

**IDENTIFICACION DE OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS EN VARIOS
PAISES LATINOAMERICANOS**

**(Oportunidades en Colombia: Cuencas de los Llanos Orientales y Valle
Medio del Magdalena)**

AUTOR

MARIA STEFANIA SALAS CABEZAS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2012**

**IDENTIFICACION DE OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS EN VARIOS
PAISES LATINOAMERICANOS**

**(Oportunidades en Colombia: Cuencas de los Llanos Orientales y Valle
Medio del Magdalena)**

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

AUTOR

MARIA STEFANIA SALAS CABEZAS

DIRECTOR

ALBERTO ORTIZ FERNANDEZ

ESCUELA DE GEOLOGIA (UIS)

CO-DIRECTOR

IVAN DARIO OLAYA LOPEZ

PACIFIC RUBIALES ENERGY.



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A MIS PAPAS QUE ME ESTUVIERON SIEMPRE APOYANDOME A PESAR DE LA DISTANCIA Y LAS DIFICULTADES
A MI HERMANA POR SER EL MEJOR APOYO, COMPAÑÍA Y SER LA MEJOR HASTA EN LAS PEORES CIRCUNSTANCIAS
A MIS AMIGOS POR ACOMPAÑARME EN ESTE CAMINO Y COMPARTIR TANTOS MOMENTOS CONMIGO.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi guía y apoyo siempre.

A mis papás por siempre apoyarme en este camino, por quererme y nunca rendirse a pesar de las circunstancias que nos separaron.

A mi hermana que fue mi compañía y mi apoyo durante todos este camino a recorrer, y porque siempre estuvo conmigo en los momentos buenos y malos.

A la escuela de Geología por brindarme las herramientas para desarrollarme como una profesional.

A la empresa Pacific Rubiales Energy Corp, por darme la oportunidad de realizar mi práctica profesional, dejando a mis manos todos los medios disponibles para la realización de mi proyecto.

A todo el personal del área de Nuevos Negocios, porque más que compañeros de trabajo, se convirtieron en una familia dándome su apoyo tanto técnico y profesional, como estando siempre dispuestos con su cariño y amabilidad a lo que me fuera necesario.

A todos mis amigos, a aquellos con los que el camino de nuestra profesión nos unió y también a aquellos que a pesar de la distancia, siempre creyerón en mi y estuvieron en todos los momentos.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	24
2. JUSTIFICACION	26
3. OBJETIVOS	27
3.1. OBJETIVO GENERAL	27
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	27
4. DESCRIPCION DE LA COMPAÑÍA	28
4.1. GENERALIDADES.	28
4.2. HISTORIA	28
4.3. ESTRATEGIA.	31
4.4. PERACIONES.	32
4.4.1. Colombia.	32
4.4.1.1. Exploración	33
4.4.1.2. Producción.	34
4.5. RESPONSABILIDAD SOCIAL.	35
4.6. COMERCIO.	36
4.6.2. Comercio Internacional.	38
5. GEOLOGIA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	40
5.1. GENERALIDADES	40
5.2. MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SISTEMAS PETROLÍFEROS DE LA CUENCA.	43

5.3. LOCALIZACIÓN	43
5.4. ROCAS FUENTE Y MIGRACIÓN.	44
5.5. RESERVORIOS Y SELLOS.	45
5.6. TRAMPAS.	45
5.7. SISTEMAS PETROLÍFEROS.	47
5.8. ESTRATIGRAFÍA	47
5.8.1. Estratigrafía General.	47
5.8.2. Litoestratigrafía(Documentada según la aparición en el proyecto).	49
5.8.2.1. Cretáceo	49
5.8.3. Columna estratigráfica general.	57
5.9. MODELO ESTRUCTURAL.	58
5.9.1. Tectónica.	58
5.10. PRODUCCION ACTUAL DE PETROLEO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.	59
6. GEOLOGIA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	60
6.1. LOCALIZACION	60
6.2. ASPECTOS RELEVANTES	61
6.3. SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	61
6.3.1. Roca Generadora.	61
6.3.2. Roca Reservorio	61
6.3.3. Trampa	62
6.3.4. Roca Sello	62
6.3.5. Roca de sobrecarga.	62
6.3.6. Sistemas Petrolíferos.	62
6.4. COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERAL	63
7. FUNDAMENTOS	64
7.1. PRINCIPIOS DE GEOFISICA	64

7.1.1. Concepto	64
7.1.2. Clasificación de métodos geofísicos.	65
7.1.3. Sísmica	66
7.1.3.1. Metodología de adquisición sísmica	67
7.1.3.2. Aplicaciones	68
7.2. OPENWORKS®	69
7.2.1. Definición	69
7.2.2. Beneficios	70
7.2.3. Requisitos del sistema.	71
7.3. RESERVAS Y RECURSOS.	71
7.3.1. Definición de reservas.	71
7.3.2. Clasificación de reservas.	71
7.3.2.1. Reservas probadas	72
7.3.2.2. Reservas no probadas	73
7.3.3 Categorías de reservas.	75
7.3.3.1. Desarrolladas	75
7.3.3.2. No desarrolladas.	76
7.3.4. Definición de recursos.	76
7.3.5. Clasificación de recursos.	76
7.3.5.1. Recursos contingentes	76
7.3.5.2. Recursos Prospectivos	77
8. METODOLOGIA	78
8.1. FASE UNO. DOCUMENTACION	78
8.2. FASE DOS. ENTRENAMIENTO DEL SOFTWARE (OPENWORKS Y REP5).	78
8.3. TERCERA FASE. EVALUACIÓN DE BLOQUES.	105
8.3.1. Bloque-LQ	107
8.3.2. Bloque-M	125

9. RESULTADOS.	149
9.1. BLOQUE-LQ	149
9.2 BLOQUE-M	151
9.2.1. Prospecto-A.	152
9.2.2. Prospecto-B	153
10. CONCLUSIONES.	155
11. RECOMENDACIONES	158
BIBLIOGRAFIA	159

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de bloques tanto en exploración como en producción en Colombia.	32
Figura 2. Localización sobre la geografía colombiana de la cuenca de los Llanos Orientales.	40
Figura 3. Localización de la cronoestratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales, en donde se observa también la presencia de hidrocarburos sobre la misma.	41
Figura 4. Localización del total de sísmica corrida sobre la cuenca de los Llanos Orientales	42
Figura 5. Modelo estratigráfico y sistemas petrolíferos de la cuenca de los Llanos Orientales	43
Figura 6. Columna estratigráfica general de la cuenca de los Llanos Orientales.	57
Figura 7. Modelo estructura de la cuenca de los Llanos Orientales.	58
Figura 8. Mapa de localización sobre la geografía colombiana de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	60
Figura 9. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomada de ECOPETROL (2000).	63
Figura 10. Esquema del proceso de adquisición sísmica. Se observan los procesos de apertura de trócha, perforación, ubicación de geófonos y registro de ondas sísmicas	68
Figura 11. Ejemplo de una sección, producto final del método de exploración sísmica	69
Figura 12. Ejemplo de una sección sísmica interpretada, en la que se identifican secuencias de unidades litológicas afectadas por plegamiento y fallamiento.	69

Figura 13. Flujo de acceso al programa Openworks® (Landmark®).	81
Figura 14. Traza 190 de la sísmica 3D del Bloque A, sin interpretar, en donde solo se observa la ubicación del Pozo-A y las formaciones encontradas en la perforación y consiguiente análisis.	82
Figura 15. Traza 190 del Bloque-A interpretada con sus principales horizontes, siguiendo la guía del Pozo-A.	84
Figura 16. Traza 190 de la sísmica 3D del Bloque A, interpretada, en donde se observa la ubicación de la falla-A.	85
Figura 17. TWT Basamento. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope del basamento (Gravimetría).	86
Figura 18. TWT Gachetá. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope de la formación Gachetá (Gravimetría).	86
Figura 19. TWT Guadalupe. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope de la formación Guadalupe (Gravimetría).	87
Figura 20. TWT Carbonera C7. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope de la formación Carbonera C-7 (Gravimetría).	87
Figura 21. Mapa de prospectos realizado por la empresa dueña de la licencia del Bloque A. Tomado de INTEROIL Play Concept &Prospectivity May 2011.	88
Figura 22. Cálculo del área de la estructura del reservorio del Bloque A (Prospecto P1). Se observan los 3 objetivos y el resultado expresado en diferentes unidades de superficie y área. SeisWorks®.	89
Figura 23. Mapa de contornos inicial realizada con el horizonte de la formación C7 (aplicación Z-Map Plus®), en donde se observa la forma del Bloque A con sus respectivas fallas y estructuras y la ubicación de los prospectos en estudio-entrenamiento.	94

Figura 24. Cálculo de volúmenes para las tres principales área sobre el mapa de contornos desarrollado en Z-Map Plus, para los tres contornos de cierre de la estructura.	96
Figura 25. Mapa de contornos del Bloque A importado desde la aplicación Z-Map, en donde se puede observar la ubicación de las principales fallas y la estructura reservorio-trampa del bloque, con sus respectivas profundidades.	98
Figura 26. Recálculo de áreas sobre el mapa de contornos desarrollado en SeisWorks® importado desde Z-Map Plus® como archivo ZGF, para los tres contornos de cierre de la estructura.	99
Figura 27. TimeSlice 1506; Bloque A.	100
Figura 28. TimeSlice 1504; Bloque A.	101
Figura 29. TimeSlice 1502; Bloque A.	101
Figura 30. TimeSlice 1500; Bloque A.	101
Figura 31. TimeSlice 1498; Bloque A.	102
Figura 32. TimeSlice 1496; Bloque A.	102
Figura 33. TimeSlice 1494; Bloque A.	102
Figura 34. TimeSlice 1492; Bloque A.	103
Figura 35. TimeSlice 1490; Bloque A.	103
Figura 36. Resultado de la carga de datos obtenido mediante la interpretación de áreas y volúmenes del Bloque A, al programa Rep5®.	105
Figura 37. Mapa de Tierras Ronda Colombia 2011, en donde se indica la ubicación de los dos bloques escogidos para la realización del proyecto, observando también en que cuenca sedimentaria se encuentran.	106
Figura 38. Línea 125 de la sísmica del Bloque-J; (izquierda) sin interpretar, (derecha) se observan los principales horizontes (formaciones) y la principal falla que afecta el bloque. Se observa también la posición del Pozo J-1. Interpretación realizada en el programa SeisWorks® (Landmark®).	108
Figura 39. Traza Sísmica 140, a la derecha sin interpretar; izquierda interpretada con sus respectivos horizontes (formaciones).	109

Figura 40. Mapa de contornos básico del horizonte MSC_MDR (formación Mirador) en donde se observa un polígono original de la ubicación de la principal falla. En SeisWorks®.	110
Figura 41. Mapa de contornos interpolado para el horizonte MSC_GLP (formación Guadalupe). En SeisWorks®.	111
Figura 42. Mapa de contornos interpolado para el horizonte MSC_MDR (formación Mirador). En SeisWorks®.	111
Figura 43. Mapa de contornos interpolado para el horizonte MSC_CBRA (formación Carbonera). En SeisWorks®.	112
Figura 44. Área 1 del Prospecto OT-1 (Reservorio) para el Bloque-LQ. horizonte MSC_MRD	113
Figura 45. Área 2 del prospecto OT-1 (reservorio) para el Bloque-LQ.	113
Figura 46. Área 3 para el prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J	114
Figura 47. Área total del prospecto OT-1 (reservorio) para el Bloque-J.	114
Figura 48. Cálculo del área y el volumen del Área 1 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.	115
Figura 49. Cálculo del área y el volumen del Área 2 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.	115
Figura 50. Cálculo del área y el volumen del Área 3 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.	116
Figura 51. Cálculo del área y el volumen del Área Total del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.	116
Figura 52. Mapa de contornos importado desde Z-MapPlus®, en donde se calcula de nuevo al Área 1 del prospecto Ot-1 (reservorio) del Bloque-J.	117
Figura 53. Mapa de contornos importado desde Z-MapPlus®, en donde se calcula de nuevo al Área 2 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J.	117
Figura 54. Mapa de contornos importado desde Z-Map Plus®, en donde se calcula de nuevo al Área 3 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J.	118
Figura 55. Mapa de contornos importado desde Z-Map Plus®, en donde se calcula de nuevo al Área Total del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-LQ.	118

Figura 56. Secuencia de TimeSlice (1782-1790) en donde se observa perfectamente la presencia del canal que afecta el Bloque-J.	120
Figura 57. Secuencia de líneas en donde se observa la presencia del canal que se presenta en el Bloque_LQ, Prospecto OT-1, este afectado también por la Falla O.	122
Figura 58. Mapa de contornos del canal que atraviesa el bloque.	123
Figura 59. Mapa de contornos interpolado del canal que atraviesa el bloque.	123
Figura 60. Resultado de la carga de datos al programa de estimación de reservas Rep5®.	125
Figura 61. Interpretación inicial del horizonte MSC_1, formación Colorado, en donde (a) se encuentra sin ninguna interpretación y (b) tiene un horizonte base. Realizado en la aplicación SeisWorks®.	130
Figura 62. Línea sísmica con el cambio Instantaneous Phase en sus atributos.	131
Figura 63. Opciones de colores sobre la línea sísmica a interpretar.	132
Figura 64. Línea sísmica interpretada en donde se observan los principales horizontes (formaciones) y las fallas que dan lugar al reservorio del sistema. Realizada en la aplicación SeisWorks®.	133
Figura 65. (a). Mapa de contornos básico del Prospecto-A del Bloque-M con su respectiva falla principal observando las profundidades del reservorio. (b). Mapa de contornos “interpolado” del Prospecto-A.	134
Figura 66. Área 1 del Prospecto-A, calculada en la aplicación SeisWorks®. Contorno 2350	135
Figura 67. Área 2 del Prospecto-A, calculada en la aplicación SeisWorks®. Contorno 2250	135
Figura 68. Área 3 del Prospecto-A, calculada en la aplicación SeisWorks®. Contorno 1850	135
Figura 69. Resultado inicial de la exportación del Mapping File del Bloque M, prospecto A, hacia el programa Z.MAp Plus®, desde la aplicación SeisWorks®.	136

Figura 70. Volumen del Área-1 sobre el Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2350ft.	137
Figura 71. Volumen del Área-2 sobre el Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2300ft.	137
Figura 72. Volumen del Área-2 sobre el Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2250ft.	138
Figura 73. Área 1 recalculada del Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2350ft.	138
Figura 74. Área 2 recalculada del Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2300ft.	139
Figura 75. Área 3 recalculada del Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2250ft.	139
Figura 76. Resultado de la carga de datos tanto obtenidos mediante la interpretación de las líneas sísmicas del prospecto-A sobre el programa OpenWorks®, así como de los suministrado por la empresa dueña de la licencia del bloque.	140
Figura 77. Línea sísmica TRM-1997-104 que afecta directamente el Prospecto-B. Se observa la presencia de la formación reservorio (Colorado) y de la principal falla que da lugar a la estructura trampa del prospecto.	141
Figura 78. Área 1 del Prospecto-B, para una profundidad de 1300m (4264ft). En SeisWorks®.	142
Figura 79. Área 2 del Prospecto-B, para una profundidad de 1200m (3936ft). En SeisWorks®.	143
Figura 80. Área 3 del Prospecto-B, para una profundidad de 1100m (3608ft). En SeisWorks®.	143
Figura 81. Volumen del Área-1 sobre el Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1300m. En Z-Map Plus®.	144
Figura 82. Volumen del Área-2 sobre el Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1200m. En Z-Map Plus®.	144

Figura 83. Volumen del Área-3 sobre el Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1100ft. En Z-Map Plus®.	145
Figura 84. Área 1 recalculada del Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1300m. En SeisWorks®.	145
Figura 85. Área 2 recalculada del Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1200m. . En SeisWorks®.	146
Figura 86. Área 3 recalculada del Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1100m. . En SeisWorks®.	146
Figura 87. Resultado de la carga de datos al programa de estimación de reservas Rep5® para el Prospecto-B del Bloque-M.	148

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Información petrofísica y geológica del crudo Rubiales.	37
Tabla 2. Información geológica y datos petrofísicos del Crudo Mezclado Castilla.	38
Tabla 3. Información geológica y datos petrofísicos del Crudo Mezclado Vasconia	38
Tabla 4 . Información geológica y datos petrofísicos del Crudo Rubiales (comercio internacional).	39
Tabla 5. Producción actual y anual de petróleo en la cuenca de los Llano Orientales.	59
Tabla 6. Datos petrofísicos suministrados por la empresa dueña del bloque y datos adquiridos mediante la interpretación sísmica en el programa OpenWorks® para el Prospecto-J.	124
Tabla 7. Líneas sísmicas presentes en el Bloque; se indican las que atraviesan los Prospecto A y B y aquellas que fueron interpretadas.	128
Tabla 8. Datos petrofísicos suministrados por la empresa dueña del bloque y datos adquiridos mediante la interpretación sísmica en el programa OpenWorks® para el Prospecto-A.	140
Tabla 9. Datos petrofísicos suministrados por la empresa dueña del bloque y datos adquiridos mediante la interpretación sísmica en el programa OpenWorks® para el Prospecto-B.	147
Tabla 10. Resultados obtenidos tras la interpretación sísmica del Prospecto-J del Bloque-LQ, con la cual se hicieron los cálculos de áreas y volúmenes sobre las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, sobre los respectivos mapas de contornos de las mismas.	150
Tabla 11. Resultados obtenidos tras la interpretación sísmica del Prospecto-A del Bloque-M, con la cual se hicieron los cálculos de áreas y volúmenes sobre	

las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, sobre los respectivos mapas de contornos de las mismas. 152

Tabla12. Resultados obtenidos tras la interpretación sísmica del Prospecto-B del Bloque-M, con la cual se hicieron los cálculos de áreas y volúmenes sobre las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, sobre los respectivos mapas de contornos de las mismas. 153

RESUMEN

TITULO:

IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS PARA HIDROCARBUROS EN VARIOS PAÍSES LATINOAMERICANOS*

AUTOR:

MARIA STEFANIA SALAS CABEZAS**

PALABRAS CLAVES:

Cuenca de los Llanos Orientales, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Interpretación sísmica, Formación Mirador, Formación Carbonera (sección C-7), Formación Colorado, Estimación de reservas, Áreas, Volúmenes.

DESCRIPCIÓN.

El área de Nuevos Negocios de la empresa Pacific Rubiales Energy Corp., es la encargada de realizar los análisis tanto técnicos como económicos de los nuevos bloques o negocios ofrecidos continuamente, para establecer si son viablemente rentables. Durante el período de pasantía se realizaron análisis principalmente de negocios en bloques nacionales (Ronda Colombia 2011 y 2012).

La Cuenca de los Llanos Orientales y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, poseen sistemas petrolíferos objeto de estudio y análisis durante varios años por empresas petroleras interesadas en las licencias de sus respectivos bloques, debido a su alto potencial de recursos y reservas. Sobre estas cuencas, se encuentran los Bloques A, LQ (Llanos Orientales) y M (VMM), los cuales fueron objetivos principales de análisis durante la consecución del proyecto, al ser sus licencias los negocios ofrecidos a la empresa en medio del proyecto a realizar.

La metodología a emplear fue la interpretación sísmica mediante el programa OpenWorks® y sus respectivas aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, el cual permitió la selección de horizontes objetivo, observación de estructuras trampa y mapeo de contornos para el respectivo cálculo de áreas y volúmenes necesarios para la estimación de reservas.

También se hizo uso del programa Rep5® (estimación de reservas) sobre el cual se introdujeron datos anteriormente dados por la empresa dueña de la licencia del bloque y los datos obtenidos mediante la interpretación sísmica.

Los resultados de esta interpretación y estimación, se hicieron llegar luego a los encargados de realizar el análisis económico, para evaluar su rentabilidad acorde a los intereses de la empresa y que el mercado exige.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas; Escuela de Geología; Director Geólogo Alberto Ortiz Fernández (UIS), CoDirector Geofísico IvanDario Olaya López (PacificStratusEnergy Colombia Ltd)

ABSTRACT

TITLE: IDENTIFICATION OF OPPORTUNITIES FOR EXPLORATORY OIL IN OTHER LATIN AMERICAN COUNTRIES*

AUTHOR:
MARIA STEFANIA SALAS CABEZAS**

KEY WORDS:

Llanos Orientales Basin, Middle Magdalena Valley Basin, Seis micinter pretation, Mirador Formation, Carbonera (section C-7) Formation, Colorado Formation, Reserve estimation, Areas, Volumes.

DESCRIPTION

New Business Area of the company Pacific Rubiales Energy Corp., is responsible for carrying on the technical and economic analysis of new blocks or business continuously offered to establish if they are viably profitable. During the internship period there were conducted business analyses primarily in national blocks (Ronda Colombia 2011 and 2012).

The Llanos Orientales Basin and Middle Magdalena Valle y Basin, have petroleum systems under study and analysis for several years by oil companies interested in licensing their respective blocks, due to its high potential resources and reserves. About these basins are Blocks A, LQ (Llanos Orientales) and M (VMM), which were key objectives for achieving analysis of the project, to be their business licenses offered to the company through the project to perform.

The methodology used was the seismic interpretation by Open Works® software and their applications Seis Works® and Z-Map Plus®, which allowed the selection of objective horizons, observation of structures trap and contour mapping for the respective calculation of areas and volumes needed to the estimation of reserves.

Also made use of the program Rep5 (reserve estimation) on which were introduced earlier data given by the company that owns the license of the block and the data obtained by seismic interpretation.

The results of the interpretation and estimation methodologies was then responsible for conducting economic analysis to assess their performance according to the interests of the company and the market demands.

* work of degree

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Geology , Director: Geologist Alberto Ortiz Fernández (UIS), co-Director: Geophysical Ivan Dario Olaya Lopez (Pacific Stratus Energy Colombia Ltd)

INTRODUCCIÓN

Este proyecto se realizó gracias a la convocatoria que realizó la empresa PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP., (Pacific Stratus Energy Corporation), interesada en la contratación de un estudiante de últimos niveles, el cual brindaría apoyo al área de Nuevos Negocios en el trabajo de interpretación sísmica de bloques en proceso de negocio, así como recopilación de información brindada tanto por las Rondas Colombia y aquella de las empresas oferentes de negocios.

Para la consecución de la interpretación sísmica, principalmente sobre bloques nacionales ofertados por empresas dueñas de las licencias, se realizó una previa recopilación de información sobre las cuencas en donde se encuentran estos bloques, así como de los datos obtenidos con anterioridad en estudios y perforaciones de pozos realizados sobre los mismos.

Subsecuente a la creación de una base de información, se procedió a realizar un entrenamiento de programas involucrados tanto en la interpretación sísmica (Open Works®) así como en la estimación de reservas (Rep5®) para que con los datos obtenidos con estos programas, se realice el análisis económico de rentabilidad de los bloques, el cual es el objetivo del área en donde se realizó la pasantía.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La empresa Pacific Rubiales Energy Corp., se ve cada día en la necesidad de ampliar su capacidad de exploración y producción de hidrocarburos para desarrollar un crecimiento empresarial de acuerdo a las necesidades tanto internas como las exigidas por un mundo cada vez más industrializado, que requiere mayores fuentes de energía.

Muchos estudios recientes, realizado por las mismas empresas petroleras, han llegado a la conclusión que la era del petróleo fácil se ha acabado. El 70% de la producción de petróleo del mundo sale de campos muy maduros que se han venido explotando desde hace más de 30 años, a los cuales se les tiene que inyectar agua y gas para mantenerlos activos.

Esto implica unos mayores gastos de producción, ante una demanda cada vez mayor de los países emergentes, la cual los países productores no van a ser capaces de satisfacer. Se calcula que en los últimos años, la demanda de petróleo ha aumentado en un 4% (ritmo del crecimiento mundial), en tanto que la producción tan solo un 1.1%, equivaliendo a 1 millón de barriles diarios.

En un solo día la demanda de este recurso llega a 85 millones de barriles, con un total anual de 30.000 millones, contrastando con las bajas cantidades en descubrimientos, que llegan a solo 7.000 millones. Se sabe que para los años 2002-2007, se cayó en un 2% la producción mundial (equivalente de 130.000 barriles diarios, 81.53 millones de barriles anuales menos).

Pero esta crisis no solo afectaría al sector energético (cabeza del sistema económico), sino que desencadenaría una serie de problemas en aquellas esferas

que dependen principalmente de lo que el petróleo les suministra, sobretodo porque el precio del hidrocarburo alcanzaría niveles mucho mayores, los cuales estas empresas no estarían dispuestas a pagar, desatando producciones de objetos afines más bajas y a su vez originando desabastecimiento en un planeta que cada vez exige más.

Por todos estos motivos anteriores, es muy importante que empresas de exploración y producción lleven a cabo mejores y mayores estudios y campañas, que logren que estos índices de descubrimientos incrementen, y que la demanda que va en aumento pueda ser satisfecha de manera que la economía mundial vaya siempre a favor de todos los habitantes de estos países en vía de industrialización.

Hay que implantar nuevo métodos de exploración, acordes a las exigencias de una geología cada vez más compleja y también a una idea conservacionista que lidera las acciones y los objetivos de las empresas en este nuevo siglo.

2. JUSTIFICACION

Teniendo en cuenta los problemas energéticos planteado anteriormente, la empresa Pacific Stratus Energy Colombia Corp., con su área de Nuevos Negocios (New Business), ha venido realizando estudios de interpretación sobre cuencas de varios países latinoamericanos y sobre bloques ubicados en Colombia (Ronda Colombia 2010, ANH), para satisfacer la demanda de petróleo interna y lograr también con esto, el crecimiento de la empresa.

La empresa Pacific Stratus Energy Colombia Corp., en su vicepresidencia de Nuevos Negocios, ha visto la necesidad de contar con un(a) estudiante de últimos semestres de Geología, para ayudar con la interpretación de estos importantes bloques, con la información suministrada, y a su vez prepararlo(a) para el manejo del programa necesario para realizar los estudios y para una industria que cada día crece más.

3. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la información geológica y geofísica regional detallada con el fin de identificar áreas para la prospección de hidrocarburos en varios países latinoamericanos.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Recopilar y evaluar información acerca de las dos principales cuencas sedimentarias de Colombia en informes anteriores, archivos en pdf's e información brindada por la web.
- Realizar un entrenamiento en el programa Open Works® (aplicaciones Z-MAP Plus® y Seis Works®), utilizando bloques productores colombianos (la empresa se reserva el nombre de estos bloques como confidenciales).
- Determinar áreas y volúmenes de los diferentes bloques a estudiar, y mediante ellos realizar informes que permitan sustentar la estimación de las reservas presentadas por los clientes de la empresa.
- Aprender a aplicar el programa Rep5®, y con este evaluar las principales características geológicas del yacimiento en el bloque (porosidad, permeabilidad, Bo, gravedad API, saturación de agua, factor de recuperación, profundidad), obteniendo un modelo del comportamiento del reservorio.

4. DESCRIPCION DE LA COMPAÑÍA

4.1. GENERALIDADES.

Pacific Rubiales Energy Colombia Corp., es una compañía pública que cotiza en las bolsas de valores de Colombia, Toronto y Brasil. Es la compañía independiente más grande de exploración y producción de gas y petróleo en Colombia.

Pacific Rubiales posee el 100% de Pacific Stratus Energy Colombia Ltda. y Meta Petroleum Ltda, dos operadores colombianos de petróleo y gas que operan los intereses propios, y entre otros, los campos Rubiales y Piriri en la cuenca de los Llanos de Colombia, y el campo La Creciente de gas natural en el norte de Colombia.

La compañía se centra en la identificación de oportunidades de crecimiento en casi todas las cuencas de hidrocarburos en Colombia, así como en el este de Perú y Guatemala. La compañía tiene una fuerte y creciente base de reservas, y está potencializando al máximo la futura producción a través de sus actividades de exploración.

4.2. HISTORIA

En julio de 2007, Petro Rubiales llegó a un acuerdo con los propietarios de Rubiales Holdings para vender el 75% de Rubiales Holdings a Consolidated AGX Resources, que inmediatamente cambió su nombre a Petro Rubiales Energy Corp. Al mismo tiempo, Petro Rubiales recaudó \$421 millones en capital público, para

financiarla adquisición y el capital de trabajo. En noviembre de 2007, Petro Rubiales había adquirido el 25% restante de las tenencias de Rubiales.

La gestión de Petro Rubiales reconoció que los flujos de efectivo desde el campo Rubiales se podrían ampliar en gran medida a través de una combinación de trabajos de reacondicionamiento, inversión de capital y un marketing innovador. La producción en Rubiales, ya en aumento a lo largo de 2007, continuó su incremento en Petro Rubiales, alcanzando niveles récord a finales de 2007. Estos registros de producción han continuado desde entonces, y más recientemente, alcanzando un promedio de producción bruta de 220.000 bbl/d (31 de diciembre de 2010).

Aunque ambas compañías estaban bien familiarizadas y había entrado a empresas conjuntas en Colombia, pronto se dieron cuenta de que la mejor estrategia de diversificación era combinar. Ambas empresas eran fuertes, pero en áreas complementarias: Petro Rubiales en la producción, Pacific Stratus en la exploración. Cada una era fuerte también en recursos complementarios: Petro Rubiales en petróleo pesado, Pacific Stratus en gas natural.

Igual de importante, la combinación de los dos daría lugar a una compañía combinada en una posición en donde sus finanzas, la producción y el perfil de exploración podrían abrir oportunidades en Colombia, que estaban reservadas normalmente a las Grandes Ligas. El 23 de enero de 2008, la fusión de las dos compañías crearon Pacific Rubiales Energy Corp, una compañía que tiene una de la más dinámica e interesante producción, e historia de crecimiento en Latinoamérica.

La compañía aumento sus recursos y su potencial de producción mediante la adquisición de Kappa Energy Holdings por un valor de 160 millones US en el otoño del 2008, y ha sido capaz de tomar ventaja de su mayor tamaño para

obtener oportunidades, tales como la concesión en 2008 de propiedades en 2 rondas en Colombia, que no habrían sido posibles antes de la combinación.

En 2009, Pacific Rubiales Energy sigue siendo un motor clave del crecimiento de la producción petrolera y el desarrollo de infraestructura en Colombia por lo que las tuberías del Oleoducto de los Llanos ("ODL"), de los cuales poseemos una participación del 35%, entró en pleno funcionamiento en septiembre 2009. La Compañía aumentó su combinación de reservas probadas más probables ("2P") para los bloques Rubiales-Piriri, Quifa, La Creciente, Guaduas, Río Ceibas, Abanico y Puli en un 34,3%, ascendiendo a un total neto, después de las regalías, para la empresa de 280,6 millones de barriles de petróleo equivalente ("mmboe") al 31 de diciembre de 2009. Asimismo, la compañía perforó 19 pozos exitosos de los 22, para una tasa de éxito del 86%, muy por encima de la media del sector. Y en diciembre de 2009, la compañía se cotizó en la Bolsa de Valores de Colombia, convirtiéndose en el primer emisor internacional que pasa por este proceso con las autoridades reguladoras de Colombia.

El 2010 fue un año de grandes logros desde el punto de vista operativo. La producción bruta de la compañía creció un 75%, un aumento de 61.683 boe/d, alcanzando un promedio de 144.307 bep/d al final del año. Los mayores contribuyentes al aumento de la producción fueron nuestros campos Rubiales, Quifa y La Creciente. Ocho nuevos bloques se han añadido a nuestra superficie de exploración: dos en Guatemala y seis en las cuencas de los Llanos y del Putumayo en Colombia. El campo Rubiales continuó siendo el mayor campo productor en Colombia durante el año 2010, con un crecimiento de alrededor del 80%. El 2010 fue un año de importante crecimiento financiero, los resultados fueron de una pérdida neta de \$ 125,8 millones en 2009 a un beneficio neto de \$ 217,6 millones en 2010. Los ingresos aumentaron en un 160%, cerrando el año en \$ 1,7 mil millones, y el EBITDA ascendió a \$ 922,9 millones, un 21% año tras año.

4.3. ESTRATEGIA.

La estrategia de la compañía es el crecimiento sostenible: el crecimiento en su producción, el crecimiento de su cartera de exploración, y el crecimiento en su cuota de mercado. La compañía está en una fuerte posición estratégica, con la combinación correcta de los activos de producción y áreas de exploración. Los flujos de efectivo de la compañía y las ganancias de las operaciones, a través de una mayor producción, se espera sean significativos, desde una combinación de crecimiento de la producción y los altos precios del petróleo. La compañía utilizará este flujo de dinero en efectivo para apoyar su ambiciosa exploración y las actividades de producción.

El objetivo de Pacific Rubiales es de aumentar sus reservas, y la creciente producción se alcanzará mediante una combinación de nuevos descubrimientos realizados por su excelente equipo de exploración y la adquisición de bien adaptados activos nuevos. La compañía también utilizará todas las tecnologías a su alcance para aumentar sus reservas a través de un aumento en las tasas de recuperación en sus campos existentes.

La compañía seguirá centrando las actividades de exploración en áreas donde su conocimiento y talento pueden proporcionar una ventaja significativa. En noviembre de 2010, Pacific Rubiales ha ampliado su estrategia de crecimiento ambiciosa ya con un enfoque en tres componentes principales:

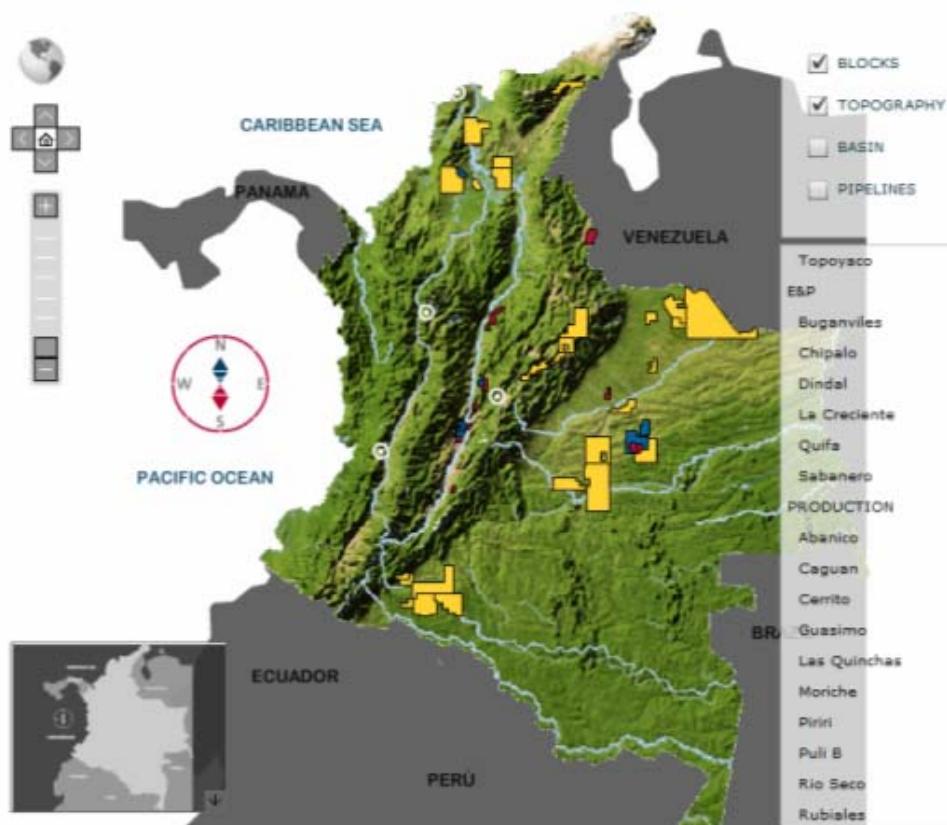
- a. Crecimiento continuo
- b. Asegurar el acceso a los mercados.
- c. La integración de los activos de down stream.

