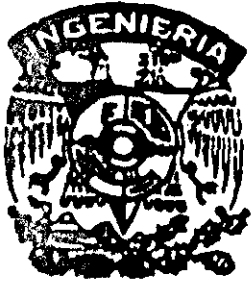


01179²
2g°



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TESIS
CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA-GEOFÍSICA Y
EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAY FRÍO DEL
OLIGOCENO EN LA CUENCA DE BURGOS

PRESENTADA POR:
JOSÉ GARCÍA ESPARZA

PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA
(EXPLORACIÓN)

DIRIGIDA POR:
M. en C. J. ANTONIO CUEVAS LEREE

Ciudad Universitaria, D.F.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A la mujer que hace mi vida, mi esposa Marissa, por todo su amor, apoyo y comprensión.

A mis hijos Iván, Cynthia y Marissa (+), mi inspiración día a día.

AGRADECIMIENTOS:

Esta jornada de mi vida profesional comenzó en la primavera de 1996, con el apoyo desde el inicio del M. en C. Alfredo E. Gúzman, el M. en C. J. Antonio Cuevas Leree, Director de ésta tesis y del Ing. Justo Meza Díaz, a ellos mi más profundo agradecimiento.

Al Ing José Antonio Escalera Alcocer, le agradezco su apoyo para el desarrollo de éste trabajo.

Agradezco al M. en C. Juan M. Brandi Purata por el asesoramiento en ésta tesis.

A mis maestros Dr. Jaime Barceló Duarte, Dr. Mario Ruiz Castellanos, Ing. Luzbel Napoleón Solórzano, Dr. Bradford Macurda, entre otros, mi agradecimiento.

También agradezco al Ing. Jorge Nieto obregón, al M. en I. Francisco Javier Sánchez de Tagle de la Lastra y al Dr. Javier Meneses Rocha por la revisión, sugerencias y comentarios para el mejoramiento de éste trabajo.

Al Ing. Pedro R. Romero Morales le agradezco mucho su apoyo brindado.

A mis compañeros de generación de la Maestría, también mi agradecimiento.

Ahora, a tres años después del inicio de la jornada, puedo decir que he cumplido gracias a todos los antes mencionados

CONTENIDO	PAGINA
AGRADECIMIENTOS	
RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN	2
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Exposición del problema	6
2.2. Antecedentes y estado actual del problema	6
2.3. Justificación de la Investigación	8
2.4. Propósitos y Objetivos	8
2.5. Hipótesis	9
2.6. Método de trabajo	10
2.7. Definición de Conceptos de Play y Play Fairway	16
2.7.1. Definición de Play	16
2.7.2. Definición de Play Fairway	18
2.7.3. Análisis del Play Fairway	19
3. CARACTERIZACIÓN DEL PLAY FRÍO	21
3.1. Marco Geológico	21
3.2. Localización y Edad del Play Frío	23
3.3. Geoquímica	24
3.3.1. Subsistema Generador Oligoceno Vicksburg	25
3.4. Interpretación Sísmica - Estratigráfica	39
3.5. Geología Estructural	42
3.6. Distribución de Ambientes	43
3.7. Delimitación de Facies	46
3.8. Modelo de Depósito	47
3.9. Riesgo de Carga de Hidrocarburos	49
3.10. Riesgo de Roca Almacén	51
3.11. Riesgo de Roca Sello	55
3.12. Riesgo Compuesto	59
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA	62
4.1. Análisis de Riesgo	62
4.1.1. Conceptos y Definiciones	62
4.1.2. Análisis de Riesgo Geológico del Play Frío	77
4.2. Cálculo de Reservas Potenciales	86
4.2.1. Conceptos y Definiciones	86

4.2.2. Análisis Probabilístico de la Reserva Potencial de las Áreas Exploratorias en un Estudio	92
4.2.3. Etapas a seguir para estimar el Potencial de Hidrocarburos de un Proyecto	96
4.2.4. Cálculo de Reservas Potenciales del Play Frío	100
4.3. Indicadores de Rentabilidad	104
4.3.1. Conceptos y Definiciones	104
4.3.2. El Riesgo Económico Financiero	111
4.3.3. Análisis Económico del Play Frío	113
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
5.1. Conclusiones	125
5.2. Recomendaciones	127
6. BIBLIOGRAFÍA	129
7. TABLAS Y ANEXOS	136
Tablas	
Tabla 1. Rango de temperaturas de formación de yacimientos y gradientes Geotérmicos.	35
Tablas 2 a 5. Características y valores probabilísticos de la roca generadora, roca almacén, trampa-sello y sincronía y migración del Play Frío.	136
Anexos	
Anexo I. Secciones Sísmicas Regionales PRB-14, PRB-16, PRB-18, PRB20 y PRB-7.	(Sobre anexo)
Anexo II. Secciones Estratigráficas-Estructurales Regionales I-I', II-II', III-III', IV-IV' y V-V'.	(Sobre anexo)
Anexo III. Normas o condiciones que se requieren para asignar un valor probabilístico de cada parámetro en la estimación del riesgo exploratorio de una localización propuesta.	140
FIGURAS.	
1. Mapa de localización.	2
2. Definición de Play.	3
3. Sobreposición de planos de riesgo.	9
4. Pozos perforados.	11
5. Diagrama de flujo del desarrollo del trabajo.	13

6. Zonación Cronoestratigráfica de la Cuenca de Burgos.	22
7. Potencial Generador Oligoceno Vicksburg.	23
8. Madurez cima Oligoceno Vicksburg.	26
9. Índice Hidrógeno – Oxígeno.	27
10. Contenido de Gases Húmedos.	28
11. Contenido de Metano.	29
12. Temperaturas de Formación.	32
13. Gradiente Geotérmico Regional.	34
14. Gradiente Geotérmico Promedio.	34
15. Sistemas Regionales de Expansión.	36
16. Modelo de Migración y de las Anomalías Geotérmicas.	37
17. Líneas Sísmicas Regionales.	38
18. Pozos perforados y Secciones Estratigráficas-Estructurales.	39
19. Carta Eustática Global de los Plays Frío y Vicksburg.	40
20. Paleoambientes del Play Frío, Parte Inferior.	44
21. Paleoambientes del Play Frío, Parte Superior.	45
22. Delimitación de Facies del Play Frío Inferior.	46
23. Delimitación de Facies del Play Frío Superior.	47
24. Modelo Geológico del Complejo Deltaico Play Frío (MFS 32 Ma–SB 28.4 Ma).	48
25. Modelo Geológico del Complejo Deltaico Play Frío (MFS 32 Ma–SB 25.5 Ma).	49
26. Riesgo de Carga de Hidrocarburos del Play Frío.	50
27. Isopacas de Arenas del Play Frío, Parte Inferior.	51
28. Riesgo de Roca Almacén del Play Frío, Parte Inferior.	52
29. Isopacas de Arenas del Play Frío, Parte Superior.	53
30. Riesgo de Roca Almacén del Play Frío, Parte Superior.	54
31. Isopacas de Lutitas del Play Frío, Parte Inferior.	55
32. Riesgo de Roca Sello del Play Frío, Parte Inferior.	56
33. Isopacas de Lutitas del Play Frío, Parte Superior.	57
34. Riesgo de Roca Sello del Play Frío, Parte Superior.	58
35. Riesgo Compuesto del Play Frío, Parte Inferior.	60
36. Riesgo Compuesto del Play Frío, Parte Superior.	61
37. Escala de Variación de Probabilidad de los Factores Geológicos.	69
38. Escala del Riesgo Exploratorio.	71
39. Lista de Puntos de Evaluación del Riesgo.	78
40. Trampa Estructural Anticlinal y Estratigráfica.	81
41. Diagrama de Sincronía.	83

42. Hoja de Evaluación del Riesgo.	85
43. Histograma de Frecuencia y tamaños de campos en el Play Frío.	98
44. Número de campos con el Método de Distribución de Frecuencia.	99
45. Cálculo de Reservas Potenciales.	101
46. Gráficas de Distribución del Recurso y Posibles Tamaños de Campos.	102
47. Metodología para Estimar Posibles Campos.	103
48. Diagrama de Flujo ECON.	106
49. Diagrama de Flujo ECON (Continuación).	107
50. Sistema ECON y sus componentes.	108
51. Resultados de Actividades y Metas Exploratorias y Perfil de Producción Probable (con riesgo).	115
52. Gráficas de Reservas a Incorporar y Perfil de Producción Probable (con riesgo).	116
53. Programa de Inversiones e Indicadores Económicos.	117
54. Gráficas de inversiones y Costos.	118
55. Informe Ejecutivo del Análisis Económico (ECON) de un Prospecto del Play Frío (Media).	119
56. Hoja del Resumen del Análisis Económico (ECON) de un Prospecto del Play Frío.	121
57. Informe Ejecutivo del Análisis Económico (ECON) del Play Frío (Media).	122
58. Hoja del Resumen del Análisis Económico (ECON) del Play Frío (Media).	124

RESUMEN

Los objetivos de este trabajo son la caracterización geológica y geofísica del Play Frío del Oligoceno en el Terciario y su evaluación económica del mismo para establecer su valor económico con base en indicadores de rentabilidad; a fin de jerarquizarlo con respecto a otros plays de la Cuenca de Burgos, que se ubica en el noreste de la República Mexicana y es la principal productora de gas no asociado de país.

Para llevar a cabo estos objetivos se siguió una metodología de caracterización geológica-geofísica con base en el análisis e interpretación de la información geológica de subsuelo, de geoquímica, y de sismología, y se emplearon programas computarizados tanto para el cálculo de reservas como para el análisis económico.

Con la caracterización geológica-geofísica se obtuvieron mapas de bajo, medio y alto riesgo geológico que nos permiten delimitar áreas con mejores posibilidades económicas petroleras. El área norte-central del play es la que presenta condiciones de riesgo geológico bajo; aquí es donde se encuentran algunos de los campos productores de gas como Francisco Cano, Brasil, Treviño, Ramírez y parte de los campos Reynosa y Monterrey, entre otros. Hacia el sur, se tienen áreas de riesgo geológico bajo, con posibilidades de contener hidrocarburos.

El cálculo de reservas potenciales del play arroja resultados muy favorables en cuanto a su volumen.

Los indicadores obtenidos en la evaluación económica señalan que el play tiene una excelente rentabilidad.

Con los resultados de la caracterización geológica-geofísica y la evaluación económica del Play Frío se tiene un mejor control y conocimiento del valor económico del mismo, que comparado con el de otros plays, nos lleva a tener una jerarquización desde el punto de vista de rentabilidad.

Otro beneficio de los resultados obtenidos, es un enfoque más adecuado de la estrategia exploratoria en la inversión para búsqueda de hidrocarburos en la Cuenca de Burgos.

1. INTRODUCCIÓN

El área de trabajo de esta tesis, se ubica en la Cuenca Terciaria de Burgos, al noreste de la República Mexicana, que tiene una superficie de 39 900 Km² hasta el paralelo 24° 30'. La cuenca tiene continuidad al norte con el Embahiamiento del Río Grande del sur de Texas, al sur está limitada por la Cuenca Tampico-Misantla, al occidente por afloramientos cretácicos-terciarios y al oriente por la Plataforma Continental del Golfo de México. El área del Play Frío se restringe a una franja norte-sur en la parte central de la cuenca y cubre aproximadamente 15 000 km² (Figura 1).

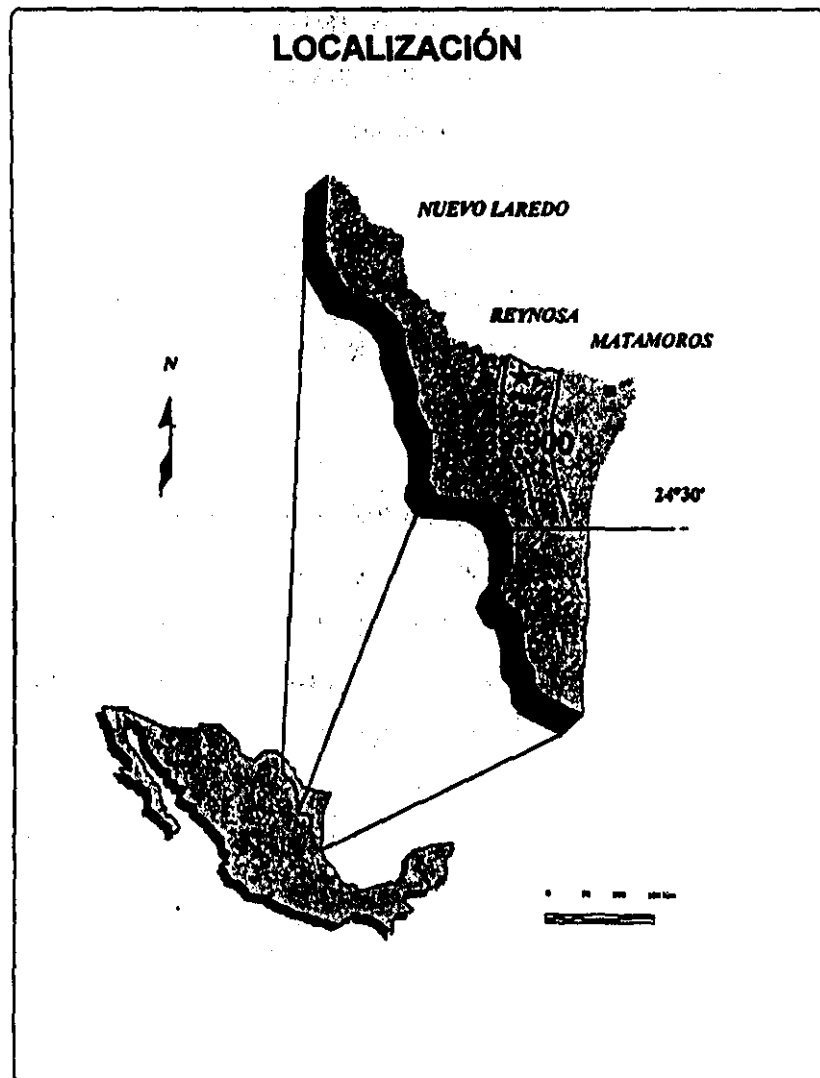


Figura 1

La Cuenca de Burgos es hasta la fecha la cuenca de gas más importante del país, con una producción acumulada de poco más de 5 500 mil millones de pies cúbicos (MMMPC). Esta cuenca se extiende al norte hacia el Estado de Texas en los Estados Unidos de Norteamérica donde se reporta una producción acumulada y de reserva probada remanente de 43 000 MMMPC (Guzmán,1995). Las necesidades actuales industriales y del país del consumo de gas, marcan la importancia de la exploración y producción de gas. En esta cuenca se ha desarrollado una intensa actividad en la búsqueda de hidrocarburos, por lo que existen, una gran cantidad de estudios sísmológicos, además de estudios geológicos estratigráficos y estructurales y geoquímicos, con los que se han analizado las diferentes rocas sedimentarias que constituyen los yacimientos y las condiciones del entrapamiento de los mismos.

En el presente trabajo no se utiliza el término "Formación", que está apoyado en características litológicas que en ocasiones transgreden líneas de tiempo, como es el caso de las unidades formacionales Frío No Marino y Frío Marino presentes en el área.

En contraste se emplea el término Play de aplicación estratigráfica- petrolera, que comprende un conjunto de prospectos y/o yacimientos con similitud en su roca generadora, roca almacenadora, roca sello y trampa (Figura 2). Hoy en día las compañías petroleras desarrollan sus estrategias y fundamentan sus programas en el análisis del play, que es la unidad básica operativa de exploración.

En éste trabajo el Play Frío está limitado por líneas tiempo de 32 Ma (millones de años) y 25.5 Ma. Para el manejo de la información y la presentación de los planos de riesgo, el play se dividió en inferior (32-30 Ma) y superior (30-25.5 Ma). El Play Frío presenta facies fluviales, fluvio-deltaicas, de frente deltaico y de prodelta, y se encuentra afectado por fallas normales de expansión con caída al este.

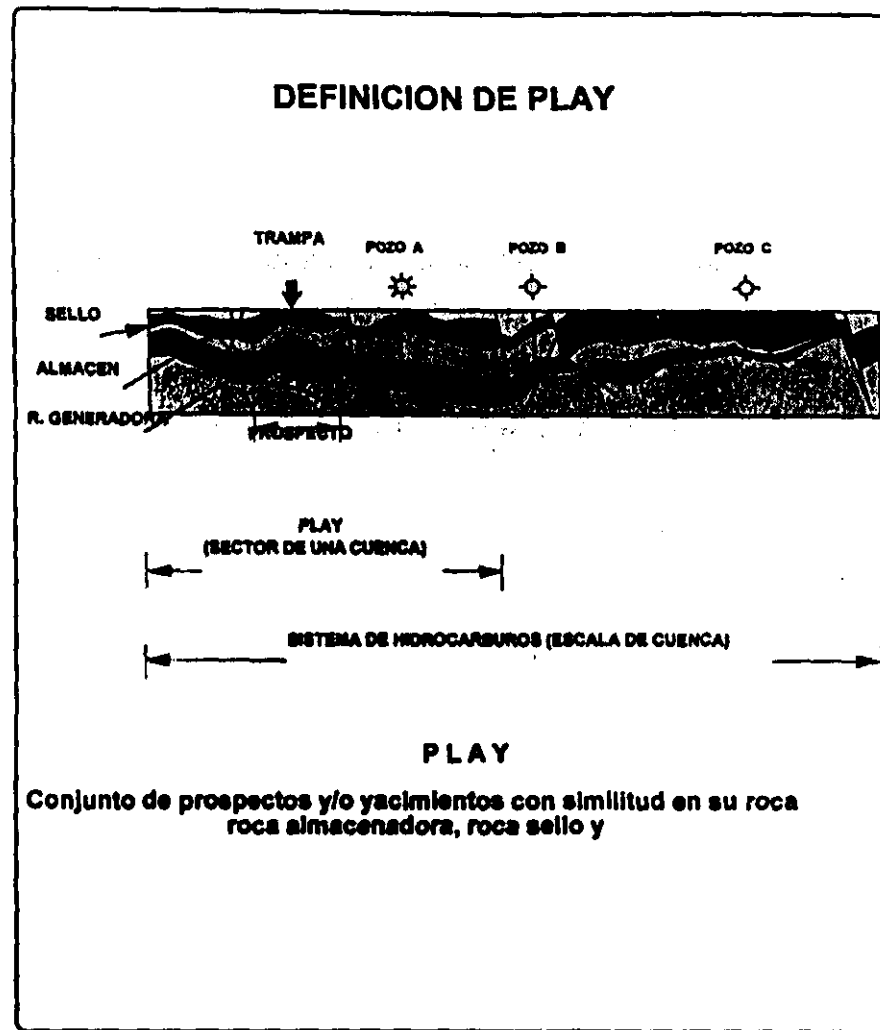


Figura 2

El Play Frío tiene una producción acumulada de 3 402 MMMPC (Marzo 1º de 1998, incluyendo parte de la producción del Play Vicksburg, la cual no se ha separado) y es uno de los más importantes de la cuenca junto con el Play Vicksburg, también del Oligoceno. El campo Reynosa es el más importante con una producción acumulada de más de 2 200 MMMPC.

Se considera que el Play Frío tiene un potencial remanente de gas considerable que con un nuevo enfoque de estudio basado en el modelo geológico del Play Fairway, que es el análisis de la extensión, presencia y efectividad de la roca almacén, la presencia de la roca generadora y la efectividad de un sistema de

migración, además de un sello superior y/o lateral efectivo; nos puede ayudar a definir áreas de bajo riesgo exploratorio, áreas aún no exploradas y horizontes por probar que apoyen su exploración y desarrollo.

El análisis del Play Fairway nos lleva a la caracterización geológica-geofísica donde se analiza e interpreta la información geológica de pozos perforados, de geoquímica, de sismología y de yacimientos, para elaborar planos de riesgo geológico, que permiten jerarquizar áreas con bajo riesgo exploratorio.

Este estudio se enfoca a las características geológicas y geofísicas y evaluación económica del Play Frío del Oligoceno, el cual es de gran importancia en la estrategia exploratoria, ya que es uno de los que presentan los mayores recursos gasíferos de la cuenca.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Exposición del problema.

En la Cuenca de Burgos no se tiene una caracterización geológica-geofísica completa del Play Frío, que ayude a detectar con mejor control áreas de oportunidad y a delimitar áreas de bajo, medio y alto riesgo exploratorio. Esto repercute en que la estrategia exploratoria pudiera enfocarse más adecuadamente.

El valor económico del play no está bien definido, de tal forma que no se puede jerarquizar con otros plays en la cuenca desde el punto de vista económico.

El área que cubre el Play Frío está en la porción central de la cuenca, la delimitación del mismo será un resultado del trabajo.

2.2. Antecedentes y estado actual del problema.

La exploración en la Cuenca de Burgos comenzó a fines de la década 1920-1930 por compañías extranjeras, estableciendo producción de hidrocarburos en los campos: La Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo. Petróleos Mexicanos inició actividades en el área a partir de 1939, estableciendo producción comercial en 1945 con el pozo Misión -1, ubicado a 30 km al noroeste de Reynosa, Tamps., (Echánove, 1986).

Dentro de los estudios geológicos y geofísicos regionales realizados en la cuenca se tienen los elaborados por Castillo (1969), García del Angel (1969), Sandoval (1969) e Yzaguirre (1969). Posteriormente González (1976) y Echánove (1986) elaboraron estudios regionales más actualizados de la cuenca, éste último autor interpreta los ciclos transgresivos y regresivos en la cuenca. Pérez-Cruz (1992) realizó un trabajo de la Evolución Geológica de la Cuenca de Burgos, donde la

estratigrafía y geología estructural se analizaron en líneas sísmicas regionales y pozos.

En 1993 Pemex y Chevron elaboraron un Estudio Geológico y Geoquímico en el que analizaron la estratigrafía del área, y definieron tres estilos estructurales: el primero al occidente del área compuesto por una serie de bloques afectados por fallas normales de poco desplazamiento, el segundo un sistema de fallas normales de crecimiento en las formaciones Vicksburg y Frío principalmente, y el tercero ubicado al oriente formado por bloques afectados por fallas normales y diapiros de lutita en el Oligoceno Superior y Mioceno. También identificaron tres unidades de rocas generadoras, una en el Paleoceno-Eoceno, otra en el Oligoceno y la tercera en el Mioceno.

En 1994 y 1995 se realizó el Estudio del Potencial Remanente del Terciario del Proyecto Integral Burgos (Pemex, 1998). En este estudio de tipo regional, se delimitaron de manera general los plays de la Cuenca de Burgos mediante la interpretación de secciones sísmicas e información de pozos.

El área de la Cuenca de Burgos se encuentra cubierta por una gran cantidad de estudios geofísicos sísmológicos regionales, de semidetalle y detalle principalmente, que determinan los modelos estructurales que afectan a la secuencia sedimentaria en el área.

En el área del Play Frío se han perforado alrededor de 66 pozos exploratorios y se han descubierto 23 campos de gas y condensado. Por su mayor producción destacan 6 campos en el Play Frío, siendo éstos: Francisco Cano, Treviño, Pascualito, parte del Campo Reynosa, Brasil y Torrecillas.

Actualmente se ha identificado el Play Frío de una manera general; sin embargo, a pesar del gran número de pozos perforados no se ha caracterizado

completamente el play, para diferenciar áreas de bajo, medio y alto riesgo exploratorio.

Por otro lado, aunque se dispone de una gran cantidad de información geológica y geofísica, en el aspecto económico, el valor del play no está completamente cuantificado. Sin la evaluación económica no es posible jerarquizar este play, con otros presentes en el área.

2.3. Justificación de la Investigación.

Debido a la necesidad de tener un mejor control del play se justifica la caracterización desde el punto de vista geológico y geofísico del Play Frío.

Para poder jerarquizar el play desde el punto de vista económico, es necesario determinar los índices de rentabilidad con la evaluación económica.

2.4. Propósitos y objetivos

Propósitos.

- Se propone una metodología de caracterización geológica-geofísica del Play Frío con base en el análisis e interpretación de la información geológica de subsuelo, de geoquímica y de sismología, para el control del mismo.
- Se proponen programas económicos computarizados para realizar la evaluación económica y obtener los indicadores de rentabilidad.

Objetivos.

Los objetivos de este trabajo consisten en:

- Caracterizar desde el punto de vista geológico y geofísico el Play Frío.

- Realizar la evaluación económica del Play Frío para establecer su valor económico con base en indicadores de rentabilidad y jerarquizarlo con respecto a otros plays en la cuenca.

2.5. Hipótesis

Si llevamos a cabo la caracterización del play, que consiste en la compilación de la información antecedente de pozos perforados, de geoquímica, de sismología y de yacimientos, para posteriormente analizarla e interpretarla, se podrá elaborar planos de riesgo, que permitirán jerarquizar áreas con bajo riesgo exploratorio (Figura 3).



Figura 3

Esta caracterización reduce la incertidumbre exploratoria y con los resultados se pueden establecer estrategias de exploración para el play.

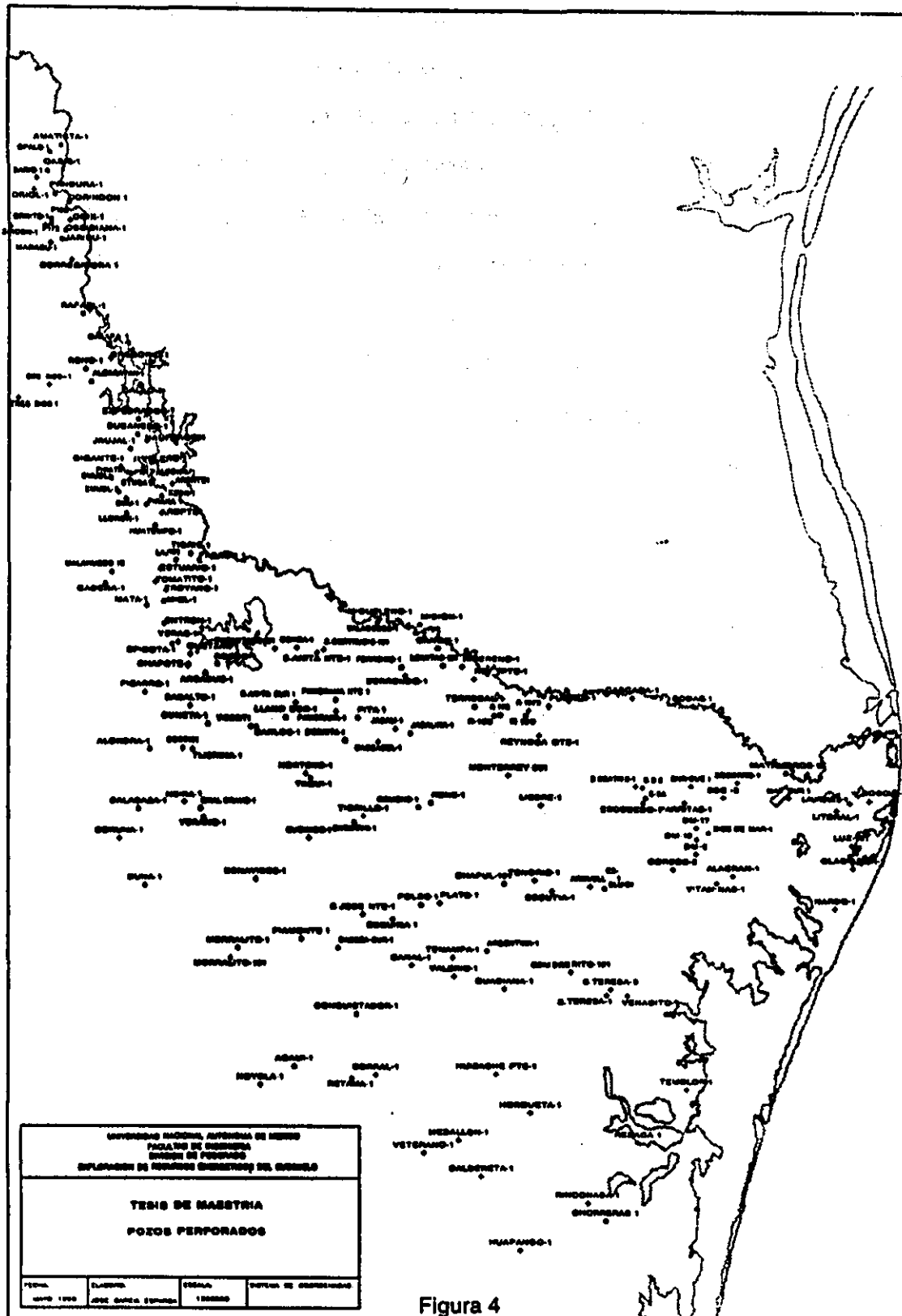
Si realizamos la evaluación geológica, tomando en cuenta los datos de espesores netos de roca almacén, de saturación y porosidad, distribución de la misma, espesores de roca sello, datos geoquímicos de roca generadora, sincronía y migración de hidrocarburos, y datos de yacimientos, podremos conocer el riesgo geológico del play, que afecta a la evaluación económica. Si se realiza el cálculo de reservas con programas computarizados, tomando en cuenta datos de yacimientos, posteriormente podremos realizar la Evaluación Económica con sistemas aleatorios de cálculo, que nos aportará los indicadores de rentabilidad, obteniendo así de una manera confiable el valor económico del play, y entonces jerarquizarlo con respecto a otros.

2.6.Método de trabajo.

La caracterización geológica-geofísica del play se llevó a cabo con un análisis secuencial de la información que consiste en la compilación, validación e interpretación de la información antecedente del subsuelo a partir de pozos perforados. En el Play Frío se han perforado alrededor de 66 pozos exploratorios, con los cuales se han descubierto 23 campos con producción acumulada de 3 402 MMMPC. En la Figura 4 se muestran los pozos exploratorios perforados en la cuenca.

En este trabajo se estudiaron los registros eléctricos, ambientes de depósito, datos bioestratigráficos, descripción litológica y estratigrafía de secuencias de 30 pozos, siendo éstos: Cascabel-1, Jabalina-1, Reynosa Oriente-1, Cascada-1, Rodas-1, Quemado-1, Tigrillo-1, Comitas-1, Gomeño-1, Cronos-1, Monterrey-1, Sta.Beatriz-1, Enrique-1, Socorro-3, Laureles-1, Bosque-1, Esquina-2, Poleo-1, Plato-1,

Chapul-101, Arguelles-1, Alacrán-1, Vigía-1, Canal-1, Tenampa-1, Sombrerito-101, Canales-1, Reynosa-1005, Liebre-1 y Resaca-1.



También se interpretaron 5 secciones sísmicas regionales (PRB-14, PRB-16, PRB-18, PRB-20 y PRB-7), estudios geoquímicos, de roca almacén y sello; sincronía y migración, además de 5 secciones estratigráficas-estructurales regionales. Con todo esto se elaboraron planos de bajo, medio y alto riesgo geológico. Actualmente se tiene la información de registros digitizados de los pozos marcados, la mayoría con la técnica de estratigrafía de secuencias, que consiste en asignar a las rocas edades en millones de años apoyada en datos paleontológicos.

Se analizaron registros geofísicos de pozos para conocer espesores de roca generadora, almacenadora y sello, para elaborar planos de riesgo. Con el análisis de líneas sísmicas regionales apoyado en la técnica de estratigrafía de secuencias se determinaron facies sísmicas y el modelo estructural; con los ambientes de depósito se elaboraron planos de ambientes que junto con la interpretación de secciones geológicas dieron como resultado el modelo de depósito del play.

La evaluación económica se realizó con un análisis secuencial de la información geológica de los 30 pozos perforados, geofísica, geoquímica y de yacimientos, para la evaluación del riesgo geológico de roca generadora, roca almacenadora, trampa y sello, y sincronía y migración, apoyándose esto en la hoja de evaluación de riesgo para plays que utiliza Pemex. El cálculo de reservas potenciales se llevó a cabo con el programa computarizado CALPOT (Cálculo de Reservas Potenciales), utilizado en Pemex para estos fines. En este cálculo intervienen datos como área en km², espesor neto, porosidad, saturación de hidrocarburos, factor de volumen, factor de recuperación y número de campos. Los indicadores de rentabilidad como son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el valor monetario esperado (VME), el costo de descubrimiento, entre otros, se obtuvieron haciendo ejercicios de desarrollo de la posible reserva a descubrir

por cada prospecto o a nivel play, y se toma en cuenta los costos y beneficios. Esto se determina por medio de programas económicos computarizados como el ECON que es un modelo de análisis económico para evaluar proyectos de inversión en Exploración en Petróleos Mexicanos. Esta evaluación permitirá comparar el play con otros en la cuenca y así poder enfocar la estrategia exploratoria a los más rentables.

En la Figura 5 se ilustra un diagrama de flujo del desarrollo del trabajo.

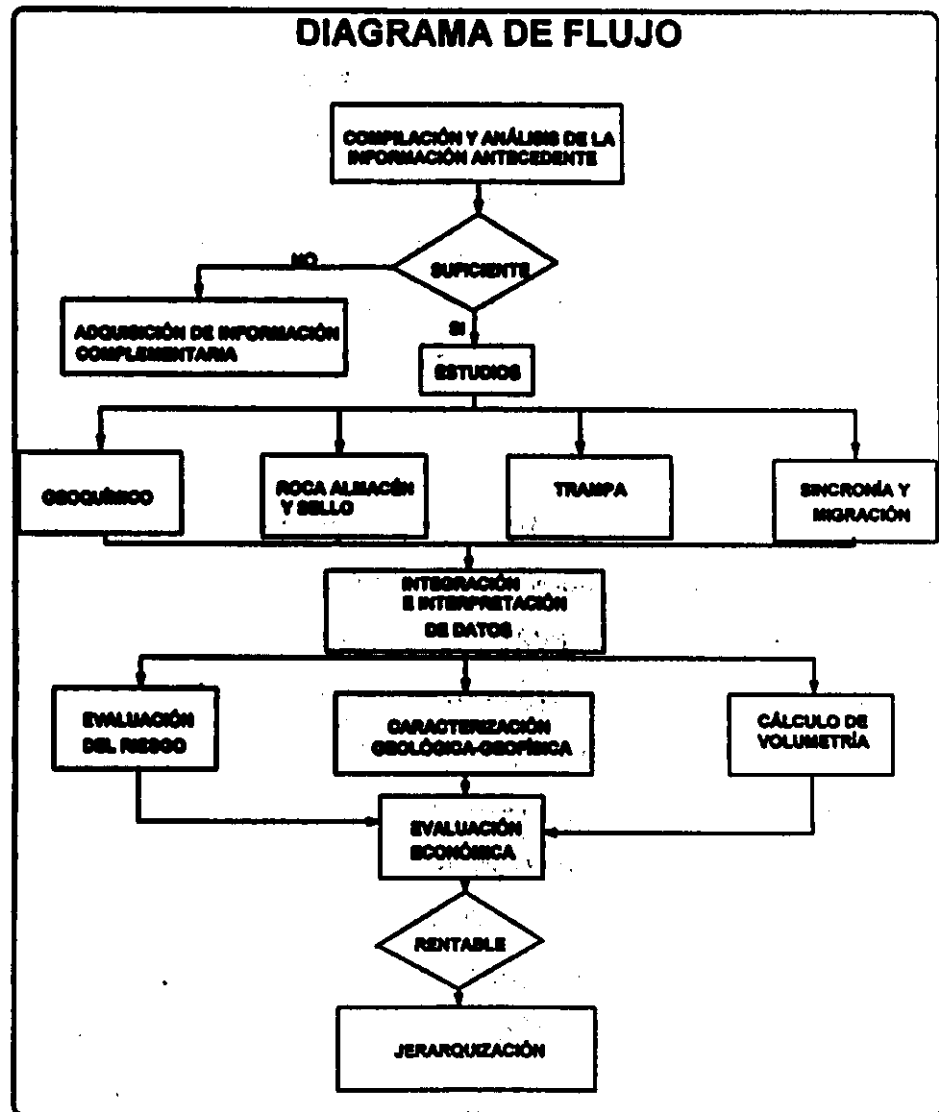


Figura 5

La caracterización geológica-geofísica del Play Frío y la evaluación económica esta conformada por un conjunto de etapas que se mencionan a continuación.

Etapa I. Compilación de la información antecedente.

En esta etapa se compila la información existente de estudios en el área, de pozos perforados, líneas sísmicas, estudios geoquímicos, secciones estratigráficas y estructurales, ambientes de depósito, sincronía y migración.

Etapa II. Evaluación y validación de la información.

En esta etapa se evalúa la calidad y confiabilidad de la información, seleccionando la que se considere de utilidad para el estudio.

Etapa III. Integración de la información.

Aquí se elabora una agrupación de datos geoquímicos para definir el potencial generador de las rocas. Para la roca almacén y sello se considera la información de porosidad, permeabilidad y saturación de las rocas, además de la distribución de las mismas. Con las secciones estratigráficas se podrán hacer correlaciones utilizando el método de estratigrafía de secuencias, que junto con datos paleontológicos proporcionará una edad en tiempo geológico para un mejor control de las rocas.

Con la integración de los ambientes de depósito determinados en los pozos, conoceremos las condiciones ambientales en las secuencias sedimentarias.

Etapa IV. Interpretación de datos.

En esta etapa se procede a la interpretación de datos con lo cual se elaborarán planos de isopacas de roca almacén y sello y planos de riesgo de roca generadora, almacén, sello y de riesgo compuesto.

Etapa V. Evaluación del riesgo geológico.

Habiendo definido y establecido los elementos del play: roca generadora, roca almacenadora, trampa y sello, sincronía y migración, se calcula el riesgo geológico con las características de cada uno de ellos.

Etapa VI. Cálculo de reservas.

Este cálculo se realiza a partir de programas computarizados de reservas donde intervienen el área de trampas, porosidades de roca almacén, espesor neto de roca almacén, saturación de hidrocarburos, factor de volumen y de recuperación.

Etapa VII. Evaluación económica.

Habiéndose realizado la estimación del riesgo geológico y el cálculo volumétrico de reservas potenciales se realiza el análisis económico del play, donde se obtienen los indicadores de rentabilidad como es el valor presente neto (VPN), el valor monetario esperado (VME), la tasa interna de retorno (TIR) y rentabilidad. Con el análisis de estos indicadores se determina la rentabilidad del play y posteriormente se jerarquiza respecto a otros plays de la cuenca y se establecen estrategias exploratorias.

Etapa VIII. Resultados.

Aquí se muestran todos los resultados obtenidos en el trabajo.

Etapa IX. Interpretación de resultados.

Se analizan los resultados obtenidos, se interpretan y se cotejan con los objetivos propuestos para el trabajo.

Etapa X. Síntesis.

Con la interpretación de los resultados se realiza un resumen de los objetivos alcanzados.

Etapa XI. Conclusiones y recomendaciones.

En esta etapa se establecen las conclusiones que alcanzó el trabajo y las recomendaciones que surjan a partir del mismo.

Etapa XII. Edición de la tesis.

Elaboración de productos y manuscrito final.

2.7. Definición de conceptos

2.7.1. Definición de Play

El concepto de play ha tenido una evolución en su definición a través del tiempo, por lo cual mencionaremos una breve historia de esto, que inicia con el análisis de prospecto.

Un *Prospecto* se usó inicialmente por geólogos de exploración para describir rasgos estructurales o estratigráficos actuales que pudieran ser mapeados y perforados (In Magoon and Dow, 1994). Una serie de prospectos relacionados se consideró un *Play*. A medida que la información geoquímica petrolera se incrementaba, la definición de *Play* fue más amplia. Por ejemplo, Bois (1975), definió una *zona petrolera*, la cual consideró similar a un *Play* (Bois *et al.*, 1982), para incluir mezclas de hidrocarburos de composición similar. Algunas definiciones más rigurosas de un *Play* y un *Prospecto* han incluido una roca generadora además de una ruta de migración (White, 1980, 1988; Bishop *et al.*, 1983; Sluijk and Nederlof, 1984; Dolton *et al.*, 1987; Bird, 1988). Baker *et al.*, (1984), menciona que un *Play* es un grupo de prospectos o campos con similitud en roca generadora, almacenadora y controles de trampa en la ocurrencia de aceite y gas.

