

**EVALUACIÓN DE LA COMPARTIMENTALIZACIÓN DE LA FORMACIÓN
MUGROSA EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**VICTOR JULIO FLOREZ VARGAS
JOAQUIN EDUARDO MARTINEZ BASTO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**EVALUACIÓN DE LA COMPARTIMENTALIZACIÓN DE LA FORMACIÓN
MUGROSA EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**VICTOR JULIO FLOREZ VARGAS
JOAQUIN EDUARDO MARTINEZ BASTO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzalez
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

A Dios por ser el motor de mi vida y de mis sueños.

A mi Mamá Inés Basto Castro, a mi hermana Genny Rocio Martínez y a mi tía Delia María Basto que con su paciencia, sacrificio y amor me acompañaron en cada instante de mi carrera y me ayudaron a superar todos los obstáculos que se me presentaron. A mis tíos y demás familiares que con sus consejos y apoyo a mi madre aportaron su granito de arena para que pudiera superar esta etapa de mi vida. A todos y cada uno de mis amigos GRACIAS...

JOAQUIN

A Dios quien todos los días me permite seguir en este mundo y me llena de bendiciones.

A mi Familia, especialmente a mi Mamá Elsa Vargas Quecho, A mi Papá Víctor Julio Florez Sarmiento, Mis hermanos Ludwing Mauricio y Yolanda Stefany, Quienes con su cariño y paciencia siempre me dan fuerzas para luchar aun en los momentos más difíciles, a mi Nonita Trinidad Quecho (Trina) y mi Mamá Elisa Ortis de Sarmiento (q.e.p.d.) sus oraciones siempre me acompañan.

Por último y no menos importante a Ingrith por permitirme aguantarte, gracias a ti aprendí que no toda la gente es buena y que el dolor y la felicidad más grande siempre viene de las personas que uno ama. Porque espero estar siempre a tu lado, J.O.M.

GRACIAS A TODOS

VICTOR JULIO

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer principalmente a Dios por habernos guiado durante este proceso y permitirnos llegar con bien al fin del mismo.

Al Ingeniero Fernando Calvete por la oportunidad y el apoyo brindado para el desarrollo de esta tesis.

A nuestros compañeros y amigos por llenarnos de alegría en los momentos que vivimos juntos.

A la Universidad Industrial de Santander y el campo Escuela Colorado por la oportunidad brindada para llegar a ser profesionales.

Victor quiere agradecer a la familia Villamizar Ballesteros por permitirle formar parte de esta y por el apoyo brindado siempre, también a la familia Sarmiento Argüello especialmente a Inés por tratarle como a su hijo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO COLORADO	18
1.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO COLORADO.....	18
1.2. LOCALIZACIÓN.....	19
1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.....	20
1.3. DATOS EXISTENTES EN EL CAMPO COLORADO.....	23
2. COMPARTIMENTALIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	24
2.1. TIPOS DE COMPARTIMENTOS.....	26
2.1.1. Compartimentos anidados.....	26
2.1.2. Megacompartimento.....	27
2.1.2. Columnas.....	28
2.1.3. Compartimento de intraestrato.....	28
2.1.5. Microcompartimento.....	29
2.2. SELLOS.....	30
2.2.1. El sello de membrana.....	30
2.2.2. Sellos Hidráulicos.....	32
2.2.2. Fallas.....	33
2.2.3. Trampa de llenado.....	35
2.2.5 Sellos de presión.....	35
3. HERRAMIENTAS PARA EVALUAR LA COMPARTIMENTALIZACIÓN	37
3.1. MODELO ESTRATIGRÁFICO DE LA FORMACIÓN MUGROSA.....	37
3.1.1. Asociaciones de Facies.....	41
3.1.1.1. Asociación de las Facies de Grava y Facies Sm.....	42
3.1.1.2. Asociación Sm – St.....	43
3.1.1.3. Asociación Sr – St.....	43
3.1.1.4 Asociación Sr – Sp.....	44
3.1.1.5. Asociación Sm – Sr.....	45
3.2. MODELO ESTRUCTURAL DE LA FORMACIÓN MUGROSA.....	46
3.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO.....	47
3.4. VARIACIONES EN LA COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO.....	48
3.4.1. Análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA).....	50
3.3.2. Factor de caracterización de Watson (K).....	50
3.5. PRESIONES DE FORMACIÓN ANÓMALAS.....	52

4. PROCESO IMPLEMENTADO PARA EVALUAR LA COMPARTIMENTALIZACION.....	53
4.1. ANÁLISIS DE DATOS PARA IDENTIFICAR LAS SUBZONAS ESTATIGRAFICAS DE LA FORMACION MUGROSA.....	54
4.1.1. Identificación de las Subzonas estratigráficas de la formación mugrosa.....	54
4.2. IDENTIFICACION DE COMPARTIMENTOS APARTIR DE LA ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO	57
4.3. EVALUACION DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO.....	65
4.3.1. Análisis de la Permeabilidad.....	65
4.3.2. Análisis de la saturación de agua y porosidad.....	68
4.4. ANALISIS DE LAS VARIACIONES EN LA COMPOSICION DEL PETROLEO.....	69
4.4.1. Análisis SARA.....	59
4.4.2. Factor de caracterización de Watson (K).....	73
4.5. ANÁLISIS DE DATOS DE PRESIONES.....	74
4.6. INTEGRACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	81
CONCLUSIONES	83
RECOMENDACIONES.....	85
BIBLIOGRAFIA.....	86
ANEXOS.....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Campo Colorado.....	20
Figura 2. Bloques Campo Escuela Colorado.....	21
Figura 3. Columna Estratigráfica Valle medio del Magdalena.....	22
Figura 4. Compartimento genérico de Powley y Bradley.....	24
Figura 5. Compartimentalización anidada.....	27
Figura 6. Megacompartimento.....	27
Figura 7. Compartimento de columnas.....	28
Figura 8. Compartimento de interestrato.....	29
Figura 9. Microcompartimentos.....	29
Figura 10. Gradientes de presiones, presión de flotabilidad.....	31
Figura 11. Radio de la garganta de poro.....	32
Figura 12. Esfuerzos tensores en una roca, fractura normal.....	33
Figura 13. Muestra de falla.....	34
Figura 14. Comportamiento de un río ante los cambios en el poder de la corriente y el suministro de sedimento.....	41
Figura 15. Subdivisión de la formación Mugrosa a partir del comportamiento del espesor en los pozos Colorado 27 y Colorado 28 del campo Escuela Colorado.....	55
Figura 16. Frecuencia acumulada con los espesores de los cuerpos de arena en cada intervalo de la formación Mugrosa en el campo Escuela Colorado.....	56
Figura 17. Localización Líneas Sísmicas cercanas al Campo Colorado.....	58
Figura 18. Línea Sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE.....	59
Figura 19. Datos de registros obtenidos para el Campo Escuela Colorado en consulta con expertos.....	60
Figura 20. Correlación estructural de registros SPN y resistivo de pozos del Bloque I.....	62
Figura 21. Correlación estructural S-N de registros SPN y resistivo.....	63
Figura 22. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B).....	64
Figura 23. Ubicación de la toma de datos para el análisis de Permeabilidad.....	66
Figura 24. Permeabilidad Promedio por formación de interés Campo Colorado.....	67
Figura 25. Comparación de Sw y Porosidad para el Bloque I.....	68
Figura 26. Evidencia de Compartimentos por Comparación de porosidades.....	69
Figura 27. Ubicación de la toma de datos para el análisis de Fluidos.....	70
Figura 28. Análisis de fluidos SARA normalizados.....	71
Figura 29. Análisis de estrella para los fluidos analizados por SARA normalizados.....	72

Figura 30. Datos de presión obtenidos para el campo Escuela en consulta con expertos.....	74
Figura 31. Ubicación de la toma de datos para el análisis de Presiones.....	76
Figura 32. Profundidad vs presión de pozos ubicados en bloque I.....	78
Figura 33. Gradiente de presión promedio para profundidad entre 2000 ft y 3300ft del bloque I._	79
Figura 34. Gradiente de presión promedio para profundidad entre 3450 ft y 4000ft del bloque I._	80
Figura 35. Análisis de Resultados obtenidos.....	82

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pozos con intervalos corazonados en Campo Colorado.....	39
Tabla 2. Litofacies de la Formación Mugrosa, Modificado del código litofacial de Miall.....	40
Tabla 3. Permeabilidad promedio por formación de Interés.....	67
Tabla 4. Resultados del análisis de fluidos SARA normalizados.....	71
Tabla 5. Caracterización de Watson para muestras de crudo del Campo Colorado.....	73
Tabla 6. Datos de Profundidad y presión de pozos del bloque I.....	77

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. INFORMACIÓN DE LOS TOPES DE LA FORMACIÓN.....	90
Anexo B. RECOPIACION DE DATOS DE PRESIONES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.	93
Anexo C. COMPARACIÓN DE SW Y POROSIDAD PARA LOS BLOQUES II, III, IV, V, VI.....	98

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA COMPARTIMENTALIZACIÓN DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTORES: Víctor Julio Flórez Vargas. Joaquín Eduardo Martínez Basto. **

PALABRAS CLAVES: Compartimentalización, formación mugrosa, Campo Colorado, barreras de flujo, sellos, fallas.

La mayoría de campos a nivel mundial presentan variaciones en sus características (por ejemplo: presiones y fluidos), estas variaciones se le atribuyen a la compartimentalización de yacimientos, la compartimentalización hace parte de la anatomía natural del yacimiento, y controla la distribución espacial de las reservas y el óptimo desarrollo del campo.

La compartimentalización es causada por barreras de no flujo, que hacen que el yacimiento se subdivida en segmentos llamados compartimentos, los fluidos presentes en los compartimentos se comportan como unidades de flujo independientes durante la producción. La compartimentalización de un yacimiento llega a ser evidente durante el análisis de la información del campo como: datos de presión, información de fluidos, información de petrofísica, y evaluación de la estructura del yacimiento.

La temprana evaluación de la compartimentalización de un campo puede aumentar los beneficios económicos, basados en esta información se pueden tomar decisiones de comercialización del campo, planificación de desarrollo, y diseño de las facilidades. El problema, es que los datos dinámicos (producción y presiones) necesarios para la evaluación de la compartimentalización no se presentan en la etapa de evaluación de las reservas del campo.

Este trabajo plantea un proceso para evaluar la compartimentalización de la formación mugrosa del campo Escuela Colorado basado en la recopilación y posterior análisis de toda la información presente en la base de datos del campo que evidencia la existencia de compartimentos en él, de acuerdo al estudio realizado la herramienta más exacta para sustentar el grado de compartimentalización en el yacimiento es la integración de la información obtenida de cada análisis de los datos.

* Tesis de grado

** Facultad de ingenierías fisco-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gomez. Junio de 2010

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE COMPARTMENTALIZATION OF THE MUGROSA FORMATION IN THE ESCUELA COLORADO FIELD.*

AUTHORS: Víctor Julio Flórez Vargas, Joaquín Eduardo Martínez Basto. **

KEY WORDS: Compartmentalization, Mugrosa Formation , Campo Colorado, flow barriers, seals, faults.

The vast majority of global fields vary in the field characteristic (eg, pressure and fluid), these variations are attributed to the compartmentalization of deposits, the compartmentalization is part of the natural anatomy of the reservoir, and controls the distribution space reserves and the optimal development of the field.

The compartmentalization is caused by no-flow barriers that make the reservoir be subdivided into segments called compartments, fluid present in the compartments behave as separate flow units during production. The compartmentalization of a reservoir becomes apparent during the analysis of field information such as pressure data, fluid data, petrophysical information, and evaluating the structure of the reservoir.

Early assessment of compartmentalization of a field can increase economic benefits because based on this information decisions can be made of field marketing, development planning, and design of the facilities. The big problem with this is that the dynamic data (pressure and production) as needed for evaluation of compartmentalization are not presented in the evaluation stage of the field's reserves.

This paper presents a methodology to assess the compartmentalization of the Mugrosa Formation in Campo Escuela Colorado based on the collection and subsequent analysis of all the information in the database field that shows the existence of compartments in it, according to study more accurate tool to support the degree of compartmentalization in the reservoir is the integration of all information obtained from any analysis of the data.

Undergraduate Project

** Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gomez. June 2010

INTRODUCCIÓN

El no conocimiento de la compartimentalización de yacimientos es una de las principales causas del mal rendimiento de producción en un campo petrolífero. La historia de la industria de los hidrocarburos muestra que desde el año 1975 con el estudio realizado por Powley y Bradley², se reconoció la presencia de compartimentos en diferentes campos de hidrocarburos a nivel mundial. De hecho la mayoría de los campos de petróleo tienen algún grado de compartimentalización.

La evaluación de la compartimentalización de un yacimiento es muy importante porque de esto depende la toma de decisiones para su óptimo desarrollo. El inesperado hallazgo de compartimentos en un campo petrolífero disminuye los beneficios económicos debido a la necesidad de perforar más pozos y diseñar más facilidades ya que las calculadas resultaban inapropiadas para la producción de los fluidos presentes.

La compartimentalización de un yacimiento es causada por barreras al flujo de fluidos llamadas sellos. La compartimentalización suele visualizarse cuando se hace un análisis e integración de los datos obtenidos durante el desarrollo del campo como son: presiones, registros, petrofísica, caracterización de fluidos, y producción.

El presente proyecto busca evaluar el grado de compartimentalización que presenta la formación Mugrosa del Campo Escuela Colorado, y a su vez ofrece una ayuda que puede hacer parte de la toma de decisiones en el futuro desarrollo del campo.

² ORTOLEVA, Peter. Basin compartments and seals. AAPG. 1994

1. DESCRIPCION DEL CAMPO COLORADO³

El Campo Escuela Colorado es uno de los proyectos académicos de carácter científico y tecnológico, creados para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial en las áreas de investigación y formación, suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A., en donde el principal objetivo es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica desarrollando e innovación tecnológica para generar nuevas técnicas y posibilidades a mejorar y aumentar la producción del país.

1.1. RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO COLORADO

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 por la compañía Tropical Oil Company – TROCO, cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos.

El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

³ Informe Colorado 2003., “Diagnostico y Estrategias de Recobro”, ECOPETROL S.A., El Centro, Barrancabermeja, Diciembre de 2003.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a las baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hace que la producción acumulada de los pozos sean muy por debajo de las 300.000 Bls. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

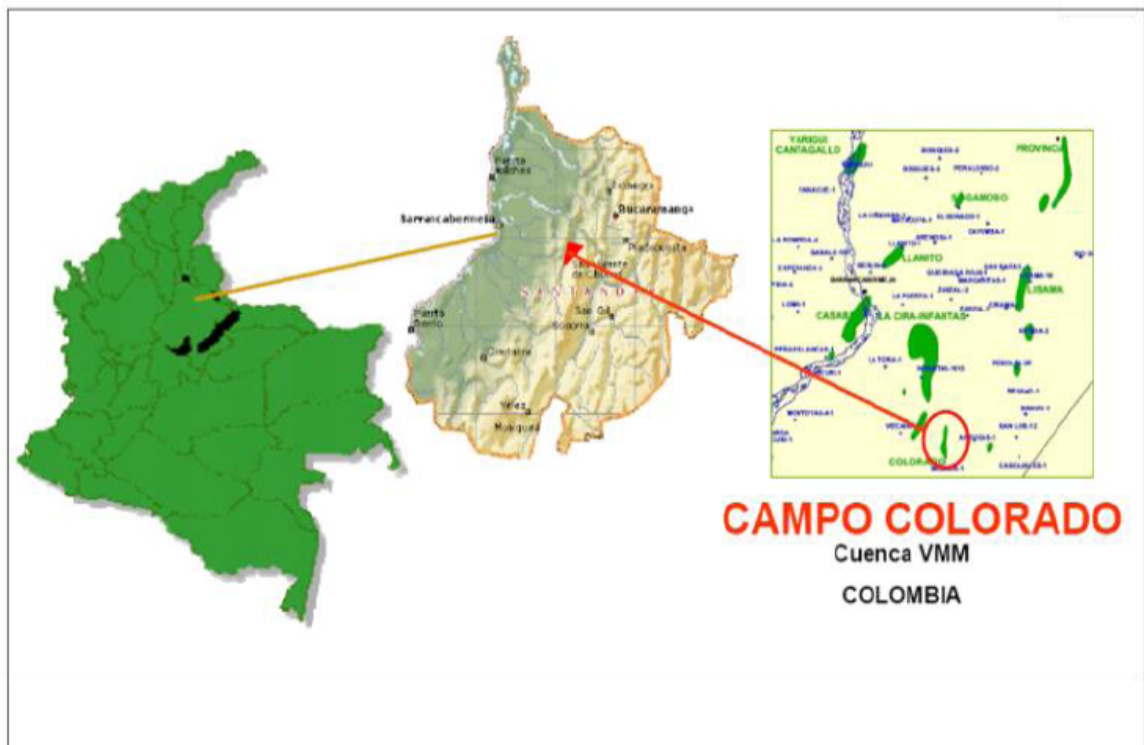
En el año 2006 la Empresa colombiana del Petróleo (ECOPETROL) firmo un convenio con la Universidad Industrial de Santander (UIS) con fines académicos y científicos, de este convenio nació el campo Escuela Colorado.

1.2. LOCALIZACION

El campo Colorado se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira

- Infantas, entre coordenadas $X= 1'036.000 - 1'040.500$ Este y $Y = 1'238.000 - 1'.247.500$ Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares.

Figura 1. Ubicación del Campo Colorado.



Fuente: Base datos Campo Colorado. Convenio UIS – ECOPEPETROL

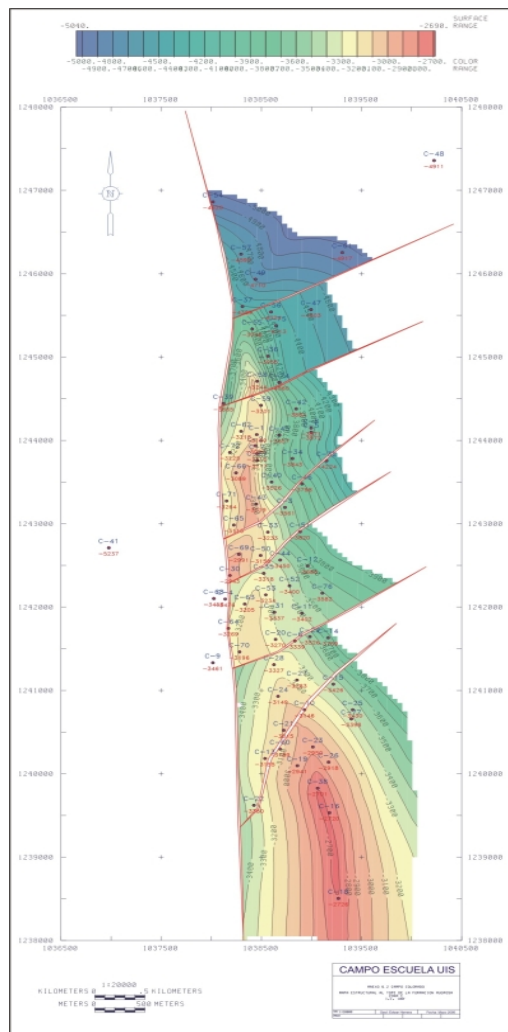
1.3. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la formación Mugrosa (Zona B y C) y de la formación Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800

a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos⁴.

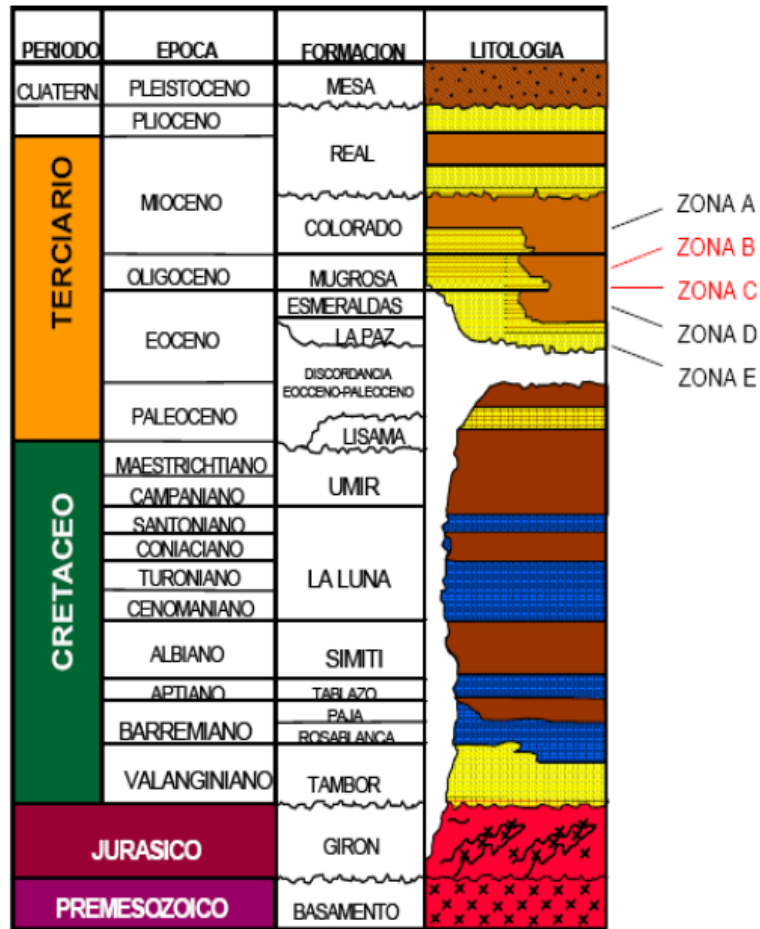
Figura 2. Bloques Campo Escuela Colorado.



Fuente: Base datos Campo Colorado 2009. Convenio UIS – ECOPETROL.

⁴ Informe Colorado 2003. Diagnostico y Estrategias de Recobro para ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente. Ecopetrol. S.A.

Figura 3. Columna Estratigráfica Valle medio del Magdalena.



Fuente: Tomado de la Presentación, Convenio Interadministrativo de Colaboración Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos Celebrado entre ECOPETROL S.A. y la Universidad Industrial de Santander, Octubre 2008.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9% para la Zona B1, 13.5 % para la Zona B2, 15.7 % para la Zona C1 y 19.6 % para la Zona C2; con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

El Campo Colorado produce aceite liviano y gas con una gravedad entre los 36° API y 42 ° API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psia en la Zona B a 1900 pies MD y 2208 psia en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD a Noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD a Junio de 1966. A Diciembre de 2003 se habían extraído 857 MBO con un corte de agua mínimo, el mecanismo de producción predominante en el Campo Colorado es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado es 121 MBO y las reservas primarias producidas son de 8.57 MBO con un factor de recobro actual de 7.024%.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unida a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor), hacen que la producción acumulada de los pozos esté muy por debajo de los 300 MBO.

