



**BENEMERITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
DE PUEBLA**



FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA GEOFÍSICA

**APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INTELIGENCIA
ARTIFICIAL EN YACIMIENTOS SILICICLASTICOS
PARA LA DEFINICIÓN DE UN MODELO
SEDIMENTARIO EN EL ESTADO DE ALASKA,
ESTADOS UNIDOS.**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEOFÍSICO

P R E S E N T A:

PAULINA SANCHEZ FERNANDEZ

DIRECTOR INTERNO:

M. en C. JULIO CÉSAR GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

DIRECTOR EXTERNO:

M. en C. ERICK OSORIO SANTIAGO

Julio 2023

M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
P r e s e n t e.

El que suscribe: Mtro. Julio César González Hernández, asesor del tema de tesis:

“APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN YACIMIENTOS SILICICLASTICOS A PARTIR DEL USO DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO PARA LA DEFINICIÓN DE UN MODELO SEDIMENTARIO EN EL ESTADO DE ALASKA, ESTADOS UNIDOS.”

Presentada por la C. Paulina Sánchez Fernández -201631757-, pasante del Colegio de Ingeniería Geofísica, y en atención al oficio No. SAC/0051/2023 con fecha de emisión 16 de enero de 2023, me permito informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente en autorizar la impresión del mismo.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

Atentamente
“Pensar bien, para vivir mejor”
H. Puebla de Z. a de 17 de enero de 2023

Mtro. Julio César González Hernández
Asesor de Tema

M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Presente.

El que suscribe: Mtro. Julio César González Hernández, asesor del tema de tesis:

“APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN YACIMIENTOS SILICICLASTICOS A PARTIR DEL USO DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO PARA LA DEFINICIÓN DE UN MODELO SEDIMENTARIO EN EL ESTADO DE ALASKA, ESTADOS UNIDOS.”

Presentada por la C. Paulina Sánchez Fernández -201631757-, pasante del Colegio de Ingeniería Geofísica, y en atención al oficio No. SAC/0051/2023 con fecha de emisión 16 de enero de 2023, me permito informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente en autorizar la impresión del mismo.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

Atentamente
“Pensar bien, para vivir mejor”
H. Puebla de Z. a de 17 de enero de 2023

Mtro. Julio César González Hernández
Asesor de Tema

M'JCGH/BARV
C.c.p. Archivo

DEDICATORIA

*A la memoria de mi abuelita Ana María,
por todo el amor con el que me hizo crecer.*

AGRADECIMIENTOS

Desde pequeña me enseñaron a agradecer por las cosas buenas (y malas) que nos da la vida. Por lo que en esta ocasión quiero agradecer a varias personas.

El principal agradecimiento a Dios porque me ha sabido guiar hasta aquí y me ha dado la fortaleza necesaria para seguir adelante. A mi mamá Lilia por darme la vida y la posibilidad de experimentar lo maravillosa que es, por apoyarme en cada decisión que he tomado desde que llegue a este mundo, por guiarme, y no bajar los brazos nunca.

A mi papá Carlos por su comprensión y apoyo durante toda mi vida, sin ustedes no sería nada de lo que soy hoy en día, a ustedes les debo la persona en la que me he convertido, agradezco infinitamente todo el sacrificio de todos estos años, gracias a ustedes llegamos hasta aquí. Es un orgullo ser su hija.

A mis hermanos Alejandro, Eduardo y Fernando por animarme a seguir adelante y no darme por vencida, por todos esos días llenos de risa que me dan ánimos para seguir, por esos consejos, y por ese apoyo que siempre me han brindado en los mejores y peores momentos.

A Lilia A. por darme una razón más para poder culminar este trabajo, sin ti, nada de esto habría sido posible, hoy en día eres una de mis mayores motivaciones.

A. Misael te agradezco que hayas sido parte de este proceso, por no dejar que me rindiera a la mitad, por alentarme a seguir adelante y luchar por mis sueños, te doy gracias por estar ahí para mí, apoyarme y finalmente por ser una de las partes más importantes de mi vida.

Finalmente agradezco a mis asesores, Julio y Erick por su dedicación y paciencia en este trabajo, sin sus palabras de aliento y sus correcciones no habrían logrado culminar este trabajo. Gracias por guiarme y aconsejarme.

RESUMEN

La geología del norte de Alaska es muy compleja debido a los distintos eventos tectónicos que han afectado su formación, sin embargo, de forma general, se caracteriza principalmente por contener secuencias de arenas y minerales arcillosos con una mínima contribución de carbonatos. Por lo cual, en esta tesis se examinará cada una de las formaciones por separado, para posteriormente realizar una correlación entre el marco geológico y los modelos petrofísicos generados.

Los registros geofísicos de pozo constituyen una parte fundamental durante la perforación de un pozo petrolero, ya que permitirá determinar propiedades petrofísicas de las rocas.

En este trabajo, de forma particular se realizó la evaluación petrofísica determinística y probabilística de los registros geofísicos de pozos del campo Wildcat, con prospectibilidad en formaciones siliciclasticas, así como la definición y clasificación de electrofacies mediante el uso de inteligencia artificial.

Los pozos considerados cuentan con el set de registros geofísicos convencionales de Resistividad, Rayos Gamma, Neutrón, Densidad, y Sónico, además se cuenta con núcleos con información de petrofísica básica, el cual se utilizaron para la calibración de los modelos aplicados.

Con el análisis de los resultados se proponen intervalos de interés, un volumen de hidrocarburos a nivel de pozo y una conceptualización inicial del modelo sedimentario que apoyaría para analizar las direcciones de los flujos.

ABSTRACT

The Alaska north geology it's very complex for the distinct tectonics events that had been affecting the formation, however, in general way, it's most characteristic for have sequence of sand and clay minerals with a less contribution of carbonate. In consequence, this thesis will examine each one of the formations per unit, to make a correlation between the geology mark and the petrophysics generate models.

The geophysical well logging establish a fundamental part during the perforation in the oil well because it will determinate the petrophysics properties of the rocks.

This work makes an evaluation of the petrophysics determination and probabilistic of the geophysical well logging in the Wildcat Field, with the prospectivity of siliciclastic, as well as the definition and classification of the electro tiers for the use of Artificial Intelligence.

The well consider are base with the conventional geophysical record of resistivity, gamma ray, neutron, density and sonic, besides that the count of cores with basic petrophysics information, which was use for the calibration of applied models.

With the results of the data analysis, propose interests' intervals, a volume of oil the well and one initial conceptualization of the sedimental model to support the analysis flows directions.

Índice

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	15
INTRODUCCIÓN	16
CAPÍTULO I.....	17
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	17
1.2 JUSTIFICACIÓN	17
1.3 OBJETIVO GENERAL	18
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	19
2.1 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO	19
2.2 CLASIFICACIÓN DE REGISTROS DE POZOS.....	19
2.2.1 REGISTROS DE RESISTIVIDAD	20
2.2.2 REGISTROS ACUSTICOS	27
2.2.3 REGISTROS RADIOACTIVOS	30
2.2.4 REGISTROS MECÁNICOS	34
2.3 POROSIDAD Y PERMEABILIDAD	36
2.3.1 POROSIDAD	36
2.3.2 PERMEABILIDAD	40
2.4 RELACIONES DE ARCHIE.....	46
2.4.1 FACTOR FORMACION (Primera ley de Archie)	46
2.4.2 SATURACIÓN DE AGUA (Segunda ley de Archie)	48

2.4.3 COMBINACIÓN DE LAS LEYES DE ARCHIE	49
CAPÍTULO III	52
GEOLOGÍA REGIONAL DE LA ZONA.....	52
3.1 MARCO TECTÓNICO.....	54
3.2 AMBIENTE SEDIMENTARIO	55
3.3 CLASIFICACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA.....	57
3.3.1 FORMACION PEBBLE	57
3.3.2 FORMACIÓN KINGAK	59
3.3.3 SAG RIVER SANDSTONE	61
3.4 SISTEMA PETROLERO	61
3.4.1 ROCA GENERADORA.....	61
3.4.2 ROCA ALMACÉN	62
3.4.3 ROCA SELLO	63
3.4.4 TRAMPAS.....	63
4.1 ELECTROFACIE.....	64
4.1.1 DEFINICIÓN DE ELECTROFACIE.....	64
4.1.2 CARACTERIZACIÓN DE ELECTROFACIES	64
4.1.3 CLASIFICACIÓN DE ELECTROFACIES	65
4.2 MACHINE LEARNING COMPUTER	66
4.2.1 APRENDIZAJE SUPERVISADO.....	67
4.2.2 APRENDIAJE NO SUPERVISADO	68
4.2.3 APRENDIZAJE POR REFUERZO.....	68
4.3 REDES NEURONALES	68
4.4 REGRESION LINEAL SIMPLE.....	69
4.5 REGRESION MULTIPLE.....	69

4.7 MAPAS AUTO-ORGANIZADOS	71
4.8 EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN SEDIMENTOS SILICICLASTICOS	72
4.8.1 CONTROL DE CALIDAD	72
4.8.2 PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA	72
4.8.3 ZONIFICACION	73
4.8.4 ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS REGISTROS.	73
4.8.5 VOLUMEN DE ARCILLA.....	74
4.8.6 POROSIDAD	78
4.8.7 SATURACIÓN DE AGUA.....	81
4.8.8 PERMEABILIDAD.....	87
4.6 CLUSTERING	89
4.6.1 K-MEANS.....	90
4.6.2 NORMALIZACIÓN.....	90
4.9 CALIBRACIÓN CON NUCLEOS.....	91
4.10 MODELO MINERALÓGICO PROBABILÍSTICO	91
3.10.1 SOLUCIONES.....	92
3.11 RECONSTRUCCIÓN DE REGISTRO DE NEUTRÓN	92
CAPÍTULO V METODOLOGÍA	95
5.1 CONTROL DE CALIDAD	96
4.1.1 HISTOGRAMAS	98
4.2 PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD).....	102
4.3 ZONIFICACIÓN.....	102
4.4 ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS REGISTROS.	103
4.5 EVALUACIÓN PETROFISICA BÁSICA	104
4.5.1 MODELOS VOLUMEN DE ARCILLA.....	104

4.5.2 MODELO DE POROSIDAD	106
4.5.3 MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA.....	108
4.6 CALIBRACIÓN	109
4.7 MODELO MINERALÓGICO PROBABILÍSTICO	110
4.8 RECONSTRUCCIÓN DE REGISTRO DE NEUTRÓN	112
4.9 CLASIFICACIÓN DE ELECTROFACIES.....	115
4.9.1 MODELO DE LITOFACIES.....	116
4.10 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD	119
4.11 TIPO DE ROCA	120
CAPÍTULO V ANALISIS DE RESULTADOS	122
5.1 EVALUACIÓN	122
5.2 RESULTADOS	134
Capítulo VI Conclusiones	137
6.1 Conclusiones.....	137
Bibliografía	138

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. CLASIFICACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.....	19
FIGURA 2. CLASIFICACIÓN DE REGISTROS RESISTIVIDAD SEGÚN SU FUNCIONAMIENTO.	20
FIGURA 3. CLASIFICACIÓN DE REGISTROS RESISTIVIDAD SEGÚN SU PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN	21
FIGURA 4. MODELO DE LA ROCA INVADIDA (SCHLUMBERGER, 2009).....	25
FIGURA 5. (A) REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL PERFIL DE INVASIÓN Y RESISTIVIDAD EN UNA ZONA CON CONTENIDO DE AGUA. (B) PERFIL DE INVASIÓN Y RESISTIVIDAD EN ZONA CON CONTENIDO DE PETRÓLEO, QUE MUESTRA UN ANILLO DE RESISTIVIDAD. (SCHLUMBERGER 2009)	26
FIGURA 6. BOSQUEJO DE LA HERRAMIENTA DE NEUTRONES DE RITMO DUAL (CNL; TOMADO DE SCHLUMBERGER, S.F.).	33
FIGURA 7. LA SONDA ESPECTRAL DE RAYOS GAMMA (SGS; REEVES WIRELINE LTD.).....	34
FIGURA 8. HERRAMIENTA DE CALIBRACIÓN REEVES DE 2 BRAZOS. (REEVES WIRELINE LTD.).	36
FIGURA 9. TIPOS DE POROSIDAD QUE SE ENCUENTRAN EN LOS RESERVORIOS DE ARENISCA (TUCKER, M. E., & WRIGHT, V. P; 2009). ...	39
FIGURA 10. EFECTOS DE LOS GRANOS GRANDES SOBRE LA PERMEABILIDAD. (TIAB & DONALDSON, 2004).	41
FIGURA 11 EFECTOS DE LOS GRANOS PEQUEÑOS E IRREGULARES SOBRE LA PERMEABILIDAD. (TIAB & DONALDSON, 2004).	42
FIGURA 12. EFECTOS DEL MATERIAL CEMENTANTE DE ARCILLA SOBRE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD. (TIAB & DONALDSON, 2004).	43
FIGURA 13. UBICACIÓN DE LOS POZOS (GOOGLE EARTH).....	52
FIGURA 14. SECUENCIA DEL AMBIENTE SEDIMENTARIO (MOREE, 1997).....	56
FIGURA 15. SECCIÓN DE REFERENCIA DE LA FORMACIÓN KONA AKUT (MOREE, 1997).....	58
FIGURA 16. SECCIÓN DE REFERENCIA DE KINGAK SHALE (MOREE, 1997)	60
FIGURA 17. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL NORTE DE ALASKA (BROSGE AND TAILLEUR, 1971).	62
FIGURA 18. PATRONES DE PERFIL DE REGISTRO GAMMA RAY (CLASIFICACIÓN DE ELECTROFACIES) (SERRA, 2004)	65
FIGURA 19. ESQUEMA ILUSTRATIVO DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL Y SUS SUBCONJUNTOS. (SAP, 2015).....	67
FIGURA 20. ARQUITECTURA RECTANGULAR DE UN MAPA AUTO-ORGANIZADO. (RAMÍREZ HERRERA, C. A; 2014)	71
FIGURA 21. GRÁFICA DE RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS (SCHLUMBERGER, 2010)	83
FIGURA 22. ESQUEMA BÁSICO DE FLUJO DE TRABAJO EMPLEADO.....	95
FIGURA 23. EDICIÓN Y CONTROL DE CALIDAD DE LOS REGISTROS	96
FIGURA 24. CONTROL DE CALIDAD DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS	98
FIGURA 25. HISTOGRAMA DE LOS VALORES DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA EN LAS ZONAS KINGAK SHALE Y SAG RIVER SANDSTONE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.....	99
FIGURA 26. HISTOGRAMA DE LOS VALORES DEL REGISTRO DE SÓNICO EN LAS ZONAS KINGAK SHALE Y SAG RIVER SANDSTONE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	100

FIGURA 27. HISTOGRAMA DE LOS VALORES DEL REGISTRO DE DENSIDAD EN LAS ZONAS KINGAK SHALE Y SAG RIVER SANDSTONE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	101
FIGURA 28. HISTOGRAMA DE LOS VALORES DEL REGISTRO DE NEUTRÓN EN LAS ZONAS KINGAK SHALE Y SAG RIVER SANDSTONE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17. (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA)	102
FIGURA 29. GRÁFICO NEUTRÓN-DENSIDAD	103
FIGURA 30. MODELO DE VOLUMEN DE ARCILLA DE LA FORMACIÓN PEBBLE SHALE UNIT PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	104
FIGURA 31. MODELO DE VOLUMEN DE ARCILLA DE LA FORMACIÓN KINGAK SHALE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	105
FIGURA 32. MODELO DE VOLUMEN DE ARCILLA DE LA FORMACIÓN SAG RIVER SANDSTONE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	105
FIGURA 33. MODELO DETERMINÍSTICO PARA LA FORMACIÓN PEBBLE SHALE UNIT DEL POZO SOUTH BARROW 17.	106
FIGURA 34. MODELO DETERMINÍSTICO PARA LA FORMACIÓN KINGAK SHALE DEL POZO SOUTH BARROW 17.	107
FIGURA 35. MODELO DETERMINÍSTICO PARA LA FORMACIÓN SAG RIVER SANDSTONE DEL POZO SOUTH BARROW 17.....	107
FIGURA 36. GRÁFICA DE RESISTIVIDAD DE SOLUCIONES SALINAS (SCHLUMBERGER, 2010)	109
FIGURA 37. MODELO PROBABILÍSTICO DE LA FORMACIÓN PEBBLE SHALE UNIT PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	110
FIGURA 38. MODELO PROBABILÍSTICO DE LA FORMACIÓN KINGAK SHALE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	111
FIGURA 39. MODELO PROBABILÍSTICO DE LA FORMACIÓN SAG RIVER SANDSTONE PARA EL POZO SOUTH BARROW 17.	111
FIGURA 40. SET DE REGISTROS BÁSICOS DEL POZO SOUTH BARROW 20.	112
FIGURA 41. PROYECCIÓN DE CORRELACIÓN DE VARIABLES	113
FIGURA 42. CROSS PLOT DEL REGISTRO DE POROSIDAD GENERADO A PARTIR DE REDES NEURONALES Y EL REGISTRO ORIGINAL DEL POZO SOUTH BARROW 20.	113
FIGURA 43. REGISTRO DE NEUTRÓN RECONSTRUIDO EN COMPARACIÓN DEL REGISTRO ORIGINAL.	114
FIGURA 44. AGRUPACIÓN EN CLUSTERS.....	115
FIGURA 45. CLASIFICACIÓN DE CLUSTERS SEGÚN LA LITOLOGÍA.....	115
FIGURA 46. DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA PRESENTE EN LA FORMACIÓN PEBBLE SHALE UNIT DEL POZO SOUTH BARROW 17.....	116
FIGURA 47. DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA PRESENTE EN LA FORMACIÓN KINGAK SHALE DEL POZO SOUTH BARROW 17.....	117
FIGURA 48. DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA PRESENTE EN LA FORMACIÓN SAG RIVER SANDSTONE DEL POZO SOUTH BARROW 17	118
FIGURA 49. ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE LITOLOGÍA CONTENIDA EN EL POZO SOUTH BARROW 17.....	118
FIGURA 50. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL AJUSTE DE LA REGRESIÓN MÚLTIPLE APLICADA A LOS NÚCLEOS.	119
FIGURA 51. EXTRAPOLACIÓN DE LA CURVA DE PERMEABILIDAD A TODOS LOS REGISTROS A, PARTIR DE LA UTILIZACIÓN DE LOS NÚCLEOS DISPONIBLES.....	120
FIGURA 52. ANÁLISIS DEL TIPO DE ROCA MOSTRADO PARA CADA POZO Y EXTRAPOLACIÓN DE LA MISMA A LOS DEMÁS POZOS.	121
FIGURA 53. MODELO PETROFÍSICO GENERADO PARA EL POZO SOUTH BARROW 16.....	122
FIGURA 54. ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE LITOLOGÍA CONTENIDA EN EL POZO SOUTH BARROW 16.....	124
FIGURA 55. MODELO PETROFÍSICO GENERADO PARA EL POZO SOUTH BARROW 18.....	125
FIGURA 56. ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE LITOLOGÍA CONTENIDA EN EL POZO SOUTH BARROW 18.....	127
FIGURA 57. MODELO PETROFÍSICO GENERADO PARA EL POZO SOUTH BARROW 19.....	128

FIGURA 58. ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE LITOLOGÍA CONTENIDA EN EL POZO SOUTH BARROW 19.....	130
FIGURA 59. MODELO PETROFÍSICO GENERADO PARA EL POZO SOUTH BARROW 20.....	131
FIGURA 60. ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE LITOLOGÍA CONTENIDA EN EL POZO SOUTH BARROW 20.....	133

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. FUENTES DE DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA.....	51
TABLA 2. VENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO LINEAL.	75
TABLA 3. VENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO CLAVIER.	76
TABLA 4. VENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO LARINOV PARA ROCAS VIEJAS.....	77
TABLA 5. VENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO LARINOV PARA ROCAS TERCIARIAS. (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.).....	77
TABLA 6. VALORES TÍPICOS DE FACTORES DE TORTUOSIDAD Y CEMENTACIÓN PARA ARENAS Y CARBONATOS	84
TABLA 7. TABLA DE CIMAS	97
TABLA 8. VALORES DE ZONAS DE PAGA PARA EL POZO SOUTH BARROW 16	135
TABLA 9. VALORES DE ZONAS DE PAGA PARA EL POZO SOUTH BARROW 17	135
TABLA 10. VALORES DE ZONAS DE PAGA PARA EL POZO SOUTH BARROW 17	135
TABLA 11. VALORES DE ZONAS DE PAGA PARA EL POZO SOUTH BARROW 19	136
TABLA 12. VALORES DE ZONAS DE PAGA PARA EL POZO SOUTH BARROW 20	136

INTRODUCCIÓN

Los registros geofísicos de pozo constituyen una de las informaciones básicas obtenidas durante la perforación de un pozo petrolero, esto permite determinar propiedades petrofísicas de las rocas. Por lo tanto, es una actividad importante dentro de la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas), consistiendo en la toma y monitoreo de los registros geofísicos del pozo.

A través de los registros de pozos se mide un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que han penetrado. Además, los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas). Por lo tanto, los datos de los registros contribuyen una descripción bastante certera de la formación rocosa. La interpretación de los registros puede estar dirigida a los mismos objetivos que llevan los análisis de núcleos convencionales.

La principal función de los registros de pozos es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos. Otra función de los registros es la interpretación geológica-económica de áreas exploratorias, desarrollo de campos, caracterización de yacimientos y la evaluación de reservas. (Asociación mexicana de geólogos petroleros, a.c, 2019)

Por lo que en este trabajo se busca generar modelos petrofísicos a partir de la implementación de Inteligencia Artificial, mediante el uso de algoritmos de aprendizaje automático no supervisado para definir las zonas con mejores oportunidades prospectivas, además minimizar el grado de incertidumbre al caracterizar una formación.

CAPÍTULO I

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Inicialmente, las electrofacies se utilizaban para definir un conjunto de respuestas de registros geofísicos de pozos con el fin de caracterizar y distinguir una unidad de roca de otra, sin embargo, en formaciones con flujos de alta energía, los procesos determinísticos no son suficientes para lograr una óptima caracterización debido a la compleja mineralogía presente, reflejando así una mayor incertidumbre en el modelo geológico.

1.2 JUSTIFICACIÓN

A pesar de la integración de disciplinas correspondientes a las Ciencias de la Tierra, tales como, petrofísica, geología y geofísica y del análisis *in-situ*, que debe generar un modelo conceptual de las facies sedimentarias con los datos de los registros de pozos, la caracterización estática de yacimientos sigue teniendo una gran complejidad para obtener un modelo donde exista un grado de menor incertidumbre para la caracterización de una formación.

Para las formaciones siliciclasticas (compuestas principalmente por silicio), existe un riesgo geológico (grado de incertidumbre) mayor debido a que en muchas ocasiones existe un cambio lateral de facies, lo cual provoca pozos improductivos o secos.

Por lo cual, la inteligencia artificial (IA) que es un método de aprendizaje autónomo, aprenderá, modificará, actualizará y actuará con base a la información que se le sea proporcionada, por lo cual, en esta investigación definirá aspectos de sistema matriz-poros y su asociación a diferentes litologías de manera automatizada, lo que permite generar un entendimiento del modelo sedimentario de forma más sencilla. De esta forma, se podrá proponer modelos con ubicaciones de zonas potencialmente explotables a partir de la IA, aumentando así el grado de certidumbre geológico.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Generar modelos petrofísicos a partir de la implementación de Inteligencia Artificial, mediante el uso de algoritmos de aprendizaje automático no supervisado para definir las zonas con mejores oportunidades prospectivas.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un modelo determinístico y probabilístico de los pozos seleccionados, mediante las herramientas de la plataforma Techlog, que permiten realizar una evaluación petrofísica.
- Realizar la reconstrucción de los registros incompletos de Neutrón, mediante la aplicación de inteligencia artificial, para contar con información completa y con ello poder caracterizar la formación geológica correspondiente.
- Clasificar las facies de la formación, mediante la aplicación de la inteligencia artificial para lograr una mayor precisión en la identificación de las zonas litológicas.
- Identificar las zonas potencialmente explotables de cada pozo, con base en la información petrofísica generada en correlación con los informes geológicos previamente estudiados, para proponer las probables zonas de paga.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

Una forma simple y sencilla de poder definir un registro geofísico de pozo es como *"una grabación en función de la profundidad de cualquiera de las características de las formaciones rocosas atravesadas por un aparato de medición en el pozo"* (Arroyo & Roig, 1996). Por ello, facilitan el reconocimiento de las litologías en el pozo, y de la misma forma las propiedades petrofísicas en él, tales como la porosidad y la resistividad de las rocas.

Estos se obtienen por medio de equipos de medición (herramientas de registro) que es bajado con cable dentro del pozo. Las medidas tomadas se transmiten mediante el cable que está conectado a una unidad de laboratorio o informática en superficie.

Es importante mencionar que se puede tomar una gran cantidad de registros diferentes del mismo, ya sea en forma simultánea o por separado, cada uno de ellos registrando una propiedad diferente de las rocas que son atravesadas por el pozo perforado. (Serra, 1984)

2.2 CLASIFICACIÓN DE REGISTROS DE POZOS

La clasificación de registros de pozos se puede dividir en dos grupos principalmente como se observa en la Figura 1.1, el primero de ellos está en función del principio físico que utiliza la herramienta al adquirir el dato crudo en el pozo, y el segundo en función de la propiedad petrofísica que se desea medir.

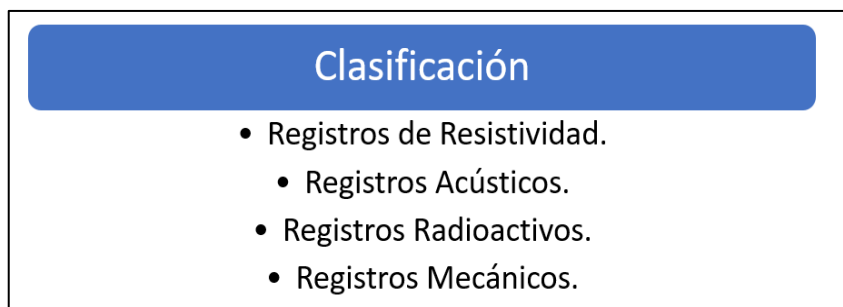


Figura 1. Clasificación de registros geofísicos de pozos.

2.2.1 REGISTROS DE RESISTIVIDAD

La resistividad real de la formación es uno de los parámetros más importantes para evaluar la saturación con agua e hidrocarburos presentes. La electricidad solo puede pasar a través de una formación si tiene agua. Hay algunas excepciones como los sulfuros metálicos y el grafito porque el hielo seco se considera un buen aislante. También se debe tener en cuenta que el hielo completamente seco a tales profundidades rara vez se encuentra en la naturaleza. Por lo tanto, se puede decir que las formaciones subterráneas registran resistencias finitas y medibles debido al agua contenida en sus poros o al agua intersticial absorbida por la arcilla.

La resistividad de la formación se puede medir con herramientas de inyección directa aplicando una corriente eléctrica a la formación mientras la herramienta está en contacto directo con la pared del pozo y luego midiendo la rapidez con la que fluye la corriente (utilizada en fluidos de perforación a base de agua) o por un instrumento electro-inductivo, envían una corriente eléctrica a la formación que generará un campo eléctrico que mide el cambio en el instrumento. esta herramienta no necesita estar en contacto directo con la pared del pozo, ya que funciona creando un depósito (utilizado en lodos de perforación a base de aceite) (Schlumberger, 2009).

Registros de Inducción	Registros Laterales
☐ Inducción Esferico	☐ Electrico enfocado
☐ Doble Inducción	☐ Doble electrico enfocado
☐ Doble inducción Fasorial	☐ Doble lateral
☐ Arreglo de inducción	☐ Microesferico enfocado
☐ Inducción de alta resolución	☐ Registro micro-proximidad

Figura 2. Clasificación de registros resistividad según su funcionamiento.

Investigación somera	Investigación profunda
☐ Microesferico enfocado	☐ Doble Inducción
☐ Inducción esferico	☐ Doble inducción fasorial
☐ Micro-proximidad	☐ Doble laterolog
	☐ Doble laterolog azimuthal

Figura 3. Clasificación de registros resistividad según su profundidad de investigación

2.2.1.1 REGISTROS DE RESISTIVIDAD PROFUNDA

Registro Eléctrico (EL / ES)

La representación tradicional de registro eléctrico comúnmente utilizada en la industria está representada por dos curvas normales con diferente espaciado de electrodos ("NC" para reglas cortas o "NL" para reglas largas). Les permite tener diferentes profundidades de sonda de formación, así como curvas utilizables. caras. Con esto se pretende evaluar de manera efectiva las 3 áreas involucradas en la invasión de lodos de filtración y también identificar a tiempo los límites o capas de alto espesor y contenido líquido que puedan tener o si estos límites o capas son muy delgados, pero tienen la característica de poder contienen hidrocarburos.

Al graficar las curvas se deben incluir las unidades de medición, tanto para la curva normal como para la normal larga. La escala que generalmente se usa es de resistividades de 0 a 20 ohm-m, sin embargo, en el caso en que las resistividades sobrepasan esta escala, se da un salto de ciclo y se comienzan a utilizar escalas de 0 a 200 ohm-m o bien de 0 a 2000 ohm-m según sea el caso que se tenga. Algunas de las aplicaciones más importantes que se pueden realizar con el registro eléctrico son:

- Determinación de R_{xo} y de R_t a partir de la información de R_a del registro.
- Determinación de zonas con hidrocarburos.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.

- Correlación entre pozos.

Registro Eléctrico Enfocado (LL / EFL).

Estas herramientas basaron su principio de operación para "enfocar" la corriente eléctrica en las formaciones para mantener la medición utilizando una gran cantidad de electrodos. Se desarrolló de esta manera después de los años 50 por la necesidad que existía de tomar los registros eléctricos, y de poder minimizar y/o evitar en lo posible los efectos que alteraban la respuesta del registro eléctrico (ES), especialmente en aquellos casos donde se tienen lodos muy conductores y/o capas muy delgadas.

Registro Doble Eléctrico Enfocado (DIL).

También llamado de doble inducción es un registro que fue diseñado para obtener un valor más exacto de la zona virgen en las formaciones (R_t), además, reducir el efecto que tiene el diámetro del agujero sobre la sonda, así como también dar una mejor respuesta en capas delgadas y en formaciones altamente resistivas cuyas resistividades superan los 200 ohm*m.

Registro De Inducción (1-ES / IL).

Inicialmente, este instrumento de inducción se desarrolló para medir la resistividad de la formación en pozos que contenían lodos de base de aceite y en pozos perforados neumáticamente, pues la herramienta no funciona en lodos que no sean conductivos.

Registro Doble Inducción Fasorial.

Esta herramienta mide la resistividad a tres profundidades de investigación diferentes. De esta manera, proporciona información para determinar la resistencia de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición. Con esta información, se pueden obtener datos de saturación y/o movilidad de los fluidos.

Registro Doble Lateral (DLL).

Cuando nos topamos con formaciones altamente resistivas, esta proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro Doble Laterolog, sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible efectuar este registro en lodos no conductivos.

Registro Eléctrico Enfocado Azimutal (ARI).

Es una herramienta de Laterolog donde se obtienen medidas direccionales profundas alrededor de la perforación con una alta resolución vertical. De igual manera, sirve como medida auxiliar muy baja que puede corregir completamente la resistencia azimutal para el efecto de la perforación. Durante la perforación, la formación se presenta como una imagen de la resistividad azimutal. También puede observar fracturas y la orientación de las mismas.

Registro Arreglo De Inducción (AIT)

La herramienta puede adquirir 28 mediciones de inducción a diferentes intervalos de 3 pulgadas. La gran cantidad de mediciones permite la generación de imágenes profundas de resistividad de la formación en dos dimensiones, mostrando así las capas y los efectos de la invasión. Por lo tanto, esta herramienta depende del uso de técnicas de interpretación establecidas. Esta información se puede convertir en imágenes de saturación. AIT registra cinco curvas con profundidades de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas a partir del centro del pozo para tener una resolución vertical de 12 pulgadas (1 pie), lo que permite observar capas finas con alta precisión. El AIT permite el cálculo de parámetros tales como: la resistividad de la zona virgen, la resistividad de la zona lavada y tres parámetros de invasión. (Serra, 1984, págs. 29 – 31).

2.2.1.2 REGISTROS DE RESISTIVIDAD SOMERA

Los registros de micro resistividad se caracterizan por llevar patines soportados por la pared del pozo con configuraciones de electrodos para tomar las mediciones, estos tienen una ligera profundidad de investigación y una buena resolución vertical.

Algunas aplicaciones de registros de micro-resistividad, generalmente utilizados junto a los registros de resistividad media y profunda son:

- Determinar saturación S_{xo} .
- Determinar espesor de enjarre.
- Determinar hidrocarburos móviles.
- Determinar resistividad del filtrado.
- Determinar de la resistividad del lodo.

- Corregir la resistividad profunda por invasión.
- Corregir los registros de porosidad por efectos de hidrocarburos livianos.

Registro Micro-eléctrico (ML)

O también llamado MicroLog (ML) fue el primer registro de contacto con la pared del pozo. En la actualidad se obtiene en combinación con el registro de ondas electromagnéticas, ambos con una buena resolución vertical. El patín de esta herramienta contiene tres electrodos verticales separados entre sí por una pulgada, lo que permite dos medidas con diferentes profundidades, recibiendo información del Enjarre (si existe) y una pequeña cantidad de formación inmediatamente detrás del Enjarre. Estas dos mediciones son un excelente indicador de la presencia de invasión, por lo tanto, la permeabilidad en el campo de la investigación.

Registro Micro-enfocado (MLL)

El registro micro-enfocado o microlaterolog (MLL) es el predecesor del registro de MSFL, tiene una profundidad de investigación de aproximadamente 4 pulgadas, que es ideal en caso de enjarres no muy gruesos (espesor inferior a 3/8 pulgadas). Se obtiene en conjunto de un registro de microlog o ML (microlog).

Registro Micro-proximidad (MPL)

El registro de micro-proximidad (MPL), también es uno de los predecesores del registro MSFL, sin embargo, este ofrece una profundidad de investigación mayor que la del MLL, por lo tanto, es adecuado en casos donde se presenta un enjarre de mayor espesor. Es importante mencionar que, puede ser afectado por la resistividad R_t en casos de diámetro de invasión menor. Con esta herramienta se obtienen un registro de micro-log (ML).

