



Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

Facultad de Ingeniería

Colegio de Ingeniería Geofísica

**REEVALUACIÓN DEL CAMPO PETROLERO SOUTH
BARROW FIELD EN EL ESTADO DE ALASKA, USA, POR
MEDIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS**

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO EN:

LICENCIATURA EN INGENIERÍA GEOFÍSICA

PRESENTA:

CESAR IVAN ARELLANO LLARENA

ASESOR:

M. C. JOSÉ SERRANO ORTIZ



NOVIEMBRE, 2019



Oficio D-SA 2946/2019

C. CÉSAR IVÁN ARELLANO LLARENA
PASANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA
GEOFÍSICA
Presente.

En atención al Tema de Tesis que puso Usted a consideración de la Coordinación de Área y de esta Secretaría Académica en coordinación con la Dirección de ésta Facultad de Ingeniería, dentro del marco de Titulación por Examen Profesional, como medio de Titulación se dio revisión y se ha autorizado el tema denominado:

"REEVALUACIÓN DEL CAMPO PETROLERO SOUTH BARROW FIELD EN EL ESTADO DE ALASKA, USA, POR MEDIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS".

Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asigna como asesor al M.C. José Serrano Ortiz docente de la Facultad de Ingeniería.

Sin más por el momento, le envío la seguridad de mi consideración más distinguida.

Atentamente

"Pensar bien, para vivir mejor"

H. Puebla de 2-a a 06 de noviembre de 2019

M. en Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director



M'FDLH/M'JDT/BARV
C.c.p. Interesado
C.c.p. Archivo

Facultad
de Ingeniería

Bvd. Valdequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

M. en I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Presente.

El que suscribe: Mtro. José Serrano Ortiz, Asesor del tema de tesis:

"REEVALUACIÓN DEL CAMPO PETROLERO SOUTH BARROW FIELD EN EL ESTADO DE ALASKA, USA, POR MEDIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS".

Presentada por el C. César Iván Arellano Liarena, pasante del Colegio de Ingeniería Geofísica, y en atención al oficio No. D- SA 2946/2019 con fecha de emisión 06 de noviembre de 2019, 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 de la misma.

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 16 de enero de 2020


Mtro. José Serrano Ortiz
Asesor

M'JSO/BARV
C.c.p. Interesado
C.c.p. Archivo

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| RESUMEN..... | viii |
| ABSTRACT | ix |
| <i>Objetivos</i> | x |
| <i>Objetivo General:</i> | x |
| <i>Objetivos Específicos:</i> | x |
| Introducción | 1 |
| CAPÍTULO 1: Geología de campo | 2 |
| 1.1. Ubicación geográfica de la zona de estudio. | 2 |
| 1.2. Geología regional..... | 3 |
| 1.2.1. Secuencia Franklinian | 4 |
| 1.2.2. Secuencia <i>Ellesmerian</i> : | 4 |
| 1.2.3. Secuencia <i>Brookian</i> :..... | 6 |
| 1.3. Sistema Petrolero..... | 7 |
| 1.3.1 Roca Generadora | 7 |
| 1.3.2. Roca Almacén:..... | 8 |
| 1.3.3. Roca Sello: | 9 |
| 1.3.4. Trampas:..... | 11 |
| CAPÍTULO 2: Conceptos básicos de Petrofísica y Registros Geofísicos de Pozos. | 12 |
| 2.1. Definición de petrofísica | 12 |
| 2.2. Definición de porosidad..... | 13 |
| 2.2.1. Clasificación de la porosidad..... | 15 |
| 2.3. Saturación | 20 |
| 2.3.1. Saturación de Agua..... | 22 |
| 2.3.2. Saturación de hidrocarburos..... | 24 |
| 2.4. Permeabilidad | 25 |
| 2.5. Registros geofísicos de pozos | 26 |
| 2.5.1. Tipos de Registros Geofísicos..... | 26 |
| 2.5.2. Ambientes en la perforación | 29 |
| 2.5.3. Clasificación de los registros geofísicos de pozos | 29 |
| 2.5.3.1. RAYOS GAMMA | 30 |
| 2.5.3.2. Potencial Espontáneo..... | 32 |
| 2.5.3.3. Densidad | 35 |
| 2.5.3.4. Neutrón | 37 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 2.5.3.5. | Combinación Densidad/Neutrón | 39 |
| 2.5.3.6. | SONICO..... | 39 |
| 2.5.3.7. | Laterolog..... | 41 |
| 2.5.3.8. | Inducción | 41 |
| 2.5.3.9. | Micro-resistividad | 44 |
| CAPÍTULO 3: Cálculo de Propiedades Petrofísicas. | | 45 |
| 3.1. | Cálculo del volumen de arcilla..... | 45 |
| 3.1.1. | Métodos no lineales..... | 46 |
| 3.2. | Cálculo de la porosidad..... | 47 |
| 3.3. | Calculo de la permeabilidad | 49 |
| CAPITULO 4: Metodología | | 51 |
| 4.1. | Procesamiento de datos. | 51 |
| 4.1.1. | Temperatura de la formación..... | 51 |
| 4.1.2. | Definición de la matriz de la formación | 52 |
| 4.1.3. | Determinación del volumen de arcilla | 53 |
| 4.1.4. | Cálculo de la Porosidad Total y Porosidad Efectiva | 56 |
| 4.1.5. | Cálculo de Resistividad del agua de formación “Rw” y exponente de cementación “m” | 57 |
| 4.2. | Cuantificación y presentación de los resultados. | 58 |
| 4.2.1. | Cálculo de la permeabilidad..... | 58 |
| CAPÍTULO 5: Resultados | | 61 |
| 5.1. | Pozo South Barrow 17..... | 61 |
| 5.1.1. | Kingak Shale formation..... | 62 |
| 5.1.2. | Sag River Sandstone | 63 |
| 5.2. | South Barrow 18..... | 64 |
| 5.3. | South Barrow 19..... | 66 |
| 5.3.2. | Kingak Shale Formation | 69 |
| 5.3.3. | Sag River Sandstone | 70 |
| 5.5.1. | Pebble Shale Unit..... | 72 |
| 5.5.2. | Kingak Shale Formation y Sag River..... | 72 |
| 5.4. | CONCLUSIONES..... | 74 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:..... | | 76 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS. (TOMADA DE GOOGLE EARTH). | 2 |
| FIGURA 1.2 PROVINCIAS ESTRUCTURALES DE LA NPRA. | 3 |
| FIGURA 1.3 ESTRATIGRAFÍA GENERALIZADA DE LA NPRA. | 6 |
| FIGURA 1.4 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL TALUD DEL NORTE DE ALASKA. | 8 |
| FIGURA 1.5 SECCIÓN B-B' DEL TALUD DEL NORTE DE ALASKA HACIA LA PLANICIE COSTERA. MUESTRA UNA DISCONFORMIDAD EN LA BASE DEL CRETÁCICO, LA CUAL PUEDE SERVIR COMO SELLO PARA LOS YACIMIENTOS DEL JURÁSICO. | 10 |
| FIGURA 1.6 DIAGRAMA DE LA SECCIÓN A-A' | 10 |
| FIGURA 1.7 TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS EN FORMA DE ACUÑAMIENTOS. | 11 |
| | |
| FIGURA 2.1. REPRESENTACIÓN CONCEPTUAL DE LA POROSIDAD..... | 13 |
| FIGURA 2.2. EMPAQUETAMIENTO CÚBICO. | 14 |
| FIGURA 2.3. EMPAQUETAMIENTO ROMBOIDAL. | 14 |
| FIGURA 2. 4. POROS INTERCONECTADOS. | 15 |
| FIGURA 2. 5. POROS SIN SALIDA. | 16 |
| FIGURA 2. 6. POROS AISLADOS. | 16 |
| FIGURA 2. 7. POROSIDAD INTERGRANULAR. | 17 |
| FIGURA 2. 8. POROSIDAD INTERGRANULAR. | 18 |
| FIGURA 2. 9. FENESTRALES..... | 18 |
| FIGURA 2. 10. INTERCRISTALINA. | 19 |
| FIGURA 2. 11. FRACTURA. | 20 |
| FIGURA 2. 12. PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS..... | 24 |
| FIGURA 2. 13. ESQUEMA DE LA OPERACIÓN DE LOS REGISTROS DE POZOS..... | 27 |
| FIGURA 2. 14. INCREMENTO DE LOS RAYOS GAMMA. | 31 |
| FIGURA 2.15. EJEMPLO DE UN REGISTRO DE RAYOS GAMMA, MODIFICADO DE RIDER, 2004. | 32 |
| FIGURA 2.16. OBTENCIÓN DE UN REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO..... | 33 |
| FIGURA 2. 17. REPRESENTACIÓN DE LA ZONA INVADIDA EN REGISTRO DE SP..... | 34 |
| FIGURA 2. 18. DEFLEXIÓN DE LA CURVA SP. | 35 |
| FIGURA 2. 19. EJEMPLO DE REGISTRO DE DENSIDAD..... | 37 |
| FIGURA 2. 20. EJEMPLO DE REGISTRO NEUTRÓN..... | 38 |
| FIGURA 2. 21. EJEMPLO MINERALÓGICO DE REGISTRO SÓNICO..... | 40 |
| FIGURA 2. 22. LÍNEAS DE ACCIÓN DE REGISTRO LATEROLOG. | 41 |
| FIGURA 2. 23. EJEMPLO DE CURVAS DE REGISTROS DE INDUCCIÓN..... | 43 |
| FIGURA 2. 24. CURVAS DE REGISTROS DE MICRO-RESITIVIDAD..... | 44 |
| | |
| FIGURA 3. 1 CURVAS DE MÉTODOS NO LINEALES. | 47 |
| | |
| FIGURA 4. 2 CALCULO DEL GRADIENTE DE TEMPERATURA..... | 52 |

| | |
|--|----|
| FIGURA 4. 3 DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ UTILIZANDO EL CROSSPLOT M-N, SE OBSERVA QUE LA MATRIZ QUE PREDOMINA ES LA CALCITA..... | 53 |
| FIGURA 4. 4 TEMplete EN EL QUE SE MUESTRA LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA DE LA FORMACIÓN UTILIZANDO LOS REGISTROS GR, NPHI E ILD EN EL POZO SOUTH BARROW 17. | 55 |
| FIGURA 4. 5 DETERMINACIÓN DE RW UTILIZANDO EL MÉTODO DE GRÁFICA DE PICKETT. LA LÍNEA ROJA INDICA SW=100%. | 58 |
| FIGURA 4. 6 REGISTRO DE POROSIDAD, SATURACIÓN DE AGUA Y VOLUMEN DE ARCILLA DETERMINANDO LAS ZONAS DE PAGA Y ZONAS DE INTERÉS..... | 60 |
| | |
| FIGURA 5. 1 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS PARA EL POZO 17. | 61 |
| FIGURA 5. 2 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS DE LA FORMACIÓN KINGAK SHALE PARA DEL POZO 17..... | 62 |
| FIGURA 5. 3 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS DE LA FORMACIÓN SAG RIVER PARA DEL POZO 17..... | 63 |
| FIGURA 5. 4 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS PARA EL POZO 19. | 64 |
| FIGURA 5. 5 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS DE LA FORMACIÓN KINGAK SHALE. | 66 |
| FIGURA 5. 6 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS PARA EL POZO 19. | 67 |
| FIGURA 5. 7 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS DE LA FORMACIÓN PEBBLE SHALE. | 68 |
| FIGURA 5. 8 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS DE LA FORMACIÓN KINGAK SHALE. | 69 |
| FIGURA 5. 9 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS DE LA FORMACIÓN SAG RIVER SANDSTONE..... | 70 |
| FIGURA 5. 10 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS PARA EL POZO 20. | 71 |
| FIGURA 5. 11 CURVAS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS CALCULADAS LAS FORMACIONES KINGAK SHALE Y SAG RIVER..... | 73 |

RESUMEN

En la industria petrolera, el registro geofísico de pozos es de mucha importancia en el aspecto de exploración y caracterización de yacimientos. Estos registros de manera general ayudan a identificar y proporcionar las propiedades de las rocas.

En el presente trabajo se expondrá una evaluación petrofísica cualitativa y cuantitativa de cuatro pozos ubicados al este de Oarlock Island en la zona norte de Alaska, teniendo como objetivo obtener propiedades petrofísicas como porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua. Los registros de pozos a utilizar cuentan con curvas de Resistividad, Rayos Gamma, Neutrón, Densidad y Sónico, se procesarán mediante el software Interactive Petrophysics.

Respecto a la metodología se buscará que la evaluación petrofísica de este campo determine parámetros de corte para determinar las zonas de paga de los cuatro pozos, dando como resultados los pozos productores de hidrocarburos y los que sean económicamente viables para la explotación. La geología de la zona está caracterizada por la presencia de secuencias de arcillas y arenas, lo que provoca que la formación de interés tenga una composición areno arcillosa, por lo cual se tuvo que realizar secciones de pozos para correlacionar las formaciones.

La metodología ocupada para la evaluación petrofísica de este campo permite determinar los siguientes parámetros de corte o Cut-offs, $\emptyset > 10\%$, $V_{sh} < 40\%$ y $S_w > 50\%$, con los cuáles se determinan las zonas de paga para los cinco pozos, dando como resultado que los cuatro pozos sean productores, tomando en consideración que el pozo 18 no resulta económicamente viable.

ABSTRACT

Currently in the oil industry, the geophysical record of wells is very important in the aspect of exploration and characterization of deposits. These records generally help us identify and provide the properties of the rocks.

In the present work will be exposed a qualitative and quantitative petrophysical evaluation of four wells located east of Oarlock Island in the northern area of Alaska, with the objective of obtaining petrophysical properties such as porosity, clay volume and water saturation. The records of wells to be used have curves of Resistivity, Gamma Rays, Neutron, Density and Sonic, they will be processed using the Interactive Petrophysics software.

Regarding the methodology, it will be sought that the petrophysical evaluation of this field determines us cut-off parameters to determine the pay zones of the four wells, resulting in hydrocarbon producing wells and those that are economically viable for exploitation. The geology of the area is characterized by the presence of clays and sand sequences, which causes the formation of interest to have a sandy clay composition, so sections of wells had to be made to correlate the formations.

The methodology used for the petrophysical evaluation of this field allows the following cut-off parameters to be determined, $\emptyset > 10\%$, $V_{sh} < 40\%$ and $S_w > 50\%$, with which the pay zones for the five wells are determined, resulting in the four wells being producers, taking into account that well 18 is not economically viable.

Objetivos

Objetivo General:

- Realizar una evaluación petrofísica utilizando la tecnología actual en los pozos ubicados al este de Oarlock Island y localizar la roca productora de hidrocarburo, obteniendo la viabilidad de explotación del pozo.

Objetivos Específicos:

- *Determinar las propiedades petrofísicas para cada pozo del campo utilizando programas de alta calidad tecnológica para el registro de pozos.*
- *Identificar las zonas con probabilidad de que contengan hidrocarburos basándose en sus condiciones petrofísicas y geológicas.*
- *Proponer cuales de los cuatro pozos son buenos para la explotación y cuales no lo son.*

Introducción

El registro de pozos es una herramienta muy importante en la exploración de campos petroleros, nos dan una interpretación considerablemente buena y se utiliza para dos objetivos principales que son las propiedades de las rocas y las propiedades de los yacimientos (ambientes de depósito, litología y mineralogía, radioactividad, tipo de porosidad, propiedades de los fluidos y su distribución, temperatura y propiedades elásticas de las rocas) y para la evaluación de hidrocarburos (correlación, estructura, permeabilidad, trampas, etc.).

Se tomaron los datos de 4 pozos petroleros que se evaluarán en este trabajo. Los datos fueron obtenidos de la página de la USGS (Servicio Geológico de los Estados Unidos), de donde se obtuvieron todos los datos de registros de pozos, reportes geológicos, ubicaciones y reportes de perforación.

Este trabajo contará con diversos capítulos, el primer capítulo menciona la geología local, regional y el sistema petrolero, el segundo capítulo menciona los conceptos básicos de petrofísica y de registro de pozos, el tercer capítulo tiene como finalidad definir la manera en que se realizan los cálculos de las propiedades petrofísicas, el cuarto capítulo se describe la metodología utilizada para la evaluación petrofísica y por último el quinto capítulo presenta los resultados obtenidos en este trabajo y como fin se encuentran las conclusiones.

CAPÍTULO 1: Geología de campo

1.1. Ubicación geográfica de la zona de estudio.

La zona de estudio del presente trabajo se encuentra al este de Oarlock Island en Alaska, Estados Unidos. Esta zona es llamada Reserva Nacional de Petróleo de Alaska (RNPA), la cual se encuentra al norte de este estado y su principal característica es la gran cantidad de hidrocarburos en la zona debido a los procesos geológicos, litológicos y estratigráficos de la región. Esta reserva nacional abarca aproximadamente 93,240 km esta reserva nacional abarca aproximadamente 93,240 km², según Lerand's (1973).

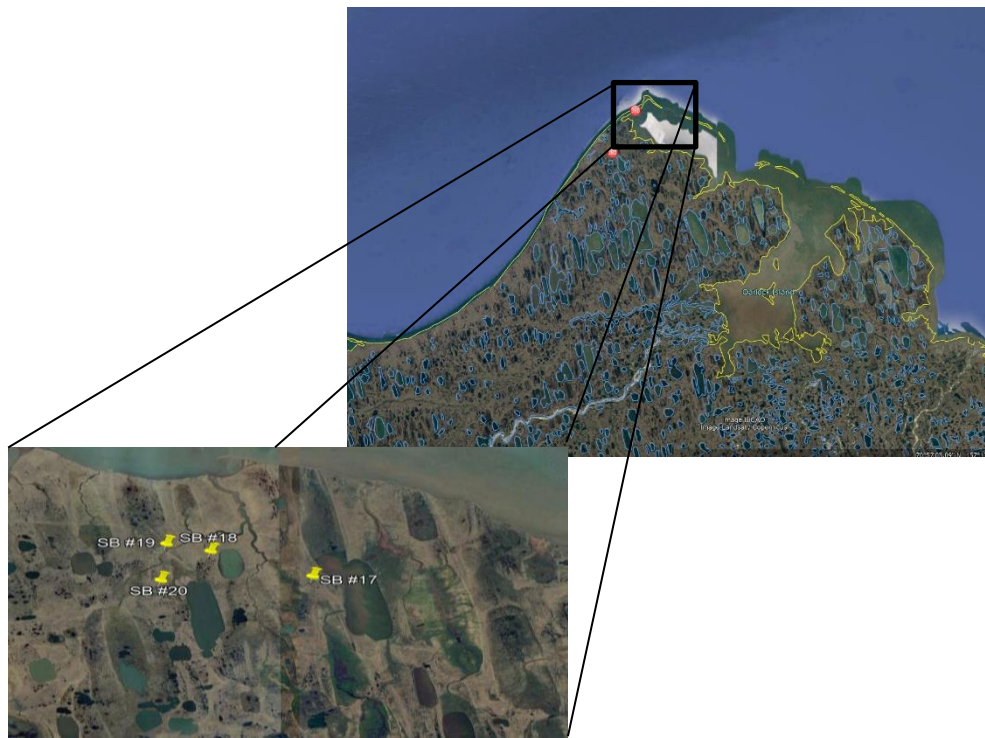
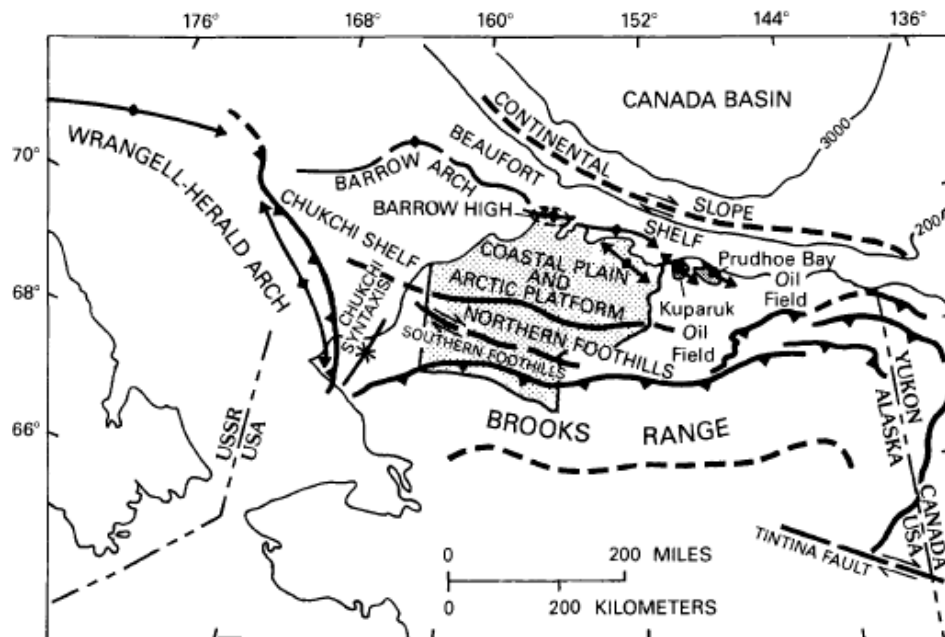


Figura 1.1. Ubicación de los pozos. (Tomada de Google Earth).

1.2. Geología regional

En la región de la Reserva Nacional de Petróleo de Alaska (NPR) se caracterizan cuatro provincias estructurales que forman el Talud del Norte de Alaska, las cuales son: “*Arctic Platform y Coastal Plain*”, “*Northern foothills*”, “*Southern foothills*” y “*Brooks Range*”, como se muestra en la figura 1.2. (Wahrhaftig, et al., 1965). El basamento se encuentra a una profundidad baja relativamente a lo largo de “*Barrow Arch*” ubicado a lo largo de la costa del norte de Alaska.



| EXPLANATION | |
|---|----------------------------------|
| Boundaries of tectonic zones – Dashed where approximately located | Axes of linear tectonic elements |
| Thrust belt – Sawteeth on upper plate | Positive – Arrows show plunge |
| Strike-slip fault zone – Arrows show relative movement | Negative |
| Undifferentiated | |

Figura 1.2. Provincias Estructurales de la NPR (Wahrhaftig, et al, 1965).

La sección estratigráfica de la NPRA cuenta con tres secuencias observadas en las capas de rocas que muestran las diversas etapas del desarrollo tectónico de la región, las secuencias se nombran en orden ascendente: *Franklinian* (Cámbrico y Devónico), *Ellesmerian* (Misisípico a Jurásico) y *Brookian* (Cretácico a tiempo reciente).