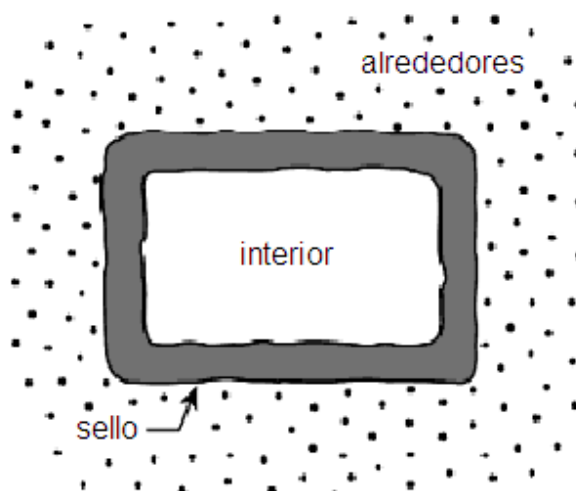
1.4. DATOS EXISTENTES EN EL CAMPO COLORADO

El campo Colorado no presenta estudios completos de petrofísica, caracterización de fluidos y presiones, los datos de producción se hacen insuficientes ya que presenta continuas pérdidas de producción en los pozos, además de que algunos han sido abandonados. De 1994 a 2005 el campo colorado produjo un promedio entre 20 BOPD y 30 BOPD de 3 a 7 pozos productores con problemas de futuros cierre, del 2006 a 2010 el campo Escuela a reactivado pozos y ha tratado de mejorar la producción del mismo, en estos últimos años el campo está produciendo alrededor de 30 BOPD de 4 a 5 pozos productores.

2. COMPARTIMENTALIZACION DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

La historia de compartimentalización de yacimientos se remonta al año 1975 cuando Powley y Bradley introdujeron esta idea por primera vez. Ellos identificaron en una cuenca sedimentaria la presencia de regiones aisladas hidráulicamente de sus alrededores por capas de roca relativamente delgadas de baja permeabilidad que mantenían un gradiente de presión hidrostático constante dentro de ellas y diferente al de sus alrededores. Ellos llamaron a estas regiones “compartimentos de fluidos o presión”. Una idealización de este concepto es propuesto en la Figura 4.

Figura 4. Compartimento genérico de Powley y Bradley.



Fuente: ORTOLEVA, Peter. Basin compartments and seals. AAPG. 1994

Un yacimiento compartimentalizado es aquel que está subdividido en regiones o compartimentos, donde cada compartimento puede tener sus propias características de presión y fluido, lo que obstaculiza el desarrollo eficaz y efectivo

de los campos petroleros y la subsiguiente recuperación de hidrocarburo; por esto es que durante la producción de un campo petrolero los compartimentos son considerados unidades de flujo independientes.

La compartimentalización de yacimientos es causada por barreras de no flujo, también conocidas como sellos. Un yacimiento puede estar compartimentalizado lateral o verticalmente. La compartimentalización lateral es generada por fallas sello o variaciones laterales en la calidad de la permeabilidad de la formación. La compartimentalización vertical ocurre donde zonas de la formación están separadas por extensas zonas laterales de rocas de baja permeabilidad, tales como *shales* o zonas cementadas con carbonatos.

Las barreras de no flujo pueden generar los compartimentos; pueden ser de diferentes tipos, desde unas que pueden inhibir el flujo de fluidos casi en su totalidad a otras que no permiten ningún tipo de comunicación. La compartimentalización es parte de la anatomía natural de un yacimiento y controla la distribución espacial de las reservas y la forma óptima de explotarlas.

Muchas compañías petroleras tienen sus propias historias de horror de campos donde se encontró inesperadamente compartimentalización durante la producción, disminuyendo los beneficios económicos del campo debido a la necesidad de más pozos y más facilidades ya que las calculadas resultaban inapropiadas. Por ejemplo, la presencia inesperada de un compartimento con alto GOR debe generar una reducción en la tasa de producción de aceite, debido a la incapacidad de manejar volúmenes mayores de gas⁵.

⁵ CRAIG SMALLY, P. y ENGLAND, William. Reservoir compartmentalization assessed with fluid compositional data. SPE. 1994. Pág. 175.

Por lo tanto, lo ideal sería que la compartimentalización de un yacimiento fuera identificada durante la evaluación de las reservas del campo para que esta información pueda tenerse en cuenta en las decisiones de comercialización del campo, planificación de desarrollo, y diseño de las facilidades. El problema con esto es que los datos dinámicos requeridos para identificar la compartimentalización durante la producción son escasos en la etapa de evaluación del campo.

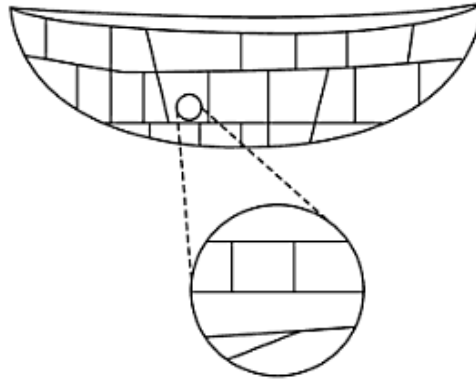
2.1. TIPOS DE COMPARTIMENTOS

Por definición, un compartimento es un volumen de roca de porosidad y conectividad hidráulica relativamente buena rodeada por un volumen de roca de baja permeabilidad, como son las arcillas, que hacen que los fluidos dentro del compartimento no tengan intercambio con el entorno por largos periodos de tiempo geológico⁶ como se mostro en la Figura 4.

2.1.1. Compartimentos anidados. Los Compartimientos pueden residir dentro otros compartimientos (Ver Figura 5). Este agrupamiento puede existir en una amplia gama de escala espacial. Según Ortoleva⁷ el compartimento anidado no es necesariamente un caso de comportamiento fractal. Esto último implica que la física de la génesis de los compartimientos es independiente de la escala en varios órdenes de magnitud.

^{6- 5} ORTOLEVA, Peter. Basin compartments and seals. AAPG. Tulsa .1994.

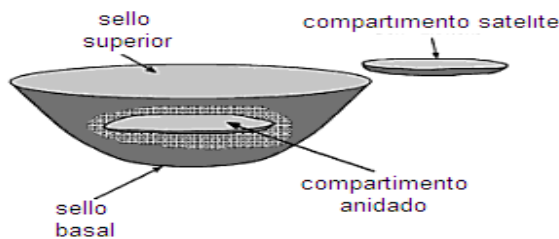
Figura 5. Compartimentalización anidada.



Fuente: ORTOLEVA, Peter. Basin compartments and seals. AAPG. 1994.

2.1.2. Megacompartimento. Es un compartimento de dimensiones tipo cuenca con su sello superior (por lo general asociados estratigráficamente) y sello inferior como se muestra en la Figura 6. El sello superior es diagenético y puede atravesar la estratigrafía. Su interior puede subdividirse en una serie de compartimentos más pequeños, esto hace que la estructura de un megacompartimento sea muy compleja. De hecho un megacompartimento puede incluir compartimentos anidados internos de varios niveles. Los compartimentos externos de escala más pequeña, satélites, a menudo residen fuera de un megacompartimento.

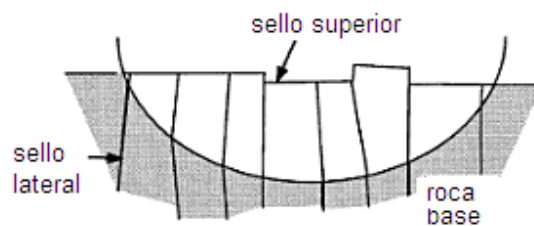
Figura 6. Megacompartimento.



Fuente: Tomada y modificada de: ORTOLEVA, Peter. Basin Compartments and Seals. AAPG. 1994.

2.1.3. Columnas. Una columna es un volumen de roca relativamente alargado que es similar a un compartimento excepto que no tiene fondo identificado. La permeabilidad y la porosidad pueden disminuir gradualmente, quizás aún extendiéndose en la roca de sótano como se puede ver en la Figura 7.

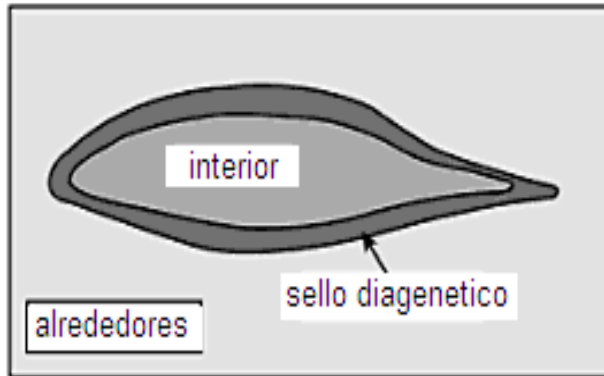
Figura 7. Compartimento de columnas.



Fuente: Tomada y modificada de: ORTOLEVA, Peter. Basin Compartments and Seals. AAPG. 1994.

2.1.4. Compartimento de interestrato. Un estrato individual podría constituir un compartimento, su sello de delimitación puede existir dentro de la capa o estar en o asociados con la interfaz entre éste y la roca circundante (ver Figura 8). En el caso más interesante el sello no es simplemente la roca circundante impermeable. Por el contrario, tanto el interior del compartimento y el sello se desarrollan dentro de la capa sedimentaria original. Esto puede ocurrir cuando el estrato está rodeado por estratos de baja permeabilidad o cuando algunos procesos diagenéticos tienden a generar un aumento en la cementación o compactación cerca al perímetro del estrato.

Figura 8. Compartimento de interestrato.



Fuente: Tomada y modificada de: ORTOLEVA, Peter. Basin Compartments and Seals. AAPG. 1994.

2.1.5. Microcompartimento. Consiste en unas capas muy delgadas de roca extendidas completamente dentro de un solo estrato que pueden actuar como aislamiento hidráulico (Figura.9). Dichos microcompartimentos pueden aparecer como una secuencia de capas.

Figura 9. Microcompartimentos.



Fuente: Tomada y modificada de: ORTOLEVA, Peter. Basin Compartments and Seals. AAPG. 1994.

2.2. SELLOS

Jon Gluyas y Richard Swarbrick⁸ definen los sellos como la parte fundamental de la trampa, puesto que impiden la migración del petróleo de la roca que lo contiene, Cualquier forma litológica puede formar un sello para la acumulación de hidrocarburos (el cual es nuestro caso); sin embargo, los atributos que favorecen que una roca actúe como sello incluyen los espacios pequeños de poro (los sellos tienden a formarse por rocas de grano fino), alta ductibilidad, gran espesor y de medida lateral alta. Por supuesto, las propiedades físicas del agua y del petróleo también son importantes, la densidad del petróleo, la salinidad del agua y la tensión interfacial entre ellos; estas propiedades cambian de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura presentes en los yacimientos.

Las rocas más comunes en formar sellos son las arcillas, las cuales forman aproximadamente del 60% al 70% de todas las rocas sedimentarias. Las arcillas pueden estar conformadas por minerales carbonatados o silicatos (o ambos), y las secuencias de arcillas son a menudo de espesores mayores a 50 metros y lateralmente mayores a 1.0Km².

A continuación se mencionaran diferentes tipos de sellos:

2.2.1. El sello de membrana. Cuando el petróleo es atrapado bajo un sello de roca, se crea una presión de flotabilidad (P_b), Gluyas. La magnitud de la presión de flotabilidad se relaciona con la diferencia de densidad entre el agua (ρ_w) y del petróleo (ρ_p), y su altura (h) por encima del nivel de agua libre (FWL) (cerca al contacto agua/petróleo); la relación se escribe de la siguiente forma:

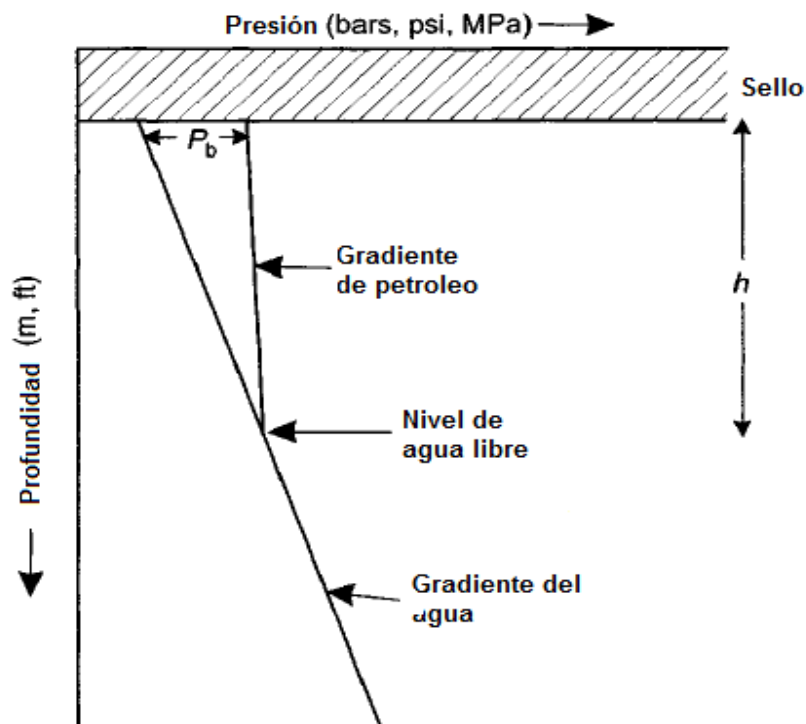
⁸ GLUYAS, Jon y SAWARBRICK, Richard. Petroleum Geoscience..Blackwell Science. 2004 ,.Págs 116-121

$$P_b = (\rho_w - \rho_p)h$$

Donde P_b es expresado en unidades de presión (Bar, psi o Mpa) y las densidades de fluido son expresadas en gradientes de presión (Bars m^{-1} , psi ft^{-1} , o Pa m^{-1})
 Figura 10. La columna máxima de petróleo es controlada por la presión capilar la cual está dada por la siguiente ecuación.

$$P_b = 2\gamma\cos\theta/R$$

Figura 10. Gradientes de presiones, presión de flotabilidad.

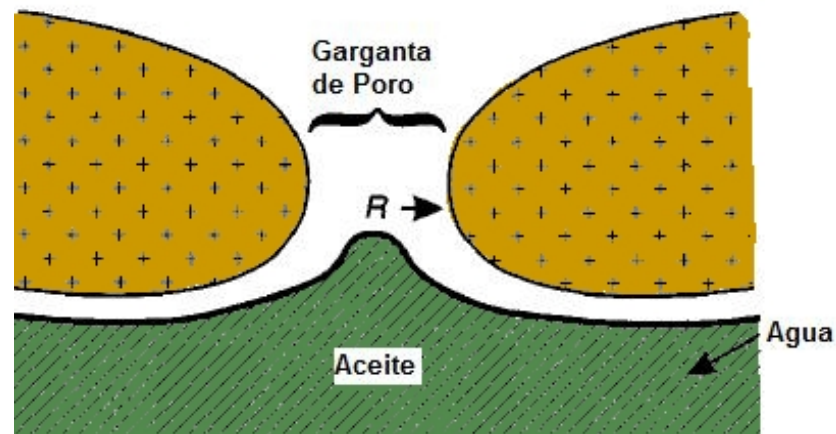


Fuente: GLUYAS, Jon y SAWARBRICK, Richard. Petroleum Geoscience. Blackwell Science. 2004

Donde γ es la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, θ es el ángulo de este contacto, y R el radio del poro, (ver Figura11). Estas propiedades son encontradas

a partir de experimentos de laboratorio. El procedimiento consiste en inyectar los poros con mercurio y con una solución de petróleo y agua a condiciones de yacimiento, utilizando las ecuaciones estándar. La capacidad del sello, se determina por la altura de la columna de crudo que queda atrapada, y el sello se supera cuando la presión de flotabilidad (P_b) supera la presión capilar del sello (P_d).

Figura 11. Radio de la garganta de poro.



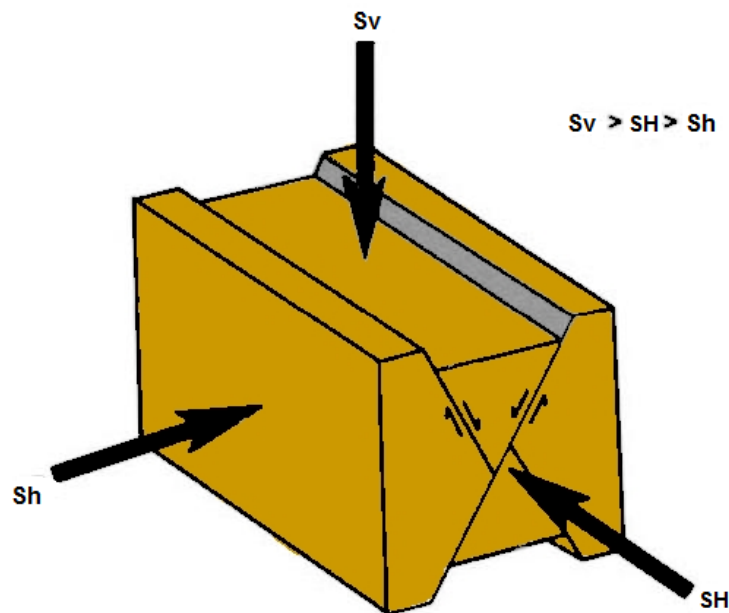
Fuente: GLUYAS, Jon y SAWARBRICK, Richard. Petroleum Geoscience. Blackwell Science. 2004.

2.2.2. Sellos Hidráulicos. Cuando la presión capilar es extremadamente alta, por ejemplo en las evaporitas o en las arcillas muy apretadas, el no comportamiento de la roca como sello se crea por el esfuerzo realizado por ella creando fracturas naturales de tensión, la roca se fractura cuando la presión es mayor al mínimo esfuerzo y a las fuerzas tensoras en la roca, Los geólogos estructurales definen estas fuerzas tensoras en términos de tres componentes ortogonales de esfuerzo, una orientada verticalmente (S_v) y otras dos orientadas horizontalmente ($S_{h_{min}}$ y $S_{h_{max}}$); en rocas sedimentarias la fuerza vertical sobre la roca es mayor a las dos

fuerzas horizontales , bajo estas condiciones, la roca se fracturara por la creación de fracturas orientadas verticalmente, que se propagaran de forma horizontal.

Para calcular la capacidad del sello hidráulico es necesario saber la magnitud de los tres esfuerzos. En otras palabras, la estimación del fracturamiento pone en consideración el estado de presión de las rocas, y, en general, la alta presión, corresponde a un alto esfuerzo horizontal mínimo, lo cual lleva a presenciar un mejor sello.

Figura 12. Esfuerzos tensores en una roca, fractura normal.



Fuente: GLUYAS, Jon y SAWARBRICK, Richard. Petroleum Geoscience. Blackwell Science,

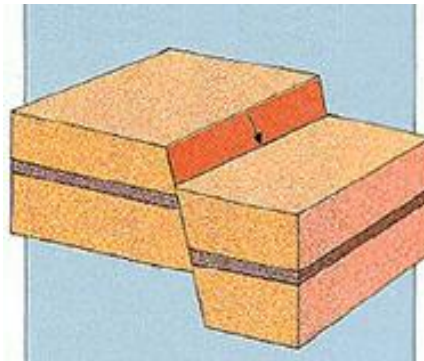
2.2.3. Fallas. Son estructuras geológicas que consisten en fracturas de la roca, a lo largo de la cual ha habido un perceptible deslizamiento. Las fallas pueden actuar como conductos (vías de migración) y como sellos, dependiendo de las condiciones hidráulicas, las propiedades de las rocas de las fallas, y las

propiedades de las rocas yuxtapuestas a través de la falla. La consideración de las fallas como sellos sigue el mismo razonamiento para la capa de roca sobre los sellos, es decir, la capacidad de sellado de una falla se refiere a su fuerza de membrana y su fuerza hidráulica.

Los sellos de membrana fallan cuando la presión del petróleo excede la presión de poro a lo largo de un plano de falla, los sellos hidráulicos fallan cuando la falla es abierta mecánicamente por la alta presión de poro excede la tensión mínima. Las fallas pueden ser inducidas a moverse (corte) cuando la presión de poro sobrepasa la resistencia al esfuerzo cortante a lo largo de la falla, que puede ser inferior a la fuerza de tensión mínima⁹.

Las fallas pueden ser unas eficaces barreras de flujo, y por lo tanto crear sellos laterales dentro de las trampas, y así impedir la migración del petróleo.

Figura 13. Muestra de falla.



Fuente: tomada y modificada de: Fault. Oilfield Glossary. Schlumberger. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=76>

⁹GLUYAS, Jon y SAWARBRICK, Richard. Petroleum Geoscience. Blackwell Science. 2004.

2.2.4. Trampa de llenado. Si existe un sello efectivo que evite la pérdida de petróleo, es la trampa de llenado de petróleo, el cual puede ser completamente llenado de hidrocarburo, alternativamente puede estar mediamente lleno con hidrocarburo, pues existiría una sub-trampa llena de agua.

El control sobre el volumen de petróleo esta principalmente influenciado por la capacidad de aporte de la roca que lo genera y por la efectividad del sello.

Las clases de trampa se pueden clasificar en función de la base de sus fugas.

- Clase 1. Son aquellas donde la fuerza del sellado es alta evitando así cualquier tipo de fuga de petróleo, antes de que la trampa se llene totalmente (trampa con cierre estructural).
- Clase 2. Donde la fuerza del sellado permite el llenado de la trampa con aceite pero donde hay mayor presión por efecto de la columna de gas se presenta una fuga de hidrocarburo.
- Clase 3. En las cuales el petróleo y el gas tienden a superar la resistencia del sellado provocando que en el instante del llenado el hidrocarburo se fugue (migración).

