

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS PETROLEROS

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS

PABLO JOAO ZAMBRANO FIERRO

joaozam@hotmail.com

JUAN CARLOS VALLEJO GUEVARA

juank_51@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. Ing. VINICIO MELO G.

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, diciembre 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Pablo Joao Zambrano Fierro, Juan Carlos Vallejo Guevara, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

PABLO JOAO
ZAMBRANO FIERRO

JUAN CARLOS
VALLEJO GUEVARA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Pablo Joao Zambrano Fierro y Juan Carlos Vallejo Guevara bajo mi supervisión.

MSc. Ing. Vinicio Melo G.
Director del Trabajo de
Titulación

AGRADECIMIENTO

A Dios por guiarme y darme las fuerzas necesarias para salir adelante y poder concluir con este proyecto.

A mis padres por el cariño y apoyo que me han brindado, siendo un apoyo incondicional y pilares fundamentales en todos los proyectos que me he planteado.

A mis hermanos por estar pendientes de mí en todo momento y darme consejos que me ayudaron a solucionar problemas, siendo un ejemplo para mí.

A mi familia por estar presente en momentos difíciles guiándome, aconsejándome y apoyándome en cada paso que he dado a lo largo de mi vida.

Al ingeniero Luis Álvarez por su dedicación y tiempo para el desarrollo de este proyecto, de igual manera un agradecimiento al ingeniero Gerardo Barros que siempre estuvo predispuesto para brindarme ayuda en cualquier momento y principalmente en este proyecto.

Al ingeniero Vinicio Melo por su paciencia y tiempo dedicado para revisar este trabajo.

A mi amigo y compañero de proyecto Joao por la confianza y dedicación en el desarrollo del trabajo de titulación.

A mis amigos Niputinis (Santiago, Iván, Henry, Chamo, Danny, Andrés, Pablo, Fabio, Edmundo) y a mis amigos Chemes (Mario, Luis, Vinicio, Diego, Fernando) por haber compartido tantos buenos momentos a lo largo de la vida universitaria.

A mis amigos Muchacho, Robert, Fito, Evelyn, Michu por compartir tantos momentos importantes durante la vida universitaria, pero principalmente un agradecimiento muy especial a mis amigas Vale T y Vale G que fueron un apoyo incondicional y siempre estuvieron brindándome su ayuda en momentos buenos y malos.

Juan Carlos

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a la vida por haberme dado la oportunidad de culminar mis estudios.

A mis padres que son un ejemplo para mí, y que con cariño me enseñaron a valorar los estudios y a superarme día a día.

A mis hermanas por sus consejos y por acompañarme en los días más difíciles de mi vida como estudiante.

Al Ing. Luis Álvarez por el tiempo y apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

A los Ingenieros de la Facultad de Ingeniería en Petróleos, que supieron impartirme conocimiento y sabiduría.

Al ingeniero Vinicio Melo por el tiempo dedicado a este trabajo.

A todas las personas que estuvieron ahí para compartir mis alegrías y tristezas durante la vida universitaria: Vales, Michu, Vallejitos y Chemes; pero en especial a Tamia, Juan, Rafael y Jonathan por todo el acolite.

Pablo Joao Zambrano F.

DEDICATORIA

A mis padres por apoyarme siempre e inculcarme valores que me ayudaron a salir adelante ante cualquier adversidad.

A mis hermanos por el apoyo incondicional en cada paso que doy.

A mi familia que siempre confiaron en mí y me apoyaron en todo momento en el que necesité de su ayuda.

A mis amigos por compartir momentos inolvidables, y a su vez de una u otra manera pusieron su granito de arena para cumplir con este objetivo.

Juan Carlos

DEDICATORIA

A mis padres Pablo y Susana por su amor, amistad y todos sus esfuerzos para brindarme una educación adecuada sin que me falte nada.

A mis hermanas y familia con quien celebro cada uno de mis logros.

A todos los trabajadores de la industria petrolera que se han mantenido fuertes frente a la situación laboral actual.

Pablo Joao Zambrano F.

TABLA DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	V
DEDICATORIA.....	VI
TABLA DE CONTENIDO	VIII
LISTA DE FIGURAS	XVI
LISTA DE TABLAS.....	XIX
LISTA DE ANEXOS	XX
SIMBOLOGÍA	XXI
RESUMEN	XXIV
PRESENTACIÓN	XXVI
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA A	
SEGUIR	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.2.1 ÁRBOL DE PROBLEMAS	2
1.3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN.....	3
1.4 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.4.1 FORMULACIÓN.....	3
1.4.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.5 OBJETIVO DEL PROYECTO.....	4
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	4

2.1.3.4	Conductividad	15
2.1.3.5	Intensidad de corriente	16
2.1.3.6	Salinidad	16
2.1.3.7	Resistividad.....	16
2.1.3.8	Proceso de invasión.....	17
2.1.3.8.1	Efecto de la invasión	17
2.1.3.8.2	Zona Lavada	17
2.1.3.8.3	Zona de Transición.....	17
2.1.3.8.4	Zona Virgen.....	18
2.1.3.9	Factor de Resistividad de la Formación.....	19
2.1.3.10	Volumen de Arcilla (V_{sh}).....	20
2.1.3.10.1	Arcilla Laminar.....	21
2.1.3.10.2	Arcilla Estructural	21
2.1.3.10.3	Arcilla Dispersa	22
2.1.3.11	Gradiente térmico	22
2.1.3.12	Temperatura de formación.....	23
2.1.3.13	Factor Fotoeléctrico (P_e)	23
2.1.4	TIPOS DE REGISTROS DE POZOS	24
2.1.4.1	Registros de Litología	25
2.1.4.1.1	Registro Diámetro de Broca (BIT SIZE -BS)	25
2.1.4.1.2	Registro de Calibración (Caliper - CAL)	25
2.1.4.1.3	Registro de Potencial Espontáneo (SP)	27
2.1.4.1.4	Registro de Gamma Ray (GR)	29
2.1.4.2	Registros de Resistividad	30
2.1.4.2.1	Registros Eléctricos Convencionales	31
2.1.4.2.2	Registro con electrodos de enfoque.....	33
2.1.4.2.3	Registro Laterolog (LL).....	34

2.1.4.2.4	Registro Doble Laterolog (DLL).....	35
2.1.4.2.5	Registro Esférico Enfocado (SFL).....	36
2.1.4.3	Registros de Inducción	36
2.1.4.4	Instrumentos de Microresistividad.....	38
2.1.4.4.1	Microlog (MRL).....	38
2.1.4.4.2	Microlaterolog (MLL)	40
2.1.4.5	Registro de Proximidad.....	41
2.1.4.5.1	Registro Micro-esféricamente Enfocado (MSFL).....	42
2.1.4.6	Registros de Porosidad.....	43
2.1.4.6.1	Registros de Densidad (FDC-RHOB).....	43
2.1.4.6.1.1	Registro de Lito-Densidad (LDT).....	44
2.1.4.6.2	Registro Neutrónico (CNL-SNP).....	45
2.1.4.6.2.1	Efectos del Gas en los Perfiles Neutrónico y Densidad	46
2.1.4.6.3	Registro Sónico (BHC).....	47
2.1.4.6.3.1	Impedancia Acústica	48
2.1.4.6.3.2	Reflexión	48
2.1.4.6.3.3	Refracción	48
2.1.4.6.3.4	Ondas Acústicas	48
2.1.4.6.3.5	Efectos del Gas en el Perfil Sónico	49
2.2	DESARROLLO DE MODELOS PARA ANÁLISIS DE REGISTROS DE POZOS	50
2.2.1	Ecuación de Archie	50
2.2.2	Determinación de la resistividad del agua de formación	52
2.2.2.1	R_w de análisis químicos	52
2.2.2.2	Cálculo de R_w a partir del registro SP	52
2.2.3	Cálculo de porosidad total y efectiva.....	54

2.2.3.1	Porosidad del Registro de Densidad.....	54
2.2.3.2	Porosidad del Registro Neutrónico	55
2.2.3.3	Porosidad del Registro Sónico.....	55
2.2.3.4	Porosidad Total.....	55
2.2.3.5	Porosidad Efectiva	56
2.2.4	Determinación del Volumen de arcilla V_{sh}	56
2.2.4.1	V_{sh} a partir de Gamma Ray (GR)	56
2.2.4.2	V_{sh} a partir de la curva del Potencial Espontáneo (SP).....	57
2.2.4.3	V_{sh} a partir de la combinación de Registro Neutrón - Densidad.....	57
2.2.4.4	V_{sh} a partir de Registro Neutrónico	58
2.2.4.5	V_{sh} a partir de Registros de Resistividad.....	58
2.2.5	Modelos de cálculo de saturación de agua (S_w).....	59
2.2.5.1	Modelo de Archie	59
2.2.5.2	Modelo de Simandoux	59
2.2.5.3	Modelo de Indonesia.....	60
2.2.5.4	Modelo de Doble Agua	61
CAPÍTULO 3: MANUAL DE USUARIO PARA EL SIMULADOR Y RESULTADOS OBTENIDOS.....		63
3.1	MANUAL DE GUÍA PARA EL USUARIO.....	63
3.1.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SIMULADOR	63
3.1.2	INTERFAZ.....	63
3.1.2.1	INGRESO DE DATOS	64
3.1.2.2	GRÁFICAS.....	64
3.1.2.2.1	Potencia Espontáneo (SP)	65
3.1.2.2.2	Caliper	66
3.1.2.2.3	Gamma Ray	66

3.1.2.2.4	Microlog.....	66
3.1.2.2.5	Resistividad.....	66
3.1.2.2.6	Densidad.....	66
3.1.2.2.7	Sónico.....	66
3.1.2.2.8	Neutrónico.....	66
3.1.2.2.9	Factor fotoeléctrico.....	67
3.1.2.2.10	Plot del registro.....	67
3.1.2.3	CÁLCULOS Y RESULTADOS.....	67
3.1.2.3.1	Resistividad del agua de formación (R_w).....	68
3.1.2.3.1.1	Resistividad del agua de formación (R_w) a partir del registro SP.....	68
3.1.2.3.1.2	Resistividad del agua de formación (R_w) a partir de análisis químico de salinidad.....	68
3.1.2.3.2	Volumen de Arcilla (V_{sh}).....	68
3.1.2.3.2.1	Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro Gamma Ray.....	69
3.1.2.3.2.2	Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro SP.....	69
3.1.2.3.2.3	Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro Neutrónico.....	69
3.1.2.3.2.4	Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro de Resistividad.....	70
3.1.2.3.2.5	Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir de los registros Neutrónico y Densidad.....	71
3.1.2.3.3	Porosidad.....	71
3.1.2.3.3.1	Porosidad a partir del registro de Densidad.....	71
3.1.2.3.3.2	Porosidad a partir del registro Sónico.....	72
3.1.2.3.3.3	Porosidad a partir del registro Neutrónico.....	73
3.1.2.3.3.4	Porosidad total.....	73

3.1.2.3.3.5	Porosidad efectiva	73
3.1.2.3.4	Saturación de agua (S_w).....	73
3.1.2.3.4.1	Saturación de agua (S_w) por el modelo de Indonesia.	74
3.1.2.3.4.2	Saturación de agua (S_w) por el modelo de Simandoux	74
3.1.2.3.4.3	Saturación de agua (S_w) por el modelo de Archie	74
3.1.2.3.4.4	Saturación de agua (S_w) por el modelo de Doble Agua.....	74
3.1.2.3.5	Zona de Pago.....	75
3.1.2.3.6	Análisis Financiero	75
3.2	Análisis y Resultados de los pozos.....	76
3.2.1	Análisis del pozo Delta Mackenzie	77
3.2.1.1	Zona de Interés (9192' – 9246').....	78
3.2.1.2	Análisis Técnico - Económico del pozo Delta Mackenzie	81
3.2.2	Análisis del pozo Tiputini-W	83
3.2.2.1	Zona de Interés 1 (4944' – 4976').....	85
3.2.2.2	Zona de Interés 2 (5042' – 5052').....	88
3.2.2.3	Análisis Técnico - Económico del pozo Tiputini-W.....	90
3.2.3	Análisis del pozo Tiputini-X	92
3.2.3.1	Zona de Interés 1 (5548' – 5582').....	93
3.2.3.2	Zona de Interés 2 (5592' – 5628').....	96
3.2.3.3	Análisis Técnico - Económico del pozo Tiputini-X.....	99
3.2.4	Análisis del pozo Auca-Y	101
3.2.4.1	Zona de Interés 1 (9996' – 10026').....	102
3.2.4.2	Zona de Interés 2 (10256' – 10292').....	106
3.2.4.3	Análisis Técnico - Económico del pozo Auca-Y.....	108
3.2.5	Análisis del pozo Auca-Z.....	110

3.2.5.1	Zona de Interés 1 (10834' – 10848').....	111
3.2.5.2	Zona de Interés 2 (11320' – 11344').....	114
3.2.5.3	Análisis Técnico - Económico del pozo Auca-Z.....	116
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		119
4.1	CONCLUSIONES	119
4.2	RECOMENDACIONES.....	122
BIBLIOGRAFÍA		123
ANEXOS		125
Anexo 1	Carta Gen-6.....	125
Anexo 2	Carta Sp-2	126
Anexo 3	Encabezado del pozo Delta Mackenzie	127
Anexo 4	Encabezado del pozo Tiputini-W	128
Anexo 5	Encabezado del pozo Tiputini-X	129
Anexo 6	Encabezado del pozo Auca-Y	130
Anexo 7	Encabezado del pozo Auca-Z.....	131

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Árbol de problemas del proyecto	2
1.2	Dirección de proyectos según Project Management Institute (PMI)	7
1.3	Procesos de la dirección de proyectos	8
1.4	Interacción entre grupos de procesos del proyecto	8
2.1	Esquema de equipo utilizado durante una corrida	12
2.2	Saturaciones de cada zona por el efecto de invasión	18
2.3	Simbología utilizada en interpretación de registros	19
2.4	Representación gráfica de arcilla laminar dentro de una matriz	21
2.5	Representación gráfica de arcilla estructural dentro de una matriz	21
2.6	Representación gráfica de arcilla dispersa dentro de una matriz	22
2.7	Esquema de la herramienta de calibración (Caliper)	25
2.8	Representación de curvas generadas por registros de BS, CAL y GR	26
2.9	Esquema del circuito para medir el SP	27
2.10	Esquema de la curva del SP registrada en una formación de lutitas y arenas	29
2.11	Presentación de curvas de un registro de rayos gamma	30
2.12	Herramienta de registro lateral - disposición básica	32
2.13	Herramienta de registro curva normal - disposición básica	33
2.14	Esquema de instrumentos con electrodos de enfoque	34
2.15	Circuito equivalente del flujo de corriente de un Laterolog	35
2.16	Esquema de la herramienta de doble Laterolog	36
2.17	Fundamento de medición del perfil de inducción	37
2.18	Dispositivo de Microlog y distribución de sus electrodos	39
2.19	Presentación del Microlog de resistividad	40
2.20	Patín del Microlaterolog que muestra electrodos y líneas de corriente esquemáticas.	41
2.21	Disposición de los electrodos del instrumento MSFL y distribución de corriente	42
2.22	Presentación de las curvas de registros de resistividad SFL - MSFL y ILD-LLD	43
2.23	Esquema de un registro de densidad de formación FDC de doble espaciamiento.	44
2.24	Presentación de las curvas de registros de porosidad FDC, CNL y BHC.	46
2.25	Efecto de capa de gas en registros Neutrónico y Densidad	47
2.26	Efecto de capa de gas en lecturas de BHC	49
3.1	Interfaz del programa JVZ LOGGING	63
3.2	Ventana de ingreso de datos del registro en el encabezado	64
3.3	Interfaz de las gráficas del programa JVZ LOGGING	65
3.4	Ventana de ingreso del valor de SSP	65
3.5	Interfaz de cálculos y resultados del programa JVZ LOGGING	67
3.6	Ventana de ingreso de valores de Gamma Ray	69

3.7	Ventana de ingreso de valores de porosidad Neutrónica de la lutita de referencia	70
3.8	Ventana de ingreso de valores de Resistividad de la lutita de referencia	70
3.9	Ventana de ingreso de valores de porosidad Neutrónica y de Densidad de la lutita de referencia	71
3.10	Ventana de ingreso de Densidad del fluido	72
3.11	Ventana de ingreso de Tiempo de tránsito del fluido	72
3.12	Ventana de ingreso de valor de volumen de arcilla	73
3.13	Ventana de ingreso de valores de cut-off	75
3.14	Información general pozo Delta Mackenzie	77
3.15	Registro pozo Delta Mackenzie zona de interés	78
3.16	Cálculo de S_w pozo Delta Mackenzie zona de interés (modelo Indonesia)	80
3.17	Identificación de zona de pago pozo Delta Mackenzie en la zona de interés	81
3.18	Costos por herramienta de registro pozo Delta Mackenzie	82
3.19	Análisis financiero pozo Delta Mackenzie	83
3.20	Información general pozo Tiputini-W	84
3.21	Registro pozo Tiputini-W (zona 1)	84
3.22	Cálculo de S_w pozo Tiputini-W zona 1 (modelo Indonesia)	86
3.23	Identificación de zona de pago pozo Tiputini-W (zona 1)	87
3.24	Registro pozo Tiputini-W (zona 2)	88
3.25	Determinación de S_w pozo Tiputini-W zona 2 (modelo Indonesia)	89
3.26	Identificación de zona de pago pozo Tiputini-W (zona 2)	90
3.27	Costos por herramienta de registro pozo Tiputini-W	91
3.28	Análisis financiero pozo Tiputini-W	91
3.29	Información general pozo Tiputini-X	92
3.30	Registro pozo Tiputini-X (zona 1)	93
3.31	Cálculo de S_w pozo Tiputini-X zona 1 (modelo Indonesia)	94
3.32	Identificación de zona de pago pozo Tiputini-X (zona 1)	95
3.33	Registro pozo Tiputini-X (zona 2)	96
3.34	Cálculo de S_w pozo Tiputini-X zona 2 (modelo Indonesia)	98
3.35	Identificación de zona de pago pozo Tiputini-X (zona 2)	99
3.36	Costos por herramienta de registro pozo Tiputini-X	100
3.37	Análisis financiero pozo Tiputini-X	100
3.38	Información general pozo Auca-Y	101
3.39	Registro pozo Auca-Y (zona 1)	102
3.40	Cálculo de S_w pozo Auca-Y zona 1 (modelo Indonesia)	104
3.41	Identificación de zona de pago pozo Auca-Y (zona 1)	105
3.42	Registro pozo Auca-Y (zona 2)	105
3.43	Cálculo de S_w pozo Auca-Y zona 2 (modelo Indonesia)	107
3.44	Identificación de zona de pago pozo Auca-Y (zona 2)	108
3.45	Costos por herramienta de registro pozo Auca-Y	109
3.46	Análisis financiero pozo Auca-Y	109
3.47	Información general pozo Auca-Z	110
3.48	Registro pozo Auca-Z (zona 1)	111
3.49	Cálculo de S_w pozo Auca-Z (modelo Indonesia) zona 1	112
3.50	Identificación de zona de pago pozo Auca-Z (zona 1)	113
3.51	Registro pozo Auca-Z (zona 2)	114

3.52	Cálculo de S_w pozo Auca-Z (modelo Indonesia) zona 2	115
3.53	Identificación de zona de pago pozo Auca-Z (zona 2)	116
3.54	Costos por herramienta de registro pozo Auca-Z	117
3.55	Análisis financiero pozo Auca-Z	117

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Parámetros obtenidos a partir de los registros	5
2.1	Valores representativos de factor fotoeléctrico	24
2.2	Matriz fluido-resistividad	28
2.3	Matriz registro-aplicación	50
3.1	Valores del registro Delta Mackenzie zona de interés	79
3.2	Valores de la lutita de referencia pozo Delta Mackenzie	79
3.3	Valores del registro Tiputini-W (zona 1)	85
3.4	Valores de la lutita de referencia Tiputini-W (zona 1)	86
3.5	Valores del registro Tiputini W (zona 2)	88
3.6	Valores de la lutita de referencia Tiputini-W (zona 2)	89
3.7	Valores del registro Tiputini-X (zona 1)	93
3.8	Valores de la lutita de referencia Tiputini-X (zona 1)	94
3.9	Valores del registro Tiputini-X (zona 2)	96
3.10	Valores de la lutita de referencia Tiputini-X (zona 2)	97
3.11	Valores del registro Auca-Y (zona 1)	102
3.12	Valores de la lutita de referencia Auca-Y (zona 1)	103
3.13	Valores del registro Auca-Y (zona 2)	106
3.14	Valores de la lutita de referencia Auca-Y (zona 2)	107
3.15	Valores del registro Auca-Z (zona 1)	111
3.16	Valores de la lutita de referencia Auca-Z (zona 1)	112
3.17	Valores del registro Auca-Z (zona 2)	114
3.18	Valores de la lutita de referencia Auca-Z (zona 2)	115

LISTA DE ANEXOS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Carta GEN-9	124
2	Carta SP-2	125
3	Encabezado del pozo Delta Mackenzie	126
4	Encabezado del pozo Tiputini-W	127
5	Encabezado del pozo Tiputini-X	128
6	Encabezado del pozo Auca-Y	129
7	Encabezado del pozo Auca-Z	130

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área	L^2
a	Constante de tortuosidad	
BHC	Registro sónico	
BHT	Temperatura de fondo	T
bl	Barriles	L^3
bppd	Barriles de petróleo por día	L^3/t
bfpd	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	L^3/t
BS	Diámetro de broca	L
CAL	Caliper	
CNL	Registro Neutrónico	
D_i	Diámetro promedio zona de transición	L
F	Factor de resistividad de formación	
FD	Profundidad de la formación	L
FDC	Registro de densidad	
FT	Temperatura de fondo	T
GR	Gamma Ray	
G_t	Gradiente de temperatura	
g/cm^3	Gramos masa por centímetro cúbico	M/L^3
h	Altura neta productora	L
h_{mc}	Espesor de costra de lodo	L
IL	Registro Inductivo	
I	Intensidad eléctrica	A
ILM	Registro de inducción medio	
ILD	Registro de inducción profundo	
K	Permeabilidad absoluta	L^2
K_o	Permeabilidad efectiva del petróleo	L^2
K_{ro}	Permeabilidad relativa del petróleo	L^2
LL	Laterolog	
m	Factor de cementación de la roca	
n	Exponente de saturación	
mD	MiliDarcys (0.001 Darcys)	L^2
ML	MicroLog	
g	Gramos	M
MSFL	Registro micro esférico	
P	Presión	M/Lt^2
ppm	Partes por millón	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
pu	Unidades de porosidad	
P_e	Factor fotoeléctrico	
IP	Índice de productividad	L^4t/M
PVT	Presión - Volumen – Temperatura	
Q	Tasa de producción	L^3/t
Q_o	Tasa de producción de petróleo	L^3/t
Q_w	Tasa de producción de agua	L^3/t

r	Resistencia	
R	Resistividad	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
r_e	Radio de drenaje	L
R_m	Resistividad del lodo	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_{mc}	Resistividad de la costra de lodo	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_{mf}	Resistividad del filtrado de lodo	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_{mfe}	Resistividad del filtrado de lodo equivalente	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_i	Resistividad de la zona de transición	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_o	Resistividad de la roca de formación no arcillosa	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_{sh}	Resistividad total de la lutita de referencia	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_t	Resistividad de la formación	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_{xo}	Resistividad de la zona lavada	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_w	Resistividad agua de formación	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_{wb}	Resistividad de agua asociada a la arcilla	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
R_{weq}	Resistividad agua de formación equivalente	$ML^2T^{-1}Q^{-2}$
SFL	Registro esférico enfocado	
SP	Potencial Espontáneo	
SSP	SP estático	
S_h	Saturación de Hidrocarburo	
S_{hr}	Saturación residual de Hidrocarburo	
S_i	Saturación de la zona de transición	
S_w	Saturación de agua de formación	
S_{wb}	Saturación de agua asociada a la arcilla	
S_{xo}	Saturación de filtrado de lodo	
TS	Temperatura de superficie	T
T	Temperatura	T
T	Tiempo	T
TD	Profundidad total	L
V	Volumen	L^3
V_p	Volumen poroso	L^3
V_{sh}	Volumen de arcilla	L^3
V_t	Volumen total de la roca	L^3
Δt	Tiempo de tránsito de ondas	T
Δt_f	Tiempo de tránsito del fluido	T
Δt_{ma}	Tiempo de tránsito de la matriz	T
μs	Microsegundo	T
ρ_b	Densidad leída en el registro	M/L^3
ρ_f	Densidad del fluido	M/L^3
ρ_{ma}	Densidad de la matriz	M/L^3
ρ_g	Densidad del gas	M/L^3
ρ_o	Densidad del petróleo	M/L^3
Φ	Porosidad	
Φ_e	Porosidad efectiva para un fluido	
Φ_D	Porosidad de densidad leída	
Φ_{Dsh}	Porosidad leída en la lutita (Densidad)	
Φ_N	Porosidad neutrónica leída	
Φ_{Nsh}	Porosidad leída en la lutita (Neutrónico)	
Φ_S	Porosidad Sónica	
Φ_T	Porosidad total	

°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
UAPI	Unidades API
%	Porcentaje

T
T

RESUMEN

El presente proyecto plantea el desarrollo de un software que posibilite el análisis e interpretación de los datos obtenidos de registros de pozos con la finalidad de ahorrar tiempo y recursos económicos en diferentes áreas de la industria hidrocarburífera.

El primer capítulo presenta varias secciones fundamentales que fueron integradas como descripción del problema y la metodología a seguir para el desarrollo de este proyecto. La primera sección corresponde a una pequeña introducción del capítulo. La segunda sección describe el problema por el cual se decide realizar el proyecto considerando las condiciones actuales de la industria hidrocarburífera. La tercera sección da una propuesta de solución al problema con el desarrollo de un software de registros de pozos. La cuarta sección establece la formulación y sistematización del problema para su solución. La quinta sección establece los objetivos a cumplirse durante el desarrollo del proyecto. La última sección describe la justificación teórica y práctica del proyecto, y a su vez la metodología que se aplica para la elaboración del software de registros de pozos.

El segundo capítulo describe el desarrollo del software para registros de pozos y está constituido por dos secciones fundamentales, la primera sección está conformada por un marco teórico de los conceptos que influyen en la interpretación de registros de pozos para la evaluación de formaciones. A su vez describe los diferentes tipos de registros y sus distintas aplicaciones en la evaluación de formaciones. La segunda sección incluye el desarrollo de los diferentes modelos matemáticos para el análisis de los datos obtenidos a partir de los registros, que permitirán determinar características de la formación y determinar zonas de pago a partir de datos reales de pozos petroleros.

En el tercer capítulo se presenta el manual de usuario, el mismo que fue desarrollado para el entendimiento y correcto manejo del software para obtener un buen análisis. Dentro de este capítulo también se muestran los resultados obtenidos a partir del análisis de datos reales de registros de pozos utilizando el software. Estos resultados ayudan a la evaluación de la formación y a su vez determinar zonas de pago para la producción de los pozos.

Finalmente, el cuarto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones luego de haber finalizado el proyecto.

PRESENTACIÓN

El tiempo de producción acumulada actual de cada uno de los campos petroleros en el país, requiere información de pozo y yacimiento actualizada que refleje la realidad del sistema de producción; la misma que es obtenida de la interpretación de registros de pozos convencionales y no convencionales.

Además, debido a la crisis existente en el sector petrolero la actualización y validación de estos datos se torna un trabajo que demanda recursos financieros adicionales para el Estado y para las empresas inversionistas, razón por la cual han sido eliminados de planes de desarrollo tanto de Capex y Opex, por lo que se obliga a replantear los montos de inversión en el área de exploración y producción.

Debido a la enorme cantidad de datos que el registro de pozos puede proporcionar, la tecnología juega un papel fundamental en la exploración y producción dentro de la industria hidrocarburífera. La rápida y sofisticada evolución de la tecnología en registro de pozos ha revolucionado la industria de hidrocarburos.

En este documento se presenta cada una de las fases que se desarrollaron en la construcción de un software que posibilita el análisis e interpretación de los datos obtenidos de los registros.

El software fue construido utilizando la herramienta Microsoft Excel, y está diseñado como una herramienta técnica de gestión efectiva de la ingeniería de producción, que permitirá a los profesionales o estudiantes realizar interpretación y evaluación de los registros, así mismo permitirá la capacitación interna del personal tanto de las empresas operadoras como las prestadoras de servicio dentro la industria.

Este documento incluye un manual que describe los pasos que deberá seguir el usuario final del software para su buen manejo, de tal manera que obtenga resultados confiables al momento de analizar el sistema pozo-formación.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA A SEGUIR

1.1 INTRODUCCIÓN

El ahorro del tiempo en la evaluación de formaciones se ha convertido actualmente en una de sus mayores prioridades. En el marco de lo mencionado, a continuación se presenta de forma detallada la problemática actual, expresada en un árbol de problemas, así mismo, cuáles son los objetivos, la alternativa de solución y la metodología utilizada.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Debido al largo tiempo de producción acumulada de cada uno de los campos petroleros en el país, se requiere de información actualizada del pozo y de los yacimientos, que refleje la realidad del sistema de producción; la misma que es obtenida de la interpretación de registros convencionales y no convencionales. Por esta razón los registros de pozos son considerados las herramientas más importantes con las que se cuenta para la evaluación de formaciones, a su vez son útiles para el cálculo e identificación de reservas y en la definición de zonas productoras.

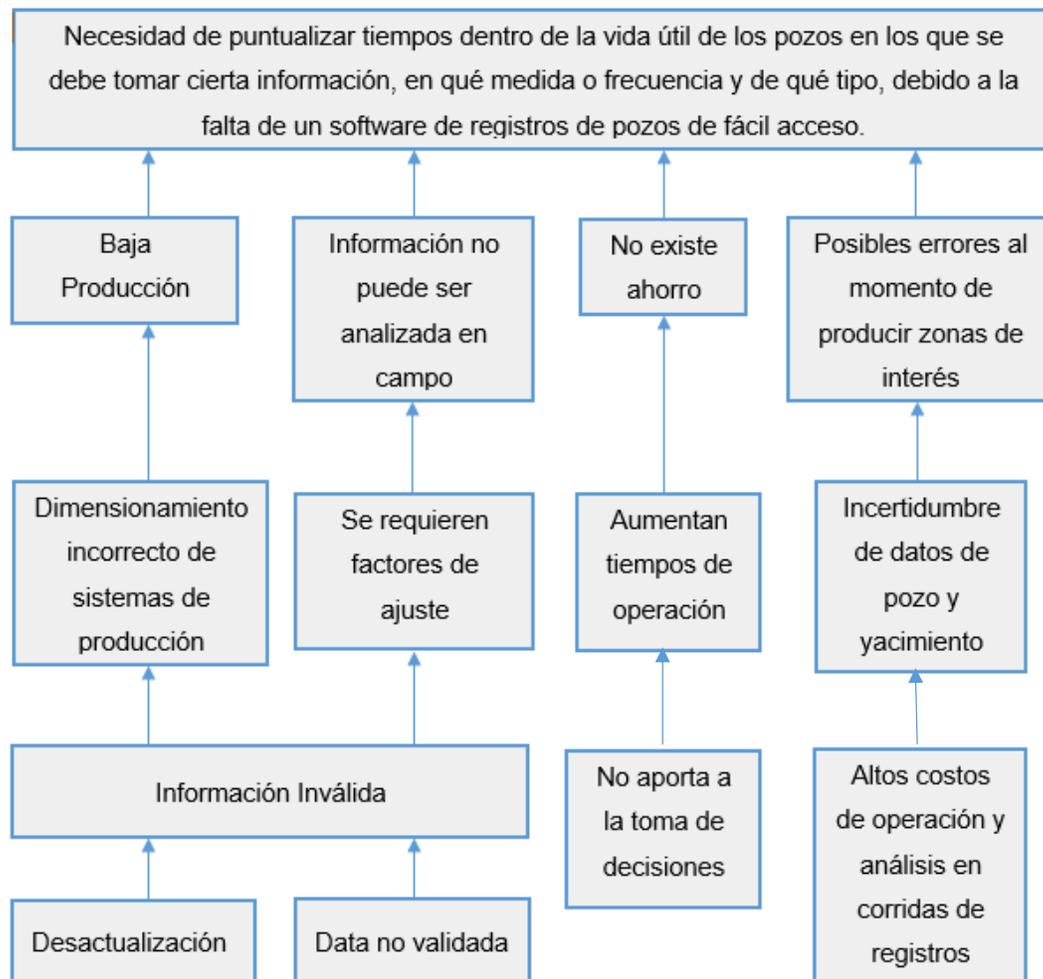
Como consecuencia de la crisis existente en el sector petrolero la actualización y validación de estos datos se torna un trabajo que demanda recursos financieros adicionales para el Estado y para las empresas inversionistas. Por esta razón, es necesario contar con un software que permita el análisis e interpretación de los datos obtenidos de registros convencionales y no convencionales con el fin de ahorrar tiempo y recursos económicos en diferentes áreas de la industria hidrocarburífera (Bisbé, 2007).

1.2.1 ÁRBOL DE PROBLEMAS

El árbol de problemas es una herramienta que permite entender la problemática a resolver durante el desarrollo del proyecto. En este se representa el encadenamiento de tipo causa/efecto, las condiciones negativas percibidas por los involucrados en relación con el problema en cuestión.

En la figura 1.1 se presenta el árbol de problemas como una herramienta de análisis en la etapa de planificación para cada fase del proyecto ya sea operativa o evaluativa, relacionando las causas y efectos que puedan ocurrir.

FIGURA 1.1 ÁRBOL DE PROBLEMAS DEL PROYECTO



Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

1.3 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Para solucionar la falta de acceso a un software de análisis de pozos y yacimientos se plantean algoritmos que serán utilizados en el desarrollo del programa. La aplicación de este software permitirá obtener resultados sobre litología, identificación de zonas productoras, profundidad y espesor de zonas, así como también interpretaciones efectivas cuantitativas y cualitativas de las características y contenido del yacimiento, con el fin de poder incrementar o sostener la producción actual de hidrocarburos, a partir de una oportuna toma de decisiones respecto de los trabajos en pozo para desarrollo y mantenimiento (Andersen, 2011).

El software construido se basa en la utilización de modelos matemáticos de distintos tipos de herramientas de registro de pozos, implementando las diferentes ecuaciones de modelos petrofísicos generalizados considerando las propiedades eléctricas de las rocas y las medidas ambientales de la formación (Valencia, 2007).

1.4 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1 FORMULACIÓN

- ¿Es posible analizar de una manera oportuna y eficiente los datos de pozo y yacimiento a través de un software integral de registro de pozos que dará solución al problema planteado?

1.4.2 SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA

- ¿Es rentable la adquisición de un software privado bajo licencia?
- ¿Es posible obtener resultados confiables del software a elaborarse?
- ¿El alcance de este proyecto cumple con las expectativas del usuario?
- ¿Satisface el programa la correcta evaluación del pozo y yacimiento?
- ¿El presente proyecto representa un alto costo económico y de recursos humanos?

1.5 OBJETIVO DEL PROYECTO

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un software que permita analizar e interpretar los datos obtenidos de registros convencionales y no convencionales para optimizar tiempos y recursos.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar procesos de diseño y programación a través de un software basado en las propiedades eléctricas de las rocas y medidas ambientales.
- Validar el funcionamiento y operatividad del software.
- Presentar el software como software académico al usuario.
- Elaborar un manual de uso práctico para el usuario.

1.6 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

1.6.1 TEÓRICA

La evaluación de formaciones se basa fundamentalmente en el estudio y descripción del sistema roca – fluidos. Para lo cual es necesario un entendimiento de propiedades principales como litología, porosidad, permeabilidad y saturaciones, debido a que estas propiedades petrofísicas no pueden ser medidas directamente en el pozo es necesario obtenerlas mediante la utilización de registros de pozos (PDVSA-CIED, 1997).

Se debe tener en cuenta que la recolección y validación de la data obtenida de los registros es muy importante, ya que permitirá manejar información sobre propiedades petrofísicas e información sobre el sistema roca – fluido, que determinarán la calidad de un reservorio de hidrocarburos. Por esta razón la eficiencia real en tiempo y costos de los distintos sistemas de producción de los campos hidrocarburíferos dependerá de una información actualizada y validada, la cual es proporcionada únicamente por la toma oportuna de registros de pozos principalmente en campos maduros (Valencia, 2007).

En la tabla 1.1 se muestra los parámetros que se obtienen a partir de los registros de pozos.