La secuencia “*Franklinian*” consiste en rocas sedimentarias clásticas con bajo grado de metamorfismo, se considera como el basamento de la Reserva Nacional de Petróleo de Alaska (NPRA). Por encima de esta secuencia se encuentra “*Ellesmerian*” que consiste en rocas marinas y no marinas, de composición de sílice, carbonatada y de clastos que van del Misisípico medio al cretácico inferior. En la parte superior se encuentra la secuencia “*Brookian*” que consiste al igual que “*Ellesmerian*” en rocas marinas y no marinas, pero de edad Cretácica y Cuaternaria.

1.2.1. Secuencia Franklinian

Esta secuencia constituye el basamento económico para la exploración de petróleo en la zona Norte de Alaska, es decir, es la capa de roca por debajo de la cual no se espera que se encuentren yacimientos de hidrocarburos. Estas rocas han sido perforadas por la mayoría de los pozos “Barrow”, la roca más común es la argilita de color negro y gris o filita, en algunos pozos se encontraron rocas metamórficas no marinas y metacuarcitas del periodo Devónico.

Probablemente las rocas fueron deformadas y metamorfizadas durante el Devónico superior y el Misisípico inferior en un episodio orogénico, el cual, sufrió diversos esfuerzos de tensión provocando que se crearan fallas que provocaran la hundición del basamento, creando una plataforma para el depósito de la secuencia “*Ellesmerian*”.

1.2.2. Secuencia *Ellesmerian*:

Esta secuencia cuenta con edades diversas desde el Misisípico al Jurásico y contiene rocas generadoras de hidrocarburos, así como los mejores yacimientos de la NPRA. Consiste principalmente en una secuencia de plataforma de rocas marinas y no marinas,

carbonatos y clásticas, que muestran un incremento en el tamaño de los granos conforme disminuye el espesor estratigráfico. Contiene demasiadas disconformidades, en algunas partes alcanza grandes espesores y adelgaza en forma de acuñaamiento, la mayor parte de las disconformidades están asociadas a arenas que indican un ciclo repetitivo de trasgresión y regresión. Cuenta también con trampas estratigráficas en distintos grupos que forman parte de esta secuencia; de las cuales existen cuatro grupos, Endicott, Lisburne, Sadlerochit y Kingak Shale.

El grupo Endicott es una formación que contiene fallas causantes de un graben y permiten la depositación de rocas clásticas, que podrían ser resultado de una compresión debido a la zona de rift del *Barrow Arch* durante el Devónico tardío, se estima que primero se depositan rápidamente estratos no marinos, seguidos de una depositación lenta de arenas marinas poco profundas y arenas carbonatadas que forman parte del grupo Lisburne, las cuales completan el relleno de la cuenca y crean una plataforma carbonatada estable en la secuencia "Middle Ellesmerian" "(Bird and Jordan, 1977).

En el caso de las rocas clásticas del grupo Endicott, de los carbonatos del grupo Lisburne y las areniscas del Sadlerochit, son las posibles rocas que tienen mayor potencial para contener hidrocarburos en pozos de la Reserva Nacional de Petróleo de Alaska, el hidrocarburo pudo emigrar a la parte superior hasta que quedaran detenidas por lutitas del Cretácico inferior, como sucedió en los campos de gas y aceite Prudhoe, Kupank y Walakpa.

Haciendo referencia a las rocas generadoras se tienen lutitas con gran calidad de generación de hidrocarburo que fueron depositadas durante etapas de transgresión durante el Triásico Tardío (Shublik Formation) y el Jurásico (Kingak Shale Fm.), dichas formaciones comprenden a la secuencia "Late Ellesmerian" junto con la formación Pebble Shale Unit y que consisten en grandes paquetes de lutitas, con pequeñas cantidades de arenisca y mudstone de aproximadamente 825 metros de espesor, que se extienden sobre la plataforma ártica central. La sedimentación de dicha secuencia es de manera transicional entre los depósitos marinos del middle Ellesmerian y los depósitos marinos de prodelta y turbiditas de la secuencia early Brookian (Grantz, 1983). Las posibles trampas de esta secuencia pueden ser una combinación de trampas estratigráficas y estructurales.

1.2.3. Secuencia *Brookian*:

Cuenta con una división en early y late Brookian, consiste en depósitos de areniscas, grauvacas, lutitas y limonitas derivadas de una posible orogenia comenzada durante el Jurásico tardío continuando durante el Cretácico tardío, al oeste de la región Brooks Range.

Durante el “Early Brookian” se deposita la formación Torok en el cretácico inferior mediante un sistema de prodelta. En la parte superior la geología sufrió erosión adelgazando el espesor de la roca, la figura 1.3 ilustra las formaciones del campo, tomando en cuenta todos los cambios que se produjeron en la respectiva era.

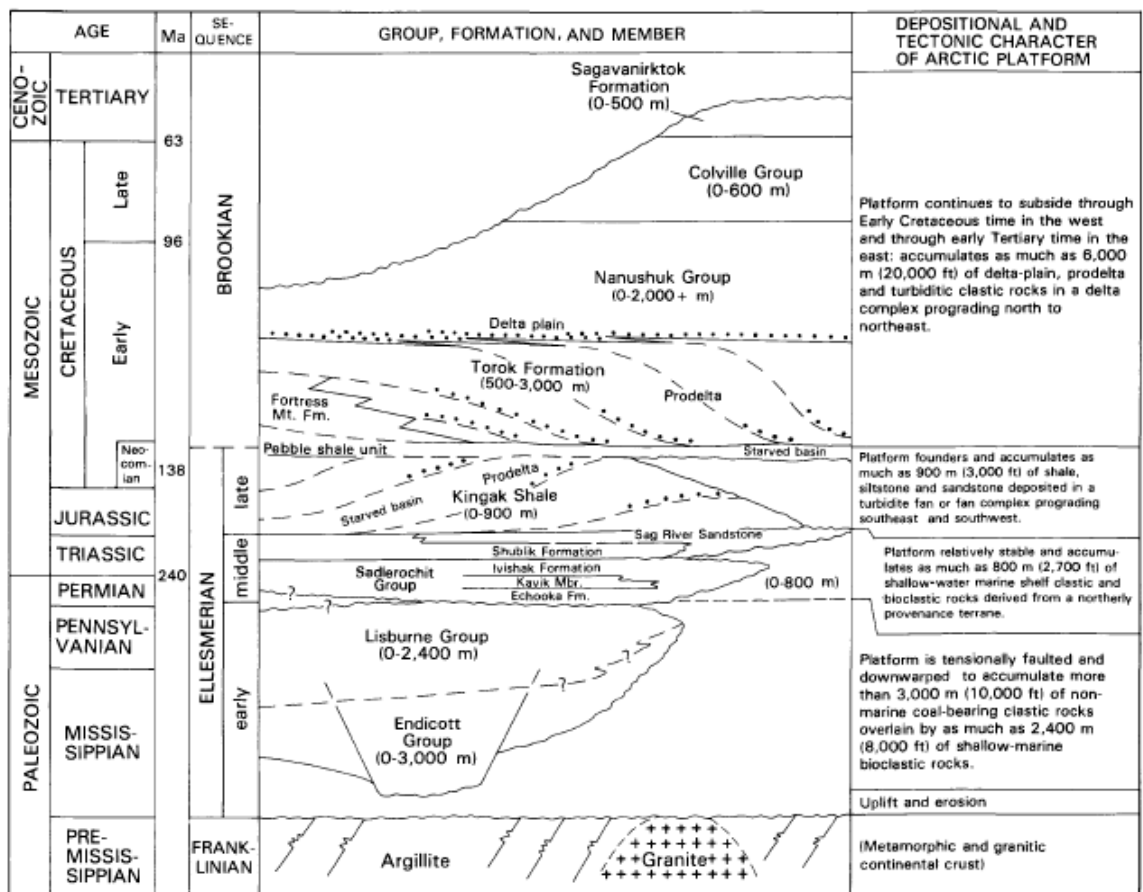


Figura 1.3. Estratigrafía generalizada de la NPRA (Grantz, 1983).

1.3. Sistema Petrolero

1.3.1 Roca Generadora

En el talud 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*). 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 1.4 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 y 19 que son productores de gas. La formación Pebble Shale, también es una roca generadora, en algunas zonas del este de Alaska, se tienen registros de que esta formación contiene una cantidad muy alta de hidrocarburos, en cambio, en la zona de estudio de este trabajo, la formación Pebble Shale se encuentra formada por intercalaciones de lutitas y areniscas, en su mayoría, se encuentran lutitas, las cuales pueden ser las generadoras de los hidrocarburos que se encuentran en las capas de areniscas de dicha formación.

contiene intercalaciones de lutitas con areniscas y en algunos intervalos capas de limolitas y arenas con alto contenido de arcilla, por lo que con este trabajo se busca evaluar estas capas de roca para determinar si su espesor es de interés de explotación, ya que esta formación se encuentra registrada en los 5 pozos del campo, por lo que se puede inferir que el yacimiento tenga un área grande. La formación Sag River Sandstone que se encuentra en los pozos 17, 18 y 20, son areniscas de composición carbonatada, así como pequeñas capas de arcillas y limolitas calcáreas, por lo tanto, también contiene rocas que posiblemente contengan hidrocarburos.

1.3.3. 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, ésta formación también contiene capas de areniscas las cuales posiblemente contengan hidrocarburos que estén sellados por dichas capas de lutitas.

Así como en la formación anterior, 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 pueden servir como sello de un probable yacimiento en ésta formación (figura 1.5), ya que la litología predominante son areniscas, así como arenas arcillosas, de ésta manera, la formación Kingak Shale en su base contiene una capa de lutita que separa a ésta formación de la arenisca Sag River, la cual contiene arenas carbonatadas que también se infiere que sean posibles yacimientos de hidrocarburos.

En la figura 1.6 se puede observar de una mejor manera la estratigrafía de la zona de interés, la primera imagen de esta figura muestra la sección A-A', en donde los pozos de este trabajo se encuentran en el norte de Alaska (Barrow) cerca del punto A, se puede observar la cresta de un anticlinal que en su base se compone del basamento económico de la zona (Argilita), y en donde podemos ver que desde la superficie, se encuentra una capa de gran espesor que es la formación Torok, seguida de la formación Pebble Shale, Kingak Shale y Sag River sandstone.

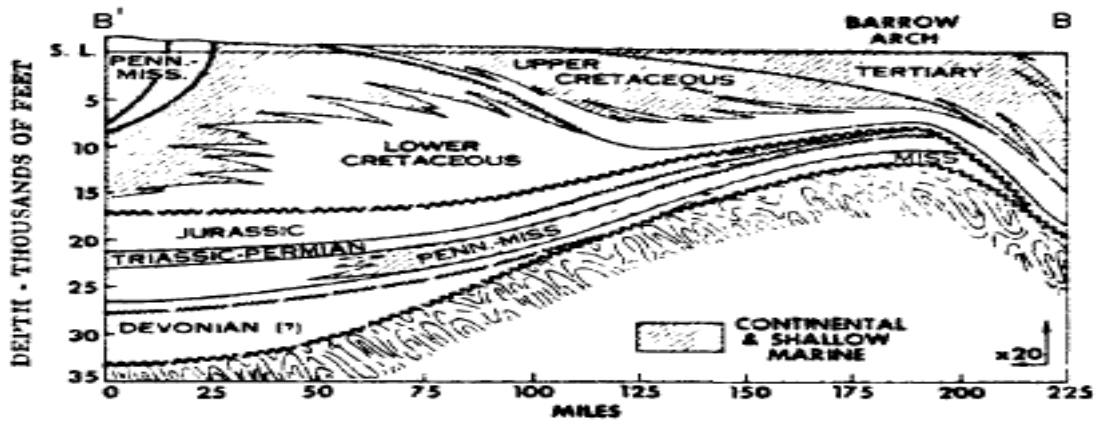


Figura 1.5. Sección B-B' del talud del norte de Alaska hacia la planicie costera. Muestra una disconformidad en la base del Cretácico, la cual puede servir como sello para los yacimientos del Jurásico (Brosge and Tailleur, 1971).

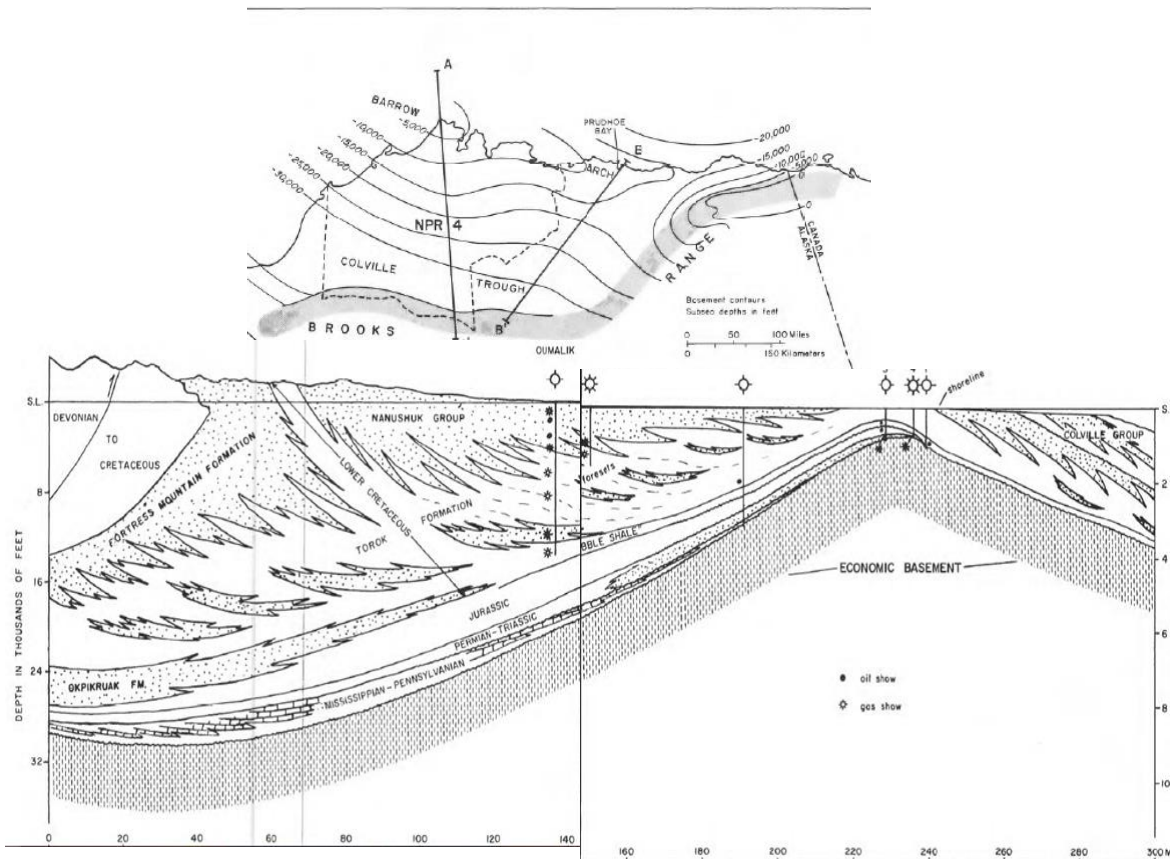


Figura 1.6. Diagrama de la Sección A-A' (Brosge and Tailleur, 1971).

1.3.4. Trampas:

Se infiere que hay presencia de una combinación de trampas estratigráficas y estructurales (trampas mixtas) en la región predominan lutitas que actúan como sellos entre las rocas que sirven como almacén de hidrocarburos, se espera que estos sellos tan adecuados estén presentes en la mayoría de las situaciones de entrapamiento estructural y estratigráfico.

Las trampas estratigráficas pueden estar relacionadas a acuñamientos y discordancias en rocas del Cretácico inferior y Jurásicas en la región *Barrow Arch*, estos acuñamientos conocidos como “Pinch-outs” entrapan los hidrocarburos en las rocas almacén. Dos acuñamientos pueden ser visibles en la figura 1.7, ya que en el anticlinal que se encuentra en la segunda imagen se observa una pequeña capa que es continua desde la mitad de la sección hasta la costa del norte de Alaksa, esta capa se considera como la formación *Pebble Shale* y que en el anticlinal, por debajo de ésta formación se pueden observar las formaciones *Kingak Shale* y *Sag River Sandstone*, las cuales no continúan en el flanco derecho del anticlinal, por lo tanto, ese puede ser un mecanismo de entrapamiento de hidrocarburos en estas formaciones.

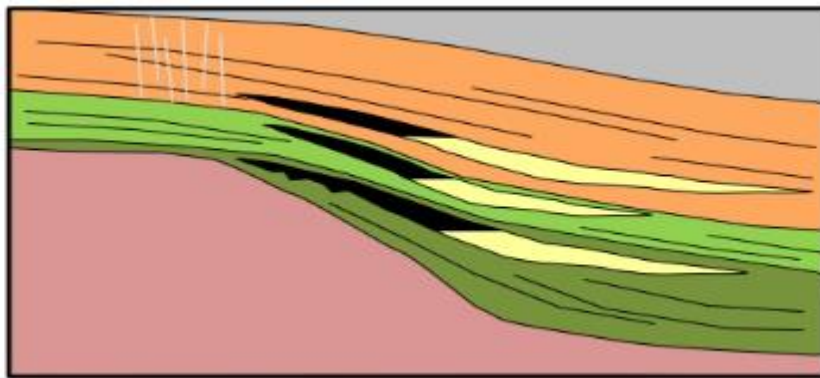


Figura 1.7. Trampas estratigráficas en forma de acuñamientos. (Biddle, K.T, and C.C. Wielchowsky, 1994. *Hydrocarbon Traps*. In: Magoon & Dow, eds., *The petroleum system – from source to trap*: AAPG Memoir 60).

CAPÍTULO 2: Conceptos básicos de Petrofísica y Registros Geofísicos de Pozos.

2.1. Definición de petrofísica

La petrofísica es el estudio encargado de la caracterización de las propiedades físicas y químicas de las rocas enfocándose en la distribución de los poros ya que estos sirven como depósitos para la acumulación de hidrocarburos, es una especialidad que trabaja en conjunto con la ingeniería del petróleo, geofísica y geología. Adicionalmente la petrofísica determina la relación entre los fluidos y el medio poroso de la roca en un yacimiento determinado.

Mediante la caracterización petrofísica de un yacimiento, se busca calcular con mayor precisión las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto. Para llevar a cabo una evaluación es necesario contar con parámetros petrofísicos que describen los aspectos físicos de la roca y del sistema roca-fluido. La determinación de estos parámetros petrofísicos es a través de recolección de muestras de la roca y los fluidos, haciendo énfasis en registros geofísicos de pozos o haciendo pruebas que den una mejor visión del yacimiento.

Adicionalmente se tienen que considerar la geometría del yacimiento, temperatura, presión y litología las cuales son las principales características de evaluación y producción del yacimiento.

2.2. Definición de porosidad

Para poder contener fluidos, una roca debe tener espacios vacíos, es por esto que, desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos, una de las propiedades más importantes de la roca es la porosidad, una medida del espacio disponible para el almacenamiento de fluidos. Se define como la relación que existe entre el espacio disponible en la roca y el volumen total de la roca, como se muestra en la figura 2.1.

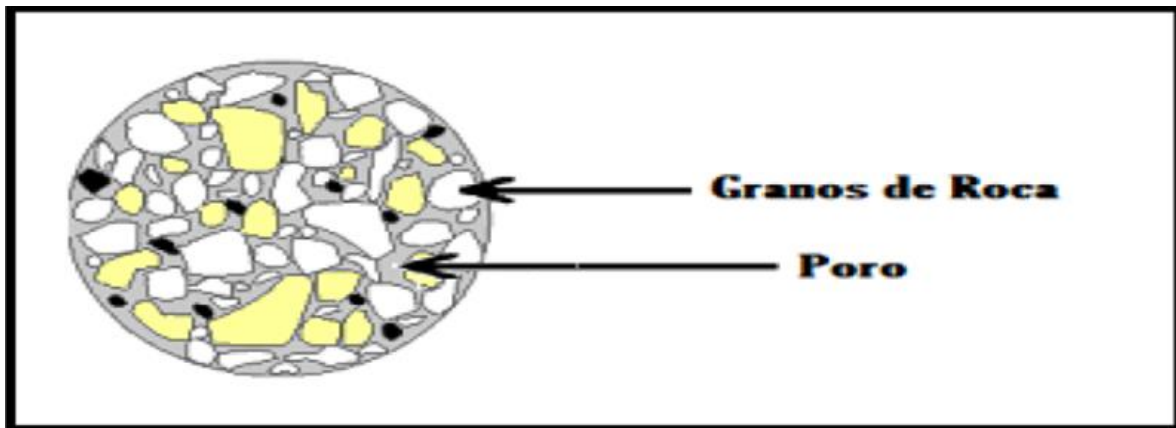


Figura 2.1. Representación conceptual de la porosidad. (cpeven, servicios a pozos).

En los yacimientos petroleros, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases y determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal. Usualmente se representa por la letra griega Phi, ϕ . (Pirson, Sylvain, 1958)

$$\phi = \left(\frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total de Roca}} \right) * 100 \quad \text{Ec. (1)}$$

Si en una formación se tuvieran granos del mismo tamaño, ordenados, redondeados y con un alto grado de esfericidad, los sedimentos serían capaces de empaquetarse de tal

manera que se produciría una mínima porosidad. Existe una diversidad de empaques en los sedimentos donde los más comunes son el arreglo cúbico y romboidal.

El empaquetamiento cúbico es el arreglo más poroso, con una porosidad de aproximadamente 47% en una situación idónea, donde los granos se depositen y empaquen uno sobre otro directamente como se observa en la imagen 2.2.

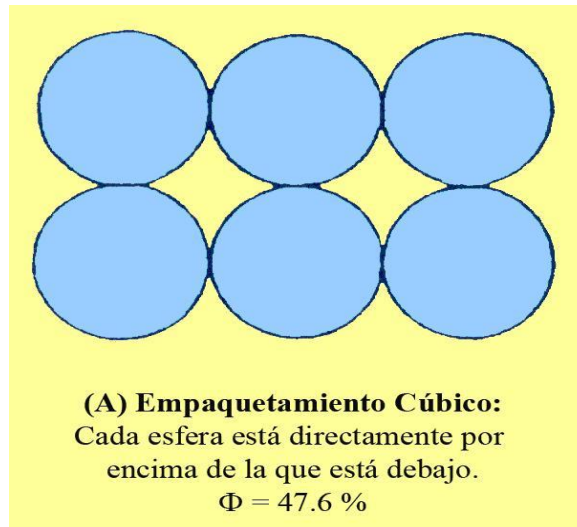


Figura 2.2. Empaquetamiento cúbico. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

El empaquetamiento romboidal es el más denso, con una porosidad de aproximadamente 26% y su arreglo se da como en la ilustración 2.3.