4.4. PERACIONES.

La compañía Pacific Rubiales Energy Corp., es una empresa en crecimiento, que además de poseer el control sobre uno de los mayores campos en Colombia (Campo Rubiales), ha venido aumentando sus operaciones a través de la adquisición de nuevos bloques tanto exploratorios como productores en diferentes países latinoamericanos, incluyendo a Perú como uno de sus mayores prospectos para el crecimiento empresarial.

4.4.1. Colombia.

Figura 1. Mapa de bloques tanto en exploración como en producción en Colombia.



Fuente: <http://www.pacificrubiales.com.co/map-of-properties-construccion.html>

4.4.1.1. Exploración: La exploración es la base del éxito de la compañía, y el camino a seguir.

La compañía tiene uno de los más exitosos y expertos equipos de exploración en la región andina. El programa de exploración de la compañía es uno de los pilares de su estrategia y la clave de su crecimiento continuo. Los principales objetivos de la compañía son de aumentar las reservas y la producción, y se logran a través de los descubrimientos realizados por su equipo de exploración.

El equipo de exploración de Pacific Rubiales es dinámico y creativo, y combina la experiencia de clase mundial con tecnología de vanguardia para definir y asegurar la producción para el futuro.

- *Resumen*

En 2010, la superficie de exploración de la compañía llegó a 16.619.501 hectáreas, un aumento del 28% desde 2009. La posición de superficie de alta calidad de la compañía, es la más grande de cualquier empresa independiente E&P de petróleo y gas en Colombia. El aumento de la superficie provino de la adición de seis nuevos bloques, en las cuencas de Los Llanos y Putumayo.

Durante 2010, la Compañía realizó una inversión neta de capital en exploración de US\$ 112 millones, y se perforaron un total de 29 pozos: 7 de exploración, 9 de evaluación y 13 estratigráficos, de los cuales 24 pozos fueron exitosos, lo que representa una tasa de éxito del 83%. La compañía también adquirió 1.609 kilómetros de sísmica 2D y 401 km² de sísmica 3D y 13.133 kilómetros de superficies aerogravimétricas y aeromagnetométricas de alta resolución. A lo largo de 2010, la compañía concentró sus esfuerzos de exploración en los bloques Quifa, CPE-6, Guama, Topoyaco, La Creciente y Buganviles.

Todos estos esfuerzos son parte del plan de la empresa de cinco años para aumentar su producción operada bruta de 500.000 bep/d.

- *Mirando hacia el futuro 2011*

El programa de exploración de la compañía para el año 2011 incluye la exploración en 26 bloques, en los cuales serán perforados 59 pozos: 20 de exploración, así como 36 de evaluación y 3 estratigráficos. Además, 5.390 kilómetros de sísmica 2D y 440 m² de sísmica 3D está prevista para el año.

4.4.1.2. Producción.

- *Resumen*

Pacific Rubiales tiene uno de los más talentosos y experimentados equipos de producción e ingeniería en América Latina.

En los últimos cuatro años, la compañía ha transformado el campo Rubiales, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el mayor campo de producción en Colombia, y uno de los mayores campos onshore en toda América Latina.

La Compañía sigue mostrando dinamismo año tras año con el crecimiento de la producción, casi duplicándose cada año desde 2007.

La compañía continúa su expansión y la construcción de su cartera de producción fuera del campo Rubiales. El campo de crudo pesado Quifa, contiguo a Rubiales presenta un aumento gradual de la producción a gran escala, y el campo de gas natural La Creciente, y seis productores de propiedades ligeras y mediana de petróleo a través de Colombia, proporcionan a la empresa una base de activos diversificada.

- *La cuenca de los Llanos.*

La Cuenca de los Llanos es la cuenca de crudo pesado más importante de Colombia. La compañía está trabajando para asegurar su acceso al mercado y maximizar la producción en esta región altamente prospectiva.

4.5. RESPONSABILIDAD SOCIAL.

4.5.1. Política de Sostenibilidad

Teniendo en cuenta los grupos de interés, la comprensión de la gestión sostenible se traduce en una forma transparente para hacer negocios que genera riqueza y contribuye al desarrollo sostenible de la sociedad y en armonía con nuestro medio ambiente.

A través de nuestra política de sostenibilidad, Pacific Rubiales Energy ha ampliado con éxito las operaciones y gracias a nuestro compromiso, se refleja constantemente en las iniciativas que aseguren el bienestar continuo de todos los interesados. A través de los programas de Responsabilidad Social Corporativa, podemos garantizar que Pacific Rubiales Energy continuará siendo un líder en la industria del petróleo y de gas, un administrador responsable de los recursos bajo su administración, y un buen ciudadano global en todas las actividades ambientales y sociales.

Operamos en ocho objetivos estratégicos:

1. Actuar con coherencia y transparencia.
2. La creación de mayor valor económico.
3. Operar en armonía con el medio ambiente.

4. Contribuir a la sociedad mediante la mejora de la calidad de la vida en las comunidades donde operamos.
5. Promover el respeto de los derechos humanos.
6. Haciendo a PRE un gran lugar para trabajar.
7. Reforzar la salud y la seguridad en nuestras operaciones.
8. Reforzamiento de la sostenibilidad de la cadena de valor.

4.6. COMERCIO.

4.6.1. Comercio Nacional.

En el mercado colombiano, Pacific Rubiales Energy vende gas natural y crudo Rubiales para uso industrial o bunker.

- *Crudo Rubiales.*

Es un crudo pesado, del bloque Rubiales Pirirí en el departamento del Meta en Colombia. Debido a sus propiedades principales, que incluyen bajos niveles de TAN, bajo contenido de azufre y metales, es muy atractivo para los operadores/compradores, ya que permite el cumplimiento de las regulaciones ambientales.

Usos: Se utiliza principalmente como alimento para planta de coquización, crudo extra pesado, y como materia prima para combustibles, asfaltos, combustibles, lubricantes y aceites nafténicos.

Tabla 1. Información petrofísica y geológica del crudo Rubiales.

UBICACIÓN	Departamento del Meta
TRANSPORTE	Terrestre
TAMAÑO DE CARGA	70.000 a 110.000 Barriles.
API° TIPICO	12.5
%TIPICO DE AZUFRE	1.275

- *Gas Natural de La Creciente*

Es el segundo campo productor de gas "no asociado" en Colombia. Está situado en el departamento nororiental de Colombia, Sucre. Debido a sus propiedades, el gas de La Creciente tiene un alto valor calorífico bruto.

El gas natural de La Creciente consiste principalmente de 97% de metano (CH₄). Se entrega con el sistema de transporte de gas nacional en la que el cumplimiento de las especificaciones normativas de agentes contaminantes, tales como: CO (monóxido de carbono), H₂ (hidrógeno), O₂ (oxígeno) y H₂O (agua) se verifican. El gas de La Creciente no incluye en sus propiedades H₂S y CO₂, lo que lo hace ambientalmente sostenible.

El comercio de gas se realiza de acuerdo a disposiciones de la Ley 142-1994, el Decreto 2867 de 2008 y la Resolución CREG 071 de 1999 y la Resolución 126 de 2010, entre otros, siendo nuestros principales clientes, los generadores de energía eléctrica y el sector industrial.

El transporte del gas se realiza principalmente a través de gasoductos, de acuerdo a la Resolución CREG es 071,1999 y el resto es como gas comprimido o licuado (GNC o GNL).

4.6.2. Comercio Internacional.

- *Crudo mezclado Castilla.*

Es un crudo pesado resultado de la mezcla de diversos grados de la región colombiana de los Llanos Orientales. Para transportar este crudo a través del sistema de oleoductos colombiana, este debe ser diluido con Nafta o Gas Natural.

Tabla 2. Información geológica y datos petrofísicos del Crudo Mezclado Castilla.

Crudo	Castilla Blend
Localización	Colombia
Terminal de carga	Coveñas
Tamaño de carga	700,000–1million barriles
Típico API°	18.8
Típico % Sulfuro	1,969

- *Crudo mezclado Vasconia.*

Es un crudo medianamente pesado derivado de una combinación de grados ligeros originalmente de las regiones de los Llanos Orientales y del Magdalena Superior. Este es producido por diferentes corrientes que son mezcladas en la estación colombiana Vasconia, de donde toma su nombre.

Tabla 3. Información geológica y datos petrofísicos del Crudo Mezclado Vasconia

Crudo	VasconiaBlend
Localización	Colombia
Terminal de carga	Coveñas
Tamaño de carga	500,000 barriles
Típico API°	24.3
Típico % Sulfuro	1,969

- *Crudo Rubiales.*

Es un crudo pesado, del bloque Rubiales-Pirirí en el Departamento del Meta en Colombia. Debido a sus propiedades claves, las cuales incluyen un bajo TAN, bajos niveles de sulfuro y contenidos de metal, es altamente atractivo para comerciantes/compradores porque permite el cumplimiento de las regulaciones ambientales.

Usos: se utiliza principalmente como alimento coquizador, crudo extra pesado, y como un raro material para bunkers, asfaltos, combustibles y aceites lubricantes nafténicos.

Tabla 4 . Información geológica y datos petrofísicos del Crudo Rubiales (comercio internacional).

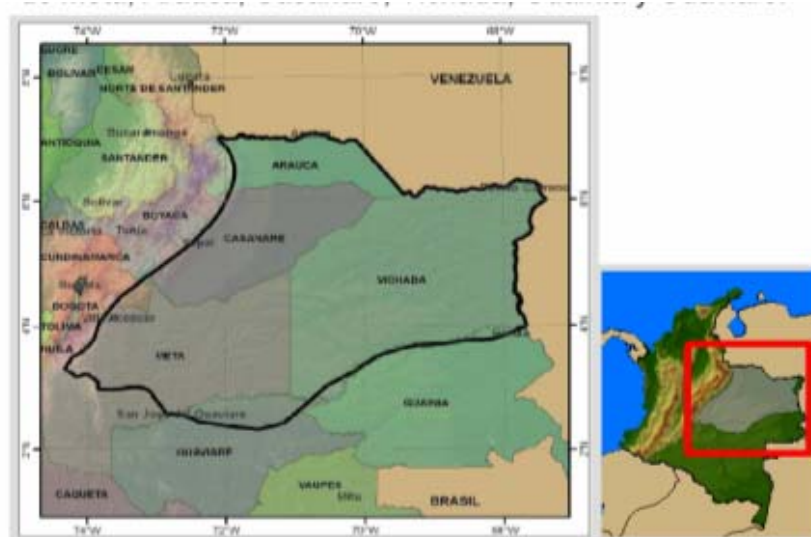
Crudo	Rubiales
Localización	Colombia
Transporte	Barranquilla
Tamaño de carga	70,000–110,000 barriles
API° Típico	12.5
Típico % Sulfuro	1,275

5. GEOLOGIA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

5.1. GENERALIDADES

La cuenca Llanos se encuentra en la región centro-oriental del país y está conformada por los departamentos de Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare.

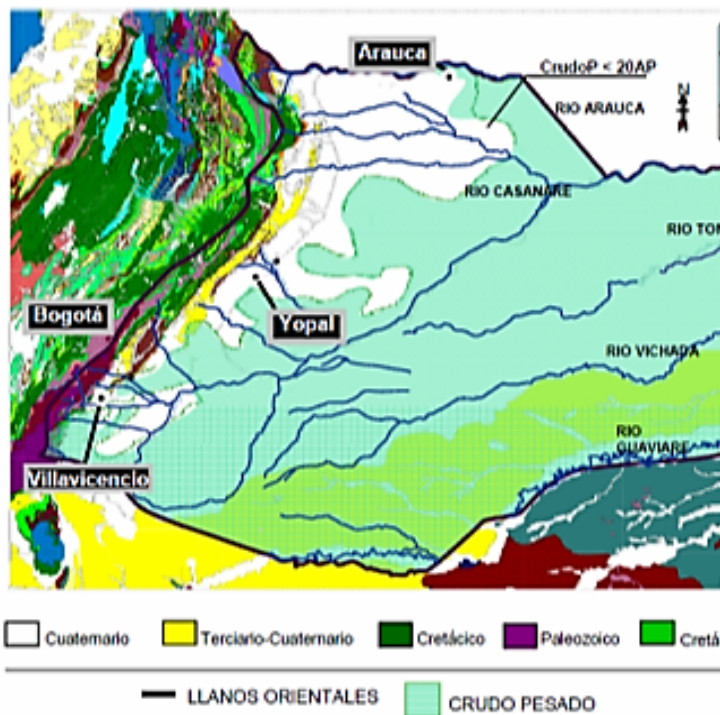
Figura 2. Localización sobre la geografía colombiana de la cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: (Tomado de Características Cuenca de Los Llanos Orientales y descripción de bloques. ANH)

De los 220,000 Km² de la Cuenca de Llanos 153,000 Km² corresponden al área de Prospectividad de Crudos Pesados donde se ha adquirido gran cantidad de información desde 1944.

Figura 3. Localización de la cronoestratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales, en donde se observa también la presencia de hidrocarburos sobre la misma.

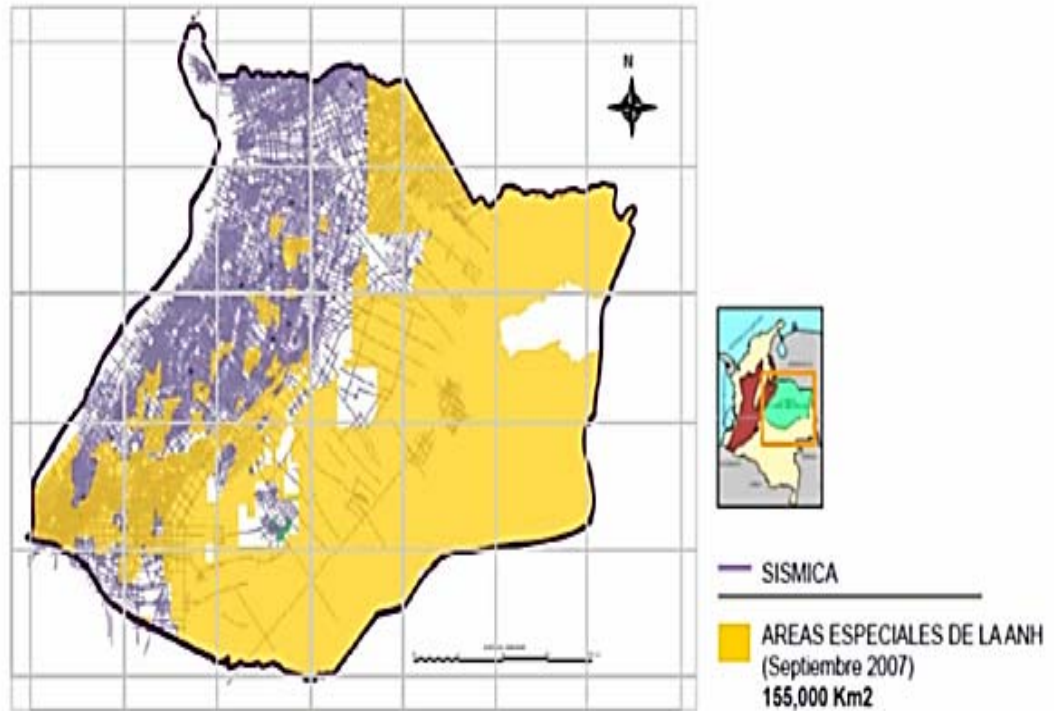


- 96.000Km de Sísmica.
- 15.000Km de Aerogravimetría y Aeromagnetometría.
- 1360 Pozos Perforados.
- Primer pozo 1944 San Martín-1 (Shell).
- Producción inicio en Campo Castilla 1969.
- 136 Campos Productores.
- 345.407 BOPD.

Fuente: Características Cuenca de Los Llanos Orientales y descripción de bloques. ANH)

96,000 Km de Sísmica ha sido adquirida en la Cuenca de los Llanos desde 1950 y actualmente la ANH continúa adquiriendo información geofísica al Oriente de la Cuenca.

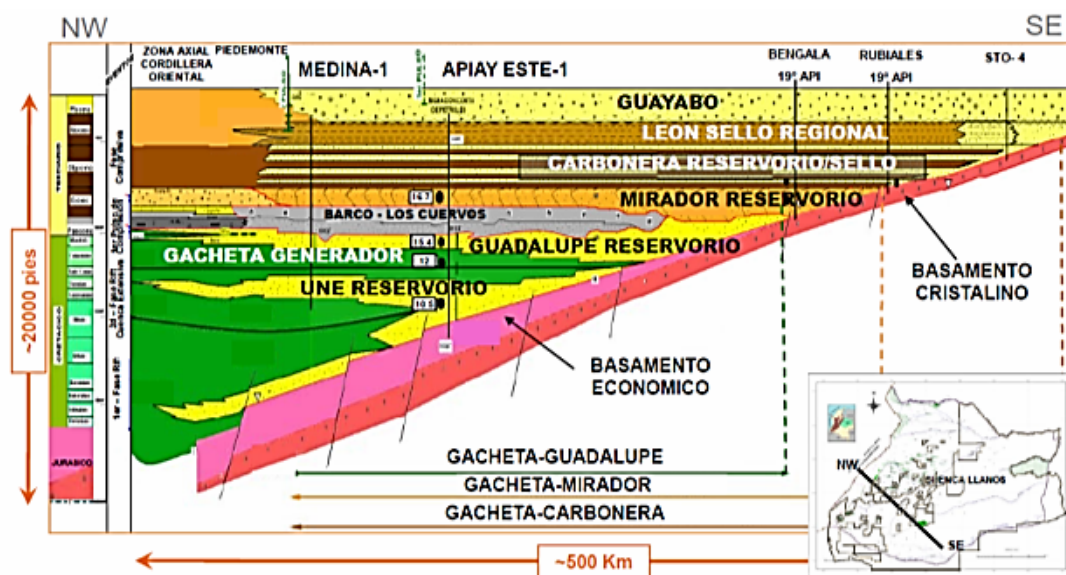
Figura 4. Localización del total de sísmica corrida sobre la cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Características Cuenca de Los Llanos Orientales y descripción de bloques. ANH

5.2. MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SISTEMAS PETROLÍFEROS DE LA CUENCA.

Figura 5. Modelo estratigráfico y sistemas petrolíferos de la cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Características Cuenca de Los Llanos Orientales y descripción de bloques. ANH

5.3. LOCALIZACIÓN

La cuenca de los llanos es una cuenca fuertemente asimétrica localizada al este de la cordillera de los Andes y hace parte de la cuenca foreland Sub-Andina. Esta separada de la cuenca de Putumayo al sur por los arcos de Macarena y Vaupés y de la cuenca de Apure (Venezuela) al norte por el arco de Arauca.

5.4. ROCAS FUENTE Y MIGRACIÓN.

Las lutitas tanto marinas como transicionales del Cretácico tardío de la formación Gachetá, son la principal roca fuente dentro de la cuenca (TOC 1 a 3%). Una roca fuente secundaria de origen principalmente continental (TOC 1 a 2%) en la formación Carbonera, participó en las acumulaciones de aceite y gas.

Adicionalmente, existen otras dos (2) rocas fuente potenciales: Lutitas Devonianas con materia orgánica de origen mixto marino-continental (TOC 0.5 a 2%) y las lutitas del Paja-Cáqueza, del Cretácico inferior.

La generación y migración desde la roca fuente del Cretáceo Superior en el occidente de la actual cuenca, ocurrió en el Eoceno Superior-Oligoceno, anterior a la Orogenia Andina. Un nuevo pulso de migración ocurrió después de la Orogenia Andina en el Mioceno-Pleistoceno.

La mayoría del aceite generado tempranamente, debió haber migrado desde la cocina (occidente) hacia el sector más oriental de la cuenca. La vía de migración primaria no es conocida, pero probablemente ocurrió en las areniscas del Cretácico Superior. La alta permeabilidad regional de las areniscas permitió una migración lateral a grandes distancias (del orden de 250km).

Parte de la carga de hidrocarburos en formaciones más recientes (Mirador, Carbonera) podría ser el resultado de la migración del aceite después de la Orogenia Andina y como consecuencia del fallamiento (Migración Vertical).

5.5. RESERVORIOS Y SELLOS.

El principal reservorio en la cuenca son las areniscas continentales de la formación Mirador. También constituyen reservorios las areniscas del Cretácico Superior de las formaciones Terciarias Barco y Carbonera (C1, C3, C5 y C7). Todos los reservorios tienen excelentes propiedades petrofísicas en el área de la plataforma (porosidades hasta el 20%). Estas propiedades, especialmente para el reservorio Mirador, se deterioran hacia el área de Piedemonte y hacia las áreas del foredeep (Porosidades menores al 10%), en donde la destrucción de la porosidad primaria es compensada por el desarrollo de la porosidad secundaria y el fracturamiento.

Los sellos de tope de los reservorios cretáceos son las lutitas de la formación Gachetá y las lutitas inter estratificadas de la formación Guadalupe. Las areniscas de las formaciones Mirador y Barco son selladas por las lutitas del miembro C8 de la formación Carbonera.

Los sellos para los reservorios en la formación Carbonera los constituyen los niveles arcillosos C2, C4 y C6.

Las lutitas de la formación León parecen no tener importancia económica, ya que no se conoce ninguna acumulación comercial de petróleo bajo ellas. Reservorios adicionales en areniscas (porosidades por encima del 10%) y carbonatos existen en la sucesión paleozoica. El sello para estos reservorios son las lutitas intecaladas.

5.6. TRAMPAS.

Se han definido cinco (5) provincias estructurales con diferentes estilos y mecanismos de entrampamiento. La provincia del piedemonte al oeste, las

provincias de Arauca, Casanare y Meta, localizadas respectivamente al norte, centro y sur de la cuenca. Finalmente, la provincia de Vichada en el flanco más oriental de la cuenca.

Cabalgamiento y pliegues proporcionan el mayor número de trampas en la provincia del Piedemonte. Inmediatamente el oriente del frente de cabalgamiento, la compresión es menos intensa y el mecanismo de entrapamiento es principalmente proporcionado por inversión estructural.

Lejos del cinturón plegado reciente, en la provincia del Casanare evidencia pequeños movimientos de rumbo, atribuidos a la compresión andina, mientras que en el sector oriental esta compresión desaparece. Trampas estratigráficas (canales, barras, truncamiento y acuñaamiento) se encuentran en la provincia de Casanare.

La provincia de Arauca se caracteriza por un plegamiento suave y fallas de rumbo de desplazamiento dextro-lateral, con movimientos importantes durante el Oligoceno. En la provincia de Vichada, el entrapamiento es atribuido entre otros, al fallamiento normal, reactivado entre el Mioceno y Plioceno y a trampas estratigráficas (canales, barras, truncamientos y acuñaamiento). En la provincia de Meta las trampas principales son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas.

En la cuenca de antepaís, los arcos de basamento han sido “foco” de la migración de hidrocarburos y algunos presentan el esquema estructural y estratigráfico necesario para el entrapamiento.

5.7. SISTEMAS PETROLÍFEROS.

Las acumulaciones de hidrocarburos son atribuidas a dos sistemas petrolíferos comprobados: Un sistema Gachetá/Mirador generó y expulsó hidrocarburos en el intervalo Eoceno-Oligoceno. Estos hidrocarburos fueron atrapados en reservorios que varían en edad desde Cretáceo Superior hasta Oligoceno. El sistema puede ser definido como normalmente cargado/poco cargado, drenado lateralmente y de baja impedancia.

El segundo sistema Gachetá-Carbonera/Mirador generó y expulsó hidrocarburos posteriormente a la Orogenia Andina. Estos hidrocarburos fueron atrapados en reservorios que varían en edad desde Cretáceo Superior hasta Oligoceno. Este sistema es normalmente cargado/poco cargado, drenado verticalmente y de alta impedancia. Sistemas petrolíferos, aún no probados, podrían existir en el Paleozoico y Jurásico-Cretáceo inferior.

5.8. ESTRATIGRAFÍA

5.8.1. Estratigrafía General.

La cuenca actual de los Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. La cuenca inició su desarrollo durante el Paleozoico con el depósito en grabenes, de sedimentos Paleozoicos detríticos sobre un basamento cristalino Precámbrico. Capas rojas del Triásico-Jurásico se encuentran en los pozos Arauquita-1, Matanegra-5 y Guafita 5X (Figura No. 71-72) demostrando que por lo menos en el norte, sistemas extensionales habrían permanecido hasta el Jurásico en algunos sectores.

La cuenca actual se desarrolla a partir del Cretácico Superior. Hasta el Eoceno-Oligoceno, los depocentros se encuentran hacia el NO, en el área actual de la Cordillera Oriental, el Valle del Magdalena y la Cordillera Central. Con el paroxismo Andino, durante el Mioceno-Plioceno, la geometría de la cuenca cambia con el levantamiento de la Cordillera Oriental, la migración del depocentro hacia el este y la creación del foredeep andino a lo largo del flanco este de la Cordillera Oriental. La cordillera Oriental separa la cuenca inicial Jurásica-Cretácea-Terciario Temprano en dos: la cuenca de los Llanos al este y la estrecha cuenca del Magdalena al oeste.

La columna estratigráfica, en el borde occidental de la cuenca, está compuesta por mas de 23.000-25.000pies de sedimentos Paleozoicos, Mesozoicos y Cenozoicos descansando encima del basamento Precámbrico del Escudo de Guyana. El Paleozoico, poco conocido a nivel de los pozos, puede alcanzar a más de 24.000pies de espesor, en su mayoría Cámbrico Ordovícico, en el graben de Arauca.

Una discordancia mayor separa el Cretáceo del Paleozoico. De oeste a este se depositan capas progresivamente más recientes, sobre rocas paleozoicas y últimamente sobre el basamento granítico. En la parte sureste de los Llanos, las capas cretáceas no existen y los sedimentos terciarios descansan directamente encima de las rocas paleozoicas. Durante el Cretáceo y hasta el León, la cuenca de los Llanos se llena de sedimentos detríticos provenientes del Escudo de Guyana al este. Luego del levantamiento de los Andes, la polaridad sedimentaria cambia y la principal fuente de sedimentos se encuentra al oeste.

5.8.2. Litoestratigrafía(Documentada según la aparición en el proyecto).

5.8.2.1. Cretáceo: El cretáceo presente en la mayor parte de la cuenca de los Llanos comprende solamente sedimentos del Albiano-Cenomaniano hasta el Maastrichtiano, debido al hiato existente en casi toda la cuenca. Estas capas, compuestas esencialmente de detritos finos y gruesos, que descansan discordantemente sobre rocas paleozoicas o basamento, se adelgazan hacia el sureste hasta desaparecer en dirección del Escudo de Guyana. Sin embargo, existe la posibilidad de encontrar Cretáceo más temprano hacia el occidente en las formaciones involucradas en el Piedemonte Llanero.

La transgresión cretácica máxima hubo entre el Cenomaniano Tardío y el Coniaciano. Este período de depósito corresponde al depósito de la formación Gachetá. La división del Cretáceo en unidades genéticas lito o cronoestratigráficas está basada en conceptos establecidos ya sea por estudios de superficie o por correlación entre los diferentes pozos de la cuenca o del Piedemonte Llanero:

- Formación Une para el Cretáceo Temprano (Albiano-Cenomaniano) equivalente en el sur a la Unidad K-2 y en el sector de Arauca a la unidad K-3.
- Formación Gachetá para el Turoniano-Coniaciano-Santoriano, equivalente en el sur a la parte inferior de la Unidad K-1 y en la región de Arauca y Caño Limón a la formación Chipaque.
- Formación Guadalupe para el Campaniano-Maastrichtiano correspondiente a la parte superior de la unidad K-1 en el sector de Meta.

Debe indicarse que en área de Arauca, el Guadalupe sensus lato, representa todo el Cretáceo desde el Cenomaniano hasta el Maastrichtiano. De acuerdo con controles estratigráficos, bioestratigráficos y sísmicos se reconocen dos discordancias asociadas al Cretáceo:

- La primera, indicativa el importante hiatus existente entre las secuencias del Cretáceo Superior y el basamento cristalino o el Paleozoico Temprano y localmente entre las secuencias del Paleozoico Tardío o el Terciario.
- La segunda más débil, se encuentra al tope del Maastrichtiano, anterior a la deposición de las capas de la serie detrítica gruesa de la Formación Barco.

- Formación Une:

Esta formación, definida en la región de Casanare se depositó inconformemente sobre los sedimentos del Paleozoico y sobre el basamento cristalino Precámbrico.

Litología: consiste principalmente de areniscas cuarzosa con intercalaciones de limolitas carbonosas. Algunos niveles arcillosos, localizados hacia la base de la formación, fueron datados como Cenomaniano por asociación microfaunística. En la parte central de la cuenca, este horizonte está particularmente bien desarrollado, siendo su sección principalmente arenosa. El límite superior de la formación está indicado por el cambio litológico de areniscas masivas a lutitas, debido a un cambio de ambiente de sedimentación, de continental a marino somero.

El espesor de la formación Une se encuentra cerca de cero en el límite de erosión-deposición, representa 50 y 150pies en promedio en el sector del Meta, 300 a 600pies en Arauca (en el sector de Caño Limón en la frontera con Venezuela) y llega hasta 650pies a la altura de Hato Corozal en el Piedemonte Llanero. En la cordillera Oriental los espesores estimados llegan a más de 1000pies en áreas que siguen aproximadamente el eje de la cadena. Más hacia el occidente, las capas de la formación Une disminuyen de nuevo hasta que alcanzan el borde occidental de la cuenca cenomaniana.

- Formación Carbonera.

Representa los sedimentos del Oligoceno Temprano hasta el Mioceno Temprano. Este período corresponde a episodios transgresivos y regresivos de corta duración en mar epicontinental de poca profundidad y consiste en una secuencia alterna, hasta de 6.000pies de lutitas y areniscas. Se diferencian ocho niveles entre arcillas (transgresivas) y areniscas (regresivas). Los niveles regresivos impares (C-7, C-5, C-3 Y C-1) son predominantemente deltáicos y contienen delgadas capas de carbón que no llegan a superar el 4% (1.5% en promedio) del espesor total de la formación en el centro de la Cuenca.

- Litología: se diferencia varios sectores:

Apiay - Ariari, donde se presentan lutitas, arcillolitas y lodolitas con escasas cantidades de areniscas y carbones.

En el campo Arauca se encuentran areniscas blancas de grano fino a medio, arcillolitas gris verdoso y un miembro de lutitas gris en la parte media de la sección. Localmente en Caño Limón el depósito de la sección basal de la formación podría estar controlada por el aumento del relieve paleotopográfico (mayor desarrollo en las áreas deprimidas y menor o ausencia en los altos) que afectó el área durante su período de depósito.

En Casanare, la formación Carbonera, dividida en ocho miembros, consta de una alternancia de rocas arcillo-limosas, limolitas, limolita arenosa y areniscas.

- Unidad C-10 – C-9 (E4-T1). Estas unidades son restringidas al sector occidental del Meta y representan una alternancia de arcilla-limolita-arenisca de ambiente marino con influencia continental importante. El miembro C-10 (E4) está casi exclusivamente compuesto de arcillas grises y verdes con

algunos niveles de arena fina con micas. Esa unidad se desarrolla rápidamente hacia el oeste (zona de Villavicencio).

Las arcillas representan generalmente más del 90% de la litología y las arenas no sobrepasan los 10%. En general, las capas de areniscas no sobrepasan el espesor de 1 hasta 2 pies.

La unidad C9 es más arenosa y se desarrolla en los mismos sectores que el miembro C10. Las areniscas representan entre 20 y 40% de la litología, llegando ocasionalmente a más de 50%, con capas hasta 20-30pies de espesor.

- Unidad C-8. El carácter marino del tope de la formación Mirador indica claramente un período de transgresión cuya continuación es la unidad C-8 de la formación Carbonera. Esta unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde de la cuenca hasta más de 400pies a lo largo del frente de montaña. La unidad está constituida por lutitas con capas de arenas; en el sector del Meta su contenido de arcillas es mayor (90% en promedio) y más arenosa en el área de Casanare-Arauca. En las proximidades del borde continental alcanza a tener hasta 90% de material grueso. Al norte, en la región del río Arauca el porcentaje relativamente alto de arena (mayor que 50%) indica la presencia de una zona fuente de orientada N-S. Un poco más al sur, se pueden identificar otras dos zonas fuente, menos activas: Remache Norte-Dorotea.
- Unidad C-7. La unidad C-7 se compone de arenas depositadas en un ambiente marino somero, deltáico y continental. Son de color claro a café, de grano fino a medio, a veces conglomeráticas y separadas por niveles de arcilla gris a verde. Pueden alcanzar 250 a 280pies de espesor en la parte central de la cuenca y son mucho menos gruesas en la parte sur. La secuencia grada lateralmente a sedimentos marinos y desaparece como unidad litoestratigráfica

en la margen occidental de la cuenca. Su espesor varía de este a oeste desde 50pies cerca al continente hasta 500pies a lo largo del frente de montaña.

Durante este período la fuente de sedimentos parece localizarse al oriente sin aportes del norte o sur. El mapa paleogeográfico de la parte inferior de la formación C8-C5 indica que casi la totalidad de la cuenca se encuentra en un ambiente epicontinental: Fluvial y continental al este, transicional y marino somero al oeste. Las unidades del C-6 al C-1 se desarrollan como consecuencia de transgresiones y regresiones oligocenas - miocenos. La litología de estas unidades está compuesta por una alternancia de niveles arenosos y lutíticos con predominancia de detritos gruesos en C-5, C-3 y C-1 y de lutitas en C-6, C-4 y C-2. Hacia el oriente, en el borde continental, solamente se depositaron arenas que constituyen una unidad diacrona denominada Areniscas Basales.

- Unidad C-6. El máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector Cumaral con 600pies. Hacia el este, se reduce rápidamente hasta tener un promedio de 100 a 150pies en la zona central de la cuenca.

Excepto en el área de ambiente litoral localizada hacia el este, donde aumenta el contenido de arena, en la mayor parte de la cuenca en especial la parte central de Casanare el promedio de arena no sobrepasa el 30%.

- Unidad C-5. La unidad C-5 está compuesta por alternancia de niveles de arcilla y de arena poco consolidados, a veces gruesos con presencia de siderita y kaolinita. Además, se menciona la existencia de glauconita y cementos calcáreos. Su espesor total varía desde 50 pies al este hasta 1.000pies en el sector de Apiay. También se presenta un rápido aumento hacia Venezuela (mayor que 500pies) en Caño Limón-Arauca.

El porcentaje de arenas decrece hasta 25% en el frente de cordillera.

- Unidad C-4. No siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas, difíciles de diferenciar en los registros eléctricos. El espesor máximo reportado es superior a 700pies en el Piedemonte Llanero, en el noreste. La unidad C-4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300pies en la parte central de la cuenca.