Registro Micro-esférico Enfocado (MSFL)

Se obtiene con un patín con un arreglo de electrodos presionado contra la pared del pozo por un brazo mecánico en la generatriz opuesta, lo que permite obtener la medición del diámetro del pozo o “calibrador”. Esta medida es denominada “calibrador” de dos brazos y se caracteriza por medir generalmente el diámetro mayor del pozo. La configuración de electrodos en el patín enfoca la corriente enviada a la formación de tal forma, que se

investigan a penas unas pulgadas dentro de la formación, lo que permite obtener información de la zona lavada. (Serra, 1984, págs. 29 - 31)

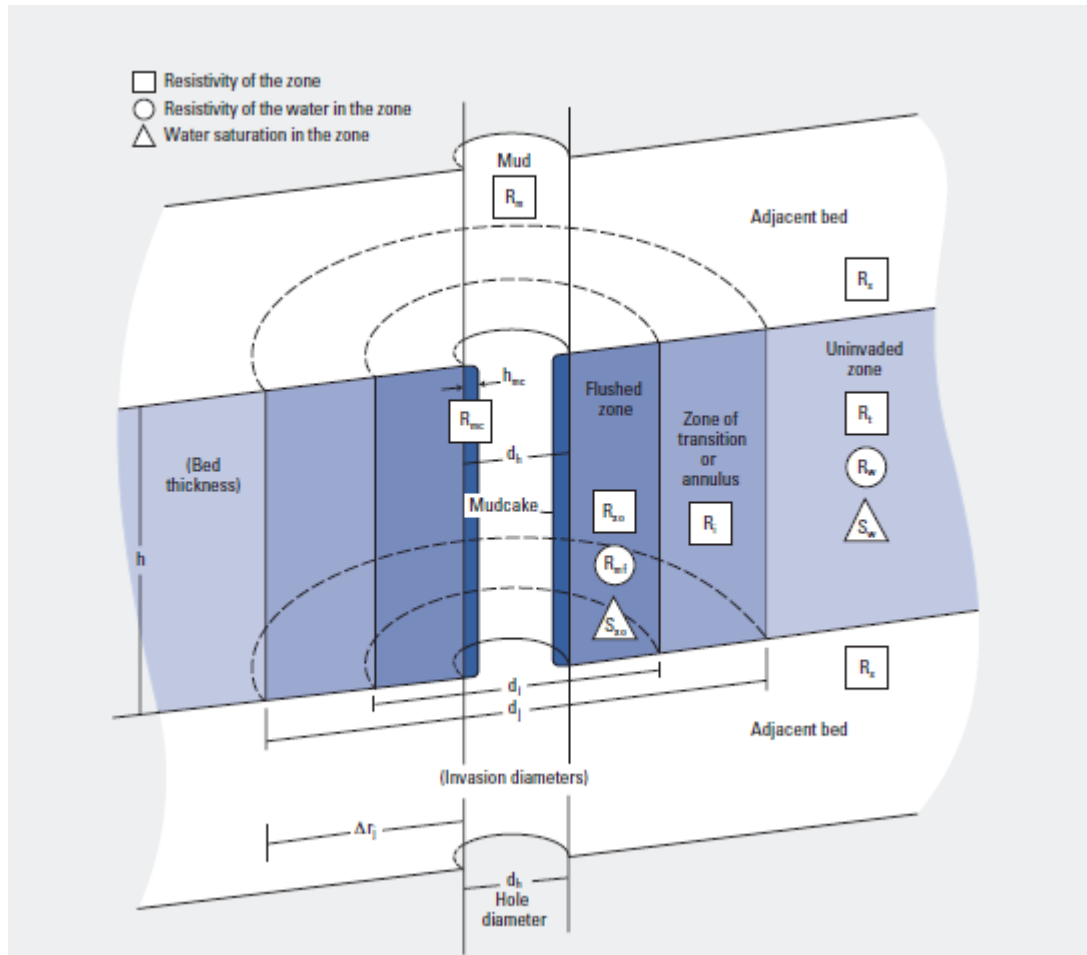


Figura 4. Modelo de la roca invadida (Schlumberger, 2009)

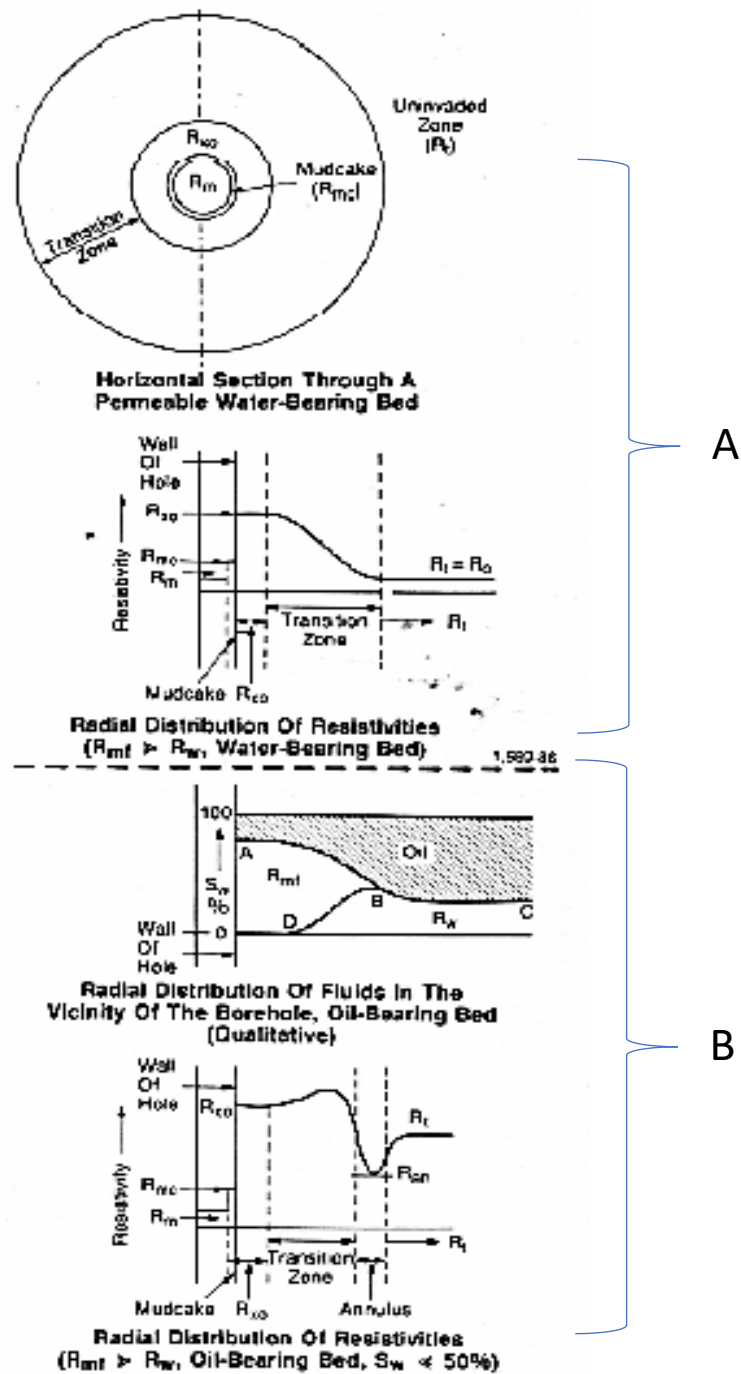


Figura 5. (A) representación esquemática del perfil de invasión y resistividad en una zona con contenido de agua. (B) Perfil de invasión y resistividad en zona con contenido de petróleo, que muestra un anillo de resistividad. (Shlumberger 2009)

2.2.2 REGISTROS ACUSTICOS

Se pueden agrupar como registros acústicos aquellos que implican registrar un parámetro vinculado con la transmisión de ondas sonoras en la formación.

Estos parámetros son principalmente:

- La velocidad de propagación de una onda en la formación calculada a partir del tiempo necesario para viajar a través de un cierto espesor de formación. Este es el registro sónico.
- La amplitud en el receptor de la primera o segunda onda en la señal ya sea a la llegada de la onda de compresión o la onda de corte. Este es el registro de amplitud sónica que tiene una aplicación importante como Cement Bond Log (CBL).
- La amplitud y posición del positivo en secciones de la señal recibida. Esta es la variable registro densidad (VDL).

(Serra, 1984, págs. 213 - 216)

El tiempo de tránsito del sonido se mide principalmente para determinar la porosidad del tanque. La grabación de sonido se utiliza como ayuda en la determinación de la porosidad, especialmente cuando la medición no es muy sensible al tamaño del pozo y para calcular la porosidad secundaria en yacimientos carbonatados. También ayuda a determinar la litología, especialmente el índice de hidrógeno (log neutrones) o la densidad (FDC). Los mapas M y N o el método del mapa medio se pueden utilizar para este propósito. Dado que las mediciones prácticamente no se ven afectadas por los cambios en el tamaño del pozo, se pueden utilizar para estudiar la compresión de las formaciones de lutitas mediante el cálculo de la relación del tiempo de transición de corte a compresión. Dado que el tiempo de propagación está directamente relacionado con la velocidad del sonido en el yacimiento, se puede utilizar junto con la densidad para construir el logaritmo de la impedancia acústica y calcular los coeficientes de reflexión,

creando unas curvas compuestas que ayudan a interpretar los perfiles sísmicos verticales en términos de sísmofacies.

El fluido de formación se puede identificar comparando valores sónicos con otros registros (neutrón, densidad, resistividad). Al igual que con otros registros, el intervalo-tiempo de tránsito se utiliza en las correlaciones y en los estudios de sedimentología (definición de electrofacies). Con una resolución vertical relativamente buena (alrededor de 60 cm), el registro sínico se puede utilizar para determinar el espesor. El conocimiento de las velocidades de compresión y de corte nos permite determinar las propiedades mecánicas de las rocas. (Serra, 1984, págs. 235 - 236)

2.2.2.1 REGISTRO SÓNICO MONOPOLAR

Ya que las mediciones acústicas se basan en la transmisión de energía a través de pulsos de presión. El perfil de velocidad es un registro en función de la profundidad del tiempo requerido por una onda de sonido para atravesar una distancia determinada a través de las formaciones al rededor. Siendo la primera del tipo herramienta del tipo monopolar, donde los transmisores son elementos piezoeléctricos cilíndricos que emiten energía acústica omnidireccional a una frecuencia de 8k HZ y son los elementos que se han utilizado tradicionalmente en las herramientas acústicas

El transmisor y el receptor se encuentran a una distancia conocida, pero el principal problema de este modo de herramienta monopolar, es el no poder medir directamente el tiempo de transmisión de corte en formaciones rápidas y su imposibilidad de medir ondas de corte en formaciones lentas (Stgo, D; 2008)

2.2.2.2 REGISTRO SÓNICO DIPOLAR

Siguiente generación de herramientas, las dipolares se desarrollaron con el objetivo de superar el problema de la imposibilidad de medición de ondas de corte en formaciones lentas. Una fuente dipolar genera movimiento de curvatura o de flexión en la formación la cual baja las frecuencias tiene el mismo comportamiento que una onda de corte, pero esta si puede ser transmitida a través de fluidos, Esta generación cuenta con dos receptores que corrigieron los efectos del lodo mientras que la siguiente configuración permite mejora de centralización lo cual da mejores lecturas más precisas y claras.

Varias empresas de servicios han tenido este tipo de dispositivos desde principios de la década de 1990. Estos arreglos de detectores son generalmente arreglos de receptores dipolo, ambos alineados y perpendiculares a un par de transmisores dipolo que también están cruzados. Esto permite cuatro conjuntos de orientaciones de detector/transmisor en cada espaciado de matriz. El uso de dipolos cruzados permite recolectar los datos necesarios para caracterizar formaciones anisotrópicas, al menos en pozos verticales. Las herramientas sónicas de dipolo cruzado sirvieron como estímulo para una gran cantidad de trabajo teórico y de laboratorio, así como para el modelado computacional realista de la propagación de ondas acústicas en el entorno del pozo/herramienta. (Ellis, D. V., & Singer, J. M; 2007).

2.2.2.3 REGISTRO SÓNICO DIGITAL

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo. Esto origina una serie de ondas en la formación y en superficie. El análisis del tren de ondas (conocido también como forma de onda completa), proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La sonda del registro sónico digital permite la digitación del tren de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite el análisis de todos los componentes de la onda del sonido (ondas compresionales, transversales y stoneley) (Serra, 1984, págs. 230 - 235).

2.2.2.4 FACTORES PERTURBADORES DE LAS MEDICIONES ACUSTICAS EN EL REGISTRO

Las herramientas acústicas poseen algunas limitantes entre las cuales podemos mencionar:

El Tamaño del Pozo y/o Inclinación de la Herramienta: La mayoría de los problemas en la grabación del registro surgen por la discontinua longitud de la trayectoria a través del lodo y del pozo, ellos alteran las reflexiones que deben ser captadas en la herramienta, esto generalmente es corregido con la llamada compensación de pozo derivada de

profundidad; la cual utiliza un circuito de retarde de tiempo con un solo transmisor y dos o más receptores.

El ruido: Los picos de energía intermitentes captados por la herramienta a menudo representan una cierta cantidad de ruido en la forma de onda acústica, ya sea por el rasgueo del cable u otras interferencias captadas por el aparato (Stgo, D; 2008).

2.2.3 REGISTROS RADIOACTIVOS

Las principales emisiones radiactivas de interés en la geofísica de pozos son los rayos gamma y los neutrones.

Otros productos radiactivos como las partículas alfa (núcleos de helio) y las partículas beta (electrones) pueden penetrar distancias tan pequeñas a través de las rocas que no son útiles para la tala.

2.2.3.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURAL

El método radiactivo más simple en el registro de pozos geofísicos es el registro gamma natural. Estas herramientas registran el nivel de emisiones de rayos gamma que ocurren naturalmente en las rocas alrededor de un pozo. La más simple de este tipo de herramientas registra solo la señal total de rayos gamma. Esta señal se compone esencialmente de emisiones de rayos gamma a diferentes niveles de energía de los isótopos radiactivos de los elementos potasio (^{40}K), torio (^{232}Th) y uranio (^{238}U) y los productos hijos en la serie de desintegración de cada uno.

La distribución de K, Th y U (y sus productos derivados) varía ampliamente en la corteza continental y también puede verse significativamente afectada por los procesos de regolitos y por la actividad biológica. Como resultado, el registro de la señal de rayos gamma que emana de las rocas alrededor de un pozo puede proporcionar información considerable sobre la geología y los procesos que han operado.

Es útil para calcular cuantitativamente volúmenes de calizas. Sugiere cambios en la litología, y puede ser usado para calcular volúmenes de material radioactivo, indicando ambientes deposicionales y sugiere zonas de fracturas o de roca madre.

Este registro mide la radioactividad natural de las formaciones, a diferencia del registro de NGS el cual mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de potasio, torio y uranio radiactivos.

Además, utilizándolo en correlación con otros pozos, de profundidad entre pozo abierto y entubado y para la correlación de profundidad. El registro de rayos gamma es principalmente un Indicador de arcillosidad, el cual ayuda en el análisis de registros geofísicos de pozo entre registros de diferente información.

Se lee de izquierda a derecha. Si el GR es bajo; indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 100 API. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (V_{sh} / V_{cl}), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. (Serra, O; 1984)

Efectos ambientales

Dentro de las afectaciones que sufre la herramienta de gamma ray está el diámetro del agujero y peso del lodo, por un lado, el aumento del tamaño del agujero disminuye el conteo de GR, y, además, el aumento de la densidad del lodo disminuye el conteo de GR.

Por otro lado, la lectura de esta herramienta también se ve afectada por la calidad de la toma del registro en función de los siguientes efectos: en primer lugar, debido a la centralización de la herramienta ya que este disminuye las tasas de impulsos.

El tipo de lodo también puede afectar las lecturas, pues los lodos salados aumentan las tasas de conteo de potasio en herramientas espectrales, la barita y lodos densos afectan a todos los tipos de conteo.

En ocasiones la velocidad con la que se toma el registro puede causar variaciones en la respuesta, ya que con registros adquiridos con velocidades rápidas se obtiene una definición más pobre que las adquiridas con velocidades más lentas. (Serra, O; 1984)

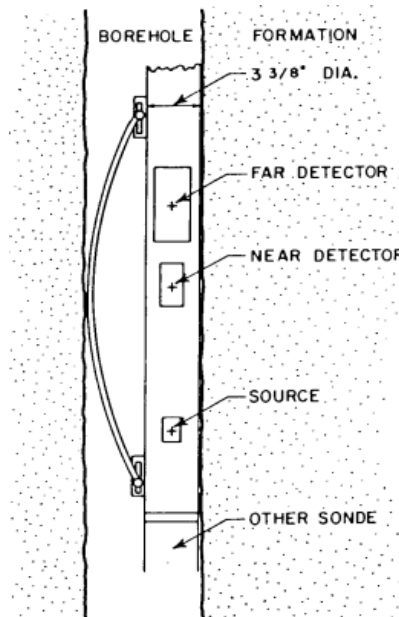
2.2.3.2 REGISTRO DE POROSIDAD CON NEUTRONES

El registro de porosidad de neutrones utiliza una fuente de neutrones activa para emitir neutrones en las rocas alrededor de un pozo. Debido a que los neutrones libres son casi desconocidos en la Tierra, el flujo de neutrones registrado posteriormente en el detector en la herramienta puede usarse como un indicador de las condiciones en las rocas circundantes.

Los neutrones que entran en las rocas de la pared del pozo desde la herramienta tienen alta energía y generalmente tienen un gran poder de penetración. La excepción es cuando existen concentraciones significativas de hidrógeno. En este caso, los neutrones pierden energía rápidamente debido a las colisiones con los núcleos de hidrógeno y se convierten en lo que se conoce como “neutrones térmicos”. Estos neutrones térmicos se comportan en muchos aspectos como un gas en difusión y forman una capa esférica alrededor de la fuente en la sonda. El radio de esta esfera dependerá principalmente de la concentración de hidrógeno en el entorno alrededor de la sonda (Chopra & Papp, 2005).

2.2.3.3 REGISTRO DE NEUTRÓN COMPENSADO

La sonda de neutrón compensado (Figura 6) utiliza una fuente radioactiva y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice del hidrogeno) contenido en



los poros de la roca y, por lo tanto, de la porosidad. La sonda es útil como indicador de gas. Esto es porque mide el índice de hidrogeno y el gas contiene un bajo índice, entonces, la porosidad aparente medida será baja. (Serra, 1984, págs. 140 - 142).

Figura 6. Bosquejo de la herramienta de neutrones de ritmo dual (CNL; tomado de Schlumberger, s.f.).

2.2.3.4 REGISTRO DE LITODENSIDAD

El registro de densidad litográfica es una nueva forma del registro de densidad de formación con características adicionales. Está tipificado por la herramienta Litho-Density Tool (LDT) de Schlumberger. Estas herramientas tienen una fuente de cesio-137 que emite rayos gamma a 0,662 MeV, un detector de espacio corto y uno de espacio largo de la misma manera que la herramienta de densidad de formación básica. Sin embargo, los detectores son más eficientes y tienen la capacidad de reconocer y contar por separado los rayos gamma que tienen altas energías (rayos gamma duros: 0,25 a 0,662 MeV) y los rayos gamma que tienen energías bajas (rayos gamma suaves: 0,04 a 0,0 MeV).

Los rayos gamma duros son los que están sufriendo una dispersión compleja. Las tasas de recuento de estos rayos gamma (en la ventana de energía de 0,25 a 0,662 MeV) se utilizan de la forma convencional para medir la densidad de formación. El valor de densidad final obtenido es más preciso que la herramienta de densidad de formación básica porque los rayos gamma más duros son menos propensos a la atenuación por los efectos del pozo y hay un espaciado más pequeño entre los dos detectores que ha reducido las fluctuaciones estadísticas en las tasas de conteo.

Los rayos gamma suaves son los que se someten a absorción fotoeléctrica. Este efecto puede usarse para proporcionar un parámetro que depende del número atómico de la formación y, por lo tanto, es inmensamente útil en el reconocimiento litológico. (Glover, S.F.).

2.2.3.5 REGISTRO ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA

El registro espectral de rayos gamma mide la radiación gamma natural que emana de una formación dividida en contribuciones de cada una de las principales fuentes radio

isotópicas. El análisis de las fuentes de radiación gamma natural nos proporciona información adicional sobre la composición y la probable litología de la formación.

El registro espectral de rayos gamma suele recibir el símbolo SGR, en la Figura 1.5 se muestra una herramienta típica de rayos gamma espectrales. (Glover, S.)

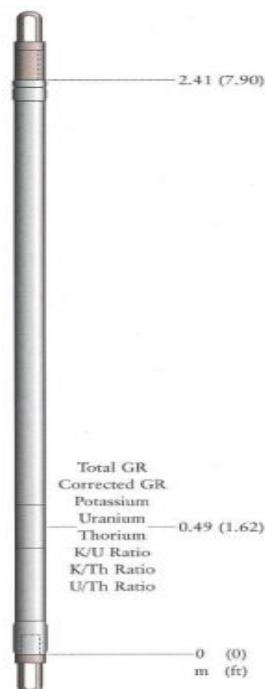


Figura 7. La sonda espectral de rayos gamma (SGS; Reeves Wireline Ltd.).

2.2.4 REGISTROS MECÁNICOS

2.2.4.1 REGISTRO DE TEMPERATURA

El registro de temperatura es una herramienta para medir la temperatura del pozo. Los sensores de temperatura están conectados a cada combinación de herramientas que se ejecuta en un pozo para medir la temperatura máxima (se supone que está en el fondo del pozo), y existen algunas herramientas modernas que pueden medir continuamente la temperatura a medida que la herramienta se desplaza por el bien.

Se analizan las lecturas de varios termómetros máximos conectados a diferentes combinaciones de herramientas y ejecutados en diferentes momentos para obtener la temperatura corregida en el fondo del pozo (temperatura del fondo del pozo, BHT).

La temperatura del pozo es un parámetro importante en el análisis de registros de resistividad, pero también para la detección del movimiento de fluidos, el análisis de presiones de fluidos y en el modelado geoquímico de formaciones y madurez de hidrocarburos. (Glover, S.F.)

2.2.4.2 REGISTRO DE CALIBRACIÓN

El registro de calibración es una herramienta para medir el diámetro y la forma de un pozo. Utiliza una herramienta que tiene 2, 4 o más brazos extensibles. Los brazos pueden entrar y salir cuando la herramienta se retira del pozo y el movimiento se convierte en una señal eléctrica mediante un potenciómetro.

En la herramienta de dos brazos (Figura 8), se mide el diámetro del pozo. Esto se muestra en la pista 1 del registro maestro junto con el tamaño de bit como referencia. Son posibles diámetros de pozo mayores y menores que el tamaño de la barrena. Muchos pozos pueden adquirir una forma ovalada después de la perforación. Esto se debe al efecto de que las presiones en la corteza son diferentes en diferentes direcciones como resultado de las fuerzas tectónicas. En orificios ovalados, la pinza de dos brazos se bloqueará en el eje largo de la sección transversal ovalada, dando valores de diámetro de pozo mayores de lo esperado. En este caso se requieren herramientas con más brazos.

En la herramienta de 4 brazos (calibre doble), los dos pares opuestos trabajan juntos para dar el diámetro del pozo en dos direcciones perpendiculares. Un ejemplo de una herramienta de 4 brazos es la herramienta de geometría de pozo (BGT). Tiene 4 brazos que se pueden abrir a 30 pulgadas (40 pulgadas como una modificación especial) y dan dos lecturas de calibre perpendiculares independientes. La herramienta también calcula e integra el volumen del pozo e incluye sensores que miden la dirección (acimut) y la inclinación del pozo, lo cual es útil para trazar la trayectoria del pozo.

En las herramientas de varios brazos, se disponen hasta 30 brazos alrededor de la herramienta, lo que permite medir la forma detallada del pozo.

Algunas de las otras herramientas de este curso tienen sensores conectados a almohadillas que se presionan contra la pared del pozo. El dispositivo de prensado

también es una forma de calibre, por lo que a veces también se puede obtener información sobre el calibre a partir de estas herramientas. (Glover, S.F., pág. Cap. 9)



Figura 8. Herramienta de calibración Reeves de 2 brazos. (Reeves Wireline Ltd.).

2.3 POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

2.3.1 POROSIDAD

La porosidad (PHI o ϕ) es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación. La porosidad se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.

La porosidad es una de las propiedades más importante de la roca receptora de un yacimiento, ya que es indicativa del volumen en que pueden encontrarse almacenados los hidrocarburos. Como se dijo antes, la porosidad puede ser efectiva o absoluta, la que se determina por medio de los registros de pozos puede ser una u otra, según sea el tipo de registro utilizado. La porosidad efectiva (PHIE o ϕ_e): Se define como el cociente que

resulta de dividir el volumen total de los poros comunicados, entre el volumen total de roca, es decir:

$$\phi_e = \frac{VPC \text{ [m}^3 \text{ de poros comunicados]}}{VT \text{ [m}^3 \text{ total de roca]}},$$

(Ec. 1)

donde:

VPC = Volumen de poros comunicados.

VT = Volumen total de roca.

ϕ_e = Porosidad efectiva de la formación limpia.

Generalmente, para los cálculos de ϕ está expresada en fracción. Para obtenerla en por ciento, basta multiplicar por 100.

La porosidad absoluta (PHIA o ϕ_a): Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros (comunicados + no comunicados) entre el volumen total de roca.

$$\phi_{\text{total}} = \frac{VP \text{ [m}^3 \text{ de poros totales]}}{VT \text{ [m}^3 \text{ total roca]}},$$

(Ec. 2)

en donde:

- **ϕ_t** = Porosidad total de la formación limpia.
- **VP** = Volumen total de poros.
- **VT** = Volumen total de roca.

De acuerdo con el origen de la roca, la porosidad puede clasificarse en porosidad primaria y porosidad secundaria. (Glover, S.F.)

2.3.1.1 POROSIDAD PRODUCIDA POR DIAGENESIS

A medida que los sedimentos se depositaron en mares geológicamente antiguos, uno de los primeros fluidos que llenó los espacios porosos en los lechos de arena fue el agua de mar, generalmente conocida como agua connada (En algunas ocasiones en ambientes someros es agua salobre). Un método común para clasificar la porosidad de los

yacimientos de petróleo se basa en si los espacios porosos en los que se encuentran el petróleo y el gas se originaron cuando se colocaron los lechos de arena (porosidad primaria o matriz), o si se formaron a través de la diagénesis posterior (p. Ej., La dolomitización en rocas carbonatadas), catagénesis, tectónica y disolución por el agua que fluye a través de la roca (porosidad secundaria o inducida). La siguiente clasificación general de la porosidad, se basa en el tiempo de origen, el modo de origen y las relaciones de distribución de los espacios porosos.

2.3.1.2 POROSIDAD PRIMARIA

En las rocas sedimentarias, el espacio poroso formado en el momento de la deposición se denomina porosidad primaria. (Hearst, J. R., Nelson, P. H., & Paillet, F. L; 2000), y esta se puede dividir de la siguiente forma:

1. **Intercristalino:** huecos entre planos de escisión de cristales, huecos entre cristales individuales y huecos en redes cristalinas. Muchos de estos huecos son subcapilares, es decir, poros de menos de 0,002 mm de diámetro. Pittman ha llamado "microporosidad" a la porosidad que se encuentra en las redes cristalinas y entre partículas del tamaño de lodo, como se muestra en la Figura 1.7. La recuperación de agua inusualmente alta en algunos depósitos de carbonato productivos puede deberse a la presencia de grandes cantidades de microporosidad.

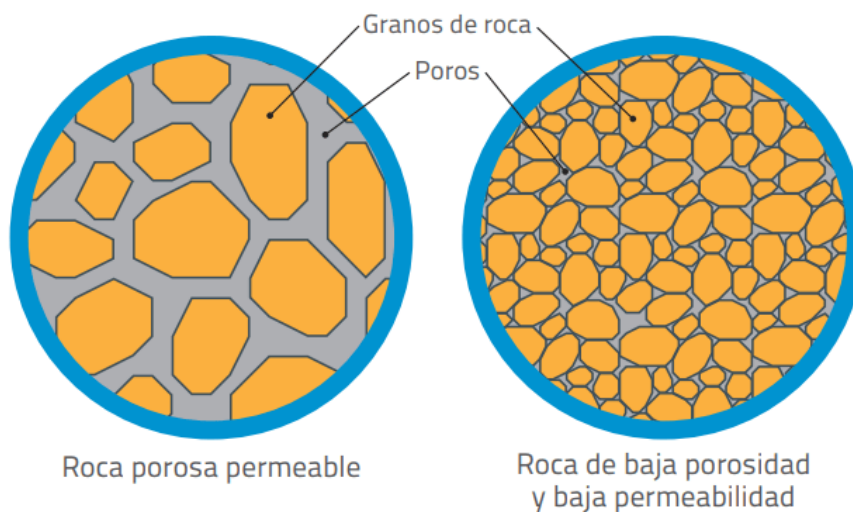


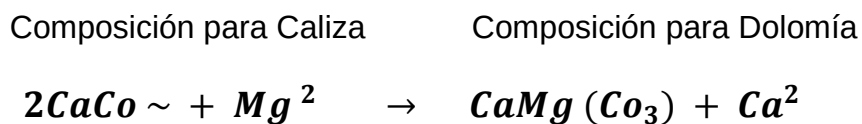
Figura 9. Tipos de porosidad que se encuentran en los reservorios de arenisca (Tucker, M. E., & Wright, V. P; 2009).

2. **Intergranular o interpartícula:** huecos entre granos, es decir, huecos intersticiales de todo tipo en todo tipo de rocas. Estas aberturas varían desde el tamaño subcapilar hasta el súper capilar (huecos de más de 0,5 mm de diámetro).
3. **Planchas de cama:** los huecos de muchas variedades se concentran paralelamente a los planos de cama. La geometría más grande de muchos yacimientos de petróleo está controlada por estos planos de estratificación. Las diferencias de los sedimentos depositados, del tamaño y disposición de las partículas y de los ambientes de deposición son las causas de los vacíos en el plano de los estratos.
4. **Vacíos sedimentarios diversos:** huecos resultantes de la acumulación de fragmentos detríticos de fósiles, huecos resultantes del empaquetamiento de oolitos, huecos vuggy y cavernosos de tamaños irregulares y variables para el momento de la deposición, y huecos creados por organismos vivos en el momento de la deposición. (Tiab & Donaldson, 2004)

2.3.1.3 POROSIDAD SECUNDARIA

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos (diagénesis y catagénesis) después de la deposición de sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros pueden no tener relación directa con la forma de las partículas sedimentarias originales (Tiab & Donaldson, 2004). La porosidad inducida se puede subdividir en tres grupos según el proceso geológico más dominante:

1. Porosidad de la disolución: canales debidos a la disolución de rocas por la circulación de soluciones tibias o calientes; aberturas causadas por la intemperie, como juntas agrandadas y cavernas de solución; y vacíos causados por organismos y luego agrandados por la solución.
2. Dolomitización: proceso mediante el cual la piedra caliza se transforma en dolomía de acuerdo con la siguiente reacción química:



Algunos carbonatos son calizas casi puras, y si el agua de los poros circulantes contiene cantidades significativas de catión magnesio, el calcio de la roca se puede intercambiar por magnesio en la solución. Debido a que el volumen iónico del magnesio es considerablemente menor que el del calcio, al que reemplaza, la dolomita resultante tendrá una mayor porosidad. La sustitución completa de calcio por magnesio puede resultar en un aumento del 12-13% en la porosidad.

3. Porosidad asociada a una fractura: aberturas creadas por fallas estructurales de las rocas del yacimiento bajo tensión causadas principalmente por actividades tectónicas como plegamientos y fallas. Estas aberturas incluyen fisuras y fracturas.
4. Vacíos secundarios varios: (1) arrecifes de silla, que son aberturas en las crestas de anticlinales estrechos y muy plegados; (2) parcelas y llanuras, que son aberturas formadas por la separación de las camas bajo un hundimiento suave; y (3) huecos causados por brechas y conglomerados de deslizamientos submarinos que resultan del movimiento por gravedad del material del fondo marino después de una litificación parcial.
5. En los yacimientos de carbonatos, la porosidad secundaria es mucho más importante que la porosidad primaria: las dolomitas comprenden casi el 80% de los yacimientos de hidrocarburos de América del Norte. La porosidad primaria es dominante en rocas clásticas, también llamadas detríticas o sedimentarias fragmentarias, como areniscas, conglomerados y ciertas calizas oolíticas. Sin embargo, es importante enfatizar que ambos tipos de porosidad ocurren a menudo en la misma roca de yacimiento. (Tiab & Donaldson, 2004)

2.3.2 PERMEABILIDAD

Permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se dice que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable. La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende

de cuatro factores básicos, los factores que afectan la magnitud de la permeabilidad en los sedimentos son:

- a) Forma y tamaño de los granos de arena: Si la roca está compuesta por granos grandes y planos uniformemente dispuestos con la dimensión horizontal más larga, como se ilustra en la Figura 1.8, su permeabilidad horizontal (k_H) será muy alta, mientras que la permeabilidad vertical (k_v) será de tamaño mediano a grande. Si la roca está compuesta principalmente de granos grandes y redondeados, su permeabilidad será considerablemente alta y de la misma magnitud en ambas direcciones, como se muestra en la Figura 10. La permeabilidad de las rocas del yacimiento es en general menor, especialmente en la dirección vertical, si los granos de arena son pequeños y de forma irregular (Figura 11). La mayoría de los yacimientos de petróleo se incluyen en esta categoría. Los reservorios con permeabilidad direccional se denominan anisotrópicos. La anisotropía afecta en gran medida las características de flujo de fluidos de la roca. La diferencia de permeabilidad medida paralela y vertical al plano del lecho es consecuencia del origen del sedimento, porque los granos se depositan en el agua con sus lados más largos y planos en posición horizontal. La posterior compactación del sedimento aumenta el orden de los granos de arena de modo que generalmente se encuentran en la misma dirección.

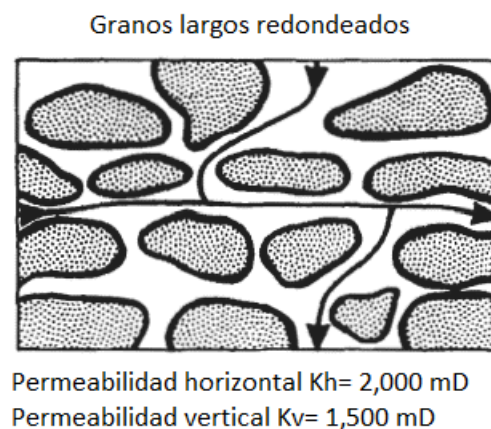


Figura 10. Efectos de los granos grandes sobre la permeabilidad. (Tiab & Donaldson, 2004).

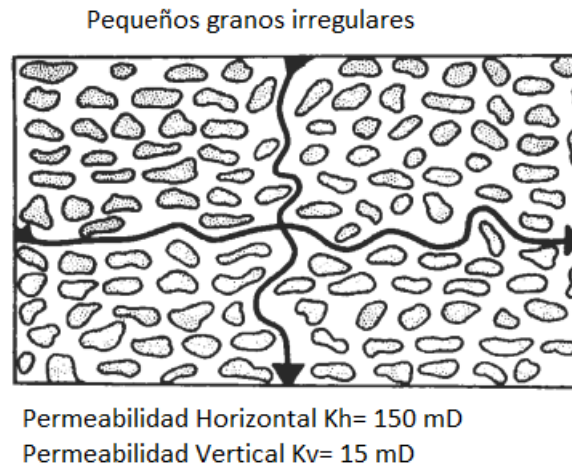


Figura 11 Efectos de los granos pequeños e irregulares sobre la permeabilidad. (Tiab & Donaldson, 2004).

- b) Laminación: Los minerales laminados, como la moscovita y las laminaciones de esquistos, actúan como barreras a la permeabilidad vertical. En este caso, la relación k_v & k_h generalmente varía de 1,5 a 3 y puede exceder de 10 para algunas rocas del yacimiento. A veces, sin embargo, k_v es más alto que k_h debido a fracturas o juntas verticales y canales de solución verticales. Las juntas actúan como barreras a la permeabilidad horizontal solo si están cubiertas con arcilla u otros minerales. La importancia de los minerales arcillosos como determinante de la permeabilidad a menudo está relacionada no solo con su abundancia sino también con su mineralogía y composición de los fluidos porosos. Si los minerales arcillosos, que recubren las superficies de los granos, se expanden y / o se desprenden debido a cambios en la química de los fluidos de los poros o la invasión del filtrado de lodo, la permeabilidad se reducirá considerablemente.
- c) Cementación: la Figura 13 muestra que tanto la permeabilidad como la porosidad de las rocas sedimentarias están influenciadas por la extensión de la cementación y la ubicación del material cementante dentro del espacio poroso.

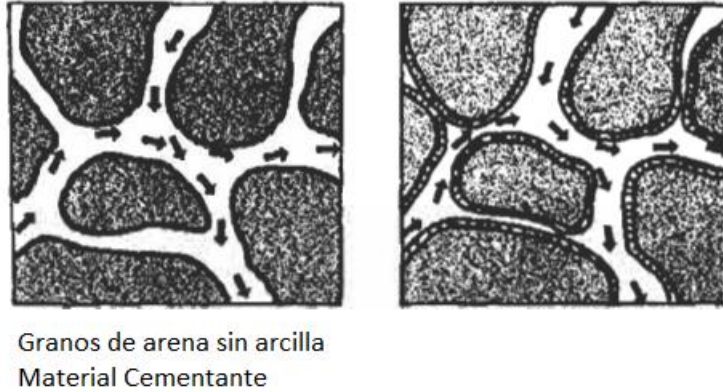


Figura 12. Efectos del material cementante de arcilla sobre la porosidad y la permeabilidad. (Tiab & Donaldson, 2004).

- d) Fracturamiento y solución: En las rocas areniscas, el fracturamiento no es una causa importante de la permeabilidad secundaria, excepto donde las areniscas están intercaladas con lutitas, calizas y dolomitas. En los carbonatos, la solución de minerales al percolar las aguas ácidas superficiales y subsuperficiales a medida que pasan a lo largo de los poros primarios, fisuras, fracturas y planos de estratificación, aumenta la permeabilidad de la roca del yacimiento, las permeabilidades horizontales y verticales son iguales en muchos yacimientos carbonatados. (Tiab & Donaldson, 2004, págs. 100 - 105)

La permeabilidad de la roca, k , es una propiedad de gran importancia debido a que controla la dirección del movimiento y el gasto de flujo de los fluidos del yacimiento en la formación. Esta caracterización de la roca fue definida por el matemático Henry Darcy en 1856. De hecho, la ecuación que define la permeabilidad en términos medibles es conocida como Ley de Darcy.

Darcy desarrollo una ecuación de flujo de fluido que se ha convertido es una herramienta matemática estándar del ingeniero petrolero. Si un flujo lineal horizontal de un fluido incompresible se pasa atreves de un núcleo de longitud L y una sección transversal de área A , entonces la ecuación que gobierna al fluido es definida por:

$$v = \frac{K dp}{\mu dL},$$

(Ec. 4)

en donde:

- v = velocidad aparente del fluido, cm/seg.
- K = permeabilidad, Darcy.
- μ = viscosidad del fluido, cp.
- dp/dL = caída de presión por unidad de longitud, atm/cm.

La velocidad v , en la ecuación anterior no es la velocidad actual de flujo, pero es la velocidad aparente que se obtiene de dividir el gasto entre el área transversal por la cual los fluidos pasan. Sustituyendo la relación, q/A , en lugar de v en la ecuación anterior y despejando q , obtenemos:

$$q = \frac{kA dp}{\mu dL},$$

(Ec. 5)

en donde:

- q = gasto a través del medio poroso, /seg.
- A = área de sección transversal.

Con un gasto de centímetro cúbico por segundo a través del área de sección transversal de un centímetro cuadrado con un fluido de viscosidad igual a un centipoise y un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro de longitud, es obvio que k es igual a uno. Para las unidades descritas anteriormente, han sido arbitrariamente asignado a una unidad conocida como Darcy en honor del hombre responsable para el desarrollo de la teoría del flujo a través del medio poroso. Entonces, cuando todas las partes de la ecuación anterior tienen valores igual a uno, k tiene el valor de un Darcy.

Un Darcy es un valor relativamente alto de permeabilidad, la mayoría de las permeabilidades que encontramos en los yacimientos son menores a un Darcy. Con el objetivo de sustituir el uso de fracciones en los valores de permeabilidades, un milidarcy, es decir 1md, es igual a mil Darcy:

1 Darcy = 1000 md.

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta P},$$

(Ec. 6)

en donde:

- **L** = longitud del núcleo, cm.
- **A** = área de sección transversal.

Las siguientes condiciones deben existir durante las medidas de permeabilidad:

- Flujo Laminar
- No exista reacción entre el sistema roca y fluidos
- Solo debe existir solo una fase presente en el medio poroso.

Uno de los fundamentos en los que se basa la Ley de Darcy es que se presenta un solo fluido y que esté llena por completo el espacio poroso de la roca. En la naturaleza el espacio poroso de los yacimientos contiene gas, aceite y agua en diversas cantidades volviéndose el flujo de un fluido más complicado por la interacción que tiene con los otros.

La habilidad que tiene el medio poroso de conducir a un fluido en presencia de otros fluidos es llamada permeabilidad efectiva al fluido, este tipo de permeabilidad tiene una estrecha relación con la saturación de los fluidos, por lo que si la propiedad de uno de los fluidos cambia la de los otros cambiará proporcionalmente. Sin embargo, esta relación difiere para los diferentes tipos de roca, por lo que debe de ser determinada experimentalmente. La relación entre permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta, se denomina permeabilidad relativa al fluido y lo que indica es la cantidad del fluido que fluirá de acuerdo con la saturación de este.