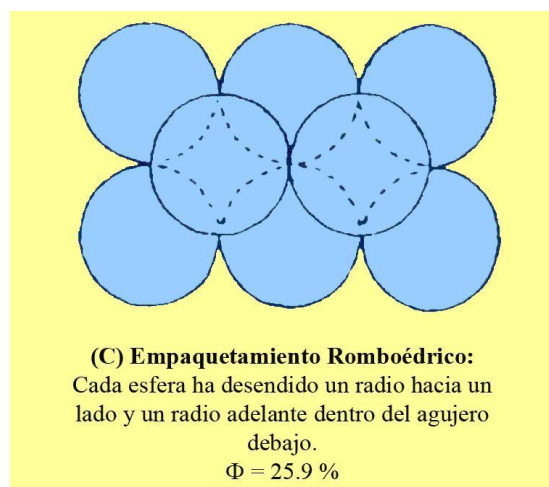


Figura 2.3. Empaquetamiento romboidal. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

2.2.1. Clasificación de la porosidad

Clasificación según el punto de vista morfológico, *interconexión de los poros*.

I. *Poros interconectados:*

Este tipo de porosidad tiene más de una garganta poral conectada con otros poros, la extracción de hidrocarburo es relativamente fácil en este tipo de poros.

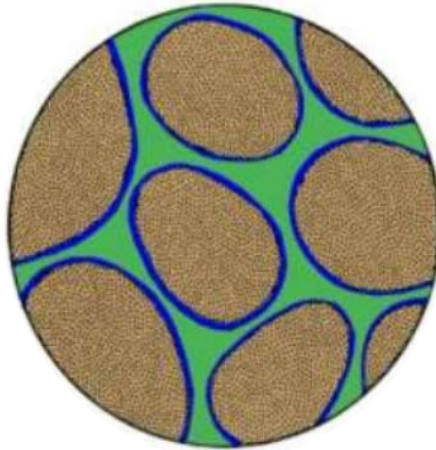


Figura 2. 4. Poros interconectados. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

II. *Poros conectados o sin salida:*

Este tipo de porosidad tiene una garganta poral conectada con otros poros; se puede producir hidrocarburo por la presión natural del yacimiento.

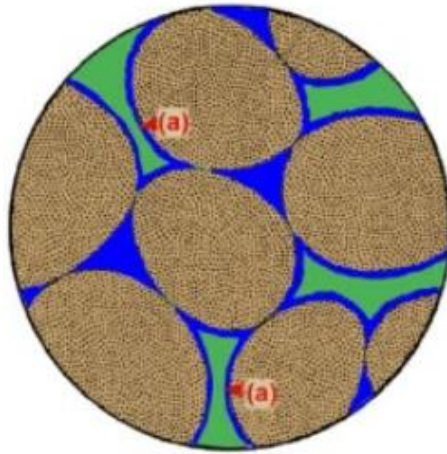


Figura 2. 5. Poros sin salida. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

III. Poro cerrado o aislado:

El poro se encuentra totalmente cerrado, no tiene ninguna garganta poral conectada con otros poros; en un proceso normal no es capaz de producir hidrocarburo.

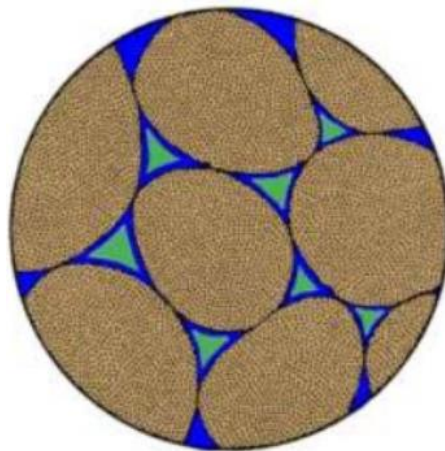


Figura 2. 6. Poros aislados. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

Clasificación de acuerdo a su origen

Porosidad primaria

1. Porosidad intergranular o entre partículas:

Se produce entre los granos de un sedimento, es típica de las areniscas. También se encuentra generalmente en calizas. Sin embargo, a menudo en las calizas se pierde esta porosidad por la cementación.

En este tipo de porosidad las gargantas porales se encuentran interconectadas unas con otras. A menos que la cementación se amplíe con el tiempo, presenta una buena permeabilidad. Este tipo de porosidad efectiva es equivalente a la porosidad total.

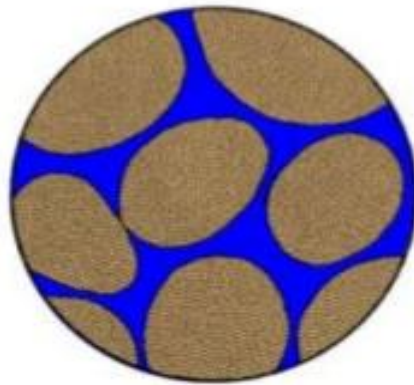


Figura 2. 7. Porosidad Intergranular. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

II. Porosidad intragranular o intrapartícula:

Ocurre dentro de los mismos granos del sedimento, es típica de los esqueletos de calizas, no es habitual que los poros se conserven. Generalmente son rellenados durante el entierro a principios de la cementación, aunque el cemento puede ser lixiviado para dejar el poro intragranular original.

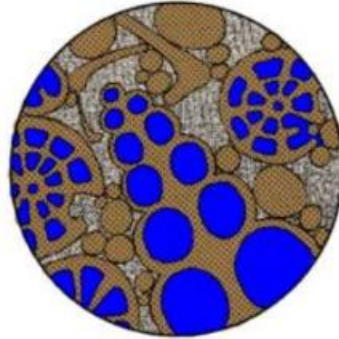


Figura 2. 8. Porosidad Intergranular. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

Porosidad secundaria

La porosidad secundaria es la formada dentro de un depósito después del posicionamiento primario, causada por la acción de fuerzas tectónicas o de fluidos en la roca madre después del posicionamiento primario. Los principales tipos son:

I. Fenestrales:

Se desarrolla donde hay una laguna en el marco de la roca, es causado por la deshidratación, contracción y deformación de las láminas, es muy poco frecuente.



Figura 2. 9. Fenestrales. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

II. *Intercristalina:*

Se produce entre los cristales y es el tipo de porosidad encontrado en importantes yacimientos de petróleo y gas. En calizas recristalizadas es insignificante, sin embargo, a menudo, las dolomitas cristalinas presentan alta intercristalinidad.

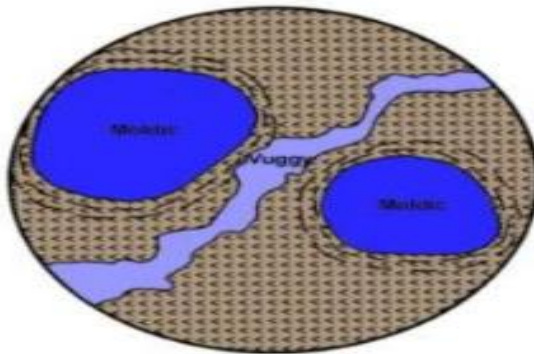


Figura 2. 10. Intercristalina. Fuente: (LA COMUNIDAD PETROLERA, s.f).

III. *Fractura:*

La fractura de las formaciones puede ocurrir por el rompimiento de cualquier roca frágil y no por deformación plástica. Así, hay yacimientos fracturados en las pizarras, cemento duro de areniscas, calizas, dolomitas y en rocas metamórficas como granitos.

Las fracturas pueden desarrollarse a partir de las fuerzas tectónicas asociadas con el plegamiento y fallas.

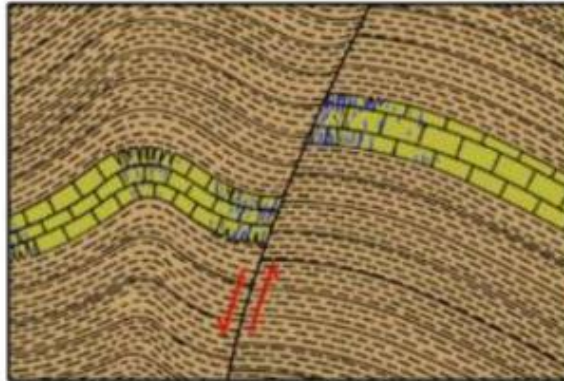


Figura 2. 11. Fractura. (cpeven, servicios a pozos). Fuente: V. Belousov, *Geología Estructural*.

2.3. Saturación

Un factor importante en la petrofísica y particularmente en la caracterización de yacimientos, es el contenido de hidrocarburo en la zona, por lo que es necesario conocer la saturación que existe de los fluidos en el yacimiento.

La saturación cuantifica los fluidos que se encuentran contenidos en un espacio poroso, es decir, la distribución que se tiene en el espacio poroso de los tres fluidos propios de un yacimiento, que son: *agua*, *aceite* y *gas*.

En palabras concretas la saturación se puede definir como la fracción o porcentaje del volumen de poros ocupados por un fluido en particular como los ya mencionados (según la siguiente fórmula de Schlumberger, 1974), la fórmula general es:

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{volumen del fluido}}{\text{volumen de poros}} \quad \text{Ec. 2}$$

Es importante mencionar que el volumen de poros en la ecuación se refiere al volumen poroso efectivo, de la ecuación 2 se derivan fórmulas para cada uno de los fluidos mencionados.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec.3}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec.4}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}} \quad \text{Ec.5}$$

Por lo tanto, las saturaciones se encuentran en fracción, la suma de las tres debe ser igual a 1.

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad \text{Ec.6}$$

La saturación se ve afectada por las condiciones en las que se encuentra el yacimiento, así como los fluidos presentes en el mismo; Dependiendo de las condiciones existen diversas formas de clasificar a la saturación, entre las más comunes se tiene:

- *Saturación inicial o de agua connata por sus siglas en inglés (Swc)*

Es aquella por la cual se descubrió el yacimiento, se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a fuerzas de presión capilar no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando estos migraron al yacimiento. La determinación de esta clasificación de saturación se puede determinar por tres métodos:

1. Núcleos tomados en pozos perforados.
2. Cálculos a partir de la presión capilar.

3. Cálculo a partir de registros eléctricos.

- *Saturación residual de fase por sus siglas en inglés (S_{xr})*

Es la saturación que se tiene posterior a un periodo de exploración, esto quiere decir, la fracción de fluido que queda en la roca después de las técnicas de recobro posibles.

- *Saturación crítica de fase por sus siglas en inglés (S_{xc})*

Es aquella en la que el fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso, es decir, corresponde a la máxima saturación a la cual la permeabilidad relativa de una fase “x” (aceite, agua, gas) es cero.

2.3.1. Saturación de Agua

La saturación de fluidos en una formación se puede obtener mediante una medida básica, que es la Resistividad, ya que está en función de la porosidad, el tipo de fluido y la cantidad del mismo y del tipo de roca.

En 1942, los experimentos realizados por Archie, mostraron que la resistividad de una formación llena de agua (R_o) puede estar relacionada a la resistividad del agua de dicha formación (R_w), a través de una constante conocida como *Factor de Formación (F)*:

$$R_o = F * R_w \quad \text{Ec. 7}$$

El factor de formación está relacionado con la porosidad de la formación y se puede calcular de la siguiente manera:

$$F = \frac{a}{\varphi^m} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde “m” representa el exponente de cementación, cuyo valor varía con el tamaño del grano, su distribución y de la complejidad de la comunicación que hay entre los poros de la formación (tortuosidad), “a” es el factor de tortuosidad y “ φ ” es la porosidad de la roca.

| α : Factor de Tortuosidad | m : Exponente de cementación | Comentarios |
|--|--|------------------------------|
| 1 | 2 | Carbonatos |
| 0.81 | 2 | Areniscas consolidadas |
| 0.62 | 2.15 | Arenas sin consolidar |
| 1.45 | 1.54 | Arenas promedio |
| 1.65 | 1.33 | Arenas Arcillosas |
| 1.45 | 1.7 | Arenas calcáreas |
| 0.85 | 2.14 | Carbonatos (Carothers, 1968) |
| 2.45 | 1.08 | Arenas del Plioceno |
| 1.97 | 1.29 | Arenas del Mioceno |

Tabla 2.1. Diferentes valores y exponentes comúnmente utilizados para el cálculo del factor de formación, según Asquith, 1980

La Saturación del agua (S_w) se determina a partir de la Resistividad de la formación llena de agua (R_o) y por la Resistividad real de la formación (R_t) y se presenta por la siguiente relación:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \quad Ec. 9$$

Donde “n” es el exponente de saturación y cuyo valor varía desde 1.8 hasta 2.5

Combinando las ecuaciones 9 y 10 la saturación de agua se podría representar de la siguiente manera:

$$S_w = \left(\frac{F * R_w}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \quad Ec. 10$$

Esta fórmula generalmente es conocida como la Ecuación de Archie para la saturación de agua, pero que en su forma general quedaría de la siguiente manera (Asquit, G., Krygowski, D., 2004, “*Basic Relationships of Well Log Interpretation*”):

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m}\right)^{\frac{1}{n}} \quad Ec. 11$$

2.3.2. Saturación de hidrocarburos

Este tipo de saturación se define como la fracción del volumen poroso que se encuentra ocupado por hidrocarburos y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Sh = 1 - Sw \quad Ec. 12$$

Donde “Sh” es la Saturación de hidrocarburos y “Sw” es la saturación de agua; en este caso utilizamos esta ecuación, calculando primero la saturación de agua y asumiendo que lo que queda en los poros aparte de agua, es una cantidad probable de hidrocarburos, un ejemplo lo encontramos en la figura 2.12 en la distribución de los elementos.

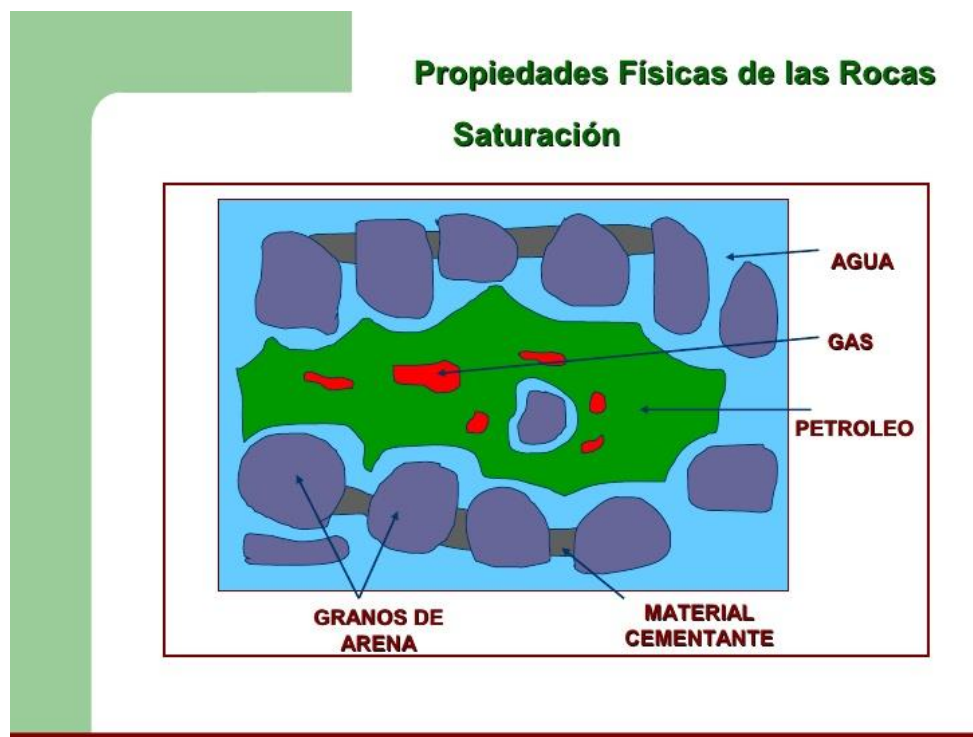


Figura 2. 12. Propiedades físicas de las rocas. Fuente: (Schlumberger Oilfiel Glossary, s.f)

2.4. Permeabilidad

La permeabilidad (k) es una propiedad petrofísica de la formación, independientemente del fluido contenido en la misma. Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de la interconexión de poros, si esta es inexistente, entonces, no hay permeabilidad, por lo tanto, determina el comportamiento de un yacimiento petrolero y de un pozo, así como la dirección de movimiento y el gasto de flujo de los fluidos del yacimiento.

Existen tres tipos de permeabilidad:

1. *Permeabilidad absoluta o específica*: es aquella que existe cuando un fluido tiene movimiento a través de una formación, por lo tanto, se puede decir que es más o menos independiente del fluido.
2. *Permeabilidad efectiva*: Es cuando dos o más fluidos están presentes en una formación, cada uno reduce la capacidad de fluir del otro, es la permeabilidad de cada fluido en presencia de otros. En un yacimiento en producción, el interés se centra en este tipo de permeabilidad, inicialmente de petróleo o gas en presencia de agua irreducible, o posteriormente de petróleo, gas o agua a diferentes saturaciones.
3. *Permeabilidad relativa*: es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

2.5. Registros geofísicos de pozos

Conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su litología, como en lo relativo a su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es de profundo interés. Del conocimiento de los diferentes parámetros que tal información proporciona, dependerá la extracción eficiente de hidrocarburos.

Para ello se cuenta con el muestreo de pozos; es decir, del registro que es atravesado por la barrena. Este muestreo se hace de forma directa, es decir, estudiando muestras de la formación, o mediante el análisis continuo del fluido de perforación, y por la introducción mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los diferentes parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido.

Un registro geofísico es una gráfica X-Y en donde regularmente el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa los valores de algunos parámetros del pozo como pueden ser: porosidad, densidad, resistividad, tiempo de tránsito, diámetro del agujero, etc.

2.5.1. Tipos de Registros Geofísicos

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo es necesario llevar a cabo la toma de registros. Para estos se utiliza una unidad móvil o estacionaria en pozos costa fuera que contienen un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. También cuenta con el envío de potencia y señales de comando (instrucciones) a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda enfrente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable y generando un registro similar al de la figura 2.13.

Dentro de los objetivos del registro geofísico de pozos se pueden mencionar:

- Determinación de las características de la formación: Porosidad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad.
- Delimitación (cambios de litología).

- Desviación y rumbo del agujero.
- Dirección del echado de formación.
- Evaluación de la cementación.
- Condiciones mecánicas de la T.R.

Registros en agujero abierto.

- Inducción.
- Doble Laterog.
- Neutrón compensado.
- Densidad compensada.
- Sónico digital.
- Imágenes de pozo.

Registros en agujero entubado

- Evaluación de la cementación.
- Pruebas de formación.
- Desgaste de tubería.

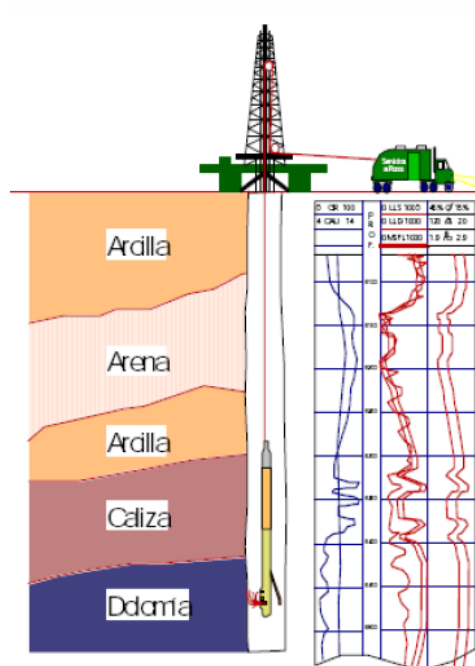


Figura 2. 13. Esquema de la operación de los registros de pozos (Bisbe, 2007)

Una de las ventajas de los registros, es que mide las propiedades de la roca *in situ*, las cuales no pueden ser medidas en un laboratorio con la ayuda de muestras de núcleos. En el pasado, los registros geofísicos comenzaron con simples mediciones de la conductividad eléctrica de las rocas, pero hoy en día han evolucionado y se ocupan de métodos avanzados y sofisticados en diferentes fases de la exploración de hidrocarburos, desarrollo de campos y monitoreo de los mismos.

La correlación de pozo a pozo es una de las utilidades más importantes y comunes, por eso mismo se ocupan los registros, ya que una correlación se basa generalmente en las formas de las curvas registradas en función de la profundidad del pozo y esto permite que los geofísicos y geólogos puedan identificar la profundidad en la que se encuentran las rocas, distribución lateral, espesores y por último identificar las condiciones mediante las cuales se puede entrapar los hidrocarburos.

Picket (1963) muestra algunas de las aplicaciones de los registros de pozo en la ingeniería petrolera, estas aplicaciones se dividen en tres categorías: Identificación, estimación y producción.

| Aplicaciones de los Registros de Pozos |
|---|
| Identificación: |
| Tipo de Roca |
| Ambientes geológicos |
| Localización de contacto entre fluidos |
| Detección de Fracturas |
| Estimación: |
| Estimación de hidrocarburos en sitio |
| Estimación de hidrocarburos recuperables |
| Presión del yacimiento |
| Distribución de Porosidad/tamaño de poro |
| Producción: |
| Calidad del yacimiento |
| Probabilidad de comunicación entre fluidos |
| Monitoreo de movimiento de fluidos |

Tabla 2.2. Aplicaciones de los registros de pozos en la ingeniería petrolera, (Picket, 1963)

La identificación trata acerca del mapeo del subsuelo o formaciones que se encuentran a determinada profundidad y sus correlaciones. La estimación se enfoca a los aspectos cuantitativos de los registros de pozos y producción, consiste en las mediciones de los registros que se ocupan para monitorear los cambios en un yacimiento durante su fase de producción.

2.5.2. Ambientes en la perforación

Durante la perforación de un pozo se utilizan ciertos materiales importantes para su extracción y uno de ellos es el lodo de perforación, que puede estar hecho de agua o aceite, este lodo de perforación se utiliza tanto para facilitar el proceso de barrenación, como para suspender y llevar a la superficie los pequeños fragmentos de roca que se crean durante la perforación, para controlar la presión y estabilizar la formación expuesta, para enfriamiento y lubricación del barreno. El lodo de perforación inyectado debe mantener una presión hidrostática dentro del pozo, por lo tanto, el lodo debe de tener una densidad, de tal manera que, resista las presiones de la formación.

