



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR
MEDIANTE CORRELACIÓN GRÁFICA DE LOS MÉTODOS DE
PICKETT Y HINGLE EN UN YACIMIENTO MADURO DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**AUTOR:
BERNABE TOMALÁ MIGUEL ANTONIO**

**PROFESOR TUTOR:
ING. RICARDO V. GALLEGOS O.**

LA LIBERTAD – SANTA ELENA – ECUADOR

2020

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR
MEDIANTE CORRELACIÓN GRÁFICA DE LOS MÉTODOS
DE PICKETT Y HINGLE EN UN YACIMIENTO MADURO
DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**AUTOR:
BERNABE TOMALÁ MIGUEL ANTONIO**

**PROFESOR TUTOR:
ING. RICARDO V. GALLEGOS O.**

LA LIBERTAD – SANTA ELENA – ECUADOR

2020

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo, Bernabe Tomalá Miguel Antonio, con cédula de ciudadanía 2450103904, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación denominado, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

Por este motivo, manifiesto la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que realice el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.

Atentamente,

Miguel Bernabé T.

Bernabé Tomalá Miguel Antonio

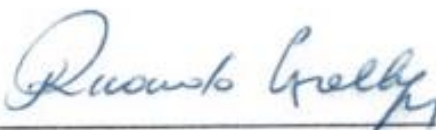
Autor de Tesis

C.I. 2450103904

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi de calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR MEDIANTE CORRELACIÓN GRÁFICA DE LOS MÉTODOS DE PICKETT Y HINGLE EN UN YACIMIENTO MADURO DEL ORIENTE ECUATORIANO”, elaborado por el estudiante **Bernabe Tomalá Miguel Antonio**, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que posteriormente a la orientación, estudio, y revisión del proyecto, lo apruebo en todas sus partes, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación del tribunal y autorizo al estudiante para que inicie los trámites legales correspondientes.

Atentamente



Ing. Gallegos O. Ricardo V., Msc.
CI. 0900820457
Docente Tutor

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

**SANDRA YANINA YAGUAL TUMBACO
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGISTER EN DISEÑO CURRICULAR**


CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

A petición del interesado tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente trabajo de titulación con el tema:

“CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR MEDIANTE CORRELACIÓN GRÁFICA DE LOS MÉTODOS DE PICKETT Y HINGLE EN UN YACIMIENTO MADURO DEL ORIENTE ECUATORIANO”, del egresado BERNABE TOMALA MIGUEL ANTONIO con cédula N° 2450103904 de la Carrera de Ingeniería en Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos dados por la Real Academia Española, para fines respectivos.

Certifica,



Lic.Sandra Yanina Yagual Tumbaco, Msc
C.I: 0914693353

Tel:0986663270

Correo: s_and_tum@hotmail.com

Registro de Senescyt 1006-15-86055870

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR MEDIANTE CORRELACIÓN GRÁFICA DE LOS MÉTODOS DE PICKETT Y HINGLE EN UN YACIMIENTO MADURO DEL ORIENTE ECUATORIANO”, elaborado por el estudiante **Bernabe Tomala Miguel Antonio**, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 8% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente



Ing. Gallegos O. Ricardo V., Msc.
CI. 0900820457
Docente Tutor

DEDICATORIA

A Dios por guiar mi camino, mantener a mi Familia Unida y con salud.

A mis padres Eduardo Bernabé Rodríguez y Juana Tomalá Prudente quienes se esforzaron día a día para darme la mejor educación y darme la mano para lograr ser un profesional.

A mis hermanos Johanna Bernabé Tomalá y David Bernabé Tomalá quienes forman parte de mi vida y me ayudan a salir en momentos difíciles.

A mi familia, a mi abuelito materno (+) y abuelita paterna (+), quiénes me bendicen y estarían felices por haberme visto terminar esta esta etapa de mi vida.

Miguel Antonio Bernabé Tomalá

AGRADECIMIENTO

A Dios por iluminar y guiar mi camino y en cada paso durante toda la vida.

A mis padres por ser el pilar fundamental en mi vida, por la educación que me han impartido y enseñarme buenos valores, hoy por hoy todo lo alcanzado es gracias a ellos.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por haberme dado la oportunidad de educarme en sus prestigiosas aulas y finalizar mi carrera.

A mi tutor, el Ingeniero Ricardo Gallegos, por brindarme su confianza, aconsejarme y alentarme durante la elaboración de esta tesis.

Al Ing. Alamir Alvarez, Ing, Roberto Silva, los docentes de la Carrera Ingeniería en Petróleo, Ing Carlos Portilla, Ing Romel Erazo, Ing, Carlos Malavé, Ing Fidel Chuchuca, quienes me aconsejaron e impartieron sus conocimientos durante la etapa Universitaria.

A las Empresa Pacifpetrol S.A. y Repsol quienes confiaron en mí y me dieron la oportunidad de realizar mis prácticas Pre-Profesionales.

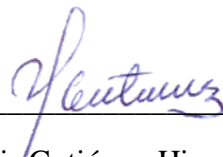
Finalmente a mis Amigos por brindarme su ayuda en los momentos más difícil de la etapa Universitaria.

Miguel Antonio Bernabé Tomalá

TRIBUNAL DE GRADO



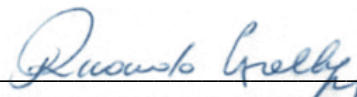
Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



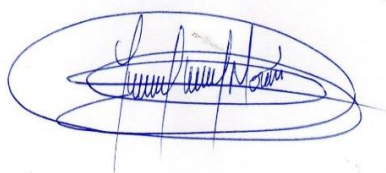
Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.
DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS



Ing. Romel Erazo Bone, Msc.
PROFESOR DE ARÉA



Ing. Ricardo Gallegos O, Msc.
PROFESOR DE TESIS



Ab. Lidia Lorena Villamar, Mgt.
SECRETARIA GENERAL (E)

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN EXPRESA	I
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	II
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	III
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
TRIBUNAL DE GRADO	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	X
ÍNDICE DE TABLAS	X
ABREVIATURAS	XV
RESUMEN	XVII
ABSTRACTO	XVIII
CAPITULO I	1
1. MARCO METODOLÓGICO	1
1.1. Planteamiento del problema y descripción del tema	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivo General	2
1.4. Objetivo Específicos	2
1.5. Hipótesis	3
1.6. Alcance	3
1.7. Variables	3
1.7.1. Variable Independiente	3
1.7.2. Variable Dependiente	3
1.8. Metodología	4
1.8.1. Diseño de la Investigación	4
1.8.2. Metodología de la Investigación	4
CAPITULO II	6
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Parámetros petrofísicos	6
2.1.1. Porosidad	6

2.1.2.	Permeabilidad.....	7
2.1.3.	Saturación de agua (Sw).....	8
2.2.	Factor de Resistividad de la Formación.....	9
2.3.	Volumen de arcilla (Vsh).....	10
2.4.	Registros.....	11
2.4.1.	Tipos de Perfiles de Pozos.....	11
2.4.1.1.	Registros de diámetros.....	11
2.4.1.1.1.	Registro del diámetro de la Broca (Bit Size = BS).....	12
2.4.1.1.2.	Registro de Calibración (Caliper = CALI).....	12
2.4.1.2.	Registros Eléctricos.....	13
2.4.1.2.1.	Potencial Espontáneo (SP).....	13
2.4.1.2.2.	Registro de Resistividad.....	15
2.4.1.2.3.	Registros Radioactivos.....	17
2.4.1.2.3.1.	Rayos Gamma (GR).....	17
2.4.1.2.4.	Registros de Porosidad.....	19
2.4.1.2.4.1.	Registro Neutrónico.....	19
2.4.1.2.4.2.	Registro de Densidad.....	21
2.4.1.2.4.3.	Registro Sónico (BHC).....	23
2.5.	Método de Hingle.....	27
2.5.1.	Trazado y procedimiento.....	30
2.5.2.	Ventajas y limitaciones de la Crossplot Hingle.....	31
2.6.	Método de Pickett.....	32
2.6.1.	Trazado y procedimiento:.....	34
2.6.2.	Ventajas y limitaciones:.....	37
CAPITULO III.....		39
3. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA.....		39
CAPITULO IV.....		46
4. ANALISIS Y RESULTADOS.....		46
4.1	Determinación de los parámetros Archie, porosidad y saturación de agua.....	46
4.2.	Resultados de las gráficas Hingle, Pickett y Buckles.....	49
CAPITULO V.....		74
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		74
5.1.	Conclusiones.....	74
5.2.	Recomendaciones.....	75

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
ANEXOS	79

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Registro Caliper	13
Ilustración 2: Ejemplo del registro microlog.	17
Ilustración 3: Registro del pozo Tarapoa NW1	19
Ilustración 4: Ejemplo de Registros Eléctricos.....	20
Ilustración 5: Registro de Densidad.	22
Ilustración 6: Registro Sónico.	24
Ilustración 7: Registro de una capa de gas.	25
Ilustración 8: Parámetros de la gráfica de Hingle.	28
Ilustración 9: Representación de la gráfica R_t vs ϕ	30
Ilustración 10: Parámetros de la gráfica de Pickett.....	33
Ilustración 11:Proceso de interpretación Crossplot de Pickett.....	34
Ilustración 12: Proceso de interpretación Crossplot Pickett.	35
Ilustración 13: Proceso de interpretación crossplot de Pickett.....	36
Ilustración 14: Proceso de interpretación crossplot Pickett.	37
Ilustración 15.1: Crossplot de Pickett zona de transición.	38
Ilustración 16: Pantalla del Programa.....	39
Ilustración 17: Ingreso de datos.....	40
Ilustración 18: Lista de los métodos para calcular la porosidad.	40
Ilustración 19: Valores de la densidad de la matriz.	41
Ilustración 20: Valores de la densidad del fluido.	41
Ilustración 21: Valores del tiempo de transito de la matriz.	42
Ilustración 22: Valores del tiempo de transito del fluido.....	42
Ilustración 23: Panel de parámetros de la porosidad.	42
Ilustración 24: Panel de parámetros de saturación de la Ecuación Archie.	42
Ilustración 25: Panel de Ingreso de valores de S_w y BVW	43
Ilustración 26: Gráfico de Pickett.....	44
Ilustración 27: Gráfica de Hingle.	44

Ilustración 28: Gráfica de Buckles.	44
Ilustración 29: Panel de Resultados.....	45
Ilustración 30: Panel del cálculo del POES.	45
Ilustración 31: Columna Estratigráfica correspondiente al Campo.....	46
Ilustración 32: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo1 de la Arena U.	49
Ilustración 33: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo1 de la Arena U.....	49
Ilustración 34: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo1 de la Arena U.....	50
Ilustración 35: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo1 de la Arena T.	51
Ilustración 36: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo1 de la Arena T.	51
Ilustración 37: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo1 de la Arena T.	52
Ilustración 38: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.....	52
Ilustración 39:Grafica de Hingle del pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.	53
Ilustración 40: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.	53
Ilustración 41: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo2 de la Arena U.	54
Ilustración 42: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo2 de la Arena U.....	54
Ilustración 43: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo2 de la Arena U.....	55
Ilustración 44: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo2 de la Arena T.	55
Ilustración 45: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo2 de la Arena T.	56
Ilustración 46: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo2 de la Arena T.	56
Ilustración 47: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.....	57
Ilustración 48: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.	57
Ilustración 49: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.	57
Ilustración 50: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo3 de la arena U.	58
Ilustración 51: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo3 de la arena U.....	58
Ilustración 52: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo3 de la arena U.....	59
Ilustración 53: Cálculo de la Porosidad mediante el método de Bulk Density.	60
Ilustración 54: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo3 de la arena T.	60
Ilustración 55: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo3 de la arena T.	61
Ilustración 56: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo3 de la arena T.	61
Ilustración 57: Ilustración 53: Cálculo de la Porosidad mediante el método de Sonic Traveltime: Fields Obs/Empirical.	62
Ilustración 58: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo3 de la Formación Hollín.....	62
Ilustración 59: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo3 de la Formación Hollín.	63

Ilustración 60: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo3 de la Formación Hollín.	63
Ilustración 61: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo4 de la Arena U.	64
Ilustración 62: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo4 de la Arena U.....	64
Ilustración 63: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo4 de la Arena U.....	64
Ilustración 64: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo4 de la Arena T.....	65
Ilustración 65: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo4 de la Arena T.....	65
Ilustración 66: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo4 de la Arena T.....	66
Ilustración 67: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.....	66
Ilustración 68: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.....	67
Ilustración 69: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.....	67
Ilustración 70: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo5 de la Arena U.....	68
Ilustración 71: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo5 de la Arena U.....	68
Ilustración 72: Gráfica de Buckles del pozo Ejemplo5 de la Arena U.....	68
Ilustración 73: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo5 de la Arena T.....	69
Ilustración 74: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo5 de la Arena T.....	69
Ilustración 75: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo5 de la Arena T.....	70
Ilustración 76: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.....	70
Ilustración 77: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.....	71
Ilustración 78: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.....	71
Ilustración 79: Registro del pozo Ejemplo 1 de la arena U.....	99
Ilustración 80: Registro del pozo Ejemplo 1 de la arena T.....	99
Ilustración 81: Registro del Pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.....	100
Ilustración 82: Registro del pozo Ejemplo2 de la arena U.....	100
Ilustración 83: Registro del pozo Ejemplo2 de la arena T.....	101
Ilustración 84: Registro del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.....	101
Ilustración 85: Registro del pozo Ejemplo3 de la arena U.....	102
Ilustración 86: Registro del pozo Ejemplo3 de la arena T.....	102
Ilustración 87: Registro del pozo Ejemplo3 de la formación Hollín.....	102
Ilustración 88: Registro del Pozo Ejemplo4 de arena U.....	103
Ilustración 89: Registro del pozo Ejemplo4 de la arena T.....	103
Ilustración 90: Registro del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.....	103
Ilustración 91: Registro del pozo Ejemplo5 de la arena U.....	104
Ilustración 92: Registro del pozo Ejemplo5 de la arena T.....	104

Ilustración 93: Registro del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.....	104
--	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coeficientes y exponentes para calcular el Factor de la Formación.	10
Tabla 2: Deflexiones dependiendo de las salinidades.....	14
Tabla 3: Valores aproximados de porosidad	20
Tabla 4: Valores aproximados de densidad.	22
Tabla 5: Aplicaciones y escala de los registros.	25
Tabla 6: Tabla de Topes de los Pozos.	47
Tabla 7: Resultado de los valores de los parámetros de saturación de la ecuación Archie de la zona U.	47
Tabla 8: Resultado de los parámetros de saturación de la ecuación Archie de la zona T.	48
Tabla 9: Resultado de los valores de los parámetros de saturación de la ecuación Archie de la formación Hollín.	48
Tabla 10: Resultado de los valores de porosidad, saturación de agua, saturación de petróleo de la zona U de cada pozo.....	72
Tabla 11: Resultado de los valores de porosidad, saturación de agua y saturación de petróleo de la zona T de cada pozo.	72
Tabla 12: Resultado de los valores de porosidad, saturación de agua y saturación de petróleo de la formación Hollín de cada pozo.	72
Tabla 13: Resultados del cálculo de POES de la zona U, de cada pozo.	73
Tabla 14: Resultados del cálculo de POES de la zona T, de cada pozo.....	73
Tabla 15: Resultados del cálculo de POES de la formación Hollín de cada pozo.	74
Tabla 16: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo1 de la Arena U, obtenido mediante los registros.....	80
Tabla 17: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo1 del Arena T, obtenido mediante los registros.....	80
Tabla 18: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo1 de la formación Hollín obtenido mediante los registros.	82
Tabla 19: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo2 de la Arena U, obtenido mediante los registros.....	84
Tabla 20: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo2 de la Arena U, obtenido mediante los registros.....	85

Tabla 21: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo2 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.....	86
Tabla 22: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo3 de la Arena U, obtenido mediante los registros.....	87
Tabla 23: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo3 de la Arena T, obtenido mediante los registros.....	88
Tabla 24: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo3 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.....	89
Tabla 25: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo4 de la arena U, obtenido mediante los registros.....	90
Tabla 26: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo4 de la Arena T, obtenido mediante los registros.....	92
Tabla 27: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo4 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.....	94
Tabla 28: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo5 de la Arena U, obtenido mediante los registros.....	95
Tabla 29: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo5 de la Arena T, obtenido mediante los registros.....	96
Tabla 30: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo5 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.....	98

ABREVIATURAS

a	Factor de Tortuosidad.
°API	American Petroleum Institute.
BHC	Borehole Compensated.
BS	Bit Size.
CALI	Caliper.
DIL	Deep Induction Log.
DLL	Deep Laterolog.
F	Factor de Resistividad de la Formación.
GR	Gamma Ray.
GR_{máx}	Gamma Ray máximo.
GR_{min}	Gamma Ray mínimo.
GR_{reg}	Gamma Ray del registro.
IGR	Índice de arcillosidad
K	Potasio
KU	Universidad de Kansas
m	Exponente de cementación
MIL	Medium Induction Log.
MLL	Micro Laterolog.
mV	Milivoltios.
N	Exponente de Saturación de agua de la Ecuación de Archie.
POES	Petróleo Original en Sitio.
Ro	Resistividad de una roca de formación no arcillosa, saturada al 100%.
Rt	Resistividad Verdadera.

R_{xo}	Resistividad de la zona lavada.
R_w	Resistividad del agua de formación.
SFL	Spherical Induction.
SLL	Someric Laterolog.
SP	Spontaneous Potential.
S_o	Saturación de Petróleo.
S_w	Saturación del agua.
S_x	Saturación de la fase X.
Th	Torio.
U	Uranio.
V_{hc}	Volumen hidrocarburo.
V_p	Volumen de Poros.
V_{pc}	Volumen de poros comunicados.
V_{sh}	Volumen de arcilla.
V_t	Volumen total de roca.
V_x	Volumen que ocupa la fase X.
Φ	Porosidad efectiva.
Φ_a	Porosidad absoluta.
Δt	Tiempo de tránsito.
μs	Microsegundos.
μs /ft	Microsegundos/pies
μs /m	Microsegundos/metro
ρ_{ma}	Densidad de la matrix.
ρ_f	Densidad del fluido

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO A RECUPERAR MEDIANTE CORRELACIÓN GRÁFICA DE LOS MÉTODOS DE PICKETT Y HINGLE EN UN YACIMIENTO MADURO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

AUTOR: MIGUEL ANTONIO BERNABE TOMALA

TUTOR: ING. RICARDO VICENTE GALLEGOS ORTA.

RESUMEN

El presente trabajo de grado tuvo como objetivo calcular el volumen de petróleo a drenar de un proyecto de 5 pozos perforados en un yacimiento maduro en el Oriente Ecuatoriano, a partir de la información obtenida de perfiles de pozo a hueco abierto, donde se correlacionaron los registros de pozos de petróleo, la porosidad, resistividad, rayos gamma y potencial espontáneo, los mismos que fueron usados como datos de entrada para estimar los parámetros petrofísicos de la ecuación de Archie mediante los métodos gráficos propuestos por Pickett y Hingle, dichos métodos se realizaron mediante un programa elaborado por el autor en Matlab, y fueron comparado con el programa de Kansas. Cuando no se contaba con información petrofísica de la formación investigada, la metodología de estos autores permitió obtener por ajuste iterativo entre los dos métodos por separado los valores petrofísicos restantes (factor de formación F, tortuosidad a, exponente de cementación m y el exponente de ajuste de la saturación de agua de formación n) a partir de la ecuación de Archie y de otros modelos petrofísicos para la determinación de la saturación de agua en la formación y por consecuencia la saturación de petróleo en sitio. La convergencia hacia un valor de saturación de agua de la formación entre los dos métodos permitió validar el resultado, cuando se obtuvo el valor de porosidad y saturación de agua se utilizaron como referencia para calcular el POES mediante el método volumétrico.

Palabras claves: Petróleo, Porosidad, Registro de pozos de petróleo, Saturación de petróleo.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“CALCULATION OF THE PETROLEUM VOLUME TO BE RECOVERED
BY PLOTS CORRELATION OF METHODS THE PICKETT AND HINGLE
IN A MATURE EAST ECUADORIAN FIELD“**

AUTHOR: MIGUEL ANTONIO BERNABE TOMALA.

TUTOR: ENG. RICARDO VICENTE GALLEGOS ORTA.

ABSTRACTO

The purpose of this degree work was to calculate the volume of petroleum to be drained from a 5-well drilled project, a mature deposit east ecuadorian field, on the information obtained from the open hole well profiles, where the were correlated of oil well logging porosity, resistivity, gamma rays and spontaneous potential, the same ones that were used as input data to estimate the petrophysical parameters of the Archie equation using the graphic methods proposed by Pickett and Hingle, these methods will be connected through a program developed in Matlab by the author, and they were compared to the Kansas program. When there was no petrophysical information in the field investigated, the methodology of these authors determined by iterative adjustment between the two methods separately the remaining petrophysical values (formation factor F, tortuosity a, cementation exponent and the exponent of adjustment of the formation wáter saturation n) from the Archie equation and other petrophysical models for the determination of water saturation in the formation and consequently oil saturation on site. The convergence towards a water saturation value of the formation between the two specified methods validate the result, when the value of porosity and water saturation is obtained, it will be used as a reference to calculate the POES using the volumetric method.

Keywords: Petroleum, Porosity, Oil well logging, Oil saturation.

CAPITULO I

1. MARCO METODOLÓGICO

1.1. Planteamiento del problema y descripción del tema

El campo en estudio está ubicado en la provincia de Orellana, fue descubierto en la década de 1970 por la compañía Texaco, consta de dos formaciones hidrocarburíferas, Napo con las arenas U y T, y por la formación Hollín. La calidad de los crudos producidos es de 21.4 para la arenisca U, 29.7 para la T y de 23.6 para Hollín superior (Maiquiza, 2008).

Dado el interés en incrementar la producción de campos maduros en el país es importante determinar con la mayor certidumbre posible las características petrofísicas de la roca reservorio. En el caso de no tener información de ensayos petrofísicos de zonas de interés y en especial en áreas donde se desea desarrollar reservas remanentes, es necesario contar con una metodología que permita encontrar la información petrofísica pertinente a partir de métodos validados en la industria.

En este caso los métodos de Hingle (1959) y de Pickett (1973) permiten conocer con mucha certeza parámetros de ajuste de la ecuación de Archie (1942), que cuando se complementan entre sí permiten llegar a una convergencia donde se determinan los valores del exponente de cementación m de la roca o el valor de n de ajuste de la saturación de agua de formación mediante iteración.

La convergencia se logra cuando el valor de ajuste asumido en un gráfico como el de Pickett converge al mismo valor de ajuste en el gráfico de Hingle. Por ejemplo, un valor de entrada como el exponente de cementación m en el gráfico de Pickett es aproximadamente igual al valor de m obtenido del gráfico de Hingle.

Con esta metodología se lograría encontrar la saturación de agua de formación y por consiguiente la saturación de hidrocarburos. De esta manera se estimaría el volumen de hidrocarburos en sitio en cada pozo y estimando el factor de recobro del reservorio mediante correlaciones validadas en la industria se calcularía el volumen de petróleo a drenar en el proyecto de inversión.

La información disponible a partir de 5 pozos permitiría determinar con cierto grado de certidumbre la cantidad de petróleo en sitio (POES) en un área del campo a desarrollar por parte de la compañía operadora.

Por confidencialidad no se mencionará el campo, y los nombres de los pozos serán cambiados a pozos Ejemplo1, 2, 3, 4 y 5 para no afectar los intereses de la empresa operadora.

1.2. Justificación

Cuando no se cuente con información petrofísica parcial o total del yacimiento y en especial de zonas a desarrollar o reinterpretar es imperativo contar con una metodología aceptada que permita estimar y validar estos valores.

A partir de varios estudios presentados aquí como antecedentes se ha demostrado que los métodos de Hingle y de Pickett representan una valiosa herramienta metodológica para encontrar el ajuste necesario de los parámetros n y m para la determinación de la saturación de agua de formación y por consiguiente la saturación de petróleo, la cual es necesaria para calcular el POES. De esta manera y a partir por correlaciones aceptadas del Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) se puede estimar el factor de recobro y por ende el volumen a drenar por los pozos en el proyecto de inversión de la empresa operadora del bloque, objetivo de este estudio.

1.3. Objetivo General

Determinar mediante correlación entre los métodos de Pickett y de Hingle el volumen de petróleo a recuperar de un yacimiento maduro en un campo del Oriente Ecuatoriano.

1.4. Objetivo Específicos

- Determinar los valores de la porosidad efectiva del reservorio a partir de los perfiles Gamma Ray, Potencial Espontáneo y densidad neutrónica.
- Obtener los valores de resistividades de los fluidos del reservorio a partir de los respectivos perfiles.

- Realizar las iteraciones hasta lograr la convergencia a partir de las gráficas de Hingle y Pickett.
- Calcular la saturación de agua de formación a partir de los parámetros de ajuste obtenidos y de la ecuación de Archie.
- Calcular el POES en cada pozo perforado.

1.5. Hipótesis

Existe un ajuste entre los parámetros de entrada asumidos con los obtenidos mediante los métodos gráficos propuestos por Hingle y Pickett que permiten estimar y validar los resultados de saturación de agua de formación por cada pozo y por ende calcular el POES total y el petróleo a recuperar del proyecto de desarrollo en el yacimiento objeto de este estudio.

1.6. Alcance

Determinar la saturación de agua de formación. A partir de aquí y con los datos suministrados por la empresa operadora determinar el POES y por tanto el volumen de petróleo a recuperar estimado por el proyecto de desarrollo del yacimiento.

1.7. Variables

1.7.1. Variable Independiente

- m asumido, n asumido, datos de perfiles de pozo (GR, SP, Resistividades, Porosidad neutrónica, etc.)

1.7.2. Variable Dependiente

- V_{sh}

- m y n del ajuste y convergencia de los gráficos de Hingle y Pickett.
- Saturación de agua de formación.
- Saturación de petróleo
- POES por pozo y total del proyecto de 5 pozos.
- Petróleo a recuperar estimado.

1.8. Metodología

1.8.1. Diseño de la Investigación

Tipo de investigación: aplicada

Población: parámetros petrofísicos y de perfilaje de pozos a hueco abierto del yacimiento de interés.

Muestra: perfiles de resistividades (somera y profunda), SP, GR, porosidad (densidad).

1.8.2. Metodología de la Investigación.

1. Tomar lectura de los registros de los perfiles SP, GR, Resistividades y Porosidad. Se analiza el modelo de roca reservorio con la respuesta de los perfiles y con datos previos de ensayos petrofísicos de la zona de interés si los hubiere.
2. Calcular los volúmenes de arcilla (Vsh) del reservorio de interés y se calcula la porosidad efectiva a partir de los modelos matemáticos para el efecto. Se parte de la porosidad del perfil de densidad.
3. Realizar el gráfico de Pickett, en formato log-log, con los datos de porosidad efectiva y resistividad verdadera R_t . El gráfico debe ser una línea recta.
4. Realizar el gráfico de Hingle, en formato semilog, con los datos del recíproco de la resistividad verdadera elevada a $(1/m)$ vs porosidad, donde m es el valor asumido del exponente de cementación de la roca reservorio. El gráfico debe ser una línea recta, caso contrario se asume otro valor de m tomando en cuenta el gráfico de ajuste de Pickett a partir de los datos tomados de porosidad y el modelo de roca (iteración).

5. Si en ambos gráficos se obtiene el valor de R_w similar, entonces el valor asumido de m pasa a ser el correcto para el modelo de ecuación de Archie. De lo contrario se itera el procedimiento hasta lograr la convergencia del valor de m .
6. Estimar el valor de n mediante la serie de curvas del modelo de Buckles para determinar la saturación de agua de formación
7. Calcular la saturación de agua de formación a partir del valor de corte de porosidad (valor estimado verdadero y promedio para la formación objetivo)
8. Calcular la saturación de hidrocarburo (petróleo)
9. Tomar las áreas del yacimiento atravesada por cada pozo y se calcula el volumen de petróleo en sitio (POES).
10. Estimar el petróleo a drenar por cada pozo.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Parámetros petrofísicos.

El análisis de los registros geofísicos tiene como finalidad calcular los parámetros petrofísicos de yacimientos, las cuáles son de gran importancia para calcular el volumen original y su reserva, los más importantes son: porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos (Chajid, Camargo, & Amaya, 2011)

2.1.1. Porosidad.

La porosidad es la propiedad que tiene la roca y es definida como el porcentaje del volumen poroso de la roca referente al volumen total de la misma y es expresada en porcentaje y dependiendo del porcentaje que se tenga de porosidad se puede saber que tanto fluido puede almacenar dicha roca. (Escobar F. H., 2012)

Las calizas y evaporitas tienen una porosidad prácticamente de cero, las areniscas bien consolidadas presentan una porosidad del 10% al 15%, las lutitas o arcillas tienen porosidades con contenido de gua de más del 40%, sin embargo los poros individuales son generalmente tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de los líquidos. (Tinoco, 2010, pág. 70)

Las porosidades van clasificadas de acuerdo a la disposición del material que rodea los poros, en una roca limpia la matriz se compone de granos de arena individuales, que tienen formas esféricas de manera que los poros se localizan entre ellos, esta porosidad es conocida como porosidad intergranular. (Escobar F. H., 2012)

Según su origen se dividen en: porosidad primaria es la que posee la roca de la fase depositacional, los granos no han sido alterados ni fracturados. De acuerdo a la formación en que fueron depositadas las calizas y las dolomías, podrían presentar porosidad secundaria en forma de pequeñas cavidades y fracturas, es decir que han sido modificados. (Escobar F. H., 2012)

Según los registros geofísicos la porosidad se define en:

- ✓ Porosidad efectiva: Es el resultado que se da entre dividir el volumen total de poros comunicados y el volumen total de la roca.

$$\emptyset = \frac{V_{pc}}{V_t} \quad (1)$$

Dónde:

V_{pc} = volumen de poros comunicados.

V_t = volumen total de roca.

\emptyset = Porosidad efectiva de una formación limpia.

- ✓ Porosidad absoluta: es definida como el resultado que se da entre dividir el volumen total de poros, estén o no interconectados, entre el volumen total de roca.

$$\emptyset_a = \frac{V_{pc}}{V_t} \quad (2)$$

Dónde:

V_{pc} = volumen de poros comunicados.