Cuando el flujo de un fluido se desplaza en igual magnitud en cualquier sentido se dice que la permeabilidad es isótropa, pero por el contrario si el flujo es en una sola dirección, por ejemplo, paralelo a las líneas de estratificación, la permeabilidad se dice que es anisótropa.

Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y/o permeabilidad secundaria. La permeabilidad primaria es toda aquella que es ocasionada a través de la matriz. La

permeabilidad secundaria es la ocasionada por huecos de disolución como cavernas o molduras, o por fracturas. (Glover, S.F.)

2.4 RELACIONES DE ARCHIE

2.4.1 FACTOR FORMACION (Primera ley de Archie)

A finales de la década de 1920 y principios de la de 1930, Archie llevó a cabo una serie de experimentos para analizar la relación entre la resistividad de muestras de rocas saturadas con varios fluidos de resistivos. El usó areniscas limpias y carbonatos que estaban 100% saturados con soluciones acuosas con diferentes concentraciones y por tanto resistividad. Sus resultados son empíricos (derivados del trabajo experimental en muestras particulares) y, por lo tanto, no se debe suponer que tengan rigor teórico. Sin embargo, ahora podemos ver cómo la teoría de las propiedades eléctricas de las rocas puede dar lugar a las ecuaciones de Archie. (Serra, 1984)

Archie observó que la resistividad aparente de una roca R_o completamente saturada con un fluido acuoso de resistividad R_w es directamente proporcional a la resistividad del fluido.

$$R_o = F R_w$$

(Ec. 7)

La constante de proporcionalidad F es llamado Factor de Formación y describe el efecto de la presencia de la matriz rocosa.

Se puede ver inmediatamente que $F = 1.00$ para una roca con 100% de porosidad, es decir, sin matriz, solo 100% de líquido.

Si tomamos 100% de líquido y agregamos lentamente granos de roca, la porosidad disminuye. Sin embargo, los granos de roca tienen una conductividad insignificante (resistividad infinita) en comparación con el fluido conductor.

Por tanto, R_o aumentará, lo que implica que F siempre es mayor que la unidad en un medio poroso como una roca. En rocas reales, F toma valores generalmente entre 20 y 500. Nótese que el factor de formación no tiene unidades porque es la razón de dos resistividades.

Una forma de interpretar el factor de formación es, por tanto, como un factor que describe la medida en que los granos minerales eléctricamente aislantes "diluyen" el fluido conductor, haciendo que el material a granel sea más resistivo que el fluido solo. El factor de formación incluye tanto el efecto de la porosidad variable como el efecto de los caminos tortuosos que la corriente se ve obligada a tomar a través del fluido conductor debido a la presencia de los granos minerales de la roca. Se puede ver, por tanto, que el factor de formación está relacionado con la porosidad de la roca y la conectividad de los espacios porosos. La complejidad natural del sistema poroso en las rocas significa que el factor de formación no se puede expresar simplemente como una función de la porosidad y conectividad de una manera teóricamente rigurosa. (Glover, S.F.)

Archie examinó la forma en que el factor de formación cambia de una roca a otra y notó que ella siguiente regla es comúnmente válida

$$F = \phi^{-m}$$

(Ec. 8)

Donde m = factor/exponente/índice de cementación (sin unidades).

La ecuación 6 y 7 a menudo se combinan y se denominan primera ley de Archie. La ecuación resultante es

$$R_o = R_w \phi^{-m}$$

(Ec. 9)

El exponente de cementación es el factor que describe el aumento de resistividad que resulta de los granos minerales aislantes que obligan a la corriente a tomar caminos tortuosos a través del fluido conductor.

El factor de cementación tiene un valor teórico de unidad de poros uniformes que penetran dentro de la roca, de un lado de la muestra al otro (es decir, tubos directos de

espacio poroso), y es cero para una roca con 100% de porosidad (es decir, sin granos que se interpongan en el camino del flujo del fluido). No se pueden definir valores del factor de cementación de forma puramente teórica en rocas, debido a la complejidad de la forma en que se organizan los espacios porosos.

En rocas reales, el índice de cementación suele variar entre 1,0 y 3,0.

Los valores entre 1.0 y 1.4 están asociados con rocas ígneas y metamórficas que contienen fracturas.

Las fracturas son una forma de porosidad que está localizada y bien conectada y, por lo tanto, se aproxima a la situación en la que teníamos tubos uniformes de porosidad atravesando la muestra.

Los valores entre 1.4 y 2.0 se encuentran en las areniscas, y los valores más altos de este rango se encuentran asociados a areniscas consolidadas, donde los caminos del flujo de la corriente son más tortuosos.

Los valores entre 2,0 y 2,6 son típicos de los carbonatos y representan un mayor grado de tortuosidad en el flujo de corriente que se encuentra en los carbonatos porque gran parte de la porosidad en los carbonatos no está conectada

Tanto el factor de formación como el exponente de cementación se pueden medir en muestras de núcleo en el laboratorio. (Glover, S.F.)

2.4.2 SATURACIÓN DE AGUA (Segunda ley de Archie)

Archie también examinó el trabajo de otros investigadores que hicieron experimentos sobre la resistividad de areniscas parcialmente saturadas. Observó que la resistividad de una roca R_t parcialmente saturado con un fluido acuoso de resistividad R_w es directamente proporcional a la resistividad de la roca cuando está completamente saturado con el mismo fluido, es decir,

$$R_t = I R_0$$

(Ec. 10)

La constante de proporcionalidad I se llama índice de resistividad y describe el efecto de desaturación de la roca.

- Si la roca está completamente saturada, $I = 1,00$.
- Si la roca está llena de aire (es decir, no saturada con un fluido conductor), $I \rightarrow \infty$

Por lo tanto, el índice de resistividad varía entre la unidad y el infinito dependiendo del grado de saturación de la roca.

Archie observó que la siguiente relación existe empíricamente para las areniscas

$$I = S_w^{-n}$$

(Ec. 11)

Donde $S_w =$ la saturación de agua de la roca

$I =$ Índice de resistividad

$n =$ Exponente de saturación

Nuevamente, las dos últimas ecuaciones se pueden combinar en una forma que generalmente se conoce como la segunda ley de Archie

$$R_T = R_0 S_w^{-n}$$

(Ec. 12)

El exponente de saturación normalmente tiene un rango de valores de 1.8 a 2.0, sin embargo, se han encontrado valores mucho más altos. El valor del exponente de saturación se puede obtener a partir de experimentos de laboratorio en muestras de núcleos. (Serra, 1984)

Por lo tanto, la saturación de un fluido quedaría definida como la relación entre el volumen que ocupa un fluido en un espacio poroso y el volumen total de dicho espacio poroso.

2.4.3 COMBINACIÓN DE LAS LEYES DE ARCHIE

Las dos ecuaciones para cada una de las leyes de Archie se pueden combinar en una ecuación. Combinando Eq. (8) y (11) da

$$R_t = R_w \phi^{-m} S_w^{-n}$$

(Ec. 13)

En última instancia, estamos interesados en calcular la saturación de agua, S_w , por lo que despejamos la ecuación para encontrar

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w \phi^{-m}}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{R_w F}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{R_0}{R_t}}$$

(Ec. 14)

La Figura 1.12 la fuente de donde se pueden obtener los parámetros que entran en esta ecuación para calcular el agua saturación. (Glover, S.F., Cap. 17).

Tabla 1. Fuentes de datos para el cálculo de la saturación de agua.

Parámetro	Fuente
R_t	Herramienta de resistividad de investigación profunda
R_w	Desde el registro de SP Calculado a partir de la zona de agua Medido en muestra RFT
m	Medido en laboratorio A criterio del evaluador
$\emptyset$	Herramienta sónica Herramienta de densidad de formación Herramienta de neutrones
n	Medido en laboratorio A criterio del evaluador

Es importante notar que mientras la saturación de agua representa el porcentaje de agua presentes en los poros de la formación, ésta no representa la relación agua a hidrocarburos que serán producidos desde un yacimiento. Yacimientos de areniscas con minerales de arcilla que atrapan una gran cantidad de agua pueden tener altas saturaciones de agua y solamente producir hidrocarburos. La saturación de agua refleja las proporciones relativas de esos fluidos contenidos en el yacimiento. Con el conocimiento de la saturación de agua es posible determinar el porcentaje de espacio poroso lleno con un fluido diferente de agua (hidrocarburos), y de ahí, las reservas de hidrocarburos. (Schlumberger, 2009).

CAPÍTULO III

GEOLOGÍA REGIONAL DE LA ZONA

El yacimiento en estudio se encuentra localizado en el Campo de Gas East Barrow en el estado de Alaska, Estados Unidos, quien ha sido un campo productor de petróleo y gas.



Figura 13. Ubicación de los pozos (Google Earth)

La geología del estado de Alaska es muy compleja debido a los distintos eventos tectónicos que han afectado. De manera general Thomas y colaboradores (1997) describen terrenos que afloran en la parte centro y norte de Alaska. Dichos autores denotan que, el terreno Montañas Endicott es un terreno alóctono, mientras que el terreno Hammond es un terreno alóctono que fue empujado durante el cretácico con una dirección hacia el norte por al menos 90 km. El empuje basal produjo un cizallamiento dúctil en las rocas inferiores del paleozoico. Las relaciones estratigráficas y estructurales sugieren que este empuje fue el despegue basal de la deformación del Cretácico Inferior. Por otra parte, las estructuras más jóvenes, como el antiforme Mount Dooneraka del

Cenozoico, deforman las estructuras del Cretácico Inferior. Finalmente, el terreno North Slope que se encuentra en la parte inferior de los sedimentos cretácicos y cenozoicos de la cuenca de foredeep de la Cuenca Colville. Debido a la complejidad tectónica nos enfocaremos en el último evento o últimos eventos que actuaron en la zona.

De manera general Thomas et al (1997) menciona que:

(1) un cinturón formativo de piel delgada del Cretácico temprano desarrollado durante una colisión de arco-continente y

(2) durante el cenozoico el orógeno de piel gruesa es probablemente la continuación hacia el norte del cinturón orogénico de las Montañas Rocosas.

Finalmente concluye que una zona hacia el sur de fallas normales tanto dúctiles como frágiles a lo largo del margen sur de Brooks Range probablemente se formó durante el Cretácico medio por la exhumación extensional de la deformación contraccional del Cretácico Inferior.

A continuación, se describen de manera general los principales terrenos que influyen durante el depósito de las formaciones que son consideradas en el proyecto actual

Numeración! CUENCA COLVILLE

Esta cuenca se describe estratigráficamente de la base a la cima con rocas correspondientes a la Filita Dietrich R (Missisipico y Devónico Superior), continua con la Formación Okpikruak (Neocomiano) correspondientes al Terreno De Long Mts y finaliza con los depósitos de la Form. Fortress Mtn (Albiano- Aptiano), posteriormente la Form. Torok (edad albiano) y el Grupo Nanushuk (que va del Albiano al cenomaniomo).

La parte más antigua de la cuenca foredeep colville consiste en estratos ligeramente plegados de las formaciones Fortress Mountain, Torok y el Grupo Nanushuk, mientras que la parte más joven consiste en la Form. Vanirkok. En la parte más al sur la Formación Fortress Mountain consiste en su mayoría en rocas del Albiano – Aptiano muestra limolitas de turbiditas y un conglomerado que sobreyace a dicha unidad que asciende hacia la cima como depósitos de abanico deltaico.

TERRENO NORTH SLOPE

La base de este terreno se compone de la lutita Kayak (Mississipico), continua con el Grupo Lisbune (que va del Mississipico al Pensilvanico) y continua con Form. Echooka (del Permico), posteriormente se encuentra la Form. Ivishak (de edad Triásica) y finaliza a la cima con la Form. Shublik (triásica) y la lutita Kingak (que va del Jurásico al cretácico medio). Este terreno comprende rocas parautoctonas y autóctonas del orógeno.

3.1 MARCO TECTÓNICO

Thomas y otros (1997) describen Brook Range como un sistema de formación de crestas de colisión este-oeste en el norte de Alaska. Este cinturón, la extensión noroeste del cinturón de la Cordillera de América del Norte, consiste en un delgado cinturón de fallas del norte formado por rocas metamórficas con facies de lutita verde.

×

Cabe señalar que el acortamiento de esta faja orogénica es de más de 500 km, y su profundidad inicial es de 8 a 12 km. Se desarrolló como una tensión de compresión hacia el norte debido a la convergencia entre el arco de la isla y el frente del borde pasivo de Alaska en el Ártico mesozoico. La convergencia comenzó a mediados o finales del período Jurásico debido a la subducción del fondo del océano entre el arco de la isla y el continente. Esta colisión creó un prisma de acreción que consiste en rocas estructurales de la corteza oceánica que subyacen al plutonio máfico y ultramáfico (ofiolitas) en la región del prearco. Durante el Jurásico Superior o Cretácico Inferior, el proceso de subducción afectó las rocas del margen continental y culminó con la subducción de márgenes continentales tipo A durante el Cretácico Inferior.

Las rocas que conforman el margen continental del superterreno ártico Alaska, infrayacen a la mayor parte del Brooks Range y a la zona de foredeep de la Cuenca Colville. La convergencia que se produjo desde el jurásico tardío hasta el cretácico temprano resultó en el desarrollo de un cinturón metamórfico con deformación penetrativa de alta presión y temperatura en el sur del Brooks Range.

El acortamiento posterior que comenzó en el Cenozoico y continua hasta el presente como se ha registrado como una cuenca sedimentaria de tipo foreland.

La tectónica del norte de Alaska fue afectada por un evento de deformación contraccional resultado de una convergencia entre un arco de islas y el frente continental pasivo del sur durante el mesozoico (Moore, 1997). Dicha convergencia inicia en el jurásico medio y tardío con una subducción del piso oceánico (Moore, 1997).

La subducción generó un prisma acreción compuesta de una corteza oceánica emplazada debajo de rocas plutónicas que van de maficas a ultramaficas (Moore, 1997). Estas rocas de corteza oceánica son referidas como el Terreno Angayuchan y se exponen a lo largo del Brooks Range (Moore, 1997).

Como resultado de la convergencia desarrollada durante el Jurásico tardío y el cretácico temprano se desarrolló un cinturón metamórfico de baja temperatura en la parte sur del Brooks Range con imbricación de rocas sedimentarias en la parte norte (Moore, 1997). El cese de dicho cabalgamiento en el cretácico temprano se dio en los estratos más jóvenes del Cretácico Inferior (Moore, 1997). El acortamiento que comienza en el Terciario Temprano y continúa hasta el presente se registra en la cuenca sedimentaria del antepaís, mientras que las rocas plutónicas del Devónico están presentes principalmente en el sur de Brooks Range y las rocas plutónicas sinorogénicas o postorogénicas están ausentes en la Cordillera de Brooks (Moore, 1997).

3.2 AMBIENTE SEDIMENTARIO

La estratigrafía del superterreno ártico de Alaska se ha dividido en tres secuencias principales. En orden ascendente, esto son las secuencias pre-Mississippiano Franklinian, la secuencia Ellesmeriana que va del Mississipico hasta el Cretácico Inferior y la secuencia Brookiana del Cretácico Inferior al Cenozoico (Moore, 1997).

Las rocas del pre-Mississippiano consisten predominantemente de argilita, rocas clásticas ricas en cuarzo, carbonatos, chert, rocas maficas y rocas graníticas para el proterozoico hasta el paleozoico inferior (moore, 1997). Las rocas de la secuencia

Franklinian muestran intensa deformación asociados a una edad del anterior al Devónico medio (Moore, 1997).

La secuencia Ellesmerian consiste predominantemente de rocas marinas de lutitas, clásticas cuarzosas y calizas que representan más de 5 km de espesor de la secuencia, depositados al sur del frente del margen pasivo (Moore, 1997).

La secuencia Brokian, consiste en rocas clásticas derivadas de una fuente al sur del Books Range. La mayoría de las rocas de esa secuencia son rocas sedimentarias que rellena la parte del Foredeep en la cuenca Colville, con un espesor mayor a 8 km (Moore, 1997).

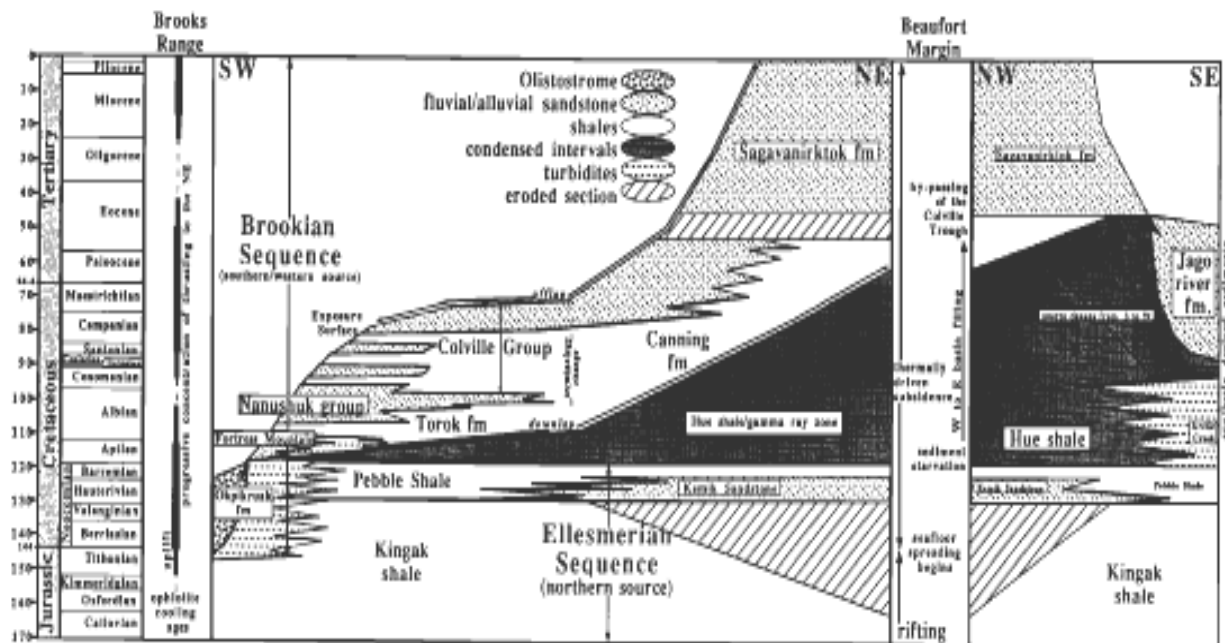


Figura 14. Secuencia del ambiente sedimentario (Moree, 1997)

3.3 CLASIFICACIÓN LITOESTRATIGRÁFICA

3.3.1 FORMACION TOROK

La parte superior de la Formación Torok se basa en un cambio en el carácter del registro y la litología de arcilla a arenisca.

La Formación Torok de edad Aptiano - Cenomaniano y la Formación Nanushuk deltaica equivalente en el tiempo consisten en lutitas, limolitas y areniscas de aguas moderadas a profundas (Weimer, 1987). Las facies de talud y de aguas profundas probablemente se depositaron a profundidades de al menos 1.000 pies y la formación como un todo varía en espesor desde 1.200 pies hasta 20.000 pies en la depresión de Colville (Bird, 1987). El contenido de carbono orgánico del Torok es relativamente bajo, con un promedio de 1,2% en peso, y el Torok tiende hacia el querógeno terrestre (tipo III), aunque la madurez térmica según la reflectancia de la vitrinita sugiere que es lo suficientemente maduro en algunos lugares para generar hidrocarburos. aunque es probable que esté dominada por la producción de gas junto con cierto potencial de petróleo Magoon y Bird, 1987). La Formación Torok es la facies de suelo de cuenca y talud marino de grano fino que tiene una edad equivalente a la Formación Nanushuk, que está compuesta principalmente de arenisca marina poco profunda (Bird, 1987). El Torok y el Nanushuk han sido identificados como depositados a través de varias fases de depósito, incluyendo regresión, transgresión, a gradación y progradación (Houseknecht y Schenk, 2001), con la posterior producción de una migración significativa hacia el este del margen de la plataforma Torok

3.3.1 FORMACION PEBBLE

La litología de las lutitas "Pebble Shale" es predominantemente de lutita y limolita, con pequeñas cantidades de arenisca. La arenisca es comúnmente una arenita de cuarzo de grano muy fino a fino. Con la excepción de los guijarros de pedernal aplanados y altamente pulidos en el miembro de lutita Pebble, la arenisca es la roca clástica más gruesa de la formación.

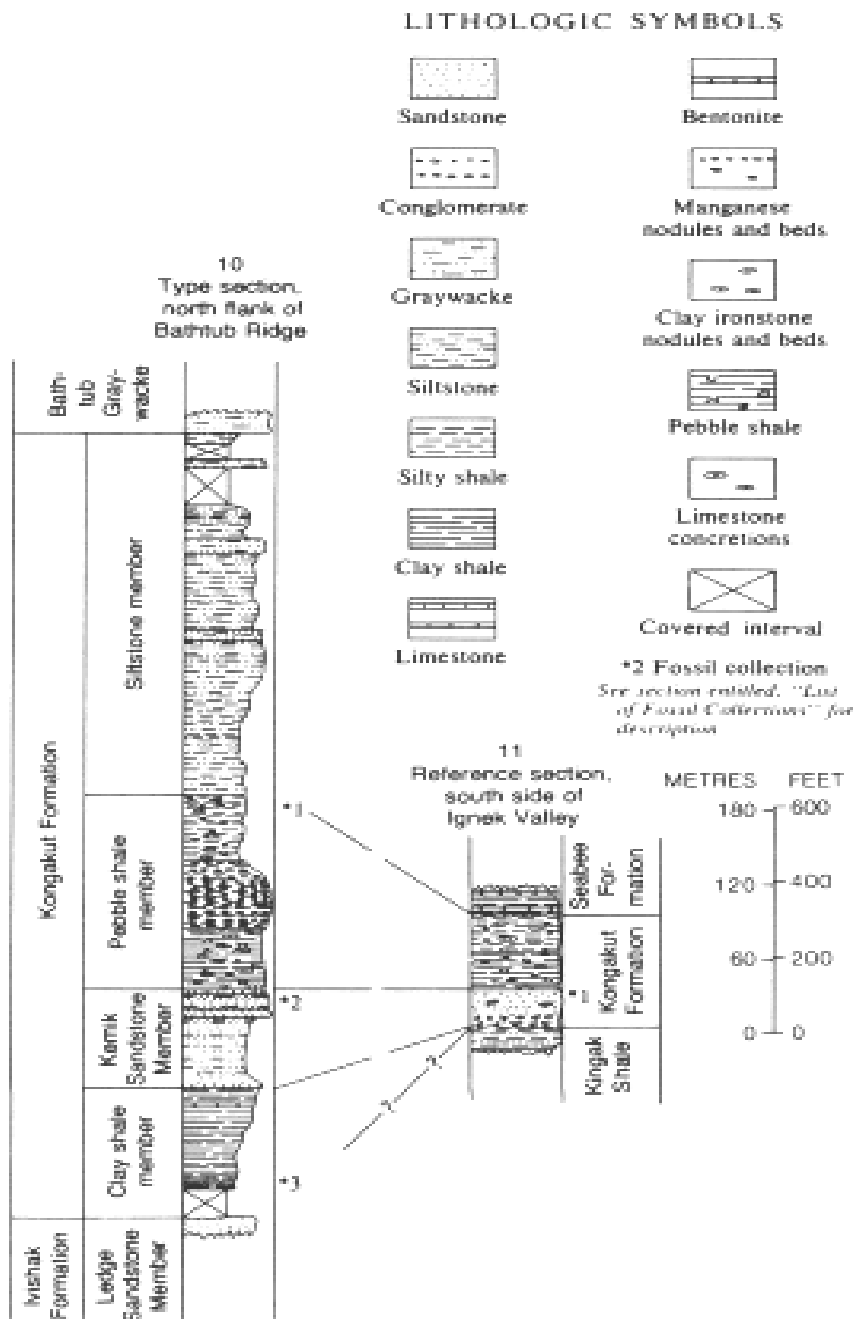


Figura 15. Sección de referencia de la formación Konaakut (Moree, 1997)

3.3.2 FORMACIÓN KINGAK

La estratigrafía de Kingak Shale se ve afectada por plegamientos y fallas y por la falta de secciones continuamente expuestas. Leffingwell estima un espesor de unos 4.000 pies para su localidad tipo cerca de Camp 263 Creek. Esto puede ser un tanto excesivo, pero aparentemente existe un espesor similar a lo largo del río Canning, y se reportan un aproximado de 3000 pies desde Kemik Creek. El grosor del Kingak cambia rápidamente en distancias cortas. Las exposiciones en Ignek Valley oscilan entre 46 y 366 m (150 y 1200 pies) y se encuentran entre secciones de 1200 m (4000 pies) en el río Canning y en Camp 263 Creek. Hay pocos buenos marcadores de horizonte en Kingak Shale que se puedan seguir con confianza mientras se relacionan secciones detalladas. Afortunadamente, existen amonitas y pelecípodos bastante abundantes con un rango estratigráfico restringido que pueden usarse como indicadores de duplicación u omisión de estratos. Se pueden demostrar numerosos diastemas dentro del Kingak usando una combinación de estas faunas y sus litologías asociadas. Estos mismos criterios se utilizan para mostrar la naturaleza disconforme de los contactos superior e inferior.

Kingak Shale consiste principalmente en arcillas. Sin embargo, la limolita y areniscas son elementos subordinados importantes de la secuencia estratigráfica. Las lutitas son uniformemente de color gris oscuro a gris oliva oscuro y negro, pero algunas tienen características distintivas que hacen posible la asignación a una parte específica de la sección. La parte más baja del Kingak es una arcilla negra extremadamente fisible de hasta aproximadamente 600 pies de espesor.

Sobre los lechos de lutitas fisibles hay de 300 pies a 1.000 pies de lutitas arcillosas blandas de color gris oscuro y arcilla arcillosa localmente. La parte superior de esta secuencia contiene algunos lechos y nódulos de piedra de arcilla de hierro que característicamente se desgastan con un color rojo ladrillo brillante.

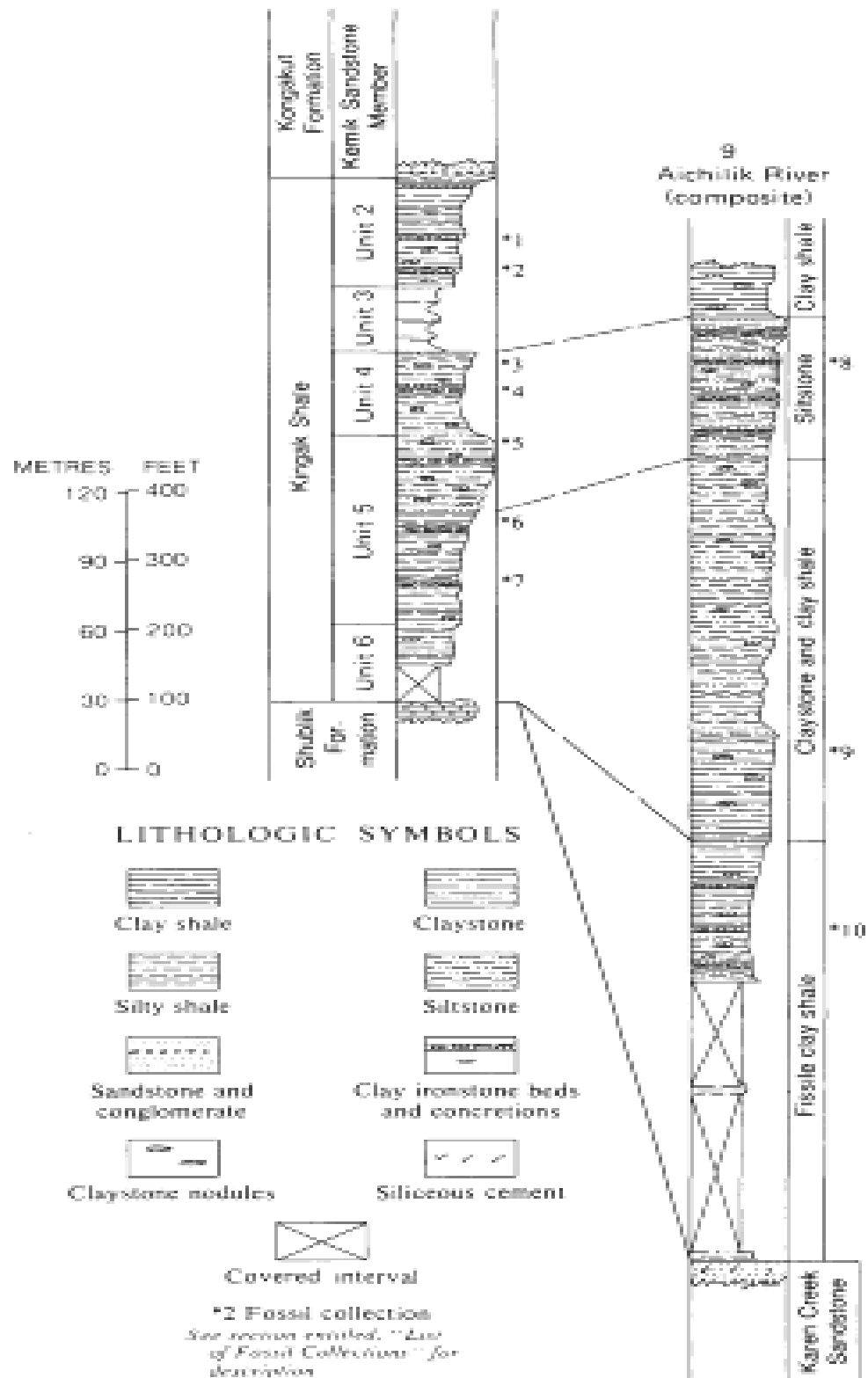


Figura 16. Sección de referencia de Kingak Shale (Moree, 1997)

3.3.3 SAG RIVER SANDSTONE

La arenisca del río Sag es una fina unidad de arenisca marina de geometría laminar desarrollada en un cinturón de 160 km de ancho paralelo a la parte costera de la vertiente norte de Alaska. El cuerpo de la arenisca del río Sag consta de areniscas, ligeramente arcillosas y glauconíticas, bien seleccionadas y de grano muy fino.

La arenisca del río Sag representa una única secuencia progradacional. El tamaño del grano y la clasificación aumentan hacia arriba desde la base de la unidad. (Moore, 1997).

3.4 SISTEMA PETROLERO

3.4.1 ROCA GENERADORA

En la zona del norte de Alaska abunda una gran cantidad de lutitas marinas de una coloración gris, todas ellas podrían ser consideradas potencialmente como rocas generadoras (Brosge and Tailleur, 1971). Sin embargo, los estudios realizados en los pozos del campo Prudhoe Bay, indican que las rocas pertenecientes al Cretácico son buenas rocas generadoras. El carbón abunda en las rocas del Misisípico que es una potencial fuente de gas.

En la figura 18 se pueden observar rocas que probablemente puedan ser generadoras de hidrocarburos en la zona de estudio, entre las que destacan “Kayak shale”, el grupo Lisbourne y la formación Shublik, la cual pudo ser la roca generadora de los hidrocarburos que se encuentran almacenados en la Sag River Sandstone y en la arenisca de la formación Kingak, lo anterior se fundamenta con los reportes de los Pozos South Barrow 17, 18, 19 y 20 los cuales son productores.

Por otro lado, la formación Pebble Shale, también es una roca generadora, en algunas zonas del este de Alaska, se cuenta con registros de que esta formación contiene una cantidad muy alta de hidrocarburos, sin embargo, en la zona de estudio seleccionada para este trabajo, la formación Pebble Shale se encuentra constituida por intercalaciones de lutitas y areniscas, encontrando espesores grandes de lutitas y de apenas unos pies de areniscas.

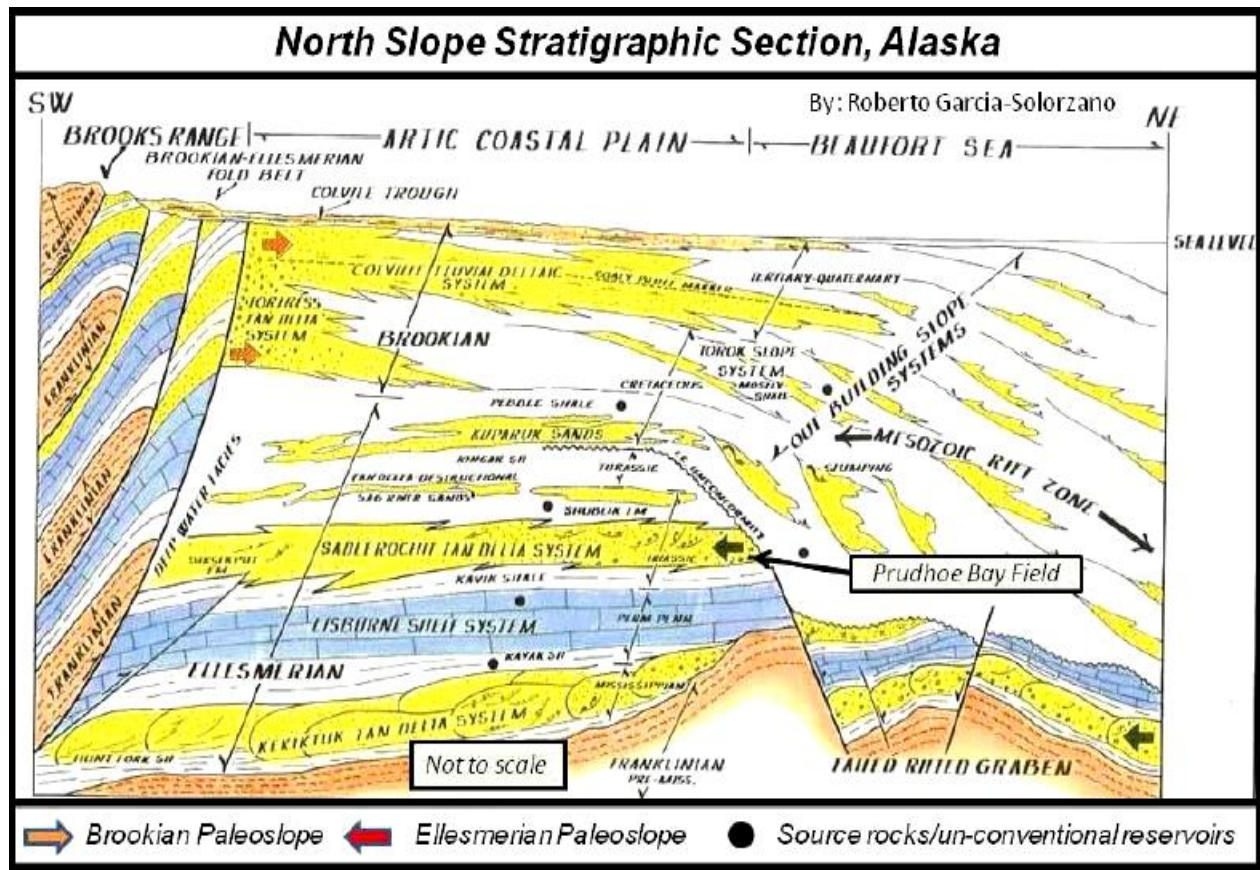


Figura 17. Sección Estratigráfica del Norte de Alaska (Brosge and Tailleur, 1971).

3.4.2 ROCA ALMACÉN

Las rocas clásticas y carbonatos son abundantes en el norte y son las más probables de ser almacenadoras de hidrocarburos, tienden a ser rocas con espesor limitado y gran área de extensión. De acuerdo con Brosque y Tailleur, (1971), en el norte de Alaska, las mejores rocas almacén se encuentran en los grupos Lisbourne y Sadlerochit y en las

formaciones Sag River Sandstone y Kingak Shale; Aunque los mejores yacimientos en el área de los pozos South Barrow se encuentran en areniscas del Jurásico superior.

3.4.3 ROCA SELLO

Las rocas sello que se pueden encontrar en el campo South Barrow, son las lutitas que se encuentran en la mayoría de las formaciones que forman parte de este campo, ya que, en la formación Pebble Shale, la litología que predominan son las lutitas.

Por otro lado, para la formación Kingak Shale, en la parte superior se encuentra compuesta por una gran capa de lutitas y por una disconformidad geológica de sedimentos arcillosos, los cuales sirven como roca sello de un probable yacimiento en ésta formación, de igual forma esta formación en su base contiene una capa de lutita que separa a ésta formación de la arenisca Sag River, lo cual permite que los hidrocarburos contenidos en esta formación queden atrapados haciendo que estos sean posibles yacimientos de hidrocarburos.

3.4.4 TRAMPAS

Si bien se infiere que hay presencia de una combinación de trampas estratigráficas y estructurales (trampas mixtas) en la región predominan las lutitas las cuales actúan como una trampa litoestratigráfica entre las rocas que sirven como almacén de hidrocarburos.

Las trampas estratigráficas pueden estar relacionadas a acúñamientos y discordancias en rocas del Cretácico inferior y Jurásicas en la región Barrow Arch, estos acúñamientos conocidos como “Pinch-outs” entrapan los hidrocarburos en las rocas almacén,

CAPÍTULO IV APLICACIÓN DE MACHINE LEARNING EN AMBIENTES SEDIMENTARIOS

4.1 ELECTROFACIE

4.1.1 DEFINICIÓN DE ELECTROFACIE

El concepto de electrofacies es básicamente aquel en el que las rocas sedimentarias se asocian de forma numérica, es importante mencionar que la evaluación de facies geológicas y electrofacies difieren ampliamente, pero de forma general aspiran al mismo resultado, es decir, a la descripción de los parámetros físicos de las rocas, y se complementan mutuamente.

Serra y Aboot (1982) define el término de electrofacies como el conjunto de las respuestas de los parámetros físicos que caracterizan a un estrato y esto nos permite diferenciarlo de otro.

