

**EVALUACIÓN DE FORMACIONES RESERVOIRIO EN LA CUENCA DE LA
GUAJIRA, COLOMBIA**

MARIA ALEJANDRA AZCARATE ROJAS

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PROGRAMA DE GEOLOGÍA
DEPARTAMENTO DE FÍSICA Y GEOLOGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS BÁSICAS
SEDE VILLA DEL ROSARIO-CUCUTA
2021**

**EVALUACIÓN DE FORMACIONES RESERVORIO EN LA CUENCA DE LA
GUAJIRA, COLOMBIA**

MARIA ALEJANDRA AZCARATE ROJAS

**Trabajo de grado, modalidad práctica empresarial
presentado como requisito para
optar como geóloga**

**Director
Geólogo Oscar M. Castellanos A.
Msc. en Geología
PhD. (c) en Geociencias**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PROGRAMA DE GEOLOGÍA
DEPARTAMENTO DE FÍSICA Y GEOLOGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS BÁSICAS
SEDE VILLA DEL ROSARIO-CUCUTA
2021**



AGRADECIMIENTOS

Principalmente a mi madre ya que ella siempre me ha apoyado tanto emocional como económicamente durante toda la carrera, gracias a ella nunca me hizo falta nada. A mi padre cuando estuvo presente por brindarme su apoyo, a mi hermano por siempre estar dispuesto a colaborar cuando lo necesitaba y a Daniel Rincón por brindarme siempre un apoyo incondicional cuando lo necesité.

A todos los docentes con los que tuve la oportunidad de tener clases por otorgarme sus conocimientos para ayudarme en mi formación como geóloga, especialmente a Oscar Castellanos no solo por brindarme la oportunidad de trabajar en el proyecto en el cual realicé las prácticas empresariales sino también por impulsarme a adentrarme más científicamente a la geología y hacer que me apasionara cada vez más por la carrera con su manera apasionada de enseñar la geología.

Al equipo de petrofísica del proyecto con los que tuve el privilegio de trabajar durante las prácticas empresariales por ser mis guías, enseñarme todos sus conocimientos con toda la disposición y siempre estar pendientes de mí durante todo el proceso.

TABLA DE CONTENIDOS

| | |
|---|-----|
| RESUMEN..... | vi |
| ABSTRACT..... | vii |
| INTRODUCCIÓN..... | 9 |
| 1. OBJETIVOS..... | 10 |
| 1.1. Objetivos generales..... | 10 |
| 1.2. Objetivos generales..... | 10 |
| 2. METODOLOGÍA..... | 11 |
| 2.1. CALIDAD DE LA INFORMACIÓN Y DEFINICIÓN DE LOS POZOS A ESTUDIAR..... | 12 |
| 2.2. EXTRACCIÓN DE PARÁMETROS DE LOS ENCABEZADOS DE REGISTRO DE POZO..... | 12 |
| 2.3. EXTRACCIÓN DE INFORMACIÓN DE INFORMES, PRUEBAS Y REGISTROS..... | 13 |
| 2.4. BASE DE DATOS..... | 15 |
| 2.5. CREACIÓN DEL PROYECTO EN EL SOFTWARE..... | 16 |
| 2.6. IDENTIFICACIÓN DE ELECTROFACIES..... | 17 |
| 2.7. EVALUACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA..... | 19 |
| 2.8. TABLAS RESUMEN..... | 21 |
| 2.9. CONSTRUCCIÓN Y REDACCIÓN DEL LIBRO..... | 21 |
| 3. MARCO TEÓRICO..... | 21 |
| 3.1. REGISTRO DE POZO..... | 21 |
| 3.1.1. TIPOS DE REGISTRO..... | 22 |
| 3.2. ELECTROFACIES..... | 25 |
| 3.3. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA..... | 25 |
| 3.3.1. VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)..... | 26 |
| 3.3.2. POROSIDAD..... | 26 |
| 3.3.3. SATURACIÓN DE AGUA..... | 27 |
| 3.3.4. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO..... | 28 |
| 3.3.5. CAPACIDAD DE FLUJO..... | 29 |
| 3.3.6. NET PAY, GROSS-PAY Y RESERVORIO NETO..... | 29 |
| 4. MARCO GEOLÓGICO..... | 29 |
| 4.1. TECTÓNICA..... | 29 |
| 4.2. ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES..... | 31 |
| 4.3. ESTRATIGRAFÍA..... | 31 |
| 5. RESULTADOS..... | 33 |
| 5.1. ELECTROFACIES..... | 33 |
| 5.2. EVALUACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA..... | 39 |
| 5.2.1. VOLUMEN DE ARCILLAS (VSH)..... | 39 |
| 5.2.2. POROSIDAD..... | 40 |
| 5.2.3. RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (RW), SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN Y SATURACION DE FLUIDOS (SW)..... | 42 |
| 5.2.4. RESERVORIO NETO Y NET PAY..... | 45 |
| 6. CONCLUSIONES..... | 48 |
| 7. RECOMENDACIONES..... | 49 |
| 8. BIBLIOGRAFÍA..... | 50 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Tabla resumen Estado de información. Fuente: Autora..... | 12 |
| Tabla 2. Tabla Excel de encabezados de registro de pozo. Fuente: Autora..... | 13 |
| Tabla 3. Tabla de curvas de registros disponibles. Fuente: Autora | 16 |
| Tabla 4. Descripciones de muestras de zanja del Pozo 3. Fuente: Autora..... | 18 |
| Tabla 5. Facies identificadas por el equipo de petrofísica del proyecto. Fuente: Autora | 18 |
| Tabla 6. Promedios del de Pozo-1 de porosidad NPHI y densidad RHOB. Fuente: Autora. | 34 |
| Tabla 7. Promedios del Pozo 2 de porosidad NPHI y densidad RHOB. Fuente: Autora. | 35 |
| Tabla 8. Promedios del Pozo 3 de porosidad NPOR y densidad RHOZ. Fuente: Autora. | 36 |
| Tabla 9 Correlación de secuencias con las formaciones geológicas..... | 37 |
| Tabla 10. Resultados del % de volumen de arcilla calculados por secuencias en el Pozo 1. Fuente: Autora. | 39 |
| Tabla 11. Resultados del % de volumen de arcilla calculados por secuencias en el Pozo 2. Fuente: Autora. | 39 |
| Tabla 12. Resultados del % de volumen de arcilla calculados por secuencias en el Pozo 3. Fuente: Autora. | 40 |
| Tabla 13. Promedio de la porosidad total por secuencia para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3). Fuente: Autora. | 41 |
| Tabla 14. Promedio de la porosidad efectiva por secuencia para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3). Fuente: Autora. | 41 |
| Tabla 15. Resumen de R_w , salinidad de agua de formación y modelo de S_w para los tres pozos. Fuente: Autora. | 42 |
| Tabla 16. Resumen de evaluación de reservorio neto y net pay para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3). Fuente: Autora. | 47 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Marco conceptual metodológico. Fuente: Autora | 11 |
| Figura 2. Tablas resumen construidas en la extracción de la información. Fuente: Autora | 14 |
| Figura 3. Pasos para la creación del proyecto en el software descritos anteriormente. Fuente: Autora | 17 |
| Figura 4. Pasos para la identificación de electrofacies descritos anteriormente. Fuente: Autora. | 19 |
| Figura 5. Crossplot donde se pueden observar las diferentes electrofacies encerradas en círculos. Fuente: Autora | 25 |
| Figura 6. Mapa de ubicación del área de estudio. Fuente: Autora..... | 30 |
| Figura 7. Elementos tectónicos principales de la Península de La Guajira. Fuente: Lozano & Zamora (2014) | 31 |
| Figura 8. Columnas estratigráficas generales de la Cuenca de La Guajira. Fuente: Lozano & Zamora | 33 |
| Figura 9. Electrofacies crossplot y plantilla con curvas de GR, densidad, sísmico y neutrón Pozo 1. Fuente: Autora. | 34 |
| Figura 10. Electrofacies crossplot y plantilla con curvas de GR, densidad, sísmico y neutrón Pozo 2. Fuente: Autora. | 35 |
| Figura 11. Electrofacies crossplot y plantilla con curvas de GR, densidad, sísmico y neutrón Pozo 3. Fuente: Autora. | 36 |
| Figura 12 Correlación de secuencias para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3)..... | 38 |
| Figura 13. Histograma del % de volumen de arcilla en todo el Pozo 1. Fuente: Autora..... | 39 |
| Figura 14. Histograma del % de volumen de arcilla en todo el Pozo 2. Fuente: Autora..... | 40 |
| Figura 15. Histograma del % de volumen de arcilla en todo el Pozo 3. Fuente: Autora..... | 40 |
| Figura 16 Carta de clasificación de resistividad-salinidad de Schlumberger | 42 |
| Figura 17. Pickett plot y plantilla de saturación de agua (Doble agua) Pozo 1. Fuente: Autora.. | 43 |
| Figura 18. Pickett plot y plantilla de saturación de agua (Waxman-Smits) Pozo 2. Fuente: Autora. | 44 |
| Figura 19. Pickett plot y plantilla de saturación de agua (Waxman-Smits) Pozo 3. Fuente: Autora. | 45 |

RESUMEN

El desarrollo del presente trabajo se realizó con información proporcionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para el proyecto de la ANH-Unipamplona-LITHoil Ltda “Integración geológica, evaluación de los sistemas petrolíferos y prospectividad de las cuencas frontera de Colombia: cuencas Guajira y Guajira offshore”. Tiene como objetivo la evaluación de las características petrofísicas de los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3) ubicados en la cuenca de la Guajira, Colombia; mediante el análisis de informes de pozo, registros de pozo, núcleos, entre otros; para la identificación de electrofacies y el cálculo de propiedades petrofísicas.

Por medio del software Hydrocarbon Data System, Inc se identificó para cada pozo las electrofacies (arcillolita, arcillolita arenosa, caliza, mudstone, areniscas y basamento) presentándose mayormente arcillolitas, esto fue corroborado con el volumen de arcilla calculado de 60 a 95%. Se correlacionó las secuencias con las formaciones geológicas, las secuencias 1 y 2 pertenecen a la formación Gallinas, la secuencia 3 a la formación Castilletes, las secuencias 4 y 5 a la formación Jimol, la secuencia 7 a la formación Siamaná, la secuencia 9 a la formación Macarao y en las secuencias 4_2 y 10 no se lograron identificar las formaciones. El Pozo 1 presento porosidad efectiva de 15% clasificando la calidad de roca como satisfactoria, el Pozo 2 y Pozo 3 presentan calidad de roca muy pobre con menos de 5%. Se correlacionó los datos del Campo Perla, Venezuela con el presente trabajo para la identificación de valores cutoff y el cálculo de reservorio neto y net pay, estos valores arrojaron resultados no comerciales para los tres pozos.

Palabras clave: Características petrofísicas, electrofacies, porosidad, reservorio neto, net pay.

ABSTRACT

The development of this work was carried out with information provided by the National Hydrocarbons Agency (ANH) for the ANH-Unipamplona-LITHoil Ltda project “Geological integration, evaluation of oil systems and prospectivity of the border basins of Colombia: Guajira basins and Guajira offshore”. Its objective is the evaluation of the petrophysical characteristics of the wells (Well 1, Well 2 and Well 3) located in the Guajira basin, Colombia; by analyzing well reports, well logs, cores, among others; for the identification of electrofacies and the calculation of petrophysical properties.

By means of the Hydrocarbon Data System, Inc. software, the electrofacies (clay, sandy clay, limestone, mudstone, sandstones and basement) were identified for each well, presenting mostly clay stones, this was corroborated with the clay volume calculated from 60 to 95%. The sequences were correlated with geological formations, sequences 1 and 2 belong to the Gallinas formation, sequence 3 to the Castilletes formation, sequences 4 and 5 to the Jimol formation, sequence 7 to the Siamaná formation, sequence 9 to the Macarao formation and in sequences 4_2 and 10 the formations could not be identified. Well 1 presented effective porosity of 15% classifying the rock quality as satisfactory, Well 2 and Well 3 present very poor rock quality with less than 5%. The data from the Perla Field, Venezuela was correlated with the present work for the identification of cutoff values and the calculation of net reservoir and net pay, these values yielded non-commercial results for the three wells.

Keywords: Petrophysical characteristics, electrofacies, porosity, net reservoir, net pay.

INTRODUCCIÓN

Recientemente la extracción de hidrocarburos costa afuera (offshore) cada vez se hace más importante a nivel mundial, debido a ello Colombia ha tenido interés en realizar nuevos estudios en el Caribe tanto offshore como onshore para aumentar sus reservas de crudo y gas, una de las instituciones que se ha impulsado en esta investigación es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ya que es una gran oportunidad de generación de recursos y por lo tanto crecimiento económico que ayudara en el desarrollo del país. Por tal motivo es de gran importancia para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) hacer una nueva revisión a los estudios hechos anteriormente en la cuenca de La Guajira.

