipado con sensor de rayos gamma y/o una medida de la presión interna y del anular en tiempo real. Cuando se corre con AZD, TNP, y MFR, se trata de un sistema LWD triple combo completo.

3.2.1.1 Ensamblaje del HEL

La herramienta HEL está compuesta de un número de sensores insertos, cada uno con una función específica (Ver Figura 3.1). El ensamblaje de los insertos permite una rápida rotación de mantenimiento, rápido diagnóstico en campo y reemplazo de un componente que haya fallado como por ejemplo mantenimiento de un pulser. Los insertos individuales son:

- PMT (Pressure Modulated Telemetry Pulser)
- ESM (Environmental Severity Measurement)
- DBM (Dual Battery Module)
- HAGR (High Temperature Azimuthal Gamma Ray)
- BAP (Bore Annulus Pressure)
- IDS (Integrated Directional Sonde)

Figura 3.1: Ensamblaje HEL



Fuente: Weatherford – Drilling Services

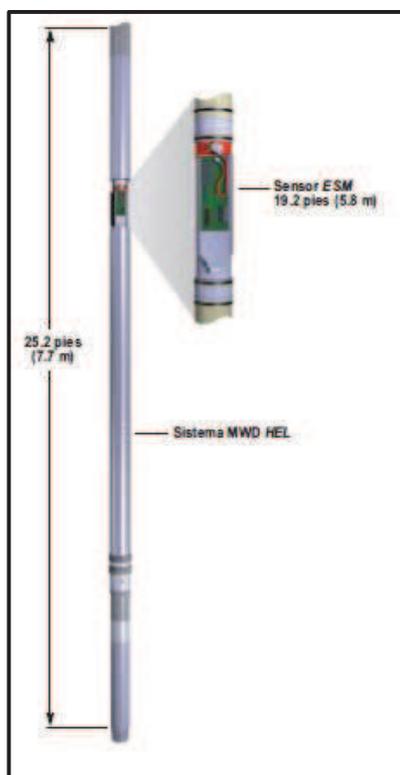
3.2.1.1.1 Pulser de Telemetría de Presión Modulada (PMT)

Usa la línea de flujo de lodo en el pozo para asistir en la generación de pulsos. Esto permite un diseño de ingeniería más simple que contribuye a incrementar la confiabilidad así como los requerimientos de energía reducidos. La PMT está ubicada en la parte superior del HEL y puede ser removido fácilmente para inspección y reemplazo del orificio.

Una manera simple de visualizar como es generado un pulso de lodo es imaginar una manguera de jardín. Si el agua está fluyendo a través de la manguera y si se pone un dedo en el final, la presión incrementará. Lo mismo ocurre en la sarta y BHA, donde la PMT es el dedo. Cuando la válvula principal está abierta (posición de pulso OFF) el sistema está operando a una presión estándar. Cuando la válvula principal se cierra dentro del orificio (posición pulso ON), una contrapresión es generada y la presión incrementa a lo largo de la sarta, hasta superficie. Desde que el pulso está en tiempo OFF es al menos unas 2.5 veces más grandes que el pulso en tiempo ON, la contrapresión aparece como un pulso de presión en superficie, casi instantáneamente (un pulso de presión viaja aproximadamente a 4100 pies por segundo en el agua).

3.2.1.1.2 Medidor de Severidad Ambiental (ESM, Environmental Severity Measurement)

Figura 3.2: ESM (Medidor de Severidad Ambiental)



Fuente: Weatherford – Drilling Services

El sensor ESM es una parte integral del sistema LWD, usa un acelerómetro lateral para monitorear los choques y vibraciones del ensamblaje de fondo mientras se perfora y mejora la realización y confiabilidad. Los datos en tiempo real de las vibraciones pueden ser regularmente transmitidas de acuerdo a un tren de datos previamente seleccionados o después de exceder los datos pre-establecidos.

Los datos en tiempo real de la ESM deberían ser regularmente transmitidos y cuidadosamente revisados para alertar a los usuarios que cambios son necesarios en las condiciones de la perforación para reducir o eliminar perjudiciales vibraciones en el fondo. A menudo variando el peso sobre la broca y/o velocidad de rotación se reduce choques y vibraciones sin sacrificar tasas de penetración.

Los datos obtenidos son almacenados en una memoria de 256 kilobytes. Esto es suficiente para almacenar aproximadamente 27960 muestras. El tiempo para que la memoria se llene depende la tasa de muestreo, (Ver Tabla 3.1).

La ESM es energizada por las mismas baterías que energizan la herramienta HEL. La ESM consume 0.0003 A (3 mA) cuando está operativa.

Tabla 3.1: Capacidades ESM

Tasa de Muestreo (seg)	Consumo de Bateria (mA/hr)	Tiempo para llenar Memoria (hours)
5	3	33.8
10	3	77.7
15	3	116.5
20	3	155.3
30	3	233

Fuente: Weatherford – Drilling Services
Elaborado por: Paul Chamba

Mediciones

La severidad de la vibración en el fondo se determina tanto por el número de choques severos así como por el valor de los picos g. El valor de pico g da una indicación de que tan severos son los choques, mientras que el contador de choques indica que tan a menudo ocurren choques con potencialidad de daño.

Valores de vibración definidos:

- Peak G: es el valor más alto de pico g observado en el periodo de muestreo.
- Promedio > pico 30 G: es el promedio de todos los valores de picos g que exceden los 30 g's sobre el periodo de muestreo.
- RMS G's: es la raíz cuadrada de la vibración observada durante el periodo de muestreo.
- Choques máximos: es el número más alto de choques por segundo vistos en el periodo de muestreo.
- Contador de choques: es el número total de choques por segundo observados en sobre el umbral del periodo de muestreo.
- Periodo de muestreo: es el tiempo del periodo de registro, programado por el usuario (varia de 4 a 180 segundos).

Tabla 3.2: Acciones a tomar con choques

Nivel de Choque	Peak G	RMS G	Contador de Choques	Acción
BAJO	0 a 30	0 a 5	0 a 3	Monitorear, intentar reducir pero necesariamente es serio
MEDIO	31 a 50	6 a 10	4 a 8	Después de 30 minutos, informar y tomar acciones para reducir a bajo.
ALTO	51 a 80	11 a 20	9 a 15	Después de 15 minutos, informar y tomar alguna acción para reducir a bajo.

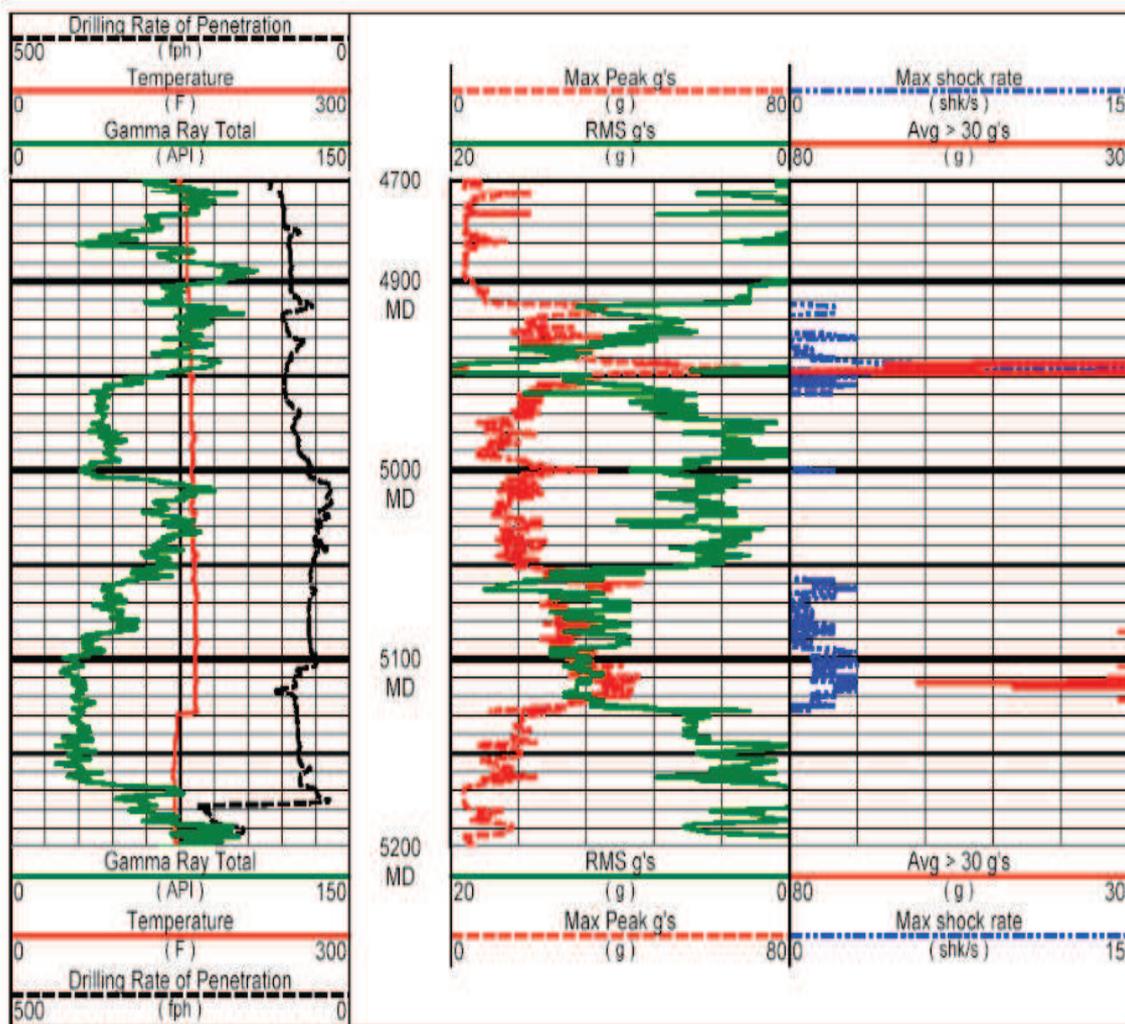
SEVERO	Sobre 80	Sobre 20	Sobre 15	Después de 5 minutos la herramienta está en peligro de falla, una acción inmediata debe ser tomada.
--------	----------	----------	----------	---

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Elaborado por: Paul Chamba

Presentación del Registro

Figura 3.3: Presentación Registro GAM ESM



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.1.1.3 Módulo de Control (CM)

Este sensor es conocido como “Bus Master”. Es el responsable de adquirir datos específicos de cada sensor y decodificar los datos para la transmisión del pulso. Cada uno de los datos en tiempo real específicos del sensor se programa en el CM. La funcionalidad del interruptor de presión (POPO¹⁹) también reside en esta placa, así como un interruptor de acelerómetro / vibración que se utiliza en tándem con el transductor de presión para determinar el estado de las bombas. La CM es sólo un sensor que tiene un reloj en tiempo real. Los CM emite un sello de tiempo universal que cada sensor utiliza para volver a sincronizar su reloj interno.

3.2.1.1.4 Modulo Dual de la Batería (DBM, Dual Battery Module)

El módulo de batería doble (DBM) está configurado únicamente para proporcionar continua redundante energía de la batería de litio para el sistema HEL. El sistema cambia regularmente entre dos baterías de duración prolongada para mantener el sistema de los requerimientos de energía bajo todas las condiciones de perforación. Software de conmutación asegura que en el caso de fallo de la celda, la energía de respaldo es fácilmente disponible.

3.2.1.1.5 Sensor Gamma Ray (GAM/HAGR)

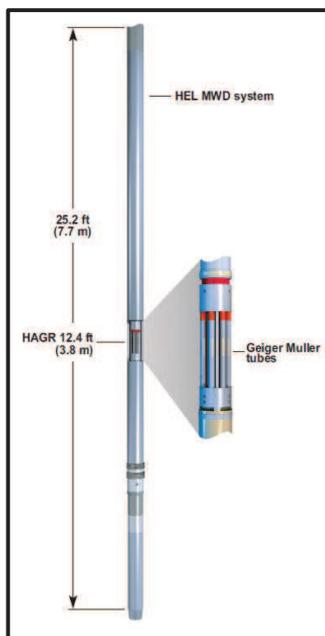
El sensor Gamma Ray utiliza tubos Geiger Muller para identificación de la formación. Este sólo puede ser incluido en la herramienta HEL cuando se configura con un pulser de collar²⁰ largo.

Este sensor es un inserto que puede ir ubicado ya sea en la herramienta HEL o como se verá más adelante en la herramienta MFR²¹, de acuerdo a las necesidades del cliente o a las herramientas que se deseen correr. O también cuando se desee tener mayor cercanía con la broca.

¹⁹ POPO: Pumps Off/Pumps On, bombas prendidas/bombas apagadas.

²⁰ Collar: es una manera de llamar a las herramientas tubulares.

²¹ MFR: Multi Frequency Resistivity, herramienta de resistividad.

Figura 3.4: HAGR

Fuente: Weatherford – Drilling Services

El inserto HAGR puede ser usado con MFR, HEL o corrido en aplicaciones bajo balance o en huecos sin retorno de lodo usando telemetría electromagnética para transmisión de datos en tiempo real. En estas configuraciones, todas las funciones de control incluyendo telemetría, son llevadas a cabo por la CM (módulo de control).

Capacidad de Almacenamiento y Requerimientos de Energía

La HAGR es energizada por la misma batería de litio de las herramientas HEL o MFR. El inserto consume 0,0015 A (15 mA) en modo de espera y 0,0032 A (32 mA) cuando está operativa.

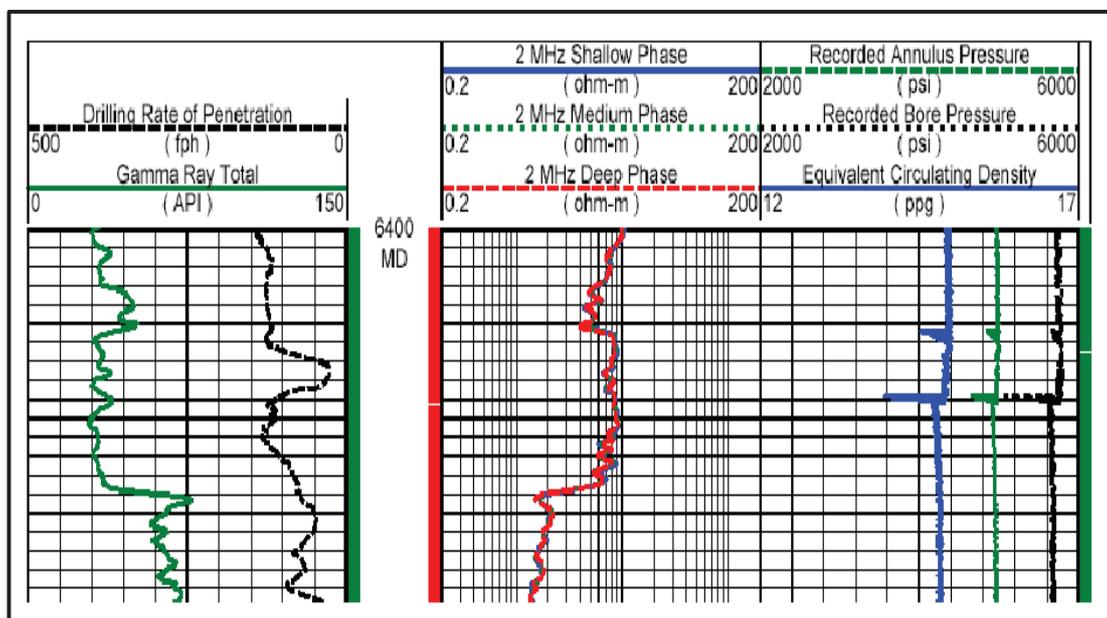
Los datos no procesados de la HAGR son codificados para tomar muestras y almacenar a una tasa de muestreo de 10 segundos. Comprende una memoria de 512 Kilobytes. Esto es suficiente para almacenar 121000 muestras. El tiempo para llenar la memoria depende de la tasa de muestreo como se muestra en la tabla.

Tabla 3.3: Capacidades HAGR

Tasa de Muestreo (sec)	Max ROP para 2 muestras por pie (ft/hr)	Consumo de Batería (mA/hrs)	Tiempo para llenar Batería (días)
5	360	32	7
10	180	32	14
15	120	32	21
20	90	32	28
20	60	32	35

Fuente: Weatherford – Drilling Services
Elaborado por: Paul Chamba

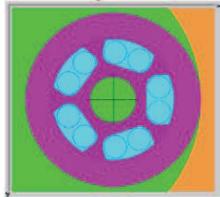
Presentación del Registro

Figura 3.5: Presentación Registro GAM BAP

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Especificaciones

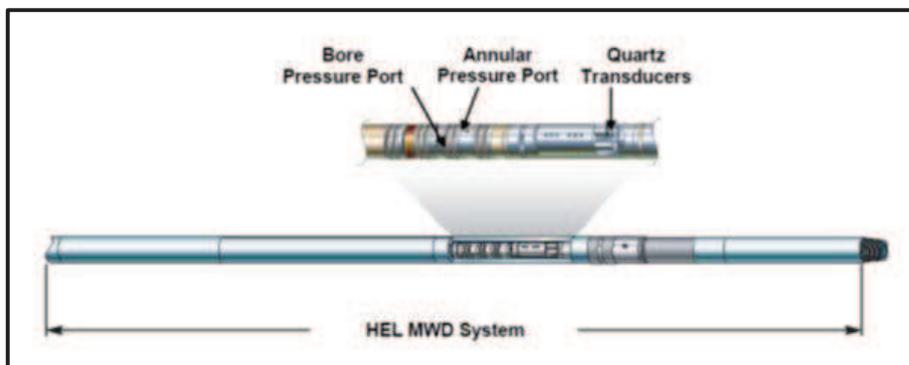
Tabla 3.4: Especificaciones HAGR

	Todas las medidas de Herramientas
Tipo de Sensor	10 - 18 Tubos Geiger Mueller 
Tipo de Medida	HAGR
Adquisición de Datos	Registro en Tiempo Real
Rango de Medición (API)	0 a 250
Repetitividad Estática	+/- 5 API a 100 ft/hr
Resolución de Medición (API)	+/- 2
Profundidad de Investigación (pulg)	12 a 18
Resolución Vertical (pulg)	18

Fuente: Weatherford – Drilling Services
Elaborado por: Paul Chamba

3.2.1.1.6 Sensor de presión anular/Hueco (BAP, Bore Annulus Pressure)

Figura 3.6: BAP



Fuente: Weatherford – Drilling Services

El sensor BAP (bore/annular pressure) es parte integral del sistema MWD (measurement while drilling) para sistemas hostiles MWD HEL (hostile environment logging), utiliza transductores de cuarzo de alta exactitud para monitoreo de condiciones de pozos para detección/prevención inicial de situaciones problemáticas durante la perforación.

Este sensor usa dos transductores de presión de cuarzo, los cuales proveen una medición muy precisa (dentro de +/- 1.0 psi). Los datos obtenidos son almacenados en una memoria de 16 Megabytes. Usando una tasa de grabación de 5 segundos, la memoria tardará 229 días en llenarse.

Capacidad de Almacenamiento y Requerimientos de Energía

La BAP es energizada por las mismas baterías que energizan a la herramienta HEL. Esta consume 0.0015 A/h (15 mA/hrs) en modo de espera y 0.004 A/h (40 mA/hrs) cuando está operando.

Tabla 3.5: Capacidades BAP

Tasa de Registro (sec)	Consumo de Batería (mA/hrs)	Tiempo para llenar Memoria (días)
1	40	46
2	40	92
5	40	229

Fuente: Weatherford – Drilling Services
Elaborado por: Paul Chamba

Beneficios

Este sensor es usado para monitorear los cambios en el Peso equivalente de Lodo (EMW, Equivalent Mud Weight). Y esto a su vez es importante para obtener la

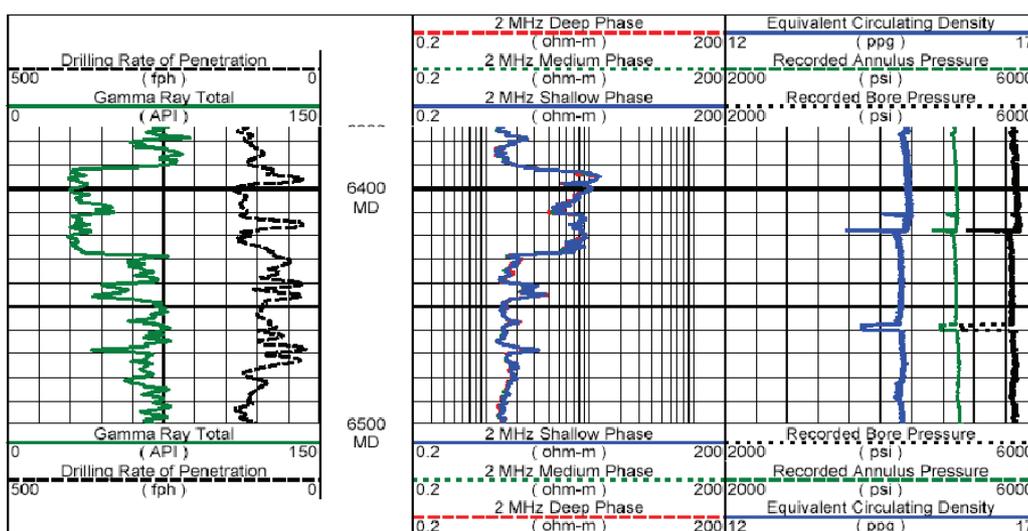
presión hidrostática, la que a su vez también depende la profundidad como se explicó en el primer capítulo.

Además obtenemos la densidad equivalente de circulación (ECD, Equivalent Circulating Density) la cual es la densidad efectiva del lodo resultante de las presiones de circulación y peso del lodo, la presión anular sumada a la presión hidrostática. El valor de ECD normalmente va desde 0.2 a 1.0 ppg por encima del peso del lodo original. Puede ser hasta 3.0 ppg sobre el peso del lodo original en algunas condiciones.

Se puede realizar la prueba de pérdida de circulación (LOT, Leak Off Test) y la prueba de integridad de formación (FIT, Formation Integrity Test). Estas pruebas son diseñadas para verificar que el casing, cemento, y formación bajo el zapato del casing resistan la presión requerida para perforar la siguiente sección del pozo. Entre las aplicaciones se encuentra planeación para la siguiente sección del casing, planeación para control de pozo y prevención de pérdidas de circulación.

Presentación del Registro

Figura 3.7: Presentación Registro HEL GAM BAP



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.1.1.7 Sonda Integrada Direccional (IDS, Integrated Directional Sonde)

El módulo de orientación IDS consiste de tres magnetómetros y acelerómetros ortogonales de alta temperatura ubicados en una aleación no magnética de titanio. Tiene tres ensamblajes PCB ubicados en un cilindro de presión de 1.75" OD. (1) Controlador análogo-digital (ADC) cuya función primaria es la de convertir el voltaje de salida del módulo de orientación a una señal digital que es condicionada y enviada al tablero de control. (2) El tablero de control usa la señal digital para calcular los vectores del survey y para calcular el survey del pozo. (3) El tablero de energía transforma y condiciona el sub-bus de voltaje de salida a +/- 12 voltios y +/- 5 voltios DC para ser usado por el controlador y los tableros. El IDS está ubicado en el fondo de la herramienta HEL para minimizar la distancia del survey a la broca.

Este ensamblaje ha sido desarrollado con la finalidad de incrementar significativamente la confiabilidad.

3.2.1.2 Operación (HEL)

La herramienta HEL debe ser incluida en el BHA para adquirir datos en tiempo real a través de la telemetría de pulsos de lodo. Es la única herramienta equipada con un conductor y un Pulser de Telemetría de presión Modulada (PMT). La PMT físicamente crea una restricción de flujo dentro del HEL para generación de pulsos. El conductor contiene los interruptores de presión y vibración para determinar cuándo se transmiten los datos (reconoce las condiciones pump on²² y pump off²³), esta maneja todos los datos de los sensores a través del sistema LWD, y finalmente comunica a la PMT cuando y a que tiempo realizar el pulso para transmitir los valores de los datos a la superficie para su recolección.

3.2.1.3 Configuración de la herramienta

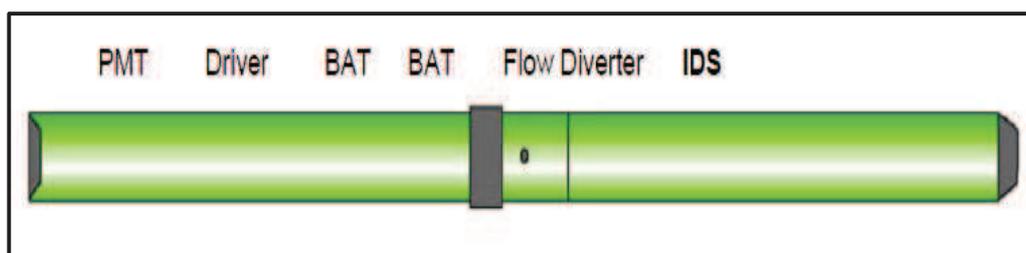
La herramienta HEL tiene cuatro configuraciones.

²² Pump on: bombas de lodo encendidas

²³ Pump off: bombas de lodo apagadas

La primera consiste de un monel de pulser corto y se usa cuando se provee solo servicios direccionales. Los insertos del ensamblaje consisten de IDS – Flow Diverter – DBM – Driver – PMT con una longitud total de 19 pies (5.8 m) (Ver Figura 3.8).

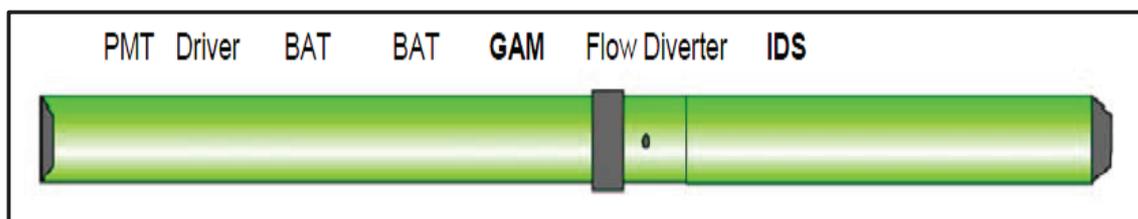
Figura 3.8: Configuración #1 HEL



Fuente: Weatherford – Drilling Services

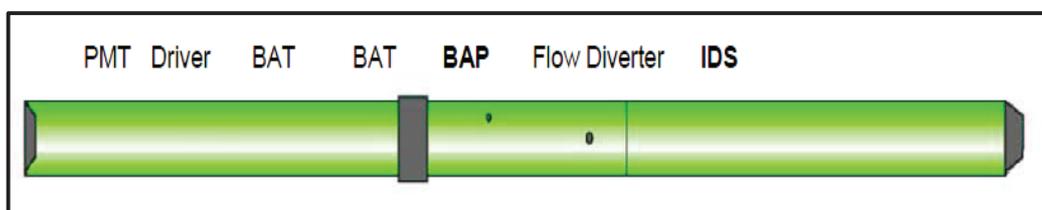
La segunda configuración consiste de monel con pulser ligeramente más largo y es usado cuando se provee servicios direccionales y registro de Gamma Ray. El ensamblaje consiste de IDS – Flow Diverter – GAM – Driver – PMT, y tiene una longitud total de 22 pies (6.7 m) (Ver Figura 3.9).

Figura 3.9: Configuración #2 HEL



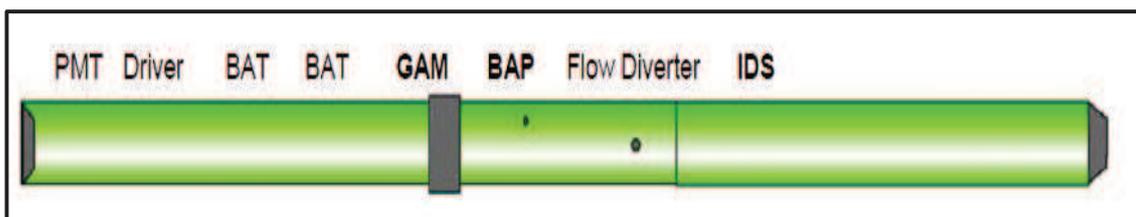
Fuente: Weatherford – Drilling Services

La tercera configuración consiste de un monel de pulser el cual es maquinado para incluir puertos anulares e internos y es usado para proveer servicios direccionales y registros de presión interna y anular. Este debe ser usado con una apropiada instalación del sensor BAP para prevenir el ensamblaje de lavados en el pozo. El ensamblaje consiste de IDS – Flow Diverter – BAP – DBM – Driver – PMT, y tiene una longitud de 22 pies (6.7 m) (Ver Figura 3.10).

Figura 3.10: Configuración #3 HEL

Fuente: Weatherford – Drilling Services

La cuarta configuración consiste de monel pulser largo el cual ha sido maquinado para incluir BAP y Gamma Ray. El inserto consiste de IDS – Flow Diverter – BAP – GAM – DBM – Driver – PMT, y tiene un total de 25 pies (7.7 m) (Ver Figura 3.11).

Figura 3.11: Configuración #4 HEL

Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.2 MFR (Multi Frequency Resistivity)

La resistividad en LWD se usa para geo navegar en el pozo. En pozos modernos la perforación es guiada a entrar hacia una formación productora y permanecer ahí, de tal forma que se pueda producir la máxima cantidad de petróleo.

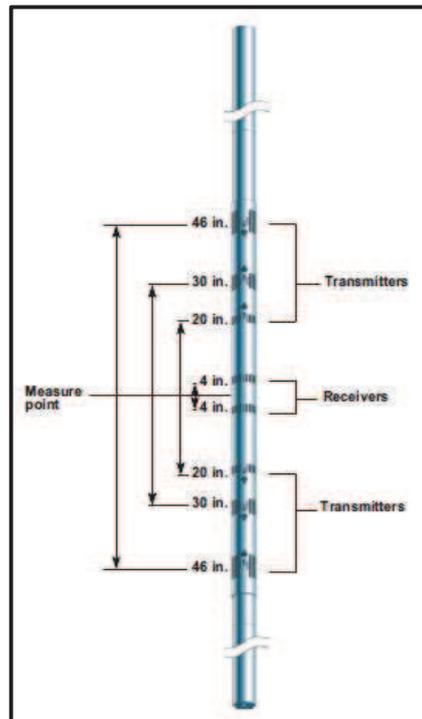
La herramienta de resistividad, debido a que puede registrar dentro de la formación se usa para detectar y aprovechar los límites geológicos y transmitir esta información al perforador direccional de tal forma que él puede tomar la acción apropiada.

3.2.2.1 Descripción

La MFR es un tipo inserto, sensor de alta frecuencia de inducción y resistividad. Se lo llama herramienta de inducción porque genera una onda electromagnética dentro de la formación la cual induce corriente a la formación (Ver Figura 3.12). Esto se ejecuta

mediante seis transmisores de radio frecuencia y un par de antenas receptoras, similar a las herramientas de inducción de wireline.

Figura 3.12: MFR



Fuente: Weatherford – Drilling Services

La MFR está diseñada para operar en pozos con presiones de hasta 30000 psi y tasas de flujo extremas sin sufrir daños en la herramienta. La MFR opera en dos frecuencias de ondas electromagnéticas de 2 MHz y 400 KHz, además tiene dos antenas receptoras y seis antenas transmisoras. Los receptores son de 4 pulgadas cada uno ubicados en el medio y los transmisores son emparejados en tres diferentes espaciamentos desde el punto medio de los receptores: dos transmisores “someros” ubicados a 20 pulgadas desde el punto medio, dos transmisores “medios” ubicados a 30 pulgadas del punto medio, y dos transmisores “profundos” ubicados a 46 pulgadas del punto medio, (Ver Figura 3.12).

El propósito de los múltiples espaciamentos transmisor-receptor es proveer medidas múltiples de la resistividad de la formación con diferentes profundidades de investigación.

3.2.2.2 Configuración de la sarta

La MFR puede ser corrida en conjunto con HEL de pulsos positivos. En estas configuraciones, se considera la MFR como un sensor adicional. Todos los controles, funciones, incluyendo la telemetría, son operados por la CM (módulo de control ubicado en HEL).

3.2.2.3 Capacidad de almacenamiento y requerimientos de energía

La MFR es energizada por dos baterías de litio. Esta consume 0.0015 A (15 mA) cuando no transmite y de 0.009 a 0.015 A (90 a 150 mA) cuando está transmitiendo. La transmisión dura aproximadamente 0.4 segundos por cada transmisor a cada frecuencia. De tal forma, el promedio de energía es dependiente del periodo de muestreo y del número de frecuencias usadas. Para la frecuencia doble, los datos completos requerirán 4.8 segundos para su transmisión. Esto hace que 5 segundos sea la mínima tasa de muestreo para esta configuración.

La MFR tiene 32 megabytes de memoria para almacenamiento de datos. Esto es suficiente para almacenar 125000 muestras. El tiempo de llenado de la memoria depende de la tasa de muestreo, (Ver Tabla 3.6).

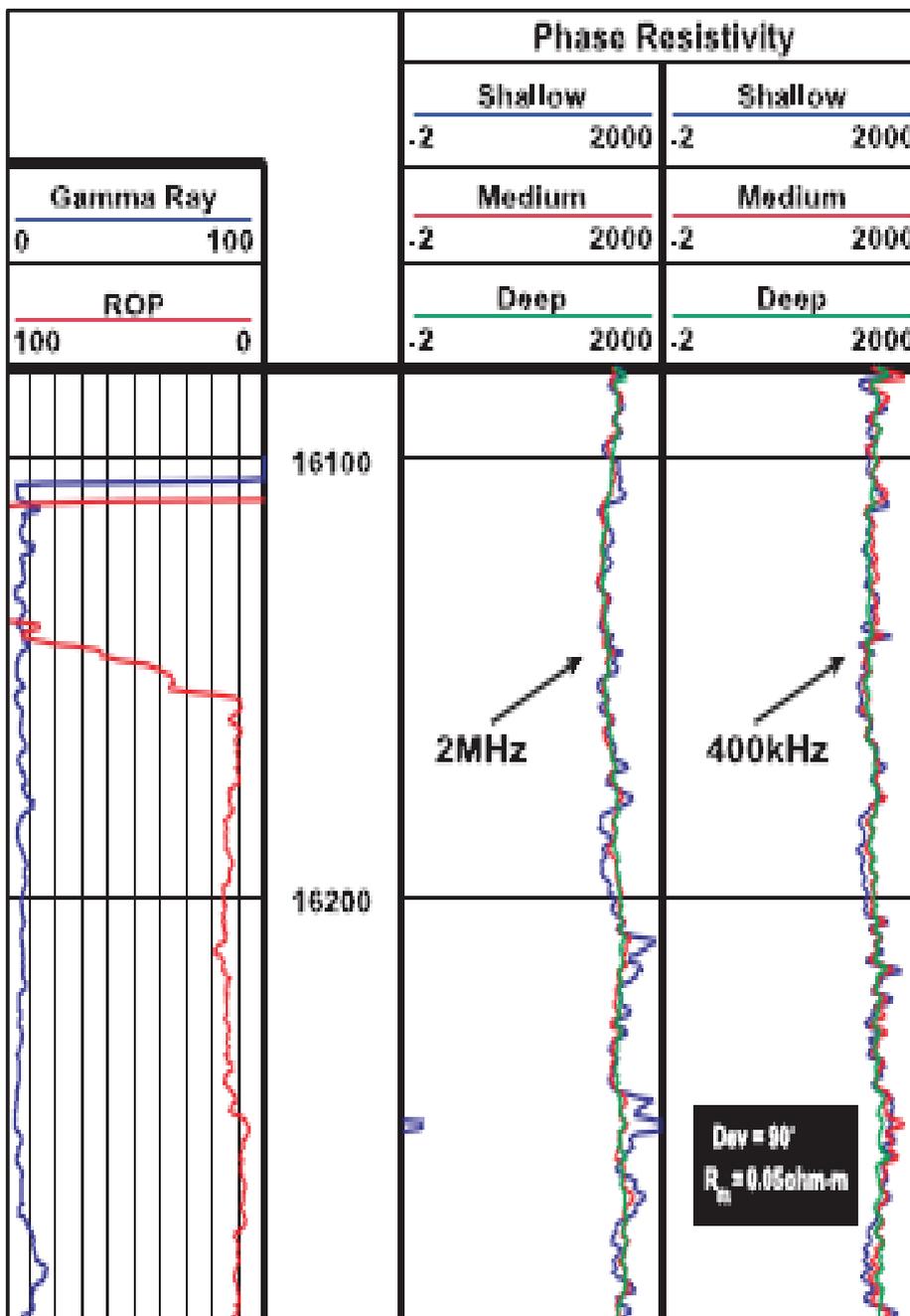
Tabla 3.6: Capacidades MFR

Tasa de Muestreo (sec)	Max ROP para 2 muestras por pie (ft/hrs)	Consumo de Batería (mA/hrs)	Tiempo para llenar Batería (días)
5	360	157.8	172
10	180	101.3	344
15	120	70.9	516
20	90	55.7	688
30	60	40.4	1032

Fuente: Weatherford – Drilling Services
Elaborado por: Paul Chamba

3.2.2.4 Presentación del Registro

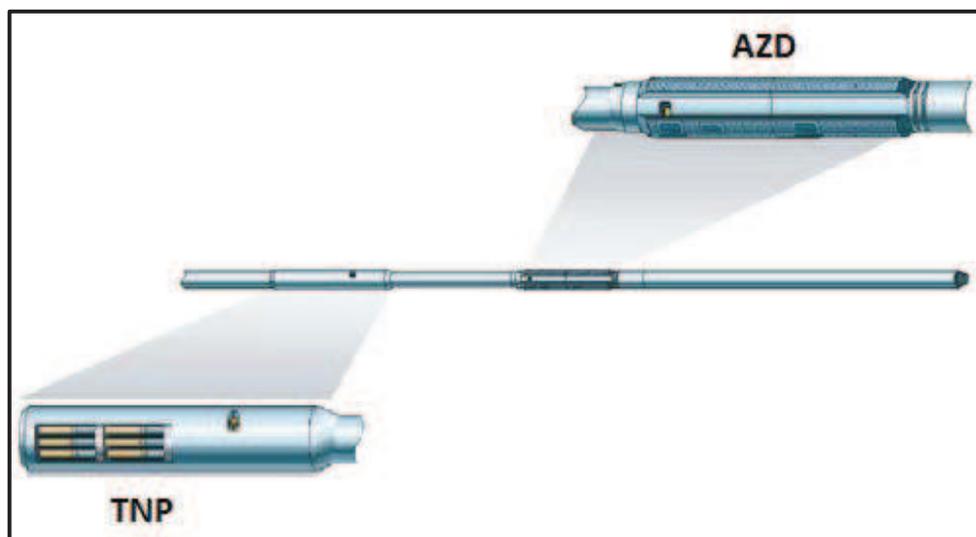
Figura 3.13: Presentación Registro MFR GAM



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.3 AZD (Azimutal Density) y TNP (Thermal Neutron Porosity)

Figura 3.14: AZD / TNP



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.3.1 AZD (Azimutal Density)

El sensor AZD provee medidas de la densidad aparente y litología (Pe), así como la medida de la densidad del caliper.

3.2.3.1.1 Descripción

La AZD consiste de una fuente de $Cs-137$ y dos detectores $Nal(Tl)$ ²⁴ ubicados a diferentes distancias de la fuente. Un escudo parcial de tungsteno está ubicado alrededor de la fuente y de los detectores para proveer una adecuada protección y colimación²⁵. Los rayos gamma emitidos por la fuente radioactiva interactúan con los átomos comprendidos en la formación y se dispersa hacia los receptores de Nal (cerca y lejos). El doble espaciamiento corrige la presencia de costra de lodo y

²⁴ Anagawna, Chiba-shi. Journal of Nuclear Science and Technology, Detection of Fast Neutrons with $Nal(Tl)$ Crystal, National Institute of Radiological Sciences . Publicado en línea: 15 Mar 2012.

²⁵ Colimación: Alineación de un sistema óptico para obtener un haz paralelo de rayos luminosos.

standoff²⁶ de la pared de la formación. La energía y la tasa de rayos gamma se cuentan en los detectores, se ordenan por su nivel de energía y se registran. Estos conteos son aplicados a la calibración del AZD para proveer medidas de densidad aparente (ρ_B), efecto fotoeléctrico (Pe, litología) y la corrección de la densidad ($\Delta\rho$).

3.2.3.1.2 Profundidad de Investigación

La profundidad de investigación está definida como la profundidad medida desde la locación del sensor a la cual el 90% de la lectura es alcanzada. La AZD tiene una profundidad de investigación relativamente somera, 5 pulgadas dentro de una formación de 2.7 gr/cc y 8 pulgadas dentro de una formación de 1.7 gr/cc. Sin embargo, la profundidad somera de investigación de la AZD puede ser perjudicada cuando se usa en combinación con otras herramientas para detección de gas.

3.2.3.2 TNP (Thermal Neutron Porosity)

El sensor TNP provee una perforación compensada, alta resolución en medición de la porosidad. La sección del neutrón ubicada en el collar del neutrón-density está ubicada 5 pies arriba de la sección de la herramienta de densidad, para minimizar los efectos de la activación del neutrón en las mediciones de la densidad mientras el collar se está deslizando.

3.2.3.2.1 Descripción

La herramienta neutrón consiste de una alta energía química con una fuente de Am-Be y dos arreglos de detectores de He³ ubicados a diferentes distancias de la fuente. La alta energía de los neutrones de la fuente Am-Be bombardean a la formación, y a través de las interacciones primarias con los átomos de hidrogeno, gradualmente retienen en niveles de energía térmica. Las tasas de conteo de neutrones térmicos de cada detector son registradas y calibradas para generar mediciones de porosidad, asumiendo litologías como limonita, arenisca o litología.

²⁶ Standoff: Distancia que existe entre la herramienta y la cara de la formación.

3.2.3.2 Profundidad de investigación

La profundidad de investigación del sensor TNP es aproximadamente de 8 a 12 pulgadas dentro de la formación. Provee información de porosidad precisa. Sin embargo, la profundidad somera de investigación de la TNP puede ser perjudicada cuando se usa en combinación con otras herramientas para detección de gas. La presencia de gas causa lecturas bajas en la porosidad TNP.

3.2.3.3 Configuración de la sarta

La herramienta Neutrón-Densidad consiste de dos collares, un collar electrónico y un collar detector. Los collar electrónicos son hechos de alta resistencia, resistente a la corrosión, acero inoxidable no magnético, tanto el inserto AZD y los insertos de la batería se encuentran en el collar electrónico. El collar detector es también fabricado de alta resistencia, resistente a la corrosión, acero inoxidable no magnético y fácilmente reconocible, ya que contiene el estabilizador de densidad y un componente de flexión. El blindaje de material de tungsteno previene la transmisión directa y en ángulo bajo los rayos gamma al detector a través de la columna de fluido de perforación en la hoja de detector que se monta en el collar detector.

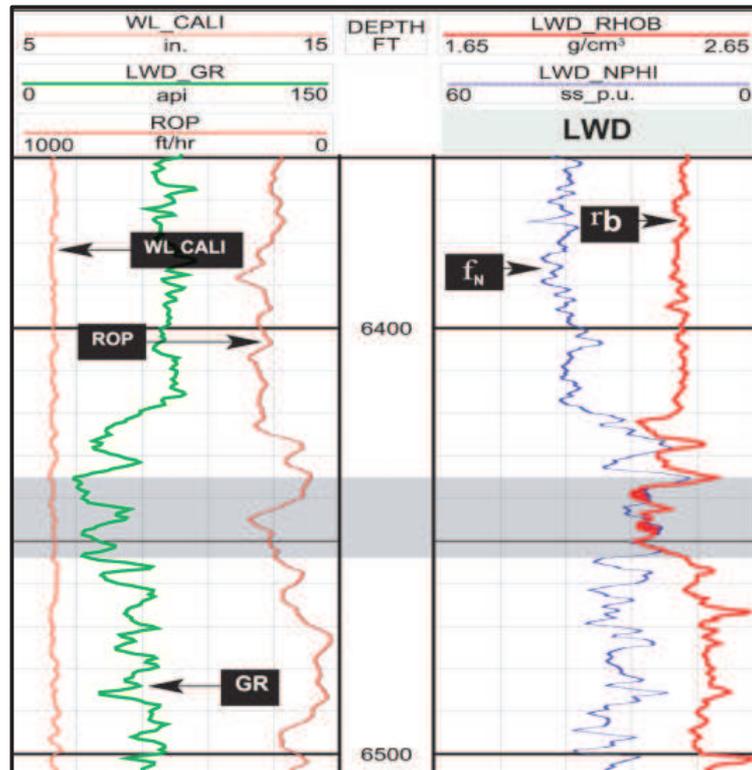
La AZD/TNP puede ser usada sola o en conjunto con HEL de pulsos positivos. En estas configuraciones, se considera la AZD/TNP como un sensor adicional. Todas las funciones incluyendo la telemetría son controladas por la CM. El sensor TNP no puede ser usado sin el inserto AZD.

3.2.3.4 Requerimientos de Energía y capacidad de registro de Datos

La herramienta Neutron-Density es energizada por modulo estándar de doble batería. La AZD consume 0.006 A (6 mA) cuando no está operativa y 0.033 A (33 mA) cuando está en funcionamiento. La TNP consume 0.005 A (5 mA) cuando no está siendo operada y 0.026 A (26 mA) cuando está siendo operada. La tasa de muestreo no afecta al consumo de batería. La herramienta Neutron-Density tiene 32 megabytes de memoria para almacenamiento de datos.

3.2.3.5 Presentación del Registro

Figura 3.15: Presentación Registro AZD / TNP



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.4 SAGR (Spectral Azimuthal Gamma Ray)

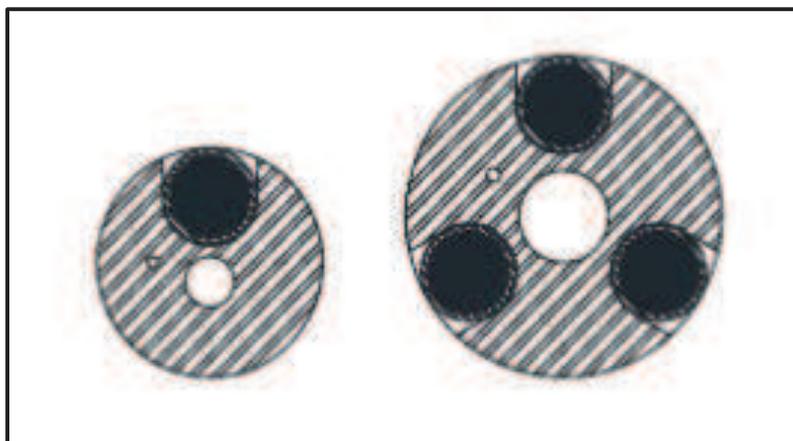
El sensor SAGR provee datos de gamma ray espectrales (K, U, Th), imágenes de gamma ray azimutales del pozo e información de rayos gamma totales mientras se perfora (Ver Figura 3.16). Este sensor es particularmente valioso en pozos con contenidos de lutita, donde las imágenes del fondo del pozo facilitan la geo navegación y proveen información estructural de la formación. Además provee datos para la interpretación de reservorios con lutita ricos en contenido de arcilla. Las correcciones de pozo son aplicadas rutinariamente tanto en tiempo real como en los datos registrados.

Figura 3.16: SAGR

Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.4.1 Descripción

La herramienta SAGR usa detectores de escintilación (tres detectores en la herramienta 6 3/4 pulgadas, un detector en la de 4 3/4 pulgadas, (Ver Figura 3.17) las cuales están ubicadas en los lugares en el exterior del collar. La ubicación del detector minimiza la utilización de acero entre el detector y la formación para reducir errores en la energía de gamma ray y enfocar en las medidas azimutales protegiendo la parte posterior y los lados de los detectores.

Figura 3.17: Sección de Corte SAGR 4 3/4", 6 3/4"

Fuente: Weatherford – Drilling Services

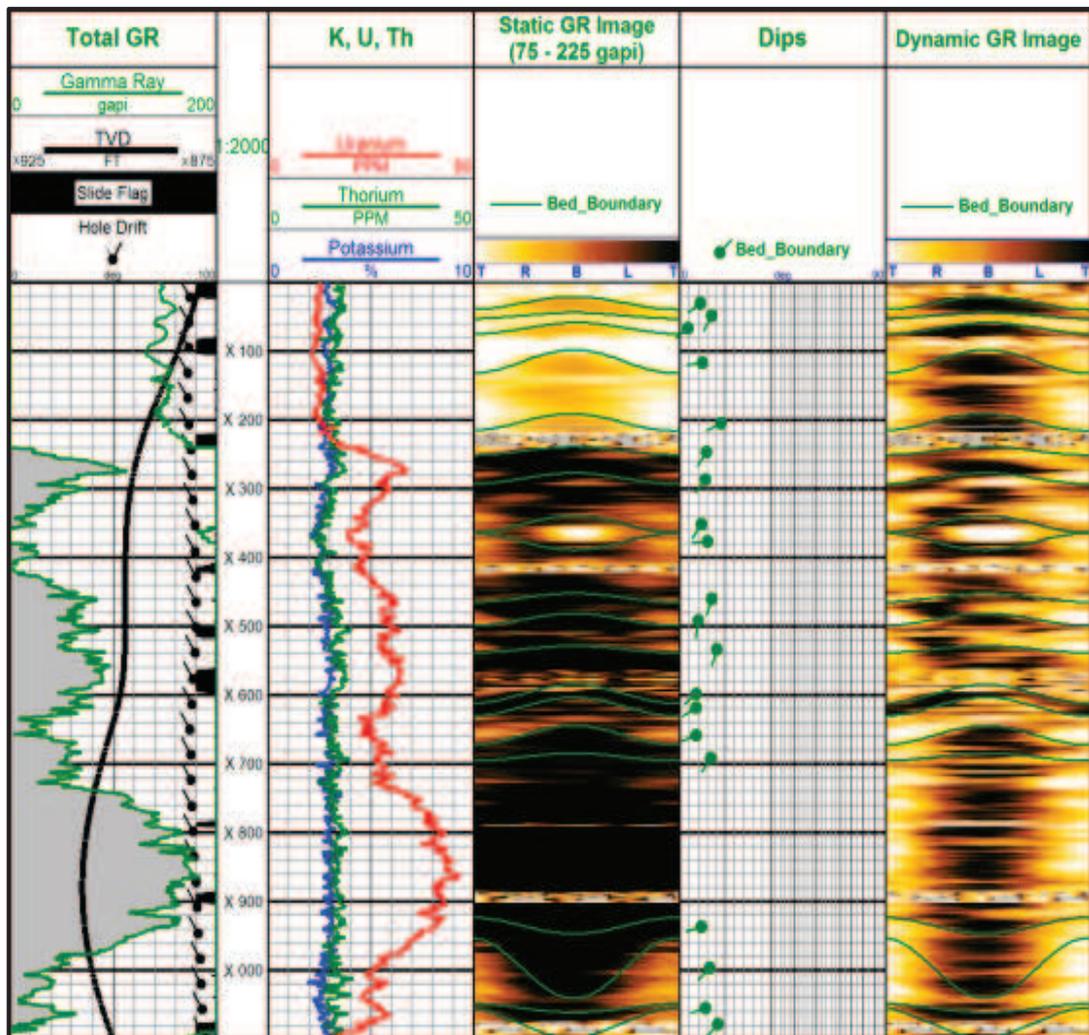
3.2.4.2 Aplicaciones

- Evaluación del contenido de lutitas.
- La herramienta también incorpora magnetómetros X – Y para seguir la posición acimutal del detector (s) como se comporta la herramienta.

- Correlación del pozo de datos de mediciones totales de gamma ray.
- Geo navegación en tiempo real de alta calidad, imágenes del pozo.
- Imágenes en tiempo real. Las imágenes no solo proveen información de los estratos de la formación, también indican el ángulo relativo entre el pozo y los planos de estratificación

3.2.4.3 Presentación del registro

Figura 3.18: Presentación Registro SAGR



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.5 SHOCKWAVE SONIC TOOL

La herramienta ShockWave provee confiables datos sónicos mientras se está perforando en tiempo real, tiene aplicaciones tales como correlación en tiempo-profundidad, determinación de presión de poro y evaluación de porosidad.

3.2.5.1 Descripción

El transmisor de alta potencia y el único atenuador se combina con la avanzada adquisición y procesamiento en tiempo real para proveer datos precisos y confiables en la variedad de condiciones de pozos. Soporta presiones de 30000 psi (207 MPa) y temperaturas de 329 °F (165 °C) (Ver Figura 3.16).

Figura 3.19: ShockWave Sonic Tool



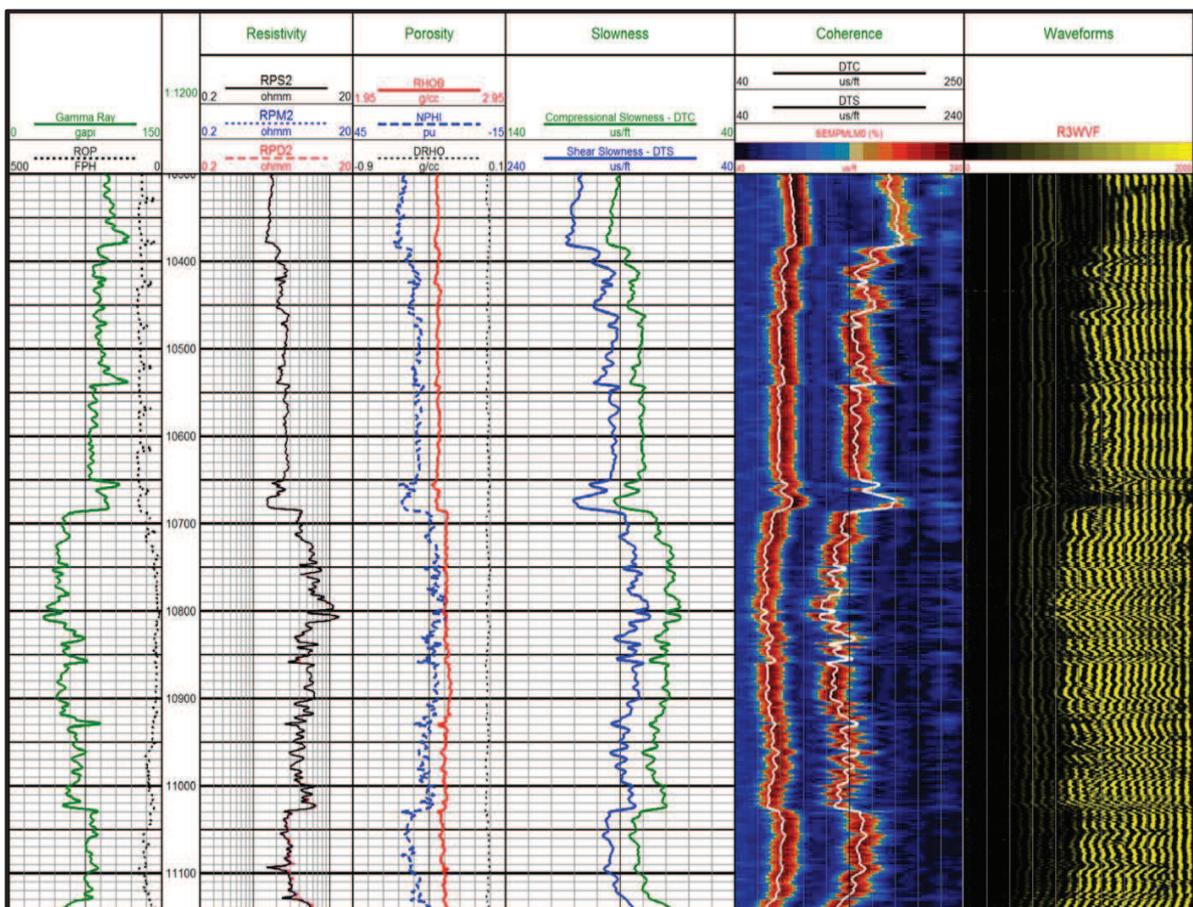
Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.2.5.2 Aplicaciones

- Registros de porosidad incluyendo pozos largos.
- Correlación Sísmica-profundidad
- Evaluación de presión de poro
- Detección de gas
- Propiedades mecánicas de formación

3.2.5.3 Presentación del registro

Figura 3.20: Presentación Registro ShockWave Sonic Tool



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.3 CONFIGURACIÓN DE SARTAS DE HERRAMIENTAS DE LWD

Todas las herramientas mencionadas anteriormente se observaran en distintos BHAS lo que es un indicativo de la variedad de información que se puede obtener mientras se está perforando y donde la PWFT también puede ser corrida conjuntamente.

Los sensores electrónicos son montados sobre insertos (flujo de lodos a través de los insertos), excepto para el IDS (lodo fluye alrededor de carcasa de presión).

3.3.1 CONSIDERACIONES

Varias longitudes de collares son usadas para diferentes configuraciones y además tienen algunas consideraciones.

- El pulser siempre debe estar al principio de la sarta.
- El Driver esta siempre directamente bajo el pulser
- La herramienta HEL típicamente se corre con dos baterías, pero puede ser corrido con tres para configuraciones direccionales.
- IDS puede correrse separadamente de la HEL, en su propio collar. (Si se corre con la herramienta HEL, la IDS siempre va en el fondo del ensamblaje de la HEL).
- Todas las herramientas LWD se comunican entre sí a través de combinaciones de interconexión macho / hembra ajustables. (Sólo las comunicaciones son transmitidas a través de la interconexiones, la energía no).
- MFR puede ser corrido con o sin sensor HGAM o HAGR.
- AZD / TNP comparten la un collar común.
- SAGR está contenido en su propio collar (esta herramienta no es un inserto).
- Cada collar contiene sus propias baterías y puede ser corrido independiente en modo de sólo registro.

3.3.2 WASH DOWN

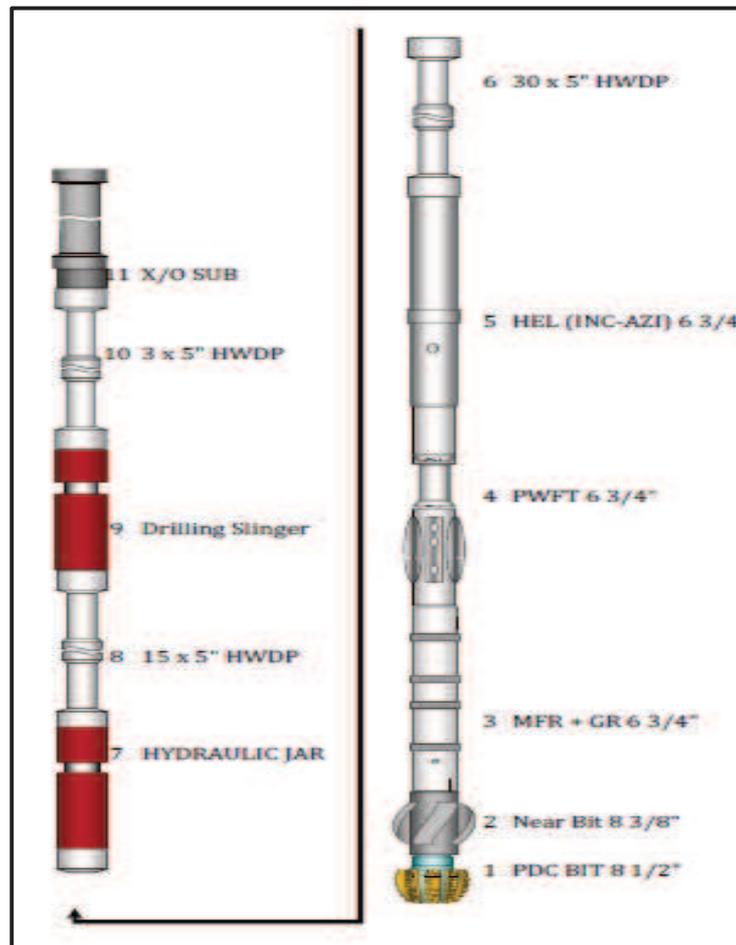
- HEL
- MFR – HAGR

3.3.2.1 PWFT – Wash Down

BHA # 7 Campo X

El objetivo de este BHA fue registrar la sección de 8 ½". Se bajará con PWFT + GR relogueando desde 7430 pies hasta la profundidad final de pozo a 8265 pies. Y tomará muestras de presión de formación sacando.

