

**CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS RETARDANTES EN LA UNIDAD K2
SUPERIOR DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE, LLANOS
ORIENTALES DE COLOMBIA.**

**OSCAR DAVID ARAUJO CORTES
JUAN CARLOS SERRANO RUEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2004

**CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS RETARDANTES EN LA UNIDAD K2
SUPERIOR DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE, LLANOS
ORIENTALES DE COLOMBIA.**

**OSCAR DAVID ARAUJO CORTES
JUAN CARLOS SERRANO RUEDA**

**Proyecto de grado presentado como requisito
para optar al título de Geólogo**

Director

RICARDO MIER UMAÑA

GEOLOGO

Codirector

ALEXANDER REY PORRAS

GEOLOGO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2004

DEDICATORIA

A Dios, quien me ha permitido crecer y formarme en el seno de una familia maravillosa, con mis padres OSCAR y NOHEMY y mi hermana ANGELA, que son lo mejor que tengo; sin su apoyo y orientación este objetivo no se hubiese alcanzado. A mis demás familiares, amigas y amigos quienes con sus consejos, vivencias y compañía hicieron de mi paso por la universidad una buena experiencia de vida.

Oscar David

A mi PADRE CELESTIAL y mi SALVADOR JESUCRISTO por ser guías de mi vida y a quienes debo mi existencia.

A la Memoria de mi Padre GILBERTO, quien siempre anheló este momento y cuyo recuerdo estará siempre grabado en mi corazón.

A mi Madre HILDA por sus incontables sacrificios y consejos.

A mis Hermanos OSCAR y MANUEL por hacer mi vida más alegre.

Y muy especialmente a MONICA BIBIANA “Mi exaltación”, motivo de mis sueños y metas por su compañía, apoyo y amor incondicional.

Juan Carlos

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus mas sentidos agradecimientos a:

ECOPETROL S.A. ICP por habernos dado la oportunidad de poner nuestros conocimientos a sus servicios en la realización del presente trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, la cual a través de su Escuela de Geología y su cuerpo de docentes contribuyó con nuestra formación e hizo de nosotros mejores hombres en nuestro paso por sus aulas.

A los Geólogos Ricardo Mier y Alexander Rey directores de este proyecto por confiar en nosotros y en nuestras capacidades.

Al Geólogo Jorge Luis Rubiano y al Ingeniero Elder Enrique Navas por sus valiosos aportes y discusiones.

A la Química Zarith del Pilar Pachón, al Ingeniero Carlos Humberto Amaya y a los Técnicos Pedro Rojas, Isabel Teresa Niño y Bertha Arias, por su colaboración, orientación y aportes en las pruebas de Laboratorio.

A los Geólogos Jaime Hernández y Clemente Delgado por su instrucción en el manejo del software.

A los Geólogos Iván Darío Olaya, Fernando Munar, María Isabel Otero y Carlos Ortega por sus acertados comentarios y apreciaciones.

CONTENIDO

| | pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1. GENERALIDADES. | 3 |
| 1.1 OBJETIVOS | 3 |
| 1.2 UBICACION GEOGRÁFICA | 4 |
| 1.3 VÍAS DE ACCESO | 4 |
| 1.4 CLIMA Y VEGETACIÓN | 6 |
| 1.5 ASOCIACIÓN CUBARRAL | 6 |
| 1.6 CAMPO CASTILLA | 7 |
| 1.7 CAMPO CHICHIMENE | 11 |
| 1.8 METODOLOGIA | 14 |
| 1.9 ANTECEDENTES | 17 |
| 2. EVALUACION DE ROCAS SELLO PARA ACUMULACION DE HIDROCARBUROS. | 21 |
| 2.1 CONSIDERACIONES EN LA EVALUACION DE ROCAS SELLO | 21 |
| 2.1.1 Micro-propiedades de los sellos | 21 |
| 2.1.2 Macro-propiedades de los sellos | 25 |
| 2.1.3 Riesgo sellante en exploración | 28 |
| 2.2 PRUEBAS DE LABORATORIO | 48 |
| 2.2.1 Microscopia electrónica de barrido (SEM) | 48 |
| 2.2.2 Difracción de rayos x | 50 |
| 2.2.3 Pruebas de presión capilar por inyección de mercurio | 55 |

| | |
|--|-----|
| 3. MARCO GEOLÓGICO. | 65 |
| 3.1 ESTRATIGRAFIA | 65 |
| 3.1.1 Descripción litológica, facial y ambiental de la unidad K2. | 69 |
| 3.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL | 72 |
| 3.2.1 Estructura Campo Castilla | 73 |
| 3.2.2 Estructura Campo Chichimene | 74 |
| 3.3 EVOLUCION TECTONICA | 75 |
| 3.3.1 Evolución tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales | 75 |
| 3.3.2 Evolución del tectonosedimentaria del Bloque Apiay-Ariari | 78 |
| | |
| 4. CARACTERIZACION DE LAS ROCAS RETARDANTES EN LA UNIDAD K2 SUPERIOR. | 83 |
| 4.1 ANALISIS DE CAPACIDAD DE LOS POZOS CASIMIRO 3, CASIMIRO 9 Y CHECHY 13 | 83 |
| 4.1.1 Análisis básicos | 84 |
| 4.1.2 Microscopia electrónica de barrido | 88 |
| 4.1.3 Difracción de rayos x | 103 |
| 4.1.4 Pruebas de presión capilar por inyección de mercurio | 118 |
| 4.2 GEOMETRIA | 134 |
| 4.2.1 Análisis de registros de pozo | 134 |
| 4.2.2 Sísmica | 147 |
| | |
| 5. DISCUSION DE RESULTADOS. | 152 |
| | |
| 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 161 |
| | |
| BIBLIOGRAFÍA | 164 |
| | |
| ANEXOS | 170 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Relación detallada de la producción de los Pozos en Campo Castilla | 9 |
| Tabla 2. Características del Crudo de Castilla | 10 |
| Tabla 3. Relación detallada de la producción de los Pozos en Campo Chichimene | 12 |
| Tabla 4. Características del Crudo de Chichimene | 13 |
| Tabla 5. Clasificación de litologías sello según su ductilidad | 26 |
| Tabla 6. Carta de Correlación Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales | 66 |
| Tabla 7. Evolución Tectonosedimentaria de Colombia durante el Coniaciano | 81 |
| Tabla 8. Pozos y profundidad de las muestras analizadas | 84 |
| Tabla 9. Porosidad y densidad de grano de las muestras analizadas | 86 |
| Tabla 10. Clasificación de las muestras por características texturales | 93 |
| Tabla 11. Descripción de las características típicas de las muestras analizadas | 94 |
| Tabla 12. Composición mineralógica de la roca total | 107 |
| Tabla 13. Composición mineralógica de la fracción arcilla (<2 μm) | 111 |
| Tabla 14. Valores típicos de ángulo de contacto y tensión Interfacial | 123 |
| Tabla 15. Clasificación del tipo de sellos para hidrocarburos según la capacidad sellante | 126 |
| Tabla 16. Resultados de la capacidad del sello a partir de presiones capilares por inyección de mercurio | 126 |
| Tabla 17. Análisis textural, mineralógico y capilar integrado | 130 |
| Tabla 18. Resultados de las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio | 133 |
| Tabla 19. Tipos de registros utilizados en este estudio | 135 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 20. Geometría para las unidades retardantes del Campo Castilla | 143 |
| Tabla 21. Geometría para las unidades retardantes del Campo Chichimene | 147 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|--|------|
| Figura 1. Localización del área estudio | 5 |
| Figura 2. Flujograma de los procesos llevados a cabo en la metodología | 16 |
| Figura 3. Desplazamiento de la presión capilar | 23 |
| Figura 4. Presión de flotabilidad de la columna de hidrocarburo | 23 |
| Figura 5. Detalle del comportamiento de las gargantas porales | 24 |
| Figura 6. Domo cerrado con una superficie sellante tope y lateral | 28 |
| Figura 7. Sección transversal esquemática de una potencial trampa por cierre de falla | 29 |
| Figura 8. Ejemplo del cálculo de la pérdida por migración a través de una Fractura | 30 |
| Figura 9. Mapa “Allan” de un plano de falla | 32 |
| Figura 10. Disposición del buzamiento de los sedimentos en un bloque entrampado | 33 |
| Figura 11. Deslizamiento de arcillas incompactadas dentro de un plano de falla | 34 |
| Figura 12. Posición de la columna de hidrocarburo debido al cambio abrupto de las arenas a los shales | 35 |
| Figura 13. Gradación lateral de areniscas porosas y permeables hacia limolitas no permeables | 36 |
| Figura 14. Columna de hidrocarburo restringida a facies no reservorios “zona de perdida” | 36 |
| Figura 15. Pozo en el que no fluye aceite hacia arriba pero que contiene parte de la acumulación evaluada | 37 |
| Figura 16. Calizas en un pliegue que no se comportan como sello pero hacen parte no comercial de la acumulación | 37 |

| | |
|--|----|
| Figura 17. Mapeo de areniscas de canal | 38 |
| Figura 18. Unidades estratigráficas permeables y porosas con terminaciones “Onlap” sobre el arrecife | 39 |
| Figura 19. Eventos acústicos buzantes sobre un posible arrecife | 40 |
| Figura 20. Sección transversal esquemática de areniscas de canal dentro de variadas unidades litológicas | 41 |
| Figura 21. Perforaciones ampliamente espaciadas que muestran manchas de aceite en la parte superior de los canales de arenisca | 42 |
| Figura 22. Perforaciones adicionales mostrando que numerosas secuencias de canal pueden estar cortadas por escasas litologías sellantes | 42 |
| Figura 23. Reservorios truncados por la erosión de valles y sellados por la acumulación de arcillas | 43 |
| Figura 24. Entrampamiento de hidrocarburos en reservorios yuxtapuestos contra sedimentos sobrepresionados | 45 |
| Figura 25. Hidratos de gas creando un sello intraformacional | 48 |
| Figura 26. Microscopio Electrónico y Sonda EDX | 49 |
| Figura 27. Espectro de rayos X | 51 |
| Figura 28. Espectro electromagnético | 52 |
| Figura 29. Difractómetro de dos círculos | 53 |
| Figura 30. Configuración del equipo de DRX en el laboratorio de petrología del ICP | 54 |
| Figura 31. Típico trazo de una curva de presión capilar en una grafica semi-logarítmica | 57 |
| Figura 32. Ejemplo de la extensión de una columna de petróleo desde el nivel de agua libre hasta el tope de la trampa | 60 |
| Figura 33. Porción de la curva por inyección a alta presión de mercurio de un plug sellado verticalmente y ripios | 61 |
| Figura 34. Esquema que muestra la orientación de un plug vertical que es recubierto con resina | 63 |

| | |
|--|-----|
| Figura 35. Aparato de presión capilar para obtener los datos de presión capilar por inyección de mercurio | 64 |
| Figura 36. Ilustración del posible ambiente de depositación para el K2 Superior durante el Coniaciano | 72 |
| Figura 37. Elipse de esfuerzos al tope K2, Campo Castilla | 73 |
| Figura 38. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional para la Cordillera Oriental, VMM y Cuenca de los Llanos Orientales | 77 |
| Figura 39. Mapa de distribución de facies sedimentarias y escenario tectónico de Colombia a través del Coniaciano | 82 |
| Figura 40. Porosímetro de Boyle | 85 |
| Figura 41. Porosidad de las muestras analizadas | 87 |
| Figura 42. Flujodiagrama que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de las muestras por SEM | 89 |
| Figura 43. Clasificación de los minerales arcillosos de acuerdo con su disposición en la roca | 90 |
| Figura 44. Flujodiagrama que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de las muestras por DRX | 105 |
| Figura 45. Composición mineralógica de la roca total pozo Casimiro 3 | 108 |
| Figura 46. Composición mineralógica de la roca total pozo Casimiro 9 | 109 |
| Figura 47. Composición mineralógica de la roca total pozo Chechy 13 | 110 |
| Figura 48. Composición mineralógica de la fracción arcilla pozo Casimiro 3 | 112 |
| Figura 49. Composición mineralógica de la fracción arcilla pozo Casimiro 9 | 113 |
| Figura 50. Composición mineralógica de la fracción arcilla pozo Chechy 13 | 114 |
| Figura 51. Flujodiagrama que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de las muestras por PCIM | 120 |
| Figura 52. Portamuestras o Penetrometro utilizado por el porosímetro de intrusión y extrusión de Hg | 121 |
| Figura 53. Determinación de la presión de desplazamiento Pd | 125 |

| | |
|--|-----|
| Figura 54. Presión capilar por inyección de Hg sin normalizar, para las muestras de roca mas representativas de los pozos Casimiro 3, 9 y Chechy 13 | 127 |
| Figura 55. Presión capilar por inyección de Hg Normalizada en escala semi-logarítmica, para las muestras de roca mas representativas de los pozos Casimiro 3, 9 y Chechy 13 | 128 |
| Figura 56. Rango de la altura para la columna de hidrocarburos (H_{max}) soportada por cada tipo de sello | 129 |
| Figura 57. Flujodiagrama que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de la Geometría con la aplicación StratWorks (Landmark) | 136 |
| Figura 58. Columna litológica del pozo Casimiro 3 | 138 |
| Figura 59. Columna litológica del pozo Casimiro 9 | 139 |
| Figura 60. Localización de secciones transversales para el Campo Castilla | 140 |
| Figura 61. Columna litológica del pozo Chechy 13 | 145 |
| Figura 62. Localización de secciones transversales para el Campo Chichimene | 146 |
| Figura 63. Ondícula sísmica en TWT (tiempo doble de transito) | 149 |
| Figura 64. Mapa de localización de la línea sísmica C – C' amarrada al pozo C-9 | 150 |
| Figura 65. Sección sísmica C – C' en la que se puede observar el intervalo objeto de este estudio (K2), amarrada al pozo C-9 | 151 |
| Figura 66. Sección sísmica C – C' aumentada 6 veces amarrada al pozo C-9 | 151 |
| Figura 67. Componente individual y total del potencial sellante para UR1 | 154 |
| Figura 68. Componente individual y total del potencial sellante para UR2 | 154 |
| Figura 69. Componente individual y total del potencial sellante para UR12 | 155 |
| Figura 70. Componente individual y total del potencial sellante para UR5 | 155 |
| Figura 71. Componente individual y total del potencial sellante para UR3 | 156 |
| Figura 72. Componente individual y total del potencial sellante para UR7 | 156 |
| Figura 73. Componente individual y total del potencial sellante para UR9 | 157 |
| Figura 74. Componente individual y total del potencial sellante para UR13 | 157 |

| | |
|--|-----|
| Figura 75. Componente individual y total del potencial sellante para UR4 | 158 |
| Figura 76. Componente individual y total del potencial sellante para UR6 | 158 |
| Figura 77. Componente individual y total del potencial sellante para UR8 | 159 |
| Figura 78. Componente individual y total del potencial sellante para UR10 | 159 |
| Figura 79. Componente individual y total del potencial sellante para UR11 | 160 |

LISTA DE ANEXOS

| | pág. |
|--|------|
| Anexo 4A. Micrografías | 170 |
| Anexo 4B. Curvas de presión capilar vs saturación de aire y distribución del tamaño de garganta poral | 170 |
| Anexo 4C. Mapa en profundidad al tope del K2 para el Campo Castilla | 170 |
| Anexo 4D. Secciones transversales Campo Castilla | 170 |
| Anexo 4E. Mapa en profundidad al tope del K2 para el Campo Chichimene | 170 |
| Anexo 4F. Secciones transversales Campo Chichimene | 170 |

RESUMEN

TÍTULO: CARACTERIZACION DE LAS ROCAS RETARDANTES EN LA UNIDAD K2 SUPERIOR DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE, LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA*

Autores: Araujo Cortes, Oscar David; Serrano Rueda Juan Carlos**

Palabras Claves: Rocas Retardantes, Capacidad, Integridad, Geometría, Potencial Sellante, Presión Capilar por Inyección de Mercurio, Difracción de Rayos X, Microscopia electrónica de Barrido.

La evaluación en la calidad de las diferentes litologías sello (Unidades Retardantes -UR-) en los Campos Castilla y Chichimene para la unidad K2 (Guadalupe Masivo) se realizó de acuerdo a su potencial sellante en base a la integración de análisis de capacidad (altura de la columna de hidrocarburo que una litología puede soportar), geometría (posición estructural, espesor y continuidad lateral) e integridad (propiedades mecánicas de las rocas -tendencia a la fractura-) y utilizando un modelo semi-cuantitativo según Kaldi & Atkinson, 1997. La capacidad sellante es determinada a partir de análisis de Microscopia electrónica de barrido, difracción de rayos X y pruebas de presión capilar por inyección de mercurio (MICP). La geometría sellante es obtenida a partir de la integración de datos sísmicos y la correlación de registros de pozo. La integridad sellante fue evaluada cualitativamente a partir del comportamiento de las curvas obtenidas por MICP y el offset de las fallas que afectan las unidades retardantes.

Se identificaron 13 UR como posibles sellos de acuerdo a la máxima columna de hidrocarburo soportada según la clasificación de Sneider et al, 1991.

El mejor potencial sellante lo presentan la UR1, UR2 y UR12, que poseen alta capacidad sellante, son continuas lateralmente y presentan bajo riesgo al fracturamiento, sin embargo su potencial sellante se ve disminuido a la falta de una buena continuidad vertical. Las demás UR se ven afectadas tanto en el componente de geometría como en el de integridad disminuyendo aun más su potencial como roca sello.

* Trabajo de Grado. Modalidad Investigación.

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Geología. Directores Ricardo Mier U. y Alexander Rey P.

ABSTRAC

TITLE: DESCRIPTION OF THE SEAL ROCKS IN UPPER K2 UNIT OF CASTILLA AND CHICHIMENE FIELDS, EASTERN PLAIN OF COLOMBIA*

Authors: Araujo Cortes, Oscar David; Serrano Rueda, Juan Carlos**

Key Words: Sealing Rocks, Capacity, Integrity, Geometry, Seal Potential, Mercury Injection Capillary Pressure, Diffraction Ray X, Scanning Electron Microscopy.

The seal potential of various seal lithologies (units sealing -UR-) in the K2 unit (Guadalupe Masivo) of Castilla and Chichimene Fields is evaluated integrating capacity (the calculated amount of hydrocarbon column height a lithology can support), geometry (the structural position, thickness, and areal extent of the lithology), and integrity (rock mechanical properties -propensity for fracturing-) analyses, and utilize a semi-quantitative model according to Kaldi & Atkinson, 1997. Seal capacity is determined by scanning electron microscopy, diffraction ray X, and mercury injection capillary pressure (MICP). Seal geometry is derived by integrating seismic data, and well log correlations. Seal integrity is evaluated qualitatively by curves of MICP examination, and offset fault that affect the seal lithologies.

13 UR were identified as seal possible according to maximum height hydrocarbon column by classification Sneider's et al, 1991.

The best seal potential is presented by the UR1, UR2, and UR12, which have high seal capacity, are laterally continuous, and they have low risk for fracturing. However, their seal potential is decreased for the lack of thickness. The others, are affected as many geometry component as integrity component, decreasing most their potential as seal rock.

* Project of Grade. Modality Investigation

** Faculty of Physical – Chemistry Engineering. School of Geology. Directors Ricardo Mier U. & Alexander Rey P.

INTRODUCCION

La unidad operacional K2 ha sido objeto de estudios detallados en los últimos años; estos estudios buscan optimizar la explotación de los campos en los cuales la unidad Guadalupe Masivo (K2) se encuentra presente.

La Cuenca de los Llanos Orientales constituye una región de especial interés dado su gran potencial de reservas de hidrocarburo. El conocimiento geológico detallado es indispensable para la exploración y explotación de los diferentes yacimientos de hidrocarburo en los Llanos Orientales.

Desde este punto de vista y concretamente en los Campos Castilla y Chichimene se han desarrollado recientemente trabajos de reacondicionamiento y perforaciones que han dejado enseñanzas muy valiosas y útiles para continuar con las últimas etapas de desarrollo de la unidad operacional K2 en este sector.

Dentro de la evaluación regional para la exploración y potencial explotación de una cuenca, la identificación y estudio de sellos regionales para hidrocarburos a escala macro y micro es prioritaria, debido a que juega un papel importante en el entrapamiento de hidrocarburos y desarrollo óptimo de los yacimientos en explotación, por lo cual ha comenzado a tomar un importante interés desde principios de la presente década en la industria petrolera nacional.

En el presente estudio se hace una valoración del potencial sellante de las diferentes litologías que actúan como tal dentro de la unidad K2 superior.

Cualquier litología puede formar un sello en el subsuelo siempre y cuando la presión mínima de la potencial roca sello sea mayor que la establecida por la presión de flotabilidad de los hidrocarburos dentro de la acumulación. La capacidad sellante es de este modo controlada por el tamaño de las gargantas porales más grandes interconectadas y las densidades relativas del hidrocarburo y el agua de formación. Sin embargo para que un sello sea verdaderamente efectivo es también necesario que sea lateralmente continuo y grueso, relativamente homogéneo y dúctil. Otro importante factor en el potencial sellante es la posición estructural de la litología sellante.

El potencial sellante de una litología es entonces una combinación de la cantidad calculada de la altura de la columna de hidrocarburo soportada (Capacidad); la posición estructural, espesor y extensión areal de la litología (Geometría) y propiedades mecánicas de la roca (Integridad).

El objetivo principal de este estudio es evaluar la potencial variabilidad en la calidad sellante dentro de la unidad K2 Superior en los Campos Castilla y Chichimene teniendo en cuenta su capacidad y geometría.

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETIVOS

General

Realizar la caracterización de las rocas retardantes en la unidad K2 superior de los campos Castilla y Chichimene, con base en su geometría, y capacidad.

Específicos

- Llevar a cabo una revisión bibliográfica acerca de las metodologías utilizadas para la caracterización de las rocas retardantes que empleen estudios de geometría y capacidad.
- Determinar la distribución geométrica (lateral y vertical) de las rocas retardantes en la unidad K2 superior en el área de los campos Castilla y Chichimene, con base al análisis de registros eléctricos y datos sísmicos.
- Correlacionar la capacidad de la roca retardante a través de los trabajos ya realizados en el área de estudio a partir del análisis de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, de difracción de rayos X y de microscopía electrónica de barrido con la geometría.

1.2 UBICACIÓN GEOGRAFICA

El área de estudio se encuentra ubicada al Sur-este de Santa fe de Bogota, en la sub-cuenca Apiay-Ariari, en el sector Sur-occidental de la Cuenca Pericratónica de los Llanos Orientales, departamento del Meta (Colombia). (Figura 1).

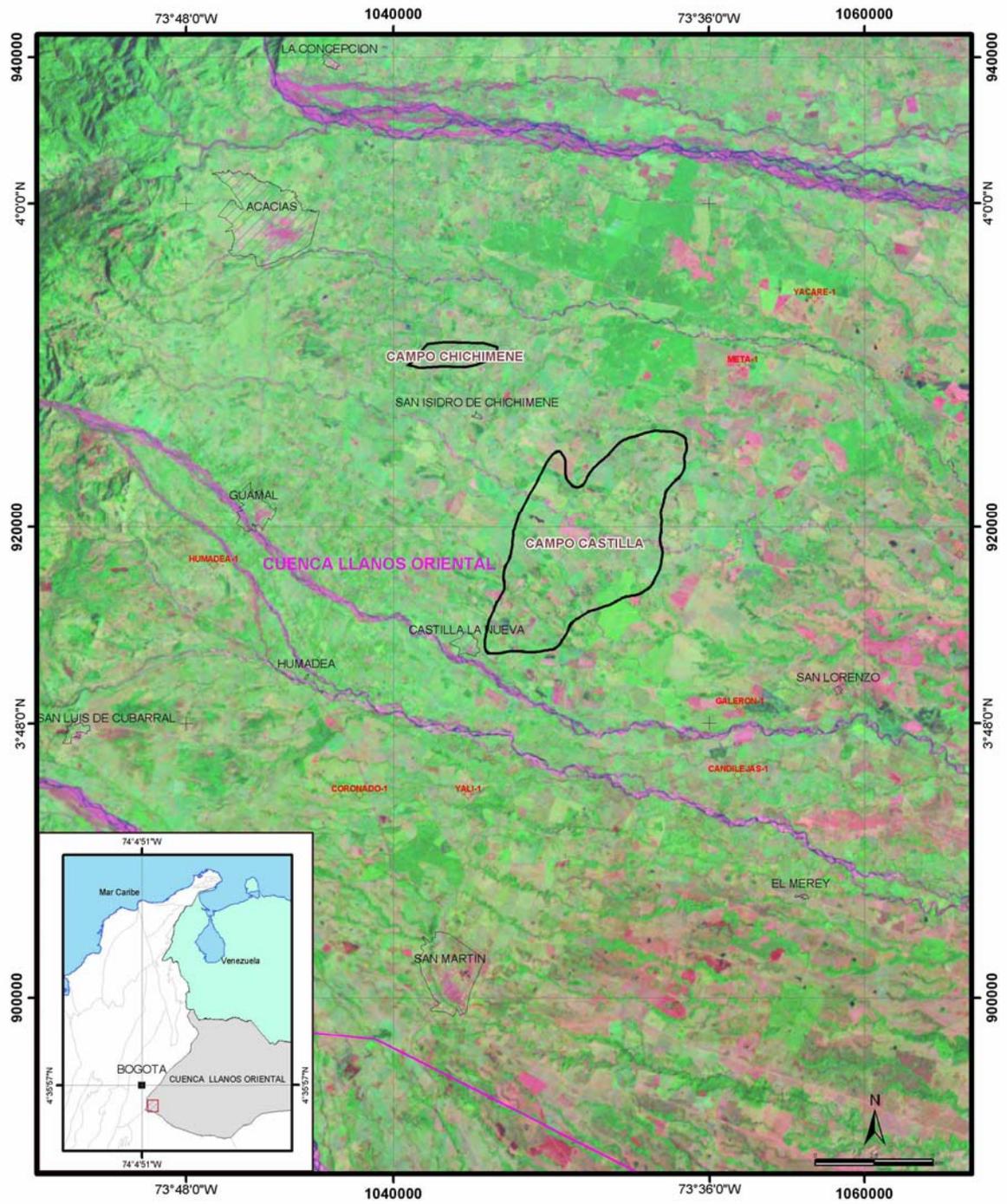
El campo Castilla se encuentra ubicado a 40 Km., al Sur-este de Villavicencio, en el municipio de Castilla La Nueva, y el campo Chichimene en jurisdicción del municipio de Acacias a 80 Km., al Sur-este de Santa fe de Bogotá. (Departamento del Meta).

1.3 VIAS DE ACCESO

El acceso al área se logra por la vía que conduce de Santa fe de Bogota a Villavicencio y de ahí, por la vía secundaria que va a las poblaciones de Castilla la Nueva y Acacias. Por otra parte también se accede al área desde el extremo oriental de Colombia por la vía que conduce desde Puerto Carreño (Vichada) a Puerto López (Meta) y de ahí a los municipios de Castilla la Nueva y Acacias.

El acceso aéreo a la zona es limitado ya que el aeropuerto mas cercano se encuentra ubicado en la ciudad de Villavicencio.

Figura 1. Localización del área estudio.



1.4 CLIMA Y VEGETACION

El clima de la región es Templado-Húmedo, con una temperatura media anual de 25 °C y dos estaciones, verano (Diciembre-Abril) e invierno (Resto del año), con lluvias mas o menos frecuentes, provocando algunas veces inundaciones.

Cerca de la cordillera Oriental la precipitación alcanza valores de hasta 5000 mm., en el área de Acacias.

La vegetación del área corresponde a bosques que cubren solo el 15% de la vegetación de la cuenca de los Llanos Orientales los que corresponden a bosques de colinas y terrazas del piedemonte a lo largo de la Cordillera oriental y bosques de altillanuras en el sur. (*Henaó & Molina, 1981*).

1.5 ASOCIACION CUBARRAL

La asociación CUBARRAL cubre un área aproximada de 97,450 hectáreas, dentro de las cuales se encontraron y comercializaron los Campos Castilla y Chichimene, localizados al Sur-este de Villavicencio, en los municipios de Castilla La Nueva y Acacias respectivamente (departamento del Meta).

Las primeras exploraciones petroleras en el área fueron realizadas por la SHELL COMPANY, en los años de 1946 y 1948, mediante la ejecución de pozos exploratorios, encontrando crudo pesado. Este crudo no fue explotado inmediatamente por su baja gravedad API y la falta de infraestructura que permitiera el transporte del crudo.

Los campos Castilla y Chichimene fueron descubiertos por CHEVRON en el año de 1969 bajo el contrato de Concesión CUBARRAL N°. 1820, firmado en Noviembre de 1968, pero mediante común acuerdo con la EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS, CHEVRON entregó el contrato de Concesión al Ministerio de Minas hacia el final de 1973 y posteriormente firmó, junto con

ECOPETROL, el contrato de Asociación CUBARRAL (50 – 50 %) por la misma área que cubría el contrato de Concesión. El Contrato de Asociación contemplaba un período de un año de evaluación, aproximadamente hasta el 31 de enero de 1975, seguido de una operación por parte de CHEVRON durante un período 25 años, que termino el 30 de enero del año 2000. El 31 de Enero del 2000 los campos Castilla y Chichimene revirtieron a la Nación y se designo su administración y explotación a la Gerencia Llanos de ECOPETROL. Este contrato se convirtió en el primero de su género en el país.

En 1988, como resultado de una exploración realizada por Ecopetrol en las vecindades del campo Castilla, se descubrió que este se extendía hacia la parte Noreste, incrementando así el área del campo a 980 hectáreas.

Ecopetrol no permitió que esta área se anexara al contrato de Asociación CUBARRAL, y prefirió en cambio manejarlo de manera directa. En esta área Ecopetrol perforó tres (3) pozos, los cuales tienen una producción promedio de 1900 bbl/d de crudo. Este crudo es manejado en las instalaciones de la Asociación y es despachado por carrotanques a la Estación Apiay donde se mezcla con otros crudos y alimenta al mismo tiempo una refinería. (*Patiño, 1999*).

1.6 CAMPO CASTILLA

Fue descubierto en el año de 1969 y CHEVRON como Operador del contrato CUBARRAL, inició la producción del campo con el Pozo Casimiro 1 (C-1) a una profundidad de 7350 ft., hacia el final de 1976, a su vez que Ecopetrol empezó la comercialización del crudo como combustible industrial para reemplazar el “Fuel Oil” (Combustóleo) y asfalto para carreteras. A partir de 1995 se empezó a utilizar el crudo Castilla como materia prima de mezcla en un producto llamado “Chichimene Blend”, el cual se despacha al Oleoducto desde el Campo Chichimene.

El campo se empezó a desarrollar a medida que la demanda empezaba a subir, alcanzando su punto máximo en Diciembre de 1997, con una producción de 22479 BOPD de los cuales 17500 BOPD eran vendidos como combustible para calderas en las industrias de Santa fe de Bogota, Medellín y Cali.

El campo Castilla está conformado por 26 pozos de los cuales 1 se encuentra parado por bajo potencial (25 productores) y 2 estaciones de recolección de los fluidos; la Estación 1 recibe la producción de 5 pozos y la estación 2 recibe la producción de los restantes. En conjunto, las estaciones manejan una producción de 22.000 BOPD y 60.000 BWPD.

Los pozos se encuentran a una profundidad promedio. de 7000 pies, produciendo a partir de la formación Guadalupe (dividida en 2 intervalos: K-1 y K-2), la cual presenta una porosidad y permeabilidad promedio de 19% y 1180 md., respectivamente.

En la tabla 1 se presenta una relación detallada de la producción promedio de los pozos que se encontraban bajo el dominio de CHEVRON para el año de 1999.

Tabla 1. Relación detallada de la producción de los Pozos en el Campo Castilla.

| Pozo | Producción de Aceite Promedio (BOPD) | Producción de Agua Promedio (BWPD) |
|------|--------------------------------------|------------------------------------|
| C-1 | 1351 | 5200 |
| C-2 | 242 | 330 |
| C-3 | 1075 | 4000 |
| C-4 | 860 | 2700 |
| C-5 | 420 | 3840 |
| C-7 | 1908 | 1760 |
| C-8 | 486 | 2000 |
| C-9 | 711 | 2300 |
| C-10 | 494 | 2000 |
| C-11 | 910 | 1500 |
| C-12 | 1090 | 2100 |
| C-13 | 450 | 540 |
| C-14 | 1100 | 1680 |
| C-15 | PARADO POR BAJO POTENCIAL | |
| C-16 | 2900 | 4900 |
| C-17 | 780 | 3900 |
| C-18 | 1350 | 4100 |
| C-19 | 500 | 2590 |
| C-20 | 409 | 2400 |
| C-21 | 1250 | 3300 |
| C-22 | 1410 | 3000 |
| C-23 | 2400 | 2560 |
| C-24 | 1000 | 2440 |

(Tomada de Patiño, 1999).

El crudo que se obtiene presenta una gravedad API de 13.5° a 60° F y sus principales características se observan en la tabla 2.

Tabla 2. Características del Crudo de Castilla.

| CARACTERÍSTICAS CRUDO CASTILLA | |
|---------------------------------------|-------|
| ° API (60° F) | 13.5 |
| VISCOSIDAD @ 85 °F (Cstk) | 4500 |
| VANADIO (Ppm. wt) | 254 |
| NIQUEL (Ppm. wt) | 93 |
| SODIO (Ppm. wt) | 4.66 |
| HIERRO (Ppm. wt) | 21 |
| CARBONO (%wt) | 15.66 |
| SULFURO (%wt) | 2.15 |
| ASH (%wt) | 0.8 |
| MAGNESIO (Ppm. wt) | < 0.1 |
| COBRE (Ppm. wt) | 8 |

(Tomada de Patiño, 1999).

La distribución del crudo Castilla es la siguiente: de los 22000 bbl/d se venden aproximadamente 12.000 bbl, los cuales son transportados por carrotanques; los restantes son enviados hasta la estación Chichimene para ser mezclados con el crudo producido en ese campo, donde finalmente se bombea por oleoducto hasta la estación Apiay (Ecopetrol).

La estructura del campo Castilla corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación Norte 60° Este, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra

afectada por una serie de faltas normales e inversas con dirección Noreste-Suroccidente (NE-SW), algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 10 a 120 ft y las fallas inversas con salto mucho menor que varían entre 10 y 50 pies. *(Rodríguez & García, 2002)*

Yacimiento. El campo Castilla es un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua fuerte, que está soportado por un acuífero de gran tamaño, que ofrece como ventaja para su explotación una alta temperatura de fondo y mantenimiento de presión estática. El principal yacimiento productor es el K-2, el cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedias de 19 % y 1.180 md., respectivamente *(Rodríguez & García, 2002)*.

1.7 CAMPO CHICHIMENE

Fue descubierto en el año de 1969 por la compañía CHEVRON a partir del pozo Chechy 1 (Ch-1) con una profundidad de 7350 ft., el cual fue puesto en producción en 1985. El pozo Chechy 2 (Ch-2) fue puesto en producción en 1989, sin embargo la producción del campo fue limitada a 1.500 bbl/d por restricciones en el Oleoducto APIAY - EL PORVENIR.

Aprobaciones para desarrollar completamente el campo fueron recibidas en enero de 1991, lo cual fue seguido por la construcción de un Oleoducto de 40 Km. del campo a APIAY. Este oleoducto permitió la perforación de 9 pozos adicionales y la construcción de facilidades de tratamiento de hidrocarburos. En mayo de 1997 el campo alcanzó la producción máxima (12.600 bbl/d). El promedio de producción para el año 1999 es de 7760 bbl/d. El crudo acumulado producido hasta mayo 31 de 1999 es de 22.156.176 bbl.

Un total de 15 pozos se han perforado y completado en el campo Chichimene, de los cuales dos se encuentran parados por bajo potencial (13 productores).

Los pozos se encuentran a una profundidad promedio de 9000 pies, y el crudo se obtiene a partir de la formación Guadalupe.

La tabla 3 presenta una relación detallada de la producción de los pozos.

Tabla 3. Relación detallada de la producción de los Pozos en el Campo Chichimene.

| Pozo | Producción de Aceite (BOPD) | Producción de Agua (BWPD) |
|-------|------------------------------------|------------------------------|
| CH-1 | 440 | 950 |
| CH-2 | 270 | 420 |
| CH-3 | PARADO POR BAJO POTENCIAL | |
| CH-4 | 400 | 1950 |
| CH-5 | 2140 | 480 |
| CH-6 | 460 | 1100 |
| CH-7 | 220 | 720 |
| CH-8 | PARADO POR BAJO POTENCIAL | |
| CH-9 | 970 | 3400 |
| CH-10 | SE DERRUMBO DURANTE LA PERFORACION | |
| CH-11 | 300 | 350 |
| CH-12 | 1020 | 1230 |
| CH-13 | 420 | 1700 |
| CH-14 | 320 | 170 |
| CH-15 | 685 | 6800 |
| CH-16 | 470 | 2000 |

(Tomada de Patiño, 1999).

El crudo que se obtiene presenta una gravedad API promedio de 20° a 60° F y sus principales características se pueden observar en la tabla 4.

Tabla 4. Características del Crudo de Chichimene.

| CARACTERÍSTICAS CRUDO CHICHIMENE | |
|---|-------|
| ° API (60° F) | 20 |
| VISCOSIDAD @ 85 °F (Cstk) | 141 |
| VANADIO (Ppm. wt) | 151 |
| NIQUEL (Ppm. wt) | 30 |
| SODIO (Ppm. wt) | 2.2 |
| HIERRO (Ppm. wt) | 2 |
| CARBONO (%wt) | 8.72 |
| SULFURO (%wt) | 1.14 |
| ASH (%wt) | 0.031 |
| MAGNESIO (Ppm. wt) | 0.2 |
| COBRE (Ppm. wt) | 0.3 |

(Tomada de Patiño, 1999).

El campo Chichimene posee una estación de igual nombre que recibe la producción de todos los pozos, aproximadamente 7900 BOPD, 22000 BWPD y 140 MPCD de gas y es allí donde se realizan los procesos de deshidratación del crudo y tratamiento de las aguas aceitosas.

El modelo estructural del campo corresponde a un anticlinal alargado en dirección Norte 60° Este de 6 Km. de longitud y 2.5 Km. de ancho, con su flanco oriental cortado por la falla inversa de Chichimene, la cual limita el campo al oriente, tiene

un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 ft y buza hacia el Noroeste con un ángulo de 50°, adicionalmente, el domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (*Rodríguez & García, 2002*).

Yacimiento. El yacimiento produce aceite tipo asfáltico con gravedad API promedio de 20° a 60° F por empuje de acuífero activo. Se detectó un único contacto agua-petróleo inicial a lo largo del campo definido como un plano horizontal localizado estructuralmente a una profundidad de 7120 ft, la zona de transición oscila entre 120 y 140 ft, haciéndose mayor hacia el NE, donde predomina la Unidad K-1.

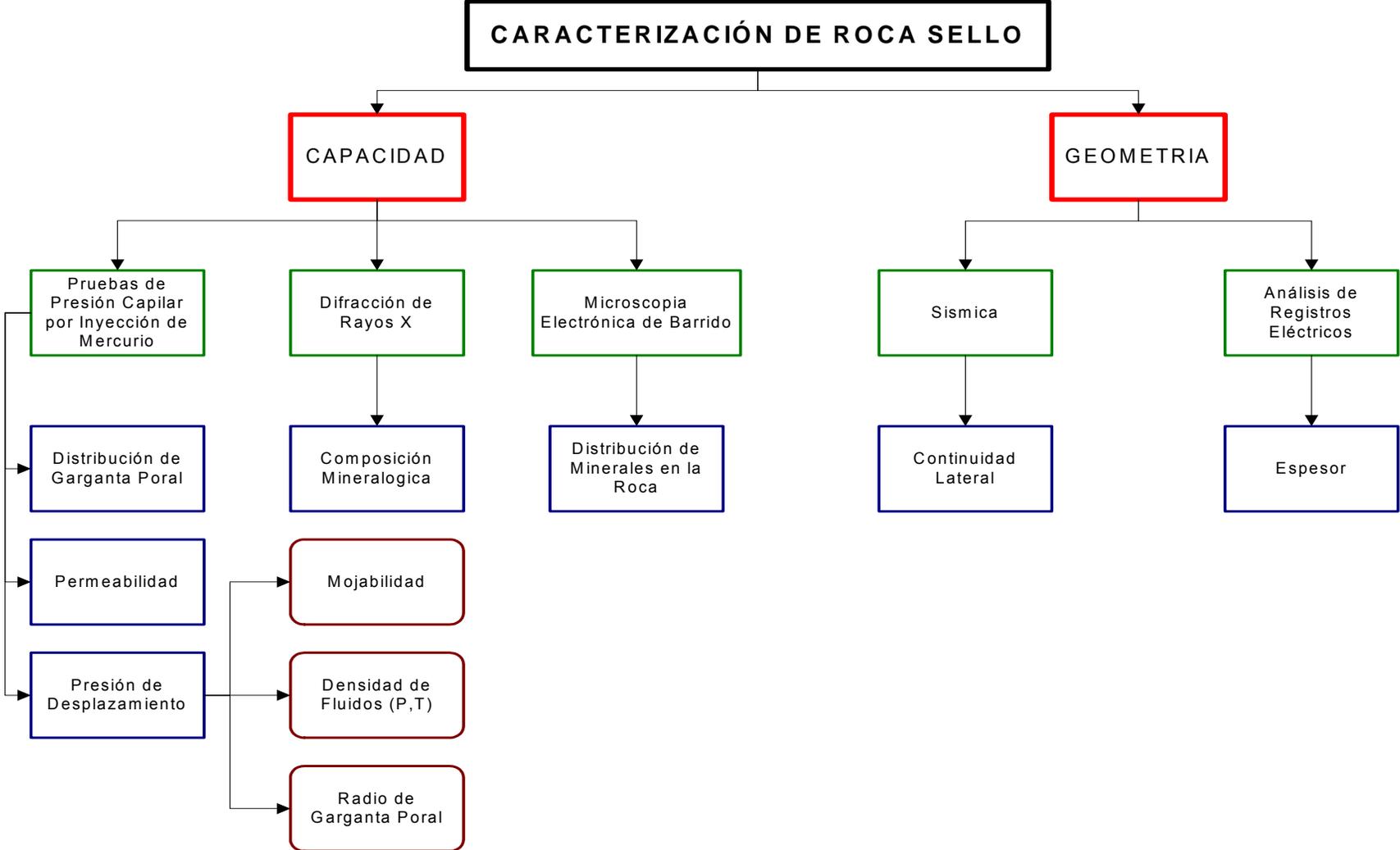
Factores como el fenómeno de conificación existente en la Unidad K-2, el bajo potencial productor de la unidad K-1 y el alto SOR (la saturación de petróleo residual alcanza el 40%), afectan negativamente el recobro de hidrocarburos (*Rodríguez & García, 2002*).

1.8 METODOLOGIA

Para la realización de este estudio tomamos como punto de partida la metodología llevada a cabo por *Kaldi, J.G., and C.D. Atkinson, (1997)*, en su estudio acerca de la Evaluación del Potencial Sellante en la Formación Talang Akar, Offshore Noroeste de Java, Indonesia, la cual contempla tres aspectos básicos como lo son la Geometría, Integridad y Capacidad de la roca sellante. De esta manera la metodología a seguir en este proyecto para la caracterización de las rocas retardantes esta limitada por la falta de instrumentos y equipos que no nos permiten evaluar cuantitativamente la Integridad de las rocas retardantes (Propiedades mecánicas de la roca tales como la ductilidad, compresibilidad, y tendencia a la fractura), y por lo cual hemos dividido la metodología solo en dos etapas que consisten en:

- Determinar su geometría a partir de la correlación y análisis de registros eléctricos y sísmicos, con los cuales se determinarán su espesor y continuidad lateral.
- Analizar la capacidad de la roca, con datos ya conocidos, a partir de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, difracción de rayos X y microscopía electrónica de barrido, con las cuales se obtienen parámetros de permeabilidad, distribución de garganta poral, presión de desplazamiento, composición y distribución de minerales en la roca.

Figura 2. Flujograma de los procesos llevados a cabo en la metodología



(Modificado de Kaldi & Atkinson, 1997).

1.9 ANTECEDENTES

Downey, (1984). En su artículo *Evaluating seals for hydrocarbon accumulations*. Propone un ensayo personal sobre la evaluación del riesgo relativo en el que varios sellos pueden entrapar acumulaciones de hidrocarburos, y utiliza el término “sello” para referirse a la unidad litológica capaz de impedir el movimiento de hidrocarburo y “superficie sellante” para describir la superficie tridimensional de entrapamiento que confina una acumulación de hidrocarburo. Destacando la importancia de considerar la ocurrencia de esta superficie sellante efectiva en la evaluación de un prospecto de exploración.

Jennings, (1987). En su artículo *Technical of capillary pressure: application to the geology of exploration and development*. Ilustra como la técnica de presión capilar por inyección de mercurio a través de las gargantas porales de una roca, es útil para medir la capilaridad de muestras de tapón y obtener así graficas de presión por inyección vs. saturación de mercurio, además de como estos datos de presión capilar permiten estimar la altura de las columnas de hidrocarburo, determinando la fuerza de flotabilidad que ejerce el petróleo sobre el agua, convirtiendo el sistema capilar mercurio-aire a un sistema capilar petróleo-agua.

Kaldi & Atkinson, (1997). En su artículo *Evaluating seal potential: example from the Tanlang Akar Formation, offshore northwest Java, Indonesia*, integra estudios sobre la Capacidad del Sello (altura de la columna de hidrocarburo que una litología puede soportar), la geometría del sello (posición estructural, espesor y extensión areal de la litología) y, la integridad del sello (Propiedades mecánicas de la roca tales como la ductilidad, compresibilidad, y tendencia a la fractura), para evaluar la variabilidad potencial en la calidad del sello de las diversas litologías existentes dentro de la Formación Talang Akar, y su aplicabilidad al entendimiento de las relaciones reservorio / sello.

Krushin, (1997). En su artículo *Seal capacity of nonsmectite shale*, determina a partir de cuantificaciones de laboratorio que tan buenos sellos de hidrocarburos son los Shales no esmectíticos, señalando que el tamaño máximo de una columna de hidrocarburo que un Shale puede soportar está limitado por sus mayores gargantas porales interconectadas, y que la capilaridad sellante (propiedad de los shales no esmectíticos), referida como la capacidad sellante, está determinada por la identificación de la presión de desplazamiento a través de la inyección de mercurio. Además realiza una distinción entre shales orgánicos e inorgánicos con respecto a la interpretación en el desplazamiento de la garganta poral.

Lobo et al, (2002). Realizaron un estudio en el Campo Suria, Cuenca Llanos Orientales, acerca de las macro-heterogeneidades en la Unidad K2 Superior que controlan el petróleo móvil remanente.

Niemann & Krolow, (1997). En su artículo *Delineation of a pressure fault seal from shale resistivities*, proponen un método para calcular a partir de registros de pozo (en los que se obtienen datos de porosidad, resistividad, etc.) los valores del gradiente de presión para correlacionar y mapear las presiones en una sección transversal y describir las presiones diferenciales a través de zonas de falla para evidenciar la presencia de fluidos sellados a través de fallas.

Noble; Kaldi & Atkinson, (1997). En su artículo *Oil saturation in shales: applications in seal evaluation*, desarrollan un procedimiento para cuantificar la saturación de petróleo en el sistema poral de los shales. La técnica que proponen utiliza cuantificaciones geoquímicas y propiedades de roca de las muestras de núcleo, considerando las relaciones entre la saturación de poro y la relación Rock-Eval S_1/TOC , en las cuales, los valores obtenidos a partir de estas relaciones fueron utilizados para evaluar el contenido de petróleo residual y la función sellante de varias facies de roca de grano fino. También hacen referencia al caso de estudio de la Formación Talang Akar, Indonesia, en el

que se muestra que las rocas sello con presiones altas de entrada (MICP) tienen bajo contenido de hidrocarburos.

Parra & Mesa, (1993). En su estudio hidrogeoquímica e hidrodinámica del bloque Apiay, se refieren a ciertas propiedades de los yacimientos de la unidad K2 (presión, temperatura, porosidad y temperatura entre otras) y de las propiedades de sus fluidos (densidad y composición), a partir de lo cual determinan de una forma aproximada la tendencia regional del flujo de agua y aceite dentro de la unidad. Adicionalmente establecen zonas de bajos potenciales de producción, así como un sector poco trabajado que muestra condiciones hidrodinámicas favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Patiño, (1999). En su informe acerca de la Implementación del Plan de Manejo Ambiental en los Campos Castilla y Chichimene, menciona las características del crudo en términos de gravedad API, viscosidad, contenido de níquel, sodio, hierro, carbono, sulfuro, ceniza, magnesio y cobre, buscando con ello una mayor efectividad de dicho plan, reduciendo al mínimo el impacto ambiental en la zona de operaciones.

Rodriguez & García, (2002). Realizaron un análisis de falla y comportamiento en la sarta de producción en bombeo mecánico en los campos Castilla y Chichimene, mediante el estudio de la metalurgia y procesos térmicos de los componentes del subsuelo e indagan sobre el servicio a pozo y comportamientos que son habituales en los ciclos de bombeo.

Rojas Avella, Nelson. (2003). Realiza un estudio sobre la estructura del Campo Castilla, a partir de la interpretación sísmica en 3D y su comparación con la sísmica en 2D intentando mejorar el conocimiento geológico y en especial el modelo estructural del campo.

Sneider et al, (1997). En su artículo *Comparison of seal capacity determinations: conventional cores vs. cuttings*, realizaron pruebas de

capilaridad por inyección de mercurio a altas presiones en rípos y plugs cortados perpendicularmente a la superficie sellante en varios núcleos convencionales dentro del mismo intervalo; adicionando un factor de ajuste empírico (EAFs) que varían según la litología a los valores obtenidos de los rípos a partir de tales pruebas, necesarios para realizar aproximaciones con la presión capilar de los plugs verticales.

Torrado, (2000). Realiza una compilación detallada de la información estratigráfica, geoquímica, y bioestratigráfica existente sobre la cuenca de los Llanos Orientales. Correlacionando además las diferentes nomenclaturas utilizadas por varias compañías, así como los diferentes ambientes de depositación encontrados en la cuenca.

2. EVALUACION DE ROCAS SELLO PARA LA ACUMULACION DE HIDROCARBUROS.

2.1 CONSIDERACIONES EN LA EVALUACION DE ROCAS SELLO

Cualquier litología puede formar un sello en el subsuelo, siempre y cuando la presión mínima de desplazamiento del potencial sellante de la roca sea mayor que la presión de flotabilidad establecida por los hidrocarburos dentro de la acumulación (Schowalter, 1979; Sneider 1987; Vavra et al., 1992). La capacidad de un sello para retener los hidrocarburos es controlada por el tamaño mas grande de las gargantas porales continuas e interconectadas, las densidades relativas de los hidrocarburos (gas o petróleo) y la formación de agua. Para que un sello sea verdaderamente efectivo, es necesario que sea relativamente grueso, lateralmente continuo, relativamente homogéneo y muy dúctil (Downey, 1984). Otro factor importante en el potencial sello es la posición estructural de la litología sellante. (*Kaldi & Atkinson, 1997*).

Los sellos necesitan ser evaluados a dos escalas diferentes: una escala “Micro” y una escala “Macro”. Los datos cuantitativos a escala “micro” son tomados a partir de muestras de mano de la roca sello y son difícilmente extrapolados a una escala “macro” (superficie sellante) en la acumulación de hidrocarburos. Cuando la atención es enfocada hacia la superficie sellante de una acumulación de hidrocarburos, es posible evaluar el riesgo relativo presente en un sello. El mejoramiento en la determinación del riesgo sellante para un prospecto de exploración directamente afecta la estimación del éxito de la exploración. (*Downey, 1984*).

