

**ESTIMACIÓN DE UN PERFIL REGIONAL DE PRESIÓN DE PORO PARA UN
SEGMENTO DEL SECTOR CENTRAL DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA
A PARTIR DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA, PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE PRESIONES ANORMALES**

**JALED NASSER BADWAN HASTAMORIR
JUAN SEBASTIAN CHINOME JEREZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2020**

**ESTIMACIÓN DE UN PERFIL REGIONAL DE PRESIÓN DE PORO PARA UN
SEGMENTO DEL SECTOR CENTRAL DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA
A PARTIR DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA, PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE PRESIONES ANORMALES**

**JALED NASSER BADWAN HASTAMORIR
JUAN SEBASTIAN CHINOME JEREZ**

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JHON F. CERON
Ingeniero Civil / Geólogo**

**Orientador
SEBASTIAN ALEJANDRO GOMEZ ALBA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2020**

Nota de aceptación

PRESIDENTE DEL JURADO

JURADO 1

JURADO 2

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones.

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero.

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingeniería.

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos.

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Expresamos gratitud al ingeniero John Cerón por habernos introducido en este mundo de la geofísica de exploración y perforación, pues gracias a él nació la iniciativa y motivación por el tema de estudio. También queremos agradecer al Servicio Geológico Colombiano por habernos brindado los datos necesarios para llevar a cabo este trabajo. Por otra parte, a los ingenieros Horacio Acevedo de Hocol y Gabriela Castillo de Ecopetrol por habernos ofrecido un continuo apoyo y orientación en el manejo de conceptos adquiridos en la consecución de esta investigación. Y, por último, al ingeniero Sebastián Gómez, por ser nuestro directo tutor, y haberse comprometido con el valioso soporte y apoyo para finalizar el trabajo, cumpliendo con los objetivos propuestos, y siempre suministrando diferentes alternativas y consejos.

DEDICATORIA

Agradezco a mi familia, por su tiempo incondicional, su comprensión, que siempre han estado junto a mí, a Elizabeth Hastamorir, mi madre y Nasser Badwan mi padre, quienes han sido incondicionales en cualquier decisión propia, y quienes me han acompañado en cada uno de los procesos de vida. Respondo a la vida poder haber sido privilegiado en esta sociedad tan desigual, donde es limitado el acceso a la educación. Agradezco a las personas que han dedicado su tiempo, y me han compartido su conocimiento, a Sebastián Chinome por compartir este proyecto, conocimiento e información, a María González por ser mi compañía y apoyo en tiempo difíciles. Se lo dedico a Aisha Badwan, quien con su ternura y amor es tan comfortable y llena mi vida de una bocanada de aire.

JALED NASSER BADWAN HASTAMORIR

DEDICATORIA

A la vida, por haberme puesto en estas circunstancias, y a la Fundación Universidad de América, porque en esta conocí espacios, tiempos, sentimientos y personas que no se olvidarán, y estos de alguna u otra manera influyeron en mi desarrollo a nivel personal y profesional, siendo este trabajo de grado la cima del camino, el resultado del aprendizaje adquirido en aulas y pasillos. Dedico este trabajo a mí, porque a pesar de haberme dado muchos dolores de cabeza, me dejó todo tipo de enseñanzas, y se convirtió en mi primer gran proyecto profesional. A mi amigo Jaled, porque juntos conocimos más sobre el trabajo en equipo, aprendiendo a compartir argumentos y cumplir objetivos. A mi familia, porque ellos saben lo que significa haber culminado mi carrera universitaria, siendo ellos la principal motivación y apoyo. A Maria Paula, por llenarme el alma de amor. Y a mis amigos, porque no pude haberme encontrado personas más idóneas para vivir esta etapa de la vida de la manera como la vivimos, todo un placer.

JUAN SEBASTIAN CHINOME JEREZ

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 CONCEPTOS DE GEOPRESIONES Y GRADIENTES	22
1.1.1 Presión Hidrostática.	22
1.1.2 Presión de sobrecarga.	22
1.1.2.1 Gradiente de sobrecarga (GSC)	23
1.1.3 Presión de fractura.	24
1.1.4 Presión de poro.	25
1.1.4.1 Presión anormal.	26
1.2 CAUSAS E INDICADORES DE SOBREPRESIÓN	26
1.2.1 Sedimentación.	26
1.2.2 Generación de Hidrocarburos.	27
1.2.3 Migración vertical de fluidos.	27
1.2.4 Indicadores de presión anormal.	27
1.3 CONCEPTOS DE REGISTROS GEOFÍSICOS	27
1.3.1 Registros eléctricos.	28
1.3.1.1 Registro sísmico.	30
1.3.1.2 Registro de resistividad.	30
1.3.1.3 Registro de densidad.	31
1.3.2 Sísmica de reflexión.	31
1.3.2.1 Interpretación Sísmica.	31
1.4 METODOLOGÍAS DE ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO	31
1.4.1 Ecuación de Terzaghi.	32
1.4.2 Método de Hottman y Jhonson.	32
1.4.3 Método de Bowers.	32
1.4.4 Método de exponente “d” y “dmod”.	32
1.4.5 Método de Doyen.	33
1.4.6 Método de Eaton.	33
1.4.6.1 Tendencia normal de compactación.	34
1.4.6.2 Modificación de Zhang al Método de Eaton.	34
2. METODOLOGIA Y ANALISIS DE DATOS	35
2.1 Diseño experimental	44
2.1.1 Etapa 1: Recopilación de información.	35
2.1.2 Etapa 2: Modelo sísmico-estructural.	35
2.1.3 Etapa 3: Estimación de presión de poro.	37
2.1.3.1 Método sísmico.	37

2.1.3.2 Método resistivo.	37
2.1.4 Etapa 4: Validación e ilustración.	37
2.1.5 Etapa 5: Análisis presión anormal.	38
2.2 Datos e insumos.	38
2.3 Softwares y herramientas.	38
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	48
3.1 ETAPA 1: RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.	39
3.1.1 Generalidades y geología del Sector Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	39
3.1.1.1 Localización de la cuenca.	39
3.1.1.2 Evolución estructural y tectónica de la cuenca del VMM.	40
3.1.1.3 Columna estratigráfica..	42
3.1.1.4 Estratigrafía.	47
3.1.2. Selección de los pozos y sísmicas de reflexión del área de estudio.	48
3.1.3 Información de perforación.	50
3.1.3.1 Pozo Coyote 1.	50
3.1.3.2 Pozo Margaritas-1.	51
3.1.3.3 Pozo Guarumo-1 ST2.	52
3.1.3.4 Pozo Cayumba-1.	53
3.1.3.5 Pozo Sogamoso-1.	53
3.1.3.6 Pozo Peralondo-2.	53
3.2 ETAPA 2: MODELO SÍSMICO-ESTRUCTURAL.	54
3.2.1 Corregir, reconstruir y suavizar los registros.	54
3.2.2 Determinación de topes, bases y espesores.	55
3.2.3 Correlación estratigráfica.	55
3.2.4 Interpretación sísmica.	56
3.3 ETAPA 3: ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO.	57
3.3.1 Determinación de densidad y porosidad por formación.	58
3.3.2 Método de Eaton.	58
3.3.3 Análisis presiones Coyote-1.	60
3.3.4. Análisis presiones Margaritas-1.	60
3.3.5 Análisis presión de poro Peralonso.	62
3.4 ETAPA 4: VALIDACIÓN E ILUSTRACIÓN	64
3.5 ETAPA 5: MECANISMOS GENERADORES DE PRESIÓN ANORMAL.	66
4. CONCLUSIONES	68
5. RECOMENDACIONES	71
BIBLIOGRAFÍA	72
ANEXOS	75

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema de presión de sobrecarga	23
Figura 2 Gradientes de geopresiones	24
Figura 3. Presión de poro normal y anormal	25
Figura 4. Diagrama de flujo metodología	36
Figura 5. Esquema evolución tectónica de la cuenca del VMM	41
Figura 6. Columna estratigráfica cuenca del VMM	43
Figura 7. Mapa de localización de los pozos y sísmicas	48
Figura 8. Ubicación del perfil poli-lineal sobre la geología superficial	50
Figura 9. Comparación registros crudos vs corregidos Coyote-1.	54
Figura 10. Correlación Estratigráfica	56
Figura 11. Interpretación sísmica línea E	57
Figura 12. Perfiles DT (us/ft) vs TVD (ft)	59
Figura 13. Perfiles de presión de poro (Sónico)	60
Figura 14. Perfiles de presión de poro (Resistivo)	61
Figura 15. Resultado perfil 2D presión de poro	63
Figura 16. Prueba Hidden data	65
Figura 17. Perfiles densidad de lodo	66
Figura 18. Cross plots propiedades	67

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Presión hidrostática	22
Ecuación 2. Presión de Sobrecarga	23
Ecuación 3. Ecuación de Eaton modificada por Zhang	34

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Causas de presión anormal	26
Tabla 2. Tiempos de predicción de presión anormal	28
Tabla 3. Indicadores de Presión anormal	29
Tabla 4. Observaciones presión de poro pozo Cayumba-1	52
Tabla 5. Topes, bases y espesores de cada pozo	55
Tabla 6. Porosidad y densidad promedio Coyote-1	58

LISTA DE ABREVIATURAS

VMM: Valle Medio del Magdalena
MMVB: Middle Magdalena Valley Basin
VSM: Valle Superior del Magdalena
VIM: Valle Inferior del Magdalena
TVD: True Vertical Depth
Fm: Formación
YNC: Yacimientos No Convencionales
SGC: Servicio Geológico Colombiano
TOC: Total Organic Carbon
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
TNC: Tendencia Normal de Compactación
PSC: Presión de sobrecarga
Ph: Presión hidrostática
Pp: Presión de poro
MW: Mud weight o peso de lodo
DT: Delta tiempo
GBC: Grupo Basal Calcáreo
Ppg: Pounds per gallon

GLOSARIO

AULACOGENO: cuenca que se forma en el interior de una placa tectónica cuando se produce un proceso de ruptura (rifting).

BENTÓNICO: que habita en el fondo del mar, cerca o dentro de la superficie de la pila de sedimentos.

CALIZA: roca sedimentaria compuesta en su mayoría por carbonato de calcio y magnesio (CaCO_3 y MgCO_3)

CUENCA: depresión geológica en la cual se depositan sedimentos y material orgánico a lo largo del tiempo, por acción del agua y viento.

DENSIDAD: es la propiedad de una sustancia o material que relaciona su masa con el volumen que ocupa.

FACIE: conjunto de rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas, ya sean paleontológicas o litológicas.

FALLA: es una fractura planar presente en un cuerpo rocoso, en la cual hay un desplazamiento notorio debido al movimiento de las placas tectónicas.

GRABENS: estilo estructural formado por acción de fuerzas extensivas que generan fallas normales, formando escalones.

GRADACIÓN: unidad sedimentaria que muestra reducción o aumento en la granulometría de sus partículas.

KERÓGENO: materia orgánica compleja precursora del petróleo, que tiene alto contenido molecular y es encontrado en rocas sedimentarias y es insoluble en solventes orgánicos.

MARGA: roca sedimentaria compuesta principalmente de calcita y arcillas.

NERÍTICO: ambiente y condiciones de la zona existente entre marea baja y el borde de la plataforma continental.

PERMEABILIDAD: propiedad que mide la facilidad con la cual una roca deja atravesar un fluido. Su unidad es el Darcy o el mili Darcy.

PETROFISICA: ciencia que estudia las rocas de un yacimiento y los fluidos contenidos en ella mediante el uso de registros de pozo y análisis de recortes de perforación y núcleos.

PLANTÓNICO: que habita la columna de agua, suspendido en ella.

POROSIDAD: es la medida de la fracción del volumen vacío dentro de una roca. También, se le conoce como la capacidad de almacenamiento de fluidos en una roca.

PRESIÓN DE PORO: es la presión que ejercen los fluidos almacenados dentro del espacio poral de la roca.

REGISTRO DE POZO: mediciones de las propiedades de la roca, de los fluidos de formación o simplemente de las dimensiones del hueco como tal.

ROCA GENERADORA: son rocas sedimentarias que cumplen una serie de requisitos y características especiales para la generación de hidrocarburos.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO (SGC): entidad de carácter público que se encarga de la investigación y divulgación de información técnica y científica sobre geología y todas las condiciones que esta implica.

SIDE TRACK: perforar un pozo secundario lejos del pozo original. Una operación de desviación de la trayectoria de un pozo puede ser efectuada en forma intencional o puede suceder accidentalmente.

SHALE: roca sedimentaria compuesta por partículas de tamaño limo y arcilla, de carácter fisil y en laminación plano-paralela

SUBSIDENCIA: proceso de hundimiento vertical de una cuenca sedimentaria como consecuencia del peso de los sedimentos que se van depositando uno sobre otro.

HORSTS: estilo estructural formado por acción de fuerzas compresivas.

RIFTING: proceso mediante el cual la corteza continental sufre una extensión debido a esfuerzos distensivos dirigidos.

VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM): zona media de la cuenca sedimentaria ubicada en el territorio colombiano, conformado por el río Magdalena, el cual separa la cordillera oriental de la central

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC): yacimiento subterráneo que se ve sometido a procedimientos y técnicas que superan a las convencionales en términos económicos debido a que los fluidos se encuentran entrampados en condiciones complejas.

RESUMEN

El control hidrostático en el diseño de un pozo es uno de los factores de seguridad más importantes en la operación de perforación dado que históricamente ha sido la causa de grandes desastres dentro de la industria del petróleo; este control hidrostático viene dado por la presión de formación y presión de fractura, que constituyen una base fundamental para la programación del lodo de perforación y profundidades adecuadas para el asentamiento de las tuberías de revestimiento. Estas presiones son determinados mediante la utilización de métodos directos o indirectos de estimación. El segmento de estudio de este trabajo, ubicado en el sector central de la cuenca del VMM, tiene una alta prospectividad de YNC gracias a sus grandes extensiones y espesores de roca generadora de baja permeabilidad del cretácico, este segmento no cuenta con un perfil regional de presión de poro que muestre las variaciones laterales de esta propiedad, con el que se pueda reducir los riesgos operacionales originados por condiciones anormales de presión, pues, históricamente, campos aledaños a este segmento han sufrido problemas de este tipo debido a la configuración litológica, tectónica, estratigráfica y geoquímica propia de esta parte de la cuenca. Por lo anteriormente expuesto, el objetivo de esta tesis es estimar un perfil regional de presión de poro para este segmento, a partir de información geológica y geofísica, mediante la aplicación del Método de Eaton a registros geofísicos de la zona (Registros eléctricos y Sísmicas de reflexión), con el fin de identificar las zonas con presión anormal y analizar los mecanismos que probablemente hayan generado las regiones de sobrepresión. Para llevar a cabo este propósito, se utilizaron los registros de resistividad y densidad de 6 pozos estratigráficos, además de 6 líneas sísmicas de reflexión, información suministrada por el SGC.

Se calculó el gradiente de sobrecarga para cada pozo, para luego generar curvas de tendencia de compactación normal para intervalos de shale limpio en el registro de resistividad y poder identificar zonas donde ésta tendencia se desvía de la normal. Se realiza el mismo procedimiento, pero utilizando la velocidad sísmica registrada en la sísmica de reflexión. Se seleccionan los resultados más representativos mediante gráficos cross-plots y curvas de semblanza. Esta metodología se llevó a cabo mediante el software Petrel, donde se hace el amarre de los resultados de la metodología. Se encuentra que las zonas con presión anormalmente alta corresponden a restricciones locales de la Fm. Mugrosa, además de la correspondiente a la discordancia del Eoceno encontrada debajo de la Fm. Lizama, además de las asociadas a fallas regionales.

PALABRAS CLAVE:

- Valle Medio del Magdalena, Presión de poro, Registros eléctricos, Sísmica, Método de Eaton, Perforación

ABSTRACT

TITLE: Estimation of a regional pore pressure profile for a segment on middle sector of Middle Magdalena Valley Basin using geologic and petrophysical information, for abnormal pressure identification.

DESCRIPTION: Hydrostatic control in the design of a well is one of the most important safety factors in the drilling operation since it has historically been the cause of major disasters within the oil industry; this hydrostatic control is given by the formation pressure and fracture pressure, which constitute a fundamental basis for the programming of drilling mud and adequate depths for the settlement of the casing. These pressures are determined by using direct or indirect estimation methods. The study segment of this work, located in the central sector of the VMM basin, has a high YNC prospectivity thanks to its large extensions and thicknesses of low permeability Cretaceous source rock. This segment does not have a regional pore pressure profile that shows the lateral variations of this property, to reduce the operational risks caused by abnormal pressure conditions, since, historically, fields adjacent to this segment have suffered problems of this type due to the lithological, tectonic, stratigraphic and geochemical configuration of this part of the basin. Therefore, the objective of this thesis is to estimate a regional pore pressure profile for this segment, from geological and geophysical information, by applying the Eaton Method to geophysical records of the area (Electrical and Reflection Seismic Records), in order to identify the areas with abnormal pressure and analyze the mechanisms that have probably generated the overpressure regions. To carry out this purpose, the resistivity and density records of 6 stratigraphic wells were used, in addition to 6 seismic reflection lines, information provided by the SGC.

The overburden gradient was calculated for each well, to then generate normal compaction trend curves for clean shale intervals in the resistivity log and to be able to identify zones where this trend deviates from normal. The same procedure is performed, but using the seismic velocity recorded in the reflection seismic. The most representative results are selected by means of cross-plots and semblance curves. This methodology was carried out by means of the Petrel software, where the results of the methodology are tied up. It is found that the areas with abnormally high pressure correspond to local restrictions of the Mugrosa Fm., in addition to the one corresponding to the Eocene discordance found under the Lizama Fm., as well as those associated to regional faults.

KEY WORDS: Middle Magdalena Valley Basin, Formation pressure, Well Logs, Seismic, Eaton's Method, Drilling

INTRODUCCIÓN

Uno de los criterios que impacta considerablemente los parámetros técnicos y la viabilidad financiera de las operaciones de perforación se conoce con el nombre de Presión de Poro¹. Ésta se define como la presión que ejercen los fluidos dentro de los espacios porosos de la roca² y su estimación involucra técnicas de adquisición y procesamiento de datos sísmicos, modelos mecánicos del subsuelo y cubos de presión de poro³. Mediante la implementación de estas metodologías, en su mayoría de evaluación geofísica, se logra tener un mayor control hidrostático y de estabilidad del pozo, minimizando los riesgos operacionales generados por la sobrepresión, la reducción en los tiempos de operación y los costos asociados⁴.

Durante las operaciones de perforación, los ingenieros tienen un control hidrostático de las presiones y la estabilidad del pozo a través de los lodos de perforación⁵. Disminuir la incertidumbre con la localización de formaciones con altos gradientes de presión, permitirá optimizar procesos tales como: el diseño de la composición física y química del lodo de perforación, disminuir la magnitud del daño de formación, reducir las pegas por presión diferencial, evitar el fracturamiento de formaciones atravesadas, evitar las pérdidas de circulación de fluidos hacia y desde la formación, permitir el diseño de la trayectoria, diámetro del pozo adecuado y la planeación de una cementación duradera.

El año 1965 fue el inicio de los avances ingenieriles en esta área con Hottman y Johnson. A partir de registros de resistividad y sónicos, presentaron un método para poder estimar magnitudes de la geopresión para formaciones clásticas del terciario en Golf Coast, llegando a la conclusión que dicha metodología solo es aplicable en zonas donde la compactación es provocada por la presión de sobrecarga.

Desde el año 1975, Ben A. Eaton⁶ publicó un método basado en cuatro ecuaciones teórico-empíricas que predicen la presión de poro mediante la determinación de tendencias normales de compactación y valores de resistividad o tiempo de tránsito. Conocido en la industria como “El método de Eaton”. Ha sido este el método que se

¹CHENNAKRISHNAN, B. Pore Pressure and Wellbore Stability Analysis of cb-onn-2002/2 Block in Cambay Basin. En: *GEO India Expo XXI*. (2: 16-19, septiembre: New Delhi). New Delhi. AAPG, 2008.

²CAVERO, C., Análisis de Métodos para la Predicción de Presión de Poros Aplicado a la Estabilidad de Pozos de Perforación Petrolera. Trabajo de grado Ingeniero Civil. Lima, Perú. Universidad Ricardo Palma. 2010. p.22

³BARRIOL, Y.; et al. Presiones en las operaciones de perforación y producción. En: *Oilfield Review*. Septiembre 2005. Vol 11, p. 26-28

⁴YORK, P.; et al. Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling Trouble Zones. En: *Offshore Technology Conference held* (1: 4-7, Mayo: Texas). Texas. Weatherford Int'l. 2009

⁵HAWKER, D., Análisis de las presiones anormales de formación. *DATALOG*. Versión 2.1. 2001. p. 4

⁶EATON, B., The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. *SPE of AIME*. Dallas, Texas, USA. 1975. No 5544. p. 4

ha usado para calcular presiones de poro, correlacionando información obtenida por mediciones petrofísicas como lo son registros de resistividad, registros sísmicos, registros de densidad, tiempo de tránsito, reflexión sísmica o velocidades de intervalo. En esta ecuación, Eaton utiliza un coeficiente de corrección de 3.0 para registros sísmicos de acuerdo con las características del Golfo de Luisiana, donde realizó su estudio; este valor debe ser configurado para cada cuenca de estudio. Tal es el caso del Campo Tajín⁷, ubicado en la Cuenca de Chicontepec en el Golfo de México, donde Agustín Ceveriano en el año 2004 determinó un valor de 2.2 para el coeficiente de Eaton en su determinación de gradientes de presión. Por otra parte, Cristina Cavero⁸ en 2010 calibró un valor de exponente de Eaton de 0.85 para el borde oeste de la Cuenca Madre de Dios en Cuzco, Perú. Tres años más tarde, Edwin Arreola hizo lo propio en el Campo Lakach, de la Cuenca Coatzacoalcos Profundo en el Golfo de México offshore, encontrando un exponente de calibración de Eaton de 0,55.

Estudios realizados en 2004 en 2,520 pozos de gas del Golfo de México mostraron que más del 24% de los tiempos de operación no productivos en estos se debieron a incidentes de patadas de pozo, canalizaciones de agua, flujo de gas y pérdidas de circulación, incidentes que fueron causados por predicciones erróneas de presión de poro⁹.