White (1988), señala que un *Play* es un grupo de prospectos geológicamente relacionados con condiciones similares de roca generadora, almacenadora y trampa. El uso de la geoquímica petrolera cuantitativa (Mackenzie and Quigley,

1988) con la evaluación del *Play* y del *Prospecto* aporta importante información volumétrica para el análisis económico. Allen y Allen (1990), dicen que un *Play* es una percepción o modelo de como una roca almacén productora, un sistema de carga petrolero, un sello regional y trampas pueden combinarse para producir acumulaciones de petróleo.

Magoon and Dow (1994), señalan que un *Prospecto* es una trampa potencial que se debe evaluar para ver si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos, y que un *Play* es uno o más prospectos; en esta evaluación se incluye la presencia de roca almacén, roca sello, volumen de la trampa, carga de hidrocarburos y sincronía. De esta forma, en la definición de *Prospecto* y *Play*, incluye el potencial exploratorio actual para acumulaciones comerciales de aceite y gas no descubiertas.

Chevron (1992), señala como *Play* a un grupo de prospectos o campos similares en cuanto a roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa, maduración, migración y preservación del petróleo. Algunas compañías petroleras como British Petroleum (in Grant et al, 1993), definen un *Play* como un grupo de prospectos con uno o más factores comunes como roca generadora, roca almacenadora y roca sello. Phillips (1995), menciona como *Play* una área geográfica definida por la existencia de roca generadora, almacenadora y trampas bajo condiciones geológicas similares. Exxon (1997), define al *Play* como una unidad de facies de roca almacén cuyos prospectos de aceite y gas tienen similitud en: tipo de trampa, roca generadora, roca sello e intercomunicaciones de fluidos.

Netherland (1998), menciona que la exploración de hidrocarburos está basada en áreas con características geológicas comunes conocidas como plays y que dicha exploración no es un juego con iguales posibilidades. También señala que la distribución de hidrocarburos en las cuencas donde están presentes, es una distribución lognormal.

En este trabajo se considera como un *Play* a un conjunto de prospectos y/o yacimientos, con similitud en su roca generadora, roca almacenadora, roca sello y trampa. Entendiéndose por *Prospecto* a una trampa perforable dentro de un *Play*.

A continuación se mencionan algunos términos que se utilizan en los estudios de plays:

Lead u Oportunidad Exploratoria.- Es un rasgo atractivo observado en una o dos líneas sísmicas, que con estudios adicionales pudiera dar lugar a un prospecto.

Prospecto.- Como ya se mencionó anteriormente, un prospecto es una trampa perforable dentro de un *play*; es una trampa bien definida con dos o más líneas sísmicas que se crucen, se considera que los elementos y procesos del sistema petrolero están presentes.

Localización.- Es la posición donde se propone la perforación de un pozo, para probar el prospecto.

2.7.2. Definición de Play Fairway

Se define como Play Fairway al área comprendida por la máxima extensión posible de una roca almacenadora dentro de un intervalo estratigráfico (Grant et al, 1993).

Un Play Fairway está definido cómo el área máxima actual donde se tiene presencia de roca almacenadora potencial, con posibilidades de tener sello regional y que haya sido cargada con hidrocarburos. Una roca almacén es aquella que tiene las características apropiadas de porosidad y permeabilidad para almacenar y ceder petróleo. Una carga efectiva de petróleo involucra la existencia de roca generadora que haya expulsado petróleo y la presencia adecuada de patrones de migración de la roca generadora hacia el play. Un sello regional efectivo se refiere a la presencia y capacidad de sello regional cubriendo el play, a

este nivel no se incluye la trampa porque no representa un criterio para la definición del Play fairway (Pemex-BP, 1994). Las características de la trampa están evaluadas hasta la etapa de definición de los diferentes plays dentro del play fairway y los riesgos inherentes a este nivel deben ser agregados a los riesgos definidos para el play.

Es importante señalar que el análisis del play fairway busca identificar el riesgo y jerarquizar las áreas donde, de acuerdo al modelo geológico propuesto, una roca potencialmente almacenadora, una roca generadora y un sello pueden conformar un play efectivo. El análisis de plays proporciona los fundamentos técnicos para la toma de decisiones y de hecho, representa el primer nivel de enfoque del negocio durante el proceso de evaluación de un área, definiendo la estrategia exploratoria de acuerdo a los riesgos identificados (Pemex-BP, op. cit.)

En el presente trabajo se considera el Play Fairway como el área de máxima extensión posible de una roca potencialmente almacenadora, con posibilidad de tener un sello regional y que haya sido cargada con hidrocarburos.

2.7.3. Análisis del Play Fairway

El análisis del Play Fairway incluye varios pasos:

1.- El *Play Fairway* está definido por un modelo geológico para la máxima extensión posible de la roca almacén. La confianza en este modelo geológico varía, dependiendo en la cantidad de datos sísmicos, de pozos y de las condiciones propias de las facies. Esto se refleja en los mapas resultantes .

2.- El riesgo generado en el análisis del *Play Fairway* se subdivide en tres elementos de riesgo principales:

- a) La *presencia* y *efectividad* de la roca almacén;
- b) La *presencia* de roca generadora y la *efectividad* de un sistema de migración;

c) La *presencia de un sello superior efectivo*.

Estos tres elementos de riesgo se ilustran en mapas separados donde cada elemento se asigna con riesgo bajo, medio y alto.

3.- Los mapas de riesgo de cada elemento se combinan para producir planos de riesgo compuesto. De esta forma se ilustra la variación en el riesgo del *Play Fairway*. De esta forma se tiene un fundamento de riesgo para el análisis de prospectos.

4.- El análisis de pozos no productores se usa para entender los elementos del *Play*. Por ejemplo, se puede determinar cual es el factor que falló, que puede ser, la trampa, roca almacenadora, roca generadora, etc. En áreas nuevas, con poca información de pozos, la presencia de la roca almacén, puede ser el factor de riesgo.

5.- El riesgo para los prospectos se puede calibrar usando porcentajes de éxito en pozos perforados para el *Play*.

3. CARACTERIZACIÓN DEL PLAY FRÍO

3.1. Marco Geológico

La Cuenca de Burgos tiene su origen debido a la apertura del Protogolfo de México durante el Jurásico Temprano, donde se depositaron sedimentos clásticos continentales y someros marinos. Posteriormente durante el Calloviano del Jurásico Medio se tienen depósitos de evaporitas y carbonatos de aguas someras y arcillas en el Oxfordiano en el Jurásico Superior. A finales del Jurásico Superior se tuvieron depósitos más profundos de carbonatos y lutitas.

En el Cretácico Inferior se tiene depósitos de carbonatos principalmente y en Cretácico Superior la sedimentación es de aguas profundas formada por calizas arcillosas y lutitas. Es a finales del Cretácico Superior cuando inician las pulsaciones de la Orogenia Laramide

En la Cuenca Terciaria de Burgos el depósito inicia con sedimentos clásticos del Paleoceno, de las unidades formacionales Midway y Wilcox, depositados sobre rocas cretácicas (Figura 6). En el Eoceno Inferior continua la depositación clástica en la cuenca que continua hasta el Eoceno Medio, donde se tienen eventos compresivos deformantes del occidente durante el Eoceno Medio que produjeron la erosión parcial de la Formación Queen City y la progradación rápida hacia la cuenca de facies continentales y marginales de la Formación Yegua. En el Eoceno Superior la cuenca en eventos de extensión, alcanza un rango máximo de subsidencia y basculamiento hacia el oriente que resulta en el depósito de grandes espesores de sedimentos clásticos finos de la Formación Jackson que originan un sistema de fallas de crecimiento y expansión hacia el oriente. Durante el Oligoceno Inferior continua la subsidencia y la depositación de la Formación Vicksburg, emplazándose el sistema de fallas Becerro y Reynosa, orientadas norte-sur. En el Oligoceno Medio ocurren cambios en el nivel eustático del mar dando lugar a una discordancia que separa la secuencia marina deltaica de Vicksburg y la secuencia continental fluvial de la Formación Frío.

ZONACION CRONOESTRATIGRAFICA CUENCA DE BURGOS

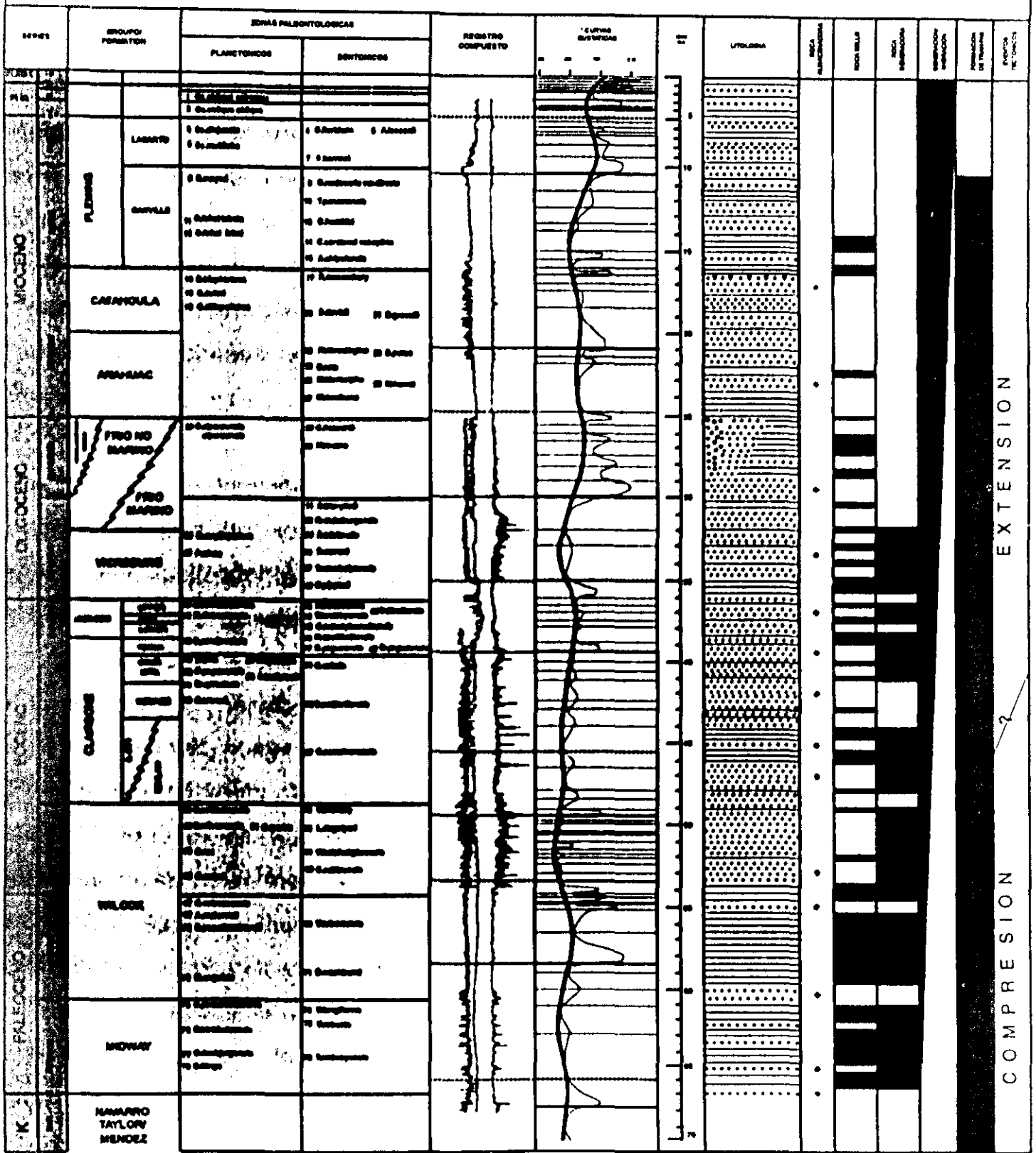


Figura 6

Regionalmente el Play Frío puede comprender la edad 33 - 25.5 Ma. Sin embargo, para el límite inferior del Play se consideró 32 Ma ya que es una marca regional bien controlada por paleontología, registros eléctricos y sismología, a diferencia del límite de secuencia 33 Ma que es poco controlable.

En éste estudio el Play Frío se dividió en Parte Inferior (32-30 Ma) y Parte Superior (30-25.5 M.a.), debido a que por el intervalo de tiempo y al volumen de datos es difícil representar las diferentes características del play en mapas de facies y de riesgo.

En este play se tiene producción en los campos Francisco Cano, Treviño, Pascualito, parte del Reynosa y Monterrey, Brasil y Torrecillas entre otros.

3.3. Geoquímica

En los estudios de evaluación de cuencas, la caracterización geoquímica de las rocas generadoras, tiene vital importancia debido a que el tamaño de los campos, su productividad y localización dentro de la cuenca, están directamente relacionados con el potencial generador, madurez y los procesos de generación y migración de los hidrocarburos, desde los focos de generación hasta las trampas (Ziga, 1995).

De la caracterización geoquímica regional de la Cuenca de Burgos (Ziga, op.cit.), se tienen 8 subsistemas generadores, los cuales incluyen un subsistema mesozoico y siete subsistemas terciarios.

En esta caracterización, se destaca su potencial generador, madurez, focos de generación, tipo de materia orgánica, producción de gases húmedos, producción de gas seco, gradiente geotérmico regional, caracterización genética de gases

Esta Formación Frío presenta facies fluvio-deltaicas y deltaicas hacia el oriente de la cuenca, además de tener facies de frente deltaico y de prodelta en la misma dirección. En el Mioceno y Plioceno continua el depósito de sedimentos clásticos de arenas y lutitas que se ven afectados por fallas normales con caída hacia el oriente.

En la Cuenca de Burgos, la columna sedimentaria terciaria se encuentra afectada por emplazamientos arcillosos generando domos, que ocasionan el plano sobre el cual resbalan las fallas normales.

3.2. Localización y edad del Play Frío

Se ubica en la parte central de la Cuenca y se compone de areniscas del Oligoceno de edad 32 - 25.5 Ma (Figura 7).

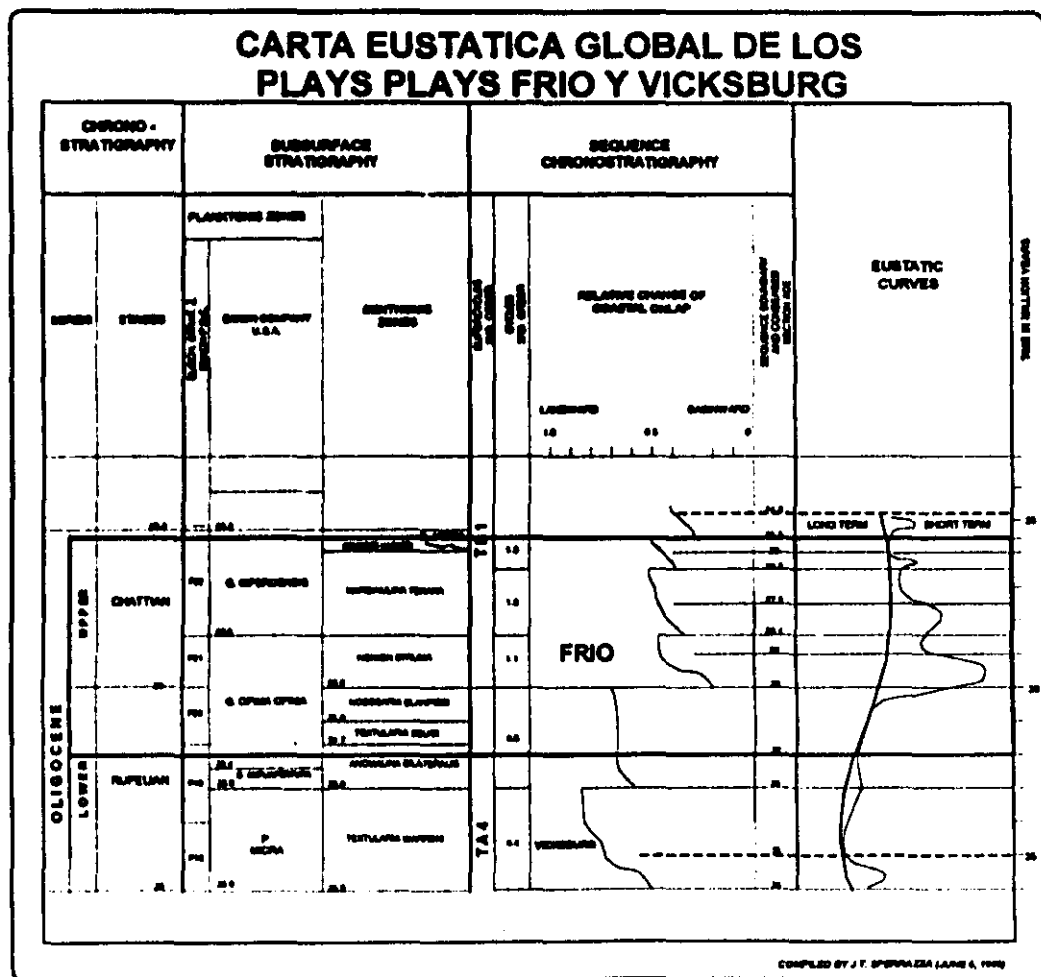


Figura 7

naturales, ventanas de generación en líneas sísmicas regionales y rutas de migración.

De acuerdo con su potencial generador, los más importantes focos de generación son: Paleoceno Midway, Paleoceno Wilcox, Eoceno Wilcox y Oligoceno Vicksburg. Se observa un fuerte control estructural sobre la madurez de las secuencias generadoras, y las rutas de migración; por lo tanto sobre la localización de los yacimientos.

El mayor contenido de gas húmedo en la cuenca, ocurre en la parte central de la Cuenca de Burgos, asociado a tres factores:

- 1).- La sobreposición de 6 focos de generación terciarios dentro de la Ventana del Gas Húmedo
- 2).- La asociación de los yacimientos de gas húmedo, con anomalías geotérmicas con gradientes muy elevados de 50 a 70 °C/km.
- 3).- Del tipo de materia orgánica (el tipo 3 es generadora de gas y condensado principalmente).

La distribución del campo geotérmico de la Cuenca de Burgos, se observa como una anomalía termal elevada, situada en las Franjas del Eoceno y Oligoceno, donde ocurre la principal generación de gas húmedo, limitada tanto al occidente como al oriente por zonas termalmente frías (franjas del Paleoceno y del Mioceno), principales generadoras de gas seco.

En el presente trabajo se enfoca el análisis geoquímico al Subsistema Generador Oligoceno Vicksburg, que es el que carga a las rocas almacenadoras del Play Frío.

3.3.1. Subsistema generador Oligoceno Vicksburg

Potencial Generador

En la Figura 8, se aprecia desde un punto de vista regional, que el potencial generador del Oligoceno Vicksburg, varía de Pobre (Carbono Orgánico Total

<0.5%) a Regular (COT entre 0.5 a 1.0%), observándose que las lutitas depositadas en un ambiente deltaico, tienen un potencial generador pobre (achurado inclinado), sin capacidad de generación comercial debido a la intensa biodegradación y oxidación, producida por un ambiente de alta energía; mientras que las lutitas que se depositan en el prodelta (achurado vertical) tienen un potencial generador regular.

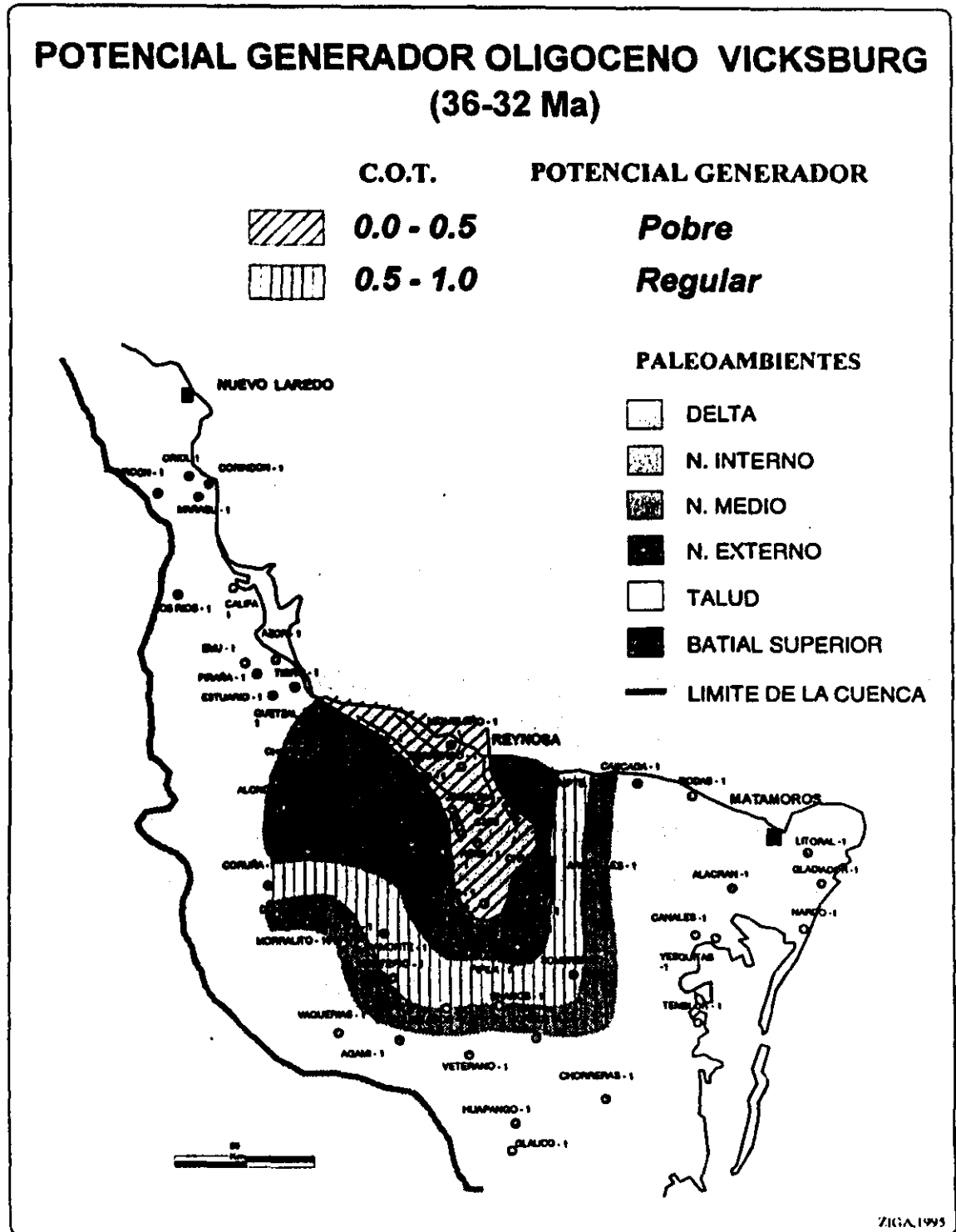


Figura 8

Se considera de importancia señalar que el mayor potencial generador identificado en el Oligoceno Vicksburg, se encuentra asociado a un sistema transgresivo, identificado con la MFS (Superficie de Máxima Inundación) de 35 Ma, la cual se muestreó en el fondo del Pozo Reynosa Poniente-1, donde se depositó en ambientes de aguas profundas.

Madurez

La madurez de las lutitas del Oligoceno Vicksburg (Figura 9), varía desde inmadura

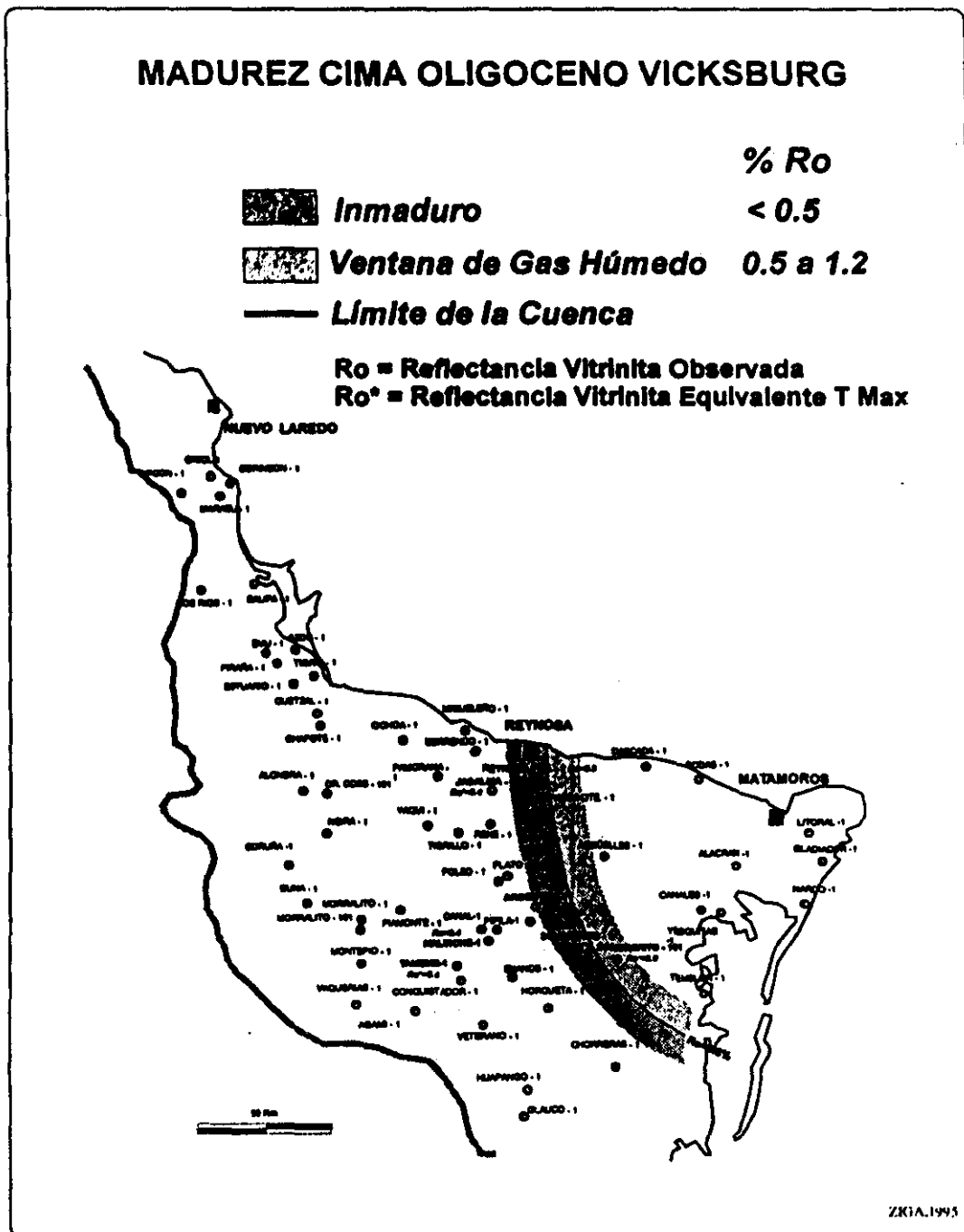
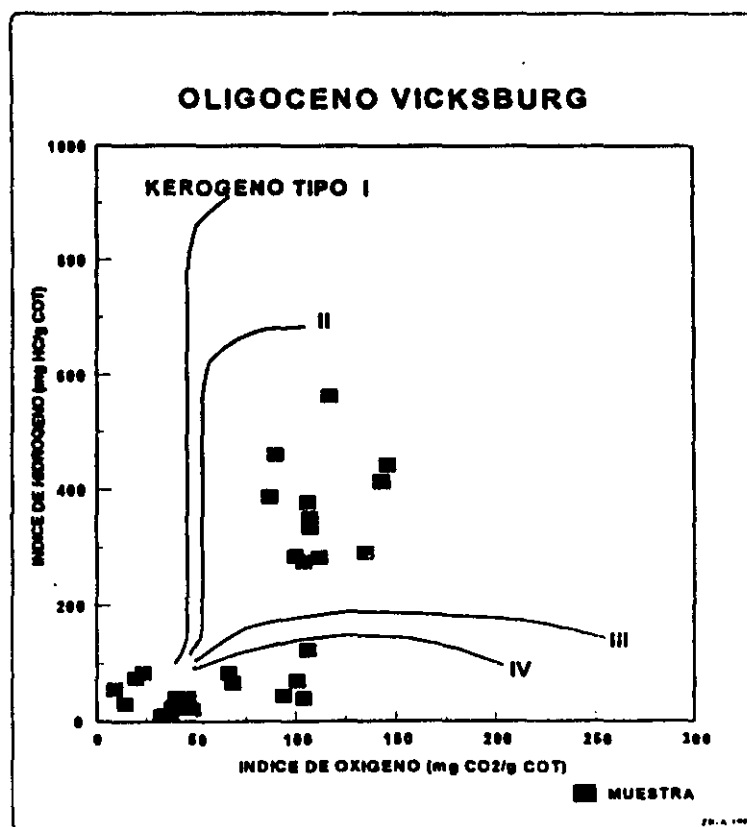


Figura 9

($R_o < 0.5\%$), hasta madura ($R_o > 0.5\%$) dentro de la ventana del gas húmedo, observándose también un brusco incremento de la madurez hacia el oriente, interpretándose como producto de la actuación del Sistema de Fallas de Expansión que actuaron de 30 a 25.5 Ma, (Oligoceno Tardío hasta Mioceno Temprano), las cuales desplazaron el bloque del oriente a una profundidad > 1600 m, permitiendo que la cima de esta unidad entre a la ventana de generación del gas húmedo.

Tipo de Materia Orgánica.

De acuerdo a la Figura 10, el tipo de kerógeno del Oligoceno Vicksburg, es una mezcla de kerógeno tipo II (con tendencia a generar aceite y gas) y tipo III (con tendencia a generar solo gas); el Índice de Hidrógeno tiene valores de 300 hasta casi 600 mg de HC/g de COT, lo que indica la **mejor calidad de materia orgánica detectada hasta el momento en la Cuenca de Burgos**, con capacidad para generar gran cantidad de condensados y de gas seco. Se interpreta que esta roca, identificada con la MFS 35 Ma es la generadora del Campo Reynosa, considerado como el campo gigante de la Cuenca de Burgos.



Producción Regional de Gases Húmedos C²⁺

En la Figura 11 se ilustra el contenido de gases húmedos C²⁺ (% Etano+Propano+Butano+Pentano) en la Cuenca de Burgos, donde desde un punto

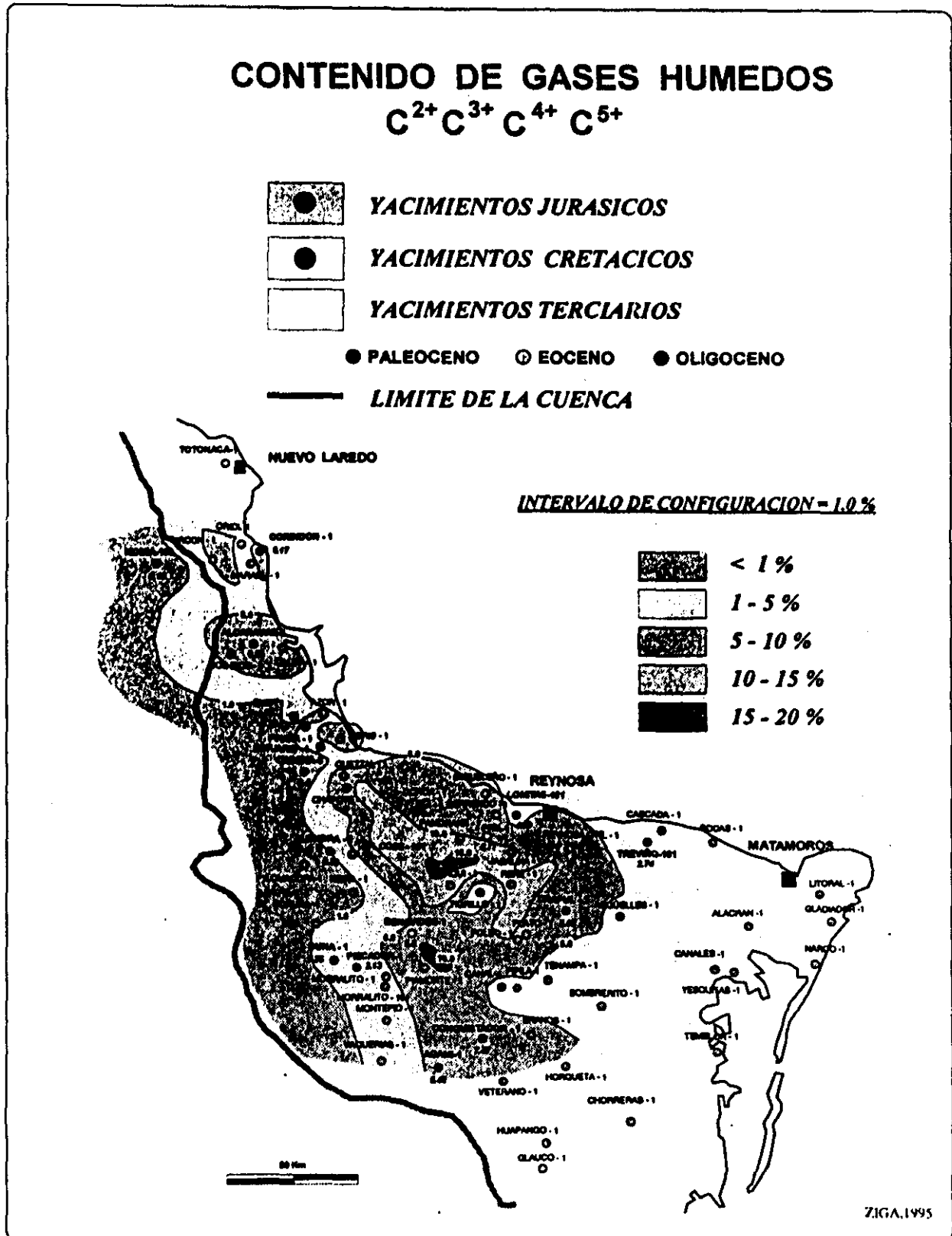


Figura 11

de vista regional el menor contenido de gases húmedos se ha medido en los yacimientos almacenados en rocas Jurásicas: campos Lampazos (Fm. La Gloria) y Anáhuac (Fm. Novillo), Cretácicos como Cadena-1 (Fm. Taraises y Cretácico Superior), Paleocénicos como Pandura-1, Jaribú-1, Jaujal-1, Velero-1, Emú (DL-1, DL-2 y 22), Azór-1, Presa-1, Duna-1 y Pizcador-1 donde se ha determinado un contenido de gases húmedos <5.0%, lo que indicaría una roca generadora sobremadura, que mediante el modelaje de madurez, en los casos de los campos Duna, Alondra, Pizcador, Emú, Alcaraván y Corindón se consideran generados por las margas del Cretácico Superior Méndez y en el caso de los campos Lampazos y Anáhuac, son generados probablemente por el Jurásico La Casita.

Por otra parte se observa que el mayor contenido de gases húmedos (15 a 20%) de la Cuenca de Burgos se explota en Yacimientos almacenados en la franja del Eoceno (campos: Yaqui-1, Zacate-101 y Fronterizo-1).

El fenómeno anterior, se interpreta debido a la existencia de 2 factores:

- 1).- En esta área existe la superposición de 6 focos de generación terciarios: Paleoceno Wilcox, Eoceno Wilcox, Eoceno Reklaw, Eoceno Cook Mountain-Yegua, Eoceno Jackson y Oligoceno Vicksburg, situados todos dentro de la Ventana del Gas Húmedo, con un $R_o > 0.5\%$, donde ocurre la principal generación de gas húmedo.
- 2).- Además, como se verá más tarde, existe en esta área una anomalía geotérmica asociada a los campos de gas, donde el gradiente geotérmico promedio es el más elevado de toda la Cuenca de Burgos, variando de $40^\circ\text{C}/\text{km}$ a $<70^\circ\text{C}/\text{Km}$.

Se observa que el contenido de gas húmedo, disminuye hacia el oriente, ocurriendo contenidos < 3% en yacimientos almacenados en el Oligoceno tardío: (campos Treviño 101, Guillermo Prieto-1, 18 de Marzo-9 y Corzos-2, lo anterior, se interpreta, por la profundización (como resultado de las fallas de expansión) del subsistema generador Eoceno Jackson y Oligoceno Vicksburg, y su entrada

dentro de la ventana del gas seco; aunado a la entrada dentro de la ventana del gas húmedo ($R_o > 0.5\%$), de rocas sin capacidad de generación de volúmenes comerciales de hidrocarburos (formaciones Frío Marino, Frío No Marino, Anáhuac y Mioceno Temprano).

Producción Regional de Metano

Como se observa en la Figura 12, la mayor producción de gas seco en la Cuenca de Burgos, ocurre en el borde occidental, con contenidos $>95\%$ de metano, esta área comprende campos jurásicos como Lampazos y Anáhuac, cretácicos como Cadena y paleocénicos como Pizcador, China, Duna, Alondra, Emú, Azor, Cotinga, Velero y Jaujal. Se interpreta, una roca generadora sobremadura que en los campos jurásicos podría ser La Casita y para los campos paleocénicos el modelaje de madurez, identifica a la Fm. Méndez.

La producción de metano disminuye en la parte central de la cuenca, en las franjas del Eoceno y del Oligoceno, con producción menor $<80\%$, en los campos Zacate, Cuervito, Fronterizo y Yaqui. Lo anterior se debe a que en esta área, existen 5 subsistemas dentro de la ventana del gas húmedo, y la producción de éste alcanza hasta el 20%.

Hacia oriente vuelve nuevamente a aumentar la producción de metano, hasta $>95\%$ en los campos almacenados en el Oligoceno Frío, como son : Corzos, Brasil, Treviño, Guillermo Prieto y 18 de Marzo, este fenómeno se interpreta por la profundización de la única roca generadora caracterizada para esta área, el Oligoceno Vicksburg y la entrada a la ventana del gas húmedo de unidades sin potencial generador como son el Oligoceno Frío y Mioceno Anáhuac, lo que limita la generación de gas húmedo.

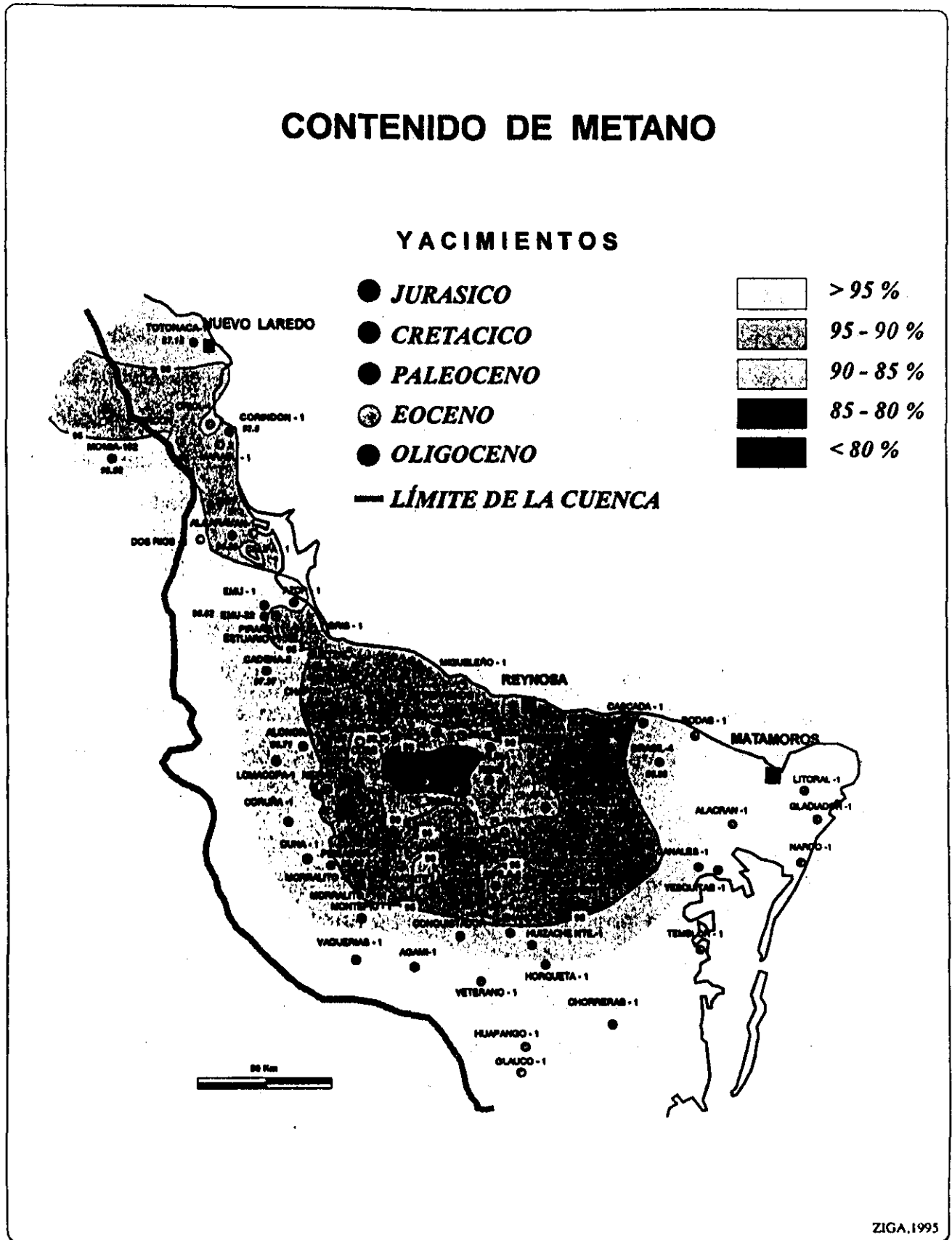


Figura 12

Gradiente Geotérmico Promedio

Este producto se construyó con 401 pares de datos (profundidad-temperatura), adquiridos de pruebas de presión (pruebas de potencial instantáneo y pruebas de potencial absoluto), de 133 pozos productores. Debido a que son temperaturas estabilizadas, estos datos se consideran de mayor confiabilidad para conocer el régimen geotermal del subsuelo, que las temperaturas de los encabezados de los registros eléctricos, los cuales tienen que ser corregidos por el efecto refrigerante del lodo de los pozos.

