

DETERMINACIÓN DE LA PROSPECTIVIDAD DE UN BLOQUE EN LA CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA, A PARTIR DE SISMICA 3D E
INFORMACIÓN DE POZOS.

PAOLA ANDREA SUAREZ MARTINEZ



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2015

DETERMINACIÓN DE LA PROSPECTIVIDAD DE UN BLOQUE EN LA CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA, A PARTIR DE SISMICA 3D E
INFORMACIÓN DE POZOS.

PAOLA ANDREA SUAREZ MARTINEZ

Trabajo de grado para optar a título de
Geólogo

Director

RICARDO MIER UMAÑA

Geólogo

Codirectores

IVAN DARIO OLAYA LOPEZ

Geofísico, M.Sc.

JAVIER VILLAMIZAR PINTO

Geólogo



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2015

DEDICATORIA

A mi familia.

“La mayor conquista en el carácter de un guerrero, es su propio temple”

Proverbio chino

AGRADECIMIENTOS

La autora Paola Andrea Suárez Martínez agradece:

- A Dios, por sus bendiciones durante estos cinco años de estudio.
- A mis padres, José de Jesús Suarez y Ximena María Martínez por inculcarme los valores y cualidades que he demostrado en mi vida académica.
- A mis hermanos Ronald Suarez y Juan Suarez por ser esa distracción en momentos de duda.
- A mi tía, Ana Suarez por siempre estar y ser parte de cada uno de mis logros como una amiga y modelo a seguir.
- A mis abuelas, Elvia y Carmenza por cada una de sus oraciones puestas en mí y su apoyo constante.
- A Ricardo Mier Umaña, por cada uno de sus consejos y guía en la realización de este proyecto.
- A Javier Villamizar e Iván Olaya, por su acompañamiento en cada paso del trabajo realizado y sus enseñanzas.
- A la compañía Pacific Rubiales Energy, por abrirme sus puertas y depositar en mí su confianza.
- A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme cumplir esta meta.
- A Paula, Zarate y Camila, por ser esa palabra permanente a mejorar y no dejarme vencer.
- A Juliana, Natalia y Vanesa, por ser las colegas que cualquier geólogo necesita, de mano dura y aventuras.
- A Carlos, por creer y no dejar de estar en todo el proceso.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	16
1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	17
2. JUSTIFICACIÓN	18
3. OBJETIVOS	19
3.1. OBJETIVO GENERAL	19
3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	19
4. METODOLOGÍA	20
4.1. DATOS	20
4.1.1. Sísmica:	20
4.1.2. Pozos exploratorios perforados	20
4.2. FASE I: CAPACITACIÓN Y BIBLIOGRAFÍA	21
4.3. FASE II: ANALISIS DE INFORMACIÓN	21
4.4. FASE III: INTERPRETACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS	22
4.5. FASE IV: DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO	23
5. MARCO TEORICO.....	24
5.1. SÍSMICA.....	24
5.1.1. Método sísmico de reflexión.....	24
5.1.2. Impedancia acústica	24
5.1.3. Coeficiente de reflexión.....	25
5.1.4. Velocidad	26
5.1.5. Ondícula	26
5.1.6. Sismograma sintético	27
5.1.7. Checkshot.....	28
5.1.8. Registro sísmico	29
5.1.9. Registro de densidad	30
5.1.10. Interpretación sísmica	30
5.1.11. Atributos sísmicos	33

5.1.12. Profundidades	35
5.2. POTENCIAL PETROLIFERO	36
5.2.1. Recursos.....	37
5.2.2. Reservas.....	38
5.3. CALCULO DE OOIP Y RESERVAS.....	39
5.3.1. Ecuación volumétrica de petróleo	39
5.3.2. REP®	41
5.4. RIESGO GEÓLOGICO	42
6. MARCO GEOGRAFICO Y GEOLOGICO	45
6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	45
6.2. GEOLOGIA REGIONAL	45
6.2.1. Cuenca Llanos Orientales.....	46
6.2.2. Evolución tectónica	48
6.2.3. Estratigrafía.....	51
6.3. SISTEMA PETROLIFERO	57
7. INTERPRETACIÓN	61
7.1. INFORMACIÓN DE POZOS.....	61
7.2. HORIZONTES DE INTERES Y FALLAS.....	73
7.3. ATRIBUTOS SISMICOS.....	77
7.3.1. Extracción de amplitud RMS	77
7.3.2. Coherencia	79
7.4. MAPAS ESTRUCTURALES	80
7.5. MODELO GEOLOGICO.....	85
8. PROSPECTIVIDAD	89
8.1. PROSPECTO	89
8.2. CALCULO DE RECURSOS Y RESERVAS	90
8.3. RIESGO	96
9. PROPUESTA DE POZO	101
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	110

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Representación gráfica de la sísmica 3D, observada de esta forma en SeisWorks®.	20
Figura 2. Ubicación de los pozos exploratorios dentro del área de estudio.	20
Figura 3. Trasmisión y reflexión de un rayo perpendicular a superficie.	25
Figura 4. Generación de un sismograma sintético.	27
Figura 5. Representación gráfica de la toma de datos Checkshot.	28
Figura 6. Representación gráfica de la toma de registro sísmico.	29
Figura 7. Representación gráfica de onlap.	31
Figura 8. Representación gráfica de toplap.	31
Figura 9. Representación gráfica de downlap.	32
Figura 10. Representación gráfica de truncación.	32
Figura 11. Ejemplo de variación lateral de trazas; (a) Forma plana, invariante y coherente, (b) Variable lateralmente, cambios de impedancia o espesor.	35
Figura 12. Representación gráfica de las profundidades de pozo.	36
Figura 13. Representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de la SPE/WPC/AAPG/SPEE.	37
Figura 14. Representación del Método de Monte Carlos.	42
Figura 15. Ubicación del bloque de estudio en los Llanos Orientales, Colombia.	45
Figura 16. Ubicación de la Cuenca Llanos Orientales. (1) Cuenca Apure – Barinas, (2) Sistema de Fallas de Guaicaramo, (3) Cordillera Oriental, (4) Serranía de la Macarena, (5) Arco del Vaupés, (6) Escudo de Guyana. (A) Provincia de Arauca, (B) Provincia de Casanare, (C) Provincia de Oriental o Vichada, (D) Provincia de Meta, (E) Provincia del Piedemonte.	47

Figura 17. Estructura cinemática del flanco Oriental de la Cordillera Oriental, (a) Tectónica actual, (b) Mioceno Tardío, (c) y (d) Mioceno Medio.	50
Figura 18. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.	52
Figura 19. Cuadro de eventos del sistema petrolífero en la Cuenca Llanos Orientales.	60
Figura 20. Perfil petrofísico del horizonte 4 para el pozo A.	63
Figura 21. Perfil petrofísico del horizonte 3 para el pozo A.	63
Figura 22. Perfil petrofísico del horizonte 2 para el pozo A.	64
Figura 23. Perfil petrofísico del horizonte 1 para el pozo A.	64
Figura 24. Perfil petrofísico del horizonte 4 para el pozo C.	66
Figura 25. Perfil petrofísico del horizonte 3 para el pozo C.	67
Figura 26. Perfil petrofísico del horizonte 2 para el pozo C.	68
Figura 27. Perfil petrofísico del horizonte 1 para el pozo C.	69
Figura 28. Correlación estratigráfica de los dos pozos exploratorios ya perforados A y C, realizada en el software Stratworks.	71
Figura 29. Amarre sísmica-pozo con la Inline 3125, ubicando los reflectores de las formaciones presentes en el bloque de estudio.	73
Figura 30. Amarre sísmica-pozo con la Crossline 4125, ubicando los reflectores de las formaciones presentes en el bloque de estudio.	74
Figura 31. Interpretación para cada uno de los horizontes presentes en el área de estudio, los tonos amarillos y rojos indican las zonas más altas (Profundidades menores) y los tonos negro y morado las zonas más bajas (Mayores profundidades), realizado en Seisworks. (a) Horizonte 7, (b) Horizonte 6, (c) Horizonte 5, (d) Horizonte 4, (e) Horizonte 3, (f) Horizonte 2, (g) Horizonte 1.	75
Figura 32. Mapas de amplitud RMS para los cuatro horizontes de interés, (a) para formación 4, (b) para formación 3, (c) para formación 2, (d) para formación 1.	77
Figura 1. Timeslices de cubo de coherencia cortando los cuatro horizontes de interés, (a) para formación 4, (b) para formación 3, (c) para formación 2, (d) para formación 1.	79

Figura 34. Mapa estructural del horizonte 4, realizado con el software Zmap.	81
Figura 35. Mapa estructural del horizonte 3, realizado con el software Zmap.	82
Figura 36. Mapa estructural del horizonte 2, realizado con el software Zmap.	83
Figura 37. Mapa estructural del horizonte 1, realizado con el software Zmap.	84
Figura 38. Modelo geológico del área a partir de la sísmica y los pozos A y C.	86
Figura 39. Mapa geológico de superficie para el Piedemonte de los Llanos, indicando la posible localización del bloque de estudio y asociado a la estructura de la zona oriental como una falla normal.	88
Figura 40. Vista del prospecto en la sísmica. (a) Line 3055, (b) Trace 4125.	89
Figura 41. Cálculo de áreas que encierra el contorno máximo para cada horizonte en el prospecto, con ayuda del software Seisworks. (a) Área máxima para el horizonte 4, (b) Área máxima para el horizonte 3, (c) Área máxima para el horizonte 2, (d) Área máxima para el horizonte 1.	90
Figura 42. Gráficas generadas por el software REP para cada uno de los horizontes de interés indicando la probabilidad para cada cantidad posible de aceite recuperable. (a) Gráfica para el horizonte 4, (b) gráfica para el horizonte 3, (c) gráfica para el horizonte 2, (d) gráfica para el horizonte 1.	94
Figura 43. Determinación de riesgo y de chance de éxito geológico (GPOS).	99
Figura 44. Mapa estructural del horizonte 4, indicando con un punto negro la posible ubicación para el pozo propuesto Serrano-1.	101
Figura 45. Ubicación de pozo Serrano-1 en profundidad, (a) Línea sísmica 3060, (b) Traza sísmica 4120.	102
Figura 46. Mapa estructural del horizonte 4, indicando con un punto negro la posible ubicación para el pozo propuesto Serrano-2.	104
Figura 47. Ubicación del pozo Serrano-2 en profundidad, (a) Línea sísmica 3080 (b) Traza sísmica 4150.	105

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Datos generales del sistema petrolífero de las cuencas en Colombia, resaltando la Cuenca Llanos Orientales.	57
Tabla 2. Edad para cada uno de las unidades presentes en el área.	61
Tabla 3. Prognosis del pozo A.	62
Tabla 4. Prognosis del pozo C.	65
Tabla 5. Áreas calculadas con ayuda de Seisworks para cada contorno con cierre en la estructura acumuladora de hidrocarburos en cada horizonte.	91
Tabla 6. Resumen de parámetros utilizados como probabilidad Mean (Aprox. P50) para cada una de las unidades prospectivas y sus resultados en MMBbl.	95
Tabla 7. Prognosis para el pozo propuesto Serrano-1.	103
Tabla 8. Prognosis para el pozo propuesto Serrano-2.	106

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE LA PROSPECTIVIDAD DE UN BLOQUE EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES, COLOMBIA, A PARTIR DE SISMICA 3D E INFORMACIÓN DE POZOS.*

AUTOR: PAOLA ANDREA SUAREZ MARTINEZ**

PALABRAS CLAVE:Prospecto,play, potencial petrolífero, riesgo geológico.

DESCRIPCIÓN:

La exploración de hidrocarburos encierra varias áreas entre ellas la geología, geofísica, petrofísica e ingeniería de petróleos, sin la unificación de todas estas no sería posible realizarse el estudio de la prospectividad de una determinada área para la detección de posibles acumulaciones de hidrocarburos.

El proceso de determinación de la prospectividad de una zona se inicia a partir de la información que se tiene, desde información de estudios regionales, sísmica e información de pozos perforados en el bloque antes; A partir de esto obtener un entendimiento del sistema petrolífero, estratigrafía y posibles estructuras a encontrar, para poder dar inicio a la interpretación de sísmica, con ayuda de atributos sísmicos y de los pozos ya perforados, así mismo generar una posible imagen de lo que se tiene en profundidad desde estructuralmente, como en unidades estratigráficas y sus propiedades; Todo esto necesario para determinar la presencia de prospectos y continuar con el proceso de determinación de posibles volúmenes de hidrocarburos con ayuda de software como REP, y la obtención del riesgo geológico que puede presentar el realizar una perforación para corroborar la estructura; Todo esto para finalmente proponer o no la perforación de pozos exploratorios en ubicaciones estratégicas que comprueben la existencia de las acumulaciones dichas de hidrocarburos.

El presente proyecto se ha enfocado en la evaluación del potencial petrolífero del bloque A ubicado al oeste de la Provincia Casanare en la Cuenca Llanos Orientales, determinándose la existencia de cuatro formaciones con buenas propiedades para ser posibles productoras en el Prospecto Serrano, con volúmenes acumulados in situ de 73,68 MMBbbs y 26,25 MMBbbs recuperables, una probabilidad media de éxito geológico de 39%; Para la comprobación de lo anterior, se propone la perforación de dos pozos llamados Serrano-1 y Serrano-2.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Mier Umaña, geólogo. Co-directores: Iván Darío Olaya López, Geofísico M.Sc., Pacific Rubiales Energy, Javier Villamizar Pinto, Geólogo Pacific Rubiales Energy.

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE PROSPECTIVITY OF A BLOCK AT THE LLANOS ORIENTALES BASIN, COLOMBIA, FROM 3D SISMIC AND WELL INFORMATION.*

AUTHOR: PAOLA ANDREA SUAREZ MARTINEZ**

KEYWORDS: Prospect, play, oil potential, geologic risk.

DESCRIPTION:

Hydrocarbon exploration encloses several areas including geology, geophysics, petrophysics and petroleum engineering, without the unification of all these would not be possible to study the prospectivity in a specific area, to detect potential hydrocarbon accumulations..

The process of determining the prospectivity of an area begins from the information we have, from regional information, seismic and information of wells drilled in the block prior studies; From this we obtain an understanding of the petroleum system, stratigraphy and possible structures to find, to begin the seismic interpretation, using seismic attributes and wells, also generate a possible picture of what is has in depth from structurally, as in stratigraphic units of interest and their properties; All this needed to determine the presence of prospects and continue the process of identify potential hydrocarbon volumes using software such as REP, and obtaining geological risk which can have the make a well to corroborate the structure; All this to finally propose or no drilling exploratory wells in strategic locations that prove the existence of such hydrocarbon accumulations.

This project has focused on the evaluation of the oil potential in the block A located at west of the Casanare Province in the Llanos Orientales Basin, determining the existence of four formations with good properties for potential reservoirs in the Prospect Serrano, with volumes accumulated in situ of 73.68 MMbbls and 26.25 MMbbls recoverable, an average probability of geologic success of 39%; To test this, drilling two Serrano-1 and Serrano -2 wells is proposed.

* Degree work

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Geology. Directed by Ricardo Mier Umaña, Geologist Co-directed by Ivan Darío Olaya López, Geophysicist M.Sc., Pacific Rubiales Energy, and Javier Villamizar Pinto, Geologist Pacific Rubiales Energy.

INTRODUCCIÓN

En búsqueda de aumentar las reservas para la compañía Pacific Rubiales Energy se da la necesidad de explorar en nuevos bloques adquiridos, como el Bloque A y determinar su potencial petrolífero en base a la presencia de un sistema petrolífero completo (Buena roca generadora, roca reservorio, roca sello, roca de sobrecarga, trampa y sincronismo entre todas estos elementos) y así mismo acumulación de hidrocarburos.

Para la realización del proyecto se trabaja con sísmica 3D e información de dos pozos perforados en el área, a partir de la interpretación de estos datos y métodos de cuantificación para el petróleo in situ y recuperable, para así llegar al objetivo final, teniendo posibles riesgos e incertidumbres por la utilización de herramientas directas (pozos) en solo una zona del área de estudio e indirectas (Sísmica) cubriendo toda la zona; Para una confirmación de los recursos posibles a obtener del bloque determinados en este estudio, se deben perforar más pozos exploratorios como los propuestos en la presente tesis.

El desarrollo de este análisis ayuda a la compañía Pacific Rubiales Energy a decidir qué hacer a continuación con el bloque, dependiendo de si resultan o no beneficiosos los resultados obtenidos.

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En Colombia se estima un potencial petrolífero de más de 37.000 millones de barriles de petróleo distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que suman un área de 1.036.400 Km², de las cuales el 89% están disponibles para realizar trabajos de exploración y explotación de petróleo y gas natural; Con una pequeña área de este porcentaje como un nuevo bloque en el portafolio de la empresa Pacific Rubiales Energy, nace la incógnita de que tantos beneficios traerían este a la compañía o si sería una mala inversión el mantenerlo como un activo integral. Esta decisión se debe tomar con la comprensión geológica, geofísica, petrofísica y así dar solución al futuro del bloque.

Para el desarrollo de nuevos proyectos en las compañías petroleras existe un área que es la encargada de la evaluación y las decisiones sobre los bloques ofertados por otras empresas; Esta evaluación tiene todo un proceso que debe ser seguido paso a paso para determinar el potencial volumétrico que se puede obtener.

2. JUSTIFICACIÓN

Para el crecimiento de la empresa Pacific Rubiales Energy, es de gran importancia buscar nuevas oportunidades exploratorias para la exploración y producción de crudo; Para esto la Cuenca Llanos Orientales es un lugar propicio ya que tiene una historia de evolución comenzando con una tectónica extensional por el fraccionamiento de Pangea y continuando con el efecto de subsidencia flexura desarrollado por la inversión de fallas normales y así el levantamiento de los Andes Colombianos; todo esto llevando a la formación de buenas trampas para la acumulación de hidrocarburos. Por eso el bloque de estudio que se encuentra en esta zona de Colombia debe ser estudiado desde el punto de vista geológico, geofísico y petrofísico para determinar si es una buena oportunidad para incrementar las reservas de la compañía o lo contrario.

3. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVO GENERAL

- Evaluar, definir y cuantificar la prospectividad de un bloque en los Llanos Orientales.

3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

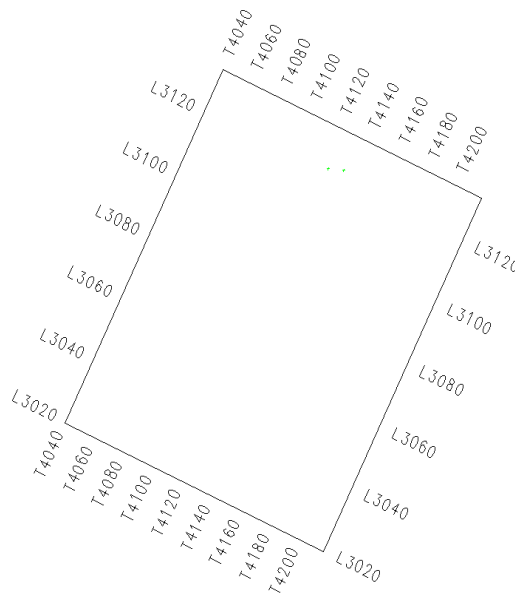
- Reconocer la geología general del área y su sistema petrolífero.
- Determinar un modelo geológico a partir de la información de dos pozos y sísmica 3D del área.
- Generar mapas estructurales para los diferentes niveles de interés en el bloque, ubicando zonas de alta prospectividad.
- Determinar el potencial de los prospectos y su riesgo.

4. METODOLOGÍA

4.1. DATOS

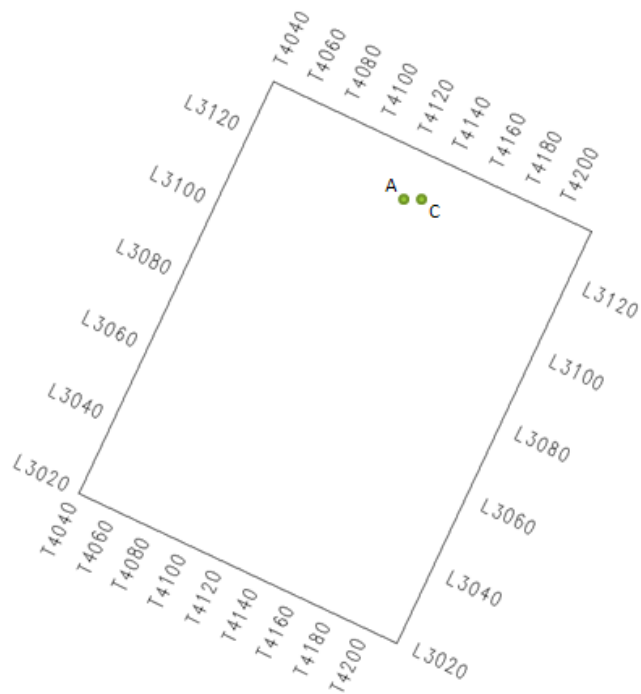
4.1.1. Sísmica: La sísmica cubre la totalidad del bloque con 36.17 Km², a partir de 110 Lines y 178 Trazas con una separación de 30 m y 60 m, Inlines y Crossline respectivamente (Figura 1), es un cubo con procesamiento Pre Stack Depth Migration (PSDM) en profundidad TVDSS.

Figura 2. Representación gráfica de la sísmica 3D, observada de esta forma en SeisWorks®.



4.1.2. Pozos exploratorios perforados: Se conoce la información de dos pozos exploratorios perforados, estos son el pozo A y C, ubicados hacia la parte NNE del bloque (Figura 2), alcanzando unidades Cretácicas.

Figura 3. Ubicación de los pozos exploratorios dentro del área de estudio.



4.2. FASE I: CAPACITACIÓN Y BIBLIOGRAFÍA

Durante esta etapa para comenzar el Onsite de la compañía Halliburton en Pacific Rubiales guió una inducción en el manejo de los software Seisworks, Stratworks, Syntool, Zmap y REP, programas a utilizar durante la realización del proyecto. Al mismo tiempo para ir conociendo de forma general el área de estudio se buscó bibliografía sobre la Cuenca Llanos Orientales referente a la parte estratigráfica, estructural, tectónica y petrolífera, logrando tener un mayor entendimiento regional de lo que se pudiera encontrar en el bloque a estudiar.

4.3. FASE II: ANALISIS DE INFORMACIÓN

Ya con la información base a utilizar, se procedió a hacer una revisión a la sísmica 3D, examinando su calidad, buena carga en el sistema de

Openworks (Carga realizada por los técnicos de Data Managment de la compañía) y determinación de unidades cargadas. También se realizó la revisión a los pozos A y C cargados al sistema Openworks, sus debidas unidades, topes de formaciones y carga de registros eléctricos.

Teniendo los perfiles petrofísicos de los dos pozos, se procedió a hacer una revisión de la información allí plasmada, determinando las unidades posibles contenedoras de hidrocarburos, siguiendo la base del sistema petrolífero regional de la Cuenca Llanos Orientales. Así luego de la determinación de las principales unidades productoras obtener y buscar los datos necesarios para la determinación de volúmenes (Porosidad, Bo, Saturación de agua, Saturación de aceite, etc.). Por otro lado, buscando tener una visión general de la ubicación de las formaciones y sus cambios laterales se realizó en el software Stratworks, una correlación de los dos pozos.