Figura 3.21: Esquema BHA Wash Down



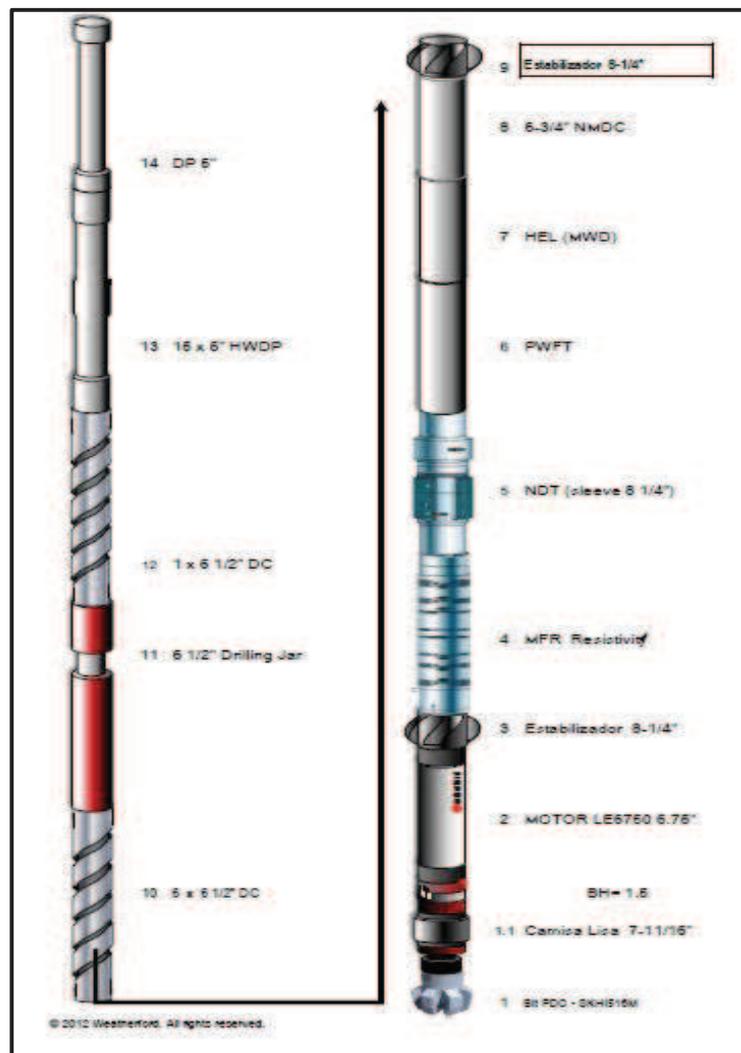
Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.3.3 TRIPLE COMBO

- HEL – BAP
- TNP – AZD
- MFR – HAGR

3.3.3.1 PWFT – Triple Combo

Figura 3.22: Esquema BHA Triple Combo



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.3.4 BHA QUAD COMBO

- HEL

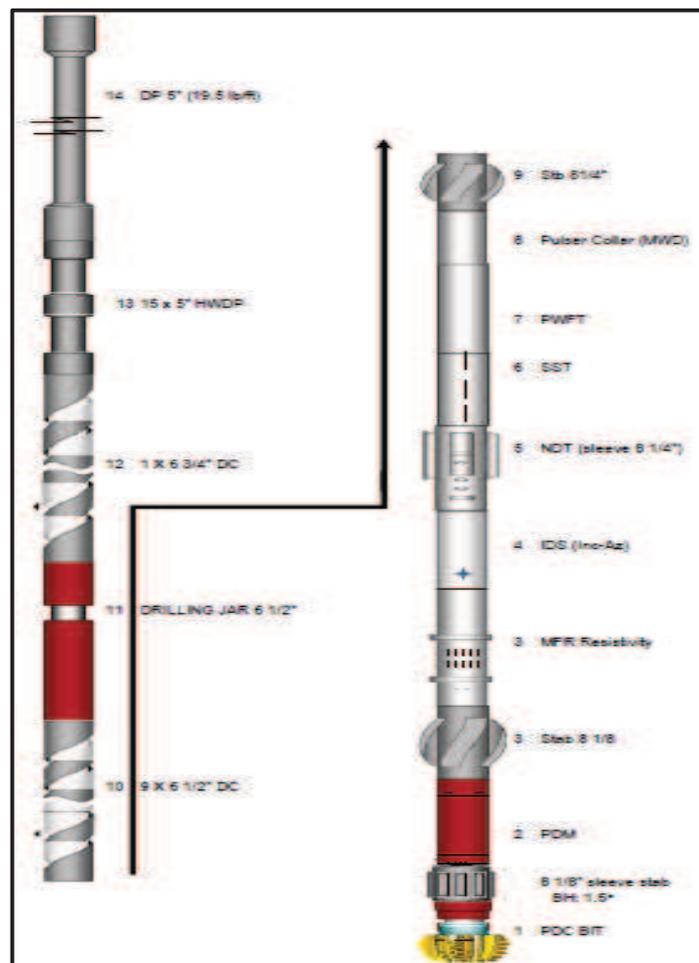
- MFR-HAGR
- ShockWave

3.3.5 BHA PENTA COMBO

- HEL
- AZD-TNP
- MFR
- ShockWave
- SAGR

3.3.5.1 PWFT – Penta Combo

Figura 3.23: Esquema BHA Pentacombo



Fuente: Weatherford – Drilling Services

3.4 DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE

En la actualidad existe una diversidad de herramientas de Wireline las cuales se usan para caracterizar el reservorio, ya sea este mediante registros de pozo abierto o en pozo entubado.

Al tratarse de una operación de perforación y por motivos del uso de la herramienta MFT se analizarán los registros a pozo abierto.

3.4.1 HERRAMIENTAS DE REGISTROS A POZO ABIERTO

A continuación se detallan los tipos de registros que existen para pozo abierto.

- Servicios de Resistividad
- Servicios nucleares
- Servicios Acústicos
- Servicios de Muestreo
- Servicios de Medidor de buzamiento
- Sistemas de Transportación

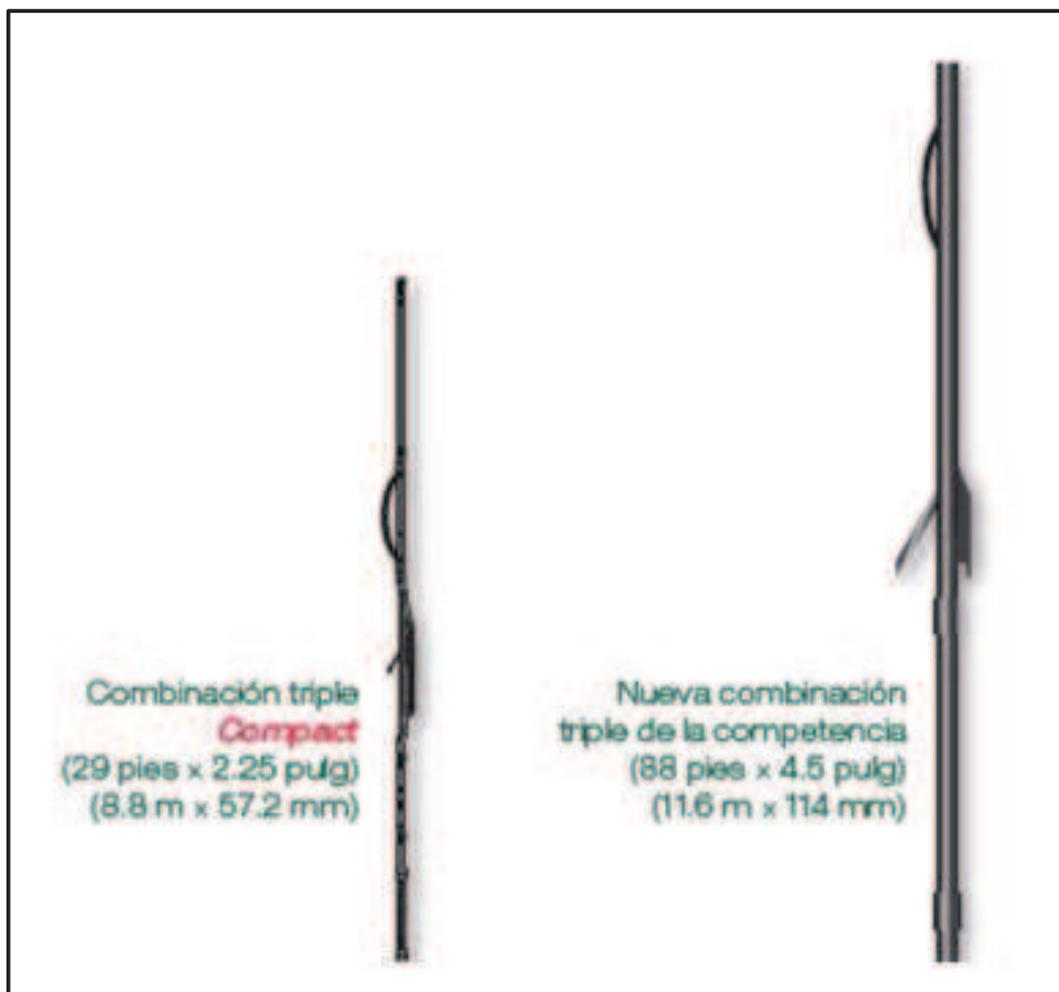
Wireline cuenta con herramientas Compact que le permiten adquirir un amplio rango de datos precisos de evaluación de formación, los cuales son necesarios para desarrollar sin importar las complejas geometrías existentes en los pozos que hoy se perforan. La adquisición de datos con cable multi-conductor ha sido durante mucho tiempo el estándar establecido para la adquisición de datos de registro pero puede no siempre ser eficiente o incluso posible.

Compact brinda la capacidad de obtener todo el espectro de datos de evaluación, incluyendo las imágenes, con o sin Wireline. La combinación de un perfil innovador y de la capacidad para obtener datos en modo memoria le permite acceder al portafolio más eficiente y completo de sistemas de registro de despliegue en la industria, que

incluye al trasbordador, los métodos a través de tubería de perforación y de cable colgador, en una amplia selección de tamaños de pozo.

Los beneficios de las herramientas Compact™ comparados con lo de las herramientas de registro convencionales son significativos, empezando por la capacidad de desplegarse en forma eficiente y efectiva en las complejas geometrías de pozos de hoy en día. Las herramientas Compact están singularmente posicionadas para aprovechar las más modernas y eficientes técnicas de despliegue disponibles (Ver Figura 3.24).

Figura 3.24: Herramientas Compact vs Competencia



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.1.1 Transbordador Compact

La manera más segura y rápida de desplegar herramientas Compact dentro de pozos con alto grado de desviación y a través de malas condiciones de hoyo. Durante la inserción al pozo, las herramientas están encapsuladas y protegidas dentro de la tubería de perforación. Al alcanzar el fondo, las herramientas son bombeadas al pozo abierto y retenidas en un collar en la punta de la sarta de perforación. Luego, las herramientas registran los datos en modo memoria mientras que la sarta es sacada del pozo.

Toda la operación se desarrolla absolutamente sin Wireline, lo que permite circular, rotar y reciprocarse la tubería. Esto es extremadamente beneficioso en pozos de alcance extendido donde los datos pueden adquirirse en una sola carrera, en lugar de las varias carreras requeridas en una operación de registros asistidos con tubería.

3.4.1.2 A Través de tubería de perforación

El registro a través de tubería de perforación es una técnica de despliegue de Wireline o línea de acero, utilizada con las herramientas Compact cuando, por las restricciones de pozo u otras obstrucciones, las operaciones convencionales de Wireline se convierten en problemáticas, o incluso imposibles. La tubería de perforación con extremidad libre, se desciende por el pozo y atraviesa la restricción o zona de dificultad. Luego, se bajan las herramientas Compact por la tubería dentro del pozo abierto a fin de obtener los datos en la zona de interés. En pozos con múltiples restricciones, la tubería de perforación se reubica para asegurar que la información sea obtenida sobre toda la zona de interés (Ver Figura 3.25)

1. La tubería de perforación se ubica debajo del área problemática.
2. Las herramientas Compact en bajadas con cable atraviesan la tubería dentro del pozo abierto.
3. Las herramientas obtienen los datos mientras se suben hacia el interior de la tubería y luego a la superficie.
4. La tubería de perforación termina el viaje al fondo acondicionando el pozo para la tubería de revestimiento.

Figura 3.25: Herramienta a través de tubería de perforación



Fuente: Weatherford – Wireline Services

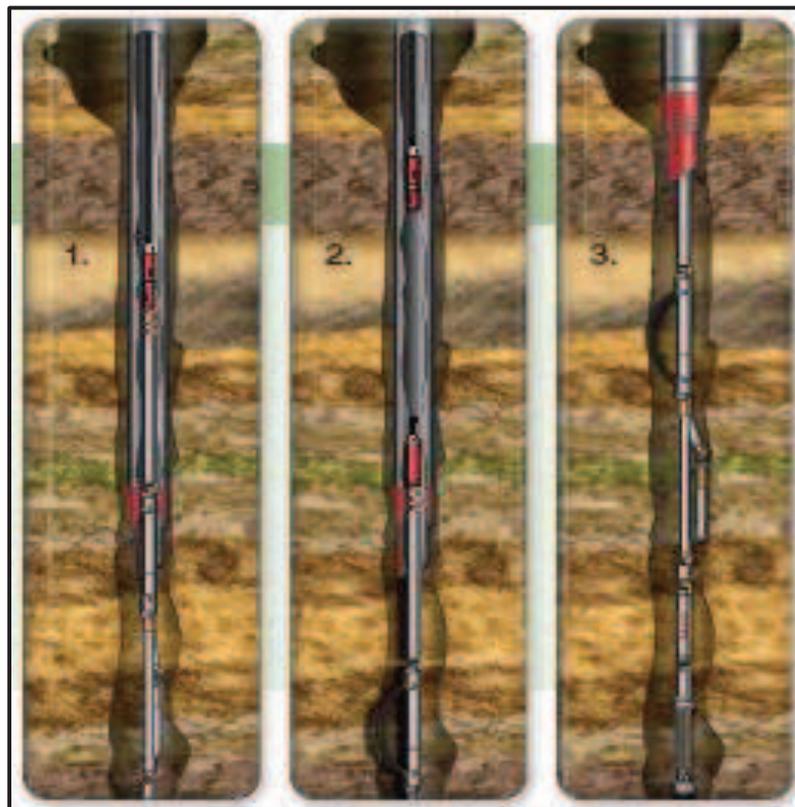
3.4.1.3 Colgador con Cable

El sistema colgador con cable es una técnica de despliegue por Wireline o línea de acero disponible con las herramientas Compact™ cuando las condiciones del pozo son malas y producen un alto riesgo de puenteo o atascamiento. La tubería con extremidad libre cuenta con un conjunto de fondo (BHA) especial y se baja hasta el fondo del pozo. Luego, se despliegan las herramientas Compact a través de la tubería y se liberan eléctrica o mecánicamente, quedándose colgadas en el BHA. Después se saca el cable del pozo y se levanta la tubería de perforación a la superficie con herramientas Compact colgadas en la punta, registrando datos en modo memoria.

1. Las herramientas Compact se bajan al pozo abierto a través de la tubería con el cable hasta el anillo del colgador.

2. La cabeza actuadora libera las herramientas Compact enganchadas en el colgador. El cable se saca del pozo.
3. Se saca la tubería de perforación a superficie con las herramientas Compact registrando los datos en modo memoria (Ver Figura 3.26).

Figura 3.26: Herramienta con colgador con cable

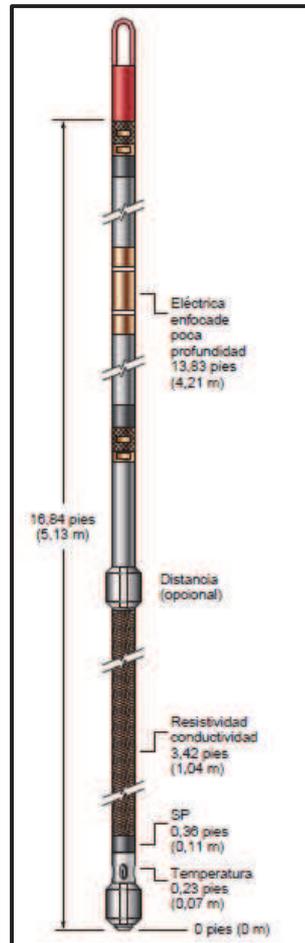


Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.2 ARREGLO INDUCTIVO MAI – MFE

La herramienta de inducción consiste en un modelo avanzado de la herramienta estándar de Weatherford. La longitud de 10.8 pies (3.3 m) y el diámetro de 2.25 pulg. (57 mm), combina una versatilidad de tecnología superior la cual cubre una extensa variedad de salinidades de lodo y diámetros de pozo (Ver Figura 3.27).

Figura 3.27: Arreglo Inductivo MAI-MFE



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.2.1 Descripción

3.4.2.1.1 Arreglo Inductivo (*Compact Array Induction, MAI*)

Utiliza las mediciones primarias múltiples de sub-arreglos, las cuales están integradas en forma vertical y radial en procesamientos que dependen del ambiente del pozo, para generar cinco profundidades de investigación, en un amplio espectro de resistividades del fluido del pozo (lodos salinos, lodos frescos o invertido con base aceite).

La herramienta MAI se corre generalmente con un dispositivo de alta resolución vertical de proximidad, como la herramienta eléctrica enfocada somera (MFE).

3.4.2.1.2 Herramienta eléctrica enfocada somera (Compact Shallow Focused Electric, MFE)

Esta herramienta proporciona mediciones de resistividad de la formación con alta resolución vertical junto con una investigación somera, en ambientes de lodo conductivo.

Cuando se utiliza junto con otras herramientas Compact, mejora las mediciones de múltiple resistividad de alta resolución para una mejor determinación del perfil de invasión, así como la detección de petróleo móvil y la resistividad real de la formación.

La MFT posee un electrodo radial transmisor de corriente, con un conjunto de electrodos de enfoque y es inmune al efecto de rugosidad de pared del pozo. La medición proporcionada por el MFE se puede utilizar para incrementar la resolución vertical de la MAI o del doble laterolog (MDL).

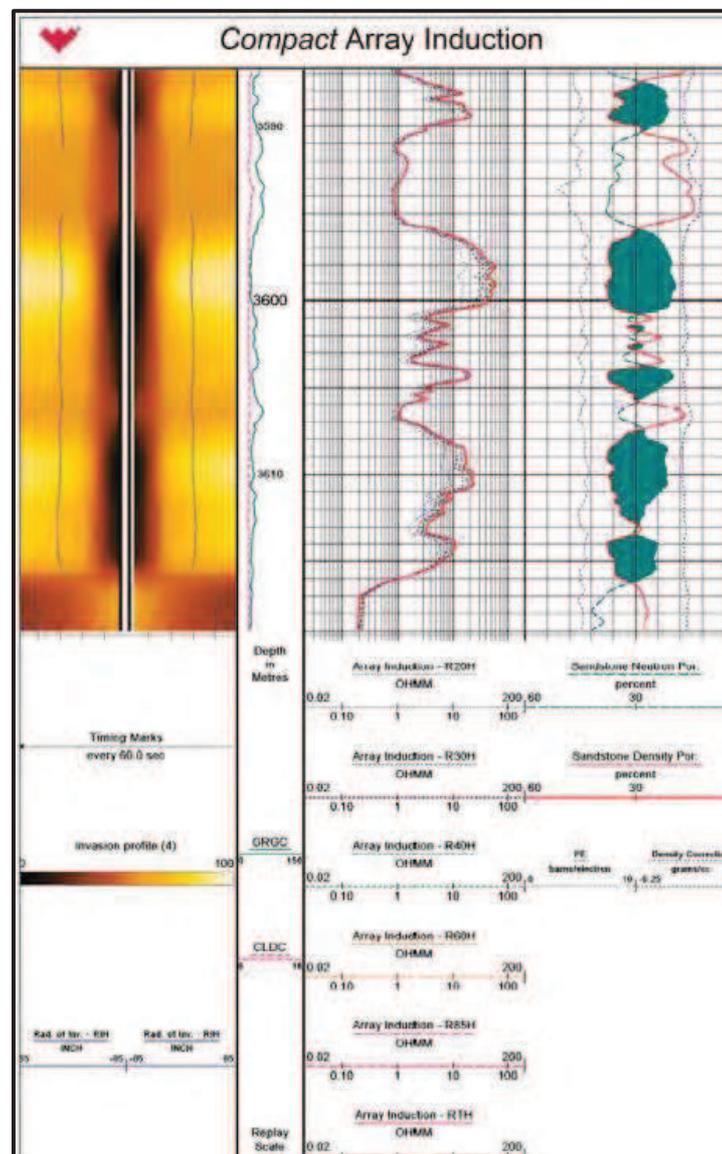
3.4.2.2 Aplicaciones

- Determinación de la resistividad real (R_t) de la formación.
- Determinación de la correlación geológica de pozo a pozo y contactos de fluidos.
- Evaluación de reservorios heterogéneos a fin de determinar el potencial de producción.
- Creación de un perfil de invasión con el propósito de evaluar la permeabilidad.
- Determinación de la saturación de agua en pozos delgados y convencionales.
- Definición de la extensión de las capas geológicas.

- Análisis de capas delgadas.
- Detección de fluidos móviles.

3.4.2.3 Presentación del registro

Figura 3.28: Presentación Registro MAI



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.3 DOBLE LATEROLOG (Compact Dual Laterolog, MDL)

La doble laterolog (dual laterolog, MDL) de Compact es la herramienta de resistividad a elegir en pozos perforados con lodos salinos.

3.4.3.1 Descripción

Su diseño único permite mejores curvas profundas y poco profundas de penetración, que comparten en común una resolución vertical de 2 pies (0,6 m). (La resolución compartida ayuda a evitar efectos anómalos en los límites de las capas en registros interpretados.)

La geometría optimizada del electrodo y el mejorado control secuencial de medición digital permiten a la herramienta un excelente desempeño en el ambiente, en un amplio rango de resistividades de lodo y de tamaños de pozos, y elimina casi por completo los efectos de polarización de electrodos. La medición R_m (Resistividad del lodo) continua incrementa aún más la exactitud de los registros.

La referencia de voltaje y los electrodos simultáneos del SP están incorporados a una brida fija en la parte superior de la sarta de herramientas a fin de optimizar la confiabilidad; y la variante de registros inalámbricos permite al MDL correr sin cable.

La curva Groningen se utiliza con la medición profunda con el propósito de detectar respuestas anómalas, conforme la herramienta se aproxima a formaciones no conductivas, como los tapones de sal.

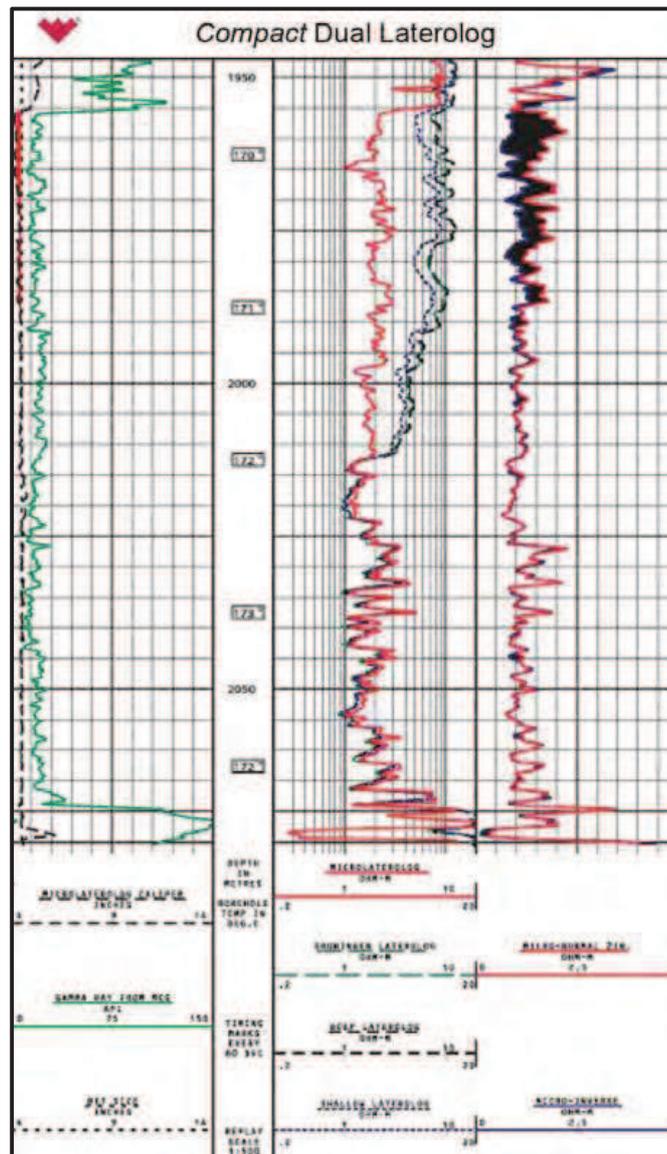
3.4.3.2 Aplicaciones

- Determinación de la saturación en pozos estrechos y convencionales.
- Establecimiento de la porosidad al correrse con otras herramientas.
- Determinación de la permeabilidad en combinación con otras herramientas.
- Registro a través de tubería de perforación en condiciones de pozo severas.
- Registro de pozos con desviaciones severas.

- Desplazamiento del transbordador (well shuttle) de Compact en pozos direccionales.

3.4.3.3 Presentación del Registro

Figura 3.29: Presentación Registro MDL

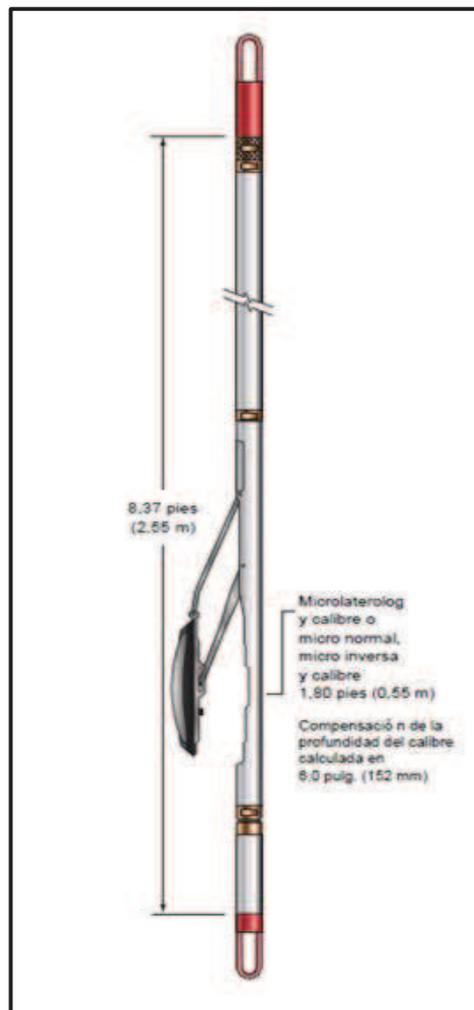


Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.4 MICRO RESISTIVIDAD (MML/MMR)

La microlog (MML) y la microlaterolog (MMR) de Compact realizan mediciones de alta resolución de resistividad con una penetración poco profunda, cada una desde un patín sostenido frente a la pared del pozo mediante un robusto mecanismo de calibre. Las herramientas sólo difieren en los patines utilizados. Ellos son intercambiables, y si se requieren ambos conjuntos de mediciones, las herramientas pueden colocarse juntas.

Figura 3.30: Microresistividad MML/MMR



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.4.1 Descripción

Consta de un patín de microlog (MML) o bien un patín de microlaterolog (MMR), proporciona la medición de resistividad de la zona de pared con alta resolución vertical. Cada medición proviene de un patín sostenido frente a la pared del pozo mediante un mecanismo de calibre. Los patines son intercambiables.

El patín de la MML proporciona curvas micronormales y micro-inversas, que son sensibles al revoque de lodo y constituyen un indicador de permeabilidad. La medición del dispositivo MMR es sensible a la zona próxima a la pared. Esta medición se utiliza para corregir la curva de penetración profunda de la herramienta MDL y detectar fluidos móviles. La configuración del electrodo es la misma que en herramientas de tamaño convencional.

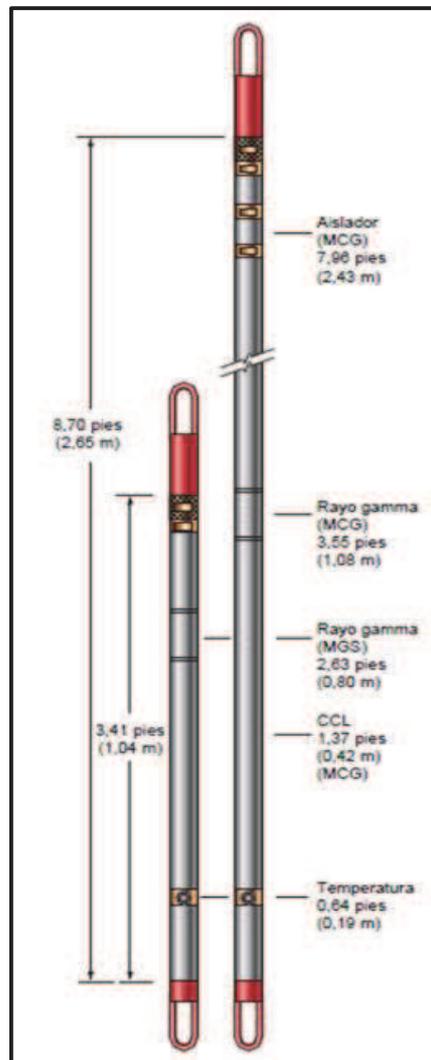
3.4.4.2 Aplicaciones

- Resistividad de zona invadida, Rxo en pozos estrechos y convencionales.
- Corrección de invasión para Rt.
- Indicación de permeabilidad.
- Determinación de hidrocarburos móviles.
- Registros de alta resolución.

3.4.5 RAYOS GAMMA (MCG/MGS)

La herramienta convencional gamma de Compact (comms gamma, MCG) combina el rayo gamma, la temperatura y los registros de CCL con la conversión de energía y las comunicaciones de superficie, para cualquier medición en una sarta de herramientas de Compact. La MCG siempre se ubica en la parte superior de la sarta. (Ver Figura 3.32).

Figura 3.31: Rayos Gamma (MCG/MGS)



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.5.1 Descripción

El subgamma auxiliar (gamma sub, MGS) es más corto y puede colocarse en cualquier sección de la sarta, lo que permite registrar el rayo gamma y la temperatura cerca del fondo del pozo.

La calidad del rayo gamma iguala o excede la de las herramientas de tamaño convencional de Weatherford, con más cuentas por API y una excelente repetitividad.

Un calibrador de carpeta simula flujos de fondo, a fin de obtener óptima exactitud de calibración.

Un acondicionador de energía incorporado a la herramienta MCG convierte automáticamente un amplio rango de voltajes del extremo del cable a un valor estándar, para todas las herramientas en la sarta de Compact. Esto agrega flexibilidad y confiabilidad al sistema, ya que elimina la necesidad de adaptar la energía de superficie a los cables de registro. También reduce el tiempo de montaje cuando se utilizan cables de registro de terceros, por ejemplo, durante las operaciones con tubería flexible.

3.4.5.2 Aplicaciones

- Análisis de litología en pozos estrechos y convencionales.
- Correlación.
- Registro de temperatura.
- Correspondencia de cable (la MCG es obligatoria en todas la sargas de Compact).
- Registro a través de tubería de perforación en condiciones de pozo severas.
- Registro de pozos con desviaciones severas.
- Desplazamiento del transbordador (well shuttle) de Compact en pozos direccionales.

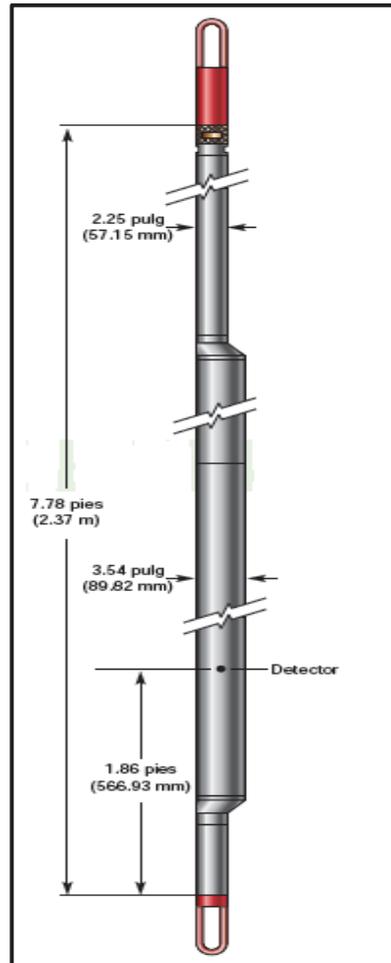
3.4.6 RAYOS GAMMA ESPECTRAL (SGS)

La SGS mide y separa la radiación gamma natural en función de sus niveles de energía con el propósito de determinar las cantidades de potasio (K), uranio (U) y torio (Th), los tres elementos más comunes presentes en arenas y arcillas radioactivas (Ver Figura 3.34).

La presencia de U generalmente se asocia a materia orgánica, mientras que K y Th son elementos radiactivos principalmente hallados en arcillas.

Las relaciones entre estos tres elementos se pueden emplear a fin de identificar el tipo y el volumen de arcilla presente en la formación y arrojar valores de determinación de permeabilidad más precisos.

Figura 3.32: Gamma Ray Espectral (SGS)



Fuente: Weatherford – Wireline Services

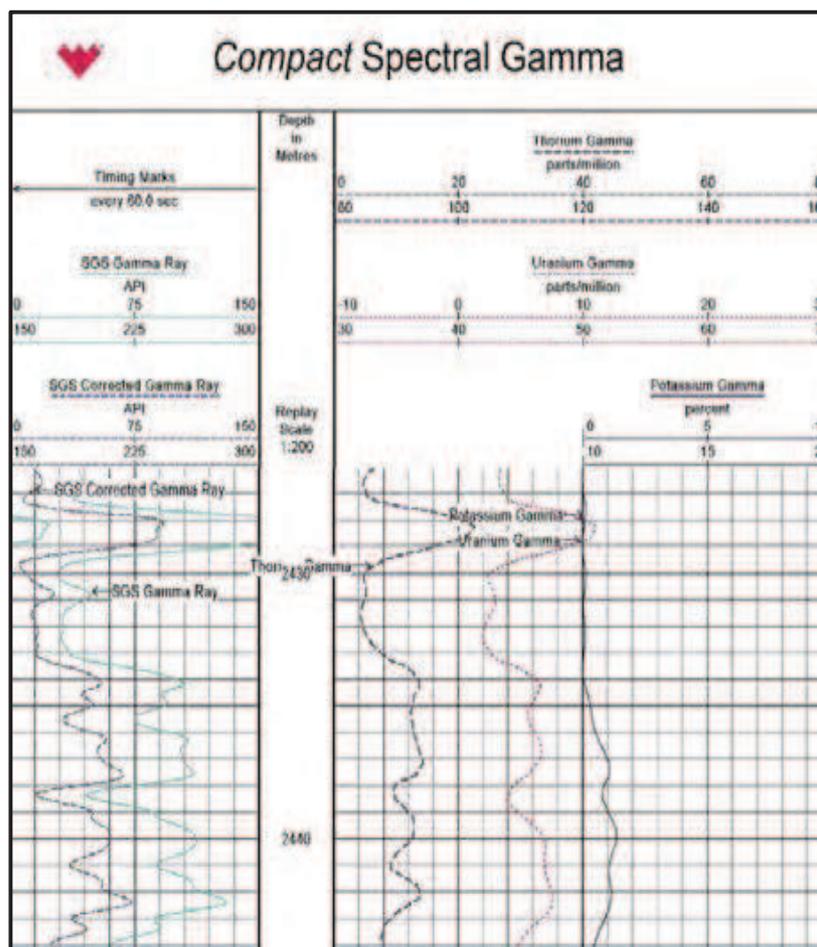
3.4.6.1 Aplicaciones

- Determinación del volumen de contenido de arcilla
- Correlación detallada pozo a pozo

- Registro primario para la correlación de profundidad
- Composición cuantitativa de minerales arcillosos, incluidos los minerales pesados
- Diferenciación entre zonas productoras radioactivas y arcillas
- Identificación de zonas de fractura con altas concentraciones de uranio
- Determinación de la permeabilidad
- Delineación de reservorios

3.4.6.2 Presentación del Registro

Figura 3.33: Presentación Registro SGS



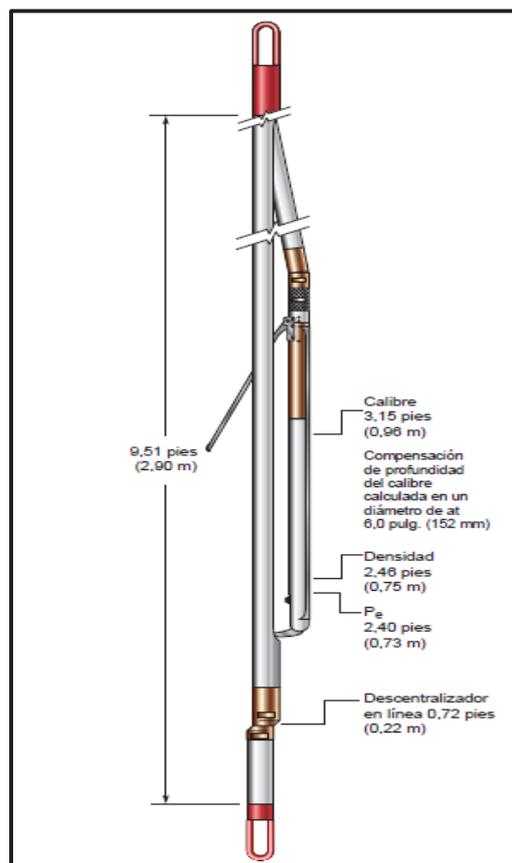
Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.7 FOTO DENSIDAD (Compact Photodensity, MPD)

La herramienta entrega densidad volumétrica, calibre y factor fotoeléctrico (P_e) para determinar la porosidad y la litología tanto en pozos abiertos como en pozos entubados (Ver Figura 3.36). El pequeño diámetro de la sonda permite a la herramienta pasar restricciones de apenas 2.5 pulg (63.5 mm).

Los sensores se encuentran dentro del patín articulado, que mantiene un mejor contacto con la formación en zonas de derrumbe. El altamente optimizado patín tiene correcciones por tamaño de pozo más pequeñas que muchas de las herramientas convencionales.

Figura 3.34: Foto Densidad (MPD)



Fuente: Weatherford – Wireline Services

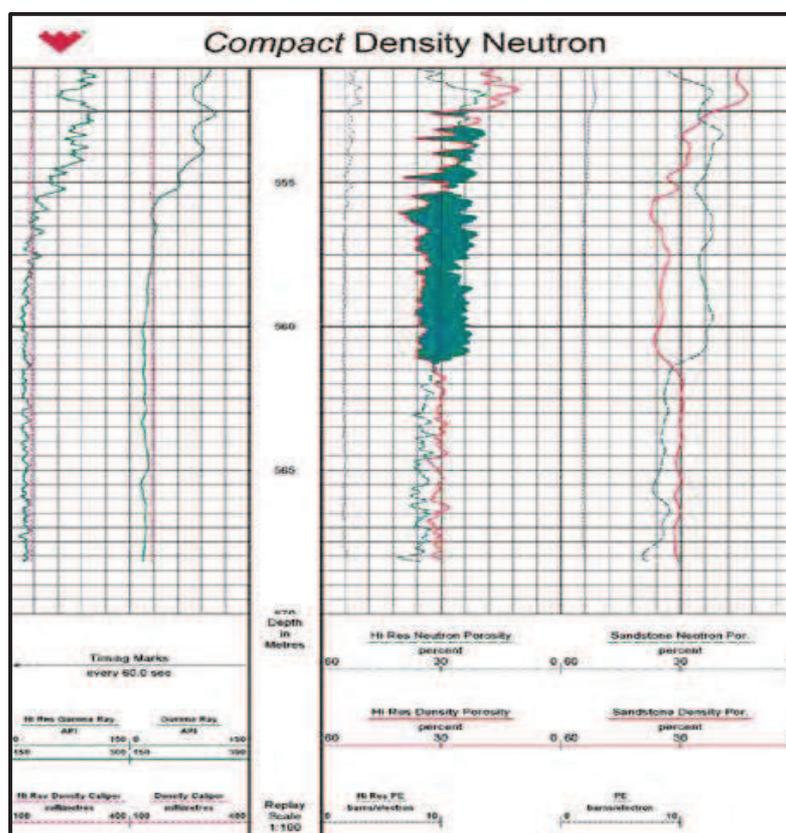
El conector en el extremo inferior de la herramienta se puede rotar 180° para proporcionar 0.5 pulg (13 mm) de stand-off respecto de las herramientas conectadas debajo. Se utiliza generalmente para proporcionar una descentralización a la herramienta MAI.

3.4.7.1 Aplicaciones

- Porosidad y litología en pozos estrechos y convencionales.
- Registro a través de tubería de perforación en condiciones de pozo severas.
- Registro de pozos con desviaciones severas.
- Desplazamiento del transbordador (well shuttle) de Compact en pozos direccionales.

3.4.7.1 Presentación del Registro

Figura 3.35: Presentación Registro MDN/MPD



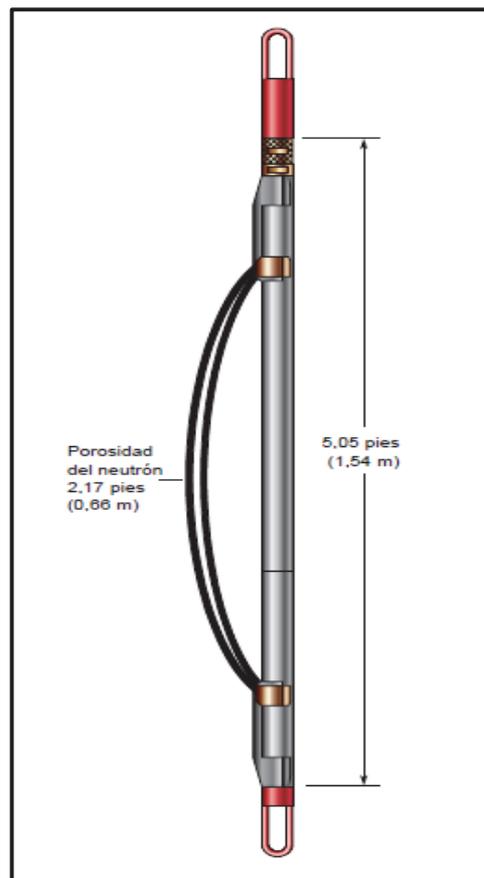
Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.8 DOBLE NEUTRÓN (Compact Dual Neutron, MDN)

La MDN está completamente adaptada para usos en pozos de ambientes con aire o lodo dentro de pozos entubados o en pozos abiertos. El diseño de la herramienta minimiza su sensibilidad a los efectos ambientales; por ejemplo, las correcciones por el tamaño del pozo son más pequeñas que las de otras herramientas de tamaño convencional (Ver Figura 3.36).

La MDN generalmente se coloca con un doble fleje posicionado para un contacto íntimo de la herramienta con la pared del pozo para obtener máxima sensibilidad a la porosidad. En pozos ovalados, este descentralizador mantiene al MPD alineado sobre el eje corto.

Figura 3.36: Doble Neutrón (MDN)



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.8.2 Aplicaciones

- Determinación de porosidad y litología en pozos estrechos y convencionales.
- Identificación de gas (junto con la porosidad de densidad).
- Registro a través de tubería de perforación en condiciones de pozo severas.
- Registro de pozos con desviaciones severas.
- Desplazamiento del transbordador (well shuttle) de Compact en pozos direccionales.

3.4.9 SONDA ACÚSTICA (Compact Sonic Sonde, MSS)

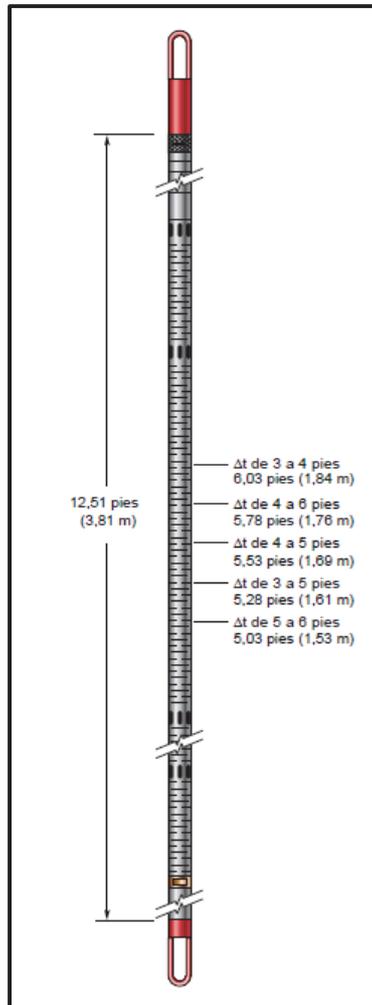
3.4.9.1 Descripción

Mide la lentitud compresional de la formación (inverso de la velocidad), en cinco espaciamentos, con una resolución vertical de 1 y 2 pies (0.3 y 0.6 m). En modo CBL/registro de densidad variable (VDL), la herramienta MSS registra una onda [desde el receptor de 5 pies (1.5 m)] y hasta cuatro registros de amplitud del primer arribo. La relación de las dos curvas de amplitud define un registro de atenuación sensible a la calidad del cementado.

La calidad de datos es mantenida a un alto nivel en un amplio rango de condiciones ambientales gracias a la combinación de un potente transmisor, la anulación en tiempo real de los saltos de ciclo y compensación por estiramiento del ciclo. La compensación del estiramiento del ciclo proporciona una exactitud mejorada y más consistencia ajustando los tiempos de tránsito en base a la información de la forma de la onda cercana a los primeros arribos.

A diferencia de las herramientas sónicas tradicionales de 3 a 5 pies (0.9 a 1.5 m), el MSS emplea un arreglo disimétrico con compensación de caverna derivada de la profundidad y corrección por inclinación en malas condiciones de pozo (Ver Figura 3.37).

Figura 3.37: Sonda Acústica (MDN)



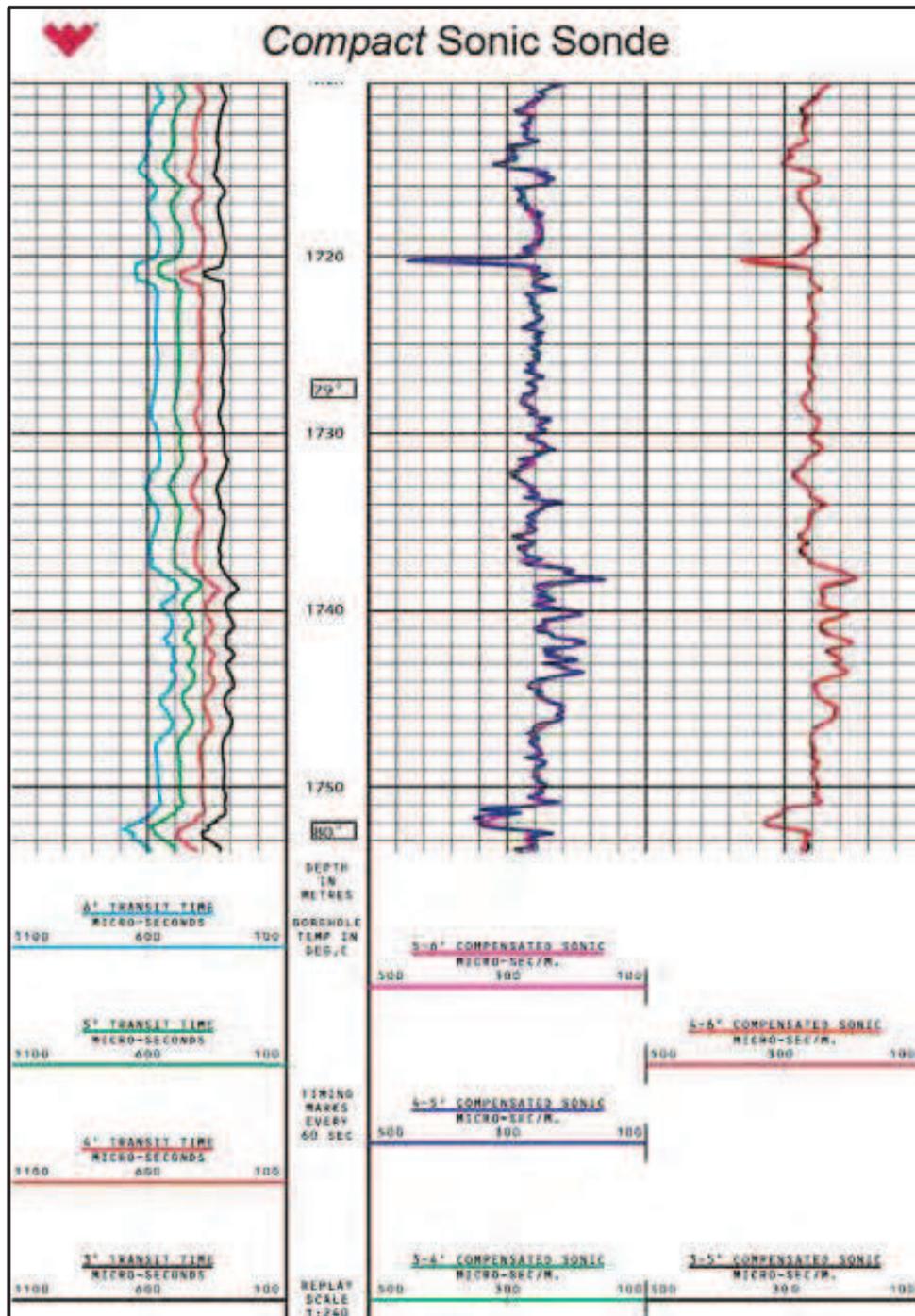
Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.4.9.2 Aplicaciones

- Mediciones Δt compensadas a espacios múltiples.
- Información de atenuación de CBL directamente derivada.
- Transmisor potente, anulación de saltos de ciclo en tiempo real, y compensación del estiramiento del ciclo.

3.4.9.3 Presentación del Registro

Figura 3.38: Presentación Registro MSS



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.5 CONFIGURACIÓN DE SARTAS DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE

Las herramientas en sí de Wireline se pueden correr en cualquier arreglo ya que todas están diseñadas para funcionar con el mismo principio, toda la información es transmitida en tiempo real a través del cable hacia superficie; el arreglo o configuración dependerá de las necesidades del cliente.

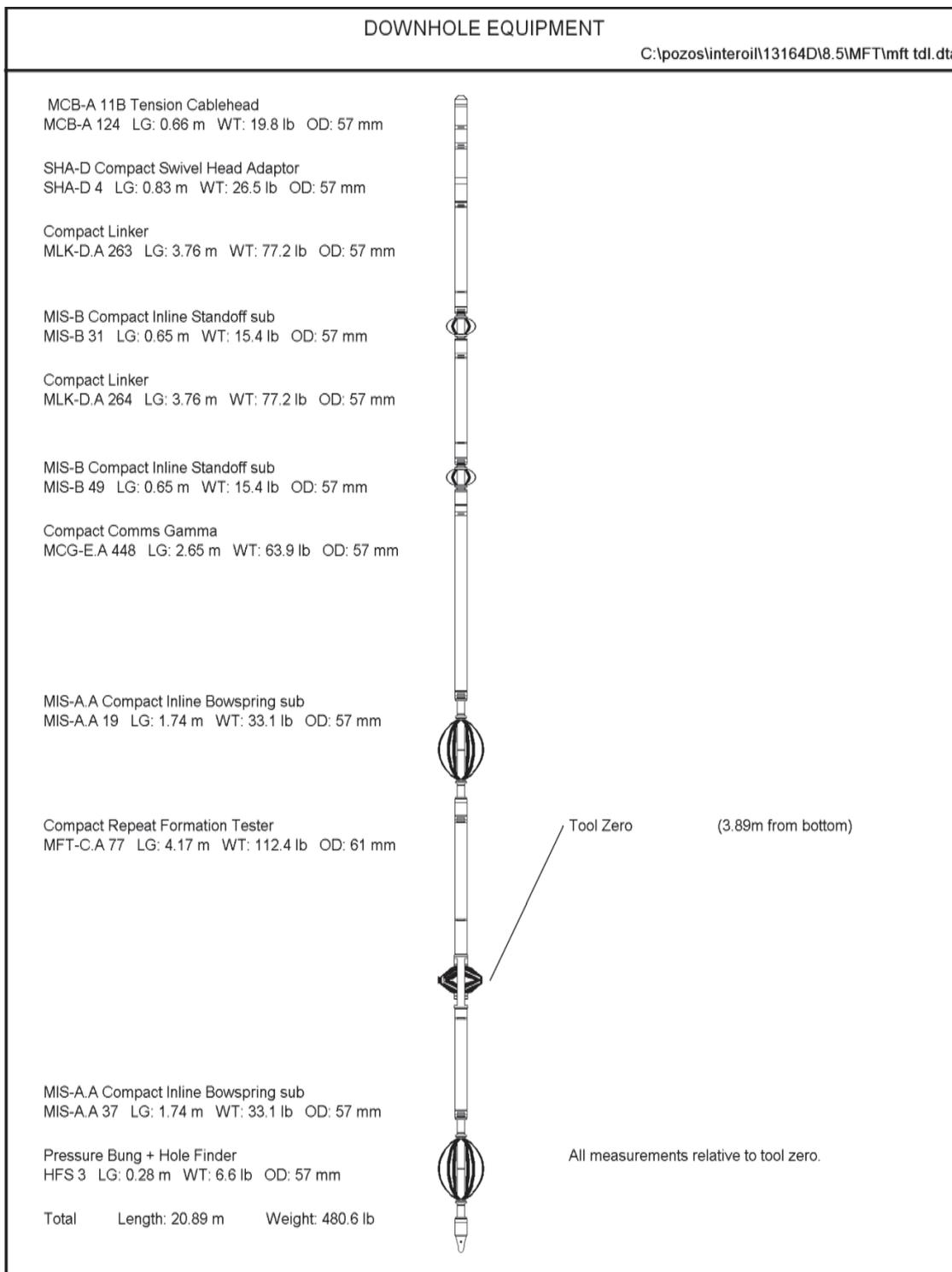
3.5.1 CONSIDERACIONES

1. Todas las herramientas se pueden correr en una sola sarta según la necesidad del cliente.
2. Siempre que se vaya a usar cualquiera de las herramientas se debe ubicar un gamma ray ya que es el puente de comunicación con las demás.
3. Las herramientas de Wireline deben ser corridas con un transbordador compact si se desea registrar en pozos de alta inclinación para evitar problemas de pega.
4. Para correr la MFT primero se debe registrar con las herramientas de evaluación (resistividad, porosidad, etc.) con el fin de correlacionar y tener una idea clara de donde se deben ubicar los puntos de presión.
5. La herramienta de gamma ray siempre debe ir ubicado más arriba que la herramienta de neutrón y densidad, esto debido a que la herramienta neutron-density genera radiación, de tal forma que si esta pasa puede cargar de radiación a la formación lo que originara una alta desviación.

3.5.2 ARREGLO BÁSICO

Por arreglo básico se refiere a que la sarta necesita exclusivamente el gamma ray en la parte superior y en este caso la Compact MFT. (Ver Figura 3.41).

