

**“CORRELACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS Y CARACTERÍSTICAS
GEOQUÍMICAS PARA LA PREDICCIÓN DE OCURRENCIA DE CRUDOS
PESADOS EN EL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS”**

**DEYVIS HEMERSON SUÁREZ LANDAZABAL
FERNANDO ALFONSO SUÁREZ MORALES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2005**

**“CORRELACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS Y CARACTERÍSTICAS
GEOQUÍMICAS PARA LA PREDICCIÓN DE OCURRENCIA DE CRUDOS
PESADOS EN EL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS”**

**DEYVIS HEMERSON SUÁREZ LANDAZABAL
FERNANDO ALFONSO SUÁREZ MORALES**

TESIS DE GRADO PARA OPTAR EL TITULO DE GEOLOGO

**GEÓLOGO RICARDO MIER UMAÑA
DIRECTOR-UIS**

**Msc. GEOQUÍMICO ANTONIO VICENTE RANGEL ORDOÑEZ
CODIRECTOR-ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2005**

DEDICATORIA

A la memoria de mi Padre, de quien me siento muy orgulloso porque solo recibí buen ejemplo y amor.

A mi abuela Noemí, de quien solo he recibido cosas buenas y por quien soy la persona que soy.

A mi mamá quien siempre ha confiado en mí y solo ve en mis cosas buenas.

A Erika por todo su amor y paciencia.

A mis hermanos a quienes quiero mucho y solo espero y quiero cosas buenas.

A todos mis tíos y familiares porque mas que eso han sido también mis hermanos mayores.

HEMERSON

DEDICATORIA

A mis padres los cuales con su amor han sido esa luz que ha iluminado mi camino y que me han ayudado a ser la persona que soy.

A mis hermanas las cuales han colaborado para que todos nuestros objetivos se cumplan.

A mis Familiares la cual ha deseado las mejores cosas para mí.

A mis amigos por su comprensión y consejos para salir adelante ante las dificultades.

A DIOS el cual me ha iluminado para alcanzar los diferentes logros en mi vida.

FERNANDO

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros sinceros agradecimientos a:

Ricardo Mier Umaña, por su guía, apoyo y ayuda durante la carrera en la Universidad y durante este proyecto.

Antonio Rangel, por guiarnos durante este proyecto.

Aristóbulo Bejarano, por su apoyo técnico y su incondicional colaboración.

A Mauricio Pinzón del departamento de cartografía del ICP, por su colaboración.

Y a todos aquellos que han colaborado con un grano de arena, para la ejecución de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1. GENERALIDADES | 2 |
| 1.1. OBJETIVOS | 2 |
| 1.2. UBICACIÓN GEOGRAFICA Y GEOLOGICA | 3 |
| 1.3. VIAS DE ACCESO | 3 |
| 1.4. FISIOGRAFIA | 5 |
| 1.5. ANTECEDENTES | 5 |
| 2. METODOLOGIA | 9 |
| 3. GEOLOGIA DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES | 12 |
| 3.1. MARCO GEOLOGICO REGIONAL | 12 |
| 3.2. ESTRATIGRAFIA DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES | 16 |
| 3.2.1. Precámbrico | 18 |
| 3.2.2. Paleozoico | 18 |
| 3.2.3. Cretácico Tardío | 21 |
| 3.2.4. Formación Barco – Los Cuervos | 27 |
| 3.2.5. Formación Mirador | 28 |
| 3.2.6. Formación Carbonera | 31 |
| 3.2.7. Formación León | 35 |
| 3.2.8. Formación Guayabo | 37 |
| 3.2.9. Cuaternario | 38 |
| 3.3. GEOLOGIA ESTRUCTURAL DEL SECTOR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES | 38 |
| 4. CARACTERISTICAS GEOQUIMICAS DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES | 41 |
| 4.1. COMPOSICION DEL PETROLEO | 42 |
| 4.2. CARACTERISITCAS GENERALES DE LOS CRUDOS | 44 |
| 4.2.1. Gravedad API | 45 |
| 4.2.2. Azufre | 46 |
| 4.2.3. Componentes Mayoritarios | 47 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3. FAMILIAS DE CRUDOS | 50 |
| 4.3.1. Familia tipo Suria | 50 |
| 4.3.2. Familia tipo Castilla – Chichimene | 50 |
| 4.3.3. Familia tipo Guarimena – Santiago | 51 |
| 4.4. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS | 51 |
| | |
| 5. ANALISIS PETROGRAFICO – ESTRATIGRAFICO DE NUCLEOS | 54 |
| 5.1. ANALISIS DE CORAZON CASTILLA – 18 | 54 |
| 5.2. ANALISIS DE CORAZON DE VALDIVIA – 1 | 58 |
| 5.3. ANALISIS DE CORAZON DE RUBIALES – 9 | 61 |
| | |
| 6. ANALISIS DE MUESTRAS POR PIROLISIS ROCK EVAL – 6 | 63 |
| 6.1. PARAMETROS OBTENIDOS | 64 |
| 6.1.1. Determinación del Carbono Mineral | 65 |
| 6.1.2. Determinación del Carbono Orgánico | 65 |
| 6.2. APLICACION DEL ROCK EVAL – 6 A LA GEOQUIMICA DE RESERVORIO | 66 |
| 6.2.1. Caracterización de Crudos por medio de Pirolisis Rock – Eval 6 | 66 |
| 6.3. ANALISIS DE LOS CRUDOS DE LOS POZOS CASTILLA – 18, VALDIVIA – 1 Y RUBIALES – 9 | 69 |
| 6.3.1 Análisis del Crudo del Pozo Valdivia – 1 por medio de Pirolisis Rock – Eval 6 | 70 |
| 6.3.2 Análisis del Crudo del Pozo Castilla – 18 por medio de Pirolisis Rock – Eval 6 | 72 |
| 6.3.3 Análisis del Crudo de los Pozos Rubiales – 9 y Rubiales – 2 por medio de Pirolisis Rock – Eval 6 | 74 |
| 6.3.4. Determinación de la Degradación del Crudo por Interpretación de Datos de Pirolisis | 76 |
| 6.3.5. Determinación de Relaciones Geoquímicas, Petrográficas y Eléctricas | 79 |
| | |
| 7. CORRELACION DE REGISTROS ELECTRICOS | 87 |
| 7.1. CARACTERIZACION ELECTRICA DE CRUDOS PESADOS | 87 |
| 7.2. CORRELACION DE LOS POZOS MANACACIAS – 2, CUMARITO – 1 Y RUBIALES – 9 | 90 |
| 7.2.1. Análisis del miembro C7 de la Formación Carbonera en el pozo Rubiales – 9 | 96 |
| 7.2.2. Análisis del miembro C7 de la Formación Carbonera para el pozo Cumarito – 1 | 99 |
| 7.2.3. Análisis del miembro C7 de la Formación Carbonera para el pozo Manacacías – 2 | 99 |

| | |
|--|------------|
| 7.3. CORRELACION DE LOS POZOS CASTILLA – 18, CASTILLA – 3 Y YACARE – 1 | 102 |
| 7.3.1. Correlación de los Pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1 para la Formación Guadalupe Masivo (K2) | 103 |
| 7.3.2. Correlación de los Pozos Castilla - 18, Castilla – 3 y Yacare - 1 para la Formación Guadalupe superior (K1) | 108 |
| 7.4. INTERPRETACION DE EL POZO VALDIVIA – 1 | 114 |
| | |
| 8. CONCLUSIONES | 118 |
| | |
| 9. RECOMENDACIONES | 120 |
| | |
| BIBLIOGRAFIA | |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|------|
| Figura 1. Localización del área de estudio. | 4 |
| Figura 2. Esquema General de la Metodología Empleada en este Trabajo | 10 |
| Figura 3. Integración de la Petrografía, de la Geoquímica Orgánica y de los Registros de Pozo para el Análisis de Crudos Pesados | 11 |
| Figura 4. Localización estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 13 |
| Figura 5. Columna Generalizada del Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 14 |
| Figura 6. Herencia Estructural. | 15 |
| Figura 7. Límites de las secuencias sedimentarias presentes en la zona de estudio. | 16 |
| Figura 8. Mapa Estructural al Tope del Paleozoico. | 20 |
| Figura 9. Mapa Estructural al tope de la Formación UNE (correlacionada con Unidad Operacional K2). | 22 |
| Figura 10. Isocoro de la Formación Une (correlacionada con Unidad Operacional K2). | 24 |
| Figura 11. Mapa Estructural al Tope de la Formación Gacheta (correlacionada con Unidad Operacional K1). | 25 |
| Figura 12. Isocoro de la Formación Une (correlacionada con Unidad Operacional K1). | 26 |
| Figura 13. Mapa Estructural al Tope de la Formación Mirador (correlacionada con Unidad Operacional T2). | 29 |
| Figura 14. Isocoro de la Formación Mirador (correlacionada con Unidad Operacional T2 según ICP-1998). | 30 |
| Figura 15. Mapa al Tope de la Formación Carbonera. | 32 |
| Figura 16. Isocoro de la Formación Carbonera. | 33 |
| Figura 17. Mapa al Tope de la Formación León | 36 |
| Figura 18. Isocoro de la formación León. | 37 |
| Figura 19. Sección esquemática estructural. | 39 |
| Figura 20. Mapa estructural del Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 40 |
| Figura 21. Modelo de predicción de la calidad del aceite. | 43 |
| Figura 22. Intervalos de estabilidad del crudo de acuerdo con la profundidad y el gradiente termal. | 45 |
| Figura 23. Mapa de isogravedades para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 46 |
| Figura 24. Mapa de isoporcentajes de azufre para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 47 |
| Figura 25. Mapa de Isoconcentraciones de Vanadio para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 49 |

| | |
|---|----|
| Figura 26. Mapa de Isoconcentraciones de Niquel para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 49 |
| Figura 27. Procesos de biodegradación a partir de la gravedad API y la relación Pr/nC ₁₇ . | 52 |
| Figura 28. Origen de los crudos a partir del contenido de Azufre y la gravedad API. | 53 |
| Figura 29. Origen de los crudos a partir de la relación Pristano/Fitano y el porcentaje de Azufre. | 53 |
| Figura 30. Intercalación de niveles de alta y baja permeabilidad con saturación y no saturación de HC, respectivamente, en el pozo Castilla-18. | 55 |
| Figura 31. Roca sello en el pozo Castilla 18, compuesta de areniscas finas lodosas con intercalaciones de arcillolitas negras con laminación ondulosa y flaser. | 56 |
| Figura 32. Lente arenoso con saturación regular de HC dentro de unas areniscas de grano fino con alto contenido de matriz. | 57 |
| Figura 33. Barrera de permeabilidad dada por el aumento del contenido de matriz limosa y arcillosa dentro de la misma arenisca de grano muy fino. | 59 |
| Figura 34. Arcillolita negra laminada bastante fisil que actúa en algunos sectores como roca sello. | 60 |
| Figura 35. Barrera de permeabilidad dada por la variación en el contenido de matriz dentro de la arenisca de grano muy fino. | 61 |
| Figura 36. Diagrama general mostrando las diferentes fracciones de la materia orgánica total de la roca analizada, y sus correspondientes parámetros y sus registros en el pirograma | 63 |
| Figura 37. Pirolizador Rock Eval – 6 | 66 |
| Figura 38. Proceso de pirolisis y oxidación en la Pirolisis Rock Eval – 6 con sus respectivas componentes de los crudos analizados | 67 |
| Figura 39. Correlación entre la gravedad API medida y la relación de parámetros de pirolisis (X), calculada en 50 crudos de yacimientos colombianos | 68 |
| Figura 40. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Valdivia – 1 | 71 |
| Figura 41. Relación entre los picos S1, S2a, S2b y S3 con la resistividad MSFL para el pozo Valdivia – 1. | 72 |
| Figura 42. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Castilla – 18 | 73 |
| Figura 43. Tendencia de la gravedad API con el pico S2a y S2b para crudos pesados | 73 |
| Figura 44. Correlación entre los valores de resistividad MSFL y los picos S1, S2a y S2b para el pozo Castilla – 18. | 74 |
| Figura 45. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Rubiales – 9. | 75 |

| | |
|---|-----|
| Figura 46. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Rubiales – 2. | 76 |
| Figura 47. Correlación entre gravedad API y los picos S1, S2b y S2a de la pirolisis Rock Eval – 6 para el pozo Castilla – 18. | 77 |
| Figura 48. Correlación entre gravedad API y los picos S1, S2a y S2b de la pirolisis Rock Eval – 6 para el pozo Valdivia – 1. | 78 |
| Figura 49. Correlación entre la gravedad API y los picos S1, S2a y S2b de la pirolisis Rock Eval – 6 para los pozos Rubiales – 2 y Rubiales – 9. | 79 |
| Figura 50. Relación entre la gravedad API calculada y la resistividad MSFL en el pozo Valdivia – 1 | 82 |
| Figura 51. Relación entre la resistividad y la saturación de agua y la saturación de aceite para el pozo Valdivia – 1 | 83 |
| Figura 52. Relación observada entre la gravedad API y la resistividad MSFL en el pozo Castilla – 18 | 84 |
| Figura 53. Relación entre la saturación y la resistividad medida por medio del registro LLD, en el pozo Castilla – 18 | 85 |
| Figura 54. Relación entre la saturación de agua y la resistividad medida en la zona virgen en el pozo Rubiales – 9 | 86 |
| Figura 55. Localización tectonoestratigráfica de las correlaciones realizadas | 87 |
| Figura 56. Comportamiento de los registros resistivos en presencia de crudos normales. | 88 |
| Figura 57. Comportamiento de los registros resistivos en presencia de crudos pesados. | 88 |
| Figura 58. Comportamiento de los registros resistivos en presencia de crudos extrapesados o tar mats. | 88 |
| Figura 59. Respuesta de los registros para un sector con presencia de crudo normal para el pozo Togo – 1. | 89 |
| Figura 60. Respuesta de los registros para un sector con presencia de crudo pesado para el pozo Togo – 1. | 90 |
| Figura 61. Correlación estratigráfica basada en la información de topes estratigráficos dados por los registros gráficos compuestos. | 91 |
| Figura 62. Nomenclaturas estratigráficas utilizadas para la Formación Carbonera en Apiay y en el Casanare | 92 |
| Figura 63. Estandarización de la nomenclatura de los miembros de la Formación Carbonera según ICP (1998). | 93 |
| Figura 64. Correlación estratigráfica para la Formación Carbonera en los pozos Manacacías – 2, Cumarito – 1 y Rubiales – 9. | 94 |
| Figura 65. Columna interpretada para el miembro C7 del pozo Rubiales – 9 | 98 |
| Figura 66. Interpretación de los registros para el Miembro C7 de la Formación Carbonera del pozo Cumarito – 1 | 100 |
| Figura 67. Interpretación de los registros para el Miembro C7 de la Formación Carbonera en el pozo Manacacías – 2 | 101 |

| | |
|--|-----|
| Figura 68. Correlación estratigráfica de las formaciones T2?, Guadalupe Superior, Guadalupe Masivo en los pozos Castilla – 3, Castilla – 18, Yacare – 1 | 103 |
| Figura 69. Correlación de la Formación Guadalupe Masivo o K2 para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1. | 104 |
| Figura 70. Respuesta de los registros para la Formación Guadalupe Masivo o K2 en el pozo Castilla – 18. | 105 |
| Figura 71. Respuesta de los registros para la Formación Guadalupe Masivo en el pozo Castilla – 3. | 106 |
| Figura 72. Respuesta de los registros para la Formación Guadalupe Masivo o K2 en el pozo Yacare – 1. | 107 |
| Figura 73. Variación Lateral de la Formación Guadalupe Superior para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1. | 108 |
| Figura 74. Respuesta de los registros eléctricos para la Formación Guadalupe Superior en el pozo Castilla – 18. | 110 |
| Figura 75. Respuesta de los registros eléctricos para la Formación Guadalupe Superior en el pozo Castilla – 3 | 111 |
| Figura 76. Respuesta de los registros eléctricos para la Formación Guadalupe Superior en el pozo Yacare – 1. | 113 |
| Figura 77. Intervalos con interés desde el punto de vista de contenido de hidrocarburos para el pozo Valdivia-1 | 115 |
| Figura 78. Intervalos con interés con hidrocarburos para el pozo Valdivia-1. | 116 |
| Figura 79. Zonas con interés exploratorio de crudos pesados en el sector sur de la Cuenca de los Llanos. | 117 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Consolidado de Reservas de Crudo Pesado para la Cuenca de los Llanos Orientales. | 1 |
| Tabla 2. Correlación de las Unidades del Piedemonte y del Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. | 17 |
| Tabla 3. Clasificación de hidrocarburos y del petróleo. | 43 |
| Tabla 4. Datos obtenidos de la pirolisis a las muestras del Pozo Rubiales – 9. | 69 |
| Tabla 5. Datos obtenidos de la pirolisis a las muestras del Pozo Castilla – 18. | 69 |
| Tabla 6. Datos obtenidos de la pirolisis de las muestras del pozo Valdivia – 1. | 70 |
| Tabla 7. Información petrográfica, geoquímica y de registros eléctricos para Valdivia – 1. | 80 |
| Tabla 8. Información petrográfica, geoquímica y de registros eléctricos para Castilla – 18. | 80 |
| Tabla 9. Información petrográfica, geoquímica y de registros eléctricos para Rubiales – 9. | 81 |

LISTA DE ANEXOS

- Anexo 1.** Información de Topes, Profundidades y Espesores Estratigráficos.
- Anexo 2.** Información Geoquímica de los Crudos presentes en la Zona de Estudio.
- Anexo 3.** Formato de Descripción de Corazón.
- Anexo 4.** Convenciones y Parámetros utilizados en la Descripción de Corazón.
- Anexo 5.** Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 6825' – 6756' en el Pozo Castilla – 18.
- Anexo 6.** Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 66756' – 6687' en el Pozo Castilla – 18.
- Anexo 7.** Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 6687' – 6627' en el Pozo Castilla – 18.
- Anexo 8.** Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 5459' – 5398' en el Pozo Valdivia – 1.
- Anexo 9.** Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 5398' – 5377' en el Pozo Valdivia – 1.
- Anexo 10.** Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 2443' – 2399' en el Pozo Rubiales – 9.
- Anexo 11.** Correlación Estratigráfica de la Formación Carbonera para los Pozos Manacacías – 2, Cumarito – 1 y Rubiales – 9.
- Anexo 12.** Correlación Estratigráfica para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1.
- Anexo 13.** Correlación Estratigráfica de la Formación Guadalupe Masivo (Fm. Une) para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1.
- Anexo 14.** Correlación Estratigráfica de la Formación Guadalupe Superior (Fm. Gacheta) para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1.

RESUMEN

TITULO: Correlación de registros eléctricos y características geoquímicas para la predicción de ocurrencia de crudos pesados en el sector sur de la cuenca de los llanos*.

AUTORES

DEYVIS HEMERSON SUAREZ LANDAZABAL**.

FERNANDO ALFONSO SUAREZ MORALES **.

Palabras Claves: Pirolisis, Gravedad API, Crudos pesados, Registros resistivos.

El agotamiento de los crudos normales, además del aumento considerable del precio del barril de crudo hacen que los crudos pesados cobren importancia en el mercado actual.

Teniendo en cuenta las tendencias regionales de gravedad API para la cuenca de los llanos orientales, se determinó que el sector sur de dicha cuenca presenta las mayores concentraciones de crudos pesados, especialmente los campos Castilla y Rubiales, ubicados en el departamento del Meta (Colombia).

Se analizó los corazones de los pozos Castilla-18, Rubiales-9 y Valdivia-1, con el fin de determinar visualmente las condiciones petrofísicas de las rocas reservorio en tales pozos, para tomar muestras de estas rocas con crudo y posteriormente analizarlas por medio de pirolisis Rock Eval, y así determinar su gravedad API según las condiciones planteadas por Gómez et al (2002).

Las correlaciones realizadas entre los datos geoquímicos entregados por la pirolisis, y los datos de registros de pozos, muestran que la gravedad API tiene una relación inversamente proporcional con el registro resistivo MSFL, ya que en intervalos con contenidos de crudos pesados los valores de resistividad MSFL, son mas altos que los observados para crudos normales; mejorando la correlación en crudos con altos contenidos de compuestos NSO.

Teniendo en cuenta que en intervalos con crudos pesados y/o extrapesados, los valores de resistividad medida por medio del registro MSFL, son bastante cercanos a los valores medidos de resistividad en la zona virgen por medio del registro de resistividad LLD, (Wilhems 1994), se determinó que las principales acumulaciones de crudo pesado se encuentran en la formación Guadalupe superior (K1), en la zona de Valdivia-1 las rocas de edad Paleozoico, y en la zona mas este de la cuenca se encuentran en el miembro C7 de la formación Carbonera.

*Trabajo de investigación

**Facultad De Ingenierías Físicoquímicas, Escuela De Geología, Director Antonio Rangel
ECOPETROL ICP Codirector Ricardo Mier Umaña Universidad Industrial de Santander.

ABSTRACT

TITLE: Well log correlation and geochemical characteristics for the heavy crude oil occurrence prediction in the southern sector of the llanos basin*.

AUTHORS:

DEYVIS HEMERSON SUAREZ LANDAZABAL**.

FERNANDO ALFONSO SUAREZ MORALES**.

Keywords: Pyrolysis, API gravity, heavy crude oil, Resistivity well logs.

The exhaustion of normal crude oil, in addition to the considerable increase of the price of the barrel of crude oil, causes that heavy crude oil receive importance in the present market.

Considering the regional tendencies of gravity API for the Eastern Llanos basin, It was determined that the South sector of this basin displays the greater crude concentrations of heavy crude oil, specially the fields Castilla and Rubiales, located in the department of Meta (Colombia).

It was analyzed the core of wells Castilla-18, Rubiales-9 and Valdivia-1, with the purpose of visually determining the petrophysical conditions of reservoir rocks in such wells, to take samples from these rocks with crude oil and later analyzing them by means of pyrolysis Rock Eval, and thus determining his gravity API according to the conditions raised by Gomez et al (2002).

The correlations made between the geochemical data given by the pyrolysis, and the data of well logs, show that gravity API inversely has a proportional relation with resistivity log MSFL, since in intervals with heavy crude oil contents, the values of resistivity log MSFL are higher than the observed for normal crude oil; improving the correlation in crude with high contents of NSO compounds.

Considering that in heavy and/or extra-heavy crude oil intervals with, the values of resistivity measured by means of MSFL log, are quite near the measured values of resistivity in the virgin zone by mean of resistivity log LLD, (Wilhems 1994), It was determined that the main accumulations of heavy crude oil are in the Upper Guadalupe formation (K1), in the zone of Valdivia-1 the Paleozoic age rocks, and in the Eastern zone of the Llanos basin the principal accumulations are in the C7 member of the Carbonera formation.

*Trabajo de investigación

**Facultad De Ingenierías Físicoquímicas, Escuela De Geología, Director Antonio Rangel
ECOPETROL ICP Codirector Ricardo Mier Umaña Universidad Industrial de Santander.

INTRODUCCIÓN

El agotamiento de las reservas de crudos normales en el país ha hecho desviar la atención de la industria hacia los yacimientos no convencionales, como son los yacimientos de crudos pesados. Se estima que la mitad de las reservas de crudo del mundo, son acumulaciones de crudos pesados.

Colombia tiene buenas reservas de hidrocarburos pesados especialmente en la zona sur de la cuenca de los Llanos. Estrada (2001) indica que las manifestaciones de crudo pesado en esta cuenca están asociadas a las Formaciones Cuervos, Barco, Carbonera y Mirador o San Fernando del Terciario y a las Formaciones Gacheta (Guadalupe Superior) y Une (Guadalupe Masivo) del Cretáceo con 4140.1 MBLs de crudo, pero con unas reservas probadas de crudo pesado de 224.6 MBLs (ver **Tabla 1**).

| CAMPO | PETROLEO ORIGINAL MBLs | OCUM. DIC/2000 MBLs | RESERVAS PROBADAS A 2020 MBLs | | TOTAL RESERVAS PROBADAS MBLs | RESERVAS PROBABLES MBLs | RESERVAS PROSIBLES MBLs |
|-----------------------------------|------------------------|---------------------|-------------------------------|--------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | | | DESAR. | NO DESAR. | | | |
| T ₂ – Apiay | 90 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.3 – 9 |
| T ₂ – Castilla | 164 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8.2 – 16.4 |
| T ₂ – Chichimene | 344 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 17.2 – 34.4 |
| T ₂ – Chichimene SW | 76 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.8 – 7.6 |
| K ₁ – Castilla | 765.6 | 1.4 | 2.3 | ND | 2.3 | ND | 0 |
| K ₂ - Castilla | 1791.5 | 1029 | 99.5 | 121.1 | 220.6 | 0 | ND |
| Rubiales | 803 | 0.7 | 1.7 | 0 | 1.7 | 34.8 | 0 |
| Rubiales (Área de protección ECP) | 11.6 | 0.02 | 0 | 0 | 0 | 0.16 – 0.33 | 0.1 |
| El Miedo | 44.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.2 – 4.4 |
| Vanguardia – 1 | 27.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.3 | 2.7 |
| Entremos – 1 | 4.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.2 | 0 |
| SUBTOTAL | 4140.1 | 105.1 | 103.5 | 121.2 | 224.6 | 35.4 – 35.6 | 38.7 – 74.6 |

Tabla 1. Consolidado de Reservas de Crudo Pesado para la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Estrada (2001).

Es por esto que en la realización de este trabajo se dan nuevos aportes para el conocimiento del sector sur de la Cuenca de los Llanos Orientales, las características propias de estos crudos pesados y las relaciones que pueda tener con el comportamiento de los registros de pozos especialmente los registros de resistividad.

Además se aplicará una técnica no convencional de evaluación de crudos, como lo es la pirolisis Rock – Eval para rocas reservorio, debido a que es una técnica económica y bastante útil sobre todo en las diferentes fases de la exploración de hidrocarburos para evaluar la calidad del reservorio y por lo tanto su comercialidad.

1. GENERALIDADES

1.1. OBJETIVOS

GENERAL

Determinar por medio de registros de pozos como SP, GR, Resistividad (LLD, LLS, MSFL); la relación con la gravedad API, evaluando sectores con crudos pesados y tar, en los diferentes intervalos de los pozos seleccionados para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos, y así correlacionar con otros pozos de la cuenca.

ESPECIFICOS

- Realizar pruebas de Pirolisis Rock – Eval 6, para rocas reservorio, con el fin de determinar la gravedad API de los crudos.
- Interpretar los registros eléctricos, con el fin de integrarlos con los resultados de la Pirolisis.
- Estimar intervalos de crudos pesados y tar, en los pozos Castilla – 18, Valdivia – 1 y Rubiales – 9 correlacionándolos para el sector sur de la Cuenca de los Llanos.
- Estimar si la existencia de tar, representa un sello para el crudo existente en la zona.
- Integrar análisis petrofísicos, con análisis geoquímicos y de registros de pozos para determinar las condiciones de roca reservorio, sellos y Tar.

1.2. UBICACIÓN GEOGRAFICA Y GEOLOGICA

La zona de estudio se localiza a 220 Km. al sur – este de Santa Fe de Bogota, en el departamento del Meta y la región oeste del departamento del Vichada. Villavicencio es el principal centro urbano siendo la capital del departamento del Meta, le siguen en importancia las poblaciones de Castilla, Granada, Puerto Lleras, Puerto Lopez y Puerto Gaitan (**ver Figura 1**).

El área esta hacia el sur de la Cuenca Pericratónica de los Llanos Orientales, donde se ubican las subcuencas petrolíferas de Apiay – Ariari localizándose los pozos Castilla y Castilla Norte, Candilejas – 1, Yali – 1, Yacare – 1, Humea – 1, Apiay y Apiay Este, Suria – 1, Pompeya – 1, Austral – 1, además los pozos Chafurray – 1 y La Fuente – 1, San Juan – 1, y los SA.

Hacia el este de estos campos se encuentra el campo de Valdivia - Voragine en el cual se localiza los pozos Valdivia, Almagro – 1, Murujuy – 1, Vorágine – 1, Negritos – 1, Melua – 1, Garibay – 1.

La subcuenca Manacacias en el cual se presentan los pozos Manacacias-2, Cumarito – 1, El Melón – 1, Paso Real – 1, Turpial – 1, SM.

La subcuenca Vichada se localizan los pozos de Rubiales, Piriri y los SV.

Sus coordenadas geográficas con origen en Santa Fe de Bogota D.C. son:

NORTE: 800000 – 950000

ESTE: 1000000 – 1300000

1.3. VIAS DE ACCESO

La accesibilidad a la zona de estudio se puede realizar desde Santa Fe de Bogota por carretera pavimentada a la ciudad de Villavicencio la cual se localiza a 122 Km. y a las otras poblaciones por carretables que conducen a las diferentes poblaciones.

A la zona localizada en el departamento del Vichada se puede ingresar por Puerto Carreño por un carretable que conduce a Puerto Gaitan y de ahí por carretables se llega a los diferentes pozos de la subcuenca de Vichada. La accesibilidad por medios aéreos es muy limitada, debido a que el único aeropuerto con capacidad de recibir aviones grandes es el de Villavicencio, aunque existen algunas pistas donde aterrizan aviones ligeros para el transporte de personal.

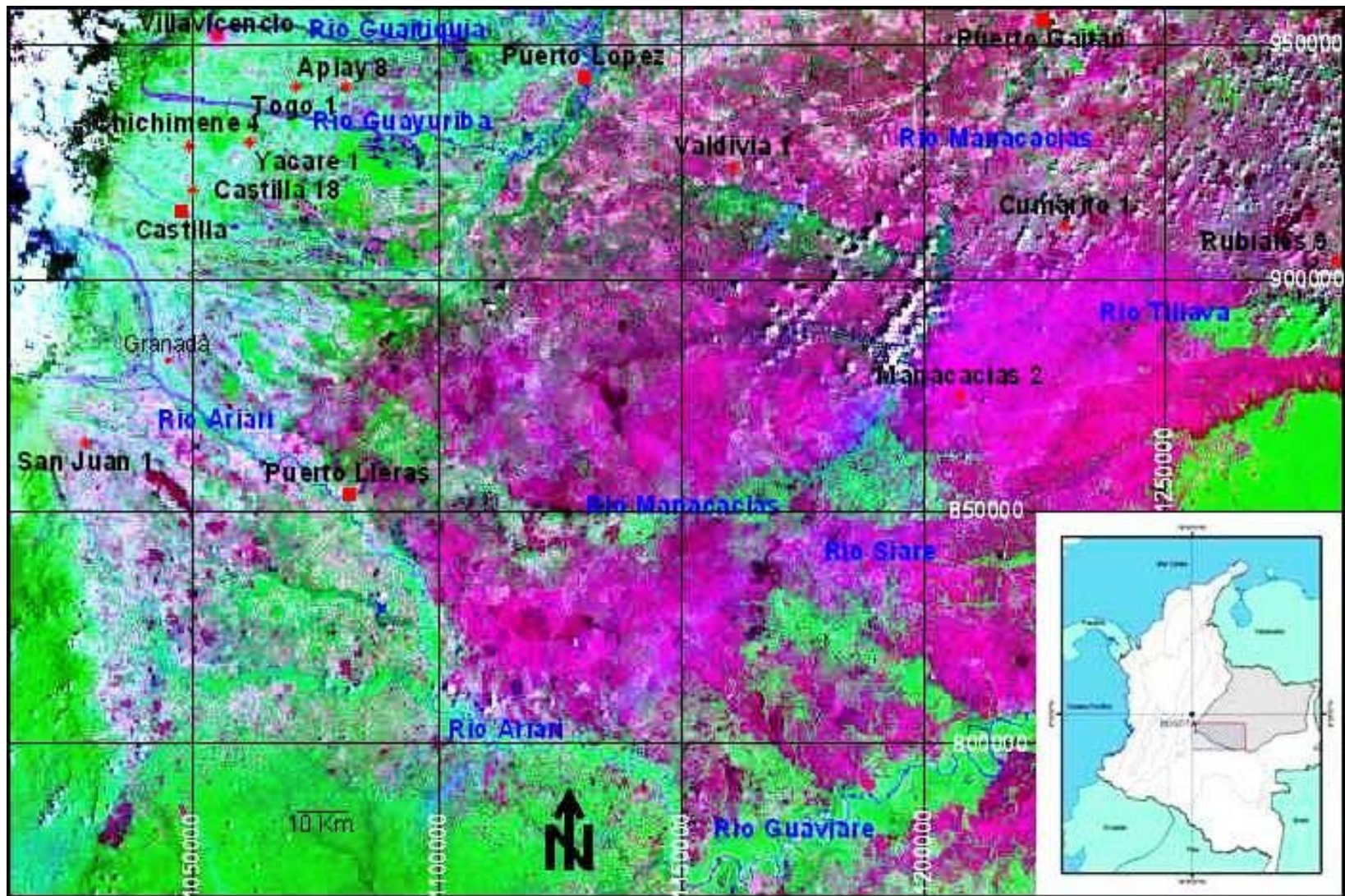


Figura 1. Localización del área de estudio.

1.4. FISIOGRAFIA

La zona de estudio es generalmente plana con alturas que oscilan entre 150 y 400 metros sobre el nivel del mar, quedando entre el borde oriental de la Cordillera Oriental o Piedemonte Lanero al noroeste y la Sierra de la Macarena al sureste y la zona de los Llanos orientales típicamente plana al noreste y al sureste.

El área está favorablemente cortada por numerosos ríos meandricos y de muy alta vegetación con una dirección de la corriente del Oeste al Este como es el Río Guaviare en el sur y el Río Manacacias en el Norte. La presencia de numerosos ríos es un gran obstáculo para el transporte en el área (**ver Figura 1**).

Las lluvias tropicales que superan los 1000 mm. De caída en la estación húmeda que van desde Mayo hasta Noviembre. Esta lluvia favorece a la vegetación exuberante y da pasto para la industria ganadera local, el principal soporte económico del área.

El clima de la región es templado húmedo y las temperaturas anuales promedian diariamente a 28 °C con temperaturas bajas alrededor de 20 grados C y de temperaturas altas aproximadamente de 35 grados C.

1.5. ANTECEDENTES

El conocimiento de la distribución y el origen de los crudos pesados (Tar mat) en los diferentes reservorios de petróleo ha hecho que se desarrollen métodos para cumplir con este objetivo, uniendo diversas áreas de la investigación como son los datos petrofísicos tomados de los pozos corazonados, los registros eléctricos y de densidad tomados de los diferentes pozos perforados y los análisis geoquímicos de crudos y de muestras de rocas por medio de la pirolisis Rock – Eval.

Peters K. E., (1986) genera pautas para la evaluación de roca fuente de petróleo utilizando la pirolisis programada, siendo un método rápido para preparar un amplio número de muestras de roca para un análisis geoquímico más detallado. La interpretación es mejorada introduciendo los datos de litología, cantidad y tipo de materia orgánica, las condiciones de pozo y la presencia de contaminantes o de crudo migrado.

Gamboa J. et al, (1992) realizan una caracterización a partir de registros de la roca fuente para el Valle Superior del Magdalena, obteniendo una visión regional del comportamiento de la roca fuente en cuanto a contenido de materia orgánica y una localización rápida de los intervalos ricos en materia orgánica.

Trabelsi K. et al, (1994) presentan un nuevo método para identificar y caracterizar los depósitos de crudos pesados y tar (bitumen). Este método es derivado del programa clásico de la pirolisis Rock – Eval aplicado a la caracterización de la roca fuente. La principal modificación consiste en el uso de una baja tasa de calentamiento de las muestras (10⁰ C/min.) y en el desarrollo de un nuevo software adaptado a las caracterización de los reservorios de aceite y de tars.

Wilhelms A. et al, (1994) describe los métodos para la detección de bitumen (Tar mat) en reservorios de petróleo, las técnicas utilizadas se han dividido en los métodos basados en núcleos y los métodos basados en registros. En los métodos basados en los núcleos se utilizan la detección visual o descripción petrográfica de los núcleos, la extracción y des – asfaltenización de los crudos presentes en la roca donde se extraen solventes de muestras trituradas de núcleo y se determina el contenido de asfaltenos, la técnica de Rock – Eval donde se analiza muestras de rocas obteniendo datos geoquímicos orgánicos y detectando fácilmente las zona de tar mat y el análisis de cromatografía líquida dando información de la composición total y relativa del extracto de petróleo. Los métodos basados en registros identifican zonas de bitumen comparando las medidas de resistividad en las diferentes profundidades de penetración a partir de los registros LLd, el LLs y la señal MicroSFL, también se puede detectar la zona de tar mat comparando el calculo de saturación del agua de formación y el calculo de saturación del agua en la zona de lavado a partir del Microlaterolog.

Carpentier B. et al, (1998) realizan un estudio donde investigan la distribución y el origen de bitumen (tar mat) en S. Field (Abu Dhabi, U. A. E.), conociendo la continuidad del intervalo rico en bitumen y su posible papel como potencial barrera impermeable, la detección de bitumen se desarrollo usando datos petrofísicos y datos derivados de los métodos de Rock – Eval y de registros eléctricos.

Lafargue E., (1998) presenta las aplicaciones de la pirolisis Rock – Eval 6 en la exploración y producción de hidrocarburos, ilustrada con ejemplos de las nuevas aplicaciones para la caracterización de la roca fuente, la geoquímica del reservorio.

En el estudio de los crudos pesados también es importante la caracterización física y química de los crudos y la influencia de la biodegradación en la composición química de los crudos.

Hollerbach A., (1984) realiza estudios de la influencia de biodegradación en la composición química de los crudos pesados y bitumen, sacando como conclusión que la biodegradación subterránea afecta gravemente la calidad del petróleo, el agotamiento de componentes livianos y el enriquecimiento de los compuestos orgánicos pesados especialmente compuestos de sulfuros dan como resultado la baja gravedad API y a alta viscosidad de los crudos.

Audemar N. et al, (1984) desarrollan una caracterización física y química del crudo pesado para el Cinturón del Orinoco, clasificando los crudos de 8° a 10° API, con un contenido de 240 – 450 ppm de Vanadio y 3.24 – 3.80 % de sulfuro y una degradación variablemente alta.

Govea C., (1975) muestra la ocurrencia de crudos pesados en Colombia con una gravedad menor a 15° API, describiendo el hábitat de los crudos pesados con relación las cuencas

Robertson Research (1985) determino áreas con sedimentos potenciales y efectivos para la generación de hidrocarburo y definió direcciones regionales donde las características son óptimas para el desarrollo de un reservorio a partir de análisis geoquímicos y de estudios palinológicos y ambientales.

Luna O. & Rangel A., (1998) realizan una evaluación de los crudos del Meta y este del Casanare donde se presentan crudos de tres tipos, un tipo proviene de una roca fuente rica en materia orgánica terrestre comparada con los otros grupos, presentan diferentes procesos de alteración post-entrapamiento como es la paleobiodegradación ocurrida en el levantamiento y erosión anterior a la actual, adicionalmente se observan efectos de biodegradación actual, la roca fuente es de edad Cretácico Superior y un ambiente depositacional marino relativamente proximal de carácter carbonático.

Estrada C. et al, (2001) evalúan el potencial de reservas de crudo pesado en los campos de las cuencas del Valle Medio, Valle Superior, Llanos y Putumayo, recolectando y evaluando información acerca de los pozos, áreas, formaciones y campos en explotación que han manifestado potenciales de producción de crudo con gravedades menores de 20° API.

Rangel A. & Passos S., (2003) donde caracterizaron los hidrocarburos y la ocurrencia de los crudos pesados para el sur de la Cuenca de los Llanos Orientales y Yari- Caguan. Han dividido el crudo en tres tipos de familia los Tipo Suria, los Tipo Chichimene – Apiay y el Tipo Santiago – Guarimena,

además con relación al ambiente sedimentario de origen de los crudos se determino que provienen de rocas de edad Cretácico Superior y con relación al estado de preservación de los crudos se han presentado procesos de biodegradación, paleobiodegradación y lavados por aguas.

2. METODOLOGIA

El presente trabajo ha integrado la información obtenida de áreas diferentes de la investigación (Petrografía, Registros Eléctricos y Geoquímica de crudos), para observar las características asociadas a la presencia de crudos pesados, y su relación con algunos de los procesos que afectan al crudo (migración, acumulación, y alteración), mediante la correlación entre cada una de ellas. El desarrollo del trabajo consistió de cuatro fases que a continuación se describen.

La primera fase consistió en la recopilación bibliográfica del tema, en donde se recolectaron todos los trabajos relacionados con los objetivos a estudiar, se buscaron artículos publicados donde se utilizan los registros eléctricos como base para la evaluación de propiedades geoquímicas, se busco además información acerca de la geología regional, las unidades litoestratigráficas, estilo estructural y la estratigrafía de la zona de interés. También se encontraron informes elaborados por ICP-ECOPETROL, donde se obtuvo información sobre los pozos como es localización georeferenciada, profundidad, litologías productoras y los datos petroquímicos de los crudos. La primera fase es una etapa de acoplamiento donde poco a poco se comienza a introducir en el tema y a visualizar el camino para cumplir los objetivos.

Una segunda fase es el filtrado de la información obtenida en la primera fase y que posteriormente será indispensable para la ejecución del proyecto, consiste en hacer mapas de diferentes variables geoquímicas, con datos obtenidos de trabajos realizados por ICP – ECOPETROL en la zona de estudio, de esta forma se enmarca el problema y se conoce que características se obtienen en la zona y con que variables se trabaja, además en esta fase se reúne una importante base de datos con información de pozo como es la parte litoestratigráfica, la parte de producción de hidrocarburos y los registros eléctricos ya que fueron indispensables en la ejecución del proyecto.

Una tercera fase consistió en la ejecución de las diferentes pruebas y ensayos, como son los análisis petrográficos y los análisis geoquímicos, obteniendo los resultados de las pruebas realizadas y midiendo las diferentes características tanto petrográficas como geoquímicas para posteriormente utilizarlas y correlacionarlas.

La cuarta y ultima fase es una fase de interpretación, integración y evaluación de todos los resultados obtenidos, se analizan las variables mas

importantes que pueden a la hora de aplicar la metodología dar un resultado mas confiable, buscando dar un alto grado de confiabilidad a la hora de hacer exploración de hidrocarburos pesados en base a análisis de registros eléctricos.

En la **Figura 2** se muestra el esquema general de la metodología seguida en este estudio. Los principales parámetros trabajados para un estudio de crudos pesados se muestran en la **Figura 3**.

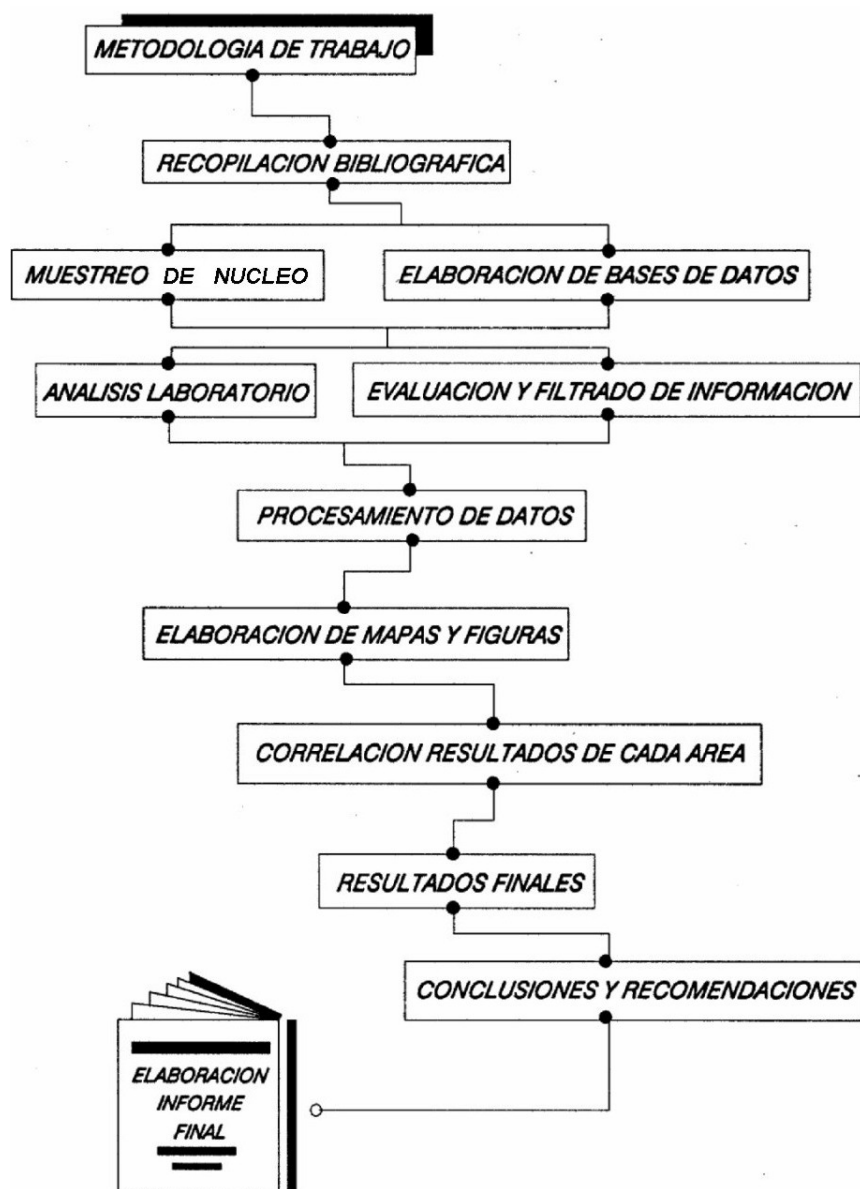


Figura 2. Esquema General de la Metodología Empleada en este Trabajo



Figura 3. Integración de la Petrografía, de la Geoquímica Orgánica y de los Registros de Pozo para el Análisis de Crudos Pesados

3. GEOLOGIA DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

El conocimiento de la geología del Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales ha aumentado considerablemente debido a los diferentes estudios realizados por las compañías operadoras que han trabajado dicho sector.

Kendall et al. (1982) realizan un reporte geológico realizado para INTERCOL, en donde se describe la estratigrafía y la geología estructural a partir del análisis de 64 pozos perforados.

También se han realizado otros estudios como el de Grant G. G. (1990), proporcionando datos para el conocimiento de la distribución de las arenas reservorio y de las intercalaciones de arcillas, a partir de registros de pozo, muestras de pared, ripios, corazones y también de análisis geoquímicos de muestras de arcillas.

Blanco et al (1991), a partir de información sísmica, registros de pozos, sensores remotos y gravimetría identificaron varias provincias estructurales.

Posteriormente el ICP (1998) desarrolla un estudio llevado a cabo por la División de Exploración y Producción, este estudio comprende la evaluación integral del análisis ambiental y estratigráfico de registros de pozos, interpretación sísmica, análisis bioestratigráficos y análisis petrofísico realizado para el intervalo Cretáceo Tardío a Mioceno Medio, y la parte más superior del Paleozoico en el área del Meta.

Además, Fajardo et al. (2000) hacen un informe técnico donde se realiza la evaluación integral del análisis ambiental y estratigráfico a partir de información de registros de pozo, corazones, análisis bioestratigráficos y geología de superficie realizada para el intervalo Cretáceo Tardío a Mioceno Medio en la Cuenca de los Llanos Orientales y la Región del Piedemonte Llanero.

3.1. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La Cuenca de los Llanos es una depresión estructural asimétrica con tendencia Suroeste-Noroeste. Esta limitada al Norte por el Arco de Arauca, que la separa de las cuencas Venezolanas de Apure y Barinas; al Oeste y

hacia el Borde este de la Cordillera Oriental por el Sistema de Fallas de Guaicaramo-Yopal-Santamaría; al Sur por la Serranía de la Macarena y el Arco del Vaupés, (Vásquez, 1.988 en Meza y Parra, 1993) (ver Figura 4).

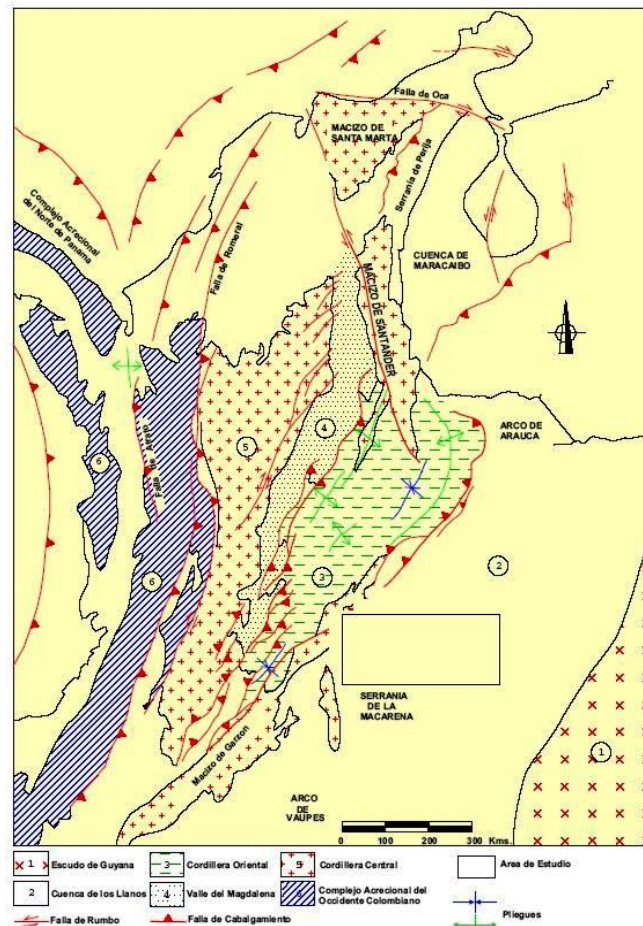


Figura 4. Localización estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado y modificado de ICP (1999).

La columna sedimentaria en la cuenca puede ser dividida en tres grandes ciclos depositacionales que a su vez pueden ser divididos en mayor detalle. El primer ciclo cubre la secuencia paleozoica. La segunda se inicia en el Albiano – Cenomaniano y continúa hasta el Paleoceno. La tercera secuencia se extiende desde el eoceno tardío hasta el presente. Estos ciclos están separados entre si por discordancia regionales (Pre – Cretáceo y Pre – Eoceno) (ver Figura 5).

Ecopetrol (1995) con base a la información de pozos, sísmica y afloramientos plantea siete ciclos depositacionales mayores o megasecuencias (tectono/secuencias) limitados por inconformidades regionales.

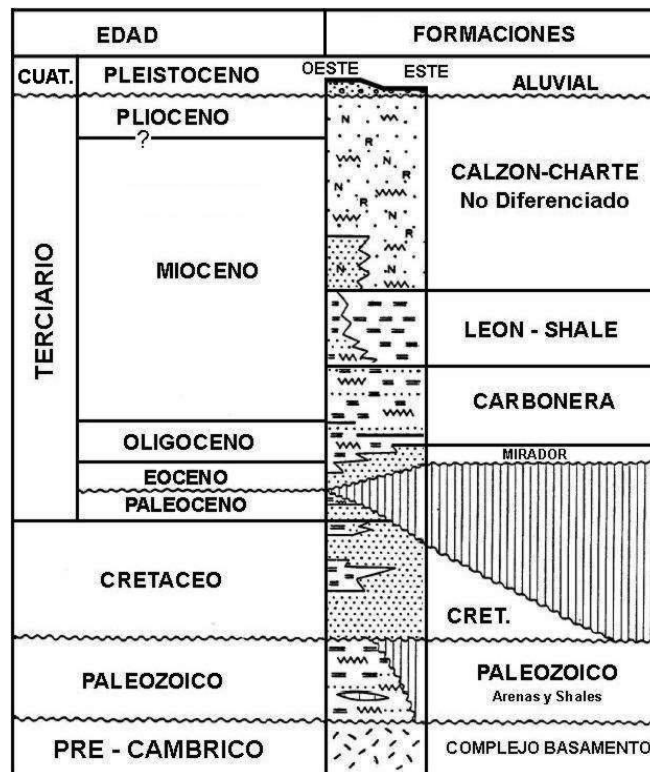


Figura 5. Columna Generalizada del Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales.
Tomado de Kendall et al. (1982)

En el Paleozoico reconocen una megasecuencia del Cambro – Ordovícico (Grupo Quetame – Guejar), y una segunda megasecuencia del Devónico – Carbonífero (Grupo Farallones).

El Mesozóico – Cenozóico inicia con una megasecuencia “*synrift I*” de edad Triásico – Jurásico, relacionada con el régimen extensivo de una cuenca de detrás de arco y también probablemente con la separación de Norteamérica y Suramérica en el área del Caribe.

El desarrollo de la cuenca continuó durante el Cretáceo temprano depositando sedimentos marinos en una cuenca de detrás de arco; estos depósitos corresponden al relleno por subsidencia tectónica “*synrift I*” y constituyen el cuarto ciclo sedimentario. En el Cretáceo tardío se depositan sedimentos en una cuenca de detrás de arco durante el periodo de subsidencia térmica “*synrift II*”.

En el Maestrichtiano temprano–Paleoceno la acreción final de la Cordillera Occidental creó el levantamiento de la Cordillera Central (Orogenia pre –

Andina) y una subsidencia de la litosfera, generando una cuenca de antepaís pre – Andina (*pre – andean foreland*) y la depositación de una megasecuencia conformada por las Formaciones Barco y Los Cuervos que conforman el sexto ciclo depositacional.