2.2.5 Sellos de presión. Existe un gran grado de incertidumbre al observar y analizar la existencia y la naturaleza de los sellos de presión. Los investigadores que no creen que los sellos existan se basan en interpretaciones hidrológicas clásicas que sugieren que las presiones anómalas están limitadas por rocas con baja conductividad hidráulica y son por consiguiente geológicamente efímeras. Aquellos que creen que los sellos existen, que son la mayoría, no presentan evidencias específicas de cómo comprenderlos. Aunque se ha investigado la capacidad de sellamiento de varias rocas en acumulaciones de hidrocarburo, se

han enfocado muy pocas investigaciones a los “sellos” que contienen presiones anómalas. La influencia de las fuerzas capilares en el entrapamiento de hidrocarburos es ampliamente reconocida, pero los fenómenos capilares han sido grandemente ignorados en los estudios que manejan geopresiones, incluso la generación de hidrocarburos es comúnmente citada como el mecanismo mediante el cual se genera la sobre presión. La descripción de los compartimentos de presión, especialmente aquellos con duración geológica conocida, comprende una herramienta mediante la cual puede ser mapeado e investigado el potencial del sello.

Los sellos de presión se reconocen cuando hay variaciones en la presión de poro por la presencia de líquidos, ajenos a los relacionados con la densidad de los fluidos presentes en los poros de la roca, las causas naturales de la formación de estos sellos son los esfuerzos, el volumen del líquido, el cambio del volumen y de la columna hidráulica.

3. HERRAMIENTAS PARA EVALUAR LA COMPARTIMENTALIZACIÓN.

3.1. MODELO ESTRATIGRÁFICO DE LA FORMACIÓN MUGROSA.

El modelo estratigráfico tiene como objetivo establecer el orden normal de superposición y la edad relativa entre los cuerpos de roca sedimentaria. Para realizar el modelo estratigráfico de un yacimiento se tiene que recopilar toda la información litológica (como por ejemplo, información de las rocas, especialmente de su tamaño de grano, y de sus características físicas y químicas) y la información sedimentológica (es decir, información de los depósitos terrestres o marinos, antiguos o recientes, su fauna, su flora, sus minerales, sus texturas y su evolución en el tiempo y en el espacio).

Los modelos estratigráficos existen a tres escalas diferentes. El primero es a gran escala, en el cual, el subsuelo del campo de interés es definido en cuerpos rocosos específicos capaces de reconocerse en su conjunto como una unidad (o entidad característica) en la clasificación de la sucesión estratigráfica de la tierra, basándose en sus características o cualidades o en una combinación de varias de ellas (Reguant, 2001); a mediana escala, se analiza la distribución de los cuerpos sedimentarios basados en el análisis de las unidades sedimentarias, y por último a pequeña escala, la información de facies e información microscópica analizada. Toda esta información se integra para realizar la interpretación ambiental de la cuenca petrolífera.

La Información estratigráfica del yacimiento que permite la identificación de variaciones textuales y mineralógicas, estudio de facies y ambiente de

depositación; se obtiene principalmente gracias a la interpretación de fuentes de información como análisis de corazones, muestras de zanja y registros de pozo. Para el análisis de las muestras de roca, la información es recolectada durante la etapa de perforación de pozos, mediante operaciones de Corazonamiento y posteriormente son transportadas y tratadas en el laboratorio antes de ser analizadas; Anderson¹⁰. Los registros de pozo generan imágenes eléctricas que permiten analizar las propiedades de la roca, principalmente la litología, estos registros son tomados en la región de interés, ya sea en hueco abierto o hueco cerrado. Los principios y la forma como son tomados estos registros los describe Bendeck¹¹; adicionalmente se realizan revisiones de modelos e interpretaciones estratigráficas generadas anteriormente en el área.

En Campo Colorado existen 75 pozos, de los cuales, 29 cuentan con muestras de zanja y 17 cuentan con intervalos corazonados (Ver la Tabla 1). Esta Información se encuentra en la Litoteca Nacional.

¹⁰ ANDERSON, Gene, Coring and core analysis Hand book, Tulsa Oklahoma, Penn well book, 1975.

¹¹ BENDECK, Jorge. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación De Formaciones. Asociación Colombiana De Geólogos Y Geofísicos Del Petróleo, 1992.

Tabla 1. Pozos con intervalos corazonados en Campo Colorado.

Pozo	Caja
2	1
3	5
9	3
11	7
14	1
16	1
19	1
21	16
24	4
25	18
26	18
27	14
30	6
41	1
54	1
70	1
77	1

Fuente: Litoteca nacional.

El estudio de las facies de la formación mugrosa busca definir las diferentes características litológicas y paleontológicas que permitan diferenciar a un estrato o conjunto de estratos de los adyacentes dentro de esta unidad estratigráfica, y que nos aporta datos del medio donde se depositaron.

Para identificar las facies se utilizó el código de Miall (1996); este código simboliza a las facies mediante el uso de dos o tres letras; la primera de ellas mayúscula, representando la textura de la roca, y las demás letras minúsculas, en representación de la estructura sedimentaria de las mismas. En la Tabla 2 se muestran las litofacies encontradas en la Formación Mugrosa.

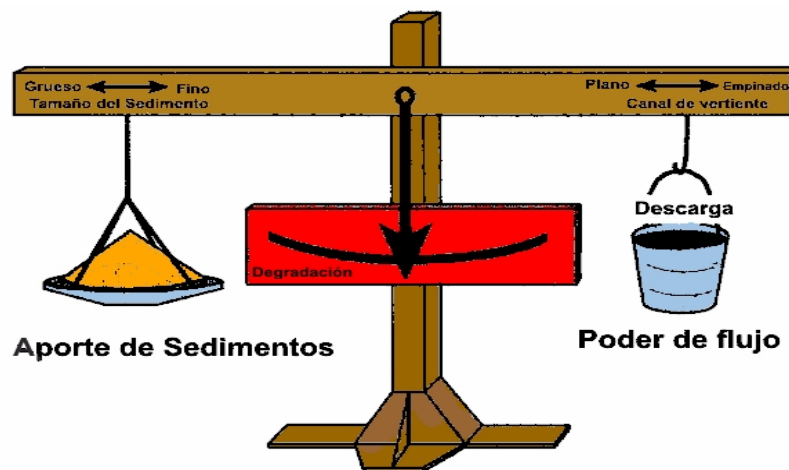
Tabla 2. Litofacies de la Formación Mugrosa, Modificado del código litofacial de Miall.

Código	Facies	Estructura sedimentaria
Gci	Grava clasto sostén	Gradación inversa
Gmm	Grava Matriz sostén	Gradación masiva
St	Arenisca fina a muy gruesa, puede ser guijarrosa	Estratos cruzados en artesa, individuales o agrupados
Sp	Arenisca fina a muy gruesa, puede ser guijarrosa	Estratos cruzados tabulares planares, individuales y agrupados
Sm	Arenisca fina a gruesa	Maciza o pobremente laminada
Sr	Limolitas hasta arenisca gruesa	Laminación cruzada ondulítica
Fl Fsm	Arenisca, limolita, arcillolita	Laminación fina, ondulitas muy pequeñas Maciza
Fr	Arcillolita, limolita	Maciza, raíces, bioturbación

Fuente: FONSECA, Crispín, GARCIA, Jerson. SANDOVAL, José y PINTO, Jorge. Elementos Arquitecturales de la Formación Mugrosa Aplicados al Modelo Estático del Campo Escuela-Colorado, Grupo de Investigación en Campo Maduros (UIS-ICP), 2009

3.1.1. Asociaciones de Facies.¹² En un ambiente de depositación fluvial, como es el caso del campo Escuela Colorado, las facies son el resultado del balanceo entre el suministro de sedimento y el poder de la descarga (gradiente del valle) a lo largo de la cuenca, (ver figura 14). Las asociaciones de facies que acompañan a cada subambiente son diferentes y distintivas de cada tipo de río. Una facies por sí sola no es un indicador ambiental; al interior de cada subambiente, las facies siempre están en compañía de otras facies y cuando estas asociaciones entre facies son identificadas se asigna un tipo de río responsable de la depositación (BP Explorations, 1996).

Figura 14. Comportamiento de un río ante los cambios en el poder de la corriente y el suministro de sedimento.



Fuente: BP Explorations. Sequence Stratigraphy, Blackwell Science, 1996.

¹² FONSECA Crispin, GARCIA Jerson, SANDOVAL Jose & PINTO Jorge. Elementos Arquitecturales de la Formación Mugrosa Aplicados al Modelo Estático del Campo Escuela Colorado, Grupo de Investigación en Campo Maduros (UIS-ICP), 2009

3.1.1.1. Asociación de las Facies de Grava y Facies Sm.

Descripción: Hacia la base siempre se presentan gravas entre los 4 y los 8 mm de diámetro, soportadas por una matriz arenosa mal calibrada. Las gravas pueden estar en gradación normal (Gmg) y masivas (Gmm), aunque a veces también se observan gravas clasto soportadas en gradación inversa (Gci). Estas facies gravosas van desde los 15 centímetros hasta los 100 centímetros de espesor, con superficies erosivas y de carga a su base y netas-planas a su tope, donde siempre se encuentran areniscas conglomeráticas o areniscas mal calibradas en gradación normal, yendo desde areniscas de grano muy grueso a fino.

Interpretación: Las capas de gravas intercaladas señalan fluctuaciones en la fuerza del flujo; la gradación normal representa un decrecimiento en la velocidad o en la profundidad del flujo y la gradación inversa implica lo contrario (Eji, 2005). Según Miall (1996) las gradaciones son el resultado de la superposición de diferentes cuerpos, cuyas superficies de estratificación han sido borradas. Miall (1996) también afirma que las tendencias “gravel” son transportadas en pulsos repetidos vagamente a manera de “slugs” o “lobes” (lóbulos). Estos patrones reflejan turbulencia en el río, las gravas son liberadas esporádicamente dentro del río por la migración de “bedform” y por el corte de bancos por erosión. Los depósitos de gravas indican la existencia de barras longitudinales o transversales, las cuales son el resultado de corrientes fuertes y relativamente constantes de los sectores rectos del río o al final de los meandros (yendo corriente abajo) donde la depositación de estos cuerpos ocasiona una división parcial de la corriente (Labourdette, 2007), las gravas muy raras veces se localizan asociadas a los sectores de acreción lateral del canal (Eji, 2005).

3.1.1.2. Asociación Sm – St¹³.

Descripción: Las areniscas con estratificación cruzada en artesa (St) tienen tamaño de grano grueso y para el caso de esta asociación presentan una superficie erosiva a la base con intraclastos arcillosos alargados de 8 mm de diámetro embebidos (“lag Deposit”, ver la Figura 4) orientados con la estratificación y tienen un 10% de líticos carbonosos. Hacia el tope la estratificación en artesa desaparece pasando a estratos con gradación normal (Sm) que va desde granos gruesos hasta grano muy fino. Los espesores de esta asociación se mueven entre los 3 y los 4 ft; siempre separada por los granos finos de llanura de inundación.

Interpretación: El amalgamamiento de artesas de alto régimen indica la presencia de dunas o “megaripples” 3D (Miall, 1996) y las areniscas en gradación normal son el resultado de un efecto gravitatorio que va acompañado por una disminución en la intensidad del flujo (Eji, 2005). El encontrar estas dos facies (St y Sm) asociadas indica un cambio en el régimen de flujo, donde la velocidad del flujo disminuyó progresivamente. El escaso espesor de esta asociación sugiere un canal no muy profundo relacionado con zonas de corte y relleno de bancos de arena como resultado de una fuerte migración lateral del sistema de ríos.

3.1.1.3. Asociación Sr – St.

Descripción: Las areniscas con estratificación cruzada en artesa tienen un 10% de líticos carbonosos y un 3% de feldespatos potásicos, a veces bioturbada. Hacia el tope la estratificación cruzada en artesa desaparece, pasando a estratificación en

¹³ FONSECA Crispín, GARCIA Jerson, SANDOVAL José & PINTO Jorge. Elementos Arquitecturales de la Formación Mugrosa Aplicados al Modelo Estático del Campo Escuela-Colorado, Grupo de Investigación en Campo Maduros (UIS-ICP), 2009

“ripples” u ondulosa discontinua, con gradación normal que va de grano grueso a fino. La facies Sr tiende a estar bioturbada, a veces el contacto entre estas dos facies asociadas (Sr y St) es difuso. Su espesor se mueve entre los 5 y los 10 pies, pero cuando las artesas de esta asociación se amalgaman forman los intervalos arenosos más gruesos y con mayor continuidad lateral de la Formación Mugrosa (hasta 30 pies de espesor y más 800 metros registrados en afloramiento), en este caso la facies Sr tiende a ser borradas del registro rocoso.

Interpretación: Esta asociación de facies es el típico representante de las barras de acreción lateral de los ríos meándriformes, donde se desarrolla y preserva la mayoría de las dunas 3D (Miall, 1996), la velocidad del flujo disminuye influenciado por un cambio en la profundidad del cauce hacia la parte interna del meandro (Eji, 2005), donde la facies Sr se produce a velocidades cercanas a 1 M/s (Miall, 1996). Su marcada continuidad lateral implica que el cauce se encuentra migrando lateralmente rápido (Eji, 2005).

3.1.1.4. Asociación Sr – Sp

Descripción: En esta asociación las areniscas se mueven en el rango de tamaño de grueso a fino. A la base siempre se encuentran areniscas en estratificación cruzada paralela que pueden ser de grano grueso o de grano medio, con un 10% de Feldespato Potásico, 5% de líticos carbonosos embebidos y a veces con bioturbación al tope. Hacia el techo de esta asociación desaparece la estratificación cruzada paralela y comienza una gradación normal que va desde areniscas gruesas hasta areniscas finas con “ripples”. Esta asociación tiene entre 5 y 8 pies de espesor, la facies Sp tiende a encontrarse bioturbada al tope.

Interpretación: La presencia de la facies Sp indica un flujo lineal y su amalgamamiento resulta en la formación de dunas 2D subacuosas (Miall, 1996); la facies Sr es típica de los bordes del cauce o de poca profundidad y poca velocidad del flujo, en este caso se forma por la existencia de lóbulos (Miall, 1996). El encontrar estas dos litofacies asociadas implica regímenes de flujo alto y menguante. La bioturbación al tope de la facies Sp implica períodos en los que esta estuvo expuesta debido al posterior decrecimiento de la profundidad del cauce que se traduce en la reducción de la profundidad al final de los períodos de inundación donde los lóbulos quedan expuestos (Miall, 1996).

3.1.1.5. Asociación Sm – Sr

Descripción: Las areniscas presentan una laminación ondulosa continua con gradación normal, va desde arenisca media a fina, normalmente aparece con bioturbación al tope, algunas veces de coloración rojiza por oxidación e incluso llega a ser varicoloreada, puede contener muscovita y líticos carbonosos. Hacia el tope desaparece la laminación quedando una muy leve disminución del tamaño de los granos desde arenisca de tamaño fino a muy fino, mal calibrada, su matriz es lodosa, a veces bioturbada por madrigueras, huellas de plantas y marcada reorganización de la fábrica primaria. Los límites superiores son planos y transicionales hacia las lodolitas rojas que tienden a ser varicoloreadas (Fr).

Ocasionalmente estos contactos se muestran netos. Esta asociación de facies también ocurre inversa, es decir, la facies Sm infrayace a la facies Sr y esta última pasa a ser granocreciente. Esta asociación de facies se mueve entre los 5 y los 8 pies de espesor y es fuertemente intercalado por facies Fl y Fr.

Interpretación: Estos delgados cuerpos son típicos de fluctuaciones repentinas de la corriente que terminan desbordando el cauce formando el “levee” y a veces desarrollando sistemas de “Crevasse Channel”. Las abundantes madrigueras y las

areniscas moteadas (Fr) al tope de Sm señalan el abandono del canal y la gran cercanía al cause principal. El poco tamaño de los granos y la matriz arcillosa implica la depositación de la carga en saltación y en mayor proporción la carga en suspensión, lo cual también es indicador de la progresiva desaparición de la influencia del cauce principal.

3.2. MODELO ESTRUCTURAL DE LA FORMACIÓN MUGROSA

El modelo estructural define y caracteriza las estructuras mayores, fallas, pliegues, discordancias, etc., presentes bajo el área estudiada, con el objetivo de reflejar el entrapamiento del hidrocarburo dentro del yacimiento. La construcción de este modelo estructural es el resultado de la integración de trabajo entre los geólogos, geofísicos e ingenieros. Esta integración garantiza la calidad de este modelo.

La presencia de fallas puede tener un impacto enorme sobre la explotación de petróleo y gas. Las fallas son a menudo responsables del entrapamiento de hidrocarburos y la compartimentalización de yacimientos, por esto identificar las fallas de un yacimiento es uno de los primeros pasos en la evaluación de la compartimentalización de un yacimiento.

La categorización del comportamiento de las fallas dentro de estos extremos es importante para la perforación, exploración y desarrollo de hidrocarburos. Los métodos modernos utilizados en el análisis de fallas que actúan como sello utilizan datos sísmicos, información estructural y microestructural del análisis de núcleos de alta resolución, y datos de pozos y de producción para predecir el comportamiento de las fallas y reducir la incertidumbre y el riesgo asociados con la explotación de yacimientos fallados.

Las fallas que actúan como sello pueden constituir un control primario sobre la trampa en muchos yacimientos de hidrocarburos pero también pueden transformar un yacimiento relativamente grande y continuo en compartimentos que luego se comportan como un grupo de yacimientos más pequeños. Cada compartimento puede tener sus propias características de presión y fluido, lo que obstaculiza el desarrollo eficaz y efectivo de los campos petroleros y la subsiguiente recuperación de hidrocarburos.

Las fallas normales y fallas inversas son el resultado de varios desequilibrios de la tensión o esfuerzos en la corteza y los sedimentos superficiales; estos esfuerzos además de ocasionar la fractura de la roca, generan cambios en la presión de la formación y en las propiedades de los fluidos que contiene la roca. Por consiguiente las fallas-sello son una de las causantes de compartimentos en yacimientos.

Existen muchas técnicas para determinar las características estructurales del yacimiento (secciones horizontales, fallas, pliegues, fracturas, inconformidades, domos salinos, etc). Las principales técnicas de adquisición de la información estructural de un yacimiento son: la sísmica, los registros de pozo y las mediciones sísmicas de pozo.

3.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

Al conocer las propiedades físicas de las rocas de un yacimiento de hidrocarburo, tales como: la saturación de agua, la porosidad y permeabilidad; se puede apreciar su homogeneidad o heterogeneidad, además se puede estimar el potencial de producción de los pozos entre otras propiedades de interés. Muchos

factores afectan estas propiedades¹⁴, tales como, la presión que tiene influencia en el grado de compactación de la roca y el ambiente de depositación en la forma, tamaño del grano y limpieza de la misma, entre otras.

Es posible visualizar compartimentos si se cuenta con sets completos de estos datos, también es necesario, cotejarlos con otros análisis como las presiones y las producciones del yacimiento a evaluar, formando así un modelo geoestadístico robusto que pueda arrojar datos confiables.

3.4. VARIACIONES EN LA COMPOSICION DEL PETROLEO

Desde el punto de vista físico, el petróleo es un líquido de aspecto viscoso, menos denso que el agua e inmiscible en ella, combustible e inflamable, de olor y color variado según su ambiente de sedimentación entre otros¹⁵.

Es posible que el proceso que lidera las variaciones en las composiciones del petróleo sea por el efecto directo de la maduración de la roca generadora. Con el tiempo, el crudo se hace más gaseoso; la gravedad API y los parámetros de maduración geoquímica se incrementan. La parte superior del campo a menudo recibe el crudo generado en etapas tempranas, incrementándose la maduración hacia la parte de abajo, acercándose hasta la roca generadora.

¹⁴ Basado en: AMYX, James. Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties. McGraw-Hill. New York. 1988.

¹⁵ CRISTANCHO, Diana y HOYOS Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

Otro proceso que puede liderar las variaciones composicionales del petróleo es la biodegradación, la cual genera remoción preferencial de las fracciones más ligeras del petróleo. Si esto ocurre de manera no uniforme a lo largo del campo, resultará en diferencias composicionales. El flujo de gas que contiene fracciones ligeras disueltas en un campo puede causar estas variaciones composicionales a lo largo de su espacio. Como resultado de estos procesos, muchos campos de crudo han heredado variaciones laterales en la composición del crudo en diferentes áreas del mismo y de manera vertical entre diferentes estratos del yacimiento. El uso de las variaciones composicionales del crudo para investigar la compartimentalización en un yacimiento, parte de la habilidad para medirlas¹⁶.

Según Cristancho y Hoyos¹⁷. “El tipo de caracterización se establece a partir de las necesidades originadas a partir de su uso”. Un ejemplo claro de esto es el Instituto Colombiano del Petróleo que manejan tres tipos de Evaluación de crudos, dependiendo de la profundidad de estudio:

Caracterización tipo 1. Este tipo de caracterización es el más básico y con menos número de pruebas que se le realizan al crudo. Este tipo de caracterización no se realiza pruebas para ningún tipo de fracción del crudo.

Caracterización tipo 2. Esta caracterización se realiza al crudo como también a algunos de sus derivados. Para este análisis las muestras de crudo que tengan un contenido de agua superior al 0.5% vol, requieren deshidratación previa al análisis.

¹⁶ ACOSTA, Javier y BLANCO Christian. Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. aplicación Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

¹⁷ CRISTANCHO, Diana y HOYOS Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008, págs. 41 – 44. Se pueden ver los tipos de caracterización y las pruebas.

Caracterización tipo 3. Estas pruebas se hacen para las fracciones del crudo, la Información es más detallada y precisa.

Para la caracterización del crudo del campo Colorado se utilizaron dos métodos realizados Por Cristancho y Hoyos en su tesis de grado, escogidos por su efectividad, confiabilidad y facilidad de interpretación de datos

3.4.1. Análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (SARA). Este método es usado en la caracterización de crudos, principalmente petróleos pesados¹⁸, se basa en el fraccionamiento, donde un crudo se separa en pequeñas fracciones o cantidades. El fraccionamiento se basa en la solubilidad de los hidrocarburos, así cada fracción está formada por una clase de solubilidad la cual contiene una gama de pesos moleculares diferentes: los ácidos grasos saturados (generalmente iso y ciclo parafinas), aromáticos, resinas y asfáltenos (quienes forman moléculas de mayor peso), teniendo en cuenta que los asfáltenos pueden contener metales como el níquel y el vanadio.

3.4.2. Factor de caracterización de Watson (K). Aunque existen métodos más completos para identificar la composición y propiedades del crudo de un campo, este factor es una herramienta importante, sencilla y confiable que da una clasificación del tipo de crudo presente y más aun si hay variedades de crudos.