TABLA 1.1 PARÁMETROS OBTENIDOS A PARTIR DE LOS REGISTROS

Nombre del registro	Medición directa	Resultado
Potencial Espontáneo	Potencial espontáneo de la formación	Espesor de zonas de interés
Gamma Ray	Radioactividad de la formación	Espesor de zonas de interés. Volumen de Arcilla
Caliper	Diámetro del pozo	Espesor de zonas de interés
Microlog	Resistividad Somera	Espesor de zonas permeables
Enfocados	Resistividades	Identificación del tipo de fluido
Inductivos	Resistividades	Identificación del tipo de fluido
Microresisitivos	Resistividad Somera	Identificación del tipo de fluido
Densidad	Densidad total de la formación	Porosidad
Neutrónico	Porosidad	Porosidad
Sónico	Tiempo de tránsito dentro de la formación	Porosidad

Fuente: Fundamentos de la interpretación de registros eléctricos convencionales
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

1.6.2 PRÁCTICA

El presente proyecto se plantea a partir de la necesidad que tienen las empresas de reducir costos operativos en actividades de adquisición de datos de pozo y yacimiento, es importante destacar que debido a la producción acumulada de cada uno de los campos petroleros en el país, se requiere la información actualizada; por lo tanto la finalidad del proyecto es desarrollar un software, de registros de pozos, diseñado como una herramienta técnica que permita la interpretación y evaluación de datos optimizando tiempo y recursos.

La aplicación de este software permite obtener resultados sobre litología, identificación de las zonas productoras, profundidad y espesor de zonas así como también interpretaciones efectivas, cuantitativas y cualitativas de las características y contenido del yacimiento. (Andersen, 2011).

1.6.3 HIPÓTESIS

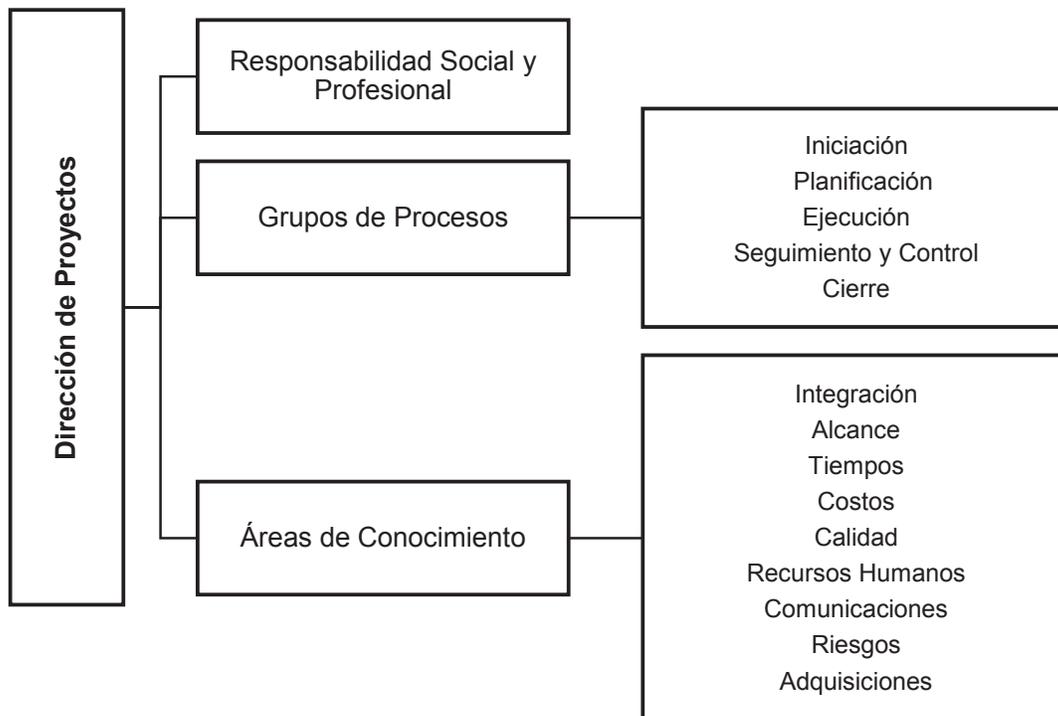
¿Con el desarrollo del software se puede optimizar tiempos de análisis e interpretación de registros de pozos?

1.6.4 METODOLOGÍA

La metodología que se va a aplicar en este proyecto será la propuesta por el Project Management Institute (PMI), que establece que la dirección de proyectos se logra mediante la ejecución de procesos, usando conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas de dirección que reciben entradas y generan salidas.

En la figura 1.2 se observa un esquema sobre la dirección de proyectos propuesta por el Project Management Institute (PMI).

FIGURA 1.2 DIRECCIÓN DE PROYECTOS SEGÚN PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI)



Fuente: La interacción entre los procesos de la Dirección de Proyectos según La guía del PMBOK, 2012

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

A través de la metodología que establece el Project Management Institute (PMI) se va a cumplir con el grupo de procesos que forman parte de la dirección de un proyecto como son: la iniciación, planificación, ejecución, seguimiento, control y cierre del proyecto, es decir la metodología se basa en un enfoque teórico (formulación y evaluación del proyecto) – práctico (gerenciamiento del proyecto) así como la interactividad del grupo de procesos de dirección de un proyecto.

En las figuras 1.3 y 1.4 se puede observar un resumen del grupo de procesos de dirección de un proyecto y la forma en que interactúan.

FIGURA 1.3 PROCESOS DE LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS



Fuente: La interacción entre los procesos de la Dirección de Proyectos según La guía del PMBOK, 2012

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

FIGURA 1.4 INTERACCIÓN ENTRE GRUPOS DE PROCESOS DEL PROYECTO



Fuente: La interacción entre los procesos de la Dirección de Proyectos según La guía del PMBOK, 2012

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

1.6.4.1 GRUPO DE PROCESOS

1.6.4.1.1 Inicio

Elaborar un software programado en Excel que permita analizar e interpretar los datos obtenidos de registros de pozos para manejar las propiedades petrofísicas e información del sistema roca-fluido y determinar la calidad del reservorio.

1.6.4.1.2 Planificación

Formulación de un plan de ejecución del proyecto tomando en cuenta las áreas del conocimiento para cumplir los objetivos planteados a través del desarrollo de algoritmos y el análisis de cada uno de los parámetros que influyen en la toma de registros considerando las propiedades eléctricas y las medidas ambientales.

1.6.4.1.3 Ejecución

Analizar cada uno de los parámetros leídos de los registros, entre los cuales se tiene: resistividades, porosidad, espesores, efecto de invasión, costra de lodo, diámetro del pozo, propiedades eléctricas de la roca. Con estos parámetros se procede a interpretar los resultados obtenidos de pozos (Schlumberger, 1997).

1.6.4.1.4 Monitoreo y Control

Verificar mediante métodos analíticos cada uno de los parámetros obtenidos con los algoritmos programados en el software, para identificar problemas presentados en los pozos, o a su vez zonas con potencial de hidrocarburos.

Se identificarán áreas de cambio para lo cual se presentarán posibles soluciones y recomendaciones para optimizar tiempo y costos.

1.6.4.1.5 Cierre

Entregar un software de registros de pozos con su respectivo manual, para el fácil manejo por parte de los usuarios.

CAPÍTULO 2

DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS PETROLEROS

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 EVALUACIÓN DE FORMACIONES

En la actualidad los registros de pozos constituyen una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones. La evaluación de formaciones es una subdisciplina de la ingeniería en petróleos que se especializa en la recolección de datos y la medición de diferentes propiedades físicas, de esta manera se determinan parámetros necesarios para evaluar las propiedades de la formación, cálculo de reservas del yacimiento, trabajos de simulación numérica, definir el tipo de completación del pozo, así como evidenciar el estado técnico del revestidor, el cemento alrededor del revestidor, monitoreo de la producción, etc. (Bisbé, 2007).

Durante la evaluación de formaciones se presentan tres métodos:

- Laboratorio (análisis de muestras de fluidos y rocas)
- Registros de pozos
- Pruebas de presión y producción

Para obtener una completa evaluación es necesario la combinación de estos métodos.

Los registros de pozos constan de tres secciones relacionadas mutuamente:

1. Definición del modelo matemático y empírico que relaciona las propiedades de la formación de interés con las propiedades medidas con las herramientas de registros.
2. Adquisición de registros del pozo, que abarca el diseño y calibración de las distintas herramientas.

3. Análisis e interpretación de los datos obtenidos durante la corrida del registro (Valencia, 2007).

2.1.2 GENERALIDADES DE LOS REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozos son una técnica de adquisición de datos utilizada en la industria petrolera para determinar propiedades roca-fluidos, y descubrir zonas de hidrocarburos en las formaciones geológicas dentro de la corteza terrestre, dichas propiedades son: potencial espontáneo, resistividades, densidad, porosidad, etc.

Los registros de pozos se consideran métodos indirectos para determinar y analizar las propiedades de las formaciones petrolíferas. Por su efectividad, precisión y debido a que son métodos rápidos para obtener información de la formación perforada y del pozo son utilizados a nivel mundial. Los registros son utilizados para la obtención de información durante la perforación (Logging While Drilling) o al finalizar la primera etapa de perforación una vez que se ha llegado a la profundidad programada. La mayor cantidad de información útil se puede obtener cuando los registros son corridos a hueco abierto.

Aunque en determinadas circunstancias la información se puede obtener cuando el pozo ya se encuentra entubado con tubería de revestimiento. Esto se realiza cuando el pozo presenta problemas para correr los registros a hueco abierto. Con la tecnología actual es posible obtener gran cantidad de datos en pozos ya entubados (Valencia, 2007).

El objetivo de los registros en un área de exploración es localizar hidrocarburos en un pozo. A continuación, se busca determinar si un volumen suficiente de reservas está presente para justificar económicamente la completación y producción del pozo. El registro de pozos indica parámetros básicos como: porosidad, la extensión vertical de una zona productiva de hidrocarburos, resistividades (Andersen, 2011).

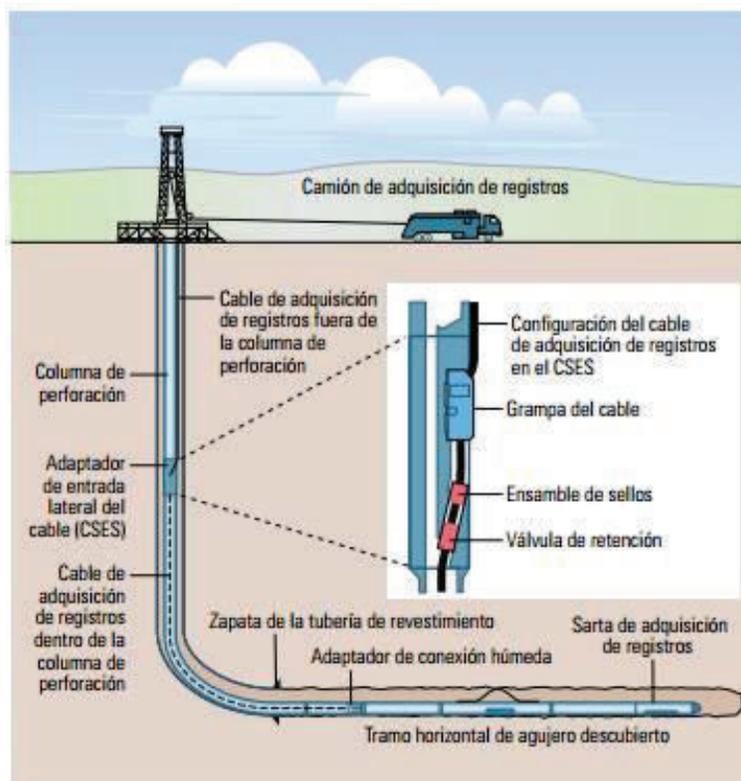
Las mediciones de registros de pozos permiten:

- Determinar el potencial de hidrocarburos del pozo
- Determinar el tipo y el volumen de hidrocarburos
- Optimizar la completación de pozos y la producción de hidrocarburos

Las mediciones geofísicas en pozos se realizan mediante diferentes herramientas de registro que se bajan por dentro del pozo, conectadas mediante un cable a la unidad de superficie donde se procesa la señal procedente del pozo y la formación; de esta manera se puede obtener de forma indirecta, en tiempo casi real información bastante precisa del pozo.

En la figura 2.1 se muestra un esquema del equipo que se baja en una corrida para obtener información del pozo.

FIGURA 2.1 ESQUEMA DE EQUIPO UTILIZADO DURANTE UNA CORRIDA



Fuente: Transporte de herramientas en pozo abierto y entubado. Schlumberger 2011.

Generalmente varias herramientas de registro se ejecutan al mismo tiempo como una cadena de registros, y la combinación de los resultados entrega más información que cada medición individual (Falla, 2005).

2.1.3 PARÁMETOS IMPORTANTES DEL YACIMIENTO

En la actualidad la mayor parte de la producción de petróleo y gas se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos constituidos generalmente por areniscas, calizas y dolomitas, aunque también pueden aparecer en otros tipos de litologías en cantidades menores.

Los principales parámetros petrofísicos que se evalúan dentro de un yacimiento son: porosidad, permeabilidad, saturación. De igual manera la geometría, espesor, área, efecto de invasión, litología, temperatura y presión pueden desempeñar un papel importante en la evaluación, terminación y producción de un yacimiento (Schlumberger, 1997).

2.1.3.1 Porosidad

Es el volumen poroso por unidad de volumen de la formación, es decir es la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o espacios vacíos. Para efectos de cálculos la porosidad es expresada en porcentaje o en fracción decimal.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.1)$$

Donde:

Φ = Porosidad

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total de la roca

La porosidad se la puede dividir en:

2.1.3.1.1 Porosidad Primaria

Es aquella que se desarrolla en la sedimentación original en el proceso de formación de las rocas, también se la conoce como intergranular o porosidad matriz (PDVSA-CIED, 1997).

2.1.3.1.2 Porosidad Secundaria

Se produce como resultado de la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de la roca después del proceso de depositación (PDVSA-CIED, 1997).

2.1.3.1.3 Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva tiene en cuenta únicamente el volumen de poros que están interconectados permitiendo el flujo de fluidos (PDVSA-CIED, 1997).

2.1.3.1.4 Porosidad Total

Es la que tiene en cuenta todos los espacios vacíos en la roca y la matriz independientemente de si estos espacios están interconectados o no (PDVSA-CIED, 1997).

2.1.3.2 Permeabilidad

Es una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación. La unidad de la permeabilidad es el Darcy pero generalmente se utiliza la milésima parte, el miliDarcy (mD). Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser considerada como una roca permeable.

La permeabilidad puede ser clasificada en tres tipos:

2.1.3.2.1 Permeabilidad Absoluta

Es la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.

2.1.3.2.2 Permeabilidad Efectiva

Es la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de un fluido en particular a través de sus poros interconectados cuando el medio poroso se encuentra saturado por dos o más fluidos.

2.1.3.2.3 Permeabilidad Relativa

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

2.1.3.3 Saturación

Es la fracción del volumen poroso que ocupa un fluido determinado. La saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación y se conoce como S_w , de igual forma la saturación de petróleo y/o gas es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo y/o gas, se expresa como S_h . Los poros deben saturarse con algún líquido, por esta razón la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación deber ser igual al 100% (Schlumberger, 1997).

Esto se puede expresar con la ecuación:

$$S_h = 1 - S_w \quad (2.2)$$

Más adelante se describen los modelos para el cálculo de S_w .

2.1.3.4 Conductividad

Es una medida de la capacidad de un cuerpo o solución acuosa para transmitir una corriente eléctrica y es igual al recíproco de la resistividad. Dicha capacidad depende de la presencia de iones; de su concentración, movilidad, valencia, y de la temperatura ambiental. Las soluciones de la mayoría de los compuestos inorgánicos son relativamente buenos conductores. Por el contrario, moléculas de compuestos orgánicos que no se disocian en soluciones acuosas (hidrocarburos) son pobres conductores de una corriente eléctrica (Quintero, 2012).

2.1.3.5 Intensidad de corriente

La corriente eléctrica es la circulación de cargas eléctricas en un circuito eléctrico.

La intensidad de corriente eléctrica (I) es la cantidad de electricidad o carga eléctrica (Q) que circula por un circuito en la unidad de tiempo (t). Para denominar la Intensidad de corriente eléctrica se utiliza la letra I y su unidad es el Amperio(A) (Quintero, 2012).

$$I = \frac{Q}{t} \quad (2.3)$$

Donde:

I = Intensidad de corriente eléctrica expresada en Amperios

Q = Carga eléctrica expresada en Columbios

t = Tiempo expresado en segundos

2.1.3.6 Salinidad

Es una propiedad importante de las soluciones y de cuerpos de aguas naturales. Este parámetro se establece como una medida de la cantidad total de sales disueltas en un volumen determinado de agua (Quintero, 2012).

2.1.3.7 Resistividad

Es la capacidad que tiene una substancia para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La resistividad no tiene ninguna relación directa con la forma y tamaño del material conductor. La unidad que se utiliza esta dada en ohmio-metro (ohm-m).

Las mediciones de resistividad son necesarias para determinar la saturación, principalmente en la zona no invadida de la formación. La medición de la resistividad en conjunto con las resistividades del agua y la porosidad permiten obtener valores de saturación de agua y de esta forma poder evaluar la productividad de la formación (Schlumberger, 1997).

2.1.3.8 Proceso de invasión

Este proceso se genera cuando la columna de lodo de perforación invade la formación permeable a través del filtrado, debido a la diferencia de presiones que existen entre la columna y la formación.

2.1.3.8.1 Efecto de la invasión

Durante el proceso de invasión las partículas sólidas del lodo se depositan en la pared del agujero donde forman una costra de lodo o revoque, la cual por lo general tiene una permeabilidad muy baja, y una vez que se ha desarrollado, reduce la velocidad de invasión del lodo hacia la formación. Esta invasión tiene efectos sobre las lecturas de los registros eléctricos principalmente en los someros. La resistividad del lodo se conoce como R_m , la resistividad de la costra es R_{mc} y su espesor es h_{mc} . La resistividad del filtrado del lodo se conoce como R_{mf} .

2.1.3.8.2 Zona Lavada

En la región que se encuentra cerca al pozo detrás de la costra de lodo, la invasión del filtrado es bastante completa, casi todo el agua de formación y una parte de los hidrocarburos son desplazados por el filtrado (Schlumberger, 1997).

Esta zona se conoce como “zona lavada” y tendrá solamente hidrocarburos residuales ya que la permeabilidad relativa del petróleo es nula cuando existe una mínima saturación de petróleo. La resistividad de esta zona lavada se representa con R_{xo} y la saturación de agua es S_{xo} . En el caso de que exista presencia de hidrocarburo residual la saturación de éste es S_{hr} que equivale a $1 - S_{xo}$ (PDVSA-CIED, 1997).

2.1.3.8.3 Zona de Transición

Después de la zona lavada, se halla una región donde la invasión no es tan completa, dicha invasión del filtrado de lodo se reduce conforme aumenta la distancia desde el pozo. Dicha zona se conoce como zona invadida o de transición cuya resistividad promedio es R_i , mientras que la saturación promedio es S_i (incluye agua de formación y filtrado de lodo). El diámetro promedio de la

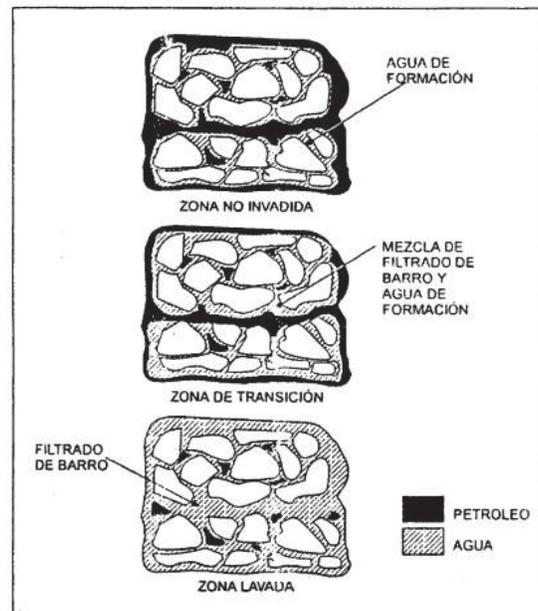
zona de transición se conoce como D_i . La extensión de estas dos zonas depende de muchos parámetros, entre ellos están el tipo y características del lodo de perforación, la porosidad y permeabilidad de la formación, el diferencial de presión y el tiempo transcurrido desde que se perforó la formación (PDVSA-CIED, 1997).

2.1.3.8.4 Zona Virgen

Más allá de la zona invadida se encuentra una zona donde los fluidos no han sido alcanzados por el filtrado, ni perturbados por la operación de perforación, a esta zona se la conoce como zona virgen, esta sección tiene una resistividad verdadera de formación R_t y una saturación de agua de formación S_w cuya resistividad es R_w (PDVSA-CIED, 1997).

La figura 2.2 muestra las saturaciones de estas tres zonas de manera esquemática.

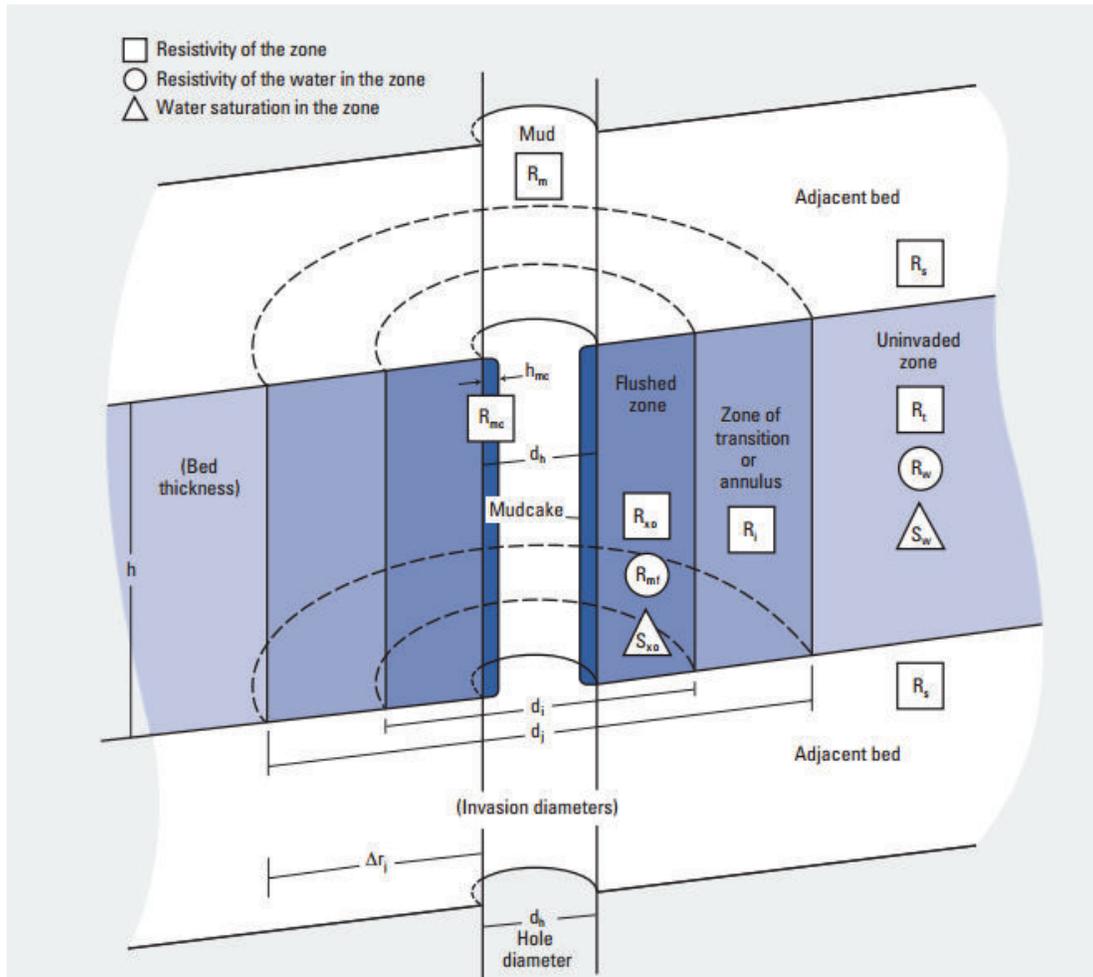
FIGURA 2.2 SATURACIONES DE CADA ZONA POR EL EFECTO DE INVASIÓN



Fuente: Formation Evaluation. Edward J. Lynch 1963.

A continuación se puede observar en la figura 2.3 la distribución de resistividades y saturaciones dentro del pozo y formación.

FIGURA 2.3 SIMBOLOGÍA UTILIZADA EN INTERPRETACIÓN DE REGISTROS



Fuente: Schlumberger Chartbook, 2009

2.1.3.9 Factor de Resistividad de la Formación

Es una constante propia de la formación que permite caracterizar la litología. El factor de formación depende de componentes como la litología, porosidad, el tamaño de los poros y el arreglo de los granos (Valencia, 2007).

Experimentalmente se establece que la resistividad de una formación pura con contenido de agua, es decir una capa que no contenga hidrocarburos ni una

cantidad apreciable de arcillas es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. La constante de proporcionalidad es denominada factor de resistividad de la formación (Schlumberger, 1997).

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.4)$$

Donde:

F = Factor de resistividad de la formación

R_o = Resistividad de la roca de formación no arcillosa, ohm-m.

R_w = Resistividad del agua, ohm-m.

Φ = Porosidad

a = Constante de tortuosidad

m = Factor de cementación

2.1.3.10 Volumen de Arcilla (V_{sh})

Es la cantidad de arcilla que se encuentra presente en un volumen de roca. La calidad de la roca para ser considerada como yacimiento se ve afectada por la presencia de arcilla en su interior, mientras mayor sea el volumen de arcilla presente menor será la calidad de la roca. Si el volumen de arcilla presente es menor al 5% se considera como una formación limpia, por el contrario si la cantidad es mayor a este porcentaje se considera como formación sucia. (Bassiouni, 1994).

Más adelante se describen los diferentes métodos para el cálculo de V_{sh}.

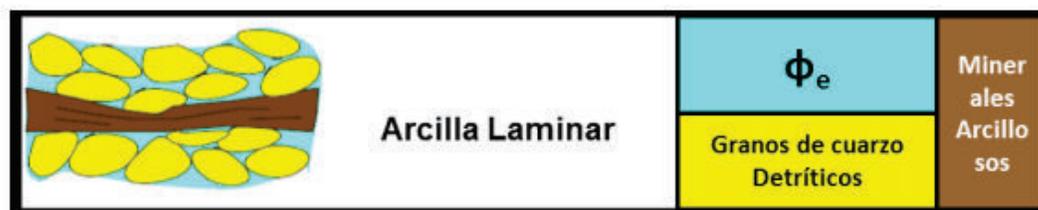
La distribución de material arcilloso en las formaciones puede clasificarse de tres maneras:

2.1.3.10.1 Arcilla Laminar

Se presenta cuando las arcillas se extienden en forma de láminas delgadas entre las capas de arena. Estas láminas no influyen significativamente en la porosidad efectiva, pero pueden tener una influencia considerable en las respuestas de las herramientas de registro (Cusme & Gálvez, 2013).

En la figura 2.4 se puede observar un esquema del comportamiento de las arcillas en forma de láminas delgadas en las capas de arena.

FIGURA 2.4 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE ARCILLA LAMINAR DENTRO DE UNA MATRIZ



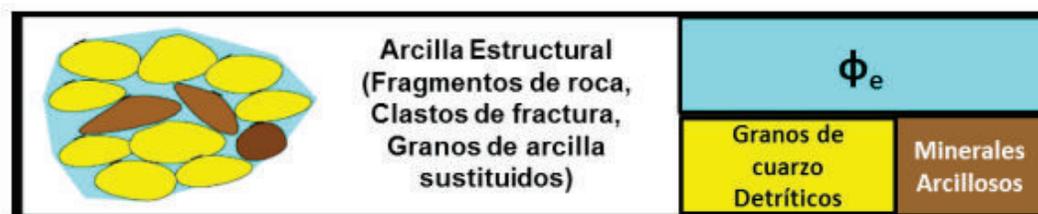
Fuente: Introduction to Shaly Sand Analysis (PETE 663-FALL 2003)

2.1.3.10.2 Arcilla Estructural

Se define como el tipo de arcilla que se presenta como granos o nódulos dentro de la matriz de la formación. Para la mayoría de casos se considera que tiene propiedades similares a la distribución laminar (Cusme & Gálvez, 2013).

La figura 2.5 muestra el comportamiento de las arcillas dentro de una matriz.

FIGURA 2.5 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE ARCILLA ESTRUCTURAL DENTRO DE UNA MATRIZ



Fuente: Introduction to Shaly Sand Analysis (PETE 663-FALL 2003)

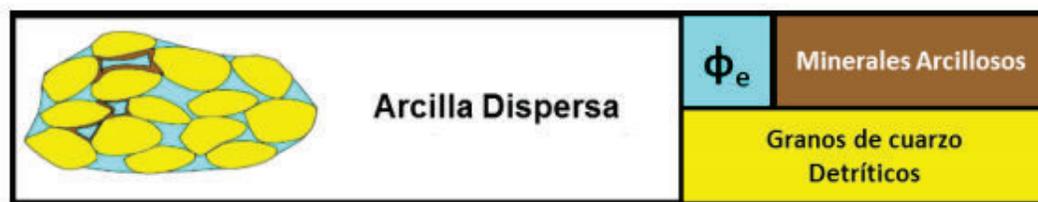
2.1.3.10.3 Arcilla Dispersa

Para este tipo de distribución, el material arcilloso se encuentra de dos maneras:

1. En forma de acumulaciones adheridas a los granos de arena
2. Llenando parcialmente los canales porosos más pequeños (Cusme & Gálvez, 2013).

La figura 2.6 muestra la composición de una roca con arcilla dispersa.

FIGURA 2.6 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE ARCILLA DISPERSA DENTRO DE UNA MATRIZ



Fuente: Introduction to Shaly Sand Analysis (PETE 663-FALL 2003)

Para los cálculos de S_w que se presentarán más adelante se tienen diferentes métodos para cada distribución.

2.1.3.11 Gradiente térmico

Es la tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad existente en la Tierra. El gradiente térmico varía ampliamente en la Tierra y oscila entre [18 °F/1000 pies]. Es importante para los ingenieros de fluidos de perforación conocer el gradiente geotérmico en el área cuando diseñan un pozo profundo. La temperatura de fondo de pozo puede calcularse sumando la temperatura de la superficie al producto de la profundidad y el gradiente geotérmico (Schlumberger, 2016).

Puede ser calculado con la ecuación:

$$G_t = \frac{BHT - TS}{TD} \quad (2.5)$$

Donde:

G_t = Gradiente de temperatura

BHT = Temperatura de fondo, °F.

TS = Temperatura de superficie, °F.

TD = Profundidad total, pie.

2.1.3.12 Temperatura de formación

Es la temperatura predominante en un pozo y determina la resistividad del lodo y sus derivados en la región que rodea la herramienta, además la temperatura afecta a la mayoría de las propiedades de la formación como son las viscosidades y solubilidades de los fluidos presentes en el yacimiento. Generalmente se le toma en el punto medio del intervalo de interés. Además la temperatura de formación está directamente relacionada con la profundidad y presión de la formación (Bassiouni, 1994).

Puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$FT = G_t * FD + TS \quad (2.6)$$

Donde:

FT = Temperatura de fondo, °F.

G_t = Gradiente de temperatura

FD = Profundidad de la formación, pie.

TS = Temperatura de superficie, °F.

2.1.3.13 Factor Fotoeléctrico (P_e)

Este parámetro es muy útil para la determinación de la litología y sus variaciones, independientemente de la porosidad de la formación, ya que cada matriz cuenta con su valor de P_e bien definido.

Los valores representativos del factor fotoeléctrico para cada matriz se muestran en la tabla 2.1.

TABLA 2.1 VALORES REPRESENTATIVOS DE FACTOR FOTOELÉCTRICO

Matriz	Valor Pe
Cuarzo	< 1,82
Arena	1,82 - 2,5
Lutita	2,5 – 3,13
Dolomita	3,13 – 4,1
Caliza	4,1 - 5,1

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Fuente: Crain`s Petrophysical Handbook.

2.1.4 TIPOS DE REGISTROS DE POZOS

Existen varios tipos de registros de pozos que pueden caracterizar las formaciones y entre ellos se tiene:

REGISTROS DE LITOLOGÍA

- Bit Size
- Caliper
- Potencial Espontáneo
- Gamma Ray
- Microlog
- Factor Fotoeléctrico

REGISTROS DE RESISTIVIDAD

- Registro de Inducción
- Laterolog
- Microlaterolog

REGISTROS DE POROSIDAD

- Densidad
- Sónico
- Neutrónico

2.1.4.1 Registros de Litología

Los registros de litología permiten caracterizar el reservorio en base a las propiedades físicas y químicas de las rocas que contienen hidrocarburos y agua.

2.1.4.1.1 Registro Diámetro de Broca (BIT SIZE -BS)

El registro BS indica el diámetro de las brocas que se utilizaron durante la perforación del pozo, ya sea exploratorio o de producción. (Valencia, 2007)

2.1.4.1.2 Registro de Calibración (Caliper - CAL)

El registro Caliper es una herramienta que se corre en el pozo con el objetivo de registrar el diámetro del hueco ya sea abierto o con tubería de revestimiento. La determinación del diámetro del pozo es de gran importancia para la interpretación de registros (Valencia, 2007).

La figura 2.7 muestra un esquema de la herramienta Caliper.

FIGURA 2.7 ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA DE CALIBRACIÓN (CALIPER)



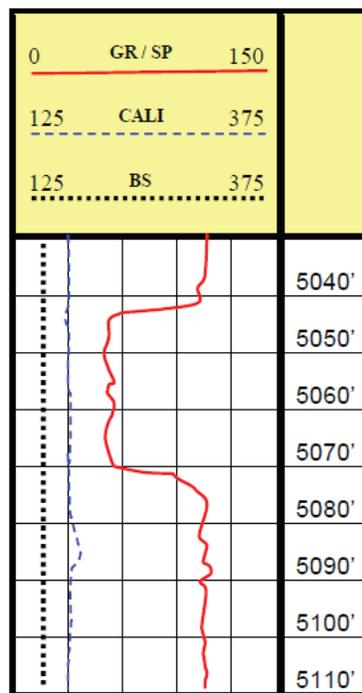
Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008

Este registro también es utilizado para el control de calidad de los registros y constituye un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas, además sirven para hacer correcciones a algunos tipos de registros.

El Caliper usa dos o más brazos articulados que se empujan contra la pared del pozo, cada brazo se encuentra conectado a un potenciómetro que hace que la resistencia al cambio de diámetro del pozo provoque una señal variable que representa la forma cambiante del diámetro. Las herramientas que se utilizan en la actualidad constan de 4 o 6 brazos, los mismos que se abren o cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones. De esta forma se puede determinar con exactitud el diámetro del pozo y la geometría del mismo (Falla, 2005).

En la figura 2.8 se muestra una representación de las curvas generadas por los registros de Bit Size y Caliper.

FIGURA 2.8 REPRESENTACIÓN DE CURVAS GENERADAS POR REGISTROS DE BS, CAL Y GR



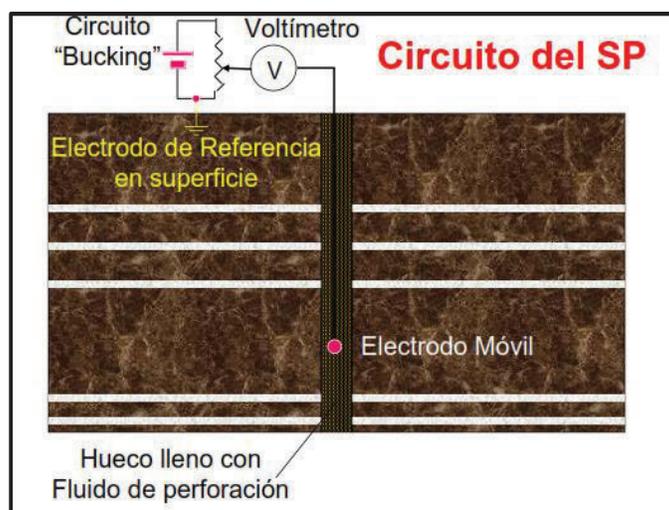
Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

2.1.4.1.3 Registro de Potencial Espontáneo (SP)

El registro de potencial espontáneo se encarga de marcar la diferencia de potencial eléctrico que se produce por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones, esta diferencia de potencial se la mide entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico en un electrodo fijo en superficie en función de la profundidad.

En la figura 2.9 se muestra un esquema general del circuito para medir el SP

FIGURA 2.9 ESQUEMA DEL CIRCUITO PARA MEDIR EL SP



Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

En presencia de lutitas la curva SP se presenta como una línea más o menos recta en el registro, a esta línea se la denomina como línea base de lutitas. Frente a formaciones permeables la curva del SP presenta deflexiones con respecto a la línea base de las lutitas, en las capas gruesas se tiene una tendencia a alcanzar deflexiones prácticamente constantes, definiendo de esta manera una línea de arenas.

La salinidad relativa del agua de formación y el filtrado de lodo son parámetros a tomar en cuenta para determinar el sentido de la deflexión de la curva del SP, si la salinidad del agua de formación es mayor a la del filtrado de lodo la deflexión

es a la izquierda (negativa) y si la salinidad del agua de formación es menor a la del filtrado de lodo la deflexión es a la derecha (positiva).

La tabla 2.2 muestra una matriz de resistividad con respecto al tipo de fluido dentro de la formación.