V_t = volumen total de roca.

\emptyset_a = porosidad absoluta de una formación limpia.

2.1.2. Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el paso del fluido a través de sus poros interconectados, la permeabilidad será constante en una roca con cualquier líquido, siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca. (Escobar F. H., 2012)

Una roca para ser permeable debe tener fracturas, capilares o poros interconectados, de tal forma que exista cierta relación entre porosidad y permeabilidad, por lo general una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor. (Escobar F. H., 2012)

Las lutitas y unas que otras arenas tienen altas porosidades, sin embargo, sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de los líquidos son escasos y tortuosos, por ellos sus permeabilidades son bajas. (Tinoco, 2010, pág. 71)

Algunas rocas como las calizas, pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión, la porosidad de estas rocas será baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande, por lo que las calizas pueden tener bajas porosidades, pero permeabilidades muy altas. (Escobar F. H., 2012)

A partir de registros geofísicos de pozo se determinan las propiedades de las rocas.

2.1.3. Saturación de agua (S_w).

La saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen que se encuentra ocupado por agua.

$$S_x = \frac{V_x}{V_T} \quad (3)$$

Dónde:

S_x = Saturación de la fase X.

V_x = Volumen que ocupa la fase X.

V_T = Volumen poroso total de la roca.

Cuando sólo existe agua en los poros, la formación tiene una saturación de agua del 100%. La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca es igual a 1. (Escobar F. H., 2012)

La saturación de petróleo o gas es la fracción de volumen poroso que los contiene. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca debe ser igual al 100% (Deseusa, 2012).

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{(\text{m}^3 \text{hidrocarburos})}{(\text{m}^3 \text{poros})} \quad (4)$$

Ambas saturaciones se expresan en fracción o en porcentaje.

2.2. Factor de Resistividad de la Formación.

El Factor de Resistividad F ó factor de formación, según PDVSA CIED (1999), G.E Archie en 1941, introdujo un concepto que está relacionado con la resistividad, la porosidad y la saturación de agua en los yacimientos de hidrocarburos, por medio del cual se relaciona la resistividad de una arena saturada de agua R_o , con la resistividad de agua R_w . Mediante forma experimental se ha establecido que la resistividad de una formación pura con contenido de agua, es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. De tal manera si R_o es la resistividad de una roca de formación no arcillosa, saturado al 100% con agua de resistividad R_w (ver Ecuación 5).

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (5)$$

Cuando es el caso de aguas más dulces y con mayor resistividad, el valor de F disminuye a medida que aumenta la R_w , y en una agua de salinidad mientras mayor sea la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación R_o , y por consiguiente el Factor de Formación esta inversamente relacionado a la porosidad, cómo muestra la siguiente ecuación 6. (Urdaneta, 2009).

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (6)$$

Donde:

a = factor de tortuosidad.

M = exponente de cementación.

Tabla 1: Coeficientes y exponentes para calcular el Factor de la Formación.

$F = 1/\phi^2$	Para los carbonatos.
$F = 0.81/\phi^2$	Para las rocas areniscas consolidadas.
$F = 0.62/\phi^{2.15}$	Fórmula Humble para arenas sin consolidar.
$F = 1.45/\phi^{1.54}$	Para arenas promedio.
$F = 1.65/\phi^{1.33}$	Para arenas lutíticas.
$F = 1.45/\phi^{1.70}$	Para arenas calcáreas.
$F = 0.85/\phi^{2.14}$	Para los carbonatos.
$F = 2.45/\phi^{1.08}$	Para arenas de Plioceno, California del Sur.
$F = 1.97/\phi^{1.29}$	Para arenas de Mioceno, Texas – Louisiana Costa del Golfo.
$F = 1.0/\phi^{(2.05-\phi)}$	Para formaciones granulares limpias.

Fuente: (Nociones básicas para la interpretación de perfiles de pozo, pág. 16).

Recuperado de: <http://oilproduction.net/files/apunte-perfilaje-es.pdf>

Elaborado por: Autor.

La tabla 1 muestra los diferentes coeficientes y exponentes para calcular el Factor de la Formación a través de los años, la ecuación más utilizada es:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (7)$$

2.3. Volumen de arcilla (Vsh).

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. El valor se estima mediante el Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR) y Crossplots que son combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón ó Sónico. (Revelo, 2007)

Con el uso del registro Rayos Gamma y con la ecuación 5 se calcula el volumen de arcilla:

$$V_{sh} = \frac{GR_{reg} - GR_{min}}{GR_{m\acute{a}x} - GR_{min}} \quad (5)$$

Dónde:

GR_{reg} : Gamma Ray del registro.

$GR_{m\acute{a}x}$: Gamma Ray máximo.

GR_{min} : Gamma Ray mínimo.

2.4. Registros.

Los registros de pozos son técnicas geofísicas in situ, éstas son realizadas por una herramienta de medición en el hoyo del pozo, para obtener información de los parámetros físicos y geológicos del pozo tal como: información acerca de los fluidos presentes en los poros de la roca (agua, petróleo o gas), permiten identificar varias propiedades físicas de las rocas, el objetivo principal de los registros es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos. (Lara & Muñoz, 2010).

Los registros se clasifican en: eléctricas, radiactivas, porosidad, acústicas y electromagnéticas en el que cada una da información específica en función de sus propiedades físicas.

Se analizarán los fundamentos físicos de las herramientas: Registros de Resistividad, Registro Neutrónico, Registro de Densidad, Registro Gamma Ray (GR), Registro Potencial Espontáneo (SP).

2.4.1. Tipos de Perfiles de Pozos.

2.4.1.1. Registros de diámetros.

Los registros de diámetro son aquellos que proporcionan información relacionada con las condiciones del hoyo, indican revoques, derrumbes. (Armijo & Castillo, 2017).

2.4.1.1.1. Registro del diámetro de la Broca (Bit Size = BS).

El registro Bit Size (BS), indica el diámetro de las brocas que se usan durante toda la perforación. (Ruiz, 2011)

2.4.1.1.2. Registro de Calibración (Caliper = CALI).

El Caliper brinda información del diámetro del pozo, el cuál es de utilidad para diferenciar las litologías más resistentes. La finalidad del caliper es determinar cómo se encuentra el estado del hoyo, permite calcular el volumen del hoyo exacto, localiza tramos óptimos para cañoneos, determinar si la roca es competente o no. (Valdivia, 2017).

Si se comparan los diámetros del registro caliper con el de la mecha, se concluye:

- ✓ diámetro (Caliper) > diámetro de la broca (BS), da a conocer que es un hoyo derrumbado, es decir indica la presencia de rocas que se caracterizan por ser afectadas por el proceso de perforación, lo que da un engrandecimiento del diámetro del hoyo (Lutitas, Arcillas, Rocas Clásticas y Arenas Someras).
- ✓ diámetro (Caliper) = diámetro de la broca (BS), se interpreta que la roca no es alterada por el proceso de perforación y que no reaccionan con el lodo, Formaciones compactas (Calizas, Dolomitas, Arenas y Lutitas Profundas).
- ✓ diámetro (Caliper) < diámetro de la broca (BS), indica un revoque, mud cake es decir son lutitas expansivas.

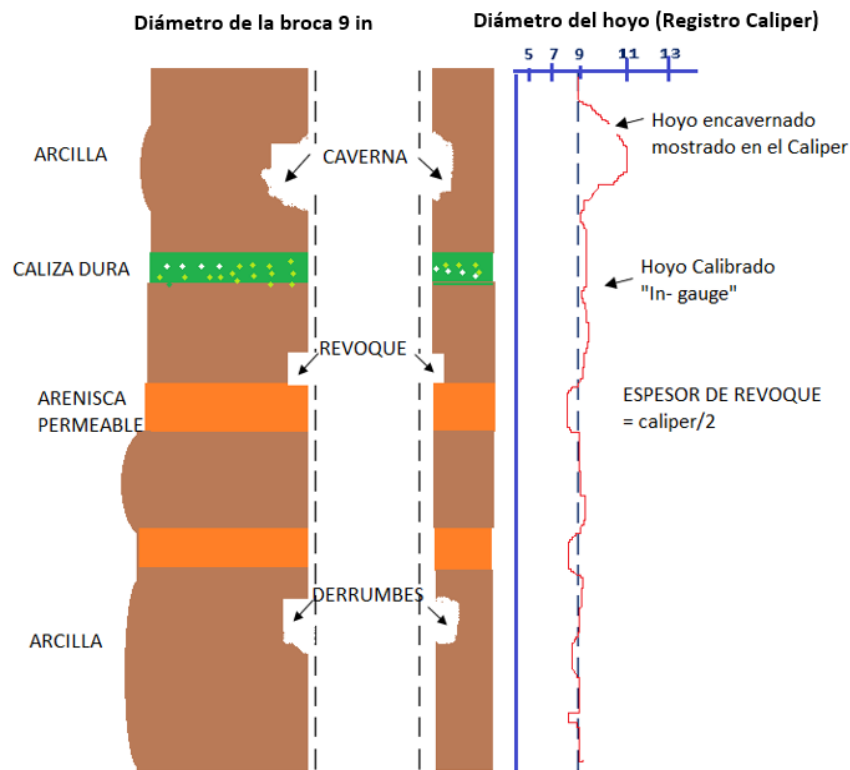


Ilustración 1: Registro Caliper
Elaborado por: autor.

2.4.1.2. Registros Eléctricos.

2.4.1.2.1. Potencial Espontáneo (SP).

El fenómeno que se genera en el registro SP fue descubierto por Schlumberger en 1928, el mismo que es una medida pasiva de potenciales eléctricos muy bajos que se generan debido a que las formaciones contienen agua por lo que portan componentes salinos y cuando se da el movimiento de los iones de estas sales se genera las corrientes eléctricas, y es detectada mediante sonda que se colocan dentro del pozo, lo que se mide es el diferencial de potencial entre el voltaje de la pared del hoyo y un electrodo que se encuentra en un hoyo excavado en la superficie y lleno de lodo de perforación. Se toma a hueco abierto y se considera con valor un de 0 frente a las capas gruesas de arcilla. La unión de todos los puntos con SP nulo permite trazar una línea generalmente como Líneas Base de las Arcillas, los registros se realizan de tal manera que las desviaciones hacia la izquierda de la línea

base de las arcillas se consideran negativas; y las desviaciones hacia la derecha se consideran positivas. (Falla, 2005)

Se mide en milivoltios (mV) con un rango de valores que generalmente va de -80 a 20 mV, se utiliza para calcular la salinidad, la resistividad del agua de formación (Rw) e identificar capas porosas. (Andrade , 2017).

Las arenas poco consolidadas que contienen agua dulce poseen registro SP positivos y las arenas que contienen agua salada dan registros SP negativos.

La deflexión va a variar dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo que estén en el pozo por lo que sí:

Tabla 2: Deflexiones dependiendo de las salinidades.

Salinidad del lodo de perforación es > que la salinidad del agua de formación.	Se produce un intercambio iónico del pozo hacia la formación	SP Positivo
Salinidad del lodo de perforación es < que la salinidad del agua de formación.	Se produce un intercambio iónico de la formación al pozo.	SP Negativo
Salinidad del lodo de perforación es = a la salinidad del agua de formación	No se produce intercambio iónico.	SP Neutro

Fuente: (Orrala & Tomala, 2015)

Elaborado por: Autor.

La interpretación del registro SP permite seleccionar zonas permeables, determinar los valores de Rw, estimar el contenido arcilloso de la roca, correlacionar unidades litológicas.

2.4.1.2.1.1. Factores que afectan el Registro Potencial Espontaneo.

Entre los que menciona (Armijo & Castillo, 2017, págs. 52,53) están:

- El espesor de la capa.
- La resistividad verdadera de la capa permeable.

- Tipo de fluido de perforación utilizado (características de salinidad que contiene el lodo).
- Diámetro de invasión de la zona contaminada con el lodo.
- Baja permeabilidad.
- Ruido.
- Temperaturas.
- Fracturas y fallas.
- Diámetro del agujero.
- Profundidad de invasión.

2.4.1.2.1.2. Aplicación de los Registro de Potencial Espontaneo.

El registro SP puede aplicarse para:

- Estimar el contenido arcilloso de la roca reservorio
- Indicador litológico, ayuda a definir modelos depositacionales.
- Indicador de porosidad y permeabilidad, pero solo cualitativamente ya que no proporciona un valor de k, ni compara permeabilidades.
- Cálculo de índice de arcillosidad, IGR.
- Cálculo de R_w .
- Indicador del espesor de estratos de arenas.

2.4.1.2.2. Registro de Resistividad.

La resistividad es la capacidad que tienen las rocas para oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Existe una relación entre la resistividad de la roca, la porosidad y la saturación de agua. (Oleas, 2017)

Cuando los poros de una formación contienen agua salada la conductividad será alta y la resistividad será baja. Mientras que si están llenos de petróleo o gas tendrá conductividad baja y la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas (Osorio, 2012)

La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 ohm-m, y se lee de izquierda a derecha en escala logarítmica. (Escobar K. , 2014).

2.4.1.2.2.1. Tipos de Perfiles de Resistividad

Los 2 principales de perfiles resistivos son el Perfil Lateral llamado Laterolog, y el Perfil de Inducción llamado Induction Log.

En los Perfiles lateral se utiliza lodos conductivos y se tiene:

MSFL= Microspheric Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0”). Lee la resistividad de la zona lavada (Rxo).

Contiene 5 electrodos geoméricamente cuadrados y se encuentran montados dentro de un patín de hule pegado a la formación.

MLL = LLM = Micro Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0”)

SLL = LLS = Someric Laterolog. Para profundidades someras (0.5 y 1.5’).

DLL = LLD = Deep Laterolog. Posee una profundidad de investigación mayor, más de 3.0’. Es posible determinar de manera confiable la resistividad de la formación (Rt).

En el Perfil de Inducción se tiene:

SFL = Spherical Induction Log. Para profundidades someras (0.5 – 1.5’). Mide la resistividad de la zona lavada (Rxo).

MIL = LIM = Medium Induction Log. Para distancias medias (1.5 – 3.0).

DIL = ILD = Deep Induction Log. Para profundidades de más de 3.0’. Miden la resistividad de la formación (Rt).

2.4.1.2.2.1.1. Microlog.

En el registro microlog se identifica si existe una zona permeable y porosa hay una separación positiva entre las dos curvas, es decir cuando el valor de la curva micro normal es mayor que el de la curva micro inversa. Al no existir la presencia de dichas formaciones las curvas se separan negativamente. (Armijo & Castillo, 2017)

En zonas de transición entre secciones de petróleo y agua también puede mostrarse como una separación errática de las curvas Microlog cuando estas son grandes. (Orrala & Tomala, 2015).

La unidad es el (Ω -m) ohm-metro, y su radio de investigación se encuentra dado por una profundidad de 2 a 4 pulgadas para la curva micro – normal y $\frac{1}{2}$ pulgada para la micro – inversa (Mite, 2012).

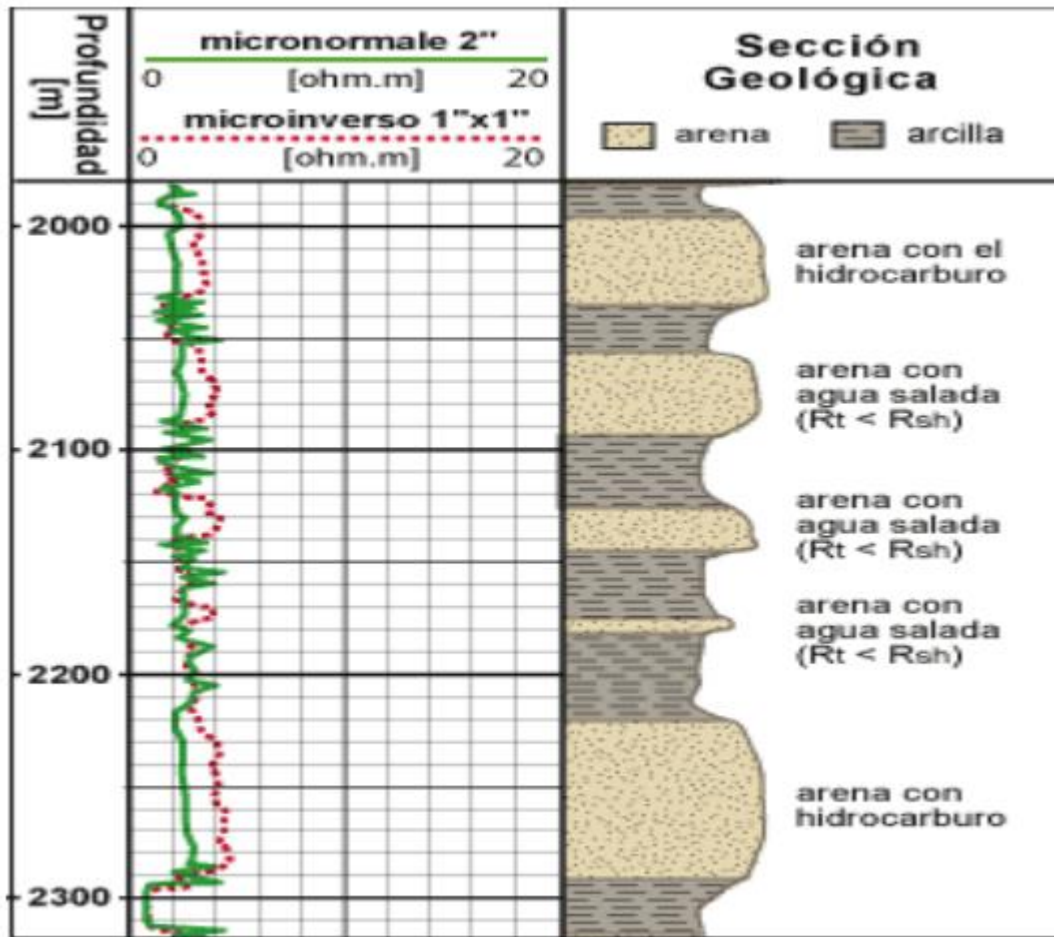


Ilustración 2: Ejemplo del registro microlog.

Fuente: Mite, H.,2012

2.4.1.2.3. Registros Radioactivos.

2.4.1.2.3.1. Rayos Gamma (GR)

Este registro mide la radioactividad natural provenientes de las rocas y/o formaciones de un pozo, los minerales radiactivos principales son: torio (Th), potasio (K) y uranio (U), lo que permiten determinar: tope y base de estrato,

litología, espesor bruto y neto, volumen de las arcillas y correlaciones entre unidades. (Damas, 2011)

Se lee de izquierda a derecha. Cuando el GR tiene un valor bajo indica que hay presencia de arenisca, si se encuentra con una alta resistividad de formación indica que existe petróleo y al tener las curvas tanto como las de resistividad someras y profunda con valores altos indica la existencia de crudos extrapesados como en el gráfico. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que por lo general van de 0 a 150 API. (Escobar K. , 2014)

2.4.1.2.3.1.1. Factores que afectan el registro GR.

La deflexión de los rayos gamma es una función no solamente de la radioactividad y de la densidad también de las condiciones del pozo tales como: diámetro del pozo, peso del lodo, tubería de revestimiento, etc. (Armijo & Castillo, 2017)

Para encontrar la fracción de arcilla del volumen total de la roca por lo general se utiliza una interpolación lineal entre las lecturas del registro de rayos gamma en formaciones limpias y arcillosas, siendo la ecuación (Armijo & Castillo, 2017):

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (6)$$

Donde:

IGR = índice de arcillosidad de la formación.

Grlog = lectura del registro de GR en la zona de interés, en unidades API.

Grmin = lectura del registro de GR en zonas limpias o carbonatos, en unidades API.

Grmax = lectura del registro de GR en lutitas, en unidades API.

Una vez obtenido el índice de arcillosidad de la formación (IGR) se puede determinar el volumen de arcilla presente con las ecuaciones de Larionov 1969 para rocas consolidadas.

$$V_{sh} = 0,33 * (2^{2IGR} - 1) \quad (7)$$

La forma de la curva ayuda a determinar los cambios en el tamaño de grano, y los procesos y ambientes sedimentarios.

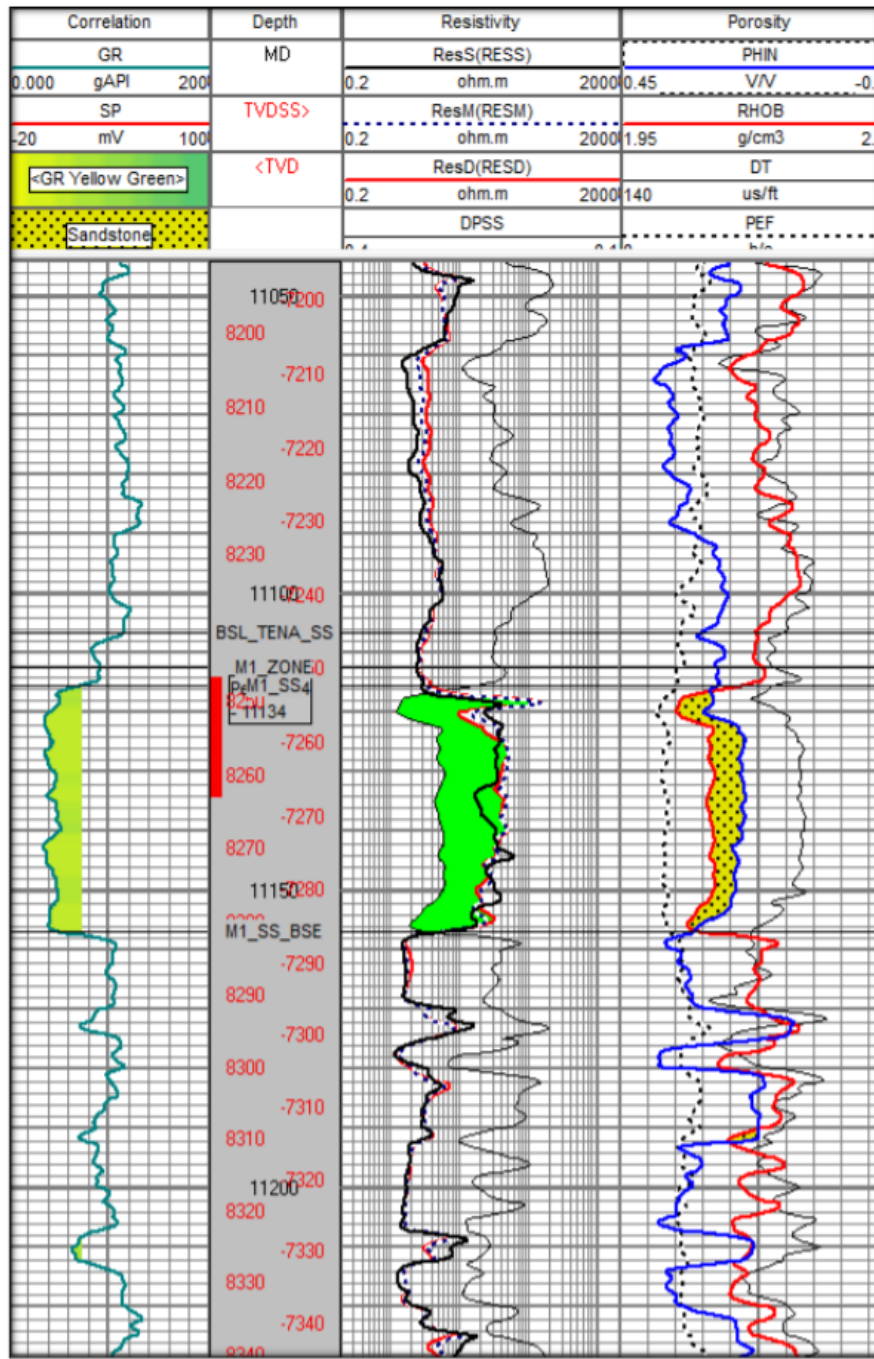


Ilustración 3: Registro del pozo Tarapoa NW1

Fuente: Andes Petroleum Ecuador, 2016

2.4.1.2.4. Registros de Porosidad.

2.4.1.2.4.1. Registro Neutrónico.

Está basada en la medición de concentración de hidrógenos por lo que son utilizados para ubicar formaciones porosas, y determinar la porosidad, refleja la porosidad saturada de fluido en formaciones limpias cuyos poros se encuentran saturados con agua o hidrocarburos (Zambrano & Vallejo, 2016)

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 presente en la formación, por esta razón el volumen de los fluidos es el volumen poroso (PDVSA- CIED, 1997).

Cuando una formación se encuentra saturada de gas, las mediciones serán bajas, debido a que una formación saturada de gas presenta porosidades neutrónicas menores que cuando se encuentra saturada de agua, por lo que la curva se desviará fuertemente hacia la derecha (Zambrano & Vallejo, 2016)

Para identificar zonas de gas se compara el registro neutrónico con el registro de porosidad (densidad) o con un análisis de muestras, además al combinar el registro de neutrones con otro o más registros de porosidad se obtienen valores de porosidad e identificación de litología aún más exacta , además de una evaluación del contenido de arcilla (Schlumberger, 1997).

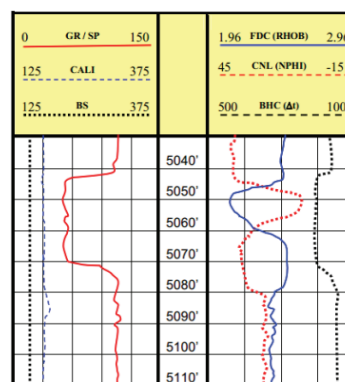


Ilustración 4: Ejemplo de Registros Eléctricos.

Fuente: Perfilaje de Pozos., pág. 7

Tabla 3: Valores aproximados de porosidad

Valores Aproximados de Porosidad

Arcillas	Lecturas Altas
Carbón	40 – 45%
Petróleo	15-30%
Arenas Húmedas	15-30%
Arenas Gas	10-15%

Fuente: Baker Hughes, 2012
 Elaborado por: Autor

Si el registro neutrónico es alto indica alto índice de neutrones esto demostrará pocos átomos de hidrógeno, lo cual significa que la formación es de baja porosidad, y si es bajo indica bajo índice de neutrones lo que refleja alta cantidad de átomos de hidrógeno, por lo que la formación será de alta porosidad (Orrala & Tomala, 2015).

2.4.1.2.4.2. Registro de Densidad.

Los registros de densidad permiten obtener la porosidad de la formación y al utilizarlo con otros registros se puede evaluar formaciones de litología compleja, formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en yacimientos (PDVSA-CIED, 1997).

La 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 dando como resultado que los rayos pierdan energía y se dispersen en todas las direcciones a esta acción se lo 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. (Zambrano & Vallejo, 2016).

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).

Cuando ocurren los casos de que la formación se encuentra saturada de gas, las mediciones de densidad serán bajas, esto se debe a que una formación saturada de gas presenta densidades de electrones menores en comparación cuando se encuentra saturada de agua. Por tal motivo la curva se desvía hacia la izquierda. (Zambrano & Vallejo, 2016).

El principal uso es el cálculo de la porosidad de la formación, este registro se interpreta junto con los perfiles neutrónicos. De acuerdo a esa estimación de densidad se puede saber el tipo de roca (Zambrano & Vallejo, 2016).

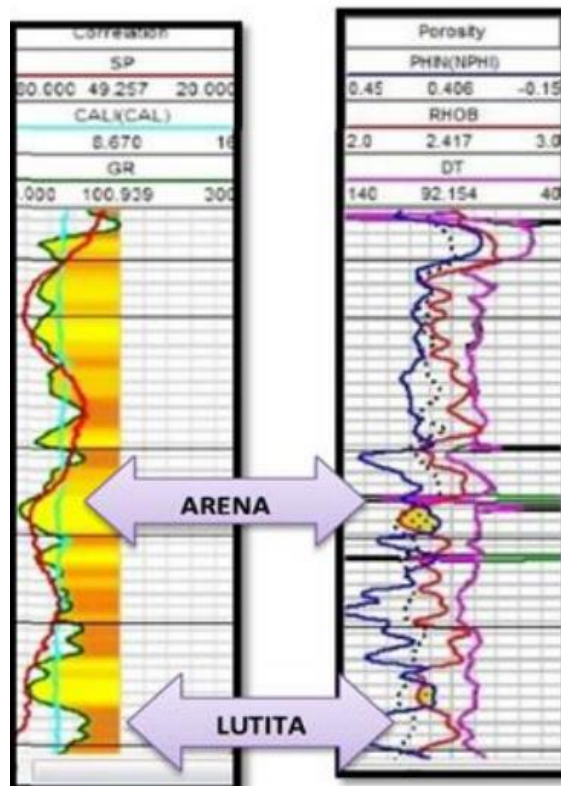


Ilustración 5: Registro de Densidad.

Fuente: Baker Hughes, 2012

Tabla 4: Valores aproximados de densidad.

Valores Aproximados de Densidad

Arcillas	2.55-2.6 gm/cc
Arenas	2-2.5 gm/cc
Carbón	Densidades muy bajas

Fuente: Baker Hughes, 2012

Elaborado por: Autor

2.4.1.2.4.3. 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 en la formación, este tiempo se lo conoce como tiempo se tránsito Δt y es el inverso de la velocidad de la onda sonora. Cuando ya se conoce el tiempo de viaje para la formación de interés se podrá calcular la porosidad. (Zambrano & Vallejo, 2016)

Las herramientas BHC (Borehole Compensate) del registro sónico constan 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 del 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. (Zambrano & Vallejo, 2016)

La diferencia entre el tiempo del primer arribo en los dos receptores dividido por la distancia que los separa provee una medición del tiempo de tránsito ó ΔT , y se expresa en μs (microsegundos) por unidad de distancia, normalmente $\mu s/ft$ o $\mu s/m$ dependiendo de la convención utilizada localmente (Moreno, 2011).

$$\Delta t = \Delta T = \frac{TR_{lejano} - TR_{cercano}}{distancia R_{lejano} - R_{cercano}} = \frac{t}{d} \quad (8)$$

La diferencia entre 2 tiempos de transito, dividida por la distancia que separa a los receptores, se define como el tiempo de transito ΔT (ver ecuación 8).

Se debe tomar en cuenta que el ΔT (tiempo de transito), para una formación dependerá de la litología, porosidad y el tipo de fluido en espacio poral. Entre las

Dependiendo de las propiedades que tiene la matriz de la roca y de los fluidos que se encuentran presentes en la roca, se obtiene la propagación de la onda a través de la roca. Por lo que 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).