Durante el Eoceno temprano a medio ocurre un evento tectónico como consecuencia de un *basin rebound* o retrogradación del *forebulge* debido a la cesación de la Orogenia pre – Andina, ocurre erosión e incisión de valles en el área de la Cuenca de los Llanos.

Durante el Mioceno a Plioceno la colisión del Arco de Panamá generó la Cordillera Oriental (Orogenia Andina) y la cuenca de antepaís asociada (*andean foreland*) resultando en la depositación de la megasecuencia Andina. Esta megasecuencia pre-Andina terminal y Andina consta de las Formaciones Mirador, Carbonera, León y Guayabo.

Estrada (1.982) y Vásquez (1.988) (en Meza y Parra, 1993) dividen la cuenca de Llanos Orientales en tres zonas con estilos estructurales propios, paralelos a la cordillera (**ver Figura 6**). El Piedemonte Llanero, caracterizado por amplios anticlinales y Sinclinales, limitados por fallas inversas con tendencia Noreste y buzando al oeste; la Depresión Subandina, al oeste de la anterior, con fallamiento normal escalonado (o en échelon) y la Plataforma, en el extremo este, zona poco deformada.

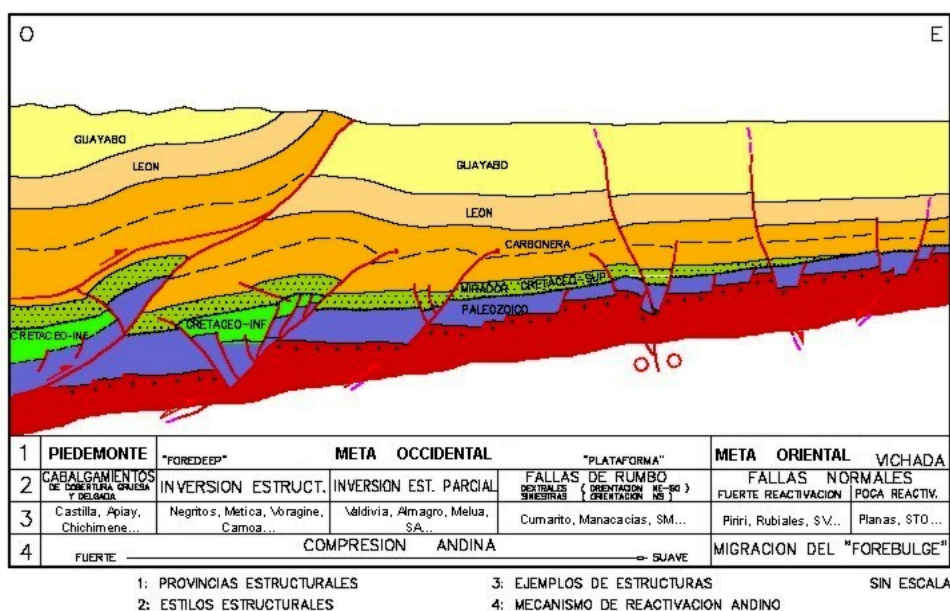


Figura 6. Herencia Estructural. Tomado y modificado del Atlas de Cuenas Sedimentarias de ECOPEPETROL (2001).

La Depresión Subandina esta formada por el área de máximo espesor sedimentario y esta localizada entre el cinturón plegado y la zona de plataforma. Como rasgo estructural se destacan las fallas antitecticas a las cuales se encuentran asociadas las acumulaciones de petróleo (ver **Figura 6**). Por otro lado la zona oriental o zona de plataforma en la cuenca de los Llanos cubre un área plana de 100 a 200 Km. de ancho y en la cual los estratos han sido afectados muy levemente por fallas y pliegues (ver **Figura 6**). Las facies arenosas se incrementan hacia el este.

3.2. ESTRATIGRAFIA DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

El registro litológico en esta zona de la cuenca abarca rocas con edades que van desde el Precámbrico hasta el Cuaternario (ver **Tabla 2**); con cinco discordancias regionales: Precámbrica, Pre-Ordovícica, Pre-Cretácea, Pre-Eoceno tardío, Pre-Mioceno medio, las cuales son responsables de la ausencia de parte de las unidades. Blanco y Rendón (1991) representan esta ausencia de unidades sedimentarias, representando los límites de las secuencias sedimentarias presentes en la zona de estudio (ver **Figura 7**).

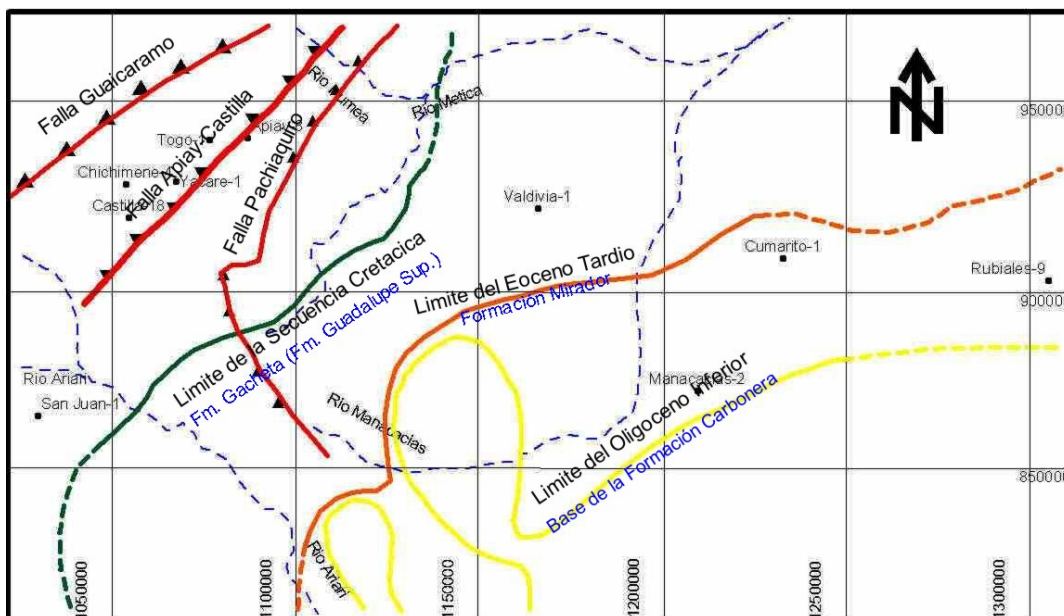


Figura 7. Límites de las secuencias sedimentarias presentes en la zona de estudio. Tomada y modificada de Blanco y Rendón (1991)

Una tabla de correlación de las unidades en el Piedemonte y el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos orientales, se puede observar en la Tabla 2 según las nomenclaturas empleadas por ECOPEPETROL e INGEOMINAS, en este trabajo se tomo la nomenclatura presentada en ICP, 1998.

| ERA | PERIODO | EPOCA | EDAD | Nomenclaturas Estratigráficas | | | ESPESORES (pies) | |
|-------------|---------------------|---------------|-----------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------------|------------------|-------------|
| | | | | PIED. LLAN. INGEOMINAS | META ECOPEPETROL | META ICP - 1998 | | |
| CENOZOICO | Q | Pleistoceno | | | | | 300 a 1000 | |
| | | Plioceno | Tardío | CORNETA | Fm. NECESIDAD | Fm. GUAYABO | | |
| | | | Temprano | | Fm. GUAYABO | | | |
| | | Mioceno | Tardío | CAJA | | Fm. LEON | | |
| | | | Medio | DIABLO | SHALE LEON | | | |
| | | Oligoceno | Tardío | SAN FERNANDO | CARBONERA | Fm. CARONERA | | |
| | Paleoceno | Eoceno Tardío | Temprano | | | C-7 | | |
| | | | Priaboniano | Fm. MIRADOR | T 2 | Fm. MIRADOR | | |
| | | Paleoceno | | SOCHA / LOS CUERVOS <i>Arctites</i> | | Fm. BARCO - LOS CUERVOS | | |
| | | | | SOCHA / BARCO <i>Areniscas</i> | | | | |
| MESOZOICO | CRETACEO | Tardío | Maastrichtiano | Fm. GUADUAS | | | 1200 | |
| | | | Campaniano | Fm. GUADALUPE | | | | |
| | | | Santoniano | | Fm. GUADALUPE | K1 | | Fm. Gacheta |
| | | | Coniaciano | Fm. CHIPAQUE | | K2 | | Fm. UNE |
| | | | Turoniano | | | | | |
| | | | Cenomaniano | Fm. UNE | | | | |
| | TRIASICO - JURASICO | Temprano | Albiano Aptiano | | | | | |
| | | | | | Fm. BATA | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | Fm. FARALLONES | | | |
| PALEOZOICO | CAMBRICO - DEVONICO | | | | | | | |
| | | | | Fm. QUETAME | | | | |
| PRECAMBRICO | | | | BASAMENTO CRISTALINO | (Escudo Guayanes) | | | |
| | | | | PALEOZOICO NO DIFERENCIADO | | | | |

Tabla 2. Correlación de las Unidades del Piedemonte y del Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales (Tomada y Modificada de ICP, 1998 y 2000)

En el **Anexo 1** se encuentra la información de los topes estratigráficos de las diferentes unidades que se presentan en la zona de estudio, dando los topes en profundidad, en profundidad sobre el nivel del mar y espesor de las unidades para diferentes pozos (todas las medidas en pies). Además con esta información se realizaron los mapas de isopacos y de isoespores para las diferentes unidades presentes en la región.

A continuación se hace un breve resumen de las características más importantes de las unidades presentes en el registro sedimentario de la Subcuenca, por edades; información extraída de la literatura disponible y de

aportes de los diferentes proyectos realizados por varias compañías en donde se encuentra enmarcado este trabajo.

3.2.1. PRECAMBRICO

Las rocas del Precámbrico, conformadas por el escudo Guayanés, constituyen el basamento de toda la columna sedimentaria, son rocas ígneas y metamórficas de alto grado como neises, migmatitas, granitos, metasedimentos conglomeraticos y arenáceos y volcanicos (Robertson Research, 1985), las cuales afloran al occidente de la cuenca en el río Orinoco y en la Serranía de la Macarena (Bohorquez y Valderrama, 1991; en Blanco y Rendón, 1991), y están representadas por el Complejo Migmatítico de Mitú y el Granito de Parguaza, datadas entre 1025 y 1600 m.a., Pinzón et al, (1962); Galvis et al, (1979) y Krooenemberg, (1981).

Las muestras tomadas para dataciones radiométricas (Pinsón y otros 1962, Irving, 1975) indican una edad Ordoviciano entre 445 – 485 m.a., para rocas sieníticas en el área de San José de Guaviare, para todas las demás muestran edades del Precámbrico superior (Proterozoico) (GEOTEC, 1982).

Varios pozos han perforado el Precámbrico el cual corresponde al basamento cristalino. En el pozo Negritos – 1 se reportaron dioritas; en el pozo Vorágine – 1, sienitas; en el pozo SA – 15, neises hacia el alto de la Macarena; en los pozos Chafurray – 2, 3, 4 en el alto de Chafurray, SM – 7 del alto de San José de Guaviare y El Melón – 1 en el alto de El Melón se han perforado rocas ígneas (Kendall et al., 1982).

Estas rocas son correlacionadas con las diferentes Unidades Precámbricas que afloran ó han sido perforadas a nivel regional en los alrededores de la Subcuenca.

3.2.2. PALEOZOICO

La secuencia del Paleozoico reposa discordantemente sobre el basamento cristalino (**ver Figura 5 y Tabla 2**), y en ella se reconocen tres secuencias, dos pertenecientes al Paleozoico Inferior y una al Paleozoico Superior, que varían de unidades metamórficas de bajo grado en la parte basal, a lutitas grises oscuros en la parte superior (Pérez y Bolívar, 1.985; en Meza y Parra, 1993).

Sus espesores y distribuciones no son bien conocidos a causa de que son considerados basamento económico y muchos pozos penetran solo unos pocos metros del Paleozoico. Sin embargo, en SM – 4 fueron penetrados 1073 pies y en el pozo El Melón – 1 fueron perforados 1003 pies del Paleozoico. El Paleozoico esta ausente en los pozos SA – 15, Chichimene – 3 y Chichimene – 4 (Kendall et al., 1982) (**ver Figura 8**).

El Paleozoico se encontró a -290 pies snm en el pozo SM – 7, siendo esta la profundidad más somera a la cual se perforó. Al sudeste del área de estudio, el Paleozoico se encontró a -10.424 pies snm en el pozo Apiay – 4P. Las unidades paleozoicas se acuñan hacia el sudeste. En general el techo de las formaciones del Paleozoico presenta una forma monoclinal con algunos repliegues al oeste del área de estudio. Estos pliegues están constituidos por una estructura sinclinal la cual tiene una dirección de N - NE (pozos SA – 13, SA – 15, Canaguaro – 1 y Ariari – 1) (ICP, 1998). Al noroeste del sinclinal existe una estructura anticlinal con dirección NE (pozos Castilla – 1 y Chichimene – 5). En la parte este del Sinclinal existe otra estructura anticlinal con dirección NW (pozos SA – 12 y SA – 7) (ICP, 1998).

PALEOZOICO METAMORFICO

Este tipo de rocas ha sido reportado hacia los pozos Quenane – 1, Suria – 1, Castilla – 1, 2, 12, 18, Apiay – 4P y Humadea – 1, se encontró una secuencia de filitas verdes y esquistos cuarzo micáceos (Pérez y Bolívar, 1985); en el Sur los Pozos SA – 9, 16, 17 perforaron metasedimentos. Se les asigna una edad Pre – Ordovícica por su posición estratigráfica, ya que infrayacen sedimentos Ordovícicos (Pérez y Bolívar, 1985). Para Pérez y Bolívar correlacionables con el Grupo Quetame (Hettner, 1892) en la Cordillera Oriental.

PALEOZOICO SEDIMENTARIO

Estas rocas reposan discordantemente sobre el Paleozoico metamórfico y el basamento cristalino. Los pozos Negritos – 1, Vorágine – 1, Camoa-1, SA – 5, 6, 7, 10, 11, 13, 14, 16, Puerto Rico – 1, SM – 4, perforaron parte de la secuencia superior sedimentaria. La secuencia está constituida en la base por lutitas grises a negras; hacia el tope, alternancia de areniscas blancas a grises, de grano fino a medio, cuarzosas, ligeramente calcáreas. Son facies típicas de una sedimentación tranquila, de un ambiente marino de plataforma somera (Pérez y Bolívar, 1985). Datada como de edad Ordoviciano temprano, con base en palinomorfos y Braquiópodos (Pérez y Bolívar, 1985).

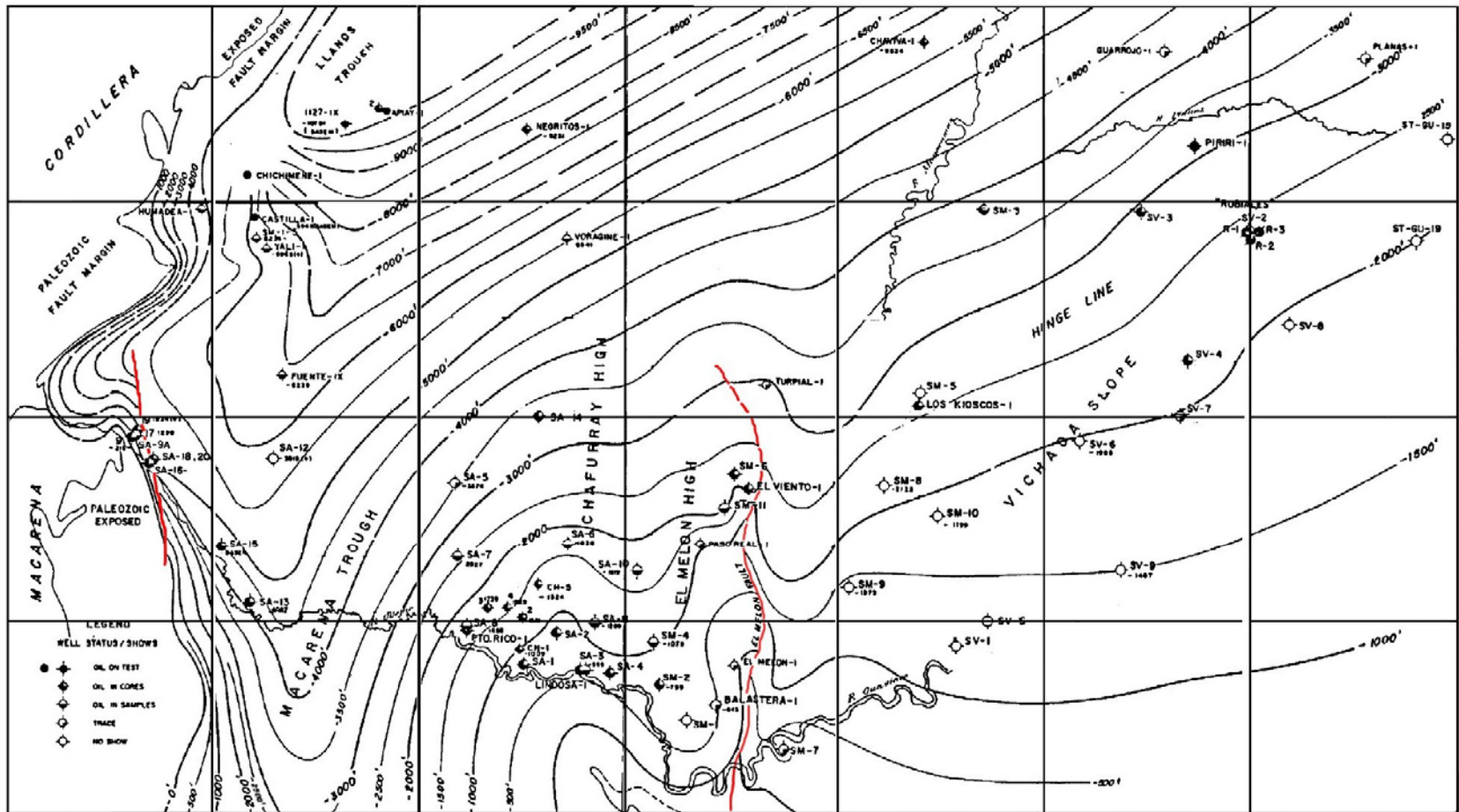


Figura 8. Mapa Estructural al Tpo del Paleozoico. Tomado y Modificado de Kendall et al. (1982).

Según Bogotá (1988), correlacionables con sedimentos de la misma edad en la Serranía de La Macarena. Para Pérez y Bolívar (1985), correlacionables cronoestratigráficamente con las Formaciones Araracuara (Herrera y Velásquez, 1978), Macaya (Bogotá, 1982) y Huitoto (Bogotá, 1982) descritas en las Serranías de Chiribequete y Yuruparí (Amazonía Colombiana) y con las Formaciones Guapayito (Bridger, 1982), Cananari (Bridger, 1982) y Zanza (Bridger, 1982) descritas en la Serranía de La Macarena. Para Vásquez y Bolívar (1986) correlacionables con parte del Grupo Guejar (Geólogos de la Shell, 1937) de la Serranía de La Macarena y con parte de la Formación Negritos (Ulloa et al 1982). Al Sur de la Subcuenca, en el pozo San Juan – 1, se reportan sedimentos marinos datados como Silúricos, con base en palinomorfos (Robertson Research, 1989). Por otra parte en los pozos Balastera – 1 y SM – 4 se reportan sedimentos marinos de edad Devónico (Robertson Research, 1985).

3.2.3. CRETACEO TARDIO

La secuencia litológica se encuentra bastante restringida a los pisos superiores del sistema Cretáceo (Cenomaniano a Maestrichtiano). Este sistema reposa discordantemente respecto a las rocas del Paleozoico, y se presentan en forma de cuña adelgazándose hacia el oeste y sureste contra los paleoaltos precretácicos de Vorágine –Negritos, Negritos y Candilejas.

Para la secuencia cretácica, en la subcuenca han sido definidas dos unidades operacionales denominadas de base a techo **K2 y K1 (ver Tabla 2)** (Medina y Perez, 1.982; Castro, 1985; Castro et al, 1991), y también nombradas como Guadalupe por Ecopetrol (1985) y Chevron (1982), y Palmichal por Ingeominas (1979). Estas unidades operacionales son correlacionables con las formaciones Une (según Hubach, 1931) y Chipaque (Según Renzoni, 1962), y con el **K1 y K2** respectivamente aflorantes en la cordillera Oriental (Castro 1989).

FORMACIÓN UNE

La base de esta formación corresponde a una superficie de inconformidad que pone en contacto rocas del Cretáceo Tardío (Cenomaniano a Coniaciano) con rocas del Paleozoico.

La Formación Une esta constituida principalmente por areniscas cuarzosas y cuarzofeldespáticas de grano fino a grueso, subredondeado con baja proporción de matriz argilácea y cemento predominantemente silíceo, con

algunos niveles de conglomerados arenosos; hacia el tope reportan delgadas intercalaciones lodosas (Munar y otros, 1991; Reyes y otros, 1997; Bohórquez y Valderrama, 1991).

El ambiente de depositación lo interpretan como canales fluviales hacia la parte inferior y media de la formación, canales estuarinos y rellenos de estuarios (ambiente de llanura de inundación y de pantanos) hacia el tope de la misma. De base a tope hay una transición de ambiente fluvial a ambiente transicional (estuarino).

Esta transición de facies representa una continua transgresión o incremento en la relación A/S (espacio de acomodación/suministro de sedimentos), o un “transgressive system tract” en la nomenclatura de Van Wagoner y otros (1988) (Bohórquez y Valderrama, 1991; ICP, 1998). Existe una relación de “onlap” de esta formación con la superficie de inconformidad pre – Cretáceo Tardío y un pinchamiento de esta formación que en partes se interpreta como depositacional y en partes como erosivo.

La Formación Une se perforo entre la profundidad de 1725 pies (525,78 metros) snm (pozo Río Quejar – 1), en la parte sudoeste del área de estudio, y la profundidad de -13800 pies (-4.206,24 metros) snm (pozo Vanguardia – 1), en la parte noroeste del área de estudio. Al este presenta su acuífero alrededor de los pozos Canaguaro – 1, Camoa – 1 y Metica – 1. El mapa estructural de esta formación presenta una forma monoclinial con algunos repliegues al oeste del área de estudio. Estos pliegues están constituidos por una estructura sinclinal con rumbo N25E (pozos Ariari – 1, Candilejas – 1 y Guacavia – 1). Al este del sinclinal existe una estructura anticlinal con dirección NE (pozos Castilla – 1, Meta – 1 y Yacaré – 1) (**ver Figura 9 y ver Figura 10**).

El espesor de la Formación Une varía de cero pies cerca a los pozos Canaguaro – 1, Camoa – 1 y Metica – 1 a 1075 pies (327,66 metros) en el pozo Humadea – 1. Presenta una tendencia regional de aumento de espesor hacia el NW, dirección en la cual se interpreta el buzamiento sindepositacional. Entre los pozos Candilejas – 1 y Meta – 1 aparece una tendencia anómala de adelgazamiento con una dirección NW (ICP, 1998) (**ver Figura 10**).

Según la bioestratigrafía la edad de la Formación Une en el área del Casanare corresponde a Coniaciano – Santoniano (Muñoz, 1993). Dataciones bioestratigráficas asignan a esta formación una edad del Cenomaniano al Santoniano en los sectores central y norte de la cuenca de los Llanos (Fajardo y otros 1997). En el pozo Uribe-1 (localizado al W de la Sierra de la Macarena) reportan una edad de Albiano en la base de la formación a Coniaciano – Santoniano en el techo de la misma (Reyes y

otros 1997). En el área del Meta se han encontrado dataciones bioestratigráficas de edad Coniaciano. La información bioestratigráfica en los pozos Ariari – 1, Negritos – 1, Meta – 1, SA – 16, y Río Quejar – 1 señala que esta Unidad se depositó durante Coniaciano a Santoniano.

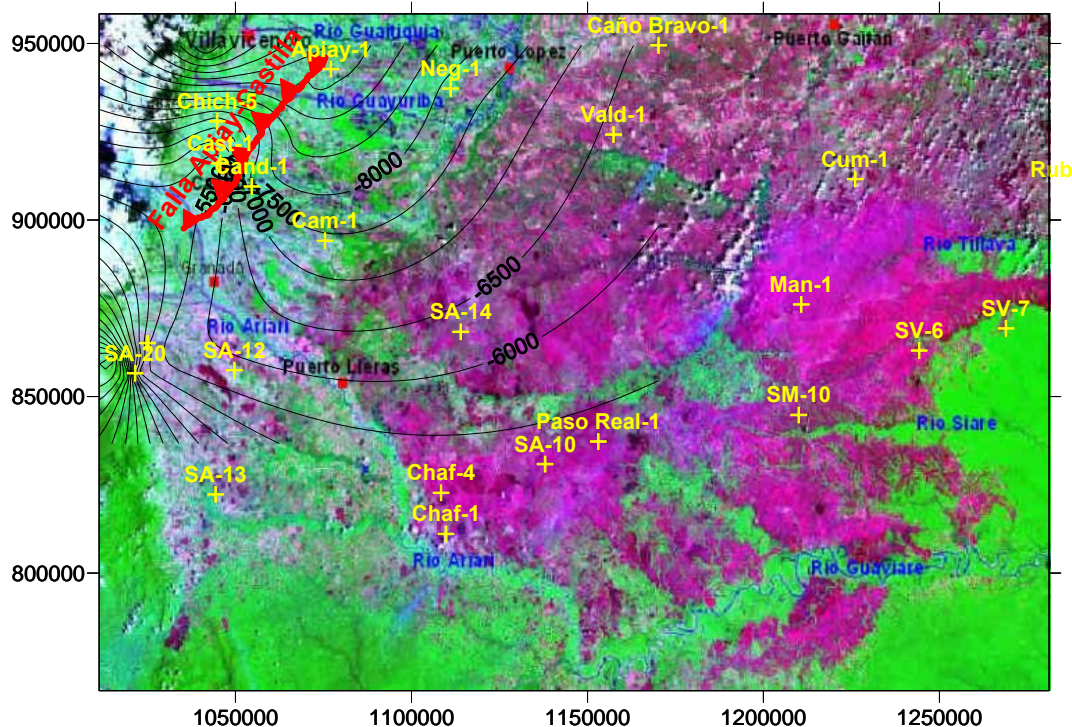


Figura 9. Mapa Estructural al tope de la Formación UNE (Formación correlacionada Unidad Operacional K2 según ICP – 1998).

Teniendo en cuenta sus características litológicas, la posición estratigráfica y las dataciones reportadas en el área se plantea que la Formación Une (Unidad operacional K2) que ha sido perforada por varios pozos en el área correlaciona con las Areniscas Basales, Formación Une o Formación Ubaque de los sectores central y norte de la Cuenca de los Llanos Orientales. La interpretación paleoambiental a partir de datos bioestratigráficos sugiere un ambiente continental y litoral o nerítico interno hacia el tope, la cual está de acuerdo con las diferentes interpretaciones ambientales de afloramientos, corazones y registros de pozo (ICP, 1998). En la **Tabla 2** se presentan las diferentes nomenclaturas utilizadas para esta unidad en el área de estudio.

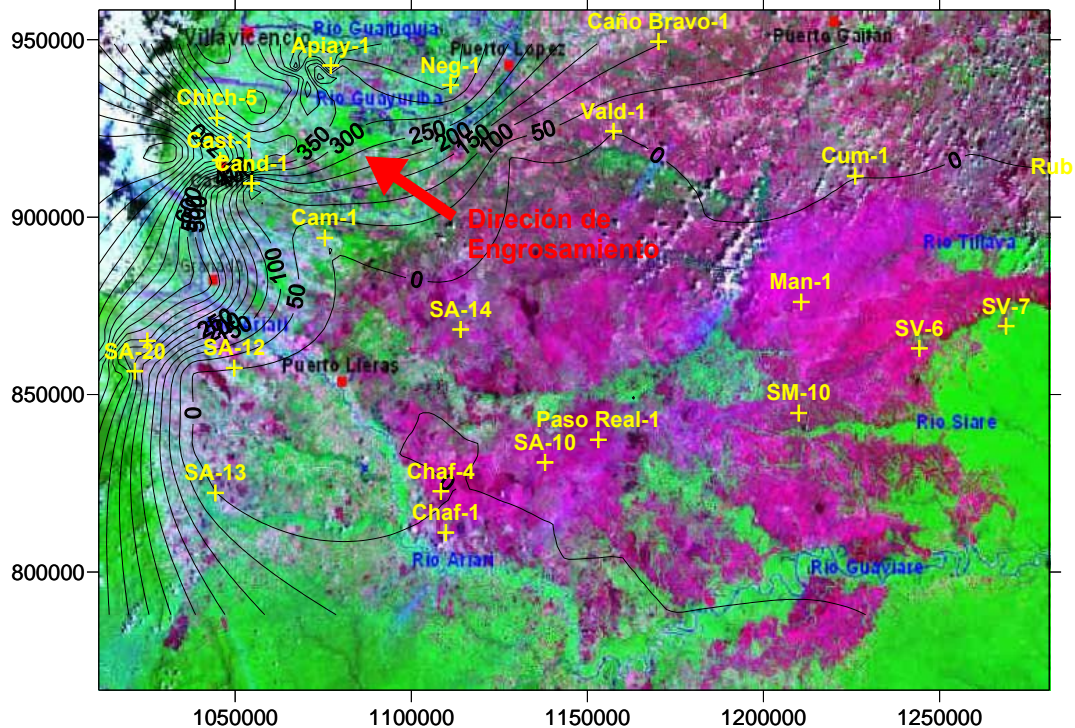


Figura 10. Isocoro de la Formación Uñe (Formación correlacionada Unidad Operacional K2 según ICP – 1998).

FORMACIÓN GACHETÁ

Esta formación está delimitada a la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión y exposición subaérea.

Esta unidad esta constituida por “shales”, arcillolitas y limolitas con delgadas intercalaciones arenosas hacia la base y tope de la unidad (Munar y otros, 1991).

El ambiente de depositación es interpretado como una llanura mareal o planicie deltáica con una significativa influencia marina. Los depósitos arenosos de interés como roca reservorio corresponden a canales mareales y cuerpos progradacionales en bahías (mouth bars) o estuarios (Reyes y Silva, 1989; Munar y otros 1991).

Existen depósitos arenosos que progradan en una bahía o un estuario, interpretandose como el paso de una parte proximal a una distal de un cuerpo progradante o una profundización de la bahía o estuario. El ambiente

de deposición se interpreta en general como transicional (bahías o estuarios) a marino restringido. En términos estratigráficos esta formación se interpreta como un evento de disminución en la relación A/S de baja frecuencia, en el cual se pueden identificar varios eventos progradacionales.

Se correlacionan tres ciclos estratigráficos de mediana frecuencia. Estos ciclos están constituidos esencialmente por la componente progradacional del ciclo. Los intervalos arenosos al tope de cada uno de estos tienen potencial para conformar trampas estratigráficas. Existe truncación de la Formación Gachetá por procesos erosivos.

La Formación Gacheta se perforó entre las profundidades de -495 pies (-150,88 metros) snm (pozo SA - 16, en la parte sudoeste del área estudiada) a -13122 pies (-3.999,59 metros) snm (pozo Vanguardia - 1). Al este presenta acuñamiento alrededor de los pozos San Juan - 1, Camoa - 1, Cumarito - 1 y Valdivia - 1. El mapa estructural de esta formación presenta una forma monoclinual con algunos repliegues al oeste del área de estudio. Estos pliegues están constituidos por una estructura sinclinal la cual tiene una dirección de NW (pozos Yali - 1, Galerón - 1, y Luna Roja - 1). Al este del sinclinal existe una estructura anticlinal con dirección N30E (pozos Castilla - 1 a Pompeya - 1). Alrededor del pozo Candilejas - 1 esta formación fue erodada (**ver Figura 11 y ver Figura 12**).

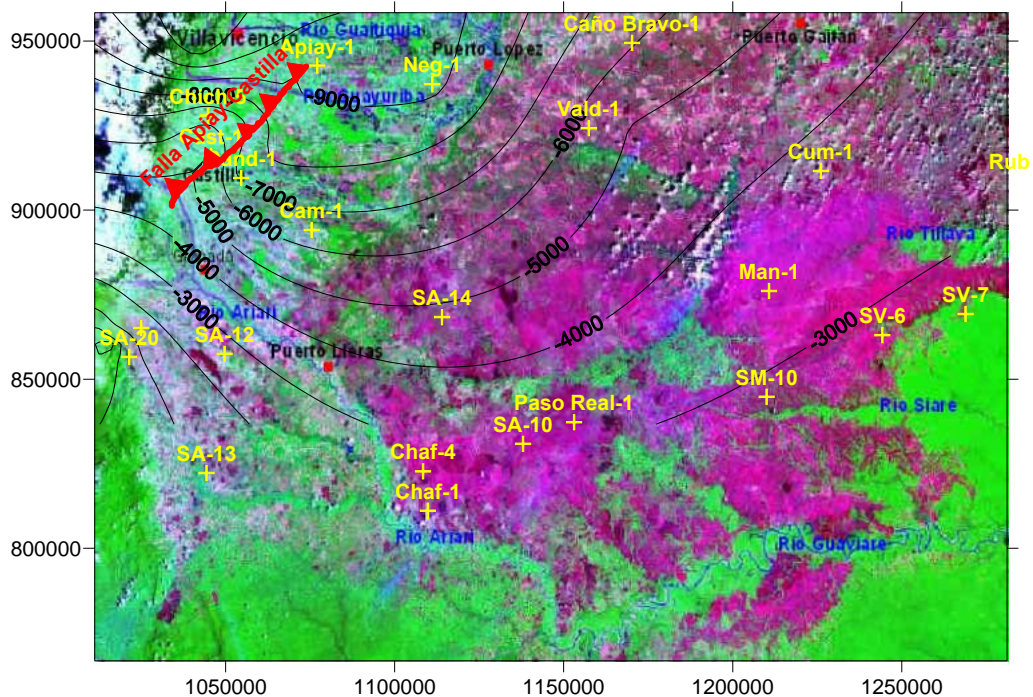


Figura 11. Mapa Estructural al Tope de la Formación Gacheta (correlacionada con Unidad Operacional K1 según ICP - 1998).

El espesor de la Formación Gacheta varía de cero pies al este del área de estudio cerca de los pozos San Juan – 1, Camoa – 1, Cumarito – 1 y Valdivia – 1, a 750 pies (228,60 metros) en el pozo Anaconda – 1. En general presenta un engrosamiento hacia el NW, dirección en la cual se interpreta el buzamiento sindeposicional (**ver Figura 12**).

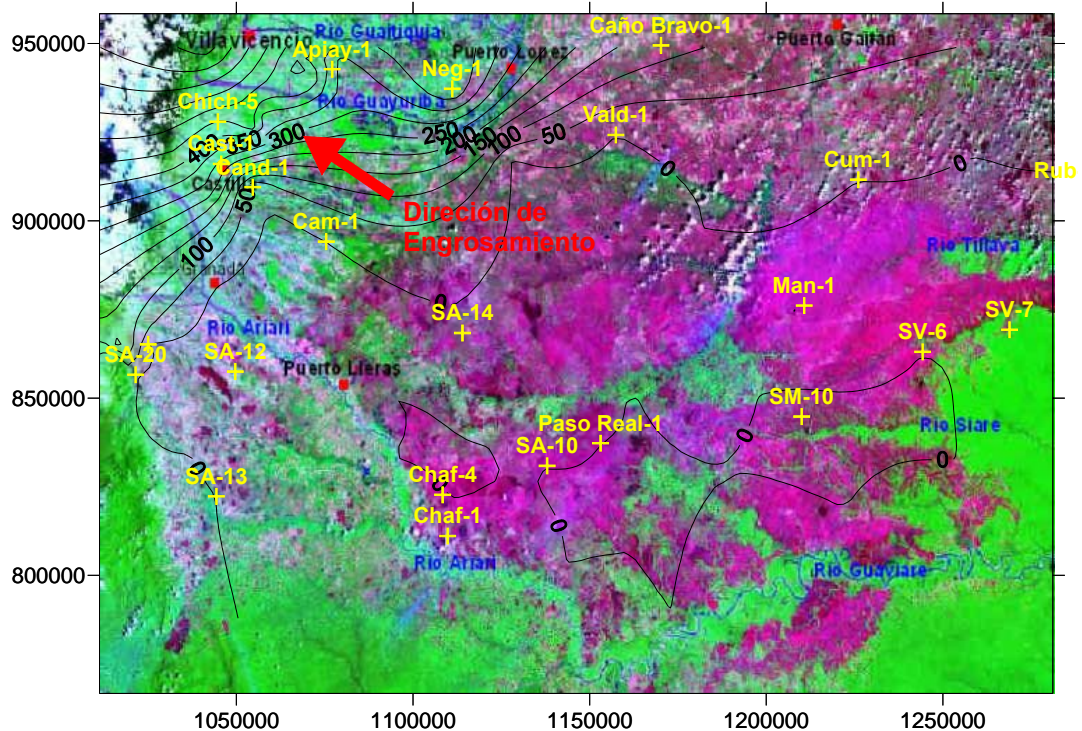


Figura 12. Isocoro de la Formación Ure (correlacionada Unidad Operacional K1 según ICP – 1998).

Según datos bioestratigráficos de varios pozos de la cuenca de los Llanos realizada sugieren un rango de edades para la Formación Gacheta del Santoniano al Campaniano (Muñoz, 1993). Otras dataciones proponen una edad Coniaciano a Santoniano en los sectores central y norte de la Cuenca de los Llanos Orientales (Fajardo y otros, 1997). Diferentes dataciones reportadas para el área del Meta asignan a esta formación un rango de edad del Coniaciano al Santoniano o del Santoniano al Campaniano Temprano (Munar y otros, 1991). Los pozos Meta – 1, Metica – 1 y SA – 16 reportando una edad de Coniaciano a Santoniano y Cretáceo Superior. Dataciones bioestratigráficas del pozo Guacavia – 1 la proponen como depositada durante el Santoniano – Campaniano (Rueda y Garzón, 1995).

Sin duda alguna la sección inferior de este intervalo corresponde a la Formación Gacheta o Formación Chipaque que ha sido reconocida en los sectores central y norte de la cuenca de los Llanos Orientales. Sin embargo,

la presencia de edad Campaniano en la parte superior de este intervalo, plantea la posibilidad que este sea correlacionable con estratos correspondientes a la Formación Guadalupe que han sido perforados en un gran número de pozos de los sectores central y norte de la Cuenca de los Llanos Orientales.

3.2.4. FORMACIÓN BARCO – LOS CUERVOS

La Formación Barco – Los Cuervos está limitada a la base y tope por superficies de inconformidad, las cuales están asociadas a eventos tectónicos regionales. Esta Formación ha sido identificada con total confiabilidad en el pozo Murujuy – 1 donde se acorazonó casi completamente. En los pozos Vanguardia – 1 y Guacavia – 1 se definió la presencia de estratos del Paleoceno basados en algunas dataciones bioestratigráficas del pozo Vanguardia – 1.

Esta formación comprende areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones lodosas en la mayor parte de la formación y en el tope un intervalo de lodolitas.

Estas rocas se interpretaron como depositadas en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes en el cual se diferencian depósitos de canales, rellenos de canal abandonado, lodolitas de pantanos y algunos paleosuelos. Hacia el tope se encuentran lodolitas varicoloreadas que se interpretan como depósitos de llanura de inundación o planicie costera.

En los pozos Vanguardia – 1 y Guacavia – 1 se interpretaron complejos de "crevasse splay" o relleno de lagos. En el pozo Murujuy – 1 la Formación Barco – Los Cuervos está constituida por areniscas con delgadas intercalaciones lodosas interpretadas como canales fluviales y depósitos de llanura de inundación. En los pozos Vanguardia – 1 y Guacavia – 1 se puede hacer una diferenciación entre las Formaciones Barco y Los Cuervos, la primera constituida por areniscas con delgadas intercalaciones lodosas, interpretadas como depositadas en canales y complejos de "crevasse splay", y la segunda constituida por lodolitas e interpretada como depositada en una llanura aluvial.

En términos estratigráficos, el intervalo basal predominantemente arenoso presente en los tres pozos se interpreta como un relleno de valles de incisión depositado durante un incremento en la relación A/S de baja frecuencia o un evento transgresivo. El intervalo lodoso (Formación Los Cuervos) que aparece hacia el tope en los pozos Vanguardia – 1 y Guacavia – 1 se interpreta como un evento de disminución en A/S de baja frecuencia.

La Formación Barco – Los Cuervos se perforó entre las profundidades de - 4.875 pies (-1.485,90 metros) snm (pozo Murujuy – 1) a -12.748 pies (- 3.885,59 metros) snm (pozo Vanguardia – 1). Se acuña hacia el sur cerca de los pozos Guatiquia – 1, Metica – 1 y Valdivia – 1. El mapa estructural presenta una forma monoclinial, profundizándose al noroeste en el área de estudio.

El espesor de la Formación Barco – Los Cuervos varía de cero pies cerca a los pozos Guatiquia – 1, Metica – 1 y Valdivia – 1 a 370 pies (112,78 metros) en el pozo Vanguardia – 1. En general presenta un engrosamiento hacia el NW. Entre los pozos Valdivia – 1 y Garibay – 1 presentan una tendencia de adelgazamiento con dirección W. En el mapa de espesor de la Formación Barco – Los Cuervos se muestra un relleno de un valle de incisión de Murujuy – 1 a Vanguardia – 1 con orientación NW.

Los datos bioestratigráficos en el pozo Murujuy – 1 datan la Formación Barco-Los Cuervos como Paleoceno. Dataciones del pozo Vanguardia – 1 reportan la presencia de Paleoceno en el intervalo 13.980' - 14.130' (4,26 m - 4,31 m) (Western, 1993); este mismo intervalo fue datado como Eoceno Tardío en el pozo Guacavia – 1 (Rueda y Garzón, 1995).

3.2.5. FORMACIÓN MIRADOR

La Formación Mirador está limitada a la base por una superficie de inconformidad cuyo origen se debe a eventos tectónicos regionales y que ha sido reconocida por muchos autores a lo largo de toda la Cuenca de los Llanos Orientales y en gran parte de Colombia.

El tope de esta unidad se define en un evento de profundización que es fácilmente identificable. Sin embargo, la delimitación del tope de la formación no es fácil hacia el este ya que hay cambios a facies más arenosas en las unidades que la sobreyacen. Esta formación se depositó sobre una superficie de inconformidad y está en contacto con rocas del pre – Cretáceo, Cretáceo Tardío y del Paleoceno Tardío.

La Formación Mirador está constituida por conglomerados y areniscas con delgadas intercalaciones lodosas y hacia el tope lodolitas y “shales” de color oscuro (Munar y otros, 1991).

Las areniscas son muy friables, limpias, cuarzosas, de grano fino a grueso, ocasionalmente conglomeráticas con una porción baja de shales y limolitas intercaladas de ambientes de depósitos de canales fluviales, a veces con influencia salobre y las lodolitas como depósitos transicionales de planicie

deltáica. En los pozos Garibay – 1, Valdivia – 2, Valdivia Sur – 1 y Valdivia – 3, se reportan areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones lodosas hacia el tope de la formación, interpretándolas como depósitos de canales fluviales, canales estuarinos y cuerpos progradantes en estuarios o bahías.

Existe una transición de ambientes más someros a ambientes más profundos, donde la máxima profundización corresponde al tope de la Formación Mirador. Para la formación Mirador se encuentra una variación de ambientes fluviales (ríos de corrientes ramificadas) en la parte basal del Mirador a ambientes transicionales (bahías o estuarios) en la parte superior. Estratigráficamente, esta formación se interpreta como un depósito de relleno de valles de incisión durante un aumento en A/S de baja frecuencia, que hace “onlap” hacia el este contra la superficie de inconformidad a la base del Mirador.

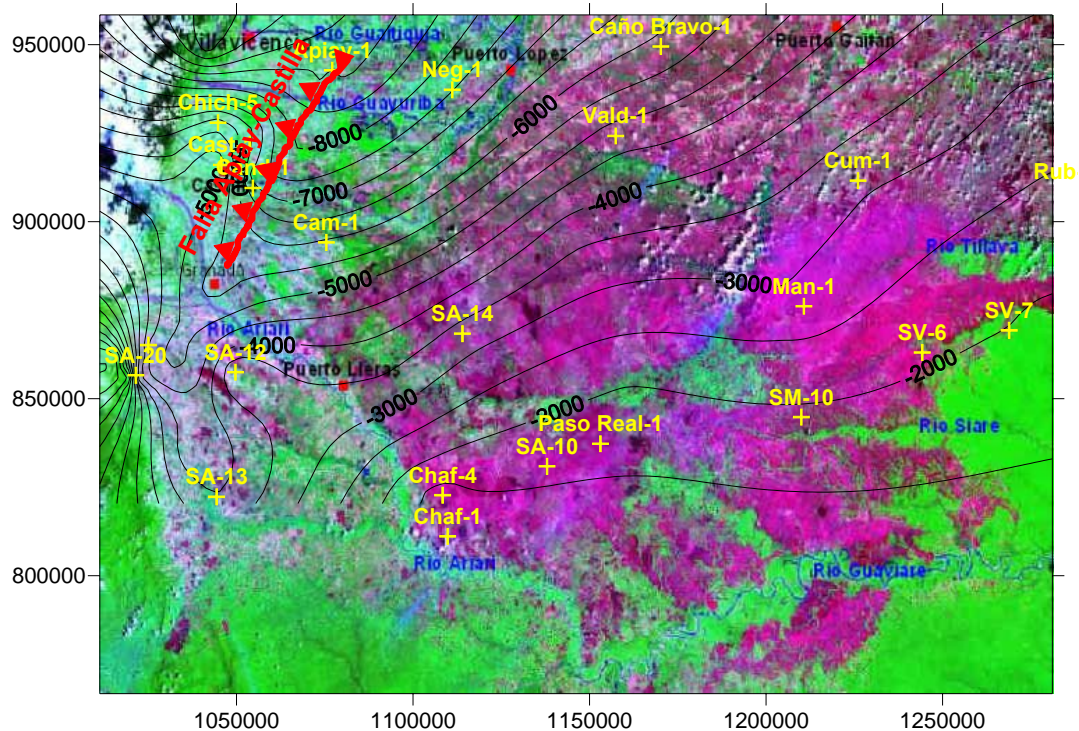


Figura 13. Mapa Estructural al Tope de la Formación Mirador (correlacionada con Unidad Operacional T2 según ICP – 1998).

La Formación Mirador se perforó entre las profundidades de 783 pies (238,66 metros) snm (pozo SA – 9) a -12.392 pies (-3.777,08 metros) snm (pozo Vanguardia – 1). La formación se acuña hacia el sudeste, cerca de los pozos SA – 6, SM – 8, SV – 2, SV – 6, y SV – 8. El mapa estructural presenta una forma monoclinual con algunos repliegues al oeste del área de estudio. Estos

pliegues están constituidos por una estructura sinclinal la cual tiene un rumbo N (pozos SA – 13, SA – 15 y Canaguaro – 1). Al norte del sinclinal existe una estructura anticlinal de rumbo NE (pozos Castilla – 1, Chichimene – 5). En la parte este del Sinclinal existe otra estructura anticlinal con rumbo NW (pozo SA – 12) (ver Figura 13).

El espesor de la Formación Mirador varia de cero pies al este del área de estudio cerca a los pozos Chafurray – 1, SA – 6, SM – 8, SV – 6 y SV – 2, a 730 pies (222,50 metros) en el pozo Vanguardia – 1. En general presenta un engrosamiento hacia el NW, en esta dirección se interpreta el buzamiento sindeposicional. Entre los pozos Valdivia – 1 y Garibay – 1 presenta una tendencia anómala de adelgazamiento con dirección NW (ver Figura 14).

Dataciones bioestratigráficas asignan una edad de Eoceno Tardío a esta formación (Munar y otros, 1991). En el pozo Garibay – 1 se obtuvo una datación a partir de corazones que también asigna una edad de Eoceno Medio a Tardío (registro compuesto). Dataciones realizadas en los pozos Camoa – 1, Negritos – 1, Ariari – 1, Cumarito – 1, Las Brujas – 1, Melua – 1, SA – 7, SA – 14, SM – 6, SV – 4 y VoráGINE – 1 asignan una edad de Eoceno Tardío (ICP, 1998).

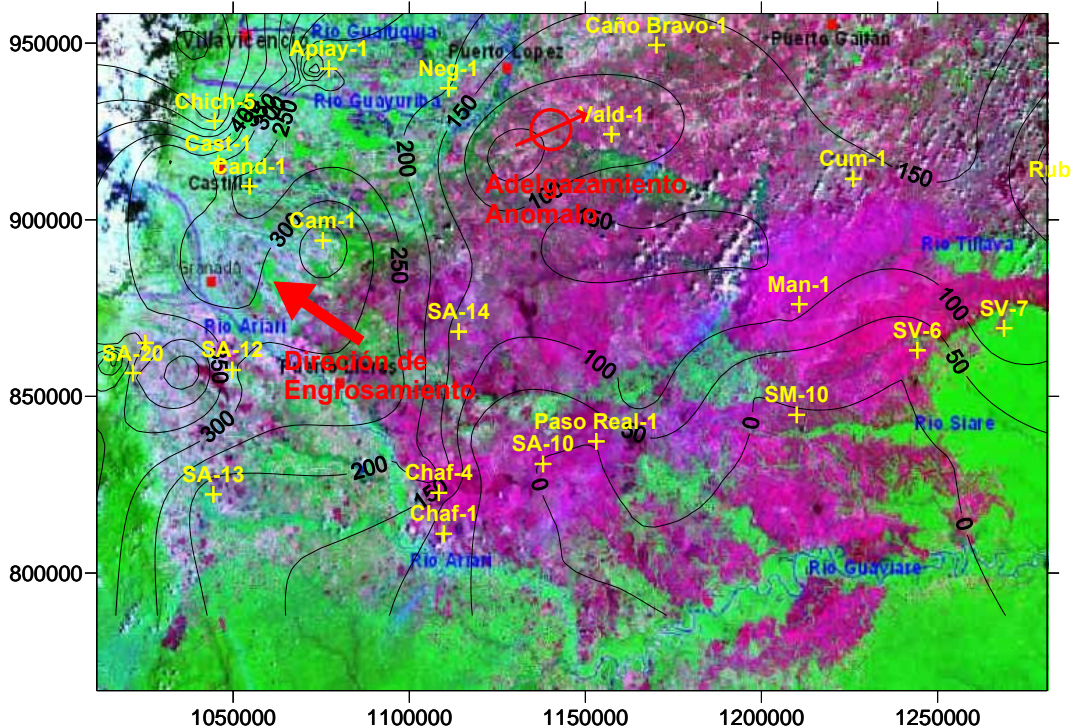


Figura 14. Isocoro de la Formación Mirador (correlacionada Unidad Operacional T2 según ICP – 1998).

3.2.6. FORMACIÓN CARBONERA

La Formación Carbonera está limitada a la base y al tope por superficies de máxima inundación o de mayor relación A/S; los contactos con la infrayacente Formación Mirador y la suprayacente Formación León se interpretan como transicionales. La superficie de inundación al tope de Carbonera es el evento que se identifica con mayor facilidad y confiabilidad en el área.

Descripciones de corazones de la parte basal de la Formación Carbonera (unidades operacionales Lutita E4, T1 y Lutita E3), las lutitas E4 y E3 son predominantemente lodosas y las interpretan como de ambiente deltáico con influencia marina, y la Unidad T1 la describen como constituida por areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones lodosas hacia el tope y la interpretan como depósitos de canales mareales (Munar y otros, 1991).

La interpretación ambiental a partir de análisis bioestratigráficos propone un ambiente continental lacustre y de planicie costera para la totalidad de la Formación Carbonera. La Formación Carbonera se deposita en un ambiente fluvio - lacustre y de planicie costera superior y los tipos de depósito que se encuentran son canales, "crevasse splay" o rellenos de lagos y lodolitas lacustres y de llanura de inundación (Fajardo y otros, 1997).

Para la Formación Carbonera se identifican canales ramificados, canales meandriiformes y cuerpos progradantes en ambientes continentales. Hacia la parte basal de la Formación Carbonera se interpretan facies de carácter más transicional (bahías o estuarios). Los intervalos lodosos se interpretan como una profundización o somerización de los lagos, bahías o estuarios

Para la Formación Carbonera se tienen dos nomenclaturas estratigráficas basadas en criterios litológicos, una propia de los campos de producción del área de Apiay, en la que de base a tope se definen la Lutita E4, Arenisca T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas del Carbonera, Conjunto C, Lutita E y Areniscas Superiores. La otra nomenclatura se encuentra hacia el oriente del área de producción de Apiay, esta es heredada de la nomenclatura del área del Casanare y divide a esta Formación en los Miembros C8 a C1 donde los miembros pares son predominantemente lodosos y los impares predominantemente arenosos.