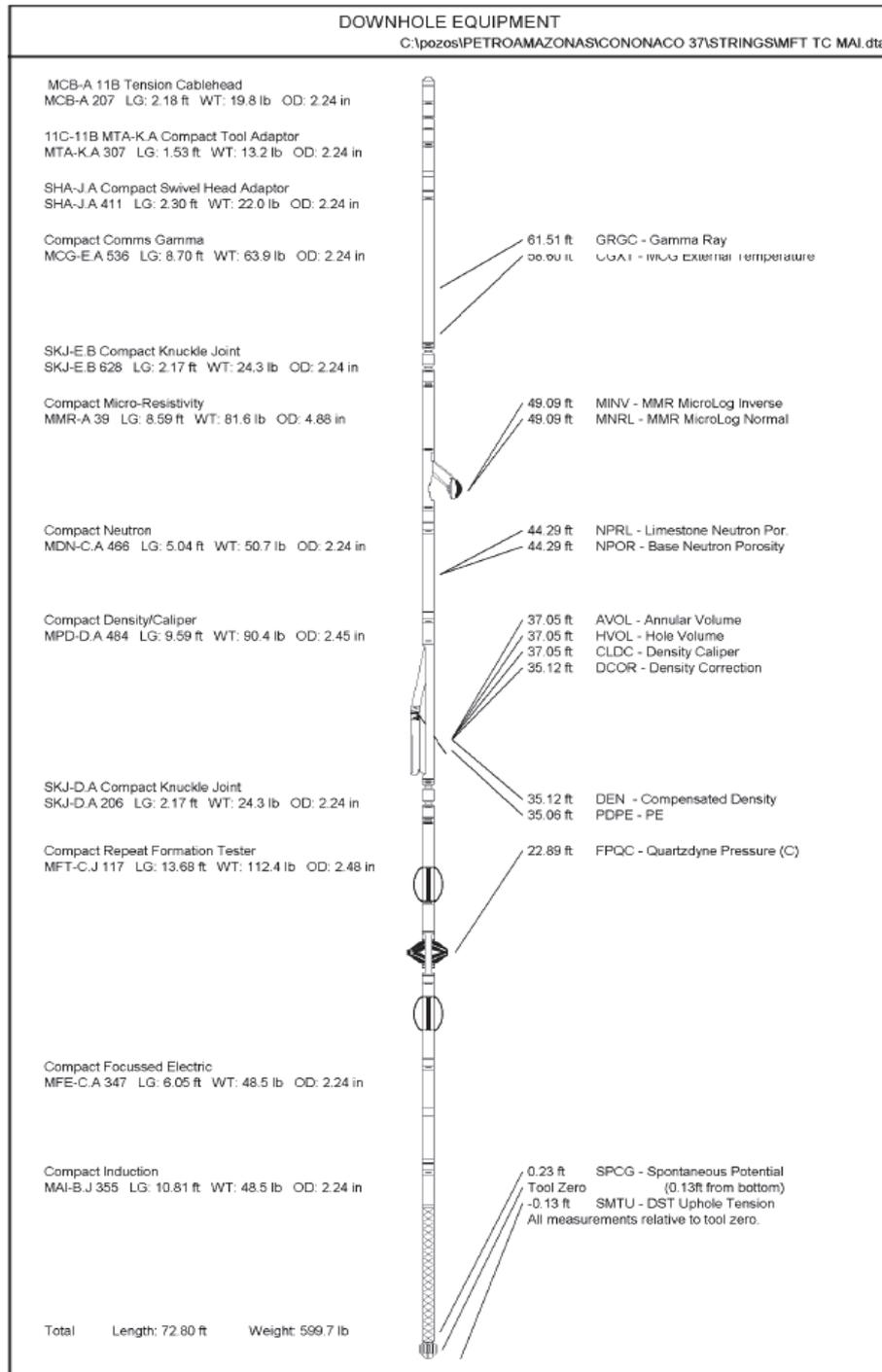
Figura 3.39: Arreglo Básico



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.5.3 PENTACOMBO

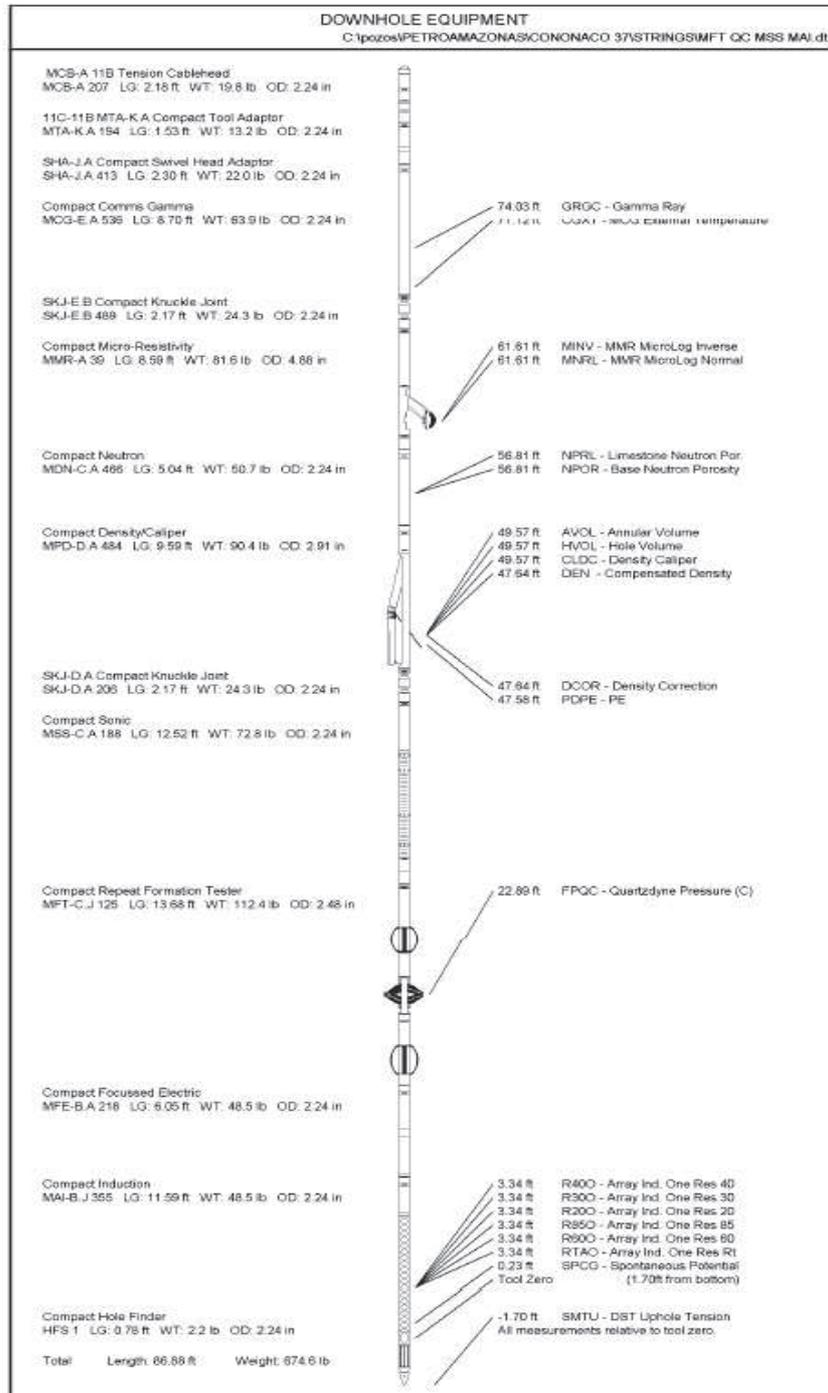
Figura 3.40: Pentacombo



Fuente: Weatherford – Wireline Services

3.5.4 ARREGLO COMPLETO

Figura 3.41: Arreglo Completo



Fuente: Weatherford – Wireline Services

CAPÍTULO IV

ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS.

4.1 INTRODUCCIÓN

Los probadores de formación permiten la rápida evaluación del reservorio al permitir obtener la presión contenida en la formación; la posibilidad de encontrar dos herramientas que realizan la misma tarea de dos formas distintas y mediante tecnologías diferentes la una mediante MWD y la otra mediante Wireline (con cable).

Para esto el análisis que se dará a continuación detallará las ventajas de correr la una o la otra según la necesidad que se tenga.

4.2 CONSIDERACIONES GENERALES

Para realizar el presente estudio se tomará en cuenta algunos aspectos que se detallan a continuación:

- PWFT y MFT vs Competencia.
- Características de PWFT y MFT
- Configuraciones del Hoyo
- Configuraciones de BHA
- Tiempo operativo
- Presiones tomadas.

4.3 ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO

4.3.1 CARACTERÍSTICAS DE PWFT, MFT VS COMPETENCIA

4.3.1.1 PressureWave Formation Tester Vs Competencia

Tabla 4.1: PWFT vs Competencia

	GeoTap (Halliburton)	Stethoscope (Schlumberger)	TestTrak (Baker)	PressureWave (Weatherford)
Medida del Hueco (pulg)	5 3/4" - 18"	5 3/4" - 15"	5 3/4" - 17 1/2"	5 3/4" - 15"
Temperatura de Operación (°C / °F)	175 / 302	175 / 302	300	175 / 302
Presión de Operación (psi)	25000	20000	20000	20000 - 30000
Máxima presión de Drawdown (psi)	5000	-	8700	5000
# de Drawdowns por parada	-	2	-	1 ó 3
Volumen Drawdown (cc)	30	25	25	45
Tasa de Drawdown (cc/sec)	Hasta 5.0	Hasta 2.0	hasta 10.0	De acuerdo al volumen Máximo
Tipo de Drawdown	Hidráulico	Mecánico	Hidráulico	Mecánico
Duración de la Prueba (min)	-	5	3, 5, ó 10	Definido por el usuario, máximo 15
Resolución en tiempo real (psi)	-	1	-	0.5
Mediciones disponibles	Presión de Formación, Presión Anular, Presión Interna	Presión de Formación, Presión anular	Presión de Formación, Presión anular	Presión de Formación, Presión anular

Fuente: Weatherford – Drilling Services
Elaborado por: Paul Chamba

Se analizó tres herramientas GeoTap, Stethoscope, TestTrak adicional a PWFT de las cuales se toma en cuenta las características principales.

Geotap en cuanto al diámetro del hueco tiene herramientas que van de los 5 3/4" hasta las 18" teniendo un alcance para profundidades someras; Stethoscope va desde los 5 3/4" hasta las 15", a su vez TestTrak va desde 5 3/4" hasta las 17" y la PWFT que va desde 5 3/4" hasta las 15". Todas las herramientas tienen el límite de los 5 3/4", esta sería la mayor ventaja ya que como se vio anteriormente lo más provechoso es correrlas en las zonas con potencial de producir petróleo.

En cuanto al volumen máximo que tienen las herramientas para almacenar el fluido mientras se realiza la prueba GeoTap tiene la capacidad de 30 cc, Stethoscope y TestTrak tienen un máximo de 25 cc, mientras que PWFT puede contener hasta 45 cc; la capacidad máxima que tengan las herramientas es una ventaja que me va a permitir trabajar en formaciones con distintas permeabilidades. Como se vio anteriormente si se realiza una prueba en una formación con alta permeabilidad la cámara se llenará más rápido razón por la cual se necesitará mayor capacidad para contener el fluido que se succione; es por estas razones que PWFT es la más conveniente.

Si se analiza la duración de la prueba Stethoscope la realiza en 5 minutos, Testrak se encuentra en tres posibilidades 3, 5 o 10 minutos, PWFT queda a disponibilidad del operador con un máximo de 15 minutos, debido al tiempo que se tiene expuesto toda la herramienta a la formación con posibilidades de pega. El tiempo de duración de la prueba es un factor importante que también va de acuerdo a la respuesta de la formación; si se trata de una formación no muy permeable el tiempo va a ser mayor.

La herramienta más viable es PWFT analizando los tres puntos anteriores es PWFT porque tiene varias herramientas para varios diámetros, tiene una mayor capacidad y además un mayor tiempo de duración de la prueba.

4.3.1.2 MFT VS Competencia

Tabla 4.2: MFT vs Competencia

	MFT (Weatherford)	SFT ²⁷ (Halliburton)	PressureXpress ²⁸ (Schlumberger)
Longitud (ft)	13.68	17.8	21.1
Diámetro (pulg)	2.4	5.5	3.875
Presión de Operación (psi)	12500	12000	20000
Máxima Temperatura (°F/°C)	257 / 125	350 / 176	300 / 148
Volumen Máximo (cc)	40	20	35
Tasa de Drawdown (cc/sec)	Hasta 1	-	0.33
Máxima Presión de Drawdown (psi)	8000	-	6500
Número de Ensayos	-	-	Definido por el usuario

Fuente: Weatherford – Wireline Services
Elaborado por: Paul Chamba

Herramientas que se encuentran en el mercado con tecnología de Wireline análogas a MFT son SFT (Sequential Formation Tester) y PressureXpress.

El primer punto a evaluar es la longitud, MFT presenta una longitud de 13,68 ft, SFT tiene 17,8 ft y PressureXpress 21.1 ft; la longitud en herramientas de Wireline es bastante importante ya que va a permitir acceder a formaciones con mayor dificultad e inclinación mientras menor longitud tengan.

El diámetro de la herramienta en este caso para MFT es de 2.4”, SFT es 5.5” y PressureXpress es 3.875”, igual que en el anterior punto a menor diámetro puede alcanzar en hoyos con menor diámetro, por ejemplo sidetracks.

²⁷ Halliburton 2007. Sequential Formation Test Tool.

²⁸ Schlumberger, 2006. PressureXpress.

Por los dos puntos anteriores la MFT se ve que se desenvuelve bien respecto a la competencia, en si las herramientas de Wireline con su tecnología compact va a la vanguardia.

4.3.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

4.3.2.1 Parámetros Generales

Tabla 4.3: Especificaciones Técnicas PWFT y MFT

	PressureWave	MFT
	LWD	Wireline
Tipo de Medidor	Cuarzo	Cuarzo
Diámetro (pulg)	4 3/4 / 6 3/4 / 8 1/4	2.4 – 11
Longitud (ft)	26.2 / 24.3 / 24.6	13.68
Peso (lb)	1372 / 3290 / 4082	108
Temperatura Máxima (°F/°C)	302 / 150	257 / 125
Presión Máxima (psi)	20000	12500
Volumen Máximo (cc)	45	40

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Elaborado por: Paul Chamba

La PWFT posee un medidor de presión de cuarzo cuya resolución es de 0.02 psi, mientras que MFT tiene dos medidores de presión, el uno es de cuarzo y el otro de tensión, lo que genera una resolución en la lectura de la presión de 0.01 psi; la resolución es la que se presenta en las gráficas de las curvas.

Tener sensor de cuarzo para cuantificar la presión tiene las siguientes ventajas:

Los sensores de presión de cuarzo²⁹ cambian la frecuencia en respuesta a la presión. Debido a que la frecuencia (y su inverso, el tiempo) puede ser medido con

²⁹ <http://www.quartzdyne.com/quartz-pressure-sensor/quartz.html>

gran precisión que cualquier otro parámetro, la salida de la frecuencia provee alta resolución en las mediciones de presión.

- El cuarzo es un material perfectamente elástico, lo que provee estabilidad y repetitividad al sensor.

La PWFT tiene varios collares desde 4 ¾" hasta 8 ¼" cuyo uso va a depender de la sección donde se desee correr; la MFT en si puede adaptarse a diferentes diámetros de pozo, esta herramienta depende únicamente de los brazos los cuales pueden extenderse desde 2.4" hasta 11", lo que la hace una herramienta de uso múltiple.

De acuerdo al diámetro de la PWFT también es la longitud, va desde 24.3 ft. hasta 26.2 ft., es una herramienta extensa que va en las mismas proporciones de las herramientas de LWD y la longitud de la MFT es 13.68 ft. La longitud no tiene mayor influencia en el funcionamiento operacional de las herramientas, pero si en la dificultad de poder desplazar las herramientas siendo esta la razón que la MFT es más versátil.

La temperatura y la presión indican la capacidad de la herramienta para trabajar en condiciones extremas, PWFT puede ser corrida en pozos con temperaturas de hasta los 302 °F (150 °C) y presiones de hasta 20000 psi debido a que es una herramienta robusta. MFT es una herramienta más modesta en cuanto a la presión y temperatura y esto debido a su longitud y diámetro; puede soportar temperaturas de hasta 257 °F (125 °C) con presiones de 12500 psi. En este caso la herramienta indicada para trabajar en condiciones extremas es PWFT ya que permite trabajar con presiones y temperaturas altas y de igual forma registrarlas sin mayor inconveniente.

4.3.2.2 Parámetros Operativos

A continuación se detalla los principales puntos a tomar en cuenta como parámetros operativos. (Ver Tabla 4.4).

Tabla 4.4: Parámetros Operativos PWFT y MFT

PARÁMETROS OPERATIVOS		
	PWFT	MFT
Tipo de energía	Batería	Cable
Número de Ensayos Previos	150	Ilimitado
Número de ensayos por estación	3	Programable
Tasa de flujo (cc/seg.)	0.1 - 4	1 máx.
Precisión (%)	+/- 0.02	0.01
Riesgo de pega	Normal	Normal
Costo	\$\$	\$
Versatilidad	Herramienta por Sección	Misma herramienta diferentes Diámetros

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

La PWFT es energizada por dos baterías de 56 V lo que radica en el número de puntos que pueden ser registrados que son 150, a diferencia de MFT que es energizada mediante cable y el número de puntos que pueden ser registrados es ilimitado. Más adelante se analizarán dos pozos que no superan los 18 puntos de presión razón por la cual en este caso cualquiera de las dos herramientas resulta ser práctica.

La configuración de la PWFT tiene pre establecido tres ensayos por estación (punto), ésta realiza tres drawdowns y tres buildups como parte de un control de calidad, no se puede hacer ni más ni menos. La tasa de flujo puede variar según se programe desde 0.1 cc/sec hasta 4 cc/sec, para esto se debe analizar algunos factores donde la permeabilidad es el más importante como se explicó previamente en 2.2.7.1. La MFT no tiene pre establecido un número de ensayos por cada estación (punto), lo que más frecuente se realiza en campo son dos ensayos (2 drawdown y 2 build ups) dependiendo de la calidad de cada uno de ellos, pero se puede hacer los ensayos que se desee de acuerdo al volumen máximo que son 40 cc. La tasa de flujo varía hasta 1 cc/sec y de igual forma dependiendo de la permeabilidad de la formación.

El riesgo de pega de la PWFT es normal ya que va a trabajar de acuerdo a las condiciones de circulación de lodo, donde se debe tener en cuenta el tiempo de exposición de la herramienta a la formación mientras esté asentada; sin embargo para atenuar este riesgo se cuenta con todo el BHA de perforación, donde el martillo podría librar de una posibilidad de pega. El riesgo de pega de la MFT es también normal debido a que la herramienta se encuentra expuesta en dos puntos que son los brazos, y en caso de pega será más fácil liberar la herramienta solo replegando los brazos. Además también se la puede correr con tubería de perforación con la finalidad de asegurar que la herramienta funcione correctamente en caso de encontrarse sobre pozos muy inclinados.

4.3.2.3 Perfiles de Pozo

Si bien MFT y PWFT no van a tener problemas al correrse en pozos verticales, se debe analizar pozos con inclinados; la PressureWave Formation Tester puede ser corrida sin ningún inconveniente en cualquier tipo de perfil direccional con cualquiera inclinación e inclusive pozos con perfiles horizontales, lo que no sucede con la MFT que se puede correr en pozos de hasta 40 grados de inclinación sin mayor dificultad, pasado los 40 grados y hasta 80 grados de inclinación se debe usar la herramienta transbordador para evitar que la herramienta se pegue; pasado los 80 grados es difícil que se puedan correr las herramientas hay muchas limitaciones.

Cabe decir que en pozos con alto ángulo u horizontales se debe tener mayor cuidado, ya que las herramientas se encuentran más expuestas a las condiciones de la formación donde los riesgos de pega van a incrementar.

4.3.3 TIEMPO OPERATIVO DE LAS HERRAMIENTAS

Para analizar el tiempo operativo se debe tomar en cuenta algunos factores, entre los más importantes se encuentra:

- Formación
- Número de Estaciones

- Circulación

Formación

Conocer la formación es muy importante ya que dependiendo de esto puedo estimar el tiempo y respuesta de la herramienta, y además programarla de la mejor manera de tal forma que se pueda optimizar las condiciones para tomar el registro. Mientras más se conozca del reservorio mejor va a ser la interpretación que se tenga del mismo.

Número de Estaciones

El número de estaciones (paradas) se las eligen previamente en el plan de perforación o de registros, es importante tener en cuenta que mientras el número de estaciones sea mayor el riesgo de pegarse también va a ser mayor.

Circulación

Este factor es uno de los más críticos, dependiendo de este va a radicar el rendimiento de la herramienta en lo que se refiere a condiciones de pega. Al presentarse una pega sea mecánica o diferencial va a tomar mayor cantidad de tiempo para culminar con éxito la prueba.

4.3.3.1 Pozo X (PWFT)

4.3.3.1.1 Información del Reservorio

Tabla 4.5: Información del reservorio Campo X

ZONA INTERES	VCL	PHIE	K	SWE	DIPS
	%	%	MD	%	°
U SUPERIOR	14	21.84	137	24.3	26° NO
U INFERIOR	13	19.8	57.57	27.16	28. 5° NO
T SUPERIOR	24.8	15.2	79.2	41.6	28. 4° NO
T PRINCIPAL	13	20.3	45.6	40.8	28. 0° NO

Fuente: Weatherford - Geosciences

Elaborado por: Paul Chamba

En la tabla se puede observar claramente que la permeabilidad está en el rango alto de tal forma que el tiempo de succión debe ser mínimo, las pruebas se deben realizar rápido sin mayor contratiempo.

4.3.3.1.2 Historial de la corrida

Tabla 4.6: Historial de la Corrida

Inicio Corrida	7/24/2013 12:53
Fin corrida	7/24/2013 17:35
Tiempo Total de la corrida	4.42 h
Número de Puntos	15
Sección	8.5
Temperatura Máxima	154 °F
Presión Máxima	5124
Desviación Máxima	33.6

Fuente: Weatherford – Drilling Services
Elaborado por: Paul Chamba

4.3.3.1.3 Resumen de la corrida

Tabla 4.7: Resumen de corrida PWFT

Estaciones	Inicio	Fin	Resultado
Punto 1	7/24/2013 3:06	7/24/2013 3:12	Prueba de Casing
Punto 2	7/24/2013 12:53	7/24/2013 13:00	Prueba Válida
Punto 3	7/24/2013 13:19	7/24/2013 13:26	Prueba Válida
Punto 4	7/24/2013 13:35	7/24/2013 13:42	Prueba Válida
Punto 5	7/24/2013 13:56	7/24/2013 14:03	Prueba Válida
Punto 6	7/24/2013 14:19	7/24/2013 14:26	Prueba Válida
Punto 7	7/24/2013 14:33	7/24/2013 14:40	Prueba No estabilizada
Punto 8	7/24/2013 14:54	7/24/2013 15:04	Prueba Válida
Punto 9	7/24/2013 15:25	7/24/2013 15:34	Prueba Válida

Punto 10	7/24/2013 15:46	7/24/2013 15:55	Prueba Válida
Punto 11	7/24/2013 16:12	7/24/2013 16:19	Prueba Válida
Punto 12	7/24/2013 16:32	7/24/2013 16:39	Prueba Válida
Punto 13	7/24/2013 16:46	7/24/2013 16:53	Prueba Válida
Punto 14	7/24/2013 17:00	7/24/2013 17:07	Prueba Válida
Punto 15	7/24/2013 17:14	7/24/2013 17:21	Prueba Válida
Punto 16	7/24/2013 17:26	7/24/2013 17:35	Prueba Válida

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Elaborado por: Paul Chamba

En el historial de la prueba se corrieron 15 puntos de los cuales 13 resultaron exitosos, los otros no se pudieron estabilizar por lo que no se les toma en cuenta. Los puntos de presión fueron tomados en el viaje de Wash Down sacando la herramienta (POOH).

El tiempo de duración de cada punto de presión se lo toma en cuenta desde que la herramienta se la posiciona, se extiende el pistón para sellar la formación y empieza a succionar el fluido; el promedio de duración es de 10 minutos y el tiempo total entre punto y punto, es decir se acaba de registrar un punto y se sigue a la siguiente profundidad es de 15 a 20 minutos.

El tiempo total de la prueba desde que se tomó el primer punto es de 4.42 horas lo que es un tiempo bueno, considerando que se realizan tres ensayos (tres buildups y tres drawdowns). Cabe mencionar que la prueba de casing que se muestra en la tabla 4.9 es conocida como Shallow Hole Test, que no es más que una prueba en superficie (a 300 ft de profundidad) que permite corroborar el correcto funcionamiento de la herramienta. Esto quiere decir que la herramienta se encuentra en el pozo desde las 3h06 del día 24, lo que sumando hasta la hora del último punto que son las 17h26 del mismo día da un total de 14 horas más o menos.

Si se revisa el valor de la desviación máxima cuyo valor es de 33.6°, siendo un pozo no muy desviado lo que facilita la corrida de la prueba.

4.3.3.2 Pozo Y (MFT)

4.3.3.2.1 Información del Campo

Tabla 4.8: Información del reservorio Y

ZONA INTERES	VCL	PHIE	K	SWE
	%	%	MD	%
U	3.024	14.27	205	12.325
T	9.364	13.706	220	21.279
HOLLIN	8.534	8.534	309.174	32.232

Fuente: Weatherford – Geosciences

Elaborado por: Paul Chamba

4.3.3.2.2 Historial de la corrida

Tabla 4.9: Historial de la Corrida

Inicio Corrida	7/20/2013 14:40
Fin corrida	7/20/2013 19:04
Tiempo Total de la corrida	4.24 h
Número de Puntos	18
Sección	8.5
Temperatura Máxima	75 °F
Presión Máxima	4568
Desviación Máxima	30

Fuente: Weatherford – Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

4.3.3.2.3 Resumen de la corrida

Tabla 4.10: Resumen de la corrida MFT

Estaciones	Inicio	Fin	Resultado
Punto 1	7/20/2013 14:40	7/20/2013 14:45	Prueba Seca
Punto 2	7/20/2013 15:15	7/20/2013 15:27	Prueba Válida
Punto 3	7/20/2013 13:34	7/20/2013 13:39	Prueba Válida

Estaciones	Inicio	Fin	Resultado
Punto 4	7/20/2013 15:44	7/20/2013 15:44	Permeabilidad Baja
Punto 5	7/20/2013 15:54	7/20/2013 15:54	Permeabilidad Baja
Punto 6	7/20/2013 16:06	7/20/2013 16:18	Prueba Válida
Punto 7	7/20/2013 16:24	7/20/2013 16:30	Prueba No estabilizada
Punto 8	7/20/2013 16:25	7/20/2013 16:25	Prueba No estabilizada
Punto 9	7/20/2013 16:47	7/20/2013 16:47	Prueba No estabilizada
Punto 10	7/20/2013 17:13	7/20/2013 17:28	Prueba Válida
Punto 11	7/20/2013 17:34	7/20/2013 17:39	Prueba Válida
Punto 12	7/20/2013 17:46	7/20/2013 17:51	Prueba Válida
Punto 13	7/20/2013 16:46	7/20/2013 16:51	Prueba Válida
Punto 14	7/20/2013 17:56	7/20/2013 18:02	Prueba Válida
Punto 15	7/20/2013 18:06	7/20/2013 18:11	Prueba Válida
Punto 16	7/20/2013 18:17	7/20/2013 18:26	Prueba Válida
Punto 17	7/20/2013 18:35	7/20/2013 18:43	Prueba Válida
Punto 18	7/20/2013 18:35	7/20/2013 19:04	Prueba Válida

Fuente: Weatherford – Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

En el historial de la prueba se corrieron 18 puntos de los cuales 12 resultaron exitosos y en dos se registró permeabilidad baja. La herramienta se la corrió desde menor profundidad a mayor profundidad, es decir bajando; lo más óptimo para esta herramienta para evitar contratiempos con la temperatura por motivos de sus especificaciones técnicas.

De igual forma que la PWFT el tiempo de duración para la toma de la presión es de 10 minutos, y el tiempo entre punto y punto es de 15 a 20 minutos. El tiempo total de la prueba fueron 4.24 horas considerando que se perdió algunos puntos, sin embargo el tiempo es bueno esto debido que en la mayoría de puntos se realizaron dos ensayos (dos Buildups y dos drawdowns). Esta al ser una herramienta con cable se la puede bajar más rápido lo que el tiempo total no aumentaría mucho analizando desde que la herramienta entro al pozo.

No hay registro de que se haya realizado una prueba en superficie.

4.3.4 PRESIONES REGISTRADAS

De igual forma que para analizar el tiempo operativo, en esta sección se tomará en cuenta los mismos pozos; el pozo X para la herramienta PWFT y el pozo Y para la herramienta MFT.

4.3.4.1 Pozo x

El plan de acuerdo a lo que se vio en el resumen de tiempo fue de 14 paradas ó 14 puntos de presión de los cuales 13 resultaron exitosos; las arenas investigadas para el propósito de los puntos fueron la arenisca U superior, T superior y T inferior.

Los puntos fueron tomados sacando la herramienta después de haber correlacionado las presiones con el gamma ray.

4.3.4.1.1 Arena T Inferior

La primera arena que se analiza es la T inferior donde se tiene un gradiente de presión promedio de 0,37 psi/ft. La presión de formación va desde 2921,3 psi a 3011,2 psi. (Ver Tabla 4.12).

Tabla 4.11: Registro PWFT Arena T Inferior

PWFT - Pozo X							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad. (psi/ft)	Resultado
T INFERIOR	1	8062	1683.4	1568.9	3011.2	0.374	PETRÓLEO
	2	8032	182.4	518.2	2991.6	0.372	PETRÓLEO
	3	8022	771.6	184.3	2921.3	0.364	PETRÓLEO

Fuente: Weatherford – Drilling Services

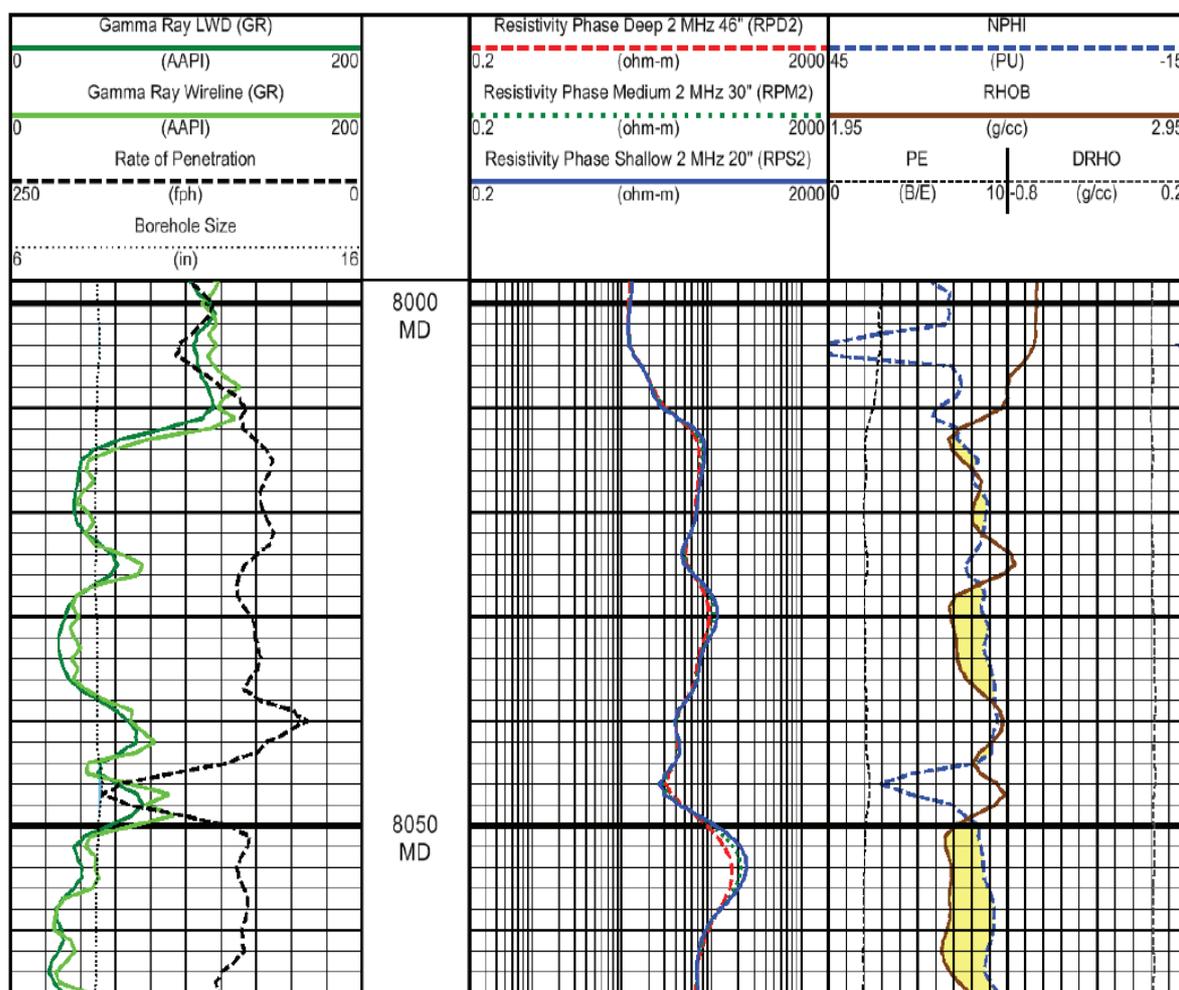
Elaborado por: Paúl Chamba

De acuerdo a los rangos de gradiente para los fluidos el resultado del análisis en esta arena es que en este rango de profundidad se encuentra petróleo con una permeabilidad buena.

Si lo verificamos con el registro tomado con las herramientas de LWD podemos corroborar que los puntos se encuentran sobre una zona porosa y permeable de

acuerdo al gamma ray bajo, resistividad alta y cruce de las curvas de porosidad. Además también se puede observar una presencia de lutita a una profundidad de 8050 ft. (Ver Figura 4.1).

Figura 4.1: Registro LWD Arena T Inferior



Fuente: Weatherford – Drilling Services

4.3.4.1.2 Arena T Superior y C5

Al analizar la arena T Superior observamos que la presión se encuentra en 1633 psi, lo que resulta en un gradiente de 0,205 lo que en la tabla se ve reflejado como gas o a su vez podría ser una zona de transición petróleo – gas, que puede ser una arena depletada. (Ver Tabla 4.13).

Tabla 4.12: Registro PWFT Arena T Superior y C5

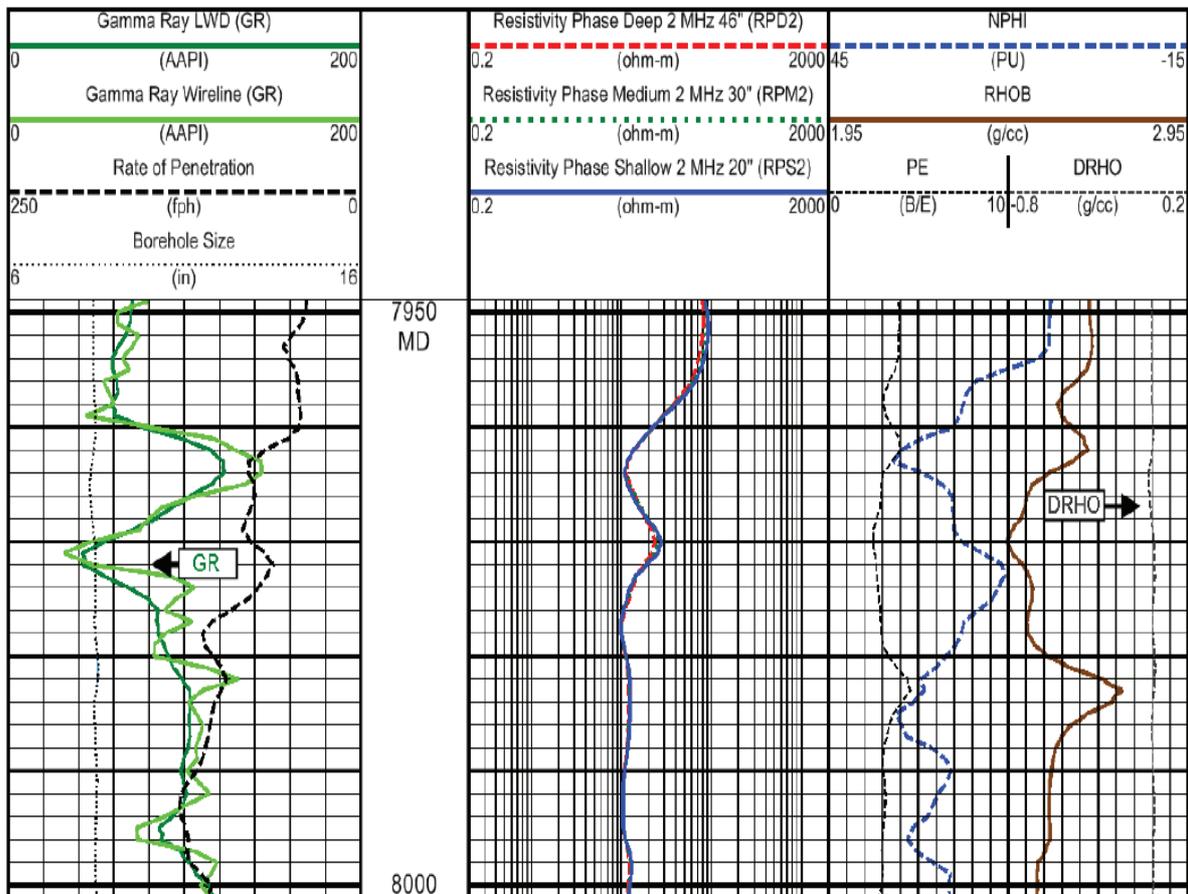
PWFT - Pozo X							
Arena	# Prueba	Prof. MD	Mov.	Perm.	Presión	Grad	Resultado
T SUPERIOR	4	7971	139.7	294.4	1633.4	0.205	GAS
C5	5	7918	1458.7	887.2	2942.2	0.372	PETRÓLEO
	6	7902	1921.8	235.3	3021.1	0.382	PETRÓLEO

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Elaborado por: Paúl Chamba

Observando el registro se puede identificar que precisamente las curvas de porosidad no dan evidencia de una zona porosa, aunque la curva del gamma ray y resistividad dan indicio de hidrocarburo. (Ver Figura 4.2)

Figura 4.2: Registro LWD Arena T Superior



Fuente: Weatherford – Drilling Services

4.3.4.1.3 Arena U Inferior

En esta arena que de acuerdo al plan de puntos de la herramienta es donde más paradas se hicieron tomando como la arena principal para el estudio del pozo.

Tabla 4.13: Registro PWFT Arena U Inferior

PWFT - Pozo X							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
U INFERIOR	7	7776	3432.2	879.2	3004.7	0.386	PETRÓLEO
	8	7768	288.5	644.7	3002.1	0.386	PETRÓLEO
	9	7762	3460.7	892.6	2998.9	0.386	PETRÓLEO
	10	7750	157.3	853.6	2994.3	0.386	PETRÓLEO
	11	7746	840.7	796.4	2993.2	0.386	PETRÓLEO
	12	7740	468.5	419.7	2991.7	0.387	PETRÓLEO
	13	7733	685.9	309	2990.1	0.387	PETRÓLEO

Fuente: Weatherford – Drilling Services

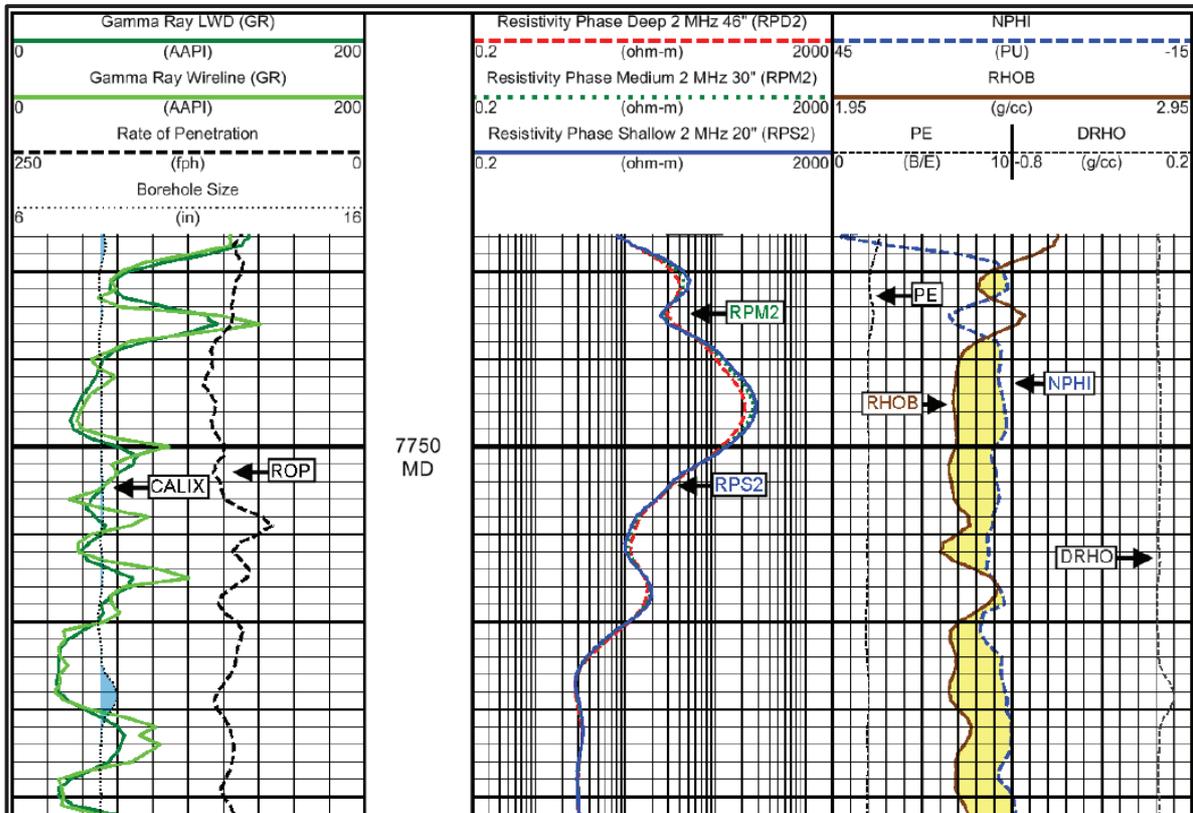
Elaborado por: Paúl Chamba

Como se puede observar en la tabla el intervalo estudiado es de 7733 ft hasta 7776 ft, donde las presiones van desde 2990 psi hasta 3004 psi, generado un gradiente de presión de formación promedio de 0,38 psi/ft. Analizando el valor del gradiente nos encontramos en una arena con potencial de petróleo.

Luego se analiza el registro del pozo en dicha profundidad y podemos observar que la zona de petróleo y de transición se encuentra hasta la profundidad de 7760 ft a partir de acuerdo a la curva de resistividad es muy probable que sea una zona con acuífero.

En el registro además se puede observar que también se compara con el registro de gamma ray de Wireline, esto para correlacionarlo. Se puede claramente que los dos siguen la misma tendencia, lo único en que difieren es que el registro de Wireline tiene más picos y el de LWD se mantiene constante.

Figura 4.3: Registro LWD Arena U Inferior



Fuente: Weatherford – Drilling Services

4.3.4.2 Pozo Y

El plan de puntos de perforación fueron 18 paradas de las cuales 13 resultaron exitosas. En esta corrida se analizan varias arenas, entre las que se encuentran U superior, U inferior, T superior, T inferior, Hollín Superior, Hollín Inferior. Cabe resaltar que la arena principal de estudio es la T inferior y además la herramienta se corrió de arriba hacia abajo.

4.3.4.2.1 Arena U Superior

Se tiene el registro de dos puntos con una presión promedio de 3145 psi dando como resultado un gradiente de 0.31, lo que da un indicio de petróleo. Los valores de permeabilidad y movilidad no son altos.

Tabla 4.14: Registro MFT Arena U Superior

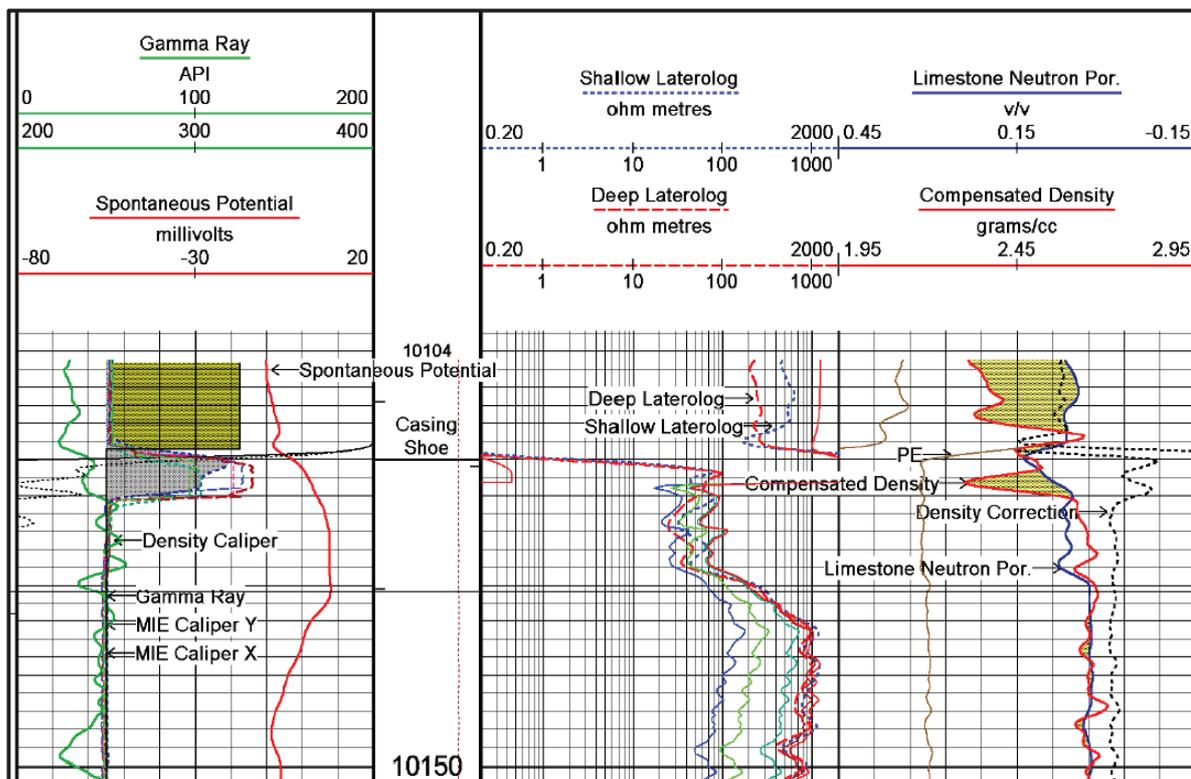
MFT - Pozo Y							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
U SUPERIOR	1	10121.6	110.4	35.3	3149.7	0.311	PETRÓLEO
	2	10123.6	624.9	196.3	3142.3	0.310	PETRÓLEO

Fuente: Weatherford – Drilling Services

Elaborado por: Paúl Chamba

En el registro se puede observar que es una arena de 4 ft y efectivamente presenta un bajo valor de gamma ray, una resistividad de medio a alta y las curvas de porosidad se cruzan dando como resultado una zona porosa; pero de lo analizado anteriormente donde se tiene una permeabilidad baja no se la toma como una arena con potencial de producir hidrocarburo.

Figura 4.4: Registro Wireline Arena U Superior



Fuente: Weatherford – Wireline Services

4.3.4.2.2 Arena U Inferior

En esta arena solo se tiene el registro de un punto de presión, es la zona donde se perdieron algunos puntos de presión. Un punto no es suficiente para poder evaluar una zona aunque de acuerdo a este valor de gradiente se trata de una arena con zona de transición petróleo – agua.

Tabla 4.15: Registro MFT Arena U Inferior

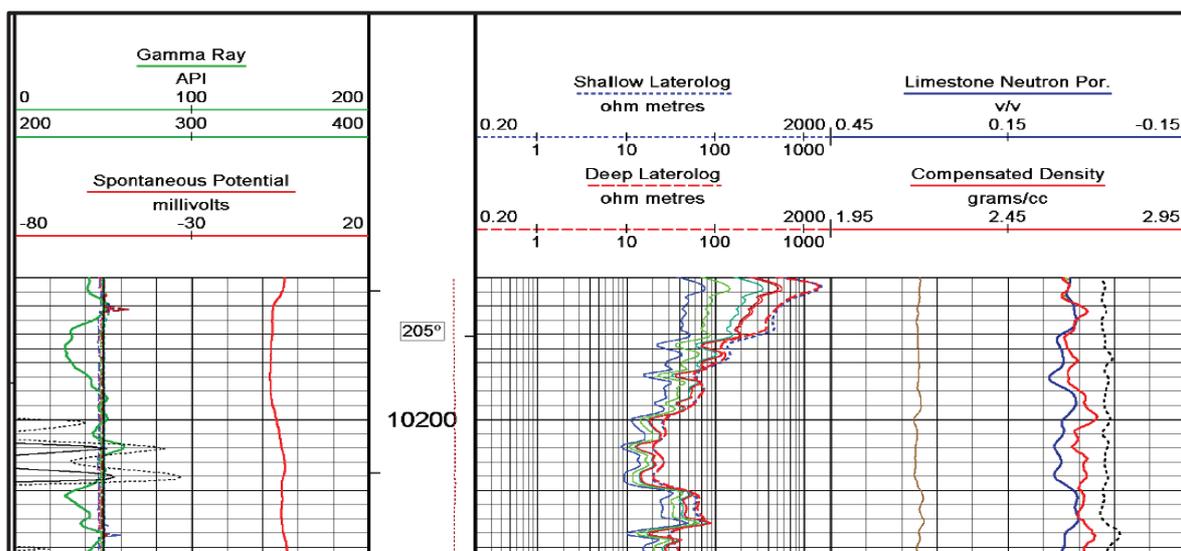
MFT - Pozo Y							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
U INFERIOR	3	10189.6	158.9	48.4	4373.7	0.429	TRANSICIÓN

Fuente: Weatherford – Wireline Services

Elaborado por: Paúl Chamba

En el registro a continuación se puede observar que se trata de una zona de transición ya que se tiene una resistividad baja con un gamma ray bajo; las curvas de porosidad no se cruzan, es por esta razón que no necesariamente se trate de una arena porosa, lo que nos puede confirmar el valor de permeabilidad y movilidad de la anterior tabla.

Figura 4.5: Registro Wireline Arena U Inferior



Fuente: Weatherford – Wireline Services

4.3.4.2.3 Arena T Superior

Para esta arena de igual forma se tomó un solo punto de presión insuficiente para poder caracterizarla.

Tabla 4.16: Registro MFT Arena T Superior

MFT - Pozo Y							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
T SUPERIOR	4	10358.6	191.2	55.2	4326.8	0.417	TRANSICIÓN

Fuente: Weatherford – Wireline Services

Elaborado por: Paúl Chamba

4.3.4.2.4 Arena T Inferior

Esta arena es el objetivo principal del estudio, se tiene el registro de 5 puntos cuya presión promedio esta por los 2749 psi con un gradiente de presión promedio de 0,26 psi/ft indicativo de la presencia de petróleo. El espesor de la arena de acuerdo al número de puntos efectivos en esta zona es de 21 ft.

Tabla 4.17: Registro MFT Arena T Inferior

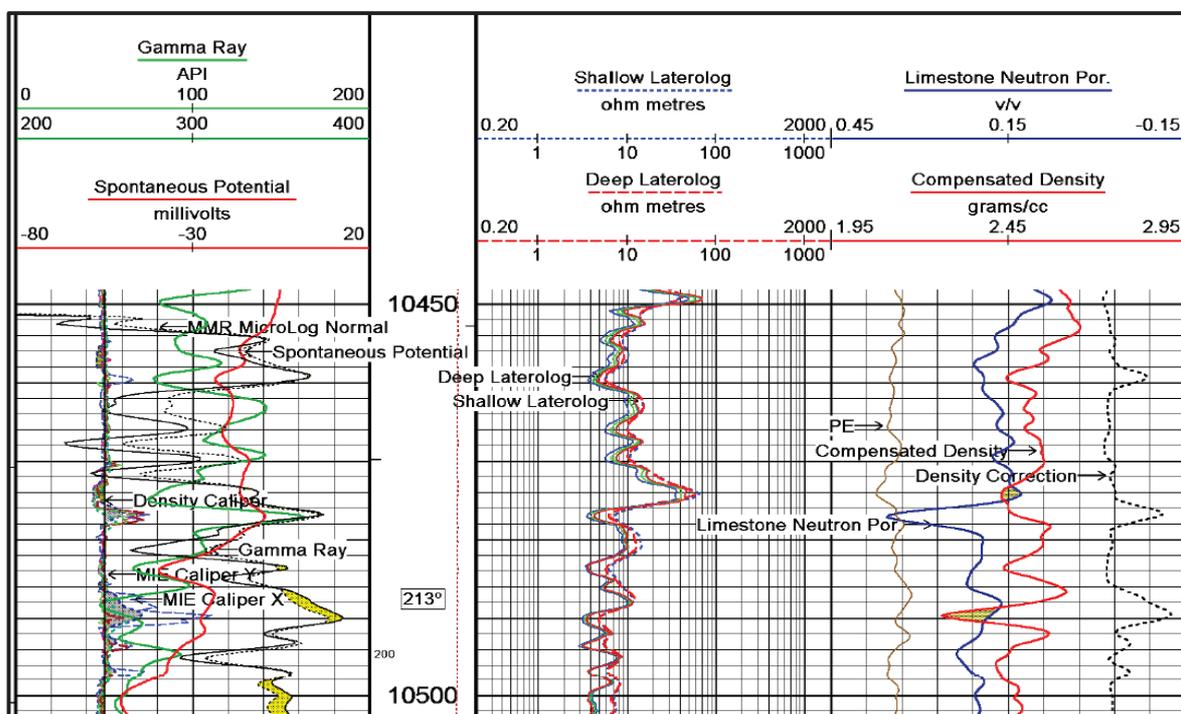
MFT - Pozo Y							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
T INFERIOR	5	10457.6	711.6	202.9	2744.8	0.2625	PETRÓLEO
	6	10461.6	399.8	112.3	2747.3	0.2626	PETRÓLEO
	7	10467.6	370.8	102.8	2749.7	0.2627	PETRÓLEO
	8	10469.6	374.4	102.8	2750.5	0.2627	PETRÓLEO
	9	10478.6	278.8	75.9	2756.1	0.2630	PETRÓLEO

Fuente: Weatherford – Wireline Services

Elaborado por: Paúl Chamba

Observando el registro nos encontramos con la presencia de una arena con intercalaciones de la curva de gamma ray la cual no se mantiene constante, lo que es indicio de intercalaciones de lutita; las curvas de resistividad tienen un valor bajo y las curvas de porosidad no se cruzan. Razón por la cual y de acuerdo al registro es difícil asegurar una zona con potencial de producir hidrocarburos.

Figura 4.6: Registro Wireline Arena T Inferior



Fuente: Weatherford – Wireline Services

4.3.4.2.5 Arena Hollín Superior e Inferior

Se tomaron tres puntos de presión de las tres arenas donde se tiene presiones desde los 4568 psi dando un gradiente de presión promedio resultante de 0.41 psi/ft. Este valor es indicativo de encontrarse en una zona de transición o posiblemente un acuífero. Al tratarse de Hollín no hace falta corroborarlo con el registro debido a la condición de conocerla como acuífero natural.

Tabla 4.18: Registro MFT Arena Hollín

MFT - Pozo Y							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
HOLLIN SUPERIOR	10	10619.6	502.3	135	4248.6	0.400	TRANSICIÓN
	11	10623.6	165.2	44.2	4248.4	0.399	TRANSICIÓN
HOLLIN INFERIOR	12	10658.6	132	35	4568.5	0.428	TRANSICIÓN

Fuente: Weatherford – Wireline Services
Elaborado por: Paúl Chamba

4.3.5 HERRAMIENTAS DE LWD Y WIRELINE

A continuación se analizará las herramientas de LWD y Wireline que pueden ser corridas en conjunto con la PWFT y la MFT respectivamente para determinar las diferencias y/o ventajas en el caso de existir (Ver Tabla 4.15).

Tabla 4.19: Herramientas LWD y Wireline

LWD		Wireline
Gamma Ray	HAGR / HGAM / SAGR	MCG / MGS / SGR
Resistividad	MFR	MDL
Densidad	AZD	MPD
Neutrón	TNP	MDN
Sónico	ShockWave	MSS

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Paul Chamba

4.3.6 BHA DE LWD Y SARTA DE WIRELINE

Tabla 4.20: Configuración de herramientas LWD – Wireline

CONFIGURACIÓN DE HERRAMIENTAS		
Triple Combo	MFR - HAGR – PWFT	MCG/MGS - MDL - MFT
Quad Combo	MFR - HAGR - AZD - TNP – PWFT	MCG/MGS - MDL - MPD - MDN - MFT
Penta Combo	MFR - HAGR - AZD - TNP - ShockWave – PWFT	MCG/MGS - MDL - MPD - MDN – MSS-MFT

Fuente: Weatherford

Elaborado por: Paul Chamba

4.4 EVALUACIÓN DE RESULTADOS

A continuación se detallará los resultados a partir del estudio técnico hecho previamente tomando en cuenta tres puntos importantes

- Herramientas
- Tiempos de operación
- Resultados de correr las herramientas.

4.4.1 HERRAMIENTAS

PWFT en cuanto a la competencia tiene la ventaja del volumen máximo para contener fluido proveniente de la formación y a su vez el tiempo que se demora para realizar la prueba lo que la hace una herramienta competitiva y bastante conveniente con las que se encuentran disponibles en el mercado; mientras que la MFT centra sus principales características en diámetros y longitudes pequeñas respecto a sus competidores mediante lo cual permite alcanzar pozos con dificultades o a su vez pozos con diámetros pequeños.

La PWFT tiene diferentes diámetros de herramientas de acuerdo a la sección donde se esté perforando donde la más usada es la de 6 3/4" que se corre con mayor frecuencia al ser la ideal para correr en la sección de 8 1/2", y a su vez la MFT tiene un diámetro nominal de 2.4" que puede extenderse hasta las 11" de acuerdo a la apertura de sus brazos que se ajustan al diámetro del pozo.

Si hablamos de longitudes la PWFT tiene casi el doble al ser una herramienta que se corre con la sarta de perforación, pero tiene la ventaja de que mientras se toma la prueba se puede circular fluido minimizando los riesgos de pega; al ser una herramienta de MWD y ayudarse del Tool Face del motor de perforación se tiene la seguridad que el pistón está dirigido hacia la cara alta del pozo (High Side).

Al hablar de la MFT, tiene dos puntos que se apegan a la formación que son los brazos que se acomodan a la cara del pozo tiene un área menor de contacto con la formación lo que ayuda a evitar pegas.

Si bien la tecnología de LWD presenta además varias herramientas para caracterizar de mejor manera el pozo, como son herramientas de resistividad, gamma ray, sísmico, neutrón, densidad y obviamente geoposicionamiento del pozo, todas para ser corridas en hoyo abierto. Wireline presenta además de las mencionadas anteriormente herramientas para correrse en hoyo entubado habiendo una gran variedad de herramientas.

Ambas herramientas pueden ser corridas con varias otras, formando arreglos como son triple combo, quad combo, penta combo y otros, todos de acuerdo a la necesidad del cliente y de la formación. Mientras más información se pueda obtener es mucho mejor y si toda esta información la obtenemos en una sola corrida, no solamente se estaría economizando tiempo de taladro sino que tendríamos la posibilidad de poner a producir más rápido nuestro yacimiento.

4.4.2 COMPORTAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS

Para analizar el comportamiento de las herramientas se tomará los casos analizados anteriormente:

- Tiempo operativo
- Respuesta de la herramienta

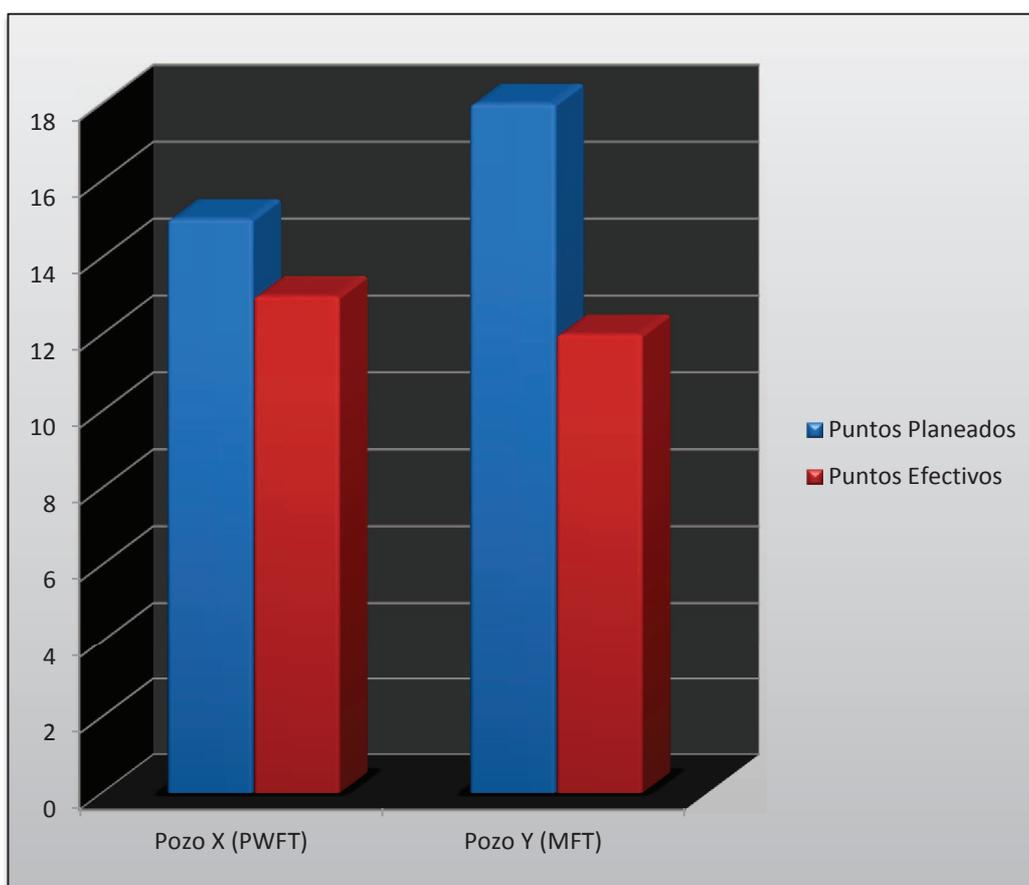
4.4.3.1 Tiempo Operativo

Para evaluar el tiempo operativo entre las dos herramientas se debe hacerlo mediante dos métodos.