Cuando la formación se encuentra saturada de gas, el tiempo de tránsito Δt de las ondas dentro la formación será mayor, esto se debe a que la densidad del gas es menor que la de otros fluidos, y por lo tanto una formación saturada de gas tendrá velocidades menores en comparación de cuando está saturada de agua. (Zambrano & Vallejo, 2016)

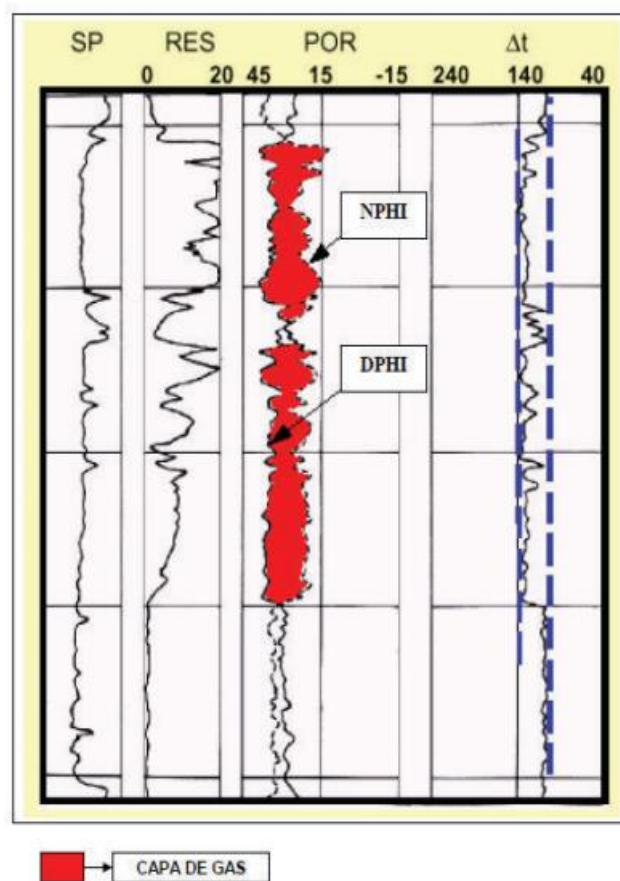


Ilustración 7: Registro de una capa de gas.
Fuente: Halliburton 2008

Tabla 5: Aplicaciones y escala de los registros.

PERFIL	HOYO	LODO	ESCALA Y UNIDADES	APLICACIONES
CALI	Hoyo desnudo	Cualquier tipo	(mm) 125.....375 ← 250/10 → (→)	Determinación del estado del hoyo.
BS	Hoyo desnudo	Cualquier tipo	(mm) 125.....375 ← 250/10 → (→)	Determinación del estado del hoyo.
SP	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	(mV) - 150.....0 ← 150/10 → Arena(→) Arcilla	-Cálculo de Rw. - Determinación de facies sedimentarias. - Determinación de CAP
GR	Hoyo revestido	Cualquier tipo	(API) 0.....150 ← 150/10 → Arena(→) Arcilla	- Cálculo de Arcillosidad (Vsh). - Determinación de facies sedimentarias. - Determinación de CAP.
ILD	Hoyo desnudo	Lodos resistivos	(ohm-m) 0.22000 ← Log → (→)	- Cálculo de Rt. - Cálculo de Sw. - Determinación de CAP.
SFL	Hoyo desnudo	Lodos resistivos	(ohm-m) 0.22000 ← log → (→)	- Calculo de Rxo. - Cálculo de Sw. - Determinación de CAP.
LLD	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	(ohm-m) 0.22000 ← log → (→)	- Cálculo de Rt. - Cálculo de Sw. - Determinación de CAP.
MSFL	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	(ohm-m) 0.22000 ← log → (→)	- Cálculo de Rxo. - Cálculo de Sw. - Determinación de CAP.
CNL	Hoyo revestido	Cualquier tipo	(%) 45.....15 ← 60/20 → (←)	NPHI - Cálculo de PHIE. - Determinación de Capa de Gas.
FDC	Hoyo revestido	Cualquier tipo	(gr/cm ³) 1.96..... 2.96	RHOB - Cálculo de DPHI. - Cálculo de PHIE.

			← 1/20 → (→)	- Determinación de -Capa de Gas.
BHC	Hoyo revestido	Cualquier tipo	Δt (μseg/m) 500.....100 ← 400/20 → (←)	Δt - Determinación de SPHI. - Determinación de -Capa de Gas.

Fuente: (Cusme & Galvez, 2013)

Elaborado por: Autor

2.5. Método de Hingle

Hingle introdujo el concepto de graficar la resistividad frente a la porosidad. El método se basa en el modelo Petrofísico básico de Archie reorganizado y presentado en una cuadrícula especial. El modelo de Archie reorganizado se presenta en la siguiente ecuación 9. (Alcantara , 2013).

$$(Rt)^{-\frac{1}{m}} = \left(\frac{S_w^n}{aRw} \right)^{\frac{1}{m\phi}} \quad (9)$$

Cuando se tiene en cuenta las zonas de resistividad del agua de formación (R_w) constantes y la misma litología (constante m y n). Un gráfico de R_t vs ϕ obtiene una familia de tendencias no lineales. Sin embargo, estas tendencias se pueden hacer en línea recta por el trazado de $(R_t)^{-1/m}$ en lugar de R_t vs ϕ (fig 7), entonces la ecuación se expresa como (Alcantara , 2013):

$$y = c\phi \quad (10)$$

Dónde:

$$y = (Rt)^{-1/m} \quad (10.1)$$

$$c = \left(\frac{S_w^n}{aRw} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (10.2)$$

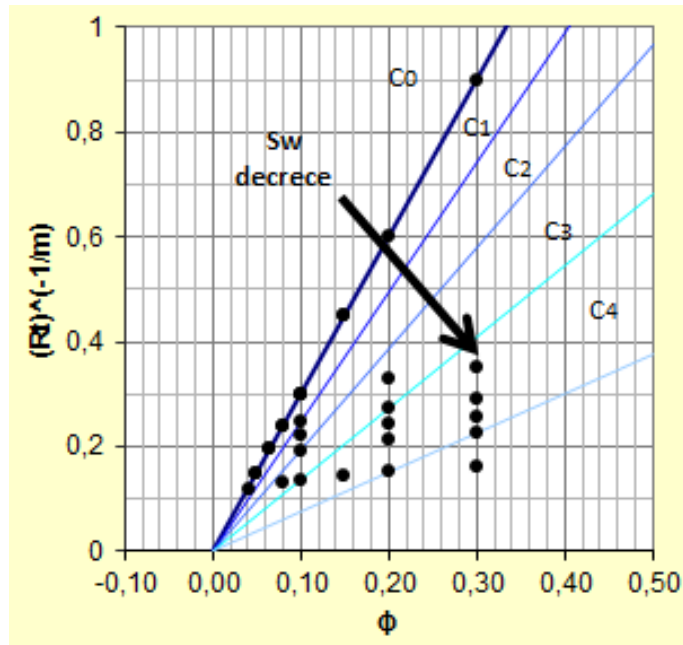


Ilustración 8: Parámetros de la gráfica de Hingle.

Fuente: Alcantara, A.(2013). Determinación de valores de corte para cálculo de reservas de hidrocarburos.

La ilustración 8 describe un conjunto de líneas rectas en abanico desde el punto de origen ($\phi = 0, Y=0$), que corresponde a ($\phi = 0, R_t = \infty$). Cada una de las líneas corresponde a un valor específico del parámetro C. Debido a que m, n, y R_w son constantes, el cambio en la saturación de agua (S_w). La línea superior, designado por el C_0 , corresponde a $S_w=100\%$ y representa zonas acuíferas. La ecuación de estas líneas es una forma especial de la ecuación 11 en el que $S_w = 1$ y $R_t = R_o$ y se puede expresar como:

$$(R_t)^{-1/m} = (aR_w)^{\frac{1}{m\phi}} \quad (11)$$

La línea superior se llama tendencia de la resistividad de la roca saturada 100% de agua salada (R_o). Las otras líneas representan $S_w < 100\%$, disminuyendo hacia la parte inferior derecha.

La técnica no se limita a las mediciones que proporcionan la porosidad explícitamente tales como el registro de neutrones. Se puede aplicar en las mediciones que proporcionan cantidades proporcionales a la porosidad, tales como los registros sísmicos y densidad. El registro sísmico de porosidad se define por la ecuación:

$$\begin{aligned}
\phi &= \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} & (12) \\
&= \frac{\Delta t}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - \frac{t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \\
&= \alpha \Delta t - \beta
\end{aligned}$$

Siendo α y β son coeficientes que expresen las propiedades del fluido y de la matriz.

Y reemplazando en la ecuación:

$$y = c (\alpha \Delta t - \beta) \quad (13)$$

Con el registro de porosidad densidad se expresa:

$$\begin{aligned}
\phi &= \frac{\rho_{ma} - \Delta\rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - \phi = \frac{\rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} & (14) \\
&= k - \delta\rho_b
\end{aligned}$$

Donde k y δ también son coeficientes que reflejan las propiedades del fluido de la matriz y al sustituir en la ecuación:

$$Y = C (k - \delta\rho_b) \quad (15)$$

El gráfico de Rt vs ϕ , representa una tendencia no lineal, pero se puede hacer lineal si se traza $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$ vs ϕ . La tendencia lineal se muestra en la ilustración 9.

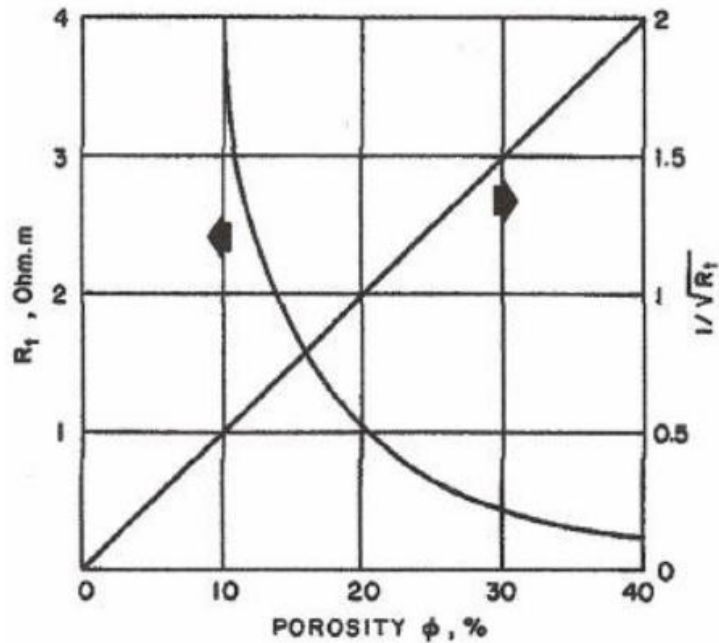


Ilustración 9: Representación de la gráfica R_t vs ϕ .

Fuente: Alcantara, A.(2013). Determinación de valores de corte para cálculo de reservas de hidrocarburos.

2.5.1. Trazado y procedimiento

Para simplificar la construcción de la gráfica de interrelación Hingle, la escala R_t se puede ajustar de antemano. Esto eliminará la necesidad de calcular $(R_t)^{-1/m}$. El ajuste de la escala R_t dependerá del valor de m .

- 1) Los datos de los registros se adquieren y se tabulan. Esto requiere correlación entre los registros seguidos de la selección de la zona.
- 2) El procedimiento de trazado se inicia con la selección o la construcción del gráfico adecuado. La cuadrícula se determina por el valor de m que es representativa de la litología predominante.
- 3) El eje X (abscisas) está en escala lineal en términos del parámetro disponible en el registro de porosidad: Δt , ρ_b ó $N\phi$. El aumento de la porosidad se grafica hacia la derecha, Δt aumenta a la derecha, sin embargo, ρ_b debe disminuir en esa dirección. La escala se debe seleccionar correctamente de modo que el punto de la matriz y el valor más alto de porosidad queden dentro de ese rango.
- 4) R_t se grafica contra los datos de registro (ϕN , Δt ó ρ_b).

2.5.2. Ventajas y limitaciones de la Crossplot Hingle.

Las ventajas que presenta el método de Hingle son:

1. La gráfica proporciona un medio de forma rápida para evaluar cualitativamente de intervalos con presencia de saturaciones de hidrocarburos significativas. Una vez que se haga la gráfica, parámetros tales como R_w , ρ_{ma} , y Δt_{ma} se pueden variar fácilmente sin realizar cálculos complicados.
2. Una medida cuantitativa de la saturación de agua se puede derivar sin el conocimiento de R_w y sin tener una calibración para la herramienta de porosidad (ρ_{ma} , y Δt_{ma}). En condiciones favorables, la tendencia del agua reconocida se puede utilizar para obtener los valores de R_w , ρ_{ma} , y Δt_{ma} .

Las Limitaciones incluyen lo siguiente:

1. Para establecer una tendencia de agua representativa, las zonas con agua presentan una gama diferente de porosidades y deben estar en la sección analizada.
2. Si no se conoce el exponente de cementación m puede ser asumido.
3. Primero se calcula el parámetro $R_t^{-1/m}$.
4. Los modelos petrofísicos en que se basa el concepto del gráfico son para zonas limpias, consolidadas y formaciones saturadas de líquido. De tal forma que para el manejo de arenas arcillosas, formaciones no consolidadas y zonas de gas se requieren de ciertas precauciones.
5. Deben permanecer relativamente constante durante el intervalo analizado la resistividad del agua de formación.

Los cambios en R_w y/o litología pueden mostrar zonas potenciales donde no existe o puede enmascarar la presencia de zonas potenciales.

2.6. Método de Pickett

Pickett introdujo el concepto de un crossplot del logaritmo de la porosidad contra el logaritmo de la resistividad, en el cuál el método se basa en la manipulación de tres ecuaciones básicas:

$$F = \phi^{-m} \quad (16)$$

$$R_o = R * F_w \quad (17)$$

$$R_t = R_o * S_w^{-n} \quad (18)$$

De esta forma se obtiene:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w - n \log S_w \quad (19)$$

Teniendo en cuenta las zonas de R_w constantes y la misma litología es decir que debe ser el mismo valor en m y n , un gráfico de ϕ vs R_t en papel log-log refleja una familia de tendencia lineal paralela figura 9. Cada línea corresponde a un valor específico de S_w . La Línea más baja corresponde al valor más alto de S_w ó 100%. Aquella línea llamada tendencia del R_o del agua y se expresa por una forma especial de la ecuación anterior como:

$$\log R_o = -m \log \phi + \log R_w$$
$$\log \phi = - \frac{1}{m (\log R_o - \log R_w)} \quad (20)$$

La pendiente de esta línea es $-1/m$. Si intercepta el $\phi=1$ ó (100%).

La línea da un valor de: $R = a \cdot R_w$.

La técnica es aplicable a las mediciones que permiten o bien el cálculo explícito de la porosidad o la derivación de un registro proporcional a la porosidad.

Las ecuaciones de respuesta apropiadas para los registros sínicos y de densidad se expresan como:

$$\rho = \rho m * a - A\phi \quad (21)$$

$$\Delta t = \Delta t ma + B\phi \quad (22)$$

Donde A y B son coeficientes que reflejan las propiedades del fluido de la matriz donde:

$$A = (\rho m * a) - (\rho f) \quad (23)$$

$$B = \Delta f, -\Delta tma \quad (24)$$

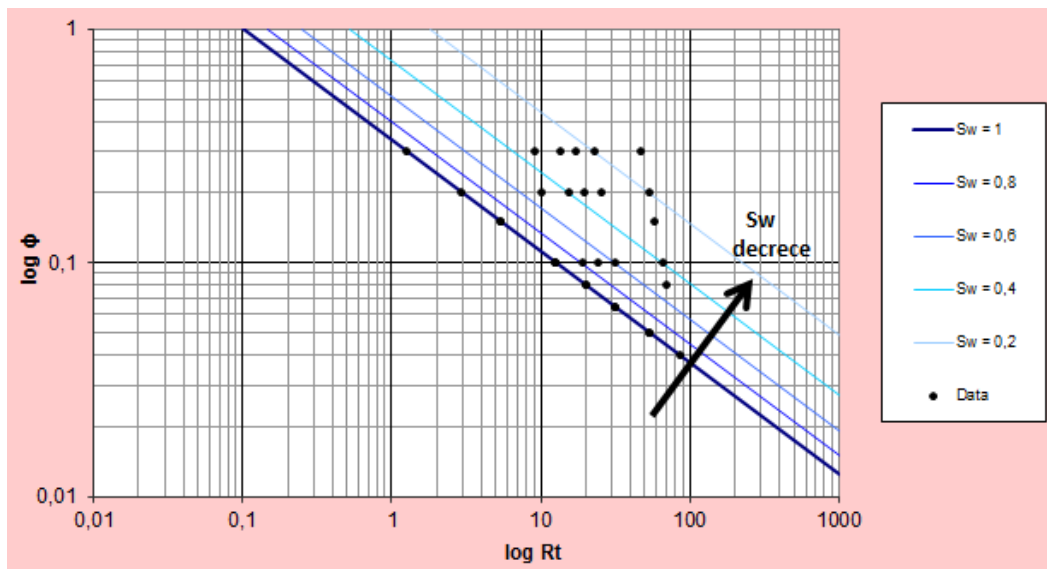


Ilustración 10: Parámetros de la gráfica de Pickett

Fuente: Alcantara, A.(2013). Determinación de valores de corte para cálculo de reservas de hidrocarburos.

Al resolver la ecuación 22 y 23 luego sustituyendo en la ecuación 21 se tiene como resultado:

$$\begin{aligned} \text{Ec(26): } \log Ro &= -m (\rho ma - \rho) \\ &+ m \log A + \log Rw \end{aligned} \quad (25)$$

$$\log K_o = -m \log (\Delta t - \Delta t_{ma}) + m \log B + \log R_w \quad (26)$$

Las ecuaciones muestra que un gráfico log-log de R_t vs $(\Delta t - \Delta t_{ma})$ ó $(\rho_{ma} - \rho)$ produce tendencias lineales que son proporcionales a m . La tendencia intercepta a R_o y corresponde a $\rho - \rho_f$ ó $\Delta t = \Delta t_f$ en $R_t = R_w$.

2.6.1. Trazado y procedimiento:

- 1.- Se selecciona el papel adecuado log-log
- 2.- Los valores de resistividad R_t se trazan contra ϕ , $(\rho_{ma} - \rho)$ o datos $(\Delta t - \Delta t_{ma})$. R_t se traza en el eje de las abscisas y ϕ en el eje de la ordenada. El valor de ρ_{ma} o Δt_{ma} se estima según la litología que se encuentre en dicho intervalo.
- 3.- Si el intervalo que se analiza contiene zonas de agua, la línea recta trazada a través de los puntos más hacia el suroeste define la tendencia del agua, o la línea de $S_w = 100\%$. En la figura 10 los puntos del 1 al 4 definen la tendencia del agua.

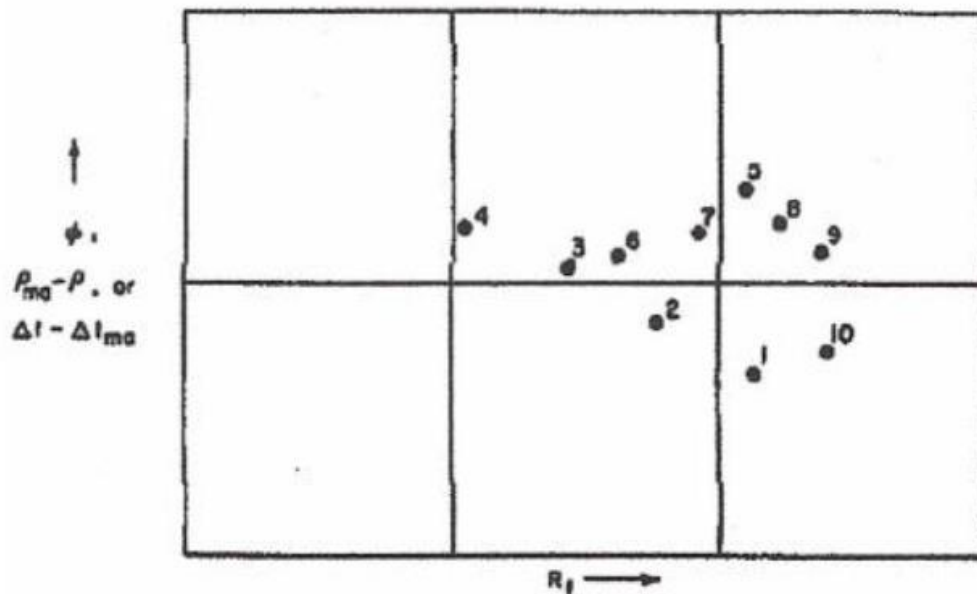


Ilustración 11: Proceso de interpretación Crossplot de Pickett.

Fuente: Alcantara, A.(2013). Determinación de valores de corte para cálculo de reservas de hidrocarburos.

- 4.- El exponente de cementación del $F = \phi^{\wedge -m}$ puede determinarse a partir de la pendiente de la tendencia del agua debido a que la pendiente es igual a $-1/m$.

5.- El valor de R_t en el cuál esta línea cruza la línea de $\phi=100\%$ representa R_w . Si la intersección está fuera de la página o si el eje de ordenadas se escala en $(\rho_{ma}-\rho)$ o $(\Delta t-\Delta t_{ma})$, las coordenadas de cualquier punto de la tendencia del agua se pueden utilizar para calcular R_w . La coordenada X del punto tal es R_o , y la coordenada Y es un parámetro (ϕ , $\rho_{ma}-\rho$, o $\Delta t-\Delta t_{ma}$) que se puede convertir fácilmente a F. El valor de R_w es simplemente igual a R_o/F .

6.- Si ninguno de los intervalos analizados están 100% saturados de agua y si se conoce R_w , con dicho valor y una estimación de m , se construye la línea S_w 100%.

7.- Los puntos del 5 al 10 que están en la figura 11, se encuentran frente a la tendencia del agua establecidos y representan zonas de hidrocarburos. Esto es posible si R_w y la litología son las mismas para todos los puntos de datos considerados.

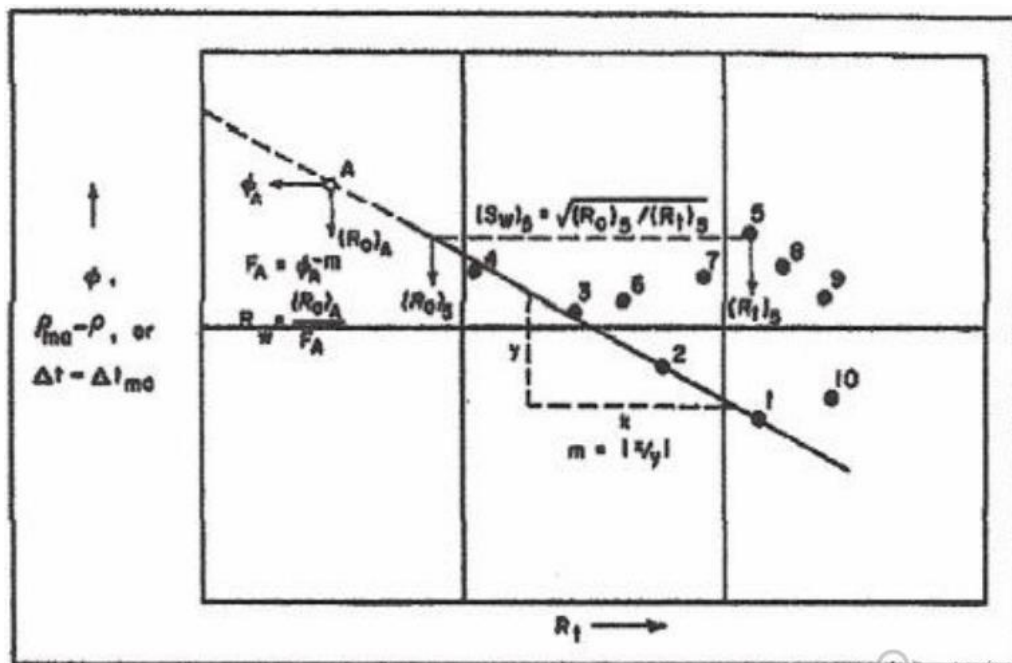


Ilustración 12: Proceso de interpretación Crossplot Pickett.

Fuente: Alcantara, A. (2013). Determinación de valores de corte para cálculo de reservas de hidrocarburos.

La saturación de agua de una zona de hidrocarburos puede estimarse a partir de la relación entre el valor R_o de la zona, para cada valor de la resistividad R_t . Se considera que el valor de la resistividad R_o para esta relación, donde R_o y la tendencia de agua es una línea horizontal trazada desde el punto de interés (zona 5

en la figura) hasta la recta $S_w=100\%$. Debido a la tendencia del agua representa zonas con la misma R_w y litología como las zonas de hidrocarburos, el valor R_o se lee en la línea horizontal de la constante de porosidad que pasa a través de la zona de hidrocarburos de interés. Es zona de interés cuando está completamente saturado con agua.

8.- Los valores de saturación de agua para numerosas zonas pueden estimarse simplemente mediante la construcción de líneas que representan los valores de S_w que no sean 100% (FIG). Para la construcción de las líneas de saturación de agua adicionales en dicho gráfico, una línea horizontal se dibuja a la derecha, comenzando en el punto donde la línea $S_w = 100\%$ cruza "1" ($R_t = R_o = 0,1,10$, etc). Los valores de R_t que corresponden a diferentes saturaciones de agua.

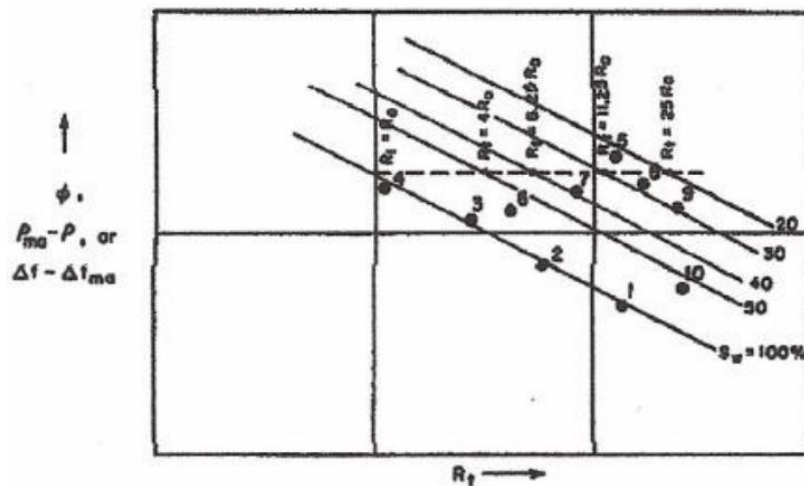


Ilustración 13: Proceso de interpretación crossplot de Pickett.

Fuente: Alcantara, A. (2013).

9.- El crossplot ofrece un método rápido para encontrar las zonas potenciales, trazando líneas que representan la saturación de corte y la porosidad (ver la ilustración 14). Se puede ver fácilmente que, con los valores de corte ilustradas, sólo las zonas 5 y 7 a 9 son zonas potenciales. Zona 10 no contiene el criterio mínimo de porosidad (porosidad de corte ϕ_c) y la zona 6 no contiene el criterio mínimo de la saturación de hidrocarburos (saturación de agua de corte S_{wc}).

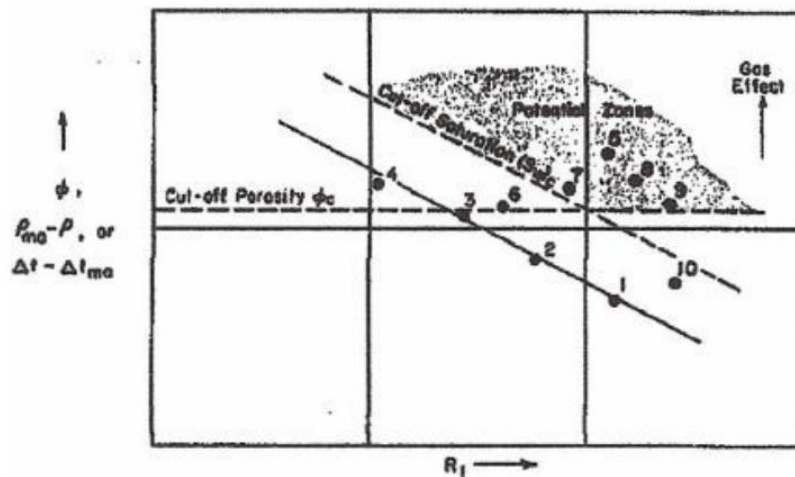


Ilustración 14: Proceso de interpretación crossplot Pickett.

Fuente: Alcantara, A.(2013)

Los puntos utilizados para establecer la línea de referencia están en realidad totalmente saturados con agua. Sin embargo, bajo condiciones favorables, efectos de los cambios o la presencia de más de un valor para cualquiera de estos parámetros se pueden predecir, reconocer y representar durante la interpretación. Para una formación gasífera, se recomienda el uso de registro sísmico o densidad. La gráfica va ayudar a detectar zonas gasíferas. Sin embargo, a menos que el registro de la porosidad que se utiliza está libre del efecto de gas, el valor de saturación del agua derivada de la gráfica será más bajo que el valor real.

2.6.2. Ventajas y limitaciones:

El crossplot de Pickett tiene las mismas ventajas y limitaciones que el crossplot de Hingle a excepción de lo siguiente.

- 1) La relación F/ϕ no tiene que ser conocida o supuesta, de hecho, se puede calcular a partir del gráfico.
- 2) Las propiedades de la matriz (Δt_{ma} o ρ_{ma}) tienen que ser conocidas o asumidas. Sin embargo, en ciertos casos en los que un gran número de puntos de datos están disponibles, estas propiedades se pueden derivar por ensayo y error.

La gráfica de Pickett ayuda al analista a hacer una serie de observaciones:

- 1) Una extensión lateral de puntos de los datos (ilustración 15.1) generalmente indica la presencia de una zona de transición.