2.1.1 Micro-propiedades de los Sellos

- **Propiedades de capilaridad.** Los sellos para hidrocarburos necesitan ser analizados y descritos dentro de dos escalas diferentes (Micro y macro). Fundamentalmente la calidad de un sello, en un tiempo dado, es determinada

por la presión mínima requerida para desplazar el agua connata de poros o fracturas en el sello con relación al escape permitido. La presión capilar (P_d) en una roca llena de agua es función de la tensión interfacial hidrocarburo – agua (γ), mojabilidad (Ángulo de contacto de la interfase de fluidos con el medio poroso) (θ) y radios de las mayores gargantas porales (R), de acuerdo con la relación de Purcell, (1949) (Figura 3). (Downey, 1984).

$$P_d = 2\gamma\cos\theta/R \quad \text{Ecu. 1}$$

Resolviendo esta ecuación para el sistema mercurio-aire y expresando el resultado para el cálculo de diámetros porales se obtiene:

$$\text{Diámetro poral} = 200 / P_d \quad \text{Ecu. 2}$$

Con la presión capilar (**P_d**) expresada en psi.

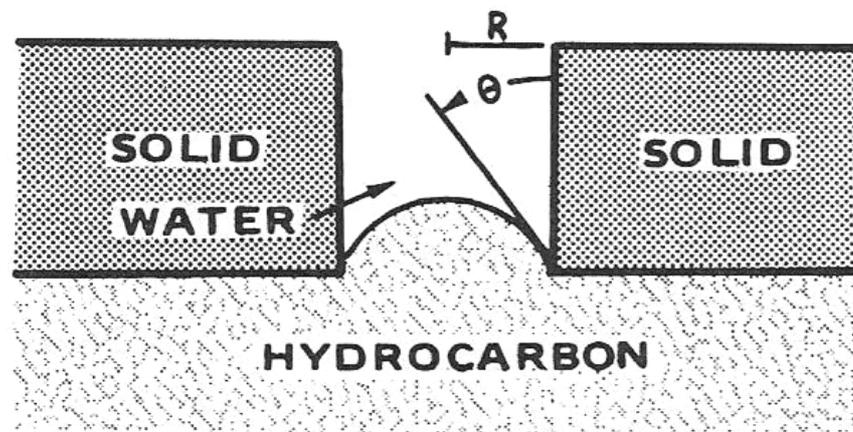
El factor 200 es sólo aproximado y diferentes autores emplean factores algo diferentes (que no se apartan en más del 10% del valor indicado). El valor 200 indica que con una presión de 200 psi se inundan, con mercurio, todos los poros cuya garganta de acceso es de 1 micrón o superior. Del mismo modo para llegar a poros con gargantas del orden de 0.01 micrones es necesario emplear presiones cercanas a las de 20,000 psi. (http://www.inlab.com.ar/Distr_Diam.htm).

La presión capilar (Capacidad sellante) de la roca se incrementa cuando (1) los radios de las gargantas porales mas grandes interconectadas decrece, (2) la mojabilidad decrece y (3) cuando la tensión interfacial agua – hidrocarburo se incrementa.

Las fuerzas capilares del sello actúan para confinar los hidrocarburos dentro de una acumulación. Las fuerzas de flotabilidad de la columna de hidrocarburos de una acumulación estática están dadas por el producto de la altura de la columna de hidrocarburo y la diferencia de densidades entre el hidrocarburo y

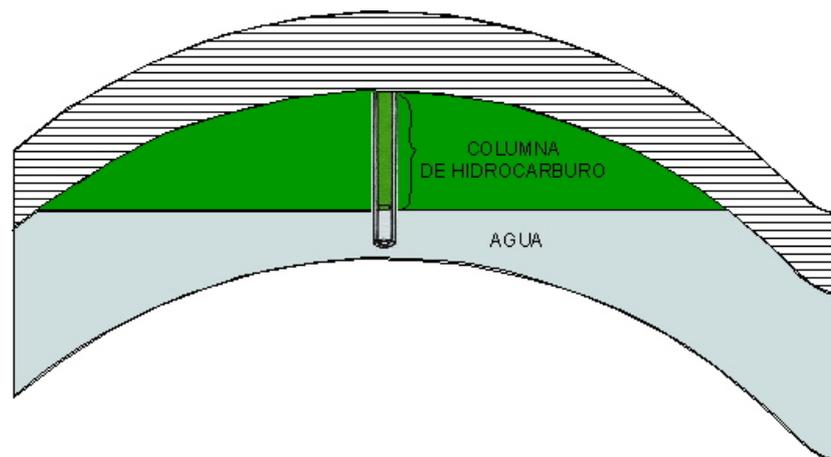
el agua de los poros del yacimiento (Figura 4). Estas fuerzas de flotabilidad del hidrocarburo deben ser iguales o excedidas a la presión capilar de entrada que caracteriza la estructura poral del sello para que ocurra la filtración de hidrocarburos a través del sello (Figura 5).

Figura 3. El desplazamiento de la presión capilar depende de tres parámetros; el radio de las mayores gargantas porales interconectadas (R), la mojabilidad (θ) y la tensión interfacial hidrocarburo-agua (γ).



(Tomada de Downey, 1984).

Figura 4. Presión de flotabilidad de la columna de hidrocarburo que actúa para intentar forzar el hidrocarburo a través de los poros mas grandes del sello.

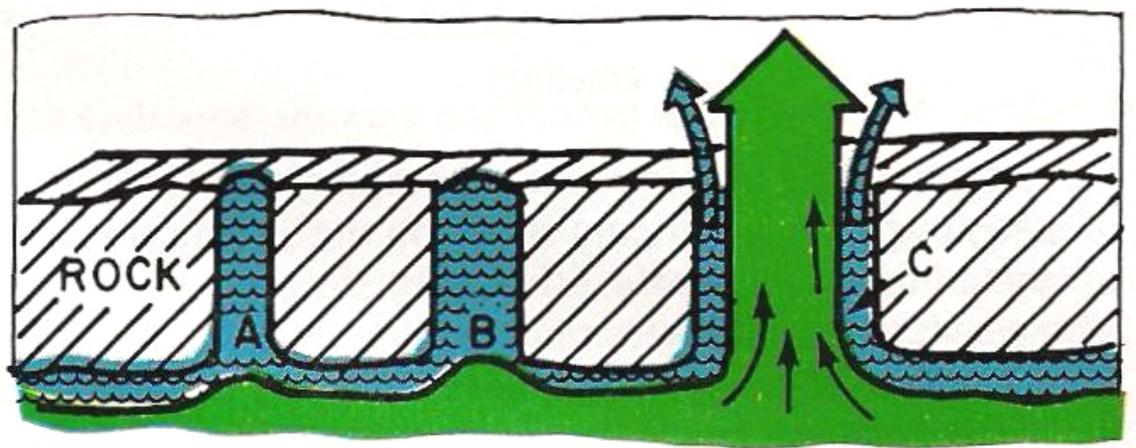


(Tomada de Autores).

Uno puede medir en el laboratorio la presión de desplazamiento necesaria para forzar una mezcla de hidrocarburo a través de una roca dada bajo condiciones

específicas de temperatura y presión; tales mediciones proveen datos cuantitativos a cerca de la capacidad del sello para entrapar estos hidrocarburos. Verdaderamente, la presión de desplazamiento de areniscas sellantes puede ser estimada a partir del tamaño de grano y los datos de sorteamiento, usando el método de Berg (1980). Los datos cuantitativos son muy valiosos y donde son usados de manera adecuada (Schowalter 1979), pueden proveer un importante punto de partida para la evaluación de la capacidad sellante. Desafortunadamente, tal dato “micro” tomado de una muestra de roca tiene un limitado uso cuando se intenta extrapolar este dato de la muestra al límite de la superficie sellante completa “macro” de una acumulación (Downey, 1981).

Figura 5. Las gargantas porales A y B de la roca están restringidas (tienen alta presión de entrada); la garganta poral C es suficientemente grande para que la presión de flotabilidad de la columna de hidrocarburo pueda desplazar el agua de poro y pasar a través de la garganta poral.



(Tomada de Downey, 1984).

Las extrapolaciones de las propiedades “micro” que caracterizan el núcleo con respecto a la superficie sellante “macro”, son comúnmente necesarias en el trabajo geológico, pero es importante en la evaluación de las propiedades del sello recordar que los valores promedio carecen de validez en la determinación de la probabilidad sellante para una acumulación de hidrocarburos. Con respecto a las superficies sellantes, los valores medidos de una muestra de

núcleo al azar, desafortunadamente tienen poca relevancia para determinar el punto de fuga más débil del sello.

- **Perdidas por difusión a través de los sellos.** La difusión de hidrocarburos a través de los sellos es dependiente principalmente de (1) el tipo de hidrocarburo, (2) las características del agua que llena la red poral del contacto sellante y (3) el tiempo disponible para la difusión. En consecuencia, se describen a continuación algunas normas generalmente útiles para los geólogos en la evaluación del riesgo de la significativa pérdida por difusión de hidrocarburos a través de los sellos:

Si el hidrocarburo depositado es aceite, es probable una pequeña o no difusiva pérdida a través del sello. Si el hidrocarburo depositado es metano, y está sellado por capas de roca carentes de poros de agua interconectados (sal, anhidrita o hidratos de gas) no hay pérdida por difusión. Sin embargo si el metano está sellado por un shale con poros interconectados llenos de agua, una pérdida por difusión puede ocurrir a lo largo del tiempo geológico (Leythaeuser et al, 1982).

En resumen, los interrogantes en exploración a cerca de las pérdidas por difusión de una acumulación de hidrocarburos a través de un sello pueden ser desestimados, excepto para prospectos de exploración donde el hidrocarburo esperado es metano, donde el sello tiene porosidad ocupada por agua y donde un largo tiempo de retención en la trampa es requerido. (Downey, 1984).

2.1.2 Macro-propiedades de los Sellos

- **Litología.** Cualquier litología puede servir como un sello para una acumulación de hidrocarburos. El único requerimiento es que la presión mínima de desplazamiento de la litología que comprende la superficie sellante sea mayor que la presión de flotabilidad de la columna de hidrocarburos en la acumulación. Sin embargo, la mayoría de los casos, los sellos efectivos son evaporitas, clastos de grano fino, y rocas ricas orgánicamente. Estas litologías son comúnmente vistas como sellos debido a que poseen presiones de entrada

altas, son lateralmente continuas, mantienen estabilidad litológica a través de grandes áreas, son relativamente dúctiles y, representan una porción significativa en el relleno de cuencas sedimentarias. Análisis estadísticos del sello tope de trampas estructurales aparentemente no falladas por Nederlof y Mohler (1981) indicaron que la litología es el mas importante factor de correlación para un buen sello, con espesor y profundidad favorables. (Downey, 1984).

- **Ductilidad.** El plegamiento y fallamiento que acompaña la formación de muchas trampas generan una significativa deformación en las superficies sellantes de acumulación. Litologías frágiles desarrollan fracturas, mientras litologías dúctiles tienden a fluir plásticamente bajo deformación (Tabla 5). Los Mudstone de carbonatos pueden tener una presión de entrada muy alta pero bajo condiciones de deformación, pueden fracturarse mucho mas fácilmente que las sales, anhidritas, shales arcillosos, y rocas ricas orgánicamente. La ductilidad por supuesto es una propiedad de la roca que varía con la presión y la temperatura (Profundidad de enterramiento) así como con la litología.

El grupo de las rocas evaporiticas constituye extraordinariamente buenos sellos dúctiles bajo sobrecargas de varios miles de pies, pero pueden ser totalmente frágiles a pocas profundidades.

Tabla 5. Clasificación de litologías sello según su ductilidad.

| | | |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Sal • Anhidrita • Shales ricos en kerogeno • Shales arcillosos • Shales limosos • Mudstone de carbonatos • Chert |  |  |
|--|---|---|

(Modificada de Downey, 1984).

- **Espesor.** Unas pocas pulgadas de shales arcilloso son teóricamente adecuadas para atrapar altas columnas de hidrocarburo. Un shale arcilloso con partículas de 10^{-4} mm., en tamaño se espera que tenga una presión capilar de entrada alrededor de 600 psi. (Hubbert, 1953), teóricamente capaz de mantener una columna de aceite de 3000 ft. Desafortunadamente, existe una baja probabilidad de que sólo una zona de unas pocas pulgadas de espesor pueda ser continua, dúctil, no brechoide y, mantener las características litológicas estables sobre una acumulación de tamaño proporcional. Las ventajas de una litología sello muy gruesa, es que provea muchos estratos de eventuales capas impermeables y una mayor probabilidad de que una superficie sellante este distribuida sobre un prospecto completo. Un sello grueso es importante y benéfico, pero no influencia linealmente la cantidad de la columna de hidrocarburo que pueda ser mantenida por un sello tope.

Donde las trampas son creadas por el “offset” de las fallas en reservorios, el espesor del sello tope puede ser muy importante. En tales casos, el sello tope puede ser compensado y llegar a ser un sello lateral, y sellos gruesos pueden relacionarse directamente con la altura de la columna de hidrocarburo entrampado. (Downey, 1984).

- **Continuidad lateral.** Las capas estratigráficas que tienen propiedades capilares identificadas como sellos necesitan ser estudiadas para ver si estas capas son litológicamente uniformes a través de la distribución areal de la unidad estratigráfica. Unidades estratigráficas identificables pueden variar grandemente en sus propiedades capilares con solo un moderado cambio en la litología.

Una sección transversal estratigráfica de la potencial unidad sellante, utilizando registros eléctricos y la litología es un excelente inicio para establecer si una unidad sello es estable sobre un área de interés. (Downey, 1984).

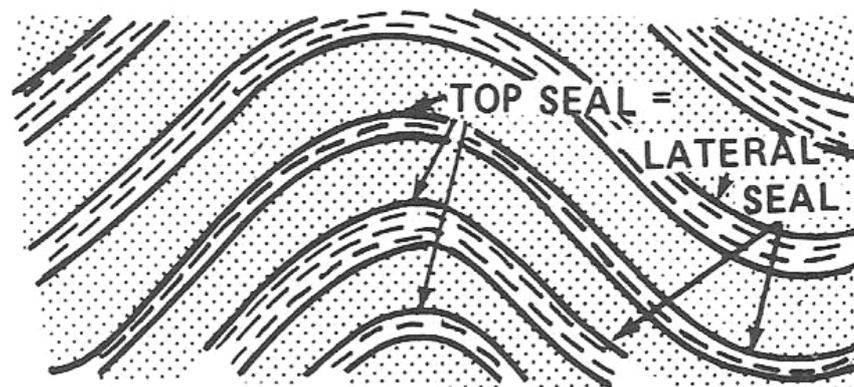
2.1.3 Riesgo sellante en exploración. Diferentes problemas sello están característicamente asociados con los principales tipos de trampas de hidrocarburo. En cada tipo de acumulación, una clase específica de problemas sello tienden a repetirse. La apropiada revisión de los datos sísmicos y de registro de pozo ayudará a garantizar un correcto análisis del riesgo sellante de prospectos individuales. (Downey, 1984).

- **Anticlinal**

✓ *Domos Cerrados.* Un simple anticlinal cerrado tiene comparativamente poco riesgo sellante (es buen sello). Un plegamiento convexo hacia el tope de las típicas secuencias sedimentarias estratigráficas proveen múltiples interfases sellantes. El sello lateral en un domo cerrado es el mismo sello del tope (Figura 6).

Raras veces, la secuencia sedimentaria está probablemente compuesta en su totalidad de rocas porosas y permeables; en tales áreas las trampas estratigráficas y falladas no son muy probables, e incluso los anticlinales cerrados pueden tener problemas de retención de hidrocarburos.

Figura 6. En un domo cerrado, cualquier unidad sello, actúa como una superficie sellante tope y lateral.



(Tomada de Downey, 1984).

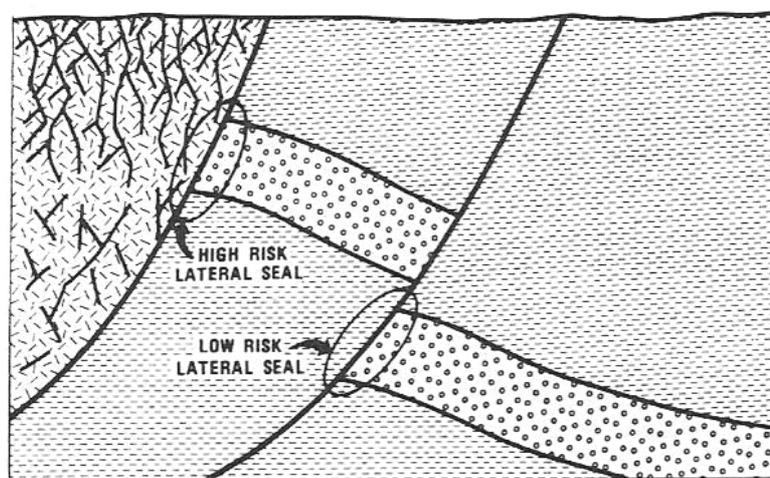
En escenarios de fuerte plegamiento, esfuerzos considerables se pueden ejercer en el sello tope de la posible acumulación. El principal riesgo sellante en un domo cerrado es la generación de fracturas abiertas durante el

plegamiento. El desarrollo de fracturas abiertas por tensión es suprimida por una presión de confinamiento inducida gravitacionalmente. El desarrollo de fracturas abiertas por tensión es normalmente esperado a pocos cientos de metros de la superficie, tal vez pocos kilómetros. Por lo tanto, domos plegados a pocas profundidades podrían tener un riesgo de fracturarse en la cresta. Además bajo la especial circunstancia de estratos geopresionados en donde las presiones de poro se aproximan al peso de sobrecarga, fracturas abiertas por tensión se forman a cualquier profundidad en áreas anómalamente esforzadas (Secor, 1965).

Las fuerzas de la tierra que pliegan las rocas dentro de una configuración de entrapamiento tienden a esforzar y fracturar las unidades plegadas. Anticlinales cerrados en cinturones de cabalgamiento necesitan tener excelentes sellos tope. El fracturamiento será probable, a menos que el sello tope sea una litología capaz de deformarse plásticamente.

La exploración a lo largo de frentes de montaña fuertemente plegados frecuentemente indica potenciales trampas de reservorios contra bloques del basamento. Las trampas que cuentan con sellos laterales a partir de basamentos frágiles poco profundos son muy riesgosos (Figura 7).

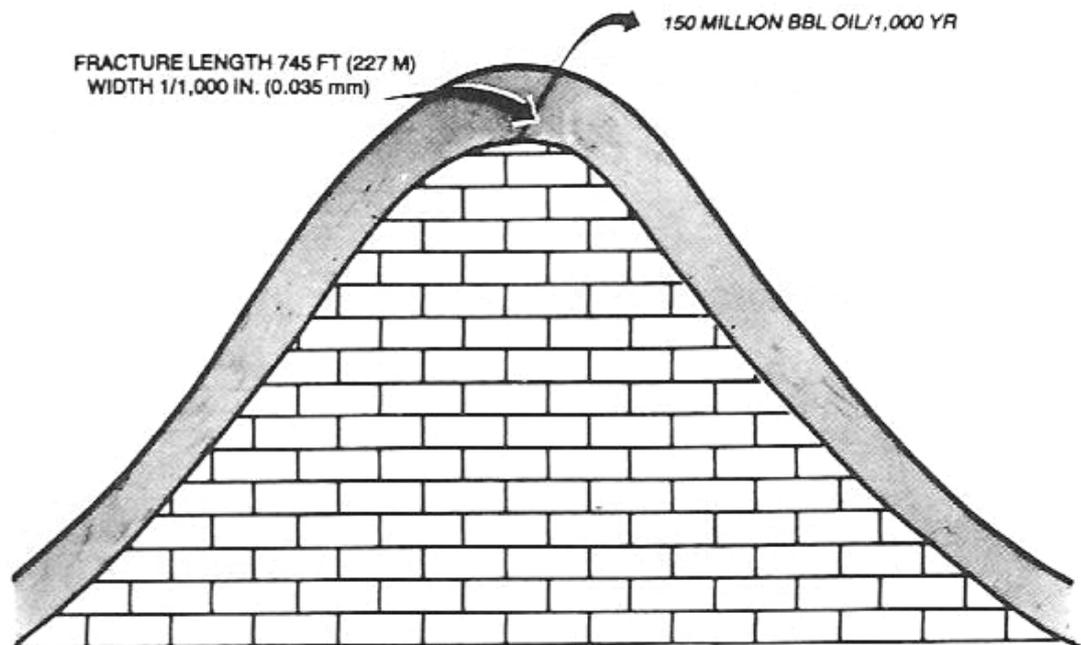
Figura 7. Sección transversal esquemática de una potencial trampa por cierre de falla; la trampa indicada contra el bloque del basamento a poca profundidad podría tener un substancial riesgo sellante lateral.



(Tomada de Downey, 1984).

Incluso estrechas fracturas tienen extraordinarias propiedades transmisivas para los fluidos. Enfatizando la importancia en la integridad del sello tope y la ausencia de fracturas abiertas por tensión, un cálculo realizado por Muskat (1949) muestra que en un caso moderado, una singular fractura abierta 1/1000 in. (0.035 mm.) infrayacida por unos 500 ft. de una columna de petróleo indica que esta se fugaría a una rata de 150 millones de bbl/ 1000 años (Figura 8). Es interesante anotar que el parámetro límite en la rata de pérdida, en el modelo escogido, es la permeabilidad del reservorio. Tales cálculos son principalmente útiles para recordarnos el enorme poder transmisivo de las fracturas abiertas y la importancia de los límites sellantes no fracturados. (Downey, 1984).

Figura 8. Ejemplo del cálculo de la pérdida por migración a través de una fractura. Suposiciones: Abertura de la fractura = 1/1000 in. (0.035 mm.); longitud = 745 ft. (227 m.); rata de migración = capacidad de flujo radial del arrecife con un radio de drenaje de 745 ft. (227 m.); energía potencial = diferencia de densidad aceite-agua de 0.3 g/cm³ y cambio en el nivel de agua de 1200 ft. (365 m) en 1000 ft. (305 m); permeabilidad de la caliza = 10 md.; red pay = 500 ft. (152 m).



(Tomada de Downey, 1984).

- **Trampas Falladas**

✓ *Estructuras Falladas*. El término “trampa fallada” es algo equivocado; las fallas no generan trampas. Las fallas pueden situarse en reservorios porosos adyacentes a sellos y formar trampas. Esta trivial distinción merece atención ya que la tendencia general es considerar que el mapeo de un trazo de falla es suficiente para definir una superficie sellante.

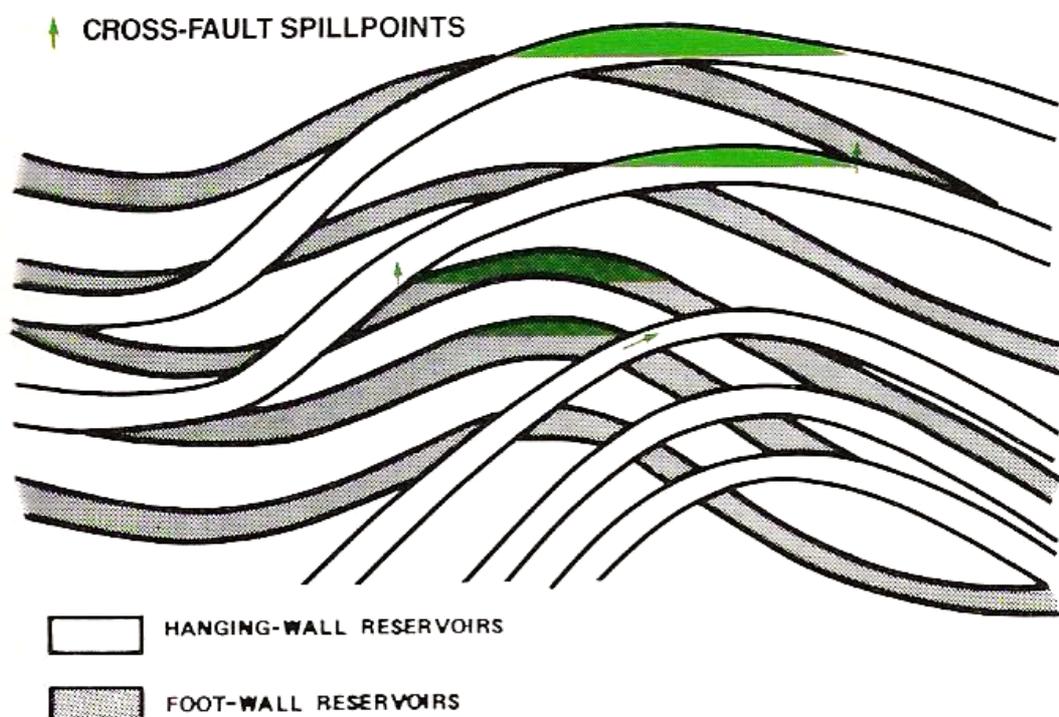
Completamente diferente, el riesgo sellante es vinculado como una porción de un prospecto de exploración como un simple domo cerrado (Requiriendo sólo un sello tope) vs. cierre de falla (depende de un sello lateralmente yuxtapuesto al reservorio). La estructura en un cierre fallado tiene dos requerimientos sellantes (1) que tenga un sello hacia el tope y (2) presencia de un sello lateral a través de las falla del reservorio.

Los cierres fallados no sólo requieren un sello tope, estabilidad litológica sobre el área entrampada, si no que también requieren yuxtaposición lateral del reservorio de hidrocarburo contra una litología sellante. Las espesas columnas de hidrocarburos llegan a ser casi imposibles de sellar si la configuración de entrampamiento depende de múltiples saltos de falla que varían a lo largo de fallas individuales.

Los hidrocarburos no son distribuidos arbitrariamente en estructuras complejamente falladas. Su distribución sigue muy simples principios físicos y la distribución preferencial de hidrocarburos puede ser predicha obteniendo suficientes datos del subsuelo. Un mapa de un plano de falla “Allan” (Allan, 1980) es una herramienta conceptual para analizar la probable conjunción de sellos y reservorios en una configuración de trampa. El estrato representativo de la sección de roca en el área es categorizado como sellante o no sellante. Estas capas sellantes y/o no sellantes son mapeadas en su propia relación estructural junto con sus trazos proyectados sobre el límite de los planos de falla. Un mapa “Allan” de un plano de falla superpone trazos de capas sellantes y no sellantes del footwall contra el hangingwall para cada límite de

plano de falla en un prospecto de exploración. Cuando los trazos de un plano de falla de un sello y un reservorio son considerados en un contexto estructural, demuestran donde un reservorio puede encontrarse en una configuración de entrapamiento (Figura 9).

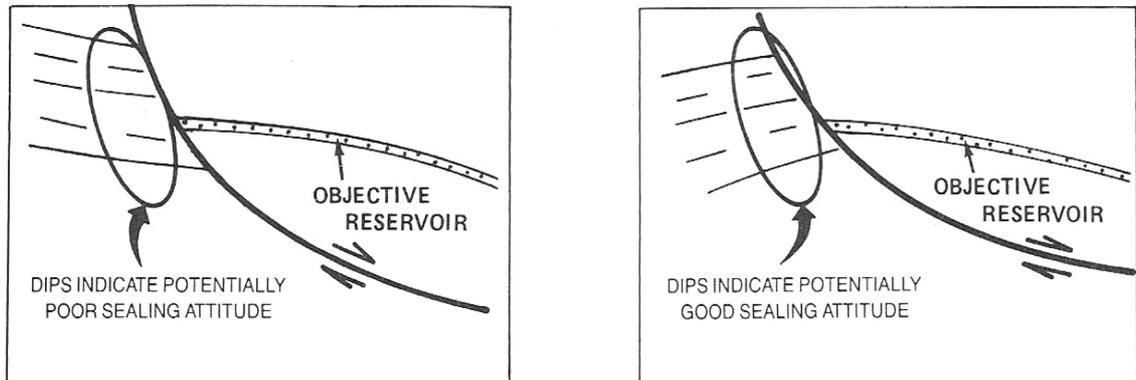
Figura 9. Un mapa "Allan" de un plano de falla categoriza las litologías como sellos o no sellos y superpone las unidades litoestratigraficas del Hangingwall sobre el Footwall.



(Tomada de Downey, 1984).

Análisis de secciones transversales de prospectos fallados pueden suministrar una evaluación preliminar de la probabilidad de una superficie sellante. Si existen zonas permeables en contacto con la falla dentro de un entrapamiento, la probabilidad de una superficie sellante llega a ser fuertemente dependiente de la disposición del buzamiento de las capas en el bloque entrapado (Figura 10). (Downey, 1984).

Figura 10. La disposición del buzamiento de los sedimentos en un bloque entrampado provee información sobre la probabilidad de una superficie sellante.



(Tomada de Downey, 1984).

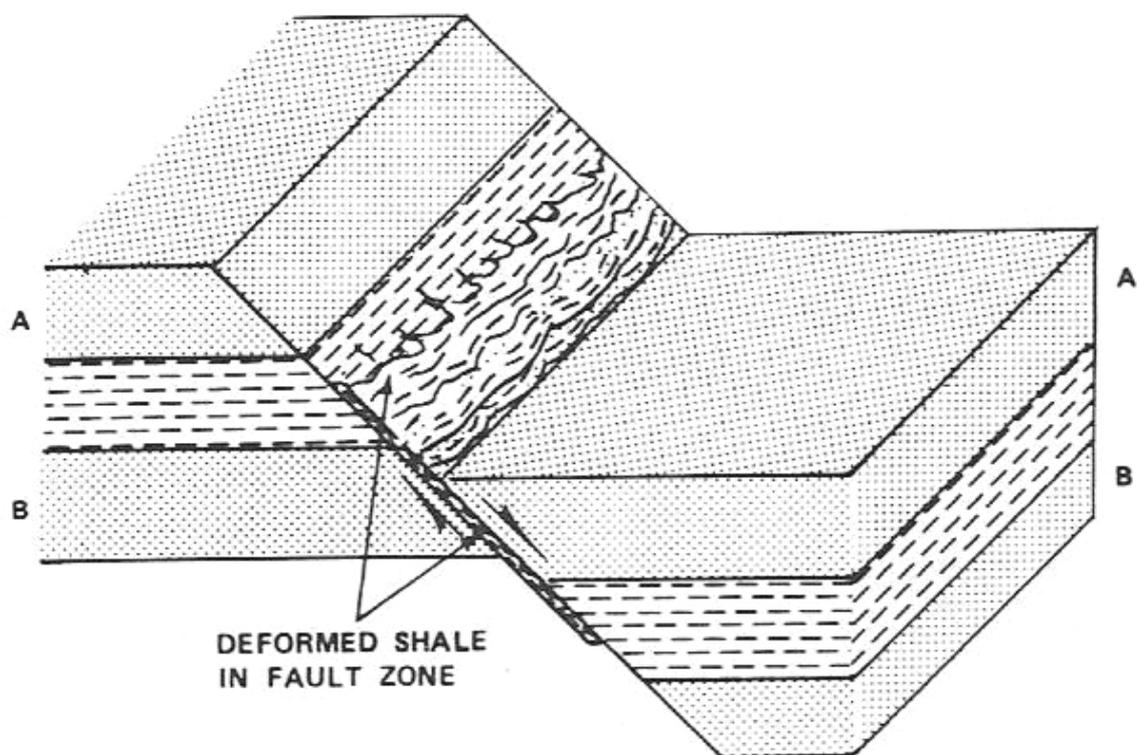
✓ *Planos de Falla Sellantes.* Los planos de falla son normalmente inconsecuentes a la migración de fluidos y, generalmente son el significado de superficies sellantes sólo porque pueden yuxtaponer rocas con propiedades capilares y presiones de fluidos diferentes (Smith, 1966).

El plano de falla ofrece por si mismo el libre paso a la migración de fluidos sólo bajo condiciones especiales. La mayoría de estas condiciones especiales son circunstancia de la poca profundidad y fallamiento cercano a la superficie en un campo generalmente con esfuerzos regionales de tensión. En tales casos las observaciones de campo y la teoría (Secor, 1965) concuerdan con que el plano de falla pueda actuar como una fractura transmisiva. Estructuras falladas poco profundas tendrán el riesgo sustancial de que el plano de falla pueda ser un escape.

En circunstancias especiales, donde espesores de shales arcillosos, bajamente compactados se encuentran intercalados con reservorios, las patinas de arcilla pueden ser emplazadas a lo largo del plano de falla para prevenir la migración de fluidos entre algunos reservorios adjuntos (Figura 11).

Circunstancias especiales gobiernan el emplazamiento de estas patinas arcillosas en planos de falla, las cuales indican que son relativamente raras en la generación de trampas para acumulaciones significativas de hidrocarburo. (Downey, 1984).

Figura 11. El deslizamiento de arcillas incompactadas dentro de un plano de falla pueden emplazar localmente material sellante a lo largo de la falla. Modificado de Smith (1980).

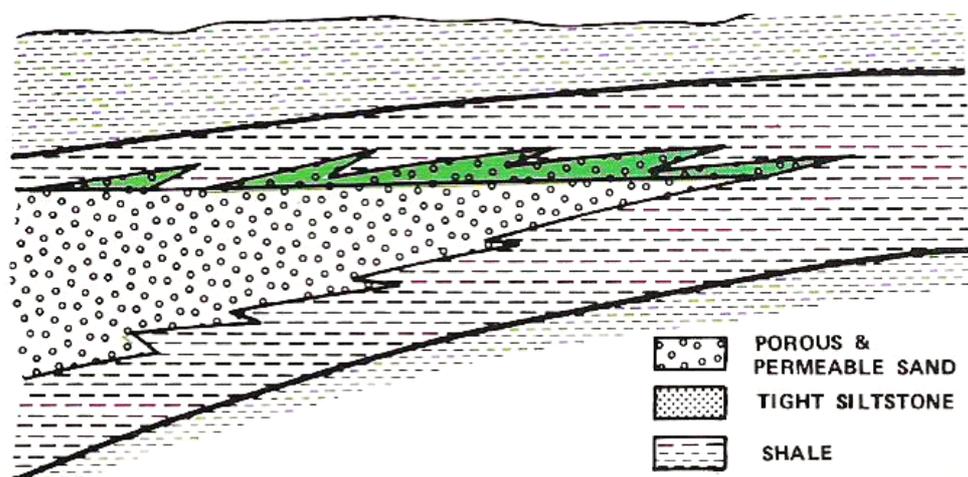


(Tomada de Downey, 1984).

- **Acumulaciones Estratigráficas.** Una trampa estratigráfica para hidrocarburos, requiere típicamente un sello tope y un sello en la parte inferior, así como un sello lateral buzamiento arriba. Este requerimiento tripartito añade un riesgo a la posibilidad de que un prospecto estratigráfico típico requiera estar encerrado por sellos. Los prospectos estratigráficos inherentemente tienen alto riesgo sellante. (Downey, 1984).

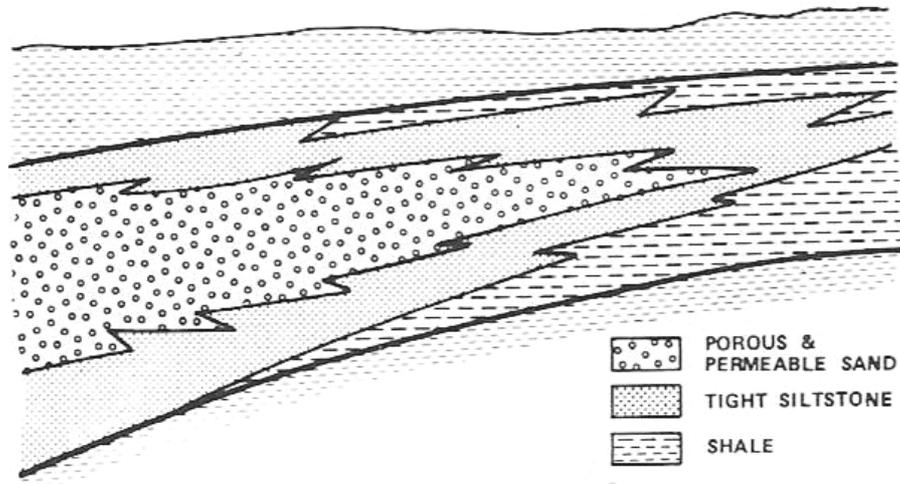
✓ *Cambios de Facies*. Una trampa estratigráfica puede ser causada por cambios laterales de facies de un reservorio a un sello en una dirección buzamiento arriba. Tales cambios de facies en el reservorio son absolutamente comunes, pero las acumulaciones comerciales son relativamente raras. La dificultad en tales trampas faciales está en que el reservorio puede cambiar completa y abruptamente buzamiento arriba a roca sellante. No es suficiente que la litología buzamiento arriba sea un buen sello (en promedio), esta debe carecer de zonas de presión de entrada baja y porosidad interconectada. En la evaluación de trampas estratigráficas creadas por cambios de facies buzamiento arriba, la tasa de cambio de reservorio a sello es un importante y mapeable parámetro. Si la transición de facies no es abrupta, los hidrocarburos serán ampliamente emplazados en una zona de pérdida buzamiento arriba que “no es completamente reservorio, ni fuertemente sellante” (Schowalter and Hess, 1982) (Figuras 3 – 14).

Figura 12. Si la porosidad y permeabilidad de las arenas cambia abruptamente hacia los shales, toda la columna de hidrocarburo estará en una roca reservorio de calidad.



(Tomada de Downey, 1984).

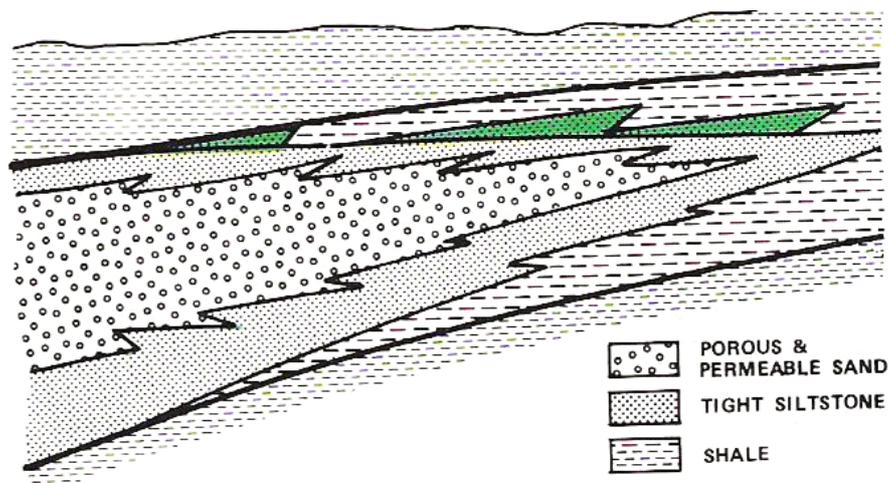
Figura 13. Generalmente las areniscas porosas y permeables gradan lateralmente hacia limolitas no permeables antes de gradar hacia los shales.



(Tomada de Downey, 1984).

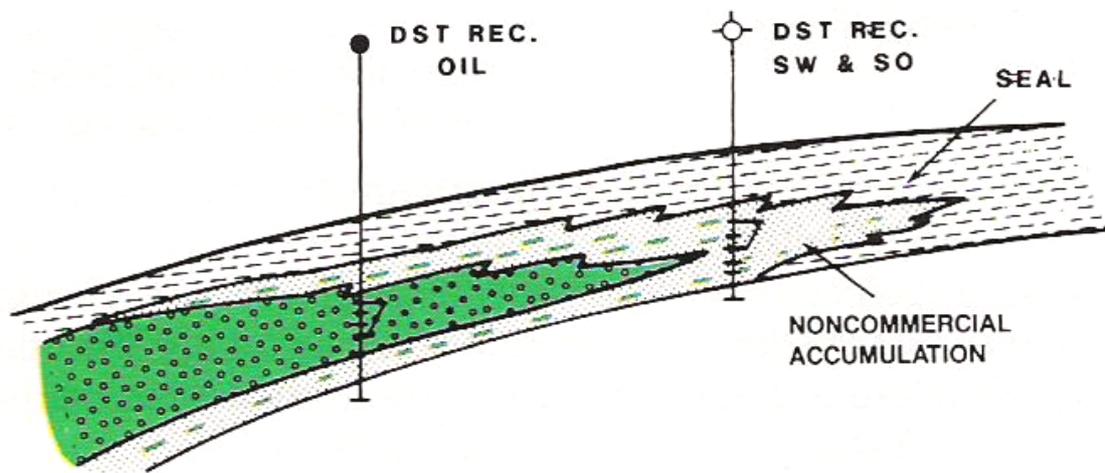
Muchos de los así llamados sellos para acumulaciones son realmente reservorios no comerciales, o son reservorios cuya estructura poral y saturación de hidrocarburos no permiten una producción de hidrocarburos libres de agua (Figuras 15, 16).

Figura 14. Si la tasa de cambio de reservorio a sello es gradual una limitada columna de hidrocarburo es restringida a facies no reservorios "Zona de pérdida".



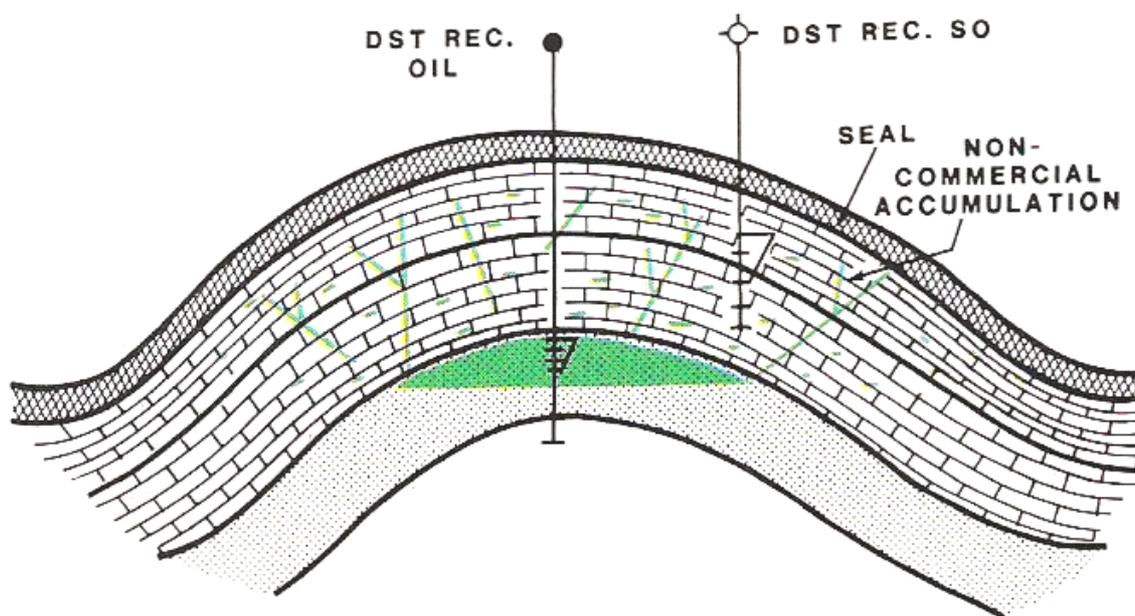
(Tomada de Downey, 1984).

Figura 15. A pesar de que en un pozo buzamiento arriba no fluya aceite, este contiene parte de la acumulación evaluada.



(Tomada de Downey, 1984).

Figura 16. Las gruesas calizas en este pliegue no constituyen un sello para el campo de petróleo, pero es parte no comercial de la acumulación.

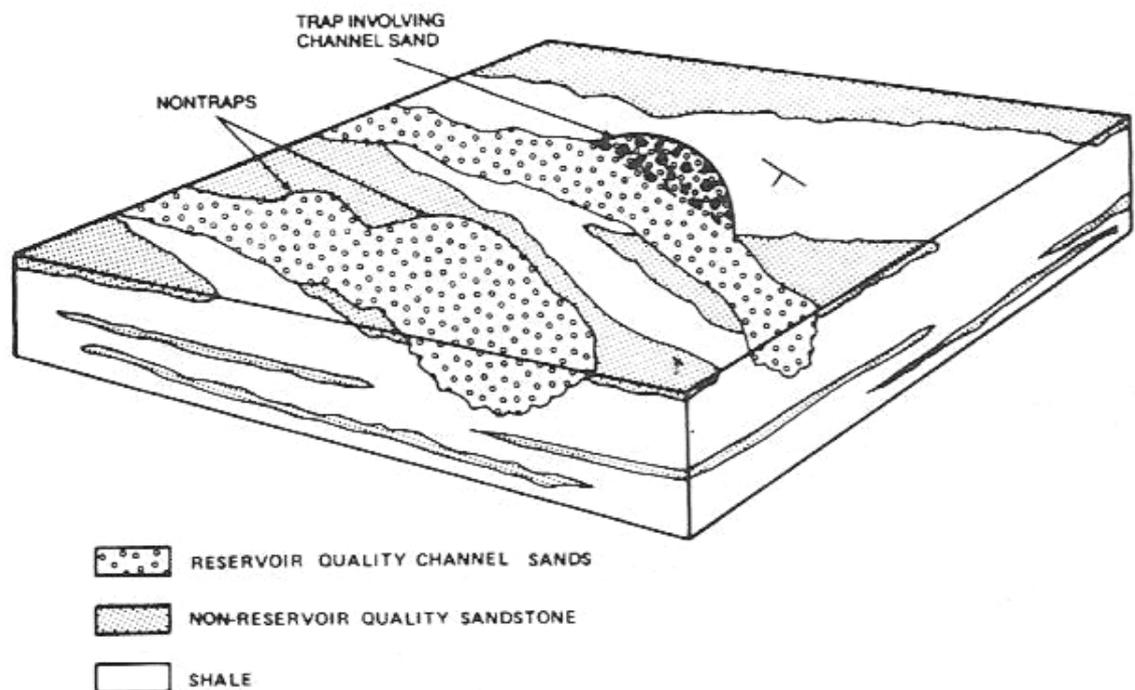


(Tomada de Downey, 1984).

“Reservorio de hidrocarburo” es un término comercial, cuya definición depende de la economía del momento. “Sello” es un término técnico y no varía con el precio del petróleo.

El mapeo de la configuración estructural del límite buzamiento arriba de espesores comerciales de reservorios es de poco uso en la exploración de trampas estratigráficas. La configuración estructural de una superficie sellante es el límite definitivo del mapeo (Figura 17). (Downey, 1984).

Figura 17. El mapeo de la reaparición “reentrants” buzamiento arriba de porositas areniscas de canal no necesariamente constituye el mapeo de configuraciones de trampa.

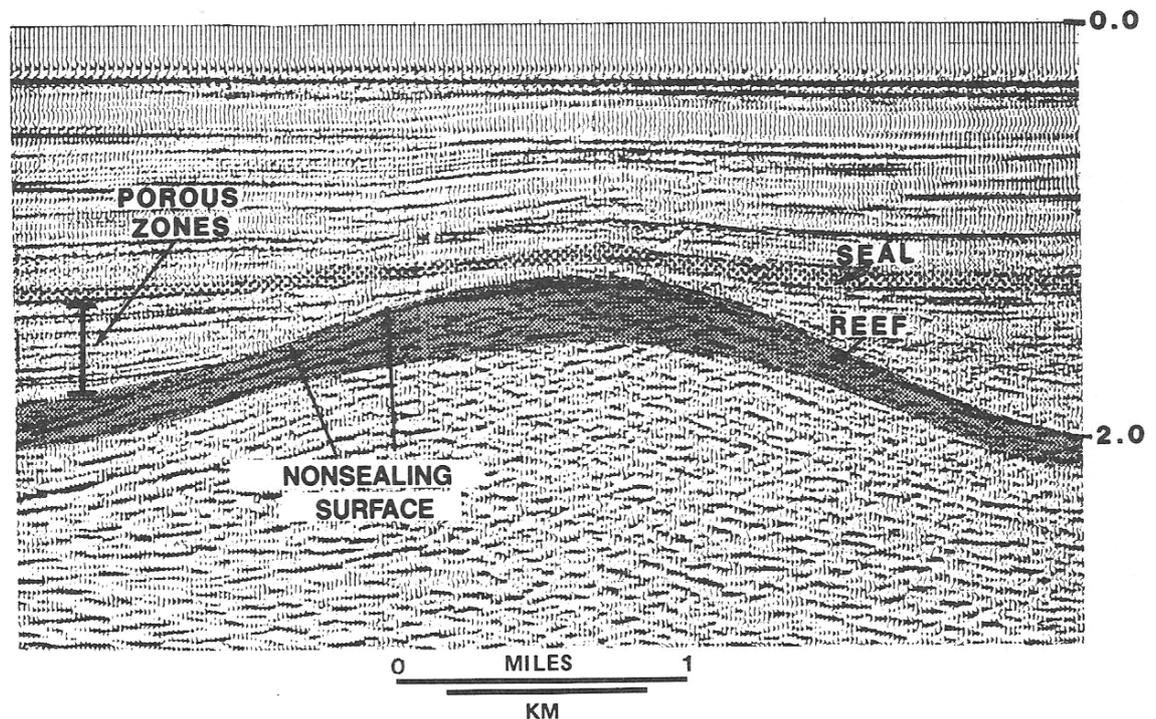


(Tomada de Downey, 1984).

✓ *Arrecifes.* Los arrecifes son un tipo de trampa estratigráfica favorable debido a que forman su propio cierre estructural. El cierre de la trampa de la parte mas alta de un arrecife está definido por la actitud del primer sello sobre el arrecife reservorio. Un error común en la interpretación de prospectos de

arrecife consiste en el mapeo del máximo relieve disponible (generalmente la superficie arrecifal mas superior) sin contemplar la posibilidad de que la superficie sea una superficie sellante (Figura 18).

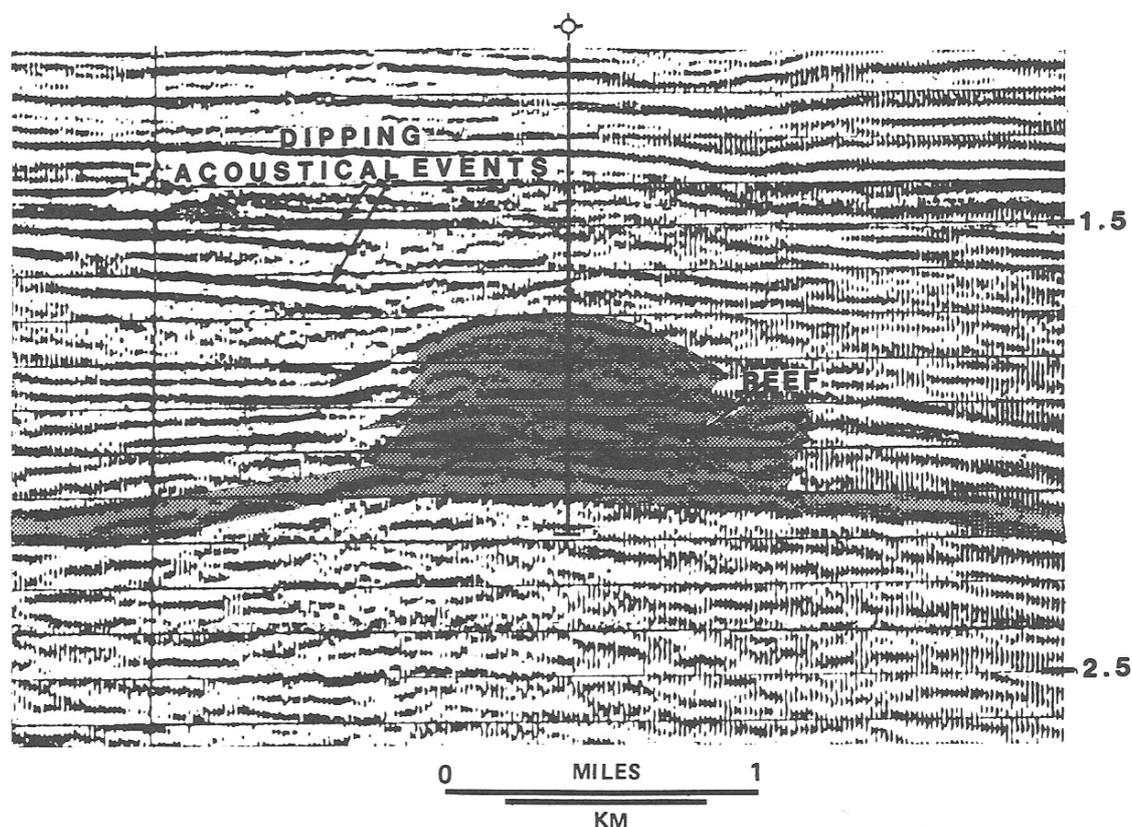
Figura 18. Unidades estratigráficas permeables y porosas con terminaciones “Onlap” sobre el arrecife indican que los flancos del arrecife probablemente carezcan de una superficie sellante.