4.3.3.1 Tiempo operativo³⁰ y efectividad de las Herramientas

A partir de los datos de los pozos X e Y, en el primero se plantearon 14 puntos de presión resultando 13 efectivos y uno que no se pudo terminar. En el pozo Y se planearon 18 puntos de presión de los cuales 12 resultaron efectivos y los demás no se pudieron concretar. (Ver Figura 4.7)

Figura 4.7: Puntos Planeados vs Puntos Efectivos - Campos X e Y

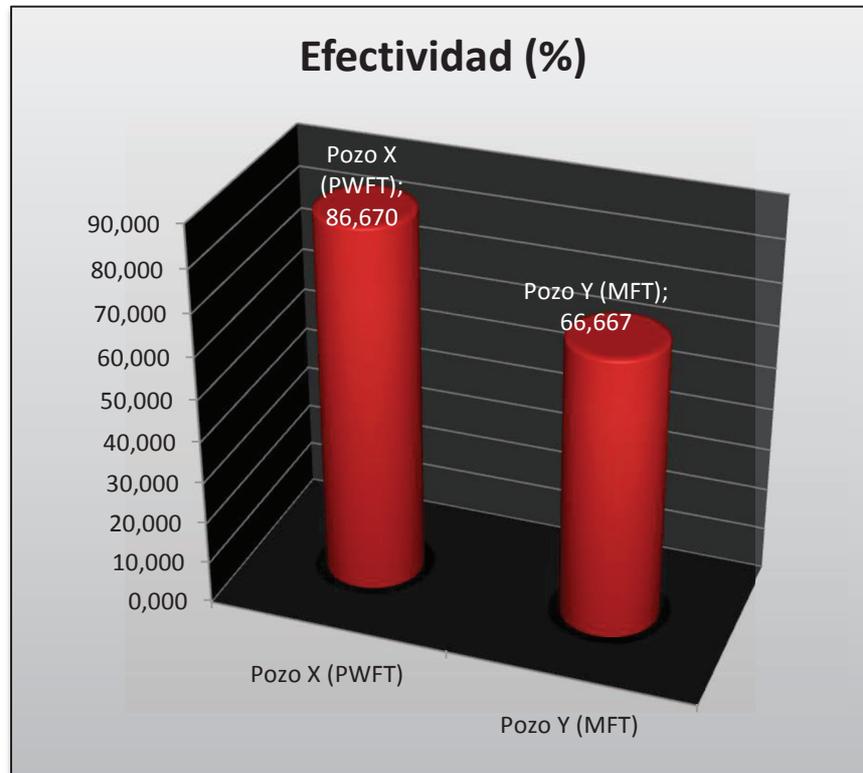


Fuente: Weatherford – Drilling, Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

A partir de esto se puede ver la efectividad en la siguiente gráfica.

³⁰ Tiempo operativo: Tiempo que se toma la herramienta en culminar todo el plan de puntos hasta la última parada, independiente del momento que ingresaron al pozo.

Figura 4.8: Efectividad PWFT vs MFT

Fuente: Weatherford – Drilling, Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

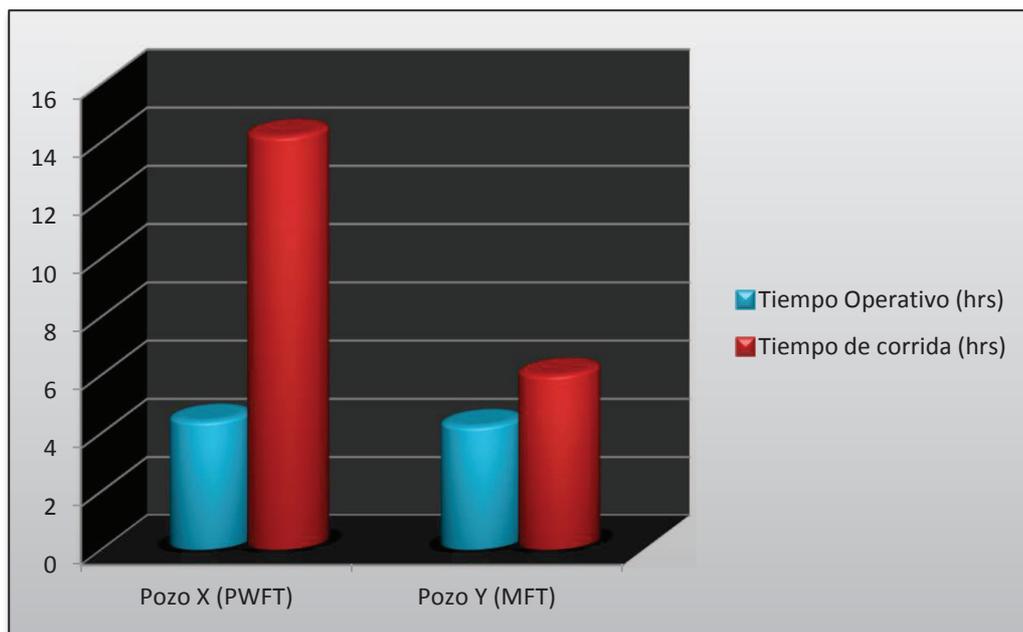
Si bien la PWFT se demora mayor tiempo, se debe destacar que ésta realiza un tercer pretest lo que la hace bastante óptima en tiempo, mientras que la MFT se toma el mismo tiempo casi, aunque ésta realiza un pretest menos por cada punto de presión. Este tiempo es independiente del total, ya que en este solo se toma en cuenta la parte operativa.

Si se menciona el tiempo total de las herramientas dentro del pozo, la PWFT va a tener un mayor tiempo ya que se la debe armar junto con el BHA y bajarla parada por parada, que en el caso del pozo X se tomó unas 10 horas más, a diferencia que

cuando se la corrió con la MFT que podría haberse tomado un par de horas hasta llegar a la profundidad planeada.

En la siguiente gráfica se detalla el tiempo que se toman las herramientas para realizar la prueba y a su vez se puede observar la diferencia que existe entre las dos herramientas en el tiempo de corrida.

Figura 4.9: Tiempo Operativo vs Tiempo de Corrida



Fuente: Weatherford – Drilling, Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

A partir de las gráficas anteriores se debe tomar la decisión más idónea que queda a consideración del cliente. En este caso para el fin del presente proyecto la decisión más lógica sería optar por la PWFT que aunque se tome mayor tiempo me da la seguridad de un 86% de efectividad.

Además cabe decir que el tiempo extra que se toma la PWFT está dentro del tiempo planeado del taladro y planeado para la perforación, razón por la cual no influiría el tiempo adicional ya que este se lo está haciendo durante la operación de

reacondicionamiento de la última sección del pozo ya perforada. La herramienta MFT podría ser corrida después de efectuar esta operación de reacondicionamiento.

4.4.3.2 Presiones Registradas

En cuanto a los resultados de la comparación de las presiones tomadas en los X e Y, aunque no son los mismos pozos, se pudo sacar algunos resultados de los que se va a tratar más adelante y se puede observar en la Tabla 4.22.

Se evaluaron varias arenas en los dos pozos, para el X se evaluaron cuatro arenas a lo largo de 139 ft teniendo como objetivo principal la U inferior donde se obtuvo una presión promedio de 2996 psi. La efectividad del 90% analizado anteriormente en el número de paradas efectivas tomadas radica en que se haya cubierto aproximadamente 101 ft del total. Si se analiza el pozo Y se programó evaluar 7 arenas a lo largo de 87 ft, razón por la cual en un principio se tenía planeado 18 puntos de presión que a la final fueron 12; al final se alcanzó a cubrir 33 ft del total.

Para poder tener una idea clara de lo que pasa en un yacimiento por lo menos se necesitan tres puntos en cada arena, y como se ve en la tabla hay algunos que tiene un solo punto; esto genera una incertidumbre en cuanto al resto de la arena ya que puede ser un punto que no esté presentando la presión real en toda la arena. Debido a esto las arenas que solo tienen un punto de presión presentan valores arbitrarios que no necesariamente son los valores estimados para la formación.

En la tabla 4.22 se ve dos formaciones en verde, de las cuales para el pozo X la arena principal es la U Inferior y para el pozo Y lo es la arena T Inferior. En la primera arena mencionada se tomaron un total de 7 puntos de presión en un intervalo de 43 ft obteniendo una presión promedio de 2996 psi; no se podría correlacionar con el pozo Y donde se tiene una presión de 4373 ya que en este solo se pudo registrar un punto. Para el pozo Y cuya arena principal es la T inferior se tomaron 5 puntos en un intervalo de 21 ft obteniendo una presión de formación promedio de 2750 psi, la cual es análoga con la del pozo X donde se tienen tres puntos de presión con un valor promedio de 2975 psi.

Tabla 4.21: Intervalos y Presiones Pozo X e Y

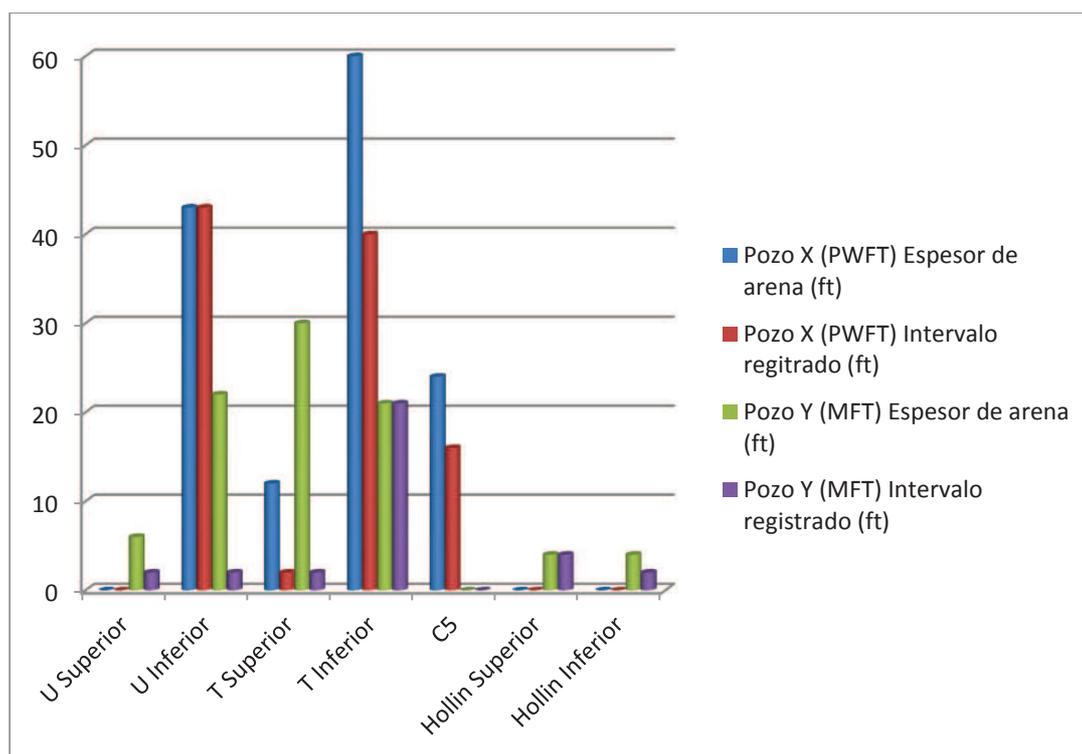
	Pozo X (PWFT)			Pozo Y (MFT)				
	Espesor de arena (ft)	Intervalo registrado (ft)	# Puntos	Presión Promedio (psi)	Espesor de arena (ft)	Intervalo registrado (ft)	# Puntos	Presión Promedio (psi)
U Superior	-	-	-	-	6	2	2	3146
U Inferior	43	43	7	2996	22	2	1	4373
T Superior	12	2	1	1633	30	2	1	4326
T Inferior	60	40	3	2975	21	21	5	2750
C5	24	16	2	2981	-	-	-	-
Hollin Superior	-	-	-	-	4	4	2	4284
Hollin Inferior	-	-	-	-	4	2	1	4568
Total	139	101	13	-	87	33	12	-
Efectividad (%)	72,662			-	37,931		-	-

Fuente: Weatherford – Drilling, Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

En la siguiente figura se puede analizar claramente la diferencia entre los intervalos que esperaban ser registrados y lo que en verdad se registró, y además la relación que se tuvo entre los pozos X e Y.

Figura 4.10: Espesor de arena vs Espesor Registrado - Campo X e Y

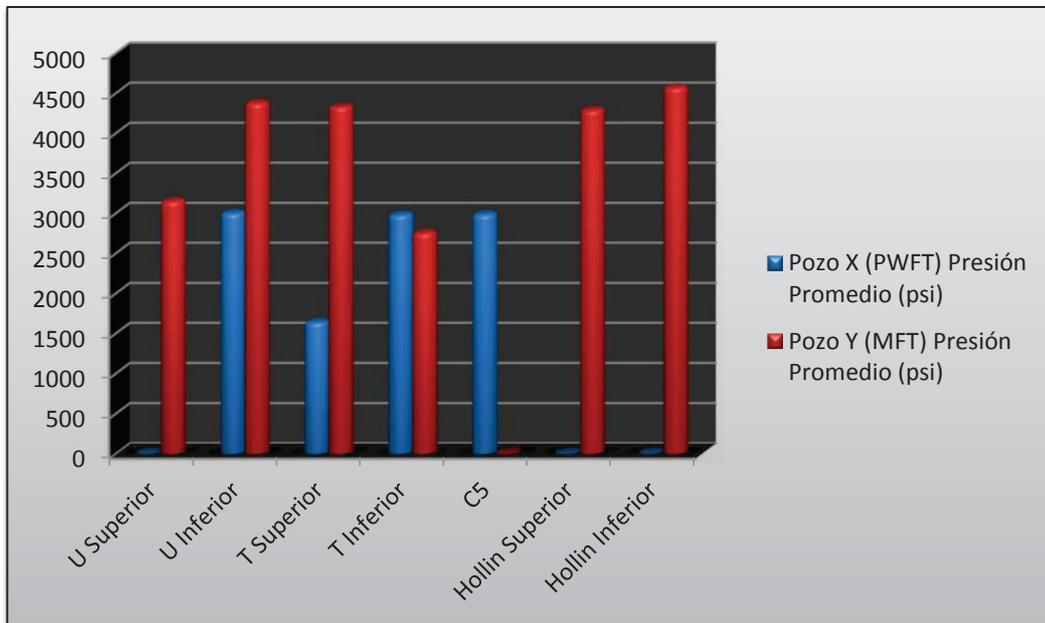


Fuente: Weatherford – Drilling, Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

En la figura 4.24 se puede observar la relación que hay entre las presiones y las arenas registradas; las que más se parecen es en donde se registraron mayor cantidad de puntos y de acuerdo a lo expresado anteriormente en las arenas U superior y T inferior.

Para el resto de arenas solo se tiene la evidencia de cada pozo ya que no se registraron todas las arenas en ambos pozos.

Figura 4.11: Presiones Campo X e Y

Fuente: Weatherford – Drilling, Wireline Services

Elaborado por: Paul Chamba

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Al analizar las herramienta PWFT con la competencia tiene dos ventajas que son el tiempo de duración de la prueba el cual puede ser arbitrario y que solo va a depender de la formación con un máximo de 15 minutos, y con un volumen máximo de 45 cc, a diferencia de las otras que en tiempo alcanzaban los 10 minutos y en volumen los 30 cc.
- La herramienta MFT analizándola con la competencia centra sus mayores ventajas en su longitud de 13.68 ft y su diámetro de 2.4" los cuales son más pequeños haciéndola una herramienta más versátil para poder correrla en pozos con un nivel de dificultad mayor.
- El principio de funcionamiento de los probadores de formación, se basa en realizar un sello sobre la formación que se desee evaluar, para después succionar cierta cantidad de fluido a determinada tasa de flujo generando un decaimiento de la presión (drawdown) y esperando a que se recupere para tener el valor exacto.
- La herramienta PWFT según especificaciones técnicas se presenta en diámetros que van desde los 4 3/4" hasta 8 1/4" cubriendo así diámetros de pozos que van desde los 5 3/4" hasta las 15", mientras que la herramienta MFT presenta una misma herramienta de 2.4" hasta las 11" cubriendo diámetros de agujeros desde las 3" hasta las 11" que es el máximo.

- Si bien la herramienta MFT tiene un volumen máximo de 40 cc, lo que es suficiente para realizar los ensayos que sean necesarios (por lo general 2), la PWFT presenta 45 cc teniendo en cuenta que siempre va a realizar tres ensayos como control de calidad; las dos herramientas disponen de una capacidad para abordar las exigencias de determinada formación sin mayor dificultad.
- La capacidad de trabajo de la PWFT se centra en sus baterías de litio, las cuales le otorgan un máximo de 150 paradas o puntos de presión, que si se tradujera en horas equivaldría a 60 horas de trabajo. La MFT solo depende de la energía proveniente del cable, razón por la cual puede operar independientemente del tiempo que se la use.
- Se analizó dos pozos X e Y de los cuales se obtuvo la siguiente información relacionada con tiempos de operación de las dos herramientas, puntos planeados e información de la sección donde se las corrió.

Tabla 5.1: Resumen de la Corrida PWFT - MFT

	Pozo X (PWFT)	Pozo Y (MFT)
# Puntos planeados	15	18
# Puntos Efectivos	13	12
Operación (hrs)	4,42	4,24
Corrida (hrs)	14	6
Inclinación (°)	33,6	30
Sección (pulg)	8,5	8,5
Temperatura Máxima (°F)	154	75
Presión Máxima (psi)	5124	4568

Elaborado por: Paul Chamba

- De la tabla anterior se puede determinar que la herramientas se corrieron en la de sección de 8 1/2", la PWFT en el campo X estuvo expuesta a presiones de 5124 psi y temperaturas de 154°F, cuyos valores están dentro del rango operativo de la herramienta; la MFT en el campo Y estuvo expuesta a 4568 psi

y 75°F los cuales son valores menores a su rango máximo. Las dos herramientas no pudieron haber presentado problemas de presiones o temperaturas.

- De acuerdo a la tabla 5.1 tanto la MFT como la PWFT no pudieron realizar todos los puntos planeados, la primera realizó el 66% de los puntos planeados con un total de 12 de los 18, mientras que la PWFT realizó el 86% de lo planeado con un total de 13 de los 15 puntos.
- Las dos herramientas tienen un promedio de 4 horas aproximadamente en realizar toda la prueba, lo que las hace bastante óptimas en cuanto al tiempo, sin considerar los puntos fallidos. Al analizar el tiempo en que las herramientas entraron a pozo la PWFT abarca las 14 horas, debido a que se la baja en conjunto con toda la sarta de perforación parada por parada en el viaje de reacondicionamiento; la MFT se demora 6 horas lo que la hace bastante rápida, pero se debe tomar en consideración que se lo hizo después del viaje de reacondicionamiento del pozo.
- En el pozo X se analizaron 4 arenas, en el campo Y se lo hizo con 6 arenas. En estos dos pozos se puede correlacionar las presiones de acuerdo a la formación aunque sean distintos. En el pozo X se planeo registrar 139 ft de los cuales se cubrió 101 ft, en el pozo Y se planearon 87 de los cuales se registró 33. Estos valores van concatenados con los valores de efectividad de puntos realizados en cuanto a los planeados. (Ver Tabla 5.2).
- En la tabla 5.2 la efectividad de intervalo registrado del pozo X es de 72%, mientras que en el pozo Y alcanza aproximadamente el 38%. Si la eficiencia de las herramientas al tomar la presión en cada punto, hubiese sido mayor también lo fueran estos valores.

Tabla 5.2: Resumen Presiones Pozo X e Y

	Pozo X (PWFT)		Pozo Y (MFT)	
	Espesor de arena (ft)	Intervalo registrado (ft)	Espesor de arena (ft)	Intervalo registrado (ft)
U Superior	-	-	6	2
U Inferior	43	43	22	2
T Superior	12	2	30	2
T Inferior	60	40	21	21
C5	24	16	-	-
Hollin Superior	-	-	4	4
Hollin Inferior	-	-	4	2
Total	139	101	87	33
Efectividad (%)	72,662		37,931	

Elaborado por: Paúl Chamba

- A continuación en la tabla 5.3 se correlaciona las arenas U inferior y T inferior de los dos pozos, al ser estas el principal objetivo de la corrida. En la arena U inferior con la herramienta PWFT se tomaron 7 puntos de presión obteniendo una presión de reservorio promedio de 2996 psi con un gradiente de 0.386 psi/ft indicativo de la existencia de petróleo; al correlacionarla con la U inferior del pozo Y observamos que se tomó solo un punto de presión que registra 4373 psi y un gradiente de 0.429 psi/ft indicativo de una zona depletada; un solo punto de presión no es suficiente para caracterizar un reservorio, existe la posibilidad que sea un valor arbitrario, por lo menos deben existir tres valores.
- La tabla 5.2 también correlaciona la arena T inferior, en el pozo X se registra una presión promedio de 2975 psi con un gradiente de 0.37 psi/ft indicativo de que existe petróleo del resultado de tomar tres puntos de presión. A su vez en el pozo Y se registra una presión de 2749 psi muy similar al otro pozo resultado de la toma de 5 puntos de presión, con un gradiente de 0.263 psi/ft de igual forma indicativo de la existencia de petróleo. A partir de esto se podría decir que las arenas se asemejan en cuanto a presiones.

Tabla 5.3: Correlación de presiones Pozo X e Y

	Pozo X (PWFT)			Pozo Y (MFT)		
	Presión (psi)	Gradiente (psi/ft)	# Puntos	Presión (psi)	Gradiente (psi/ft)	Perm. (mD)
U Inferior	2996	0,386	7	4373,7	0,429	1
T Inferior	2975	0,37	3	2749	0,263	5

Elaborado por: Paul Chamba

- Además de lo expuesto anteriormente las herramientas de LWD y Wireline pueden ser corridas con herramientas adicionales, lo que permite detallar de mejor forma el reservorio. Mediante las presiones tenemos el indicio de lo que está pasando dentro del reservorio, pero al tener más información se tendrá la seguridad de decir que presenta determinado reservorio.
- PWFT y MFT pueden correrse en varios arreglos, como lo son Triple combo, Quad Combo, Penta combo. La única diferencia que se va a tener es la longitud y el peso de las herramientas, con la característica como ya se dijo en un principio que en caso de pegas las herramientas cuentan con todo el BHA de perforación para mitigar posibles contratiempos.
- Se analizó las principales herramientas de registro como lo son Resistividad, Densidad, neutrón tanto de LWD como de Wireline; el resultado es que las herramientas de LWD presentan en algunos casos mayores profundidades de investigación que a la final no son valores muy diferentes y que si se les compara en un registro van a ser parecidos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Mientras se está perforando lo más recomendable es correr la herramienta PWFT debido a que la operación se la hace simultáneamente, teniendo presente el plan de puntos y correlacionándolo con las lecturas de gamma ray.
- Una recomendación importante sería correr la herramienta en el viaje de reacondicionamiento del pozo, de esta forma toda la sarta esta menos tensionada y se podría trabajar con una mayor facilidad.
- Si se tiene un pozo ya perforado sería muy viable y la mejor elección escoger la MFT porque es la más fácil de correr teniendo en cuenta el grado de inclinación, esto debido a que es más rápido bajar la herramienta hasta la profundidad deseada.
- Si el tiempo de exposición pasa de los 15 minutos se debe abortar y tomar un nuevo punto, es más fácil abortar la prueba, reciprocarse la sarta en el caso de PWFT y posicionarse sobre una nueva profundidad unos dos pies ya sea más arriba o abajo, que quedarse pegado.
- Para las herramientas de Wireline tener en cuenta que si se las corre en pozos muy inclinados, se use el Transbordador Compact para asegurar que las herramientas se van a posicionar en la profundidad deseada sin mayor contratiempo.
- Un tema bastante interesante debería ser optar por una tecnología más; aprovechando que estas herramientas succionan fluido proveniente de la formación, sería muy viable conseguir que estas puedan obtener muestras de fluido para realizar pruebas de PVT.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

CRAFT B.C. y HAWKING M.F. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, ed. Tecnos, Madrid 1977.

SCHLUMBERGER. Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 1997.

CEDIP, Universidad. Diseño de la Perforación de Pozos, México 2000.

ALVARADO, Douglas. Manual de Análisis de Pruebas de Presión en Pozos. Ed. ESP Oil, 2004.

ESTUPIÑAN, Jenny. Control diagenético sobre la calidad de los reservorios de las areniscas “U” y “T” de la Fm Napo del Cretácico de la Cuenca Oriente, Ecuador. Modelización térmica y su relación con la generación de hidrocarburos, Madrid 2005.

WEATHERFORD. MFT Compact Formation Tester – Training Presentation, Wireline Services, 2006.

WEATHERFORD. Servicios de Compact para la Evaluación de Formaciones. Wireline Services, 2009.

WEATHERFORD. Measurement While Drilling I Essentials, Drilling Services, 2010.

ANAGAWNA, Chiba-Shi. Journal of Nuclear Science and Technology, Detection of Fast Neutrons with NaI(Tl) Crystal, National Institute of Radiological Sciences, 2012.

PÉREZ, Wilmar. Evaluación Del Cálculo De Movilidad Obtenido De Probadores De Formación Con Wireline Usando Información De Registros Convencionales, Bucaramanga 2012.

WEATHERFORD. Data Quality Analysis V (PressureWave), Drilling Services, 2012

WEATHERFORD. MFT – Engineer Training Manual, Wireline Services, 2013.

WEATHERFORD. Paper “PressureWave Formation Tester”, Drilling Services, 2013.

WEATHERFORD. PressureWave Formation Tester Operating Procedure, Drilling Services, 2013.

WEATHERFORD, Reporte de Interpretación Probador de Formaciones MFT. Geosciences Services, 2013.

WEATHERFORD. Reporte de Interpretación Probador de Formaciones PWFT. Geosciences Services, 2013.

INTERNET

HALLIBURTON. Sequential Formation Test Tool, Wireline and Perforating Services. http://www.halliburton.com/public/lp/contents/Data_Sheets/web/H/H05957.pdf, 2007.

SCHLUMBERGER. PressureXpress, http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/petrophysics/platform/pressurepress_br.pdf, 2007

SCHLUMBERGER. Stethoscope 675, Formation Pressure While Drilling. http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/lwd/scope/stethoscope_675_ps.pdf, 2009

QUARTZDYNE, Quartzdyne, Inc. Quartz Downhole Pressure Transducers, <http://www.quartzdyne.com/quartz-pressure-sensor/quartz.html>, 2013.

La Región de Murcia Digital. Las Rocas. http://www.regmurcia.com/servlet/s.SI?sit=c,365,a,0,m,2012&r=ReP-8170-DETALLE_REPORTAJES, 2013.

ANEXOS

ANEXO No 1
ANÁLISIS DE PRUEBAS DE FORMACIÓN

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE FORMACIÓN

Existen muchos métodos que pueden ser utilizados para analizar pruebas de presiones de formación, los cuales se pueden clasificar en dos grupos principales:

- Los métodos convencionales (análisis Tipo de Horner, MDH, etc)
- Los métodos que hacen uso de las Curvas Tipo.

Dentro de cada uno de los dos grupos, los métodos de análisis dependen del tipo de pozo, yacimiento y barreras del yacimiento.

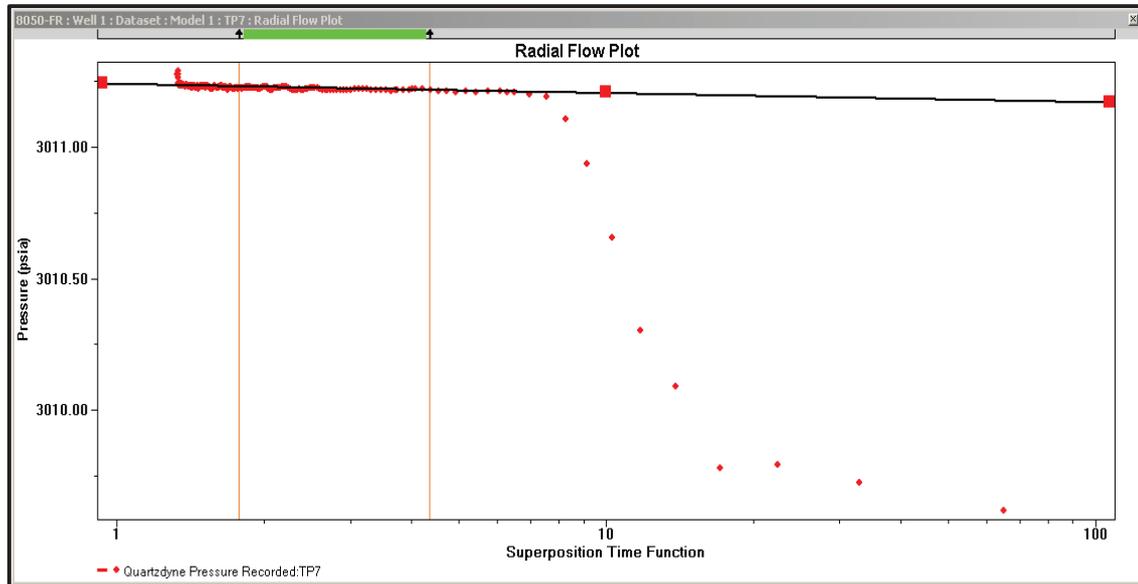
Horner

A partir del método de Horner se estima la presión de formación mediante una figura semilogarítmica, con ejes Y (presiones) e X (función de superposición de tiempo de producción y tiempo de restauración).

Adicional Weatherford usa el software PanSystem v3.4 el cual permite generar una recta sobre la curva de la figura semilogarítmica que tiene por objeto indicar el régimen de flujo radial donde la presión aumenta constantemente y se puede estimar la presión de formación mediante extrapolación. Mediante la pendiente de esta recta también se puede calcular el valor de la permeabilidad mediante la ecuación de Darcy para flujo de fluidos en medios porosos.

En la siguiente figura se puede observar que el valor estimado como presión de yacimiento, es la presión correspondiente al valor de 1 en la función de tiempo graficada en el eje logarítmico.

Método de Horner

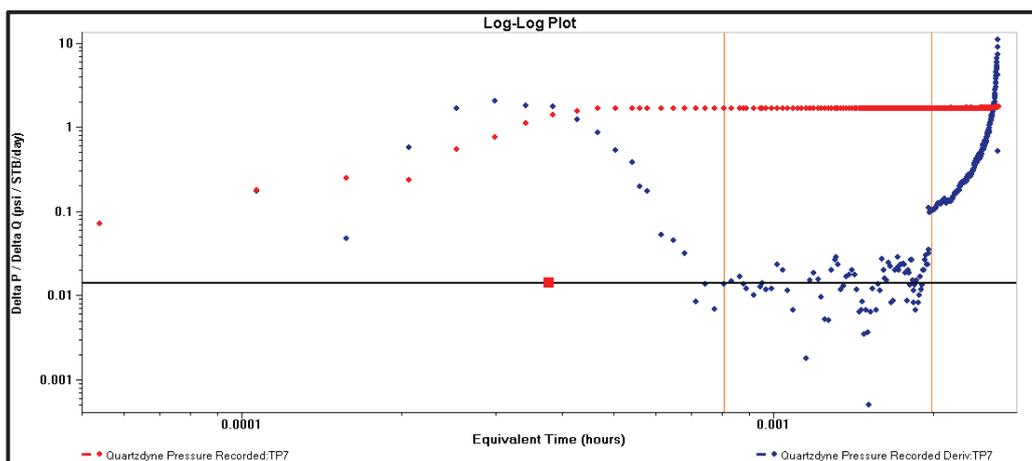


Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Derivada

En este análisis se grafica la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural del tiempo adimensional en escalas log-log. (Ver Figura 1.41).

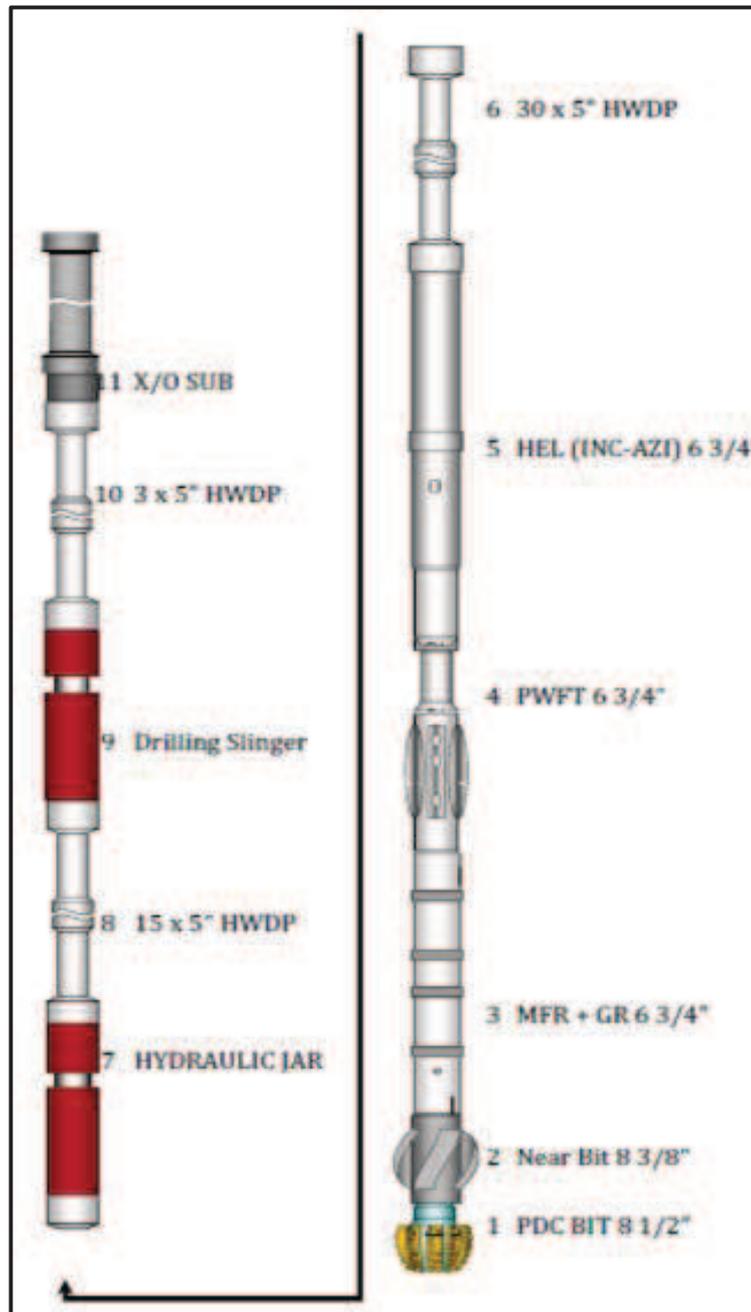
Derivada de la presión de formación



Fuente: Weatherford – Geosciences Services

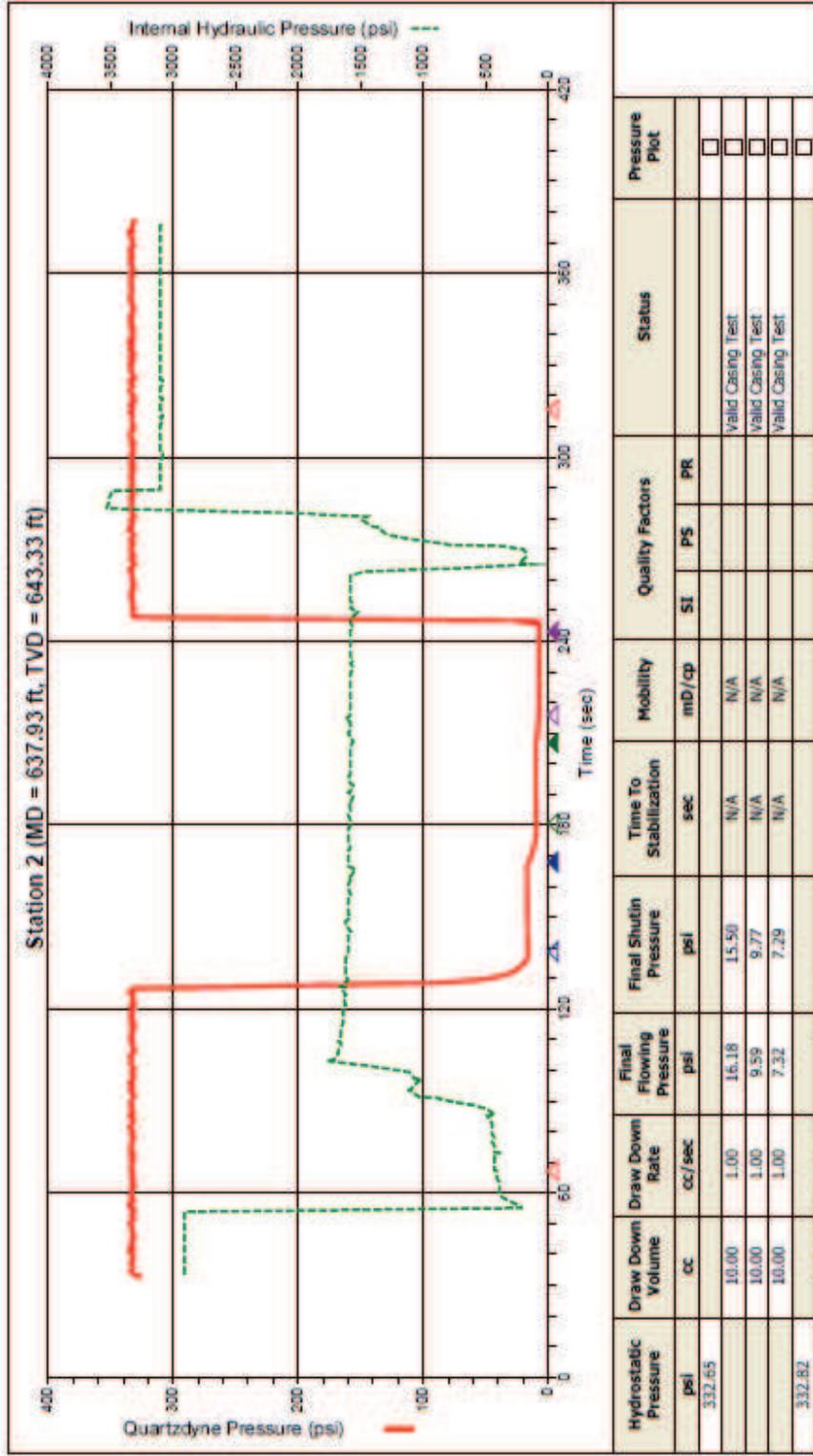
ANEXO No 2

BHA CORRIDO EN EL POZO X

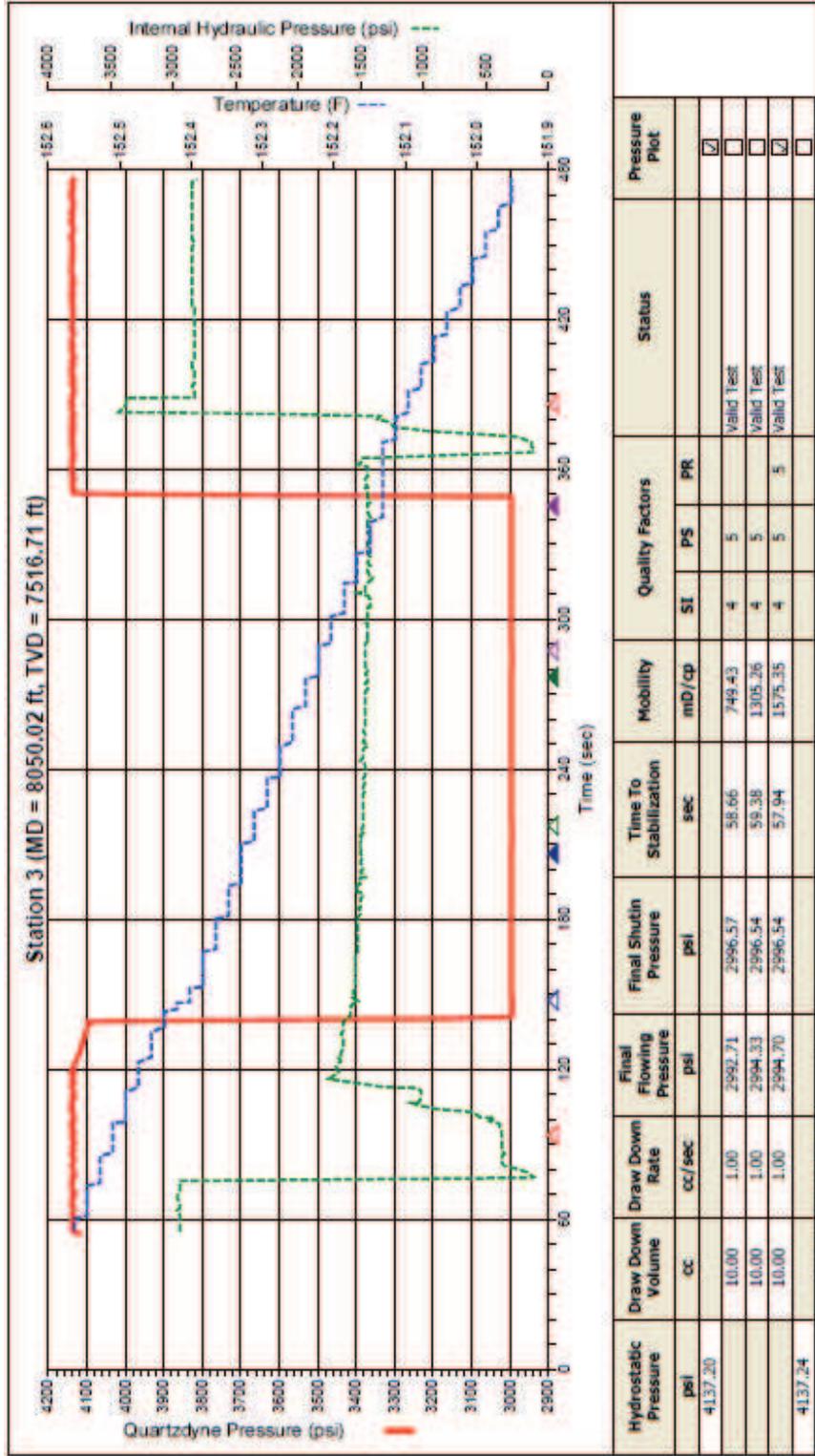


Fuente: Weatherford – Drilling Services

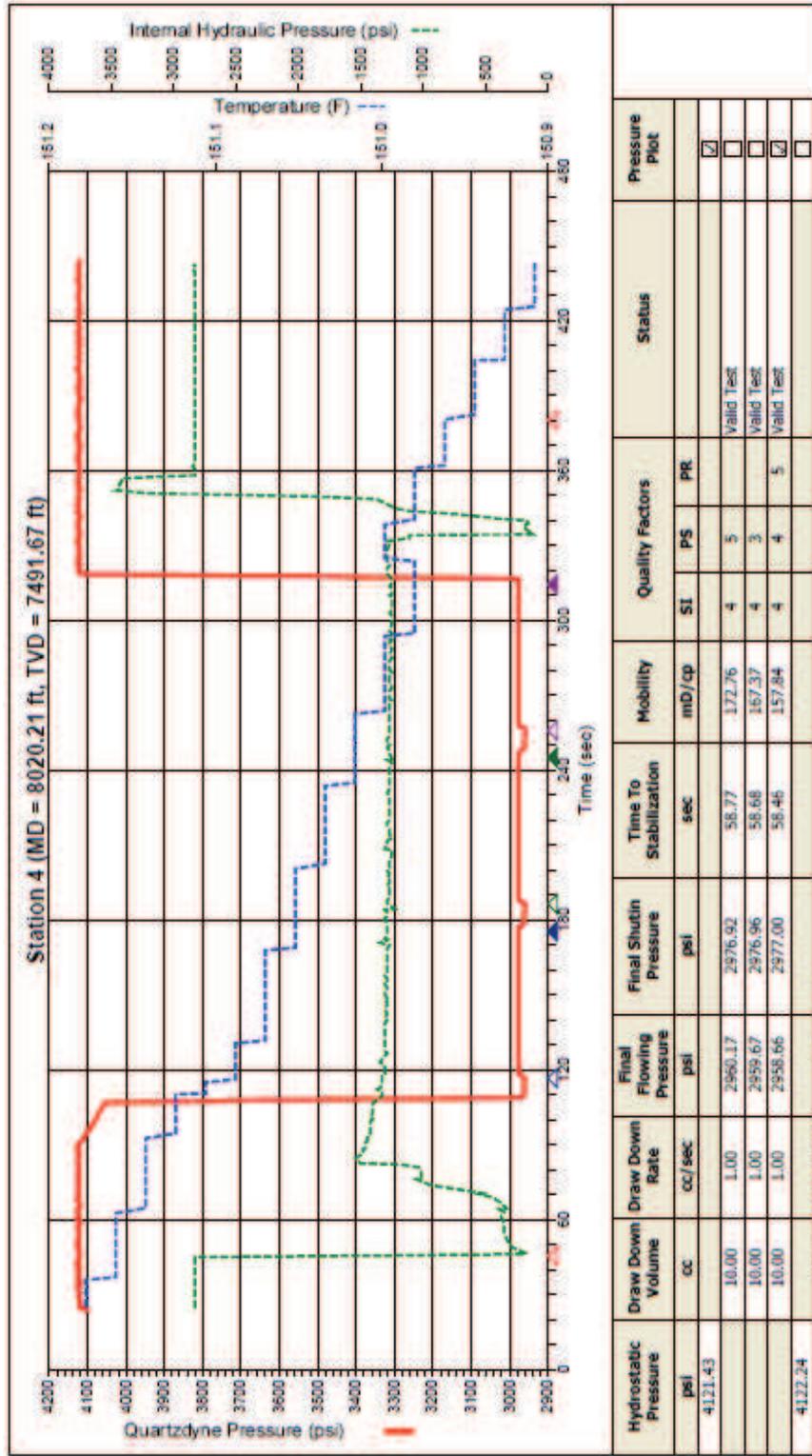
ANEXO No 3
RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA PWFT CAMPO X