El área de estudio de este Trabajo de Grado fue un segmento de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, alrededor de los Campos de La Cira-Infantas, La Lizama, Las Monas, Provincia y Llanito. Actualmente varias Compañías Operadoras adelantan operaciones de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo, a través de las formaciones Esmeralda, Mugrosa y Colorado que históricamente han generado problemas en las actividades de perforación. El actual modelo de adjudicación y administración de contratos a nivel nacional no facilita el intercambio y correlación de información geológica entre las Operadoras y Entidades Públicas. Este Trabajo de Grado mostrará por primera vez un perfil de escala regional de presiones de poro para formaciones de la Edad Cenozoica y Mesozoica en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio. El perfil permitirá además de mostrar las variaciones de presión, analizar y plantear hipótesis sobre las posibles causas que la originan. Este perfil de presiones será un insumo fundamental para las Compañías que operan la Cuenca, pues reducirá el riesgo asociado a las operaciones de perforación en posibles formaciones sobrepresionadas y la reducción de tiempos no productivos (NPT's), que en el caso se las presiones de

⁷ CEVERIANO, A., Determinación de los Gradientes de Presión de Formación y de Fractura del Campo Tajín. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. Ciudad de México, México. Universidad Nacional Autónoma de México. 2004. p. 115

⁸ CAVERO, Op. cit., p 95

⁹ DODSON, J.K., Gulf of Mexico 'trouble time' creates major drilling expenses. En: Offshore. 2004, vol. 64. 1

poro representan alrededor del 12 al 15% en promedio de los sobrecostos en operaciones de perforación a nivel mundial.¹⁰

El objetivo general de esta tesis fue estimar un perfil regional de presión de poro para un segmento de la zona media del Valle Medio del Magdalena a partir de información geológica y geofísica, para la identificación de presiones anormales. Los objetivos específicos fueron:

- Describir las generalidades y geología de la zona media de la Cuenca del Valle del Magdalena Medio.
- Describir las metodologías actuales de determinación indirecta de presión de poro y los registros geofísicos que estos utilizan.
- Calcular la Presión de Poro utilizando la metodología de Eaton.
- Seleccionar los resultados representativos mediante la interpretación de crossplots y curvas de semblanza.
- el porcentaje de error del modelo ejecutando la prueba a ciegas o hidden data.
- Elaborar un perfil poli-lineal ilustrativo de presión de poro utilizando el software Petrel.
- Analizar los mecanismos que probablemente hayan generado las regiones de presión anormal.

Mediante la metodología de Eaton se podrá estimar la presión de poro a partir la compactación de lutitas obtenidos de registros de pozo y velocidades sísmicas, generando un perfil de gradiente de presión de formación donde se integre la información geológica de la zona y los resultados de la aplicación de la metodología que sea de fácil acceso y de fácil entendimiento.

¹⁰ FAM, M. A. y DUSSEAULT, M. B. Borehole Stability in Shales: A Physico-Chemical Perspective. En: Eurock. (Abril-Mayo 1998). SPE, 1998

1. MARCO TEÓRICO

Este capítulo contiene los aspectos generales sobre presión de poro y conceptos básicos, enumerando sus causas de anormalidad, un cuadro resumen de los indicadores de presión anormal durante la perforación y las metodologías de estimación. También se describe cómo funcionan y se interpretan los registros geofísicos utilizados en la metodología.

1.1 CONCEPTOS DE GEOPRESIONES Y GRADIENTES

El conocimiento y seguimiento del comportamiento de las presiones que se encuentran en el sustrato, también llamadas geopresiones, son la base para poder realizar operaciones de perforación eficientes, sin mayores riesgos y con los mejores resultados; a continuación, se describirán las presiones y esfuerzos que interactúan en el subsuelo, incluyendo la presión hidrostática, presión litoestática, presión de fractura y presión de formación (normal y anormal), además de las causas más comunes para generar una condición de anormalidad.

1.1.1 Presión Hidrostática. También llamada presión normal de formación es la presión resultante de la fuerza ejercida por el peso de una columna estática de fluido sobre un área determinada, esta presión es función de la altura de la columna de fluido y de la concentración de sales de este (densidad). Esta fuerza no se ve afectada por la forma o distribución de la columna de fluido. La altura de la columna de agua es considerada la distancia entre el punto de medición y la proyección de ese punto sobre la perpendicular a la superficie del fluido (TVD).¹¹ El gradiente de presión hidrostática se calcula dividiendo la presión hidrostática por la profundidad total esta expresada por la **ecuación 1**:

Ecuación 1. Presión hidrostática.

$$Ph = \rho * h * 0.433$$

Fuente: HAWKER, D., Análisis de las presiones anormales de formación. DATALOG. Versión 2.1. 2001.

Donde: $Ph =$ Presión Hidrostática [psi]
 $\rho =$ Densidad promedio del fluido $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$
 $h =$ Altura vertical de la columna de fluidos [ft]

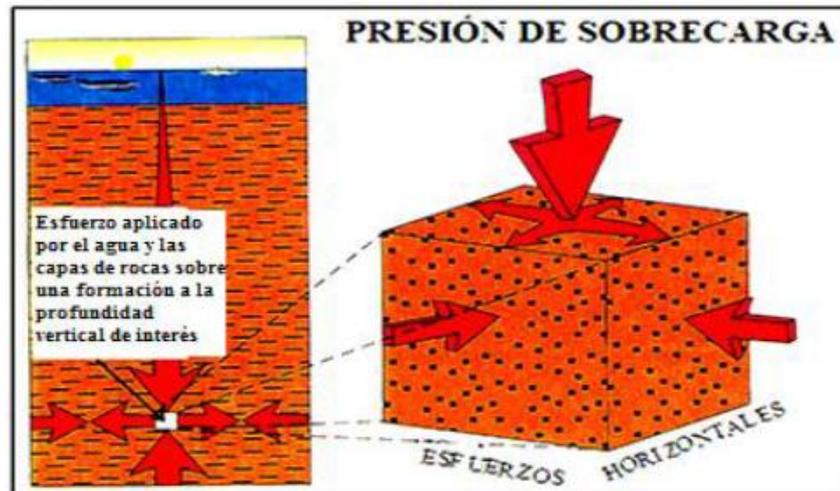
1.1.2 Presión de sobrecarga. También llamada presión litoestática, es la presión que ejerce el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos almacenados en los espacios porosos (agua, hidrocarburo, gas, etc.), para las rocas infrayacentes.

¹¹ HAWKER, Op. cit., p.

El nivel litostático cero es la superficie en tierra o el nivel del mar. La sobrecarga aumenta con la profundidad, a medida que aumenta el peso de las rocas suprayacentes y disminuye la porosidad, por el aumento de la compactación.

1.1.2.1 Gradiente de sobrecarga (GSC). Este gradiente indica que tanto aumenta la presión litostática con el aumento de profundidad, siendo esencial para lograr cálculos precisos de la presión de poro. Varía dependiendo la zona de estudio, esto genera la necesidad de calcularlo para cada zona, en especial las zonas de interés. Dicho gradiente tiene un método basado en datos de campo, como los registros de densidad; teniendo varias lecturas de este en diferentes profundidades y el registro de porosidad; para poder obtener un valor promedio, como se observa en la **ecuación 2:**¹²¹³

Figura 1. Esquema de presión de sobrecarga.



Fuente: BORGES, J., Generación de un volumen de geopresiones del Campo Franquera, Estado Trujillo. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela.: Universidad Central de Venezuela. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 2013. pág 27.

Ecuación 2. Presión de Sobrecarga.

$$PSC = [(1 - \phi) * \rho_R + \rho_F * \phi] * h * 0.433$$

Fuente: HAWKER, D., Análisis de las presiones anormales de formación. DATALOG. Versión 2.1. 2001.

¹² *Ibíd.*, p. 20

¹³ ARREOLA, E. Caracterización de la presión de poro y fractura del campo Lakach. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2013. p. 7

Donde: ϕ = Porosidad promedio de la formación o intervalo [Fracción]

ρ_R = Densidad promedio de la roca $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

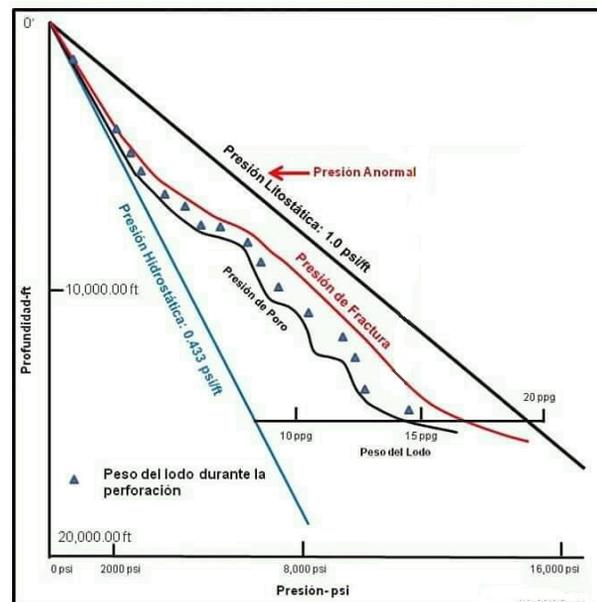
ρ_F = Densidad promedio del fluido $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

PSC = Presión de Sobrecarga [psi]

h = Profundidad total medida verticalmente [ft]

1.1.3 Presión de fractura. La presión de fractura está definida como la máxima presión que puede soportar una formación en el momento antes a exceder su resistencia plástica. Los principales factores influyentes en la presión de fractura son: tipo de roca, esfuerzo en sitio, zonas fracturadas, condiciones del pozo, relación entre geometría del pozo y la formación, propiedades del lodo¹⁴. El gradiente de fractura se obtiene dividiendo la TVD entre la presión de fractura, y este gradiente es un patrón importante para tener en cuenta en el diseño de lodo, estado mecánico de la perforación y durante la perforación; causando pérdidas de lodo de perforación o cualquier otro tipo de pérdida en circulación, la acertada elección del lodo garantiza estabilidad al pozo y estabilidad en el casing de cementación. Ver **figura 2**.¹⁵

Figura 2 Gradientes de geopresiones.



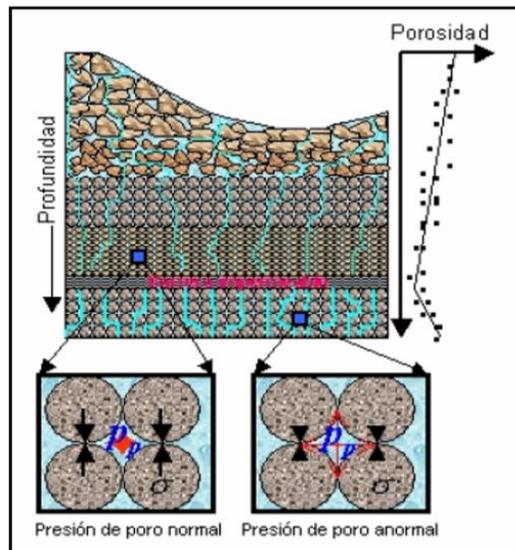
Fuente: HAWKER, D., Análisis de las presiones anormales de formación. DATALOG. Versión 2.1. 2001.

¹⁴ HAWKER. Op. cit., p. 12

¹⁵ZHANG, J., Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. En: Earth-Science Reviews. 2011. vol. 108. p. 32

1.1.4 Presión de poro. Es la presión que mantienen los fluidos dentro de la roca almacenadora, por lo general es la presión hidrostática ejercida desde la parte más profunda hasta el nivel del mar; una columna de agua moviéndose hacia lugares donde la presión es menor, en las formaciones de baja permeabilidad e impermeables la presión de poro se comporta de forma anormal debido a que estas son las capas de rocas que soportan el peso de la columna de agua. Ver **figura 3**.

Figura 3. Presión de poro normal y anormal.



Fuente: HAWKER, D., Análisis de las presiones anormales de formación. DATALOG. Versión 2.1. 2001.

Para poder detectar y estimar presiones de formación anormales se utilizan mediciones directas e indirectas. Sin embargo, debido a que las mediciones directas son muy costosas, y, además, solo es posible tomarlas en formaciones que ya hayan sido perforadas, los ingenieros de perforación generalmente son forzados a depender de mediciones indirectas, a partir de parámetros petrofísicos de la roca como la resistividad, tiempo de tránsito sísmico, densidad, reflexión sísmica o velocidad de intervalo. La mayoría de estas mediciones se basan en el argumento que formaciones con presiones anormales tienden a tener una menor compactación y una porosidad más alta que formaciones con presión normal a la misma profundidad de enterramiento.¹⁶

¹⁶ MATEUS, D., et al. Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas. En: CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2009, vol. 3 no 5, p.7-18.

1.1.4.1 Presión anormal. Las presiones anormales de formación o sobre presiones más comúnmente conocidas; formaciones donde la presión es mayor a la que debería estar. Es esta una de las principales causas de tiempos improductivos durante la perforación e incidentes durante la perforación como lo son los blow out, influjos y patadas de presión.¹⁷

1.2 CAUSAS E INDICADORES DE SOBREPRESIÓN

La sobrepresión ha sido un tema discutido durante la industria de la perforación de pozos tanto estratigráficos como de producción de aceite y gas, ya que esta ha generado insurgencias en los procesos. Varios autores han apuntado a diferentes causas, por ejemplo, Osborne menciona como causa las propiedades de los fluidos dentro de la roca y los esfuerzos que sufre. Existen diferentes mecanismos que como consecuencia generan sobrepresión de poro o presiones anormales: esfuerzos; debido a la compactación y por eventos tectónicos compresivos, generación térmica, redistribución de presiones en zonas permeables, etc., las cuales serán explicadas a continuación, en la **tabla 1**:

Tabla 1. Causas de presión anormal.

Sedimentación	Uno de los factores más importantes es la sedimentación, ya que la acumulación de sedimentos genera mayor peso en las capas supra yacentes, generando mayor presión.
Generación de Hidrocarburos	El cambio físico y químico ocurrido en la materia orgánica al convertirse en Kerógeno, genera variaciones de volúmenes y cambios en la presión de las formaciones
Migración Vertical de Fluidos	Dentro de la estructura de las zonas, se encuentran fallas de diferentes tamaños y que se han tenido desde mínimos movimientos a fallas de gran tamaño, estas estructuras permiten la migración de fluidos de forma vertical, el fluido viaja desde zonas de mayor a presión a zonas de menos presión, hasta llegar a su entrapamiento.

FUENTE: Elaboración propia.

1.2.1 Sedimentación. La compactación es el factor determinante para analizar el espacio poroso. Terzagui en 1929 realizó un proceso experimental donde demostró

¹⁷ ZHANG. Op. cit., p. 35

que la comprensión normal actual de las rocas es producto del mecanismo de rocas saturadas de líquido. Terzagui creía que los minerales se comportaban de forma incompresible y que por ende quien sufría efectos de compresión era el espacio poroso.¹⁸

1.2.2 Generación de Hidrocarburos. Según Slavin¹⁹, la generación de hidrocarburos, la transformación de materia orgánica en kerógeno que se encuentra en fase líquido y gaseoso. Estas transformaciones generan un incremento de volumen en los fluidos, el decrecimiento de la materia sólida es insignificante. Los procesos de generación de hidrocarburos tardan demasiado tiempo, son procesos, lentos, pero esto genera variaciones en la presión de las formaciones.

1.2.3 Migración vertical de fluidos. Slavin mencionó que la presencia de fallas en las secuencias sedimentarias profundas proporciona líneas de flujo desde estas zonas hacia la superficie, haciendo una liberación de presión, en zonas donde esta ha sido anormal. La descarga de presiones altas por medio de un sistema de fallas solo ocurre cuando el gas está presente en el fluido; si el fluido que migra es agua, la presión decrece de forma inmediata ya que el agua se comporta como un fluido incompresible y las fuerzas elásticas de la matriz no pueden responder rápido siendo suficiente para generar cambios.²⁰

1.2.4 Indicadores de presión anormal. Antes, durante y después de las operaciones de perforación llevadas a cabo en campo podemos encontrar diferentes eventos o situaciones que pueden indicar un cambio en la presión normal de las formaciones, para el caso de este trabajo se evalúan los registrados durante la perforación, en los reportes del perforador, ver **tabla 2**. Las siguientes actividades o situaciones son las utilizadas como parte de la información de perforación manejada como dato de entrada para el desarrollo de la metodología, y estos suponen los riesgos y supuestos más importantes en las operaciones regulares de perforación, y los indicadores directos de cambios en las geopresiones, ver **tabla 3**.

1.3 CONCEPTOS DE REGISTROS GEOFÍSICOS

En esta sección se dará una breve explicación de los registros geofísicos utilizados para la consecución del método propuesto para estimar la presión de poro, como son los registros eléctricos de pozo y las líneas sísmicas de reflexión, pues estos contienen las mediciones de propiedades petrofísicas como densidad, porosidad,

¹⁸ TERZAGHI, K., et al., Soil Mechanics in Engineering Practice (3rd Edition). John 811 Wiley & Sons. 1996.

¹⁹ SLAVIN, V., et al., Abnormally High Formation Pressures: Origin, Prediction, Hydrocarbon Field Development, and Ecological Problems. En: Abnormal pressures in hydrocarbon environments: AAPG Memoir 70, p. 105–114.

²⁰ Ibid., p. 15

compactación, tiempo de tránsito, resistividad, utilizadas en el cálculo de las ecuaciones.

1.3.1 Registros eléctricos. Perfilar los pozos por medio de registros eléctricos ha sido una técnica que se viene desarrollando con de la mano de la ingeniera de los hidrocarburos, ya que permite grabar las propiedades roca- fluidos, encontrar y caracterizar zonas prospectivas para el desarrollo petrolífero del pozo.

Los registros eléctricos se han convertido en una de las herramientas para la evaluación de formaciones donde se analiza y se describe la parte solida relacionada; la roca y su matriz, por otro lado, la parte de fluidos donde se analiza el espacio poroso y el fluido que lo ocupa. Dicho método mide propiedades acústicas eléctricas y radiactivas de la formación.

Tabla 2. Tiempos de predicción de presión anormal.

DATOS	INDICADORES DE PRESIÓN	TIEMPO DE PREDICCIÓN
Métodos geofísicos	- Sísmica	Antes de la perforación
Parámetros de perforación	- Exponente “d” - Registros mientras se perfora - Tasa de penetración	Durante la Perforación
Parámetros del fluido de Perforación	- Registros de lodo - Influjos de presión - velocidad del flujo de lodo	Durante la Perforación
Registros de pozo	- Registros eléctricos - Tiempo de transito(Sónico) - Densidad - Porosidad - Gamma ray	Después de la Perforación
Métodos directos	MDT, RFT, LEAKOFF TEST	Después de la Perforación

Fuente: CAVERO, C., Análisis de Métodos para la Predicción de Presión de Poros Aplicado a la Estabilidad de Pozos de Perforación Petrolera. Trabajo de grado Ingeniero Civil. Lima, Perú. Universidad Ricardo Pampón. 2010. p.22.

Tabla 3. Indicadores de Presión anormal

Actividad	Riesgos y supuestos	Indicador de cumplimiento de actividad/indicador de desempeño del objetivo
Pega de Tubería	<p>Es el mayor problema de perforación en el mundo en términos de tiempos y costos financieros. Posibles causas: Lutitas que se hidratan y desintegran (lutitas quebradizas), dando por resultado una expansión de las mismas y por consecuencia el derrumbe.</p> <p>Capas que son muy inclinadas en que los sedimentos se derrumban por su propio peso.</p> <p>Formaciones poco consolidadas (arenas, conglomerados, gravas, etc.).</p> <p>Presión anormal de gas en las formaciones.</p>	<p>Limitación o impedimento del movimiento de la sarta de perforación. Los dos tipos principales de pegadura de tubería son: por atascamiento mecánico y por presión diferencial. La causada por atascamiento mecánico puede ser por presencia de detritos en el pozo, anomalías de su geometría, cemento y acumulación de recortes en el espacio anular. Por otro lado, la pega diferencial se produce generalmente cuando se ejercen fuerzas de alto contacto causadas por las bajas presiones del reservorio, las altas presiones del pozo, o ambas presiones en un área suficientemente grande de la sarta de perforación.</p>
Pérdidas de Circulación	<p>La pérdida de fluido en la formación representa una pérdida financiera que debe abordarse y cuyo impacto se relaciona directamente con el costo por barril del fluido de perforación y la tasa de pérdida con el tiempo.</p>	<p>La reducción o la ausencia total del flujo de fluidos por el espacio anular cuando se bombea fluido a través de la sarta de perforación. Si bien las definiciones de los diferentes operadores varían, esta reducción del flujo puede clasificarse generalmente como filtración (menos de 20 bbl/hr [3 m3/hr]), pérdida de circulación parcial (más de 20 bbl/hr [3 m3/hr] pero aún con ciertos retornos), y pérdida de circulación total (cuando no sale fluido del espacio anular). En este último caso severo, puede suceder que el pozo no permanezca lleno de fluido, aunque se cierren las bombas. Si el pozo no permanece lleno de fluido, la altura vertical de la columna de fluido se reduce y la presión ejercida sobre las formaciones abiertas se reduce. Esto a su vez puede hacer que otra zona fluya hacia el pozo, en tanto que la zona de pérdida toma lodo, o incluso puede producir una pérdida catastrófica de control del pozo.</p>
Cavings		<p>Trozos de roca provenientes del pozo pero que no fueron removidos directamente por la acción de la barrena. Los derrumbes pueden ser en forma de astillas, escamas, bloques y varias otras formas de la roca, normalmente desprendidas de secciones de lutitas que se han vuelto inestables. La forma del derrumbe puede indicar por qué se produjo el fallo de la roca. El término se utiliza típicamente en plural.</p>

Tabla 3. Continuación

Actividad	Riesgos y supuestos	Indicador de cumplimiento de actividad/indicador de desempeño del objetivo
Válvula de control de influjo		Un componente activo instalado como parte de la terminación de un pozo para obturar parcial o completamente el flujo hacia su interior. Es posible instalar válvulas de control de influjo en la sección yacimiento de la terminación. En general, cada dispositivo se separa del siguiente mediante un empacador. Cada válvula puede ser controlada desde la superficie para mantener la conformidad del flujo y, a medida que el yacimiento se agota, evitar el ingreso de fluidos indeseados en el pozo. Un cable permanente de fondo de pozo provee los conductos eléctrico e hidráulico para transmitir los comandos desde la superficie hasta cada válvula.
Blow out de gas		Flujo descontrolado de fluidos de formación proveniente de un pozo. Un flujo descontrolado de fluidos de formación desde el pozo o hacia las zonas menos presurizadas del subsuelo (reventón subterráneo). Los flujos descontrolados no pueden ser contenidos utilizando barreras instaladas previamente y requieren la intervención de servicios especiales. Un reventón puede consistir en agua, petróleo, gas o una mezcla de estos elementos. Los reventones pueden ocurrir en todo tipo de actividad asociada con el pozo y no se limitan solamente a las operaciones de perforación. En ciertas circunstancias, es posible que el pozo se obture o se selle con fragmentos de roca provenientes del derrumbe de las formaciones en el agujero abierto.

Fuente: Elaboración propia

1.3.1.1 Registro sísmico. El registro sísmico es la emisión de ondas desde un punto fijo (emisor), y el objetivo es medir el tiempo de propagación a través de la zona de interés. Estas pueden ser complejionales o de cizallamiento a través de la formación, y se pueden propagar en gases, líquidos y sólidos²¹.