El factor de caracterización de Watson parte de la base de que la densidad de los hidrocarburos está ligada a la relación H/C y su punto de ebullición está

¹⁸ Sara Analysis. Oilfield Glossary. Schlumberger. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=SARA%20analysis>

relacionado con el número de átomos de carbono y por lo tanto directamente proporcional a la gravedad API del crudo.

A lo largo de la historia el factor de caracterización de Watson ha sido utilizado para diversas aplicaciones, entre ellas una de las más recientes e interesantes se llevo a cabo en el campo *Dai Hung* ubicado costa afuera a 200 millas en el este de Vietnam, allí se corrobora la presencia de varios crudos con diferencias composicionales con la ayuda de este factor.

$$K = \frac{(T)^{1/3}}{GS}$$

Donde

T = Temperatura de ebullición en Rankine (R)

GS = Gravedad especifica a 60 °F

Así el factor de caracterización de Watson para los hidrocarburos puros es

- 13 para parafinas
- 12 para hidrocarburos en los que el peso relativo de las cadenas y de los anillos son equivalentes.
- 11 para naftenos puros.
- 10 para aromáticos puros

3.5. PRESIONES DE FORMACIÓN ANÓMALAS.

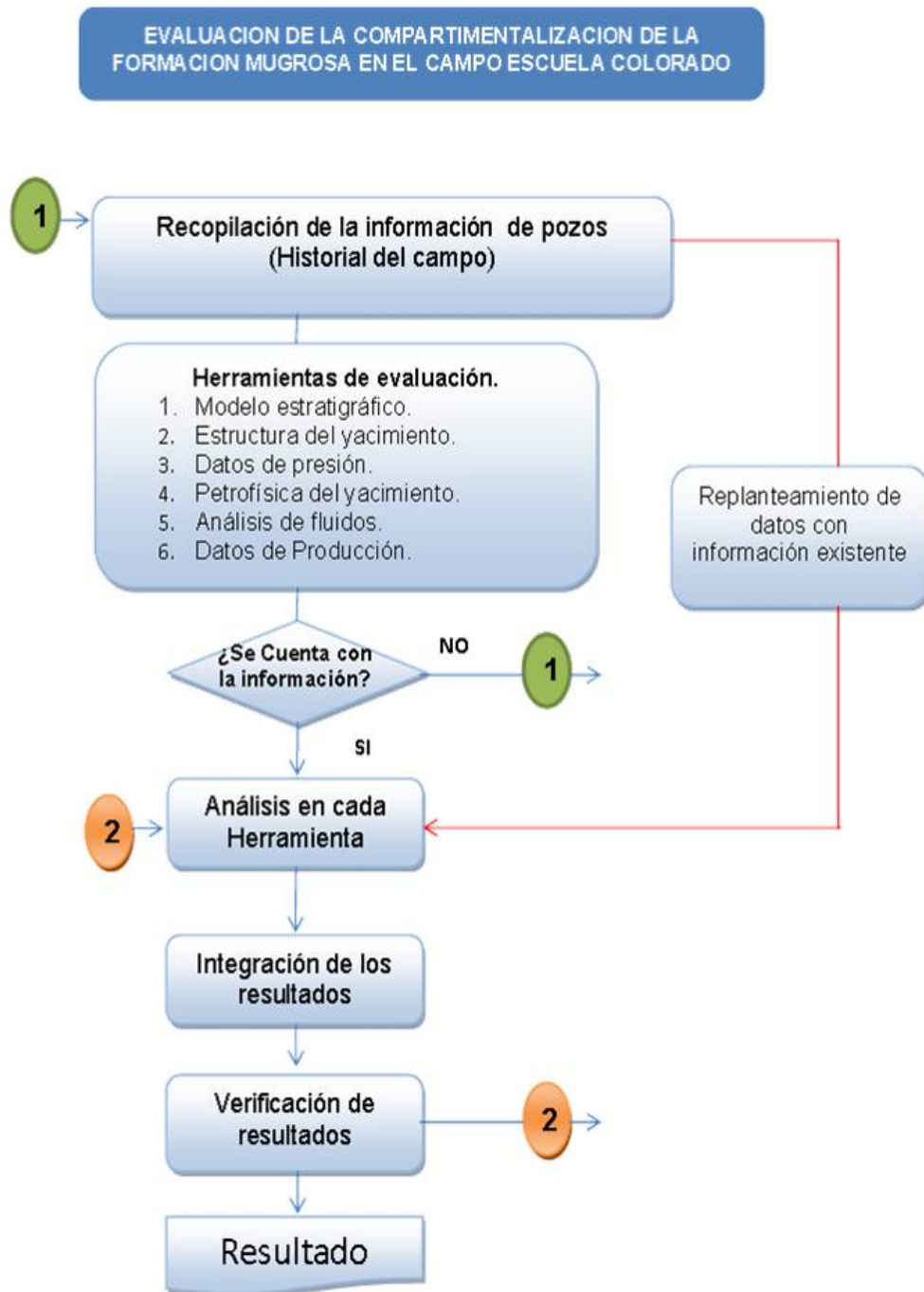
La presión de formación es esa presión requerida para levantar una columna de fluido desde la formación a la superficie. Cualquier desviación a partir de esto es considerada anómala. La presión normal de formación también es conocida como presión hidrostática; Esta es el producto de la unidad de peso y la altura vertical de una columna de fluido. El tamaño y la forma de esta columna de fluido no tiene efecto sobre la magnitud de la presión hidrostática. La unidad de peso es afectada diferentes variables, incluyendo temperatura y la concentración de sólidos disueltos y gases.

El gradiente de presión hidrostática, por lo tanto, varía área a área, dependiendo de la naturaleza de los fluidos del subsuelo. El gradiente de presión típico varía de 0.433psi/ft para agua fresca a 0.465 psi/ft para columnas de agua salada¹⁹.

En la práctica para calcular la presión hidrostática “normal” de una zona se multiplica por el gradiente de presión hidrostático aceptado por la profundidad de la zona. Errores en la estimación de la presión normal pueden oscilar cientos de psi, suponiendo un gradiente de salinidad constante. Las presiones de formación inferior o en exceso de la presión hidrostática en un ambiente geológico específico son definidas como presiones de formación anormales, las presiones de formación más grandes que la hidrostática se denominan sobrepresiones y las menores subpresiones. La existencia de presiones anómalas en un yacimiento es un excelente indicativo de la posible existencia de compartimentos en el yacimiento.

¹⁹ Pressure gradient. Oilfield Glossary. Schlumberger. Disponible en internet: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=pressure%20gradient>

4. PROCESO IMPLEMENTADO PARA EVALUAR LA COMPARTIMENTALIZACION



4.1. ANÁLISIS DE DATOS PARA IDENTIFICAR LAS SUBZONAS ESTATIGRAFICAS DE LA FORMACION MUGROSA.

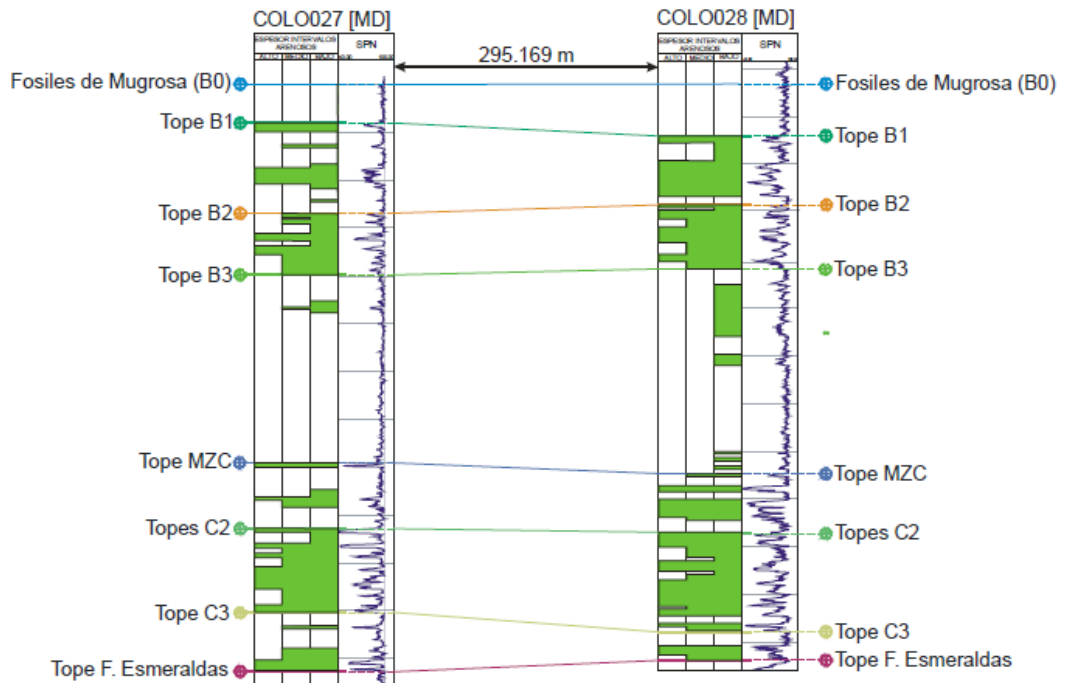
4.1.1. Identificación de las Subzonas estratigráficas de la formación mugrosa. Para identificar las subzonas estratigráficas de la formación mugrosa se realizó un análisis de facies y electrofacies en los pozos de la formación Mugrosa del Campo Colorado, para obtener datos de espesor neto, espesor promedio y el espesor porcentual de los cuerpos de areniscas del campo Colorado. Esta información del tamaño de los cuerpos de arenisca es el principal criterio para identificar las subzonas de la formación mugrosa del campo Escuela Colorado.

Las electrofacies para la formación mugrosa del campo Colorado fueron analizadas cualitativamente siguiendo las zonas permeables que señala la respuesta del registro SPN (Potencial Espontáneo Normalizado), los cuales señalan cambios granulométricos generalizadas para los intervalos medidos por la herramienta y que corresponden a valores que toman los registros eléctricos del campo ante la presencia de cada Asociación de facies.

La identificación de las subzonas estratigráficas de la formación mugrosa se basa en el análisis y correlación del comportamiento del espesor de los cuerpos de arenisca de la formación Mugrosa. El resultado de este análisis muestra que la formación mugrosa está dividida en dos zonas importantes la B y C, y estas a su vez se encuentran subdivididas en B₀, B₁, B₂, B₃ y C₀, C₁ y C₂, estas subzonas son fácilmente correlacionables y mapeables a lo largo del campo colorado, ver Figura 15. La información usada para este análisis fue obtenida del trabajo de grado realizado por Jerson García y Crispín Fonseca²⁰.

²⁰ FONSECA Crispín, GARCIA Jerson. Modelo sedimentológico y estratigráfico de la formación Mugrosa en el campo Escuela Colorado.2009.

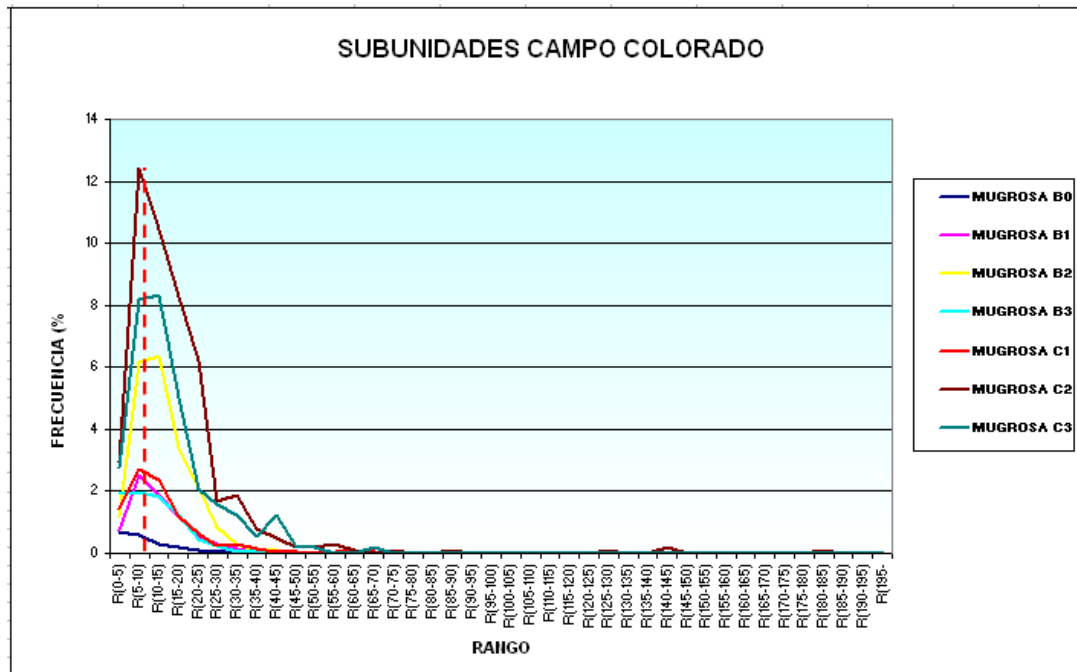
Figura 15. Subdivisión de la formación Mugrosa a partir del comportamiento del espesor en los pozos Colorado 27 y Colorado 28 del campo Escuela Colorado.



Fuente: FONSECA, Crispín. GARCIA, Jerson. Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la formación Mugrosa en el campo Escuela Colorado. Tesis de grado. 2009.

En el histograma de la figura 16 se muestra, de una forma general, que la Formación Mugrosa en el campo Colorado presenta cuerpos arenosos cuyo espesor se encuentra principalmente entre los 5 y los 10 ft. Sobresalen las subzonas B2, C2, y C3 por tener mayor contenido arenoso (6%, 12% y 8% respectivamente). Las subzonas con menor contenido arenoso son B0, B3, B1 y C1, como se mostro en la Figura 15, en este orden aumenta el espesor de los paquetes de arena, también se muestra que las subzonas con el mayor espesor son C2 y C3, con 30 ft y 45 ft respectivamente, estas son las zonas de mayor amalgamamiento de canales.

Figura 16. Frecuencia acumulada con los espesores de los cuerpos de arena en cada intervalo de la formación Mugrosa en el campo Escuela Colorado.



Fuente: FONSECA, Crispín. GARCIA, Jerson. SANDOVAL, José & PINTO, Jorge. Elementos Arquitecturales de la Formación Mugrosa Aplicados al Modelo Estático del Campo Escuela-Colorado, Grupo de Investigación en Campo Maduros (UIS-ICP), 2009.

El resultado de este análisis del modelo estratigráfico de la formación mugrosa muestra que la formación puede estar compartimentalizada en 7 unidades verticalmente, las cuales son: B₀, B₁, B₂, B₃ Y C₀, C₁, C₂. Las zonas B₂ y C₂ se caracterizan por tener un buen contenido arenoso y buena continuidad lateral. Las zonas B₁, C₁ y C₃ tienen buen contenido arenoso pero poca continuidad lateral, esta poca continuidad lateral indica que entre los pozos y a lo largo del campo estas zonas pueden estar conectadas con sus zonas adyacentes lo cual evidencia una posible comunicación hidráulica entre las subzonas, esto permite inferir que las zonas B₁, C₁ y C₂ no se comportan como compartimentos. Las zonas B₀ y B₃

presentan las características más lodosas y continuas de todas las zonas indicando que se comportan como barreras de no flujo (sellos), aislando las zonas B₁ y B₂ de las zonas C₁, C₂ y C₃. De acuerdo a este análisis las zonas B₁ y B₂ se comportan como una unidad de flujo independiente y las zonas C₁, C₂ y C₃ como otra unidad de flujo. Esto demuestra que la formación mugrosa del campo Escuela Colorado tiene dos compartimentos verticalmente, los cuales son mugrosa B y C.

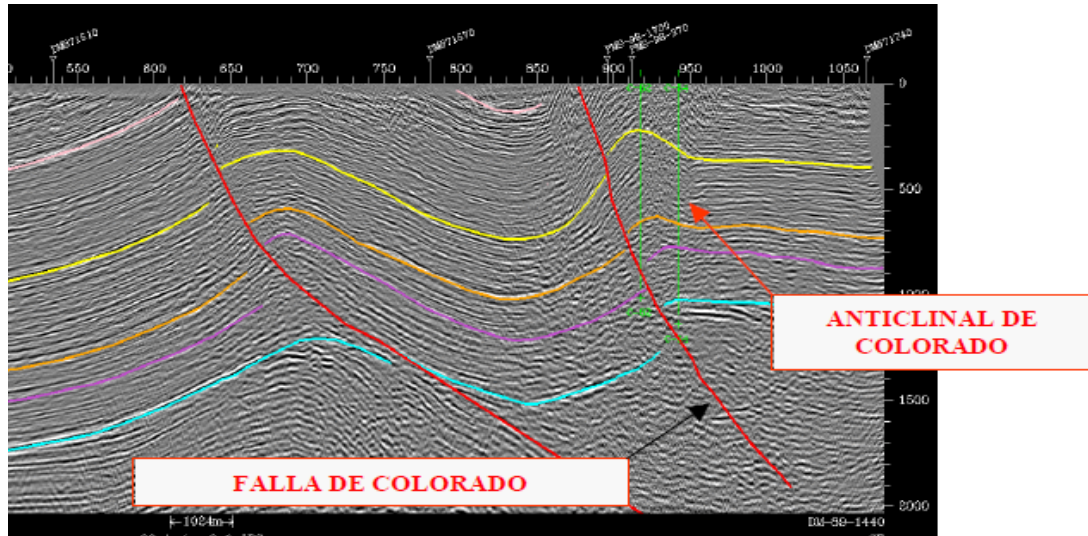
Esta información evidencia los posibles compartimentos mas no afirma que existan, para confirmar o identificar los compartimentos esta información se tiene que integrar con el análisis de otros datos que también evidencien la existencia de compartimentos.

4.2. IDENTIFICACION DE COMPARTIMENTOS APARTIR DE LA ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO.

Durante la evaluación de la estructura de un yacimiento se puede llegar a evidenciar algunos posibles compartimentos formados por fallas y capas de roca no permeables. Las fallas y las zonas no permeables se pueden identificar mediante datos de sísmica y de registro de pozos, pero estos datos son dispersos y es difícil discernir si son fallas sello o no.

El Campo Escuela Colorado no cuenta con datos de sísmica del área, sino de áreas cercanas, por esta razón se procedió a recopilar toda la información de geología y registros de pozos del Campo Escuela Colorado para analizar la estructura de la formación Mugrosa y de esta forma mapear las fallas y zonas de baja permeabilidad presentes en la formación mugrosa que pueden ser las responsables de la compartimentalización de la formación. De acuerdo con un

Figura 18. Línea Sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE.



Fuente: ECOPETROL, Gerencia Magdalena medio, Instituto Colombiano del Petróleo. Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado. 2003.

Una consulta realizada a varias personas que están o estuvieron vinculadas con el campo Escuela, permitió obtener información acerca de los datos de registros de pozos que tiene la Escuela y la calidad de estos datos. Esta consulta arrojó como resultado que los registros SPN y resistivo son los que tienen mejor calidad, población de datos, y depuración. Ver Figura 19.

Figura 19. Datos de registros obtenidos para el Campo Escuela Colorado en consulta con expertos.

CAMPO COLORADO		CALIDAD DE LA INFORMACIÓN														
		Población de Datos					Calidad Física					Nivel de Depuración				
EXISTE	DATOS DE REGISTROS	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
x	Registro Sónico		X					X					X			
x	Registro Short Normal			X					X					X		
x	Curva de Conductividad			X					X					X		
x	Registro SP			X					X					X		
x	Registro Neutrón		X					X					X			
x	Registro Density		X					X					X			
	Sísmica															

Fuente: ACOSTA, Javier y BLANCO Christian. Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. Aplicación Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

Para analizar y recopilar toda la información de registros de pozos del Campo Escuela Colorado se utilizaron los datos de la tesis realizada por Torres y Rangel²² donde se usó la herramienta de software OFM (*oilfield manager*) de Schlumberger, *Esta herramienta ofrece una poderosa suite de módulos diseñados para ayudarle al Ingeniero en la supervisión y administración de campos petroleros y de gas, permitiéndole visualizar, modificar y analizar datos de producción y yacimientos.* Los registros de pozos de la formación del Campo Escuela Colorado se analizaron usando las opciones: *Well LOG, Multiwell log, y Cross section*; de la herramienta OFM.

En esta trabajo la estructura de la formación Mugrosa se definió principalmente a partir del análisis de las correlaciones de registro de pozos como son: el potencial espontáneo normalizado (SPN), los registros resistivos y los informes de geología

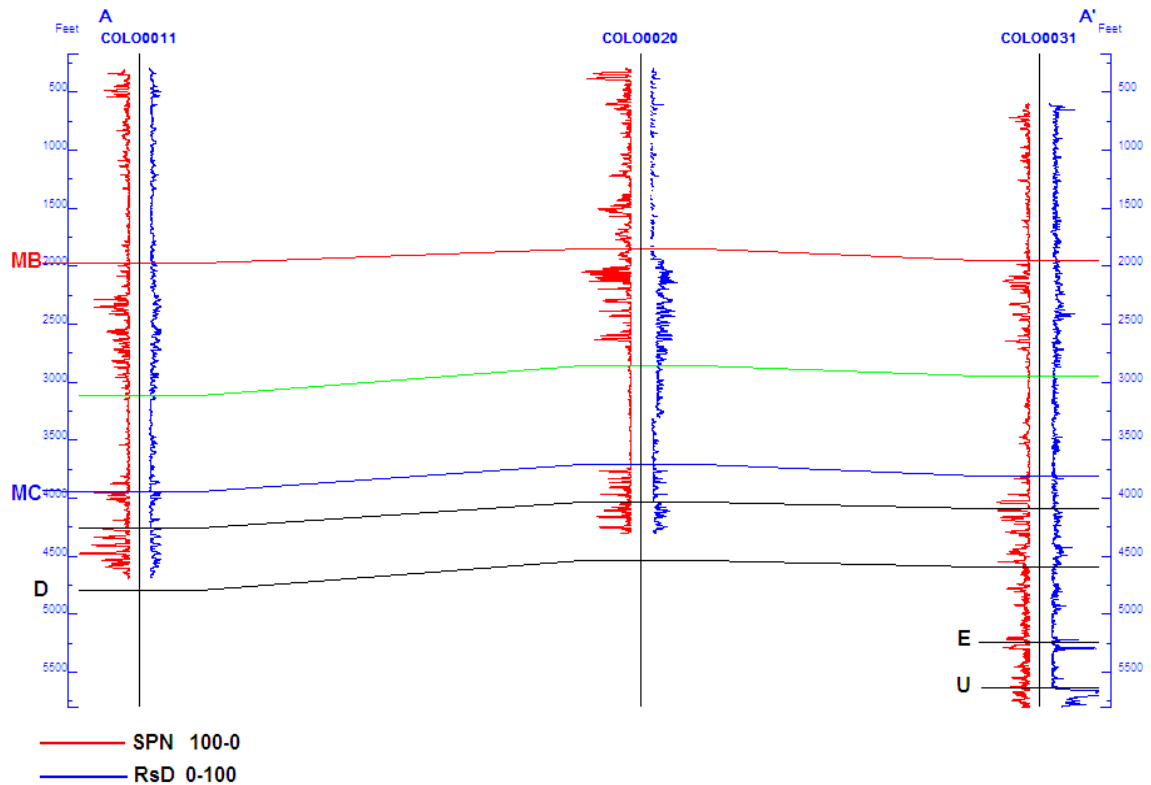
²² TORRES, Jorge y RANGEL, William. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

presentes en la base de datos del Campo Escuela Colorado; según la teoría de análisis de registros de pozos en hueco abierto (*open hole*), los registros SPN y resistivos permiten visualizar las zonas productoras, las zonas permeables, no permeables y fallas presentes en la formación.