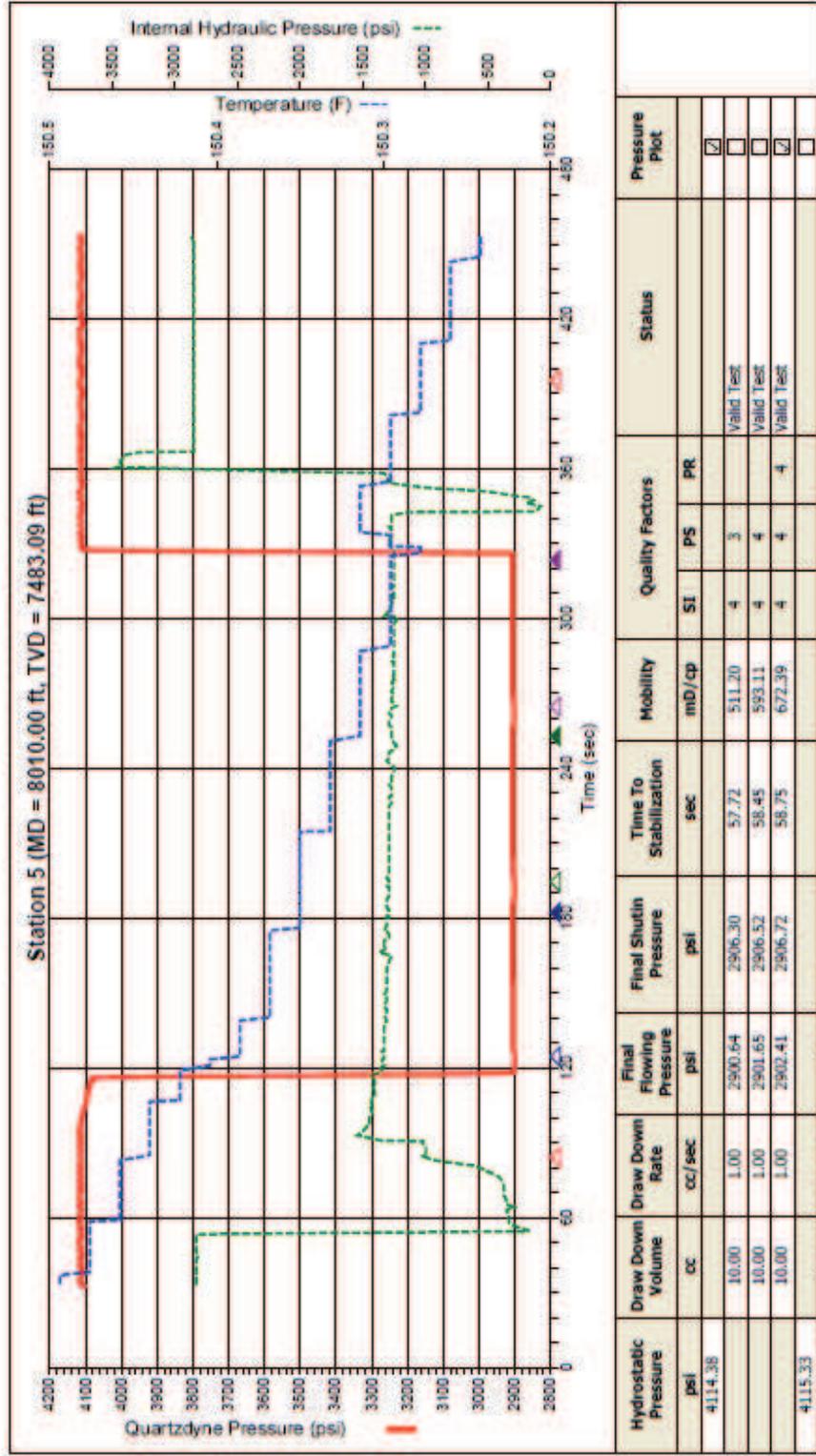
Fuente: Weatherford – Drilling Services



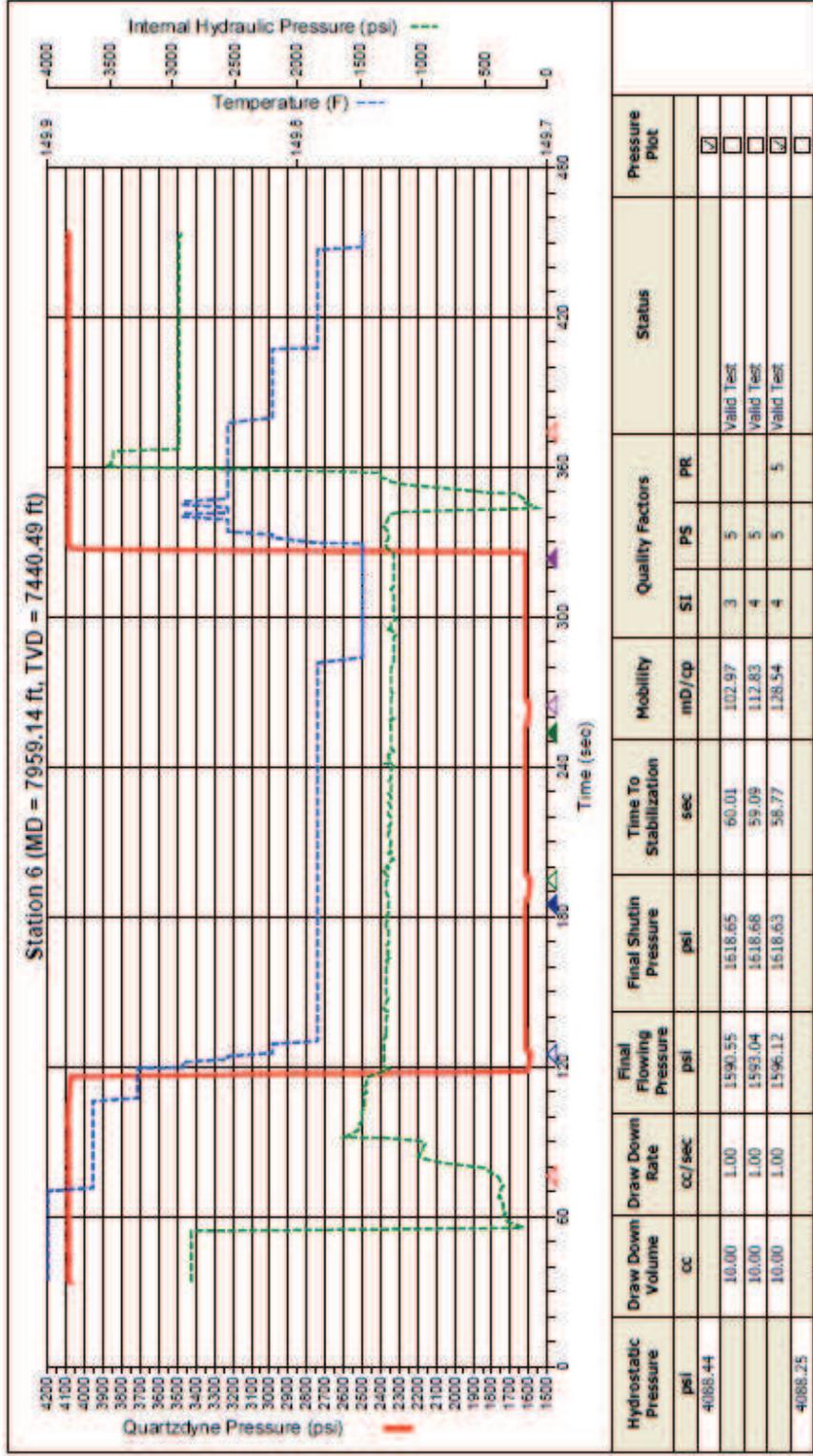
Fuente: Weatherford – Drilling Services



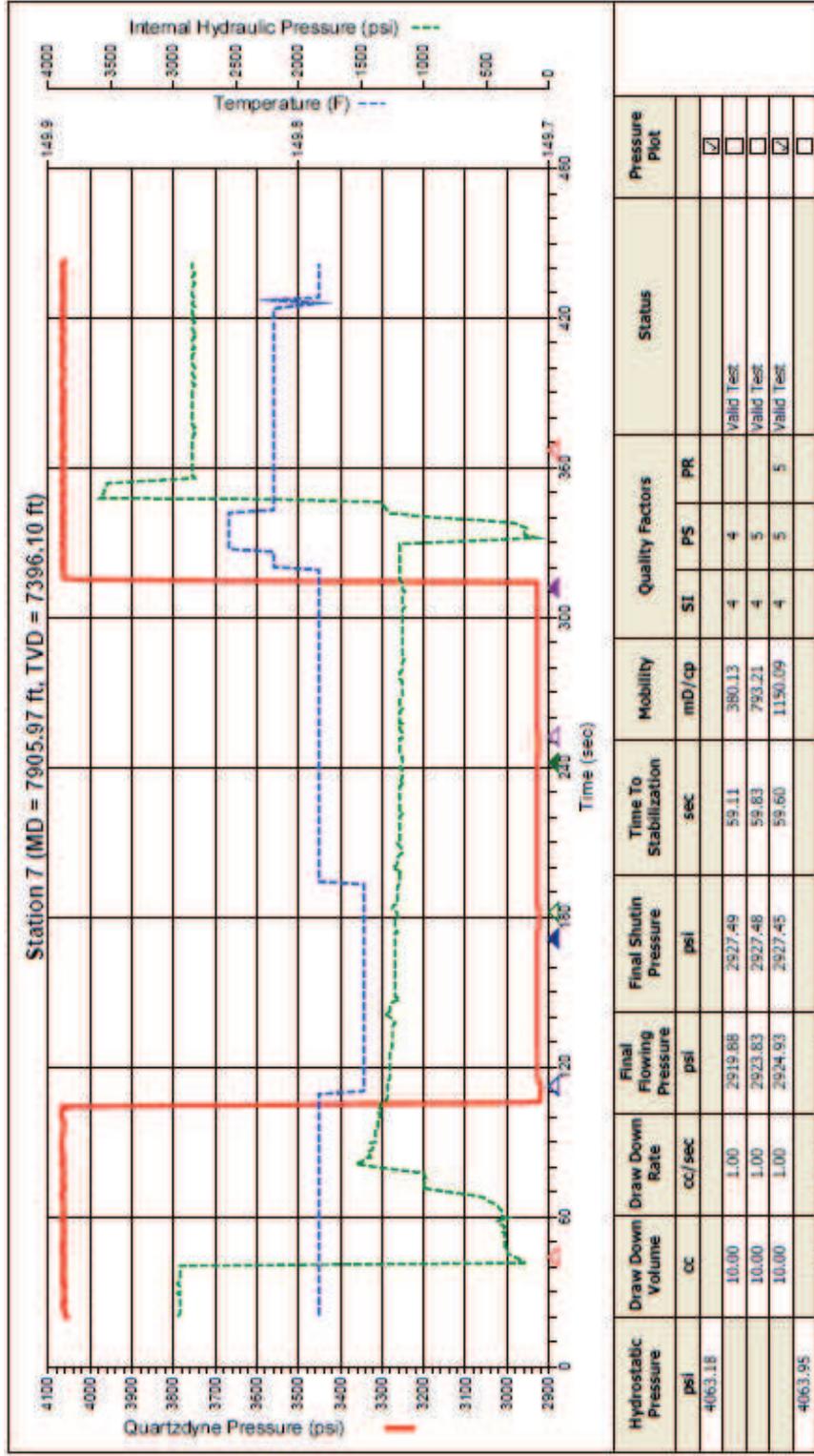
Fuente: Weatherford – Drilling Services



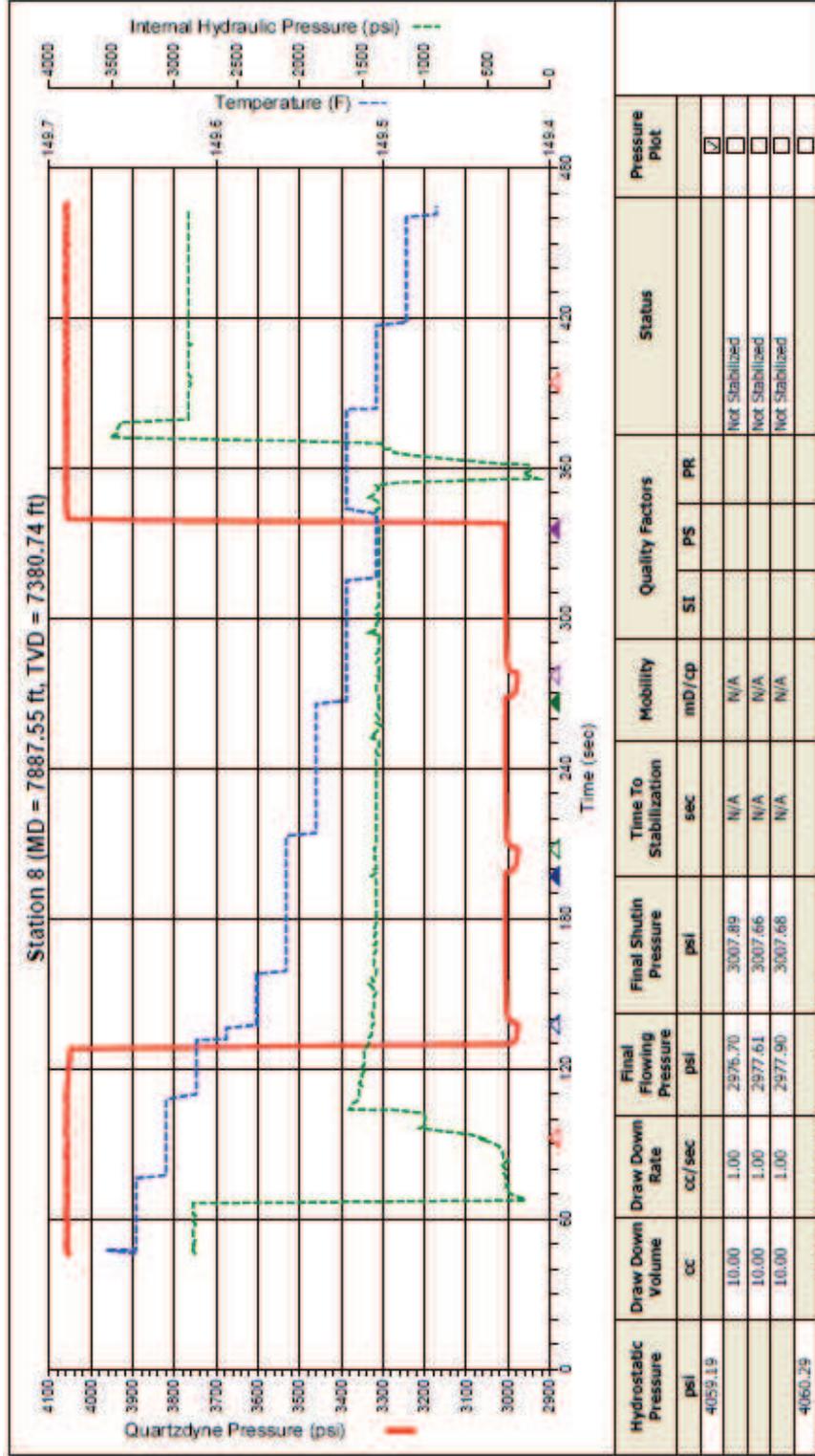
Fuente: Weatherford – Drilling Services



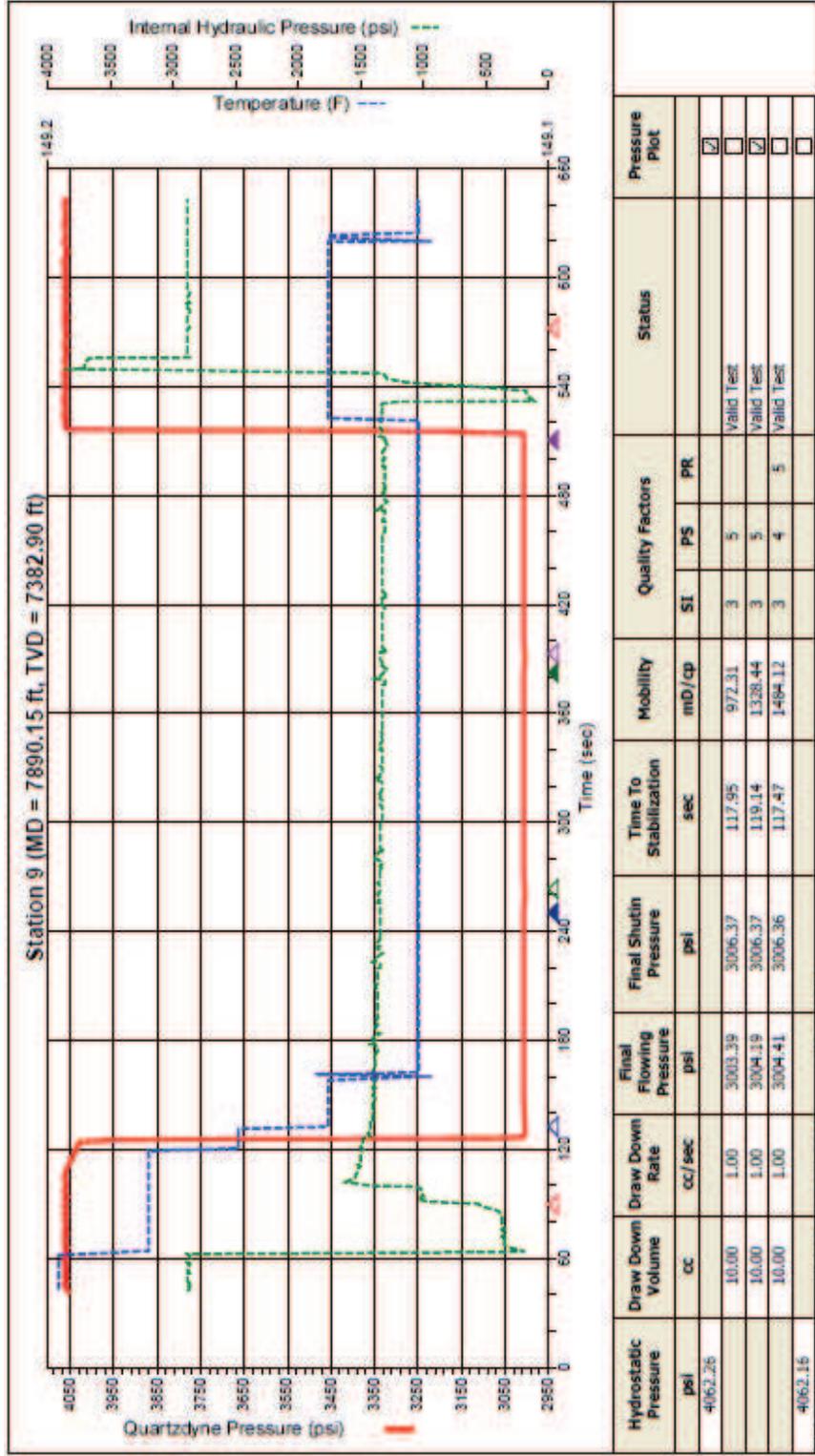
Fuente: Weatherford – Drilling Services



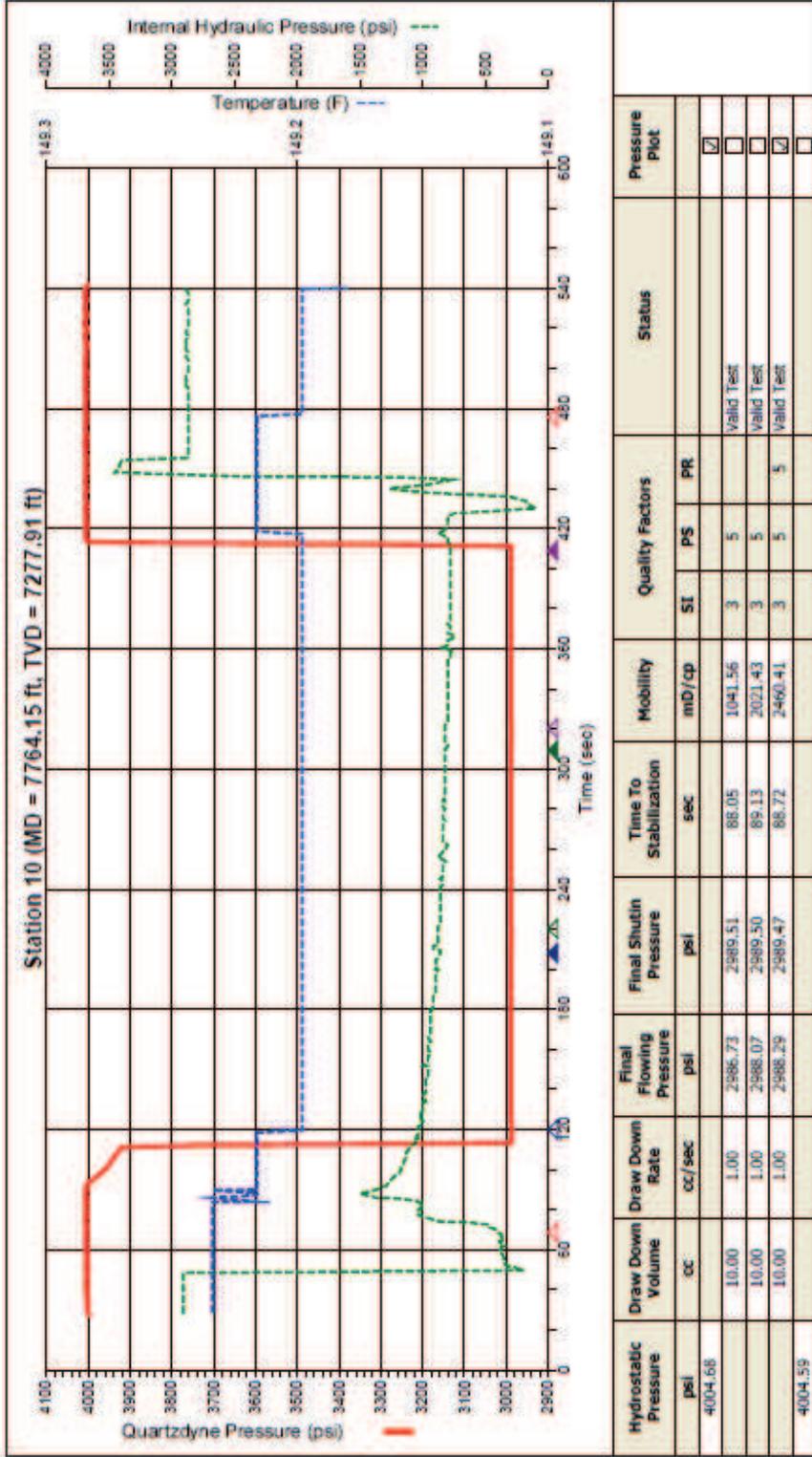
Fuente: Weatherford – Drilling Services



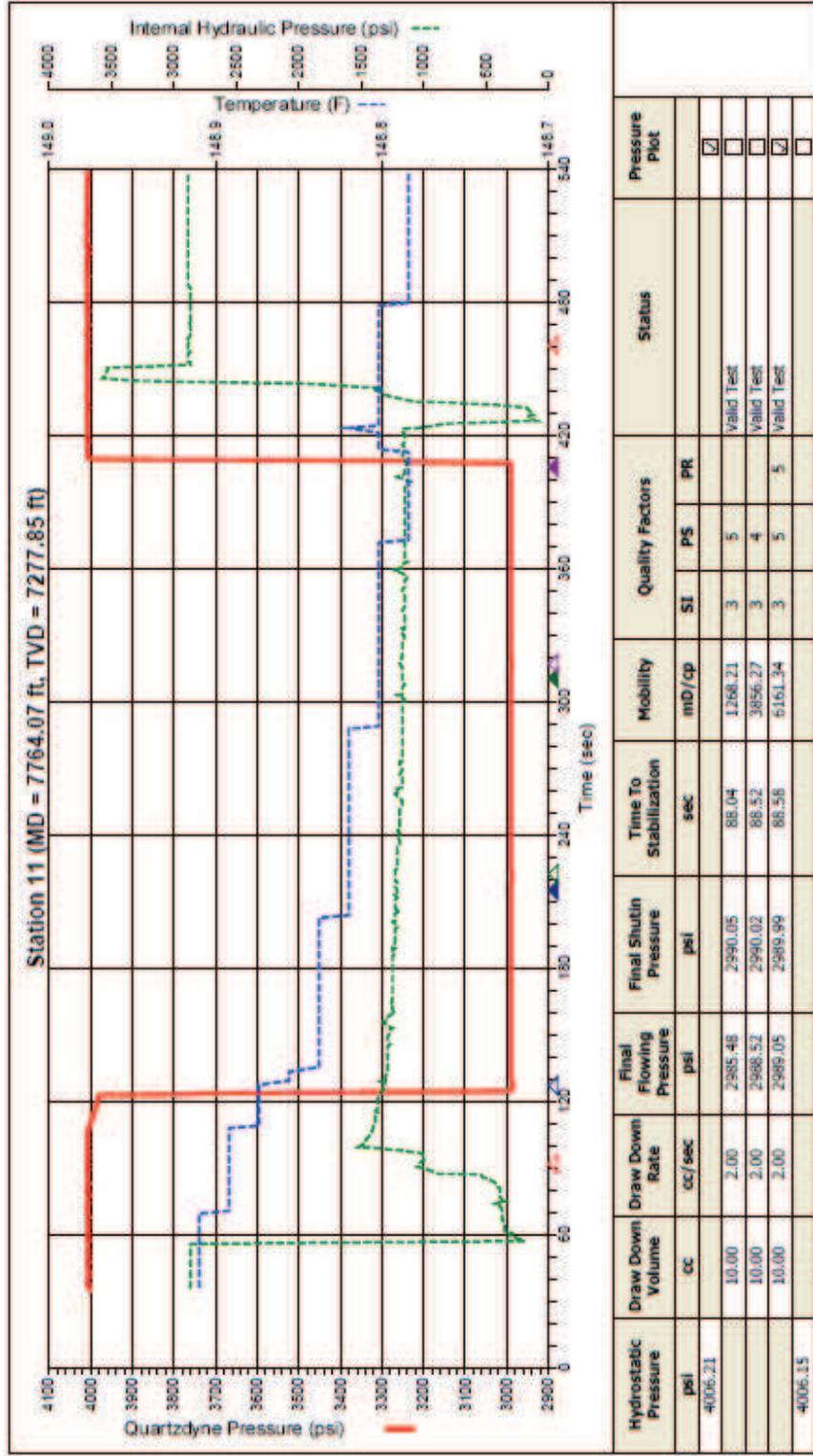
Fuente: Weatherford – Drilling Services



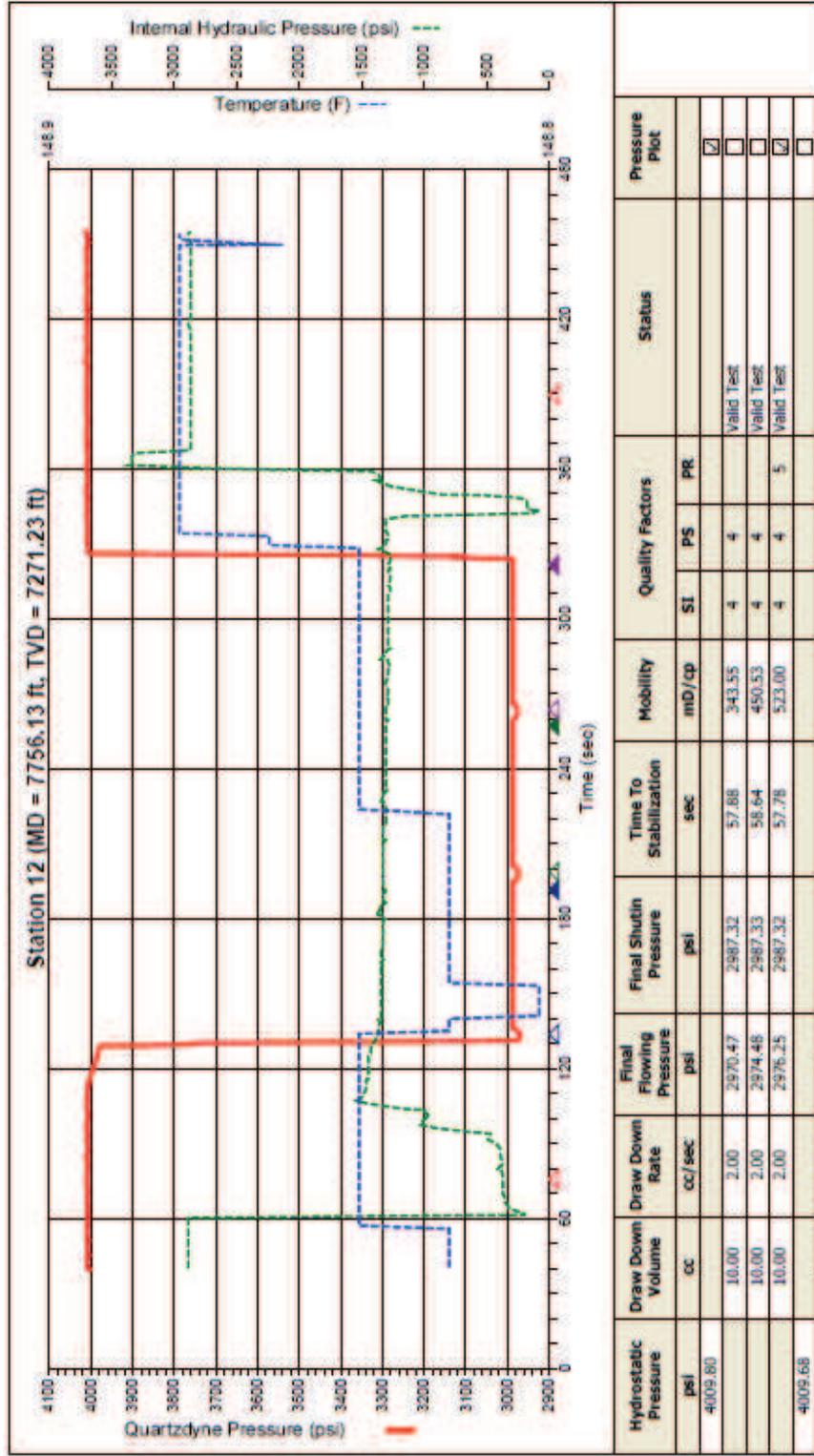
Fuente: Weatherford – Drilling Services



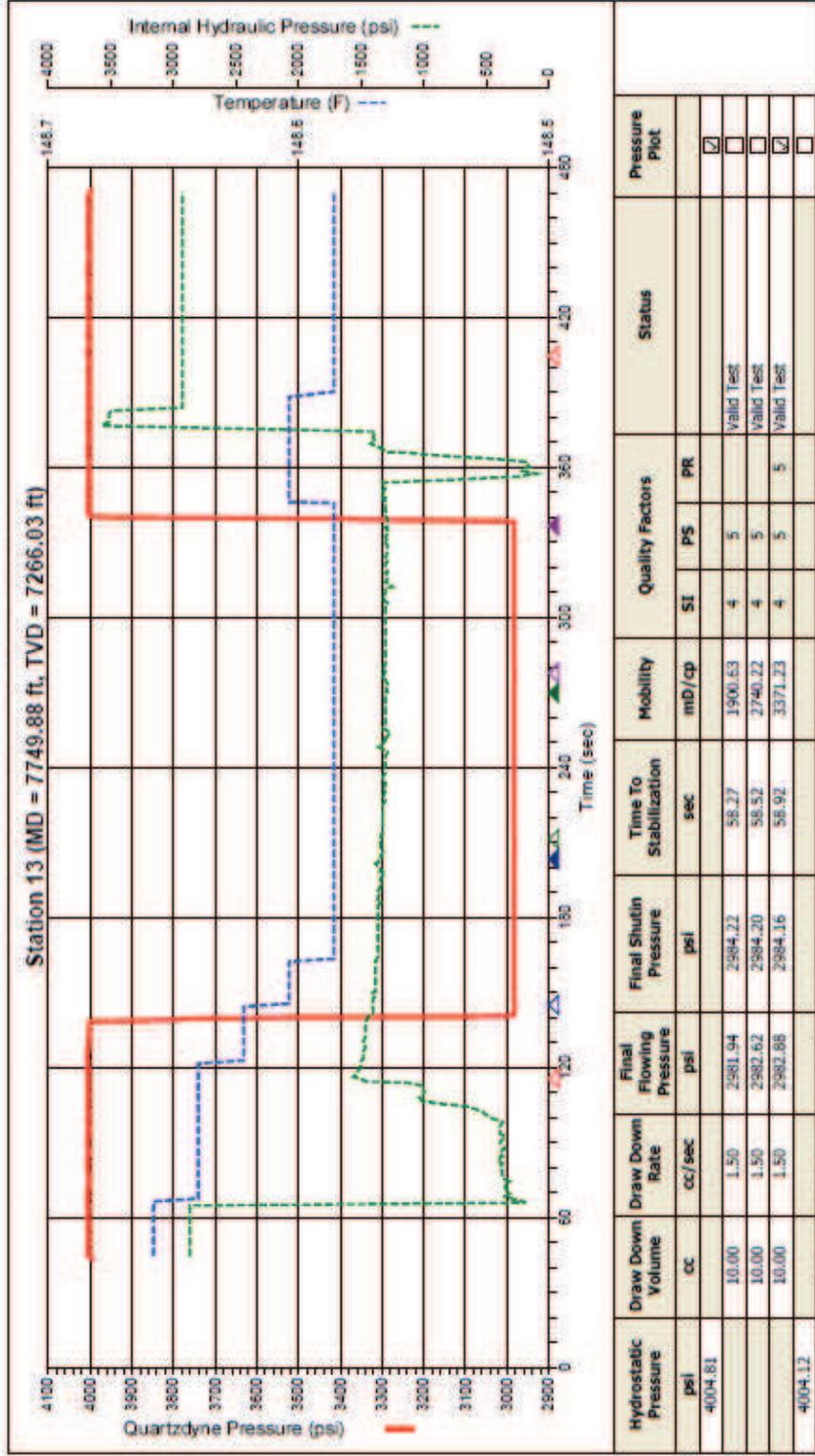
Fuente: Weatherford – Drilling Services



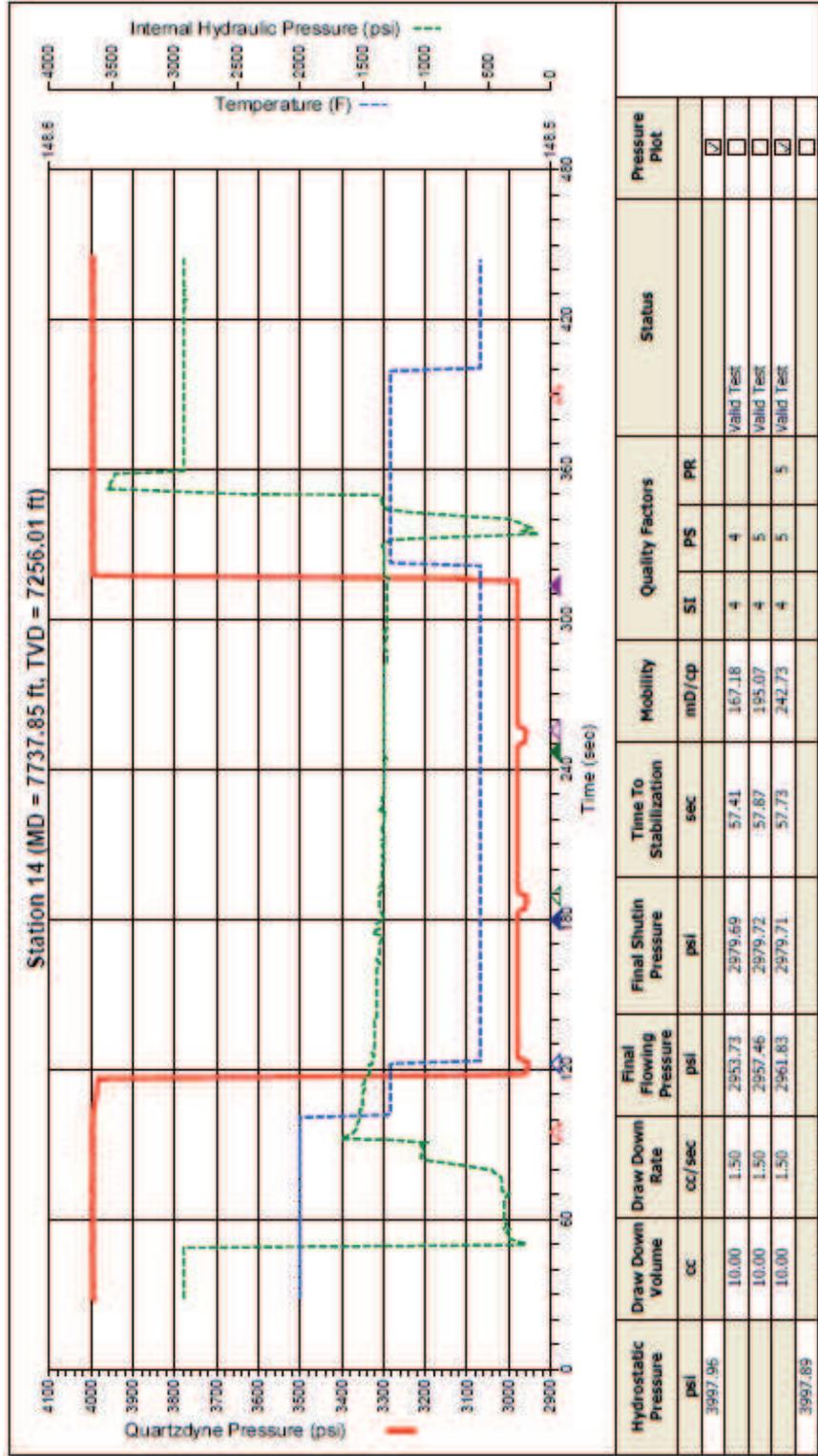
Fuente: Weatherford – Drilling Services



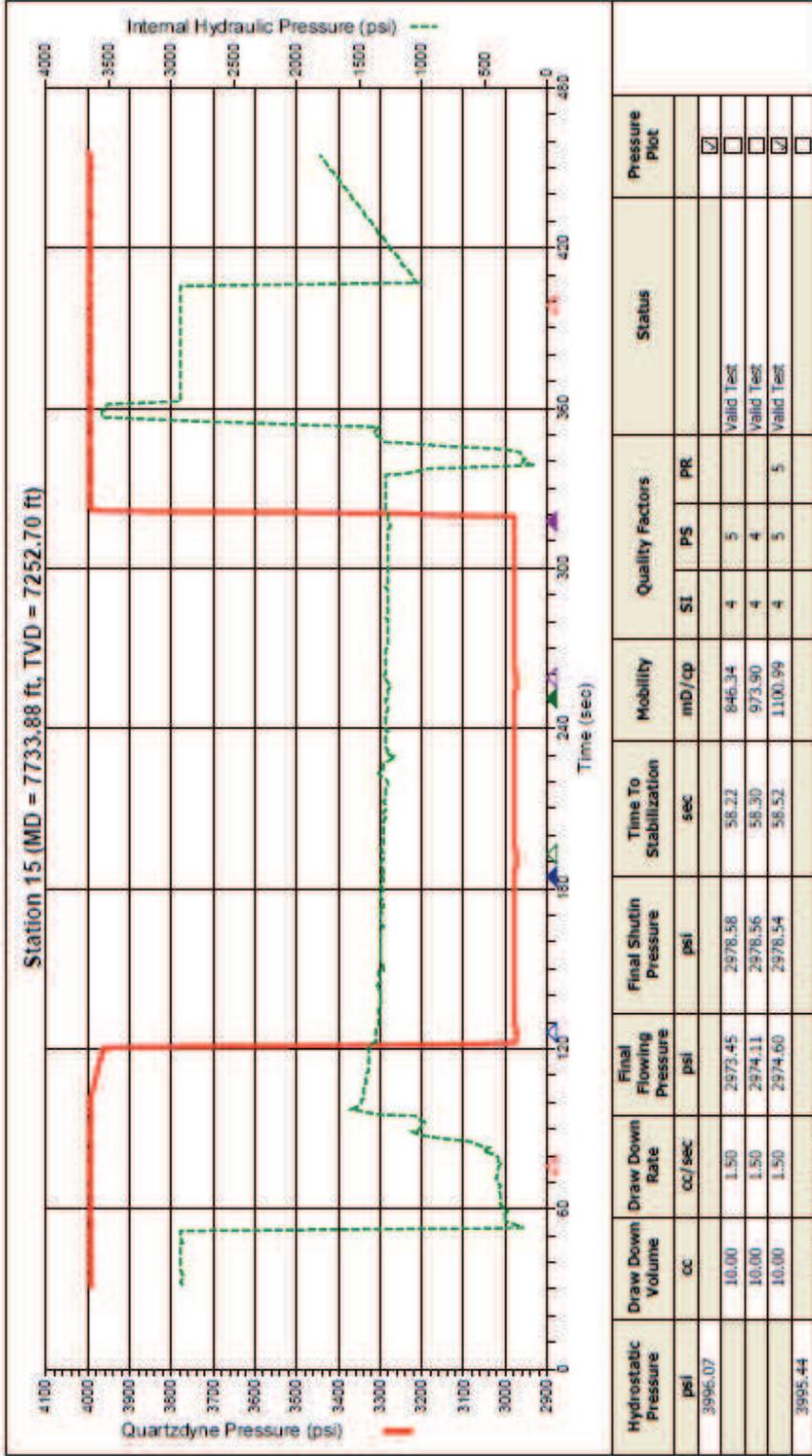
Fuente: Weatherford – Drilling Services



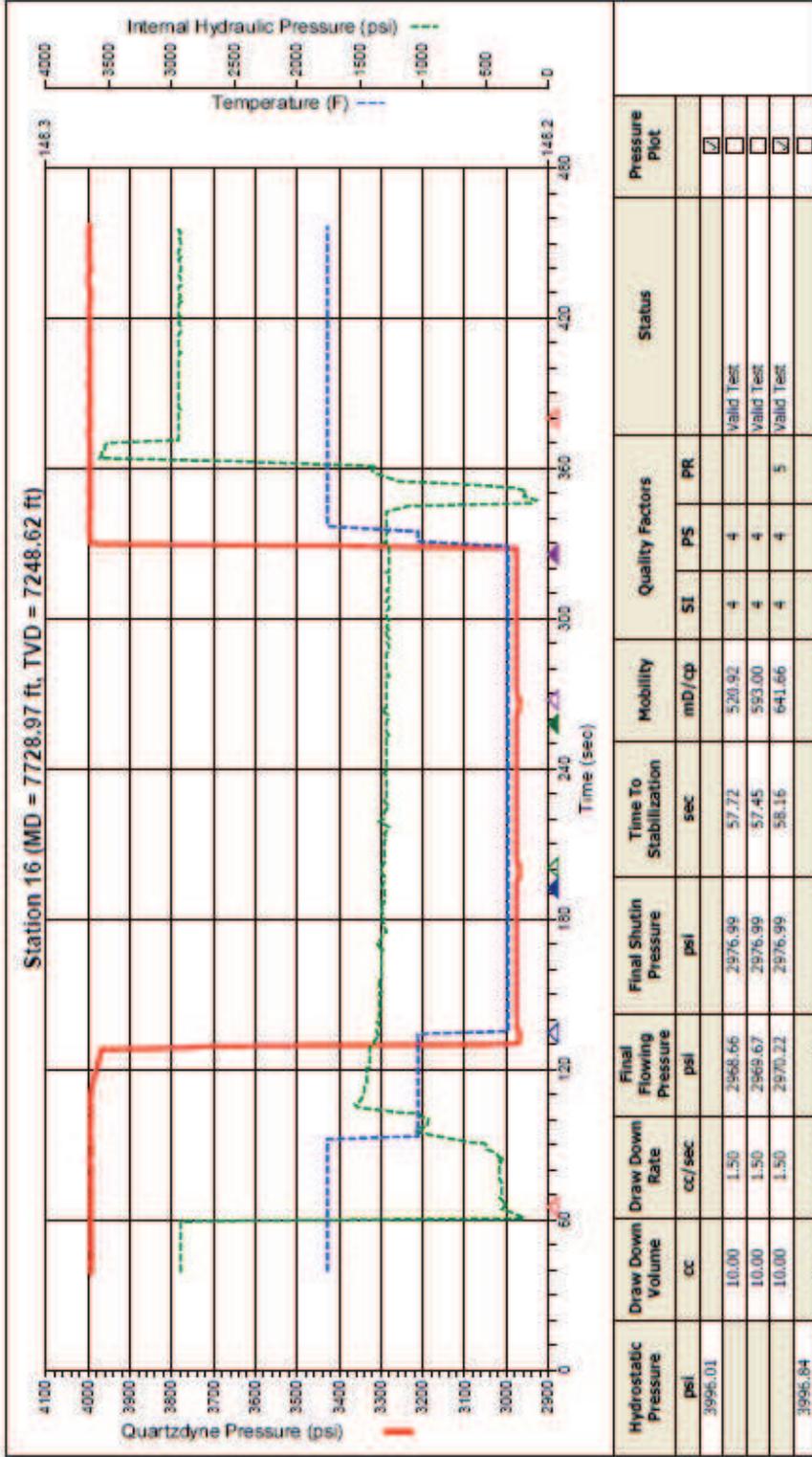
Fuente: Weatherford – Drilling Services



Fuente: Weatherford – Drilling Services



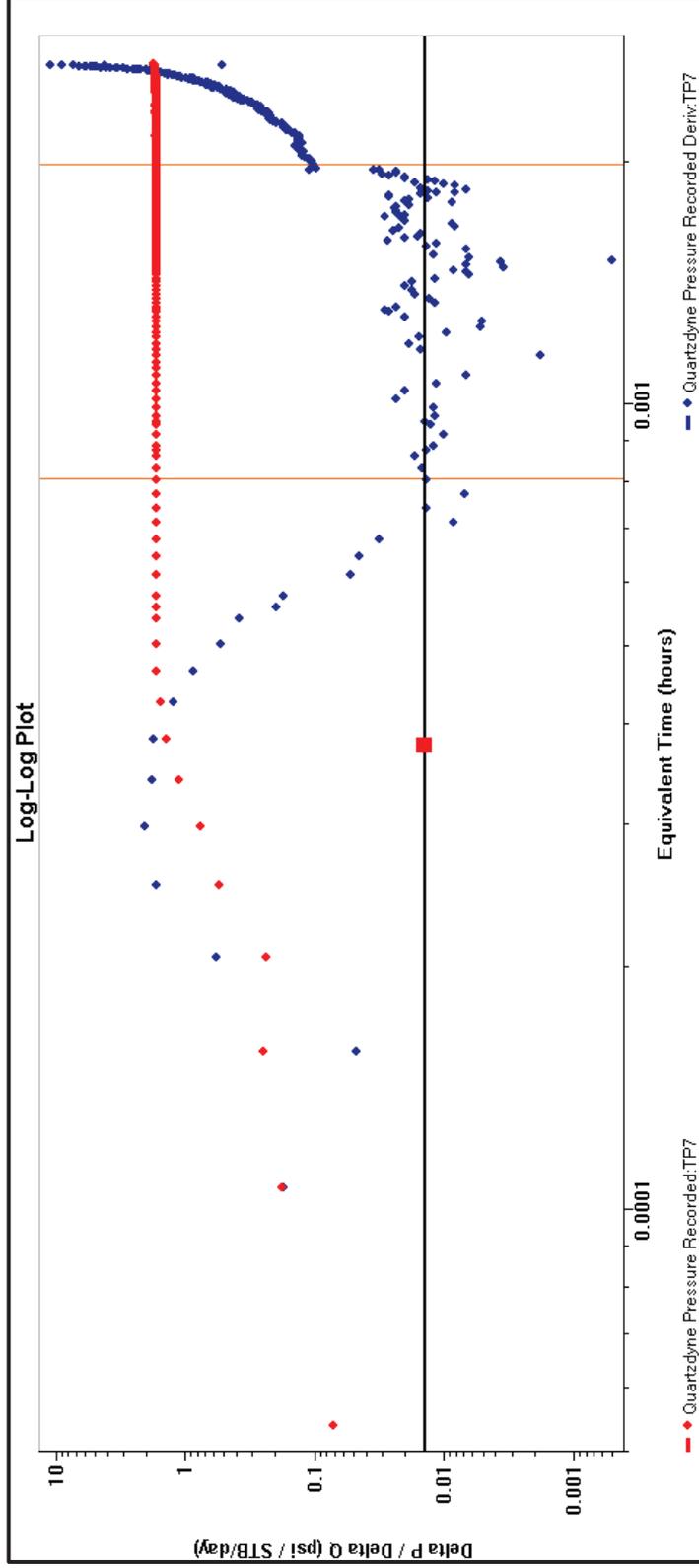
Fuente: Weatherford – Drilling Services



Fuente: Weatherford – Drilling Services

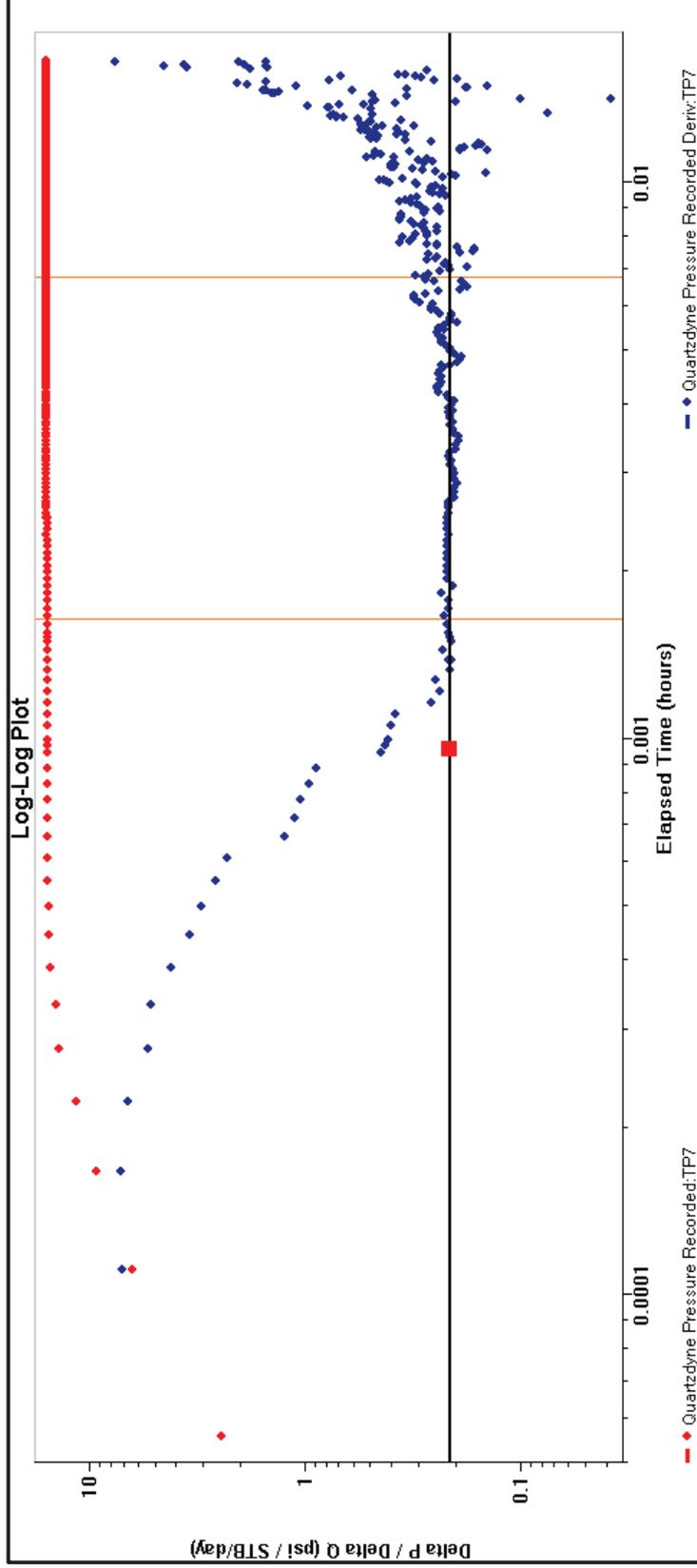
ANEXO No 4
DERIVADA DE PRESIÓN DE FORMACIÓN CAMPO X

Prueba @ 8062 ft



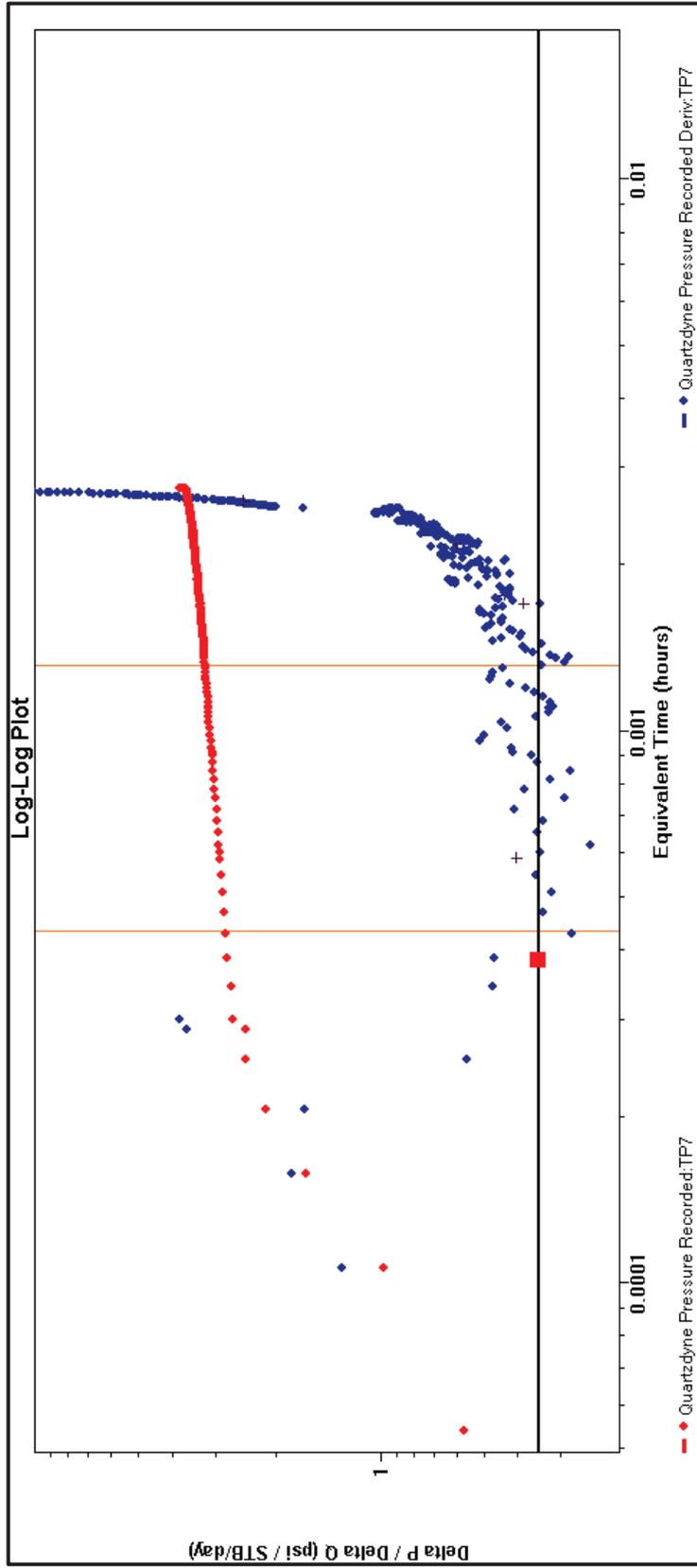
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 8032



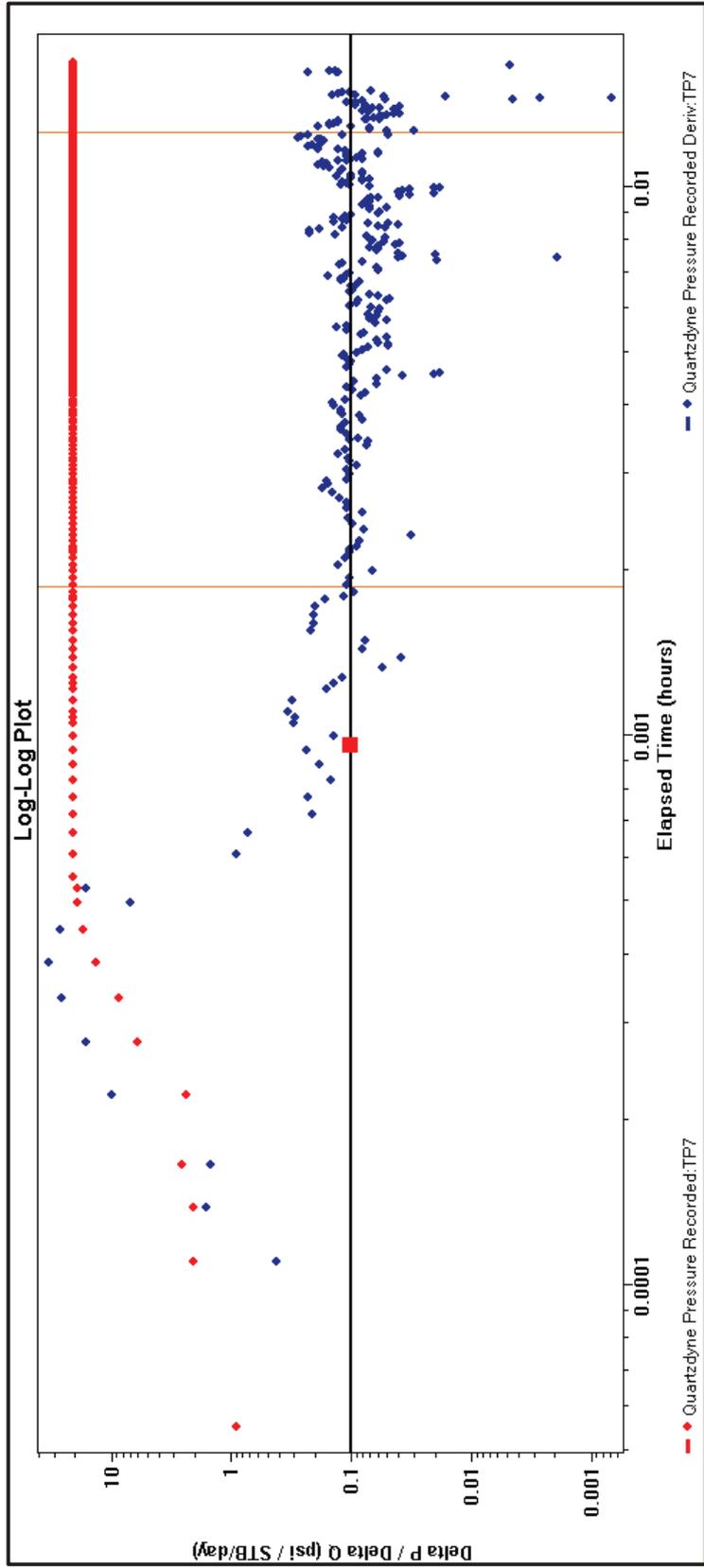
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 8022



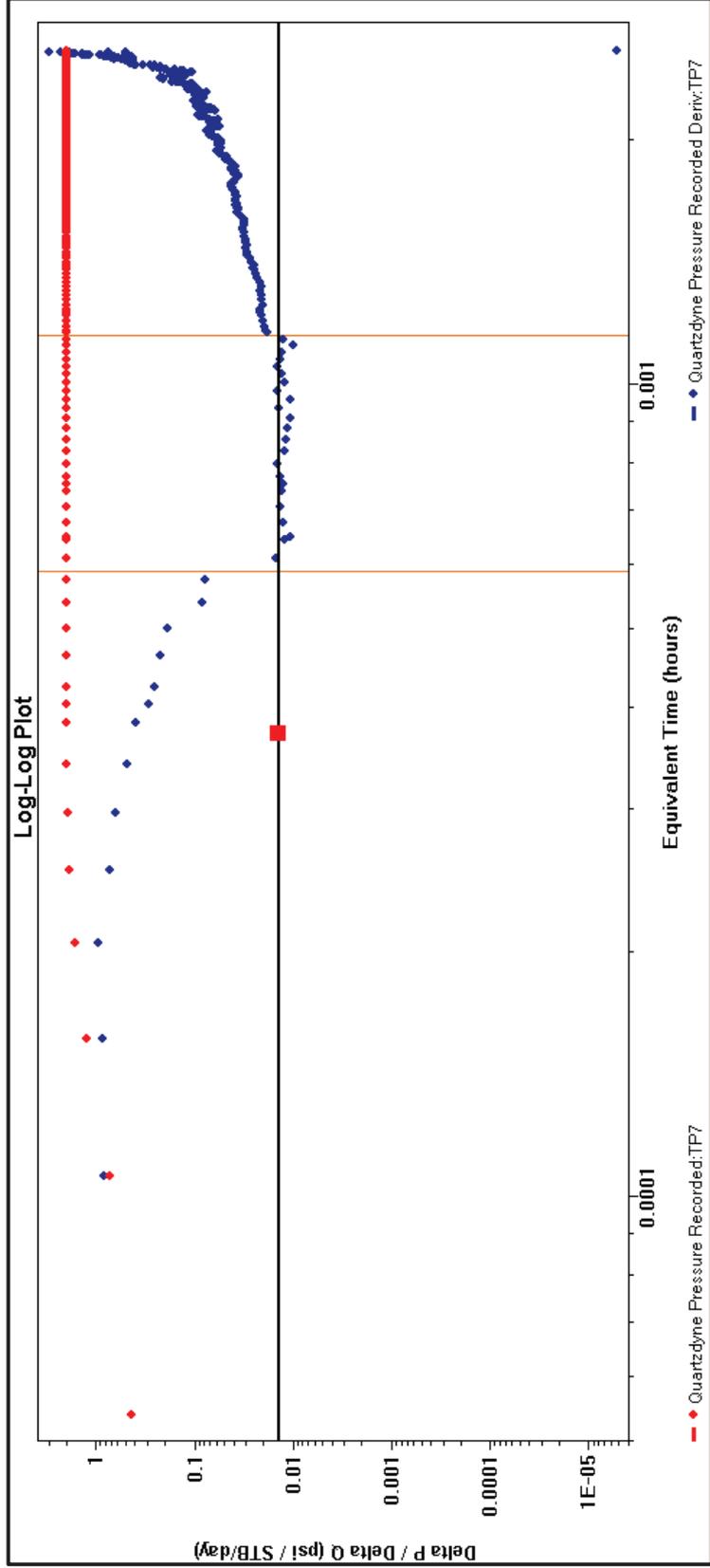
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7971



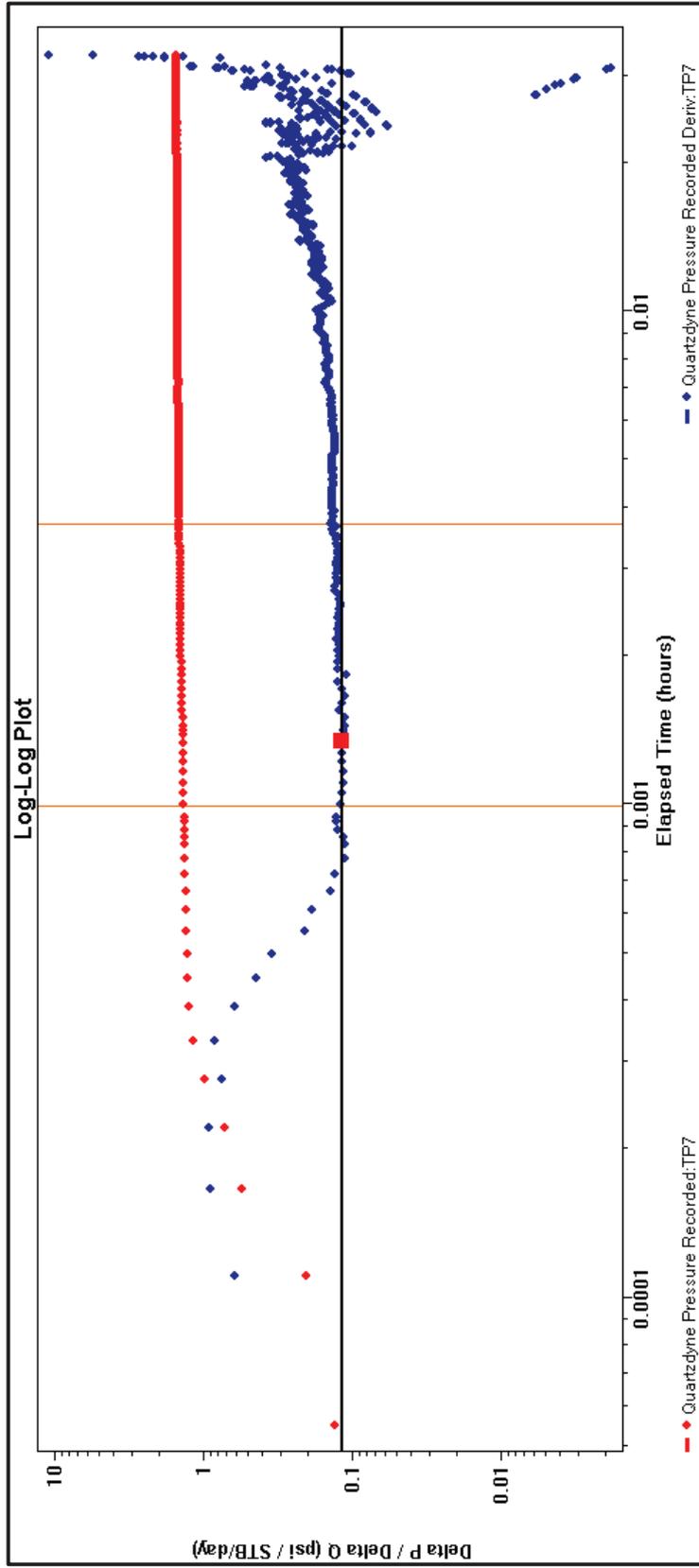
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7918 ft



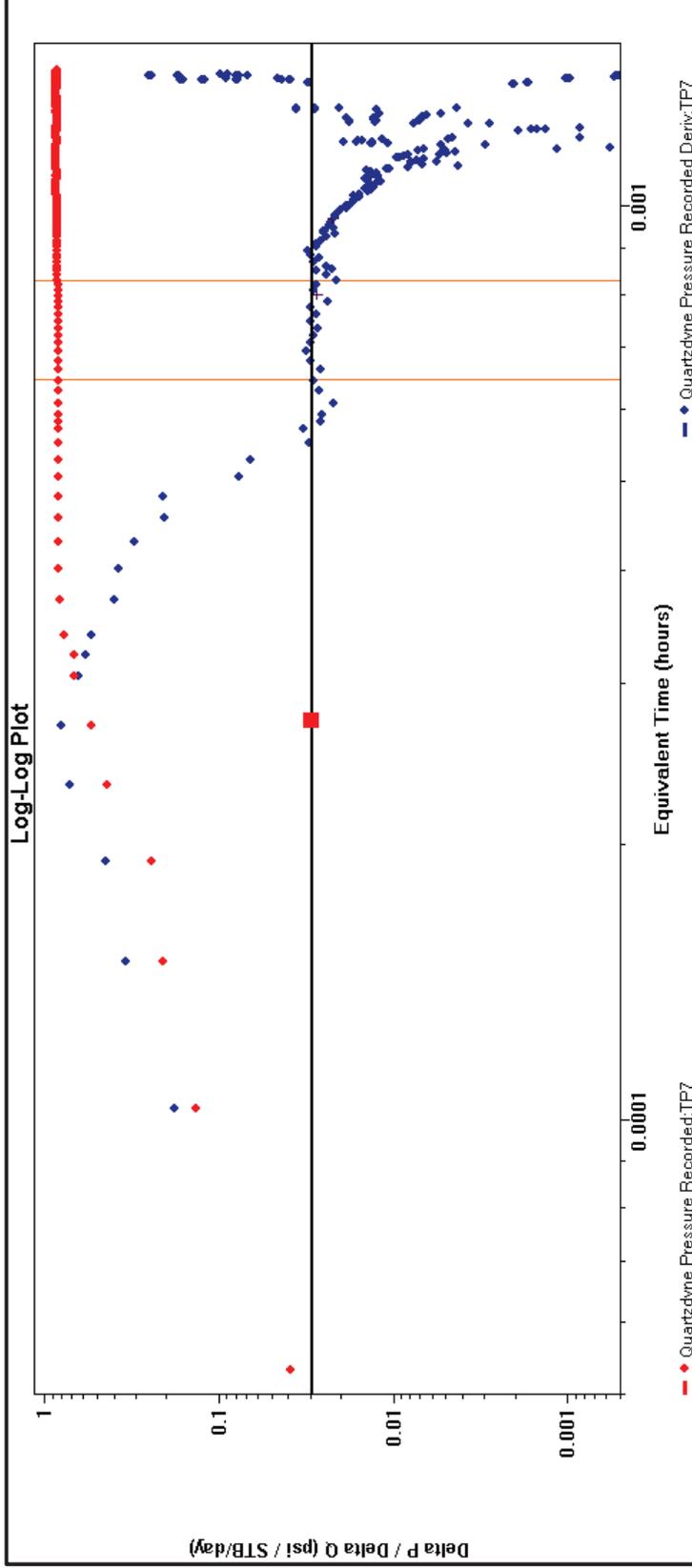
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7902



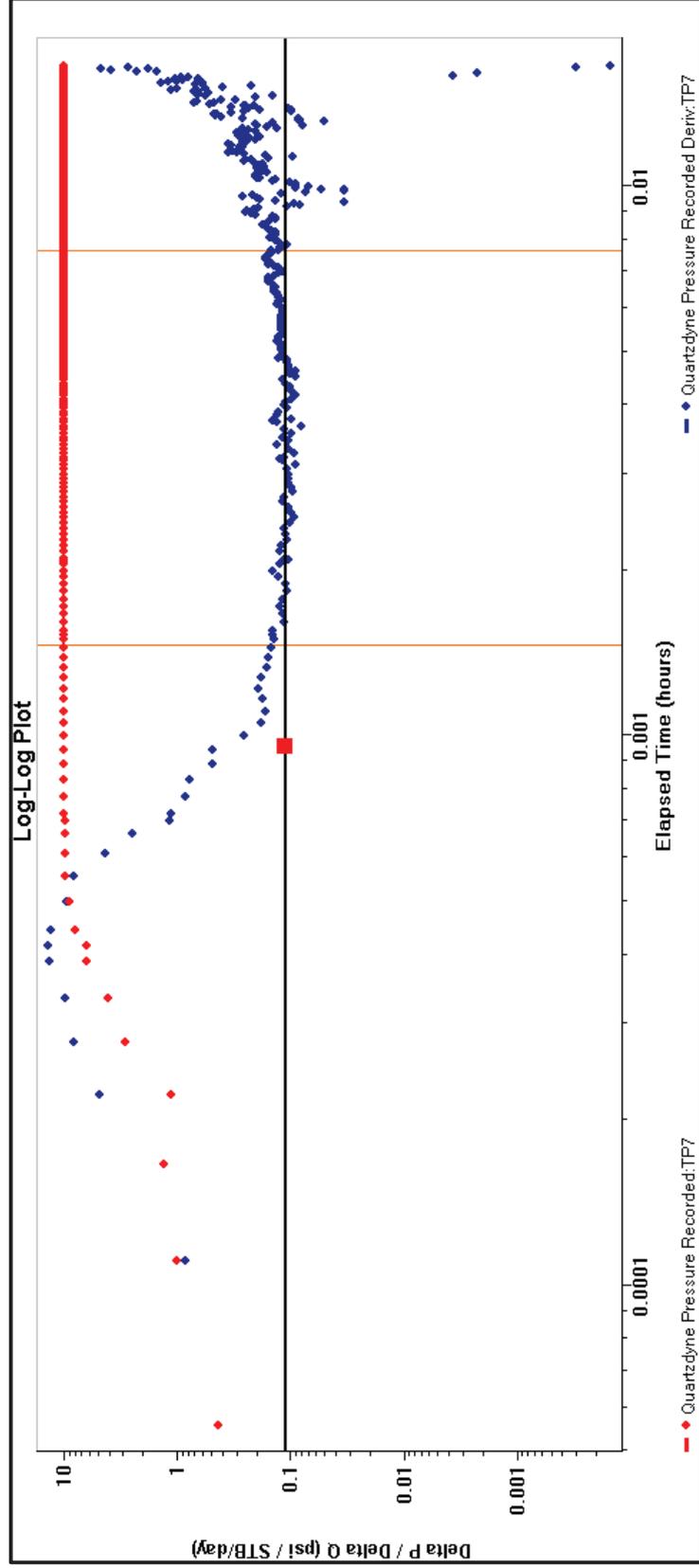
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7776 ft