(Tomada de Downey, 1984).

Los análisis de estratigrafía sísmica de los prospectos arrecifales son muy útiles. Los eventos acústicos buzantes que chocan contra un arrecife son señales peligrosas. Ellas indican la heterogeneidad acústica del potencial sellante, y pueden indicar caminos de fuga (Figura 19). Aunque las figuras 18 y 19 son ejemplos de arrecifes, es aparente que la examinación de datos sísmicos puede proveer una excelente guía para que el propio riesgo sellante sea asignado a muchos tipos de prospectos. Información estructural y litológica de secciones sísmicas pueden suministrar una comprensión significativa de la probabilidad del riesgo sellante.

Figura 19. Eventos acústicos buzantes sobre un posible arrecife probablemente indican que la parte mas superficial de este no sea capaz de mantenerse por si misma como una superficie uniformemente sellante.



(Tomada de Downey, 1984).

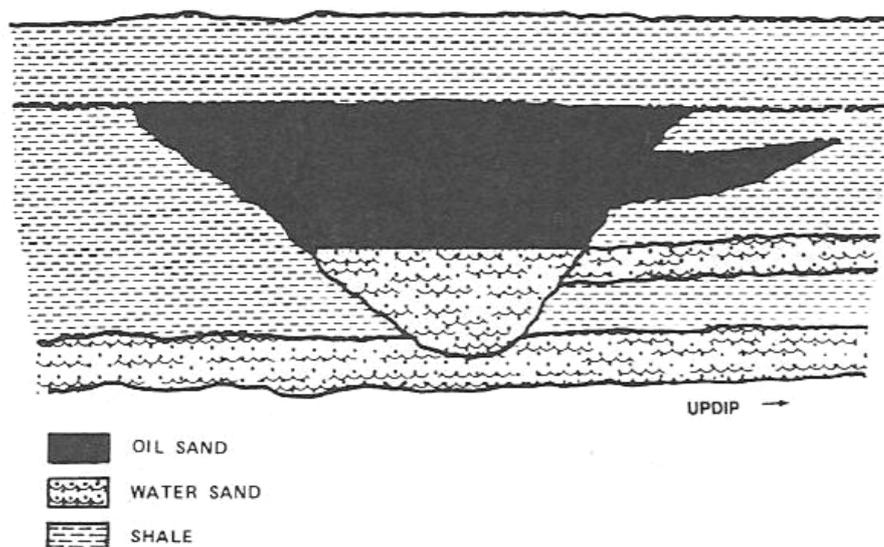
Los arrecifes de plataformas marginales tienden a formar importantes trampas de hidrocarburos. Un simple cierre cubierto de un sello tope puede proveer un entrapamiento de domo con bajo riesgo. Cambios de facies buzamiento arriba del arrecife reservorio a facies mas compactas del mismo arrecife “back-reef” son frecuentemente observadas, pero tales cambios de facies imponen un sustancial riesgo sellante para contener espesas columnas de hidrocarburos. Donde se espera que facies back-reef sean una componente de la superficie sellante, la litología de este (back-reef) debe ser uniformemente un sello. (Downey, 1984).

✓ *Areniscas de Canal.* Los canales de arenisca forman una interesante clase de trampa estratigráfica. Las areniscas de canal tienen límites laterales

relativamente angulosos, y el mayor problema del sello es originado por la litología de la superficie sellante lateral incisada (Figura 20). El riesgo sellante para areniscas de canal depende fuertemente de las propiedades capilares y homogeneidad de las unidades litoestratigráficas adyacentes (Harms, 1966). Si las areniscas de canal están encerradas en estratos relativamente homogéneos en impermeabilidad, cada extensión de canal buzamiento arriba llega a ser una trampa potencial. Pero si los canales están dentro de estratos altamente variables, las verdaderas trampas no son comunes.

Por ejemplo, perforaciones pueden sugerir numerosas oportunidades para la exploración en areniscas de canal. Los registros de una serie de pozos de exploración pueden demostrar sellos tope y reservorios con muestras de petróleo (Figura 21). En tales casos es fácil visualizar que perforaciones adicionales podrían localizar numerosas trampas estratigráficas de areniscas de canal. Sin embargo un especial cuidado debe tenerse al realizar el mapeo del tamaño, característica y distribución del espesor de las areniscas de canal, ya que las capas sello (tanto al tope como lateral) pueden carecer de continuidad (Figura 22).

Figura 20. Sección transversal esquemática de areniscas de canal dentro de variadas unidades litológicas; la columna de hidrocarburo esta limitada por sellos laterales.



(Tomada de Downey, 1984).

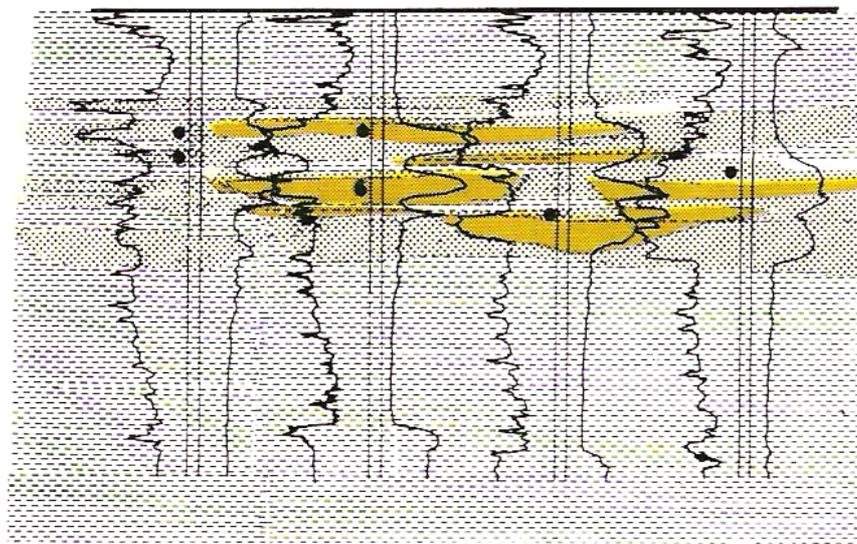
Antes de buscar areniscas de canal gruesas y porosas, es obvio que la exploración debe ser dirigida a áreas en donde los sellos tope y lateral podrían ser esperados. (Downey, 1984).

Figura 21. Perforaciones ampliamente espaciadas, muestran manchas de aceite en la parte superior de los canales de arenisca.



(Tomada de Downey, 1984).

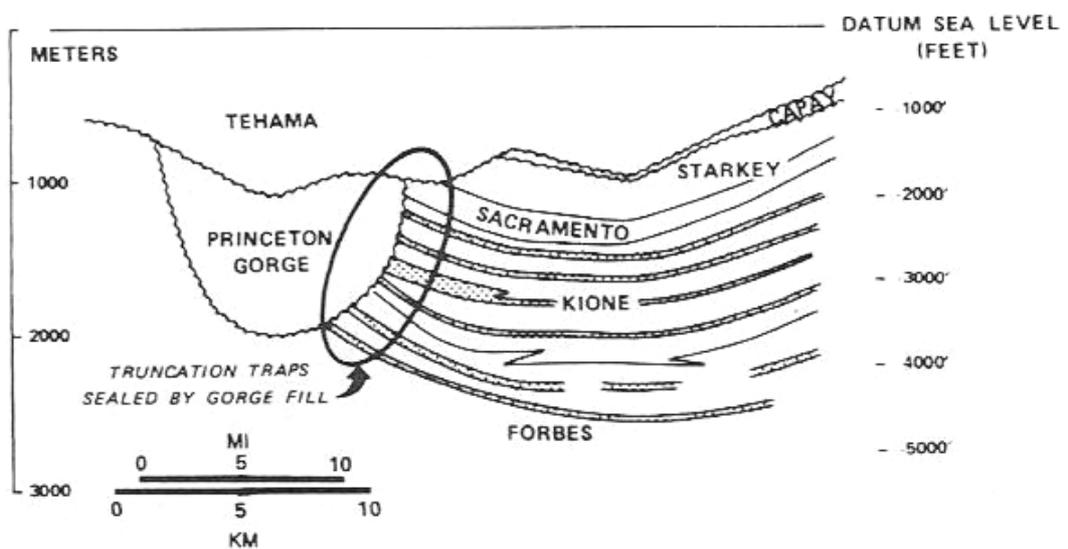
Figura 22. Perforaciones adicionales demuestran que numerosas secuencias de canal pueden estar cortadas por escasas litologías sellantes.



(Tomada de Downey, 1984).

✓ *Canales Rellenos de Arcilla*. Acumulaciones significativas de hidrocarburo pueden ocurrir en reservorios truncados por la erosión de valles y sellados por la acumulación de arcillas. Un ejemplo de la acumulación de gas en las areniscas del valle Sacramento de California es mostrado en la figura 23, (Downey, 1984).

Figura 23. Las terminaciones del reservorio son causadas por la truncacion en la erosión del cañón; los sellos son creados por el relleno impermeable de este. García (1981).



(Tomada de Downey, 1984).

- **Sellos No Convencionales.** Los sellos no convencionales e inusuales para la acumulación de hidrocarburos algunas veces están presentes. Los sellos no convencionales básicamente reflejan el régimen dinámico del flujo (cambios en la presión capilar efectiva de entrada) o las alteraciones en la distribución del tamaño de la garganta poral de un bloque por el taponamiento de poros.

✓ *Influencias Hidrodinámicas en los Sellos*. Hubbert (1953), demuestra que la presión capilar, barrera efectiva de un sello es fuertemente alterada por un gradiente fluido causado por el movimiento del agua a través de una interfase sello/reservorio. Cuando los flujos de agua van buzamiento abajo del sello hacia el reservorio de hidrocarburo, la presión efectiva de entrada del sello se

incrementa. Si por el contrario el flujo de agua va del reservorio hacia el sello buzamiento arriba, la presión efectiva de entrada es disminuida y por consiguiente la capacidad del sello para bloquear el hidrocarburo es reducida.

En general, la hidrodinámica ejerce relativamente un modesto efecto en el riesgo sellante para la mayoría de acumulaciones de hidrocarburo. Sin embargo, en aquellas cuencas donde un significativo flujo hidrodinámico es demostrado, la magnitud y vector de este flujo hidrodinámico son consideraciones de vital importancia en la evaluación del riesgo sellante para reservorios en los cuales las trampas de hidrocarburos son esperadas.

En sellos laterales muy deteriorados el flujo hidrodinámico buzamiento abajo mejora en gran manera la presión efectiva de entrada de estos, logrando así un efectivo entrapamiento de la columna de hidrocarburo.

Donde sedimentos impermeables geopresionados son yuxtapuestos a reservorios permeables presionados normalmente, la capacidad de entrapamiento de los sedimentos es mejorada en gran manera.

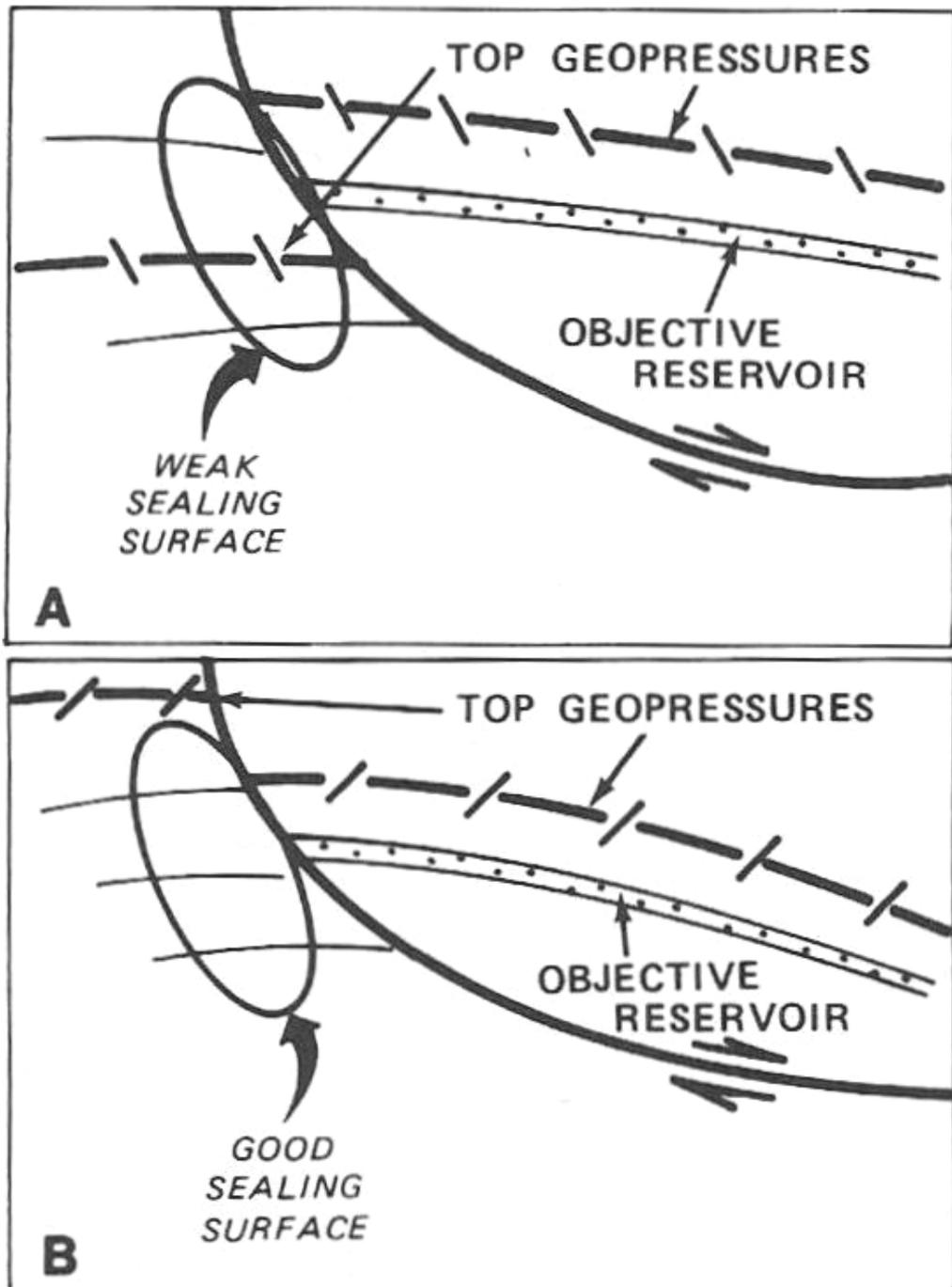
Weber et al., (1978) han notado que el entrapamiento de hidrocarburos expulsados debajo de una falla de crecimiento en Nigeria, es mucho mejor si los reservorios están yuxtapuestos contra sedimentos sobrepresionados a través de la falla.

El adecuado análisis sobre la distribución de la presión en varios bloques fallados suministra una evaluación mejorada sobre el riesgo de entrapamiento para prospectos de exploración (figura 24).

El emplazamiento de domos salinos a través de rocas dúctiles (Shales) y geopresionadas favorecen el entrapamiento de hidrocarburos; generando una envolvente "sheath" alrededor del domo que mejora grandemente la capacidad sellante (Stuart, 1970). Por el contrario, donde los domos salinos se han emplazado hacia arriba a través de rocas duras o frágiles y a la falta de

envolventes geopresionadas, la capacidad lateral sellante del reservorio contra los sedimentos fallados alrededor de la sal puede ser muy disminuida.

Figura 24. Con el ejemplo B la presión efectiva de entrada del bloque sellante se incrementa, interpretando su capacidad de sellar lateralmente una gran columna de hidrocarburo.



(Tomada de Downey, 1984).

✓ *Sellos Diagenéticos*. La diagenesis química y física de los reservorios puede alterar y taponar el espacio entre los poros. Como una generalidad, en la alteración diagenética del espacio poral y periférica de un reservorio cambia principalmente la mayoría de las propiedades de flujo dentro de este. La distribución de este cemento taponador de poros puede modificar profundamente e impedir el movimiento del fluido del reservorio, pero es rara vez significativa en la creación de una superficie sellante continua para una completa acumulación comercial de hidrocarburos. (Downey, 1984).

✓ *Brea Sellante*. Las capas de brea producidas por biodegradación pueden crear excelentes sellos. En casos donde no existen otros mecanismos de entrapamiento estructural o estratigráfico, las capas de brea deben proveer los únicos medios posibles para la retención de hidrocarburos. Las acumulaciones por debajo de capas de brea sellante están generalmente biodegradados por si mismos, debido a que las mismas condiciones que generaron las capas de brea persisten en el subsuelo. A pesar de la rareza de los sellos por capas de brea y la pobre productividad de los hidrocarburos atrapados por ellas, estas trampas de brea son dignas de discusión debido a que incluyen las acumulaciones de hidrocarburos mas grandes conocidas (ej. Las arenas bituminosas de Athabasca en Alberta, Canadá y el crudo pesado del cinturón Orinoco). (Waples, 1985).

✓ *Hidratos de Gas*. Los hidratos de gas son sólidos cristalinos precipitados de gas y agua. Los hidratos de gas también llamados "Clathrates" es un material meta-estable parecido al hielo que contiene moléculas de gas dentro de una estructura rígida de moléculas de agua. La formación de hidratos de gas sólido en los poros de la roca dependen de la salinidad del agua de poro, de la presión, de la temperatura y de la composición del gas (Makogon, 1981). Las condiciones para la formación de los hidratos de gas, requieren que el gas y el agua interactúen a bajas presiones y temperaturas. Desde el punto de vista geológico, estas condiciones pueden ser satisfechas dentro de dos escenarios naturales: (1) dentro de áreas de permafrost (congeladas), en reservorios poco

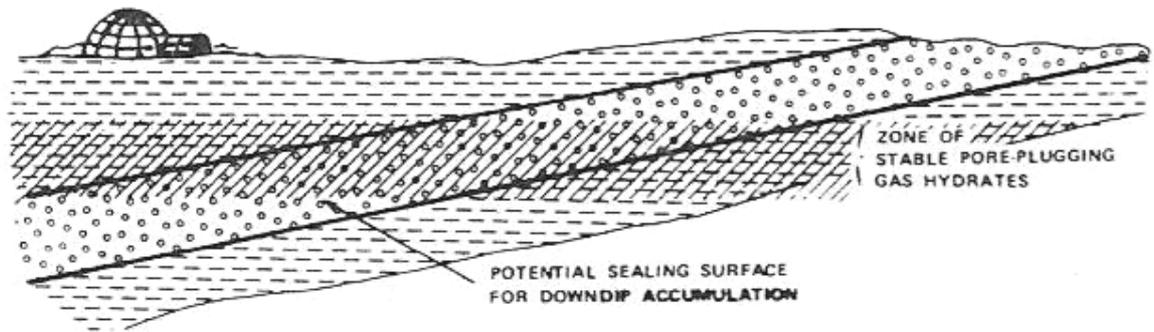
profundos tierra adentro (onshore), y (2) en reservorios poco profundos bajo el piso oceánico en aguas profundas, frías (Offshore). En un escenario onshore, los hidratos de gas son reportados a partir de profundidades de 2,000 m (6,560 ft) en Yakutsk, Siberia, en donde los 0°C ocurren a los 1,400 m (4,600 ft) de profundidad. También fueron reportados a 600 m (1,970 ft) por debajo del piso oceánico en núcleos recuperados a partir de las perforaciones en aguas profundas por la *Glomar Challenger* (Stoll et al., 1971).

Los hidrocarburos gaseosos que migran buzamiento arriba por estratos porosos pueden precipitar hidratos dentro de los poros cuando estos hidrocarburos entran a una zona específica de presión-temperatura en el subsuelo. Como la migración del gas se mueve dentro de un rango apropiado de presión-temperatura, los hidratos sólidos precipitan y taponan los poros de la roca. El taponamiento de los poros con hidrato de gas ocasiona un inusual sello debido a que representa relativamente una fase de transformación brusca de gas a sólido. Los poros rellenos por hidratos podrían sellar un reservorio buzamiento arriba para entrapar buzamiento abajo gas y petróleo. Conceptualmente, cualquier estrato reservorio que contenga gas en migración podría crear su propio sello buzamiento arriba cuando el estrato reservorio intersecta la zona de estabilidad de hidratos (figura 25). (Downey, 1984).

En general las zonas con hidratos de gas forman un pronunciado reflector sísmico (BSR) que frecuentemente simulan líneas profundas que cortan los planos de estratificación (MacLeod, 1982).

Una importante característica de los hidratos de gas es que son muy eficientes en el entrapamiento de metano, y debido a que las zonas de hidratos son frecuentemente de cientos de metros de espesor, las cantidades de gas en tales acumulaciones son enormes.

Figura 25. Los hidratos de gas pueden crear un sello intraformacional taponando el espacio de los poros del reservorio, entrapando adicionalmente hidrocarburos buzamiento abajo.



(Tomada de Downey, 1984).

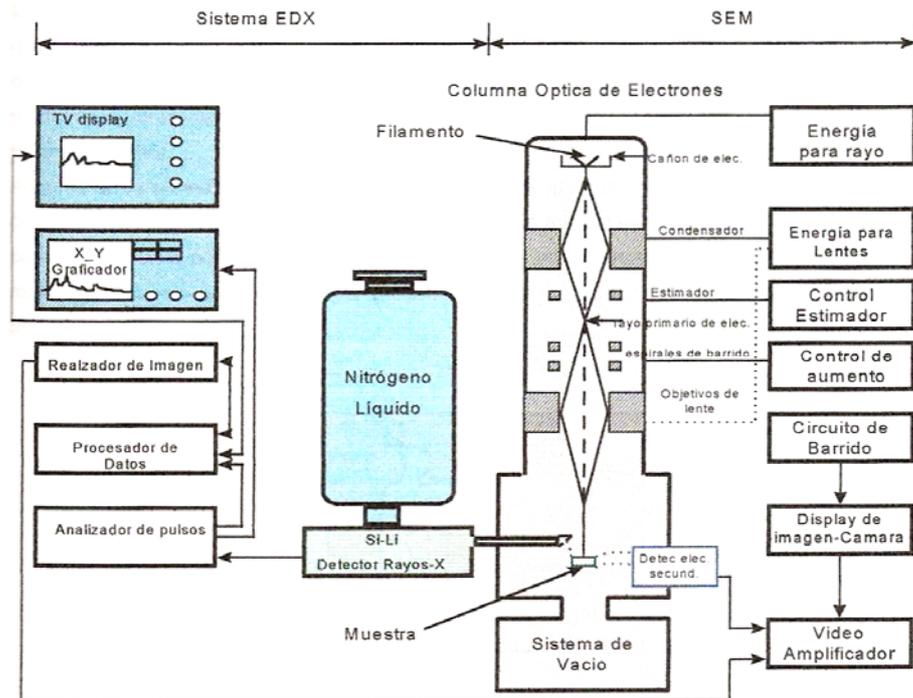
Otra característica de los hidratos de gas es que ellos forman sellos efectivos contra la migración vertical de hidrocarburos. La formación de hidratos de este modo provee un importante mecanismo de entrapamiento, debido a que mucho del metano atrapado es biogénico y fue formado en sedimentos jóvenes e inconsolidados que no tendrían ningún otro medio para retener el metano. (Waples, 1985).

2.2 PRUEBAS DE LABORATORIO

2.2.1 Microscopia electrónica de barrido (SEM)

- **Principio de funcionamiento del SEM.** El principio es similar al microscopio de luz reflejada, utilizando como fuente de radiación electrones en lugar de luz visible. La menor longitud de onda de los electrones en comparación con la de los fotones de luz, permite la obtención de una mayor resolución. La figura 26 ilustra los componentes principales de un SEM. (Peñuela & Vargas, 1999).

Figura 26. Microscopio Electrónico y Sonda EDX.



(Tomada de Peñuela & Vargas, 1999).

• **Ventajas del SEM.** El SEM posee muchas ventajas sobre los microscopios petrográficos comunes, como son entre otras:

- Las muestras no necesariamente tienen que ser secciones delgadas, con lo cual se adquiere una observación del interior de los poros identificando los minerales más pequeños y examinando su distribución.
- Mayor facilidad en la preparación de las muestras (las secciones delgadas son de 30 μ de espesor).
- La resolución y el rango de ampliación es mucho más alto (entre 10X y 20.000X).
- La calidad es mayor y sus datos son mucho más precisos.

Cuando se examina por primera vez una imagen SEM, el principal problema es la escala pero con entrenamiento y experiencia puede realizarse un muy buen trabajo. (Peñuela & Vargas, 1999).

- **Preparación de muestras para el SEM.** La utilización de este equipo permite utilizar una amplia variedad de materiales como son fragmentos de núcleos y de muestras de pared, ripios de perforación y secciones delgadas. Respecto al tamaño el requerimiento es que sea lo suficientemente pequeña para ser colocada en la cámara de muestras del SEM; siendo las dimensiones optimas 5 x 10 x 10 mm., si es una sección pulida o una placa petrográfica.

De otra parte, la muestra debe estar libre de sustancias por lo cual las muestras se limpian con instrumentos como el extractor de Soxhlet y con solventes como Cloroformo - Acetona Azeotrópica 20/80.

La muestra se satura con Resina Epóxica para incrementar el contraste poro – grano, posteriormente, la muestra se recubre con una película conductora de grafito con el fin de evitar acumulación de carga negativa la cual deflectaría el haz incidente de electrones. (Peñuela & Vargas, 1999).

- **Programa SIMPLE 5X.** Este programa es el empleado en el procesamiento inicial de los datos generados mediante las imágenes microscópicas. Permite un rápido análisis estadístico del tamaño y forma de los objetos, localización e intensidad de las medidas de un amplio conjunto de imágenes, igualmente posee una gran capacidad de procesamiento y presentación de las características determinadas. Entre otras ventajas este programa permite realzar la escala de grises mediante filtros para observar características ocultas. (Peñuela & Vargas, 1999).

2.2.2 Difracción de Rayos X

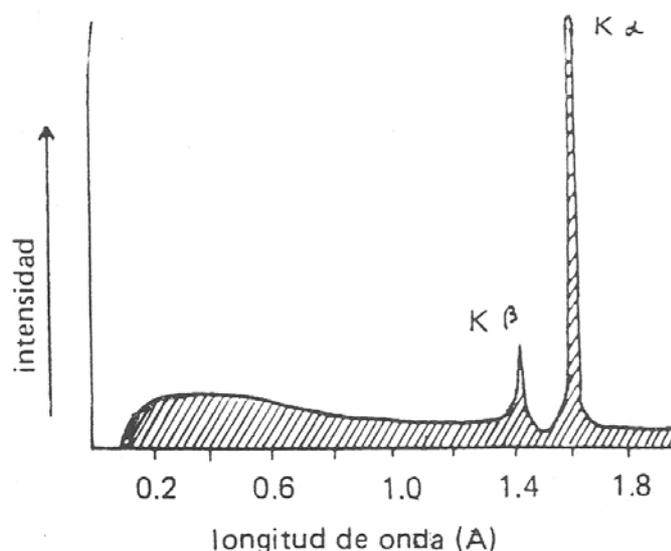
- **Producción de Rayos X.** Brevemente se enfoca el concepto de rayos X para comprender porque esta radiación es muy conveniente para el estudio de las estructuras cristalinas (Ej. minerales).

Los rayos X se producen cuando electrones de alta energía (rápido movimiento) producidos por un filamento (cátodo) y acelerados por una gran

diferencia de potencial de varias decenas de miles de voltios, chocan contra una lámina metálica (blanco). Dependiendo de su energía, son capaces de sacar electrones de la órbita más interna (K); el átomo se ioniza, la redistribución de los electrones orbitales del elemento usado como anticátodo y la localización final de los electrones transferidos, determina el tipo de radiación emitida. Este espectro es discontinuo y característico, es decir, depende de la naturaleza del anticátodo (Cu, Mo, Cr, Fe, etc). En este proceso los electrones son fuertemente frenados por los núcleos de los átomos del blanco dando origen a una radiación continua. Así la radiación emitida por un tubo de rayos X corresponde a un espectro continuo sobre el cual se superpone un espectro de líneas (figura 27).

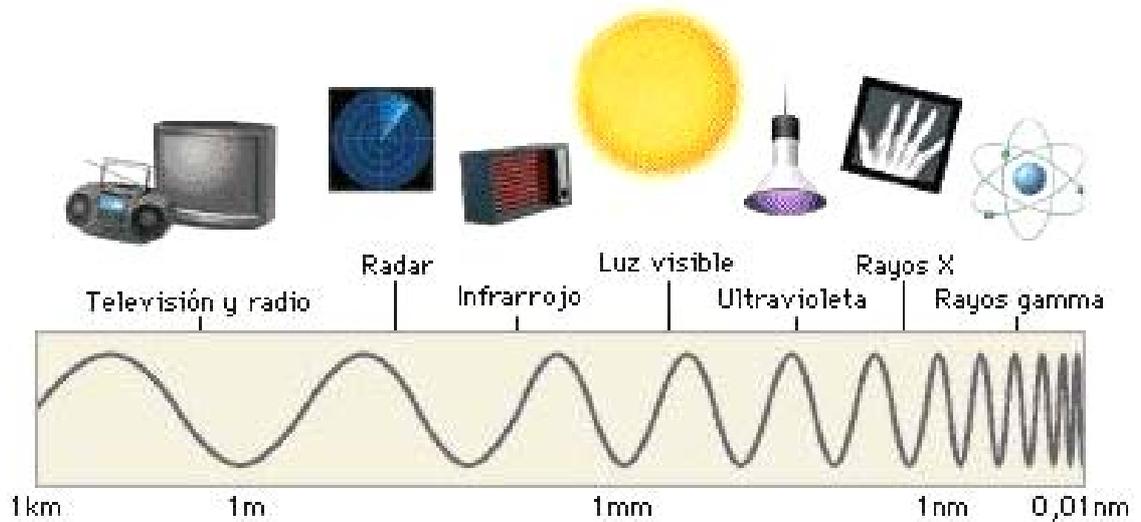
Los rayos X ocupan sólo una pequeña parte del espectro electromagnético situada en la región de las ondas cortas (0.1 - 100 Å) (figura 28), la longitud de onda de mayor interés para el análisis mineralógico se extiende sólo de 0.4 a 3 Å, ya que en este rango se encuentran comprendidos los espacios interplanares en las redes cristalinas. Son radiaciones de alta energía y gran poder de penetración. (Benavides, 1992).

Figura 27. Espectro de rayos X del cobre, usando una tensión de 50,000 voltios. Las líneas $K\alpha$ y $K\beta$ son características y se superponen al espectro continuo (sombreado).



(Tomada de Benavides, 1992).

Figura 28. Espectro electromagnético.



(Tomado de Microsoft Corporation, 2004).

• **Condiciones de difracción.** Un cristal está constituido por átomos y moléculas distribuidos regularmente en el espacio tridimensional, posee periodicidades características o períodos de identidad, a lo largo de los ejes cristalográficos. Por otra parte las distancias interatómicas dentro del cristal producen un único arreglo de difracción máximo, el cual sirve para identificar el mineral, ya que no existen dos minerales que tengan exactamente las mismas distancias en tres dimensiones.

Los señores W. H. Bragg y W. L. Bragg dieron una presentación sencilla a este fenómeno, comúnmente conocido como la ley de Bragg.

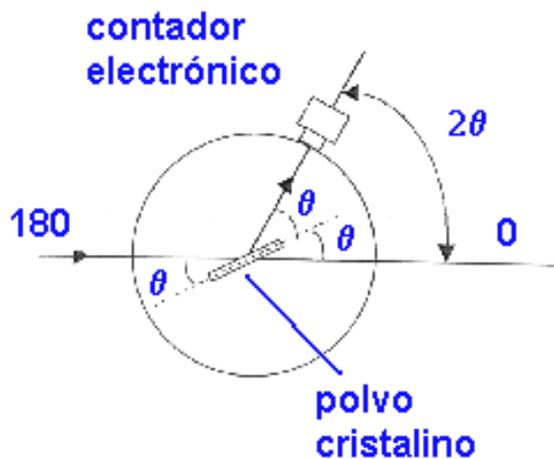
$$n \cdot \lambda = 2d \cdot \text{Sen} \theta \quad \text{Ecu. 3}$$

Donde **n** es llamado orden de reflexión y corresponde al número de longitudes de onda entre rayos difundidos por planos atómicos adyacentes, λ la longitud de onda de los rayos X, **d** la distancia interplanar de la familia de planos paralelos que difractaron los rayos X, y θ el ángulo de incidencia del rayo. (Benavides, 1992).

- **El difractómetro de polvo.** Normalmente posee una geometría de tipo Bragg-Brentano en el que, el contador electrónico puede formar un ángulo variable ($2\theta = 3^\circ - 110^\circ$) con el haz incidente de rayos X.

Cuando la muestra gira un ángulo θ el contador gira 2θ , este movimiento es el que hace que el difractómetro se denomine “Diffractómetro de dos círculos” (Figura 29). En un difractómetro comercial la muestra se sitúa en el centro de eje del goniómetro de precisión, cuya velocidad angular está sincronizada en la relación anterior 2:1 con el detector.

Figura 29. Diffractómetro de dos círculos.



(Tomada de <http://apuntes.rincondelvago.com/difracción-de-rayos-x.html>)

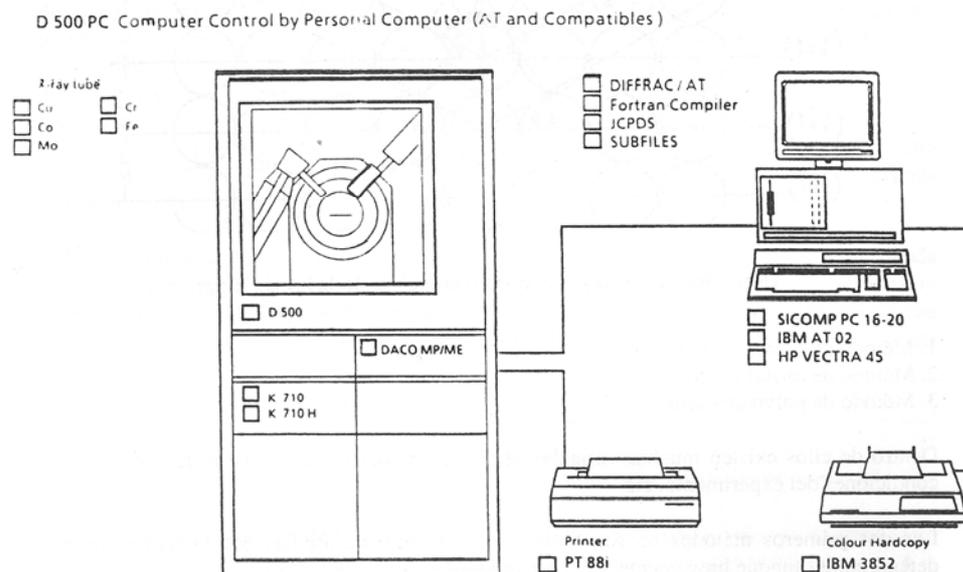
El registro gráfico o difractograma consiste de picos distribuidos en función de los valores angulares, 2θ , y que corresponden a las de las reflexiones que representan. Las alturas de estos máximos y más concretamente sus áreas constituyen magnitudes muy representativas de las intensidades de las reflexiones correspondientes, las cuales pueden ser medidas con gran exactitud y reproducibilidad. (<http://apuntes.rincondelvago.com/difracción-de-rayos-x.html>).

Un Difractómetro de polvo actualmente esta configurado básicamente por las siguientes unidades, (Figura 30).

✓ *Generador de alta tensión.* Para producir rayos X se hace necesario acelerar electrones, esto se consigue con diferencias de potencial elevadas, entre 20 – 60 kilovoltios.

✓ *Tubo de rayos X.* Bulbo de vidrio al vacío en el cual se halla el filamento fuente de electrones y el ánodo donde van a chocar. Es la fuente de Rayos X.

Figura 30. Configuración del equipo de DRX en el laboratorio de Petrología de ICP.



(Tomada de Benavides, 1992).

✓ *El goniómetro.* Contiene el portamuestras, mediante un sistema de dos motores independientes, permite a la muestra rotar para ser radiada a diferentes ángulos y a la vez recibe la emisión fotónica mediante el sistema de adquisición incorporado.

✓ *Los colimadores.* Sistema de rejillas destinadas a direccionar tanto los rayos incidentes (provenientes del tubo) como los que emergen de la muestra (difractados).

✓ *Sistema de Adquisición.* Los detectores son de diferente tipo, su función es recibir los fotones provenientes de la muestra, una vez convertida esta información fotónica en eléctrica puede ser registrada en un papel (graficadores) o gracias a microprocesadores pasada a un computador para su interpretación. (Benavides, 1992).

- **Identificación de fases del método de polvo cristalino.** La identificación de una fase cristalina por este método se basa en el hecho de que cada sustancia en estado cristalino tiene un diagrama de rayos X que le es característico. Estos diagramas están coleccionados en fichas, libros y bases de datos del *Joint Committee on Powder Diffraction Standards* y agrupados en índices de compuestos orgánicos, inorgánicos y minerales. Se trata, por lo tanto, de encontrar el mejor ajuste del diagrama problema con uno de los coleccionados.

Actualmente existen programas informáticos que nos permiten realizar este proceso de manera automática; se cuenta además con las bases de datos JCPDS, lo cual facilita enormemente la identificación de fases cristalinas por el método de polvo.

(<http://apuntes.rincondelvago.com/difracción-de-rayos-x.html>).

2.2.3 Pruebas de presión capilar por inyección de mercurio. La presión capilar es definida como el diferencial de presión entre dos fluidos inmiscibles de diferente densidad que se encuentran en contacto.

La presión capilar puede ser vista como la presión requerida para conducir un fluido a través de una garganta poral desplazando el fluido contenido en el poro; con el incremento de presión cuando la garganta poral se hace mas pequeña. El tamaño y la distribución de las gargantas porales dentro de una roca controlan sus características de presión capilar, la cual a su vez controla el comportamiento fluido en el sistema poral.

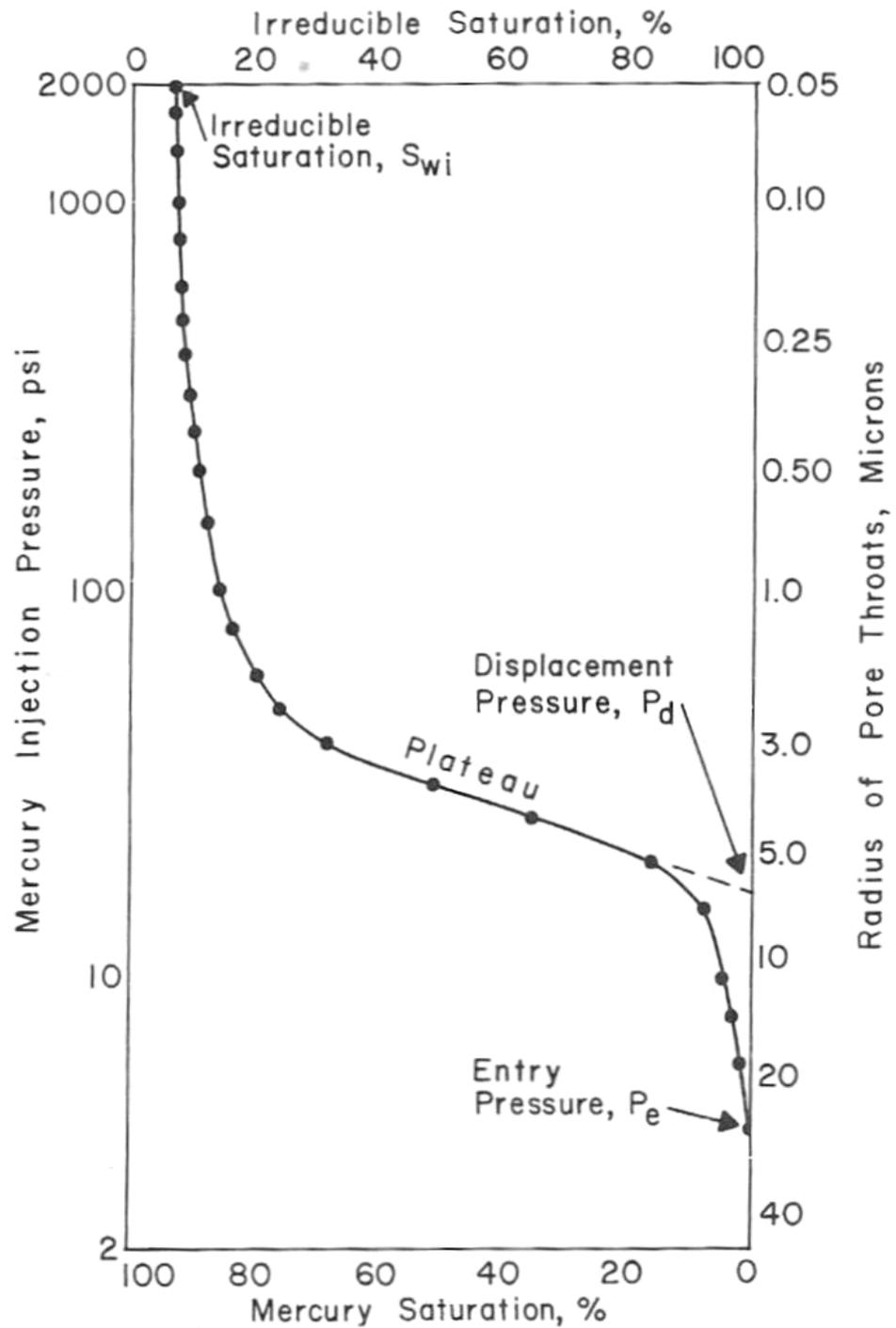
Las curvas de presión capilar por inyección de mercurio, que miden la capilaridad, son obtenidas a partir de la inyección de mercurio en muestras plugs para producir una grafica de presión de inyección vs. saturación de mercurio, (Figura 31).

Las columnas de petróleo pueden ser estimadas a partir de los datos de presión capilar, determinando la fuerza de flotabilidad del petróleo en el agua y convirtiendo entonces el sistema capilar mercurio-aire a un sistema capilar petróleo-salmuera, (Ecuación 4).

Dado que en el sistema mercurio-aire (en realidad mercurio-vacío) no existe el equivalente a una fase residual (mojante), el empleo de elevadas presiones permite describir en detalle la estructura poral hasta dimensiones cercanas a 0.01 micrones. (http://www.inlab.com.ar/Distr_Diam.htm).

Para el desarrollo de campos, los datos de presión capilar pueden ser utilizados para localizar el contacto económico petróleo-salmuera, calcular columnas de petróleo o determinar si la inclinación del reservorio es una función de la hidrodinámica y/o de la presión capilar. (*Jennings, 1987*).

Figura 31. Típico trazo de una curva de presión capilar en una grafica semi-logarítmica.



(Tomada de Jennings, 1987).

La evaluación de la capacidad sellante es realizada en parte por análisis MICP (Presión Capilar por Inyección de Mercurio) en diversas muestras (tanto en reservorios como en sellos) a altas presiones de inyección de mercurio. Cuando los datos de presión capilar son obtenidos a partir del sistema aire/mercurio es necesario convertirlos al sistema salmuera/hidrocarburo del reservorio utilizando la siguiente ecuación:

$$Pc_{b/hc} = Pc_{a/m} \times \frac{\sigma_{b/hc} \cos \theta_{b/hc}}{\sigma_{a/m} \cos \theta_{a/m}} \quad \text{Ecu. 4}$$

Donde $Pc_{b/hc}$ = presión capilar en el sistema salmuera/hidrocarburo del reservorio (psi); $Pc_{a/m}$ = presión capilar en el sistema aire – mercurio (psi); $\sigma_{b/hc}$ y $\sigma_{a/m}$ = tensión interfase del sistema salmuera – hidrocarburo y aire – mercurio respectivamente (dyn/cm); $\theta_{b/hc}$ y $\theta_{a/m}$ = ángulos de contacto de los sistemas salmuera – hidrocarburo – sólido y aire – mercurio – sólido respectivamente (Grados), (Vavra et al., 1992).

La relación entre la presión capilar salmuera / hidrocarburo y la altura sobre el nivel de agua libre (FWL) (Figura 32) es calculada usando la ecuación:

$$Pc_{b/hc} = h(\rho_w - \rho_{hc}) \times 0.433 \quad \text{Ecu. 5}$$

La capacidad sellante (máxima columna de hidrocarburo que el sello puede mantener antes de que este comience a salirse) es calculada por:

$$H_{\max} = \frac{P_{ds} - P_{dr}}{0.433(\rho_w - \rho_{hc})} \quad \text{Ecu. 6}$$

Para la ecuación 5, h es igual a la altura sobre FWL; H_{\max} = altura máxima de la columna de hidrocarburo soportada (en ft); P_{ds} y P_{dr} = presión de

desplazamiento salmuera / hidrocarburo de la roca sello y reservorio (en psi); ρ_w y ρ_{hc} = densidades de los fluidos del reservorio (agua e hidrocarburo) en gramos por cm^3 , los cuales pueden obtenerse a partir de análisis PVT.

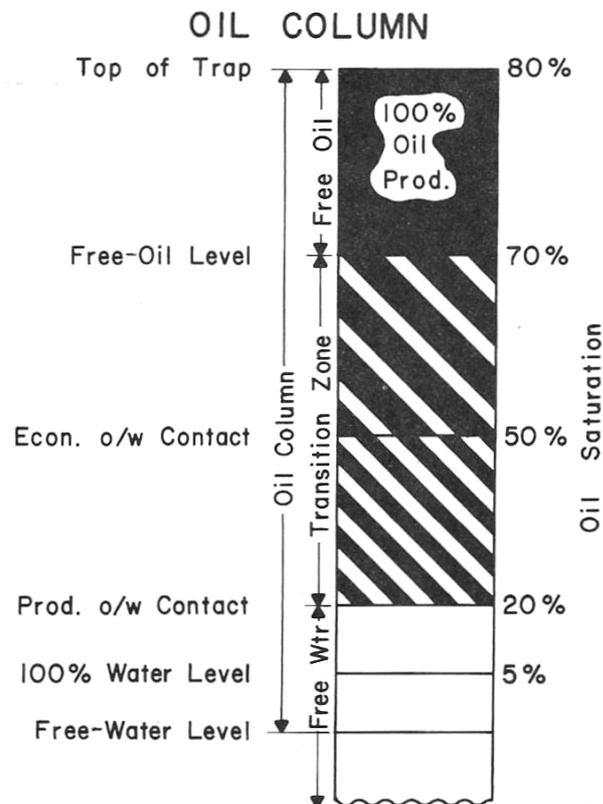
El parámetro crítico en los cálculos es la determinación de la presión de desplazamiento. En el reservorio esta es la presión de flotabilidad requerida para vencer la presión capilar y así permitir al hidrocarburo (Fase no húmeda) desplazar el agua (Fase húmeda) de las mayores gargantas porales. En el laboratorio la presión de desplazamiento es la presión a la cual el mercurio (Fase no húmeda) entra primero al sistema poral de la roca. En la mayoría de las rocas reservorio esta es fácilmente determinada como la presión a la cual la primera fase de saturación húmeda se desvía del 100%. Sin embargo el fenómeno de conformancia es inherente a la baja porosidad, típica tendencia de las muestras de litologías sellos a fracturarse. La conformancia es un fenómeno del experimento MICP en donde el mercurio tiende a rellenar irregularidades (fisuras o fracturas) en la muestra a bajas presiones de inyección. Desde que la porosidad en la mayoría de las rocas sello sea comúnmente menor al 2%, muchas fracturas pequeñas pueden constituir una proporción significativa de las medidas en el volumen de poros. Sin embargo estas irregularidades constituyen solo una pequeña fracción del volumen de la muestra, y el volumen de entrada del mercurio no es representativo de la distribución en la matriz del tamaño de la garganta poral. Similarmente, el primer punto de entrada del mercurio a las irregularidades no representa la presión de desplazamiento de la matriz (Verdadero P_{ds}).

Otro método para cuantificar el fenómeno de conformancia es examinar la forma logarítmica de la curva MICP y el pico de inyección de presión de la primera inflexión principal (FMI) de la curva. Si la FMI cae en algún punto entre los valores de saturación de 0.5 – 5 %, existe una gran certeza de que representa la presión de la matriz de la roca P_{ds} , y que el punto es considerado la presión de desplazamiento. (*Kaldi & Atkinson, 1997*).

Si se utilizan estas pruebas de presión capilar por inyección de mercurio en ripios, es necesario obtener un factor de ajuste empírico (EAF), expresado en psi, y adicionarlo al valor de la presión capilar determinada en los ripios para aproximar esta medida a la presión capilar mercurio/aire de los plugs en un núcleo convencional. Este EAF varía según la litología.

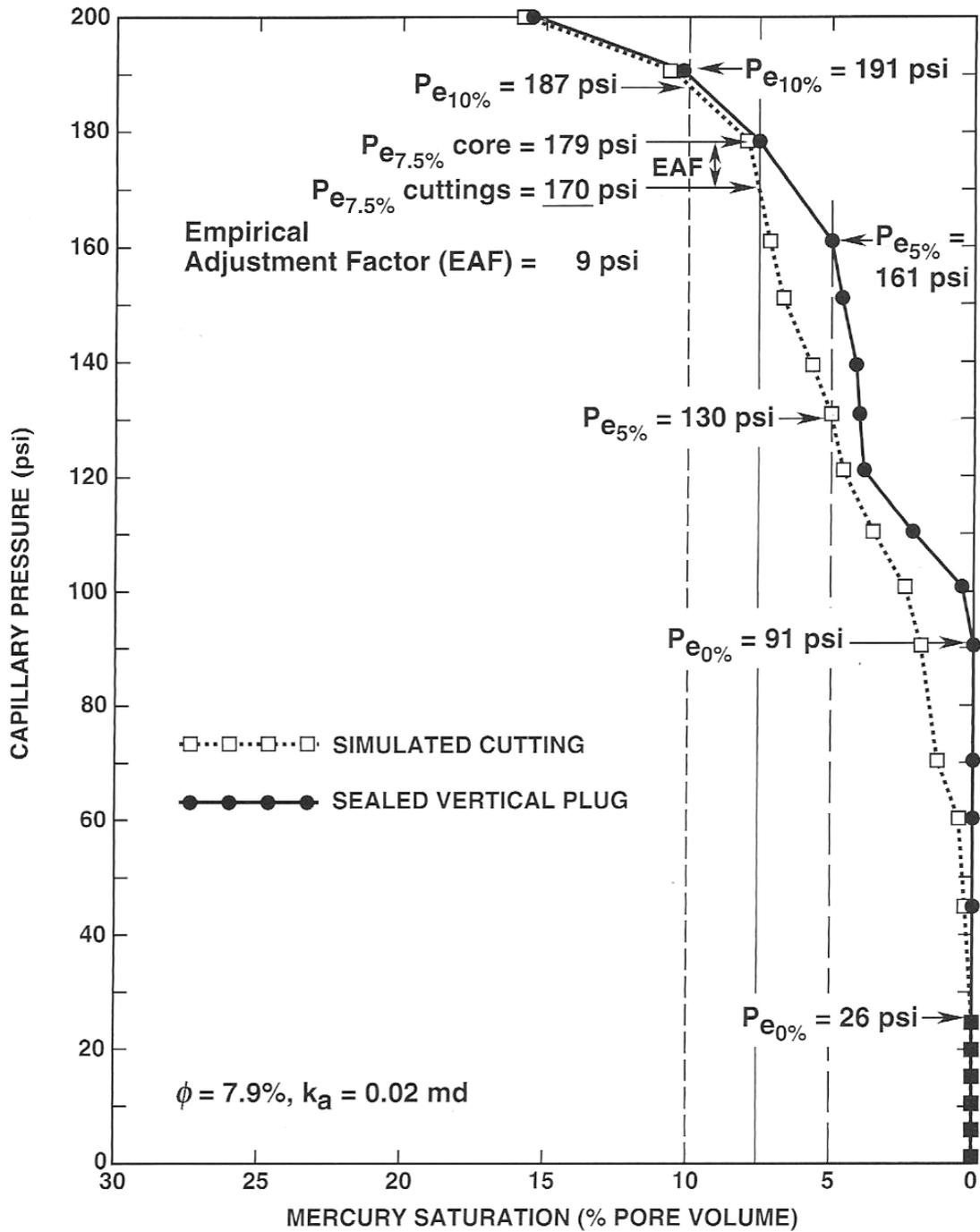
El EAF se define como la diferencia expresada en presión (psi) entre la presión capilar a una saturación específica de mercurio (5, 7.5 o 10 %) de un plug vertical de un sello cortado perpendicularmente a la superficie sellante y aquella obtenida de los ripios simulados en un mismo tipo de roca sello, el cual es derivado de la comparación entre las curvas de inyección a alta presión de mercurio/aire (HPMIC) de los plugs de núcleos convencionales sellados con pegamento de manera vertical y los ripios o "ripios simulados" del mismo intervalo de sello (figura 33). (Sneider et al, 1997).