Mediante el presente trabajo derivado de un contrato interinstitucional de la Agencia Nacional de Hidrocarburos con la Universidad de Pamplona y la empresa LITHoil Ltda para la realización del proyecto “Integración geológica, evaluación de los sistemas petrolíferos y prospectividad de las cuencas frontera de Colombia: cuencas Guajira y Guajira offshore”. Se reevaluó la información petrofísica proporcionada y se dio a conocer el análisis y resultados obtenidos de las electrofacies y propiedades petrofísicas de los pozos estudiados (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3) ubicados al NW offshore de la cuenca de La Guajira.

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivos generales

- Comprender a nivel introductorio la dinámica, incertidumbres y necesidades de un proyecto exploratorio integrado, y como la evaluación de formaciones contribuye a lograr los resultados del estudio.
- Entender a un nivel básico la información usada en la evaluación de formaciones, algunas metodologías de evaluación de registros de pozo y conceptos críticos de los reservorios.

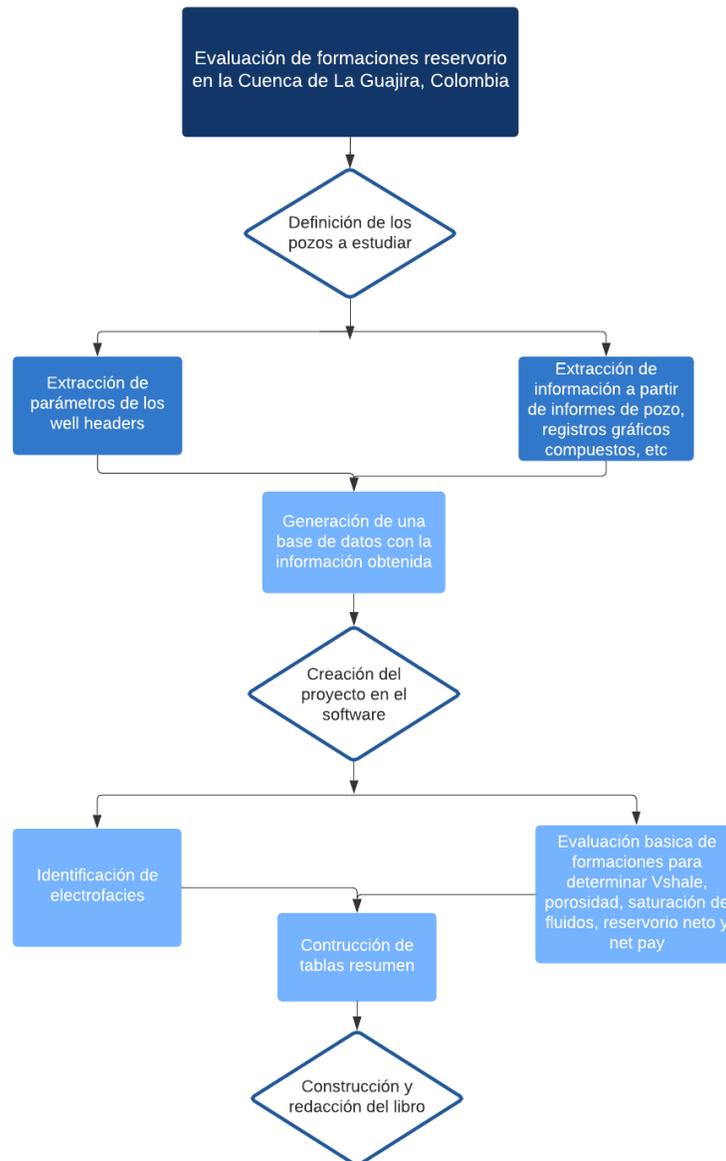
1.2. Objetivos específicos

- Apoyar en la elaboración de la evaluación de las formaciones reservorio presentes en los pozos disponibles en la cuenca de la Guajira, para el proyecto regional de la Universidad de Pamplona con la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Contribuir en la elaboración de una base de datos del modelamiento petrofísico en la cuenca de la Guajira, para el proyecto regional de la Universidad de Pamplona con la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Identificar las electrofacies presentes en los pozos de estudio y entender la metodología para su selección.
- Realizar una evaluación de formaciones básica para un sector de la cuenca de la Guajira a partir de las secciones elaboradas por el grupo de interpretación.

2. METODOLOGÍA

La metodología empleada para la realización de la evaluación de formaciones reservorio en la Cuenca de La Guajira, Colombia es la siguiente:

Figura 1. Marco conceptual metodológico. Fuente: Autora



2.1. CALIDAD DE LA INFORMACIÓN Y DEFINICIÓN DE LOS POZOS A ESTUDIAR

Esta fase consistió en hacer una revisión general y detallada del estado de la información disponible en cada pozo de registros de pozo, núcleos de perforación, pruebas de laboratorio, informes de ingeniería, datos de producción, petrografía y mineralogía y algunos comentarios. La tabla 1 fue de mucha utilidad ya que permitió visualizar y escoger los pozos clave con la información más completa y representativa.

Tabla 1. Tabla resumen Estado de información. Fuente: Autora

| Datos Básicos | POZO-1 | POZO-2 | POZO-3 |
|--------------------------|--|---|---|
| Registros de Pozo | El pozo cuenta con registros resistivos, nucleares y acústico cubriendo la sección de overburden y los reservorios. También hay micro-resistivos. Hay falta tiempo – profundidades, la fuente de datos usada para su construcción no es clara. | Pozo con set de datos tomado en plataforma de Logging While Drilling y con otro set de registros adquiridos bajo sistema Wireline. Los sensores de LWD estuvieron activos desde 500 ft a TD, mientras que las herramientas de WL adquirieron datos desde 4300 ft a TD (todo en MD). Los registros disponibles incluyen, además de las curvas básicas, resonancia magnética, espectroscópicos e imágenes. Tiene VSP. | Logs adquiridos en plataformas Logging While Drilling y Wireline. Ambos sistemas adquirieron datos en todas las secciones del pozo, excepto en la sección inicial de 28 pulgadas donde el WL no se usó. El sistema LWD llevó sensores básicos (GR, acústico, resistivos). El sistema WL llevó el peso de la información especializada en el reservorio, incluyendo resonancia magnética, imágenes y sonic scanner. Hay VSP. |
| Núcleos | Se adquirieron varios núcleos. No se dispone de reportes de análisis básico o especiales. | No hay núcleos. Se tomaron 36 puntos de SWC. Hay reportes de petrografía. | No hay núcleos, solo SWC. Se tiene informe de análisis básicos sobre los SWC. |
| Pruebas de pozo | Dos pruebas en este pozo. Se cuenta con un reporte de buena calidad. | Se hizo un mini DST | Prueba de producción con reporte detallado. |
| Petrografía/Mineralogía | No hay datos de micropetrografía o mineralógicos | Hay análisis de DRX y microfotografías de secciones delgadas en muestras tomadas de SWC y de cuttings de perforación. | Hay reporte detallado de petrografía |
| Comentarios/ Sugerencias | Resistivos limitados para análisis de capas delgadas. Solicitar reportes de análisis de núcleos. | | |

2.2. EXTRACCIÓN DE PARÁMETROS DE LOS ENCABEZADOS DE REGISTRO DE POZO

Para analizar la información disponible de los registros de pozo se realizó una tabla Excel (Tabla 2) con información más detallada en la cual se extracto alrededor de 38 parámetros de los encabezados de registro de pozo como nombre de la compañía, el servicio, coordenadas, profundidades, datos de lodo, entre otros; con el objetivo de analizar las condiciones por las cuales se tomaron los registros y entender la respuesta de registros.

Tabla 2. Tabla Excel de encabezados de registro de pozo. Fuente: Autora

| | | | | | |
|----|-----------------------------|---|----|-----------------------------|--------------------|
| 1 | Service | Compensated neutron - formation density - micro resistivity | 1 | Service | Caliper - GR |
| 2 | Company | Texas | 2 | Company | Petrobras Colombia |
| 3 | Field | Wildcat | 3 | Field | Tayrona |
| 4 | Permanent Datum | Sea level | 4 | Permanent Datum | M.S.L |
| 5 | Log Measured From | RT | 5 | Log Measured From | DF |
| 6 | Drilling Measured From | RT | 6 | Drilling Measured From | DF |
| 7 | Location | | 7 | Location | |
| 8 | North | 1821164 | 8 | North | 1906718,604 |
| 9 | East | 1139938 | 9 | East | 1263402,16 |
| 10 | KB | | 10 | KB | 18 |
| 11 | DF | | 11 | DF | 18 |
| 12 | GL | | 12 | GL | -675 |
| 13 | Date | 18-10-76 | 13 | Date | 36/03/2014 |
| 14 | Run No. | 1 | 14 | Run No. | 1 |
| 15 | Depth Driller | 2297 | 15 | Depth Driller | 4240 |
| 16 | Depth Logger | 2298 | 16 | Depth Logger | 4243 |
| 17 | Bottom Log Interval | 2296 | 17 | Bottom Log Interval | 4238,4 |
| 18 | Top Log Interval | 799 | 18 | Top Log Interval | 3546,5 |
| 19 | Casing - Driller | | 19 | Casing - Driller | 13,675 @ 3547 |
| 20 | Casing - Logger | 1000 | 20 | Casing - Logger | 3546 1/2 |
| 21 | Bit Size | 12 1/4 | 21 | Bit Size | 12 1/4 |
| 22 | Type Fluid in Hole | Salt water - qcl | 22 | Type Fluid in Hole | Cationic |
| 23 | Density | 9,5 | 23 | Density | 14,4 |
| 24 | Viscosity | | 24 | Viscosity | 74 |
| 25 | pH | | 25 | pH | 10,1 |
| 26 | Fluid Loss | | 26 | Fluid Loss | 3,4 |
| 27 | Source of Sample | | 27 | Source of Sample | Active Tank |
| 28 | Fim @ Measured Temperature | | 28 | Fim @ Measured Temperature | 0,17 @ 76,4 F |
| 29 | Fimf @ Measured Temperature | | 29 | Fimf @ Measured Temperature | 0,03 @ 80,5 F |
| 30 | Fimc @ Measured Temperature | | 30 | Fimc @ Measured Temperature | 0,73 @ 77,7 F |
| 31 | Source Fimf | | 31 | Source Fimf | Pressed |
| 32 | Source Fimc | | 32 | Source Fimc | Pressed |
| 33 | Fim @ BHT | | 33 | Fim @ BHT | 0,01 @ 130,4 |
| 34 | Time Circulation Ended | | 34 | Rmf @ BHT | 0,04 @ 130,4 |
| 35 | Time Logger on Bottom | | 35 | Time Circulation Ended | 14:15 (25) |
| 36 | Max. Recorded Temperature | 104 °F | 36 | Time Logger on Bottom | 13:30 (26) |
| 37 | Other Services | IES-BHC-GR | 37 | Max. Recorded Temperature | 130,4 F |
| 38 | | | 38 | Other Services | |

2.3. EXTRACCIÓN DE INFORMACIÓN DE INFORMES, PRUEBAS Y REGISTROS.

La siguiente fase consistió en la revisión de informes disponibles de cada pozo y posteriormente en la extracción información detallada de pruebas de producción, intervalos con shows y perdidas de lodo de perforación, salinidades, núcleos de perforación y laboratorio de análisis básicos para el caso del Pozo-3. Ver Figura 2.

Figura 2. Tablas resumen construidas en la extracción de la información. Fuente: Autora

| POZO | SERVICIO | COMPAÑIA | N° DE PRUEBA | INTERVALO | OBSERVACION | MANIFESTACION | SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACION | SECUNDA |
|--------|-----------------------|-----------|-----------------------------------|-----------|--|---------------|-----------------------------------|---------|
| POZO 1 | | | PI-2 | 785- 703 | De agua | | 16040/880000/04-04-12/04/04/04/04 | SDA |
| POZO 2 | | Petrobrás | 807 | 400 | De Gas | | 16040/880000/04-04-12/04/04/04/04 | SDA |
| POZO 3 | Pruebas de producción | Petrobrás | 1702, 1804, 1902, 2002, 207, 1702 | | Presencia de hidrocarburos de densidad | gas | | SDA |

Tabla resumen de pruebas de producción

| POZOS | INTERVALOS | SHOWS | LITOLOGÍA |
|--------|------------|-----------------|-------------------------|
| POZO-2 | 1677-1693 | Pobre de gas | Areniscas calcáreas |
| | 2007-2015 | Pobre de gas | Areniscas calcáreas |
| | 2362-2368 | Pobre de gas | Areniscas |
| | 3885-3992 | Pobre de gas | Carbón, areniscas |
| | 5250-5258 | Moderada de gas | Ardidolita |
| POZO-3 | 3563-3663 | DST Gas se co | Litoarenita Lodolita |

Tabla resumen de Shows y pérdidas de lodo de perforación

| RELACION INFORMACION DE NUCLEOS | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------|------------------------|------------|------------|-------------|-----------|------------|-------------|--|
| N° | POZO | Núcleos Convencionales | | Intervalos | | Sólidos | | Comentarios | |
| | | Dispersos | Corrosivos | Informes | Laboratorio | Dispersos | Corrosivos | Informes | Laboratorio |
| 9 | POZO 1 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Reporte descriptivo por intervalos |
| 10 | | 1 | 3 | 1 | 130* | 0 | 0 | 0 | Formato descriptivo incompleto e ilegible localmente |
| 11 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | | 1 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | | 1 | 1 | 1 | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | | 1 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | | 0 | 0 | 1 | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | | 0 | 0 | 1 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | POZO 2 | 0 | 0 | 1 | 36 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| 23 | POZO 1 | 0 | 0 | 1 | 28 | 0 | 1 | 1 | 1 |