Los criterios utilizados para seleccionar las temperaturas utilizadas para calcular los gradientes geotérmicos, fueron los siguientes:

- a) Eliminación de temperaturas fuera de rango.
- b) Eliminación de temperaturas menores que la temperatura del terreno.
- c) Eliminación de temperaturas sin incremento dentro de una tendencia regional.
- d) Utilización de temperaturas obtenidas en condiciones de pozo cerrado.

Los primeros tres criterios fueron definidos por Pfeiffer y Sharp (1989), el último derivó del análisis de la información de pruebas de presión de la Cuenca de Burgos.

Una apreciación regional de las temperaturas estabilizadas, de formación y de yacimiento de toda la Cuenca de Burgos (Figura 13) nos permite interpretar, que las temperaturas del subsuelo, entre 500 a 3500 mbnt (metros bajo nivel del terreno), varían desde 45º hasta 150º, en diferentes alineamientos, donde destaca el alineamiento de temperaturas del Eoceno como el más alto (mayor temperatura a menor profundidad), siguiéndole en importancia el del Oligoceno, Paleoceno por último Jurásico y Mioceno.

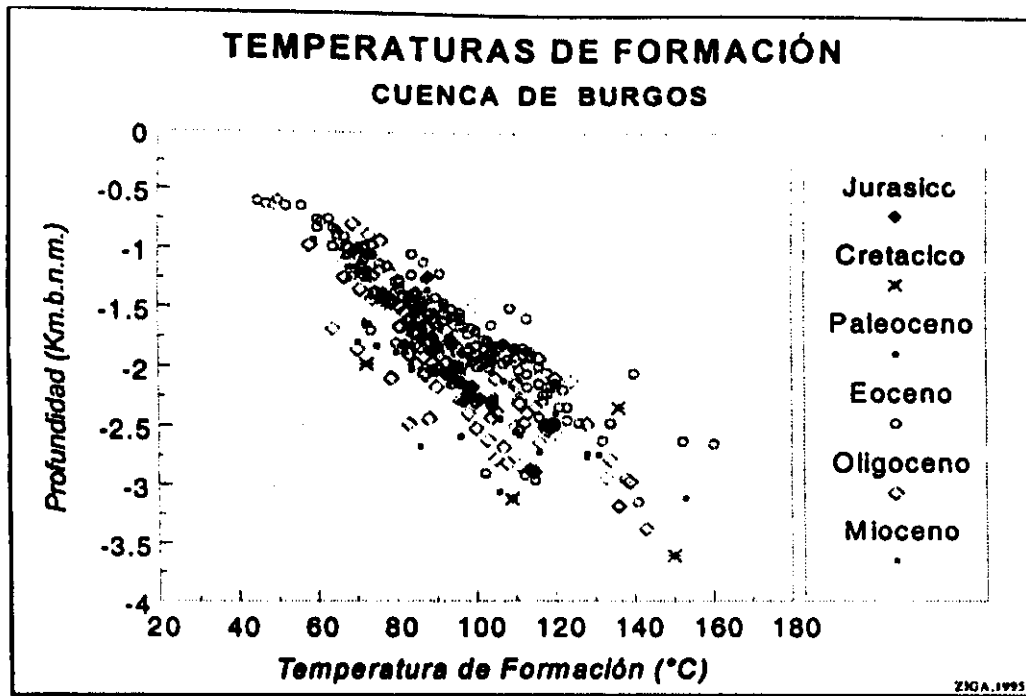


Figura 13

Los anteriores alineamientos, cuando son transformados a gradientes promedios (Figura 14), nos indican que los más altos gradientes geotérmicos se encuentran en la franja del Eoceno, con valores de 38^a a 60^a°C/Km., disminuyendo en la franja del Oligoceno a gradientes de 30-50^a°C/Km y en la franja del Paleoceno a <25^a°C/Km, el Jurásico varía 33-38^a°C/Km y 48-54^a°C/Km. Por último el Mioceno es termalmente frío con gradientes de 32^a°C/Km (Ziga, 1995).

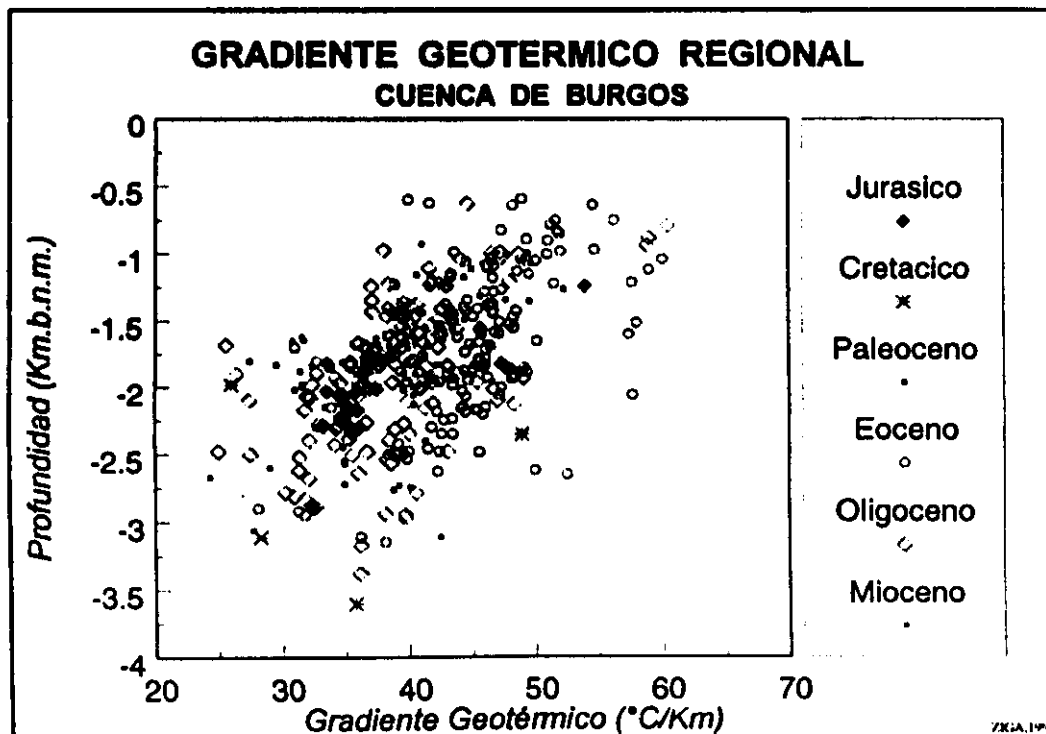


Figura 14

En la Tabla 1, se observa un resumen del rango de las temperaturas de formación, de yacimiento y los gradientes geotérmicos promedio contra la profundidad.

Yacimiento	Profundidad (kmbnm)	Temperatura Yacimiento (°C)	Gradiente Prom. (°C/Km)
Jurásico	1.5 a 3.0	80 a 150	30 a 55
Cretácico	2.0 a 3.5	72 a 150	26 a 36
Paleoceno	1.0 a 3.25	60 a 130	25 a 53
Eoceno	0.6 a 2.7	46 a 135	28 a 60
Oligoceno	0.7 a 3.0	50 a 140	30 a 49
Mioceno	1.7 a ?	73 a ?	30 a ?

Tabla 1.

Una visión regional del campo geotérmico (Figura 15) de la Cuenca de Burgos, nos muestra una anomalía geotérmica elevada ubicada en la parte central de la cuenca, sobre las franjas del Eoceno y del Oligoceno, con gradientes geotérmicos muy elevados de 40°C/Km a 60°C/Km, limitada por zonas termalmente frías con gradiente <30°C/Km a , tanto al occidente (Franja del Paleoceno) como al oriente (Franja del Mioceno), principales productoras de gas seco.

También se observa que las anomalías geotérmicas están alineadas (igual que los campos de gas) a lo largo de alineamientos de sistemas regionales de fallamiento lístrico o "Sistemas Regionales de Expansión" los cuales migran en tiempo y espacio hacia el oriente, a medida que la cuenca prograda en esa dirección; la hipótesis desarrollada para explicar ese fenómeno, se ha denominado "Hipótesis de Convección", (Pfeiffer and Sharp, 1989) donde fluidos calientes (agua e hidrocarburos) de origen desconocido, ascienden a través de las fallas de expansión y al llegar a una arena permeable la cargan de hidrocarburos,

desplazando el agua de formación, produciendo un yacimiento de gas con una anomalía geotérmica asociada.

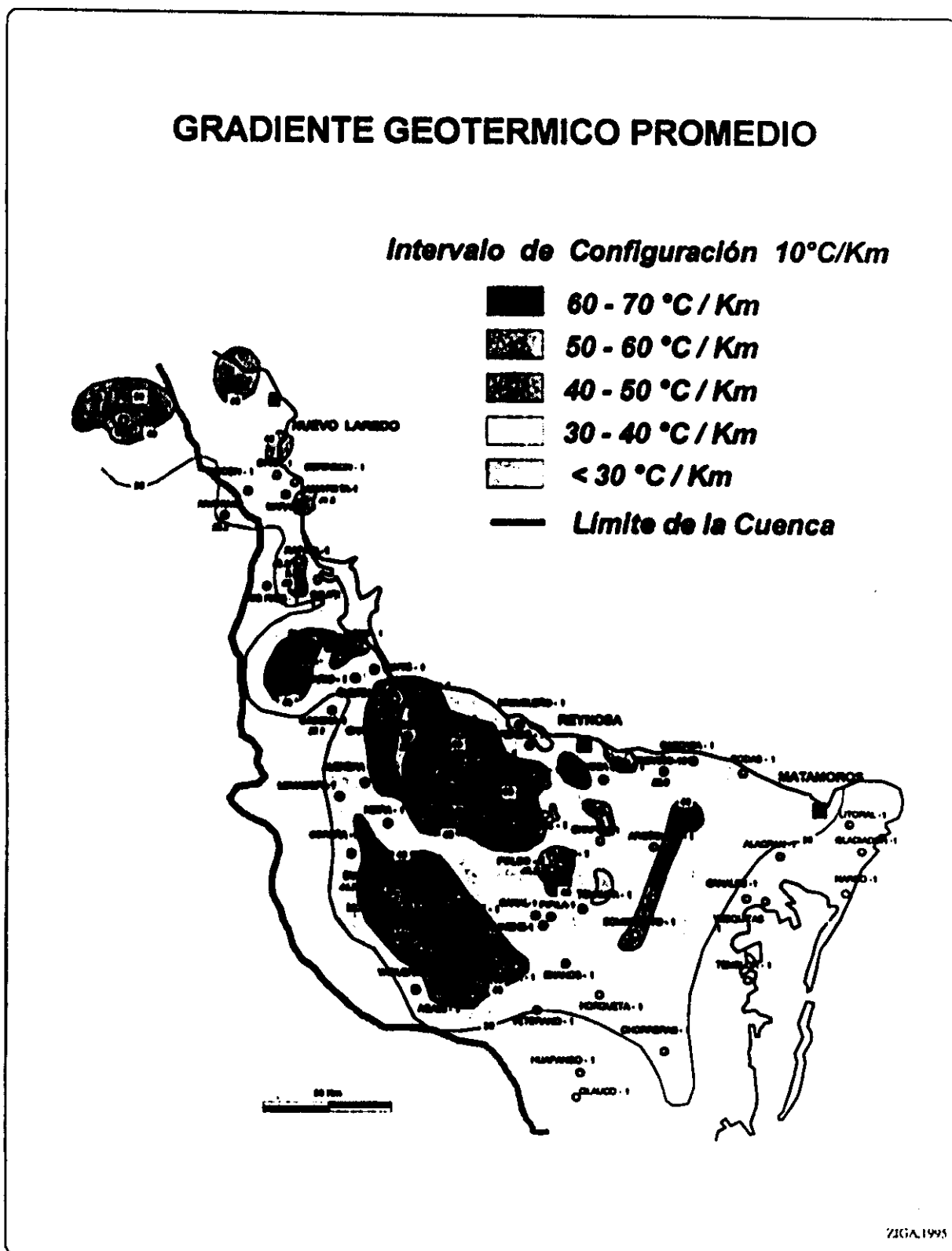


Figura 15

Rutas de Migración

Existe un notable control tectónico sobre la producción y la localización de los campos de gas ejercido por las fallas regionales de expansión (Figura 16), esto a sido apreciado tanto en Texas como en la Cuenca de Burgos, donde los campos de gas se encuentran alineados a lo largo de los sistemas de fallas regionales; lo anterior se puede explicar debido a que las fallas regionales controlan:

- a) La distribución y espesor de los prismas arenosos que constituyen los principales reservorios.
 - b) La distribución y tamaño de las principales trampas estructurales.
 - c) La madurez de los focos de generación de las rocas generadoras.
- a) Las rutas de migración por medio de los cuales los reservorios son cargados por hidrocarburos desde los focos de generación, por lo tanto controlan la localización de los campos.

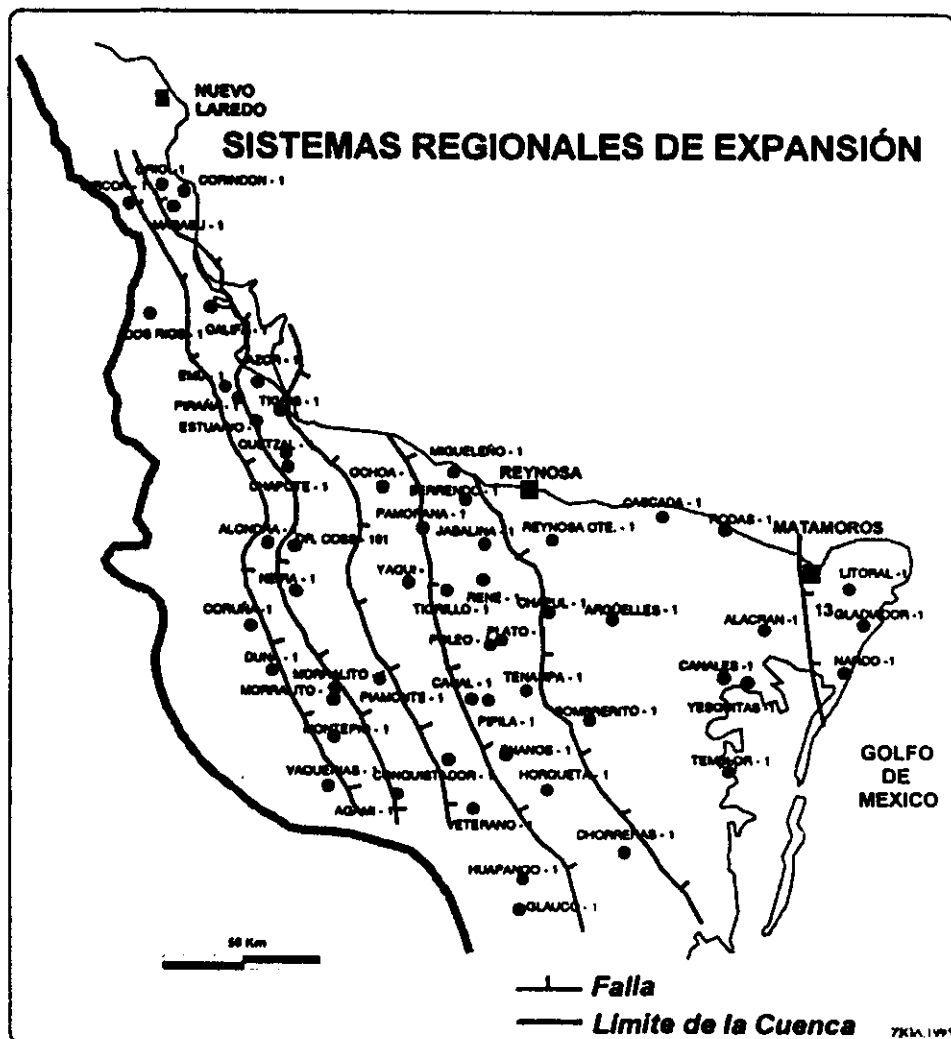


Figura 16

Se considera un origen terciario de los hidrocarburos que migran a través de las fallas de expansión, basado principalmente en que las lutitas terciaria son maduras y se encuentran dentro de la ventana del gas húmedo y del gas seco, por lo que tienen capacidad para cargar de hidrocarburos por migración primaria las arenas y por migración secundaria, por medio de fallas de expansión a reservorios someros (Figura 17).

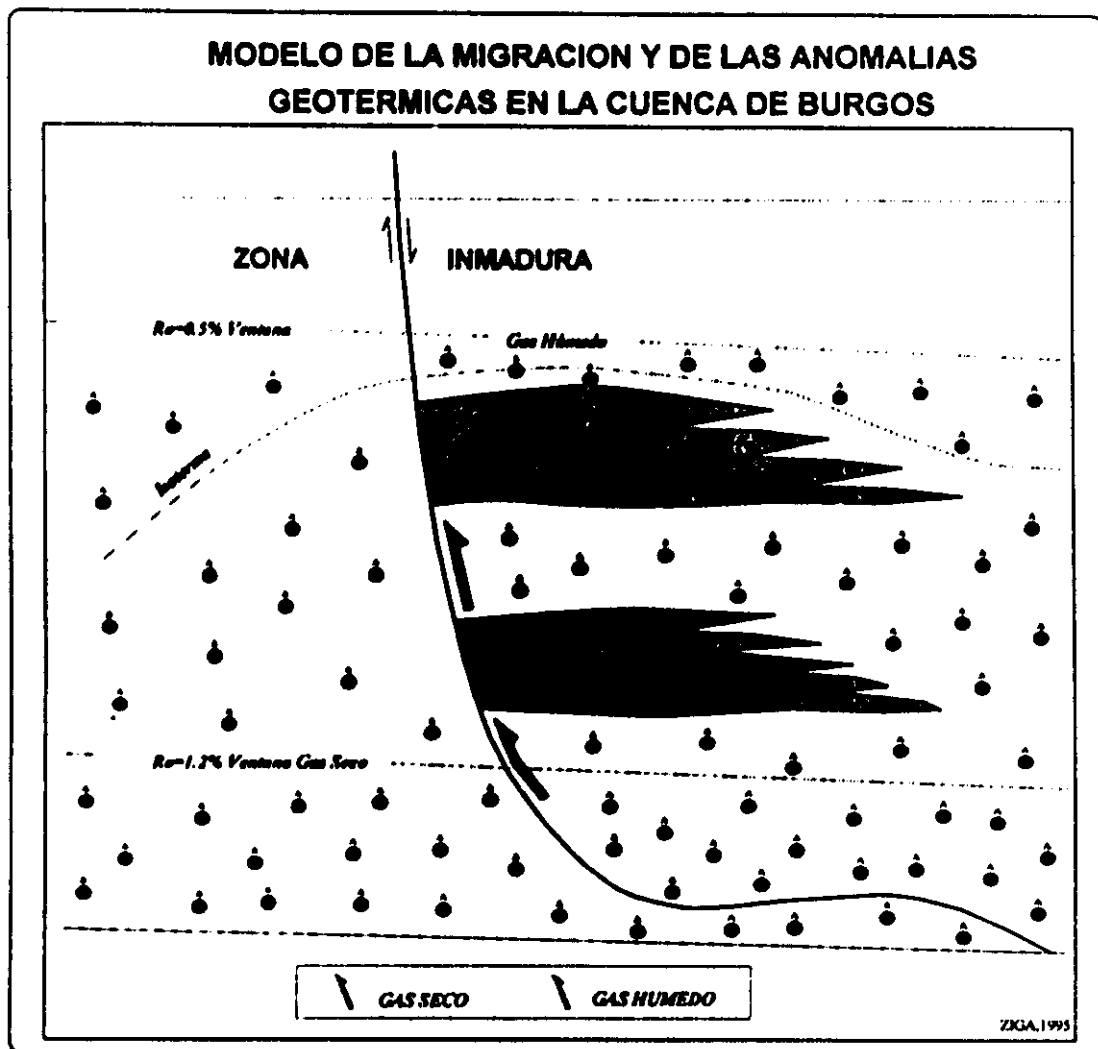


Figura 17

3.4. Interpretación sísmica - estratigráfica

Se interpretaron 5 secciones sísmicas regionales del Estudio del Potencial Remanente de Burgos (PRB), siendo estas: PRB-14, PRB-16, PRB-18, PRB-20 y PRB-7 (Figura 18 y Anexo I).

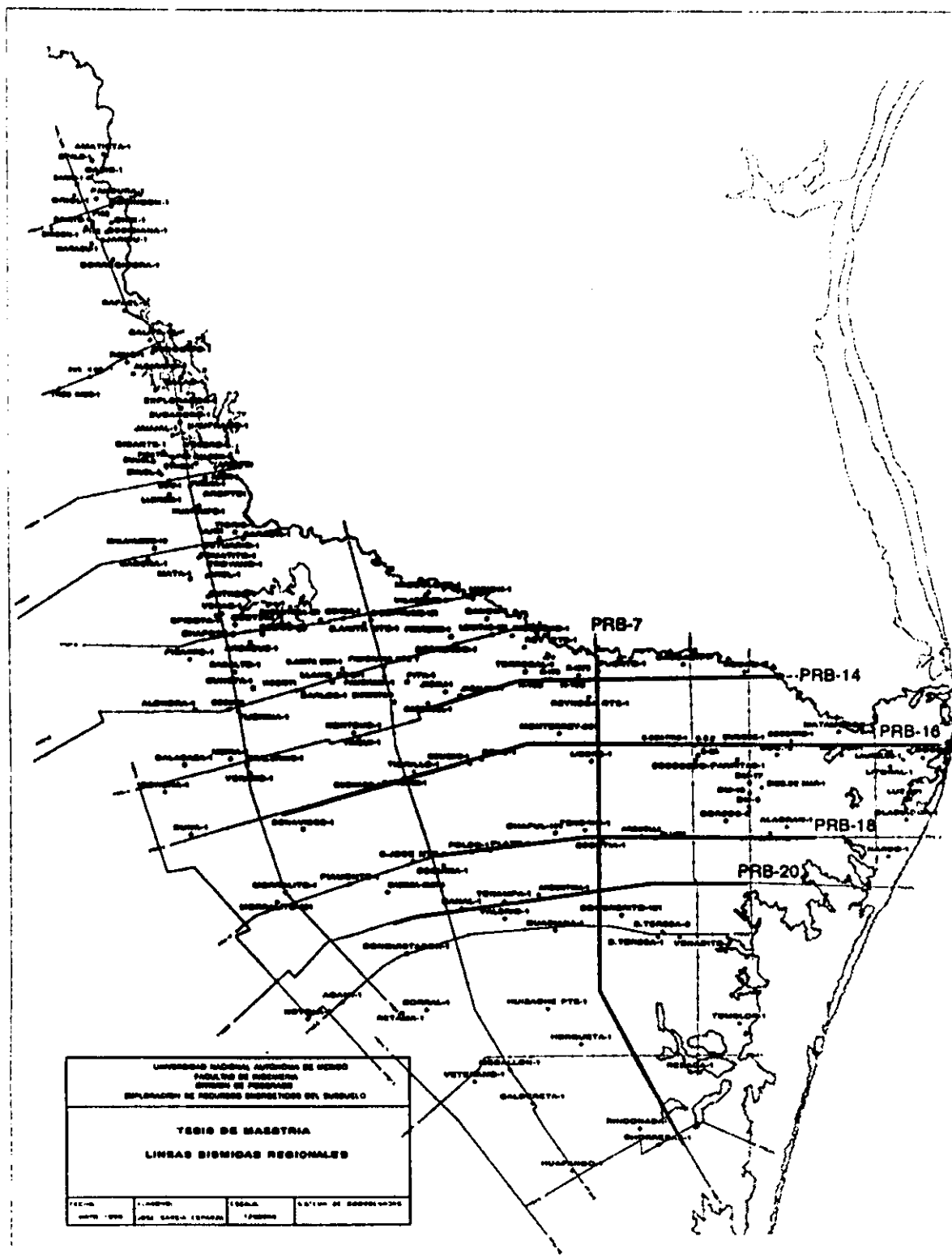


Figura 18

Se construyeron 5 secciones estratigráficas-estructurales regionales (Figura 19 y Anexo II):

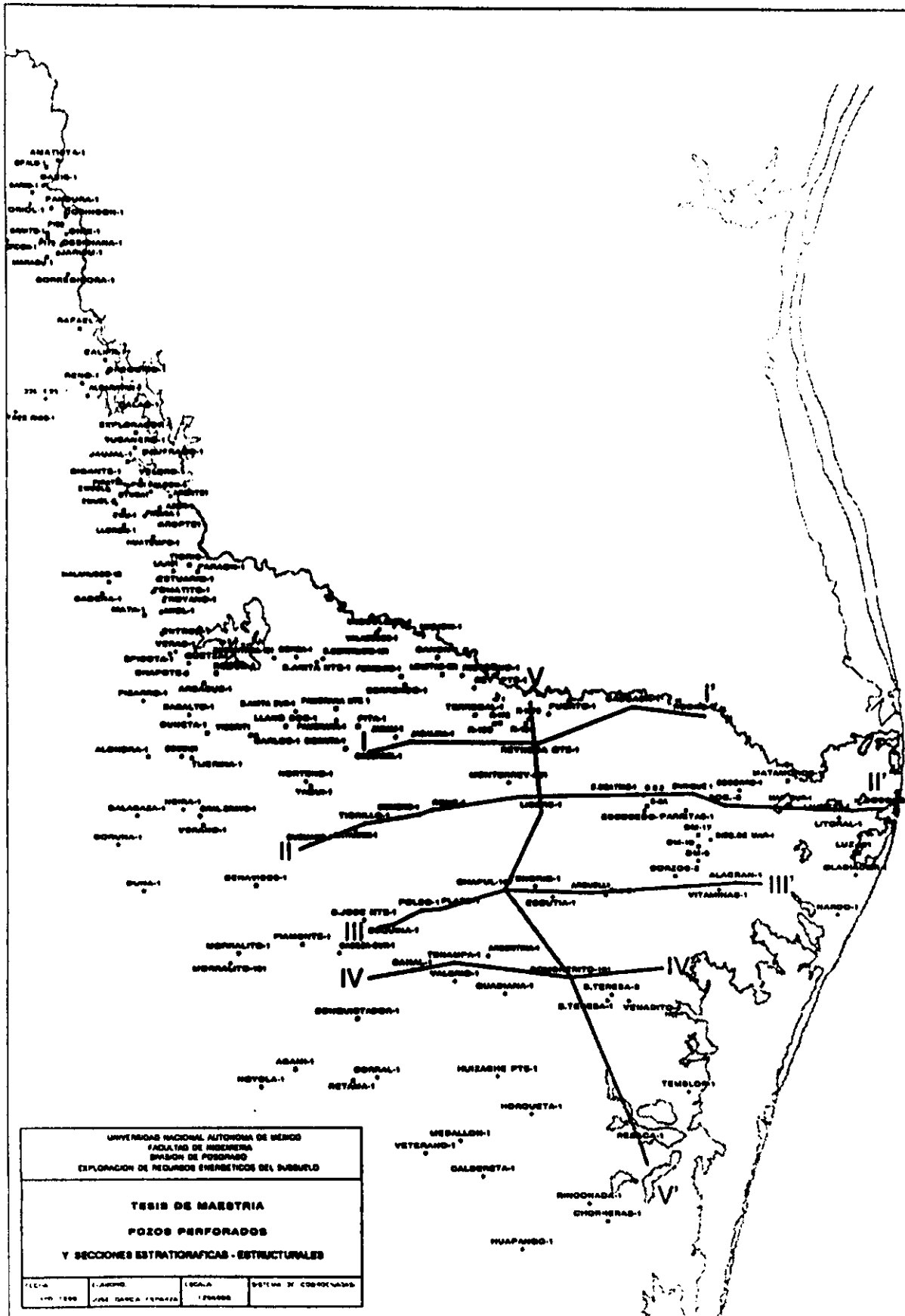


Figura 19

Sección I-I', entre los pozos Casabel-1, Jabalina-1, Reynosa Oriente-1, Cascada-1 y Rodas-1.

Sección II-II', pozos Quemado-1, Tigrillo-1, Comitas-1, Gomeño-1, Cronos-1, Monterrey-301, Sta. Beatriz-1, Enrique-1, Socorro-3, Laureles-1 y Bosque-1.

Sección III-III', pozos Esquina-2, Poleo-1, Plato-1, Chapul-101, Arguelles-1 y Alacrán-1.

Sección IV-IV', pozos Vigía-1, Canal-1, Tenampa-1, Sombrerito-101 y Canales-1.

Sección V-V', pozos Reynosa-1005, Liebre-1, Chapul-101, Sombrerito-101 y Resaca-1.

En la interpretación de las secciones estratigráficas y las líneas sísmicas se empleó la metodología de estratigrafía de secuencias, identificando límites de secuencias (SB) y superficies de máxima inundación (MFS) en los registros geofísicos de los pozos, y con los datos bioestratigráficos de las muestras de los pozos, se apoyó en una tabla de correlación global (Figura 7), para definir las edades de los límites de secuencias y de las superficies de máxima inundación. Posteriormente, con leyes de velocidades se pasaron las profundidades de las secuencias a tiempo sísmico en las líneas sísmicas regionales.

En las secciones sísmicas se marcaron las fallas normales presentes en el área teniéndose expansión en algunas con diferentes saltos y con caída al este. También se presentan algunas fallas antitéticas con menor desplazamiento. Se identificaron los límites de secuencias presentes en el subsuelo, destacándose el límite de secuencia 25.5 Ma, que es la cima del Play Frío y el límite de secuencia 30 Ma, que es el límite entre el frío superior y el inferior. También se identificó la superficie de máxima inundación 32 Ma, que corresponde a la base del Play Frío. Se interpretaron facies sísmicas internas en el play de tipo de hoja, paralelos, subparalelos, de lentes, mostrando progradaciones en espacio y tiempo de un sistema deltaico hacia el oriente.

En las secciones estratigráficas-estructurales se marcaron los límites de secuencias y superficies de máxima inundación en los registros geofísicos de los pozos perforados, con el apoyo de fósiles identificados en los pozos, haciendo una correlación en tiempo geológico de las unidades estratigráficas. En estas secciones se controló la cima del Play Frío en el límite de secuencia 25.5 Ma, y la base en la superficie de máxima inundación de 32 Ma. Con el apoyo de los ambientes de depósito identificados en los pozos, los datos paleontológicos, las respuestas eléctricas de las diferentes secuencias estratigráficas, se interpreta un modelo de depósito para el Play Frío de un sistema deltaico con progradación hacia el oriente, identificándose en la sección I-I' facies fluviales hacia los pozos Cascabel-1 y Jabalina-1 en el Play Frío hacia el pozo Reynosa Oriente-1 se interpretan facies fluvio-deltaicas para este play. Estas facies sobreyacen a un frente deltaico de edad más antiguo que 32 Ma, y que correspondería al Play Vicksburg. Hacia el pozo Cascada-1 el Play Frío Superior se caracteriza por facies deltaicas y el Play Frío inferior se identifica por facies del frente deltaico y prodelta; hacia el pozo Rodas-1 el Play Frío Superior (30-25.5 Ma) presenta facies deltaicas y de frente deltaico.

3.5. Geología estructural

En la interpretación de las líneas sísmicas, se observa que el Play Frío estructuralmente está afectado por fallas normales de crecimiento con caída al oriente, con grandes zonas de expansión en la parte central y oriental del play. Estas fallas dan lugar a la expansión de sedimentos, es decir, son la causa del crecimiento en espesor hacia el oriente del play variando el espesor de escasas decenas de metros al occidente del área en el pozo Esquina-2 (PRB-18), hasta casi 2 000 m, al oriente como en los pozos Cascada-1 y Rodas-1 (PRB-14). También se interpretan algunas fallas normales antitéticas con poco desplazamiento y emplazamientos de domos arcillosos por debajo del Play Frío.

Las rocas del Play Frío están cortadas por un gran número de fallas normales de bajo ángulo, con caída hacia el oriente principalmente. Estas fallas están asociadas generalmente a anticlinales "rollover". Las fallas son curvilíneas, y dan lugar a una serie de bloques con orientación norte-sur.

El despegue de las fallas es sobre la cima del Cretácico Superior. La mayoría de éstas fallas son de edad Oligoceno y parte del Mioceno.

Este estilo estructural es el resultado de una rápida sedimentación y sepultamiento de lutitas de aguas profundas, seguido por una movilización de lutitas sobrepresurizadas en respuesta a una carga sedimentaria rápida (Closs,1968; Bruce,1973, 1983; Dally,1976).

3.6. Distribución de ambientes

En el Play Frío Inferior (32-30 Ma), se tienen ambientes de depósito fluviales hacia el área de los pozos Cascabel-1, Jabalina-1, Reynosa Poniente-1; ambiente salobre en el pozo Reynosa-1052, ambiente nerítico interno en los pozos Canal-1, Tenampa-1, Chapul-101; nerítico medio en los pozos Arguelles-1, Cascada-1, Rodas-1, Sombrerito-101, Alacrán-1, Huisache-1, Medallón-1, Veterano-1; y nerítico externo hacia el pozo Resaca-1. (Figura 20).

Para el Play Frío Superior (30-25.5 Ma), se tiene un avance de los ambientes de depósito hacia el oriente del área, con ambientes fluviales desde el pozo Cascabel-1, Jabalina-1, Gomeño-1, Esquina-2, Poleo-1, Plato-1, Canal-1, Tenampa-1, hasta el área de los pozos Reynosa Oriente-1, Monterrey-301, Chapul-101, Sombrerito-101 y Arguelles-1; el ambiente salobre está en el pozo Cascada-1 y Candido-1; el nerítico interno se define en el pozo Rodas-1 al norte y el pozo Venadito-1 al sur; el nerítico medio se presenta en el Alacrán-1, Yesquitas-1, Resaca-1, Veterano-1 y Chorreras-1 entre otros; el nerítico externo prácticamente está fuera del límite del play (Figura 21).