Se adopta una nomenclatura estratigráfica de los miembros pares e impares de la Carbonera, dividiendo a la Formación Carbonera en 10 miembros informales (C10 al C1) (ICP, 1998). Los topes de los diferentes miembros se redefinieron y se relacionan directamente con superficies de inundación (máximos en A/S) y con superficies de inconformidad o puntos de máxima

progradación (mínimos en A/S). La base de los miembros (C10, C8, C6, C4 y C2) corresponde a un máximo en A/S y el tope de estos a un mínimo en A/S. La base de los miembros impares (C9, C7, C5, C3 y C1) corresponde a un mínimo en A/S y el tope a un máximo en A/S.

En la Formación Carbonera se definieron cinco ciclos estratigráficos de baja frecuencia (ciclos 0 al 4). El ciclo basal (ToC0) se depositó durante la parte final del Eoceno Tardío y el comienzo del Oligoceno, el siguiente ciclo (ToC1) se depositó durante el Oligoceno y los siguientes tres ciclos (TmC2, TmC3, y TmC4), durante el Mioceno Temprano.

El mapa estructural presenta una forma monoclin al profundizándose al NW con algunos repliegues al oeste del área de estudio (**ver Figura 15**). Este plegamiento está representado por una estructura sinclinal la cual tiene un rumbo de N a NE (pozos SA – 13, SA – 15 y Canaguaro – 1, Ariari – 1, y Luna Roja – 1). En la parte noroeste del Sinclinal existe una estructura anticlinal con rumbo NE (pozos Castilla – 1 a Yacaré – 1). Existe otra estructura anticlinal alrededor de los pozos Chafurray y SA – 12 con una orientación EW – NW.

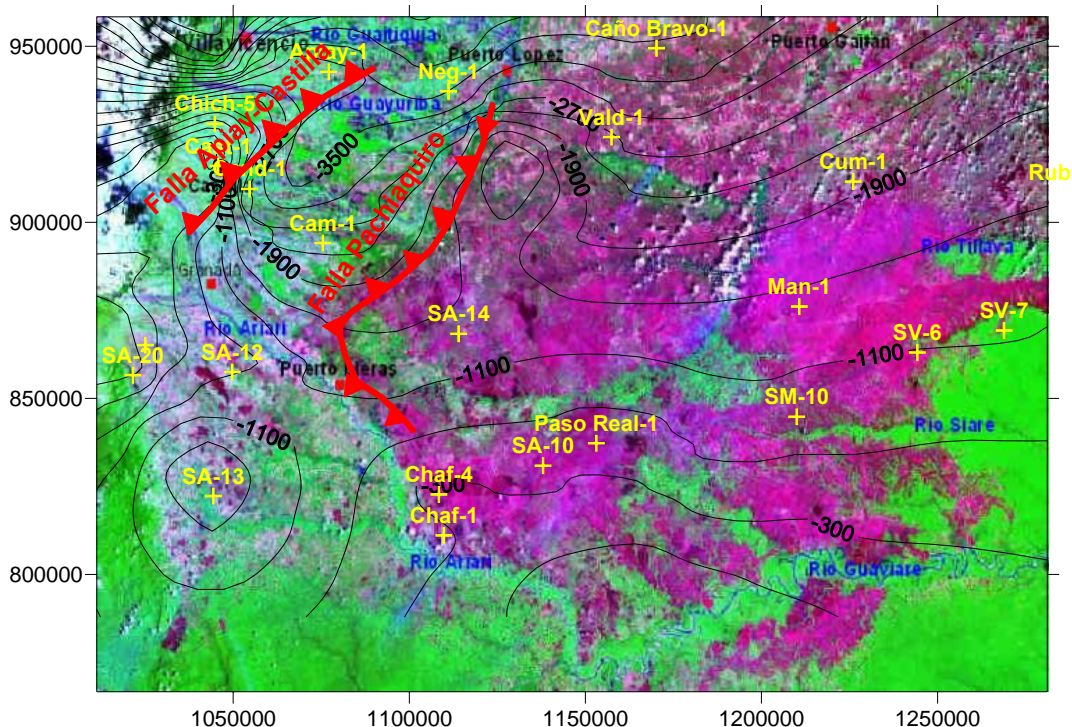


Figura 15. Mapa Estructural al Tope de la Formación Carbonera

Los mayores espesores se presentan en los pozos Vanguardia – 1, Garibay – 1 y Negritos – 1 en donde los espesores superan los 6000 pies (1.828,80 metros). Los pozos en donde los espesores son mínimos son Cumarito – 1 y SV – 1 en donde los espesores son menores de 200 pies (60,96 metros). En general presenta un engrosamiento hacia el NW, en esta dirección se interpreta el buzamiento sindeposicional (**ver Figura 16**).

La información bioestratigráfica y datos de diferentes pozos Ariari-1, Camoa-1, Negritos – 1, SM – 6, SA – 10, Vorágine – 1, Cumarito – 1, Manacacías – 1, Las Brujas – 1, SA – 5, SA – 14, SA – 7, Negritos – 1, SA – 12, SV – 4, SV – 5, SV – 9, indican que la Formación Carbonera se depositó durante parte del Eoceno Tardío y parte del Oligoceno hasta el Mioceno Temprano y la superficie de inundación al tope de esta Unidad marca el límite entre el Mioceno Temprano y Mioceno Medio (Rueda y Garzón, 1995; Munar, 1993; en ICP, 1998)).

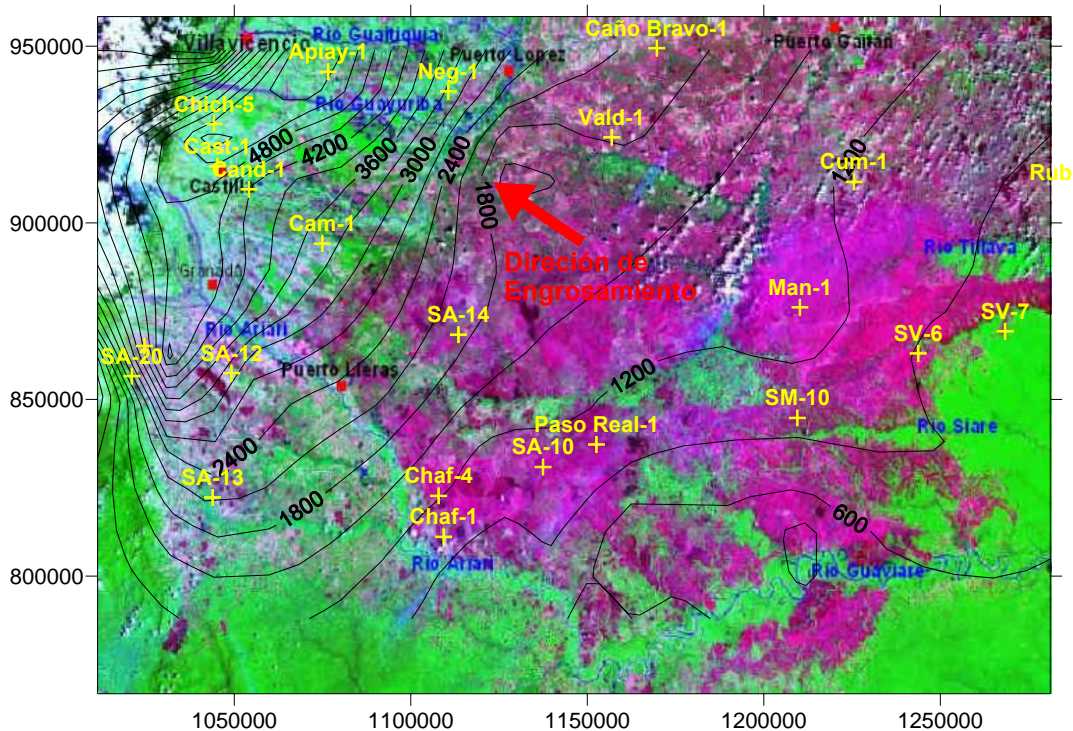


Figura 16. Isocoro de la Formación Carbonera.

Unidad C10

Está esencialmente constituida por lodolitas grises depositas en un ambiente de planicie costera con influencia salobre, una bahía o un estuario. Es un intervalo que actúa como sello para las posibles acumulaciones que se encuentren en la Formación Mirador. Existe un pinchamiento de la Unidad C10 hacia el sudeste.

Unidad C9

Para esta Unidad se reportan areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones lodosas, y hacia el tope un intervalo de lodolitas grises, el ambiente lo interpretan como canales mareales y planicies mareales (Munar y otros, 1991). Son una transición de depósitos de canales a depósitos de relleno de estuarios o bahías y finalmente lodolitas de estuarios o bahías. Esta unidad esta en onlap hacia el sudeste.

Unidad C8

Esta unidad hacia el oeste es predominantemente lodosa y hacia el oeste se encuentran intercalaciones arenosas, incluso en algunos pozos llega ser predominantemente arenosa. Se sugiere un ambiente de transición de depósitos lodosos de lagos, estuarios o bahías a depósitos arenosos de cuerpos progradantes. Eventualmente al tope se identifican algunos depósitos de canales.

Unidad C7

El ambiente de esta unidad es una transición de depósitos de canales a depósitos rellenos de lagos o complejos de "crevasse splay" y finalmente lodolitas lacustres o de llanura de inundación, los depósitos de canales no siempre están presentes.

Unidad C6

Esta unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas, las primeras predominan hacia la base y las segundas predominan hacia el tope de la Unidad. El ambiente se interpreta como continental, en donde las lodolitas representan ambientes lacustres o de llanura de inundación y las areniscas depósitos de relleno de lagos o complejos de "crevasse splay"; en el extremo occidental del área de estudio presenta al tope depósitos de canales fluviales.

Unidad C5

Hacia el extremo occidental del área se encuentran areniscas masivas hacia la base del intervalo, interpretadas como depósitos de canales fluviales (correspondiente a la unidad operacional Areniscas del Carbonera). Sobreyaciendo estos depósitos se encuentran intercalaciones de areniscas y lodolitas interpretadas como complejos de "crevasse splay" y al tope de la Unidad se encuentran lodolitas con delgadas intercalaciones arenosas interpretadas como de ambiente lacustre o de llanura de inundación. Aproximadamente del pozo Camoa – 1 hacia el oriente no se identifican los depósitos de canales fluviales, pero se encuentran intercalaciones de areniscas y lodolitas que se interpretan como complejos de "crevasse splay", rellenos de lagos y depósitos de llanura de inundación.

Unidad C4

Esta unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas, los intervalos lodosos son predominantes hacia la base y las areniscas son mas espesas y en ocasiones predominan hacia el tope de la Unidad. El ambiente se interpreta como continental, en donde las lodolitas representan ambientes lacustres o de llanura de inundación y las areniscas depósitos de relleno de lagos o complejos de “crevasse splay”.

Unidad C3

Esta unidad es constituida por areniscas con intercalaciones lodosas que pasan transicionalmente a un depósito lodoso con buena continuidad a través del área de estudio; el ambiente se interpreta como complejos de “crevasse splay” o rellenos de lago que pasan a una lodolita lacustre. En el extremo suroccidental del área de estudio, en los pozos SA – 7, SA – 12 y SA – 15, se identifica un cuerpo de arenisca masiva hacia la base de la Unidad C3 que se interpreta como depósitos de canales fluviales.

Unidad C2

Esta unidad hacia la base es predominantemente lodosa y hacia el tope se encuentran intercalaciones arenosas que incrementan su espesor en esta misma dirección. Las lodolitas se interpretan como depósitos de lagos, y las areniscas como depósitos progradantes lacustres.

Unidad C1

Esta unidad se identifica areniscas de canales fluviales, areniscas de complejos de “crevasse splay” o rellenos de lagos y lodolitas lacustres o de llanura de inundación. Los depósitos de canales se localizan principalmente hacia la base del C1, sobreyaciendo estos se presentan las areniscas intercaladas con lodolitas de complejos de “crevasse splay” o rellenos de lagos y al tope de la unidad se encuentran los mayores espesores de lodolitas lacustres.

3.2.7. FORMACIÓN LEÓN

La Formación León contiene lodolitas de depósitos lacustres y las areniscas como cuerpos progradantes o rellenos de lagos. Hacia le extremo sudoeste del área de estudio es posible que se encuentren depósitos de flujos de desechos provenientes del levantamiento de la Cordillera Oriental, estos flujos de desechos pudieron haber sido depositados en ambientes subaéreos o subacuados.

ECOPETROL (ICP, 1998) definen cinco Unidades en la Formación León, de base a tope las Unidades se denominan: Unidad TmL1m, Unidad TmL1M, Unidad TmL2m, TmL1M y Unidad Tope León.

En general el Tope del León presenta una forma monoclinial con algunos repliegues al oeste del área de estudio. Estos pliegues están constituidos por una estructura sinclinal la cual tiene la dirección NE (pozos SA – 13 y Camoa – 1 y entre Candilejas – 1 y Luna Roja – 1). Al oeste del sinclinal existe una estructura anticlinal con dirección NE (pozos Castilla – 1 a Guatiquia – 1). Alrededor de los pozos Chafurray se encuentra otra estructura anticlinal con orientación NE (**ver Figura 17**).

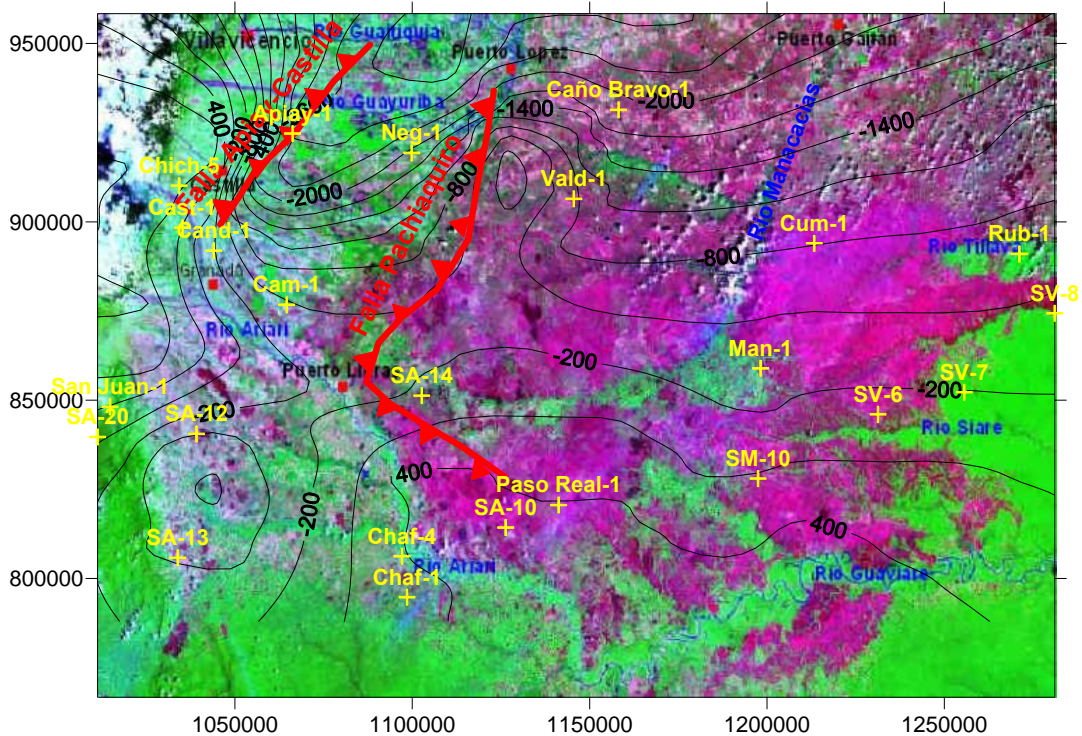


Figura 17. Mapa al Tope de la Formación León

La Formación León, en general, presenta un engrosamiento hacia el NW. Existe un depocentro cerca al pozo Camoa-1 que tiene una orientación N-NE, y existe otro depocentro cerca de los pozos Humadea-1 y Luna Roja-1 con orientación W-SW (**ver Figura 18**).

Dataciones bioestratigráficas y datos de los pozos Las Brujas-1, Cumarito-1, SA- 10, SV-4, y SV-9 señalan que la Formación León se depositó durante el Mioceno (Medio Rueda y Garzón, 1995; Munar y otros, 1991).

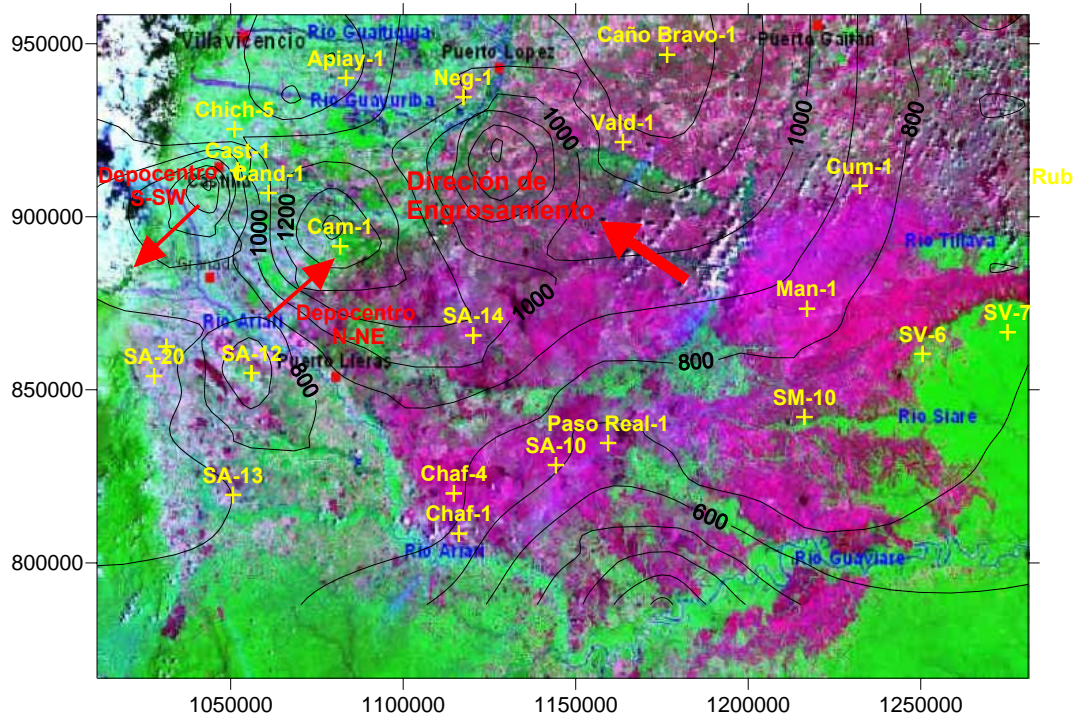


Figura 18. Isocoro de la formación León.

3.2.8. FORMACION GUAYABO

Su contacto inferior es neto con la Formación León. Corresponde a sedimentos continentales tipo molasa, caracterizado por la alternancia de arcillositas, limolitas pardo rojizas y areniscas (Rubio et al, 1998; en Rangel et al, 1991)

Datadas de edad Mioceno a Plioceno con base en palinología (Vásquez y Bolívar, 1986; Castro 1991).

De ambiente transicional en la base y continental en la parte superior (Vásquez y Bolívar, 1986).

El grupo Guayabo inferior consiste de shales de color verde a gris con pocas areniscas delgadas. En algunas partes la Formación Guayabo Inferior es predominantemente arenosa (Robertson Research, 1985, en Amorocho, 2001).

El grupo Guayabo superior corresponde a una secuencia interestratificada de arenas, shales y arcillositas. Los shales y las arcillositas son de color gris,

café, crema y rojo. Las areniscas son cuarzosas, masivas friables, de grano fino a grueso con algunas intercalaciones de conglomerados. Los sedimentos cuaternarios infrayacen al grupo Guayabo discordantemente (Robertson Research, 1985, en Amorocho, 2001).

Se han recobrado muestras de flora y fauna en los sedimentos que sugiere una edad del Mioceno tardío, aunque la unidad puede estar en el rango del Plioceno (Robertson Research, 1985, en Amorocho, 2001).

3.2.9. CUATERNARIO

En la Cuenca de los Llanos Orientales se presentan sedimentos aluviales y terrazas, así como depósitos de diferente tipo Cuaternario. Estos sedimentos consisten generalmente de desde arcillas inconsolidadas, a areniscas, gravas y algunos conglomerados localmente que enmascaran las rocas y estructuras del subsuelo. En el área existen unos espesores variables de estos depósitos cuaternarios con un espesor aproximado de 300 pies (91,44 metros) (Kendall et al., 1982; Research, 1985, en Amorocho, 2001; Castro, 1991).

3.3. GEOLOGIA ESTRUCTURAL DEL SECTOR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Uno de los principales estudios realizados para entender las diferentes estructuras presentes en el sector sur de la cuenca de los Llanos Orientales es el desarrollado por Kendall et al. (1982), en que la divide en cinco características principales (**Figura 19**).

- 1) La inclinación del Vichada – Un área principalmente en el Bloque de Vichada y el este del Alto de El Melón. Esta en un área buzando suavemente hacia el norte alrededor de 0.5 grados dentro de la cuenca y con un rumbo de alrededor N 65 grados E.
- 2) Los Altos de El Melón y Charrufay – El Melón es un alto debido a una fallamiento normal y Charrufay es un alto del basamento. Las características son separadas por un bajo, pero juntamente son consideradas como una única característica estructural en el área.
- 3) La Depresión de la Macarena – Un área al este del Alto de El Melón/Charrufay. Esta depresión contiene la secuencia profunda de los sedimentos Cretácicos y terciarios en el reporte del área, estimado en exceso de 8000 pies. Esta depresión conecta la cuenca de los Llanos con la cuenca del Putumayo hacia el sur.

- 4) El Alto de la Macarena – Este alto en el oeste del Ariari está al flanco nor-este de un doble anticlinal sumergido. Este flanco y la depresión adyacente son complicados por el fallamiento de deslizamiento.
- 5) La línea de falla – Un quiebre sutil en el espaciamiento del contorno marca una línea de falla de la cuenca a través del área. La línea de falla se pone a lo largo del contorno de los -2500 pies. Al norte los contornos indican una elevación gradual en la pendiente regional de .3 a .6 grados de esta línea. El petróleo más importante mostrado en Vichada y Manacacías está a lo largo de esta línea de falla.

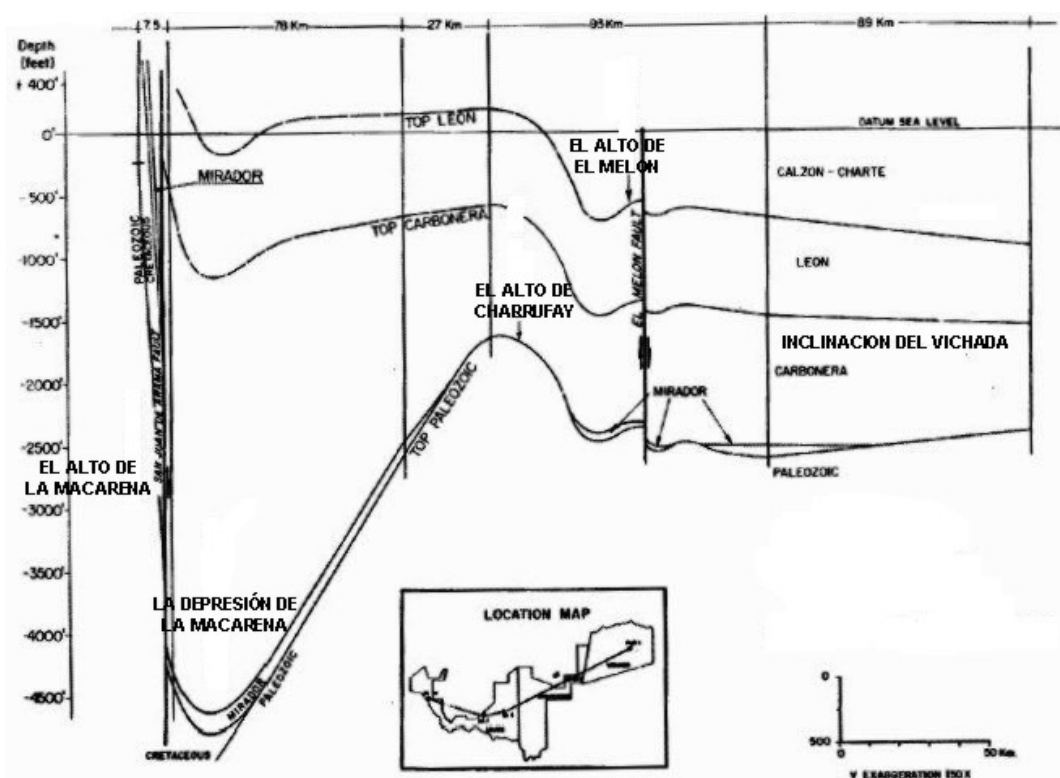


Figura 19. Sección esquemática estructural. Tomada de Kendall et al. (1982).

En el área se caracterizan unos rasgos tectónicos propios dentro de los diferentes períodos del tiempo geológico, que permiten identificar en el zona varias provincias estructurales: Provincia Precámbrica Melón-Vorágine-Negritos, Provincia Paleozoica Apiay – Camoa, Provincia Paleozoica de Pachaquiario, Provincia Meso – Cenozoica Camoa – Puerto López, Provincia Meso – Cenozoica Apiay Castilla, Provincia Mesocenoica del vaupés (Blanco y Rendon, 1991) (ver Figura 20).

Provincias vecinas importantes son, la de Cordillera Oriental y la de la Macarena. Todas están definidas por las variaciones observadas en los reflectores sísmicos y los principales rasgos geométricos y estructurales de las secuencias (Blanco y Rendon, 1.991).

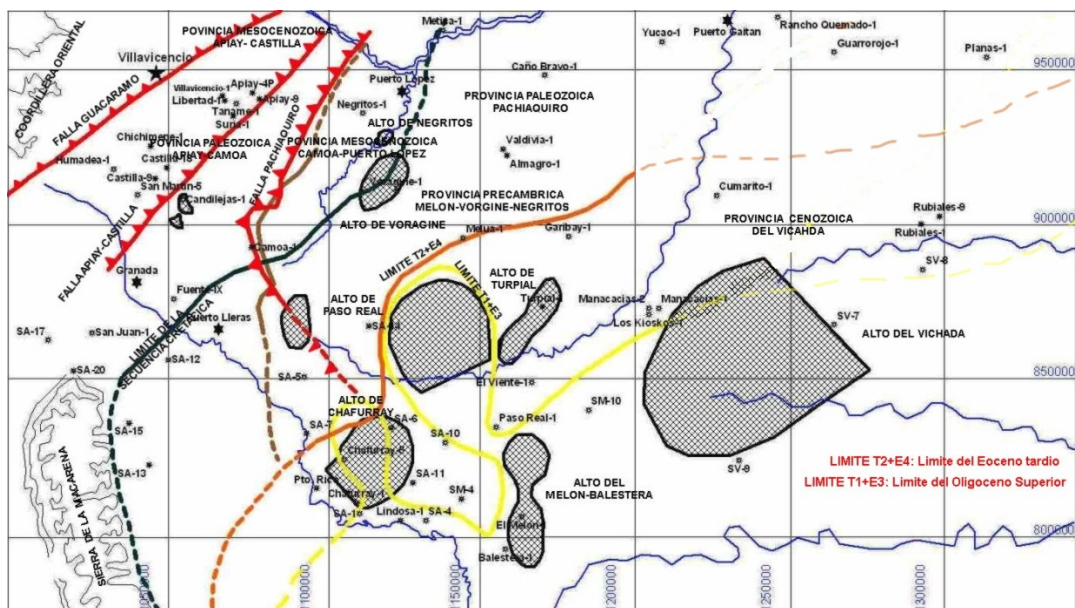


Figura 20. Mapa estructural del Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales (Tomado y Modificado de Blanco y Rendón, 1991)

4. CARACTERISTICAS GEOQUIMICAS DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En las últimas décadas ha crecido el interés por el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales, debido a que existen dos regiones – Área Apiay y Área Rubiales – en las que se encuentran acumulaciones de crudos pesados, estas dos regiones corresponden a los límites oeste y este de la cuenca (**ver Figura 20**).

Govea (1975) explica las fajas de crudo pesado en Colombia por la teoría de Weeks y Morales, en la que se deduce que las características del petróleo para cualquier periodo de depositación varia con su posición dentro de la cuenca, de tal modo que los aceites pesados de base asfáltica y nafténica se formaron primero y migraron anticipadamente a los procesos de compactación, esta teoría explico la ocurrencia general de crudos mas pesados a lo largo de los bordes de las cuencas para Colombia, es decir en las partes mas someras de la depositación original.

Robertson Research (1985) a partir de análisis geoquímicos y de los estudios palinológicos y ambientales determina áreas con sedimentos potenciales y efectivos para la generación de hidrocarburos y define direcciones regionales donde las características son optimas para el desarrollo de buenos reservorios.

Luna y Rangel (1998), realizan una evaluación geoquímica del Departamento del Meta a partir de crudos recolectados de los diferentes campos que existen en esta región, definiendo grupos o familias de crudos presentes, los procesos de alteración predominantes y una explicación de los procesos de generación y migración para determinar el origen de los diferentes crudos encontrados.

Estrada et al (2001), presentan un proyecto a nivel nacional de la presencia de crudos pesados en las diferentes cuencas, para la Cuenca de los Llanos Orientales se hace una descripción de los campos Castilla, Apiay, Chichimene y el campo Rubiales sobre espesor, porosidad, saturación y gravedad API. La finalidad del estudio es evaluar el potencial de reservas de crudo pesado en las diferentes cuencas.

Rangel et al (2001), realizan una evaluación geoquímica preliminar para las cuencas Llanos, Yari-Caguan, Putumayo y Valle Medio del Magdalena, dividiendo los crudos de los Llanos Orientales en dos grupos bien

diferenciados, los crudos del Casanare y los crudos del Meta, además de que se presenta mas de un pulso de generación de los crudos.

Rangel y Passos (2003), un estudio integrado entre ICP-AEX realizan una caracterización de hidrocarburos y ocurrencia de crudos pesados para el sector y la cuenca Yará-Caguan diferenciando tres grupos o familias de crudos generados en rocas fuente con claras diferencias en cuanto al ambiente de origen, también dan una diferencia genética de las rocas fuente y una relación de los procesos de generación y migración de los hidrocarburos.

4.1. COMPOSICION DEL PETROLEO

El petróleo es una mezcla compleja de compuestos, que básicamente incluyen a los hidrocarburos (saturados, insaturados y aromáticos) y compuestos heteroaromáticos (también conocidos como NSO), abarcando las resinas y asfáltenos).

La determinación de los principales constituyentes de un crudo permite establecer relaciones genéticas entre los hidrocarburos de diferentes pozos, unidades, campos o cuencas petrolíferas.

Las proporciones de cada uno de estos componentes dentro de un crudo, dependen de muchos factores, de los cuales se pueden destacar los siguientes: Tipo de materia orgánica original, estado de preservación post-entrapamiento, estado de madurez en que se encuentra (producto de las condiciones de temperatura, presión y tiempo a las que ha sido sometida), separación de fracciones por diferencia en densidad dentro de una misma columna de aceite, diferenciación de sus compuestos durante la migración, acción bacteriana, lavado de aguas (afectando principalmente el de contacto entre las fases agua-crudo), y los cambios de las condiciones de yacimiento por condiciones de superficie.

La clasificación de los crudos se hace con relación a las proporciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos presentes en el petróleo, **ver Tabla 3.**

Algunos procesos que ocurren en los hidrocarburos, tales como biodegradación y lavado de aguas, pueden afectar desfavorablemente la composición del petróleo, estimándose que más del 20% de las reservas del petróleo mundial han sido alteradas o destruidas por degradación bacteriana (Volkam, John, 1.984).

La alteración del crudo, produce cambios en las características iniciales del aceite, que pueden repercutir en su calidad y por lo tanto en su valor económico. Además dificulta el estudio geoquímico que de él se puedan obtener (**ver Figura 21**).

| Tipo de Hidrocarburos | Clasificación de Hidrocarburos | Características | Clasificación del Petróleo | Características |
|-----------------------------------|---|----------------------------------|--------------------------------|--|
| Saturados, alcanos o parafinas | n-parafinas o parafinas normales | Cadena lineal sin ramificaciones | Aceites Parafínicos | <1% de Azufre Alcanos Normales Isoalcanos |
| | Parafinas ramificadas | Cadena lineal con ramificaciones | | |
| | Parafinas cíclicas, cicloparafinas o nafténicos | Cadena cíclica | | |
| Insaturados | Alquenos u Olefinas | Cadenas de enlaces dobles | Aceites Aromáticos intermedios | > 1% de Azufre < 50% de saturados >50% de aromáticos |
| | Alquinos | | | |
| Compuestos Heteroaromáticos (NSO) | Resinas | Compuestos oxigenados (LIPIDOS) | Aceites nafténicos | Mas nafténico Incremento de parafinas ramificadas Contenido de ceras normal a bajo |
| | | Aminoácidos (N y O) | | |
| | | Acido Húmicos | | |
| | Carbohidratos | | | |
| | Asfáltenos | Porfirinas (de la Clorofila) | Pesados | Fuertemente nafténicos Fuertemente Parafinas ramificadas |

Tabla 3. Clasificación de hidrocarburos y del petróleo (basado en Wapples, 1985, Tissot y Welte, 1971 y Rocha, 1992)

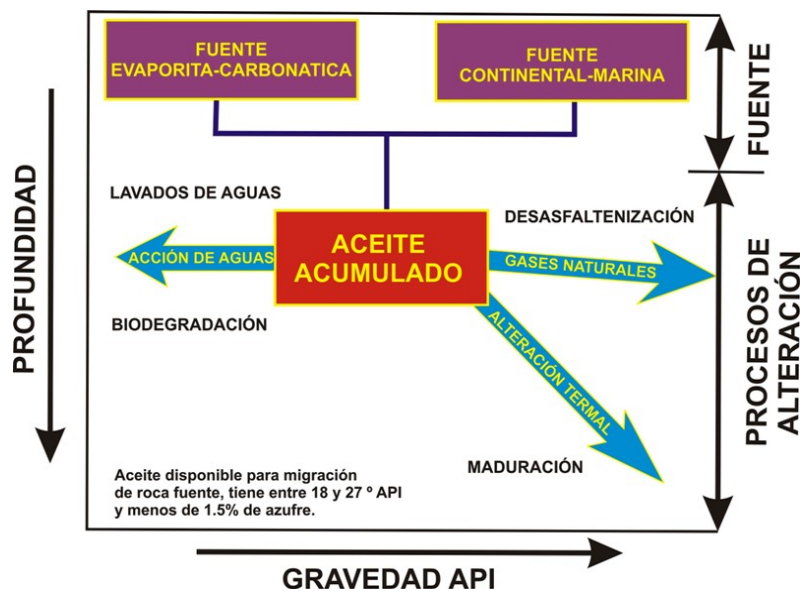


Figura 21. Modelo de predicción de la calidad del aceite. Tomado de Evans (1971)

4.2. CARACTERISITCAS GENERALES DE LOS CRUDOS

En la región existen dos clases importantes de crudo, uno que son los crudos normales los cuales son los de principal interés en la parte comercial y otros son los crudos pesados que eventualmente serán de mayor interés en la explotación por la ausencia de crudos normales.

En el **Anexo 2** da la información de los crudos presente en la zona de estudio, este anexo contiene datos sobre gravedad API, azufre y sobre los componenetes mayoritarios.

El grafico de gravedad API contra profundidad muestra cinco áreas bien definidas (**ver Figura 22**) las cuales han sido estudiadas por Rangel (2003), las cuales son:

1. Un intervalo somero de RESERVORIOS BIODEGRADADOS. Estos crudos están ubicados en horizontes de profundidades menores de 6562 pies (2000 metros), profundidad que corresponde a la isoterma de 80 °C, temperatura límite de supervivencia de bacterias causantes de la biodegradación. Los crudos en este intervalo se asumen que están biodegradando en el momento actual. La isoterma se calculo asumiendo un gradiente geotérmico calculado a partir de los datos de producción de 25 °C/Km y una temperatura de superficie de 30 °C por Gómez y González (2003).
2. Un intervalo SOMERO de CRUDOS NORMALES. Estas áreas se asumen que estan relativamente protegidas contra hidrodinamismo y son por lo tanto excelente para prospección de hidrocarburo.
3. Un intervalo relativamente PROFUNDO de CAMPOS BIODEGRADADOS. Debido a que las altas temperaturas de este yacimiento no permiten la presencia de bacterias biodegradantes, se asume que la biodegradacion observada ocurrio en un periodo anterior en el cual el yacimiento estuvo expuesto "PALEOBIODEGRADACION".
4. Un intervalo relativamente profundo con crudos normales. Esta area se encuentra bien protegida. Alli solo se observan algunos casos de lavado por aguas y algunas evidencias por refreshing.
5. Un intervalo de crudos normales a livianos. Esta area se encuentra a temperaturas superiores a 110 °C susceptibles de cracking termogenico.

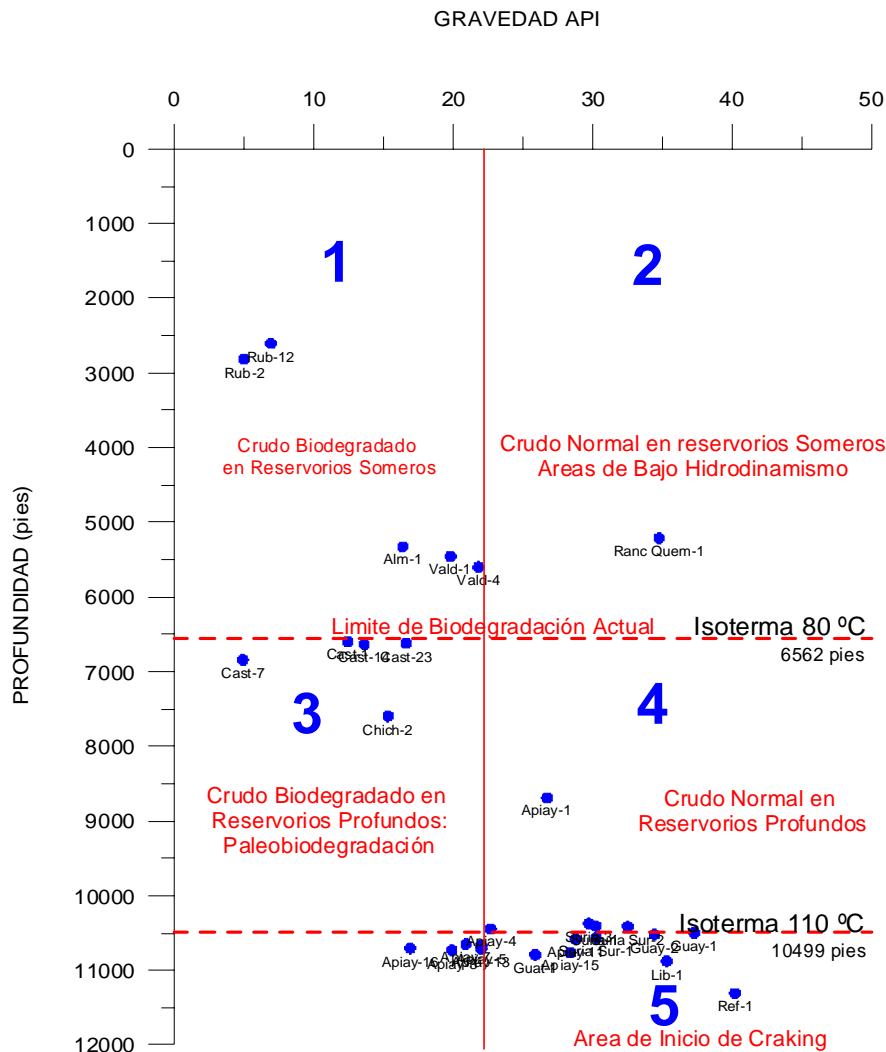


Figura 22. Intervalos de estabilidad del crudo de acuerdo con la profundidad y el gradiente termal (Basado en Rangel y Passos 2003)

4.2.1. GRAVEDAD API

Los crudos de menor gravedad API están relacionados con el pozo Almagro – 1, (16.4 °API), Rubiales – 12 (6.9°API) y con el Campo Castilla (11 – 14.9°API). Los crudos del Campo Rubiales, se encuentran alrededor de los 14°API, con la excepción mencionada, los del Campo Chichimene y Apia-1 se encuentran alrededor de 16 °API, y los del Miedo alrededor de 17°API (ver **Figura 23 y Anexo 2**).

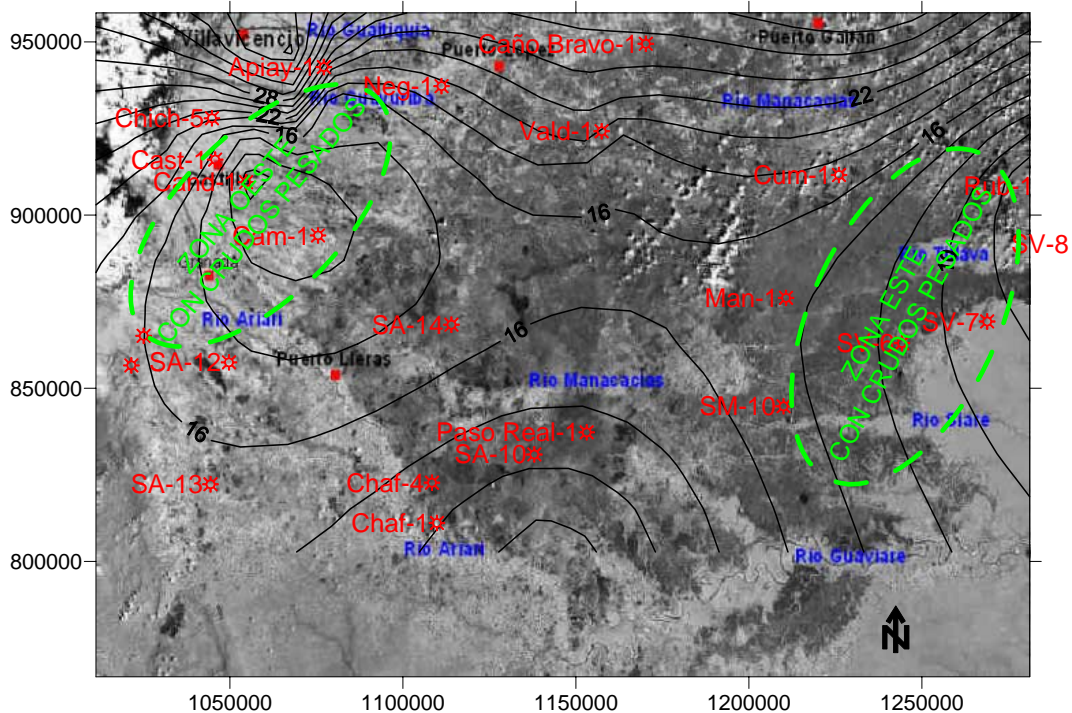


Figura 23. Mapa de isogravidades para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales

4.2.2. AZUFRE

El contenido azufre depende de la composición original del crudo y del nivel de degradación en el momento del análisis. La concentración de azufre en crudos pesados es más elevada que en los crudos normales. Las concentraciones reportadas a nivel mundial varían entre el 3% y el 10%, mientras que en los crudos normales los valores promedios están alrededor del 1%.

Con base en el contenido de azufre los crudos de la Cuenca de los Llanos Orientales se podrían dividir en dos grupos con características genéticas originales muy distintas (**ver Figura 24**), las cuales tienen distribución muy importantes desde el punto de vista de la exploración y de las dietas de la refinera.

Existe un primer grupo con contenidos de azufre menor del 1%, relacionados y distribuidos en el sector de Casanare (**ver Figura 24**), dentro de los cuales están los del Campos Almagro, Valdivia, El Miedo y otros relacionados con los pozos La Gloria-1 y la Gloria Norte-1.

Existe un segundo grupo con contenidos de azufre mayores del 1% relacionado con los Campos Apiay, Castilla, Chichimene, Guatiquia y Rubiales (ver Figura 24). En principio estos dos grupos estarían relacionados con al menos dos familias de crudos.

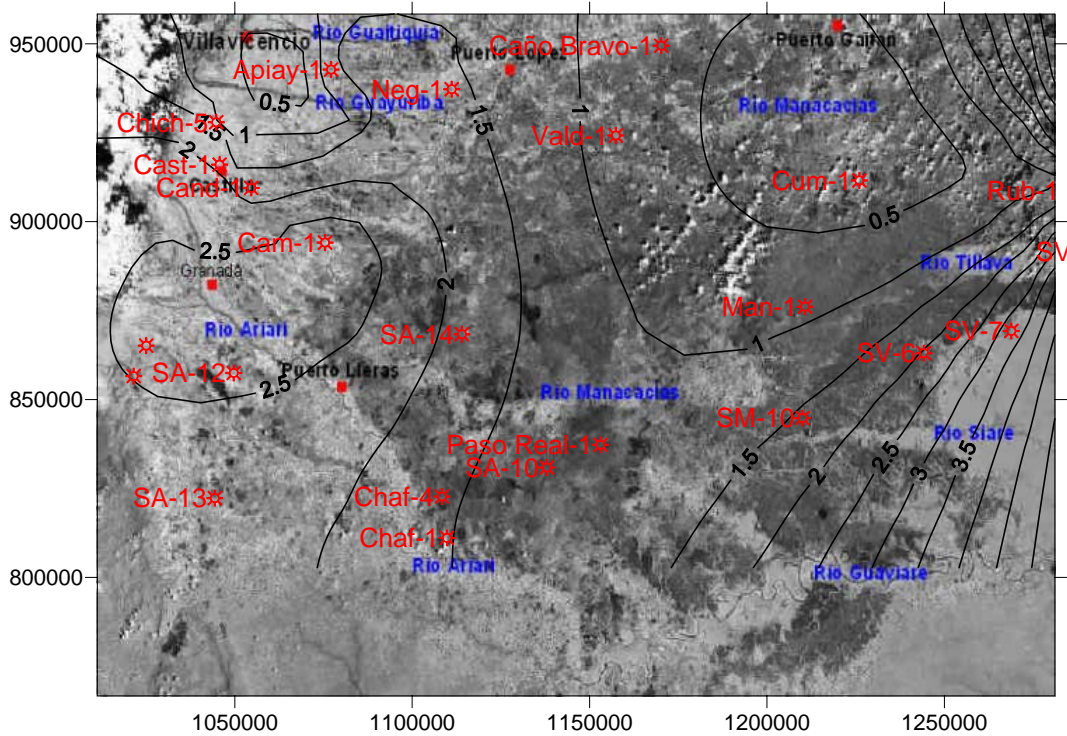


Figura 24. Mapa de isoporcentajes de azufre para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales.

4.2.3. COMPONENTES MAYORITARIOS

Hidrocarburos Saturados

Los crudos pesados del área del Casanare, de los campos El Miedo, Rubiales y pozo Almagro-1, presentan contenidos de hidrocarburos saturados superiores al 40% los cuales podrían considerarse altos. El pozo Apiay-16 con un valor excepcional de 60.4%, y hasta valores de 22% en el Pozo Castilla-7. En general, los valores se consideran un poco altos para el promedio, pero para solo el caso mencionado sobrepasa el promedio para aceites normales. El promedio de hidrocarburos saturados en un crudo pesado se considera alrededor del 16%, mientras que en aceites normales es de alrededor del 57%.

Hidrocarburos Aromáticos

Los contenidos de hidrocarburos aromáticos en crudos pesados en general están por encima del 30% (en crudos normales están alrededor del 29%). Para la cuenca hay algunos valores extremos como en el pozo Chichimene-16 con 25.10% pero en general el promedio esta por encima de 33%.

Resinas + Asfaltenos

Se encuentran en el rango de 13.6% a 41% con un promedio encima de 28% (Los promedios en crudos pesados se encuentran alrededor del 54% en relación con 14% de los crudos normales), indicando que en el caso de la Cuenca Llanos, los crudos pesados son excepcionalmente parafínicos.

V y Ni

La concentración de Vanadio y Níquel depende de los asfaltenos y resinas, al igual que de la composición original del crudo antes de su degradación. Se reportan concentraciones alrededor de 1200 ppm de Vanadio y 150 ppm de Níquel en crudos pesados, y valores entre 100 y 300 ppm para el Vanadio y de 10 a 30 ppm para el Níquel en crudos normales.

En el área de los Llanos Orientales, los crudos del área del Casanare presentan los valores más bajos de Vanadio y Níquel, próximos a los contenidos señalados para los crudos normales, mientras que los crudos del área de Apiay, presentan valores más altos, pero sin llegar a ser tan altos como los observados en promedio para los crudos pesados, alcanzando solo hasta 602 ppm el Vanadio y 90 ppm el Níquel. Este es un parámetro de una gran incidencia en el valor del crudo y de una gran importancia como herramienta que contribuye a dilucidar el ambiente de origen del crudo (**ver Figura 25 y Figura 26**).

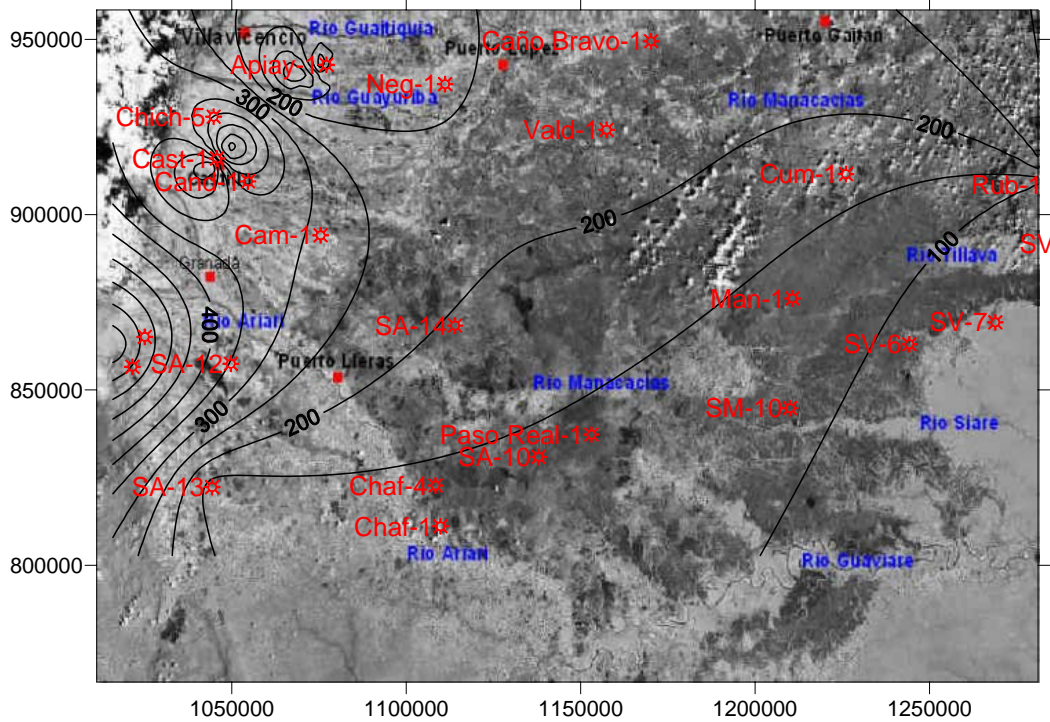


Figura 25. Mapa de Isoconcentraciones de Vanadio para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales.

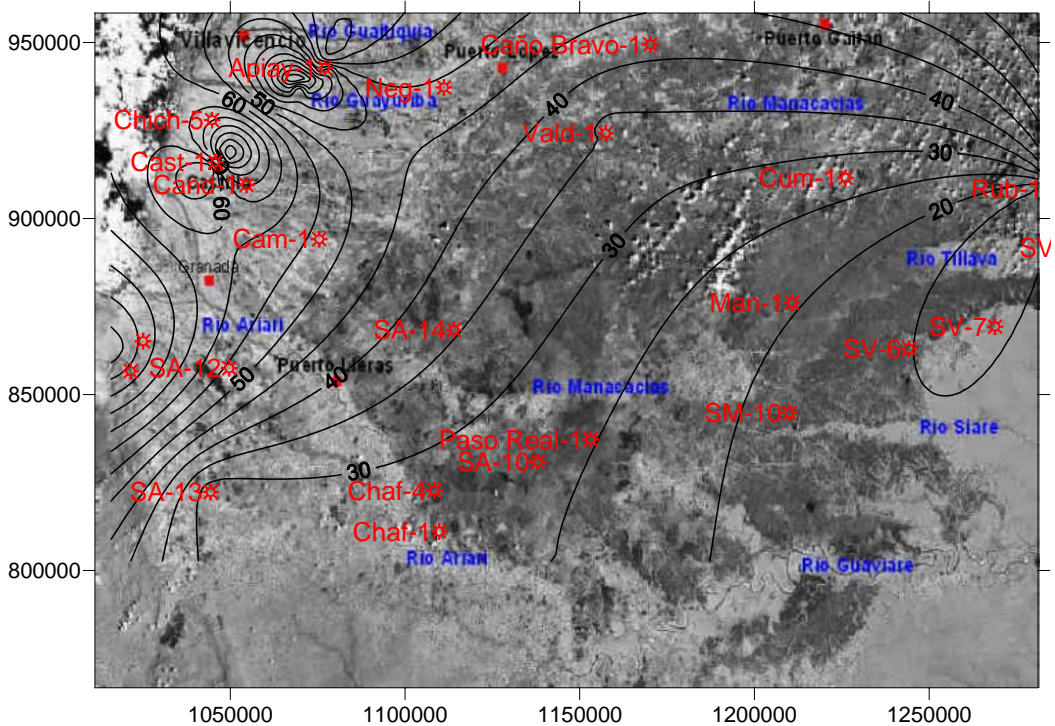


Figura 26. Mapa de Isoconcentraciones de Niquel para el Sector Sur de la Cuenca de los Llanos Orientales.