1.3.1.2 Registro de resistividad. Es un registro que, por medio de corriente eléctrica enviada a la formación, determina la capacidad que tiene el yacimiento para dejar fluir dicha corriente en una unidad de volumen, se expresa en ohmios por metros (Ω m), este registro ayuda a evaluar la formación, ya que fluidos como los

²¹ ASQUITH, G., et al., Basic Well Log Analysis. Segunda edición. Oklahoma, USA: AAPG, 2004. 248 p. ISBN: 0-89181-667-4. p.121

hidrocarburos no permiten el paso de dicha corriente, mientras que fluidos como el agua de formación son altamente resistivos. El registro se comporta con resistividades bien diferentes si la roca se encuentra mojada de hidrocarburos o con agua de formación.²²

1.3.1.3 Registro de densidad. Son usados como registros de porosidad, para la identificación de minerales en depósitos, detección del gas, densidad de hidrocarburos, evaluación del nivel de arcilla en arenas, litologías complejas, producción de utita, propiedades mecánicas de la roca. Dicho registro tiene como principio de funcionamiento es la emisión de rayas gamma que son colisionados por la formación.²³

1.3.2 Sísmica de reflexión. En un proyecto de prospección sísmica se realiza el estudio de las ondas producidas por una pequeña explosión controlada, generando así la propagación de estas hacia el interior de la tierra, dichas ondas regresan a la superficie, después de sufrir refracción o reflexión en límites geológicos del subsuelo. Estos tiempos de viaje permiten obtener una imagen detallada de la distribución de capas que se encuentran en la zona de interés.

Las fuentes sísmicas son aquellas que generan ondas de duración corta (pulsos) que pueden contener un amplio rango de frecuencias y, por lo tanto, diferentes velocidades de propagación, que son captadas por equipos especiales (geófonos) y transformadas en una señal eléctrica de frecuencia y magnitud análogas a las ondas sísmicas que detectan, las cuales son registradas en una cinta magnética y luego procesadas, hasta la obtención de la imagen requerida²⁴.

1.3.2.1 Interpretación Sísmica. Proceso que es aplicado a datos sísmicos tales como la revisión de la información, en análisis de los datos e interpretación de estos mismos. Lleva como objetivo establecer modelos geológicos precisos del subsuelo. Que sean consistentes con la integración del resto de información (antecedentes geológicos y petroleros del área, registros eléctricos, gravimetría de datos estratigráficos y petrofísicos. Para esto se debe elaborar un sismograma sintético, tener una relación de información sísmica e información del pozo, realizar una interpretación de horizontes y fallas y por último la generación de mapas estructurales precisos que describan la zona²⁵.

1.4 METODOLOGÍAS DE ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO

En esta sección se explican las metodologías actuales más usadas para el cálculo de la presión de poro, y se hace énfasis en la metodología de Eaton, la cual fue

²² Ibid., p. 134

²³ Ibid., p. 155

²⁴ KASTILLO, G., Adquisición e interpretación sísmica 3D del Campo Llumpak del Oriente Ecuatoriano. Ingeniería en Geología. Quito. Universidad Central de Ecuador. 2013. p. 220

²⁵ Ibid., p. 122

propuesta para el proyecto y es el método más utilizado actualmente debido a su grado de acertación.

1.4.1 Ecuación de Terzaghi. Terzaghi se encargó de encontrar una teoría aplicable para la predicción de presión de poros hincado por la ley de esfuerzo efectivo. Dicha teoría dice que la presión de formación es dependiente del esfuerzo de sobrecarga y el esfuerzo efectivo. La ecuación de Terzaghi muestra la relación entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro con un total de fluido poral.²⁶

1.4.2 Método de Hottman y Jhonson. Este método fue el primer método diseñado para la predicción de presión de poro en formaciones tipo shales, basado en los datos de pozo como los registros eléctricos. (registro sísmico y resistivo). Está basado en el decrecimiento de la porosidad en función de la profundidad desde el análisis del tiempo de viaje de una onda acústica en las formaciones arcillosas del Mioceno y el Oligoceno en el norte de Texas y en el sur del golfo de Luisiana. Este procedimiento representa la tendencia de compactación normal como función de la profundidad de enterramiento y la presión del fluido mostrada dentro la tendencia es la presión hidrostática.

En los intervalos que se encuentra la presión anormal se ve una diferencia con la curva de compactación normal. Hottman y Jhonson concluyeron que la porosidad o el tiempo de tránsito en las rocas shale se comporta de forma anormalmente elevados en relación con la profundidad si la presión de fluido es anormalmente alta.²⁷

1.4.3 Método de Bowers. Es un método que estima la presión de poros en función de la velocidad sísmica o velocidad sísmica, este método a diferencia del resto es calculado dependiendo del mecanismo que generó la sobrepresión. Estos pueden ser por fenómeno de subcompactación o expansión de fluidos.

Bowers emplea la curva virgen y la curva de descarga para representar estos mecanismos.

Al aumentar el esfuerzo efectivo, los sedimentos se compactan y las velocidades sísmicas aumentan, esta relación representa a la curva virgen. Por lo contrario, la curva de descarga es representada cuando el esfuerzo efectivo disminuye, llamada también zona de regresión, esto se puede apreciar en la Figura 10 junto a la curva virgen.²⁸

1.4.4 Método de exponente “d” y “dmod”. El método exponente “d” es uno de los más utilizados para predecir la presión de poros durante la perforación o después de ella; los ingenieros de mud logging normalmente estiman la presión de poros usando los parámetros de perforación ya que es la información que se tiene a disposición en la perforación, El Exponente “d” o Método del Perforador está en

²⁶ TERZAGHI. Op cit., p. 6

²⁷ ZHANG. Op cit., p. 21

²⁸ CAVERO. Op. cit., p. 62

función de la rata de penetración (ROP), del peso sobre la broca (WOB), la velocidad de rotación de la broca (RPM), el tipo y diámetro de la broca (BS) y las características de las formaciones. Es el método más simple y económicamente rentable, pero también se ha demostrado que tiene un grado de incertidumbre alto porque puede ser afectado por variaciones en los parámetros de perforación y cambios en los diseños de los ensamblajes que se bajan al pozo.

Una corrección a este Método del Exponente “d” fue sugerido por Rehm y McClendon en 1971, explicando que el peso de lodo y la presión hidrostática tenían influencia en las diferencias de presión²⁹.

1.4.5 Método de Doyen. Este método propuso una metodología mecánica-física para predecir la presión de poros usando un modelo geomecánico 3D, Doyen expresa una ecuación en función de la velocidad intervállica obtenida de las velocidades sísmica, esfuerzos de sobrecarga, porosidad, y volumen de arcillas, junto a parámetros que serán calibrados, por lo general se utiliza el método de Doyen para calcular la presión de poros en todo un campo, realizando un modelo 3D, utilizando las ecuaciones de Gauss.³⁰

1.4.6 Método de Eaton. Eaton (1972) propuso optimizar el método de Hottman y Johnson (1965), mejorando la relación de los registros observados y registros en tendencia normal, ya que el método de Hottman y Johnson utilizaba datos muy empíricos causando mayor incertidumbre al calcular la presión de poros. Según la teoría de Eaton, la principal causa de esta incertidumbre es por las diferencias de gradientes de sobrecarga.

Este método de predicción de presión de poros encuentra una relación del esfuerzo de sobrecarga, presión de poros normal, el registro observado y el valor del registro en una tendencia normal, los dos últimos elevados a un exponente empírico. Puede estar en función del registro sísmico, registro de resistividad, como también del exponente “D”.

Se traza una línea de tendencia en el perfil resistividad, tiempo de tránsito o exponente D y el punto de divergencia de esta línea en relación con las lecturas medidas nos da el tope de anomalía en la presión de formación. La curva de presión de poros es calibrada por el exponente que se eleva a la división del registro observado con el normal (o viceversa, dependiendo que registro sea), y la línea de tendencia normal hasta llegar a un perfil donde coincida con los eventos de sobrepresión en el pozo perforado.

Los exponentes tienen valores de 1.2 para los perfiles de resistividad y 3 para los perfiles sísmicos, estos datos son resultados de estudios realizados en el Golfo de México. Es posible iniciar el cálculo con estos parámetros para la predecir la presión de poros, pero es muy probable que se tengan que variar por ubicarse en una cuenca diferente.³¹

²⁹ Ibid., p. 67

³⁰ Ibid., p. 72

³¹ Ibid., p. 55

1.4.6.1 Tendencia normal de compactación. Trazar la línea de tendencia normal o tendencia de compactación es fundamental para el método de Eaton. Esta línea puede ser trazada de manera matemática, escogiendo dos puntos y graficándola con la ecuación de la recta según la tendencia que tenga el registro y la zona de sobrepresión.

1.4.6.2 Modificación de Zhang al Método de Eaton. Para eliminar los efectos de la subjetividad según el intérprete a la hora de trazar la curva de compactación normal y su posterior lectura para cada profundidad de evaluación, Zhang determinó una relación que representa la ecuación de la tendencia de compactación normal, y luego la incluyó en la Ecuación de Eaton, resultando en la siguiente **ecuación 3**.

Ecuación 3. Ecuación de Eaton modificada por Zhang.

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{\Delta t_m + (\Delta t_{ml} - \Delta t_m) e^{-cZ}}{\Delta t} \right)^3$$

Fuente: ZHANG, J., Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. En: Earth-Science Reviews. 2011. vol. 108. p. 32.

Dónde:

- P_{pg} =Presión de poro [psi]
- OBG = Presión de sobrecarga [psi]
- P_{ng} =Presión hidrostática [psi]
- Δt_m =tiempo de tránsito en roca de porosidad cero [us/ft]
- Δt_{ml} =tiempo de tránsito de la línea de lodo [us/ft]
- Δt =tiempo de tránsito medido en registro sísmico [us/ft]
- Z =profundidad de evaluación [ft]
- c =coeficiente de Zhang

2. METODOLOGIA Y ANALISIS DE DATOS

En este capítulo se explica con detalle el procedimiento metodológico para la estimación de un perfil donde se identifique la presión de poro de un sector del VMM. Incluye el diseño experimental necesario para dar cumplimiento a los objetivos propuestos, presentando un diagrama de flujo que describe el paso a paso del procedimiento llevado a cabo, y una explicación detallada de cada etapa, se describen las características de los datos utilizados (registros eléctricos, sísmicas de reflexión, reportes de perforación) y la razón por la que fueron elegidos, además, se especifican los instrumentos de investigación utilizados durante la investigación (ArcGIS, Excel, Google Earth Pro, Petrel, Seisee, Surfer, Mathlab). Por último, se hace una validación de los resultados, verificando que el modelo 2D sea representativo.

2.1 DISEÑO EXPERIMENTAL

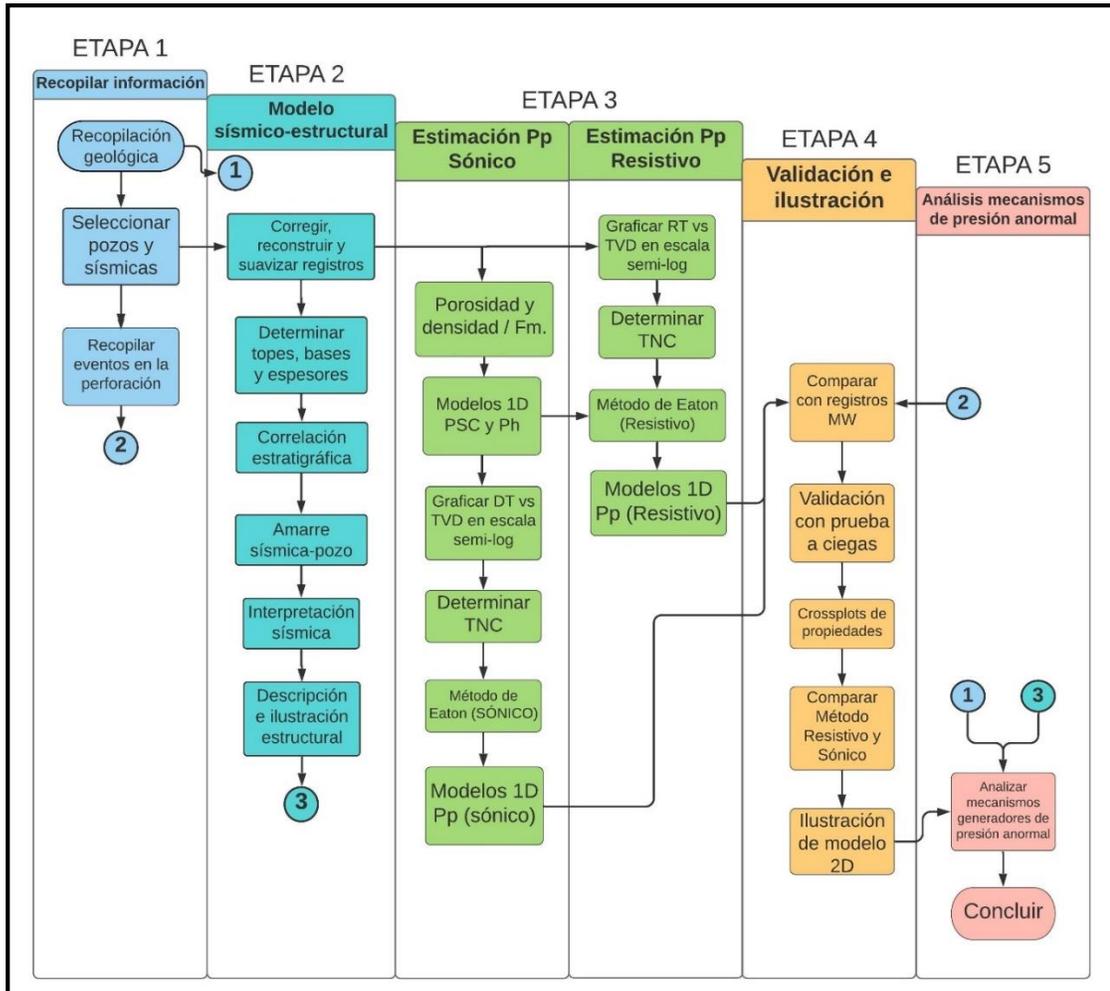
Cada etapa está conformada por una secuencia de pasos vinculados entre sí, donde se integran diferentes metodologías de la industria petrolífera como son la interpretación e inversión sísmica y análisis de registros eléctricos (densidad, resistividad y sónico), para cumplir los requerimientos para alcanzar los objetivos específicos propuestos.

2.1.1 Etapa 1: Recopilación de información. En esta fase del proyecto se realiza una recopilación sobre las características geológicas de la zona de estudio como el mapa geológico, columna estratigráfica, evolución histórica de la cuenca y geología del petróleo de los campos del sector, esto con el fin de poder realizar un análisis geológico-estructural del perfil de presión de poro para identificar los posibles mecanismos que generan las zonas con presión anormal, si las hay.

Posteriormente, se seleccionan los pozos y sísmicas de reflexión del área de estudio, identificando cuales son los que mejor cumplen los criterios de selección, para luego elaborar un mapa de ubicación superficial del perfil en el software ArcGIS. Por último, se recopila información relevante de perforación que sean de ayuda para validar el modelo en la etapa 4 (Informes de pozo con eventos indicadores de presión anormal como pegadas, pérdidas de circulación, influjos, derrumbes, y registros de peso de lodo MW).

2.1.2 Etapa 2: Modelo sísmico-estructural. Con el fin de lograr una descripción estructural del perfil, se realiza la interpretación de las sísmicas de reflexión recortadas y unidas en una transecta regional, para esto se lleva a cabo la siguiente secuencia de pasos:

Figura 4. Diagrama de flujo metodología.



Fuente: elaboración propia.

- Unir registros de diferentes profundidades, teniendo en cuenta sus unidades.
- Corregir los registros de cada pozo mediante la ecuación de Faust y demás correlaciones, mediante el software Petrel.
- Suavizar los registros eléctricos para evitar resultados sobredimensionados, mediante el software Petrel.
- Reconstruir registros para profundidades donde no se tomó medición, utilizando ecuación de Gardner y demás correlaciones, mediante el software Petrel.
- Determinar topes, bases y espesores mediante la interpretación de los registros eléctricos de pozo.
- Realizar una correlación estratigráfica entre los pozos para visualizar la estructura y orientación general de las formaciones, mediante el software Petrel.
- Amarrar los pozos a las sísmicas mediante los topes y bases de las unidades estratigráficas implicadas, determinados anteriormente.

- Interpretar los rasgos estructurales fácilmente visibles (discordancias, pliegues, fallas) y los horizontes geológicos en la sísmica utilizando la columna estratigráfica, el mapa geológico, la historia geológica y los espesores determinados anteriormente.

Finalmente, se realiza un perfil 2D regional que ilustre los rasgos estructurales encontradas en la interpretación mediante el software Petrel.

2.1.3 Etapa 3: Estimación de presión de poro. Se procede a aplicar la metodología de Eaton, con la modificación de Zhang, utilizando los registros geofísicos disponibles.

Inicialmente, se calcula el perfil 1D de presión de sobrecarga para cada pozo, determinando mediante los registros eléctricos disponibles la porosidad y densidad promedio para cada formación, propiedades necesarias para aplicar la ecuación 2, además de perfiles 1D de presión hidrostática con la ecuación 1, utilizando una densidad de fluido de formación promedio para todos los pozos, que represente la salinidad normal de esta cuenca.

2.1.3.1 Método sónico. Posteriormente, se procede a graficar en escala semilogarítmica el tiempo de tránsito obtenido en los registros sónicos, contra la profundidad, y trazar tendencias normales de compactación TNC, teniendo en cuenta las recomendaciones de Zhang para su trazo. Finalmente, aplicar la ecuación 3 para calcular perfiles 1D de presión de poro para cada pozo, calibrando el exponente de Eaton y los parámetros de la línea de tendencia de Zhang, teniendo en cuenta los antecedentes ya mencionados para diferentes cuencas, hasta encontrar resultados que sean representativos, que coincidan con los eventos ya conocidos de sobrepresión.

2.1.3.2 Método resistivo. Se repite el procedimiento anterior, pero esta vez graficando la resistividad profunda o verdadera de la formación contra la profundidad, para determinar modelos 1D de presión de poro para cada pozo.

2.1.4 Etapa 4: Validación e ilustración. Para esta etapa, se inicia comparando los resultados de la aplicación del método con los perfiles de peso de lodo MW obtenidos en la etapa 1, observando su nivel de relación. Luego, se realiza una validación y análisis de los resultados individuales de cada pozo, en el que se elimina u ocultan los resultados de uno o varios pozos y se comparan los resultados de este con los del perfil completo (todos los pozos).

Posterior a esto, se realizan gráficos cruzados o crossplots, en los que se observa el comportamiento de las diferentes propiedades petrofísicas evaluadas en la metodología, para validar los resultados del perfil según los principios de aplicación de la Metodología de Eaton. También, se comparan los resultados del método resistivo y el método sónico para determinar y analizar sus diferencias o semejanzas.

Finalmente, se realiza la ilustración final 2D de los resultados mediante la interpolación de los perfiles 1D de presión de poro para cada método (resistivo y sísmico).

2.1.5 Etapa 5: Análisis presión anormal: Se realiza el análisis de las posibles causas o mecanismos generadores de las zonas con presión anormal, comparando el perfil 2D de presión de poro con el modelo sísmico-estructural obtenido en la etapa 2, y los resultados de la recopilación de información geológica y de perforación de la etapa 1.

2.2 DATOS E INSUMOS

Los datos utilizados en este trabajo corresponden a registros geofísicos proporcionados por el Servicio Geológico Colombiano SGC como parte de las herramientas de trabajo para esta investigación académica, jurando bajo gravedad de juramento que no se comercializarán ni se suministrarán a ninguna persona natural ni jurídica, y que la información será utilizada solo en el marco de la investigación.

Entre los datos suministrados encontramos para cada uno de los pozos, según su disponibilidad pues algunos pozos son tan antiguos que no poseen todos los solicitados, registros de densidad, GR, resistividad, sísmico, e informes y reportes de perforación, todos en formatos LAS, PDF y JPG.

Por otra parte, respecto a las líneas sísmicas de reflexión, se obtuvieron archivos en formato SEG-Y y .TIFF para 6 sísmicas apiladas y migradas en tiempo.

2.3 SOFTWARES Y HERRAMIENTAS

Se utilizan diferentes softwares para el manejo, interpretación y cálculo de variables, entre ellos encontramos ArcGIS y Google Earth Pro, los cuales son utilizados para la elaboración del mapa de localización del área de estudio con los pozos y sísmica sobrepuestos, además de la visualización de la geología superficial en el perfil, utilizando planchas geológicas del área. También, se usan Petrel y Seisee para la visualización e interpretación de las líneas sísmicas, además del manejo y arreglo de los registros eléctricos de pozo. Por otra parte, Excel es utilizado en el desarrollo de la metodología de Eaton, para el cálculo de densidades, porosidades, presiones de sobrecarga, hidrostática y de formación, además de la elaboración de los crossplots y perfiles 1D correspondientes a los resultados. Finalmente, MathLab y Surfer se emplean para la interpolación de resultados y visualización final del modelo 2D de presión de poro, además del desarrollo de la metodología de prueba a ciegas.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta capítulo se presentan los resultados que se lograron obtener durante el trabajo investigativo. Para obtener un perfil poli-lineal regional que ilustre las presiones de poro en la zona media del VMM, se desarrollan diferentes procesos metodológicos para llevar a cabo el diseño del perfil.

3.1 ETAPA 1: RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Durante el proceso de análisis a los informes e información solicitada al SGC, se pudo obtener información de los procesos de perforación el comportamiento, de las formaciones y comportamiento de sus presiones. También se obtuvo información geológica de cada zona en la que se encontraban los pozos.

De esta forma se logró describir las generalidades y geología del sector central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

3.1.1 Generalidades y geología del Sector Central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. A continuación, se hace una breve descripción de la localización de la cuenca, así como la historia de generación y evolución tectónica y estructural de la cuenca, se presenta la columna estratigráfica generalizada para el sector central del VMM, en cuanto a estratigrafía se hará una descripción de las características geológicas de las formaciones atravesadas por los registros eléctricos empleados en la investigación, además de la geología estructural y geología del sistema petrolero.

3.1.1.1 Localización de la cuenca. Según Barrero³², la cuenca del VMM se encuentra entre las latitudes de las ciudades de Bogotá y Bucaramanga, aproximadamente, y comprende una extensión de 34,000 km²/ 7'900.000 acres de área, un volumen de reservas descubiertas de petróleo de 1,900 MMBO y 2.5 GFC de gas; esta exploración de hidrocarburos ha estado orientada hacia la identificación de trampas estructurales en las secuencias Paleógenas, las cuales son sedimentos siliciclásticos depositados en ambientes continentales principalmente, con alguna influencia marina. La secuencia cretácica está compuesta por depósitos calcáreos y siliciclásticos de origen marino a transicional. Los límites estructurales para el VMM corresponden a rasgos geológicos de importancia: al sureste el sistema de fallas Bituima y La Salina (BSFS), al norte el sistema de fallas Espíritu Santo (ESFS) al oeste los sedimentos del Neógeno que cubren la Serranía de San Lucas (SL) y el basamento de la Cordillera Central (CC), al sur el cinturón plegado de Girardot (GFB) y al noreste con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta (BSMF). Ver **Figura 1**.

³² BARRERO, D., MARTINEZ, J.F., PARDO, A., VARGAS, C.A. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. p. 45.