El análisis de correlaciones de los registros de pozo de todo el Campo Escuela Colorado siguiendo las zonas permeables y no permeables que se pueden observar en los registros SPN, y resistivos, permitió identificar que el cuerpo de arena de la formación mugrosa no es continuo verticalmente debido a la presencia de zonas lodosas y a la buena continuidad lateral que estas presentan; Esta información concuerda con los resultados obtenidos en el análisis de datos para la identificación de las Subzonas estratigráficas de la formación mugrosa realizado en este trabajo de grado. De acuerdo a esta información se pudo evidenciar que la formación mugrosa está dividida verticalmente en dos zonas identificadas como mugrosa B y mugrosa C, como se muestra en la figura 20. Además se pudo obtener información de los topes de cada una de las zonas permeables identificadas anteriormente, esta información fue tabulada como se puede observar en el Anexo A.

El anterior análisis también permitió observar y corroborar con la información ya existente de la estructura del Campo que el Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

Figura 20. Correlación estructural de registros SPN y resistivo de pozos del Bloque I.



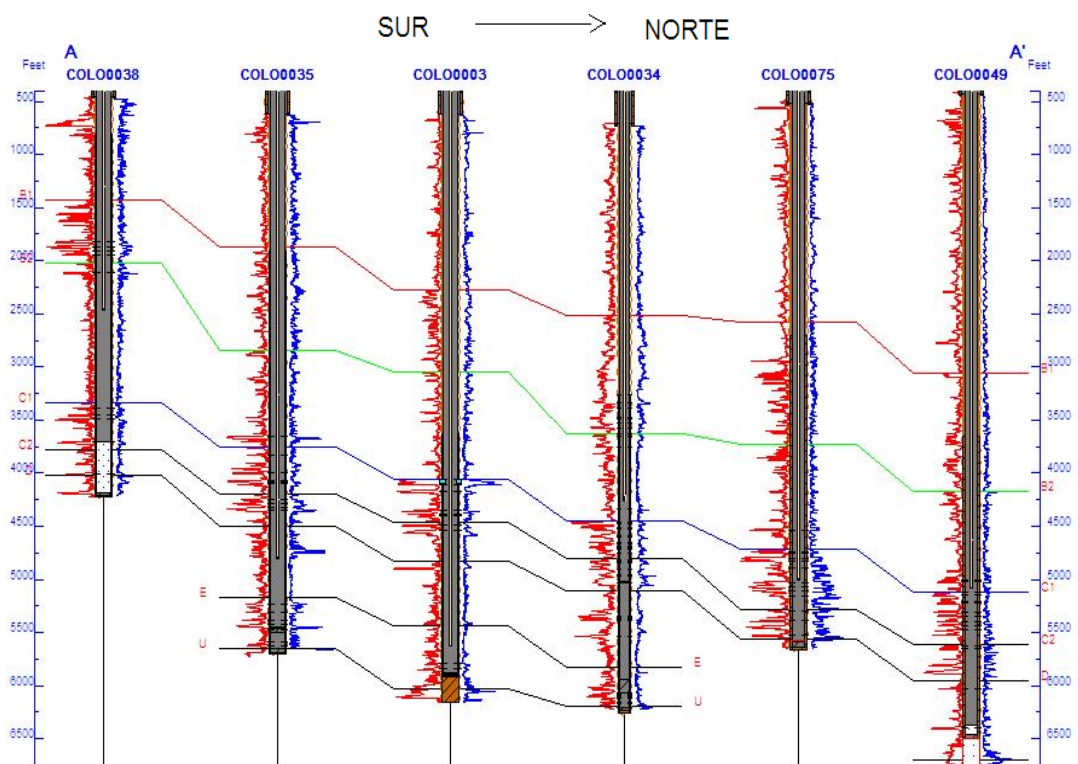
Fuente: Datos tomados de: TORRES, Jorge y RANGEL, William. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

Un posterior análisis de los registros de pozos siguiendo un patrón de dirección sur-norte (Ver Figura 21), mostró que el Campo Colorado presenta seis fallas de tipo inverso y una normal que evidencia que el Campo Colorado fue sometido a un sistema de esfuerzos compresivos dominantes hacia el norte. La información obtenida en este nuevo análisis concuerda con la información de modelo estructural presente en el informe de Ecopetrol²³ del Campo Escuela Colorado. De

²³ ECOPETROL, Gerencia Magdalena medio, Instituto Colombiano del Petróleo. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado. 2003.

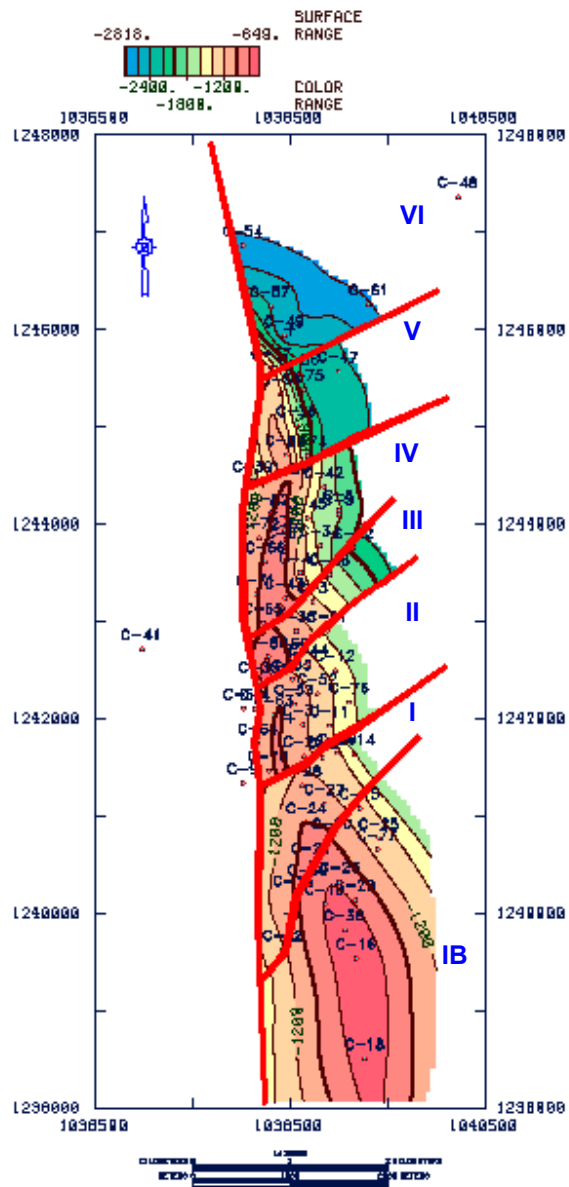
acuerdo a esta información, la formación Mugrosa del Campo Escuela Colorado está dividido en seis bloques laterales como consecuencia de las fallas identificadas en la correlación de los registros de pozo. Los bloques se enumeraron de sur a norte como bloque I, II, III, IV, V, VI; Los bloques I, II, III, IV; están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, por esta razón el bloque I está más alto y el Bloque IV más bajo. Los bloques V y VI están limitados por una falla normal que los separa. La Figura 22 es un ejemplo del mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (zona B) definido a partir de este estudio.

Figura 21. Correlación estructural S-N de registros SPN y resistivo.



Fuente: Datos tomados de: TORRES, Jorge y RANGEL, William. Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

Figura 22. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B).



Fuente: ECOPETROL, Gerencia Magdalena medio, Instituto Colombiano del Petróleo. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado. 2003.

En conclusión, el análisis del modelo estructural de la formación Mugrosa del Campo Escuela Colorado permitió identificar la presencia de fallas las cuales son evidencias de que la formación mugrosa puede estar compartimentalizada lateralmente en 6 bloques. Otra evidencia de presencia de compartimentos son las capas de roca no permeables identificadas verticalmente las cuales dividen la formación mugrosa en dos unidades de flujo como son las zonas B Y C. Se dice que puede estar compartimentalizada o existen posibles compartimentos porque falta demostrar que estas fallas y capas de roca no permeable se comporten como sellos o barreras de no flujo, que hacen que el fluido y roca presente en dichos compartimentos tengan sus propias características, para demostrar que son sellos, esta información se tiene que integrar con otros datos que también son indicadores de posible compartimentalización como son: datos de presiones, datos de geoquímica, y datos de producción. Aún cuando los estudios de la estructura de un yacimiento brindan ciertos indicios, no son la herramienta más exacta para sustentar la existencia o no de los Compartimentos de yacimiento.

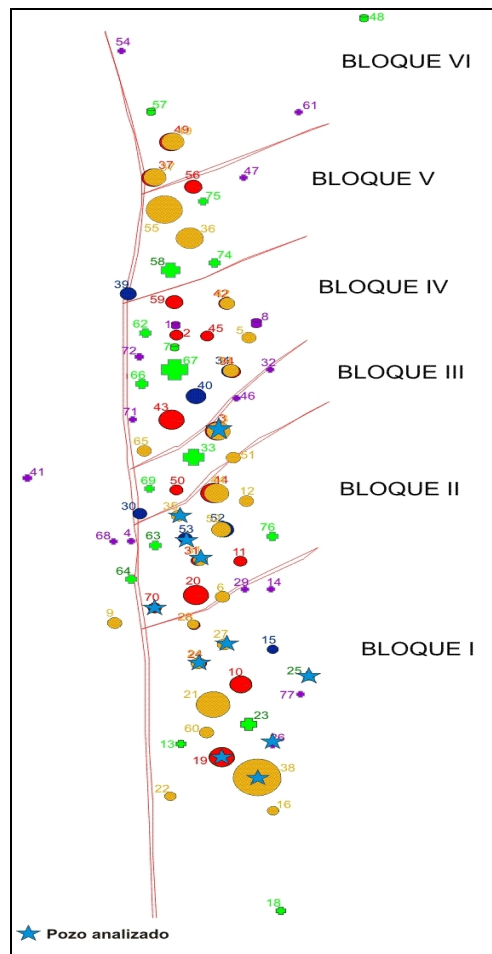
4.3. EVALUACION DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.

4.3.1. Análisis de la Permeabilidad

Los datos de permeabilidad del Campo Colorado muestran una continuidad en el valor de esta, llegando a una media para la unidad productora B de 75,6md y un promedio de 159,6md, para la unidad productora C con una media de 39md y un promedio de 77md, lamentablemente no se cuenta con datos suficientes, ya que los valores conocidos de permeabilidad se encuentran solamente en el bloque I y Bloque II a excepción de los presentados por el pozo Colorado 3 que se encuentra en el bloque 3 como se muestra en la Figura 23, además algunos de estos datos no son confiables pues no tienen coherencia con las propiedades del

yacimiento²⁴, por esta razón no se puede para llegar a una evaluación detallada de la compartimentalización.

Figura 23. Ubicación de la toma de datos para el análisis de Permeabilidad



Fuente: Tomado y modificado de Base de datos Campo Colorado. Ing. Cesar Pineda Marzo 2009

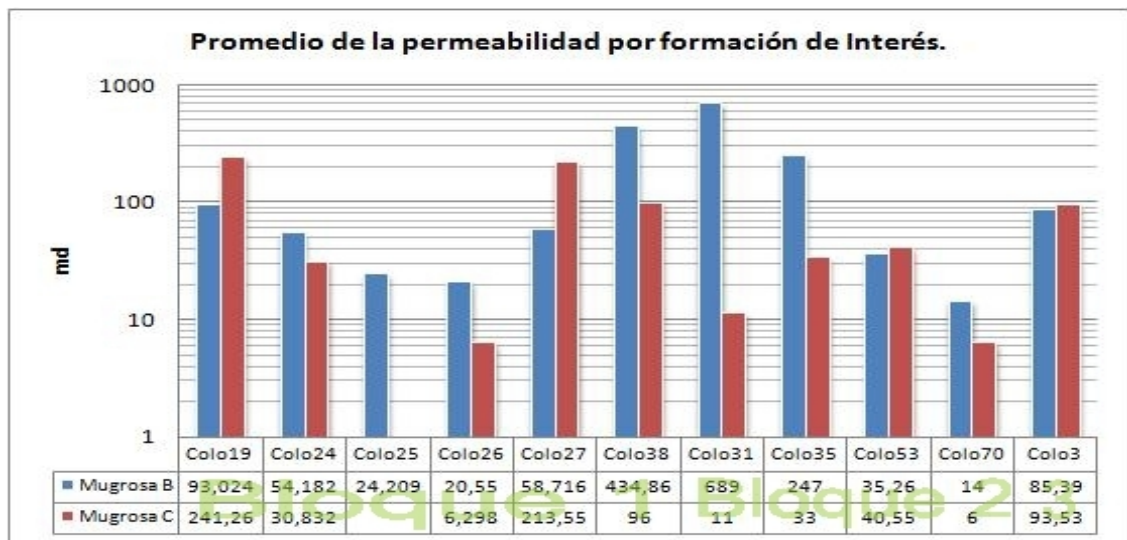
²⁴ DE LA HOZ, Maty y ORTIZ Diana. Metodología para la selección, diseño y ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de bajo potencial. Aplicación al campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2009.

Tabla 3. Permeabilidad promedio por formación de Interés.

Pozo	Unidad Productora	K (md)	Pozo	Unidad Productora	K (md)	Pozo	Unidad Productora	K (md)
Colorado 3	Mugrosa B	85,39	Colorado 26	Mugrosa B	20,55	Colorado 38	Mugrosa B	434.86
	Mugrosa C	93,53		Mugrosa C	6,298		Mugrosa C	96.414
Colorado 19	Mugrosa B	93,024	Colorado 27	Mugrosa B	58,716	Colorado 53	Mugrosa B	35.26
	Mugrosa C	241,26		Mugrosa C	213,55		Mugrosa C	40.55
Colorado 24	Mugrosa B	54,182	Colorado 31	Mugrosa B	688.743	Colorado 70	Mugrosa B	14.173
	Mugrosa C	30,832		Mugrosa C	11.286		Mugrosa C	6.316
Colorado 25	Mugrosa B	24,209	Colorado 35	Mugrosa B	246.583			
				Mugrosa C	33.134			

Fuente: Tomada y modificada de RAMIREZ, Jeny y MENESES, Johanna, “Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: caso de estudio Campo Colorado”. Tesis de grado. UIS. 2008.

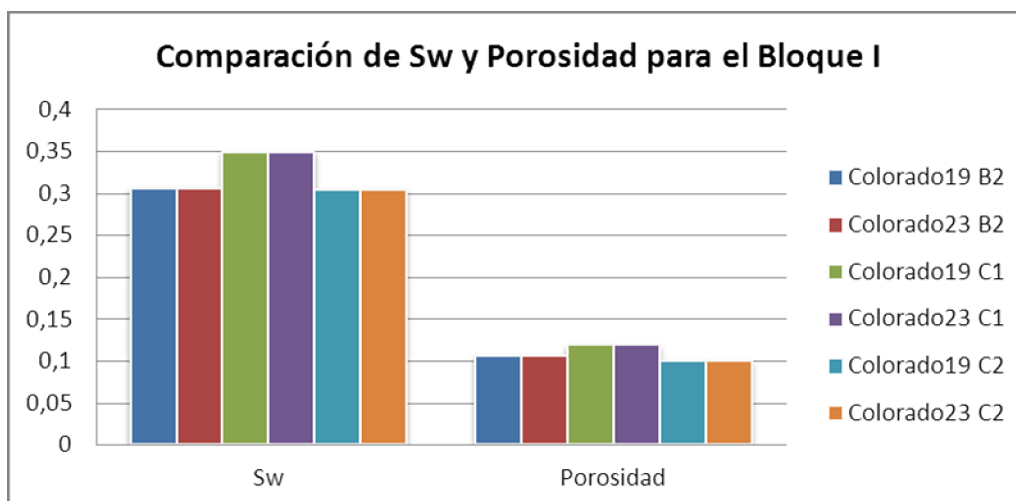
Figura 24. Permeabilidad Promedio por formación de interés Campo Colorado.



Fuente: Datos tomados de: RAMIREZ, Jeny y MENESES, Johanna, “Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: caso de estudio Campo Colorado”. Tesis de grado. UIS. 2008.

4.3.2. Análisis de la saturación de agua y porosidad. Los valores de saturación de agua del campo colorado muestran valores muy cercanos rodeando el 31%, Indicando la homogeneidad para esta propiedad en gran parte del yacimiento; de otra forma los datos de porosidad al ser comparados pozo a pozo y por bloques muestran valores similares para la mayoría de estos, como se muestra en la Figura 25²⁵. Este análisis permite observar división del campo en cuatro compartimentos horizontales (ver Figura 26), el primero estaría conformado por los bloques IB, I, II y III. El bloque IV formaría el segundo compartimento, el tercer bloque estaría formado por el bloque V, y el bloque VI formaría el cuarto compartimento, teniendo en cuenta que las propiedades de este son muy similares al primer compartimento. Lamentablemente el set de datos de porosidades no es lo suficientemente amplio, por lo cual no se puede afirmar totalmente la existencia de estos.

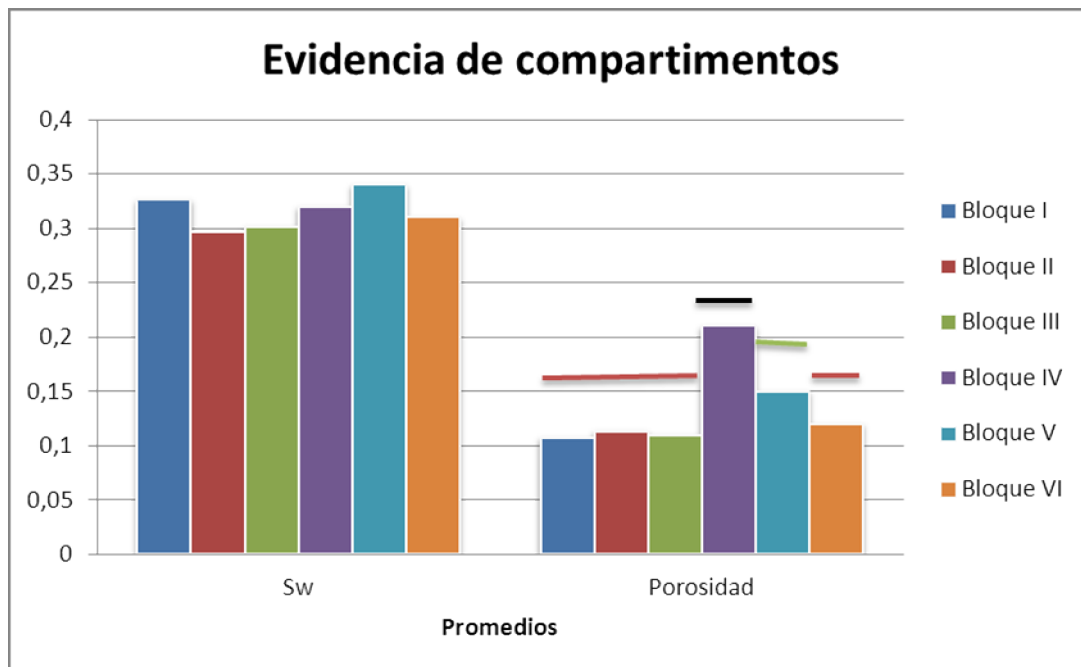
Figura 25. Comparación de Sw y Porosidad para el Bloque I.



Fuente: Datos tomados de: Departamento de Geología, Convenio Campo Escuela Ecopetrol- UIS, Junio de 2009

²⁵ Para los bloques II, III, IV, V y VI ver Anexo C

Figura 26. Evidencia de Compartimentos por Comparación de porosidades.

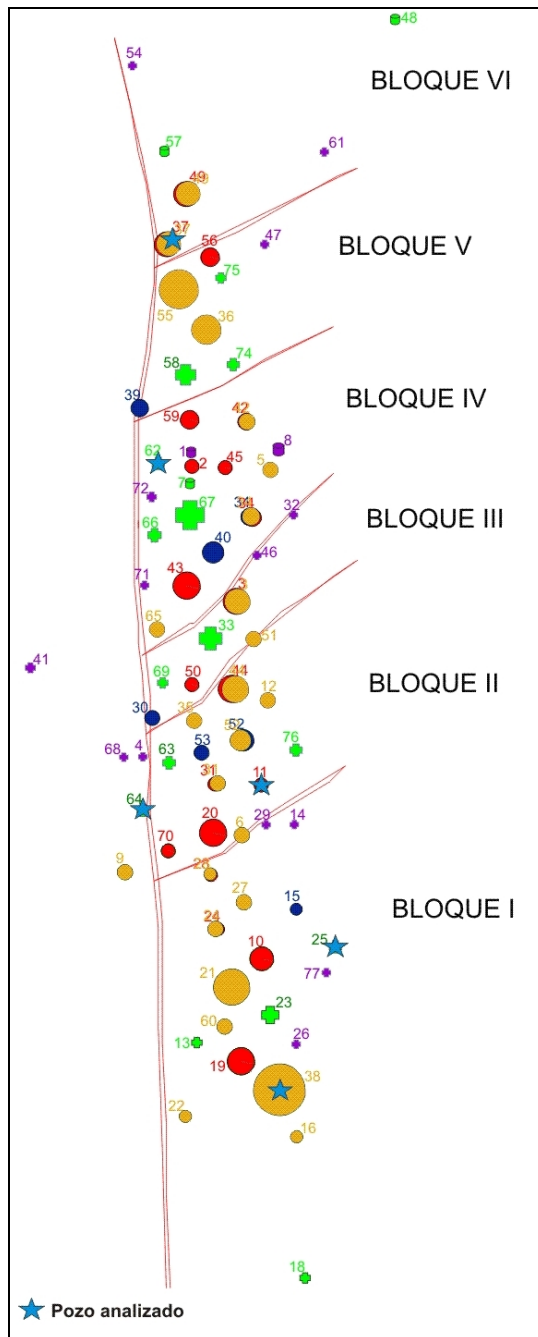


Fuente: Datos tomados de: Departamento de Geología, Convenio Campo Escuela Ecopetrol- UIS, Junio de 2009

4.4. ANALISIS DE LAS VARIACIONES EN LA COMPOSICION DEL PETROLEO

4.4.1. Análisis SARA. Este análisis se hizo para las seis muestras del campo Colorado pertenecientes a la formación mugrosa

Figura 27. Ubicación de la toma de datos para el análisis de Fluidos.