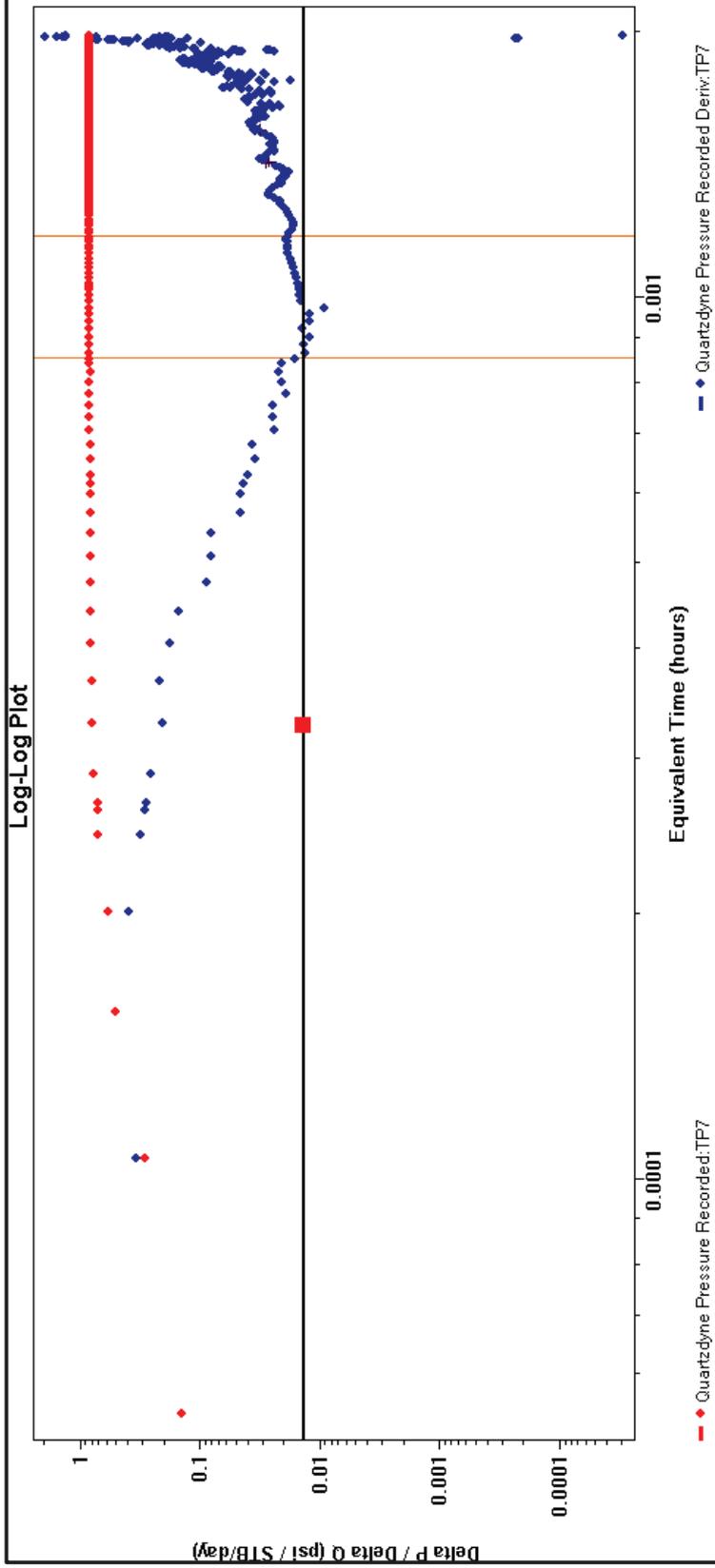
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7768 ft



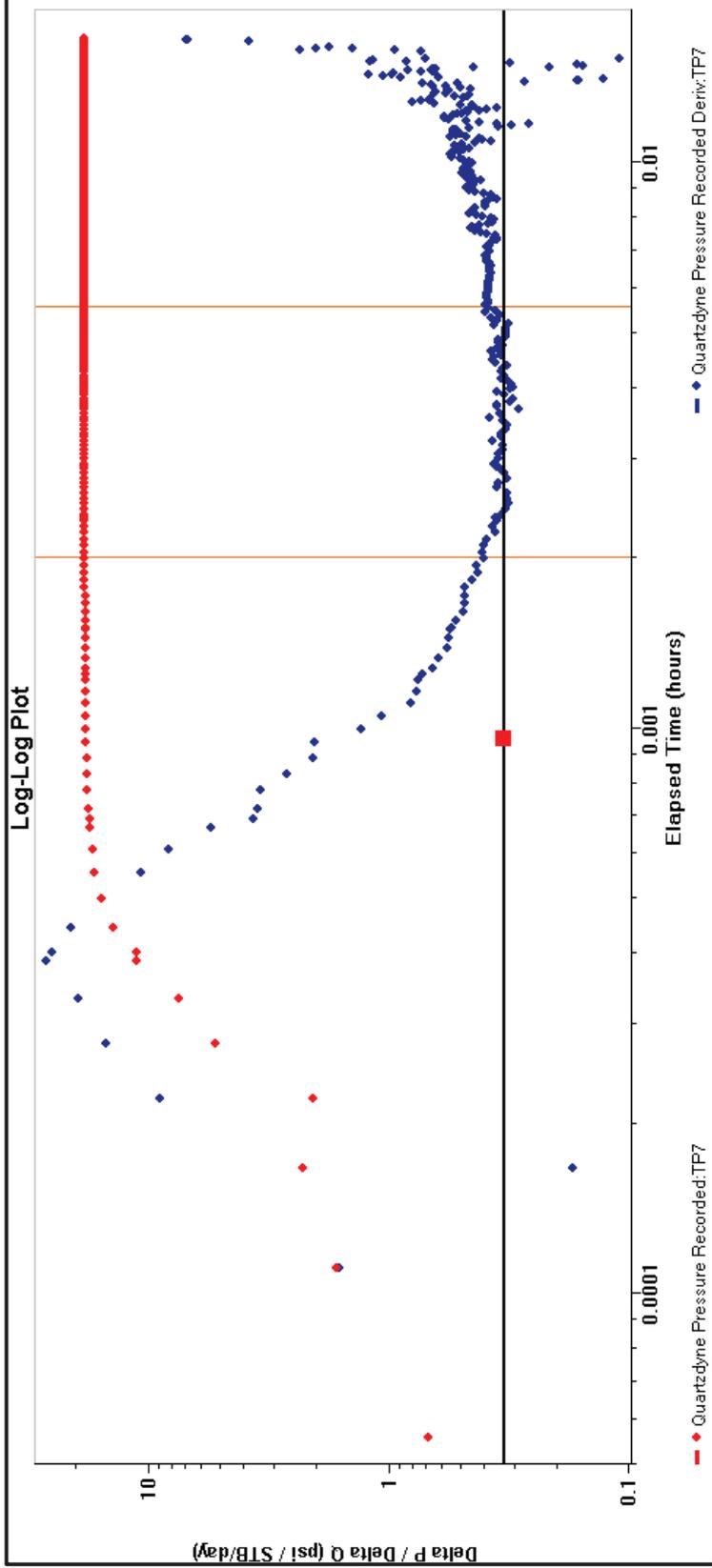
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7762 ft



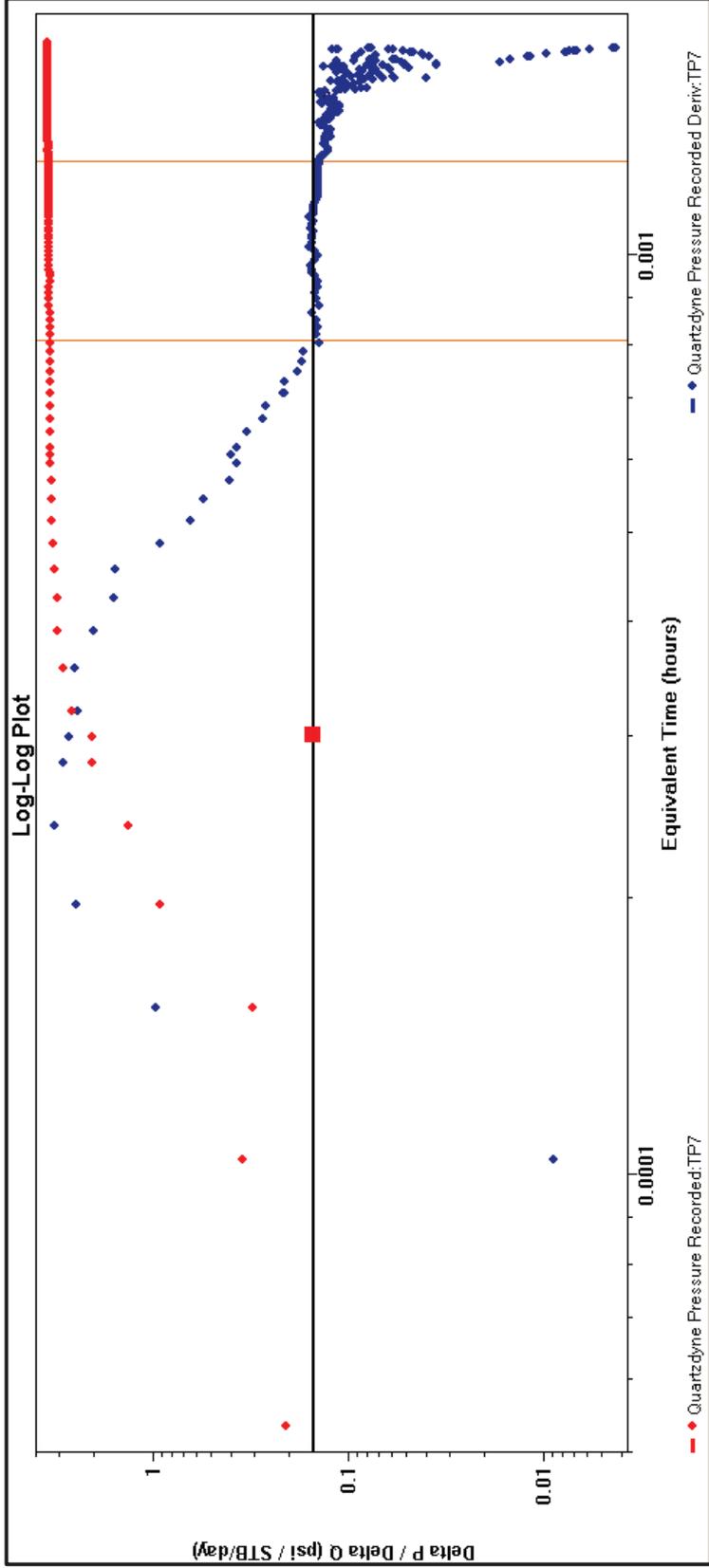
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7750 ft



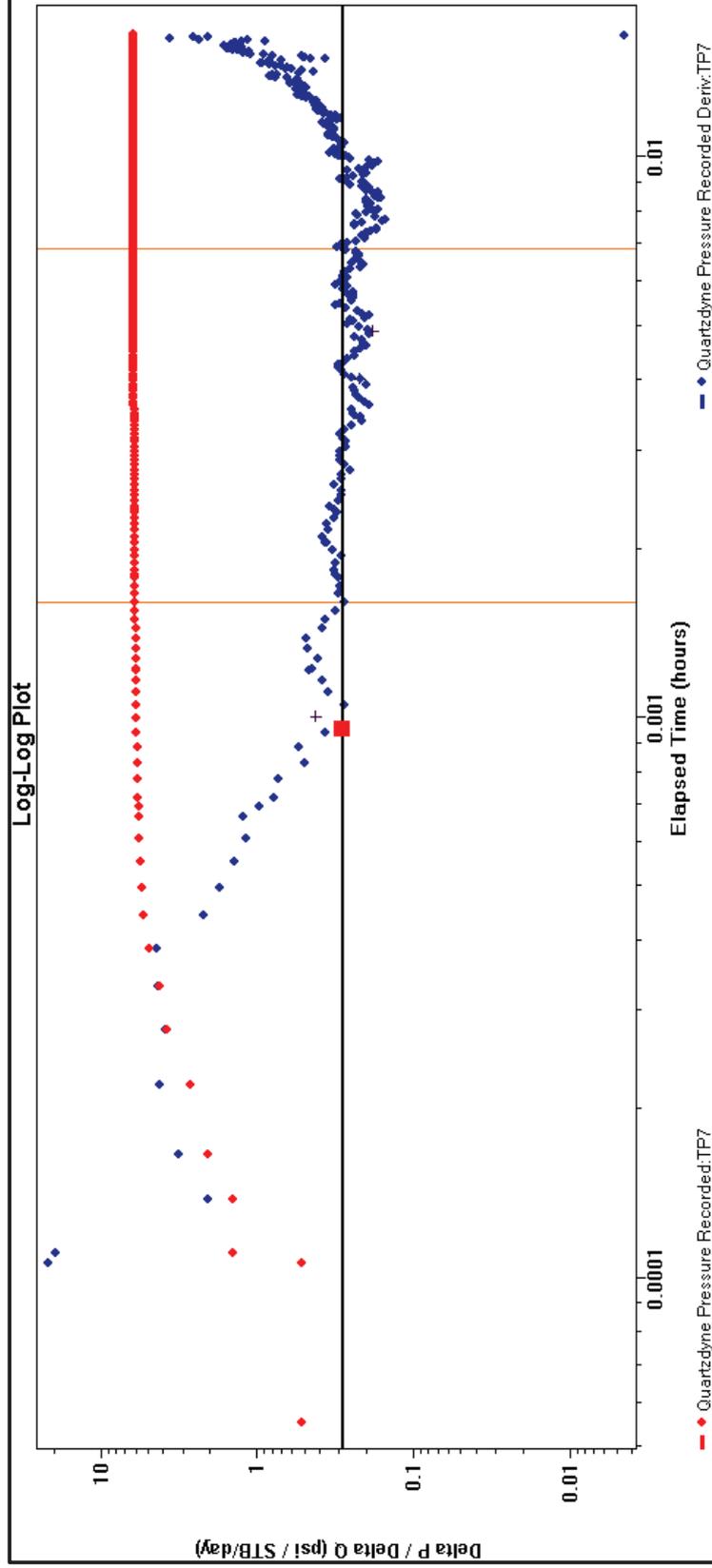
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7746 ft



Fuente: Weatherford – Geosciences Services

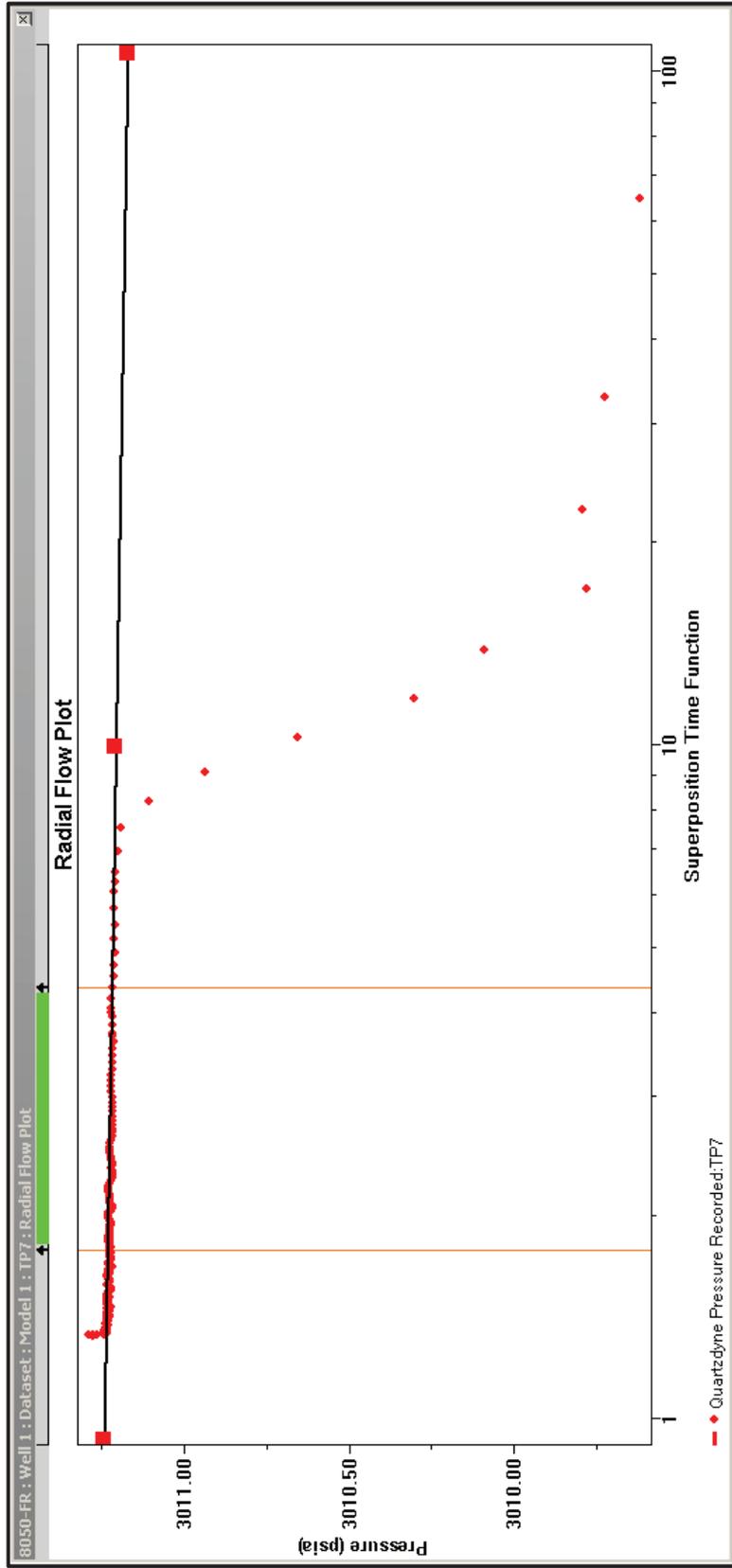
Prueba @ 7740.5 ft



Fuente: Weatherford – Geosciences Services

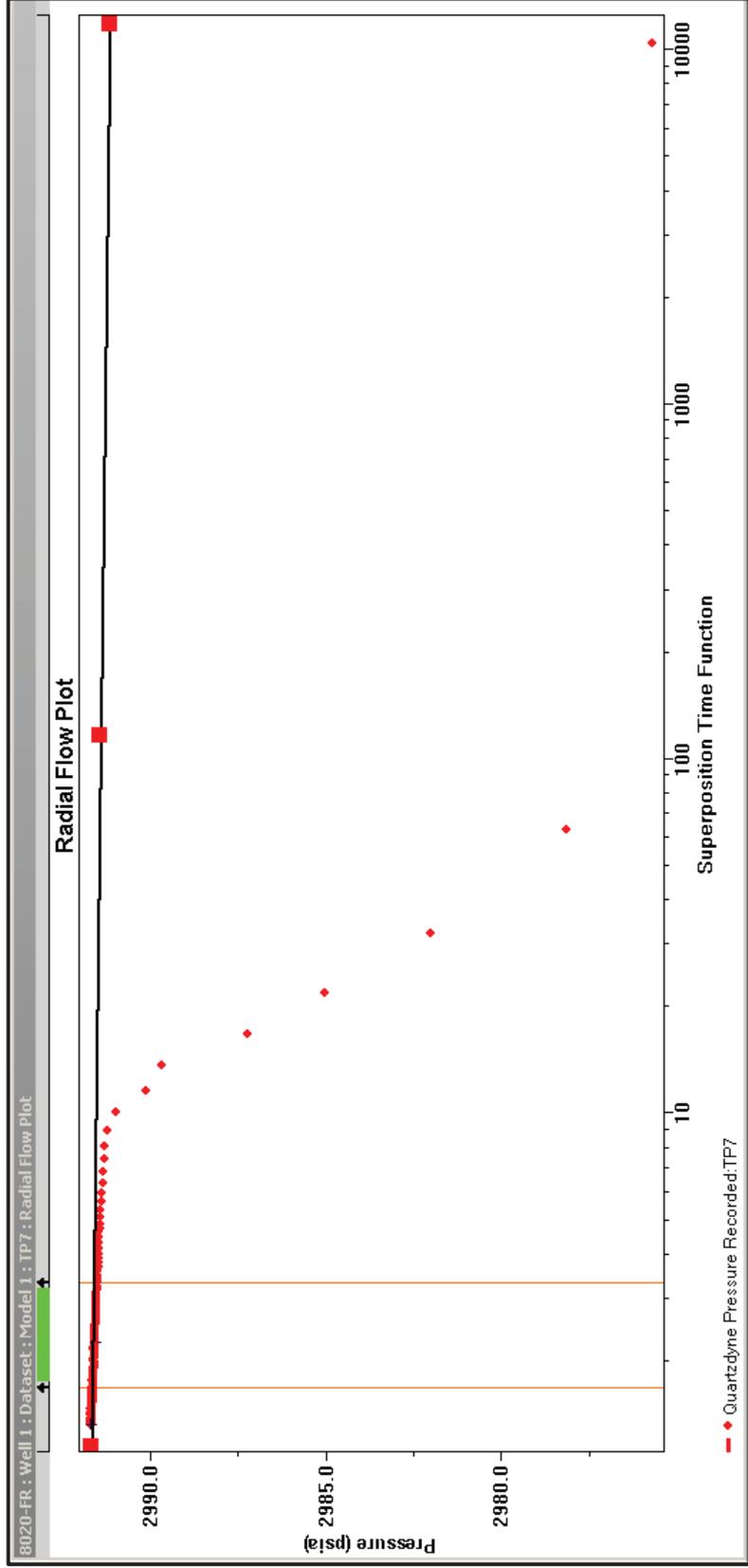
ANEXO No 5
GRÁFICO DE HORNER, HERRAMIENTA PWFT, POZO X

Prueba @ 8062 ft



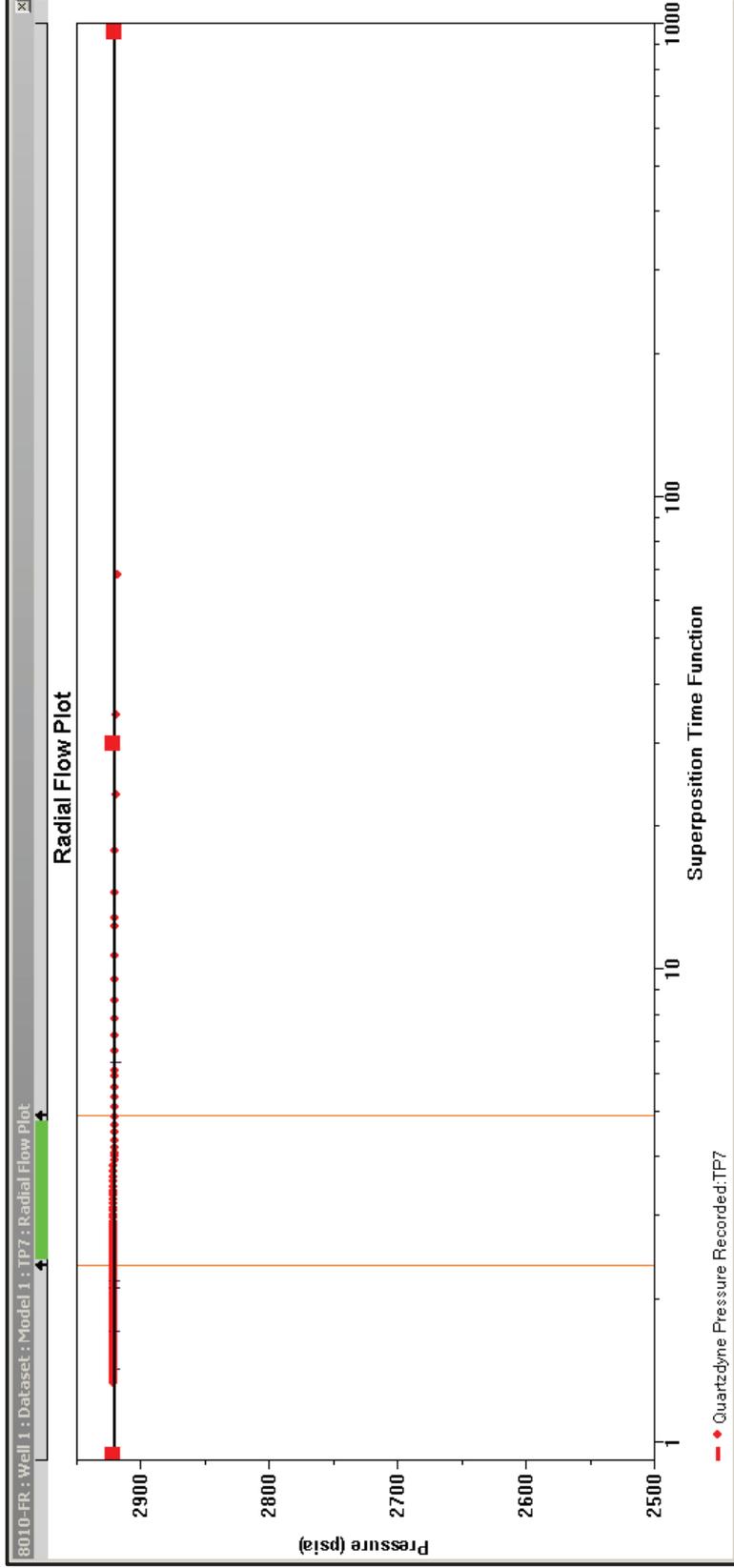
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 8032



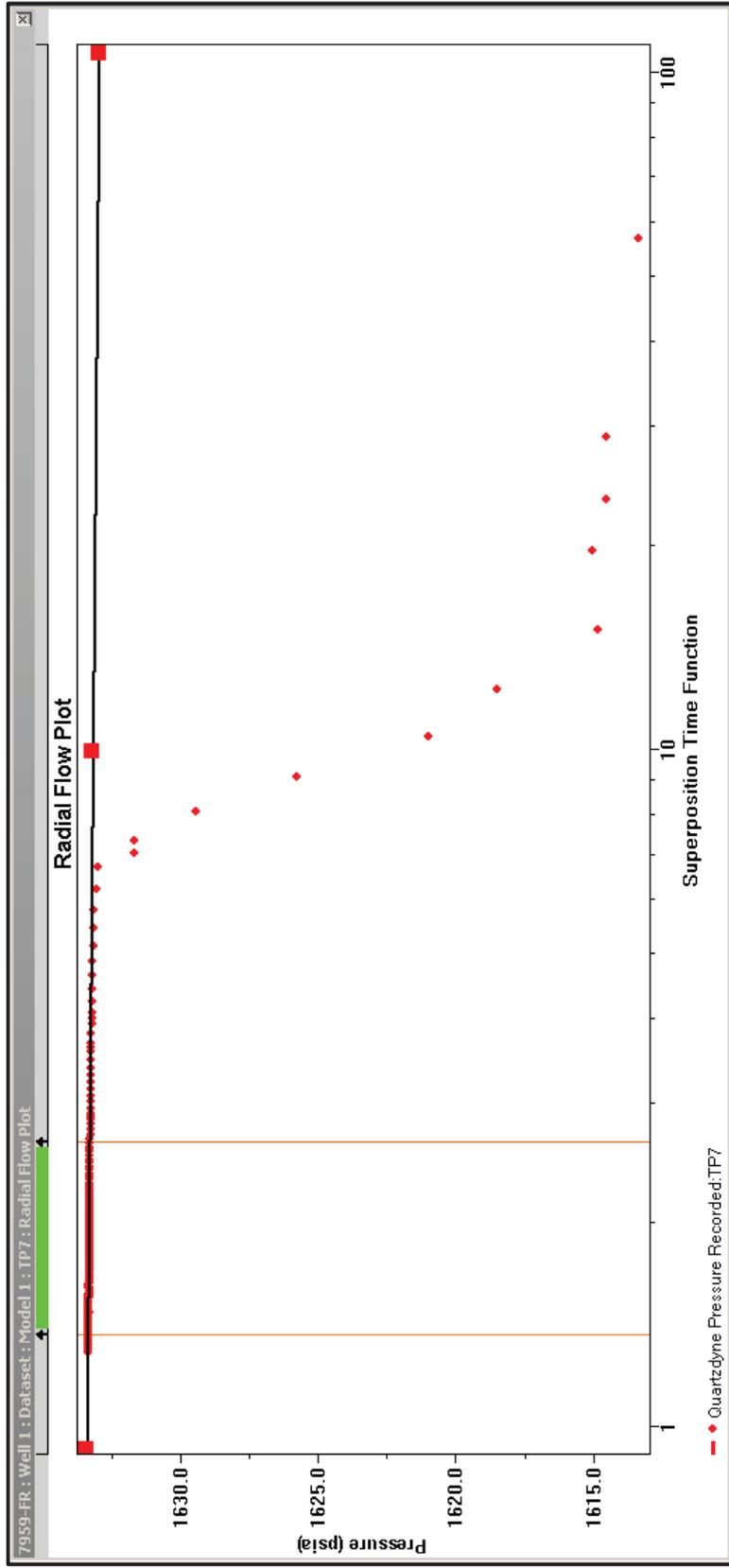
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 8022



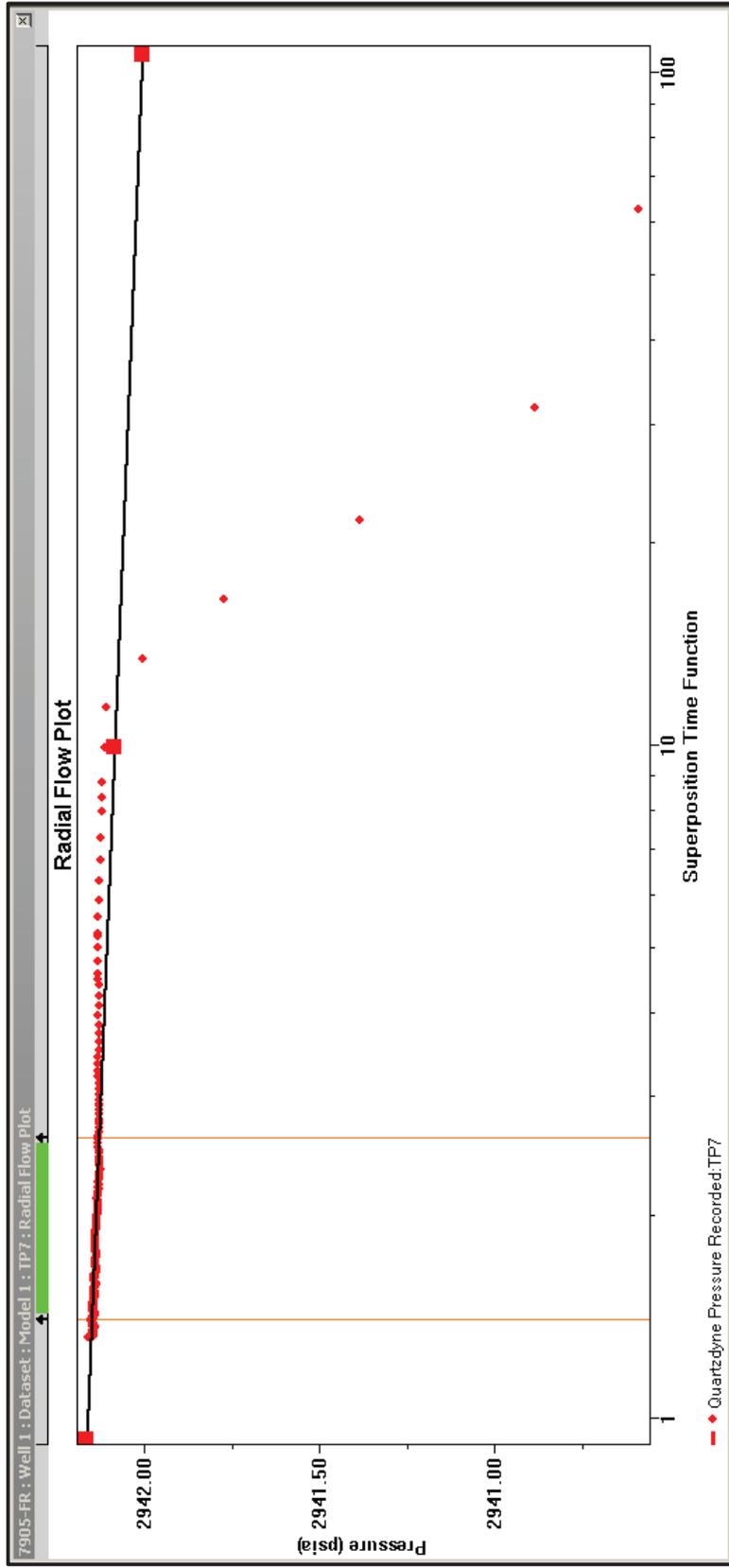
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7971



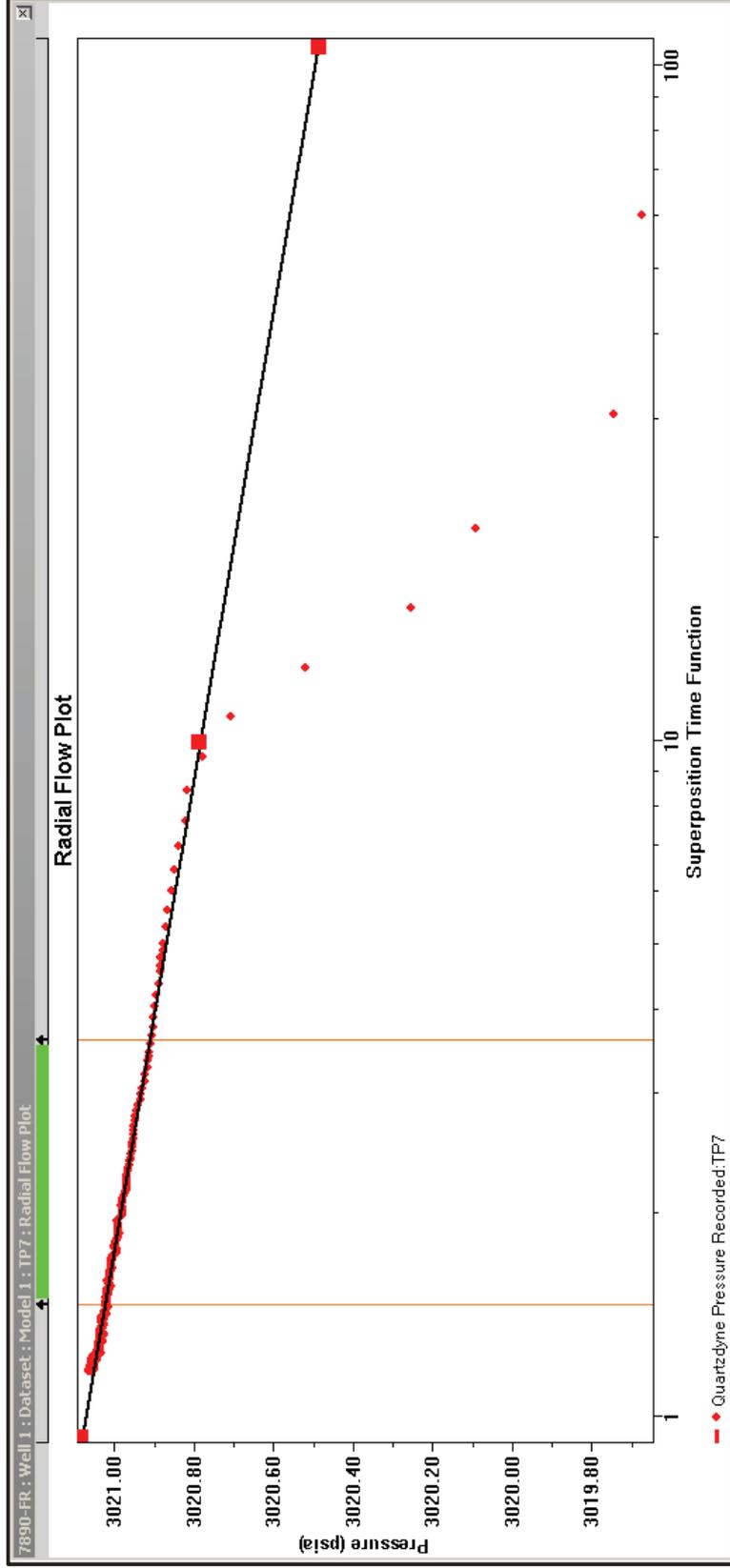
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7918 ft



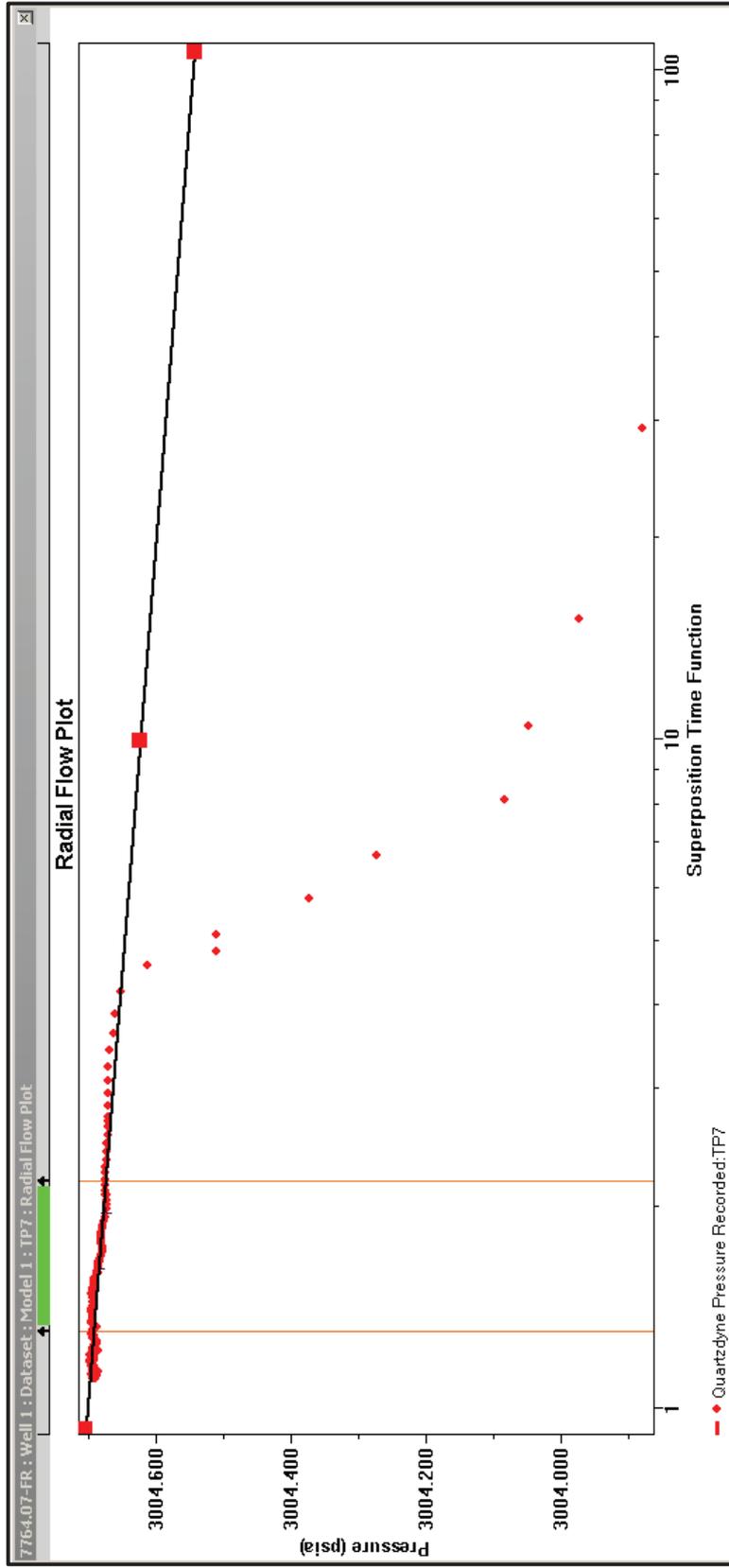
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7902



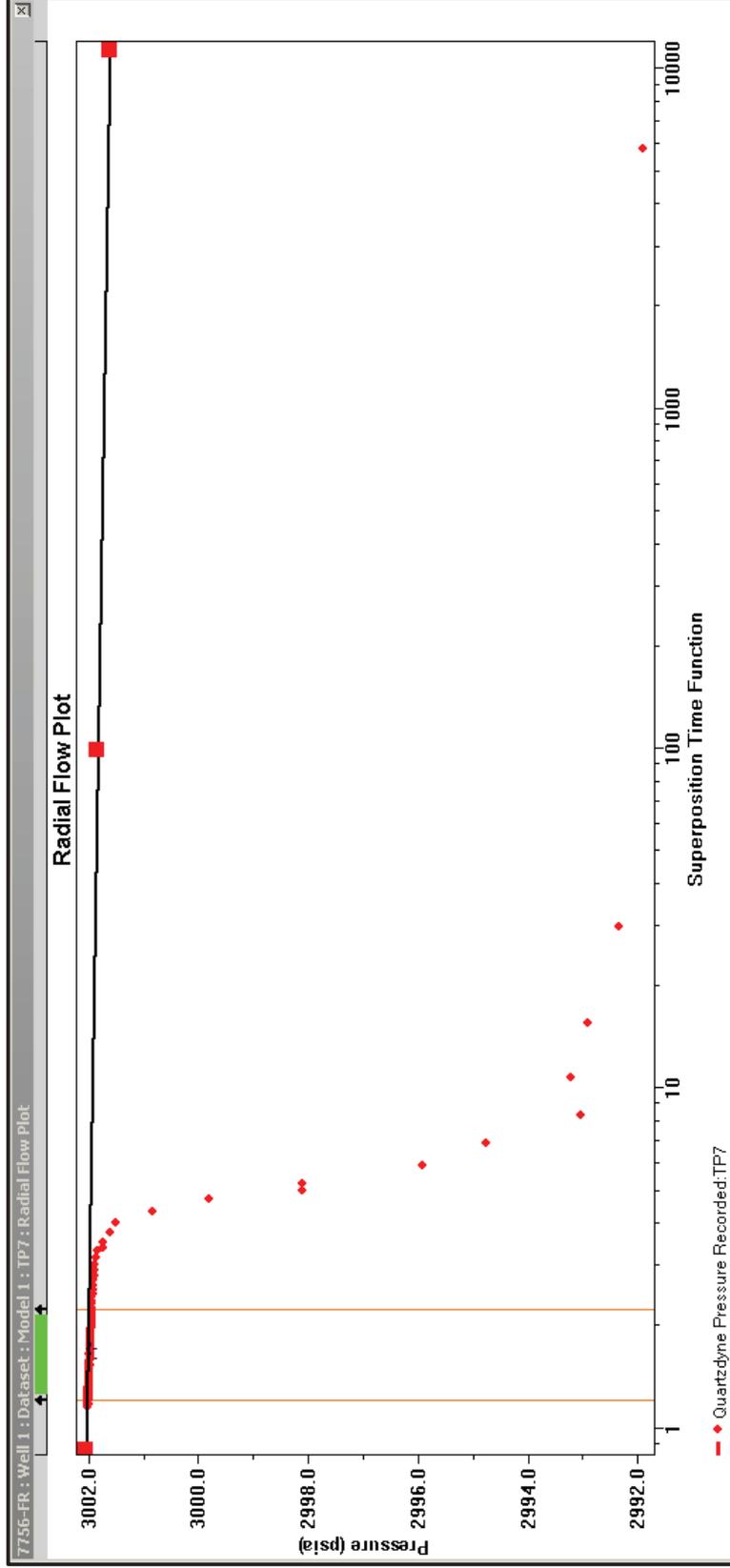
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7776 ft



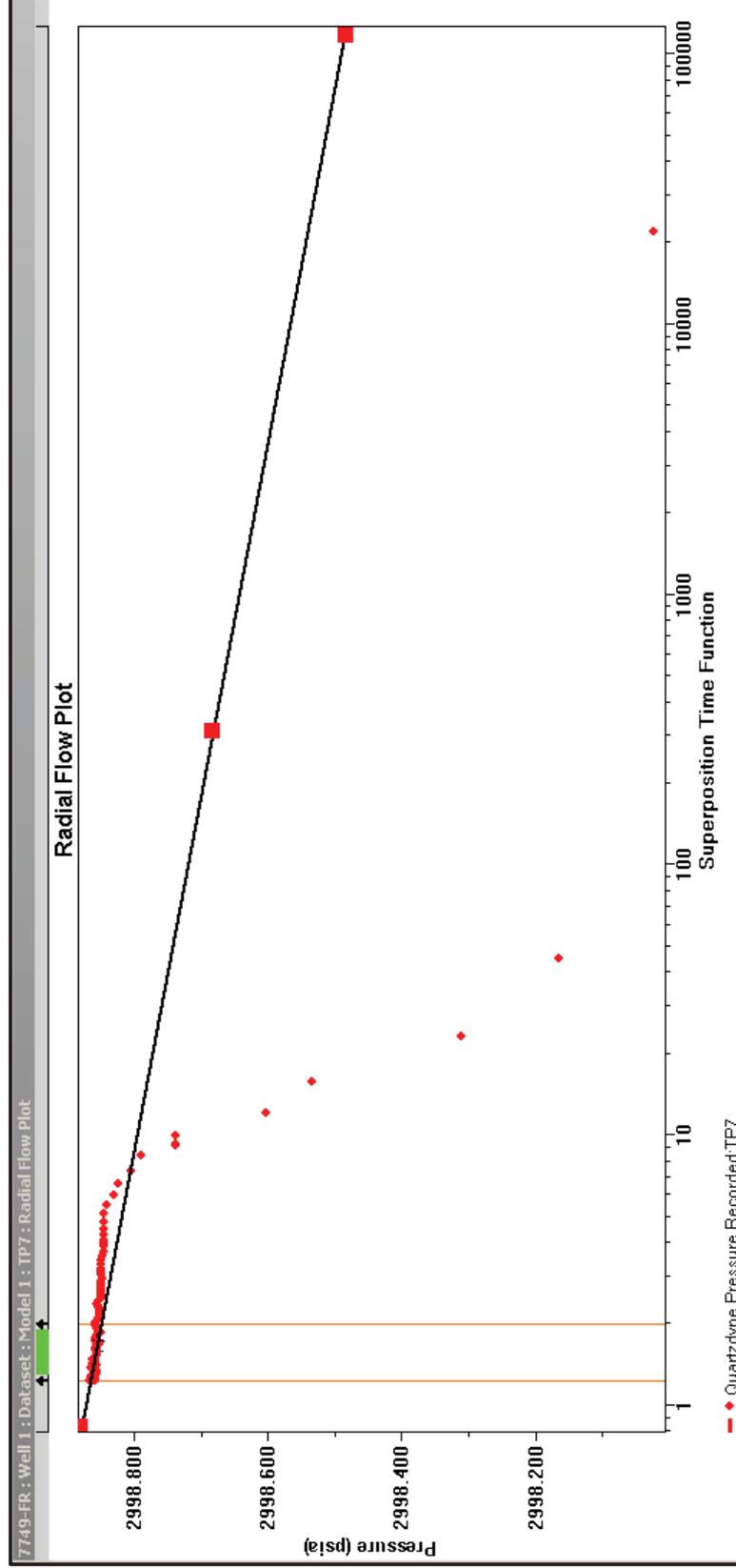
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7768 ft



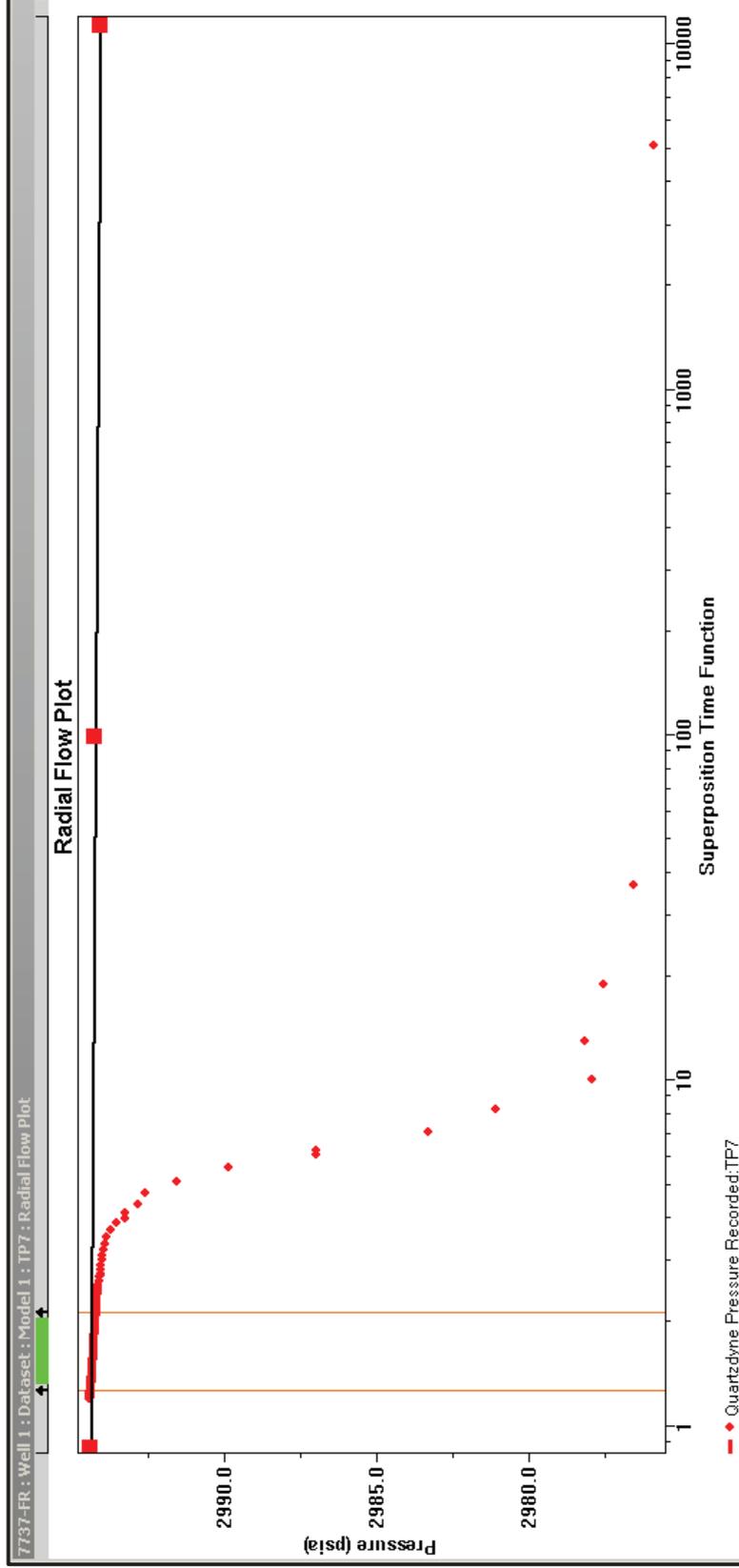
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7762 ft



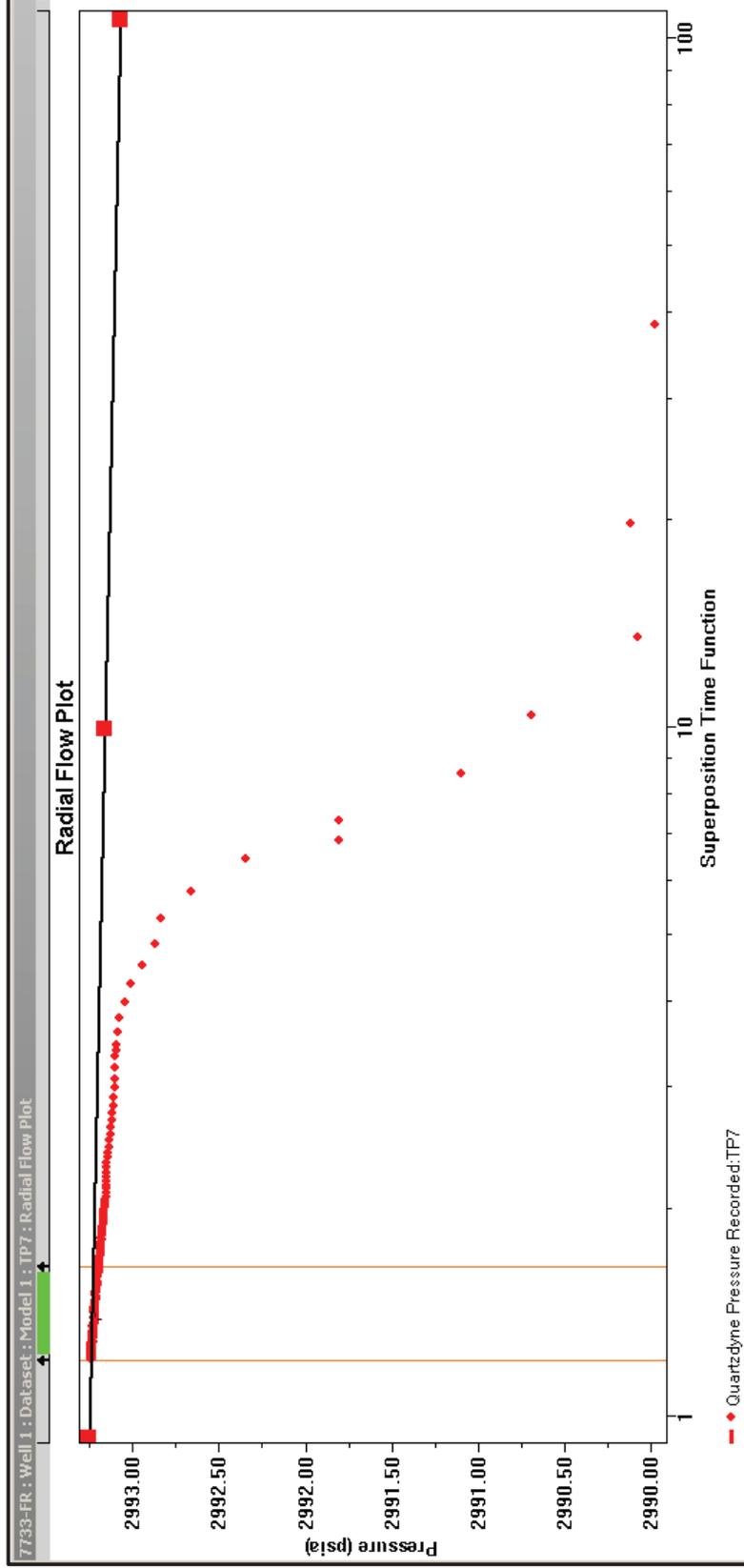
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7750 ft



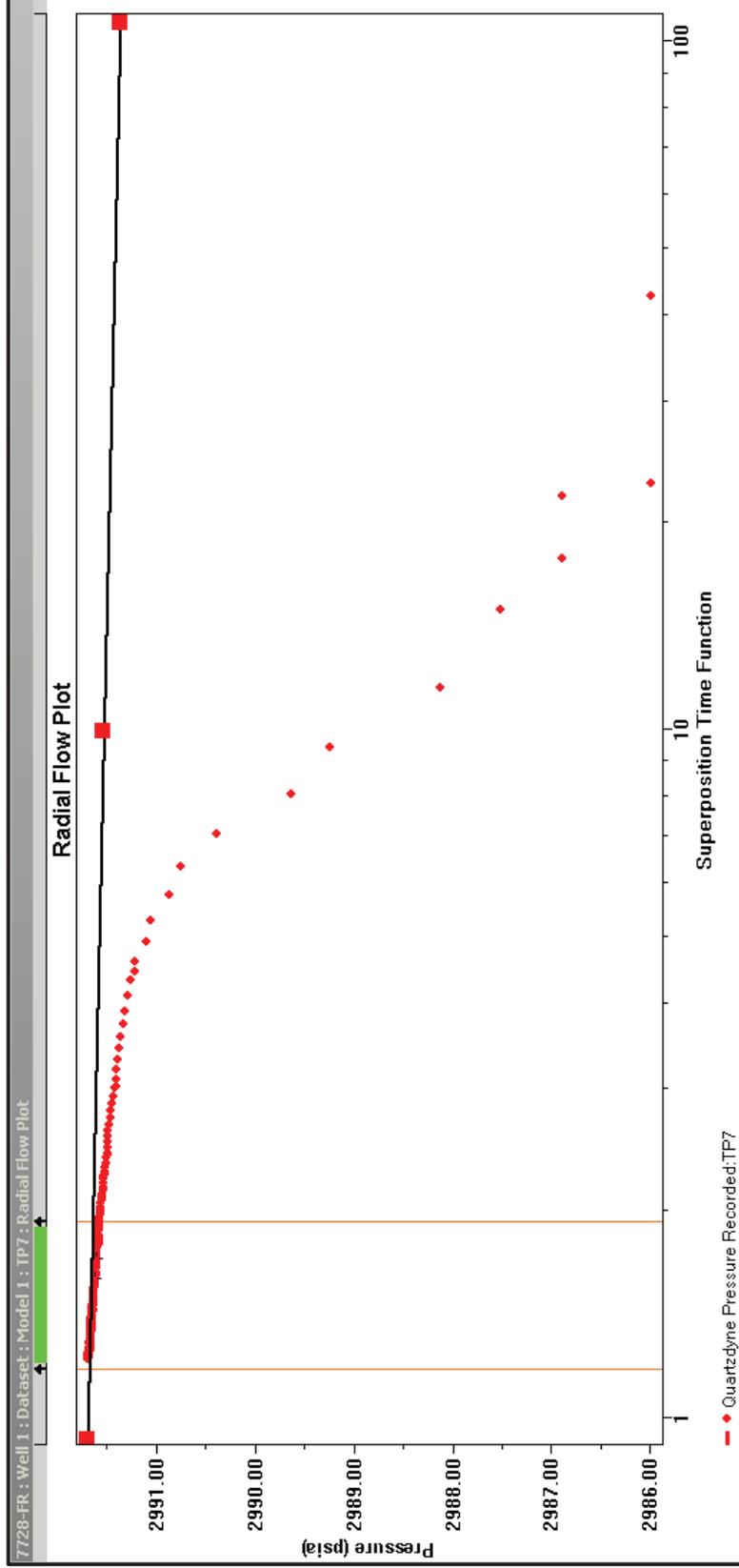
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7746 ft