Tabla resumen de información de núcleos de perforación

| DEPTH m | NET CONFINING STRESS | POROSITY % | PERMEABILITY | | SATURATION | | GRAIN DENSITY cm3 |
|------------|----------------------------|---------------|-----------------------|------------------------|------------|-------|-------------------------|
| | | | K _{in} md | K _{air} md | Oil | Water | |
| 1587 | 800 | 21.2 | 1 | 1.39 | 1.9 | 77.1 | 2.67 |
| 1589.5 | 800 | 17.4 | 0.059 | 0.119 | 2.8 | 79.6 | 2.68 |
| 1589.9 | 800 | 27.6 | 220 | 233 | 5.0 | 58.6 | 2.67 |
| 1592.5 | 800 | 19 | 0.641 | 0.808 | 1.8 | 79.9 | 2.68 |
| 1596 | 800 | 17.8 | 0.026 | 0.046 | 3.4 | 89.3 | 2.68 |
| 1600 | 800 | 19.2 | 0.015 | 0.035 | 2.5 | 86.4 | 2.66 |
| 1604.2 | 800 | 18.7 | 56.5 | 61.2 | 2.9 | 91.4 | 2.71 |
| 1608 | 800 | 26.2 | 140 | 150 | 6.2 | 73.3 | 2.67 |
| 1610 | 800 | 18.6 | 0.057 | 0.100 | 2.5 | 86.3 | 2.67 |
| 1613.2 | 800 | 21.5 | 2.55 | 3.74 | 4.2 | 70.5 | 2.67 |
| 1616 | 800 | 19.1 | 0.520 | 0.681 | 3.1 | 77.3 | 2.66 |
| 1621.3 | 800 | 25.5 | 29.1 | 34.2 | 6.6 | 68.4 | 2.66 |
| 1623 | 800 | 21.3 | 11 | 12.3 | 1.9 | 86.2 | 2.67 |
| 1627.5 | 800 | 29.6 | 366 | 384 | 4.8 | 67.2 | 2.66 |
| 1627.8 | 800 | 31.6 | 1290 | 1320 | 6.1 | 68.3 | 2.67 |

Tabla resumen de análisis básicos del Pozo 3

Pruebas de producción

En esta etapa se construyó una tabla resumen con datos importantes de las pruebas de producción tales como el número de prueba, intervalo que fue probado, observaciones de lo ocurrido durante la prueba, manifestaciones de hidrocarburos o agua si las hubo, salinidades del agua de formación, entre otros. Esta información estuvo disponible en algunos registros gráficos compuestos y en informes de producción, cabe resaltar que no todos los pozos fueron probados.

Intervalos con shows y pérdidas de lodo de perforación

Con la información obtenida de registros gráficos compuestos, informes de pruebas de producción e informes geológicos de cada pozo se elaboró una tabla, la cual contiene

datos de intervalos donde hubo pérdidas de lodo de perforación, intervalos con shows de hidrocarburos y litología en la que se encuentra. Es importante destacar que no todos los pozos presentaban esta información.

Núcleos de perforación

A partir de reportes descriptivos de núcleos convencionales, sidewall core y core gamma, informes finales de geología, informes petrográficos e informes de pruebas de laboratorio se extrajo información detallada de los pozos donde se tomaron muestras de núcleos convencionales, sidewall core y core gamma, los intervalos en los que fueron tomados, si hubo o no informe y por último comentarios de donde se tomó la información. La información obtenida fue de gran importancia para el cálculo de propiedades y para entender las condiciones de cada pozo.

Laboratorio de análisis básicos

Para el Pozo-3, el cual es uno de los pozos escogidos para el presente trabajo se hizo una tabla en la cual se extrajo información de presiones de confinamiento, porosidad, permeabilidad, saturación y densidad de grano para 28 muestras.

2.4. BASE DE DATOS.

Con toda la información extractada y descrita en los incisos anteriores se realizó diferentes tablas resumen e inventarios por medio de la herramienta Excel para hacer un

análisis de la información más detallado y de allí partir a la evaluación petrofísica de cada pozo.

2.5. CREACIÓN DEL PROYECTO EN EL SOFTWARE.

Con el software Hydrocarbon Data System, Inc. Generalmente conocido como HDS 2000, se realizó la respectiva carga y creación del proyecto para los pozos seleccionados para el presente trabajo. En primera instancia se hizo una revisión de la cantidad y calidad de curvas de registro de pozo disponible para cada uno. En la tabla 3 se puede ver las curvas de registro disponibles.

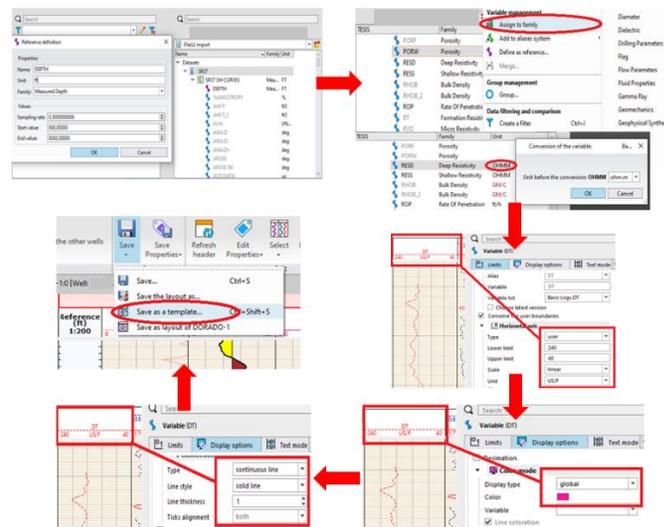
Tabla 3. Tabla de curvas de registros disponibles. Fuente: Autora

| POZOS | CURVAS DE REGISTROS DISPONIBLES |
|---------------|--|
| POZO 1 | BS, CALI, DT, GR, NPHI, RESD, RESS, RHOB |
| POZO 2 | BS, CALI, DT, GR, NPHI, RESD, RHOB, RT, PEF |
| POZO 3 | CALI, DT, GR, NPHI, RESD, RESS, RXO, RHOB, RT, PEF |

Posterior a la revisión, se cargaron las curvas al software y se hizo una dataset con la profundidad de donde empieza y donde termina el set de curvas y la unidad de medida. Luego, se copiaron todas curvas en el nuevo dataset creado y posterior a ello se cargó en el software. Seguidamente se revisó que todas las curvas tuvieran asignado familia y unidad, de no ser así se le asignó respectivamente. El siguiente paso a seguir fue revisar curva por curva si tenían datos a lo largo de todo el pozo o si había varias curvas con intervalos; al haber varias curvas con intervalos se debe hacer merge con todas para que queden como una sola, pero para el presente trabajo no hubo necesidad de hacerlo así que se saltó este paso. Después de realizar los pasos anteriores se prosiguió a crear un

template con las curvas a utilizar para la posterior evaluación petrofísica. Para realizar el template se arrastró cada una de las curvas al Log view, luego de arrastrar las curvas se cambiaron las propiedades de ellas como la escala, el color y la forma. Finalmente, al realizar todos los ajustes de las propiedades de las curvas se procedió a guardar el template de manera que pueda ser usado para los demás pozos. Ver figura 3.

Figura 3. Pasos para la creación del proyecto en el software descritos anteriormente. Fuente: Autora



2.6. IDENTIFICACIÓN DE ELECTROFACIES.

Esta fase del proyecto consistió en la identificación de electrofacies para cada uno de los pozos seleccionados. El primer paso a seguir fue la revisión de litologías presentes, esta información se obtuvo de descripciones de núcleos convencionales, sidewall core y muestras de zanja, para así tener una idea clara de la litología presente a lo largo de todo el pozo. En la tabla 4 se puede observar las descripciones de muestras de zanja del pozo 3.

Tabla 4. Descripciones de muestras de zanja del Pozo 3. Fuente: Autora

| Depth (m) | % | DESCRIPTIONS |
|-----------|----|---|
| 3975 | 90 | Siltstone: Light brownish gray, greenish gray, occasionally dark gray, moderate hard to soft, irregular, homogeneous, slightly calcareous, argillaceous, in part with dark inclusions and glauconite. Locally grad to very fine sandstone. |
| | 10 | Mudstone: Light gray, white, minor cream, soft to hard, blocky to irregular, homogeneous, locally with dark laminations, locally argillaceous, no visible porosity, no oil show. Total Sample Test calcimeter 12.1% CaCO3. |
| 3978 | 70 | Siltstone: Light brownish gray, greenish gray, occasionally dark gray, moderate hard to soft, irregular, homogeneous, slightly calcareous, argillaceous, in part with dark inclusions and glauconite. Locally grad to very fine sandstone. |
| | 30 | Mudstone: Light gray, white, minor cream, soft to hard, blocky to irregular, homogeneous, locally with dark laminations, locally argillaceous, no visible porosity, no oil show. Total Sample Test calcimeter 8.3% CaCO3. |
| 3981 | 60 | Siltstone: Light brownish gray, greenish gray, occasionally dark gray, moderate hard to soft, irregular, homogeneous, slightly calcareous, argillaceous, in part with dark inclusions and glauconite. Locally grad to very fine sandstone. |
| | 40 | Mudstone: Light gray, white, minor cream, soft to hard, blocky to irregular, homogeneous, locally with dark |

Después de tener claro las litologías descritas en los informes de cada pozo, se condujo a la identificación del cluster de litologías guía en el software, para ello, se abrió un cross plot Densidad – Porosidad Neutrón y se seleccionaron los litotipos de cada pozo por colores, cabe destacar que anteriormente ya se había calculado las facies para todos los pozos y estas facies fueron tomadas de guía para el presente trabajo. Las facies seleccionadas por el equipo de petrofísica se pueden observar en la tabla 5:

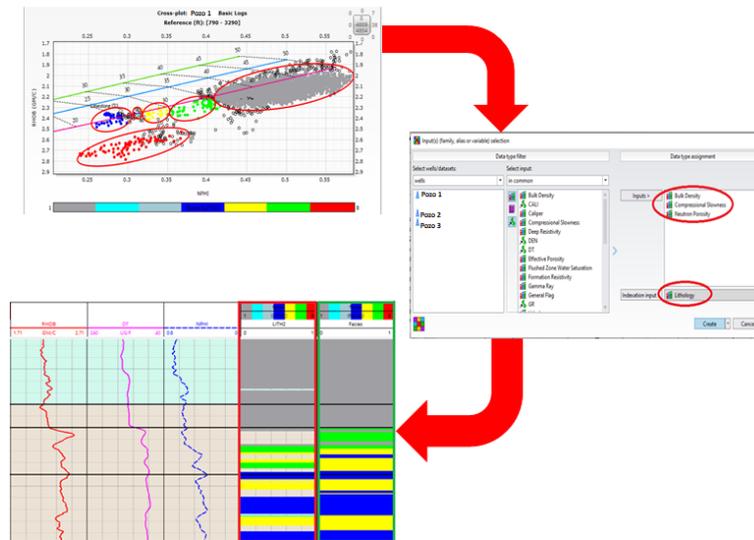
Tabla 5. Facies identificadas por el equipo de petrofísica del proyecto. Fuente: Autora

| | | | |
|---|-----------------------|-----------|---|
| 1 | Arcillolitas | Gray | SEQ1, SEQ2, SEQ3, SEQ5, SEQ7, SEQ9, SEQ10 |
| 2 | Marga | Cyan | |
| 3 | Mudstone | Blue | SEQ7, SEQ9, SEQ10 |
| 4 | Calizas otras | Dark Blue | SEQ5 |
| 5 | Areniscas | Yellow | SEQ3, SEQ5, SEQ7 |
| 6 | Arcillolitas arenosas | Green | SEQ2, SEQ3, SEQ5, SEQ7, SEQ9, SEQ10 |
| 7 | Basamento | Red | Basamento |

Seguido al Cross plot de cada pozo se guardó la curva creada como LITH y se procedió a calcular por medio de redes neuronales del software las electrofacies. Para la realización de estas redes se cargaron las curvas de Densidad (RHOB), Porosidad Neutrón (NPHI), Sónico (DT) y la curva creada por medio del cross plot (LITH). Las redes neuronales calcularon las electrofacies para todo el pozo guiándose con la curva creada

anteriormente en el cross plot, como resultado mostró una curva con escala de 1 a 8 para que tomara todas las 7 facies. En la figura 4 se puede observar la comparación de la curva calculada con el cross plot (rectángulo rojo) y la curva final generada por las redes neuronales (rectángulo verde).

Figura 4. Pasos para la identificación de electrofacies descritos anteriormente. Fuente: Autora



2.7. EVALUACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA.

Una vez calculadas las electrofacies se comenzó a realizar la evaluación petrofísica básica para cada uno de los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3).

El software usado para la interpretación de los pozos permitió realizar los cálculos preliminares de volumen de arcilla, porosidad, saturación de fluidos, reservorio neto y net pay utilizando distintos métodos.