2.5.3. Clasificación de los registros geofísicos de pozos

Los registros geofísicos en pozos petroleros tienen una clasificación en función del principio físico de la herramienta, por lo cual, se identifican tres familias principales: Espesor de reservorio, Porosidad y Resistividad. Cada familia tiene diferentes características con las cuales se interpretan las curvas obtenidas.

Luego que una sección de pozo ha sido perforada, se bajan sondas de medición hasta el fondo del hueco por medio de un cable. Mientras se tira la sarta de registros hacia arriba del pozo, se miden de forma continua varias propiedades de las formaciones en función de la profundidad.

ESPESOR DEL RESERVORIO: *Discriminan el reservorio del no reservorio.*

- *Rayos Gamma*
- *Potencial Espontaneo*

POROSIDAD: Se usan para calcular porosidad, identificar litologías y diferenciar aceite y gas.

- *Densidad*
- *Neutrón*
- *Sónico*

RESISTIVIDAD: Junto con los registros de porosidad se usan para calcular saturación de hidrocarburos.

- *Laterolog*
- *Inducción*
- *Microresistividad*

2.5.3.1. RAYOS GAMMA

Objetivos:

- Discriminar entre reservorio y no reservorio
- Definir volumen de arcilla en el reservorio
- Estimar el nivel de lodolitas de la roca reservorio

Algunos elementos en la naturaleza emiten radiación. Los elementos comunes en la corteza terrestre son el potasio (K), torio (Th) y uranio (U). La mayoría de las rocas reservorio contienen muy pocas cantidades de estos elementos o incluso pueden no contenerlo, por lo tanto, tienen un nivel bajo de radiación por sus siglas en inglés **GR**. Otros tipos de rocas como los esquistos, tienen una gran cantidad de átomos de K y Th, dando como resultado una cantidad alta de GR.

La herramienta registra los GR espontáneamente por los tres isótopos. El nivel de GR se registra en unidades API.

En formaciones sedimentarias el registro de RG refleja normalmente el contenido de arcilla en la formación, esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de contaminantes radioactivos, tales como cenizas volcánicas o aguas de formación con sales disueltas de potasio, cada material genera un incremento en estos registros como se puede observar en la imagen 2.14.

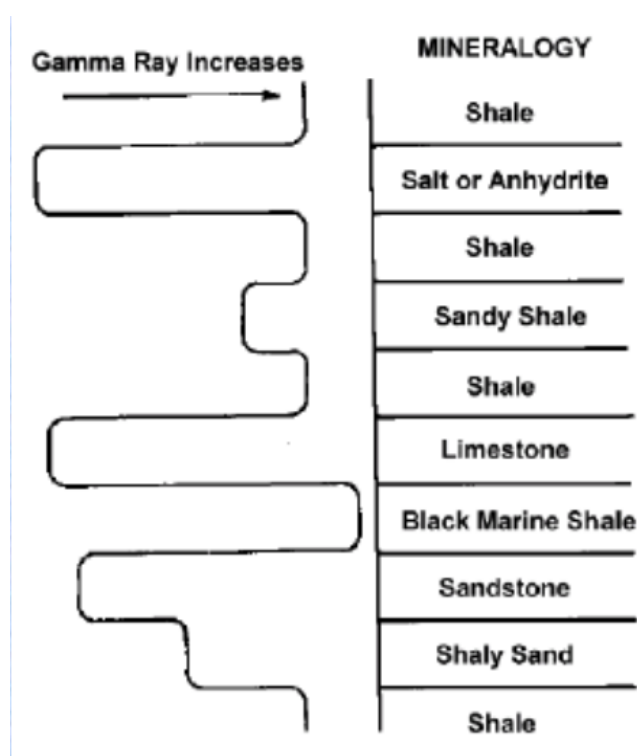


Figura 2. 14. Incremento de los Rayos Gamma.

Las aplicaciones de este registro son para:

- Ubicación de zonas limpias o sucias
- Límites de espesores
- Tamaño de espesores
- Volumen de arcilla

- Determinar la localización de capas con o sin arcilla
- Correlación entre formaciones

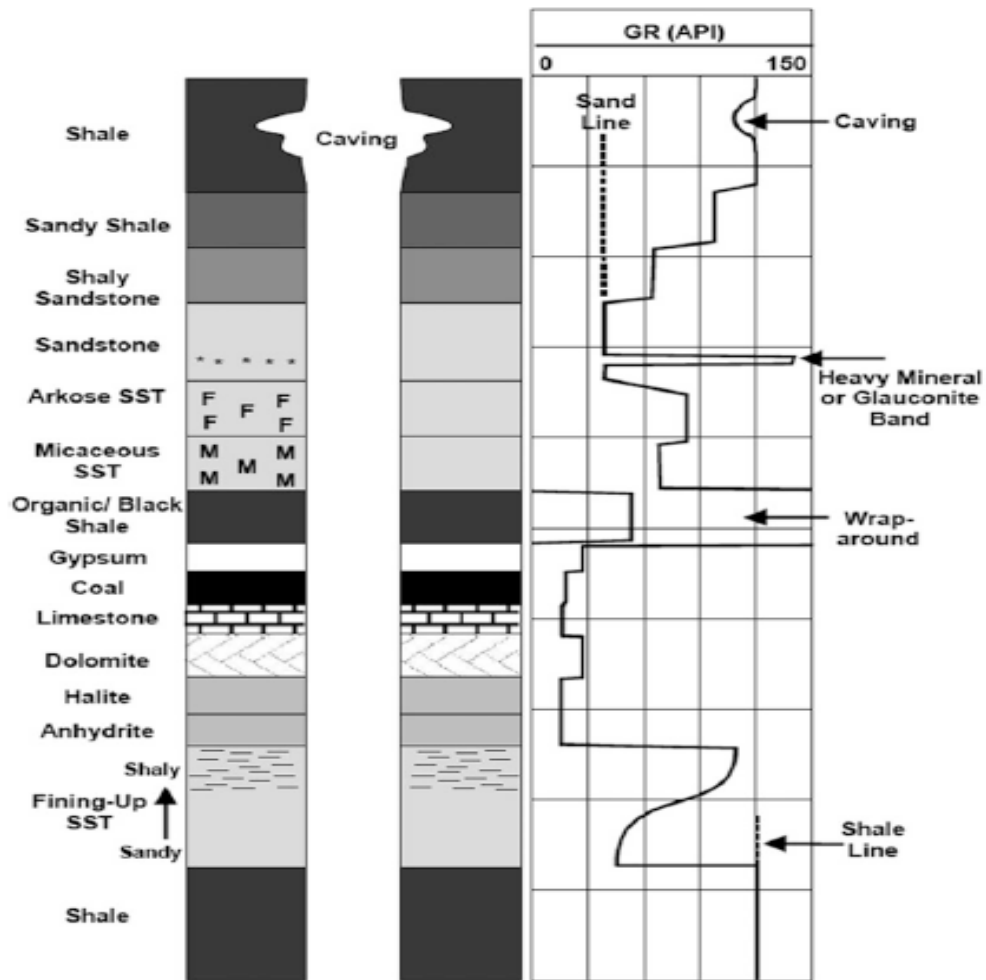


Figura 2.15. Ejemplo de un Registro de Rayos Gamma, Modificado de Rider, 2004.

2.5.3.2. Potencial Espontáneo

Objetivos:

- Detectar capas permeables (solo es una indicación cualitativa)
- Determinar R_w
- Estimar el nivel de lodolitas de la roca reservorio.

El SP es una medida de la diferencia potencial eléctrica entre un electrodo móvil en el hueco y uno fijo en superficie (se mide en mV).

Se presenta por un fenómeno natural que ocurre cuando un nuevo fluido (lodo de perforación) rompe el equilibrio de la formación. Los potenciales son creados por corrientes eléctricas inducidas químicamente, solo si la salinidad del fluido de perforación es diferente a la salinidad del agua de formación. Solo se puede registrar en hueco abierto y en lodos base agua.

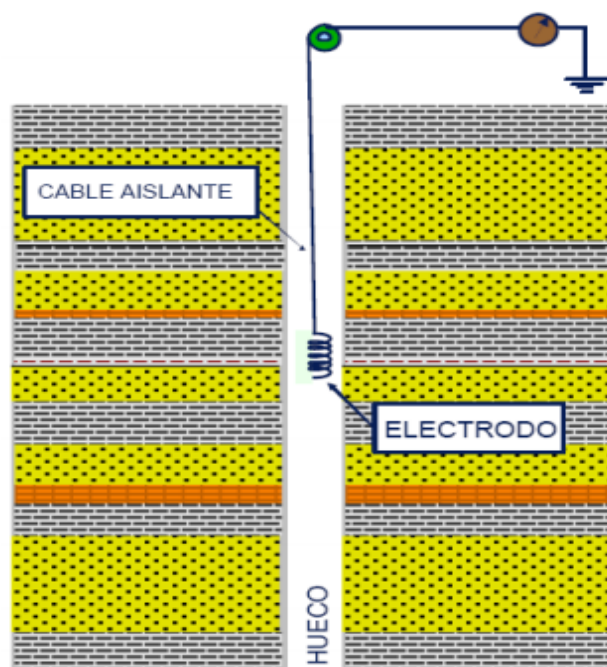


Figura 2.16. Obtención de un registro de Potencial Espontáneo (Bisbe, 2007).

La corriente se genera en las interfaces capa permeable/capa impermeable y zona virgen/zona invadida. Dentro de la capa impermeable no se genera ninguna corriente y el SP se comporta como una línea recta. En formaciones permeables la curva del SP muestra deflexiones desde la línea base de arcillas o nivel de lodolitas. En capas gruesas y limpias, la deflexión tiende a alcanzar una desviación esencialmente constante que define un nivel de arenas limpias.

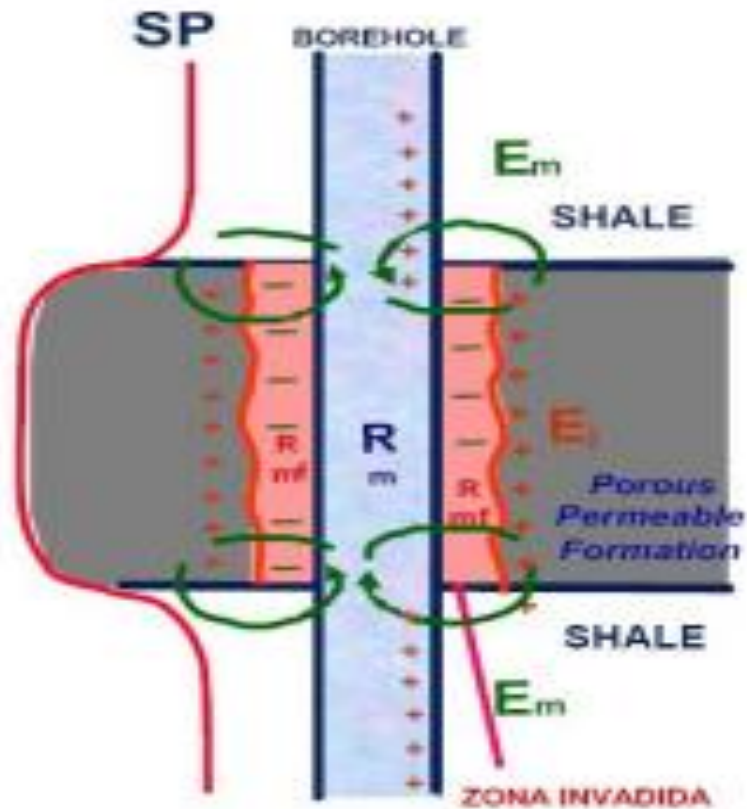


Figura 2. 17. Representación de la zona invadida en registro de SP (monografias.com, s.f.).

La deflexión de la curva puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva) dependiendo de la resistividad relativa del agua de formación y del filtrado del lodo.

1. $R_{mf} > R_w$ - gran amplitud negativa.
2. $R_{mf} \gg R_w$ - amplitud negativa pero no tan grande.
3. $R_{mf} = R_w$ - no hay deflexión del SP.
4. $R_{mf} < R_w$ - amplitud positiva pero no tan grande
5. $R_{mf} \ll R_w$ - gran amplitud positiva.

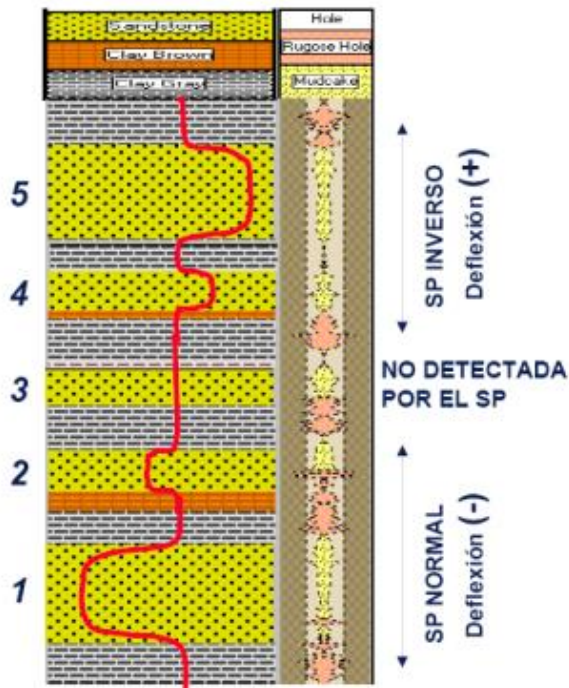


Figura 2. 18. Deflexión de la curva SP (Bisbe, 2007).

2.5.3.3. Densidad

Objetivos:

- Calcular la porosidad (Φ) en capas de litología conocida.
- Evaluar litologías de formaciones en combinación con Neutron.
- Verificar consistencia de las litologías observadas con mudlog y GR.

Una fuente de rayos gamma bombardea la roca; estos rayos colisionan con los electrones en la formación, perdiendo energía. La cantidad de estos GR atenuados a una distancia fija es inversamente proporcional a la densidad de electrones de la formación. De la densidad de electrones se calcula la densidad total (bulk density).

La fuente y dos detectores están montados en un pad, el cual está presionado contra las paredes del hueco. Con el detector lejano la herramienta calcula la ρ_b en una escala de 1,95 a 2,95 g/cm³. El detector cercano se usa para corregir la medida por efectos de la torta y derrumbes. La roca reservorio consiste de matriz (cuarzo, calcita, dolomita) y fluido de poro (agua, aceite, gas). La densidad (ρ_b) de una roca reservorio es la densidad promedio de su matriz (ρ_{ma}) y el fluido de poro presente.

$$(P_f). \rho_b = \Phi \cdot \rho_f + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma} \quad \text{Ec. 12.}$$

RHOB: densidad total.

DRHO: corrección de la lectura (función del espesor de la torta y de la densidad).

DPHI: densidad real; es derivada de la curva RHOB.

La herramienta mide la densidad de la formación, para calcular porosidad se usa la siguiente fórmula:

$$\Phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad \text{Ec.13.}$$

ρ_f :

- lodo aceite = 0,9 g/cm³
- lodo agua dulce= 1,0 g/cm³
- lodo agua salada= 1,1 – 1,2 g/cm³

ρ_{ma} :

- arenisca = 2,65 g/cm³
- caliza = 2,71 g/cm³
- dolomita = 2,85 g/cm³

Densidad

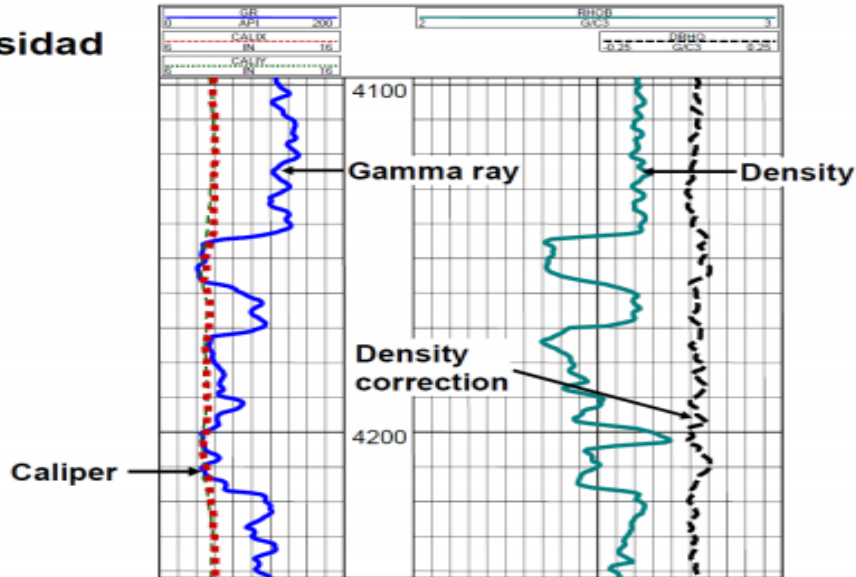


Figura 2. 19. Ejemplo de registro de densidad (Bisbe, 2007).

2.5.3.4. Neutrón

Objetivos:

- Calcular la porosidad en capas de litología conocida.
- Evaluar litologías de formaciones en combinación con Density.
- Detectar reservorios saturados con gas en formaciones limpias.
- Verificar consistencia de las litologías observadas con mudlog, GR y Density.

Una fuente emite neutrones de alta energía que colisionan con los núcleos de los átomos de la formación, perdiendo energía. La máxima pérdida de energía se da al colisionar con núcleos de átomos de hidrógeno. Estos núcleos emiten rayos gamma. La herramienta registra los neutrones reflejados y los neutrones absorbidos emitiendo rayos gamma. La fuente y dos detectores están montados en una herramienta, la cual está presionada contra las paredes del hueco. De la relación de neutrones detectados por los detectores (lejano y cercano), se determina empíricamente la cantidad de átomos de hidrogeno en

la formación. La herramienta asume que todos los átomos de H están presentes en el espacio poroso (agua o HC). La herramienta está calibrada para leer porosidad en calizas saturadas con agua. Estas porosidades son computadas en unidades de porosidad (p.u.).

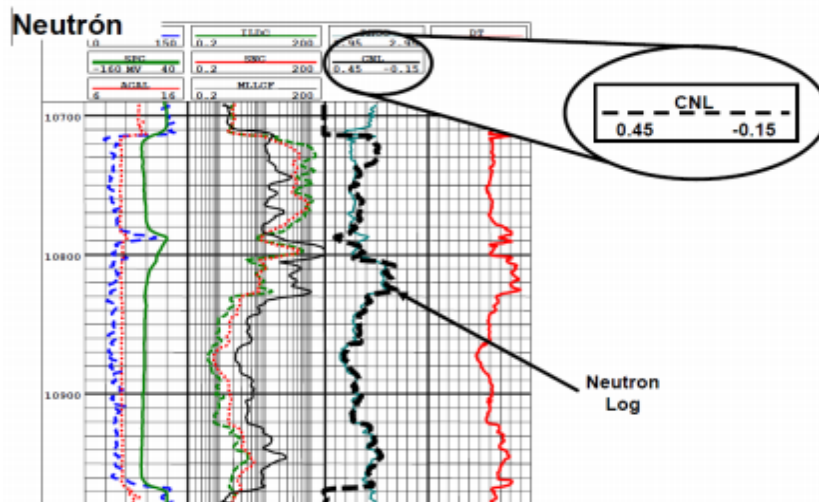


Figura 2. 20. Ejemplo de registro Neutrón (Bisbe, 2007).

- A través de calizas con contenido de agua el registro entrega la porosidad real. A través de areniscas o dolomitas con contenido de agua y/o aceite, el registro debe corregirse por litología para calcular la porosidad real.
- El gas tiene una concentración de hidrógeno más baja que el petróleo o el agua debido a su baja densidad. Por consiguiente, en zonas de gas, la herramienta registra un valor de NPHI más bajo que la porosidad real.
- Las arcillas tienen agua ligada en su estructura, pero esta agua es inmóvil y NO representa porosidad efectiva. Sin embargo, la herramienta responde principalmente a la presencia de hidrógeno. Ya que hay una cantidad considerable de agua ligada a las arcillas, la herramienta de porosidad neutrón registra un valor de NPHI anómalamente alto.

2.5.3.5. Combinación Densidad/Neutrón

Objetivos:

- Define porosidades.
- Detectar reservorios saturados de gas.

Las herramientas Densidad y Neutrón determinan porosidad de un reservorio, pero lo hacen midiendo cantidades diferentes

– Densidad mide densidad total.

– Neutrón mide densidad de hidrógeno.

Por esta razón estas herramientas reaccionan diferentes a fluidos de poro y litologías. Como estándar estos registros se plotean juntos en una pista, usando una escala tal que ambos registros deben superponerse en calizas saturadas con agua. Usando estas escalas, los registros deberán separarse solamente en otras litologías o fluidos de poro.

En reservorios con contenido de gas la porosidad neutrón es menor y la densidad se reduce (aumenta la porosidad densidad). La separación resultante con Neutron a la derecha y Densidad a la izquierda se llama separación de gas. Las lodolitas tienen un efecto invertido (separación de shale). Debido al agua que está químicamente adjunta a las partículas de arcilla, la herramienta neutrón registra alta porosidad, donde en realidad no existe porosidad efectiva.

2.5.3.6. SONICO

Objetivos:

- Calcular la porosidad en capas de litología conocida.
- Calibrar datos sísmicos.
- Evaluar porosidades secundarias en combinación con las herramientas Densidad y/o Neutrón.
- Combinado con el registro de densidad sirve para generar trazas sísmicas (sismograma sintético).

Esta herramienta contiene un transmisor que emite un pulso acústico de alta frecuencia y que es detectado por dos o más receptores. El tiempo de la primera detección del pulso a cada uno de los receptores es procesado para producir un intervalo de tiempo de tránsito, llamado *delta t* (Δt o DT), es decir, este registro mide la “*delta t*” de una onda acústica que viaja a través de la formación. El intervalo de tiempo de tránsito depende de la litología de la formación y de la porosidad de la misma y se mide en microsegundos por pie ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) o en microsegundos por metro ($\mu\text{sec}/\text{m}$).

La herramienta de Sónico Compensado utiliza múltiples pares de transmisores y receptores para minimizar el efecto de los cambios de tamaño del pozo; las herramientas de Matriz, usualmente tienen 4 o más receptores y los datos de cada uno de los receptores son procesados para determinar los tiempos de arribo. (Krygowski, D. A., 1995, 2000, 2003, “*Guide to Petrophysical Interpretation*”, Austin, Texas).