El porcentaje de arena es relativamente alto en varios sectores y puede constituir reservorios potenciales cuando posea más de 50% de arena. Las zonas “fuente” parecen concentrarse en el borde oriental de la cuenca con dos excepciones: el sector de Arauca, donde el alto contenido de arenas indica la presencia de zonas de aportes cercanas y el sector de Guacavía, aislado totalmente, que podría marcar de la misma manera que la unidad C5 la presencia de aportes gruesos por sistemas turbidíticos al borde o en el talud continental.

- Unidad C-3. Este reservorio se encuentra poco desarrollado en la parte centro norte de la cuenca donde presenta un espesor promedio de 150pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700pies en el frente de montaña. Este reservorio está compuesto por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillas gris verde, carbonosas. Han sido descritos algunos niveles sideríticos y carbonosos en la parte oriental de la cuenca.

La principal fuente de sedimentos gruesos se encuentra hacia el norte. Los porcentajes promedios de arena son de 50% en la mayoría de los sectores, con algunas excepciones:

Área del Meta, lejana a la fuente, donde el porcentaje varía entre 20 a 40%.

Algunos pozos próximos al frente de montaña con bajos porcentajes.

Altos porcentajes cerca del frente de montaña.

- Unidad C-2: después de la formación León, es el sello mejor desarrollado. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limotitas con un espesor de 100 a 200pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental donde alcanza más de 900pies.

La unidad C-2, que correlaciona con la lutita E del sector del Meta presenta un porcentaje de arenas próximo a cero en casi toda la cuenca. En sus límites norte y noreste el porcentaje de arena aumenta, eso en relación con el ambiente deltáico del sector de Caño Limón.

- Unidad C-1: es la última de las secuencias arenosas de la formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la formación León. Corresponde a la máxima de invasión hacia el este, sobre el Escudo de Guyana, del mar oligoceno. Su espesor aumenta de manera regular hacia el occidente hasta alcanzar más de 2000pies antes del piedemonte. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos en ocasiones gruesos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises.

Algunos pozos presentan un contenido anormal de arcillas y la cantidad de arena no sobrepasa de 20%. Al igual que para la unidad C-3, la zona fuente se encuentra en el sector noreste de la cuenca, donde la arena alcanza más del 75%.

- Formación León

Constituye el único sello potencial eficaz de la cuenca, y representa la máxima invasión de los mares terciarios desarrollando capas gruesas de lutitas grises en la mayor parte del llano. Con el levantamiento de los Andes durante el Mioceno, el depocentro del León se desplaza hacia el este y se localiza al pie del frente de

montaña de una forma elongada entre el sector de Cumaral al sur, y Hato Corozal al norte. Más al este, su espesor disminuye.

La mayoría de la cuenca se cubre de lutitas y sus bordes se llenan de material detrítico más grueso, que alcanza concentraciones de 20 a 30% de arena en los sectores de Arauca-Caño Limón-La Coral y sur del Meta. Dentro de todo este contexto arcilloso, sólo se exceptúan dos sectores:

Santiago, con 25 a 30% de arena y

San Joaquín, predominantemente limoso, con 10% de arena.

- *Formación Guayabo (Plioceno-Cuaternario).*

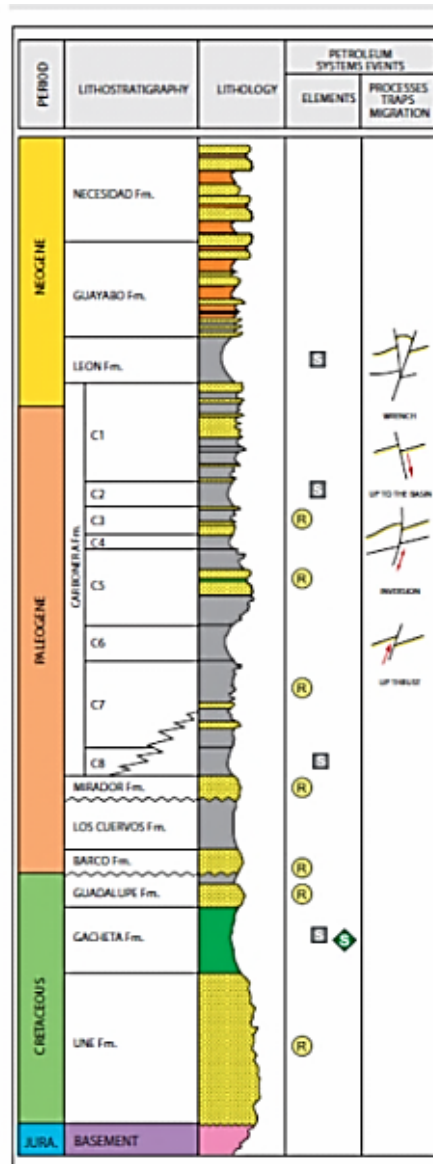
Representa la última sedimentación de la cuenca. Son capas gruesas (Mayores de 13.000pies al pie de la cordillera), constituídas por una alternancia de material detrítico, fino y grueso, mal clasificado.

Con una utilización de la estratigrafía secuencial se pudieron diferenciar dos ciclos de depósito con fuentes de clastos provenientes del Escudo para las secuencias basales de la cordillera Oriental para las superiores; los ambientes sedimentarios también varían, siendo marino hacia la base y fluvio-marino a continental al tope.

Durante este período de levantamiento de los Andes, los depocentros se desplazan hacia el este. Este proceso, que inició durante el tiempo de depósito de la formación León, se continúa, presentando la formación Guayabo un depocentro estrecho localizado en las proximidades de la cordillera, con espesores máximos de 12.720pies.

5.8.3. Columna estratigráfica general.

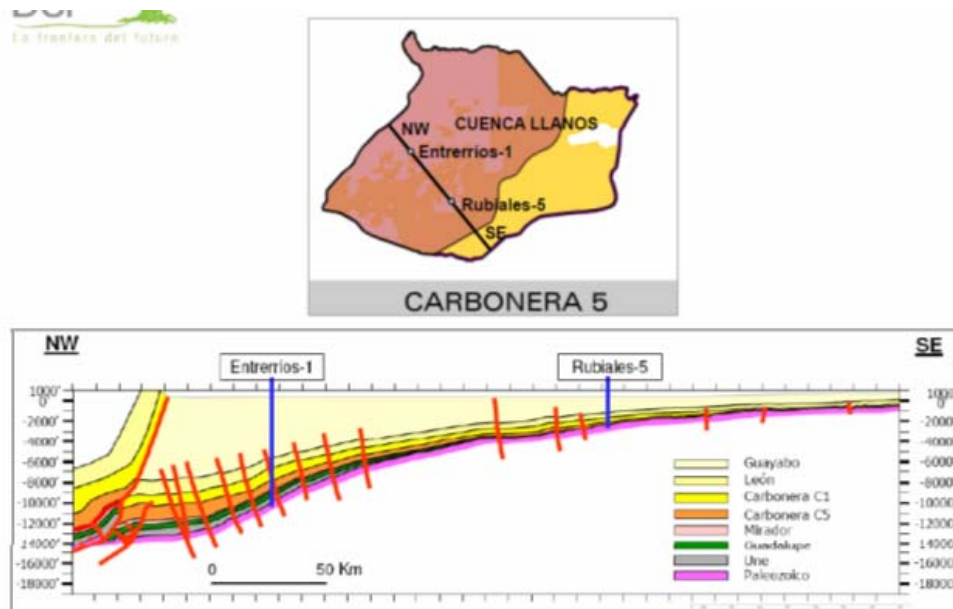
Figura 6. Columna estratigráfica general de la cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: *Características Cuenca de Los Llanos Orientales y descripción de bloques. ANH*

5.9. MODELO ESTRUCTURAL.

Figura 7. Modelo estructura de la cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Características Cuenca de Los Llanos Orientales y descripción de bloques. ANH

5.9.1. Tectónica.

La tectónica actual de la región NO del continente de Sur América está dominada por la interacción entre las placas oceánicas de Nazca y del Caribe y la placa continental de Suramérica. Estas condiciones tectónicas influyeron en la creación y evolución de la cuenca de los Llanos.

Actualmente la convergencia de placas es oblicua al margen del continente y las fuerzas inducidas por la subducción de la placa de Nazca bajo el continente de América del Sur, resultan en movimientos de rumbo asociados a cabalgamientos a lo largo de la cordillera oriental, los Andes de Merida (falla de Bocono) y la fallas

de Oca. Movimientos de rumbo existen también en las fallas de Santa Marta, Perijá y Villa de Cura.

5.10. PRODUCCION ACTUAL DE PETROLEO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

Tabla 5. Producción actual y anual de petróleo en la cuenca de los Llano Orientales.

PRODUCCION ACTUAL DE PETROLEO.								
Área	Producción Actual	Porcentaje producción nacional.	No. Campos de petróleo	No. Campos de gas.	Campos crudo liviano.	Campos crudo medio.	Campos crudo pesado.	Campos crudo extrapesado.
225.603	537.311	67.62%	146	1	61	44	39	2
PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO.								
Campos Crudo Liviano.	Campos Crudo Medio.	Campos Crudo Pesado.	Campos Crudo Extrapesado.	Producción Total (Barriles).	Producción Total 2010, Comercializado (GCFG)	Total Gas		
41.195.491	38.225.512	116.550.765	146.629	196.118.397	76.6			

6. GEOLOGIA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

6.1. LOCALIZACION

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentra a lo largo de los tramos centrales del valle del río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental de los Andes colombianos. (Véase Figura 8).

Figura 8. Mapa de localización sobre la geografía colombiana de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Ronda Colombia 2012. ANH

6.2. ASPECTOS RELEVANTES

Tabla 6. Aspectos generales de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Tipo de cuenca	Fosa tectónica poli-histórica a cuenca de antepaís fragmentada
Área de la cuenca	32 949 km ² / 3 294 942 ha
Área disponible	6963 km ² / 696 320 ha
Pozos perforados	7310
Sísmica 2D	212 programas sísmicos
Tipo de hidrocarburo	Petróleo y gas

6.3. SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

6.3.1. Roca Generadora.

La Formación La Luna, se considera la principal roca generadora, presenta valores promedio de TOC actual entre 2 y 6% y kerógeno tipo II (Montes, 2009). En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos y en la parte sur se registran valores correspondientes a la ventana de gas. Adicionalmente las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja, y Tablazo se pueden considerar también rocas fuente de hidrocarburos aunque con un potencial limitado.

6.3.2. Roca Reservorio

En el Cretáceo cuatro formaciones pueden considerarse como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en

calizas fracturadas). En el Cenozoico, las rocas almacén están conformadas por los niveles de areniscas presentes en las formaciones La Paz hasta la Formación Mugrosa – Colorado.

6.3.3. Trampa

Estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina. Pliegues extensos que involucren grandes espesores de roca, asociados a fallas.

Las variaciones laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia Cenozoica, se pueden asociar con barreras de permeabilidad.

6.3.4. Roca Sello

Son roca sello los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado su espesor y extensión regional. Fallas inversas y normales actúan como sello cuando ponen en contacto rocas almacén con rocas sello. Dentro de la secuencia cretácea los shales de las formaciones Paja y Simití pueden constituir el sello de los intervalos de calizas fracturados.

6.3.5. Roca de sobrecarga.

Toda la secuencia sedimentaria depositada posteriormente a la Formación La Luna.

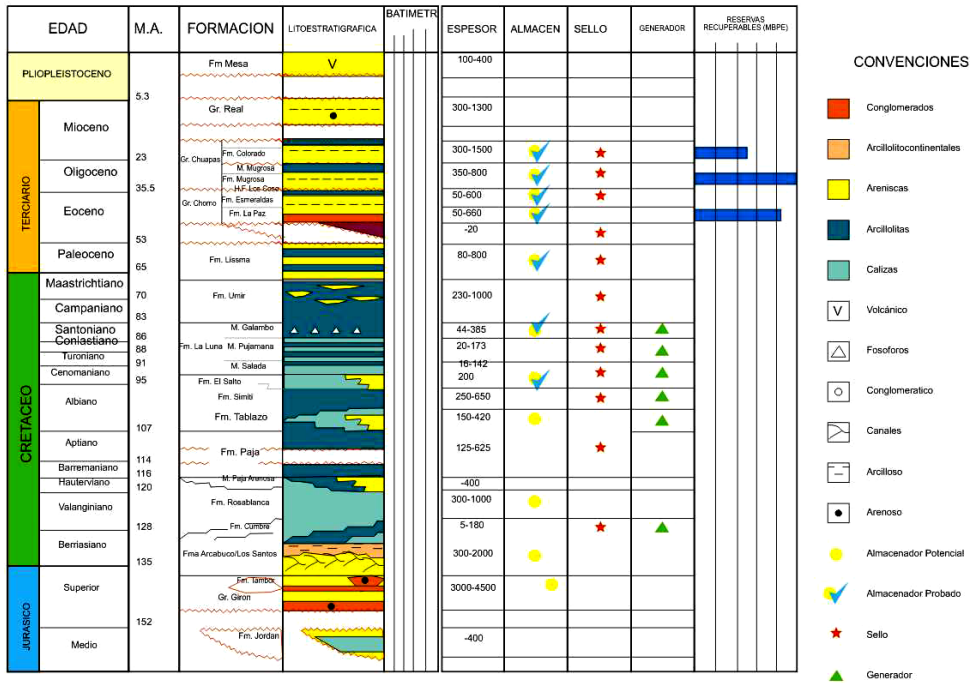
6.3.6. Sistemas Petrolíferos.

- Formación La Luna - Formación .La Luna (!)

- Formación La Luna - La Paz / Esmeraldas / Mugrosa Colorado (!)

6.4. COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERAL

Figura 9. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomada de ECOPETROL (2000).



7. FUNDAMENTOS

7.1. PRINCIPIOS DE GEOFISICA

7.1.1. Concepto

Existe un grupo de ciencias conocidas como “Geociencias” o “Ciencias de la Tierra” que con diferentes objetivos y métodos, aportan información que integradamente mejoran el conocimiento de nuestro planeta. Dentro de estas geociencias se encuentran: la geografía, la geología, la geofísica, la geoquímica, la meteorología, la oceanografía entre otras.

Por su parte la geofísica es una ciencia más nueva que la geografía o la geología, que obtiene información de variables físicas como velocidad de ondas, densidad de rocas o susceptibilidad magnética, procesa los datos adquiridos y luego los interpreta, de modo tal que siendo coherente con la información de otras geociencias, permita obtener modelos lógicos y explicativos del planeta o parte de él. Se puede recalcar como fundamento característico de la geofísica, la capacidad para combinar información netamente cuantitativa, con datos cualitativos para elaborar modelos. A diferencia, por ejemplo, de la geografía o la geología, que emplean a veces herramientas cualitativas o descriptivas.

La mayoría de métodos geofísicos son “no invasivos”, por lo tanto no afectan los ecosistemas del sector en el que se aplican. De hecho la toma de datos geofísicos, se efectúa en muy pocos segundos, y la mayor inversión de tiempo se da en la movilización de personal y equipos.

7.1.2. Clasificación de métodos geofísicos.

Cuando se desea resolver un problema de interés particular, y según sea el tipo de propiedad física a medir, se suele recurrir a diversos métodos geofísicos. Cada uno de estos, a su vez define las principales ramas de la geofísica, que son:

- Sismología
- Sísmica
- Gravimetría
- Magnetometría
- Geoelectromagnetismo
- Geotermología
- Radiometría.

Es común clasificar los métodos geofísicos de estudio del subsuelo, en activos y pasivos. Definiéndose los activos como aquellos en los cuales se controla una fuente de energía, que se introduce en la Tierra y se mide la respuesta a esta excitación, como es el caso de los métodos sísmicos de reflexión o refracción, o algunos geoelectromagnéticos, como por ejemplo los de tomografía eléctrica. Los métodos pasivos son aquellos que se basan en la detección de las variaciones de los campos naturales asociados al planeta Tierra, como por ejemplo la medición de los campos gravitatorios y magnéticos, o los métodos magnetotélúricos y de potencial espontáneo.

Algunos de estos métodos se pueden aún subdividir en otros más particulares, como sucede con los geoelectromagnéticos, en los cuales se incluyen los métodos conductivos y los inductivos, refiriéndose en el primer caso métodos que usan campos de corrientes directas y en el segundo a campos asociados a corrientes alternas, o que son función de la frecuencia, en los cuales son dominantes las corrientes de inducción.

7.1.3. Sísmica

Este método se basa en la emisión y recepción de ondas sísmicas artificiales generadas en superficie, a partir, por ejemplo de una explosión. Estas ondas se transmiten hacia el interior de la Tierra en forma de ondas sísmicas, y regresan a superficie, después de ser reflejadas o refractadas por las discontinuidades que se encuentran en el subsuelo. La transmisión de las ondas es función de las características geomecánicas del subsuelo, principalmente contrastes de velocidad de propagación y densidad de los cuerpos de roca. A partir de estas definiciones se pueden enunciar dos tipos de estudios sísmicos: sísmica de reflexión y sísmica de refracción.

Con la sísmica de reflexión se analizan las ondas que han sido reflejadas por las discontinuidades de la corteza, cuya causa son contrastes en las propiedades elásticas de los materiales. Estas ondas reflejadas son detectadas por medios de unos sensores llamados geófonos. Con este tipo de sísmicas se cubren grandes profundidades. Este métodos es más utilizado en la prospección de hidrocarburos.

Con la sísmica de refracción, las ondas sísmicas van atravesando cada una de las capas del subsuelo y recorren grandes distancias par luego se detectadas por lo geófonos. Dado que en este caso las ondas viajan más horizontal que verticalmente, la información aportada por estos métodos se refiere a áreas más extensas y permite obtener imágenes regionales de la corteza, aunque con una profundidad de penetración más somera. Por este motivo, en esta técnica se utiliza una mayor distancia fuente-receptor.

En circunstancias adecuadas este método se utiliza en levantamientos de reconocimiento para determinar la profundidad y velocidad de miembros de alta velocidad, tales como capas de carbonatos, evaporitas o rocas de basamento.

Estas pruebas son muy útiles para establecer qué capas de “baja velocidad” existen y conocer en donde hay apreciables espesores de roca. Puede ser muy útil para detectar fallas y para determinar el límite de la capa meteorizada.

7.1.3.1. Metodología de adquisición sísmica: El trabajo de campo de la adquisición sísmica, consiste en tender un cable con receptores, dispuesto éste en un arreglo predeterminado de líneas preferiblemente rectas, que se constituirán en líneas sísmicas. Los receptores llamados geófonos se ubican en intervalos regulares y se colocan sobre la superficie terrestre en caminos previamente existentes o en trochas abiertas exclusivamente para este fin.

La fuente de energía se mueve a lo largo de la línea y va generando ondas sísmicas a intervalos regulares, de tal manera que puntos en el subsuelo – en donde se encuentran discontinuidades – causan cambios en la trayectoria de las ondas y estas posteriormente son registradas por los receptores en superficie.

La mayoría de levantamientos sísmicos hoy en día, utilizan un arreglo de cubrimiento múltiple o Punto Común en Profundidad, PCP. En éste, los geófonos y las fuentes de energía se acomodan de manera tal, que cada punto en el subsuelo es registrado más de una vez. Se trata de registrar en varios períodos de tiempo el mismo punto en el subsuelo.

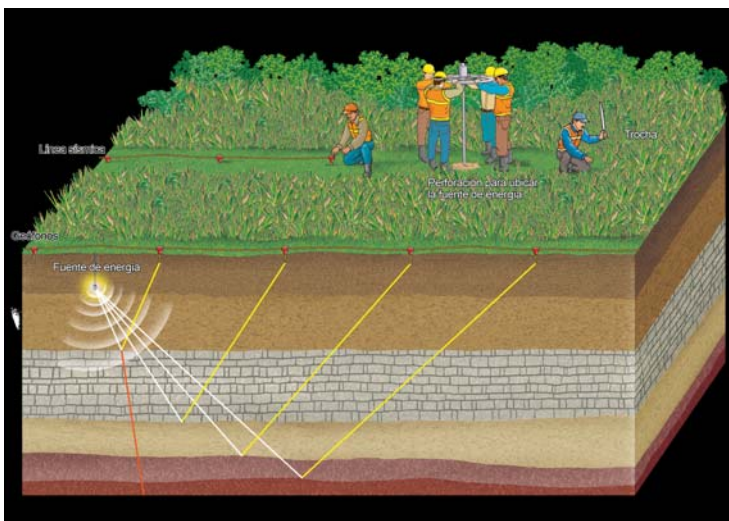
Los datos obtenidos en esta etapa de adquisición son registrados en unidades de almacenamiento en formato digital. Posteriormente se procesan para obtener una imagen del interior de la corteza terrestre denominada Sección Sísmica, la cual es analizada por intérpretes. Estas personas hacen deducciones mediante la combinación de los siguientes criterios.

- La comprensión de las relaciones geológicas del sector estudiado.
- El conocimiento de las diferentes litológicas presentes en el área.

- Las propiedades físicas de estas unidades de roca.

Relacionado esta información, se hacen interpretaciones acerca de la disposición, geometría, relaciones y contornos de las rocas del interior terrestre. (Ver Figura 10).

Figura 10. Esquema del proceso de adquisición sísmica. Se observan los procesos de apertura de trocha, perforación, ubicación de geófonos y registro de ondas sísmicas



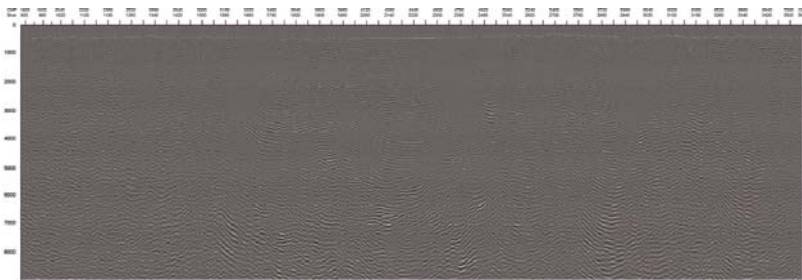
Fuente: Conceptos Básicos de Geología y Geofísica. ANH 2009.

7.1.3.2. Aplicaciones: Este método tiene la ventaja de ser rápido, económico y de alta confiabilidad. Entre las características exploratorias más importantes que tiene este método geofísico se encuentran:

- Es un método indirecto para determinar la geometría y disposición de las rocas del subsuelo.
- Permite de manera indirecta pero muy fiable, predecir la profundidad de los estratos debido a su relación con las zonas de reflexión.
- Da un buen nivel de detalle de las áreas de interés.
- Se complementa con la cartografía geológica.

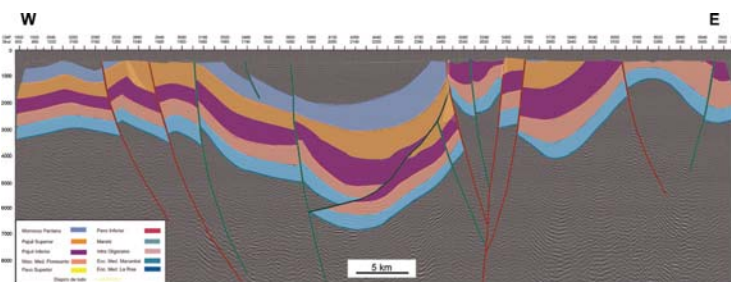
- Permite delinear posibles entrapamientos de hidrocarburos.

Figura 11. Ejemplo de una sección, producto final del método de exploración sísmica



Fuente: Tomada de Conceptos Básicos de Geología y Geofísica. ANH 2009.

Figura12. Ejemplo de una sección sísmica interpretada, en la que se identifican secuencias de unidades litológicas afectadas por plegamiento y fallamiento.



Tomada de Conceptos Básicos de Geología y Geofísica. ANH 2009.

7.2. OPENWORKS®

7.2.1. Definición

Con los precios del petróleo cayendo, la industria está bajo intensa presión para producir a precios económicamente viables. Y además debe mantenerse vigilante a la seguridad y el medio ambiente. Sin embargo el mayor desafío es la fuerza

laboral cambiante; el informe estima que el 40% del personal con más experiencia se jubilará en los próximos diez años.

Open Works® es un sistema de gestión de proyectos con un impacto positivo en la primera parte de esta cadena de valor, la capacidad de encontrar petróleo. Durante los últimos veinte años, la base de datos Open Works® ha sido la base de datos de proyectos de mayor confianza en la industria. Landmark® está mejorando esta tecnología con cuatro innovaciones significativas:

- Conocimiento de captura (Knowledge capture)
- Trazabilidad de los datos (Traceability of data).
- Integración de datos sísmicos antes del apilamiento (Integration of prestack seismic data).
- Datos de optimización (Data optimization).

7.2.2. Beneficios

- El conocimiento y la historia se unen para optimizar el desempeño del equipo.
- Respuestas de la toma de decisiones.
- Comprender las consideraciones y los riesgos que existen.
- El conocimiento es capturado dentro del proyecto para las generaciones actuales y futuras.
- Los datos sísmicos antes del apilamiento (prestack) está disponible directamente a las aplicaciones de interpretación.
- El ahorro de tiempo en el análisis.
- La reducción del riesgo.
- El logro de resultados más confiables.
- Reduce la duplicación de datos.
- Encuentra y utiliza los datos de manera más eficiente.

7.2.3. Requisitos del sistema.

- *Hardware:*

Los requisitos mínimos son: 512MB de RAM, 1GB de espacio de intercambio.

- *Software*

Oracle ® 10g Enterprise Edition

- *Sistemaoperativo (s)*

Red Hat ® Enterprise Linux ® 5.x

Sun ® Solaris 10

Microsoft ® Windows ® 2003 Server de 32 bits y 64 bits

Microsoft ® Windows ® XP 32-bit y 64-bit

Microsoft ® Windows ® Vista 64-bit

7.3. RESERVAS Y RECURSOS.

7.3.1. Definición de reservas.

Son las cantidades de petróleo que se anticipa serán recuperadas comercialmente de reservorios conocidos hasta una fecha estipulada.

7.3.2. Clasificación de reservas.



7.3.2.1. Reservas probadas: Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas los métodos y las regulaciones gubernamentales actuales. Las reservas probadas pueden categorizarse como desarrolladas o no desarrolladas. El término probadas se refiere a las cantidades reales de reservas de petróleo y no sólo la productividad del pozo o reservorio.

El área del reservorio considerada como conteniendo reservas probadas incluye:

1. El área delineada por perforación y definida por los contactos de fluido, y
2. El área aún no perforada del reservorio que puede juzgarse razonablemente como comercialmente productiva sobre la base de datos geológicos y de ingeniería. En la ausencia de datos de contacto agua-fluido, la ocurrencia conocida más baja de hidrocarburos controla el límite de las reservas probadas, salvo que este límite esté indicado por otras pruebas definitivas geológicas, o datos ingenieriles.

Las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos establecidos de recuperación asistida son incluidas en la clasificación como reservas probadas cuando:

1. La comprobación exitosa por un proyecto piloto o la respuesta favorable de un programa instalado en el mismo reservorio o un reservorio análogo con una formación similar y un fluido similar que provee el soporte sobre el que se basa el proyecto.
2. Se tiene razonable certeza que el proyecto se llevará a cabo. Las reservas todavía no establecidas a ser recuperadas por métodos de la recuperación asistida sólo son incluidas en la clasificación de reservas probadas:

- a. Después de una respuesta de la producción favorable del reservorio a través de:

Una experiencia piloto representativa o un programa de producción en realización donde la respuesta apoya el análisis sobre el cual el proyecto es basado.

- b. Es bastante probable que el proyecto se realizará.

7.3.2.2. Reservas no probadas: Las reservas no probadas pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquellas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las clasificaciones “probables” y “posibles”.

- Probables: Son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. Las reservas probables pueden incluir:

1. reservas que se anticipan como probadas por perforación de un normal step-out pero el control del subsuelo es inadecuado para clasificar estas reservas como probadas.
2. reservas en formaciones que parecen ser productivas y están basadas en características de perfiles eléctricos pero faltan datos de núcleos o pruebas definitivas y que no son análogos a reservorios en producción o reservorios probados existentes en el área.
3. reservas incrementales que se atribuyen a perforación de intercalaciones (infill) que podrían ser clasificadas como probadas si es el espaciamiento reducido hubiera sido aprobado a la fecha del estimado.
4. reservas que se atribuyen a un método de recuperación mejorada que ha sido establecido por una repetida aplicación comercial exitosa cuando,

- a. Un proyecto piloto que está planeado pero no en operación y,
 - b. Las características de reservorio, fluido y roca aparecen como favorables para una aplicación comercial
5. reservas en una zona de la formación que parece estar separada del área de reservas probadas por una falla geológica y la interpretación geológica indica que el área objetivo está estructuralmente más alta que el área probada.
 6. Reservas atribuibles a un futuro reacondicionamiento, tratamiento, retratamiento, cambio de equipo u otro procedimiento mecánico, donde tal procedimiento no ha sido probado exitosamente en pozos que muestran similar comportamiento en reservorios análogos y,
 7. Reservas incrementales en reservorios probados donde una interpretación alternativa de los datos de comportamiento o volumétricos indican reservas mayores a los que fueran clasificadas como probadas.
- Posibles: Son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables:
1. Reservas que, basadas en las interpretaciones geológicas, posiblemente podrían existir más allá del área clasificada como probable.
 2. Reservas en formaciones que parecen ser más productivas basadas en perfiles de pozo, análisis de núcleos y registros, pero pueden ser no productivas a tasas comerciales.
 3. Reservas incrementales atribuidas a perforación infill que están sujetas a incertidumbre técnica.
 4. Reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada cuando:
 - a. Un proyecto piloto está planeado pero no en operación y,
 - b. Las características de reservorio, roca y fluido son tales que existe una razonable duda que el proyecto será comercial, y

5. Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente más baja que el área probada.

7.3.3 Categorías de reservas.

Las categorías de reservas por status, define a los pozos y reservorios por su estatus de producción y desarrollo.

7.3.3.1. Desarrolladas: Las reservas desarrolladas se espera sean recuperadas de pozos existentes incluyendo reservas “behind pipe”. Las reservas provenientes de recuperación asistida se consideran que se desarrollan solo después de que el equipo necesario se ha instalado, o cuando los costos para hacerlo sean relativamente menores. Pueden subcategorizarse como reservas desarrolladas en producción y en no producción.

- En producción: Se espera sean recuperadas de zonas que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación. Las reservas desarrolladas en producción provenientes de recuperación asistida son consideradas como tales después de que el proyecto de recuperación asistida está en funcionamiento.

- En no producción: Incluye las reservas “shutin” y “behind pipe”. Las reservas “shutin” se espera sean recuperadas de: 1. Zonas abiertas en el momento de la estimación pero que no han empezado a producir, 2. Pozos cerrados por condiciones del mercado o falta de conexión, o 3. Pozos no productivos por razones mecánicas. Las reservas behind-pipe se espera sean recuperadas de las zonas con pozos existentes que requerirán trabajos de complementación antes de ser puestos en producción.

7.3.3.2. No desarrolladas.

Son aquellas que se espera recuperar de:

- a. Nuevos pozos en áreas no perforadas, 2. Profundizar los pozos existentes a un reservorio diferente, o 3. Donde se requiere una inversión relativamente grande para recompletar un pozo existente o
- b. Montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o asistida.

7.3.4. Definición de recursos.

Los recursos del petróleo son todas aquellas zonas contenidas en el subsuelo terrestre que conforme su inferencia geológica contienen algún tipo de petróleo. Dichas zonas pueden ser que no sean accesibles para una explotación; ni que el petróleo contenido en dicha zona sea de fácil extracción económica ni que la energía invertida para probable extracción sea menor que la energía del petróleo extraído. El tamaño de las reservas, por definición, es más pequeño que el de los recursos.

7.3.5. Clasificación de recursos.

7.3.5.1. Recursos contingentes: Los Recursos Contingentes son esas cantidades de petróleo que se estima, en una fecha dada, serán potencialmente recuperables de los reservorios conocidos, pero que no se considera actualmente que sean comercialmente recuperables.

Los recursos contingentes pueden incluir los reservorios para los que no hay ningún mercado viable actualmente, o donde la recuperación comercial es dependiente en el desarrollo de nueva tecnología, o donde la evaluación del reservorio todavía está en una fase inicial.

7.3.5.2. Recursos Prospectivos: Los Recursos Prospectivos son los volúmenes de petróleo que se estima, en una fecha dada, serán potencialmente recuperables de los reservorios no descubiertos.

8. METODOLOGIA

8.1. FASE UNO. DOCUMENTACION

En esta primera fase se realizó la recopilación de información sobre las dos (2) cuencas en estudio y análisis en el proyecto (Cuenca de los Llanos Orientales y Cuenca del Valle Medio del Magdalena), poniendo especial atención a los bloques ofertados a negocio. Esta información se analizó para su aplicación sobre la interpretación de las líneas sísmicas y así obtener resultados convincentes con lo esperado.

También se hizo una compilación de información sobre reservas y recursos, sísmica y sobre el programa que se utilizó durante el desarrollo del proyecto, debido a que eran conceptos nuevos a desarrollar y que fueron de una utilidad importante al momento de alcanzar resultados favorables.

Esta documentación se ve reflejada en el marco teórico del presente proyecto.

8.2. FASE DOS. ENTRENAMIENTO DEL SOFTWARE (OPENWORKS Y REP5).

Como primer paso en la consecución del proyecto, se realizó un entrenamiento previo con el programa OpenWorks® y sus aplicaciones Seiswork® y Z-Map Plus® y el programa Rep5. Para ello se utilizaron los datos previamente cargados y desarrollados por la empresa del Bloque-A, los cuales se adquirieron anteriormente en un Data Pack comprado a la empresa operadora de este bloque. Primero se hará una breve introducción de la información geológica básica del Bloque-A.

El Bloque-A El bloque se encuentra en medio del *trend* productivo Jordania Norte en el oeste, el *trend* productivo Remache Norte en el este, el *trend* productivo de La Copa en el norte y el *trend* productivo Oropéndola, en el sur.

- *Antecedentes estratigráficos.* El bloque está situado cerca de la “Still-Stand Zone” de la sección del Cretácico Terciario Inferior y Superior. Las claras discordancias Sub-Eoceno y Sub-Oligoceno proveen la ruta de migración para cargar los reservorios potenciales y proporcionar los recursos de hidrocarburos.

En el Bloque-A son reconocidos los sistemas petrolíferos Gachetá - Guadalupe (!) y Gachetá - Carbonera (!).

La trampa estructural se da a lo largo de la falla regional orientada NNE-SSW en el oeste y en la extensión del *trend* productivo de La Copa en el este. Los prospectos en el Bloque-A están asociados con trampas estratigráficas y estructurales combinadas.

- *Roca Fuente:* Roca fuente Cretácica de la formación Gachetá, que es equivalente a la roca fuente prolífica de formación La Luna más al norte. Área de cocina ubicada a unos 80-90 km al oeste.
- *Carga:* En la migración regional buzamiento arriba hacia el este de las formaciones sandprone del Cretácico (Gachetá, Guadalupe), y la carga de los reservorios por superposición directa y/o a lo largo de fallas westhading (sintéticas) en las secuencias profundas.
- *Reservorio:* Los reservorios primarios son las areniscas de la Fm Carbonera. Recuperación establecida en los niveles C7, y el miembro de areniscas C5. El objetivo secundario es la Formación Guadalupe del Cretácico que también tiene buenas propiedades de yacimiento.
- *Trampa:* Fallas cerradas 3-way (3 Vías) y con cierre 4-DIP a lo largo de las estructuras en general, y fallas easthading orientadas al noreste.