El programa contiene maneras sencillas para calcular el volumen de arcillas por medio de curvas de Gamma ray, Neutrón-Densidad. Para calcular el volumen de arcillas se procedió a seleccionar la función del software y se cargaron las curvas de Neutrón-Densidad, posteriormente, se abrió un cross plot en el cual se acomodaron los parámetros de matriz y arcilla. Una vez hecho esto se corrió la función e inmediatamente se creó la curva de VSH.

Para el cálculo de porosidad efectiva y total se procedió de manera similar al volumen de arcilla, se seleccionó la función que calcula la porosidad efectiva Neutrón-Densidad, para ello se cargaron las curvas de Neutrón porosidad, Densidad, VSH y Temperatura de formación, luego se abrió un cross plot y se ajustaron los parámetros de manera similar al cálculo de VSH.

Al igual que el cálculo de porosidad, la saturación de fluidos se calculó mediante la función saturación. Esta función permitió calcular la saturación mediante diferentes métodos, para el caso del Pozo 3 y Pozo 2 se usó Waxman-Smits y para el Pozo 1 Doble agua. Para el método de Doble agua se cargaron las curvas de resistividad profunda, porosidad total y volumen de arcilla, seguidamente, se modificaron las variables de manera que se ajustara a la interpretación esperada. Para el método de Waxman-Smits se cargaron las curvas de porosidad efectiva y resistividad profunda y se modificaron las variables.

Por último, para el cálculo de reservorio neto y net pay también se usó una función del software específica para este cálculo, en la cual se cargaron las curvas de VSH, porosidad efectiva y saturación de agua, luego se ajustaron los parámetros de cutoff de porosidad máxima y mínima y de saturación máxima y mínima. Al finalizar el ajuste de parámetros se corrió la función y el software inmediatamente arrojó una curva con los intervalos de net pay, roca reservorio, y cualquier otra roca con buenas calidades de arcillosidad. El software también dio una tabla en la cual están todos los datos numéricos que calculó.

2.8. TABLAS RESUMEN.

Con los datos obtenidos de los cálculos realizados, se elaboraron tablas en las cuales se resumieron los resultados para que fuese más fácil apreciarlos.

2.9. CONSTRUCCIÓN Y REDACCIÓN DEL LIBRO

Posterior al análisis de los resultados obtenidos se procedió a redactar el libro. Debido a motivos de confidencialidad del proyecto se tuvo que modificar alguna información como nombres de los pozos, sin embargo, se logró mostrar la evaluación realizada para los tres pozos.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. REGISTRO DE POZO

Para Garduza (2019) un registro o perfil de pozo es “una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas atravesadas”. A través de los

perfiles de pozos medimos un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que han penetrado. Además, los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas).

3.1.1. TIPOS DE REGISTRO

REGISTROS DE DIÁMETROS

Registro de Diámetro de la Mecha (Bit Size = BS): Esta curva indica el diámetro de las mechas de perforación que se utilizaron durante toda la perforación del pozo.

Registro de Calibración (Caliper = CALI): Su principal función es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado). Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la mecha (BS), indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado). Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha (BS), puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso. (Perfilaje de pozos, s.f)

REGISTROS ELÉCTRICOS

Potencial Espontáneo (Spontaneity Potencial = SP): Es un registro de la diferencia natural en el potencial eléctrico, en milivoltios, entre un electrodo del pozo y un electrodo de referencia fijo en la superficie. El registro de potencial espontáneo (SP) se utiliza para

detectar las capas permeables y estimar la salinidad del agua de formación y el contenido de arcilla de la formación. Cuando la salinidad del lodo de perforación es mayor que la salinidad del agua de formación se produce un intercambio iónico del pozo hacia la formación y el SP es positivo. Cuando la salinidad del lodo de perforación es menor que la salinidad del agua de formación se produce un intercambio iónico de la formación al pozo y el SP es negativo. Las arenas poco consolidadas que contienen agua dulce poseen registros SP positivos y las arenas que contienen agua salada dan registros SP negativos.

Resistividad (Resistivity): La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta.

REGISTROS RADIATIVOS

Rayos Gamma (Gamma Ray = GR): Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U). Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API.

REGISTROS DE POROSIDAD

Registro Neutrónico (CNL): Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. La herramienta se llama CNL. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde -0.15 a 0.45 (-15 a 45 %).

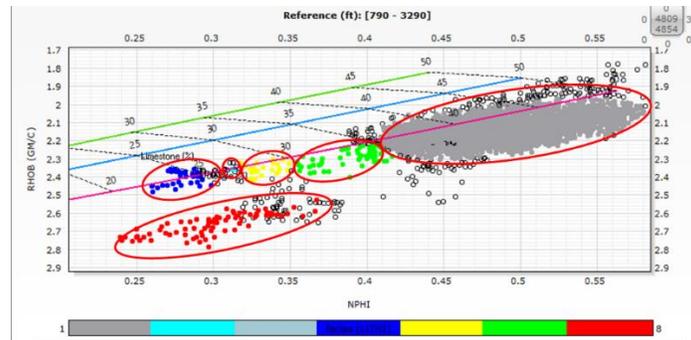
Registros de Densidad (FDC): Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. La herramienta se llama FDC y sirve para estimar la densidad del sistema roca – fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es gr/cm^3 , con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cm^3 .

Registros Sínicos (BHC): Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. El objetivo principal del perfil sísmico es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (SPHI) a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es el seg/m ($100 - 500$) ó el seg/pie ($40 - 240$).

3.2. ELECTROFACIES

Serra y Abott (1982) define el termino electrofacies como el conjunto de las respuestas de los parámetros físicos que caracteriza a un estrato y permite diferenciarlo de otros. El objetivo del análisis de electrofacies mediante los perfiles de pozo es describir las formaciones atravesadas durante la perforación, así como su asociación con otras secuencias; por lo tanto, poder deducir su evolución lateral. Los métodos tradicionales de caracterización de electrofacies incluyen el uso de un software en el cual se operan datos de los perfiles de pozos. Los modelos de electrofacies no son únicos y requieren un control visual e interpretación crítica para la evaluación de los resultados por un geólogo.

Figura 5. Crossplot donde se pueden observar las diferentes electrofacies encerradas en círculos. Fuente: Autora



3.3. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

La petrofísica es el estudio que se encarga de analizar las propiedades físicas y químicas de las rocas en el subsuelo y los minerales que la componen, para ello se utiliza datos de registros eléctricos, descripciones de núcleos, registros de producción y datos de lodos, entre otros; con el objetivo de diferenciar las formaciones que contienen petróleo, gas y

agua, estimar la porosidad de las formaciones y la cantidad de hidrocarburos que podrían estar presentes en cada formación. (Glover, 2010)

3.3.1. VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)

En análisis petrofísico, lutita es un término impreciso que define a una roca sedimentaria compuesta por minerales arcillosos, agua ligada y otros fragmentos limosos de minerales. Es posible calcular el volumen de arcilla utilizando distintos métodos. Por ejemplo, a partir de los registros Gamma Ray, Neutrón-Densidad o Potencial Espontáneo, por mencionar algunos. A continuación, se explica el método Neutrón-Densidad.

VSH Neutrón-Densidad: Este método calcula el Volumen de Arcilla a partir de la relación de valores de los registros de Neutrón Porosidad (v/v) y Densidad (g/cm³).

3.3.2. POROSIDAD

La porosidad de una roca es la fracción del volumen de espacio entre las partículas sólidas de la roca y el volumen total de la misma. El espacio incluye todos los poros, grietas, cavidades, espacios inter e intracrystalinos. La porosidad total se define como la fracción del volumen total de roca V que no está ocupada por materia sólida. Si el volumen de sólidos se indica por V_s y el volumen de poros como $V_p = V - V_s$, podemos escribir la porosidad como: (Glover, 2010)

$$f = \frac{V-Vs}{V} = \frac{Vp}{V} = \frac{\text{Volumen de poro}}{\text{Volumen total de roca}}$$

Ecuación 1. Cálculo de porosidad total

Porosidad efectiva: se refiere al volumen de poros que se encuentran interconectados, de tal manera que los fluidos pueden circular a través de los poros y ser extraídos de la formación.

$$\phi_e = \frac{\text{Espacios porosos interconectados}}{\text{Volumen aparente}}$$

Ecuación 2. Cálculo de porosidad efectiva

3.3.3. SATURACIÓN DE AGUA

Se define como fracción de agua de un espacio poral dado, se denota como S_w . Se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. El cálculo de la Saturación de Agua (S_w) para una formación se puede obtener a partir de distintos métodos. Los dos métodos usados en el presente trabajo son Doble agua y Waxman-Smits.

Modelo Doble Agua: Fue propuesto por Clavier et al, la cual asume que el agua arcillosa y el agua no arcillosa actúan como dos capas paralelas que contribuyen en el total de conductividad, C_t , medida en formación. (Portal del petróleo, 2017) El modelo de Doble Agua es expresado como:

$$C_t = \phi_i^m S_w^n \left[C_w + \frac{v_Q Q_v (C_{cbw} - C_w)}{S_w} \right]$$

Ecuación 3. Cálculo de modelo doble agua

Donde:

C_{cbw} = Conductividad del agua arcillosa (Sm-1).

C_w = Conductividad del agua de formación (Sm-1).

V_q = Cantidad de agua arcillosa asociada en miliequivalentes de iones de arcilla (meq-1 cm³).

Φ_t = Porosidad total (fracción).

S_w = Saturación de agua (fracción).

Q_v = Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso (meq cm-3).

Los parámetros m y n pueden ser una aproximación de los parámetros de Archie.

Modelo de Waxman-Smits: Este modelo propuesto por Monroe Waxman en 1968 supone una relación entre resistividad y saturación para areniscas arcillosas. En esta ecuación se le añade un término a la ecuación de Archie, el cual describe la conductividad de la arcilla que actúa en paralelo a la resistividad de agua de formación de los poros. (Portal del petróleo, 2017)

$$C_t = \phi_t^{m^*} \times S_w^{n^*} \times \left(C_w + \frac{BQ_v}{S_w} \right)$$

Ecuación 4. Cálculo de modelo Waxman-Smits

Donde:

B = Conductividad específica de intercambio de cationes (Mho/m por meq/cc).

Q_v = Capacidad de intercambio catiónico (meq/cc).

Φ_t = Porosidad total (fracción).

S_w = Saturación de agua (fracción).

m^* y n^* = parámetros eléctricos para la ecuación de Waxman-Smits.

3.3.4. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Resultado del producto de la porosidad y un espesor dado de la formación ($\phi * h$). Define cuantitativamente el potencial de fluidos recuperables que puede contener el yacimiento.

Está directamente relacionado con la porosidad, definida como el porcentaje de volumen poroso de roca que puede contener algún fluido. (Arandia, 2018)

3.3.5. CAPACIDAD DE FLUJO

Resultado del producto de la permeabilidad y un espesor dado de la formación ($k * h$) define la capacidad que tiene un medio poroso de permitir que un fluido pase a través de sus poros interconectados. (Arandia, 2018)

3.3.6. NET PAY, GROSS-PAY Y RESERVORIO NETO

El crudo está contenido en lo que comúnmente es conocido como gross-pay. Sin embargo, el net pay es el espesor del reservorio que contribuye a la extracción de crudo, el reservorio neto es el espesor de arena que tiene la capacidad de almacenar y permitir el flujo de fluidos a través de su estructura. El net pay es definido mediante el establecimiento de criterios cut-off de cuatro propiedades petrofísicas; las propiedades usadas como criterios de evaluación son el volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua propias de la roca. Generalmente, los criterios cut-off son aplicados como valores limitantes para discriminar intervalos de roca que no reflejan potencial de contribución a la capacidad de almacenamiento y producción del reservorio. Para el cálculo de net pay en el software se necesitan las curvas de registros de PHIE, SW y VSH.