3.1.1.2 Evolución estructural y tectónica de la cuenca del VMM. Esta sección se realiza con el fin de entender la naturaleza y evolución de los ambientes y estructuras sedimentarias que se encuentran en la sección de estudio debido a que estos tienen una particular importancia en el desarrollo del perfil de presión de poro, dado que su magnitud está ligada, entre otras variables, al confinamiento y deformación de las formaciones resultado de los esfuerzos tectónicos sufridos durante el desarrollo de la evolución tectónica de esta cuenca, directamente ligado al levantamiento orogénico de los Andes Colombianos, producto de la interacción entre las placas tectónicas Caribe, Nazca, Cocos y Suramericana. Gracias a su configuración tectónica, esta zona central cuenta con múltiples y complejos sistemas de fallas y deformación.

Según Córdoba et al.³³ y Mojica³⁴, durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano se establece una fase extensional durante la ruptura del paleo-continente Pangea, cuando se separa el margen noroccidental de Suramérica del suroriental de Norteamérica, lo cual formó grabens y horsts supercontinentales; estos contenían paleo-fallas de tipo normal producto del rifting que se generó, dando lugar a un gran aulacógeno ubicado en el sentido noroeste-sureste, que fue depositado y sedimentado por material calcáreo de carácter continental fluvial, la Fm. Rosablanca, la Fm. Paja y una parte de la Fm. Tablazo pertenecen a esta época.

Según Lozano³⁵ y Sarmiento³⁶, sobre el Cretácico Tardío inicia la depositación de una secuencia sedimentaria correspondiente a un ambiente de subsidencia termal post-rift, generando pequeñas cuencas intra-arco que constituyen una sola cuenca regional hundida, donde se depositan las formaciones Tablazo, Simití, La Luna y Umir. En la última parte del cretácico, los esfuerzos tectónicos se invierten y se introduce una etapa compresiva debida a la subducción de la corteza oceánica debajo de la corteza continental, generando el levantamiento de la Cordillera Central, dando origen a una mega cuenca ante arco (Fm Umir y Fm. Lisama).

A comienzos del Paleógeno (Fm. Lisama y Fm. La Paz) ocurre el levantamiento del Macizo de Santander-Floresta. Durante esta fase, las estructuras de tipo anticlinal sufren erosión y meteorización, ocasionando que gran parte de la secuencia cretácica sea removida, mientras que en las estructuras sinclinales prosigue la sedimentación y subsidencia (Discordancia del Eoceno). En la segunda mitad del Paleógeno la sedimentación sigue influenciada por el levantamiento de la Cordillera Central, generando acumulaciones en ambientes de depósito de carácter fluvial, desarrollando facies clásticas arenosas (Fm. La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y

³³ CÓRDOBA, F., ROLÓN, L.F., BUCHELLI, F., SUAREZ, M. Provincia petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bogotá, Colombia: Ecopetrol, 2000. p. 1.

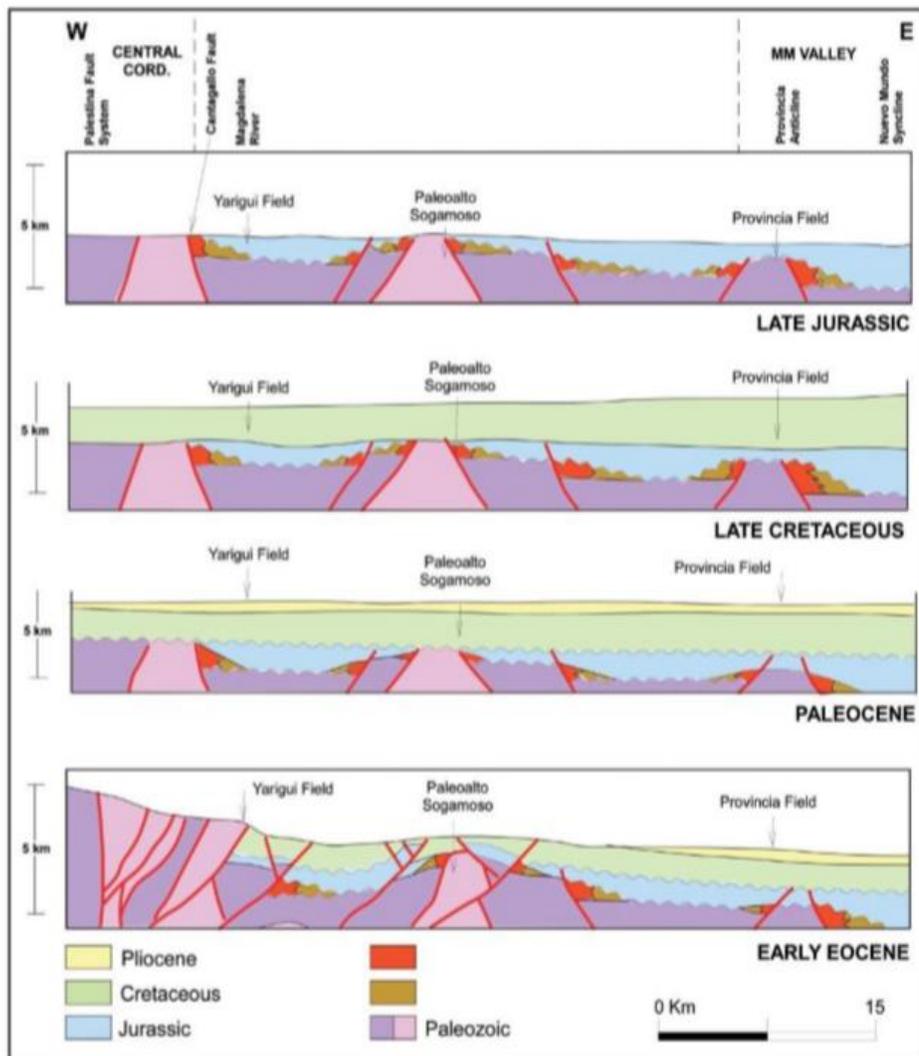
³⁴ MOJICA, J., FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. En: Geología Colombiana. 1990. No. 17, p. 60.

³⁵ LOZANO, E., ZAMORA, N. Anexo N Compilación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá, Colombia: SGC, 2014. p. 6, 9.

³⁶ SARMIENTO. Op. cit., p. 30

Colorado). Durante el Neógeno Temprano aumentan los esfuerzos compresivos y se produce un plegamiento y fallamiento más complejo. Esto generó reactivación e inversión de las fallas normales generadas en los *grabens* y *horsts* de la etapa distensiva del Jurásico Tardío – Cretácico Temprano puesto que representan planos de debilidad preferencial, como se observa en la **Figura 5**, ocasionando un cambio en la depositación, generando llanuras de inundación y zonas de pantano que corresponden a la Fm. La Cira Shale. Finalmente, desde el Neógeno Tardío hasta el presente se deposita la última secuencia clástica, la cual se observa poco o nada deformada (Grupo Real y Fm. Mesa).³⁷

Figura 5. Esquema evolución tectónica de la cuenca del VMM.



Fuente: SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia-Middle Magdalena Basin. Medellín, Colombia: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2011. p. 24.

³⁷ MOJICA. Op. cit., p. 60.

3.1.1.3 Columna estratigráfica. La columna estratigráfica generalizada del sector central de la cuenca del VMM se presenta en la **Figura 6**.

3.1.1.4 Estratigrafía. El registro sedimentario de la cuenca muestra una sucesión de depósitos Jurásicos continentales superpuestos por los sedimentos del Cretáceo, ambos tanto calcáreos como siliciclásticos, y, asimismo, de ambientes transicionales a marinos. La secuencia paleógena se compone de rocas siliciclásticas depositadas principalmente en ambientes continentales con cierta influencia marina³⁸. De acuerdo con los reportes geológicos de los pozos de investigación para este trabajo, las formaciones que se tienen en cuenta son. Grupo Real, Fm. La Cira Shale, Fm. Colorado, Fm. Mugrosa, Fm. Esmeraldas, Fm. La Paz, Fm. Lisama, Fm. Umir, Fm. La Luna, Fm. Simití, Fm. Tablazo, Fm. Paja y Fm. Rosablanca. Estas serán descritas a continuación, desde la más antigua hasta la más reciente.

➤ **Formación Rosablanca.** (Cretácico Inferior (Hauteriviano – Barremiano)) Para M. Julivert³⁹, se presenta una transgresión marina inicial que sustenta la depositación de esta formación. Esta formación pertenece a la base de la Grupo Basal Calcáreo, que incluye a Fm. Rosablanca, Fm. Paja y Fm. Tablazo. Esta se compone de base a tope por dolomitas y calizas fosilíferas masivas grises, con intercalaciones de lutitas y niveles margosos. Esta formación tiene contactos concordantes con las formaciones que las supra e infrayacen (Fm. Tambor y Fm. Paja, respectivamente). Tiene un espesor de 425 metros en el Rio Sogamoso, pero varía ampliamente a lo largo de ella. El ambiente de depositación corresponde a marino somero abierto con alternancia de las condiciones de tranquilidad-agitación, y en la parte basal se encuentran algunas facies evaporíticas que indican una hipersalinidad y tranquilidad en las condiciones de depósito.

➤ **Formación Paja.** Según Morales⁴⁰, esta formación fue depositada en el Cretácico Inferior (Barremiano y Aptiano) y está compuesta por lutitas de color negro uniforme, con laminación delgada, ligeramente calcáreas y comúnmente micáceas y limosas. El espesor varía a lo largo de ella desde 125 hasta 625 metros, el contacto con la Fm. Rosablanca es claramente concordante, mientras que con la Fm. Tablazo es contacto de tránsito gradual. El ambiente de depósito que se le asigna a esta formación corresponde a marino, con una profundización del mar gradual, empezando desde el sur y progresando hacia el norte. Tiene buen contenido

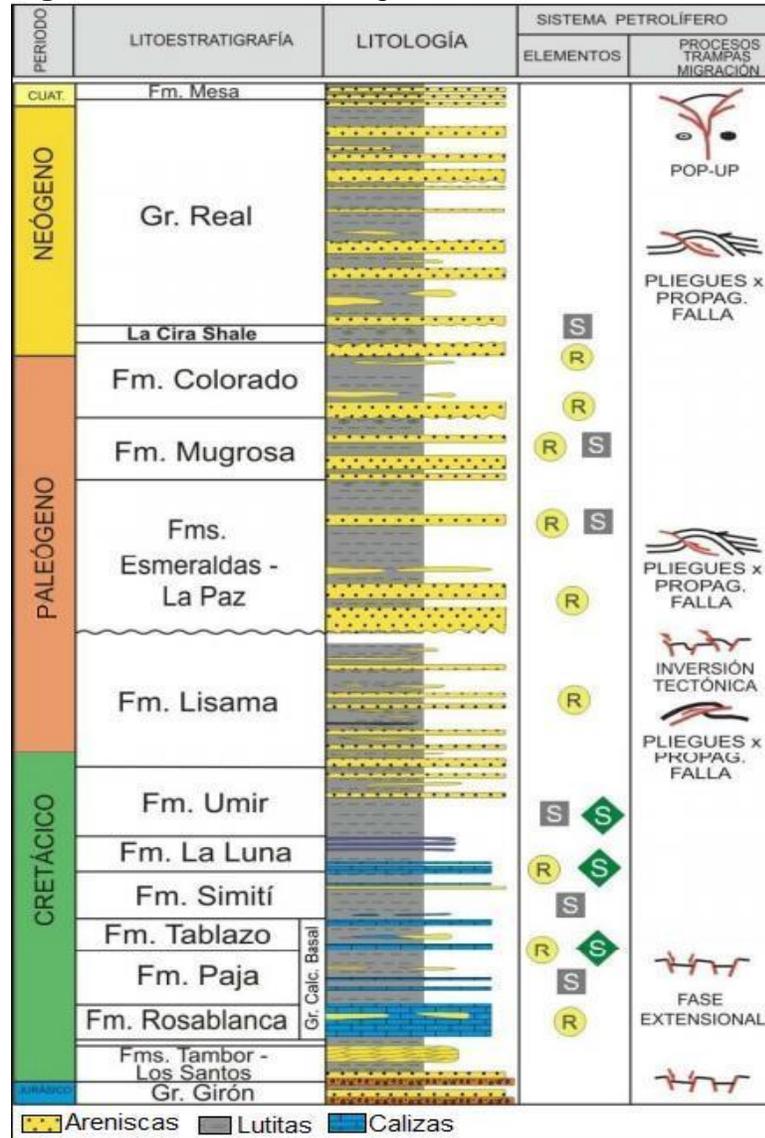
³⁸ BARRERO. Op. cit., p. 78

³⁹ JULIVERT, Manuel. *Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina*. Colombia. Volumen V, Fascículo 4° Primera Parte Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Centre National de la Reserche Scientifique. Paris, Francia. 1968. p 419-420

⁴⁰ MORALES L. G., *et al.* General Geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG Annual Meeting. (1955) Bogotá, Colombia, p. 641

orgánico TOC de 0.74% - 8.95%, kerógeno tipo mixto I/II y rango de madurez de 1.1 – 1.38% Ro, indicando que esta es la principal formación generadora de gas⁴¹.

Figura 6. Columna estratigráfica cuenca del VMM.



Fuente: BARRERO, D., et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia, 2007.p. 79.

➤ **Formación Tablazo.** (Cretácico Inferior (Aptiano a Albiano)). Es la formación más somera del grupo basal calcáreo. Según expone Morales⁴², En la localidad tipo la formación consiste en calizas y margas masivas, bandeadas y extremadamente

⁴¹ RAMON, J., et al. Geochemical Evaluation of Middle Magdalena Basin, Colombia. En: CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. 1997, vol. 1 no. 3, p. 85

⁴² MORALES. Op. cit., p. 651

fosilíferas, con predominio de calizas en la mitad superior y margas en la inferior. Las margas son muy limosas, por lo que Morales la nombra como una “caliza arcillosa”. El espesor propuesto varía de 150 metros en la localidad tipo hasta 325 metros en otras localidades. El contacto, tanto para la Fm. Paja en su base como para la Fm. Simití en su tope son concordantes y gradacionales. El ambiente relacionado corresponde a nerítico poco a medio profundo. Tiene buenos valores de TOC (0.48-4.78 wt%) y un rango de madurez de 1.1 a 1.3% Ro.⁴³

➤ **Formación Simití.** (Cretácico Inferior (Albiano)). Para Julivert⁴⁴ y Morales⁴⁵, esta formación consiste en lutitas gris o negras, localmente calcáreas y con concreciones generalmente fosilíferos y localmente contienen petróleo, abundantes en la zona alta de la formación, donde también se encuentran capas delgadas de conglomerados con nódulos de fosfatos, dientes de pez y arena. Su espesor varía entre 250 y 650 metros. El contacto con Tablazo es concordante y neto. En cuanto al ambiente de depositación, Morales indica que se trata de nerítico poco a medio profundo, siendo más somero hacia la parte superior. Tiene valores de TOC entre 1,5% - 3.6%.

➤ **Formación La Luna.** (Cretácico Superior). Esta formación corresponde a la roca generadora de más importancia en la cuenca, y esta subdividida en tres miembros, de base a tope: Salada, Pujamana y Galembo.

- **Miembro Salada:** (Turoniano) Para Morales⁴⁶, está compuesta de lutitas limosas, duras, negras, finamente laminadas y en capas delgadas, con capas ocasionales de calizas y ocurrencias de venas y concreciones de pirita. Su espesor varía entre 50 a 100 metros, y el ambiente indicado para estos sedimentos es marino profundo con mala ventilación en fondo, impidiendo el desarrollo de microfauna bentónica, y permitiendo la abundancia de microfauna planctónica (foraminíferos y radiolarios).
- **Miembro Pujamana:** (Turoniano a Coniaciano Inferior) Típicamente, esta unidad consiste en capas delgadas de lutitas calcáreas gris a negro y poco competente, por lo que en general se encuentra deformada y derrumbada. Su rango de espesor es entre 50 y 225 metros debido principalmente a su plasticidad, el ambiente de depositación es el mismo que el descrito para salada, marino profundo con mala ventilación de fondo.
- **Miembro Galembo:** (Turoniano a Santoniano) Es predominantemente lutitas calcáreas con intercalaciones de calizas arcillosas y cherts, en espesores desde 180 hasta 350 metros. Su ambiente de depositación es de condiciones similares a Pujamana en la parte inferior, pero en la superior el mar era más somero,

⁴³ RAMON. Op cit p. 8

⁴⁴ JULIVERT. Op. Cit., p. 437

⁴⁵ MORALES. Op. cit., p. 651-652

⁴⁶ Ibíd., p. 653

donde desaparecen las condiciones anóxicas del fondo, influenciando así su diversidad faunística bentónica y plantónica⁴⁷.

El promedio de carbón orgánico total (TOC) varía de miembro a miembro: el promedio para Salada es alrededor de 4.5 wt%, mientras que para Pujamana y Galembó es de 3.5% y 2.4% respectivamente.⁴⁸

➤ **Formación Umir.** Se ha determinado la edad de esta formación del Cretácico Superior como Campaniano a Maastrichtiano. Consiste en capas delgadas de lutitas poco competentes con láminas delgadas de carbonatos y micas en su parte inferior, mientras que la superior se compone de lutitas poco competentes con focos de carbón e intercalaciones de arenisca de grano muy fino a limolitas. Espesor promedio de 1000 metros. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como nerítico medio profundo en su parte inferior hasta llanuras de marea y frentes deltaicos (nerítico somero a continental) en su parte superior. Los contactos son de tipo concordante tanto con la Formación La Luna como con la Formación Lisama que suprayace e infrayace respectivamente. Ecopetrol reporta un potencial de recurso generador medio a bueno: TOC > 3%, kerógeno tipo III-II, pero algo inmadura (Ro = 0.6%)⁴⁹⁵⁰.

➤ **Formación Lizama.** (Paleógeno Inferior (Paleoceno)). Según Morales⁵¹, los sedimentos de Lizama representan la transición entre el ambiente marino de la Fm. Umir a uno de depósitos continentales, que consisten en lutitas de varios colores, moteadas y con intercalaciones de areniscas de grano fino con laminación cruzada, que hacia el tope pasan a ser tamaño de grano medio, y contienen vetas de carbón. Tiene rangos de espesor mayores a 1225 metros.

➤ **Formación La Paz.** (Paleógeno Superior (Eoceno Superior)). Para Morales⁵², corresponde a areniscas conglomeráticas grisáceas, masivas y en estratificación cruzada, de 1000 metros de espesor generalmente y su contacto con la formación suprayacente (Lizama) es regional y bien definido. Su origen es de tipo continental.

➤ **Formación Esmeralda.** (Paleógeno Superior (Eoceno Superior)). Esta formación consiste de areniscas micáceas de grano fino en láminas y capas delgadas, muy competentes, y limolitas con intercalaciones de capas de lutitas negras moteadas con capas de carbón en su tope. El espesor de esta unidad redondea los 1200 metros en la localidad tipo.⁵³

⁴⁷ *Ibíd*, p.653-655

⁴⁸ SPICKERT. *Op. cit.*, p. 6

⁴⁹ RAMON. *Op. cit.*, p. 53

⁵⁰ MORALES. *Op. cit.*, p. 655 - 656

⁵¹ *Ibíd*, p. 657

⁵² *Ibíd*, p. 658

⁵³ *Ibíd*, p. 659

- **Formación Mugrosa.** A esta formación se le ha asignado una edad de Oligoceno, dentro del periodo Paleógeno Superior. La mitad inferior de la formación está compuesta por lutitas fracturadas, masivos, dúctiles con intercalaciones ocasionales de areniscas de grano fino. Mientras que la mitad superior consiste de areniscas conglomeráticas de grano fino a medio intercaladas con algunas lutitas. El espesor de Mugrosa incrementa hacia el oeste, desde 800 hasta 2000 metros. El ambiente de depósito se ha definido como continental deltaico. El contacto infrayacente con la Formación Esmeraldas es concordante y con la Formación Colorado que la suprayace concordantemente.⁵⁴

- **Formación Colorado.** Se depositó desde el Oligoceno Superior hasta el Mioceno Temprano (Paleógeno Superior–Neógeno Inferior) con un espesor aproximado de 1000 metros en zona oeste de la cuenca y un máximo espesor de 2500 metros hacia la zona este de la cuenca. Tiene características tales como areniscas de grano muy fino a fino con estratificación cruzada hacia la base y abundantes lutitas y limolitas de color gris claro, purpuras y moteadas de rojo en su mitad superior, duras, masivas y con algunos pocos lentes finos de calizas. Depositada en un ambiente fluvial.

- **La Cira Shale.** Según De Porta⁵⁵ Esta formación representa la parte superior de lo que actualmente se conoce como Formación Colorado. La edad es Oligoceno – Mioceno Inferior. Se compone de un complejo de arcillolitas azulosas alternadas con areniscas, capas margosas o calizas impuras. El espesor es de 280 metros, que componen la parte superior de la Formación Colorado. Fue depositada en un ambiente continental fluvial. Presenta contactos discordantes tanto con la Formación Colorado que la infrayace como con el Grupo Real que la suprayace.

- **Grupo Real.** La edad se ha determinado como del Mioceno Superior (Neógeno). Este grupo incluye las Formaciones Real Inferior, Medio y Superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises. El espesor calculado es mayor a los 3600 metros. El ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante con la Formación Colorado, y en contacto discordante con el Grupo Mesa⁵⁶.

- **Grupo Mesa.** Con base en la posición estratigráfica se ha determinado la edad de esta formación como Plioceno a Pleistoceno⁵⁷. Está constituida por niveles

⁵⁴ *Ibíd.*, p. 659-660

⁵⁵ DE PORTA, J. *Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina*. Colombia. Volumen V, Fascículo 4b Décima Parte: Terciario a Cuaternario. Centre National de la Recherche Scientifique. Paris, Francia. 1974. p 320.

⁵⁶ MORALES. *Op. cit.*, p. 661

⁵⁷ *Ibid.*, p. 43-44.

de areniscas de grano grueso que alternan con aglomerados, capas de arcillolitas y limolitas, líticos y tobas andesíticas y material piroclástico en el que se presentan fragmentos de Andesita, Dacita, Pumita y cenizas con fragmentos de cuarzo. Esta unidad presenta un espesor promedio de 1900 ft. Los sedimentos que conforman esta unidad fueron derivados de las Cordilleras Central y Oriental y fueron retrabajados por abanicos aluviales y corrientes fluviales. Descansa discordantemente sobre el Grupo Real.

3.1.1.5 Geología del Petróleo. A continuación, se describen los principales componentes del sistema petrolero que caracteriza a este sector de la cuenca del VMM, donde la exploración de hidrocarburos se ha enfocado en la búsqueda de trampas estructurales en la secuencia Paleógena, que atrapan la migración de aceite proveniente de la secuencia cretácica, permitiendo el descubrimiento de 1900 MMBO, 2,5 TCF y un total de 41 campos productores⁵⁸.

➤ **Roca generadora.** Para la cuenca del VMM se han identificado dos intervalos generadores importantes, localizados dentro de la secuencia cretácica, que corresponden a la Formación La Luna y el Grupo Basal Calcáreo (Fm. Simití, Fm. Rosablanca y Fm. Tablazo). Tienen excelentes características como roca madre de hidrocarburos pues el kerógeno asociado a estas rocas es tipo II y altos porcentajes de contenido de materia orgánica total (1-6%), valores de Ro de 0.6 a 1.2%, además de una excelente ventana de generación y expulsión de aceite⁵⁹.