Potencialmente trampas estratigráficas-estructurales combinadas a menor nivel en los reservorios de Carbonera, donde se observa la canalización.

Posibles trampas estratigráficas (canalización, onlap) en la base de los niveles del Cretácico.

- *Datos Generales:*

Área: 159km²

Sísmica 3D: Cobertura completa.

Producción (Mayo 2011): 475 b/d

Formación Productora: Carbonera

Pozos Perforados: 2 exploratorios/ 1 productor

Gravedad API: 25.3°

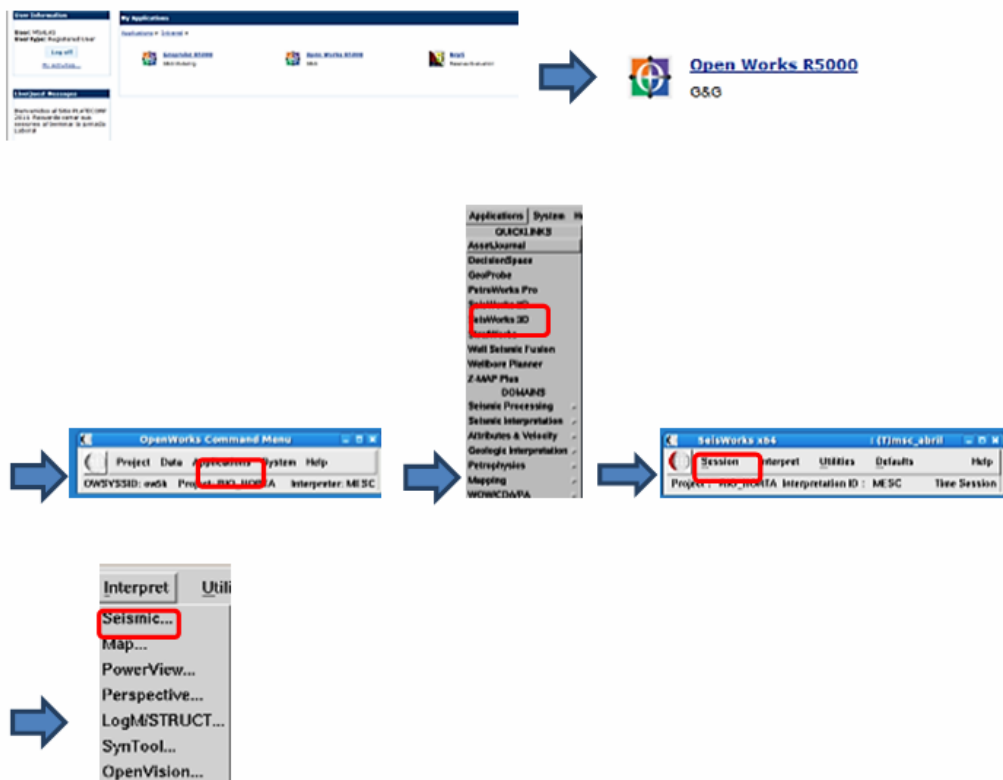
Formaciones Prospecto: C5, C7, Guadalupe, Une.

Potencial de Recursos: aproximadamente 45 OIP.

Ya que estos datos se encontraban ya en la base de datos del programa Open Works®, lo que se realizó enseguida fue el entrenamiento por parte tanto de personal del área en la que se desarrolló el proyecto, como de los asistentes internos de la empresa encargada de dicho programa.

El siguiente es el flujo inicial para la iniciación del programa Open Works® y su aplicación Seis Works®, la cual fue utilizada como primer paso en la realización tanto del entrenamiento inicial como de la consecución del proyecto. (Ver Figura 13).

Figura 13. Flujo de acceso al programa Openworks® (Landmark®).

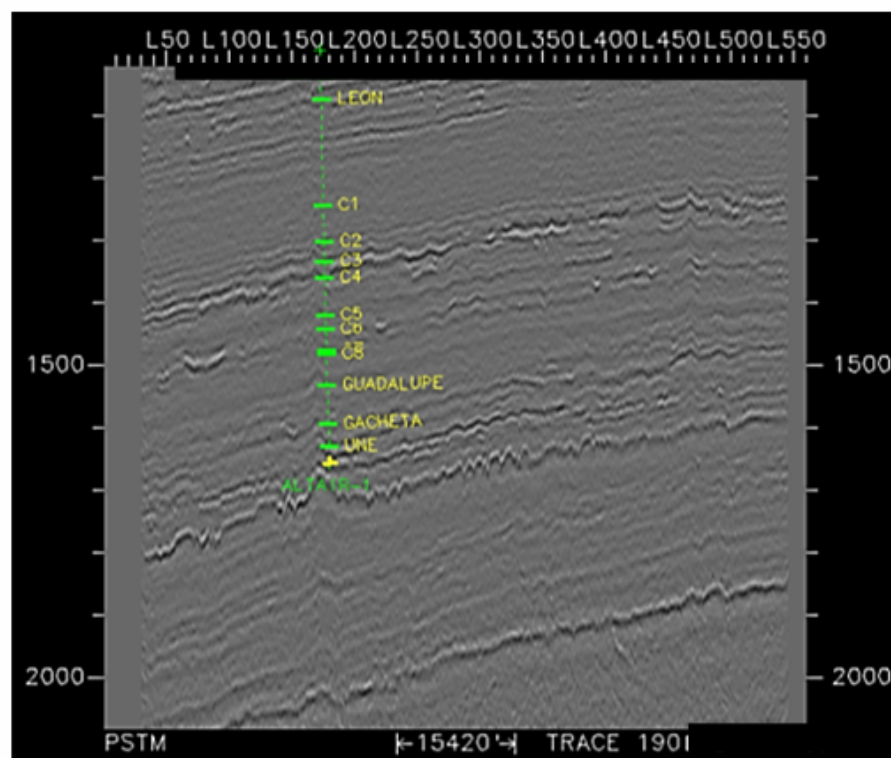


Seguido de este flujo, tenemos ya en el área de trabajo las líneas sísmicas del Bloque-A, las cuales se encuentran aún sin interpretación:

El Bloque-A se encuentra en la cuenca de los Llanos Orientales, descrita anteriormente en el marco teórico del proyecto, y sabemos que uno de los reservorios del sistema petrolífero de esta cuenca se encuentra en la formación Carbonera, y para este bloque particularmente en la sección C7 de la formación. Con esta información mencionada, procedemos sobre la línea sísmica del Bloque-A (Traza 190), a ubicar los topos de las formaciones que fueron analizadas en los núcleos y ripios del pozo A-1 del bloque Ver Figura 14). Se escogió esta traza como inicial, ya que esta contiene la información de formaciones del Pozo A-1, y

con ellos se tendrá una mejor visión de la ubicación de las mismas para facilitar el trabajo inicial sobre la sísmica, además fue muy útil en el entrenamiento del programa.

Figura 14. Traza 190 de la sísmica 3D del Bloque A, sin interpretar, en donde solo se observa la ubicación del Pozo-A y las formaciones encontradas en la perforación y consiguiente análisis.



Teniendo ya la guía de las formaciones del pozo A-1 sobre la línea sísmica del Bloque-A, se realizó la interpretación de los principales horizontes (formaciones) sobre la traza 190. Para esto se siguió el siguiente flujo sobre la aplicación.

- a. Lo primero que se hizo fue la creación de un horizonte nuevo de nombre MSC_C7 (formación Carbonera, sección C7), para identificarlo sobre la interpretación y de aquellos realizados por los demás intérpretes:
- b. En la aplicación se presentan varias opciones para “picar” o seleccionar el horizonte que va a ser objeto de estudio:

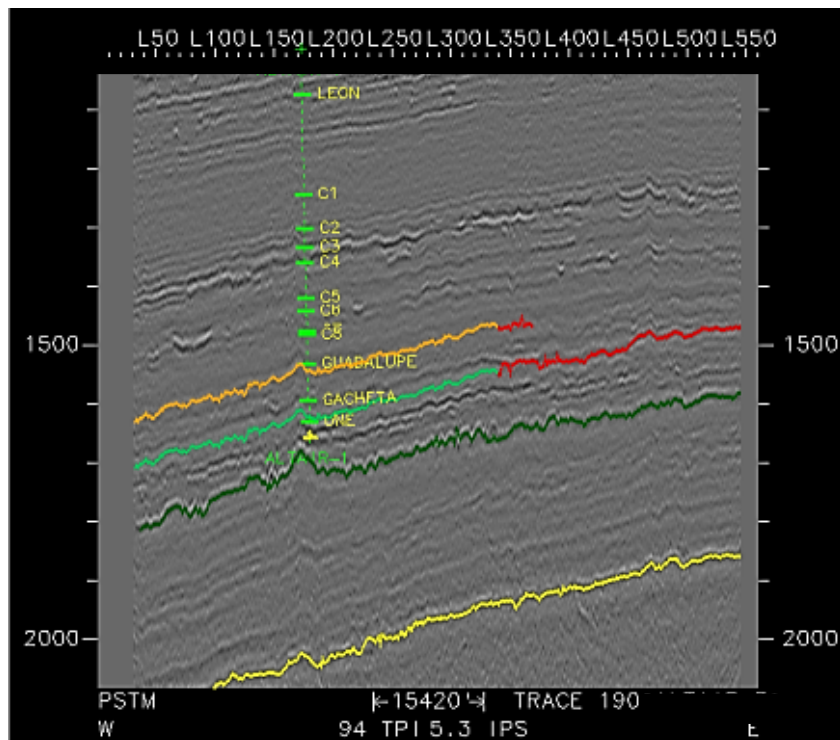
Como primera opción se utilizó *Autotracking*, porque con esta opción se tiene una interpretación de los horizontes más exacta, ya que sigue con precisión el tope de este horizonte. Luego de tener esta primera selección, con la opción *Point* procedí a seleccionar los detalles que el *Autotracking* no puede reconocer.

Este mismo procedimiento se realizó para las formaciones Cretácico Basal, Une y Guadalupe, con los nombres de MSC_CB, MSC_UNE y JBV_GLP (nombre de uno de mis tutores).

Todos los horizontes interpretados se siguieron a lo largo de máximos de amplitud (Ver Figura 18). Se dejó un pequeño espacio en la sección del pozo, para que en un siguiente paso la aplicación me haga el reconocimiento de las fallas (paso siguiente en la interpretación).

Se realizaron 2 horizontes sombra (*shallow*) para las formaciones Guadalupe y Une, ya que su baja resolución, no nos dejaba observar claramente la posición de las mismas, ni dejada al *Autotracking* realizarla.

Figura 15. Traza 190 del Bloque-A interpretada con sus principales horizontes, siguiendo la guía del Pozo-A.



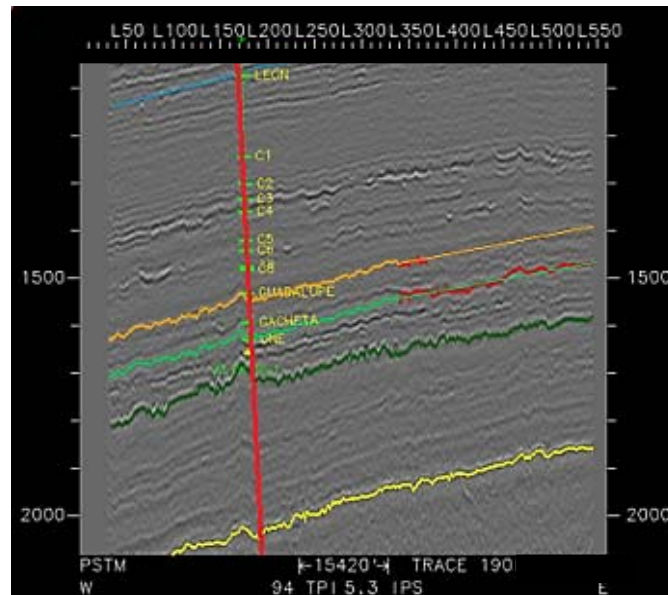
Sobre la cuenca de los Llanos Orientales, existen varios sistemas de fallas que afectan a estos bloques, dando lugar a las estructuras que componen los sistemas petrolíferos de esta cuenca. Por eso la interpretación de fallas sobre la línea sísmica abarca un capítulo importante del entrenamiento y del conocimiento tanto del programa, como del proyecto enfocado hacia un mayor estudio de Geofísica.

Siguiendo con la interpretación de la línea sísmica (traza 190), el flujo a seguir fue el siguiente:

- a. Se creó una nueva falla de nombre MSC_F1, para identificarla sobre el nuevo proyecto y sobre las demás fallas realizada con anterioridad por los intérpretes.
- b. Se procedió enseguida a ubicar la falla sobre la línea sísmica, en cada una de las trazas y líneas en las que fue observada, teniendo con esta una acertada

precisión, ya que de esta depende el tamaño de la estructura y el cálculo del prosiguiente volumen. (Ver Figura 16).

Figura 16. Traza 190 de la sísmica 3D del Bloque A, interpretada, en donde se observa la ubicación de la falla-A.



Con esta interpretación básica de los horizontes más importantes y las fallas más representativas del Bloque A, se procedió a realizar un mapa integrado de cada uno de los horizontes para observar la ubicación tanto de la falla como de la profundidad de las formaciones. Primero se realizó uno para el horizonte representativo del Basamento (Ver Figura 17) y se continuó para las formaciones Gachetá (Figura 18), Guadalupe (Figura 19) y las sección C7 de la formación Carbonera (Figura 20).

Figura 17. TWT Basamento. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope del basamento (Gravimetría).

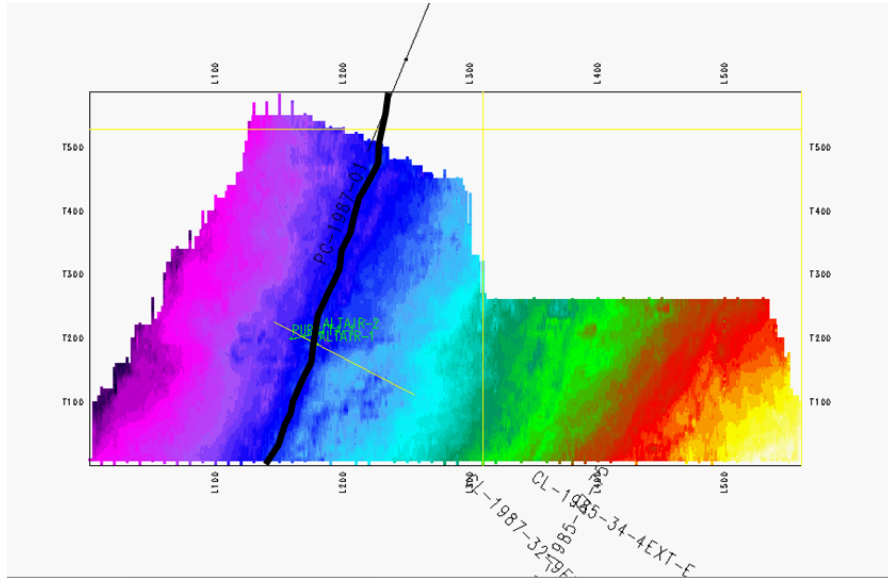


Figura 18. TWT Gachetá. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope de la formación Gachetá (Gravimetría).

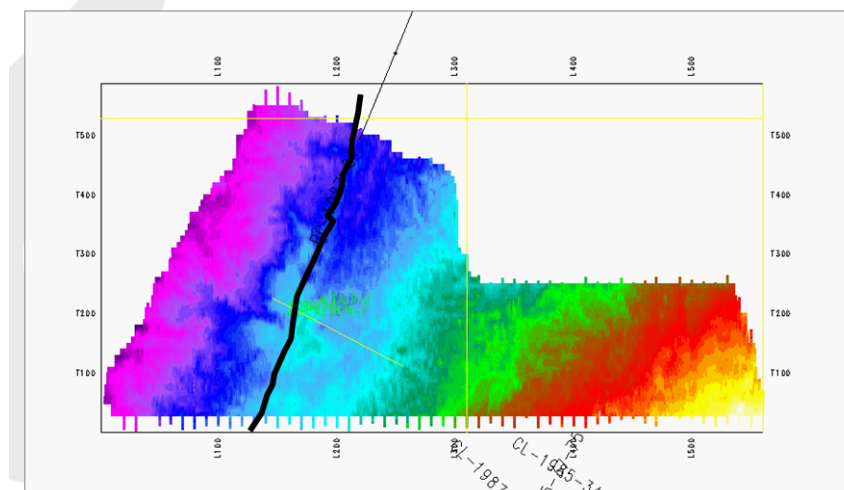


Figura 19. TWT Guadalupe. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope de la formación Guadalupe (Gravimetría).

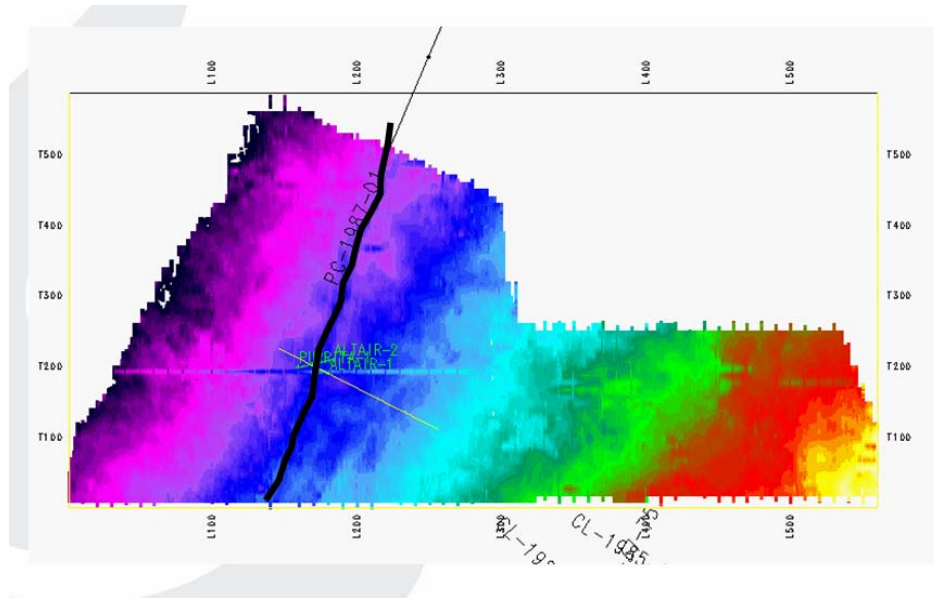
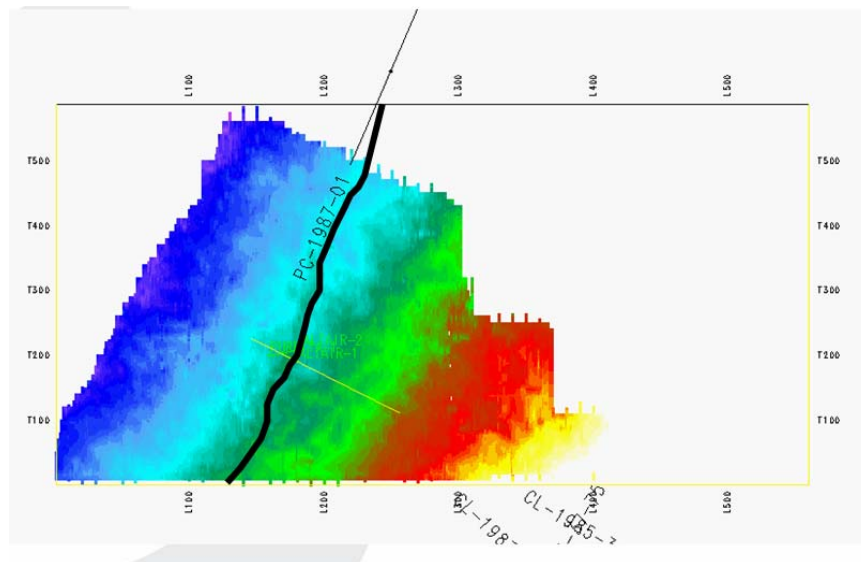
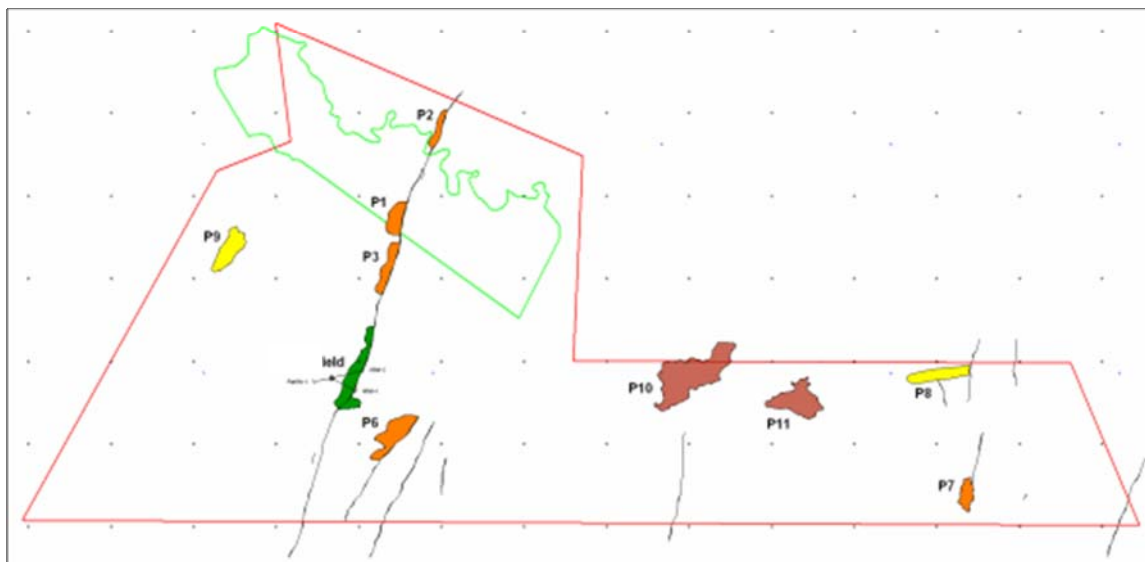


Figura 20. TWT Carbonera C7. Se observa la ubicación de la falla MSC_F1, y la ubicación del Pozo A-1. Cada color indica la profundidad del tope de la formación Carbonera C-7 (Gravimetría).



Teniendo como guía, el mapa realizado por la empresa con la licencia sobre el bloque (ver Figura 21), en el cual se indican los prospectos que ellos estudiaron sobre el mismo, se pudo tener un modelo más preciso sobre los reservorios existentes sobre el bloque, facilitándome así el trabajo de entrenamiento al concretar este mapeo sobre dos de los más importantes prospectos de esta área.

Figura 21. Mapa de prospectos realizado por la empresa dueña de la licencia del Bloque A. Tomado de INTEROIL Play Concept &Prospectivity May 2011.

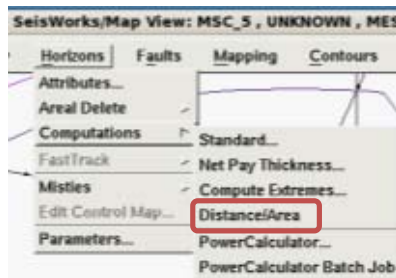


Para mi entrenamiento, se tomó el prospecto P1, el cual representa uno de los mejores reservorios sobre el área con un OOIP esperado de entre 0.3 a 5.9 mmbbls. (Información tomada de *INTEROIL Play Concept &ProspectivityMay 2011*; prospectos indicados en la figura 21)

Ya con las áreas mapeadas dentro de la aplicación, se siguió con la consecución del objetivo principal que es la determinación del área total de la estructura para con estos datos obtener un volumen aproximado del reservorio.

Para obtener un área inicial, se utilizó una de las herramientas básicas dentro de la aplicación, siguiendo el siguiente flujo:

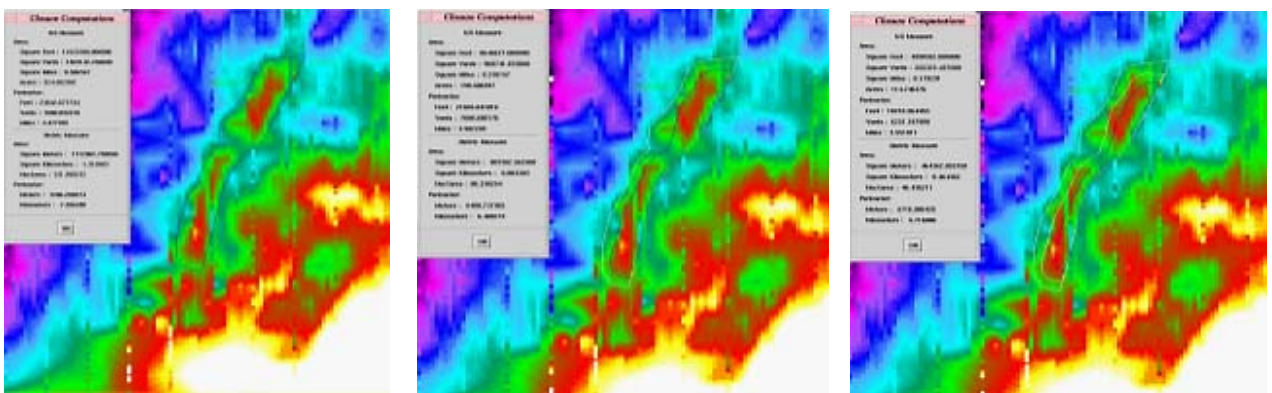
- a. Lo primero a realizar fue un polígono que me indique el área exacta en donde quiero el cálculo de esta superficie.



- b. Teniendo esta área ya seleccionada se procedió sobre la aplicación a realizar el cálculo de la misma. El resultado me fue dado en pies², yardas², millas² y acres.

Como se observa en la figura 22, el cálculo del área se realizó para 3 objetivos diferentes, con el fin de obtener una mayor exactitud cuándo se haga el cálculo del volumen del reservorio.

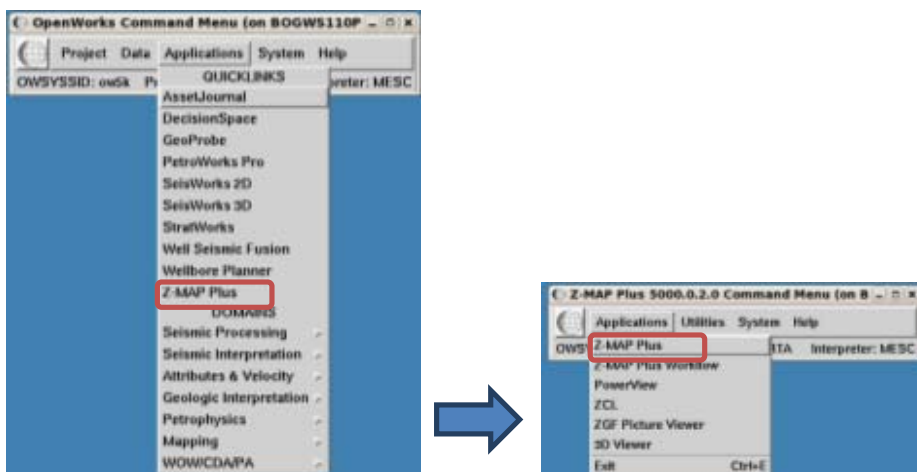
Figura 22. Cálculo del área de la estructura del reservorio del Bloque A (Prospecto P1). Se observan los 3 objetivos y el resultado expresado en diferentes unidades de superficie y área. SeisWorks®.



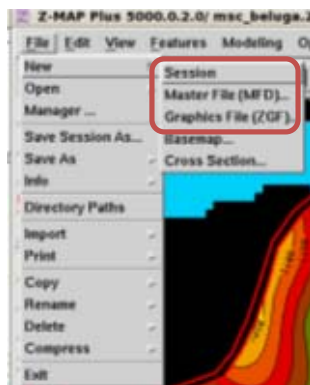
Evaluadas ya tanto las líneas, como las trazas de la sísmica del bloque A con su respectivo pozo A-1 en la aplicación Seis Works® del programa, el siguiente paso en el entrenamiento es la utilización de la aplicación Z-Map Plus® para el cálculo del volumen de la estructura del reservorio-trampa del sistema petrolífero encontrado en este bloque.

Esta aplicación integra y requiere de los datos interpretados con la aplicación Seis Works® como los son los horizontes (formaciones) y fallas.

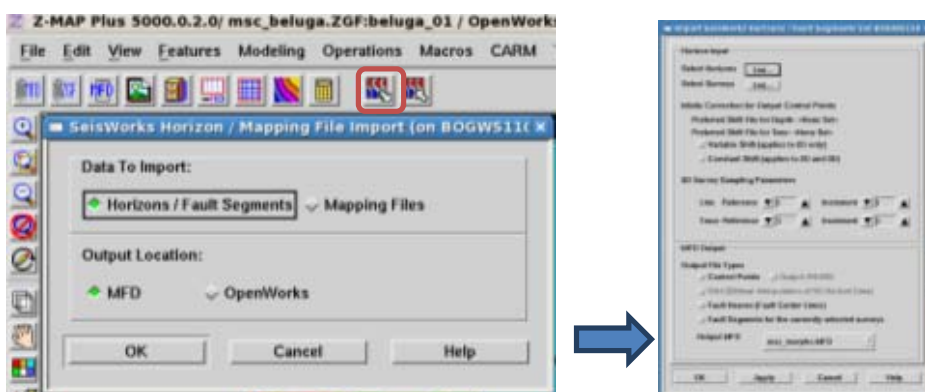
Para acceder a esta aplicación del programa se hizo lo siguiente:



Teniendo ya el Mapping File de los horizontes integrados y de las fallas, estos se deben cargar a la aplicación siguiendo el siguiente flujo:

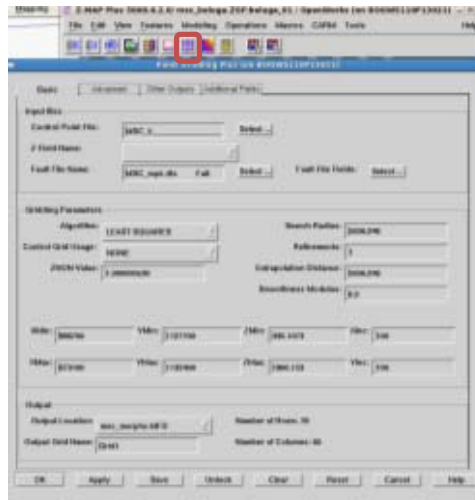


Como se observa en la figura anterior, lo primero a realizar es una nueva sesión, un nuevo Maste File (MFD) y un nuevo Graphic File (ZGF). Este último me permitirá después importar la grilla que se realice en la aplicación Z-Map Plus®, hasta Seis Works®. Luego de creados estos archivos, se procedió a importar el archivo Mapping File y el horizonte a mapear desde Seis Works®:



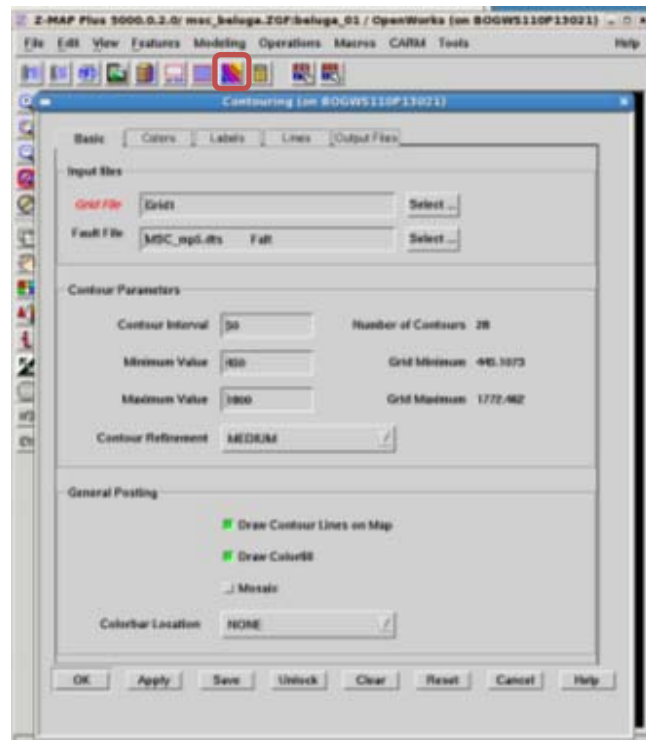
De las listas de horizontes y superficies que me muestra la opción de la aplicación, escojo los que me interesan mapear.

Al tener cargados ya estos datos (Mapping File y Horizonte), y ya que la aplicación trabaja a partir de una grilla en base a lo cargado, el siguiente paso es realizarla procediendo con el siguiente flujo:



Sobre esta opción, elijo el horizonte y el MappingFile previamente cargado y le doy un nuevo nombre a la grilla para su previa identificación.

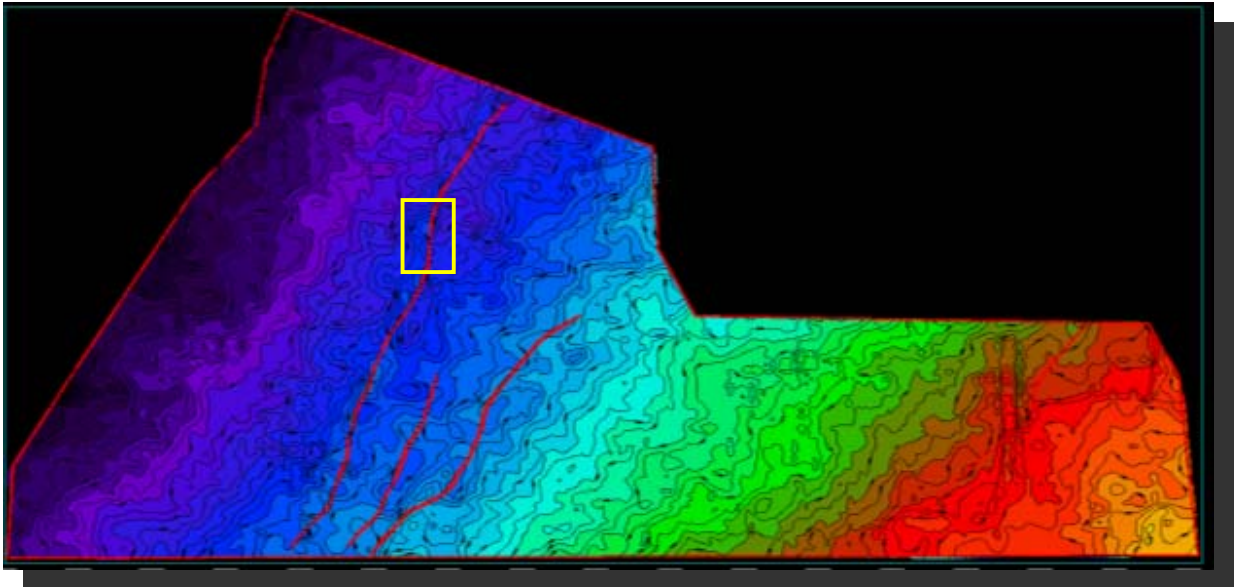
Se podría decir que la aplicación está lista para graficar, ya que la base de trabajo de esta se encuentra ya cargada, y ya se dio forma a la grilla. Fue hora entonces de realizar la gráfica sobre la cual se trabajará para calcular el volumen de la estructura del reservorio-trampa.