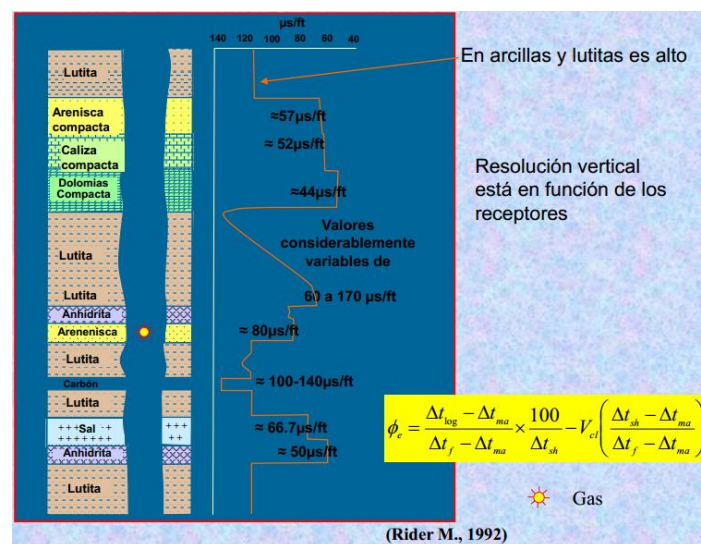


Figura 2. 21. Ejemplo mineralógico de registro sísmico (Krygowski, D. A., 1995, 2000, 2003, “*Guide to Petrophysical Interpretation*”, Austin, Texas).

2.5.3.7. Laterolog

Los registros Laterolog tienen tres volúmenes de investigación (LLS, LLM y LLD), superficial, medio y el profundo. Contienen un electrodo central y otros dos electrodos que emiten la corriente eléctrica, estos dos electrodos se ajustan para mantener el mismo potencial que el electrodo central y la falta de diferencia de potencial entre los electrodos provoca que la corriente fluya horizontalmente hacia afuera, es decir, los electrodos que emiten la corriente, lo hacen con la misma polaridad que la del electrodo central (receptor) como se ve en la imagen 2.22, pero están localizados arriba y debajo del receptor, por lo tanto evitan que la corriente principal fluya hacia arriba del pozo.

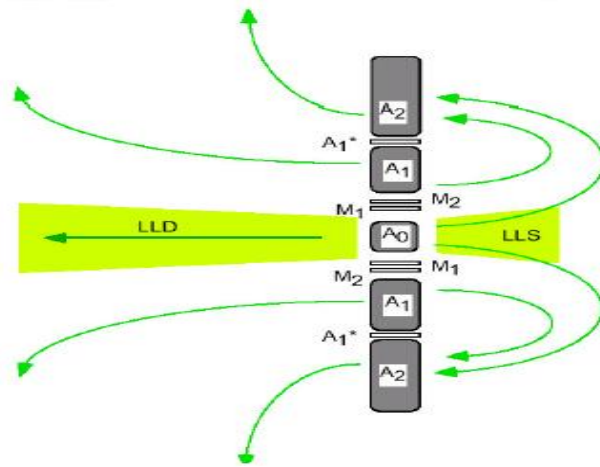


Figura 2. 22. Líneas de acción de registro Laterolog (Bisbe, 2007).

2.5.3.8. Inducción

Este tipo de herramienta induce una corriente electromagnética que gira en la formación y la cual es detectada por unas bobinas receptoras; La fuerza de la corriente inducida está relacionada con la conductividad de la formación.

Los registros eléctricos de inducción proveen dos volúmenes de investigación que son la resistividad de inducción media (ILM), la cual sirve para determinar la resistividad en la zona de transición (Ri) y la de inducción profunda (ILD), utilizada para determinar la resistividad en la zona virgen (Rt).

Objetivos de interpretación de los registros de inducción:

- Interpretación de la resistividad real de la formación (zona virgen, R_t)
- Cálculo de la saturación de agua mediante la ecuación de Archie.
- Obtención del diámetro de invasión.
- Correlaciones entre pozos.

Existe una herramienta de doble inducción fasorial, la cual realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación (*somera, media y profunda*). De esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición. Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos.

Las principales aplicaciones de esta herramienta son:

- Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión
- Formaciones con contraste medio-alto de resistividades
- Gráficos de invasión
- En pozos con lodos no conductivos

En la tabla que se muestra a continuación, se pueden observar la resolución, el radio de investigación y la precisión de los registros de inducción en sus distintos volúmenes de investigación.

| | Vertical Resolution 90% * | Radius of Investigation 50% | Precision (\pm) |
|---------|------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| Deep | 24 in. | 91 in. | 0.25 mmho |
| Medium | 24 in. | 39 in. | 0.25 mmho |
| Shallow | <17 in. | 17 in. | 0.1 ohm.m |

Tabla 2.3. Volumen de investigación de los registros de Inducción (*Picket, 1963*).

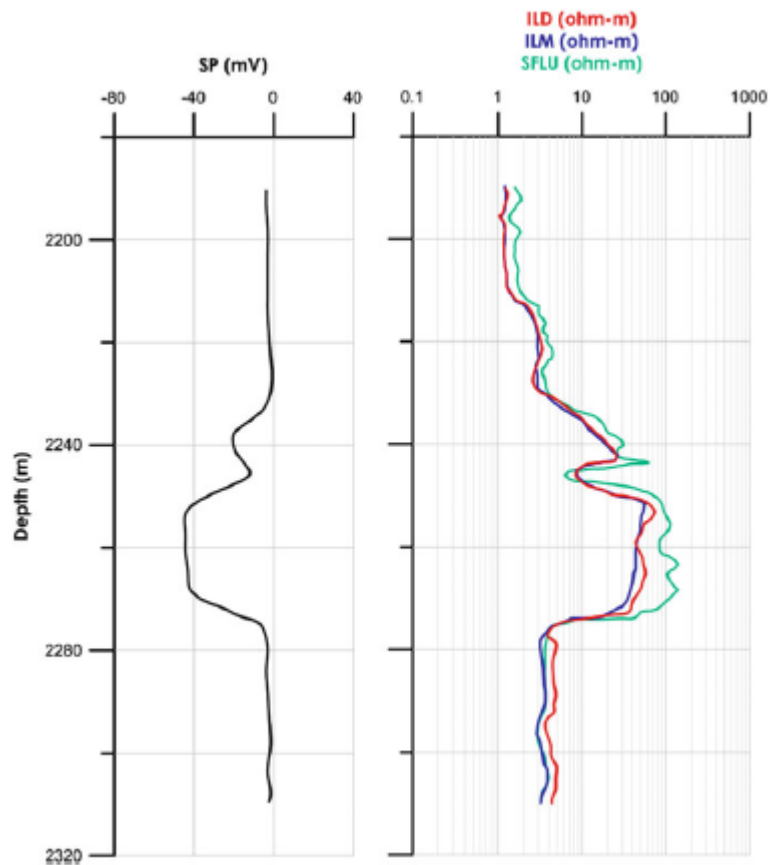


Figura 2. 23. Ejemplo de curvas de registros de inducción (Krygowski, D. A., 1995, 2000, 2003, "Guide to Petrophysical Interpretation", Austin, Texas).

En la imagen anterior, se muestra un ejemplo de un registro de inducción en una zona de producción de hidrocarburo, en donde la línea roja representa la herramienta de inducción ILD que ayuda a la interpretación de la resistividad en la zona virgen de la formación y la línea azul representa la herramienta ILM utilizada para la interpretación de la resistividad de la zona de transición.

2.5.3.9. Micro-resistividad

La sonda de microresistividad proporciona una medición de resistividad del atenuador con gran resolución vertical combinada con un calibrador y con rayos gamma naturales.

Características:

- Pequeño espaciado de electrones para una resolución más alta.
- El diseño de la almohadilla minimiza los efectos de la perforación.

Aplicaciones:

- Agua, Minerales e Ingeniería
- Determinación de gran precisión de los límites y el grosor del estrato.
- Resolución de separaciones dentro de grietas.
- Perfil de invasión (en combinación con otros métodos de resistividad).

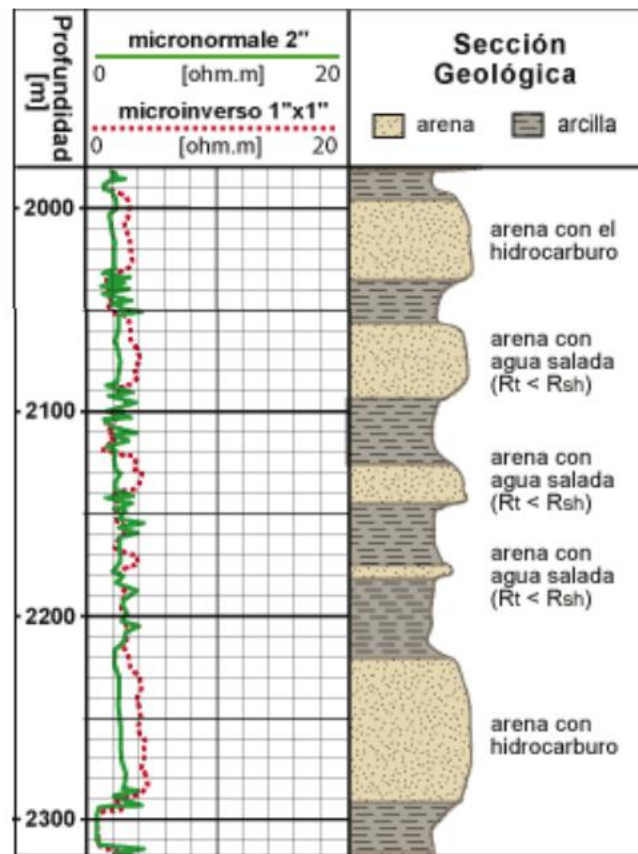


Figura 2. 24. Curvas de registros de micro-resistividad (Bisbe, 2007).

CAPÍTULO 3: Cálculo de Propiedades Petrofísicas.

3.1. Cálculo del volumen de arcilla

El volumen de arcilla es una de las propiedades más importantes en la evaluación de un pozo, un error en la determinación de este volumen puede complicar la interpretación de los intervalos de interés. Es empleado para diferenciar zonas, es decir, zonas sin arcillas de zonas con arcillas, determinar espesores, límites de capas y para realizar la corrección de la porosidad eliminando el efecto de arcillas. El volumen de arcilla se expresa en decimales o fracción.

El primer paso para el cálculo del volumen de arcilla es determinar, a partir del registro de Rayos Gamma, el índice de arcillosidad I_{GR} (según la siguiente fórmula de Schlumberger, 1974).

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ec. 14}$$

Dónde:

- I_{GR} es el índice de arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma.
- GR_{log} es la medida de Rayos Gamma en el registro.
- GR_{min} es el valor mínimo de Rayos Gamma para una formación limpia o carbonatos.
- GR_{max} es el valor máximo de Rayos Gamma para una formación arcillosa.

Se puede tener un cálculo del volumen de arcilla a través del registro SP y este es de gran ayuda para identificar la línea base de las arenas y de las lutitas, por lo tanto, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Vsh = \frac{PSP-SSP}{SP\ shale-SSP} \quad \text{Ec. 15}$$

Dónde:

- **PSP** es el Potencial Espontaneo Pseudoestático, es decir, el valor máximo del registro de SP.
- **SSP** es el Potencial Espontáneo Estático, es el valor que se obtiene de una formación limpia.
- **SP shale** es el valor de SP en una lutita, se asume que es igual a cero.

Podemos obtener el cálculo a partir del Registro de Neutrón – Densidad y se obtiene de la siguiente manera:

$$Vsh = \frac{\phi N - \phi D}{\phi Nsh - \phi Dsh} \quad \text{Ec. 16}$$

Al utilizar esta técnica, se tiene que hacer correcciones en los valores de porosidades de neutrón y densidad a la litología, si el yacimiento contiene gas, no se puede utilizar esta relación, ya que el gas afecta las respuestas en las curvas de neutrón y densidad.

3.1.1. Métodos no lineales

Existen métodos no lineales para el cálculo de volumen de arcilla. Según Baker Atlas, todas las relaciones no lineales de rayos gamma son más optimistas de la relación lineal, esto se debe, porque a una respuesta de rayos gamma, estos métodos, devuelven un menor volumen de arcilla que una respuesta lineal.

a) Steiber:

$$Vsh = \frac{IGR}{((3.0-2.0)*IGR)} \quad \text{Ec. 17}$$

b) Clavier:

$$Vsh = 1.7 - \left(\sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2} \right) \quad \text{Ec. 18}$$

c) Larionov, para rocas del Terciario:

$$Vsh = 0.083(2^{(3.7*IGR)} - 1) \quad \text{Ec. 19}$$

d) Larionov, para rocas antiguas:

$$Vsh = 0.33(2^{(2*IGR)} - 1) \quad \text{Ec. 20}$$

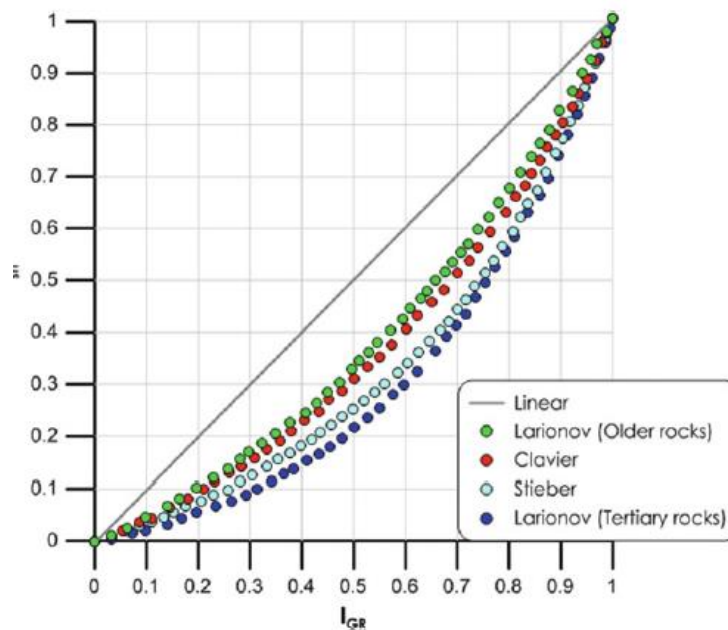


Figura 3. 1 Curvas de métodos no lineales Fuente: "Log Interpretación Charts" de Schlumberger, 1972.

3.2. Cálculo de la porosidad

La porosidad es un parámetro de suma importancia debido a que los espacios vacíos que contienen las rocas pueden ser ocupados por algún fluido, como lo es el aceite o el agua. Se mencionarán tres diversos métodos para el cálculo de la porosidad (según la siguiente fórmula de Schlumberger, 1974).

1. Registro de Densidad

$$phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 21}$$

Dónde:

ρ_{ma} Es la densidad de la matriz de la roca,

ρ_b Es la densidad volumétrica de la roca obtenida del registro y

ρ_f Es la densidad del fluido de la formación.

2. Registro Sónico

$$Sphi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{Ec. 22}$$

En donde:

Δt_{log} Es el tiempo de tránsito medido del registro

Δt_{ma} Es el tiempo de tránsito de la matriz y

Δt_f Es el tiempo de tránsito del fluido.

3. Registro Neutrón – Densidad

$$ND\ phi = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad \text{Ec. 23}$$

Como se mencionó anteriormente, la porosidad se puede clasificar en dos tipos, la porosidad total y la porosidad efectiva. La primera es aquella que se calcula al conocer el porcentaje total de espacios vacíos sin tomar en cuenta la interconexión y la segunda es el porcentaje de espacio entre los poros que se encuentran interconectados, siendo este tipo de porosidad el que nos indica la posibilidad de que haya fluidez de hidrocarburos dentro de una formación.

Una forma para poder calcular la porosidad efectiva es por medio de la siguiente relación:

$$\phi_e = \phi T - (1 - V_{sh}) \quad \text{Ec. 24}$$

Dónde:

- ϕ_e Es la porosidad efectiva.
- ϕT Es la porosidad total.
- V_{sh} Es el volumen de arcilla.

La relación indica que entre mayor sea el volumen de arcilla, menor será la porosidad efectiva.

3.3. Cálculo de la permeabilidad

El ingeniero francés Henry Darcy, desarrolló una ecuación que representa el flujo de un fluido y que desde entonces se ha convertido en una herramienta básica para la ingeniería petrolera. La ley de Darcy, como es conocida, muestra la relación de la velocidad del flujo de un fluido a través de un medio poroso y a la presión que genera ese flujo. Esta ecuación se representa de la siguiente manera:

$$u = \frac{q}{Ac} = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad \text{Ec. 25}$$

Donde:

- u = Velocidad en cm/seg.
- q = Tasa de flujo del fluido en cm^3/seg .
- k = Permeabilidad de la roca.
- μ = Viscosidad del fluido.
- $\frac{dp}{dl}$ = Gradiente de presión en la dirección del flujo en atm/cm.

La unidad de permeabilidad es el Darcy, al tener 1 Darcy se puede decir que se tiene una permeabilidad muy alta, por lo que comúnmente los yacimientos petroleros tienen permeabilidades más bajas que 1 Darcy, por lo tanto, se utiliza la unidad milidarcy (mD). La permeabilidad (k), ocupada en la ecuación anterior, es la permeabilidad absoluta de una roca, considerando que está saturada al 100% de un solo fluido; cuando la roca está saturada con dos o más fluidos se le conoce como permeabilidad efectiva (K_o , K_g , K_w). (Donaldson & Djebbar, 1996).

La permeabilidad de las rocas sedimentarias varía en un amplio rango y representa un factor físico tan importante, que la calidad de un yacimiento de hidrocarburos puede determinarse en función de la misma:

| Calidad de la Roca | Permeabilidad (mD) |
|--------------------|--------------------|
| Pobre | $k < 1$ |
| Regular | $1 < k < 10$ |
| Moderada | $10 < k < 50$ |
| Buena | $50 < k < 250$ |
| Muy buena | $k > 250$ |

Tabla 3.1. Calidad de la roca de acuerdo a su permeabilidad. (Donaldson, 1996)

De acuerdo con Donaldson, 1996, Wyllie y Rose investigaban sobre el efecto que producen la saturación de agua irreducible y la porosidad, sobre la permeabilidad absoluta y desarrollaron la siguiente ecuación:

$$k = \left(\frac{awr \phi^3}{Swi} \right)^2 \quad Ec. 26$$

En donde awr , es una constante que depende de la densidad del hidrocarburo, para aceite $awr = 250$ y para gas $awr = 79$, la porosidad y la saturación de agua irreducible se ocupan en fracción.

Esta relación se ocupa solo en presencia de sedimentos clásticos.

Timur, desarrolló una expresión similar, la cual es independiente del tipo de hidrocarburo que se encuentre en el medio poroso:

$$k = (93)^2 \frac{\phi^{4.4}}{Swi^2} \quad Ec. 27$$

CAPITULO 4: Metodología

4.1. Procesamiento de datos.

4.1.1. Temperatura de la formación

A medida que se penetra en el interior de la tierra la temperatura aumenta, esto es mejor conocido como gradiente geotérmico, el aumento es gradual y se estima que asciende aproximadamente 1°C cada 100 pies.

“El cálculo de la temperatura de formación T_f es importante en el análisis de registros porque la resistividad del lodo de perforación (R_m), el lodo filtrado (R_{mf}), y el agua de formación (R_w) varía con la temperatura” (Asquit, 2004).

La siguiente ecuación sirve para calcular la curva de temperatura de la formación.

$$T_f = \left(\frac{T_{max} - T_{min}}{PROF_{max}} \times PROF_f \right) + T_{min} \quad \text{Ec. 28}$$

Donde:

T_f es la temperatura de la formación

T_{max} es la temperatura máxima del pozo en función de la profundidad

T_{min} es la temperatura en superficie

$PROF_{max}$ es la profundidad máxima del pozo

$PROF_{min}$ es la profundidad de la formación

El software de procesamiento IP cuenta con una herramienta para obtener la curva de temperatura de la formación, en el cual se añaden los datos de profundidad y temperatura para realizar el cálculo.

Se puede observar en la figura 4.1, en el lado izquierdo, los valores utilizados para calcular la curva de temperatura de la formación en el pozo SOUTH BARROW #17 y, del lado derecho, en el carril número 3 del templete, la curva de temperatura correspondiente a ese pozo.

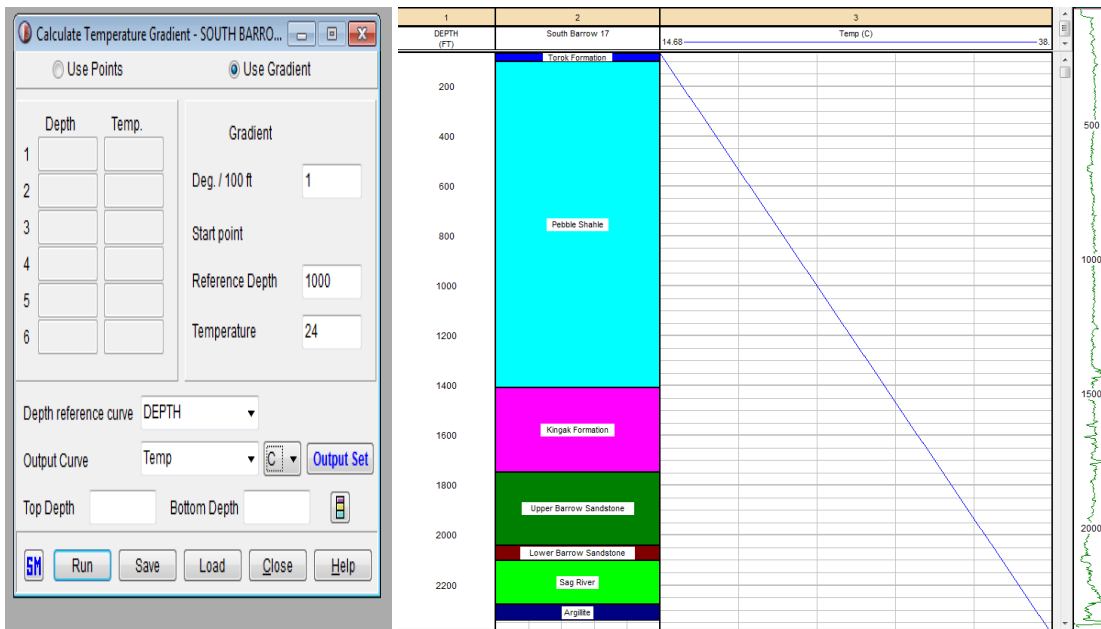


Figura 4. 1 Calculo del gradiente de temperatura.