➤ **Roca reservorio.** Las areniscas del terciario han sido las principales formaciones almacenadora de la cuenca del Valle Medio del Magdalena los reservorios presentes en dicha cuenca son La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, donde se encuentran permeabilidades entre los 20 y 600 mD. Porosidades entre 15 y 20%. El petróleo encontrado en la cuenca del VMM un 97% de este ha sido ubicado en las formaciones del terciario mencionadas anteriormente y el 3% restante ha sido de las formaciones Lizama, La Luna y Rosablanca.⁶⁰

➤ **Roca Sello.** Los sellos para las areniscas reservorio del Paleógeno consisten en capas intercaladas de lutitas dúctiles de origen no marino, principalmente de las formaciones Esmeralda y Colorado. Los sellos para las potenciales calizas reservorio del Cretácico son lutitas marinas de las formaciones Umir y Simití.⁶¹

➤ **Entrampamiento y migración.** La migración en la cuenca del VMM se dio desde la parte oriental de la cuenca donde fueron generados los hidrocarburos hasta el flanco occidental de la cuenca, por un conjunto de fallas formadas por la

⁵⁸ BARRERO. Op. cit., p. 80

⁵⁹ CORDOBA. Op. cit., p. 2

⁶⁰ BARRERO. Op. cit., p. 80

⁶¹ *Ibíd*, p. 80

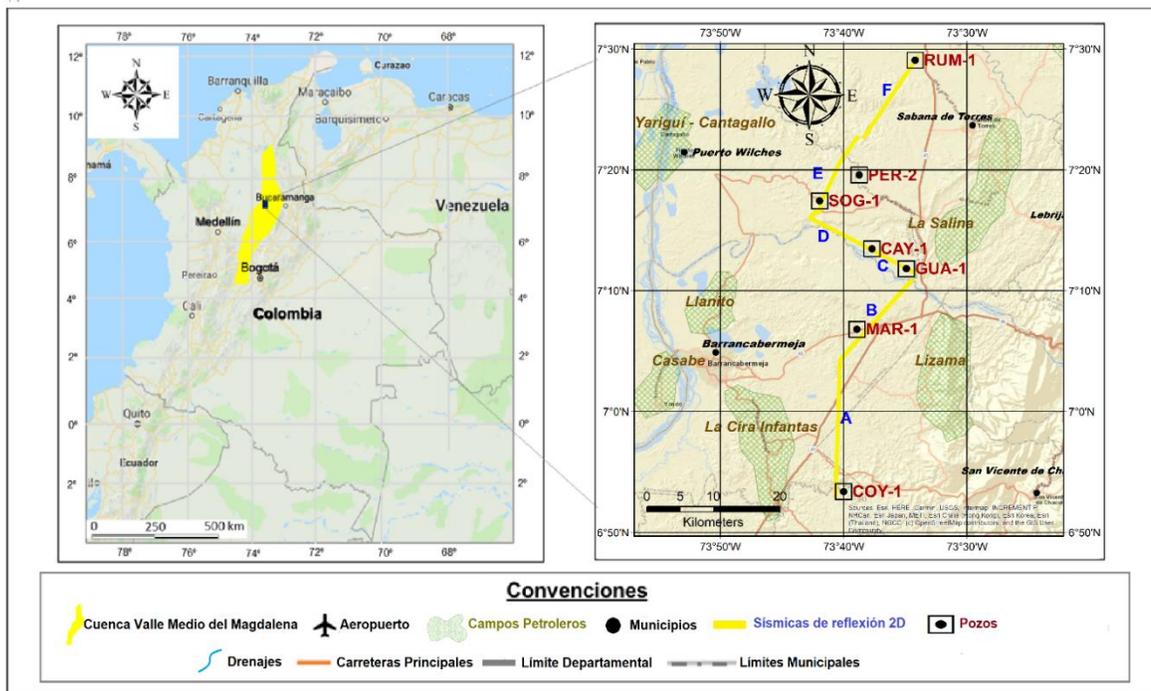
discordancia del Eoceno. Dentro de la cuenca VMM según la ANH⁶², han existido tres tipos de migración:

- Migración de tipo vertical directo, donde los fluidos se mueven desde la formación La Luna en dirección de la discordancia del Eoceno.
- Migración de tipo lateral, donde los fluidos se mueven entre las areniscas que hacen parte del Eoceno.

Migración vertical a lo largo de fallas en lugares donde la Luna no atraviesa la discordancia del Eoceno.

3.1.2. Selección de los pozos y sísmicas de reflexión del área de estudio. Para el caso de estudio es necesario escoger pozos ubicados en la zona media del VMM, que se acercaran a las líneas sísmicas seleccionadas, esta selección se hace en conjunto, debido a la importancia de la correlación entre ellos. El segmento de estudio se localiza en el área de exploración del bloque De Mares, Playón, y parte de Lizama-Nutria, ubicados en la zona central-norte de la cuenca del VMM, cruza los perímetros municipales de Barrancabermeja, Sabana de Torres, Puerto Wilches y San Vicente de Chucurí, esto, junto a la localización de los pozos donde fueron tomados los registros eléctricos que se utilizan en este proyecto, se ilustra a continuación en la **Figura 7**.

Figura 7. Mapa de localización de los pozos y sísmicas.



Fuente: elaboración propia.

⁶² *Ibíd*, p. 80

Para la selección de los pozos de estudio se tuvo en cuenta que:

- Los pozos sean lo más actuales posibles, que contaran con registros caliper, resistividad, densidad neutrón y sónico.
- Existieran reportes de operación durante la perforación.
- Incluyan reportes de fluidos de perforación tales como el peso del lodo.
- Tengan datos geológicos como mapas estructurales, columnas estratigráficas (topes, bases y nombre de las formaciones involucradas).

Dando como resultado la elección de estos 6 pozos: Coy-1, Mar-1, Gua-1, Cay-1, Sog-1 y Rum-1

Para la selección de las líneas sísmicas de reflexión se tuvo en cuenta que:

- Estén lo suficientemente cerca a los pozos de estudio como para poder correlacionar su información, y realizar el amarre sísmica-pozo.
- Conserven la tendencia lineal propuesta.
- No crucen fallas o sistemas de fallas que intervengan en la obtención de resultados representativos.
- Siguen la orientación del rumbo SW-NE de las capas.

Se observa que el perfil seleccionado cumple con los parámetros propuestos, con una dirección general regional SW-NE, y se encuentra en cercanías a los campos productores en actividad ya mencionados, los cuales han sufrido en su historia de operaciones de perforación las complicaciones debidas a presiones anormales.

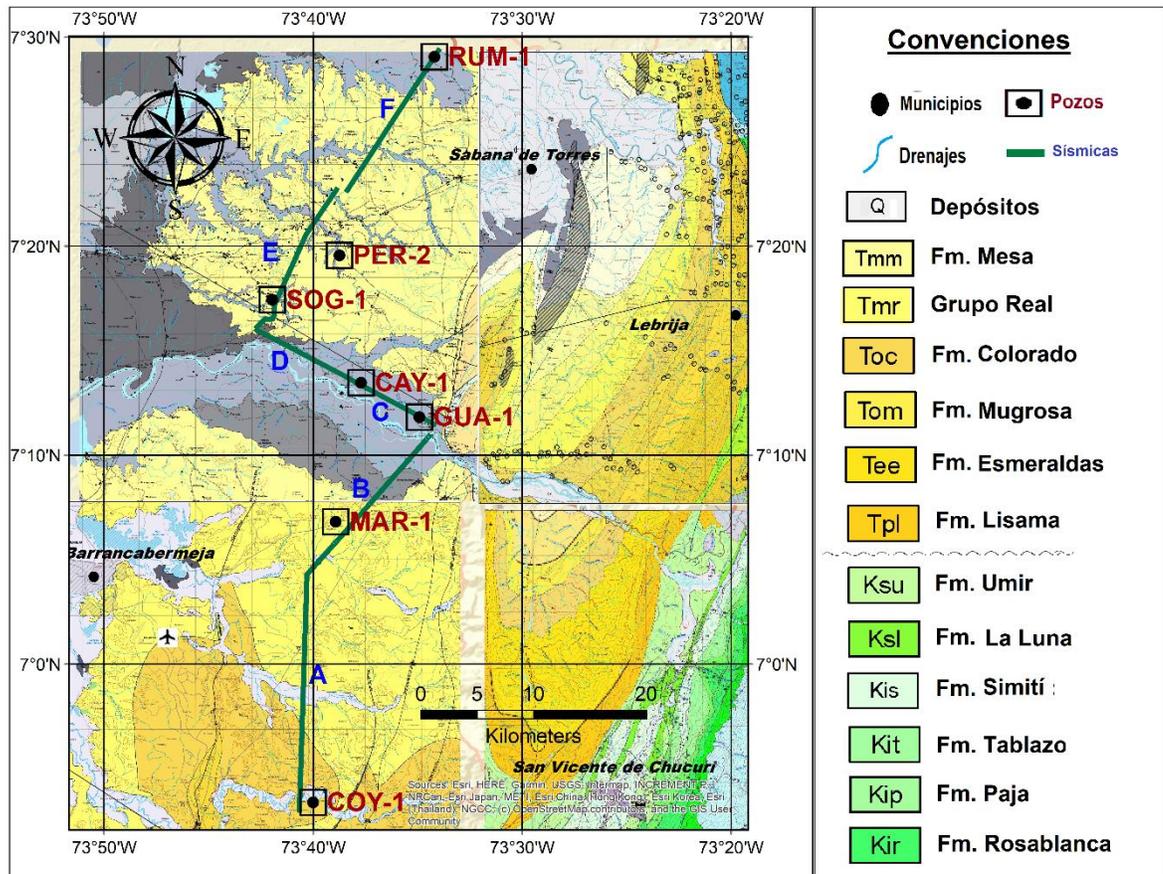
Posteriormente, se buscan las planchas y memorias geológicas de la zona para ubicar el perfil poli-lineal sobre las mismas para observar cómo esta propuesta la geología de superficie según el SGC, para con esto comenzar la interpretación geológica estructural del perfil, encontrando que el área está contemplada en 4 planchas 108 Puerto Wilches, 109 Rionegro, 119 Barrancabermeja y 120 Bucaramanga, como se observa en la **figura 8**.

Se encuentra que las leyendas y tonalidades de las formaciones varían sensiblemente debido posiblemente a la diferente autoría de cada plancha, pero al revisar la memoria de estas se encuentra que la litología interpretada por estos sí corresponde y cuadra entre los límites de las planchas.

Por otra parte, se resalta que en el pozo más al sur (Coyote-1) encontramos al tope del pozo la Fm. Colorado, mientras que en el pozo más al norte (Rumbero-1) la Fm. al tope corresponde a la Fm. Real, mientras que en los pozos del medio predominan los depósitos cuaternarios en superficie debido al paso del río Sogamoso en las cercanías de estos, además, que el pozo Guarumo-1 está ubicado a unos cuantos metros de fallas con dirección SW-NE, las cuales están posiblemente relacionadas a una estructura sinclinal visualizada al oriente de este pozo, esta información es utilizada en las etapas posteriores de interpretación en la metodología.

3.1.3 Información de perforación. Durante el proceso de análisis a los informes e información solicitada al SGC, se obtiene información de las operaciones de perforación, el comportamiento de las formaciones y comportamiento de sus presiones. Se busca la existencia en estos de eventos indicadores de presión anormal. También se obtiene información geológica de cada zona en la que se encuentran los pozos.

Figura 8. Ubicación del perfil poli-lineal sobre la geología superficial.



Fuente: elaboración propia.

3.1.3.1 Pozo Coyote 1. El pozo Coyote-1 se encuentra ubicado en sector central VMM, departamento de Santander, municipio San Vicente de Chucurí. Es de carácter vertical y estratigráfico con el objetivo principal de obtener información de las rocas cretácicas con potencial generador para definir las características de los yacimientos aledaños, incluyendo el recobro de hidrocarburos en la zona y corazonamiento a la Fm. Tablazo para definir propiedades geoquímicas, mecánicas y petrofísicas de la zona. Alcanzando una profundidad en TD de 12100 (ft).

Según el reporte XRFMI los eventos geológicos observados como límites de capas, principalmente buzamientos estructurales y fracturas de bajo contraste de resistividad con trazos discontinuos. A menor proporción se lograron observar fracturas abiertas, fracturas inducidas y estratificaciones cruzadas.

Basado en los registros y estratigrafía de la zona el pozo fue perforado en el flanco E de una estructura caracterizada por su bajo buzamiento, este se encuentra entre un rango de 2 y 10 grados y un rumbo aproximado a la dirección N-S. Los buzamientos de la estructura presentan una baja variación en la orientación a lo largo de las zonas analizadas.

En el intervalo de 7202 pies y 7363 pies, basado en los análisis detallados a los buzamientos estructurales se evidenció disconformidades angulares, de ángulos bajos, se trata de la Discordancia del Eoceno, la cual es el punto de amarre para nuestra interpretación posterior.

En esta zona no se identificaron variaciones fuertes o predominantes en la litología y estructura causadas por las fallas locales interpretadas, lo que da referencia a que son eventos con desplazamiento mínimo, excepto en la discordancia del Eoceno presente a la profundidad de 7211 pies, donde se muestra un pliegue de arrastre y cambio local en el buzamiento.

En la profundidad de 7770 se observa un breakout ya que por encima de dicha profundidad los estratos se encuentran en una dirección NW-SE y por la parte baja de esta su dirección es NNE-SSW, este cambio genera la idea de una rotación en los esfuerzos de la profundidad de 7770 pies.

El pozo coyote 1 evidencia formaciones del cretáceo partiendo desde la discordancia del Eoceno hasta el Jurásico, estas formaciones se encuentran en profundidades más someras comparándolo con el ultimo pozo de la transecta.

3.1.3.2 Pozo Margaritas-1. El pozo Margaritas-1 comenzó su operación el día marzo 6 de 1960 por la empresa colombiana de petróleos Ecopetrol, tiene una profundidad total de 11.195 pies. Ubicado en un tipo de trampa estructural, y este está localizado en el flanco oriental del anticlinal de quebrada Roja. Margaritas-1 es un pozo en consecuencia de los datos obtenidos y observadas en pozo Lisama-4, ya que Margarita-1 fue perforado con el fin de analizar la Fm. Lizama y las arenas de la Fm. La Paz, unidades con posibilidad de producción de hidrocarburo basados en la producción de hidrocarburos en Lizama 4 Los hidrocarburos existentes migraron desde las formaciones La Luna y Umir a través de discordancias y fracturas hasta los reservorios actuales.

Uno de los objetivos de margaritas-1 fue comprobar el adelgazamiento hacia los flancos estructurales trampa estratigráfica de considerable magnitud y extensión.

La interpretación sísmológica llevada a cabo entre las áreas de Lisama y Quebrada Roja, que indicó una posición estructural de 2000 pies más alto que el cretáceo y las arenas de la Fm. Lisama.

Finalmente, el pozo fue abandonado tras hacer análisis a diferentes pruebas donde se concluye taponar el pozo, y dejarlo en estado de abandono.

3.1.3.3 Pozo Guarumo-1 ST2. El pozo Guarumo 1 está localizado en el municipio de Sabana Torres departamento Santander, con inicio de perforación el 14 de noviembre del 2002. El pozo guarumo-1 fue perforado con el objetivo de llegar a las areniscas superiores y basales de la Fm. Lizama, y areniscas de la Fm. La Paz, durante el proceso de perforación hubo problemas por pegadas diferenciales a una profundidad de 12213 y no se pudo llegar al objetivo. Por seguridad no se pudo correr set de registros evitando nuevas pegadas diferenciales que aumentaron tiempos improductivos y sobrecostos en el trabajo de perforación.

En el pozo Guarumo 1 se elaboraron dos sidetrack desde la formación Esmeralda en los cuales ambos estuvieron hasta la formación La paz y estas dos ya mencionadas variaron sus espesores.

Respecto a los registros de lodo, se encuentra este resumen (ver **tabla 4**) de la evaluación de presión de poros reportada para cada formación, aplicando el criterio de observar los efectos de las manifestaciones de gas durante la perforación.

Tabla 4. Observaciones presión de poro pozo Cayumba-1.

Formación	Profundidad Intervalo, pies	ECD Ppg	Presión Poro, ppg	Observaciones
REAL	Superficie - 2675	9.8 – 9.9	8.4 - 8.6	No se observó background gas. Presión de poros normal
REAL	2675 - 5130	9.96	8.6 – 9.2	Background gas alrededor de 1000 ppm, se nota un incremento en la presión de poros hasta un valor máximo hacia 3300', aunque se presentaron manifestaciones de gas y gas de viaje de 11.12%, el background no mostró incrementos anormales.
COLORADO	5130 – 8945	10. –11	9.2 – 9.4	A 5240' aparecen arcillolitas muy solubles y pegajosas que embotan la broca, se decide subir el peso de lodo, pero los indicadores de presión de formación no muestran nada anormal, el background gas se reduce considerablemente, el "D" exponent muestra un incremento gradual de la presión de formación hasta llegar a 9.4 lpg hacia la base de esta formación.
MUGROSA	8945 – 11470	11	9.4 - 9.8	Entre 8800 pies y 11800 pies se hace necesario reparar el hueco por arcillolitas hinchables pero sin evidencias de sobrepresiones. Durante la toma de registros y corrida del revestimiento no se presentaron problemas. La presión de formación llegó hasta 9.8 lpg a 10800 pies.
ESMERALDAS	11470' – 13215'	13.7	10.2	A 11600 pies se bajó revestimiento y se incrementó el peso de lodo a 12.5 lpg. En esta formación se continuó incrementando la presión de poros hasta 10.2 lpg a 11800' manteniéndose constante hasta 13215'. Debido a la diferencia entre las presiones de formación y la hidrostática del lodo se presenta una pega diferencial a 12094 pies.
LA PAZ	13215' – 13628'	16	11.2 – 11.5	A partir de 13215' se empieza a incrementar el background gas y la presión de poros aumenta hasta 11.5 lpg hacia 13400'. A 13628' se decide incrementar el peso de lodo a 14.8 lpg debido a la presencia de gas, donde ocurre nueva pega diferencial a 13150' y se hace necesario hacer un sidetrack.
ESMERALDAS	11470' –13249'	14.4	10.2	Se inicia sidetrack # 1 a 12313' con un peso de lodo de 16.4 lpg, pero se baja disminuye a 15.8 lpg por intentos de pega debido a la diferencia entre la presión de formación y la hidrostática del lodo. La presión de poros reportada es de 10.2 lpg, los valores del background gas se mantiene en niveles muy bajos entre 0.001% y 0.004%.

Fuente: Reporte final Guarumo 1 ST2.

3.1.3.4 Pozo Cayumba-1. Cayumba-1 inicio perforación el día 10 de septiembre de 2010, por Occidental De Colombia, bajo el Contrato de asociación de Sogamoso, en el plan de perforación se encuentra una profundidad final estimada de 13500 (ft), este pozo se perforo con un primer objetivo, llegar a la formación Lizama que se encuentra a entre una profundidad de 12800 13100 pies, y como segundo objetivo la formación Esmeralda-La paz. Se encontró presencia de hidrocarburos a 12236 pies, correspondiente a la formación Esmeralda.

3.1.3.5 Pozo Sogamoso-1. No fue posible obtener información de este pozo, pues sólo nos fue suministrado el registro resistivo del pozo.

3.1.3.6 Pozo Peralondo-2. El pozo Peralonso-2 está ubicado en el departamento de Santander. Cuenta con sus principales horizontes de interés denominados “plays” en areniscas de Fm. Colorado, y areniscas de la Fm. Lizama. Consta de una trampa combinada. Este pozo inicio su perforación el día 25 de marzo de 1987, con una profundidad prevista de 13000 pies y con una profundidad final de 13780 pies.

El Modelo postulado para la Fm. Lisama debido a su pobreza como reservorio, en arenas limosas, arcillosas y de baja permeabilidad, se observa que en esta formación los escasos cuerpos arenosos se muestran empapados de hidrocarburo, pero estos se muestran incapaces de fluir y producir fluidos de interés. También se evidencia un adelgazamiento sustancial en el espesor de la formación y área de esta. Mientas que la anomalía de amplitud sísmica de la formación colorado no se ve relacionada con ningún tipo de hidrocarburos, generando poco interés en el objetivo.

En arenas poco espesas 9 pies y 26 pies de la Fm. Esmeraldas y que se mostraron portadoras de aceite, presentando en estas arenas baja conductividad, produjeron aceite entre 28 y 30 grados API, con relación de aceite muy baja $50 \text{ ft}^3 / \text{BBL}$, ambas formaciones presentaron presiones normalmente altas con un gradiente de presión de 0,61 psi/pie.

En el tope de la Fm. Esmeralda, por medio de pruebas DST demostró ser portadora de agua con indicios de aceite y el gradiente de presión del intervalo es de 0.44 psi/pies. La Fm. Lizama muestra presión alta.

3.1.3.7 Rumbero-1 ST. El pozo Rumbero 1ST es un pozo vertical tipo exploratorio perforado por la Compañía Ecopetrol, ubicado en el municipio de Sabana Torres del departamento de Santander. Inició trabajos de perforación el 20 de mayo del 2011 con una profundidad total de 14 060 pies y su principal objetivo fueron las arenas basales que relacionada a otros pozos de la zona había producido alrededor de 70 barriles de aceite por día.

La estructura geológica del pozo hace parte de un sistema de fallas inversas originadas por el ampliamiento estructural de pliegues mediante la propagación de fallas convergentes, formadas por un graben durante la activación del Eoceno.

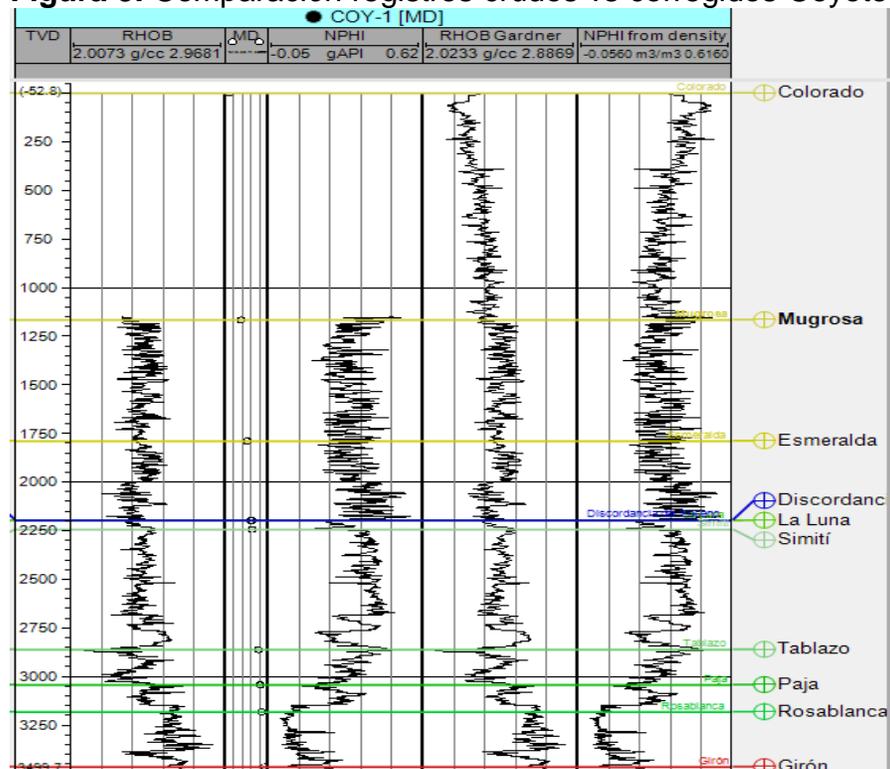
Durante la perforación del pozo en la formación mugrosa hubo aparición de baches de gas (12203 pies) analizados por pruebas de cromatografía, estos baches generaron variaciones de presiones y fueron objetivo importante para la caracterización de la litología y sus cambios, esto genero indicios de posibles zonas empapadas de hidrocarburos. A mayor profundidad la cantidad de gas aumentaba ya entrando en las arenas basales.