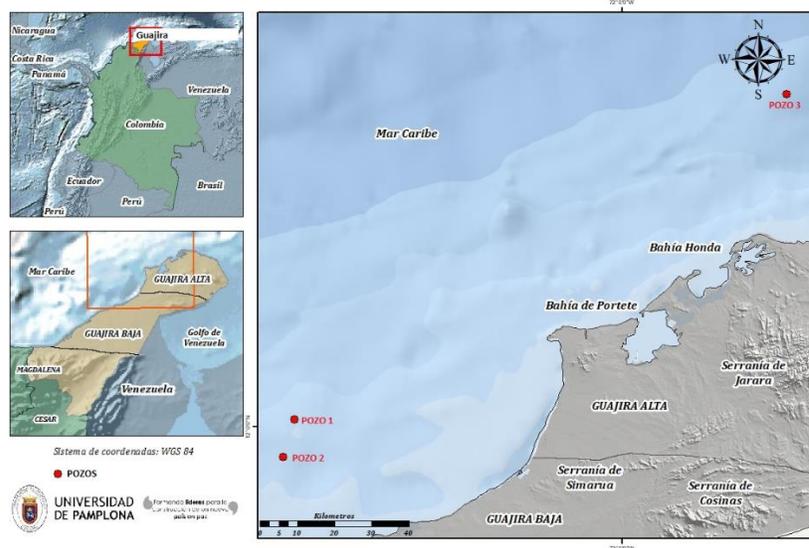
4. MARCO GEOLÓGICO

4.1. TECTÓNICA

La cuenca de La Guajira se encuentra ubicada en el extremo norte de Colombia en la península de La Guajira y cubre parte de la zona de costa afuera sobre el mar Caribe;

Tiene como límites al N y NW el cinturón deformado del Caribe, al E el límite político entre Colombia y Venezuela y al S la falla de Oca. (Lozano & Zamora, 2014)

Figura 6. Mapa de ubicación del área de estudio. Fuente: Autora



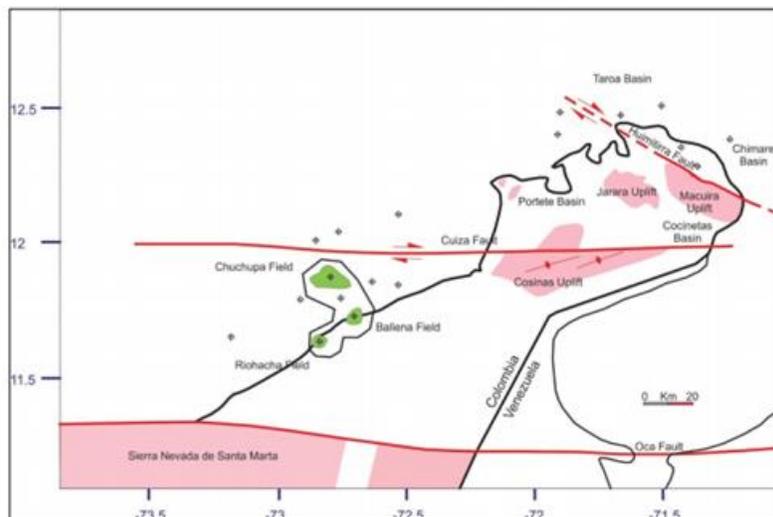
Al inicio del Cenozoico se producen esfuerzos extensionales ocasionados por la colisión de la corteza oceánica y la continental, produciendo una cuenca de apertura que da origen a los depocentros de Chimare y Portete y a las fallas de Oca y Cuiza; esta apertura genera el espaciamiento en el que inicia la depositación de sedimentos que tienen como fuente el arco Caribe y el Complejo Ultramáfico de La Vela. (Lozano & Zamora, 2014)

Hacia la mitad del Cenozoico inicia el levantamiento de la Cordillera Central, de la Sierra nevada de Santa Marta y de la Serranía de Perijá, siendo las dos últimas la roca fuente de los sedimentos depositados en este período. Estos levantamientos se dieron por un cambio de esfuerzos extensionales a compresivos y reactivaron las fallas de Cuiza y Oca. (Lozano & Zamora, 2014)

4.2. ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRINCIPALES

Las estructuras que sobresalen en esta cuenca tienen como origen la migración de la placa Caribe a lo largo de la placa suramericana, migración que dio origen a las fallas de rumbo de Cuiza y Oca, las cuales tienen componente dextral. Las fallas generaron los altos de Cocinas, Jarara y Macuira que se encuentran ubicados al N de la cuenca; así como los depocentros Chimare, Cocinetas y Portete, donde se conserva la secuencia sedimentaria de la cuenca; estos depocentros tienen fallas normales con dirección NW-SE, ver figura 7. (Lozano & Zamora, 2014)

Figura 7. Elementos tectónicos principales de la Península de La Guajira. Fuente: Lozano & Zamora (2014)



4.3. ESTRATIGRAFÍA

Las formaciones presentes en los tres pozos se depositaron durante el Cenozoico, se pueden apreciar en las columnas estratigráficas para la baja y alta Guajira, figura 8. (Lozano & Zamora, 2014)

Formación Macarao: Definido por Rollins (1965). La presencia en las capas de calizas arenosas de *Turritella* sp., ¿*Ostrea* n. sp.?, *Venericardia* (*Venericor*) n. sp.? y especialmente *Venericardia* sp., permiten asignar una edad Eocena para esta formación. (Rollins, 1965) La litología son arcillolitas limosas, bancos de areniscas glauconíticas y hacia el tope calizas arenosas.

Formación Siamaná: Definida por Renz (1956, en Rollins, 1965). A partir de abundante fauna se le da una edad Oligocena media, en la parte inferior podría tener edad de Oligoceno inferior. (Renz, 1960, en de Porta, 1974) Con litología de calizas arenosas arrecifales margosas, margas y shales arcillosos.

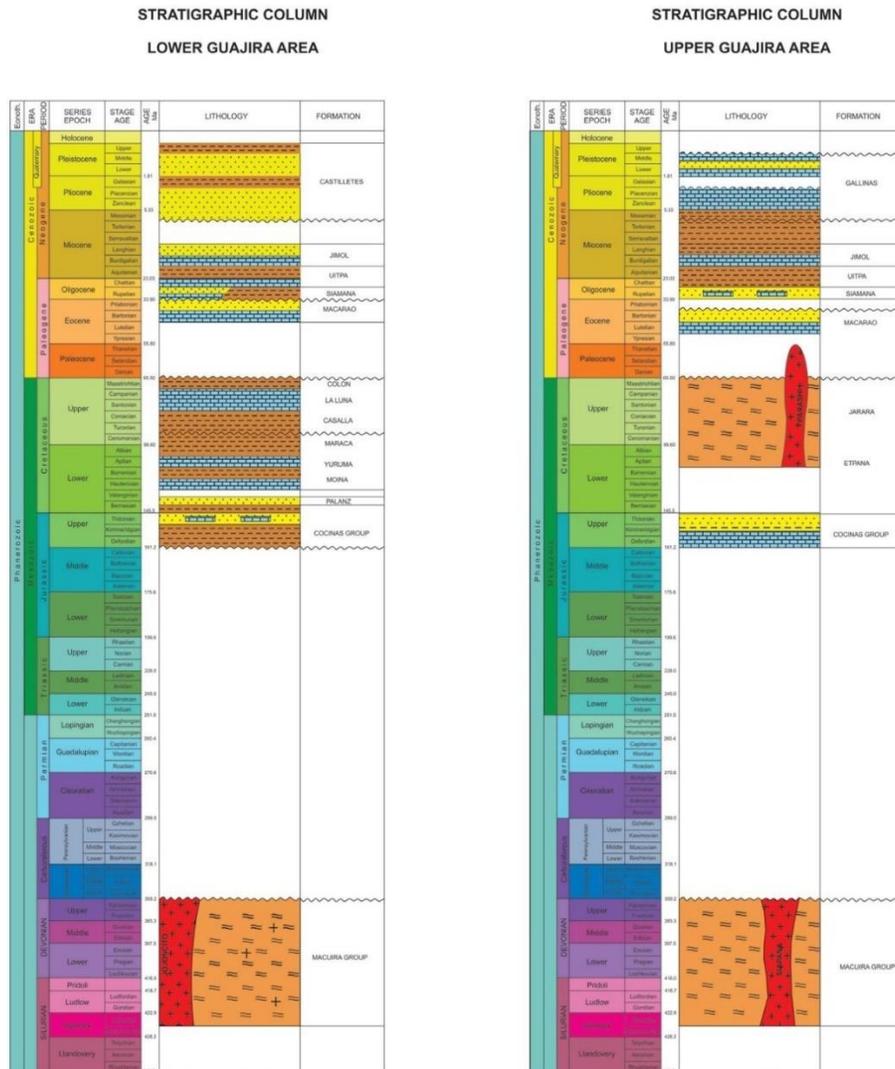
Formación Jimol: Definido por Renz (1960, en de Porta, 1974). La presencia de gasterópodos y pelecípodos permiten asignarle una edad de Mioceno medio. (Rollins, 1965) Con litología de calizas arenosas, areniscas calcáreas y escasas arcillolitas, localmente calizas con restos de conchas.

Formación Castilletes: Definido por Rollins (1965). El mismo autor considero que presenta edades de Mioceno y posiblemente Plioceno por fauna encontrada. Su litología son rocas calcáreas hacia la base y hacia el techo arcillolitas.

Formación Gallinas: Rollins (1960) se refiere a esta formación como un conjunto de rocas de edad Plioceno superior a Pleistoceno?, constituidas por arcillolitas intercaladas con areniscas hacia la base de la sucesión y arcillolitas rojas, grises y ocre, suaves y

plásticas, intercaladas con areniscas de mala selección y conglomerados arenosos hacia el tope de la sucesión.

Figura 8. Columnas estratigráficas generales de la Cuenca de La Guajira. Fuente: Lozano & Zamora



5. RESULTADOS

5.1. ELECTROFACIES

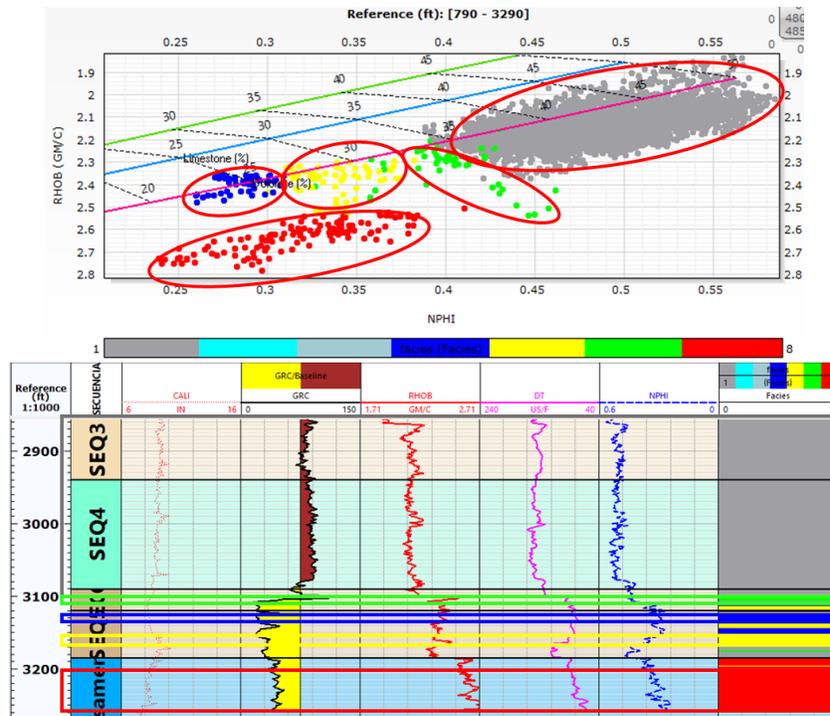
Siguiendo la metodología y el análisis realizado se definieron 7 electrofacies con base en la correlación de descripciones de núcleos de perforación y los litotipos identificados en

el software. Para el Pozo 1 se lograron identificar 5 de 7 electrofacies (arcillolitas, calizas, areniscas, arcillolitas arenosas y basamento), a continuación, en la tabla 6 se describe los promedios de porosidad NPHI y densidad RHOB obtenidos en cada electrofacies.

Tabla 6. Promedios del de Pozo-1 de porosidad NPHI y densidad RHOB. Fuente: Autora.

| ELECTROFACIES | POROSIDAD NPHI (v/v) | DENSIDAD RHOB (gm/c) | SECUENCIA |
|-----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|
| Arcillolitas | 0,4 - 0,6 | 2,4 - 1,9 | SEQ1, SEQ2, SEQ3, SEQ5 |
| Calizas | 0,26 - 0,31 | 2,5 - 2,35 | SEQ5 |
| Areniscas | 0,31 - 0,36 | 2,51 - 2,3 | SEQ3, SEQ5 |
| Arcillolitas arenosas | 0,35 - 0,45 | 2,55 - 2,2 | SEQ2, SEQ3, SEQ5 |
| Basamento | 0,24 - 0,39 | 2,8 - 2,5 | BASAMENTO |

Figura 9. Electrofacies crossplot y plantilla con curvas de GR, densidad, sónico y neutrón Pozo 1. Fuente: Autora.



En la figura 9 se puede observar que el Pozo 1 presenta en su mayoría grandes espesores de arcillolitas (recuadro gris) a diferencia de los pequeños intervalos de caliza (recuadro

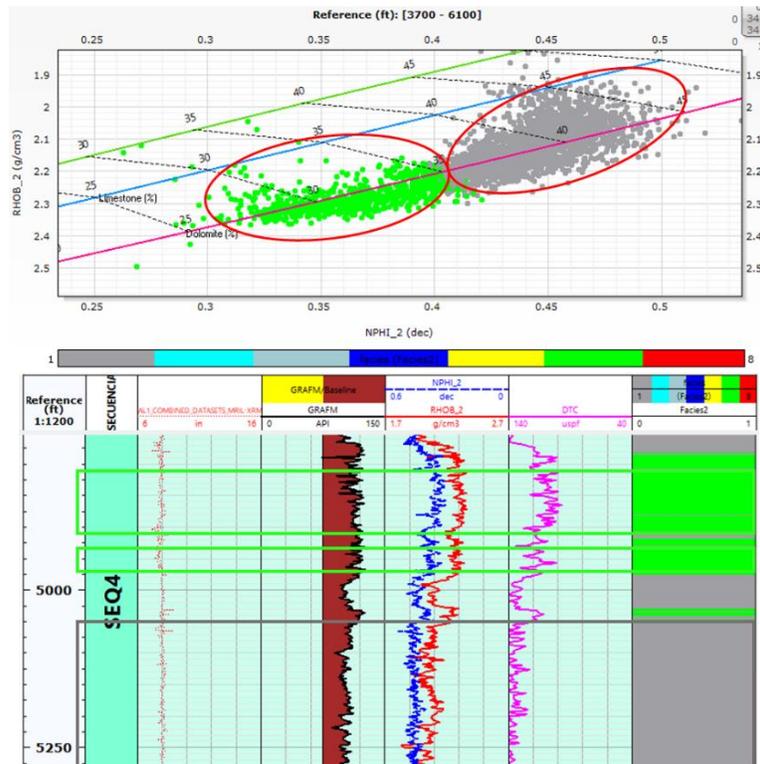
azul), arenisca (recuadro amarillo) y arcillolitas arenosas (recuadro verde). En el recuadro rojo se puede ver el basamento.