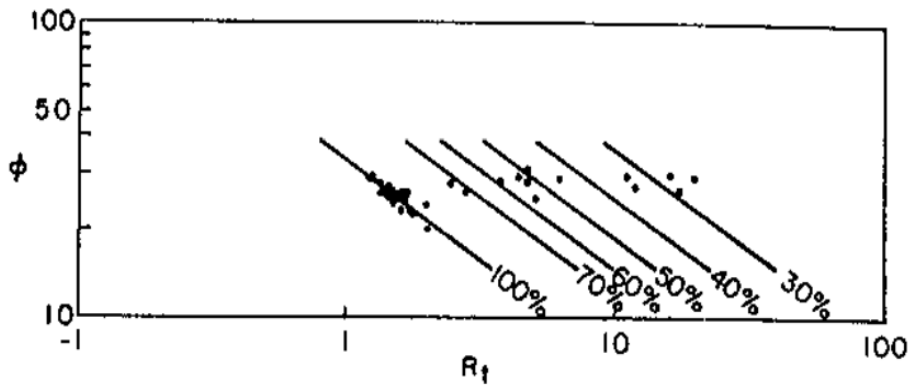


Ilustración 15.1: Crossplot de Pickett zona de transición.

Fuente: Alcantara, A. (2013).

- 2) Agrupaciones paralelas de puntos de datos (Fig 14.2) indican cambios en R_w .

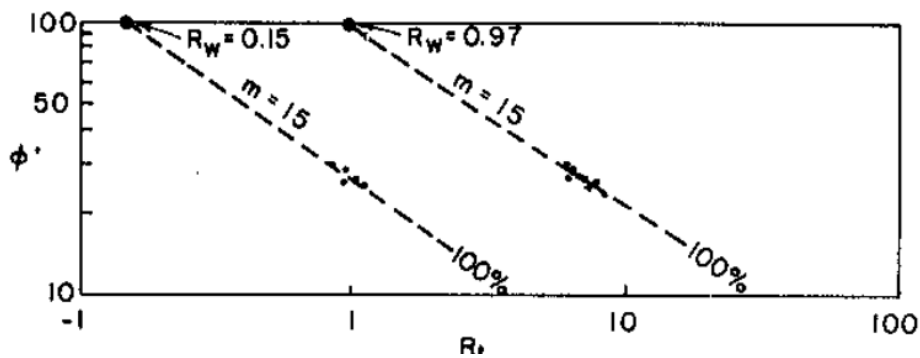


Ilustración 15. 1: Gráfico de Pickett con cambio de R_w .

Fuente: Alcantara, A. (2013).

- 3) Agrupaciones no paralelas en línea recta (fig 14.3) indican diferentes litologías, lo que resulta en diferentes valores de m .

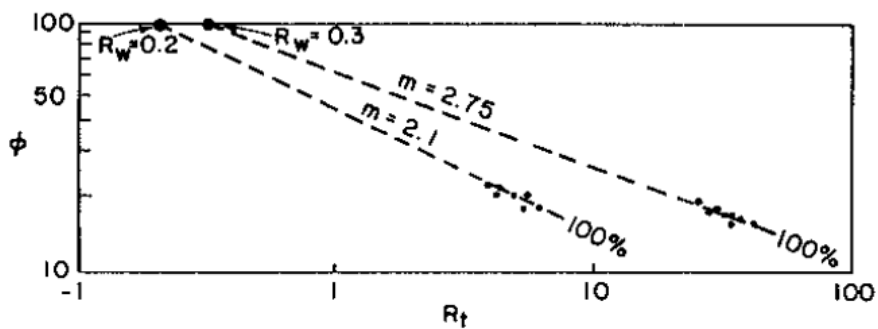


Ilustración 15. 2: Gráfico de Pickett con diferentes valores de “ m ”

Fuente: Alcantara, A. (2013).

CAPITULO III

3. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

El cálculo del volumen de petróleo en sitio se realizó mediante el método volumétrico, para determinar los valores de S_w y porosidad se realizó mediante la correlación gráfica de los métodos de Hingle y Pickett, el mismo que mediante modelado geoestadístico permite obtener los parámetros de saturación de la ecuación de Archie (a, m, n y R_w).

Para los métodos de Pickett y Hingle se diseñó un programa en Matlab 2014, en el que se creó las diferentes interfaces.

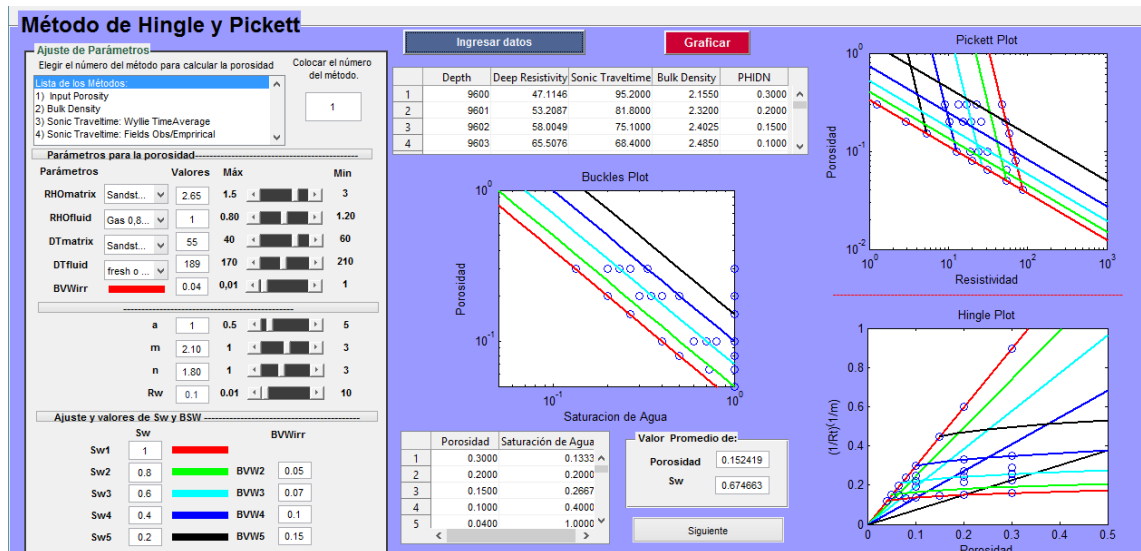


Ilustración 16: Pantalla del Programa.

Elaborado por: Autor.

Mediante los registros de resistividad, registros de porosidad, densidad y neutrónica, registro sísmico, se obtiene los datos a ingresar en la tabla, se colocan los valores por cada ft de la zona del pozo a obtener los valores.

Ingresar datos		Graficar				
	Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	PHIDN	
1	9600	47.1146	95.2000	2.1550	0.3000	^
2	9601	53.2087	81.8000	2.3200	0.2000	
3	9602	58.0049	75.1000	2.4025	0.1500	
4	9603	65.5076	68.4000	2.4850	0.1000	v

Ilustración 17: Ingreso de datos.

Elaborado por: Autor.

Una vez ingresado los datos del registro del pozo se elige unos de los métodos de los que aparece en la lista para calcular la porosidad, el número del método que escoja deberá colocarlo en el recuadro.

Ajuste de Parámetros

Elegir el número del método para calcular la porosidad

Colocar el número del método.

Lista de los Métodos:

- 1) Input Porosity
- 2) Bulk Density
- 3) Sonic Traveltime: Wyllie TimeAverage
- 4) Sonic Traveltime: Fields Obs/Emprirical

1

Ilustración 18: Lista de los métodos para calcular la porosidad.

Elaborador por: Autor.

- Si se elige el método 1, graficará los datos de porosidad que se obtuvo en el registro del pozo y fueron ingresados en la tabla.
- Mediante el método 2 los valores de la porosidad se obtendrá con la información del registro de densidad (RHOB) que fueron ingresados a la tabla, la ecuación para calcular el valor de porosidad que utiliza el programa es:

$$\phi_{densidad} = \frac{\text{Rho}_{matriz} - \text{Rhob}}{\text{Rho}_{matriz} - \text{Rho}_{fluido}}$$

Dónde:

Φ_{densidad} = Porosidad densidad.

$\text{Rho}_{\text{matrix}}$ = Densidad de la matriz.

$\text{Rho}_{\text{fluido}}$ = Densidad del fluido.

Rho_b = Densidad de la lectura del fluido.

Las opciones de los valores de Rho matriz y Rho fluido varían dependiendo del fluido a utilizar y formaciones donde se vaya a trabajar como muestra en la figura.

Sandstone 2,65 g/cc
Limestone 2,71 g/cc
Dolomite 2,87 g/cc

Ilustración 19: Valores de la densidad de la matriz.

Elaborado por: Autor.

Gas 0,80 g/cc
Fresh water 1 g/cc
Salt water 1,2 g/cc

Ilustración 20: Valores de la densidad del fluido.

Elaborado por: Autor.

- El método 3 calcula la porosidad con los datos del registro sísmico (DT), mediante la ecuación:

$$\phi_{DT} = \frac{DT_{log} - DT_{matriz}}{DT_{fluido} - DT_{matriz}}$$

Dónde:

Φ_{sonic} = Porosidad sísmico.

DT_{log} = Densidad leída en el registro

DT_{matriz} = Tiempo de tránsito de la matriz.

Las opciones para el DT matriz

DT_{fluido} = Tiempo de tránsito en la matriz

De la misma manera los valores dependerán de acuerdo a las formaciones y el fluido a utilizar.

Sandstone: 51,3 - 55,6
Limestone: 43,5 - 47,5
Dolomite: 38,5 - 43,5

Ilustración 21: Valores del tiempo de transito de la matriz.

Elaborado por: Autor.

fresh o salt: 179 - 208 usec/ft
comunmente usado: 189

Ilustración 22: Valores del tiempo de transito del fluido.

Elaborado por: Autor.

Los valores escogidos serán colocados en el panel de ajustes de parámetros de porosidad.

Parámetros para la porosidad				
Parámetros		Valores	Máx	Min
RHOfmatrix	Sandst...	<input type="text"/>	1.5	3
RHOffluid	Gas 0,8...	<input type="text"/>	0.80	1.20
DTmatrix	Sandst...	<input type="text"/>	40	60
DTfluid	fresh o ...	<input type="text"/>	170	210
BVWirr	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text"/>	0,01	1

Ilustración 23: Panel de parámetros de la porosidad.

Elaborado por: Autor.

Una vez que los datos del pozo, se agregan los valores de los parámetros (a, m, n y R_w) de Archie aproximados, una vez que los valores sean ingresados, se tendrá que ir ajustando.

a	<input type="text" value="1"/>	0.5	<input type="text"/>	5
m	<input type="text" value="2.10"/>	1	<input type="text"/>	3
n	<input type="text" value="1.80"/>	1	<input type="text"/>	3
R_w	<input type="text" value="0.1"/>	0.01	<input type="text"/>	10

Ilustración 24: Panel de parámetros de saturación de la Ecuación Archie.

Elaborador por: Autor

Se colocan las líneas de saturación de agua y las del volumen de agua total agregando los valores en el Panel de Ajuste y Valores de Sw y BVW.

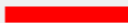




	Sw		BVWirr	
Sw1	1			
Sw2	0.8		BVW2	0.05
Sw3	0.6		BVW3	0.07
Sw4	0.4		BVW4	0.1
Sw5	0.2		BVW5	0.15

Ilustración 25: Panel de Ingreso de valores de Sw y BVW.
Elaborado por: Autor.

Se procede a graficar Pickett, en formato log-log, con los datos de porosidad seleccionada y resistividad verdadera R_t . El gráfico debe ser una línea recta.

Al mismo tiempo se grafica Hingle, en formato semilog, con los datos del recíproco de la resistividad verdadera elevada a $(1/m)$ vs el valor de porosidad calculado o con los datos obtenidos del registro, donde m es el valor asumido del exponente de cementación de la roca reservorio. El gráfico debe ser una línea recta, caso contrario se asume otro valor de m tomando en cuenta el gráfico de ajuste de Pickett a partir de los datos tomados de porosidad y el modelo de roca (iteración).

El proceso para obtener los valores de m, n y R_w se obtendrá de manera iterativamente, si no se obtienen los valores se sigue iterando hasta que se logre la convergencia.

El valor de n se estima mediante la serie de curvas del modelo de Buckles para determinar la saturación de agua de formación.

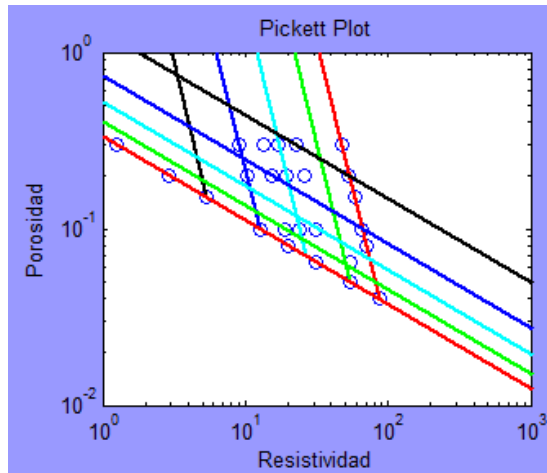


Ilustración 26: Gráfico de Pickett.
Elaborado por: Autor.

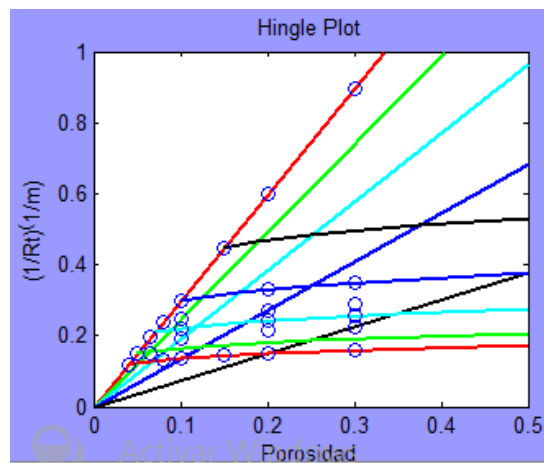


Ilustración 27: Gráfica de Hingle.
Elaborado por: Autor.

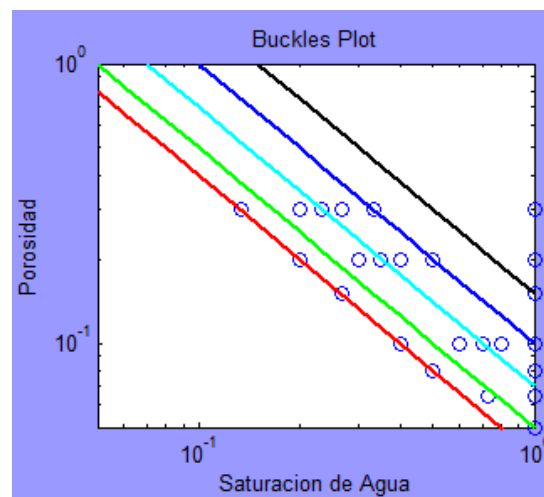


Ilustración 28: Gráfica de Buckles.
Elaborado por: Autor.

Una vez determinado los valores en la tabla aparecerán los resultados para calcular la saturación de agua de formación a partir del valor de corte de porosidad (valor estimado verdadero y promedio para la formación objetivo).

	Porosidad	Saturación de Agua
1	0.3000	0.1333 ^
2	0.2000	0.2000
3	0.1500	0.2667
4	0.1000	0.4000
5	0.0400	1.0000 v

Valor Promedio de:

Porosidad

Sw

Ilustración 29: Panel de Resultados.

Elaborado por: Autor.

Tomar las áreas del yacimiento atravesada por cada pozo y se calcula el volumen de petróleo en sitio (POES).

Al elegir la opción siguiente me muestra la Interfaz 2, que ingresando los datos del área, espesor, factor volumétrico y los valores obtenidos de Sw y porosidad, calcularemos el POES de dicho Pozo.

Calculo de Poes

Ingreso de Datos

Área del Yacimiento, [Acres]

Espesor de la Roca yacimiento,[pies]

Porosidad

Saturación de Agua

Factor Volumétrico de formación inicial del petróleo, [BY/BN]

Panel

POES (Petróleo Original en Sitio), BN (Barriles Normales o/a Superficie)

Ilustración 30: Panel del cálculo del POES.

Elaborado por: Autor.

CAPITULO IV

4. ANALISIS Y RESULTADOS

4.1 Determinación de los parámetros Archie, porosidad y saturación de agua.

El cálculo del POES se realiza a 5 pozos del Oriente Ecuatoriano sin embargo no se mencionará al campo y los nombres de los pozos fueron cambiados a Ejemplo1, 2, 3, 4, y 5 respectivamente, para que no afecte los intereses de la empresa operadora.

Se utilizó la información de los pozos con mayor información de registros geofísicos de los pozos.

Los reservorios productores correspondiente al campo es la formación Hollín y las areniscas U y T, en la gráfica describe las características estratigráficas y sedimentológica.

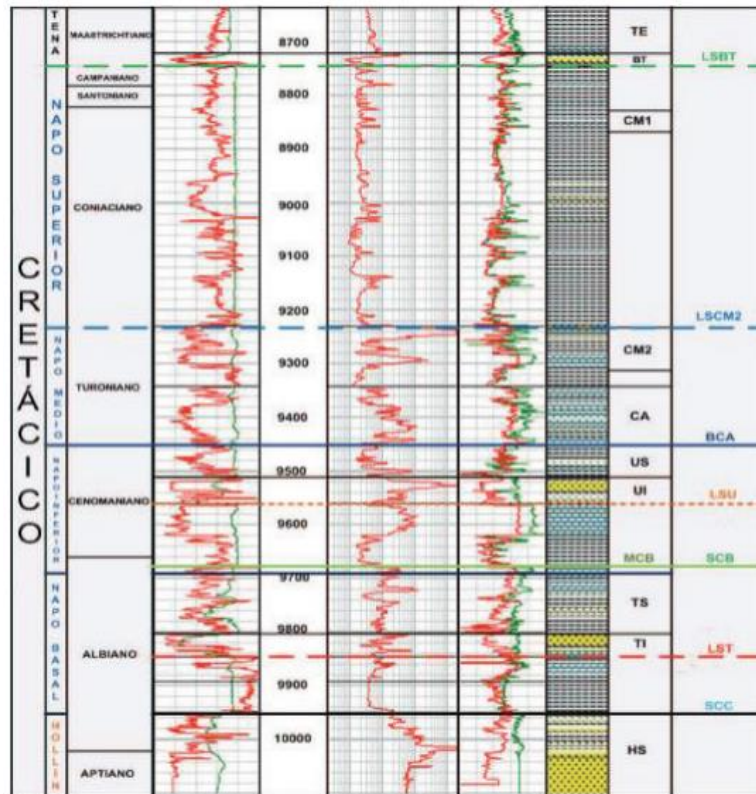


Ilustración 31: Columna Estratigráfica correspondiente al Campo.

Fuente: EP Petroecuador

Tabla de los topes y bases de las formaciones de cada pozo correspondiente a los 5 pozos a analizar.

Tabla 6: Tabla de Topes de los Pozos.

TOPES DE LOS POZOS	ARENA U	ARENA T	FORMACIÓN HOLLÍN
EJEMPLO1	10119-10146	10377-10441	10515-10558
EJEMPLO2	9896-9929	10175-10214	10326-10366
EJEMPLO3	9732-9785	9982-10004	10148-10187
EJEMPLO4	10034-10096	10297-10356	10467-10500
EJEMPLO5	10054-10108	10322-10363	10471-10502

Resultado de los valores de los parámetros de saturación de la ecuación Archie: factor de formación, exponente de cementación, exponente de Saturación, resistividad del agua de formación y los parámetros para obtener la porosidad: densidad de la matriz, tiempo de tránsito de la matriz del material, densidad del fluido, de la Zona U.

Tabla 7: Resultado de los valores de los parámetros de saturación de la ecuación Archie de la zona U.

Pozos	Ejemplo 1	Ejemplo2	Ejemplo3	Ejemplo4	Ejemplo5
a	1	1	1	1,45	1,65
m	2,1	2,1	2,1	2	2,3
n	1,65	1,5	2	1,4	1,4
R_w	0,2	0,21	0,2	0,4	0,3
R_{homa}	2,65	2,87	2,87	2,65	2,87
R_{hofluido}	1	1	1	1	1
DT_{ma}	53	43	41	55	40
DT_{fluido}	189	189	189	189	189
BVW_{irr}	0,038	0,038	0,04	0,018	0,055

Resultado de los valores de los parámetros de saturación de la ecuación de Archie: factor de formación, exponente de cementación, exponente de Saturación, resistividad del agua de formación y los parámetros para obtener la porosidad:

densidad de la matriz, tiempo de tránsito de la matriz del material, densidad del fluido, de la Zona T.

Tabla 8: Resultado de los parámetros de saturación de la ecuación Archie de la zona T.

Pozos	Ejemplo 1	Ejemplo2	Ejemplo3	Ejemplo4	Ejemplo5
a	1,45	1,45	1,45	1,45	1,65
m	1,7	2	2,2	2	2,3
n	1,24	1	1,5	1,4	1,4
Rw	0,23	0,088	0,35	0,4	0,3
Rho_{ma}	2,65	2,71	2,87	2,65	2,87
Rho_{fluido}	1	1	1	1	1
DT_{ma}	55	55,6	40	55	40
DT_{fluido}	189	189	189	189	189
BVW_{irr}	0,032	0,035	0,054	0,018	0,055

Resultado de los valores de los parámetros de saturación la ecuación de Archie: factor de formación, exponente de cementación, exponente de Saturación, resistividad del agua de formación y los parámetros para obtener la porosidad: densidad de la matriz, tiempo de tránsito de la matriz del material, densidad del fluido, de la formación Hollín.

Tabla 9: Resultado de los valores de los parámetros de saturación de la ecuación Archie de la formación Hollín.

Pozos	Ejemplo 1	Ejemplo2	Ejemplo3	Ejemplo4	Ejemplo5
a	1	1,65	1,45	1	1,65
m	2,2	2,1	2,2	2,2	2,3
n	1	1,95	1,5	1,5	1,5
Rw	0,7	0,16	0,35	0,2	0,15
Rho_{ma}	2,65	2,65	2,87	2,65	2,87
Rho_{fluido}	1	1	1	1	1
DT_{ma}	55	51	40	55	40
DT_{fluido}	189	189	189	189	189
BVW_{irr}	0,035	0,04	0,054	0,026	0,04

4.2. Resultados de las gráficas Hingle, Pickett y Buckles.

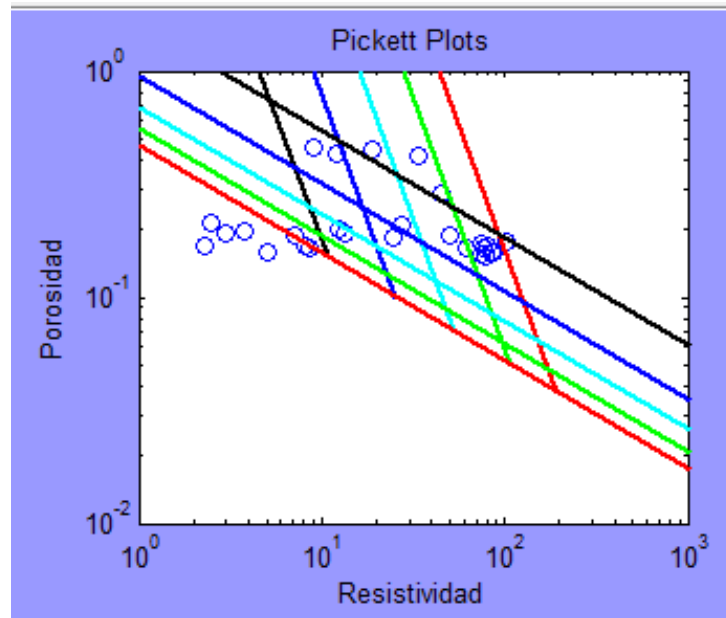


Ilustración 32: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo1 de la Arena U.

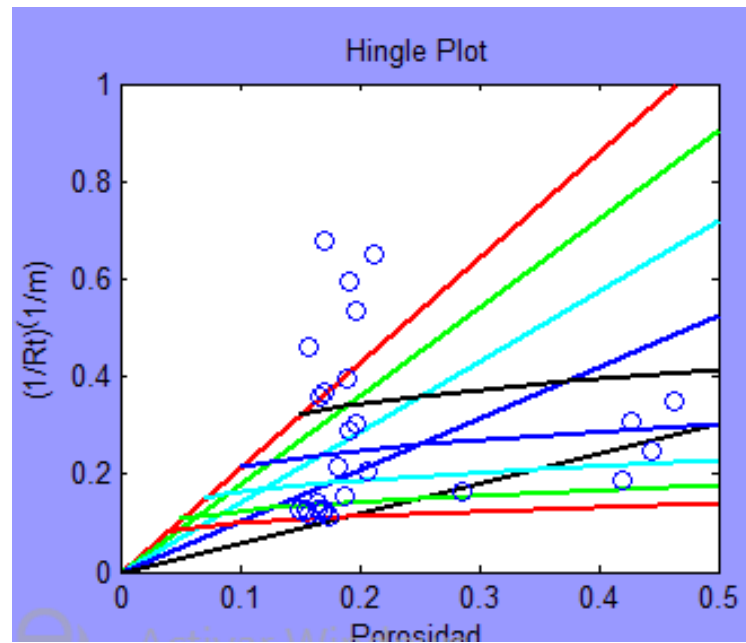


Ilustración 33: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo1 de la Arena U.

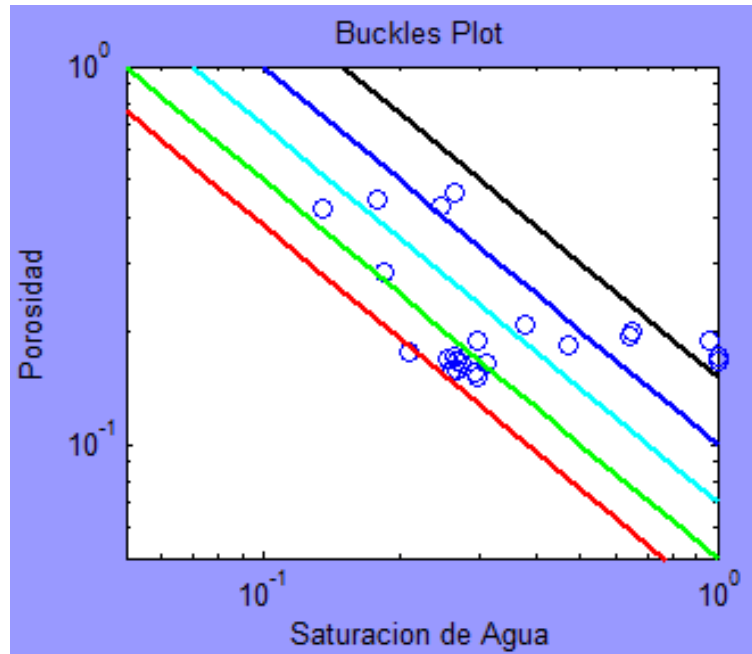


Ilustración 34: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo1 de la Arena U.

En la interpretación del registro de Gamma Ray y SP del pozo Ejemplo1 se puede observar que la unidad está compuesta por arenisca, los valores de la matriz para calcular la porosidad se utiliza 2,65 en la densidad de matriz, y 53 el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material.

En la gráfica de Pickett y Hingle se observa a 3 puntos que convergen con la saturación igual a 1, el cuál es la línea vertical de color rojo, y dos puntos en la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor mínimo es de 0,038.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,21 y el de saturación de agua es de 0,62, aunque la mayoría de puntos se encuentran cerca de la línea negra que representa la saturación de agua de 0,2.

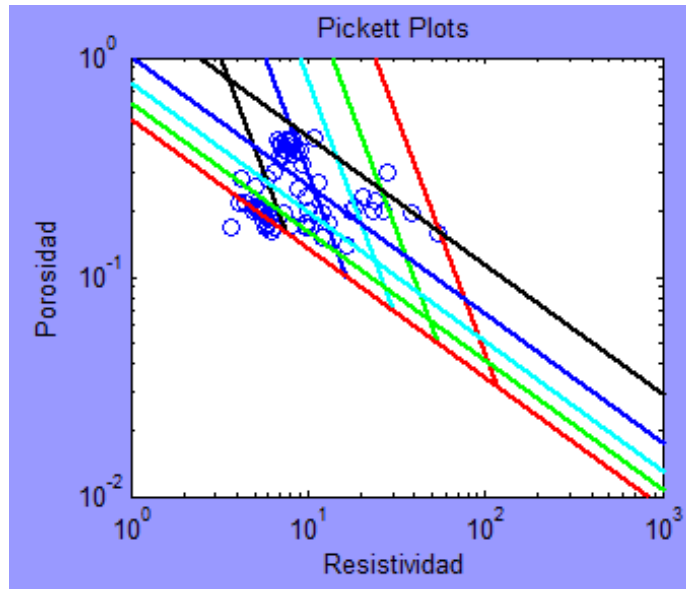


Ilustración 35: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo1 de la Arena T.

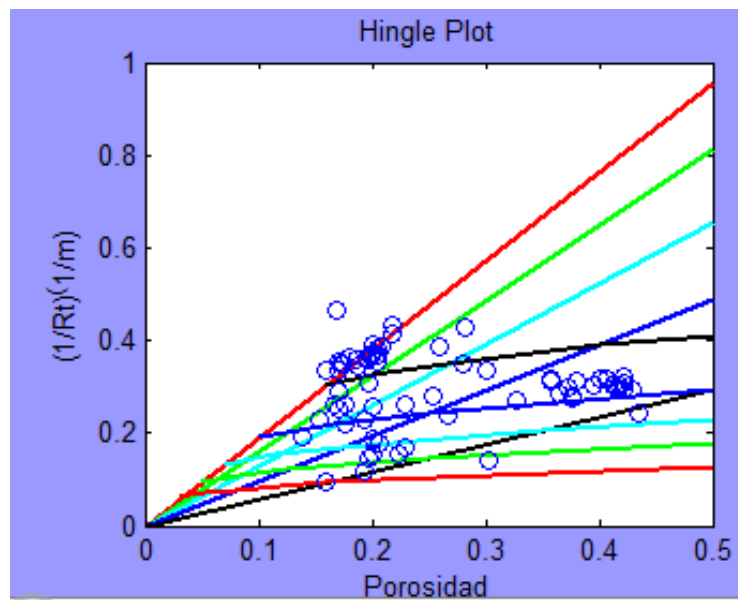


Ilustración 36: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo1 de la Arena T.