4.4. FASE III: INTERPRETACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS

En el software Seisworks, se buscó con ayuda de los pozos visualizados sobre la sísmica y los topes de las formaciones, determinar cuales eran los reflectores indicadores de las formaciones posiblemente productoras, y así mismo a lo largo de las Inline y Crossline se fue saltando de a 5 líneas para la continua interpretación de los horizontes y fallas por todo el cubo 3D. Como resultado de lo anterior para cada horizonte se formó una grilla de 5x5 que luego se interpoló por medio de una herramienta del programa, y sobre está se paso al trazado de los polígonos de falla presentes en el bloque.

Ya teniendo los horizontes de las formaciones de interés interpolados y los polígonos de falla para cada una de ellas, se pasó al software Zmap para la realización de los mapas estructurales para cada una de las unidades por separado. Una vez se tuvieron hechos los mapas se pudo determinar con exactitud el cierre y la estructura del principal prospecto para el bloque a partir del cual para cada una de las formaciones pasando estos mapas nuevos a Seisworks se procedió a la medición de las áreas con posibles acumulaciones.

Ya habiendo obtenido la última información necesaria, se pasó a utilizar el software REP donde se introdujeron todos los datos de espesor, área, net to gross, saturación de agua, spill point, porcentaje llenado, incertidumbre del área y factor volumétrico (β) para determinar el volumen de aceite in situ y adicionalmente el factor de recobro para la determinación de las posibles reservas presentes.

Al mismo tiempo con el software REP se determinó el riesgo geológico del prospecto, al asignar unos porcentajes de éxito respondiendo preguntas de la existencia y efectividad para las rocas reservorio, generadora, sello, sobrecarga y la trampa presentes en el prospecto

4.5. FASE IV: DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO

Durante todo el transcurso del proyecto se venía dejando plasmado el proceso cumplido en un escrito.

5. MARCO TEORICO

En este marco teórico se van a tratar los conceptos básicos manejados en la adquisición sísmica, interpretación de sísmica, la clasificación para el potencial petrolífero, el cálculo de volúmenes y de riesgo geológico.

5.1. SÍSMICA

5.1.1. Método sísmico de reflexión: Generalmente, la sísmica de reflexión se trata de generar ondas sísmicas utilizando fuentes como explosivos o camiones vibradores, y a partir de equipos de grabación de alta tecnología se mide el tiempo transcurrido desde la generación de la onda hasta que la misma es captada por los receptores (Geófonos) que se encuentran ubicados en la superficie; La respuesta sísmica es medida por la reflexión generada en un límite de cambio en impedancia acústica de acuerdo a las propiedades de la capa superior e inferior al límite, y la naturaleza del pulso producido¹. Esa información grabada es llevada al geofísico que se encarga del procesamiento sísmico y la obtención de trazas sísmicas apiladas, imagen que ya pasa a ser utilizada por el intérprete para la definición de rasgos geológicos y físicos de la misma.

5.1.2. Impedancia acústica: Es conocida como el producto entre la densidad de una roca por la velocidad de onda P.

$$Z = V_{(p)} * \rho$$

¹ HERRON, Donald. First Steps in Seismic Interpretation. Houston: Geophysical monograph series, 2011. p. 9.

$V_{(p)}$: Velocidad de onda P, esta se obtiene del inverso de la lentitud obtenida del Registro Sónico.

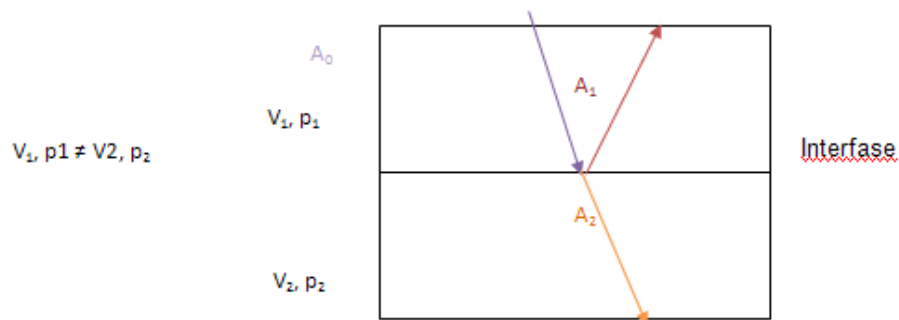
ρ : Densidad de la roca, esta se obtiene del Registro de Densidad.

Cuanto menor sea el contraste en el valor de la impedancia acústica a través de una interfase, mayor será la proporción de energía transmitida a través de la interfase.

5.1.3. Coeficiente de reflexión: Es la razón entre la amplitud del rayo reflejado y el rayo incidente, lo que puede ser expresado en términos de impedancia acústica con la ecuación de Zoeppritz, ver figura 3:

$$R = \frac{\rho_2 * v_2 - \rho_1 * v_1}{\rho_2 * v_2 + \rho_1 * v_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

Figura 4. Trasmisión y reflexión de un rayo perpendicular a superficie.



5.1.4. Velocidad: La velocidad es definida por la rapidez con que se propagan las ondas sísmicas, se pueden encontrar diferentes nomenclaturas para la velocidad:

- Velocidad intrínseca (V): Propiedad física de materiales, esta depende de la permeabilidad, densidad y porosidad.
- Velocidad interválica (Vint): Es la velocidad promedio en un estrato o formación, asociada típicamente a la litología.
- Velocidad promedio (Vpr): Se asocia al promedio de las velocidades interválicas.
- Velocidad de Apilamiento (Vnmo): Estas obtiene durante el proceso de corrección por sobrecorrimento hiperbólico (NMO) en las trazas sísmicas (Reflexión).
- Velocidad RMS (Vrms): Es el promedio de los cuadrados de las velocidades interválicas, y esta se usa cuando se busca estimar las velocidades promedio a partir de procesamiento (Vnmo).

5.1.5. Ondícula: Esta es una señal que tiene un número de ciclos, donde predomina una amplitud frente a otras. Estas ondículas en la construcción de sismogramas sintéticos son de gran importancia porque afectan la calidad del ajuste sísmica-pozo. La ondícula es originada como un paquete de energía desde la fuente, teniendo un tiempo de origen específico y retornando a los receptores como eventos distribuidos en tiempo de energía, la distribución de estos eventos es función de cambios de velocidad y densidad en el subsuelo y de la posición re fuente-receptor.

Las ondículas pueden ser de fase máxima, mínima o cero, donde la más recomendada en interpretación sísmica es la de fase cero, por las siguientes ventajas:

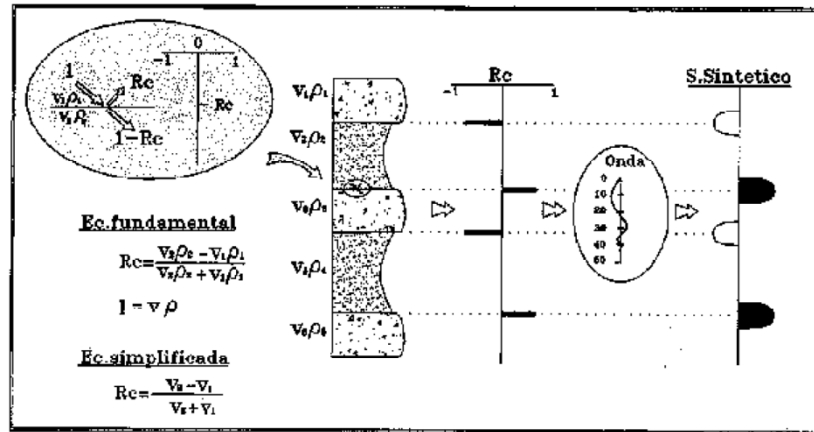
- Amplitud pico se encuentra en el centro de la ondícula.
- Son simétricas, lo que trae una mejor resolución vertical.
- Son agudas ya que los lóbulos laterales son minimizados.

5.1.6. Sismograma sintético: El sismograma sintético es una forma de realizar modelos predictivos de la respuesta sísmica del subsuelo en un modelo unidimensional de una traza sísmica de offset cero que viaja a través del subsuelo, para obtener este sismograma se realiza la convolución de la serie de reflectividad con una ondícula teórica o una obtenida de la sísmica del área de estudio, para esto se debe conocer un modelo de velocidad en función de profundidad, el cual sale principalmente de datos de perfil sísmico vertical (VSP), tiros de verificación (Checkshots) y registros sísmicos².

La serie de reflectividad se da por el conjunto de impedancias acústicas que se produce a partir del registro sísmico y densidad, ver figura 4.

Figura 5. Generación de un sismograma sintético.

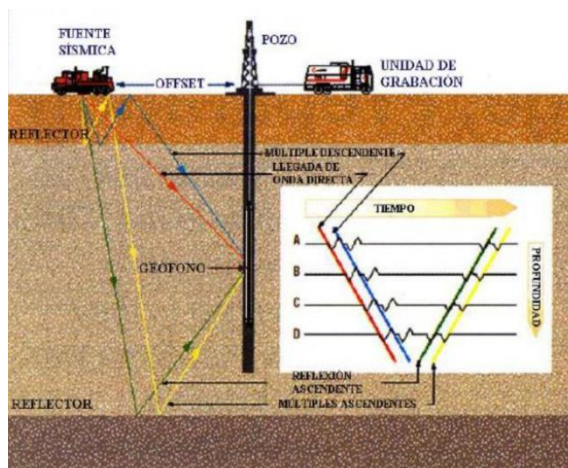
² MARTINEZ CABAÑAS, W. Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Río Seguro G-1. En: Madrid, Geogaceta, 1996. Vol. 20, no 1, p 153- 156.



Fuente: Martínez, 1996.

5.1.7. Checkshot: Es un método de prospección sísmica de onda directa en el cual se miden los tiempos de viaje de ondas sísmicas desde una profundidad que se conoce hasta superficie (Fuente en superficie y sensores en el pozo), lo principal en este registro es obtener una tabla T-Z, ver figura 5.

Figura 6. Representación gráfica de la toma de datos Checkshot.

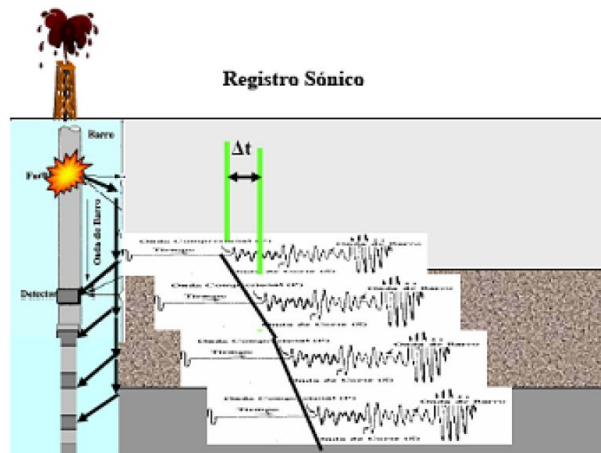


Fuente: Hilla y Naval, 2005.

Este registro ayuda a ubicar los pozos en las líneas sísmicas y así poder visualizarlos junto con toda la información que traen los mismos.

5.1.8. Registro sísmico: Estos registros dan información del tiempo de paso de una onda sísmica por la formación (Capacidad de la formación de transmitir ondas sísmicas compresionales).

Figura 7. Representación gráfica de la toma de registro sísmico.



Fuente: Regueiro, 2007.

Se usa para la evaluación de porosidad de la formaciones en pozos llenados con lodo de perforación, por otro lado, para la interpretación sísmica es de gran importancia a la hora de generar sismogramas sintéticos ya que provee velocidades interválicas que ayudan en la determinación de impedancias acústicas a lo largo del pozo y también estas velocidades se pueden calibrar con la sísmica, ver Figura 6.

5.1.9. Registro de densidad: Este registro se basa en la medición de la densidad de la formación y esta la relaciona con la porosidad de la misma; Lo realiza por medio de una fuente radiactiva que emite radiaciones gamma directo a la formación, por lo que interactúa con los electrones presentes en la roca, esto es explicado por efecto Compton, que indica que los rayos son dispersados por toda la formación y de esta se obtienen rayos gamma de Compton, conocida como una radiación secundaria generada por los átomos de la roca, estos rayos son los que detecta la herramienta como una medida de la densidad de la formación. Entre menor sea el flujo de rayos gamma, menor es la densidad de electrones en la formación.

5.1.10. Interpretación sísmica: Por medio de las imágenes sísmicas ya procesadas se realiza la interpretación que puede ser estructural y/o estratigráfica; Para realizar interpretación sísmica estructural, se siguen normalmente los siguientes pasos:

- Validar y observar datos.
- Correlacionar y calibrar la información de pozos con la sísmica.
- Identificar e interpretar fallas y horizontes importantes.
- Analizar y mejorar la interpretación de las fallas y horizontes.
- Crear mapas estructurales en tiempo y profundidad.

Para la interpretación es de importancia la determinación y análisis de la continuidad de los reflectores o eventos sísmicos presentes, si se pierde la continuidad se para la interpretación y se continua a lo largo de la información sísmica ya sea 2D y/o 3D.

Terminaciones de reflectores

Los reflectores que se observan en una línea sísmica pueden tener diferentes formas a lo largo de estos, pero al final la terminación de estos nos indicara la historia del mismo, cuando, antes de, o después de que fue depositado, si se vio afectado por algún evento, o si este marca un evento importante, para esto las existen diferentes terminaciones que se pueden encontrar al realizar una interpretación sísmica, estos son los siguientes:

- *Onlap (Solapamiento):*

Patrón de los datos sísmicos que indican periodos de transgresión, ver figura 7.

Figura 8. Representación gráfica de onlap.



Fuente: Abreu V., 2010.

- *Toplap (Cuña crestal):*

Terminación de estratos inclinados contra superficies suprayacentes menos inclinadas, ver figura 8.

Figura 9. Representación gráfica de toplap.



Fuente: Abreu V., 2010.

- *Downlap (Cuña de progradación):*

Terminación de estratos inclinados contra superficies infrayacentes menos inclinadas, ver figura 9.

Figura 10. Representación gráfica de downlap.



Fuente: Abreu V., 2010.

- *Truncación:*

Terminación de los reflectores sísmicos contra superficies de erosión posterior a la depositación o a estructuras, ver figura 10.

Figura 11. Representación gráfica de truncación.



Fuente: Abreu V., 2010.

5.1.11. Atributos sísmicos: Los atributos sísmicos son ese proceso que ayuda a observar una mayor información de la sísmica, son principalmente métodos matemáticos. Los atributos son diferentes vías de presentar y estudiar una cantidad limitada de información sísmica básica medida a partir del dato³.

Los atributos pueden ser clasificados de diferentes maneras, una clasificación es en base al dominio de los atributos⁴:

- *Atributos pre-apilamiento:* Se trabaja con datos de entrada CDP (Common Depth Point), por lo que se producen grandes cantidades de datos, que pueden ser utilizadas en la determinación directa de contenidos de fluidos y orientación de fracturas, sin embargo, no son recomendables para estudios iniciales.
- *Atributos post-apilamiento:* Cuando ya se ha generado el apilamiento, ya tenemos el promedio de varios disparos, eliminando la información de offset y azimuth. Se manejan datos de entrada como CDP apilados o migrados (En tiempo o profundidad). Estos atributos se enfocan en la observación y análisis de muchos datos.

Los atributos sísmicos manejados en este proyecto son los siguientes:

Extracción de amplitud: El valor de referencia o línea base para la amplitud de la sísmica de reflexión es cero, el desplazamiento máximo desde su punto de equilibrio, así como una onda de mayor amplitud transfiere mayor energía; La

³ CHOPRA, Satinder y MARFURT, Kurt. Seismic Attributes for prospect identification and reservoir characterization. Oklahoma: SEG – EAGE, 2007. p. 456.

⁴ TANNER, Turhan. Seismic Attributes. En: Houston, CSEG Recorder, septiembre 2001. p. 49 – 55.

magnitud y signo algebraico de la amplitud en una reflexión de un límite entre impedancias acústicas es directamente proporcional a la magnitud y signo del coeficiente de reflexión en ese mismo límite⁵. Los cambios laterales de amplitud se han utilizado en estudios estratigráficos para diferenciar aéreas concordantes de la estratigrafía, donde las capas que son concordantes presentan mayor amplitud. Principalmente, la amplitud es utilizada para la determinación de acumulaciones de líquido, gas, arrecifes, canales y deltas, presentes en una secuencia.

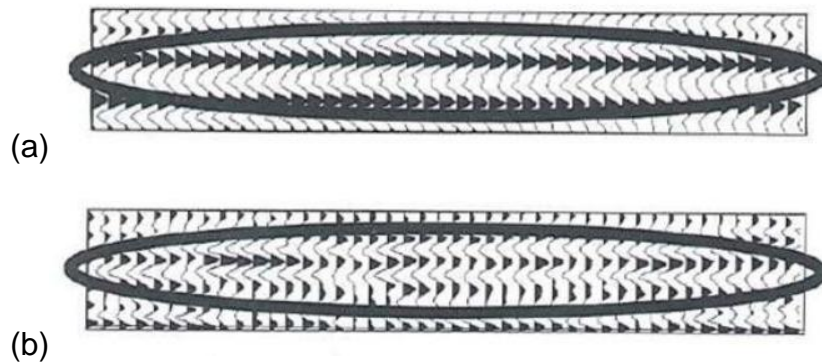
Coherencia: Al final del procesamiento luego de la convolución de la ondícula sísmica con la geología del subsuelo se da una respuesta que cambia en términos de amplitud, frecuencia y fase, todo esto dependiendo de los contrastes de impedancia acústica y el espesor de las capas que se encuentran sobre y debajo de un límite reflectivo, estos cambios los mide el atributo de coherencia, ya que evalúa entre trazas vecinas que tan coherente o no es un evento; Cambios abruptos en las trazas indican fallas o fracturas en las rocas y alta coherencia indica continuidad lateral de la litología⁶.

La coherencia es la medida de la similitud entre las formas de las trazas (Figura 11), estas son las que quedan luego de la convolución de la ondículas sísmicas, las cuales cambian con respecto a la amplitud, frecuencia y fase de la ondícula, que depende el contraste de la impedancia acústica que es afectada por la litología, porosidad, densidad y tipos de fluidos, por todo esto las ondas de las líneas sísmicas que se observan lateralmente presentan cambios debido a abruptos cambios en la impedancia.

Figura 12. Ejemplo de variación lateral de trazas; (a) Forma plana, invariante y coherente, (b) Variable lateralmente, cambios de impedancia o espesor.

⁵ HERRON, Op. Cit., p. 22

⁶ CHOPRA Y MARFURT, Op. Cit., p. 457



Fuente: Peña A. – U. Nacional, 2012.[Adaptada por la autora]

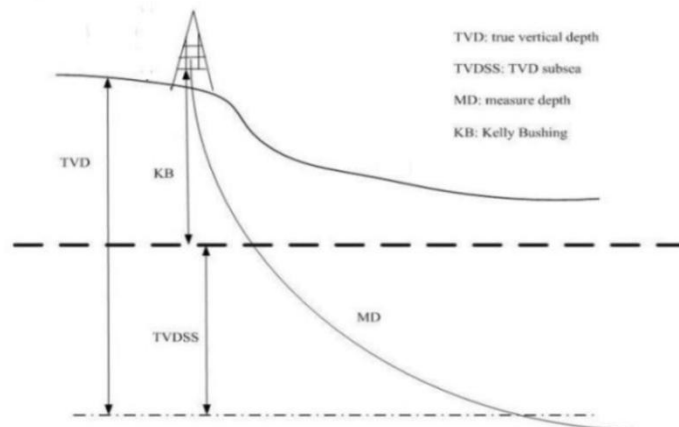
5.1.12. Profundidades: Las profundidades que son manejadas en la perforación de pozos (ver figura 12) y en la sísmica son:

Profundidad medida (MD): Profundidad medida desde la Kelly Bushing por todo lo largo de la trayectoria del pozo.

Profundidad vertical verdadera (TVD): Profundidad de un pozo medida desde la Kelly Bushing en línea recta vertical para pozos y desde la elevación del terreno para la sísmica.

Nivel medio del mar (TVDSS): Medida vertical como punto de referencia el nivel medio para la perforación de pozos y sísmica.

Figura 13. Representación gráfica de las profundidades de pozo.

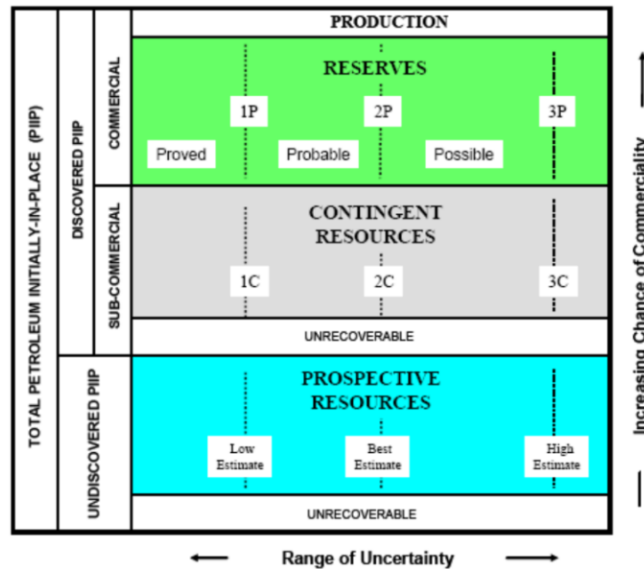


Fuente: Schlumberger. Oilfield Glossary. Disponible en internet: <http://glossary.oilfield.slb.com/>

5.2. POTENCIAL PETROLIFERO

La determinación de volúmenes del potencial petrolífero del bloque se basa en la clasificación expuesta por la SPE/WPC/AAPG/SPEE (Figura 13).

Figura 14. Representación gráfica del sistema de clasificación de recursos de la SPE/WPC/AAPG/SPEE.



Fuente: SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009.

5.2.1. Recursos: Los recursos son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, según condiciones de superficie.

Volumen total de hidrocarburos in-situ (OOIP): Es la cuantificación según las condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales, incluye las acumulaciones descubiertas comerciales o no, recuperables o no.

Recursos prospectivos: Volumen de hidrocarburos estimado a una fecha de acumulaciones que aún no se descubren pero son inferidas y se consideran potencialmente recuperables.

Recursos contingentes: Volumen de hidrocarburos estimado a una fecha que son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas pero

el proyecto no se considera lo suficientemente maduro para el desarrollo comercial.

5.2.2. Reservas: Cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente, deben satisfacer cuatro criterios: Estar descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (En la fecha de evaluación).

Clasificadas según la certidumbre, la cual depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería:

Probadas (P1): Cantidades de aceite, gas natural y líquidos de gas natural, que mediante datos de geociencias e ingeniería, demuestran una certidumbre razonable para ser recuperables comercialmente.

Probables (P2): Reservas no probadas, de las cuales la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere ser más recuperables comercialmente que lo contrario. Según términos probabilistas, existirá un 50% de probabilidad de que las cantidades que se recuperen sean iguales o mayores de las reservas probables.

Posibles (P3): Cantidades de hidrocarburo cuya información geológica y de ingeniería indican una menor seguridad de recuperación comercial que las reservas probables. Según términos probabilistas, habrá una probabilidad de 10% de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores a las reservas posibles.