Para el Pozo 2 se lograron identificar 2 de 7 electrofacies (arcillolitas y arcillolitas arenosas). A continuación, en la tabla 7 se describe los promedios de porosidad NPHI y densidad RHOB obtenidos en cada electrofacies.

Tabla 7. Promedios del Pozo 2 de porosidad NPHI y densidad RHOB. Fuente: Autora.

| ELECTROFACIES | POROSIDAD NPHI (dec) | DENSIDAD RHOB (gm/cm3) | SECUENCIA |
|-----------------------|----------------------|------------------------|--------------------|
| Arcillolitas | 0,41 - 0,51 | 2,3 - 1,9 | SEQ3, SEQ4, SEQ4_2 |
| Arcillolitas arenosas | 0,3 - 0,4 | 2,37 - 2,2 | SEQ3, SEQ4, SEQ4_2 |

Figura 10. Electrofacies crossplot y plantilla con curvas de GR, densidad, sónico y neutrón Pozo 2. Fuente: Autora.



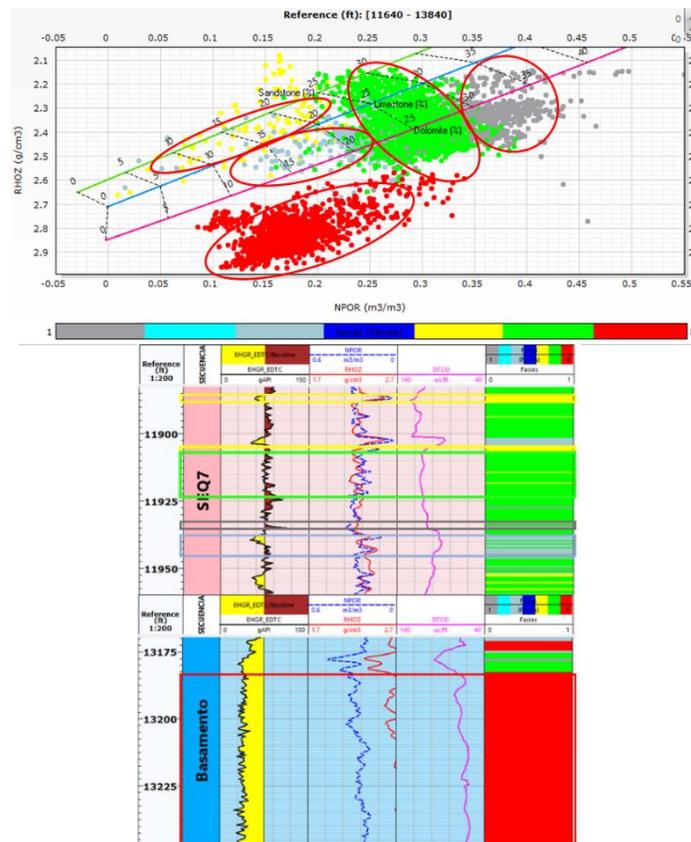
En la figura 10 se puede observar que el Pozo-2 en su totalidad está conformado por arcillas (arcillolitas (recuadro gris) y arcillolitas arenosas (recuadro verde)).

Para el Pozo 3 se lograron identificar 5 de 7 electrofacies (arcillolitas, mudstone, areniscas, arcillolitas arenosas y basamento), a continuación, en la tabla 8 se describe los promedios de porosidad NPOR y densidad RHOZ obtenidos en cada electrofacies.

Tabla 8. Promedios del Pozo 3 de porosidad NPOR y densidad RHOZ. Fuente: Autora.

| ELECTROFACIES | POROSIDAD NPOR (m3/m3) | DENSIDAD RHOZ (gm/cm3) | SECUENCIA |
|-----------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Arcillolitas | 0,34 - 0,45 | 2,47 - 2,14 | SEQ7, SEQ9, SEQ10 |
| Mudstone | 0,24 - 0,5 | 2,7 - 2,4 | SEQ7, SEQ9, SEQ10 |
| Areniscas | 0,05 - 0,23 | 2,6 - 2,1 | SEQ7 |
| Arcillolitas arenosas | 0,2 - 0,34 | 2,55 - 2,15 | SEQ7, SEQ9, SEQ10 |
| Basamento | 0,1 - 0,33 | 2,99 - 2,6 | BASAMENTO |

Figura 11. Electrofacies crossplot y plantilla con curvas de GR, densidad, sónico y neutrón Pozo 3. Fuente: Autora.



En la figura 11 se puede ver que el Pozo 3 presenta en su mayoría arcillas, espesores considerables de arcillolitas arenosas (recuadro verde) y arcillolitas (recuadro gris) pequeños intervalos de mudstone (recuadro azul claro) y arenisca (recuadro amarillo). También se puede observar el basamento que presenta grandes espesores (recuadro rojo).

A continuación, en la figura 12 se puede observar la correlación de secuencias para los tres pozos. Allí se puede apreciar que solo se correlacionan los pozos (Pozo 1 y Pozo 2) en las secuencias 3 y 4 las cuales pertenecen a las formaciones Castilletes y Jimol.

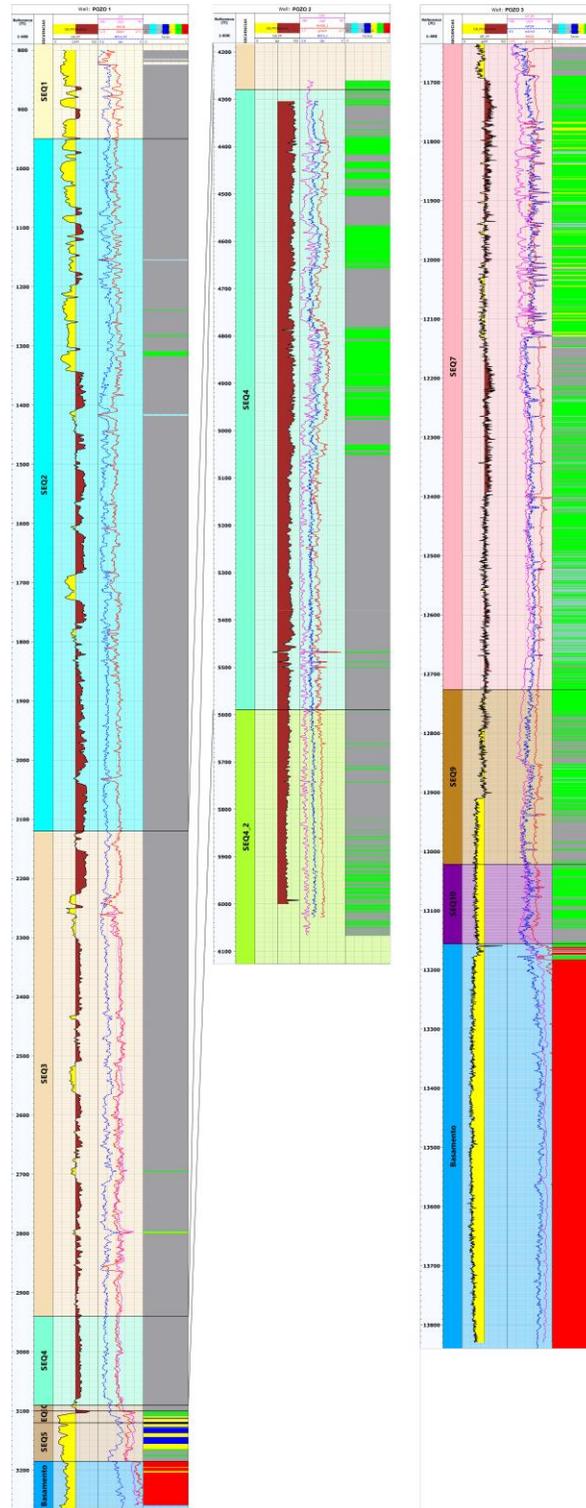
En la tabla 9 se muestra la correlación de las secuencias con las formaciones geológicas y la edad a la que pertenece.

Tabla 9 Correlación de secuencias con las formaciones geológicas

| EDAD | FORMACIÓN | SECUENCIA |
|-------------------------|-------------|-----------|
| Pleistoceno | Gallinas | SEQ 1 |
| Plioceno infeior | Gallinas | SEQ 2 |
| Mioceno superior | Castilletes | SEQ 3 |
| Mioceno medio-superior | Jimol | SEQ 4 |
| Mioceno medio- superior | Desconocido | SEQ 4_2 |
| Mioceno inferior | Jimol | SEQ 5 |
| Oligoceno superior | Siamana | SEQ 7 |
| Eoceno medio | Macarao | SEQ 9 |
| Eoceno inferior-medio | Desconocido | SEQ 10 |

La información presente en la tabla 9 fue otorgada por el equipo de estratigrafía del proyecto y con ella se realizó la evaluación petrofísica.

Figura 12 Correlación de secuencias para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3)



5.2. EVALUACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA

5.2.1. VOLUMEN DE ARCILLAS (VSH)

En las tablas 9, 10 y 11 se observa el conjunto de resultados que arrojó el análisis por secuencias del volumen de arcilla en los pozos (Pozo 1, Pozo 2, Pozo 3), se tomó el cálculo del cross plot Neutrón-Densidad para todos los pozos.

Tabla 10. Resultados del % de volumen de arcilla calculados por secuencias en el Pozo 1. Fuente: Autora.

| POZO-1 | | | |
|-----------|------|------|----------------------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | % VOLUMEN DE ARCILLA |
| SEQ 1 | 800 | 950 | 56% |
| SEQ 2 | 950 | 2120 | 93% |
| SEQ 3 | 2120 | 2940 | 97% |
| SEQ 4 | 2940 | 3090 | 100% |
| SEQ 5 | 3090 | 3184 | 28% |

Figura 13. Histograma del % de volumen de arcilla en todo el Pozo 1. Fuente: Autora.

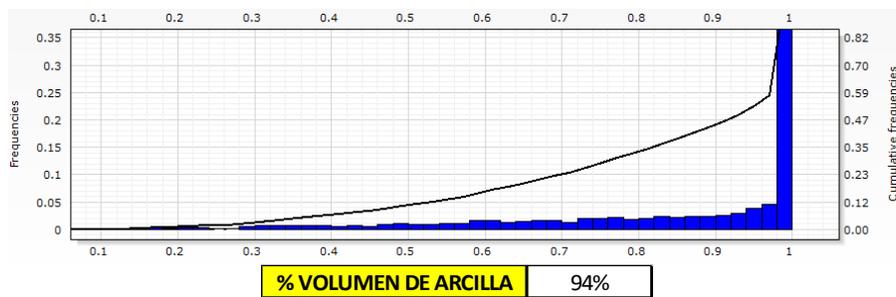


Tabla 11. Resultados del % de volumen de arcilla calculados por secuencias en el Pozo 2. Fuente: Autora.

| POZO-2 | | | |
|-----------|------|------|----------------------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | % VOLUMEN DE ARCILLA |
| SEQ 4 | 4279 | 5590 | 95% |
| SEQ 4_2 | 5590 | 6100 | 96% |

Figura 14. Histograma del % de volumen de arcilla en todo el Pozo 2. Fuente: Autora.