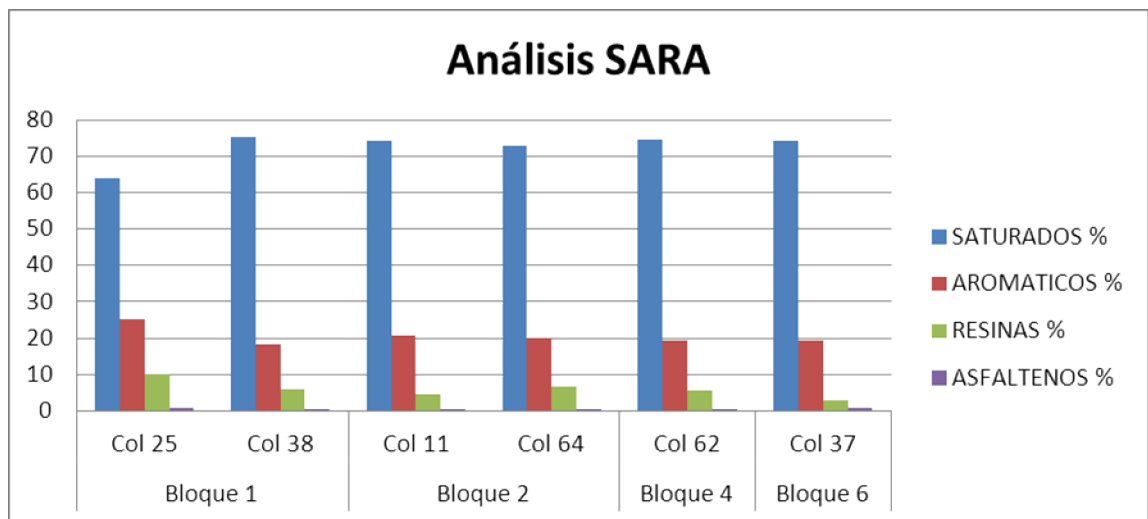
Fuente: Tomado y modificado de Base de datos Campo Colorado. Ing. Cesar Pineda Marzo 2009

Tabla 4. Resultados del análisis de fluidos SARA normalizados.

FRACCION	Bloque 1		Bloque 2		Bloque 4	Bloque 6
	Col 25	Col 38	Col 11	Col 64	Col 62	Col 37
SATURADOS %	64,09	75,4	74,17	72,95	74,7	74,11
AROMATICOS %	25,26	18,33	20,63	19,97	19,23	19,21
RESINAS %	9,93	6,06	4,62	6,52	5,47	2,99
ASFALTENOS %	0,73	0,58	0,58	0,55	0,61	0,68

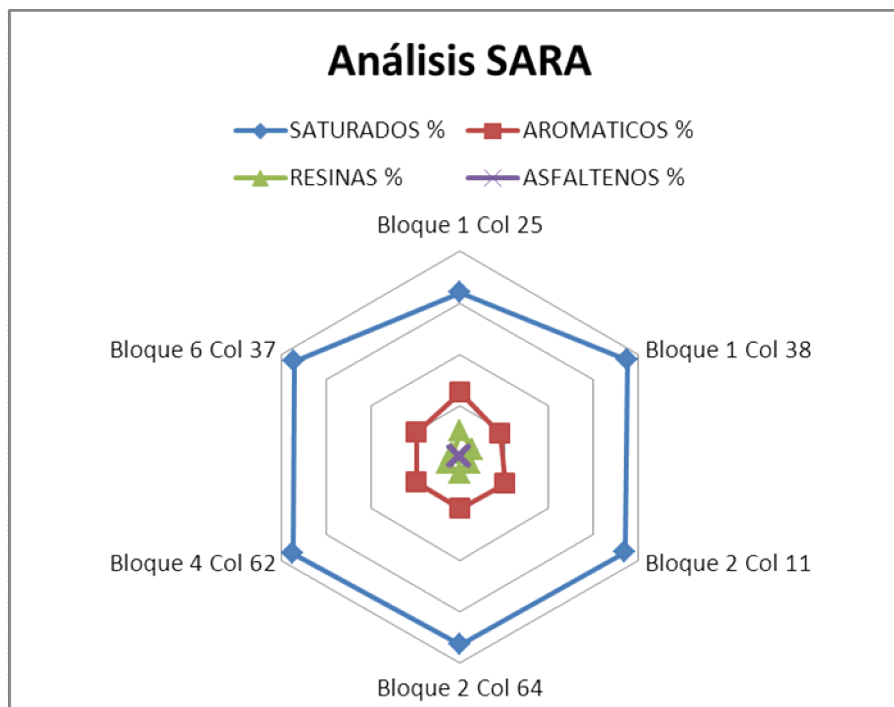
Fuente: Tomada y modificada de CRISTANCHO Diana y HOYOS Jorge. “Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”. Tesis de grado. UIS. 2008.

Figura 28. Análisis de fluidos SARA normalizados.



Fuente: Tomada y modificada de CRISTANCHO Diana y HOYOS Jorge. “Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”. Tesis de grado. UIS. 2008.

Figura 29. Análisis de estrella para los fluidos analizados por SARA normalizados.



Fuente: Tomada y modificada de CRISTANCHO Diana y HOYOS Jorge. “Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”. Tesis de grado. UIS. 2008.

Se observa que el porcentaje de fracciones es similar para todos los pozos, lo cual asegura que es un yacimiento cargado con crudos de la misma roca generadora, sin embargo el crudo del pozo Colorado 25 perteneciente al bloque I según Cristancho y Hoyos²⁶ “muestra un porcentaje de saturados menor, probablemente por la cercanía al contacto agua aceite que pudo favorecer la biodegradación del

²⁶ CRISTANCHO, Diana y HOYOS Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

crudo y reducción en el porcentaje de saturados”. Además se muestra una mayor concentración de Aromáticos y Resinas, mostrando un posible compartimento, el cual se debe confirmar con los demás datos existentes del campo.

4.4.2. Factor de caracterización de Watson (K). En la Tabla 3 se mostraran los resultados de la caracterización de Watson para muestras de crudo del Campo Colorado.

Tabla 5. Caracterización de Watson para muestras de crudo del Campo Colorado.

COEFICIENTE DE CARACTERIZACIÓN DE WATSON K						
BLOQUE	POZO	ARENA	TEB °R	GS	°API	K
1	Col 25	B	1009,25	0,844	36,15	11,88
	Col 38	C,B	1000,85	0,833	38,37	12
2	Col 11	C	997,17	0,831	38,78	12,02
	Col 64	B	1016,94	0,841	36,75	11,96
4	Col 62	C,B	905,44	0,802	44,93	12,07
6	Col 37	C,B	1028,32	0,866	31,89	11,66

Fuente: Tomada y modificada de CRISTANCHO Diana y HOYOS Jorge. “Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado”. Tesis de grado. UIS. 2008

Se puede observar que los crudos de los pozos Col 25 y Col 38 pertenecientes al bloque I, Col 11 y Col 64 del bloque II, y Col 37 en el bloque VI tienen un mismo tipo de crudo ya que no hay en cambio significativo en el factor de Watson y el crudo del pozo Col 62 Bloque IV presenta un leve incremento en dicho factor dando la posibilidad de existir un compartimento diferente en el bloque IV, además

se observa que los crudos del Campo Escuela Colorado tienen una tendencia parafinica.

4.5. ANÁLISIS DE DATOS DE PRESIONES.

En el Campo Escuela Colorado se realizó un sondeo con el fin de saber con qué datos cuenta y la calidad de estos. Los resultados que se obtuvieron en dicho sondeo, para los datos de presiones, son los que se muestran en la Figura 30.

De acuerdo a este sondeo sobre la información que existe en el Campo Escuela Colorado se puede decir que no se ha realizado un estudio lo suficientemente extenso de presiones, con el cual se pueda determinar el comportamiento histórico de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo. Este hecho imposibilita la obtención de buena información para la evaluación compartimentalización de la formación mugrosa.

Figura 30. Datos de presión obtenidos para el campo Escuela en consulta con expertos.

CAMPO COLORADO		CALIDAD DE LA INFORMACIÓN									
		Población de Datos			Calidad Física			Nivel de Depuración			
EXISTE	DATOS DE PRESIONES	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
x	Pruebas DST			x							x
x	Pruebas de Formación (Repeat Formation Test)			x							x
x	PBU - PDD (Build Up y Draw Down)			x							x
	Pruebas de Interferencia										

Fuente: ACOSTA, Javier y BLANCO Christian. Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. Aplicación Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.

Gran parte de los pozos carecen de reporte alguno de presiones, lo que imposibilita el análisis para dichos pozos, sin embargo a partir de los pocos datos

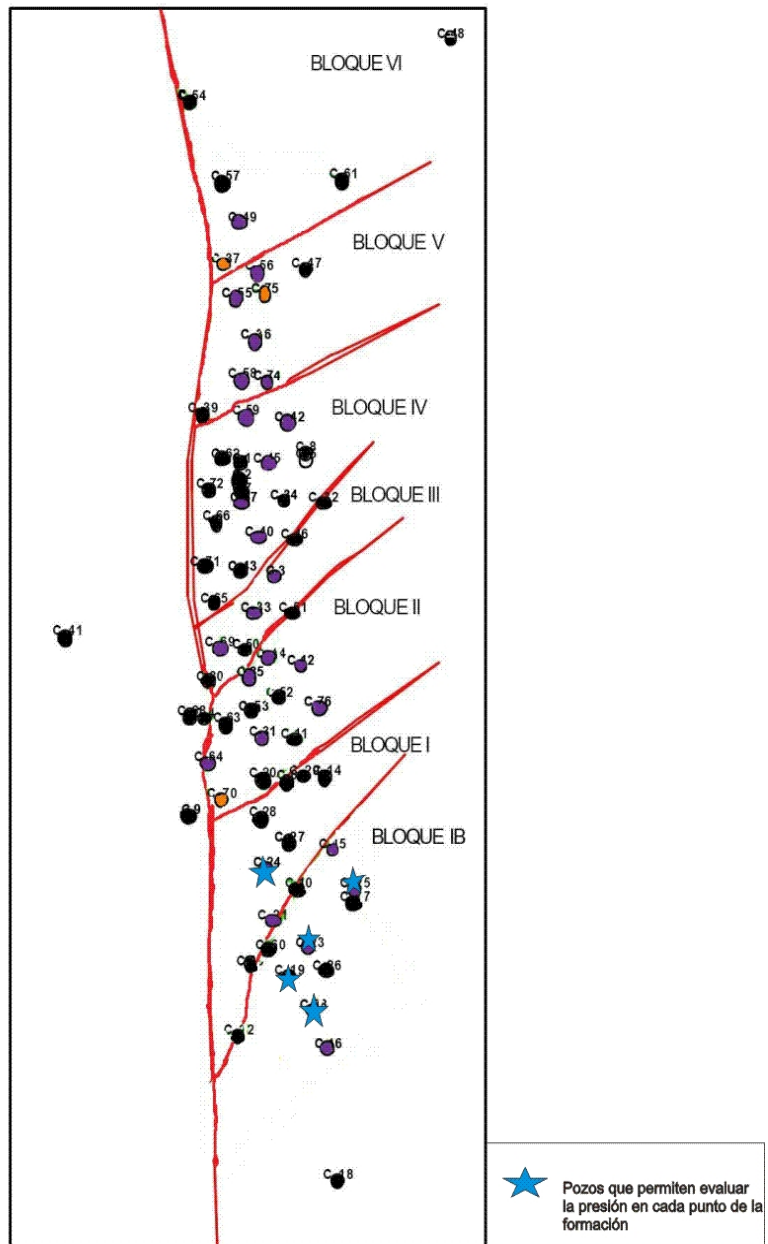
de pruebas de formación y pruebas PBU y PDD se realizara un diagrama de Presión – Profundidad para evidenciar cualquier cambio en la tendencia normal del gradiente al aumentar la profundidad, con lo que se hará evidente la existencia de presiones anómalas.

Para realizar este trabajo se recopilaron las presiones de fondo tomadas de las pruebas de formación de los pozos, (Ver Anexo B), esta información se obtuvo de los archivos y reportes de pozos. Con los datos disponibles y tomando en cuenta que la mayoría de las pruebas no referencian la profundidad a la cual se colocó el medidor de presión, se tomó como profundidad de referencia la profundidad media entre el intervalo cañoneado donde se tomó la presión, y el gradiente de presión se evaluó a dicha profundidad de referencia. Posteriormente se llevó éste gradiente hasta el *datum* de cada zona para obtener la presión estática correspondiente. El *datum* escogido para la zona B fue de 2000 pies y para la zona C de 4000 pies, donde cada dato corresponde al promedio de la profundidad de los pozos del campo para cada zona.

Como los pozos del Campo Escuela Colorado no tienen información completa de la presión en cada uno de los puntos de la formación mugrosa, se seleccionaron pozos de un mismo bloque y cercanos entre ellos para que la prueba del análisis de profundidad contra presión para la evaluación de la compartimentalización vertical fuera lo más representativa posible y así descartar la posible información errónea que podrían generar los posibles compartimentos laterales existentes sobre la prueba.

Los pozos seleccionados para realizar las gráficas de profundidad contra presión fueron Col19, Col23, Col24, y Col25 del bloque I, como se puede observar en la Figura 31, ya que con la información de estos pozos se puede hacer un análisis completo de cómo es el comportamiento de la presión en cada punto de la formación.

Figura 31. Ubicación de la toma de datos para el análisis de Presiones.



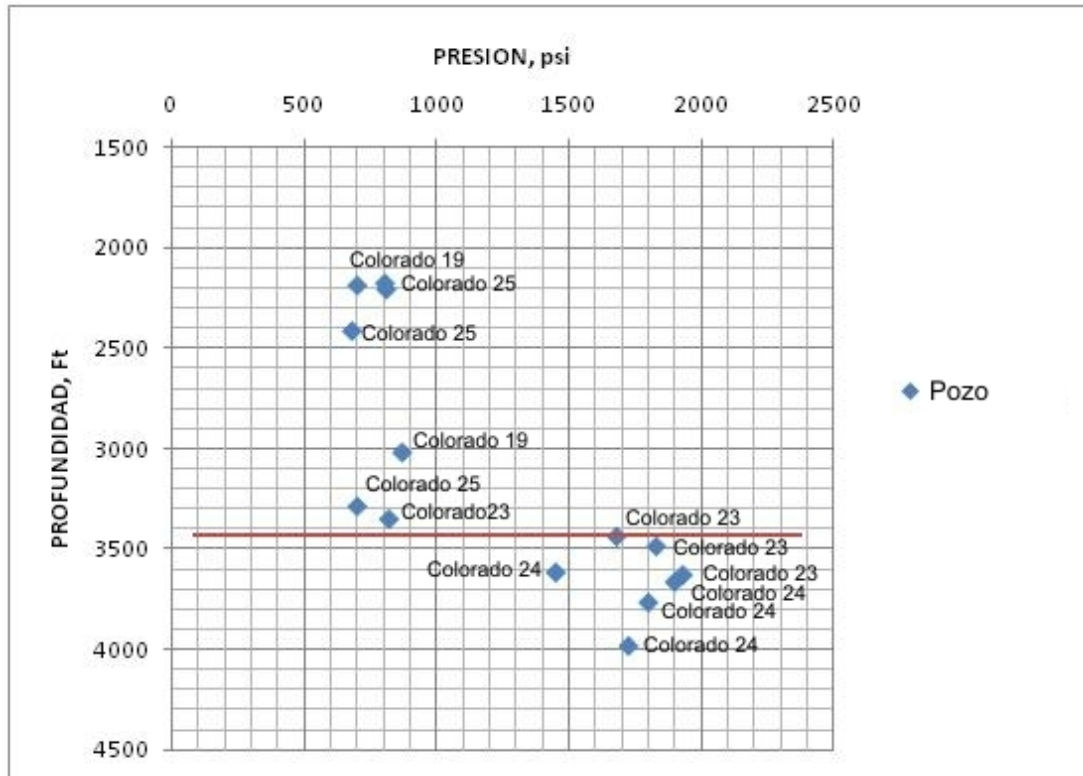
Fuente: Tomado y modificado de Base de datos Campo Colorado. Marzo 2009

Tabla 6. Datos de Profundidad y presión de pozos del bloque I.

BLOQUE I		
Pozo	Presión psi	Profundidad ft
19	870	3019
19	700	3287
23	820	3350
25	680	2416
25	810	2210
25	805	2180
25	700	2190
23	1930	3627
23	1830	3485
23	1680	3436
24	1725	3979
24	1800	3764
24	1900	3662
24	1450	3615

Fuente: Datos tomados de: CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Tesis de grado. UIS.2008.

Figura 32. Profundidad vs presión de pozos ubicados en bloque I.

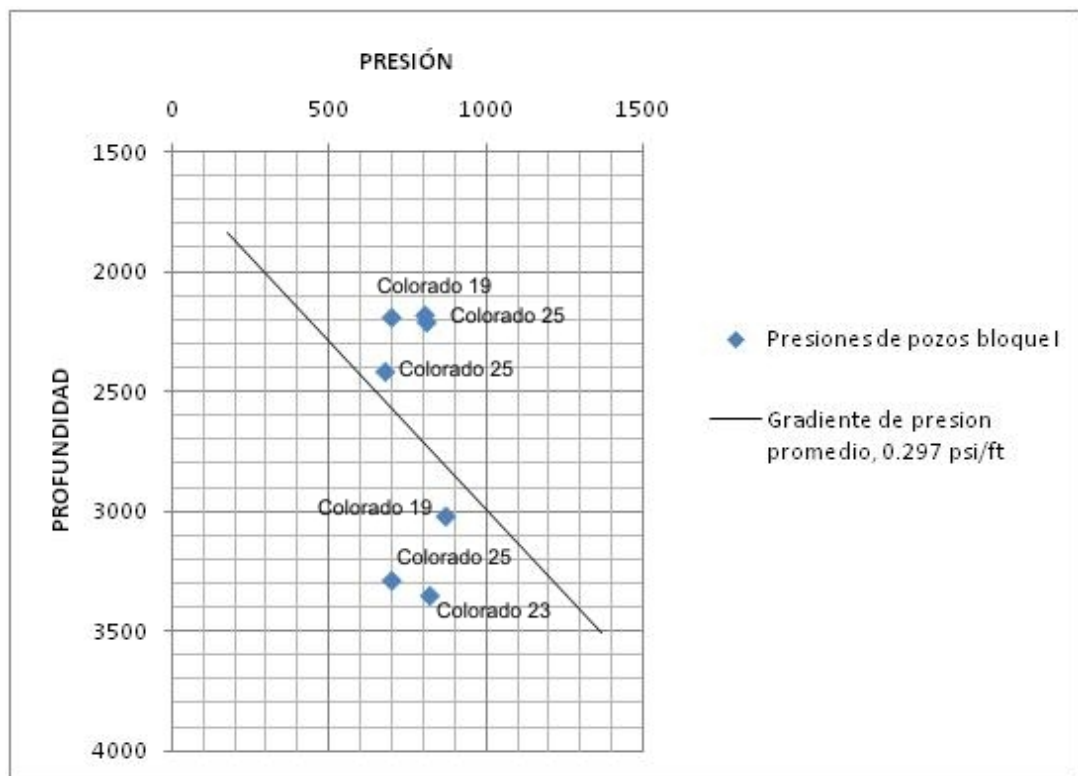


Fuente: Datos tomados de: CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Tesis de grado. UIS.2008.

El gráfico de profundidad contra presión muestra la existencia de presiones anómalas que se evidencia por el salto grande en los datos de presión cuando la profundidad pasa más o menos de 3300 ft a 3450 ft. Esto también se puede observar de una manera más clara con la diferencia de los gradientes de presión que existe entre las profundidades de 2000 ft a 3300 ft y las profundidades de 3450 a 4500 ft. Una formación que no presenta compartimentos de presión verticales tiene un gradiente de presión único que no varía con la profundidad o puede ser que la mayoría de los datos de presión en cada uno de los puntos del

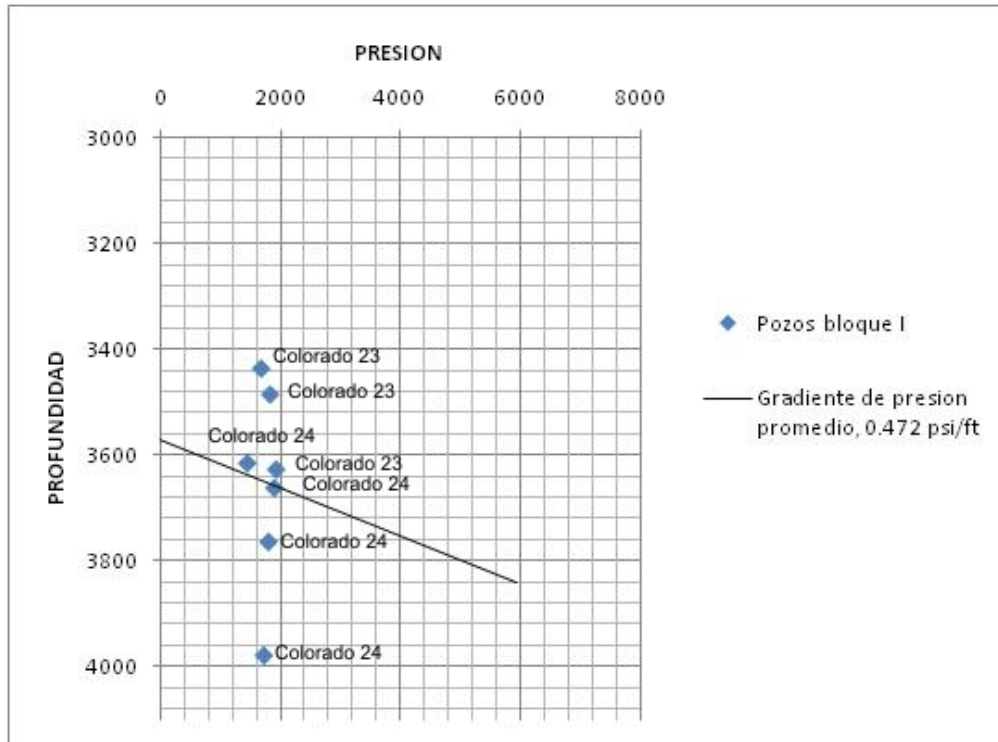
pozo siga un patrón parecido al gradiente de agua normal de la región. Ver Figuras 33 y 34.