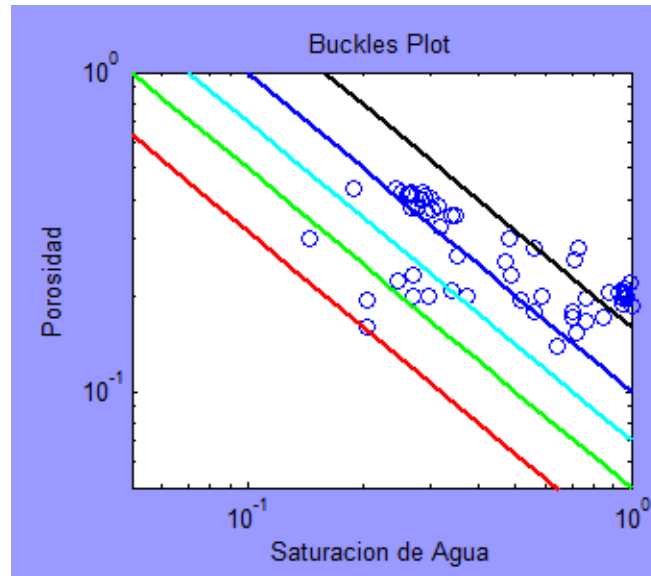


Ilustración 37: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo1 de la Arena T.

En la arena T del pozo Ejemplo1 del intervalo de 10377 a 10441, se tiene arenisca por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,65, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 55.

En la gráfica de Pickett y Hingle se observó que varios puntos convergen con la saturación igual a 1, y un solo punto con la línea del volumen total del agua irreducible (BWirr) el valor mínimo es de 0,032.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,26 y el de saturación de agua es de 0,6.

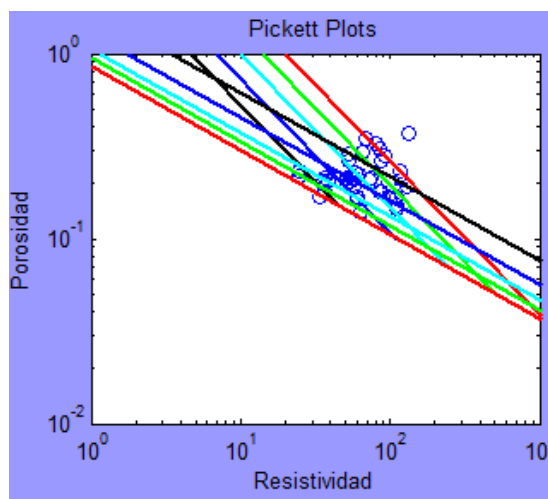


Ilustración 38: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.

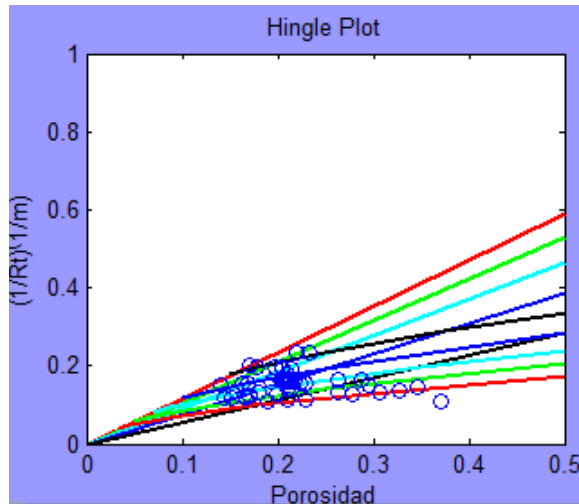


Ilustración 39: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.

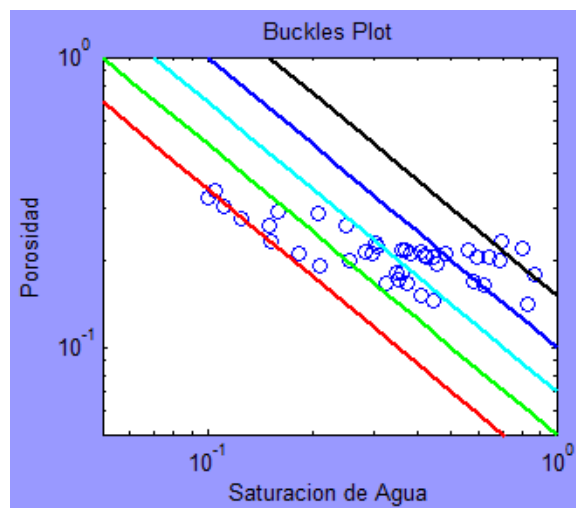


Ilustración 40: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.

En la arena T del pozo Ejemplo1 del intervalo de 10377 a 10441, se tiene arenisca por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,65, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 55.

En la gráfica de Pickett y Hingle se observó que varios puntos que convergen con la saturación igual a 1, y un varios puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor mínimo es de 0,032.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,22 y el de saturación de agua es de 0,39.

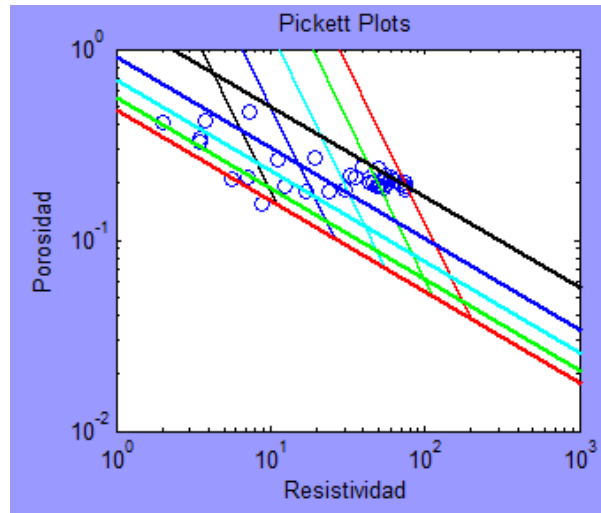


Ilustración 41: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo2 de la Arena U.

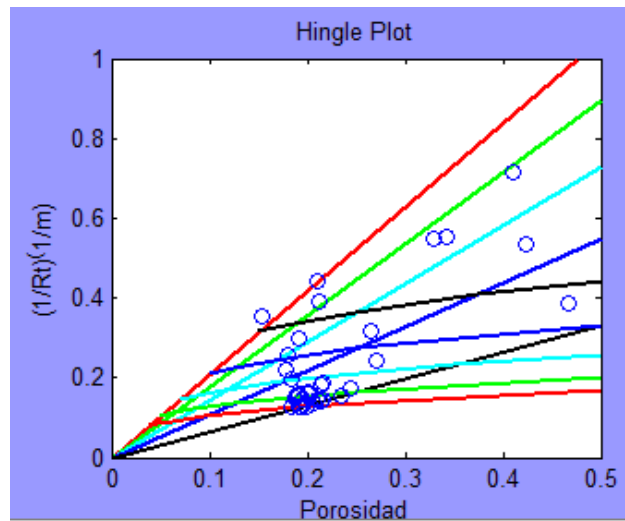


Ilustración 42: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo2 de la Arena U.

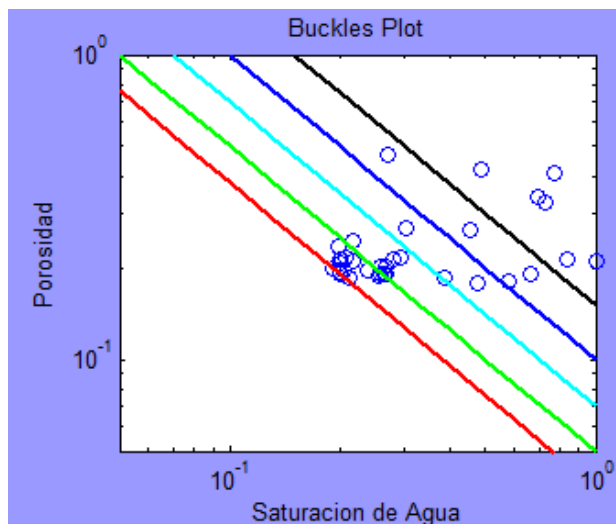


Ilustración 43: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo2 de la Arena U.

En el pozo Ejemplo2 en la arena U del intervalo de 9896-9929, se tiene dolomitas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,87, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 43.

En la gráfica de Pickett y Hingle se observó que un punto convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles se ve varios puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor mínimo es de 0,038.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,23 y el de saturación de agua es de 0,39.

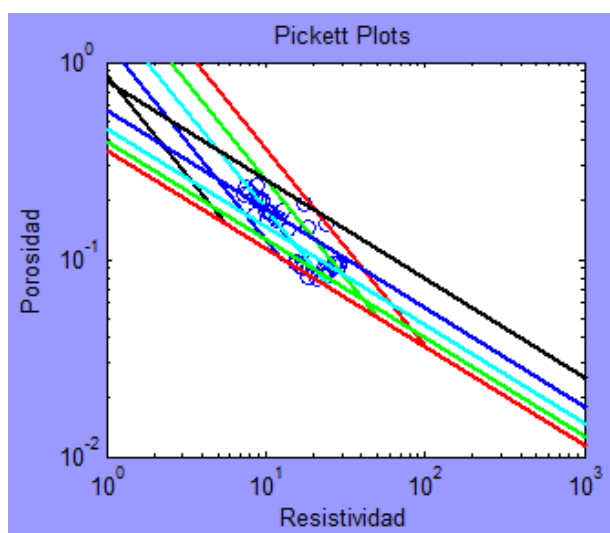


Ilustración 44: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo2 de la Arena T.

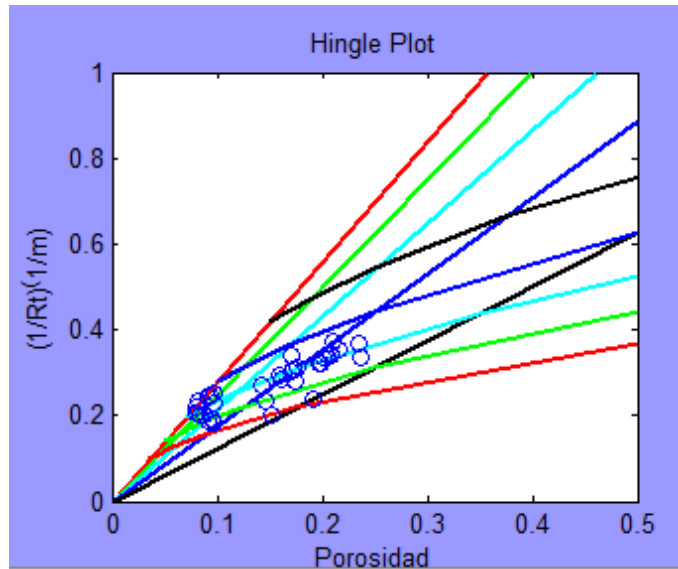


Ilustración 45: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo2 de la Arena T.

En el pozo Ejemplo2 en la arena T del intervalo de 10175-10441, se tiene calizas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,71, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 55,6.

En la gráfica de Pickett y Hingle se puede observar que un punto converge con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles se ven varios puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor es de 0,035.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,15 y el de saturación de agua es de 0,51.

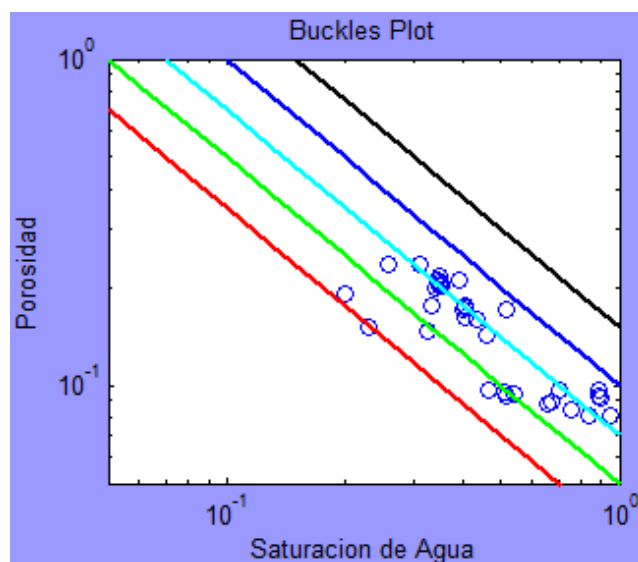


Ilustración 46: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo2 de la Arena T.

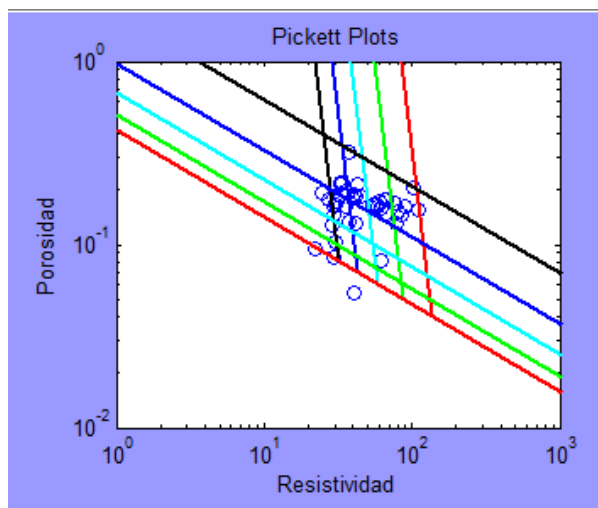


Ilustración 47: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.

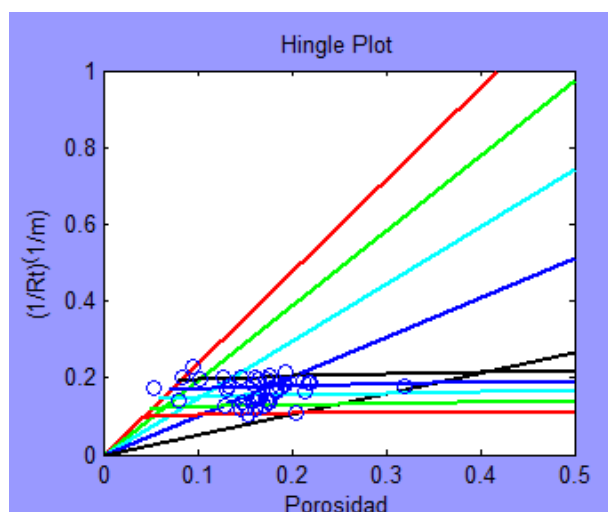


Ilustración 48: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.

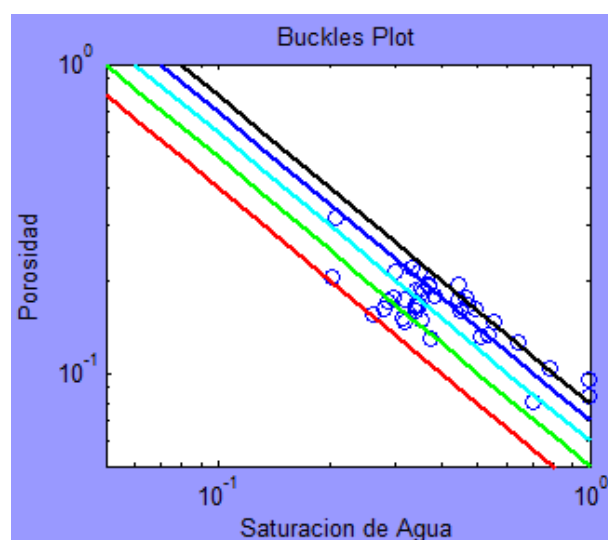


Ilustración 49: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.

En el pozo Ejemplo2 en la formación Hollín va del intervalo de 10326-10366, se tiene areniscas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,65, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 51.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que 2 puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles también a 2 puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,04.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,16 y el de saturación de agua es de 0,44.

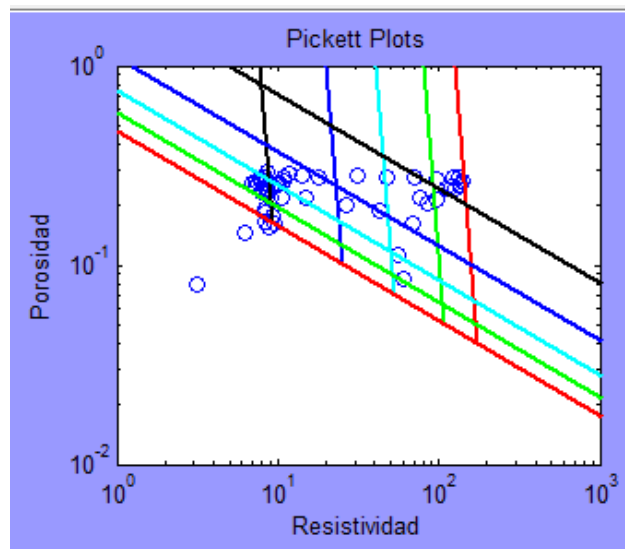


Ilustración 50: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo3 de la arena U.

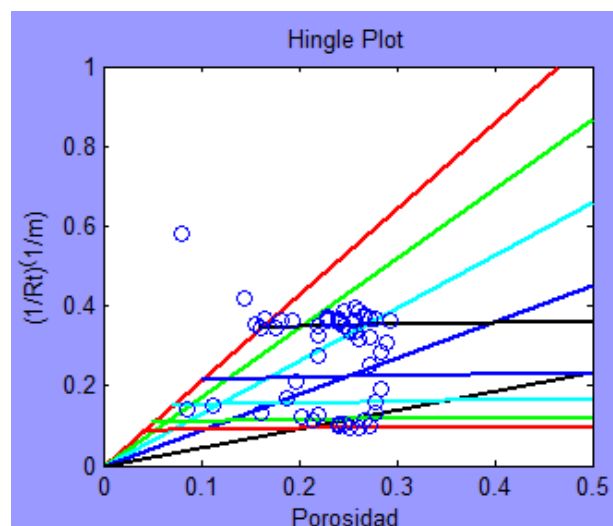


Ilustración 51: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo3 de la arena U.

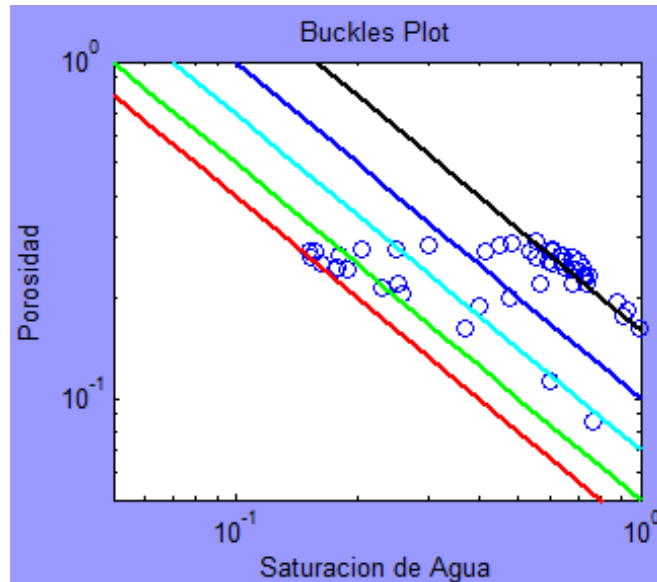


Ilustración 52: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo3 de la arena U.

En el pozo Ejemplo3 en la arena U va del intervalo de 9732-9785, se tiene dolomitas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,87, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 41, el método que fue el más aproximado es el de Bulk density, en la mayoría de los pozos se utilizó el método de Sonic traveltime: Wyllie TimeAverage.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra varios puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles también varios puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,04.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,2 y el de saturación de agua es de 0,62.

Ajuste de Parámetros

Elegir el número del método para calcular la porosidad Colocar el número del método.

Lista de los Métodos:

- 1) Input Porosity
- 2) Bulk Density
- 3) Sonic Traveltime: Wyllie TimeAverage
- 4) Sonic Traveltime: Fields Obs/Emprirical

2

Parámetros para la porosidad

Parámetros	Valores	Máx	Min
RHOMatrix	Sandst... 2.87	1.5	3
RHOfluid	Gas 0,8... 1	0.80	1.20
DTmatrix	Sandst... 41	40	60
DTfluid	fresh o ... 189	170	210
BVWirr	0.04	0,01	1

a	1	0.5	5
m	2.1	1	3
n	2	1	3
Rw	0.2	0.01	10

Ajuste y valores de Sw y BSW

	Sw	BVWirr
Sw1	1	BVW1 0.05
Sw2	0.8	BVW2 0.07
Sw3	0.6	BVW3 0.1
Sw4	0.4	BVW4 0.16
Sw5	0.2	

Ilustración 53: Cálculo de la Porosidad mediante el método de Bulk Density.

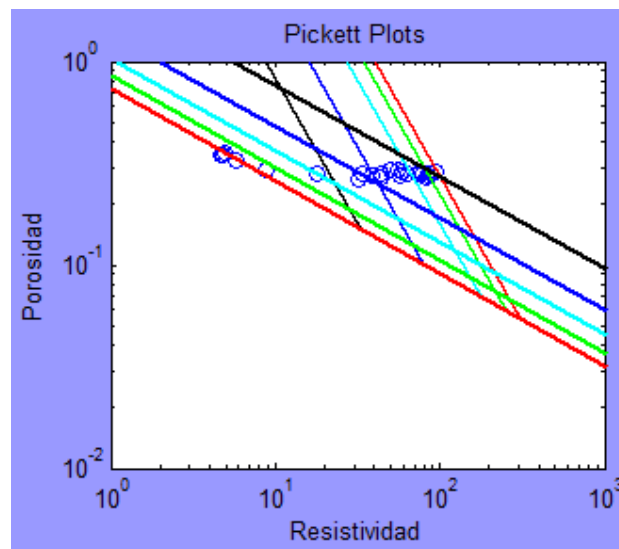


Ilustración 54: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo3 de la arena T.

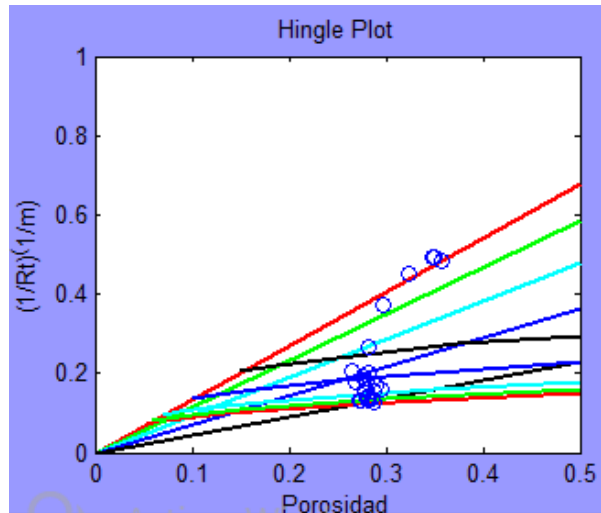


Ilustración 55: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo3 de la arena T.

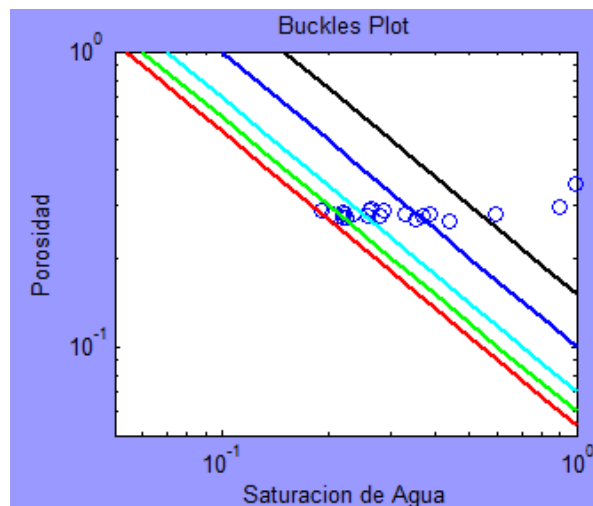


Ilustración 56: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo3 de la arena T.

En el pozo Ejemplo3 en la arena T que va del intervalo de 9982 a 10004 ft, mediante los registros se interpreta que en la unidad se tiene dolomitas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,87, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 40, el método que según análisis se obtenía mejores resultados es del método de Sonic Traveltime: Field Obs/Empirical.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que 3 puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles también a 1 punto con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor es de 0,054.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,29 y el de saturación de agua es de 0,45.

Ajuste de Parámetros

Elegir el número del método para calcular la porosidad Colocar el número del método.

Lista de los Métodos:

- 1) Input Porosity
- 2) Bulk Density
- 3) Sonic Traveltime: Wyllie TimeAverage
- 4) Sonic Traveltime: Fields Obs/Empirical

4

Parámetros para la porosidad

Parámetros	Valores	Máx	Min
RHOmatrix	Sandst... 2.87	1.5	3
RHOfluid	Gas 0,8... 1	0.80	1.20
DTmatrix	Sandst... 40	40	60
DTfluid	fresh o ... 189	170	210
BVWirr	0.054	0,01	1

a	1.45	0.5	5
m	2.2	1	3
n	1.5	1	3
Rw	0.35	0.01	10

Ajuste y valores de Sw y BSW

Sw	BVWirr
Sw1 1	BVW1 0.06
Sw2 0.8	BVW2 0.07
Sw3 0.6	BVW3 0.1
Sw4 0.4	BVW4 0.15
Sw5 0.2	BVW5

Ilustración 57: Ilustración 53: Cálculo de la Porosidad mediante el método de Sonic Traveltime: Fields Obs/Empirical.

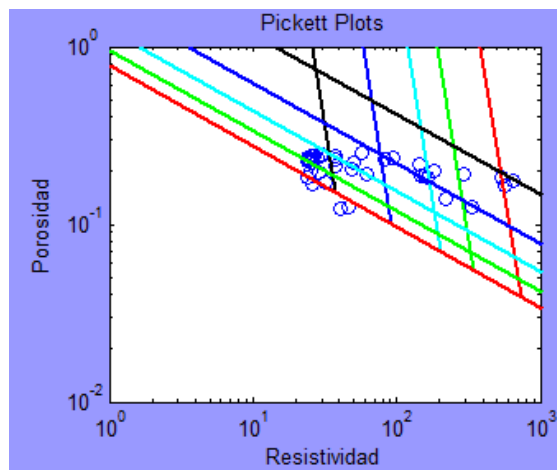


Ilustración 58: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo3 de la Formación Hollín.

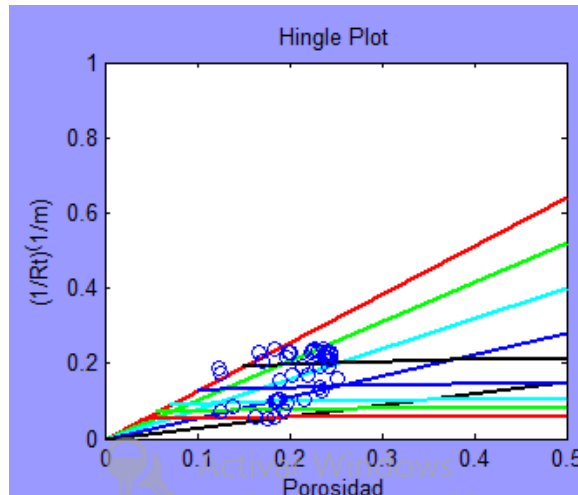


Ilustración 59: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo3 de la Formación Hollín.

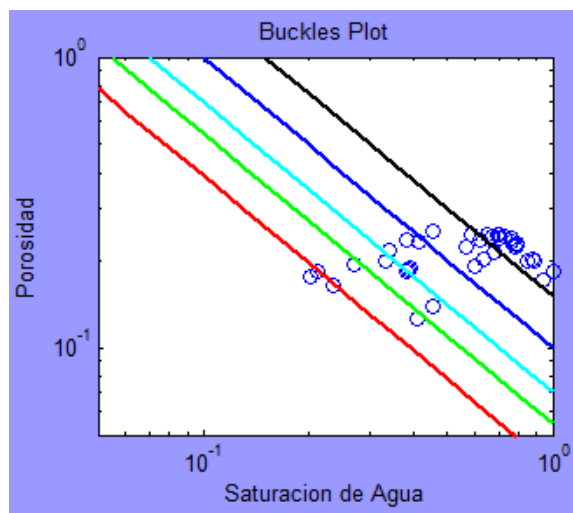


Ilustración 60: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo3 de la Formación Hollín.

En el pozo Ejemplo3 en la formación Hollín que va del intervalo de 10148 a 10187 se tiene dolomitas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,87, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 51.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que 3 puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles convergen 2 puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,054.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,2 y el de saturación de agua es de 0,62.

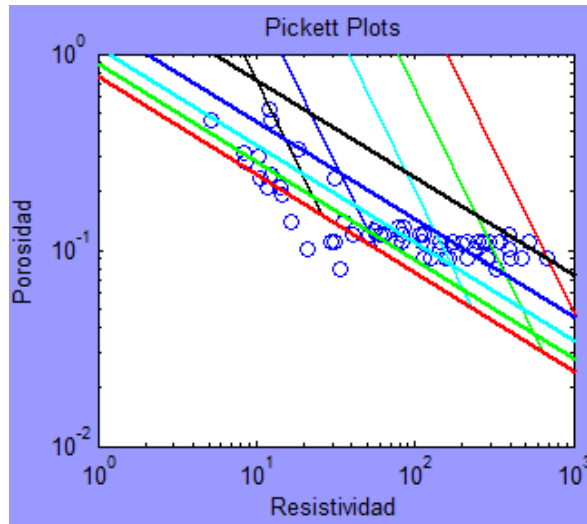


Ilustración 61: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo4 de la Arena U.