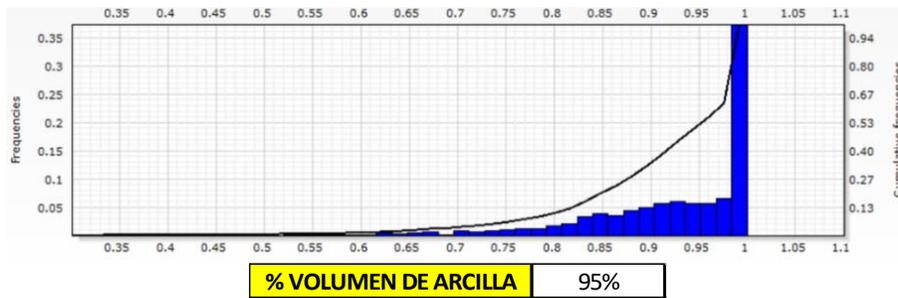
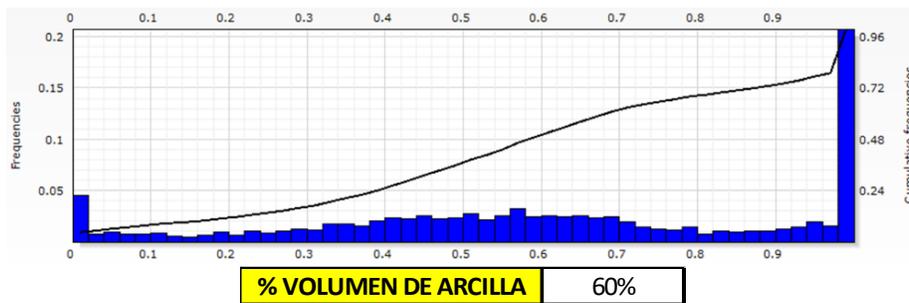


Tabla 12. Resultados del % de volumen de arcilla calculados por secuencias en el Pozo 3. Fuente: Autora.

| POZO-3 | | | |
|-----------|-------|-------|----------------------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | % VOLUMEN DE ARCILLA |
| SEQ 7 | 11603 | 12726 | 42% |
| SEQ 9 | 12762 | 13021 | 54% |
| SEQ 10 | 13021 | 13155 | 55% |

Figura 15. Histograma del % de volumen de arcilla en todo el Pozo 3. Fuente: Autora.



5.2.2. POROSIDAD

A continuación, se puede observar en las tablas 12 y 13 los cálculos de porosidad total (PHIT) y porosidad efectiva (PHIE) para los pozos (Pozo 1, Pozo 2, y Pozo 3).

Tabla 13. Promedio de la porosidad total por secuencia para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3). Fuente: Autora.

| POZO-1 | | | |
|-----------|------|------|-------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | %PHIT |
| SEQ 1 | 800 | 950 | 32% |
| SEQ 2 | 950 | 2120 | 32% |
| SEQ 3 | 2120 | 2940 | 30% |
| SEQ 4 | 2940 | 3090 | 32% |
| SEQ 5 | 3090 | 3184 | 18% |
| %PHIT | | | 31% |

| POZO-2 | | | |
|-----------|------|------|--------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | % PHIT |
| SEQ 4 | 4279 | 5590 | 38% |
| SEQ 4_2 | 5590 | 6100 | 38% |
| %PHIT | | | 38% |

| POZO-3 | | | |
|-----------|-------|-------|--------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | % PHIT |
| SEQ 7 | 11603 | 12726 | 4% |
| SEQ 9 | 12762 | 13021 | 3% |
| SEQ 10 | 13021 | 13155 | 3% |
| %PHIT | | | 3% |

Se analizó la calidad de roca reservorio en términos de porosidad efectiva y se comparó los resultados con el reservorio utilizado como análogo geológico en la selección de cutoffs de reservorio (campo Perla, Mioceno temprano, rango de porosidad efectiva 16-31%), como se puede ver ningún pozo presenta la calidad de Perla, el más cercano es la secuencia 4 del Pozo 1 con PHIE de 15% (satisfactoria).

Tabla 14. Promedio de la porosidad efectiva por secuencia para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3). Fuente: Autora.

| POZO-1 | | | |
|-----------|------|------|-------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | %PHIE |
| SEQ 3 | 2120 | 2940 | 13% |
| SEQ 4 | 2940 | 3090 | 15% |
| SEQ 5 | 3090 | 3184 | 6% |
| %PHIE | | | 13% |

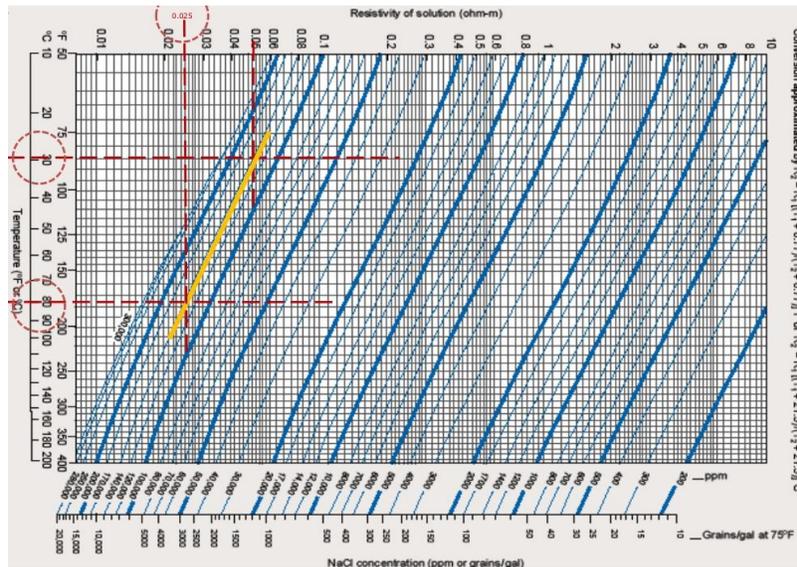
| POZO-2 | | | |
|-----------|------|------|--------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | % PHIE |
| SEQ 4 | 4279 | 5590 | 0.01% |
| SEQ 4_2 | 5590 | 6100 | 0.01% |
| %PHIE | | | 0.01% |

| POZO-3 | | | |
|-----------|-------|-------|--------|
| SECUENCIA | TOPE | BASE | % PHIE |
| SEQ 7 | 11603 | 12726 | 0.8% |
| SEQ 9 | 12762 | 13021 | 0.4% |
| SEQ 10 | 13021 | 13155 | 0.3% |
| %PHIE | | | 0.03% |

5.2.3. RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (RW), SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN Y SATURACIÓN DE FLUIDOS (SW)

El cálculo de la resistividad de agua de formación se realizó mediante el grafico Pickett y por el método de salinidades obtenidas a partir de pruebas iniciales, lo cual se correlacionó con los datos de producción (zonas productoras y zonas probadas en agua). Posterior al cálculo de resistividad de agua de formación mediante el pickett plot se procedió a calcular la salinidad del agua de formación y su temperatura mediante la carta de clasificación de resistividad-salinidad de schlumberger, ver figura 15.

Figura 16 Carta de clasificación de resistividad-salinidad de Schlumberger



Dando como resultado los siguientes valores en la tabla 14:

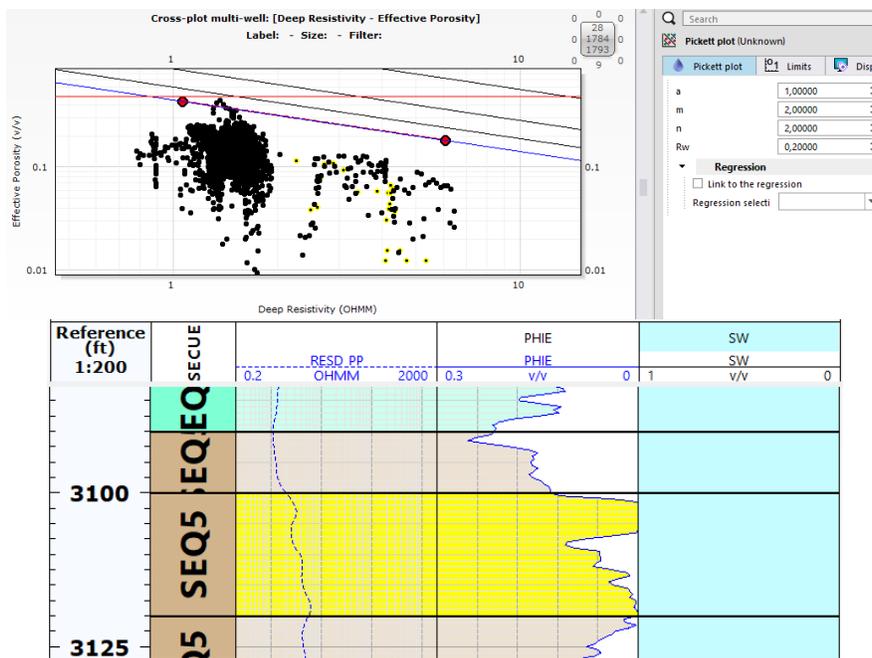
Tabla 15. Resumen de R_w , salinidad de agua de formación y modelo de S_w para los tres pozos. Fuente: Autora.

| POZO | RW | SALINIDAD ppm Na Cl | MODELO SW |
|--------|---------------------|---------------------|--------------|
| POZO 1 | 0,2 ohm.m @ 105°F | 30.027 | Doble agua |
| POZO 2 | 0,13 ohm.m @ 112°F | 33.000 | Waxman-Smits |
| POZO 3 | 0,119 ohm.m @ 182°F | 21.800 | Waxman-Smits |

Pozo 1

Para el cálculo de S_w se tuvo en cuenta el $R_w=0,2$ tomado de la prueba de producción que se realizó en el intervalo de 3100-3120ft sombreado de color amarillo en la plantilla y el pickett plot, la cual dió 100% agua. El cálculo se realizó con el modelo de Doble agua.

Figura 17. Pickett plot y plantilla de saturación de agua (Doble agua) Pozo 1. Fuente: Autora.

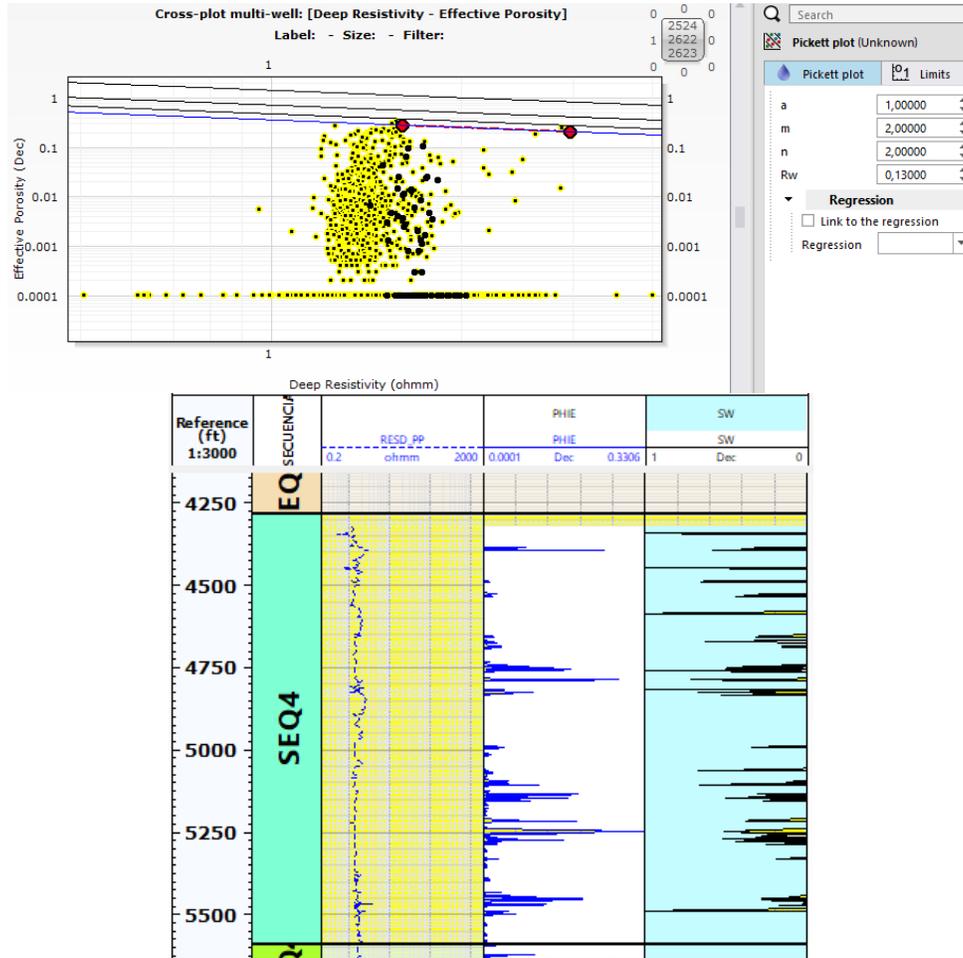


Pozo 2

Para el cálculo de S_w se tuvo en cuenta el $R_w=0,13$ tomado de la prueba de producción que realizó Ecopetrol en el intervalo de 4393ft, solo se pudo calcular para la secuencia 4 y un poco de la secuencia 4_2 ya que las curvas de porosidad efectiva y de resistividad profunda solo abarcan estos intervalos, los cuales están sombreados de color amarillo en

la plantilla y pickett plot. El cálculo se realizó con el modelo de Waxman-Smits. El promedio de Sw de las secuencias 4 y 4_2 fue de 53%.