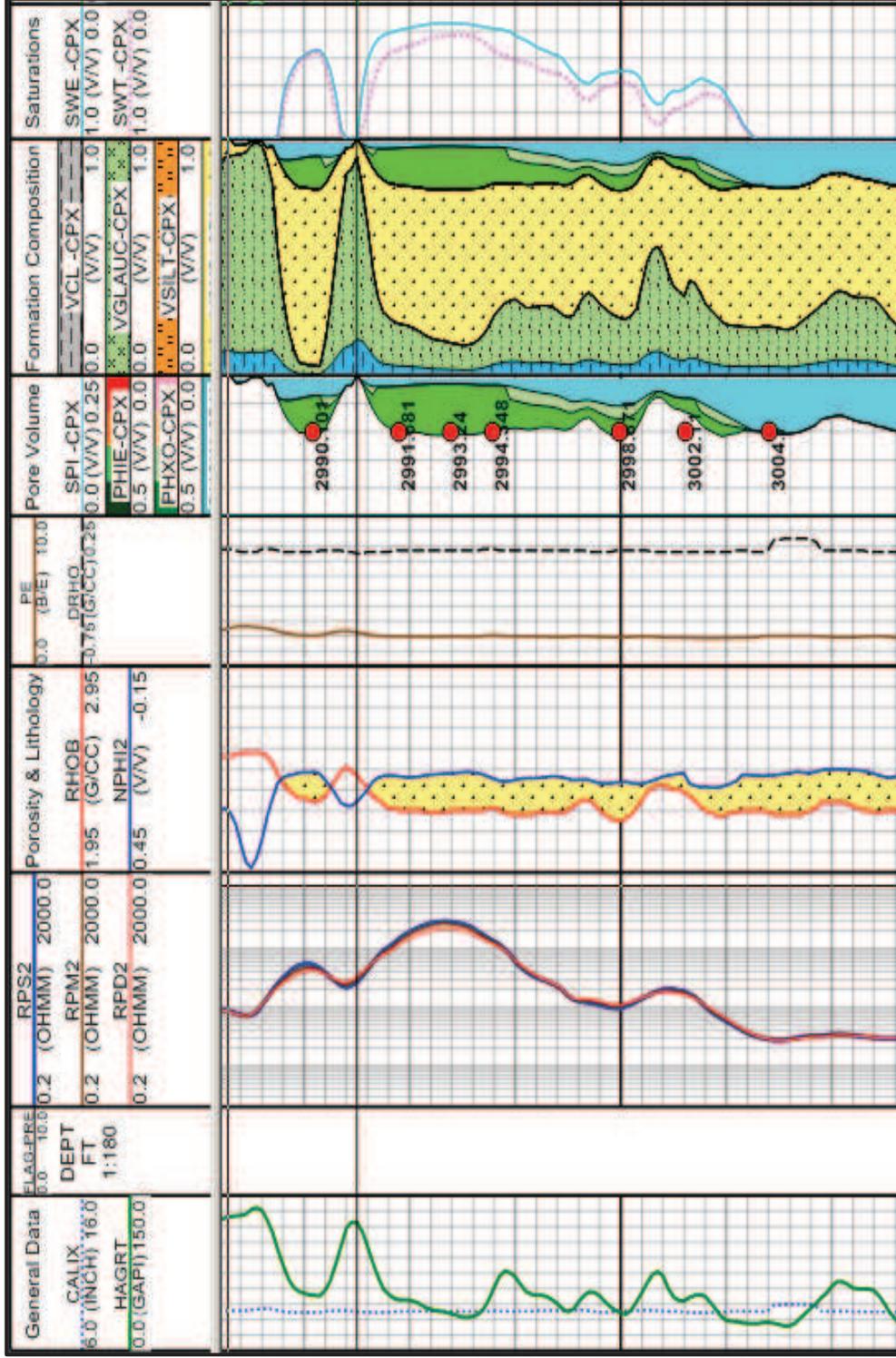
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

Prueba @ 7740.5 ft



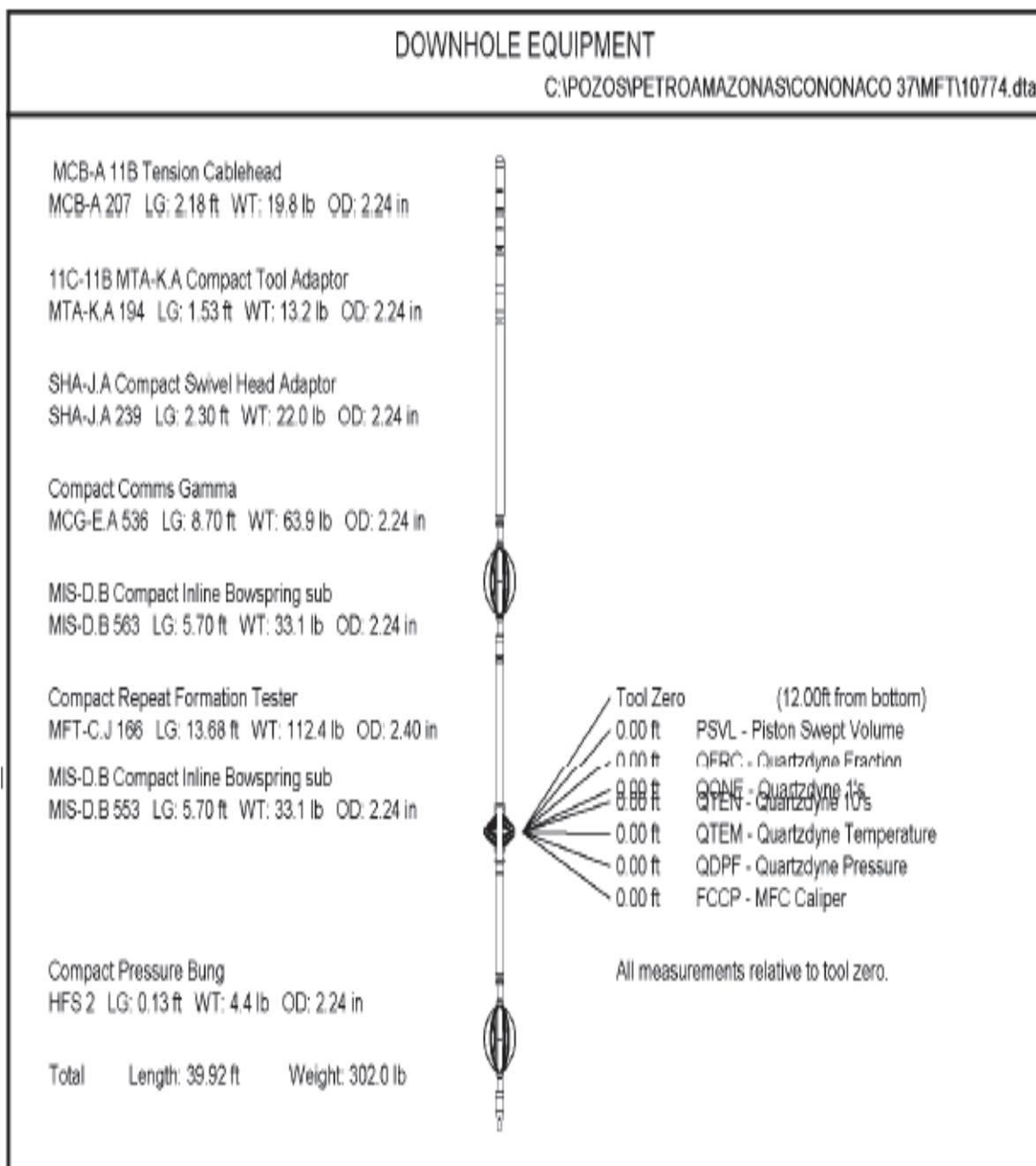
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

ANEXO No 6
REGISTROS LWD CORRIDOS POZO X



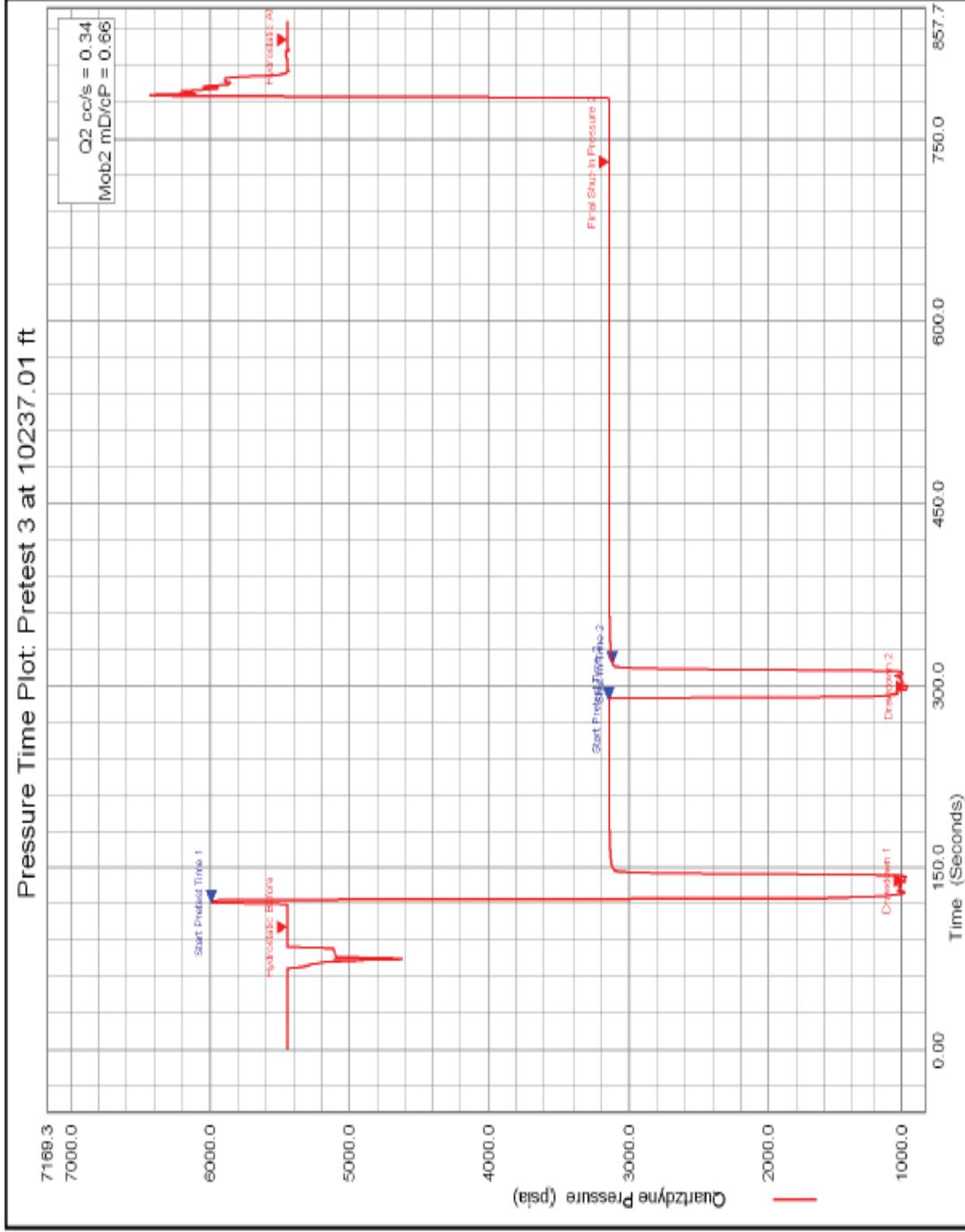
Fuente: Weatherford – Geosciences Services

ANEXO No 7
ENSAMBLAJE DE FONDO POZO Y

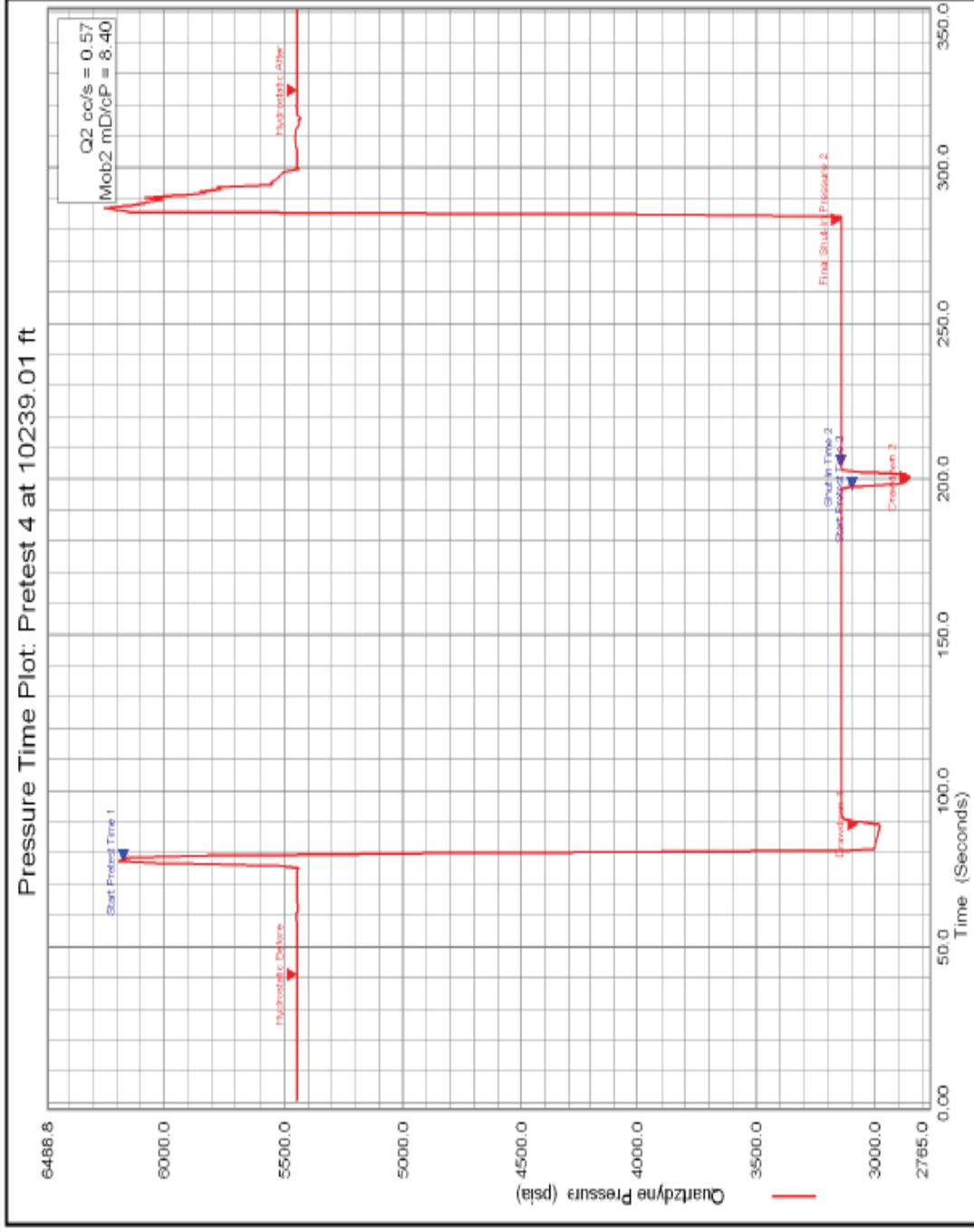


Fuente: Weatherford – Wireline Services

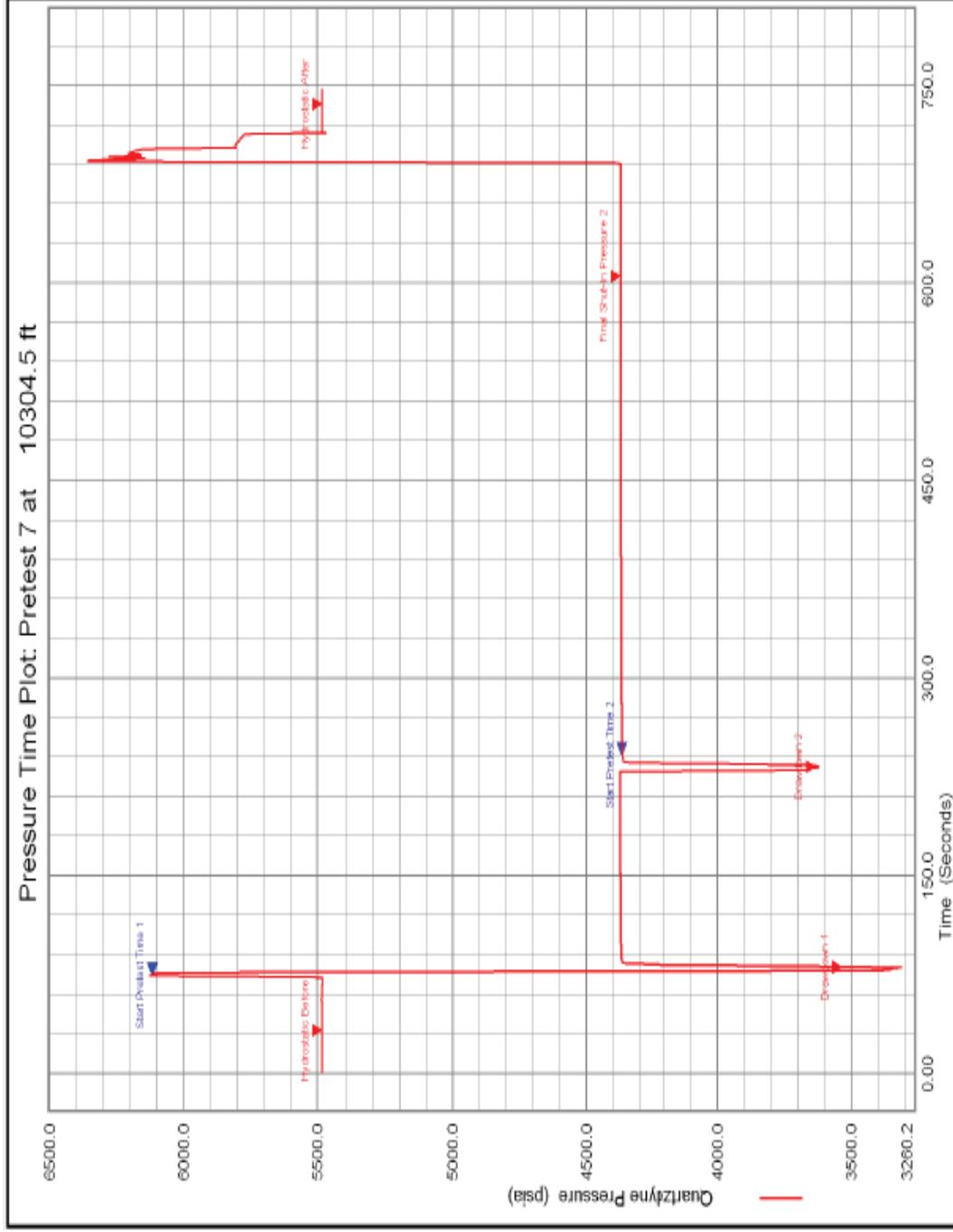
ANEXO No 8
RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA MFT POZO Y



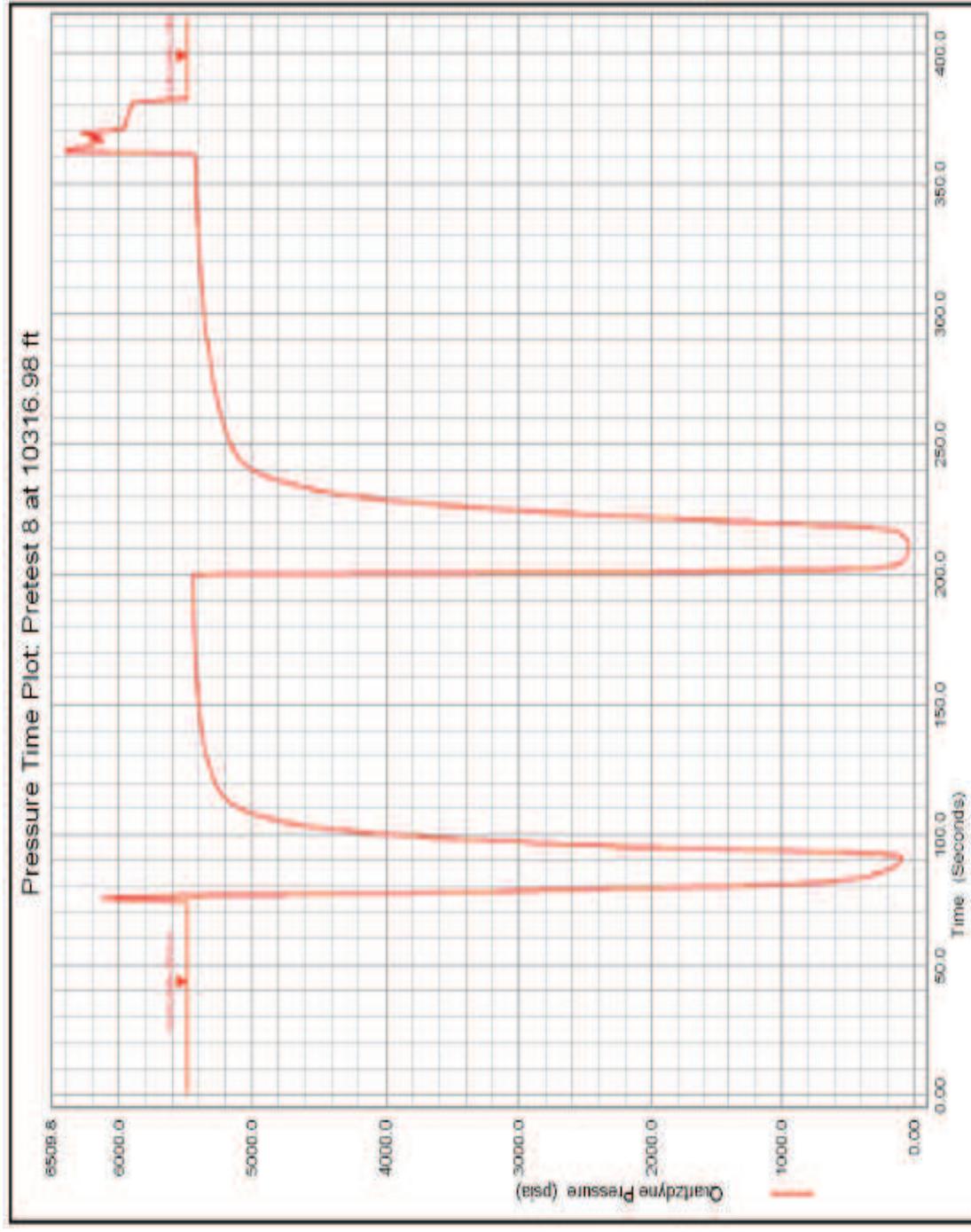
Fuente: Weatherford – Wireline Services



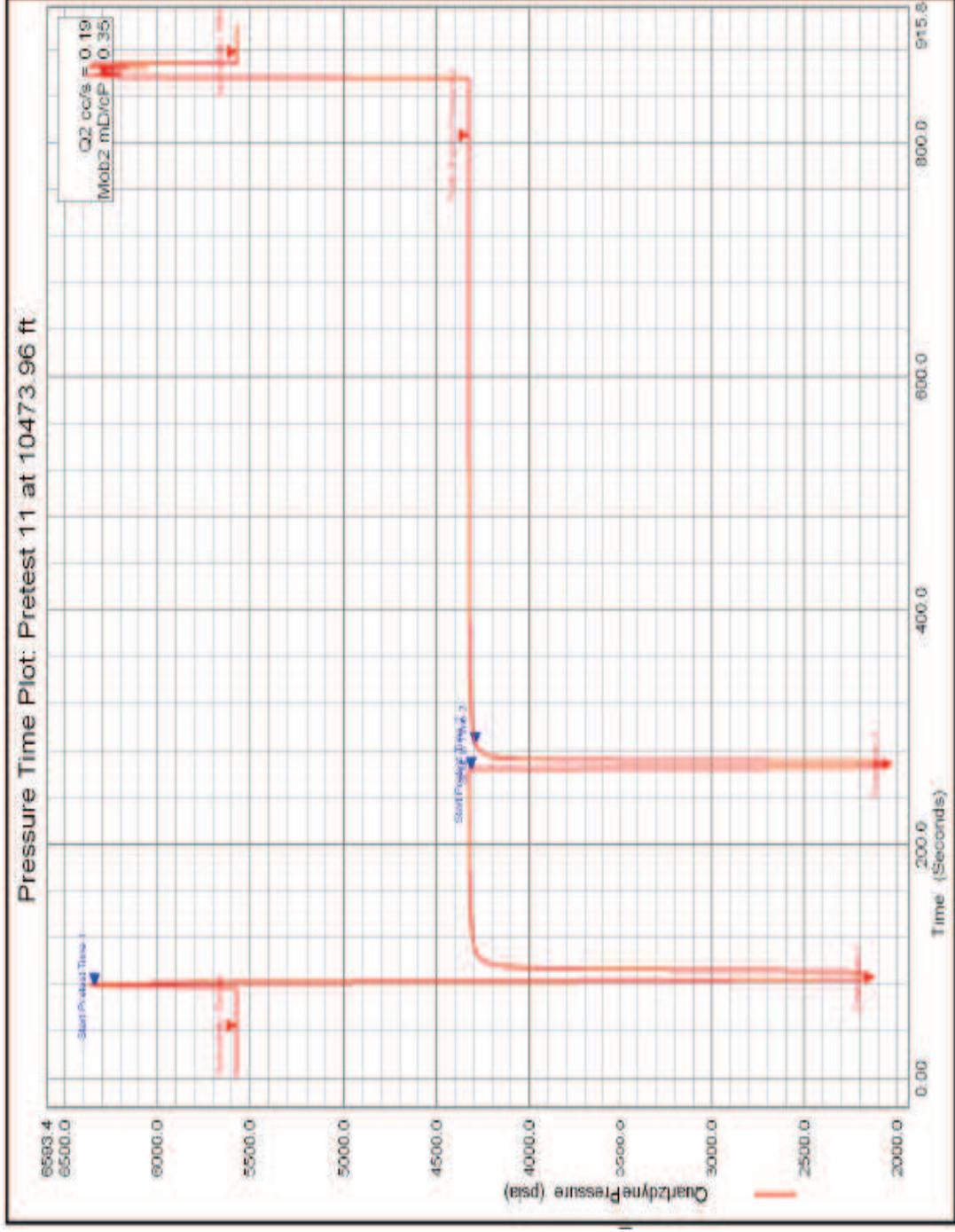
Fuente: Weatherford – Wireline Services



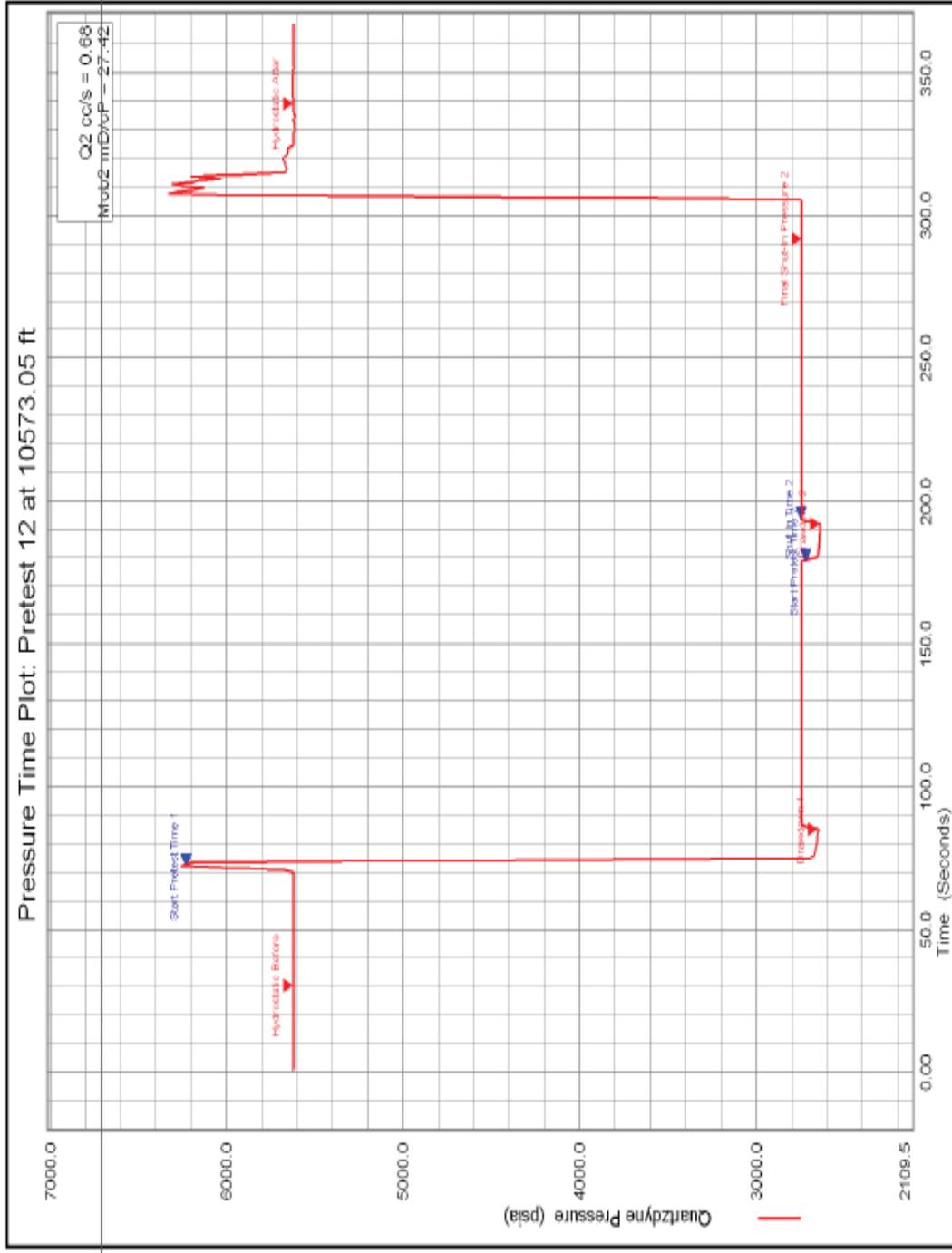
Fuente: Weatherford – Wireline Services



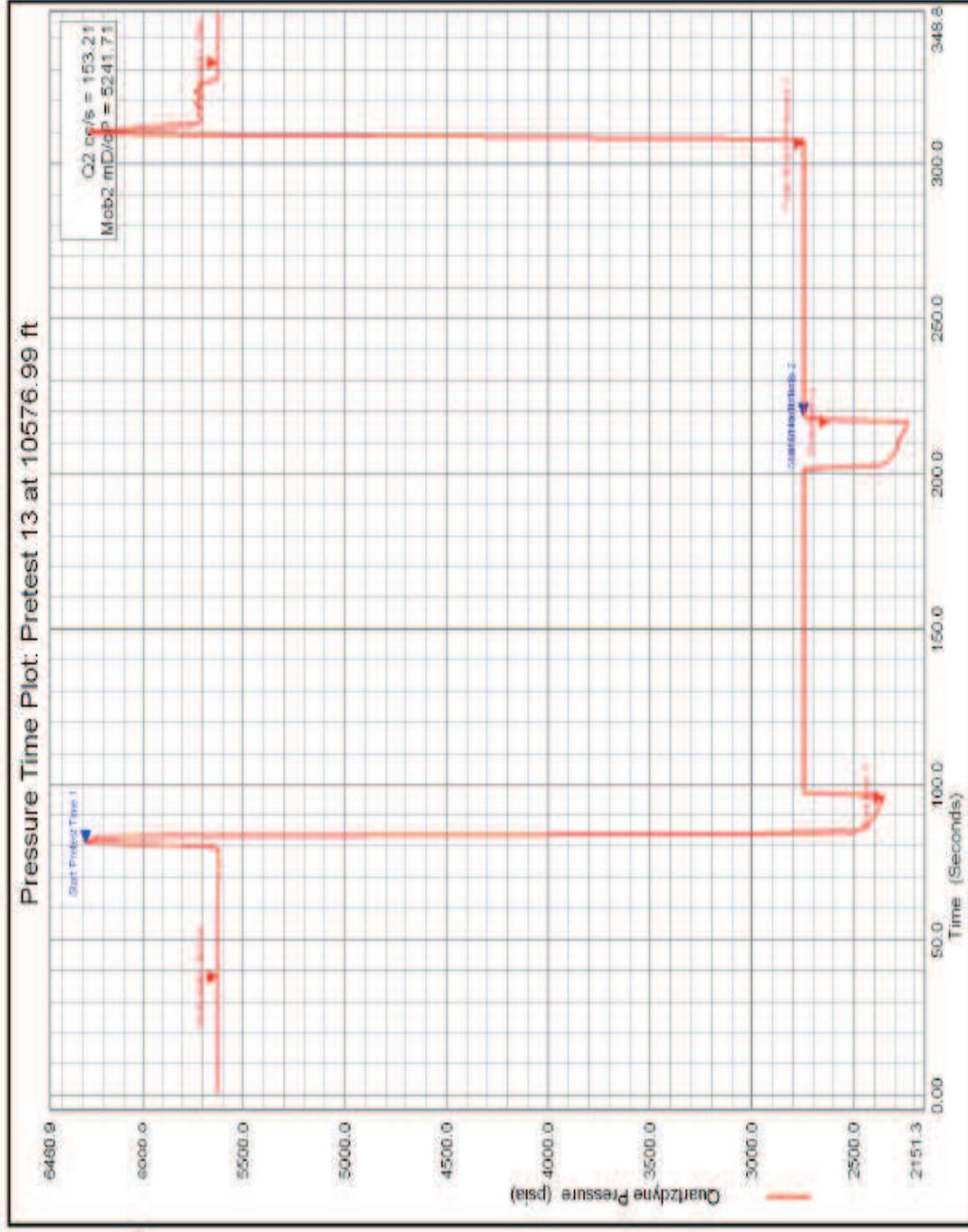
Fuente: Weatherford – Wireline Services



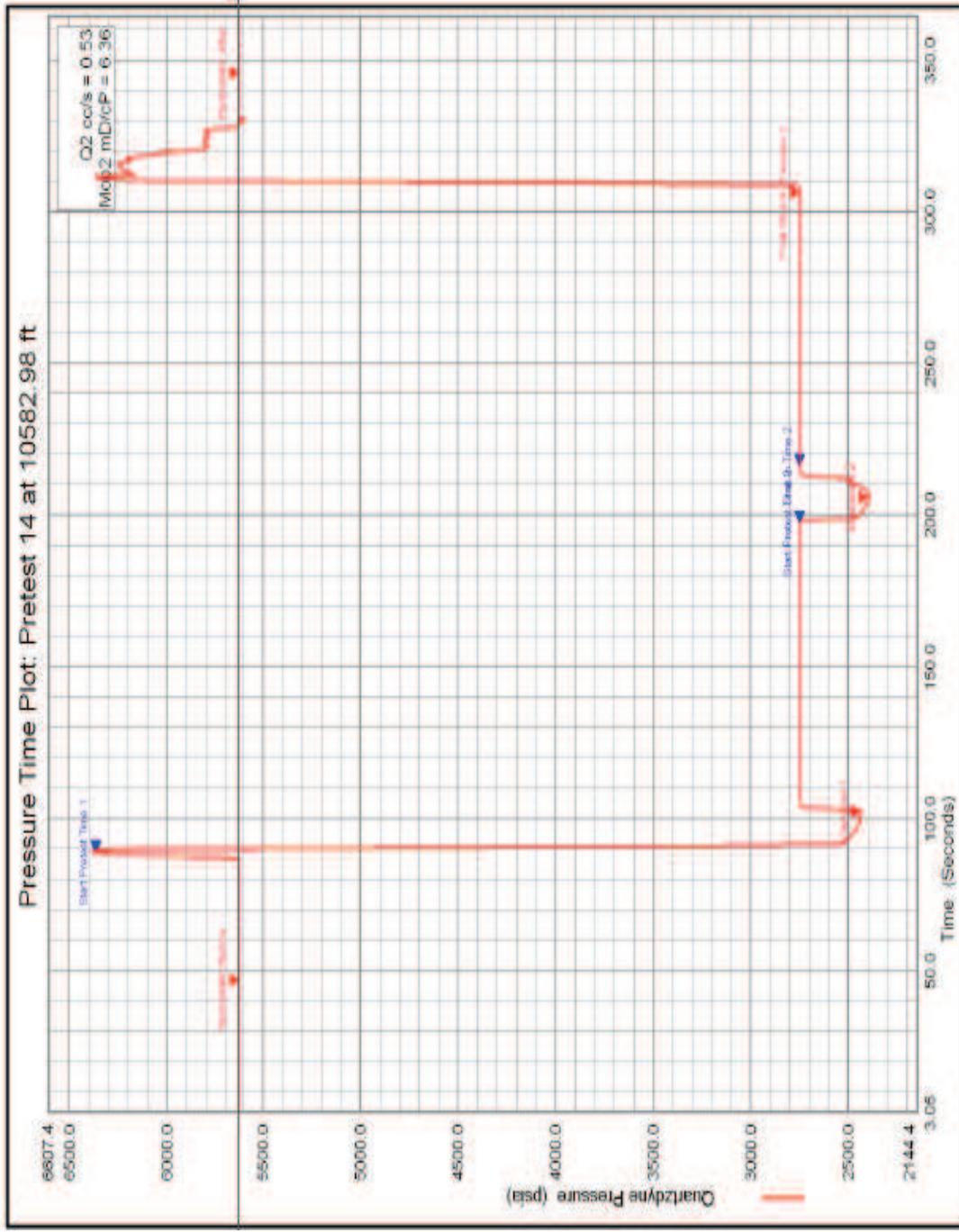
Fuente: Weatherford – Wireline Services



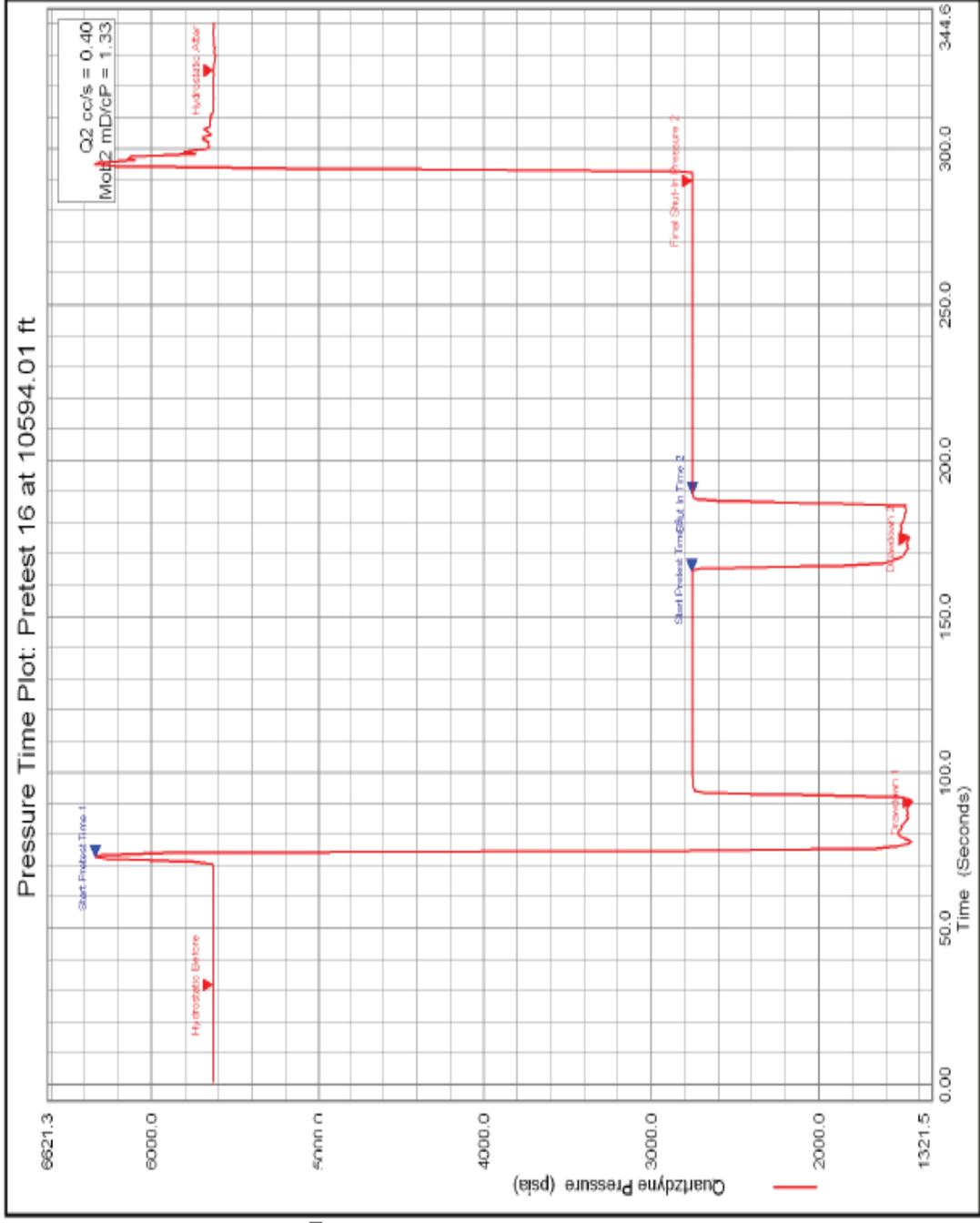
Fuente: Weatherford – Wireline Services



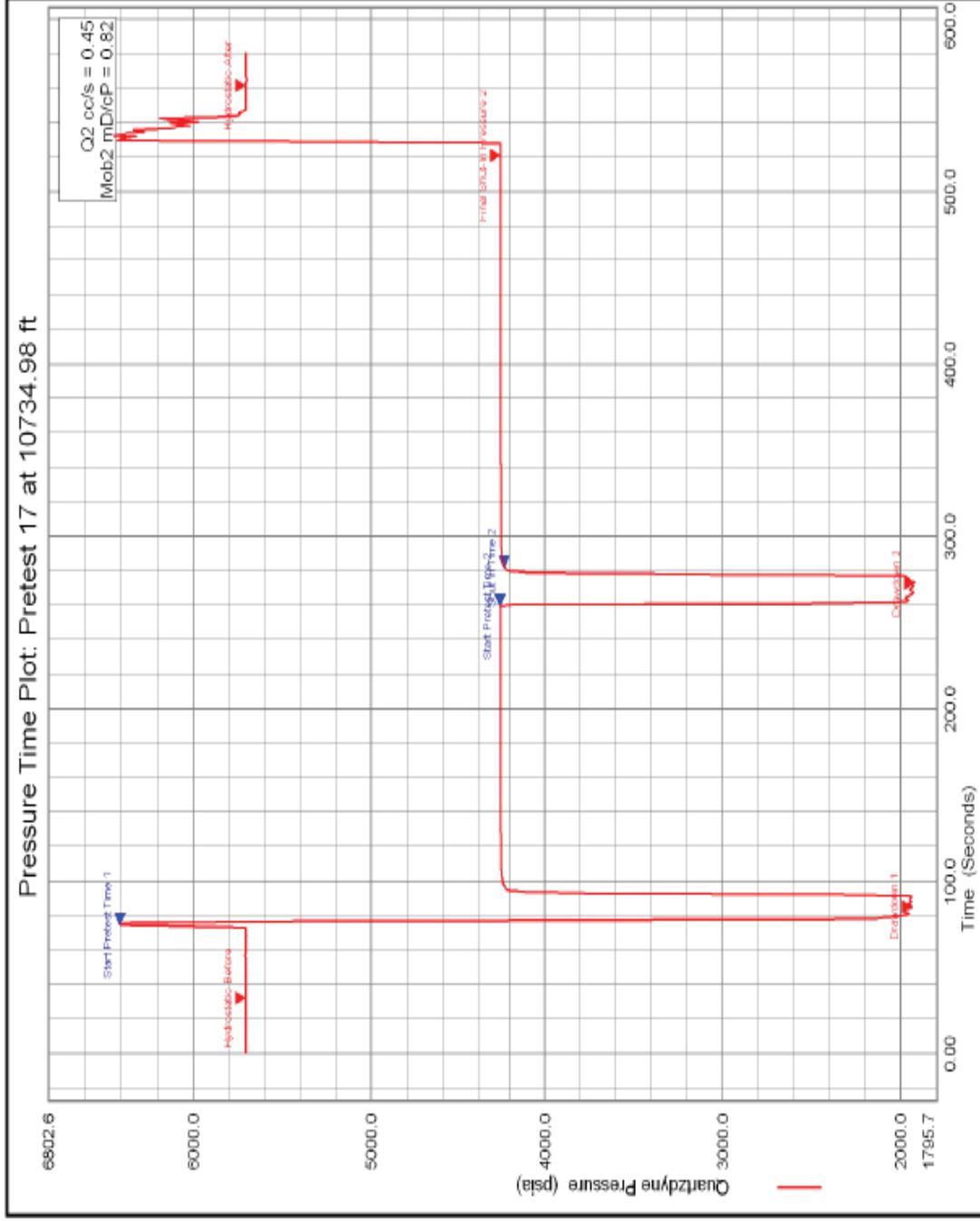
Fuente: Weatherford – Wireline Services



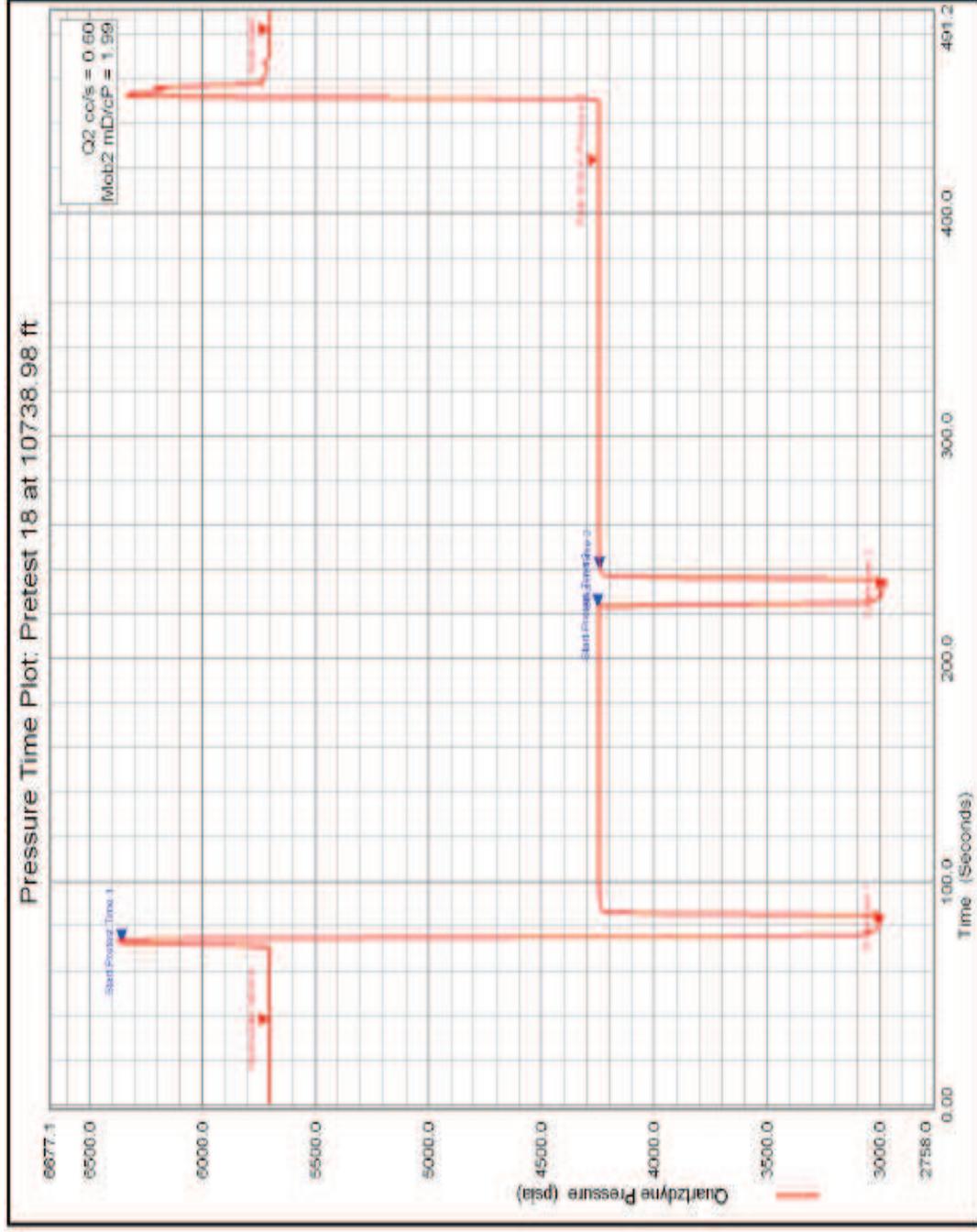
Fuente: Weatherford – Wireline Services



Fuente: Weatherford – Wireline Services

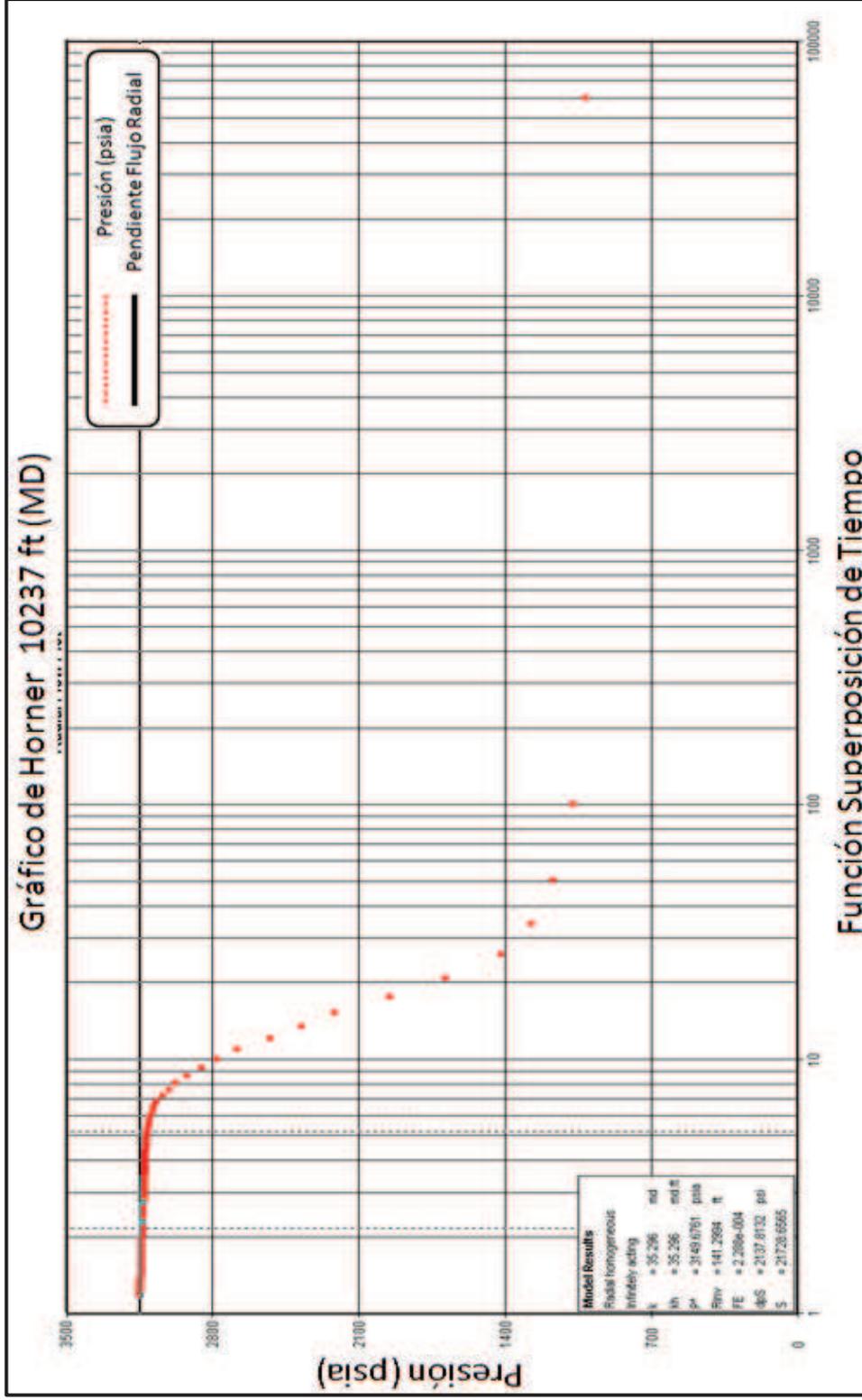


Fuente: Weatherford – Wireline Services

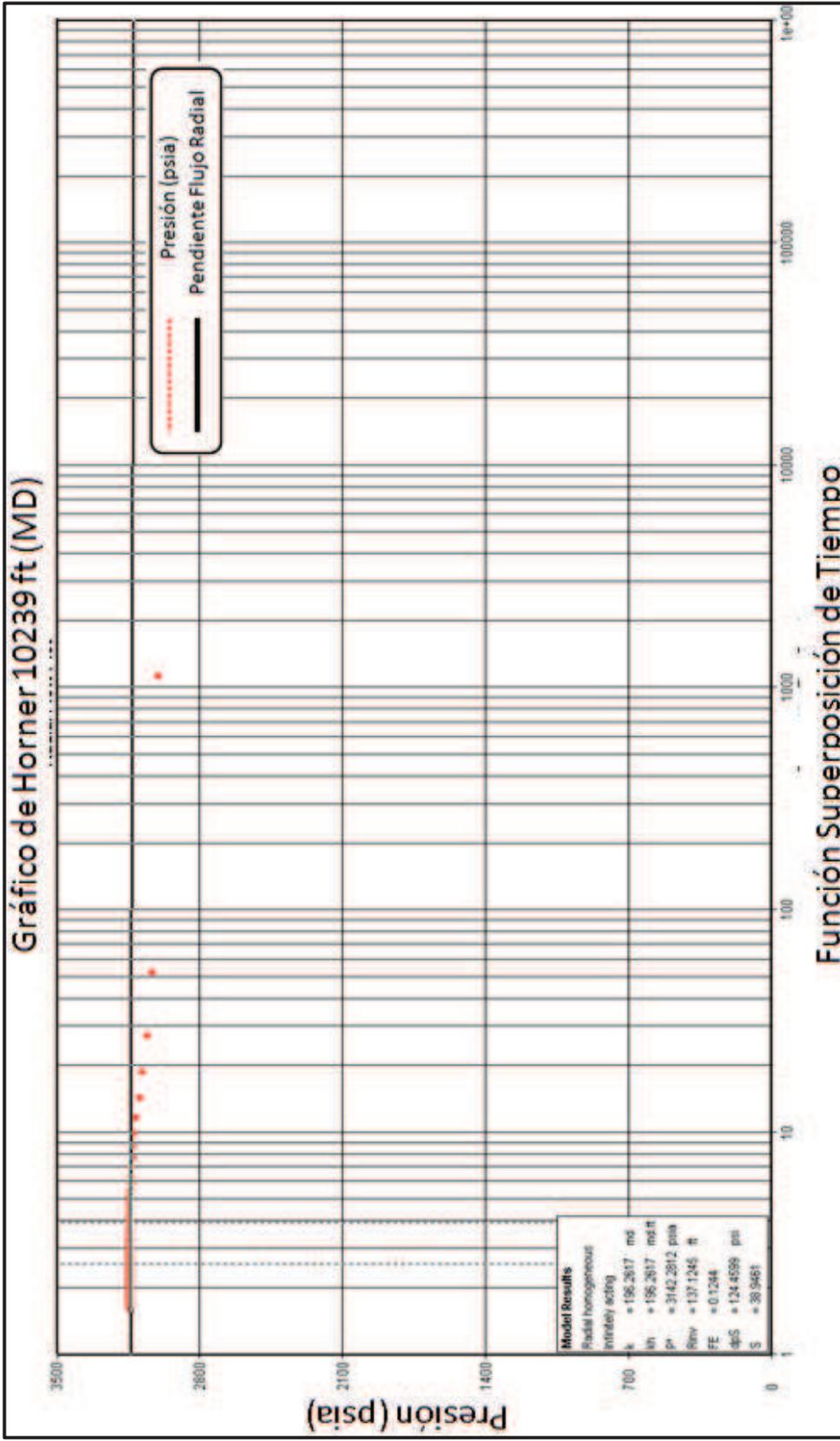


Fuente: Weatherford – Wireline Services

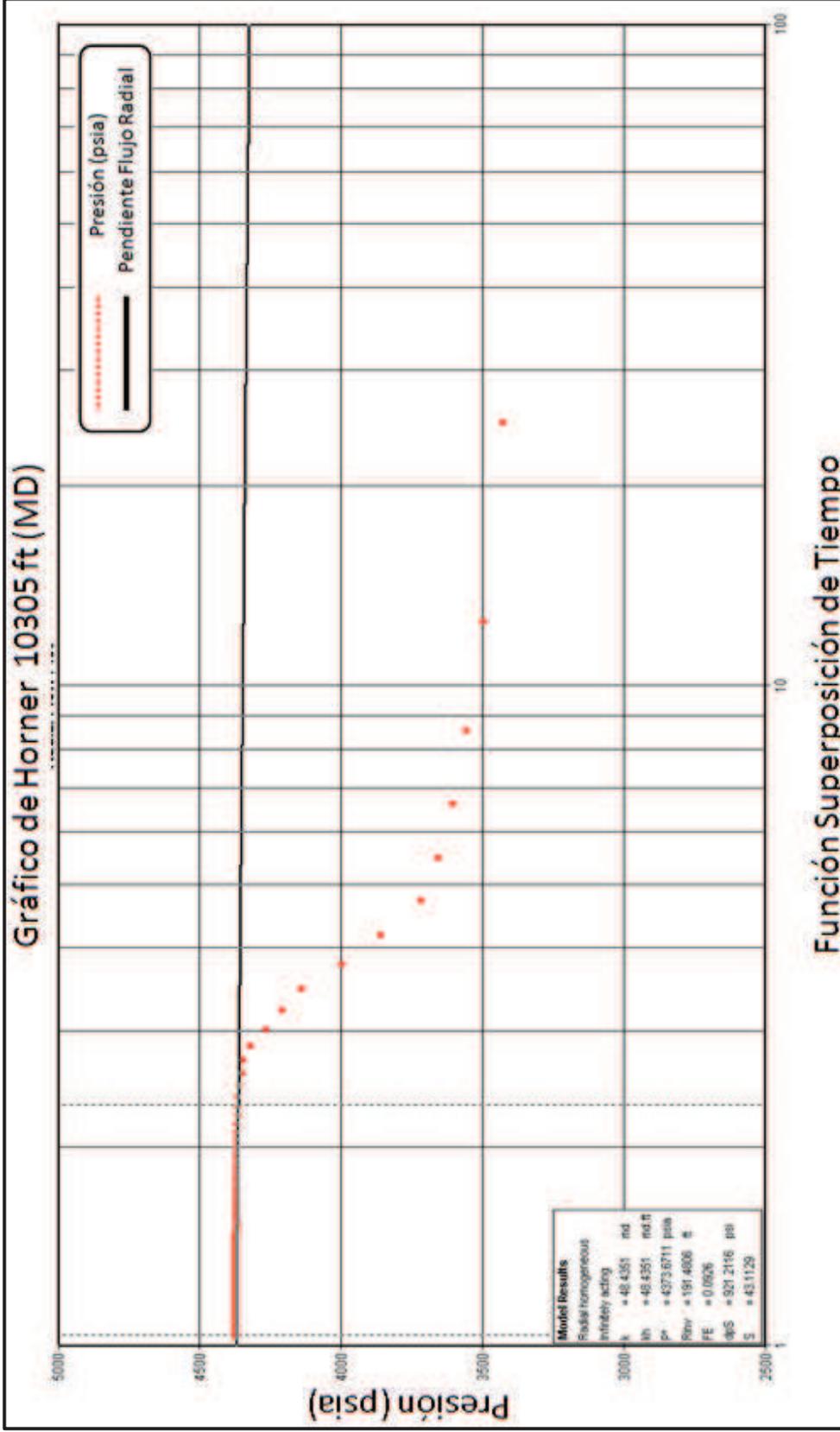
ANEXO No 9
GRÁFICO DE HORNER, HERRAMIENTA MFT, CAMPO Y