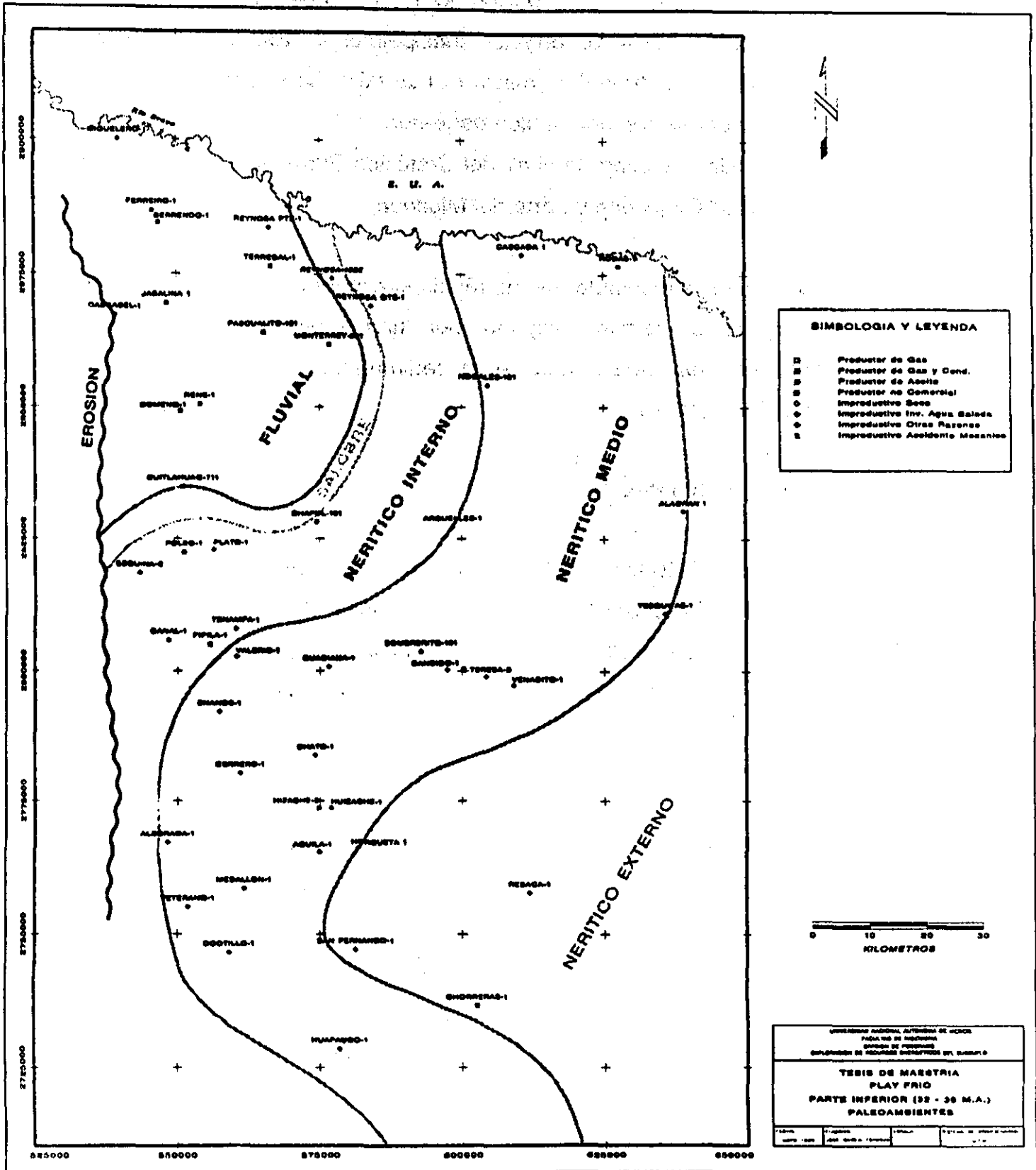


Figura 20

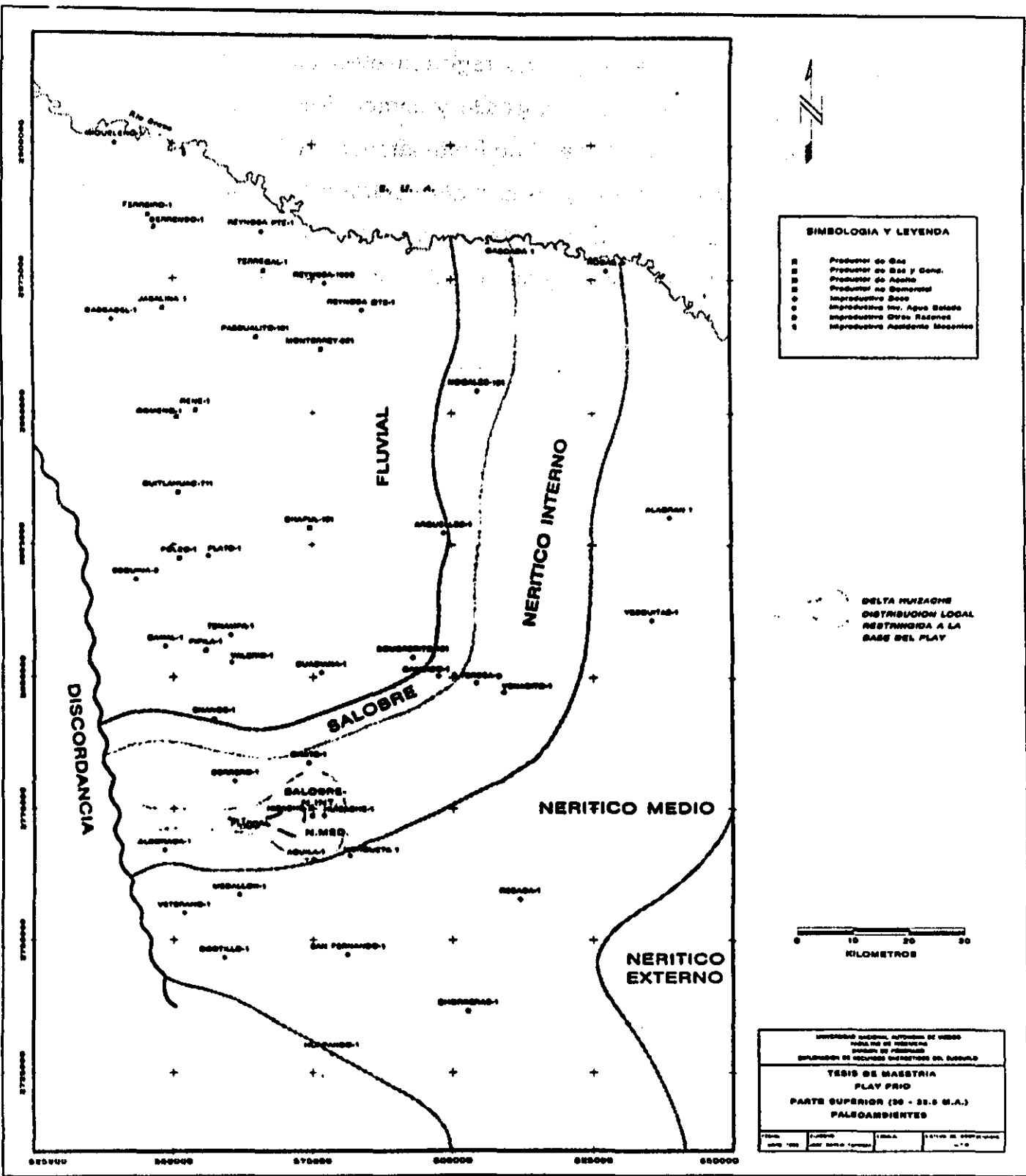


Figura 21

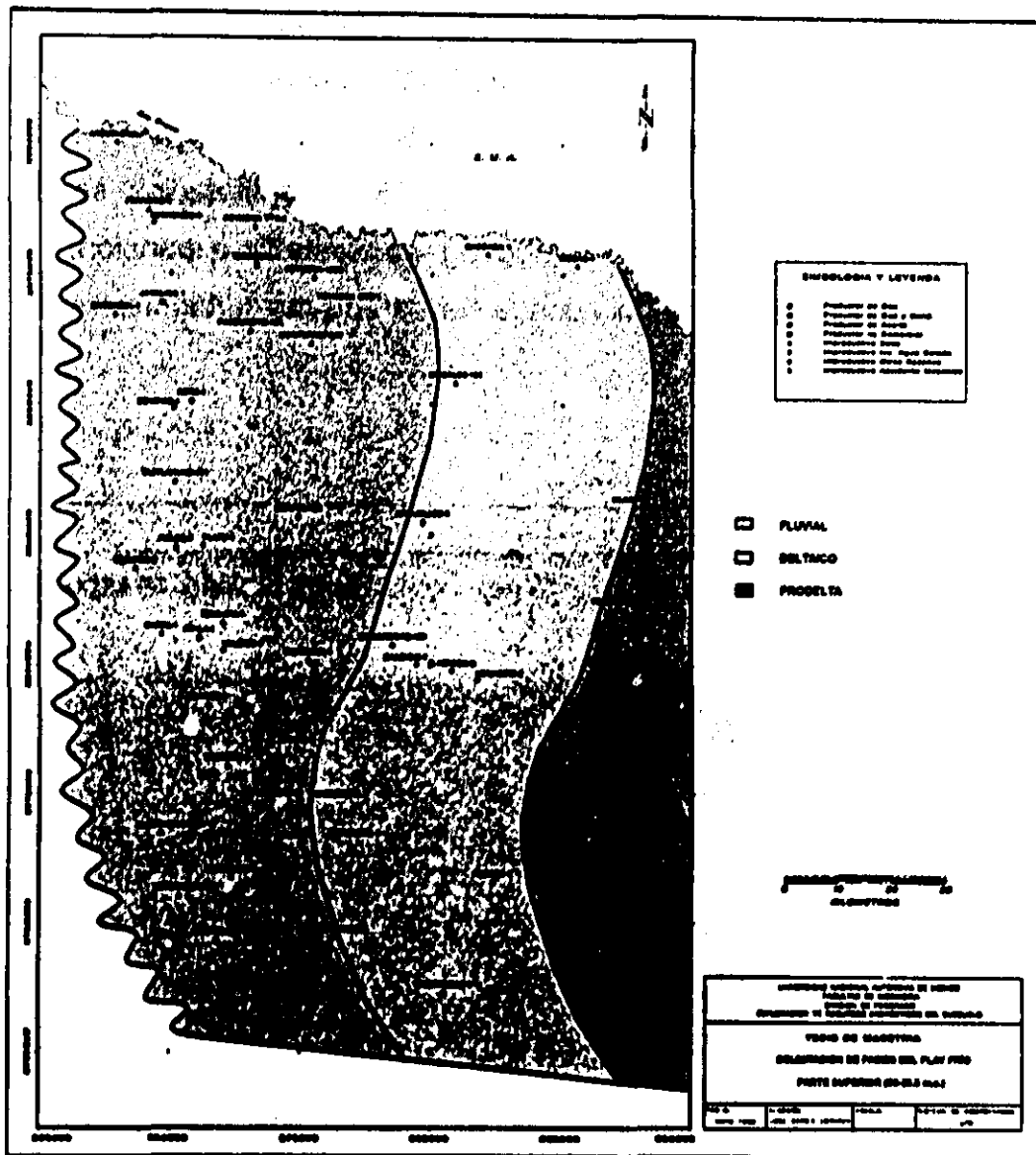


Figura 23

3.8. Modelo de depósito

Las areniscas fueron depositadas en un sistema deltaico, afectados por fallas de crecimiento, originando expansión en los bloques bajos.

A nivel regional se observan los cambios de facies de fluvial, planicie de inundación y costera al occidente en los pozos Cascabel-1, Jabalina-1, Reynosa -

24 y Reynosa Oriente -1, Quemado-1, Tigrillo-1, Comitas-1, Gomeño-1, Cronos-1, Monterrey-301, Esquina-2, Poleo-1, Plato-1, Chapul-101, Canal-1, Tenampa-1, a facies delicias, y de frente deltaico y de prodelta al oriente en los pozos Cascada -1 y Rodas -1, Sta. Beatriz-2, Enrique-1, Socorro-3, Arguelles-1, Alacrán-1, Sombrerito-101 y Canales-1 (Figuras 24 y 25). Las litofacies se encuentran afectadas por fallas de crecimiento dando lugar a zonas de expansión. Hacia las partes profundas de la cuenca hay areniscas turbidíticas y de piso de cuenca.

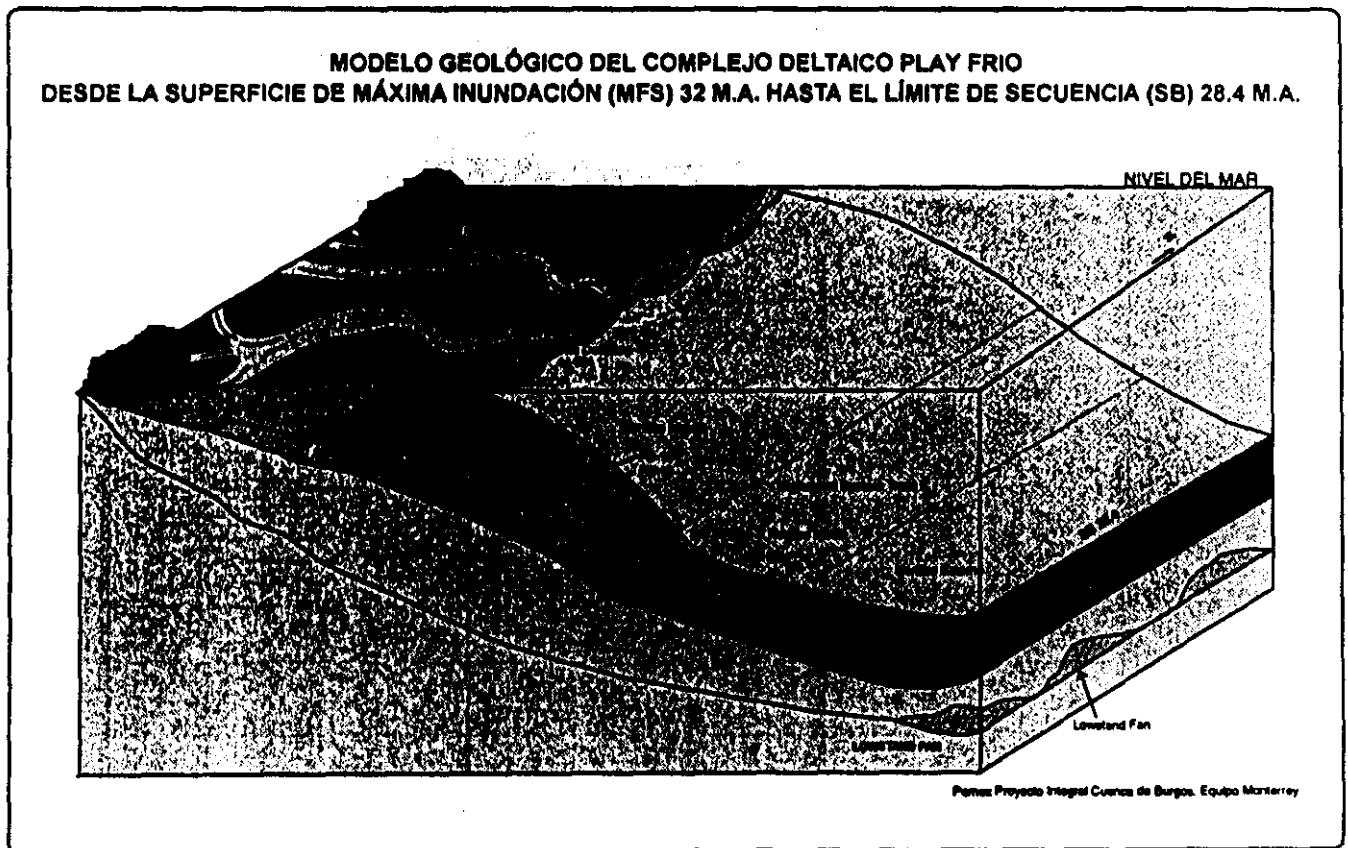


Figura 24

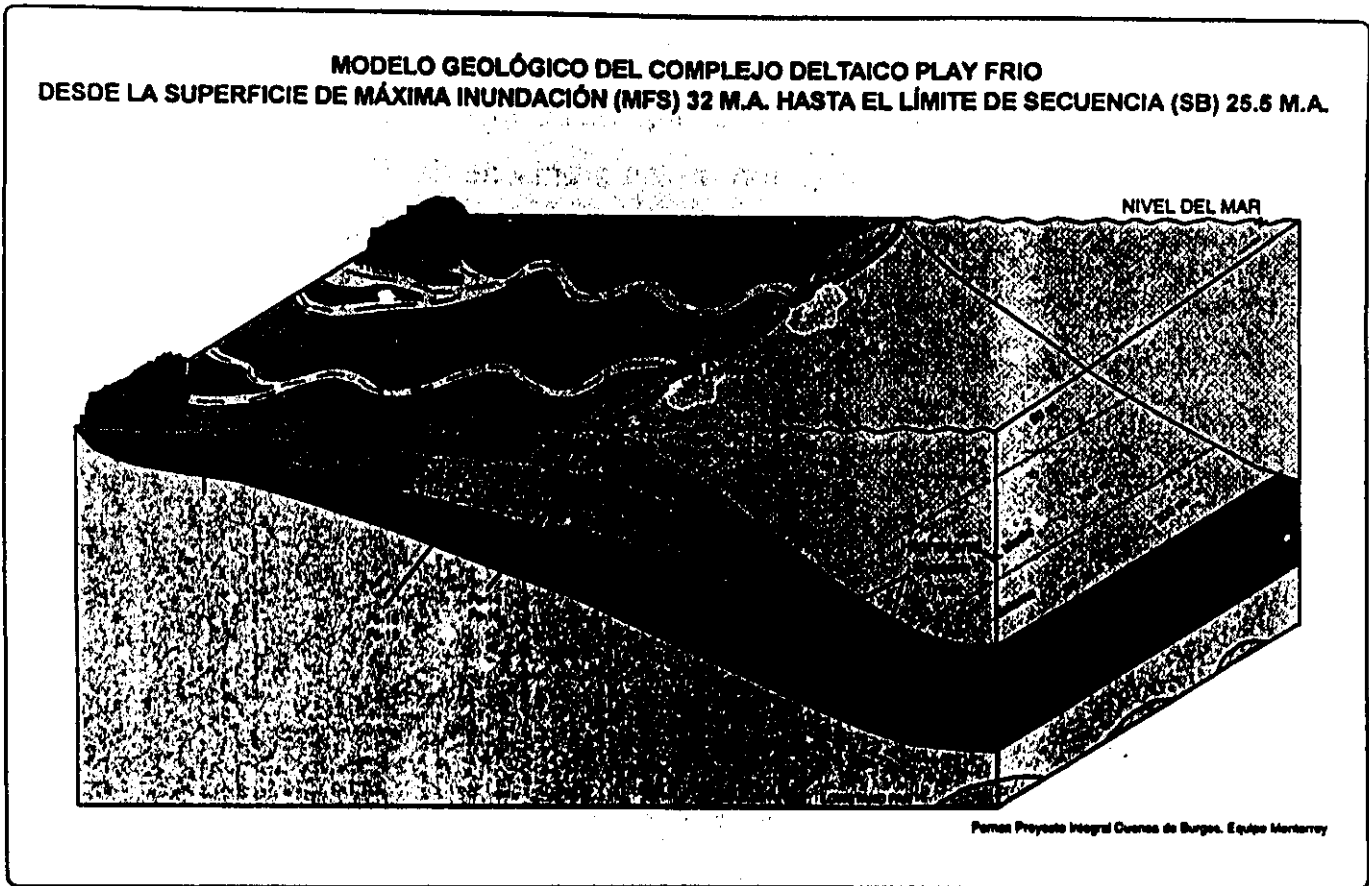


Figura 25

3.9. Riesgo de carga de hidrocarburos

En el riesgo geológico se analiza la probabilidad de que exista una acumulación de hidrocarburos; es decir, de que exista un sistema petrolífero, de que la máquina de hacer petróleo esté funcionando, de que se tenga una roca almacén, una trampa y una sincronía y migración. En el Capítulo 5 se hace un análisis detallado del riesgo geológico. En éste punto y en los tres siguientes, se presentan en mapas los resultados del análisis de la información del Play Frío para el riesgo de la roca generadora, almacenadora, sello y del riesgo compuesto.

Las rocas generadoras para Play Frío son los intervalos arcillosos del subyacente Play Vicksburg del Oligoceno, ya que los intervalos arcillosos del Play Frío no tienen capacidad de generación comercial de hidrocarburos (COT < 0.5 %).

3.10. Riesgo de roca almacén

A partir de isopacas de arenas de la parte inferior del play (32-30 m.a.) (Figura 27), se tiene un riesgo bajo (espesor de arenas mayor de 25 m) de roca almacén en el área de los pozos Jabalina-1, Gomeño-1, Pascualito-1, Plato-1, Tenampa-1, Huizache-1, Chapul-101, Sombrerito-101 y Sta. Teresa-3 (Figura 28).

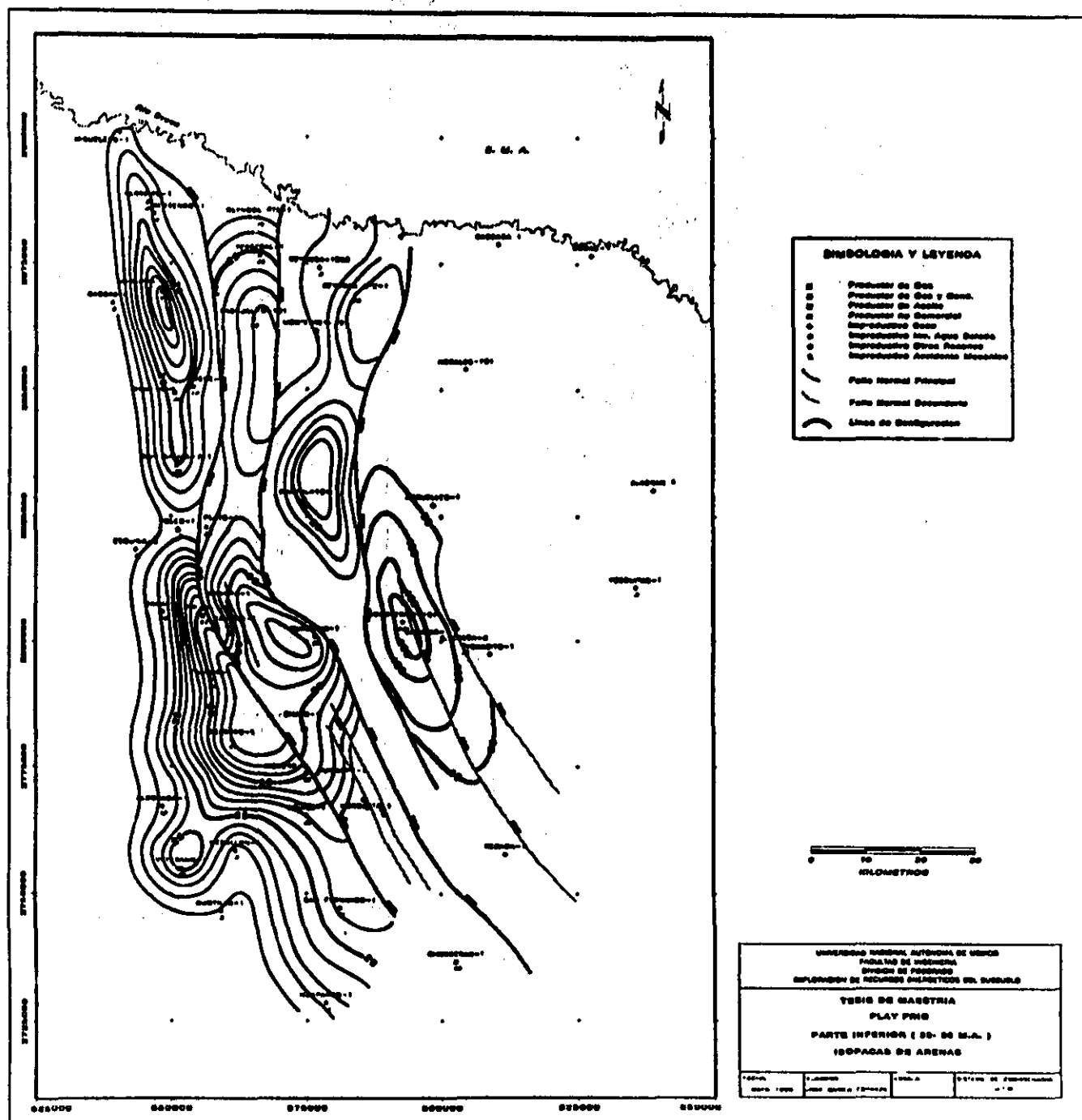


Figura 27

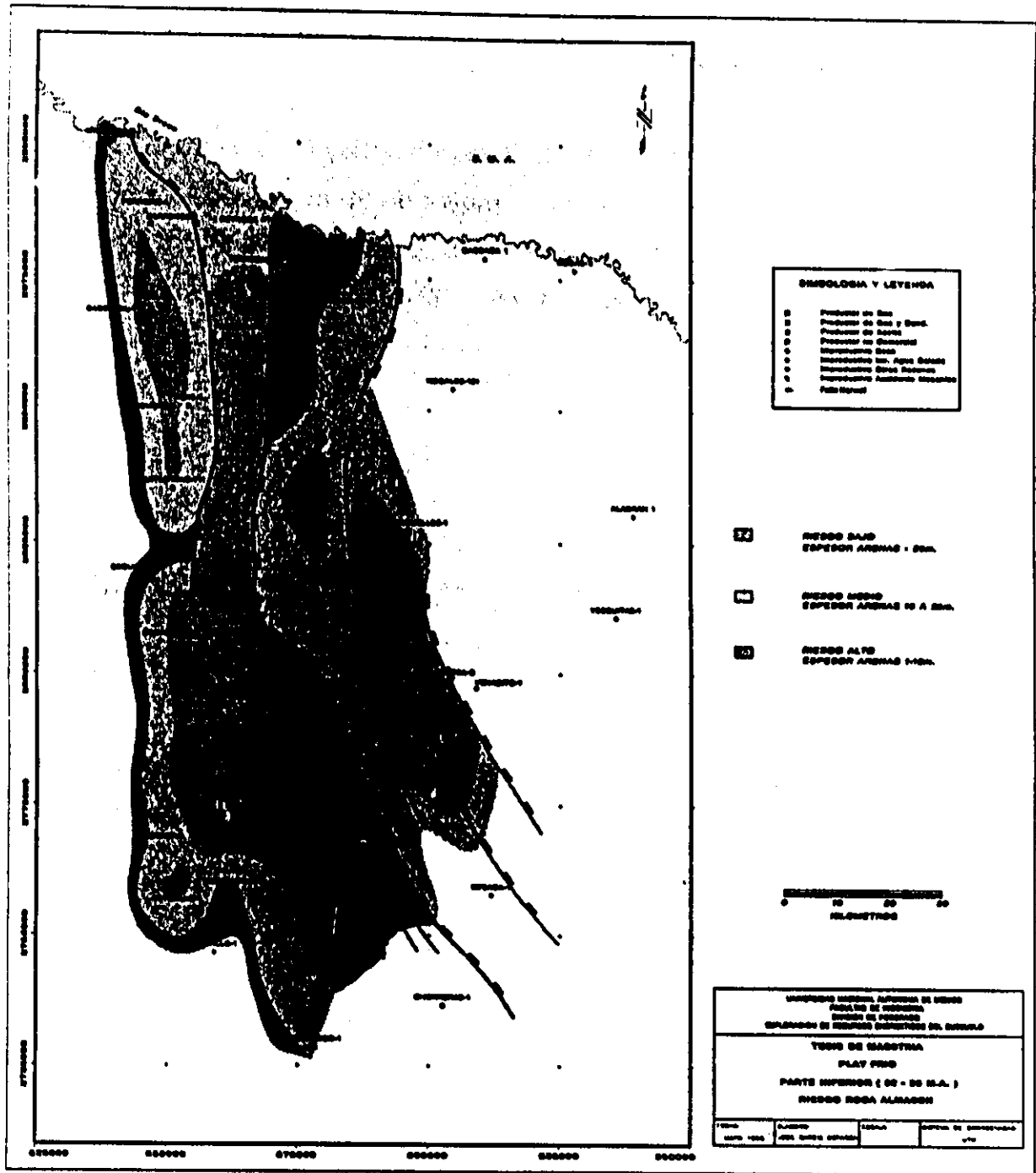


Figura 28

El riesgo medio (espesor de arenas de 10 a 25 m) se interpreta en las áreas de los pozos Berrendo-1, Rene-1, Canal-1, Reynosa Poniente-1, Reynosa Oriente-1 y Arguelles-1, Resaca-1, pudiéndose extender hasta Cascada-1; el riesgo alto

(espesor de arenas de 1 a 10 m) se ubica en la parte occidental del play donde las arenas tienen espesores totales muy delgados y/o se encuentran muy someras. De las isopacas de arenas de la parte superior del Play Frío (30-25.5 Ma) (Figura 29), el riesgo bajo (espesor de arenas mayor de 50 m) cubre la mayor parte del

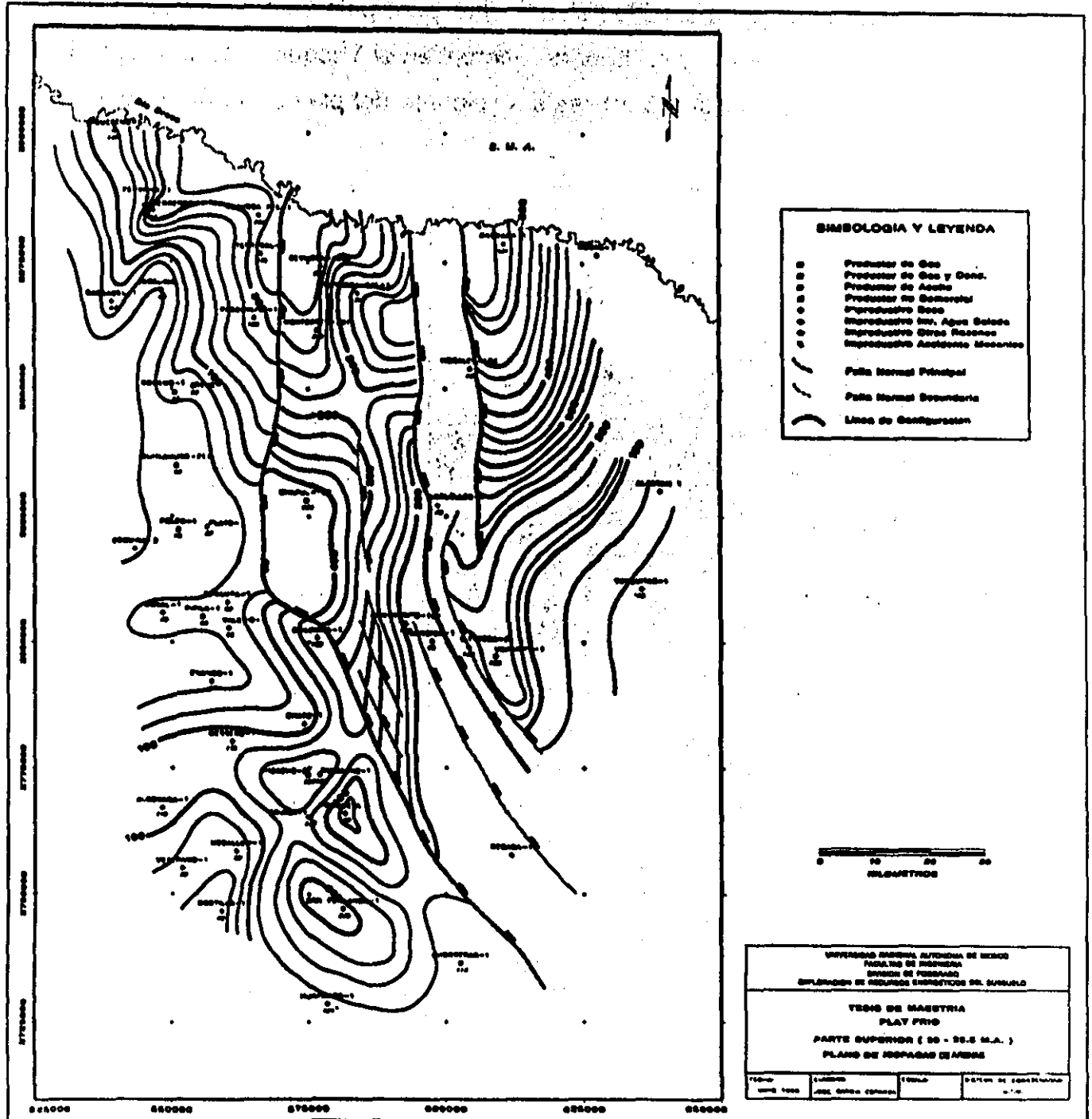


Figura 29

3.11. Riesgo de roca sello

En general en el área del Play Frío, la roca sello no constituye un factor decisivo en la caracterización, ya que el espesor de este sello es bastante considerable. En la Figura 31 se ilustran las isopacas de lutitas de la parte inferior del play, y en

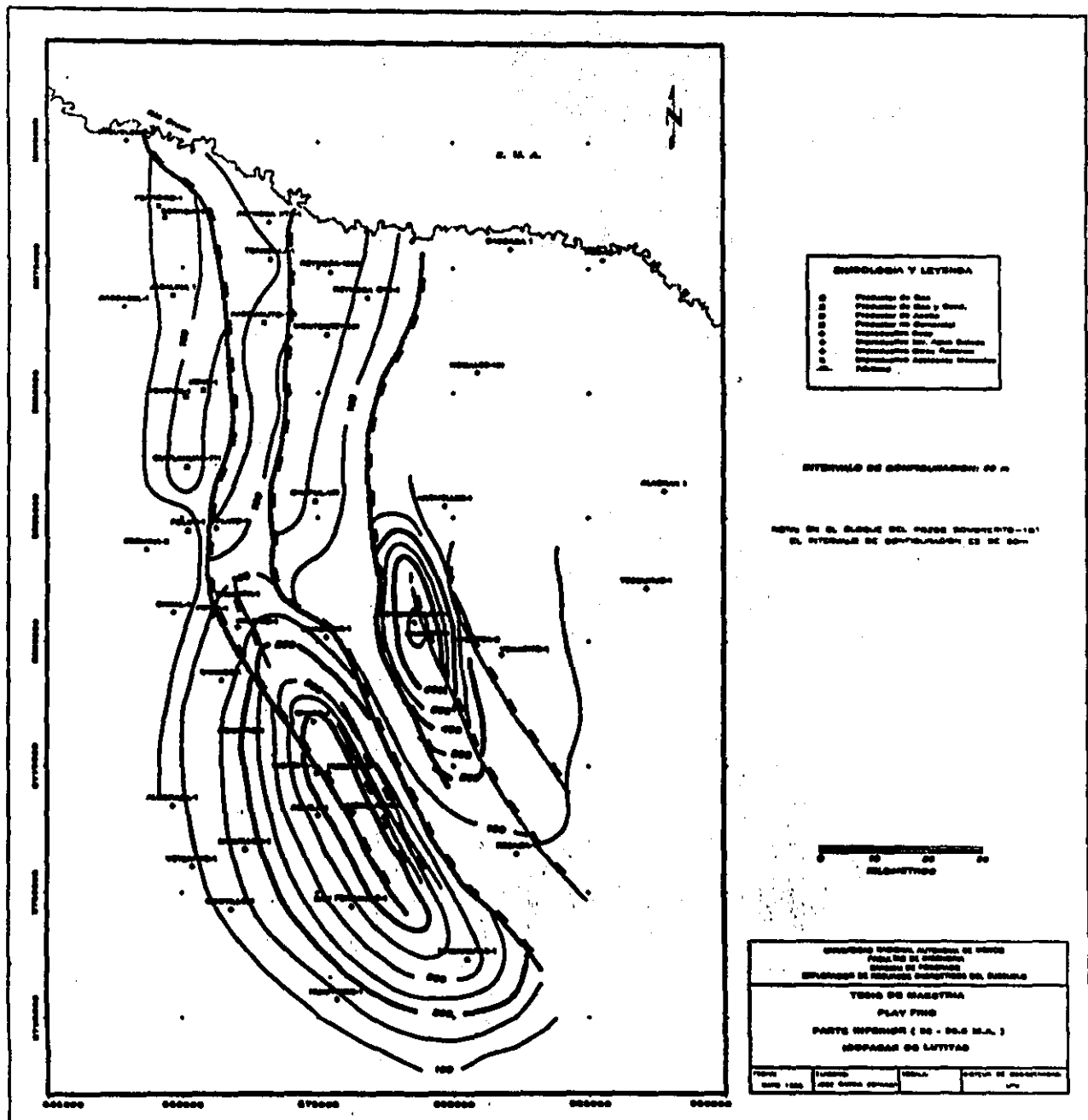


Figura 31

la Figura 32 se interpreta el riesgo de roca sello, siendo el riesgo bajo (espesor de lutitas mayor de 100 m), en los pozos Gomeño-1, Rene-1, Tenampa-1, Huizache-

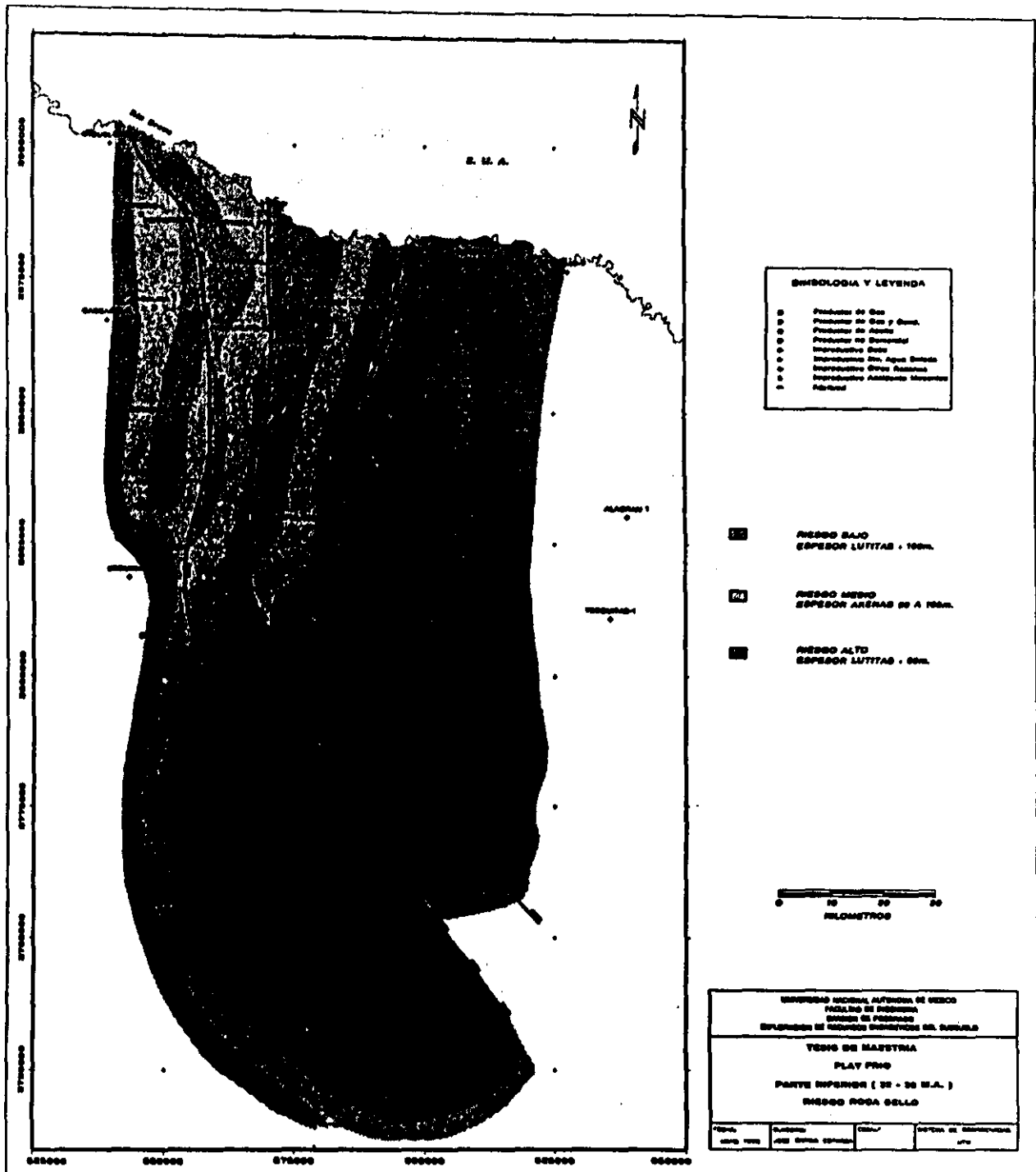


Figura 32
1, Cascada-1, Sombrero-1, Arguelles-1, y Venadito-1 entre otros; el riesgo medio (espesor de lutitas de 50 a 100 m) se encuentra en los pozos Jabalina-1, Reynosa

el riesgo de roca sello en la Figura 34, donde se interpreta un riesgo bajo (espesor

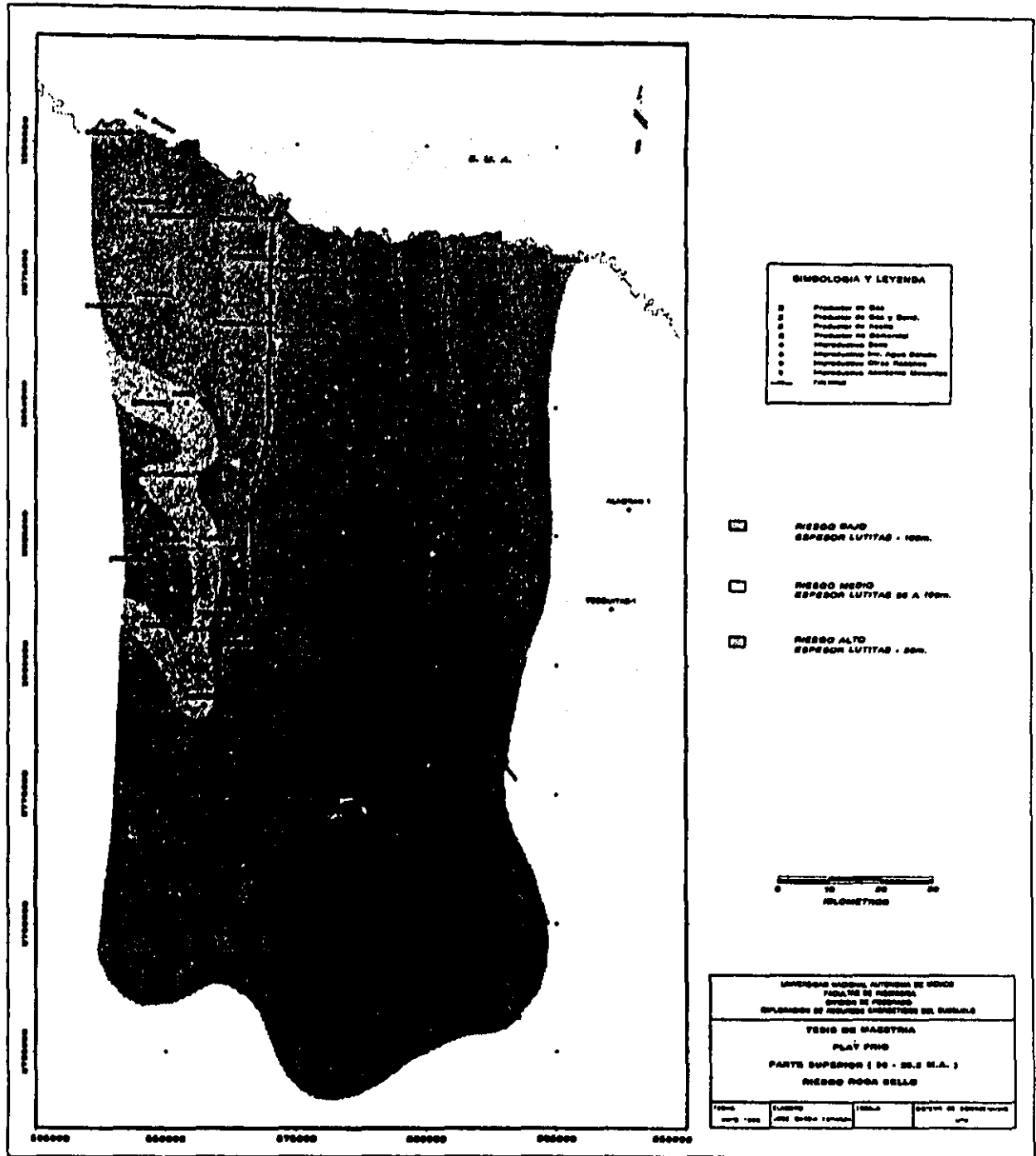


Figura 34

de lutitas mayor de 100 m) en la mayor parte del área, un riesgo medio (espesor de lutitas de 50 a 100 m) en los pozos Gomeño-1, Rene-1, Plato-1, Pípila-1, Canal-1 y enanos-1; el riesgo alto (espesor de lutitas menor de 100 m) está en el área de los pozos Esquina-2 y Poleo-1.