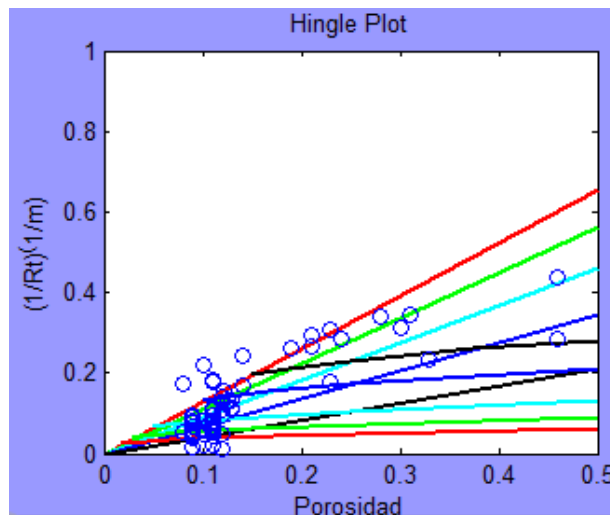


Ilustración 62: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo4 de la Arena U.

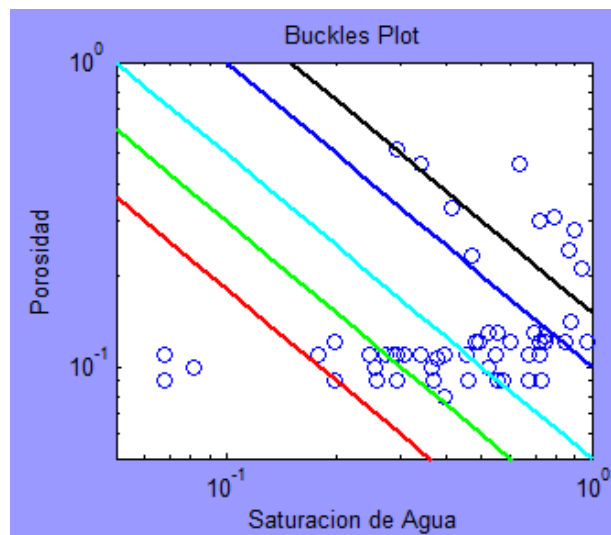


Ilustración 63: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo4 de la Arena U.

En el pozo Ejemplo4 en la arena U que va del intervalo de 10034 a 10096 tiene calizas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,65, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 55.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que varios puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles a un punto con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,018.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,17 y el de saturación de agua es de 0,48.

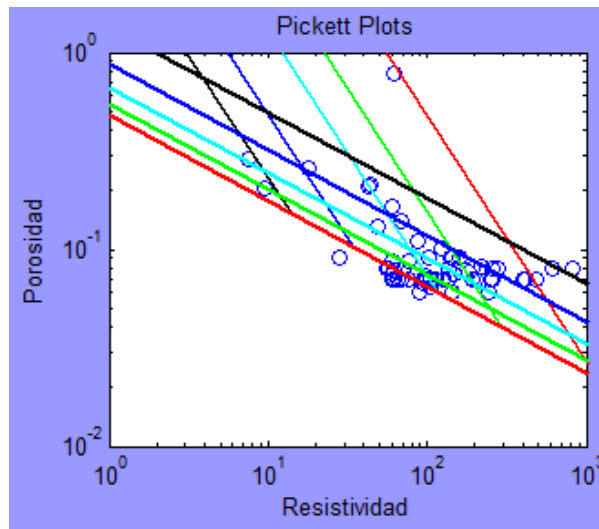


Ilustración 64: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo4 de la Arena T.

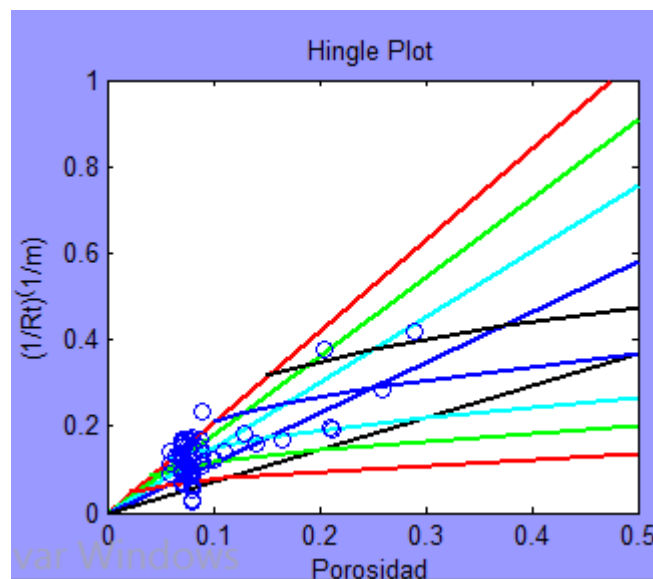


Ilustración 65: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo4 de la Arena T.

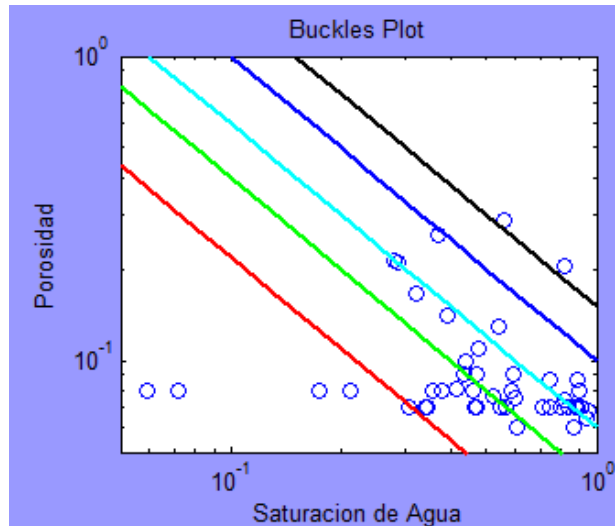


Ilustración 66: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo4 de la Arena T.

En el pozo Ejemplo4 en la arena T que va del intervalo de 10297 a 10356 se tiene calizas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,65, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 55.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que varios puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles a un punto con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,018.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,1 y el de saturación de agua es de 0,65.

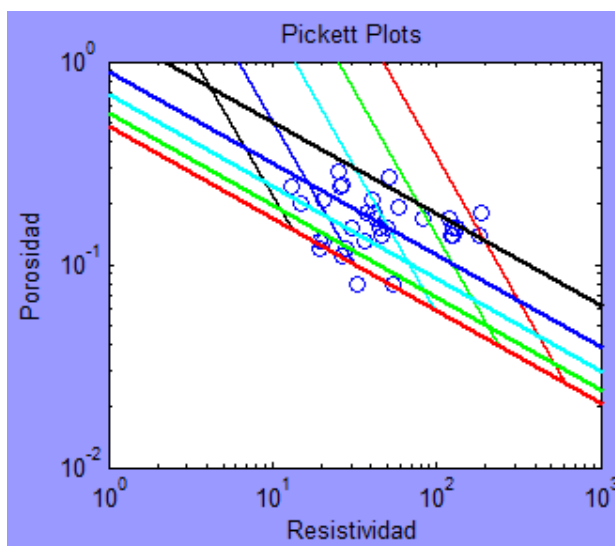


Ilustración 67: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.

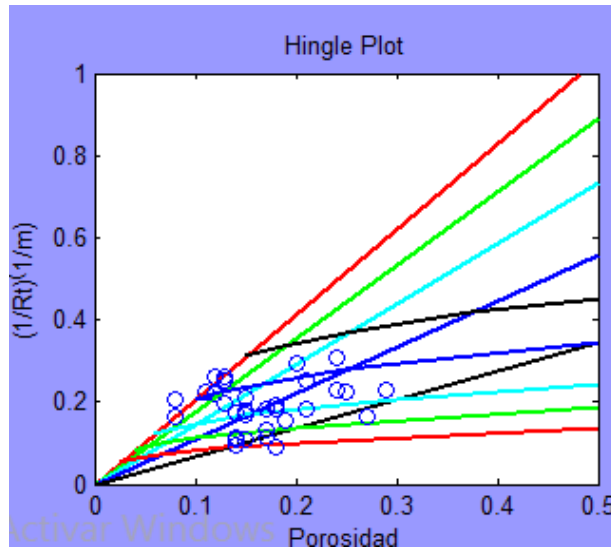


Ilustración 68: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.

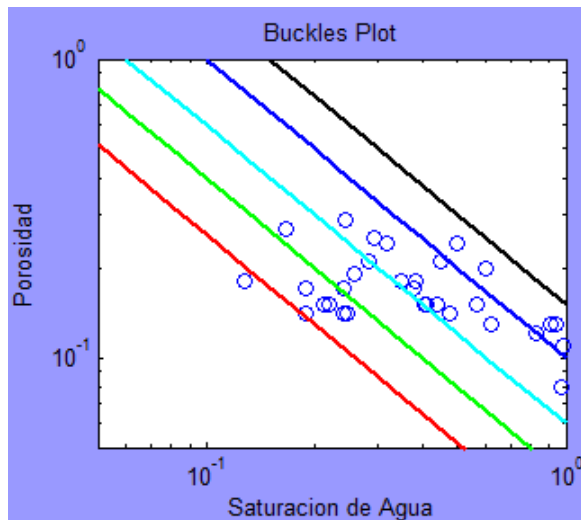


Ilustración 69: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.

En el pozo Ejemplo4 en la formación hollín que va del intervalo de 10467-10500 se tiene calizas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,65, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 55.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que varios puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles a un punto con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,026.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,17 y el de saturación de agua es de 0,48.

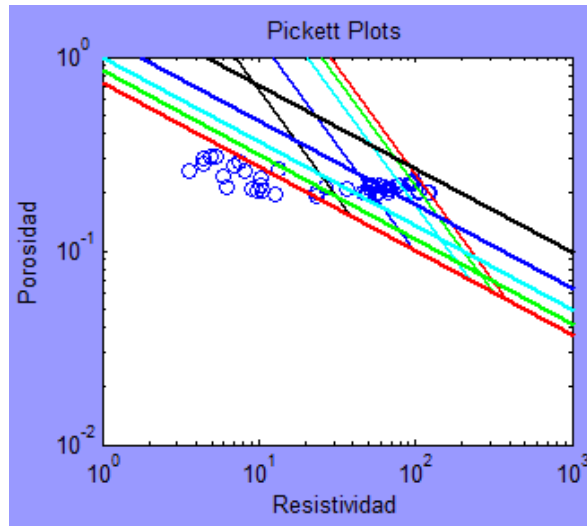


Ilustración 70: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo5 de la Arena U.

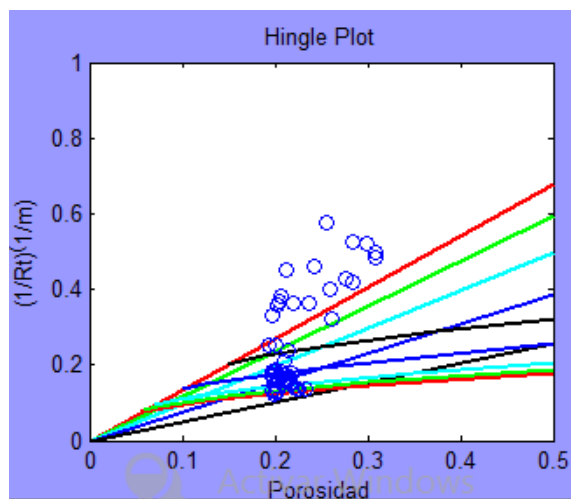


Ilustración 71: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo5 de la Arena U.

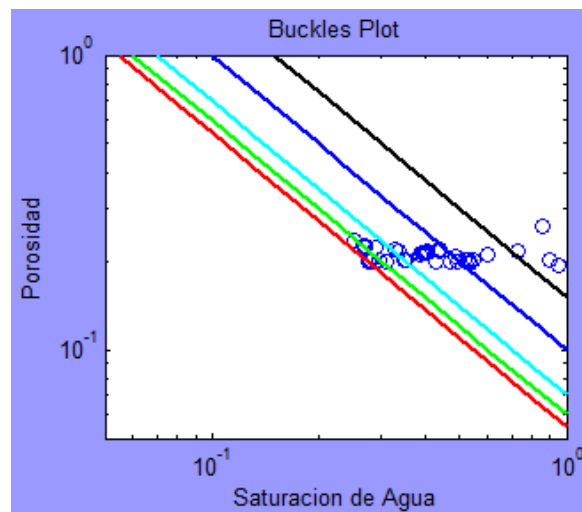


Ilustración 72: Gráfica de Buckles del pozo Ejemplo5 de la Arena U.

En el pozo Ejemplo5 en la arena U que va del intervalo de 10054 a 10108 se tiene dolomitas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,87, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 40.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que varios puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles a 2 puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,055.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,22 y el de saturación de agua es de 0,76.

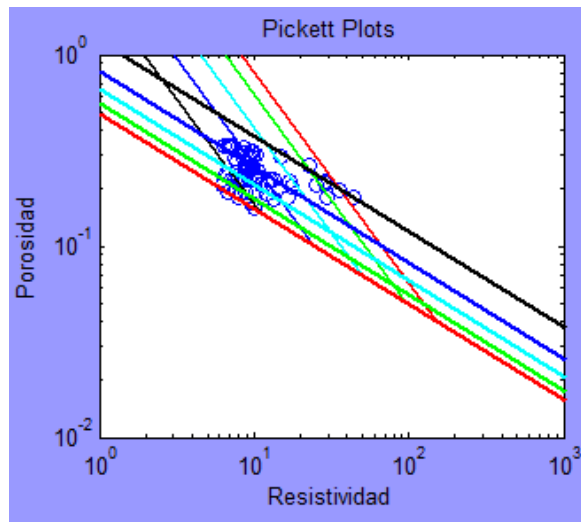


Ilustración 73: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo5 de la Arena T.

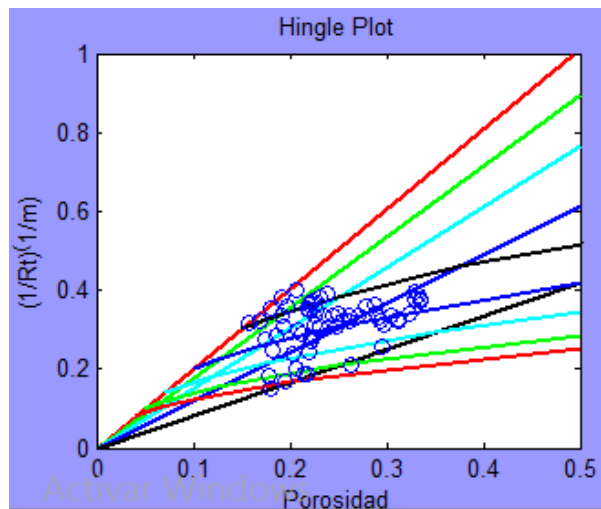


Ilustración 74: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo5 de la Arena T.

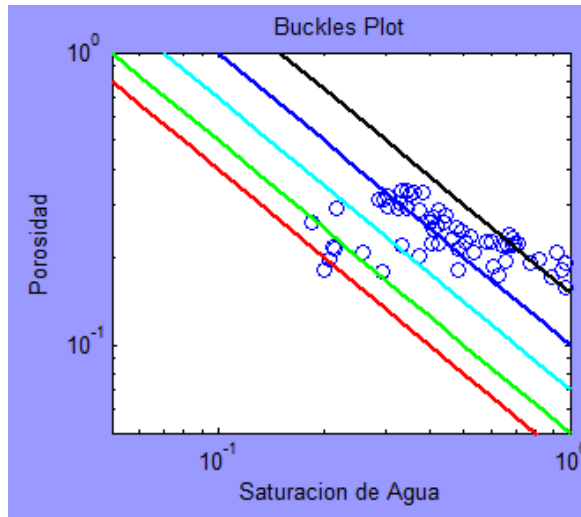


Ilustración 75: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo5 de la Arena T.

En el pozo Ejemplo5 en la arena T que va del intervalo de 10322 a 10363 se tiene dolomitas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,87, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 40.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que 3 puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles a 2 puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,055.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,24 y el de saturación de agua es de 0,48.

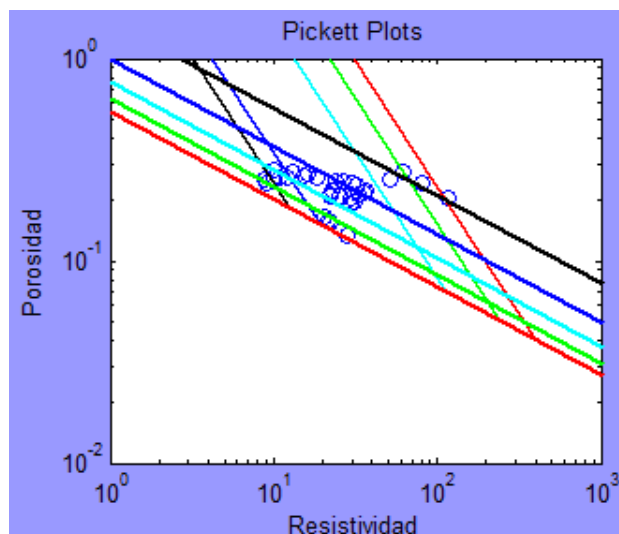


Ilustración 76: Grafica de Pickett del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.

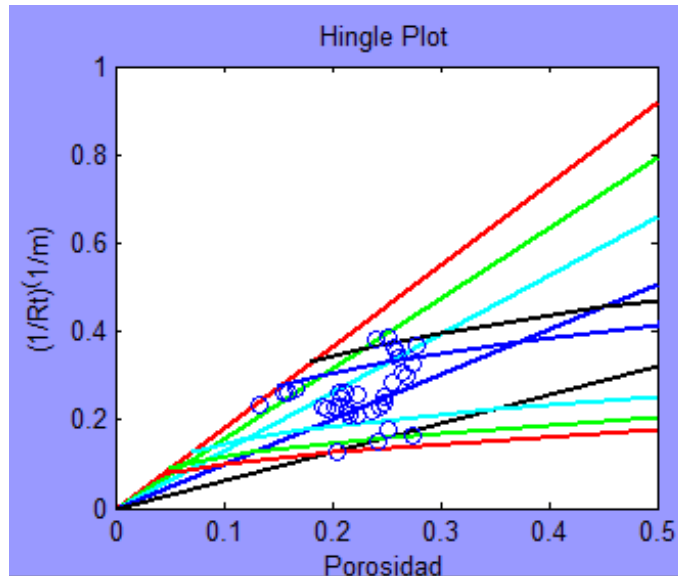


Ilustración 77: Grafica de Hingle del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.

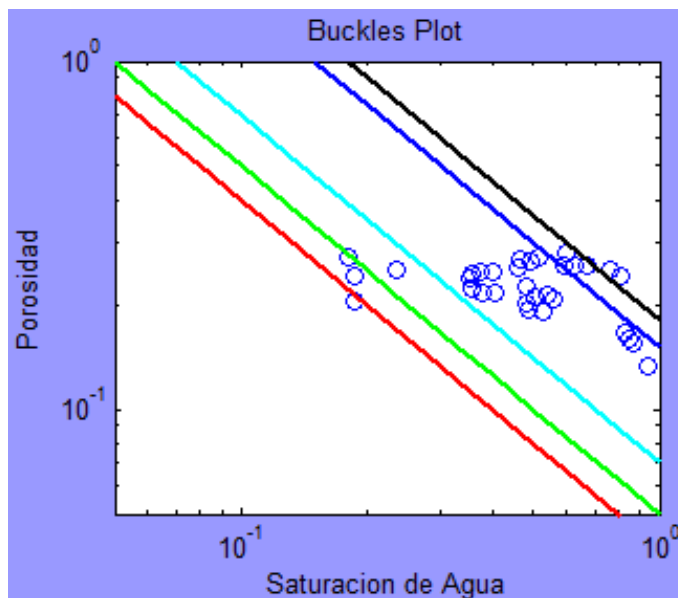


Ilustración 78: Grafica de Buckles del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.

En el pozo Ejemplo5 en la arena T que va del intervalo de 10322 a 10363 se tiene dolomitas por lo tanto la porosidad se determinó con el valor de la densidad de la matriz de 2,87, y el valor del tiempo de tránsito de la matriz del material es 40.

En la gráfica de Pickett y Hingle muestra que 3 puntos que convergen con la saturación igual a 1, y en la gráfica de Buckles a 2 puntos con la línea del volumen total del agua irreducible (BVWirr) el valor son de 0,055.

El valor de la porosidad promedio dio como resultado 0,24 y el de saturación de agua es de 0,48.

Tabla 10: Resultado de los valores de porosidad, saturación de agua, saturación de petróleo de la zona U de cada pozo.

Pozos	ϕ	Sw	So	ϕ KU	% Error Porcentual	Sw KU	% Error Porcentual
Ejemplo1	0,21	0,62	0,38	0,2099	0,047642	0,619	0,161
Ejemplo2	0,23	0,39	0,61	0,23	0	0,39	0
Ejemplo3	0,23	0,61	0,39	0,2292	0,349	0,608	0,345
Ejemplo4	0,15	0,61	0,39	0,1498	0,133	0,609	0,016
Ejemplo5	0,22	0,76	0,24	0,22	0	0,76	0

Tabla 11: Resultado de los valores de porosidad, saturación de agua y saturación de petróleo de la zona T de cada pozo.

Pozos	ϕ	Sw	So	ϕ KU	% Error Porcentual	Sw KU	% Error Porcentual
Ejemplo1	0,26	0,6	0,4	0,259	0,386	0,599	0,166
Ejemplo2	0,15	0,51	0,49	0,149	0,67	0,509	0,196
Ejemplo3	0,29	0,45	0,55	0,298	0,346	0,449	0,222
Ejemplo4	0,1	0,65	0,45	0,099	1,01	0,649	0,154
Ejemplo5	0,24	0,48	0,52	0,24	0	0,48	0

Tabla 12: Resultado de los valores de porosidad, saturación de agua y saturación de petróleo de la formación Hollín de cada pozo.

Pozos	ϕ	Sw	So	ϕ KU	% Error Porcentual	Sw KU	% Error Porcentual
-------	--------	----	----	--------------	-----------------------	----------	-----------------------

Ejemplo1	0,22	0,39	0,71	0,218	0,917	0,389	0,257
Ejemplo2	0,16	0,44	0,56	0,159	0,628	0,439	0,227
Ejemplo3	0,2	0,62	0,38	0,199	0,503	0,619	0,161
Ejemplo4	0,17	0,48	0,52	0,169	0,592	0,479	0,208
Ejemplo5	0,23	0,51	0,49	0,229	0,437	0,509	0,196

Tabla 13: Resultados del cálculo de POES de la zona U, de cada pozo.

Pozos	Factor volumétrico de Formación	Área (acres)	Espesor de la roca del yacimiento (ft)	POES
Ejemplo1	1,1	2680	27	43918000
Ejemplo2	1,1	2520	33	82286600
Ejemplo3	1,01	3592	53	131170000
Ejemplo4	1,02	4443	62	122567000
Ejemplo5	1,2	3671	54	67667600

Tabla 14: Resultados del cálculo de POES de la zona T, de cada pozo.

Pozos	Factor volumétrico de Formación	Área (acres)	Espesor de la roca del yacimiento (ft)	POES
--------------	--	---------------------	---	-------------

Ejemplo1	1,3	7173	64	284918000
Ejemplo2	1,2	5064	39	93845700
Ejemplo3	1,03	3311	22	49213800
Ejemplo4	1,01	6298	59	99896700
Ejemplo5	1,1	4377	41	138210000

Tabla 15: Resultados del cálculo de POES de la formación Hollín de cada pozo.

Pozos	Factor volumétrico de Formación	Área (acres)	Espesor de la roca del yacimiento (ft)	POES
Ejemplo1	1,1	875	43	35611200
Ejemplo2	1,03	832	40	22459700
Ejemplo3	1,02	818	39	18440900
Ejemplo4	1,01	745	33	16693600
Ejemplo5	1,1	724	31	17839400

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- Por medio del registro SP y GR se realizó la interpretación de lo que contenía dicha unidad, los valores de porosidad se determinó por medio de la ecuación de Wyllie de tiempo promedio, método que fue el más utilizado

debido a que se obtenían valores de porosidad más cercanos a los ingresados, en el pozo ejemplo3 en la arena U se obtuvo por medio de la densidad total y en el pozo ejemplo3 de la arena T mediante la ecuación de Wyllie de forma empírica.

- El valor de R_t que se obtuvo a partir del respectivo perfil de registro de cada pozo es utilizado para realizar la gráfica log-log de Pickett, debido a que la gráfica es R_t vs porosidad.
- Los valores de saturación de la ecuación de Archie se fueron modificando hasta lograr una convergencia entre los puntos con las líneas de S_w y BWV tanto en la gráfica de Hingle y de Pickett, y en la gráfica de Buckles obtener una convergencia con las líneas del volumen total del agua.
- Una vez que se logra la convergencia, se obtienen los valores de saturación de la ecuación de Archie, y una vez calculada la porosidad fueron utilizadas para calcular la saturación de agua.
- Mediante el método de Pickett y Hingle se calcularon los valores de porosidad y de saturación de agua que fueron utilizados para calcular el POES de cada pozo.

5.2. Recomendaciones

- Se debe realizar la interpretación de los registros SP y GR para conocer la respectiva litología de cada pozo y de esta forma ya conocer el rango del valor que se le puede variar en cada parámetro.
- Así como se utilizó los datos de la resistividad se puede obtener el valor de corte de porosidad graficando el volumen de arcilla vs la resistividad debido

a que sirve para descartar de acuerdo al valor de corte determinando los intervalos productores donde la porosidad sea mayor a este.

- Para utilizar el programa los datos a ingresar del registro deben estar guardados con el nombre “datos” para que el programa pueda leerlos, los datos que se ingresan son la profundidad por cada ft que tenga de espesor cada arena, los de resistividad, el del tiempo de viaje sónico, densidad, y porosidad.
- Para comenzar a realizar los ajustes de los parámetros en el programa primero se debe elegir que método utilizar para obtener los valores de porosidad, posteriormente ingresar los valores de los parámetros de saturación de la ecuación de Archie e ir ajustando principalmente los valores del factor de cementación y la resistividad del agua, y si aún no se logra la convergencia ajustar los valores de porosidad dependiendo que método haya elegido.
- Los valores de corte también se podrían obtener, el corte del volumen de arcilla graficando los valores de saturación de agua vs el Volumen de arcilla, y esto permitiría diferenciar las arenas de las arcillas en dicha zona productora.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alcantara , A. A. Determinación de valores de corte para cálculo de reservas de hidrocarburos. *Tesis de Ingeniería*. Universidad Nacional Autónoma de México., México.

- Andrade , R. D. Caracterización de los reservorios principales del campo Lago Agrio para optimización de producción. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Armijo, P. D., & Castillo, M. C. Metodología para identificar zonas productoras en campos maduros mediante el análisis de registros eléctricos. dentro del campo Drabel. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil.
- Chajid, E., Camargo, J. A., & Amaya, M. (2011). Desarrollo de una metodología para análisis petrofísico de registros de pozos perforados adyacentes a un bloque exploratorio de trayectoria Oil & Gas en la Cuenca Llanos Orientales. *Revista Ingeniería*.
- Cusme , H., & Galvez, L. (2013). *Actualización de las reservas y predicción de producción del Cuyabeno-Sansahuari*. Quito.
- Damas, D. A. Adquisición, procesado e interpretación de datos espectrométrico (Torio, Potasio y Uranio) en la región de Tecuanipan, Cholula - Puebla. *Tesis de Ingeniería*. Instituto Politécnico Nacional, México.
- Deseusa, S. Cálculo de volumen original de hidrocarburos a partir de registros geofísicos de pozos. *Tesis de Ingeniería*. Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Escobar , F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* . Neiva- Huila - Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Escobar, K. Estado del arte de la geología y operaciones del desarrollo de yacimientos someros en el área Sur de Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). *Tesis de Ingeniería*. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Falla, E. J. Interpretación de registros de pozos. *Monografía para Licenciado*. Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima.
- Lara, V. N., & Muñoz, M. Á. Registros radioactivos en agujero entubado. *Tesis de Ingeniería*. Instituto Politécnico Nacional, México D.F.

Mite, H. *Interpretación de perfiles de pozos*. Guayaquil.

Moreno, B. M. Aplicación e interpretación del registro sónico compesado BHC. *Tesis de Ingeniería*. Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.

Nociones básicas para la interpretación de perfiles de pozo. (s.f.). Recuperado el 23 de Diciembre de 2019, de <http://oilproduction.net/files/apunte-perfilajes.pdf>

Oleas, C. I. Determinación de facies sedimentarias necesarias para optimizar un modelo geológico, mediante la correlación de facies obtenidas de un núcleo de corona del pozo A y electro-facies de registros convencionales y de imágenes de los pozos B,C,D. *Tesis de Ingeniería*. Universidad Central del Ecuador, Quito.

Orrala , J. C., & Tomala, J. C. Evaluación de las arenas "U" Y "T" a partir de la interpretación de registros eléctricos de pozos para determinar zonas productoras en el Centro Oriente Ecuatoriano. *Tesis de Ingeniería*. Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad.

Osorio, E. Modelado Petrofísico 3-D utilizando registros geofísicos de pozos geoestadística. *Tesis de Ingeniería*. Instituto Politécnico Nacional, México D.F.

PDVSA- CIED. *Registro de Pozos*. Universidad Corporativa.