Figura 33. Gradiente de presión promedio para profundidad entre 2000 ft y 3300ft del bloque I.



Fuente: Datos tomados de: CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Tesis de grado. UIS.2008.

Figura 34. Gradiente de presión promedio para profundidad entre 3450 ft y 4000ft del bloque I.



Fuente: Datos tomados de: CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Tesis de grado. UIS.2008.

Estas diferencias en el gradiente de presión que presenta la formación mugrosa en el bloque I respecto a la profundidad indica la existencia de compartimentos verticales, la información obtenida en este análisis comparada con la obtenida en el análisis de la estructura de la formación mugrosa que identifica la presencia de capas de roca no permeables en forma vertical corrobora que la capa de roca no permeable que divide la formación mugrosa en B y C se comporta como una barrera de no flujo y que al estar sometida a esfuerzos compresivos para la generación de las fallas observadas y a los cambios geológicos, generaron las presiones anómalas. La integración de estos dos análisis permiten sustentar la

existencia de dos compartimentos verticales los cuales dividen la formación mugrosa en dos unidades de flujo independientes llamadas zona B y zona C.

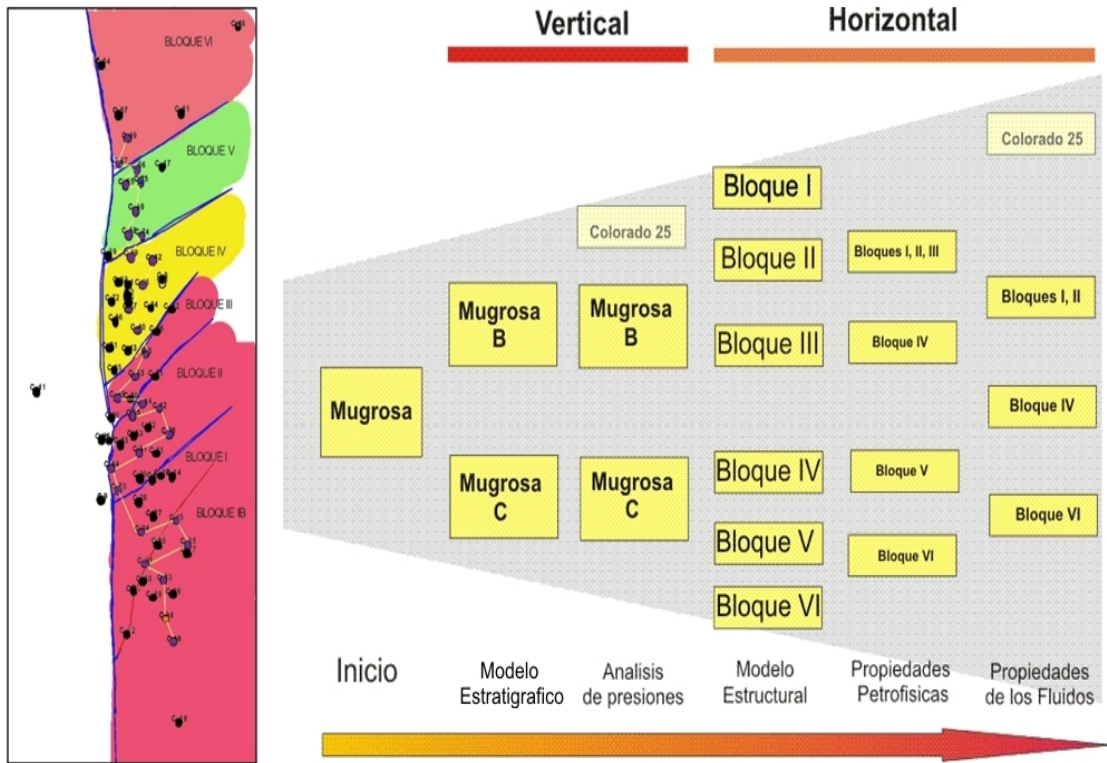
4.6. INTEGRACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

Del análisis y la integración de resultados de las herramientas que evidencian la compartimentalización de yacimientos permitido identificar que la formación mugrosa del Campo Escuela Colorado esta compartimentalizada en ocho zonas, la primera serían los bloques I, II, y III, la segunda la conformaría el bloque IV, el bloque V formaría la tercera zona y por último el bloque VI sería la cuarta, teniendo en cuenta que esta zona presenta propiedades muy parecidas al primer compartimento, además estas cuatro zonas se encuentran divididas verticalmente en dos zonas, que zonas B y C, sumando con ello ocho Compartimentos.

Al correlacionar la información obtenida en este trabajo con la información de producción del Campo Colorado se encontró una gran variación lateral en el espesor de los cuerpos de arenisca que conforman los compartimentos de la formación Mugrosa, esta mala continuidad lateral de los cuerpos arenosos de la formación Mugrosa es la respuesta al problema que se presenta en el Campo Colorado en el cual dos pozos cercanos perforados a la misma profundidad presentan diferentes tasas de producción, o el caso en que uno produce y el otro está seco. La información de la variación del espesor de los cuerpos fue tomada del trabajo de grado realizado por Jerson García, Crispín Fonseca²⁷.

²⁷FONSECA Crispín, GARCIA Jerson. Modelo sedimentológico y estratigráfico de la formación Mugrosa en el campo Escuela Colorado Tesis de grado..2009.

Figura 35. Análisis de Resultados obtenidos.



Fuente: Tomado y modificado de la base de datos Campo escuela Colorado, Abril de 2010.

CONCLUSIONES

- Se recopiló y se analizó la información presente en el campo Escuela Colorado con el fin de seleccionar las mejores herramientas para plantear la mejor forma de evaluar la formación Mugrosa en el campo Escuela Colorado.
- Se planteó un proceso estructurado y secuencial que permite efectuar la evaluación de la compartimentalización de la formación Mugrosa en el campo Escuela Colorado con la información disponible.
- La evaluación de la compartimentalización de la formación Mugrosa del campo Escuela Colorado ofrece una ayuda que hará parte de la toma de decisiones para el desarrollo de futuras operaciones y producción del campo.
- Los datos más abundantes para evaluar la compartimentalización fueron los de porosidad, es importante resaltar que estos se obtuvieron desde el mismo momento que se dio inicio al desarrollo del campo, lamentablemente estos datos no son representativos ya que sus valores varían demasiado a lo largo de la formación pues no se cuenta con estudio estadístico que los avale.
- La integración de los resultados del análisis de las herramientas son un argumento válido para identificar la compartimentalización en un campo maduro, debido a que el análisis de los datos de forma individual no son una herramienta exacta para sustentar la existencia de dichos compartimentos.

- Para lograr una buena evaluación de la compartimentalización es necesario recopilar y agrupar la mayor información de un campo, al no contarse con estos datos las conclusiones a las que se lleguen deben ser revisadas en cada momento que al Campo se le hagan nuevas pruebas, como sería el caso de esta tesis.

RECOMENDACIONES

- Para un análisis más profundo como por ejemplo identificar las formas, el tipo de compartimentos y las dimensiones de estos se sugiere una base de datos más robusta para el análisis las herramientas que evidencian la compartimentalización en un campo maduro, lo cual requiere de nuevas pruebas que hay que realizar al campo.
Los datos con los que cuenta actualmente el campo escuela Colorado permiten evaluar el grado de compartimentalización de la formación mugrosa en forma general.
- Se recomienda realizar pruebas de presión a diferentes pozos del Campo Escuela Colorado, para poder confirmar las posibles compartimentalización presentes, como las subdivisiones de las arenas productoras B y C.
- Es recomendable realizar un análisis de fluidos de todos los bloques del campo Escuela Colorado con un buen número de pozos, y así realizar una evaluación de Compartimentalización más detallada.
- Los pozos Colorado 19, Colorado 25 y Colorado 38 necesitan de recolección de datos y de estudios más detallados, para comprobar posibles compartimentos o subcompartimentos.
- Se recomienda hacer un estudio estadístico de la población de los diferentes datos presentes en el campo escuela Colorado

BIBLIOGRAFIA

- ACOSTA, Javier y BLANCO Christian. Evaluación de las metodologías utilizadas para el análisis de la compartimentalización en yacimientos de petróleo. aplicación Campo Escuela Colorado. Tesis de grado. UIS. 2008.
- ANDERSON, Gene, Coring and core analysis Hand book, Tulsa Oklahoma, Penn well book, 1975.
- AMYX, James. Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties. McGraw-Hill. New York. 1988.
- BENDECK, Jorge. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación De Formaciones. Asociación Colombiana De Geólogos Y Geofísicos Del Petróleo, 1992.
- BRADLEY & POWLEY. Abnormal Formation Pressure, AAPG Boletín 60. 1976.
- CRAIG SMALLY, P. y ENGLAND, William. Reservoir compartmentalization assessed with fluid compositional data. SPE. 1994. Pág. 175.
- C. R., POSADA. A. RANGEL, P. RODRÍGUEZ, L. E. PÉREZ, y R. GAVIRIA. Geoquímica de yacimientos de la formación Caballos en el Campo Orito. Putumayo-Colombia. Ecopetrol. ICP. Diciembre de 2001

- CRISTANCHO Diana y HOYOS Jorge. "Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado". Tesis de grado. UIS. 2008.
- CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Tesis de grado. UIS.2008.
- DE LA HOZ, Maty y ORTIZ Diana. Metodología para la selección, diseño y ejecución del Cañoneo y/o Recañoneo de Pozos de bajo potencial. Aplicación al campo Colorado. Tesis de grado. UIS. 2009.
- FERTL, W.H. Abnormal formation Pressures. Elsevier. 1976
- FONSECA, Crispín. GARCIA, Jerson. SANDOVAL, José & PINTO, Jorge. Elementos Arquitecturales de la Formación Mugrosa Aplicados al Modelo Estático del Campo Escuela-Colorado, Grupo de Investigación en Campo Maduros (UIS-ICP), 2009.
- GLUYAS, Jon y SAWARBRICK, Richard. Petroleum Geoscience. Blackwell Science, 2004.
- HORNE, Roland N.: Modern Well Test Analysis, Stanford University, Segunda Edición, Petroway, Inc., Palo Alto, California, 1995.
- LEE, John W., Well Testing, Monographic Texas A&M University, Society of Petroleum Engineers of AIME. 1982.
- SAIDIKOWSKI, Ronald M., "Numerical Simulations of the Combined Effects

of Wellbore Damage and Partial Penetration, Paper SPE 8204, 1979.

- ORTOLEVA, Peter. Basin compartments and seals. AAPG. 1994.
- RAMIREZ, Jeny y MENESES, Johanna, Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: caso de estudio Campo Colorado. Tesis de grado UIS 2008.
- Schlumberger, Log interpretation principles/applications.1989.

ANEXOS

ANEXO A
INFORMACIÓN DE LOS TOPES DE LA FORMACIÓN

POZO	TOPE MZB	TOPE B1	BASE B1	TOPE B2	BASE B2	TOPE MZC	TOPE C1	BASE C1	TOPE C2	BASE C2
	MD	MD	MD	MD	MD	MD	MD	MD	MD	MD
C-1	1352	1601,769989	2501,769989	2701,769989	3351,769989	3551,769989	3681,769989	3911,769989	3961,769989	4301,769989
C-2	1415	1625,73584	2536,423218	2692,803589	3226,338257	3553,13562	3756,640015	3936,640015	3986,640015	4396,640015
C-3	1873	2280,365174	2953,160095	3048,624451	3921,49115	4055,513855	4057,541443	4419,314881	4456,674256	4762,281433
C-4	1834	2141,636658	2974,146179	3058,451111	387,799988	3863,924744	387,799988	387,799988	387,799988	387,799988
C-5	2149	2484,48291	3722,614258	3779,670898	4324,680176	4345,216309	4364,745605	4859,84375	4891,32373	5109,482422
C-6	1782	2013,415039	2818,091919	2959,759888	3821,104126	3887,829224	3911,772095	4240,442505	4257,442993	4750,449341
C-7	1462	1654,287598	2564,973999	2721,35437	3264,088257	3609,208863	3874,390015	4084,390015	4124,390015	4304,390015
C-8	2145	2473,07132	3711,202911	3768,259796	4313,232452	4341,461945	4361,88382	4856,981476	4888,461945	5096,157257
C-9	1829	2110,139649	2957,89917	3019,394288	3994,537354	4002,451661	4016,5	4451,361329	4473,323243	4741,02002
C-10	1461	1857,921936	2553,973694	2672,618713	3433,127746	3589,807678	3602,462951	3965,56134	4007,15509	4253,950012
C-11	1857	1978,572266	2961,655762	3119,102783	3875,615967	3884,772705	3948,11499	4204,472168	4252,790039	4603,423096
C-12	1920	2003,309997	3138,330017	3438,392517	4049,095398	4099,285095	4195,558532	4558,909362	4586,970398	4896,709167
C-13	1443	1760,449707	2315,439453	2430,196777	3279,880005	3592,776978	3817,880005	4057,880005	4097,880005	4347,880005
C-14	2084	2370,419464	3095,761749	3254,43045	4200,775421	4237,562042	4285,776397	4588,426788	4663,459991	4988,459991
C-15	1764	2039,455078	2755,366211	2856,947998	3688,952637	3897,187256	3909,287109	4210	4311	4591
C-16	1039	1317,494659	1921,382355	1971,188019	2929,937897	3092,768219	3154,061188	3564,95401	3614,759186	3870,010895
C-18	1180	1415,293457	1949,372619	2052,763733	3082,619201	3226,532532	3264,358459	3736,014953	3809,575989	3961,025207
C-19	1202	1590,085449	2378,315918	2572,73999	3336,73999	3365,317138	3401,005127	3638,884277	3691,308105	4016,216552
C-20	1570	1854,557098	2706,282562	2862,139251	3679,786712	3702,059417	3713,878509	4006,922943	4033,772796	4411,670013
C-21	1375	1719,869598	2418,751434	2527,18222	3298,920013	3431,891449	3443,107025	3766,994964	3803,92807	4208,562591
C-22	1620	1998,541443	2421,8703	2500,264588	3099,080261	3743,448426	4276,501892	4523,492371	4599,488953	4806,615906
C-23	1363	1804,522918	2511,748504	2682,43637	3361,144622	3421,925872	3427,139984	3845,753997	3910,763031	4224,703704
C-24	1381	1704,505341	2466,07956	2548,294892	3487,280731	3530,539276	3554,212616	3865,940888	3893,782196	4171,779999
C-25	1458	1866,16095	2464,267883	3260,200012	3705,200012	3835,200012	3930,200012	4215,200012	4255,200012	4615,200012

Continuación ANEXO A. Información de los topes de la formación (Mugrosa)

C-26	1290	1555,16452	2260,197479	2392,422821	3314,100678	3381,96225	3422,278656	3893,506928	3967,565521	4149,235443
C-27	1547	1699,485413	2511,963196	2654,611878	3547,717102	3669,487854	3691,729554	3978,844788	4025,153626	4349,315491
C-28	1581	1830,007325	2656,924683	2819,896851	3713,123902	3742,1698	3753,37732	4055,591187	4071,817261	4537,705933
C-29	1859	2115,415985	2914,426361	3050,427826	3906,105316	4018,948578	4036,440033	4365,109955	4452,910004	4787,910004
C-30	1303	1706,299316	2671,221191	2729,519043	3261,804688	3446,106445	3468,973633	3762,719727	3972,97998	4195,608887
C-31	1648	1956,438965	2816,432739	2951,852173	3756,863403	3796,268677	3809,515747	4074,657349	4091,438599	4561,673462
C-32	2479	2806,034301	3398,054321	3498,90393	4449,836059	4629,672973	4680,19934	4950,27063	4985,805786	5341,162719
C-33	1591	1848,569794	2699,781586	2927,223236	3706,42099	3719,982269	3721,883881	4155,800385	4191,878021	4436,150971
C-34	2142	2510,389648	3583,871338	3622,730957	4151,1875	4321,640137	4445,76416	4760,01416	4799,918945	5064,286621
C-35	1593	1866,453614	2695,982788	2841,150757	3708,069214	3728,18982	3757,110718	4136,203003	4201,04773	4470,403199
C-36	1990	2007,797852	3252,998657	3379,824829	4278,376099	4331,220825	4342,552857	4868,546997	4953,712036	5171,683228
C-37	1721	1777,646515	3372,716827	3460,754425	4690,716583	4739,795196	4866,154083	5292,688263	5351,879669	5573,849396
C-38	1163	1428,162078	1963,56784	2019,598114	2972,122894	3209,812103	3339,43637	3731,652435	3775,232025	4005,580902
C-39	2161	2480,512756	3293,352112	3408,648987	4233,017639	4305,689514	4319,490295	4527,023498	4625,025207	4959,384582
C-40	1811	1972,457458	2868,33905	2983,06488	3908,815368	3998,740905	4007,650085	4459,536071	4515,088806	4723,90448
C-42	2053	2338,434754	3563,786804	3609,789978	4222,450134	4241,113709	4248,879822	4742,797058	4772,093933	4941,048523
C-43	1396	1806,615234	2845,664062	2989,467285	3516,124023	3533,423828	3544,197998	3983,743652	4053,006836	4300,366211
C-44	1790	2060,798401	2986,94635	3108,950256	3848,934387	3889,450012	3891,1026	4264,971252	4345,807678	4624,413391
C-45	2011	2258,975158	3184,740783	3348,988586	4089,493957	4110,972717	4128,142639	4533,890686	4555,606018	4919,333557
C-46	2097	2715,941833	3383,574157	3425,946228	4031,776794	4256,761657	4275,248962	4587,963073	4648,37323	4996,62323
C-47	2716	3010,876037	3887,128479	3985,130432	4792,204895	4866,363098	4872,916321	5328,336731	5403,279602	5639,637512
C-49	2931	3058,578613	4091,169189	4170,967285	5096,050293	5114,554688	5116,949219	5543,300293	5610,179199	5890,233887
C-50	1515	1748,111847	2672,695831	2794,619415	3612,87503	3662,358185	3714,720001	4054,720001	4109,720001	4374,720001
C-51	2071	2263,519012	3186,31015	3301,035247	4248,766204	4252,822357	4283,683197	4538,07431	4602,919036	4991,987884
C-52	1668	2080,001007	3134,573029	3314,677765	3690,184357	3807,172882	3827,027863	4187,010773	4231,356476	4567,862335
C-53	1518	1791,821258	2683,20932	2851,967376	3591,904876	3651,097747	3672,507415	3975,472503	4004,166839	4400,670013

Continuación ANEXO A. Información de los topes de la formación (Mugrosa)

C-54	3046	3092,03418	4361,29834	4485,520996	5142,383789	5228,59082	5239,506836	5644,684082	5671,695801	6004,841309
C-55	1729	1782,716767	3107,146454	3253,290009	4102,751923	4150,337861	4212,366181	4669,067353	4723,871552	4997,891571
C-56	2561	2570,920013	3610,920013	3640,920013	4480,920013	4685,160247	4720,920013	5070,920013	5230,920013	5510,920013
C-57	2820	2882,805572	4399,929596	4490,890045	4919,206451	5003,23819	5024,467682	5479,165924	5497,173736	5821,315338
C-58	1533	1804,40039	2673,457153	2890,721313	3627,530883	3686,078735	3696,88977	4169,604614	4221,487915	4457,845337
C-59	1485	1719,739777	2828,9982	2917,034577	3591,980378	3679,076325	3707,590485	4108,847565	4169,131745	4420,834382
C-60	1399	1644,759796	2443,837433	2492,767609	3600,742706	3631,612091	3638,550323	3961,14212	3987,522491	4251,330597
C-61	3336	3658,160767	4680,272583	4773,675415	5387,462036	5459,218872	5459,702271	5827,535278	5886,053833	6124,309204
C-62	1514	1792,458984	2966,839233	3058,048706	3646,627807	3715,203003	3767,742554	4309,642944	4348,964233	4482,408569
C-63	1468	1830,072326	2746,330139	2777,993469	3543,190002	3649,076721	3694,190002	3894,190002	3954,190002	4384,190002
C-64	1539	1859,162628	2897,356354	2976,884918	3444,817047	3677,124908	3708,350006	3918,350006	4258,350006	4368,350006
C-65	1434	1910,83255	3071,068512	3070,600006	3431,600006	3582,095856	3651,600006	3941,600006	3951,600006	4171,600006
C-66	1447	1622,703613	2525,619995	2670,619995	3271,619995	3550,179565	3561,619995	3881,619995	4011,619995	4321,619995
C-68	1689					3811,01001				
C-69	1303	1675,383789	2652,656128	2853,516479	3469,001831	3481,191772	3488,190307	4022,328003	4099,025268	4322,37146
C-70	1531	1811,52829	2660,736053	2721,019989	3651,019989	3660,402801	3698,019989	3814,019989	3854,019989	4184,019989
C-71	1567	1728,425263	2621,261933	2743,89206	3343,349579	3742,0112	3777,529999	4057,529999	4097,529999	4297,529999
C-72	1583	1996,784241	3018,248108	3131,006897	3708,067444	3728,179261	3734,599182	4086,141663	4165,736389	4497,679993
C-74	2266	2277,2229	3327,240356	3420,961547	4395,231567	4442,973755	4456,35852	4875,834594	4900,657837	5180,800903
C-75	2543	2581,248444	3639,079987	3734,079987	4610,67569	4683,506745	4715,331452	5165,528229	5284,545319	5539,191315
C-76	2077	2374,348084	3399,673279	3499,517518	4079,382752	4099,943299	4185,689393	4482,432557	4517,052674	4850,8891
C-77	1687	1979,005889	2547,626495	3245,78836	3707,820831	3841,459991	3914,765655	4229,327667	4256,847198	4597,373077