3.12. Riesgo compuesto

De la sobreposición de los mapas de riesgos de roca generadora, almacenadora y sello, se tiene un mapa de riesgo compuesto, que en el caso de la parte inferior del Play Frío el riesgo compuesto bajo se tiene hacia los pozos Gomeño-1, Tenampa-1, Enanos-1, Huizache-1, Cascada-1, Sombrerito-101 y Venadito-1; el riesgo medio está en los pozos Jabalina-1, René-1, Veterano-1, Huapango-1, Reynosa Poniente-1, Reynosa Oriente-1, Chapul-101, Arguelles-1 y Resaca-1; el riesgo alto se interpreta en los pozos Cascabel-1, Esquina-2, Poleo-1, Terregal-1, Reynosa 1052 y Monterrey-3001 (Figura 35).

En la parte superior del play el riesgo compuesto bajo abarca gran parte del área en los pozos Reynosa Poniente-1, Reynosa Oriente-1, Cascada-1, Rodas-1, Monterrey -301, Chapul-101, Sombrerito-101, Huizache-1 y Resaca-1; el riesgo medio se encuentra en el área de los pozos Cuatláhuac-711, Plato-1, Jabalina-1, Canal-1, Pípila-1 y Enanos-1; el riesgo alto es hacia el occidente del área donde se encuentra el pozo Esquina-2 y Poleo-1 (Figura 36).

En este riesgo compuesto deben ubicarse las áreas de oportunidades ("Leads") detectadas en la interpretación de las líneas sísmicas, lo cual nos daría una idea del riesgo exploratorio que cada una de esas oportunidades podría tener, de tal manera que se deduce que los "Leads" más atractivos serían los ubicados en la parte norte-central del Play Frío, así entonces, es posible establecer estrategias exploratorias.

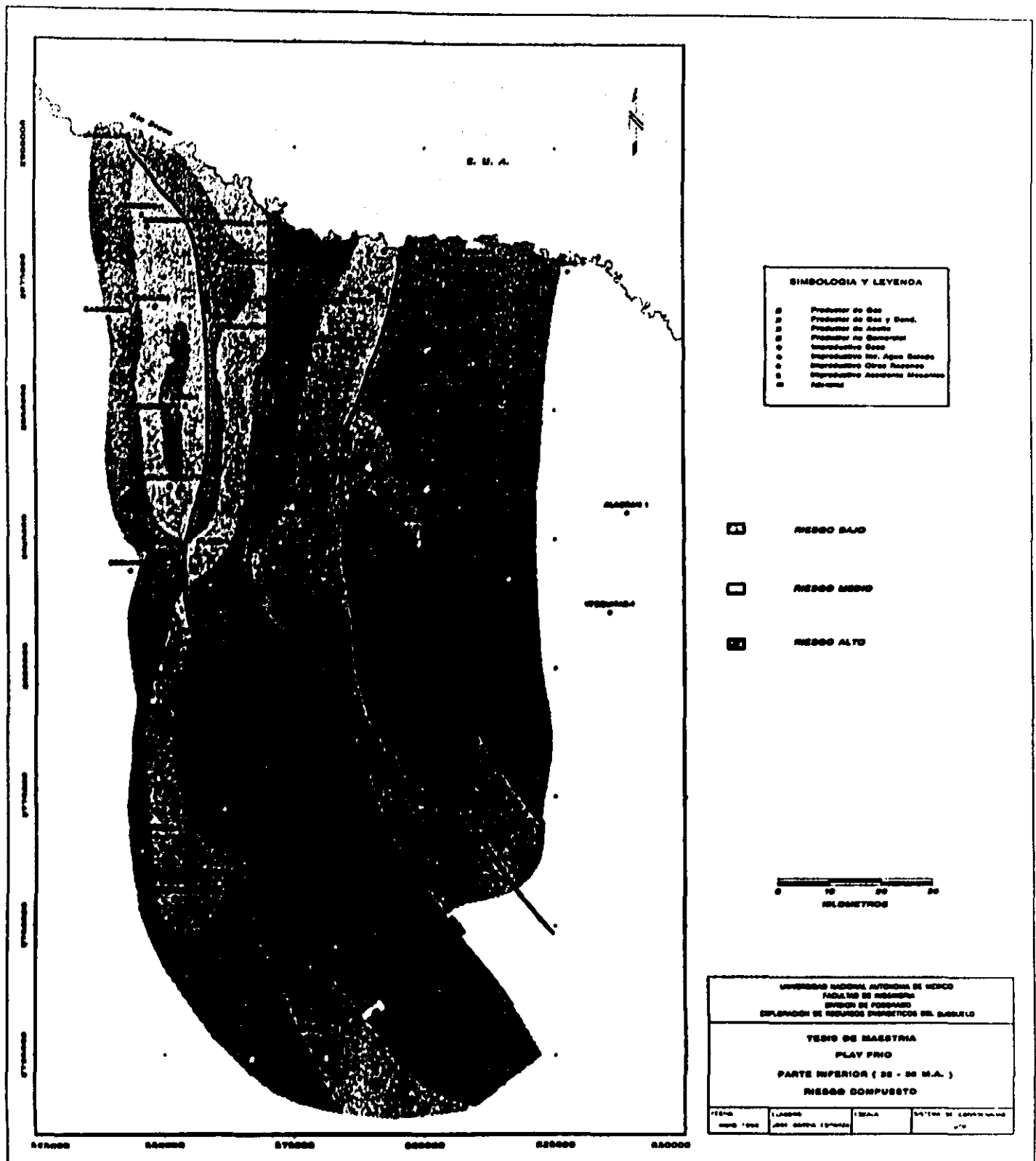
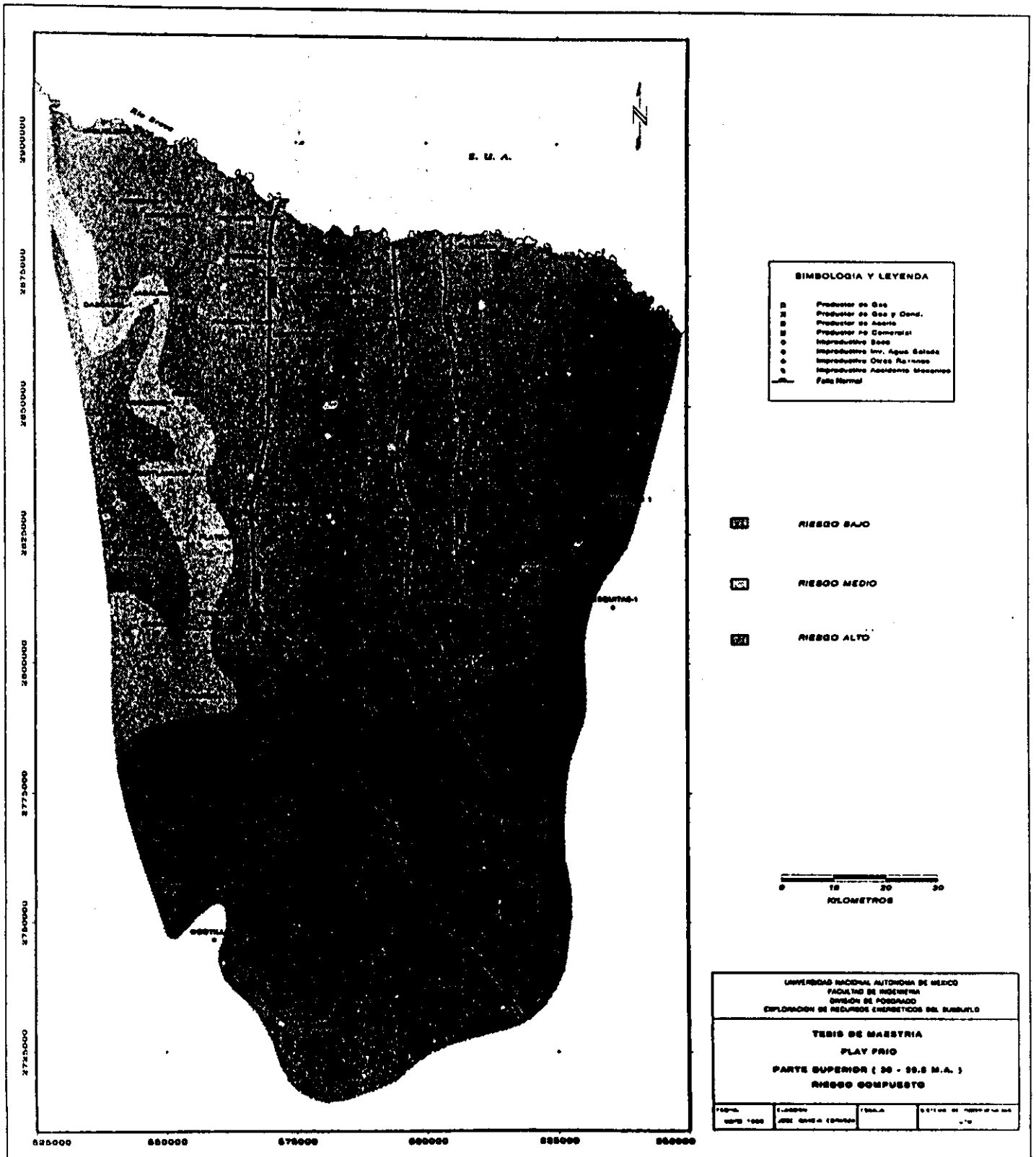


Figura 35



4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1. Análisis de riesgo

4.1.1 Conceptos y definiciones

El *análisis de riesgo o probabilístico* fue desarrollado para tomar en cuenta la incertidumbre que generalmente se tiene con respecto a las variables que determinan los flujos de efectivo neto de un proyecto de inversión. Esta incertidumbre normalmente es expresada por medio de distribuciones de probabilidad.

Las distribuciones de probabilidad de las variables aleatorias generalmente se desarrollan en base a probabilidades subjetivas. Típicamente, entre más alejado del presente esté un evento, más incertidumbre habrá con respecto al resultado del evento. Por consiguiente, si la variancia es una medida de la incertidumbre, es lógico esperar que las variancias de las distribuciones de probabilidad crezcan con el tiempo (Coss, 1996).

En la teoría de decisiones y en estadística el riesgo significa incertidumbre. Sin embargo, se hace una distinción precisa entre una situación de riesgo y una de incertidumbre, a pesar de que se tiene un evento aleatorio no controlado inherente en ambas situaciones. La distinción es que en la situación de riesgo, el evento aleatorio no controlado proviene de una distribución de probabilidad conocida, mientras que en una situación de incertidumbre, la distribución de probabilidad es desconocida (Principia Cybernetica Web, 1999).

La definición clásica de *probabilidad* dice que un suceso E tiene h posibilidades de ocurrir entre un total de n posibilidades, cada una de las cuales tiene la misma oportunidad de ocurrir que las demás (Spiegel, 1991). Esta definición clásica de

probabilidad tiene la pega de que las palabras "misma oportunidad" aparecen como sinónimas de "equiprobables", lo que produce un círculo vicioso. Por ello, algunos defienden una definición estadística de la probabilidad. Para ellos, la probabilidad estimada, o *probabilidad empírica*, de un suceso, se toma como la *frecuencia relativa* de ocurrencia del suceso cuando el número de observaciones es muy grande. La probabilidad misma es el *límite* de esa frecuencia relativa cuando el número de observaciones crece indefinidamente.

El *riesgo* (o probabilidad) es la frecuencia con que acontece un suceso tras una larga serie de intentos reiterados (Guzmán, 1992).

Esta definición contrasta con la de *incertidumbre*, la cual dice que una vez habiendo tenido éxito, es el rango de los posibles resultados; se puede expresar como una gama de valores en una distribución.

Dean (1999), propone que el riesgo es una percepción de una posible pérdida. El riesgo se relaciona con cuanto se puede perder. El análisis del riesgo probabilístico puede definir el riesgo de la pérdida esperada o como una familia de curvas de probabilidad.

La probabilidad geológica es la definición sistemática (probabilísticamente) de existencia de los atributos geológicos con la capacidad de fluir hidrocarburos sin considerar el aspecto económico o comercial. También se puede considerar que es la incertidumbre cuantificada de acumulaciones de hidrocarburos movibles sin considerar volúmenes de reservas. Otra definición es que es la oportunidad de lograr un resultado exitoso (Berendson, 1997).

Dentro de las definiciones para *riesgo*, están algunas, como la de Megill (1971,1979), que define el *riesgo* como "una oportunidad de perder"; Rose (1992), usa el término en el sentido de *aversión al riesgo*, el cual pesa la magnitud de la inversión contra cuatro factores: 1) El tamaño de la inversión disponible, 2) La

ganancia potencial, 3) La pérdida potencial, y 4) Probabilidad de cada resultado. Para Rose (*op.cit.*), *riesgo* no es sinónimo de *incertidumbre*, la cual se define como el rango de probabilidades de que alguna condición pueda existir o ocurrir (aunque la incertidumbre claramente afecta el comportamiento de riesgo). Para Berendson (1997), riesgo es la posibilidad de fracasar.

En la industria petrolera la incertidumbre puede ser técnica (geológica, Ingeniería, etc.), económica / financiera (costos, valor presente, valor monetario, inflación), legal / política (legislaciones, regulaciones, contratos, restricciones ambientales) o de actos naturales (huracanes, terremotos, etc.). En la exploración petrolera, la incertidumbre ocurre en el ciclo de vida de un activo, en la estrategia exploratoria, en la ejecución de estrategias, en la adquisición de datos sísmicos, en la evaluación de registros eléctricos, en la interpretación de datos, en la generación de contornos, en la localización de pozos, en la producción de pozos, en la comercialización de los hidrocarburos y en las predicciones económicas (Berendson, 1997).

Existen varias formas de manejar la incertidumbre en un análisis de riesgo como el usar procesos estadísticos, la validación realista (análogos, base de datos) o un sistema de retroalimentación (aprender de la experiencia).

Las técnicas de análisis de riesgo en el cálculo de probabilidad geológica son usadas para identificar, cuantificar y minimizar la incertidumbre involucrada en la exploración de hidrocarburos.

Para Pemex-BP (1994), *incertidumbre* es un término que se usa para expresar que el resultado o el estado de algo no se conoce con toda precisión. Es decir, hay un rango de resultados posibles. *Riesgo* define la probabilidad de éxito o fracaso de un resultado. El *riesgo* puede ser objetivo (basado en estadísticas) o subjetivo (basado en experiencias o buen juicio). Podemos hablar de "*incertidumbre*"

cuando la probabilidad es desconocida; y de "*riesgo*" cuando las probabilidades de éxito o fracaso están definidas.

En el proceso exploratorio, la *incertidumbre* se basa en la confianza (cantidad y calidad) en la base de datos y en la confianza en las interpretaciones. La *incertidumbre* es un parámetro de la confianza en los modelos propuestos. Si la confianza en la base de datos y en las interpretaciones se incrementa, esto significa que el número de modelos posibles disminuye, pero no necesariamente significa que el riesgo disminuya.

Schuyler (1997), menciona como *riesgo* a la calidad de un sistema que tiene relación con la posibilidad de diferentes resultados. Hay desconocimiento acerca de las condiciones y de cómo los sistemas operan. El riesgo generalmente es sinónimo de *incertidumbre*. Informalmente, el riesgo se usa cuando las probabilidades pueden ser razonablemente estimadas o cuando hay un resultado potencial desfavorable; *incertidumbre* se usa cuando el sistema tiene una distribución de probabilidad pobremente entendida, o cuando hay un rango restringido de resultados. Schuyler (op.cit.), prefiere usar *riesgo* cuando existen posibles resultados dramáticamente diferentes (éxito/fracaso), y usa *incertidumbre* cuando los resultados son menos variables, por ejemplo, cuando la relación de resultados mayores contra menores, es menor de dos. El mismo autor, utiliza el término *análisis de riesgo* para definir el proceso de estimar una probabilidad o la forma de una distribución de probabilidad. El término se usa algunas veces como *análisis de decisión*. Schuyler (op.cit.), Señala que *aversión* al riesgo es una actitud conservadora del riesgo y que el *coeficiente de aversión* del riesgo es la recíproca del *coeficiente de tolerancia del riesgo*.

Netherland (1998), en el *análisis de riesgo*, considera que la *probabilidad de éxito geológico* es la probabilidad de que se establezca un flujo estabilizado económico de hidrocarburos. También menciona que se deben de correr análisis económicos para cada objetivo para determinar el *éxito económico*, de tal forma que la *probabilidad de éxito comercial* es el producto de la probabilidad de éxito geológico y la probabilidad de éxito económico.

Berendson (1997), señala que el *riesgo* es la posibilidad de un fracaso. Para la *incertidumbre* menciona que es el margen (rango) de posibilidades de una condición por ocurrir, entendiendo como *probabilidad* el porcentaje de una condición por ocurrir.

En el *análisis de riesgo* intervienen una serie de procesos y/o herramientas que sirven para cuantificar el riesgo y las incertidumbres, establecer jerarquía de decisión y riesgo, establecer análisis de sensibilidad, rangos de posibilidades (diagramas de árbol de decisiones) y aplicar decisiones y criterios. Los análisis de riesgo proveen decisiones en forma objetiva en un mundo subjetivo, razonamientos cuantificados, soluciones múltiples (problemas complejos tienen muchas variables), una lengua más exacta (estadística), resultados más precisos y realistas, mejora en la prioridad de decisiones (inversiones, portafolio corporativo), mayor competitividad en negocios (Berendson, op.cit.).

Las aplicaciones de análisis de riesgo a nivel corporativo considera alternativas múltiples de oportunidades, predice variables del negocio (riesgo = resultados), analiza sensibilidades de casos probabilísticos, calcula un valor presente arriesgado, maneja riesgo de inversiones relativas a otras oportunidades de portafolio y evalúa resultados relativos a sus predicciones a través de sistemas de retroalimentación. A nivel gerencial las aplicaciones de análisis de riesgo define probabilísticamente campos económicos, valor presente de las reservas económicas, valor monetario del play, valor esperado de un play, eficiencia de

exploración, construye portafolio de exploración y explotación y establece procesos de evaluación consistentes y realísticos con presupuestos financieros. A nivel de un equipo técnico el análisis define probabilísticamente logros geológicos, descubrimiento de un play, tamaño mínimo de un campo económico, existencia de un play económico y reservas probables económicamente rentables.

En el análisis de riesgo fundamentalmente se consideran los factores geológicos como roca generadora, roca almacén, roca sello y trampa; además de consideran las reservas y los indicadores económicos.

Los diferentes tipos de riesgo en exploración son:

Riesgo Geológico.- Es la probabilidad de que exista una acumulación de hidrocarburos; de que la máquina de hacer petróleo esté funcionando. Además de la existencia del sistema petrolífero, se analizan los objetivos económico petroleros, existencia de prospectos, volúmenes de reservas, número de posibles campos.

Riesgo Técnico.- Probabilidad de que se perforo y pruebe un prospecto.

Riesgo Económico-Financiero.- Es la probabilidad de que exista una acumulación comercial de hidrocarburos. Aquí influyen, el precio de los hidrocarburos, demanda, tasa de interés, tasa de cambio, etc.

Riesgo Político.- Ésta probabilidad está afectada por la tasa impositiva, políticas hacendarías, energéticas, de gasto público, problemas políticos, etc.

La evaluación del riesgo exploratorio o geológico se obtiene mediante la estimación de la probabilidad de descubrimiento o éxito, que como ya se mencionó, es la probabilidad de descubrir un volumen mínimo atractivo de hidrocarburos en un sitio propuesto.

Para el propósito de la evaluación de plays o localizaciones, se define el riesgo como el recíproca de la probabilidad de éxito. Entre mayor sea ésta, menor será el riesgo y viceversa.

Para el cálculo del riesgo geológico se utilizan cuatro factores de riesgo (Chevron, 1992), que son:

- La roca generadora
- La roca almacenadora
- La trampa y sello
- La sincronía y migración

La existencia de cada uno de estos factores se valora en términos probabilísticos; por otro lado, la acumulación mínima de hidrocarburos depende de la ocurrencia favorable de esos mismos factores o variables independientes, por lo que la probabilidad de descubrimiento resulta de la multiplicación de las probabilidades de existencia de cada uno de ellos (como se explica más adelante). Un aumento en su número daría por resultado un producto cada vez más pequeño, lo que equivale a una subestimación; al utilizar un número menor de factores se obtiene un resultado numéricamente mayor, que implica, de igual forma, una sobreestimación de la probabilidad de descubrimiento, por esta razón se consideran suficientes cuatro factores (Pemex, 1992).

Estos factores son las variables clave, el grado de su conocimiento difícilmente llegará a ser completo, por lo que el resultado que se obtenga de su apreciación contiene la incertidumbre inherente a la exploración.

Para los diferentes tipos de riesgo se consideran los siguientes valores (Chevron, 1992):

1:1 a 1:5	Riesgo Bajo
1:5 a 1:10	Riesgo moderado
1:10 a 1:15	Riesgo Alto
1:15 o mayor	Riesgo Muy Alto

Procedimiento

El procedimiento para asignar los valores de probabilidad de ocurrencia de los factores geológicos, empleando una escala de variación, se basa en las evidencias, en el grado y calidad de la información, las hipótesis y/o los modelos, así como las opiniones que se tengan para valorar cada uno de los cuatro factores. En la Figura 37 se ilustra la escala de variación de los valores de probabilidad de los factores geológicos, sean favorables (mayores a 0.5) o desfavorables (menores a 0.5); también se ilustra como el grado de conocimiento se incrementa hacia los valores extremos de la probabilidad, es decir, que sólo con suficiente información acerca de cada uno de los factores geológicos, puede decirse con seguridad, que éstos son definitivamente favorables (0.9) o bien, definitivamente desfavorables (0.1). Cuando la información es insuficiente en distintos grados, la carencia es sustituida por modelos o hipótesis parcialmente comprobadas, así como de opiniones de los expertos para asignar los valores menores que 0.5 si los factores parcialmente conocidos son desfavorables, y mayores que 0.5 en el caso de que sean favorables. Cuando no exista información, modelos e hipótesis, o bien las opiniones sean contradictorias, se asignará el valor 0.5 a la probabilidad de ocurrencia del factor (Chevron, 1992).

**ESCALA DE VARIACIÓN DE LOS VALORES DE PROBABILIDAD DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS
GENERACIÓN / ROCA ALMACÉN / TRAMPA-SELLO / SINCRONÍA- MIGRACIÓN**

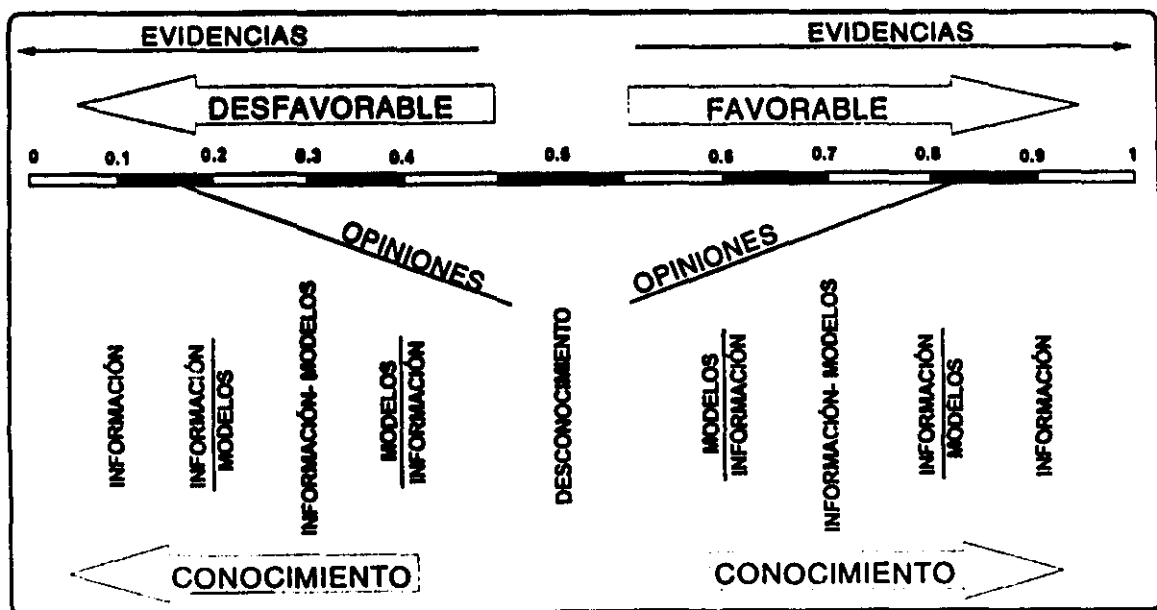


Figura 37

Los valores de probabilidad citados constan de una sola cifra; sin embargo es muy factible que en un caso dado se tenga una combinación de condiciones en las evidencias que estiman la probabilidad correspondiente a dos categorías (por ejemplo 0.7 o 0.8) en ese caso podrá asignarse un valor de probabilidad intermedio a los correspondientes a esas categorías (por ejemplo 0.76).

En resumen, existen tres posibilidades para asignar los valores de probabilidad a los factores geológicos:

1. Se cuenta con información suficiente para la calificación objetiva de los factores, de tal manera que éstos son definitivamente favorables (0.9), o son definitivamente desfavorables (0.1).

Por ejemplo, en el caso de que los cuatro factores sean definitivamente favorables, la probabilidad de descubrimiento es:

$$P(D) = 0.9 \times 0.9 \times 0.9 \times 0.9 = 0.6561 \quad \text{y el riesgo exploratorio es:}$$

$$Re = 1 / P(D) = 1.52 \quad \text{o} \quad 1:1.52, \text{ es decir un riesgo bajo.}$$

Si los cuatro factores son definitivamente desfavorables, entonces:

$$P(D) = 0.1 \times 0.1 \times 0.1 \times 0.1 = 0.0001 \quad \text{y} \quad Re = 1 / P(D) = 10\,000 \quad \text{o} \quad 1:10000, \text{ es decir, un riesgo extremadamente alto.}$$

2. La información es insuficiente, por lo que los valores de probabilidad se asignarán subjetivamente tomando en consideración la hipótesis, los modelos parcialmente verificados y, en su caso, las opiniones de los expertos. Los valores de probabilidad son menores de 0.5 si los factores son desfavorables y mayores que 0.5 si son favorables.
3. Inexistencia de información o desconocimiento de las características de los de los factores, si el valor subjetivo de la probabilidad de cada uno es de 0.5. Para el caso en que no se sabe si cada uno de los cuatro factores son favorables o desfavorables, entonces:

$P(D) = 0.5 \times 0.5 \times 0.5 \times 0.5 = 0.0625$ y $Re=16$, éste es un riesgo muy alto.

Esto se observa en la tabla de consistencia para evaluación de riesgo que propone la compañía Chevron Overseas Petroleum Inc. (1992) y que se muestra en la Figura 38.

ESCALA DEL RIESGO EXPLORATORIO Y SU RELACIÓN CON LA PROBABILIDAD DE DESCUBRIMIENTO

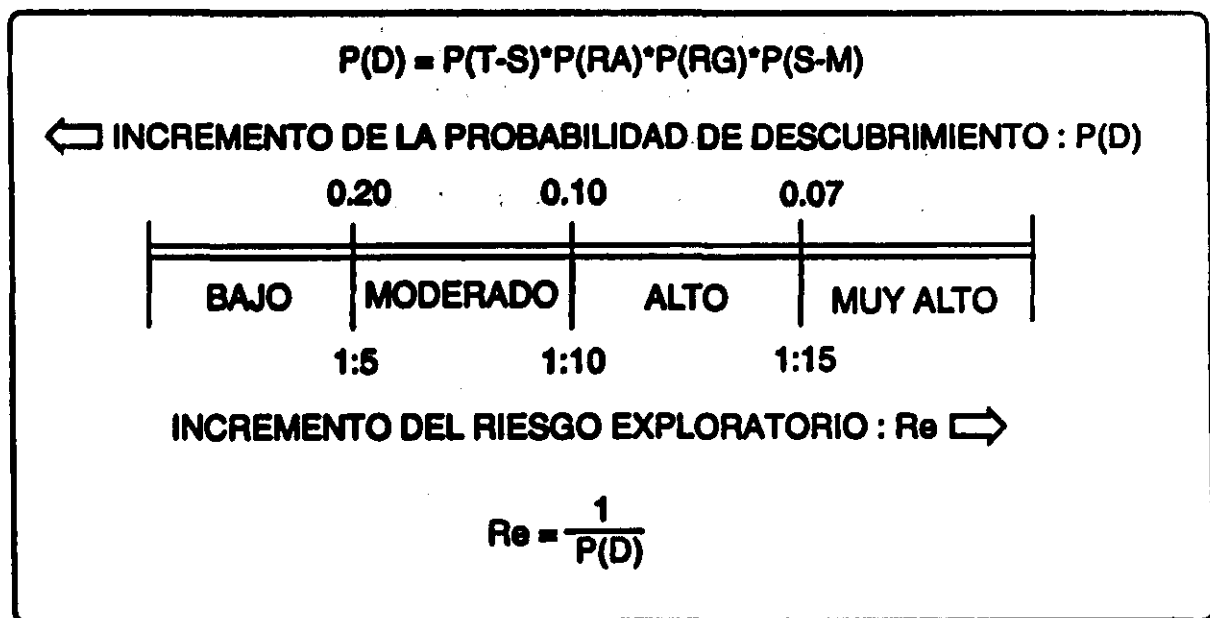


Figura 38

La confiabilidad de los valores está determinada por la calidad y control de la información que define el parámetro en cuestión, por lo que se debe tener cuidado en lo siguiente:

- Si la información se interpola a los valores de probabilidad, los valores de probabilidad serán mayores que cuando se extrapola.

Así mismo los valores que se asignan dependerán de las distancias de interpolación o de extrapolación, de acuerdo con la variabilidad de cada uno de los factores.

- Los juicios sobre cualesquiera de los parámetros a evaluar, deben estar respaldados por evidencias directas o bien por una documentación que permita confirmar el juicio emitido para eliminar la posibilidad de incluir opiniones intuitivas que implican una mayor oportunidad de error y de inconsistencia en la evaluación.
- Cuando no se tengan suficientes evidencias se debe evitar la sobre o subestimación consecuente de exagerar valores altos o bajos de probabilidad, respectivamente, con el fin de eliminar la inclinación o sesgo que pueda tener el evaluador con relación a cierto parámetro o localización.
- Se recomienda manejar varias argumentaciones de expertos respecto a la valoración de los parámetros, para detectar las variaciones que se pueden generar en torno a cada uno de los mismos y señalar cuál de ellos es el más controvertido.

Hay que tener presente que en la naturaleza no existen dos yacimientos exactamente iguales y una estimación imparcial tiene un efecto favorable en la evaluación económica financiera, para una acertada toma de decisiones.

Por otra parte, el tipo de información exploratoria tiene resolución diferente en la detección de los elementos que componen cada uno de los parámetros, por lo tanto vale la pena describir someramente cada uno de ellos.

Roca generadora

En la estimación de la evidencia de existencia de la roca generadora, son tres los elementos que la componen: el contenido de materia orgánica (Carbono Orgánico Total, COT), su madurez térmica y el SPI ("SOURCE POTENTIAL INDEX") o índice de potencial generador; siendo la información geoquímica la que proporciona una confiabilidad y resolución mayor en su apreciación. En el caso donde no existan datos geoquímicos, pero se presente producción de hidrocarburos en estructuras inmediatamente vecinas a una localización o área

propuesta, esta evidencia directa será suficiente para estimar una alta probabilidad.

Con el fin de manejar el mismo tipo de datos cuantitativos, es necesario utilizar la información e interpretación que analiza y sintetiza los resultados de los estudios de laboratorio realizados, mismos que proporcionan información sobre el contenido de carbono orgánico, así como los valores de los hidrocarburos potenciales (S₂), el índice de hidrógeno, los índices de producción y, respecto a la madurez térmica cuantifican la reflectancia de la vitrinita, la temperatura máxima de pirólisis y el índice de alteración térmica.

Será necesario utilizar una escala de valores geoquímicos para la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica.

En los casos donde no se cuente con evidencia directa como serían yacimientos productores vecinos, para justificar un alto grado de probabilidad, la información de los tres elementos del parámetro debe estar representada en mapas integrados que ilustren el comportamiento de la(s) roca(s) generadora(s) en la cuenca, con respecto a la ubicación de una localización o área propuesta permitiendo estimar la calidad, cantidad y condición que guarda la roca generadora en el sitio propuesto, con relación al foco de generación.

El espesor neto generador y su distribución son elementos de manejo con alto grado de incertidumbre, que requiere de muestreos geoquímicos sistemáticos y de estudios a nivel de microfases dentro de la formación generadora, el apoyo de modelos sedimentarios comprobados, planos de isopacas controladas con datos de pozos, y los modelos para la evaluación de la cuenca son necesarios para obtener un valor de probabilidad justificable.

En los casos en que la curva de sepultamiento de las localizaciones estructuralmente muy elevadas, indique que la roca generadora no entra en la ventana de generación, es necesario construir curvas de sepultamiento para los bajos estructurales inmediatamente vecinos a la localización o área, y reconsiderar ahí la madurez térmica, así como sus posibilidades de migración.

Roca almacén

Las evidencias de la roca almacén se establecen con base en el análisis de las secuencias sedimentarias. Mediante este análisis se proponen modelos de paleoambientes de sedimentación con los que se reconoce la distribución espacial y temporal de las diferentes condiciones ambientales, identificadas en las secuencias sedimentarias.

La distribución espacial debe ilustrarse con mapas de las diferentes condiciones de depósito para un tiempo dado, en los que estarán resaltadas las facies porosas y sus límites con las no porosas.

La distribución temporal de los diferentes ambientes sedimentarios está identificada en las secciones estratigráficas.

Se obtendrán espesores de las rocas almacenadoras y, más detalladamente, los espesores netos porosos; estos datos son básicos para la construcción de los mapas de isopacas de la roca almacenadora.

La información acerca de la porosidad, y de sus variaciones verticales y horizontales, permitirá construir los mapas de isoporosidades para cada intervalo poroso y para el espesor neto poroso.

Trampa y Sello

En la calificación de las evidencias de existencia del parámetro trampa-sello, es necesario recordar que son dos los elementos que la componen: la estructura y la roca sello.

Cuando la información de estructuras dentro del mismo bloque de la localización indique entrapamiento de hidrocarburos o invasión por agua, su posición estructural relativa se vuelve crítica, por lo que la calificación de las probabilidades debe reflejar estas condiciones.

Para la estructura la información sísmica y sus procesos necesarios juegan un papel definitivo, dada la resolución en su detección; aquí se incluyen las trampas de carácter estratigráfico o combinadas.

El control de velocidades es otro tipo de información necesario para transformar los eventos de tiempo a profundidad y compensar la posible distorsión de la estructura; la información derivada de los perfiles de velocidad o VSP es la más adecuada para dicho control.

Existen estructuras que, debido a sus características y condiciones pueden ser apoyadas adicionalmente con la interpretación de otros métodos geofísicos como la gravimetría, magnetometría o magnetoteluria. Sin embargo dado que la sísmología proporciona mayor resolución para la detección de trampas en el subsuelo, las probabilidades de existencia de la trampa se fundamentan esencialmente en la información sísmica.

Para la estimación de la presencia de la roca sello, el tipo de información necesaria consiste en secciones estratigráficas regionales y locales "amarradas" a datos de pozos, modelos sedimentológicos y estructurales verificados, así como estudios petrográficos, que en conjunto determinen su distribución areal, litología, espesor y permiten inferir los factores modificadores que la puedan afectar.

Sincronía y migración

En la evaluación de este factor es decisiva la historia o evolución geológica de la cuenca en donde se encuentre la localización o área. Conociendo la historia pueden determinarse los momentos o edades, durante los que la roca generadora entra en la ventana de generación, se mantiene en ella y finalmente salen de la ventana; esta información se obtiene mediante la construcción de curvas de sepultamiento y modelos de madurez térmica, el índice tiempo temperatura; otra manera es el análisis tectónico sedimentario para establecer la historia de la subsidencia de la cuenca, así como su evolución térmica.

De la misma manera, la evolución o historia tectónica estructural permitirá conocer las fases de deformación: cuando se inicia el proceso y cuando termina, cuales son los efectos geométricos en las rocas y si se mantiene o no la coherencia de las mismas.

La historia de sepultamiento o subsidencia y la evolución estructural son fundamentales para conocer el orden de procedencia de ambos procesos. El orden favorable es: primero la trampa y después la generación-migración de los hidrocarburos.

En cuando a la migración, es importante saber las conexiones entre la roca generadora y los posibles conductos, sean estos rasgos estructurales (fallas y fracturas), facies porosas y permeables que tengan continuidad espacial o bien una combinación de las características estructurales y sedimentarias. La determinación de las posibles rutas de migración de los fluidos implica un conocimiento estructural detallado representado en mapas y secciones estructurales, así como de mapas y secciones estratigráficas para establecer las relaciones o conexiones estratigráficas y estructurales que faciliten la migración.

Otro aspecto que influye en el desplazamiento de los fluidos es de carácter físico y está relacionado con las presiones anómalas en el subsuelo, por lo que la

determinación de estas zonas es importante para reconocer las posibles rutas de migración

4.1.2. Análisis de riesgo geológico del Play Frío

La Figura 39 es un listado de puntos que se requieren para la evaluación de riesgo del play. En éste listado se analiza la información que se tiene de roca generadora, roca almacenadora, trampa y sello, y la sincronía y migración. A continuación se hace un análisis de riesgo geológico del Play Frío.

Roca Generadora

1. Capacidad de Carga Inicial

Se tiene presencia y volumen de roca generadora del Oligoceno Vicksburg, ya que se cuenta con un espesor potente de arcillas con diferentes horizontes generadores.

Presenta continuidad y está ampliamente distribuida cubriendo en el área del Play Frío, aproximadamente 15 000 km².

En el área se tiene producción de hidrocarburos en diferentes campos y manifestaciones de gas en diversos pozos.

Desde el punto de vista regional, el potencial generador del Oligoceno Vicksburg varía de Pobre (Carbono Orgánico Total <0.5%) a Regular (COT entre 0.5 a 1.0%), siendo las lutitas depositadas en ambientes deltaicos las de menor potencial y las lutitas de prodelta las de potencial generador regular.