4.1.2. Definición de la matriz de la formación

Una forma de identificar y determinar la matriz de un grupo es mediante el uso de graficas cruzadas o crossplot, "un crossplot es una manera gráfica de resolver de forma sencilla complejas relaciones utilizando dos o tres medidas de porosidad para estimar la litología y la porosidad" (Asquit, 2004), existen varias combinaciones las cuales dependen del tipo de registros con que cuente el pozo, pero la más usada es la combinación de Neutrón-Densidad, en estas gráficas se coloca en eje de las abscisas las mediciones de Neutrón (CNL) y en el eje de las ordenadas a la Densidad (RHOB) la manera de determinar de una forma eficiente la litología es mediante el empleo del crossplot M-N ejemplificado en la figura 4.2, esta técnica se basa en la combinación de tres medidas de la porosidad (CNL, DT, RHOB) mediante la relación entre DT y RHOB para M y la relación entre CNL y RHOB para N, esta gráfica es útil para determinar mineralogía compleja. Para su visualización se coloca en el eje de las abscisas a N y en el eje de las ordenadas a M.

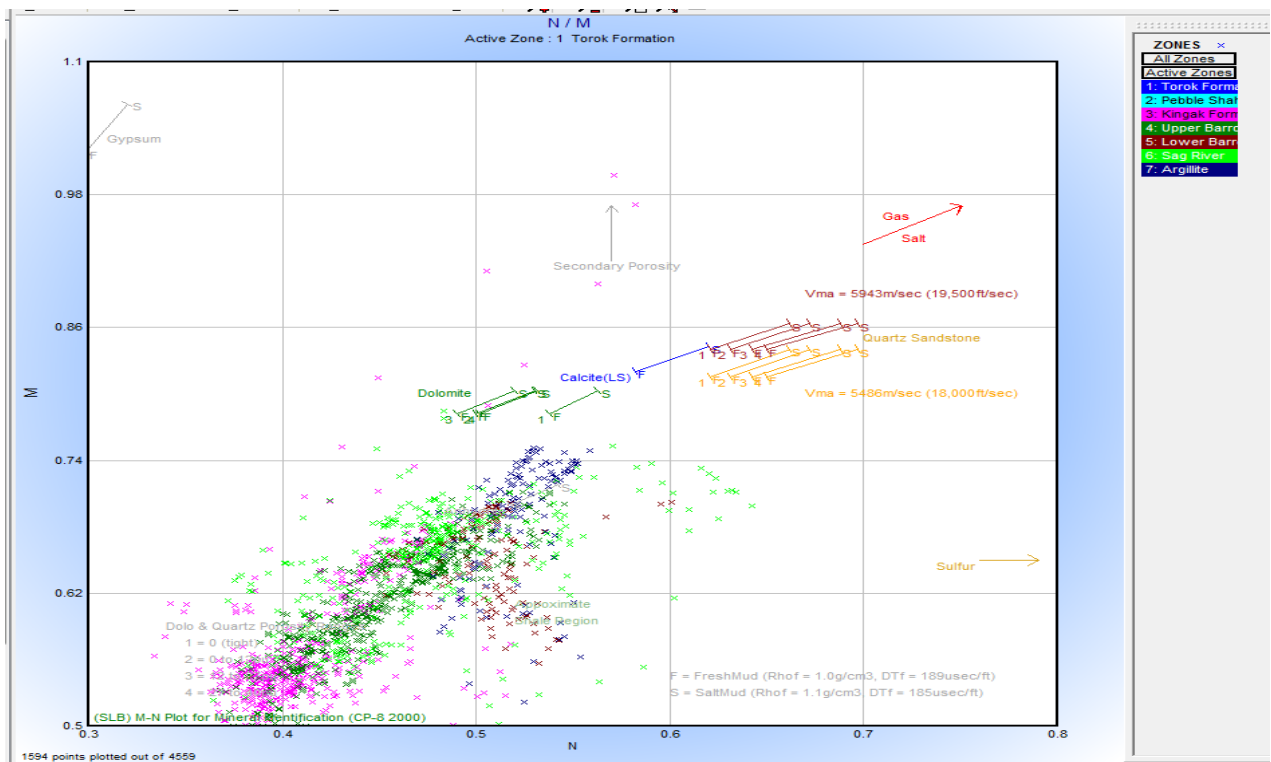


Figura 4. 2 Determinación de la matriz utilizando el crossplot M-N, se observa que la matriz que predomina es la calcita.

4.1.3. Determinación del volumen de arcilla

El volumen de arcilla es una de las propiedades más importantes al momento de evaluar un pozo, una mala determinación en el volumen de arcilla puede afectar la interpretación de los intervalos de interés. Se emplea para diferenciar zonas limpias de zonas sucias, es decir, zonas sin arcilla de zonas con arcilla, determinar espesores y límites de capas, y para realizar la corrección de la porosidad eliminando el efecto de arcillas. El volumen de arcilla se expresa en decimales o fracción, siendo la primera la manera más común.

El primer paso para el cálculo del volumen de arcilla es determinar, a partir del registro de Rayos Gamma, el índice de arcillosidad I_{GR} con la siguiente ecuación:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde:

I_{GR} es el índice de arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma.

GR_{log} es la medida de Rayos Gamma en el registro.

GR_{min} es el valor mínimo de Rayos Gamma para una formación limpia o carbonatos.

GR_{max} es el valor máximo de Rayos Gamma para una formación arcillosa.

Una vez determinado el índice de arcillosidad se calcula el volumen de arcilla V_{sh} dependiendo de la edad y tipo de rocas que se encuentren en el pozo.

Para rocas clásticas del Terciario se utiliza la ecuación de Larionov (1969):

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{3.7 \cdot I_{GR}} - 1) \quad \text{Ec. 30}$$

Donde

V_{sh} es el volumen de arcillas

I_{GR} es el índice de arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma

Para rocas del Mesozoico y más antiguas se utiliza la ecuación de Larionov (1969):

$$V_{sh} = 0.33 \times (2^{2 \cdot I_{GR}} - 1) \quad \text{Ec. 31}$$

Donde

V_{sh} es el volumen de arcillas

I_{GR} es el índice de arcillosidad a partir del registro de Rayos Gamma

En este trabajo la ecuación para determinar el volumen de arcilla fue a partir de la ecuación 31 debido a que se compone de rocas del Cretácico y Jurásico.

El software de procesamiento de datos IP cuenta con una herramienta para determinar el volumen de arcilla en el pozo utilizando el registro de Rayos Gamma, también se puede complementar el análisis utilizando el registro de Neutrones, Eléctrico o Potencial Espontaneo. Debido a que la curva de Potencial Espontaneo era prácticamente igual a

la curva de Rayos Gamma no se utilizó y se optó por utilizar el registro de Neutrón y Eléctrico Profundo para complementar el análisis. El resultado obtenido se muestra en la Figura 4.3 en la que se observa en el carril número 6 el volumen de arcilla estimado para el pozo South Barrow 17.

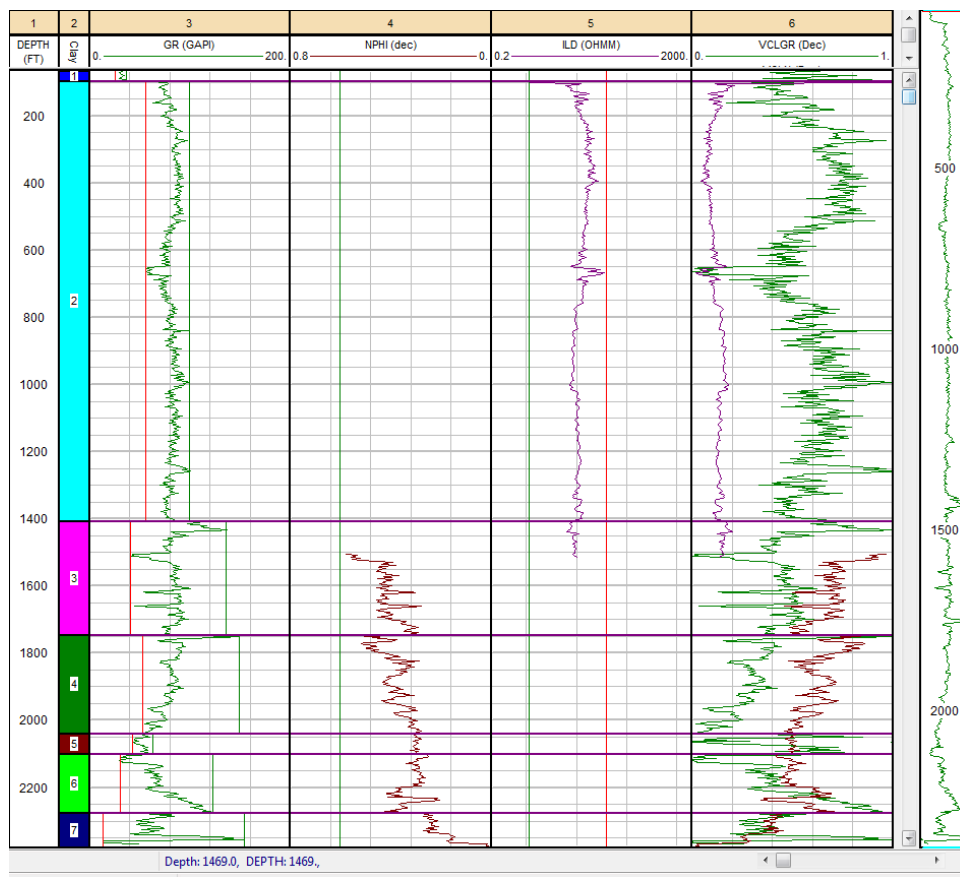


Figura 4. 3 Template en el que se muestra la obtención del volumen de arcilla de la formación utilizando los registros GR, NPHI e ILD en el pozo South Barrow 17.

4.1.4. Cálculo de la Porosidad Total y Porosidad Efectiva

El cálculo de la porosidad de un pozo es un factor importante al momento de evaluarlo. Es necesario calcular las porosidades (total y efectiva) debido a que una roca puede tener muy buena porosidad, pero puede no tener poros interconectados, afectando de esta manera la transmisibilidad de un fluido dentro de la roca.

La porosidad total es la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca, la porosidad total incluye a los poros aislados y el volumen de los poros que contienen agua. Mediante el uso de los registros de porosidad, Neutrón y Densidad, es posible determinar la porosidad total utilizando la siguiente ecuación:

$$\phi_T = \frac{NPFI + DPFI}{2} \quad \text{Ec. 32}$$

Donde

ϕ_T es la porosidad total

NPFI es la porosidad derivada del registro de Neutrón

DPFI es la porosidad derivada del registro de Densidad

La porosidad efectiva indica la cantidad de espacios vacíos que se encuentran interconectados y que cuentan con la capacidad de transmitir fluidos. Un factor litológico que afecta la transmisión de los fluidos es el contenido de arcillas, por este motivo, es necesario realizar una corrección eliminando el efecto de arcilla, el objetivo de esta corrección es evaluar una zona limpia (libre de arcillas) y obtener resultados más precisos que faciliten la evaluación del pozo.

$$\phi_e = \phi_T \times (1 - V_{sh}) \quad \text{Ec. 33}$$

Donde

ϕ_e es la porosidad efectiva

ϕ_T es la porosidad total

V_{sh} es el volumen de arcilla

4.1.5. Cálculo de Resistividad del agua de formación “Rw” y del exponente de cementación “m”

La determinación de la resistividad del agua de formación “Rw” y del exponente de cementación “m” de los pozos se realizó por medio del método de graficas de Pickett debido a que los datos de campo no dan información alguna del valor de Rw.

La gráfica de Pickett es un método simple pero efectivo el cual se basa en el hecho de que la resistividad verdadera Rt es una función de la porosidad ϕ , de la saturación de agua Sw y del factor de cementación m, la ecuación es la siguiente:

$$\log(Rt) = \log(a \times Rw) - m \log(\phi) - n \log(Sw) \quad \text{Ec. 34}$$

Donde

Rt es la resistividad verdadera

a es el factor de tortuosidad

Rw es la saturación del agua de formación

m es el factor de cementación

n es el exponente de saturación

Sw es la saturación de agua

Cuando la zona se encuentra llena de agua, es decir Sw=1, entonces $\log(Sw)=0$ y la ecuación 29 se reduce a:

$$\log(Rt) = \log(a \times Rw) - m \log(\phi) \quad \text{Ec. 35}$$

Donde

Rt es la resistividad de verdadera

a es el factor de tortuosidad

Rw es la saturación del agua de formación

m es el factor de cementación es el exponente de saturación

Se observa que la ecuación 35 tiene la forma $y=b+mx$, por lo tanto, esta ecuación es graficada como una expresión de tendencia lineal ubicando en el eje y la resistividad verdadera en escala logarítmica y en el eje x a la porosidad en escala logarítmica. La pendiente indica el exponente de cementación m y el corte con el eje y es R_w como lo muestra la figura 3.8.

Para determinar R_w a partir de la gráfica de Pickett en el software IP se utilizó el registro RLD y la porosidad efectiva calculada con la ecuación 33, el primer paso consiste en identificar la tendencia de los puntos, posteriormente se traza una línea con una inclinación aproximada de 45° donde existan altas porosidades y bajas resistividades valores correspondientes a arcillas saturadas al 100%. Esta línea va acompañada de otras tres a diferentes saturaciones de agua, una a 50%, otra a 30% y otra a 20%, esto con el fin de identificar los tipos de fluido del grupo y de esta manera inferir directamente la cantidad de hidrocarburo.

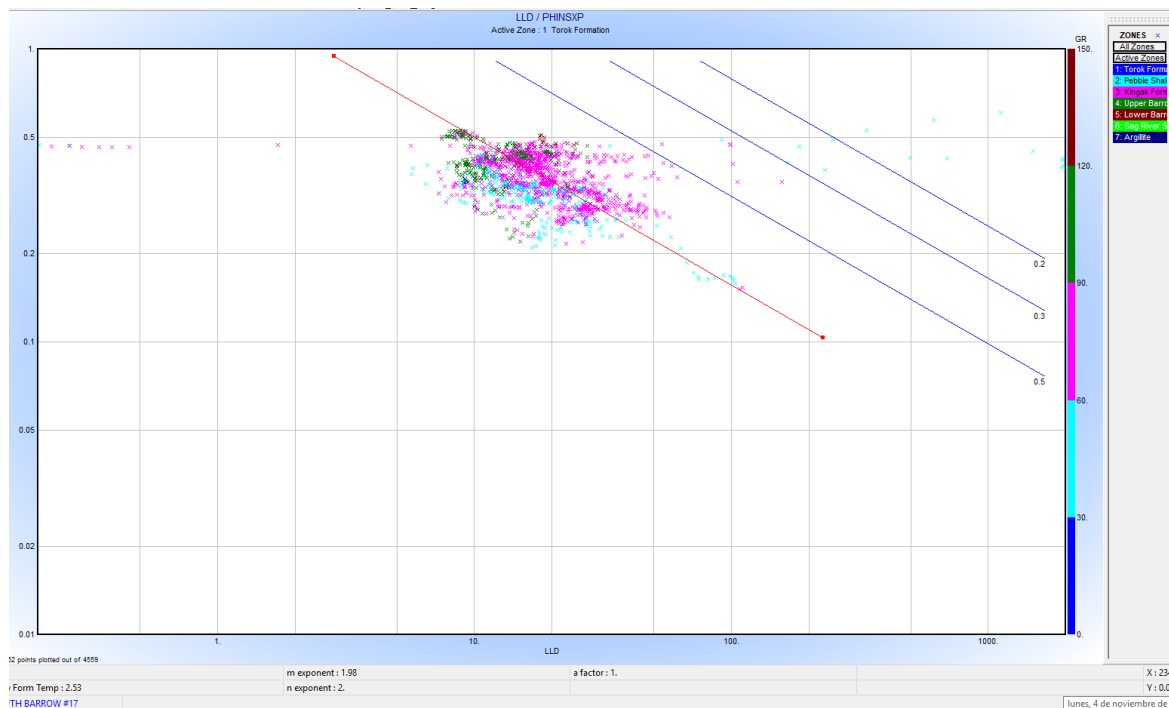


Figura 4. 4 Determinación de R_w utilizando el método de gráfica de Pickett. La línea roja indica $Sw=100\%$.

4.2. Cuantificación y presentación de los resultados.

4.2.1. Cálculo de la permeabilidad

La permeabilidad en un pozo es una propiedad importante al momento de evaluar un pozo, una alta permeabilidad permite el flujo de los hidrocarburos dentro de la roca, el cálculo de la permeabilidad se realizó por medio del modelo de Timur, este modelo se basa en una base de datos de 155 tipos de areniscas de tres campos petroleros en los que varían la consolidación, el grado de acomodamiento de los granos y los rangos de porosidad. El modelo de Timur relaciona la saturación de agua irreducible (S_{wi}) con la porosidad mediante la siguiente ecuación:

$$k = a \cdot \frac{\phi^b}{S_{wi}^c} \quad \text{Ec. 36}$$

Donde

a, b, c son valores fijos del modelo de Timur cuyos valores son $a=8581$, $b= 4.4$ y $c=2$

ϕ es la porosidad

S_{wi} es la saturación de agua irreducible

4.2.2. Determinación de la saturación de hidrocarburo

Una de las fases finales y más importantes al momento de evaluar un pozo es determinar la saturación de hidrocarburo que existe, una vez conocido el valor de saturación de agua de la formación se utiliza la ecuación 12.

4.2.3. Estimación de zonas de paga

Una zona de paga es un intervalo dentro de un pozo que es seguro para disparar y producir hidrocarburos y por ende que tiene un alto interés económico, esta zona debe cumplir con diferentes condiciones como tener alta permeabilidad, bajos volúmenes de arcilla, alta porosidad efectiva, baja saturación de agua y alta saturación de hidrocarburos. Para la determinación de las zonas de paga en el software IP se utilizaron las curvas ϕ_{ie} , S_w y V_{cl} .

El resultado obtenido se muestra en la figura 4.5, el software señala de color rojo las zonas de paga (Pay Flag) y de color verde las zonas de interés (Reservoir Flag), una zona de interés es un intervalo el cual puede producir hidrocarburo.

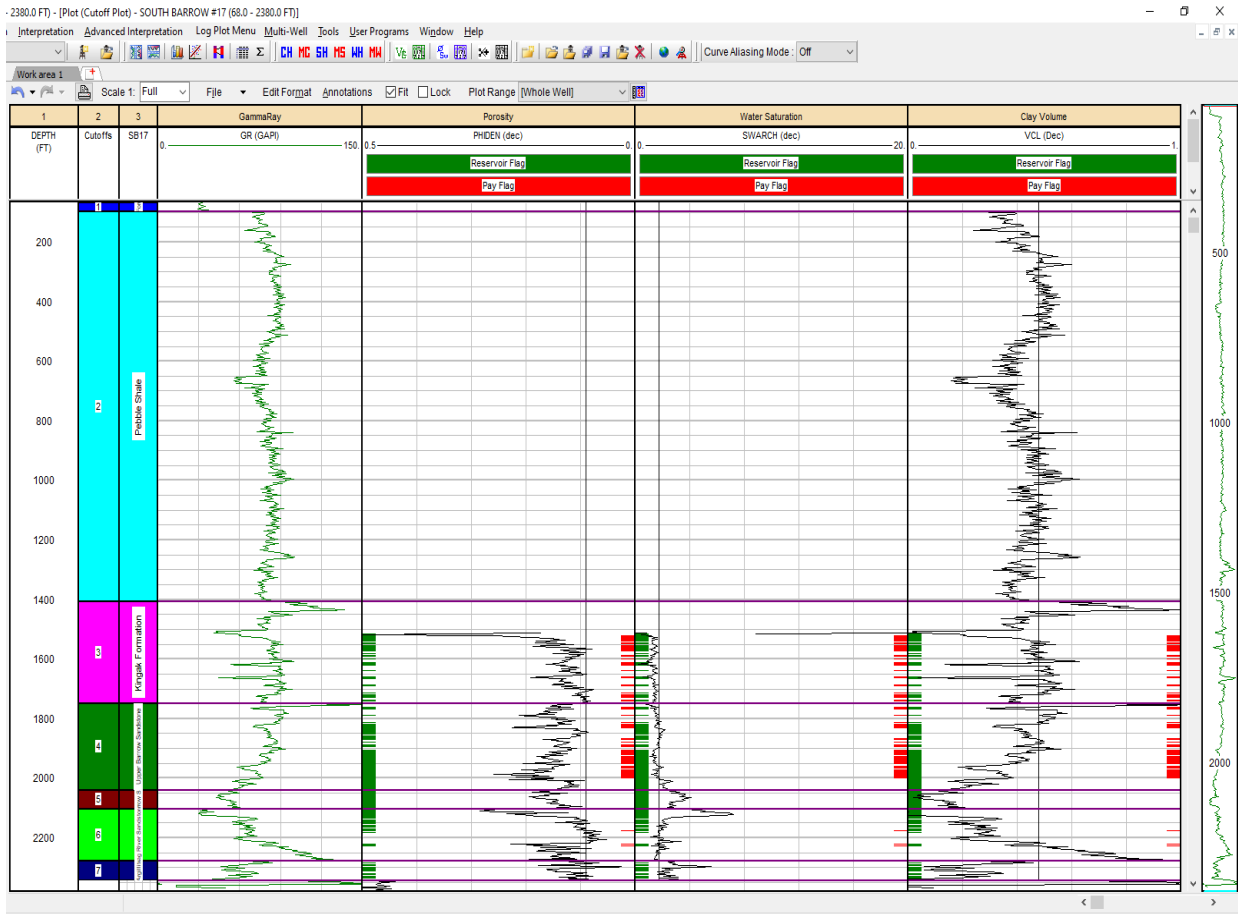


Figura 4. 5 Registro de porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla determinando las zonas de paga y zonas de interés.

CAPÍTULO 5: Resultados

5.1. Pozo South Barrow 17

El pozo tiene una profundidad de 2380 pies (725 m) y contiene 5 formaciones tomando a consideración 2 como las más importantes. En este pozo se encuentran algunas zonas de interés de baja radiactividad y volumen de arcilla bajo, estas se encuentran en las formaciones Pebble Shale, Kingak Shale y Sag River Sandstone, considerando que en las primeras dos formaciones se encuentran secuencias de areniscas y lutitas.