5.3. CALCULO DE OOIP Y RESERVAS

5.3.1. Ecuación volumétrica de petróleo:

- Calculo de OOIP:

$$V = K \frac{A * h * \Phi * S_{oil}}{B_o}$$

K= Factor de conversión de acres-pies a barriles (K=7758).

A= Área del reservorio (Acres), medida a partir de mapas estructurales donde se encuentre el máximo cierre, desde allí hacia arriba topográficamente.

h= Espesor total del reservorio (Pies), una aproximación de este valor ya que puede variar lateralmente.

Φ = Porosidad de la formación (%), determinada a partir de registros eléctricos, sacando un promedio de la porosidad presente.

S_w = Saturación de agua (%), este valor mas la saturación de aceite en el yacimiento teóricamente suman un 100%.

B_{oi} = Factor volumétrico, es el volumen que ocupa, a condiciones de yacimiento, la unidad de volumen de aceite en la superficie. El gas en solución, que se indica con la letra r , a la presión P , es el volumen, medido a condiciones atmosféricas, que tiene la unidad de volumen de aceite en superficie cuando este volumen unitario se lleva a condiciones de yacimiento⁷ (Romero, 1958).

- Cálculo de reservas:

$$V = K \frac{A * h * \phi * Soil}{B_o} * FR$$

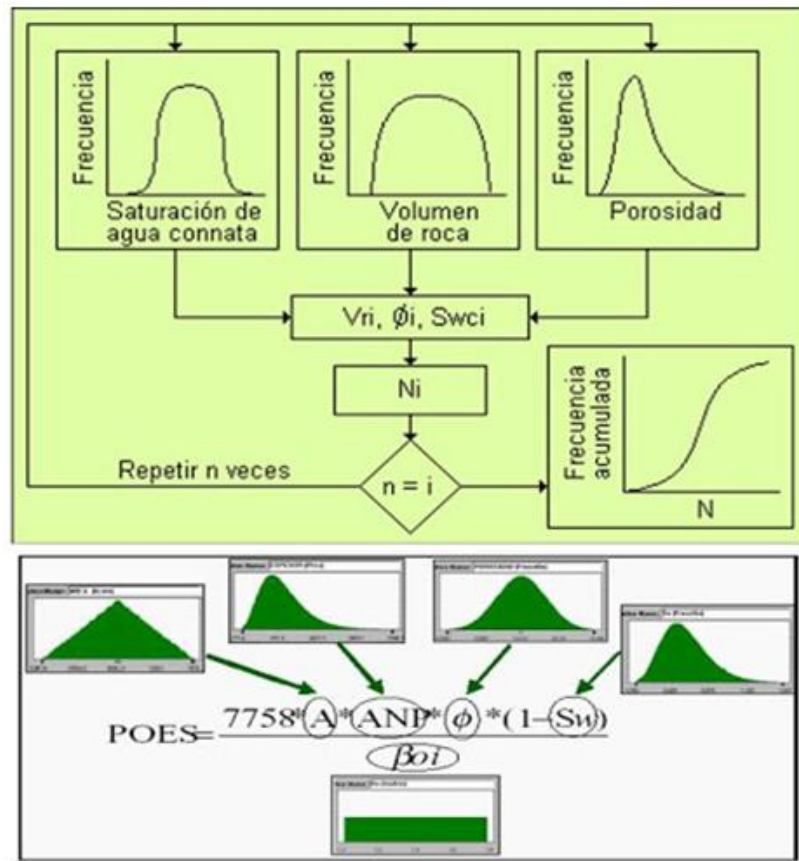
FR = Factor de recobro, conocido como el porcentaje de petróleo máximo que se puede extraer respecto al original in situ, depende de las diferentes tecnologías para extracción permitidas como exequibles y la naturaleza mecánica presente en la zona del yacimiento (Acuíferos, altas presiones).

⁷ ROMERO JUAREZ, Andrés. Predicción del comportamiento de yacimientos petrolíferos, En: CONVENCION DE LA ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOLOGOS PETROLEROS (2º : 1958 : México), Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 1958. P. 310.

5.3.2. REP®: El software REP utiliza el método de Monte Carlo (Figura 14), esta técnica de simulación consiste en alimentar una ecuación con números aleatorios, generando un número aleatorio con cada una de las variables, el número se somete a la ecuación y se calcula con la simulación tantas veces como esté en el sistema para poder obtener un comportamiento.

Al simular, la ecuación calcula varias veces, y de cada cálculo se escoge un número al azar para cada valor de las variables independientes, con el número aleatorio y siguiendo la distribución de la variable determinada, pudiendo ser uniforme o no uniforme. Luego, se obtienen tantos resultados como cálculos hechos, los cuales se utilizan para generar un gráfico conocido como histograma de frecuencias, es decir, al final se obtiene un conjunto de valores y con todos esos valores se construye una tabla de distribución de frecuencia, es decir, se coloca y separa entre el primer valor, el segundo más el valor del conjunto intervalo de frecuencia. Después se determina que cantidad de valores han llegado al intervalo de frecuencia, se calcula la frecuencia acumulada y se grafica el histograma de frecuencia. Normalmente para el valor de OOIP, se utilizan valores probabilísticos si se acumula yacimiento; Cuando se va a calcular reserva siempre da un porcentaje, esto significa que tan cierto sea ese valor probable, esta probabilidad va a narrar el tipo de reserva.

Figura 15. Representación del Método de Monte Carlos.



- **Fuente:** ZABALA, Luz Marina. 6ta clase Ingeniería de Yacimientos, Disponible en internet: <http://www.luzmarinazabala.blogspot.com/>).

5.4. RIESGO GEÓLOGICO

El primer paso en cualquier análisis racional de una oportunidad, consiste en realizar una estimación subjetiva de la menor probabilidad de que se obtenga un mínimo nivel de éxito; por ejemplo, la probabilidad de hallar petróleo y gas, en lugar de perforar un pozo seco⁸.

⁸ BAILEY, William, COUET, Benoit, LAMB, Fiona, SIMPSON, Graeme y ROSE, Peter. Riesgos medidos. En: OilfieldReview. Invierno, 2001. Vol. 12, no 3, p. 23.

La probabilidad de éxito es binaria y se puede comparar a un interruptor: abierto o cerrado. Si la probabilidad de que algo ocurra se estima que es del X%, entonces la probabilidad de que no ocurra es del 100% menos X%. Por lo general, los cálculos de las probabilidades de éxito se pueden dividir en dos categorías; Probabilidades en el subsuelo y probabilidades en la superficie. En el ámbito de exploración y producción, las estimaciones referentes al subsuelo constituyen la preocupación de los geocientíficos y los ingenieros, que consideran las evidencias geológicas como fuente de la probabilidad de la presencia de hidrocarburos, yacimientos, trampas y otros datos técnicos. Las estimaciones de probabilidades en la superficie pueden concentrarse en política, económica mundial y desarrollos tecnológicos que constituyen la esfera de acción natural de los expertos en asuntos gubernamentales, finanzas y tecnología.

Por lo general, los expertos realizan todas las estimaciones de probabilidades, a menudo trabajando en forma conjunta, para lo cual toman en cuenta hechos, conocidos, experiencias del pasado y todos los escenarios posibles. Resulta sorprendente que los exploracionistas tengan una actitud conservadora a la hora de estimar la probabilidad de éxito para proyectos intermedios, es decir aquellos que se consideran que tienen entre 25% y 60% de probabilidades de éxito. Tales proyectos resultan exitosos aproximadamente en un 35% a 75% de los casos. No obstante, para los proyectos de alto riesgo, aquellos que se considera, tienen menos de un 20% de probabilidades de éxito, los exploracionistas se han mostrado siempre demasiados optimistas. En forma global. Con esos proyectos se ha encontrado petróleo en menos del 5% de los casos.

La evaluación de Recursos Prospectivos conlleva un grado de incertidumbre, lo que no está reñido con la exhaustividad metodológica e importante síntesis de

conocimientos geológicos aplicados para su determinación. La objetividad metodológica de cálculo ha sido basada tanto en inducción de valores a partir de análogos geológicos, como en la cuantificación de conceptos exploratorios (probados o no probados), todo ello soportado por un análisis probabilístico que marca un amplio rango de resultados (P10, P50 y P90 -probabilidad 10%,50% y 90%, respectivamente) y un factor de riesgo.

6. MARCO GEOGRAFICO Y GEOLOGICO

6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El bloque con un área de 36.17 km² se encuentra ubicado al noreste de Colombia en la Cuenca Llanos Orientales, más específicamente hacia el occidente de la cuenca, aproximadamente 100 Km al NE de Villavicencio, 80 Km al SW de Yopal y 140 Km al E de Bogotá D.C., ver figura 15.

Figura 16. Ubicación del bloque de estudio en los Llanos Orientales, Colombia.



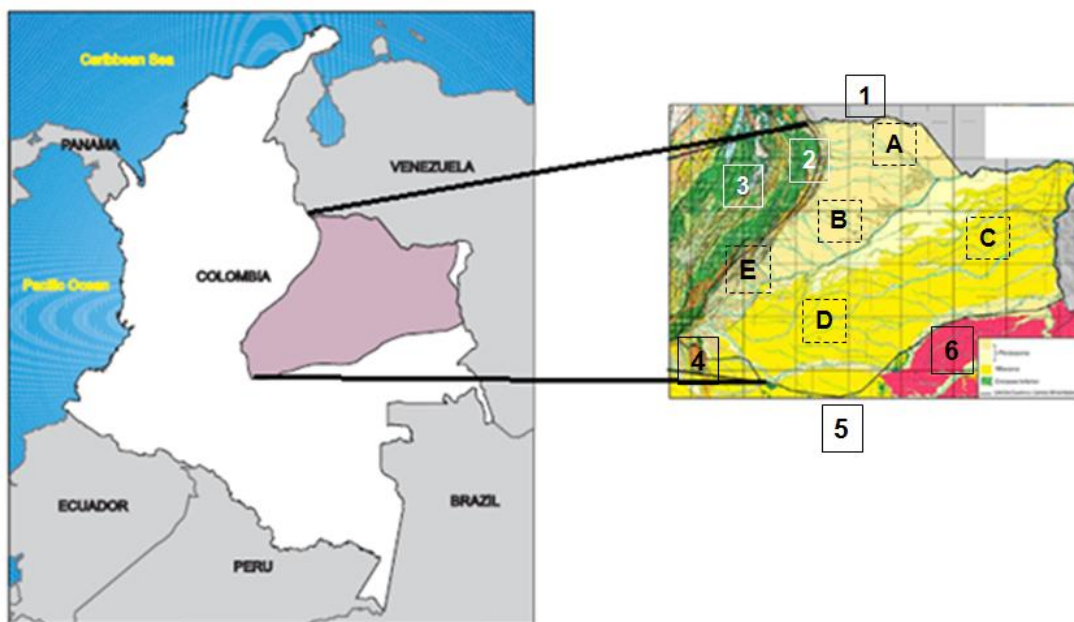
6.2. GEOLOGIA REGIONAL

6.2.1. Cuenca Llanos Orientales: La Cuenca Llanos Orientales se encuentra en el noreste de Colombia, presentando una orientación suroeste-noreste, cubriendo una extensión de 225.603 Km². Con límites geomorfológicos como la Cuenca Apure – Barinas al norte, La Serranía de la Macarena y el Arco del Vaupés al sur, el Sistema de Fallas de Guaicaramo y La Cordillera Oriental al oeste, y el Escudo de Guyana al este. Aflorando principalmente rocas del Terciario Superior y Cuaternario, ver figura 16.

En el área de los hidrocarburos se ha dividido esta cuenca en cinco provincias por sus características geológicas, los cuales son, ver figura 16: Arauca, Casanare, del Vichada, Meta y Piedemonte Llanero⁹.

Figura 17.Ubicación de la Cuenca Llanos Orientales. (1) Cuenca Apure – Barinas, (2) Sistema de Fallas de Guaicaramo, (3) Cordillera Oriental, (4) Serranía de la Macarena, (5) Arco del Vaupés, (6) Escudo de Guyana. (A) Provincia de Arauca, (B) Provincia de Casanare, (C) Provincia de Oriental o Vichada, (D) Provincia de Meta, (E) Provincia del Piedemonte.

⁹ ECOPETROL & BEICIP-FRANLAB. Cuenca de los Llanos Orientales, Estudio geológico regional. Santafé de Bogotá: Reporte interno, 1995, p. 198.



Fuente: ANH, 2012 e INGEOMINAS, 2007 [Adaptada por la autora]

- Provincia de Arauca: Parte norte de la cuenca, caracterizado por fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW. Con una sección paleozoica espesa, presenta dos elementos estructurales principales, los cuales son el arco de Arauca y el Graben de Arauca.
- Provincia de Casanare: Parte central de la cuenca, caracterizada por fallas normales antitéticas de dirección N-S y ENE-WSW. Presenta un paleozoico con mayor espesor hacia el Oeste. Estructuralmente es un gran monoclin.
- Provincia Oriental o del Vichada: Parte este de la cuenca con baja deformación estructural. Se caracteriza por un basamento cristalino somero (Escudo de Guyana) cubierto por delgada secuencia terciaria a reciente. Es un monoclin buzando hacia el oeste.

- Provincia del Meta: Parte sur y sureste de la cuenca, presenta una gruesa sección paleozoica, presenta fallas de rumbo de dirección N-S con pliegues de arrastre e inversiones estructurales.
- Provincia del Piedemonte Llanero: Tiene alrededor de 15 – 10 km de ancho y está separado de la cuenca antepaís por el sistema de fallas inversas de Cusiana – Yopal.

6.2.2. Evolución tectónica: En la Cuenca Llanos Orientales la información sísmica y de pozos evidencia la presencia de rocas sedimentarias, metasedimentarias y metamórficas, con una edad incierta, pero la mayoría de autores las ubican como pertenecientes al Paleozoico Temprano, que debieron haberse depositado en cuencas pericratónicas, antes de la separación de Suramérica de África. No se tiene información de la secuencia paleozoica superior¹⁰.

La evolución de los Llanos Orientales está asociada a la cuenca del Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental, dividiéndose en ocho eventos¹¹:

- Triásico – Cretácico Temprano: Desarrollo de una cuenca rift por la apertura del Caribe, conformado por una megasecuencia sin rift.
- Barremiano – Maastrichtiano: Se dio una extensión constante, generando fallas normales como el sistema de fallas de Guaicaramo, y

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuencas Llanos Orientales. Bogotá: Halliburton, Diciembre 2012. 209 p.

¹¹ COOPER, M. A., ADDISON, F. T., ALVAREZ, R., HAYWARD, A. B., HOWE, S., PULHAM, A. J., TABORDA, A. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Colombia. En: AAPG Bulletin. Octubre, 1995. Vol. 79, p. 660.

al mismo tiempo una subsidencia pasiva en una cuenca de retro-arco, conformado por una megasecuencia retro-arco (Back-arc).

- Maastrichtiano – Paleoceno Temprano: Aumento de la tasa de convergencia de la Placa Nazca y Suramérica, produciendo la acreción de la Cordillera Occidental, causando al mismo tiempo el levantamiento y erosión de la Cordillera Central, conformado por una megasecuencia de antepaís pre-andina

- Eoceno Medio: Por la continuación del aumento de la tasa de convergencia de la Placa Nazca y Suramérica se dio un evento de deformación compresiva en el Valle del Magdalena y el margen occidental de la Cordillera Oriental.

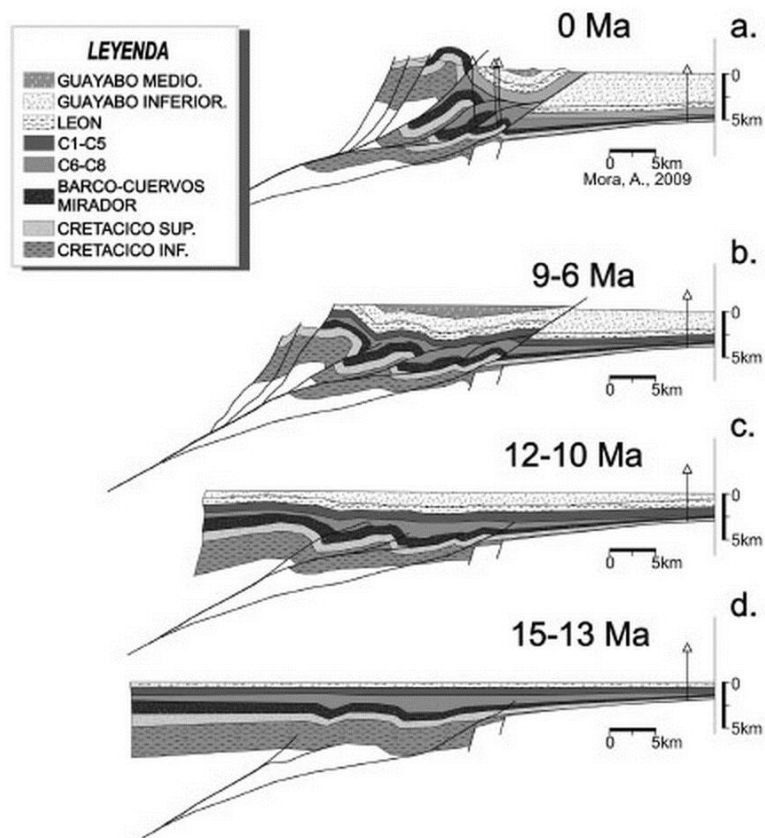
- Eoceno Tardío – Oligoceno Tardío: Subsidencia prolongada y fallamiento normal producido por la flexura que dio la carga de las Cordilleras Occidental y Central deformadas.

- Oligoceno Tardío – Mioceno Temprano: Continúo la subsidencia de la cuenca Llanos Orientales por la deformación que afecto al Valle del Cauca y Magdalena.

- Mioceno Medio: Subsidencia rápida producida por el levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental, estableciéndose el depocentro de la cuenca antepaís en el piedemonte de los Llanos Orientales, conformado por una megasecuencia de antepaís. Generando pliegues producto del despegue de rocas del cretácico durante la depositación de rocas sedimentarias de la Formación Carbonera y Formación Leon sin deformación simultanea aparente, ver figura 17d – 17c.

- Mioceno Tardío: Fase final de compresión e inversión que formo el plegamiento frontal y cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental. Las fallas continúan su movimiento levantando el flanco oriental de sinclinales formadores de la Cordillera Oriental, causando que los cauces se orienten en la misma dirección de las estructuras y cuando se deposita Guayabo medio los cauces se acomodan con orientación perpendicular a la Cordillera, ver figura 17b – 17a.

Figura 18. Estructura cinemática del flanco Oriental de la Cordillera Oriental, (a) Tectónica actual, (b) Mioceno Tardío, (c) y (d) Mioceno Medio.



Fuente: Ramírez J.C. et al., 2010.

6.2.3. Estratigrafía: La estratigrafía que se va a utilizar es la planteada por la ANH en el 2012 (Figura 18), en el que se aclara que las rocas más antiguas de los Llanos Orientales incluyen una sucesión de rocas metamórficas y sedimentarias del Paleozoico que solo se han presentado en algunos pozos en la cuenca. Rocas del Triásico – Cretáceo Inferior están ausentes en la zona, con excepción de pequeñas secuencias de sinrift, encontradas en el graben de Arauca. Los estratos del Cretáceo Superior descansan directamente sobre rocas paleozoicas o sobre el basamento ígneo metamórfico.

Figura 19. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.

PERIODO	LITOSTRATIGRAFÍA	LITOLÓGÍA	SISTEMA PETROLÍFERO	
			ELEMENTOS	PROCESOS TRAMPAS MIGRACIÓN
NEÓGENO	Fm. NECESIDAD			
	Fm. GUAYABO			
	Fm. LEÓN			
PALLEÓGENO	C1			
	C2			
	C3			
	C4			
	C5			
	C6			
	C7			
	C8			
	Fm. MIRADOR			
	Fm. LOS CUERVOS			
Fm. BARCO				
Fm. GUADALUPE				
Fm. GACHETA				
CRETÁCICO	Fm. UNE			
	BASAMENTO			

Fuente: ANH,2012.

La siguiente es la descripción de las unidades que se presentan en la Cuenca Llanos Orientales:

El **Basamento** se reporta únicamente hacia el área ESTE de la cuenca de los Llanos, como un basamento ígneo-metamórfico de composición diorítica – sienítica, afectado por un fallamiento normal, filitas indicando un

metamorfismo de bajo grado y cuarcitas las cuales se cree en Cooper, et al., (1995) son la prolongación del Macizo de Quetame. El **Paleozoico** se sobrepone al basamento de manera discordante, depositándose desde el Cámbrico o inicios del Ordovícico durante una transgresión marina, compuesto por rocas metamórficas y sedimentarias.

Durante el Cenomaniano (Cretácico Superior) se dio la depositación de la megasecuencia Back-arc, durante una transgresión regional, resultando en la depositación de de una serie basal, de aguas someras y línea de costa, conocida como la **Formación Une**, compuesta por areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas, aumentando su espesor hacia el NE, en contacto concordante con la Formación Gacheta y discordante con el Basamento; Es considerada la unidad productora en el sector de los campos Apiay – Suria.

Desde el Turoniano hasta el Coniaciano Temprano (Cretácico Superior) se dio un aumento del nivel del mar global, generando condiciones anoxicas, lo cual trajo consigo la depositación de lodos marinos, cherts y fosfatos, conformando la **Formación Gacheta** hacia la cuenca Llanos, con intercalaciones menores de areniscas presentando variable contenido de glauconita, se observan a veces pequeños niveles calcáreos, no se encuentra presente en el oriente y suroriente de la cuenca, aumentando su espesor hacia el noroccidente, se considera una formación productora en varias zonas de la cuenca; La depositación de esta unidad termino con el descenso del nivel del mar durante el Coniaciano – Santoniano Temprano, dándose con esto la depositación de la **Formación Guadalupe** caracterizada por dos ciclos mayores, la progradación, agradación de la línea de costa hacia el oriente y retrogradación, dominada por un frente de

costa de areniscas ricas en cuarzo, cuya fuente fue proveniente de el escudo Guyana hacia el oeste distribuyéndose por toda la cuenca Llanos y el Piedemonte, se compone por areniscas masivas, con intercalaciones de lutitas y algunas pequeñas capas de carbón, su espesor aumenta hacia el occidente y es considerada productora. Hacia la zona del Piedemonte se encuentra sobre la anterior unidad, la Formación Guaduas identificada de edad Campaniana, considerada una buena roca reservorio.

Una fuerte caída del nivel del mar asociada a compresión proveniente del occidente generó una secuencia pero que no se encuentra en la cuenca y esta allí representada como un hiato de aproximadamente 20 M.a. en el limite cretácico – Terciario. Finalizando Paleoceno comenzó de nuevo la depositación por el inicio de la transgresión del mar, la **Formación Barco** presente únicamente en el borde occidental de la cuenca, hacia el sector de Casanare está compuesta por areniscas masivas con pobre clasificación. En el área de Arauca se encuentran areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones de lutitas, hacia la parte inferior se caracteriza por mas depósitos de estuarios y hacia el tope un cambio abrupto a deposito de planicie de costa y aluvial. La subsecuente disminución del nivel del mar, yendo la línea de costa hacia el occidente trajo consigo la depositación de la **Formación Los Cuervos** caracterizada por encontrarse lutitas de color gris y gris verdoso intercaladas con capas de delgadas de carbón, en el área de Arauca presenta lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco de grano muy fino a medio, con contactos discordantes hacia la parte superior e inferior. En los Llanos, a finales del Paleoceno se formó un hiato de 20 M.a. correlacionado con una inconformidad parecida en el Valle Medio del Magdalena.