El tipo de kerógeno orgánico del Oligoceno Vicksburg es una mezcla de kerógeno tipo II (con tendencia a generar aceite y gas) y tipo III (con tendencia a generar solo gas); el índice de Hidrógeno tiene valores de 400 hasta 600 mg de HC/g de COT, lo que indica la mejor calidad de

**LISTA DE PUNTOS QUE SE DEBEN CONSIDERAR
PARA LA EVALUACION DE RIESGO**

A. ROCA GENERADORA

1. Capacidad de carga inicial
 - Presencia y volumen de roca generadora
 - Espesor
 - Area y distribución
 - Numero de horizontes generadores
 - Continuidad
 - Hidrocarburos detectados en el area
(Campos, pozos, manifestaciones de aceite)
 - Contenido orgánico (COT, S1 + S2, etc.)
 - Índice de potencial generador (SPI)
 - Tipo de kerógeno
 - Tipo I - lacustre, generador de aceite
 - Tipo II - marino, generador de aceite
 - Tipo III - continental, generador de gas y aceite
 - Tipo IV - inerte
2. Madurez de la roca generadora
 - Datos de la roca generadora (Ro, Tmax, E1)

B. ROCA ALMACENADORA

1. Presencia
 - Litología
 - Distribución
 - Modelo de depósito (marco de "sequence stratigraphy")
2. Arquitectura
 - Continuidad y extensión lateral
 - Espesor y repetición vertical
 - Heterogeneidad
3. Características del Sistema Poroso
 - Capacidad para permitir el flujo de HC estabilizado
 - Rango y tipos de porosidad
 - Rango y tipos de permeabilidad
 - Existencia y preservación de fracturas
 - Características diagenéticas

C. TRAMPA Y SELLO

1. Definición de la Trampa (confiabilidad en los datos)
 - Número y ubicación de las líneas sísmicas
 - Calidad (resolución) de los datos sísmicos
 - Confiablez (complicaciones con velocidades, intercepción de líneas)
 - Gradientes de velocidad lateral
 - Integración de datos gravimétricos, magnéticos, sísmicos y registros de pozos
2. Característica de la Trampa
 - Tipo de trampa (anticlinal, por falla, etc.)
 - Magnitud de cierre (4-way closure)
 - Magnitud y tipo de otro cierre
 - Compatibilización por fallas
 - Interpretaciones alternativas contra la existencia de cierre
3. Sello
 - Sello Superior
 - Litología y plasticidad
 - Espesor y Continuidad (local/regional)
 - Curvatura sobre la trampa
 - Grado de fracturamiento o fallamiento
 - Sello por Falla
 - Tipo de falla y desplazamiento vertical
 - Edad del movimiento
 - Profundidad y presión de formación
 - Cambio litológico a través de la falla
 - Deslizamiento de las capas en ambos lados de la falla
 - Capacidad sellante de la falla
 - Sello estratigráfico-Sello de base o lateral
 - Otro Tipo de Sello-Diagenético, presión, etc.

D. SINCRONIZACION Y MIGRACION

1. Sincronización
 - Tiempo de formación de la roca almacenadora, del sello, y de la trampa en relación al tiempo de generación y migración de hidrocarburos (sincronización)
 - Modelo de maduración (historia de espesamiento, régimen paleotérmico)
 - Gradientes térmicos (BHT, flujo de calor, litología)
2. Rutas de migración
 - Posición de la trampa con respecto a los focos de generación
 - Cantidad de roca generadora dentro de la ventana de aceite en el area
 - Estilo de migración (vertical y lateral)
 - Distancia de migración (vertical y lateral)
 - Conductos y barreras de migración
 - Interconexión de los conductos de migración
3. Preservación/Segregación
 - Eventos tectónicos y de fallamiento después de formarse la trampa
 - Desplazamiento del aceite acumulado por agua o por gas
 - Biodegradación del petróleo
 - "Cracking" térmico
 - Migración preferencial del gas

Lista para la Evaluación de Riesgo 7/92

Figura 39

Chevron, 1992

para generar gran cantidad de condensados y de gas seco. Esta roca es la generadora del campo gigante Reynosa.

2. Madurez

La madurez de las lutitas del Oligoceno Vicksburg varía desde inmadura ($R_o < 0.5\%$) (Ziga, 1995), hasta madura ($R_o > 0.5\%$), dentro de la ventana del gas húmedo, observándose un gran incremento de la madurez hacia el oriente.

Roca Almacenadora

1. Presencia

El Play Frío está constituido por areniscas y lutitas ampliamente distribuidas.

Las areniscas varían de grano fino hasta grueso dependiendo del medio en que se depositaron.

Hacia la parte occidental del play, las areniscas son de sedimentación de canales fluviales, en la parte central, las areniscas son de ambientes fluviales y de planicie deltaica, y hacia el oriente son de planicie deltaica y de prodelta (ver secciones estructurales I-I', II-II', III-III' y IV-IV').

Las areniscas forman parte en general de un sistema progradante y agradacional en ocasiones relacionado a una regresión con fluctuaciones en el nivel del mar.

2. Arquitectura

Las areniscas no presentan gran continuidad y extensión lateral, ya que se presentan en forma de lentes y acuífamientos, aunque en ocasiones pueden tener una extensión hasta de varios kilómetros.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

El espesor de las areniscas puede variar desde menos de 10 m hasta más de 200 m en la parte inferior del play (Figura 27), y de menos de 25 m hasta más de 400 m en la parte superior (Figura 29). Las areniscas presentan repetición vertical, principalmente en la planicie deltaica y en el frente deltaico. En general las areniscas son heterogéneas en su composición, variando solamente en el tamaño de grano, dependiendo del ambiente de depósito.

3. Características del Sistema Poroso

La roca almacén tiene porosidad primaria y secundaria con rangos de 12% a 25%.

La permeabilidad varía de 0.03 a 175 md.

Se tiene presencia de fracturamiento, principalmente hacia las partes crestales de las estructuras.

La roca almacén tiene capacidad para permitir el flujo estabilizado de hidrocarburos, como se tiene en algunos campos del play, con sus declinaciones normales.

Trampa y sello

1. Definición de la Trampa

En éste estudio se interpretaron cinco secciones sísmicas, que son: PRB-14, PRB-16, PRB-18, PRB-20 y PRB-7 (Figura 18), donde se tienen trampas estructurales anticlinales y estratigráficas (Figura 40).

La resolución de los datos sísmicos es buena y la confiabilidad de los mismos también.

No se tienen cambios laterales de velocidades considerables al nivel del Play Frío.

PRB - 18
CHAPUL - 101 ESCUTIA - 1
(Proy. 1 Km)

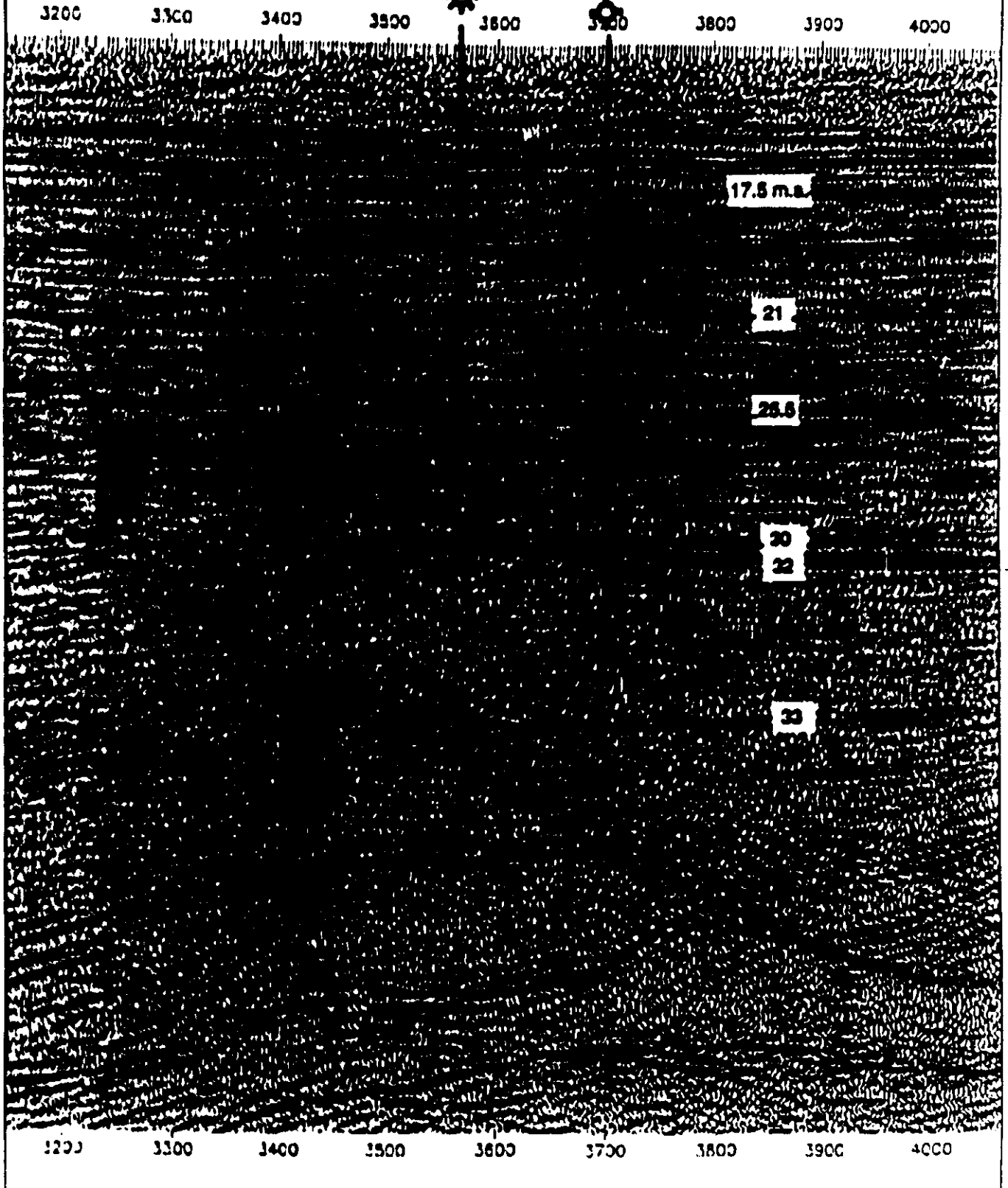


Figura 40. Trampa Estructural Anticlinal y Estratigráfica.

2. Característica de la Trampa

El tipo de trampas que se tienen son anticlinales contra falla, anticlinales y trampas estratigráficas.

Por el modelo estructural que impera en el área, principalmente se tiene un cierre contra falla en estructuras amplias con una magnitud del cierre de 100 m promedio.

Se tienen algunas áreas donde la estructura está compartimentalizada como al occidente del pozo Laureles-1 (Sección sísmica PRB-16).

3. Sello

El sello superior son lutitas con espesores de más de 100 m

La continuidad del sello es regional y presenta curvatura sobre la trampa. Existe fallamiento normal y fracturamiento que afectan al sello, sin embargo no es un factor determinante para su efectividad.

Se tiene también sello por falla, ya que las estructuras están afectadas por fallas normales de crecimiento contemporáneas al depósito, que ponen en contacto lateral en ocasiones areniscas y lutitas.

Los echados a ambos lados de la falla son suaves, ya que las estructuras no presentan flancos fuertes.

La capacidad de sello por falla se considera bueno.

También se tienen sellos laterales debido a los cambios laterales de facies ocasionados por el sistema de depósito de las areniscas y las lutitas.

Sincronía y Migración

1. Sincronización

La roca generadora es el Oligoceno Vicksburg (Kerógeno II-III); la roca almacenadora son areniscas del Oligoceno Frío; la roca sello son las lutitas del Oligoceno Frío y del Mioceno; la formación de la trampa es

durante el Oligoceno y Mioceno Inferior y la generación de hidrocarburos (gas seco y condensado) es del Oligoceno al Plioceno, teniéndose migración a finales del Oligoceno, en el Mioceno y Plioceno. Con base en lo anterior se dice que existe sincronía en la generación y entrapamiento de hidrocarburos (Figura 41).

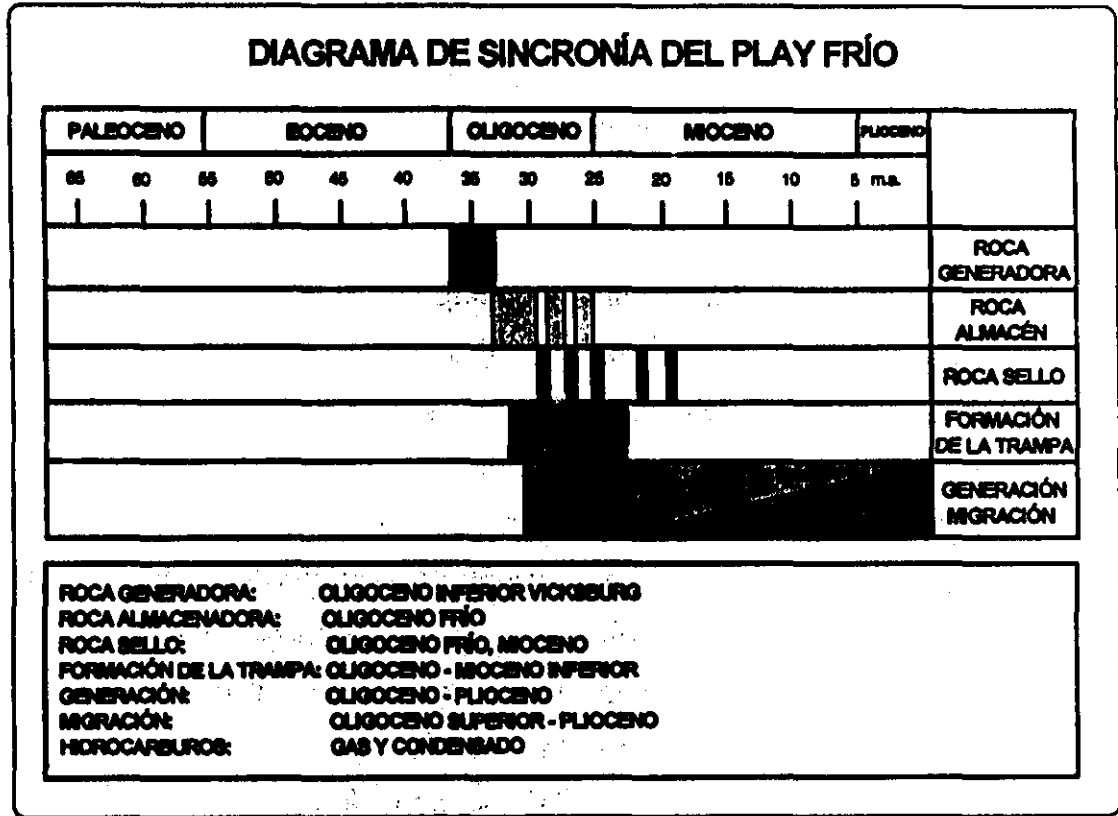


Figura 41

El rango de profundidad de los yacimientos del Oligoceno Frío, es de 0.7 a 3.0 km, de la temperatura de yacimiento de 50 a 140 °C, y de gradiente geotérmico promedio de 30 a 49 °C/km (Tabla 1).

2. Rutas de Migración

La posición de la trampa con respecto a los focos de generación de hidrocarburos es favorable, así como la cantidad de roca generadora (Figura 7).

Los hidrocarburos generados por lutitas terciarias maduras se encuentran dentro de la ventana del gas húmedo y del gas seco, por lo que tienen capacidad para cargar de hidrocarburos por migración primaria las arenas adyacentes y por migración secundaria, por medio de fallas de expansión reservorios más someros.

3. *Preservación*

Se considera que no existen eventos tectónicos después de la formación de la trampa que pudieran afectar a la preservación de los hidrocarburos

Del análisis anterior del conocimiento de cada uno de los elementos que componen el play, se asignó una clave a cada uno de ellos, que puede ser desfavorable, dudoso, neutral, alentador o favorable. A continuación se muestra la tabla de las probabilidades (Chevron, 1992) que se asignaron en el play a cada uno de los factores:

- < 0.30 El factor de riesgo contiene elementos desfavorables
- 0.30 – 0.50 Uno o más elementos dudosos o neutrales
- 0.50 Elementos desconocidos o datos no definitivos (neutral)
- 0.50 – 0.70 Uno o más elementos de alentador a favorable, algunos neutrales
- > 0.70 Todos los elementos bien documentados con parámetros de alentadores a favorables

Con base en lo anterior se les asignó una clave de probabilidad a cada uno de los factores en el análisis del riesgo geológico del Play Frío, siendo estos:

R. Generadora R. Almacenadora Trampa y Sello Sincronía/Migración
.85 × .70 × .65 × .75

PROBABILIDAD DE DESCUBRIMIENTO DE HIDROCARBUROS = 0.234

FACTOR DE RIESGO GEOLÓGICO=1/PROB. DE DESC. DE HCS.= 1: 4.27

En la Figura 42 se ilustra La Hoja de Evaluación del Riesgo del Play Frío.

HOJA DE EVALUACIÓN DEL RIESGO

PROSPECTO: PLAY FRÍO EVALUADOR: JOSE GARCÍA ESPARZA
 CUENCA: BURGOS FECHA: JULIO DE 1998

CLAVES EN LA EVALUACIÓN DEL RIESGO:

- <0.30 EL FACTOR DE RIESGO CONTIENE ELEMENTOS DESFAVORABLES.
- 0.30-0.50 UNO O MAS ELEMENTOS DUDOSOS O NEUTRALES.
- 0.50 ELEMENTOS DESCONOCIDOS O DATOS NO DEFINITIVOS (NEUTRAL).
- 0.50-0.70 UNO O MAS ELEMENTOS DE ALENTADOR A FAVORABLE-ALGUNOS NEUTRALES.
- >0.70 TODOS LOS ELEMENTOS BIEN DOCUMENTADOS CON PARAMETROS DE ALENTADORES A FAVORABLES.

FACTORES DE PROBABILIDAD

	Desfavorable	Dudoso	Neutral	Alentador	Favorable
A.- ROCA GENERADORA :					
1.- Capacidad de carga de HC					X
2.-Madurez					X
3.- Otro					
B.- ROCA ALMACENADORA :					
1.- Presencia					X
2.- Arquitectura				X	
3.- Características del Sistema Poroso					X
4.- Otro					
C.- CALIDAD DE LA TRAMPA :					
1.- Definición de la Trampa				X	
2.- Características				X	
3.- Sello				X	
4.- Otro					
D.- SINCRONIA/MIGRACION					
1.- Rutas de Migración					X
2.- Tiempo de la Migración desarrollo de la Trampa y Migración de HC					X
3.- Preservación/Segregación					X
4.- Otro					

Probabilidades de:
 ROCA GENERADORA .80 x ROCA ALMACENADORA .65 x C. DE LA TRAMPA .60 x SINCR/MIGRACION .75

PROBABILIDAD DE DESCUBRIMIENTO DE HIDROCARBUROS = 0.234

FACTOR DE RIESGO GEOLOGICO = 1/ PROBABILIDAD DE DESC. DE HC.= 1:4.27

Figura 42

En las Tablas 2 a 5 se resumen las características y los valores probabilísticos que se asignan en el análisis de riesgo geológico de la roca generadora, roca almacén, trampa-sello y sincronía y migración.

En el ANEXO III se enuncian las normas o condiciones que se requieren para asignar un valor probabilístico de cada parámetro en la estimación del riesgo exploratorio de una localización propuesta. Estas normas o condiciones pueden también aplicarse en el estudio de plays, ya que las evidencias que se tienen para cada uno de los factores de la localización pueden considerarse en un aspecto regional al hacer la consideración de los factores que componen el play.

4.2. Cálculo de reservas potenciales

4.2.1. Conceptos y definiciones

Para el cálculo de reservas potenciales de hidrocarburos del Play Frío se utilizó el programa CALPOT (Petróleos Mexicanos, 1997).

Las acumulaciones comerciales de hidrocarburos tienen una distribución y tamaño aleatorio debido a las múltiples posibilidades de combinación de ocurrencia de los procesos geológicos que controlan la generación, acumulación y preservación de los hidrocarburos.

Los métodos probabilísticos permiten disminuir la incertidumbre al combinar la información exploratoria muy subjetiva con datos más analíticos de ingeniería y cuantificar el riesgo exploratorio; factor que es necesario considerar al no poder medir o conocer con precisión los parámetros geológicos que inciden en la generación y en la acumulación de hidrocarburos.

Por lo anterior, las estimaciones de reservas potenciales se realizan por métodos probabilísticos, procediéndose a llevar un programa de cómputo denominado CALPOT, que consiste de dos etapas.

En la primera, las distribuciones triangulares de los parámetros del yacimiento, de las saturaciones de hidrocarburos, y de los factores de volumen y de recuperación son combinadas en una simulación de Montecarlo para producir una distribución de tamaño de campos posibles del objetivo, es decir, una reserva promedio por campo en el objetivo en estudio.

En la segunda etapa, se combinan las distribuciones de tamaño de campo y de número de campos para obtener la reserva potencial promedio del objetivo.

Con esta metodología se busca establecer consistencia en los cálculos, así como, lograr resultados que en primer lugar sean más realistas, pero sin dejar de considerar conceptos optimistas o pesimistas en las estimaciones de reservas, conscientes de que las reservas totales de un yacimiento solo se conocen hasta que se ha producido el último barril y que no es posible medir lo intangible, sino tal solo estimarlo.

Las reservas empiezan a ser tangibles una vez que se consideran como probadas, después de la terminación del pozo descubridor; antes de ese momento son pronósticos por descubrir y como tales presentan rangos variables de incertidumbre, tanto respecto de su existencia como de su tamaño.

La implantación de la metodología requiere de un aprendizaje para trabajar con distribuciones de probabilidad, cambiando el enfoque que históricamente había sido determinístico, por uno probabilístico. Teniendo en cuenta que la confiabilidad de los resultados obtenidos dependerá de la calidad de la información que se proporcione al programa, es forzoso tener el interés y los

conocimientos necesarios de los parámetros utilizados, los que varían de una cuenca a otra y de un play a otro.

Está bien establecido que un proceso multiplicativo que involucra datos al azar produce una distribución lognormal y por lo tanto es fácil comprender porqué el tamaño de los yacimientos sigue una distribución aproximadamente lognormal.

La simulación es una representación de la realidad mediante el empleo de un modelo u otro sistema que reaccione de la misma manera que la realidad en un conjunto de condiciones dadas, implica la construcción de un modelo matemático que describa el funcionamiento del sistema en cuanto a eventos y componentes individuales. Es útil en la resolución de problemas cuando no se conocen o se conocen parcialmente los valores de las variables y no existe una manera fácil de encontrar dichos valores.

En un proyecto de inversión, o en un play habrá de acuerdo con lo anterior, solo unas cuantas trampas gigantes y muchas pequeñas; es por ello que más de la mitad de las reservas en las provincias petroleras del mundo se concentran en solo unos cuantos yacimientos del primer tipo, y en México esto no es la excepción.

La razón de que los tamaños de reserva sigan una distribución lognormal es debido a que en el subsuelo pocas veces se conjuntan los factores mencionados, en tal forma que den lugar a acumulaciones grandes, mientras que hay mayor oportunidad de que estos factores se reúnan para provocar acumulaciones pequeñas.

Es la coincidencia de los factores lo que implica que sus probabilidades se multipliquen, dando lugar a una distribución lognormal.

De los datos introducidos al programa, se llevará a cabo un análisis estadístico en el cual se calculan los valores máximo, mínimo y más probable proporcionando además el histograma de la variable analizada.

El método se repetirá un máximo de 2000 veces para la primera etapa de donde en cada interacción se elegirán los rangos de reservas potenciales de mayor frecuencia para que posteriormente se realice un histograma en donde la barra más alta corresponda con el rango de reservas que tiene mayor probabilidad. Si se repite el cálculo con los mismos valores, se puede apreciar que el histograma no es siempre el mismo y esto se debe a que en el método se emplean valores aleatorios. Sin embargo, si se corre el programa varias veces se observa que el rango de reservas se mantiene aunque el histograma cambie su distribución.

Como resultado del cálculo se obtiene la distribución de tamaño de campos, es decir, la moda, la mínima y la máxima de la reserva promedio potencial de campos; se obtienen n muestras con la distribución triangular dada por la reserva promedio de campos, las cuales se suman y nos dan un elemento de la muestra del potencial, que posteriormente se organiza mediante un histograma de frecuencias, presentándose también la curva desacumulativa de probabilidad y la curva desacumulativa con riesgo.

Como resultado del cálculo para cada objetivo, se obtiene la media, la mínima y la máxima del potencial de hidrocarburos, además de la media del potencial afectado por riesgo geológico.

A continuación se describen algunos términos usados en la industria petrolera (Pemex, 1998):

Volumen Original del Petróleo.- Es la cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento y está confinada por límites geológicos y de fluidos.

Recurso.- Es el volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original.

Recurso Descubierto.- Es aquel volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de los pozos perforados.

Reserva.- Es la parte recuperable del recurso; y es la parte que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables, evaluado a cierta fecha, a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones gubernamentales.

Reservas Posibles.- Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, de trampas no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica petrolera, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas (*In Machuca, 1997*).

Reservas Potenciales.- Es la cantidad de hidrocarburos inferida a una fecha específica, en provincias o subprovincias no productoras, en donde la información geológica, geoquímica y geofísica disponible indica la presencia de factores favorables para generación, acumulación y explotación de hidrocarburos; excluyendo las áreas en donde existan reservas probadas y probables al mismo nivel estratigráfico.

Reservas Probadas.- Es el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones

gubernamentales. Este volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Reservas Probadas Desarrolladas.- Son aquéllas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes en donde se disponga de instalaciones de producción, con los métodos operacionales que puedan aplicarse. La reserva por recuperación mejorada y/o secundaria puede considerarse dentro de ésta clasificación, únicamente después de que el sistema de recuperación mejorada haya sido instalado y se haya tenido una respuesta favorable.

Reservas Probadas No Desarrolladas.- Es el volumen de hidrocarburos que se espera producir por medio de pozos productores sin instalaciones actuales, y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, que han anticipado con alto grado de certidumbre, en yacimientos favorables a éste método de explotación.

Reservas Probables.- Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.

Reservas Probables Perforadas.- Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, de trampas perforadas, en las que no se ha efectuado prueba de producción ni de formación, pero que por registros geofísicos, muestras de canal y núcleos, se definen condiciones para obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos.

Reservas Probables No Perforadas.- Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, de trampas no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.

4.2.2. Análisis probabilístico de la reserva potencial de las áreas exploratorias en un estudio.

El programa CALPOT está diseñado con el fin de calcular las reservas potenciales de cada área en estudio con un máximo de seis objetivos a evaluar y dadas las probabilidades de trampa, roca almacén, roca generadora y de sincronía y migración, obtener la probabilidad global de descubrimiento, y la reserva potencial esperada de cada objetivo del área en estudio. Para el cálculo del Play Frío sólo se considera un objetivo.

Los yacimientos no son homogéneos, por lo que es necesario proporcionar tres tipos de datos a cada factor para aplicar el **Método Monte Carlo**. Éste método es un procedimiento para simular las probabilidades de distribución al efectuar muchas corridas para obtener un rango de posibles respuestas, que reflejen las diferentes combinaciones de valores seleccionados al azar dentro de los rangos específicos de los parámetros de entrada (White and Treesh, 1987). La simulación Monte Carlo es una alternativa tanto para la estimación determinística sencilla como para los alcances del escenario que presentan los mejores, más probables y peores casos (Peterson, 1995). La simulación Monte Carlo comienza con un

modelo en la forma de una o más ecuaciones. Las variables de las ecuaciones están separadas en entradas y salidas. Algunas o todas las entradas se relacionan con distribuciones de probabilidad en lugar de números. Se requiere que el usuario genere distribuciones estadísticas para esos parámetros de entrada. La selección de éstas distribuciones está guiada por la experiencia y principios fundamentales, a partir de un banco de datos. A menudo los modelos contienen parámetros que se deben correlacionar. El ploteo disperso de datos, a partir de pares de éstos parámetros, puede sugerir la correlación, la cuál puede cuantificarse e incluirse en los modelos de simulación por un rango de coeficiente de correlación.

Para correr una simulación Monte Carlo se hace normalmente usando software especial, ya sea de datos de hojas de cálculo o de programas compilados. Un ensayo consiste de seleccionar un valor para cada parámetro de entrada, de acuerdo con alguna distribución específica, y calcular la salida. Una simulación es una sucesión de cientos o miles de ensayos repetidos, durante la cual los valores de salida son almacenados. Posteriormente, los valores de salida de cada ensayo son agrupados en distribuciones, presentados como histogramas o funciones de distribución acumulativa. Los resultados de salida pueden describirse en términos de mínimo, máximo y más probable, desviaciones media y estándar, percentiles, entre otros.

McCaleb (1992), menciona que la simulación Monte Carlo es un modelo matemático de un proceso en el cual las variables no pueden estar fijas a valores únicos, sino que están representadas por distribuciones de probabilidad. Un valor de cada variable es seleccionado al azar y se calculan las respuestas. El proceso se repite muchas veces para derivar una distribución de probabilidades de respuestas.

En Exploración el simulador Monte Carlo es simplemente un programa de evaluación económica que usa muestras al azar a partir de distribuciones de probabilidad para calcular los resultados económicos (Smith and Jones, 1992).

En nuestro cálculo la distribución de valores de cada factor se aproximará mediante una distribución triangular sencilla en donde se requieren tres puntos: el valor mínimo, el más probable y el máximo. A continuación se detallan los parámetros de cálculo.

	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor más Probable
Área (A)	x	x	x
Porosidad (Φ)	x	x	x
Saturación de Hidrocarburos (SHC)	x	x	x
Espesor de Roca Almacén Impregnada (H)	x	x	x
Factor de Volumen (BOI)	x	x	x
Factor de Recuperación (FR)	x	x	x
Número de Campos (NC)	x	x	x

La descripción de cada uno de los parámetros es la siguiente (Pemex, 1998):

Área (A) .- Es la distribución que tiene el play

Porosidad (Φ).- Porcentaje de huecos en la roca almacén

Saturación de Hidrocarburos (SHC).- Es la porción del espacio poroso ocupado por los hidrocarburos.

Espesor de Roca Almacén Impregnada (H).- Es el espesor de roca que presenta hidrocarburos.

Factor de Volumen (BOI).- Es un factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

Factor de Recuperación (FR).- Es la relación existente entre el volumen original de aceite o gas a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

Número de Campos (NC).- Campos a descubrir

Para cada uno de éstos parámetros, mediante simulación Montecarlo, se obtiene una muestra aleatoria en tamaño N, y la estimación del volumen potencial de hidrocarburos a condiciones de yacimiento se deriva al aplicar la siguiente fórmula:

V = Volumen posible de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

$$V = A \times H \times \Phi \times SHC \times 6.2897 / BOI \text{ (BLS)}$$

Reserva Potencial Promedio de Hidrocarburos por Campo

$$\text{Reserva Promedio} = V \times FR$$

La reserva promedio o la distribución de tamaño de campos obtenida a través de los parámetros volumétricos, se combina con la distribución del número de campos para obtener el potencial por cada objetivo.

Al generarse un elemento N de la muestra del número de campos, se generan N elementos de la muestra de reserva promedio y se suman para formar un elemento más de la muestra del potencial que se está construyendo.

Número de campos = N

Potencial Promedio = Reserva Promedio 1 + Reserva Promedio 2 +.....+

+ Reserva Promedio N

4.2.3. Etapas a seguir para estimar el potencial de hidrocarburos de un proyecto.

- 1. Bosquejar los objetivos petroleros del proyecto con base en planos geofísicos, geológicos y geoquímicos.**
- 2. Separar áreas por objetivo y estimar la probabilidad de que el objetivo exista en realidad (tenga éxito), mediante el análisis de los factores generación, roca almacén, trampa-sello, y sincronía y migración, a nivel área.**
- 3. Estimar para cada área objetivo su distribución de tamaños de campo utilizando el programa CALPOT y las distribuciones triangulares de los parámetros volumétricos que sean representativos del objetivo.**

Si se cuenta con información suficiente para un determinado objetivo, los valores mínimo y máximo de los parámetros volumétricos se pueden estimar a partir de ésta información; y el valor más probable sería el que se presenta mayor número de veces o el obtenido por:

$$\text{Valor} = (\text{valor mínimo} \times \text{valor máximo})^{1/2}$$

De no contar con la información suficiente, los parámetros volumétricos se pueden estimar por comparación con áreas similares.

Los resultados de la distribución de tamaño de campos se tiene que calibrar con tamaños típicos de localizaciones conocidas (aprobadas o en estudio).

El tamaño máximo (MMBPCE) tiene que ser comparable al máximo en cuencas petrolíferas geológicamente similares, analizando en particular el campo más grande.

Seleccionar el tamaño mínimo en MMBPCE con base en un criterio económico por comparación con áreas conocidas.

4. Calcular el potencial para cada área objetivo de acuerdo a la distribución del número de campos posibles.

En primer lugar estimar, para cada área objetivo, la distribución triangular del número de posibles campos donde:

Número mínimo de campos = Número mínimo de trampas × factor de éxito.

Número máximo de campos = Número máximo de trampas × factor de éxito.

Número más probable de campos = Número más probable de trampas × factor de éxito.

También puede ser:

Número más probable de campos = (Número mínimo de campos × número máximo de campos)^½

Si un proyecto está en etapas incipientes de exploración, no es posible estimar probabilidades individuales de éxito para cada localización o campo a descubrir, por lo que se estima estadísticamente el total de ellas como un factor global de éxito por comparación de áreas similares.

De no contar con una referencia bien documentada, se tomará un 20% que es un promedio a nivel mundial.

En éste trabajo para el número de campos en el cálculo de reservas potenciales del Play Frío, se utilizó un Método por Distribución de Frecuencias, para esto se hizo un histograma de la frecuencia y el tamaño de los campos de

hidrocarburos descubiertos en el Play Frío (Figura 43), donde se observa que los campos menores de 5 km², son los que con mayor frecuencia se han presentado, y solamente se ha descubierto un campo mayor de 55 km². Intermedios entre éstos dos tamaños, se encuentran intercalados varios campos.

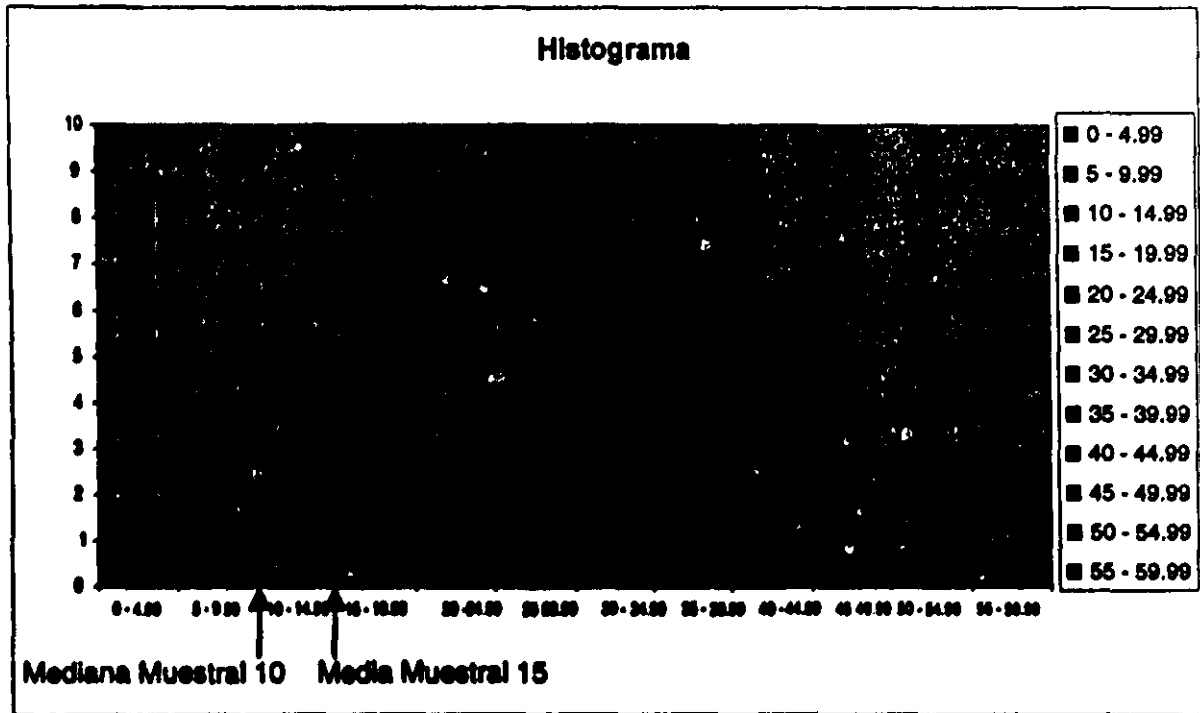


Figura 43. Histograma de frecuencias y tamaños de campos en el Play Frío.

Los datos de Frecuencia (f) y tamaño de campo (Clase), se muestran en la Figura 44, junto con la marca de clase (x) y la frecuencia acumulativa que suma 30.

La Media Muestral se obtiene de la siguiente manera:

$$X = \text{SUMA } (f \cdot x) / n = 450 / 30 = 15$$

La Mediana de Clase es igual a $(n+1)/2$, es decir, $(30+1)/2 = 15.5$

Se busca el intervalo de clase que contiene éste elemento, y en la frecuencia acumulativa encontramos en la segunda y tercera clase, valores de 14 y 19, por lo que la mediana se ubica en la en la tercera o sea en el intervalo 10 – 14.99, lo cual significa que la mediana muestral debe andar en ése rango.

Metodo por Distribucion de Frecuencia					
Clase (Datos Agrupados)	Marcas de Clase (x)	Frecuencia (f)	Frecuencia Acumulativa	observaciones	(f*x)
0 - 4.99	2,5	9	9		22,5
5 - 9.99	7,5	5	14	*	37,5
10 - 14.99	12,5	5	19	mediana de clase	62,5
15 - 19.99	17,5	2	21		35
20 - 24.99	22,5	4	25		90
25 - 29.99	27,5	1	26		27,5
30 - 34.99	32,5	0	26		0
35 - 39.99	37,5	2	28		75
40 - 44.99	42,5	1	29		42,5
45 - 49.99	47,5	0	29		0
50 - 54.99	52,5	0	29		0
55 - 59.99	57,5	1	30		57,5
	Suma	30			450
Media Muestral					
$x = \text{SUMA } (f \cdot x) / n$					
$x = 450 / 30 = 15$ — Media Muestral en Km ²					
Calcular la Mediana de Clase					
Mediana de clase = $(n+1) / 2 = (30+1) / 2 = 15.5$ (o sea el promedio del 15-avo y 16-avo elementos)					
Buscamos los intervalos de clases que contienen a esos elementos, y en la frecuencia acumulativa encontramos en la segunda y tercera clase, valores de 14 y 19, por lo que la mediana se ubica en la tercera o sea en el intervalo 10 - 14.99, quiere decir que la mediana muestral debe andar en ese rango.					
Obtenemos la Mediana Muestral:					
Mediana Muestral = $((n+1) / 2 - (F+1)) / f_m \cdot w + L_m$					
donde:					
n = número total de elementos de la distribución = 30					
F = suma de todas las frecuencias de clases hasta la mediana de clase pero sin incluirla = 14 *					
f _m = frecuencia de la mediana de clase = 5					
w = amplitud de intervalo de las clases = 5					
L _m = límite inferior del intervalo de mediana de clase = 10					

Figura 44

Para la Mediana Muestral se empleó lo siguiente:

$$\text{Mediana Muestral} = (((n+1) / 2 - (F+1)) / f_m) * w + L_m$$

Donde: n = Número total de elementos de distribución = 31

F = Suma de todas las frecuencias de clases hasta la mediana de clase pero sin incluirla = 14

f_m = Frecuencia de la Mediana de Clase = 19

w = Amplitud de Intervalo de las Clases = 5

L_m = Límite inferior del intervalo de Mediana de Clase=10

Sustituyendo en la ecuación:

$$\text{Mediana Muestral} = (((30+1) / 2 - (14+1)) / 19) * 5 + 10 = 10.1315785$$

Mediana Muestral = 10.1315785 Número de campos más probables.

Normalizando los números de campos, tenemos:

Mínimo	Más Probable	Máximo
5	10	15

5. Obtener la segunda salida del programa CALPOT con y sin la aplicación del factor de probabilidad de que el objetivo exista.

La curva sin riesgo se utilizará para la evaluación financiera del objetivo, suponiendo que tendrá éxito.

La curva con riesgo se usará para agrupar o sumar los diferentes objetivos del proyecto. En el caso del Play Frío es sólo un objetivo.

4.2.4. Cálculo de reservas potenciales del Play Frío.

En la Figura 45 se muestran los datos de los diferentes parámetros para el cálculo de reservas potenciales del play (Área, Φ , SHC, Espesor, Factor de volumen, Factor de recuperación y número de campos), cada uno con valores mínimo, más probable y máximo. Éstos valores fueron tomados del análisis de la información geológica, geofísica y de producción previa.