Se utilizan principalmente para describir de forma ecuánime las formaciones atravesadas durante la perforación del mismo, esto mediante el análisis de las respuestas de los registros así como reconocer las distintas facies que lo conforman, y de la misma forma analizar la asociación vertical con otras secuencias para poder derivar la transformación lateral que se ha producido, es decir, reconstruir los ambientes sedimentarios que posteriormente ayudaran a definir los ambientes sedimentarios de los que proceden.

4.1.2 CARACTERIZACIÓN DE ELECTROFACIES

Para realizar una caracterización de una electrofacie se han desarrollado distintos procedimientos, ellos consisten en representar de forma gráfica los distintos valores leídos en los diferentes registros de un mismo intervalo.

Las diferentes graficas que se pueden construir a partir de ello, son:

- Spiderweb, o también llamada telaraña, es una gráfica donde se construye un paralelepípedo con vértices en los vértices que corresponden a los valores de cada una de las escalas de los registros con una posición radial.

- Ladder, o escalera, en ella los valores representan en ejes de las abscisas con una disposición lateral.

Es muy importante considerar que esta caracterización está estrechamente relacionada con la resolución de la herramienta que haya sido utilizada. Por otro lado, los modelos de electrofacies no son únicos, por lo tanto, requieren de una evaluación crítica para la evaluación de los resultados obtenidos.

4.1.3 CLASIFICACIÓN DE ELECTROFACIES

Los perfiles de registro típicos para GR en ambientes de depósito deferentes se presentan en la Figura 19. Desde el punto de vista geológico, estos perfiles de registro son muy diferentes porque caracterizan diferentes ambientes deposicionales y, por lo tanto, deben pertenecer a diferentes regiones del campo.

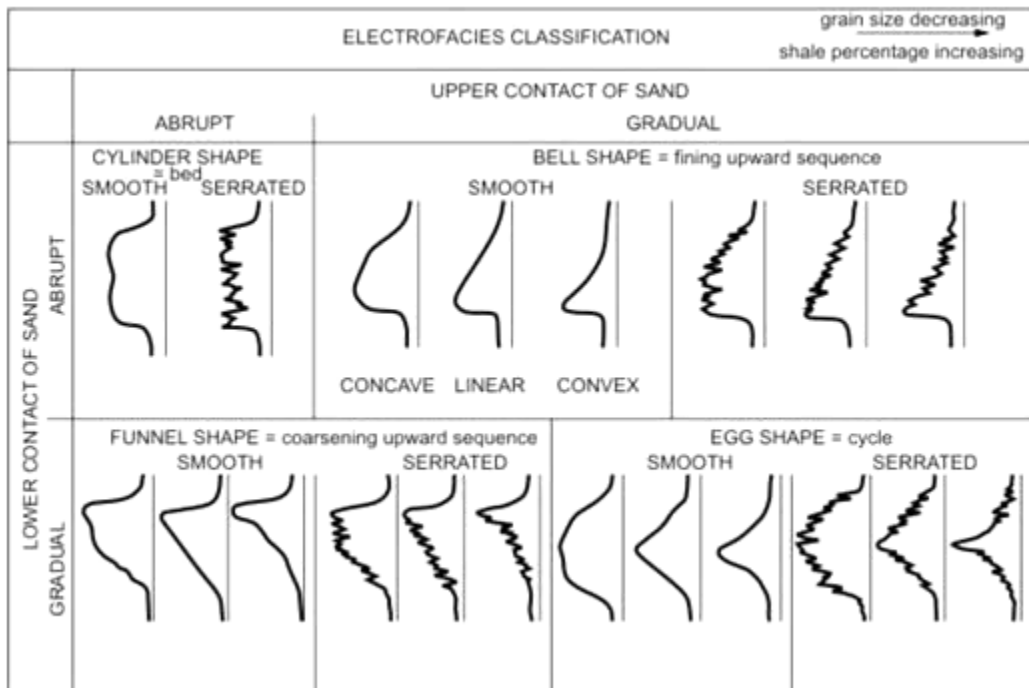


Figura 18. Patrones de perfil de registro Gamma Ray (clasificación de electrofacies) (Serra, 2004)

Hay tres tendencias generales o las formas de las curvas que pueden ser reconocidos cuando se mira en las curvas de registros de pozos. El registro de rayos gamma sigue un cambio ascendente en el contenido de arcilla mineral.

La parte transgresiva se identifica por la superposición de facies más profundas, correspondientes a litologías de grano más fino, sobre otras más someras, de tamaño de grano grueso. Debido a esto, en el perfil de rayos gamma se observa un aumento en los valores de la señal, indicando predominancia de la litología de grano fino.

El descenso del nivel del mar, o el exceso en el aporte de sedimentos (progradación), constituye la parte regresiva de un ciclo. Esta parte representa el avance de la línea de costa hacia el océano y el desplazamiento de áreas de acumulación de sedimentos hacia el mar. Los depósitos así generados se identifican por la superposición de facies más someras sobre otras más profundas. En el perfil de Rayos gamma se observa el decaimiento de la señal, que indica disminución del contenido de arcillas. (Serra, 2004)

4.2 MACHINE LEARNING COMPUTER

El Aprendizaje Automático o popularmente conocido como Machine learning es uno de los campos dentro de la Inteligencia Artificial, en donde las máquinas pueden "aprender" de sí mismas, sin la necesidad de ser explícitamente programadas por los seres humanos. A través de un análisis de datos previamente recopilados, a los cuales se les llama "datos de entrenamiento", el modelo de Aprendizaje Automático forma patrones y usa estos patrones para aprender y hacer predicciones futuras.

Debemos tener muy presente que este se basa en una sola finalidad la cual es lograr el aprendizaje autónomo de las maquinas o sistemas que nos ayudan hoy en día, dicho aprendizaje puede definirse en tres tipos de algoritmos (SAP,2015) :

- El aprendizaje supervisado.
- El aprendizaje no supervisado.
- El aprendizaje de refuerzo.

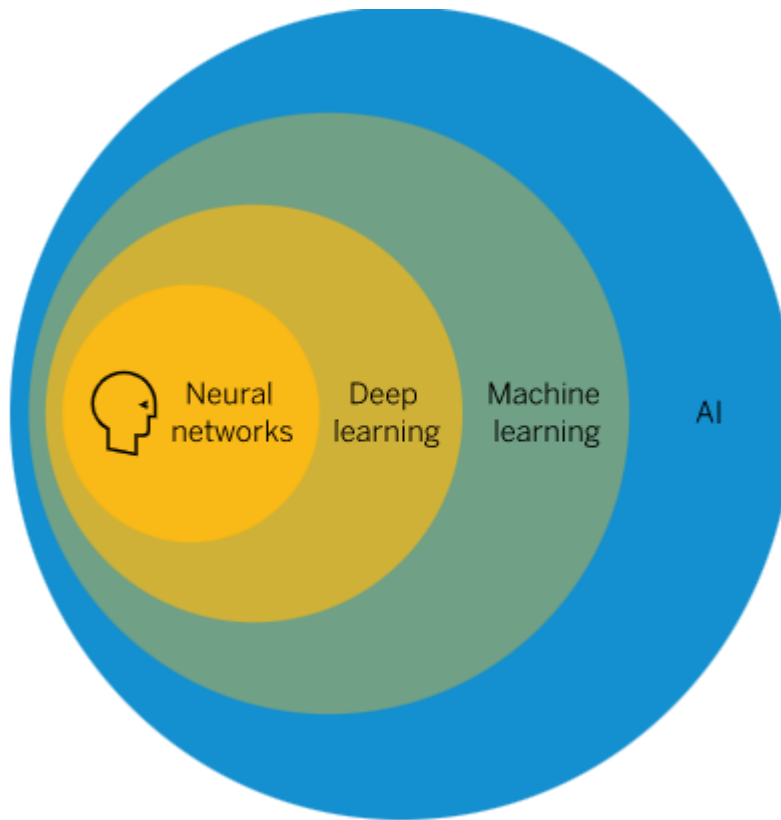


Figura 19. Esquema ilustrativo de la inteligencia artificial y sus subconjuntos. (SAP,2015).

4.2.1 APRENDIZAJE SUPERVISADO

En los algoritmos de aprendizaje supervisado, a la máquina se le enseña mediante ejemplos. Los modelos de aprendizaje supervisados consisten en pares de datos de "entrada" y "salida", donde la salida se etiqueta con el valor deseado.

Este es un tipo de algoritmo de aprendizaje automático que utiliza un conjunto de datos conocido (llamado conjunto de datos de entrenamiento) para realizar predicciones.

Regresión: en un problema de regresión, estamos tratando de predecir resultados dentro de una salida continua, lo que significa que estamos tratando de asignar variables de entrada a alguna función continua, en regiones donde no se tiene información a priori.

Clasificación: en un problema de clasificación, en cambio, estamos tratando de predecir los resultados en una salida discreta. En otras palabras, estamos tratando de mapear variables de entrada en categorías discretas.

4.2.2 APRENDIAJE NO SUPERVISADO

El aprendizaje no supervisado es otro de los modelos de machine learning. En los modelos de aprendizaje no supervisado, no existe una clave de respuesta. La máquina estudia los datos de entrada (muchos de los cuales no están etiquetados ni estructurados) y comienza a identificar patrones y correlaciones, utilizando todos los datos relevantes y accesibles. Para las máquinas, la "experiencia" se define por la cantidad de datos que se introducen y se ponen a disposición.

4.2.3 APRENDIZAJE POR REFUERZO

En el modelo de aprendizaje por refuerzo no se incluye una respuesta de referencia, sino, más bien introduce un conjunto de acciones permitidas, reglas y estados finales potenciales. Cuando el objetivo deseado del algoritmo es fijo o binario, las máquinas pueden aprender mediante el ejemplo. Pero en los casos en los que el resultado deseado es mutable, el sistema debe aprender por experiencia y recompensa. En los modelos de aprendizaje por refuerzo, la "recompensa" es numérica y se programa dentro del algoritmo como algo que el sistema busca recopilar.

4.3 REDES NEURONALES

Una red neuronal artificial (ANN) básicamente sigue el modelo de las neuronas de un cerebro biológico. En ella las neuronas artificiales se les llaman nodos y se agrupan en múltiples capas, que operan en paralelo. Cuando una neurona artificial recibe una señal numérica, la procesa y envía una señal a las otras neuronas conectadas a ella. Al igual que en un cerebro humano, el refuerzo neuronal resulta en un mejor reconocimiento de patrones, experiencia y aprendizaje general.

Las redes neuronales se han convertido en una herramienta popular que facilita y apoya la clasificación de electrofacies, sin embargo, es necesario entenderlas y entender la naturaleza propia de los datos, así como el aporte humano para la interpretación e integración de los resultados.

Existen diferentes paqueterías comerciales con numerosas técnicas para la estimación de electrofacies (Análisis de agrupamiento – Power Log, lógica difusa- Interactiva Petrophysics, redes neuronales- Petrel) sin embargo, es necesario plantear una metodología o un esquema estrategia para su aplicación. (Ramírez Herrera, C. A; 2014)

4.4 REGRESION LINEAL SIMPLE

El análisis de regresión engloba a un conjunto de métodos estadísticos que usamos cuando tanto la variable de respuesta como la la(s) variable(s) predictiva(s) son continuas y queremos predecir valores de la primera en función de valores observados de las segundas.

En esencia, el análisis de regresión consiste en ajustar un modelo a los datos, estimando coeficientes a partir de las observaciones, con el fin de predecir valores de la variable de respuesta a partir de una (regresión simple) o más variables (regresión múltiple) predictivas o explicativas.

El análisis de regresión juega un papel central en la estadística moderna y se usa para:

- Identificar a las variables predictivas relacionadas con una variable de respuesta.
- Describir la forma de la relación entre estas variables y para derivar una función matemática óptima que modele esta relación.
- Predecir la variable de respuesta a partir de la(s) explicativas o predictoras.

Se basa en modelos lineales con la fórmula general:

$$Y_i = (a + b X_i) + \epsilon_i$$

(Ec. 14)

donde:

- a = punto de corte en el eje de ordenadas
- b = pendiente o gradiente de la recta, que son los coeficientes de regresión
- X_i corresponde al término de residuos, que representa la diferencia entre el valor observado y el estimado para el individuo i .

4.5 REGRESION MULTIPLE

La regresión múltiple es una técnica estadística que se puede utilizar para analizar la relación entre una sola variable dependiente y varias variables independientes. El objetivo del análisis de regresión múltiple es utilizar las variables independientes cuyos

valores se conocen para predecir el valor del valor dependiente único. Cada valor predictor se pesa, los pesos indican su contribución relativa a la predicción general.

$$Y = a + b_1X_1 + b_2X_3 + \cdots + b_nX_n$$

(Ec. 16)

Aquí Y es la variable dependiente, y $X_1, \dots, X_n$, son las n variables independientes. Al calcular los pesos, $a, b_1, \dots, b_n$, el análisis de regresión asegura la máxima predicción de la variable dependiente del conjunto de variables independientes. Esto suele ser hecho por estimación de mínimos cuadrados. Este enfoque se puede aplicar para analizar datos de series temporales multivariantes cuando una de las variables depende de un conjunto de otras variables. Podemos modelar la variable dependiente Y en el conjunto de variables independientes. En cualquier instante de tiempo cuando se nos dan los valores de las variables independientes, podemos predecir el valor de Y a partir de la ecuación 15.

La diferencia entre la ecuación para la regresión lineal y la ecuación para la regresión múltiple es que la ecuación para la regresión múltiple debe poder manejar múltiples entradas, en lugar de solo una entrada de regresión lineal.

Al igual que las redes neuronales, el análisis de regresión también se refiere a la formulación de modelos matemáticos que describen las relaciones entre las variables y al uso de estas relaciones modeladas con el objetivo de predecir y realizar otras inferencias estadísticas. En muchos casos la relación entre las variables no es determinista, pero las variables están mutuamente relacionadas, es decir una variable depende de una serie de variables causales donde la relación no se rige por una ley física precisa. (Ramírez Herrera, C. A; 2014)

4.7 MAPAS AUTO-ORGANIZADOS

La idea del aprendizaje competitivo se vislumbró en los primeros trabajos de Von der Malsburg sobre la auto-organización de las células nerviosas de la corteza cerebral. En 1975, Fukushima propuso el cognitrón que es una red competitiva multicapa y autoorganizada. Willshaw y Von der Malsburg trabajaron sobre la formación de las conexiones neuronales mediante auto-organización y Grossberg trabajó sobre la clasificación adaptativa de patrones.

Los mapas auto-organizados o también llamados mapas de preservación de la topología, asumen que entre grupos y sus unidades (neuronas) existen estructuras topológicas definidas. Esta propiedad se observa en el cerebro, pero no se observa en otro tipo de redes neuronales. El principal objetivo de los mapas auto-organizados es preservar la topología de los datos multidimensionales en un espacio de menor dimensión de tal forma que se preserve su estructura y sus propiedades (se preserven los grupos, las relaciones entre ellos, etc.).

Los mapas auto-organizados son un conjunto de neuronas conectadas entre sí, mediante pesos sinápticos, que forman topologías rectangulares o hexagonales (Figura 21) en donde la salda representa grupos en los datos de entrada. En este grupo de redes los datos se proyectan a un plano (Generalmente bidimensional) (Ramírez Herrera, C. A; 2014)

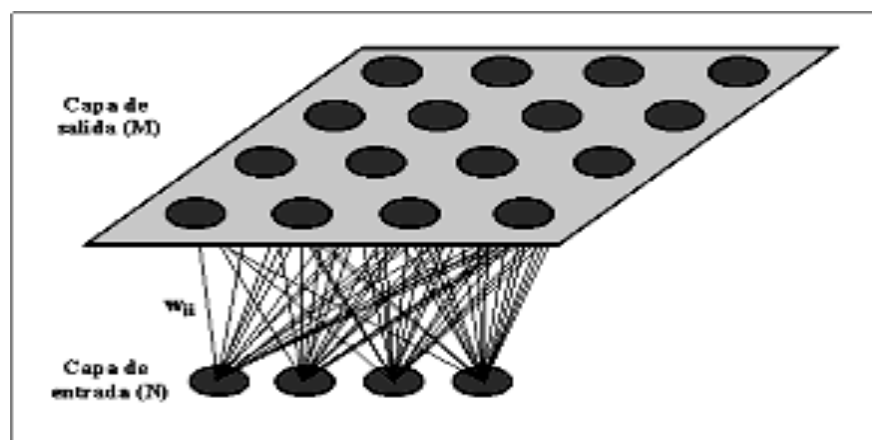


Figura 20. Arquitectura rectangular de un mapa auto-organizado. (Ramírez Herrera, C. A; 2014)

Los mapas auto-organizados constan solo de dos capas, la capa de entrada y de salida (no consta de capas ocultas) y su aprendizaje es de tipo no supervisado, el cual comienza con la inicialización de los componentes del vector de pesos de forma aleatoria.

4.8 EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN SEDIMENTOS SILICICLASTICOS

La evaluación petrofísica se realiza mediante el siguiente flujo de trabajo descrito:

4.8.1 CONTROL DE CALIDAD

Una vez que se tienen los pozos con los que se trabajará, se debe efectuar un minucioso control de calidad, esto con el fin de ratificar que los datos se encuentran en condiciones óptimas para ser evaluados o en caso de que no fuese así, se pueda dar una buena justificación.

El primer paso para realizar el control de calidad es revisar la profundidad de cada registro, para esto se grafica cada curva de propiedad, se revisa si los registros inician a la misma profundidad, al graficarlos también se identifican puntos anómalos (MONTIEL LÓPEZ, M;2018).

4.8.2 PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA

Se debe realizar la verticalización de cada uno de los pozos, ello con la finalidad de obtener la profundidad vertical verdadera (TVD), restando la medida del Kelly Bushing este valor se encuentra generalmente en el encabezado de los registros de pozo, sin embargo, en este caso, este valor se encontró en los informes generales.

Posterior a esto, se examina la información con el fin de conocer si el pozo en cuestión es vertical o tiene algún ángulo de inclinación, que se requiera para poder calcular la profundidad verdadera.

En resumen, tenemos que los parámetros necesarios para realizar la verticalización de un pozo son: la longitud del Kelly Bushing, el ángulo de inclinación y el azimut, estos últimos en caso de existir (MONTIEL LÓPEZ, M;2018).

4.8.3 ZONIFICACION

La zonificación se lleva a cabo con el fin de tener un mayor control de los datos, y con ello poder visualizar con una mayor facilidad las regiones que son de interés, así como identificar aquellas que presenten posibles anomalías.

Esta, se puede efectuar apoyándose de cimas que se hayan definido previamente y/o con base en los registros de rayos gama o resistivos, ya que uno de los objetivos de estos, es como auxiliar en la zonificación, sin embargo, se considera conveniente tomar en cuenta los registros de litoporosidad para una mayor precisión con respecto a ello (MONTIEL LÓPEZ, M;2018).

4.8.4 ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS REGISTROS.

ANALISIS LITOLOGICO Y MINERALOGICO

Para realizar un análisis de la mineralogía y litología, se recurre al uso de una gráfica cruzada.

GRÁFICA CRUZADA

Una gráfica cruzada (o crossplot en inglés), es un esquema de la relación entre dos propiedades, donde una variable corresponde a la dirección en el eje Y, y la otra al eje X. Las escalas de estas suelen ser lineales o logarítmicas, y su función principal es como auxiliar en la interpretación.

Esta nos ayuda a visualizar cual es el comportamiento que mantienen las propiedades de la roca de forma meramente estadística, exhibiendo valores tales como su valor máximo, mínimo, promedio, desviación estándar, aproximación del tipo de distribución, etc.

FUNCIÓN M-N

En formaciones donde existe la presencia de mezclas minerales complejas, se facilita la identificación de la litología gracias al uso de la gráfica M-N. En ella se combinan los tres registros de porosidad para proporcionar los valores M y N, los cuales dependen de la litología y no de la porosidad. Cabe destacar que ambas variables son las pendientes de las líneas individuales de litología en las gráficas sónico-densidad y neutrón-densidad

respectivamente. Por lo que a partir de esta función se logra identificar el contenido mineralógico de cierta unidad litológica, a partir de las siguientes relaciones matemáticas:

$$M = \left(\frac{\Delta t_f - \Delta t_{log}}{\rho_{log} - \rho_f} \right) * 0.01$$

(Ec. 17)

$$N = \left(\frac{\phi N_f - \phi N_{log}}{\rho_{log} - \rho_f} \right)$$

(Ec. 18)

Donde

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido. En este caso se considera = $189 \frac{\mu seg}{ft}$

Δt_{log} = Tiempo de tránsito medido.

ρ_{log} = Densidad medida.

ρ_f = Densidad del fluido. En este caso se considera = 1

ϕN_f = Porosidad neutrón del fluido. En este caso se considera = 1

ϕN_{log} = Porosidad neutrón medida.

4.8.5 VOLUMEN DE ARCILLA

La arcillosidad indica qué tan limpia puede estar la formación que se desea evaluar.

Para evaluar la arcillosidad se puede utiliza

- Rayos Gama (GR).
- Potencial Espontaneo (SP).
- Gráfico: Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico, M-N.
- Núcleos.

Es importante mencionar que, existen diferentes modelos para poder calcular la arcillosidad considerando tanto la litología como los registros geofísicos que se tengan disponibles, estos se enuncian a continuación. (Laime, 2017)

Modelo lineal

El índice de arcillosidad se calcula a partir del modelo lineal el cual está definido por la ecuación 17, en caso de contar con el registro de rayos gama corregido (CGR) es este el que se utiliza, para el valor máximo, se toma en cuenta el valor correspondiente al tipo de arcilla que se tenga y como valor mínimo se toma el que se tenga registrado, además, cabe mencionar que se debe tomar un valor mínimo para cada unidad litológica.

En él se hace uso de los registros de rayos gama. Su uso es conveniente cuándo se tienen formaciones consolidadas y cuando se conoce un gran número de mediciones.

$$V_{Sh} = I_{Sh}$$

(Ec. 19)

Donde V_{Sh} es el volumen de arcilla, y I_{Sh} representa el índice de arcilla.

Tabla 2. Ventajas y limitaciones de la implementación del modelo lineal.

VENTAJAS	LIMITACIONES
• Es el método más usado. • Es un método fácil.	• Se limita en zonas poco favorables para la lectura del GR, como zonas poco consolidadas y zonas de rocas muy viejas. • Si no existe un registro de GR.

Modelo de Clavier

Es recomendable su uso cuando no se tiene el registro de rayos gama corregido. Clavier (1971) propuso una ecuación para el cálculo del volumen de arcillosidad con una expresión más compleja que los otros autores, y esta se muestra de la siguiente forma:

$$V_{Sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{Sh} + 0.7)^2]^{1/2}$$

(Ec. 20)

Donde V_{Sh} representa el volumen de arcilla y I_{Sh} es el índice de arcilla.

Tabla 3. Ventajas y limitaciones de la implementación del modelo clavier.

VENTAJAS	LIMITACIONES
• Se puede usar con el Índice de Arcillosidad derivado del registro de Rayos Gama. • Se puede usar cuando no se dispone de un análisis mineralógico.	• Además de las mismas limitaciones del lineal, el método de Clavier presenta un resultado muy limitado al tipo de arcillas que se utilizaron en el laboratorio para obtener los valores estándar, por lo que, no es recomendable usar en arena del Pre-terciario.

Modelo de Steiber

Steiber (1970) propuso igualmente una fórmula para el cálculo de arcillosidad, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$V_{Sh} = 0.5 \left(\frac{I_{Sh}}{1.5 - V_{Sh}} \right)$$

(Ec. 21)

Se recomienda emplearla cuando se cuenta con un análisis de Espectroscopia de Rayos Gama, ha dado buen resultado en yacimientos carbonatados. (Laime, 2017)

Modelo de Larinov

Larionov (1969) también propuso una ecuación para el cálculo del volumen de arcillas para rocas más viejas o anteriores al Cenozoico, y se expresa de la siguiente manera:

$$V_{Sh(ROCAS\ VIEJAS)} = \frac{2^{2 \cdot I_{Sh}} - 1}{3}$$

(Ec. 22)

Tabla 4. Ventajas y limitaciones de la implementación del modelo Larinov para rocas viejas.

VENTAJAS	LIMITACIONES
• Especialmente se usa para cálculos de volumen de Arcillosidad para rocas muy viejas mayores a la edad del Cretácico. • Se usa con el Índice de Arcillosidad derivado del registro de Rayos Gama. • Es de fácil empleo.	• Su principal limitante es que no se emplea para caculos de volúmenes de arcillas en rocas jóvenes menores a la edad Cretácica. Su uso se limita para rocas viejas o rocas pre-terciarias. • Se debe disponer del registro de Rayos Gama.

$$V_{Sh(ROCAS\ TERCEARIAS)} = \frac{2^{3.7 \cdot I_{Sh}} - 1}{2^{3.7} - 1}$$

(Ec. 23)

Tabla 5. Ventajas y limitaciones de la implementación del modelo Larinov para rocas terciarias.
(Fuente: Elaboración propia.)

VENTAJAS	LIMITACIONES
• Se usa en rocas del Eoceno y Cretácico Superior. • Se usa con el Índice de Arcillosidad derivado del registro de Rayos Gama. • Es de fácil sustitución.	• Su principal limitante es que no se emplea para cálculo de volumen de arcilla en rocas menores a la edad del Eoceno. Su uso se limita solo para rocas terciarias.

Para identificar cual es el modelo que mejor se ajusta, se compara la porosidad del núcleo con los valores de porosidad efectiva calculados con cada uno de los modelos de arcillosidad usados. Por otro lado, resulta importante realizar la aclaración sobre que el término 'shale' o bien, 'lutita' básicamente se usa para describir una roca sedimentaria laminada compuesta principalmente de partículas del tamaño de arcilla, lodo y limo, y no como el volumen de mineral arcilloso presente.

INDICE DE ARCILLA

Para poder aplicar un método a través del cual se pueda calcular el volumen de arcilla es necesario primero calcular el índice de arcilla con la siguiente formula:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

(Ec. 24)

Donde:

IGR = Índice de rayos gama.

GR_{log} = Rayos gama en la zona de interés.

GR_{min} = Rayos gama mínimo (en una arena limpia).

GR_{max} = Rayos gama máximo (en una lutita).

4.8.6 POROSIDAD

POROSIDAD TOTAL

Como ya habíamos mencionado anteriormente, el termino porosidad se refiere al volumen total de poros presentes en la roca por unidad de volumen de la roca, para ello se utilizan las siguientes formulas:

Porosidad total a partir del registro de densidad

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

(Ec. 25)

Donde

ρ_{ma} = Densidad de la matriz

ρ_b = Valor de densidad medido por la herramienta

ρ_f = Densidad del fluido

Porosidad a partir del registro sónico

$$\Phi_{\Delta T} = \frac{\Delta T_b - \Delta T_{mat}}{\Delta T_f - \Delta T_{mat}}$$

(Ec. 26)

Donde

ΔT_{ma} = Valor del tiempo de tránsito en la matriz

ΔT = Valor de densidad medido por la herramienta

ΔT_f = Valor del tiempo de tránsito en fluido de formación

POROSIDAD EFECTIVA

El cálculo para estimar la porosidad efectiva se realiza partiendo del cálculo de porosidad total, que se tiene con base en los registros de densidad y neutrón, al valor obtenido se le debe realizar una corrección por presencia de arcilla, con la siguiente relación:

$$\Phi_e = \Phi_T (1 - V_{sh})$$

(Ec. 26)

Dewan (1983) igualmente propuso una corrección por arcillas al valor de porosidad resultante de la combinación de los valores obtenidos de los registros de neutrón y densidad. Esta expresión no es más que la raíz cuadrada de la suma al cuadrado de los valores de porosidad corregidos por arcilla de los registros neutrón y densidad. La ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$\Phi_{ND} = \sqrt{\frac{\Phi_{Ne}^2 + \Phi_{De}^2}{2}}$$

(Ec. 27)

Donde:

Φ_{ND} = porosidad de neutrón-densidad corregida por arcillas.

Φ_{Ne} = porosidad del registro de neutrón corregida por arcillas.

Φ_{De} = porosidad del registro de densidad corregida por arcillas.

Al igual que en el caso del registro de neutrón, Dewan (1983) propuso una corrección para el valor de porosidad derivado del registro de densidad, tomando igualmente en cuenta el valor de volumen de arcillas y el valor de densidad de una arcilla cercana a la profundidad de interés. La ecuación es la siguiente:

$$\Phi_{De} = \Phi_D - V_{Sh} * \Phi_{Dsh}$$

(Ec. 28)

Donde:

Φ_D = porosidad del registro de densidad.

Φ_{De} = porosidad del registro de densidad corregida por arcillas.

Φ_{Dsh} = porosidad del registro de densidad en una arcilla cercana.

V_{Sh} = volumen de arcillas.

Se considera más adecuado leer las porosidades de los registros. Cuando se tienen los registros de densidad y neutrón, si ambos muestran comportamientos que difieren en cada zona, se hace una corrección a la porosidad, relacionando el registro de densidad con el de neutrones, mediante diferentes condiciones.

La porosidad se estima de forma indirecta mediante el uso de relaciones, tomando como base el uso de los registros geofísicos tales como densidad, sísmico y neutrón; ya que estos proporcionan datos acerca de la porosidad total de la formación, sin embargo, en ellos no se hace la discriminación entre poros conectados y los que no conectados, es decir, los que están aislados.

Este cálculo se puede realizar a partir de la relación de porosidad neutrón-densidad, y con ello distinguir cuál es el método más apropiado para aplicarse en los cálculos posteriores.

Ahora bien, es importante señalar que el cálculo de la porosidad desempeña un papel importante dentro de la modelación ya que los procesos petrofísicos posteriores dependerán de dicho parámetro. (Schlumberger, 2010)

4.8.7 SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de un fluido se define como la relación entre el volumen que ocupa un fluido en un espacio poroso y el volumen total de dicho espacio poroso, por lo tanto, para poder realizar esta estimación se requiere conocer ciertos parámetros de la formación los cuales se describen a continuación (MONTIEL LÓPEZ, M;2018).

4.8.7.1 Temperatura (T)

El cálculo de la temperatura se realiza a partir del gradiente, este básicamente es la tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad, si bien el gradiente de temperatura varía entre un lugar a otro, de forma general se dice que, por cada 100 metros, la temperatura aumenta 3°C, con ello se hace una relación en donde la temperatura se puede calcular sumando la temperatura de la superficie al producto de la profundidad a la que se busca la temperatura y añadiendo el gradiente.

4.8.7.2 Resistividad del agua de formación (R_w)

Para poder realizar el modelo de saturación de agua, en primer lugar, se debe encontrar el valor de la resistividad de agua de formación (R_w), este es un valor esencial y muestra la respuesta de la salinidad del agua presente y de la temperatura en la formación, así pues, tenemos que los parámetros que afectan a R_w son la salinidad, temperatura, invasión de agua fresca y cambios en el medio.

Si bien se han desarrollado diferentes métodos para la estimación de R_w como: análisis químicos de muestras de agua provenientes de la formación, tablas definidas que toman en cuenta los parámetros que afectan la R_w , calculo a partir del registro SP, sin embargo, este último se ve limitado por el uso de lodo base aceite. En ese caso en particular se

realiza el cálculo de R_w por medio del método presentado a continuación (MONTIEL LÓPEZ, M;2018).

4.8.7.3 Resistividad de soluciones de agua salada

Tomando como base el libro de cartas de Schlumberger, existe un gráfico en donde se relaciona la salinidad y la temperatura, en el eje X se observa la temperatura, ya sea en grados centígrados ($^{\circ}\text{C}$) o grados Fahrenheit ($^{\circ}\text{F}$), y por otra parte, sobre el eje Y se muestra una doble escala, del lado derecho se representa la salinidad (en ppm o en granos/gal), en el lado izquierdo está la escala de resistividad de la solución; una de las ventajas que muestra este método es que resulta de la fácil sustitución, interpretación y lectura (Figura 22).

La metodología para su uso es relativamente sencilla, ya que solo se necesita la lectura de la salinidad equivalente y el gradiente de temperatura, para obtener la temperatura de la formación, y con ello, se indica la resistividad del agua (R_w) (MONTIEL LÓPEZ, M;2018).

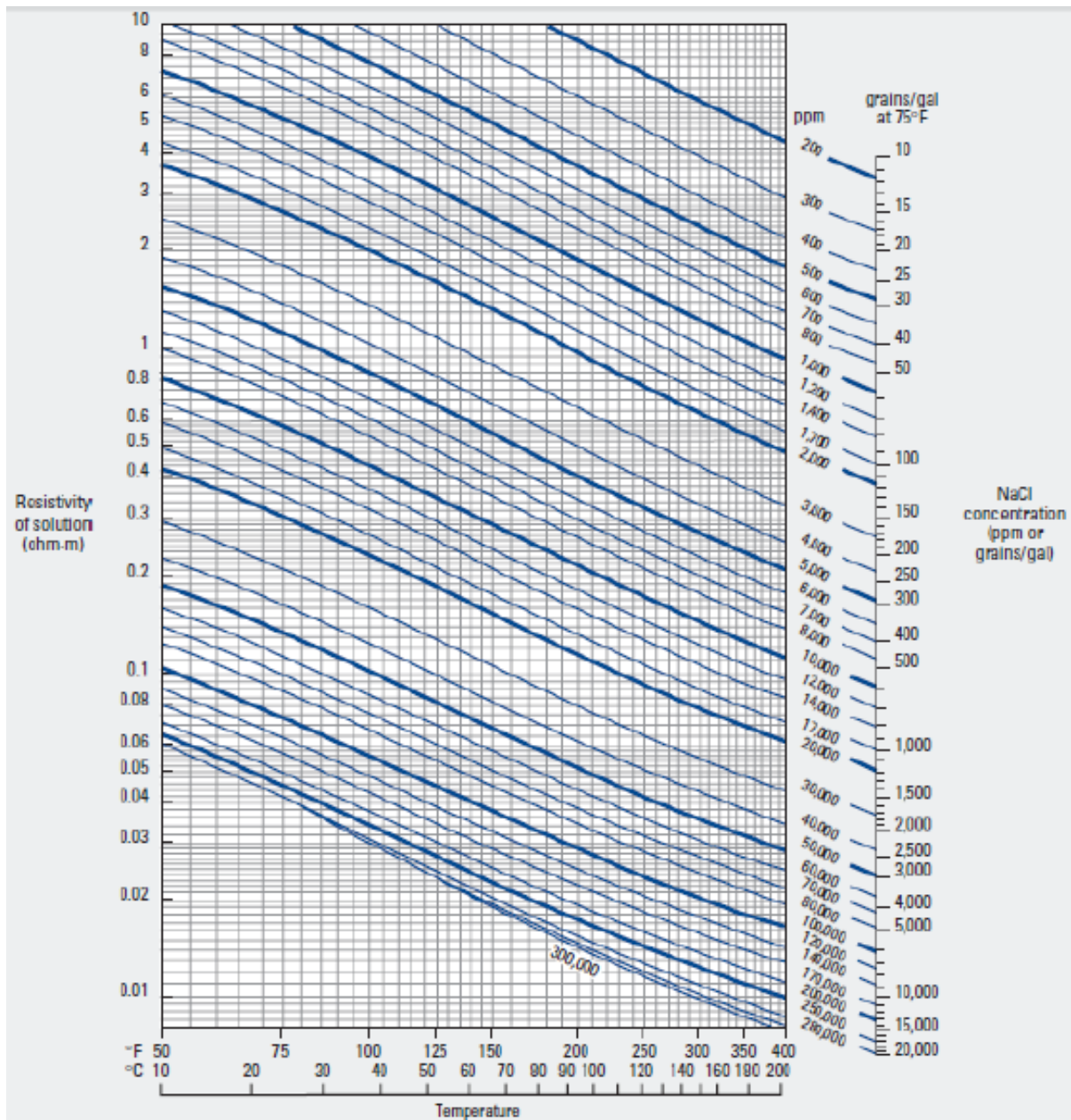


Figura 21. Gráfica de resistividad de soluciones salinas (Schlumberger, 2010)

Exponente de cementación (m)

Este se conoce de igual forma como exponente de porosidad, se refiere al tipo y grado de cementación que se presenta, y guarda una relación con el factor de formación y la porosidad, partiendo de la ecuación de Archie (29).

Se muestra afectado principalmente por la tortuosidad, esto se refiere a la complejidad del camino entre los poros, pues entre más tortuoso es el espacio poral, el exponente de

cementación tiende a incrementar, por otro lado, cuando hay presencia de fracturas o bien, tenemos presencia de sólidos conductores, el valor de m tiende a disminuir.

Matemáticamente está definido como la relación existente entre el factor de formación y la porosidad, expresando de manera sencilla, partiendo de la ecuación de Archie se llega a la siguiente relación, donde se hace un despeje para obtener la variable deseada.

$$F = \frac{1}{\phi^m}$$

(Ec. 29)

Donde ϕ es la porosidad, F el factor de formación, y m el exponente de cementación.

Variar el exponente de cementación, de manera cualitativa no tiene grandes implicaciones, sin embargo, esto varía de forma cuantitativa.

Tabla 6. Valores típicos de factores de tortuosidad y cementación para arenas y carbonatos

	CARBONATOS	ARENAS	
		Porosidad > 16%	Porosidad < 16%
a	1	0.62	0.81
m	2	2.15	2

MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA

Archie estableció que la saturación de agua en una formación limpia sin presencia de arcillas se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S_w^{1/n} = \frac{a * R_w}{\phi^m * R_t}$$

(Ec. 30)

Donde n representa el exponente de saturación, a es el factor de tortuosidad, R_w es la resistividad del agua de formación, ϕ es la porosidad efectiva, m es el exponente de cementación, y R_t es la resistividad verdadera de la formación.

Sin embargo, esta ecuación solo considera una formación compuesta de arenas y sin tener en cuenta el efecto de la arcilla, es decir, una formación “limpia”, por lo que se continuaron realizando diferentes investigaciones para poder adaptar estos modelos a yacimientos carbonatados y/o con presencia de arcilla como se muestra a continuación.

Modelo de Simandoux

Una de las ecuaciones más conocidas en el ámbito de la petrofísica para el cálculo de la saturación de agua, es la ecuación de Simandoux (1963). Es útil para calcular la saturación de agua cuando se tienen presente arcilla laminar.