TABLA 2.2 MATRIZ FLUIDO - RESISITIVIDAD

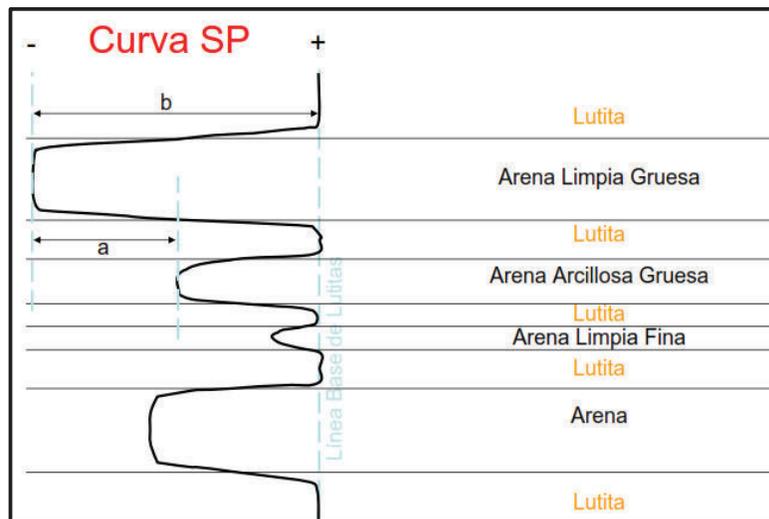
Fluido	Conductividad	Resistividad	Descripción
Agua dulce	Baja	Alta	No tiene presencia de iones de sales que conduzcan corriente eléctrica.
Agua de formación	Alta	Baja	La conductividad es proporcional a la cantidad de iones de sales disueltas en el agua que permiten el paso de la corriente eléctrica.
Petróleo	Baja	Alta	Constituye un aislante. Son compuestos orgánicos no iónicos y sus iones no se disocian, por lo tanto no conducen corriente eléctrica.
Gas	Muy Baja	Muy Alta	Los gases constituidos por átomos y moléculas orgánicas son aisladores ya que sus moléculas se encuentran dispersas y no conducen la corriente eléctrica. La conducción de electricidad se produce en los gases ionizados.

Fuente: Leyes de la electrólisis de Faraday. Disociación electrolítica, 2012.

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En la figura 2.10 se muestra un ejemplo del comportamiento de la curva SP frente a distintas formaciones.

FIGURA 2.10 ESQUEMA DE LA CURVA DEL SP REGISTRADO EN UNA FORMACIÓN DE LUTITAS Y ARENAS



Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

2.1.4.1.4 Registro de Gamma Ray (GR)

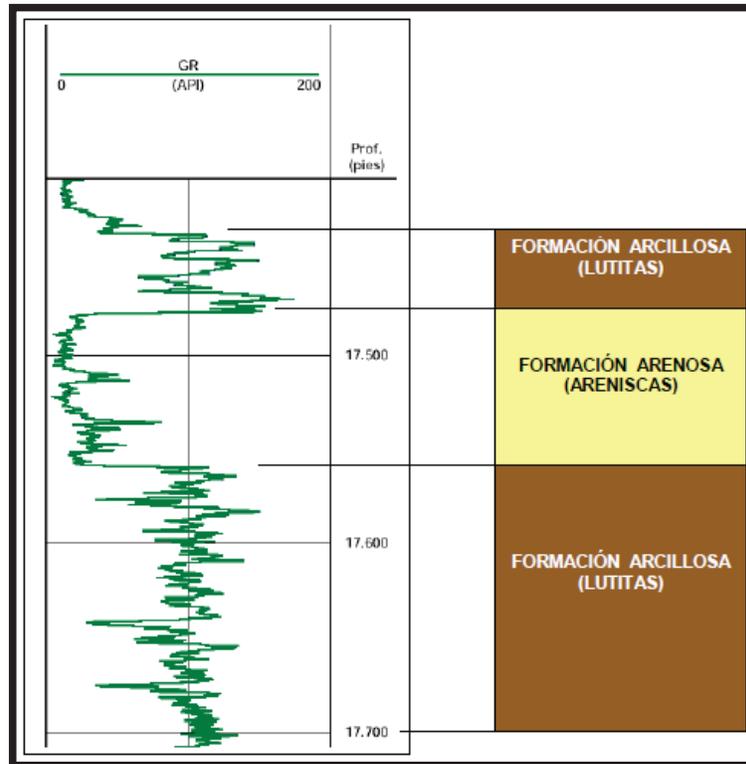
El registro de Gamma Ray es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. Refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. En formaciones limpias generalmente se tiene un nivel bajo de radioactividad.

Los rayos gamma son emisiones electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos, estas radiaciones son emitidas por el isótopo radioactivo del Potasio de peso atómico 40 y por los elementos radioactivos de la serie Uranio y Torio.

Para la medición se utiliza un detector de centelleo de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado. El contador de centelleo consta de un cristal y un fotomultiplicador, los rayos gamma chocan con el cristal y producen un flash de luz que es reproducido por un fotomultiplicador y los convierte en pulsos eléctricos. La frecuencia y amplitud del pulso eléctrico se relacionan con el número de rayos gamma y sus respectivos niveles de energía (Schlumberger, 1997).

A continuación la figura 2.11 muestra un ejemplo de un registro de rayos Gamma.

FIGURA 2.11 PRESENTACION DE CURVAS DE UN REGISTRO DE RAYOS GAMMA



Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

2.1.4.2 Registros de Resistividad

El registro de resistividad es una técnica geofísica que mide la resistividad de cada capa o estrato de la formación, es decir mide la resistencia de un material frente al paso de la corriente eléctrica a lo largo de una formación.

La resistividad de una formación es un parámetro de suma importancia para determinar la saturación de hidrocarburos presentes. Los registros de resistividad son de mucha utilidad ya que permiten identificar el tipo de fluido presente en el estrato en función de su resistividad característica. Para diferenciar entre petróleo y agua, el analista debe tener en cuenta que el agua tiene una resistividad muy baja respecto al petróleo que es altamente resistivo (Falla, 2005).

La resistividad de la formación depende de ciertos factores como son:

- Resistividad del agua de formación
- Cantidad de agua presente en la formación
- Geometría estructural de los poros de la formación

A la resistividad se la define como una propiedad de los materiales y se puede expresar como la resistencia de un cubo del material.

$$R = \frac{r * A}{L} \quad (2.7)$$

Donde:

R = Resistividad, ohm-m.

r = Resistencia, ohm.

A = Sección de área transversal, m².

L= Longitud, m.

En los registros eléctricos la resistividad es uno de los parámetros principales de medida. A su vez se puede expresar como el inverso de la conductividad (Schlumberber, 2013).

$$\text{Resistividad} = \frac{1}{\text{conductividad}} \quad (2.8)$$

2.1.4.2.1 Registros Eléctricos Convencionales

La resistividad de la formación se puede medir una vez que se envía corriente hacia la misma y se mide la facilidad con que fluye la electricidad, o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir que tan grande es.

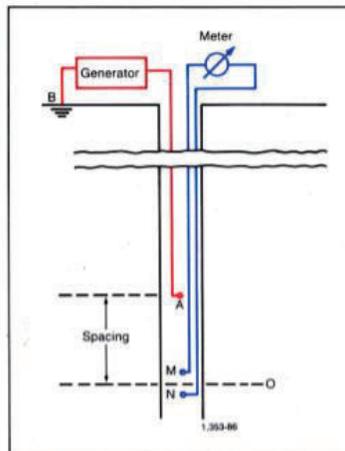
Este tipo de registros eléctricos salieron del mercado en los años setenta, y fueron reemplazados por herramientas más sofisticadas que se describen a continuación.

Para este registro se introducían corrientes en la formación por medio de electrodos de corriente, para luego medir los voltajes entre los electrodos de medición; estos voltajes proporcionaban la resistividad para cada dispositivo.

Para una formación homogénea e isotrópica, las superficies que rodean un solo electrodo emisor de corriente A, son esferas. El voltaje entre un electrodo M que se encuentra situado en una de esas esferas y uno en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea y el voltaje medido puede graduarse en una escala en unidades de resistividad (Schlumberger, 2013).

- **Curva lateral:** La curva lateral consiste en la presentación de las mediciones que ejecuta un dispositivo lateral compuesto por 4 electrodos como se muestra en la figura 2.12. El principio de funcionamiento se basa en que se envía una corriente entre el emisor y receptor, al mismo tiempo se mide la diferencia de potencial entre los electrodos. Esta variación de potencial es proporcional a la resistividad del medio circundante al dispositivo, entonces las mediciones continuas de este dispositivo presentarán una curva de resistividad.

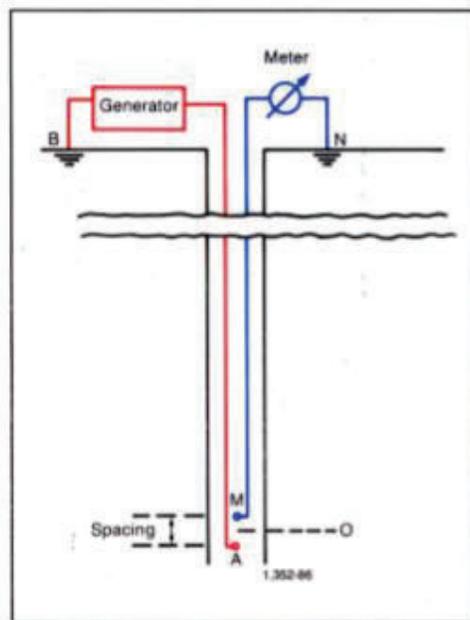
FIGURA 2.12 HERRAMIENTA DE REGISTRO LATERAL - DISPOSICIÓN BÁSICA



Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

- **Curva normal:** Para la curva normal el principio de funcionamiento es el mismo que la curva lateral, lo único que varía es la disposición de los electrodos. Esta se denomina espaciamiento y se relaciona con la profundidad de investigación que el dispositivo entrega; a mayor espaciamiento mayor será la profundidad de investigación como en la figura 2.13. Los espaciamientos más comunes son 16" para la curva normal corta y 64" para la curva normal larga (PDVSA-CIED, 1997).

FIGURA 2.13 HERRAMIENTA DE REGISTRO CURVA NORMAL - DISPOSICIÓN BÁSICA



Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

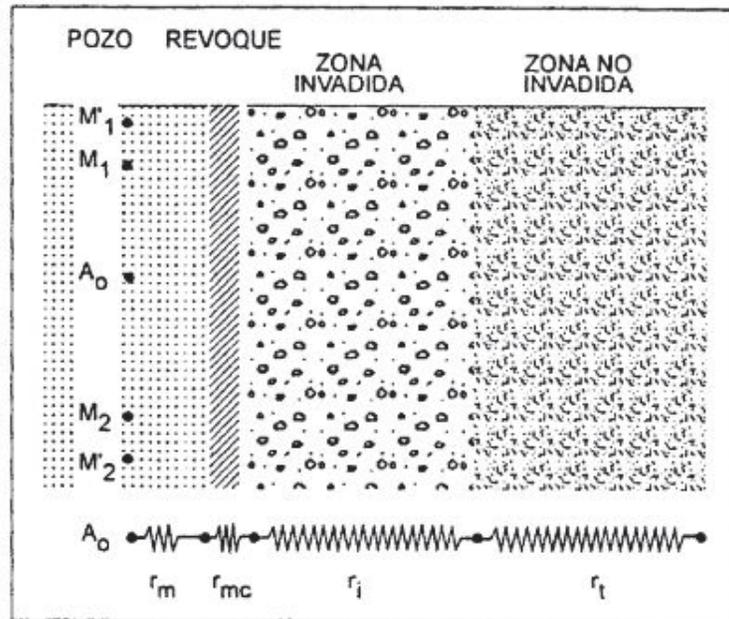
2.1.4.2.2 Registro con electrodos de enfoque

Son herramientas que miden resistividad y que utilizan corrientes de enfoque para controlar la trayectoria de la corriente de medición. Estas herramientas poseen electrodos especiales en las sondas que emiten dichas corrientes, que se desplazan lateralmente a través del lodo hasta la formación, de ahí es que provienen sus nombres.

Las ventajas que se obtienen de usar estos registros son: capacidad para operar en lodos muy salados, excelente definición del espesor de la capa, e ideal para capas finas.

Existen sistemas disponibles con electrodos de enfoque con diferentes profundidades de investigación: somera, media y profunda como se muestra en la figura 2.14.

FIGURA 2.15 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL FLUJO DE CORRIENTE DE UN LATEROLOG



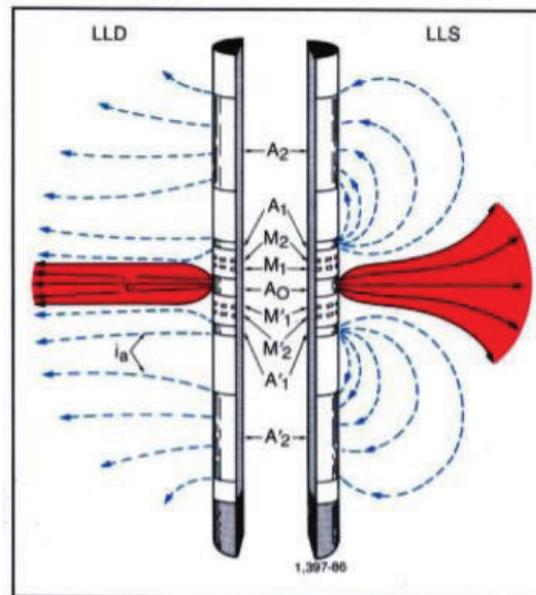
Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

2.1.4.2.4 Registro Doble Laterolog (DLL)

Es una versión del Laterolog que presenta una combinación de herramientas de corta investigación con una herramienta de investigación profunda, las cuales se corren conjuntamente. Actualmente se dispone de sistemas combinados que utilizan estos arreglos, por lo general estas combinaciones son usadas para determinar D_i , R_{xo} y R_t .

Está diseñado para medir R_t midiendo la resistividad de la formación a diferentes profundidades de investigación, por lo tanto se tiene dos curvas resultantes que indican medidas de resistividad somera y profunda como se muestra en la figura 2.16 (Schlumberger, 1997).

FIGURA 2.16 ESQUEMA DE LA HERRAMIENTA DE DOBLE LATEROLOG



Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

2.1.4.2.5 Registro Esférico Enfocado (SFL)

El instrumento SFL permite medir la conductividad de la formación cerca al pozo y proporciona datos a un nivel poco profundo, lo que permite evaluar los efectos de la invasión en mediciones de resistividad de mayor profundidad. El sistema SFL difiere de los instrumentos de enfoque anteriores ya que establece en esencia esferas de potencial constante alrededor del electrodo de corriente. El SFL consta de electrodos de emisión de corriente, otros para regreso de corriente y otros de medición (Schlumberger, 1997).

2.1.4.3 Registros de Inducción

Estos registros se basan en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas para medir la conductividad de las formaciones, utiliza bobinas en lugar de electrodos, su principio de medición difiere de sus antecesores Laterologs.

Por esta razón los registros de inducción pueden ser corridos en lodos no-conductivos como los que tienen base petróleo, emulsiones invertidas o aire donde resulta imposible para los demás registros de Resistividad.

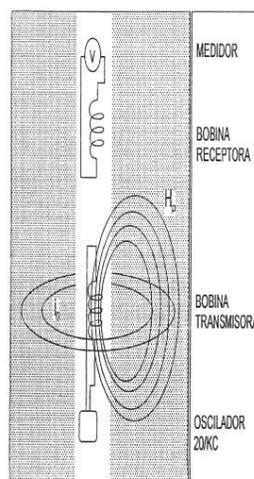
Existen dos tipos de dispositivos, el registro de Inducción tradicional sencillo ILM con profundidad media de 1,5 – 3,0´ y el registro de doble Inducción DIL para profundidades de más de 3,0´. En la actualidad se han introducido nuevas tecnologías en registros inductivos como son el registro de Inducción Phasor o Inducción de Alta Resolución (PDVSA-CIED, 1997).

Las herramientas de los registros de Inducción consisten de uno o más cables transmisores que emiten altas frecuencias, alterando la corriente de intensidad constante. El campo magnético alterado que se crea, induce una segunda corriente dentro de la formación, y esta crea campos magnéticos que inducen señales (corriente) que son captadas por la bobina o bobinas receptoras. Las señales (voltaje) captadas son proporcionales a la conductividad de la formación ya que si la formación no fuera conductiva, no generaría ninguna corriente en la bobina receptora.

Los valores de este voltaje inducido en la bobina receptora se representan como una curva continua de conductividad en el registro de inducción. Como la resistividad es la unidad que se usa comúnmente, la conductividad se expresa recíprocamente como una curva de resistividad en el registro de inducción (Schumberger, 2013).

En la figura 2.17 se muestra el fundamento de medición del registro de inducción.

FIGURA 2.17 FUNDAMENTO DE MEDICIÓN DEL PERFIL DE INDUCCIÓN



Fuente: Formation Evaluation. Edward J. Lynch

2.1.4.4 Instrumentos de Microresistividad

Los instrumentos o registros de Microresistividad se utilizan principalmente para medir la resistividad de la zona lavada R_{xo} , y para describir capas permeables por medio de la detección de la costra de lodo.

Es importante medir R_{xo} ya que permite corregir la medición profunda de resistividad de acuerdo a la resistividad real de la formación. Así también, algunos métodos para calcular la saturación necesitan la relación $\frac{R_{xo}}{R_t}$. Para formaciones limpias, el valor de F se puede obtener en base a R_{xo} y R_{mf} , o se puede calcular S_{xo} .

La herramienta que permite medir R_{xo} tiene una profundidad de investigación muy baja debido a que la zona invadida puede extenderse solo unas pulgadas más allá del pozo (Schumberger, 2013).

2.1.4.4.1 Microlog (MRL)

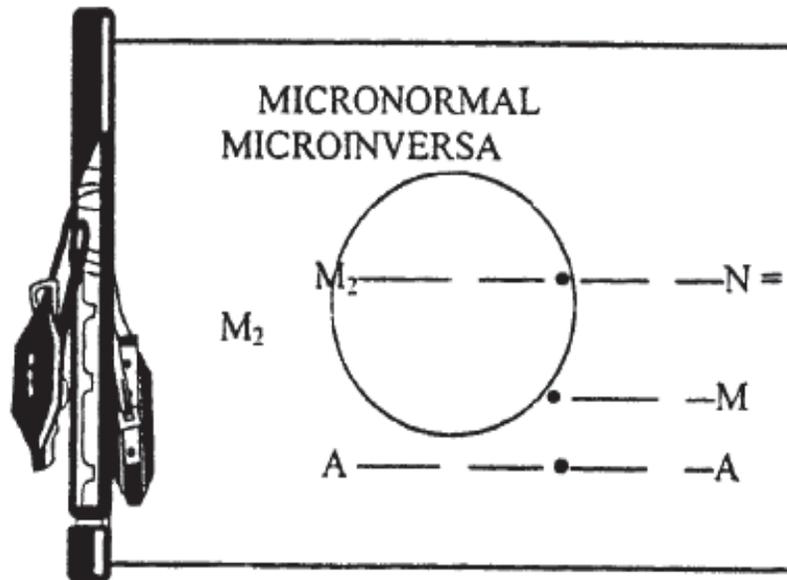
Esta herramienta utiliza dos dispositivos que tienen profundidades diferentes de investigación, separadas por un espaciamiento corto que proporcionan las mediciones de resistividad de un volumen pequeño de costra de lodo y de formaciones adyacentes al pozo. Las curvas generadas por los dispositivos se comparan y permiten identificar con facilidad la costra de lodo, lo que señala formaciones invadidas y a su vez permeables (Schlumberger, 1997).

El registro Microlog consta de un patín de goma que posee tres electrodos alineados, este patín se presiona contra la pared del pozo por medio de brazos y resortes. El espaciamiento entre los electrodos es de 1 pulgada y las curvas que registran de manera simultánea durante la corrida del Microlog, son una micro lateral (o micro inversa) $R_{1" \times 1"}$ y una micro normal de 2 pulgadas $R_{2"}$.

La curva micro inversa registra la resistividad del material entre 1 y 2 pulgadas desde la pared del pozo hacia la formación; La curva micro normal registra la resistividad más profunda que está de la pared hasta más allá de 2 pulgadas, por esta razón la curva micro normal se ve menos afectada por la costra de lodo que se encuentra cerca del dispositivo.

En la figura 2.18 se puede observar el esquema del registro Microlog (PDVSA-CIED, 1997).

FIGURA 2.18 DISPOSITIVO DE MICROLOG Y DISTRIBUCIÓN DE SUS ELECTRODOS

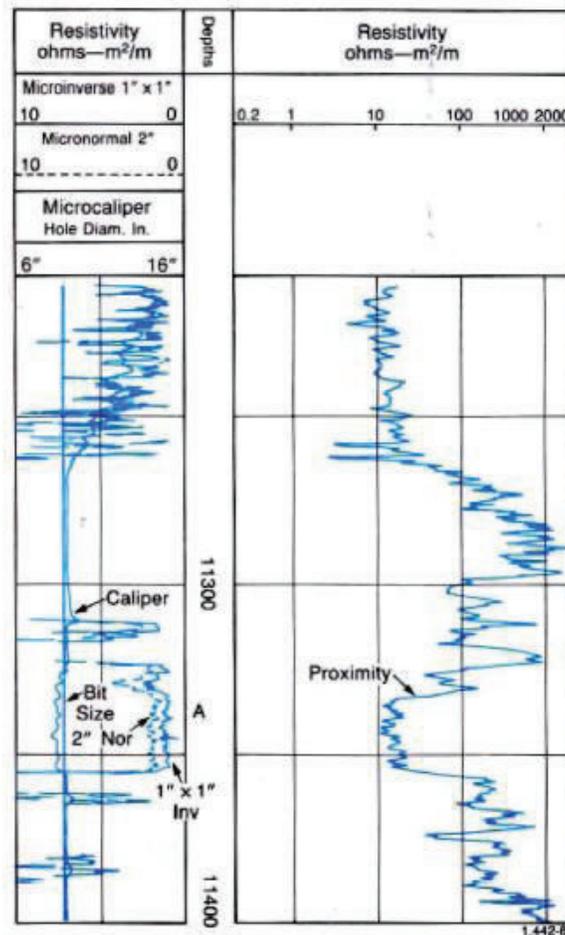


Fuente: Log Interpretation Charts. Schlumberger 2013

Interpretación

Se debe tener en cuenta que la resistividad de la zona lavada de una formación será siempre mayor a la resistividad de la costra de lodo. Por esta razón se entiende que R_2 sea mayor que $R_1 * 1$ en presencia de costra de lodo, lo que mostrará una separación positiva entre las dos curvas. Esta separación positiva puede interpretarse como un indicador de que la formación es permeable, al contrario en una zona impermeable donde no ha habido invasión como es el caso de las lutitas, no existe costra de lodo y las curvas se superponen o en algunos casos muestran una separación negativa como se puede observar en la figura 2.19 (PDVSA-CIED, 1997).

FIGURA 2.19 PRESENTACIÓN DEL MICROLOG DE RESISTIVIDAD



Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

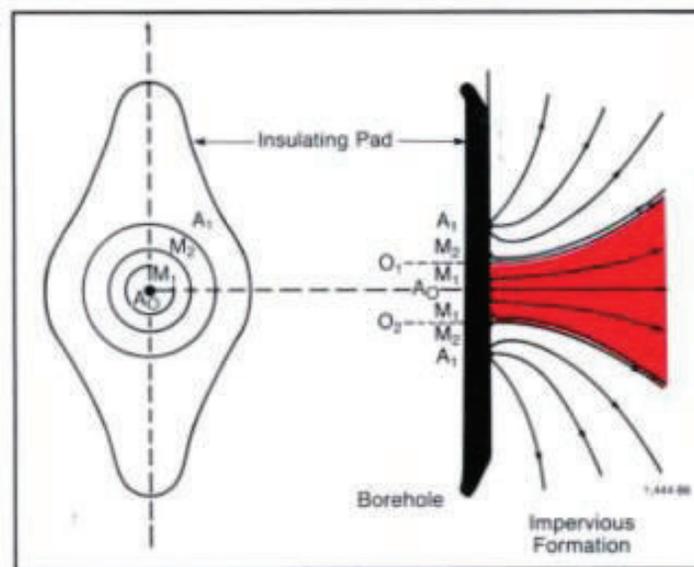
2.1.4.4.2 Microlaterolog (MLL)

Este registro consiste en una herramienta que genera una corriente enfocada que principalmente mide la resistividad de la zona lavada R_{xo} . Se utiliza generalmente para una profundidad de invasión de 4 pulgadas. Para este tipo de registros la influencia de la costra de lodo no se toma en cuenta si tiene un espesor menor a 3/8 de pulgada, pero si se tiene espesores mayores la influencia debe ser tomada en cuenta.

Generalmente se aplica donde la interpretación del registro Microlog carece de resolución (Schlumberger, 2013).

Se utiliza un pequeño electrodo central y otros tres concéntricos, estos se incrustan en un patín de goma que se presiona contra la pared del pozo. A través de estos electrodos se obliga a una corriente a fluir en forma de rayo hacia la formación. La formación dentro de este rayo influye de manera primordial la lectura de resistividad del registro Microlaterolog como se muestra en la figura 2.20.

FIGURA 2.20 PATIN DEL MICROLATEROLOG QUE MUESTRA ELECTRODOS Y LÍNEAS DE CORRIENTE ESQUEMÁTICAS.



Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

2.1.4.5 Registro de Proximidad

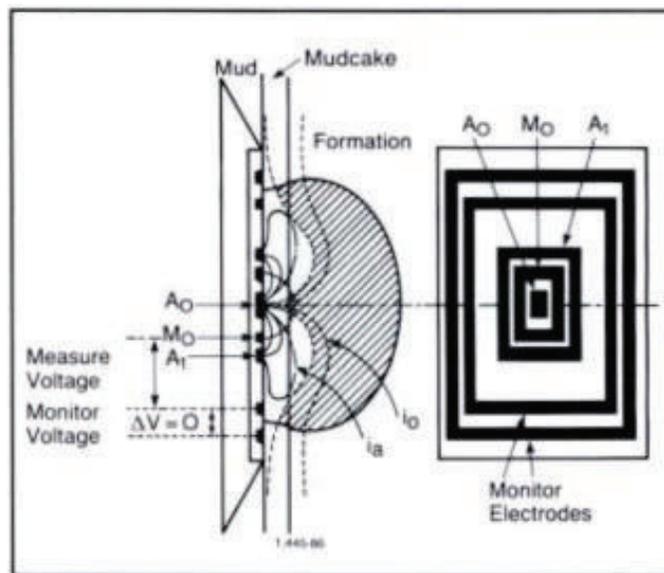
La herramienta del registro de Proximidad es similar en principio a la del registro Microlaterolog. En este caso los electrodos se montan en un patín más amplio que se pone en contacto con la pared del pozo. Esto permite medir la resistividad de la zona lavada ya que el sistema se enfoca de manera automática por medio de electrodos de supervisión.

2.1.4.5.1 Registro Micro-esféricamente Enfocado (MSFL)

Es otro tipo de registro enfocado principalmente para la medición de la resistividad de la zona lavada R_{xo} , en la mayoría de casos se combina con otras herramientas para obtener información sobre el perfil de invasión dentro de la formación. Este registro ha sido usado para reemplazar a los registros Microlaterolog y de Proximidad ya que tiene mejores respuestas en las zonas poco profundas de R_{xo} en presencia de costra de lodo.

En la figura 2.21 se muestra un esquema de la disposición de los electrodos del MSFL y la distribución de corriente.

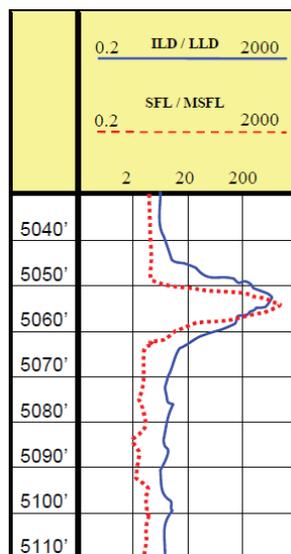
FIGURA 2.21 DISPOSICIÓN DE LOS ELECTRODOS DEL INSTRUMENTO MICROSFL Y DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE



Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

En la figura 2.22 se puede observar un ejemplo de la presentación de las curvas de registros de Resistividad inductivos y laterales.

FIGURA 2.22 PRESENTACIÓN DE LAS CURVAS DE REGISTROS DE RESISTIVIDAD SFL-MSFL Y ILLD-LLD



FUENTE: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

2.1.4.6 Registros de Porosidad

2.1.4.6.1 Registros de Densidad (FDC-RHOB)

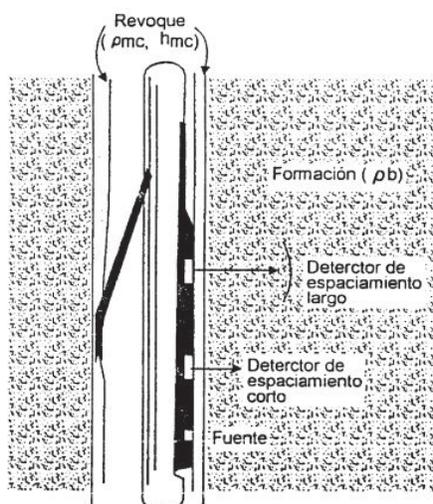
Los registros de densidad se usan principalmente como registros que permiten obtener la porosidad de la formación, sin embargo al combinarlos con otros registros también pueden evaluar formaciones de litología compleja, formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en yacimientos (PDVSA-CIED, 1997).

Esta herramienta posee una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del pozo en una almohadilla deslizable que emite hacia la formación rayos gama de media energía. Estos rayos gamma penetran dentro de la formación y chocan con los electrones de la misma. Como resultado de estas colisiones con los electrones los rayos pierden energía y se dispersan en todas las direcciones, esta dispersión se conoce como efecto Compton. Los detectores que se encuentran también en la almohadilla a una distancia fija de la fuente, captan estos rayos de baja energía y por cada rayo que captan se generan un impulso eléctrico que se envía hacia la superficie. El número de colisiones está directamente relacionado

con el número de electrones de la formación, es por esto que la respuesta de la herramienta está determinada por la densidad de electrones (número de electrones por cm^3) de la formación.

Entonces la densidad de electrones está relacionada con la densidad total de la formación ρ_b , que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la densidad de los fluidos en los poros y la porosidad de la formación. (Schlumberger, 1997)

FIGURA 2.23 ESQUEMA DE UN REGISTRO DE DENSIDAD DE FORMACIÓN (FDC) DE DOBLE ESPACIAMIENTO.



Fuente: Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger 1997

2.1.4.6.1.1 Registro de Lito-Densidad (LDT)

Este registro mide la densidad media de la formación en g/cm^3 , así como el factor fotoeléctrico (P_e) en barns/electrón, en las proximidades de la pared del pozo. Para esto utiliza una fuente radioactiva que emite rayos Gamma que chocan con los electrones de la formación perdiendo energía. Los rayos Gamma dispersos llegan al detector que se encuentra a una distancia fija de la fuente y se cuentan, este valor, es proporcional a la densidad de electrones de la formación, la cual es equivalente a su densidad mineralógica (Bisbé, 2007).

2.1.4.6.2 Registro Neutrónico (CNL-SNP)

El registro neutrónico principalmente es utilizado para delinear formaciones porosas y para determinar la porosidad. Responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, por esta razón el registro neutrónico refleja la porosidad saturada de fluido en formaciones limpias cuyos poros se encuentran saturados con agua o hidrocarburos.

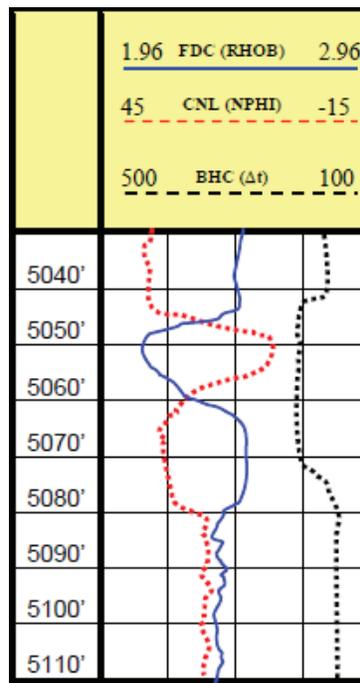
Para identificar zonas de gas se compara el registro neutrónico con otro registro de porosidad (densidad) o con un análisis de muestras, además al combinar el registro de neutrones con uno o más registros de porosidad se obtienen valores de porosidad e identificación de litología más exactos (Schlumberger, 1997).

El neutrón es una de las partículas elementales del átomo, su carga eléctrica es neutra y su masa es igual a la del átomo de hidrógeno. A través de una fuente radioactiva especial se emiten neutrones a velocidades relativamente altas, cuando estos neutrones se desplazan desde la fuente emisora hacia la formación chocan con otros núcleos atómicos lo que produce una pérdida de energía por parte de los neutrones. La cantidad de energía que se pierde en cada colisión depende de la masa del núcleo con el que choca el neutrón, la mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón colisiona con un núcleo de masa similar como lo es el hidrógeno.

El sistema de registros neutrónicos está formado por una fuente de neutrones rápidos y dos detectores que se encuentran ubicados a una cierta distancia de la fuente lo que permite que el número de neutrones lentos contados sea inversamente proporcional a la concentración de hidrógenos cerca del pozo. La cantidad de hidrógenos presentes en la formación se debe a los fluidos de la formación, por esta razón el volumen de los fluidos es el volumen poroso (PDVSA-CIED, 1997).

En la figura 2.24 se puede observar un ejemplo de la presentación de las curvas de registros de porosidad.

FIGURA 2.24 PRESENTACIÓN DE LAS CURVAS DE REGISTROS DE POROSIDAD FDC, CNL Y BHC.

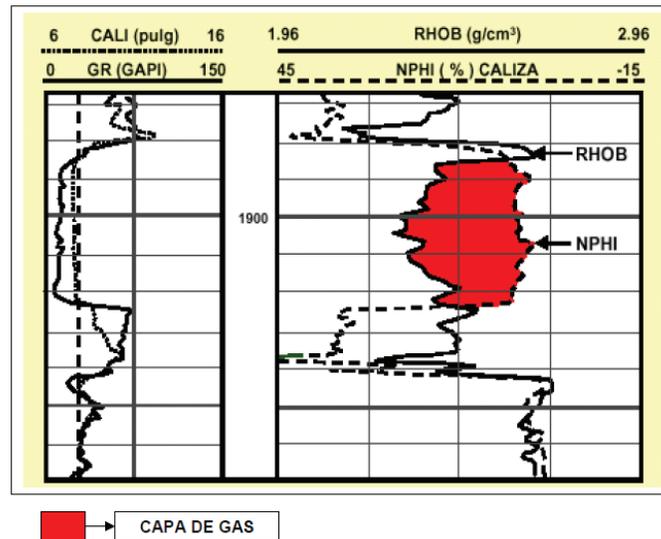


Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

2.1.4.6.2.1 Efectos del Gas en los Perfiles Neutrónico y Densidad

Para casos en los que la formación se encuentra saturada de gas, las mediciones de densidad (RHOB) serán bajas, debido a que una formación saturada de gas presenta densidades de electrones menores que cuando se encuentra saturada de agua. Es por esta razón que la curva se desviará hacia la izquierda. Igualmente las mediciones de la herramienta neutrónica (CNL) serán bajas, debido a que una formación saturada de gas presenta porosidades neutrónicas menores que cuando se encuentra saturada de agua. Por lo tanto la curva se desviará fuertemente hacia la derecha.

FIGURA 2.25 EFECTO DE CAPA DE GAS EN REGISTROS NEUTRÓNICO Y DENSIDAD



Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

2.1.4.6.3 Registro Sónico (BHC)

El registro sónico consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. La determinación de la porosidad a través de los registros sónicos se basa en la medición del tiempo de viaje de una onda acústica en la formación, este tiempo se lo conoce como tiempo de tránsito Δt y es el inverso de la velocidad de la onda sonora. Cuando el tiempo de viaje para la formación de interés es conocido la porosidad puede ser calculada.

La herramienta del registro sónico consiste de un transmisor que es el encargado de emitir los impulsos sónicos y un receptor que se encarga de registrar estos impulsos. El sonido que emite el transmisor choca contra las paredes de pozo lo que provoca que se produzcan ondas de compresión (ondas P) y de cizallamiento (ondas S) dentro de la formación y estas ondas son registradas por parte del receptor.

La propagación de la onda a través de la roca depende fundamentalmente de las propiedades que tiene la matriz de la roca y de los fluidos que se encuentran presentes en la roca, por esta razón es importante conocer la composición de la

roca, el porcentaje y tipo de fluido presente para obtener una respuesta más exacta en la evaluación del registro (Schlumberger, 1997).

2.1.4.6.3.1 Impedancia Acústica

Es el producto de la densidad por la velocidad sísmica que varía entre las diferentes capas de rocas.

2.1.4.6.3.2 Reflexión

Se refiere al retorno o rebote de la energía sísmica o señal desde la interfase existente entre dos medios.