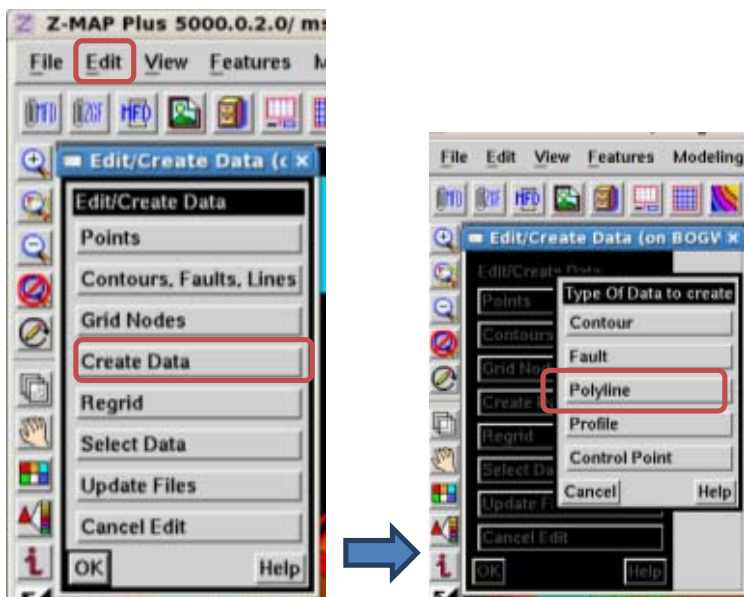
Sobre esta opción, escojo la grilla realizada anteriormente y también el Mapping File importado desde Seis Works®. Esta opción me brinda la oportunidad de cambiarle los parámetros al mapa de contornos, como intervalo, colores, espesor de las líneas, etc.

El resultado de los flujos anteriormente mencionados se observa en la figura 23.

Figura 23. Mapa de contornos inicial realizada con el horizonte de la formación C7 (aplicación Z-Map Plus®), en donde se observa la forma del Bloque A con sus respectivas fallas y estructuras y la ubicación de los prospectos en estudio-entrenamiento.

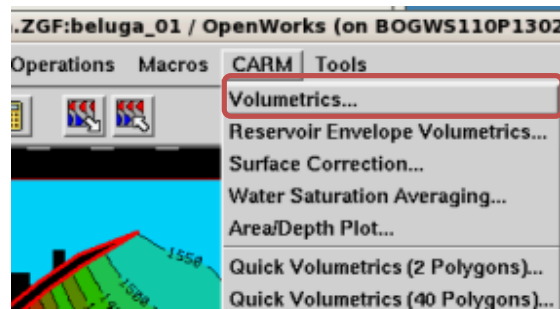


Sobre este mapa realicé un polígono indicando el área de la estructura, para con ella realizar el cálculo del volumen, efectuando el siguiente flujo:



Le doy un nombre al polígono para su reconocimiento previo y proceso a realizarlo sobre el contorno al que quiero calcularle el volumen.

Con este polígono, procedí a hacer el cálculo básico del volumen.



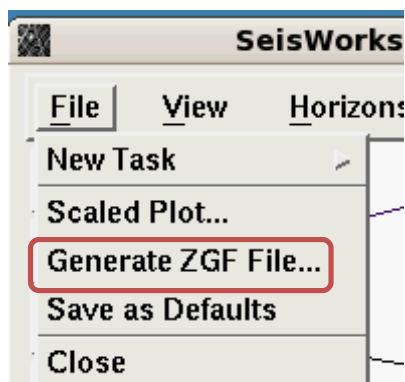
Sobre esta opción, se carga el polígono realizado anteriormente y se da valores de escala para que la aplicación trabaje en acres (área) y en acres-pie (volumen).

Dando el siguiente resultado (Figura 24)

Se tomaron tres (3) volúmenes, de la misma manera en que se graficaron anteriormente en la aplicación Seis Works® también tres (3) áreas, ya que la estructura cubre estas profundidades (contornos) y son necesarias para la consecutiva carga de datos en el otro programa en entrenamiento.

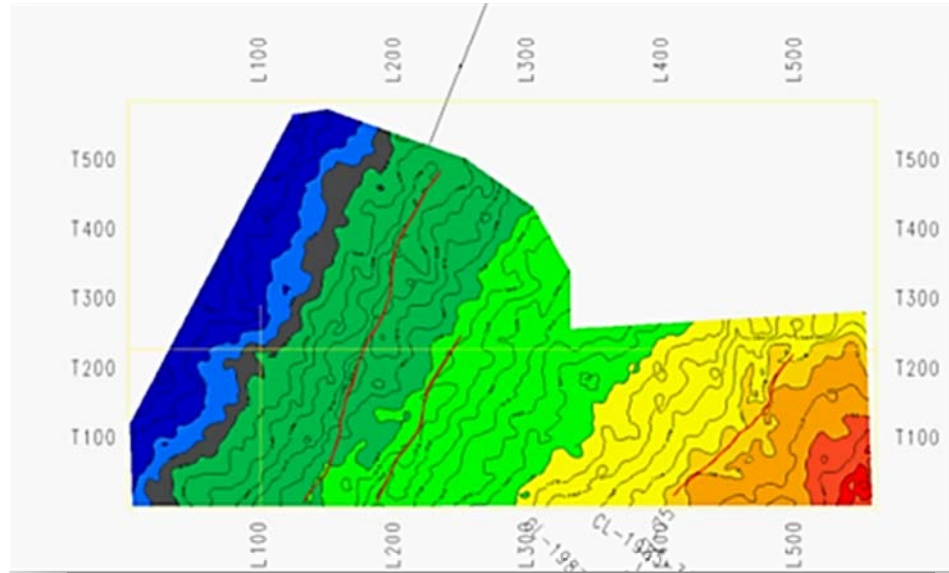
Siguiendo con la interpretación, y teniendo como base lo anteriormente realizado con los horizontes y fallas del Bloque A mapeados sobre la aplicación Z-Map Plus®, necesitaba tener una generalización de este bloque en donde pueda tener una aproximación del área del prospecto más exacta. La aplicación Seis Works® me permitió hacer un traspaso del mapeo desde Z-Map Plus®, sin que se alteren las características realizadas en esta aplicación.

Para ellos utilicé las siguientes herramientas sobre la aplicación Seis Works®.



Se genera un archivo ZGF sobre la aplicación Seis Works®, debido a que el mapa de contornos realizado en Z-Map Plus®Plus tiene este formato. Se le da a este nuevo archivo un nombre para su reconocimiento previo. Luego se copió el archivo ZGF creado en Z-Map Plus®Plus hasta el nuevo generado en SeisWorks®, quedando como resultado (Figura 25):

Figura 25. Mapa de contornos del Bloque A importado desde la aplicación Z-Map, en donde se puede observar la ubicación de las principales fallas y la estructura reservorio-trampa del bloque, con sus respectivas profundidades.



Teniendo esta área sobre SeisWorks®, procedí a realizar el nuevo cálculo del área sobre tres (3) de los contornos que mejor representan la estructura del reservorio-trampa del sistema petrolífero que afecta el bloque. (Ver Figura 26).

Figura 26. Recálculo de áreas sobre el mapa de contornos desarrollado en SeisWorks® importado desde Z-Map Plus® como archivo ZGF, para los tres contornos de cierre de la estructura.



Como se mencionó anteriormente, las líneas sísmicas sobre el programa se componen de Trazas, Líneas y TimeSlice (ya que es una sísmica 3D). Las anteriores gráficas e interpretaciones se realizaron sobre las trazas y líneas de la sísmica del Bloque. Pero no menos importante es la interpretación de los TimeSlice, ya que sobre estas se puede observar la forma específica del bloque y la ubicación sobre este de las fallas y los horizontes (formaciones). Al hacer un barrido sobre cada una de las TimeSlice del Bloque A, una de las observaciones agregadas a la interpretación ya realizada sobre las líneas y trazas, es la presencia de una canal importante sobre el área del bloque. La siguiente es una secuencia que indica sobre la presencia del canal en el Bloque A, sobre los TimeSlice 1490-1506. Hay que recordar que estos TimeSlice vienen dados cada par de números, por lo tanto en tan sólo 9 de estos se observó el canal (Ver Figuras 27-35):

Figura 27. TimeSlice 1506; Bloque A.

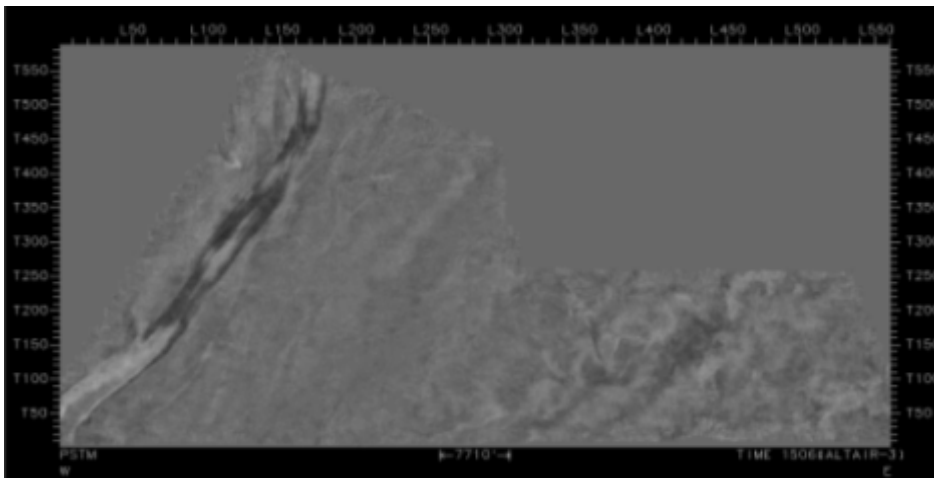


Figura 28. TimeSlice 1504; Bloque A.

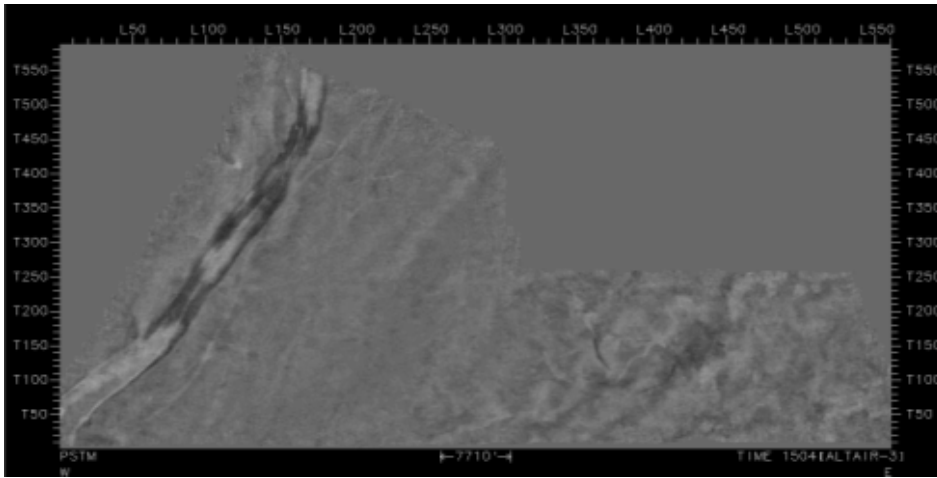


Figura 29. TimeSlice 1502; Bloque A.

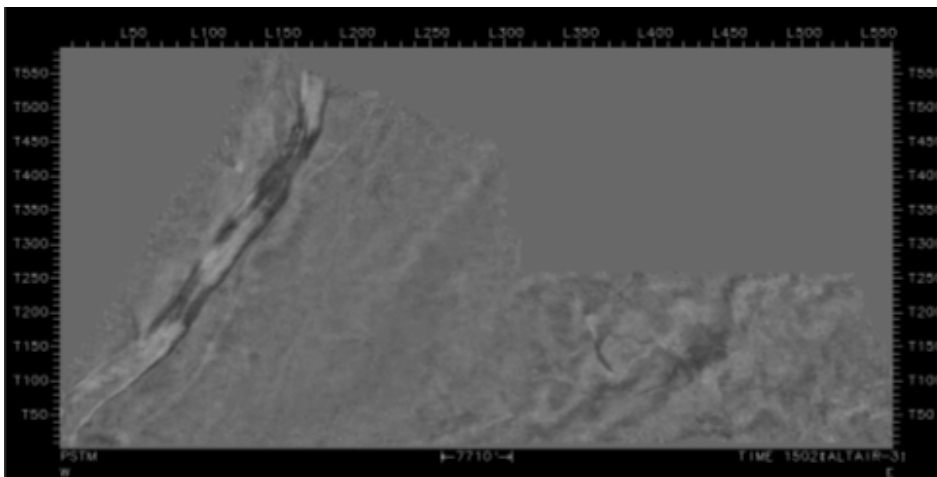


Figura 30. TimeSlice 1500; Bloque A.

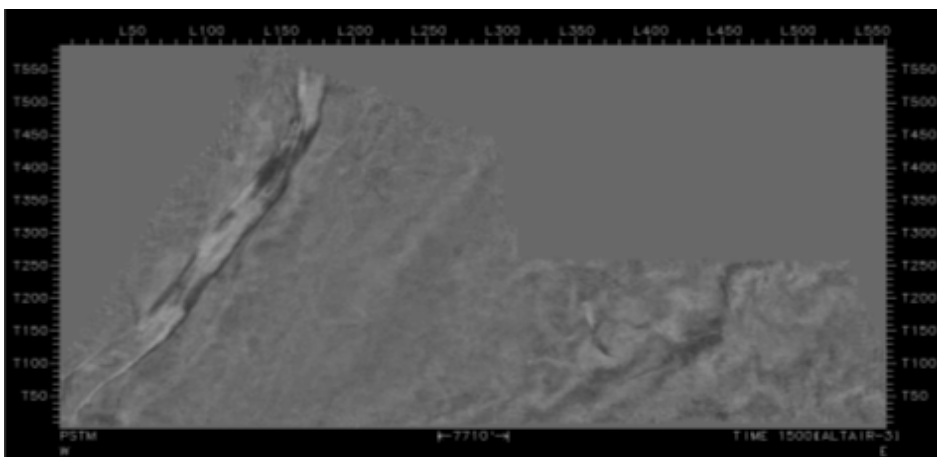


Figura 31. TimeSlice 1498; Bloque A.

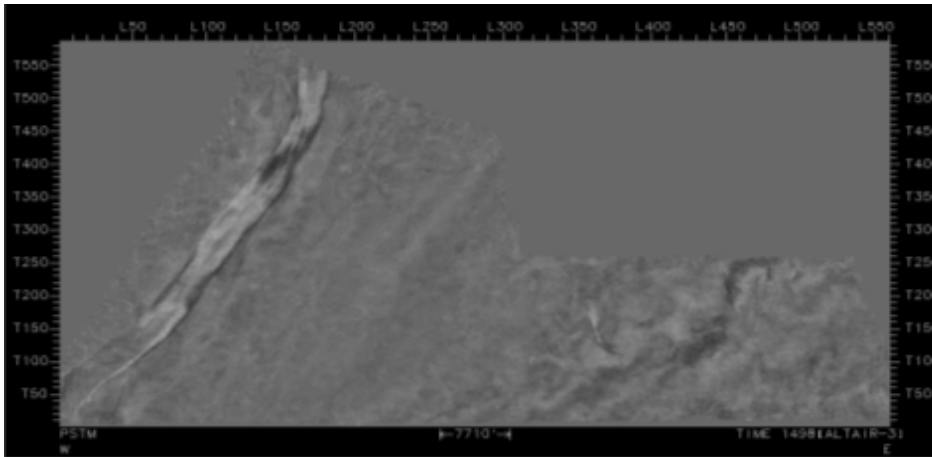


Figura 32. TimeSlice 1496; Bloque A.



Figura 33. TimeSlice 1494; Bloque A.

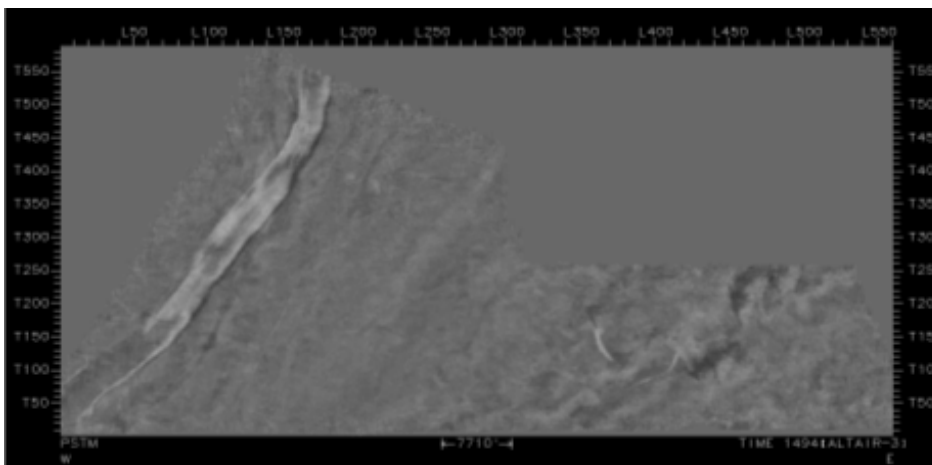


Figura 34. TimeSlice 1492; Bloque A.

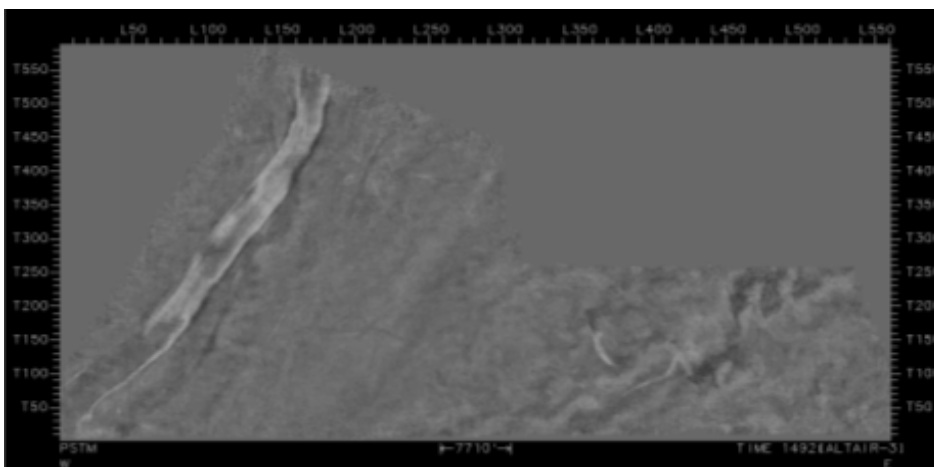
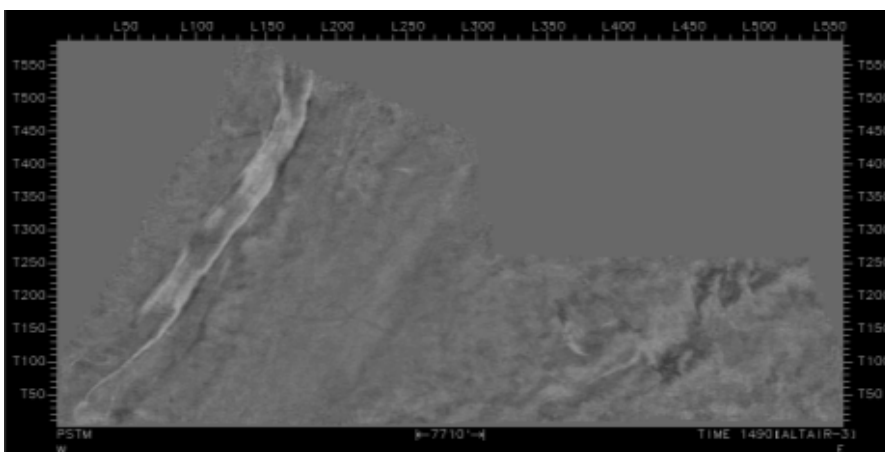
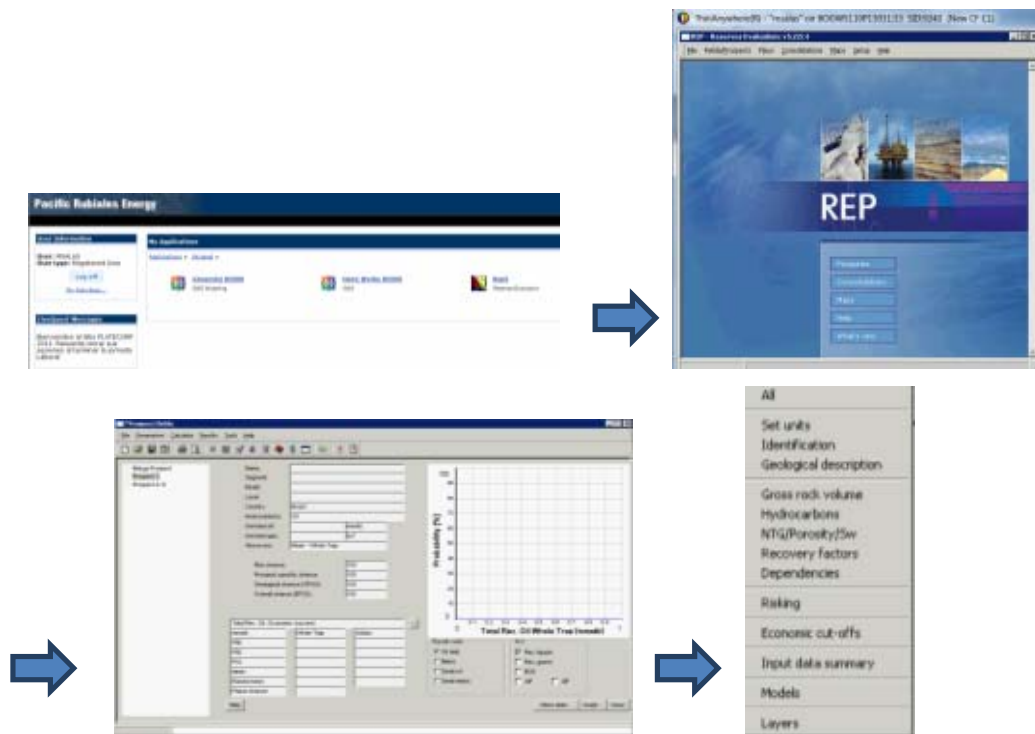


Figura 35. TimeSlice 1490; Bloque A.



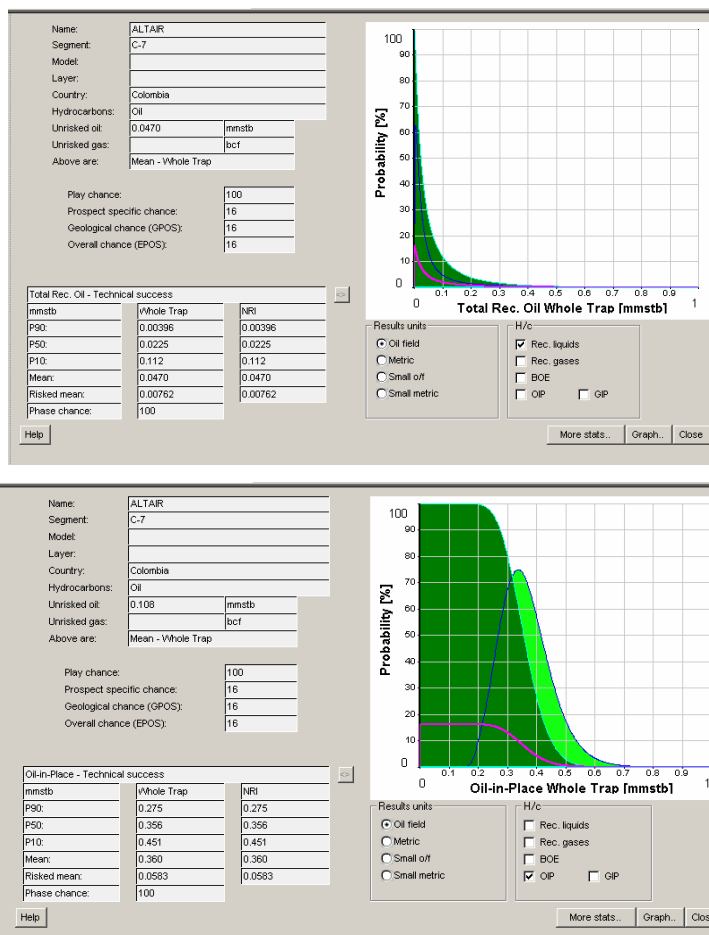
Figuras 27-35 Secuencia de TimeSlice del Bloque A, en donde se observa la forma asignada por la ANH al bloque y la presencia del canal que afecta la estructura del reservorio.

Teniendo estas líneas interpretadas, y con la información del cálculo de áreas y volúmenes que nos brinda el proceso sobre la aplicación, se continuó con el entrenamiento del programa de estimación de reservas Rep5®. El flujo para acceder a este programa es el siguiente:



Con datos suministrados por la empresa dueña de la licencia, y los datos adquiridos mediante la interpretación de las líneas, se realizó la carga de los mismos sobre el programa (final del flujo) y el resultado fue el siguiente (Figura 36):

Figura 36. Resultado de la carga de datos obtenido mediante la interpretación de áreas y volúmenes del Bloque A, al programa Rep5®.

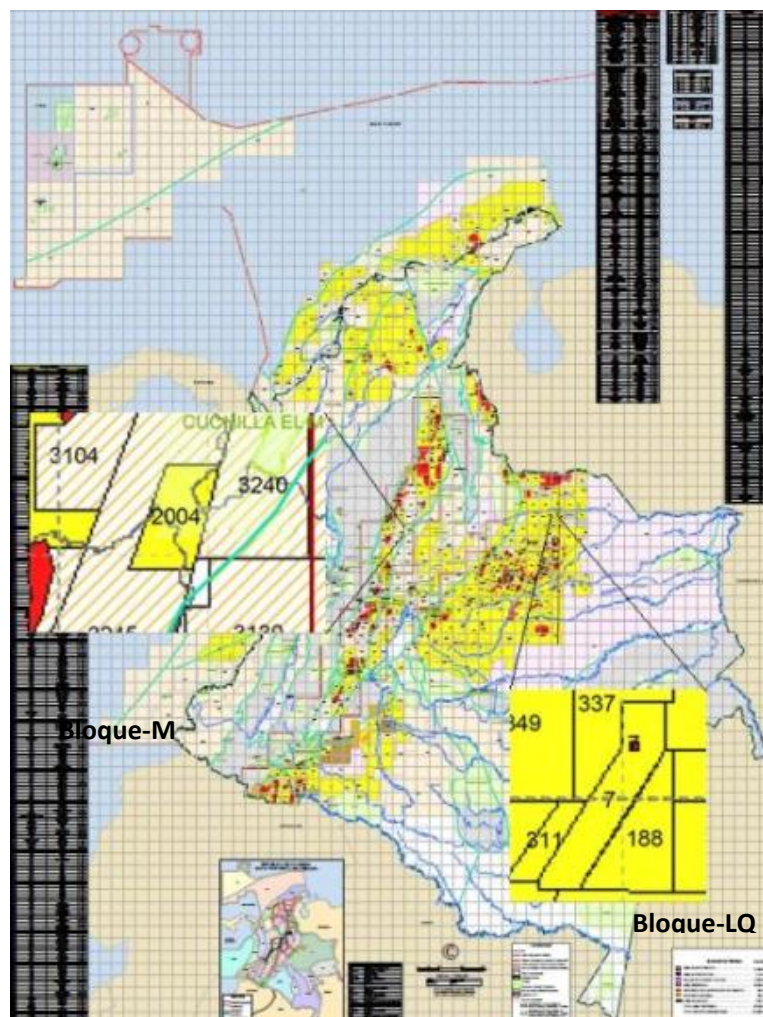


8.3. TERCERA FASE. EVALUACIÓN DE BLOQUES.

Teniendo este entrenamiento básico en el programa OpenWorks® y sus respectivas aplicaciones (SeisWorks® y Z-Map plus®), se procedió a realizar el estudio sísmico sobre dos bloques de interés económico por parte de la empresa. Estos bloques, uno ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales y otro en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se denominan Bloque-LQ y Bloque-M respectivamente (sus nombres se cambian debido a la confidencialidad que tiene la empresa sobre estos bloques). En la figura 40 se observa la ubicación de estos

bloques sobre el Mapa de Tierras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, Figura 37), reconociéndose esta localización sobre las cuencas anteriormente nombradas.

Figura 37. Mapa de Tierras Ronda Colombia 2011, en donde se indica la ubicación de los dos bloques escogidos para la realización del proyecto, observando también en que cuenca sedimentaria se encuentran.



Fuente: http://www.anh.gov.co/media/asignacionAreas/2m_tierras_191211_4.pdf

Se realizó primero el estudio sobre el Bloque-LQ, llevando a cabo el mismo flujo de trabajo realizado para el Bloque-A del entrenamiento.

8.3.1. Bloque-LQ

El Bloque-LQ se encuentra en la cuenca de los Llanos Orientales. Cubre un área de 1000,72km² y su gravedad API es de 34°. La estratigrafía de este bloque se compone de un basamento cristalino bastante irregular y de las formaciones Ubaque, Mirador, Intra-Carbonera C-3, Carbonera C-1 y León. La estructuración regional para el área del Bloque LQ corresponde con un extenso monoclinal de buzamiento bastante suave de máximo 10o hacia el NW, sometido a esfuerzos distensionales que han generado dos trenes principales de fallamiento de tipo normal.

Los mapas estructurales generados y los diferentes análisis de atributos realizados en el Bloque LQ, permiten corroborar la presencia de varias áreas prospectivas. Se identificaron tres prospectos, OT-1, C-1 y C-2. Para el proyecto, se tomó el prospecto OT-1, para su análisis e interpretación sísmica y posteriores cálculos de área, volúmenes y estimación de reservas.

Como se dijo anteriormente, el paquete de datos sísmicos para la mayoría de los bloques nacionales, se encuentran ya cargados al programa por otra instancia de la empresa que se encarga de este procedimiento, por lo tanto procedí a realizar la interpretación de las líneas, trazas y Timeslice de este bloque.

Lo primero fue sacar los principales horizontes (formaciones) de este bloque, observados en el análisis del pozo J-1 para el Prospecto OT-1. (Ver Figura 38).

Figura 38. Línea 125 de la sísmica del Bloque-J; (izquierda) sin interpretar, (derecha) se observan los principales horizontes (formaciones) y la principal falla que afecta el bloque. Se observa también la posición del Pozo J-1. Interpretación realizada en el programa SeisWorks® (Landmark®).

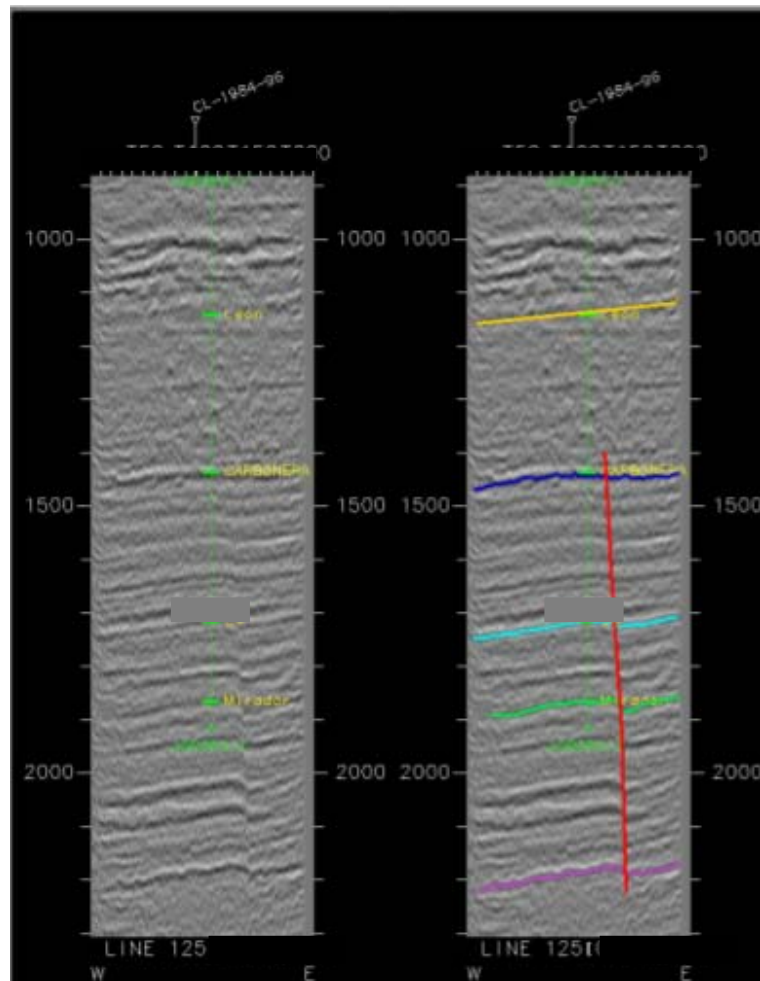
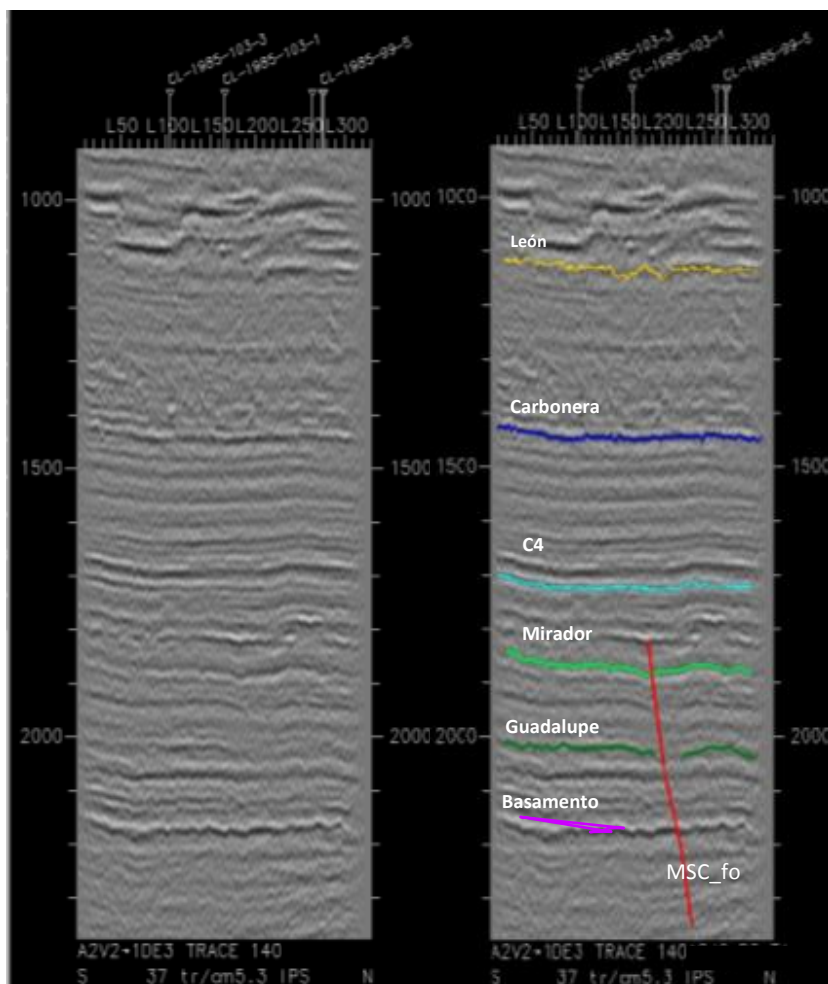


Figura 39. Traza Sísmica 140, a la derecha sin interpretar; izquierda interpretada con sus respectivos horizontes (formaciones).