En 1963, se realizaron experimentos en mezclas homogéneas de arena y montmorillonita; la expresión propuesta es la siguiente:

$$C_o = \left(\frac{C_w}{F} \right) + X$$

(Ec. 31)

X = conductividad debida a la presencia de lutita ($V_{sh} \cdot C_{sh}$)

Esta ecuación sigue los mismos pasos en cuestión de los valores utilizados en otras ecuaciones de otros autores (ej. Schlumberger, Ferlt, etc.), entre los que se cuentan la resistividad del agua, la porosidad, el volumen de arcillas, la resistividad de la formación verdadera, y la resistividad en una zona de arcillas. La ecuación está expresada de la siguiente manera:

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{2 * \phi_e} \right) \left[\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left(\frac{4 * \phi_e^2}{a * R_w * R_t} \right)^{\frac{1}{2}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

(Ec. 32)

Es útil para calcular la saturación de agua cuando se tienen presente arcilla laminar, ya que se realizaron experimentos en mezclas homogéneas de arena y montmorillonita. Aunque es importante tomar en cuenta que, dado que es una ecuación de balance lineal

de materiales, la saturación estimada es optimista en comparación con el valor verdadero.

Modelo de Wax-Man Smits

Se desarrolló para usarse en formaciones que contienen arcilla dispersa.

Este método relaciona la saturación de agua con la relación convencional entre la resistividad de formación y la resistividad del agua connata y además la conductividad de las arcillas obtenidas en la formación.

$$S_w^{-n} = \left[\frac{Rt}{F * R_w} \right] \left[1 + \frac{R_w * B * Q_v}{S_w} \right]$$

(Ec. 33)

Modelo De Indonesia

Este modelo se desarrolló para cálculos de saturación de agua en Indonesia; la ecuación consta de tres partes: una porción de arena, una porción arcillosa y una porción que es denominada mecanismo de vínculo cruzado entre arena y arena arcillosa.

$$S_w = \left\{ \left[\left(\frac{V_{sh}^{(2-V_{sh})}}{R_{sh}} \right)^{1/2} + \left(\frac{\Phi^m}{R_w} \right)^{1/2} Rt \right] \right\}^{-1/n}$$

(Ec. 34)

Modelo de Doble Agua

El inicio de este modelo se da con las propuestas de Waxman-Smits. Se fundamenta es comparar cada uno de los términos de la conductividad a un tipo particular de agua, ocupando cada uno un volumen representativo de la porosidad total; en esto consiste el modelo de doble agua (DW), porque de esos dos tipos de agua la conductividad y el volumen fraccional de cada uno es predicha por el modelo. El tipo de arcilla y su distribución no afectan los resultados, la formación obedece a la ley de Archie.

En este modelo se presentan muchos términos que no pueden obtenerse a partir de los registros, se desarrolló para dar respuesta a interrogantes acerca de su confiabilidad; se considera que la conductividad de las arcillas es producto de su capacidad de

intercambio catiónico, el cual es proporcional al área específica sobre la superficie de la arcilla. La saturación estará determinada por la siguiente ecuación:

$$S_w = \frac{S_{wf} - S_{wb}}{1 - S_{wb}}$$

(Ec. 35)

Se deben determinar cuatro parámetros para la evaluación de las arenas arcillosas a través de este modelo:

- Resistividad (Rw) o conductividad (Cw) del agua connata movable.
- Resistividad (Rwe) o conductividad (Cw) del agua asociada a la arcilla.
- Porosidad total (ϕ_T).

4.8.8 PERMEABILIDAD

Como ya se ha mencionado anteriormente, la permeabilidad no es más que la facilidad con que un fluido puede moverse a través de un medio poroso.

Aunque la permeabilidad es calculada generalmente mediante procedimientos de laboratorio, existen algunas fórmulas empíricas que han sido utilizadas para el cálculo de la misma por diversos autores, las cuales se mencionaran a continuación.

4.8.8.1 MODELOS DE PERMEABILIDAD

Existen diversos modelos para realizar el cálculo de permeabilidad en una formación, algunos de ellos se muestran a continuación.

Ecuación de Timur

Timur en el año de 1968, propuso su fórmula para el cálculo de permeabilidad. Es muy parecida la expresión a la propuesta por Wyllie & Rose, donde se toma en cuenta la porosidad y la saturación de agua irreducible y la porosidad efectiva. La ecuación es la siguiente:

$$K = \frac{0.136 (\phi^{4.4})}{S_{wirr}^2}$$

(Ec. 36)

Donde:

- K = permeabilidad en milidarcys.
- $\emptyset$ = porosidad.
- Sw_{irr} = saturación de agua (Sw) en una zona de saturación de agua irreducible.

Ecuación de Coates

El autor Coates, propuso una ecuación conocida como "modelo de tres fluidos", basado en el registro de resonancia magnética (NMR). Esta ecuación, toma en cuenta los valores de porosidad derivados del registro de resonancia magnética y unas constantes dependientes del tipo de formación y la proporción que ocupan los fluidos en el reservorio. La fórmula se resume de la siguiente forma:

$$K = \left(\frac{\emptyset_{NMR}}{C} \right)^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2$$

(Ec. 37)

Donde:

- k = permeabilidad derivada de NMR.
- $\emptyset_{NMR}$ = porosidad efectiva derivada de NMR.
- C = constante, dependiendo del tipo de formación.
- FFI = proporción de fluidos móviles ocupando porosidad efectiva.
- BVI = proporción de fluidos unidos capilarmente ocupando porosidad efectiva.

Ecuación de Morris y Biggs

La ecuación de Morris y Biggs estima la permeabilidad para reservas de gas o aceite, de acuerdo con Ahmed (2010), se tiene que para reservas de aceite:

$$K = 62.5 \left[\frac{\emptyset^3}{Swc} \right]^2$$

(Ec. 38)

$\emptyset$ = porosidad

- Swc = Saturación de agua connata.

Para reservas de gas:

$$K = 2.5 \left[\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right]^2$$

(Ec. 39)

Cabe destacar que para que una roca sea considerada permeable debe tener poros interconectados o fracturas, ya que existe una relación entre porosidad y permeabilidad la cual menciona que a mayor porosidad mayor permeabilidad (Ramírez Herrera, C. A;2014)

4.6 CLUSTERING

La agrupación en clústeres es una de las técnicas más utilizadas para el análisis de datos exploratorios, es uno de los problemas de aprendizaje no supervisados más fundamentales. Sin embargo, carece de una definición clara y los diferentes enfoques algorítmicos / de estimación se basan en diferentes definiciones.

De forma general, la agrupación es sencillamente la tarea de agrupar un conjunto de objetos de manera que los objetos similares terminan siendo parte del mismo grupo y los objetos diferentes se separan en grupos diferentes. Claramente, esta descripción es bastante imprecisa y posiblemente ambigua.

Matemáticamente hablando, la similitud (o proximidad) no es una relación transitiva, mientras que el compartir conglomerados es una relación de equivalencia y, en particular, es una relación transitiva. Más concretamente, puede darse el caso de que exista una secuencia larga de objetos $x_1, \dots, x_m$ tal que cada x_i es muy similar a sus vecinos, x_{i-1} y x_{i+1} pero x_1 y x_m son diferentes. En cuyo caso, si queremos asegurarnos de que siempre que dos elementos sean similares compartan el mismo grupo, entonces debemos poner todos los elementos de la secuencia en el mismo grupo.

Sin embargo, en ese caso, terminamos con elementos diferentes x_1 y x_m compartiendo un clúster, y de esta forma violando así el segundo requisito.

En pocas palabras, los grupos que obtiene de un método de agrupamiento dependen en gran medida de las suposiciones subyacentes a ese método. Este es un punto tan importante, y tan a menudo ignorado, que vale la pena repetirlo: Los clústeres que se obtienen de un método de agrupamiento dependen en gran medida de las suposiciones

que se realizan mediante ese método. Por lo tanto, al realizar cualquier tipo de agrupación, es de vital importancia comprender qué suposiciones se están haciendo (Ben-David, S., & Shalev, S; 2014).

A continuación, se proporciona una breve descripción de tres enfoques principales, K-Means, agrupamiento jerárquico y agrupamiento espectral.

4.6.1 K-MEANS

La agrupación en clústeres de K-means (o simplemente "k-means") es un algoritmo para dividir un conjunto de puntos de datos en diferentes grupos, donde cada grupo se define por la media de los puntos en el grupo. Los puntos de datos se asignan al grupo con la media más cercana.

El algoritmo de clustering más usado es K-Means. Tiene una muy buena escalabilidad con la cantidad de datos. Para utilizar K-Means debemos especificar el número de grupos que queremos encontrar. A este número de grupos se le denomina K.

El algoritmo K-Means sigue los siguientes pasos:

1. Inicialización: se elige la localización de los centroides de los K grupos aleatoriamente
2. Asignación: se asigna cada dato al centroide más cercano
3. Actualización: se actualiza la posición del centroide a la media aritmética de las posiciones de los datos asignados al grupo

Los pasos 2 y 3 se siguen iterativamente hasta que no haya más cambios. (Winn, J. 2020)

4.6.2 NORMALIZACIÓN

A la hora de usar cualquier algoritmo de clustering, se considera una excelente idea normalizar nuestros datos. En este contexto, «normalizar» se refiere básicamente a que los valores de cada atributo estén en escalas similares. El efecto de normalizar los datos beneficia al clustering ya que los grupos se forman a partir de distancias, y si hay atributos

con escalas muy diferentes, los atributos de escala mayor dominarán las distancias (Ramírez Herrera, C. A;2014).

Las técnicas más comunes de normalización son:

- Re-escalar cada atributo en el rango [0, 1]
- Suponer que cada atributo sigue una distribución normal y hacer que los datos tengan una media de 0 y una desviación típica de 1.

4.9 CALIBRACIÓN CON NUCLEOS

Una vez obtenidos los resultados del análisis cuantitativo se correlaciona y además se integra con los datos de laboratorio previamente obtenidos de los núcleos de porosidad y permeabilidad, ellos proporcionan información significativa ya que los valores son obtenidos a través de un método de análisis directo a diferencia del análisis cuantitativo donde se realiza una estimación por medio de un método indirecto (Montiel López, m;2018).

4.10 MODELO MINERALÓGICO PROBABILÍSTICO

El modelo probabilístico utiliza las ecuaciones de respuesta de las herramientas para definir la respuesta teórica de cada herramienta como función de las variables de la formación. En donde el analista especifica las mediciones disponibles y utiliza el conocimiento local como restricción sobre las ecuaciones.

El método determina, a través de técnicas de minimización de errores, la solución que crea la menor diferencia entre la respuesta teórica- a partir de las ecuaciones de las herramientas- y las mediciones realmente hechas.

Se parte de modelos geológicos-petrofísicos predeterminados y se utilizan las ecuaciones de las herramientas de las distintas compañías. Cada modelo es independiente, lo que permite hacer un mix entre los distintos modelos.

A estos valores se les denomina “registros teóricos”; si estos son próximos a los reales, entonces los volúmenes aproximados de cada elemento son correctos (Montagna, A. O., Zardo, E. B., & Celentano, M. A; 2010)

3.10.1 SOLUCIONES

Obviamente, mediante este enfoque surgen dos problemas. El primero es relativamente sencillo y tiene que ver con el problema de la sobredeterminación, que ocurre cuando el número de mediciones de registro excede el número de minerales en el modelo. Una solución a este problema es encontrar una aproximación mediante métodos matemáticos para el conjunto de ecuaciones. En este caso, se agrega una matriz de ponderación para expresar el nivel de confianza (o incertidumbre) asociado con cada medición y su ecuación de respuesta.

El segundo problema, y el más importante, se refiere a la ocurrencia más probable de que el número de minerales en la formación supere con el conjunto de mediciones del registro. Para la evaluación cuantitativa, la única solución es reducir el número de minerales hasta que el problema esté equilibrado o sobre determinado. Los minerales menores se pueden agrupar con los principales: por ejemplo, en una arena feldespática, el feldespato se puede agrupar con cuarzo y los parámetros de la matriz dadas las propiedades de la mezcla promedio en esa formación. De lo contrario, es una buena práctica restringir el modelo a aquellos minerales que son geológicamente significativos (por ejemplo, un modelo de arena arcillosa normalmente no incluiría anhidrita u otras evaporitas). En formaciones complejas, un método brinda la posibilidad de ejecutar varios modelos en paralelo y luego aplicar un criterio adecuado para decidir qué modelo es el correcto en cada profundidad (por ejemplo, un registro de electrofacies o un registro SP para diferenciar arena de lutita) (Ellis, D. V., & Singer, J. M; 2007).

3.11 RECONSTRUCCIÓN DE REGISTRO DE NEUTRÓN

Cuando se busca la caracterización de un yacimiento, como ya se ha mencionado en otros apartados uno de los principales problemas que encuentran los intérpretes es la ausencia de información y/o además puede ser poco confiable. Una de las ventajas de aplicar una red neuronal es lo sencillo que puede ser el reconstruir una curva a partir de otras, pero, aunque las redes son una buena opción hay que tomar en cuenta otros puntos de importancia, los cuales ayudan a armar la red y que está realmente aprenda lo que tenemos en realidad (Gutiérrez Guevara, 2005). Algunas de estas etapas consisten en:

- ✓ Recopilación de información.
- ✓ Análisis de datos.
- ✓ Depuración de la información.
- ✓ Construcción de la red.
- ✓ Entrenamiento.
- ✓ Validación.

3.11.1 RECOPIACION DE INFORMACION

En la recopilación de datos es de suma importancia reunir toda la información referente al problema a desarrollar, así como administrarla y clasificarla, cabe mencionar que toda la información que se obtenga será de gran utilidad en alguna etapa del proceso (MONTIEL LÓPEZ, M;2018).

Es muy importante que se verifique la veracidad de ésta, ya que, al entrenar la red con información irreal, el error de los datos de entrada afecta directamente la respuesta, creando así un buen entrenamiento, para una curva errónea. Dentro de la información más importante para la aplicación de una red, se tiene:

- ✓ Registros geofísicos (todas las corridas)
- ✓ Información litológica
- ✓ Datos de núcleos (para calibración)
- ✓ Encabezados (completos)

3.11.2 CONTROL DE CALIDAD DE LOS REGISTROS PARA RECONSTRUCCIÓN DE REGISTROS.

Durante esta etapa los registros son sometidos a un estudio de calidad, eso con la finalidad de comprobar la veracidad de la información, es decir, es importante checar que la información se encuentre en buenas condiciones (inclinación de curvas, desplazamientos en profundidad, ausencia de información, ruido, encabezados, etc.), observar la respuesta de cada registro corresponda a la de los demás registros del pozo.

Analizando si existieron problemas en la toma de dichos registros, si las condiciones del pozo fueron las adecuadas y de esta forma estimar la confiabilidad de la información (Gutiérrez Guevara, 2005).

3.11.3 ENTRENAMIENTO Y VALIDACIÓN DE LA RED.

En la etapa de entrenamiento se le proporciona a la red toda la información seleccionada, la cual ha sido previamente sometida a distintas pruebas de calidad, así como a una selección la cual está basada, principalmente, en el tipo de propiedad que se pretende reproducir. De esta forma la red aprende una serie de patrones y comportamientos de la información de entrada, la cual genera una respuesta en la información de salida, cabe indicar que en este paso tanto las curvas de entrada como las de salida, corresponden a registros tomados en campo, esto con la finalidad de reproducir una curva lo más apegada a la realidad posible. Para lo cual es de suma utilidad el tener un análisis de correlación entre la curva que se pretende reconstruir y las que se usan de entrada (Gutiérrez Guevara, 2005)

3.11.4 RECONSTRUCCION

La reconstrucción o también llamada predicción del registro, es una de las últimas etapas de la aplicación de la metodología de redes neuronales. Esta etapa, tiene un tiempo máquina muy reducido, ya que proporciona una respuesta inmediata, lo cual es de gran ayuda ya que al poder reproducir rápidamente resultados es más probable poder buscar un error mínimo en menos tiempo. Además, para el caso en el cual se tienen un gran número de pozos a reconstruir, es importante que el tiempo de proceso se reduzca al menor posible (Gutiérrez Guevara, 2005).

CAPÍTULO V METODOLOGÍA

El presente trabajo se realizó con datos de registros geofísicos de pozos de pozo descubierto, que contienen las curvas de resistividad somera, media y profunda, así como el la curva de Neutrón (NPHI), Densidad (RHOB), Sónico (DT), y Rayos Gamma (GR), además, se integró información geológica de la zona de estudio, es decir, de un campo petrolero en la zona Norte de Alaska tomados por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS), esto para poder realizar una evaluación petrofísica básica en función de la litología predominante, determinando que es de areniscas con intercalaciones de arcillas en la mayoría de las zonas, aunado a ello, se calcularon las propiedades petrofísicas, tales como la porosidad, el volumen de arcilla, permeabilidad, litología, saturaciones de fluidos (agua aceite y gas) con el fin de identificar las zonas donde exista un posible interés económico para la explotación de hidrocarburos.

La metodología que se empleó en este análisis puede resumirse en el siguiente flujo de trabajo. Sin embargo, posteriormente se detalla cada uno de los procesos que se llevó a cabo.

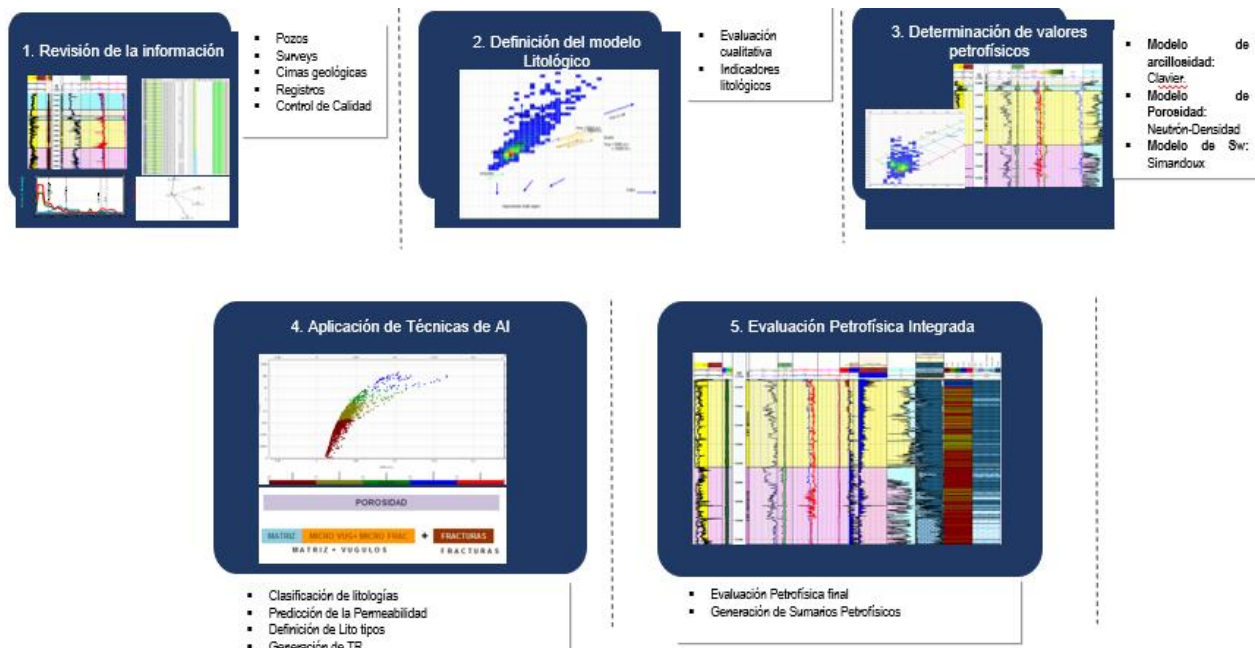


Figura 22. Esquema básico de flujo de trabajo empleado.

5.1 CONTROL DE CALIDAD

Cabe mencionar que dentro de la parte del desarrollo de la metodología solo se usara un pozo para efectos prácticos, pero esa misma metodología se aplicó en todos los pozos, en este caso se mostrara la metodología aplicada en el pozo South Barrow 17.

De este modo, este pozo, alcanzó una profundidad total 2382 ft, los registros disponibles son resistividad profunda (LLD), resistividad somera (LLS), rayos gamma (GR), por otra parte, de los registros de litología se cuenta con el registro de densidad (RHOB), neutrón (NPHI), y sónico (DT), y caliper (CAL; Figura 24). El software auxiliar en el desarrollo de la metodología es Techlog-™ versión 2015.

Pozo South Barrow 17

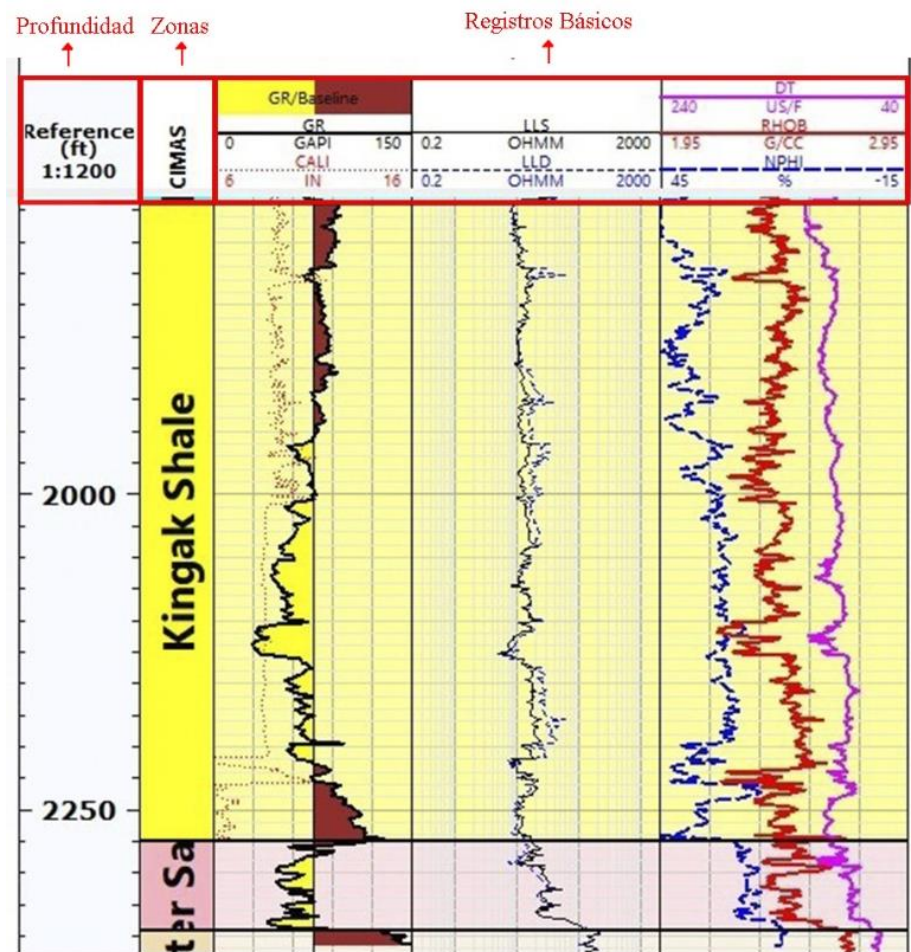


Figura 23. Edición y Control de Calidad de los Registros

Las cimas utilizadas se especifican en la tabla 7, la unidad litológica a analizar es formación Kingak Shale (KS) y Sag River Sandstone (SRS).

Tabla 7. Tabla de cimas

CIMA (Ft)	BASE (Ft)	FORMACIÓN
26	80	Gubik
80	1410	Torok Formation
1410	1770	Pebble Shale Unit
1770	2275	Kingak Shale
2275	2345	Sag River Sandstone
2345	2380	Basement Complex
2380	2,382	

Al graficar los registros se puede observar claramente que la profundidad indicada es correcta, y, por otro lado, no se tienen datos anómalos, también se aprecia que existen intervalos donde hay registros faltantes, siendo la zona que contiene los registros completos la que será caracterizada. Ahora bien, una que tenemos esto identificado, se procede a realizar el análisis cualitativo donde se aprecian dos zonas con importantes dentro del registro, como se indica en la **Figura 25**.

- En la zona B y D, no se observa una variación de la resistividad pues en promedio se mantiene en un rango de 10-15 ohm.m, sin embargo, en función de los valores de los registros litológicos, en el registro de densidad (RHOB) se observan valores de 2.2-2.5 g/cc, el registro de neutrón (NPHI) muestra valores de arriba del 30%, y por ultimo del registro sísmico (DT) se observan valores mayores a 100 us/f, mientras tanto, el registro de rayos gamma (GR) presenta valores altos (por encima de 80 gapi), por lo que se infiere que se tiene gran presencia de arcilla, aunque generalmente se estiman porosidades totales altas, la porosidad secundaria suele ser pobre, debido a la capacidad de absorción de las arcillas

- En la zona A y C, se observa la misma tendencia del punto 1 en función de los registros resistivos, y de igual manera ocurre con RHOB, NPHI y DT, aunque los valores en el registro de rayos gamma (GR) son mayores.

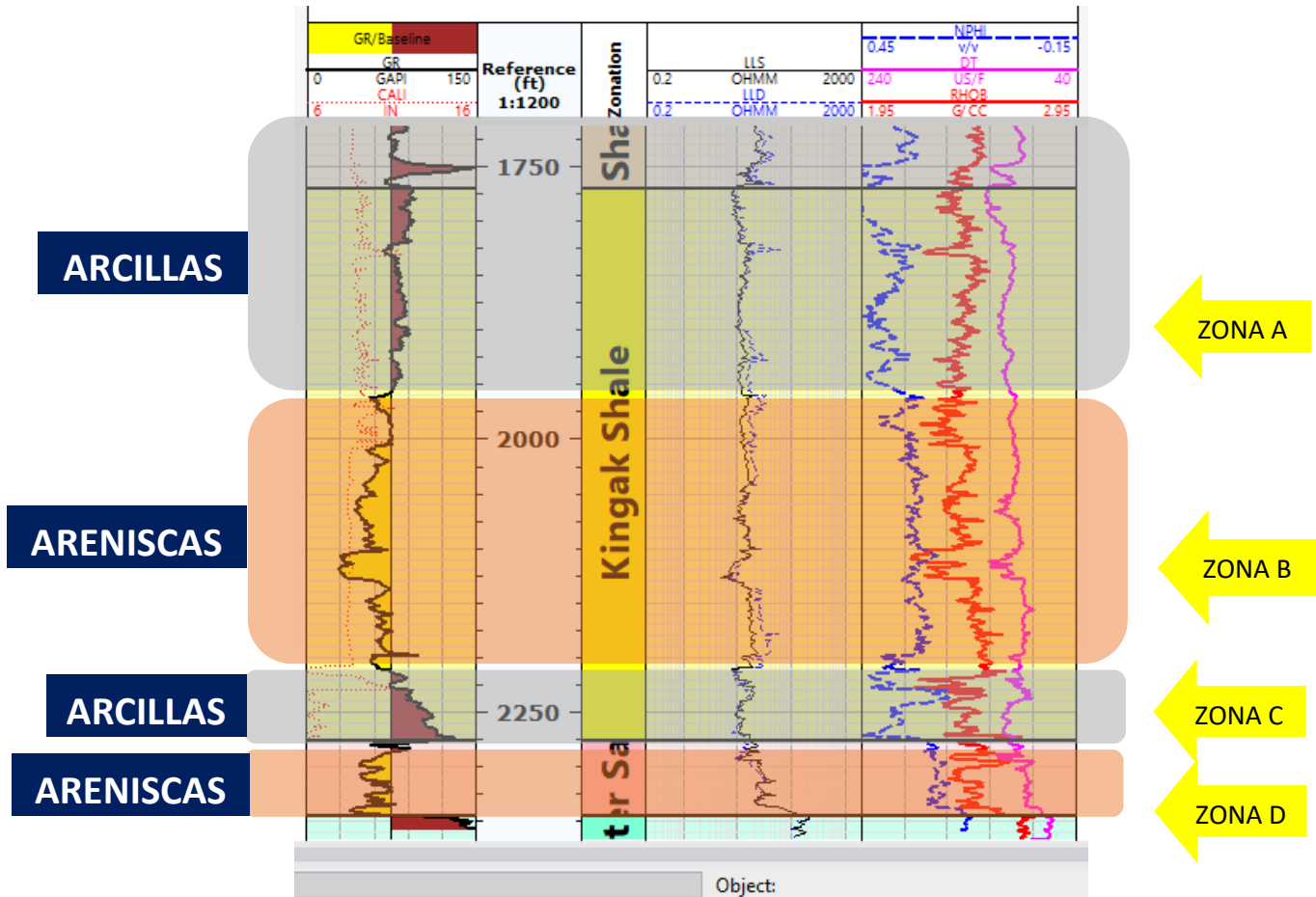


Figura 24. Control de Calidad de los Registros geofísicos de Pozos

Ahora se realiza un segundo análisis, el cual se apoya de histogramas y gráficos de dispersión.

4.1.1 HISTOGRAMAS

Partiendo del hecho de que un histograma es un gráfico que representa la frecuencia de ocurrencia de los datos, divididos por clases, se realizara un histograma por cada uno de los registros litológicos disponibles, en ellos donde se identifican las variables estadísticas discretizadas en las dos zonas pertenecientes al intervalo previamente seleccionado. Esto nos

ayuda a distinguir el tipo de tendencia de cada curva y realizar ajustes (normalización) en los datos en caso de ser necesarios.

HISTOGRAMA REGISTRO RAYOS GAMMA (GR)

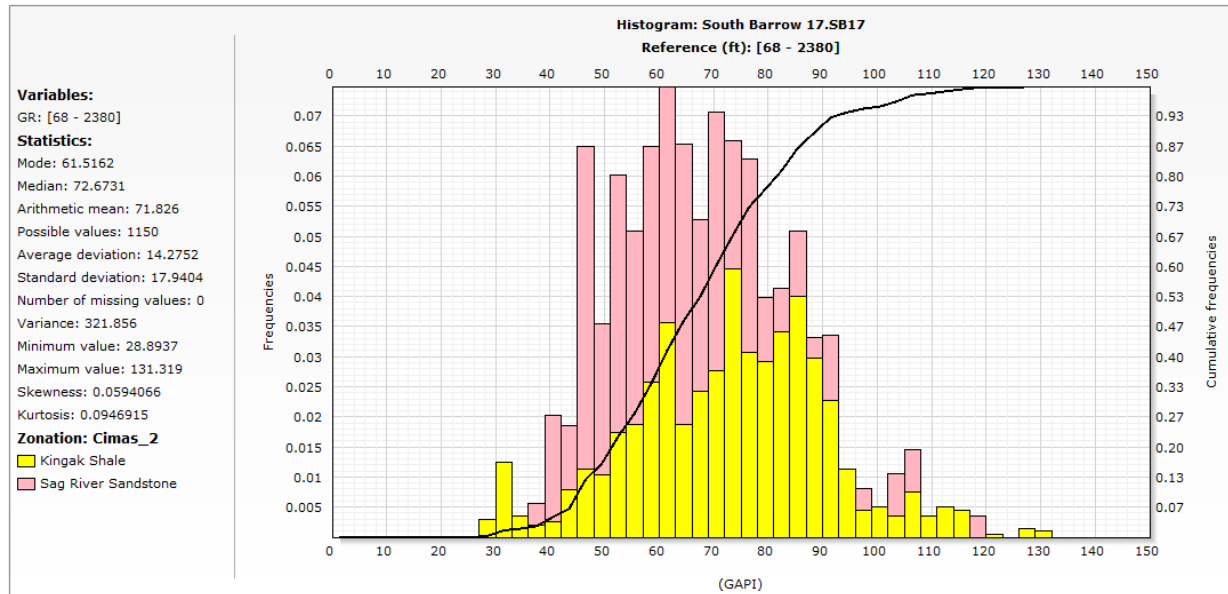


Figura 25. Histograma de los valores del registro de rayos gamma en las zonas Kingak Shale y Sag River Sandstone para el pozo South Barrow 17.

Una vez que han sido generados los histogramas se observa la distribución que sigue cada registro y esto posteriormente nos ayuda a corroborar lo que se menciona en la teoría, acerca de que las propiedades de la tierra tendrán una distribución logarítmica normal.

La figura (26) muestra el histograma de los datos del registro de rayos gamma del pozo South Barrow 17, la distribución observada es de tipo log normal, para la zona de KS se tiene un mínimo de 28.89, un máximo de 131.31, y un promedio de sigue cada 71.82 unidades API, dichos valores son indicadores de zonas arcillosas. En el SRS se tiene un mínimo de 38.84, un máximo de 118.15 y un promedio de 63.34, en donde de igual forma se esperan zonas con presencia importante de arcilla. La desviación estándar es significativa, lo que se traduce en que el valor máximo y mínimo estarán muy dispersos respecto del punto medio.

HISTOGRAMA REGISTRO SÓNICO (DT)

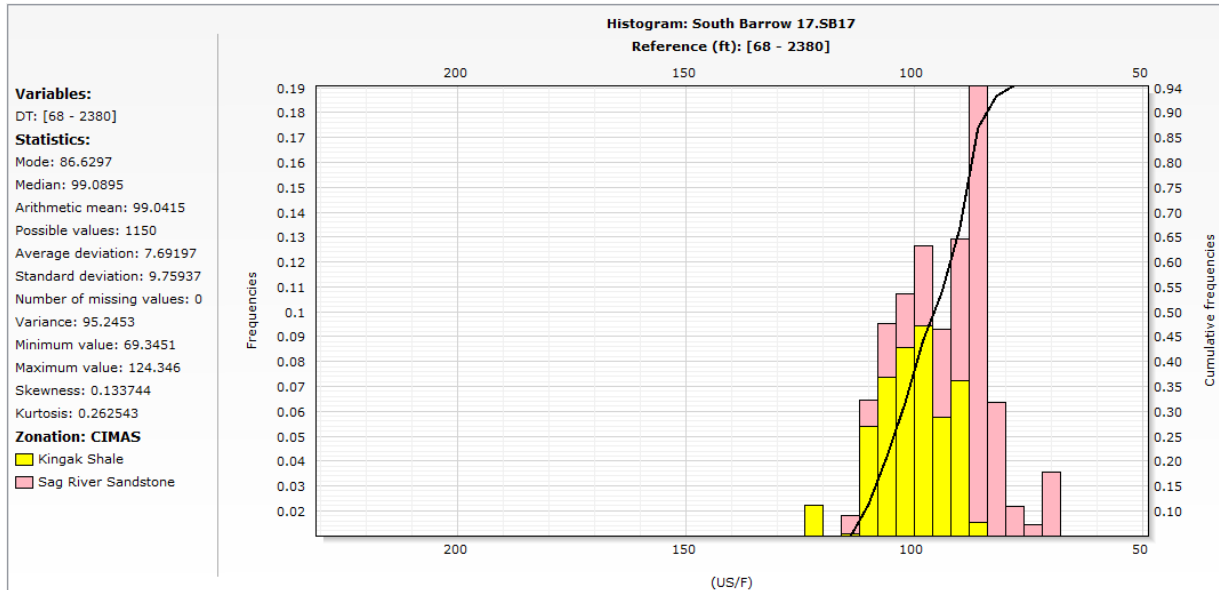


Figura 26. Histograma de los valores del registro de sónico en las zonas Kingak Shale y Sag River Sandstone para el pozo South Barrow 17.

La figura (27) muestra el histograma de los datos del registro sónico (DT) del pozo ya mencionado, en ellos de igual forma se muestra una distribución log normal para ambas unidades litológicas. En este caso, para la unidad KS, se observa un valor mínimo de 79.62 us/f, un máximo de 124.34 us/f y un valor promedio de 100.56 us/f, a partir de estos valores y tomando como base los valores promedios establecidos para cada litología se infiere que de igual forma se trata de un intervalo con la presencia de arcillas; para la unidad SRS, se tiene un valor mínimo de 69.34 us/f, máximo de 114.15 us/f y valor medio de 88.06 us/f; el comportamiento es similar en ambas unidades por lo que se deduce que se trata de litologías parecidas.

HISTOGRAMA REGISTRO DE DENSIDAD (RHOB)

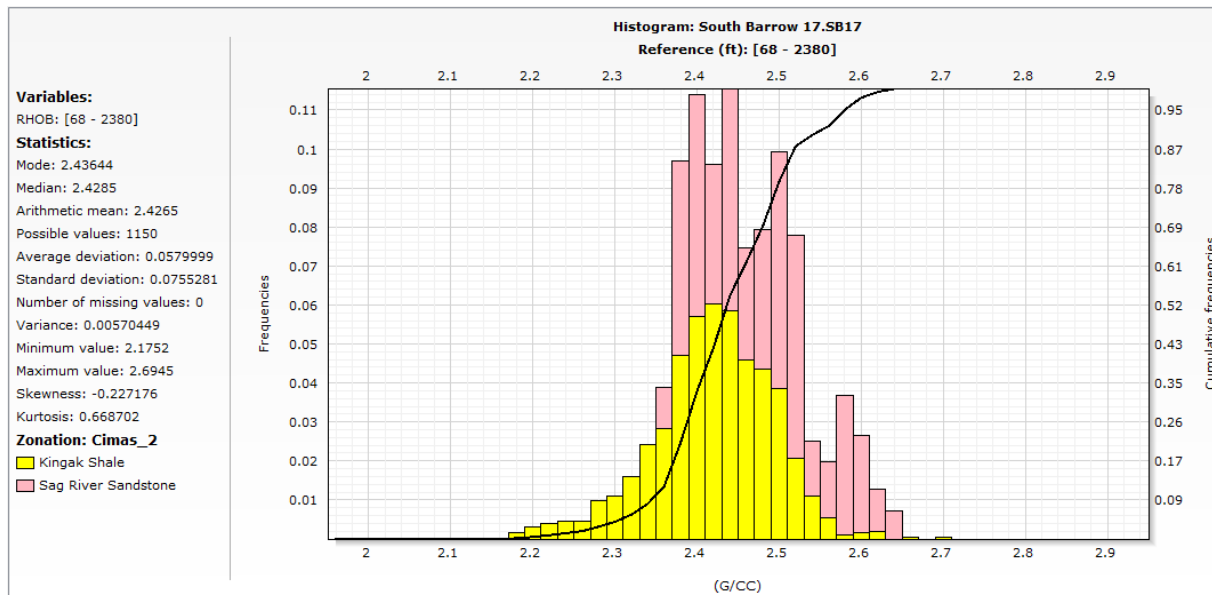


Figura 27. Histograma de los valores del registro de densidad en las zonas Kingak Shale y Sag River Sandstone para el pozo South Barrow 17.