2.1.4.6.3.3 Refracción

Consiste en el cambio de dirección que experimenta una onda cuando pasa de un medio a otro distinto. Este cambio de dirección se produce como consecuencia de la diferente velocidad de propagación que tiene la onda en ambos medios.

2.1.4.6.3.4 Ondas Acústicas

Son ondas elásticas que se propagan por el aire y el agua. Existen dos tipos de ondas acústicas que son las ondas P, compresionales o primarias y las ondas S, de corte o secundarias.

- **Ondas P**

Las ondas P son las más rápidas y las primeras en llegar a los instrumentos para ser registradas, las partículas oscilan en la dirección de propagación de la onda.

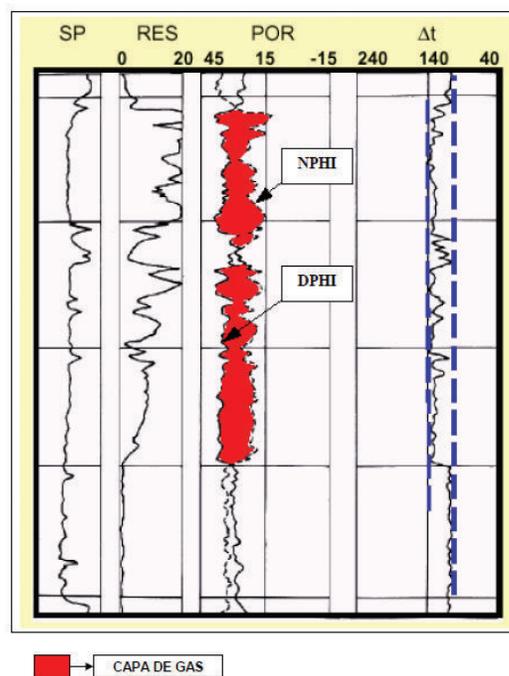
- **Ondas S**

Son ondas volumétricas elásticas en la que las partículas oscilan en dirección perpendicular a la dirección en que se propaga la onda. Estas ondas son generadas por fuentes sísmicas terrestres o por ondas P que chocan con una interfase con un ángulo de incidencia.

2.1.4.6.3.5 Efectos del Gas en el Perfil Sónico

Si la formación se encuentra saturada de gas, el tiempo de tránsito Δt de las ondas dentro de la formación será mayor, debido a que la densidad del gas es menor que la de otros fluidos, es por esta razón que una formación saturada de gas presenta velocidades menores que cuando se encuentra saturada de agua. En este caso la curva de BHC se desviará hacia la izquierda como se puede ver en la figura 2.26.

FIGURA 2.26 EFECTO DE CAPA DE GAS EN LECTURAS DE BHC



Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

En la tabla 2.3 se puede observar un resumen de los principales registros utilizados para la evaluación de formaciones, con sus respectivas escalas de medición y aplicaciones.

TABLA 2.3 MATRIZ REGISTRO-APLICACIÓN

PERFIL	HOYO	LODO	ESCALA Y UNIDADES	APLICACIONES
CAL	Desnudo	Cualquier tipo	6.....16 (pg)	Determinación estado del hoyo.
BS	Desnudo	Cualquier tipo	6.....16 (pg)	Determinación estado del hoyo.
SP	Desnudo	Conductivos	-120.....20 mV Arena-->Arcilla	Cálculo de R_w . Determinación de litología. Determinación de CAP.
GR	Desnudo	Cualquier tipo	0.....120 (UAPI) Arena-->Arcilla	Cálculo de Arcillosidad (V_{sh}). Determinación de litología. Determinación de CAP.
ILD	Desnudo	Cualquier tipo	1.....1000 (ohm-m) Agua-->HC	Determinación de R_t . Cálculo de S_w . Determinación de CAP.
SFL	Desnudo	Cualquier tipo	1.....1000 (ohm-m) Agua-->HC	Determinación de R_{xo} . Cálculo de S_w . Determinación de CAP.
LLD	Desnudo	Conductivos	1.....1000 (ohm-m) Agua-->HC	Determinación de R_t . Cálculo de S_w . Determinación de CAP.
MSFL	Desnudo	Conductivos	1.....1000 (ohm-m) Agua->HC	Determinación de R_{xo} . Cálculo de S_w . Determinación de CAP.
CNL-SNP	Desnudo	Cualquier tipo	45.....-15 (%)	Cálculo de porosidad neutrónica. Determinación de capas de gas.
FDC-RHOB	Desnudo	Cualquier tipo	1.95.....2.95 (g/cm ³)	Cálculo de porosidad densidad. Determinación de capas de gas.
BHC	Desnudo	Cualquier tipo	140.....40 (us/pie)	Cálculo de porosidad sónica. Determinación de capas de gas.

Fuente: Introducción a los Registros Eléctricos. Halliburton 2008.

2.2 DESARROLLO DE MODELOS PARA ANÁLISIS DE REGISTROS DE POZOS

2.2.1 ECUACIÓN DE ARCHIE

Archie define al factor de formación F como una relación entre R_o y R_w como se vio anteriormente.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (2.9)$$

Donde:

F = Factor de resistividad de la formación

R_o = Resistividad de la roca de formación saturada 100% de agua, ohm-m.

R_w = Resistividad del agua, ohm-m.

De igual manera se puede relacionar F con la porosidad mediante:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.10)$$

Donde:

Φ = Porosidad

a = Constante de tortuosidad

m = Factor de cementación

Combinando estas dos relaciones se puede obtener la ecuación de Archie para determinación de la saturación de agua S_w.

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} = \frac{(FR_w)}{R_t} = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (2.11)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua de la formación

R_w = Resistividad del agua de la formación

R_t = Resistividad de la formación

a = Constante de tortuosidad

m = Factor de cementación

n = Exponente de saturación

2.2.2 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

La resistividad del agua de formación R_w , es un parámetro de suma importancia para la interpretación de registros de pozos ya que es un valor necesario al momento de calcular la saturación de agua S_w . Estos valores se pueden obtener de catálogos de agua, análisis químicos y a partir de la curva SP (Valencia, 2007).

2.2.2.1 R_w de análisis químicos

Es preferible la medición directa de la resistividad del agua de formación a partir de muestras. Pero en ocasiones no es posible. Para los casos en los que solo se tenga un análisis químico de la muestra de agua puede aplicarse la Carta GEN-6 (Anexo 1) para determinar R_w a cualquier temperatura, a partir de la concentración equivalente de Cloruro de Sodio (NaCl) (Valencia, 2007).

2.2.2.2 Cálculo de R_w a partir del registro SP

Para una variedad de casos se puede determinar fácilmente R_w a partir de la curva SP registrada en formaciones limpias (libres de arcilla). El valor del SP estático (SSP) en una formación limpia se relaciona con las actividades del agua de formación y del filtrado del lodo, las cuales son inversamente proporcionales a las resistividades equivalentes R_{weq} y R_{mfeq} respectivamente, esto viene dado por la ecuación:

$$SSP = -K \log\left(\frac{R_{mfeq}}{R_{weq}}\right) \quad (2.12)$$

Donde:

SSP = SP estático (máxima deflexión del SP frente a la línea de lutita base), mV.

R_{mfeq} = Resistividad equivalente del filtrado de lodo, ohm-m.

R_{weq} = Resistividad equivalente del agua de formación, ohm-m.

El valor de K varía en proporción directa a la temperatura y viene dado por:

$$K = 61,3 + 0,1337 * T \quad (2.13)$$

Donde:

T = Temperatura en °F.

De la ecuación 2.12 se puede obtener R_{weq} , pero el parámetro que se necesita en la interpretación es R_w . Por lo tanto se puede obtener utilizando la carta SP-2 (Anexo 2), o mediante el procedimiento siguiente:

1. Identificar zonas permeables. (SP, GR, ML, CAL)
2. Establecer línea base de lutita y leer el valor SSP
3. Determinar temperatura de formación con las ecuaciones 2.5 y 2.6.
4. Corregir R_{mf} a temperatura de formación (°F) con:

$$R_2 = \frac{R_1(T_1 + 6,77)}{(T_2 + 6,77)} \quad (2.14)$$

Donde:

R_2 = R_{mf} corregido a temperatura de formación, ohm-m.

R_1 = R_{mf} dato de laboratorio @ T_1 , ohm-m.

T_1 = Temperatura de R_1 , °F.

T_2 = Temperatura de formación, °F.

Luego: Si $R_{mf} @ 75^\circ F > 0,1$ ohm-m.

$$R_{mfe} = 0,85R_{mf} \quad (2.15)$$

Si $R_{mf} @ 75^\circ F < 0,1$ ohm-m.

Utilizar la carta SP-2 para obtener R_{mfe} .

5. Calcular R_{weq} de la ecuación 2.12.
6. Calcular R_w con la ecuación:

$$R_w = \frac{R_{weq} + 0,131 * 10^{[1/\log(T_f/19,9)]-2}}{-0,5R_{weq} + 10^{[0,0426/\log(T_f/50,8)]}} \quad (2.16)$$

Donde:

R_{weq} = Resistividad equivalente del agua de formación, ohm-m.

R_w = Resistividad del agua de formación, ohm-m.

T_f = Temperatura de formación, °F. (Valencia, 2007)

2.2.3 CÁLCULO DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA

Los conceptos de porosidad y la importancia en la evaluación de formaciones fueron explicados en la sección 2.1.3.1. A continuación se muestran las ecuaciones para el cálculo de porosidad para cada tipo de herramienta de registro.

2.2.3.1 Porosidad del Registro de Densidad

Puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.17)$$

Donde:

Φ_D = Porosidad de densidad

ρ_b = Densidad, lectura del registro, g/cm³.

ρ_f = Densidad del fluido: Lodo aceite = 0,9 g/cm³.
Lodo agua dulce = 1 g/cm³.
Lodo agua salada = 1,1 – 2,2 g/cm³.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz: Arenisca = 2,65 g/cm³.
Caliza = 2,71 g/cm³.
Dolomita = 2,685 g/cm³.

2.2.3.2 Porosidad del Registro Neutrónico

Este valor se lee directamente del registro pero debe ser corregida para las arenas, entonces la porosidad neutrónica puede expresarse:

$$\Phi_N = \Phi_{\text{Leída del registro}} + 0,04 \quad (2.18)$$

2.2.3.3 Porosidad del Registro Sónico

Puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{ma} - \Delta t}{\Delta t_{ma} - \Delta t_f} \quad (2.19)$$

Donde:

Φ_S = Porosidad sónica

Δt = Tiempo de tránsito, leído del registro, $\mu\text{s}/\text{pie}$

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido, $189 \mu\text{s}/\text{pie}$

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz: Arenisca = $55,5 \mu\text{s}/\text{pie}$
 Caliza = $47,5 \mu\text{s}/\text{pie}$
 Dolomita = $43,5 \mu\text{s}/\text{pie}$

2.2.3.4 Porosidad Total

Se considera como porosidad total a la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, considerando tanto los poros interconectados como los no conectados. Viene dada por la ecuación:

$$\phi_T = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad (2.20)$$

Donde:

Φ_T = Porosidad total

Φ_N = Porosidad obtenida del registro neutrónico

Φ_D = Porosidad obtenida del registro de densidad

2.2.3.5 Porosidad Efectiva

Se conoce como la relación existente entre el espacio poroso interconectado de tal manera que permite el paso del fluidos a través de ellos, y el volumen total de la roca. Este volumen puede derivarse de la porosidad total al tomar en cuenta el volumen de arcilla de la zona.

$$\phi_e = \phi_T(1 - V_{sh}) \quad (2.21)$$

Donde:

Φ_e = Porosidad Efectiva

Φ_t = Porosidad Total

V_{sh} = Volumen de arcilla

Para aplicar esta fórmula se debe tomar el menor valor de V_{sh} obtenido en la zona de interés (Cusme & Gálvez, 2013).

2.2.4 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA V_{sh}

El volumen de arcilla o indicador de arcillosidad es uno de los aspectos fundamentales que se debe considerar al momento de realizar una buena evaluación de formaciones. El V_{sh} permite determinar el porcentaje neto de arcillas contenido en las arenas y tiene como objetivo principal indicar de manera cualitativa si la formación es limpia o arcillosa.

En la práctica, este valor se calcula a partir de los datos de registros de pozos o combinación de ellos como se observa a continuación (Marín, 2003).

2.2.4.1 V_{sh} a partir de Gamma Ray (GR)

Si la radioactividad del contenido de arcilla es constante dentro de la arena y ningún otro mineral en la formación es radioactivo, entonces las lecturas del Gamma Ray se pueden expresar en función del volumen de arcilla (Cusme & Gálvez, 2013), como se muestra la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{(leido)} - GR_{(limpio)}}{GR_{(lutita)} - GR_{(limpio)}} \quad (2.22)$$

Donde:

GR_{leido} = Lectura del registro frente a la arena en estudio, UAPI.

GR_{limpio} = Lectura del registro frente a la formación considerada limpia, UAPI.

GR_{lutita} = Lectura del registro frente a una lutita, UAPI.

2.2.4.2 V_{sh} a partir de la curva del Potencial Espontáneo (SP)

La curva del SP puede servir como un indicador de arcillosidad en arenas acuíferas y entrega una aproximación de la fracción de arcilla presente (Marín, 2003). Se obtiene de la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{(SSP - SP)}{SSP} = 1 - \left(\frac{SP}{SSP} \right) \quad (2.23)$$

Donde:

SSP = SP estático, mV.

SP = Lectura del registro de potencial espontáneo, mV.

2.2.4.3 V_{sh} a partir de la combinación de Registro Neutrón-Densidad

La combinación de dos registros de porosidad puede ser usada representativamente en la mayoría de los casos para el cálculo de volumen de arcilla; de esta manera se puede estimar de manera cuantitativa el contenido de arcilla dentro de una formación. Para este caso se presenta la ecuación:

$$V_{sh} = \frac{(\phi_N - \phi_D)}{(\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh})} \quad (2.24)$$

Donde:

Φ_D = Valor leído de porosidad, dado por el registro de densidad

Φ_N = Valor leído de porosidad, dado por el registro neutrónico

Φ_{Dsh} = Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el registro de densidad

Φ_{Nsh} = Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el registro neutrónico

2.2.4.4 V_{sh} a partir de Registro Neutrónico

Los registros neutrónicos son de gran utilidad para calcular el V_{sh} en zonas arcillosas de baja porosidad y alto contenido de gas. Viene dado por la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{\phi_N}{\phi_{Nsh}} \quad (2.25)$$

Donde:

Φ_N = Porosidad del registro neutrónico.

Φ_{Nsh} = Porosidad del registro frente a una lutita.

2.2.4.5 V_{sh} a partir de Registros de Resistividad

Los registros de Resistividad también pueden ser utilizados para determinar el volumen de arcilla, presentando la particularidad que permiten obtener un límite superior del contenido de arcilla en una formación. Viene dado por la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \sqrt{\frac{R_{sh}}{R_t}} \quad (R_t > R_{sh}) \quad (2.26)$$

Donde:

R_{sh} = Resistividad total frente a una lutita, ohm-m.

R_t = Resistividad total leída del registro, ohm-m.

2.2.5 MODELOS DE CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA (S_w)

Este parámetro es de suma importancia en la interpretación de registros de pozos ya que permite determinar la saturación de hidrocarburos en la formación (Ecuación 2.2). Cada modelo se aplica dependiendo de las condiciones presentes en la formación para obtener un análisis confiable (Avendaño, 2015).

2.2.5.1 Modelo de Archie

Este modelo es aplicable solamente para arenas completamente limpias o con un contenido de arcilla muy bajo. ($V_{sh} \leq 5\%$).

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi_e^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.27)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

Φ_e = Porosidad efectiva

R_w = Resistividad del agua, ohm-m.

R_t = Resistividad total de la formación, ohm-m.

a = Constante de tortuosidad

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

2.2.5.2 Modelo de Simandoux

Este modelo es aplicable para el cálculo de saturación de agua en formaciones que presenten distribución de arcillas laminar. Viene dado por la siguiente ecuación:

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{\phi_e^m R_t} \right) + \left(\frac{aR_w V_{sh}}{2\phi_e^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left[\frac{aR_w V_{sh}}{2\phi_e^m R_{sh}} \right] \quad (2.28)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

Φ_e = Porosidad efectiva

R_w = Resistividad del agua, ohm-m.

R_t = Resistividad total de la formación, ohm-m.

a = Constante de tortuosidad

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

2.2.5.3 Modelo de Indonesia

Este modelo es aplicable para el cálculo de saturación de agua en formaciones que presenten distribución de arcillas laminar. Se recomienda su uso ya que se acopla a la distribución de arcilla en las arenas de la Cuenca Oriente del Ecuador (Avenidaño, 2005). Viene dado por la ecuación:

$$S_w = \left[\frac{1}{\sqrt{R_t} \left(\sqrt{\frac{\Phi_e^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right)} \right]^{\frac{2}{n}} \quad (2.29)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

Φ_e = Porosidad efectiva

R_w = Resistividad del agua, ohm-m.

R_t = Resistividad total de la formación, ohm-m.

R_{sh} = Resistividad de la arcilla, ohm-m.

V_{sh} = Volumen de la arcilla

a = Constante de tortuosidad

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

2.2.5.4 Modelo de Doble Agua

Este modelo fue propuesto por la compañía Schlumberger en los años 70. Para este modelo ni el tipo de arcilla ni su distribución afecta los resultados, debido a que la formación obedece la ley de Archie. El modelo considera el agua asociada a la arcilla y a los minerales de la arcilla (Avendaño, 2015). Viene dado por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_t^m S_{wt}^2}{a} \left[\frac{1}{R_w} + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} \left(\frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right) \right] \quad (2.30)$$

Despejando se tiene:

$$R_w \frac{a}{R_t \phi_t^m} = S_{wt}^2 + S_{wb} S_{wt} \left(\frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right) R_w \quad (2.31)$$

Además:

$$R_{wb} = R_t \phi_t^m \quad (2.32)$$

Y

$$S_{wb} = V_{sh} \left(\frac{\phi_{sh}}{\phi_t} \right) \quad (2.33)$$

Resolviendo las ecuaciones 2.32 y 2.33 cuyos datos son conocidos, se puede reemplazar en la ecuación 2.31; se procede a resolver la ecuación cuadrática para obtener el valor de S_{wb} .

De donde se puede obtener el valor de S_w utilizando la siguiente ecuación:

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad (2.34)$$

Donde

S_w = Saturación de agua

S_{wb} = Saturación de agua asociada a la arcilla

S_{wt} = Saturación de agua total del sistema

CAPÍTULO 3

MANUAL DE USUARIO PARA EL SIMULADOR Y RESULTADOS OBTENIDOS

3.1 MANUAL DE GUÍA PARA EL USUARIO

3.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SIMULADOR

El software proporciona al usuario una herramienta importante para el análisis e interpretación de datos mediante registros de pozos. Se basa en el desarrollo de modelos matemáticos que permiten calcular parámetros petrofísicos que facilitan el análisis e interpretación de los registros.

3.1.2 INTERFAZ

La interfaz principal del programa se presenta en una hoja de Excel, en donde se encuentran tres botones principales: “Datos del Registro”, “Gráficas” y “Cálculos”, los cuales permiten al usuario desplazarse dentro del software de una manera fácil y dinámica como se puede observar en la figura 3.1.

FIGURA 3.1 INTERFAZ DEL PROGRAMA JVZ LOGGING



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.1 INGRESO DE DATOS

Al dar clic en el botón “Datos del Registro” se muestra una pantalla en la cual se debe ingresar la información que se requiere del registro.

Se despliega la pantalla de ingreso de datos. En esta pantalla se requiere llenar la información general del registro, además para ingresar los valores de temperaturas, profundidades y R_{mf} (Resistividad del filtrado de lodo) especificados en el encabezado se debe dar clic en el botón “Ingresar” y se despliega la ventana de ingreso de datos como se puede observar en la figura 3.2. A continuación se debe ingresar los valores de las lecturas de cada herramienta para generar las curvas de cada registro.

*Los valores de lectura de las herramientas deben ser ingresados cada 2 pies hasta un intervalo máximo de 15000 pies.

FIGURA 3.2 VENTANA DE INGRESO DE DATOS DEL REGISTRO EN EL ENCABEZADO



The image shows a software window titled "Datos del Registro" with a close button (X) in the top right corner. The window contains six input fields arranged in two columns. The left column has three fields: "BHT = [input field] °F", "TS = [input field] °F", and "TD = [input field] pies". The right column has three fields: "FD = [input field] pies", "Rmf = [input field] ohm-m", and "Tmedida = [input field] °F". Below the input fields are two buttons: "Aceptar" and "Borrar".

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.2 GRÁFICAS

Al dar clic en el botón “Gráficas” se muestra una pantalla que contiene una interfaz con varios botones que permiten desplazarse a cada una de las curvas generadas para cada registro.

FIGURA 3.3 INTERFAZ DE LAS GRÁFICAS DEL PROGRAMA JVZ LOGGING



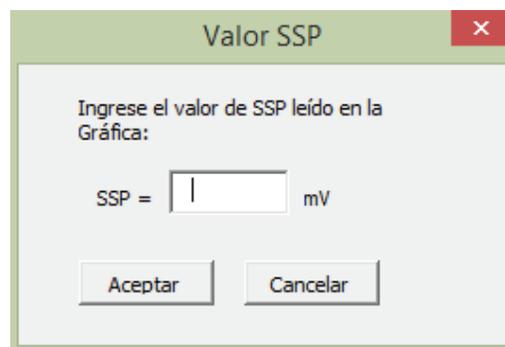
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.2.1 Potencia Espontáneo (SP)

Al dar clic en el botón “SP” el programa se desplaza a la pantalla que muestra la curva generada por el registro de Potencial Espontáneo (SP), además en esta pantalla se encuentra un cuadro en la parte superior derecha para ingresar el valor del SSP leído en la gráfica, este valor debe ser ingresado dando un clic en el botón “Ingresar” que despliega una ventana para ingresar el valor como se puede observar en la figura 3.4.

FIGURA 3.4 VENTANA DE INGRESO DEL VALOR DE SSP



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.2.2 Caliper

Al dar clic en el botón “Caliper” el programa muestra la curva generada por el registro Caliper, además en esta pantalla se encuentra un cuadro en la parte superior izquierda en el cual se debe ingresar el valor del diámetro del pozo, después de ingresar el valor del diámetro de pozo el programa realiza un análisis automático de la curva con respecto al diámetro del pozo y genera una columna de resultados identificando si existe “washout” o “costra de lodo”.

3.1.2.2.3 Gamma Ray

Al dar clic en el botón “Gamma Ray” el programa muestra la curva generada por el registro de Gamma Ray.

3.1.2.2.4 Microlog

Al dar clic en el botón “Microlog” se presentan las curvas generadas por los registros Micronormal y Microinverso, además el programa genera un análisis automático entre las dos curvas y muestra los resultados determinando si es “zona permeable” o “zona no permeable”.

3.1.2.2.5 Resistividad

Al dar clic en el botón “Resistividad” las curvas generadas por el registro para resistividad somera, media y profunda se evidencian en la pantalla.

3.1.2.2.6 Densidad

Al dar clic en el botón “Densidad” el programa se desplaza a la pantalla que muestra la curva generada por el programa.

3.1.2.2.7 Sónico

Al dar clic en el botón “Sónico” se evidencia la curva generada por el programa.

3.1.2.2.8 Neutrónico

Al dar clic en el botón “Neutrónico” en la pantalla se muestra la curva generada por el programa.

3.1.2.2.9 Factor fotoeléctrico

Al dar clic en el botón “Factor Fotoeléctrico” el programa muestra la curva generada por el programa, además el programa realiza un análisis automático del factor fotoeléctrico y genera los resultados en una columna para determinar litología.

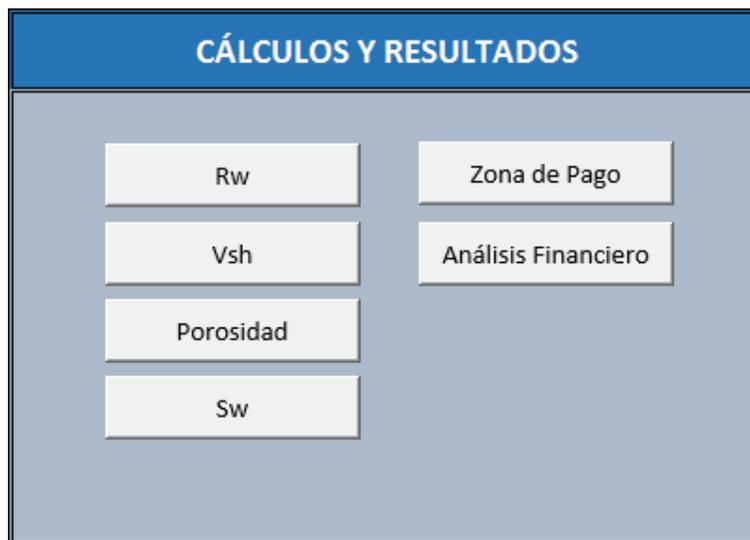
3.1.2.2.10 Plot del registro

Al dar clic en el botón “Plot Registro” la pantalla presenta todas las curvas generadas con los datos ingresados anteriormente.

3.1.2.3 CÁLCULOS Y RESULTADOS

Al dar clic en el botón “Cálculos” se muestra una pantalla que contiene una interfaz con varios botones que permiten desplazarse en el programa para realizar los cálculos de parámetros petrofísicos y analizar los resultados obtenidos en la interpretación del registro como se observa en la figura 3.5.

FIGURA 3.5 INTERFAZ DE CÁLCULOS Y RESULTADOS DEL PROGRAMA JVZ LOGGING



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.1 Resistividad del agua de formación (R_w)

Al dar clic en el botón " R_w " se muestra una pantalla que contiene una interfaz con dos botones que permiten calcular la resistividad del agua de formación a través del registro SP y mediante análisis de salinidad.

3.1.2.3.1.1 Resistividad del agua de formación (R_w) a partir del registro SP

Al dar clic en el botón "SP" el programa se desplaza a la pantalla que muestra los cálculos realizados para determinar R_w a partir de los datos ingresados anteriormente. Para mostrar automáticamente los datos ingresados se debe dar clic en el botón "Ingresar", a continuación para realizar los cálculos necesarios para determinar R_w se debe dar clic en el botón "Calcular".

El botón "Gráfico SP" permite desplazarse a la pantalla de la gráfica del registro SP para comparar el valor del SSP o a su vez ingresar un nuevo valor de SSP.

El botón "Método Gráfico" permite desplazarse a una nueva pantalla para obtener el valor de R_w mediante la gráfica SP-2 ingresando con los valores de $T_{\text{formación}}$ y R_{weq} que se muestran en la pantalla. Finalmente se debe ingresar el valor de R_w leído de la gráfica.

3.1.2.3.1.2 Resistividad del agua de formación (R_w) a partir de análisis químico de salinidad

Al dar clic en el botón "Salinidad" el programa se desplaza a la pantalla que permite determinar el valor de R_w a partir de la Carta GEN-6 (Anexo 1).

Se debe ingresar el valor de Salinidad y $T_{\text{formación}}$, después con estos valores se procede a leer en la gráfica.

3.1.2.3.2 Volumen de Arcilla (V_{sh})

Al dar clic en el botón " V_{sh} " se muestra una pantalla que contiene una interfaz con varios botones que permiten calcular el volumen de arcilla a partir de los diferentes tipos de registros.

3.1.2.3.2.1 Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro Gamma Ray

Al dar clic en el botón “Gamma Ray” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de V_{sh} calculado.

Para generar los resultados de V_{sh} se deben ingresar los valores de GR_{limpio} y GR_{lutita} dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.6.

FIGURA 3.6 VENTANA DE INGRESO DE VALORES DE GAMMA RAY

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.2.2 Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro SP

Al dar clic en el botón “SP” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de V_{sh} calculado.

*En esta pantalla no se debe ingresar el valor de SSP ya que el programa obtiene el valor automáticamente a partir del valor ingresado en la pantalla Gráfico SP.

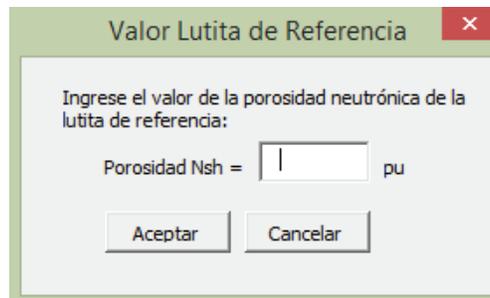
El botón “Gráfico SP” permite desplazarse a la pantalla de la curva SP para modificar o ingresar un nuevo valor de SSP.

3.1.2.3.2.3 Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro Neutrónico

Al dar clic en el botón “Neutrónico” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de V_{sh} calculado.

Para generar los resultados de V_{sh} se deben ingresar los valores de porosidad Neutrónica de la lutita de referencia dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.7.

FIGURA 3.7 VENTANA DE INGRESO DE VALORES DE POROSIDAD NEUTRÓNICA DE LA LUTITA DE REFERENCIA



The image shows a software dialog box titled "Valor Lutita de Referencia" with a close button (X) in the top right corner. The main text inside the dialog reads: "Ingrese el valor de la porosidad neutrónica de la lutita de referencia:". Below this text, there is a label "Porosidad Nsh =" followed by a text input field containing the number "1" and the unit "pu". At the bottom of the dialog, there are two buttons: "Aceptar" and "Cancelar".

Fuente: JVZ LOGGING

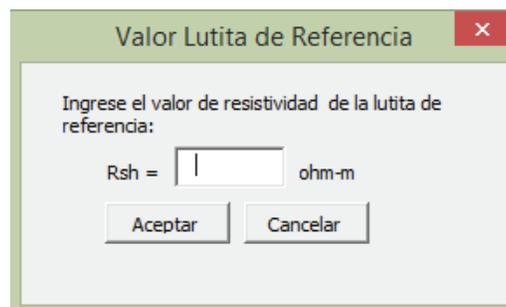
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.2.4 Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir del registro de Resistividad

Al dar clic en el botón “Resistividad” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de V_{sh} calculado.

Para generar los resultados de V_{sh} se deben ingresar los valores de resistividad total de la lutita de referencia dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.8.

FIGURA 3.8 VENTANA DE INGRESO DE VALORES DE RESISTIVIDAD DE LA LUTITA DE REFERENCIA



The image shows a software dialog box titled "Valor Lutita de Referencia" with a close button (X) in the top right corner. The main text inside the dialog reads: "Ingrese el valor de resistividad de la lutita de referencia:". Below this text, there is a label "Rsh =" followed by a text input field containing the number "1" and the unit "ohm-m". At the bottom of the dialog, there are two buttons: "Aceptar" and "Cancelar".

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.2.5 Volumen de arcilla (V_{sh}) a partir de los registros Neutrónico y Densidad

Al dar clic en el botón “Neutrón - Densidad” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de V_{sh} calculado.

Para generar los resultados de V_{sh} se deben ingresar los valores de la porosidad neutrónica y de densidad de la lutita de referencia dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.9. Además en la lista desplegable se debe seleccionar el tipo de matriz de la roca para calcular la porosidad de densidad.

FIGURA 3.9 VENTANA DE INGRESO DE VALORES DE POROSIDAD NEUTRÓNICA Y DE DENSIDAD DE LA LUTITA DE REFERENCIA

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.3 Porosidad

Al dar clic en el botón “Porosidad” se muestra una pantalla que contiene una interfaz con varios botones que permiten obtener la porosidad a partir de los diferentes tipos de registros.

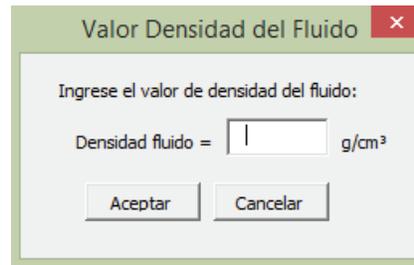
3.1.2.3.3.1 Porosidad a partir del registro de Densidad

Al dar clic en el botón “Densidad” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de porosidad.

Para generar los resultados de porosidad se debe ingresar el valor de la densidad del fluido dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una

ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.10. Además en la lista desplegable se debe seleccionar el tipo de matriz de la formación para calcular la porosidad de densidad.

FIGURA 3.10 VENTANA DE INGRESO DE DENSIDAD DEL FLUIDO



Fuente: JVZ LOGGING

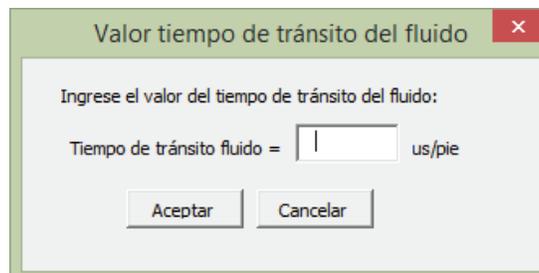
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.3.2 Porosidad a partir del registro Sónico

Al dar clic en el botón “**Sónico**” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de porosidad.

Para generar los resultados de porosidad se debe ingresar el valor de tiempo de tránsito del fluido dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.11. Además en la lista desplegable se debe seleccionar el tipo de matriz de la formación para calcular la porosidad sónica.

FIGURA 3.11 VENTANA DE INGRESO DE TIEMPO DE TRÁNSITO DEL FLUIDO



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.3.3 Porosidad a partir del registro Neutrónico

Al dar clic en el botón “Neutrónico” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de porosidad.

3.1.2.3.3.4 Porosidad total

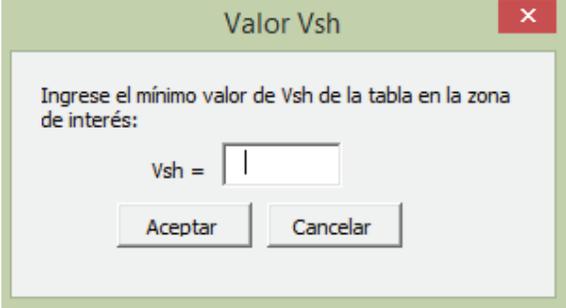
Al dar clic en el botón “Porosidad Total” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de porosidad total.

3.1.2.3.3.5 Porosidad efectiva

Al dar clic en el botón “Porosidad Efectiva” el programa muestra el valor de porosidad efectiva.

Para generar los resultados de porosidad efectiva se debe ingresar el valor del mínimo V_{sh} leído de la tabla de resultados en la zona de interés dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.12.

FIGURA 3.12 VENTANA DE INGRESO DE VALOR DE VOLUMEN DE ARCILLA



Valor Vsh

Ingrese el mínimo valor de Vsh de la tabla en la zona de interés:

Vsh =

Aceptar Cancelar

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.4 Saturación de agua (S_w)

Al dar clic en el botón “ S_w ” se muestra una pantalla que contiene una interfaz con varios botones que permiten calcular la saturación de agua a partir de los diferentes modelos.

3.1.2.3.4.1 Saturación de agua (S_w) por el modelo de Indonesia

Al dar clic en el botón “Indonesia” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de saturación de agua.

Para mostrar automáticamente los datos ingresados anteriormente se debe dar clic en el botón “Ingresar”. A continuación en la lista desplegable se debe seleccionar el tipo de matriz de la formación para generar los valores de S_w .

3.1.2.3.4.2 Saturación de agua (S_w) por el modelo de Simandoux

Al dar clic en el botón “Simandoux” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de saturación de agua.

Para mostrar automáticamente los datos ingresados anteriormente se debe dar clic en el botón “Ingresar”. A continuación en la lista desplegable se debe seleccionar el tipo de matriz de la formación para generar los valores de S_w .

3.1.2.3.4.3 Saturación de agua (S_w) por el modelo de Archie

Al dar clic en el botón “Archie” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de saturación de agua.

Para mostrar automáticamente los datos ingresados anteriormente se debe dar clic en el botón “Ingresar”. A continuación en la lista desplegable se debe seleccionar el tipo de matriz de la formación para generar los valores de S_w .

3.1.2.3.4.4 Saturación de agua (S_w) por el modelo de Doble Agua

Al dar clic en el botón “Doble Agua” el programa se desplaza a la pantalla que muestra el valor de saturación de agua.

Para mostrar automáticamente los datos ingresados anteriormente se debe dar clic en el botón “Ingresar”. A continuación en la lista desplegable se debe seleccionar el tipo de matriz de la formación para generar los valores de S_w .

3.1.2.3.5 Zona de Pago

Al dar clic en el botón “Zona de Pago” el programa se desplaza a la pantalla que muestra un resumen de los valores petrofísicos y determina si es o no zona de pago.

Para generar los resultados de Zona de Pago se debe ingresar los valores de cut-off dando clic en el botón “Ingresar”, el cual despliega una ventana para el ingreso de los valores como se observa en la figura 3.13. Además en las listas desplegables se deben seleccionar los métodos para mostrar los valores V_{sh} y S_w .

FIGURA 3.13 VENTANA DE INGRESO DE VALORES DE CUT-OFF

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.1.2.3.6 Análisis Financiero

Al dar clic en el botón “Análisis Financiero” el programa se desplaza a la pantalla que muestra una lista de las herramientas para registro de pozos con sus respectivos costos de operación. Aquí determina el tiempo en el que se recuperará la inversión realizada para tres distintos escenarios.