4.3. FAMILIAS DE CRUDOS

Rangel (1998, 2003) agrupa en tres familias los crudos presentes en esta región, de acuerdo a composición geoquímica y a parámetros isotópicos y moleculares indicadores de ambientes sedimentarios.

4.3.1. FAMILIA TIPO SURIA

Esta familia está distribuida en el área al suroeste del campo Apiay. Comprende los campos Suria, Libertad, Pompeya, Sauro, Tanané y se entrapa principalmente en el horizonte K1.

Estos crudos han sido generados por rocas del Cretácico de ambiente marino muy proximal, anaeróbico y se encuentra localizada en un área relativamente limitada del sector en trampas posiblemente más jóvenes que la familia Chichimene-Apiay.

Las características geoquímicas indican ambientes óxido, siliciclástico, con abundantes aporte de plantas superiores en un ambiente sedimentario muy proximal y una salinidad alta. Su roca fuente muy posiblemente son los shales más proximales de la Formación Chipaque.

4.3.2. FAMILIA TIPO CASTILLA – CHICHIMENE

Lo conforman los crudos almacenados en el intervalo K2 de los campos Apiay, Chichimene, Castilla, Guatiquía. También pertenecen a esta familia crudos almacenados en reservorios terciarios en los campos Rubiales y Manacacías. En esta familia clasifica las manifestaciones de hidrocarburos encontrados en los pozos SA y SM. Esta familia de crudos presenta una distribución muy amplia en todo el suroeste de la Cuenca de los Llanos llegando hasta el borde de la Plataforma.

Estos crudos fueron generados por rocas de ambiente marino anóxico, posiblemente más distal que las facies que generaron el crudo de la familia tipo Suria, con aporte de plantas superiores en un ambiente sedimentario relativamente proximal, pero más distal que las rocas que originaron la Familia Suria.

4.3.3. FAMILIA TIPO GUARIMENA – SANTIAGO

Esta constituida por crudos almacenados en los intervalos del Terciario de los campos localizados hacia el noreste de la región de estudio, comprende los campos Guarimena, Sardinias, Rancho quemado y pozo Tauramena-1, Medina-1, Abejas-1 del área del Casanare.

Estos crudos están relacionadas a litologías tipo Shale, de ambientes anóxico/siliciclástico con aporte de plantas superiores en un ambiente sedimentario relativamente proximal con posibilidades de contribución de una roca fuente terciaria.

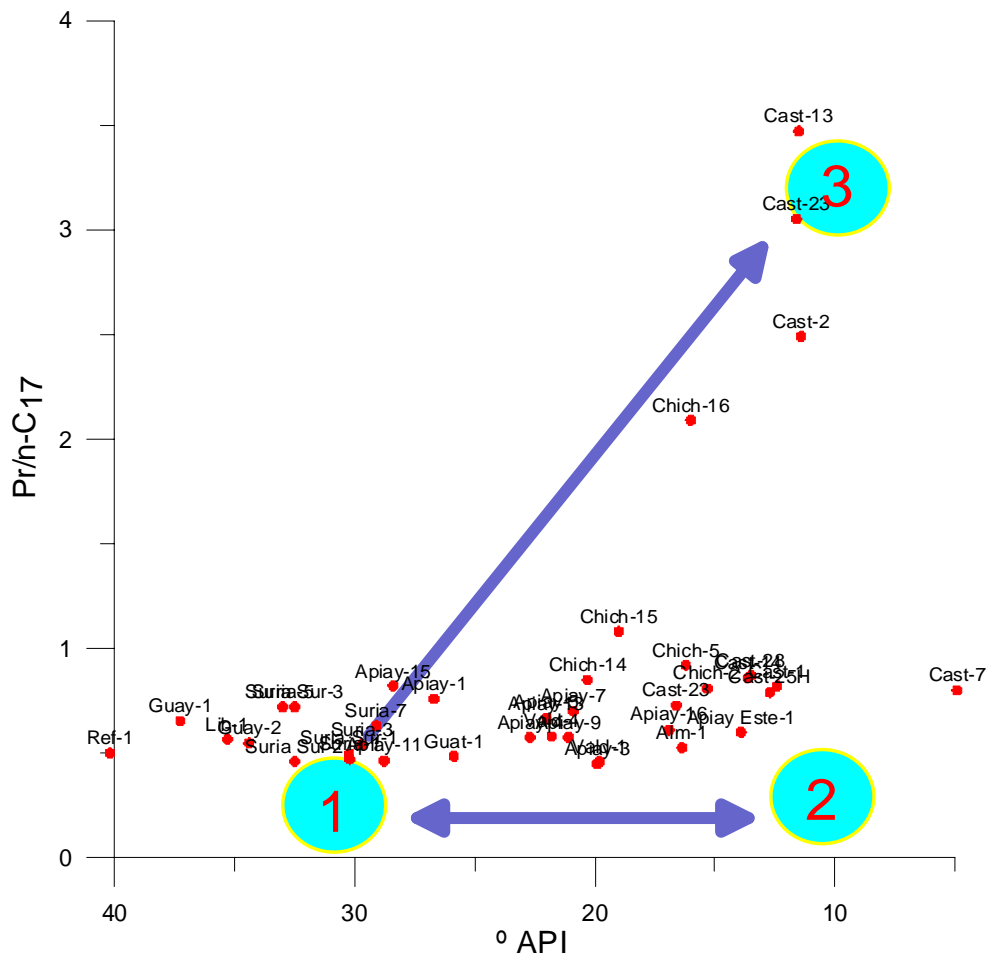
4.4. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS

El gráfico gravedad API Vs profundidad (**ver Figura 22**), no muestra una correlación entre estas dos variables indicando que los valores originales han sido modificados por diferentes procesos.

Es importante señalar que se observan crudos con bajos valores de gravedad API en reservorios profundos por debajo del límite de temperatura de supervivencia de las bacterias biodegradantes (**ver Figura 22**), lo cual indica que estos horizontes estuvieron a menor profundidad en el pasado y sufrieron una fase de paleobiodegradación (**ver Figura 22 y Figura 27**) antes de sufrir un enterramiento adicional.

El gráfico °API Vs % azufre (**Figura 28**) muestra un origen en su mayoría marino, aunque se presenta crudos con orígenes terrestres, indicando historias complejas de migración y una posible variedad de procesos de alteración en el yacimiento.

Teniendo en cuenta que el contenido de azufre original es una variable dependiente del origen del crudo, y que los mayores valores se asocian a ambiente de tipo marino carbonático, mientras que los menores valores se asocian a crudos de ambientes proximales siliciclásticos, podríamos señalar en principio la existencia de crudos de dos orígenes extremos marino y terrestre (**ver Figura 29**).



- 1 Crudo Normal o Poco Biodegradado
- 2 Crudo muy Biodegradado con refreshing
- 3 Crudo muy biodegradado sin refreshing o con refreshing biodegradado

Figura 27. Procesos de biodegradación a partir de la gravedad API y la relación Pr/nC_{17} (Basado de Rangel et al, 1988 y 2003)

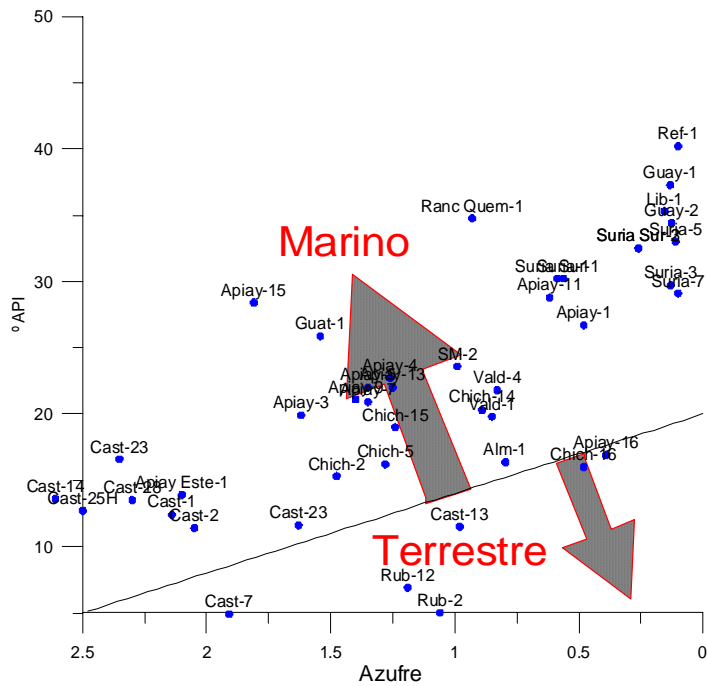


Figura 28. Origen de los crudos a partir del contenido de Azufre y la gravedad API (Basado de Rangel et al, 1988 y 2003)

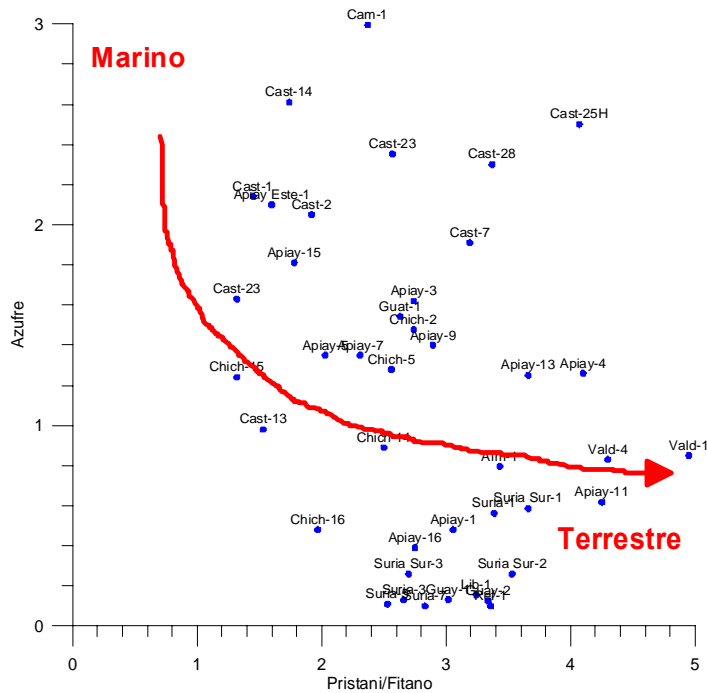


Figura 29. Origen de los crudos a partir de la relación Pristano/Fitano y el porcentaje de Azufre (Basado de Rangel et al, 1988 y 2003)

5. ANALISIS PETROGRAFICO – ESTRATIGRAFICO DE NUCLEOS

Con el fin de tener una mayor base de datos de los pozos analizados se realizó una descripción litológica de los corazones de los pozos CASTILLA – 18, VALDIVIA – 1 y RUBIALES – 9, utilizando como guía el formato de descripción de corazones empleado en la litoteca nacional (**ver Anexo 3**), con el fin de conocer las condiciones litológicas y petrofísicas del yacimiento, como roca reservorio y como roca sello, además se realizó un análisis visual de zonas con contenidos de crudos, para encontrar zonas impermeables que actuaran como sellos debido a la presencia de tar mats, sin embargo el análisis visual y posterior análisis geoquímico determinó que en los corazones de los pozos analizados no existen zonas de tar mats.

Las condiciones petrofísicas y estratigráficas varían ampliamente de un pozo a otro, y también las propiedades de los crudos.

5.1. ANALISIS DE CORAZON CASTILLA – 18

El pozo Castilla – 18 hace parte del campo CASTILLA, y está ubicado en las siguientes coordenadas:

Longitud: 1 04 8705 m.

Latitud: 919 475 m.

El resultado del análisis del corazón del Pozo Castilla – 18 se sintetiza en **los Anexo 5, Anexo 6 y Anexo 7**. El intervalo analizado de corazón corresponde a la formación Guadalupe Superior. Para el análisis de los corazones se utilizó el formato de descripción de corazones presentado en el **Anexo 3**, y las convenciones y parámetros utilizados en este formato se muestran en el **Anexo 4**.

Dentro de los pozos analizados, Castilla – 18 presenta los valores más bajos de gravedad API obtenida a partir de pruebas de Pirolisis.

La litología que sirve como reservorio en este pozo se compone de areniscas de grano fino y muy fino especialmente con porosidad buena a regular (de acuerdo al rango presentado en el **Anexo 4**). En algunos sectores se encuentran areniscas de grano medio que también sirven como roca reservorio, ya que se observa cierta saturación de aceite, pero el tipo de roca predominante como reservorio en este pozo son las areniscas de grano fino a muy fino.

Como rocas sellos encontramos intercalaciones de limolitas con areniscas de grano muy fino con abundante contenido de matriz (ver formato de descripción de corazones **Anexo 4**), la presencia constante de estas intervalos con aceite y sin aceite intercaladas compartimenta el reservorio, donde existen intervalos pequeños de algunos centímetros de espesor con saturación de crudos seguido por sus respectivos sello, compuesto por la intercalación de estas limolitas y areniscas muy finas (**ver Figura 30**).



Figura 30. Intercalación de niveles de alta y baja permeabilidad con saturación y no saturación de HC, respectivamente, en el pozo Castilla – 18.

Dentro de las rocas que actúan como sello, se encuentran areniscas de grano fino a muy fino lodosas color pardo claro, con intercalaciones de niveles arcillosos oscuros, con laminación en algunos sectores plana y en otros sectores presenta una laminación ondulosa o flaser. Por lo tanto estas areniscas lodosas también actúan en este sector como rocas sello (**ver Figura 31**).

Otro tipo de litología que se encuentra en el núcleo del pozo Castilla – 18, son arcillolitas negras con laminación plana paralela.



Figura 31. Roca sello en el pozo Castilla – 18, compuesta de areniscas finas lodosas con intercalaciones de arcillolitas negras con laminación ondulosa y flaser.

En la imagen siguiente se puede observar el control que ejerce la permeabilidad sobre la presencia de HC en este sector, ya que dentro de un nivel de areniscas de grano muy fino, con abundante matriz y baja permeabilidad y porosidad, con laminación tipo flaser, y laminación ondulosa y cruzada se encuentran lentes pequeños de areniscas de grano fino pero cuyo contenido de matriz disminuye pasando de tener abundante a regular o escasa matriz, favoreciendo la acumulación de aceite, aunque con una saturación regular según las convenciones utilizadas para la descripción de corazones (ver Anexo 4) (ver Figura 32).



Figura 32. Lente arenoso con saturación regular de HC dentro de unas areniscas de grano fino con alto contenido de matriz.

5.2. ANALISIS DE CORAZON DE VALDIVIA – 1

El pozo Valdivia – 1 pertenece al campo Valdivia, y se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas:

Longitud: 1 157 423 m.

Latitud: 924 205 m.

Como resultado del análisis del intervalo de corazón recuperado del pozo Valdivia-1, utilizando como base para su descripción el formato de descripción de corazones empleado en la litoteca del Instituto Colombiano del Petróleo (**ver Anexo 3**), y empleando las convenciones mostradas en el **Anexo 4**; se realiza la columna estratigráfica del intervalo analizado (**ver Anexo 8 y Anexo 9**), con el fin de integrar información litológica y petrofísica, con datos de registros de pozos y datos obtenidos a partir de el análisis geoquímico.

Las rocas analizadas dentro del intervalo de profundidad de 5377' a 5453', en el pozo Valdivia-1 pertenecen a la formación Mirador, de edad Eoceno Superior.

Los valores de gravedad API, obtenidos a partir de pruebas de Pirolisis, son de crudos intermedios a normales que están alrededor de los 22 API.

Las rocas que sirven como reservorio, son principalmente areniscas de grano fino y muy fino, con una buena porosidad y con una buena saturación en Hidrocarburos, además el contenido de matriz es escaso.

Las barreras de permeabilidad en este caso están dados por un aumento en la cantidad de matriz de estas areniscas de grano muy fino, lo que disminuye la porosidad libre y la permeabilidad, en la figura 31 puede verse que en la parte superior se encuentra un arenisca de grano muy fino, con buena porosidad, saturada en aceite, y en la parte inferior existe una barrera de permeabilidad debido al aumento del contenido de matriz lodosa (**ver Figura 33**).

Estas rocas que componen una barrera de permeabilidad, las areniscas de grano muy fino, presentan una laminación ondulosa, menor a 1 mm, compuesta por arcillolitas negras, y en algunos sectores llegan a tener laminación tipo flaser.

Otro tipo de roca que sirve como barrera de permeabilidad del aceite, son unas arcillolitas negras, laminadas fisiles. Las cuales aparecen dentro de los niveles de areniscas que contienen Hidrocarburo actuando como roca sello (**ver Figura 34**).



Figura 33. Barrera de permeabilidad dada por el aumento del contenido de matriz limosa y arcillosa dentro de la misma arenisca de grano muy fino.

El papel que juega el contenido de matriz dentro de las condiciones necesarias para facilitar la acumulación de Hidrocarburos puede apreciarse claramente en el contacto neto entre la arenisca de grano muy fino con buena porosidad libre, saturada en aceite y la arenisca de grano muy fino con alto contenido de matriz, con escasa porosidad libre (**ver Figura 35**).

Se encuentran pequeños niveles de Carbón, lo que indica que el ambiente en el cual se depositaron estas rocas tenía gran aporte de materia orgánica terrestre, además porque se encuentran algunos fragmentos de corteza de árbol también carbonizada, especialmente dentro de las areniscas de grano medio.

El intervalo analizado para el pozo Valdivia-1, muestra que la secuencia es granodecreciente (ver anexos 11 y 12), ya que hacia la base del corazón se encuentran rocas con tamaños de grano mas gruesas, como areniscas de grano grueso y muy grueso, y hacia el tope de la secuencia se encuentran areniscas de granos muy finos y limolitas y arcillolitas.



Figura 34. Arcillolita negra laminada bastante fisil que actúa en algunos sectores como roca sello.



Figura 35. Barrera de permeabilidad dada por la variación en el contenido de matriz dentro de la arenisca de grano muy fino.

5.3. ANALISIS DE CORAZON DE RUBIALES – 9

El pozo Rubiales – 9 pertenece al campo Rubiales localizado en el municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta y se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas:

Longitud: 1 298 877 m.

Latitud: 905 062 m.

Como resultado del análisis del intervalo de corazón recuperado del pozo Rubiales-9, utilizando como base para su descripción el formato de descripción de corazones empleado en la litoteca del Instituto Colombiano del Petróleo (**ver Anexo 3**), y empleando las convenciones mostradas en el **Anexo 4**; se realiza la columna estratigráfica del intervalo analizado (**ver Anexo 10**), con el fin de integrar información litológica y petrofísica, con datos de registros de pozos y datos obtenidos a partir del análisis geoquímicos.

El intervalo analizado en el pozo Rubiales-9, corresponde a las llamadas Arenas básicas o miembro C7, de edad Oligoceno, las cuales descansan discordantemente sobre rocas de edad paleozoico.

Las condiciones petrofísicas en el pozo Rubiales, son un tanto diferentes a las analizadas ya anteriormente, debido a que el tamaño de grano de la roca reservorio es mayor, que las de los pozos Valdivia-1 y Castilla-18, así como también las rocas que sirven como barreras de permeabilidad.

La porosidad en las areniscas de grano medio que sirven como roca reservorio, es altísima obteniendo valores de hasta 38%, según análisis petrográficos realizados a algunas rocas del intervalo de corazón analizado, además confrontando esto con informes realizados por otros trabajos antes realizados a los corazones; aunque las partículas son poco redondeadas llegando a ser angulosas, la porosidad es altísima, debido a que el contenido de matriz es escasa.

En el intervalo analizado las rocas que sirven como barreras de permeabilidad, son también areniscas de grano medio, sin embargo la disminución en la permeabilidad es debida a que los poros tienen muy abundante contenido de matriz (ver convenciones de descripción de corazones **Anexo 4**).

También se encuentran shales negros, que presentan un alto contenido de materia orgánica, carbonizada, se observan restos de corteza, huellas de tallos, y hojas.

Dentro de las areniscas que se encuentran en el intervalo analizado, es muy frecuente encontrar restos pequeños (2 mm) de cortezas de plantas, tallos y raíces.

6. ANALISIS DE MUESTRAS POR PIROLISIS ROCK – EVAL 6

Durante muchos años, dentro de los objetivos de la geoquímica orgánica, está la caracterización de la materia orgánica, como un paso fundamental en la evaluación del potencial generador de hidrocarburos, la madurez termal y tipo de Materia Orgánica (MO) de las rocas en un proyecto dado (Peters 1986).

Para tal fin se ha utilizado la técnica de pirolisis Rock – Eval, la cual consiste básicamente en el calentamiento de una pequeña cantidad de roca pulverizada (100 mg aprox.), la cual se presume tiene una cierta cantidad de materia orgánica, con el fin de liberar compuestos orgánicos (ver Figura 36).

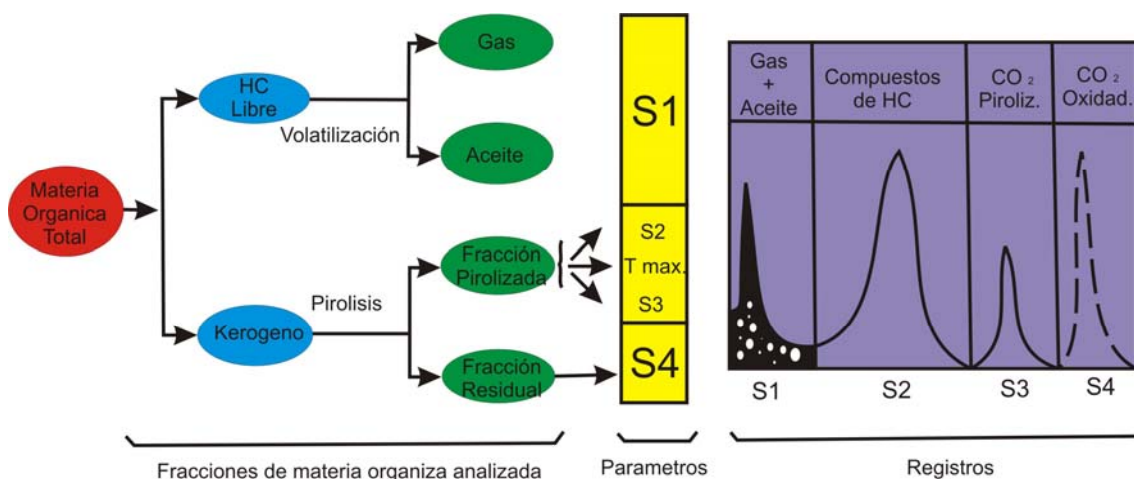


Figura 36. Diagrama general mostrando las diferentes fracciones de la materia orgánica total de la roca analizada, y sus correspondientes parámetros y sus registros en el pirograma. Modificado de Lafargue (1998).

Las condiciones iniciales y operacionales de la pirolisis pueden variar, dependiendo del tipo u objetivo del análisis; sin embargo en términos generales el proceso es el mismo. Se pulveriza una muestra de roca que puede pesar hasta 100 mg, y es pirolizada o quemada a una temperatura que puede variar según el tipo de análisis o el resultado esperado. Peters (1986), propone una temperatura de pirolización de 300°C, durante un tiempo de 3 a 4 min en presencia de una atmósfera inerte (Helio o Nitrógeno). Seguido de una pirolización programada que también puede variar, Peters (1986), propone una tasa de calentamiento de 25°C/min hasta llegar a 550°C.

6.1. PARAMETROS OBTENIDOS

Un detector de ionización de flama (FID) es sensible a cualquier componente generado durante la pirolisis.

Dentro de la pirolisis Rock – Eval desarrollada con el fin de determinar el potencial generador y madurez termal de las rocas los parámetros que se obtienen son los siguientes: el primer parámetro es el pico (S1), el cual representa los miligramos de hidrocarburos que pueden ser destilados termalmente a partir de un gramo de roca.

El segundo pico (S2) representa los miligramos de hidrocarburos generados por degradación pirolitica del kerogeno en un gramo de roca.

El tercer pico (S3) representa los miligramos de dióxido de carbono generados a partir de un gramo de roca durante el calentamiento., y es analizado por un detector de conductividad térmica (TCD para versiones anteriores al Rock-Eval 6).

La temperatura a la cual la máxima cantidad de hidrocarburos son generados en el pico S2, se denomina como Tmax.

Así con todos estos parámetros entregados se puede evaluar la cantidad, tipo y madurez termal de la materia orgánica, como lo explica Peters (1986) (**ver figura 36**).

Además de las ventajas que durante muchos años ha proporcionado la utilización de la pirolisis a la exploración de hidrocarburos, las nuevas aplicaciones alcanzadas con el Rock – Eval 6, son importantes ya que además de las aplicaciones en exploración, también existen aplicaciones en producción de hidrocarburos y estudios de contaminación de suelos.

Como consecuencia de las mejoras e implementaciones realizadas a la pirolisis utilizando el Rock – Eval 6, para cada muestra analizada se puede encontrar curvas tales como la S1 y S2 las cuales reflejan la cantidad de hidrocarburos, el pico S3 el cual refleja la cantidad de CO y CO₂, y el pico S4, el cual refleja la cantidad de CO y CO₂, durante la oxidación.

Una de las principales ventajas otorgadas por el Rock – Eval 6, es que se puede obtener una verdadera función temperatura versus tiempo (Lafargue 1998), ya que las condiciones iniciales, tasas de calentamiento y tiempo de pirolización pueden ser ajustados según el usuario dependiendo de una determinada aplicación específica.

Otra de las importantes mejoras alcanzadas con el Rock – Eval 6, es la de poder detectar las cantidades de CO y CO₂ durante la pirolisis y la oxidación

de las muestras, gracias a la detección de un dispositivo infrarrojo que realiza esta función.

Como consecuencia de esta nueva función se ha podido aumentar la funcionalidad de la pirolisis ya que además de poder determinar el carbono orgánico también se puede determinar la cantidad de carbono mineral presente dentro de la roca y hacer así una diferenciación entre el tipo de carbono mineral (calcita, Dolomita, Siderita).

6.1.1. DETERMINACION DEL CARBONO MINERAL

La cantidad de carbono mineral se obtiene de sumar el CO₂ liberado durante la pirolisis por una temperatura superior a 400°C y el CO₂ liberado a partir de la descomposición de los carbonatos en la fase de oxidación dentro del intervalo de los 650°C a 850°C. (Lafargue 1998),

6.1.2. DETERMINACION DEL CARBONO ORGANICO

Como en anteriores versiones del Rock – Eval, la cantidad de carbono orgánico se obtiene sumando el Carbón Pirolizado (PC) y el carbón residual (RC), sin embargo la detección continua de CO y CO₂ ha mejorado la cuantificación de PC y RC.

La cuantificación del PC se obtiene a partir del cómputo de los siguientes datos:

- Los hidrocarburos liberados a partir de los picos S₁ y S₂, asumiendo que ellos contienen cerca del 83% del carbono orgánico.
- El CO liberado durante la pirolisis hasta 500°C (Pico S'_{3a})
- EL CO₂ liberado durante la pirolisis hasta 400°C (Pico S_{3a})
- La cuantificación del RC se obtiene a partir de la suma del CO (Pico S'₄) y CO₂ (Pico S₄) durante la fase de oxidación hasta 650°C.

$$\text{TOC} = \text{PC} + \text{RC}$$

$$\text{PC}(\%) = (\text{S}_1 + \text{S}_2) * 0.083 + (\text{S}_{3a} * 12/440) + (\text{S}'_{3a} * 12/280)$$

$$\text{RC}(\%) = (\text{S}_4 * 12/440) + (\text{S}'_4 * 12/280)$$

6.2. APLICACION DEL ROCK – EVAL 6 A LA GEOQUIMICA DE RESERVORIO

Esta es una de las nuevas y más importantes aplicaciones del Rock – Eval 6, y la cual es de vital importancia para el desarrollo del presente trabajo.

Es una aplicación de gran importancia teniendo en cuenta el factor económico, debido a su relativo bajo costo y la rapidez con la que se puede obtener los resultados indispensables muchas veces a la hora de tomar una decisión sobre comercialidad de un pozo o campo, ya que por medio de la geoquímica de reservorio se puede obtener intervalos de crudos pesados, tar mats, y zonas de baja producción.

6.2.1. CARACTERIZACION DE CRUDOS POR MEDIO DE PIROLISIS ROCK – EVAL 6

Para efectos del presente trabajo se pretende determinar básicamente la propiedad que en ultimas define si un crudo es pesado o no; la gravedad API; para tal efecto se utilizó el aparato Rock – Eval 6 (ver Figura 37), desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo.

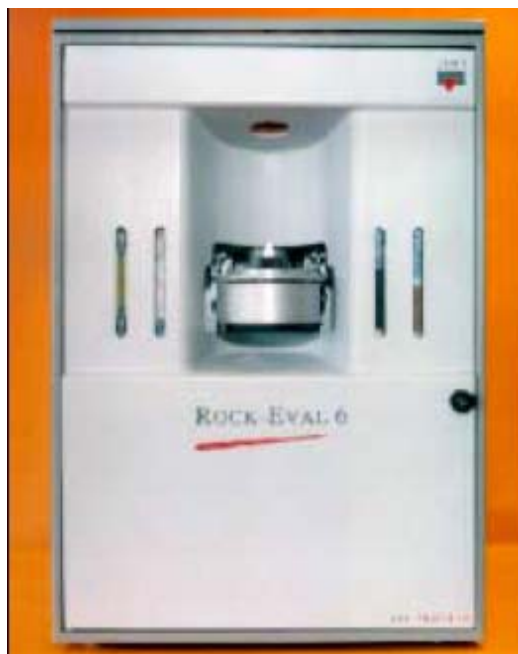


Figura 37. Pirolizador Rock – Eval 6.

El método utilizado para este estudio, está basado en el trabajo realizado por Trabelsi (1994), pero modificado para las condiciones de los crudos colombianos, también basados en el trabajo realizado por Gómez et al (2002).

La tasa de calentamiento utilizada para este estudio fue 25°C/min., en cambio de 10°C/min utilizada por Trabelsi (1994). La etapa de calentamiento utilizada fue 200 °C durante 5 minutos, en vez de 180°C por 10 minutos (**ver Figura 38**).

Así entonces el método utilizado para nuestro trabajo es el siguiente: calentamiento de las muestras a 200°C durante 5 minutos, esta fase de calentamiento favorece la termovaporización de los hidrocarburos livianos libres ($C_1 - C_{15}$), y está representado por el pico S1.

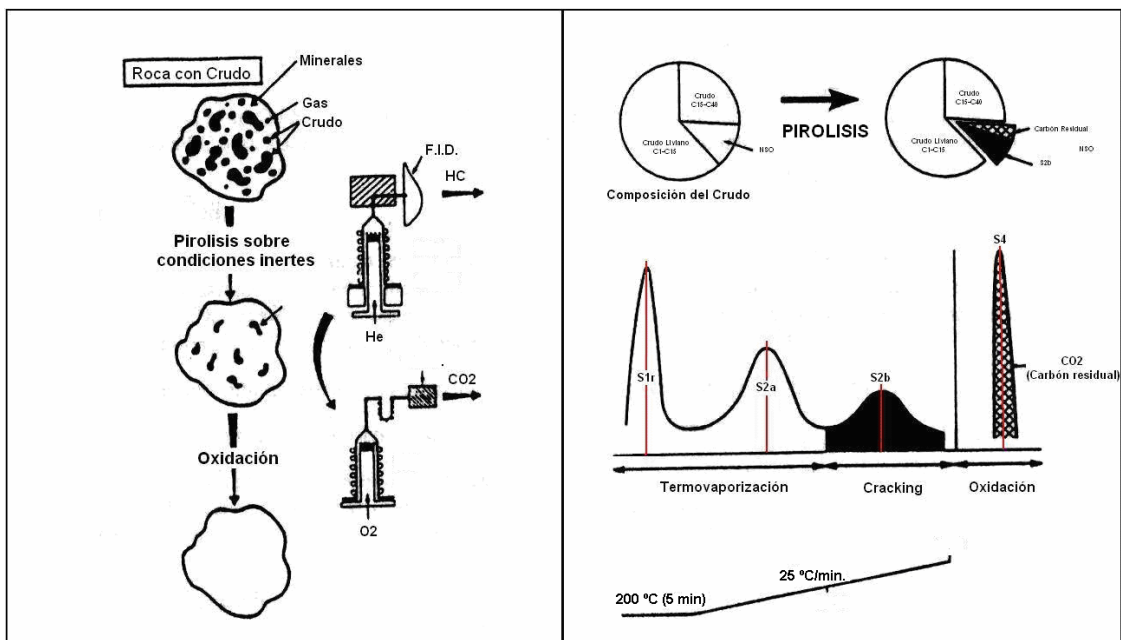


Figura 38. Proceso de pirólisis y oxidación en la Pirólisis Rock – Eval 6 con sus respectivas componentes de los crudos analizados, modificado de Trabelsi (1994).

Calentamiento programado desde una temperatura de 200 °C a una tasa de 25°C, la cual resulta en:

- La termovaporización de los hidrocarburos (C_{15} - C_{40}) libres y representados por el pico S_{2a}.
- El cracking de los compuestos remanentes pesados ($>C_{40}$) representados por el pico S_{2b}.

- Luego se realiza la detección del CO y CO₂, gracias al detector infrarrojo, en vez de un Termal conduction detector (TCD), utilizado por Trabelsi (1994), y queda grabado como el pico S4.

Una vez obtenidos los datos de la pirolisis, se procede a calcular los valores de gravedad API, esto se hace basándose en la formula obtenida por Gómez et al (2002), quienes por medio de un trabajo realizado en crudos colombianos pudieron determinar la relación entre los parámetros obtenidos de la pirolisis Rock – Eval 6 y la gravedad API de los crudos analizados.

El trabajo realizado por Gómez (2002), se basó en tomar 4 muestras con crudos con gravedades API conocidas entre 12 y 40, y diluirlas en una matriz inerte de arenisca pura para poder analizarlas en el Pirolizador. Posteriormente basados en el calculo de fracciones de error determinadas entre los métodos de destilación y pirolisis se determinó las condiciones óptimas para el desarrollo del trabajo, anteriormente mencionadas; fase de vaporización de 200°C con una duración de 5 minutos, y seguida por una etapa de pirolisis con una taza de calentamiento de 25°C/min.

Fue así como se obtuvo la relación $API = 55.785 \cdot X + 4.08075$, donde X representa la relación $[S1/(S1+S2_a+S2_b)]$, con una correlación ($R^2 = 0.83$) (ver Figura 39)

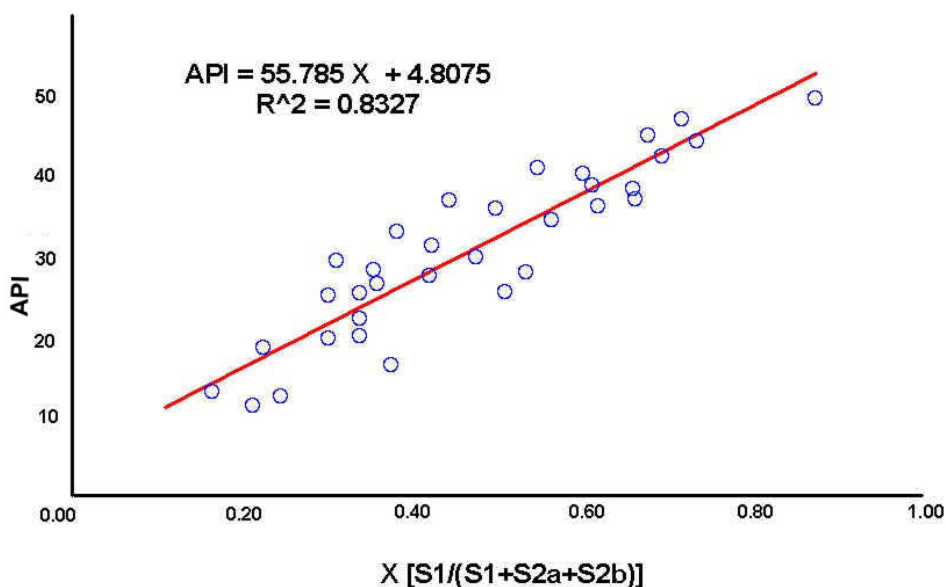


Figura 39. Correlación entre la gravedad API medida y la relación de parámetros de pirolisis (X), calculada en 50 crudos de yacimientos colombianos. Tomado de Gómez et al (2002).

6.3. ANALISIS DE LOS CRUDOS DE LOS POZOS CASTILLA – 18, VALDIVIA – 1 Y RUBIALES – 9

Los resultados de los análisis realizados a las muestras previamente seleccionadas y obtenidas de los corazones de los pozos que están dentro de la zona de estudio; los cuales según los mapas de tendencias regionales, se esperarían tengan los valores mas bajos de gravedad API, y que además tengan una cantidad de registros eléctricos considerables, especialmente importante que contengan registros resistivos; se presentan a continuación, con su respectivos valor de gravedad API, obtenido de la formula obtenida por Gómez (2002) (ver **Tabla 4**, **Tabla 5** y **Tabla 6**).

| MUESTRAS ANALIZADAS DEL POZO RUBIALES – 9 | | | | | |
|--|-----------|------------|------------|-----------|------------|
| Prof. | S1 | S2a | S2b | S3 | API |
| 2408' 2" | 17,42 | 24,3 | 10,76 | 1,2 | 23,32 |
| 2408' 10" | 0,57 | 0,71 | 1,47 | 0,38 | 16,37 |
| 2411' | 0,18 | 0,36 | 0,47 | 0,62 | 14,75 |
| 2412' | 14,62 | 22,06 | 9,73 | 0,8 | 22,385 |

Tabla 4. Datos obtenidos de la pirolisis a las muestras del Pozo Rubiales – 9.

| MUESTRAS ANALIZADAS DEL POZO CASTILLA – 18 | | | | | |
|---|-----------|------------|------------|-----------|--------------|
| Prof. | S1 | S2a | S2b | S3 | API |
| 6671 | 3,57 | 8,1 | 8,55 | 0,58 | 14,66 |
| 6674 | 2,72 | 6,28 | 5,22 | 0,42 | 15,48 |
| 6727 | 5,4 | 8,88 | 7,04 | 0,71 | 18,94 |
| 6729 | 7,92 | 13,77 | 10,41 | 0,96 | 18,57 |
| 6729 | 7,81 | 14,82 | 11,76 | 0,8 | 17,48 |
| 6745 | 4,08 | 9,07 | 8,28 | 0,5 | 15,43 |
| 6757 | 4,04 | 6,56 | 5,16 | 0,39 | 19,11 |
| 6761 | 4,38 | 10,15 | 8,21 | 0,5 | 15,55 |
| 6782 | 8,5 | 22,37 | 23,15 | 0,58 | 13,59 |
| 6790 | 8,34 | 12,46 | 10,07 | 0,83 | 19,88 |
| 6797 | 4,41 | 9,91 | 9,87 | 0,28 | 14,98 |
| 6797 | 4,52 | 9,71 | 9,24 | 0,57 | 15,55 |
| 6807 | 2,56 | 5,48 | 5,17 | 0,71 | 15,62 |
| 6812 | 5,4 | 12,39 | 19,44 | 1,38 | 12,9 |
| 6825 | 6,89 | 15,33 | 11,33 | 1,09 | 16,26 |

Tabla 5. Datos obtenidos de la pirolisis a las muestras del Pozo Castilla – 18.

| MUESTRAS DEL POZO VALDIVIA-1 | | | | | |
|-------------------------------------|-----------|------------|------------|-----------|--------------|
| Prof. | S1 | S2a | S2b | S3 | API |
| 5389,8 | 7,25 | 9,29 | 4,25 | 0,57 | 24,26 |
| 5392,5 | 9,8 | 10,9 | 5,78 | 0,47 | 25,48 |
| 5392,5 | 10,21 | 10,4 | 5,46 | 0,25 | 26,65 |
| 5397,1 | 6,42 | 8,72 | 4,27 | 0,36 | 23,26 |
| 5404 | 5,79 | 6,41 | 2,72 | 0,42 | 26,46 |
| 5406 | 6,92 | 10,7 | 4,18 | 0,45 | 22,53 |
| 5407,5 | 8,35 | 11 | 4,48 | 0,49 | 24,35 |
| 5414,2 | 5,03 | 5,55 | 2,55 | 0,35 | 26,18 |
| 5416,6 | 6,83 | 13,3 | 10,11 | 0,45 | 17,43 |
| 5420,1 | 6,33 | 8,6 | 3,77 | 0,6 | 23,69 |
| 5420,1 | 6,11 | 9,19 | 3,76 | 0,35 | 22,69 |
| 5429,1 | 4,09 | 4,95 | 1,83 | 0,12 | 25,80 |
| 5441 | 5,67 | 8,12 | 3,31 | 0,35 | 23,30 |
| 5443,1 | 5,86 | 8,36 | 3,22 | 0,91 | 23,55 |
| 5445,9 | 8,5 | 11,3 | 4,27 | 0,31 | 24,50 |
| 5449,2 | 4,98 | 5,74 | 2,39 | 0,3 | 26,00 |
| 5453 | 4,68 | 6,67 | 2,67 | 0,18 | 23,43 |
| 5453 | 5,18 | 6,21 | 2,6 | 0,36 | 25,46 |
| 5456 | 2,91 | 4,33 | 1,96 | 0,23 | 22,45 |
| 5458 | 5,34 | 6,67 | 2,7 | 0,29 | 25,06 |

Tabla 6. Datos obtenidos de la pirolisis de las muestras del pozo Valdivia – 1.

6.3.1 ANALISIS DEL CRUDO DEL POZO VALDIVIA – 1 POR MEDIO DE PIROLISIS ROCK – EVAL 6

El análisis del crudo del pozo Valdivia-1 muestra que el mayor pico en todas las muestras es el pico S2a, mientras que en la mayoría de muestras el pico S1 es mayor que el pico S2b, mostrando que el tipo de crudo encontrado en Valdivia – 1, contiene mayor número de componentes livianos que pesados. Solo en la muestra que tiene 17.4 °API, se observa que el pico S2b es mayor que el pico S1, mostrando que este crudo que tiene mayor gravedad específica, contiene mayores componentes pesados que los crudos con mayor gravedad API. A medida que la gravedad API aumenta el pico S1 tiende a ser mayor, pudiéndose observar que en la muestra con mayor gravedad API en este caso 26.1 °API, el pico S1 casi llega a ser igual que el pico S2a (**ver Figura 40**).

Además un análisis de los picos (S1, S2a, S2b y S3) contra la Resistividad medida en la zona virgen y la zona lavada, muestra que no existe una buena correlación entre los parámetros anteriormente mencionados (**ver Figura 41**).

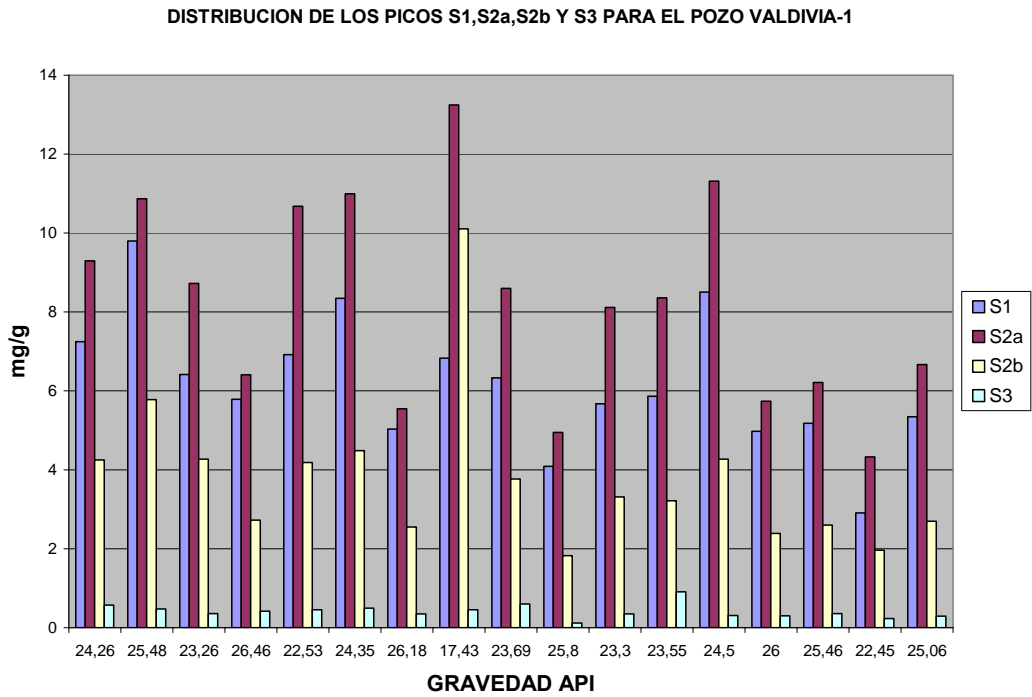


Figura 40. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Valdivia – 1.

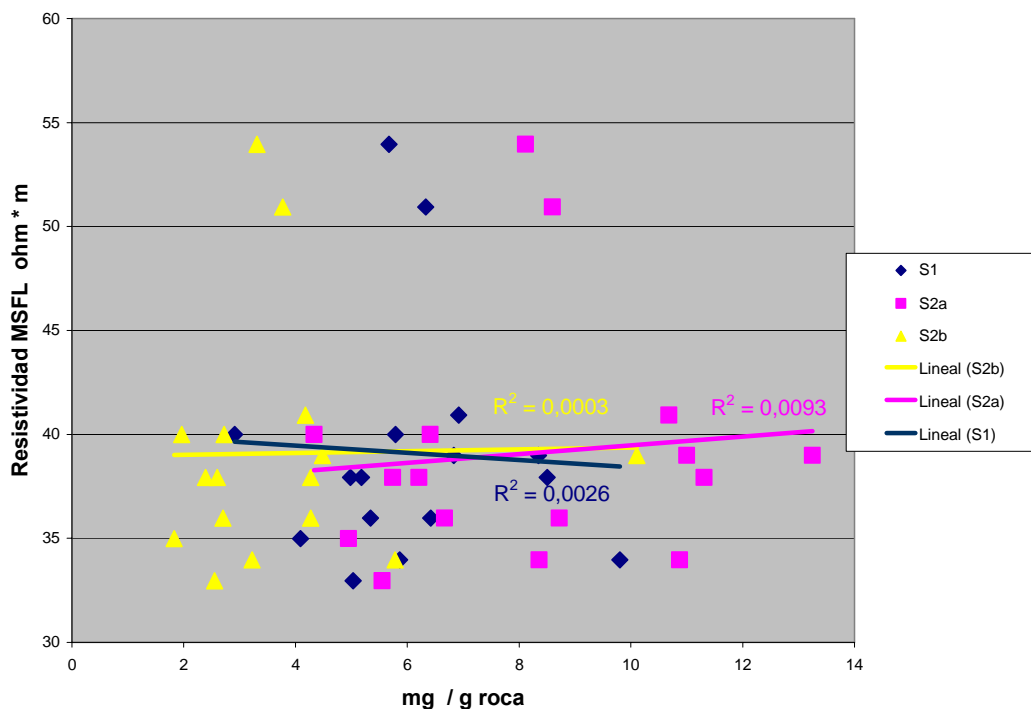


Figura 41. Relación entre los picos S1, S2a, S2b y S3 con la resistividad MSFL para el pozo Valdivia – 1.

6.3.2. ANALISIS DEL CRUDO DEL POZO CASTILLA-18 POR MEDIO DE PIROLISIS ROCK – EVAL 6

A diferencia con lo observado en el pozo Valdivia – 1, el pozo Castilla – 18 muestra que en crudos con menor gravedad API, el valor del pico S2b es mayor que el pico S2a y que el pico S1. Lo que muestra que el tipo de crudo encontrado en este intervalo del pozo Castilla – 18, contiene mayores componentes pesados que los encontrados en el pozo Valdivia – 1, además se puede ver la relación existente entre la gravedad API y los picos S1, S2a, S2b, ya que en la muestra con gravedad API mas baja del pozo Castilla-18, la cual es 12 °API, el pico S2b es mucho mas alto que el pico S2a y S1, indicando el mayor contenido de componentes pesados (**ver Figura 42**).

DISTRIBUCION PICOS S1, S2a, S2b Y S3 PARA EL POZO CASTILLA-18

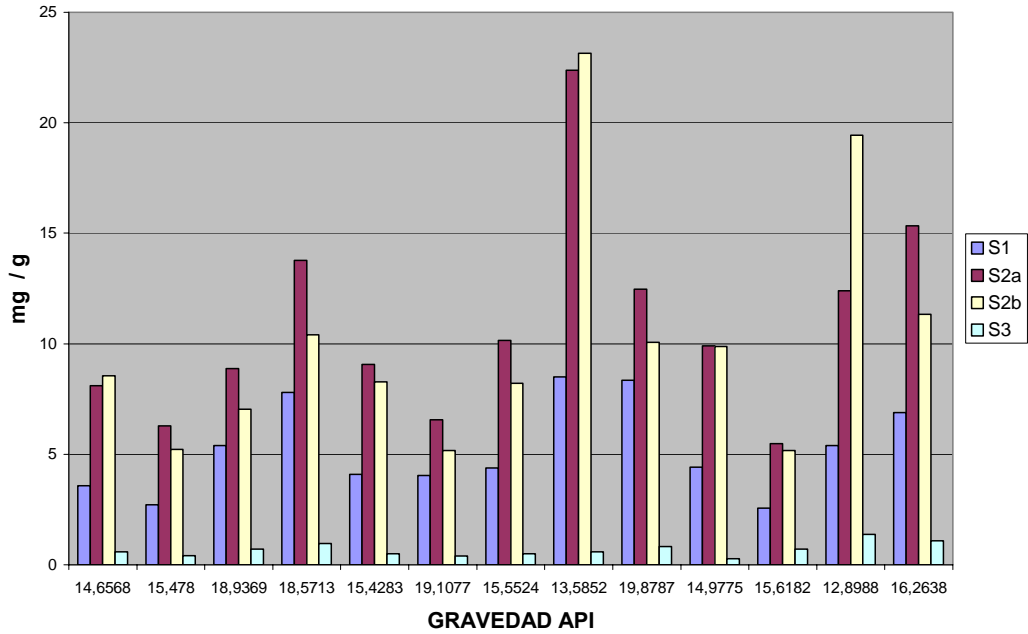


Figura 42. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Castilla-18

En muestras con gravedad API que están alrededor de 15°API, se muestra que existe casi una igualdad entre los picos S2a y S2b, pero siendo siempre el pico S2b mayor que el pico S1. En muestras con crudo de gravedad API un poco mayor, p.e. 19° API, se observa que el pico S2a es mayor que el pico S2b, como era de esperarse; sin embargo siempre el pico S2b es mayor que el pico S1, lo que indica que realmente el crudo contiene mayor cantidad de componentes pesados que livianos (ver Figura 43).

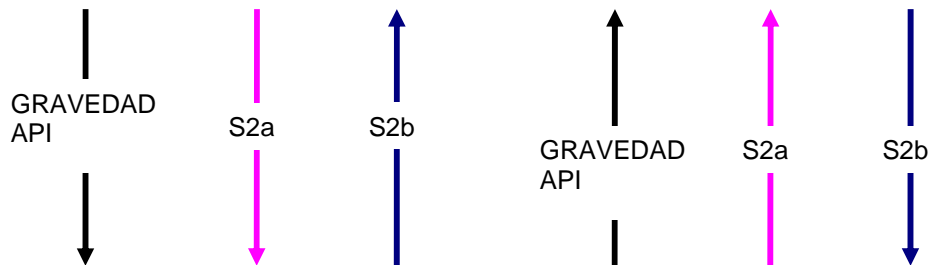


Figura 43. Tendencia de la gravedad API con el pico S2a y S2b para crudos pesados

El análisis de los picos S1, S2a y S2b vs Resistividad medida en la zona lavada y zona virgen por medio de los registro MSFL y LLD, respectivamente, muestra que en estos crudos con mayor cantidad de componentes pesados, mejora la correlación entre los valores de resistividad medida en la zona lavada (registro MSFL) y los picos, por lo que es probable que también exista una buena correlación entre la gravedad API y el registro MSFL (ver Figura 44).