La figura (27) muestra el histograma de los datos del registro de densidad (RHOB) del pozo. Se observa que la distribución para ambas zonas es logarítmica normal, se tiene un mínimo de 2.17, máximo de 2.69 y promedio de 2.41, con estos valores y como ya se había mencionado anteriormente, considerando los valores promedios establecidos, se infiere que de igual forma se trata de un intervalo con presencia de arcillas en la unidad KS. Para la unidad SRS, el mínimo es de 2.35 gr/cc, un máximo 2.64 gr/cc y una media de 2.47 gr/cc, con ello se observa que la litología que presente será va a ser similar. La desviación estándar es mínima por lo que se puede inferir que la litología encontrada es muy parecida.

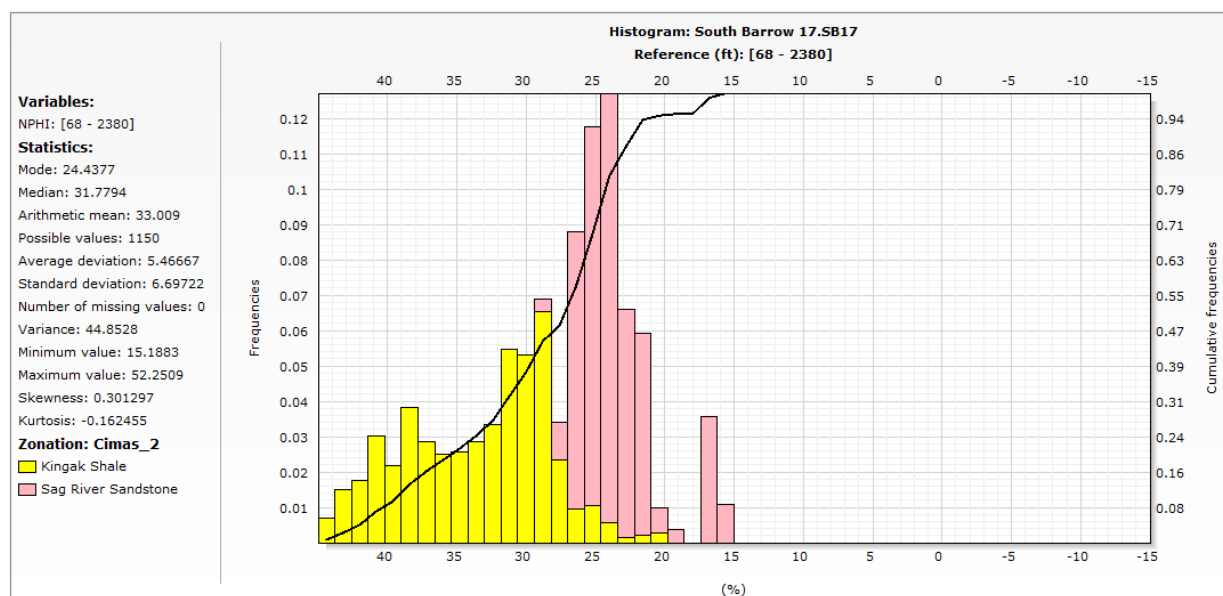


Figura 28. Histograma de los valores del registro de neutrón en las zonas Kingak Shale y Sag River Sandstone para el pozo South Barrow 17. (Fuente: Elaboración propia)

En el caso de la figura (28) muestra el histograma de los datos del registro de neutrón (NPHI) del pozo. Este, de manera similar a los anteriores, sigue una distribución de tipo log normal para la unidad SRS, teniendo un mínimo de 15.18%, máximo de 28.30% y promedio de 23.47%, estos valores nos dan un indicio de la presencia de calizas para la unidad SRS; en el caso de la unidad KS, se tiene un valor mínimo de 20.61%, máximo de 52.25% y promedio de 34.32 %; por lo cual se puede suponer una litología similar.

4.2 PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD)

Se realizó la verticalización del pozo, para este caso en particular el Kelly Bushing tiene un valor de 30 ft.

El pozo por analizar es vertical, por lo que se le asigna un valor del ángulo de inclinación igual a cero, algo similar ocurre con el azimut.

4.3 ZONIFICACIÓN

A continuación, se realizó la zonificación del pozo para las unidades litológicas seleccionadas, Kingak Shale (KS) y Sag River Sandstone (SRS). Para ello, se cuenta con información de las cimas geológicas y fueron consideradas para este propósito.

4.4 ANÁLISIS CUALITATIVO DE LOS REGISTROS.

La formación Kingak Shale (KS) se encuentra en un intervalo que abarca desde 2275 ft hasta 1770 ft, para conocer su composición mineralógica se realizó gráfico cruzado de NPHI-RHOB.

Las dos gráficas se realizan bajo las mismas consideraciones que en la unidad KS, de acuerdo con estos, la litología dominante es caliza con un alto contenido de minerales arcillosos (Figura 29).

Referente a la porosidad se tiene un rango de 20% a 30%, inclusive con presencia de algunas zonas con valores cercanos al 15%, pero son puntos aislados.

Para realizar el modelo mineralógico se considera dolomía, caliza, arenas, y un volumen de arcilla, presencia de agua y aceite

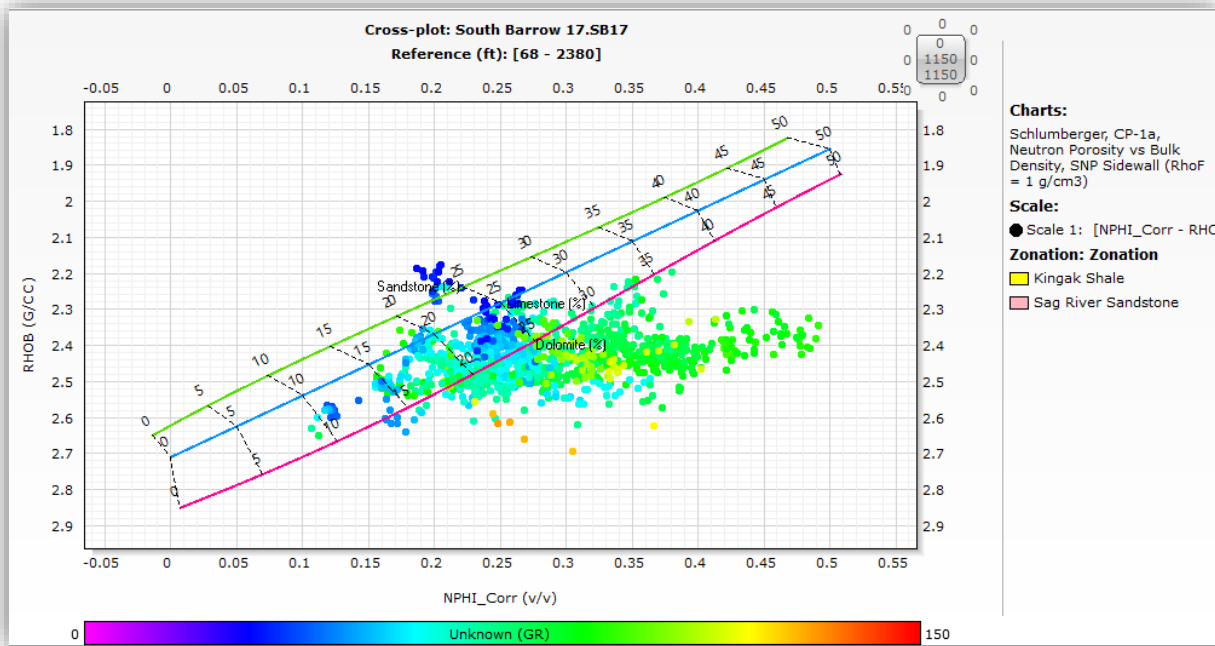


Figura 29. Gráfico Neutrón-Densidad

4.5 EVALUACIÓN PETROFISICA BÁSICA

4.5.1 MODELOS VOLUMEN DE ARCILLA

El volumen de arcillosidad depende básicamente de la cantidad de arcillas presentes, y además, de la manera en que se encuentren distribuidas, ya que pueden presentarse de forma dispersa, laminar o estructural, y esto se identifica fácilmente cuando se cuenta con análisis de núcleos.

Por otro lado, hay que recordar que la presencia de la arcillosidad generalmente suele asociarse a una notable disminución tanto de porosidad como de permeabilidad, dando como resultado un empobrecimiento de la calidad de la roca.

MODELO DE VOLUMEN DE ARCILLA

A fin de calcular el volumen de arcilla se usa el modelo de Clavier, este es recomendable cuando no se tiene el registro de rayos gama corregido. Y ya que se ha definido que la litología principal de este pozo pertenece a arcillas en forma laminar, es conveniente su uso. Este modelo toma en cuenta el tipo de arcilla que se tenga ya sea dispersa, laminar o estructural.

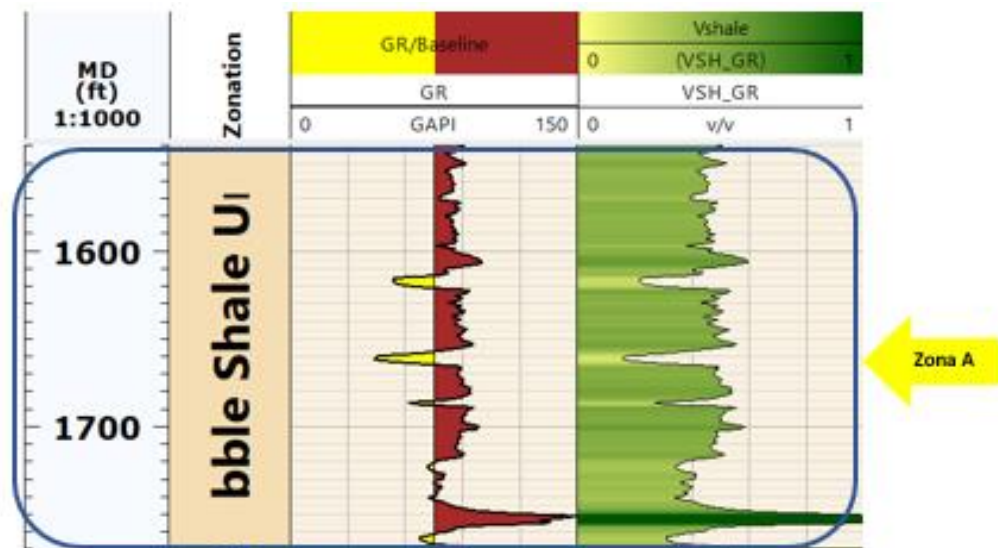


Figura 30. Modelo de volumen de arcilla de la formación Pebble Shale Unit para el pozo South Barrow 17.

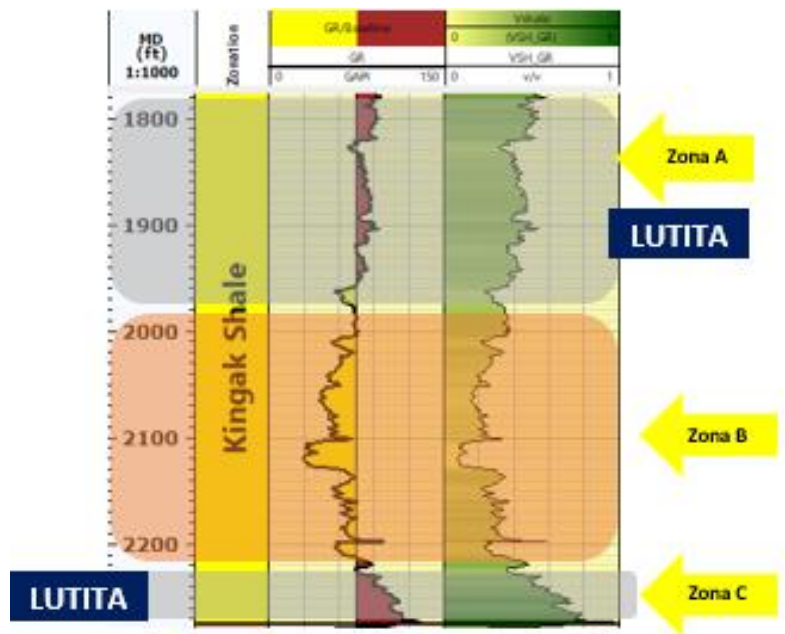


Figura 31. Modelo de volumen de arcilla de la formación Kingak Shale para el pozo South Barrow 17.

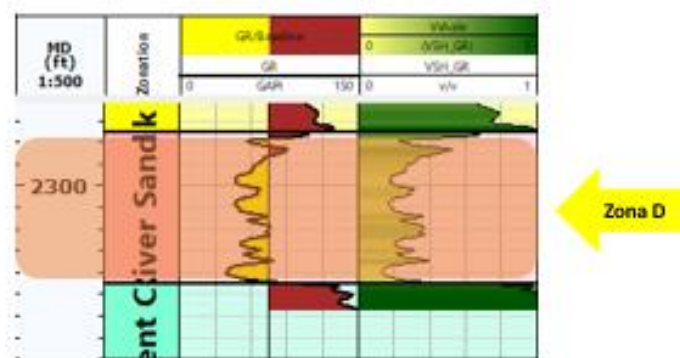


Figura 32. Modelo de volumen de arcilla de la formación Sag River Sandstone para el pozo South Barrow 17.

Aplicando esta metodología para realizar la estimación del volumen de arcillosidad se obtienen valores altos, para la unidad KS se tiene un promedio de 0.33 y para la unidad SRS el promedio es de 0.24, esto nos reitera el hecho de que se trata de formaciones con un alto contenido de material fino y cierta aportación de minerales arcillosos, como se muestra en la Figura 32, en donde de lado izquierdo se presentan la curva de rayos gamma ajustada considerando la ecuación de Larinov y a la derecha el modelo resultante, cabe mencionar que como ya se había mencionado anteriormente, existen dos zonas (A y C) en donde se observa un incremento del

volumen de arcillosidad dentro de la unidad KS que presentan valores de 0.30-0.60, sin embargo, se observa un pequeño intervalo (zona B) donde se registra menor aporte de materiales finos, por debajo de los 1900 ft. abarcando 200 pies, aproximadamente. Por otro lado, en la zona D, se observa una disminución de los finos registrados.

4.5.2 MODELO DE POROSIDAD

Para realizar cálculo de la porosidad total y efectiva se tomaron los registros de rayos gamma, y relaciones neutrón-densidad, neutrón-sónico y sónico-densidad, la corrección de la porosidad se realizó mediante el cálculo de la porosidad neutrón-densidad

Las porosidades totales que se obtienen presentan valores altos, lo cual corresponde a las arcillas ya que estas presentan una aparente porosidad alta, en promedio del 25%, por otro lado, en relación con la porosidad efectiva, tenemos en promedio para ambas unidades es de 14%. En la figura (35), se muestra un gráfico con los registros usados (GR, RHOB, DT, NPHI) para realizar el cálculo de las diferentes porosidades, de lado izquierdo se muestra la curva resultante tanto de porosidad total, como de porosidad efectiva. Sin embargo, se observa que en la zona A, existe una importante disminución de la porosidad efectiva, tal y como sucede en la zona C, por lo que se infiere que corresponde principalmente a material arcilloso, y por otro lado en la zona B, se trata más bien de una zona con disminución del volumen arcilloso, por lo tanto, no hay una abrupta disminución en función de la estimación de la porosidad efectiva.

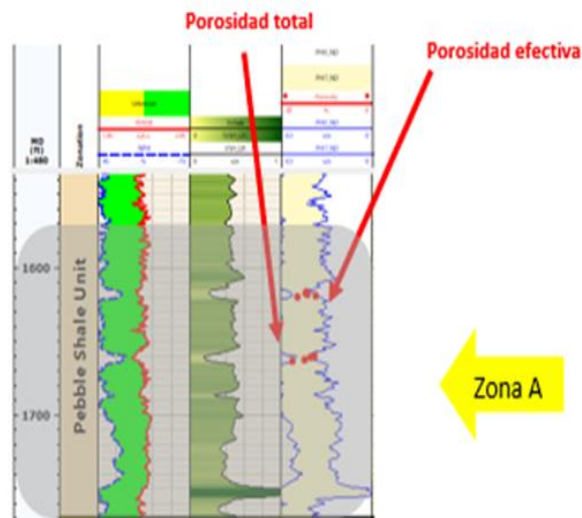


Figura 33. Modelo determinístico para la formación Pebble Shale Unit del pozo South Barrow 17.

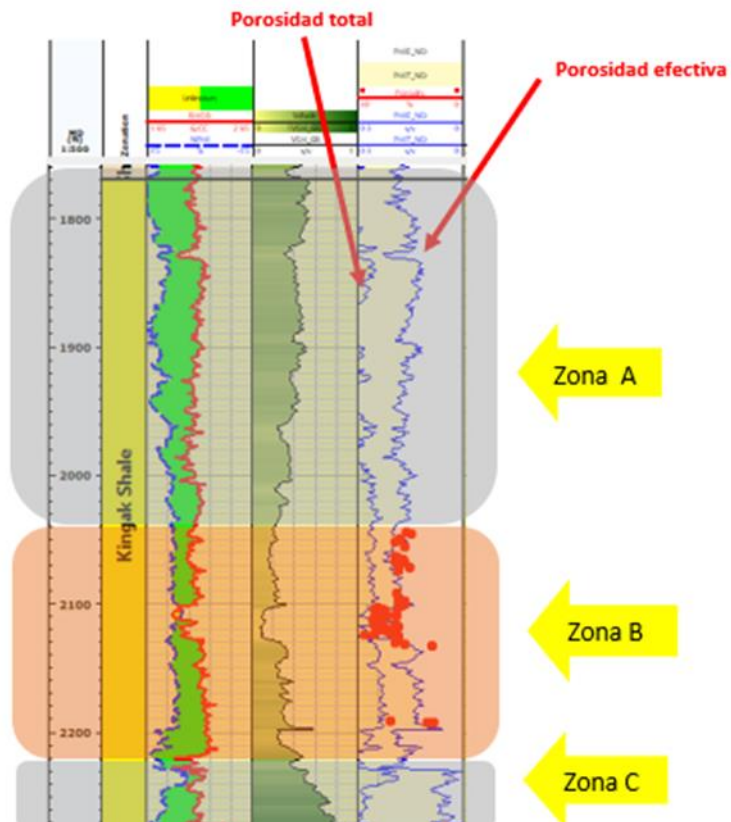


Figura 34. Modelo determinístico para la formación Kingak Shale del pozo South Barrow 17.

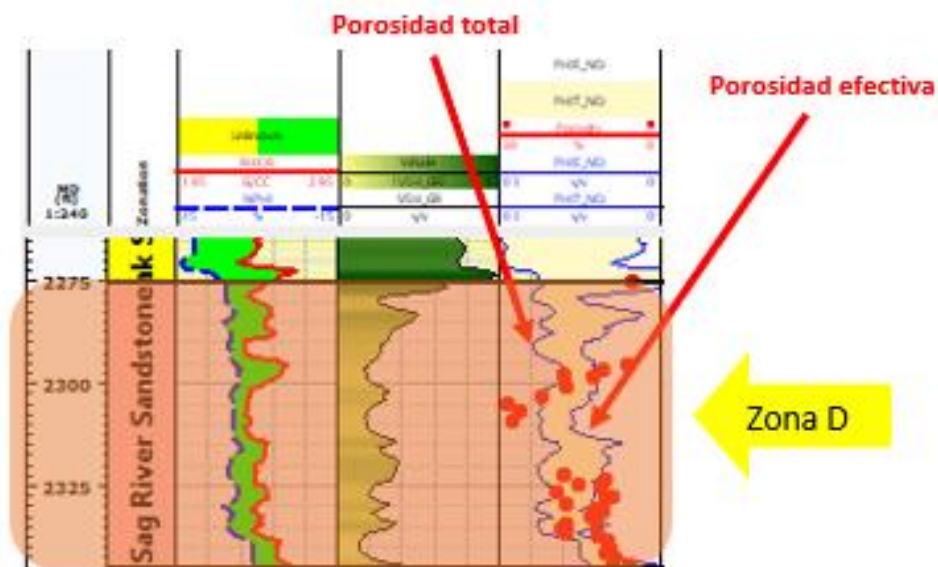


Figura 35. Modelo determinístico para la formación Sag River Sandstone del pozo South Barrow 17.

En la figura (35) se observa la presencia de dos zonas arcillosas, una con porosidad efectiva promedio de 14%, identificada como la zona A, con un espesor aproximado de 350 ft, y, por otro lado, la zona C, donde se existe un espesor aproximado de 80 ft, y donde se muestra una abrupta disminución de la porosidad efectiva, en ambos existe una correspondencia con los registros de densidad, neutrón y sónico. Sin embargo, también podemos observar una zona donde se tiene menor registro de arcilla, por lo que la variación entre la porosidad efectiva y la total no difieren en gran medida, denotadas como zona B y D, las cuales representan un espesor aproximado de 200 ft y 60 ft, respectivamente.

4.5.3 MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA

El exponente de saturación adquiere un valor igual a dos, el exponente de cementación considerado como 1.95, mientras que el factor de tortuosidad toma el valor de 0.91; R_w ha sido obtenido previamente con la figura 37. Cabe destacar que para el pozo South Barrow 20 la R_w no se utilizó esta carta, ya que esta información estaba disponible en los informes geológicos del pozo.

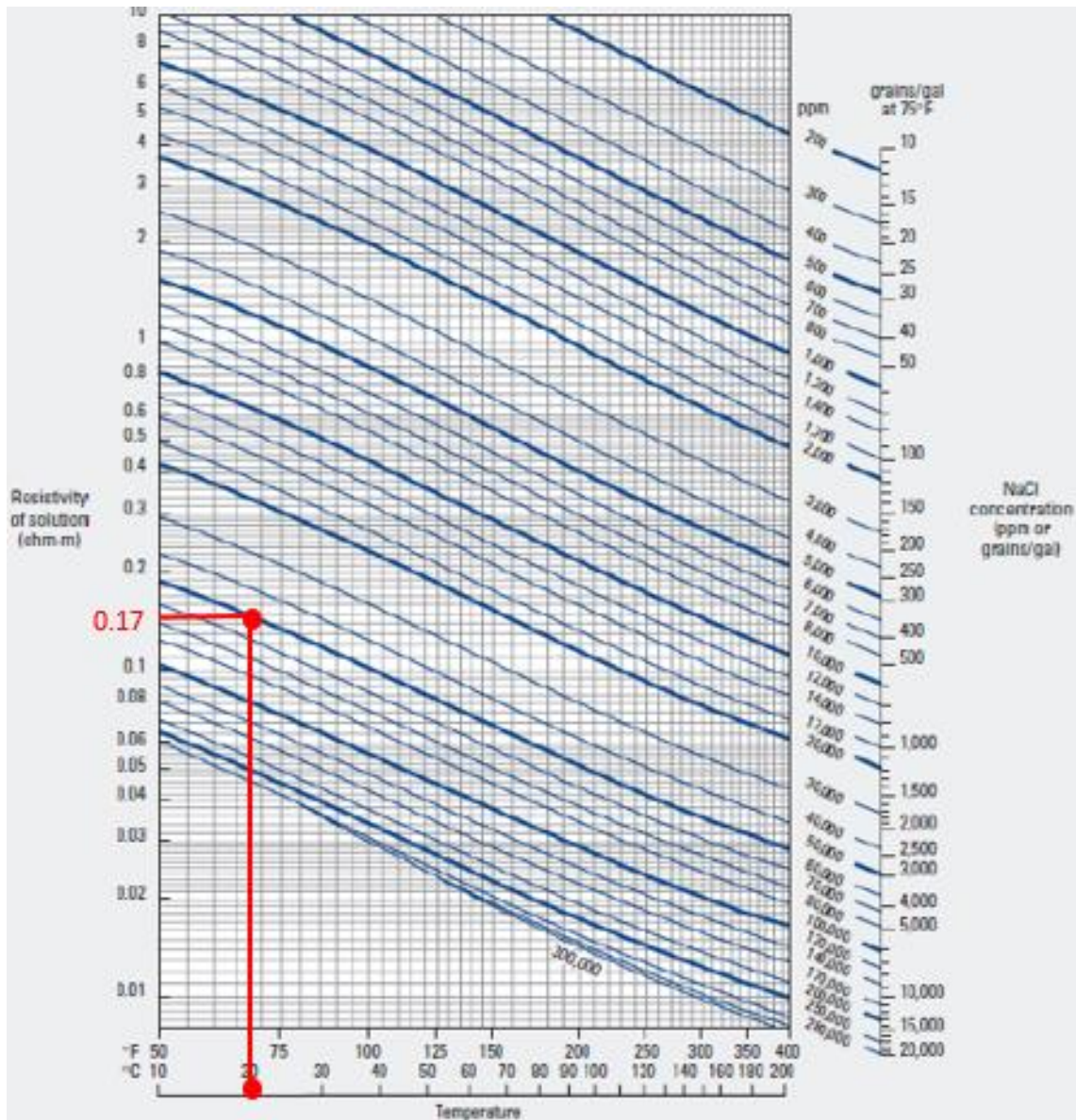


Figura 36. Gráfica de resistividad de soluciones salinas (Schlumberger, 2010)

Rt se toma del registro de resistividad profunda y la porosidad ya ha sido calculada previamente por lo que se toma a partir de la relación neutrón-densidad.

4.6 CALIBRACIÓN

Para la calibración de la estimación de la porosidad se utilizaron núcleos disponibles, para la porosidad se cuenta con 54 núcleos en la formación Kingak Shale, por otro lado, para la formación Sag River Sandstone, se consideraron un total de 32 núcleos.

4.7 MODELO MINERALÓGICO PROBABILÍSTICO

El principio del funcionamiento de este modelo se fundamenta en que si es posible encontrar los volúmenes aproximados de cada elemento en el reservorio analizado (con la ecuación de respuesta de cada registro en relación con sus parámetros), entonces puede determinarse el valor que, teóricamente, habría medido cada registro. Partiendo de ello y para poder realizar un modelado probabilístico, se realizó un control de calidad de los registros, posterior a ello, una inicialización en donde se definirán los parámetros de la formación, en función de la salinidad de la formación, y del lodo de perforación utilizado.

Posterior a ello, se definieron los minerales con los que trabajara el modelo, en este caso en particular se utilizó ilita y caolinita, calcita, dolomita, y cuarzo, además de considerar un volumen contenido de agua, gas y aceite.

Una vez que tenemos esto, se realiza la inversión de los datos para generar los registros siguiendo el comportamiento que tendría la herramienta frente a los minerales previamente seleccionados.

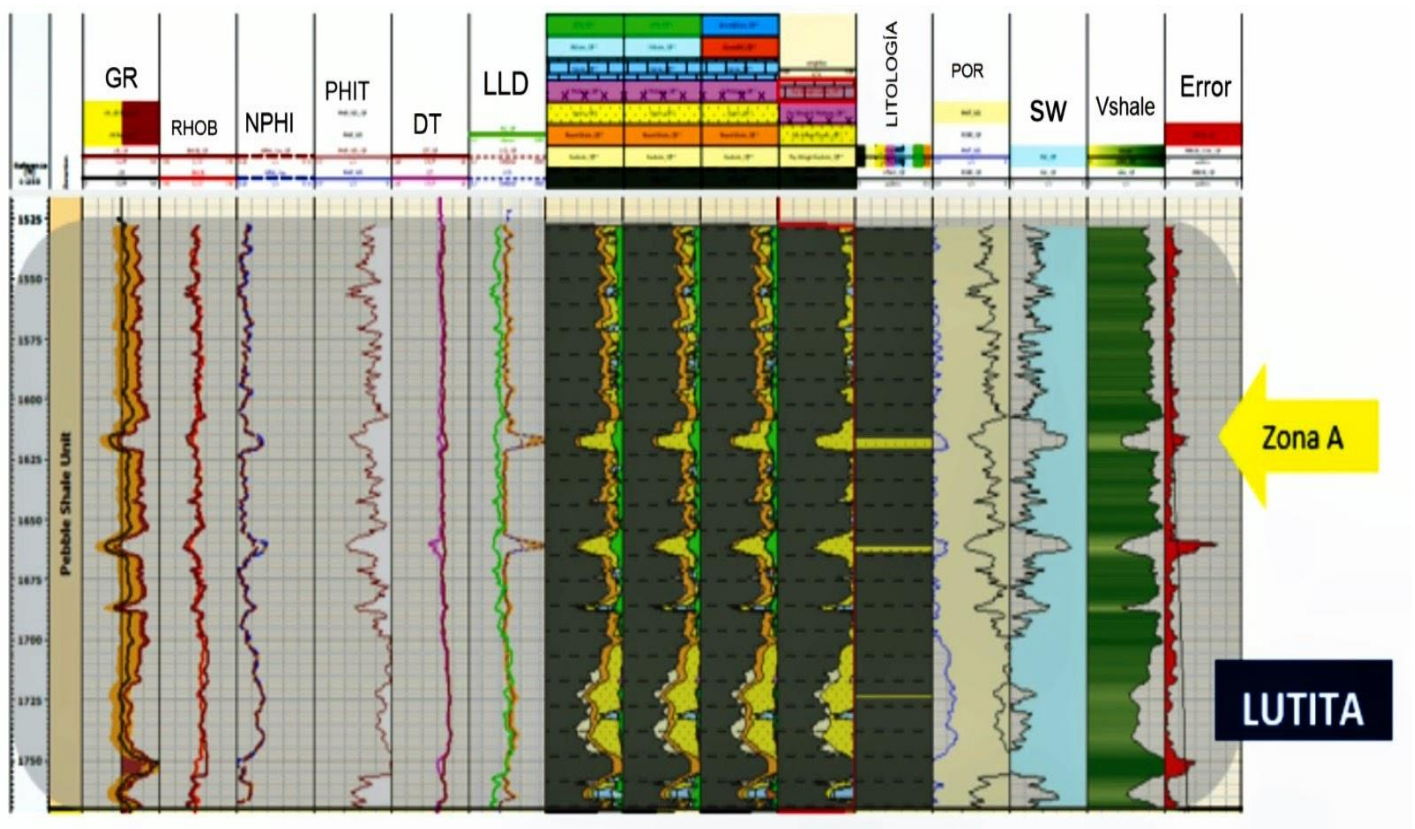


Figura 37. Modelo probabilístico de la formación Pebble Shale Unit para el pozo South Barrow 17.

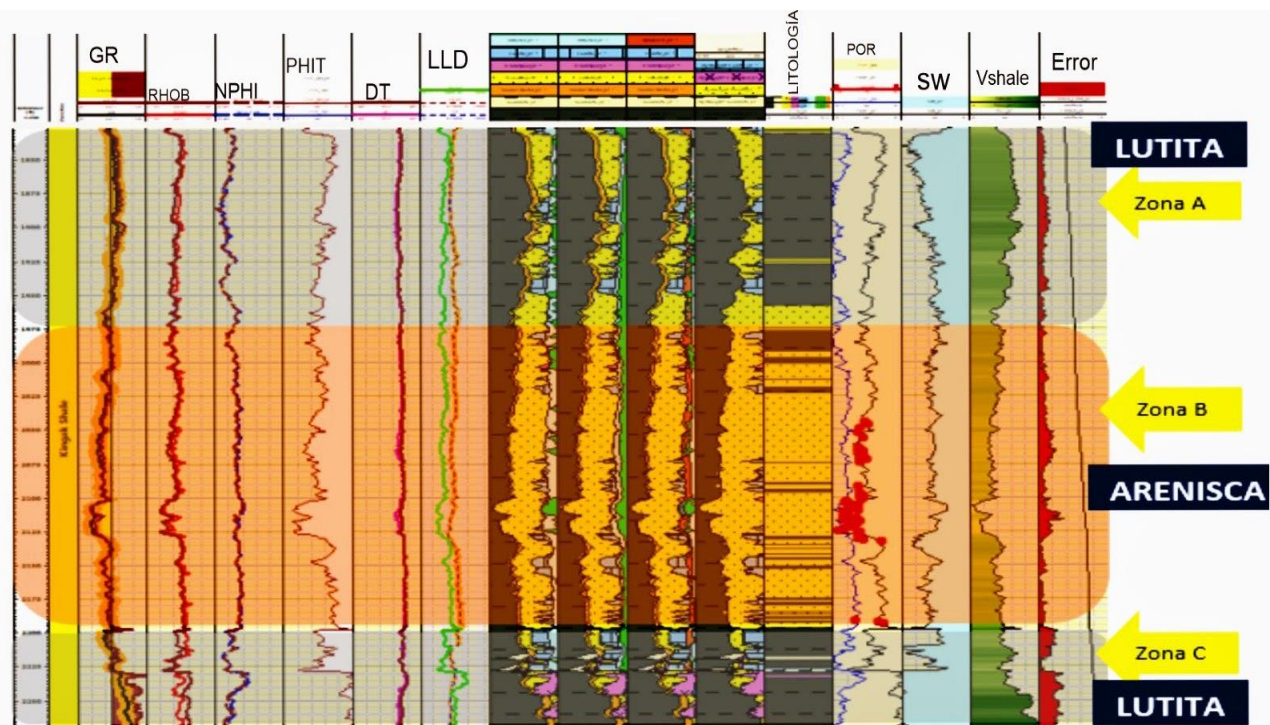


Figura 38. Modelo probabilístico de la formación Kingak Shale para el pozo South Barrow 17.

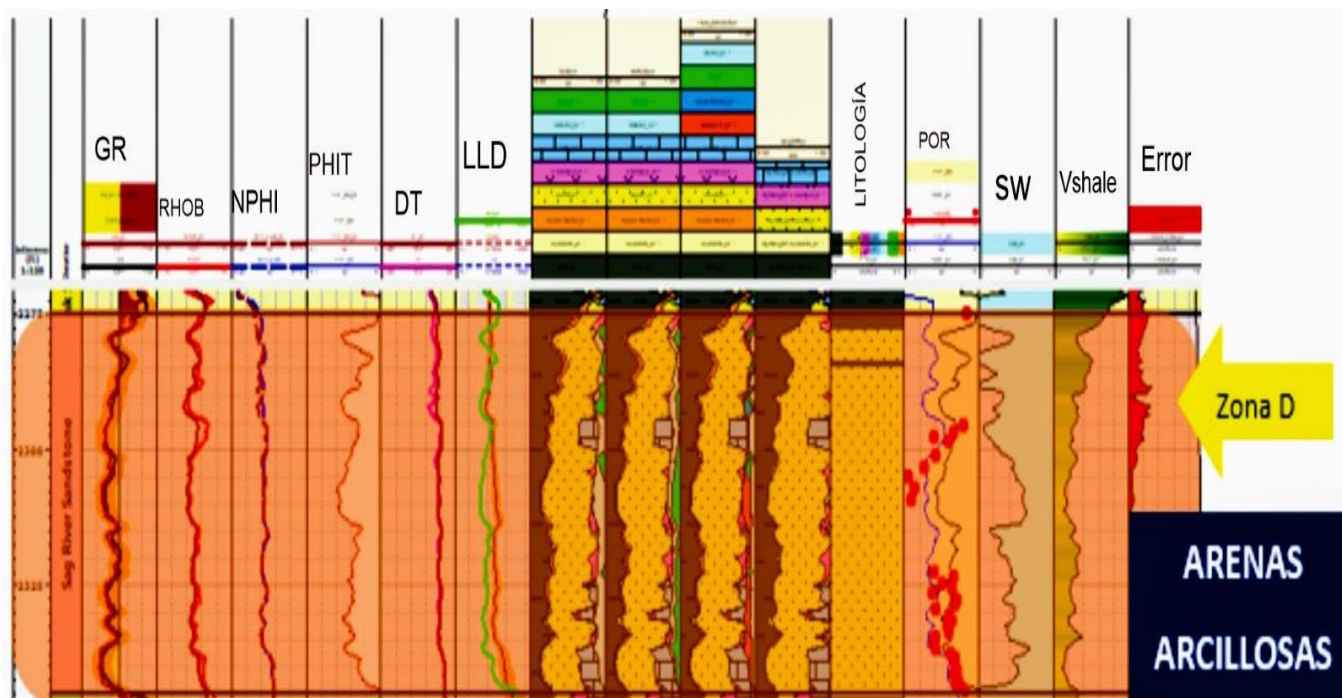


Figura 39 Modelo probabilístico de la formación Sag River Sandstone para el pozo South Barrow 17.

En la figura 39 podemos observar el modelo mineralógico generado, con una buena reconstrucción de los registros, en él se observa que la zona A, muestra un alto contenido de minerales arcillosos, correspondiente a una porosidad efectiva disminuida, y un saturación de agua considerable, lo mismo sucede para la zona C, en comparación con la zona B, la cual refleja un menor aporte de material fino y minerales arcillosos, y en consecuencia mayor porosidad efectiva (20%) en conjunto con una saturación menor (40%). La zona D por otro lado, muestra un comportamiento similar a la zona B, sin embargo, para este caso, los valores de porosidad y de saturación rondan entre 20% y 60% respectivamente.

4.8 RECONSTRUCCIÓN DE REGISTRO DE NEUTRÓN

En pozo South Barrow 20, se observa que el registro de neutrón está incompleto, dentro de la formación Kingak Shale, en el intervalo que abarca de 2111 a 2136 ft (Figura 41), lo cual representa una pérdida de información que se puede ver reflejado en pasar por alto un intervalo que pudiese ser potencialmente productor.