Se observa en las figuras 39 y 40 que se realizó también la interpretación sobre las líneas y trazas de la principal falla que afecta el prospecto, se le dio el nombre de MSC_fo

Teniendo ya la interpretación de los horizontes principales tanto en las líneas y trazas de la sísmica, procedía a realizar un mapa de contornos básico dentro de Seisworks®, para con este poder tener un cálculo de las áreas de los principales reservorios (prospectos) (ver Figura 41). Para que los contornos me dieran una

mejor vista de la gravimetría del Prospecto OT-1, se procedió a realizar los mapas de contornos interpolados para cada uno de los horizontes interpretados. (Formación Guadalupe: figuras 42, Formación Mirador: Figura 43; Formación Carbonera: Figura 44).

Figura 40. Mapa de contornos básico del horizonte MSC_MDR (formación Mirador) en donde se observa un polígono original de la ubicación de la principal falla. En SeisWorks®.

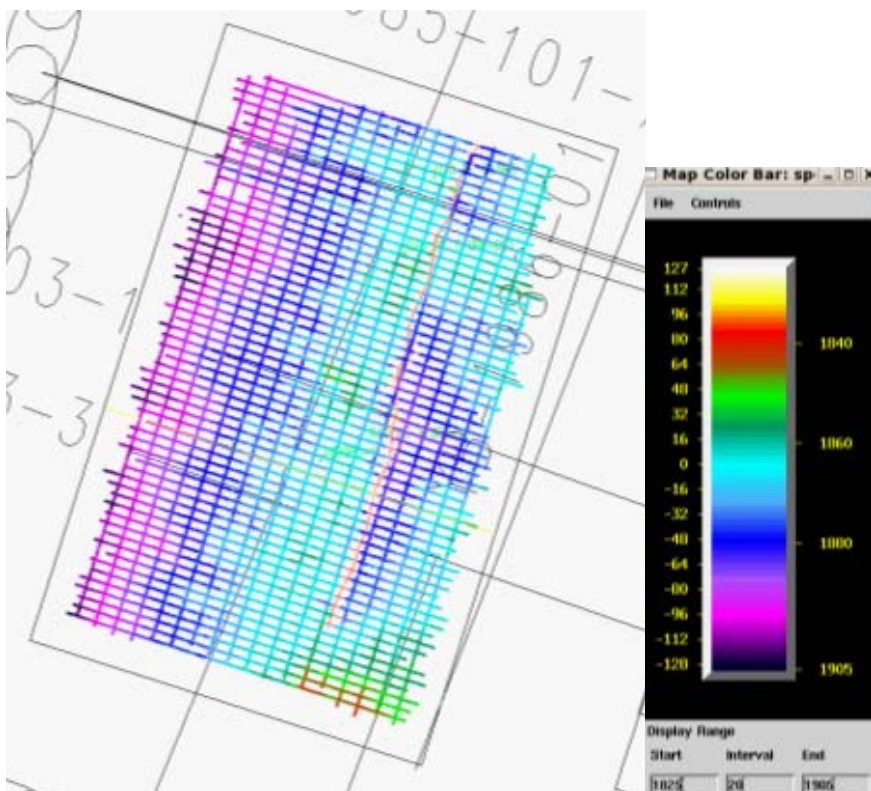


Figura 41. Mapa de contornos interpolado para el horizonte MSC_GLP (formación Guadalupe). En SeisWorks®.

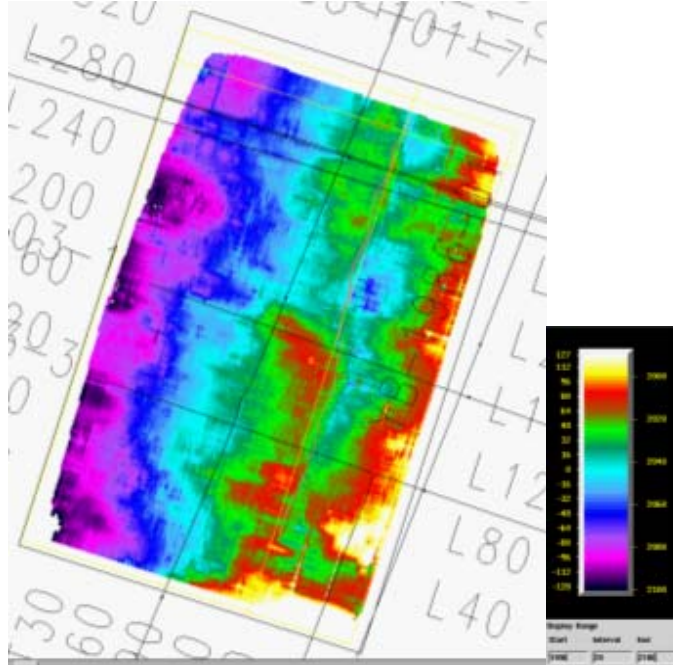


Figura 42. Mapa de contornos interpolado para el horizonte MSC_MDR (formación Mirador). En SeisWorks®.

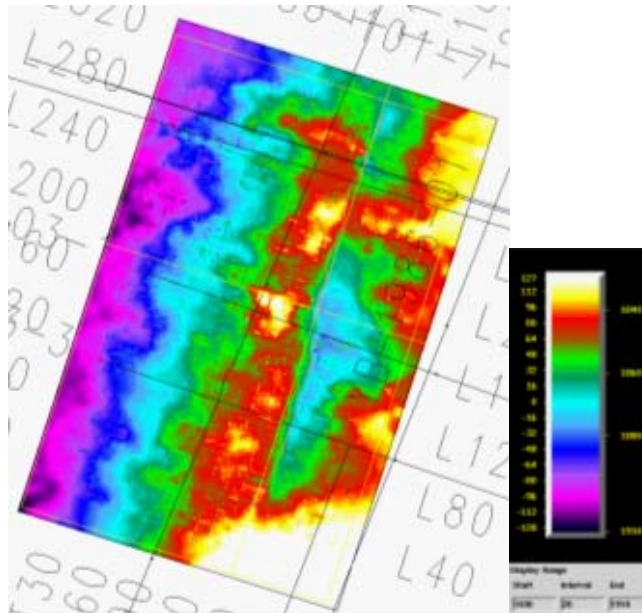
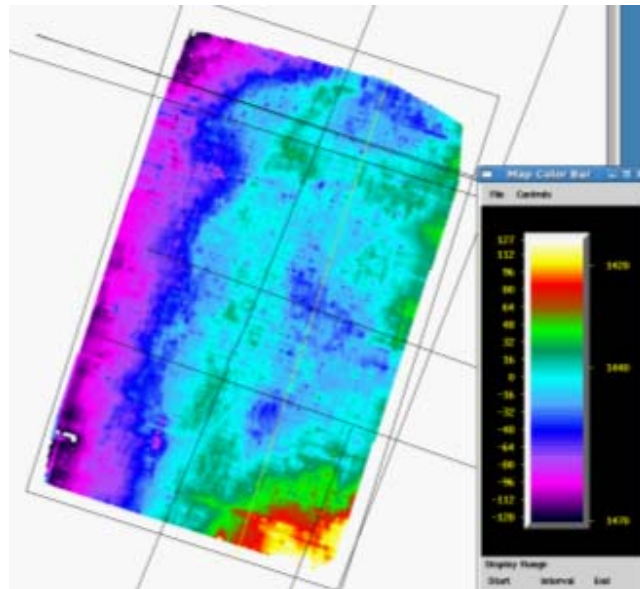


Figura 43. Mapa de contornos interpolado para el horizonte MSC_CBRA (formación Carbonera). En SeisWorks®.



Sabiendo que uno de los sistemas petrolíferos que hace parte de los tres sistemas petrolíferos encontrados para la cuenca de los Llanos Orientales, es el que está constituido por un reservorio en la formación Mirador, utilizaremos esta información para realizar el estudio de este bloque y el prospecto. Medí las principales áreas que me representan el reservorio del bloque (Ver: Área 1: Figura 44; Área 2: Figura 45; Área 3: Figura 46; Área Total: Figura 47).

Figura 46. Área 3 para el prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J

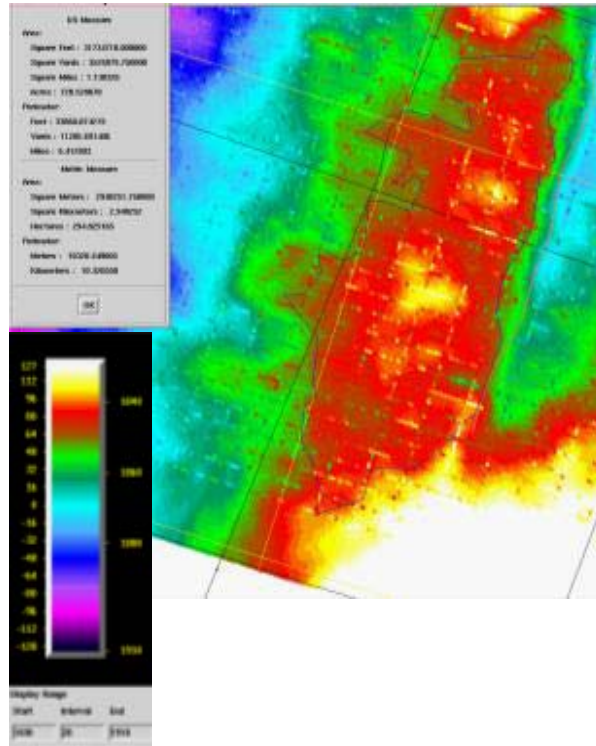
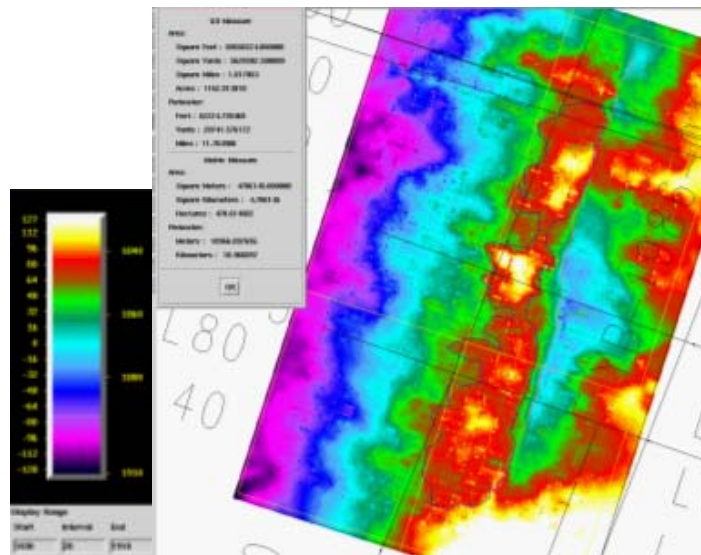


Figura 47. Área total del prospecto OT-1 (reservorio) para el Bloque-J.



Luego de tener interpretados estos horizontes, principalmente el que me representa el reservorio del sistema petrolífero involucrado en el bloque, debí

hacer un traspaso hasta Z-Map Plus® para tener un cálculo más preciso tanto del volumen como del área de este reservorio. Se obtuvo un nuevo valor de área que se intuye es más aproximado al valor real. (Área 1: Figura 48; Área 2: Figura 49; Área 3: Figura 50; Área Total: Figura 51).

Figura 48. Cálculo del área y el volumen del Área 1 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.

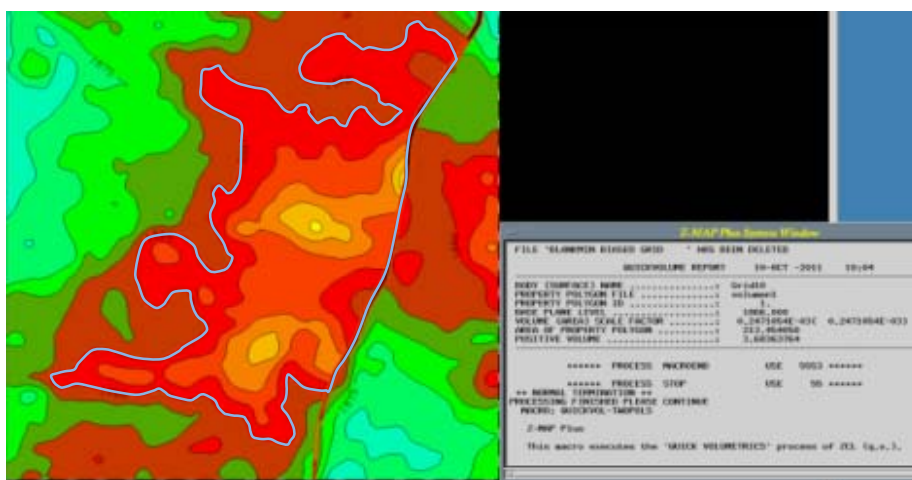


Figura 49. Cálculo del área y el volumen del Área 2 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.

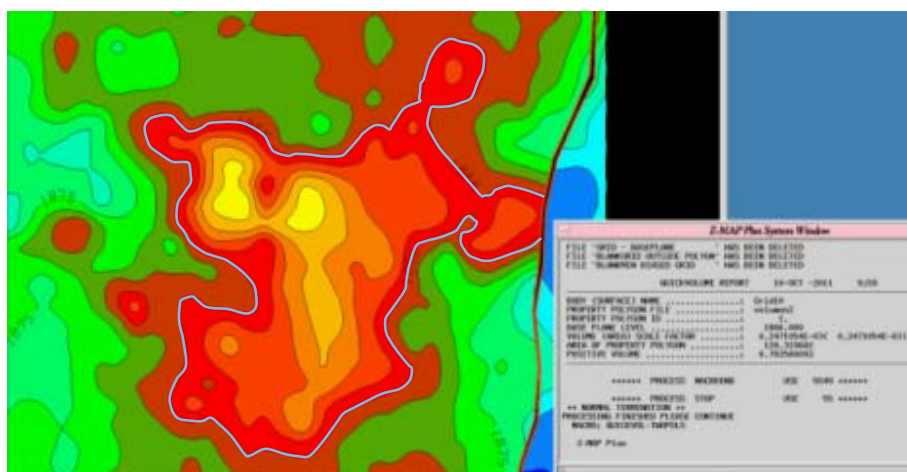


Figura 50. Cálculo del área y el volumen del Área 3 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.

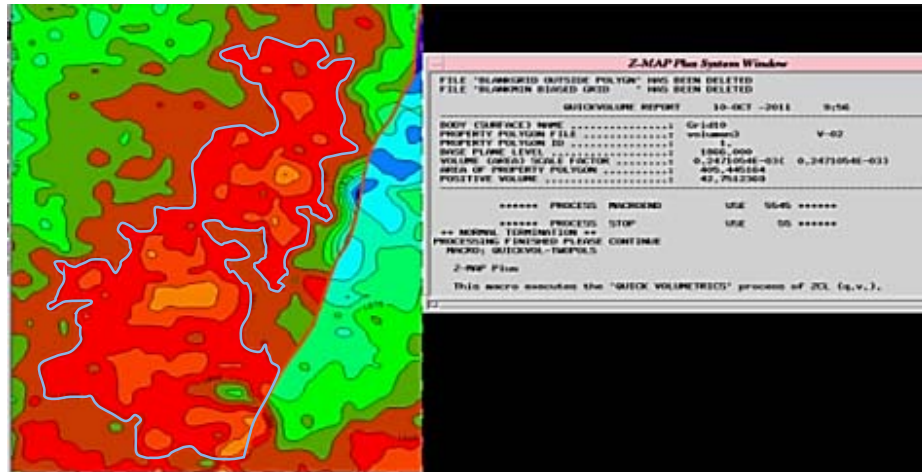
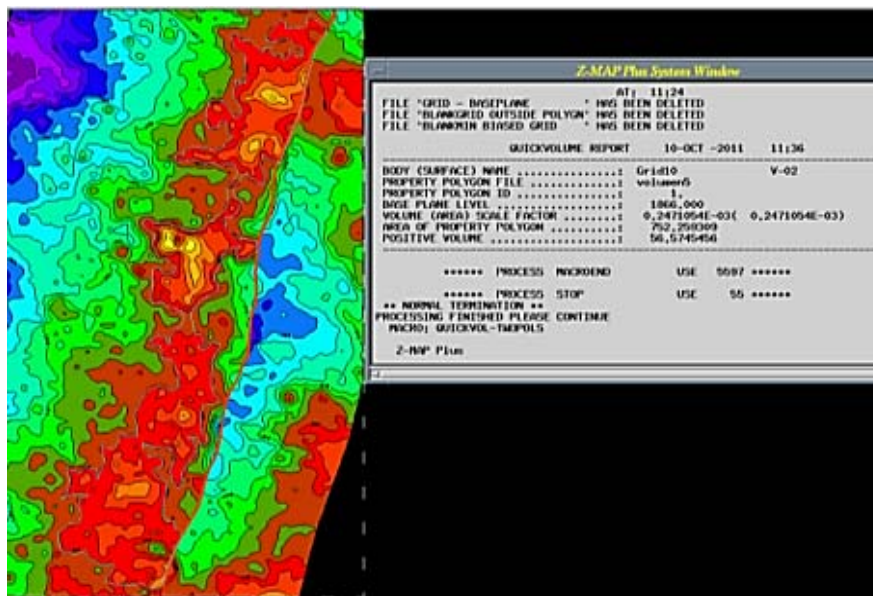


Figura 51. Cálculo del área y el volumen del Área Total del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J. Cálculo realizado en la aplicación Z-Map Plus®.



Teniendo estos nuevos resultados para el área y volumen del prospecto OT-1 del Bloque-LQ, se importó de nuevo a SeisWorks® el nuevo mapa de contornos

realizado en Z-Map Plus® para observar el cambio al tener un grillamiento más refinado sobre los contornos del horizonte (Áreas recalculadas: Área 1: Figura 52; Área 2: Figura 53, Área 3: Figura 54; Área total: Figura 55).

Figura 52. Mapa de contornos importado desde Z-MapPlus®, en donde se cálcula de nuevo al Área 1 del prospecto Ot-1 (reservorio) del Bloque-J.

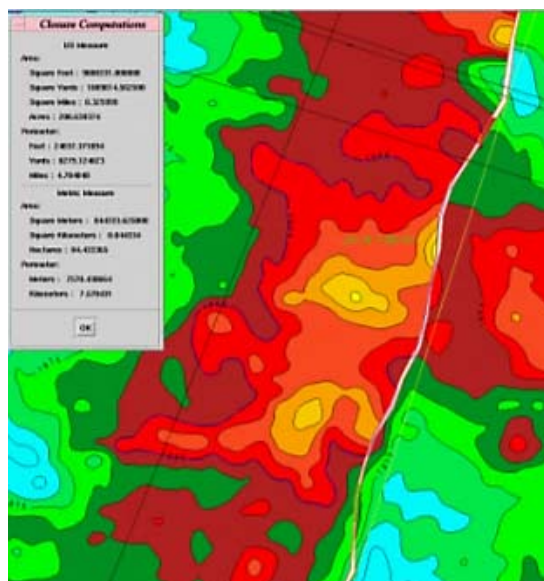


Figura 53. Mapa de contornos importado desde Z-MapPlus®, en donde se cálcula de nuevo al Área 2 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J.

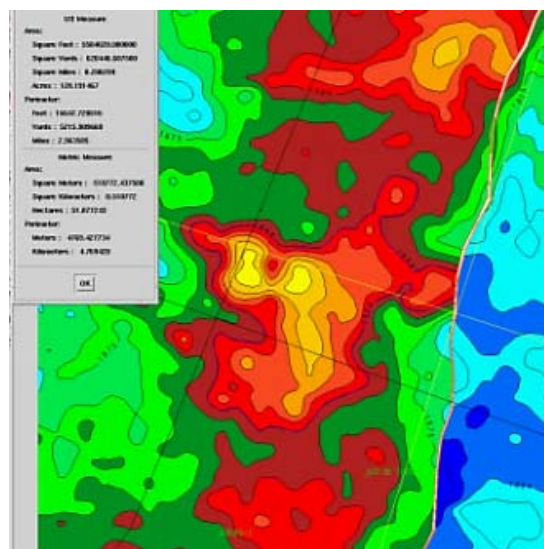


Figura 54. Mapa de contornos importado desde Z-Map Plus®, en donde se calcula de nuevo al Área 3 del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-J.

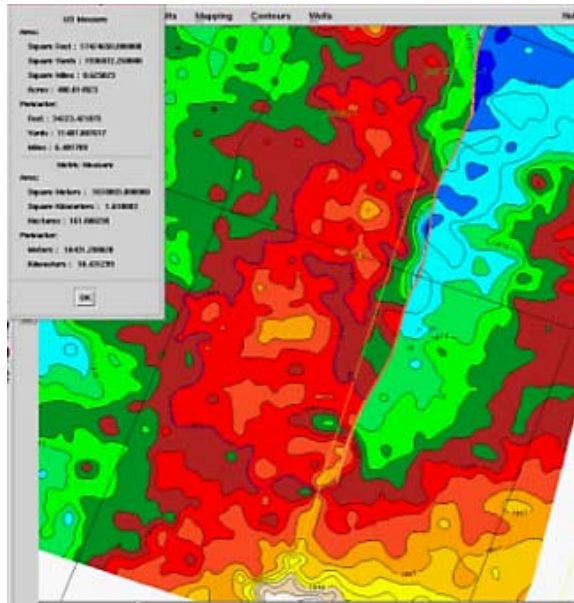
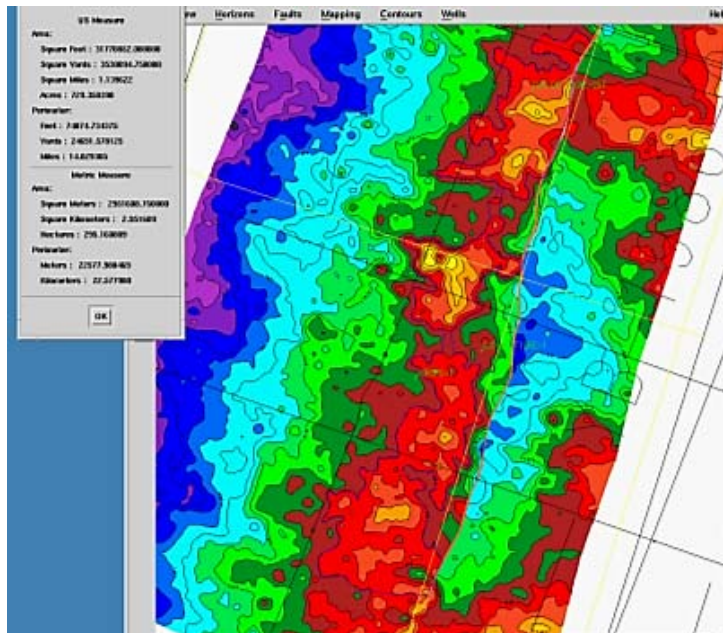
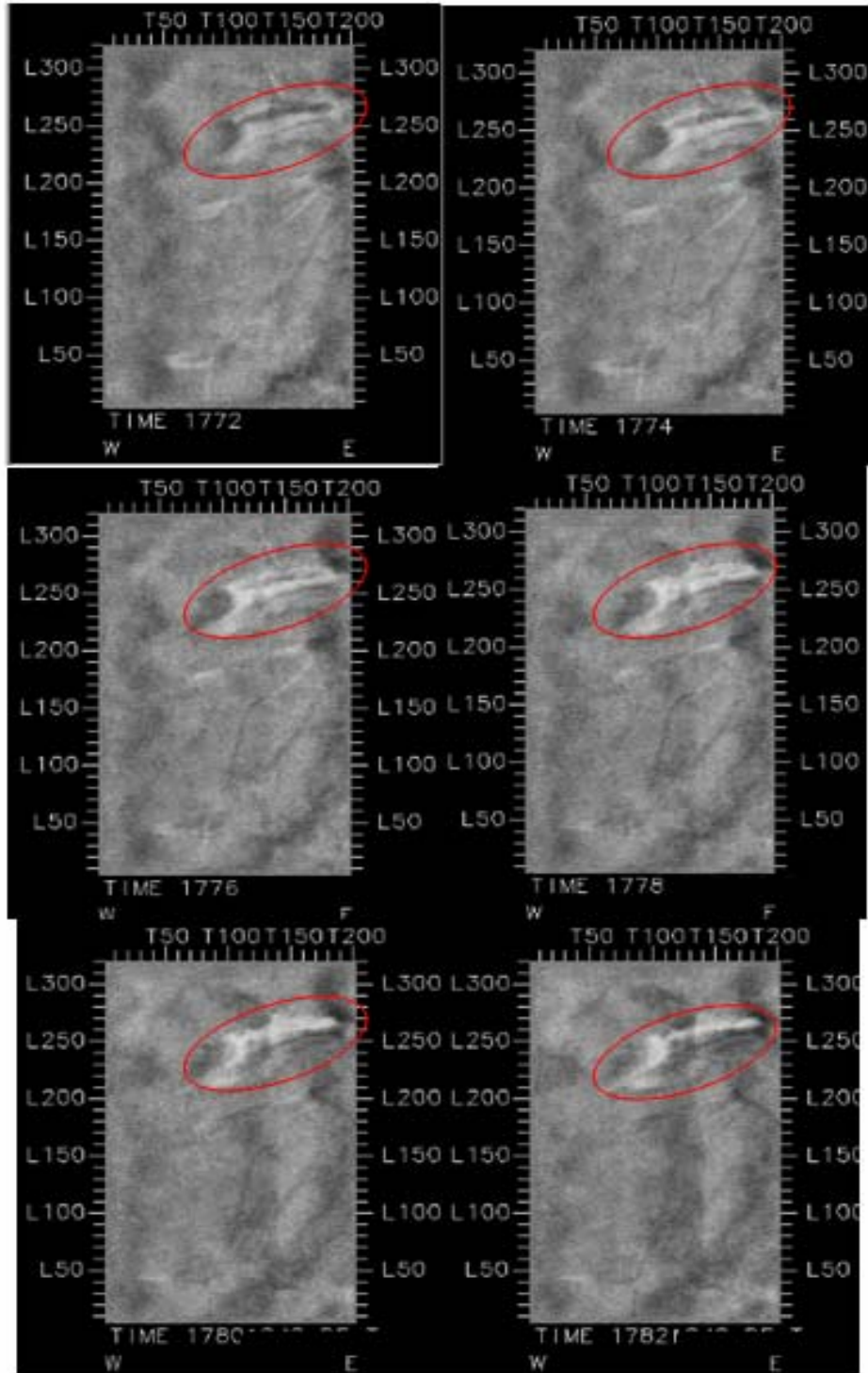


Figura 55. Mapa de contornos importado desde Z-Map Plus®, en donde se calcula de nuevo al Área Total del prospecto OT-1 (reservorio) del Bloque-LQ.



Antes de empezar con la estimación de recursos del prospecto OT-1 del Bloque-LQ, debo hacer una anotación sobre lo observado en la interpretación minuciosa del bloque. Además de los horizontes y fallas observados de manera clara sobre la sísmica, al estudiar los TimeSlice del bloque, se pudo observar la presencia de un canal atravesando el bloque. Para mapear su presencia se procedió a realizar un nuevo horizonte exclusivo para su interpretación y se lo ubicó sobre las líneas, y TimeSlice(Ver Figura 56) para su respectivo mapeo. El nombre que se le dio al horizonte fue MSC_channel. (Ver Figuras 57 para observar la interpretación de este canal sobre las líneas de la sísmica y 58-59 para observar la presencia del canal sobre el Bloque LQ en vistas de planta en el mapa de contornos).

Figura 56. Secuencia de TimeSlice (1782-1790) en donde se observa perfectamente la presencia del canal que afecta el Bloque-J.



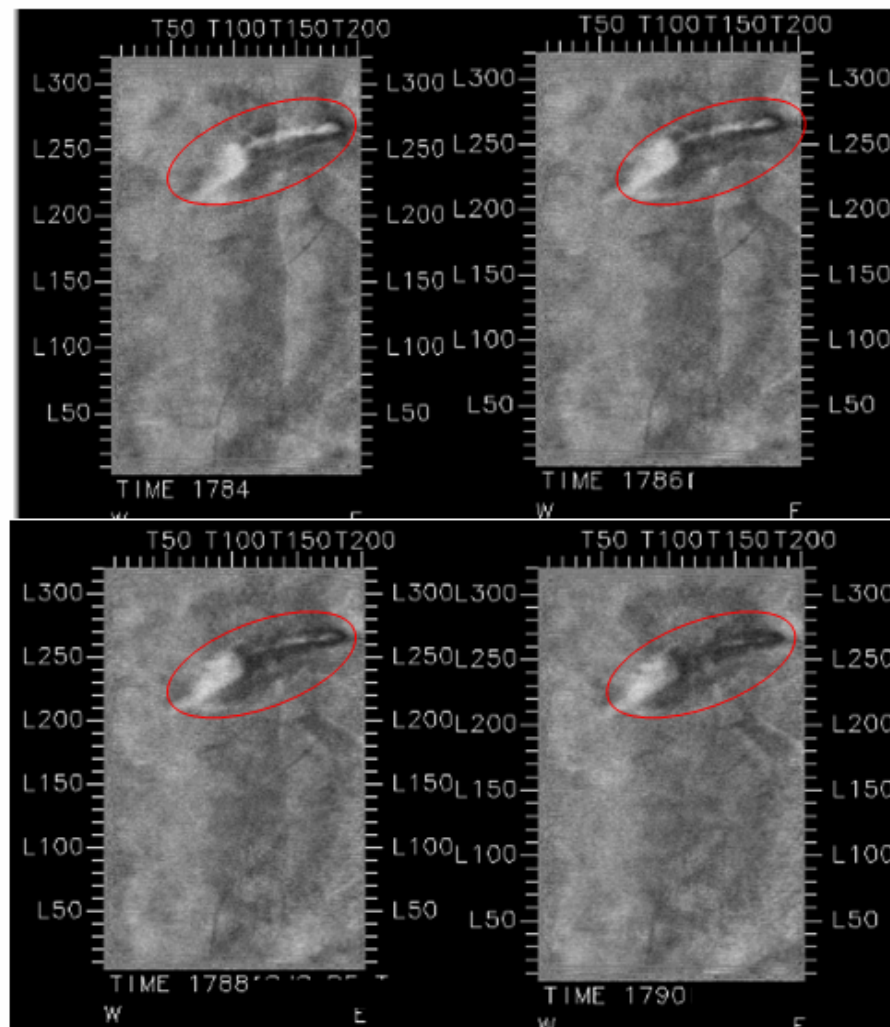
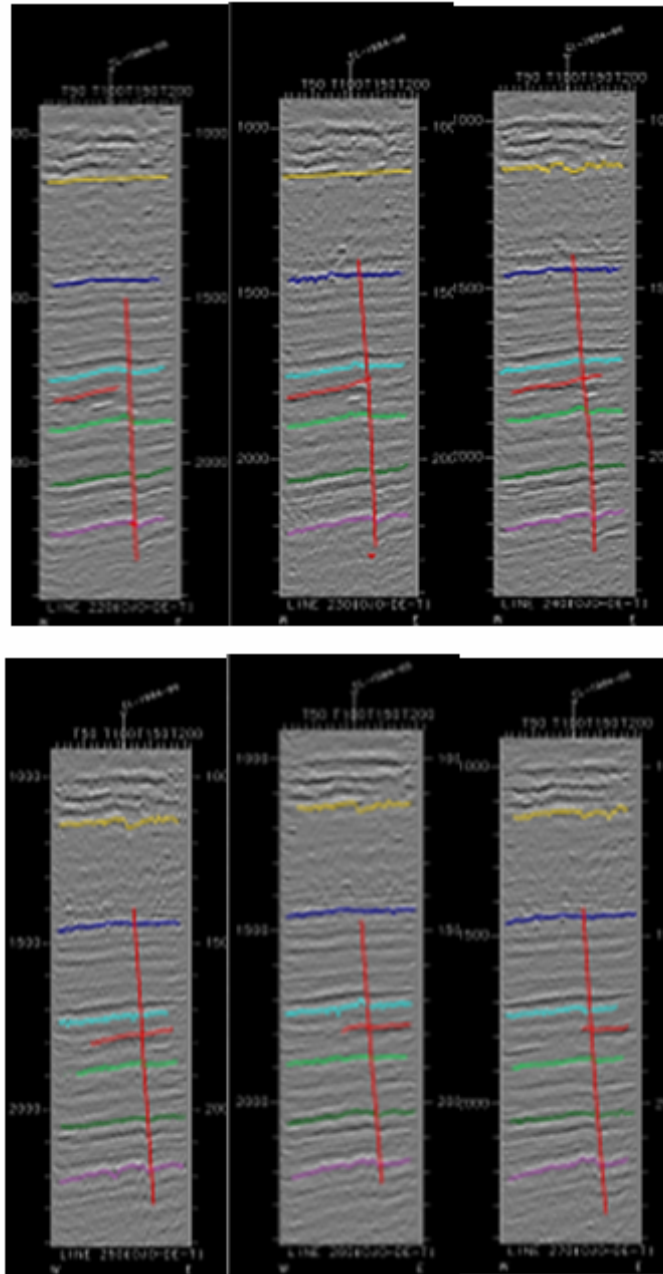


Figura 57. Secuencia de líneas en donde se observa la presencia del canal que se presenta en el Bloque_LQ, Prospecto OT-1, este afectado también por la Falla O.



Se realizó también para este canal, un mapa de contornos tanto básico como interpolado tanto para observar la presencia sobre el bloque como su gravimetría. Figuras 58 y 59.

Figura 58. Mapa de contornos del canal que atraviesa el bloque.