Otra transgresión comenzó de nuevo en el Mioceno Medio – Tardío, depositándose la **Formación Mirador** de influencia marina, compuesta por areniscas masivas de diferentes granulometrías, granodecrecientes de base a tope, compuestas por cuarzo, algunos feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita hacia el tope de la secuencia, el contacto de la parte inferior es una de las grandes discordancias y el superior es concordante con la Formación Carbonera, el espesor de esta formación aumenta hacia el occidente. Después, continuando con una secuencia influenciada por el mar en la planicie costera, llamada **Formación Carbonera** comprendida por depósitos transgresivos y regresivos de corta duración en un mar epicontinental de poca profundidad. Hacia el área de Casanare se caracteriza por ser una alternancia de arcillolitas, limolitas y areniscas algunas veces con capas de carbón.

El Aquitaine se encargó de dividir esta formación en 8 miembros operacionales, los cuales son:

C8: Continúa la transgresión claramente y presenta un espesor que aumenta hacia el piedemonte.

C7: Compuesto por areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental, de color crema a parduzco, de grano fino a medio, en algunas ocasiones conglomerático, intercalado con arcillolitas de color gris a verduzco.

C6: Hacia el Este disminuye su espesor, compuesto por lutitas principalmente.

C5: Compuesto por alternancia de niveles de arcillolita y arenisca poco consolidada de tamaño de grano medio a grueso, ligeramente calcáreas con glauconita.

C4: Compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas.

C3: Compuesta por alternancia de niveles arenosos finos a gruesos, blancos a translucidos y algunas capas de limolita y arcillolita de color gris verdoso.

C2: Es uno de los sellos más desarrollados y con mayor extensión hacia el Este, compuesta por lutitas grises y algunas limolitas con espesores que aumentan hacia la parte suroccidental de la cuenca.

C1: Unidad arenosa sellada por la formación León, compuesta por intercalación de areniscas con limolitas oscuras y lutitas grises, el espesor aumenta hacia el occidente.

En el Mioceno Medio el último ascenso del nivel del mar coincide con la principal deformación y levantamiento de la Cordillera¹², resultando estratigráficamente para los Llanos en la depositación de la **Formación León** compuesta por capas gruesas de lutita gris, hacia la zona suroeste de la cuenca se vuelve muy arenoso por lo que es complicado diferenciarlo y también indica el aporte por el levantamiento de la Cordillera. El último episodio depositacional de los Llanos fue de la **Formación Guayabo**, secuencia espesa de más de 13000 pies en el piedemonte de la cordillera, compuesto por intercalaciones de arcillolitas de colores grises a pardos rojizos, muy salubres y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, con algunos niveles conglomerados y hacia el tope niveles carbonosos, esta última fase marca el levantamiento total de la Cordillera Oriental y la migración del eje de la cuenca al Piedemonte.

¹² Ibid., p. 661

6.3. SISTEMA PETROLIFERO

El sistema petrolífero es un concepto unificado que abarca cada uno de los elementos y procesos de la geología del petróleo, desde una roca fuente como todo lo relacionado con la acumulación de aceite y gas (roca reservorio, roca sello, roca de sobrecarga, formación de trampa, generación – migración – acumulación)¹³. Su aplicación práctica puede ser usada en exploración, evaluación de recursos e investigación.

Tabla 1. Datos generales del sistema petrolífero de las cuencas en Colombia, resaltando la Cuenca Llanos Orientales.

CUENCA	ROCA FUENTE	ROCA RESERVORIO	ROCA SELLO	TOC Actual %	HI mg HC/g	Ro	ESPESOR m	EXTENSION COCINA km ²
LLANOS ORIENTALES	Fm. Gacheta	Fms. Mirador, Barco, Carbonera	Fms. Carbonera, Guadalupe	2,00	300	0.8	200	55800.00
	Fm. Barco			2,00	200	0.6	300	30452.00
CATATUMBO	Fm. La Luna	Fm. Barco	Fms. Colón, Los Cuervos	3,20	300	0.7	62	2277.21
	Fm. Capacho			2,10	350	0.8	200	3202.74
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	Fm. Porquero	Fm. Ciénaga de Oro	Fms. Ciénaga de Oro, Tubará	2,00	300	0.5	250	9792.00
	Fm. Ciénaga de Oro			2,00	200	0.5	120	7990.00
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	Fm. La Luna	Fms. Los Santos, Rosablanca, Tablazo	Fms. Paja, Simití	4,00	350	0.8	300	3827.00
	Grupo Calcáreo Basal			4,00	300	0.9	200	4282.00
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	Grupo Villeta Cenomaniano	Fm. Caballos y el Grupo Guadalupe	Fm. Caballos, Grupo Villeta	7,00	360	0.7	200	3192.00
CAGUAN PUTUMAYO	Grupo Villeta	Fm. Caballos	Fm. Rumiyaco	3,00	700	0.7	200	5228.58
VAUPÉS - AMAZONAS	Calizas de Berlín	Fm. Aracuara	Formaciones arcillosas del Neogeno	1,50	150	1	40	18097.63
SINU - SAN JACINTO	Fm. Cansona	Fm. San Cayetano	Fm. Maco	2,00	200	0.4	250	12740.18

Fuente: UIS-ANH, 2009.

Unidad generadora

¹³ MAGOON, Leslie y BEAMONT, Edward. Chapter 3: Petroleum System. Houston: American Association of Petroleum Geologists, 2003. p. 6 – 7.

En la Cuenca Llanos Orientales, la roca generadora se encuentra bajo el flanco este de la Cordillera Oriental, compuesta por una mezcla de shale marino-continental de la Formación Gacheta con kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 – 3% y espesor aproximado de 150 – 300 Ft.

Unidad reservorio

En esta cuenca se reconocen la Formación Carbonera (C3, C5 y C7), Formación Mirador y dentro de la secuencia Cretácica varias intervalos de areniscas (Formación Une y Formación Gacheta), todas estas unidades como excelentes reservorios con porosidades de 10 – 30 %. Los espesores de estas unidades aumentan en dirección oeste, como al mismo tiempo decrece la porosidad.

Unidad sello

Para la Cuenca Llanos Orientales ha sido considerada normalmente la unidad C8 de la Formación Carbonera, pero la unidad C2 también debido a su extensión regional. También las unidades de Carbonera, Gacheta y Guadalupe localmente en varias zonas pueden actuar como sellos para sí mismas.

Roca de sobrecarga

En la cuenca son reconocidas las unidades desde la Formación Une hasta superficie como roca de sobrecarga.

Trampa

Para la cuenca se han concentrado las exploraciones en fallas normales antitéticas y muy poco pero se han probado los anticlinales por fallas inversas y las trampas estratigráficas (Pinchamientos, paleoaltos, canales, etc.).

Generación

Es el proceso durante el cual la materia orgánica que se encuentra en la roca generadora se ve afectada por un aumento de temperatura y presión permitiendo su transformación a hidrocarburos.

Migración

En la Cuenca Llanos Orientales se han estudiado dos pulsos de migración, uno durante el Eoceno Superior – Oligoceno, y el segundo comenzó en el Mioceno y continua actualmente.

Preservación

Estudios geoquímicos y de biomarcadores de aceites y rocas generadoras de campo en la cuenca Llanos Orientales indican que los hidrocarburos del primer pulso fueron biodegradados, generando una baja gravedad API y alto contenido de azufre.

Los hidrocarburos del segundo pulso son favorables ya que existen crudos de bajo contenido de azufre y alta gravedad API.

En la figura 19 se presenta una carta de eventos, aquí se puede ver el sincronismo entre la formación de los elementos y desarrollo de los procesos indicados y explicados anteriormente. Esta es útil para un mejor entendimiento del sistema petrolífero y del potencial que presenta la cuenca para la exploración de hidrocarburos.

Figura 20. Cuadro de eventos del sistema petrolífero en la Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: UIS-ANH, 2009.

7. INTERPRETACIÓN

Para la interpretación se manejó la denominación de horizontes a las diferentes formaciones, a continuación se presenta en la tabla 2 la edad para cada uno de los horizontes:

Tabla 2. Edad para cada uno de las unidades presentes en el área.

FORMACIÓN	EDAD
H8	Mioceno
H7	Oligoceno
H6	Oligoceno
H5	Eoceno
H4	Eoceno
H3	Paleoceno
H2	Cretacico Superior
H1	Cretacico Inferior

De las unidades nombradas anteriormente, las formaciones de interés son el horizonte 1, 2, 3 y 4, reconocidas a partir del sistema petrolífero de la Cuenca Llanos Orientales.

7.1. INFORMACIÓN DE POZOS

Pozo A

El pozo con profundidad de 15018 Ft se encuentra ubicado en la parte norte del bloque, se perforó en 1978 con el objetivo de probar hidrocarburos del Horizonte 3; Logró encontrar el tope del yacimiento a 14301 Ft M, probando aceite de 26° API. Fue suspendido en 1978.

La Tabla 3 muestra la prognosis planteada antes de la perforación del pozo A.

Tabla 3. Prognosis del pozo A.

POZO A	
PROGNOSIS	
FORMACIÓN	PROGRAMADO (Ft)
H8	9020
H7	110181-14056
H3	14301
H2	14550
H1	14795
TD	15018

Los parámetros utilizados en el perfil petrofísico fueron los siguientes, con escala 1:2000:

Correlation: GR rojo 0-200, SP azul '100 – 1004.

Depth: MD negro, TVDSS azul

Resistivity:

Porosity: rojo – azul, DT negro

Lithology:

Fluids: agua azul, oil verde, resid oil negro.

Permeability: rojo 0 – 10000

Pay: aceite verde, areniscas amarillo.

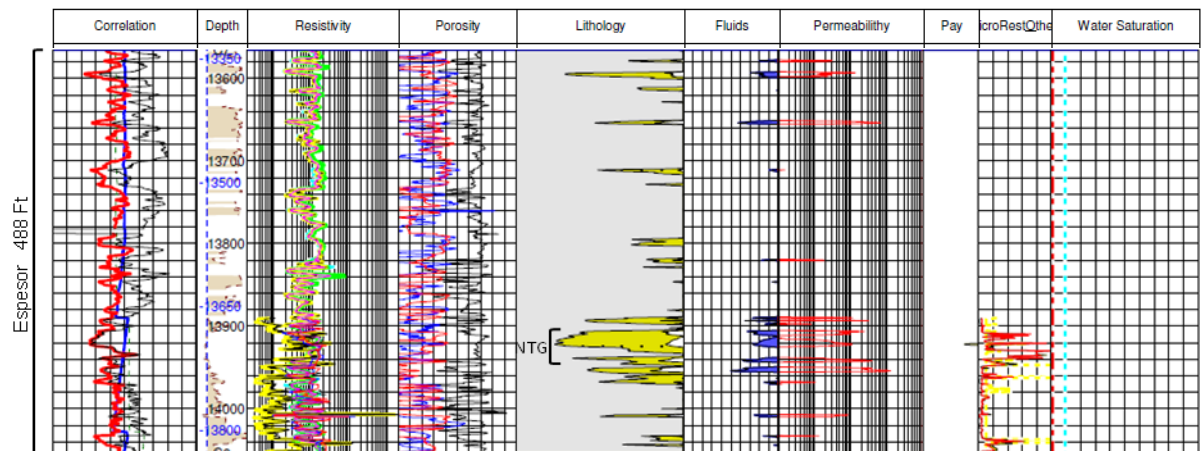
Water saturation: oil verde, sw azul, resid oil negro

A partir del perfil petrofísico y reportes del pozo A ya realizados por la compañía se obtuvieron las respectivas características para cada una de las formaciones de interés.

Horizonte 4:

Observando los registros para la formación 4 se puede obtener que esta unidad tiene un espesor de 488 Ft (Figura 20) con un 15% de espesor neto, con porosidad media de 14% y saturación de agua de 30%.

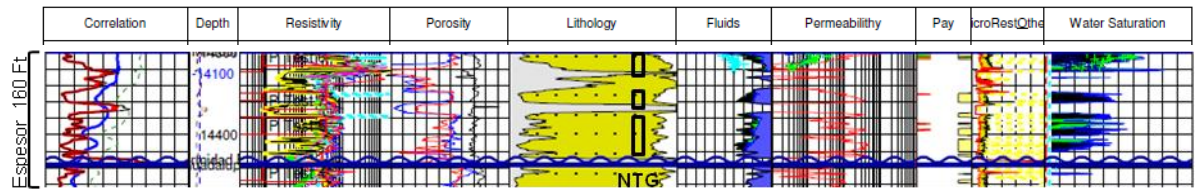
Figura 21. Perfil petrofísico del horizonte 4 para el pozo A.



Horizonte 3:

De la observación del perfil petrofísico (Figura 21) se puede obtener que la formación 3 sea de un espesor de 160 Ft con el 60% neto del espesor (NTG), 15% de porosidad y 25% de saturación de agua.

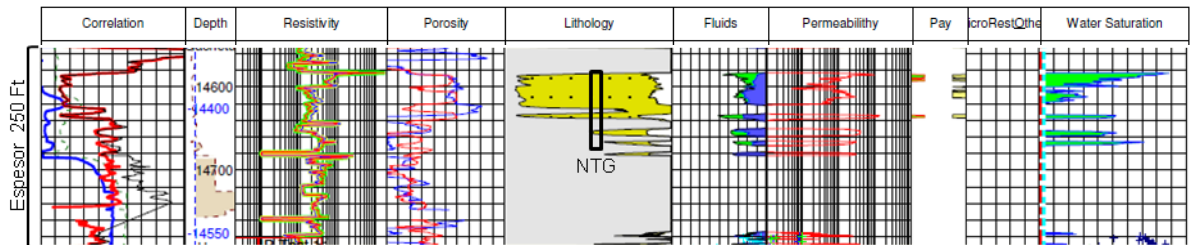
Figura 22. Perfil petrofísico del horizonte 3 para el pozo A.



Horizonte 2:

A partir del perfil petrofísico, la formación 2 tiene un espesor de 250 Ft (Figura 22) con el 40% de espesor neto, 20% de porosidad y 25% de saturación de agua.

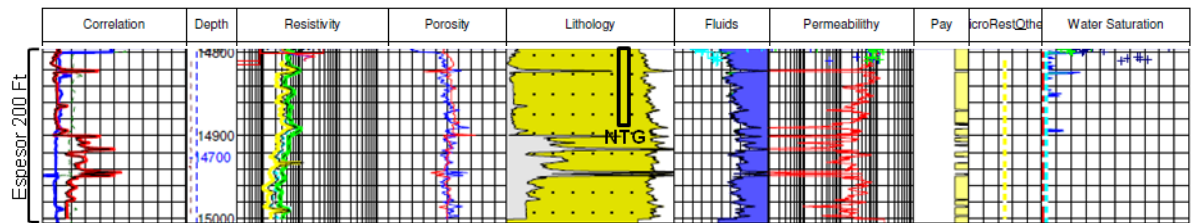
Figura 23. Perfil petrofísico del horizonte 2 para el pozo A.



Horizonte 1:

La formación 1 presenta un espesor de 200Ft con el 40% de este neto, 15% de porosidad y 35% en saturación de agua, todo esto obtenido a partir del perfil petrofísico del pozo (Figura 23).

Figura 24. Perfil petrofísico del horizonte 1 para el pozo A.



En resumen, el Pozo A pasa por las 8 formaciones a interpretar en la zona de estudio, de las cuales las unidades 1, 2, 3 y 4 son de interés, corroborado por las buenas propiedades que presentan para la posible acumulación de hidrocarburos, todas con un factor de recobro del 35% gracias a la presencia de acuíferos en la zona de estudio que ayudan en el aumento de la presión para la mejor fluidez del petróleo.

Pozo C

El pozo con una profundidad de 16017 Ft se encuentra ubicado en la parte norte del bloque, 283 m al oriente del pozo A, se perforó en el año de 1989 con el objetivo de evaluar las Formaciones 4, 3 y 2 para la determinación de su potencial de hidrocarburos; Aunque este objetivo se cumplió desde el punto de vista operacional y geológico, por el lado de producción de hidrocarburos no fue bueno, por que se presentó una saturación de aceite de 60% a 80% la baja porosidad efectiva hace que la saturación tenga un volumen de 2% a 4%

Tabla 4. Prognosis del pozo C.

POZO C

PROGNOSIS	
FORMACIÓN	PROGRAMADO (Ft)
H8	9020
H7	10937
H3	14316
H2	15284
H1	15601
TD	16017

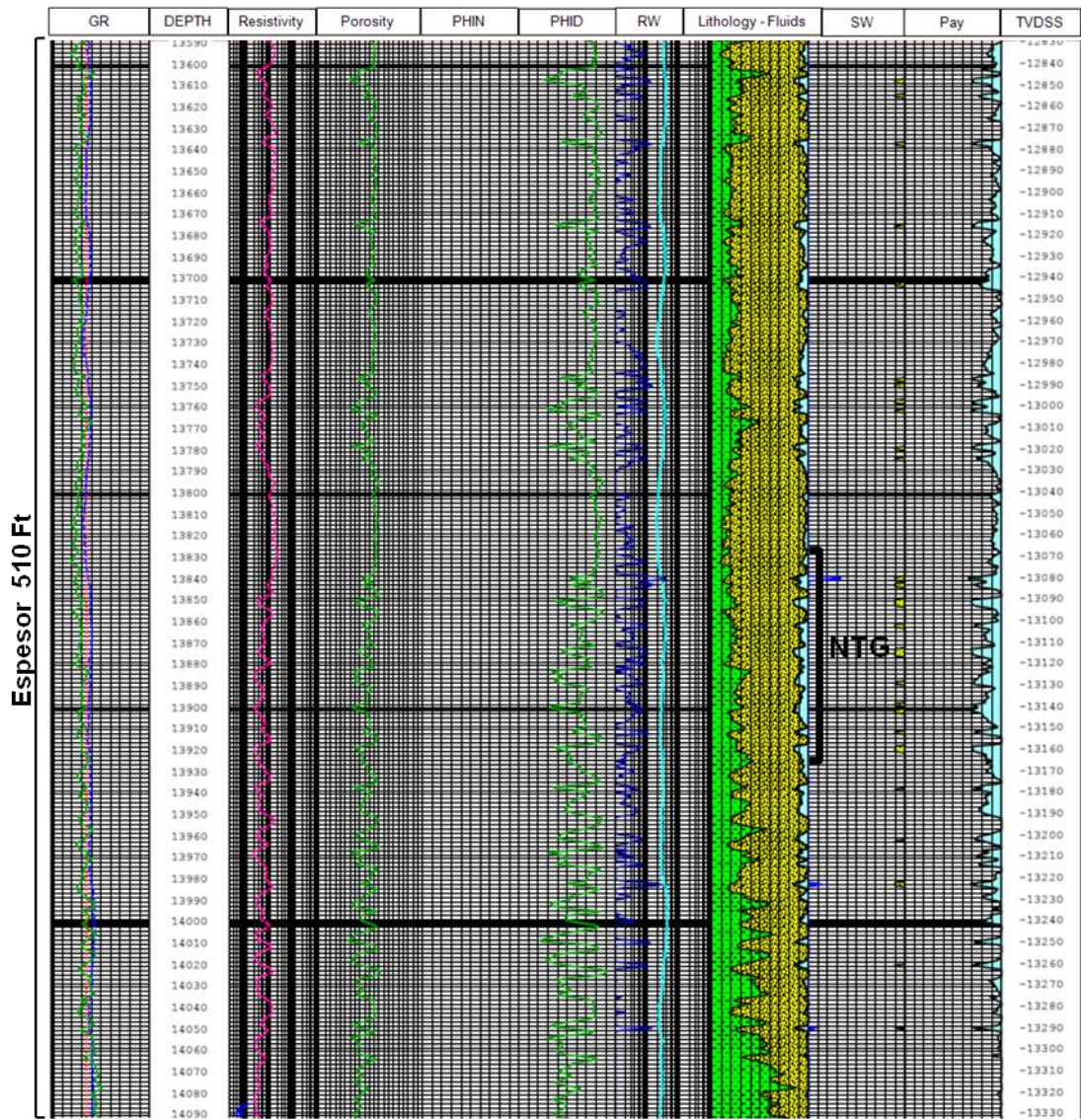
Los parámetros utilizados en los registros del pozo C fueron los siguientes:

GR	DEPTH	LLD	RROB	PHIND	PHIDSS	RWA	CLAY	SW	PHIE	FTSS
0	gAPI 150	FT	0.2ohm/2000	1.9 g/cm ³ 2.9	0.5 dec	0.5 dec	0.00HM-M10	1 dec	0.5 dec	FT SS
	filter cake	DST_1	LLS	NPHI	PHINS	PHISSS	RWSP	DSROS	PAYFLAG	DST_4
	CALI	BS	0.2ohm/2000	0.45 pu -0.15	0.5 dec	0.5 dec	0.0bhmm 10	0	0	6
	SP	DST_2	MSFL	DRHO			VCOAL	RESFLAG	NETOILPAY	DST_3
	100 mV	100	0.2ohm/2000	0.95 g/cm ³ 0.05			SAND	0	0	6
	CALI	PERFS	ILD	DT			RWSP RWA	NET RES	PAYFLAG	0
5	in	15	0.2ohm/2000	140 us/ft	0		PHIE	RESFLAG	0	6
	BS	PERFS	RT	PEF	0		BVW	0	0.5 dec	6 SWCR 0
5	IN	15	PERFS	0	---	20	OIL	0	0	6 SWCNR 0
							PHIE BVW	0	0	6 CORE_2
							Water BVW	0	0	6 CORE_1
							BVW	0	0	6 CORE_2
										6 CORE_1
										6 CORE_2
										6 CORE_1
										6 CORE_2

Horizonte 4:

A partir del perfil petrofísico y el reporte exploratorio del pozo C, la formación 4 tiene un espesor de 510 Ft (Figura 24) con el 15% de neto, 18% de porosidad y 35% de saturación de agua.