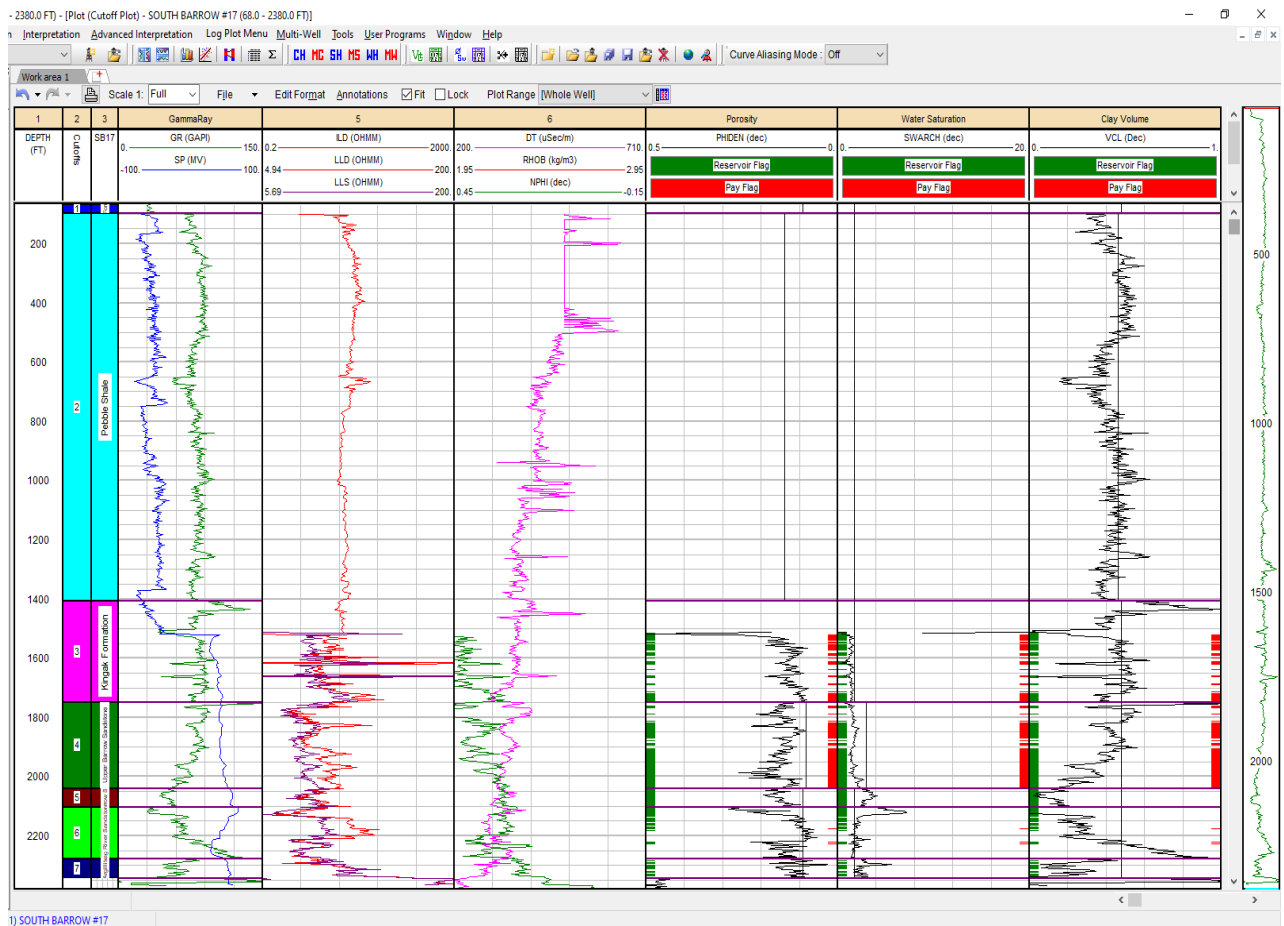


Figura 5. 1 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas para el pozo 17.

5.1.1. Kingak Shale formation

Esta formación tiene un espesor de aproximadamente 154 metros, este pozo en la parte superior es una intercalación de lutitas con limonitas. El registro de rayos gamma muestra una zona sucia probablemente por la similitud que hay en los tamaños de los granos de estas rocas, lo cual, se puede corroborar mediante la curva de porosidad, en donde las porosidades altas mostrarían a las lutitas y las limonitas pueden ser aquellas porosidades efectivas que alcanzan el 25% por la conexión de sus poros.

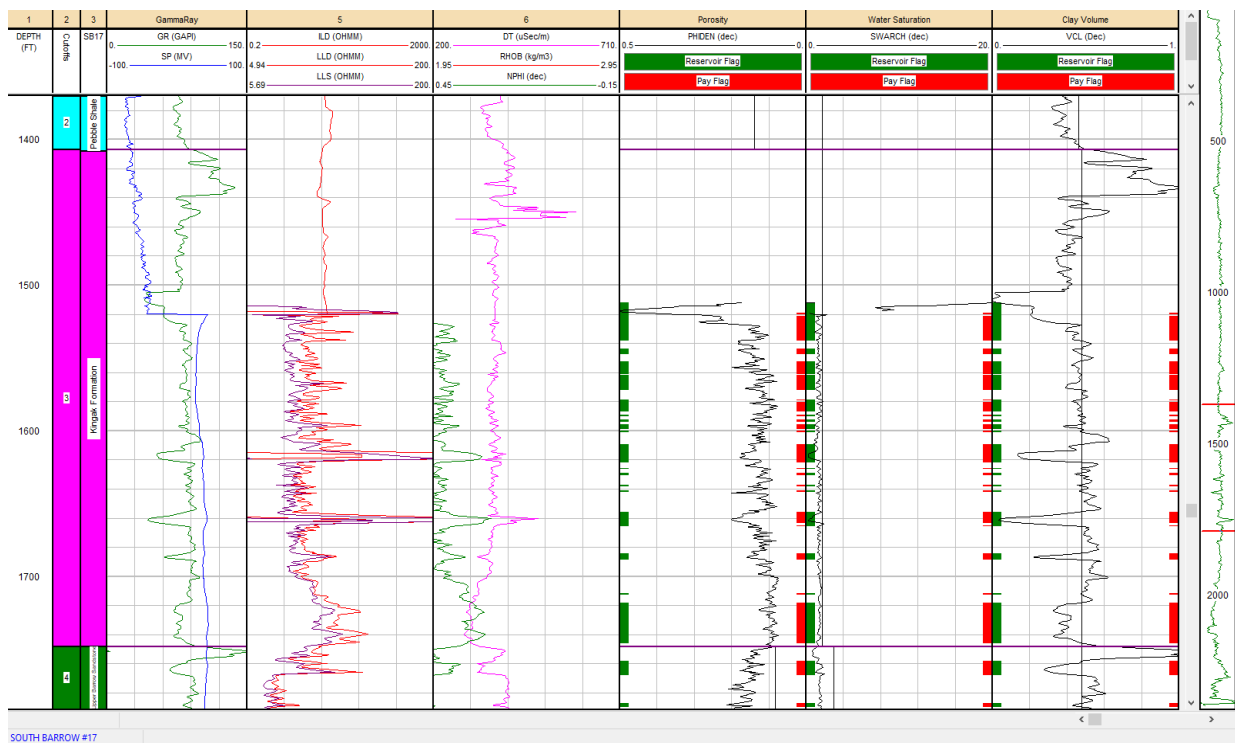


Figura 5. 2 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas de la formación Kingak Shale del pozo 17.

Se pueden observar diversas zonas de paga con espesores variados de aproximadamente 1 y 2 metros. La zona de observación se da a los 1718 pies y termina en los 1745 pies. Cuenta con litología de arenas de grano fino con valores de volumen de arcilla que va desde el 10% hasta el 30%, de igual manera, dentro de esta zona las curvas de Neutron-Densidad logran acercarse entre sí, este comportamiento de las curvas puede ser indicativo de la presencia de aceite.

En la formación Kingak Shale la litología predominante son areniscas, aunque cabe destacar que en las partes superior e inferior de la formación se encuentran capas de arenas arcillosas. También, tiene un valor promedio de saturación de agua del 38% y sus valores en la zona de interés van de 25 a 45 %. Estos valores ayudan a inferir que la formación Kingak Shale tiene una zona que puede contener una buena cantidad de hidrocarburos.

5.1.2. Sag River Sandstone

El promedio del volumen de arcilla en esta formación es de 26% y a partir de los 2300 pies comienza un acercamiento de las curvas de neutrón y densidad y termina a los 2315 pies, lo que se pudiera interpretar como una zona con presencia de hidrocarburo (aceite) y la porosidad efectiva de ésta zona es de 12 a 15%, Las zonas de paga que conforman esta formación son cuatro capas de arenas de composición calcárea con espesores de 2 y 3 metros lo cual, en comparación a las capas de gran espesor encontradas en las formaciones anteriores, no hace que la formación Sag River Sandstone sea de interés económico.

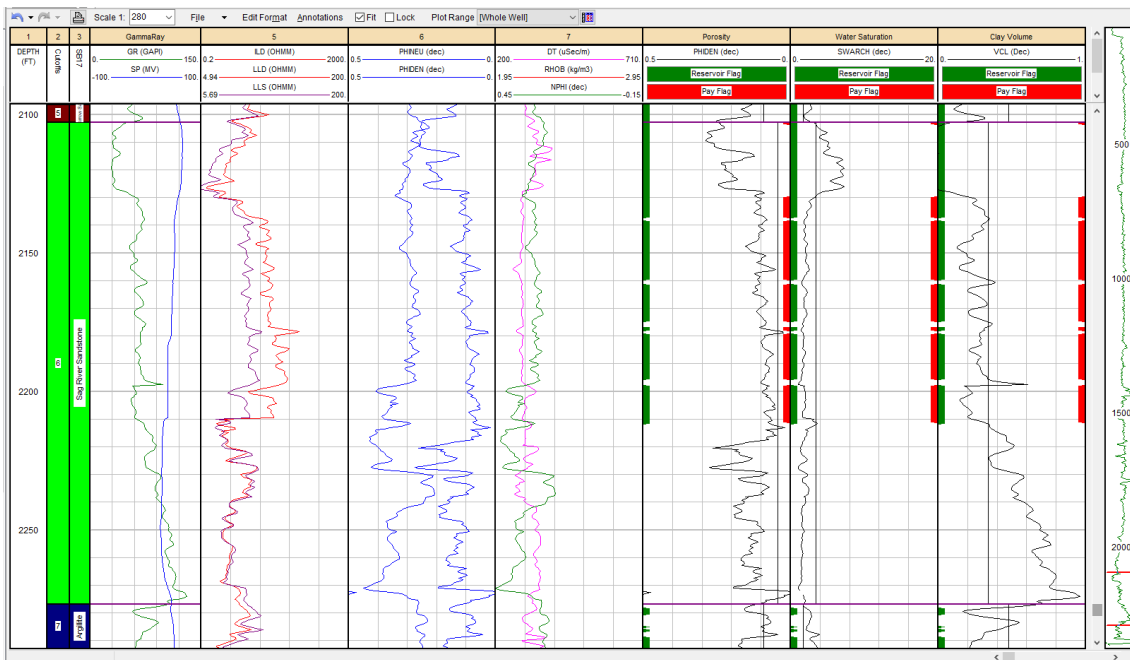


Figura 5. 3 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas de la formación Sag River para del pozo 17.

5.2. South Barrow 18

Este pozo cuenta con una profundidad de 2124 pies aproximadamente 647 metros, la última formación que corta a este pozo es Kingak Shale, como se ha mencionado con anterioridad, esta formación es de mucho interés debido a su litología, mientras que, la formación Pebble Shale contiene una intercalación de arenas, limonitas y lutitas que se pueden observar en el registro de rayos gamma, de acuerdo al reporte geológico del pozo, son lutitas las que se encuentran en mayor cantidad en esta formación. De acuerdo con este reporte y con la determinación de las zonas de paga las arenas que se encuentran en la formación Kingak Shale, muestran contenido de hidrocarburos.

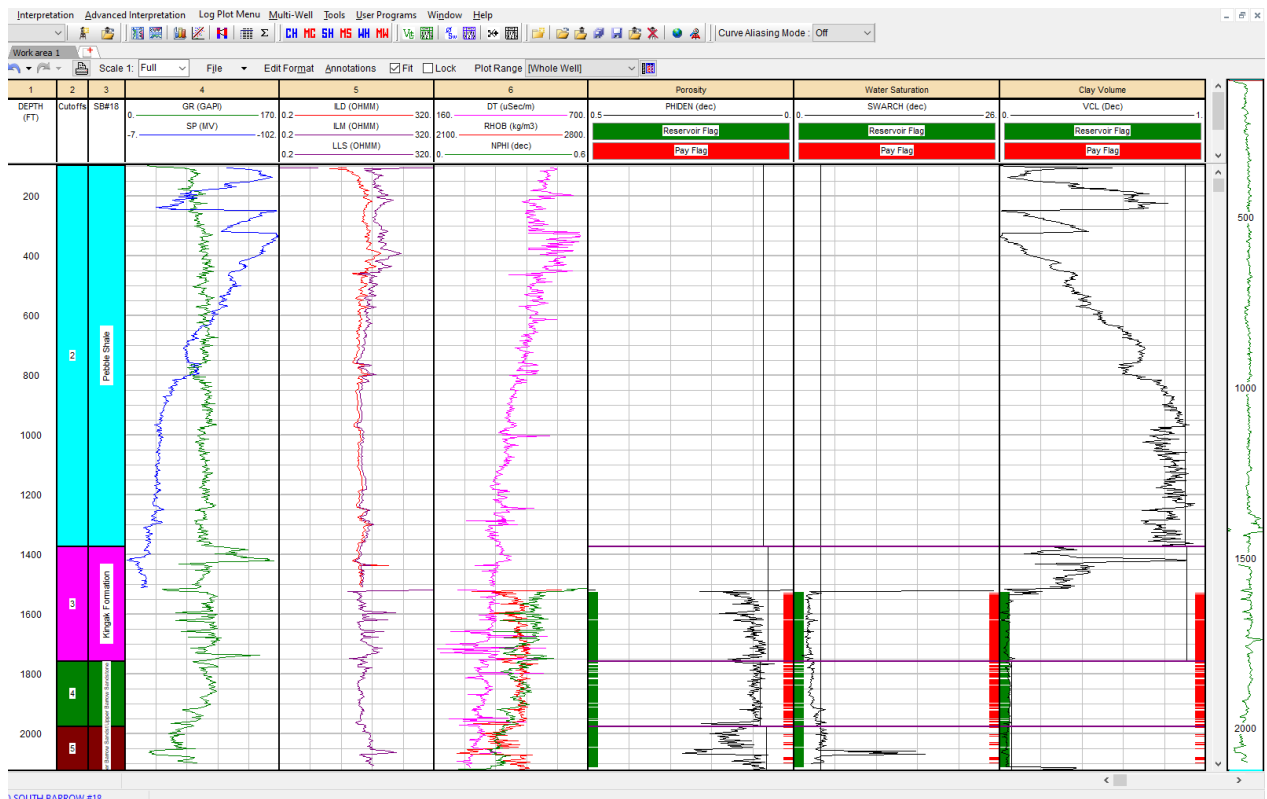


Figura 5. 4 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas para el pozo 19.

5.2.1. Kingak Shale Formation

La zona limpia de rayos gamma comienza a partir de 1960 pies y termina a los 2090 pies aproximadamente. En lo que respecta a esta zona de baja radiactividad, los valores de volumen de arcilla van desde 10 a 35%, siendo el valor más bajo de 10%, correlacionado la curva de volumen de arcilla con las de neutrón y densidad. En la zona de menor Vsh y de menor radiactividad, las curvas de neutrón y densidad se cruzan, interpretando este intervalo con presencia de gas desde los 2050 a 2070 pies, es decir, se tiene una zona de paga solamente, mientras que en la parte superior de este intervalo las curvas de neutrón y densidad se encuentran muy pegadas, en esta zona de 20 pies de espesor la porosidad efectiva alcanza valores de 15 a 27%, pero las saturaciones de agua son muy altas en algunas partes, por lo que se pueden obtener pequeñas capas consideradas como zonas de las cuales se descartan que sean de interés.

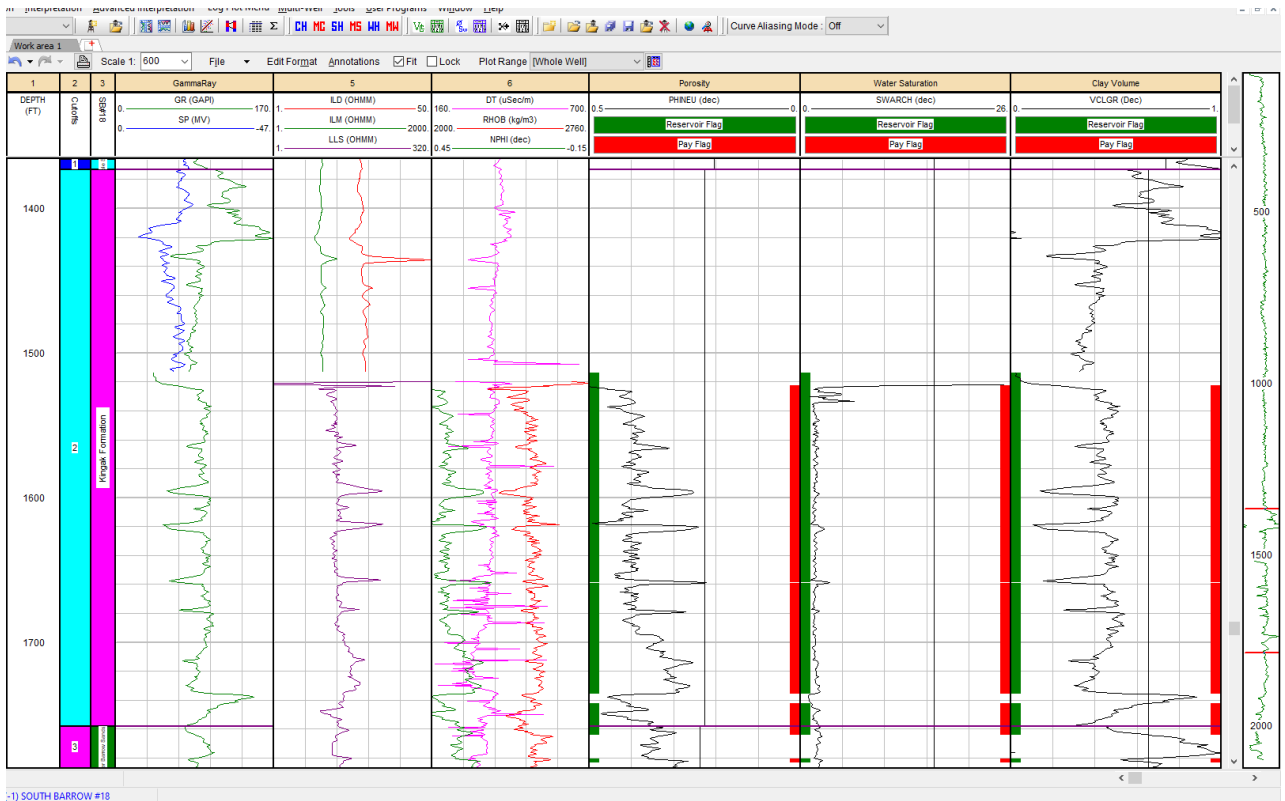


Figura 5. 5 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas de la formación Kingak Shale.

5.3. South Barrow 19

Este pozo tiene una profundidad de 2264 pies (aproximadamente 690 metros), el cual contiene 5 formaciones geológicas, como lo son, Torok Formation, Pebble Shale, Kingak Shale Formation, Sag River Sandstone y el basamento, correlacionándolo con el pozo anterior se puede observar una similitud en el comportamiento de la curva de Rayos Gamma en la formación Pebble Shale, es decir, se puede ver la intercalación de zonas. La litología que predomina en dicha formación son lutitas con un 77%, seguido de limonitas con un 15% y arenas con un 8%, de las cuales estas dos últimas pueden ser las zonas limpias que se observan en el registro GR.

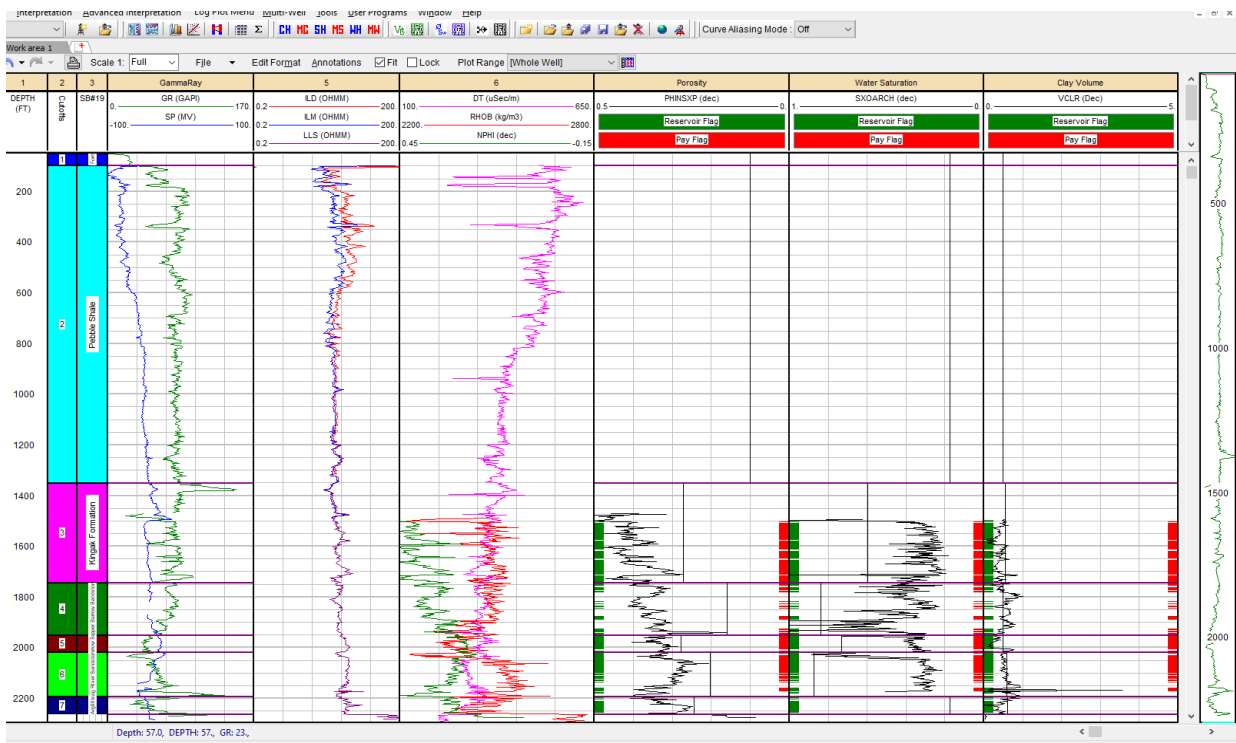


Figura 5. 6 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas para el pozo 19.