P E T R O L E O S M E X I C A N O S				
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION				
SUBDIRECCION DE EXPLORACION				
CALCULO DE RESERVAS POTENCIALES AL 12-NOV-98				PAGINA: 1
PLAY FRIO-1 2600M	AREA	POROS	SHC	ESP.
	2.00	.120	.40	5.
	12.00	.170	.55	12.
	30.00	.250	.75	20.
MEDIA	14.67	.180	.57	12.
	F.VOL.	F.REC.	RESER. PROMEDIO	
	.0020	.65	13.1	
	.0025	.75	27.7	
	.0030	.82	84.5	
MEDIA	.00	.740		
FRIO	#DE CAMPOS	POTEN. PROMEDIO		
	5	204.493		
	10	377.963		
	25	476.722		
	PROBABILIDAD GLOBAL			.234
SE CONSIDERO COMO DATO DE ENTRADA QUE LA RESERVA DEL CAMPO MAS GRANDE GEOLOGICAMENTE POSIBLE ES DE : 150.0				
POT. AFECTADO POR RIESGO GEOLOG.:		88.443	POTENCIAL MEDIO :	377.963

POT. TOT. AFECTADO POR RIESGO GEOLOG.:		88.443		
POTENCIAL TOTAL MEDIO..... :		377.963		

Figura 45

Los resultados del cálculo son los siguientes:

Reservas Potenciales por Campo:

Mínima	13.1	MMBPCE (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)
Más probable	27.7	MMBPCE
Máxima	84.5	MMBPCE

Reservas Potenciales Totales:

Mínima	204.493	MMBPCE
Más probable	377.963	MMBPCE
Máxima	476.722	MMBPCE

Probabilidad de Descubrimiento de Hidrocarburos: 0.29

Factor de Riesgo Geológico = 1 / Probabilidad de Desc. de Hcs = 1 : 3.44

Potencial Total Medio afectado por Riesgo geológico: 88.443 MMBPCE

Potencial Total Medio:

377.963 MMBPCE

Con el cálculo anterior sabemos que tendríamos un campo con valor mínimo de 13.1 MMBPCE y otro campo con un valor máximo de 84.5 MMBPCE, por lo que con un método de tendencia logarítmica, se hace una estimación del tamaño del recurso potencial para los restantes ocho campos, que quedarían comprendidos entre los valores mínimo y máximo.

En la Figura 46 se muestran dos gráficas logarítmicas en donde, en la inferior, están los valores mínimo y máximo de los campos, en la gráfica superior, con la fórmula $y = -31.009 \ln(x) + 84.5$ se calculan los valores de los campos restantes. En la Figura 47 están los valores calculados para los ocho campos restantes que sumados con el mínimo y máximo, dan un valor de 376.63 MMBPCE.

Metodología para Estimar Posibles Campos

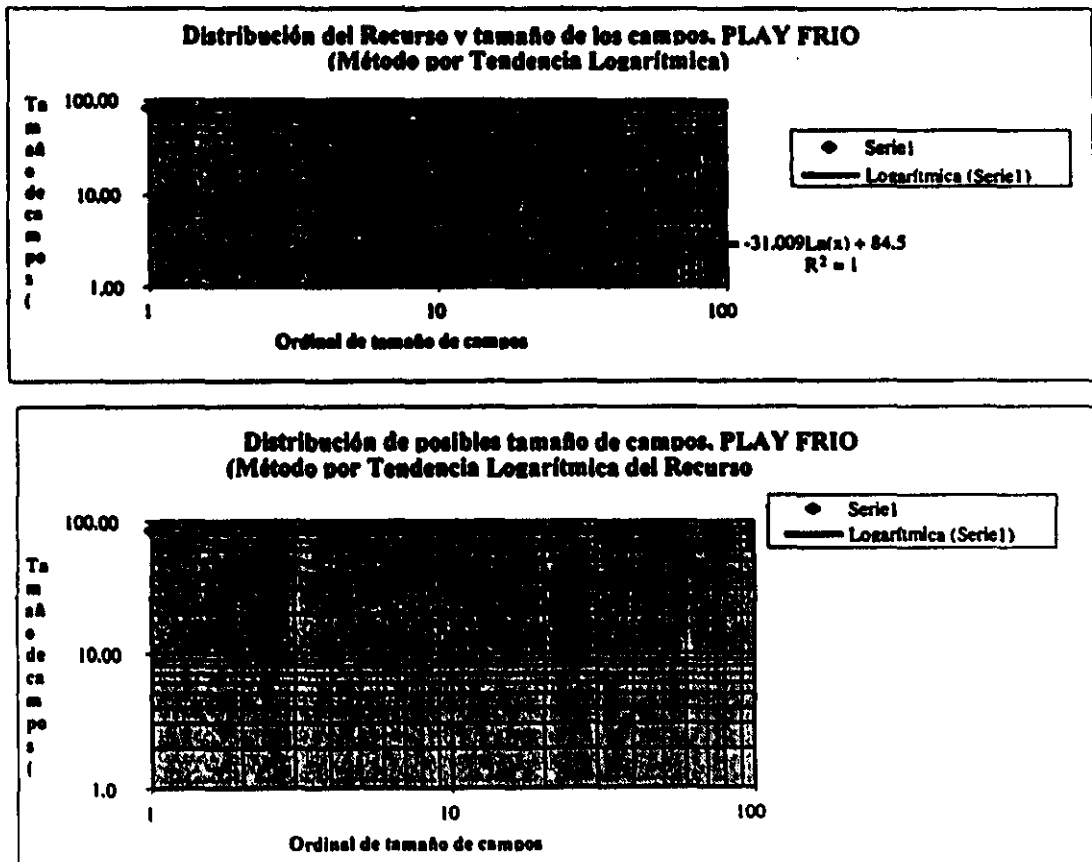


Figura 46

4.3. Indicadores de rentabilidad

4.3.1. Conceptos y definiciones

La consideración de riesgo en la evaluación de una propuesta de inversión, se puede definir como el proceso de desarrollar la distribución de probabilidad de alguno de los criterios económicos o medidas de méritos ya conocidos. Generalmente, las distribuciones de probabilidad que más comúnmente se obtienen en una evaluación, corresponden al valor presente, valor anual y tasa interna de rendimiento. Sin embargo, para determinar la distribución de probabilidad de estas bases de comparación, se requiere conocer las distribuciones de probabilidad de los elementos inciertos del proyecto como lo son: la vida, los flujos de efectivo, las tasas de interés, los cambios en la paridad, las tasas de inflación, etc. (Coss, 1996).

Recientemente, el análisis de riesgo ha ganado una gran aceptación en muchas industrias, las cuales lo consideran en la evaluación de nuevas propuestas de inversión y en la planeación estratégica de corto, mediano y largo plazo.

En la administración de proyectos petroleros, así como en los de otro tipo, es necesario que los recursos financieros se canalicen hacia las opciones de inversión más rentables y menos riesgosas; pero, ¿cómo saber que tan rentable puede ser una inversión? ¿cómo saber de que tamaño es su riesgo?

Los indicadores de rentabilidad, debidamente aplicados e interpretados, hacen posible que antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión se pueda dar respuesta a prácticamente todas las interrogantes que pudieran surgir respecto a su viabilidad. A través de los indicadores se pueden prever los beneficios y los costos, expresados en términos relativos o absolutos, desde diversos enfoques, ya

sea para evaluar proyectos individuales o para jerarquizarlos y discriminarlos cuando han de formar parte de una canasta de inversión (Solórzano, 1996).

Por grande que sea la complejidad de los proyectos que se van a evaluar, el análisis de su rentabilidad económica sólo requiere del manejo de cuatro conceptos elementales que son la *inversión inicial*, el *costo del capital*, la *vida económica* y los *ingresos netos*.

En el análisis económico del Play Frío los indicadores de rentabilidad se obtuvieron a partir del Sistema ECON, que es un Modelo de Análisis Económico para Evaluar Proyectos de Inversión en Exploración. El modelo está desarrollado para utilizarse en una PC con Excel Versión 5.0 en Español.

El modelo tiene considerados los términos fiscales de Pemex Exploración y Producción (PEP), Las premisas de evaluación económica de proyectos de inversión, así como las ecuaciones correspondientes para calcular los flujos de efectivo y la evaluación económica, entre otras cosas.

Los indicadores económicos que se calculan incluyen la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN), el valor monetario esperado (VME), el índice de utilidad (relativo a la inversión), el costo de descubrimiento, etc.

El modelo ECON, además de las hojas de evaluación económica y de los prospectos combinados, cuenta con diversas adecuaciones tales como, la integración de las hojas de cálculo para determinar la calendarización de actividades e inversiones, los perfiles de producción y la evaluación para objetivos múltiples. Es un sistema amigable donde los cuadros de diálogo facilitan las tareas.

En las Figuras 48 y 49 se ilustra la secuencia que sigue el modelo, y en donde se indican los cuadros de diálogo con sus opciones. Se puede observar los posibles

caminos que se puede seguir al realizar una evaluación dependiendo de las características del proyecto.

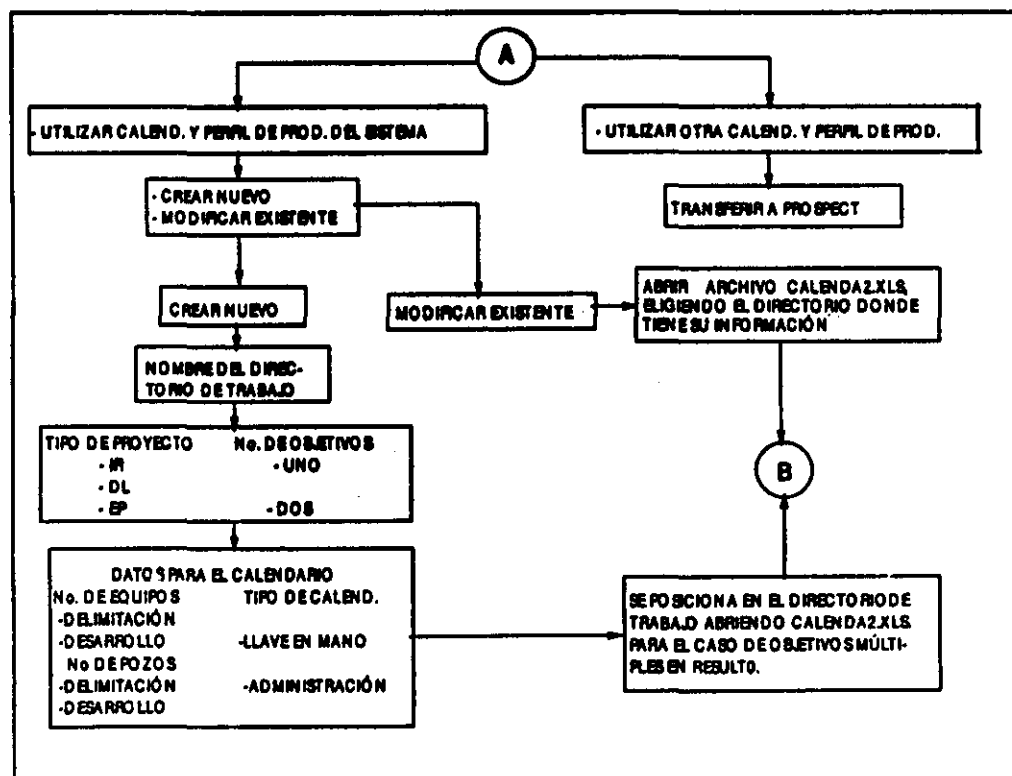
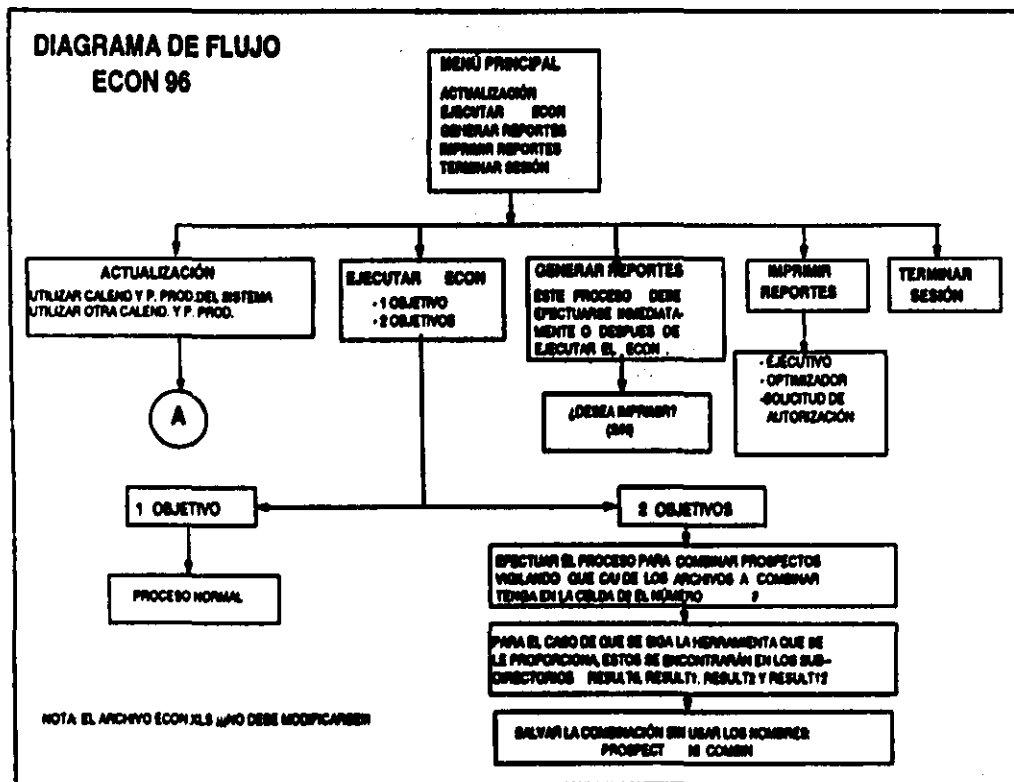


Figura 48. Diagrama de flujo

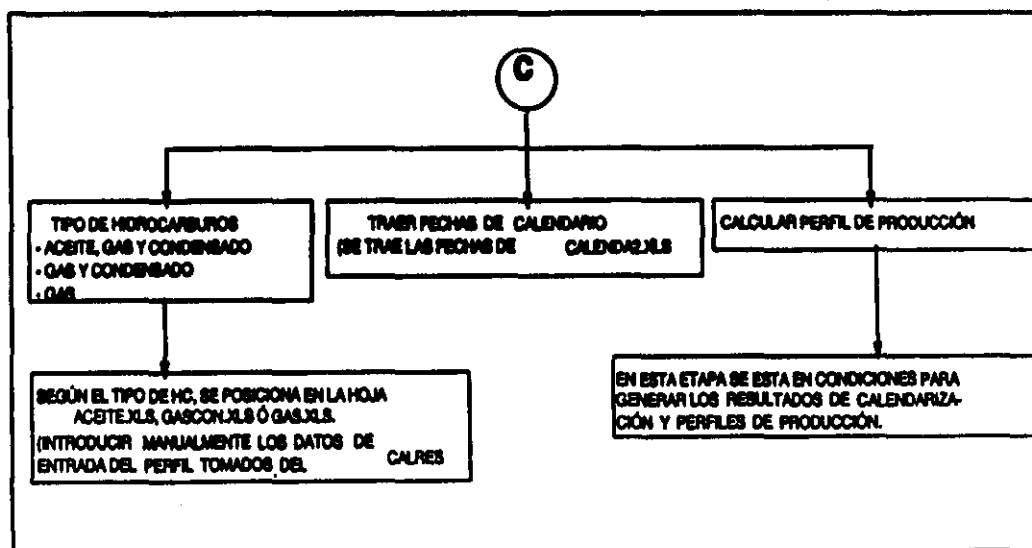
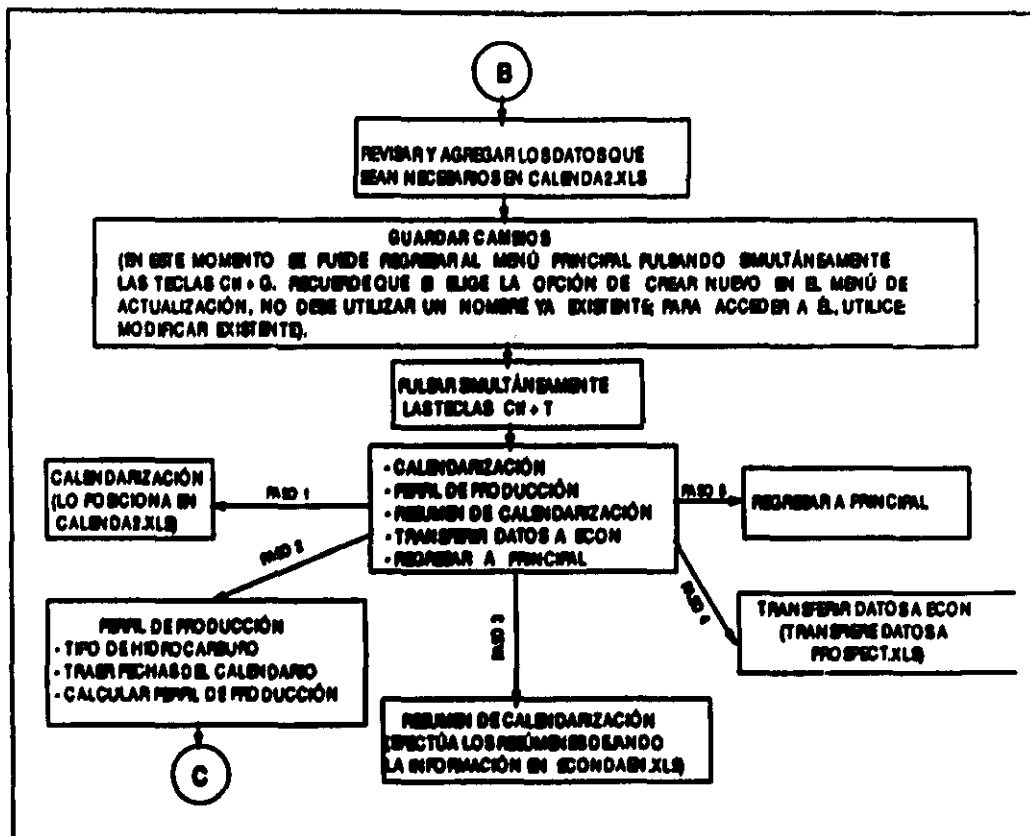
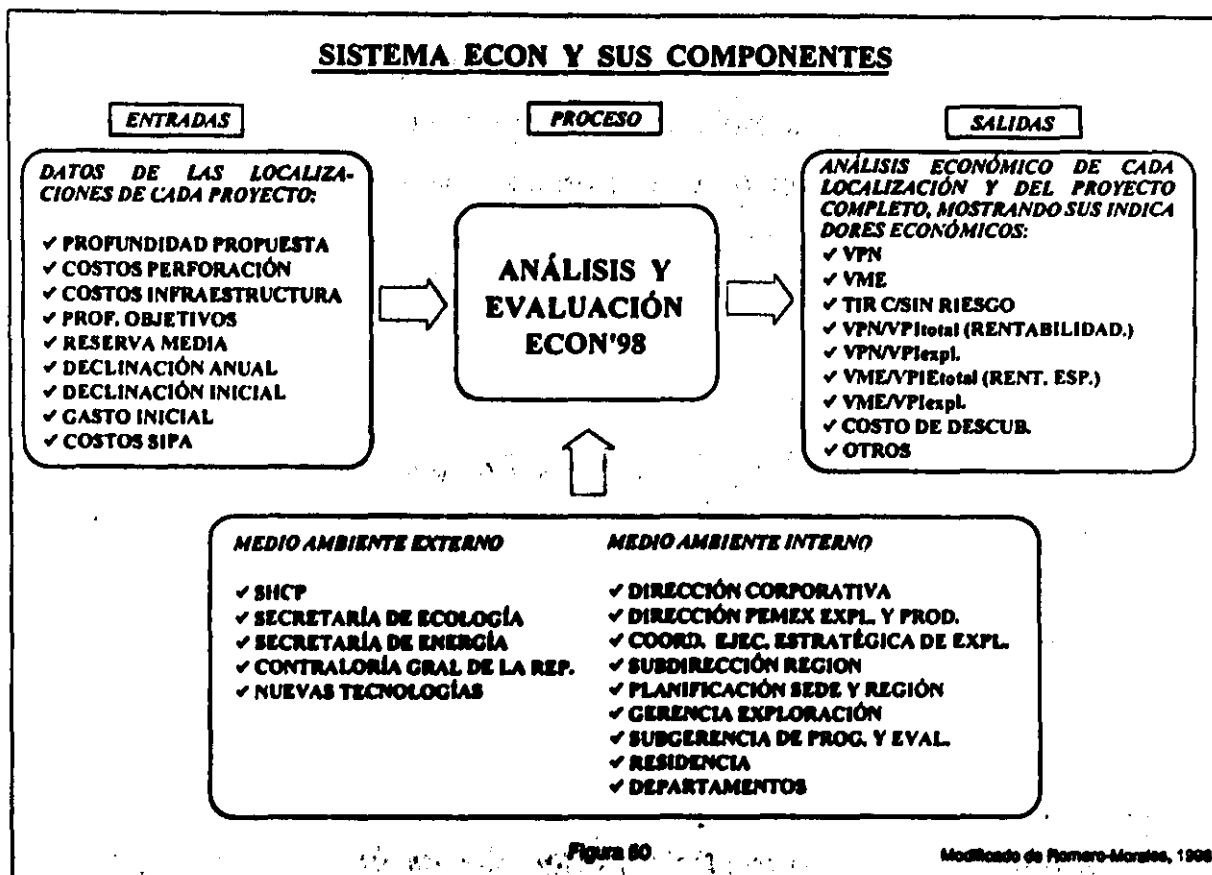


Figura 49. Diagrama de flujo ECON (Continuación)

En la figura 50 se ilustran las entradas, el proceso y las salidas del Sistema ECON.



A continuación se describen algunos indicadores utilizados en la evaluación económica con la finalidad de aclarar las ideas que se manejan en éste trabajo:

Inversión Inicial.- Son todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en un Proyecto, hasta que el Proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido (Solórzano, 1996).

Interés.- Es la renta que se paga por utilizar el dinero ajeno, o bien, la renta que se gana al invertir nuestro dinero. También se le conoce como *Costo del Capital*.

Vida Económica (n).- Es el número de períodos (días, meses, años, etc.) estimados como duración de los activos de la inversión inicial.

Valor Presente Neto (VPN).- Es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual. Es decir, es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. También se le llama **Ganancia**. Se expresa en números absolutos y señala el número de pesos o dólares que constituyen la utilidad. Si el $VPN \geq 0$, la inversión se acepta; si $VPN < 0$, la inversión se rechaza.

Valor Monetario esperado (VME).- Es el Valor Presente Neto ponderado por el riesgo geológico.

Tasa de Ganancia.- Es el cociente de la Ganancia entre la Inversión, se da en porcentaje.

Tasa de rendimiento.- Es la tasa a la que ganaríamos intereses en un banco ficticio para obtener el mismo rendimiento que nos da la inversión inicial en el Proyecto.

Tasa de Descuento.- Es la tasa de interés que se aplica para descontar el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados (*in Machuca, 1997*). Para el análisis se emplea un 10%.

Tasa Interna de Retorno (TIR).- Éste es quizás el indicador más ampliamente utilizado, aunque no siempre interpretado correctamente. Hay la tendencia generalizada a interpretarlo indiscriminadamente como una tasa de rendimiento del negocio que sin más puede ser comparada con las tasas bancarias, interpretación que pudiera conducir a conclusiones y decisiones equivocadas.

Puede tener diferentes interpretaciones: 1) Tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero; 2) Rentabilidad o tasa de rendimiento del negocio para el caso en que fuera posible reinvertir los ingresos en el mismo; 3) Rentabilidad del saldo no recuperado de la inversión; 4) Rapidez de recuperación de la inversión. Es independiente del tamaño del Proyecto y por lo tanto proporciona una vida útil para comparar financieramente entre sí toda clase de proyectos con características diferentes, ya sean grandes o pequeños, a corto o largo plazo, etc. La *Tasa Interna de Retorno* y el *Tiempo de Cancelación* son insensibles a la *Vida Económica*; el que se alargue la vida del proyecto no modifica el tiempo de recuperación del capital.

Rentabilidad.- Mide el tamaño relativo de los ingresos netos, siendo la relación de los ingresos netos entre la inversión inicial. En el análisis económico también es utilizada como *Razón Beneficio / Costo*.

Tiempo de Cancelación.- Es el tiempo que se necesita para cancelar una deuda. Es decir, los ingresos netos, a medida que ocurren, se van destinando al pago de la deuda hasta saldarla en su totalidad. O de otra manera, es el tiempo requerido para que la suma de los ingresos netos reducidos a valor actual sea igual a la inversión inicial.

Variación o Varianza (σ) (o la desviación típica).- Es una medida de dispersión o variación de los valores de la variable aleatoria alrededor de la media (μ). Si los valores tienden a concentrarse alrededor de la media, la variación es pequeña; en tanto que si los valores tienden a distribuirse lejos de la media, la variación es grande.

Desviación Estándar ($\sqrt{\sigma}$).- Es la raíz cuadrada de la variación.

Coefficiente de Variación.- Es el cociente de la desviación estándar entre la media. Es independiente de las unidades usadas. Una desventaja es que el coeficiente de variación es de poca utilidad como una medida de dispersión cuando la media está muy próxima a cero.

4.3.2. El riesgo económico – financiero.

Decidir emprender un Proyecto de Hidrocarburos implica estar dispuestos a correr el riesgo de no recuperar el dinero que se invierte. La propia información que sostiene sólidamente los estudios de factibilidad técnica o de rentabilidad económica de nuestro Proyecto se encarga de recordarnos que nos movemos siempre en el reino de la incertidumbre. La inversión que se realiza hoy, nos presentará sus resultados mañana. Empero, nadie tiene la seguridad de que los precios de mañana sean como los supusimos hoy; podrán ser menores, aunque también mayores. Nuestros costos reales de mañana podrían diferir de nuestras estimaciones de hoy. Nadie puede estar seguro de que mañana se puedan extraer los hidrocarburos en el volumen y calidad que hoy consideramos bastante probable de ocurrir (Solórzano,1996).

Nada de lo que suponemos hoy se va a cumplir exactamente en los términos previstos; los factores que intervienen se combinan de tal forma que los resultados reales pueden ser desfavorables y traducirse en pérdidas graves, o pueden ser muy favorables y hacer que las ganancias rebasen todas las expectativas, y en ese caso bienvenida la incertidumbre. En la práctica todo puede suceder; el futuro es incierto y la gama de posibilidades es muy amplia.

La incertidumbre está presente en todas las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de rentabilidad, y esa incertidumbre, fatalmente se traduce en un riesgo. Nunca estaremos seguros al cien por ciento de lo que

ocurrirá, pero es forzoso que sepamos de que tamaño es el riesgo que estamos corriendo y a que nos estamos exponiendo.

Si después de haber realizado las inversiones, bajo los riesgos calculados, las cosas salen mal, mala suerte; pero no hay proyecto seguro, y menos en la industria de la exploración y producción del petróleo.

Para analizar el riesgo de los proyectos, se simulan numerosas situaciones que pudieran llegarse a presentar en la práctica; buscaremos que todos los factores que intervienen en el negocio se combinen aleatoriamente, como es posible que suceda en la vida real, haciéndolos variar dentro de sus respectivos rangos factibles. Los resultados así obtenidos nos mostrarán hacia donde se cargan las cosas y en que medida lo hacen; y si estamos seguros de haber utilizado toda la información disponible sobre el comportamiento de las variables, dentro de los rangos correctos, entonces tendremos la certeza de que entre los resultados que hemos simulado llegará a estar el resultado real.

Como los resultados se presentan muy dispersos, tendremos una indicación de que los resultados reales pudieran ser muy buenos, con la misma facilidad con que pudieran ser muy malos, y eso sería un reflejo de nuestra gran incertidumbre sobre el comportamiento de los factores que intervienen. Ante situaciones de este tipo sería recomendable promover la realización de estudios de preinversión, en los cuales se invirtieran cantidades relativamente insignificantes, para una investigación mas a fondo de los factores más inciertos, antes de realizar las inversiones mayores. Como producto de estas investigaciones adicionales sin duda se reduciría la incertidumbre, lo que podría conducir a llevar adelante al proyecto o cancelarlo. La mayor información no necesariamente mejora las expectativas del proyecto; la mayor y mejor información reduce la incertidumbre, pero su resultado puede ser el aumento de nuestra seguridad de que el proyecto es malo y en tal caso conducimos a la sana decisión de abstenemos de invertir.

4.3.3. Análisis económico del Play Frío

Para realizar este análisis se utilizó el Modelo de Análisis Económico para Evaluar Proyectos de Inversión en Exploración (ECON).

Este programa requiere de información del o los objetivos a evaluar, en el caso de nuestro trabajo es solamente un objetivo, el Play Frío. Los principales datos de entrada se describen a continuación:

Localización.- Se indica el nombre de la localización o play que se está evaluando.

Proyecto de Inversión.- Se escribe el nombre del proyecto.

Región.- Anotar el nombre de la región donde se desarrolla el proyecto.

Tipo de Cambio.- Se debe indicar el tipo de cambio que aparece en las Premisas de Planeación.

Profundidad del Pozo Explorador.- Es la profundidad desarrollada en metros.

Fecha Inicial de Actividades.- Se indica la fecha en la que se propone que la primera actividad dé inicio.

Número de Equipos de Desarrollo.- Es el número de perforación para pozos de desarrollo.

Tipo de Equipo.- Se indica si es terrestre o marino.

Número de Pozos de Delimitación.- Es el número de pozos delimitadores.

Profundidad de los Pozos Delimitadores.- Se indica la profundidad desarrollada de los pozos en metros.

Número de Pozos de Desarrollo.- Es el número de pozos de desarrollo.

Profundidad de los Pozos de Desarrollo.- Se indica la profundidad desarrollada de los pozos en metros.

Año de Referencia.- Normalmente es el año de inicio de actividades del proyecto. Es el año uno para efectos del valor del dinero a través del tiempo. Este año debe ser menor o igual que la Fecha Inicial de Actividades.

Infraestructura.- Se refiere a las actividades que se tienen que realizar previo a la perforación. En el caso de tierra pueden ser los caminos, la pera, presa, etc. Adicionalmente se tiene que considerar los costos del Manifiesto de Impacto Ambiental en este apartado.

Duración.- Es el tiempo en que se desarrollarán esas actividades en días.

Costo.- Hay que indicar en millones de dólares tanto el costo de estas actividades como del Manifiesto de Impacto Ambiental.

Perforación.- Se consideran los días que se requieren para llegar al objetivo y el costo en millones de dólares.

Terminación.- Son los días para terminar el pozo y su costo en millones de dólares. Adicionalmente se tienen que considerar los costos de Restauración Ecológica.

Línea de Descarga.- Es la línea que conecta al pozo con el ducto principal. Su disponibilidad se da un día antes de la puesta en producción del pozo, su costo también tiene que ser dado en millones de dólares.

Tránsito del Equipo de Perforación.- Son los días necesarios para desmantelar, transportar e instalar el equipo a otra localidad.

Tiempo de Espera.- Son tiempos de holgura; se puede considerar que se difiere la actividad. Es un tiempo antes de que dé inicio la actividad. Sólo está considerado para el primer pozo delimitador y para el primero de desarrollo, así mismo, para la sísmica adicional, caracterización e infraestructura de producción.

Estudios Exploratorios Adicionales e Infraestructura de Producción.- Se tienen que indicar los tiempos y costos de los estudios que se vayan a realizar, así como los costos de la infraestructura de producción (Estación de Compresión, Ductos, Baterías, etc.) necesaria para el proyecto que se evalúa. Respecto a la infraestructura para el Aprovechamiento Integral de Gas, sus inversiones serán registradas en el apartado correspondiente. Estas previsiones han sido señaladas en los lineamientos estratégicos del ciclo de planeación.

Evaluación de la Probabilidad de Descubrimiento.- Son las probabilidades individuales correspondientes a: Roca Generadora, Roca Almacenadora, Trampa

Sello y Sincronía y Migración. Estas probabilidades son las obtenidas en el análisis del riesgo geológico. El modelo calculará la probabilidad de descubrimiento que le corresponde al objetivo bajo consideración.

Declinación.- Es la declinación anual en la producción en el objetivo en los campos cercanos.

Recurso Medio.- Es el recurso medio obtenido en el Cálculo de Reservas Potenciales en MMBPCE.

En la Figura 51 se muestra una hoja de resultados del programa con las actividades y metas exploratorias para un año, ya que se considera que los pozos exploratorios se perforarán en ese tiempo con diez equipos. También se presenta un estadístico del perfil de producción probable con riesgo a 40 años. Las gráficas

NOMBRE:	ACTIVIDADES Y METAS EXPLORATORIAS																		TOTAL
	PLAY FRIO c/estudios y SIPA Incluye 10 Localizaciones Exploratorias y 185 de desarrollo									REGION: NORTE									
ACTIVIDADES	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2038	TOTAL
ESTUDIOS EXPLORATORIOS	10,00																		10,00
SISMOLOGIA (brigada-año)																			0,00
LOCALIZACIONES A GENERAR																			0,00
POZOS EXPLORATORIOS	10,00																		10,00
EQUIPOS/AÑO	10,00																		10,00
RESERVAS A INCORPORAR TOTAL (MMBPCE)	88,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	88,12
PERFILES DE PRODUCCION PROBABLE (CON RIESGO)																			
METAS	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2038	TOTAL (MMBPCE)
ACEITE (MBD) ____ *API	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GAS (MMPCD)	34,32	199,18	181,58	141,63	110,47	86,17	67,21	52,42	40,89	31,89	24,88	19,40	15,14	10,83	8,45	6,19	4,83	16,62	76,80
CONDENSADO (MBD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
																			76,80

Figura 51

del perfil de producción probable con riesgo a 15 años y la reserva a incorporar en un año se muestran en la Figura 52. En el perfil de producción se interpreta que en el segundo año del proyecto se tiene la mayor producción, y a partir de ahí, comienza a declinar.

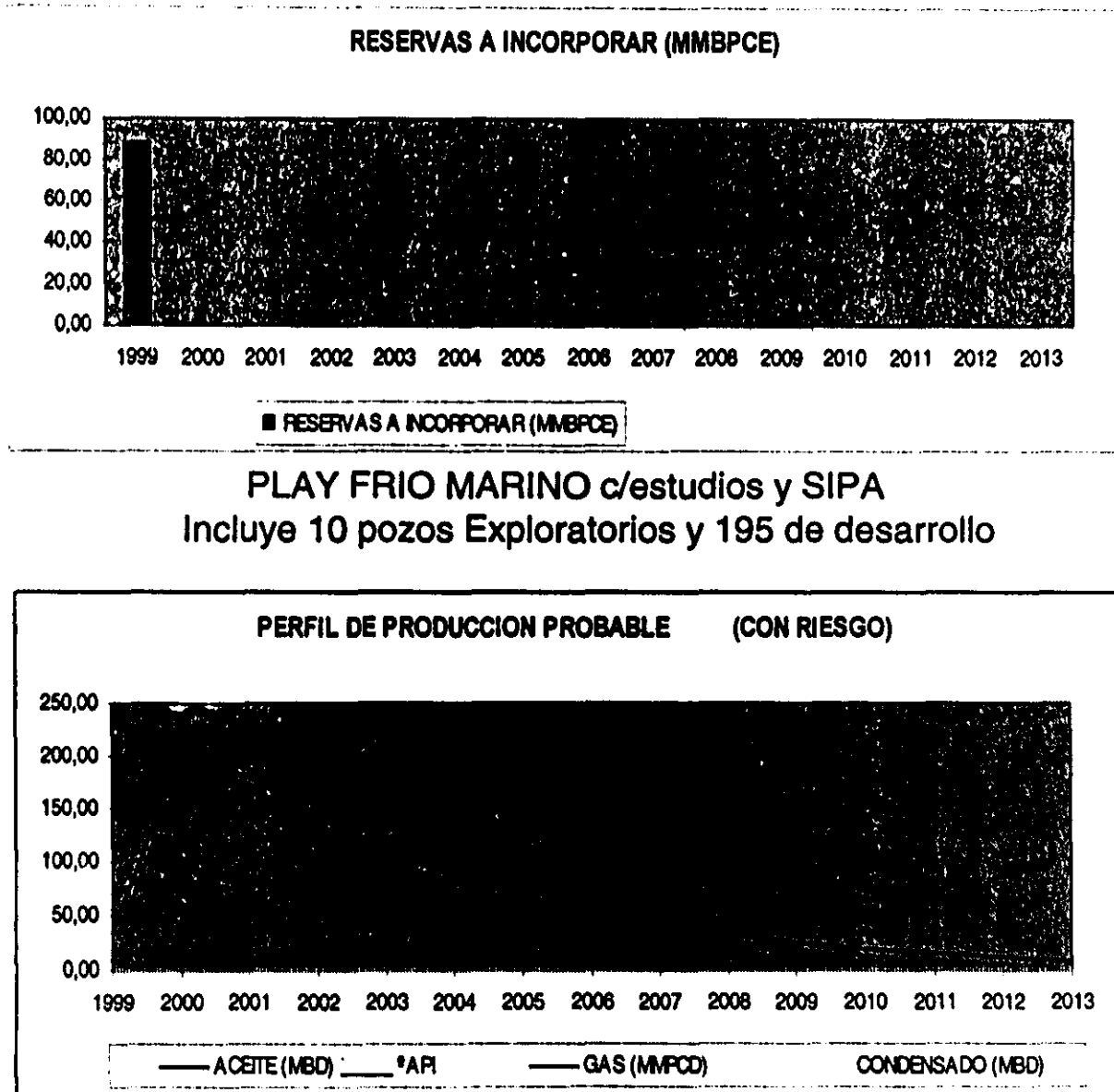


Figura 52

En la Figura 53 se tiene un estadístico del programa de inversiones estimadas, costos e indicadores económicos.