3.2 ETAPA 2: MODELO SÍSMICO-ESTRUCTURAL

Se realiza la interpretación de las líneas sísmicas amarradas a los registros de pozo teniendo en cuenta los principios de interpretación y los espesores encontrados en los registros.

3.2.1 Corregir, reconstruir y suavizar los registros. Primero, mediante el software Petrel se unen los registros eléctricos medidos en diferentes intervalos de profundidad, teniendo en cuenta las unidades de estos. Se realiza la corrección y suavicéo de estos (reflexiones anormales) para evitar el sobredimensionamiento de los resultados de la metodología de cálculo de presión de poro, además del uso de correlaciones como Gardner, Faust y otros para construir y reconstruir intervalos de registros faltantes o inexistentes a partir de otros registros, como se observa en la **figura 9**.

Figura 9. Comparación registros crudos vs corregidos Coyote.



Fuente: elaboración propia.

3.2.2 Determinación de topes, bases y espesores. Mediante la interpretación en Petrel de los registros de cada pozo se determina los cambios de propiedades indicadores de cambios litológicos para conocer los topes y bases de las formaciones, para luego hacer una tabla resumen con todos los espesores de cada pozo con ayuda de Excel, en la **tabla 5**.

Tabla 5. Topes, bases y espesores de cada pozo.

COY-1			MAR-1			GUA-1		
FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	PROFUNDIDAD BASE (m)	FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	PROFUNDIDAD BASE (m)	FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	PROFUNDIDAD BASE (m)
Colorado	3825.85	1166.1	Real	2890	880.9	Real	5130	1563.6
Mugrosa	5874.85	1790.7	La Cira Shale	3460	1054.6	Colorado	8945	2726.4
Esmeraldas - La Paz	7197.69	2193.9	Colorado	5390	1642.9	Mugrosa	11470	3496.1
Discordancia del Eoceno	7197.69	2193.9	Mugrosa	8170	2490.2	Esmeraldas La Paz	13235	4034.0
La Luna	7361.63	2243.8	Esmeraldas La Paz	10495	3198.9	Fondo de pozo	14344	4372.1
Simiti	9314.87	2839.2	Discordancia del Eoceno	10495	3198.9			
Tablazo	9989.71	3044.9	Lisama	10670	3252.2			
Paja	10440.6	3182.3	Umir	11102	3383.9			
Rosablanca	11249.87	3429.0	Tablazo	11161	3401.9			
Arcabuco	11361.31	3462.9	Fondo de Pozo	11195	3412.2			
Basamento Jurásico	-	-						
Fondo de pozo	11493	3503.1						

RUM-1			SOG-1		
FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	PROFUNDIDAD BASE (m)	FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	PROFUNDIDAD BASE (m)
Mesa	1022	311.5	Mesa	523	159.4
Real	6680	2036.1	Real	5080	1548.4
Colorado	10128	3087.0	La Cira Shale	5294	1613.6
Mugrosa	13070	3983.7	Colorado	7990	2435.4
Esmeraldas - La Paz	13990	4264.2	Mugrosa	9940	3029.7
Discordancia del Eoceno	13995	4265.7	Esmeraldas La Paz	11700	3566.2
Fondo de pozo	14110	4300.7	Discordancia del Eoceno	11700	3566.2
			La Luna	-	-
			Fondo de pozo	12044	3671.0

PER-2		
FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	PROFUNDIDAD BASE (m)
Real	5525	1684.0
La Cira Shale	5730	1746.5
Colorado	9125	2781.3
Mugrosa	11470	3496.1
Esmeraldas La Paz	13108	3995.3
Discordancia del Eoceno	13108	3995.3
Lisama	13476	4107.5
Umir	-	-
Fondo del Pozo	13780	4200.1

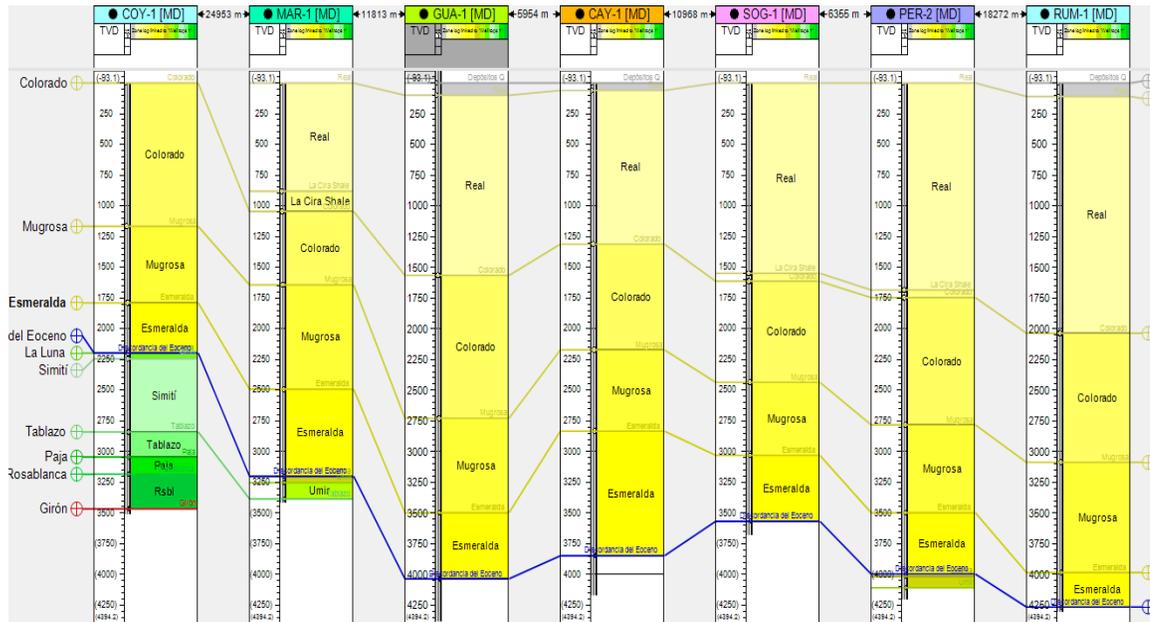
CAY-1		
FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	PROFUNDIDAD BASE (m)
Real	4302	1311.2
Colorado	7125	2171.7
Mugrosa	9295	2833.1
Esmeraldas	12620	3846.6
Discordancia del Eoceno	12625	3848.1
Fondo de pozo	13585	4140.7

Fuente: elaboración propia.

3.2.3 Correlación estratigráfica. Con ayuda del software Petrel se realiza la correlación entre pozos, dejando ver la orientación y posición estratigráfica de las formaciones, ver **figura 10**.

Al integrar la información se evidencia la posición de cada formación para cada pozo en el caso de estudio. En esta etapa se puede ver el cambio de los espesores y como este varia a medida que se avanza en dirección al norte dentro de la transecta propuesta, también se puede evidenciar la inclinación o buzamiento que está teniendo cada una de ellas, en el caso de estudio, pudiendo relacionar la estratigrafía. Se observa que las formaciones del cretácico solo son alcanzadas en mayor medida por el pozo Coyote-1, pues los demás pozos finalizan su operación de perforación unos cuantos pies después de haber alcanzado la discordancia del Eoceno.

Figura 10. Correlación Estratigráfica.



Fuente: elaboración propia.

3.2.4 Interpretación sísmica. Realizando el amarre sísmica pozo mediante la interpretación de reflectores y espesores determinados en la etapa previa, y por medio del software Petrel se realizó una articulación de información sísmica, para la realizar la iteración e interpretación de horizontes geológicos, en las zonas de estudio. En la interpretación sísmica se debió identificar:

- Las zonas estratigráficas más importantes,
- los planos de falla importantes en la zona,
- La falla adecuada
- la intersección de fallas.

También se debió hacer una interpretación estructural, donde se identifiquen

- Fallas y pliegues de la zona
- Efectos de subsidencia y levantamiento
- Tendencias estructurales

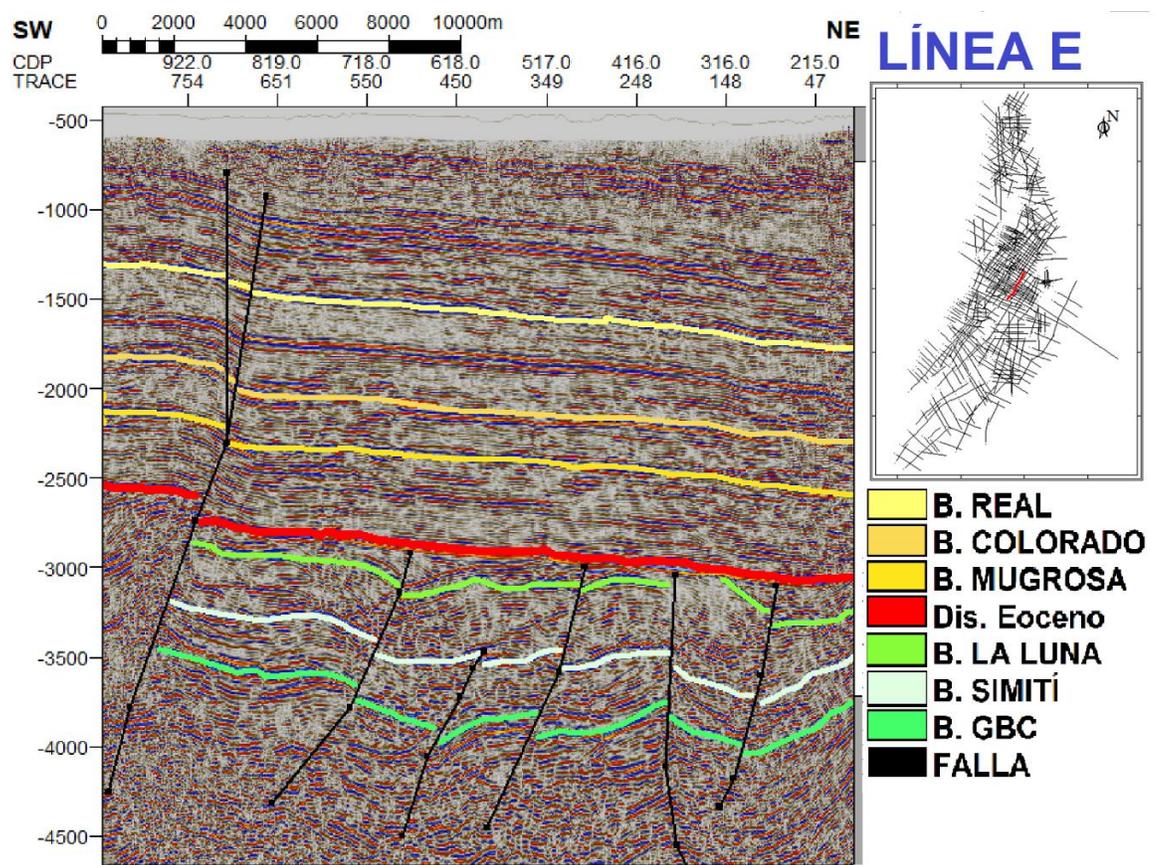
Interpretación estratigráfica

- Discontinuidad
- Unidades de estrato principales
- Ambiente
- Era

La siguiente es la interpretación final para la línea sísmica E, las demás se pueden encontrar en los anexos, ver **figura 11.**

Los horizontes interpretados corresponden a los cambios litológicos más notorios pues son los que son reflejados por los reflectores más continuos y visibles, debido a la falta de información para el cretácico en la mayoría de pozos, el reflector de inicio para el amarre fue el correspondiente a la Discordancia del Eoceno debido a la facilidad en su visualización pues se observa donde las formaciones se pierden debido a este evento de erosión por el levantamiento de la cordillera oriental. Los colores corresponden a los reflectores que marcan la base de algunas de las formaciones, las líneas negras corresponden a fallas interpretadas gracias a la discontinuidad de los reflectores de las bases y la figura de la derecha es la ubicación de la línea dentro del sector central de la cuenca.

Figura 11. Interpretación sísmica línea E.



Fuente: elaboración propia con base en software Petrel.

3.3 ETAPA 3: ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO

Durante la etapa 3, se retoma la los cambios y correcciones aplicados para los registros eléctricos para la etapa 2, en especial los registros de Porosidad y los registros de densidad, que son usados directamente dentro de las ecuaciones de

presión de sobrecarga y posteriormente usados para el cálculo de la presión de poro.

3.3.1 Determinación de densidad y porosidad por formación. Para el cálculo de la presión de sobrecarga es necesario conocer los valores de densidad y porosidad, por lo tanto, mediante la ayuda de Excel se realiza un promedio de estas propiedades para cada formación mediante las mediciones obtenidas en los registros de cada pozo, y un gradiente de presión de sobrecarga para cada formación, como se observa en la siguiente **tabla 6**.

Tabla 6. Porosidad y densidad promedio Coyote-1.

COY-1				
FORMACIONES	PROFUNDIDAD BASE (ft)	DENSIDAD	POROSIDAD	PSCb (psi)
Colorado	3825.85	2.447893018	0.27582738	3426.927578
Mugrosa	5874.85	2.580055457	0.234190412	5402.864101
Esmeraldas - La Paz	7197.69	2.562679778	0.268420896	6641.70436
La Luna	7361.63	2.557071563	0.18785	6803.431009
Simití	9314.87	2.592211508	0.284713043	8629.980058
Tablazo	9989.71	2.511576838	0.245217143	9260.797605
Paja	10440.6	2.655351702	0.139425	9736.143469
Rosablanca	11249.87	2.756753494	0.089530435	10649.32433
Arcabuco	11361.31	2.81259125	0.125666667	10774.49312
Tambor	12170.58	2.824243333	0.1534	11670.01182

Fuente: elaboración propia.

3.3.2 Método de Eaton. A partir de registros resistivos y sónico, para el desarrollo del método de Eaton se llevaron a cabo lecturas en los registros tales como densidad, porosidad y resistividad, estos para poder llevar a cabo las ecuaciones que son usadas en el método mencionado.

Lecturas de resistividad. De los registros entregados se hizo la lectura de la resistividad (ohm*m) para todos los pozos en intervalos de 50 pies, y de la misma forma se leyó el dato de la línea de tendencia de resistividad.

Lecturas de porosidad: Dentro de los registros compuestos de cada pozo se hizo una lectura de un valor promedio de porosidad para toda la formación.

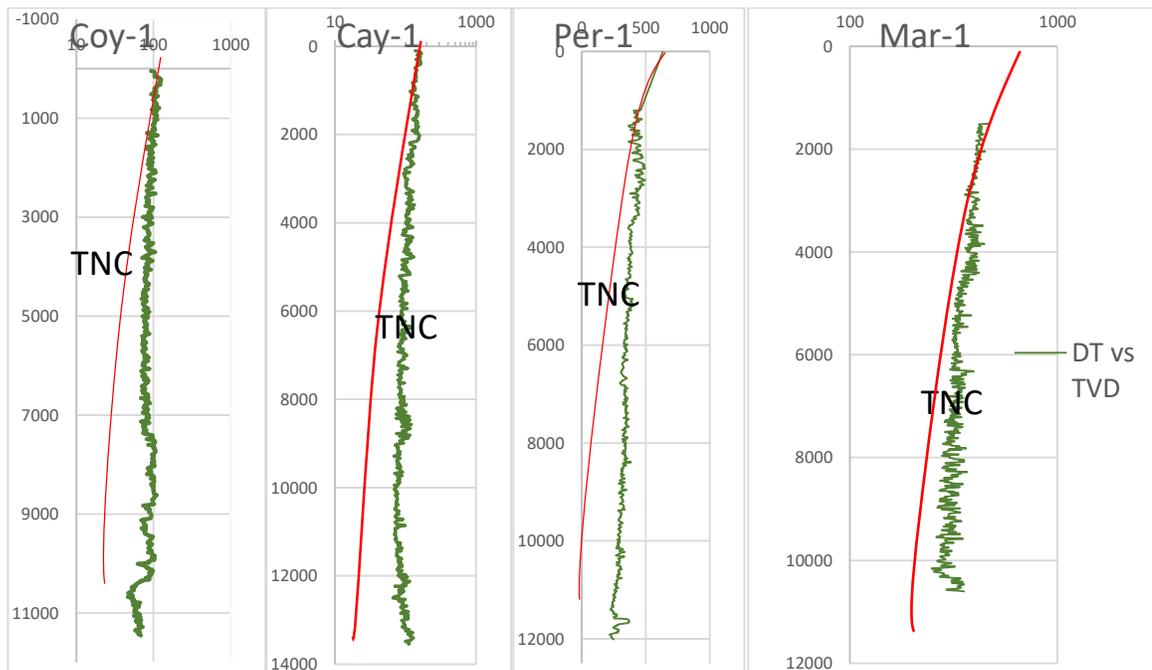
Lectura densidad: EL valor promedio de densidad (g/cc) es usado para obtener el gradiente de sobrecarga y es visualizado en los registros compuestos entregados para la investigación.

Se grafican las lecturas de resistividad y tiempo de tránsito de los registros en escala semilogarítmica contra la profundidad en pies para luego determinar la TNC en cada uno y así obtener las variables necesarias para el cálculo de la presión de poro a partir del método de Eaton con modificación de Zhang, la siguiente figura representa estos perfiles en el método sónico, **figura 12**.

Al aplicar la metodología de Eaton con modificación de Zhang y calcular la presión de poro por el método sónico se obtienen los siguientes perfiles 1D de presión de poro, ver **figura 13**.

Respecto a los coeficientes de Eaton, se utilizó el propuesto por Eaton (3) debido a que esta cuenca se asemeja en características a la estudiada por Eaton, y fue el valor que arrojó mejores resultados.

Figura 12. Perfiles DT (us/ft.) vs TVD (ft.).



Fuente: elaboración propia.

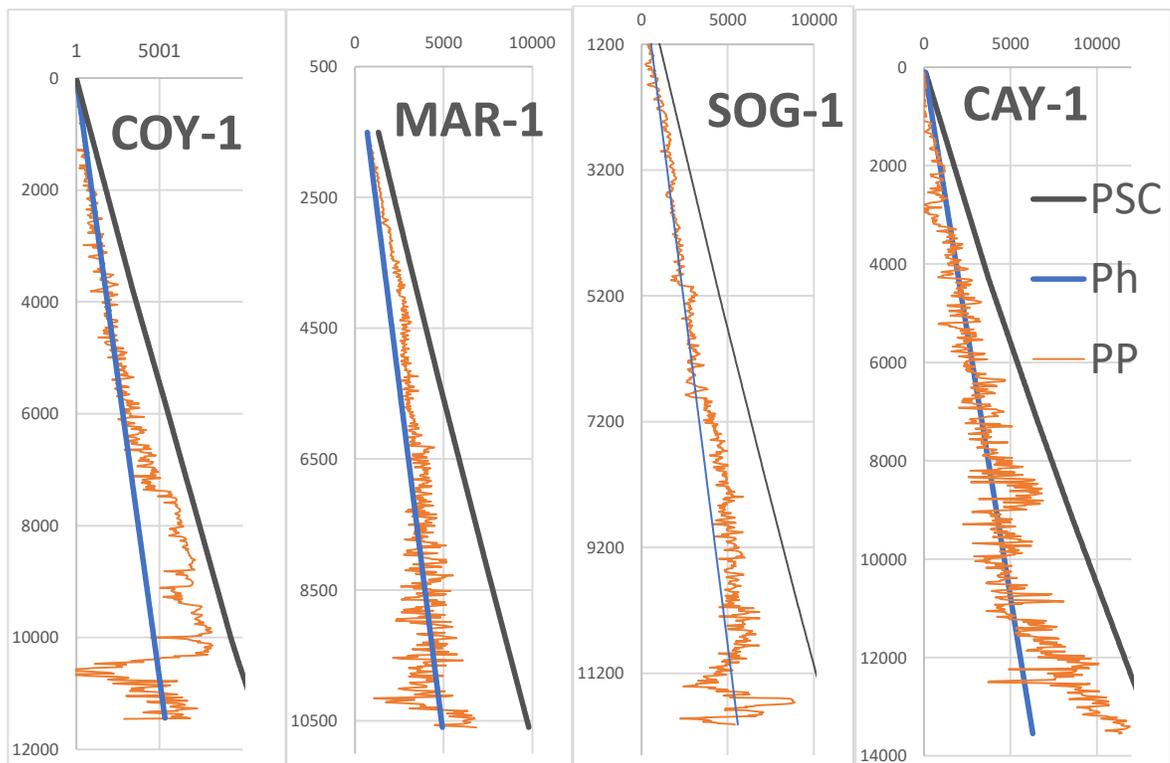
Se observa que en los perfiles de los pozos con registros estables (Coyote-1, Cayumba-1) y para todo el pozo se obtienen resultados representativos pues la línea naranja (P_p) se encuentra entre el intervalo de la línea azul (P_h) y la línea negra (P_{sc}), denotando sobrepresiones en la profundidad de la discordancia del Eoceno. Mientras que para los pozos donde la información se limita a cortos intervalos de profundidad no se obtiene resultados representativos.

Por otra parte, para el método resistivo, los resultados del perfil de presión de poro calculado con la metodología de Eaton con modificación de Zhang se representan en la **figura 14**.

3.3.3 Análisis presiones Coyote-1: Se evidencia sobrepresión en la formación mugrosa, basado en evaluación a los pozos Infantas 1613, infantas 1625, Tenerife 1, 2, 3 y Aguas Blanca-2. Dicha sobrepresión se evidencia por el aumento de la presencia de gas. generando un indicador de posibles sellos en las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda la paz.

3.3.4 Análisis presiones Margaritas-1: En el pozo margarita 1, a la profundidad de 9763 pies se presenta una pérdida de lodo, debido a que no se obtuvo una formación sellante.

Figura 13. Perfiles de presión de poro (Sónico).



Fuente: elaboración propia.