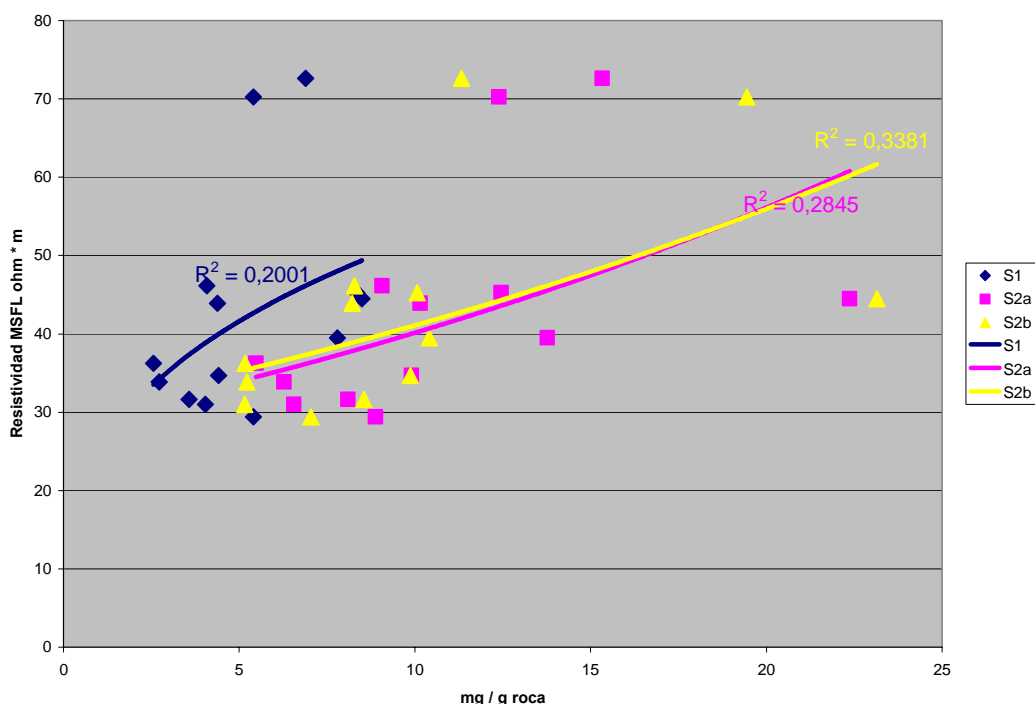


Figura 44. Correlación entre los valores de resistividad MSFL y los picos S1, S2a y S2b para el pozo Castilla – 18.

6.3.3 ANALISIS DEL CRUDO DE LOS POZOS RUBIALES – 9 Y RUBIALES – 2 POR MEDIO DE PIROLISIS ROCK – EVAL 6

Las muestra de crudos analizados de los pozos Rubiales – 9 y Rubiales – 2, muestran que contienen altos contenidos de hidrocarburos (C₁₅ – C₄₀), representados por medio del pico S2a. En todas las muestras analizadas para estos dos pozos, siempre el pico S2a es mucho mayor que los picos S2b y S1.

Para crudos con API baja (15°API), el contenido de S2b es mayor que el contenido de S1, mientras que en crudos con API un poco mas altos (22°API), el pico S1 es mayor que el pico S2b; pero sin embargo siempre el pico S1 y S2b son menores que el pico S2a (ver Figura 45 y 46), por lo que se muestra que este crudo es rico en hidrocarburos con componentes (C₁₅ – C₄₀).

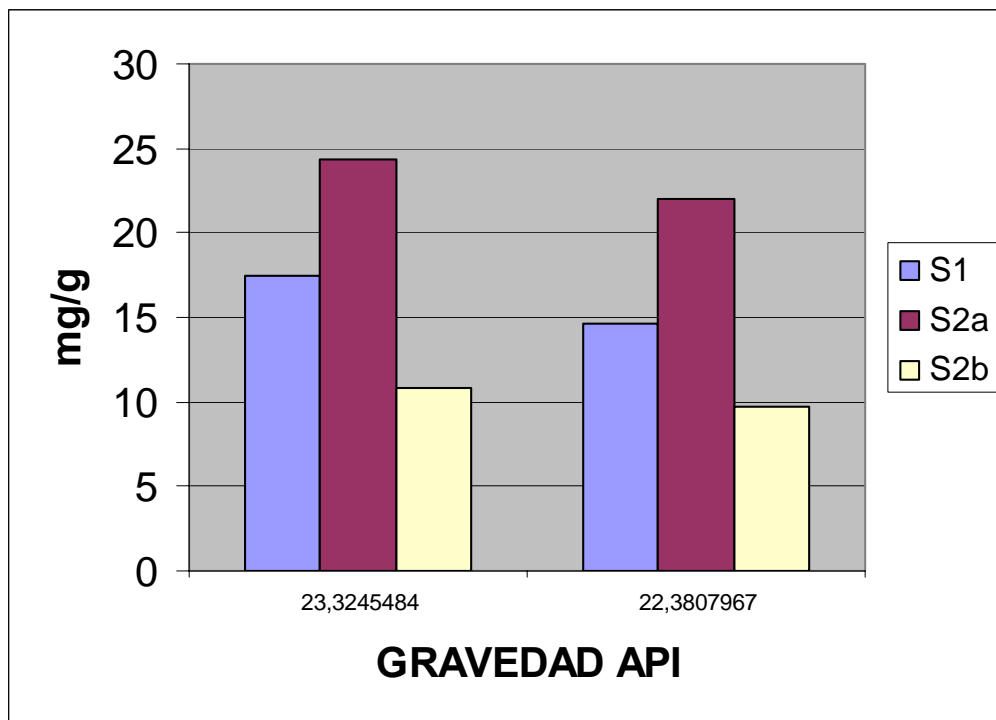


Figura 45. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Rubiales – 9.

Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 para el pozo Rubiales-2

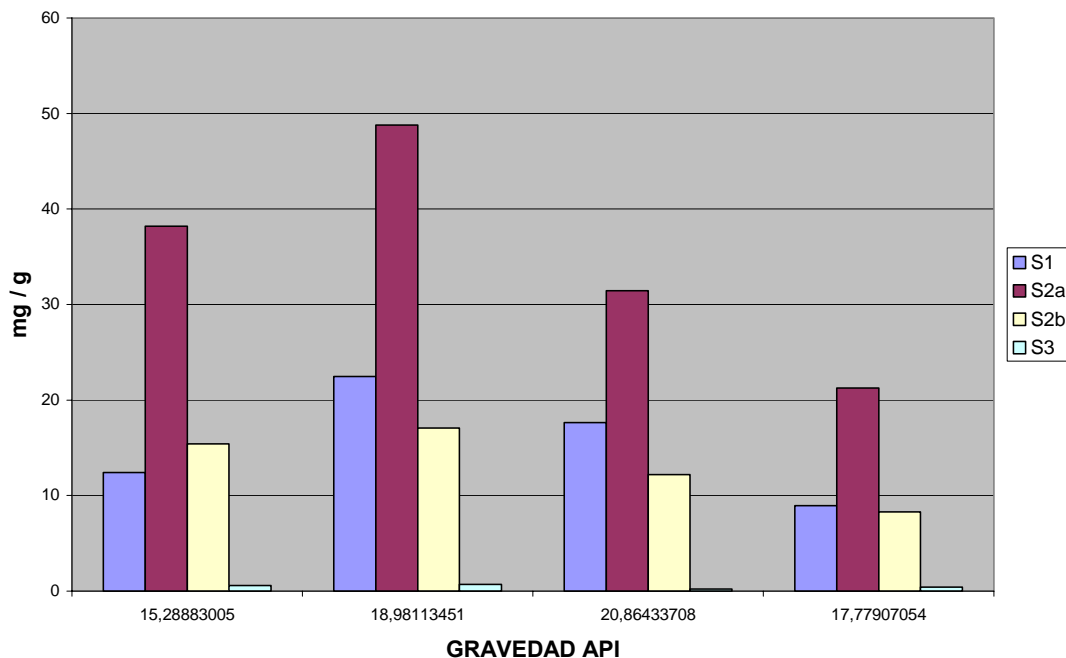


Figura 46. Distribución de los picos S1, S2a, S2b y S3 según su gravedad API para el pozo Rubiales – 2.

6.3.4. DETERMINACION DE LA DEGRADACION DEL CRUDO POR INTERPRETACION DE DATOS DE PIROLISIS

De acuerdo a los resultados de la pirolisis observados en el análisis de las muestras de roca con crudo de los pozos Valdivia – 1, Castilla – 18 y Rubiales – 9 y Rubiales – 2, se observó que existe alguna diferencia significativa en los valores de gravedad API, entre unos y otros. Por ejemplo en el pozo Valdivia – 1 el promedio de la gravedad API está alrededor de 24 ° API, mientras que en el pozo Castilla – 18 el promedio está alrededor de 16 ° API, y en Rubiales – 9 se encuentra alrededor de 18 ° API.

Según Audemard (1986), en crudos pesados, el contenido de asfaltenos muestra una buena correlación con la gravedad API en aquellos crudos que están parcialmente degradados, pero no en aquellos que están degradados totalmente. Teniendo en cuenta este concepto y que en la pirolisis se estima la cantidad de asfaltenos observando el pico S2b, se pudo determinar que el crudo del pozo Castilla-18, siendo un crudo pesado cuyo promedio está alrededor de 18 °API, se encuentra parcialmente degradado ya que existe

una buena relación entre el pico S2b y la gravedad API como (ver **Figura 47**).

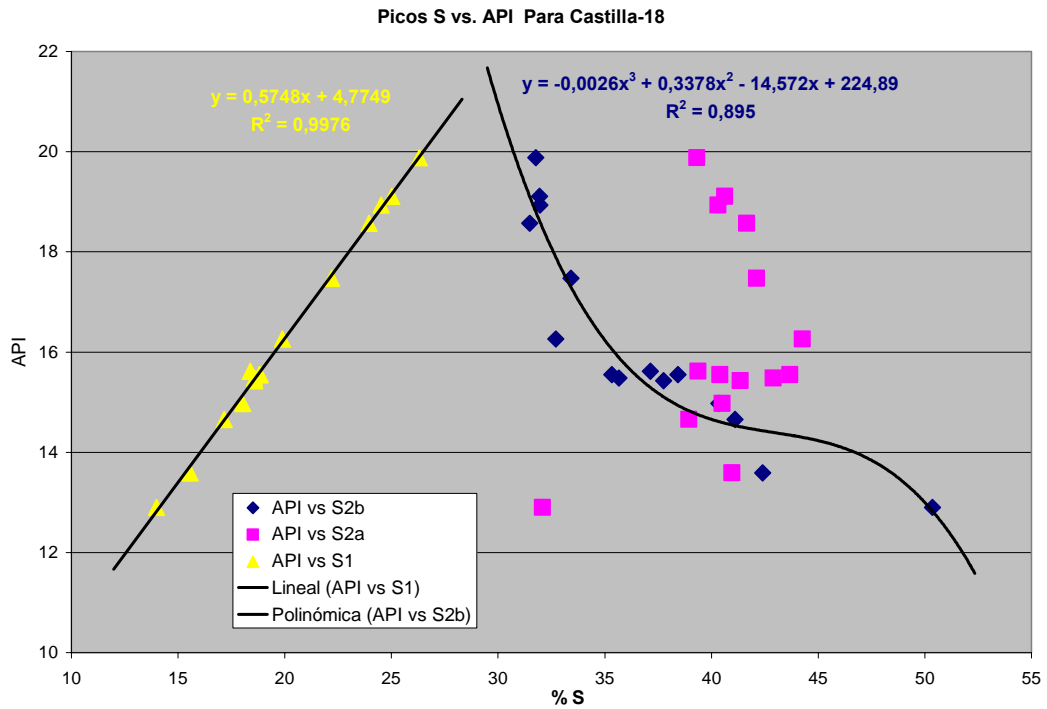


Figura 47. Correlación entre gravedad API y los picos S1, S2b y S2a de la pirolisis Rock Eval – 6 para el pozo Castilla – 18.

Por otro lado el crudo de Valdivia-1 cuya gravedad promedio está alrededor de 24° API, el cual no sería considerado como un crudo pesado, sino un crudo normal, muestra una buena correlación entre la gravedad API y el pico S2a (ver **Figura 48**).

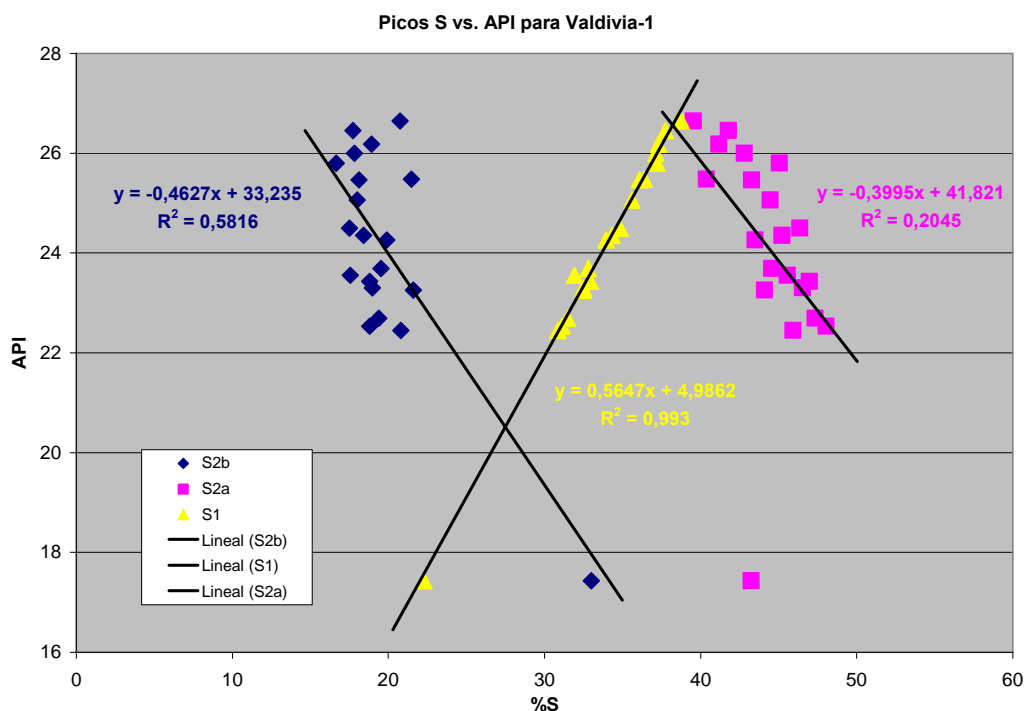


Figura 48. Correlación entre gravedad API y los picos S1, S2a y S2b de la pirólisis Rock – Eval 6 para el pozo Valdivia – 1.

Para el análisis de las muestras de Rubiales – 9 y Rubiales – 2, debido a que las muestras de roca con crudo de Rubiales – 9 solo eran dos y las de Rubiales – 2 solo eran cuatro, con el fin de encontrar alguna correlación se analizaron los datos de gravedad API como campo y no como pozo.

El promedio de la gravedad API estimada para los pozos de Rubiales está alrededor de 18 °API. Como se puede observar existe una buena correlación entre los picos S2a y S1 y la gravedad API, el pico S1 muestra una relación directamente proporcional a la gravedad API, mientras que el pico S2a muestra una relación inversamente proporcional a la gravedad API, similar a lo observado en el pozo Valdivia-1 (ver Figura 49).

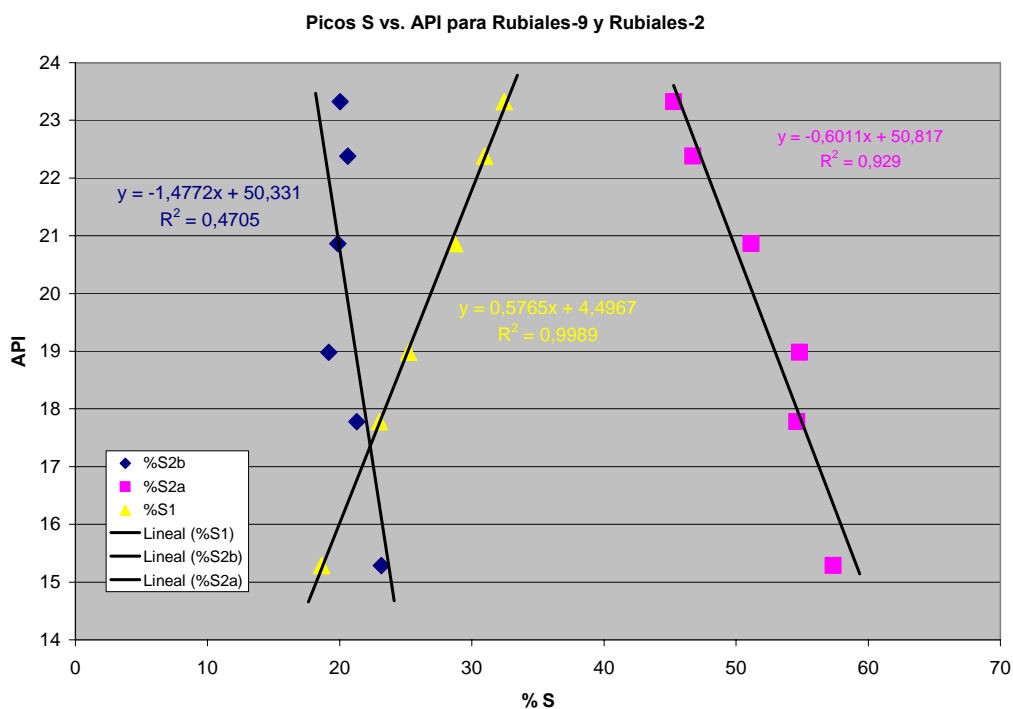


Figura 49. Correlación entre la gravedad API y los picos S1, S2a y S2b de la pirolisis Rock – Eval 6 para los pozos Rubiales – 2 y Rubiales – 9.

6.3.5. DETERMINACION DE RELACIONES GEOQUIMICAS PETROGRAFICAS Y ELECTRICAS

A partir de la integración de información que brinda tanto la geoquímica, como la petrografía y los registros resistivos, en esta sección se plantean las relaciones existentes entre dichos parámetros para desarrollar las correlaciones entre los diferentes sectores.

En las siguientes tablas se muestran los datos para cada uno de los pozos estudiados, los cuales son: Valdivia – 1, Castilla – 18 y Rubiales – 9 (**ver Tabla 7, Tabla 8, y Tabla 9**).

| Profundidad | Porosidad | Permeabilidad | API | So | Sw | MSFL | LLd | LLs |
|-------------|-----------|---------------|-------|------|------|-------|---------|--------|
| 5389,66 | 22,7 | 684 | 24,2 | 29 | 52,7 | 3,47 | 4,63 | 5,16 |
| 5392,42 | 27,4 | 594 | 25,4 | 28,3 | 55,1 | 33,96 | 59,57 | 58,21 |
| 5397,83 | 29,5 | 833 | 23,2 | 32,9 | 52,6 | 35,97 | 158,49 | 107,65 |
| 5404 | 24,7 | 1350 | 26,4 | 31,4 | 50,6 | 39,99 | 170,61 | 136,14 |
| 5406 | 25,2 | 1300 | 22,5 | 31,6 | 54,7 | 40,93 | 208,45 | 153,11 |
| 5407,42 | 26,4 | 1960 | 24,3 | 26,8 | 60 | 38,99 | 203,70 | 148,25 |
| 5414,17 | 24 | 677 | 26,1 | 28,8 | 59,1 | 32,96 | 537,03 | 267,92 |
| 5416,5 | 19,8 | 409 | 17,4 | 32,3 | 50,3 | 38,99 | 296,48 | 217,27 |
| 5420,83 | 27,2 | 4070 | 23,6 | 29,4 | 53,5 | 50,93 | 409,26 | 230,14 |
| 5429,08 | 21,8 | 4320 | 25,7 | 21,7 | 68,5 | 34,99 | 458,14 | 224,91 |
| 5441 | 25 | 3120 | 23,3 | 26,5 | 54,6 | 53,95 | 188,80 | 201,84 |
| 5443,08 | 27,4 | 2590 | 23,5 | 30 | 56,8 | 33,96 | 165,20 | 162,18 |
| 5445,75 | 30,8 | 2520 | 24,4 | 33 | 55 | 37,93 | 95,72 | 112,20 |
| 5449,17 | 28,6 | 4540 | | | | 37,93 | 576,77 | 389,04 |
| 5453 | 25,4 | 3860 | 25,4 | 18,5 | 62,1 | 37,93 | 3357,37 | 968,28 |
| 5456 | 21,8 | 2420 | 22,4 | 29,8 | 59,5 | 39,99 | 3126,08 | 928,97 |
| 5458 | 24,8 | 1710 | 25,65 | 24,7 | 63,6 | 35,97 | 2506,11 | 855,07 |

Tabla 7. Información petrográfica, geoquímica y de registros eléctricos para Valdivia – 1.

| Profundidad | Porosidad | Permeabilidad | API | So | Sw | MSFL | LLd | LLs |
|-------------|-----------|---------------|-------|------|------|-------|--------|--------|
| 6670,58 | 19,7 | 16 | 14,6 | 34,5 | 15,6 | 31,64 | 45,36 | 45,36 |
| 6673,5 | 14,1 | 8,3 | 15,47 | 43,1 | 16,9 | 33,84 | 63,51 | 63,51 |
| 6727 | 17,8 | 279 | 18,7 | 47,4 | 32,8 | 29,39 | 47,23 | 47,23 |
| 6728,5 | 17,4 | 228 | 18 | 52,9 | 9,2 | 39,49 | 101,65 | 107,37 |
| 6745 | 17,7 | 17 | 15,4 | 49,2 | 0,6 | 46,15 | 153,31 | 143,87 |
| 6757,25 | 11,7 | 0,7 | 19,1 | 13,1 | 15,3 | 30,99 | 41,60 | 46,76 |
| 6760,5 | 10,3 | 68 | 15,5 | 43,3 | 10,5 | 43,89 | 61,00 | 62,10 |
| 6782 | 16,7 | 221 | 16,7 | 47,6 | 8,1 | 44,49 | 42,24 | 42,36 |
| 6789,5 | 22 | 2670 | 19,7 | 38,9 | 14,5 | 45,26 | 75,94 | 82,40 |
| 6797 | | | 15 | | | 34,70 | 94,01 | 96,88 |
| 6806,42 | 14 | 3,5 | 15,6 | 41,3 | 9,7 | 36,23 | 38,53 | 45,08 |
| 6811,5 | 15,8 | 19 | 12,89 | 39,3 | 18,2 | 70,26 | 107,69 | 115,60 |
| 6824,75 | 18,9 | 537 | 16,26 | 41,6 | 9,8 | 72,64 | 112,93 | 131,14 |

Tabla 8. Información petrográfica, geoquímica y de registros eléctricos para Castilla – 18.

| Profundidad | Porosidad | Permeabilidad | API | So | Sw | MSFL | LLD | LLS |
|-------------|-----------|---------------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| 2400,3 | 36,9 | | | | | 6,14 | 25,58 | 24,93 |
| 2408,2 | 32,7 | | | | | 8,48 | 40,21 | 39,92 |
| 2408,6 | 32,8 | 3170 | 23,32 | 38 | 51 | 8,88 | 40,65 | 39,45 |
| 2408,1 | 33,5 | | | | | 10,14 | 35,26 | 33,73 |
| 2409,2 | 28,7 | 1600 | | 0,5 | 99 | 8,47 | 30,57 | 28,71 |
| 2410,7 | 26,4 | 161 | | 3,4 | 96,2 | 9,27 | 28,93 | 26,13 |
| 2411,9 | 32,2 | | | 0 | 94 | 8,55 | 30,17 | 26,50 |
| 2412 | 32 | 4710 | 22,38 | 37,2 | 53,4 | 8,55 | 30,17 | 26,50 |
| 2412,7 | 32,9 | 5000 | | 37,2 | 53,4 | 7,97 | 27,46 | 24,28 |
| 2414,8 | 35,2 | 1850 | | 0,4 | 86,9 | 4,57 | 18,71 | 16,77 |
| 2415,5 | 30,8 | 1540 | | 0 | 93,9 | 4,41 | 19,13 | 17,09 |
| 2416,6 | 32,5 | 2229 | | 2,7 | 86,7 | 5,18 | 21,12 | 18,61 |
| 2420,7 | 31,5 | 1850 | | 0 | 99 | 5,39 | 19,40 | 17,61 |
| 2421,8 | 36,1 | 1940 | | 6 | 88,6 | 5,17 | 16,56 | 15,18 |
| 2422,8 | 33,1 | 1980 | | 16 | 95,6 | 14,55 | 11,39 | 10,93 |
| 2441,7 | 31,8 | 1050 | | 0,1 | 99,81 | 9,02 | 23,82 | 19,46 |
| 2442,8 | 31,5 | 4910 | | 0 | 77,9 | 6,79 | 20,99 | 17,21 |

Tabla 9. Información petrográfica, geoquímica y de registros eléctricos para Rubiales – 9.

El análisis de las variables petrofísicas, de los intervalos analizados de los pozos Castilla – 18, Valdivia – 1 y Rubiales – 9 muestra que las diferentes variables no se relacionan linealmente unas con otras ya que los resultados observados son producto del interactuar de todas las diferentes variables petrofísicas.

De tal modo que existen ciertas relaciones que se presentan entre las diferentes variables, sin embargo ninguna de las variables analizadas son determinantes para obtener el producto observado.

Así por ejemplo, la resistividad muestra una relación con la saturación de agua, sin embargo no se puede afirmar que el valor de la resistividad está controlada únicamente por la saturación de agua, ya que existen otras variables, que afectan el valor medido de resistividad como por ejemplo la porosidad, permeabilidad, tipo de fluido, cuando hay crudo, el tipo de crudo también tiene alguna relación con la resistividad.

Es así como a partir de los datos recopilados para los intervalos analizados, se establecen las relaciones que posteriormente dan una idea del tipo de fluido que contiene la roca, la calidad del mismo y cualquier otra información útil para el proceso de producción de hidrocarburos

VALDIVIA – 1

La relación de la gravedad API vs resistividad MSFL, en el pozo Valdivia-1, muestra una tendencia inversamente proporcional (**ver Figura 50**). En intervalos que contienen crudos con mayor gravedad API, la resistividad medida en la zona invadida (Registro MSFL) tiende a ser menor, debido a la mayor movilidad de crudos normales con respecto a crudos pesados, por lo que en zonas con crudos livianos hay mayor invasión de lodo, lo que hace disminuir la resistividad medida en la zona lavada.

Sin embargo a pesar de que existe una tendencia entre estos dos parámetros, no hay una buena correlación, ya que el valor obtenido de la resistividad en el registro MSFL, depende también de otros factores, por lo que no puede esperarse una relación lineal entre la gravedad API y la resistividad MSFL.

GRAVEDAD API vs RESISTIVIDAD MSFL POZO VALDIVIA-1

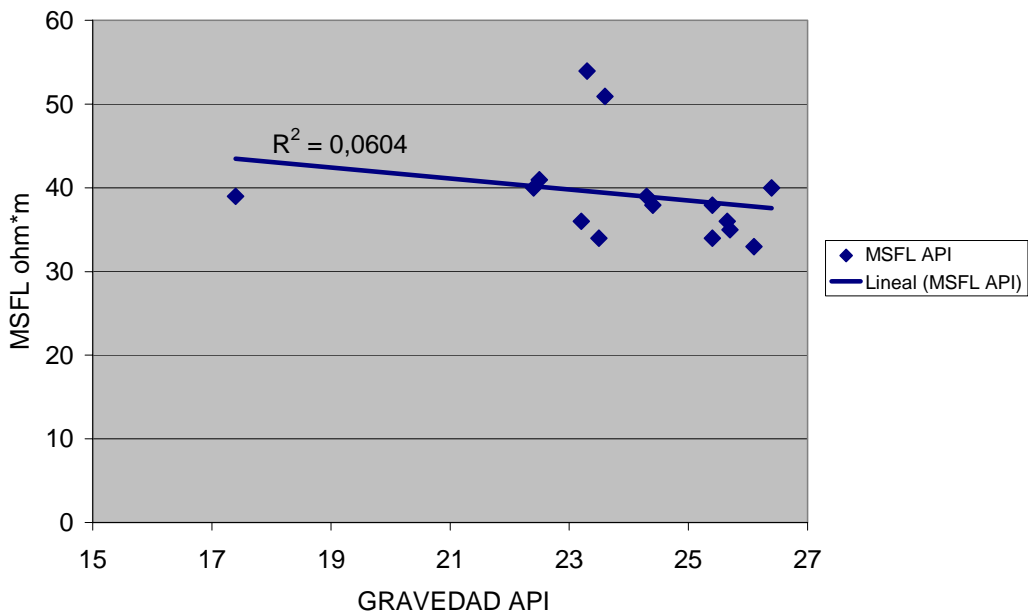


Figura 50. Relación entre la gravedad API calculada y la resistividad MSFL en el pozo Valdivia – 1

De acuerdo al análisis de los graficos de S_w y S_o , el agua que esta contenida en los intervalos analizados es altamente resistiva tratandose de agua dulce, ya que al incrementar la Saturación de agua aumenta la resistividad medida en la zona virgen (registro LLD) en el intervalo (**ver Figura 51**). Siendo una de las razones por las que los valores de resistividad en el pozo de Valdivia –

1 son altos, en contraste con los valores observados en Rubiales – 9, donde los valores de resistividad son relativamente más bajos.

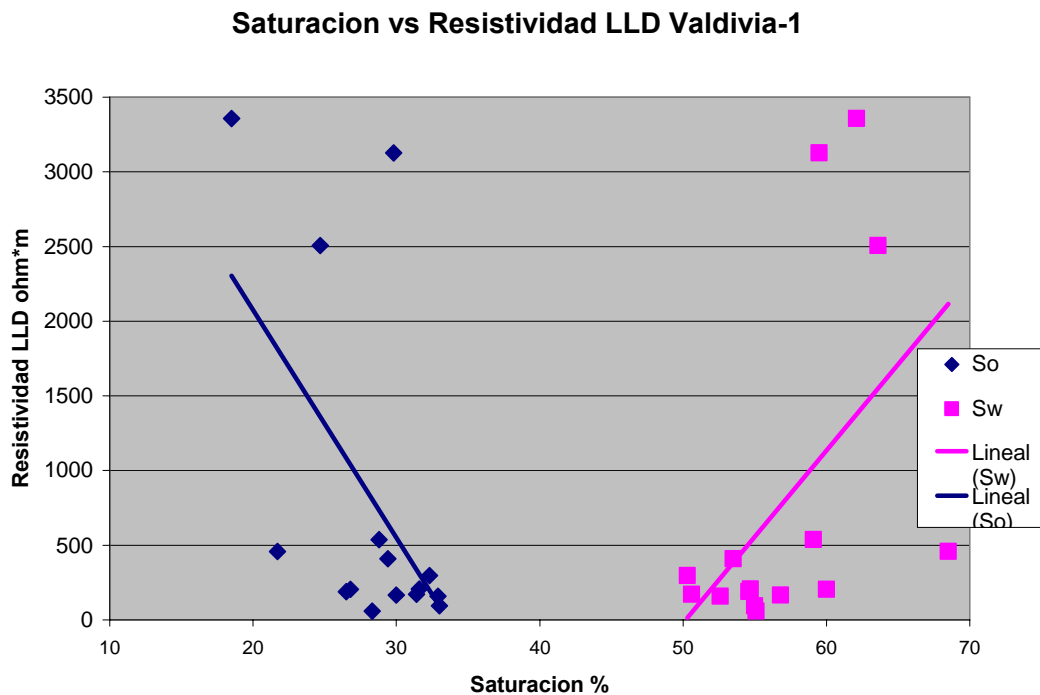


Figura 51. Relación entre la resistividad y la saturación de agua y la saturación de aceite para el pozo Valdivia – 1

Además de la relación lineal existente entre la porosidad y la permeabilidad y las otras relaciones entre las demás variables observadas no eran tan claras o no muestran alguna tendencia entre ellas, por lo que no se muestran en el presente trabajo.

CASTILLA-18

La relación observada en el pozo Valdivia – 1 entre la gravedad API y el registro de resistividad MSFL, se muestra en poco mas claro, probablemente debido a que el tipo de crudo encontrado en el pozo Castilla – 18 es mas pesado que el encontrado en Valdivia – 1.

La correlación entre la gravedad API y el registro MSFL es más notoria que la observada en el pozo Valdivia – 1, por lo que a menor gravedad API se tiene valores más altos de resistividad MSFL (**ver figura 52**).

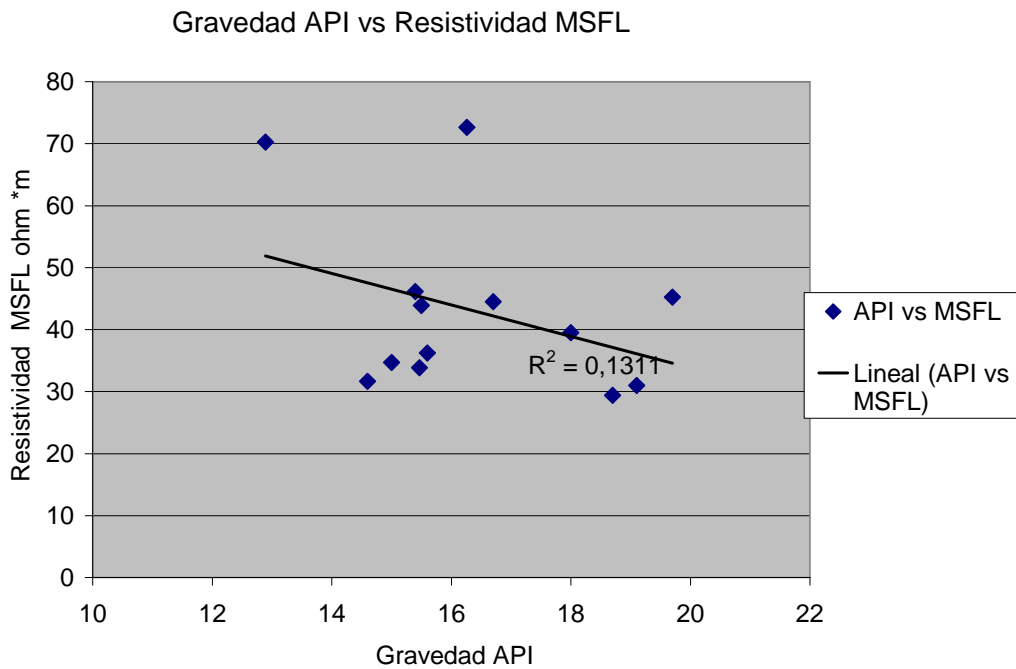


Figura 52. Relación observada entre la gravedad API y la resistividad MSFL en el pozo Castilla – 18

Por otro lado se observa una relación entre la saturación de agua y aceite diferente a la observada en el pozo Valdivia – 1. Contrario a lo observado en el pozo Valdivia – 1, el pozo Castilla – 18 presenta una relación inversamente proporcional entre la resistividad medida en la zona virgen y la saturación de agua y por otro lado existe una relación directamente proporcional entre la saturación de aceite y la resistividad en la zona virgen (Registro LLD), interpretándose que el contenido de agua presente en los poros del intervalo analizado es menos resistiva que el observado en Valdivia-1 y puede corresponder a agua salada (**ver Figura 53**).

Saturacion vs Resistividad LLD Castilla-18

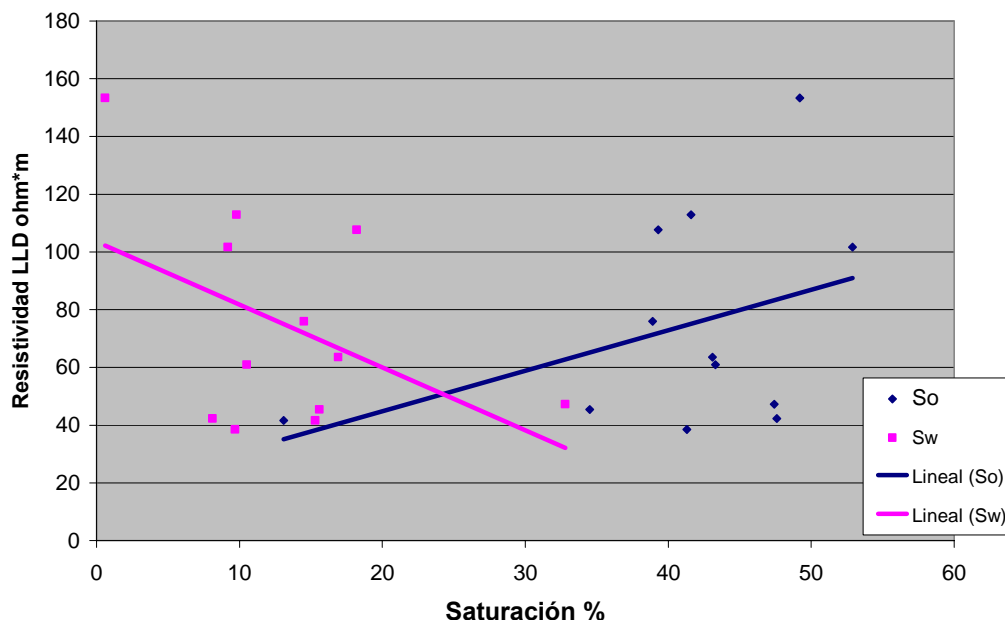


Figura 53. Relación entre la saturación y la resistividad medida por medio del registro LLD, en el pozo Castilla – 18

RUBIALES – 9

El análisis en Rubiales para buscar una relación entre la gravedad API y el registro de resistividad MSFL estaba limitado a la falta de muestras con valores de gravedad API calculadas, debido a la poca cantidad de muestra de núcleo disponible para analizar.

Sin embargo en base al análisis petrográfico realizado al corazón de este pozo se pudo establecer que los intervalos con saturación de crudos corresponden a niveles con areniscas limpias, con escasa o nada contenido de matriz, mientras que los intervalos con contenidos de matriz abundante o muy abundante, poseen muy poca o nada saturación de crudos.

A pesar de que en todo el intervalo analizado la porosidad es muy buena, siempre por encima de 30%, la saturación de crudos en este pozo está controlado por la permeabilidad, la cual se relaciona en este caso con el contenido de matriz, es por esto que podemos ver que las saturaciones mas altas de aceite, las encontramos en intervalos con permeabilidades mas altas.

Por otro lado analizando la relación entre la saturación de agua y la resistividad, se puede observar que en gran parte la resistividad medida en la zona virgen (registro LLD), está controlada por la saturación de agua, a mayor saturación de agua la resistividad disminuye, por lo que podría esperarse que el tipo de agua presente en los poros de las rocas en el intervalo analizado del pozo Rubiales – 9, es una agua con alto contenido en sales (**ver Figura 54**), explicando las bajas resistividades encontradas en el pozo Rubiales – 9, con respecto a las resistividades observadas en otros pozos.

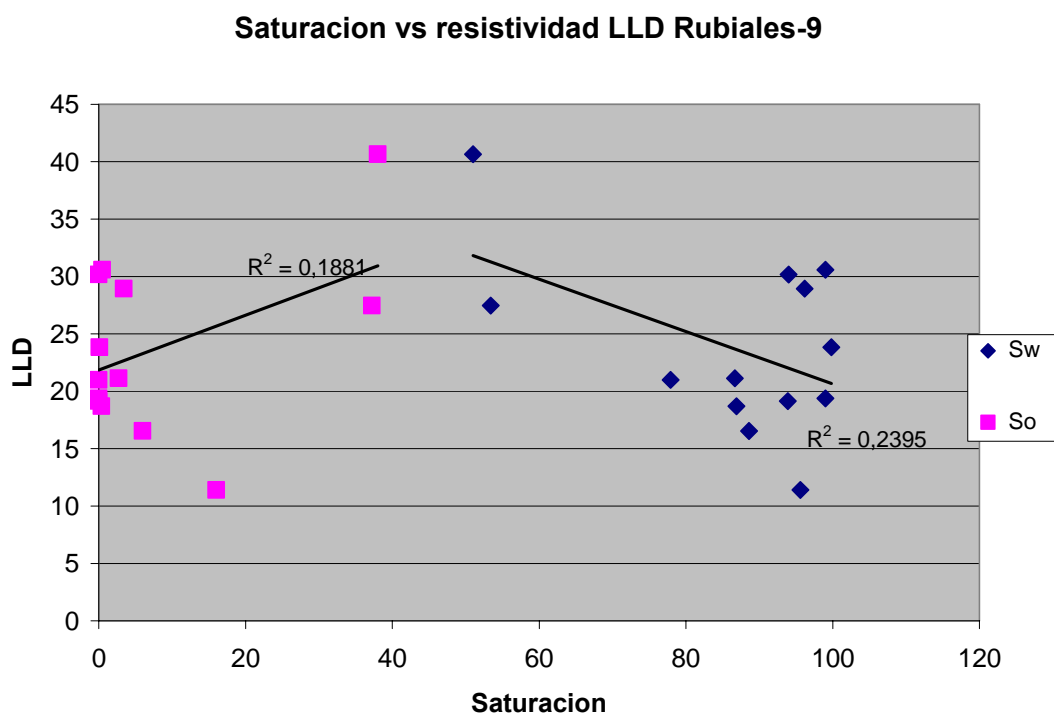


Figura 54. Relación entre la saturación de agua y la resistividad medida en la zona virgen en el pozo Rubiales – 9

7. CORRELACION DE REGISTROS ELECTRICOS

Debido a que la zona de estudio abarca una gran región en donde aparecen y desaparecen algunas de las unidades estratigráficas haciendo más complicada la correlación se utilizó como base para esta, el mapa de límites de secuencias elaborado por Blanco y Rondon (1991), y así se establecieron dos correlaciones las cuales tienen cada una similares características litológicas (ver Figura 55).

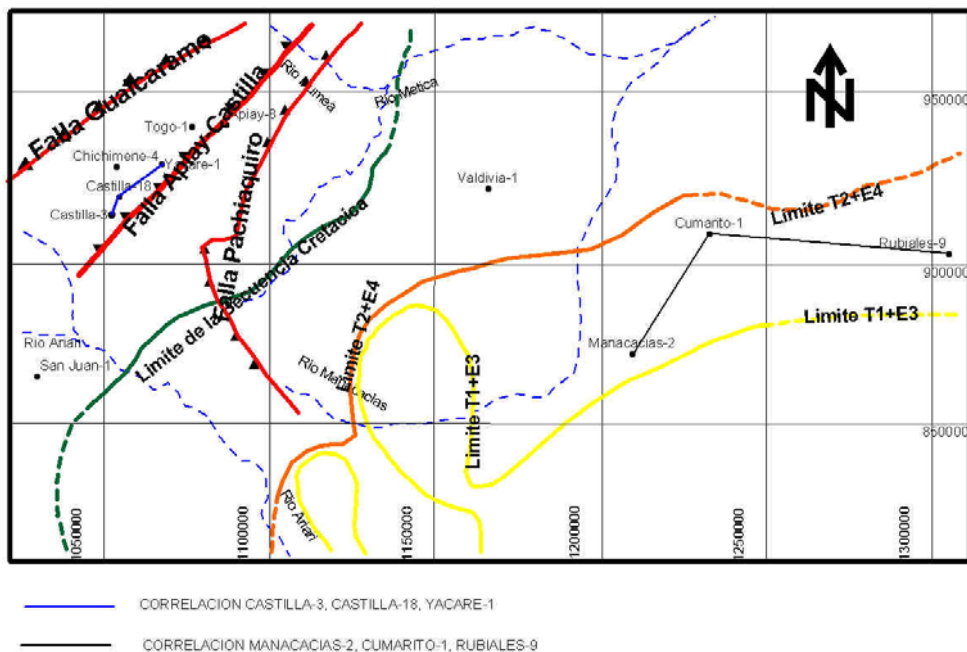


Figura 55. Localización tectonoestratigráfica de las correlaciones realizadas. Tomada y Modificada de Rendon y Blanco (1991).

7.1. CARACTERIZACION ELECTRICA DE CRUDOS PESADOS

Para caracterizar los crudos a partir de registros eléctricos se utilizan los patrones de comportamiento de los registros MSFL y LLD, los cuales muestran la resistividad en la zona de invasión y la zona virgen respectivamente, basados en los planteamientos hechos por Wilhems et al (1994), donde plantea que en zonas de reservorio de crudos comunes los registros LLS y LLD muestran altos valores de resistividad, mientras que el registro MSFL muestra valores más bajos (ver Figura 56); por el contrario en zonas con Tar mats o crudos extrapesados el registro MSFL muestra una alta resistividad, debido a la limitada invasión del lodo causada por la

presencia de crudo que no se desplaza fácilmente y no facilita la invasión (Dickey, 1979)(ver **Figura 57** y **Figura 58**).

Los siguientes son los comportamientos observados para crudos normales, crudos pesados, y crudos extrapesados o tar respectivamente, en intervalos interpretados como areniscas según el registro GR.

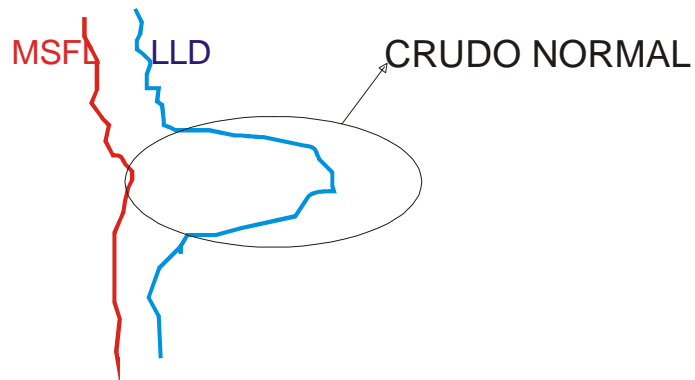


Figura 56. Comportamiento de los registros resistivos en presencia de crudos normales.

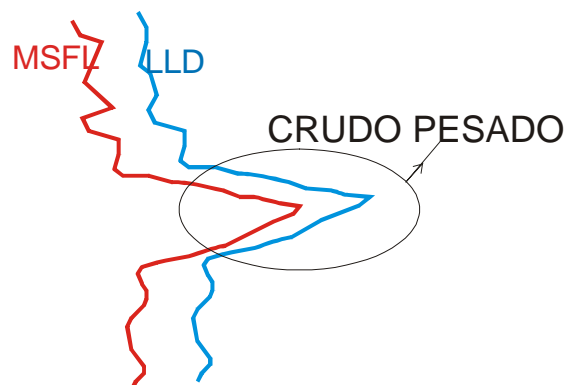


Figura 57. Comportamiento de los registros resistivos en presencia de crudos pesados.

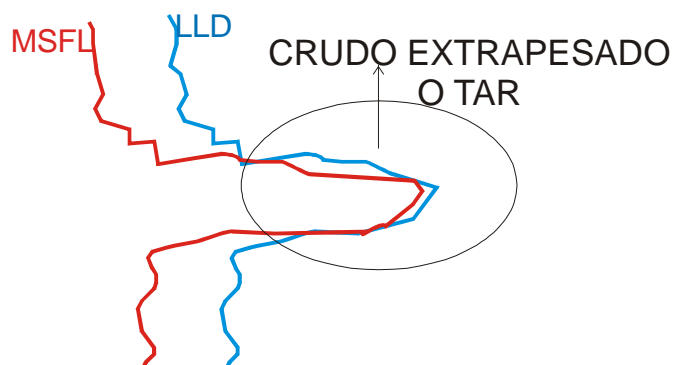


Figura 58. Comportamiento de los registros resistivos en presencia de crudos extrapesados o tar mats.

La caracterización de niveles de crudos pesados, extrapesados y normales que se explica anteriormente, viéndose con mayor claridad utilizando información precisa de intervalos de crudos con el valor de gravedad API correspondiente a ese nivel y observando la respuesta de los registros de resistividad para este intervalo.

Esto puede observarse en el pozo Togo – 1, donde se hace un análisis reológico de crudos tomados directamente en el intervalo, ICP (1988). Se toman dos intervalos con crudos totalmente diferentes, siendo la respuesta de los registros diferente para cada caso.

El primer intervalo se toma dentro de los 10932'-10950', con un valor de gravedad API de 29.1, lo cual es un crudo normal con una respuesta de los registros que lo caracteriza (**ver Figura 59**).

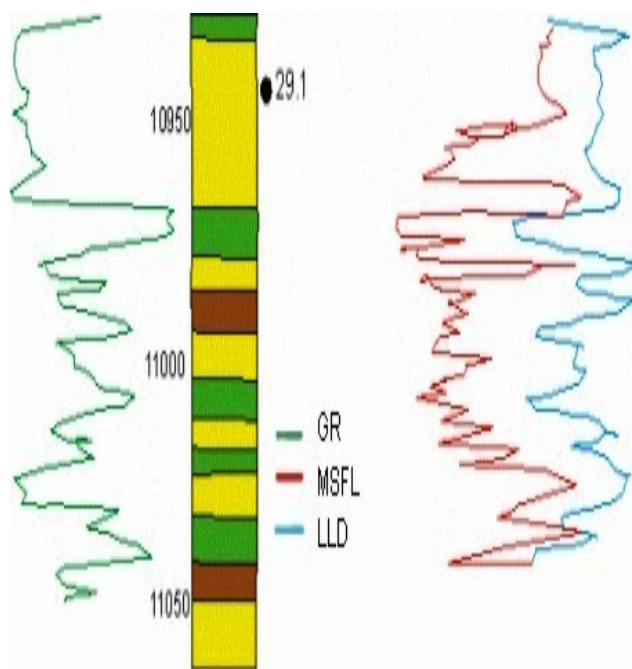


Figura 59. Respuesta de los registros para un sector con presencia de crudo normal para el pozo Togo – 1.

Mientras que en el intervalo comprendido entre los 10308' a los 10319', los análisis reológicos realizados a el crudo correspondientes a ese intervalo, arrojan un valor de gravedad API de 8º y el comportamiento de los registros eléctricos son de un crudo pesado (**ver Figura 60**).

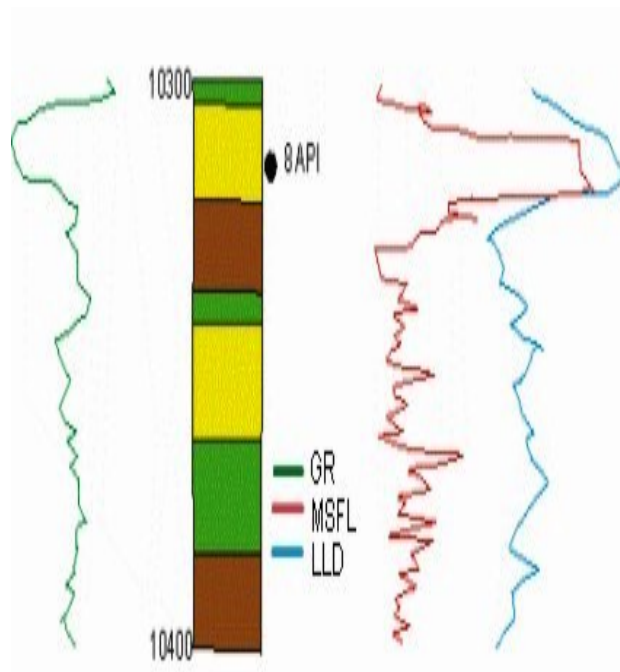


Figura 60. Respuesta de los registros para un sector con presencia de crudo pesado para el pozo Togo – 1.

7.2. CORRELACION DE LOS POZOS MANACACIAS – 2, CUMARITO – 1 Y RUBIALES – 9

Esta correlación estratigráfica corresponde a los pozos Manacacías – 2, Cumarito – 1 y Rubiales – 9 (ver figura 53). Inicialmente se realizó una correlación sencilla basada en los topes estratigráficos proporcionados por los registros gráficos compuestos.

Esta primera correlación estratigráfica (**ver Figura 61**) indica que los tres pozos analizados debido a que se encuentran dentro de los mismos límites estratigráficos T_1+E_3 y T_2+E_4 , presentan las mismas secuencias estratigráficas (**ver Figura 55**), las cuales son de base a techo: Basamento paleozoico, Formación Carbonera, Formación León y Formación Guayabo, entendiéndose como Formación Carbonera también a las llamadas Areniscas Básales.

De acuerdo a este primer análisis según los relativamente altos valores de resistividad otorgados por los registros eléctricos, y a reportes de perforación de los respectivos pozos se determinó que la formación que presenta principal interés desde el punto de vista de presencia de hidrocarburos

pesados es la Formación Carbonera, por lo que se realizó una correlación estratigráfica para esta Formación utilizando estos tres pozos (**ver Figura 64**).

La escala vertical utilizada para la interpretación de los registros es 1:2000 y la escala horizontal es 1: 400000 (**ver Anexo 11**).

Existen dos nomenclaturas para los miembros de la Formación Carbonera, una nomenclatura básicamente operacional que se utiliza para la zona de Apiay la cual divide la formación Carbonera en las siguientes unidades operacionales de base a techo Lutita E₄, Arenisca T₁, Lutita E₃, Conjunto C₂, Areniscas del Carbonera, Conjunto C, Lutita E y Areniscas Superiores, y la otra la cual es heredada de la nomenclatura utilizada en el Área del Casanare y que divide a la Formación Carbonera en miembros del C8 al C1, siendo los miembros pares predominantemente lodosos y los impares predominantemente arenosos (ICP 1998) (**ver Figura 62**).