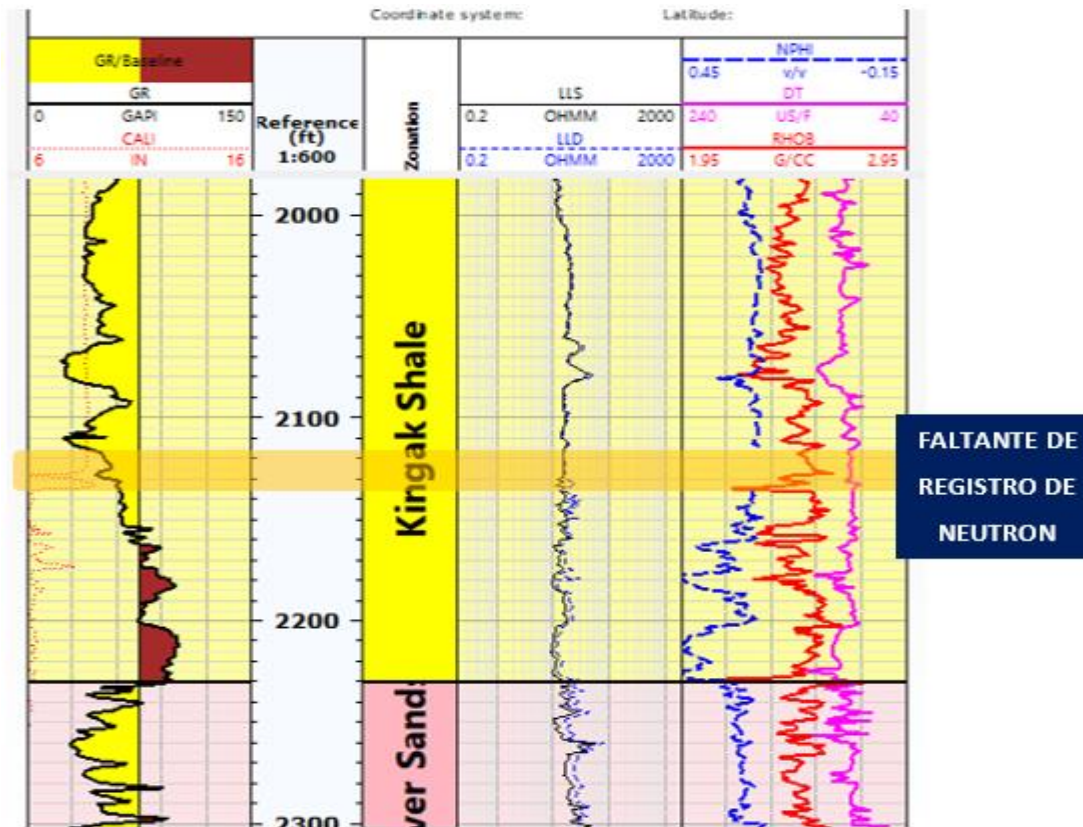


Figura 40 Set de registros básicos del pozo South Barrow 20.

Para realizar la reconstrucción de este registro, se hizo uso de una red neuronal, esta, se entrenó con los registros de densidad, sónico, y resistividad, debido a que son los registros que muestran una mejor correlación (Figura 42), esto para que las respuestas de la capa de salida se ajusten lo más posible a la tendencia de los datos que conocemos.

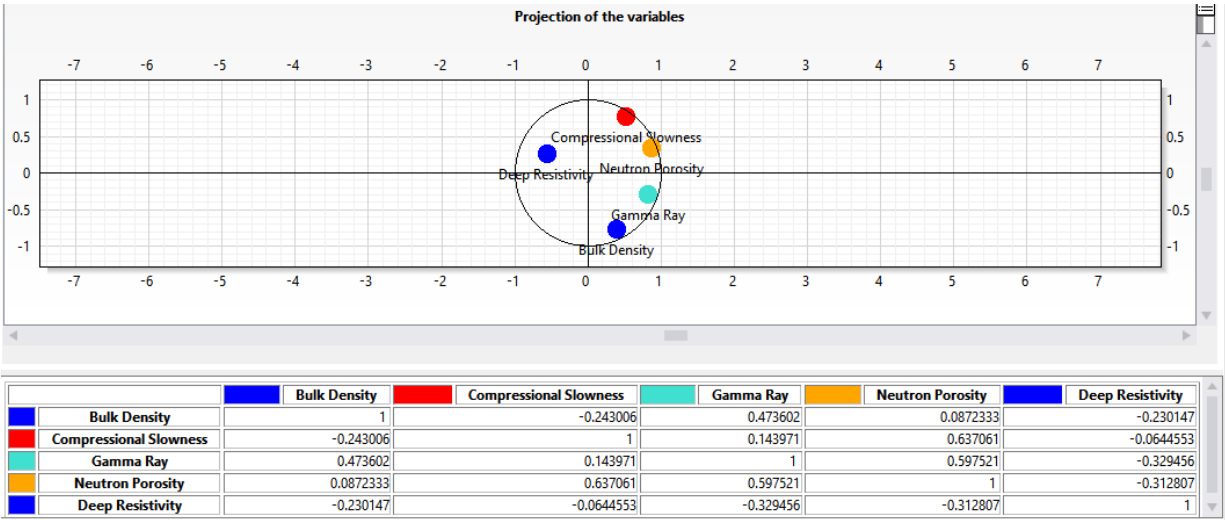


Figura 41. Proyección de correlación de variables

La red neuronal construida muestra un coeficiente de determinación (R^2) de .86 lo que representa un buen ajuste, y por otro lado un RMSE= 0.02, indicando un ajuste muy bueno (Fig. 41), ya que este último compara un valor predicho y un valor conocido.

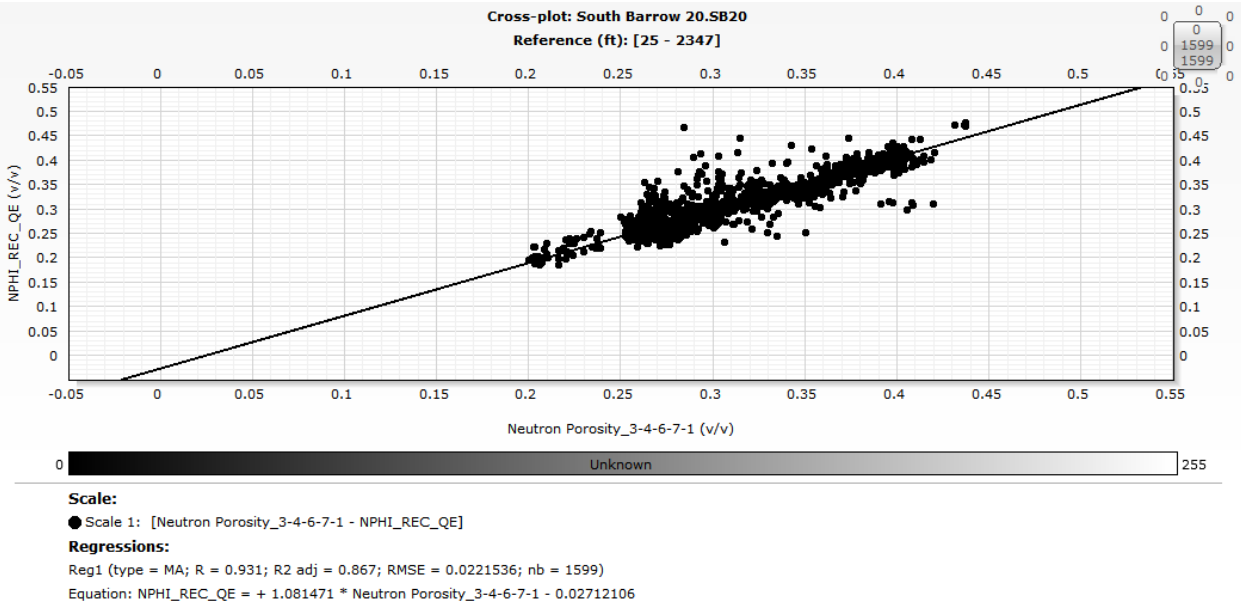


Figura 42 Cross plot del registro de porosidad generado a partir de redes neuronales y el registro original del pozo South Barrow 20.

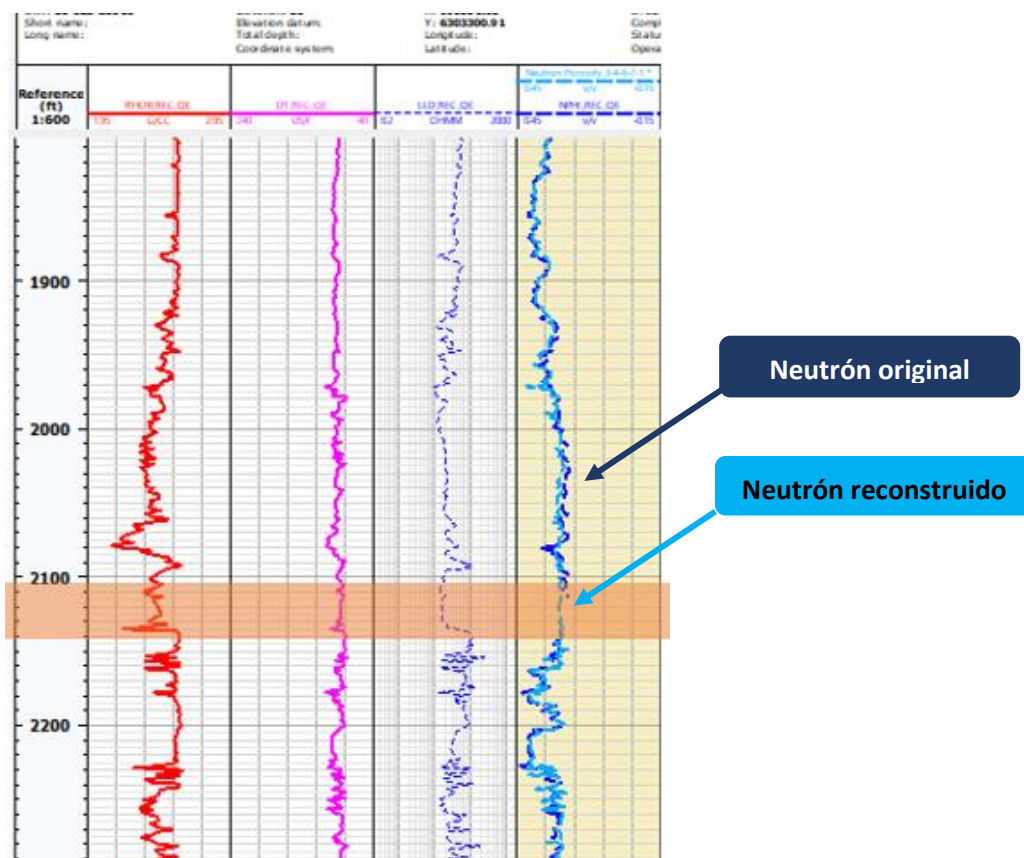


Figura 43. Registro de neutrón reconstruido en comparación del registro original.

El registro de neutrón generado a partir de la implementación de una red neuronal muestra una tendencia muy similar al registro tomado originalmente, y aunque se puede tomar en cuenta el registro sintético para generar el modelo probabilístico, para este caso en particular, se tomara en cuenta solo la parte de la curva faltante, y se colocara en la parte faltante del registro original.

4.9 CLASIFICACIÓN DE ELECTROFACIES

Para realizar la clasificación de electrofacies se utilizó una técnica conocida como clustering, la cual, como ya se mencionó en el marco teórico, consiste en agrupar un conjunto de datos de tal forma que los elementos contenidos dentro del mismo, son más similares entre sí que con aquellos elementos que pertenecen a otro cluster.

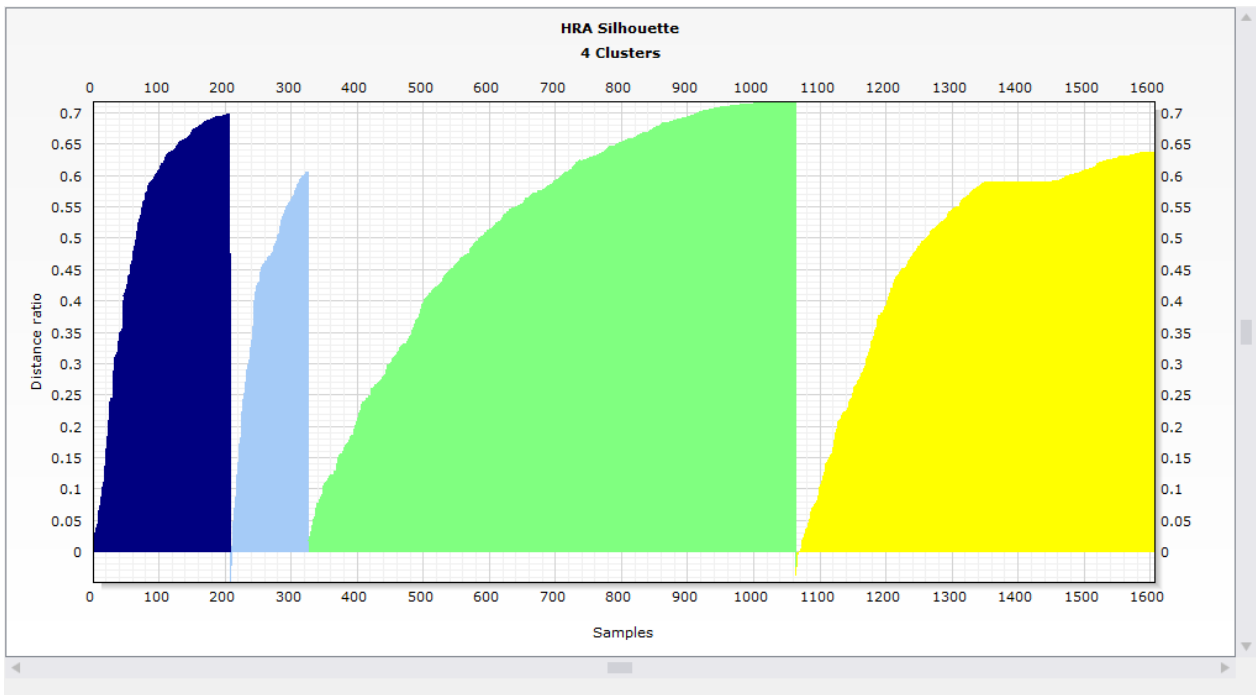


Figura 44. Agrupación en clusters

Para este caso en específico se agruparon en 4 clusters distintos (Fig. 45), nombrando a cada uno de ellos según las características petrofísicas y exhibidas, y tomando en cuenta la geología presente en la zona de estudio. A continuación, se muestra el código de colores correspondiente a cada electrofacie, así como la litología asociada a la misma.

Figura 45 Clasificación de clusters según la litología.

	MARGA
	ARCILLA CALCAREA
	ARENA ARCILLOSA
	LUTITAS

4.9.1 MODELO DE LITOFACIES

Al realizar la clasificación mediante el modelo de electrofacies generado a partir de Clusters tenemos lo siguiente:

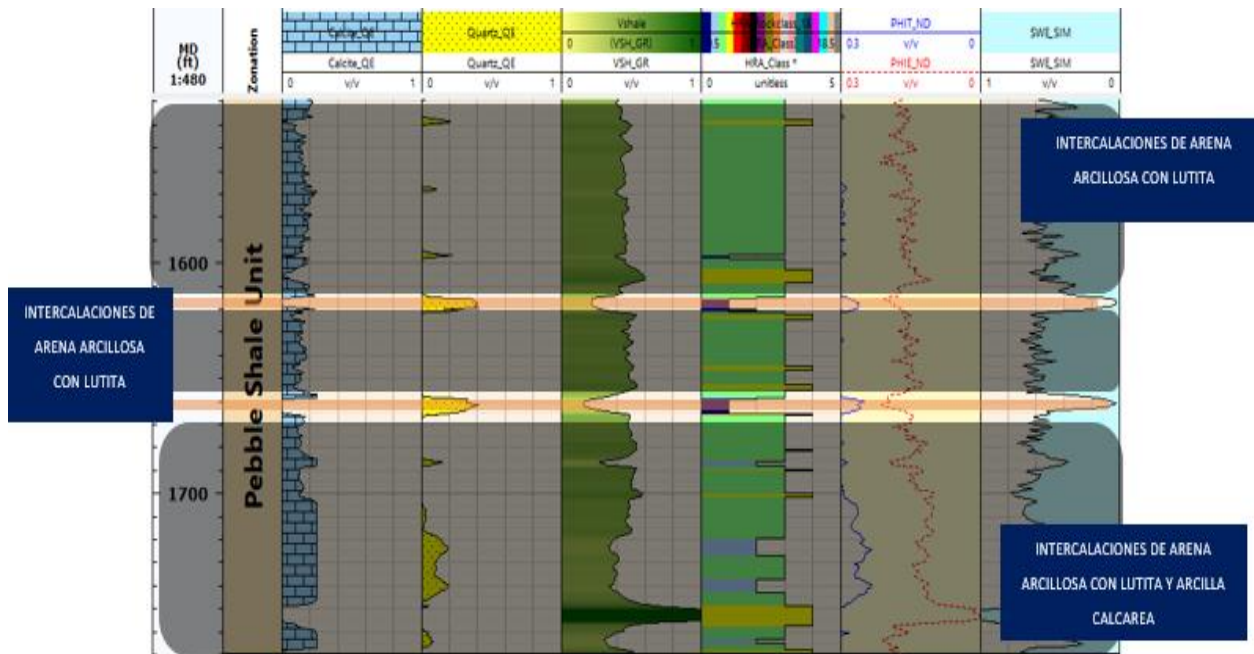


Figura 46. Determinación de la litología presente en la formación Pebble Shale Unit del pozo South Barrow 17

The image displays a detailed geological profile of the Kingak Shale section. The vertical axis on the left indicates depth in meters, ranging from 1800 to 2200. The profile includes several logs: a lithology log (top) showing alternating layers of sandstone, siltstone, and shale; a gamma ray log (second from left); a resistivity log (third from left); a porosity log (fourth from left); a permeability log (fifth from left); a saturation log (sixth from left); and a depth log (bottom). The Kingak Shale is labeled in the center of the profile. On the right side, three blue boxes with white text identify the lithological units: 'LUTITA (ARCILLA)' for the upper section, 'MARGAS Y ARCILLAS CALCAREAS' for the middle section, and 'LUTITA (ARCILLA)' for the lower section.

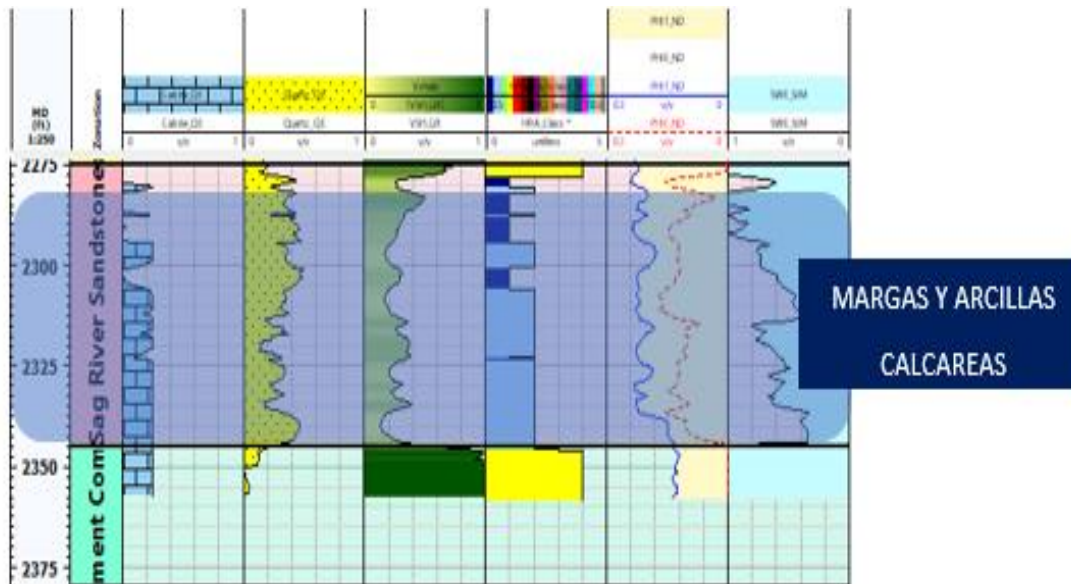


Figura 48. Determinación de la litología presente en la formación Sag River Sandstone del pozo South Barrow 17

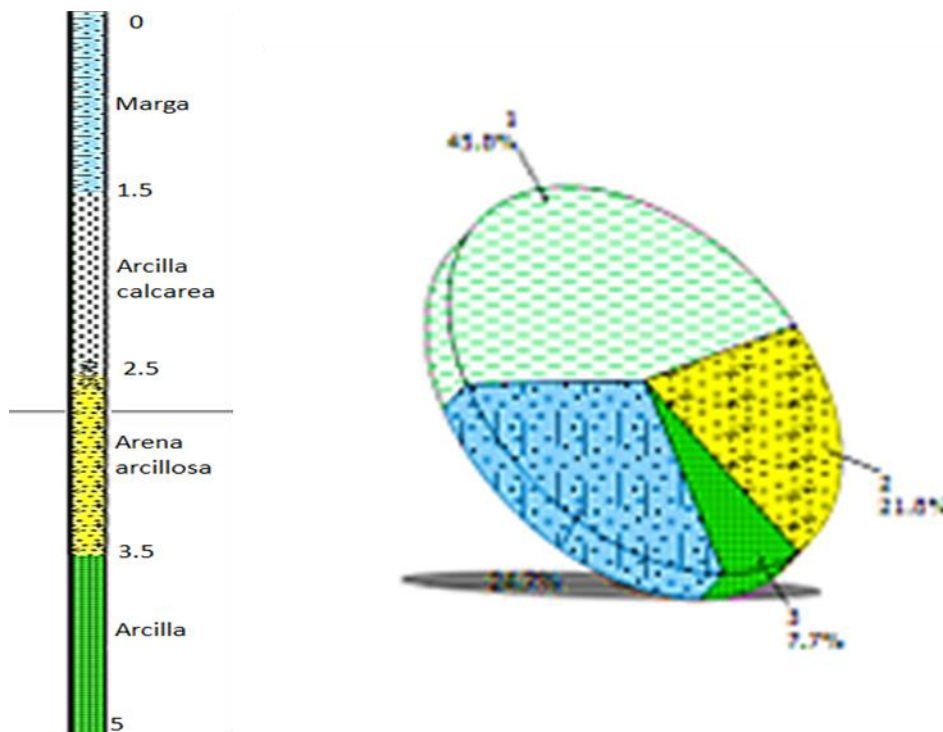


Figura 49. Estimación del porcentaje de litología contenida en el pozo South Barrow 17

4.10 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

Para la estimación de la permeabilidad se realizó una regresión múltiple utilizando los núcleos disponibles tanto de permeabilidad como de porosidad para los pozos South Barrow 17, 18 y 20; una vez ajustada, la ecuación resultante podrá propagarse a los pozos donde no se cuenta con núcleos.

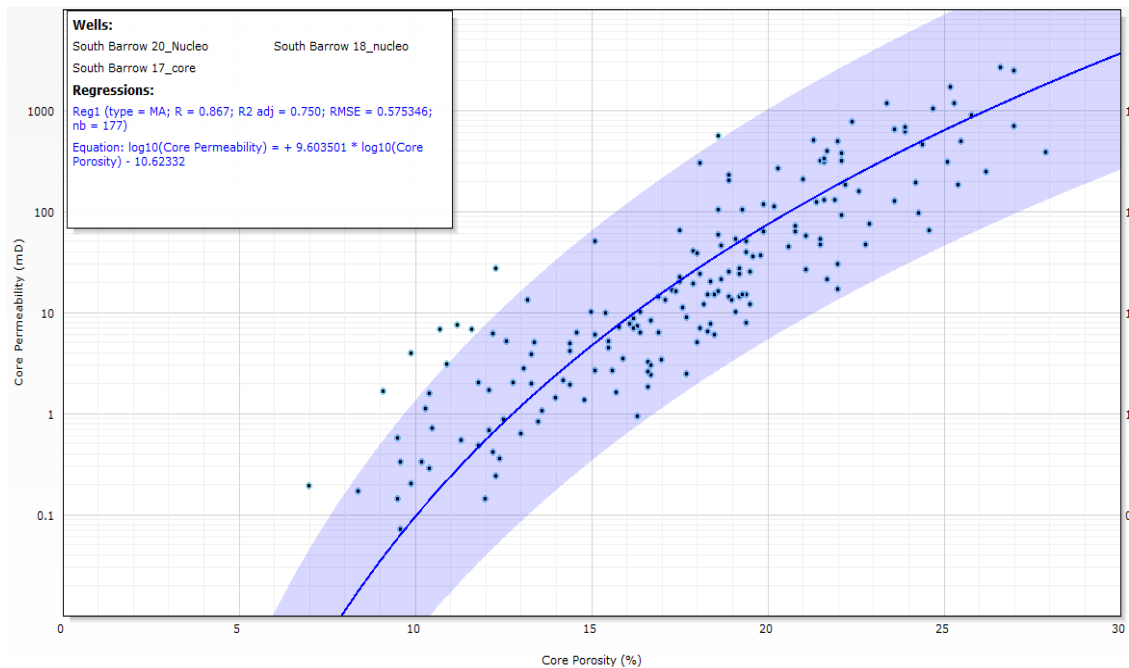


Figura 50. Representación gráfica del ajuste de la regresión múltiple aplicada a los núcleos.

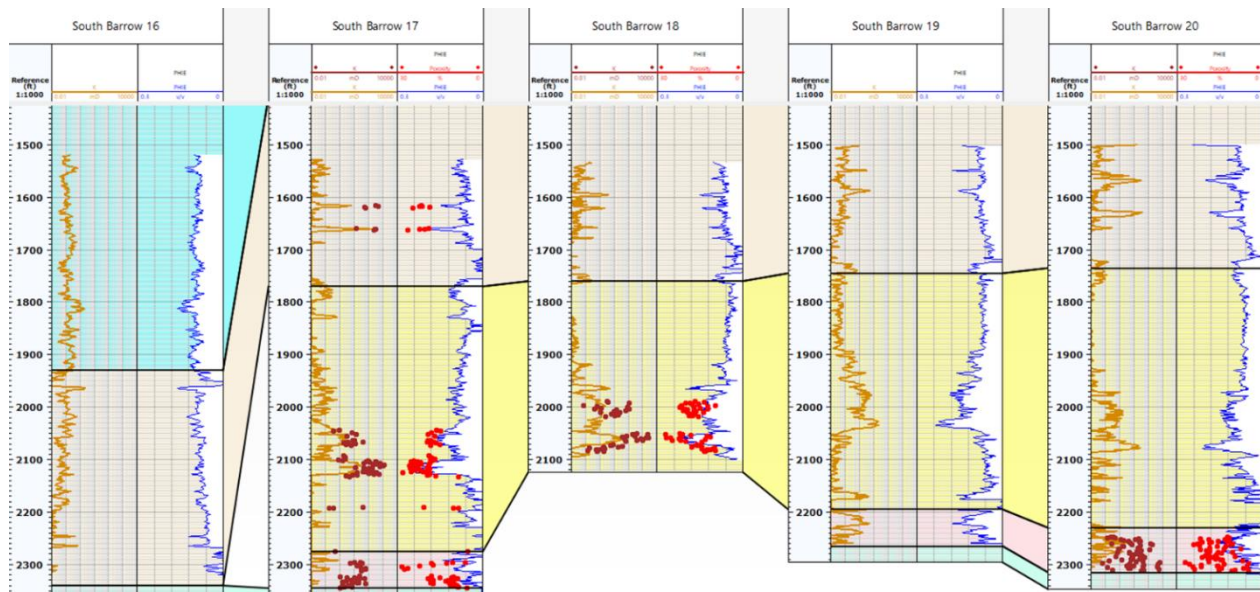


Figura 51. Extrapolación de la curva de permeabilidad a todos los registros a, partir de la utilización de los núcleos disponibles.

4.11 TIPO DE ROCA

La clasificación del tipo de roca se realizó mediante la implementación del modelo de Winland, las unidades de flujo se agrupan por el tamaño de las gargantas de poro usando las designaciones del tipo: megaporo, macroporo, mesoporo, microporo. En este caso en particular, tenemos principalmente presencia de microporos con una cantidad mínima de microporos en intervalos específicos de los pozos.

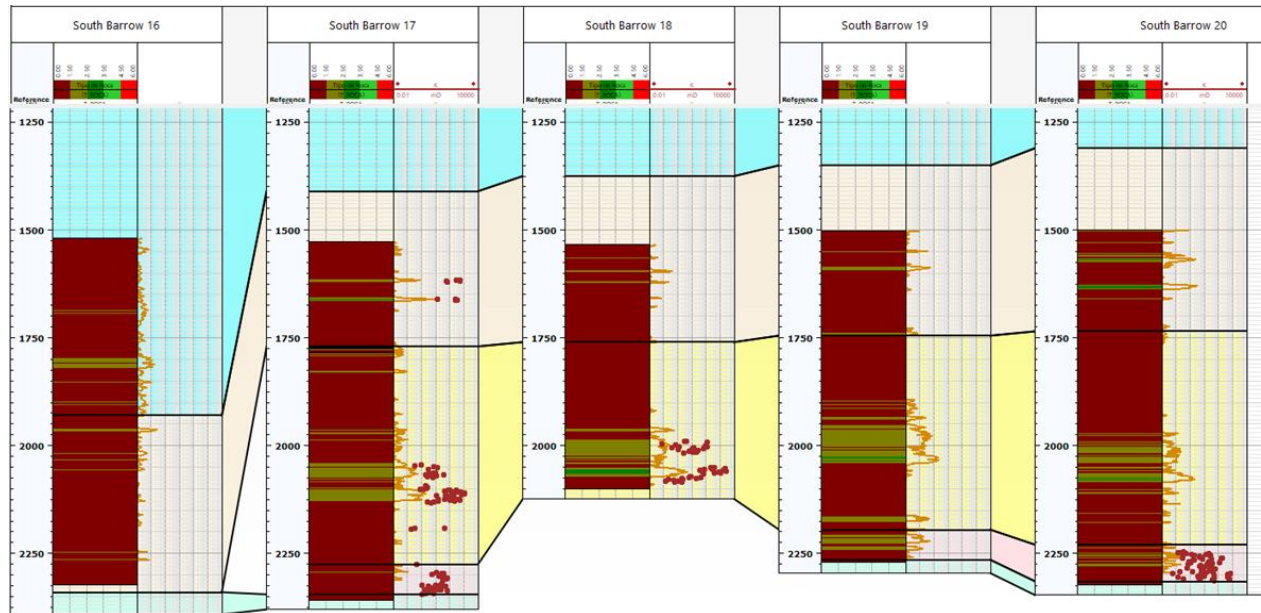


Figura 52. Análisis del tipo de roca mostrado para cada pozo y extrapolación de la misma a los demás pozos.

Los tipos de roca identificados a partir de la aplicación de esta técnica deben ser extrapolados a todo el registro, esto se hace encontrando la ecuación de permeabilidad que satisfaga la distribución del punto de permeabilidad de la porosidad del núcleo y aplicándola a los registros geofísicos de los núcleos que hemos obtenido previamente.

Los resultados de aplicar esta técnica permitirán asociar la información directa de las rocas del yacimiento (núcleos) con la información indirecta obtenida de los registros geofísicos del pozo, no solo como una calibración, sino con la idea de tener un mejor criterio para la selección de los mejores intervalos de un yacimiento y con ello un mejor desarrollo de este.

CAPÍTULO V ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 EVALUACIÓN

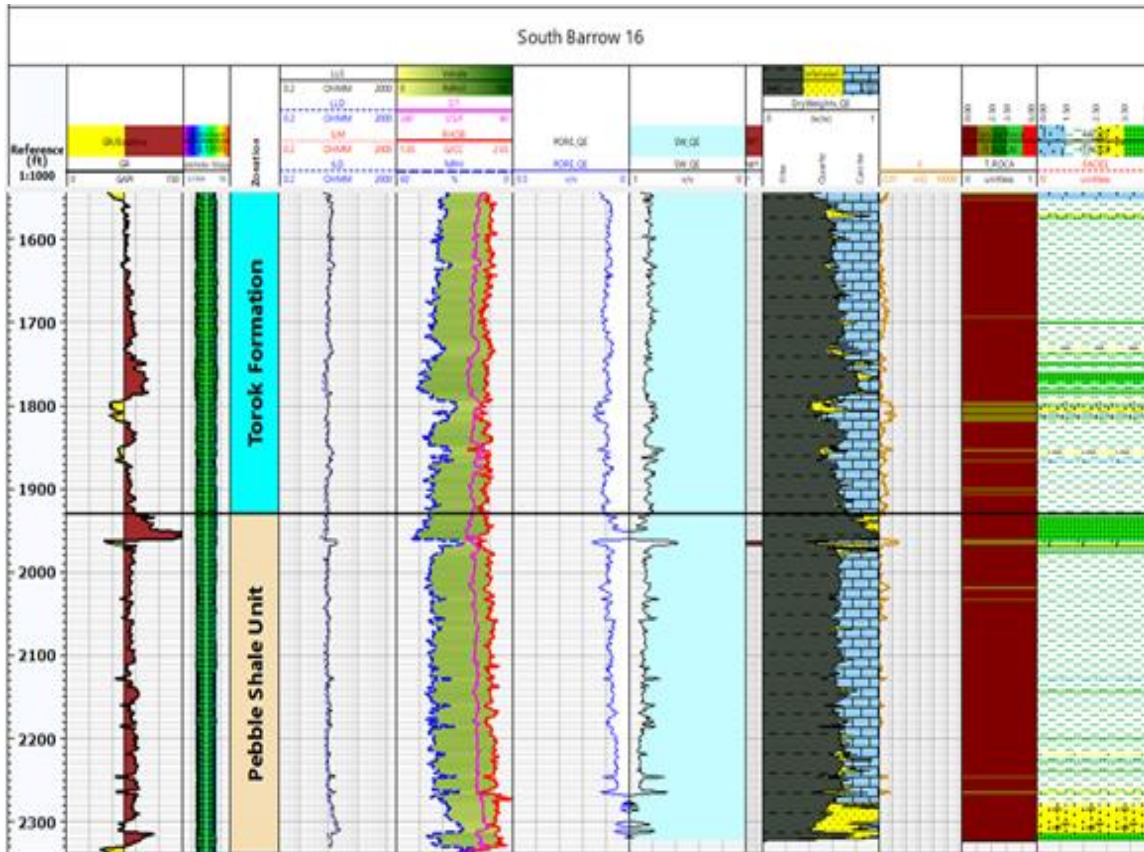


Figura 53. Modelo petrofísico generado para el pozo South Barrow 16.

MODELO DETERMINISTICO

El modelo determinístico en la formación Torok muestra una litología en donde predominan las lutitas, aunque también se observa mínimo contenido de calizas y areniscas arcillosas, siendo estas últimas las que podrían contener trazas de hidrocarburo, pero siendo estos espesores muy pequeños no lo hace potencialmente explorable, por otro lado, la formación Pebble Shale Unit refleja alto contenido de arcilla calcárea con una porosidad efectiva muy baja y además un alta saturación de agua, lo cual hace que esta formación no sea potencialmente explotable.

MODELO PROBABILISTICO

Por otro lado, en el modelo probabilístico generado para ambas formaciones se observa concordancia con lo anterior mencionado, ya que muestra el mismo comportamiento tanto para la formación Torok como para la Pebble Shale, reflejando altas saturaciones de agua, y porosidades efectivas muy bajas, y litológicamente muestra un alto contenido de material arcilloso.

CLASIFICACION DE ELECTROFACIES

Al realizar la clasificación de electrofacies mediante la implementación de Clusters, se confirma que las respuestas de los registros se asocian a 4 litologías predominantes, en correlación con el cálculo de la saturación de agua, la porosidad efectiva dentro de ellas, y la geología de la zona.

Para la formación Torok, aunque se muestra un aporte de las 4 litologías, el aporte más significativo es de margas arcillosas y lutitas con una porosidad efectiva muy baja y una saturación de agua elevada, por otro lado, cabe mencionar que, aunque se muestran zonas donde podría existir presencia de hidrocarburos, con un espesor tan pequeño, se infiere que se trata de trazas del mismo, haciendo que esta formación no sea potencialmente explotable.

Para la formación Pebble Shale Unit como ya se mencionó anteriormente, se muestra una contribución importante de lutitas, y además intercalada con margas arcillosas, por lo que una porosidad efectiva disminuida en comparación con la porosidad total es de esperar, y, además, una alta saturación de agua.

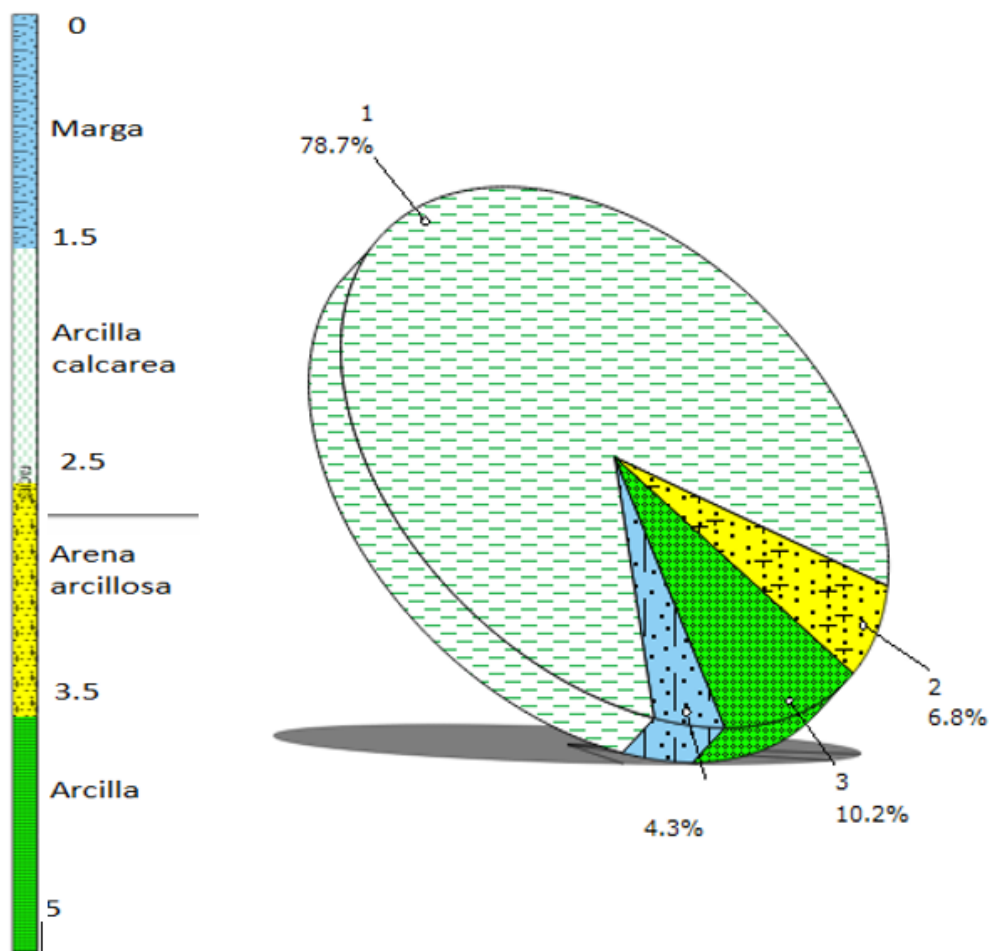


Figura 54. Estimación del porcentaje de litología contenida en el pozo South Barrow 16.