Figura 32. Ejemplo de la extensión de una columna de petróleo desde el nivel de agua libre hasta el tope de la trampa. La saturación de petróleo es aproximada.



(Tomada de Jennings, 1987).

Figura 33. Porción de la curva por inyección a alta presión de mercurio de un plug sellado verticalmente y ripios simulados de una roca de la cual el plug fue tomado. Note la presión capilar en $P_e = 0\%$ (entrada inicial de mercurio) y a 5%, 7.5% y 10% de la saturación de la fase no húmeda. K_a = permeabilidad del aire.



(Tomada de Sneider et al., 1997).

- **Ventajas y Desventajas.** En este método se emplea mercurio como fase no mojante (el vacío, o vapor de Hg actúa como fase mojante).

Ventajas.

- Es un método rápido.
- Permite trabajar sobre muestras de geometría variable (ripios, etc.).
- Permite hacer mediciones de Drenaje.
- Permite definir perfectamente la presión de desplazamiento.
- Permite alcanzar presiones capilares muy elevadas.
- El cálculo es sencillo y directo.
- Permite obtener la Distribución de Diámetros Porales (Gargantas Porales) del sistema.

Desventajas.

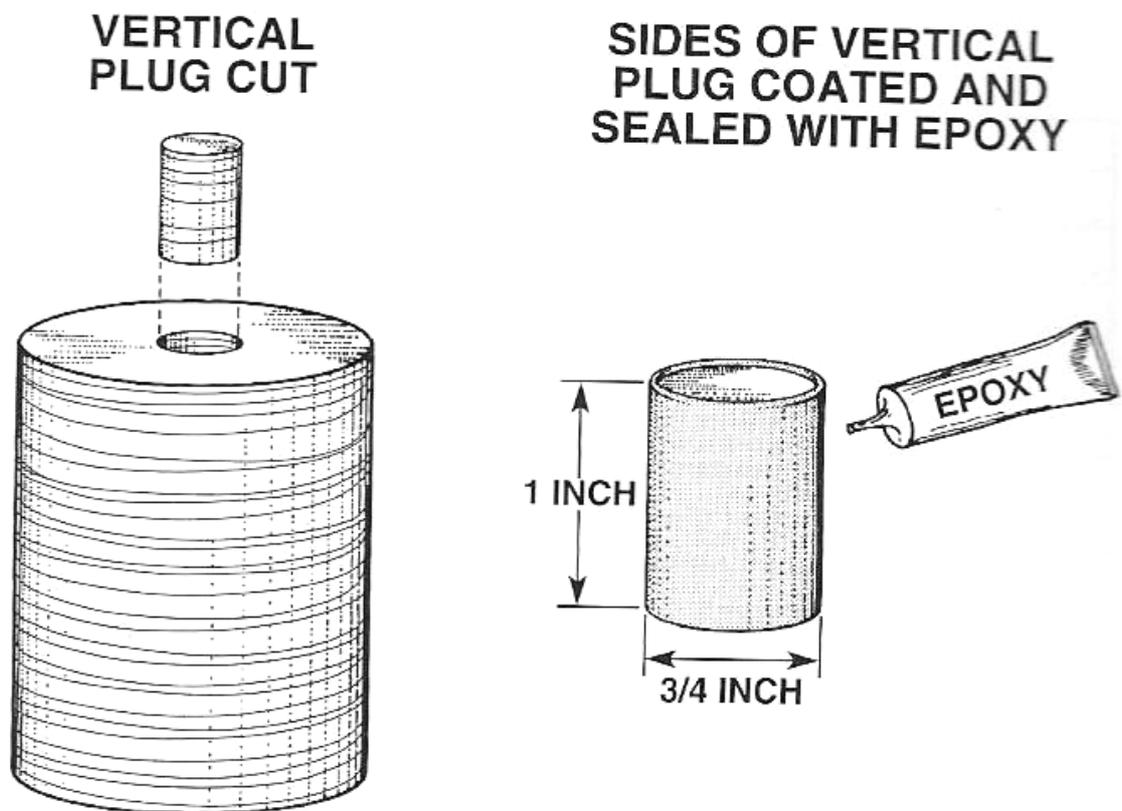
- No permite obtener la saturación irreductible de agua (S_{wi}) pues la fase mojante (vacío) luego de hacerse discontinua, es infinitamente compresible.
- Inutiliza las muestras para ensayos posteriores.

(http://www.inlab.com.ar/Compara_Pc.htm)

- **Obtención de los Datos de Presión Capilar.** Los datos de presión capilar son obtenidos a partir de la inyección de mercurio a crecientes niveles de presión, dentro de una muestra plug. Los plugs normalmente son de 3/4 pulgadas de diámetro y de 1 pulgada de longitud y son sellados con pegamento de tal manera que el mercurio solo pueda entrar desde la base y el tope del plug (Figura 34). (Sneider et al., 1997). Después de que un plug es rigurosamente limpiado, su porosidad es medida dentro de la cámara de muestras del aparato de presión capilar (Figura 35). Un fuerte vacío reduce la presión a 0 atm., y la cámara es luego llenada con mercurio ascendente hasta una marca índice localizada en una ventana de observación inmediatamente

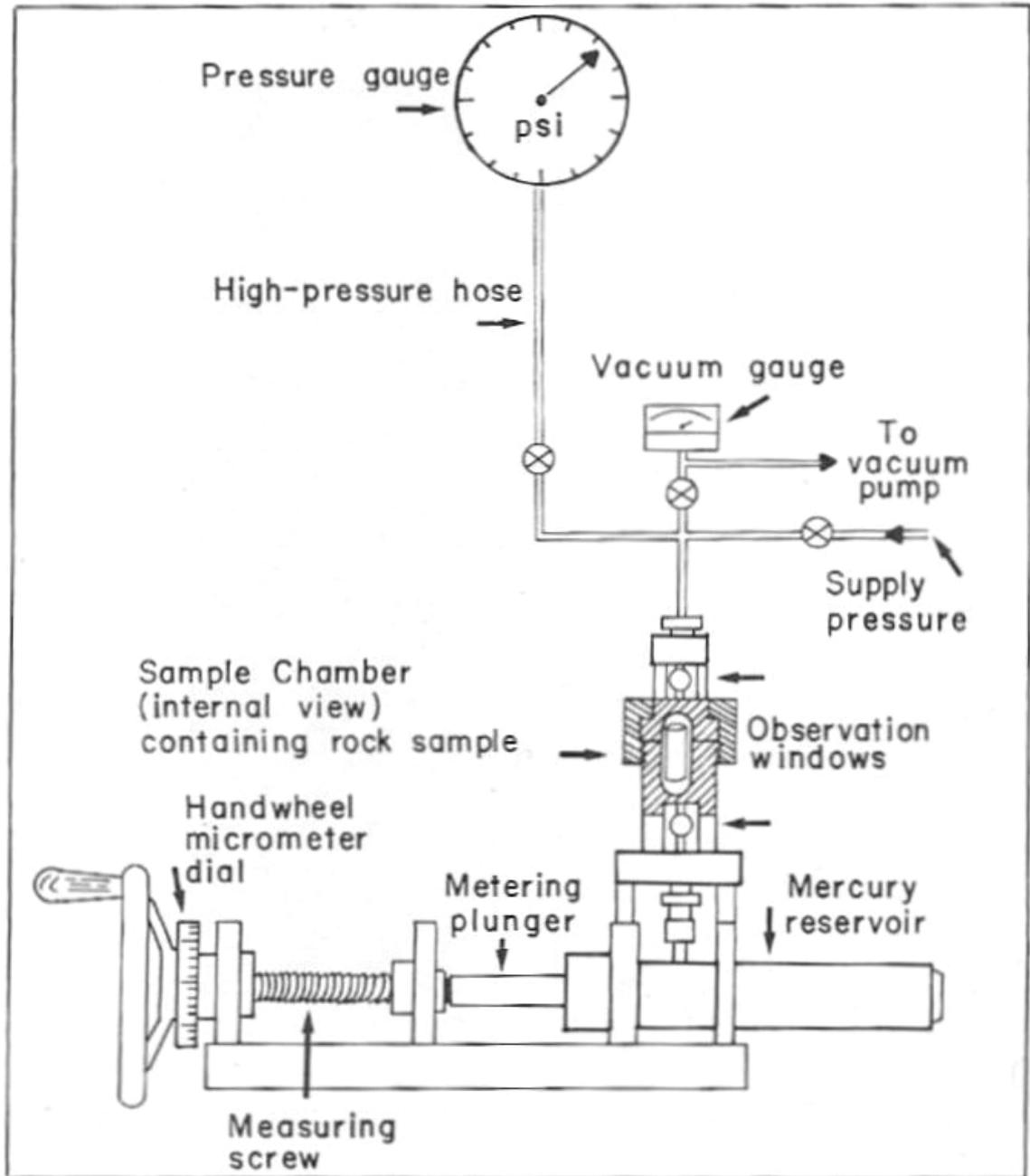
arriba de la cámara. Un volante micrométrico, controlador del reservorio de mercurio, es llevado a cero; la presión es entonces aplicada al sistema. (Jennings, 1987).

Figura 34. Esquema que muestra la orientación de un plug vertical recubierto y sellado con resina. El mercurio entra a la muestra solo desde la base y sale por el tope.



(Tomada de Sneider et al., 1997).

Figura 35. Aparato de presión capilar para obtener los datos de presión capilar por inyección de mercurio.



(Tomada de Jennings, 1987).

3. MARCO GEOLÓGICO

3.1. ESTRATIGRAFIA

En el área de estudio se encuentran varias nomenclaturas estratigráficas, una introducida por Ecopetrol en los campos de producción de Castilla, Apiay, Suria, Libertad, Chichimene, etc., otra heredada del área del Casanare y que fue introducida por las compañías operadoras y la empleada por el Ingeominas (tabla 6). En estas nomenclaturas las unidades formacionales y sus diferentes subdivisiones han sido históricamente definidas con base en su carácter litológico. En el desarrollo de este estudio se adoptó la nomenclatura del área del Meta; sin embargo, los criterios utilizados para la definición de topes no son litológicos sino estratigráficos.

Precámbrico. Las rocas del Precámbrico, conformadas por el Escudo Guyanés, constituye el basamento de toda la secuencia sedimentaria, son rocas ígneas y metamórficas de alto grado, las cuales afloran al occidente de la cuenca, y están representadas por el Complejo Migmatítico de Mitú y el Granito de Parguaza, datadas entre 1025 – 1600 m.a., Pinzón et al (1962); Galvis et al (1979) y Kroonenberg (1981). (Meza & Parra, 1993).

Paleozoico. La secuencia del Paleozoico reposa discordantemente sobre el basamento cristalino 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 gris oscuras en la parte superior (Pérez & Bolívar, 1985). (Meza & Parra, 1993).

Mesozoico. La secuencia litológica se encuentra bastante restringida a los pisos superiores del sistema cretáceo (Cenomaniano – Maastrichtiano), ubicado en la parte noroccidental de la subcuenca Apiay – Ariari.

Tabla 6. Carta de Correlación Estratigráfica Cuenca Llanos Orientales.

| ERA | PERIODO | EPOCA | EDAD | Nomenclaturas Estratigráficas | | | | | |
|--------------------------|------------------------|------------------|----------------------------|-------------------------------------|------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------|
| | | | | PIED. LLAN. INGEOMINAS | META ECOPETROL | CASANARE ELF-AQUITAINE | ARAUCA INTERCOL | ARAUCA OCCIDENTAL | |
| CENOZOICO | TERCIARIO | Pleistoceno | | CORNETA | Fm. NECESIDAD Fm. GUAYABO | Fm. GUAYABO | Fm. ISNOTU- PALOMAR | Fm. GUAYABO | |
| | | Plioceno | Tardío Temprano | CAJA | | | | | |
| | | Mioceno | Tardío | DIABLO | SHALE LEON | SHALE LEON | SHALE LEON | SHALE LEON | |
| | | | Medio Temprano | SAN FERNANDO | CARBONERA | CARBONERA | CARBONERA | CARBONERA | |
| | | Oligoceno | Tardío Temprano | Fm. MIRADOR | T 2 | Fm. MIRADOR | Fm. MIRADOR | Fm. MIRADOR | |
| | | Eoceno Tardío | Priaboniano | SOCHA / LOS CUERVOS Arcillolitas | | Fm. LOS CUERVOS | Fm. LOS CUERVOS | | |
| | Paleoceno | | SOCHA / BARCO Areniscas | | Fm. BARCO | Fm. BARCO | | | |
| | MESOZOICO | CRETACEO | Tardío | Maastrichtiano | Fm. GUADUAS | | Fm. GUADALUPE | | Fm. GUADALUPE K 1 |
| | | | | Campaniano | Fm. GUADALUPE | | Fm. GACHETA | Fm. GUADALUPE K 1 | Fm. GUADALUPE K 1 |
| | | | | Santoniano | Fm. CHIPAQUE | Fm. GUADALUPE K 1 | Areniscas Inferiores | | Fm. CHIPAQUE K 2 |
| Coniaciano | | | Fm. GUADALUPE K 2 | | | | | | |
| Turoniano Cenomaniano | | | Fm. UNE | | | | Fm. UNE K 3 | | |
| Albiano Aptiano | | | | | | | | | |
| TRIASICO- JURASICO | | | Fm. BATA | | | | TRIASICO-JURASICO NO DIFERENCIADO | | |
| PALEOZOICO | CAMBRICO - DEVONICO | | Fm. FARALLONES | | | | PALEOZOICO NO DIFERENCIADO | | |
| | | Fm. GUETAME | | | | | | | |
| PRECAM- BRICO | | | | BASAMENTO CRISTALINO | | | (ESCUDO GUYANES) | | |

(Modificada de Fajardo, 2000).

El sistema reposa discordantemente respecto a las rocas del Paleozoico, y se presentan en forma de cuña adelgazándose hacia el oriente y sur-oriente contra los paleo-altos de Vorágine-Negritos y Negritos.

Para la secuencia cretacea de la sub-cuenca han sido definidas dos unidades operacionales denominadas de base a techo K2 y K1 (Castro, 1985), y también nombradas como Guadalupe por Ecopetrol y Chevron. (Mesa & Parra, 1993).

Unidad K2. Se encuentra constituida por areniscas cuarzosas y cuarzofeldepaticas de grano fino a grueso, sub-redondeado con baja proporción de matriz argilacea y cemento predominantemente siliceo, con algunos niveles de conglomerados arenosos y algunos niveles de limolitas y shales. Su espesor promedio es de 700 ft (Mesa & Parra, 1993). Su ambiente deposicional se enmarca dentro de una planicie deltaica controlada fluvialmente por ríos entrecruzados, predominando los depósitos de canal activo; muy localmente se identifican depósitos de canal abandonado de llanuras de inundación y de canales con alguna influencia mareal (estuario). (Reyes et al, 1991).

Unidad K1. Se encuentra en contacto transicional con la unidad K2, variando a discordante en algunos sectores. Se encuentra constituido por varios paquetes de secuencias continuas y otros presentes solo de manera local en forma de lentes. Debido a esto se pueden caracterizar tres conjuntos con características similares denominados de base a techo K1-3, K1-2 y K1-1, constituido en su parte basal por una intercalación de areniscas, limolitas y shales ocasionalmente con mantos de carbón con poco espesor (K1-3).

En la parte superior de la secuencia se presentan lutitas con intercalaciones de areniscas de grano fino y es denominada en su parte inferior K1-2 por Castro y Puerto (1985). La unidad superior K1-1, similar a la anterior, se redefinió como perteneciente a la parte basal del Terciario, aunque por dataciones palino-

estratigráficas presentan un rango de edades que oscilan entre el Coniaciano-Maastrichtiano inferior.

El ambiente de sedimentación varía de transicional de plano deltaico inferior en K1-3, a marino, en un plano deltaico subacuoso en la unidad K1-2 (Bohórquez & Valderrama, 1991). (Meza & Parra, 1993).

Cenozoico. Está representado por un grueso paquete sedimentario producto de ciclos transgresivos desde el Terciario inferior hasta el Cuaternario, y comprende de base a techo: la unidad operacional T2, redefinida de K1-1 por Castro (1991), perteneciente al Eoceno tardío – Oligoceno temprano; la lutita E4, que reposa discordantemente sobre la unidad T2; las unidades T1 y E3 del Oligoceno inferior.

Durante el Oligoceno-Mioceno inferior se deposita la formación Carbonera, constituida por intercalaciones de lutitas, limolitas y en menor proporción areniscas, y en ocasiones delgadas capas de carbón. La formación carbonera descrita por Kendall, et al (1982), adoptada por Ecopetrol se divide en nueve unidades operacionales: arenisca T2, lutita E4, arenisca T1, lutita E3, conjunto C2, arenisca del Carbonera, conjunto C1, lutita E y arenisca superior del Carbonera. Fue depositada en un ambiente marino restringido, hacia la base (Unidad E3), haciéndose mas continental al SE (Pérez y Bolívar 1985, Castro 1991). (Meza & Parra, 1993).

En el Mioceno medio se deposita el Shale de León, que comprende una serie de lutitas verdes a grises localmente carbonosas con algunas intercalaciones de limolitas de espesor variable y en contacto gradual con la Formación Carbonera, depositada en un ambiente marino con alguna influencia continental hacia el área de la Macarena.

Durante el Mioceno tardío – Pleistoceno se depositan las formaciones Guayabo y Necesidad descritas en la sub-cuenca Apiay – Ariari como secuencias de arcillolitas rojas con algunas intercalaciones de areniscas.

En el Cuaternario se han depositado arcillas inconsolidadas, areniscas y localmente algunos conglomerados. Todo este paquete sedimentario tiene un espesor aproximado de 300 ft (Castro, 1991). (Meza & Parra, 1993).

3.1.1 Descripción Litológica, Facial y Ambiental de la Unidad K2. La unidad K2, está constituida por areniscas relativamente limpias con pequeñas intercalaciones de limolitas y shales, formando un paquete continuo y homogéneo, que descansa discordantemente sobre sedimentos del Paleozoico Inferior (figura 36). En su parte superior, pasa en contacto transicional a la Unidad K1, constituida por sedimentos arenosos intercalados con shales. Su edad ha sido estimada entre Cenomaniano – Coniaciano Inferior (Castro, 1.989).

Las estructuras sedimentarias predominantes son estratificación cruzada de medio y alto ángulo, laminación plana paralela y ondulada, superficies de erosión, restos vegetales y ligera bioturbación. (Mesa & Parra, 1993).

- **Estratigrafía de la Unidad K2.** Esta unidad se encuentra descansando sobre metasedimentos del Paleozoico Inferior, y con sedimentos del Campaniano (K1), suprayaciéndole. En general se describe, como una Arenisca cuarzosa de color blanco crema o amarillo quemado, de grano fino a grueso, ocasionalmente conglomerática, subangular a subredondeada, mal seleccionada, con cemento arcilloso e intercalada con un shale gris a gris verdoso, localmente carbonoso y micropíritico. Las estructuras sedimentológicas más comunes son: estratificación cruzada, calcos de carga, bandeamiento claro y oscuro, estratificación ondulosa discontinua no paralela en las limolitas Castro (1.991) y Bohorquez & Valderrama (1.991).

Los espesores para el área oscilan entre 692 ft (210 m) y 1069 ft (325 m), siendo NW (hacia el Piedemonte Llanero) la dirección general de aumento de espesores con variaciones pequeñas en sentido NE – SW. (Mesa & Parra, 1993).

- **Paleogeografía de la Unidad K2.** El Cretáceo Superior para el área de estudio, se presenta con un adelgazamiento en dirección NE – SW y el acuñamiento hacia el NE en el paleoalto Vorágine. El área de aporte de los sedimentos es de tipo continental, caracterizado por abundante cuarzo de grano subangular a subredondeado, feldespato, chert y minerales pesados con escasos fragmentos líticos, con un área de aporte de las rocas ígneas (granitos y sienitas), metamórficas y sedimentarias con meteorización mecánica, y de acuerdo con la dirección general NW de paleocorrientes, se estableció como área fuente al Escudo Guayanés y a su cobertera paleozoica (Valderrama, et al 1991). (Mesa & Parra, 1993).

- **Litofacies.** A la Unidad, de base a techo se le han atribuido seis litofacies: K2 (I), Conglomerado arenoso; K2 (II), con litofacies de areniscas de grano medio a grueso con estratificación cruzada; K2 (III), litofacies de Areniscas de grano medio a fino con estratificación cruzada; K2 (IV), litofacies de Areniscas de grano grueso a medio con estratificación paralela; K2 (V), litofacies de Areniscas de grano grueso y fino masiva; y K2 (VI), con litofacies de limolitas y shales con laminación interna. (Bohorquez y Valderrama 1.991; Castro 1.991). (Mesa & Parra, 1993).

- **Análisis ambiental.** La unidad del K2 representa la progradación inicial de una cuña clástica de Este a Oeste, cuyo espesor se pincha hacia el E contra el Escudo Guayanés que constituye un depósito dentro de un ambiente transicional deltaico con predominio de facies continentales de tipo fluvial y episodios marinos hacia el tope de la misma. Por lo tanto una secuencia “Braided” en un sistema de depósitos meandriformes y depósitos de llanura de inundación, dados por un control tectónico es sugerida (figura 36). Según las litofacies

descritas anteriormente se sugieren los siguientes ambientes:

Un Valle Fluvial Deltaico: Según la estructura y el escaso contenido orgánico se sugiere un ambiente oxidante, con poca presencia de sedimentos de tamaño fino, típico de un ambiente fluvial con depósito de canales entrecruzados.

Facies de Canal Activo: De grano más grueso con superficies erosivas, estratificación cruzada, grano decrecientes y en paquetes homogéneos. Incluyen las Litofacies Conglomerado arenoso y Arenisca de grano medio a grueso.

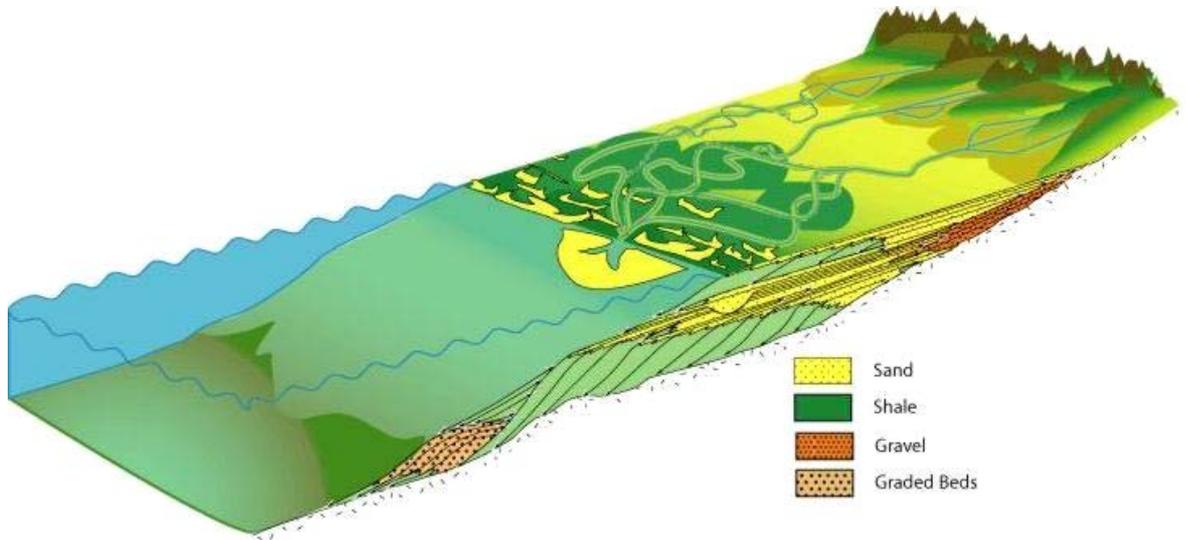
Facies de Canal Abandonado: De grano más fino, por un estado de flujo más bajo con tapones arcillosos y su posterior rompimiento originando depósitos de “Albardon”, con sus láminas de grano fino y lentes lateralmente discontinuos, representado en litofacies de limolitas y shales laminados presentes en el área de Apiay – Castilla.

Facies de Llanuras Fluviales de Inundación: De material fino, con buen contenido de raíces, restos leñosos y material carbonoso y litofacies de limolitas y shales.

Canal con Influencia Mareal: Por ciclos transgresivos del mar, se drenaron valles fluviales elongados, formando estuarios, que no dejaron muy buen registro, por su corto periodo de depositación. Característico de facies de Areniscas con estratificación cruzada, con intercalación de limolitas y shales de laminación ondulada y lenticular, con bioturbación. Esto puede observarse en el área de Castilla y Apiay.

De lo anterior se concluye que la Unidad K2 se depositó en un ambiente Continental a Transicional, de planicie deltaica dominada por corrientes entrelazadas y algunas llanuras aluviales y de pantano (Castro, 1.991). (Mesa & Parra, 1993).

Figura 36. Ilustración del posible ambiente de depositación para el K2 Superior durante el Coniaciano.



(Modificado de Kendall, 2001).

3.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La cuenca de los llanos se ha originado por la confluencia de tres placas tectónicas y es por esto que presenta diferentes rasgos estructurales, de acuerdo a la influencia de cada una de ellas a través del tiempo geológico. Su configuración actual es debida a la orogenia andina (Mioceno – Plioceno).

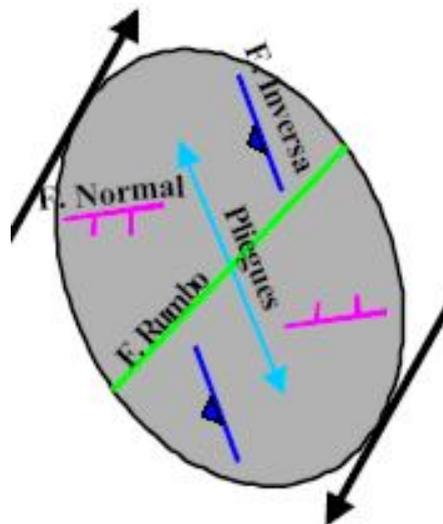
La cuenca está dividida en tres estilos estructurales paralelos a la Cordillera Oriental. El Piedemonte Llanero, caracterizado por amplios anticlinales y sinclinales, limitados por fallas inversas con tendencia NE y buzando al W; la depresión su-andina al W de la anterior, con fallamiento normal escalonado; y la Plataforma en el extremo E, zona poca deformada.

Finalmente, estudios realizados por varios autores a nivel regional coinciden en indicar que las direcciones de máxima compresión horizontal actual, oscilan entre E – W y NW – SE. *(Meza & Parra, 1993).*

3.2.1 Estructura Campo Castilla. El Campo Castilla, se encuentra en la Cuenca de los Llanos, sub cuenca Apiay Ariari, en el sector del "foreland", en una zona de relativamente baja complejidad estructural, asociado a un gran anticlinal elongado en dirección Norte 40° Este, de aproximadamente 12 km de largo por 4 km de ancho y fallado en su costado oriental por una falla inversa de alto ángulo, posiblemente con desplazamiento en el rumbo, paralela a la estructura y que corresponde al límite oriental del campo, con desplazamiento vertical variable desde 30 a 50 ft al SW, hasta alrededor de 1200 ft al NE.

Internamente, a nivel del yacimiento, se presentan dos sistemas de fallas transversales a la principal, un sistema de carácter normal y otro inverso. El sistema normal con desplazamientos verticales desde 30 ft hasta 200 ft y el sistema Inverso es de alto ángulo con desplazamientos verticales menores, entre 10 a 50 ft, (Rojas, 2003). La figura 37 muestra la posible elipse de esfuerzos para este modelo estructural.

Figura 37. Elipse de esfuerzos al tope K2, Campo Castilla.



(Tomada de Rojas, 2003).

La estructura interna de su pliegue es mucho más compleja que la del Campo Chichimene.

Correlaciones de pozo de las secciones cretáceas en la región y dentro del campo soportan la interpretación de que su espesor no cambia grandemente del hangingwall al footwall en el Campo Castilla. Esta interpretación indica que el área de Castilla no tiene una temprana fase extensional en su historia geológica, al contrario de lo que sucede con el Campo Chichimene. (*Kluth et al, 1997*).

3.2.2 Estructura Campo Chichimene. El campo Chichimene es una estructura anticlinal generada a partir de fallas de cabalgamiento. La interpretación de datos sísmicos indican que el espesor de la sección cretácica entre San Fernando y el basamento es mayor en el hangingwall que en el footwall a través de la falla inversa que limita la estructura al SE del campo. Las reflexiones sísmicas del basamento son fuertes y planas mientras que las reflexiones del San Fernando en el hangingwall están plegadas dentro de un suave anticlinal, mostrando que la flexión estructural del relieve en el hangingwall se incrementa hacia arriba de la sección, indicando que la estructura de Chichimene es el resultado de una inversión estructural relativamente reciente a partir de las características extensionales del cretáceo.

El espesor de la sección en el hangingwall de la estructura de chichimene no sufre adelgazamiento hacia el NW a partir de la falla límite de la estructura. Esto sugiere que durante la fase extensional de su historia, la estructura no involucra ningún bloque de rotación o plegamiento del hangingwall. Si la rotación o el plegamiento han estado presentes, una sección sinrift podría ser esperada para mostrar el engrosamiento dentro de la zona de falla. La falta de saltos de falla "offset" a nivel del basamento sugiere que la estructura ha sido levantada durante su acortamiento cercanamente al mismo nivel estructural que esta tuvo antes de su fase extensional. Es decir que la estructura ha sido completamente invertida a fin de que esta se represente hoy como una pequeña cantidad del acortamiento neto. Sucesivamente estratos más jóvenes que fueron depositados durante la fase de extensión de la historia geológica tienen sucesivamente mayor extensión longitudinal. Las pequeñas fallas

inversas que aumentan el espesor en la sección del hangingwall deben buzarse en la dirección opuesta de las principales fallas para contribuir al acortamiento de la longitud de los estratos en la sección del hangingwall (Hayward and Graham, 1989). (Kluth et al, 1997).

3.3 EVOLUCION TECTONICA

3.3.1 Evolución Tectónica de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Ecopetrol (1995) propone que el cuadro evolución geotectónica de la cuenca se puede dividir en nueve etapas:

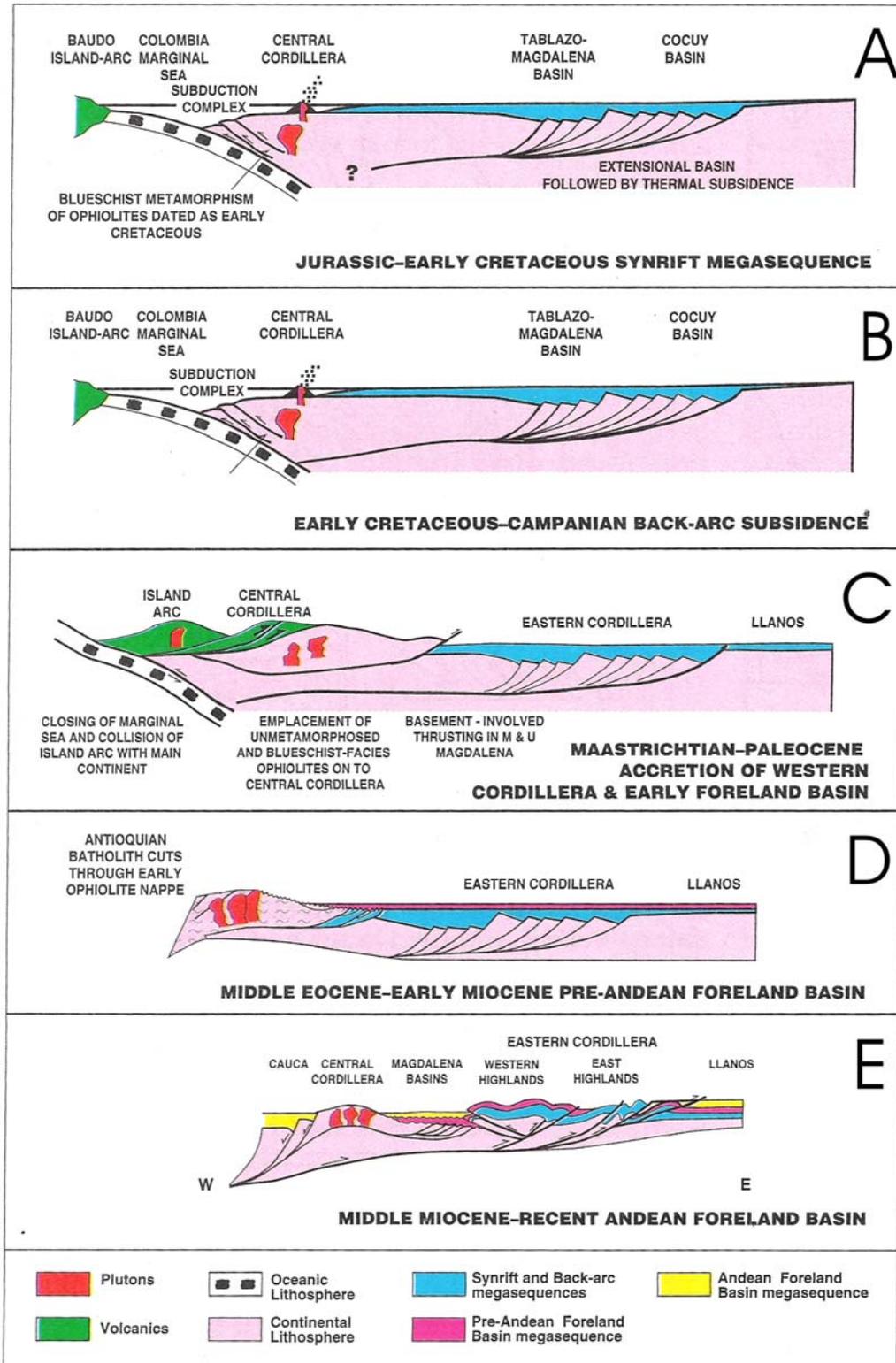
- **Cambro – Ordovícico:** Culmina con la Orogenia Caledoniana
- **Devónico – Carbonífero – Pérmico:** Finaliza con la Orogenia Hercínica
- **Triásico – Jurásico:** Corresponde a una cuenca de tipo *rift* con una subsidencia tectónica, detrás de un arco volcánico localizado en la presente Cordillera Central. Esta cuenca se ubica en los sectores actuales del Magdalena y Cordillera Oriental (figura 38A)
- **Cretáceo temprano:** Corresponde a una segunda fase de *rift* (continuación de la secuencia de *rift* anterior) (figura 38B).
- **Cretáceo tardío:** Ocurre subsidencia térmica y formación de una cuenca detrás del arco volcánico localizado en la Cordillera Central. Durante esta fase se depositaron los intervalos correspondientes a la roca madre principal de la Formación Gacheta (Casanare), equivalente a la Formación La Luna (figura 38B).
- **Maastrichtiano – Paleoceno:** Se presenta la Orogenia Pre-Andina durante la cual se produce la colisión del arco volcánico de la Cordillera Occidental con la Cordillera Central y la creación de una cuenca de antepaís ubicada en el Valle de Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos (figura 38C).
- **Eoceno temprano y medio:** Corresponde a un periodo de erosión en el área de los Llanos, el material erodado fue transportado hacia el norte y

corresponde a las Formaciones Mirador y Misoa C y B de la Cuenca de Maracaibo (figura 38D).

- **Eoceno tardío – Oligoceno – Mioceno temprano:** Durante este periodo se genera una cuenca de antepaís en el Valle del Magdalena, Cordillera Oriental y Cuenca Llanos. Sin embargo se considera para esta edad en el sitio actual de la Cordillera Oriental existían elementos positivos que impedían una comunicación directa entre la Cuenca Llanos y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (figura 38D).
- **Mioceno Medio a Pleistoceno:** Ocurre la Orogenia Andina con la colisión de Panamá, el levantamiento de la Cordillera Oriental e individualización de las Cuencas del Valle del Magdalena y Llanos Orientales (figura 38E).

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

Figura 38. Modelo secuencial del desarrollo tectónico regional para la Cordillera Oriental, VMM y Cuenca de los Llanos Orientales.



(Modificada de Cooper et al, 1995).

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. (Fajardo et al, 2000).

3.3.2 Evolución Tectonosedimentaria del Bloque Apiay-Ariari. Importantes movimientos tectónicos han incidido en la evolución estratigráfica de la Subcuenca Apiay - Ariari.

En el Precámbrico ocurrieron una serie de eventos orogénicos que dieron lugar a la formación de rocas ígneas y metamórficas que conformaron la superficie rígida sobre la cual ocurrió la invasión marina del Paleozoico Inferior (Secuencia Inferior), cuyo depósito de sedimentos fue controlado por los altos de Vorágine y El Melón - Balastera. En el Ordovícico Medio se produce un fuerte evento orogénico (Orogenia Caledoniana) en el cual se generan pliegues y fallas, destacándose la Falla de Pachaquiario. El área queda como zona positiva y de aporte de sedimentos que conformaron la Secuencia Superior del Paleozoico Inf., la cual fue depositada en un ambiente marino somero.

Los eventos geológicos sucedidos en el lapso de tiempo comprendido desde el Silúrico hasta el Cretácico Superior no están claramente evidenciados en la Subcuenca, ya que no se ha encontrado registro rocoso que permita la reconstrucción de la evolución tectonosedimentaria de la misma. Esto implica que muy posiblemente el área se comportó como una zona positiva, predominando los procesos erosivos.

A nivel global durante el Triásico y el Jurásico comenzó la separación de los continentes lo cual dio origen a la formación de extensos rifts dentro de un marco tectónico de tipo distensivo, uno de los cuales se localizó en el sector que hoy ocupa la Cordillera Oriental, con dirección SW - NE, que permitió el ingreso del mar durante el Cretácico. La invasión marina se inició en el Berriasiano en la Región de la Sabana de Bogotá (Etayo et al. 1969), continuando en dirección NE hasta alcanzar la zona donde actualmente se ubica el Macizo de Floresta en el Hauteriviano (Fabr , 1985). Después, en el lapso Cenomaniano - Coniaciano el mar avanzó en dirección E, cubriendo parte de la Cuenca de los Llanos, hecho que se refleja en la Subcuenca Apiay - Ariari, en donde existe registro rocoso del Coniaciano hasta el Campaniano (figura 39). El mar avanzó en dirección NW hacia el S - SE, movimiento evidenciado por la superposición de rocas de ambientes transicionales marinos. (K1-2) sobre rocas de ambientes transicionales continentales (K1-3) y continentales (K2) dentro de un marco general de depositación deltaica. El  rea de aporte fue el Escudo de la Guyana como lo evidencian la composición de las rocas y la dirección de las paleocorrientes. (Reyes et al, 1991).

A finales del Cretácico y principios del Terciario Inferior (Paleoceno - Eoceno Inferior) se producen movimientos orogénicos que causan los primeros levantamientos de la Cordillera Oriental y el retiro general del mar quedando expuesta la Subcuenca a una intensa erosión. Para el Eoceno Superior - Oligoceno Inferior ocurre una nueva transgresión marina y el eje de la cuenca se desplaza hacia el E de la ancestral cordillera, generando una cuenca "foreland" de forma asimétrica. En el Eoceno superior se inicia un nuevo ciclo depositacional evidenciado por el depósito de las facies elásticas gruesas de la Subunidad T2-2. Durante esta época y el Oligoceno ocurren ascensos y descensos relativos del nivel del mar producidos por subsidencia, mayor depositación y mayor rata de acomodación de sedimentos, los cuales se reflejan claramente en los ciclos de las unidades T2-E4 y T1-E3 cuyo ambiente de depósito general es de tipo deltaico.

En el Mioceno se produce un aumento general del nivel del mar, presentándose condiciones de sedimentación restringida por haberse iniciado el levantamiento de la Cordillera Oriental, depositándose predominantemente arcillolitas. A finales del Mioceno se produce la Orogenia Andina, presentándose el máximo levantamiento de la Cordillera Oriental, constituyéndose el área levantada en la principal fuente de sedimentos que se van a depositar en la cuenca en condiciones continentales. Antiguas fallas son reactivadas generando fallas de cabalgamiento, formándose además nuevas fallas inversas (Falla de Apiay), fallas normales y plegamiento, dando la configuración que se observa hoy en día. (Reyes *et al*, 1991).

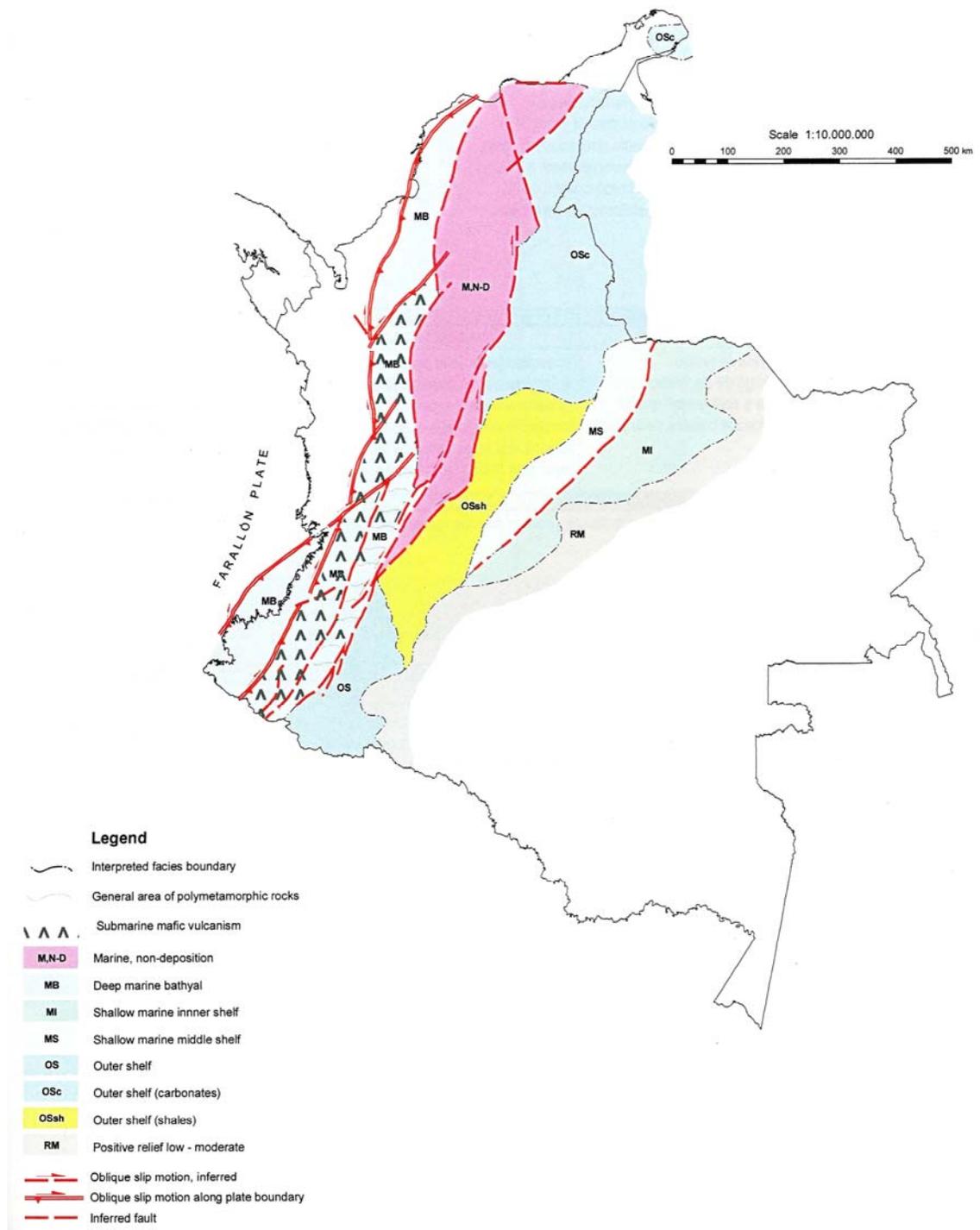
Una síntesis con respecto a la distribución de facies sedimentarias y armazón tectónico de Colombia a través del Coniaciano (88.5 – 85.6 M.a.) se presenta en la tabla 7 y figura 39.

Tabla 7. Evolución Tectonosedimentaria de Colombia durante el Coniaciano (88.5-85.6 Ma).

| PROPIEDADES GEOLOGICAS CARATERISTICAS | | | |
|---|---|--|---|
| ESTRATIGRAFICAS | SEDIMENTARIAS | IGNEAS | METAMORFICAS |
| <p>Las asociaciones de foraminíferos planctónicos y la sucesión de amonitas documentan una edad Coniaciana en las facies de plataforma media y externa.</p> <p>La palinología es de utilidad para datar las facies arenosa-arcillosa.</p> | <p>El continuo aumento del nivel del mar y la subsidencia favorecieron la acumulación de shales oscuros ricos en materia orgánica, así como de calizas laminadas y de limolitas silíceas en el dominio epicontinental de Colombia; el desplazamiento del mar hacia la plataforma de los Llanos produjo una costa con bahías.</p> <p>En el occidente de Colombia los depósitos en cuencas de borde continental son el producto de combinación de derrumbes, flujos de escombros, turbiditas y corrientes de tracción y, en menor proporción, de erupciones volcánicas.</p> | <p>La actividad magmática estuvo dominada por la emisión de grandes cantidades de magma basáltico en el ámbito de la actual Cordillera Occidental.</p> | <p>El metamorfismo dinámico presente en rocas de la Cordillera Occidental puede atribuirse a la continua deformación en el contacto entre el borde continental de Colombia y la placa Farallón.</p> |
| AMBITO DE PLACAS TECTONICAS | | | |
| CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES | MARGENES DE PLACA | TECTONICA INTRAPLACA | |
| <p>Las fallas de rumbo dominan el armazón estructural.</p> | <p>Un sistema de fallas con dirección nororiental, posiblemente con desplazamiento diestro dominante, se desarrolló a lo largo del borde occidental de Colombia; por este mecanismo, diversas secuencias oceánicas fueron acrecentadas al margen continental.</p> | <p>Las fallas de rumbo dominaron el estilo estructural afectando la subsidencia y la sedimentación.</p> | |

(Tomada de Cáceres et al, 2003).

Figura 39. Mapa de distribución de facies sedimentarias y escenario tectónico de Colombia a través del Coniaciano.



(Tomada de Cáceres et al, 2003).

4. CARACTERIZACION DE LAS ROCAS RETARDANTES EN LA UNIDAD K2 SUPERIOR.

4.1 ANALISIS DE CAPACIDAD DE LOS POZOS CASIMIRO 3, CASIMIRO 9 Y CHECHY 13

Para la determinación de la capacidad sellante de la roca se realizaron análisis básicos de porosidad, permeabilidad y densidad de grano; composición mineralógica a partir de la difracción de Rayos X; morfología y distribución de los minerales a partir de microscopía electrónica de barrido; y presión capilar por inyección de mercurio a los corazones de los pozos Casimiro 3, Casimiro 9 y Chechy 13, con el fin de evaluar la calidad de la Roca Sello de los campos. La tabla 8 presenta la identificación de las muestras analizadas y los análisis realizados.

Tabla 8. Pozos y profundidad de las muestras analizadas.

| POZO | PROFUNDIDAD (ft) | BASICOS | SEM | DRX | PRESION CAPILAR |
|------------|------------------|---------|-----|-----|-----------------|
| CASIMIRO 3 | 6435 | X | X | X | X |
| | 6638,7 | X | X | X | X |
| | 6722,33 | X | X | X | X |
| | 6721,5 | X | X | X | X |
| | 6801 | X | X | X | X |
| | 6808,17 | X | X | X | X |
| | 6823,25 | X | X | X | X |
| | 6847,67 | X | X | X | X |
| | 6850,5 | X | X | X | X |
| | 6856,5 | X | X | X | X |
| | 6874 | X | X | X | X |
| | 6901,17 | X | X | X | X |
| CASIMIRO 9 | 6567 | X | X | X | X |
| | 6594,75 | X | X | X | X |
| | 6664 | X | X | X | X |
| | 6712,33 | X | X | X | X |
| | 6815 | X | X | X | X |
| | 6896,42 | X | X | X | X |
| | 6925,17 | X | X | X | X |
| | 6931 | X | X | X | X |
| CHECHY 13 | 8506,17 | X | X | X | X |
| | 8532 | X | X | X | X |
| | 8548,13 | X | X | X | X |
| | 8609,17 | X | X | X | X |

4.1.1 Análisis Básicos

- **Porosidad.** La porosidad para las muestras de roca analizadas se determinó en el Laboratorio de Análisis Básicos del ICP, por el método convencional sobre una muestra irregular (ya que las muestras para estos análisis no demandan un plug), midiendo el volumen de granos en el Porosímetro de Helio (figura 40), que utiliza el principio de expansión de gases como lo describe la ley de Boyle ($V_1P_1 = V_2P_2$) y el volumen total de la muestra irregular se midió en una bomba de mercurio utilizando el principio de Arquímedes. Relacionando los volúmenes hallados

(Volumen de Granos y Volumen Total), se obtiene la porosidad en términos del % de volumen poroso ($V_P = V_T - V_G$). (Tabla 9).

En promedio las muestras de Casimiro 9 presentan las porosidades más bajas, seguidas por las muestras de Chechy 13 y Casimiro 3. Las variaciones son fácilmente observables en la figura 41.

Figura 40. Equipo porosímetro de Boyle.



(Tomada de Mogollon & Gomez, 2003).