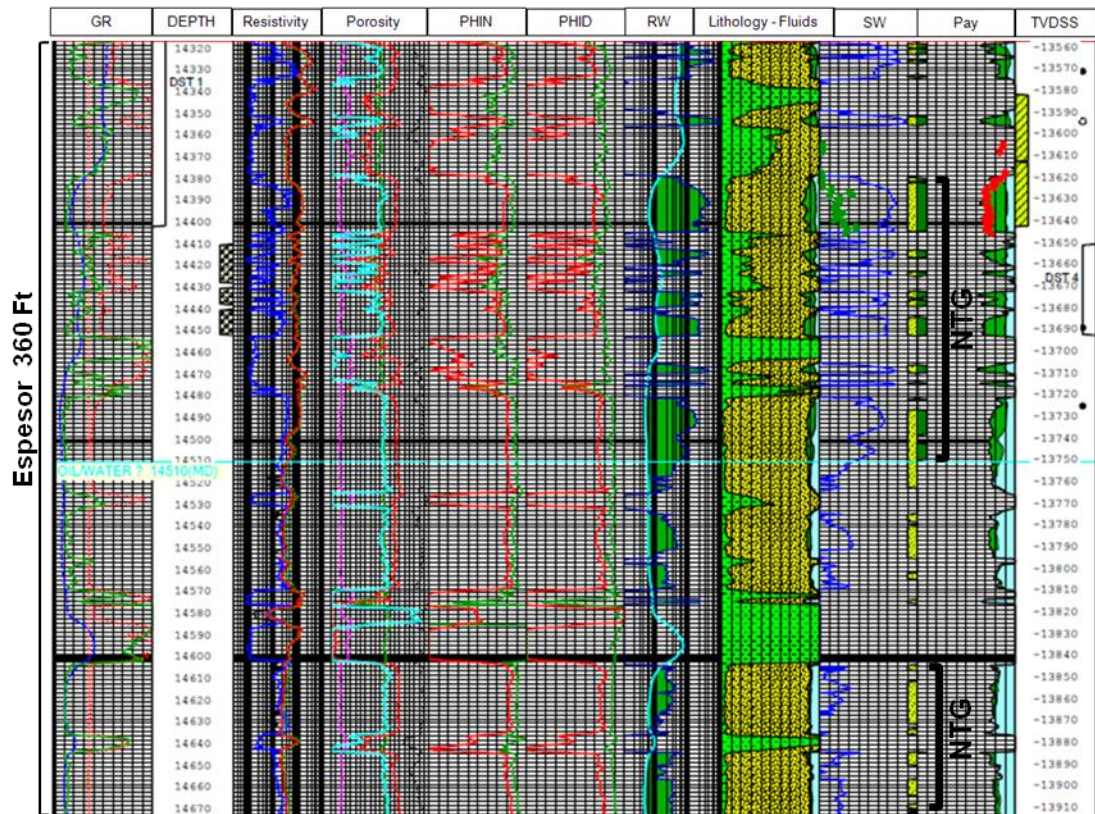
Figura 25. Perfil petrofísico del horizonte 4 para el pozo C.



Horizonte 3:

La formación 3 presenta un espesor de 360 Ft con el 60% del espesor, neto. Tiene 15% de porosidad y 25% de saturación de agua; Esto se obtuvo de la observación del perfil petrofísico (Figura 25) y del reporte exploratorio del pozo

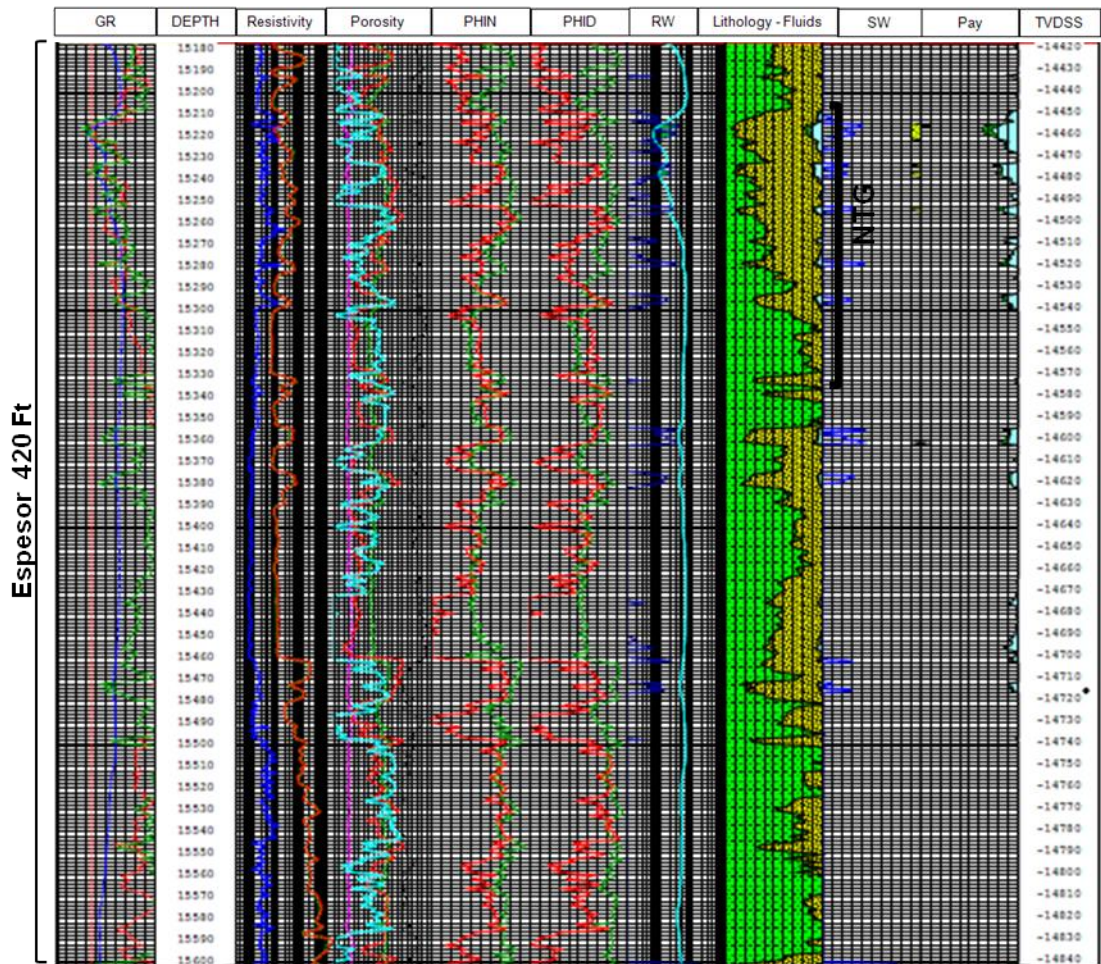
Figura 26. Perfil petrofísico del horizonte 3 para el pozo C.



Horizonte 2:

La formación 2 se puede ver en el perfil petrofísico (Figura 26) que tiene un espesor de 420 Ft con el 30% neto. A partir de los reportes se concluye que presenta un 15% de porosidad y 30% de saturación de agua.

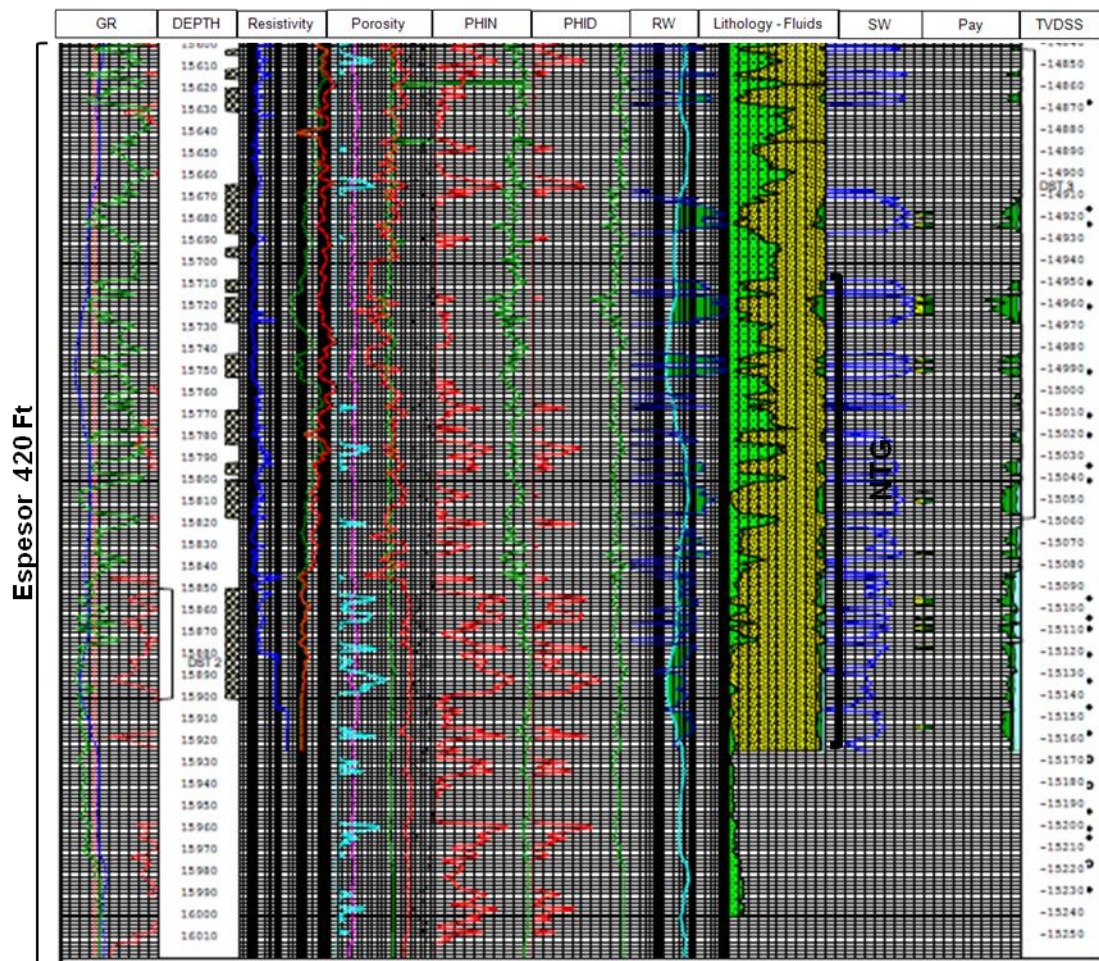
Figura 27. Perfil petrofísico del horizonte 2 para el pozo C.



Horizonte 1:

La formación 1 es de un espesor de 420 Ft (Figura 27) o hasta más ya que hasta allí llega el pozo perforado, presentando un 40% neto de todo es espesor. Según el reporte exploratorio del pozo, presenta una porosidad de 18% y 35% de saturación de agua.

Figura 28. Perfil petrofísico del horizonte 1 para el pozo C.



En resumen el Pozo C atraviesa todas las formaciones de la tabla 2 hasta llegar a la H1, con unas buenas propiedades presentes en los horizontes de interés 4, 3, 2 y 1, para la posible acumulación de hidrocarburos. Anteriormente se dio un resumen de las propiedades para cada uno de los horizontes productores, esta información se utilizará mas adelante en la parte de prospectividad.

Se realizó una correlación estratigráfica en el software Stratworks, entre los dos pozos explicados antes (Pozo A y C), se hizo a partir de los registros Gamma Ray (Verde), Densidad (Azul oscuro), Resistividad somera (Azul claro) y profunda (Rojo). Se manejo de guía el Gamma Ray hasta la

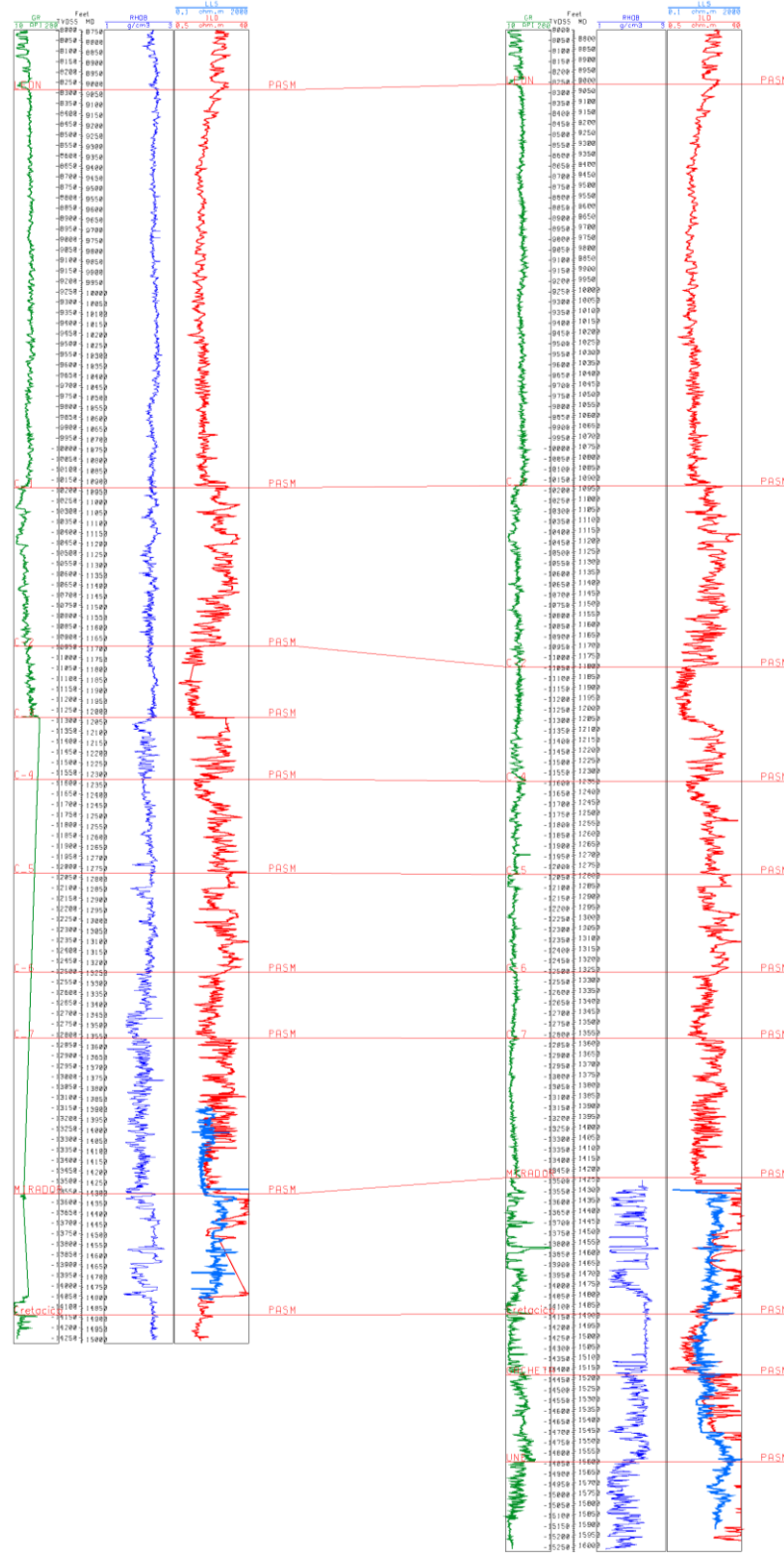
profundidad de 12030 Ft ya que hasta allí llega el mismo para el Pozo A, a partir de allí se maneja el registro de Resistividad profundo, ver figura 28.

Se puede observar que las formaciones mantienen sus espesores lateralmente, característica muy marcada en la Cuenca Llanos Orientales; Esto se utilizará como base a la hora de la interpretación sísmica ya que se denota que las unidades mantienen su horizontalidad a lo largo de toda la columna estratigráfica.

Figura 29. Correlación estratigráfica de los dos pozos exploratorios ya perforados A y C, realizada en el software Stratworks.

POZO A

POZO C

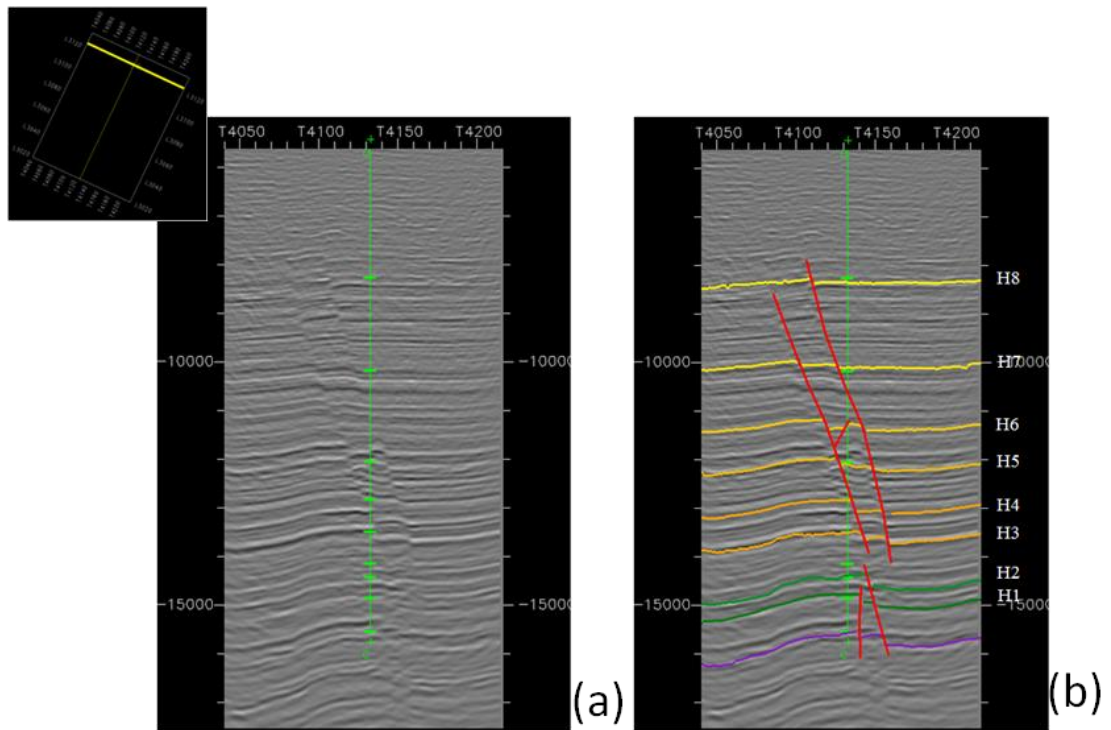


7.2. HORIZONTES DE INTERES Y FALLAS

En la interpretación se manejan ocho horizontes diferentes, donde a cada uno se siguió en todas las direcciones a través de 110 Inline y 178 Crossline, saltando de a 5 líneas sísmicas e interpolando.

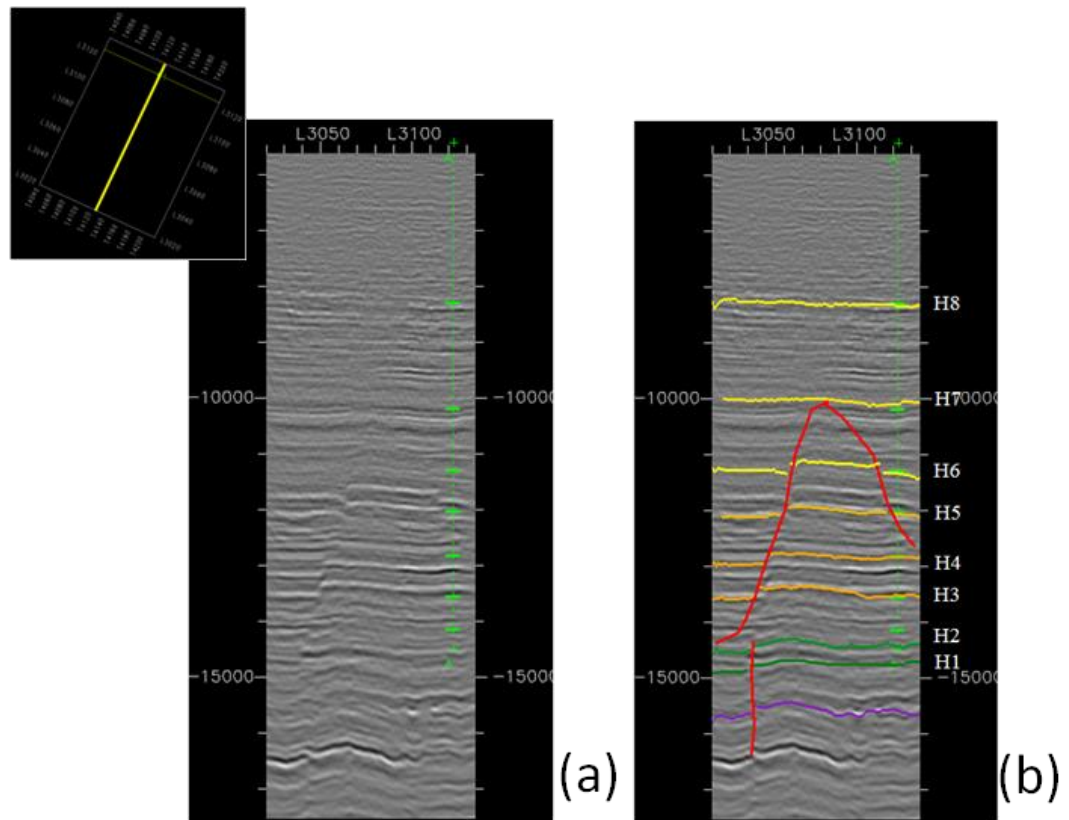
Para la determinación de cual reflector es el indicativo de determinada unidad, se realiza un amarre sísmica-pozo, en muchas ocasiones cuando la sísmica se maneja en tiempo se utiliza el sismograma sintético, hechos a base de un pozo, sus registros check shot, sónico y densidad. Pero en este caso como se manejó una sísmica en profundidad simplemente con poner el pozo sobre la sísmica indicando sus topes ya marcados con ayuda del perfil petrofísico, ya nos da un indicio de que el reflector mas próximo a cada tope es el indicador de cada formación; este amarre se realiza exactamente sobre la Inline (Figura 29) y Crossline (Figura 30) que pasan sobre el pozo para una exactitud mas confiable.

Figura 30. Amarre sísmica-pozo con la Inline 3125, ubicando los reflectores de las formaciones presentes en el bloque de estudio.



También como corroboración de que los horizontes están bien ubicados, se sabe que el horizonte 1 son areniscas con intercalaciones de lutitas por lo mismo los reflectores dentro de la formación son algunos de mayor amplitud y más marcados, el horizonte 2 es una unidad de poco espesor conformada por pequeños niveles de areniscas intercalados con lutitas mostrando unos reflectores un poco marcados y no de tan alta amplitud, el horizonte 3 de areniscas masivas por lo que se ven los reflectores de alta amplitud, el horizonte 4, 5, 6 y 7 son areniscas con pequeñas intercalaciones de lutitas y hacia sus bases mayor cantidad de lutitas por lo mismo hacia el tope de todas se ven más marcados los reflectores con mayor amplitud y hacia la base son más suaves.