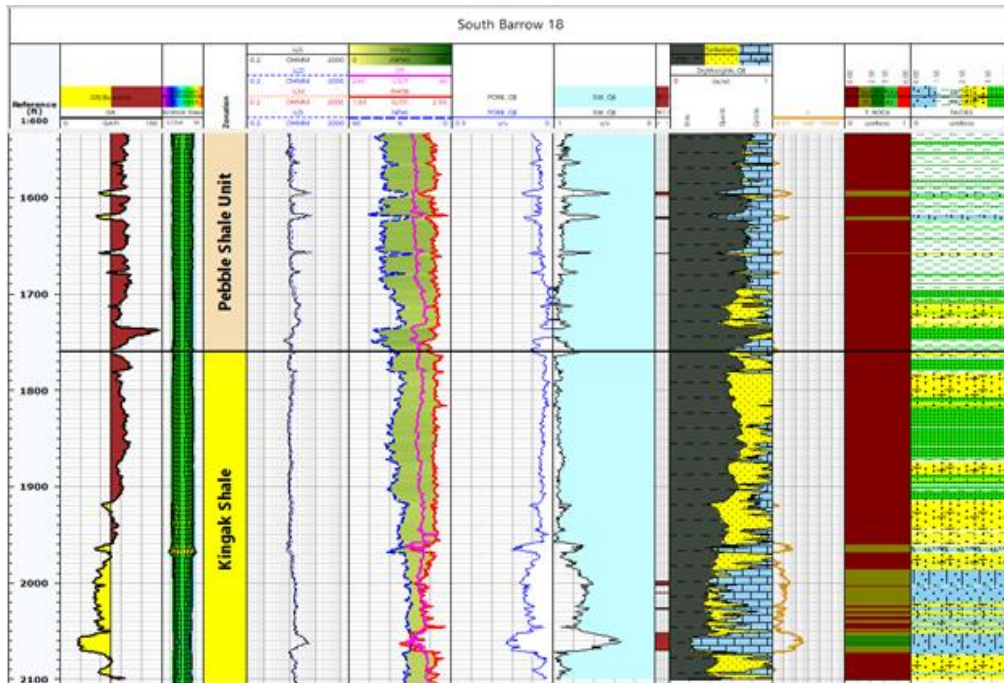


Figura 55. Modelo petrofísico generado para el pozo South Barrow 18.

MODELO DETERMINISTICO

El modelo determinístico en la formación Pebble Shale Unit presenta una litología en donde se muestran intercalaciones entre lutitas y calcarenitas sucias, con espesores muy pequeños, lo cual hace que sea potencialmente no explorable, por otro lado, la formación Kingak Shale refleja alto contenido de arcillas en la parte superior (1760 Ft a 1960 Ft) con una porosidad efectiva muy baja y además un alta saturación de agua, lo cual hace que este intervalo no sea potencialmente explotable, sin embargo, en la base de la formación (1960 Ft hasta 2100 Ft) se observa una variación en la litología, se muestra principalmente margas con contenido de arenisca y areniscas arcillosas, con una porosidad efectiva alta la cual fue calibrada con núcleos, una saturación de agua baja, lo cual hace que sea potencialmente explotable.

MODELO PROBABILISTICO

Por otro lado, en el modelo probabilístico generado para las formaciones analizadas, se observa concordancia con lo ya predicho, en la formación Pebble Shale Unit se

caracteriza principalmente por la presencia de lutita, con intercalaciones con margas arcillosas reflejando una porosidad efectiva disminuida en comparación con la porosidad total, y, además, una alta saturación de agua, lo que hace que esta formación no sea potencialmente explotable.

La formación Kingak Shale, presenta un alto contenido de lutita en la parte superior (1760 a 1960 Ft) con una porosidad total alta y una efectiva muy baja y además un alta saturación de agua, lo cual hace que este intervalo no sea potencialmente explotable, sin embargo, en la base de la formación (1960 hasta 2100 Ft) se observa una variación en la litología, se muestra principalmente areniscas, con una porosidad efectiva alta la cual fue calibrada con núcleos, una saturación de agua baja, lo cual hace que sea potencialmente explotable.

CLASIFICACION DE ELECTROFACIES

El modelo generado a partir de la implementación de Clusters muestra el siguiente orden, en la formación Pebble Shale Unit se observa que está conformada principalmente por intercalaciones de lutita y calcarenitas sucia, con algunos intervalos de arenisca de muy pobre espesor, lo cual representa que no es una formación potencialmente explotable.

Por otro lado, la formación Kingak Shale se muestra conformada en la cima y en la base por lutita, aunque a una profundidad de 1950 a 2100 aproximadamente, una variación en la litología, pues encontramos areniscas (azul marino) con buenas porosidades y saturaciones de agua, las cuales hacen que esta formación sea potencialmente explotable.

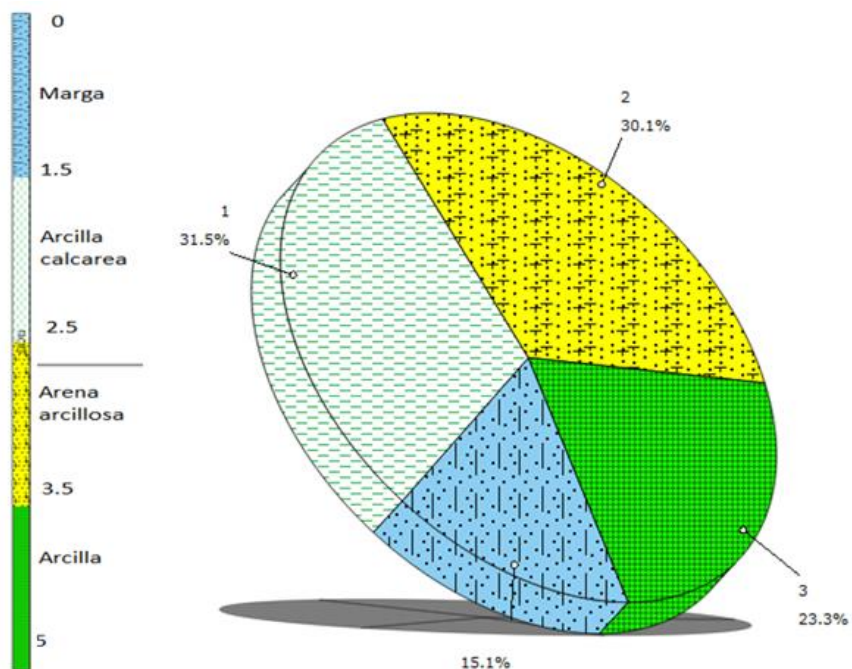


Figura 56. Estimación del porcentaje de litología contenida en el pozo South Barrow 18

POZO SOUTH BARROW 19

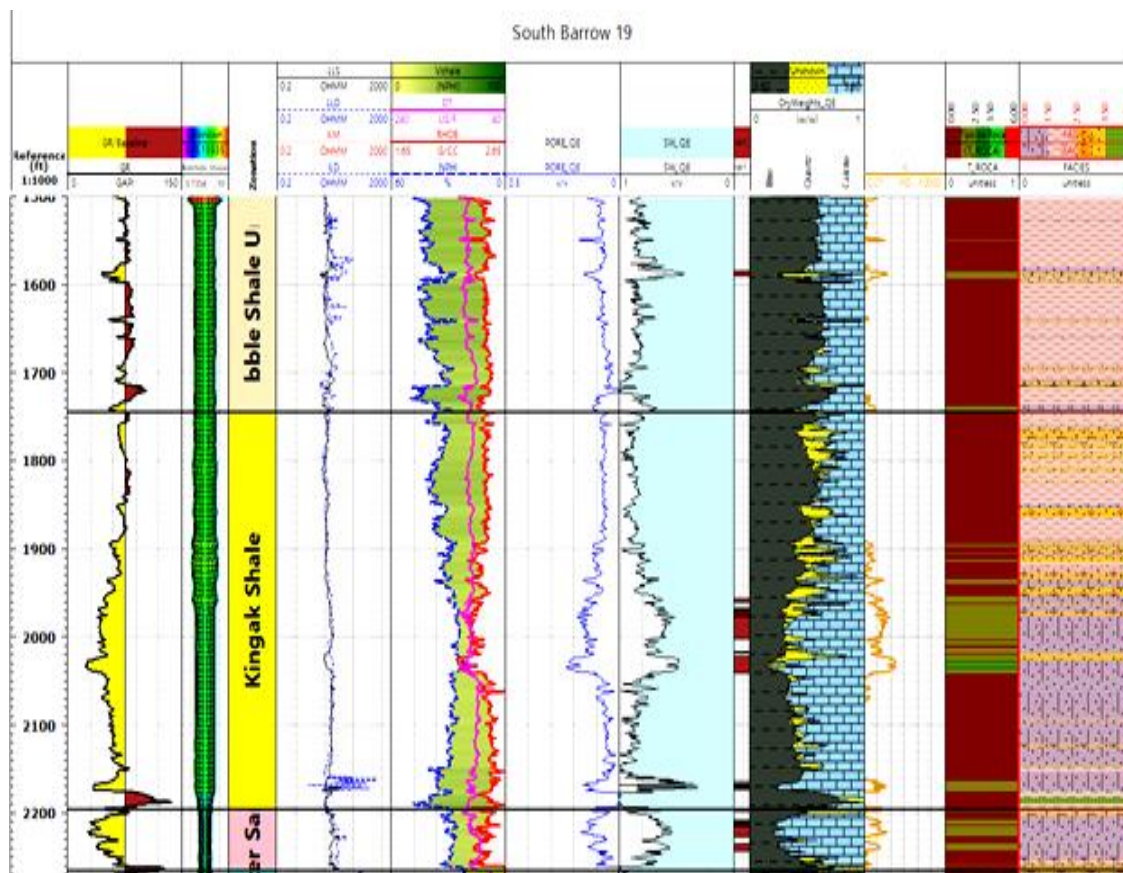


Figura 57. Modelo petrofísico generado para el pozo South Barrow 19.

MODELO DETERMINISTICO

El modelo determinístico en la formación Pebble Shale Unit presenta una litología en donde se muestran intercalaciones entre lutitas y calcarenitas sucias, con espesores muy pequeños, lo cual hace que sea potencialmente no explorable, por otro lado, la formación Kingak Shale refleja alto contenido de arcillas en la parte superior, (1750 Ft a 1950 Ft) con una porosidad efectiva muy baja y además un alta saturación de agua, lo cual hace que este intervalo no sea potencialmente explotable, sin embargo, en la base de la formación (1950 Ft hasta 2200 Ft) se observa una variación en la litología, se muestra principalmente margas con contenido de arenisca y areniscas arcillosas, con una porosidad efectiva alta, una saturación de agua baja, lo cual hace que sea potencialmente explotable, en el caso de la formación Sag River Sandstone, la litología

predominante es arenisca lo cual representa una porosidad efectiva alta y una saturación de agua baja, haciendo que esta sea potencialmente explotable.

MODELO PROBABILISTICO

Por otro lado, en el modelo probabilístico generado para las formaciones analizadas, se observa concordancia con lo ya predicho, en la formación Pebble Shale Unit se caracteriza principalmente por lutita, con intercalaciones con areniscas reflejando una porosidad efectiva disminuida en comparación con la porosidad total, y, además, una alta saturación de agua, lo que hace que esta formación no sea potencialmente explotable.

Con respecto a la formación Kingak Shale, presenta un alto contenido de lutita en la parte superior (1740 Ft a 1930 Ft) con una porosidad total alta y una efectiva muy baja y además una saturación alta de agua, lo cual hace que este intervalo no sea potencialmente explotable, sin embargo, en la parte media de la formación (1960 hasta 2170 Ft) se observa una variación en la litología, se muestra principalmente areniscas, con una porosidad efectiva alta la cual fue calibrada con núcleos, una saturación baja de agua, lo cual hace que sea potencialmente explotable, ahora bien en la base de la misma (2170 hasta 2197 Ft), se muestra una contribución importante de lutita, con una porosidad efectiva nula y una saturación del 100%, haciendo esta parte no potencialmente productora.

La formación Sag River Sandstone consta principalmente de areniscas, ligeramente arcillosas, de grano muy fino lo cual se muestra representado en el modelo generado para esta formación, correlacionándose con la buena porosidad efectiva presente y la baja saturación de agua haciendo que esta zona sea potencialmente explotable.

CLASIFICACION DE ELECTROFACIES

Una vez realizado el análisis mediante los métodos convencionales se realiza la clasificación de electrofacies mediante la implementación de IA, resultando en 4 distintas litologías presentes a lo largo de las formaciones, por ejemplo, como ya se ha mencionado anteriormente en la formación Pebble Shale Unit está conformada principalmente por lutitas, y al correlacionar esto con el modelo de litofacies tenemos una concordancia.

La formación Kingak Shale se muestra conformada en la cima de (1750 a 1930 Ft) y en la base por lutita (2180 hasta 2210 ft), aunque a una profundidad de 1930 a 2100 ft aproximadamente, una variación en la litología, pues encontramos areniscas (azul marino) con buenas porosidades y saturaciones de agua, las cuales hacen que esta formación sea potencialmente explotable, por debajo de esto encontramos intercalaciones de calcarenitas con lutita y arenisca con un espesor aproximado de 80 Ft. Mostrando una porosidad efectiva baja y una saturación de agua muy alta (2100 hasta 2180 ft).

Ahora bien, la formación Sag River Sandstone se muestra formada principalmente por arenisca con algunas intercalaciones pequeñas de calcarenita, en la cima y en la base de esta formación se muestra una variación en la litología, observándose a así lutita.

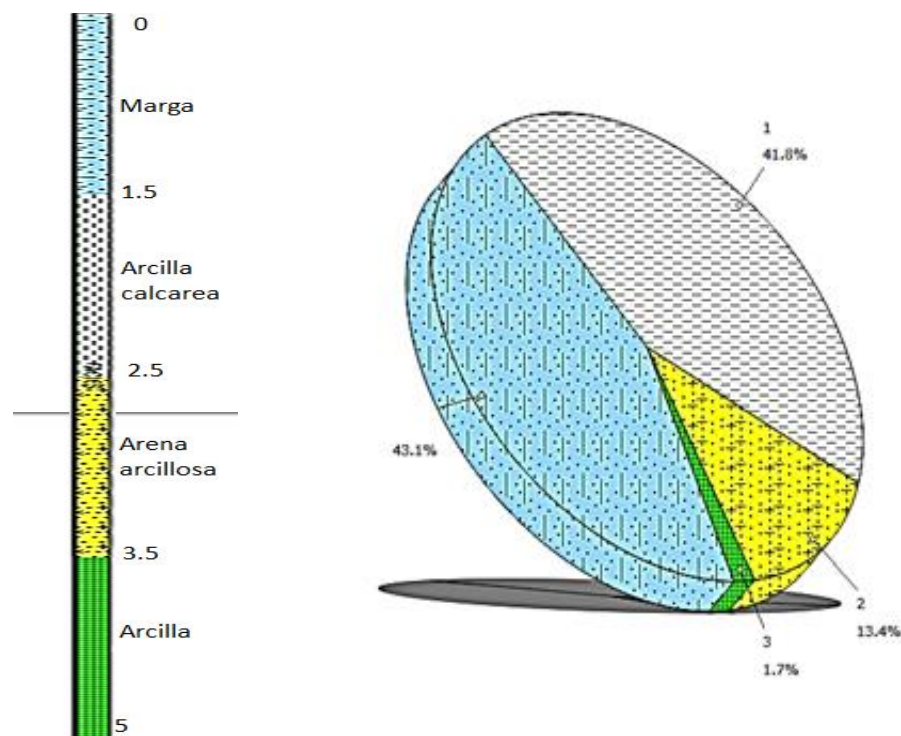


Figura 58. Estimación del porcentaje de litología contenida en el pozo South Barrow 19.

POZO SOUTH BARROW 20

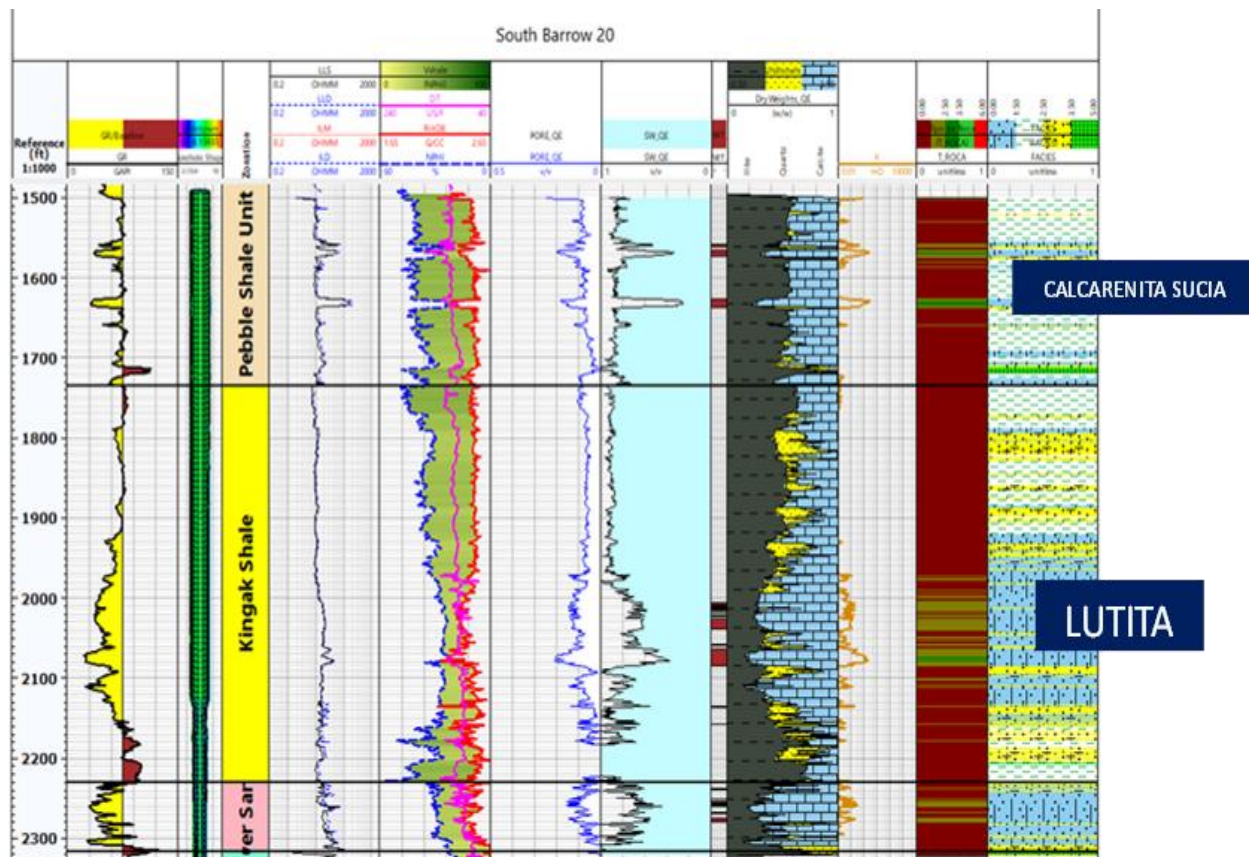


Figura 59. Modelo petrofísico generado para el pozo South Barrow 20.

MODELO DETERMINISTICO

El modelo determinístico en la formación Pebble Shale Unit muestra una litología en donde se ubican intercalaciones entre lutitas y calcarenitas sucias con espesores muy pequeños, lo cual hace que sea potencialmente no explorable.

Por otro parte, la formación Kingak Shale refleja alto contenido de arcillas en la parte superior (1760 Ft a 2000 Ft) con una porosidad efectiva muy baja y además un alta saturación de agua, lo cual hace que este intervalo no sea potencialmente explotable, la parte de la base de la base de la formación (2140 Ft hasta 2210 Ft) de la misma forma, se observa una contribución importante de arcillas, corroborado por la pobre porosidad efectiva y la alta saturación, ahora bien, en la parte media de esta formación podemos ver una variación en la litología, ya que se muestra principalmente areniscas, con una

porosidad efectiva alta la cual fue calibrada con núcleos, una saturación de agua baja, lo cual hace que sea potencialmente explotable.

En la formación Sag River Sandstone se observa principalmente areniscas con intercalaciones de arcillas, presenta una porosidad promedio del 15% y una saturación de agua de 70%.

MODELO PROBABILISTICO

En el modelo probabilístico de la formación Pebble Shale Unit se caracteriza principalmente por lutita, con intercalaciones con areniscas reflejando una porosidad efectiva disminuida en comparación con la porosidad total, y, además, una alta saturación de agua, lo que hace que esta formación no sea potencialmente explotable.

La formación Kingak Shale presenta un alto contenido de lutita en la parte superior (1734 Ft a 1992 Ft) con una porosidad total alta contrario a la porosidad efectiva la cual es muy baja y además un alta saturación de agua, lo cual hace que este intervalo no sea potencialmente explotable, sin embargo, en la parte media de la formación (1992 Ft hasta 2140 Ft) se observa una variación en la litología, se muestra principalmente areniscas, con una porosidad efectiva alta la cual fue calibrada con núcleos, y una saturación de agua baja, lo cual hace que sea potencialmente explotable, ahora bien en la base de la misma (2140 Ft hasta 2227 Ft), se muestra una contribución importante de lutita, con una porosidad efectiva nula y una saturación del 100%, haciendo esta parte no potencialmente productora.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la formación Sag River Sandstone está formada principalmente por areniscas, ligeramente arcillosas, de grano muy fino lo cual es corroborado por el modelo generado para esta formación, correlacionándose con la buena porosidad efectiva presente y la baja saturación de agua haciendo que esta zona sea potencialmente explotable.

CLASIFICACION DE ELECTROFACIES

Al realizar el análisis por medio de la clasificación de electrofacies, se tiene como resultado que, la formación Pebble Shale Unit está conformada principalmente por lutitas, y al correlacionar esto con el modelo de litofacies tenemos una concordancia.

La formación Kingak Shale se muestra conformada en la cima de (1740 a 1980 ft) y en la base por lutita (2200 hasta 2240 ft), aunque a una profundidad de 1980 a 2140 ft aproximadamente, una variación en la litología, pues encontramos areniscas (azul marino) con buenas porosidades y saturaciones de agua, las cuales hacen que esta formación sea potencialmente explotable, por debajo de esto encontramos intercalaciones de calcarenitas sucias con lutita con un espesor aproximado de 60 ft. Mostrando una porosidad efectiva baja y una saturación de agua muy alta (2140 hasta 2200 ft).

Ahora bien, dentro de la formación Sag River Sandstone, en este caso en particular se muestra conformada principalmente por pequeñas porciones de areniscas con intercalaciones de calcarenitas, aunque en la cima y en la base de esta formación se muestra una variación en la litología, observándose a así lutita y calcarenitas sucia respectivamente.

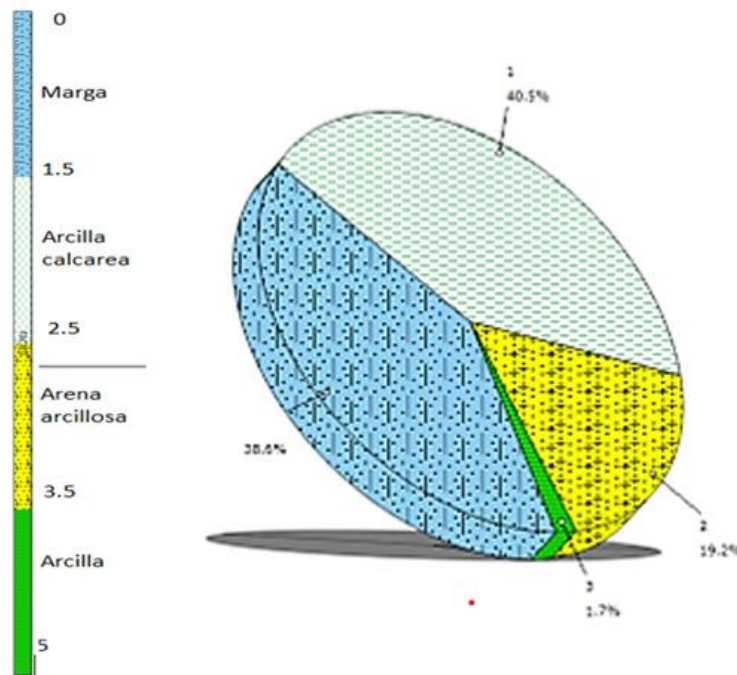


Figura 60. Estimación del porcentaje de litología contenida en el pozo South Barrow 20.

5.2 RESULTADOS

El pozo South Barrow 16 es un pozo donde menor profundidad se alcanzó al perforarlo, por lo que solo se muestran dos formaciones para caracterizar, la formación Torok y la formación Pebble, ambas formaciones se encuentran formadas principalmente por arcillas con algunos pequeños intervalos de areniscas. Por otro lado, los modelos generados para la evaluación petrofísica de las formaciones muestran la misma tendencia, principalmente arcillas con pequeños intervalos de areniscas, lo cual hace que esta formación no sea de interés, y no sean económicamente explotables.

De acuerdo con los reportes geológicos de los pozos S.B. 17,18,19 y 20 la formación Pebble Shale, como ya se mencionó contiene areniscas con lo que podrían ser impregnaciones de hidrocarburo, sin embargo, al tener un espesor en estas capas de apenas unos pies, hace que no sea económicamente explotables; Ahora bien, por debajo de ella se encuentra la formación Kingak Shale, la cual, con base en los reportes geológicos se encuentra formada por una arenisca; aunque en la base y cima de esta formación existe una aportación importante de material arcilloso. Del mismo modo al realizar la caracterización mediante la generación de diferentes modelos de esta formación se obtiene que esta principalmente conformada por areniscas, calcarenitas, calcarenitas sucias y material arcilloso con un con un espesor variado dependiendo del pozo analizado, teniendo una buena porosidad, y permeabilidad.

La formación Sag River Sandstone que se encuentra en los pozos 17, 18, 19 y 20, según los reportes geológicos contienen areniscas de composición carbonatada, así como pequeñas capas de arcillas y limolitas calcáreas, por lo tanto, también contiene rocas que posiblemente contengan hidrocarburos. Del mismo modo, al realizar la evaluación petrofísica de esta formación se infiere la presencia de calcarenitas, y aportación de material arcilloso en la base de esta formación.

Se generaron distintos modelos petrofísicos a partir de la implementación de Inteligencia Artificial, mediante el uso de algoritmos de aprendizaje automático no supervisado y con ello se definieron las zonas con mejores oportunidades prospectivas, las cuales se resumen en las siguientes tablas.

POZO SOUTH BARROW 16

Tabla 8. Valores de zonas de paga para el pozo South Barrow 16

Pozo	Zonas	Bandera	Cima	Base	Unidad	Bruto	Neto bruto	Vol poroso	Vol Poroso HC	Prom arcilla	Prom porosidad	Prom Saturación
South Barrow 16	Torok Formation	PAGA	88	1930	ft	1842	0					
South Barrow 16	Pebble Shale Unit	PAGA	1930	2340	ft	410	0	0.664	0.264	0.373	0.148	0.753

POZO SOUTH BARROW 17

Tabla 9. Valores de zonas de paga para el pozo South Barrow 17

Well	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	POR-TH	HCPOR-TH	Av_Shale Volume	Av_Porosit y	Av_Water Saturation
South Barrow 17	Gubik Formation	PAY	68	80	ft	12	0	0					
South Barrow 17	Torok Formation	PAY	80	1410	ft	1330	0	0					
South Barrow 17	Pebble Shale Unit	PAY	1410	1770	ft	360	9.5	0.026	1.441	1	0.385	0.152	0.307
South Barrow 17	Kingak Shale	PAY	1770	2275	ft	505	27.5	0.054	4.501	1.837	0.293	0.164	0.592
South Barrow 17	Sag River Sandstone	PAY	2275	2345	ft	70	0.5	0.007	0.051	0.019	0.292	0.101	0.618
South Barrow 17	Basement Complex	PAY	2345	2380	ft	35	0	0					

POZO SOUTH BARROW 18

Tabla 10. Valores de zonas de paga para el pozo South Barrow 17

Well	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	POR-TH	HCPOR-TH	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
South Barrow 18	Torok Formation	PAY	98	1375	ft	1277	0	0					
South Barrow 18	Pebble Shale Unit	PAY	1375	1760	ft	385	5.5	0.014	0.762	0.355	0.414	0.138	0.535
South Barrow 18	Kingak Shale	PAY	1760	2124	ft	364	22	0.06	4.17	2.071	0.24	0.19	0.503

POZO SOUTH BARROW

Well	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	POR-TH	HCPOR-TH	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
South Barrow 19	Gubik Formation	PAY	52	80	ft	28	0	0					
South Barrow 19	Torok Formation	PAY	80	1350	ft	1270	0	0					
South Barrow 19	Pebble Shale Unit	PAY	1350	1745	ft	395	5.5	0.014	0.764	0.389	0.314	0.139	0.491
South Barrow 19	Kingak Shale	PAY	1745	2195	ft	450	60	0.133	9.889	4.389	0.25	0.165	0.556
South Barrow 19	Sag River Sandstone	PAY	2195	2265	ft	70	24.5	0.35	3.213	1.319	0.249	0.131	0.59
South Barrow 19	Basement Complex	PAY	2265	2296	ft	31	0	0					

Tabla 11. Valores de zonas de paga para el pozo South Barrow 19

POZO SOUTH BARROW 20

Well	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Net to Gross	POR-TH	HCPOR-TH	Av_Shale Volume	Av_Porosity	Av_Water Saturation
South Barrow 20	Gubik Formation	PAY	25	75	ft	50	0	0					
South Barrow 20	Torok Formation	PAY	75	1310	ft	1235	0	0					
South Barrow 20	Pebble Shale Unit	PAY	1310	1735	ft	425	20.5	0.048	3.333	1.957	0.282	0.163	0.413
South Barrow 20	Kingak Shale	PAY	1735	2230	ft	495	45	0.091	6.606	2.889	0.242	0.147	0.563
South Barrow 20	Sag River Sandstone	PAY	2230	2315	ft	85	13	0.153	1.695	0.701	0.264	0.13	0.586
South Barrow 20	Basement Complex	PAY	2315	2347	ft	32	0	0					

Tabla 12. Valores de zonas de paga para el pozo South Barrow 20

Además, se realizó la reconstrucción del registro incompleto de Neutrón en el pozo South Barrow 20, esto mediante la aplicación de redes neuronales, para contar con información de la formación completa y con ello poder caracterizar la formación. Además, se realizó una clasificación de facies de la formación, mediante la aplicación de una técnica de IA conocida como Clustering, generando 4 grupos diferentes asociados a cada una de las litologías presentes en la formación, siendo nombradas margas, arcilla calcárea, arena arcillosa y arcilla/lutita respectivamente.

Capítulo VI Conclusiones

6.1 Conclusiones

- Implementar la Inteligencia Artificial en la clasificación de electrofacies optimiza la identificación de las litologías que conforman la formación para la definición de un modelo sedimentario.
- El pozo South Barrow 16, está invadido de agua, lo cual hace que sea no potencialmente explotable.
- El pozo South Barrow 17 es potencialmente explotable en las formaciones Kingak Shale (1770 - 2275 ft) con un espesor neto de 9.5 ft y Sag River Sandstone (2275 - 2345 ft) con un espesor neto de 27.5 ft, el pozo South Barrow 18 es potencialmente explotables en la formación Kingak Shale (1760 - 2124 ft) con un espesor neto de 22 ft, el pozo South Barrow 19 es potencialmente explotable en la formación Kingak Shale (1745 - 2195 ft) con un espesor neto de 60 ft y Sag River Sandstone (2195 - 2265 ft) con un espesor neto de 24.5 ft ,y el pozo South Barrow 20 es potencialmente explotable en la formación Kingak Shale (1735 - 2230 ft) con un espesor neto de 20.5 ft y Sag River Sandstone (2230 - 2347 ft) con un espesor neto de 45 ft ya que cuentan con características petrofísicas como volumen de arcilla bajo, saturaciones de agua bajas, porosidades efectivas altas y buenas permeabilidades, además de un buen tipo de roca, las cuales los hacen prospectos para ser yacimientos.
- Para cada uno de los pozos se proponen zonas potencialmente productoras de los pozos, además de las zonas completamente invadidas de agua, que corresponderían a zonas no productoras.

Bibliografía

- Allen, D., Flaum, C., Fairhurst, D., & Pritchard, T. (09 de Diciembre de 2001). *Tendencias en Registros RMN*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/333757457/Tendencias-en-Registros-RMN>
- Allen, P. A., & Allen, J. R. (2005). *Basin Analysis: Principles and Applications*. (Vol. Second Edition). Australia: Blackwell Publishing.
- ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEÓLOGOS PETROLEROS, A.C. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. México: BOLETÍN DE LA ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEÓLOGOS PETROLEROS, A.C.
- BOGGS, S. J. (2009). *PETROLOGY OF SEDIMENTARY ROCKS* (second edition ed.). New York: Cambridge University Press.
- Campos Benites, K. (2012). *Tesis: Revaluación Petrofísica del Campo Petrolero STIRRUP Usando Registros Geofísicos de Pozo y Geología*. México, DF.: Instituto Politécnico Nacional.
- Chopra, P., & Papp, É. (2005). *Geophysical well logging*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/228994892_Geophysical_well_logging
- Darton, N. H. (1905). *Preliminary report on the geology and underground water resources of the central Great Plains: U.S. Kasas*: Kasas Geological Survey.
- Franz, R. H. (1985). *Distribution of Petrophysical properties in lower Morrow Sandstone (keyes), Southwest Kansas*. Kansas: Kansas Geological Survey.
- Garduza Rueda, V. M. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. (S. C. Carrillo Zoto, Ed.) *BOLETÍN DE LA ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEÓLOGOS PETROLEROS, A.C., LXI(2)*, 136. Recuperado el 06 de Octubre de 2021, de https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf
- GEOTEM. (2016). *Registro Geofísico de Pozos*. Recuperado el 2021 de Octubre de 06, de <http://www.geotem.com.mx/registro.php>
- Glover, P. (S.F.). *Petrophysics MSc Course Notes*.
- Hearst, J. R., Nelson, P. H., & Paillet, F. L. (2000). *Well Logging for Physical Properties: A Handbook for Geophysicists, Geologists and Engineers* (Ingles ed.). John Wiley & Sons Ltd.

- Kansas Geological Survey. (s.f.). *Geological Survey*. Obtenido de www.kgs.ku.edu.
- Magoon, L. B., & Beaumont, E. A. (1999). Chapter 3: Petroleum Systems. En *Treatise of Petroleum Geology / Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps*. (pág. 34). California: The American Association of Petroleum Geologists.
- McLaughlin, T. G. (1942). *Geology and Grand Ground Water Resources of orton Contry Kansas*. Kansas: Kansas Geological Survey.
- Merriam, D. F. (1963). *The geologic History of Kansas*. Kansas: Kasas Geological Survey.
- Ofwona, C. O. (19 de Noviembre de 2010). *INTRODUCTION TO GEOPHYSICAL WELL LOGGING AND FLOW TESTING*. Obtenido de <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-11-35.pdf>
- Perry, C., & Taylor , K. (Edits.). (2006). *Environmental Sedimentology*. Wiley-Blackwell.
- Pirson, S. J. (1963). *Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation*. Estados Unidos: Prentice Hall; 1st edición.
- Rosete Vega, M. A. (Junio de 2010). *Análisis de la Productividad en Pzos de Aceite y Gas Disuelto en Formaciones Carbonatadas para Diferentes Terminaciones*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1089/4/A4.pdf>
- Schlumberger. (2009). *Principios / aplicaciones de la interpretación de registros*. USA: Schlumberger Educational Services.
- Serra, O. (1984). *fundamentals of well-log interpretation*. Obtenido de https://faculty.ksu.edu.sa/sites/default/files/Fundamentals%20of%20Well-Log%20Interpretation%20-%20The%20Acquisition%20of%20Logging%20Data_0.pdf
- Society of Petroleum Engineers. (2018). Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo. (Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG, Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (, & European Association of Geoscientists & Engineers , Edits.) *Reservas de Petróleo y Gas de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos SPE*(1.01), 65. Recuperado el 10 de Noviembre de 2021
- Tarbuck, E. J., Lutgens, F. K., & Tasa, D. (2005). *Ciencias de la Tierra Una introducción a la geología física*. Madrid: Pearson Educación S. A.

- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. UK: Oxford .
- Tucker, M. E., & Wright, V. P. (2009). *Carbonate sedimentology*. Blackwell Publishing.
- Welex, Halliburton. (1978). *An Introduction to Well Log Analysis*. Louisiana: Welex/Halliburton.