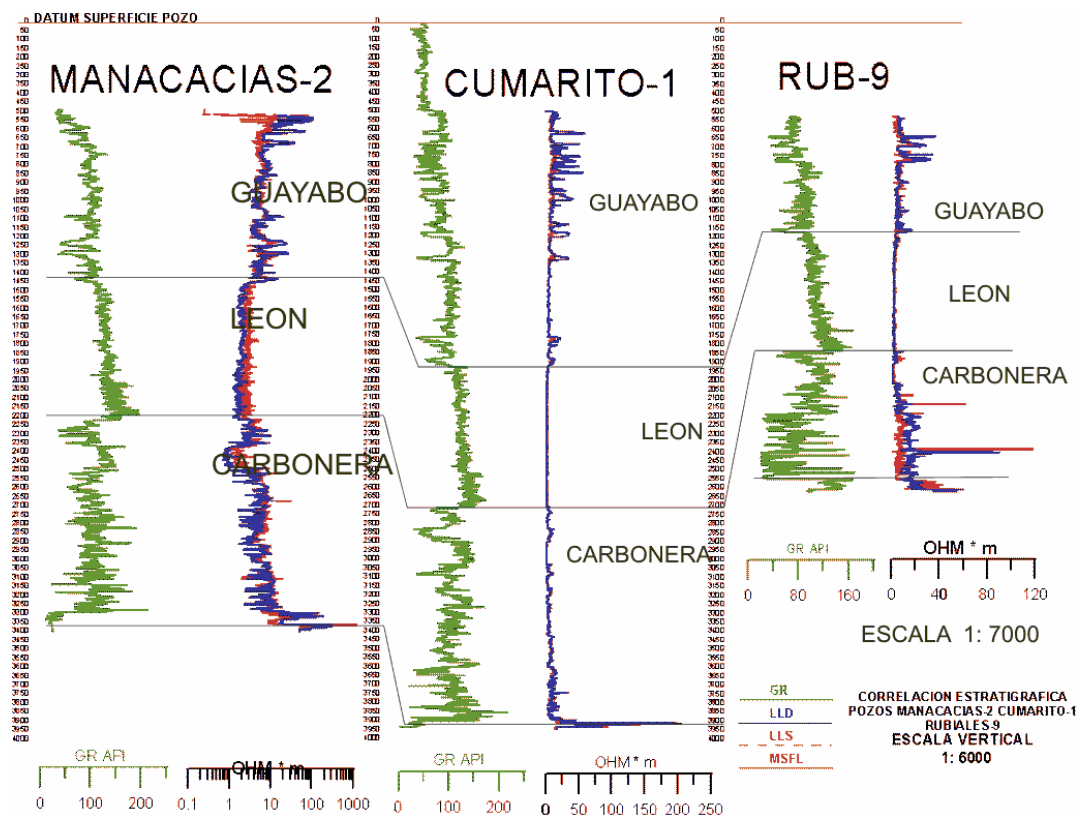


Figura 61. Correlación estratigráfica basada en la información de topes estratigráficos dados por los registros gráficos compuestos.

Luego del análisis de los registros pertenecientes a la Formación Carbonera en estos tres pozos y basados en la nomenclatura dada por ICP (1998) (**ver**

Figura 63), donde se hace una redefinición de los topes de los miembros de la formación carbonera del C1 al C10, en base a análisis secuenciales; se realizó una correlación estratigráfica de estos miembros (**ver Figura 62 y anexo 11**).

| Nomenclatura Area Apiay | Nomenclatura heredada del Area del Casanare |
|-------------------------|---|
| León | León |
| Areniscas Superiores | C1 |
| Lufita E | C2 |
| Conjunto C | C3 |
| | C4 |
| Areniscas del Carbonera | C5 |
| Conjunto C2 | C6 |
| | C7 |
| Lufita E3 | C8 |
| Unidad T1 | |
| Lufita E4 | |
| Unidad T2 | Mirador |

Figura 62. Nomenclaturas estratigráficas utilizadas para la Formación Carbonera en Apiay y en el Casanare. Tomada de ICP (1998).

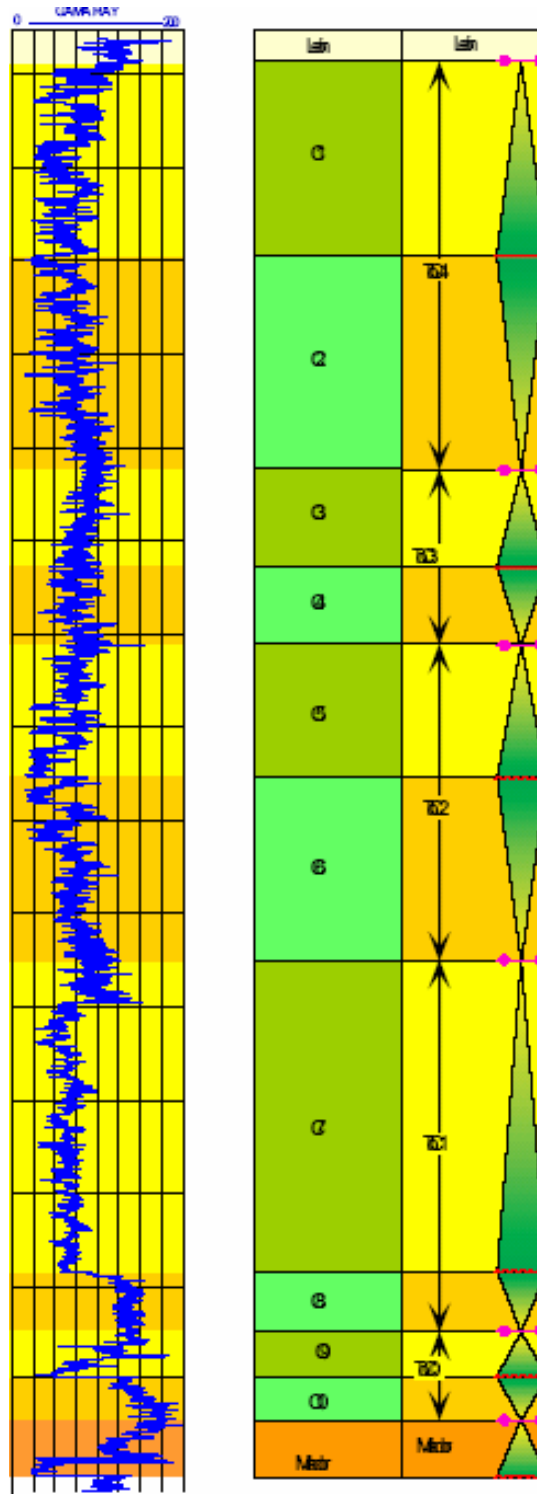


Figura 63. Estandarización de la nomenclatura de los miembros de la formación carbonera según ICP (1998).

De acuerdo a los mapas de espesores para los miembros de la formación Carbonera (ICP, 1998), se determinó que en la zona solo aparece los miembros del C1 al C7 ya que los miembros C10 y C9 se encuentran mas al Oeste de la zona y el miembro C8 desaparece hacia el NO de la zona.

Desde el punto de vista de perspectivas de Hidrocarburos pesados, la unidad más importante son las Arenas Básales del Carbonera, que en este caso según la correlación estratigráfica 1 (ver Anexo 11) realizada entre los pozos Manacacías – 2, Cumarito – 1 y Rubiales – 9 (ver Figura 64), en esta zona correspondería con el miembro C7.

Suprayaciendo la discordancia del paleozoico, se encuentra la unidad C7, la cual correspondería en algunos casos con las llamadas Areniscas Básales del Carbonera (ver Figura 64 y Anexo 11).

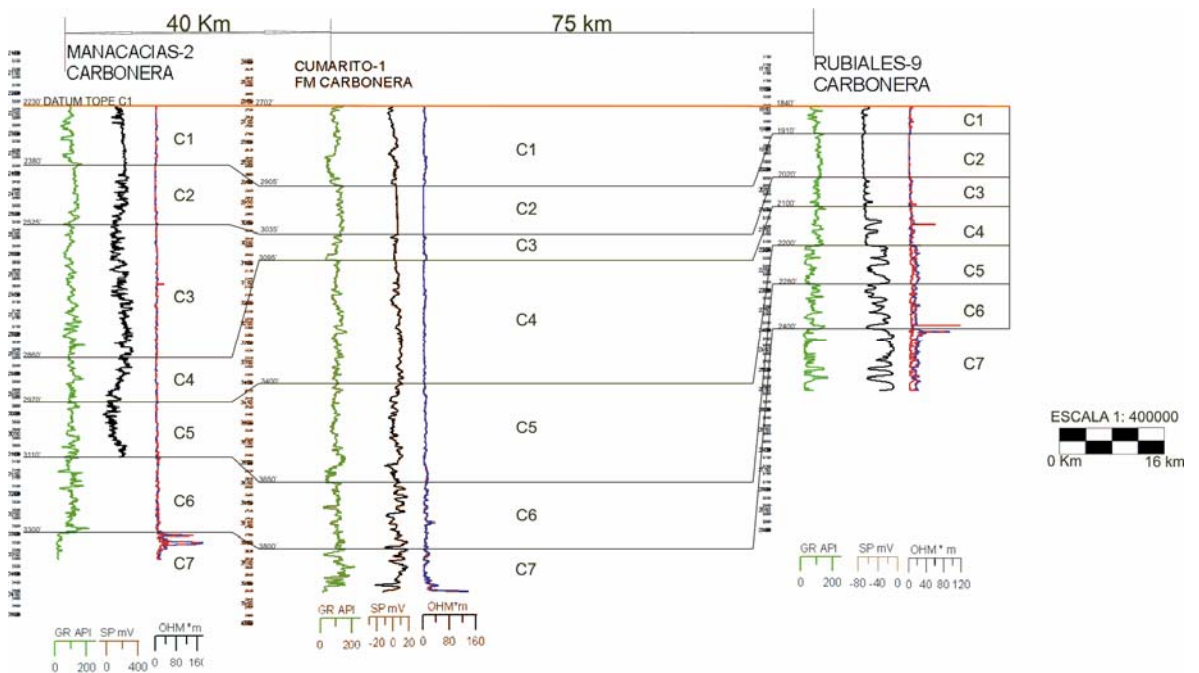


Figura 64. Correlación estratigráfica para la Formación Carbonera en los pozos Manacacías – 2, Cumarito – 1 y Rubiales – 9.

Esta unidad corresponde a niveles masivos de areniscas, las cuales presentan características excepcionales para la acumulación de hidrocarburos, ya que en algunos sectores como en el pozo Rubiales – 9, dentro del intervalo analizado de corazón entre los 2399' y los 2443', alcanza porosidades superiores a 35% y permeabilidades superiores a los 5 darcies, además las areniscas son limpias, muy poca fracción de arcillas y limos, además son escasos los niveles de lodolitas. En el sector de Rubiales, este

miembro C7, alcanza el mayor espesor de los tres pozos analizados dentro de esta correlación alcanzando los 160 pies (**ver Anexo 11**).

En el pozo Manacacías-2, el miembro C7 se presenta como gruesos niveles de areniscas con muy pocas intercalaciones de niveles de lodolitas (**ver Anexo 11**), sin embargo el espesor de este miembro está cercano a los 65 pies. Según reportes de perforación entregados por Tuskar Colombia LTD (1989), el intervalo comprendido entre los 3290' y 3340' correspondiente a las Areniscas Básales del Carbonera, o según la nomenclatura utilizada en este trabajo el miembro C7, presenta saturación en hidrocarburos pesados que está alrededor de 32%, 34%, 45% y en algunos casos hasta 56%, lo cual es concordante, con lo observado en los registros eléctricos, ya que los valores mas altos de resistividad, se encuentran en este intervalo.

Ya en el sector de Cumarito – 1, se presentan niveles de areniscas pero con mayor intercalación de shales, también se observa al igual que en el pozo Manacacías – 2, que los valores de resistividad más altos los encontramos en este intervalo, comprendido entre los 3875' y los 3927. Debido al poco espesor, a las intercalaciones de lodolitas y a los relativamente bajos valores de resistividad, la unidad C7 en el pozo Cumarito-1, no presenta gran interés desde el punto de vista de presencia de hidrocarburos pesados.

Suprayaciendo el nivel C7 se encuentra el nivel C6, el cual corresponde a un intervalo de lodolitas con algunas intercalaciones de niveles arenosos. Hacia el sector de Rubiales estos niveles presentan altos valores de resistividad, correspondientes posiblemente con niveles con presencia de Hidrocarburos.

El nivel C5 corresponde a un nivel de areniscas con intercalaciones de lodolitas, caracterizado en el registro gamma – ray por su electroforma aserrada, estas intercalaciones de lodolitas se caracterizan por los altos valores del gamma-ray o picos hacia la derecha según el registro gamma-ray, (**ver Anexo 11**), el nivel C5 corresponde a una secuencia granodecreciente, comenzando con un nivel de areniscas hacia la base, y ya hacia el tope encontramos un nivel de lodolitas.

En el pozo Manacacías – 2 estas intercalaciones son bastante frecuentes. Desde el punto de vista de presencia de hidrocarburos, no se observa sector que pueda contener hidrocarburos.

El pozo Cumarito – 1 presenta también intercalaciones de lodolitas, pero no tan abundante como se encuentran en el pozo Manacacías – 2; en el pozo Rubiales – 9 el nivel C5, al igual que en el pozo Cumarito – 1 presenta niveles importantes de arena con algunas intercalaciones de lodolitas. En el pozo rubiales-9 estos niveles arenosos del miembro C5, se encuentran

algunos valores altos de resistividad, que podrían indicar la presencia de hidrocarburos en estos niveles.

El miembro C4 corresponde a un nivel de lodolitas con intercalaciones de niveles arenosos, caracterizado por su forma aserrada, debido a la intercalación de lodolitas con niveles arenosos.

El miembro C3 corresponde a un nivel de areniscas con algunas intercalaciones pequeñas de lodolitas, este nivel es fácilmente identificable debido a que presenta una secuencia claramente granodecreciente, además está suprayacida por la unidad C2, que corresponde a un nivel de lodolitas uniformes que se identifican muy fácilmente en toda la zona y puede correlacionarse confiablemente en todos los pozos.

El miembro C1 corresponde a un nivel de areniscas con algunas intercalaciones de niveles de lodolitas. En el pozo Cumarito-1, a la base de la unidad C1 podemos observar la presencia de un nivel grueso de areniscas, el cual es menos grueso en el pozo Manacacías – 2, y en el pozo Rubiales – 9 apenas alcanza a observarse.

7.2.1. ANALISIS DEL MIEMBRO C7 DE LA FORMACION CARBONERA EN EL POZO RUBIALES – 9

El objetivo del presente trabajo consiste en determinar intervalos de crudos pesados, utilizando el método de comparación de las resistividades en zona invadida y zona virgen del posible intervalo, utilizando los registros MSFL y LLD (Wilhems 1994). Cuando los valores de resistividad son altos y además los valores de resistividad entre uno y otro registro no distan en gran magnitud en sus valores de medida, debido a que en crudos extrapesados el hidrocarburo móvil es escaso debido a sus propiedades físicas, por lo que el lodo de perforación no alcanza a invadir en gran medida, como si lo haría en intervalos con crudos normales, donde el hidrocarburo móvil es mas abundante, razón por la cual el valor de resistividad medido por el registro MSFL en hidrocarburos extrapesados es bastante cercano al valor de la resistividad medido en la zona virgen, en este caso medido por el registro LLD.

Sin embargo, como resultado de los análisis de pirolisis se determinó que el crudo presente dentro del intervalo analizado (2399' - 2443') en el pozo Rubiales-9, es un crudo que entraría a ser clasificado como normal, ya que se encuentra alrededor de los 22 °API. Además la comparación de los registros de resistividad teniendo en cuenta los patrones anteriormente descritos, muestra que el intervalo analizado no contiene crudos pesados ni

extrapesados, como podría esperarse teniendo en cuenta que el promedio del valor de la gravedad API en el área de Rubiales está alrededor de 13.5 °API.

De acuerdo a los parámetros en la interpretación de los registros (**ver capítulo 7.1.**), se establecen para la unidad C7 (**ver Figura 65**), de la formación Carbonera del pozo Rubiales – 9, los siguientes intervalos con contenidos de hidrocarburos (normales ya que están alrededor de 22° API de acuerdo a los resultados de la pirolisis Rock Eval – 6).

Intervalo de 2395' a 2405' representado por altos valores de resistividad en los registros LLS y LLD, pero relativamente más bajos valores de resistividad en el registro MSFL. El sello superior esta representado por un intervalo grueso de lodolitas.

El segundo intervalo lo encontramos en las profundidades comprendidas entre 2407.5' y 2412', las niveles que contienen hidrocarburo de 22° API, con una saturación de alrededor de 38%, solo se encuentran en areniscas de grano medio, mientras que en las areniscas de grano fino o muy fino no se evidencia presencia de Hidrocarburos.

Otro posible intervalo con contenido de hidrocarburos se encuentra entre los 2426' a 2430'.

De acuerdo a análisis realizados a muestras de corazón recuperado del pozo Rubiales-9, en el intervalo 2399' a 2441', se determinó que los niveles que contienen crudos corresponden a areniscas de grano medio, con porosidades de alrededor de 35%, y saturación de aceite de alrededor de 38%, como se muestra en la columna estratigráfica analizada del intervalo de corazón recuperado para este pozo (**ver Anexo 10**).

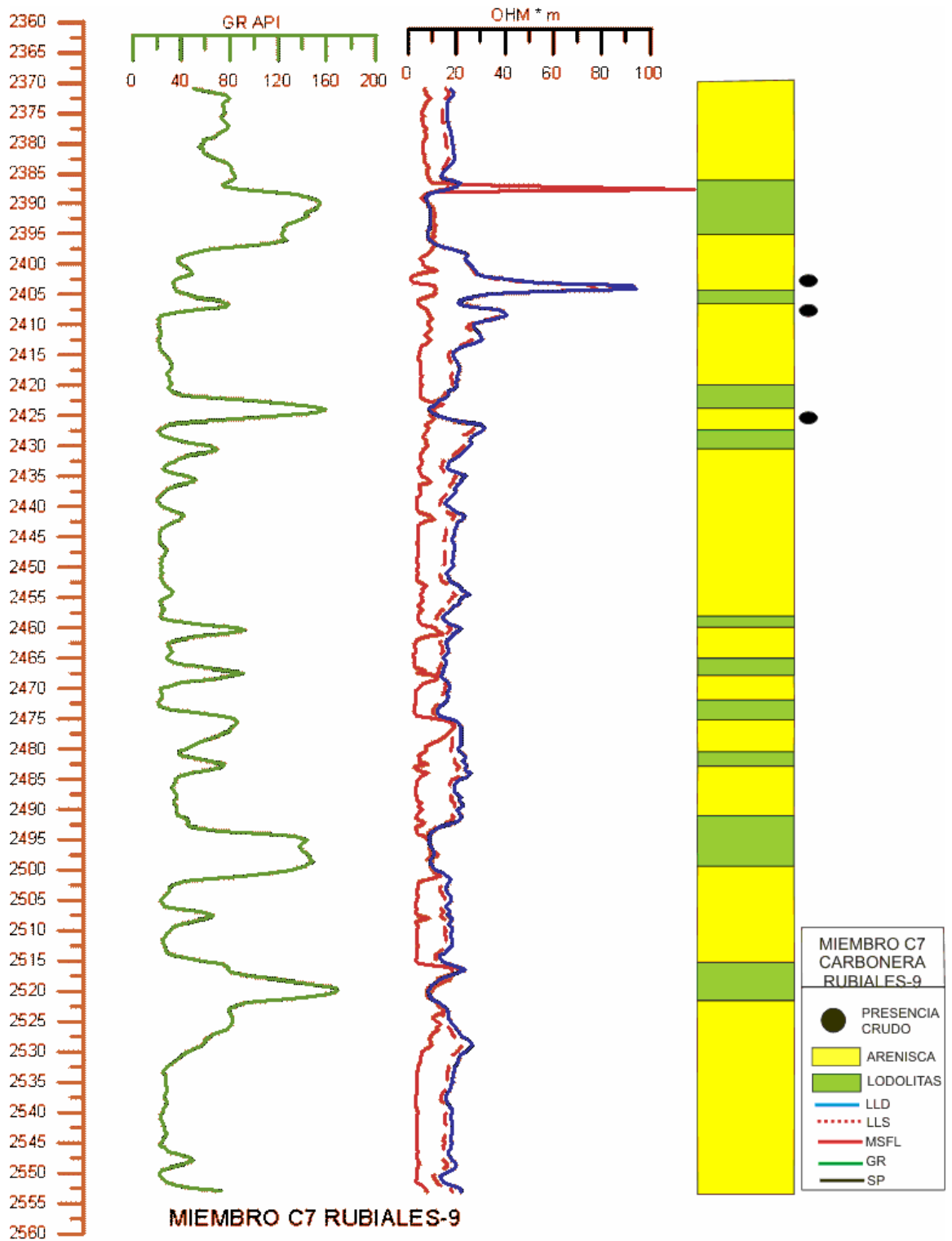


Figura 65. Columna interpretada para el miembro C7 del pozo Rubiales – 9

7.2.2. ANALISIS DEL MIEMBRO C7 DE LA FORMACION CARBONERA PARA EL POZO CUMARITO – 1

El análisis de los registros de resistividad MSFL, LLS y LLD, no muestra manifestaciones importantes de presencia de crudos, ya que no existe intervalo alguno en donde los valores de resistividad sean altos, y por lo tanto indiquen la presencia de algún nivel con contenido de crudo.

Solo existe un pequeño sector hacia la base del miembro C7, en donde los valores de resistividad empiezan a incrementarse, además los valores obtenidos por el registro MSFL, y LLD, no están muy lejanos el uno del otro, por lo que muy probablemente exista un nivel de areniscas con contenido de crudo pesado en las profundidades comprendidas entre los 3917' y los 3920', con una baja saturación teniendo en cuenta que los valores obtenidos de resistividad no son tan altos (**ver Figura 66**).

7.2.3. ANALISIS DEL MIEMBRO C7 DE LA FORMACION CARBONERA PARA EL POZO MANACACIAS – 2

Existen dos intervalos importantes donde es muy probable que se encuentre crudo, ya que las resistividades son altas con relación a los niveles adyacentes, en donde las resistividades son bajas.

El intervalo comprendido entre los 3300' y los 3305', muestra el pico mas alto de resistividad, por lo que se espera que contenga mayor porcentaje de saturación, sin embargo la electroforma del registro MSFL y el LLD, indica que el crudo contenido dentro de estas areniscas interpretadas a partir del registro gama – ray, es normal (**ver Figura 67**).

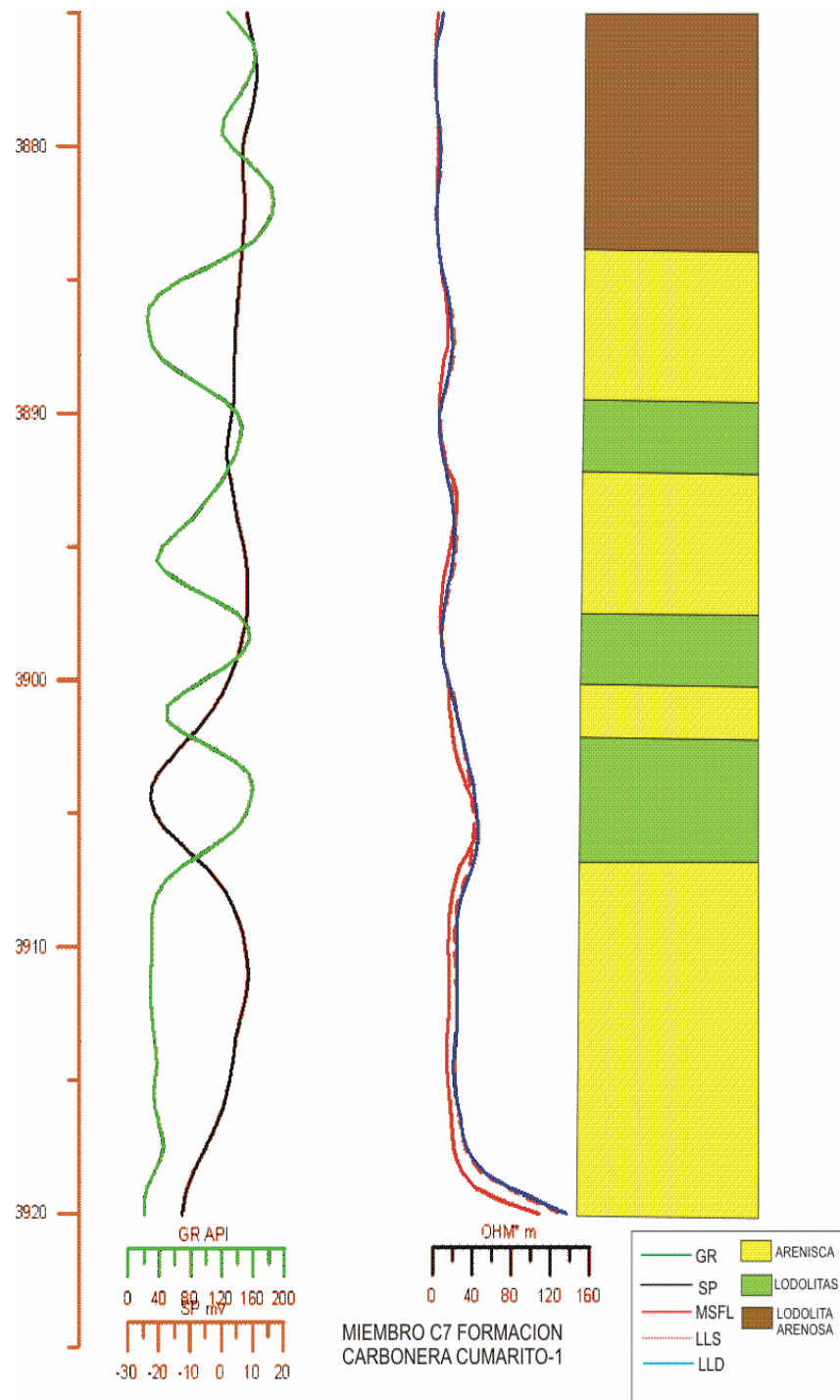


Figura 66. Interpretación de los registros para el Miembro C7 de la Formación Carbonera del pozo Cumarito – 1.

MIEMBRO C7 FORMACION CARBONERA
POZO MANACACIAS-2

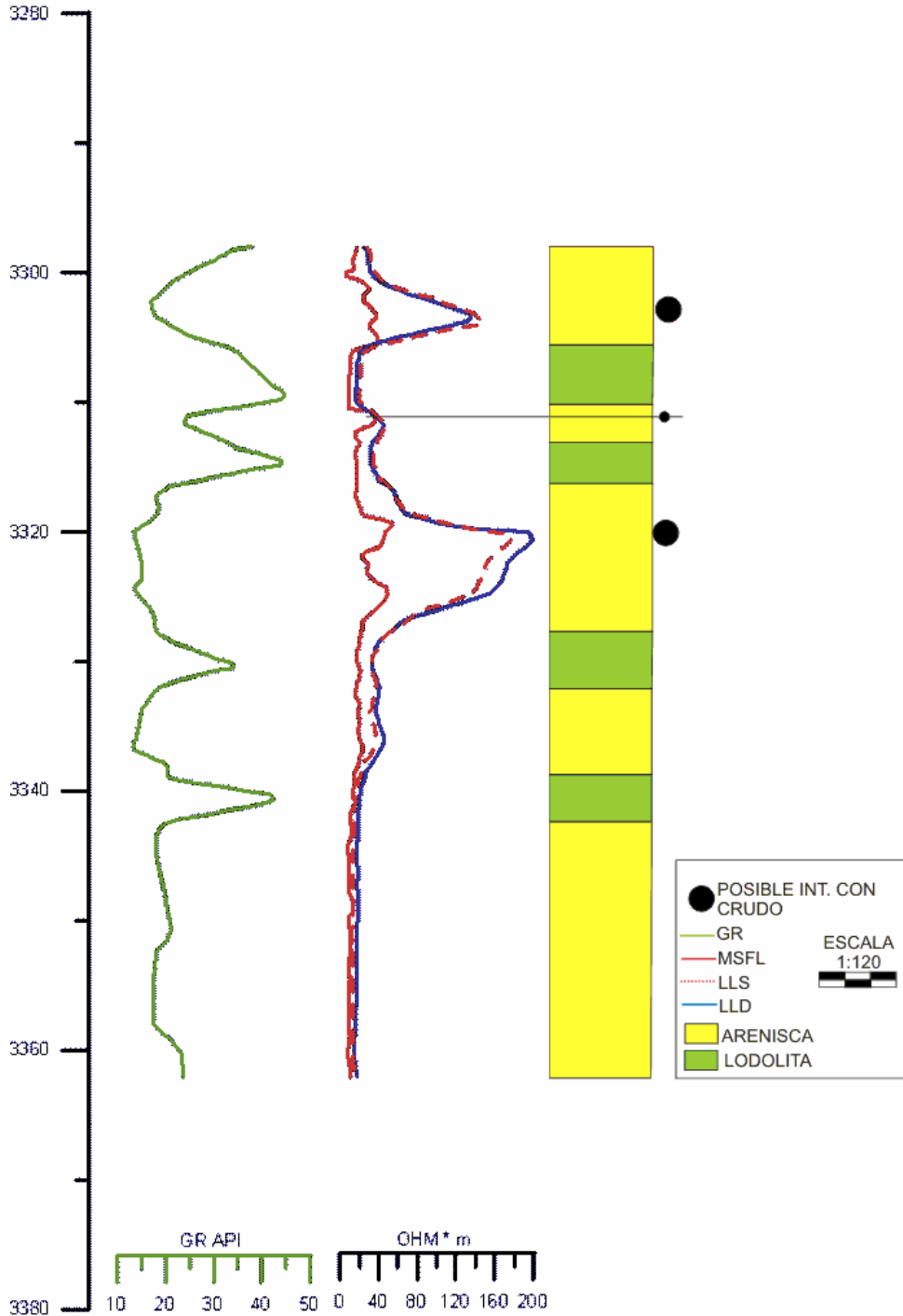


Figura 67. Interpretación de los registros para el Miembro C7 de la Formación Carbonera en el pozo Manacacias – 2.

Otro intervalo con interés desde el punto de vista de contenido de hidrocarburos es el comprendido entre los 3320' y los 3328', el cual presenta una alta resistividad, aun mas alta que el intervalo anteriormente descrito, y al igual que el anterior, presenta una electroforma de crudo normal, aunque la saturación en este intervalo debe ser mayor, ya que presenta valores mas altos de resistividad (**ver Figura 67**).

Existe un pequeño intervalo, el cual de acuerdo a el registro gama – ray corresponde a una arenisca, y presenta un su resistividad una pequeña deflexión, pudiendo indicar contenido de hidrocarburo, sin embargo sus valores no son tan altos como los intervalos anteriormente descritos. Lo interesante de este intervalo es la elctroforma que tiene, ya que los valores de resistividad en la zona virgen y la zona de invasión (registros LLD y MSFL), concuerdan, lo que me indicaría contenido de crudo extrapesado en este intervalo. El único inconveniente sería que los valores de resistividad se esperarían más altos (punto negro mas pequeño en la **Figura 67**).

7.3. CORRELACION DE LOS POZOS CASTILLA – 18, CASTILLA – 3 Y YACARE – 1

Los pozos analizados que se encuentran localizados al este del limite de la Secuencia Cretácica (**ver Figura 55**), poseen como principal blanco de exploración de hidrocarburos las formaciones de edad Cretácica.

En este caso en especial los pozos analizados Yacare – 1, Castilla – 3 y Castilla – 18, tienen su principal interés en la formación Guadalupe masivo o K2 y Guadalupe Superior K1, ya que es donde se encuentran los valores de resistividad mas altos, por lo cual será objeto del interés de este trabajo (**ver Figura 68 y Anexo 12**).

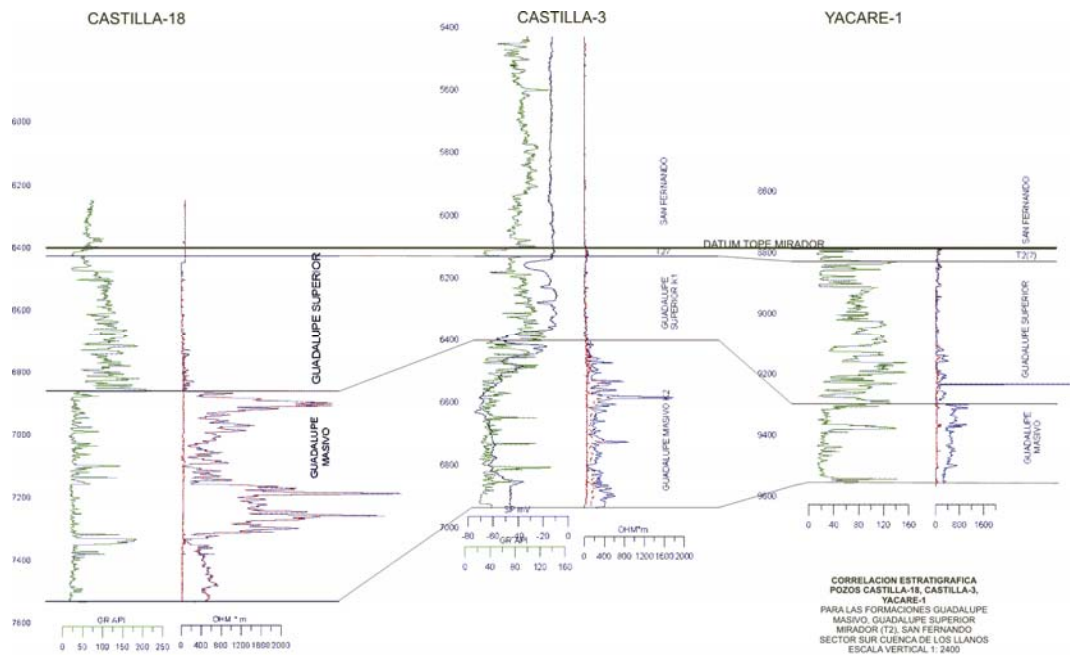


Figura 68. Correlación estratigráfica de las formaciones T2?, Guadalupe Superior K1, Guadalupe Masivo K2 en los pozos Castilla – 18, Castilla – 3, Yacare – 1.

7.3.1. CORRELACION DE LOS POZOS CASTILLA – 18, CASTILLA – 3 Y YACARE – 1 PARA LA FORMACION GUADALUPE MASIVO (K2)

Existe un gran contraste de resistividad entre las rocas de la formación Guadalupe masivo y las rocas de la formación Guadalupe superior. Las resistividades en la Formación Guadalupe Masivo o K2 son bastante altas, mientras que en la Formación Guadalupe Superior o K1 es relativamente más baja. Sin embargo a pesar de que en la Formación Guadalupe Superior la resistividad es más baja se ha probado la presencia de hidrocarburos en el pozo Castilla – 18 para esta Formación.

La Formación Guadalupe Masivo o K2, consta de paquetes gruesos de areniscas, con presencia de algunos niveles de lodolitas que separan estos gruesos paquetes de areniscas.

En el pozo Castilla – 18 se presentan los paquetes de areniscas con mayores espesores (**ver Anexo 13**), en el pozo Castilla – 3 se observan estos gruesos paquetes, también con algunos niveles de lodolitas intercaladas, sin embargo los paquetes de areniscas son menos potentes que los encontrados en el pozo Castilla – 18 (**ver Anexo 13**).

En el pozo Yacare – 1, se encuentran los mismos paquetes de areniscas, sin embargo el espesor de esta formación en este pozo es menor, además los valores de resistividad son relativamente más bajos que los encontrados en los pozos Castilla-3 y Castilla-18 (ver **Figura 69** y **Anexo 13**).

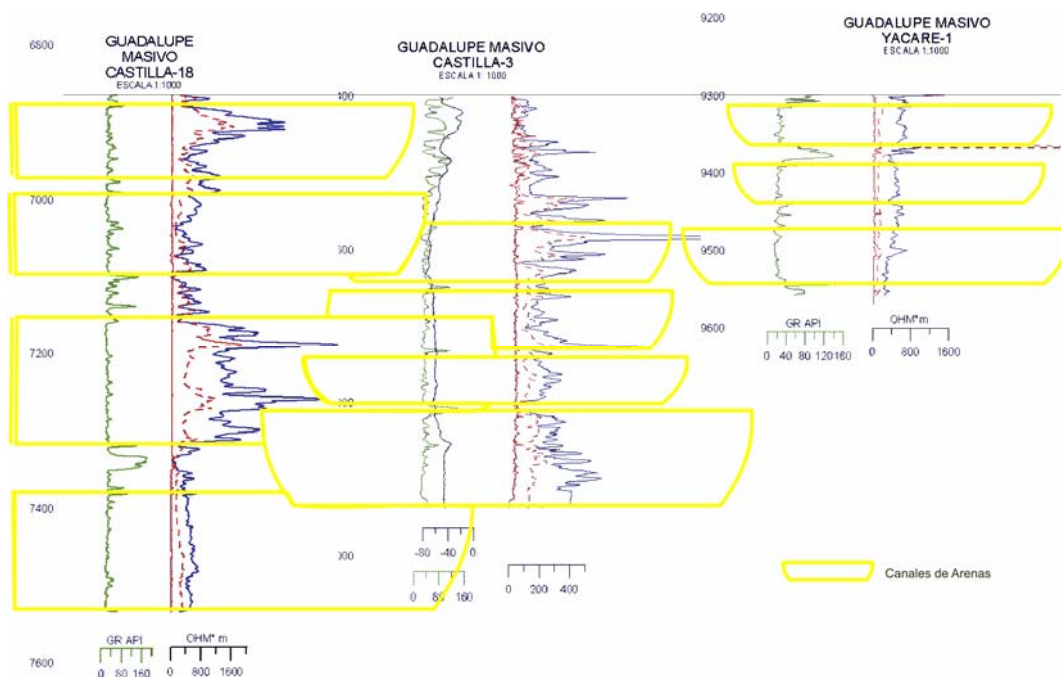


Figura 69. Correlación estratigráfica de la Formación Guadalupe Masivo o K2 para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1.

ANALISIS DE LA FORMACIÓN GUADALUPE MASIVO (K2) EN EL POZO CASTILLA-18

En el pozo Castilla – 18 se encuentran dos importantes intervalos, cuyas características de registros eléctricos indican una zona con contenidos de crudos normales, debido a los altos valores de resistividad medidos en la zona virgen medidos con el registro LLD, mientras que los valores medidos en la zona lavada con el registro MSFL son bastante mas bajos.

El primer intervalo analizado se encuentra dentro de los 6879' y los 6932', corresponde a un grueso paquete de areniscas, con altos valores de resistividad, limitado en su parte superior por un delgado nivel de lodolitas (ver **Figura 70**).

El segundo intervalo corresponde a un paquete mucho mas grueso y potente de areniscas comprendido entre los 7162' y los 7312', con muy altos valores de resistividad, con características propias de una zona de 'crudos normales' según las electroformas de los registros, limitados en su parte inferior y superior por un delgado nivel de lodolitas (ver Figura 70).

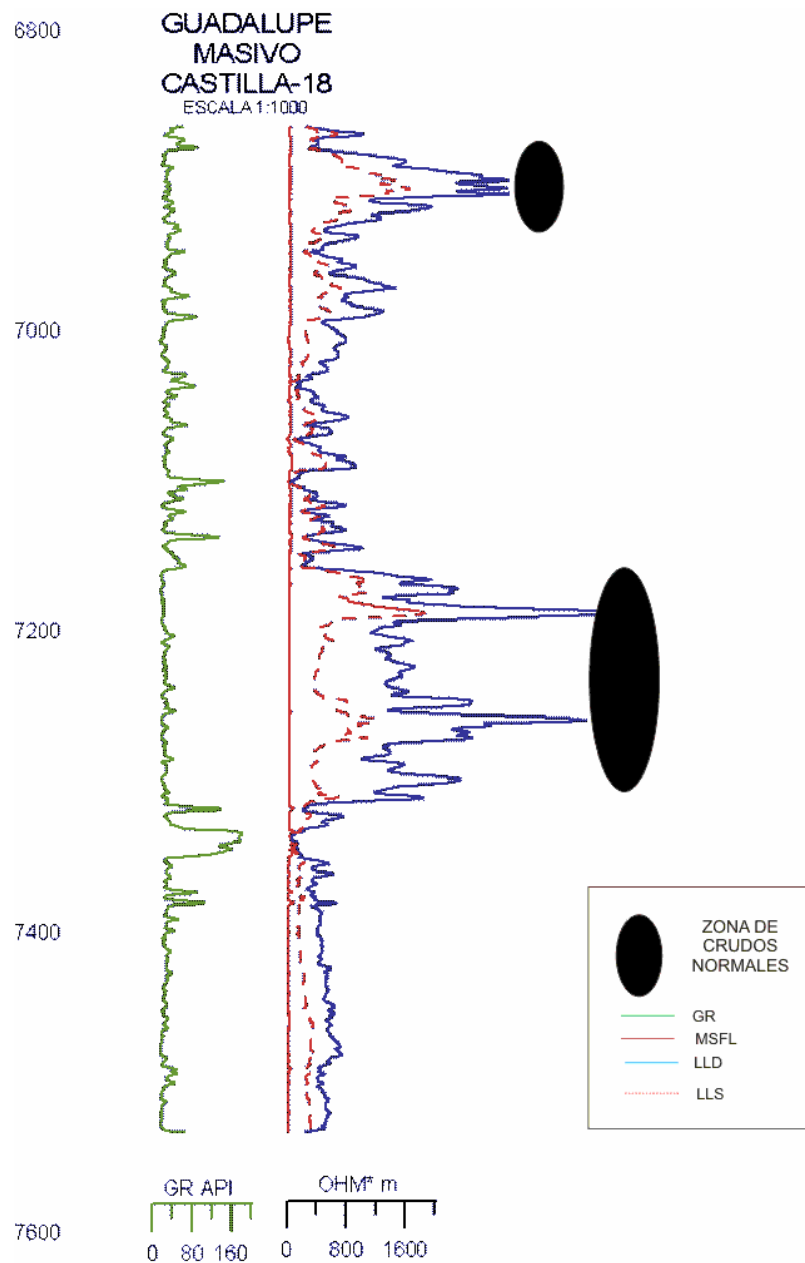


Figura 70. Respuesta de los registros para la Formación Guadalupe Masivo K2 en el pozo Castilla – 18.

ANALISIS DE LA FORMACIÓN GUADALUPE MASIVO (K2) EN EL POZO CASTILLA – 3

En el pozo Castilla-3 se encuentran dos intervalos de importancia, cuyas características de registros eléctricos indican una zona con contenidos de 'crudos normales', debido a los altos valores de resistividad medidos en la zona virgen medidos con el registro LLD, mientras que los valores medidos en la zona lavada con el registros MSFL son bastante mas bajos.

El primer intervalo analizado se encuentra dentro de los 6530' y los 6612', corresponde a un paquete de areniscas con intercalaciones frecuentes de niveles de lodolitas, presenta altos valores de resistividad los cuales tienen forma aserrada debido a que la intercalación de niveles de lodolitas provoca bajadas y los niveles de areniscas provocan subidas de la resistividad en este intervalo (ver Figura 71).

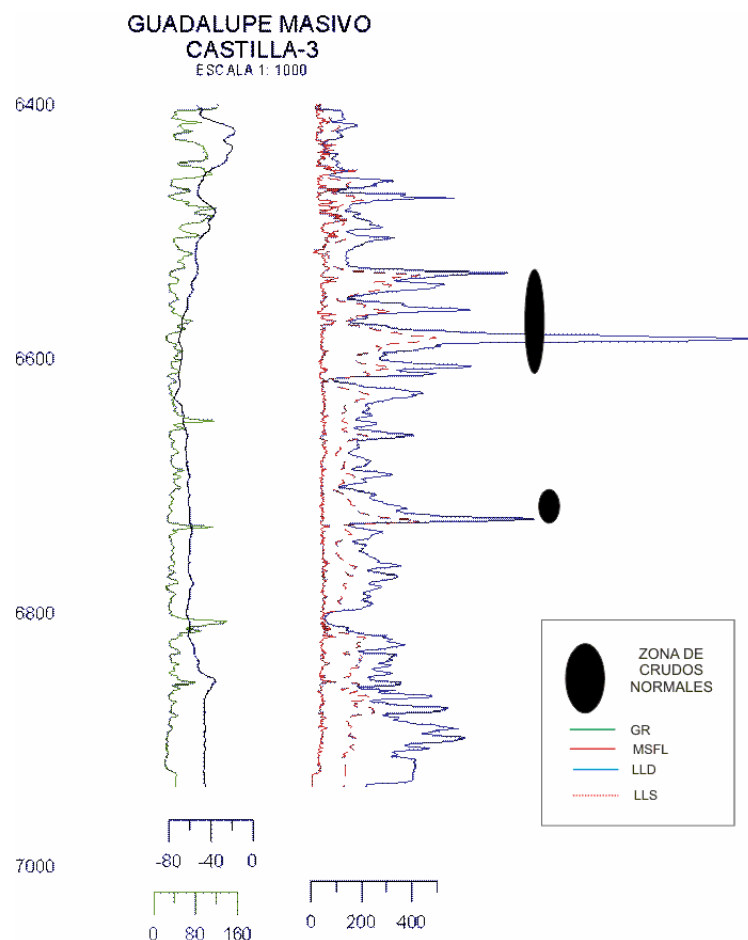


Figura 71. Respuesta de los registros para la Formación Guadalupe Masivo K2 en el pozo Castilla – 3.

El segundo intervalo corresponde a un paquete menos grueso de areniscas comprendido entre los 6700' y los 6730', con altos valores de resistividad, con características propias de una zona de 'crudos normales', limitados en su parte inferior por un delgado nivel de lodolitas y en su parte superior por una alternancia de lodolitas y areniscas (**ver Figura 71**).

Este intervalo contiene mucho menos intercalaciones de niveles de lodolitas que el primer intervalo.

ANALISIS DE LA FORMACIÓN GUADALUPE MASIVO (K2) EN EL POZO YACARE – 1

El pozo Yacare – 1 muestra una resistividad alta y uniforme a lo largo de todo el pozo (**ver Figura 72**), por lo que no muestra intervalos definidos que puedan contener crudos. Solo hacia el tope de la formación se muestra un pico de resistividad, tanto en la zona profunda (LLD), como en la zona intermedia (LLS), por lo que podría haber una zona con contenido de hidrocarburos entre los 9300' y los 9312', correspondiente a una zona de areniscas con pequeñas intercalaciones de lodolitas (**ver Figura 72**).

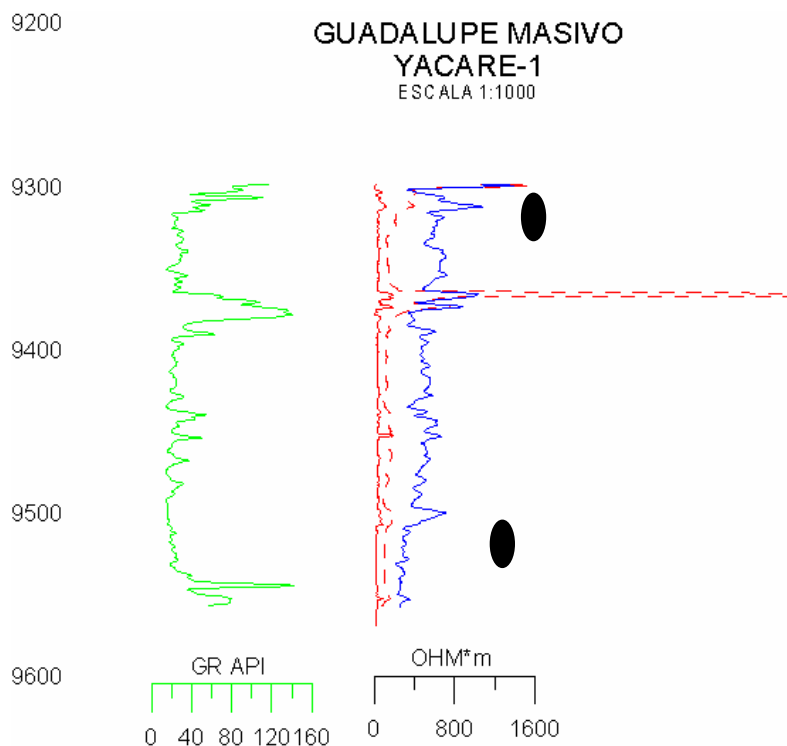


Figura 72. Respuesta de los registros para la Formación Guadalupe Masivo en el pozo Yacare – 1.

Otro intervalo en donde se muestra un pico de resistividad es el comprendido entre los 9500' y los 9510', además es concordante con el registro Gamma-Ray, el cual muestra unas areniscas limpias, en el mismo intervalo.

7.3.2. CORRELACION DE LOS POZOS CASTILLA - 18, CASTILLA - 3 Y YACARE - 1 PARA LA FORMACION GUADALUPE SUPERIOR (K1)

Como ya se dijo anteriormente, los valores de resistividad de la Formación Guadalupe Superior son relativamente mas bajos que los observados en la Formación Guadalupe Masivo; sin embargo como se comprobó la presencia de hidrocarburos pesados dentro de la Formación Guadalupe Superior para el pozo Castilla - 18, se procedió a analizar los pozos Castilla - 18, Castilla - 3 y Yacare - 1 para observar la continuidad lateral de esta Formación.

Se observó que de acuerdo a las características eléctricas de la formación Guadalupe Superior, existen intervalos de crudos pesados en esta Formación para los pozos analizados (ver Figura 73 y Anexo 14).

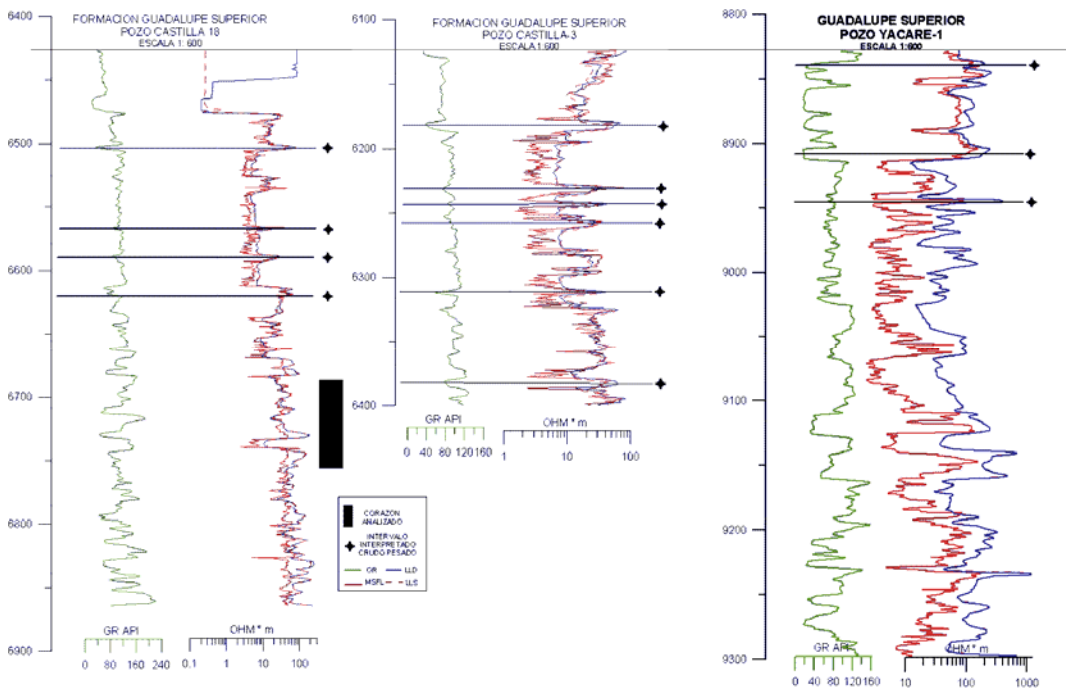


Figura 73. Variación Lateral de la Formación Guadalupe Superior para los pozos Castilla - 18, Castilla - 3 y Yacare - 1.

La Formación Guadalupe Superior, contiene niveles de areniscas, pero a diferencia de las areniscas de la Formación Guadalupe Masivo, estas contienen niveles menos potentes y gruesos de estos, además se observa mucha intercalación de niveles de lodolitas, lo que para el registro GR, daría una electroforma de ZIG – ZAG, debido a la intercalación de niveles de areniscas y lodolitas (**ver Figura 73**).

ANALISIS DE LA FORMACION GUADALUPE SUPERIOR (K1) PARA EL POZO CASTILLA-18

Como se menciona anteriormente, en el pozo Castilla – 18 se analizó muestra de roca con crudo, a las cuales se les realizaron pruebas de pirolisis Rock Eval – 6, con el fin de determinar su gravedad API, lo que mostró que en el intervalo de corazón analizado existen gravedades API alrededor de 12º, 14º, 17º, indicando crudos pesados. Esto para la parte inferior, sin embargo según el análisis de los registros de resistividad, para niveles superiores de esta formación puede encontrarse que existen niveles con intervalos de crudos pesados localizados especialmente hacia la parte superior de la formación Guadalupe Superior (**ver Figura 74**).

Las curvas de resistividad de los registros LLD, y MSFL, se superponen en los intervalos mostrados en la figura, por lo que se interpreta como un intervalo con presencia de crudos extrapesados en estos puntos.

Los intervalos con contenidos de crudos analizados dentro del corazón del pozo Castilla-18 (ver anexos 8, 9 y 10), muestran una buena correlación entre los niveles con crudos mas pesados y los registros resistivos, ya que en las zonas con crudos mas pesados (alrededor de 12º API), existe mas cercanía de los valores de resistividad medido por los registros LLD y MSFL, que los crudos que están alrededor de los 17º API.