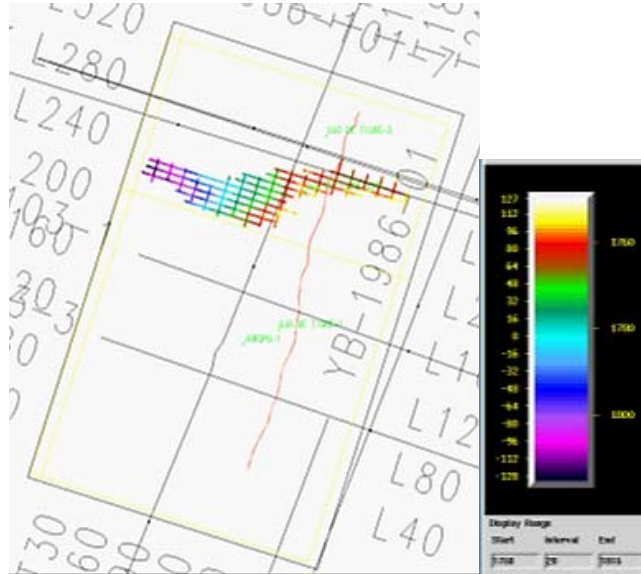
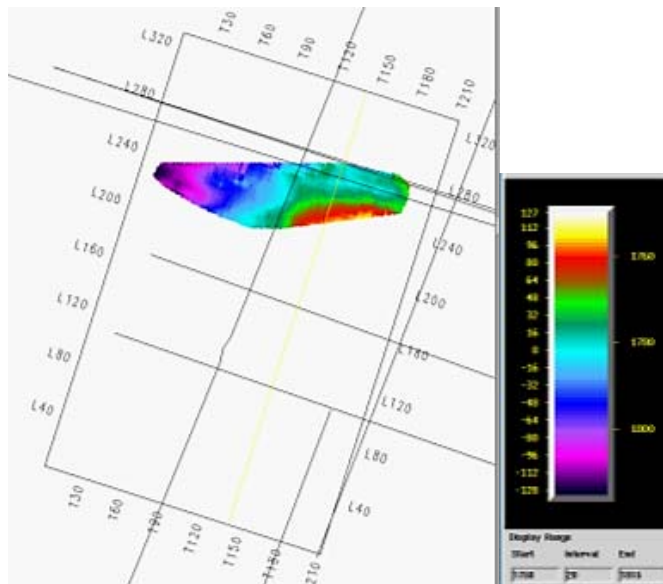


Figura 59. Mapa de contornos interpolado del canal que atraviesa el bloque.



Con esta observación importante ya realizada sobre el bloque, se procedió a realizar la estimación de las reservas sobre el programa Rep5. Los siguientes son los datos que se introdujeron en el programa:

Tabla 6. Datos petrofísicos suministrados por la empresa dueña del bloque y datos adquiridos mediante la interpretación sísmica en el programa OpenWorks® para el Prospecto-J.

AREA (acres)				PROFUNDIDAD (ft)				
				Cresta: 6037				
1	150			6063				
2	375			6093				
3	468			6122				
THICKNESS (ft)	SPILL POINT (ft)	AREA UNCERTAINTY (%)	DOF (%)	Bo (rb/stb)	NT G (%)	POROSITY (%)	Sw (%)	ORF (%)
P99	40	6115	80	1.018	75	25	15	40
P1	73	6120	110	1.05	80	30	35	50

DOF: Deg. of Fill

Bo: Factor de volúmen.

NTG: Net to Gross.

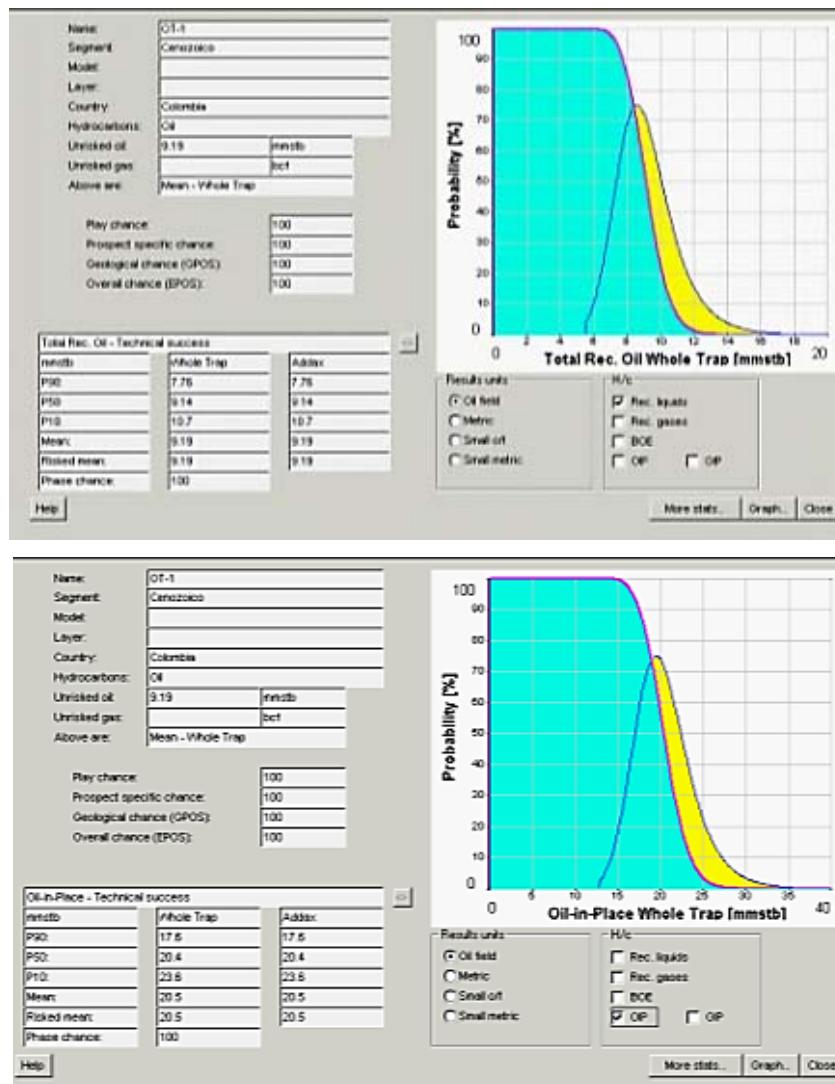
Sw: Saturación de agua.

ORF: Oil Recovery factor.

Estos datos se obtuvieron de informes preliminares de la empresa dueña de la licencia del bloque, y de la información obtenida mediante la interpretación de la sísmica sobre la aplicación SeisWorks®.

Ya cargados estos datos sobre el programa Rep5®, se obtuvieron los siguientes resultados (Ver Figura 60):

Figura 60. Resultado de la carga de datos al programa de estimación de reservas Rep5®.



8.3.2. Bloque-M

El Bloque-M, se encuentra ubicado en la parte este de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Este complejo Play ha sido testeado por Texaco-Amoco con el Pozo-A en 1998 (abandonado) por Ecopetrol con el Pozo-Z en 2007 (abandonado con solo una prueba no concluyente), y por lo pozos M-1 y B-1

perforados por C&C Energy en 2009 y 2010, respectivamente. (Datos obtenidos de C & C Technical & Economic Valuation, 2009).

La sección perforada por estos pozos comienza en rocas cretácicas antes del encuentro, en profundidades superficiales, de las rocas terciarias de la Cuenca: Grupo Real, Formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas-La Paz. La sección perforada incluye rocas antiguas del Cretácico que están superpuestas sobre rocas más jóvenes del Cretácico. Estas rocas del Terciario Estas rocas del Terciario se repitieron también durante la perforación afectada por intensos eventos de actividad tectónica que afectaron la Cordillera Oriental, principalmente en tiempos del Terciario Tardío.(Datos obtenidos de C & C Technical & Economic Valuation, 2009 para el Technical & Economic Valuation Pacific Rubiales Energy Corp., 2009)

Los testeados (y fracturados) intervalos en el Pozo-M corresponden a la formación continental Colorado. Esta formación está compuesta por lo dolitas de diferentes tonos de rojo, con intercalaciones de areniscas de composición litofeldespáticas a sublitoarenita, de grano fino a medio, con otros componentes que le dan a este reservorio una composición mineralógica compleja.(Datos obtenidos de C & C Technical & Economic Valuation, 2009 para el Technical & Economic Valuation Pacific Rubiales Energy Corp., 2009)

Datos Generales:

- Área: 204km².(C&C Technical & Economic Valuation, 2009).
- Gravedad API: 37.6° (C&C Technical & Economic Valuation, 2009)

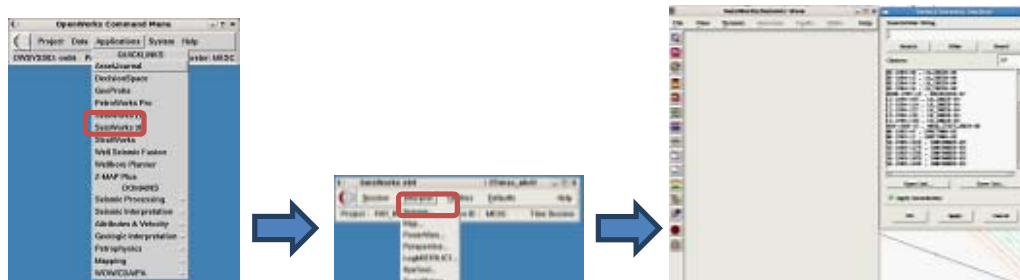
Los datos de su sísmica fueron inicialmente cargados por parte de la empresa, como se mencionó anteriormente. Debo aclarar que la sísmica para este bloque,

es una sísmica 2D, diferentes de los bloques anteriores la cual se trataba de sísmica 3D.

Al tener un tipo diferente de modelo a interpretar, lo primero a observar fue que esta sísmica no se compone, como las anteriores, de Trazas, Líneas y Time Slice, sino es necesario para la interpretación realizar la selección de horizontes, sobre cada una de las líneas sísmicas corridas para este bloque y sus respectivos prospectos.

Este bloque hacía parte de uno de los principales negocios en los que trabajaba la compañía durante el tiempo de mi práctica, por ello se contaba con una base de información (confidencial) que me sirvió de guía en mi trabajo sobre este bloque.

Siguiendo con la interpretación, se realizó un nuevo proyecto para dar pie al inicio del trabajo. Se siguió un nuevo flujo ya que cambió la dimensión de la sísmica y por lo tanto el programa presenta otra configuración. A continuación muestro un resumen del nuevo flujo para la sísmica 2D:



Se omitieron unos pasos que ya fueron especificados en el flujo para la sísmica 3D. Se observa que en las opciones de sísmica, solo me presentas las líneas a interpretar y no las trazas, líneas y TimeSlice.

Teniendo un nuevo proyecto, abrí un mapa para observar la forma del bloque y las líneas sísmicas 2D que lo atraviesan, para poder comenzar con esta información, la selección de horizontes principales, sobre todo los que me representan el reservorio. Se hizo un cuadro de relación para tener una claridad sobre estas líneas, y no confundir la interpretación o realizar una innecesaria.

Tabla 7. Líneas sísmicas presentes en el Bloque; se indican las que atraviesan los Prospecto A y B y aquellas que fueron interpretadas.

Líneas Sísmicas 2D Bloque-M						
Total de Líneas Sísmicas	NE-1983-07					
	DE-1984-08					
	DE-1984-16					
	LI-1990-138					
	LI-1990-131					
	LI-1990-127					
	MSA-1989-15					
	NE-1983-11					
	DE-1984-14					
	TPB-1995-02-2					
	TPB-1995-14-2	Prospecto-A.		X		
	TRM-1997-98			X	●	
	TPB-1995-10-2			X		
	LI-1190-110			X	●	
	LI-1990-025			X		
	MSA-1989-15			X	●	
	DE-1984-13			X		
	TPB-1995-16-4			X		
	TRM-1997-96			X		
	TPB-1995-06-04			X		
	TPB-1995-11		Prospecto B		X	
	TPBRM-1997-101				X	
	TPB-1995-13				X	●
	TPB-1997-106				X	●
	TRM-1997-104				X	●
	LI-1990-110					
	TPB-1995-13					
	TRM-1997-108					
	TRM-1997-110					
	TRM-1997-110					
	TRM-1997-112					

Líneas Sísmicas 2D Bloque-M			
	TPB-1997-103		
	TPB-1995-15		
	TG-1997-101		
	TPB-1995-15		
	TPBRM-1997-116		
	TPB-1997-118		
	TPB-1995-24-4		
	TPB-1997-120		
	TPB-1995-26		
	TPB-1997-122		
	HCBO-1997-10		
	TPB-1995-28		
X	Líneas sísmicas interpretadas.		
X	Líneas sísmicas sin interpretar.		
●	Líneas que afectan el prospecto.		

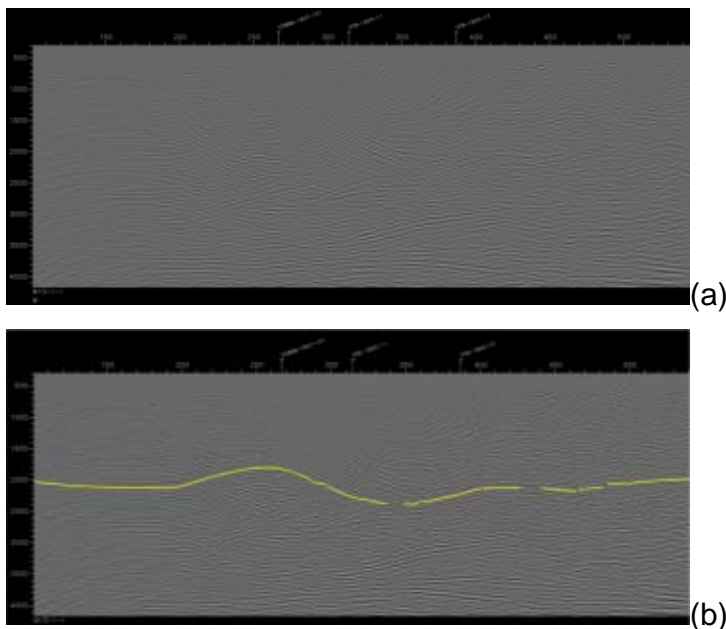
Sobre este bloque se observaron dos prospectos principales: Prospecto-B y Prospecto-A. Estos están definidos por unas líneas sísmicas principales en donde se observa el reservorio de manera más clara, y seleccionando sus respectivos horizontes, me dan un mapeo de las áreas del prospecto necesarias para hacer la evaluación de sus recursos. En la tabla 7 se muestran el total de líneas, así como su ubicación en cada prospecto.

La interpretación comenzó para el Prospecto-A. Se tomó como referencias principales de este prospecto las líneas sísmicas indicadas en la tabla 7. La primera que se interpretó fue la línea sísmica TRM-1997-98, creando los siguientes horizontes:

- MSC_1
- MSC_2
- MSC_3
- MSC_4

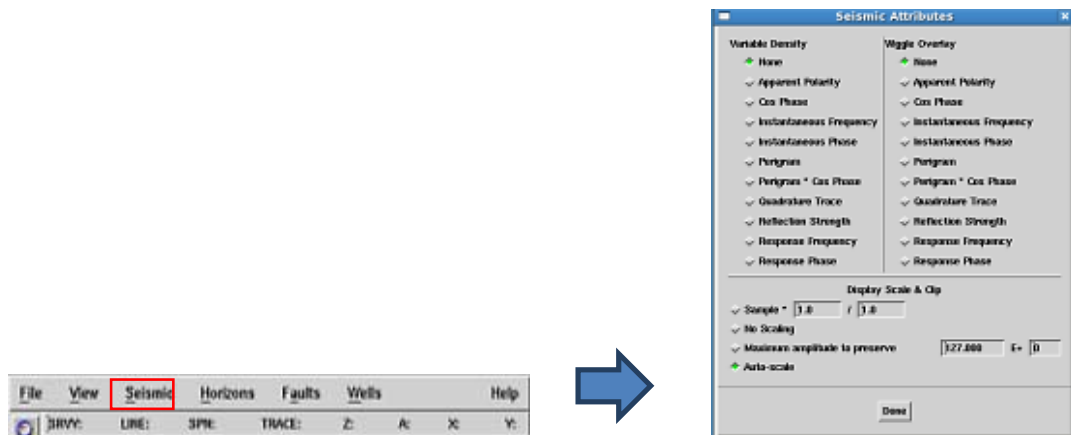
El primero de estos, es utilizado principalmente para definir el Prospecto-A, ya que me indica la posición de la formación Colorado en este bloque, la cual representa para el sistema petrolífero de la cuenca, la formación reservorio (información contenida en el marco teórico). Con esta base de información, procedí a seleccionar el horizonte en la línea sísmica. (Ver Figura 61).

Figura 61. Interpretación inicial del horizonte MSC_1, formación Colorado, en donde (a) se encuentra sin ninguna interpretación y (b) tiene un horizonte base. Realizado en la aplicación SeisWorks®.



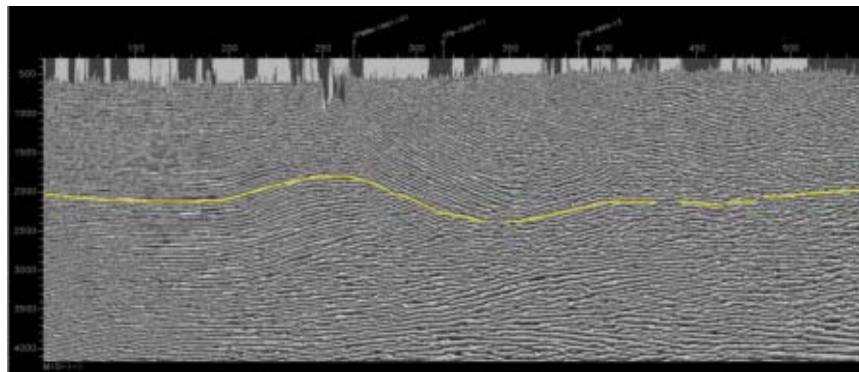
Teniendo esta interpretación inicial muy básica, se pudo detectar que la sísmica en esta configuración presenta un grado muy difícil para hacer una buena selección, ya que tanto los colores como la resolución no son las apropiadas, por lo tanto, se tuvo que buscar opciones de colores o efectos en los que esta tenga una mejor visualización.

Lo primero fue cambiarle sus atributos, mediante la opción:

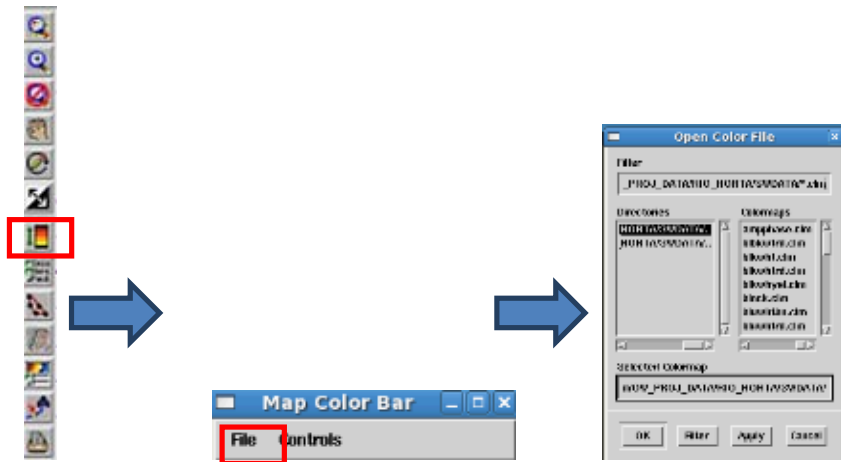


En este primer refinamiento, escogí la opción *InstantaneousPhase*, la cual me altera la resolución de la línea, con un resultado así (Figura 62):

Figura 62. Línea sísmica con el cambio Instantaneous Phase en sus atributos.

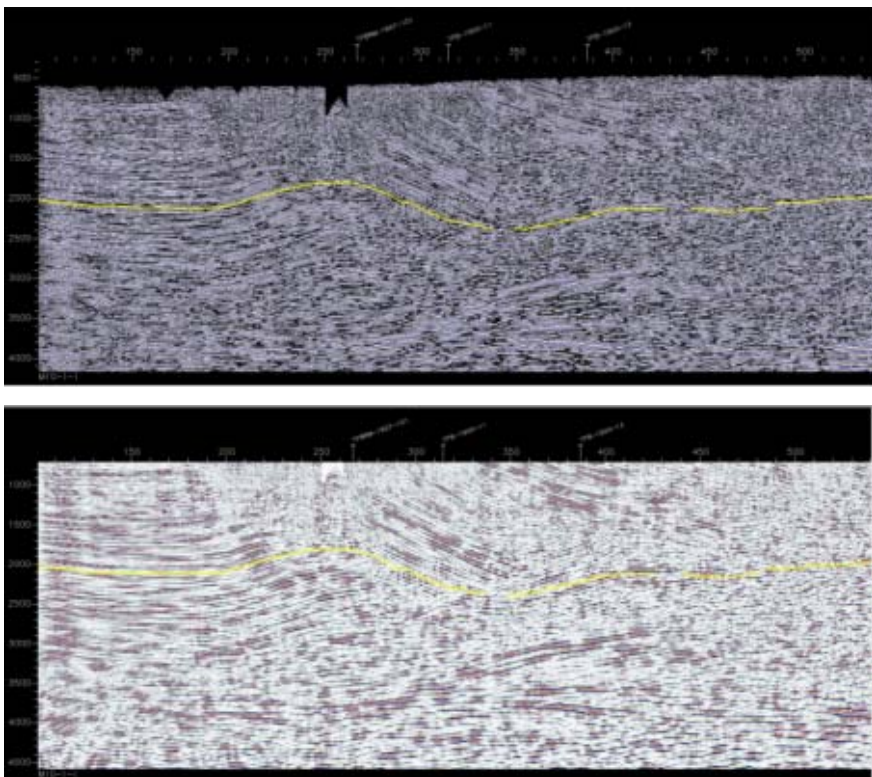


Teniendo este cambio, en donde la visualización es mejor, se observó que no era tampoco la mejor, puesto que las falla hacia muy difícil distinguir los horizontes con tan solo dos colores, por lo tanto se optó por realizar un cambio en los tonos de los positivos y negativos, para así obtener la mejor selección de horizontes. Para ellos se hizo lo siguiente:



Existen varias opciones de tonos de colores, y para hacer una buena elección, se probó cada una de ellas para observar en cuál de todas se tenía la mejor visualización. Las siguientes son algunas de las opciones vistas (Figura 63):

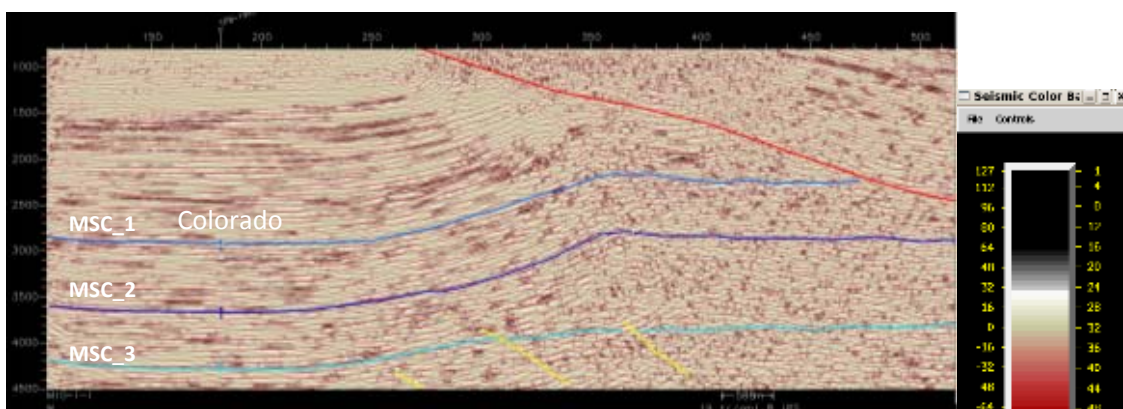
Figura 63. Opciones de colores sobre la línea sísmica a interpretar.



Ya definida esta configuración para la línea sísmica en cuestión (Figura 67), se procedió a realizar la interpretación de los siguientes horizontes básicos observados en esta línea.

Se tomaron los horizontes MSC_2 y MSC_3 como complementos de la interpretación para tener una mejor vista del sistema petrolífero presente en el bloque. Teniendo interpretados los principales horizontes (formaciones) se procedió dar lugar sobre la línea sísmica, a las principales fallas que dan lugar al reservorio de este sistema (Ver horizontes Figura 64).

Figura 64. Línea sísmica interpretada en donde se observan los principales horizontes (formaciones) y las fallas que dan lugar al reservorio del sistema. Realizada en la aplicación SeisWorks®.

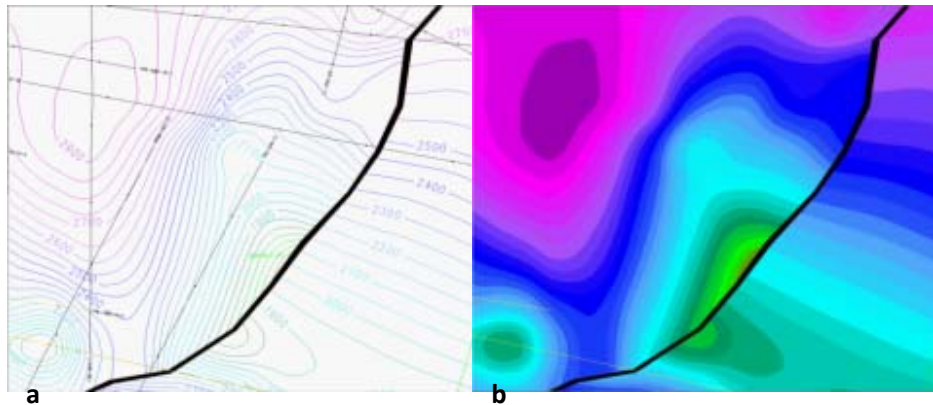


Se pudo tener en cuenta, que al realizar la debida interpretación de estos horizontes, cada uno de ellos presenta una alteración en el bloque colgante de la falla principal (debido a que esta es una falla inversa) y en consulta se llegó a la conclusión que para el mapeo del Prospecto-A no es necesario tener estos horizontes, sobre este bloque colgante, interpretados.

Ya definido el horizonte clave del prospecto (figura 64, horizonte MSC_1 formación Colorado), se procedió a realizar un mapeo básico del prospecto, sobre la

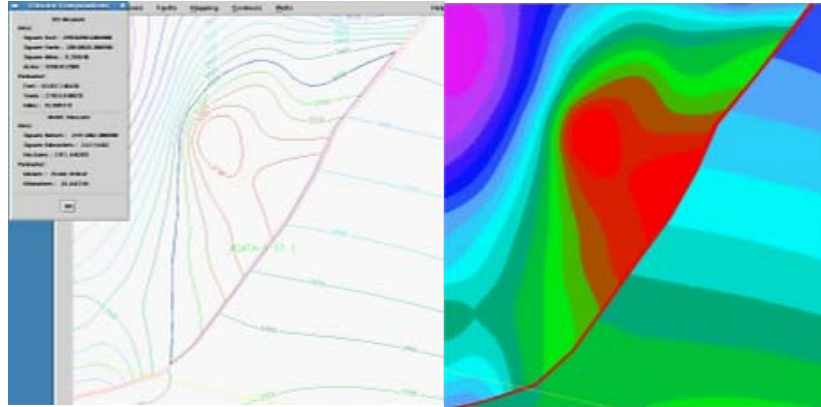
aplicación SeisWorks®. Primero se hizo un mapa de contornos básico, en donde se observa la forma del Prospecto-A y como está afectando la falla a estos horizontes para dar forma al reservorio. Debido a que se trata de sísmica 2D, no se presenta la opción de interpolar el horizonte, por lo tanto esta opción de mapeo no da de la siguiente forma (Figura 65):

Figura 65. (a). Mapa de contornos básico del Prospecto-A del Bloque-M con su respectiva falla principal observando las profundidades del reservorio. (b). Mapa de contornos “interpolado” del Prospecto-A.

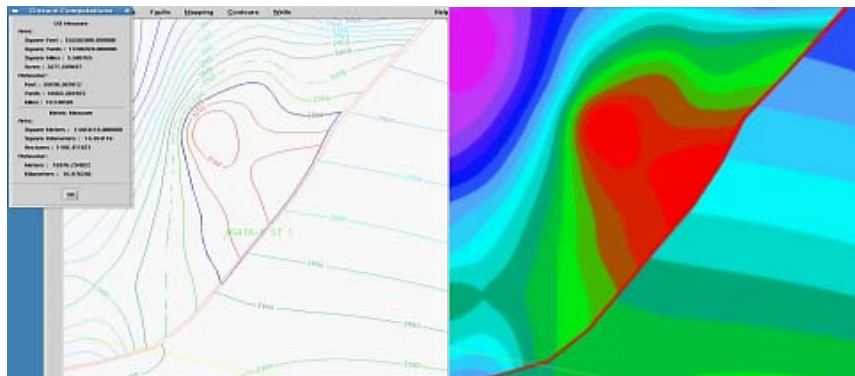


Según la información proporcionada por la empresa dueña de la licencia de este bloque, el área correspondiente del reservorio en este prospecto son los 2350fts (pies). Teniendo en cuenta esto, se procedió a realizar un cálculo base de las áreas que mejor me representan este reservorio, tomando como base los 2350ft. (Figura 66). Luego se procedió con los 2250ft (Figura 67) y se finalizó con 1850ft (Figura 68).

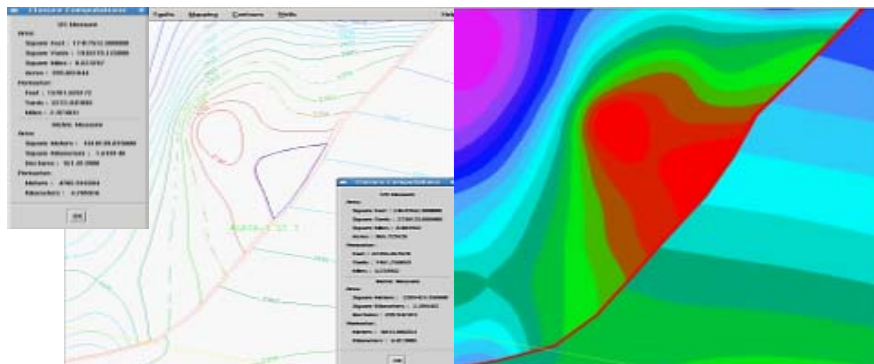
**Figura 66. Área 1 del Prospecto-A, calculada en la aplicación SeisWorks®.
Contorno 2350**



**Figura 67. Área 2 del Prospecto-A, calculada en la aplicación SeisWorks®.
Contorno 2250**



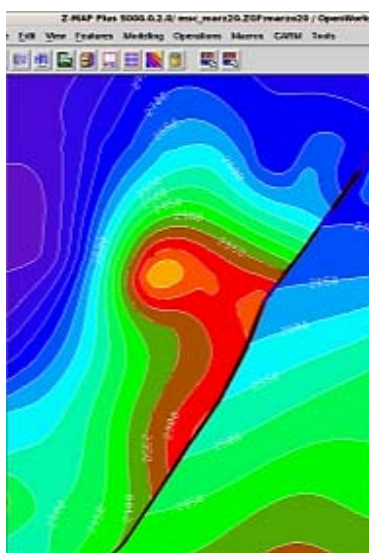
**Figura 68. Área 3 del Prospecto-A, calculada en la aplicación SeisWorks®.
Contorno 1850**



Teniendo este mapa base de contornos, lo siguiente a realizar fue la importación a la aplicación Z-Map Plus® para que este me indique de manera más precisa, los contornos (profundidades) en donde se encuentra el reservorio del sistema petrolífero para este prospecto.

Este proceso se realiza de la misma manera para la sísmica 3D, y se indicó anteriormente en la metodología. El resultado fue (figura 69):

Figura 69. Resultado inicial de la exportación del Mapping File del Bloque M, prospecto A, hacia el programa Z.MAp Plus®, desde la aplicación SeisWorks®.



La primera observación que se realiza sobre este nuevo mapa, es que los contornos han dado un cambio. Las profundidades indicadas sobre el mapa de SeisWorks® para el Prospecto-A tienen valores más pequeños que los indicados ahora sobre el mapa de Z-Map: los contornos por debajo de 2150ft desaparecen, indicándonos que existen errores sobre el mapeo anterior. Con este nuevo resultado, realizamos tres (3) polígonos para utilizarlos en el cálculo tanto del

volumen como de nuevas áreas, porque se habían tomado anteriormente áreas que sobre el nuevo mapa no aparecen.

Los nuevo polígonos se nombraron como: 1. Polígonoárea1, 2. Polígonoárea2 y 3. Polígonoárea3. El flujo de trabajo para realizar el cálculo de volúmenes fue descrito en la fase 2. Los resultados de este cálculo para el Prospecto-A del Bloque-M, fueron (Figura 70: Contorno 2350; Figura 71: Contorno 2300; Figura 72: Contorno 2250).

Figura 70. Volumen del Área-1 sobre el Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2350ft.

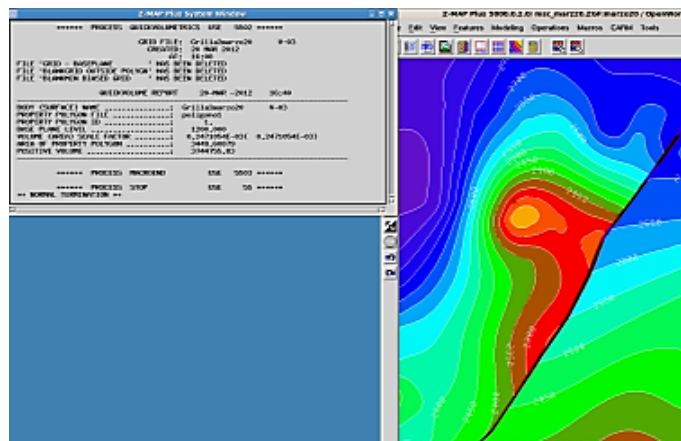


Figura 71. Volumen del Área-2 sobre el Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2300ft.

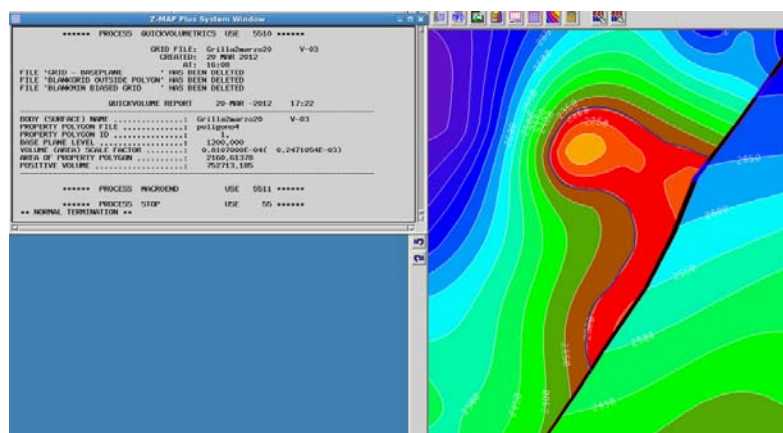
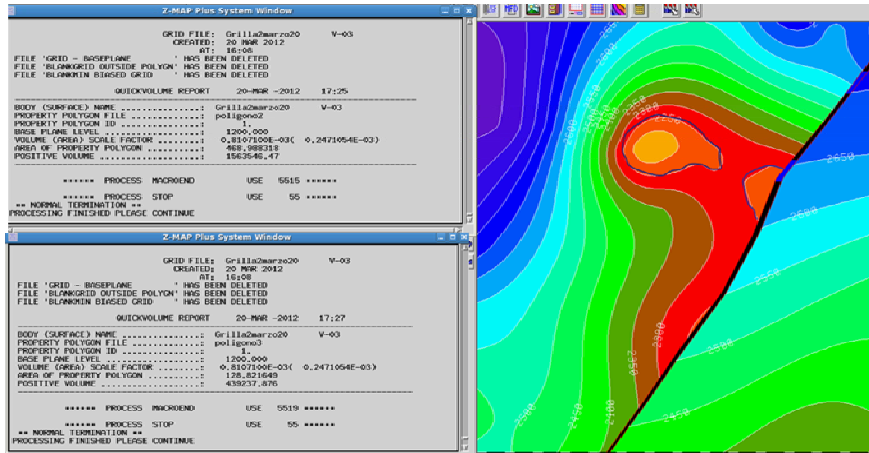


Figura 72. Volumen del Área-2 sobre el Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2250ft.