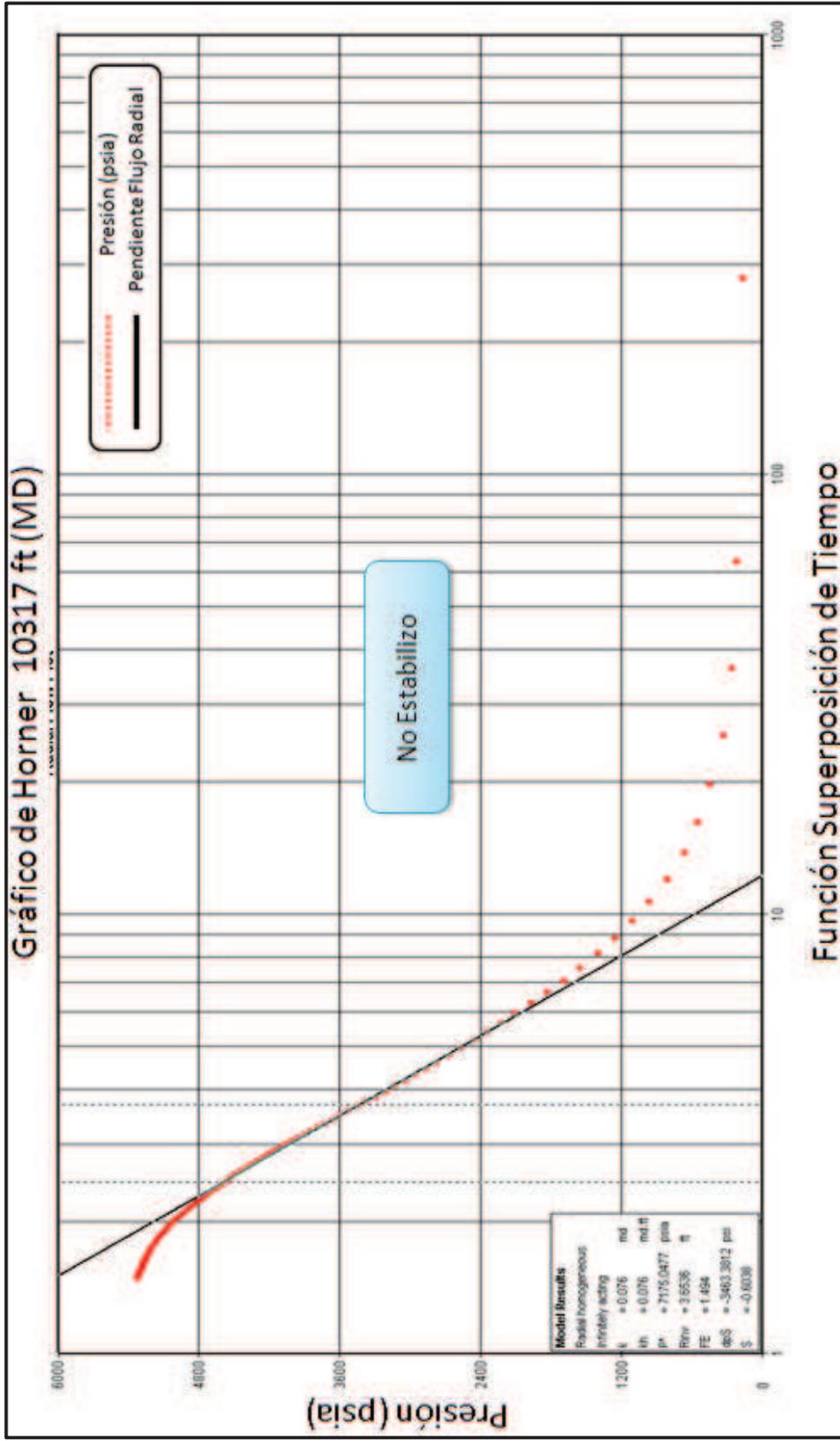
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



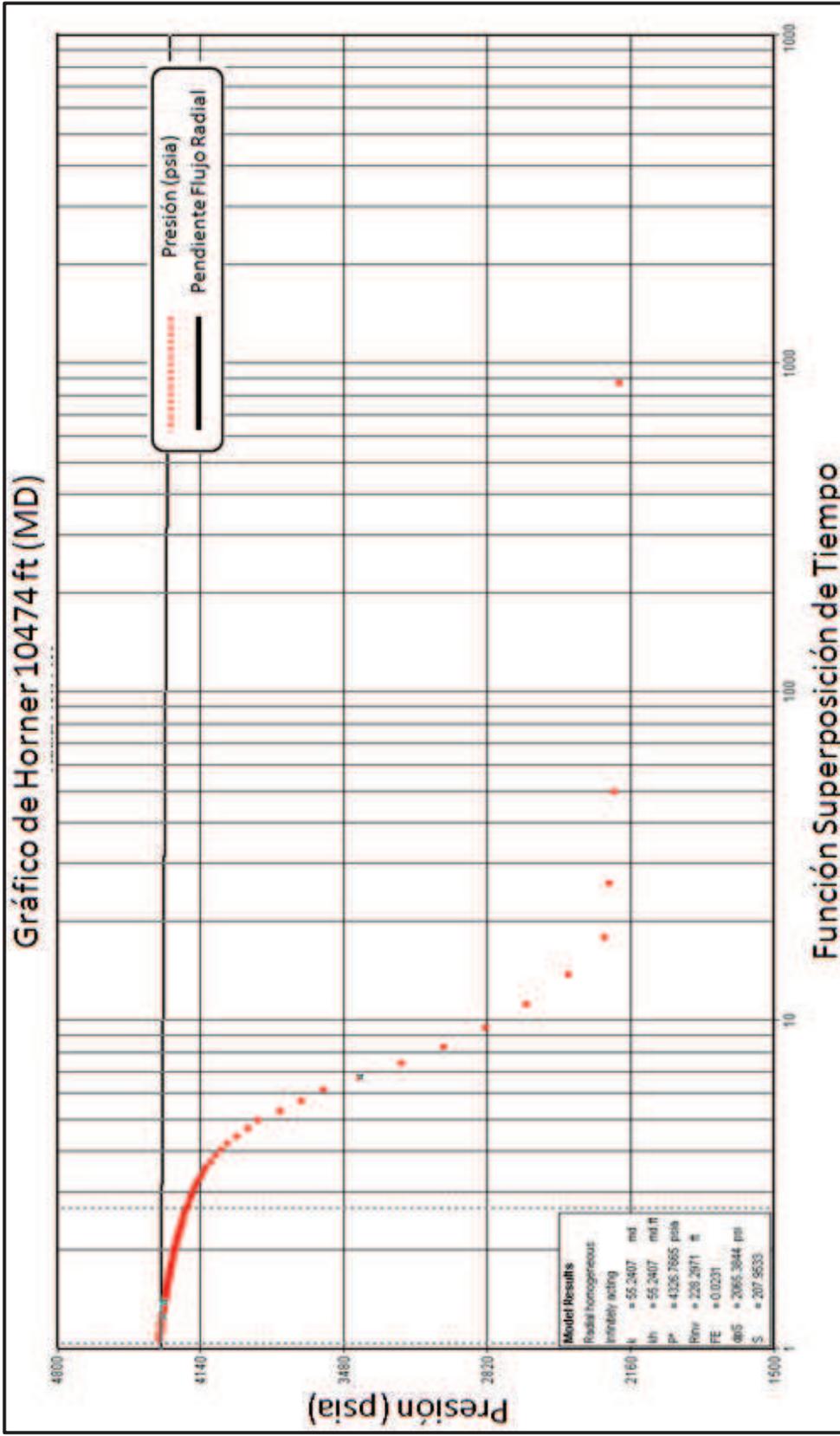
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



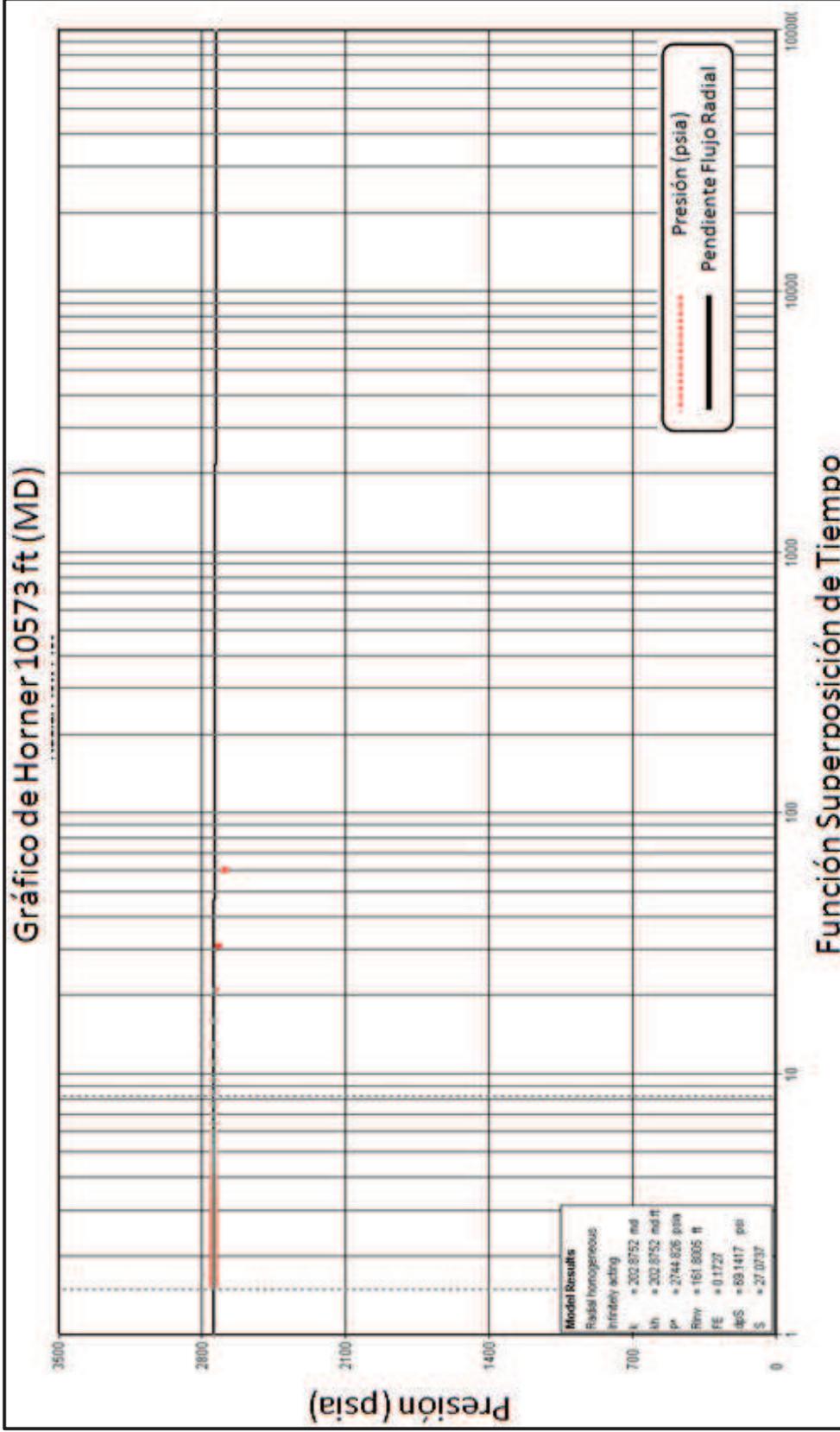
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



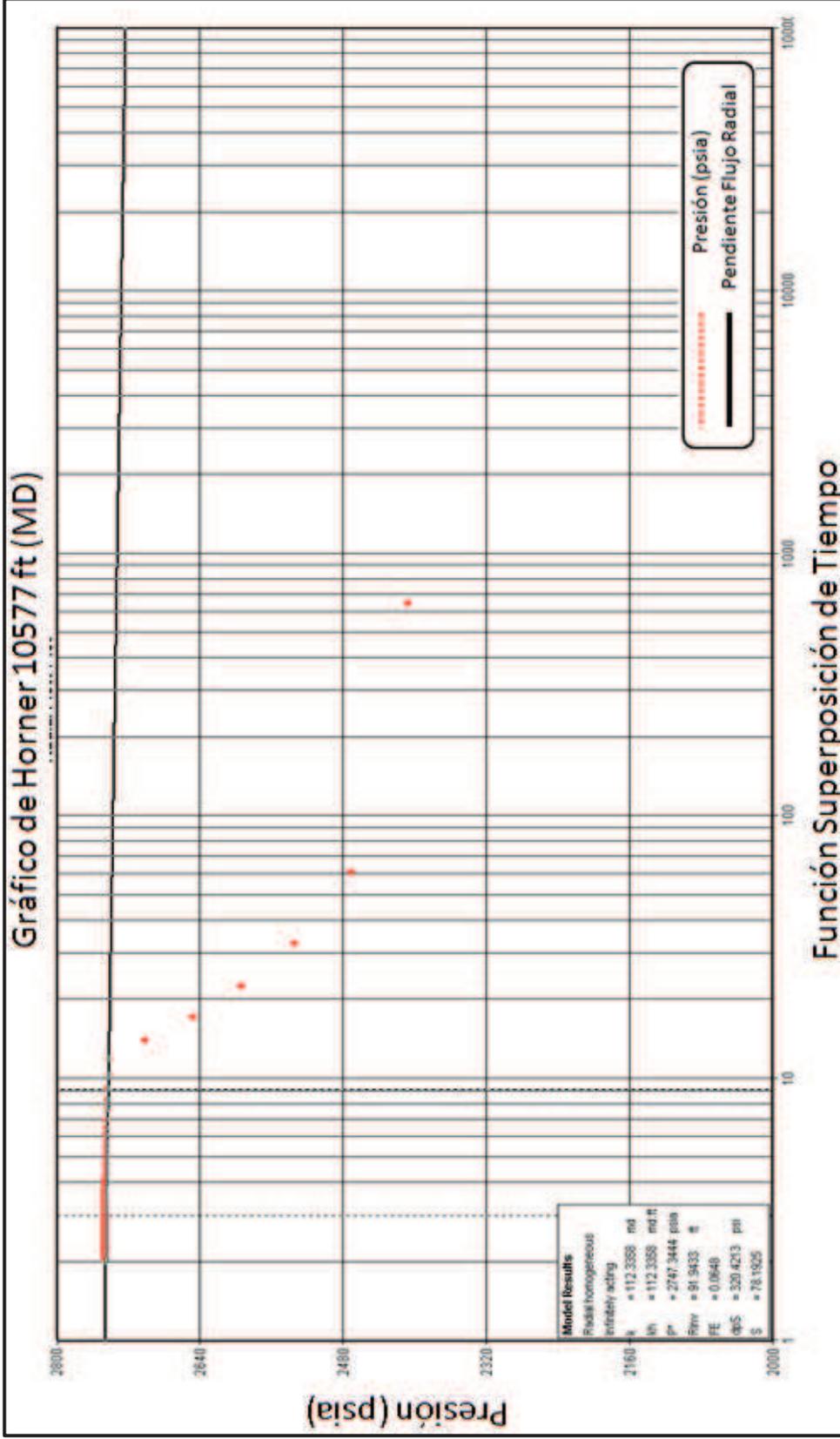
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



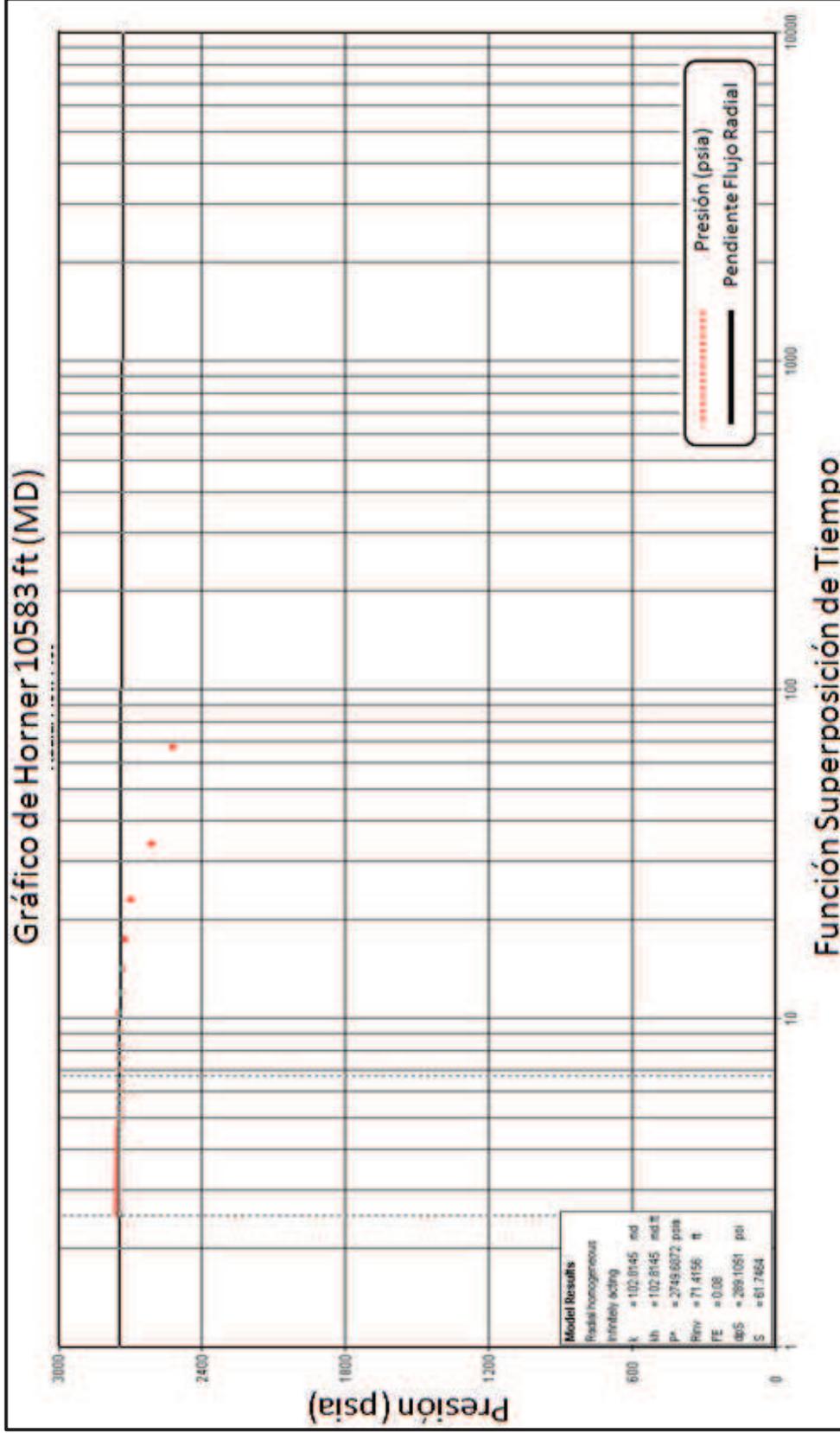
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



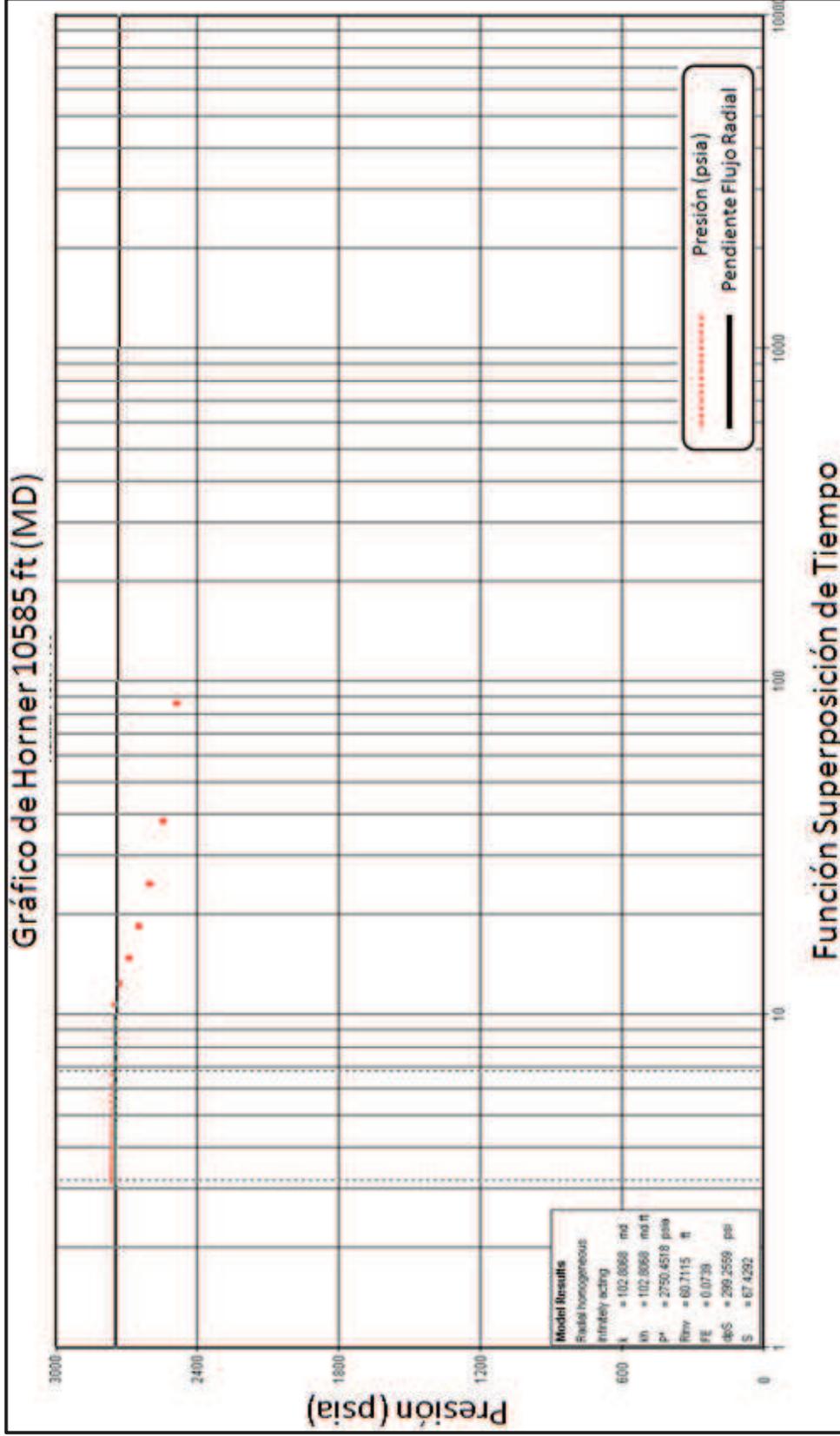
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



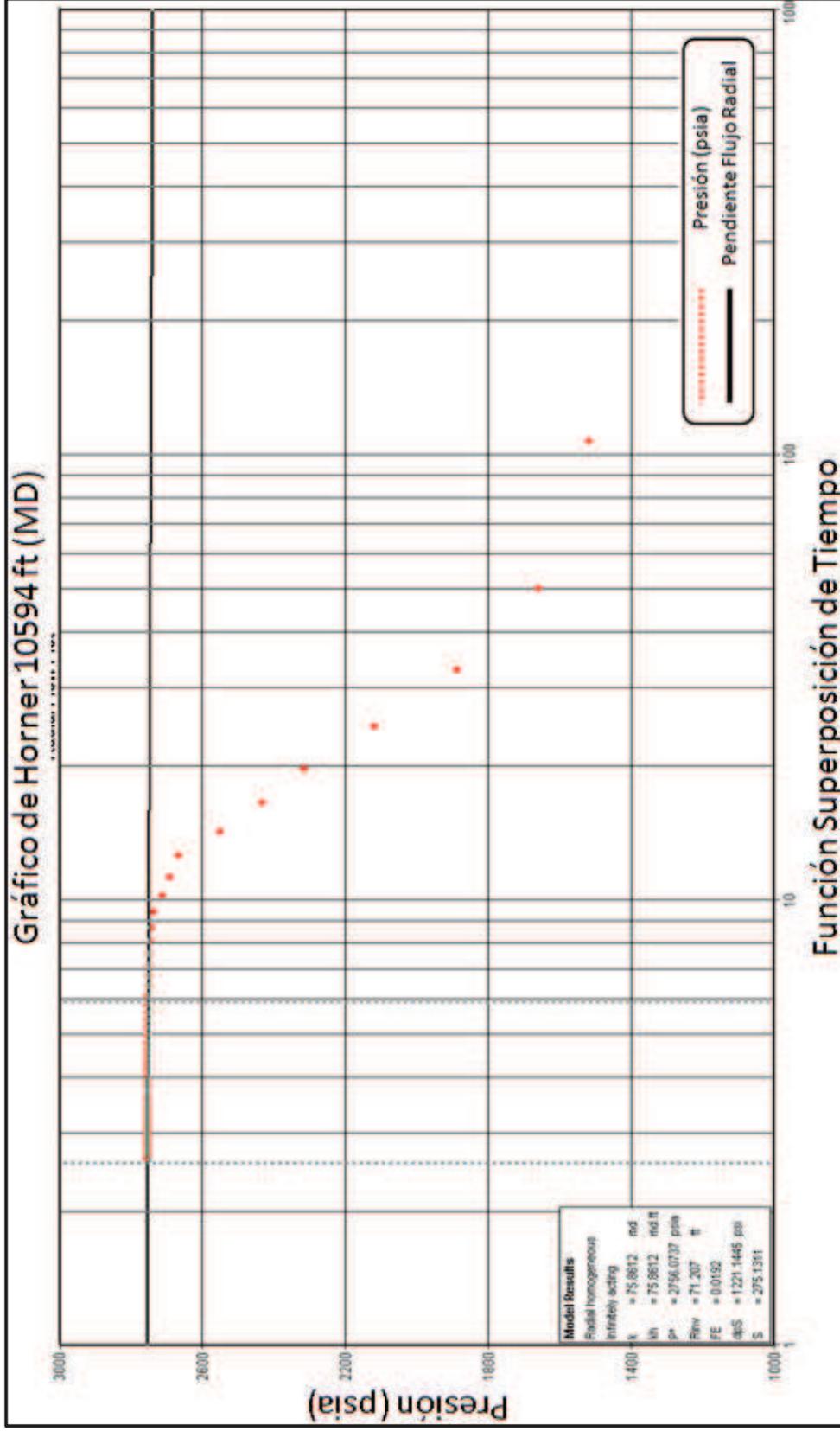
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



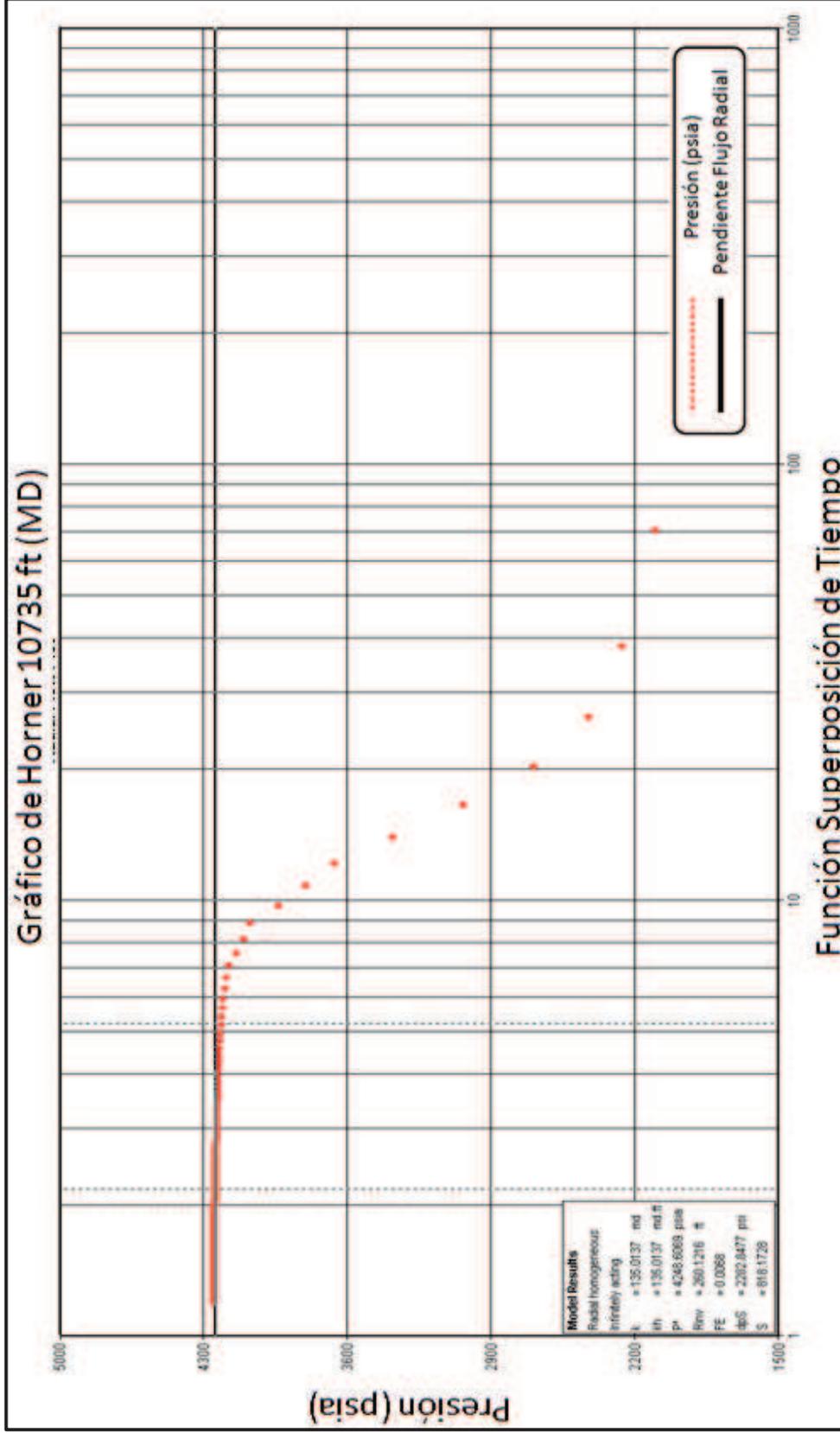
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



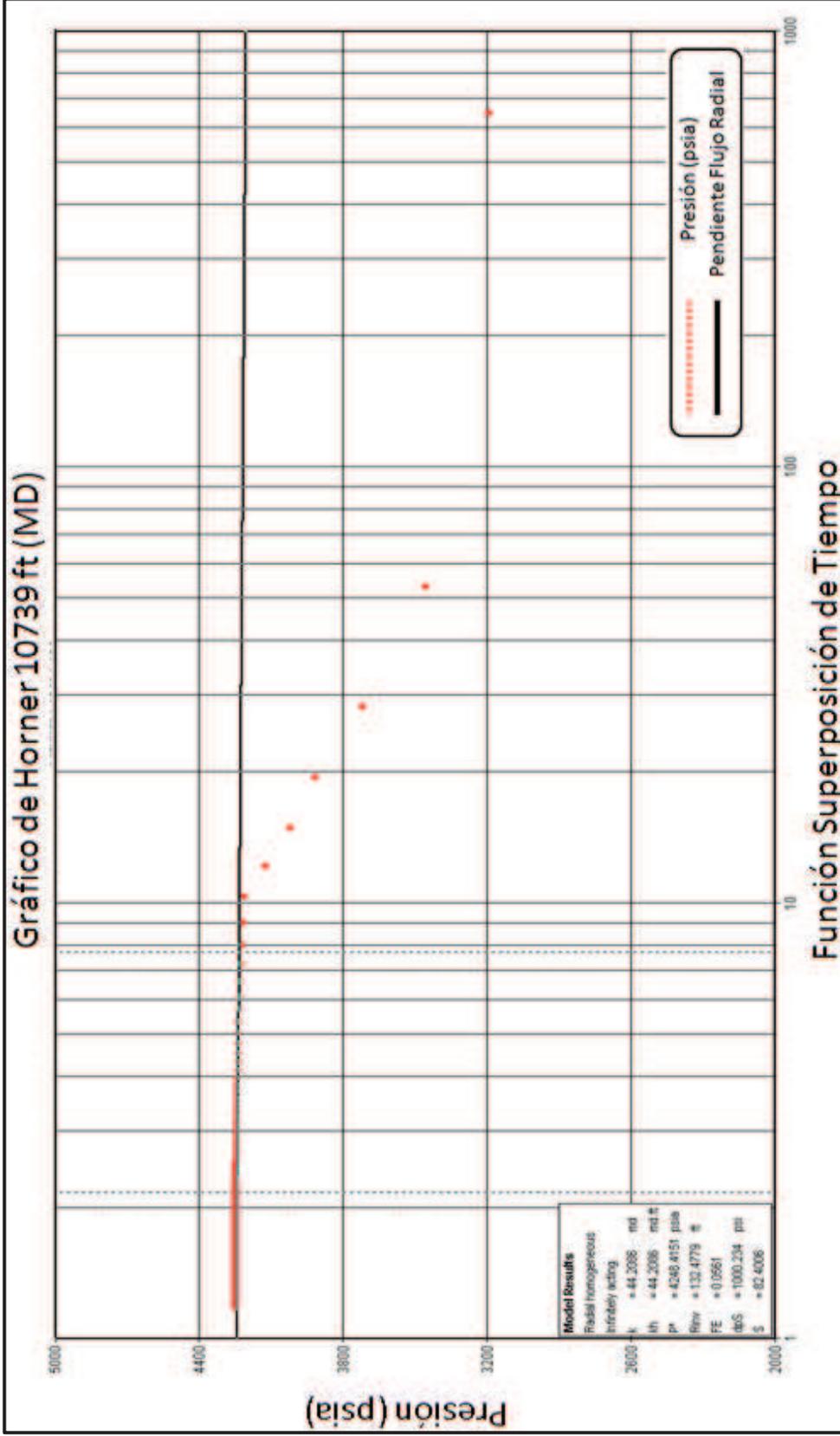
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



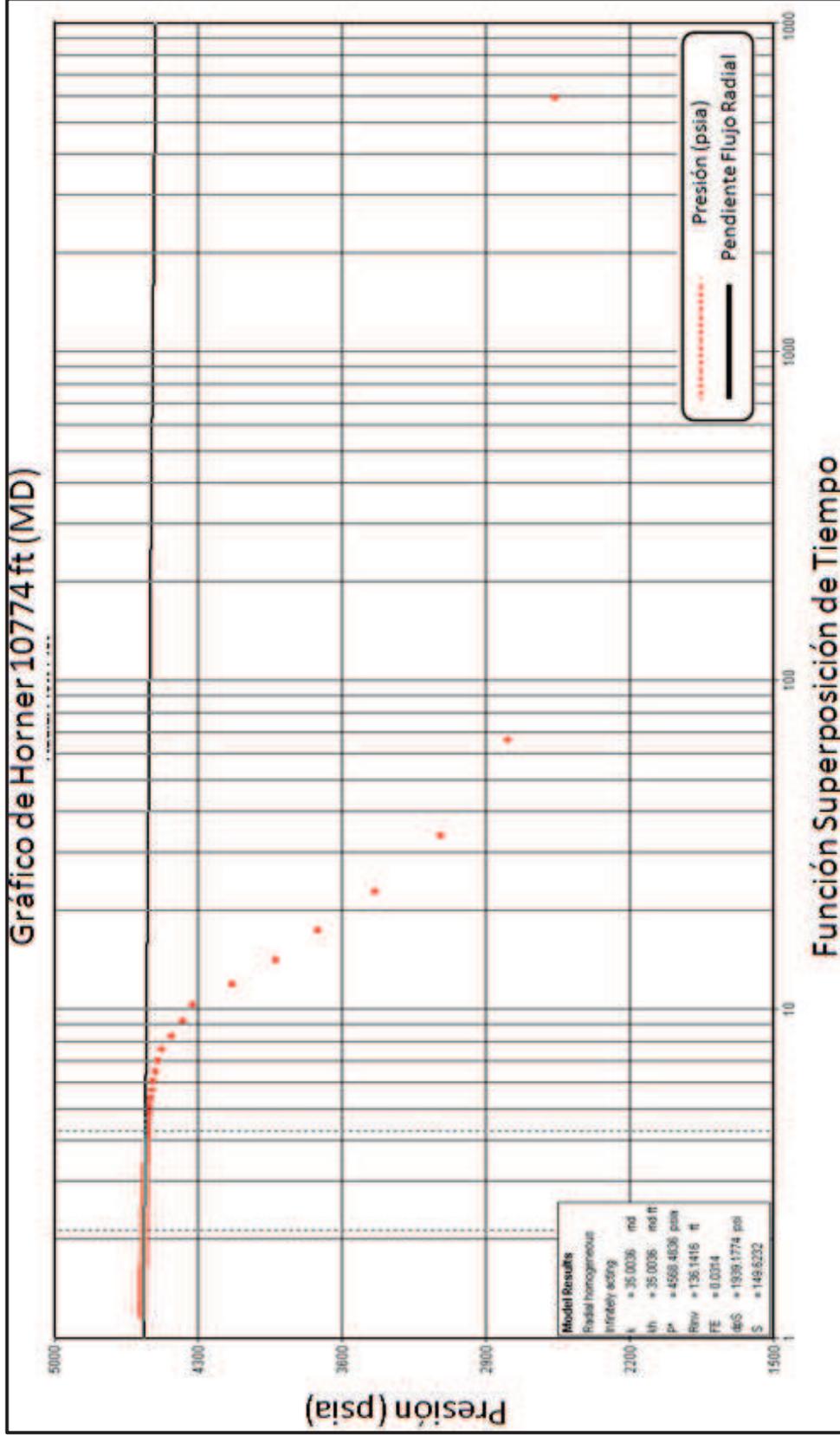
Fuente: Weatherford – Geosciences Services



Fuente: Weatherford – Geosciences Services

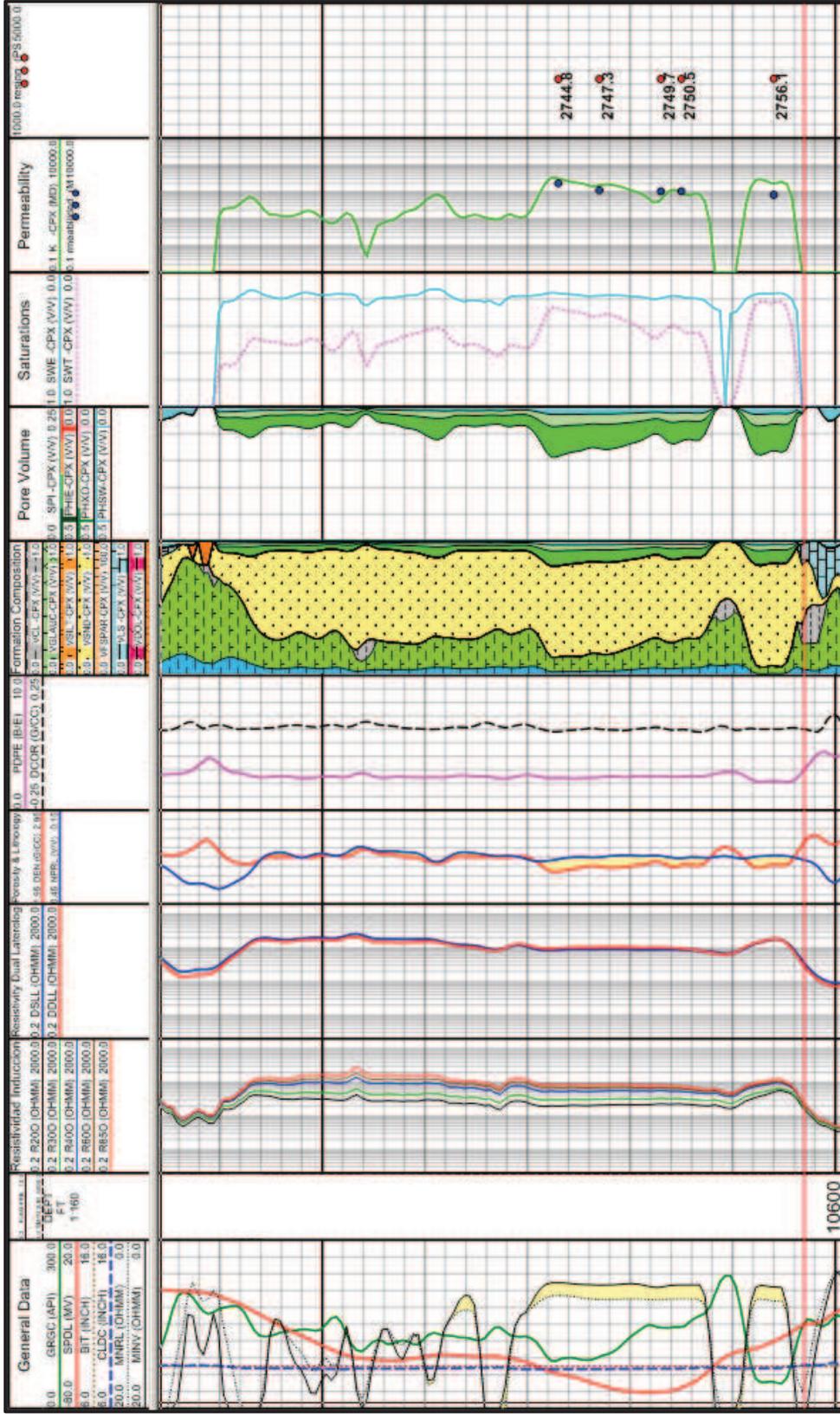


Fuente: Weatherford – Geosciences Services



Fuente: Weatherford – Geosciences Services

ANEXO No 10
REGISTROS WIRELINE CORRIDOS POZO Y



Fuente: Weatherford – Geosciences Services

ANEXO No 11
RESUMEN DE PRESIONES POZO X e Y

MFT - Pozo X							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
U SUPERIOR	1	10121,6	110,4	35,3	3149,7	0,3112	PETRÓLEO
	2	10123,6	624,9	196,3	3142,3	0,3104	PETRÓLEO
U INFERIOR	3	10189,6	158,9	48,4	4373,7	0,4292	TRANSICIÓN
T SUPERIOR	4	10358,6	191,2	55,2	4326,8	0,4177	TRANSICIÓN
T INFERIOR	5	10457,6	711,6	202,9	2744,8	0,2625	PETRÓLEO
	6	10461,6	399,8	112,3	2747,3	0,2626	PETRÓLEO
	7	10467,6	370,8	102,8	2749,7	0,2627	PETRÓLEO
	8	10469,6	374,4	102,8	2750,5	0,2627	PETRÓLEO
	9	10478,6	278,8	75,9	2756,1	0,2630	PETRÓLEO
HOLLIN SUPERIOR	10	10619,6	502,3	135	4248,6	0,4001	TRANSICIÓN
	11	10623,6	165,2	44,2	4248,4	0,3999	TRANSICIÓN
HOLLIN INFERIOR	12	10658,6	132	35	4568,5	0,4286	TRANSICIÓN

Elaborado por: Paul Chamba

PWFT - Pozo X							
Arena	# Prueba	Prof. MD (ft)	Mov. (mD/cP)	Perm. (mD)	Presión (psi)	Grad (psi/ft)	Resultado
T INFERIOR	1	8062	1683,4	1568,9	3011,2	0,374	PETRÓLEO
	2	8032	182,4	518,2	2991,6	0,372	PETRÓLEO
	3	8022	771,6	184,3	2921,3	0,364	PETRÓLEO
T SUPERIOR	4	7971	139,7	294,4	1633,4	0,205	GAS
C5	5	7918	1458,7	887,2	2942,2	0,372	PETRÓLEO
	6	7902	1921,8	235,3	3021,1	0,382	PETRÓLEO
U INFERIOR	7	7776	3432,2	879,2	3004,7	0,386	PETRÓLEO
	8	7768	288,5	644,7	3002,1	0,386	PETRÓLEO
	9	7762	3460,7	892,6	2998,9	0,386	PETRÓLEO
	10	7750	157,3	853,6	2994,3	0,386	PETRÓLEO
	11	7746	840,7	796,4	2993,2	0,386	PETRÓLEO
	12	7740	468,5	419,7	2991,7	0,387	PETRÓLEO
	13	7733	685,9	309	2990,1	0,387	PETRÓLEO

Elaborado por: Paul Chamba

ANEXO No 12
ESPECIFICACIONES HERRAMIENTAS LWD Y WIRELINE

Herramientas LWD y Wireline

	LWD	Wireline
Gamma Ray	HAGR / HGAM / SAGR	MCG / MGS / SGR
Resistividad	MFR	MDL
Densidad	AZD	MPD
Neutrón	TNP	MDN
Sónico	ShockWave	MSS

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

Gamma Ray

Especificaciones HAGR – MCG

	HAGR	MCG
Diámetro (pulg)	4 3/4 - 9 1/2	2 1/4
Longitud (ft)	-	8.7
Peso (lb)	-	64
Presión (psi)	30000	12500
Temperatura (°F/°C)	356/180	275/135
Resolución (API)	+/- 2	0.7
Resolución Vertical (pulg)	18	12
Profundidad de investigación (pulg)	12 – 18	24

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

Resistividad

Especificaciones MFR – MDL

	MFR	MDL
OD (pulg)	4 3/4 - 9 1/2	2 1/4
Longitud (ft)	28.1 - 28.3	29.31
Peso (lb)	2175 – 6200	109
Presión (psi)	30000	15000
Temperatura (°F / °C)	302 / 150	275 / 135
Rango (Ωm)	0.2 a 2000	0.1 a 40000
Resolución Vertical (in)	33	24
Profundidad de investigación (pulg)	Somera: 32.5 Media: 47.5 Profunda: 70,5	16 50.4 50.4

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

Neutrón Density

Especificaciones TNP/AZD – MDN/MPD

	TNP	AZD	MDN	MPD
Diámetro (pulg)	4 3/4 – 8 1/4		2 1/4	
Longitud (ft)	23.2 – 27.25		5.05	9.51
Peso (lb)	1225 – 5150		51	90
Presión (psi)	20000		15000	
Temperatura (°F/°C)	302/150		275/135	
Resolución (pu)	10 a 40	-	0.05 a 20	-
Resolución (g/cm ³)	-	1.7 a 3.05	-	0.01
Profundidad de Investigación (pulg)	8 a 12	5	10	3.9

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

Sónico

Especificaciones ShockWave - MSS

	ShockWave	MSS
OD (pulg)	4 3/4 - 9 1/2	2 1/4
Longitud (ft)	26.5	12.51
Peso (lb)	1500 – 7500	72.8
Presión (psi)	20000	15000
Temperatura (°F / °C)	302/150	275/135
Rango (µs/ft)	60 - 280	40 - 250
Resolución Vertical (pulg)	30	24
Profundidad de Investigación (pulg)	10	3

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

BHA DE LWD Y SARTA DE WIRELINE

Configuración de herramientas LWD – Wireline

CONFIGURACIÓN DE HERRAMIENTAS		
Triple Combo	MFR - HAGR - PWFT	MCG/MGS - MDL - MFT
Quad Combo	MFR - HAGR - AZD - TNP - PWFT	MCG/MGS - MDL - MPD - MDN - MFT
Penta Combo	MFR - HAGR - AZD - TNP - ShockWave – PWFT	MCG/MGS - MDL - MPD - MDN – MSS-MFT

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

Triple Combo

Triple Combo LWD y Wireline

TRIPLE COMBO		TRIPLE COMBO
LWD (6 3/4)		WIRELINE
Descripción	HEL - MFR - HAGR - PWFT	MCG - MDL - MFT
Longitud (ft)	74.4	51.69
Peso (lb)	9315	281

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

Quad Combo

Quad Combo LWD y Wireline

QUAD COMBO		
LWD (6 3/4)		WIRELINE
Descripción	HAGR (HEL) - MFR - AZD - TNP - PWFT	MCG - MDL - MPD - MDN - MFT
Longitud (ft)	101.2	66.25
Peso (lb)	11740	422

Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

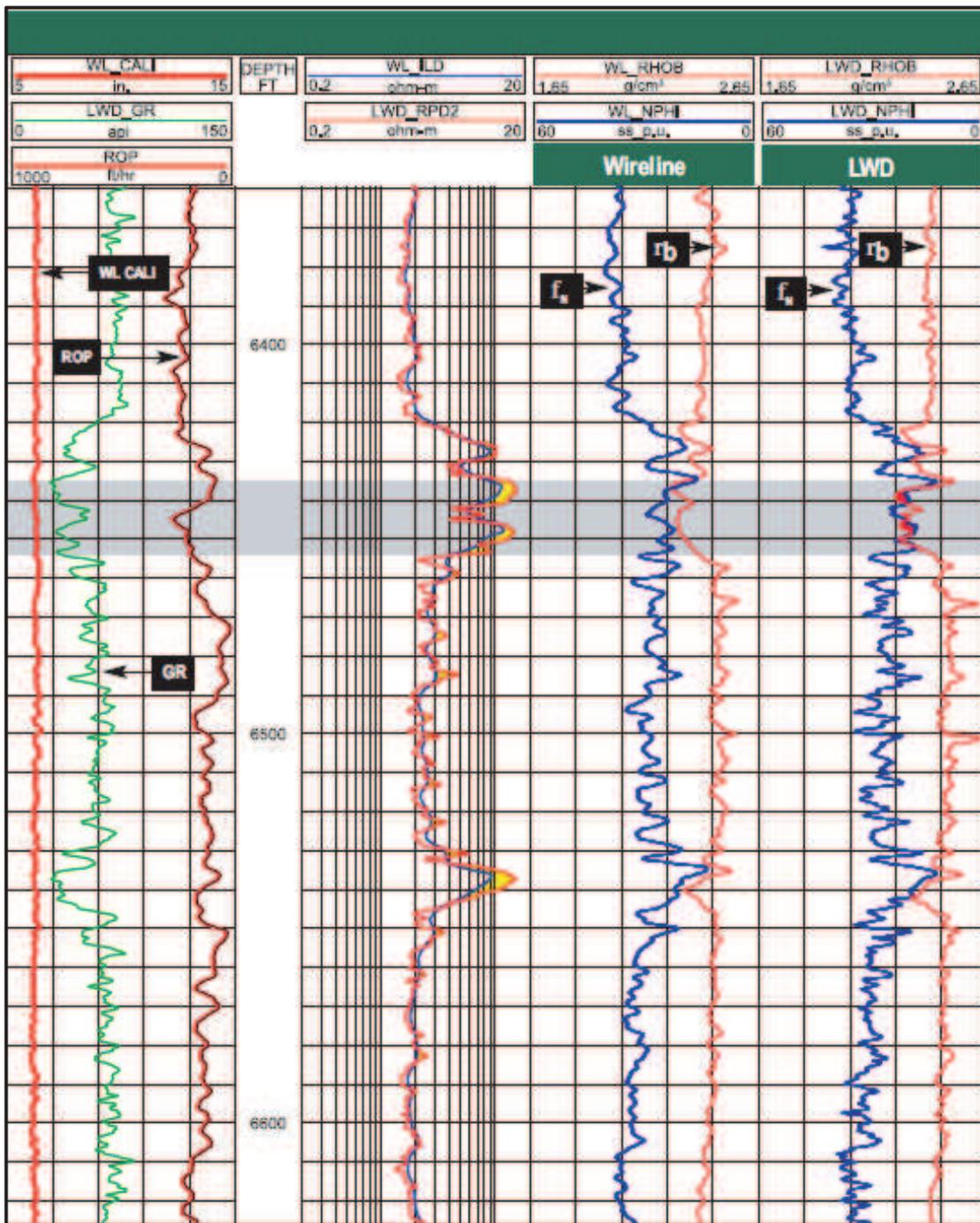
Penta Combo

Pentacombos LWD y Wireline

PENTA COMBO		
LWD (6 3/4)		WIRELINE
Descripción	HAGR (HEL) - MFR - AZD - TNP - PWFT – ShockWave	MCG - MDL - MPD - MDN - MFT - MSS
Longitud (ft)	127.7	78.76
Peso (lb)	14640	494.8

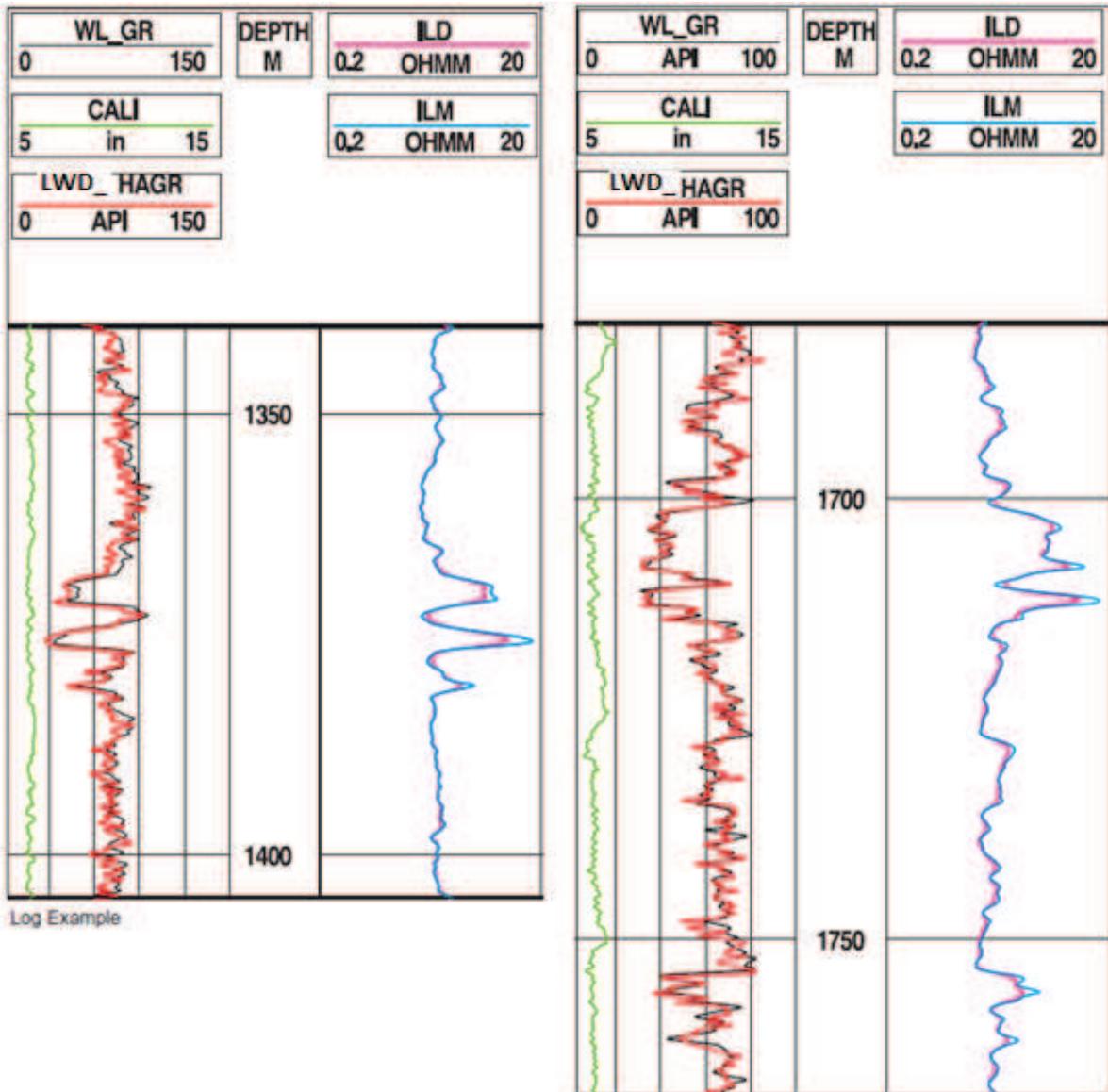
Fuente: Weatherford
Elaborado por: Paul Chamba

ANEXO No 13
COMPARACIÓN REGISTRO NEUTRON – DENSITY LWD Y
WIRELINE



Fuente: Weatherford – Geosciences Services

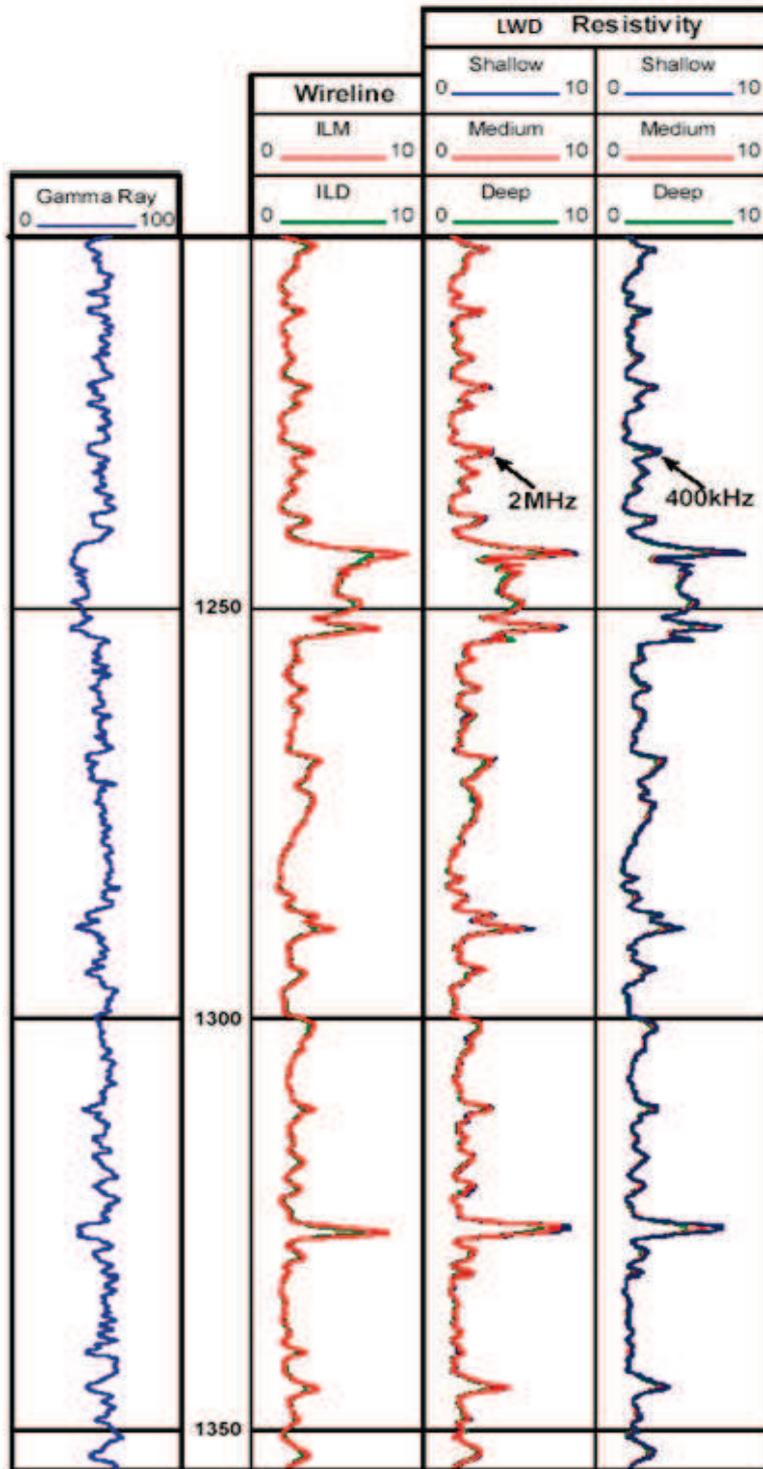
ANEXO No 14
COMPARACIÓN REGISTRO GAMMA RAY LWD Y
WIRELINE



Log Example

Fuente: Weatherford – Geosciences Services

ANEXO No 15
COMPARACIÓN REGISTRO RESISTIVIDAD LWD Y
WIRELINE



Fuente: Weatherford – Geosciences Services