A la profundidad de 9819 se generó un influjo de aire que fluyo alrededor de 45 minutos, seguido a esto fluyo el colchón de agua dulce y gas generando una alta presión, luego se produjo un flujo de agua salada y gas a gran presión, generando un cierre por una hora y el aumento de presión en cabeza de pozo a 1400 psi. Después de una hora se abrió el pozo y el flujo de agua salada y gas se mantuvo

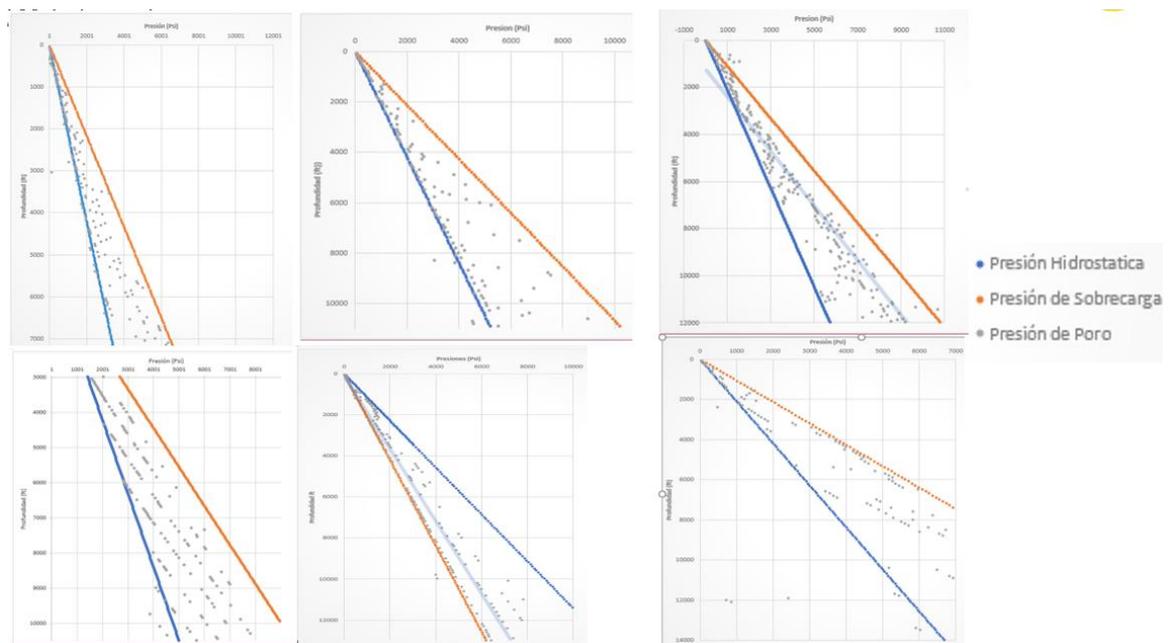
cerca de los 1000 psi. Aparece un flujo de aceite que tardó 10 minutos seguido de agua salda y gas hasta que la presión bajó a 250 psi.

En el pozo margarita 1, a la profundidad de 9763 pies se presenta una pérdida de lodo, debido a que no se obtuvo una formación sellante.

A la profundidad de 10132 pies fluyó un colchon de agua y seguido de esto una mancha de aceite y gas generando una presión elevada. Donde se realizaron separaciones de zonas para identificar de donde provenia el flujo de gas y el flujo de agua.

A los 10593 pies de acuerdo al comportamiento de las presiones altas y la manifestacion del pozo en superficie se cocncluyó que la formacion es de agua salda y muy poco aceite.

Figura 14. Perfiles de presión de poro (Resistivo).



Fuente: elaboración propia.

3.3.5 Análisis Presión de Poro Guarumo. En el pozo Guarumo uno se pudo evidenciar que la presión de poro tuvo mejor comportamiento basado en los registros de resistividad, evidenciándose en la gráfica ya que dicha presión tiene una tendencia dentro de las otras dos rectas que representa la presión hidrostática y la presión de sobrecarga.

En guarumo durante su perforación presentó una pega diferencial lo que generó una desviación sidetrack para continuar con el plan de perforación. Estas

insurgencias son generadas por cambios de presión en las zonas generando retrasos y aumento de costos durante el proyecto.

3.3.5 Análisis presión de poro Peralonso. La formación Lizama por análisis geológicos muestra sobrepresiones debido presencia de gas y petróleo. El intervalo posee presiones anormalmente altas con un gradiente de 0,71 psi/pie.

En la formación Esmeralda en el intervalo de 12933-12953 como resultado de pruebas de presión se presentó un abundante flujo de agua, con una muy pequeña interrupción por producción de aceite, manejando una presión hidrostática entre 9117 y 7600 psi. Durante dicha prueba, debido a el flujo de agua mencionado, esta no se pudo concluir.

Por medio de pruebas de presión en el intervalo 13208 y 13228 pies zona de baja transmisibilidad debido a:

- Crecimiento recto de presión durante la estática.
- Flujos prácticamente nulos a pesar de alto draw dawn con un diferencial de presión de formación de 4500 psi.
- Ausencia de daño aparente, por análisis cualitativo de cartas de presión.
- No hubo producción de fluidos de formación.

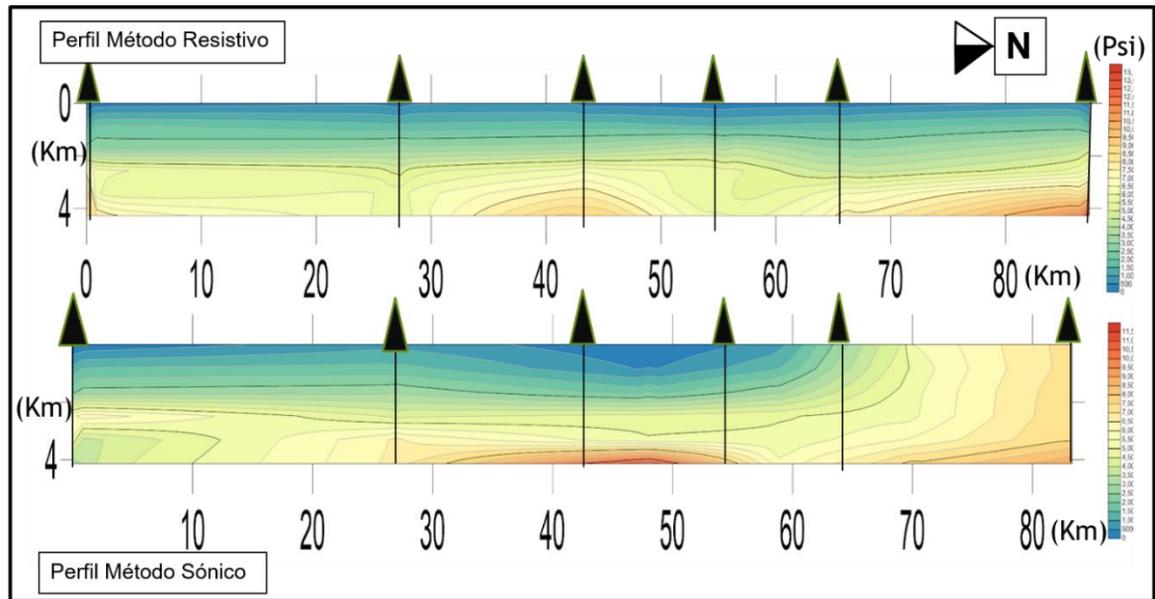
Como consecuencia de los análisis de presión y de la formación el intervalo mencionado fue abandonado como intervalo productor.

Debido al resultado de las pruebas mencionadas donde dos zonas se mostraron portadoras de aceite y con muy baja permeabilidad y relación gas aceite se decidió el abandono del pozo y se declara no comercial de aceite. Peralonso reveló aceite en la formación basal Esmeralda evidenciado con una presión alta presentando una trampa que mantiene un acuífero de las zonas de hidrocarburos con buzamiento arriba en sentido contrario a la discordancia del Eoceno.

Como resultado de los análisis de perforación y otras pruebas como registros eléctricos se comprueba una acumulación no comercial de hidrocarburos debido a su baja permeabilidad.

En la **figura 15**, correspondiente a la interpolación entre los resultados de los perfiles 1D, se observa cómo hay una similitud entre los perfiles calculados por el método resistivo vs método sísmico, pero en el perfil desarrollado por el método basado en la resistividad hay una disminución del 20% los resultados de la presión de poro respecto al perfil calculado por el método

Figura 15. Resultado perfil 2D presión de poro.



Fuente: elaboración propia con base en software Surfer.

La parte norte del perfil del método sónico se evidencia un comportamiento anormal debido a la ausencia de datos en los dos últimos pozos, los cuales estaban restringidos a un pequeño intervalo en profundidad, lo que genera un comportamiento erróneo, relacionado con los análisis de perforación se encuentra que para los últimos pozos presentaron insurgencias donde no se pudo correr adecuadamente los registros ya que se presentaron problemas de embolamientos y pegas de tubería desde la formación Colorado generando desviaciones obligatorias conocidas como sidetrack, pérdidas de tiempo improductivo y por ende sobrecostos en los proyectos.

Además, se observa que los pozos de la mitad (3 y 4) y del final (6) tienen un aumento general de 15% en los valores de presión de poro, se propone que la causa de esta sobrepresión es por su cercanía a fallas o sistemas de fallas asociados al sinclinal de La Salina, ubicado hacia el oriente del perfil

El comportamiento de ambos perfiles entre los kilómetros 25 y 65 es muy representativo debido a que hay una mayor cantidad de datos y esto refleja mejores resultados de la presión de poro.

Se evidencia que los tonos rojizos representan lugares de mayor presión y es aquí donde se estima que está ubicada la discordancia del Eoceno, reconocida en la zona por grandes comportamientos de la presión o presiones anormales.

3.4 ETAPA 4: VALIDACIÓN E ILUSTRACIÓN

En la **figura 16** se ven tres perfiles diferentes, corridos con datos de diferentes pozos (a) se grafica el perfil con datos de los pozos (1-3-6), (b) se grafica la información de los pozos (1-6) y (c) se grafica el perfil con datos de (1-3-5) razón por la cual se varia la escala del ultimo perfil.

Los pozos graficados en el perfil (c) son de diferentes profundidades, generando un sesgo de información de datos de presión en la parte más profunda del perfil que toma un color rojo, el perfil (b) refleja carencia de datos en la zona media, y a que fue representado con los datos de los extremos de la transecta. El perfil (a) muestra una tendencia más cercana las ilustraciones finales de presión de poro a lo largo de la transecta.

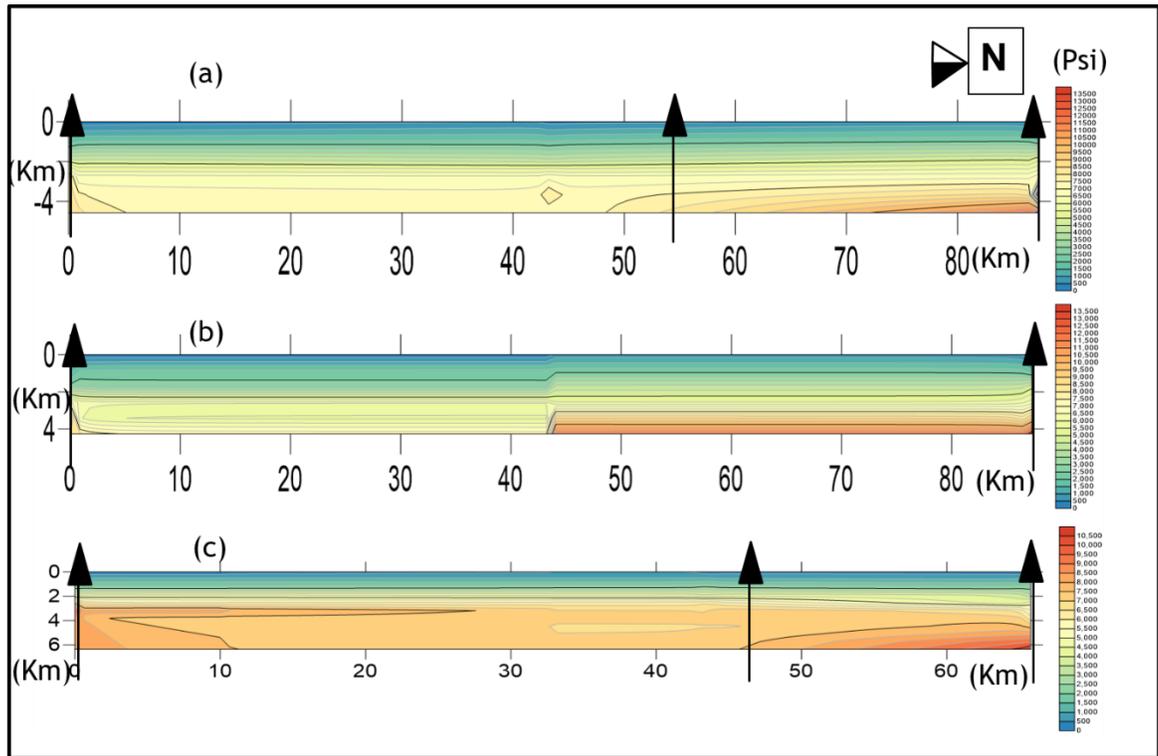
La **figura 17** representa el comportamiento de los pesos de lodo durante las perforaciones de los pozos de estudio. Estos reflejan una evidencia de aumento de la presión en ciertas formaciones.

La obtención de la presión de poro ha sido un factor muy importante para los trabajos de perforación, pero este no es un dato fácil de obtener ya que para esto; los métodos de obtención son costosos (trabajos de perforación, registros eléctricos y por medio de velocidad sísmica), estos tres trabajos mencionados, para llevarse cada uno a cabo se necesita de gran mano de obra y previos estudios tanto gerenciales como operativos. Actualmente en la industria de hidrocarburos la obtención de presión de poro solo es calculada al momento de perforar y basado en el método de Eaton partiendo de tendencias normales de resistividad.

El VMM es una de las cuencas petrolíferas importantes de Colombia y sobre este se han venido desarrollando trabajos de perforación de pozos tanto estratigráficos como pozos productores, es aquí donde encontramos la importancia de realizar el perfil de presiones por medio de una transecta que se acerca a los pozos escogidos para la investigación y qué de forma ilustrada se pueda observar analizar y tomar posibles decisiones basado en su geología y como ha sido su comportamiento estratigráfico.

Según los informes de perforación de cada uno de los pozos analizados, se observó que durante sus trabajos de perforación cada uno de ellos, en diferentes formaciones y a diferentes profundidades se encontraron zonas donde la presión, tuvo comportamientos anormales y generó estadios diferentes como la presencia de gas, manchas de aceite e influjos de agua, además de esto se observaron pegas diferenciales que generaron tiempos improductivos y altos costos fuera de los calculados principalmente.

Figura 16. Prueba Hidden data.



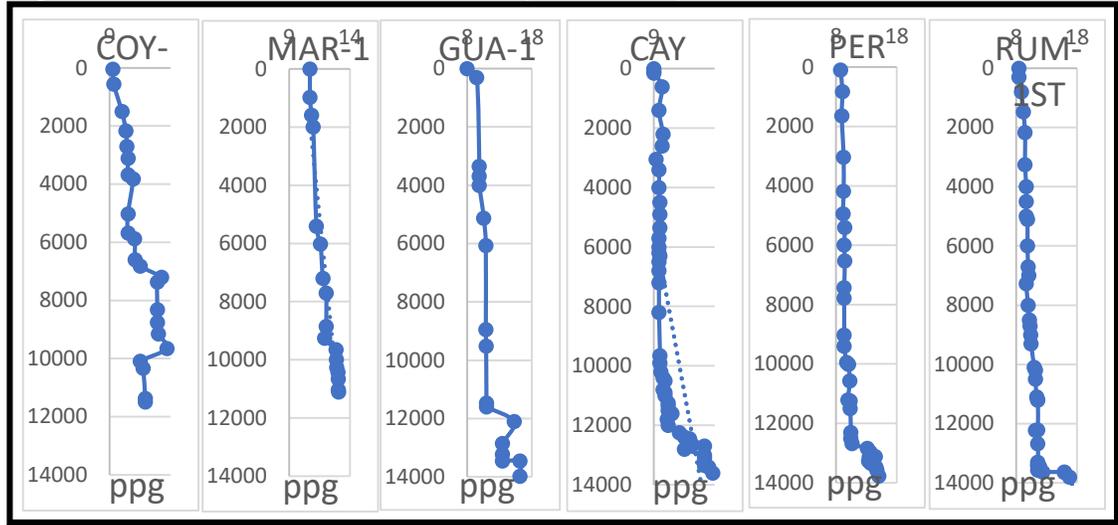
Fuente: Elaboración propia software Surfer.

Por medio de los registros eléctricos resistivos, densidad y porosidad se calculó la presión de poro aplicando el método propuesto por Ben Eaton en cada uno de los pozos, acompañado con la presión hidrostática y el gradiente de sobre carga, que permitió ilustrar dichos valores con respecto a la profundidad evidenciando presiones anómalas en varias zonas.

También se debe tener claro que este método se ha basado en datos obtenidos visualmente como los valores de resistividad o en el caso del perfil estructural dibujado e interpretado de forma analítica y visual, generando una incertidumbre en los datos. Comparándolo con los métodos actuales y directos para hallar dicha presión tales como MDT, RFT.

La ventaja de diseñar el perfil de presiones es que se puede observar de una forma más global, haciendo un análisis a un segmento más grande que no puede ser diseñado por los métodos directos, ya que estos se centran en zonas cercanas a la ubicación del pozo y solo dan respuesta a la necesidad local. Esto permite hacer un seguimiento a la distribución de presiones a lo largo de la cuenca del VMM en dirección Sur-Norte.

Figura 17. Perfiles densidad de lodo para cada pozo



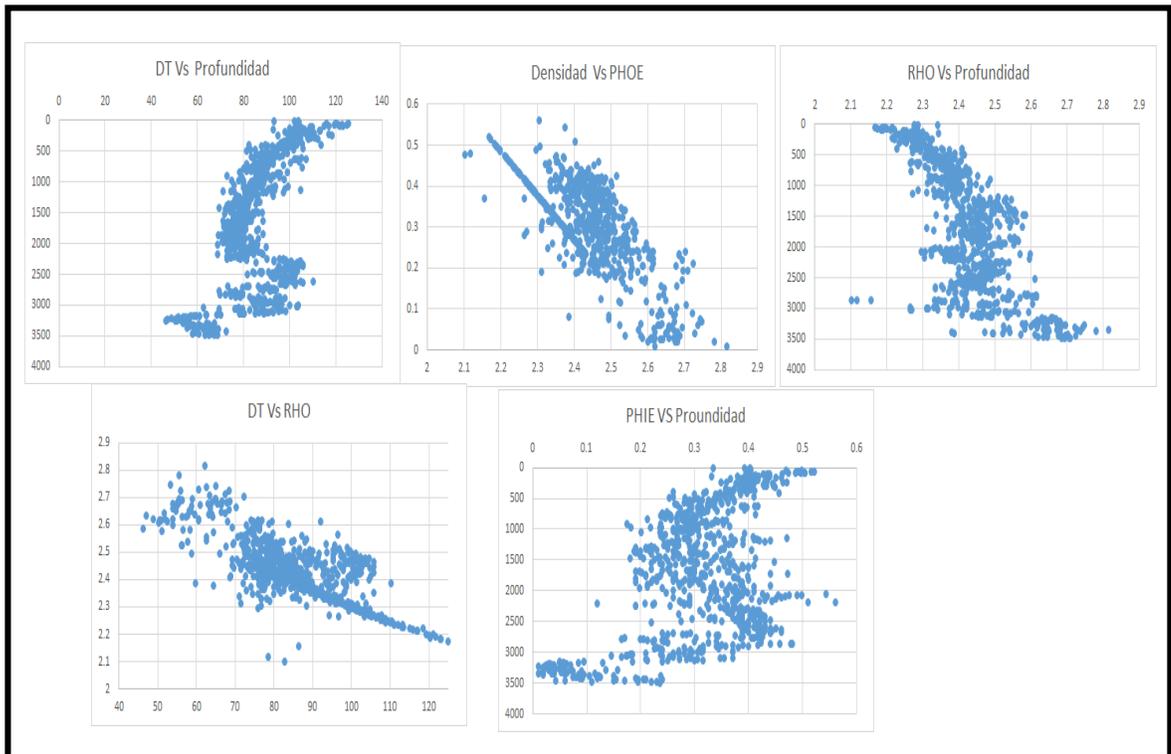
Fuente: Elaboración propia.

Por medio de los crossplots de la **figura 18**, se comparan propiedades importantes en múltiples mediciones de los pozos que generan más información de las formaciones; como lo son la densidad, la porosidad, resistividad y tiempo de tránsito. El comportamiento lineal dentro de la dispersión de los puntos demuestra que existe una buena correlación entre las propiedades comparadas, y puede disminuir la incertidumbre en los resultados obtenidos.

3.5 ETAPA 5: MECANISMOS GENERADORES DE PRESIÓN ANORMAL.

Integrando los resultados de la recopilación geológica y comparando el perfil de presión de poro con las interpretaciones estructurales se observa que hay relación entre la sobrepresión y los sistemas de fallas de los pozos 3 y 6, y las discordancias como la del Eoceno ejercen controles sobre el comportamiento de la presión pues se observa un aumento de 15% en los resultados de la presión. También se propone que las también hay zonas de sobrepresión ligadas a la sedimentología de algunas formaciones pues en la Fm. Lizama hay un aumento del 7% de la pendiente del perfil de pp y esta formación tiene ambientes deltaicos.

Figura 18. Cross Plots propiedades.



Fuente: Elaboración propia.

Dentro del intervalo cretácico hay un aumento de 10% en la pendiente de los resultados y esto puede ser explicado por la litología de sus formaciones, por la generación y migración de HC y el tectonismo intenso ligado a esta zona.

5. CONCLUSIONES

- ✓ El diseño de un perfil de geopresiones partiendo de la correlación de información entre pozos existentes y la visualización de líneas sísmicas es un método que puede ayudar a inferir, identificar comportamientos anómalos de la presión de formación, apoyando el conocimiento de las geopresiones del área para obtener una mejor aproximación a la ventana operacional ideal, mejorando la perforación de pozos futuros.
- ✓ Se evidencia que la erosión y meteorización afecta fuertemente los procesos de compactación de la secuencia estratigráfica, y con esto los resultados de la presión de poro, puesto que hay un aumento de 12% en su magnitud una vez alcanzada la Discordancia del Eoceno, denotado por desviaciones positivas de 8% en los perfiles sónicos y negativas de 10% en los perfiles resistivos, esto por una mayor retención de fluidos y mayor porosidad en las formaciones infrayacentes.
- ✓ Las causas propuestas para los intervalos con presión anormal, obtenidas a través de la comparación de los resultados de la presión de poro y los del perfil estructural, además de la integración de información geológica, corresponden a estructurales (sistemas de fallas ligados a tectonismo intenso en la zona cretácica) y estratigráficas (sedimentología de las formaciones, generación y migración de HC, y discordancias regionales).
- ✓ Los valores más altos de presión en la cuenca del VMM fueron encontrados en la secuencia cretácica del GBC, y esto se relaciona con los pesos de lodo usados para controlar la presión de poro en estos intervalos, los cuales varían entre 10 y 17.5 ppg.
- ✓ Se obtuvo tendencias de las líneas de presión parecidas a la de los métodos directos a través del análisis a los datos de los registros obtenidos durante y post perforaciones de los pozos mencionados, igual que resultados de pruebas de presión, con el objetivo de comparar dicha información con la información calculada partiendo de las resistividades y tiempos de tránsito leídos.
- ✓ La metodología utilizada en esta investigación se puede extrapolar a diferentes zonas siempre y cuando se usen valores correspondientes a la tendencia de compactación de la nueva área de estudio, para poder obtener los gradientes y presiones representativos de la geología zonal.
- ✓ A partir del estudio realizado por una transecta en dirección sur norte en VMM a través de pozo que logran llegar al cretácico se aplicó el método de Eaton para evaluar la presión de poro, implicando un aumento de presión de sur a norte por las cuales se plantea la hipótesis que la presión de poro en el sentido sur norte puede estar experimentando un leve aumento. Especialmente en la formación

esmeraldas se evidencio un aumento anormal de la presión que también se detectó en un pozo de la empresa Ecopetrol en la misma zona.