- **Densidad de Grano.** La densidad de los granos (ρ) es calculada con base en el volumen de granos (V_G) obtenido en el Porosímetro de Helio a partir de la ley de Boyle para el cálculo de la porosidad, y el peso seco (W_S) de la muestra (Ecu.7), según Norma API RP 40.

$$\rho = W_S/V_G \quad \text{Ecu. 7}$$

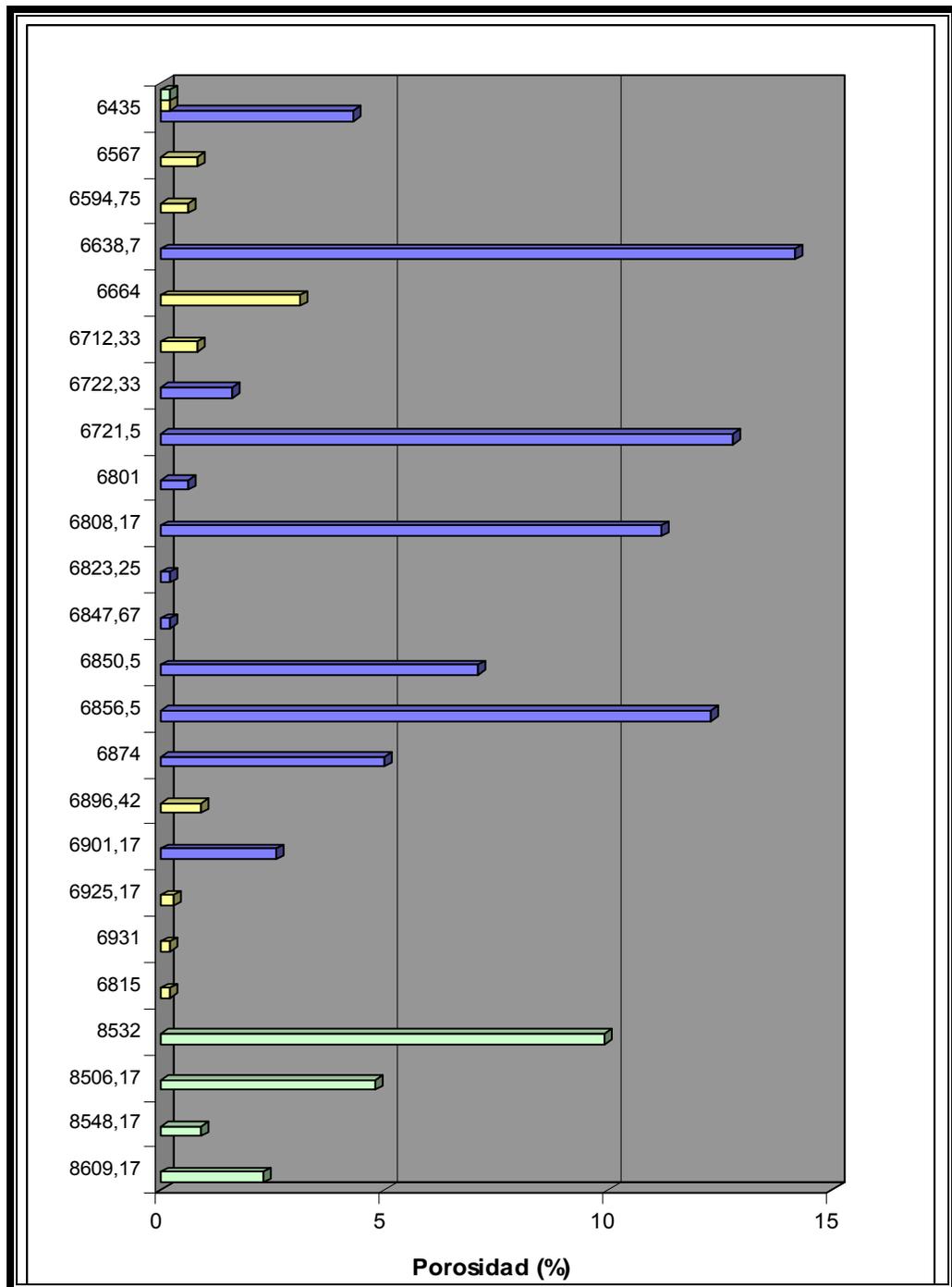
ρ en g/cm^3 , W_S en g, V_G en cm^3

A continuación se presentan la porosidad y densidad de grano determinadas para las muestras de los pozos Casimiro 3, Casimiro 9 y Chechy 13.

Tabla 9. Porosidad y densidad de grano de las muestras analizadas (*Datos obtenidos en el Laboratorio de Análisis Básicos*).

| POZO | PROFUNDIDAD (ft) | POROSIDAD (%) | DENSIDAD DE GRANO (cm ³) |
|------------|------------------|---------------|--------------------------------------|
| CASIMIRO 3 | 6435 | 4,3 | 2,589 |
| | 6638,7 | 14,2 | 2,653 |
| | 6721,5 | 12,8 | 2,602 |
| | 6722,33 | 1,6 | 2,578 |
| | 6801 | 0,6 | 2,512 |
| | 6808,17 | 11,2 | 2,462 |
| | 6823,25 | 0,0 | 2,469 |
| | 6847,67 | 0,0 | 2,514 |
| | 6850,5 | 7,1 | 2,553 |
| | 6856,5 | 12,3 | 2,557 |
| | 6874 | 5,0 | 2,515 |
| | 6901,17 | 2,6 | 2,431 |
| CASIMIRO 9 | 6567 | 0,8 | 2,525 |
| | 6594,75 | 0,6 | 2,435 |
| | 6664 | 3,1 | 2,431 |
| | 6712,33 | 0,8 | 2,534 |
| | 6815 | 0,0 | 2,375 |
| | 6896,42 | 0,9 | 2,548 |
| | 6925,17 | 0,1 | 2,422 |
| | 6931 | 0,0 | 2,415 |
| CHECHY 13 | 8506,17 | 4,8 | 2,568 |
| | 8532 | 9,9 | 2,611 |
| | 8548,13 | 0,9 | 2,396 |
| | 8609,17 | 2,3 | 2,596 |

Figura 41. Porosidad de las muestras analizadas (Con base en la tabla 9).



■ Pozo Casimiro 3

■ Pozo Casimiro 9

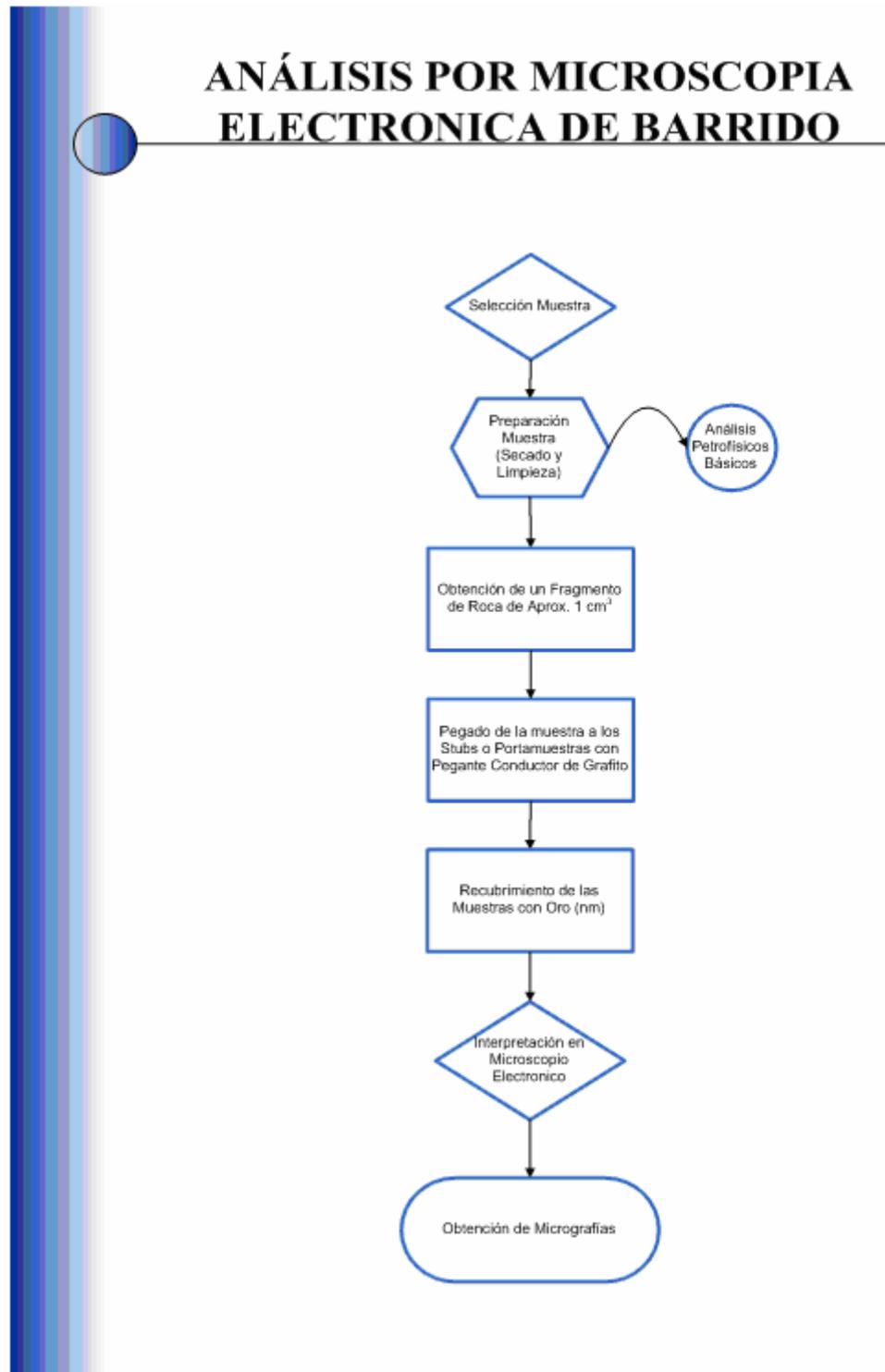
■ Pozo Chechy 13

4.1.2 Microscopia electrónica de barrido. El estudio morfológico y de composición elemental se realizó con el microscopio electrónico de barrido LEO 1450VP, dotado con detector de rayos X EDAX-Prime, sobre muestras recubiertas con oro. La técnica SEM-EDX permite el análisis elemental de una muestra en el punto, área o perfil de interés observado en ese momento en el microscopio (figura 42).

Las imágenes observadas, cuyas micrografías se encuentran en el anexo 4A, se obtuvieron usando detectores de electrones secundarios (SE), que proporciona los rasgos morfológicos de la muestra y detector de electrones retrodispersos (modo BSE), en cuyo caso los contrastes de intensidad que se observan en las micrografías dependen principalmente del número atómico promedio. Las zonas más brillantes en BSE corresponden a número atómico elevado, en tanto que las oscuras pertenecen a números atómicos bajos.

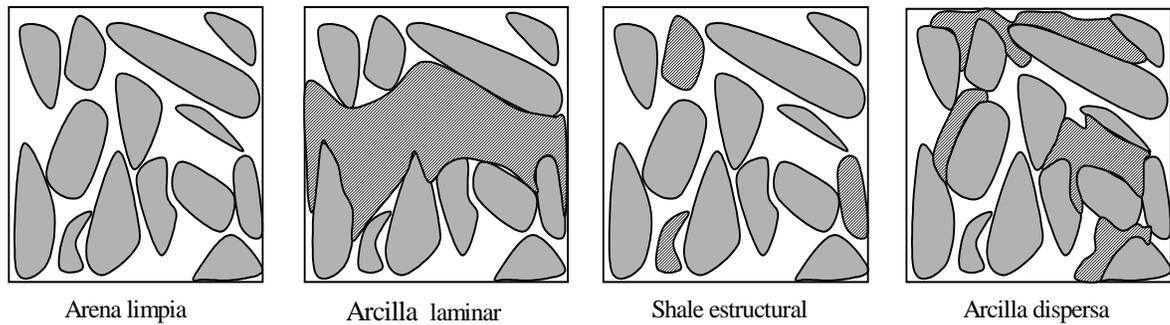
Los rayos X característicos, por medio de los cuales se identifican los elementos presentes, son emitidos dentro de un rango de profundidades de la muestra que va desde su superficie hasta unas pocas micras. El tipo de detector EDX empleado permite detectar todos los elementos de número atómico, $Z \geq 5$.

Figura 42. Flujodiagrama que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de las muestras por SEM.



- **Distribución mineralógica.** Para describir la distribución de los minerales arcillosos en la roca se utilizaron los criterios de *Dewan, 1983*, los cuales clasifican los minerales arcillosos de acuerdo con su disposición en la roca (figura 43).

Figura 43. Clasificación de los minerales arcillosos de acuerdo su disposición en la roca.



(Tomada de *Dewan, 1983*).

- **Arcilla laminar:** láminas de arcilla localizadas entre los granos de arena limpia, que han sufrido tensión mecánica durante la compactación. Su origen es detrítico. Afecta la porosidad dependiendo de su ubicación en el espacio poral. Si las laminas recubren los granos su efecto es menor que cuando se encuentran rellenando los poros o en los intersticios de los granos.
- **Shale estructural:** granos formados por agregados de partículas de arcilla que toman el lugar de granos de arena. Este tipo no afecta la porosidad.
- **Arcilla dispersa:** la mayoría son de origen autigénico. Se encuentra ubicada en el espacio poral. Por su localización en la roca, pequeñas cantidades de estas arcillas pueden reducir considerablemente la porosidad y afectar la permeabilidad. La influencia depende del tipo de mineral arcilloso. Estas arcillas adquieren tres tipos de distribución, descritas como: 1. “pore filling”: rellenando poros, 2. “pore lining”: capa delgada que recubre las paredes de los granos, 3: “pore bridging”: haciendo puentes en el espacio poral. De

este grupo haría parte lo que se describe petrográficamente como cemento arcilloso, que es de tipo autigénico y ocasionalmente la matriz arcillosa, que tiene un carácter más detrítico, pero que según su distribución, se incluye aquí.

En unidades arcillosas como características texturales a nivel micro se consideran la laminación, su orientación, morfología y la presencia de los diferentes minerales de arcilla. Estas características son determinadas por diversos factores como las condiciones de depositación, la energía, el ambiente, el nivel medio del mar, etc.; hasta los procesos evolutivos de la cuenca entre los cuales se encuentran la compactación y la diagénesis. Los primeros factores determinan entre otros el tamaño de las partículas, su morfología, la forma como se acomodan las láminas de arcilla y el tipo de aglomerado que constituyen. En el segundo grupo, la compactación es el mayor proceso diagenético físico responsable de la textura final en muchas rocas arcillosas, haciendo que por ejemplo los aglomerados se amolden alrededor de los granos de cuarzo u otros minerales, alterando la tendencia laminar que pudo haber tenido la depositación inicial, mientras que la diagénesis química en rocas arcillosas no necesariamente destruye la textura por compactación deposicional o post-deposicional, en algunas ocasiones puede llevar a nuevas morfologías que desdibujen totalmente la textura inicial.

La laminación bien desarrollada o indistinta en shales es una característica importante de este tipo de rocas y está directamente relacionada con su calidad como roca sello. A mayor laminación paralela a la estratificación mejor su capacidad como roca sello.

Como criterio para la descripción de las características texturales mencionadas, el presente estudio se concentró principalmente en la descripción de las características relacionadas con el ambiente de depositación, para lo cual se siguió la metodología de *O'Brien y Slatt, 1990*, cuya base de información la

constituyen imágenes de microscopio electrónico de barrido (SEM) tomadas a ampliaciones que varían entre 500 y 5000 aumentos. Para la observación al microscopio electrónico, se realiza un corte perpendicular a la laminación que ofrece una superficie inalterada y fresca de la muestra.

A continuación se hace una descripción general que resume las características más sobresalientes (morfología y textura) de las muestras analizadas en cada pozo, (Tabla 10).

Las rocas analizadas de estos pozos se clasificaron en tres grupos, de acuerdo con sus características morfológicas y texturales: Areniscas, limolitas y Shale. En la tabla 10 aparecen las muestras de cada pozo perteneciente a cada grupo en mención, acompañadas de una descripción general para cada grupo.

De los tres grupos, el que presenta las mejores características como roca sello es el Shale, seguido del grupo de la Limolita y posteriormente de la Arenisca. La mayoría de las muestras del grupo Shale, presentan una laminación paralela a la estratificación, propia de ambientes de baja energía y que mejora sus propiedades como roca sello.

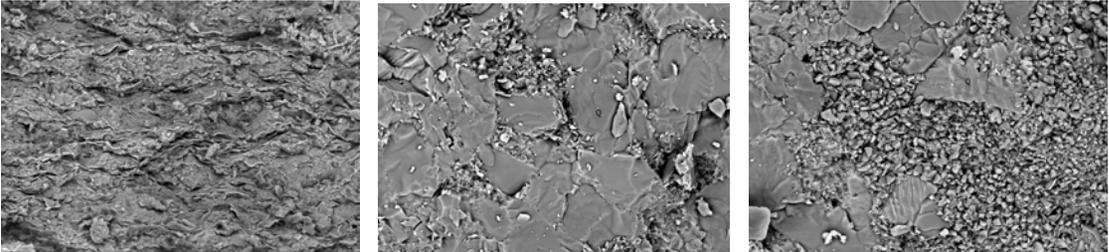
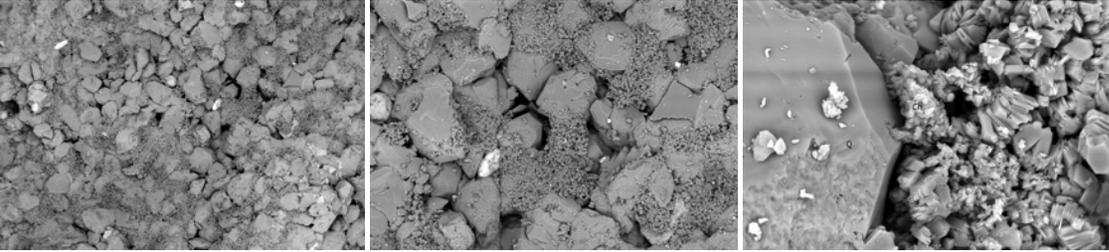
La identificación de los minerales arcillosos presentes se basó en sus características morfológicas. El orden en que se mencionan en el texto hace referencia a la abundancia relativa con la que se aprecia en las muestras.

Una descripción más detallada de cada muestra se presenta en la tabla 11, en la que se hace referencia a las micrografías más representativas de cada muestra contenidas en el anexo 4A. La tabla 11 incluye además tres imágenes típicas de cada muestra, correspondientes a una imagen general, otra que muestra el tipo de material arcilloso presente y una tercera que detalla poros, en caso de haberlos, u otra característica típica.

Tabla 10. Clasificación de las muestras por características texturales (Observaciones realizadas en el Laboratorio de SEM).

| TIPO | POZO | PROF. (ft) | CARACTERÍSTICAS GENERALES |
|------------------|-------------------|------------|--|
| ARENISCA | Casimiro 3 | 6435 | <p>El tamaño de grano varía de fino a medio, su cemento es silíceo con sobrecrecimientos de cuarzo. Presentan arcilla dispersa relleno de poros, principalmente de tipo caolinita microporosa, acompañada de clorita e illita.</p> <p>Presentan porosidades entre 4.3% - 14.2%.</p> <p>Texturalmente no presentan características apropiadas para ser roca sello, sin embargo podrían comportarse como barreras de permeabilidad.</p> |
| | | 6638,7 | |
| 6721,5 | | | |
| 6850,5 | | | |
| 6856,5 | | | |
| Chechy 13 | 8506,17 8532 | | |
| LIMOLITA | Casimiro 3 | 6808,17 | <p>De composición cuarzosa, cemento silíceo y sobrecrecimientos de cuarzo. Tapadas por material arcilloso, principalmente de tipo caolinita, acompañada de cantidades menores de clorita e illita.</p> <p>Porosidades entre 0.0 y 11.2%.</p> <p>Sus características como barrera de permeabilidad son mejores que las del grupo anterior.</p> |
| | | 6847,67 | |
| | | 6874 | |
| SHALE | Casimiro 3 | 6722,33 | <p>Conformados por agregados de arcilla floculada de tipo caolinítico, de láminas acomodadas principalmente en contactos cara – cara y orientadas preferiblemente paralelos a la estratificación.</p> <p>Esta característica favorece su calidad como una roca sello.</p> <p>Casimiro 3 (6722.33') y Casimiro 9 (6712.33') presentan orientación indistinta de los agregados con algunas zonas en seudolaminación.</p> <p>Porosidades entre 0.0 y 3.1%</p> |
| | | 6801 | |
| | | 6823,25 | |
| | | 6901,17 | |
| | Casimiro 9 | 6567 | |
| | | 6594,75 | |
| | | 6664 | |
| Chechy 13 | 6712,33 | | |
| | 6815 | | |
| | 6896,42 | | |
| | 6925,17 | | |
| | 6931 | | |
| | 8548,13 | | |
| | 8609,17 | | |

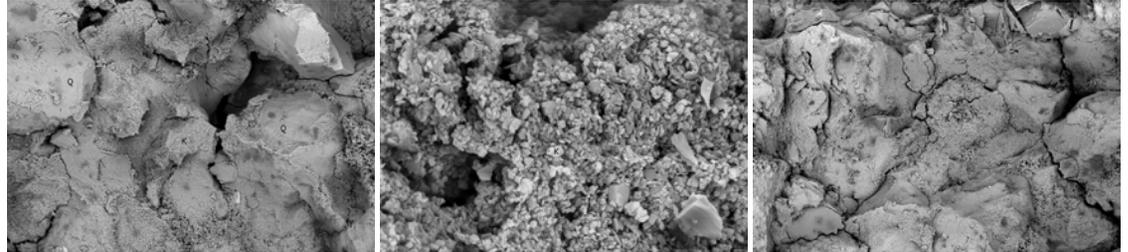
Tabla 11. Descripción de las características típicas de las muestras analizadas (*Observadas en el Laboratorio de SEM*).

| Pozo | Profundidad | Imágenes típicas |
|------------|--|---|
| CASIMIRO 3 | <p>6435'</p> <p>Muestra conformada por intercalaciones laminares de arenisca y shale arcilloso en láminas de 2 mm (micrografía 1). Las laminas de arenisca son de tamaño de grano muy fino, cemento silíceo y matriz arcillosa caolinítica, principalmente de apariencia autigénica (micrografías 2 y 3).</p> <p>Las delgadas láminas de shale presentan laminación aparente a 50X (micrografía 4), pero están conformados por agregados en disposición al azar forzados a orientarse paralelamente (micrografía 5).</p> <p>La porosidad es baja.</p> |  |
| | <p>6638.7'</p> <p>Arenisca de grano fino a medio, de cemento silíceo y sobrecrecimientos de cuarzo con algunos poros despejados que aportan porosidad (micrografías 6 y 7). Abundante matriz arcillosa dispersa entre los poros, de tipo caolinita, sola o mezclada con cantidades menores de clorita que ocasionalmente recubre algunos granos (micrografía 8). Esporádicamente el material arcilloso se encuentra impregnado de crudo residual (micrografía 9),</p> |  |

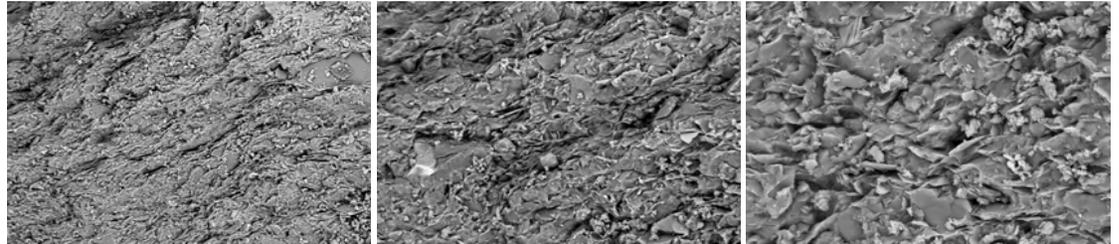
6721.5´

Arenisca de grano medio mal seleccionada, con algunos poros aislados. En su mayoría está tapada por abundante matriz arcillosa de aspecto detrítico (micrografía 10), principalmente de tipo caolinita en laminas de tamaño muy pequeño (1-2 μm , micrografía 11), ocasionalmente la caolinita presenta un aspecto autigénico alcanzando tamaños de 10 μm .

Los poros aislados y las conexiones a borde de grano aportan porosidad (micrografía 12).

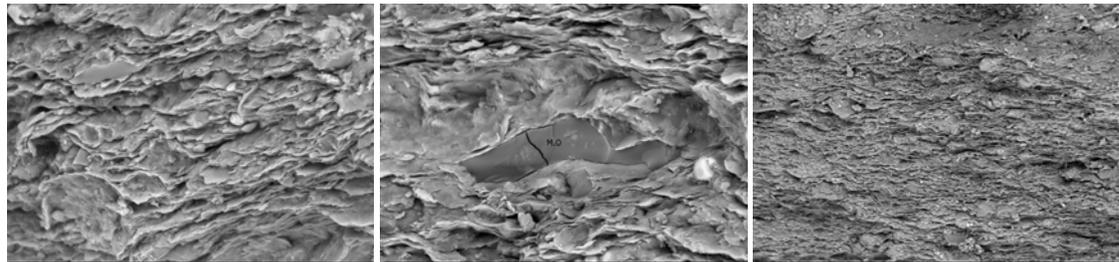
**6722.33´**

Shale con algunos granos de cuarzo de tamaño limo a muy fino inmersos en la matriz arcillosa (micrografía 13) que corresponden a agregados principalmente caoliniticos dispuestos en orientación indistinta y de aspecto compactado (micrografía 14 y 15). Se aprecia pseudolaminación a bajos aumentos. Presenta laminación indistinta en contactos cara – cara principalmente y cara – borde.

**6801´**

Shale conformado por agregados de arcilla floculada, en láminas acomodadas en contacto cara – cara y orientación prácticamente paralela a la estratificación (micrografías 16 y 17).

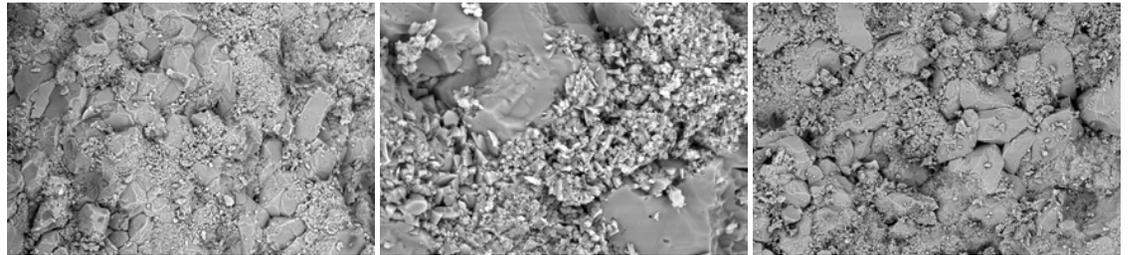
Presenta algunos nódulos de pirita framboidal (micrografía 18) y fragmentos de bitumen (micrografía 19).



6808.17'

Limolita con algunas zonas de arenisca de grano muy fino, de cemento silíceo y sobrecrecimientos de cuarzo (micrografía 20). Presenta abundante matriz arcillosa dispersa entre los poros principalmente de tipo caolinita microporosa en diferentes tamaños desde 1-8 μm , predominando los tamaños más pequeños (micrografía 21).

Presencia de poros pequeños intergranulares (micrografía 22).

**6823.25'**

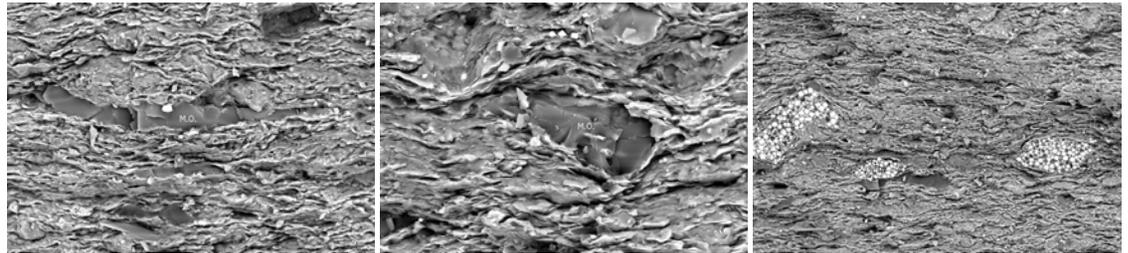
Shale al parecer caolinítico de laminación paralela que ha sufrido compresión.

Minerales arcillosos principalmente caoliníticos dispuestos en láminas discretas bien definidas, acomodadas en contactos cara – cara, en laminación ondulada bien desarrollada (micrografía 23).

Presentan orientación preferencial con alto grado de paralelismo a la estratificación que mejoran su calidad como roca sello.

Esta textura es característica de un ambiente de depositación de baja energía.

Presenta abundantes fragmentos de bitumen (micrografía 24 y 25) y pirita framboidal alrededor de las cuales las láminas de arcilla evidencian compactación (micrografía 26).

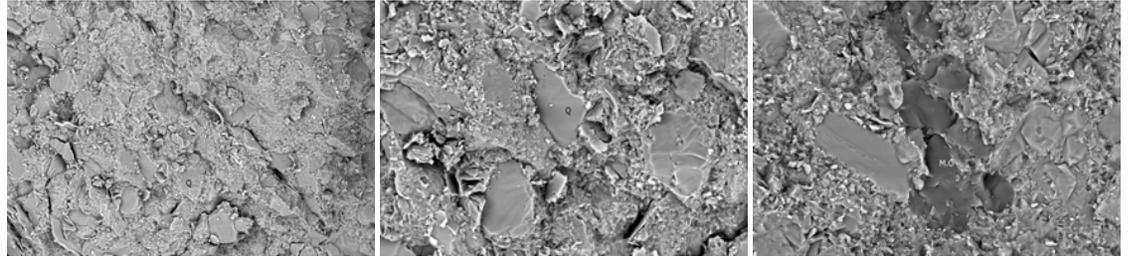


6847.67

Limolita conformada por laminas de 1 a 2 mm (micrografía 27) separadas por laminas mas delgadas de 0.2 mm de material arcilloso (micrografía 28). Las laminas de limolita corresponden a granos de cuarzo de tamaño limo hasta arena muy fina embebidos en una abundante matriz arcillosa (micrografía 29 y 30) principalmente caolinítica.

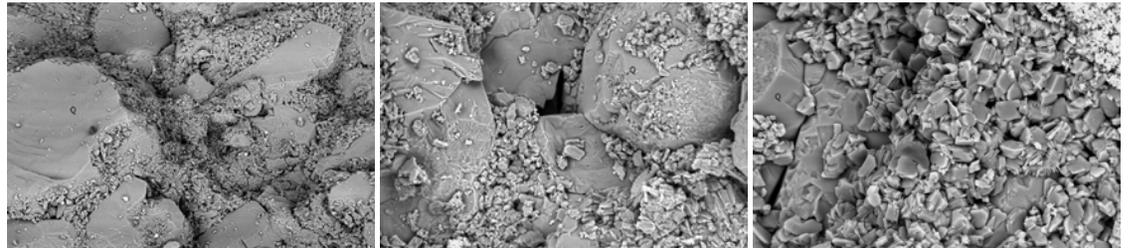
Contiene minerales pesados como el rutilo alterado (micrografía 31), circón (micrografía 32) y nódulos de bitumen (micrografía 33).

Completamente tapada, presenta sobrecrecimientos de cuarzo y cemento silíceo con escasa microporosidad.

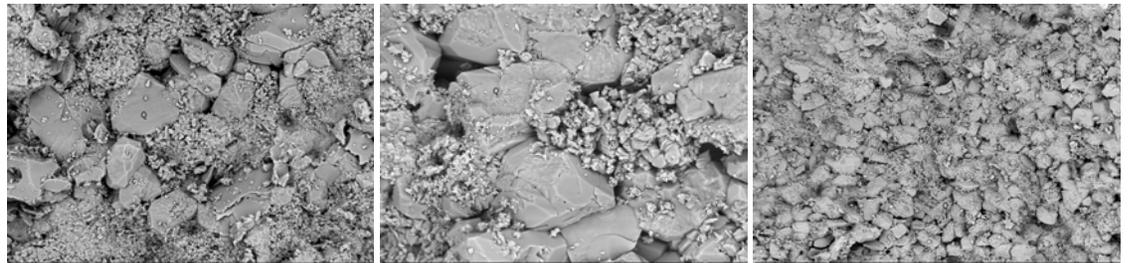
**6850.5**

Arenisca de grano fino a medio mal seleccionada con sobrecrecimientos de cuarzo y cemento silíceo (micrografía 34).

Presenta abundante matriz arcillosa dispersa rellenando poros, de tipo caolinita (micrografía 35 y 36). En algunas zonas se aprecian poros intergranulares despejados (micrografía 37). Esporádicamente se aprecian nódulos de pirita.

**6856.5**

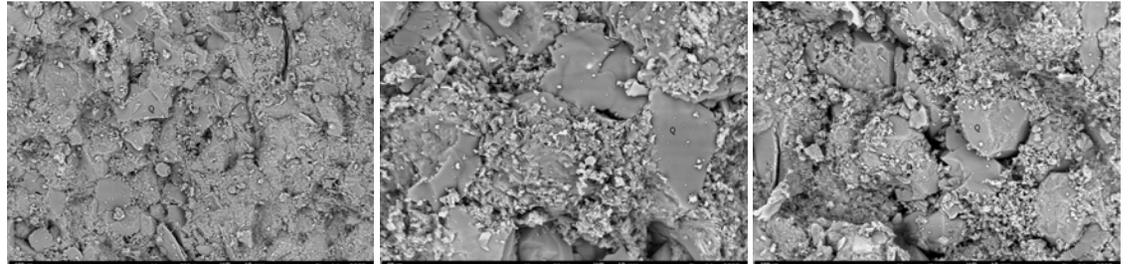
Arenisca de grano muy fino, con sobrecrecimientos de cuarzo y cemento silíceo (micrografía 38). Presenta abundante matriz arcillosa dispersa principalmente de tipo caolinita microporosa en tamaño laminar de 1 a 10 um (micrografía 39 y 40). Se aprecian algunos poros pequeños despejados (menores a 50 um) (micrografía 41).



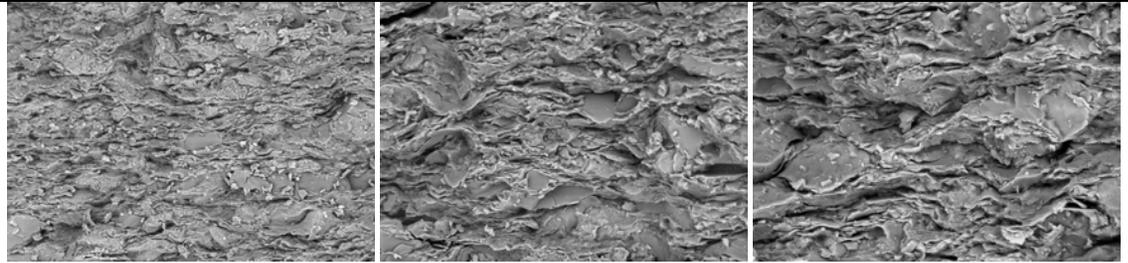
6874'

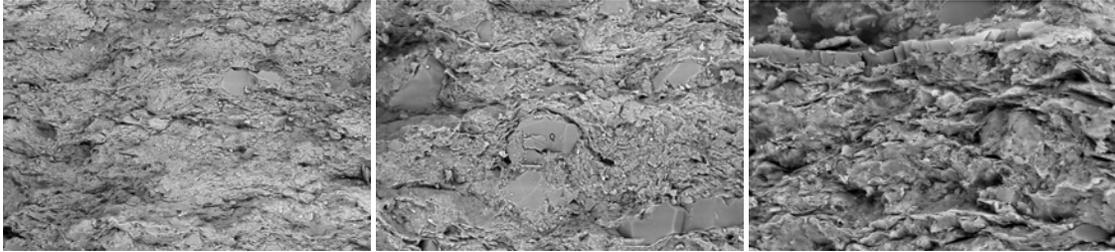
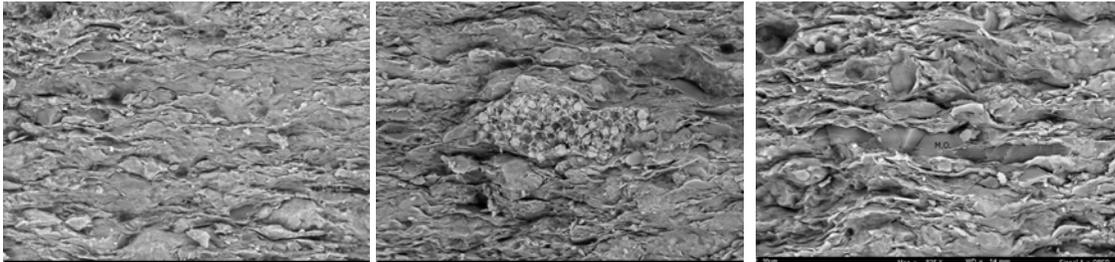
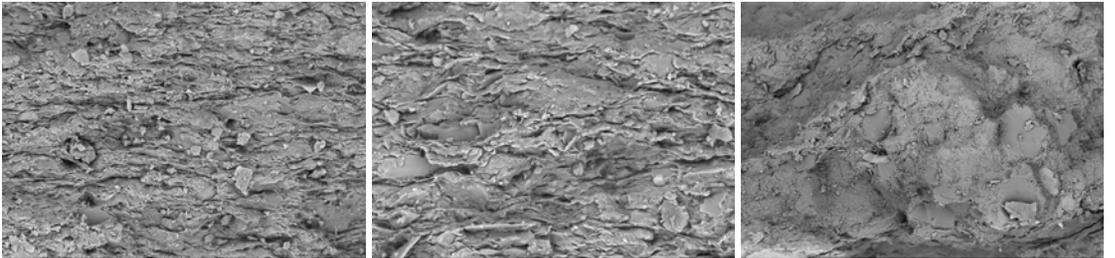
Limolita con granos de tamaño arena fina, con cemento silíceo y sobrecrecimientos de cuarzo (micrografía 42 y 43). Presenta abundante matriz arcillosa principalmente de tipo caolinita de aspecto detrítico, microporosa que taponada completamente algunas zonas (micrografía 44). Se aprecian algunos poros pequeños aislados (micrografía 45).

Presencia de pirita en nódulos.

**6901.17'**

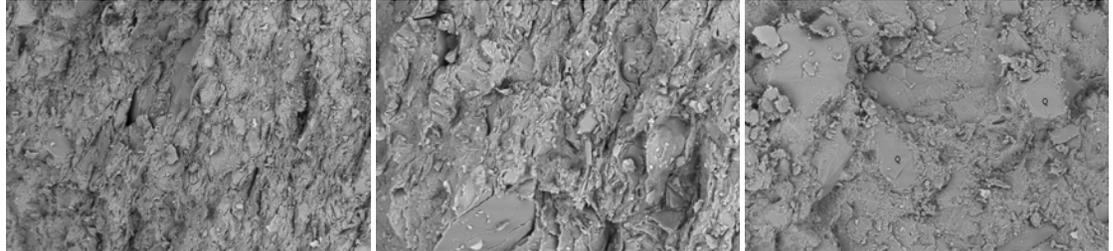
Shale de laminación paralela en muestra de mano (micrografía 46), constituida por agregados arcillosos en contactos cara - cara preferiblemente con orientación paralela (micrografía 47). Algunos agregados se disponen perpendiculares a la laminación, lo que afectaría la calidad como roca sello (micrografía 48 y 49).



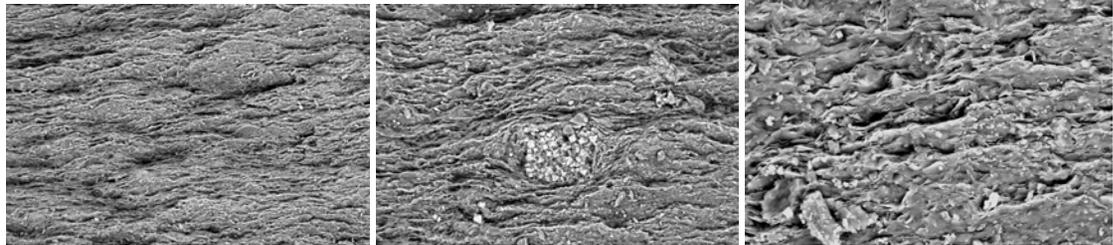
| Pozo | Profundidad | Imágenes típicas |
|------------|--|--|
| CASIMIRO 9 | <p>6567'</p> <p>Shale con agregados de arcilla floculada con orientación indistinta (micrografía 50 y 51), mezclados con algunos granos de cuarzo de tamaño limo a arena muy fina (micrografía 52). En algunas zonas se aprecia orientación paralela forzada por compresión (micrografía 53), este tipo de arreglo afecta la calidad como roca sello.</p> |  |
| | <p>6594.75'</p> <p>Shale con orientación paralela a la estratificación en muestra de mano (micrografía 54). Conformada por laminas en contactos cara – cara, con orientación evidentemente paralela y ondulada (micrografía 55). Presencia de pirita framboidal en nódulos deformados por compresión (micrografía 56) y fragmentos de bitumen (micrografía 57). Buenas características como roca sello.</p> |  |
| | <p>6664'</p> <p>Shale formado por agregados arcillosos principalmente caoliníticos en contactos cara – cara, orientados formando Seudolaminación ondulada (micrografía 58, 59 y 60). Presenta parches y delgadas láminas de arenisca muy fina embebidas en la matriz arcillosa (micrografía 61). Presencia de abundante pirita singular y fragmentos esporádicos de bitumen (micrografía 62).</p> |  |

6712.33´

Shale de agregados arcillosos con láminas en contacto cara – cara y cara – borde orientados al azar (micrografía 63). En algunas zonas se observan pseudolaminas paralelas a la estratificación (micrografía 64). Contiene granos de cuarzo de tamaño fino, que ocasionalmente se agrupan en algunas zonas formando parches de arenisca de matriz arcillosa (micrografía 65). Presencia de pirita framboidal.

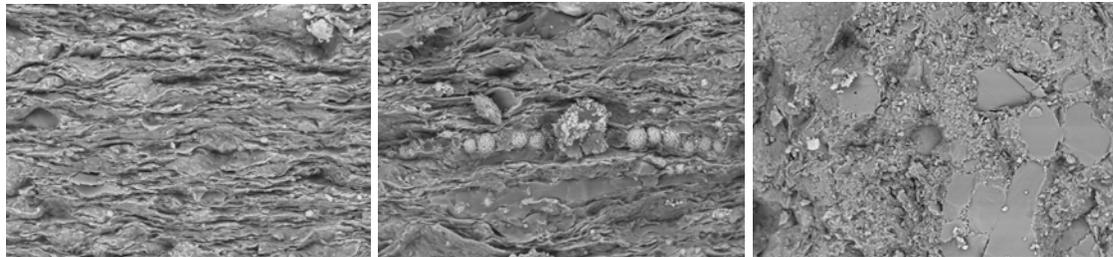
**6815´**

Shale caolinítico conformado por agregados de laminación de arcilla en contacto cara – cara orientados preferiblemente de forma paralela a la estratificación que contribuyen a la calidad como roca sello (micrografía 66). Evidencia de compactación en las laminas de arcilla que rodean los granos de los minerales. Presencia de pirita en nódulos framboidales o en pequeños cristales diseminados entre el material arcilloso (micrografía 68 y 68).

**6896.42´**

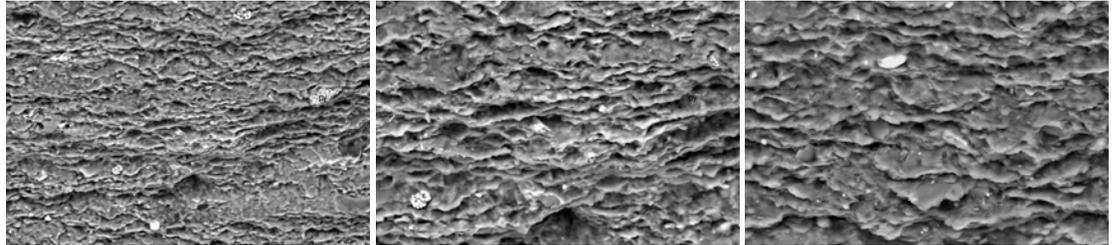
Shale conformado por agregados arcillosos en contactos principalmente cara – cara orientados paralelos a la estratificación en laminación ondulada (micrografía 69). Presencia de pirita framboidal en nódulos alineados a la laminación (micrografía 70).

Este shale presenta intercalaciones de delgados estratos de limo cuarzoso de matriz arcillosa caolinítica (micrografía 71 y 72).

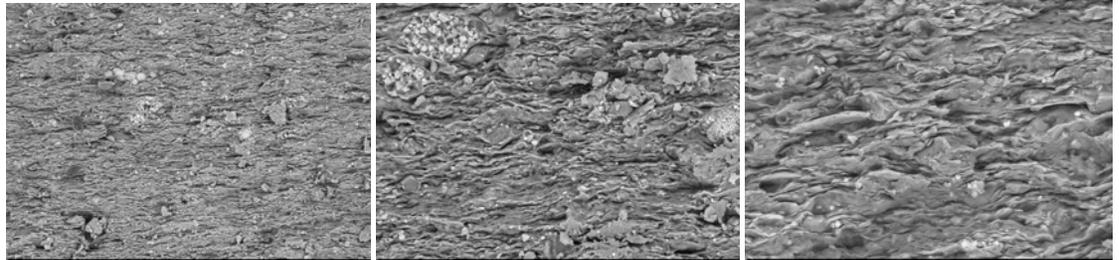


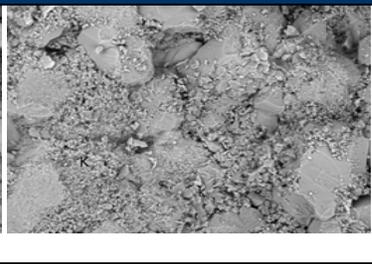
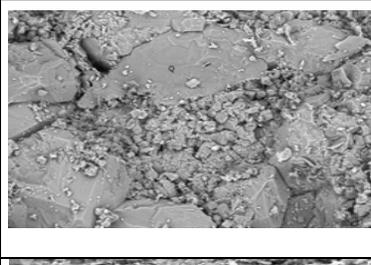
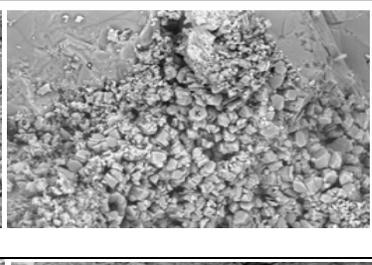
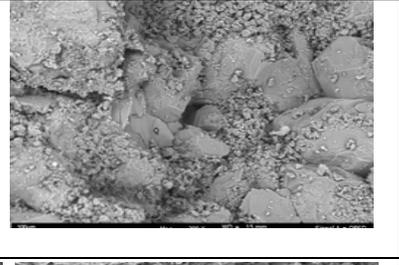
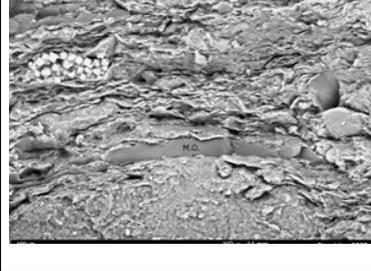
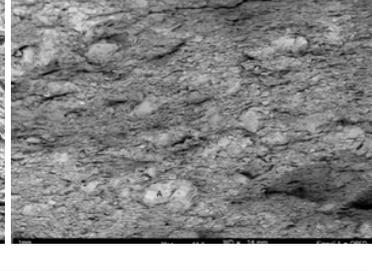
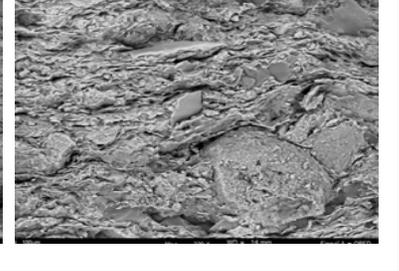
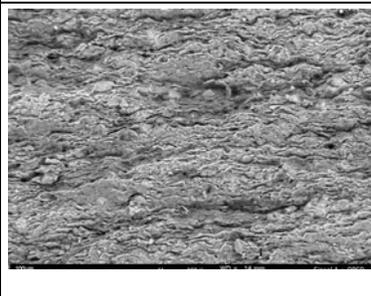
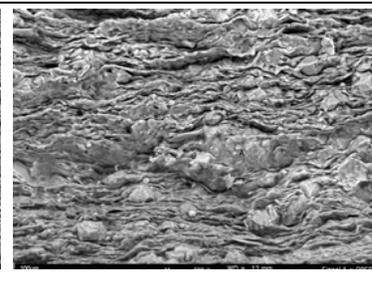
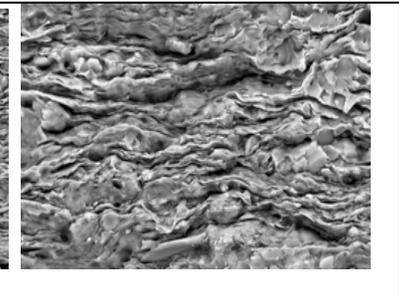
6925.17'

Shale conformado por agregados arcillosos en contactos cara – cara orientados paralelamente a la laminación favoreciendo su calidad como roca sello (micrografía 73, 74, 75). Presencia de pirita framboidal diseminada (micrografía 76).

**6931'**

Shale conformado por agregados arcillosos en contactos cara – cara orientados paralelamente a la laminación favoreciendo su calidad como roca sello (micrografía 77, 78 y 79). Presencia de pirita framboidal alrededor de la cual se aprecia el amoldamiento de las laminas de arcilla que evidencia posible compresión (micrografía 80).



| Pozo | Profundidad | Imágenes típicas | | |
|-----------|--|--|---|---|
| CHECHY 13 | <p>8506.17´</p> <p>Arenisca de grano fino de abundante matriz arcillosa tipo caolinita microporosa (micrografía 81) en dos tamaños de cristales de 15 μm bien formados y de 1-2μm (micrografía 82). No se aprecian poros despejados, solo microporosidad entre el material arcilloso (micrografía 83).</p> |  |  |  |
| | <p>8532´</p> <p>Arenisca de grano muy fino de cemento silíceo y sobrecrecimientos de cuarzo (micrografía 84 y 85), abundante matriz arcillosa caolinítica microporosa en dos tamaños de cristales: de 15 μm y 12 μm (micrografía 86 y 87). Presencia de algunos poros pequeños despejados (micrografía 88).</p> |  |  |  |
| | <p>8548.13´</p> <p>Shale con agregados arcillosos en contactos cara – cara en orientación preferencialmente paralela (micrografía 89 y 90) y algunos agregados estructurales ubicados en orientación indistinta (micrografía 91). Presencia de pirita framboidal y de bitumen entre las laminas arcillosas (micrografía 92).</p> |  |  |  |
| | <p>8609.17´</p> <p>Shale con agregados arcillosos en contactos cara – cara ubicados en orientación paralela a la estratificación (micrografía 93, 94 y 95) y algunos agregados arcillosos dispuestos al azar (micrografía 96). Presencia de pirita (micrografía 97)</p> |  |  |  |

4.1.3 Difracción de Rayos X. El análisis de roca total se realizó sobre la muestra pulverizada manualmente en mortero de ágata, sin ninguna clase de tratamiento químico (figura 44). Este análisis detecta los componentes mayoritarios a nivel del armazón de la roca, permitiendo establecer los tratamientos que se requieren para la separación de la fracción fina para la caracterización de las arcillas.

La separación de la fracción fina se realizó por centrifugado (norma ASTM c 775-79). Inicialmente las muestras pasan por un proceso de disgregación y dispersión con ultrasonido, se eliminan los cementantes y la materia orgánica para obtener la cantidad de arcilla necesaria para los diferentes tratamientos.

La metodología seguida consta de tres tratamientos previos iniciales para identificar los grupos principales de arcillas presentes:

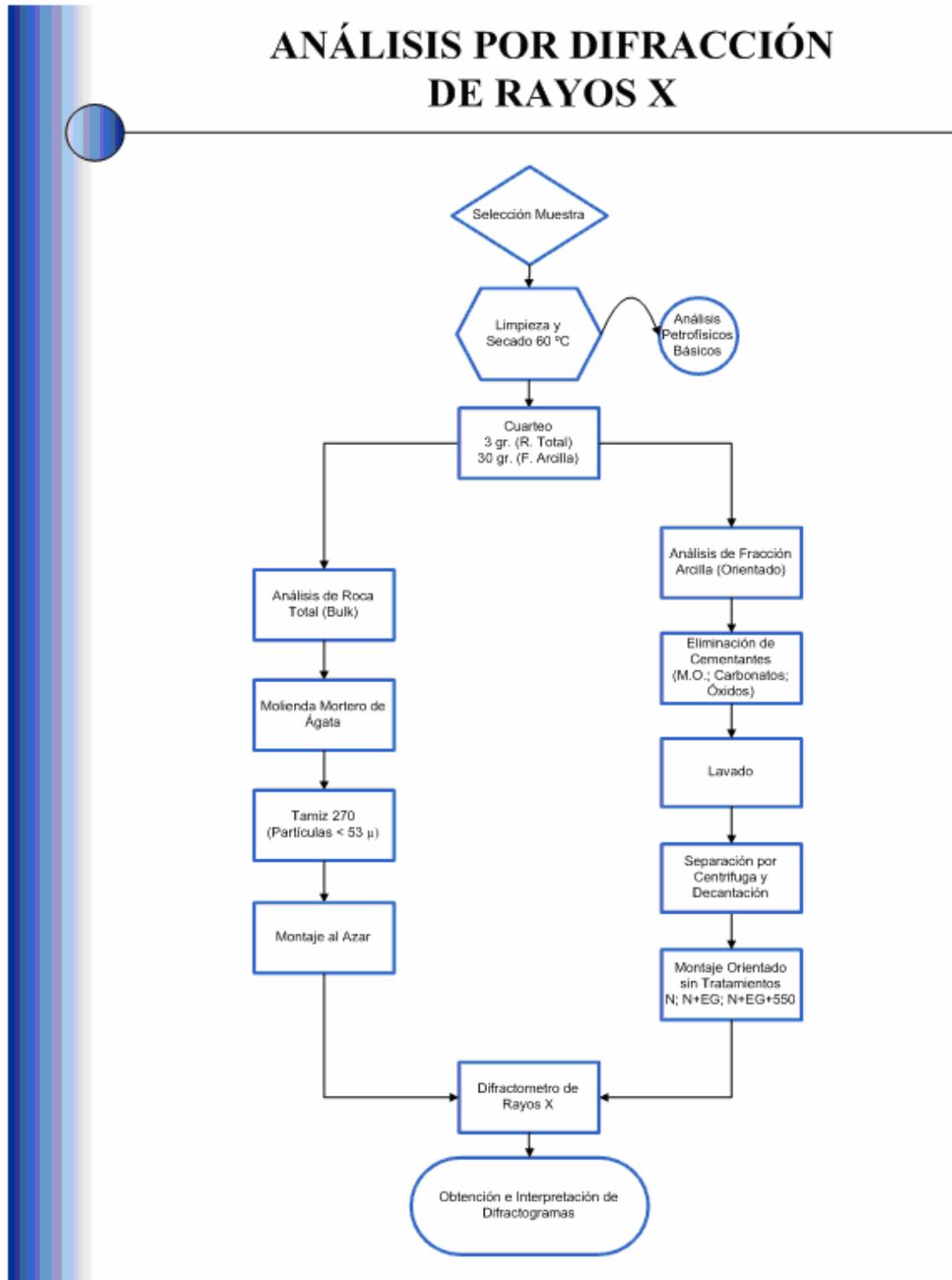
- n = Normal, la arcilla suspendida en agua se deja secar para permitir que los planos basales de las arcillas se acomoden libremente y obtener un espectro de DRX orientado.
- c = Etilen glicolada, las moléculas orgánicas ocupan las posiciones interlaminares de las esmectitas para aumentar las distancias basales (hinchamiento). Identifica el grupo esmectítico.
- f = Calentamiento de la muestra a 550 ° C, destruye la estructura cristalina de las caolinitas y permite la diferenciación del grupo caolinitas – cloritas y algunos interestratificados.