Se debe ingresar manualmente el número de corridas de cada herramienta dependiendo el acople de herramientas del usuario, estos valores deben ser ingresados en la columna: # CORRIDAS.

Se debe ingresar los valores de los caudales de producción del pozo antes y después de la corrida de los registros en los cuadros de ingreso de valores.

3.2 ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LOS POZOS

Para el uso del software el usuario debe tener los valores de las lecturas de cada herramienta con el encabezado del registro correspondiente. El usuario debe ingresar los datos que el software solicita y automáticamente se generan las curvas.

La interfaz “Gráficas” muestra varios botones donde el usuario puede desplazarse a una nueva pantalla para visualizar las curvas generadas de acuerdo a cada herramienta y la gráfica general del registro eléctrico. De esta manera el usuario puede determinar zonas permeables de acuerdo a las curvas de la pista 1: registro SP, registro Caliper, registro Gamma Ray. En la pista 2 a partir de las curvas de resistividad se puede determinar la presencia de hidrocarburo o agua y corroborando con las curvas generadas en la pista 3 que determinan porosidad y litología se puede delimitar una zona de interés.

Una vez determinada la zona de interés el usuario puede calcular varios parámetros de la formación como: Φ , R_w , V_{sh} , y S_w ingresando a la pantalla de cálculos y resultados.

El valor de R_w puede ser determinado a partir del registro SP o mediante el método de salinidades. Para obtener R_w mediante el método de SP es necesario determinar el valor de SP estático (SSP), mientras que para el método de salinidades se debe conocer la concentración de NaCl.

Para obtener el valor de V_{sh} , el usuario puede seleccionar cualquier método mostrado en la pantalla de acuerdo a sus necesidades: Gamma Ray, SP, Neutrónico, Neutrón – Densidad y Resistividad. Para realizar estos cálculos el usuario debe determinar la lutita de referencia, que sirve para identificar los valores requeridos en los diferentes métodos. Además para el Gamma Ray es necesario identificar el valor de GR de la arena limpia, en el V_{sh} Neutrón – Densidad se debe seleccionar la matriz de la formación.

A continuación se pueden determinar los valores de porosidad mediante los registros de Densidad, Neutrónico y Sónico, así como la porosidad total y efectiva. La porosidad de densidad y sónica se obtiene ingresando los valores

de densidad del fluido y tiempo de tránsito del fluido respectivamente, además de seleccionar la matriz de la formación. La porosidad neutrónica se obtiene directamente del registro. Los valores de porosidad total y efectiva son calculados a partir de las porosidades anteriormente obtenidas. En el cálculo de porosidad efectiva es necesario ingresar el mínimo valor de V_{sh} de la zona de interés.

Para el cálculo de S_w el usuario puede seleccionar y visualizar las saturaciones de agua para el intervalo de interés de acuerdo a cada modelo seleccionado: Archie, Indonesia, Simandoux y Doble Agua.

Cuando los valores de S_w han sido calculados por el software, el usuario puede dirigirse a la pantalla de zona de pago y puede determinar las zonas productivas. Esto dependerá de los valores de cutoff (V_{sh} , Φ_e y S_w) que el usuario ingrese y el método seleccionado para los valores de V_{sh} y S_w .

3.2.1 ANÁLISIS DEL POZO DELTA MACKENZIE

Para el análisis del pozo Delta Mackenzie se ingresaron todos los datos obtenidos de los registros de la corrida seleccionada por la compañía (Anexo 3) correspondientes a un intervalo de análisis de 575 pies. Esta corrida incluyó el registro SP, CAL, GR, ACOU, SNP, RHOB, ILD, ILM, SFLA y PE. Estos datos se ingresaron a partir de la profundidad de 9126 pies para luego ser analizados. En la figura 3.14 se muestra información general del pozo.

FIGURA 3.14 INFORMACIÓN GENERAL POZO DELTA MACKENZIE

INFORMACIÓN GENERAL DEL REGISTRO			
Empresa: _____	Campo: _____	MALLIK	
Pozo: _____	Fecha: _____	jun-01	
DATOS DEL REGISTRO ELÉCTRICO			
Temperatura de Fondo (BHT): _____	101	°F	
Temperatura de Superficie (TS): _____	75	°F	
Profundidad Total (TD): _____	9700	pie	
Profundidad de la Formación (FD): _____	9500	pie	Ingresar
Rmf @ Tmedida: _____	2,21	ohm-m	Borrar
Tmedida: _____	76	°F	

Fuente: JVZ LOGGING

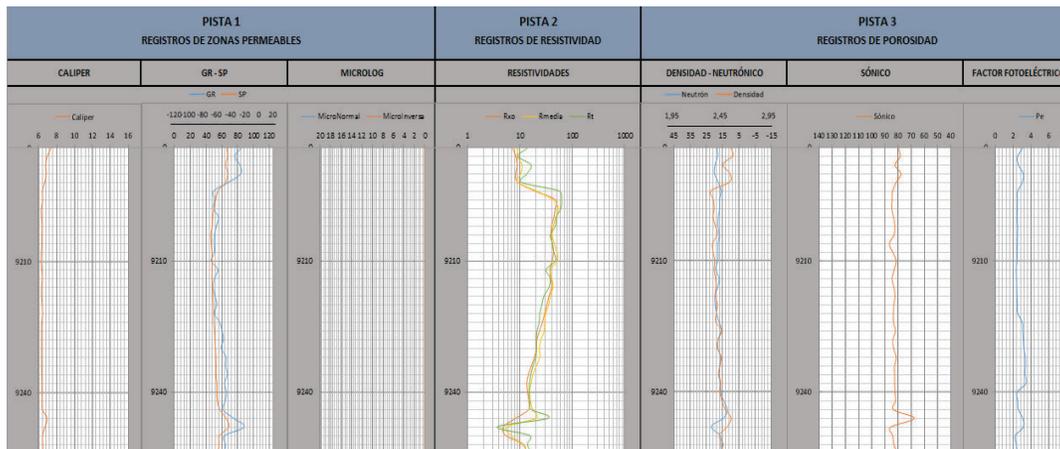
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En el caso del pozo Delta Mackenzie se utilizó un lodo de perforación base agua con densidad igual a 1 g/cm^3 , Δt igual a $189 \text{ } \mu\text{s/pie}$ y matriz arenisca.

Después del análisis de los datos del pozo Delta Mackenzie y las curvas generadas por el software se encontró una zona de interés que se describe a continuación.

De acuerdo al registro Caliper se puede ver que la condición del hoyo es estable hasta una profundidad aproximada de 9460 pies. Las curvas de los registros de SP y GR determinan que existe una zona permeable. La curva del registro del factor fotoeléctrico y los registros de porosidad confirman que la zona permeable determinada anteriormente corresponde a una zona de areniscas, y los valores de resistividad altos evidencian presencia de hidrocarburo como se puede observar en la figura 3.15.

FIGURA 3.15 REGISTRO POZO DELTA MACKENZIE ZONA DE INTERÉS



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Correlacionando todas las curvas y valores de los registros se pudo establecer una arena con buenas propiedades petrofísicas a ser consideradas.

3.2.1.1 Zona de Interés (9192' – 9246')

En la tabla 3.1 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.1 VALORES DEL REGISTRO DELTA MACKENZIE ZONA DE INTERÉS

Prof. pie	SP mV	CAL pg	GR UAPI	RHOB g/cm ³	SNP %	ACOU μ s/pie	SFLA ohm-m	ILM ohm-m	ILD ohm-m	PE
9192	-47,2799	6,671	68,4199	2,524	17,7999	81,7399	9,0830	9,0914	10,5933	3,0012
9194	-58,3200	6,395	49,6300	2,3327	16,0400	84,4599	19,3299	20,4282	55,4919	2,4792
9196	-61,5600	6,447	50,9300	2,3543	16,7400	84,7399	47,4492	42,7592	62,4928	2,5641
9198	-64,1200	6,283	49,3800	2,3639	16,7400	85,0199	47,1010	54,0792	60,6777	2,6490
9200	-65,8399	6,303	55,8800	2,3521	17,6299	83,6200	44,4866	48,2869	49,3208	2,7339
9202	-66,4000	6,379	53,1899	2,3745	17,7999	82,6200	40,0894	43,3142	47,6244	2,4792
9204	-68,3600	6,343	50,7599	2,3966	17,0499	83,3000	39,0688	41,0610	38,0741	2,5641
9206	-67,7600	6,343	50,4000	2,3479	17,7500	86,8200	41,3265	44,9397	41,5173	2,6490
9208	-66,8399	6,279	50,5999	2,3513	17,7400	84,1800	43,5942	50,8428	44,4048	2,7339
9210	-66,4899	6,263	46,8200	2,3709	17,9500	81,5999	41,0989	51,6927	47,4492	2,8189
9212	-66,6800	6,327	55,0600	2,3629	19,2500	83,2600	37,3103	38,3909	31,5231	2,3123
9214	-66,8799	6,395	50,4100	2,3775	17,1100	84,8200	38,6394	40,4604	37,8643	2,3731
9216	-66,2399	6,307	48,9599	2,3826	17,9500	83,3799	40,3858	42,8381	35,9608	2,3820
9218	-65,3200	6,307	51,4100	2,3741	19,6299	82,5000	36,0271	37,8992	28,8556	2,4191
9220	-64,7300	6,359	53,7000	2,3968	19,5499	83,4599	32,7363	35,5984	26,1716	2,4556
9222	-64,4400	6,443	50,4900	2,3862	18,8700	83,8600	29,8009	31,0049	23,8908	2,4921
9224	-64,4400	6,327	57,3200	2,3804	17,1600	83,7399	26,9543	29,6094	23,4115	2,0024
9226	-63,0400	6,299	60,3400	2,4411	15,8200	82,1800	23,6499	29,1763	21,1947	2,0582
9228	-62,5299	6,303	61,9599	2,4074	17,7400	84,2200	21,0198	25,2481	20,3531	2,1143
9230	-61,7200	6,307	59,3200	2,3956	17,9300	83,6600	20,5603	23,5413	20,5414	2,1703
9232	-61,3200	6,311	65,5199	2,4349	16,1900	81,5599	19,0471	24,0231	20,2036	2,3267
9234	-60,9199	6,315	64,8499	2,4242	16,6800	82,9400	16,5893	20,5793	17,7430	2,3308
9236	-61,0400	6,331	67,2200	2,417	17,4800	82,8200	14,5288	17,5481	16,1224	2,3000
9238	-59,9199	6,355	63,3699	2,4292	16,4000	82,7799	13,4843	16,4524	15,2416	2,3845
9240	-59,8899	6,363	65,9800	2,422	16,2700	82,5400	13,9646	15,1995	14,991	2,4287
9242	-59,2400	6,379	64,5800	2,4409	14,4300	82,0999	14,7174	15,6254	15,5106	2,4965
9244	-55,7599	6,407	61,1699	2,4751	12,2600	83,6999	14,8262	17,4514	16,1819	2,5644
9246	-46,7599	6,939	74,8000	2,5369	14,1500	67,9400	8,4690	20,4659	34,4691	3,0540

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Se observa una arenisca que tiene un GR promedio de 50 UAPI, las curvas de resistividad van de 50 ohm-m descendiendo en la parte inferior hasta 14 ohm-m, en la parte superior existe una posible zona de petróleo indicada por un pequeño cruce entre el registro neutrón y de densidad. Se tomó la lutita de referencia a 9272 pies de profundidad y sus valores se observan en la tabla 3.2.

TABLA 3.2 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA POZO DELTA MACKENZIE

Zona Interés pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	Φ_{Nsh} %	R _{sh} ohm-m	D _{sh} g/cm ³
9192 - 9246	9272	-42	96	47	25	5,9	2,51

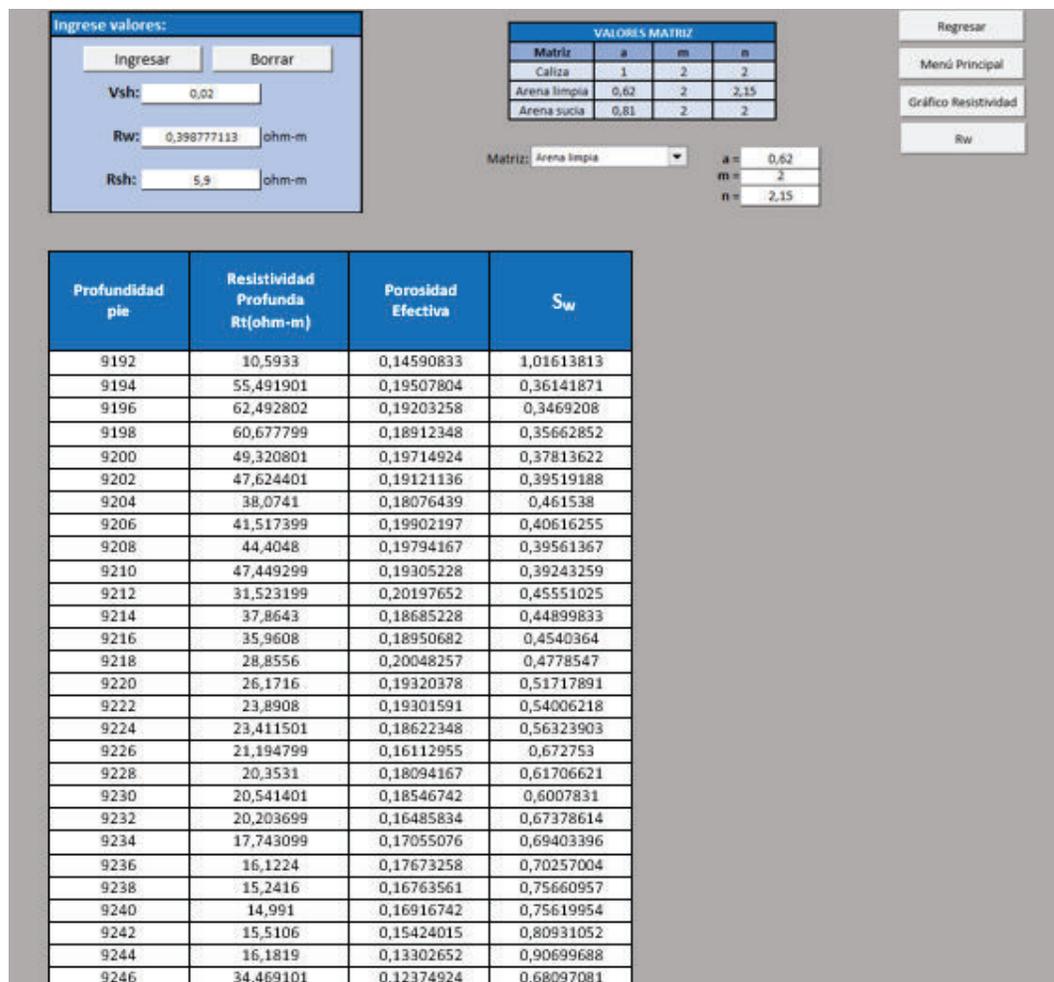
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

El valor de R_w se obtuvo a partir del registro SP, determinando el valor de SP estático (SSP) igual a -42mV . A continuación conociendo los valores de los registros en la lutita de referencia se calculó V_{sh} y Φ para cada método. Con los resultados y valores necesarios para determinar la saturación de agua se calculó S_w para cada modelo en la zona de interés.

En la figura 3.16 se muestra los valores de saturación de agua en la zona de interés del pozo Delta Mackenzie mediante el modelo de cálculo de Indonesia.

FIGURA 3.16 CÁLCULO DE S_w POZO DELTA MACKENZIE ZONA DE INTERÉS (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro de esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes valores de cut-off o valores de corte: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,15$; $S_w = 0,6$.

Con los resultados obtenidos y comparando con los valores de cut-off ingresados, el software determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 9194 a 9224 pies, el cual puede ser considerado para ser producido como se observa en la figura 3.17.

FIGURA 3.17 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO DELTA MACKENZIE EN LA ZONA DE INTERÉS

Vsh: Gamma Ray		Ingresar		Cut off			Regresar	
Sw: Indonesia		Borrar		Vsh	Porosidad Efectiva	Sw	Menú Principal	
				0,5	0,15	0,6		
Profundidad pie	Litología	V_{sh}	Porosidad Efectiva	S_w	Zona de pago			
9192	Lutita	0,255387175	0,145908328	1,016138132	NO			
9194	Arena	0,02310517	0,195078035	0,36141871	SI			
9196	Arena	0,03528333	0,192032576	0,346920801	SI			
9198	Arena	0,020821396	0,189123485	0,356628523	SI			
9200	Arena	0,086481062	0,197149237	0,378136222	SI			
9202	Arena	0,057689281	0,191211359	0,395191883	SI			
9204	Arena	0,033661715	0,180764389	0,461538	SI			
9206	Arena	0,03025678	0,19902197	0,406162551	SI			
9208	Arena	0,032143541	0,197941667	0,39561367	SI			
9210	Arena	-0,001507967	0,193052278	0,392432592	SI			
9212	Arena	0,077453434	0,201976515	0,455510253	SI			
9214	Arena	0,030350814	0,186852278	0,448998333	SI			
9216	Arena	0,017026432	0,189506823	0,454036397	SI			
9218	Arena	0,039909641	0,200482571	0,477854702	SI			
9220	Arena	0,062967619	0,193203783	0,517178909	SI			
9222	Arena	0,03110434	0,193015914	0,540062183	SI			
9224	Lutita	0,102882177	0,186223485	0,563239033	SI			
9226	Lutita	0,139634704	0,161129545	0,672753001	NO			

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.1.2 Análisis Técnico - Económico del pozo Delta Mackenzie

El análisis técnico económico es útil para conocer el valor, caudal y tiempo necesario para recuperar la inversión después de haber realizado la corrida de los registros.

Este análisis puede realizarse ya sea antes de producir el pozo o para repotenciar la producción.

Para el análisis financiero el software se basa en tres distintos escenarios:

- Escenario pesimista = 20 \$/bl
- Escenario más probable = 35 \$/bl
- Escenario optimista = 45 \$/bl

Es necesario conocer datos importantes del pozo como son: las herramientas seleccionadas para la corrida de los registros, el número de corridas realizadas y el caudal estimado de producción del pozo.

Estos valores deben ser ingresados manualmente por el usuario en la pantalla de análisis financiero, dependiendo de la combinación de registros y el número de corridas como se observa en la figura 3.18. Para de esta manera calcular la inversión total.

FIGURA 3.18 COSTOS POR HERRAMIENTA DE REGISTRO POZO DELTA MACKENZIE

ANÁLISIS FINANCIERO				
	HERRAMIENTA	COSTO POR CORRIDA (USD)	# CORRIDAS	TOTAL (USD/CORR)
LITOLOGÍA	BIT SIZE (BS)	2500		0
	CALIPER (CAL)	3000	1	3000
	POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)	3500	1	3500
	GAMMA-RAY (GR)	3700	2	7400
	MICROLOG (MRL)	3200	2	6400
INDUCCIÓN	SLF	3900		0
	ILM	4200	3	12600
	ILD	4500	3	13500
LATERALES	MSFL	4100	3	12300
	MLL	2850		0
	LLD	4600		0
	LLS	3600		0
POROSIDAD	DENSIDAD (FDC-RHOB)	3500	2	7000
	NEUTRÓNICO (CNL-SNP)	4200	2	8400
	SÓNICO (BHC)	3900		0
	LITO-DENSIDAD	4000	2	8000
TOTAL		59250		82100

Menú Principal
Regresar

INVERSIÓN TOTAL: 82100,000 \$/corrida

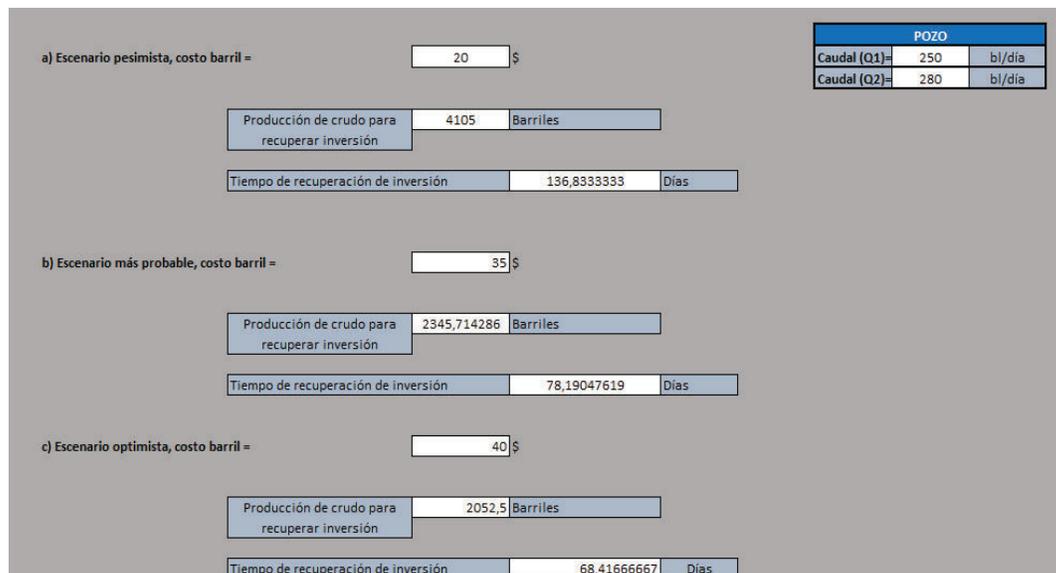
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para el caso analizado del pozo Delta Mackenzie considera la combinación de herramientas que incluye el registro: SP, CAL, GR, BHC, SNP, RHOB, ILD, ILM, SFLA y PE; y que el pozo produce 250 bppd y se espera un incremento de 30 bppd luego de la intervención.

De esta manera analizando la corrida utilizada se determina el tiempo en que se recupera la inversión para los 3 escenarios, como se muestra en la figura 3.19.

FIGURA 3.19 ANÁLISIS FINANCIERO POZO DELTA MACKENZIE



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Finalizado el análisis se puede observar que para el escenario pesimista el tiempo de recuperación de inversión será en 136 días; para el escenario más probable el tiempo de recuperación de inversión será en 78 días y para el escenario optimista el tiempo de recuperación de inversión será en 68 días luego de realizada la corrida de registros.

3.2.2 ANÁLISIS DEL POZO TIPUTINI-W

Para el análisis del pozo Tiputini-W se ingresaron todos los datos obtenidos de los registros de la corrida seleccionada por la compañía (Anexo 4) correspondientes a un intervalo de análisis de 1270 pies. Esta corrida incluyó el registro CALI, SP, RHOZ, PEFEZ, RX02, BS, SMIN, SMNO, GR-CAL, TNPH, ATRT y AT30. Estos datos se ingresaron a la profundidad de 4600 pies para luego ser analizados.

En la figura 3.20 se muestra información general del pozo.

FIGURA 3.20 INFORMACIÓN GENERAL POZO TIPUTINI-W

INFORMACIÓN GENERAL DEL REGISTRO			
Empresa:	PETROAMAZONAS	Campo:	ITT
Pozo:	TIPUTINI W	Fecha:	abr-16

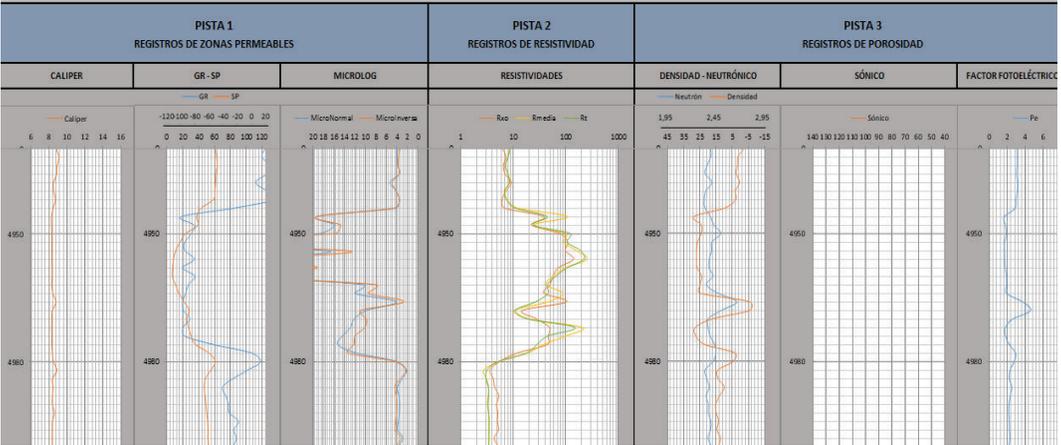
DATOS DEL REGISTRO ELÉCTRICO				
Temperatura de Fondo (BHT):	161,15 °F	Profundidad de la Formación (FD):	5450 pie	Ingresar
Temperatura de Superficie (TS):	75 °F	Rmf @ Tmedida:	2,31 ohm-m	Borrar
Profundidad Total (TD):	5870 pie	Tmedida:	75 °F	

Fuente: JVZ LOGGING
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En el pozo Tiputini-W se utilizó un lodo de perforación base agua con densidad igual a 1 g/cm³ y matriz caliza. Analizando los datos del pozo y las curvas generadas por el software se determinó que existen dos zonas de interés cuyo proceso se describe a continuación.

En el registro Caliper se puede ver que la condición del hoyo es estable a una profundidad de 4946 pies y con los registros de SP y GR se determina que existe una zona permeable de 4944 a 4976 pies. Los registros de porosidad verifican que la zona permeable determinada anteriormente corresponde a una zona de areniscas con presencia de hidrocarburos debidos a los valores altos de resistividad como se puede ver en la figura 3.21.

FIGURA 3.21 REGISTRO POZO TIPUTINI-W (ZONA 1)



Fuente: JVZ LOGGING
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Correlacionando todas las curvas y valores de los registros se pudo establecer una arena con buenas propiedades petrofísicas a ser consideradas.

3.2.2.1 Zona de Interés 1 (4944' – 4976')

En la tabla 3.3 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.3 VALORES DEL REGISTRO TIPUTINI-W (ZONA 1)

Prof. pie	SP mV	CALI pg	GR-CAL UAPI	RHOZ g/cm ³	TNPH %	RXOZ ohm-m	AT30 ohm-m	ATRT ohm-m	SMNO ohm-m	SMIN ohm-m	PEFEZ
4944	-71,3333	8,4487	85,1070	2,5435	21,811	6,7747	11,8434	10,9529	4,1795	4,4069	2,8617
4946	-78,0804	8,2676	18,4332	2,2231	18,508	38,3989	107,4739	44,3332	19,1478	19,2533	1,6339
4948	-76,2500	8,2889	34,0650	2,2983	16,478	22,5333	24,6813	24,0831	15,8463	14,6841	1,0977
4950	-93,8750	8,2996	30,7129	2,2966	12,103	78,8150	100,6503	120,5108	18,8098	15,7347	1,9562
4952	-101,2500	8,3031	22,4299	2,2597	17,597	109,2700	90,9283	104,9056	55,9998	60,4097	1,6975
4954	-107,7083	8,3037	22,7007	2,2484	17,709	98,9408	160,2103	192,6407	17,3082	13,4465	1,6817
4956	-110,7083	8,2966	34,4666	2,2476	19,147	140,7120	254,3201	222,578	29,8596	28,4639	1,7512
4958	-111,8333	8,3177	20,1513	2,2546	19,325	72,5731	100,8193	106,9897	21,4576	19,0353	1,7587
4960	-112,3750	8,3317	35,0829	2,3002	16,922	57,2647	57,5012	64,8967	30,3069	31,7368	1,9243
4962	-107,7083	8,2886	26,9694	2,2858	20,908	50,0389	42,1385	44,4604	10,2304	7,8366	1,9932
4964	-103,2917	8,4274	23,7932	2,2857	13,892	39,0025	88,5571	46,0954	11,9541	9,4335	1,9695
4966	-95,66670	8,7864	19,7871	2,7945	2,148	103,683	46,9433	26,8393	4,0902	2,6823	3,7772
4968	-88,58330	8,3527	20,7118	2,7988	11,562	14,9249	10,4039	10,9947	9,7887	10,8233	4,5857
4970	-92,00000	8,2991	28,8917	2,4159	19,884	27,8608	18,7976	18,8538	12,1145	9,8822	2,5879
4972	-89,37500	8,2886	20,2355	2,2377	19,98	48,8649	206,4664	150,6395	12,8218	10,1258	1,7801
4974	-85,79170	8,2991	22,2898	2,2417	18,713	46,3989	100,2187	45,6588	14,3105	11,9411	1,8952
4976	-79,45830	8,3037	58,6333	2,3308	15,896	45,0492	38,3233	28,4117	15,2591	12,1323	2,222

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Se observa una arenisca que tiene un GR promedio de 26 UAPI, las curvas de resistividad van de 220 ohm-m descendiendo en la parte inferior hasta 28 ohm-m, en la parte superior existe una posible zona de petróleo indicada por un cruce entre el neutrón y densidad. Se tiene una porosidad neutrónica de 17% en la parte superior que se incrementa a 29% en la parte inferior; además se muestra una densidad de 2,29 a 2,7 g/cm³.

Analizando los valores de los registros y las curvas generadas, se determinó que la lutita de referencia se encuentra a 4980 pies de profundidad. En la tabla 3.4 se muestran los valores de los registros en la lutita de referencia.

TABLA 3.4 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA TIPUTINI W (ZONA 1)

Zona Interés Pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	Φ_{Nsh} %	R _{sh} ohm-m	D _{sh} g/cm ³
4944 – 4976	4980	-62	118	18	16,8	5,2	2,62

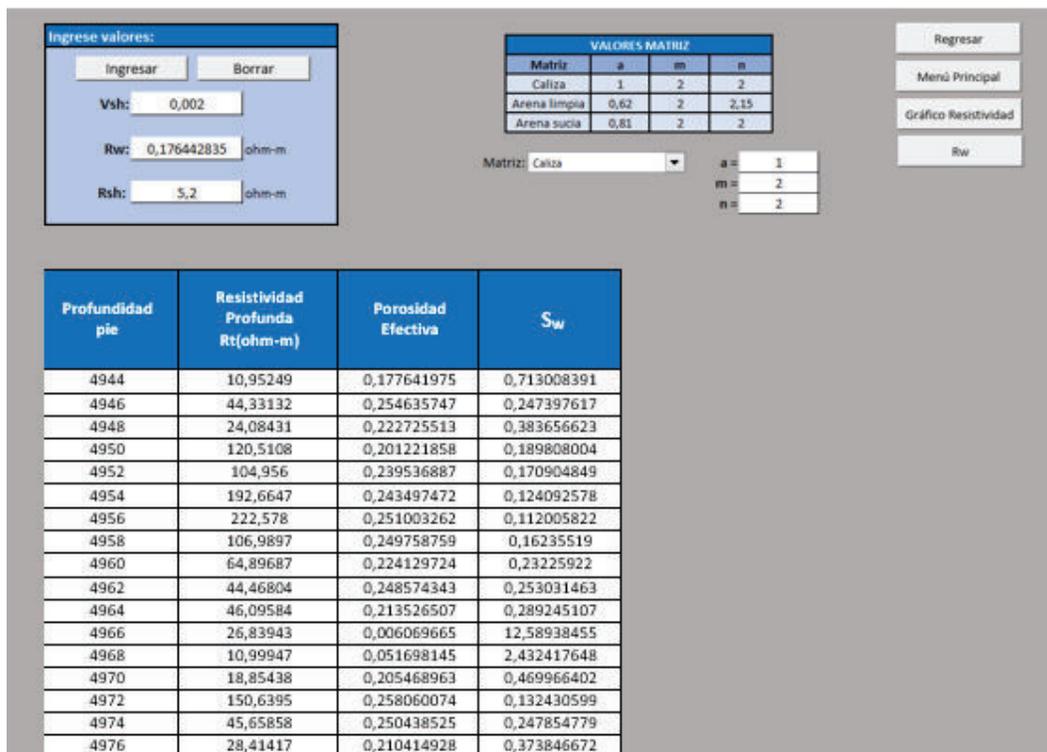
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

El valor de R_w se obtuvo a partir del registro SP, el valor de SSP es -62mV. Con los valores de los registros de la lutita de referencia se calculó V_{sh} y Φ para cada método. Una vez obtenidos todos los valores necesarios se calculó S_w para cada modelo en la zona de interés.

En la figura 3.22 se muestra los valores de saturación de agua en la zona de interés del pozo Tiputini-W mediante el modelo de cálculo de Indonesia.

FIGURA 3.22 CÁLCULO DE S_w POZO TIPUTINI-W ZONA 1 (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro de esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes valores de cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,15$; $S_w = 0,6$.

Los resultados obtenidos y comparados con los valores de corte a través del software determinan que la zona de pago se presenta en el intervalo de 4946 a 4976 pies. Pero debido a que existe una incrustación de dolomita con una S_w alta, se recomienda producir desde 4946 hasta 4964 pies como se observa en la figura 3.23.

FIGURA 3.23 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO TIPUTINI-W (ZONA 1)

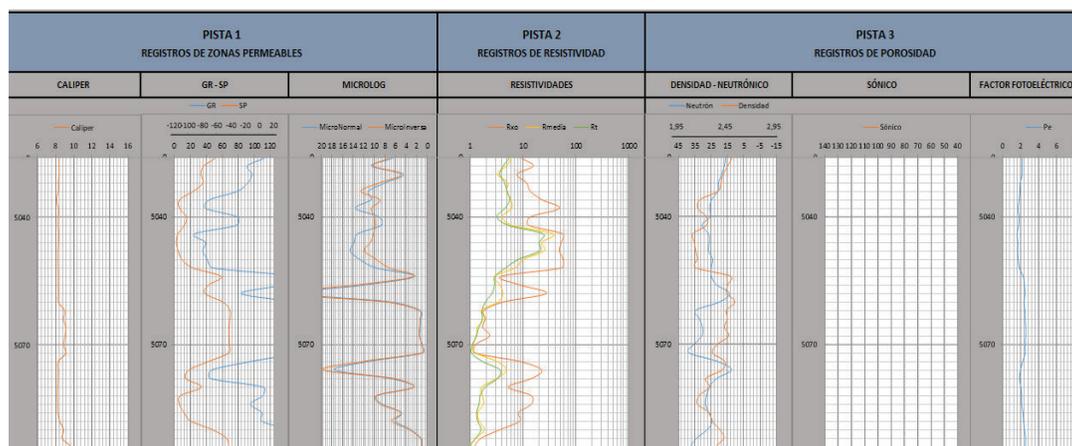
Vsh: Gamma Ray		Ingresar		Cut off			Regresar	
Sw: Indonesia		Borrar		Vsh	Porosidad Efectiva	Sw	Menú Principal	
				0,5	0,15	0,6		
Profundidad pie	Litología	V_{sh}	Porosidad Efectiva	S_w	Zona de pago			
4944	Lutita	0,475187266	0,177641975	0,713008391	NO			
4946	Cuarzo	0,001790434	0,254635747	0,247397617	SI			
4948	Cuarzo	0,075413837	0,222725513	0,383656623	SI			
4950	Arena	0,058093298	0,201221858	0,189808004	SI			
4952	Cuarzo	0,018923262	0,239536887	0,170904849	SI			
4954	Cuarzo	0,020125021	0,243497472	0,124092578	SI			
4956	Cuarzo	0,077547424	0,251003262	0,112005822	SI			
4958	Cuarzo	0,009018634	0,249758759	0,16235519	SI			
4960	Arena	0,080846872	0,224129724	0,23225922	SI			
4962	Arena	0,039764342	0,248574343	0,253031463	SI			
4964	Arena	0,025025828	0,213526507	0,289245107	SI			
4966	Dolomita	0,007469285	0,006069665	12,58938455	NO			
4968	Calcita	0,011420932	0,051698145	2,432417648	NO			
4970	Lutita	0,049045176	0,205468963	0,469966402	SI			
4972	Cuarzo	0,009377978	0,258060074	0,132430599	SI			
4974	Cuarzo	0,018303886	0,250438525	0,247854779	SI			
4976	Arena	0,231658846	0,210414928	0,373846672	SI			
4978	Lutita	0,783236685	0,114568612	0,857031308	NO			

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Una vez finalizado el análisis de la primera zona, de acuerdo a los registros Caliper, SP y GR se determinó una segunda zona permeable de 5042 a 5052 pies. La curva del registro del factor fotoeléctrico y los registros de porosidad verifican que la zona permeable determinada anteriormente corresponde a una zona de areniscas, y los valores de resistividad altos evidencian presencia de hidrocarburo. En la figura 3.24 se puede observar el comportamiento de las curvas.

FIGURA 3.24 REGISTRO POZO TIPUTINI-W (ZONA 2)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Correlacionando todas las curvas y valores de los registros se pudo establecer una arena con buenas propiedades petrofísicas a ser consideradas.