Igual que para el bloque anterior, lo siguiente a realizar fue importar este nuevo mapeo nuevamente a SeisWorks®, para comparar los resultados en áreas, debido a que al hacer estos cálculos se observa que dan números diferentes. Como se dijo anteriormente, es más probable que el área calculada en Z-Map Plus®, sea la más verídica debido al procesamiento que le da la aplicación a los datos. Los resultados de esta importación son (Área 1, Contorno 2350: Figura 73; Área 2, Contorno 2300: Figura 74; Área 3, Contorno 2250: Figura 75).

Figura 73. Área 1 recalculada del Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2350ft.

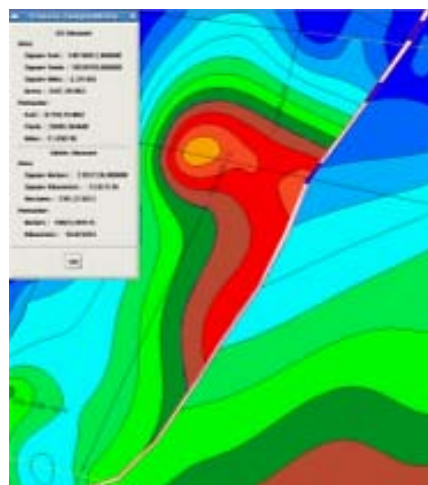


Figura 74. Área 2 recalculada del Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2300ft.

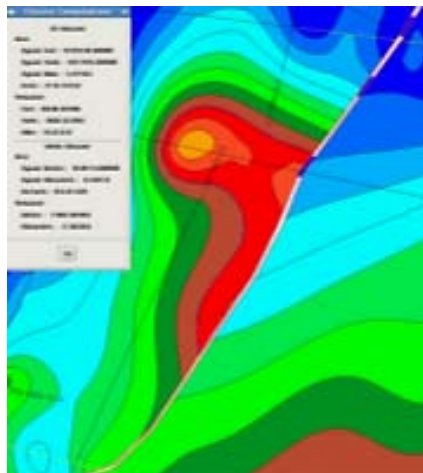
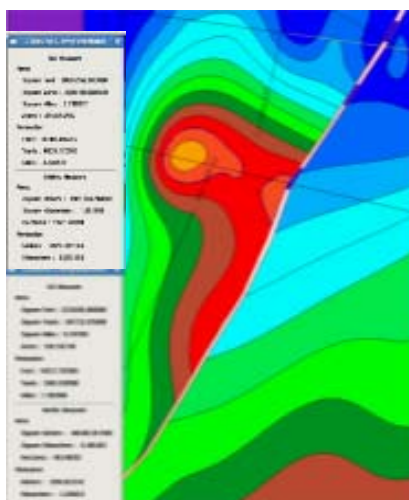


Figura 75. Área 3 recalculada del Prospecto-A del Bloque-M, a una profundidad de 2250ft.

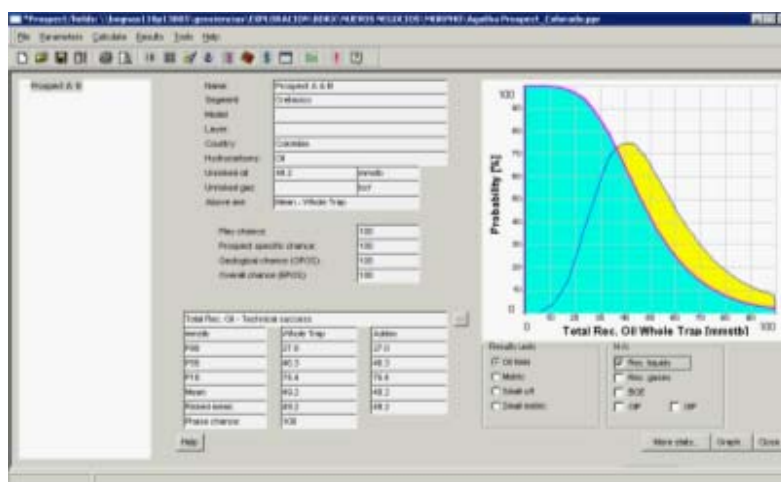


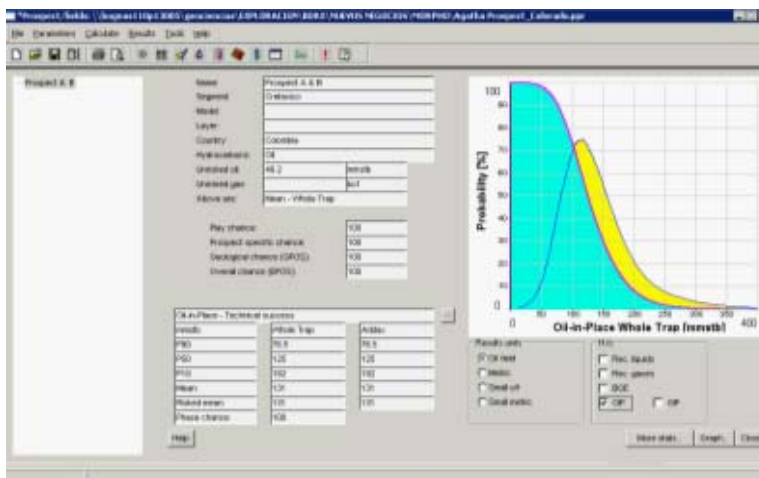
Con los datos obtenidos durante el proceso de cálculo de áreas y volúmenes sobre las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, y con datos obtenidos mediante lectura de informes entregados por la empresa dueña de la licencia del bloque (Tabla 8), se hizo la carga de los mismos al programa de estimación de reservas, obteniendo los siguientes resultados (Figura 76):

Tabla 8. Datos petrofísicos suministrados por la empresa dueña del bloque y datos adquiridos mediante la interpretación sísmica en el programa OpenWorks® para el Prospecto-A.

AREA (acres)			PROFUNDIDAD (ft)						
			Cresta: 7216						
1	595		7380						
2	2110		7546						
3	3438		7708						
THICKNESS (ft)	SPILL POINT (ft)	AREA UNCERTAINTY (%)	DOF (%)	Bo (rb/stb)	NT G (%)	POROSITY (%)	Sw (%)	ORF (%)	
P99	565	7590	80	1.1	50	5	60	25	
P1	630	7650	110	1.4	75	14	90	55	

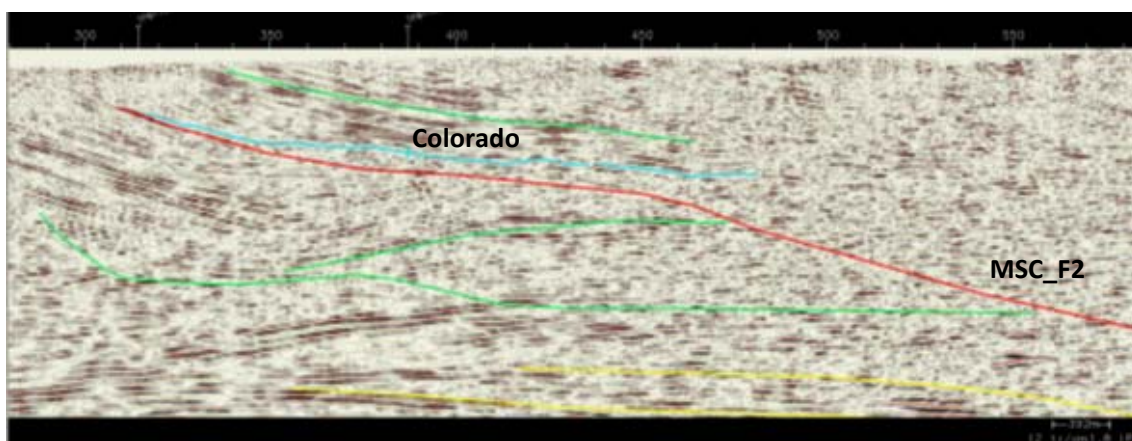
Figura 76. Resultado de la carga de datos tanto obtenidos mediante la interpretación de las líneas sísmicas del prospecto-A sobre el programa OpenWorks®, así como de los suministrado por la empresa dueña de la licencia del bloque.





Al haber realizado el análisis de áreas y volúmenes del Prospecto-A, procedí a realizar el mismo procedimiento para el Prospecto-B. Siguiendo el mismo flujo sobre las aplicaciones, el resultado fue el siguiente (Figura 77):

Figura 77. Línea sísmica TRM-1997-104 que afecta directamente el Prospecto-B. Se observa la presencia de la formación Whole reservorio (Colorado) y de la principal falla que da lugar a la estructura trampa del prospecto.

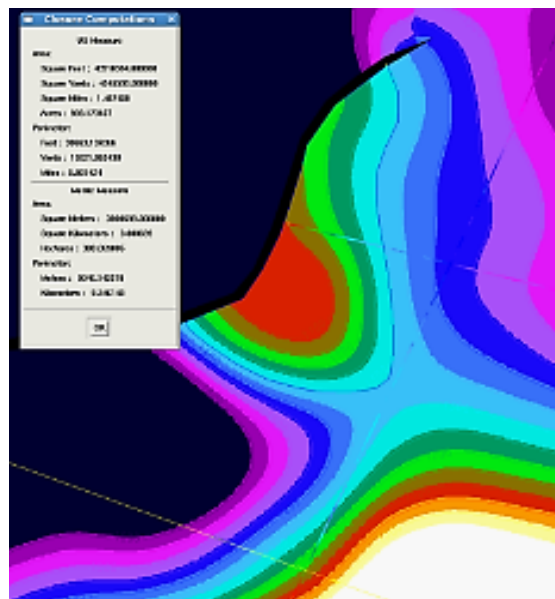


Se hizo una interpretación de la línea sísmica TRM-1997-104 (Figura 77), especificando la ubicación de la formación Colorado, dándole un nombre de

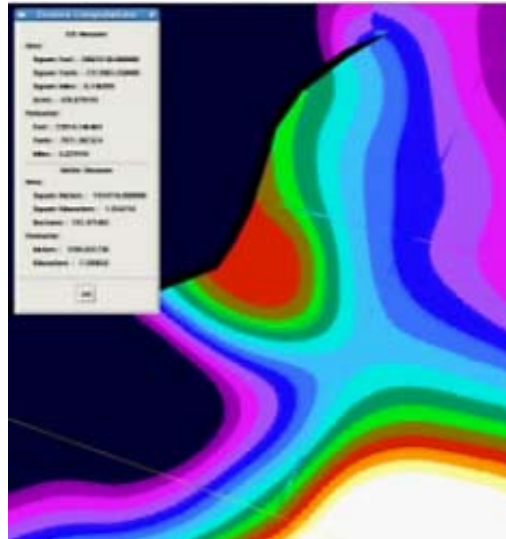
MSC_5 sobre la aplicación. La falla que aquí se interpretó, se le dio el nombre de MSC_F2 debido a que se debe a una falla diferente a la anteriormente interpretada para el Prospecto-A. Las demás son fallas alternas que hacen parte del prospecto pero no lo afectan.

Lo siguiente a realizar fue el Mapping File en donde se verán graficados los contornos de este prospecto. A este Mapping File se le dio el nombre de MSC_mp5. El resultado de este proceso fue (Área 1: Figura 78; Área 2: Figura 79; Área 3: Figura 80).

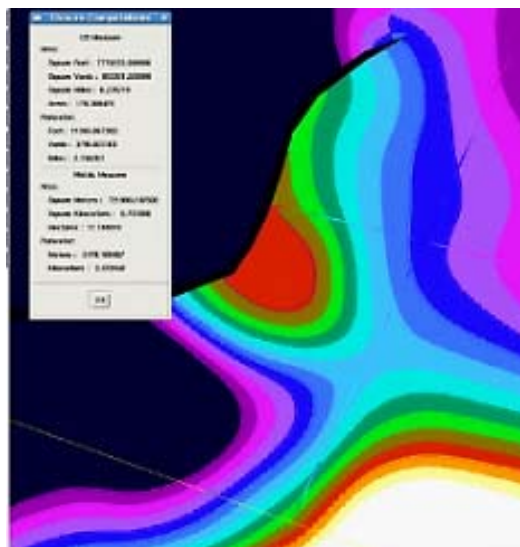
Figura 78. Área 1 del Prospecto-B, para una profundidad de 1300m (4264ft). En SeisWorks®.



**Figura 79. Área 2 del Prospecto-B, para una profundidad de 1200m (3936ft).
En SeisWorks®.**



**Figura 80. Área 3 del Prospecto-B, para una profundidad de 1100m (3608ft).
En SeisWorks®.**



Como se puede observar en las figuras, se sacaron directamente las áreas sobre el mapa de contornos de este prospecto. Teniendo ya el Mapping File base del

prospecto, se lo importó hasta la aplicación Z-Map Plus®, en donde se realizó un nuevo mapa de contornos, pero esta vez con un grillamiento mejor, lo que nos da un cálculo de áreas y volúmenes más exacto. El resultado fue (Área 1, Contorno 1300: Figura 81, Área 2, Contorno 1200: Figura 82; Área 3, contorno 1100: Figura 83).

Figura 81. Volumen del Área-1 sobre el Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1300m. En Z-Map Plus®.

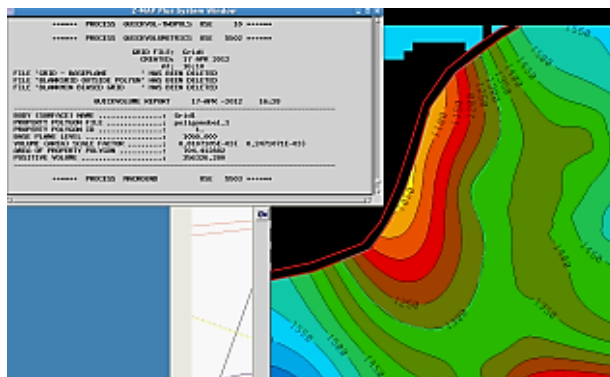


Figura 82. Volumen del Área-2 sobre el Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1200m. En Z-Map Plus®.

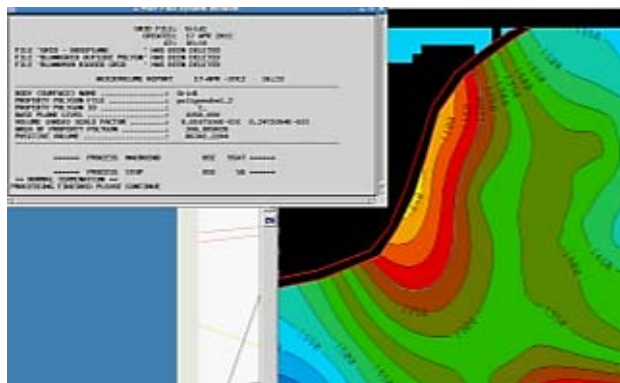
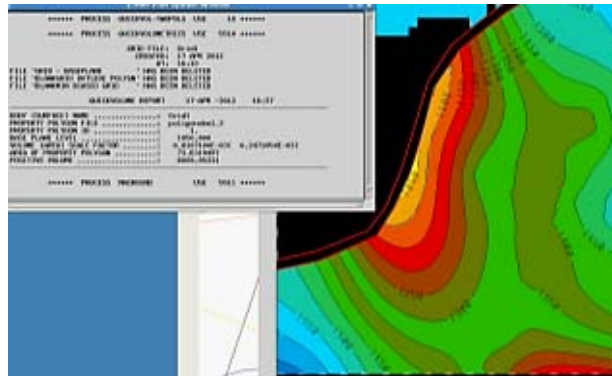
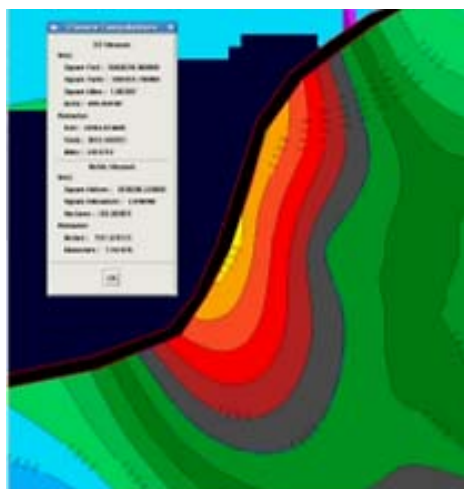


Figura 83. Volumen del Área-3 sobre el Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1100ft. En Z-Map Plus®.



Se puede observar que los datos desde el programa SeisWorks hasta Z-Map Plus® cambian relativamente, debido a lo anteriormente expuesto . Por tal motivo esta grilla realizada en Z.Map Plus® se importó nuevamente como documento ZGF hasta SeisWorks® nuevamente, para hacer un recalcule de áreas y observar como varían los datos adquirido en esta aplicación. El resultado fue (Figura 84: Área 1, Contorno 1300; Figura 85: Área 2, contorno 1200; Figura 86: Área 3, contorno 1100).

Figura 84. Área 1 recalculada del Prospecto-B del Bloque-M, a una profundidad de 1300m. En SeisWorks®.



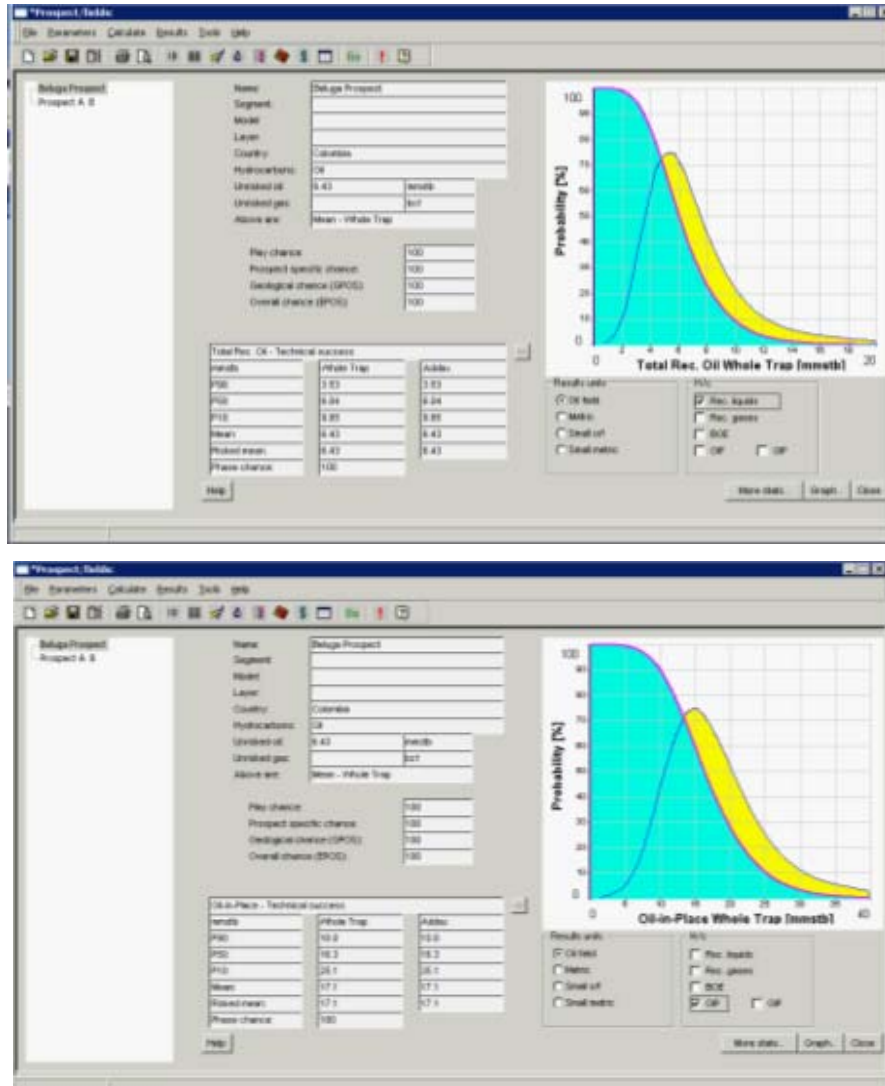
Al obtener estos datos de áreas, lo siguiente a realizar fue la carga de datos en el programa Rep5®. Debido a que el programa de estimación de reservas, me pide para la interpretación, no solo de áreas y profundidades, sino otros datos del reservorio que se especificaron para el Prospecto-J, se hizo una evaluación de datos suministrado por la empresa dueña del bloque, dándonos como resultado los siguientes parámetros (Tabla 9):

Tabla 9. Datos petrofísicos suministrados por la empresa dueña del bloque y datos adquiridos mediante la interpretación sísmica en el programa OpenWorks® para el Prospecto-B.

AREA (acres)		PROFUNDIDAD (ft)							
		Cresta: 3280							
1	73.6	3608							
2	307	3936							
3	704	4264							
THICKNESS (ft)	SPILL POINT (ft)	AREA UNCERT AINTY (%)	DO F (%)	Bo (rb/st b)	NT G (%))	POR OSIT Y (%)	Sw (%)	ORF (%)	
P99	17	4230	80	100	1.1	30	5	20	40
P1	45	4250	110		1.13	40	10	30	50

Los resultados de esta carga de datos sobre el programa de estimación de reservas fueron (figura 87):

Figura 87. Resultado de la carga de datos al programa de estimación de reservas Rep5® para el Prospecto-B del Bloque-M.



9. RESULTADOS.

Se interpretaron tres (3) bloques sobre dos (2) de las principales cuencas sedimentarias en Colombia, de los cuales uno (1) de ellos se tomó como entrenamiento para la realización del proyecto (Bloque-A). Sobre los restantes dos (2) bloques, se hizo un estudio inicial, ya que cada uno de ellos contaba con una sísmica diferente (2D-Bloque-M y 3D-Bloque-LQ).

Se tomaron sus principales formaciones reservorios, para la interpretación de las líneas sísmicas y posterior cálculo de áreas y volúmenes, para con estos datos y los obtenidos anteriormente por las empresas dueñas de las licencias de los bloques, realizar una estimación de reservas inicial para el posterior análisis económico, a cargo tanto de gente especializada el área (para obtener un resultado de compra) como de la empresa (para empezar con el proyecto). A continuación se presentan los resultados obtenidos para los dos (2) bloques objetivos del proyecto.

9.1. BLOQUE-LQ

El bloque-LQ está ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, siendo para este bloque el principal reservorio las areniscas de la formación Mirador. Estas areniscas, en perforaciones anteriores, arrojaron porosidades buenas del 18%, con una saturación de aceite mayor a 65% (datos obtenido de *Petrominerales Final Interpretation Report*) datos que las convierten en buenos objetivos-prospecto para explotación de hidrocarburos.

Teniendo como base esta información, se hizo la interpretación y previo análisis sobre el Bloque-LQ de la formación Mirador, obteniendo como resultados (Tabla 10):

Tabla 10. Resultados obtenidos tras la interpretación sísmica del Prospecto-J del Bloque-LQ, con la cual se hicieron los cálculos de áreas y volúmenes sobre las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, sobre los respectivos mapas de contornos de las mismas.

	Área Seisworks (acres)	Área recalculada Seisworks (acres)	Área Z-Map plus (acres)	Volumen Z-Map plus (acres-pie)	Diferencia.
1	356.3	208.6	213.4	3.68	147.7
2	196.7	128.2	128.3	0.78	68.5
3	728.5	400	405.4	42	328.5
Total	1162.91	729	752.6	56.6	433.91

Estas áreas fueron interpretadas para las profundidades de:

FT.
6063
6093
6122

El área sombreada de la tabla 10, son la áreas que se utilizaron para cargarlas en el programa de estimación de reservas Rep5®. Esta estimación nos dio un resultado de:

<u>REC. Oil: 9.19mmstb</u>
<u>OIP (Oil in Place):</u>
<u>20.5mmstb</u>

De estos resultados se puede inferir que existe un valor muy bajo de recursos líquidos recuperables, y que el OIP (Oil in Place) también presenta un bajo valor, el cual al compararlo con los valores dados por la empresa dueña de la licencia (18.15mbo Rec. Oil y 46.1mbo OIP), nos deja la duda de la certeza de estos datos, haciendo que el proyecto no tenga un valor confiable, aun así estos datos se pasaron al área de económicos para su respectivo análisis.

9.2 BLOQUE-M

El Bloque-M está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, siendo para este bloque el principal reservorio las areniscas de la formación Colorado. Estas areniscas, en perforaciones anteriores, arrojaron porosidades buenas del 12 al 15%, con permeabilidades menores a 1mD (datos obtenidos del *M-Farm-In Opportunity Middle Magdalena Valley Basin, Colombia C&C Energy.*) datos que las convierten en buenos objetivos-prospecto para explotación de hidrocarburos.

Este bloque presenta dos prospectos objetivos de análisis: Prospecto-A y Prospecto-B.

Tabla 11. Resultados obtenidos tras la interpretación sísmica del Prospecto-A del Bloque-M, con la cual se hicieron los cálculos de áreas y volúmenes sobre las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, sobre los respectivos mapas de contornos de las mismas.

Contornos (m)	Área SeisWorks® (acres)	Contornos (m)	Área SeisWorks® (acres)	Área Z-Map Plus® (acres)	Área SeisWorks® recalculada (acres)	Volúmen (acres/pie)
2350	5959	2350	5940	3450	3438	3744756
2250	3572	2300	4562	2161	2110	752713
2150	966	2250	3543	598	595	2002784

9.2.1. Prospecto-A.

El Prospecto-A se encuentra sobre la parte NW del Bloque-M, y los resultados de la interpretación de este en las aplicaciones de OpenWorks® fueron (Tabla 11):

Los datos de la columna sombreada de la tabla 11, son los que se utilizaron en el programa de estimación de reservas, debido al refinamiento de la grilla que realiza la aplicación Z-Map Plus®. Los resultados del programa Rep5® fueron los siguientes:

REC. Oil: 49.2mmstb

OIP (Oil in Place):

131mmstb

Teniendo estos valores numéricos, se infiere que el prospecto presenta un reservorio con cantidades de aceite altas (OIP), y al compararlas con las suministradas por la compañía dueña de la licencia del bloque (196mmstb OIP) se

deduce que este prospecto presenta confiabilidad para su respectivo análisis económico, debido a la alta cercanía de sus valores. Se estima que la diferencia entre estos valores se deba al arreglo realizado por parte de las dos compañías (oferente del negocio y PRE) sobre el programa de estimación de reservas Rep5®. Finalmente se estableció que el prospecto es bueno y se llevará a análisis por parte del Vicepresidente del área para la decisión de su compra.

9.2.2. Prospecto-B

El Prospecto-B se encuentra sobre la parte SO del Bloque-M. Los siguientes son los datos obtenidos mediante la interpretación de la línea sísmica TRM-1997-104 con sus respectivos cálculos de áreas y valores sobre las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus® (Tabla 12):

Tabla 12. Resultados obtenidos tras la interpretación sísmica del Prospecto-B del Bloque-M, con la cual se hicieron los cálculos de áreas y volúmenes sobre las aplicaciones SeisWorks® y Z-Map Plus®, sobre los respectivos mapas de contornos de las mismas.

Contornos (m)	Área SeisWorks® (acres)	Área Z-Map Plus® (acres)	Área SeisWorks® recalculada (acres)	Volúmen Z-Map Plus® (acres-pie)
1300	939.2	704.4	699.5	356326.3
1200	478.1	307	304.4	86302.2
1100	178.4	73.6	73.6	6009

Utilizando estos valores de área y profundidad obtenidos en SeisWorks® y Z-Map Plus®, y los suministrados por la empresa dueña de la licencia y aquellos que se tomaron del bloque análogo, dieron como resultado de la carga sobre el programa Rep5®, los siguientes valores:

REC. Oil: 6.43mmstb

OIP (Oil in Place):

17.1mmstb

Al comparar los valores obtenidos con el programa de estimación de reservas, y aquellos que nos brinda el reporte de la empresa dueña de la licencia del bloque (23mmstb), se concluye, al igual que para el prospecto anterior, que estos valores presentan una diferencia baja entre ambos, lo que nos da una confiabilidad alta sobre los valores del proyecto. Además se concluye que el prospecto presenta altas cantidades de aceite (OIP) en su formación reservorio, lo que lo hace un buen prospecto para ser explotado por parte de la empresa, aunque esta decisión ya quedó en manos del Vicepresidente del área.

10. CONCLUSIONES.

- La observación principal que se tuvo fue el cambio que se da en el cálculo del área inicial sobre un mapa base de contornos en la aplicación SeisWorks®, que tomando en cuenta el error humano al graficar el polígono de cálculo, nos da una gran diferencia en los valores obtenidos en el área. Esta diferencia se da, ya que al importar el horizonte desde SeisWorks® hasta Z-Map Plus®, la grilla que este programa me realiza, me da como resultado un mapa de contornos con un mayor refinamiento, por lo tanto mayormente confiable para realizar cálculos de área.
- De acuerdo con la interpretación sísmica y con la estimación de reservas para los prospectos de los Bloque LQ y M, se llegó a la conclusión de acuerdo a sus valores de OIP (Bloque LQ 20.5mmstb, Bloque M: prospecto A 131mmstb y prospecto B 17.1mmstb), que se tratan de campo pequeños, tal como nos da a entender la bibliografía consultada.
- Se observó la presencia de un paleocanal importante sobre la sección C-5 de la formación Carbonera, sobre el Bloque LQ, el cual no representa sobre el bloque, alguna influencia en el sistema petrolífero estudiado en la interpretación.
- La estimación de reservas, en un cálculo que se realiza basándose tanto en datos del reservorio como la Porosidad, Saturación de Aceite, Net toGross, Factor Volumétrico (B_o) y el GOR, así como de datos estimados de Pozo como el Factor de Recobro.

- Un prospecto, desde el punto de vista técnico (análisis geológico y geofísico) puede tener una rentabilidad viable de explotación, pero no depende solo de este estudio, sino que factores económicos externos pueden afectar el porcentaje de rentabilidad, haciendo que el prospecto se vuelva inviable desde el punto de vista económico.
- Un proyecto a la vista de una empresa interesada en venderlo, puede resultar en un engañoso tesoro, debido a que la mayoría de los datos de los bloques que llegan a ser negocio, vienen con datos alterados, lo que resulta muchas veces en prospectos no verdaderos.
- En ocasiones, cuando los datos del prospecto necesarios para hacer la estimación de reservas no se encuentran o no han sido tomados aún, se pueden tomar como referencia principal, aquellos de bloques o pozos cercanos (mismas formaciones) y con ellos establecer este cálculo para el consecuente estudio económico. Este procedimiento de analogía se llevo a cabo para el Bloque M en sus prospectos A y B debido a la falta de información que se requería para realizar la carga de los datos de áreas adquiridos en las aplicaciones de OpenWorks® sobre el programas Rep5®, tomando por consiguiente los valores del Bloque VMM12 , el cual presenta un sistema petrolífero similar al del Bloque M.
- Una buena y alta estimación de recursos, no siempre significa una alta estimación de reservas ni un viable proyecto económico. Se deben también analizar aspectos importantes tanto de infraestructura (caminos carretables, oleoductos cercanos, situación socio-política), como los costos que implicaría realizar una explotación en un ambiente no favorable
- Un aspecto importante a tener es la gravedad del aceite del bloque. Para los Bloques LQ y M, su aceite presenta grados API de entre 34° y 37.6°, lo cual

hace de este un crudo liviano, representando altos costos de venta y bajo porcentaje de rebajas en los mismos.

11. RECOMENDACIONES

- Establecer analogías entre Bloques que estén cercanos, para así utilizar su información en caso de haber falencias en datos suministrados por las empresas oferentes de negocios.

- Realizar los arreglos necesarios y convincentes sobre el programa de estimación de reservas Rep5®, para obtener los datos de OIP y Rec. Liquids que se acerquen a aquellos suministrados en los reportes anteriores de los bloques en negocio.

BIBLIOGRAFIA

- BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C. y MARTÍNEZ, J., Colombian Sedimentary Basins. Bogota D.C.: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. 92 Pág.
- ECOPETROL. Cuenca de los Llanos Orientales, Estudio Geológico Regional. Bogotá D.C.: 1995. Vol. I.
- MCGILVRAY, W. G., SHUCK, R.M., DEGOLYER y MACNAUGHTON. Classification of Reserves: Guidelines and Uncertainty. Villahermosa, México: SPE, 1998. 10 Pág.
- SPE Y WPC. Definiciones de reservas de petróleo. 2008.
- VARGAS, Carlos A. Nuevos aportes a la estimación de potencial de recursos en Colombia. Rev. Acad. Colomb. Cienc. 33(126): 17-43, 2009. ISSN 0370-3908.
- _____; _____ Potencial de hidrocarburos en Colombia. Bogotá D.C.: ANH, 2012. 117 Pág.
- VILLAMIZAR, Javier y VALLEJO, Jaime. Prospectividad Bloque Los Cuarzos Reporte Final. Bogotá D.C.: Petrobras, 2003. 96 Pág.

CONFIDENCIAL

- C&C ENERGY, Technical & Economic Valuation. Bogotá D.C: 2009.
- C&C, Morpho Farm-In Opportunity Middle Magdalena Valley Basin Colombia. Bogotá D.C.: 2010.
- GARCIA, Juan; FRANCO, Victor; VASQUEZ, Cesar y WILLS, Alejandro. Micro Seismic Monitoring: First Borehole Micro Seismic job done in Colombia, Morpho Well. Bogotá D.C.: SPE. 15 Pág.
- INTEROIL. Altair 2 – Preliminary Results3D Model Update / Volumetrics / Sidetrack Location. Bogotá D.C: 2007.
- PETROMINERALES, Joropo Final Interpretation Reporta Phases 3 & 4. Bogota D.C.: 10 pág, 2010.
- PETROMINERALES, Project_80 Joropo Preliminar. Bogota D.C.: 17pág, 2010.
- VILLAMIZAR, Javier. Project_80_PRELIM. Bogotá D.C: 17 Pág.

WEBGRAFIA

- http://www.rondacolombia2012.com/images/image_ronda/cuencas/poster_mmv_esp.pdf
- http://www.anh.gov.co/privados/caracteristicas_cuenca.pdf

- <http://www.landmark.com>
- <http://www.pacificrubiales.com.co>
- <http://www.icontec.com.co>