Antes y después de cada tratamiento se realiza un análisis de la muestra y finalmente se superponen todos los difractogramas para definir la composición real, haciendo énfasis en los compuestos mayoritarios, es decir los que conforman el 90 al 95 % de la muestra (figura 44).

Los difractogramas fueron obtenidos en un difractómetro computarizado, marca Siemens, D500, equipado con lámpara de Cobre y monocromador de grafito. La evaluación de los espectros se realizó con ayuda del software diffrac - at de la firma Siemens, con base en los patrones de la JCPDF.

Los porcentajes expresados tanto para la roca total como para la fracción arcilla, en los diferentes cuadros, son basados en un estudio semicuantitativo teniendo en cuenta la altura de los picos principales, el área bajo la curva y el poder de reflexión que los diferentes minerales poseen con respecto a los rayos X (definidos en el laboratorio de DRX), esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente, es importante tener en cuenta este aspecto ya que otras técnicas petrográficas proporcionan porcentajes composicionales con base en el área observada, incluyendo además porosidad de la roca. Se toma como 100% el total de las fases detectadas por el difractómetro. El material orgánico presente, así como los cementos y compuestos amorfos que también constituyen parte de la roca, al igual que la porosidad, no se cuantifican por esta técnica. Solo el material cristalino presente produce señales de difracción de rayos X.

Figura 44. Flujograma que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de las muestras por DRX.



- **Composición Mineralógica.** Los cálculos semicuantitativos obtenidos tanto para la roca total como para la fracción menor de 2 μm , se resumen en forma porcentual en las tablas 12 y 13 respectivamente para las muestras analizadas de los pozos Casimiro 3, Casimiro 9 y Chechy 13. El encabezado contiene la composición general establecida en cada una de las muestras. Con cada una de las tablas se generan sus correspondientes gráficos los cuales se elaboraron por pozo, éstos reflejan la concentración relativa de cada una de las fases minerales, tomando como 100% la totalidad de los compuestos cristalinos presentes. Las figuras 45, 46 y 47 corresponden a la roca total y las figuras 48, 49 y 50 a la fracción arcilla. En ellas las profundidades aparecen resaltadas con un recuadro de color dependiendo del grupo textural en el que se clasificaron con base en las observaciones realizadas en el laboratorio de SEM.

Composicionalmente las muestras en los tres pozos son muy similares, básicamente cuarzo y material arcilloso, pobres en feldespatos, con trazas de pirita, carbonato de calcio y sulfato de calcio tipo yeso, sin embargo el contenido de material arcilloso varía de acuerdo con el grupo textural al que pertenezcan, así que las muestras clasificadas como areniscas presentan entre 16 y 55%, las limolitas entre el 45 y 65% y las muestras del grupo de shale entre el 74 y 93% de este material.

La fracción arcilla, menor de 2 μm , separada como se explica en la parte metodológica, se cuantifica asumiendo como 100% los minerales de arcilla identificados, incluyendo el cuarzo microcristalino presente en esta fracción. Para las muestras analizadas de estos pozos, independientemente del grupo textural en el que fueron clasificadas, el material arcilloso en todas es principalmente de tipo caolinítico con un contenido que varía entre 52 y 88% en la fracción arcilla. La caolinita está acompañada por illita cuyo contenido varía entre 0 y 23% y por clorita con un contenido entre 1 y 20%. La fracción arcilla también presenta un contenido de cuarzo microcristalino que varía entre 0.5 y 22%.

Tabla 12. Composición mineralógica de la roca total (*Datos obtenidos en el Laboratorio de DRX*).

| Pozo | Profundidad (ft) | M. de Arcilla | Cuarzo | Feldesp. potásico | Carbonatos | Pirita | Otros |
|---------------|------------------|---------------|--------|-------------------|------------|--------|-------|
| CASIMIRO 3 | 6435 | 16,63 | 82,76 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,60 |
| | 6638,7 | 30,22 | 69,78 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 6721,5 | 60,08 | 39,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,87 |
| | 6722,33 | 92,40 | 7,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 6801 | 91,11 | 8,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,57 |
| | 6808,17 | 54,50 | 44,83 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,67 |
| | 6823,25 | 91,78 | 5,79 | 0,00 | 0,00 | 1,89 | 0,53 |
| | 6847,67 | 48,62 | 49,18 | 0,31 | 0,00 | 1,89 | 0,00 |
| | 6850,5 | 45,47 | 54,23 | 0,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 6856,5 | 47,33 | 52,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,64 |
| | 6874 | 41,47 | 58,21 | 0,32 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 6901,17 | 79,87 | 19,86 | 0,00 | 0,27 | 0,00 | 0,00 | |
| CASIMIRO 9 | 6567 | 75,14 | 24,02 | 0,84 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 6594,75 | 74,51 | 24,89 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,60 |
| | 6664 | 79,91 | 20,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 6712,33 | 79,51 | 19,76 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,73 |
| | 6815 | 90,05 | 9,20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,74 |
| | 6896,42 | 92,64 | 6,54 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,83 |
| | 6925,17 | 93,01 | 3,92 | 0,00 | 0,00 | 3,07 | 0,00 |
| 6931 | 89,63 | 3,84 | 0,00 | 0,00 | 6,53 | 0,00 | |
| CHECHY 13 | 8506,17 | 65,52 | 34,48 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 8532 | 64,69 | 35,31 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 8548,13 | 85,85 | 14,15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 8609,17 | 88,45 | 8,98 | 0,00 | 2,57 | 0,00 | 0,00 |

Figura 45. Composición mineralógica de la roca total pozo Casimiro 3 (Con base en la tabla 12)

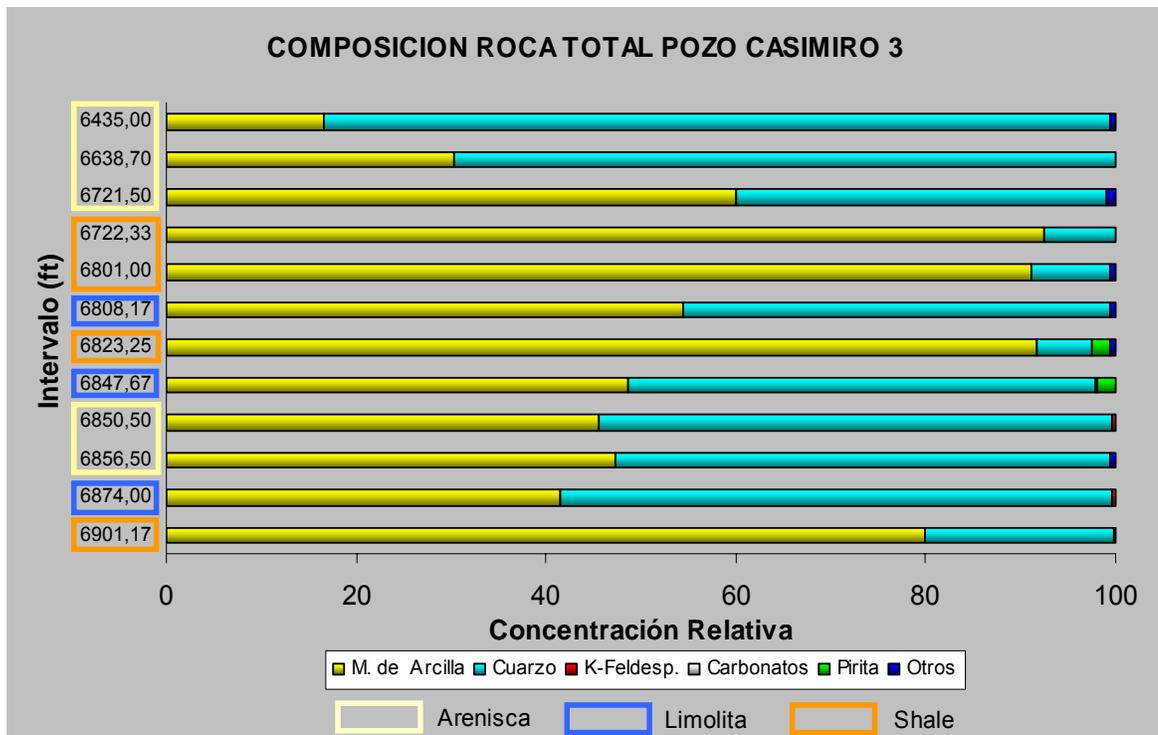


Figura 46. Composición mineralógica de la roca total pozo Casimiro 9 (Con base en la tabla 12).

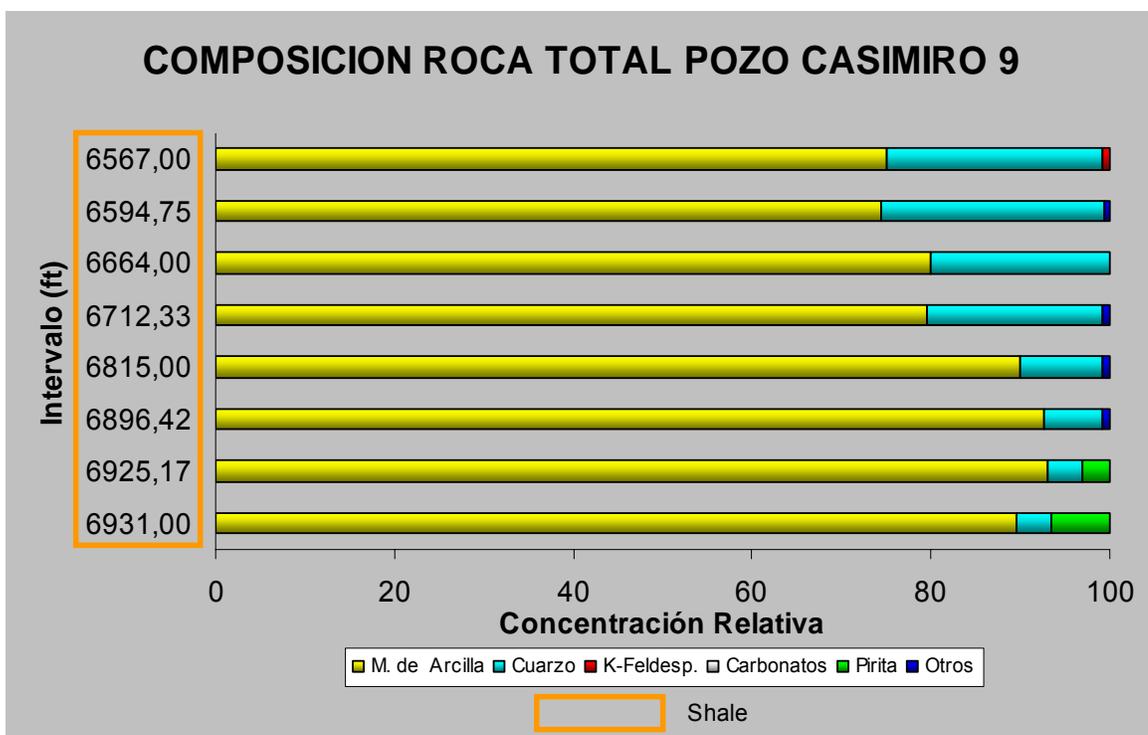


Figura 47. Composición mineralógica de la roca total pozo Chechy 13 (Con base en la tabla 12).

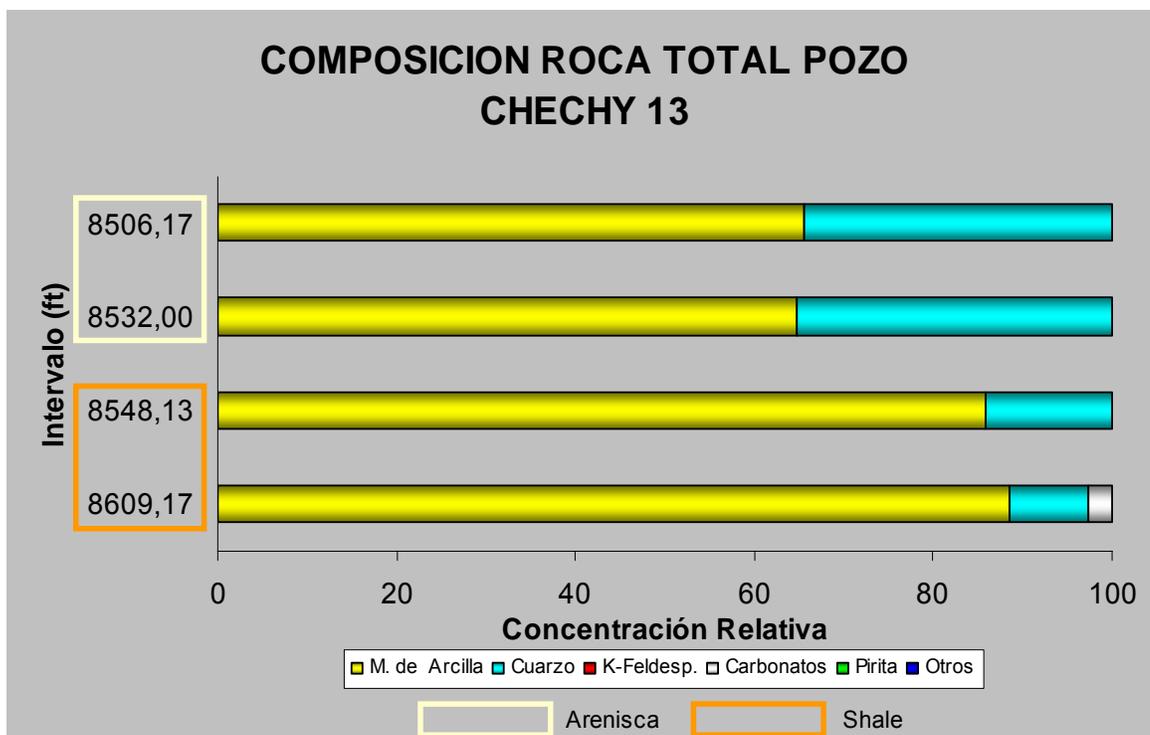


Tabla 13. Composición mineralógica de la fracción arcilla (<2 μm). (Datos obtenidos en el Laboratorio de DRX).

| Pozo | Profundidad (ft) | Esmectitas | Cloritas | Illitas | Caolinita | Cuarzo |
|------------|------------------|------------|----------|---------|-----------|--------|
| CASIMIRO 3 | 6435 | 0,00 | 7,86 | 18,58 | 57,07 | 16,50 |
| | 6638,7 | 0,00 | 20,74 | 0,00 | 68,35 | 10,91 |
| | 6721,5 | 0,00 | 5,43 | 6,28 | 73,19 | 15,09 |
| | 6722,33 | 0,00 | 13,93 | 10,11 | 72,14 | 3,81 |
| | 6801 | 0,00 | 17,81 | 6,54 | 68,58 | 7,08 |
| | 6808,17 | 0,00 | 9,45 | 6,33 | 65,00 | 19,22 |
| | 6823,25 | 0,00 | 9,73 | 9,72 | 72,67 | 7,89 |
| | 6847,67 | 0,00 | 7,71 | 4,44 | 66,19 | 21,66 |
| | 6850,5 | 0,00 | 1,37 | 1,62 | 87,77 | 9,24 |
| | 6856,5 | 0,00 | 1,33 | 2,08 | 84,75 | 11,85 |
| | 6874 | 0,00 | 1,60 | 5,80 | 75,11 | 17,49 |
| | 6901,17 | 0,00 | 6,65 | 4,30 | 78,74 | 10,31 |
| CASIMIRO 9 | 6567 | 1,49 | 15,74 | 9,26 | 62,65 | 10,85 |
| | 6594,75 | 0,86 | 12,56 | 11,57 | 72,13 | 2,88 |
| | 6664 | 0,00 | 9,74 | 18,73 | 52,63 | 18,90 |
| | 6712,33 | 0,00 | 8,67 | 19,08 | 60,94 | 11,31 |
| | 6815 | 0,00 | 2,40 | 11,70 | 85,30 | 0,61 |
| | 6896,42 | 0,00 | 6,39 | 8,53 | 71,06 | 14,02 |
| | 6925,17 | 0,00 | 8,26 | 12,61 | 74,87 | 4,26 |
| | 6931 | 0,00 | 3,40 | 13,91 | 81,84 | 0,85 |
| CHECHY 13 | 8506,17 | 0,00 | 4,50 | 7,41 | 81,95 | 6,14 |
| | 8532 | 0,00 | 6,85 | 18,81 | 69,34 | 5,00 |
| | 8548,13 | 0,00 | 2,71 | 16,91 | 75,85 | 4,53 |
| | 8609,17 | 0,00 | 13,07 | 26,79 | 54,83 | 5,31 |

Figura 48. Composición mineralógica de la fracción arcilla pozo Casimiro 3 (Con base en la tabla 13).

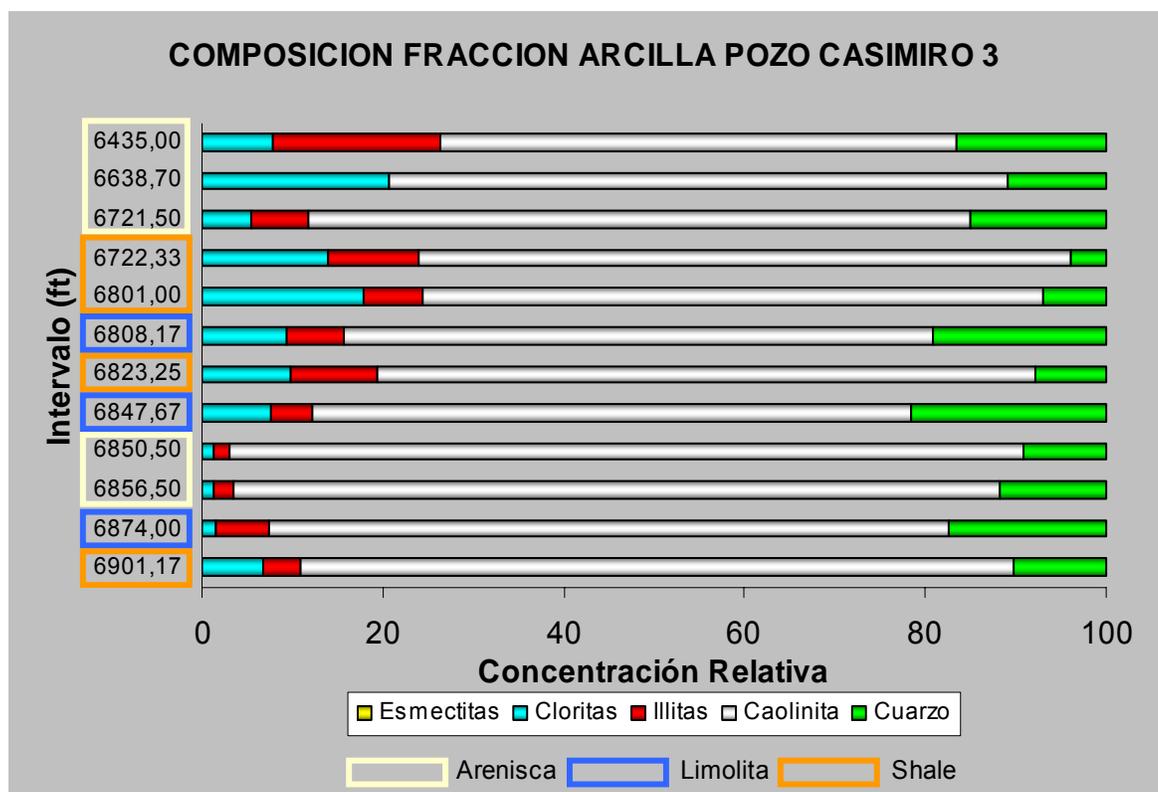


Figura 49. Composición mineralógica de la fracción arcilla pozo Casimiro 9. (Con base en la tabla 13).

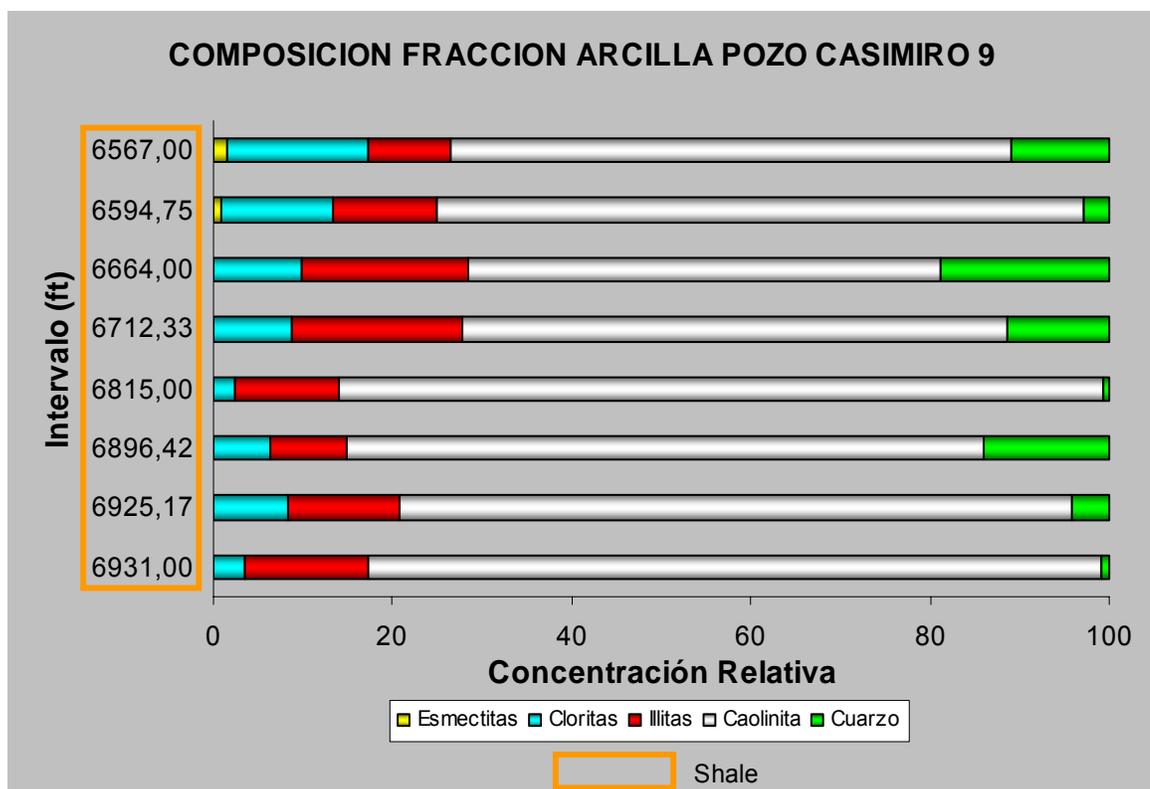
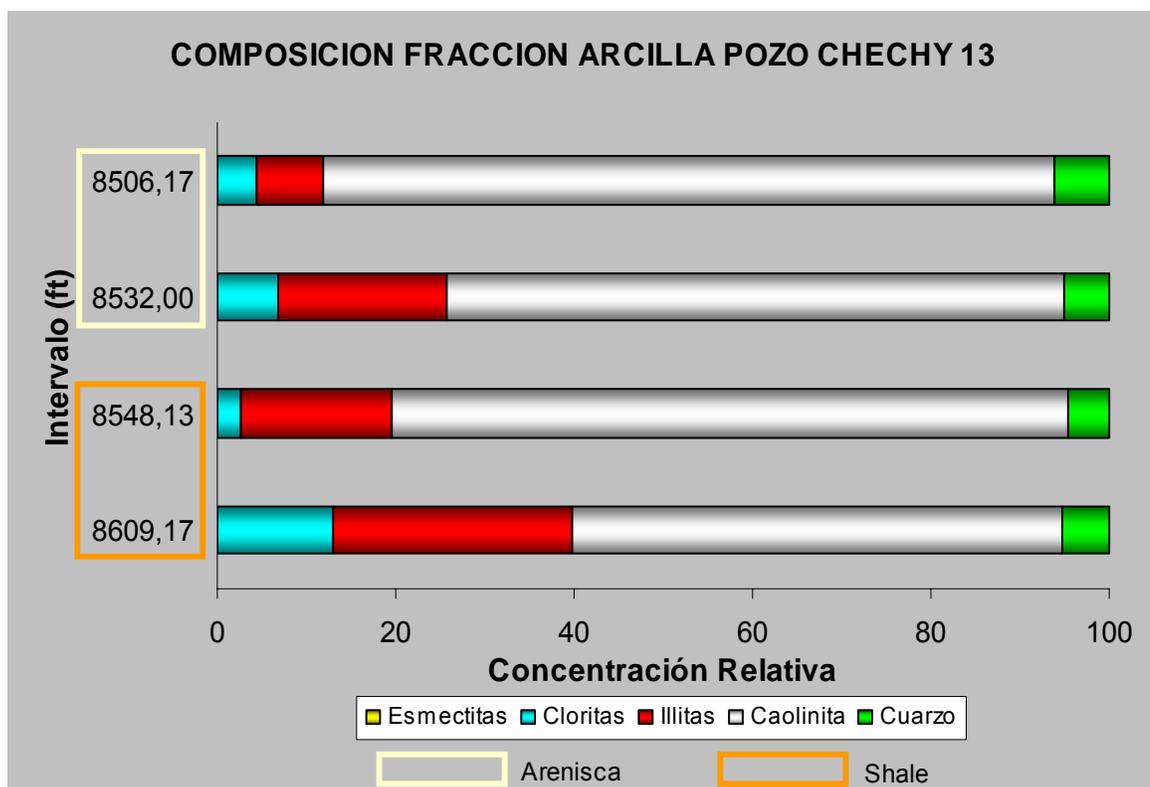


Figura 50. Composición mineralógica de la fracción arcilla pozo Chechy 13. (Con base en la tabla 13).



✓ **Implicaciones de la fracción arcillosa.** Las propiedades físicas y químicas de las arcillas están gobernadas por sus estructuras. Las propiedades físicas resultan principalmente del tipo de enlace entre las capas. Para la caolinita, clorita e illita el enlace es bastante fuerte; el enlace para la caolinita es de tipo O-H y de tipo iónico para la clorita e illita. No hay cationes reemplazables entre las capas de estas arcillas y las moléculas de agua no pueden entrar entre las capas. Ellas son por consiguiente no expandibles y no hinchables. Sin embargo, los cationes interlaminares de esmectita son intercambiables y pueden ser hidratados. De este modo el espacio interlaminar puede ser engrosado causando que las esmectitas se expandan e hinchen.

Los minerales de arcilla presentes en formación y reservorios pueden:

- Reducir la permeabilidad por hinchamiento y/o efectos de migración.
- Incrementar la sensibilidad del agua ácida o el agua dulce.
- Incrementar la saturación de agua irreducible.

Las arcillas pueden ser clasificadas en dos grupos:

- Arcillas No Hinchables: caolinita, illita y clorita.
- Arcillas Hinchables: esmectita.

Las arcillas generalmente encontradas en los pozos de aceite y gas son de tipo no hinchables. Por consiguiente, el mayor problema de las arcillas es su dispersión y subsiguiente migración. Frecuentemente laminas de arcilla intercaladas contienen esmectita. Esto agranda el problema de la dispersión y migración de arcilla dado que la esmectita puede hincharse causando en las láminas de arcilla intercaladas el rompimiento, separación y migración (*Dowell Schlumberger, 1985*).

Caolinita. Su fórmula química es $Al_4 (Si_4 O_{10}) (OH)_8$, La caolinita es una de las arcillas frecuentemente encontradas en formaciones productoras de aceite y/o gas. La caolinita es un aluminosilicato hidratado. De este modo es muy estable desde el punto de vista químico ya que existe un equilibrio entre sus cargas positivas y negativas, debido a la cohesión entre sus capas, que se presenta por la unión de los iones de O de una capa con los iones OH del plano superior, creando los puentes de H.

Este tipo de arcilla se caracteriza por su gran tamaño y capacidad de expansión baja.

Usualmente los cristales de caolinita son encontrados juntamente en agregados compactos (floculados) semejantes a un paquete de naipes (Anexo 4A). Sin embargo si estos cristales están dispersos y son arrastrados por un fluido en movimiento, ellos migrarán y se alojarán en una garganta poral donde actuarán como una válvula de interrupción. De este modo la migración de la caolinita depende de su estado disperso o floculado. La microporosidad de este tipo de mineral es poca, por lo que no retiene agua en su estructura, ya sea de forma química o física. Sin embargo la alta turbulencia de un fluido dentro de un poro puede romper la delicada unión entre la caolinita y la pared del poro (*Dowell Schlumberger, 1985*).

Illita. Su fórmula química es $K_{1-1.5} Al_4 [Si_{7-6.5} Al_{1-1.5} O_{20}](OH)_4$. Los principales problemas de ingeniería causados por la illita son debido a su arreglo. Físicamente se presentan como filamentos de grosor variable, pero con ejes bien definidos. Algunas formas se presentan agregadas en forma de bastones. Las partículas laminares alcanzan un diámetro de 0.2 – 2 micras, con un grosor, considerablemente menor.

La illita autigénica crece en poros como masas de largos filamentos (similares a un cabello) lo cual crea un gran volumen de microporosidad.

Esta microporosidad incrementa las fuerzas de capilaridad en los poros, de este modo el agua ligada a los granos en los cuales la illita crece resulta en una alta saturación de agua irreducible y una baja permeabilidad de aceite y gas.

Para illitas detríticas que ocurren en sedimentos como una masa floculada, su dispersión puede causarles migración (*Dowell Schlumberger, 1985*).

Clorita. Es un aluminosilicato hidratado que a menudo contiene altas cantidades de Fe y Mg. Estructuralmente la clorita, la cual es un mineral autigénico similar a la illita que frecuentemente envuelve los granos con una estructura en forma de panal u ocupa los espacios porales. Esto puede crear una microporosidad que resulta en un problema de retención de fluidos (*Dowell Schlumberger, 1985*).

Esmectitas. Su fórmula química es $Al_4 Si_8 O_{20} (OH)_4 nH_2O$. Este término incluye un grupo completo de arcillas sensitivas al agua tales como montmorillonita, beidellita, montronita y saponita. En la industria del petróleo esta familia entera es usualmente llamada "montmorillonita". En cuanto a su aspecto físico la esmectita presenta similitud a panales de abejas, lo cual incide en la alta microporosidad de la arcilla.

Estos minerales son estructuralmente similares a las micas, pero los enlaces entre las capas son débiles. Cantidades variables de agua pueden entrar entre sus láminas unidas causando un hinchamiento, ya que este tipo de material admite entre sus capas cationes intercambiables hidratados y además moléculas de agua que no están ligadas a ningún catión (H_2O libre). Así cuando la esmectita está en contacto con agua fresca, se hincha más que si estuviera en contacto con salmuera, debido a que en el primer caso (agua fresca) entre sus capas entran

moléculas de agua y en el segundo caso (salmuera) entran solo cationes intercambiables “hidratados”. Los problemas de producción en areniscas ricas en esmectita están dados por: 1) La arcilla es extremadamente sensitiva al agua, la cual puede inducir una desintegración de formación y producción de arena; 2) la esmectita poral envolvente tiende a quebrar, aflojar y migrar durante el hinchamiento; y 3) similar a las illitas y cloritas la estructura de la esmectita causa que el sistema poral tenga una muy alta área superficial, resultando en una alta saturación de agua irreducible. A menos que este factor sea considerado, los pozos potencialmente productores pueden ser taponados y abandonados.

La hinchazón de estas arcillas debido a la introducción relativa de agua dulce dentro de los poros resulta en el sellamiento de las gargantas porales, resultando en la pérdida de permeabilidad. Las esmectitas con alto contenido de sodio pueden hincharse de 600 a 1000 por ciento de su volumen original.

Los problemas de hinchamiento asociados con esta familia de minerales de arcilla pueden ser dominados por el uso de fluidos a base de aceite de perforación, sistemas de finalización y estimulación conteniendo arcillas estabilizadoras.

Si la hinchazón ha ocurrido ya dentro del reservorio, el daño puede ser corregido por acidización con un ácido hidroclicórico débil, el cual deshidratará las arcillas. Esto teóricamente resultará en una pérdida del 80% de agua por contracción de las partículas de arcilla (*Dowell Schlumberger, 1985*), lo cual tiende a generar agrietamientos cuando el agua que hay en su estructura interna es eliminada.

4.1.4 Pruebas de Presión Capilar por Inyección de Mercurio. Parte de la evaluación de la capacidad del sello fue realizada mediante análisis de presión capilar por inyección de mercurio en cada una de las muestras de roca sello (Tabla 8), utilizando el porosímetro de intrusión y extrusión de mercurio AUTOPORE II 9220, el cual está equipado con cuatro cámaras de baja presión,

donde básicamente se realiza el llenado del portamuestras (Stim) con el mercurio y se determinan los primeros puntos de presión capilar de la muestra, además también cuenta con dos cámaras de alta presión donde se efectúa la inyección de mercurio hasta una presión de 60.000 psi, para desarrollar una curva de presión capilar vs. saturación de aire, (figura 51)

Para que las lecturas del equipo sean confiables las muestras deben ser saturadas entre el 25 – 90 % del Hg del Stim del portamuestras (figura 52), esto se relaciona con la cantidad de muestra que se debe introducir en el portamuestras a partir de la siguiente relación.

$$W_m = \frac{\rho_{Grano} \times 50\% TSV (1 - \phi)}{\phi} \quad \text{Ecu. 8}$$

Wm ≤ 20 (g); **TSV** = Volumen del Stim del portamuestras (cm³); **φ** = Porosidad de la muestra (fracción).

Se siguió el Procedimiento Técnico de Ensayo PTE 11-270, el cual esta soportado por la norma ASTM D 4404-98 y ajustado al procedimiento de operación del equipo PTO 11-013. Sin embargo en la metodología empleada por el laboratorio del ICP todas las muestras son tratadas como ripios, aun cuando estas sean fragmentos de un plug. *(Es decir el laboratorio no utiliza plugs regulares para este tipo de ensayo).*

Figura 51. Flujodiagrama que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de las muestras por PCIM.

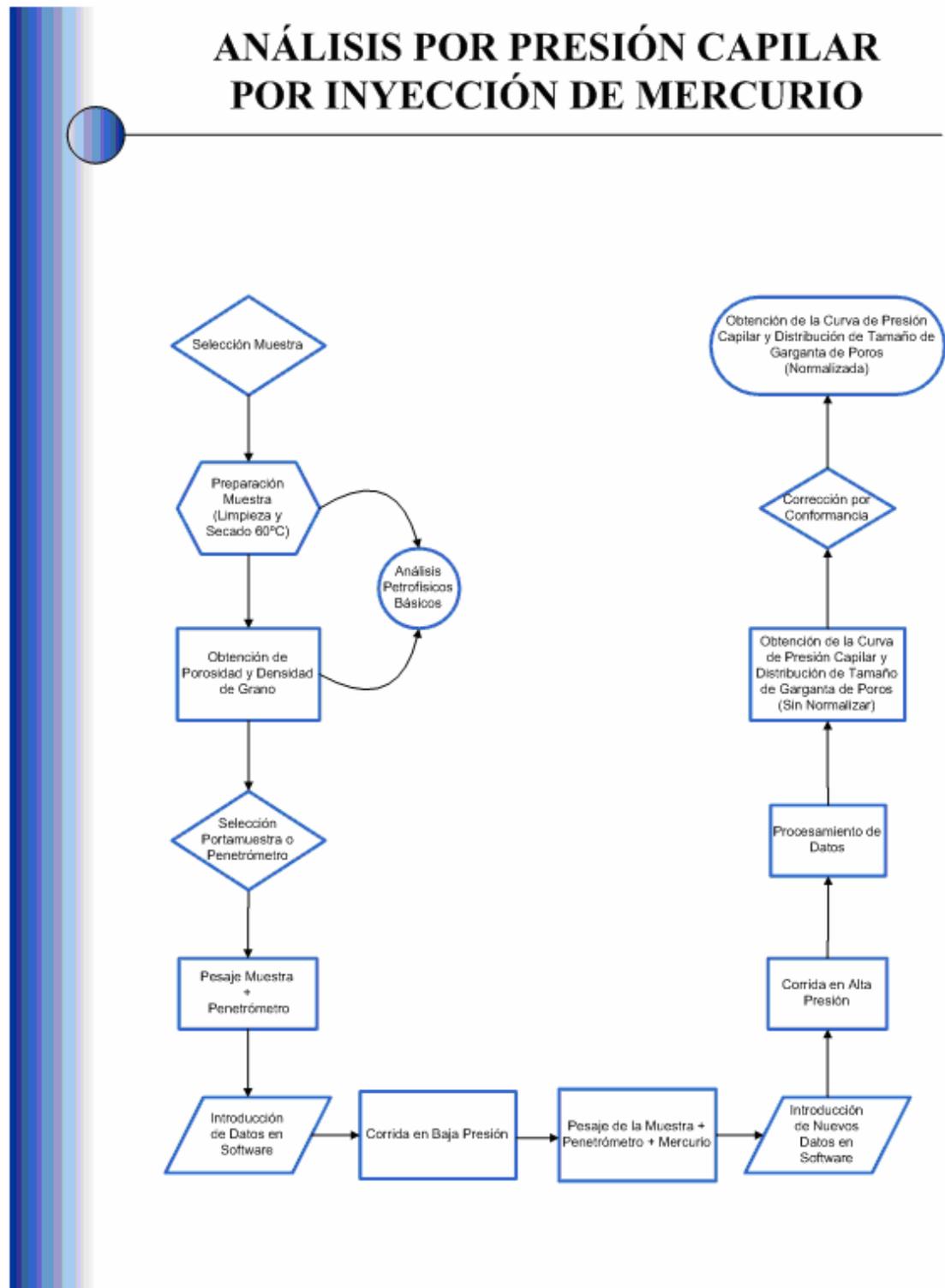
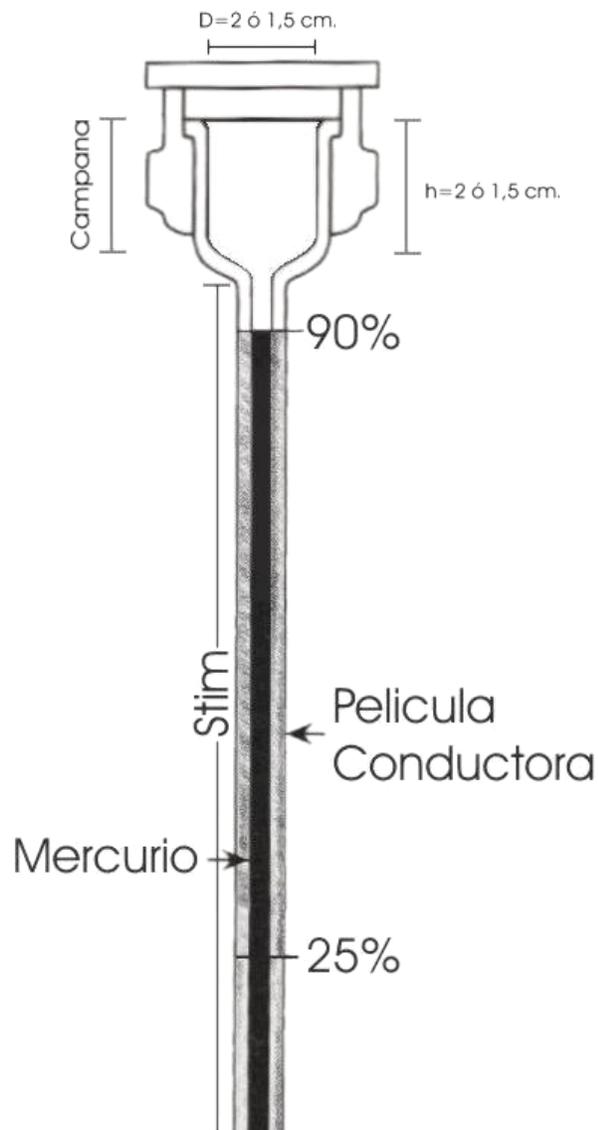


Figura 52. Portamuestras o Penetrometro utilizado por el porosímetro de intrusión y extrusión de Hg AUTOPORE II 9220 en el ensayo de presión capilar. Según el tipo de muestra el volumen del Stim puede variar entre $1.131 \text{ cm}^3 - 0.392 \text{ cm}^3$ y el diámetro (D) y la altura (h) de la campana entre 2 cm. – 1.5 cm.



(Modificado de Sneider et al, 1997).

Debido a que los datos de presión capilar son medidos en el sistema aire/mercurio (laboratorio), es necesario convertirlos al sistema salmuera/hidrocarburo (reservorio) usando la ecuación 4.

La relación entre la presión capilar salmuera/hidrocarburo y la altura por encima del nivel de agua libre (FWL) fue calculada usando la ecuación 5.

La capacidad de sello (la máxima columna de hidrocarburos que el sello puede contener antes de que empiece a dar fuga) fue calculada a partir de la ecuación 6.

Los valores de tensión interfacial agua/crudo y densidad de fluidos a condiciones de presión y temperatura deben ser determinados en laboratorio usando fluidos reales. Sin embargo, estas mediciones son difíciles y costosas por lo que comúnmente se usan aproximaciones. La Tabla 14 muestra valores usuales para tensión interfacial y ángulos de contacto. Análisis de PVT indican que la densidad de los fluidos, crudo y agua, a condiciones de yacimiento es 0.9112 (13.7° API) y 1.002, respectivamente. El ángulo de contacto para el sistema crudo/salmuera fue asumido igual a cero. La tensión interfacial para el sistema crudo/salmuera a condiciones de yacimiento fue estimada en 23.83 dyn/cm usando la siguiente correlación empírica. (*Andersen, 1993*).

$$\sigma = 20.52 + 36.41(\rho_w - \rho_o) \quad \text{Ecu. 9}$$

Para la tensión interfacial y ángulo de contacto del sistema aire/mercurio se usaron los valores reportados en la literatura (Tabla 14).

Tabla 14. Valores típicos de ángulo de contacto y tensión interfacial.

| Sistema | Angulo de Contacto (°) | Tensión Interfacial* (dyn/cm) |
|----------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| Metano/salmuera | 0 | 72 |
| Aire/mercurio | 140 | 485 |
| Crudo/salmuera (<30°API) | 0 | 30 |
| Crudo/salmuera (30-40°API) | 0 | 21 |
| Crudo/salmuera (>40°API) | 0 | 15 |

* Tensión Interfacial (IFT) a 70 °F y 1 atm. de presión.

(Tomada de Vavra et al, 1992).

El valor de la presión de desplazamiento de la roca reservorio (P_{dr}) para el sistema aire/mercurio generalmente no es cuantificable y casi nunca excede los 5 psi., (Boult et al, 1997). Para este caso tomamos $P_{dr} = 3$ psi., según lo reportado por el Laboratorio de Presión Capilar del ICP.

Aun con los mejores datos de laboratorio, los cálculos de H_{max} son, a lo sumo, aproximaciones. La confiabilidad de los datos es limitada por incertidumbre en la representatividad de las muestras y en la determinación de propiedades reales de la roca y fluidos en el subsuelo.

El otro parámetro crítico en los cálculos de la capacidad del sello es la determinación de las presiones de desplazamiento. En el yacimiento, la presión de desplazamiento es la presión de flotación (buoyancy) requerida para superar la presión capilar, y así permitir que el hidrocarburo (fase no mojante) desplace el

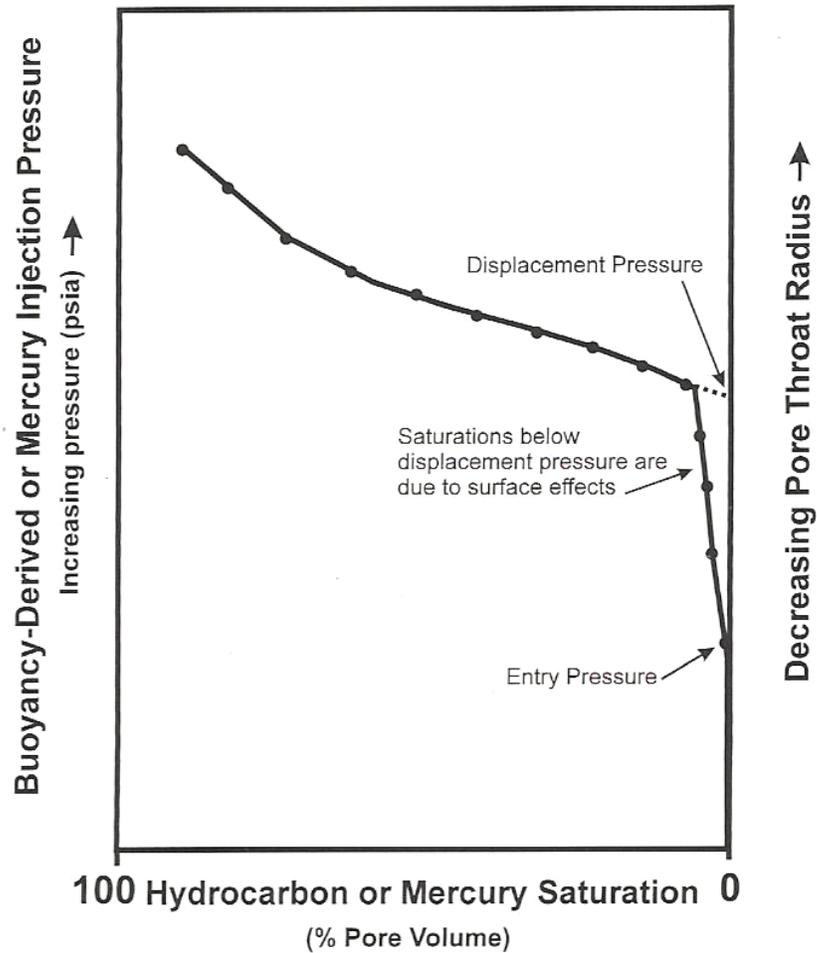
agua (fase mojante) de las gargantas de poro más grandes. En el laboratorio, la presión de desplazamiento es la presión a la cual el mercurio (fase no mojante) penetra en el sistema poroso de la roca. (*Kaldi & Atkinson, 1997*).

La presión de desplazamiento fue obtenida examinando la forma de la curva de presión capilar en un gráfico en coordenadas semi-logarítmicas, seleccionando la presión de inyección como la presión obtenida al prolongar la pendiente del flat hasta una saturación de mercurio igual a cero (Figura 53) (*Krushin, 1997*). Este método corrige el problema de conformancia. Conformancia (closure) es un fenómeno inherente al experimento de presión capilar por inyección de mercurio donde el mercurio tiende a rellenar las irregularidades (muescas o fracturas) en la muestra a bajas presiones (*Kaldi & Atkinson, 1997*). En aquellas curvas donde no era posible mediante este método estimar la presión de desplazamiento (no era claramente identificable el punto de inflexión), se hizo uso de las micrografías y de los análisis de DRX. Las micrografías (SEM) y la DRX permiten observar la estructura poral y su composición mineralógica para evaluar cualitativamente la calidad del sello. Estas observaciones son entonces tenidas en cuenta para aproximar en la curva de presión capilar el punto de inflexión.

Las graficas obtenidas a partir de los datos obtenidos del ensayo de presión capilar por inyección de Hg para cada una de las muestras analizadas (figura 54) fueron corregidas (normalizadas) por el fenómeno de conformancia (closure) (figura 55), lo cual consiste en eliminar la porción de la curva que no representa la verdadera presión de entrada de Hg en el sistema poral de la roca, (Anexo 4B).

Usando las variables enunciadas, la columna de hidrocarburos (H_{max}) fue calculada para cada una de las muestras. Con base en las ecuaciones anteriores, para 1 psi en el sistema aire/mercurio la roca es capaz de mantener una columna de hidrocarburo de 1.63 ft por encima del nivel de agua libre.

Figura 53. Determinación de la presión de desplazamiento Pd; para la mayoría de las muestras se toma prolongando la pendiente del flat en la curva hasta una saturación “0” de mercurio.



(Tomada Krushin, 1997).

En términos de la capacidad del sello y teniendo en cuenta la clasificación para los diferentes tipos de sellos según *Sneider et al 1991* (tabla 15), las presiones de desplazamiento más altas están asociadas con los shales (P_d 2410 – 5970 psi de Hg). Esto corresponde con la capacidad del sello para mantener una columna de hidrocarburo con un H_{max} entre 3930 – 9730 ft y tipo de sello A. El siguiente rango

ocurre en las limolitas (Pd 250 – 2200 psi) y corresponde a un H_{max} entre 400 – 3580 ft, con tipos de sello A, B y C. Las presiones de desplazamiento más bajas están asociadas a las areniscas de grano fino (Pd 27 – 125 psi) con una capacidad del sello para retener una columna entre 40 – 200 ft de hidrocarburos constituyéndose en tipos de sello C, D y E. Estos resultados están resumidos en la tabla 16 y figura 56.

Tabla 15. Clasificación del tipo de sellos para hidrocarburos según la capacidad sellante.

| Type | Sealing Capacity (H) |
|------|---|
| A | $H > 300$ m (>1000 ft) |
| B | $H > 150$ m but <300 m (>500 ft but <1000 ft) |
| C | $H > 30$ m but <150 m (>100 ft but <500 ft) |
| D | $H > 15$ m but <30 m (>50 ft but <100 ft) |
| E | $H < 15$ m (<50 ft) |
| F | Waste zone rocks |

(Tomada de Sneider et al, 1991).

Tabla 16. Resultados de la capacidad del sello a partir de presiones capilares por inyección de mercurio.

| TIPO DE ROCA (Análisis Textural) | PRESION DE DESPLAZAMIENTO a/m (psi) | CAPACIDAD DEL SELLO EN H_{MAX} (ft) | Tipo de Sello según Sneider et al, 1991 |
|-------------------------------------|---|---|---|
| Areniscas de Grano Fino | 27 – 125 | 40 – 200 | C – D – E |
| Limolitas | 250 – 2200 | 400 – 3580 | A – B – C |
| Shales | 2410 – 5970 | 3930 – 9730 | A |

Figura 54. Presión capilar por inyección de Hg sin normalizar, para las muestras de roca mas representativas de los pozos Casimiro 3, 9 y Chechy 13. Con base en el estudio de SEM, las muestras fueron clasificadas de acuerdo a su textura en areniscas, limolitas y shale.