3.2.2.2 Zona de Interés 2 (5042' – 5052')

En la tabla 3.5 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.5 VALORES DEL REGISTRO TIPUTINI-W (ZONA 2)

Prof. pie	SP mV	CALI pg	GR-CAL UAPI	RHOZ g/cm ³	TNPH %	RXOZ ohm-m	AT30 ohm-m	ATRT ohm-m	SMNO ohm-m	S MIN ohm-m	PEFEZ
5042	-106,0417	8,2250	77,3281	2,2372	30,562	12,8166	6,0338	5,2058	8,6609	9,7877	1,7721
5044	-115,0833	8,3107	25,3714	2,0989	26,542	55,6736	36,5149	24,0488	13,1655	10,1576	1,6252
5046	-117,2917	8,2783	38,7620	2,1130	26,103	52,8472	22,6798	20,2186	13,7491	10,6923	1,7022
5048	-114,5000	8,2250	35,4471	2,1267	26,506	48,5451	24,9337	20,7581	14,5376	11,8565	1,6808
5050	-109,6667	8,2108	41,2740	2,1426	24,058	57,1486	10,2484	8,1829	12,7316	9,6028	1,7246
5052	-94,25000	8,2357	48,1937	2,1258	24,870	53,0423	7,0834	4,6811	9,6619	7,2109	1,8791

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Se observa una arenisca que tiene un GR promedio de 30 UAPI, las curvas de resistividad van de 24 ohm-m descendiendo en la parte inferior hasta 4 ohm-m, en la parte superior existe una posible zona de petróleo indicada por un cruce entre el registro neutrón y de densidad. Se tiene una porosidad neutrónica de 30% en la parte superior que disminuye a 24% en la parte inferior; además se muestra una densidad de 2,23 a 2,12 g/cm³.

Analizando los valores de los registros y las curvas generadas, se determinó que la lutita de referencia se encuentra a 5054 pies de profundidad. En la tabla 3.6 se muestran los valores de los registros en la lutita de referencia.

TABLA 3.6 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA TIPUTINI-W (ZONA 2)

Zona Interés Pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	ΦN_{sh} %	R _{sh} ohm-m	D _{sh} g/cm ³
5042 – 5052	5054	-75	150	25	25	2,9	2,48

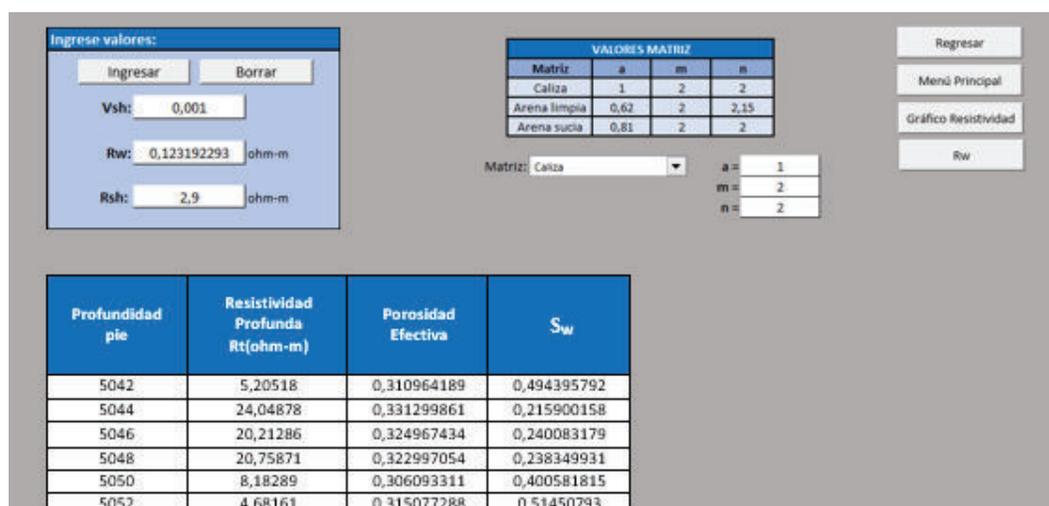
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Con el valor de SSP igual a -75 mV y los valores de los registros de la lutita de referencia se calculó R_w a través del método de SP, V_{sh} y Φ para cada método. Con todos los resultados y valores necesarios se determinó los valores S_w para cada modelo en la zona de interés.

En la figura 3.25 se muestra los valores de saturación de agua en la zona de interés del pozo Tiputini-W mediante el modelo de cálculo de Indonesia.

FIGURA 3.25 CÁLCULO DE S_w POZO TIPUTINI-W ZONA 2 (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes valores de cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,15$; $S_w = 0,6$.

Finalmente con los resultados obtenidos y comparando con los valores de corte, el software determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 5042 a 5052 pies. El cual puede ser considerado para ser producido como se observa en la figura 3.26.

FIGURA 3.26 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO TIPUTINI-W (ZONA 2)

Profundidad pie	Litología	V_{sh}	Porosidad Efectiva	S_w	Zona de pago
5040	Arena	0,249255236	0,28627451	0,686267626	NO
5042	Cuarzo	0,241001267	0,310964189	0,494395792	SI
5044	Cuarzo	0,001226474	0,331299861	0,215900158	SI
5046	Cuarzo	0,049623009	0,324967434	0,240083179	SI
5048	Cuarzo	0,036868196	0,322997054	0,238349931	SI
5050	Cuarzo	0,059639985	0,306093311	0,400581815	SI
5052	Arena	0,088850794	0,315077288	0,51450793	SI
5054	Arena	0,99612683	0,209219218	0,975813936	NO

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.2.3 Análisis Técnico - Económico del pozo Tiputini-W

En el pozo Tiputini-W se considera la combinación de herramientas que incluye el registro: CALI, SP, RHOZ, PEFEZ, RX02, BS, SMIN, SMNO, GR-CAL, TNPH, ATRT y AT30; y que el pozo produce 1500 bppd y se espera un incremento de 50 bppd luego de la intervención.

Los costos de las distintas herramientas utilizadas en el registro del pozo se muestran en la figura 3.27.

FIGURA 3.27 COSTOS POR HERRAMIENTA DE REGISTRO POZO TIPUTINI-W

ANÁLISIS FINANCIERO				
	HERRAMIENTA	COSTO POR CORRIDA (USD)	# CORRIDAS	TOTAL (USD/CORR)
LITOLOGÍA	BIT SIZE (BS)	2500	1	2500
	CALIPER (CAL)	3400	1	3400
	POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)	3500	1	3500
	GAMMA-RAY (GR-CAL)	4100	1	4100
	MICROLOG (SMIN - SMNO)	3900	1	3900
INDUCCIÓN	SLF	3900		0
	ILM (AT30)	4800	1	4800
	ILD (ATRT)	5200	1	5200
LATERALES	MSFL (RXOZ)	4700	1	4700
	MLL	2850		0
	LLD	4600		0
	LLS	3600		0
POROSIDAD	DENSIDAD (RHOZ)	4200	1	4200
	NEUTRÓNICO (TNPH)	5600	1	5600
	SÓNICO (BHC)	3900		0
	LITO-DENSIDAD (PEFZ)	4800	1	4800
TOTAL		65550		46700

Menú Principal
Regresar

INVERSIÓN TOTAL: 46700,000 \$/corrida

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

De esta manera analizando la corrida utilizada se determina el tiempo en que se recupera la inversión para los 3 escenarios, como se muestra en la figura 3.28.

FIGURA 3.28 ANÁLISIS FINANCIERO POZO TIPUTINI-W

		POZO	
a) Escenario pesimista, costo barril =	20 \$	Caudal (Q1)=	1500 b)/día
		Caudal (Q2)=	1550 b)/día
Producción de crudo para recuperar inversión	2335 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	46,7 Días		
b) Escenario más probable, costo barril =	35 \$		
Producción de crudo para recuperar inversión	1334,285714 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	26,68571429 Días		
c) Escenario optimista, costo barril =	40 \$		
Producción de crudo para recuperar inversión	1167,5 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	23,35 Días		

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Los resultados obtenidos en el análisis muestran que para el escenario pesimista el tiempo de recuperación de inversión será en 46 días; para el escenario más probable el tiempo de recuperación de inversión será en 26 días y para el escenario optimista el tiempo de recuperación de inversión será en 23 días luego de realizada la corrida de registros.

3.2.3 ANÁLISIS DEL POZO TIPUTINI-X

Para el análisis del pozo Tiputini-X se ingresaron todos los datos obtenidos de los registros de la corrida seleccionada por la compañía (Anexo 5) correspondientes a un intervalo de análisis de 2074 pies. Esta corrida incluyó el registro RX08, CALI, PEF8, RHO8, GR, SP, SMIN, SMNO, NPOR, ATRT, AT30. Estos datos se ingresaron a la profundidad de 3672 pies para luego ser analizados. En la figura 3.29 se muestra información general del pozo.

FIGURA 3.29 INFORMACIÓN GENERAL POZO TIPUTINI-X

INFORMACIÓN GENERAL DEL REGISTRO			
Empresa:	PPETROAMAZONAS	Campo:	ITT
Pozo:	TIPUTINI X	Fecha:	may-16
DATOS DEL REGISTRO ELÉCTRICO			
Temperatura de Fondo (BHT):	151,09 °F	Profundidad de la Formación (FD):	4220 pies
Temperatura de Superficie (TS):	75 °F	Rmf @ Tmedida:	2,31 ohm-m
Profundidad Total (TD):	5746 pies	Tmedida:	75 °F

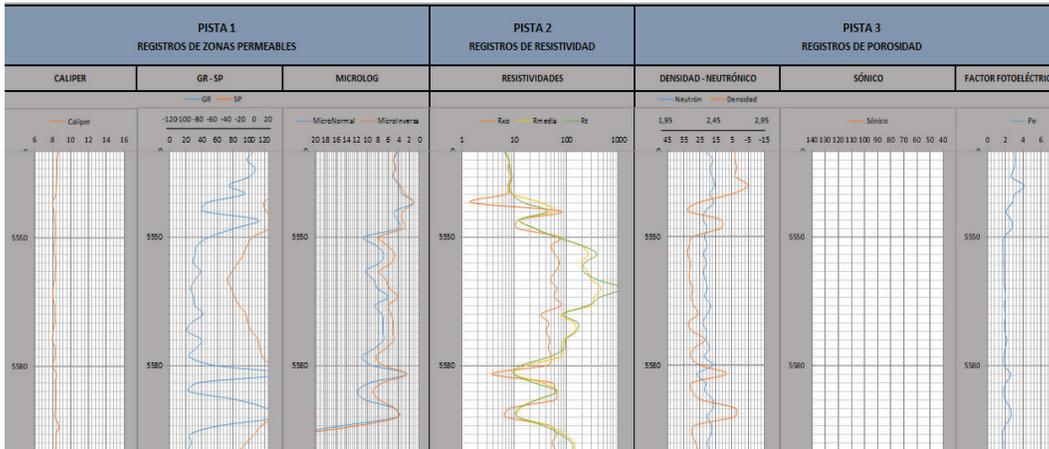
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En el pozo Tiputini-X se utilizó un lodo de perforación base agua con densidad igual a 1 g/cm³ y matriz caliza. Analizando los datos del registro y las curvas generadas por el software se determinó que existen dos zonas de interés cuyo proceso se describe a continuación.

Las curvas de los registros SP y GR generadas por el software muestran que existe una zona permeable de 5548 a 5582 pies, las curvas de resistividad presentan valores altos lo que evidencia la presencia de hidrocarburo y con los registros de porosidad se verifica que es una zona de arenisca permeable con un buen potencial de hidrocarburo. En la figura 3.30 se puede observar el comportamiento de las curvas.

FIGURA 3.30 REGISTRO POZO TIPUTINI-X (ZONA 1)



Fuente: JVZ LOGGING
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.3.1 Zona de Interés 1 (5548' – 5582')

En la tabla 3.7 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.7 VALORES DEL REGISTRO TIPUTINI-X (ZONA 1)

Prof. pie	SP mV	CALI pg	GR UAPI	RH08 g/cm³	NPOR %	RX08 ohm-m	AT30 ohm-m	ARTT ohm-m	SMNO ohm-m	SMIN ohm-m	PEF08
5548	21,3333	8,2638	81,3520	2,5007	20,587	11,6847	24,8352	24,74243	3,8523	2,9712	2,6597
5550	-1,9500	8,2204	49,7104	2,2098	22,072	72,8717	63,2832	61,95179	10,5955	7,7362	1,8193
5552	-10,525	8,1337	34,2919	2,1753	20,579	51,8855	184,1242	195,6725	8,3571	6,1107	1,7524
5554	-15,4727	8,1656	31,9948	2,1588	22,629	60,1856	262,8599	384,9131	6,8725	4,7917	1,7616
5556	-23,0208	8,3366	29,3226	2,1877	21,012	73,6278	193,0982	225,4615	7,0844	5,3517	1,7715
5558	-31,4750	8,2313	38,4878	2,1789	22,557	62,2644	254,0347	210,3892	10,3399	7,6165	1,8145
5560	-37,8867	8,1875	31,9123	2,1766	21,584	50,0765	302,7293	390,6385	8,7338	6,4503	1,7922
5562	-33,1328	8,0301	26,3034	2,2086	20,336	65,1777	461,0161	1141,009	8,0604	5,7433	1,8908
5564	-27,8917	8,0241	30,0026	2,1943	21,82	57,9664	336,4796	452,9360	6,0349	4,1468	1,9725
5566	-21,6172	8,1832	31,3574	2,2183	18,221	79,6663	293,3738	263,4393	8,4834	6,0071	1,8167
5568	-12,1328	8,1918	42,0365	2,2667	20,384	33,0882	81,7215	87,8119	7,2216	5,4253	1,9725
5570	-9,8359	8,2071	27,2706	2,1683	22,936	45,6061	139,5313	164,3854	6,9697	5,0339	1,8844
5572	-3,9141	8,0241	22,1302	2,2056	20,964	41,0185	146,7276	155,3090	7,0351	5,1455	1,8931
5574	5,1250	7,9853	40,1702	2,3391	21,099	47,8066	88,5543	96,4423	6,8313	4,8923	2,1288
5576	7,7344	8,2376	33,0641	2,2245	18,918	45,1341	81,6435	92,5717	8,6165	6,4408	1,9323
5578	11,5586	8,2275	24,8833	2,1912	22,231	51,3101	76,3943	47,4151	10,9573	8,3311	1,7684
5580	22,7695	7,9853	57,2394	2,2873	16,895	43,1049	17,2105	13,5862	9,1124	6,9027	1,8664
5582	32,957	8,4099	144,0505	2,5576	26,577	3,7487	9,7563	9,7677	2,3626	2,4118	2,5845

Fuente: JVZ LOGGING
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Esta zona presenta una arenisca que tiene un GR promedio de 30 UAPI, las curvas de resistividad van de 61 ohm-m incrementando su valor en la parte media hasta 1141 ohm-m para luego disminuir a 47 ohm-m. La porosidad neutrónica promedio es de 21% y los valores de densidad son de 2,5 a 2,28 g/cm³. La lutita de referencia fue tomada a 5582 pies de profundidad y sus valores se muestran en la tabla 3.8.

TABLA 3.8 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA TIPUTINI-X (ZONA 1)

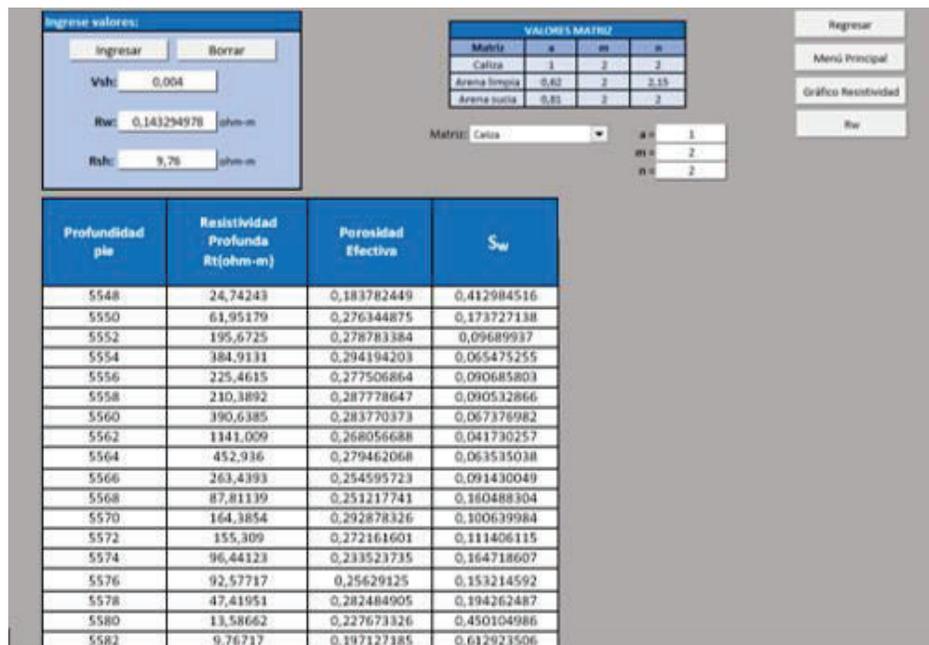
Zona Interés Pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	Φ_{Nsh} %	R _{sh} Ohm-m	D _{sh} g/cm ³
5548 - 5582	5582	-78	144	22	26,5	9,76	2,55

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Los valores de R_w , Φ y V_{sh} fueron determinados para calcular la saturación de agua S_w para cada modelo en la zona de interés. En la figura 3.31 se muestra los valores de saturación de agua en la zona de interés.

FIGURA 3.31 CÁLCULO DE S_w POZO TIPUTINI-X ZONA 1 (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro de esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes valores de cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,15$; $S_w = 0,6$.

Finalmente con los resultados obtenidos y comparando con los valores de cutoff, el software determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 5548 a 5580 pies como se observa en la figura 3.32.

FIGURA 3.32 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO TIPUTINI-X (ZONA 1)

Vsh: Gamma Ray		Ingresar		Cut off			Regresar	
Sw: Indonesia		Borrar		Vsh	Porosidad Efectiva	Sw	Menú Principal	
				0,5	0,15	0,6		
Profundidad pie	Litología	V _{sh}	Porosidad Efectiva	S _w	Zona de pago			
5546	Lutita	0,550887404	0,195915489	0,538202757	NO			
5548	Lutita	0,295636995	0,183782449	0,412984516	SI			
5550	Cuarzo	0,112415134	0,276344875	0,173727138	SI			
5552	Cuarzo	0,045066918	0,278783384	0,09689937	SI			
5554	Cuarzo	0,036090767	0,294194203	0,065475255	SI			
5556	Cuarzo	0,025971746	0,277506864	0,090685803	SI			
5558	Cuarzo	0,062157255	0,287778647	0,090532866	SI			
5560	Cuarzo	0,035773268	0,283770373	0,067376982	SI			
5562	Arena	0,01495495	0,268056688	0,041730257	SI			
5564	Arena	0,028514607	0,279462068	0,063535038	SI			
5566	Cuarzo	0,033647626	0,254595723	0,091430049	SI			
5568	Arena	0,077316297	0,251217741	0,160488304	SI			
5570	Arena	0,01843805	0,292878326	0,100639984	SI			
5572	Arena	0,000440915	0,272161601	0,111406115	SI			
5574	Arena	0,069299291	0,233523735	0,164718607	SI			
5576	Arena	0,040258595	0,25629125	0,153214592	SI			
5578	Cuarzo	0,009925542	0,282484905	0,194262487	SI			
5580	Arena	0,150105879	0,227673326	0,450104986	SI			
5582	Lutita	1,001006115	0,197127185	0,612923506	NO			

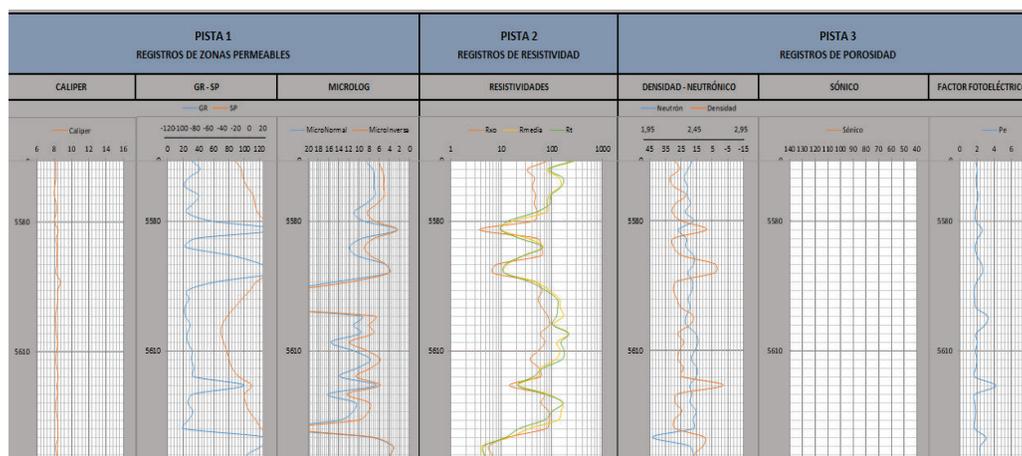
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Los registros SP y GR muestran una segunda zona permeable en el intervalo de 5592 - 5628 pies. Con la ayuda de la curva del registro del factor fotoeléctrico y los registros de porosidad se verifica que la zona permeable determinada corresponde a una zona de areniscas con un potencial de hidrocarburos de acuerdo a valores altos de resistividad.

En la figura 3.33 se puede observar el comportamiento de las curvas.

FIGURA 3.33 REGISTRO POZO TIPUTINI-X (ZONA 2)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.3.2 Zona de Interés 2 (5592' – 5628')

En la tabla 3.9 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.9 VALORES DEL REGISTRO TIPUTINI-X (ZONA 2)

Prof. pie	SP mV	CALI pg	GR UAPI	RH08 g/cm ³	NPOR %	RX08 ohm-m	AT30 ohm-m	ARTT ohm-m	SMNO ohm-m	SMIN ohm-m	PEF08
5592	29,5625	8,1984	141,6236	2,6423	20,461	6,8554	11,5179	11,6217	4,0816	4,0615	2,5762
5594	10,0820	8,6995	64,8829	2,2357	17,738	47,1172	45,6811	35,4175	14,3249	11,4872	1,9169
5596	0,4375	8,3728	25,7697	2,2020	17,967	64,4987	88,2585	74,4467	24,9674	23,7338	1,6455
5598	-11,3711	8,3728	27,4082	2,2391	20,336	53,4746	140,0342	126,2020	37,3391	42,0228	1,7219
5600	-22,1953	8,2965	22,1723	2,2807	19,104	63,8212	146,3257	130,0549	30,6513	31,4507	1,8603
5602	-32,9062	8,1476	23,0875	2,4131	21,693	83,1202	170,0654	124,0629	9,4669	6,7708	3,2107
5604	-40,2812	8,1918	29,3908	2,3794	21,653	89,5700	109,7701	104,1921	11,1721	8,0561	2,8767
5606	-41,4583	8,2376	25,1768	2,2507	15,708	59,7177	218,6136	214,8905	9,7392	7,1683	1,8441
5608	-38,3633	8,3618	25,7547	2,3121	13,921	72,6913	126,3292	151,4767	15,5429	11,8313	1,9848
5610	-33,8086	8,2735	31,8274	2,2657	16,245	53,6165	146,0094	175,8671	11,0553	8,3582	1,7834
5612	-30,3083	8,1892	30,8116	2,2512	18,415	37,2801	118,6106	158,4628	7,7223	5,8077	1,9446
5614	-25,7812	8,3014	34,3516	2,3096	14,711	55,5429	60,6013	68,1315	10,2937	7,6632	1,8311
5616	-15,6875	8,4262	34,1415	2,2947	15,179	59,7629	52,4715	43,1794	13,7425	10,5776	1,7428
5618	2,7891	8,2861	99,9654	2,7354	19,239	14,4114	22,1733	21,2177	6,5576	5,7886	4,1555
5620	-7,4687	8,3598	33,2904	2,2495	18,029	68,5264	82,7721	73,0142	16,1167	12,3961	1,7311
5622	-5,8984	8,1944	26,1716	2,2206	19,209	60,7531	160,6479	166,8588	10,6987	7,9344	1,7306
5624	-0,4414	8,2275	32,8531	2,2939	15,311	86,7597	152,1471	101,3564	11,1529	8,0878	1,8172
5626	8,9570	8,3651	27,2647	2,2097	17,317	88,7189	133,3366	71,2996	13,5684	10,0172	1,739
5628	17,4500	8,3873	20,6552	2,2208	16,949	77,6626	35,0411	22,4339	25,5025	23,2821	1,7304

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En la zona de interés analizada se puede observar que se presenta una arenisca con valores de GR promedio de 30 UAPI. Las curvas de resistividad van de 35 ohm-m en la parte superior de la zona, incrementándose en la parte media a 214 ohm-m y luego descendiendo en la parte inferior hasta 71 ohm-m, en la parte media existe una posible zona de petróleo debido a los altos valores de resistividad. En las curvas de porosidad neutrónica y de densidad se observa valores de porosidad neutrónica promedio de 21% y valores de densidad de 2,64 a 2,20 g/cm³.

Con los valores de los registros y las curvas generadas, se tomó como lutita de referencia los valores que se encuentran a 5592 pies de profundidad. En la tabla 3.10 se muestran los valores de los registros en la lutita de referencia.

TABLA 3.10 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA TIPUTINI-X (ZONA 2)

Zona Interés Pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	ΦN_{sh} %	R _{sh} ohm-m	D _{sh} g/cm ³
5592 – 5628	5592	-78	129	22	20,4	11,62	2,64

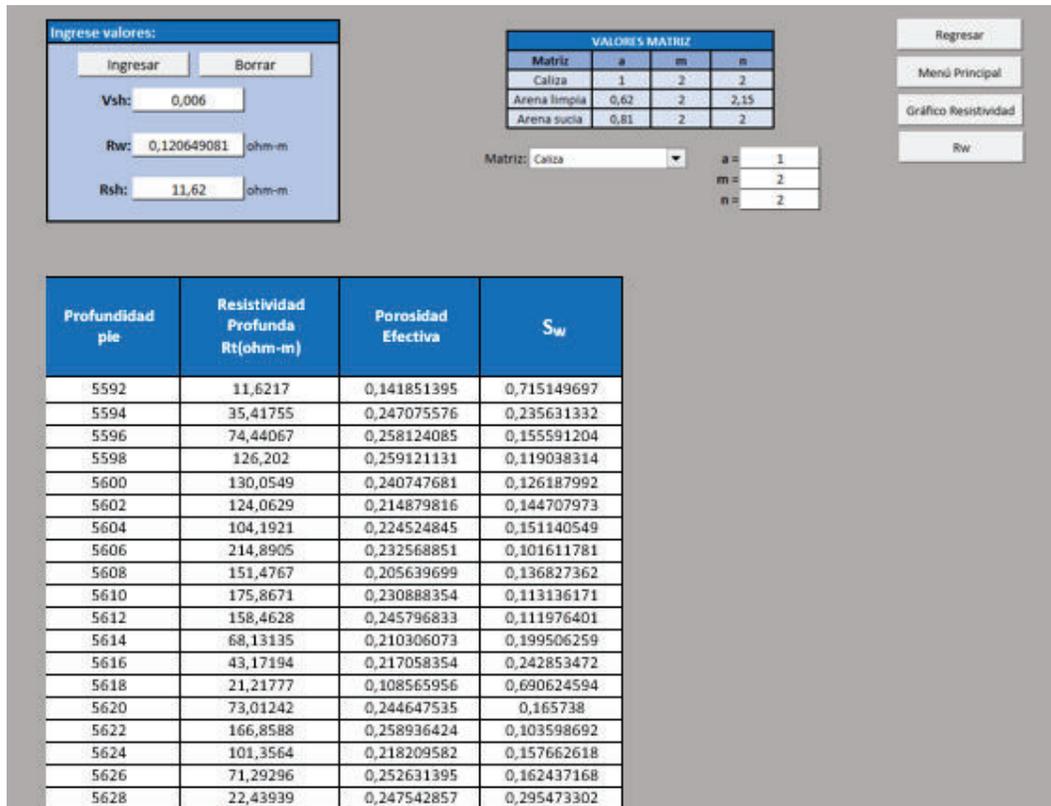
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

La saturación de agua S_w fue calculada para cada modelo explicado anteriormente, para el calcular la saturación de agua previamente se obtuvieron los resultados de V_{sh} y Φ después de ingresar los valores de los registros de la lutita de referencia; además fue necesario el cálculo de la resistividad del agua R_w a través del método de SP, determinando el valor de SP estático (SSP) igual a -78 mV. Los valores de saturación de agua para cada modelo en la zona de interés presentan resultados similares, pero para el análisis de este pozo se tomó como referencia en modelo de cálculo de Indonesia.

En la figura 3.34 se muestra los valores de saturación de agua en la zona de interés del pozo Tiputini-X mediante el modelo de cálculo de Indonesia.

FIGURA 3.34 CÁLCULO DE S_w POZO TIPUTINI-X ZONA 2 (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro de esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes valores de cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,15$; $S_w = 0,6$.

Finalmente con los resultados obtenidos mediante el software y comparando con los valores de cut-off se determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 5594 a 5628 pies ya que en ese intervalo los valores de saturación de agua son bajos. El intervalo analizado por el software puede ser considerado para ser producido.

En la figura 3.35 se observa los resultados generados por el software para determinar la zona de pago.

FIGURA 3.35 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO TIPUTINI-X (ZONA 2)

Vsh: Gamma Ray		Ingresar	Cut off			Regresar
Sw: Indonesia		Borrar	Vsh	Porosidad Efectiva	Sw	Menú Principal
			0,5	0,15	0,6	
Profundidad pie	Litología	V _{sh}	Porosidad Efectiva	S _w	Zona de pago	
5592	Lutita	1,426216226	0,141851395	0,715149697	NO	
5594	Arena	0,227531517	0,247075576	0,235631332	SI	
5596	Cuarzo	0,014934529	0,258124085	0,155591204	SI	
5598	Cuarzo	0,021708878	0,259121131	0,119038314	SI	
5600	Arena	0,000663949	0,240747681	0,126187992	SI	
5602	Lutita	0,003912584	0,214879816	0,144707973	SI	
5604	Lutita	0,029932199	0,224524845	0,151140549	SI	
5606	Arena	0,012530619	0,232568851	0,101611781	SI	
5608	Arena	0,01500182	0,205639699	0,136827362	SI	
5610	Cuarzo	0,040768043	0,230888354	0,113136171	SI	
5612	Arena	0,036307052	0,245796833	0,111976401	SI	
5614	Arena	0,052266434	0,210306073	0,199506259	SI	
5616	Cuarzo	0,051287326	0,217058354	0,242853472	SI	
5618	Caliza	0,542900466	0,108565956	0,690624594	NO	
5620	Cuarzo	0,047386462	0,244647535	0,165738	SI	
5622	Cuarzo	0,016600062	0,258936424	0,103598692	SI	
5624	Cuarzo	0,04538512	0,218209582	0,157662618	SI	
5626	Cuarzo	0,021118717	0,252631395	0,162437168	SI	
5628	Cuarzo	-0,005119774	0,247542857	0,295473302	SI	
5630	Lutita	1,015875156	0,288413441	0,339861444	NO	

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.3.3 Análisis Técnico - Económico del pozo Tiputini-X

El pozo Tiputini-X considera la combinación de herramientas que incluye el registro: RX08, CALI, PEF8, RHO8, GR, SP, SMIN, SMNO, NPOR, ATRT, AT30.

Se considera que el pozo produce 2000 bppd y se espera un incremento de 100 bbpd luego de la intervención.

En la figura 3.36 se puede observar los costos de las distintas herramientas utilizadas en el registro del pozo.

FIGURA 3.36 COSTOS POR HERRAMIENTA DE REGISTRO POZO TIPUTINI-X

ANÁLISIS FINANCIERO				
	HERRAMIENTA	COSTO POR CORRIDA (USD)	# CORRIDAS	TOTAL (USD/CORR)
LITOLOGÍA	BIT SIZE (BS)	2500	1	2500
	CALIPER (CAL)	3400	1	3400
	POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)	3500	1	3500
	GAMMA-RAY (GR)	3700	1	3700
	MICROLOG (SMIN - SMNO)	3900	1	3900
INDUCCIÓN	SLF	3900		0
	ILM (AT30)	4800	1	4800
	ILD (ATRT)	5200	1	5200
LATERALES	MSFL (RX08)	4900	1	4900
	MLL	2850		0
	LLD	4600		0
	LLS	3600		0
POROSIDAD	DENSIDAD (RH08)	4300	1	4300
	NEURÓNICO (NPOR)	5100	1	5100
	SÓNICO (BHC)	3900		0
	LITO-DENSIDAD (PEF8)	4900	1	4900
	TOTAL	65050		46200

Menú Principal
Regresar

INVERSIÓN TOTAL: 46200,000 \$/corrida

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

De esta manera analizando la corrida utilizada se determina el tiempo en que se recupera la inversión para los 3 escenarios, como se muestra en la figura 3.37.

FIGURA 3.37 ANÁLISIS FINANCIERO POZO TIPUTINI-X

		POZO	
a) Escenario pesimista, costo barril =	20 \$	Caudal (Q1)=	2000 bl/día
		Caudal (Q2)=	2100 bl/día
Producción de crudo para recuperar inversión	2310 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	23,1 Días		
b) Escenario más probable, costo barril =	35 \$		
Producción de crudo para recuperar inversión	1320 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	13,2 Días		
c) Escenario optimista, costo barril =	40 \$		
Producción de crudo para recuperar inversión	1155 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	11,55 Días		

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Al final del análisis se puede observar que para el escenario pesimista el tiempo de recuperación de inversión será en 23 días; para el escenario más probable el tiempo de recuperación de inversión será en 13 días y para el escenario optimista el tiempo de recuperación de inversión será en 11 días luego de realizada la corrida de registros.

3.2.4 ANÁLISIS DEL POZO AUCA-Y

Para el análisis del pozo Auca-Y se ingresaron todos los datos obtenidos de los registros de la corrida seleccionada por la compañía (Anexo 6) correspondientes a un intervalo de análisis de 2080 pies. Esta corrida incluyó el registro CLDC, SPDL, GRGC, DEN, NPRL, DSLL, DDLL, R40F, MNRL, MINV, PDPE. Estos datos se ingresaron a la profundidad de 8510 pies para luego ser analizados. En la figura 3.38 se muestra información general del pozo.

FIGURA 3.38 INFORMACIÓN GENERAL POZO AUCA-Y

INFORMACIÓN GENERAL DEL REGISTRO			
Empresa:	PETROAMAZONAS	Campo:	AUCA
Pozo:	AUCA Y	Fecha:	ene-15
DATOS DEL REGISTRO ELÉCTRICO			
Temperatura de Fondo (BHT):	223 °F	Profundidad de la Formación (FD):	9810 pie
Temperatura de Superficie (TS):	75 °F	Rmf @ Tmedida:	1,3 ohm-m
Profundidad Total (TD):	10678 pie	Tmedida:	75 °F
			Ingresar
			Borrar

Fuente: JVZ LOGGING

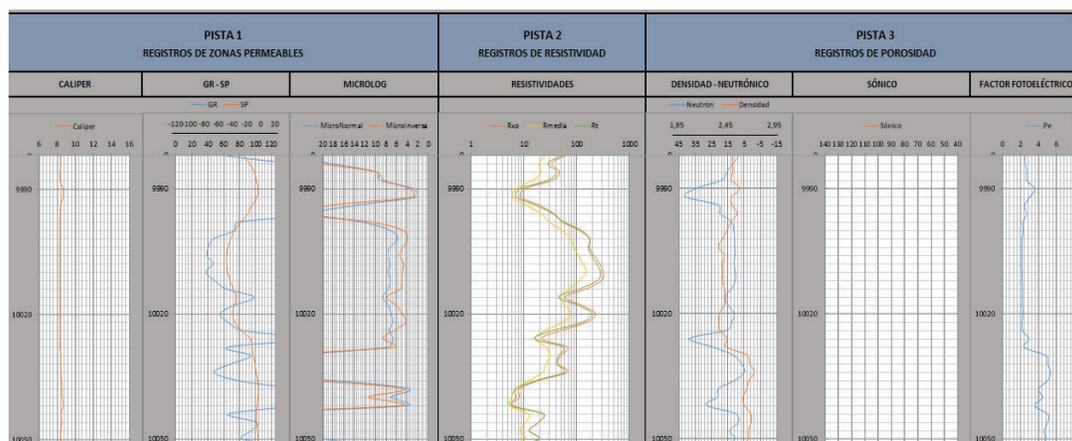
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En el pozo Auca-Y se utilizó un lodo de perforación base agua con densidad igual a 1 g/cm³ y matriz caliza. Después del análisis de los datos del pozo y las curvas generadas por el software se analizaron dos zonas de interés encontradas.

De acuerdo al registro Caliper se puede ver que la condición del hoyo es estable y analizando las curvas de los registros de SP y GR determinan que existe una zona permeable de 9996 a 10026 pies. Esta zona presenta valores de resistividad altos y buenas porosidades.

En la figura 3.39 se puede observar el comportamiento de las curvas generadas por el software.