Fuente: Campo Escuela Colorado. Entregado en Julio de 2009

ANEXO B
RECOPIACION DE DATOS DE PRESIONES DEL CAMPO ESCUELA
COLORADO

PRESIONES DE FONDO DEL CAMPO COLORADO - ZONA MUGROSA B									
Pozo	Fecha	Arena	Intervalo (pies)	Pwf (psi)	Presión Estática (psi)			Gradiente (psi/pie)	Presión @ Datum (2000 pies)
				Reportada	PBU	Rep. Prueba de Formación	@ Prof. MD (pies)		
COL-0011	27-abr-46	Mugrosa-B	3800-3825			1970	3813	0,517	
COL-0011	21-abr-46	Mugrosa-B	3800-3825			1805	3813	0,473	946.761
COL-0018	16-oct-59	Mugrosa-B	1474-1614			300	1544	0,194	388.601
COL-0019	09-ago-54	Mugrosa-B	3012-3025			870	3019	0,288	576.350
COL-0019	16-ago-54	Mugrosa-B	3258-3316			700	3287	0,213	425.920
COL-0023	09-may-54	Mugrosa-B	3342-3357			820	3350	0,245	489.552
COL-0024	28-oct-54	Mugrosa-B	1897-1945			340	1921	0,177	353.982
COL-0025	01-mar-54	Mugrosa-B	2376-2456			680	2416	0,281	562.914
COL-0025	08-mar-54	Mugrosa-B	2205-2215			810	2210	0,367	738.532
COL-0025	15-dic-07	Mugrosa-B	2170-2190			805	2180	0,369	733.03
COL-0025	09-mar-54	Mugrosa-B	2164-2215			700	2190	0,320	639.269
COL-0030	05-oct-60	Mugrosa-B	2756-3185		820		2971	0,276	552.003
COL-0036	07-oct-96	Mugrosa-B	2044-2363			479	2204	0,217	434.392
COL-0037	16-may-59	Mugrosa-B	3216-3808			1300	3512	0,370	740.319

Continuación ANEXO B. Recopilación de datos de presiones del Campo Escuela Colorado, Mugrosa B

COL 0037	31- ene-68	Mugrosa- B	3204-3216			882	3210	0,275	549.533
COL 0039	06- mar-59	Mugrosa- B	2631-3111			700	2871	0,244	487.635
COL 0039	11- mar-59	Mugrosa- B	3101-3111			750	3106	0,241	482.936
COL 0039	12- mar-59	Mugrosa- B	2769-2779			650	2774	0,234	468.637
COL 0042	31- mar-60	Mugrosa- B	3770-3780			580	3775	0,154	307.285
COL 0043	03-oct- 60	Mugrosa- B	1869-1890		442		1880	0,235	470.213
COL 0057	28-jun- 60	Mugrosa- B	3668-3722			480	3695	0,130	259.811
COL 0063	24- ago-61	Mugrosa- B	2362-2516			945	2439	0,387	774.908
COL 0064	21-feb- 73	Mugrosa- B	2622-3438			1020	3030	0,337	673.267

PRESIONES DE FONDO DEL CAMPO COLORADO - ZONA MUGROSA C									
Pozo	Fecha	Arena	Intervalo (pies)	Pwf (psi)	Presión Estática (psi)			Gradiente (psi/pie)	Presión @ Datum (4000 pies)
				Repor tada	PBU	Rep. Prueba de Formación	@ Prof. MD (pies)		
COL-0003	06-ago-56	Mugros a-C	4356-4361			1500	4,359	0,344	1.376.462
COL-0003	08-ago-56	Mugros a-C	4171-4176			1080	4174	0,259	1.034.978
COL-0003	09-ago-56	Mugros a-C	4070-4075	500		1800	4073	0,442	1.767.739
COL-0011	03-abr-46	Mugros a-C	4520-4598		2242		4,559	0,492	1.967.098
COL-0011	06-abr-46	Mugros a-C	4460-4485			2255	4,473	0,504	2.016.544
COL-0011	12-abr-46	Mugros a-C	4318-4345			2181	4,332	0,503	2.013.850
COL-0011	23-abr-46	Mugros a-C	3999-4032			2005	4,016	0,499	1.997.012
COL-0011	06-abr-46	Mugros a-C	4460-4485			2100	4,473	0,469	1.877.934
COL-0011	06-abr-46	Mugros a-C	4460-4485			2150	4,473	0,481	1.922.647
COL-0016	02-jul-54	Mugros a-C	3702-3716			540	3,709	0,146	582.367
COL-0016	05-jul-54	Mugros a-C	3610-3622			450	3,616	0,124	497.788
COL-0016	06-jul-54	Mugros a-C	3528-3535			750	3,532	0,212	849.377
COL-0016	08-jul-54	Mugros a-C	3509-3514			750	3,512	0,214	854.214
COL-0016	09-jul-54	Mugros a-C	3435-3444			730	3,44	0,212	848.837
COL-0023	04-abr-54	Mugros a-C	3620-3634			1930	3,627	0,532	2.128.481
COL-0023	10-abr-54	Mugros a-C	3476-3494			1830	3,485	0,525	2.100.430
COL-0023	08-may-54	Mugros a-C	3430-3442			1680	3,436	0,489	1.955.763
COL-0024	20-ene-54	Mugros a-C	3830-4128			1725	3,979	0,434	1.734.104

Continuación ANEXO B. Recopilación de datos de presiones del Campo Escuela Colorado.
Mugrosa C₁

COL 0024	14-may- 54	Mugros a-C	3763- 3765			1800	3,764	0,478	1.912.859
COL 0024	20-may- 54	Mugros a-C	3656- 3668			1900	3,662	0,519	2.075.369
COL 0024	06-jun- 54	Mugros a-C	3607- 3623			1450	3,615	0,401	1.604.426
COL 0024	18-may- 54	Mugros a-C	3708- 3722			1430	3,715	0,385	1.539.704
COL 0026	21-oct- 54	Mugros a-C	3546- 3557			1,55	3,552	0,436	1.745.495
COL 0026	10-nov- 54	Mugros a-C	4127- 4145			880	4,136	0,213	851.064

PRESION DE FONDO DE CAMPO COLORADO - ZONA MUGROSA C										
Pozo	Fecha	Arena	Intervalo (pies)	Pwf (psi)	Presión Estática (psi)			Gradiente (psi/pie)	Presión '@ Datum (2000 pies)	
				Reportad a	PB U	Rep. Prueba de Formación	@ Prof. MD (pies)			
COL 0028	26- may- 54	Mugrosa -C	4514- 4540				2,855	4,527	0,631	2.522.642
COL 0028	13-jul- 54	Mugrosa -C	3764- 3790				1,68	4,16	0,404	1.615.385
COL 0033	21- oct-59	Mugrosa -C	4423- 3688				1,5	4,056	0,370	1.479.290
COL 0034	13- jun-57	Mugrosa -C	4960- 4962				1	4,961	0,202	806.289
COL 0034	15- jun-57	Mugrosa -C	4838- 4840				1,7	4,839	0,351	1.405.249
COL 0034	26- jun-57	Mugrosa -C	4654- 4656				1,4	4,655	0,301	1.203.008
COL 0034	27- jun-57	Mugrosa -C	4594- 4596				1,8	4,595	0,392	1.566.921
COL 0034	01-jul- 57	Mugrosa -C	4508- 4510				1	4,509	0,222	887.115
COL 0036	20- sep- 57	Mugrosa -C	5812- 4632				1,96	5,272	0,372	1.487.102

Continuación ANEXO B. Recopilación de datos de presiones del Campo Escuela Colorado.

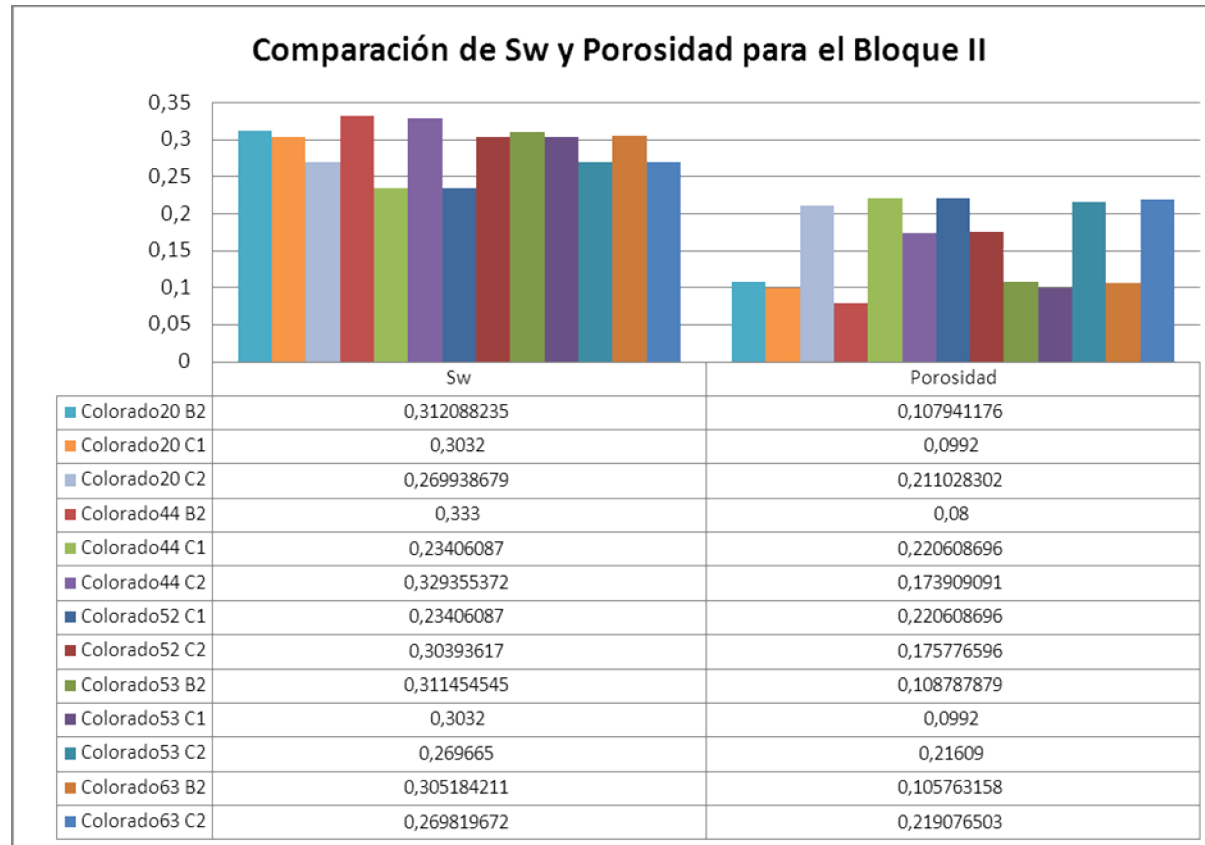
Mugrosa C₂

COL 0038	24-jul- 54	Mugrosa -C	3705- 3723	660		1,74	3,714	0,468	1.873.990
COL 0038	19- nov- 96	Mugrosa -C	3615- 3715			980	3,665	0,267	1.069.577
COL 0039	28- feb-59	Mugrosa -C	4442- 4452			1,2	4,447	0,270	1.079.379
COL 0040	03-jul- 58	Mugrosa -C	4930- 4014			1,66	4,472	0,371	1.484.794
COL 0044	11- jun-59	Mugrosa -C	3904- 3910	520		1,7	3,907	0,435	1.740.466
COL 0045	27- ene- 59	Mugrosa -C	4150- 4152			600	4,151	0,145	578.174
COL 0045	03- feb-59	Mugrosa -C	4270- 4624			1,4	4,447	0,315	1.259.276
COL 0046	24- abr-59	Mugrosa -C	4918- 4948			2,3	4,933	0,466	1.864.991
COL 0046	25- abr-59	Mugrosa -C	4726- 4728			2	4,727	0,423	1.692.405
COL 0048	07-jul- 59	Mugrosa -C	5073- 5166			1,7	5,12	0,332	1.328.125
COL 0048	13-jul- 59	Mugrosa -C	5220- 5230			1	5,225	0,191	765.550
COL 0048	15-jul- 59	Mugrosa -C	5156- 5166			2	5,161	0,388	1.550.087
COL 0049	07- nov- 59	Mugrosa -C	5662- 4999			2,15	5,331	0,403	1.613.206
COL 0052	19- abr-60	Mugrosa -C	4329- 3998			1,77	4,164	0,425	1.700.288
COL 0053	04-jul- 60	Mugrosa -C	4388- 3716			1,46	4,052	0,360	1.441.264
COL 0060	29- ene- 61	Mugrosa -C	4009- 4011			1,85	4,01	0,461	1.845.387

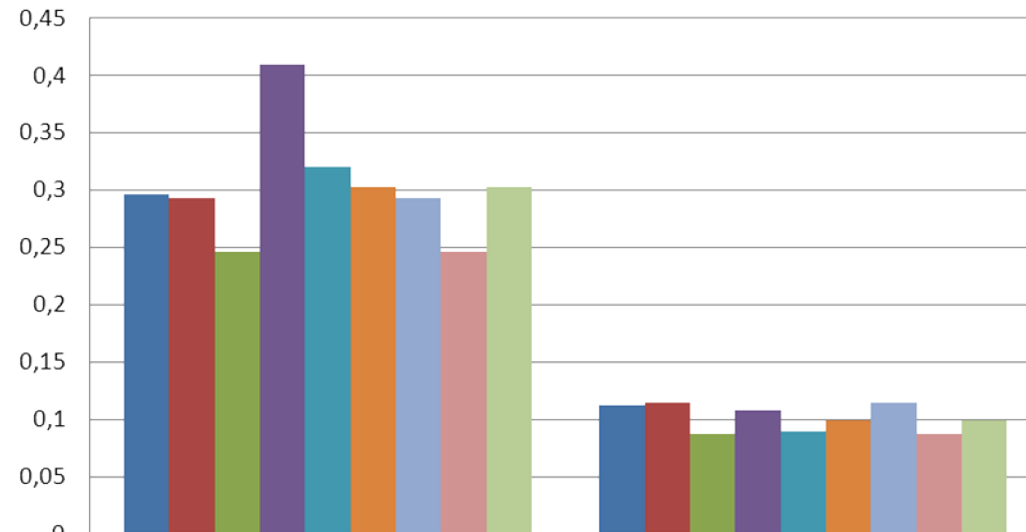
Fuente: CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales aplicación campo Colorado. Tesis de grado. UIS.2008.

ANEXO C

COMPARACIÓN DE SW Y POROSIDAD PARA LOS BLOQUES II, III, IV, V, VI

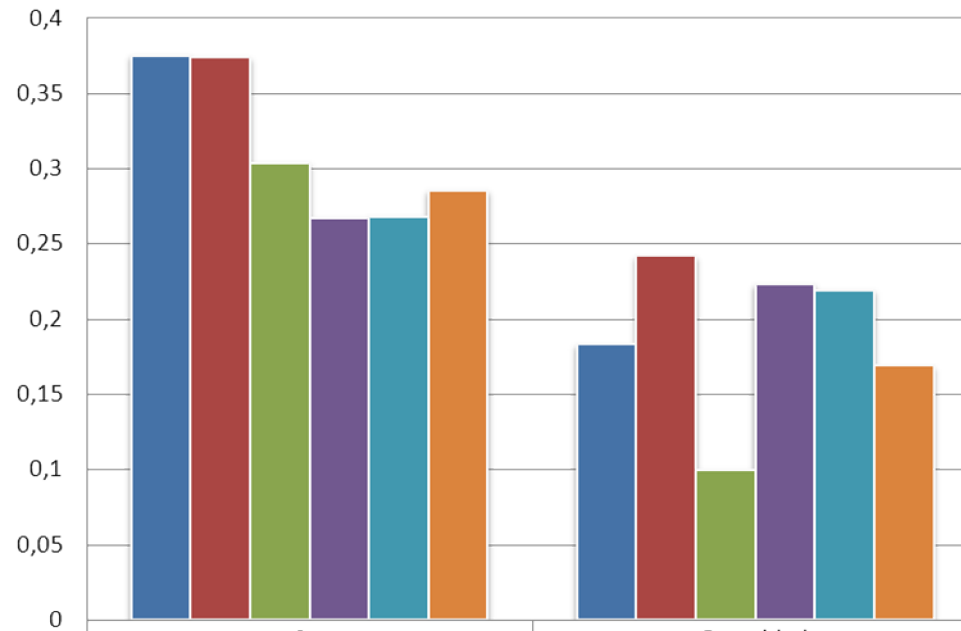


Comparación de Sw y Porosidad para el Bloque III



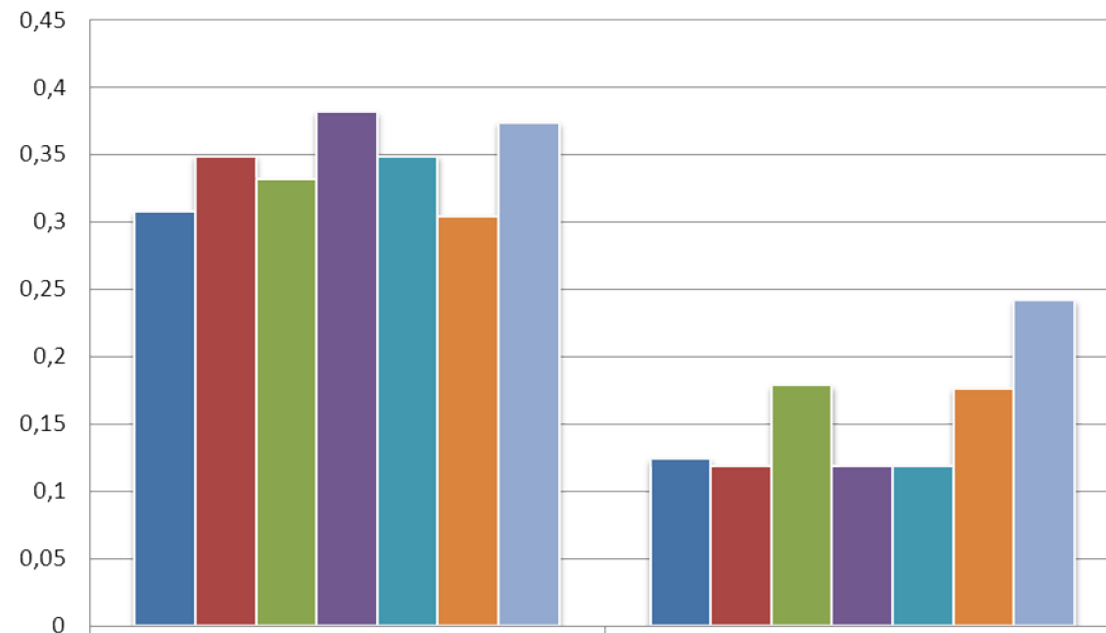
	Sw	Porosidad
Colorado3 B1	0,296074074	0,112888889
Colorado30 B1	0,293682927	0,114804878
Colorado30 B2	0,2465	0,08725
Colorado30 C1	0,410181818	0,108545455
Colorado33 B1	0,320181818	0,089545455
Colorado33 C1	0,3032	0,0992
Colorado50 B1	0,293682927	0,114804878
Colorado50 B2	0,2465	0,08725
Colorado50 C1	0,3032	0,0992

Comparación de Sw y Porosidad para el Bloque IV



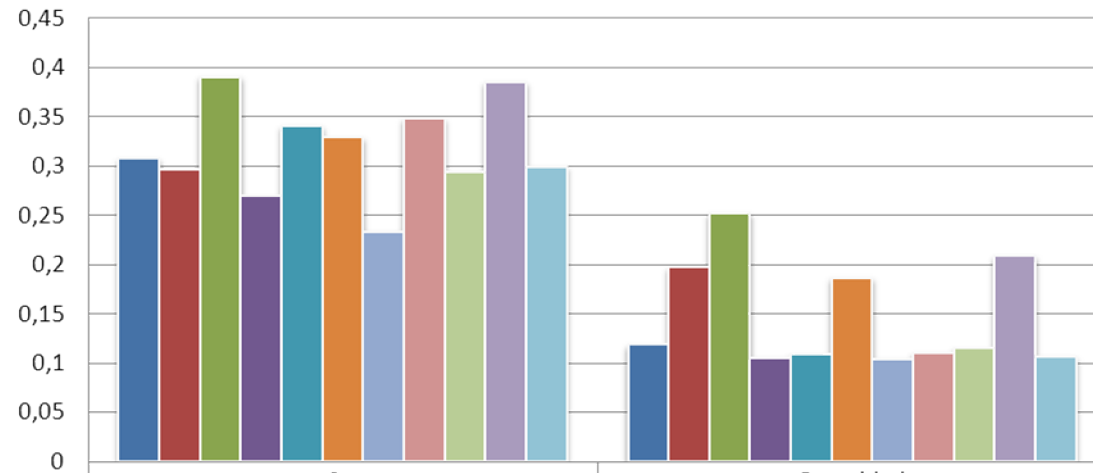
	Sw	Porosidad
Colorado34 C1	0,3746	0,1826
Colorado34 C2	0,3732	0,2412
Colorado43 C1	0,3032	0,0992
Colorado43 C2	0,2664	0,2225
Colorado62 C1	0,2675	0,2187
Colorado62C2	0,2849	0,1682

Comparación de Sw y Porosidad para el Bloque V



	Sw	Porosidad
■ Colorado36 B1	0,306845455	0,1231
■ Colorado36 B2	0,3483	0,118
■ Colorado36 C1	0,3311	0,1778
■ Colorado39 B1	0,381263158	0,1175
■ Colorado39 B2	0,3483	0,118
■ Colorado39 C1	0,3039	0,1758
■ Colorado39 C2	0,3732	0,2412

Comparación de Sw y Porosidad para el Bloque VI



	Sw	Porosidad
■ Colorado37 B1	0,306309677	0,1177
■ Colorado37 B2	0,2957	0,1965
■ Colorado37 C1	0,3896	0,2513
■ Colorado37 c2	0,2685	0,1044
■ Colorado49 B1	0,3395	0,1084
■ Colorado49 B2	0,328	0,1858
■ Colorado49 C1	0,2328	0,1031
■ Colorado49 C2	0,3473	0,1095
■ Colorado54 B1	0,2924	0,1139
■ Colorado54 B2	0,3843	0,2079
■ Colorado54 C1	0,2984	0,1056