5.3.1. Pebble Shale Unit

Se tiene registro de que la formación Pebble Shale es productora de gas, sin embargo, cuando se realizó el estudio de exploración de dicha zona, la cantidad de arcilla y limos combinados en la matriz de las rocas, junto con los pequeños espesores de zonas limpias, hacían pensar que no era una formación de interés.

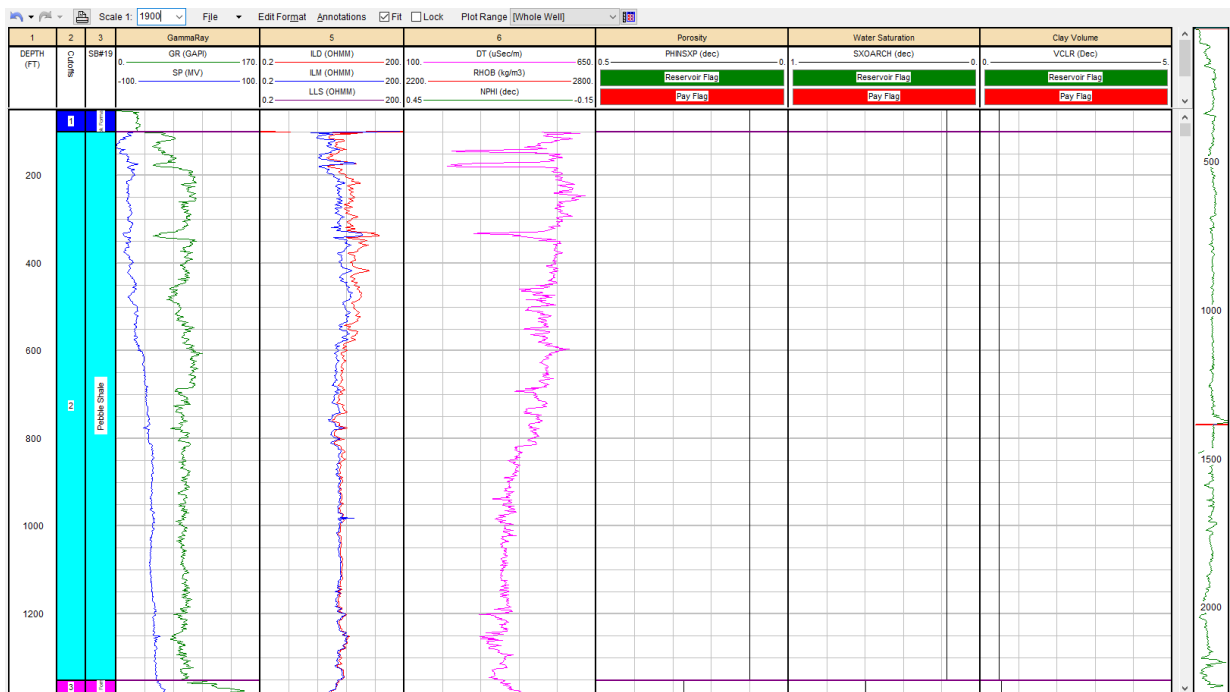


Figura 5. 7 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas de la formación Pebble Shale.

Las condiciones mencionadas hacen que las arenas arcillosas sean capas de rocas complejas para estimar la distribución de hidrocarburos, la metodología aplicada de determinación de zonas de paga mediante parámetros de cut-offs permite obtener resultados positivos en este tipo de campos petroleros. Debido a que se cuenta con un 40% de saturación de agua y una porosidad efectiva de 17.5%, por lo tanto, las capas de arenas arcillosas y limosas se pueden considerar como buenas rocas almacenadoras.

5.3.2. Kingak Shale Formation

La zona limpia de rayos gamma de la formación Kingak Shale en este pozo es de mayor espesor que en los pozos anteriores, va desde los 1890 a los 2172 pies (intervalo de 86 m), en el registro de rayos gamma se puede observar que abarca casi completamente la formación Kingak Shale, sin embargo, esto no quiere decir que todo el intervalo sea una zona de paga. En este intervalo los valores de volumen de arcilla van desde .12 hasta .30, pero existen dos zonas de baja radiactividad en donde los valores de Vsh son muy bajos y que correlacionando estas curvas con las de Neutrón y Densidad, se puede observar que en la primera zona las curvas de N-D se encuentran muy pegadas y se consideran como zonas de paga.

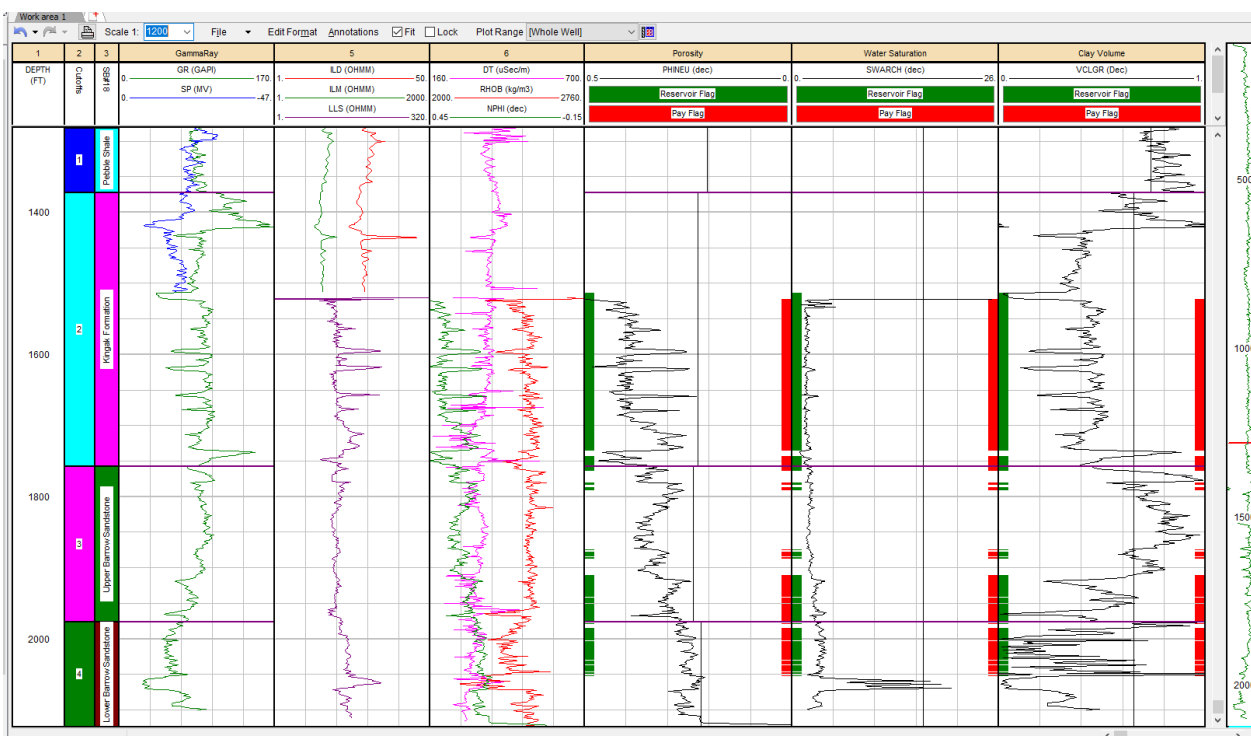


Figura 5. 8 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas de la formación Kingak Shale.

En la zona del cruce de las curvas de N-D la porosidad efectiva es de 23%, mientras que la porosidad efectiva más alta es de 25% y el promedio es de 17% en una zona donde las curvas anteriores se encuentran muy pegadas. Estos valores de porosidad efectiva nos ayudan a identificar que los poros de la formación se encuentran interconectados, pero probablemente el efecto de la arcilla pueda bajar sus valores de porosidad a distintas profundidades, en esta zona los valores de saturación de agua van del 30 a 50%.

5.3.3. Sag River Sandstone

Por debajo de la formación Kingak Shale se observa en la figura 5.9 la formación Sag River Sandstone, en donde se puede observar que también es una zona limpia y que sus valores de volumen de arcilla son bajos. El reporte geológico del pozo indica que esta formación está compuesta por areniscas calcáreas con contenido de arcillas y sus valores de porosidad efectiva van desde 15 hasta 20%, y su promedio de saturación de agua es de 45%, con esto podemos interpretar que posiblemente esta formación también pueda tener contenido de hidrocarburo y se encuentra sellado por lutitas que se encuentran en la parte inferior de la formación Kingak Shale.

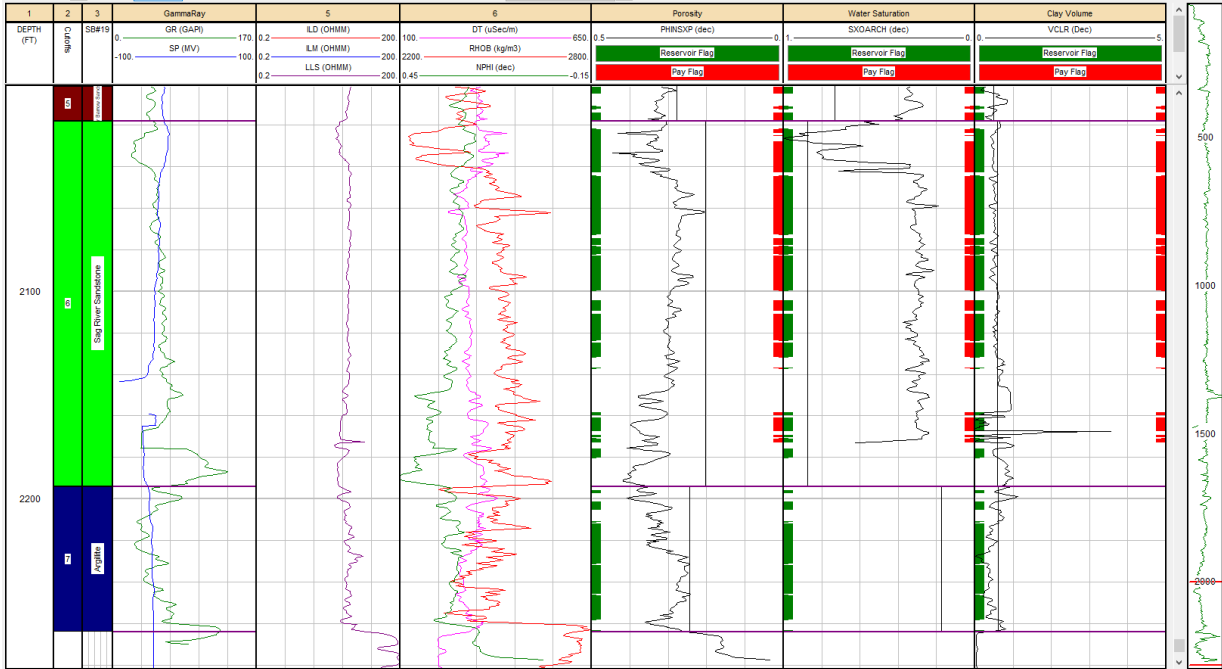


Figura 5. 9 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas de la formación Sag River Sandstone

5.5. South Barrow 20

Este pozo tiene una profundidad de 2347 pies y lo cortan 5 formaciones geológicas, se pueden observar zonas limpias en el registro de rayos gamma en la formación Pebble Shale. De acuerdo con el reporte geológico del pozo, esta formación tiene una intercalación de capas de arenas arcillas y limolitas, lo que se puede correlacionar con el registro de rayos gamma, de la misma manera en esta zona los valores de volúmen de arcilla son bajos y existe un acercamiento de las curvas de neutrón y densidad en tres intervalos, la saturación de agua promedio en esta formación es de 43%.

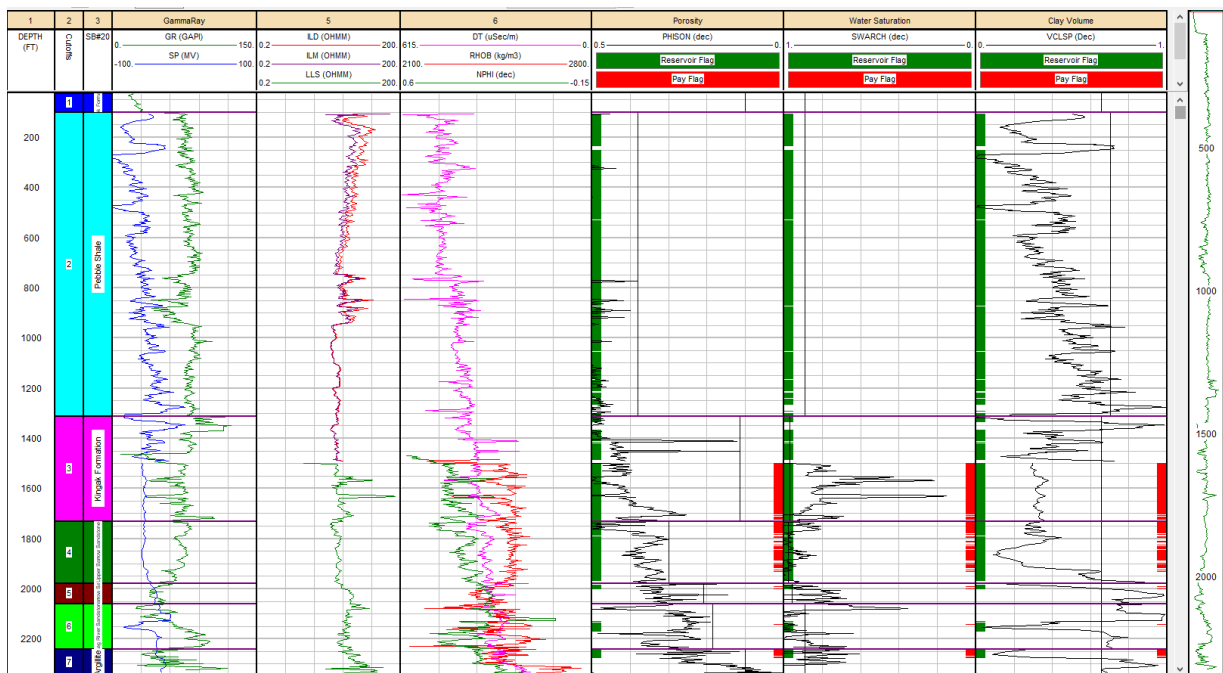


Figura 5. 10 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas para el pozo 20.

5.5.1. Pebble Shale Unit

Como se menciona anteriormente las formaciones Pebble Shale y Kingak Shale tienen continuación y cortan los demás pozos, pero la distribución de los hidrocarburos depende mucho de la depositación de los materiales, es por eso que el pozo 18, que se encuentra entre los pozos 19 y 17, como se menciona en los reportes, no contiene tanto volumen de hidrocarburo como los otros pozos y en comparación con este pozo (20) el canal en el cual se depositaron las formaciones Pebble Shale y Kingak Shale continúa hacia el norte y de esta manera también se encuentra en el pozo 19, mientras que sería de gran ayuda tener los datos de otros pozos que se encuentran en este campo para poder identificar la orientación de los distintos canales que existen en la zona de estudio.

5.5.2. Kingak Shale Formation y Sag River

En la formación Kingak Shale la zona de interés va desde los 1500 hasta los 2100 pies aproximadamente. En esta zona se encuentra una porosidad efectiva 15% a 23% y las curvas de neutrón-densidad tienen un acercamiento que pudiera indicar la presencia de hidrocarburos lo que concuerda con el reporte geológico del pozo. En algunas partes de esta zona la saturación de agua es baja, tiene porcentajes de 25 y 50%, lo cual lo hace ver como una zona de interés. Los comportamientos del registro de rayos gamma y los de neutrón y densidad son muy parecidos a los de los 3 pozos anteriores.

A este pozo también lo corta la formación Sag River Sandstone y como son areniscas se comprueba con el registro de rayos gamma, en este caso, las porosidades efectivas y la cantidad de volumen de arcilla son parecidas a la zona de interés de la formación Kingak Shale.

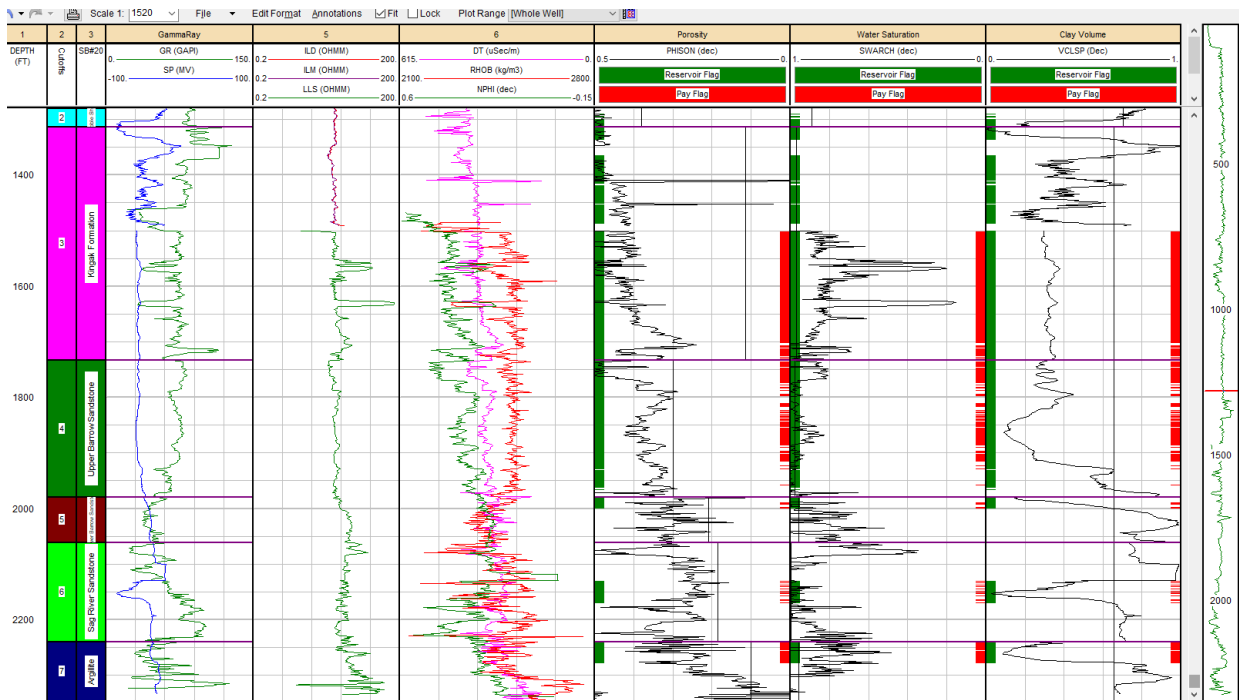


Figura 5. 11 Curvas de las propiedades petrofísicas calculadas para las formaciones Kingak Shale y Sag River.

En este pozo también se aprecia una zona de lutitas de la misma manera que en el pozo 19, esto puede indicar que en realidad esta capa de lutita puede actuar como roca sello para los posibles hidrocarburos que se encuentren en la arenisca Sag River.

5.4. CONCLUSIONES

- La metodología que se aplicó en este trabajo permitió obtener buenos resultados en el procesamiento de los datos utilizando un software actual para la reevaluación del campo South Barrow. La aplicación de estos nuevos implementos para el cálculo de propiedades petrofísicas como es el ejemplo claro del volumen de arcilla por medio de Rayos Gamma, la porosidad mediante los registros de Densidad-Neutrón además de los modelos de saturación de agua permite que los estudios y el procesamiento nos den mejores resultados.
- La evaluación que se realizó hace más de 6 décadas solo toma en consideración estudios de saturaciones y porosidades a núcleos extraídos en ciertos puntos de la formación Kingak Shale, mientras que en el trabajo actual se evaluaron todas las formaciones que se tenían, dando como resultado las zonas de paga y de interés como es en algunos casos Sag River y Pebble Shale.
- Con la determinación de las herramientas de CutOffs para la porosidad, saturación y volumen de arcilla, se hicieron diversos cálculos petrofísicos para obtener las zonas de paga de los pozos y de esta manera dejar la puerta abierta al cálculo del volumen original de hidrocarburos y la identificación de los pozos productores.
- De los cuatro pozos reevaluados, el pozo 18 resulta ser productor en las formaciones Kingak Shale, pero las capas de arena al ser muy delgadas no hacen que sea un pozo económicamente viable para su explotación. Las formaciones Pebble Shale y Kingak Shale de los pozos 17, 19 y 20 resultan ser productoras y económicamente viables.

- Tomando en cuenta el reporte geológico y los documentos que describen el seguimiento de estos pozos queda claro que, en la actualidad para la industria petrolera, los estudios petrofísicos son de suma importancia para calcular el volumen de petróleo y las zonas de paga de cada formación. Como se mencionó con anterioridad en este trabajo, se deja la pauta para calcular el volumen de hidrocarburo utilizando este software tomando en consideración el espesor de las formaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

Asquith, G. (2004). "Basic Relationships of Well Log Interpretation". P. 1-20. Basic Well Log Analysis: AAPG.

Bjorlykke, Knut, (2015). "Petroleum Geoscience, from Sedimentary Environments to Rock Physics" (2da Ed.). Oslo, Norway: Springer.

Carter, R.D., Mull, C.G., Bird, K.J., Powers, R. B. (1977). "The Petroleum Geology and hydrocarbon potential of Naval Petroleum Reserve no.4, North Slope, Alaska". Menlo Park, California: U.S Geological Survey.

Etnyre, Lee M. (1989). "Finding Oil And Gas from Well Logs". New York: Springer Science.

Gryc, George (1988). "Geology and Exploration of the National Petroleum Reserve in Alaska". Washington: U.S Geological Survey Professional Paper.

Krygowski, Daniel A.,(2003). "Guide to Petrophysical Interpretation" (3ra Ed.). Austin, Texas: AAPG.

Miller, Don J., Payne, Thomas, Gryc, George. (1959). "Geology of possible Petroleum Provinces in Alaska". Washington: U. S Geological Survey bulletin #1094.

PEMEX. Registros Geofísicos. PEMEX, México, 2006.

Pirson, S.J. Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation. Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J., USA. 1963.

Schlumberger, Inc. Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services, USA, 1997.

Schlumberger, Inc. Registros geofísicos en México. Schlumberger Offshore. Tomo 1, Ed. 1, México, 2008.

The University of California, Berkley. (2011). "Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout". California: Deepwater Horizon Study Group.

Tiab, Djebbar, Donaldson, Erle C. (2004). "Petrophysics, Theory and Practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties" (2da Ed.). Elsevier Science.