FIGURA 3.39 REGISTRO POZO AUCA-Y (ZONA 1)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.4.1 Zona de Interés 1 (9996' – 10026')

En la tabla 3.11 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.11 VALORES DEL REGISTRO AUCA-Y (ZONA 1)

Prof. pie	SPDL mV	CLDC pg	GRGC UAPI	DEN g/cm ³	NPRL %	DSLl ohm-m	R40F ohm-m	DDLl ohm-m	MNRL ohm-m	MINV ohm-m	PDPE
9996	-18,6995	8,3302	182,0330	2,5468	19,6396	37,2784	21,2434	35,2461	21,6459	24,8363	2,6324
9998	-28,5026	8,2997	77,51659	2,4806	12,7926	53,3598	30,0133	57,8081	12,5101	10,898	2,2134
10000	-37,0975	8,3060	73,96257	2,4438	11,3701	111,8118	52,7202	121,8351	7,1344	4,7684	2,2434
10002	-43,0010	8,3077	47,36563	2,4006	10,7977	173,5674	74,7376	177,9931	5,6902	3,8585	2,1465
10004	-46,4749	8,2994	40,84886	2,3539	10,8060	173,6463	90,2678	165,8549	7,1773	4,7343	2,1153
10006	-48,2197	8,2985	39,04729	2,4123	10,5929	211,2731	106,4433	189,3257	7,6208	5,3096	2,1342
10008	-48,6844	8,2992	46,79446	2,3929	11,1568	270,6608	130,37592	238,0802	7,2071	4,6222	2,1116
10010	-47,1572	8,2982	37,57929	2,3981	10,3499	320,3317	151,5616	280,7427	7,5410	4,8242	2,1502
10012	-44,1097	8,2969	48,70288	2,3934	10,3024	297,4608	112,5824	248,8189	7,1253	4,9359	2,1446
10014	-39,6779	8,3082	62,86102	2,4152	12,4460	153,1594	74,4900	115,6121	7,4768	5,1626	2,1816
10016	-35,2971	8,3143	98,16729	2,4307	17,1298	60,2212	47,9019	45,41878	8,5511	7,8401	2,1886
10018	-37,8043	8,3056	72,17804	2,4137	14,7243	125,0334	59,7023	106,6829	7,4961	5,9721	2,1751
10020	-40,1880	8,3060	56,02997	2,3658	11,0969	227,2585	78,2076	196,5031	7,0428	4,9472	2,2235
10022	-37,0407	8,3101	65,48856	2,3607	12,4451	157,1928	54,9485	128,9499	6,7049	4,1958	2,1444
10024	-28,2674	8,3385	84,08818	2,3685	15,5402	51,2267	25,5958	35,4256	7,3789	6,4088	2,1894
10026	-15,1284	8,3207	162,8045	2,4439	38,5169	21,4322	16,3363	15,9187	6,6935	8,5643	2,8686

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Se observa una arenisca que tiene un GR promedio de 50 UAPI, las curvas de resistividad van de 57 ohm-m incrementándose en la parte media hasta 280 ohm-m para luego disminuir hasta 35 ohm-m, determinando que existe una posible zona de petróleo. La porosidad neutrónica es de 12% en la parte superior y se incrementa a 15% en la parte inferior; además se muestra valores de densidad de 2,36 a 2,48 g/cm³.

Analizando los valores de los registros y las curvas generadas, se determinó que la lutita de referencia se encuentra a 10026 pies de profundidad.

En la tabla 3.12 se muestran los valores de los registros en la lutita de referencia.

TABLA 3.12 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA AUCA-Y (ZONA 1)

Zona Interés pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	ΦN_{sh} %	R _{sh} ohm-m	D _{sh} g/cm ³
9996 - 10026	10026	-46	162,8	39,05	38,52	15,92	2,44

Fuente: JVZ LOGGING

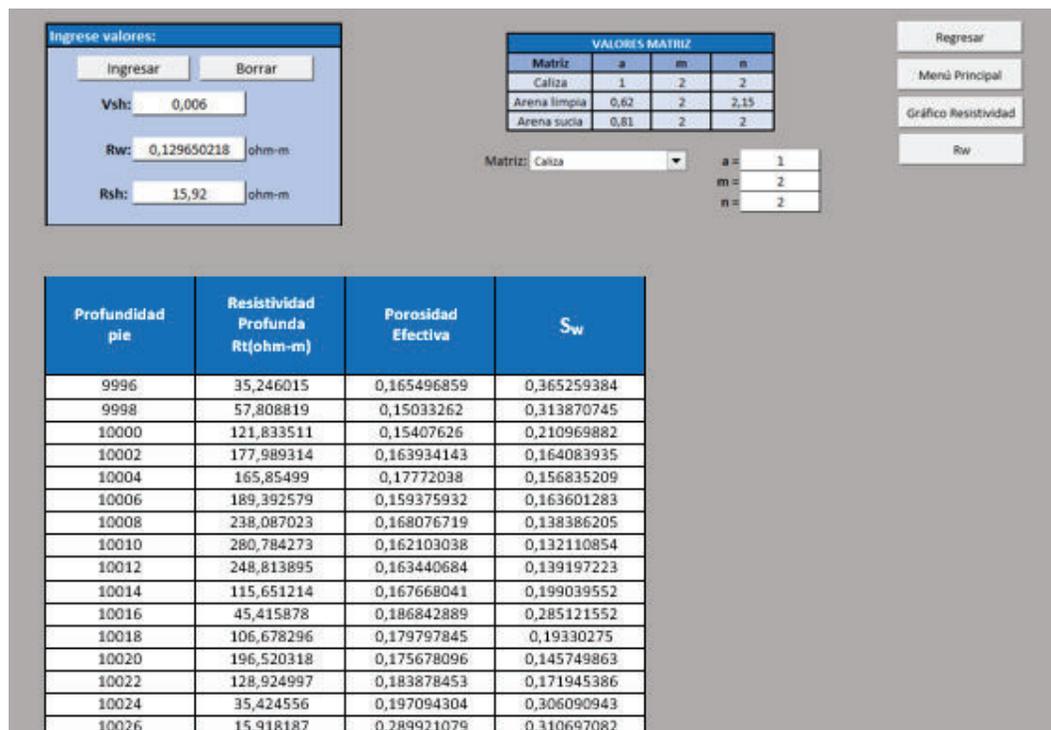
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

De acuerdo a los datos proporcionados por el registro para el análisis de este pozo se realizó el cálculo de la resistividad del agua R_w a partir del método de SP. El valor de SSP leído a partir de las curvas del registro es -46mV.

Los valores de V_{sh} fueron obtenidos a partir del registro Gamma Ray y se determinaron todos los valores de porosidad para cada método, así como los valores de porosidad total y efectiva necesarios para determinar la saturación de agua.

Los resultados de S_w fueron generados para todos los modelos que presenta el software obteniendo resultados similares, en este caso en la figura 3.40 se presentan los valores de saturación de agua en la zona de interés mediante en modelo de Indonesia.

FIGURA 3.40 CÁLCULO DE S_w POZO AUCA-Y ZONA 1 (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Finalmente con los resultados obtenidos y comparando con los valores de cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,15$; $S_w = 0,6$; el software determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 9998 a 10024 pies debido a que presenta valores de saturación de agua pequeños.

A 9994 pies también se presenta un valor de saturación de agua menor al valor de corte ingresado pero el valor de volumen de arcilla es mayor, por lo que no se consideró este espesor parte de la zona de pago.

De igual manera a 10026 se presenta un valor de saturación de agua bajo pero el volumen de arcilla es muy alto, por esta razón no se consideró este espesor dentro de la zona de pago ya que sus valores altos de Gamma Ray y el alto contenido de arcilla evidencian la presencia de una lutita, debido a esto los valores a esta profundidad fueron tomados como valores de lutita de referencia en la tabla 3.12.

En la figura 3.41 se presentan los resultados de la zona de pago generados por el software.

FIGURA 3.41 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO AUCA-Y (ZONA 1)

Vsh: Gamma Ray		Ingresar		Cut off			Regresar	
Sw: Indonesia		Borrar		Vsh	Porosidad Efectiva	Sw	Menú Principal	
				0,5	0,15	0,6		

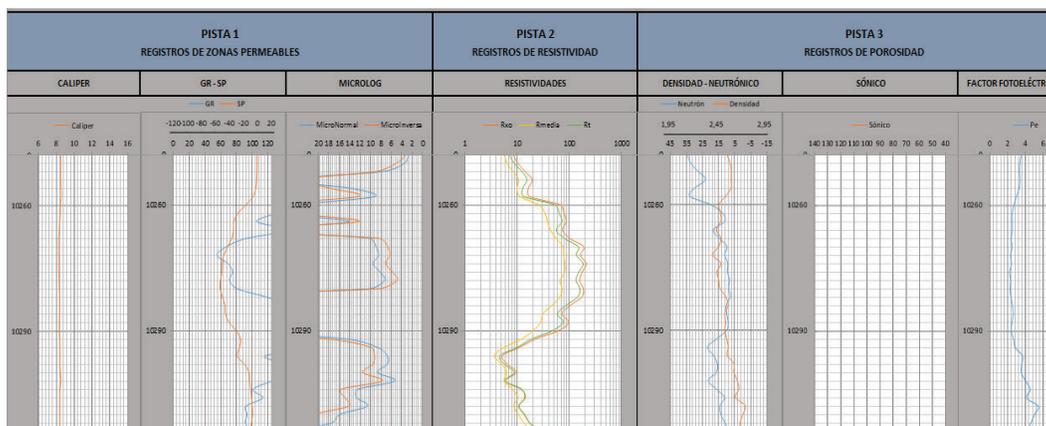
Profundidad pie	Litología	V _{sh}	Porosidad Efectiva	S _w	Zona de pago
9994	Arena	0,576031898	0,186223468	0,469141715	NO
9996	Lutita	0,001	0,165496859	0,365259384	SI
9998	Arena	0,164356761	0,15033262	0,313870745	SI
10000	Arena	0,145832473	0,15407626	0,210969882	SI
10002	Arena	0,029249062	0,163934143	0,164083935	SI
10004	Arena	0,006058465	0,17772038	0,156835209	SI
10006	Arena	-8,99378E-06	0,159375932	0,163601283	SI
10008	Arena	0,027137378	0,168076719	0,138386205	SI
10010	Arena	-0,004845162	0,162103038	0,132110854	SI
10012	Arena	0,034253581	0,163440684	0,139197223	SI
10014	Arena	0,092641847	0,167668041	0,199039552	SI
10016	Arena	0,288268354	0,186842889	0,285121552	SI
10018	Arena	0,13681285	0,179797845	0,19330275	SI
10020	Arena	0,063211624	0,175678096	0,145749863	SI
10022	Arena	0,104615134	0,183878453	0,171945386	SI
10024	Arena	0,200659738	0,197094304	0,306090943	SI
10026	Lutita	1,000088397	0,289921079	0,310697082	NO

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Analizando las curvas del Caliper, SP y GR se determinó una segunda zona permeable en el intervalo de 10256 a 10292 pies. Los registros de porosidad y las curvas de resistividad verifican que corresponde a una zona de areniscas con presencia de hidrocarburo como se puede observar en la figura 3.42.

FIGURA 3.42 REGISTRO POZO AUCA-Y (ZONA 2)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Correlacionando todas las curvas y valores de los registros se pudo establecer una arena con buenas propiedades petrofísicas a ser consideradas.

3.2.4.2 Zona de Interés 2 (10256' – 10292')

En la tabla 3.13 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.13 VALORES DEL REGISTRO AUCA-Y (ZONA 2)

Prof. pie	SPDL Mv	CLDC pg	GRGC UAPI	DEN g/cm ³	NPRL %	DSLL ohm-m	R40F ohm-m	DDLL ohm-m	MNRL ohm-m	MINV ohm-m	PDPE
10256	-2,6187	8,5337	126,0207	2,5736	29,5584	16,4626	9,9334	12,8414	13,9041	17,6931	3,2627
10258	-6,7835	8,5459	151,8452	2,5213	32,8625	17,3689	11,376	13,4101	9,1845	12,3188	2,9255
10260	-17,1693	8,4563	150,0756	2,4524	19,806	66,1772	25,9681	53,0405	23,5282	29,4998	2,6645
10262	-28,3885	8,4629	128,9508	2,4703	12,5898	79,5808	34,1795	64,0903	27,7797	24,5313	2,4609
10264	-34,3347	8,3840	106,2964	2,4706	11,0932	87,6286	38,3406	72,6812	14,1242	12,3041	2,4706
10266	-34,4903	8,3361	144,4312	2,4248	18,2822	74,0222	43,5335	56,6263	29,5963	33,8406	2,4811
10268	-37,0829	8,2780	92,0436	2,4759	14,5813	102,6953	56,2524	80,6275	10,1333	8,2228	2,3401
10270	-42,9385	8,2812	66,8928	2,4586	9,8847	189,6836	75,7611	149,2109	8,9251	6,6751	2,4598
10272	-48,2211	8,2809	55,4941	2,3377	11,0939	163,1531	77,7215	137,1899	8,3623	6,2977	2,2883
10274	-50,5471	8,2829	69,4929	2,4052	9,2811	211,9628	82,5891	184,5694	9,4045	7,0209	2,3875
10276	-51,1202	8,3013	75,1289	2,4552	9,5902	178,5824	82,7441	153,0775	8,1781	5,7945	2,1734
10278	-53,3142	8,3281	71,3502	2,4599	8,1391	158,1600	66,7257	134,6518	7,2202	4,8978	2,2921
10280	-53,5678	8,3428	81,1296	2,4647	8,7479	186,6506	72,7129	160,4346	10,1623	8,4134	2,2342
10282	-50,1612	8,3728	118,6034	2,5217	7,6526	173,7127	65,9709	144,0778	49,8373	51,7434	2,3308
10284	-46,4433	8,3748	145,8210	2,5477	10,2078	104,2782	46,3576	86,3569	50,2130	50,5118	2,5061
10286	-45,9443	8,3594	171,8264	2,5167	9,9634	72,0415	31,0955	59,0352	52,5842	41,7656	2,5974
10288	-40,8332	8,3442	157,9899	2,5269	9,0532	97,5497	28,4280	76,6579	60,4543	54,1630	2,4456
10290	-30,8746	8,3400	169,9815	2,5646	9,9267	62,4345	20,3291	48,1448	38,2114	40,5132	2,3466
10292	-24,2020	8,3840	136,7490	2,5304	15,9907	22,5961	12,2676	18,9289	14,5945	18,0100	2,6335

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Se observa una arenisca que tiene un GR promedio de 30 UAPI, las curvas de resistividad van de 11 ohm-m incrementándose hasta 184 en la parte media y descendiendo en la parte inferior hasta 48 ohm-m, en la parte media existe una posible zona de petróleo indicada por un cruce entre el neutrón y densidad. La porosidad neutrónica es de 30% en la parte superior y disminuye a 24% en la parte inferior; además se muestra una densidad promedio de 2,52 g/cm³.

La lutita de referencia se encuentra a 10292 pies de profundidad. En la tabla 3.14 se muestran los valores de los registros en la lutita de referencia.

TABLA 3.14 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA AUCA-Y (ZONA 2)

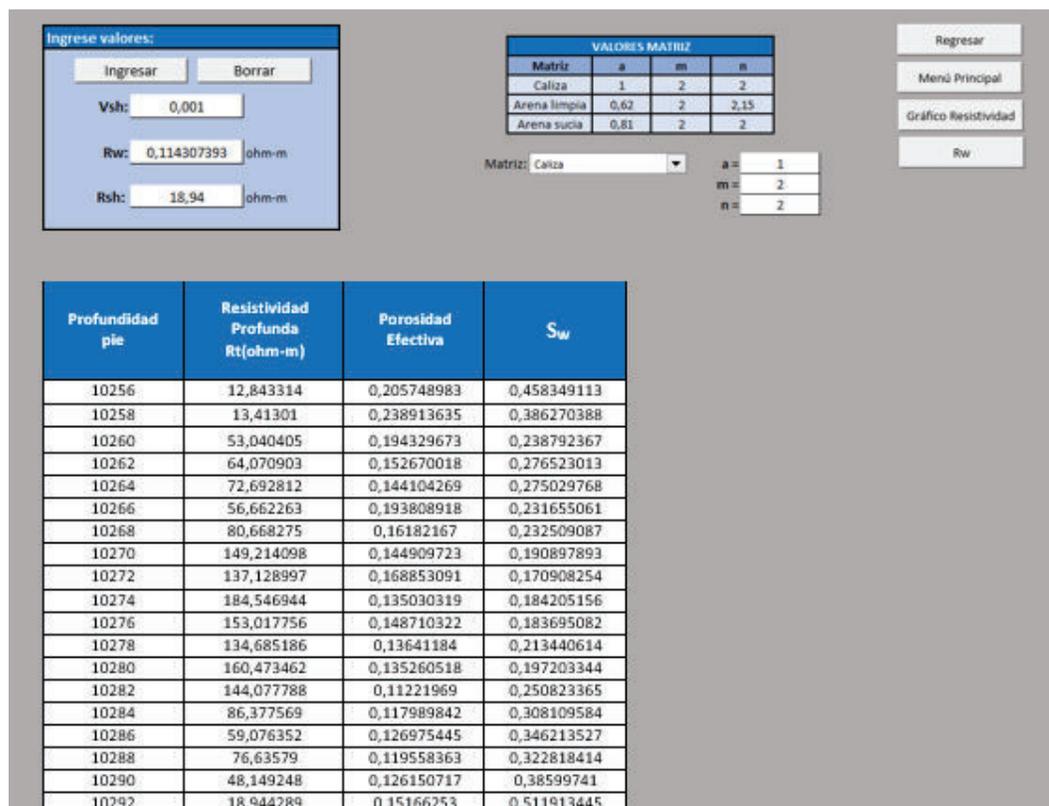
Zona Interés Pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	Φ_{Nsh} %	R _{sh} ohm-m	D _{sh} g/cm ³
10256-10292	10292	-51	136,74	55,49	15,95	18,94	2,53

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

El valor de SSP igual a -51 permitió el cálculo de R_w. Los valores de los registros de la lutita de referencia permitieron determinar V_{sh} y Φ para obtener los resultados de S_w mediante el modelo de Indonesia. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 3.43.

FIGURA 3.43 CÁLCULO DE S_w POZO AUCA-Y ZONA 2 (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,12$; $S_w = 0,6$.

Finalmente con los resultados obtenidos y comparando con los valores de cut-off, el software determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 10268 a 10280 pies. El cual puede ser considerado para ser producido debido a que presenta valores de saturación de agua bajos como se observa en la figura 3.44.

FIGURA 3.44 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO AUCA-Y (ZONA 2)

Vsh: Gamma Ray		Ingresar		Cut off			Regresar	
Sw: Indonesia		Borrar		Vsh	Porosidad Efectiva	Sw	Menú Principal	
				0,5	0,12	0,6		
Profundidad pie	Litología	V _{sh}	Porosidad Efectiva	S _w	Zona de pago			
10262	Arena	0,801853431	0,152670018	0,276523013	NO			
10264	Arena	0,425776851	0,144104269	0,275029768	SI			
10266	Arena	1,30111737	0,193808918	0,231655061	NO			
10268	Arena	0,265768311	0,16182167	0,232509087	SI			
10270	Arena	0,06484388	0,144909723	0,190897893	SI			
10272	Arena	3,56855E-05	0,168853091	0,170908254	SI			
10274	Arena	0,081644952	0,135030319	0,184205156	SI			
10276	Arena	0,120966126	0,148710322	0,183695082	SI			
10278	Arena	0,094226374	0,13641184	0,213440614	SI			
10280	Arena	0,167432962	0,135260518	0,197203344	SI			
10282	Arena	0,605570194	0,11221969	0,250823365	NO			
10284	Lutita	1,38796625	0,117989842	0,308109584	NO			

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.4.3 Análisis Técnico - Económico del pozo Auca-Y

Para el caso analizado del pozo Auca-Y considera la combinación de herramientas que incluye el registro: CLDC, SPDL, GRGC, DEN, NPRL, DSLL, DDLL, R40F, MNRL, MINV, PDPE. Además se considera que el pozo produce 750 bppd y se espera un incremento de 30 bbpd luego de la intervención.

Los costos de las distintas herramientas utilizadas en el registro del pozo se muestran en la figura 3.45.

FIGURA 3.45 COSTOS POR HERRAMIENTA DE REGISTRO POZO AUCA-Y

ANÁLISIS FINANCIERO				
	HERRAMIENTA	COSTO POR CORRIDA (USD)	# CORRIDAS	TOTAL (USD/CORR)
LITOLOGÍA	BIT SIZE (BS)	2500	1	2500
	CALIPER (CLDC)	3600	1	3600
	POTENCIAL ESPONTÁNEO (SPDL)	3800	1	3800
	GAMMA-RAY (GRGC)	4100	1	4100
	MICROLOG (MNRL-MINV)	3800	1	3800
INDUCCIÓN	SLF	3900		0
	ILM (R40F)	4900	1	4900
	ILD (ATRT)	5200		0
LATERALES	MSFL (RX08)	4900		0
	MLL	2850		0
	DDLL	4600	1	4600
	DSLL	3800	1	3800
POROSIDAD	DENSIDAD (DEN)	3900	1	3900
	NEUTRÓNICO (NPRL)	5000	1	5000
	SÓNICO (BHC)	3900		0
	LITO-DENSIDAD (PDPE)	4500	1	4500
TOTAL		65250		44500

Menú Principal
Regresar

INVERSIÓN TOTAL: 44500,000 \$/corrida

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

De esta manera analizando la corrida utilizada se determina el tiempo en que se recupera la inversión para los 3 escenarios, como se muestra en la figura 3.46.

FIGURA 3.46 ANÁLISIS FINANCIERO POZO AUCA-Y

		POZO	
a) Escenario pesimista, costo barril =	20 \$	Caudal (Q1)=	750 b/día
		Caudal (Q2)=	780 b/día
Producción de crudo para recuperar inversión	2225 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	74,16666667 Días		
b) Escenario más probable, costo barril =	35 \$		
Producción de crudo para recuperar inversión	1271,428571 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	42,38095238 Días		
c) Escenario optimista, costo barril =	40 \$		
Producción de crudo para recuperar inversión	1112,5 Barriles		
Tiempo de recuperación de inversión	37,08333333 Días		

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Los resultados del análisis muestran que para el escenario pesimista el tiempo de recuperación de inversión será en 74 días; para el escenario más probable el tiempo de recuperación de inversión será en 42 días y para el escenario optimista el tiempo de recuperación de inversión será en 37 días luego de realizada la corrida de registros.

3.2.5 ANÁLISIS DEL POZO AUCA-Z

Para el análisis del pozo Auca-Z se ingresaron todos los datos obtenidos de los registros de la corrida seleccionada por la compañía (Anexo 7) correspondientes a un intervalo de análisis de 900 pies. Esta corrida incluyó el registro BIT, CAL, GR, PE, RX01D, SP, ZDEN, CNCF, RLML, RNML, M2R9, M2R3. Estos datos se ingresaron a la profundidad de 10620 pies para luego ser analizados. En la figura 3.47 se muestra información general del pozo.

FIGURA 3.47 INFORMACIÓN GENERAL POZO AUCA-Z

INFORMACIÓN GENERAL DEL REGISTRO			
Empresa:	PETROAMAZONAS	Campo:	AUCA
Pozo:	AUCA Z	Fecha:	jul-15
DATOS DEL REGISTRO ELÉCTRICO			
Temperatura de Fondo (BHT):	194 °F	Profundidad de la Formación (FD):	10900 pie
Temperatura de Superficie (TS):	75 °F	Rmf @ Tmedida:	1,964 ohm-m
Profundidad Total (TD):	11520 pie	Tmedida:	75 °F

Fuente: JVZ LOGGING

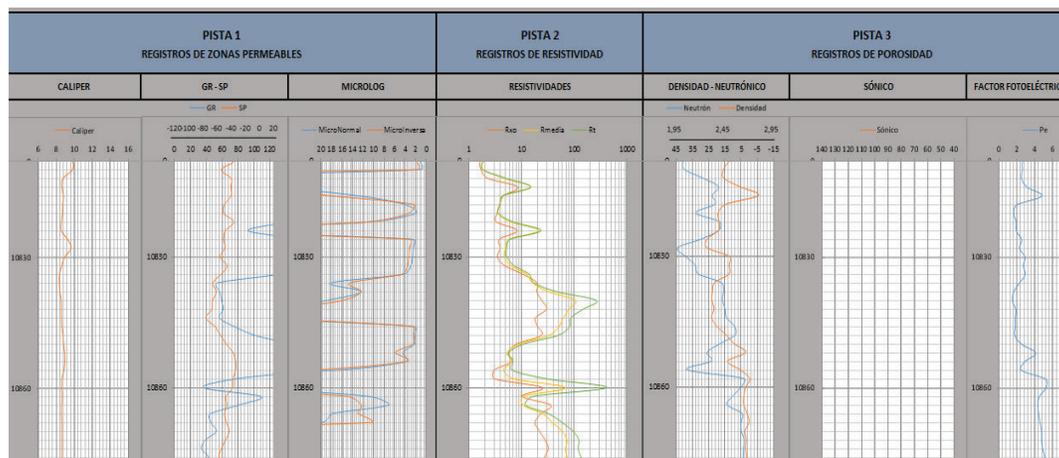
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En el pozo Auca-Z se utilizó un lodo de perforación base agua con densidad igual a 1 g/cm³ y matriz caliza. Después del análisis de los datos del pozo y las curvas generadas por el software se determinó que existen dos zonas de interés.

En el registro Caliper se puede ver que la condición del hoyo es estable a una profundidad de 10832 pies y analizando las curvas de los registros de SP y GR determinan que existe una zona permeable en el intervalo de 10834 -10848 pies.

Con el registro de factor fotoeléctrico y los registros de porosidad se verifica que la zona permeable determinada anteriormente corresponde a una zona de areniscas y los valores de resistividad altos evidencian presencia de hidrocarburo como se puede observar en la figura 3.48.

FIGURA 3.48 REGISTRO POZO AUCA-Z (ZONA 1)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.5.1 Zona de Interés 1 (10834' – 10848')

En la tabla 3.15 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.15 VALORES DEL REGISTRO AUCA-Z (ZONA 1)

Prof. pie	SP mV	CAL pg	GR UAPI	ZDEN g/cm ³	CNCF %	RX01D ohm-m	M2R3 ohm-m	M2R9 ohm-m	RNML ohm-m	RLML ohm-m	PE
10834	-54,328	8,386	130,181	2,493	31,463	10,606	12,490	13,962	4,215	4,592	2,909
10836	-66,226	8,376	53,513	2,345	17,225	19,869	16,337	17,157	17,985	14,427	2,243
10838	-60,943	8,435	57,134	2,323	15,799	19,492	32,353	46,193	12,308	12,285	1,630
10840	-66,371	8,595	59,232	2,317	16,526	24,188	104,886	261,710	18,723	15,713	1,476
10842	-67,019	8,594	61,497	2,338	14,882	29,958	78,965	149,354	27,79	25,914	1,847
10844	-75,735	8,607	56,560	2,314	14,071	18,470	62,743	86,710	30,283	27,456	1,784
10846	-62,663	8,648	75,509	2,367	9,121	20,231	51,388	81,686	2,213	2,525	1,797
10848	-55,072	8,794	101,425	2,463	8,721	23,954	33,680	50,430	2,214	2,480	1,744

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En esta zona se observa una arenisca que tiene un GR promedio de 58 UAPI, las curvas de resistividad van desde 13 ohm-m hasta 81 ohm-m, en la parte media existe una posible zona de petróleo indicada por valores de resistividad mayores a 100 ohm-m y un cruce entre el registro neutrón y de densidad. Se tiene una porosidad neutrónica de 31% en la parte superior que disminuye a 9% en la parte inferior; además se muestra una densidad promedio de 2,34 g/cm³.

Analizando los valores de los registros y las curvas generadas, se determinó que la lutita de referencia se encuentra a 10850 pies de profundidad.

En la tabla 3.16 se muestran los valores de los registros en la lutita de referencia.

TABLA 3.16 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA AUCA-Z (ZONA 1)

Zona Interés Pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	ΦN_{sh} %	R _{sh} ohm-m	D _{sh} g/cm ³
10834-10848	10850	-44	143	53	17,8	11	2,54

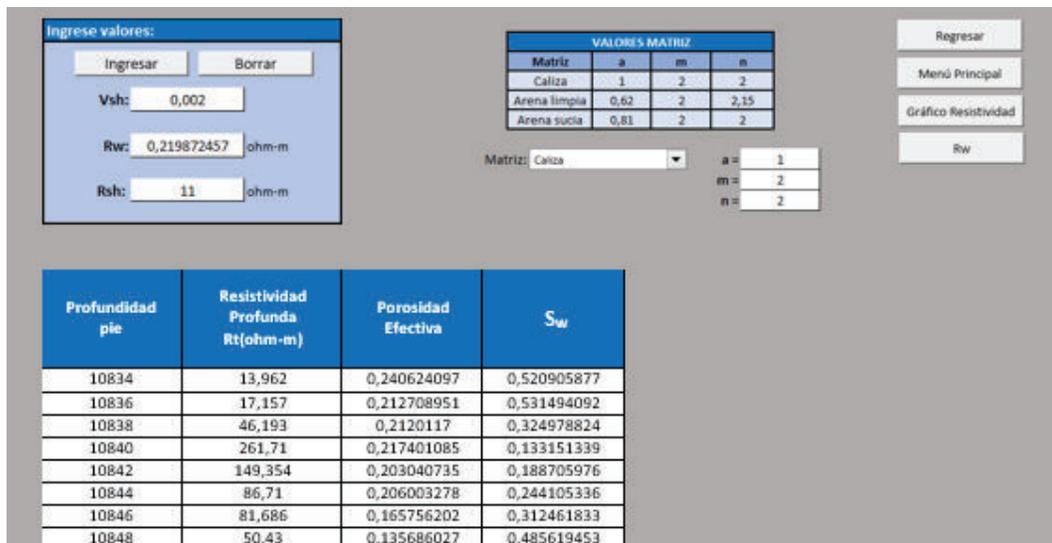
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

El valor de R_w se obtuvo a partir del registro SP, determinando el valor SSP igual a -44 mV. A continuación conociendo los valores de los registros en la lutita de referencia se calculó V_{sh} y Φ para cada método. Después de tener todos los valores necesarios para el cálculo de la saturación de agua se generaron los resultados de S_w para cada modelo en la zona de interés.

En la figura 3.49 se muestra los valores de saturación de agua en la zona de interés del pozo Auca-Z mediante el modelo de cálculo de Indonesia.

FIGURA 3.49 CÁLCULO DE S_w POZO AUCA-Z (MODELO INDONESIA) ZONA 1



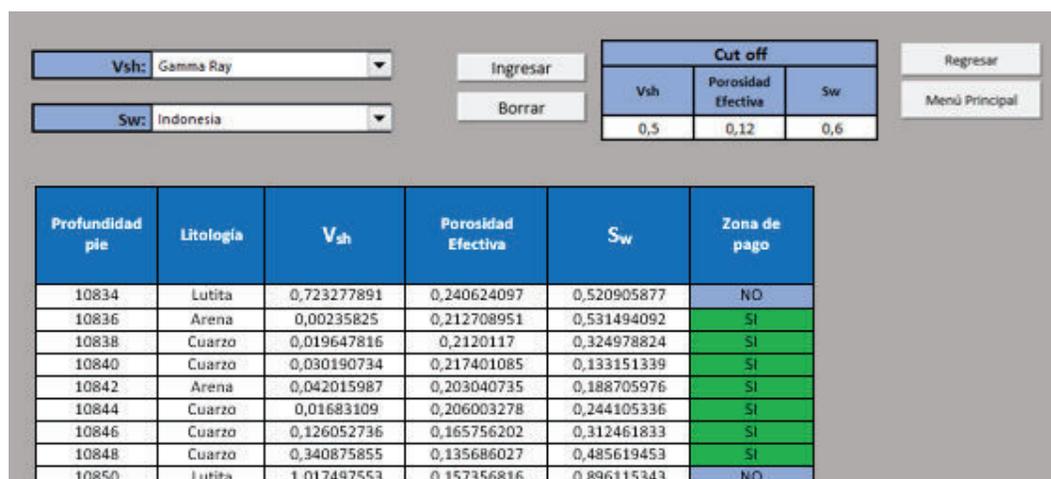
Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro de esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,12$; $S_w = 0,6$.

Finalmente con los resultados obtenidos y comparando con los valores de cutoff, el software determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 10836 a 10848 pies. Que puede considerarse para ser producido ya que posee una baja saturación de agua como se observa en la figura 3.50.

FIGURA 3.50 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO AUCA-Z (ZONA 1)



Fuente: JVZ LOGGING

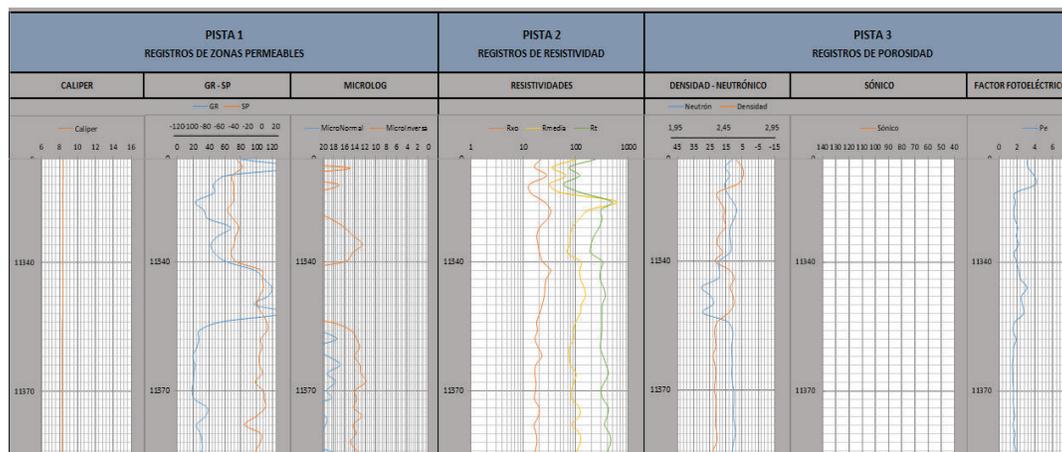
Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Finalizado el análisis de la primera zona y observando las curvas de los registros SP y GR, además del registro Caliper se determinó una segunda zona permeable en el intervalo de 11320 a 11344 pies.

Los registros de porosidad y los valores del registro del factor fotoeléctrico permiten verificar que la zona permeable determinada anteriormente corresponde a una zona de areniscas con un muy buen potencial de hidrocarburos debido a los valores de resistividad altos a lo largo de la zona.

En la figura 3.51 se puede observar el comportamiento de las curvas generadas por el software.

FIGURA 3.51 REGISTRO POZO AUCA-Z (ZONA 2)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.5.2 Zona de Interés 2 (11320' – 11344')

En la tabla 3.17 se puede observar los valores de la lectura de cada herramienta para la zona de interés.

TABLA 3.17 VALORES DEL REGISTRO AUCA-Z (ZONA 2)

Prof. pie	SP mV	CAL pg	GR UAPI	ZDEN g/cm ³	CNCF %	RX01D ohm-m	M2R3 ohm-m	M2R9 ohm-m	RNML ohm-m	RLML ohm-m	PE
11320	-42,634	8,460	60,809	2,628	12,771	27,840	65,085	118,398	63,615	27,770	3,914
11322	-40,775	8,443	45,963	2,573	15,714	13,296	31,115	58,970	25,808	17,133	4,026
11324	-40,798	8,391	46,140	2,365	14,367	13,820	53,111	129,734	36,043	21,190	1,743
11326	-40,774	8,399	23,032	2,385	10,906	24,429	593,705	473,376	49,360	21,212	1,798
11328	-49,063	8,420	33,410	2,433	8,428	33,266	176,697	303,486	72,967	21,750	1,632
11330	-40,927	8,440	38,891	2,425	9,932	29,300	118,946	319,506	48,550	18,605	1,722
11332	-33,154	8,439	67,413	2,445	12,162	20,580	87,464	281,120	60,147	15,966	2,038
11334	-37,404	8,414	51,670	2,377	12,549	18,132	77,746	223,783	50,794	14,246	1,888
11336	-39,785	8,412	42,252	2,360	11,885	19,094	77,359	196,804	29,942	12,578	2,144
11338	-43,784	8,404	47,072	2,415	12,479	20,474	69,276	193,301	26,006	14,393	1,640
11340	-36,756	8,390	61,677	2,338	19,190	23,333	124,687	324,046	62,572	15,743	1,943
11342	-1,082	8,420	97,533	2,483	19,086	33,304	119,038	297,226	137,754	25,153	2,152
11344	0,213	8,421	109,129	2,535	19,710	27,244	123,380	289,334	103,492	26,855	2,358

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En esta se observa valores de GR promedio de 42 UAPI, las curvas de resistividad van de 118 ohm-m hasta 289 ohm-m en la parte inferior, existe una posible zona de petróleo indicada por un cruce entre el neutrón y densidad.

Presenta valores promedio de porosidad neutrónica de 12% y densidad de 2,43 g/cm³.

La lutita de referencia se encuentra a 11318 pies de profundidad y sus valores se pueden observar en la tabla 3.18.