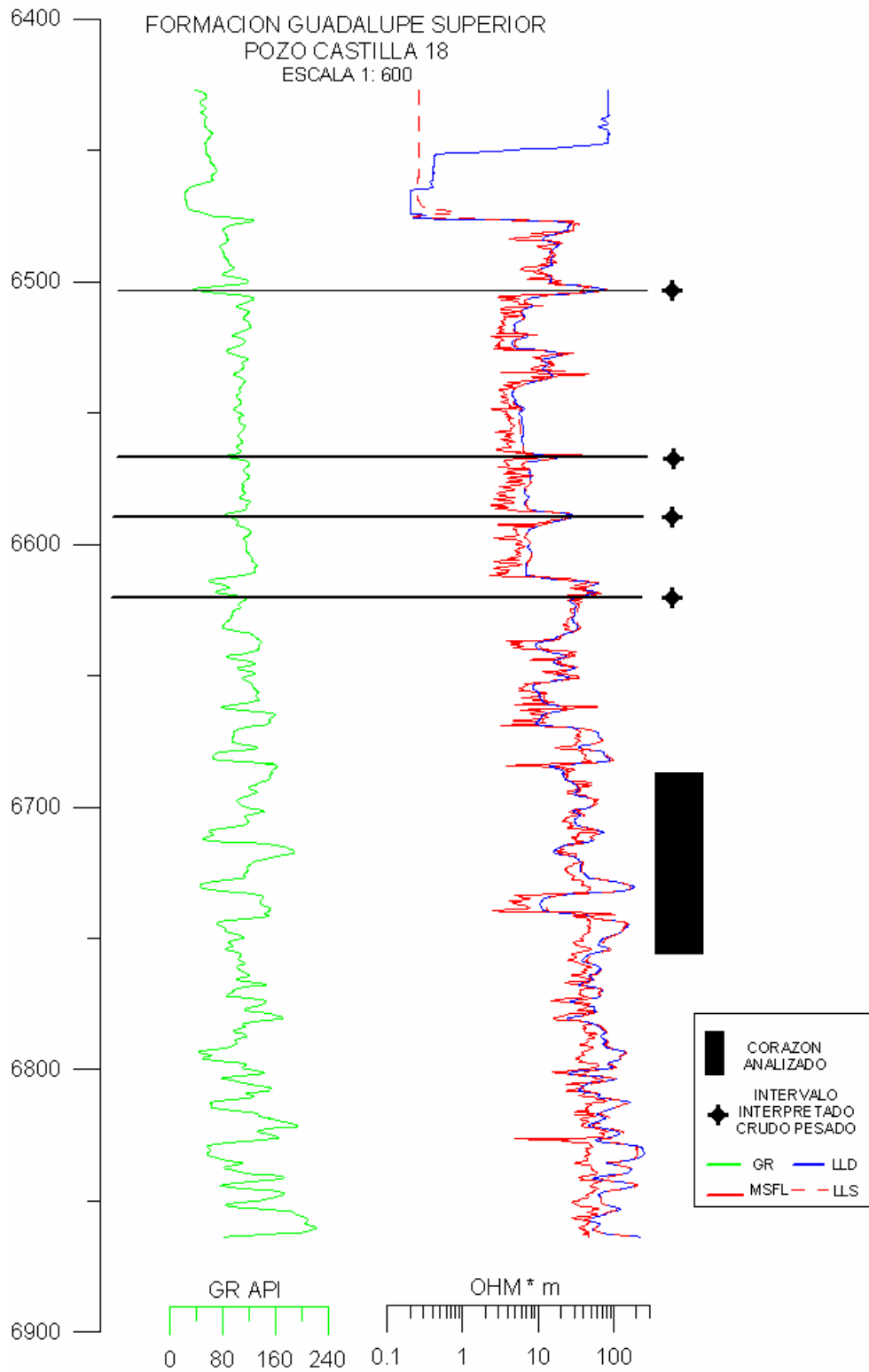


Figura 74. Respuesta de los registros eléctricos para la Formación Guadalupe Superior o K1 en el pozo Castilla – 18.

ANALISIS DE LA FORMACION GUADALUPE SUPERIOR PARA EL POZO CASTILLA-3

La Formación Guadalupe Superior en el pozo Castilla – 3, es menos gruesa que en el pozo Castilla – 18, sin embargo de acuerdo al análisis de los registros eléctricos indican que contiene intervalos importantes con crudo pesado (ver Figura 75).

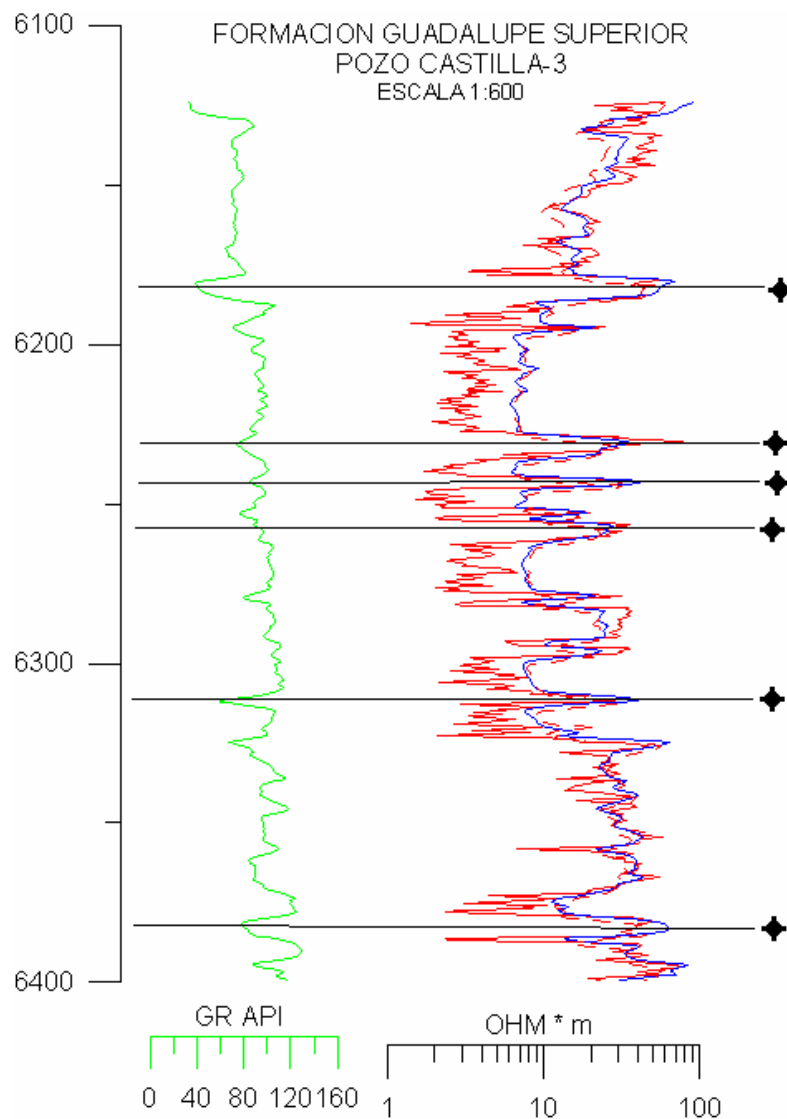


Figura 75. Respuesta de los registros eléctricos para la Formación Guadalupe Superior en el pozo Castilla – 3.

La Formación Guadalupe Superior en este pozo muestra gruesos paquetes de lodolitas, sin embargo, existen niveles de areniscas, las cuales contienen los crudos pesados (**ver Figura 75**).

ANALISIS DE LA FORMACION GUADALUPE SUPERIOR PARA EL POZO YACARE – 1

La Formación Guadalupe Superior en el pozo Yacare – 1, se muestra igualmente espesa (**ver Figura 76**), tal como en el pozo Castilla – 18.

En el pozo Yacare – 1 la Formación Guadalupe corresponde a una secuencia de lodolitas intercaladas con gruesos paquetes de areniscas, las cuales se hacen mas gruesas hacia el tope de la formación.

Los intervalos interpretados con crudos pesados para este pozo, se localizan hacia el tope de esta Formación (**ver Figura 76**).

Además en este pozo los niveles que contienen los crudos pesados son más delgados que los observados en los pozos Castilla – 18 y Castilla – 3.

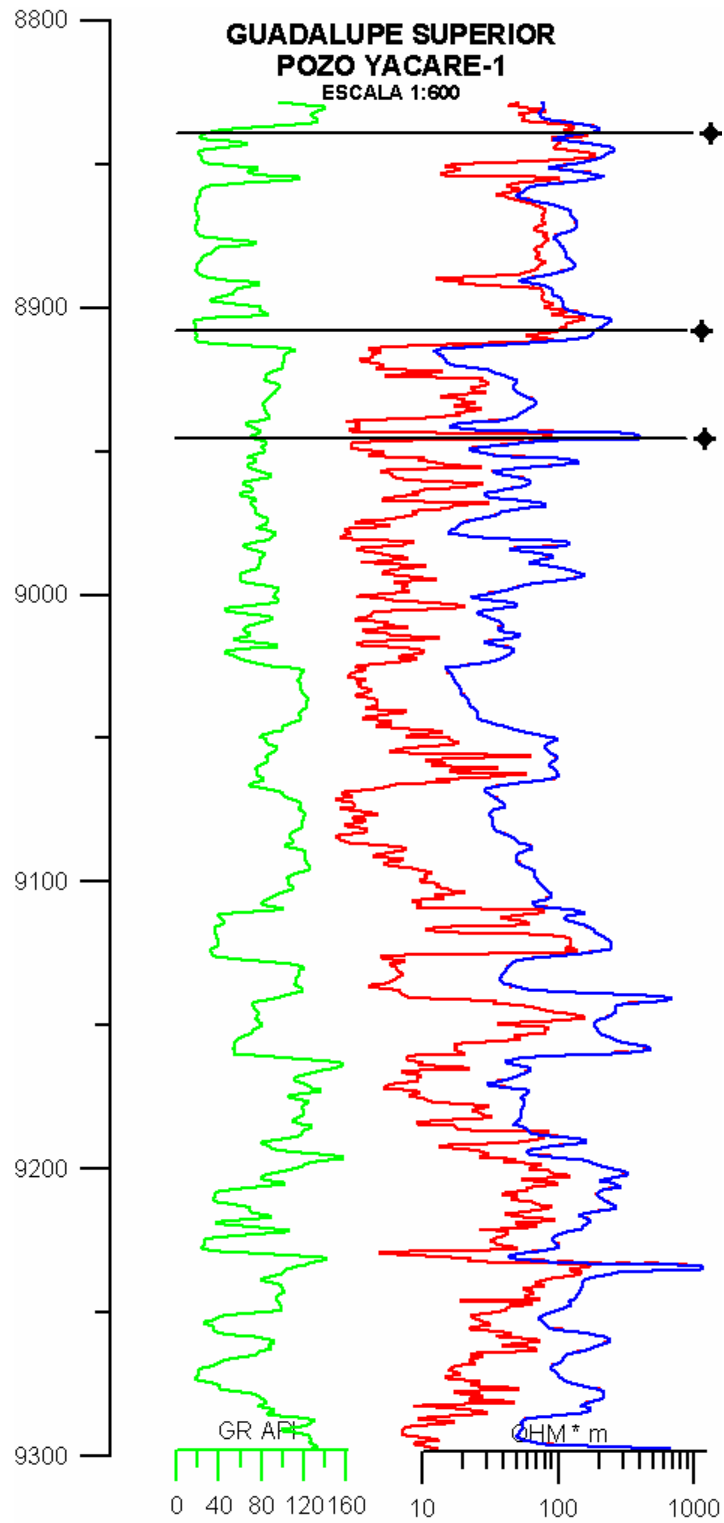


Figura 76. Respuesta de los registros eléctricos para la Formación Guadalupe Superior en el pozo Yacare – 1.

7.4. INTERPRETACION DEL POZO VALDIVIA – 1

El pozo Valdivia – 1 se encuentra, por fuera de los límites de la secuencia cretácica (**ver Figura 55**), por lo que según el registro grafico compuesto se encuentra la secuencia de edad eoceno superior, descansando discordantemente sobre la secuencia de edad Paleozoico.

Desde el punto de vista presencia de Hidrocarburos y teniendo en cuenta los registros eléctricos de GR, SP y resistividad LLD, LLS y MSFL además de los análisis realizados al núcleo del pozo Valdivia – 1, el principal interés se centra dentro de los 5390' y los 6240', el cual corresponde a la llamada Formación Mirador o T2, y a las rocas de edad Paleozoica respectivamente, de acuerdo a el registro grafico compuesto.

De acuerdo a una correlación estratigráfica realizada por Rodríguez (1990), muestra que pruebas realizadas a intervalos productores los cuales se encuentran entre las profundidades entre los 5410 y los 5470, dan gravedades API de 23 °, concordando con los datos obtenidos de la pirolisis Rock Eval – 6 de las muestras analizadas de corazón correspondientes a este pozo para el mismo intervalo.

El intervalo de corazón analizado corresponde a la Formación Mirador o T2, con gravedades API que se encuentran alrededor de 22° API, además puede verse que la respuesta de los registros resistivos son concordantes con los propios para intervalos con crudos normales, como son los encontrados en este intervalo, con valores altos de resistividad en la zona virgen medido con el registro LLD, pero valores bajos de resistividad medidos en la zona lavada por medio del registro MSFL (**ver anexos 8 y 9**).

Como puede observarse la Formación mas importante desde el punto de vista de producción de Hidrocarburos en este pozo es la llamada Formación Mirador, sin embargo desde el punto de vista de acumulación de crudos pesados se enfoca la búsqueda hacia las rocas de edad Paleozoica, ya que como se ha determinado por medio de la pirolisis Rock Eval – 6 y pruebas de pozo las rocas de la llamada Formación Mirador, contienen crudos normales de alrededor de 23° API (**ver Figura 77**).

Dentro del intervalo analizado entre los 5520' y los 5720 correspondiente a rocas de edad paleozoica', se determinó que el intervalo comprendido entre los 5560' y los 5570', de acuerdo a las resistividades corresponde a un intervalo de crudo pesado el cual se encuentra dentro de un nivel de areniscas, de acuerdo a la interpretación de los registros GR y SP (**ver Figura 78**).

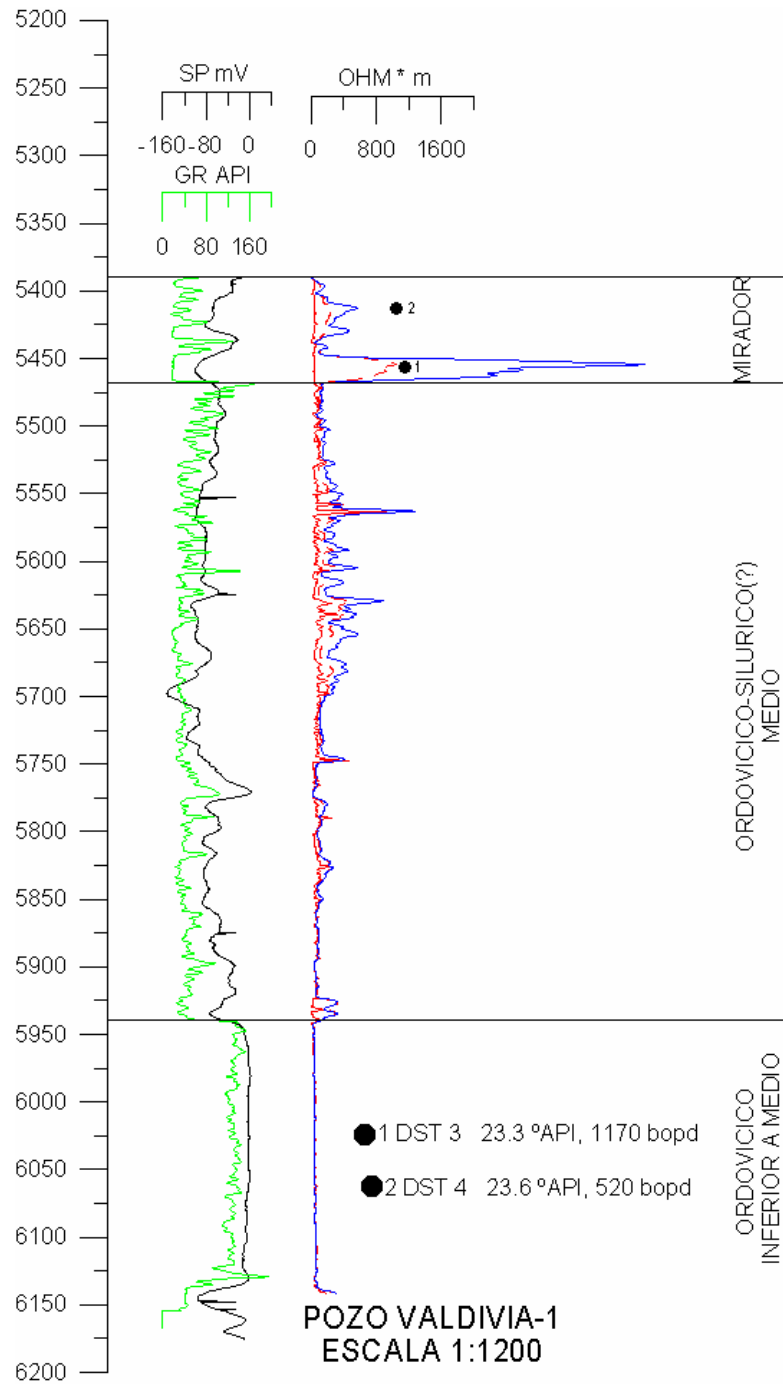


Figura 77. Intervalos con interés desde el punto de vista de contenido de hidrocarburos para el pozo Valdivia-1.

Los valores de resistividad en la zona lavada y la zona virgen son cercanos, por lo que se interpreta que el hidrocarburo móvil es escaso, correspondiente a las características de un nivel con crudos pesados.

Existe otro intervalo comprendido entre los 5625' y los 5635', el cual corresponde a un intervalo de areniscas las cuales contienen crudos normales, probablemente con una saturación mucho menor que las encontradas en los niveles productores de la Formación Mirador, ya que los valores de resistividad son mucho menores (**ver Figura 78**).

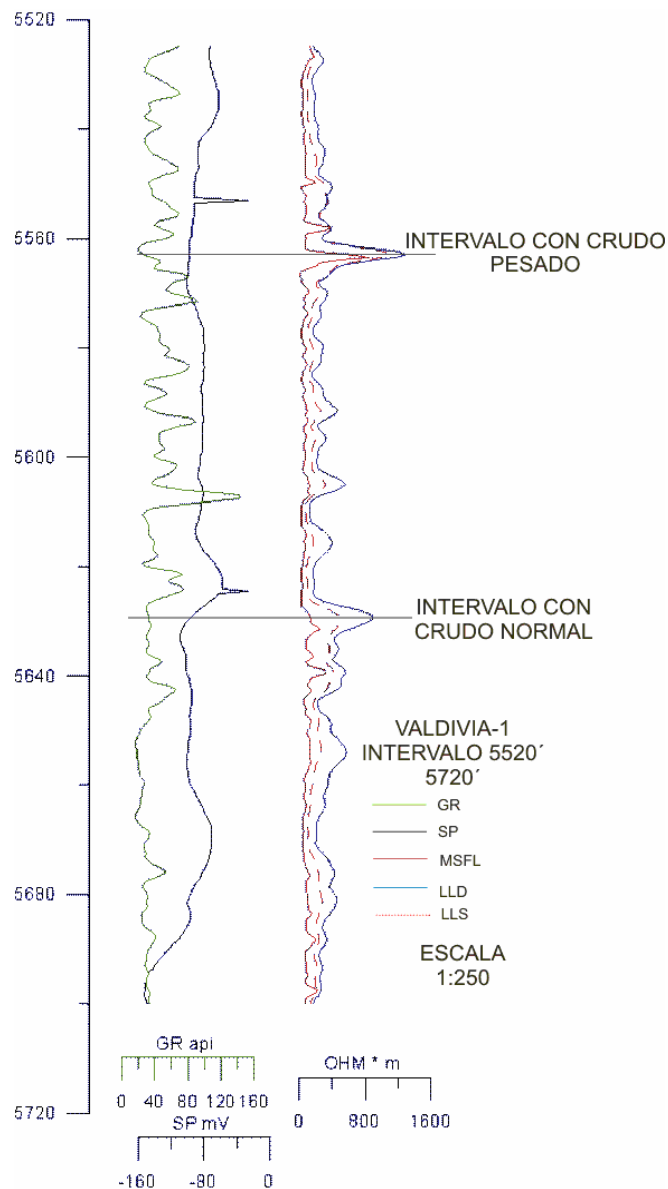


Figura 78. Intervalos con interés con hidrocarburos para el pozo Valdivia-1.

Otro posible intervalo con contenidos de crudo extrapesado se encuentra en la profundidad comprendida entre los 5748' y los 5743', ya que los valores de resistividad en la zona lavada y la zona virgen son exactamente los mismos, por lo que se interpreta que el hidrocarburo móvil en este intervalo es nulo, o la invasión de lodo es insignificante.

A continuación a partir de la información otorgada por la correlación de los pozos se describe la distribución de presencia de hidrocarburos en la zona de estudio.

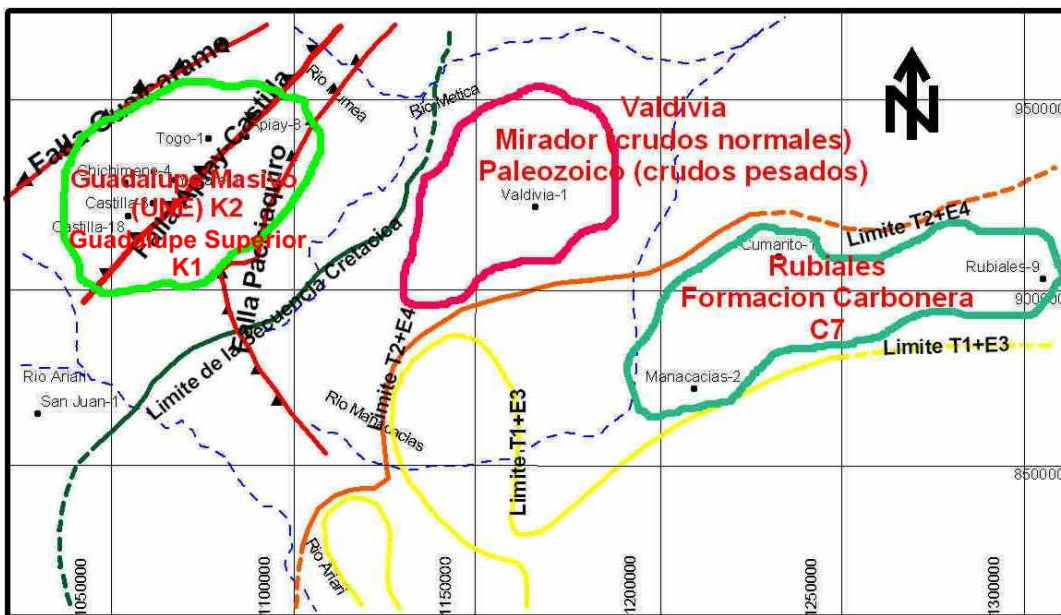


Figura 79. Zonas con interés exploratorio de crudos pesados en el sector sur de la cuenca de los Llanos.

8. CONCLUSIONES

Los crudos pesados ubicados al este de la cuenca, en la zona Rubiales – Cumarito – Manacacías tienen como principal objetivo para la explotación de crudos pesados las rocas de la formación Carbonera, miembro C7, las cuales presentan las mejores calidades como rocas reservorio.

La zona Valdivia tiene como principal objetivo de prospección de crudos pesados las rocas de edad paleozoica. Las rocas de edad terciaria tienen contenidos probados de crudo normal de gravedad 23° API.

De acuerdo a las correlaciones realizadas en este trabajo, las concentraciones de crudos pesados en la zona Castilla – Yacare – Togo, se encuentran en la formación K1. Los contenidos de crudos de la formación K2 son bastante más altos; sin embargo de acuerdo al análisis de las resistividades en esta formación, indica que los crudos en esta formación son menos pesados que los encontrados en la formación K1, donde están alrededor de 14°API.

En la zona Castilla – Yacare – Togo, a medida que se desplaza en la dirección NE van encontrándose los intervalos con crudo pesado en posiciones relativamente más altas y a su vez menores concentraciones de hidrocarburos, dentro de la secuencia. En Castilla las acumulaciones más abundantes de crudos pesados se encuentran empezando desde la base de la formación K1, en Yacare – 1 se encuentran los crudos hacia la parte superior de la formación K1, y ya en Togo – 1 se encuentran unas pequeñas acumulaciones de crudos pesados hacia el tope de la formación K1.

Se observó una buena aplicación del método de la determinación de la gravedad API por medio de la Pirolisis Rock – Eval para crudos normales, como es el caso de Valdivia – 1, donde se acertó con el valor de gravedad API medido para el mismo intervalo analizado, por medio de una prueba DST, el cual arrojó un valor de la gravedad API de 23.3, dato que concordó con el obtenido en este trabajo por medio de la pirolisis.

Se observó una buena correlación entre la gravedad API y el registro de resistividad MSFL, los valores de resistividad en la zona invadida, medida por el registro MSFL, son más altos en los crudos con gravedad API más bajas, mejorando aún más esta relación en crudos donde el pico S2b es más alto.

Los análisis de Pirolisis Rock – Eval realizado a las muestras de reservorio de los pozos estudiados, además de los análisis de los registros de pozos, muestra que no existen Tar Mats que sirvan como barrera de permeabilidad dentro de los pozos analizados.

9. RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer una calibración para los crudos de Rubiales, ya que se obtuvo valores de 22°API, cuando las tendencias regionales muestran que los valores de esta zona están alrededor de 13°API, sin embargo no se descarta que el valor obtenido por la pirolisis sea correcto. Sin embargo sería ideal compararlos con valores obtenidos por medio de análisis de densidad hecha directamente en el laboratorio sobre la muestra de crudo. En este estudio no se llevó a cabo tal calibración ya que la cantidad de muestra disponible no era la suficiente para realizar una extracción.

Realizar pruebas de Pirolisis Rock – Eval 6, a muestras de reservorio, de los intervalos pertenecientes al Paleozoico en el pozo Valdivia – 1, en donde se determinó que existen crudos pesados, con el fin de determinar la su gravedad API, y así confirmar que se tratan de crudos pesados.

Realizar pruebas de Pirolisis Rock – Eval 6, a muestras de reservorio, de los intervalos pertenecientes a la formación Guadalupe Superior en el pozo Castilla – 18 en donde se determinó que existen crudos pesados, según el análisis de los registros eléctricos, con el fin de determinar su gravedad API, y así confirmar que se tratan de crudos pesados.

Reevaluar la cantidad de reservas de crudos pesados, en toda la cuenca de los Llanos, ya que teniendo en cuenta el agotamiento de las reservas de crudos normales en Colombia, y el precio internacional actual del barril de petróleo, es el momento para estudiar la comercialidad y la explotación de estos recursos, que no han tenido gran interés debido a su alto costo de producción.

BIBLIOGRAFIA

RANGEL A., SANDRA P., 2003. Caracterización de Hidrocarburos y Ocurrencia de crudos Pesados en el Sur de la Cuenca Llanos Orientales y Yarí Caguán. Informe Final. ICP – ECOPETROL. Piedecuesta. Colombia.

Gomes et al, 2002. Evaluación Geoquímica a través del Método de Pirolisis Rock - Eval Comparado con Técnicas Analíticas Convencionales. Memorias. 8º Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica.

ESTRADA C., FERNANDEZ F., FORERO C., PEÑARETTE D., 2001. Proyecto Nacional de Crudos Pesados. Gerencia de Yacimientos – ECOPETROL S.A.

RANGEL A., DIAZ D., GONÇALVES F., GROSSO J., 2001. Evaluación Geoquímica Preliminar de Crudos Pesados en las Cuencas Llanos, Yarí – Caguán, Putumayo y VMM. ICP – ECOPETROL. Piedecuesta. Colombia.

AMOROCHO J., 2001. Evaluación Geológica del Contrato de Asociación Los Gavilanes Cuenca de los Llanos, Utilizando Interpretación Sísmica y Correlación con Registros Eléctricos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia.

ECOPETROL, 2001. Atlas de Cuencas Sedimentarias

FAJARDO, A; ROJAS, L; CRISTANCHO, J., 2000, Definición del Modelo Estratigráfico en la Cuenca de los Llanos Orientales Piedemonte Llanero. Informe técnico. División de Exploración y Producción. ICP – ECOPETROL. Piedecuesta. Colombia.

ICP, 1999. Modelamiento Estructural de la Cordillera Oriental. Informe Final. Grupo Geología Estructural. ICP – ECOPETROL. Piedecuesta. Colombia.

CARPENTIER B., HUC A. Y., MARQUIS F., 1998. Distribution and Origin of a Tar Mat in the S. Field (Abu Dhabi, U.A.E.). Society of Petroleum Engineers.

LAFARGUE E., MARQUIS F., PILLOT D., 1998. Rock – Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production, and Soil Contamination Studies. Instituto Frances del Petróleo. Francia.

LUNA O., RANGEL A., 1998. Evaluación Geoquímica, Crudos del Meta y Este del Casanare. Informe. ICP – ECOPETROL. Piedecuesta. Colombia.

ICP, 1998. Evaluación Regional Meta. ICP – ECOPEPETROL. Piedecuesta. Colombia.

ECOPEPETROL – BEICIP FRANLAB., 1995, Estudio Geológico Regional Cuenca de los Llanos Orientales.

WILHELMS A., CARPENTIER B., HUC A. Y., 1994. New Methods to Detect Tar Mats in Petroleum Reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering.

TRABELSI K., ESPITALIÉ J., HUC A. Y., 1994. Characterization of Extra Heavy Oils and Tar Deposits by Modified Pyrolysis Methods. Instituto Frances del Petróleo. Francia.

MEZA G., PARRA P., 1993. Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia.

GAMBOA J., OVIEDO G., 1992. Caracterización de la Roca Fuente a Partir de registros Eléctricos de pozo, Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia.

BLANCO N., RENDON A., 1991. Geología Estructural y Evolución Tectónica de la Subcuenca Apiay - Ariari, Llanos Orientales de Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. Colombia.

GRANT G. G., 1990. The Sedimentology of the Basal Carbonera Sandstone, Rubiales and manacacias Oil Fields, Colombia. Tuskar Resources, Woking. Kingston Geological Services.

ICP, 1988. Resultado de Análisis Realizado a 3 Muestras de Crudo del pozo Togo – 1. Memorando. Bucaramanga. Colombia.

PETERS K. E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. AAPG Bulletin V 70, No 3.

RESEARCH R., 1985. Evaluación Geoquímica y Bioestratigráfica , Área Rubiales, Cuenca de los Llanos, Colombia.

HOLLERBACH A., 1984. Influence of Biodegradation on the Chemical Composition of heavy Oil and Bitumen. AAPG V XX, No 25.

AUDEMAR N., xxxxxxxxx., 1984. Physical and Chemical Characterization of Heavy Crude Oil in the Orinoco Oil Belt. AAPG Bulletin V XX No. 25

KENDALL G., ESCOBAR R., GALLO J., MORALES P., 1982. Geological report on the Heavy Oil Project, Southern Llanos Basin – Colombia. INTERCOL. Bogotá. Colombia

GOVEA C., 1975. Ocurrencia de Crudos Pesados en Colombia. ECOPEPETROL. XXII Reunión de Expertos Producción y Transporte de Crudo Pesado.

ANEXOS

Topes de las Unidades Estratigráficas en Profundidad Medida (Pies)

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une | Paleozoico |
|---------------|-----------|-----------|------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|-------|------------|
| ANACONDA-1 | 1041521 | 948854 | | 11600 | 14390 | 14790 | 1500 | 15415 | 16140 | |
| APIAY-1 | 1077136 | 942745 | 3255 | 4190 | 9900 | | | 10160 | 10523 | |
| APIAY-13 | 1075982 | 941954 | 3370 | 4318 | 9975 | | | 10230 | 10640 | |
| APIAY-14 | 1075840 | 941279 | 3445 | 4421 | 10049 | | | 10300 | 10668 | |
| APIAY-15 | 1078100 | 943651 | 3520 | 4370 | 10045 | | | 10278 | 10620 | |
| APIAY-3 | 1077547 | 943310 | 3450 | 4305 | 9930 | | | 10220 | 10535 | |
| APIAY-4P | 1076591 | 943127 | 3249 | 4241 | 10005 | | | 10225 | 10680 | 11380 |
| ARIARI-1 | 1043004 | 880724 | 1112 | 1965 | 6750 | | | | 7020 | 7550 |
| AUSTRAL-1 | 1069148 | 936234 | 3515 | 4315 | 9740 | | | 10050 | 10490 | |
| CAMOA-1 | 1075454 | 894119 | 1920 | 3430 | 6870 | | | | | 7270 |
| CANAGUARO-1 | 1037145 | 857324 | 710 | 1755 | 6000 | | | | | 6510 |
| CANDILEJAS-1 | 1054656 | 909489 | 3010 | 3950 | 7960 | | | | | 8142 |
| CAÑO BRAVO-1 | 1170198 | 949457 | 3330 | 1812 | 2612 | | 2850 | | | |
| CASTILLA-1 | 1045726 | 916020 | | 930 | 5935 | | | 6225 | 6505 | 7300 |
| CHAFURRAY-1 | 1109820 | 811105 | 288 | 1140 | | | | | | |
| CHAFURRAY-2 | 1110169 | 820373 | 120 | 960 | 2205 | | | | | 2300 |
| CHAFURRAY-4 | 1108390 | 822735 | 120 | 945 | 2075 | | | | | |
| CHICHIMEME-5 | 1044787 | 927940 | | 1520 | 7270 | | | 7850 | 8290 | 8660 |
| CUMARITO-1 | 1226047 | 911576 | 1760 | 2672 | 3800 | | | | | 3940 |
| DINO-1 | 1072378 | 939553 | 3303 | 4250 | 9991 | | | 10270 | 10740 | |
| EL MELON-1 | 1161882 | 807728 | | 480 | | | | | | 650 |
| EL VIENTO-1 | 1164096 | 849995 | 775 | 1522 | 2650 | | | | | 2780 |
| GALERON-1 | 1054729 | 912377 | 3125 | 4182 | 8455 | | | 8700 | 8800 | 9175 |
| GARIBAY-1 | 1179877 | 897526 | 1600 | 2647 | 4090 | | | | | 4250 |
| GAVAN-1 | 1078666 | 944020 | 3548 | 4420 | 10250 | | | 10470 | 10790 | |
| GUARROJO-1 | 1264572 | 958335 | 2575 | 4305 | 9930 | | | 10220 | 10535 | |
| GUATIQUEIA-1 | 1078705 | 946131 | 3552 | 4440 | 10072 | | | 10310 | 10680 | |
| GUATIQUEIA-2 | 1078518 | 945411 | 3480 | 4371 | 10005 | | | 10255 | 10560 | |
| GUAYURIBA-1 | 1067883 | 939062 | 2825 | 3710 | 9790 | | | 10098 | 10568 | |
| HUMADEA-1 | 1032388 | 918405 | 1030 | 2042 | 7435 | | | 7730 | 8170 | 9245 |
| LAS BRUJAS-1 | 1107519 | 826651 | 315 | 1152 | 2448 | | | | | 2675 |
| LIBERTAD-1 | 1067342 | 941378 | 2770 | 3705 | 9955 | | | 10360 | 10765 | |
| LOS KIOSKOS-1 | 1204939 | 872253 | 1200 | 2055 | 3400 | | | | | |
| LUNA ROJA-1 | 1064071 | 918828 | 3670 | 4855 | 8940 | | | 9180 | 9385 | 9835 |
| MANACACIAS-1 | 1210742 | 876095 | 1330 | 2200 | 3615 | | | | | 3730 |
| MANACACIAS-2 | 1205060 | 874952 | 1250 | 2170 | | | | | | |
| MELUA-1 | 1144800 | 897050 | 1710 | 2735 | 4460 | | | | | 4640 |
| META-1 | 1054850 | 926903 | 1230 | 2350 | 7840 | | | 8150 | 8631 | |
| MURUJUY-1 | 1167082 | 926882 | 2600 | 3840 | 5635 | 5700 | | 5924 | | |
| NEGRITOS-1 | 1111144 | 937226 | 3640 | 4905 | 8145 | | | 8350 | 8430 | 8850 |
| OCOA-1 | 1067150 | 938719 | 2865 | 3800 | 9800 | | | 10150 | 10680 | |
| PASO REAL-1 | 1153103 | 837271 | 546 | 1215 | | | | | | 2360 |

Topes de las Unidades Estratigráficas en Profundidad Medida (Pies) cont...

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une | Paleozico |
|---------------|-----------|-----------|------|-----------|----------|----------------|-----------|---------|-------|-----------|
| PIRIRI-1 | 1272531 | 934661 | 1780 | 3308 | 4237,502 | | 4390 | | | |
| PIRIRI-2 | 1273092 | 933177 | 1770 | 3750 | 4835 | | 4950 | 5118 | 5283 | 5300 |
| POMPEYA-1 | 1069225 | 936790 | 3290 | 4160 | 9750 | | | 9960 | 10410 | |
| RIO GUEJAR | 1015880 | 861800 | | | | | | 100 | 130 | |
| RUBIALES-1 | 1284609 | 908557 | 1475 | 8150 | 9505 | | 9640 | 9935 | 10380 | |
| SA-1 | 110875 | 807522 | | 612 | | | | | | |
| SA-10 | 1137972 | 830884 | 535 | 1320 | | | | | | 2448 |
| SA-11 | 1127827 | 917508 | 400 | 945 | | | | | | 2115 |
| SA-12 | 1049720 | 857471 | | 1345 | 3910 | | | | | 4210 |
| SA-13 | 1044379 | 822284 | 1670 | 2605 | 4800 | | | | | 4960 |
| SA-14 | 1114012 | 868350 | 970 | 2112 | 3990 | | | | | 4120 |
| SA-15 | 1037307 | 835490 | 1900 | 2765 | 5440 | | | | | 5740 |
| SA-16 | 1020040 | 856183 | | 740 | 1165 | | | 1500 | 1525 | |
| SA-17 | 1016377 | 863057 | | 300 | 1655 | | | 1980 | 2190 | |
| SA-20 | 1021500 | 856600 | | 450 | 5380 | | | | 5780 | |
| SA-4 | 1131747 | 805808 | | 615 | | | | | | |
| SA-5 | 1093711 | 851671 | 1160 | 2070 | 4190 | | | | | 4480 |
| SA-6 | 1120975 | 837018 | 648 | 1440 | | | | | | 2525 |
| SA-7 | 1094516 | 833820 | 530 | 1378 | 3080 | | | | | 3280 |
| SA-9 | 1015790 | 862582 | | 160 | 530 | | | | 930 | 1730 |
| SAN JUAN-1 | 1025048 | 865138 | 420 | 1355 | 6030 | | | | 6380 | 6840 |
| SAURIO-1 | 1072236 | 941648 | 3092 | 4045 | | | | 10245 | 10730 | |
| SM-1 | 1150219 | 794062 | | 468 | | | | | | |
| SM-10 | 1210015 | 844790 | 800 | 1580 | | | | | | |
| SM-2 | 1143218 | 802805 | | 540 | | | | | | 1480 |
| SM-4 | 1141822 | 813455 | | 890 | | | | | | 1905 |
| SM-5 | 1205791 | 874426 | 1250 | 2235 | 3765 | | | | | 3920 |
| SM-6 | 1160066 | 854472 | 850 | 1610 | 2760 | | | | | 2860 |
| SM-7 | 1173482 | 787944 | | 150 | | | | | | 930 |
| SM-8 | 1197069 | 851790 | 990 | 1750 | | | | | | 2840 |
| SM-9 | 1189199 | 826738 | 570 | 1340 | | | | | | 2080 |
| SURIA-1 | 1070202 | 938068 | 2960 | 3860 | 9590 | | | 9860 | 10350 | 11100 |
| SV-1 | 1215108 | 813083 | 140 | 860 | | | | | | |
| SV-2 | 1284612 | 914099 | 1470 | 2200 | | | | | | 3040 |
| SV-3 | 1258600 | 918539 | 1810 | 2540 | 3508 | | | | | 3670 |
| SV-4 | 1270574 | 882814 | 1220 | 1915 | 2755 | | | | | 2900 |
| SV-5 | 1222492 | 818800 | 440 | 1220 | | | | | | 1980 |
| SV-6 | 1244246 | 863033 | 1060 | 1790 | | | | | | 2630 |
| SV-7 | 1268868 | 869283 | 1160 | 1880 | 2695 | | | | | 2840 |
| SV-8 | 1294692 | 891713 | 1230 | 1940 | | | | | | |
| SV-9 | 1254748 | 831734 | 570 | 1300 | | | | | | 2220 |
| TANANE-3 | 1071182 | 939843 | 3010 | 3850 | 9795 | | | 10040 | 10540 | |

Topes de las Unidades Estratigráficas en Profundidad Medida (Pies) cont...

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une | Paleozoico |
|---------------|-----------|-----------|------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|------|------------|
| URIBE-1 | 968200 | 836700 | | 1800 | 2170 | | | 2830 | 2985 | 4080 |
| VALDIVIA-1 | 1157423 | 924205 | 2350 | 3485 | 5390 | | | | | 5470 |
| YACARE-1 | 1057900 | 929800 | 1830 | 2825 | 8575 | | | 8910 | 9292 | |
| YALI-1 | 1043191 | 908644 | | 1495 | 6247 | | | 6578 | 6853 | |

Tope de las Unidades Estratigráficas definidas en Profundidad Bajo el Nivel del Mar (Pies)

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une | Paleozoico |
|---------------|-----------|-----------|-------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|--------|------------|
| ANACONDA-1 | 1041521 | 948854 | | -7926 | -10716 | | | -11741 | -12466 | |
| APIAY-1 | 1077136 | 942745 | -2309 | -3244 | -8954 | | | -9214 | -9577 | |
| APIAY-13 | 1075982 | 941954 | -2400 | -3348 | -9005 | | | -9260 | -9670 | |
| APIAY-14 | 1075840 | 941279 | -2464 | -3440 | -9068 | | | -9319 | -9687 | |
| APIAY-15 | 1078100 | 943651 | -2572 | -3422 | -9097 | | | -9330 | -9672 | |
| APIAY-3 | 1077547 | 943310 | -2495 | -3350 | -8975 | | | -9265 | -9580 | |
| APIAY-4P | 1076591 | 943127 | -2293 | -3285 | -9049 | | | -9269 | -9724 | -10424 |
| ARIARI-1 | 1043004 | 880724 | -50 | -903 | -5688 | | | | -5958 | -6488 |
| AUSTRAL-1 | 1069148 | 936234 | -2503 | -3303 | -8728 | | | -9038 | -9478 | |
| CAMOA-1 | 1075454 | 894119 | -968 | -2478 | -5918 | | | | | -6318 |
| CANAGUARO-1 | 1037145 | 857324 | 400 | -645 | -4890 | | | | | -5400 |
| CANDILEJAS-1 | 1054656 | 909489 | -1840 | -2780 | -6790 | | | | | -6972 |
| CAÑO BRAVO-1 | 1170198 | 949457 | -2610 | -3930 | -5868 | -6000 | | | -6260 | -6340 |
| CASTILLA-1 | 1045726 | 916020 | 990 | 400 | -4605 | | | -4895 | -5175 | -5970 |
| CHAFURRAY-1 | 1109820 | 811105 | 462 | -390 | | | | | | |
| CHAFURRAY-2 | 1110169 | 820373 | 630 | -210 | -1455 | | | | | -1550 |
| CHAFURRAY-4 | 1108390 | 822735 | 918 | 93 | -1037 | | | | | |
| CHICHIMEME-5 | 1044787 | 927940 | | 54 | -5696 | | | -6276 | -6716 | -7086 |
| CUMARITO-1 | 1226047 | 911576 | -1058 | -1970 | -3098 | | | | | -3238 |
| DINO-1 | 1072378 | 939553 | -2321 | -3268 | -9009 | | | -9288 | -9758 | |
| EL MELON-1 | 1161882 | 807728 | | 150 | | | | | | -20 |
| EL VIENTO-1 | 1164096 | 849995 | -32 | -779 | -1907 | | | | | -2037 |
| GALERON-1 | 1054729 | 912377 | -2014 | -3071 | -7344 | | | -7589 | -7689 | -8064 |
| GARIBAY-1 | 1179877 | 897526 | -937 | -1984 | -3427 | | | | | -3587 |
| GAVAN-1 | 1078666 | 944020 | -2617 | -3489 | -9319 | | | -9539 | -9859 | |
| GUARROJO-1 | 1264572 | 958335 | -1955 | -2620 | -3652 | | | -3823 | | |
| GUATIQUEA-1 | 1078705 | 946131 | -2641 | -3529 | -9161 | | | -9399 | -9769 | |
| GUATIQUEA-2 | 1078518 | 945411 | -2574 | -3465 | -9099 | | | -9349 | -9654 | |
| GUAYURIBA-1 | 1067883 | 939062 | -1780 | -2665 | -8745 | | | -9053 | -9523 | |
| HUMADEA-1 | 1032388 | 918405 | 900 | -112 | -5505 | | | -5800 | -6240 | -7315 |
| LAS BRUJAS-1 | 1107519 | 826651 | 484 | -353 | -1649 | | | | | -1876 |

Tope de las Unidades Estratigráficas definidas en Profundidad Bajo el Nivel del Mar (Pies)

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une | Paleozico |
|---------------|-----------|-----------|-------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|-------|-----------|
| LIBERTAD-1 | 1067342 | 941378 | -1691 | -2626 | -8876 | | | -9281 | -9686 | |
| LOS KIOSKOS-1 | 1204939 | 872253 | -485 | -1340 | -2685 | | | | | |
| LUNA ROJA-1 | 1064071 | 918828 | -2677 | -3862 | -7947 | | | -8187 | -8392 | -8842 |
| MANACACIAS-1 | 1210742 | 876095 | -518 | -1388 | -2803 | | | | | -2918 |
| MANACACIAS-2 | 1205060 | 874952 | -467 | -1387 | | | | | | |
| MELUA-1 | 1144800 | 897050 | -954 | -1979 | -3704 | | | | | -3884 |
| META-1 | 1054850 | 926903 | 37 | -1083 | -6573 | | | -6883 | -7364 | |
| MURUJUY-1 | 1167082 | 926882 | -1775 | -3015 | -4810 | -4875 | | -5099 | | |
| NEGRITOS-1 | 1111144 | 937226 | -3016 | -4281 | -7521 | | | -7726 | -7806 | -8226 |
| OCOA-1 | 1067150 | 938719 | -1800 | -2735 | -8735 | | | -9085 | -9615 | |
| PASO REAL-1 | 1153103 | 837271 | 256 | -413 | | | | | | -1558 |
| PIRIRI-1 | 1272531 | 934661 | -1143 | -1933 | -2890 | | | | | |
| PIRIRI-2 | 1273092 | 933177 | -1112 | -1992 | -2919 | | | | | |
| POMPEYA-1 | 1069225 | 936790 | -2274 | -3144 | -8734 | | | -8944 | -9394 | |
| RIO GUEJAR | 1015880 | 861800 | | | | | | 1755 | 1725 | |
| RUBIALES-1 | 1284609 | 908557 | -851 | -1571 | -2366 | | | | | |
| SA-1 | 110875 | 807522 | 571 | 114 | | | | | | |
| SA-10 | 1137972 | 830884 | 288 | -497 | | | | | | -1625 |
| SA-15 | 1037307 | 835490 | -895 | -1760 | -4435 | | | | | -4735 |
| SA-16 | 1020040 | 856183 | 265 | | -160 | | | -495 | -520 | |
| SA-17 | 1016377 | 863057 | 1313 | | -342 | | | -667 | -877 | |
| SA-20 | 1021500 | 856600 | 863 | | -4067 | | | | -4467 | |
| SA-4 | 1131747 | 805808 | 419 | 19 | | | | | | |
| SA-5 | 1093711 | 851671 | -256 | -1166 | -3286 | | | | | -3576 |
| SA-6 | 1120975 | 837018 | 249 | -543 | | | | | | -1628 |
| SA-7 | 1094516 | 833820 | 245 | -603 | -2305 | | | | | -2505 |
| SA-9 | 1015790 | 862582 | 1153 | | 783 | | | | 383 | -417 |
| SAN JUAN-1 | 1025048 | 865138 | 1060 | 125 | -4550 | | | | -4900 | -5360 |
| SAURIO-1 | 1072236 | 941648 | -2073 | -3026 | | | | -9226 | -9711 | |
| SM-1 | 1150219 | 794062 | 626 | 251 | | | | | | |
| SM-10 | 1210015 | 844790 | -80 | -860 | | | | | | |
| SM-2 | 1143218 | 802805 | 642 | 202 | | | | | | -738 |
| SM-4 | 1141822 | 813455 | -98 | | | | | | | -1113 |
| SM-5 | 1205791 | 874426 | -432 | -1417 | -2947 | | | | | -3102 |
| SM-6 | 1160066 | 854472 | -118 | -878 | -2028 | | | | | -2128 |
| SM-7 | 1173482 | 787944 | 490 | | | | | | | -290 |
| SM-8 | 1197069 | 851790 | -317 | -1077 | | | | | | -2167 |
| SM-9 | 1189199 | 826738 | 103 | -667 | | | | | | -1407 |
| SURIA-1 | 1070202 | 938068 | -1964 | -2864 | -8594 | | | -8864 | -9354 | -10104 |
| SV-1 | 1215108 | 813083 | 507 | -213 | | | | | | |
| SV-2 | 1284612 | 914099 | -799 | -1529 | | | | | | -2369 |

Tope de las Unidades Estratigráficas definidas en Profundidad Bajo el Nivel del Mar (Pies)

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une | Paleozoico |
|---------------|-----------|-----------|-------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|-------|------------|
| SV-3 | 1258600 | 918539 | -1119 | -1849 | -2889 | | | | | -2979 |
| SV-4 | 1270574 | 882814 | -534 | -1229 | -2069 | | | | | -2214 |
| SV-5 | 1222492 | 818800 | 283 | -497 | | | | | | -1257 |
| SV-6 | 1244246 | 863033 | -357 | -1087 | | | | | | -1927 |
| SV-7 | 1268868 | 869283 | -457 | -1177 | -1992 | | | | | -2137 |
| SV-8 | 1294692 | 891713 | -547 | -1257 | | | | | | |
| SV-9 | 1254748 | 831734 | 130 | -600 | | | | | | -1520 |
| TANANE-3 | 1071182 | 939843 | -2005 | -2845 | -8790 | | | -9035 | -9535 | |
| URIBE-1 | 968200 | 836700 | | -50 | -420 | | | -1080 | -1235 | -2330 |
| VALDIVIA-1 | 1157423 | 924205 | -1685 | -2820 | -4725 | | | | | -4805 |
| YACARE-1 | 1057900 | 929800 | -649 | -1644 | -7394 | | | -7729 | -8111 | |
| YALI-1 | 1043191 | 908644 | | -40 | -4792 | | | -5123 | -5398 | |

Espesores de las Unidades Estratigráficas (Pies)

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une |
|---------------|-----------|-----------|------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|------|
| ANACONDA-1 | 1041521 | 948854 | | 1120 | 610 | 0 | 415 | 725 | 190+ |
| APIAY-1 | 1077136 | 942745 | 935 | 5710 | 260 | 0 | 0 | 363 | 525+ |
| APIAY-13 | 1075982 | 941954 | 948 | 5657 | 255 | 0 | 0 | 410 | 325+ |
| APIAY-14 | 1075840 | 941279 | 976 | 5628 | 251 | 0 | 0 | 368 | 260+ |
| APIAY-15 | 1078100 | 943651 | 850 | 5675 | 233 | 0 | 0 | 342 | 300+ |
| APIAY-3 | 1077547 | 943310 | 855 | 5625 | 290 | 0 | 0 | 315 | 470+ |
| APIAY-4P | 1076591 | 943127 | 992 | 5764 | 220 | 0 | 0 | 455 | 700 |
| ARIARI-1 | 1043004 | 880724 | 853 | 4785 | 270 | 0 | 0 | 0 | 530 |
| AUSTRAL-1 | 1069148 | 936234 | 800 | 5425 | 170 | 0 | 0 | 440 | 500+ |
| CAMOA-1 | 1075454 | 894119 | 1510 | 3440 | 400 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CANAGUARO-1 | 1037145 | 857324 | 1045 | 4245 | 510 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CANDILEJAS-1 | 1054656 | 909489 | 940 | 4010 | 182 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CAÑO BRAVO-1 | 1170198 | 949457 | | | 132 | | | | |
| CASTILLA-1 | 1045726 | 916020 | 930 | 5005 | 290 | 0 | 0 | 280 | 795 |
| CHAFURRAY-1 | 1109820 | 811105 | 852 | 963+ | | | | | |
| CHAFURRAY-2 | 1110169 | 820373 | 840 | 1245 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CHAFURRAY-4 | 1108390 | 822735 | 825 | 1130 | 130+ | | | | |
| CHICHIMEME-5 | 1044787 | 927940 | | 5750 | 580 | 0 | 0 | 440 | 370 |
| CUMARITO-1 | 1226047 | 911576 | 912 | 1128 | 140 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| DINO-1 | 1072378 | 939553 | 947 | 5741 | 279 | 0 | 0 | 470 | 180+ |
| EL MELON-1 | 1161882 | 807728 | | 170 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| EL VIENTO-1 | 1164096 | 849995 | 747 | 1128 | 130 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GALERON-1 | 1054729 | 912377 | 1057 | 4273 | 245 | 0 | 0 | 100 | 375 |

Espesores de las Unidades Estratigráficas (Pies)

| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une |
|---------------|-----------|-----------|------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|------|
| GARIBAY-1 | 1179877 | 897526 | 1047 | 1443 | 160 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| GAVAN-1 | 1078666 | 944020 | 872 | 5830 | 220 | 0 | 0 | 320 | 360+ |
| GUARROJO-1 | 1264572 | 958335 | | | 171 | 0 | 170 | | |
| GUATIQUEIA-1 | 1078705 | 946131 | 888 | 5632 | 238 | 0 | 0 | 370 | 520+ |
| GUATIQUEIA-2 | 1078518 | 945411 | 891 | 5634 | 250 | 0 | 0 | 305 | 340+ |
| GUAYURIBA-1 | 1067883 | 939062 | 885 | 6080 | 308 | 0 | 0 | 470 | 460+ |
| HUMADEA-1 | 1032388 | 918405 | 1012 | 5393 | 295 | 0 | 0 | 440 | 1075 |
| LAS BRUJAS-1 | 1107519 | 826651 | 837 | 1296 | 227 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| LIBERTAD-1 | 1067342 | 941378 | 935 | 6250 | 405 | 0 | 0 | 405 | 630+ |
| LOS KIOSKOS-1 | 1204939 | 872253 | 855 | 1345 | 100+ | | | | |
| LUNA ROJA-1 | 1064071 | 918828 | 1185 | 4085 | 240 | 0 | 320 | 205 | 450 |
| MANACACIAS-1 | 1210742 | 876095 | 870 | 1415 | 115 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| MANACACIAS-2 | 1205060 | 874952 | 920 | 1235+ | | | | | |
| MELUA-1 | 1144800 | 897050 | 1025 | 1725 | 180 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| META-1 | 1054850 | 926903 | 1120 | 5490 | 310 | 0 | 0 | 481 | 270+ |
| MURUJUY-1 | 1167082 | 926882 | 1240 | 1795 | 65 | 224 | 0 | 100+ | |
| NEGRITOS-1 | 1111144 | 937226 | 1265 | 3240 | 205 | 0 | 0 | 80 | 420 |
| OCOA-1 | 1067150 | 938719 | 935 | 6000 | 350 | 0 | 0 | 530 | 170+ |
| PASO REAL-1 | 1153103 | 837271 | 669 | 1145 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PIRIRI-1 | 1272531 | 934661 | | | 128 | | | | |
| PIRIRI-2 | 1273092 | 933177 | | | | | | | |
| POMPEYA-1 | 1069225 | 936790 | 870 | 5590 | 210 | 0 | 0 | 450 | 230+ |
| RIO GUEJAR | 1015880 | 861800 | | | 100 | 0 | 0 | 30 | 410+ |
| RUBIALES-1 | 1284609 | 908557 | | | 50 | | | | |
| SA-1 | 110875 | 807522 | 612 | 516+ | | | | | |
| SA-10 | 1137972 | 830884 | 785 | 1128 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-11 | 1127827 | 917508 | 545 | 1170 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-12 | 1049720 | 857471 | 495 | 2565 | 300 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-13 | 1044379 | 822284 | 935 | 2195 | 160 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-14 | 1114012 | 868350 | 1142 | 1878 | 130 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-15 | 1037307 | 835490 | 865 | 2675 | 300 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-16 | 1020040 | 856183 | | 425+ | 335 | 0 | 0 | 25 | 500+ |
| SA-17 | 1016377 | 863057 | | 1355 | 325 | 0 | 0 | 210 | 410+ |
| SA-20 | 1021500 | 856600 | | 4930 | 400 | 0 | 0 | 0 | 320+ |
| SA-4 | 1131747 | 805808 | 615 | 615+ | | | | | |
| SA-5 | 1093711 | 851671 | 910 | 2120 | 290 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-6 | 1120975 | 837018 | 792 | 1085 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-7 | 1094516 | 833820 | 848 | 1702 | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SA-9 | 1015790 | 862582 | | 530 | 400 | 0 | 0 | 0 | 800 |
| SAN JUAN-1 | 1025048 | 865138 | 935 | 4675 | 350 | 0 | 0 | 0 | 460 |
| SAURIO-1 | 1072236 | 941648 | 953 | 6200 | 0 | 0 | 0 | 485 | 150+ |
| SM-1 | 1150219 | 794062 | 468 | 530+ | | | | | |

| Espesores de las Unidades Estratigráficas (Pies) | | | | | | | | | |
|---|------------------|------------------|-------------|------------------|----------------|-----------------------|------------------|----------------|------------|
| POZO / UNIDAD | COORD - X | COORD - Y | León | Carbonera | Mirador | Cuervo - Barco | Guadalupe | Gacheta | Une |
| SM-10 | 1210015 | 844790 | 780 | 990+ | | | | | |
| SM-2 | 1143218 | 802805 | 540 | 940 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SM-4 | 1141822 | 813455 | | 1015 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SM-5 | 1205791 | 874426 | 985 | 1530 | 155 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SM-6 | 1160066 | 854472 | 760 | 1150 | 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SM-7 | 1173482 | 787944 | 150 | 780 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SM-8 | 1197069 | 851790 | 760 | 1090 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SM-9 | 1189199 | 826738 | 770 | 740 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SURIA-1 | 1070202 | 938068 | 900 | 5730 | 270 | 0 | 0 | 490 | 750 |
| SV-1 | 1215108 | 813083 | 720 | 130+ | | | | | |
| SV-2 | 1284612 | 914099 | 730 | 840 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SV-3 | 1258600 | 918539 | 730 | 968 | 162 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SV-4 | 1270574 | 882814 | 695 | 840 | 145 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SV-5 | 1222492 | 818800 | 780 | 760 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SV-6 | 1244246 | 863033 | 730 | 840 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SV-7 | 1268868 | 869283 | 720 | 815 | 145 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SV-8 | 1294692 | 891713 | 710 | 470 | | | | | |
| SV-9 | 1254748 | 831734 | 730 | 920 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TANANE-3 | 1071182 | 939843 | 840 | 5945 | 245 | 0 | 0 | 500 | 160+ |
| URIBE-1 | 968200 | 836700 | | 690+ | 660 | 0 | 0 | 155 | 1095 |
| VALDIVIA-1 | 1157423 | 924205 | 1135 | 1905 | 80 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| YACARE-1 | 1057900 | 929800 | 995 | 5750 | 335 | 0 | 0 | 382 | 240+ |
| YALI-1 | 1043191 | 908644 | 385 | 4752 | 331 | 0 | 0 | 275 | 350+ |

Anexo 1. Información de Topes, Profundidades y Espesores Estratigráficos.