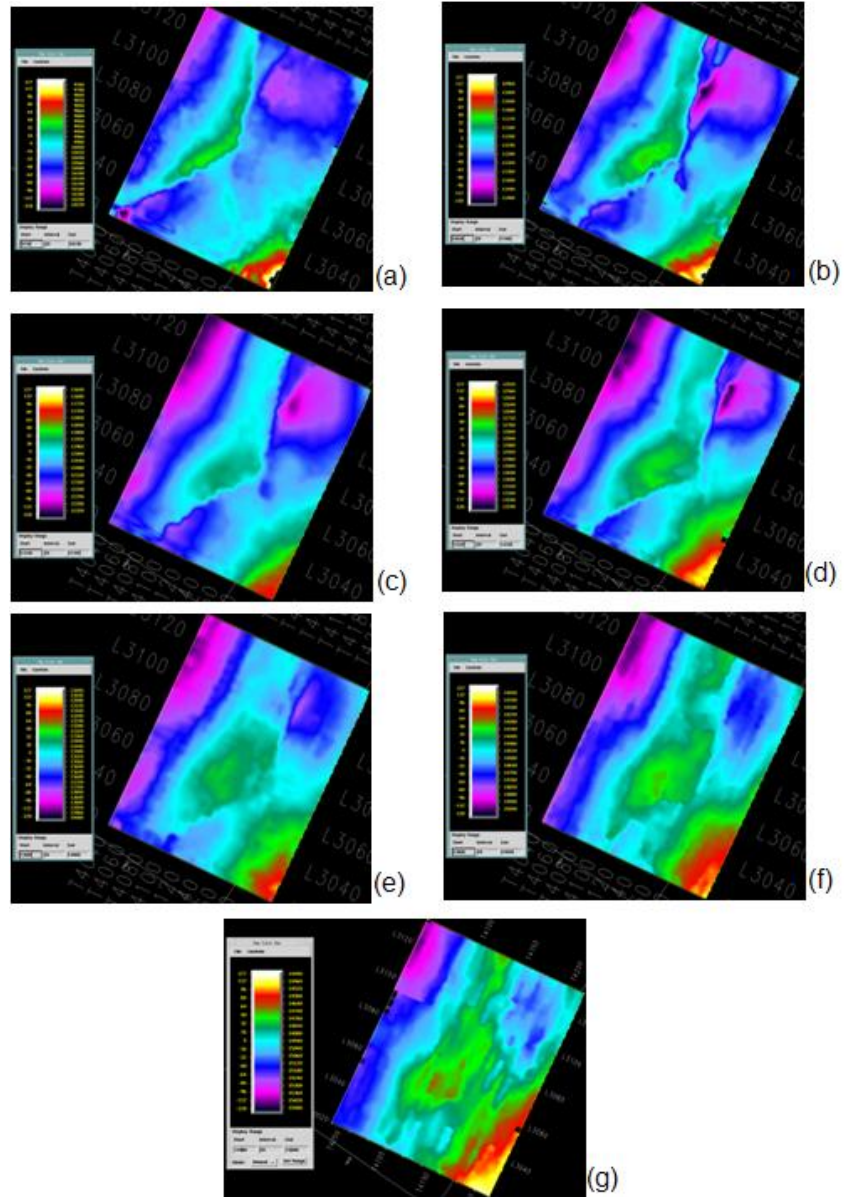
Figura 31. Amarre sísmica-pozo con la Crossline 4125, ubicando los reflectores de las formaciones presentes en el bloque de estudio.



En la figura 31, se puede ver que todas las unidades son afectadas por dos fallas normales presentes en el área de estudio, pero estas fallas no llegan a superficie sino hasta el horizonte 7, generando un desplazamiento de aproximadamente 150 Ft en cada una de las unidades; Para los horizontes 7, 6, 5,4 y 3 se puede observar una pequeña falla normal que sale de la falla principal pero que desaparece para los horizontes 2 y 1.

Figura 32. Interpretación para cada uno de los horizontes presentes en el área de estudio, los tonos amarillos y rojos indican las zonas mas altas (Profundidades menores) y lo tonos negro y morado las zonas mas bajas (Mayores profundidades), realizado en Seisworks. (a) Horizonte 7, (b)

Horizonte 6, (c) Horizonte 5, (d) Horizonte 4, (e) Horizonte 3, (f) Horizonte 2, (g) Horizonte 1.



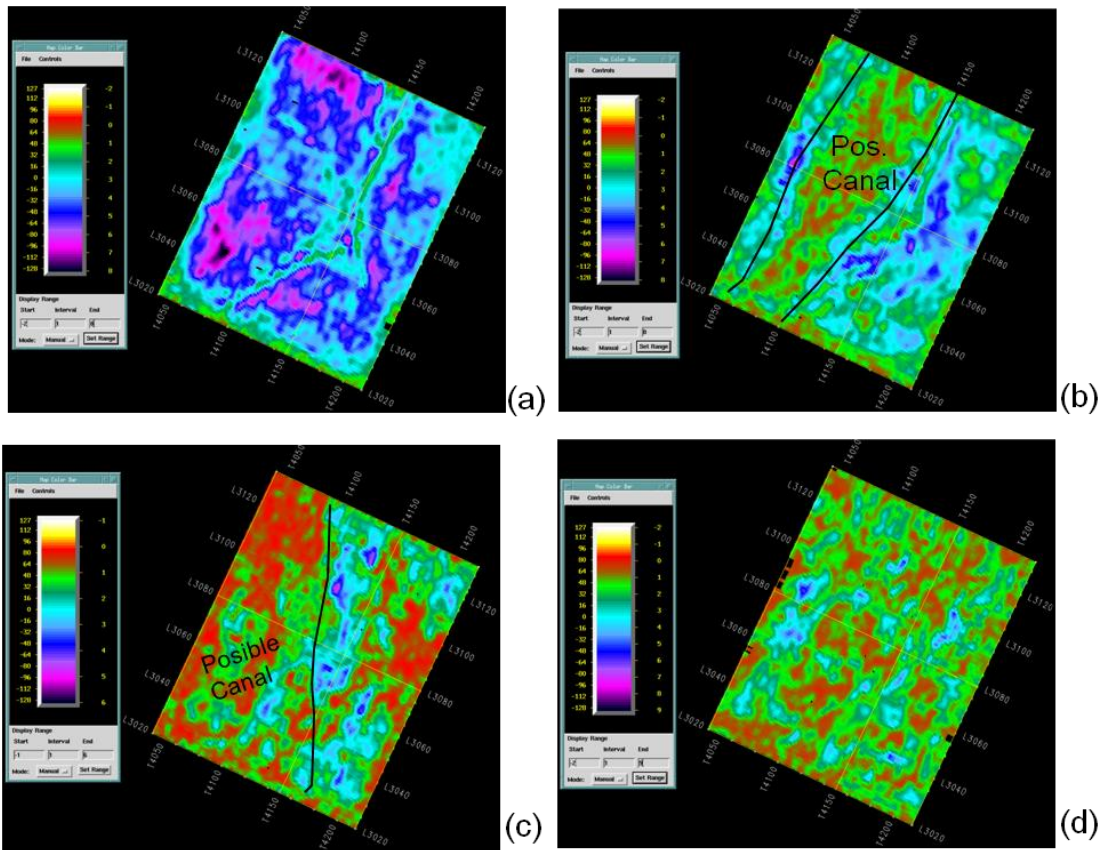
7.3. ATRIBUTOS SISMICOS

7.3.1. Extracción de amplitud RMS: La amplitud RMS es calculada como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las amplitudes encontradas en la ventana de análisis. Este tipo de extracción es muy sensible a los valores extremos de amplitud porque las amplitudes son elevadas al cuadrado antes de la suma.

El cálculo se realiza sobre horizontes interpretados de interés (H1, 2, 3 y 4) y para esto se define una ventana de profundidad, y se especifica que evento tiene que seguir, esto puede ser un máximo, mínimo o cruce en cero, esta función muestra la amplitud de la traza en el horizonte de profundidad. Es usado para identificar puntos con anomalías.

En este caso se manejo una ventana específica con 16 muestras hacia arriba y hacia abajo del horizonte; Al realizar el cálculo de amplitud RMS permite realzar las amplitudes importantes por encima del nivel de contaminación (ruido).

Figura 33. Mapas de amplitud RMS para los cuatro horizontes de interés, (a) para formación 4, (b) para formación 3, (c) para formación 2, (d) para formación 1.



Se observa para la figura 32a, para la formación 4 se observan muchos valores de amplitud muy bajos indicadores, sin verse por este motivo cambios importantes en los espesores y sin presencia predominante de canales.

En la figura 32b, donde se muestra el tope del horizonte 3 se observa un posible canal local hacia las altas amplitudes en la parte NW, con dirección SW-NE, lo que indica un ambiente de depositación fluvial hacia el Paleoceno.

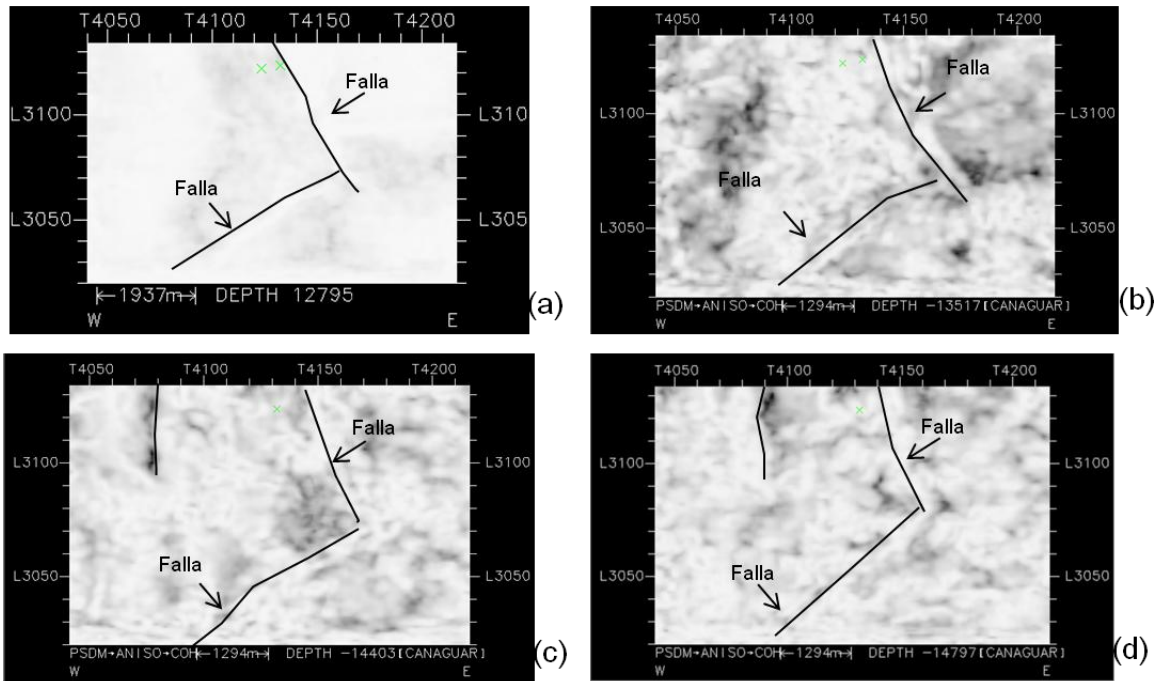
En la figura 32c, conocida como el tope del horizonte 2 se puede concluir la presencia de un canal hacia la zona Este del bloque por las altas amplitudes indicando aumento de espesor.

Como se sabe para la época del Cretácico, se encontraba la Cuenca de los Llanos Orientales invadida por aguas marinas, por esto las extracciones de amplitudes para el horizonte 1, observado en la figura 32d; No muestran algo concreto, sino una mezcla de altas y bajas amplitudes, al presentar una depositación marina a lo largo de todo el bloque de estudio.

7.3.2. Coherencia: Al realizar la medida de la similitud de una traza sísmica con respecto a la forma de onda del conjunto de trazas adyacentes, se busca detectar cambios laterales marcados por la litología, estratigrafía, fluidos y porosidad, como también con este atributo se busca determinar las fallas ya que la parte en la que pasa la falla por una traza sísmica tiene características diferentes a las adyacentes, por eso la zona de falla presenta una menor similitud, presentada normalmente en tonos oscuros, pero aquí por la gama de colores trabajados, se presenta en tono blanco.

Para la aplicación del atributo Coherencia (Similitud) al cubo sísmico trabajado, se trabajo una ventana de comparación de 9 muestras hacia todas las direcciones lo que da una mayor certeza a la hora de observar los resultados.

Figura 34. Timeslices de cubo de coherencia cortando los cuatro horizontes de interés, (a) para formación 4, (b) para formación 3, (c) para formación 2, (d) para formación 1.



El atributo de coherencia en este proyecto se aplico para corroborar la presencia de la falla principal interpretada a lo largo de toda la sísmica, como se puede observar en la figura 33, se muestra timelices que cortan los 4 horizontes de interés y se puede distinguir un cambio de color y textura en la zona en la que se encuentra la fractura, teniendo una tonalidad blanca pero siguiendo un patrón estable entre las tonalidades grisáceas.

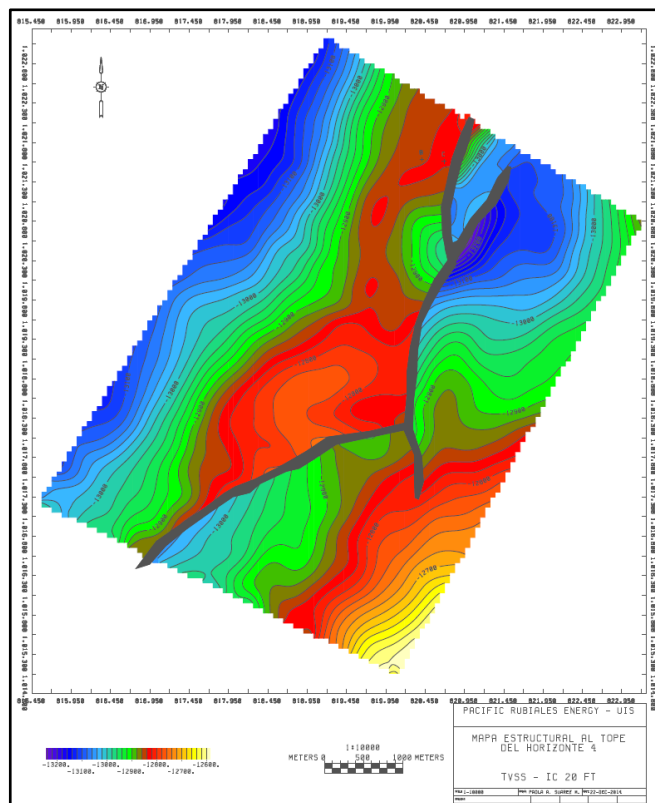
7.4. MAPAS ESTRUCTURALES

A partir de la interpretación realizada en los pasos anteriores en el programa Seisworks, se pudo llegar a la final construcción de los mapas estructurales a través del software Zmap, donde se ingresan el archivo de los horizontes interpretados y los polígonos de falla ya delineados, luego de esto ya ingresando los parámetros deseados de escala, intervalos de contornos, cada cuantos

contornos poner el valor y otras opciones de estética a la hora de presentar un mapa.

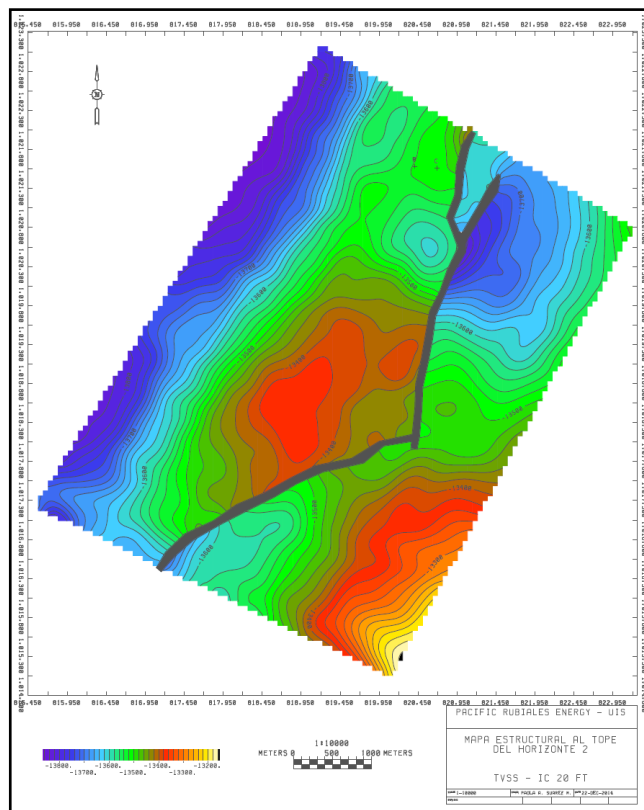
Se realizó el proceso de hacer el mapa estructural para los cuatro horizontes de interés petrolífero, para el horizonte 4 se maneja entre 12520 – 13250 Ft de profundidad, el horizonte 3 con profundidad entre 13000 – 14000 Ft, en el horizonte 2 profundidad en 14000 – 15050 Ft y para el horizonte 1 entre 14440 – 15310 Ft de profundidad, para todos los mapas con intervalos de contorno cada 20 Ft y marcado el contorno cada 100 Ft.

Figura 35. Mapa estructural del horizonte 4, realizado con el software Zmap.



El mapa estructural al tope del horizonte 4 (Figura 34) muestra tres altos diferentes uno hacia la parte central alcanzando 12780 Ft, hacia el norte hasta 12840 Ft y el último hacia la parte sur alcanzando 12600 Ft, formación afectada por la falla normal principal y dos fallas normales mas pequeñas que salen de esta. De todos los altos el que presenta un cierre para la conformación de la trampa es el del centro, con un cierre máximo en el contorno 12840 Ft contra la falla principal. Las otras dos posibles estructuras no son observadas con total claridad por la cobertura de la sísmica 3D por lo que no se puede confirmar un cierre óptimo para acumulación.

Figura 36. Mapa estructural del horizonte 3, realizado con el software Zmap.

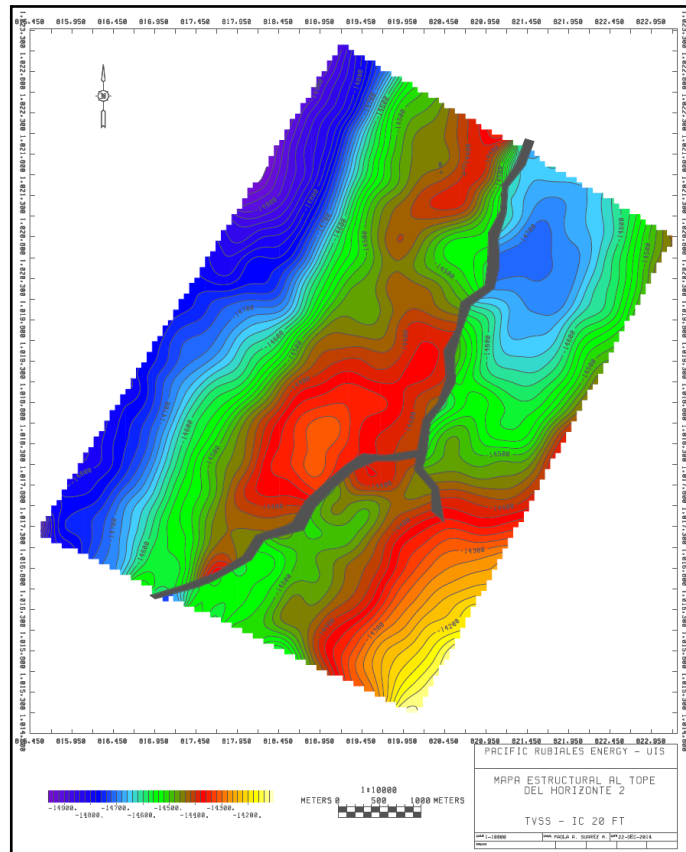


El mapa estructural al tope del horizonte 3 (Figura 35) muestra dos altos diferentes uno hacia la parte central alcanzando 13380 Ft y hacia la parte sur alcanzando

13190 Ft, formación afectada por la falla normal principal y una fallas normal pequeña que sale de esta. De las dos posibles estructuras la que presenta el cierre para confirmar una posible trampa de interés petrolífero es el alto del centro que cierra en el contorno 13520 Ft contra la falla principal, en forma de anticlinal. El otro alto posiblemente prospectivo no se puede observar con claridad un cierre por la falta de cobertura con sísmica o información de pozos, por lo que no se puede sacar una conclusión satisfactoria sino con más estudios.

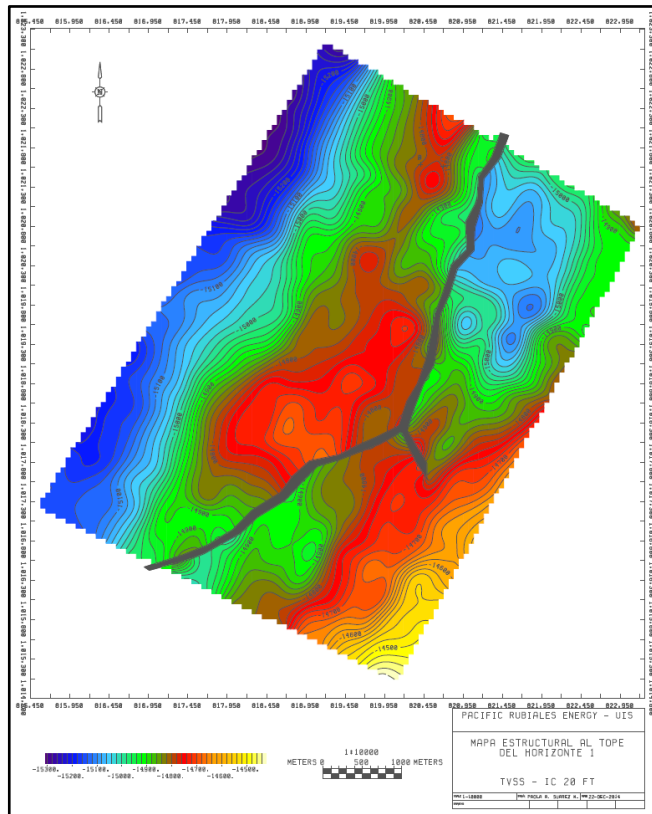
El mapa estructural al tope del horizonte 2 (Figura 36) muestra tres altos diferentes uno hacia la parte central alcanzando 14320 Ft, hacia el norte hasta 14400 Ft y el último hacia la parte sur alcanzando 14140 Ft, formación afectada por la falla normal principal y una falla normal mas pequeña que sale de esta. De los altos importantes en la formación el de más indicios para ser una posible trampa acumuladora de hidrocarburos es el del centro por presentar un cierre en el contorno 14440 Ft contra la falla normal principal, generando un pequeño anticlinal. Los otros dos altos no presentan una cobertura completa para ser observados con claridad por lo que en este caso no se les considera de importancia y óptimos para acumular hidrocarburos.

Figura 37. Mapa estructural del horizonte 2, realizado con el software Zmap.



El mapa estructural al tope del horizonte 1 (Figura 37) muestra tres altos diferentes uno hacia la parte central alcanzando 14680 Ft, hacia el norte hasta 14740 Ft y el último hacia la parte sur alcanzando 14460 Ft, formación afectada por la falla normal principal y una falla normal pequeña que sale de esta. Los otros dos altos no se pueden estudiar en todas sus dimensiones por lo que no se tienen en cuenta como buenas trampas para la posible acumulación de petróleo.

Figura 38. Mapa estructural del horizonte 1, realizado con el software Zmap.