TABLA 3.18 VALORES DE LA LUTITA DE REFERENCIA AUCA-Z (ZONA 2)

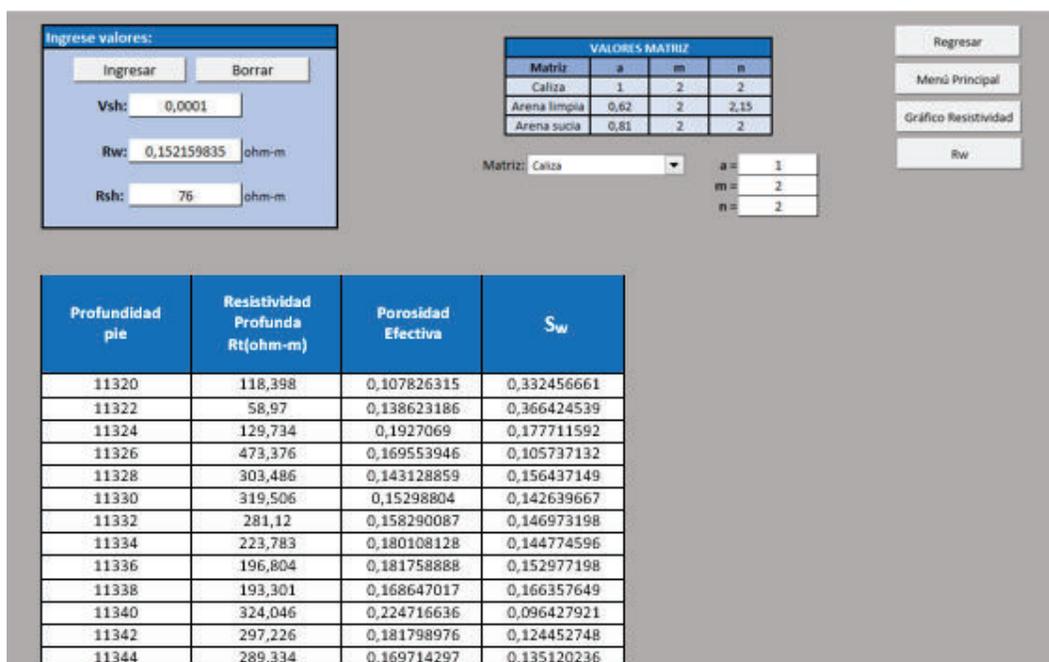
Zona Interés pies	Profundidad lutita referencia pies	SSP mV	GR _{lutita} UAPI	GR _{limpio} UAPI	Φ_{Nsh} %	R _{sh} Ohm-m	D _{sh} g/cm ³
11320-11344	11318	-58	151	23	15,4	76	2,6

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

El valor de SSP igual a -58 mV fue utilizado para determinar R_w a partir del registro SP. La saturación de agua fue calculada después de obtener los valores de porosidad y volumen de arcilla a través del software, y sus resultados se pueden observar en la figura 3.52.

FIGURA 3.52 CÁLCULO DE S_w POZO AUCA-Z ZONA 2 (MODELO INDONESIA)



Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para determinar dentro de esta zona de interés la zona de pago, se estableció los siguientes valores de cut-off: $V_{sh} = 0,5$; $\Phi_e = 0,12$; $S_w = 0,6$.

Finalmente con los resultados obtenidos y comparando con los valores de cut-off, el software determina que la zona de pago se presenta en el intervalo de 11322 a 11344 pies. El cual puede ser considerado para ser producido ya que presenta bajas saturaciones de agua y una buena porosidad efectiva. Estos resultados se observan en la figura 3.53.

FIGURA 3.53 IDENTIFICACIÓN DE ZONA DE PAGO POZO AUCA Z (ZONA 2)

Profundidad pie	Litología	V_{sh}	Porosidad Efectiva	S_w	Zona de pago
11320	Dolomita	0,154292053	0,107826315	0,332456661	NO
11322	Dolomita	0,085485092	0,138623186	0,366424539	SI
11324	Cuarzo	0,086239054	0,1927069	0,177711592	SI
11326	Cuarzo	0,000102963	0,169553946	0,105737132	SI
11328	Cuarzo	0,035810599	0,143128859	0,156437149	SI
11330	Cuarzo	0,056595195	0,15298804	0,142639667	SI
11332	Arena	0,188762071	0,158290087	0,146973198	SI
11334	Arena	0,110580963	0,180108128	0,144774596	SI
11336	Arena	0,07002785	0,181758888	0,152977198	SI
11338	Cuarzo	0,09023449	0,168647017	0,166357649	SI
11340	Arena	0,158680049	0,224716636	0,096427921	SI
11342	Arena	0,382527131	0,181798976	0,124452748	SI
11344	Arena	0,477219242	0,169714297	0,135120236	SI
11346	Lutita	0,571259622	0,232917601	0,09112344	NO
11348	Arena	0,528987802	0,198560467	0,102864863	NO

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

3.2.5.3 Análisis Técnico - Económico del pozo Auca-Z

Para el caso analizado del pozo Auca-Z se considera la combinación de herramientas que incluye el registro: BIT, CAL, GR, PE, RX01D, SP, ZDEN, CNCF, RLML, RNML, M2R9, M2R3; y que el pozo produce 1500 bppd y se espera un incremento de 40 bppd luego de la intervención.

Los costos de las distintas herramientas utilizadas en el registro del pozo se muestran en la figura 3.54.

FIGURA 3.54 COSTOS POR HERRAMIENTA DE REGISTRO POZO AUCA-Z

ANÁLISIS FINANCIERO				
	HERRAMIENTA	COSTO POR CORRIDA (USD)	# CORRIDAS	TOTAL (USD/CORR)
LITOLOGÍA	BIT SIZE (BS)	2500	1	2500
	CALIPER (CAL)	3400	1	3400
	POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)	3500	1	3500
	GAMMA-RAY (GR)	4100	1	4100
	MICROLOG (RLML-RNML)	3800	1	3800
INDUCCIÓN	SLF	3900		0
	ILM (M2R3)	4700	1	4700
	ILD (M2R9)	5100	1	5100
LATERALES	MSFL (RXO1D)	4500	1	4500
	MLL	2850		0
	LLD	4600		0
POROSIDAD	LLS	3600		0
	DENSIDAD (ZDEN)	4000	1	4000
	NEUTRÓNICO (CNCF)	5300	1	5300
	SÓNICO (BHC)	3900		0
	LITO-DENSIDAD (PE)	4600	1	4600
	TOTAL	64350		45500

Menú Principal
Regresar

INVERSIÓN TOTAL: 45500,000 \$/corrida

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

En la figura 3.55 se observa el tiempo necesario para recuperar la inversión para 3 escenarios.

FIGURA 3.55 ANÁLISIS FINANCIERO POZO AUCA-Z

		POZO	
a) Escenario pesimista, costo barril =	20 \$	Caudal (Q1)=	1060 b/día
		Caudal (Q2)=	1100 b/día
	Producción de crudo para recuperar inversión	2275	Barriles
	Tiempo de recuperación de inversión	56,875	Días
b) Escenario más probable, costo barril =	35 \$		
	Producción de crudo para recuperar inversión	1300	Barriles
	Tiempo de recuperación de inversión	32,5	Días
c) Escenario optimista, costo barril =	40 \$		
	Producción de crudo para recuperar inversión	1137,5	Barriles
	Tiempo de recuperación de inversión	28,4375	Días

Fuente: JVZ LOGGING

Elaborado por: Juan C. Vallejo y Joao Zambrano

Para el escenario pesimista el tiempo de recuperación de inversión será en 56 días; para el escenario más probable el tiempo de recuperación de inversión será en 32 días y para el escenario optimista el tiempo de recuperación de inversión será en 28 días luego de realizada la corrida de registros.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El desarrollo de un software de fácil manejo en Excel que permite el análisis e interpretación de registros de pozos, confirma la importancia que tienen en el sector hidrocarburífero al entregar una gran cantidad de información necesaria para el desarrollo de campos petroleros.
- El programa presenta una interfaz amigable para el usuario; lo que permite que personas que incluso no cuenten con el conocimiento teórico suficiente sobre evaluación de formaciones utilicen el software sin problema, debido a que los algoritmos desarrollados en el programa satisfacen las necesidades por las cuales nació el proyecto.
- Los principales parámetros que pueden ser determinados con el análisis de registros de pozos a través del software y que permiten conocer las condiciones pozo-reservorio son: Porosidad, Zonas Permeables, Volumen de Arcilla (V_{sh}), Resistividad del agua de formación (R_w), Saturación de agua en la zona de interés (S_w), los cuales permite estimar Zonas de Pago.
- Al realizar el levantamiento de datos, análisis e interpretación de pozos reales en el software se puede determinar las características y zonas de interés del yacimiento, de esta manera el usuario puede utilizar ésta información para decidir si es o no rentable la producción del pozo bajo las condiciones actuales de la industria hidrocarburífera.
- El software fue desarrollado también para fines académicos, ya que estudiantes y profesionales entenderán con mayor facilidad la interpretación de registros de pozos y podrán desarrollar ejercicios con

datos reales de campo para afianzar sus conocimientos adquiridos en las aulas, ya que muchos software similares son costosos y de difícil acceso.

- Los modelos matemáticos utilizados para el desarrollo del software son muy útiles para el análisis e interpretación de los datos entregados por los registros. Se debe tomar en cuenta que si no se conocen todos los datos necesarios puede existir un margen de error al generar los resultados, por esta razón se requiere utilizar durante la corrida del registro la mayor cantidad de herramientas para tener una base de datos completa.
- En el análisis de los datos del pozo Delta Mackenzie mediante el software se logró obtener buenos resultados determinando una arena con un espesor de 30 pies, con buenas características petrofísicas y presencia de hidrocarburo por lo que se consideraría zona de pago en el intervalo de 9194 a 9224 pies.
- Los resultados del pozo Tiputini-W permitieron determinar dos arenas con buenas características petrofísicas, la primera con un espesor de 30 pies considerando la zona de pago en el intervalo de 4946 a 4976 pies y la segunda con un espesor de 10 pies en un intervalo de 5042 a 5052 pies; las dos zonas analizadas en el programa se consideran potenciales de hidrocarburo debido a su baja saturación de agua y buena porosidad efectiva.
- En el pozo Tiputini-X los resultados y curvas generadas por el software determinaron dos zonas de interés con buenas características petrofísicas, dentro de estas dos zonas la primera zona de pago determinada tiene un espesor de 32 pies en el intervalo de 5548 a 5580 pies y la segunda zona de pago de 34 pies en el intervalo de 5594 a 5628 pies; estas dos zonas se consideran potenciales de hidrocarburo debido a su baja saturación de agua y buena porosidad efectiva.

- Los resultados del pozo Auca-Y obtenidos en el software determinaron la existencia de dos arenas con buenas características petrofísicas, la primera zona de pago tiene un espesor de 26 pies en el intervalo de 9998 a 10024 pies y la segunda zona de pago un espesor de 12 pies en el intervalo de 10268 a 10280 pies; las dos zonas se consideran potenciales de hidrocarburo debido a su baja saturación de agua y buena porosidad efectiva.
- Para el pozo Auca-Z los resultados permitieron determinar dos zonas de interés con buenas características petrofísicas, dentro estas zonas la primera zona de pago determinada por el software tiene un espesor de 12 pies en el intervalo 10836 a 10848 pies y la segunda zona de pago tiene un espesor de 22 pies en el intervalo 11322 a 11344 pies; son consideradas zonas potenciales de hidrocarburo debido a su baja saturación de agua y buena porosidad efectiva.
- El análisis manual de los diferentes pozos, realizado por un profesional en el área de evaluación de formaciones corroboran los resultados entregados por el software; de igual manera la información de Petroamazonas EP de los intervalos cañoneados en estos pozos coinciden con los resultados generados por el programa, evidenciando el correcto funcionamiento del mismo.
- El análisis financiero ayuda a seleccionar un buen acople para la corrida de registros dentro de un pozo en base a sus costos de operación, mientras mayor sea el número de herramientas se tiene una mayor cantidad de datos que permitirán una buena evaluación; pero se debe tener en cuenta la inversión a realizar.

4.2 RECOMENDACIONES

- Basándose en el árbol de problemas desarrollado, los retos, desafíos y oportunidades que tiene este proyecto se puede considerar viable dentro de la industria petrolera; por esta razón se recomienda implementar el proyecto como un material académico para el mejoramiento de los algoritmos y modelos utilizados durante el desarrollo del mismo.
- Debido a que el software se desarrolló en Excel se debe tener en cuenta que existieron algunas limitaciones para los modelos matemáticos programados. Por lo que se recomienda al usuario tener cuidado al momento la utilización, ya que existen datos que se deben leer e ingresar manualmente para un correcto análisis e interpretación.
- Para el manejo de datos reales se debe ingresar la profundidad del pozo cada dos pies, y se recomienda revisar que los datos ingresados por el usuario coincidan con las respectivas columnas. Ya que los modelos matemáticos necesitan que la data sea la correcta para tener una buena ejecución y así obtener un buen análisis.
- Se recomienda seleccionar el método de Gamma Ray para determinar el V_{sh} y el modelo de indonesia para determinar S_w al generar las zonas de pago, ya que son los que mejor se acoplan a la distribución de arcillas laminar la cual es común en la Cuenca Oriente del Ecuador. Para pozos con diferente distribución de arcillas se debe seleccionar el método adecuado.
- Se recomienda realizar el análisis financiero para determinar cuál sería la mejor combinación de herramientas que permita obtener la mayor cantidad de datos pero a su vez optimizar tiempos y costos dependiendo del escenario que se tenga.

BIBLIOGRAFÍA

1. Andersen M. A. (2013). "Discovering the Secrets of the Earth". Defining Logging. Schlumberger. USA. Tomado de:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors11/spr11/defining_logging.pdf
2. Avendaño J. (2015). "Análisis de Modelos Petrofísicos para Formaciones Clásticas". Instituto Politécnico Nacional. México D.F. Tomado de:
<http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15084/An%C3%A1lisis%20de%20modelos%20petrof%C3%ADsicos%20para%20formaciones%20cl%C3%A1sticas.pdf?sequence=1>
3. Bisbé E. (2007). "Curso Básico De Evaluación De Formaciones Para Operadores De Perforación Y Producción". Centro Politécnico del Petróleo. Tomado de:
<http://educaciones.cubaeduca.cu/medias/pdf/2420.pdf>
4. CIED (1997). "Registro de Pozos". PDVSA Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Universidad Corporativa
5. Corbett P. (2011). "Well Logging Techniques". PETROFED. Tomado de:
<http://petrofed.winwinhosting.net/upload/30May-01June11/6.pdf>
6. Cusme & Gálvez (2013). "Actualización de las Reservas y Predicción de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari". Escuela Politécnica Nacional. Tomado de: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6898>
7. Falla, E. (2005). "Interpretación de Registros de Pozos de petróleo". Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

8. Marín C. (2003). “Caracterización Petrofísica del Área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco”. Universidad Central de Venezuela.
Tomado de: <https://es.scribd.com/doc/99203536/Caracterizacion-Petrofisica-de-Un-Yacimientovenezuela>
9. Quintero Mónica, 2012. “Leyes de la electrólisis de Faraday. Disociación electrolítica”. Corriente eléctrica en los líquidos y en los gases. FISICA.RU. Tomado de: http://www.fisica.ru/theory/electro_III_9.php
10. Schlumberger. (2013). “Log Interpretation Charts”. Edición 2013
11. Schlumberger. (1997) “Principios y aplicaciones de la Interpretación de Registros”. Schlumberger Educational Services.
12. Valencia, R. (2007). “Fundamentos de la interpretación de registros eléctricos convencionales”. Escuela Politécnica Nacional.

ANEXOS

ANEXO 1 CARTA GEN-6

General

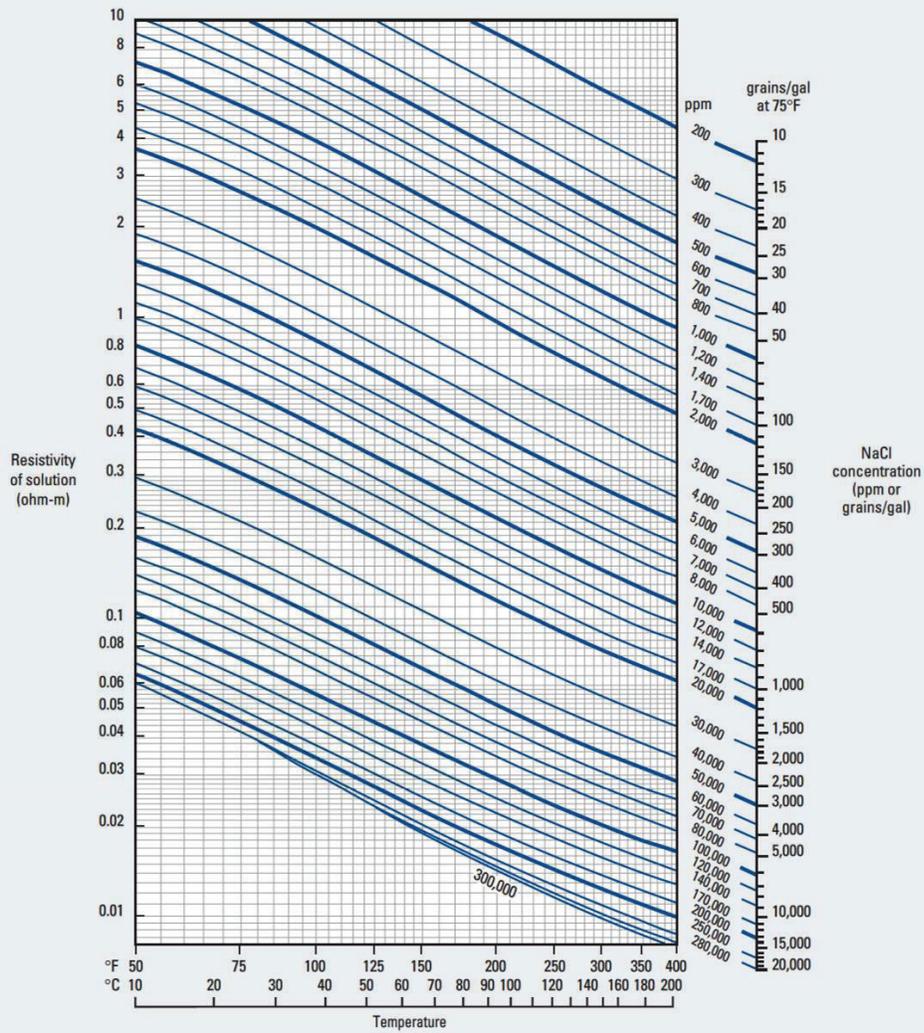
Resistivity of NaCl Water Solutions

Schlumberger

Gen-6
(former Gen-9)

Gen

Conversion approximated by $R_2 = R_1 [(T_1 + 6.77)/(T_2 + 6.77)]^{1.67}$ or $R_2 = R_1 [(T_1 + 21.5)/(T_2 + 21.5)]^{1.67}$



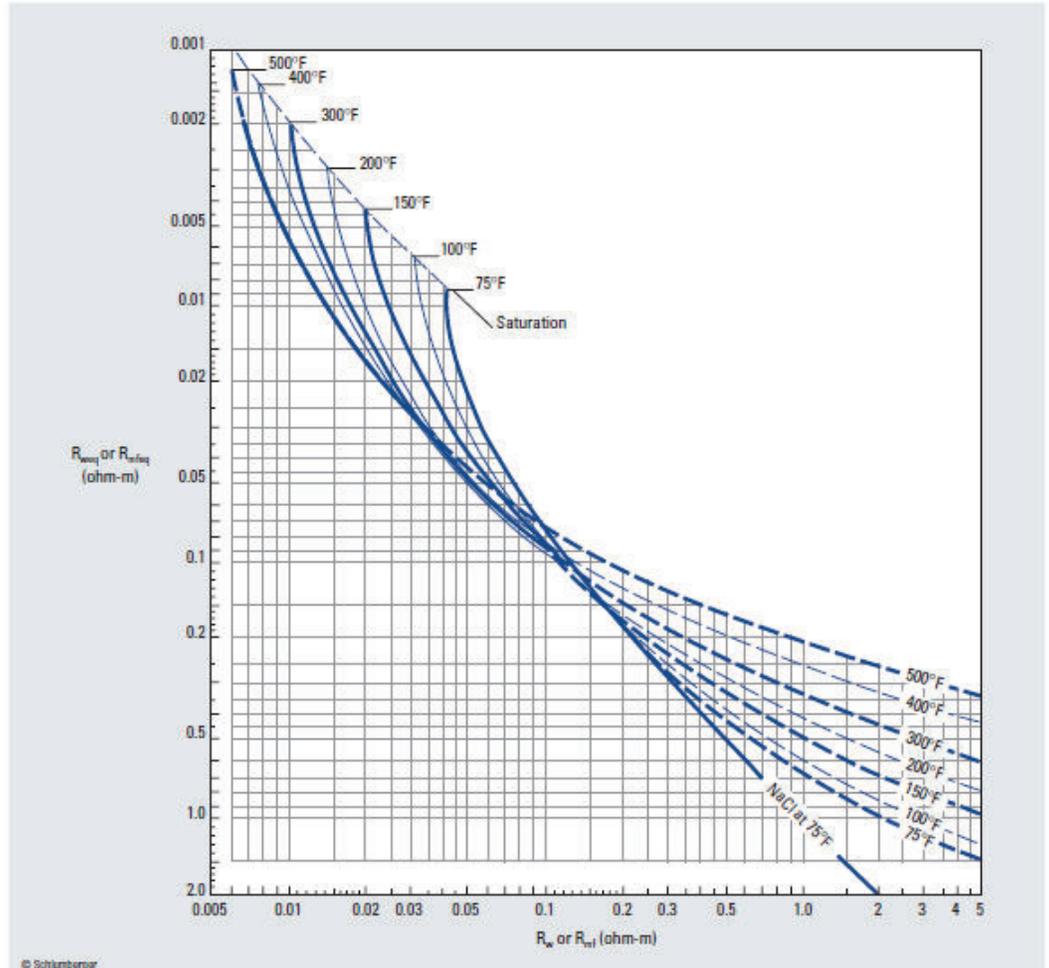
© Schlumberger

ANEXO 2 CARTA SP-2

R_{Weq} versus R_w and Formation Temperature

SP-2

(customary, former SP-2)



ANEXO 3 ENCABEZADO DEL POZO DELTA MACKENZIE

```

VERS.                2.00:  CWLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 2.00
WRAP.                NO:   ONE LINE PER DEPTH
~WELL INFORMATION
#MNEM.UNIT          DATA  INFORMATION
#-----
STRT.F              9125.000000:  START DEPTH
STOP.F              9700.000000:  STOP DEPTH
STEP.F              0.500000:   STEP LENGTH
NULL.               -999.250000:   NO VALUE
COMP.               XXXX:    COMPANY
WELL.               XXXX:    WELL
FLD.                XXXX:    FIELD
LOC.                XXXX:    LOCATION
PROV.               XXXX:    PROVINCE
SRVC.               Schlumberger:  SERVICE COMPANY
DATE.               03-JUN-01:  LOG DATE
UWI.                XXXX:    UNIQUE WELL ID
~Parameter Information -----
KB .FT              26.0000:  KB Elevation in Feet
GL .FT              6.0000:  Ground Level Elevation in Feet
RUNS.               3:      Number of Logging Runs
RUN .               3:      Run Number
RDPT.FT            9821.0000:  Run Depth in Feet
BHT .DEGF          101.0000:  Bottom Hole Temp.
RMF .OHMM          2.2100:  Mud Filtrate Resistivity
RMFT.DEGF          76.0000:  RMF Temperature
DFTY.              Water Base:  Mud Type (water or oil)
DFD .LB/G          10.7000:  Mud Weight
DFV .S             61.0000:  Mud Viscosity
DFL .C3            6.6000:  Mud Fluid Loss
DFPH.              10.0000:  Mud pH
BS .IN             12.2500:  Bit Size
MATR.              Sandstone:  Neutron Matrix
DATE.              03-JUN-01:  Logging Date
~Other Information -----
TOP .FT            8143.0000:  Reindeer
DST .FT            9341.9000  9352.0000:  #5 | GTS 6.1 mscfd 120' CND 100' MUD
DST .FT            9210.0000  9220.1000:  #6 | GTS 9.95 mscfd 75' CND
PERF.FT            9209.3000  9219.2000:
PERF.FT            9340.6000  9350.4000:
~CURVE INFORMATION
# MNEM.UNIT
#-----
DEPT.F              :  Depth
ACOU.US/F           :  Acoustic
SNP.%               :  Neutron -- (SS)
RHOB.G/C3           :  Bulk Density
CALI.IN             :  Caliper
GR.GAPI             :  Gamma Ray
SP.MV               :  S.P.
ILD.OHMM            :  ILD
ILM.OHMM            :  ILM
SFLA.OHMM           :  LL8
DRHO.G/C3           :  Delta Rho

```

ANEXO 4 ENCABEZADO DEL POZO TIPUTINI-W

```

VERS . 2.0 :CWSL Log ASCII Standard - VERSION 2.0
WRAP . NO :One Line per Depth step
PROD . Schlumberger Technology Corp. :LAS Producer
PROG . Horizon LASWriter 6.2.64464.3100 :LAS Program name and version
SOURCE . 01: AIT-ADT-PEX-HNGS-Log[4]/Up :Run&Pass Information
CREA . 04/2016 :LAS Creation date {MM/DD/YYYY}
#-----
~WELL INFORMATION
#WNEH .UNIT DATA :DESCRIPTION
#-----
STRT .ft 4600.00000 :START DEPTH
STOP .ft 5870.50000 :STOP DEPTH
STEP .ft 0.5 :STEP
NULL . -999.25 :NULL VALUE
COMP . PETROAMAZONAS EP :COMPANY
WELL . TIPUTINI-W :WELL NAME
FLO . ITT - AREA TIPUTINI :FIELD NAME
RIGTYP . Drilling :Rig Type
SRVC . Schlumberger :SERVICE COMPANY
DATE . 04/24/2016 :LOG DATE(Composite Date for Composite LAP) (MM/DD/YYYY)
CLAB . Equipo: :County Label
CNTY . SINOPEC 248 :COUNTY
SLAB . Provincia: :State/Province Label
STAT . Orellana :STATE or PROVINCE
PROV . Orellana :STATE or PROVINCE
CTRY . ECUADOR :COUNTRY
LUL . SAM/ECG/ECLA :Logging Unit Location
LUN . OSLC-5887 :Logging Unit Number
LOC . PSAD56 * DMA-Ecu / UTM zone 18S:FIELD LOCATION
PDAT . GL :Local Permanent Datum
LMF . DF :Logging Measured From
APD .ft 36.80000 :Elevation of Depth Reference (LMF) Above Permanent Datum
EPD .ft 602.00098 :Elevation of Permanent Datum (PDAT) above Mean Sea Level
EKB .ft -999.25 :Elevation of Kelly Bushing Above Permanent Datum
EDF .ft 36.80000 :Elevation of Drill Floor Above Permanent Datum
EGL .ft 0.80000 :Elevation of Ground Level Above Permanent Datum
ECF .ft -999.25 :Elevation of Casing Flange above Permanent Datum
#-----
~CURVE INFORMATION
#WNEH .UNIT API CODE :DESCRIPTION
#-----
DEPT .ft : Depth Index
AT30 .ohm.m : (AIT-M) (3in) Array Induction Two Foot Resistivity A30
ATRT .ohm.m : (AIT-M) (3in) Array Induction Two Foot Rt
SP .mv : (AIT-M) (6in) Spontaneous Potential
CALI .in : (HRS-H) (1in) Caliper
PEFZ . : (HRS-H) (2in) Standard Resolution Formation Photoelectric Factor
RHOZ .g/cm3 : (HRS-H) (2in) Standard Resolution Formation Density
RXOZ .ohm.m : (HRS-H) (2in) Invaded Formation Resistivity filtered at 18 inches
SMIN .ohm.m : (HRS-H) (2in) Synthetic Micro-Inverse Resistivity
SMNO .ohm.m : (HRS-H) (2in) Synthetic Micro-Normal Resistivity
GR_CAL .gAPI : (HGNS-H) (6in) Calibrated Gamma Ray
TNPH .ft3/ft3 : (HGNS-H) (6in) Thermal Neutron Porosity (Ratio Method) in Selected Lithology
BS .in : (RT) (Borehole) (6in) Bit Size

```

ANEXO 5 ENCABEZADO DEL POZO TIPUTINI-X

```

~VERSION INFORMATION
VERS . 2.0                               :CMLS Log ASCII Standard - VERSION 2.0
WRAP . NO                                 :One Line per Depth step
PROD . Schlumberger Technology Corp.      :LAS Producer
PROG . Horizon LASWriter 6.1.58882.3100  :LAS Program name and version
SOURCE. 1. AIT-PEX-HNGS-Log[3]/Up        :Run&Pass Information
CREA . 05/2016                            :LAS Creation date {MM/DD/YYYY}
#-----
~WELL INFORMATION
#MNM . .UNIT . .DATA . .DESCRIPTION
#-----
STRT .ft . 3671.00000 :START DEPTH
STOP .ft . 5747.50000 :STOP DEPTH
STEP .ft . 0.5 :STEP
NULL . . -999.25 :NULL VALUE
COMP . . PETROAMAZONAS EP :COMPANY
WELL . . TIPUTINI-X :WELL NAME
FLD . . ITT-AREA TIPUTINI :FIELD NAME
RIGN . . SINOPEC-248 :Rig Name
RIGTYP . . Development Land Rig :Rig Type
SRVC . . Schlumberger :SERVICE COMPANY
DATE . . 05/2016 :LOG DATE(Composite Date for Composite LAP) (MM/DD/YYYY)
CNTY . . SINOPEC-248 :COUNTY
SLAB . . Provincia: :State/Province Label
PROV . . Orellana :STATE or PROVINCE
CTRY . . ECUADOR :COUNTRY
LUL . . SAM/ECG/LGA :Logging Unit Location
LOC . . PSAD56 * DMA-ECU / UTM ZONE 18S:FIELD LOCATION
PDAT . . GL :Local Permanent Datum
LMF . . DF :Logging Measured From
APD .ft . 36.86000 :Elevation of Depth Reference (LMF) Above Permanent Datum
EPD .ft . 601.99998 :Elevation of Permanent Datum (PDAT) above Mean Sea Level
EKB .ft . -999.25 :Elevation of Kelly Bushing Above Permanent Datum
EDF .ft . 36.86000 :Elevation of Drill Floor Above Permanent Datum
EGL .ft . 0.00000 :Elevation of Ground Level Above Permanent Datum
ECF .ft . -999.25 :Elevation of Casing Flange above Permanent Datum
#-----
~CURVE INFORMATION
#MNM . .UNIT . .API CODE . .DESCRIPTION
#-----
DEPT .ft . : Depth Index
AT30 .ohm.m . : (AIT-M) (3in) Array Induction Two Foot Resistivity A30
ATRT .ohm.m . : (AIT-M) (3in) Array Induction Two Foot Rt
RX08 .ohm.m . : (HDRS-H) (2in) Invaded Formation Resistivity filtered at 8 inches
CALI .in . : (HDRS-H) (1in) Caliper
PEF8 . . : (HDRS-H) (2in) High Resolution Formation Photoelectric Factor
RH08 .g/cm3 . : (HDRS-H) (2in) High Resolution Formation Density
GR .gAPI . : (HGNS-H) (6in) Gamma Ray
SP .mV . : (AIT-M) (6in) Spontaneous Potential
BS .in . : (Borehole) (6in) Bit Size
SMIN .ohm.m . : (HDRS-H) (2in) Synthetic Micro-Inverse Resistivity
SMNO .ohm.m . : (HDRS-H) (2in) Synthetic Micro-Normal Resistivity
NPOR .ft3/ft3 . : (HGNS-H) (6in) Enhanced Thermal Neutron Porosity in Selected Lithology

```

ANEXO 6 ENCABEZADO DEL POZO AUCA-Y

```

~Well Information
#MNEM.UNIT      DATA      : DESCRIPTION
#-----
STRT .F         8510.8      : Start
STOP .F         10679.3     : Stop
STEP .F         0.5        : Step increment
NULL .          -999.250    : Null value
COMP .          PETROAMAZONAS EP : Company
WELL .          AUCA-Y      : Well
FLD .           AUCA SUR    : Field
PROV .          ORELLANA    : Province
CTRY .          Ecuador     : State / Country
SRVC .          Weatherford : Service company
DATE .          Jan-2015    : Logging Date
#
~Curve Information
#MNEM.UNIT      API CODES      : CURVE DESCRIPTION
#-----
DEPT .F         00 001 00 00 : Logged depth
GRGC .GAPI      30 310 01 00 : Gamma Ray
NPRL .V/V       42 890 01 00 : Limestone Neutron Por.
CLDC .IN        45 280 01 00 : Density Caliper
DEN .G/C3       42 350 01 00 : Compensated Density
PDPE .B/E       45 358 01 00 : PE
DSLL .OHMM      11 220 09 00 : Shallow Laterolog
DDL .OHMM       11 220 10 00 : Deep Laterolog
SPDL .MV        30 010 00 00 : Spontaneous Potential
MNRL .OHMM      15 252 00 00 : MMR MicroLog Normal
MINV .OHMM      15 250 00 00 : MMR MicroLog Inverse
R40F .OHMM      07 120 44 00 : Array Ind. Four Res 40
BIT .IN         70 282 00 00 : Bit size
#
~Parameter Information
#MNEM.UNIT      VALUE      : DESCRIPTION
#-----
EREF .F         939.490    : Elevation of depth reference
GL .F           903.640    : Ground elevation
RUN .           UNO       : Run number
BS .IN          8.500      : Bit size
MUD .           KLA-SHIELD : Mud type
MUDD .-----    9.200     : Mud density
MUDV .CP        25.000     : Mud viscosity
PH .            10.200     : Mud pH
FL .ML/30MIN    4.900      : Mud fluid loss rate
RM .OHMM        1.500      : Mud resistivity
RMT .-----    75.000     : Mud sample temperature
RMF .OHMM        1.300     : Mud filtrate resistivity
RMFT .-----   75.000     : Mud filtrate sample temperature
RMC .OHMM        1.800     : Mud cake resistivity
RMCT .-----   75.000     : Mud cake sample temperature
TMAX .-----   223.000    : Max recorded temperature

```

ANEXO 7 ENCABEZADO DEL POZO AUCA-Z

~Well Information Block

#NMEM	UNIT	Well Data	Data Description
STRT	.FT	10620.000	: Starting Depth
STOP	.FT	11520.000	: Ending Depth
STEP	.FT	0.500	: Level Spacing
NULL		-999.2500	: Absent Value
COMP		PETROAMAZONAS EP	: Company
WELL		AUCA-Z	: Well
FLD		CAMPO: AUCA	: Field
LOC		EN SUPERFICIE:	: Location
CNTY		SINOPEC 128	: County
STAT		ECUADOR	: State
SRVC		Baker Hughes	: Service Company
DATE		JUL-2015	: Log Date

~Curve Information Block

#NMEM	UNIT	API Codes	Curve Description
DEPT	.FT	99 995 99 1	: Depth
BIT	.IN	70 282 1 1	: Bit size
CAL	.IN	70 280 99 1	: Caliper
CNCF	.PU	42 995 99 1	: Field normalized compensated neutron porosity
GR	.GAPI	30 310 1 1	: Gamma ray
M2R3	.OHMM	8 120 30 1	: Vertical 2-foot resolution matched resistivity, 30-inch DOI
M2R9	.OHMM	8 120 90 1	: Vertical 2-foot resolution matched resistivity, 90-inch DOI
PE	.B/E	45 358 1 1	: Photo electric cross-section
RLML	.m.ohm	15 250 1 1	: 1-inch lateral resistivity
RNML	.m.ohm	15 252 1 1	: 2-inch normal resistivity
RXO1D	.OHMM	6 220 3 1	: Flushed zone resistivity
SP	.MV	1 10 1 1	: Spontaneous Potential
ZDEN	.G/C3	45 350 1 1	: Formation bulk density

~Parameter Information Block

#NMEM	UNIT	Parameter Value	Parameter Description
RUN	.	1	: Run Number
TRIP	.	1	: Trip Number
TDD	.FT	11500	: Total Depth - Driller
CBDR	.FT	10640	: Casing Bottom - Driller
BS	.IN	8.5	: Bit Size
DFT	.	KLASHIELD NT	: Drilling Fluid Type
DFD	.LB/G	9.2	: Drilling Fluid Density
DFV	.CP	26	: Drilling Fluid Viscosity
DFPH	.	10.1	: Drilling Fluid Ph
DFL	.C3	5	: Drilling Fluid Loss
MSS	.	LINEA DE FLUIDO	: Mud Sample Source
RMS	.OHMM	1.517	: Resistivity Of Mud Sample
MST	.DEGF	75	: Mud Sample Temperature
RMFS	.OHMM	1.964	: Resistivity Of Mud Filtrate Sample
MFST	.DEGF	75	: Mud Filtrate Sample Temperature
RMCS	.OHMM	1.252	: Resistivity Of Mud Cake Sample
MCST	.DEGF	75	: Mud Cake Sample Temperature
MFSS	.	MEDIDO	: Mud Filtrate Sample Source
MCSS	.	MEDIDO	: Mud Cake Sample Source
BHT	.DEGF	194	: Bottom Hole Temperature