INFORMACION GEOQUIMICA DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

| Pozo | Norte | Este | API | Azufre | NI | V | %Saturados | %Aromáticos | %NSO | Pristano/Fitano | Pri/n-C17 | Fit/nC18 |
|------------------|--------|---------|-------|--------|-------|--------|------------|-------------|-------|-----------------|-----------|----------|
| ALMAGRO-1 | 923368 | 1157168 | 16,36 | 0,80 | 35,00 | 233,00 | 58,25 | 24,10 | 12,65 | 3,43 | 0,53 | 0,17 |
| APIAY ESTE-1 | 942255 | 1077940 | 13,90 | 2,10 | | | | | | 1,60 | 0,60 | 0,43 |
| APIAY-1 | 942745 | 1077136 | 26,70 | 0,48 | | | 58,63 | 21,98 | 19,50 | 3,06 | 0,76 | 1,27 |
| APIAY-11 | 942626 | 1077298 | 28,78 | 0,62 | 34,50 | 189,50 | 55,70 | 27,63 | 10,20 | 4,25 | 0,46 | 0,13 |
| APIAY-13 | 941954 | 1075982 | 22,00 | 1,25 | | | | | | 3,66 | 0,66 | 0,20 |
| APIAY-15 | 943651 | 1078100 | 28,40 | 1,81 | | | | | | 1,78 | 0,82 | 0,34 |
| APIAY-16 | 941272 | 1076613 | 16,90 | 0,39 | | | | | | 2,75 | 0,61 | 0,25 |
| APIAY-3 | 943310 | 1077547 | 19,90 | 1,62 | | | 52,10 | 24,50 | 23,40 | 2,74 | 0,45 | 0,16 |
| APIAY-4 | 943127 | 1076591 | 22,70 | 1,26 | 55,00 | 362,50 | 41,60 | 30,77 | 13,67 | 4,10 | 0,58 | 0,14 |
| APIAY-5 | 942454 | 1076598 | 22,00 | 1,35 | | | | | | 2,03 | 0,67 | 0,35 |
| APIAY-7 | 942265 | 1077055 | 20,90 | 1,35 | | | | | | 2,31 | 0,70 | 0,33 |
| APIAY-8 | 941840 | 1076683 | | | | | | | | 3,08 | 0,53 | 7,60 |
| APIAY-9 | 942365 | 1077562 | 21,10 | 1,40 | | | | | | 2,90 | 0,58 | 0,19 |
| AUSTRAL-1 | 936234 | 1069147 | | | | | | | | 2,72 | 0,62 | 0,23 |
| CAMOA-1 | 894119 | 1075453 | | 3,00 | | | 34,40 | 36,40 | 29,20 | 2,37 | 0,94 | 0,41 |
| CANDILEJAS-1 | 909489 | 1054656 | | | | | | | | 2,31 | | |
| CASTILLA NORTE-1 | 920099 | 1049977 | | | | | | | | 3,21 | 1,02 | 0,30 |
| CASTILLA NORTE-2 | 920516 | 1050012 | | | | | | | | 3,61 | 0,91 | 0,25 |
| CASTILLA-1 | 916020 | 1045725 | 12,40 | 2,14 | | | 23,70 | 33,30 | 19,10 | 1,45 | 0,82 | 0,61 |
| CASTILLA-13 | 916460 | 1046878 | 11,50 | 0,98 | | | | | | 1,53 | 3,47 | 2,58 |
| CASTILLA-14 | 917045 | 1046464 | 13,60 | 2,61 | | | 35,30 | 33,90 | 30,80 | 1,74 | 0,86 | 0,40 |
| CASTILLA-2 | 917727 | 1048134 | 11,40 | 2,05 | | | | | | 1,92 | 2,49 | 0,79 |
| CASTILLA-23 | 919458 | 1048020 | 11,60 | 1,63 | | | | | | 1,32 | 3,05 | 1,31 |
| CASTILLA-25H | 918630 | 104989 | 12,70 | 2,50 | | | 31,29 | 31,29 | 37,42 | 4,07 | 0,79 | 0,19 |
| CASTILLA-28 | 918069 | 1048141 | 13,50 | 2,30 | | | 38,35 | 29,23 | 32,41 | 3,37 | 0,87 | 0,23 |
| CASTILLA-3 | 914176 | 1043931 | 16,60 | 2,35 | 48,00 | 150,00 | 28,88 | 32,15 | 38,97 | 2,57 | 0,73 | 0,27 |
| CASTILLA-7 | 918257 | 1049004 | 4,90 | 1,91 | 98,00 | 602,00 | 22,40 | 42,40 | 13,60 | 3,19 | 0,80 | 0,26 |
| CHICHIMENE-14 | 928323 | 1044918 | 20,30 | 0,89 | | | 55,40 | 24,60 | 19,90 | 2,50 | 0,85 | 0,35 |
| CHICHIMENE-15 | 926696 | 1043871 | 19,00 | 1,24 | | | | | | 1,32 | 1,08 | 0,67 |
| CHICHIMENE-16 | 927190 | 1044050 | 16,00 | 0,48 | | | | | | 1,97 | 2,09 | 0,86 |
| CHICHIMENE-2 | 927749 | 1044060 | 15,32 | 1,48 | 69,50 | 400,25 | 42,48 | 40,90 | 13,83 | 2,74 | 0,81 | 0,33 |

INFORMACION GEOQUIMICA DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

| Pozo | Norte | Este | API | Azufre | NI | V | %Saturados | %Aromáticos | %NSO | Pristano/Fitano | Pri/n-C17 | Fit/nC18 |
|------------------|--------|---------|-------|--------|-------|--------|------------|-------------|-------|-----------------|-----------|----------|
| CHICHIMENE-5 | 927941 | 1044787 | 16,20 | 1,28 | | | 58,20 | 23,82 | 17,94 | 2,56 | 0,92 | 0,34 |
| EL TABLAZO-1 | 816120 | 1018625 | | | | | 18,15 | 26,15 | 55,71 | | | |
| GUAMALITO-1 | 862000 | 1015600 | | | | | 21,84 | 25,31 | 52,85 | | | |
| GUATIQUEIA-1 | 946132 | 1078705 | 25,87 | 1,54 | 68,75 | 182,25 | 42,76 | 29,56 | 15,73 | 2,63 | 0,49 | 0,19 |
| GUAYURIBA-1 | 939062 | 1067882 | 37,27 | 0,13 | 3,95 | 7,43 | 62,70 | 29,17 | 7,37 | 3,02 | 0,65 | 0,26 |
| GUAYURIBA-2 | 938867 | 1068487 | 34,41 | 0,13 | 20,00 | 3,00 | 66,04 | 23,96 | 8,66 | 3,34 | 0,55 | 0,17 |
| LA REFORMA-1 | 943847 | 1067177 | 40,20 | 0,10 | | | 71,00 | 19,00 | 6,00 | 3,36 | 0,50 | 0,18 |
| LIBERTAD NORTE-2 | 942830 | 1067019 | | | | | | | | 2,74 | 0,51 | 0,19 |
| LIBERTAD-1 | 941378 | 1067342 | 35,30 | 0,16 | 18,00 | 7,00 | 60,85 | 28,60 | 8,65 | 3,24 | 0,57 | 0,19 |
| LIBERTAD-4 | 941750 | 1067550 | | | | | | | | 2,47 | 0,73 | 0,31 |
| MANACACIAS-2 | 874952 | 1205060 | | | | | 36,17 | 19,78 | 44,06 | 1,20 | 0,79 | 0,77 |
| POMPEYA-1 | 936790 | 1069225 | | | | | | | | | | |
| RANCHO QUEMADO-1 | 971112 | 1241759 | 34,75 | 0,93 | 55,00 | 261,00 | | | | | | |
| RIO GUEJAR-1 | 861800 | 1015880 | | | | | 16,13 | 25,10 | 58,77 | | | |
| RUBIALES-1 | 908557 | 1284609 | | 1,14 | 9,00 | 54,00 | | | | | | |
| RUBIALES-12 | 911503 | 1296228 | 6,90 | 1,19 | 55,00 | 271,00 | | | | | | |
| RUBIALES-2 | 912167 | 1285689 | 5,00 | 1,06 | 45,00 | 291,00 | | | | | | |
| RUBIALES-30 | 911543 | 1297505 | | 12,40 | | | 48,70 | 33,17 | 18,56 | | | |
| SA-13 | 822301 | 1044426 | | | 27,00 | 128,00 | 27,80 | 24,40 | 47,80 | 2,06 | 1,02 | 0,38 |
| SA-17 | 863057 | 1016377 | | | | | | | | 0,14 | 0,81 | 7,62 |
| SA-7 | 833820 | 1094516 | | | | | | | | 7,50 | 2,17 | 0,18 |
| SA-9A | 862664 | 1015926 | | | 89,00 | 698,00 | 11,40 | 18,30 | 16,20 | | | |
| SAURIO-1 | 941648 | 1072236 | | | | | | | | 3,13 | 0,62 | 0,23 |
| SM-11 | 845462 | 1158543 | | | | | | | | 2,59 | 4,47 | 0,75 |
| SM-2 | 802740 | 1143109 | 23,60 | 0,99 | 25,00 | 124,00 | | | | | | |
| SM-8 | 851790 | 1197069 | | | | | 76,92 | 12,82 | 10,26 | 1,70 | 0,89 | 0,49 |
| SURIA SUR-1 | 937385 | 1069959 | 30,23 | 0,59 | 37,50 | 96,50 | 53,10 | 28,10 | 13,20 | 3,66 | 0,50 | 0,14 |
| SURIA SUR-2 | 937831 | 1070098 | 32,50 | 0,26 | | | 72,30 | 21,20 | 6,60 | 3,53 | 0,46 | 0,12 |
| SURIA SUR-3 | 937270 | 1069630 | 32,50 | 0,26 | | | 65,72 | 23,71 | 10,36 | 2,70 | 0,72 | 0,26 |
| SURIA SUR-4 | 937800 | 1069700 | | | | | | | | 2,54 | 0,66 | 0,30 |
| SURIA-1 | 938068 | 1070202 | 30,21 | 0,56 | 2,00 | 0,90 | 56,71 | 30,38 | 8,54 | 3,39 | 0,47 | 0,15 |

INFORMACION GEOQUIMICA DEL SECTOR SUR DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

| Pozo | Norte | Este | API | Azufre | NI | V | %Saturados | %Aromáticos | %NSO | Pristano/Fitano | Pri/n-C17 | Fit/nC18 |
|------------|--------|---------|-------|--------|-------|--------|------------|-------------|-------|-----------------|-----------|----------|
| SURIA-2 | 937834 | 1070100 | | | | | | | | 2,49 | 0,55 | 0,26 |
| SURIA-3 | 937987 | 1070735 | 29,70 | 0,13 | 9,00 | 12,00 | 62,40 | 31,90 | 5,20 | 2,66 | 0,54 | 0,21 |
| SURIA-4 | 938885 | 1070890 | | | | | | | | 2,72 | 0,50 | 0,19 |
| SURIA-5 | 938440 | 1071120 | 33,00 | 0,11 | | | 66,67 | 24,42 | 8,91 | 2,53 | 0,72 | 0,26 |
| SURIA-7 | 938770 | 1071300 | 29,10 | 0,10 | | | 68,67 | 23,13 | 8,19 | 2,83 | 0,63 | 0,22 |
| VALDIVIA-1 | 924205 | 1157423 | 19,80 | 0,85 | 33,00 | 237,00 | 65,20 | 25,25 | 4,24 | 4,95 | 0,46 | 0,09 |
| VALDIVIA-4 | 923778 | 1156573 | 21,80 | 0,83 | | | 63,09 | 19,59 | 17,32 | 4,30 | 0,58 | 0,13 |

Anexo 2. Información Geoquímica de los Crudos presentes en la Zona de Estudio.

| PROFUNDIDAD | LITOLOGIA | AGLUTINANTE | | | | POROSIDAD LIBRE | | | SATURACION OIL | | | REPRESENTACION DE ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS | TRACCION | | | | | | SALTACION | | SUSPENSION | | SELECCIÓN | | |
|-------------|-----------|-------------|---|---------|----|-----------------|---|---|----------------|---|---|---|----------|---|--------|----|----|----|-----------|---|------------|------------|-----------|---|---|
| | | MATRIZ | | CEMENTO | | M | R | B | M | R | B | | GRAVA | | ARENAS | | | | LODO | | MALA | INTERMEDIA | BUENA | | |
| | | E | M | A | MA | | | | | | | | E | M | A | MA | Gu | Gn | MG | G | | | | M | F |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Anexo 3. Formato de Descripción de Corazón.

CONVENCIONES DEL FORMATO DE DESCRIPCION DE CORAZONES

| | | |
|-------------------------|------------------|----------|
| MATRIZ | E Escasa | 0 - 5% |
| | M Media | 5 - 10% |
| | A Abundante | 10 - 20% |
| | MA Muy abundante | 20 - 40% |
| CEMENTO | E Escaso | 0 - 5% |
| | M Media | 5 - 10% |
| | A Abundante | 10 - 20% |
| | MA Muy abundante | 20 - 40% |
| POROSIDAD LIBRE | M Mala | 0 - 8% |
| | R Regular | 8 - 15% |
| | B Buena | 15 - 30% |
| SATURACION DE ACEITE | M Mala | 0 - 8% |
| | R Regular | 8 - 15% |
| | B Buena | 15 - 30% |

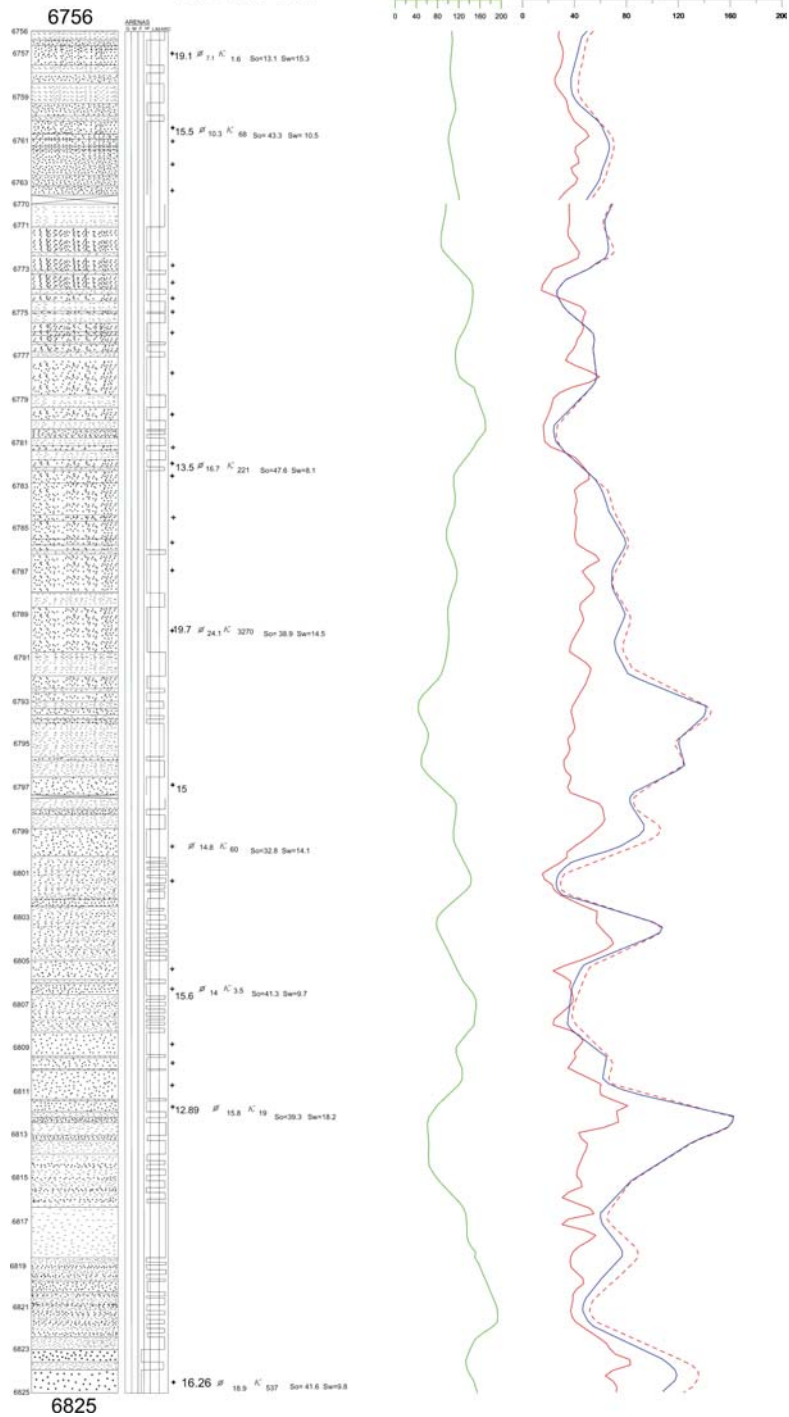
Nota: Con respecto a los datos de porcentajes es importante resaltar que se deben tomar como rangos y no como valores máximos o mínimos. La saturación de aceite se estima como porcentaje total de la roca y no como porcentaje de la porosidad total.

TAMAÑOS DE GRANO

| | |
|------------------------|-------------------|
| G _u Guijo | F Arena fina |
| G _n Granulo | MF Arena muy fina |
| MG Arena muy gruesa | LIM Limo |
| G Arena gruesa | ARC Arcilla |
| M Arena media | |

Anexo 4. Convenciones y Parámetros utilizados en la Descripción de Corazón.

COLUMNA CASTILLA-18
 ESCALA 1:24



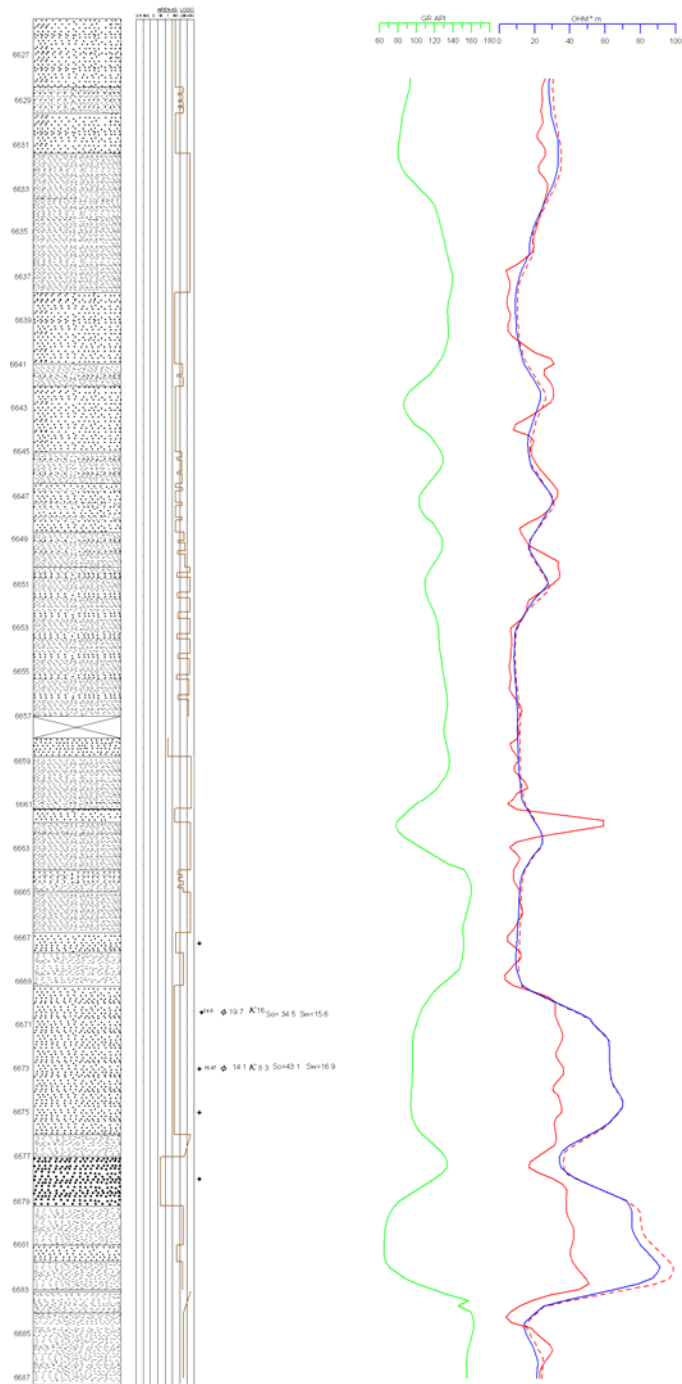
Anexo 5. Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 6825' – 6756' en el Pozo Castilla – 18.

COLUMNA CASTILLA-18

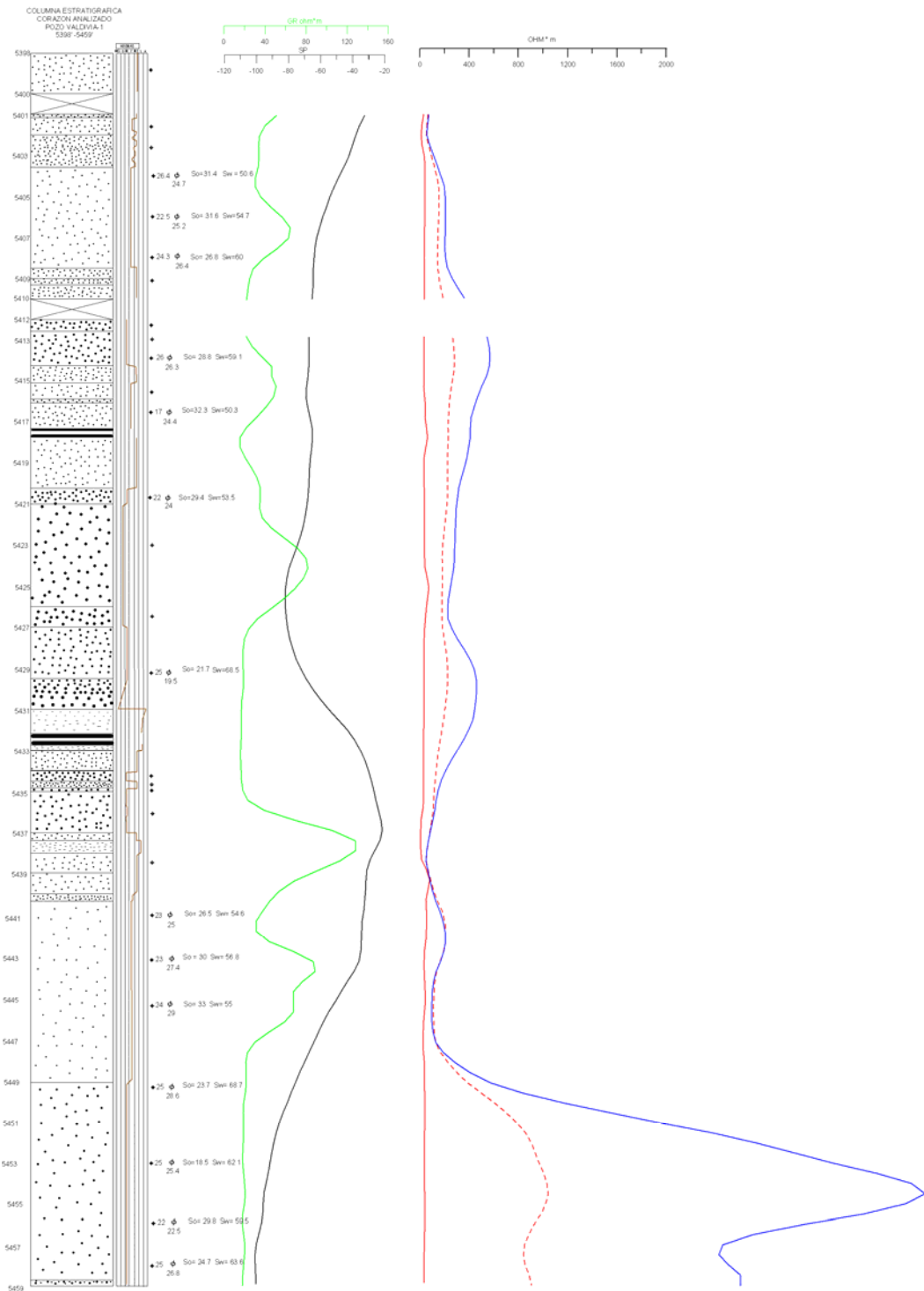


Anexo 6. Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 66756' – 6687' en el Pozo Castilla – 18.

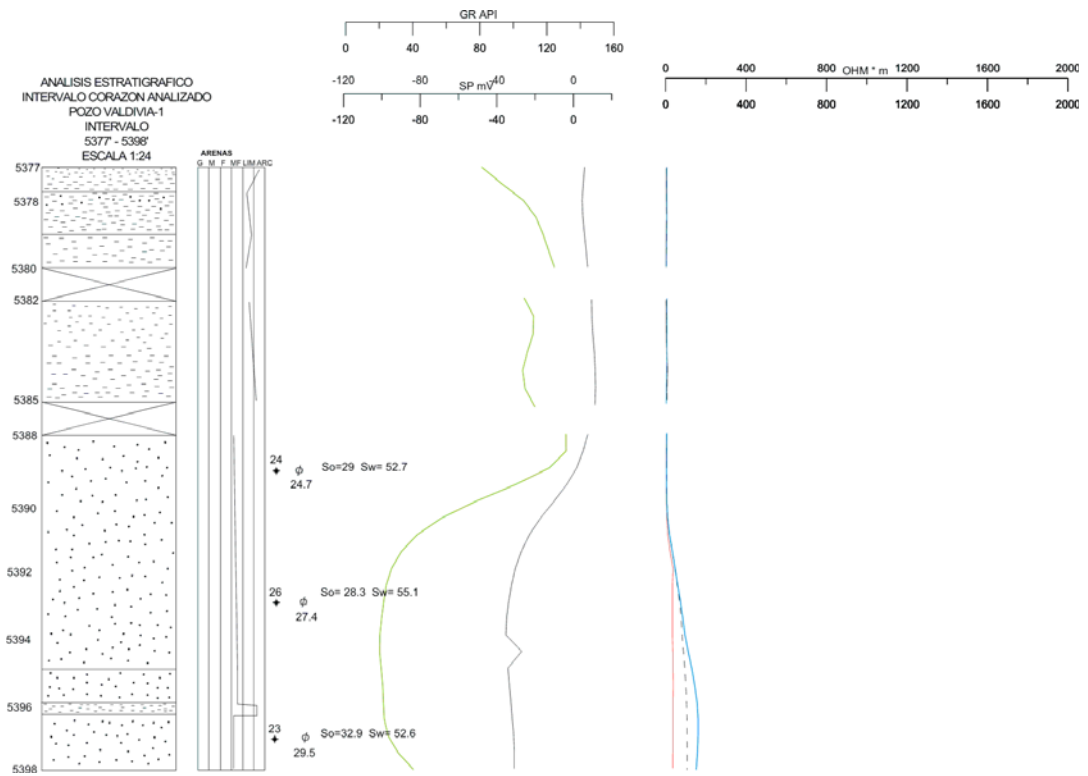
ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO
AL CORAZÓN DEL POZO
CASTILLA-18



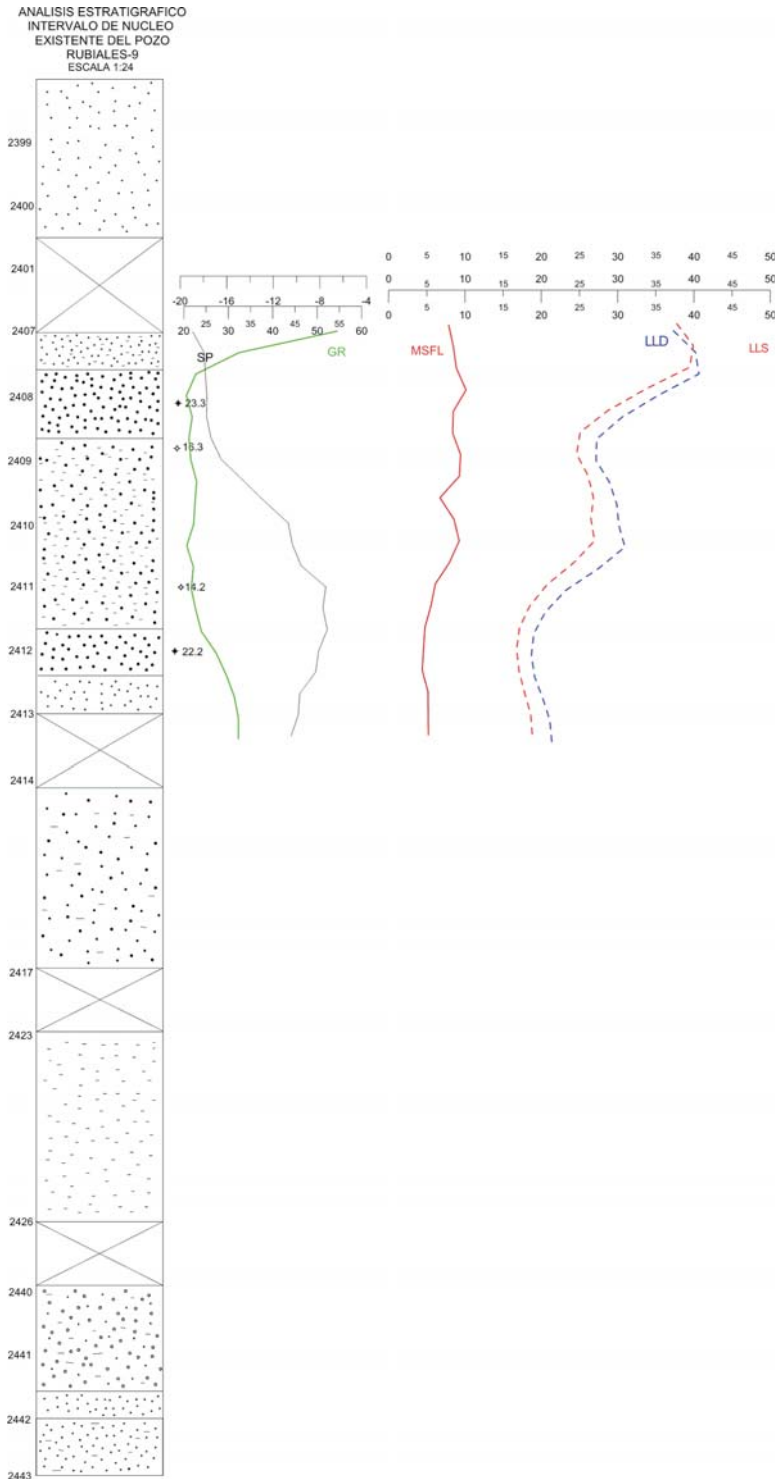
Anexo 7. Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 6687' – 6627' en el Pozo Castilla – 18.



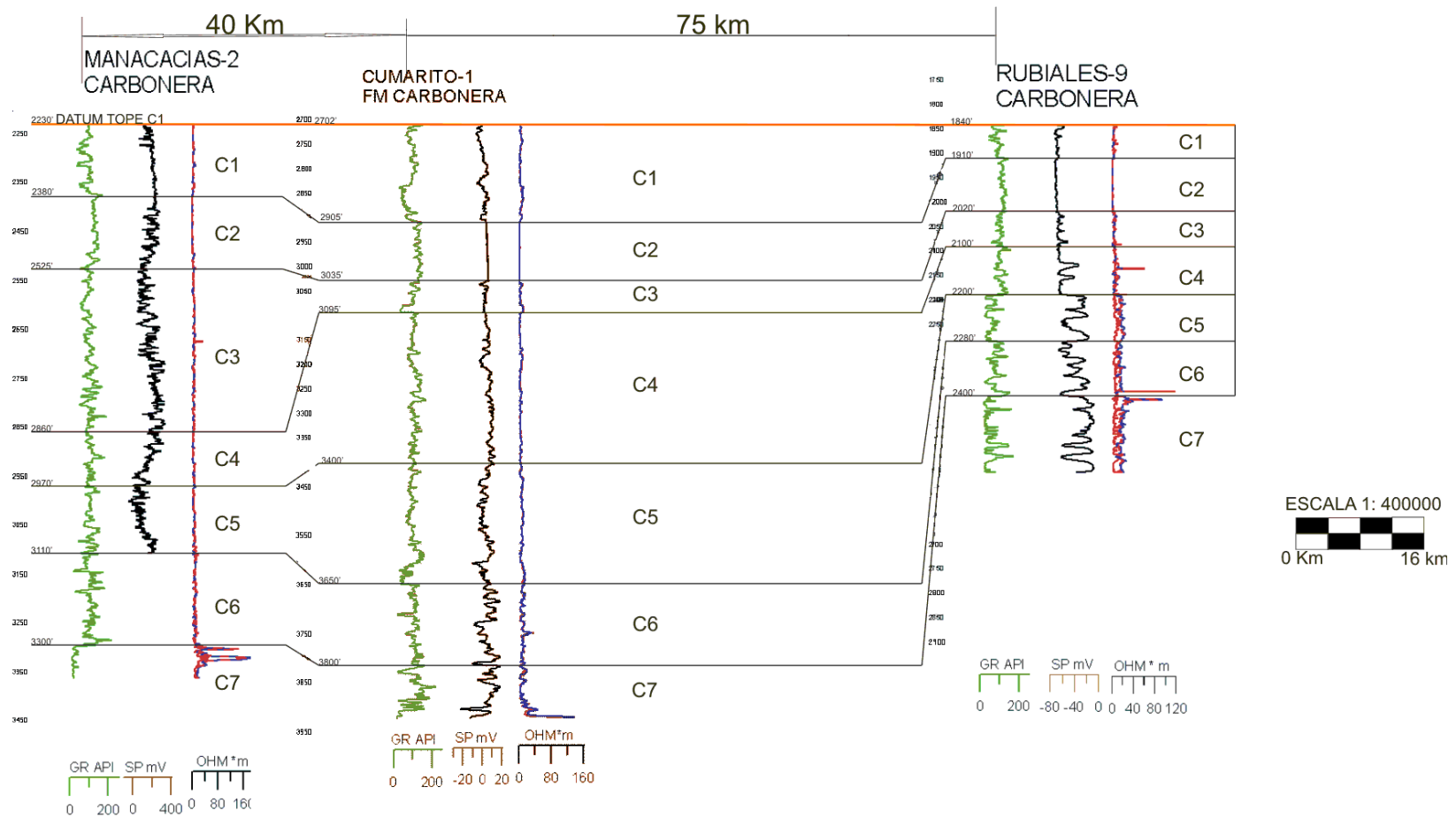
Anexo 8. Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 5459' – 5398' en el Pozo Valdivia – 1.



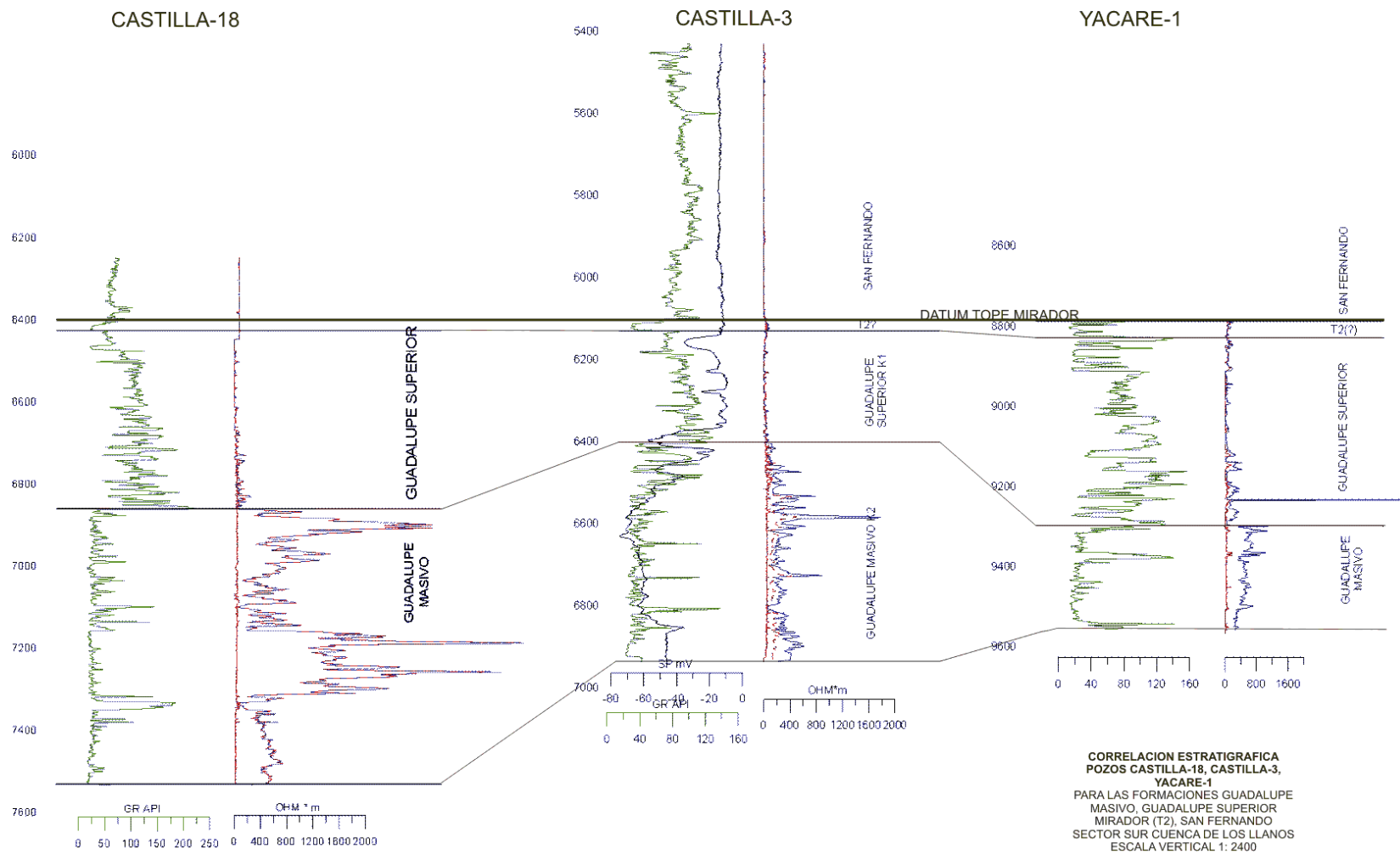
Anexo 9. Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 5398' – 5377' en el Pozo Valdivia – 1.



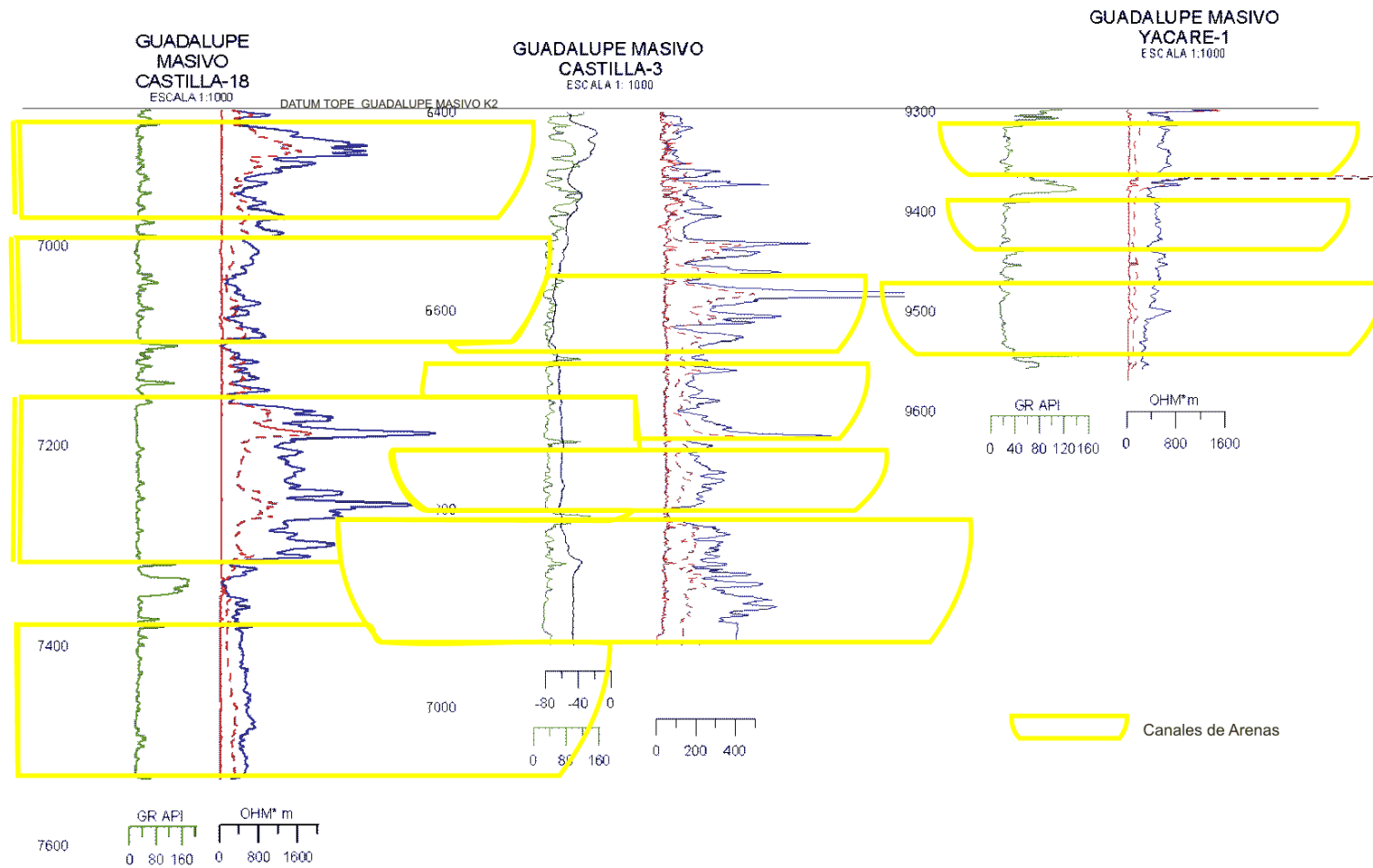
Anexo 10. Análisis Petrográfico de Corazón para el Intervalo 2443' – 2399' en el Pozo Rubiales – 9.



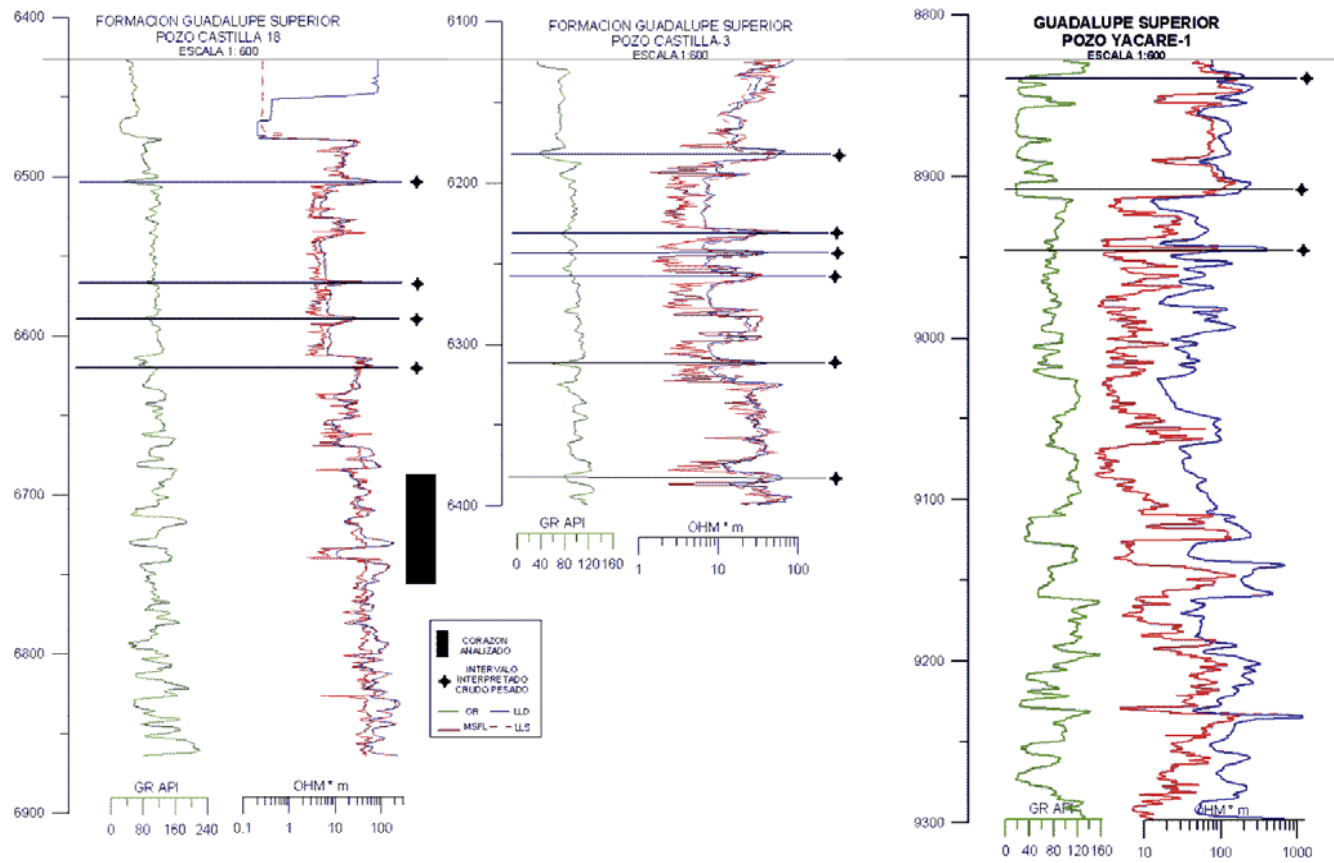
Anexo 11. Correlación Estratigráfica de la Formación Carbonera para los Pozos Manacacias – 2, Cumarito – 1 y Rubiales – 9.



Anexo 12. Correlación Estratigráfica para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1.



Anexo 13. Correlación Estratigráfica de la Formación Guadalupe Masivo (Fm. Une) para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1.



Anexo 14. Correlación Estratigráfica de la Formación Guadalupe Superior (Fm. Gacheta) para los pozos Castilla – 18, Castilla – 3 y Yacare – 1.