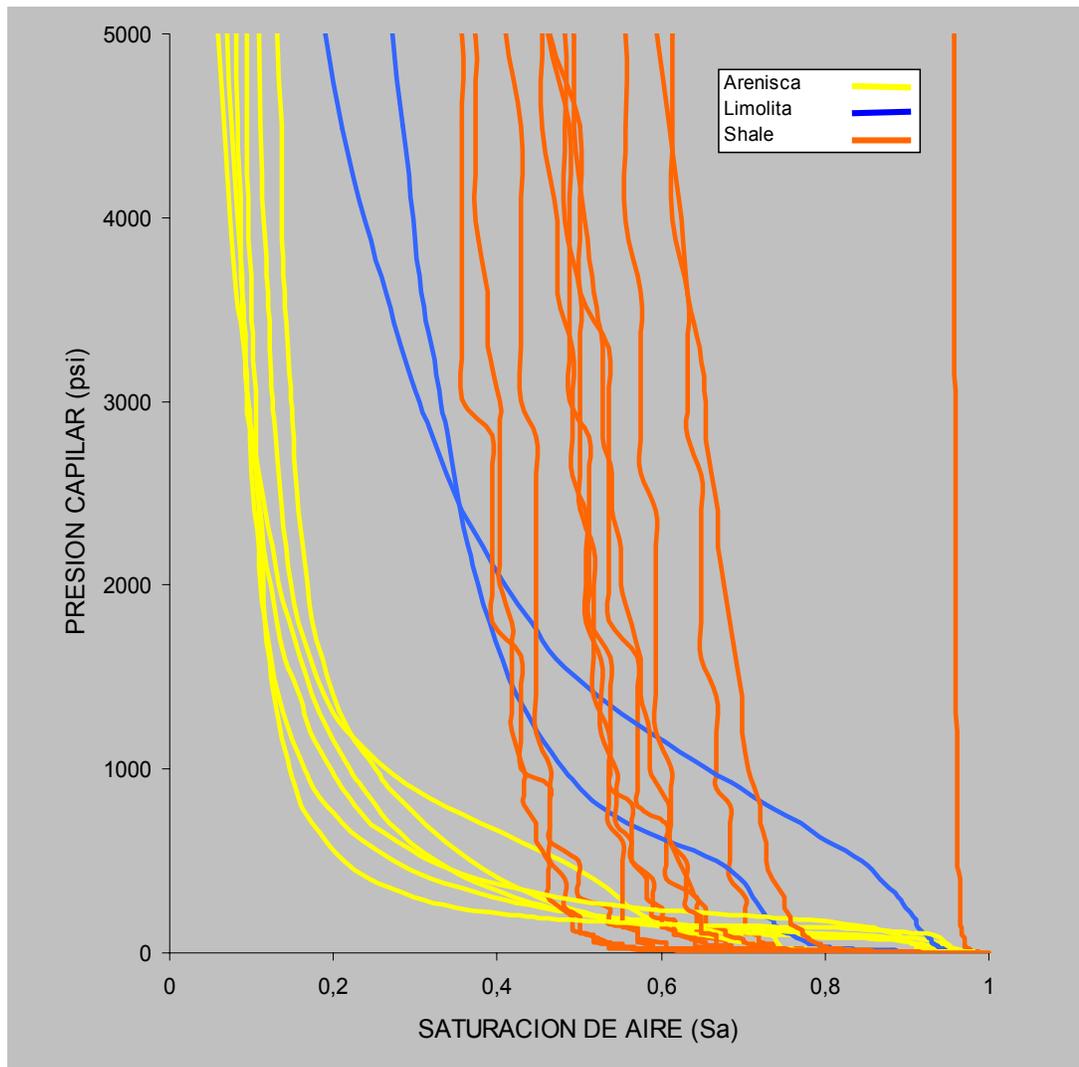


Figura 55. Presión capilar por inyección de Hg Normalizada en escala semi-logarítmica, para las muestras de roca mas representativas de los pozos Casimiro 3, 9 y Chechy 13.

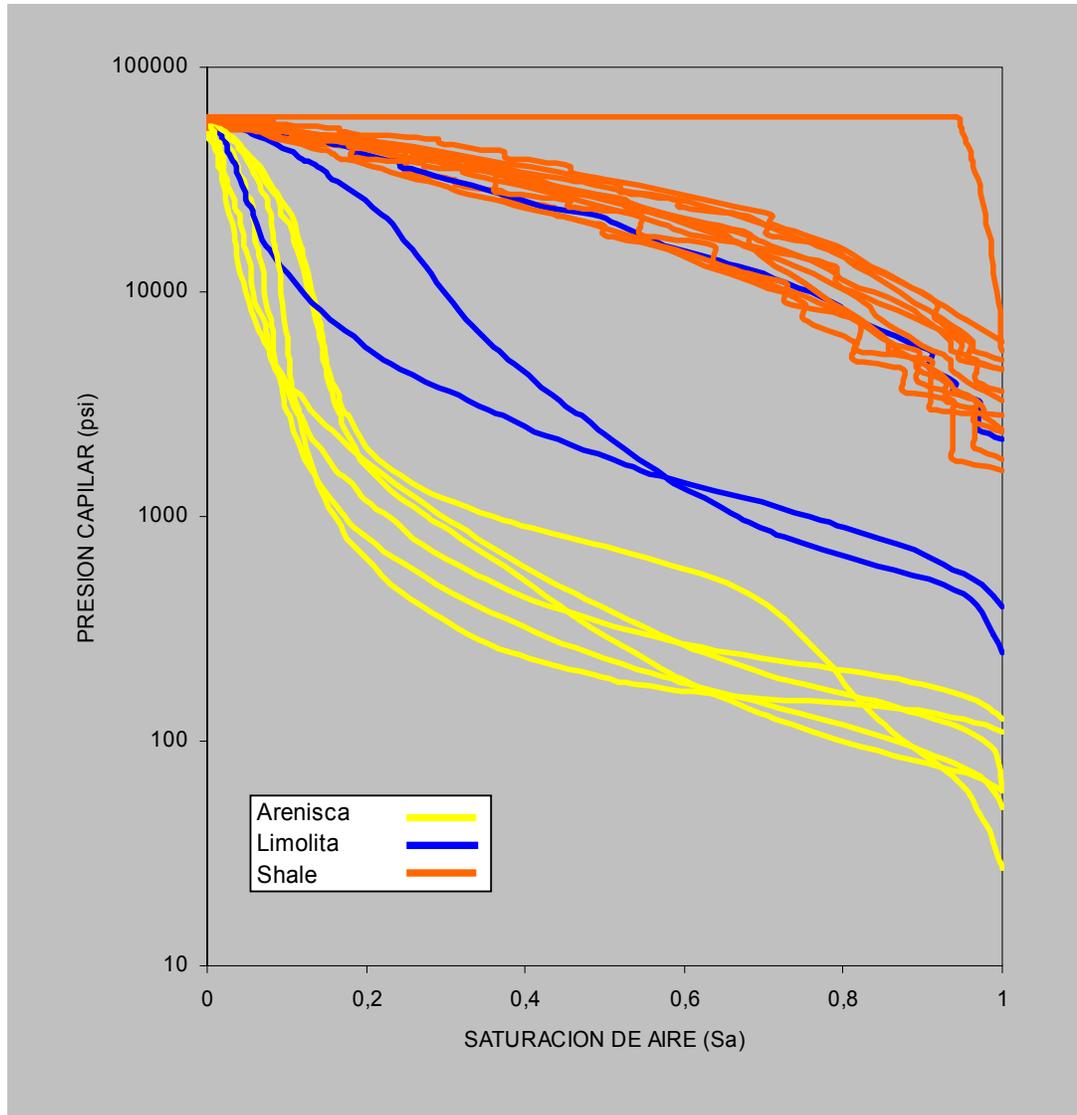
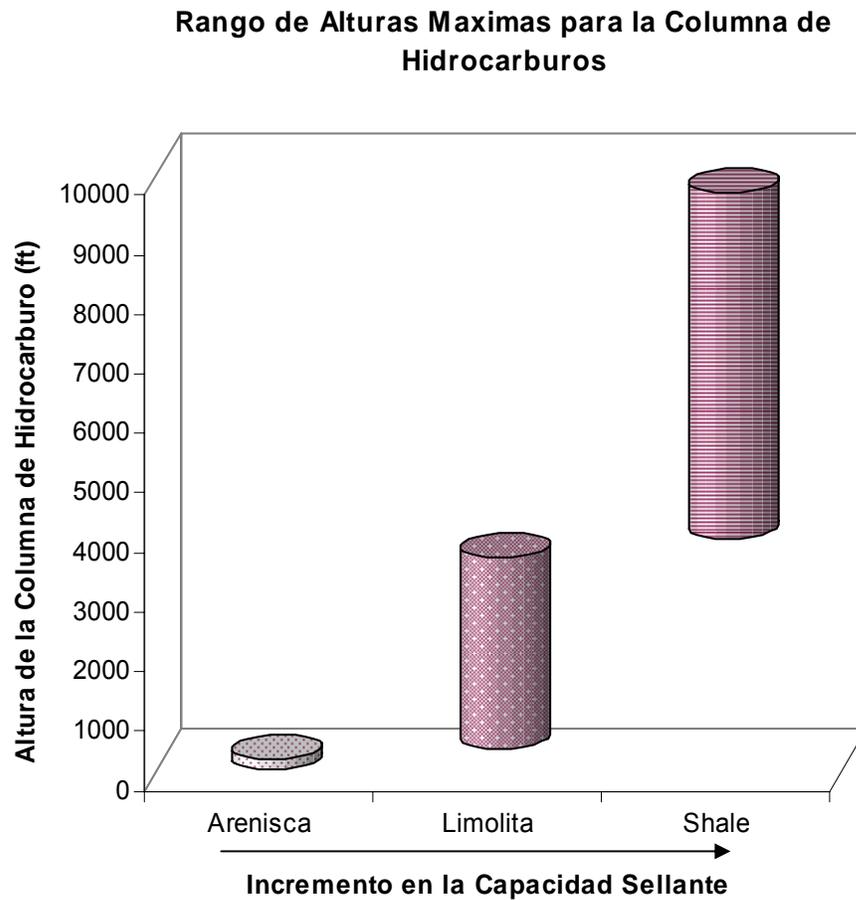
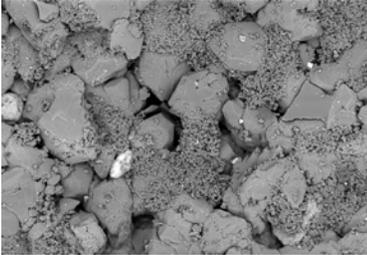
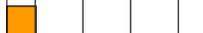
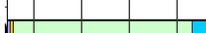
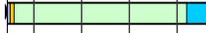
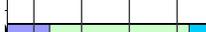
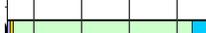
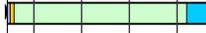
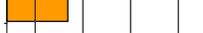
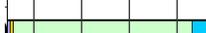
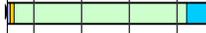
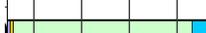
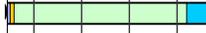
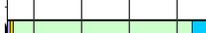
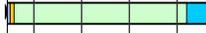
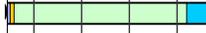
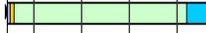
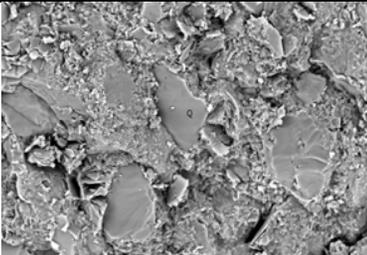
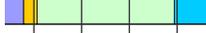
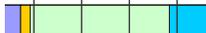
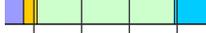
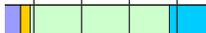
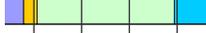
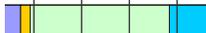
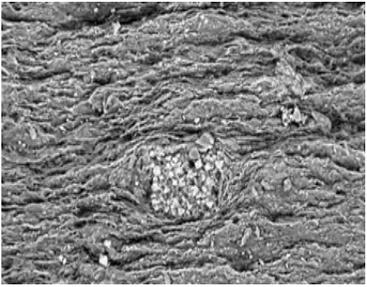
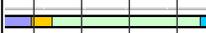
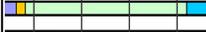
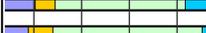
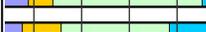
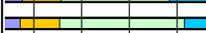
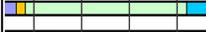
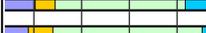
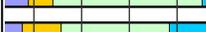
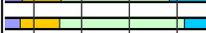
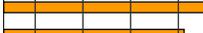
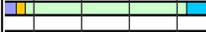
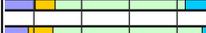
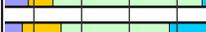
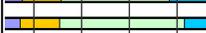
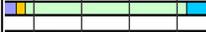
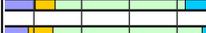
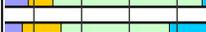
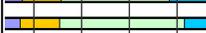
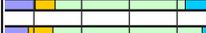
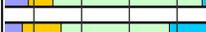
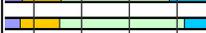
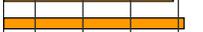
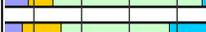
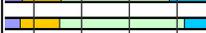
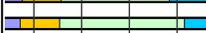
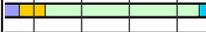
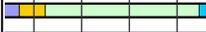
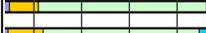
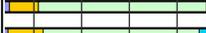
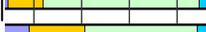
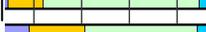


Figura 56. Rango de la altura para la columna de hidrocarburos (H_{max}) soportada por cada tipo de sello.



La Tabla 17 presenta un resumen integrado de los análisis SEM, DRX y Pc, con base en el cual las muestras fueron clasificadas de acuerdo a su textura en areniscas, limolitas y shale.

Tabla 17. Análisis textural, mineralógico y capilar integrado.

| Tipo | Pozo | Prof. | Pd (psi) | H max. | Características generales | Textura representativa | Arcilla total | | | | Fracción arcilla | | | | |
|----------|--------|----------|----------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 20 | 40 | 60 | 80 | 20 | 40 | 60 | 80 | |
| Arenisca | C. 3 | 6435' | 60.62 | 93.98 | Grano fino hasta medio a grueso, cemento silíceo, sobrecrecimientos de cuarzo. Arcilla dispersa rellenando poros. Porosidad entre 4.3%-14.2% (según A. Básicos). Texturalmente no presentan características apropiadas para ser roca sello. Podrían comportarse como barreras de permeabilidad. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| | | 6638.7' | 59.72 | 92.51 | | |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| | | 6721.5' | 27.26 | 39.57 | | |  |  |  |  |  |  |  | | |
| | | 6850.5' | 50.85 | 78.04 | | |  |  |  |  |  |  | | | |
| | | 6856.5' | 60.11 | 93.15 | | |  |  |  |  |  | | | | |
| | Ch. 13 | 8506.17' | 124.52 | 198.21 | | |  |  |  |  | | | | | |
| 8532' | | 109.6 | 173.87 |  |  |  | | | | | | | | | |
| Limolita | C. 3 | 6808.17' | 249.04 | 401.31 | Cuarzosas, de cemento silíceo y sobrecrecimientos de cuarzo. Tapadas por material arcilloso, de tipo caolinita, acompañada de clorita e illita. Porosidades entre 0.0 y 11.2% (según Análisis Básicos). Características más apropiadas para barrera de permeabilidad. |  |  |  |  |  |  |  |  | | |
| | | 6847.67' | 2206.18 | 3593.62 | | |  |  |  |  |  |  | | | |
| | | 6874' | 400.04 | 647.61 | | |  |  |  |  |  | | | | |
| Shale | C. 3 | 6722,33' | 1606.82 | 2616 | Agregados de arcilla floclada de tipo caolinítico, de láminas acomodadas principalmente en contactos cara-cara orientados paralelos a la estratificación. Característica es muy apropiada para una roca sello. C.3 (6722.33') y C.9 (6712.33') presentan orientación indistinta de los agregados con algunas zonas en pseudolaminación. Porosidades entre 0.0 y 3.1% (según A. Básicos) |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| | | 6801' | 5490.06 | 8949.97 | | |  |  |  |  |  |  |  | | |
| | | 6823.25' | 5478.88 | 8931.74 | | |  |  |  |  |  |  | | | |
| | | 6901.17' | 5002.36 | 8154.48 | | |  |  |  |  |  | | | | |
| | C. 9 | 6567' | 4497 | 7330.19 | | |  |  |  |  | | | | | |
| | | 6594,75' | 3297.26 | 5373.28 | | |  |  |  | | | | | | |
| | | 6664' | 5970.29 | 9733.28 | | |  |  |  | | | | | | |
| | | 6712,33' | 2812.12 | 4581.97 | | |  |  |  | | | | | | |
| | | 6815' | 2398.21 | 3906.84 | | |  |  |  | | | | | | |
| | | 6896,42' | 45.12 | 68.70 | | |  |  |  | | | | | | |
| | | 6925.17' | 1797.78 | 2927.47 | | |  |  |  | | | | | | |
| | | 6931' | 4496.28 | 7329.01 | | |  |  |  | | | | | | |
| | Ch. 13 | 8548.17' | 3593.19 | 5855.98 | | |  |  |  | | | | | | |
| | | 8609.17' | 2408.54 | 3923.69 | | |  |  |  | | | | | | |

■ Cloritas ■ Illitas ■ Caolinita ■ Cuarzo

- ***Distribución de la Garganta Poral.*** Una de las ventajas de las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio es la obtención de la distribución de tamaños de garganta de poros a partir de un sistema de fluidos presentes en el medio poroso aire – mercurio, asumiendo que el aire constituye la fase humectante en este sistema.

Adicionalmente, se determina el efecto de la microporosidad, en caso que exista, a través de la curva de distribución de tamaño de garganta de poros. Para el caso de estudio de la roca sello la máxima presión a la cual se pueden someter las muestras es de 60 000 psi.

A continuación se presenta un análisis del comportamiento de las curvas de presión capilar vs saturación de aire y la distribución del tamaño de garganta poral por inyección de mercurio (Anexo 4B) de cada pozo.

Pozo Casimiro 3; para las doce muestras analizadas y de acuerdo a la distribución del diámetro de garganta de poros, se observan dos grupos: El primer grupo de muestras de profundidad **6638.7'**, **6721.5'**, **6808.17'**, **6850.5'**, **6856.5'** y **6874'** presentan un comportamiento heterogéneo con grupos de gargantas de poros con valores que van desde 0,166 a 2,086 micras. El segundo grupo de muestras de profundidad: **6435'**, **6722.3'**, **6801'**, **6823.25'**, **6847.67'** y **6901.17'**, presentan características de sellos, con diámetros de garganta de poro que oscilan entre 0,004 y 0,012 micras. En cuanto a la tendencia de las curvas de presión capilar, el primer grupo presenta bajas saturaciones residuales de aire, cuyos valores van desde 8,01 hasta 37,84%. El segundo grupo presenta altas saturaciones residuales de aire con valores desde 81,25 hasta 100%, lo cual permite establecer una dificultad en la intrusión del fluido no mojante (Anexo 4B, figuras 4B1 – 4B24). Cabe resaltar que para el segundo grupo y teniendo como base las micrográficas obtenidas a partir de las pruebas de SEM y los resultados de DRX, las muestras **6435'** y **6847,67'** no se pueden clasificar dentro de las muestras aptas para

cumplir una función sellante optima ya que sus análisis textural y mineralógico muestran características arenosas y limosas respectivamente.

Pozo Casimiro 9; en este grupo conformado por ocho muestras y de acuerdo a la distribución de tamaño de garganta poral se observan características sellantes debido al bajo rango de intrusión de mercurio; los valores de diámetro de garganta poral oscilan entre 0,004 y 0,012 micras y los porcentajes de saturación de aire residual están entre 89,28 – 100% lo cual muestra una dificultad en el drenaje de la fase mojante; excepto para la muestra **6896,42'** cuya saturación de aire es de 35,71%, comparativamente menor con las demás muestras de este pozo pero que al analizar los resultados de SEM y DRX dejan ver efectivamente sus características litológicas sellantes. Los altos valores de porosidad y de diámetro moda en el tamaño de garganta poral mostrados en los gráficos de distribución del tamaño de garganta poral sin normalizar son debido al posible fracturamiento de las muestras (Anexo 4B, figuras 4B25 – 4B40).

Pozo Chechy-13; En este grupo conformado por cuatro muestras se observa que las de profundidad **8506.17'** y **8532'**, muestran un comportamiento muy homogéneo y unimodal en la distribución de su tamaño de garganta poral, con valores de diámetro (moda) de 0.816 y 1.214 micras respectivamente. Las muestras de profundidad **8548.13'** y **8609.17'** presentan un comportamiento heterogéneo con características de sellos debido a su bajo rango de intrusión de mercurio con un diámetro de garganta poral de 0,006 y 0,012 micras respectivamente. La tendencia de las curvas de presión capilar muestran bajas saturaciones de aire residual (8,12 y 10,33%) en las muestras de profundidad **8506.17'** y **8532'**, lo cual permite establecer facilidades en el drenaje de la fase mojante, y altas saturaciones de aire residual (96,77 y 89,01%) en las muestras de profundidad **8548.13'** y **8609.17'**, lo cual permite establecer dificultad en la intrusión del fluido no mojante. El análisis de los datos de SEM y DRX corroboran los resultados enunciados anteriormente, ya que las dos primeras muestras

corresponden a una litología de arenas y las dos siguientes a shales característicos de rocas efectivamente sellantes. (Anexo 4B, figuras 4B41 – 4B48).

El resumen de los resultados obtenidos de las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, para todas las muestras se pueden observar en la tabla 18.

Tabla 18. Resultados de las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio.

| Pozo | Profundidad (ft) | Porosidad Iny. Hg (%) | Diámetro Moda (micras) | Sat. Aire @ 5000 psi (%) | Muestra Representativa según el Vol. de Hg inyectado en el Stim |
|------------|------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------|---|
| CASIMIRO 3 | 6435 | 3,95 | 0,008 | 88.72 | SI |
| | 6638,7 | 13,40 | 2,086 | 14.47 | SI |
| | 6721,5 | 12,91 | 0,278 | 14.98 | SI |
| | 6722,33 | 0,73 | 0,004 | 81.25 | NO |
| | 6801 | 1,44 | 0,004 | 100 | NO |
| | 6808,17 | 9,46 | 0,332 | 37.84 | SI |
| | 6823,25 | 0,90 | 0,004 | 100 | NO |
| | 6847,67 | 1,38 | 0,012 | 90.90 | SI |
| | 6850,5 | 8,91 | 0,816 | 8.57 | SI |
| | 6856,5 | 15,68 | 0,816 | 8.01 | SI |
| | 6874 | 7,66 | 0,166 | 22.05 | SI |
| 6901,17 | 1,41 | 0,008 | 100 | SI | |
| CASIMIRO 9 | 6567 | 0,98 | 0,012 | 94.73 | NO |
| | 6594,75 | 2,19 | 0,012 | 93.47 | NO |
| | 6664 | 7,12 | 0,006 | 100 | SI |
| | 6712,33 | 0,72 | 0,004 | 90.90 | NO |
| | 6815 | 1,34 | 0,01 | 98.28 | NO |
| | 6896,42 | 0,69 | 0,01 | 35.71 | NO |
| | 6925,17 | 1,65 | 0,004 | 89.28 | NO |
| | 6931 | 1,44 | 0,004 | 95.83 | NO |
| CHECHY 13 | 8506,17 | 5,64 | 0,816 | 8.12 | SI |
| | 8532 | 9,44 | 1,214 | 10.33 | SI |
| | 8548,13 | 1,32 | 0,006 | 96.77 | NO |
| | 8609,17 | 3,63 | 0,012 | 89.01 | SI |

4.2 GEOMETRIA

4.2.1 Análisis de Registros de Pozo. Con base en el análisis de los registros de pozo se obtuvo la litología correspondiente de cada pozo y la determinación de las diferentes unidades retardantes (UR) que constituyen solo los “sellos tipo A” según *Sneider et al, 1991* (tabla 15), de acuerdo a las pruebas realizadas para cada una de las muestras analizadas por presión capilar, DRX y SEM, y que a su vez fueron definidas e interpretadas por los autores como ARP.

La interpretación y comparación entre las diferentes curvas de los registros se realizó con la ayuda del software StratWorks (Landmark), dentro del Proyecto Geológico CACHI – Tesis que comprende los Campos Castilla y Chichimene, siguiendo además la metodología observada en la figura 57. Los tipos de registros de pozo analizados y su rango de variación se pueden observar en la tabla 19 y en las figuras 58, 59 y 61.

La diferenciación litológica entre Shales, Limolitas y Areniscas, se hizo de la siguiente manera, teniendo en cuenta el registro GR.

- Shale > 97 Unidades API

- Limolitas 72 – 97 Unidades API

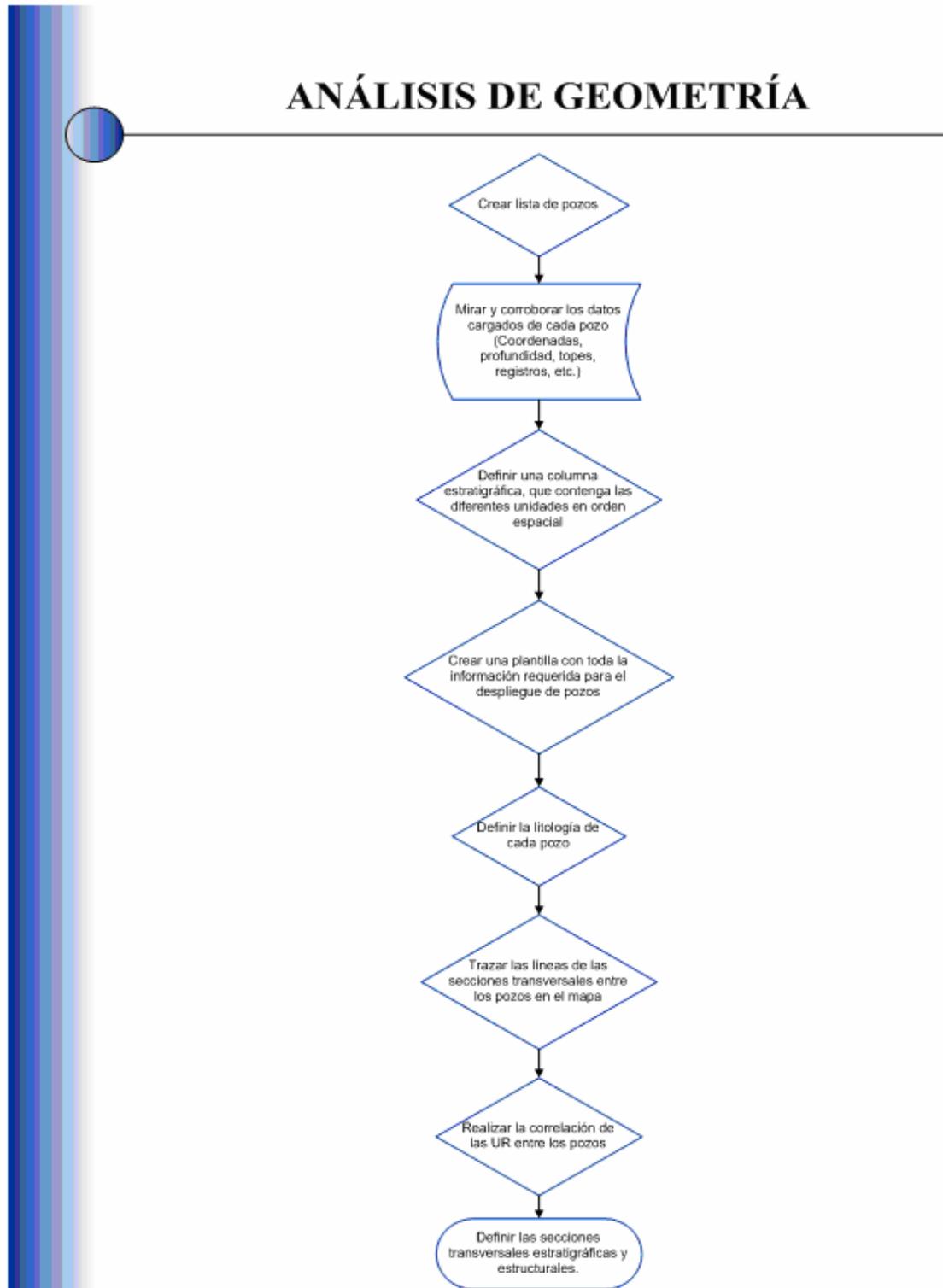
- Areniscas < 72 Unidades API

Tabla 19. Tipos de registros utilizados en este estudio.

| | TIPO DE REGISTRO | UNIDADES DE MEDIDA | RANGO DE VARIACION |
|------------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| POTENCIAL ESPONTÁNEO | SP | Milivoltios | -40 a 20 |
| RADIOACTIVIDAD | GR | Unidades API | 0 a 160 |
| RESISTIVIDAD ELECTRICA | RT-RXO ó LLD | Ohmios·Metro | 2 a 20000 |
| POROSIDAD | Neutron – NPHI | v/v decimal | 0.45 a -0.15 |
| | Sonico – DT | μs/ft | 180 a 40 |
| DENSIDAD | DENPOR | g/cm ³ | 0.084 a 0.558 |

Para la determinación del intervalo de interés en este estudio se tomo como referencia el tope del K2 (MS GUA) y el tope del Basamento (PZ), definidos por el interprete NRO – Ecopetrol en el Campo castilla y por los interpretes VP, CAM y PC – Ecopetrol en el campo Chichimene, además de la referencia de las profundidades de las muestras analizadas en este estudio para el K2.

Figura 57. Flujodiagrama que ilustra el procedimiento seguido para el análisis de la Geometría con la aplicación StratWorks (Landmark).



- **Análisis Campo Castilla.** Para el estudio de la geometría y distribución de las diferentes litologías sellantes dentro del Campo Castilla se escogieron los siguientes pozos: Casimiro 2 (C-2), Casimiro 3 (C-3), Casimiro 4 (C-4), Casimiro 9 (C-9), Casimiro 12 (C-12), Casimiro 14 (C-14), Casimiro 20 (C-20), Casimiro 21 (C-21), Casimiro 22 (C-22), Casimiro 24 (C-24), Casimiro 29 (C-29) y Casimiro Norte 1 (C-N1), a partir de los cuales y teniendo en cuenta los datos de capacidad obtenidos de los pozos Casimiro 3 y Casimiro 9 se definieron 11 unidades retardantes (UR) (figuras 58 y 59), que fueron correlacionadas a partir de la comparación entre los registros de pozo y que a su vez sirvieron en la construcción de 4 secciones transversales; cada una de ellas construidas de manera estructural y estratigráfica (figura 60).

El mapa estructural en profundidad al tope del K2 interpretado por NRO – Ecopetrol (anexo 4C) y las secciones sísmicas pertenecientes al proyecto sísmico CACHISTESIS 3D, que comprende solo el área del Campo Castilla, sirvieron como referencia para la construcción de las secciones transversales estructurales, mientras que para la construcción de las secciones transversales estratigráficas se tomo como datum de referencia la Unidad Retardante 1 (UR1) (anexo 4D).

La sección transversal A – A' (Estructural y Estratigráfica) se realizo en la dirección del rumbo de la estructura principal del campo de SW – NE con los pozos C-9, C-3, C-2, C-12, C-24 y C-N1.

Figura 58. Columna litológica del pozo Casimiro3, identificando los sellos tipo A

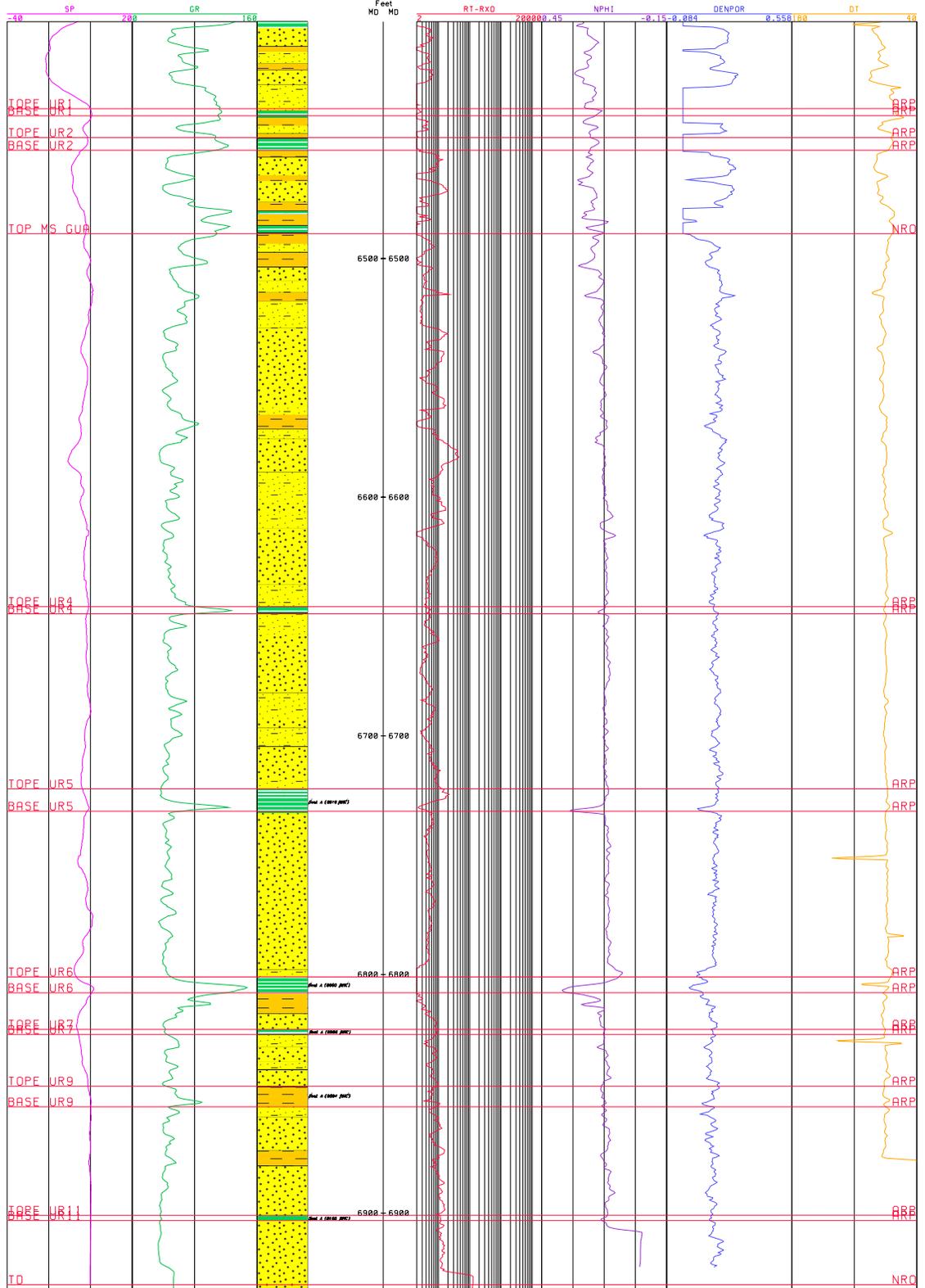


Figura 59. Columna litológica del pozo Casimiro9, identificando los sellos tipo A

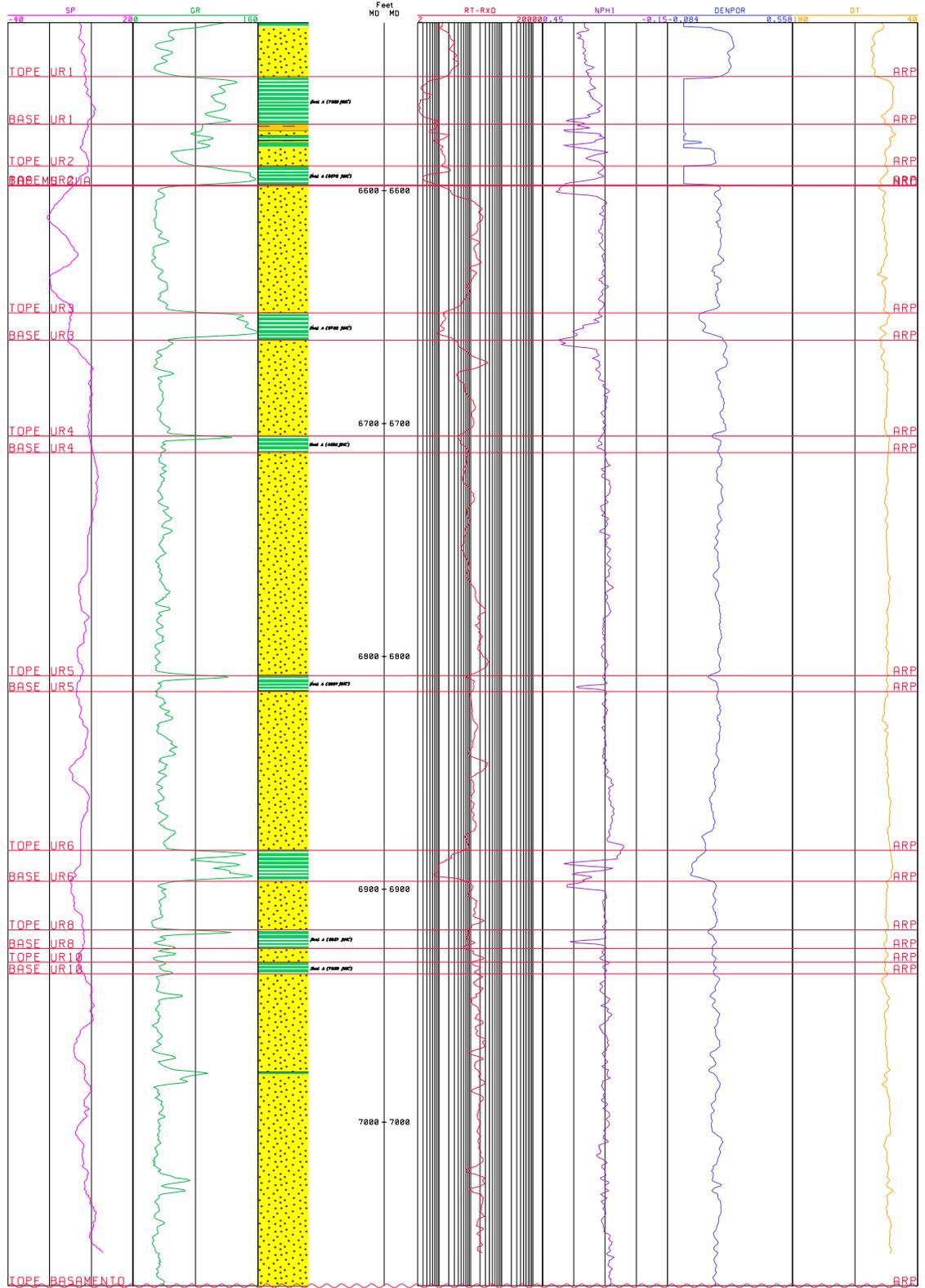
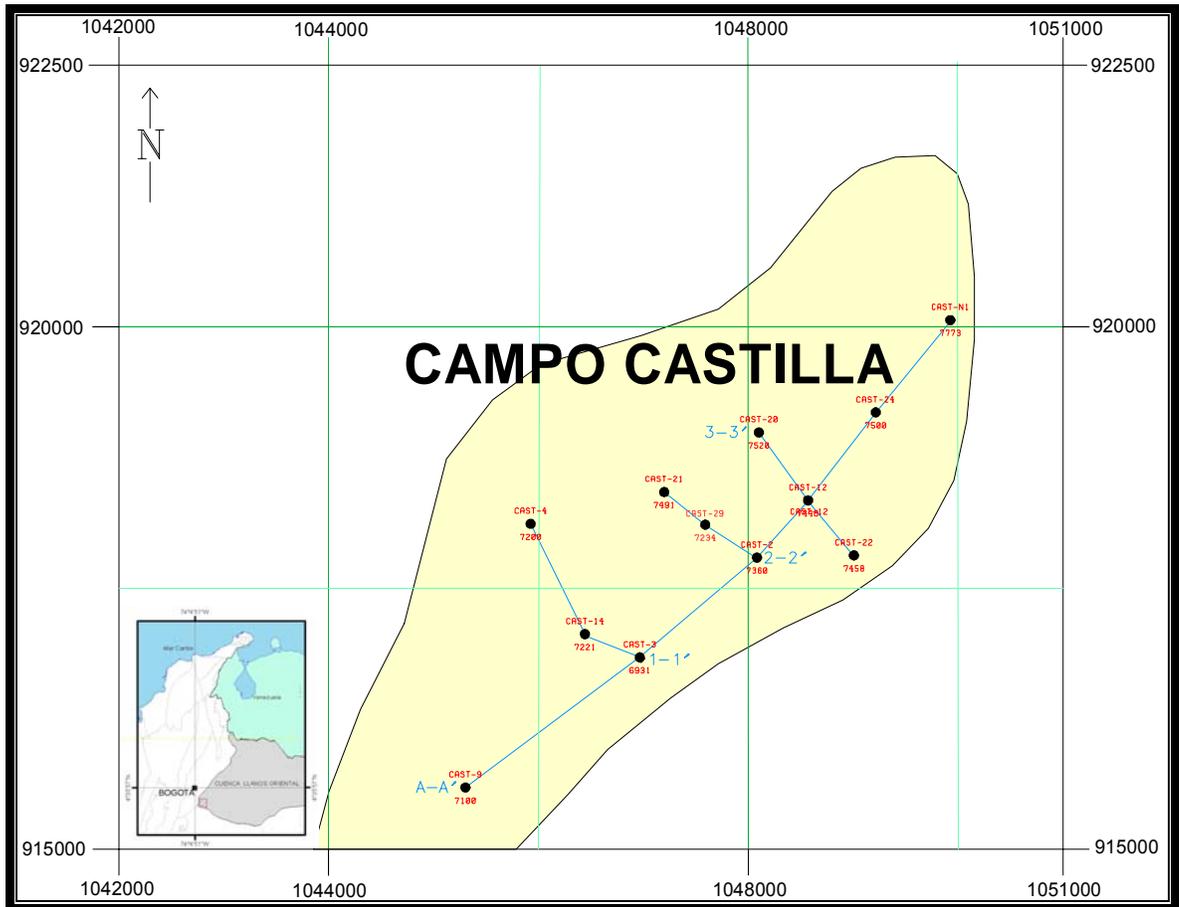


Figura 60. Localización de secciones transversales dentro del Campo Castilla



Las demás secciones transversales se construyeron en la dirección del buzamiento de la estructura principal del campo de SE – NW de la siguiente manera:

Sección transversal 1 – 1' (Estructural y Estratigráfica) con los pozos C-3, C-14 y C-4.

Sección transversal 2 – 2' (Estructural y Estratigráfica) con los pozos C-2, C-29 y C-21.

Sección transversal 3 – 3' (Estructural y Estratigráfica) con los pozos C-20, C-12 y C-22.

✓ **Espesor y continuidad lateral.** Como ya se mencionó, en el Campo Castilla se identificaron 11 unidades retardantes (UR) para la unidad K2, de las cuales las unidades UR1 y UR2 se encuentran en la parte mas superior del Guadalupe Masivo en la zona de transición al Guadalupe Superior (K1), donde el ambiente de depositación tiene gran influencia marina, mientras que las UR restantes se encuentran dentro de un ambiente fluvial (tipo braided).

Las unidades UR1 y UR2 presentan los mayores espesores, donde UR1 tiene espesores que varían entre 2.27 ft - 20.27 ft, siendo este ultimo valor el intervalo de mayor espesor encontrado y con un promedio de 9 ft; mientras que para la UR2 los espesores varían entre 3.38 ft - 15.75 ft y un promedio de 8.3 ft. A su vez estas dos unidades retardantes tienen una buena continuidad lateral dentro del campo, estas dos características hacen que estas dos unidades retardantes tengan buenas características sellantes.

La unidad retardante UR3 fue identificada en un solo pozo (C-9) con un espesor de 11.61 ft que se pincha hacia el norte, por lo cual y debido a su escasa continuidad lateral probablemente su efectividad sellante se vea reducida.

La unidad retardante UR4 fue identificada solo en tres pozos (C-9, C-3 y C-2) pinchándose hacia el norte, lo cual refleja su poca continuidad lateral con una variación de su espesor entre 2 ft - 10 ft y un promedio de 4 ft, lo que hace a esta unidad relativamente delgada en contraste con las anteriores y su efectividad sellante probablemente disminuida.

En la determinación del espesor de la unidad retardante UR5 los valores oscilan entre 3.47 ft – 10 ft y un promedio de 5.36 ft. Esta unidad presenta una buena continuidad lateral pero debido a su naturaleza relativamente delgada su efectividad sellante puede verse reducida ya que es afectada por fallas con offset mayor a su espesor.

La unidad retardante UR6 presenta un espesor promedio de 10.16 ft producto de su presencia en solo 2 pozos (C-9 y C-3) con espesores que varían entre 7 ft – 13.35 ft y cuya efectividad sellante se ve reducida debido a su poca continuidad lateral hacia el norte.

La unidad retardante UR7 se encuentra solo presente en el pozo C-3 con un espesor de 2.26 ft y es evidente que tanto su espesor como continuidad lateral no la califican como una buena unidad sellante.

La unidad retardante UR8 al igual que la anterior no califica como una buena unidad sellante ya que pese a tener un espesor de 8.11 ft se encuentra presente solo en el pozo C-9.

De forma similar sucede con las demás unidades retardantes; la UR9 con un espesor que varia entre 1.72 - 8.6 ft y un promedio de 5.16 ft, presente solo en los pozos C-3 y C-14, la UR10 con 5.24 ft de espesor y encontrada solo en el pozo C-9, y la UR11 localizada solo en el pozo C-3 y con 2.26 ft de espesor. Para las cuales dichos valores y características de continuidad lateral las clasifica como unidades con poca efectividad sellante. Estos resultados se encuentran de resumidos en la tabla 20.

Tabla 20. Geometría para las unidades retardantes del Campo Castilla.

| UNIDAD RETARDANTE | ESPESOR (ft) | EXTENSIÓN AREAL (KM ²) |
|-------------------|--------------|------------------------------------|
| UR1 | 9 | 16 |
| UR2 | 8.3 | 12 |
| UR3 | 11.6 | 0.32 |
| UR4 | 4 | 6.2 |
| UR5 | 5.36 | 12 |
| UR6 | 10.16 | 2.8 |
| UR7 | 2.26 | 0.16 |
| UR8 | 8.11 | 0.23 |
| UR9 | 5.16 | 0.88 |
| UR10 | 5.24 | 0.16 |
| UR11 | 2.26 | 0.25 |

- **Análisis Campo Chichimene.** Para el estudio de la geometría y distribución de las diferentes litologías sellantes dentro del Campo Chichimene se escogieron los siguientes 7 pozos: Chechy 3 (CH-3), Chechy 6 (CH-6), Chechy 7 (CH-7), Chechy 8 (CH-8), Chechy 13 (CH-13), Chechy 14 (CH-14) y Chechy 16 (CH-16), a partir de los cuales y teniendo en cuenta los datos de capacidad obtenidos del pozo Chechy 13 se definieron 2 unidades retardantes (UR) (figura 61), que fueron correlacionadas a partir de la comparación entre los registros de pozo y que a su

vez sirvieron en la construcción de 3 secciones transversales; cada una de ellas construidas de manera estructural y estratigráfica (figura 52).

El mapa estructural en profundidad al tope del K2 interpretado por GDA – Ecopetrol (anexo 4E) y las secciones sísmicas pertenecientes al proyecto sísmico CHI-1992 2D, que comprende solo el área del Campo Chichimene, sirvieron como referencia para la construcción de las secciones transversales estructurales, mientras que para la construcción de las secciones transversales estratigráficas se tomo como datum de referencia el tope MS GUA (anexo 4F).

La sección transversal B – B' (Estructural y Estratigráfica) se realizo en la dirección del rumbo de la estructura principal del campo de SW – NE con los pozos CH-7, CH-13 y CH-14.

Figura 61. Columna litológica pozo Chechy 13, identificando los sellos tipo A

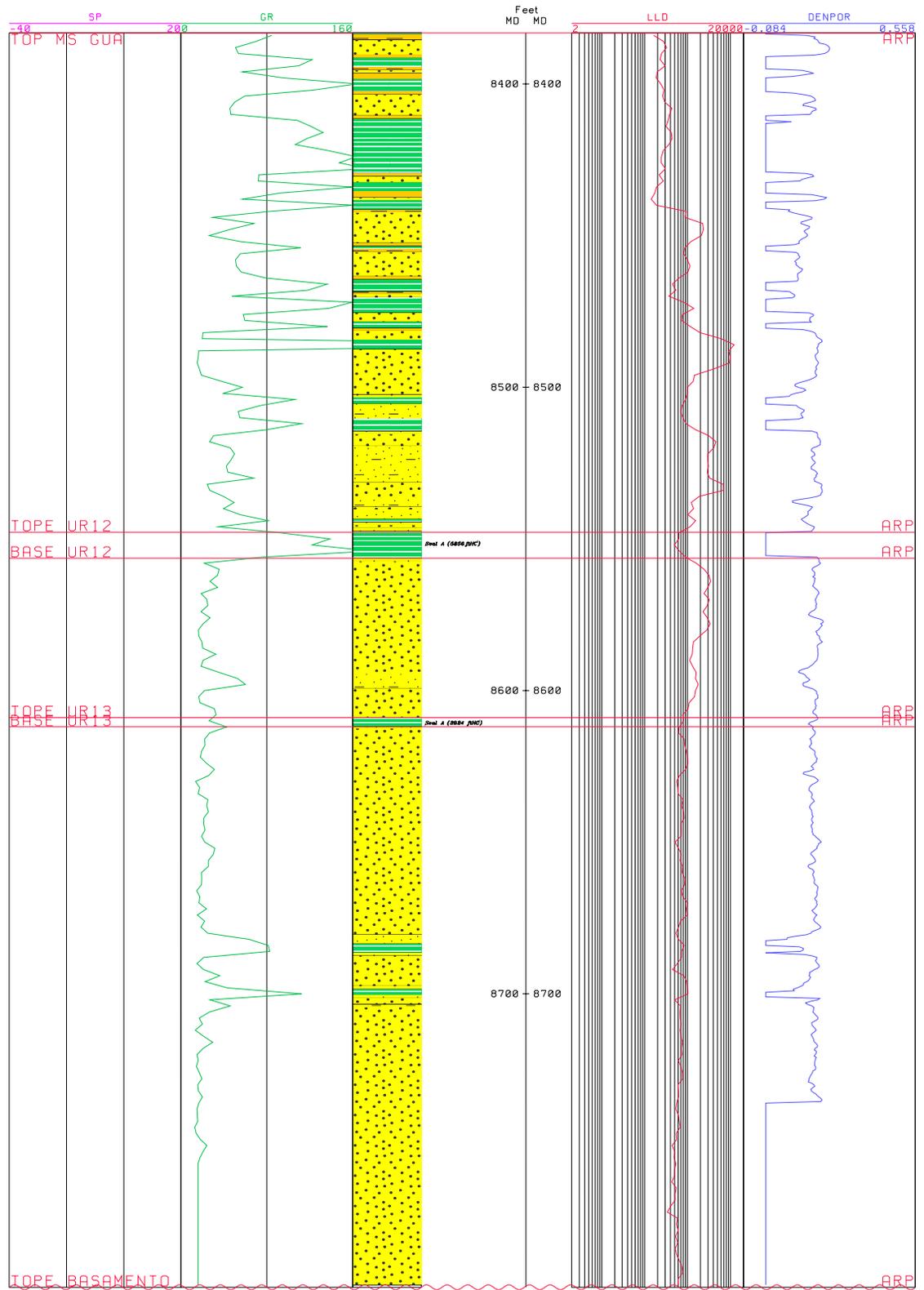
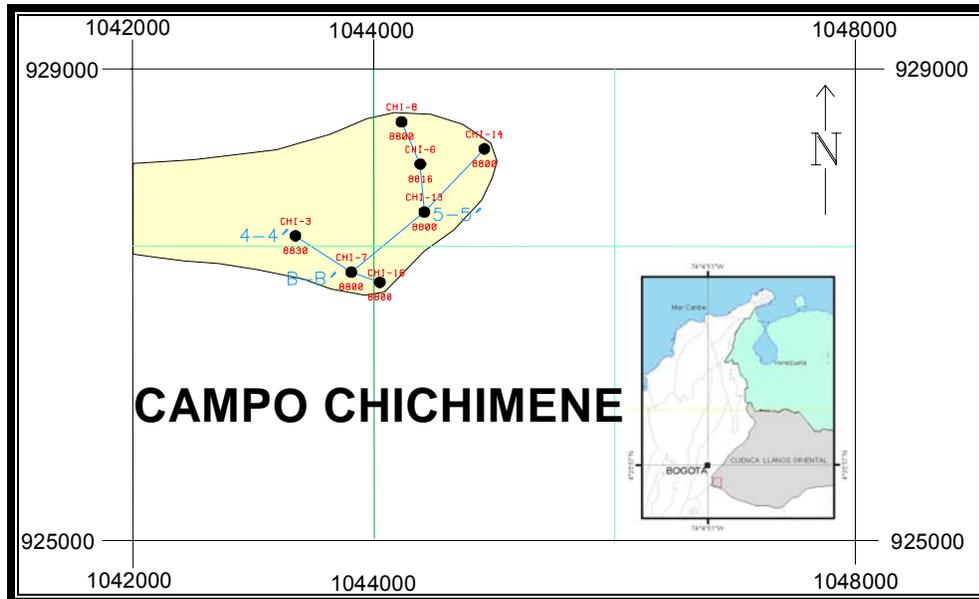


Figura 62. Localización de secciones transversales dentro del Campo Chichimene



Las demás secciones transversales se construyeron en la dirección del buzamiento de la estructura principal del campo de SE – NW de la siguiente manera:

Sección transversal 4 – 4' (Estructural y Estratigráfica) con los pozos CH-16, CH-7 y CH-3.