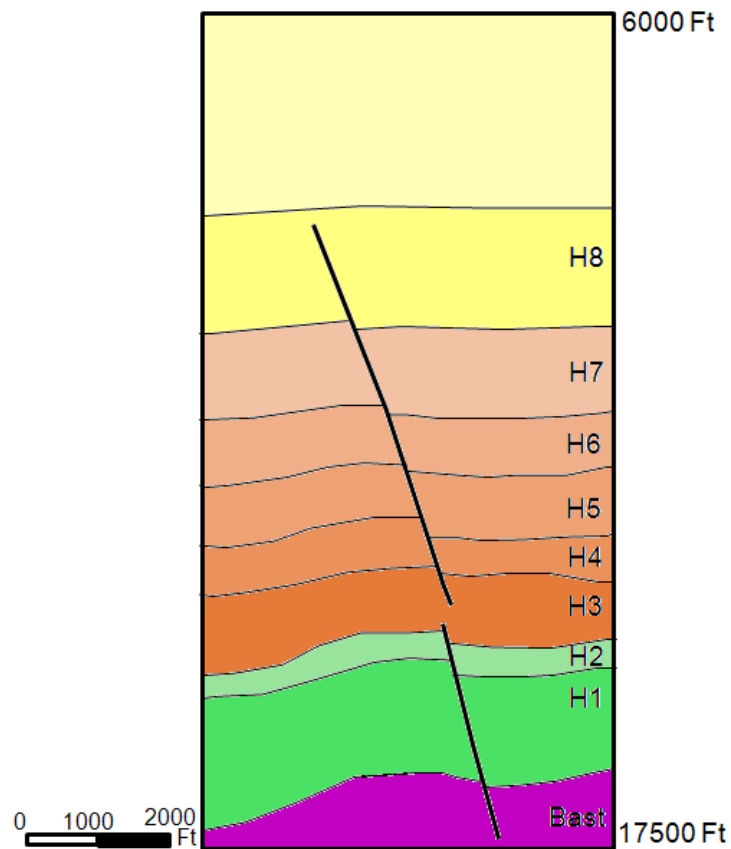
Ahora en base a estos mapas realizados con ayuda de Zmap se realizaron los siguientes pasos para la determinación de la prospectividad del bloque, por ahora solo se trató de la interpretación de la sísmica 3D del área de estudio.

En resumen, para los cuatro horizontes productores se presenta el mismo tipo de estructura conocida como una falla normal antitética (Buzamiento de la falla en dirección opuesta al buzamiento de los estratos), con otros altos posiblemente prospectivos pero a falta de información y cubrimiento de estos no se puede generar una conclusión acertada.

7.5. MODELO GEOLOGICO

La interpretación de los datos sísmicos indicó una falla normal afectando desde el Basamento y todo el Cretácico, las unidades H1 y H2, junto con otra falla normal afectando desde el Paleoceno hasta el Mioceno Temprano las formaciones H3, H4, H5, H6, H7 y H8, con desplazamientos de 100 Ft, mostrando que estas se formaron durante principios del Paleoceno y del Neógeno, respectivamente; Durante la formación de la Cuenca Foreland, pero no siguió activa luego de esto sino que paro su actividad al instante, más exactamente para el Mioceno temprano, ya que no se ve en las unidades un indicio de alguna actividad de la falla durante la misma depositación y las formaciones se mantienen horizontales a lo largo de toda la zona de falla.

Figura 39. Modelo geológico del área a partir de la sísmica y los pozos A y C.

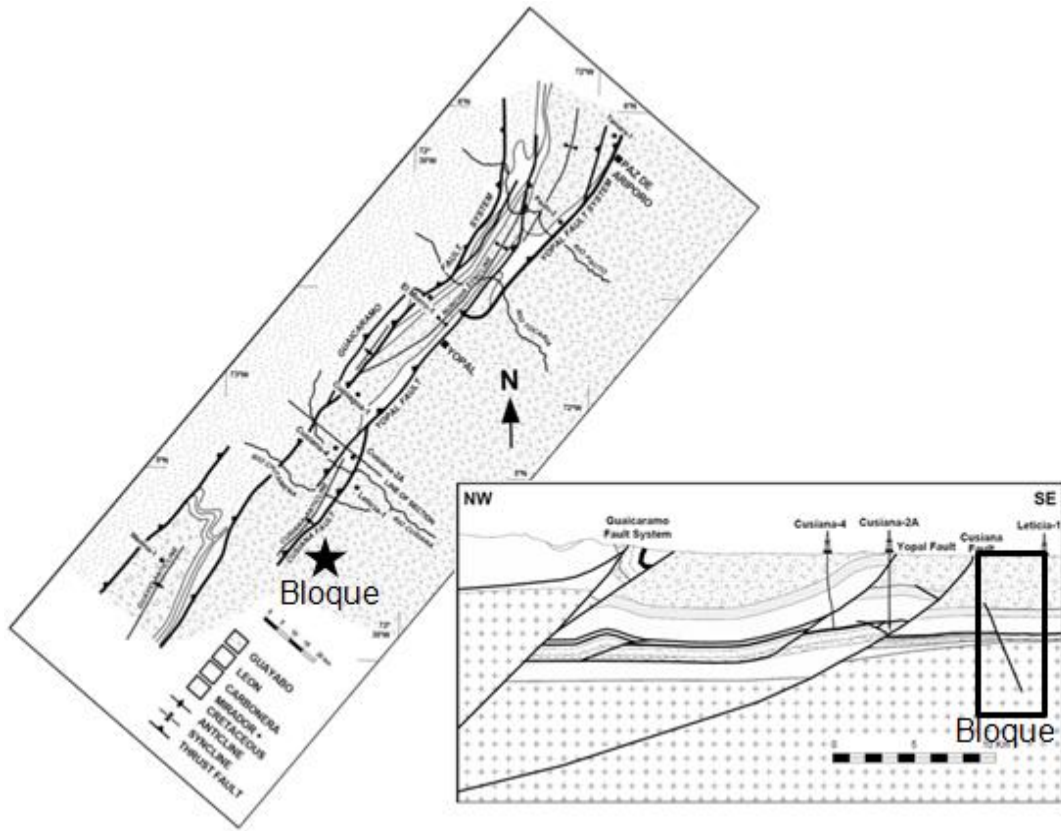


Ninguna de las fallas normales antitéticas llega a superficie, produciendo una buena trampa para la posible acumulación de hidrocarburos en el bloque.

La historia tectónica de la región muestra una fase inicial localizada durante el rifting Triásico – Jurasico seguido por una cuenca Back – arc del Cretácico Temprano, que fue menos activa para el Cretácico Medio. Ya para el Cretácico Tardío, la colisión de la Cordillera Occidental inició la megasecuencia de Cuenca Foreland que ha dominado hasta la actualidad, esta última siendo la razón de la formación y activación de las fallas presentes en el bloque A.

De acuerdo a la interpretación del Piedemonte realizada por Cooper, et al., 1995, se puede decir que en el corte mostrado en la figura 38, la zona de estudio está asociada a la parte SE, hacia el este de las escamas formadas por el levantamiento de la Cordillera Oriental. Ubicado más exactamente en la estrella negra que se encuentra en el mapa geológico de la imagen 38 y en el rectángulo indicado en el corte geológico.

Figura 39. Mapa geológico de superficie para el Piedemonte de los Llanos, indicando la posible localización del bloque de estudio y asociado a la estructura de la zona oriental como una falla normal.



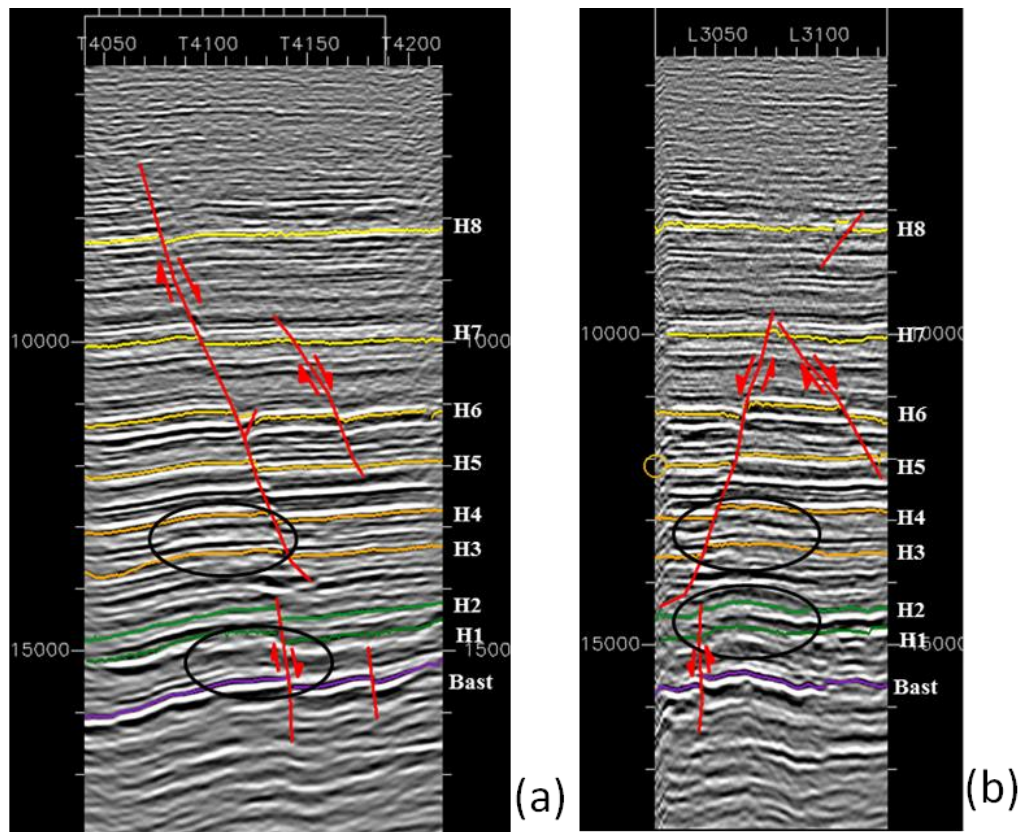
Fuente: Cooper M. A. et al., 1995[Adaptada por la autora]

8. PROSPECTIVIDAD

8.1. PROSPECTO

El principal prospecto en el bloque de estudio se le dio el nombre de Prospecto Serrano, este es el marcado en la figura 40, mostrado en dos líneas sísmicas, donde se observa el bajo ángulo de inclinación en las unidades cerrando contra la falla normal para los horizontes 1, 2, 3 y 4. Solamente se ubica el prospecto en estas cuatro formaciones por la posibilidad encontrada a través de los perfiles petrofísicos, de la acumulación de hidrocarburos.

Figura 40. Vista del prospecto en la sísmica. (a) Line 3055, (b) Trace 4125.

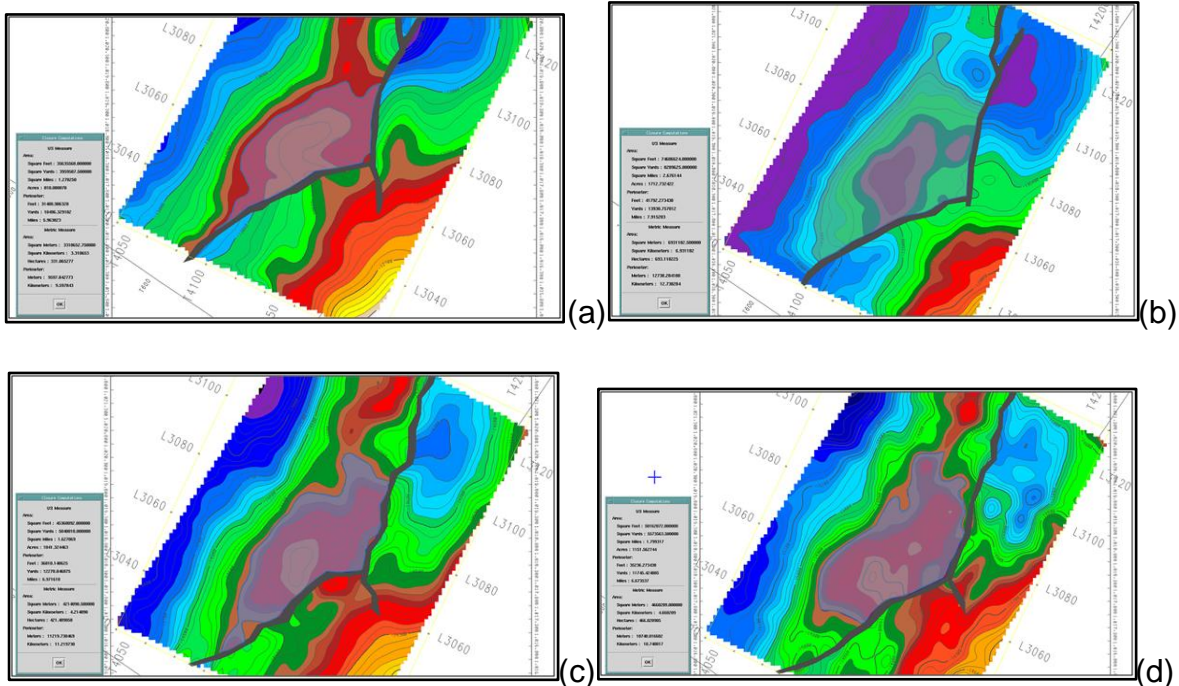


Para ver el prospecto en planta se puede ir en la figura 41, donde se encuentran los mapas estructurales de cada horizonte de interés, con la estructura del prospecto Serrano resaltado.

8.2. CALCULO DE RECURSOS Y RESERVAS

Una vez se tiene reconocido el prospecto del bloque se debe tomar la medida de las áreas encerradas por todos los contornos de profundidad que conforman la estructura, esto se realizó en el software Seisworks donde se visualizaron los mapas estructurales para cada tope y delineando cada contorno con cierre en el prospecto se tomó la medida en Acres (Figura 41), con el fin de obtener el ultimo parámetro en la determinación de volúmenes que faltaba.

Figura 41. Cálculo de áreas que encierra el contorno máximo para cada horizonte en el prospecto, con ayuda del software Seisworks. (a) Área máxima para el horizonte 4, (b) Área máxima para el horizonte 3, (c) Área máxima para el horizonte 2, (d) Área máxima para el horizonte 1.



Como se puede observar en la tabla 5 las áreas máximas varían para cada uno de los horizontes, siendo mayores para el horizonte 3 y menores para el horizonte 4; Esto sucede por el hecho de que la falla que afecta los horizontes 4 y 3 es una falla completamente independiente a la que afecta los horizontes 2 y 1, pero estas dos fallas se encuentran una sobre la otra estratigráficamente presentando una misma dirección de rumbo también, por lo cual se considera como un solo prospecto

Tabla 5. Áreas calculadas con ayuda de Seisworks para cada contorno con cierre en la estructura acumuladora de hidrocarburos en cada horizonte.

Porcentaje de llenado, siendo un sistema completamente natural puede ser que la generación de hidrocarburos y migración no alcance para el llenado de la trampa o puede ser que esta acumulación sature la misma, por esto normalmente se maneja alrededor de 20% de la base de la estructura sin llenado, siendo un rango muy pequeño, ya que podría llenarse totalmente o menos, casi completamente llena la estructura siendo el P10.

Net to gross, según los perfiles petrofísicos de los pozos ya perforados se puede tener una idea de cuanto porcentaje de todo el espesor de la formación se detecto que contenga hidrocarburo como fluido (Registro de resistividad), y se maneja un rango alrededor de este para el que se introduce como input en el P50 de software REP.

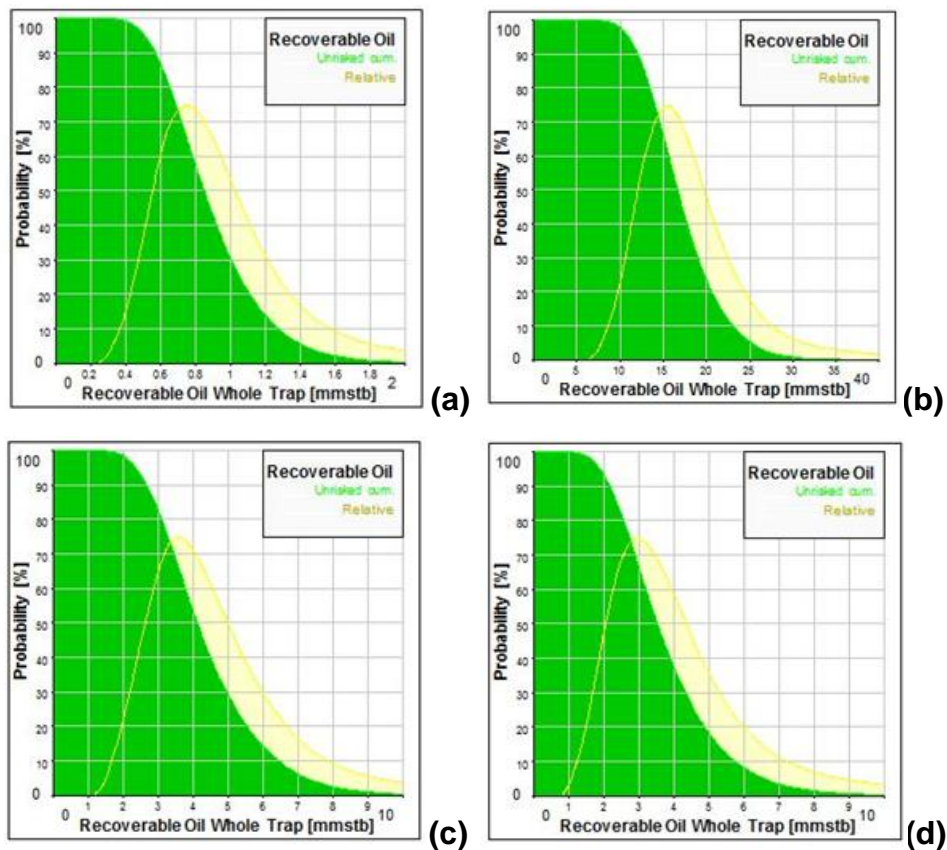
Porosidad, a partir de perfil petrofísico de los pozos que ya se tienen perforados, se puede determinar un rango de porosidad para cada unidad y este es el que se maneja en el REP.

Saturación de agua, esta se determinó a partir del perfil petrofísico que muestra también aproximadamente las cantidades de agua presentes en las rocas, por lo cual se baso en esto para determinar los rangos de saturación de agua a utilizar en el software REP.

Factor volumétrico, al ya haber sido estudiados los aceites encontrados en estas unidades, en la zona del Casanare por las compañías petroleras a través de diferentes bloque alrededor del de estudio, se conoce que el Bo para los horizontes de estudio son superiores a 1.1, llegando a 1.2 con excepción del horizonte 2 que maneja un valor de 1.02, esto valorado en función de la temperatura y presión que afectan los fluidos en profundidad.

Factor de recobro, para la Cuenca Llanos Orientales, mas exactamente la zona de Casanare para la probabilidad P50 se maneja que alrededor de 35% del crudo presente es recuperable, esto gracias a la ayuda de acuíferos y las presiones de fondo que se encuentran normalmente.

Figura 42. Graficas generadas por el software REP para cada uno de los horizontes de interés indicando la probabilidad para cada cantidad posible de aceite recuperable. (a) Grafica para el horizonte 4, (b) grafica para el horizonte 3, (c) grafica para el horizonte 2, (d) grafica para el horizonte 1.



El software por medio del método de Montecarlo sobre la ecuación para determinación de volumen de aceite obtiene los valores de OOIP y los recursos a partir de todos los parámetros antes especificados introducidos en el programa

con una distribución *Lognormal*, mas exactamente de probabilidad P90, P50 y P10, de la misma manera obteniendo los resultados que da el programa, una muestra grafica viene con estos (Figura 42) indicando las probabilidades para cada cantidad de petróleo posiblemente recuperable en las unidades de interés; De todos el de mas volúmenes es el horizonte 3 alcanzando hasta los 23 MMBbls con una probabilidad del 10%, seguida por el horizonte 2 con 6.5 MMBbls recuperables y el horizonte 2 con 5.7 MMBbls, en ultimo lugar el horizonte 4 con un poco mas de 1.2 MMBbls.

El valor del aceite in situ y el recuperable depende de todos los parámetros, puede pensarse que depende directamente del tamaño del área como se ha visto hasta ahora de que el horizonte con la estructura de mayor área tiene una posible mayor acumulación, pero no es solo esto todos los demás factores afectar de una manera directa los volúmenes a obtener; En la tabla 6 se encuentra un resumen de todos los datos utilizados en el software como probabilidad Mean para cada uno de los parámetros en cada horizonte, como también los volúmenes posibles a encontrar en cada una de las formaciones productoras y estos sumados nos indican toda la posible volumetría del aceite acumulado en la estructura.

Tabla 6. Resumen de parámetros utilizados como probabilidad Mean (Aprox. P50) para cada una de las unidades prospectivas y sus resultados en MMBbl.

REP Parametros de entrada - Mean																	
	Espeor	Spill Point	Inc. Area	Deg. Of fill	NTG	Prorosidad	Sw	FVF (Bo)	FR	OOIP MMBbl				RECURSOS MMBbl			
	Ft	Ft	%	%	%	%	%	rb/stb	%	P90	P50	P10	Mean	P90	P50	P10	Mean
Horizonte 4	492	12827	97	82	20	16	35	1,2	36	1,6	2,4	3,5	2,5	0,6	0,8	1,3	0,892
Horizonte 3	147	13505	97	82	65	15	20	1,2	36	34,4	46,6	63,1	47,9	12,1	16,7	23,1	17,2
Horizonte 2	257	14.417	97	82	22	19	24	1,02	35	7,9	11,9	18,1	12,5	2,7	4,1	6,4	4,37
Horizonte 1	209	14.790	97	82	41	18	32	1,15	35	6,3	10,1	16,1	10,8	2,2	3,5	5,7	3,79
Total										50,14	70,98	100,8	73,68	17,488	25,188	36,55	26,252

8.3. RIESGO

En la industria del petróleo y el gas abundan los riesgos y las incertidumbres, la evidencia demuestra que si bien existen numerosas y rigurosas herramientas de evaluación, no se las utiliza al máximo de su potencial. Inclusive las grandes compañías se basan más en la intuición y la experiencia en lugar de recurrir a la ciencia a la hora de evaluar las oportunidades¹⁴.

El primer paso en cualquier análisis racional de una oportunidad, consiste en realizar una estimación subjetiva de la menor probabilidad de que se obtenga un mínimo de éxito, esta probabilidad de éxito es binaria.

Para calcular el riesgo a del prospecto Serrano se utilizó el software REP, el cual determina el riesgo como un porcentaje para el play y otro para el prospecto y también el porcentaje del éxito geológico que posiblemente se puede llegar a tener para comprobar la existencia de acumulación en la estructura. Los principales factores y mecanismos que controlan una acumulación de petróleo son la existencia de trampa, roca fuente, maduración termal, migración, sincronización, la roca reservorio, el sello y la productividad; Para cada uno de estos elementos existe una probabilidad de éxito y falla asignados, basándose en antiguas experiencias en zonas adyacentes para

¹⁴ BAILEY,. Op. Cit., p. 24

determinar las probabilidades de ocurrencia de los eventos nombrados anteriormente¹⁵ (Motta, R., 2000).

La probabilidad de existencia de petróleo puede ser dada por el producto de todas las probabilidades de ocurrencia para cada evento y elemento individualmente:

$$\text{GPOS} = \text{G} * \text{E} * \text{R} * \text{S} * \text{M} * \text{T} \dots$$

Donde:

GPOS= Chance de éxito geológico

G= Roca generadora

E= Trampa

R= Roca reservorio

S= Sello

M= Migración

T= Sincronización

En el software se plantean unas preguntas para cada uno de los elementos encontrados en el play y aparte cada uno de los elementos encontrados en el prospecto Serrano, estas preguntas son:

- ¿Cual es la probabilidad de que la litología de un roca reservorio este presente en algún lugar del play?