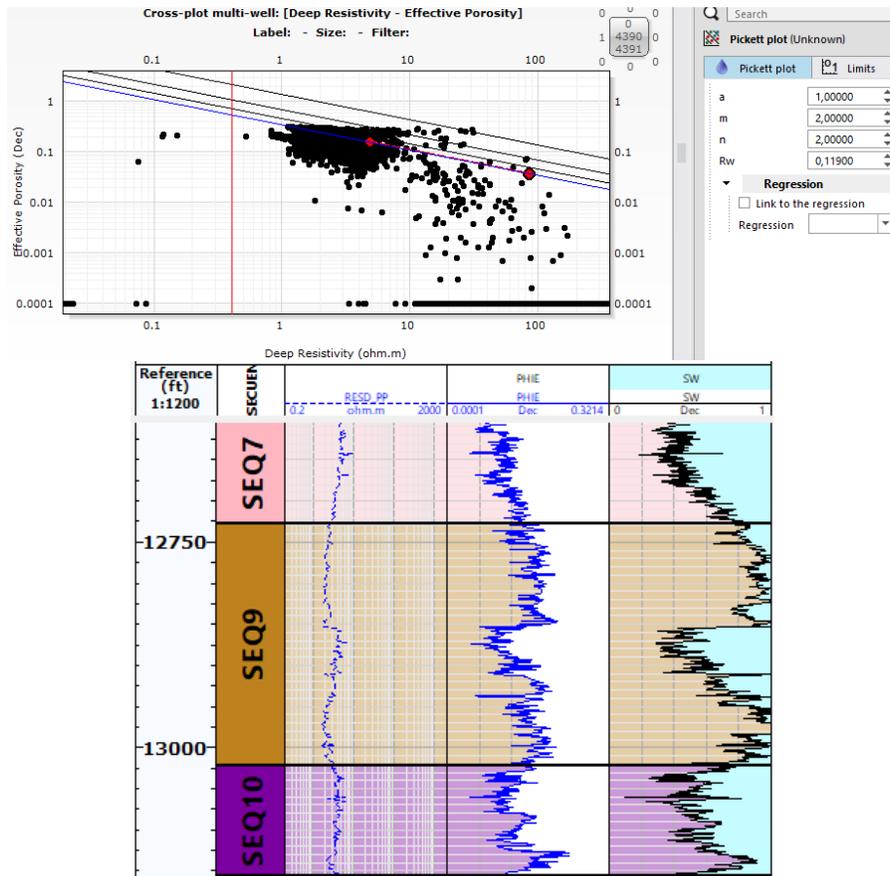
Figura 18. Pickett plot y plantilla de saturación de agua (Waxman-Smits) Pozo 2. Fuente: Autora.



Pozo 3

Para el cálculo de Sw se tuvo en cuenta el $R_w=0,119$. El cálculo se realizó con el modelo de Waxman-Smits. El promedio de Sw de la secuencia 7 fue de 67%, de la secuencia 9 85% y de la secuencia 10 57%.

Figura 19. Pickett plot y plantilla de saturación de agua (Waxman-Smits) Pozo 3. Fuente: Autora.



5.2.4. RESERVORIO NETO Y NET PAY

Estrategia de Cutoff

No hay un término definido para net pay ya que para muchas personas puede significar diferentes cosas, así que, para el presente trabajo se adoptó que net pay es la porción del reservorio (reservorio neto) que contiene hidrocarburo que puede ser extraído en volúmenes y cantidades comerciales. Esta definición implica que net pay no equivale a espesor de la columna de hidrocarburos.

Se decidió con el equipo de petrofísica del proyecto usar un enfoque determinístico para los cutoffs, aplicando los usados en un reservorio geológicamente análogo (Campo Perla, Venezuela) ya que no se contó con suficiente información disponible para usar un campo dentro del área de estudio. La experiencia propia del equipo resultó clave para identificar los valores:

Cutoff

Reservorio Neto: $Phie > 8\%$

Pay Neto: $SwT < 60\% + \text{Espesor Continuo del Intervalo} > 10 \text{ pies.}$

A continuación, en la tabla 15 se muestra los resultados obtenidos de los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3) calculados por secuencia para cada uno. Allí se puede apreciar el Gross (espesor), relación de espesor (net to gross N/G), porosidad y saturación de agua correspondientes al reservorio neto y net pay.

Tabla 16. Resumen de evaluación de reservorio neto y net pay para los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3).
Fuente: Autora.

| | GROSS | | | | RESERVORIO NETO | | | | |
|----------|-----------|---------|---------|----------|-----------------|-------|-------|-------|--------|
| | ZoneName | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Phi | Sw | Phi*H |
| POZO 1 | SEQ1 | 238.00 | 950.00 | 710.75 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ2 | 950.00 | 2120.00 | 1170.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ3 | 2120.00 | 2940.00 | 820.00 | \$569.25 | 0.694 | 0.156 | 1.000 | 88.78 |
| | SEQ4 | 2940.00 | 3090.00 | 150.00 | 147.00 | 0.980 | 0.155 | 1.000 | 22.79 |
| | SEQ5 | 3090.00 | 3185.00 | 95.00 | 32.25 | 0.339 | 0.124 | 1.000 | 4.01 |
| | Basamento | 3185.00 | 3268.00 | 83.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | TD | 3268.00 | 1200.00 | 0.00 | 0.00 | --- | --- | --- | --- |
| | AllZones | 238.00 | 1200.00 | 3028.75 | \$5748.50 | 0.247 | 0.154 | 1.000 | 115.58 |
| POZO 1 | GROSS | | | | NET PAY | | | | |
| | ZoneName | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Phi | Sw | Phi*H |
| | SEQ1 | 238.00 | 950.00 | 710.75 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ2 | 950.00 | 2120.00 | 1170.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ3 | 2120.00 | 2940.00 | 820.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ4 | 2940.00 | 3090.00 | 150.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ5 | 3090.00 | 3185.00 | 95.00 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | Basamento | 3185.00 | 3268.00 | 83.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| TD | 3268.00 | 1200.00 | 0.00 | 0.00 | --- | --- | --- | --- | |
| AllZones | 238.00 | 1200.00 | 3028.75 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- | |
| POZO 2 | GROSS | | | | RESERVORIO NETO | | | | |
| | ZoneName | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Phi | Sw | Phi*H |
| | SEQ3 | 2820.00 | 4280.00 | 1460.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ4 | 4280.00 | 5590.00 | 1310.00 | \$536.00 | 0.027 | 0.166 | 0.717 | 5.96 |
| | SEQ4_2 | 5590.00 | 6131.00 | 540.25 | \$51.00 | 0.002 | 0.101 | 0.724 | 0.10 |
| AllZones | 0.00 | 6131.00 | 6130.25 | \$537.00 | 0.006 | 0.164 | 0.717 | 6.06 | |
| POZO 2 | GROSS | | | | NET PAY | | | | |
| | ZoneName | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Phi | Sw | Phi*H |
| | SEQ3 | 2820.00 | 4280.00 | 1460.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ4 | 4280.00 | 5590.00 | 1310.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ4_2 | 5590.00 | 6131.00 | 540.25 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| AllZones | 0.00 | 6131.00 | 6130.25 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- | |
| POZO 3 | GROSS | | | | RESERVORIO NETO | | | | |
| | ZoneName | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Phi | Sw | Phi*H |
| | SEQ7 | 3537.00 | 3879.00 | 342.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ9 | 3879.00 | 3969.00 | 90.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ10 | 3969.00 | 4010.00 | 41.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | Basamento | 4010.00 | 4243.00 | 233.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| AllZones | 1850.00 | 4243.00 | 2393.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- | |
| POZO 3 | GROSS | | | | NET PAY | | | | |
| | ZoneName | Top | Bottom | Gross | Net | N/G | Phi | Sw | Phi*H |
| | SEQ7 | 3537.00 | 3879.00 | 342.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ9 | 3879.00 | 3969.00 | 90.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | SEQ10 | 3969.00 | 4010.00 | 41.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| | Basamento | 4010.00 | 4243.00 | 233.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- |
| AllZones | 1850.00 | 4243.00 | 2393.00 | \$50.00 | 0.000 | --- | --- | --- | |

De acuerdo a los cutoff usados se puede ver que ningún pozo presenta valor comercial, es decir, no presenta net pay, por ende, no presenta capacidad de almacenamiento ni capacidad de flujo así que, no se calculó estas variables ya que si presenta algún contenido de hidrocarburo este no será de gran importancia. Debido a esto en las casillas Phi (porosidad), Sw (saturación de agua) y Phi*H (capacidad de almacenamiento) no hay datos.

En el caso del reservorio neto si se realizó el cálculo de capacidad de almacenamiento, pero como se mencionó anteriormente no presenta valor comercial.

6. CONCLUSIONES

A partir de la identificación de electrofacies se observó que el Pozo 1 y el Pozo 3 en su mayoría están conformados por arcillolitas intercaladas con areniscas y calizas a diferencia del Pozo 2 que está conformado en su totalidad por arcillolitas y arcillolitas con contenido arenoso. El cálculo de volumen de arcilla corroboró lo obtenido mediante las electrofacies ya que se observó que los pozos están conformados por gran cantidad de arcilla con porcentajes entre 60 - 95%. Se correlacionó los tres pozos a partir de las secuencias y se observó que solo se pudo correlacionar las secuencias 3 y 4 de los pozos (Pozo 1 y Pozo 2), ambos pozos presentan las mismas electrofacies (arcillolitas y arcillolitas arenosas), pero el Pozo 2 con más cantidad de intercalaciones.

Mediante los resultados de la porosidad efectiva calculada para cada pozo se clasificó la calidad de la roca y se determinó que la secuencia 4 del pozo 1 es la que presenta mejor calidad con un 15% calificando la roca como satisfactoria. El Pozo 2 y el Pozo 3 presentan una porosidad efectiva muy mínima calificándolas como rocas muy pobres. El promedio de salinidad del agua de formación para los tres pozos fue de 28.275 ppm de NaCl lo cual significa que es característico de un ambiente marino.

De acuerdo a la evaluación de reservorio neto y net pay se dedujo que puede que los tres pozos tengan algún contenido de hidrocarburos, pero estos no son de valor comercial, esto puede ser debido a la gran saturación de agua presente en ellos con un promedio de 72%.

7. RECOMENDACIONES

Para la realización de un buen trabajo petrofísico es necesario contar con toda la información que haya de cada pozo ya que hay mucha que es indispensable y lastimosamente para el presente proyecto no se obtuvo, limitando así el trabajo y por ende los resultados. También es de gran importancia tener disponibilidad de datos de proyectos cercanos para correlacionar información y así poder dar resultados más amplios.

La mayoría de la información obtenida era muy antigua y no se podía apreciar bien, es necesario realizar nuevos estudios o mejorar la calidad para obtener mejor la información y poder hacer un análisis más completo.

8. BIBLIOGRAFÍA

AMAEFULE, ALTUNBAY, TIAB, KERSEY Y KEELAN. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, SPE, 26436, [205-220].

(S.F). APUNTES DE PERFILAJE. Obtenido el 11 de noviembre del 2020 en <http://www.oilproduction.net/cms3/files/apunte-perfilaje-es.pdf>.

ARANDIA, A. (2018) Caracterización petrofísica y sedimentológica de las arenas del Mioceno Temprano como potencial gasífero presente en la Cuenca de La Guajira, campo Chuchupa en el área de influencia del POZO “C1”. (Trabajo de grado). Universidad pedagógica y tecnológica de Colombia. Sogamoso, Boyacá.

AVILA, A., HERNANDEZ, O. (2012). Métodos para la estimación de electrofacies usando registros geofísicos de pozos convencionales. Tesis de grado, México D.F. 123págs.

GARDUZA, V. (2019). Manual de registro geofísicos de pozo y algunas aplicaciones. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros volumen XLI, 136 págs.

GLOVER, P. (2010). Formation Evaluation MSc Course Notes.

GUNTER, G. (1997) Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method. SPE, 38679, [1-8].

LOCKWOOD, J. P. (1965). Geology of the Serranía de Jarara Area. Guajira Peninsula, Colombia. Tesis PhD, Princeton Univ. 237 p. New Jersey.

LOZANO, E., ZAMORA, N. (2014). Anexo H Compilación de la Cuenca de La Guajira. Servicio Geológico Colombiano, Bogotá, Colombia, 16 págs.

MADRID, M. (2017). Saturación de fluidos en yacimientos. Portal del petróleo. Recuperado de [Saturación de Fluidos en Yacimiento | Portal del Petróleo \(portaldelpetroleo.com\)](http://portaldelpetroleo.com)

MEZA CONSTANTINO, K. E. (2013) Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos. (Trabajo de grado). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México.

PAUL, F. (2011). The Petrophysics of Problematic Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 10págs.

PAUL, F. (2009). Net pay: What is it? What does it do? How do we quantify it? How do we use it?. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia. 10págs.

RENZ, O. (1960). Geología de la parte sureste de la Península de La Guajira (República de Colombia). Bol. Geol., Publ. Esp., 1(3):317-349. Venezuela.

RIDER, M. (2000). The Geological Interpretation of Well Logs. Interprint Ltd., Malta. 290págs.

ROLLINS, J. F. 1960, Stratigraphy and Structure of the Guajira Peninsula, Northwestern Venezuela and Northeastern Colombia. PhD Thesis, University of Nebraska., Lincoln, Nebraska

ROLLINS, J. F. (1965). Stratigraphy and structure of the Guajira Peninsula, northwestern Venezuela and northeastern Colombia. Univ. Nebraska Studies, New Ser.,30:1-1102. Lincoln.

SERRA, O., ABBOTT, H. (1982). The contributions of loggins data to sedimentology and stratigraphy: Society of Petroleum Engineers Journal, 22, stratigraphy, 117-131págs