Perfilaje de Pozos. (s.f.). Obtenido de <http://oilproduction.net/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf>

Revelo, T. A. Actualización de Reservas y Ubicación de Pozos de Desarrollo en el Campo Tapi-Tetete. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Ruiz, A. W. Actualización de las reservas de la arena hollín de un campo "X" del Oriente Ecuatoriano. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

- Schlumberger. (1997). *Principios y aplicaciones de la interpretación de registros*. Schlumberger Eduactional Services.
- Tinoco, L. N. Elementos participantes en la caracterización geológica- petrofísica de campos petroleros. *Tesis de Ingeniería*. Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.
- Urdaneta, C. A. Estimación de la curva de saturación de agua a partir de registros de pozos. *Tesis de Ingeniería* . Universidad de los Andes, Merida.
- Valdivia, M. H. Identificación de peligros, evaluación de riesgo y medidas de control. *Tesis de Ingeniería*. Universidad Nacional de Piura, Piura.
- Zambrano, P. J., & Vallejo, J. C. Desarrollo de un simulador para análisis e interpretación de registros eléctricos de pozos petroleros. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Zambrano, P. J., & Vallejo, J. C. Desarrollo de un simulador para análisis e interpretación de registros eléctricos de pozos petroleros. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

ANEXOS

Tabla 16: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo1 de la Arena U, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10119	9,15	115,90	2,38	0,45
10120	11,93	111,16	2,38	0,42
10121	18,91	113,56	2,33	0,44
10122	33,51	110,15	2,30	0,41
10123	44,90	91,98	2,34	0,28
10124	49,79	78,45	2,35	0,18
10125	61,58	75,34	2,32	0,15
10126	75,63	75,34	2,32	0,15
10127	85,98	74,46	2,33	0,15
10128	88,30	74,39	2,31	0,14
10129	78,51	73,51	2,30	0,14
10130	75,40	74,11	2,30	0,14
10131	77,27	75,45	2,29	0,15
10132	73,80	76,23	2,30	0,16
10133	80,67	75,85	2,30	0,16
10134	100,89	76,84	2,26	0,16
10135	24,86	77,78	2,27	0,17
10136	8,23	76,16	2,29	0,16
10137	13,37	79,12	2,33	0,18
10138	27,16	81,13	2,39	0,20
10139	12,28	79,92	2,39	0,19
10140	2,97	79,12	2,34	0,18
10141	2,27	76,17	2,29	0,16
10142	2,46	81,80	2,29	0,20
10143	3,75	79,79	2,33	0,19
10144	7,07	78,72	2,34	0,18
10145	8,54	75,64	2,40	0,15
10146	5,09	74,43	2,50	0,15

Elaborado por: Autor

Tabla 17: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo1 del Arena T, obtenido mediante los registros.

--	--	--	--	--

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10377	8,99	105,44	2,53	0,38
10378	8,69	105,41	2,56	0,38
10379	7,77	104,98	2,56	0,37
10380	7,13	109,51	2,55	0,41
10381	7,70	110,28	2,51	0,41
10382	7,68	110,90	2,47	0,42
10383	7,31	105,91	2,47	0,38
10384	6,85	111,41	2,49	0,42
10385	7,48	111,41	2,47	0,42
10386	7,84	110,74	2,51	0,42
10387	7,68	108,06	2,48	0,40
10388	7,97	111,55	2,44	0,42
10389	8,06	112,62	2,44	0,43
10390	10,94	113,16	2,41	0,43
10391	27,99	95,47	2,42	0,30
10392	54,33	76,31	2,38	0,16
10393	38,88	80,98	2,33	0,19
10394	24,20	84,88	2,33	0,22
10395	20,62	85,82	2,37	0,23
10396	18,42	82,74	2,35	0,21
10397	26,65	81,53	2,50	0,20
10398	23,39	81,80	2,45	0,20
10399	5,96	78,41	2,38	0,17
10400	3,68	77,65	2,35	0,17
10401	6,42	77,78	2,34	0,17
10402	12,95	78,72	2,52	0,18
10403	11,50	90,78	2,67	0,27
10404	9,22	98,82	2,64	0,33
10405	8,39	104,04	2,62	0,37
10406	7,30	102,84	2,80	0,36
10407	7,02	108,73	2,82	0,40
10408	7,03	102,97	2,60	0,36
10409	6,36	95,20	2,65	0,30
10410	5,05	89,71	2,71	0,26
10411	5,94	92,56	2,84	0,28
10412	8,77	89,04	2,83	0,25
10413	17,33	81,80	2,78	0,20
10414	16,75	73,49	2,71	0,14
10415	9,81	77,38	2,74	0,17

10416	9,91	85,82	2,74	0,23
10417	12,24	81,00	2,70	0,19
10418	10,43	77,78	2,68	0,17
10419	10,00	81,80	2,69	0,20
10420	9,84	78,72	2,65	0,18
10421	5,60	79,12	2,61	0,18
10422	4,13	84,08	2,58	0,22
10423	4,45	84,21	2,57	0,22
10424	7,39	81,34	2,55	0,20
10425	12,16	75,50	2,64	0,15
10426	8,22	77,91	2,70	0,17
10427	5,69	81,26	2,65	0,20
10428	5,42	81,61	2,58	0,20
10429	5,57	81,13	2,58	0,20
10430	5,43	82,34	2,61	0,20
10431	5,37	81,93	2,57	0,20
10432	5,05	83,01	2,56	0,21
10433	5,18	82,47	2,53	0,21
10434	5,82	82,47	2,54	0,21
10435	6,05	80,19	2,57	0,19
10436	5,75	79,92	2,59	0,19
10437	5,98	78,18	2,60	0,17
10438	6,33	76,44	2,60	0,16
10439	5,83	77,78	2,59	0,17
10440	4,91	81,92	2,56	0,20
10441	4,25	92,92	2,49	0,28

Elaborado por: Autor

Tabla 18: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo1 de la formación Hollín obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10515	63,78	73,76	2,48	0,14
10516	68,41	101,36	2,55	0,35
10517	95,86	81,67	2,53	0,20
10518	128,77	80,46	2,46	0,19
10519	84,09	79,12	2,48	0,18
10520	52,01	83,41	2,40	0,21
10521	36,81	83,81	2,51	0,22

10522	24,89	84,35	2,53	0,22
10523	24,78	86,22	2,51	0,23
10524	33,74	77,78	2,59	0,17
10525	36,08	78,85	2,55	0,18
10526	35,53	82,47	2,46	0,21
10527	35,83	81,53	2,45	0,20
10528	38,53	82,47	2,52	0,21
10529	44,55	83,23	2,53	0,21
10530	52,73	82,20	2,55	0,20
10531	57,17	83,81	2,39	0,22
10532	56,31	83,27	2,47	0,21
10533	54,61	82,34	2,48	0,20
10534	53,91	82,58	2,43	0,21
10535	54,79	84,08	2,43	0,22
10536	57,28	80,85	2,48	0,19
10537	61,23	84,96	2,44	0,22
10538	59,22	85,69	2,46	0,23
10539	52,53	90,38	2,49	0,26
10540	52,64	93,53	2,50	0,29
10541	64,65	94,46	2,48	0,29
10542	73,95	83,64	2,32	0,21
10543	60,91	76,84	2,30	0,16
10544	60,73	77,65	2,37	0,17
10545	72,91	83,14	2,45	0,21
10546	109,57	75,23	2,45	0,15
10547	110,95	74,39	2,58	0,14
10548	84,65	96,14	2,55	0,31
10549	81,57	98,82	2,50	0,33
10550	87,07	90,38	2,42	0,26
10551	97,66	77,78	2,32	0,17
10552	110,97	77,38	2,31	0,17
10553	118,69	83,14	2,31	0,21
10554	117,21	85,82	2,40	0,23
10555	98,33	77,11	2,23	0,17
10556	87,15	79,12	2,33	0,18
10557	92,67	92,39	2,48	0,28
10558	133,21	104,58	2,55	0,37

Elaborado por: Autor

Tabla 19: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo2 de la Arena U, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
9896	3,51	90,98	2,36	0,49
9897	3,47	92,96	2,36	0,46
9898	5,59	73,59	2,36	0,38
9899	12,50	70,93	2,40	0,24
9900	17,16	69,43	2,38	0,23
9901	24,04	69,04	2,46	0,19
9902	30,71	69,91	2,48	0,15
9903	50,25	70,75	2,43	0,13
9904	74,31	69,95	2,43	0,12
9905	75,09	71,10	2,46	0,12
9906	74,18	72,08	2,42	0,12
9907	75,29	70,94	2,43	0,12
9908	70,18	71,55	2,47	0,11
9909	54,34	70,40	2,50	0,11
9910	44,12	72,24	2,46	0,14
9911	46,42	72,35	2,42	0,13
9912	51,08	71,00	2,41	0,14
9913	48,51	71,00	2,41	0,14
9914	36,05	74,29	2,44	0,15
9915	33,17	74,53	2,46	0,18
9916	55,33	71,50	2,43	0,12
9917	64,08	73,14	2,41	0,13
9918	59,81	74,13	2,35	0,12
9919	55,46	73,60	2,33	0,12
9920	55,68	74,50	2,33	0,12
9921	50,25	77,27	2,33	0,14
9922	39,81	78,63	2,29	0,15
9923	19,58	82,56	2,25	0,17
9924	11,15	81,64	2,24	0,17
9925	7,09	73,93	2,33	0,14
9926	8,88	65,57	2,53	0,07
9927	7,33	111,23	2,59	0,12
9928	3,74	104,77	2,37	0,29
9929	2,01	102,80	2,35	0,51

Elaborado por: Autor

Tabla 20: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo2 de la Arena U, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10175	12,69	78,84	2,55	0,33
10176	12,18	77,11	2,56	0,29
10177	11,70	76,81	2,56	0,30
10178	10,93	78,36	2,56	0,32
10179	10,47	78,72	2,57	0,31
10180	10,16	79,15	2,58	0,33
10181	8,94	82,48	2,57	0,34
10182	7,89	84,35	2,57	0,37
10183	8,50	83,36	2,55	0,36
10184	8,54	83,45	2,56	0,36
10185	8,88	87,10	2,56	0,37
10186	8,96	82,50	2,56	0,35
10187	9,60	82,03	2,58	0,35
10188	9,64	81,95	2,61	0,34
10189	8,64	82,83	2,58	0,34
10190	7,45	86,85	2,57	0,38
10191	7,28	83,79	2,58	0,41
10192	8,60	78,27	2,59	0,41
10193	13,70	74,60	2,49	0,26
10194	17,27	81,16	2,49	0,23
10195	18,47	75,01	2,49	0,27
10196	19,39	68,49	2,45	0,18
10197	17,15	67,77	2,46	0,12
10198	15,48	68,49	2,46	0,11
10199	15,57	68,46	2,48	0,12
10200	16,59	68,02	2,46	0,12
10201	18,60	66,44	2,47	0,10
10202	20,84	66,30	2,49	0,10
10203	23,18	66,40	2,48	0,09
10204	24,13	66,76	2,43	0,09
10205	24,28	67,41	2,46	0,11
10206	25,03	67,37	2,46	0,11
10207	26,48	68,22	2,47	0,11
10208	29,17	68,56	2,43	0,11
10209	28,99	67,93	2,42	0,10
10210	27,40	68,37	2,45	0,09
10211	24,17	75,80	2,48	0,11

Elaborado por: Autor

Tabla 21: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo2 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10326	37,71	95,02	2,54	0,31
10327	76,46	74,45	2,61	0,18
10328	101,68	79,2	2,57	0,25
10329	110,44	72,28	2,63	0,16
10330	62,16	62,16	2,67	0,08
10331	40,31	58,51	2,66	0,06
10332	22,44	64,22	2,68	0,09
10333	29,38	62,64	2,75	0,15
10334	30,37	65,25	2,71	0,15
10335	31,06	74,81	2,52	0,18
10336	30,38	73,91	2,56	0,24
10337	29,38	73,18	2,57	0,25
10338	28,9	68,46	2,61	0,22
10339	29,22	71,11	2,59	0,25
10340	24,86	77,63	2,55	0,3
10341	27,53	75,34	2,56	0,21
10342	37,15	69,38	2,58	0,17
10343	41,84	69,16	2,58	0,17
10344	36,05	73,11	2,49	0,2
10345	45,66	76,51	2,44	0,21
10346	58,7	73,43	2,48	0,2
10347	57,28	73,78	2,51	0,18
10348	65,64	75,25	2,48	0,18
10349	59,81	74,92	2,49	0,19
10350	41,92	76,39	2,55	0,27
10351	39,22	75,67	2,56	0,23
10352	35,15	77,79	2,55	0,31
10353	32,65	80,29	2,56	0,3
10354	36,09	77,48	2,57	0,23
10355	54,33	73,98	2,56	0,24
10356	61,65	73,01	2,55	0,23
10357	85,76	71,17	2,49	0,17
10358	89,59	73,22	2,47	0,17
10359	79,66	71,91	2,49	0,2
10360	78,28	68,96	2,49	0,17
10361	67,44	75,09	2,54	0,15

10362	43,11	80,5	2,55	0,29
10363	33,6	81,05	2,56	0,35
10364	33,08	81,29	2,55	0,36
10365	40,31	76,98	2,56	0,28
10366	67,74	71,46	2,52	0,2

Elaborado por: Autor

Tabla 22: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo3 de la Arena U, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
9732	8,26	74,68	2,56	0,35
9733	8,33	75,36	2,53	0,35
9734	8,37	77,09	2,51	0,37
9735	8,87	76,01	2,58	0,34
9736	9,43	72,13	2,57	0,27
9737	9,38	73,18	2,54	0,26
9738	10,45	73,41	2,46	0,19
9739	15,07	71,14	2,46	0,18
9740	26,47	68,44	2,50	0,18
9741	42,39	65,03	2,52	0,15
9742	55,06	64,96	2,66	0,15
9743	59,86	67,84	2,71	0,16
9744	68,02	68,48	2,57	0,14
9745	75,77	65,61	2,46	0,11
9746	84,60	64,67	2,49	0,10
9747	95,84	66,72	2,47	0,10
9748	110,80	66,85	2,42	0,12
9749	118,73	67,37	2,41	0,13
9750	127,83	68,26	2,42	0,11
9751	137,41	69,63	2,40	0,11
9752	141,08	69,49	2,38	0,12
9753	132,62	71,00	2,36	0,13
9754	122,97	70,99	2,36	0,14
9755	97,20	70,65	2,37	0,14
9756	69,94	70,33	2,35	0,14
9757	47,51	70,42	2,35	0,15
9758	31,32	70,85	2,34	0,13
9759	17,82	71,09	2,36	0,14

9760	13,99	70,36	2,34	0,14
9761	11,83	70,80	2,33	0,14
9762	9,99	70,42	2,39	0,13
9763	8,47	70,34	2,32	0,14
9764	7,74	68,01	2,37	0,14
9765	8,27	65,82	2,42	0,12
9766	8,47	65,60	2,44	0,11
9767	7,91	67,68	2,44	0,10
9768	7,34	68,34	2,41	0,10
9769	7,01	68,62	2,39	0,11
9770	7,27	69,59	2,38	0,15
9771	8,36	69,90	2,39	0,15
9772	9,91	70,20	2,40	0,14
9773	10,99	71,54	2,38	0,14
9774	10,73	72,18	2,36	0,16
9775	9,94	70,49	2,40	0,17
9776	9,01	72,66	2,46	0,19
9777	8,62	73,22	2,42	0,19
9778	8,26	70,06	2,36	0,14
9779	8,18	68,27	2,44	0,12
9780	8,25	69,88	2,42	0,13
9781	8,08	71,88	2,35	0,15
9782	7,95	72,78	2,37	0,16
9783	9,02	70,32	2,41	0,14
9784	6,23	65,64	2,60	0,12
9785	3,14	71,23	2,72	0,25

Elaborado por: Autor.

Tabla 23: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo3 de la Arena T, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
9982	4,71	84,65	2,49	0,36
9983	4,77	84,93	2,50	0,41
9984	4,98	87,09	2,50	0,40
9985	5,76	78,69	2,44	0,42
9986	8,71	72,58	2,39	0,40
9987	18,05	69,91	2,50	0,27
9988	32,41	66,73	2,56	0,16
9989	43,70	67,43	2,48	0,12

9990	57,67	69,10	2,46	0,12
9991	77,15	70,51	2,42	0,12
9992	93,29	70,95	2,41	0,11
9993	88,21	69,86	2,37	0,13
9994	84,41	68,50	2,35	0,12
9995	83,86	68,04	2,36	0,12
9996	79,36	69,38	2,35	0,12
9997	71,84	69,69	2,35	0,12
9998	63,93	69,32	2,41	0,12
9999	58,55	70,87	2,46	0,16
10000	55,07	72,24	2,39	0,15
10001	50,16	71,44	2,37	0,15
10002	44,29	69,54	2,41	0,14
10003	38,66	68,81	2,42	0,14
10004	34,11	69,73	2,39	0,12

Elaborador por: Autor

Tabla 24: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo3 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10148	46,05	58,66	2,79	0,13
10149	40,29	58,39	2,81	0,11
10150	32,11	65,48	2,8	0,13
10151	28,79	69,45	2,67	0,15
10152	25,55	69,93	2,56	0,17
10153	23,7	75,35	2,54	0,19
10154	24,8	73,55	2,53	0,21
10155	23,88	73,96	2,39	0,21
10156	23,92	67,43	2,46	0,23
10157	25,77	65	2,66	0,21
10158	25,59	69,63	2,64	0,18
10159	24,77	74,53	2,65	0,2
10160	25,5	73,31	2,57	0,22
10161	26,83	76,34	2,56	0,23
10162	30,27	76,51	2,52	0,2
10163	37,35	74,76	2,48	0,21
10164	50,6	72,88	2,43	0,22
10165	61,79	68,39	2,49	0,2
10166	48,81	70,15	2,49	0,18

10167	37,16	71,79	2,48	0,18
10168	29,49	75,93	2,46	0,18
10169	25,37	75,75	2,49	0,2
10170	25,99	76,38	2,46	0,2
10171	28,06	75,29	2,45	0,2
10172	37,58	76,24	2,45	0,22
10173	57,5	77,6	2,5	0,25
10174	82,57	74,72	2,44	0,25
10175	94,94	75,06	2,38	0,21
10176	144,86	72,18	2,41	0,26
10177	293,54	68,72	2,4	0,25
10178	538,44	67,32	2,31	0,16
10179	648,93	66,17	2,3	0,14
10180	562,54	64,34	2,3	0,14
10181	334,87	58,74	2,3	0,15
10182	217,95	60,58	2,28	0,15
10183	163,2	67,42	2,4	0,15
10184	148,07	68,16	2,58	0,19
10185	149,32	68,1	2,56	0,22
10186	155,71	67,72	2,56	0,24
10187	183,87	69,48	2,54	0,17

Elaborado por: Autor.

Tabla 25: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo4 de la arena U, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10034	5,17	116,64	1,99	0,46
10035	11,98	124,68	1,69	0,52
10036	12,33	116,64	1,98	0,46
10037	12,31	87,16	2,41	0,24
10038	21,05	68,40	2,56	0,10
10039	33,44	65,72	2,52	0,08
10040	16,75	73,76	2,49	0,14
10041	8,60	92,52	2,48	0,28
10042	14,29	83,14	2,58	0,21
10043	14,69	80,46	2,56	0,19
10044	10,53	85,82	2,48	0,23
10045	10,19	95,20	2,40	0,30
10046	18,44	99,22	2,32	0,33

10047	31,60	85,82	2,46	0,23
10048	144,56	69,74	2,44	0,11
10049	156,88	67,06	2,45	0,09
10050	112,32	67,06	2,47	0,09
10051	125,90	67,06	2,48	0,09
10052	164,49	67,06	2,42	0,09
10053	174,86	69,74	2,45	0,11
10054	268,10	69,74	2,41	0,11
10055	238,82	68,40	2,41	0,10
10056	213,62	67,06	2,43	0,09
10057	211,36	67,06	2,42	0,09
10058	400,57	67,06	2,42	0,09
10059	477,16	67,06	2,42	0,09
10060	289,57	67,06	2,42	0,09
10061	330,34	65,72	2,40	0,08
10062	689,65	67,06	2,39	0,09
10063	3105,10	67,06	2,39	0,09
10064	1948,53	68,40	2,38	0,10
10065	392,04	68,40	2,36	0,10
10066	274,63	69,74	2,35	0,11
10067	342,78	69,74	2,32	0,11
10068	531,03	69,74	2,33	0,11
10069	2084,45	69,74	2,33	0,11
10070	5381,97	71,08	2,31	0,12
10071	391,14	71,08	2,33	0,12
10072	296,49	69,74	2,33	0,11
10073	216,38	69,74	2,34	0,11
10074	145,08	68,40	2,39	0,10
10075	248,63	69,74	2,35	0,11
10076	198,77	69,34	2,35	0,11
10077	111,32	69,74	2,36	0,11
10078	85,22	72,42	2,36	0,13
10079	56,82	72,42	2,38	0,13
10080	83,28	69,74	2,42	0,11
10081	111,77	69,74	2,40	0,11
10082	76,04	69,74	2,36	0,11
10083	78,50	72,42	2,41	0,13
10084	112,43	71,08	2,40	0,12
10085	35,38	73,76	2,26	0,14
10086	8,43	96,54	2,20	0,31
10087	11,65	83,14	2,43	0,21
10088	29,58	69,74	2,36	0,11
10089	60,97	71,08	2,33	0,12

10090	108,54	71,08	2,32	0,12
10091	83,05	71,08	2,33	0,12
10092	63,80	71,08	2,33	0,12
10093	55,95	71,75	2,33	0,13
10094	51,03	71,08	2,34	0,12
10095	40,97	71,21	2,34	0,12
10096	31,35	69,74	2,31	0,11

Elaborado por: Autor

Tabla 26: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo4 de la Arena T, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10297	9,49	82,34	2,47	0,20
10298	7,49	93,86	2,32	0,29
10299	17,82	89,84	2,39	0,26
10300	49,11	72,42	2,52	0,13
10301	160,72	67,06	2,47	0,09
10302	257,56	65,72	2,46	0,08
10303	825,68	65,72	2,45	0,08
10304	4169,78	65,72	2,46	0,08
10305	3134,55	65,72	2,43	0,08
10306	480,72	64,38	2,45	0,07
10307	411,92	64,38	2,47	0,07
10308	406,24	64,38	2,49	0,07
10309	246,54	63,04	2,52	0,06
10310	201,75	64,38	2,51	0,07
10311	252,98	64,38	2,46	0,07
10312	618,04	65,72	2,45	0,08
10313	281,89	65,72	2,47	0,08
10314	191,36	65,72	2,52	0,08
10315	217,50	65,85	2,51	0,08
10316	180,40	65,18	2,51	0,08
10317	149,01	65,05	2,49	0,08
10318	123,81	68,40	2,51	0,10
10319	88,30	69,74	2,50	0,11
10320	61,08	77,24	2,50	0,17
10321	42,88	83,14	2,53	0,21
10322	43,43	83,41	2,55	0,21

10323	68,10	73,76	2,54	0,14
10324	59,62	66,66	2,51	0,09
10325	64,98	64,38	2,49	0,07
10326	71,17	65,72	2,48	0,08
10327	55,81	65,72	2,49	0,08
10328	56,57	65,72	2,50	0,08
10329	61,36	65,45	2,51	0,08
10330	61,37	159,52	2,51	0,78
10331	60,04	65,05	2,51	0,08
10332	60,21	65,05	2,51	0,08
10333	59,67	64,38	2,51	0,07
10334	61,57	64,38	2,50	0,07
10335	68,02	64,38	2,50	0,07
10336	77,32	64,38	2,47	0,07
10337	93,89	64,11	2,48	0,07
10338	106,25	63,71	2,48	0,07
10339	90,47	63,04	2,49	0,06
10340	96,90	64,92	2,49	0,07
10341	94,29	64,38	2,48	0,07
10342	98,09	64,38	2,49	0,07
10343	99,89	64,38	2,51	0,07
10344	134,92	64,38	2,52	0,07
10345	258,51	64,38	2,52	0,07
10346	191,59	64,38	2,50	0,07
10347	144,42	63,04	2,50	0,06
10348	114,28	64,38	2,50	0,07
10349	106,02	64,38	2,53	0,07
10350	127,20	64,38	2,51	0,07
10351	134,88	65,72	2,51	0,08
10352	142,27	67,06	2,50	0,09
10353	142,07	67,06	2,50	0,09
10354	101,30	67,06	2,50	0,09
10355	76,45	66,66	2,50	0,09
10356	27,95	67,06	2,49	0,09

Elaborado por: Autor

Tabla 27: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo4 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10467	52,16	91,18	2,53	0,27
10468	54,3	65,72	2,74	0,08
10469	32,65	65,72	2,66	0,08
10470	26,34	69,74	2,66	0,11
10471	20,68	72,42	2,59	0,13
10472	19,48	72,42	2,61	0,13
10473	19,41	71,08	2,55	0,12
10474	28,11	71,08	2,64	0,12
10475	36,21	72,42	2,66	0,13
10476	30,52	75,1	2,59	0,15
10477	14,91	81,8	2,44	0,2
10478	13,16	87,16	2,52	0,24
10479	20,56	83,14	2,62	0,21
10480	37,07	79,12	2,67	0,18
10481	42,25	79,12	2,5	0,18
10482	49,78	75,1	2,53	0,15
10483	45,75	73,76	2,52	0,14
10484	44,68	75,1	2,54	0,15
10485	42,79	77,78	2,54	0,17
10486	42,79	77,78	2,54	0,17
10487	119,31	77,78	2,39	0,17
10488	124,02	73,76	2,37	0,14
10489	126,73	75,1	2,5	0,15
10490	183,17	73,76	2,52	0,14
10491	127,32	73,76	2,53	0,14
10492	50,32	75,1	2,56	0,15
10493	25,86	87,16	2,62	0,24
10494	26,46	88,5	2,56	0,25
10495	25,38	93,86	2,54	0,29
10496	41,05	83,14	2,59	0,21
10497	58,8	80,46	2,56	0,19
10498	83,88	77,78	2,57	0,17
10499	132,7	17836,8	2,54	132,7
10500	188,73	79,12	2,48	0,18

Elaborado por: Autor.

Tabla 28: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo5 de la Arena U, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10054	4,38	82,29	2,49	0,43
10055	4,49	84,44	2,487	0,41
10056	5,89	76,08	2,5	0,38
10057	10,25	72,69	2,49	0,2
10058	10,39	75,19	2,43	0,16
10059	8,16	78,71	2,47	0,16
10060	6,96	81,28	2,49	0,21
10061	5,36	85,95	2,49	0,36
10062	4,99	85,83	2,48	0,43
10063	7,48	82,41	2,49	0,35
10064	13,44	78,9	2,44	0,32
10065	26,63	72	2,39	0,33
10066	36,5	71,42	2,38	0,2
10067	59,05	72,27	2,35	0,12
10068	78,13	72,49	2,32	0,13
10069	95,7	73,4	2,29	0,13
10070	96,68	73,26	2,28	0,127
10071	95,83	74,82	2,29	0,127
10072	96,43	73,52	2,3	0,127
10073	90,95	72,9	2,3	0,12
10074	76,11	72,3	2,31	0,135
10075	66,9	71,4	2,32	0,12
10076	63,44	71,54	2,316	0,115
10077	63,43	71,74	2,3	0,12
10078	64,38	71,68	2,31	0,123
10079	62,53	71,81	2,32	0,125
10080	52,72	72,35	2,33	0,115
10081	52,08	72,46	2,33	0,12
10082	62,07	71,56	2,34	0,12
10083	69,1	71,09	2,34	0,12
10084	85,92	70,07	2,33	0,11
10085	104,7	69,5	2,34	0,12
10086	118,4	69,89	2,36	0,1
10087	121,9	69,76	2,37	0,11
10088	120,89	69,54	2,38	0,11
10089	106,17	70,17	2,38	0,12
10090	85,18	69,9	2,36	0,12

10091	67,22	69,56	2,36	0,125
10092	50,98	70,79	2,34	0,128
10093	46,61	69,95	2,34	0,148
10094	46,63	69,94	2,36	0,15
10095	48,79	69,86	2,39	0,15
10096	49,23	69,57	2,39	0,13
10097	50,54	69,31	2,37	0,12
10098	55,26	69,44	2,36	0,127
10099	59,28	69,49	2,35	0,13
10100	50,41	69,87	2,34	0,14
10101	23,41	69,87	2,34	0,14
10102	23,41	68,78	2,34	0,14
10103	12,68	69,43	2,36	0,148
10104	10,59	70,35	2,32	0,148
10105	9,88	70,62	2,32	0,148
10106	9,1	70,84	2,32	0,146
10107	6,26	71,56	2,32	0,147
10108	3,56	78,23	2,31	0,168

Elaborado por: Autor.

Tabla 29: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo5 de la Arena T, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10297	8,54	83,24	2,63	0,33
10298	7,71	81,43	2,64	0,28
10299	6,81	74,52	2,66	0,19
10300	6,26	70,85	2,62	0,17
10301	7,76	69,39	2,61	0,15
10302	10,05	63,50	2,66	0,11
10303	9,57	65,30	2,63	0,12
10304	8,85	68,55	2,59	0,13
10305	8,28	72,64	2,56	0,15
10306	8,28	73,74	2,52	0,18
10307	6,59	75,61	2,52	0,19
10308	6,82	68,51	2,53	0,14
10309	7,89	66,88	2,53	0,12
10310	10,42	68,70	2,53	0,14
10311	10,28	73,47	2,58	0,23
10312	9,69	78,96	2,59	0,28
10313	8,83	78,88	2,61	0,27
10314	8,84	76,37	2,64	0,27

10315	8,95	75,08	2,64	0,24
10316	8,72	77,33	2,59	0,21
10317	7,58	82,82	2,53	0,27
10318	6,45	89,19	2,51	0,34
10319	6,70	89,67	2,53	0,36
10320	6,99	89,90	2,53	0,41
10321	7,08	88,92	2,53	0,40
10322	7,22	89,95	2,51	0,40
10323	8,62	88,22	2,52	0,36
10324	15,06	83,90	2,47	0,27
10325	22,76	79,08	2,46	0,22
10326	35,93	69,18	2,53	0,11
10327	43,95	66,83	2,57	0,10
10328	43,47	66,97	2,50	0,10
10329	29,45	66,50	2,43	0,09
10330	16,51	67,05	2,41	0,09
10331	13,39	65,95	2,45	0,09
10332	12,17	67,75	2,48	0,10
10333	9,77	77,84	2,59	0,34
10334	8,79	80,48	2,59	0,45
10335	9,71	83,67	2,56	0,40
10336	10,28	84,26	2,54	0,38
10337	9,79	86,59	2,53	0,40
10338	9,44	86,60	2,52	0,43
10339	8,80	85,54	2,52	0,42
10340	9,23	83,42	2,58	0,38
10341	10,47	77,01	2,55	0,33
10342	10,50	74,48	2,56	0,26
10343	11,23	70,95	2,52	0,16
10344	12,74	72,91	2,49	0,16
10345	13,48	72,95	2,49	0,16
10346	16,93	72,68	2,47	0,16
10347	28,48	72,34	2,49	0,18
10348	28,86	71,82	2,49	0,16
10349	25,18	70,86	2,50	0,14
10350	17,37	70,23	2,48	0,13
10351	12,02	71,68	2,47	0,13
10352	8,78	73,47	2,46	0,12
10353	8,05	72,43	2,47	0,13
10354	7,65	72,68	2,47	0,12
10355	7,47	72,90	2,48	0,12
10356	7,13	73,24	2,48	0,13

Elaborado por: Autor

Tabla 30: Ingreso de los datos del Pozo Ejemplo5 de la formación Hollín, obtenido mediante los registros.