- ✓ Las metodologías actuales, y en especial la Metodología de Eaton para determinar la presión de poro son una gran herramienta para poder tener un mejor control durante las operaciones de perforación, además estas herramientas ayudan a evitar tiempos improductivos evitando tener mayores gastos económicos durante la operación.
- ✓ A lo largo del perfil se evidencia una variación de la presión, aumentando en la dirección Sur-Norte y aumentando con la profundidad.
- ✓ Cerca del pozo número 6 dentro del perfil diseñado se evidencia unas presiones anómalas que coinciden, con los informes de perforación donde se reportaron embolamientos en la broca, pegas diferenciales que llevaron a elaborar trabajos de side track.
- ✓ Se observa que la discordancia del eoceno a la altura del pozo número uno, tiene valores cerca de los 8000 psi, mientras al final de la transecta en el lado norte cerca del pozo número seis, esta se encuentra a mayor profundidad y se observan valores cercanos a los 10000 psi. Generando una diferencia de 2000 psi aproximadamente para la formación en cuestión a lo largo de la transecta, 80 km aproximadamente.
- ✓ Entre el método resistivo y el método sónico para la obtención de un perfil de presión de poro, se evidencia un aumento de valores que describen la presión en un 20 %, esto como respuesta a la calidad de la información y datos usados para el cálculo.
- ✓ La obtención de registros post-perforación como métodos directos MDT, RFT o Leak off test, y la corrección y reconstrucción de registros eléctricos permite hacer una mejor calibración de los resultados de la estimación
- ✓ Para la estimación de un perfil regional de Presión de Poro es necesario contar con un set de información completo y que sea completamente representativa de la zona, ya que esto puede generar ausencias de información como resultado y dar una respuesta no representativa de la zona.
- ✓ Los valores de la presión alrededor de los pozos 2, 3 y 4 aumentan sensiblemente en ambos métodos analizados, esto puede ser consecuencia a las fallas existentes aledañas a la zona.
- ✓ La modificación de Zhang a la ecuación de Eaton permite eliminar en 12% en promedio la incertidumbre asociada a la tendencia de compactación subjetiva del método normal, pues puede cambiar según el intérprete ya que se realiza de

una manera matemática y con esta modificación es más fácil manejar las tendencias de compactación normal.

- ✓ Los coeficientes utilizados en el cálculo se relacionan con los previamente empleados por otros autores, para diferentes cuencas.
- ✓ La cantidad y calidad de datos y herramientas utilizadas para estimar propiedades petrofísicas como la presión de poro influye directamente en el grado de semejanza de los resultados con el comportamiento real de la presión de poro en la roca, generando una disminución en los costos y riesgos operativos en la perforación.

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda realizar inversión de traza a partir de datos sísmicos 3D, para poder utilizar la relación entre velocidad de intervalo y presión de poro, ya que los datos utilizados en este trabajo ya estaban migrados y reprocesados, y con esto se podría tener un método alternativo de comprobación de la hipótesis.
- ✓ Interpretar y analizar datos de presión de fractura para disponer un mejor pronóstico de la ventada de lodo a utilizar en futuras operaciones de perforación.
- ✓ Considerar los resultados de la estimación de presión de poro previo a operaciones de perforación, teniendo en cuenta las zonas de presión anormal alta para tener mejor planeación y diseño de la perforación, prever un control hidrostático del pozo y evitar problemas operacionales y sobrecostos.
- ✓ Utilizar líneas sísmicas con dirección este – oeste para aumentar el alcance de los resultados y observar el comportamiento de la presión de poro en dirección perpendicular al rumbo de las estructuras geológicas, y con esto proveer un mejor resultado para los ingenieros de perforación geólogos de operación, reduciendo la incertidumbre y riesgos operacionales.
- ✓ Simular los resultados de propiedades elásticas, que permita hacer un modelo geomecánico del área según las propiedades petrofísicas dentro de las cuales están la presión de poro para futuros procesos de estimulación hidráulica.
- ✓ Realizar la estimación de presión de poro con los otros métodos indirectos mencionados para comparar sus resultados y determinar niveles de incertidumbre o aproximación, evaluando el uso de diferentes variables operacionales y petrofísicas, y apoyar el uso de otras herramientas para la calibración y validación de magnitudes como son los cross-plots y hidden data.
- ✓ Utilizar software especializado en evaluaciones petrofísicas y geofísicas como Syntool, Hampson and Russel y/o Promax, para mejorar la aplicación de las metodologías indirectas propuestas, además de poder interpretar propiedades sísmicas de inversión y AVO.
- ✓ Contar con una amplia cantidad de datos de buena calidad tanto los obtenidos por métodos geofísicos como los implicados en la geología como sedimentología, tectónica o bioestratigrafía, para mejorar los resultados de la estimación de propiedades petrofísicas, contribuyendo a un mejor conocimiento de la estructura del subsuelo.
- ✓ Emplear registros de temperatura y datos geoquímicos para evaluar el grado de implicación de la madurez de la generación y migración de HC en las variaciones de presión de poro.

BIBLIOGRAFÍA

ARREOLA, E. Caracterización de la presión de poro y fractura del campo Lakach. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de ingeniería en ciencias de la tierra, 2013. 113 p.

ASQUITH, G., et al., Basic Well Log Analysis. Segunda edición. Oklahoma, USA: AAPG, 2004. 248 p. ISBN: 0-89181-667-4.

BARRIOL, Y.; et al. Presiones en las operaciones de perforación y producción. En: Oilfield Review. Septiembre 2005. Vol 11, 22 p.

BARRERO, D., MARTINEZ, J.F., PARDO, A., VARGAS, C.A. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. 91 p. ISBN:978-958-98237-0-5.

BORGES, J., Generación de un volumen de geopresiones del Campo Franquera, Estado Trujillo. Trabajo de grado Ingeniero Geofísico. Caracas, Venezuela.: Universidad Central de Venezuela. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 2013.

CHENNAKRISHNAN, B. Pore Pressure and Wellbore Stability Analysis of cb-onn-2002/2 Block in Cambay Basin. En: *GEO India Expo XXI*. (2: 16-19, septiembre: New Delhi). New Delhi. AAPG, 2008.

CÓRDOBA, F., ROLÓN, L.F., BUCHELLI, F., SUAREZ, M. Provincia petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bogotá, Colombia: Ecopetrol, 7 p.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia. Volumen V, Fascículo 4b Décima Parte: Terciario a Cuaternario. Centre National de la Recherche Scientifique. Paris, Francia. 1974. 625p.

DODSON, J.K., Gulf of Mexico 'trouble time' creates major drilling expenses. En: Offshore. 2004, vol. 64. 1.

FAM, M. A. y DUSSEAUULT, M. B. Borehole Stability in Shales: A Physico-Chemical Perspective. En: Eurock. (Abril-Mayo 1998). SPE, 1998.

HAWKER, D., Análisis de las presiones anormales de formación. DATALOG. Versión 2.1. 2001.

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia. Volumen V, Fascículo 4° Primera Parte Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Centre National de la Reserche Scientifique. Paris, Francia. 1968. 562 p.

KASTILLO, G., Adquisición e interpretación sísmica 3D del Campo Llumpak del Oriente Ecuatoriano. Ingeniería en Geología. Quito. Universidad Central de Ecuador. 2013. p. 220.

LOZANO, E., ZAMORA, N. Anexo N Compilación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogota, Colombia: SGC, 2014. 27 p.

MANCILLA, J; et al. Geopressure Evaluation from Seismic Data and Its Applications for Exploratory Wells in Mexico. En: Offshore Technology Conference. (5-8, Mayo, 2003: Houston, Texas). Houston, Texas. PEMEX. 2003, 11 p.

MATEUS, D., et al. Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas. En: CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2009, vol. 3 no 5, p.7-18.

MOJICA, J., FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. En: Geología Colombiana. 1990. No. 17, p. 41-64.

MORALES L. G., *et al.* General Geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG Annual Meeting. (1955) Bogotá, Colombia, p. 641-695.

RAMON, J., DZOU, L., GIRALDO, B. Geochemical Evaluation of Middle Magdalena Basin, Colombia. Ecopetrol. En: CT&F–Ciencia, Tecnología y Futuro. Bucaramanga, Colombia, 1997, vol.1 no.3, p.47-66.

ROYERO, J., CLAVIJO, J. Mapa geológico generalizado del Departamento de Santander. Memoria Explicativa. Bogotá, Colombia: Ingeominas, 2001.

SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia-Middle Magdalena Basin. Medellín, Colombia: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2011. 192 p.

SLAVIN, V., et al., Abnormally High Formation Pressures: Origin, Prediction, Hydrocarbon Field Development, and Ecological Problems. En: Abnormal pressures in hydrocarbon environments: AAPG Memoir 70, p. 105–114.

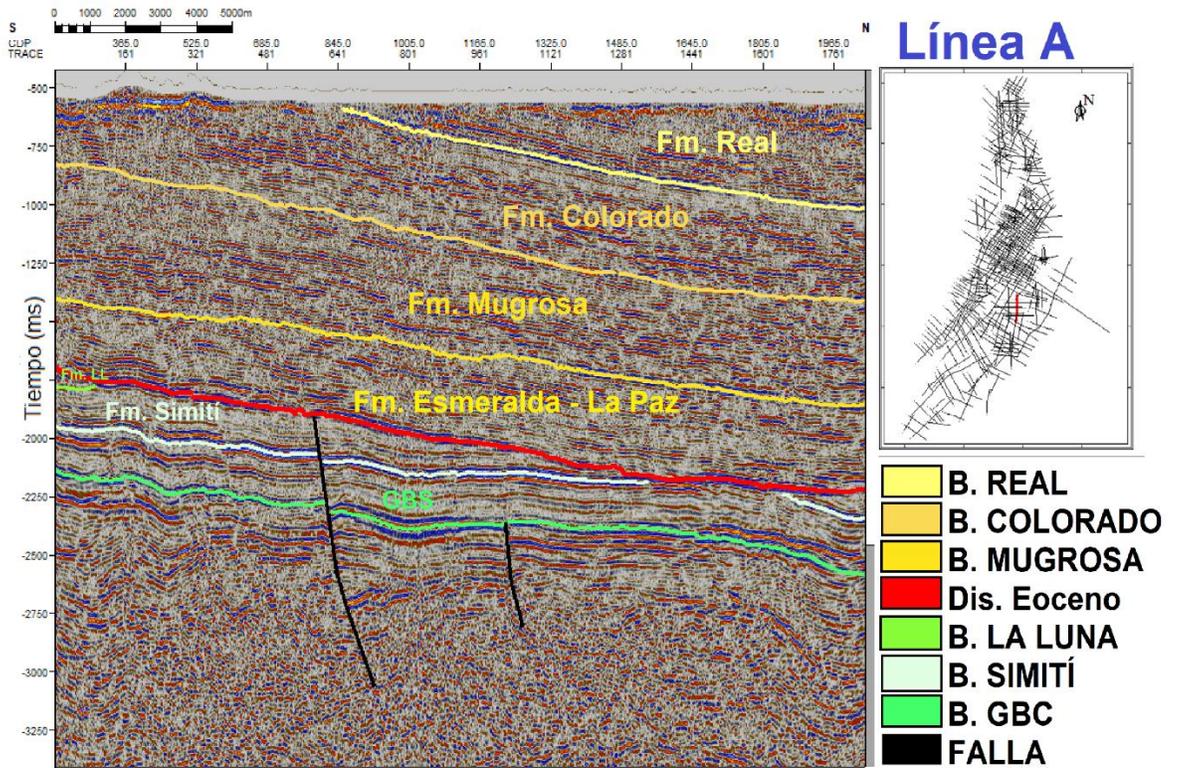
SPICKERT, A., Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America. Trabajo de grado Maestría en Ciencias. Washington, USA: Universidad de Washington. 2014. 53 p.

TERZAGHI, K., et al., Soil Mechanics in Engineering Practice (3rd Edition). John 811 Wiley & Sons. 1996.

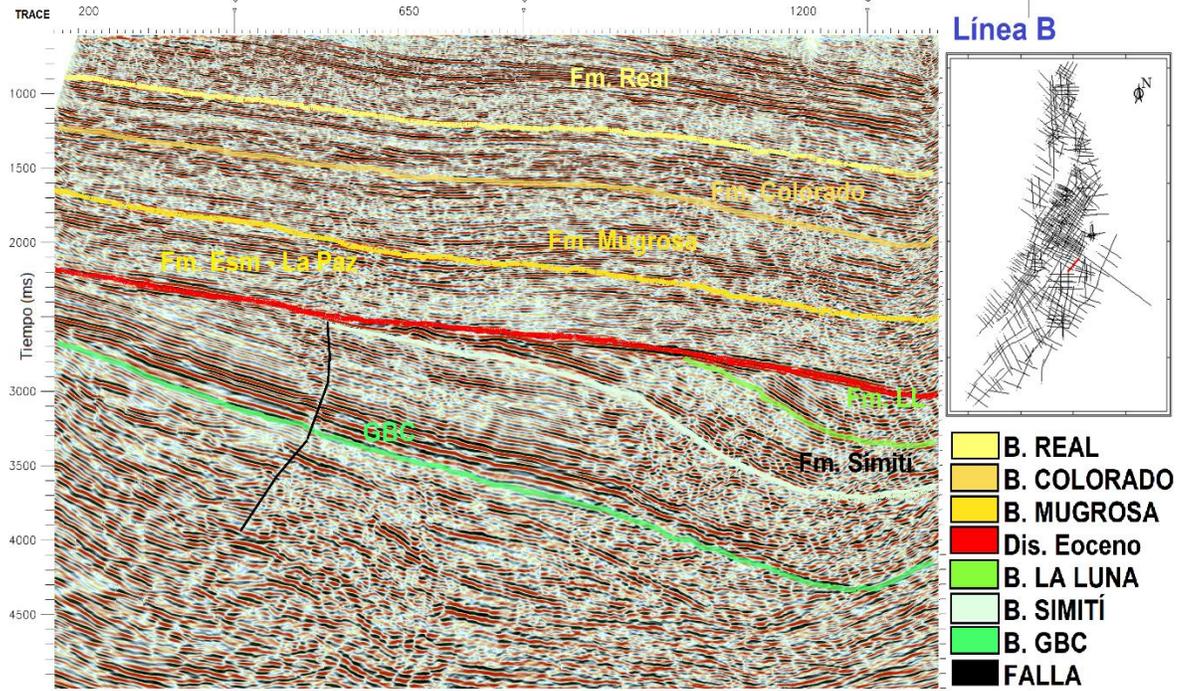
YORK, P.; et al. Eliminating Non-Productive Time Associated With Drilling Trouble Zones. En: Offshore Technology Conference held (1: 4-7, Mayo: Texas). Texas. Weatherford Int'l. 2009. 18 p.

ANEXOS

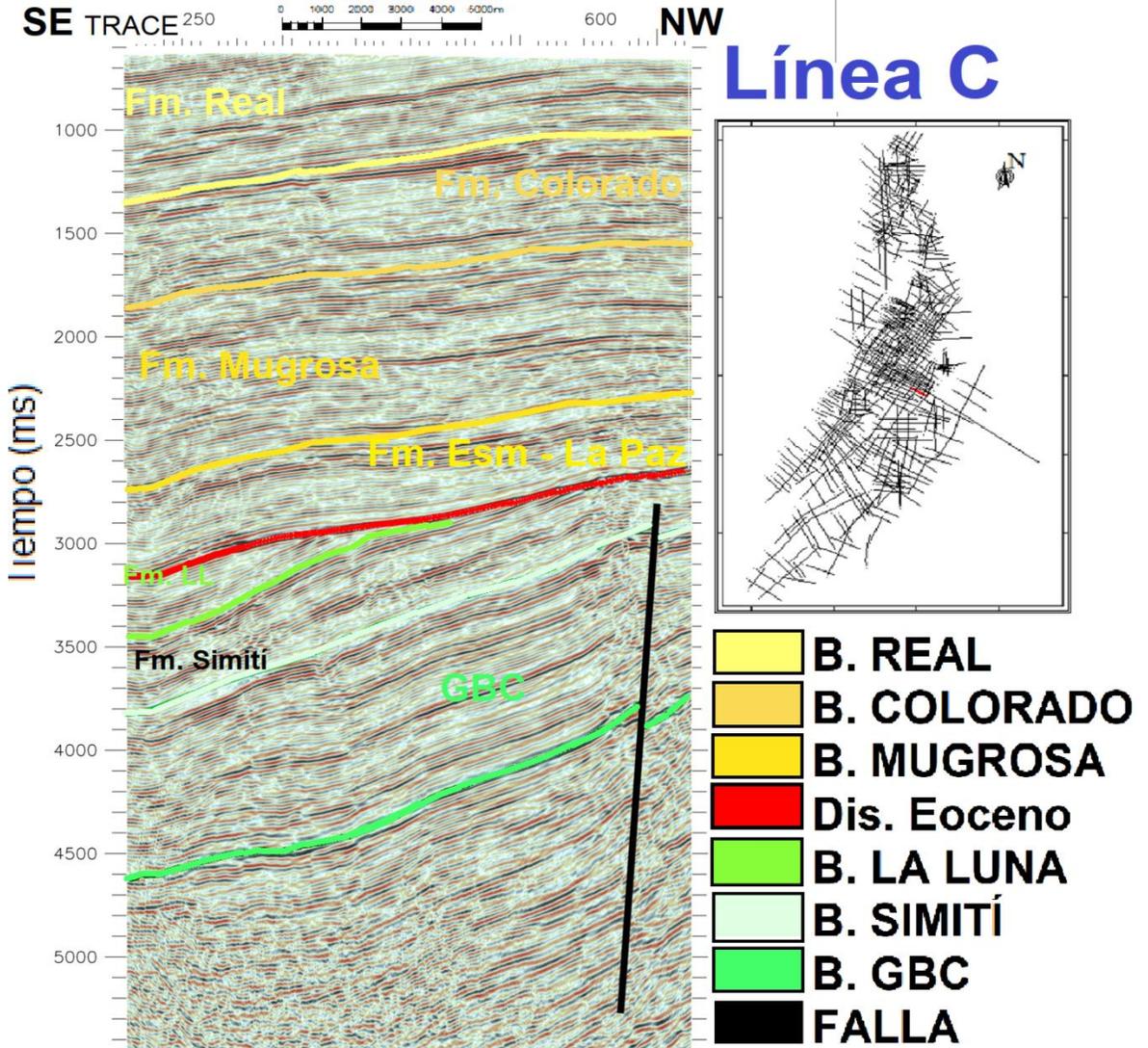
ANEXO A. INTERPRETACIÓN LÍNEA SÍSMICA



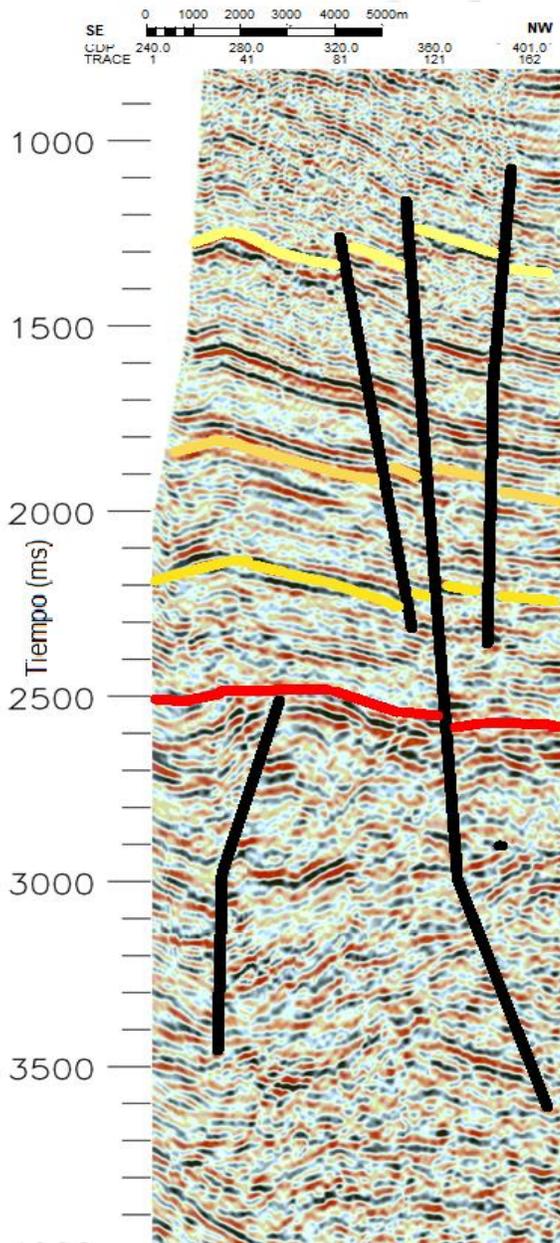
Interpretación línea sísmica B.



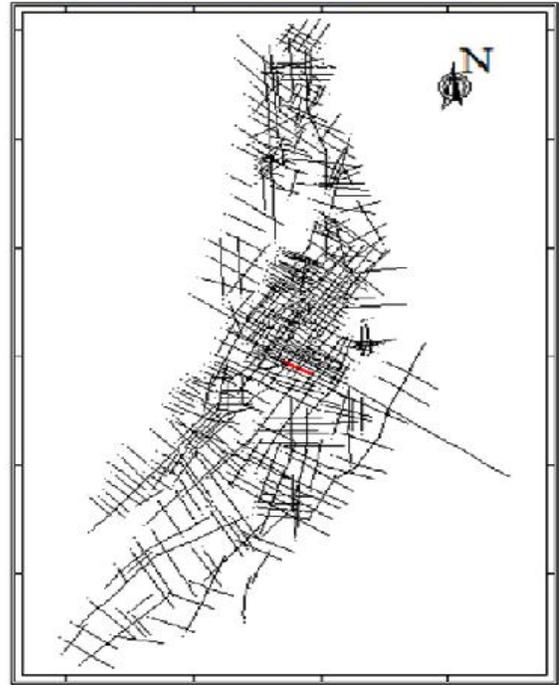
Interpretación línea sísmica C



Interpretación línea sísmica D



Línea D



ANEXO B. SET DE REGISTROS POZO CAY-1