Sección transversal 5 – 5' (Estructural y Estratigráfica) con los pozos CH-13, CH-6 y CH-8.

✓ **Espesor y continuidad lateral.** Las dos unidades retardantes (UR) encontradas en el Campo Chichimene definidas como UR12 y UR13, se encuentra ubicadas aproximadamente en la mitad de la unidad Guadalupe Masivo y se caracterizan por presentar una sedimentación típica de ambientes tipo estuario; por lo tanto presentan una mayor influencia marina que la sedimentación ocurrida para el mismo tiempo en el Campo Castilla. Sin embargo esta influencia se ve mas

reflejada por la unidad retardante UR12 ya que presenta una mayor continuidad lateral a lo largo del campo en comparación a la unidad retardante UR13.

La unidad retardante UR12 presenta un espesor variable entre 2.8 ft – 8.74 ft y un promedio de 7.14 ft, además muestra una buena continuidad lateral a través de todo el campo. Estas características hacen entonces de esta unidad una potencial roca sello.

La unidad retardante UR13, fue identificada solo en el pozo CH-13 en el cual se encontró un espesor de solo 3 ft; esta característica junto con su escasa continuidad lateral reducen en gran manera su posible efectividad como roca sello. Estos resultados son resumidos en la tabla 21.

Tabla 21. Geometría para las unidades retardantes del Campo Chichimene.

| UNIDAD RETARDANTE | ESPESOR (ft) | EXTENSIÓN LATERAL (KM ²) |
|-------------------|--------------|--------------------------------------|
| UR12 | 7.14 | 1.2 |
| UR13 | 3 | 0.3 |

4.2.2 Sísmica. El análisis de la información sísmica es necesario en la determinación de la continuidad lateral de las unidades retardantes (UR).

Para llevar a cabo este análisis en el Campo Castilla se tomo como base el proyecto sísmico CACHISTESIS 3D, a partir del software SeisWorks (Landmark), pero que desafortunadamente según los parámetros de adquisición y de acuerdo al diseño original del programa sísmico CASIMIRO 3D, la frecuencia máxima a

recuperar era de 50 Hz (A. R. *GEOPHYSICAL CONSULTANT LTDA, 2002*), de la cual depende la resolución vertical definida como la mínima separación entre dos reflectores necesarios para definir la separación entre dos interfases (*Sheriff, 1977*).

Puesto que las unidades retardantes analizadas en este estudio no superan los 21 ft de espesor es imposible su identificación y posterior seguimiento en las secciones sísmicas de acuerdo al criterio del espesor de sintonía (ecuación 10) (*Olaya, 2004*), ya que la medida de la frecuencia a la profundidad del K2 es insuficiente (40 – 45 Hz). El calculo de la frecuencia a la profundidad de interés se realizo a partir de la ecuación 11.

$$\textit{Espesor de Sintonia} = \frac{V}{8f} \quad \text{Ecu. 10}$$

V = Velocidad Intervalo de la Onda (ft/seg)

f = Frecuencia (Hz)

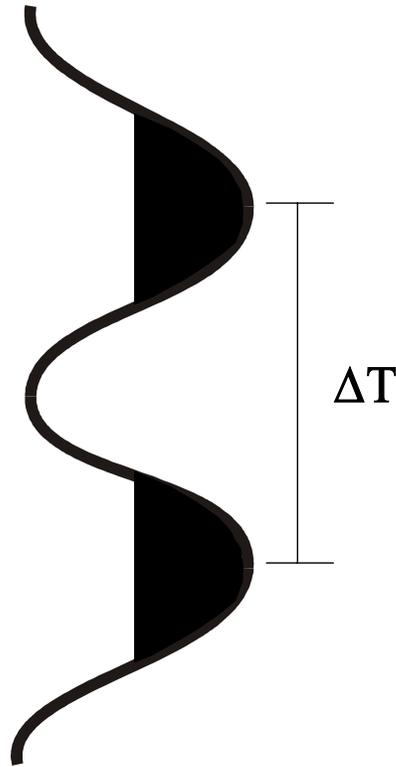
Donde

$$f = \frac{1}{T} \quad \text{Ecu. 11}$$

T = Periodo (seg.)

Para este caso en particular la velocidad intervalo es igual a 12500 ft/seg a una profundidad de 6600 ft y T es equivalente al ΔT de la ondicula en TWT a la profundidad de interés (figura 63).

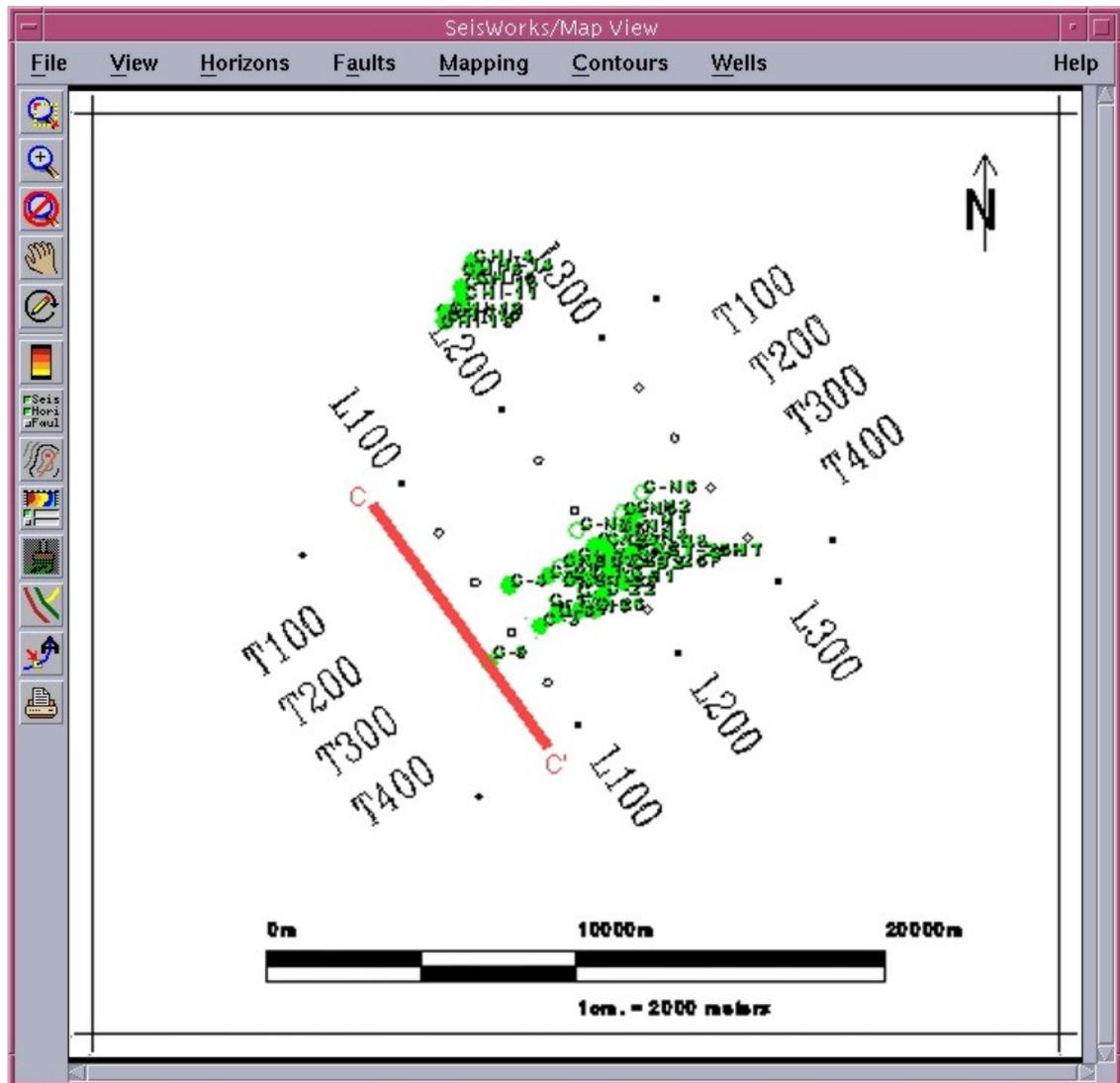
Figura 63. Ondicula sísmica en TWT (tiempo doble de transito)



Una vez calculada la f para el intervalo de interés, que para este caso oscila entre 40 – 45 Hz, al Tope del K2 que se encuentra a 1395 mseg (TWT), el espesor mínimo de sintonía de un cuerpo en el subsuelo requerido para poder ser observado o resuelto en la sísmica oscila entre 39 ft (si $f = 40\text{Hz}$) y 35 ft (si $f = 45\text{Hz}$)

A manera de ejemplo se muestra una sección sísmica en la dirección del buzamiento de la estructura principal del Campo Castilla amarrada al pozo C-9 (figura 64) en el cual se identificaron 8 unidades retardantes (UR) pero que debido a la falta de espesores mayores a 40 ft, ó a una f mayor a 80Hz, tales UR no pueden ser observadas en la sección sísmica (figuras 65 y 66).

Figura 64. Mapa de cubrimiento del proyecto sísmico CACHISTESIS 3D y ubicación de la línea sísmica C – C' amarrada el pozo C-9.



Para el análisis sísmico del Campo Chichimene desafortunadamente la frecuencia y calidad observadas en las secciones sísmicas del proyecto sísmico CHI-1992 2D son mucho menores que la observadas en el proyecto sísmico CASTESIS para el Campo Castilla, por lo cual fue imposible correlacionar las unidades retardantes (UR) de este campo a la sísmica.

Figura 65. Sección sísmica C – C' en la que se puede observar el intervalo objeto de este estudio (K2), amarrada al pozo C-9.

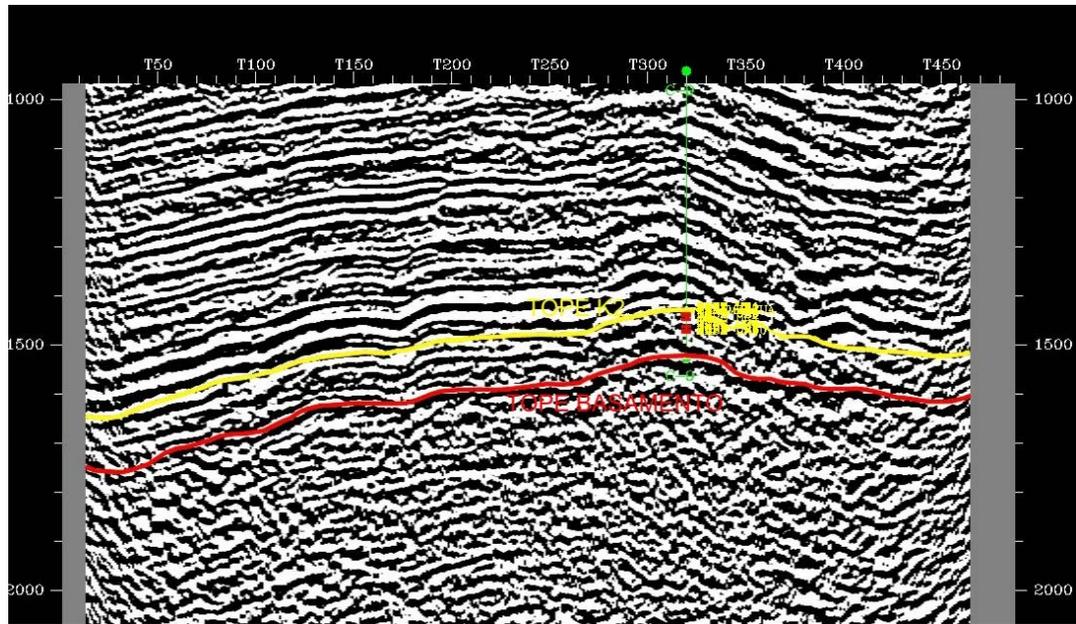
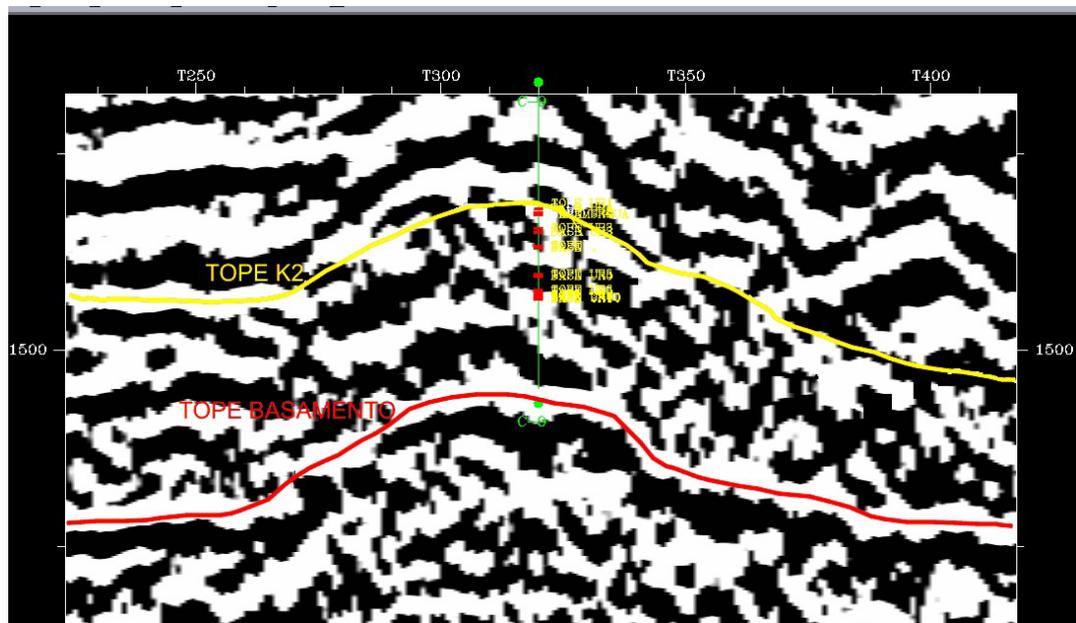


Figura 66. Sección sísmica C – C' aumentada 6 veces en el sector de amarre al pozo C-9. Es imposible identificar las UR a un reflector sísmico característico.



5. DISCUSION.

Combinar todas las variables que afectan el potencial sellante es tarea difícil, incluso cuando todas estas variables son conocidas. Cuando muchas de las propiedades de rocas y fluidos intrínsecos son desconocidas, los resultados son mucho menos confiables. Consideraciones de algunas de estas variables son presentadas en la evaluación del potencial sellante de las unidades retardantes (UR) en la unidad Guadalupe Masivo (K2) de los campos Castilla y Chichimene.

Un sistema de clasificación semicuantitativo es derivado como un producto de los valores individuales estimados de capacidad, geometría e integridad sellante para cada unidad retardante en una escala basada en la interacción campo – formación. Así, las unidades retardantes con capacidad de mantener una columna de hidrocarburo ≥ 1000 ft obtienen un valor en el potencial sellante de 1.0 en cuanto a su capacidad de acuerdo a la clasificación del tipo de sellos para hidrocarburos según *Sneider et al, 1991*.

Para la geometría sellante, las características deposicionales de las unidades retardantes y el escenario estructural en el cual ellas ocurren, pueden ser deducidas a partir de análisis de registros de pozo y datos sísmicos regionales. La extensión lateral y espesor de las unidades retardantes fueron interpretadas a partir de la examinación de un número limitado de registros y comparaciones con otros estudios similares. El potencial sellante para la clasificación máxima según el espesor es de 1.0 para las unidades retardantes con espesores ≥ 40 ft, de acuerdo al criterio establecido en el trabajo de Sluijk y Nederlof (1984) y Sluijk y Parker (1986) (*Kaldi & Atkinson, 1997*), quienes usaron una aproximación empírica para comparar el incremento en el espesor con la disminución en la posibilidad en la ocurrencia de fracturas. En donde sus conclusiones reportan que espesores

mayores a los límites de la resolución sísmica utilizada (mayores al espesor mínimo de sintonía de un cuerpo para poder ser distinguido sísmicamente) representan sellos efectivos.

El potencial sellante para la clasificación máxima según la extensión lateral es de 1.0 para las unidades retardantes que cubren relativamente el área de la estructura del campo.

Para el criterio con base en la integridad del sello, las propiedades mecánicas de la roca fueron cualitativamente determinadas a partir de la tendencia al fracturamiento en las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio y al offset de las fallas que afectan las unidades retardantes.

En base a los criterios anteriormente enunciados las unidades con mejor potencial sellante dentro del Guadalupe Masivo (K2) corresponde a las unidades retardantes 1 (UR1) y 2 (UR2) para el Campo Castilla y la unidad Retardante 12 (UR12) para el Campo Chichimene, las cuales por encontrarse en la parte mas superior de nuestro análisis presentan mayor influencia marina. La unidad con mejor potencial sellante (PS) es la UR1 (PS = 0.15) (Figura 67). Esta unidad retardante es lateralmente continua, exhibe medidas de capacidad sellante > 1000 ft y presenta un grado de fracturamiento moderado, aunque su espesor desfavorece el potencial sellante de esta unidad.

Aunque los componentes del potencial sellante en cuanto a capacidad, integridad y espesor para las unidades retardantes 2 y 12 son muy similares a los obtenidos para la unidad retardante 1, estas presentan una menor extensión areal que disminuye sus calidades sellantes (PS = 0.118) y (PS = 0.101) respectivamente (figuras 68 y 69); a pesar de que la unidad retardante 5 presenta una configuración muy similar a las anteriores en relación a su potencial sellante, este se ve disminuido por el componente individual del espesor (PS = 0.63) (figura 70).

Figura 67. Componente individual y total del potencial sellante para UR1

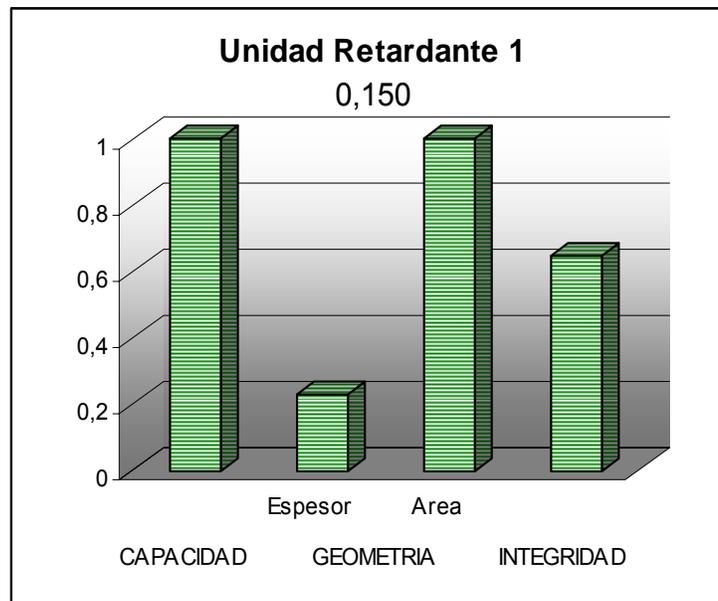


Figura 68. Componente individual y total del potencial sellante para UR2

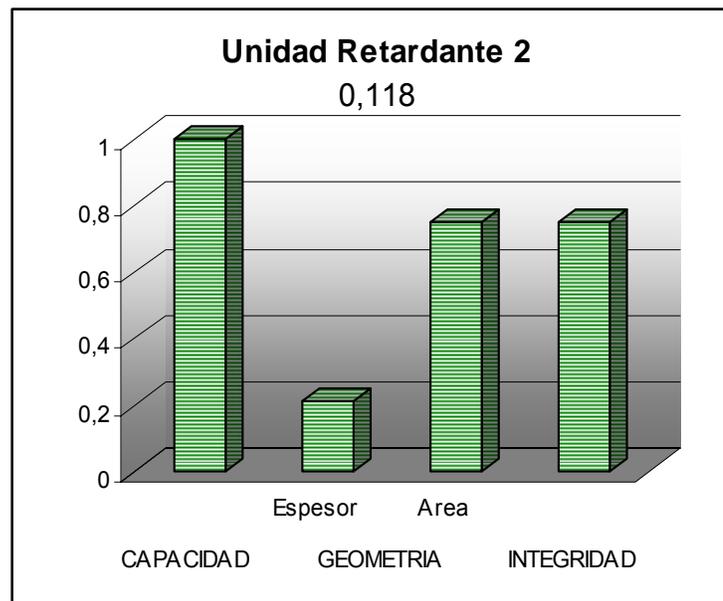


Figura 69. Componente individual y total del potencial sellante para UR12

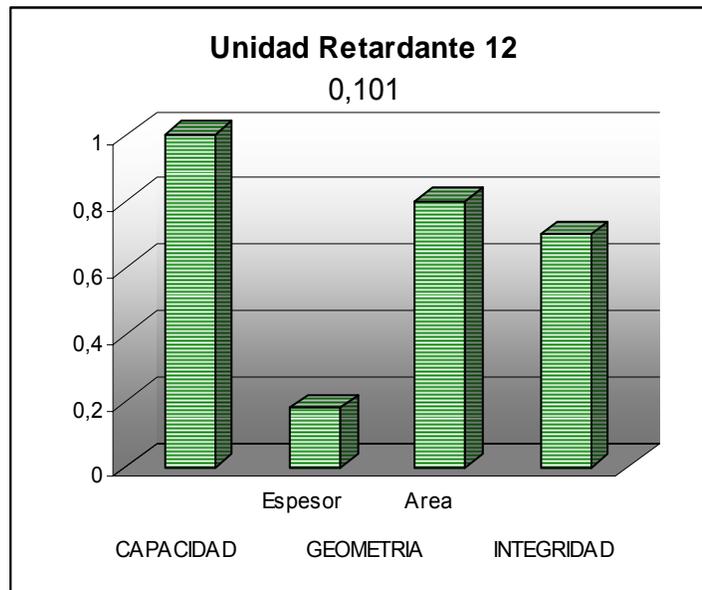
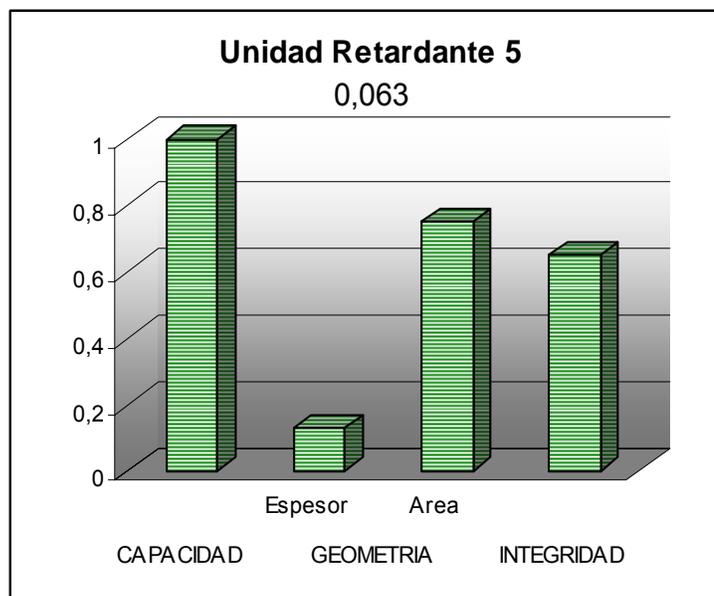


Figura 70. Componente individual y total del potencial sellante para UR5



Las unidades retardantes 3, 7, 9 y 13 presentan componentes individuales de capacidad e integridad favorables, sin embargo sus geometrías incrementan el riesgo sellante debido a su naturaleza delgada (> probabilidad de verse afectadas

por fracturamiento) y escasa continuidad lateral, (PS = 0.005), (PS = 0.001), (PS = 0.006) y (PS = 0.014), respectivamente (figuras 71, 72, 73 y 74).

Figura 71. Componente individual y total del potencial sellante para UR3

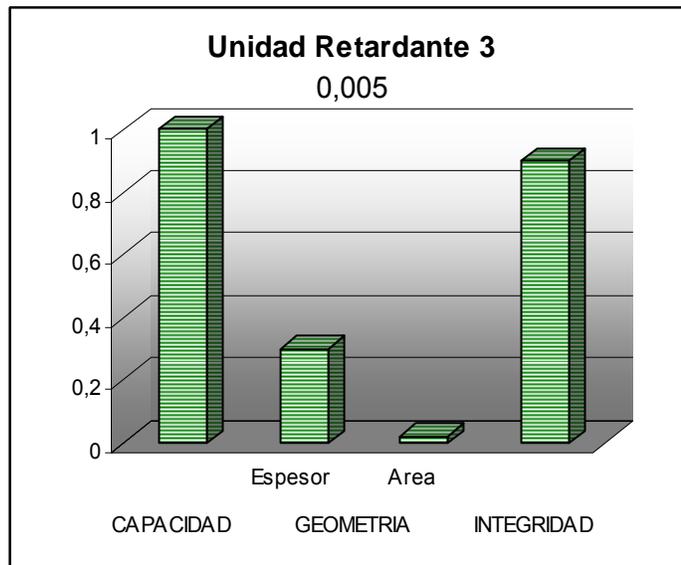


Figura 72. Componente individual y total del potencial sellante para UR7

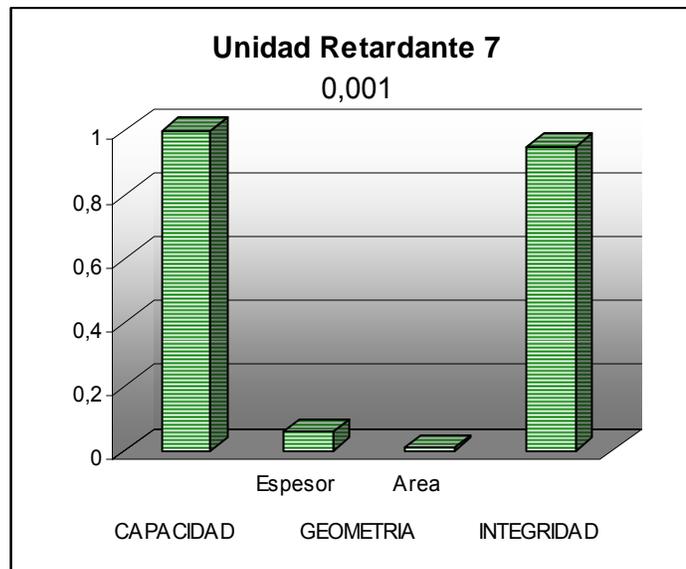


Figura 73. Componente individual y total del potencial sellante para UR9

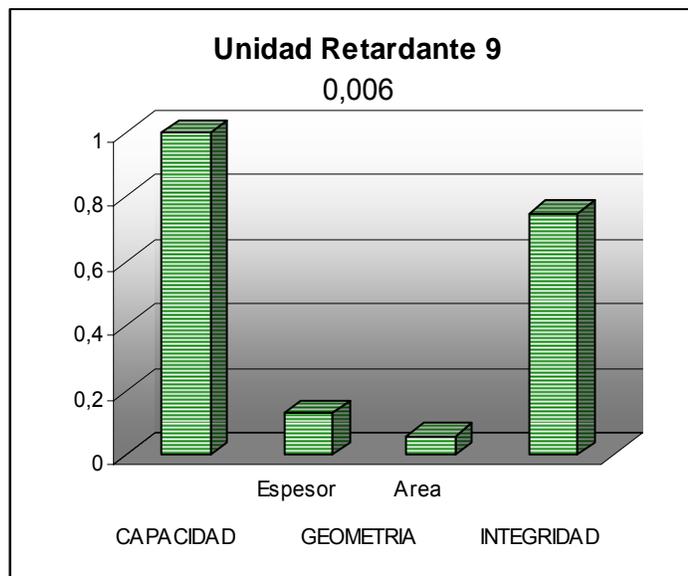
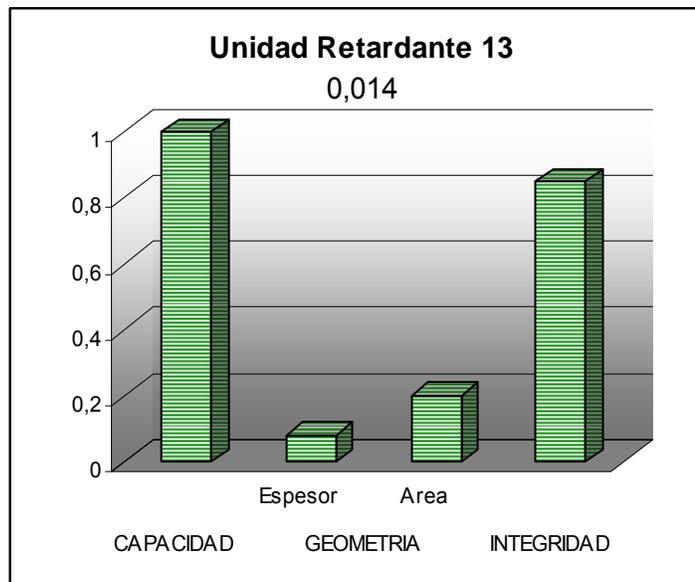


Figura 74. Componente individual y total del potencial sellante para UR13.



Las unidades retardantes 4, 6, 8, 10 y 11 además de presentar geometrías desfavorables, se caracterizan por tener los componentes individuales de integridad mas bajas, que a su vez deterioran su calidad sellante (PS = 0.024),

(PS = 0.025), (PS = 0.001), (PS = 0.001) y (PS = 0.001), respectivamente (figuras 75, 76, 77, 78 y 79).

Figura 75. Componente individual y total del potencial sellante para UR4

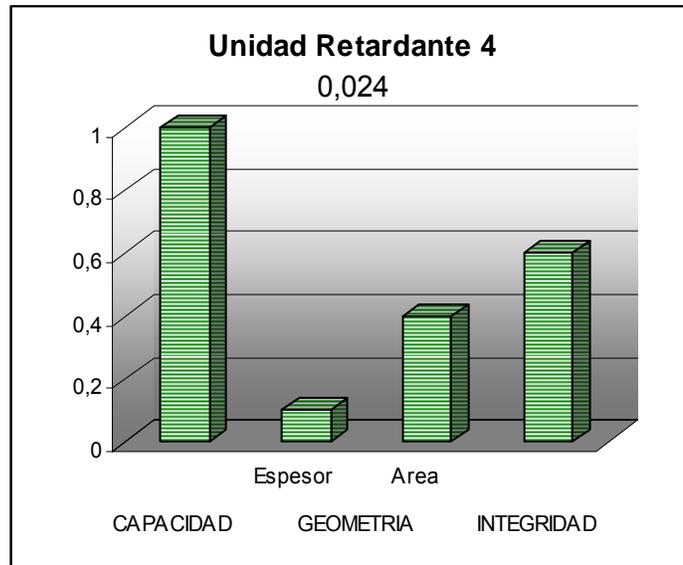


Figura 76. Componente individual y total del potencial sellante para UR6

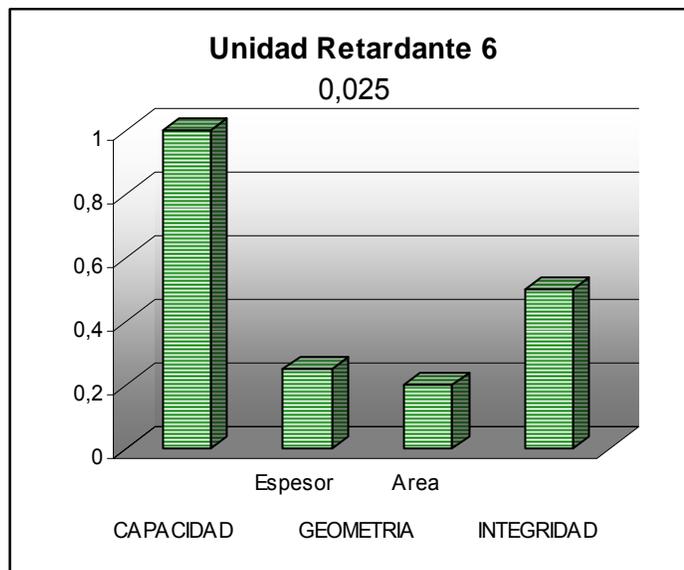


Figura 77. Componente individual y total del potencial sellante para UR8

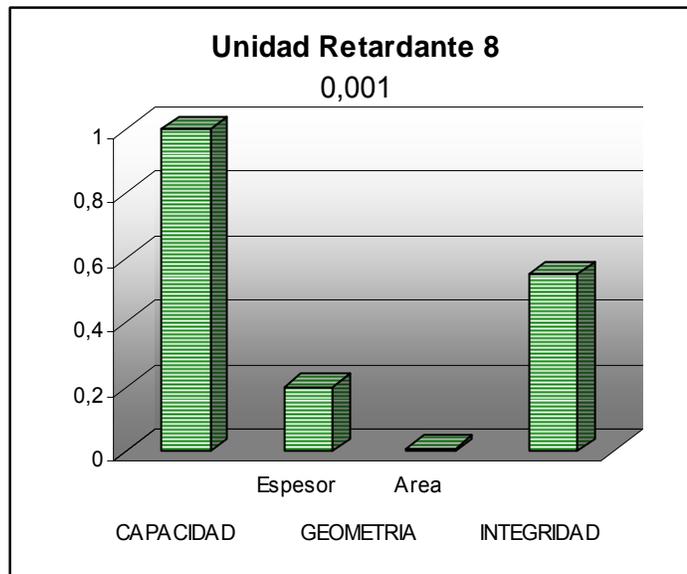


Figura 78. Componente individual y total del potencial sellante para UR10

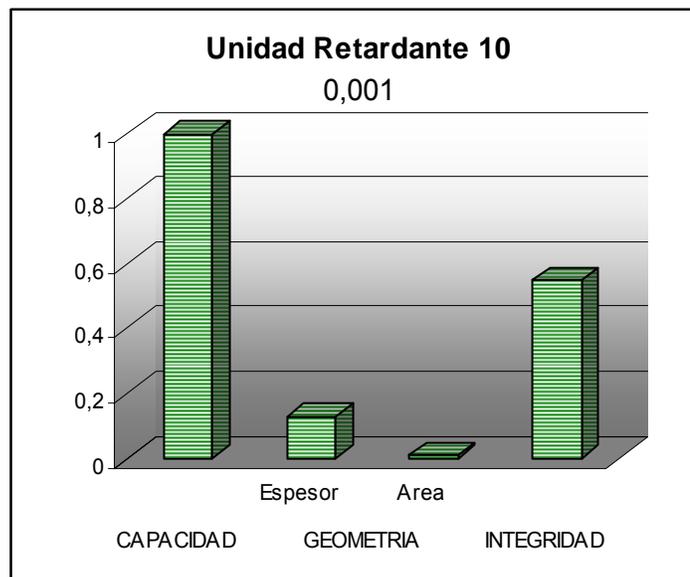
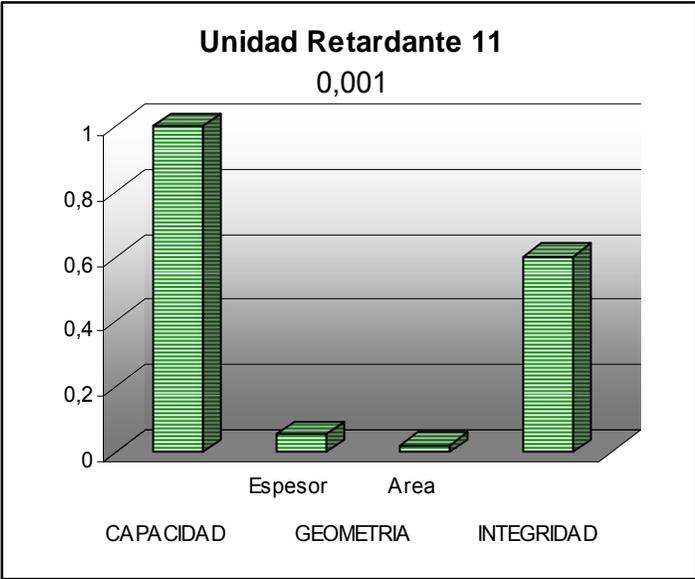


Figura 79. Componente individual y total del potencial sellante para UR11



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El potencial sellante de las unidades retardantes para el Guadalupe Masivo (K2) puede ser evaluado en términos de capacidad sellante (análisis por SEM, DRX y presión capilar por inyección de Hg), geometría (Continuidad lateral y vertical) y de integridad (tendencia al fracturamiento).

Los resultados obtenidos a partir de las pruebas de SEM muestran que no todas las muestras escogidas inicialmente como posibles rocas retardantes se comportan como tal reclasificándolas en tres grupos de acuerdo con sus características morfológicas y texturales; areniscas, limolitas y shale, de los cuales el que presenta las mejores características como roca sello es el shale, debido a que presentan una laminación paralela a la estratificación, propia de ambientes de baja energía que mejoran sus propiedades como roca sello.

A partir de las pruebas de DRX se logro determinar que las muestras analizadas en los pozos Casimiro 3, Casimiro 9 y Chechy 13 son muy similares composicionalmente, básicamente cuarzo y material arcilloso, sin embargo el contenido de este ultimo varía de acuerdo con el grupo textural en el que fueron clasificadas; areniscas entre 16 – 55%, limolitas entre 45 – 65% y shales entre 74 – 93% de este material. El principal componente de la fracción arcillosa es la Caolinita, por lo tanto es esta la que juega un papel importante en la capacidad de las rocas controlando el flujo de fluidos.

Las pruebas de presión capilar por inyección de Hg determinaron 13 unidades retardantes potencialmente sellantes de las 24 analizadas, y que fueron clasificadas como sellos Tipo A (columna de HC soportada > 1000 ft) según

Sneider et al, 1991; de las cuales 12 pertenecen al grupo del shale y solo una al grupo de la limolita.

De acuerdo al análisis de geometría la continuidad lateral y vertical (espesor) de las 13 unidades retardantes potencialmente sellantes (11 para el Campo Castilla y 2 para el Campo Chichimene) se realizó a partir de la correlación de registros de pozo y posterior construcción de secciones transversales, y no a partir de los datos sísmicos como se tenía previsto, debido a que sus espesores se encuentran muy por debajo del valor mínimo requerido para poder ser identificados en las secciones sísmicas.

Las unidades retardantes fueron clasificadas utilizando un modelo semi-cuantitativo en cuanto al potencial sellante de cada una de ellas, en el cual, las mejores características como rocas sello están representadas por las unidades retardantes UR1 y UR2 para el Campo Castilla y por la unidad retardante UR12 para el Campo Chichimene, ya que poseen una buena capacidad sellante, continuidad lateral y además bajo riesgo al fracturamiento con respecto a las demás unidades retardantes analizadas. Sin embargo su potencial sellante se ve disminuido a la falta de una buena continuidad vertical.

Las mejores unidades retardantes se encuentran hacia el tope de la unidad K2, sin embargo ninguna de las 13 unidades retardantes identificadas constituyen un sello verdaderamente efectivo al integrar las tres variables contempladas dentro de este estudio (capacidad, geometría e integridad), ya que solo actúan como sellos locales y barreras de permeabilidad a lo largo de los campos.

Teniendo en cuenta los datos de producción se observa que hay una mejor recuperación del petróleo móvil remanente para los pozos Casimiro 22, 21, 14, 12, 3 y 24, en el campo Castilla y para los pozos Chechy 6, 13 y 14, en el campo Chichimene, mediante la reinyección de agua. Esto probablemente puede ser

debido a la presencia local de mayores unidades retardantes que compartimentalizan los intervalos productores de estos pozos (ver secciones transversales) y además a que estos pozos no se ven afectados por grandes fallas que puedan ocasionar algunas fugas.

Como recomendaciones se sugieren:

Utilizar plugs regulares cortados perpendicularmente a una hipotética superficie sellante y recubrirlos solo en sus costados verticales con resina epoxica en las pruebas de presión capilar por inyección de Hg para obtener presiones de desplazamiento mas confiables.

Es necesario adquirir una mejor información de pozos que “incluyan el corazonamiento” de los posibles intervalos sellantes que permitan optimizar las labores de exploración y producción.

Se hace necesario llevar a cabo un análisis en cuanto a la capacidad sellante para el intervalo 6480' – 6500' en el pozo casimiro 3 y para el pozo chechy 13 a los intervalos 8410' – 8430' y 8460' – 8490', los cuales fueron identificados a partir del análisis de registros de pozo como otras unidades posiblemente sellantes.

En cuanto a la integridad sellante, es necesario realizar pruebas cuantitativas de las propiedades mecánicas de las rocas (ductilidad, compresibilidad, tendencia a la fractura, etc.) y análisis petrográficos que permitan establecer de una manera mas precisa el control que ejerce esta variable dentro de la evaluación del potencial sellante de una unidad.

Aplicar la misma metodología de estudio empleada en este trabajo para establecer las unidades retardantes dentro de la unidad Guadalupe Superior (K1) y determinar su potencial sellante en comparación a los niveles más superiores del K2.

BIBLIOGRAFIA

ANDERSEN, Mark A., 1993, Estimating Oil/Brine and Gas/Brine Interfacial Tension Using Density Difference between the phases. PRN9312. Amoco Production Research – Tulsa. 93153ART0191.

A. R. GEOPHYSICAL CONSULTANT LTDA., 2002, Informe Final Interventoria Técnica Programa Sísmico CASTILLA 3D. Bogota D.C. Colombia. Ecopetrol, p. 50.

BENAVIDES, Carmen C., 1992, Los minerales de arcilla y la difracción de rayos X, *en* Memorias del Seminario “Técnicas y Rutinas para la Caracterización de las Arcillas”, cuaderno No 1, programa cerámicos y vítreos. Facultad de ciencias, Universidad Nacional. Medellín. Facultad de minas, Universidad Nacional. Medellín. INGEONIMAS. ADEMINAS, p. 11-25.

BOULT, P. J; THEOLOGOU, P. N; FODEN, J., 1997, Capillary seals within the Eromanga Basin, Australia: implications for explorations and production, *in* R.C. Surdam, ed., Seal, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p. 143 – 167.

CACERES, C; CEDIEL, F; ETAYO, F., 2003, Mapas de Distribución de Facies Sedimentarias y Armazón Tectónico de Colombia a través del Proterozoico y del Fanerozoico. Bogota, D.C. Republica de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. INGEOMINAS, p. 33 – 34.

COOPER, M; ADDISON, F; ALVAREZ, R; CORAL, M; GRAHAM, R; HAYWARD, A; HOWE, S; MARTINEZ, J; NAAR, J; PEÑAS, R; PULHAM, J; TABORDA, A., 1995, Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, No. 10, p. 1421 – 1443.

DEWAN, John T., 1983, Modern Open-Hole Log Interpretation. Tulsa, Oklahoma. Penn Well Books, p. 232.

DOWELL SCHLUMBERGER., 1985, Clay and clay stabilization, p. 18 – 24.

DOWNEY, Marlan W., 1984, Evaluating seals for hydrocarbon accumulations. AAPG Bulletin, V. 68, No.11, p. 1752 – 1763.

ECOPETROL – BEICIP FRANLAB., 1995, Estudio geológico regional Cuenca de los Llanos Orientales.

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.

HENAO VASQUEZ, Martha; MOLINA BERMUNDEZ, Dora., 1981, Evolución Geológica de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Medellín. Colombia. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas.

JENNINGS, Jeffrey B., 1987, Technical of capillary pressure: application to the geology of exploration and development. AAPG Bulletin, V. 71, No. 10, p. 1196-1209.

KALDI, J.G; ATKINSON, C.D., 1997, Evaluating seal potential: example from the Tanlang Akar Formation, offshore northwest Java, Indonesia, *in* R.C. Surdam, ed., Seal, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p. 85-101.

KENDALL, Christopher., 2001, Clasticsystemtracts.mov, *en* <http://strata.geol.sc.edu>

KLUTH, Ch; LADD, R; DE ARAS, M; GOMEZ, L; TILANDER, N., 1997, Different Structural Styles and Histories of the Colombian Foreland: Castilla and Chichimene Oil Field Areas, East – Central Colombia. *En* Memorias VI Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas” Tomo I. Cartagena, Colombia. ACGGP, p. 185 – 197.

KRUSHIN, J.T., 1997, Seal capacity of nonsmectite shale, *in* R.C. Surdam, ed., Seals, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p. 31-47.

LAMILLA, J.; MORENO, J., 1986, Definición Estratigráfica y Sedimentología del Cretaceo Superior de la Cuchilla el Tablazo, Serranía de la Macarena. Trabajo de grado. Santa fe de Bogota. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias.

LOBO, A; SANTACRUZ, R; FLÓREZ, A; CÁLIZ, A., 2002, Macro-heterogeneidades en la Unidad K2 Superior que controlan el Petróleo Móvil Remanente en el Campo Suria, Cuenca Llanos Orientales - Colombia. Segunda Convención Técnica de la ACGGP. Geología y Petróleo en Colombia. Fronteras de Exploración.

MICROSOFT CORPORATION., 2004, Biblioteca de consulta Microsoft encarta 2004.

MOGOLLON, Maria E; GOMEZ, Javier., 2003. Propiedades Petrofísicas Básicas Desarrollo Adicional Campo Castilla. Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos. ICP.

NIEMANN, J. C., & M. R. KROLOW., 1997, Delineation of a pressure fault seal from shale resistivities, *in* R.C. Surdam, ed., Seals, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p. 49-55.

NOBLE, R.A.; J.G. KALDI, & C.D. ATKINSON., 1997, Oil saturation in shales: applications in seal evaluation, *in* R.C. Surdam, ed., Seals, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p. 13-29.

O´BRIEN, N. R; SLATT, R. M., 1990, Argillaceous Rock Atlas. New York. USA. Springer – Verlag.

OLAYA, Iván., 2004, Curso de Interpretación Sísmica., Piedecuesta – Santander. Colombia. Consorcio TSP – ICP Ecopetrol S. A.

PARRA MANTILLA, Pedro; MEZA CASEREZ German D., 1993, Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la Unidad K2 del Bloque Apiay. Bucaramanga. Colombia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología.

PATIÑO, Carlos F., 1999, Implementación del Plan de Manejo Ambiental en los Campos Castilla y Chichimene. Bucaramanga. Colombia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander - Chevron. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PEÑUELA ALDANA, Luz; VARGAS PEÑARANDA, Jaime., 1999, Caracterización Poral por Microscopia Electrónica de las Areniscas Petrolíferas de

las Formaciones Mugrosa (Campo La Cira), Barco (Campo Tibu) y Monserrate (Campo Dina). Santa fe de Bogota. Colombia. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Carrera de Geología.

REYES, J; SILVA, M; MUNAR, F; LASSO, A; BOHORQUEZ, J., 1991, Objetivos Estratigráficos en la Subcuenca Apiay Ariari. *En* Memorias IV Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas” Tomo I. Bogota, Colombia. ACGGP, trabajo 10.

RODRIGUEZ DOMINGUEZ Edwin A; GARCIA SILVA Hernando A., 2002, Análisis de Falla y Comportamiento en la Sarta de Producción en Bombeo Mecánico en los Campos Castilla y Chichimene. Bucaramanga. Colombia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ROJAS AVELLA, Nelson., 2003, Informe de la Interpretación Estructural con Sísmica 3D en el Campo Castilla. Departamento de Yacimientos y Producción. Gerencia Técnica de Producción. Vicepresidencia de Producción. Ecopetrol S.A.

SHERIFF, Robert., 1977, Limitations on Resolution of Seismic Reflections and Geologic Detail Derivable from Them. *In* Payton, Ch, ed., Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration: AAPG Memoir 26, p. 3 – 14. Tulsa. Oklahoma. USA.

SNEIDER, R.M.; J.S. SNEIDER; G.W. BOLGER, & J.W. NEASHAM., 1997, Comparison of seal capacity determinations: conventional cores vs. cuttings, *in* R.C. Surdam, ed., Seals, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p.1-12.

SNEIDER, R.M.; K. STOLPER, & J.S. SNEIDER., 1991, Petrophysical properties of seals: AAPG Bulletin, v. 75, p. 673 – 674.

TORRADO ESCOBAR, Claudia M., 2000, Compilación Detallada y Análisis de Información Estratigráfica, Geoquímica y Bioestratigráfica existente sobre la Cuenca de los Llanos Orientales. Bucaramanga. Colombia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología.

VAVRA, Ch; KALDI, J; SNEIDER R., 1992, Geological Applications of Capillary Pressure: A Review. AAPG Bulletin, v. 76, p. 840 – 850.

WAPLES, Douglas., 1985, Geochemistry in petroleum exploration. Boston. USA. International Human Resources Development Corporation, p. 68-70.

ZAPATA A, José; ROJAS M, Pedro., 2003, Distribución de Tamaño de Garganta de Poros y Presión Capilar por Inyección de Mercurio en Muestras Sellos de los Pozos Casimiro 3 y 9 y Chechy 13 para el Estudio de Disposición de Aguas – Castilla. Laboratorios de Exploración y Producción. Unidad de servicios técnicos y laboratorios. ICP

Internet

http://www.inlab.com.ar/Distr_Diam.htm

http://www.inlab.com.ar/Compara_Pc.htm

<http://apuntes.rincondelvago.com/difracción-de-rayos-x.html>

<http://www.cec.uchile.cl/~mpilleux/id42a/Trabajos/15SEM/15SEM.doc>

ANEXOS

[Anexo 4A. Micrografías](#)

[Anexo 4B. Curvas de presión capilar vs saturación de aire y distribución del tamaño de garganta poral](#)

[Anexo 4C. Mapa en profundidad al tope del K2 para el Campo Castilla](#)

[Anexo 4D. Secciones transversales Campo Castilla](#)

[Sección Transversal A-A' Estructural](#)

[Sección Transversal A-A' Estratigráfica](#)

[Sección Transversal 1-1' Estructural](#)

[Sección Transversal 1-1' Estratigráfica](#)

[Sección Transversal 2-2' Estructural](#)

[Sección Transversal 2-2' Estratigráfica](#)

[Sección Transversal 3-3' Estructural](#)

[Sección Transversal 3-3' Estratigráfica](#)

[Anexo 4E. Mapa en profundidad al tope del K2 para el Campo Chichimene](#)

[Anexo 4F. Secciones transversales Campo Chichimene](#)

[Sección Transversal B-B' Estructural](#)

[Sección Transversal B-B' Estratigráfica](#)

[Sección Transversal 4-4' Estructural](#)

[Sección Transversal 4-4' Estratigráfica](#)

[Sección Transversal 5-5' Estructural](#)

[Sección Transversal 5-5' Estratigráfica](#)