Depth	Deep Resistivity	Sonic Traveltime	Bulk Density	Input Porosity PHIDN
10471	31,29	68,98	2,62	0,33
10472	28,42	59,69	2,76	0,14
10473	22,05	63,19	2,71	0,13
10474	20,23	64,82	2,67	0,14
10475	21,74	63,72	2,71	0,15
10476	29,32	68,46	2,65	0,16
10477	30,02	76,28	2,44	0,21
10478	24,02	77,1	2,46	0,24
10479	22,06	71,67	2,46	0,26
10480	22,28	70,88	2,5	0,22
10481	23	73,43	2,58	0,2
10482	25,02	71,2	2,57	0,21
10483	29,38	70,18	2,67	0,2
10484	33,1	72	2,59	0,23
10485	36,73	73,31	2,53	0,2
10486	36,05	72,3	2,51	0,18
10487	26,83	77,05	2,44	0,19
10488	16,06	80,1	2,34	0,22
10489	13,1	81,01	2,32	0,2
10490	10,95	78,75	2,35	0,21
10491	10,17	78,47	2,35	0,22
10492	9,14	75,74	2,36	0,21
10493	8,87	77,63	2,43	0,22
10494	10,02	81,6	2,38	0,23
10495	12,07	78,8	2,49	0,28
10496	15,22	79,54	2,52	0,28
10497	18,21	78,19	2,53	0,29
10498	32,4	75,37	2,46	0,28
10499	52,14	77,42	2,46	0,19
10500	62,56	80,98	2,46	0,22
10501	79,76	76,01	2,49	0,29
10502	116,82	70,64	2,46	0,19

Elaborado por: Autor.

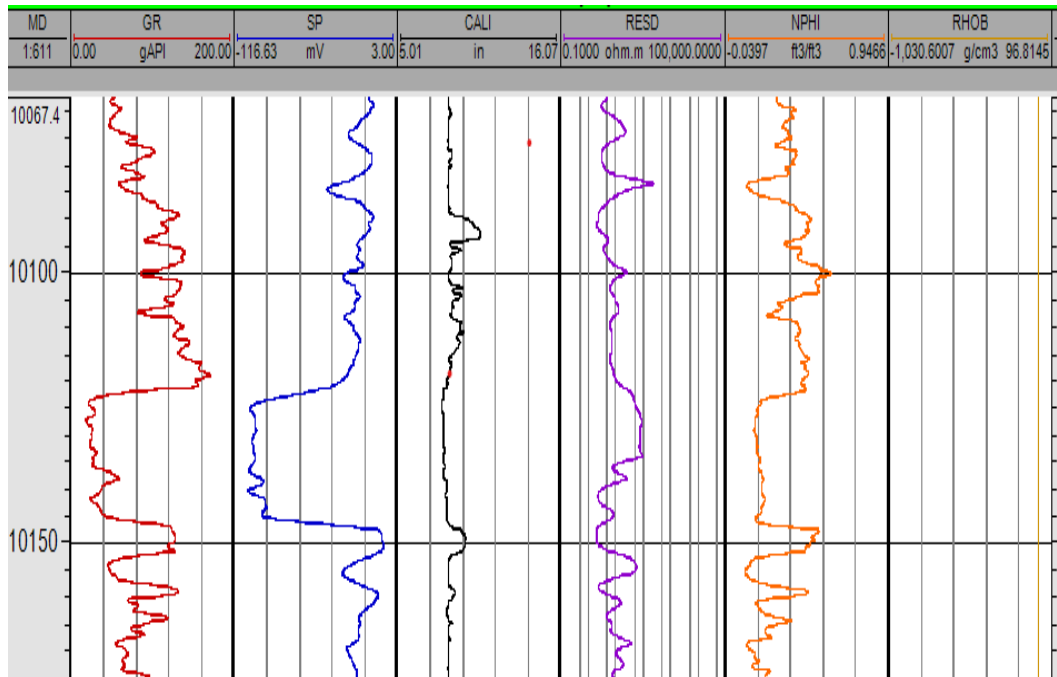


Ilustración 79: Registro del pozo Ejemplo 1 de la arena U.

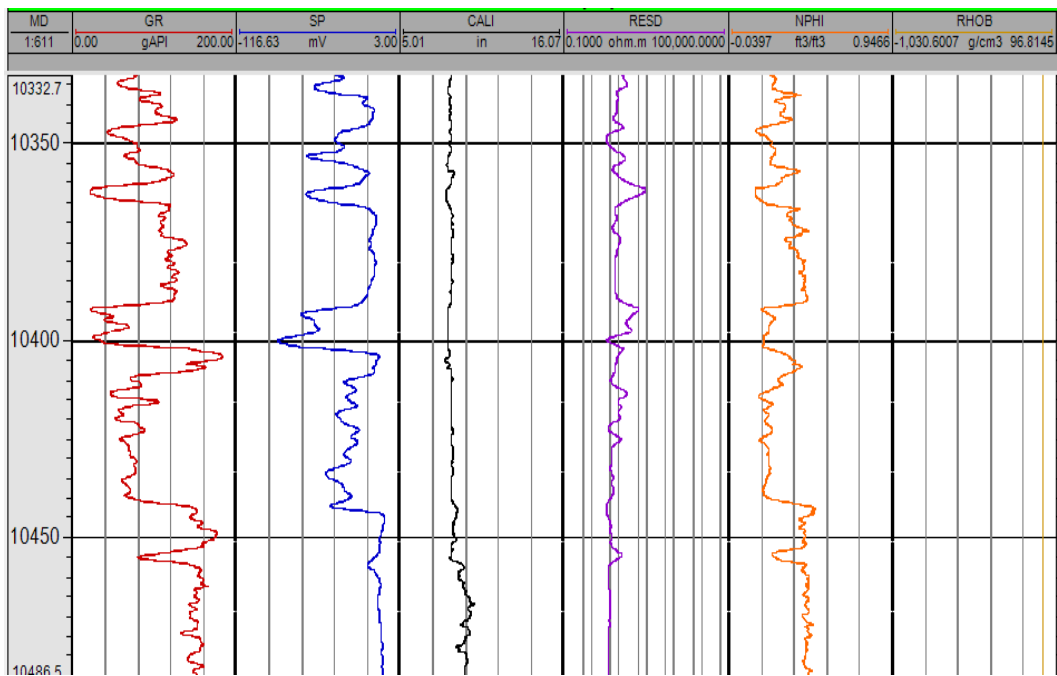


Ilustración 80: Registro del pozo Ejemplo 1 de la arena T.

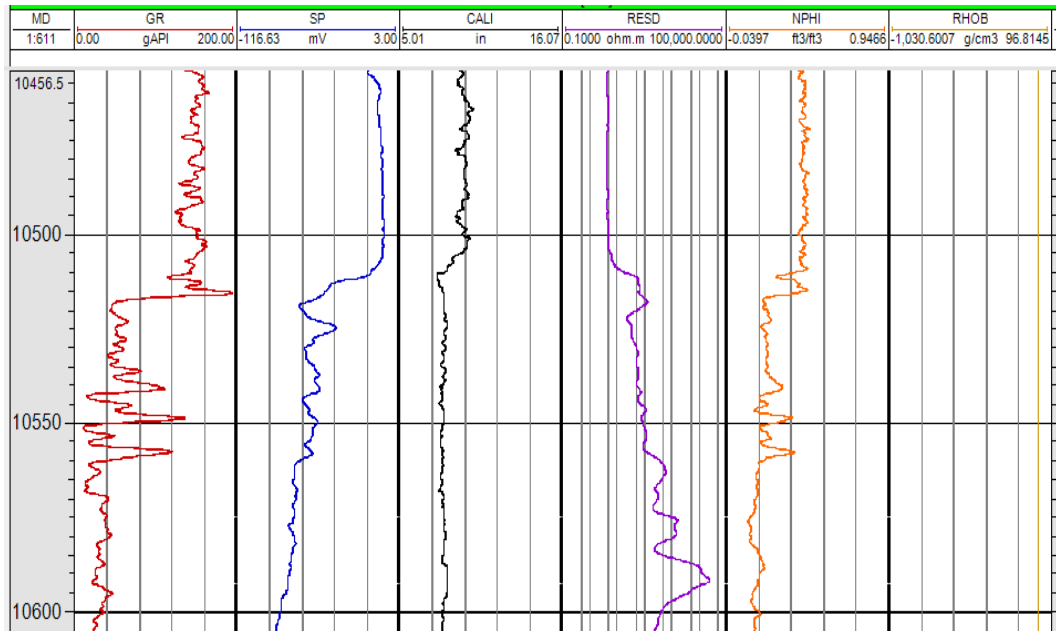


Ilustración 81: Registro del Pozo Ejemplo1 de la formación Hollín.

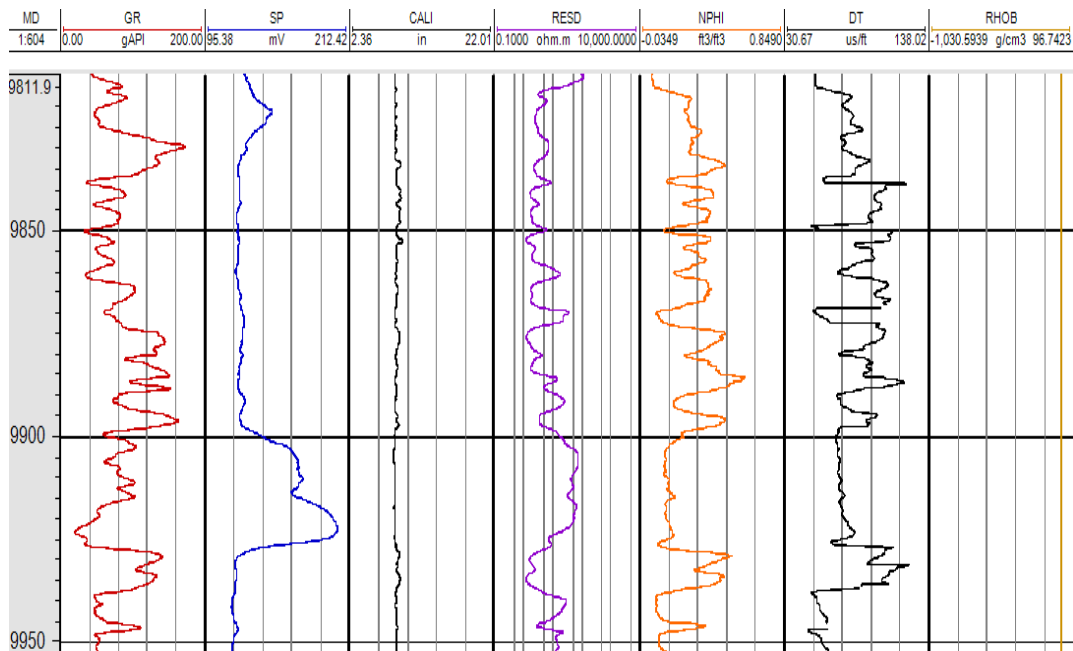


Ilustración 82: Registro del pozo Ejemplo2 de la arena U.

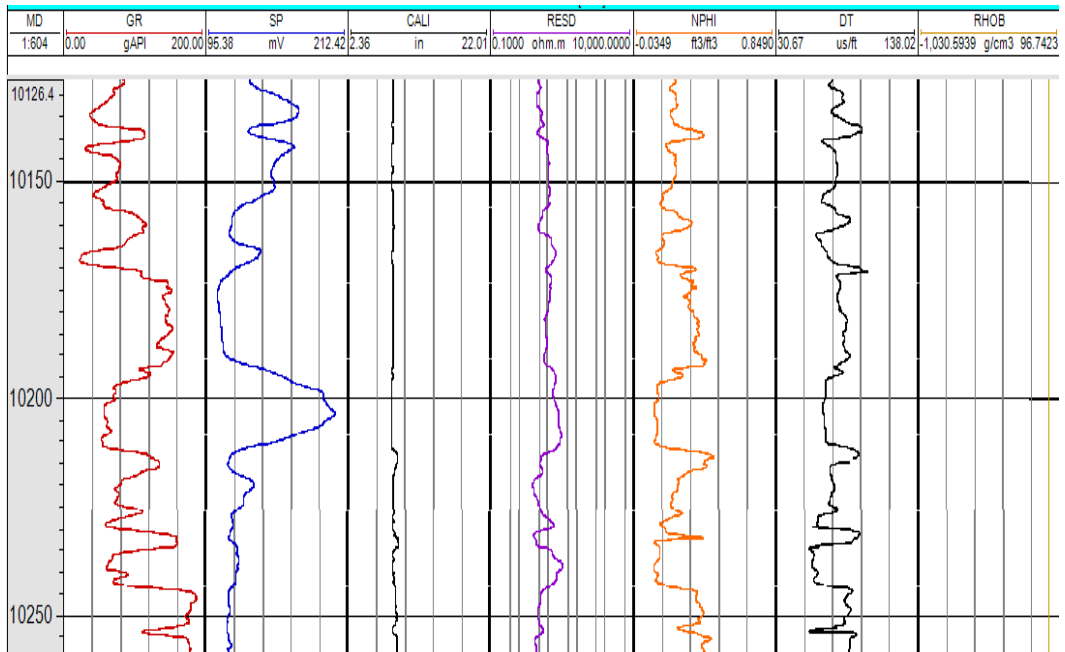


Ilustración 83: Registro del pozo Ejemplo2 de la arena T.

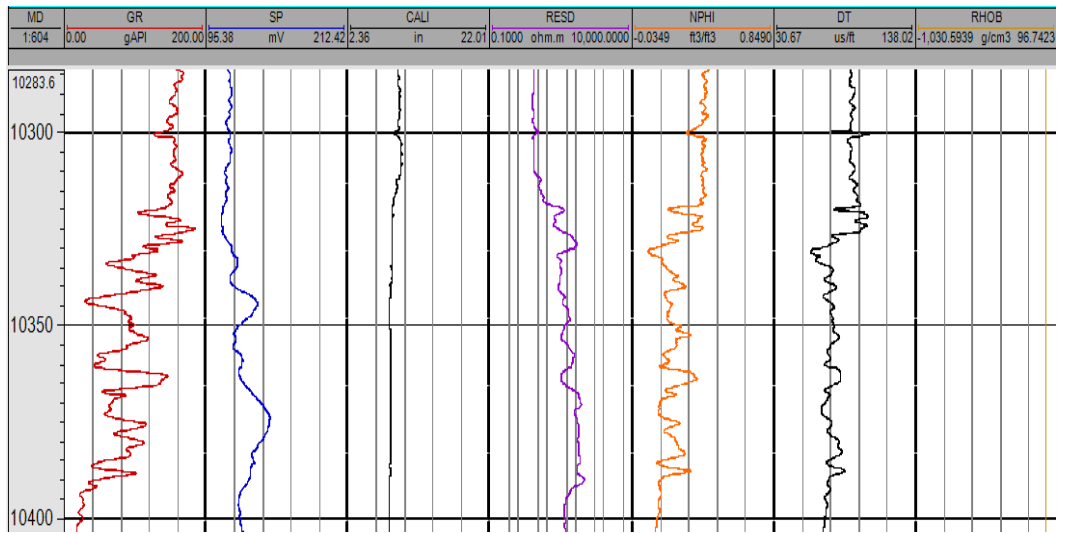


Ilustración 84: Registro del pozo Ejemplo2 de la formación Hollín.

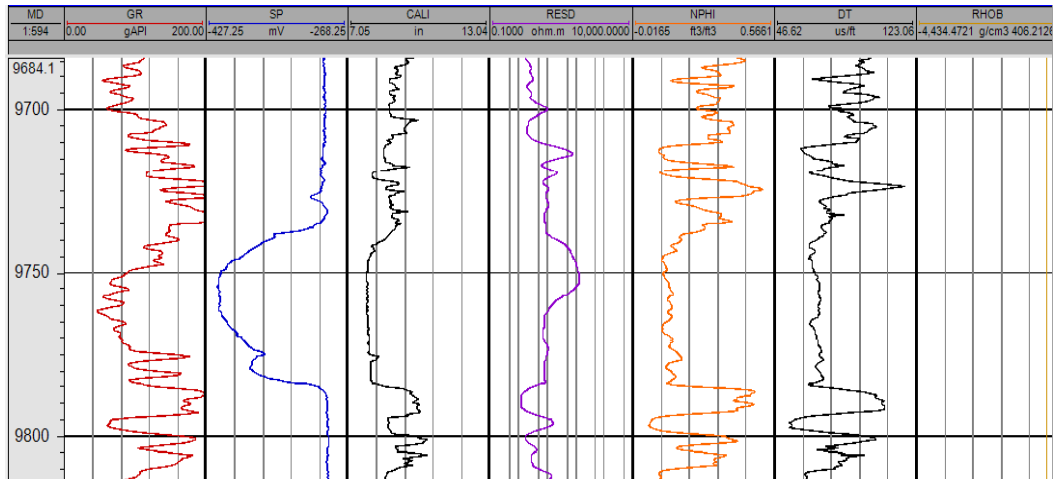


Ilustración 85: Registro del pozo Ejemplo3 de la arena U.

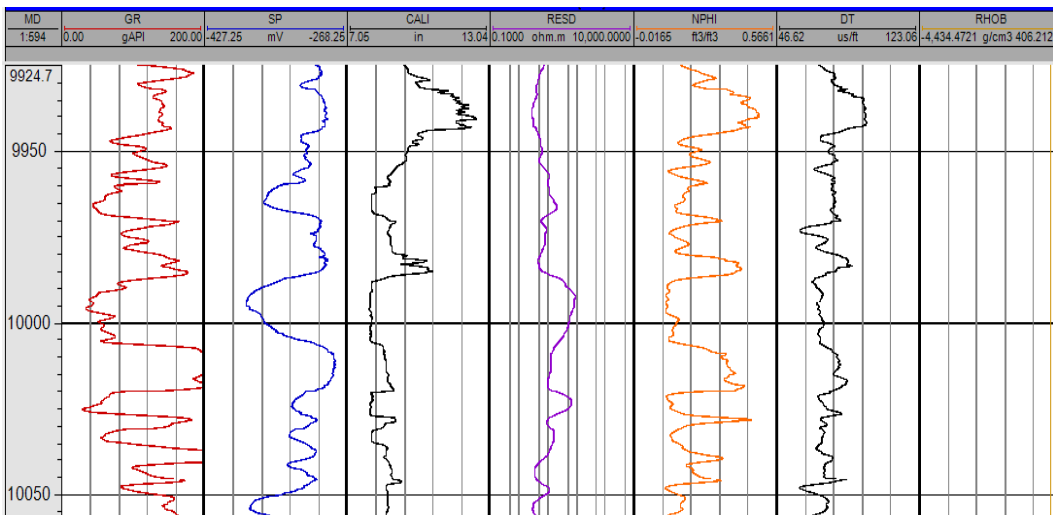


Ilustración 86: Registro del pozo Ejemplo3 de la arena T.

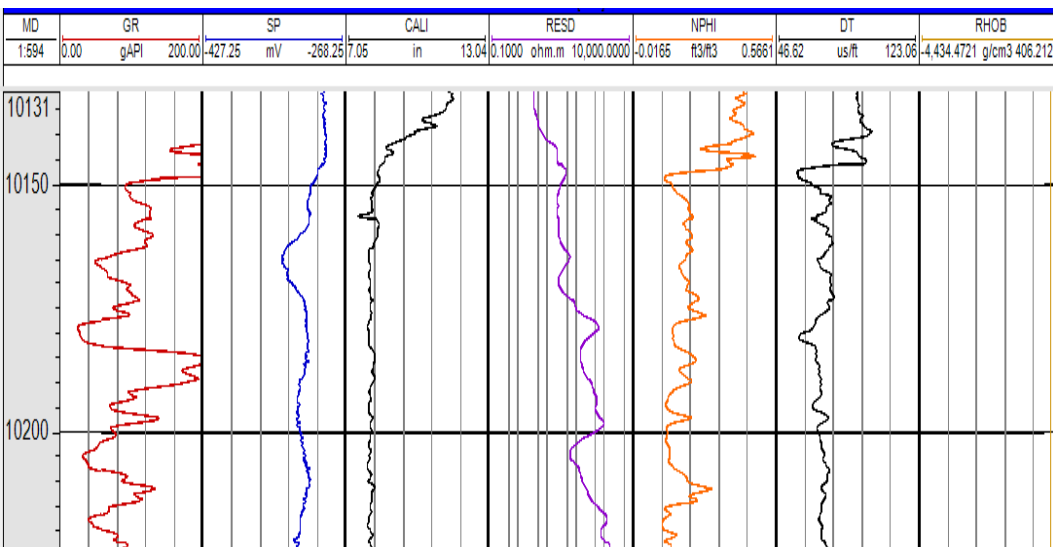


Ilustración 87: Registro del pozo Ejemplo3 de la formación Hollín.

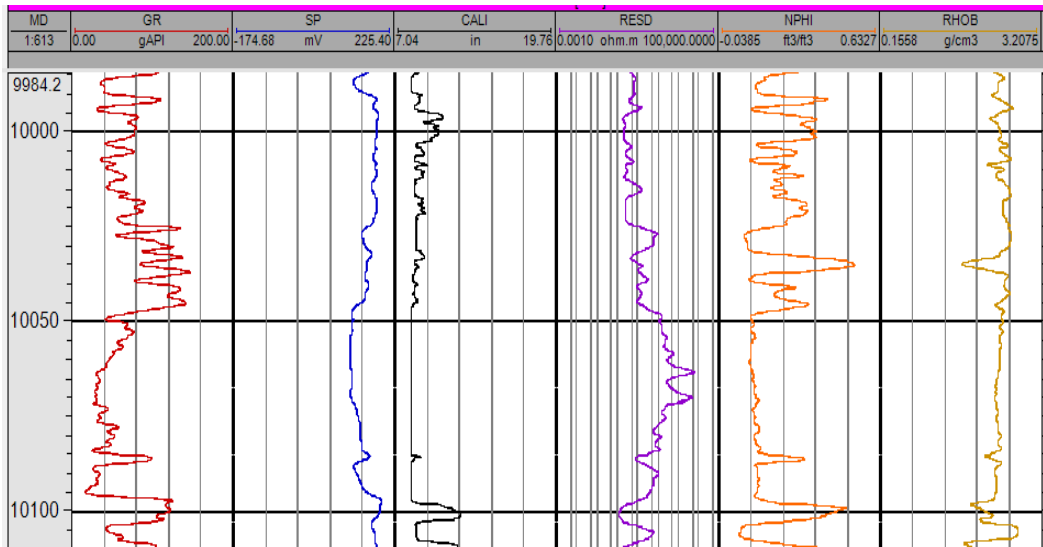


Ilustración 88: Registro del Pozo Ejemplo4 de arena U.

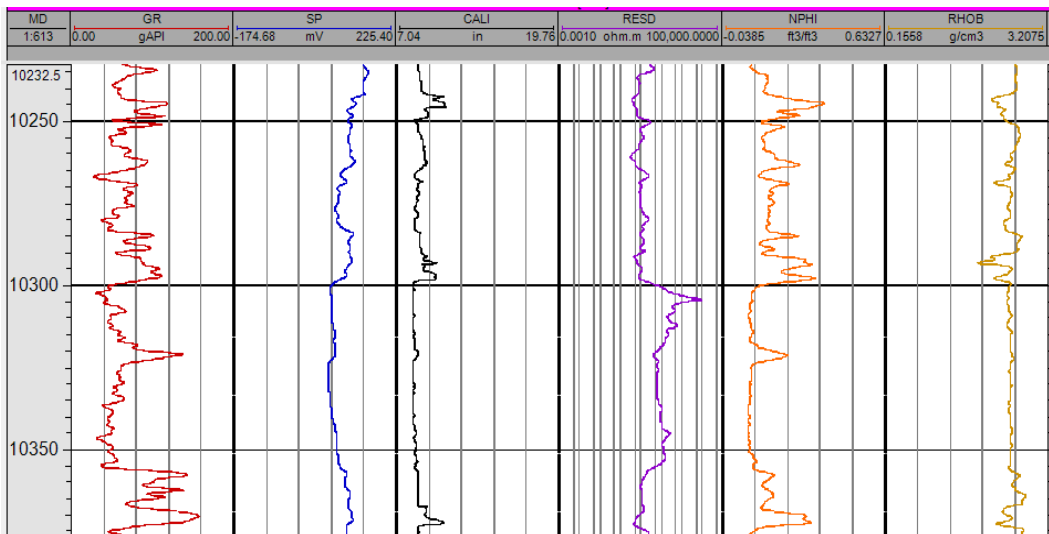


Ilustración 89: Registro del pozo Ejemplo4 de la arena T.

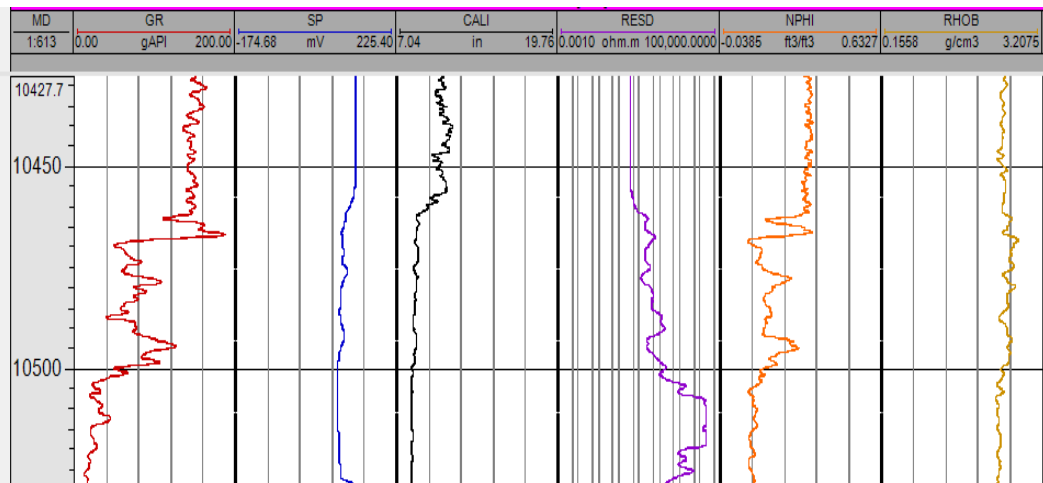


Ilustración 90: Registro del pozo Ejemplo4 de la formación Hollín.

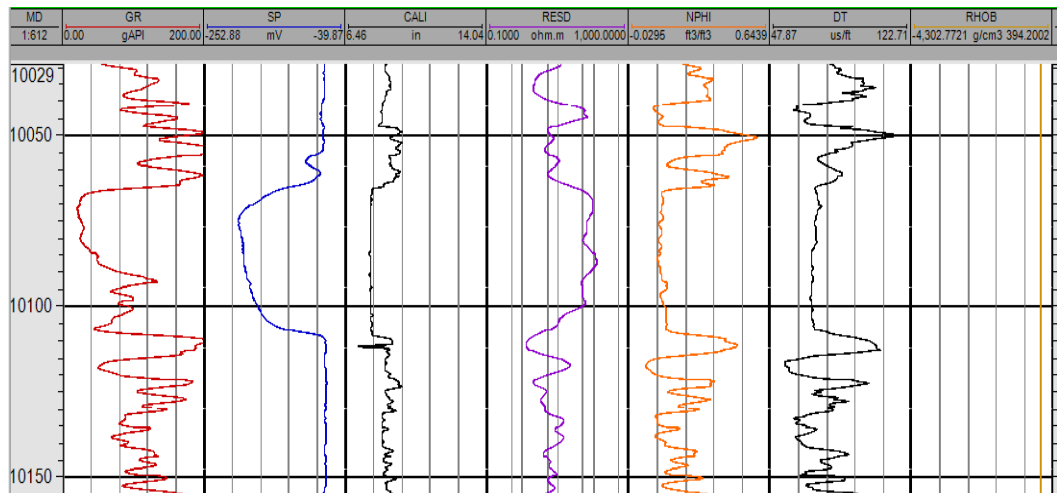


Ilustración 91: Registro del pozo Ejemplo5 de la arena U.



Ilustración 92: Registro del pozo Ejemplo5 de la arena T.

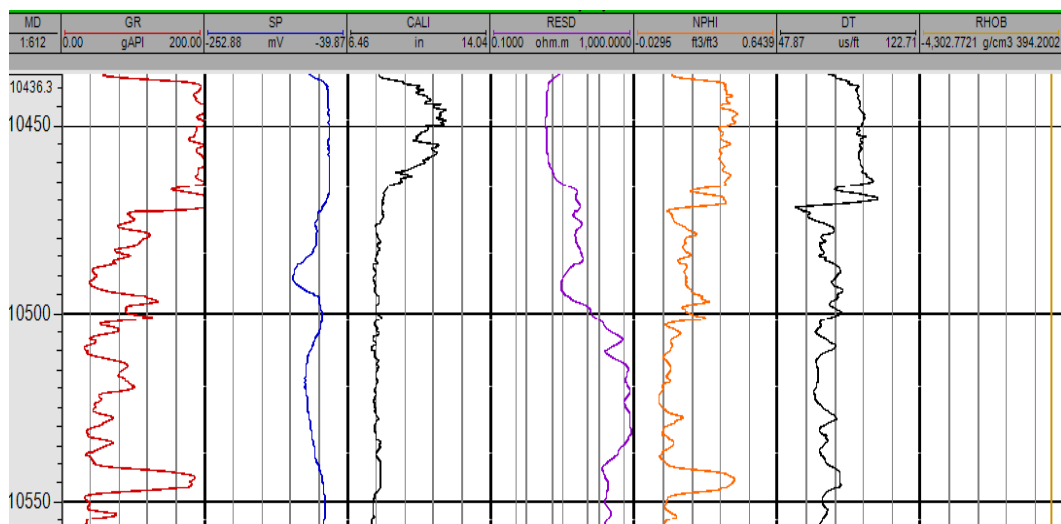


Ilustración 93: Registro del pozo Ejemplo5 de la formación Hollín.