¹⁵ MOTTA, R., CALOBA, G., ALMEIDA, L., MOREIRA, A., NOGUEIRA, M., y BERLINK, L. Investment and risk analysis applied to the petroleum industry. En: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION (2000 : Brisbane, Australia) Society of Petroleum Engineers Inc., 2000. p. 1 – 2.

- ¿Cuál es la probabilidad de que el reservorio tenga suficiente permeabilidad para fluir a tasas de producción comercial en alguna parte del play?
- ¿Cuál es la probabilidad de que un apropiado sello al tope, lateralmente y/o en la base este presente en el play?
- ¿Cuál es la probabilidad de que en algún lugar del play, estos sellos hayan evitado el rompimiento y las fugas por post-carga al movimiento estructural o por presión excesiva debido a una columna de hidrocarburos o sobre presión actual/histórica en el reservorio?
- ¿Cuál es la probabilidad de que una roca fuente de un tipo/riqueza orgánica apropiada este presente en el play para proporcionar la fase de hidrocarburos modelada?
- ¿Cuál es la probabilidad de que una roca fuente haya alcanzado la madurez térmica para hidrocarburos?
- ¿Cuál es la probabilidad de que las rutas estén/estuvieran presentes en el momento adecuado para permitir la migración entre la cocina y el play?
- ¿Cuál es la probabilidad de encontrar la configuración de la trampa como es su entendimiento actual y se predijo?
- ¿Cuál es la probabilidad de que la trampa sea efectiva y que la mínima columna de hidrocarburo haya sido retenida a través del tiempo?
- ¿Cuál es la probabilidad que sea el tope apropiado, lateral y/o la base del sello estén presentes para encerrar la trampa modelada?
- ¿Cuál es la probabilidad de que estos sellos hayan evitado romperse y generar fugas por post-carga de movimientos estructurales o por exceso de presión debido a largas columnas de hidrocarburos o sobrepresión actual/histórica en el reservorio?
- ¿Cuál es la probabilidad de que la litología de reservorio este presente en la trampa?
- ¿Cuál es la probabilidad de que si esta presente, este reservorio sea productor a tasas comerciales: Porosidad, permeabilidad, profundidad y espesor?

- ¿Cual es la probabilidad de que una roca fuente este o estuviera presente dentro del área de la trampa? ¿Y su riesgo posterior de biodegradación?
- ¿Cual es la probabilidad de que la roca fuente tenga suficiente madurez termal para generar hidrocarburos?
- ¿Cual es la probabilidad de la presencia de caminos de migración disponibles en el tiempo apropiado, para permitir la migración entre la fuente, cocina y trampa?

-

Estas preguntas son respondidas con respecto a los conocimientos que se tienen sobre plays regionales de la zona, por lo que se pueden responder las preguntas; Y con respecto a los elementos en el prospecto, por lo observado a lo largo de la interpretación y todo el estudio. Estas se respondieron con porcentajes de probabilidad y así el software REP dio como resultado para cada horizonte de interés los porcentajes mostrados en la figura 43, donde la formación con mayor posibilidad de éxito es la 3 con un 46%, seguida por las unidades 4 y 2 con 39% de posible éxito y el horizonte 1 con 36% de probabilidad de éxito; Estos valores pueden no ser muy altos pero para un estudio exploratorio son porcentajes validos y el siguiente paso ya sería verificación por medio de perforaciones.

Figura 43. Determinación de riesgo y de chance de éxito geológico (GPOS).

(a)

Risk Factors			
Play Chance:	73%	Prospect Specific Chance:	53%
Reservoir:	88%	Trap:	81%
Source:	95%	Reservoir:	81%
Regional Seal:	90%	Seal:	90%
		Charge:	90%
Chance of Geological Success GPOS:		39%	

(b)

Risk Factors			
Play Chance:	81%	Prospect Specific Chance:	56%
Reservoir:	90%	Trap:	88%
Source:	95%	Reservoir:	88%
Regional Seal:	95%	Seal:	88%
		Charge:	90%
Chance of Geological Success GPOS:		46%	

(c)

Risk Factors			
Play Chance:	73%	Prospect Specific Chance:	53%
Reservoir:	90%	Trap:	88%
Source:	95%	Reservoir:	88%
Regional Seal:	88%	Seal:	81%
		Charge:	90%
Chance of Geological Success GPOS:		39%	

(d)

Risk Factors			
Play Chance:	63%	Prospect Specific Chance:	56%
Reservoir:	88%	Trap:	88%
Source:	90%	Reservoir:	88%
Regional Seal:	81%	Seal:	88%
		Charge:	90%
Chance of Geological Success GPOS:		35%	

Para ser un estudio exploratorio éxitos geológicos calculados desde 30% hacia arriba, indican una buena posibilidad para la empresa ya que para ser un estudio deductivo son unos buenos valores para una probabilidad de éxito de encontrar acumulación en las posibles unidades productoras del bloque.

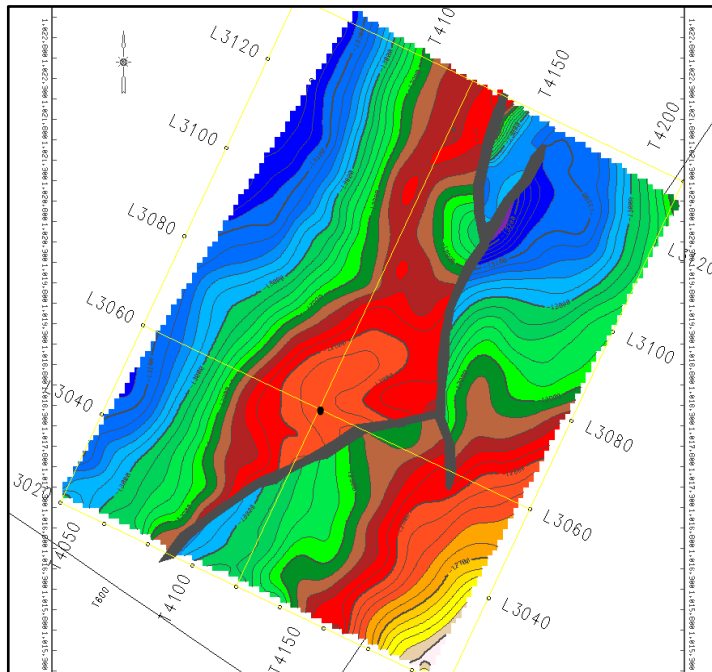
9. PROPUESTA DE POZO

Para la confirmación de la existencia de acumulación en el prospecto estudiado, se presenta la propuesta de un pozo exploratorio y un pozo de avanzada o secundario.

SERRANO-1

Este pozo exploratorio se propone sea ubicado en las coordenadas X: 818.743.94 m. Y: 1018258.69 m. con Z= 205 m.s.n.m. (Figura 44), con el objetivo de atravesar las 4 formaciones posiblemente productoras (Horizonte 1, 2, 3 y 4) y probar hidrocarburos en estas.

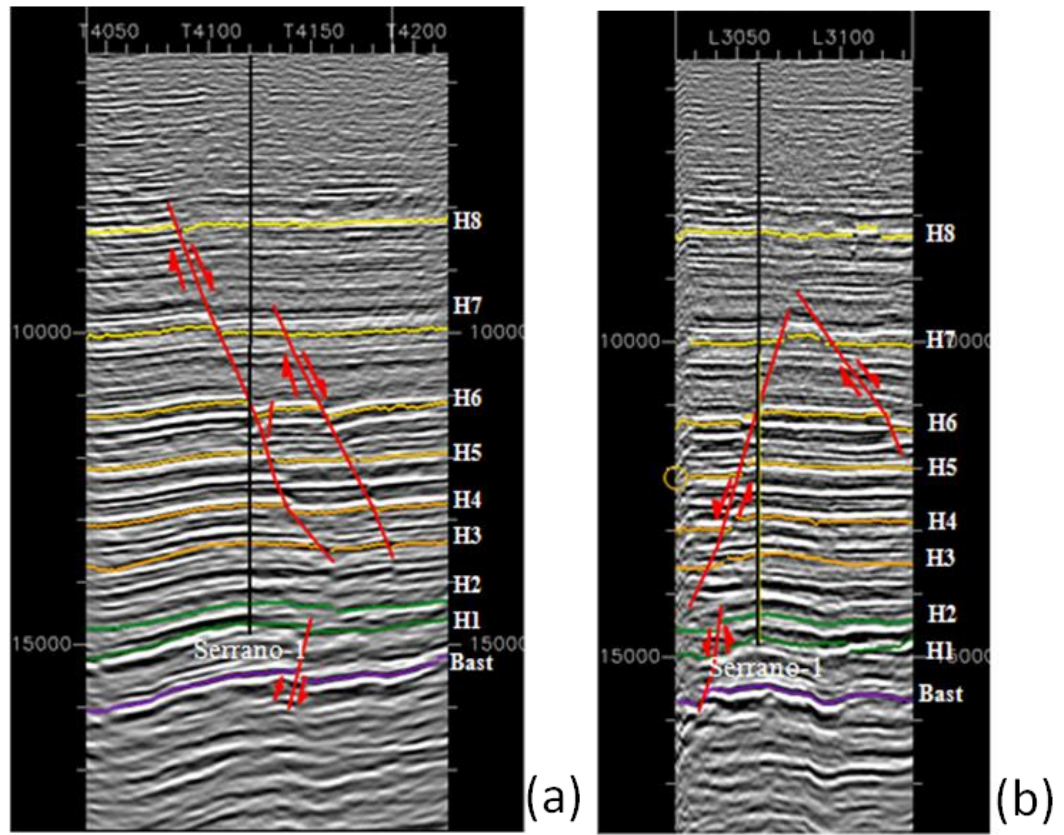
Figura 44. Mapa estructural del horizonte 4, indicando con un punto negro la posible ubicación para el pozo propuesto Serrano-1.



Este pozo será perforado hacia la zona más alta de la estructura para cada uno de los horizontes prospectivos, en este caso solo se muestra su ubicación sobre el horizonte 4 (Figura 44).

Como se puede observar en la figura 45, el pozo atravesara la falla principal del bloque, pero el hecho de que esta no sea una falla activa no afecta la actividad y el desarrollo de la perforación del pozo Serrano-1.

Figura 45. Ubicación de pozo Serrano–1 en profundidad, (a) Línea sísmica 3060, (b) Traza sísmica 4120.



Para todo pozo antes de su perforación se debe plantear una prognosis que el geólogo determina a partir de la sísmica interpretada ya en profundidad, esta es entregada al perforador para que tenga una idea de con que se encontrara en cada pazo de la perforación, en muchos casos la prognosis no es exacta siempre presenta un rango de error al ser la adquisición sísmica una herramienta indirecta de exploración, pero es lo más aproximado a la realidad que se puede obtener hoy en día. La tabla 7 muestra la prognosis del pozo Serrano-1.

Tabla 7. Prognosis para el pozo propuesto Serrano-1.

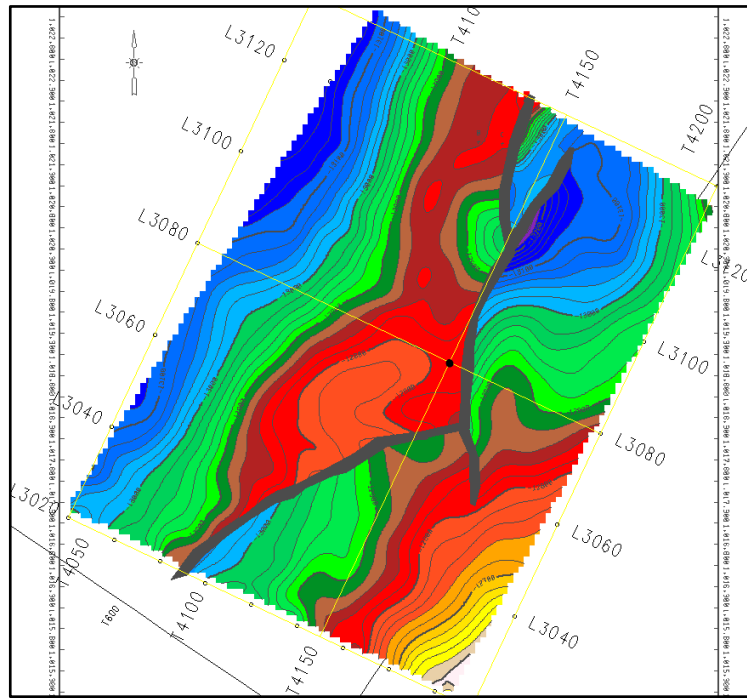
SERRANO-1

PROGNOSIS		
FORMACIÓN	TVDSS (Ft)	TVD (Ft)
H8	8072	15361
H7	10010	14995
H6	11122	14046
H5	11908	13430
H4	12758	12580
H3	13373	11795
H2	14323	10683
H1	14688	8945
TD	14850	15523

SERRANO-2

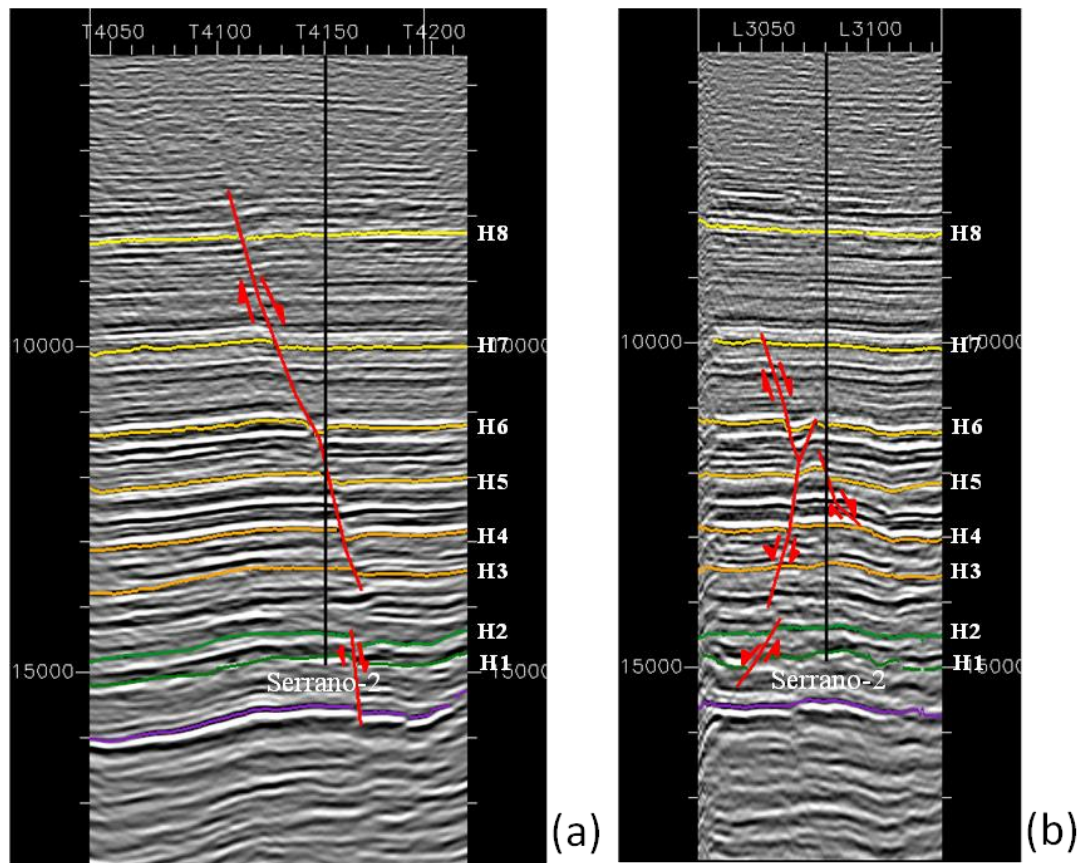
Este pozo exploratorio de avanzada se propone con ubicación en las coordenadas X: 820069.88 m. Y: 1018960.00 m. con Z= 205 m.s.n.m. (Figura 46), a perforar si el pozo Serrano-1 sale exitoso y con el objetivo de reconocer la extensión de la acumulación de hidrocarburos, identificar mejor la falla presente en el área de estudio y atravesar las 4 formaciones posiblemente productoras (Horizonte 1, 2, 3 y 4) y probar hidrocarburos en estas.

Figura 46. Mapa estructural del horizonte 4, indicando con un punto negro la posible ubicación para el pozo propuesto Serrano-2.



El pozo se perforará hacia una zona baja pero totalmente en la base de la estructura sino un poco mas arriba, buscando determinar el alcance de la acumulación de aceite, en este caso solo se muestra su ubicación sobre el horizonte 4 (Figura 46).

Figura 47. Ubicación del pozo Serrano–2 en profundidad, (a) Línea sísmica 3080 (b) Traza sísmica 4150.



Observando las profundidades por las que pasará el pozo Serrano-2 en las líneas sísmicas de la Figura 47, se determinó la prognosis para la perforación con el fin de que quede como se indica en la tabla 8; Se vale aclarar de nuevo, que esta prognosis no es exacta totalmente ya que presentará un rango de error, por ser una medida indirecta.

Tabla 8. Prognosis para el pozo propuesto Serrano-2.

SERRANO-2

PROGNOSIS		
FORMACIÓN	TVDSS (Ft)	TVD (Ft)
H8	8301	15430
H7	10046	15052
H6	11304	14070
H5	11944	13476
H4	12803	12616
H3	13398	11976
H2	14380	10718
H1	14757	8973
TD	14930	15472,5

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La sísmica 3D que cubre el área de estudio es de excelente calidad y permite observar con buena continuidad los diferentes reflectores indicativos de los horizontes.

Se interpretaron (8) ocho horizontes y el basamento, de los cuales los H4, H3, H2 y H1 son las posibles formaciones productoras por sus características litológicas y propiedades petrofísicas de los pozos exploratorios A y C.

Se interpretaron dos principales fallas normales antitéticas con dirección SW-NE y buzamiento SE de alto ángulo, afectando una a los horizontes 8, 7, 6, 5, 4 y 3, la otra a los horizontes 2, 1 y el Basamento.

Se identificó en el Bloque A el Prospecto Serrano hacia la parte central, con un muy bien marcado cierre de varios contornos contra las fallas principales en el área para los principales horizontes productores 4 – 3 y 2 – 1.

El posible volumen acumulado en el Prospecto Serrano es en total de 73.68 MMBbl aproximadamente; Con un factor de recobro de 35%, el hidrocarburo posiblemente recuperable es de 26.25 MMBbl aproximadamente, con una probabilidad de éxito de 39% en promedio.

El principal pozo a perforar es el Serrano-1 que se encuentra en la parte más alta de la estructura, si este resulta productor ya se propone el pozo de avanzada

Serrano-2 para confirmar la extensión de la acumulación hacia partes más bajas y la acumulación de otra parte alta en el horizonte 3, caracterizado por ser el más prospectivo.

Realizar adquisición sísmica (2D o 3D) hacia el N y SE del área y así comprobar si los paleoaltos observados presentan cierre y poder caracterizarlos como posibles prospectos.

Perforar los pozos propuestos Serrano-1 y Serrano-2, para así probar la acumulación de hidrocarburos en el Prospecto Serrano.

Realizar perforación de pozos a lo largo de la falla para así corroborar las profundidades de los diferentes horizontes, ya que la sombra de falla afecta la buena exactitud de los datos interpretados.

BIBLIOGRAFÍA

ABREU, Vitor. Sequence Stratigraphy of Siliciclastic Systems – The ExxonMobil Methodology: Atlas of Exercises. Houston: ExxonMobil, 2010. 400 p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuencas Llanos Orientales. Bogotá: Halliburton, Diciembre 2012. 209 p.

BAILEY, William, COUET, Benoit, LAMB, Fiona, SIMPSON, Graeme y ROSE, Peter. Riesgos medidos. En: OilfieldReview. Invierno, 2001. Vol. 12, no 3, p. 22 – 37.

BAYONA, German, JARAMILLO, Carlos, OJEDA, German, ARISTIZABAL, Jhon y HARKER, Andres. La deformación Pre-Neógena de la Cordillera Oriental definida por depósitos de antepaís. En: Boletín de Geología. 2007. Vol 29, no 1, p. 51 – 60.

CHOPRA, Satinder y MARFURT, Kurt. Seismic Attributes for prospect identification and reservoir characterization. Oklahoma: SEG – EAGE, 2007. 481 p.

COOPER, M. A., ADDISON, F. T., ALVAREZ, R., HAYWARD, A. B., HOWE, S., PULHAM, A. J., TABORDA, A. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Colombia. En: AAPG Bulletin. Octubre, 1995. Vol. 79, p. 1421 – 1443.

ECOPETROL & BEICIP-FRANLAB. Cuenca de los Llanos Orientales, Estudio geológico regional. Santafé de Bogotá: Reporte interno, 1995, p. 198.

GARCIA, Mario, MIER, Ricardo, CRUZ, Luis y VASQUEZ, Mauricio. Informe ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Bucaramanga: Grupo de investigación en geología e hidrocarburos y carbones - UIS/ANH, 2009. 219 p.

HERRON, Donald. First Steps in Seismic Interpretation. Houston: Geophysical monograph series, 2011. 217 p.

MAGOON, Leslie y BEAMONT, Edward. Chapter 3: Petroleum System. Houston: American Association of Petroleum Geologists, 2003. 34 p.

MARTINEZ CABAÑAS, W. Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Río Seguro G-1. En: Madrid, Geogaceta, 1996. Vol. 20, no 1, p 153- 156.

MOTTA, R., CALOBA, G., ALMEIDA, L., MOREIRA, A., NOGUEIRA, M., y BERLINK, L. Investment and risk analysis applied to the petroleum industry. En: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION (2000 : Brisbane, Australia) Society of Petroleum Engineers Inc., 2000. 9 p.

PEÑA ORTIZ, Anderson. Análisis de atributos sísmicos para la caracterización del reservorio de la Formación Rosablanca en el Bloque el Playón, cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado (Maestría Geofísica). Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, 2012, 170 p.

RAMIREZ, Juan Carlos, MORA, Andrés y PARRA, Mauricio. Indicadores sedimentológicos de la evolución tectónica durante el mioceno en el Sinclinal de Nunchía, Piedemonte de la Cordillera Oriental de Colombia, En: Bucaramanga, Boletín de Geología, Julio - Diciembre, 2010. Vol. 32, no 2, p. 29 - 44.

REGUEIRO, José. Sísmica para ingenieros y Geólogos. El método sísmico de reflexión. Maracaibo: Mayo, 2007. 50 p.

ROMERO JUAREZ, Andrés. Predicción del comportamiento de yacimientos petrolíferos, En: CONVENCION DE LA ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOLOGOS PETROLEROS (2º : 1958 : México), Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 1958. p, 309 - 327.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [En línea]. <http://glossary.oilfield.slb.com/> [Citado el 1 Abril 2015]

SPE/WPC/AAPG/SPEEI. Sistema de Gestión de Recursos. Houston: SPE, 2009. p. 5 – 7.

TANNER, Turhan. Seismic Attributes. En: Houston, CSEG Recorder, septiembre 2001. p. 49 – 55.

ZABALA, LUZ MARINA. 6ta clase Ingeniería de Yacimientos, 27 Noviembre 2009 [En línea] <http://www.luzmarinazabala.blogspot.com/> [Citado el 1 Abril 2015]