NOMBRE: **PLAY FRIO c/estudios y SIPA**
 Incluye 10 pozos Exploratorios y 195 de desarrollo

PROGRAMA DE INVERSIONES E INDICADORES ECONOMICOS
 REGION: NORTE

INVERSIONES DE EXPLORACION (MM\$)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2038	TOTAL
ESTUDIOS EXPLORATORIOS	20,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00
SISMOLOGIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFRAESTRUCTURA PARA POZOS EXPLORATORIOS*	7,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50
POZOS EXPLORATORIOS	260,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	260,00
INVERSION DE EXPLORACION	287,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	287,50

*INCLUYE SIPA 2,1

INVERSION ESTIMADA PARA UNA POSIBLE DELIMITACION (MM\$)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2038	TOTAL
ESTUDIOS EXPLOR. DE CARACTER Y DELIMITACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INFRAESTRUCTURA PARA POZOS DELIMITACIONES*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
POZOS DELIMITADORES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSION DELIMITACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*INCLUYE SIPA

TOTAL INVERSION EXPLORATORIA	287,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	287,50
------------------------------	-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	------	--------

INVERSION ESTIMADA PARA UN POSIBLE DESARROLLO Y PRODUCCION (MM\$)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2038	TOTAL
INVERSION EN DESARROLLO*	442,89	230,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	673,04
INVERSION EN PRODUCCION	87,71	30,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	118,29
TOTAL	530,60	261,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	791,33

*INCLUYE SIPA 46,01 10,84

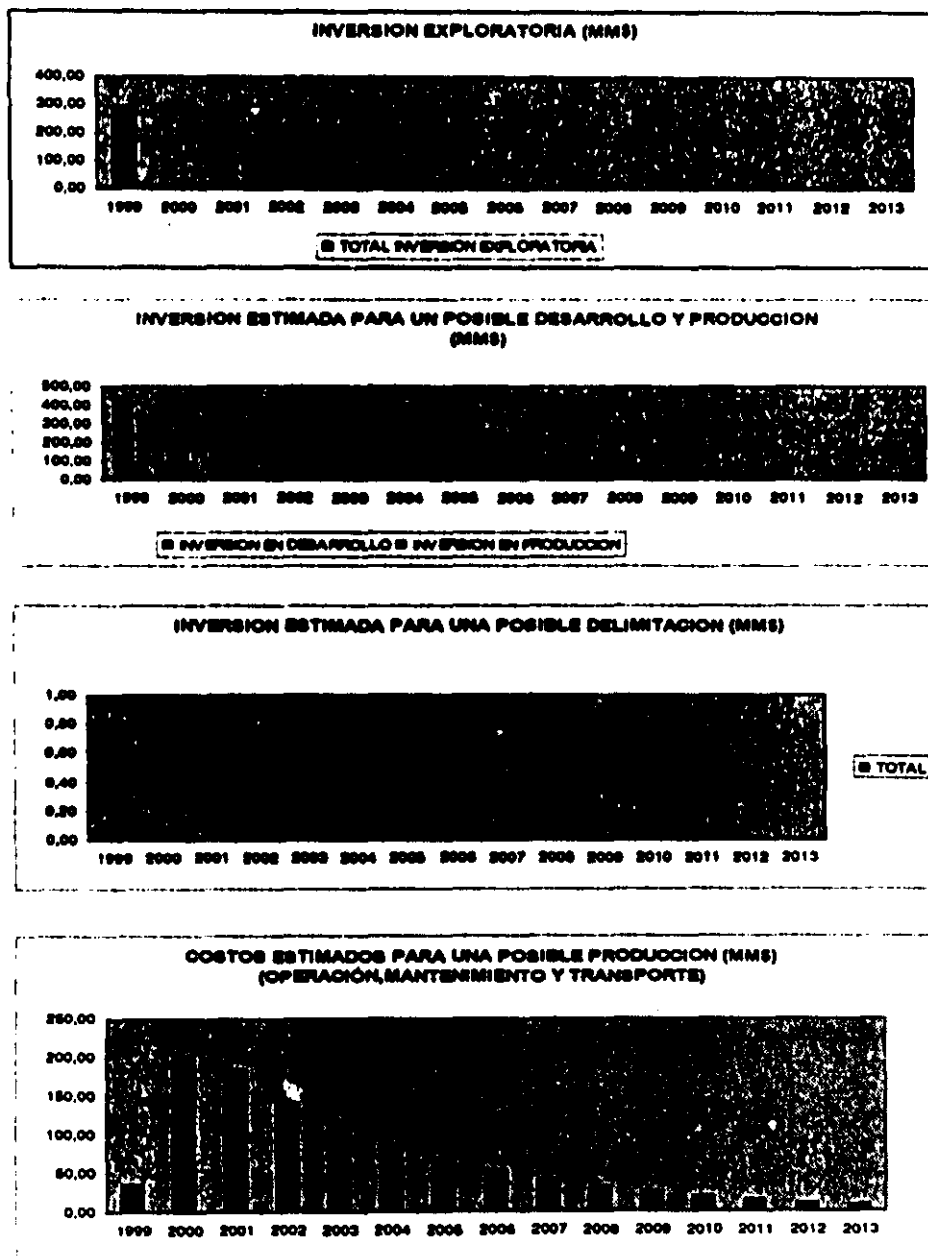
COSTOS ESTIMADOS PARA UNA POSIBLE PRODUCCION (MM\$)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016-2038	TOTAL
COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	23,52	138,49	124,43	87,06	75,70	58,05	46,06	36,98	28,02	21,86	17,05	13,30	10,37	7,42	5,79	4,24	3,31	11,39	728,88
COSTOS DE TRANSPORTE	11,18	64,75	58,03	46,04	36,91	28,01	21,85	17,04	13,29	10,37	8,09	6,31	4,92	3,52	2,75	2,01	1,57	5,40	342,04
TOTAL	34,70	203,24	182,46	133,10	112,61	87,06	67,91	52,97	41,31	32,22	25,14	19,61	15,29	10,95	8,54	6,26	4,88	16,79	1070,92

VME: 2144,7 MM\$ DESVIACION ESTANDAR: 1832,9 MM\$ ACEITE: USDLLS/BPC
 VME / VPI TOTAL: 2,03 \$/B COEFICIENTE DE VARIACION: 0,71 GAS: \$/MMPC
 VME / VPI EXPLORACION: 7,48 \$/B CONDENSADO: USDLLS/BPC
 TIR (con riesgo): 54,628 %
 COSTO DE DESCUBRIMIENTO: 0,37 USOLL\$/BPCE

Figura 53

Las inversiones son de exploración, delimitación de campos, posible desarrollo y producción; los costos de producción son de operación y mantenimiento y de transporte; los indicadores económicos son el VME, VME/VPIE TOTAL, VME/VPI Exploración, TIR (Con Riesgo) y Costo de Descubrimiento. En la Figura 54 se muestran las gráficas de la inversión exploratoria, la inversión estimada para un posible desarrollo y producción, la inversión estimada para una posible delimitación y los costos estimados para una posible producción.



PLAY FRIO MARINO c/estudios y
Incluye 10 pozos Exploratorios y 195 de

Figura 54

En la Figura 55 se muestra un Informe Ejecutivo del Análisis Económico (ECON) de un Prospecto (Campo) del Play Frío, donde se tienen los datos de entrada como: la profundidad programada de un pozo exploratorio, el tiempo y costo de perforación del mismo así como su terminación; el tiempo y costo de la perforación y terminación de los pozos de desarrollo; la probabilidad de descubrimiento; la reserva media; la reserva a incorporar (afectada por el riesgo

PROYECTO PLAY FRIO													
Prospecto Play Frío (MED)		EXPLORATORIO				DELIMITACIÓN				DESARROLLO			
Cortes MM1		PERFORACIÓN		TERMINACIÓN		PERFORACIÓN		TERMINACIÓN		PERFORACIÓN		TERMINACIÓN	
PROF PROO	PROF OBJT	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS
2600		45	17,0	40	9,0								
	2600			29		0	0	0	0	23	8,0	8	6,0
	0			3		0	0	0	0	0	0,0	0	0,0
OBJETIVOS HORIZONTES		PROB. DE DESCUBR.	RES. MED. MMPC	RES. INCORP. MMPC	GASTO BPCED	DECLIN. % A AÑOS	FAC. DECLIN. CONTINUA	No de Pozos (Fórmula)	DECLIN. % ANUAL EST.	FAC. DECLIN. CONTINUA	No de Pozos (Fórmula)	No de Pozos (Crane)	Pozos Necesarios Ponderados
FRIO	2600	0,234	27,700	6,462	1166	33	40,05	21	22,00	24,05	14	29	20
	0	0,000	0,000	0,000	0	0	0,00	0	0,00	0,00	0	0	0
TOTAL			27,700	6,462									
DISEÑO (ÁRBOL DE PROB.) CON 2 OBJETIVOS				INDICADORES ECONÓMICOS MMS									
OBJETIVO HORIZONTES	NTE. A	NTE. B	PROB. NTES	RESERVA INCOR.	VPN MM	VM MM	VM/VE TOTAL \$6	VM/VE DPL \$6	TR. % CON RESCO	COSTO DE DESC. \$/BPC	DESV. ESTAN. (Coeficiente)	COEF. VARIA (Coeficiente)	VPNREC. MEDIO \$/BPC
SECO	0,766	1,000	0,76600	0,000									
NTE. A	0,234	1,000	0,23400	6,462	690,48	130,50	4,83	1,63	47,20	4,44	304,50	2,18	24,92
NTE. B	0	0,000	0,00000	0,000									0,00
NTE. AB	0,000	0,000	0,00000	0,000									0,00
TOTAL			1,0	6,462	RECUP. BYER. riesgo								
EST. DPL. ADIC. INFRA. DE PROD.	DURACIÓN DÍAS	COSTOS MM	COSTOS MM			RECURSO MEDIO (MMPC)			RESERVA A INCORP. (MMPC)		PROB. RESC. PONDERRAMA		
INFR. CAM. PERA	45	0,44	EXPL.	DL.	DES.	130,51			26,66				
L. DESCARGA	60	2,10	2										
SIS. ADICIONAL	NO	NO	0,31	0,00	0,31								
CHARACTERIZACIÓN	0	0,00	ED. LOCALIZACIÓN			TIPO IN.	BIOLOGICO / ANALOGICO		DIEDRE (Km)		Q (0)	FACT. DECL. CONTI	
ESTAC. COMPR.	60	0,00	EN ESTUDIO			?	Campo del Play Frío		0,4		REC. MENOR	REC. MENOR	
DUCTO GASOL.	90	1,50	FACTORES DE PROBABILIDAD										
BATERIA REC.	150	6,00	OBJETIVOS	C. Tiempo	R. Geomorf.	R. Abstron.	Riz. Abstron.	P. Desc. RC	Fact. Rim. Geol.	Fact. Riego			
			FRIO	0,00	0,00	0,63	0,73	0,234	1:4	Coef. Global			
			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	1:0	1:4			
CALPOT (MEDIA)		TIPO INC. CR		FECHA: 16-oct-98									
HORIZONTE (Objetivo)	ÁREA (m ²)	POROSIDAD (Fracción)	SIC (Fracción)	ESPEJOR (m)	F. VOL. (m ³ /m ²)	F. REC. (Fracción)	FEL (Fracción)	MPMM (m ³ /MMm ²)	FEL (Fracción)	FG (Fracción)	RECURSO MEDIO (MMPC) R.O.S. R.O.C.		
FRIO	14,670	0,180	0,570	12,000	0,003	0,740	0,000	0,000	0,000	0,000	27,700	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

Figura 55

geológico); el gasto (BPCED); la declinación anual (en porcentaje); número de pozos de desarrollo; los tiempos y costos de infraestructura, línea de descarga, estación de compresión, ducto y batería; los costos de estudios exploratorios y de Seguridad e Impacto de Protección Ambiental; los factores de probabilidad de roca

generadora, roca almacén, trampa sello y sincronía y migración; la probabilidad de descubrimiento y el factor de riesgo geológico.

Los indicadores económicos que resultan del análisis de un Prospecto (Campo) del Play Frío son los siguientes:

Valor Presente Neto (VPN), MM\$	690.40
Valor Monetario Esperado (VME), MM\$	139.50
Valor Monetario Esperado/ Valor Presente de la Inversión Esperada Total (VME/VPIE), \$/\$	1.69
Valor Monetario Esperado/ Valor Presente de la Inversión Exploratoria (VME/VPIExpl), \$/\$	4.85
Tasa Interna de Retorno, con Riesgo (TIR), %	47.20
Costo de Descubrimiento, \$/BPCE	4.44
Desviación Estándar (Incertidumbre)	304.50
Coefficiente de Variación (Incertidumbre)	2.18
Valor Presente Neto/Recurso Medio, (\$/BPCE)	21.53
Recuperación de la Inversión, con Riesgo (Años)	2.2

En la Figura 56 se tiene una Hoja del Resumen del Análisis Económico (ECON) de un Prospecto del Play Frío donde se muestran los diferentes indicadores Económicos antes de obligaciones fiscales con una tasa de descuento que varía de 0 a 20% y después de obligaciones fiscales. Los valores de los indicadores que se toman son antes de obligaciones fiscales y con una tasa de descuento del 10%. Los indicadores económicos son los señalados en la Figura 49.

En la Figura 57 se tiene un Informe Ejecutivo del Análisis Económico (ECON) del Play Frío, a partir de los datos de entrada mencionados en la figura anterior.

PROYECTO PLAY FRÍO													
Play Frío		EXPLORATORIO				DELIMITACIÓN				DESARROLLO			
Costos (MM\$)		PERFORACIÓN		TERMINACIÓN		PERFORACIÓN		TERMINACIÓN		PERFORACIÓN		TERMINACIÓN	
PROF. PROG.	PROF. OBJT	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS	DUR. días	COSTOS
2600		450	170,0	400	90,0								
	2600				288	0	0	0	0	230	80,0	100	60,0
	0				37	0	0	0	0	0	0,0	0	0,0
OBJETIVOS HORIZONTES		PROB. DE DESCLOR.	REC. MED. MMPC	RES. INCOOP. MMPC	GASTO ESPECÍF. \$/MPC	DECLIN. % 4 AÑOS	FAC. DECLIN. CONTINUA	No de Pozos (Fórmula)	DECLIN. % ANUAL EST.	FAC. DECLIN. CONTINUA	No de Pozos (Fórmula)	No de Pozos (Drain)	Pozos Necesarios Ponderados
FRÍO	2600	0,234	376,600	88,124	1166	33	40,05	292	22,00	24,85	220	29	205
	0	0,000	0,000	0,000	0	0	0,00	0	0,00	0,00	0	0	0
TOTAL			376,600	88,124									
DISEÑO (ÁRBOL DE PROB.) CON 2 OBJETIVOS				INDICADORES ECONÓMICOS MM\$									
OBJETIVO HORIZONTES	HTE. A	HTE. B	PROB. HTEs	RESERVA INCOOP.	VPI MM\$	VME MM\$	VME/PI TOTAL \$/B	VME/PI EXPL. \$/B	TR. % CON RIESGO	COSTO DE DESC. \$/MPC	DESY. ESTAN. (Incidencia)	COEF. VARIA (Incidencia)	VPI/REC. MEDIO \$/MPC
SECO	0,766	1,000	0,76600	0,000									
HTE. A	0,234	1,000	0,23400	88,124	10106,80	2144,70	2,03	7,46	54,60	3,26	1532,00	0,71	26,24
HTE. B	0	0,000	0,00000	0,000									0,00
HTE. AB	0,000	0,000	0,00000	0,000									0,00
TOTAL			1,0	88,124	RECUP. INVER. \$/MPC	2							
EST. EXPL. ADE. INFRA DE PROD.	DURACIÓN DÍAS	COSTOS MM\$	COSTOS MM\$	EXPL.	DL	DES	RECURSO MEDIO (\$/MPC)						
INFRA CAMPAÑA	450	4,60		20			1,775,87						
L. DESCARGA	600	21,00		3,10	0,00	60,43	RESERVA A INCOOP. (MM\$)						
SIS. ADICIONAL	NO	NO					415,51						
CHARACTERIZACIÓN	0	0,00					PROB. RESC. PONDERADA						
ESTAC. COMPR.	60	0,00					0,234						
DUCTORIASOL	900	15,00											
BAT. EST. REC.	1500	60,00											
CALPOT (MPC)			TIPO REC. G	FECHA:									
HORIZONTE (Objetivo)	ÁREA (ha ²)	POROSIDAD (Fracción)	SIC (Fracción)	ESPESOR (m)	F. VOL. (m ³ /ha ²)	F. REC. (Fracción)	FZI (Fracción)	MP/M (m ³ /MPC)	FZL (Fracción)	FO (Fracción)	RECURSO MEDIO (\$/MPC) R.O.S.	R.O.C.	
FRÍO	14,670	0,180	0,370	12,000	0,003	0,740	0,000	0,000	0,000	0,000	376,600	0,000	
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

Figura 57

Los indicadores económicos para el Play Frío son los siguientes:

Valor Presente Neto (VPN), MM\$	10,106.60
Valor Monetario Esperado (VME), MM\$	2,144.70
Valor Monetario Esperado/ Valor Presente de la Inversión Esperada Total (VME/VPIE), \$/\$	2.03
Valor Monetario Esperado/ Valor Presente de la Inversión Exploratoria (VME/VPIExpl), \$/\$	7.46
Tasa Interna de Retorno, con Riesgo (TIR), %	54.6
Costo de Descubrimiento, \$/BPCE	3.26
Desviación Estándar (Incertidumbre)	1.532
Coefficiente de Variación (Incertidumbre)	0.71
Valor Presente Neto/Recurso Medio, (\$/BPCE)	24.34
Recuperación de la Inversión, con Riesgo (Años)	2.17

En la Figura 58 se tiene una Hoja del Resumen del Análisis Económico (ECON) del Play Frío donde se muestran los diferentes indicadores Económicos antes de obligaciones fiscales con una tasa de descuento que varía de 0 a 20% y después de obligaciones fiscales. Los valores de los indicadores que se toman son antes de obligaciones fiscales y con una tasa de descuento del 10%. Los indicadores económicos son los señalados en la Figura 57.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- El análisis geoquímico regional de la Cuenca de Burgos determina siete subsistemas generadores terciarios, entre los cuales destaca por su potencial generador el Oligoceno Vicksburg, que viene siendo la roca generadora para el Play Frío.
- El potencial generador del subsistema Oligoceno Vicksburg varía de pobre a regular, este potencial está asociado a un sistema transgresivo.
- La madurez de las lutitas del Oligoceno Vicksburg varía desde inmadura hasta madura dentro de la ventana del gas húmedo.
- El tipo de materia orgánica del Oligoceno Vicksburg, es una mezcla de Kerógeno tipo II y tipo III; el Índice de Hidrógeno tiene valores de 400 hasta casi 600 mg de HC/g de COT, lo que indica la mejor calidad de materia orgánica detectada hasta el momento en la Cuenca de Burgos.
- Se construyeron e interpretaron cinco secciones estratigráficas-estructurales, se interpretaron cinco líneas sísmicas regionales, y se analizaron 30 pozos exploratorios. En esta interpretación de las secciones estratigráficas y las secciones sísmicas se empleó la metodología de estratigrafía de secuencias, identificando límites de secuencias y superficies de máxima inundación en los registros geofísicos de los pozos, y con apoyo de datos bioestratigráficos se definieron edades de las secuencias. Posteriormente con leyes de velocidades se pasaron las profundidades de las secuencias a tiempo sísmico en las secciones sísmicas regionales.
- Se controló la cima del Play Frío en el límite de secuencia 25.5 Ma, y la base en la superficie de máxima inundación de 32 Ma.
- Con el apoyo de los ambientes de depósito en los pozos, los datos paleontológicos y las respuestas eléctricas, se interpretó un modelo de depósito para el Play Frío de un sistema deltaico con progradación al oriente,

variando de facies fluviales al occidente, a fluvio-deltaicas en la parte central y de facies de frente deltaico y de prodelta al oriente.

- El Play Frío se encuentra estructuralmente afectado por fallas normales de crecimiento con caída al oriente, con grandes zonas de expansión en la parte central y oriental del Play.
- A partir de las isopacas de arena de la parte inferior del Play Frío (32-30 Ma), se tiene un área de riesgo bajo de roca almacén hacia los pozos Jabalina-1, Gomeño-1, Pascualito-1, Plato-1, Tenampa-1, Huizache-1, Chapul-101, Sombrerito-101 y Sta. Teresa-3.
- Para la parte superior del Play Frío (30-25.5 Ma) el área de bajo riesgo de roca almacenador cubre la mayor parte del play.
- La roca sello no constituye un factor negativo en la caracterización, ya que el espesor de este sello es bastante considerable, por lo tanto el riesgo de roca sello es bajo en general.
- El riesgo compuesto bajo para la parte inferior del play, se ubica hacia los pozos Gomeño-1, Tenampa-1, Enanos-1, Huizache-1, Cascada-1, Sombrerito-101 y Venadito-1.
- Para la parte superior del Play el riesgo compuesto bajo abarca gran parte del área en los pozos Reynosa Poniente-1, Reynosa Oriente-1, Cascada-1, Rodas-1, Monterrey-301, Chapul-101, Sombrerito-101, Huizache-1 y Resaca-101.
- Las áreas de oportunidad (Leads) detectadas en la interpretación de las líneas sísmicas, al ubicarse en los mapas de riesgo compuesto nos da una idea del riesgo exploratorio que cada una de éstas oportunidades podría tener, de tal forma que los "Leads" más atractivos serían los ubicados en la parte norte-central del Play.
- Del análisis de riesgo geológico, se concluyen las siguientes probabilidades para cada uno de los elementos del Play Frío: roca generadora 0.80, roca almacenadora 0.65, trampa y sello 0.60, sincronía y migración 0.75.
- La probabilidad de descubrimiento para el Play Frío es de 0.234.

- El factor de riesgo geológico es de 1 : 4.27
- Las reservas potenciales por campo más probable son de 27.7 MMBPCE, y las reservas potenciales totales para el play más probables son de 377.963 MMBPCE.
- Los indicadores económicos para un prospecto del Play Frío son: VPN 690.40 MM\$; VME 139.50 MM\$; VME/VPIE TOTAL 1.69; VME/VPI EXPL. 4.85; TIR con riesgo 47.2%; Costo de Descubrimiento 4.44 \$/BPCE.
- Los indicadores económicos para el Play Frío son: VPN 10 106.60 MM\$; VME 2144.70 MM\$; VME/VPIE TOTAL 2.03; VME/VPI EXPL. 7.46; TIR con riesgo 54.6%; Costo de Descubrimiento 3.26 \$/BPCE.
- Los recursos potenciales y los indicadores económicos del Play Frío obtenidos con el cálculo de reservas potenciales (CALPOT) y el análisis económico (ECON) respectivamente, nos señalan que el play tiene buenos recursos potenciales y que es rentable económicamente.
- Con base en lo anterior en el área norte-central del Play Frío se puede enfocar la estrategia exploratoria para prospectos con ese objetivo. De esta manera se cumple con los lineamientos establecidos en la estrategia que consisten en explorar áreas de menor riesgo exploratorio, y donde se tenga una rentabilidad económica del play.
- Por todo lo anteriormente expuesto se concluye que se cumplió con los objetivos de este trabajo.

5.2. Recomendaciones

- Se recomienda la actualización más detallada de la caracterización geológica-geofísica del Play Frío, con un mayor número de líneas sísmicas, con un espaciamiento menor entre ellas, y un número mayor de pozos perforados, ya que en el presente estudio se trabajó a escala regional.
- También es necesario actualizar continuamente el Análisis Económico del Play Frío conforme a la nueva información que se va disponiendo en el área.

- Se recomienda realizar la caracterización geológica–geofísica con mayor detalle de los otros plays más importantes de la Cuenca de Burgos, con el propósito de definir mejor las áreas de bajo riesgo exploratorio para cada uno de los mismos.
- Elaborar el cálculo de reservas potenciales y el análisis económico de los otros plays más importantes de la cuenca, con el fin de determinar su volumetría y su rentabilidad.
- Jerarquizar los plays más importantes de la Cuenca de Burgos con base en su rentabilidad, y así poder enfocar de una manera más efectiva la estrategia exploratoria.
- Debido a que los hidrocarburos gaseosos son actualmente de importancia estratégica, es recomendable continuar con la exploración y explotación del Play Frío, con base en sus antecedentes de producción y a que su potencial económico, marcado por sus indicadores económicos, lo hacen altamente rentable.

7. BIBLIOGRAFIA.

Allen, P.A. and Allen, Jr., 1990, Basin Analysis Principles and Applications. Oxford., Blackwell Scien. Pub.

Baker, R.A., H.M. Gehman, W.R. James and D.A. White, 1984, Geologic Field Number and Size Assessments of Oil and Gas Plays, A.A.P.G. Bull. V.68, no. 4, p. 426-437.

Berendson, L. E., 1997, Fundamentos de Análisis de Riesgo en Exploración, The Andrews Group International, Inc.

Bird, K.J., 1988, The geologic basis for appraising undiscovered hydrocarbon resources in the National Petroleum Reserve of Alaska by the play-appraisal method, in G. Gryn, ed., Geology of the National Petroleum Reserve in Alaska: USGS Professional Paper 1399, p.81-116.

Bishop, R.S., H.M. Gehman, Jr., and A. Young, 1983, Concepts for estimating hydrocarbon accumulation and dispersion: AAPG Bulletin, v. 67, p.337- 348.

Bois, C., 1975, Petroleum - zone concept and the similarity analysis contribution to resource appraisal, in J.D.Haun, ed., Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources: AAPG Studies in Geology 1, p. 87- 89.

Bois, C., P. Bouche, and R. Pelet, 1982, Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves: AAPG Bulletin, v.66, n.9, p. 1248- 1270

Bruce, C.H., 1973, Pressured Shale and Related Sediment Deformation Mechanism for Development of Regional Contemporaneous Faults: A.A.P.G. Bulletin, v. 57, p. 878-886.

Bruce, C.H., 1983, Shale Tectonics, Texas Coastal Area of Growth Faults, in A.W. Bally, ed., Seismic Expression of Structural Styles, vol.2: A.A.P.G. Studies in Geology Series, No. 15, p. 2.3.1.1-7.

Castillo-Chavira, F., 1963, Consideraciones Sismológicas sobre la Información Sismológica Profunda en Seminario sobre Exploración Petrolera; Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.

Closs, E., 1968, Experimental Analysis of Gulf Coast Fracture Patterns: A.A.P.G. Bulletin, v. 52, p. 420-444.

Coss-Bu, R., 1996, Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión, Editorial Limusa.

Chevron, 1992, Seminario de la Evaluación de Cuencas / Plays, Inédito.

Dailly, G. C., 1976, A possible Mechanism relating Progradation, Growth Faulting, Clay Diapirism and Overthrusting in a Regressive Sequence of Sediments, Bulletin of Canadian Petroleum Geologists, v. 24, p. 92-116.

Dean, E.B., 1999, Risk From the Perspective of Competitive Advantage, <http://mijuno.larc.nasa.gov/dic/rsk.htm>.

Dolton, G.L., K.J. Bird, and R.A. Crovelli, 1987, Assessment of In-place oil and gas resources, in K.J. Bird and L.B. Magoon, eds., Petroleum geology of the northern part of the Arctic National Wildlife Refuge, northeastern Alaska: U.S. Geologic Survey Bulletin 1778, p.277-298.

Echánove-Echánove, O., 1986, Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, V. 28, 1ª 3-69.

Exxon Exploration Company, 1997, Play Assessment Workshop. Inédito.

García del Angel, A., 1969, Problema de la Futura Exploración con Pozos Profundos en la Cuenca de Burgos, in Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.

González-García, R., 1976, Bosquejo Geológico de la Zona Norte: III Simposium de Geología del Subsuelo, D.F.N.E., Reynosa, Tamps., Petróleos Mexicanos.

Grant, S., N. Milton, M. Thompson, 1993, Play Fairway Analysis and Risk Mapping: an example using the Middle Jurassic Brent Group in the northern North Sea, in A.G. Doré eds., Quantification and Prediction of Hydrocarbon Resources: Norwegian Petroleum Society (NPF), Special Publication No.6, p. 167-181.

Guzmán, A.E., 1992, Notas del Seminario de Evaluación de Riesgos y Reservas, Pemex Inédito.

Guzmán, A.E., 1995, Resumen Ejecutivo del Proyecto Integral de la Cuenca de Burgos, Pemex Exploración y Producción, Inédito.

Machuca-Torres, J.G., 1997, Guía para el Desarrollo de Estudios en el Proceso de Exploración Petrolera, Tesis de Maestría, U.N.A.M.

Mackenzie, A.S., and T.M. Quigley, 1988, Principles of geochemical prospect appraisal: AAPG Bulletin, v.72, p.399-415.

Magoon, L.,B., and W.G. Dow, 1994, The Petroleum System, in L.B. Magoon ed, The Petroleum System - From Source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 3 - 24.

McCaleb, J.A., 1992, Glossary of the Business of Petroleum Exploration, in R. Steinmetz Ed., The Business of Petroleum Exploration, A.A.P.G. Treatise of Petroleum Geology, p. 357-377.

Megill, R.E., 1971, An Introduction to Exploration Economics, 1st ed.: Tulsa,Ok, Petroleum Publishing Co., 159p.

Megill, R.E., 1979, An Introduction to Exploration Economics, 2nd ed.: Tulsa, OK, PennWell Books, 180 p.

Natherland, Sewell & Associates, Inc., 1998, Taller de Análisis Económico de Hidrocarburos, México D.F., Inédito

Pérez-Cruz, G.A., 1992, Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico, PhD Thesis, Rice University.

Peterson, S.K., J.A. Murha and R.W. Roberts, 1995, Drilling Performance Predictions: Case Studies Illustrating the Use of Risk Analysis, Society of Petroleum Engineers, in SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands.

Pemex Exploración y Producción - BP Exploration, 1994, Proyecto Cuencas Terciarias del Sureste y Área Marbella, Inédito.

Pemex Equipo Potencial Remanente, 1998, Informe Final de Estudio del Potencial Remanente de la Cuenca de Burgos, NE-M 2658, Inédito.

Petróleos Mexicanos-Chevron, 1993, Proyecto Burgos, Estudio Geológico y Geoquímico de la Cuenca de Burgos. Inédito.

Petróleos Mexicanos, 1992, Normas y Procedimientos para la Cuantificación del Riesgo Exploratorio. Inédito.

Petróleos Mexicanos, 1997, Procedimiento para la estimación de las reservas de hidrocarburos en Proyectos de Evaluación del Potencial, Inédito.

Petróleos Mexicanos, 1998, Lineamientos para la Estimación de las Reservas de Hidrocarburos, Inédito.

Pfeiffer, D. S. and J. M. Sharp, 1989, Subsurface temperature Distributions in South Texas, Transactions-Gulf Coast Association of Geological Societies, vol. XXXIX, p. 231-245.

Phillips Petroleum Company, 1995, Conceptos sobre mapas de Play / Riesgo, Inédito.

Principia Cybernetica Web, 1999, <http://pespmc1.vub.ac.be/ASC/RISK/.htm>, <http://pespmc1.vub.ac.be/ASC/UNCERTAINTY/.htm>

Romero-Morales, P., 1998, Presentación de algunas Técnicas usadas en el Proceso de Análisis y Evaluación Económica de los Proyectos de Inversión, Pemex Exploración y Producción, Residencia Reynosa, Inédito.

Rose, P.R., 1992, Risk Behavior in Petroleum Exploration, in R. Steinmetz Ed., The Business of Petroleum Exploration, A.A.P.G. Treatise of Petroleum Geology, p. 95-104.

Sandoval-Cambranis, M.J., 1969, Interpretación Sedimentaria del Oligoceno Inferior en la Cuenca de Burgos, in Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.

Schuyler, J., 1997, Economic Analysis and Management of Prospects Portfolios or Petroleum Risk and Decision Analysis, Oil & Gas Consultants international in association with The Andrews Group International.

Segura-Treviño, A., 1998, Using Foraminifera in Sequence Stratigraphy in The Burgos Basin, in International Symposium on Foraminifera, Monterrey Mexico.

Stuijk, D., and M.H. Nederlof, 1984, Worldwide Geologic experience as a systematic basis for prospect appraisal, in G. Demaison and R.J. Murriss, eds., Petroleum geochemistry and basin evaluation: AAPG Memoir 35, p.15-26

Smith, M.D., and D.R. Jones, 1992, Trend Analysis, in R. Steinmetz Ed., The Business of Petroleum Exploration, A.A.P.G. Treatise of Petroleum Geology, p. 215-236.

Solórzano, L.N., 1996, Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción, en Edición.

Spiegel, M.R., 1991, Estadística, McGraw-Hill/Interamericana de México.

White, D.A., 1980, Assessing oil and gas plays in facies-cycle wedges: AAPG Bulletin, v.64, n.8, p.1158 - 1178.

White, D.A., and M.I. Treesh, 1987, Prospect and Play Assessment, Oil and Gas Consultants International, Inc.

White, D.A., 1988, Oil and gas play maps in exploration and assessment: AAPG, Bulletin, v. 72, n. 8, p. 944 - 949.

Yzaguirre, L.A., 1969, Geología Regional de la Cuenca de Burgos, Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.

Ziga, G.R., 1995, Subsistemas Generadores de la Cuenca de Burgos. Petróleos Mexicanos, Inédito.

Roca Generadora

Tabla 2

	Valores desfavorables						Valores favorables						
Calidad y Cantidad de Información. Opiniones	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Calidad y Cantidad de Información. Opiniones	
	Información de subbase incuestionable	Excelente, controlada. Modelos comprobados	Información suficiente, controlada, confiable. Modelos parcialmente comprobados	Información parcial, confiable, extrapolada de modelos.	Información escasa, inferior de modelos y opiniones.	Carencia de información. Las analogías son cuestionables.	Información escasa, inferior de modelos y opiniones.	Información parcial, confiable, extrapolada de modelos.	Información suficiente, controlada, confiable. Modelos parcialmente comprobados	Excelente, controlada. Modelos comprobados	Información de subbase incuestionable		
CAPACIDAD DE CARGA	Modelo estratigráfico - sedimentológico (análisis estratigráfico de secuencias)						Modelo estratigráfico - sedimentológico (análisis estratigráfico de secuencias)						CAPACIDAD DE CARGA
DELIMITACIÓN DE LA CUENCA GENERADORA A TRAVÉS DE LA PRESENCIA Y VOLUMEN DE LA ROCA GENERADORA	Localización rodeada por pozos secos que evidencian la inexistencia, contundente, de la cuenca generadora.	La localización está fuera de la cuenca generadora. Las condiciones de generación son desfavorables.	El modelo de la cuenca generadora es aceptable. La localización está fuera de la cuenca.	Inexistencia de la cuenca generadora, parcialmente comprobada de los modelos.	Supuesta inexistencia de la cuenca generadora. Información desfavorable para la generación.		Supuesta existencia de la cuenca generadora. Información favorable para la generación.	Cuenca generadora supuesta de los modelos parcialmente comprobados.	El modelo de la cuenca generadora es aceptable. La localización está en la cuenca.	La localización está en la cuenca generadora. Las condiciones de generación son favorables.	Localización rodeada de campos y/o pozos productores. Puede contener de la existencia de la cuenca generadora.	DELIMITACIÓN DE LA CUENCA GENERADORA A TRAVÉS DE LA PRESENCIA Y VOLUMEN DE LA ROCA GENERADORA	
CARTOGRAFÍA DE LOS PARÁMETROS GEOQUÍMICOS: C (temperatura, litología, etc.), H (presión, índice de H, índice de producción)	Los valores de los parámetros son menores a los mínimos aceptables. La cartografía es confiable.	Todos los valores de los parámetros están por debajo de los mínimos aceptables.	La mayoría de los valores de los parámetros están por debajo de los mínimos aceptables. Los desconocidos se infieren y/o extrapolan e interpretan como desfavorables.	Los parámetros desconocidos se extrapolan e interpretan como desfavorables. Valores por debajo de los mínimos aceptables.	Se infiere la inexistencia de la roca generadora. Valores por debajo de los mínimos aceptables para la generación.		Se infiere la existencia de la roca generadora. Valores iguales, o ligeramente mayores a los mínimos aceptables para la generación.	Los parámetros desconocidos se extrapolan e interpretan como favorables. Valores iguales, o mayores a los mínimos aceptables.	La mayoría de los valores de los parámetros son iguales o mayores que los mínimos aceptables. Los desconocidos se infieren y/o extrapolan e interpretan como favorables.	Todos los valores de los parámetros son iguales o mayores a los mínimos aceptables.	Los valores de los parámetros son iguales o mayores a los mínimos aceptables. La cartografía es confiable.	CARTOGRAFÍA DE LOS PARÁMETROS GEOQUÍMICOS: C (temperatura, litología, etc.), H (presión, índice de H, índice de producción)	
MADUREZ TÉRMICA												MADUREZ TÉRMICA	
TEMPERATURA MÁXIMA	La información del subbase es contundente, e indica la inmadurez, o sobremaduración térmica de la roca generadora.	Los valores indican inmadurez, o sobremaduración térmica, de la roca generadora.	La información y los modelos indican la inmadurez térmica, o bien la sobremaduración, de la roca generadora.	Las correlaciones indican la temperatura fue suficiente para la generación; o bien ha mayor para conservar los hidrocarburos.	Las condiciones de evolución térmica se interpretan como desfavorables.		Las condiciones de evolución térmica se interpretan como favorables.	Las correlaciones indican la temperatura fue suficiente para la generación.	La información y los modelos indican la madurez térmica de la roca generadora.	Los valores indican madurez térmica de la roca generadora.	La información del subbase es contundente e indica la madurez térmica de la roca generadora.	TEMPERATURA MÁXIMA	
MODELOS DE SEPTILAMEN TO	La información es incuestionable e indica la imposibilidad de que la roca generadora haya entrado en la ventana de generación.	Las curvas de sepultamiento indican que la roca generadora no entró en la ventana de generación.	La evolución del sepultamiento se interpola, interpretándose que la roca generadora no entró, o bien ya salió de la ventana de generación, causando la sobremaduración.	La evolución del sepultamiento se extrapoló y se considera como desfavorable.	La evolución del sepultamiento se infiere como desfavorable.		La evolución del sepultamiento se infiere como favorable.	La evolución del sepultamiento se extrapoló y se considera como favorable.	La evolución del sepultamiento se interpola, interpretándose que la roca generadora está en la ventana de generación, o bien estuvo y fue levantada.	Las curvas de sepultamiento indican que la roca generadora está en la ventana de generación.	La información es incuestionable e indica que la roca generadora está en la ventana de generación.	MODELOS DE SEPTILAMEN TO	

Roca - Almacén

Tabla 3

		← Valores desfavorables				→ Valores favorables				
Calidad y Cantidad de Información. Opiniones	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	Calidad y Cantidad de Información. Opiniones
	Excelente, controlada. Modelos comprobados	Información suficiente, controlada, confiable. Modelos parcialmente comprobados.	Información parcial, confiable, extrapolada de modelos.	Información escasa, inferida de modelos y opiniones.	Carencia de información. Las analogías son cuestionables.	Información escasa, inferida de modelos y opiniones.	Información parcial, confiable, extrapolada de modelos.	Información suficiente, controlada, confiable. Modelos parcialmente comprobados.	Excelente, controlada. Modelos comprobados	
MODELO	← Modelo estratigráfico - sedimentológico (análisis estratigráfico de secuencias)					→ Modelo estratigráfico - sedimentológico (análisis estratigráfico de secuencias)				MODELO
VERIFICACION DEL MODELO	Modelo comprobado en el subsuelo; condiciones desfavorables para la existencia de la roca almacén.	Modelo parcialmente comprobado; condiciones desfavorables para la existencia de la roca almacén.	Modelo extrapolado, parcialmente comprobado; condiciones desfavorables para la existencia de la roca almacén.	Modelo inferido; desfavorable para la existencia de la roca almacén.		Modelo inferido; favorable para la existencia de la roca almacén.	Modelo extrapolado, parcialmente comprobado; condiciones favorables para la existencia de la roca almacén.	Modelo parcialmente comprobado; condiciones favorables para la existencia de la roca almacén.	Modelo comprobado en el subsuelo; condiciones favorables para la existencia de la roca almacén.	VERIFICACION DEL MODELO
DISTRIBUCION DE LAS FACIES POROSAS Y PERMEABLES	Buen control de las variaciones. La localización está rodeada por pozos en los que está reconocida la inexistencia de las facies porosas y permeables.	Mayor control de las variaciones. La localización se halla alejada de la tendencia de distribución de las facies porosas y permeables.	La información y los modelos permiten delinear la distribución. La localización se aleja de las facies porosas y permeables. Las variaciones carecen de control.	Se interpretan las tendencias de distribución. La localización se halla cerca de las facies porosas y permeables.	Desconocimiento de la existencia de las rocas yacimiento. Los esbozos de los modelos sedimentarios son inciertos; están sujetos a discusión. Las bases de los modelos son poco confiables. No hay modelos.	Se interpretan las tendencias de distribución. La localización se halla en las facies porosas y permeables.	La información y los modelos permiten delinear la distribución. La localización se encuentra en las facies porosas y permeables. Las variaciones carecen de control.	Mayor control de las variaciones. La localización se halla en la tendencia de distribución de las facies porosas y permeables.	Buen control de las variaciones. La localización está rodeada por pozos en los que están reconocidas las facies porosas y permeables.	DISTRIBUCION DE LAS FACIES POROSAS Y PERMEABLES
POROSIDAD Y ESPESOR NETO POROSO	Buen control en base a mapas de isopacas e isoporosidades. La localización está fuera de las tendencias de valores atractivos: porosidades menores al 3% en carbonatos y 5% en terrígenos, si no hay fracturamiento.	La localización se encuentra alejada de la tendencia de espesores e isoporosidades mínimos aceptables.	Información extrapolada. La localización está cerca de la isopaca 0 y de la curva de isoporosidades mínima aceptable.	Control insuficiente de los espesores y de los valores de porosidad; se interpreta que son menores a los mínimos aceptables.		Control insuficiente de los espesores y de los valores de porosidad; se interpreta que son iguales a los mínimos aceptables.	Información extrapolada. La localización está cerca de la isopaca y de la curva de isoporosidades con valores iguales, o mayores, a los mínimos aceptables.	La localización se encuentra alejada de la tendencia de espesores e isoporosidades atractivas.	Buen control en base a mapas de isopacas e isoporosidades. La localización está en las tendencias de valores atractivos: porosidades mayores al 3% en carbonatos y 5% en terrígenos; favorable si hay fracturamiento.	POROSIDAD Y ESPESOR NETO POROSO

137

José García Esparza

Trampa - Sello

Tabla 4

Calidad de Información	Valores desfavorables				1	Valores favorables				Calidad de Información
	0,1 Escala	0,2 Buena	0,3 Regular (Aceptable)	0,4 Pobre		0,6 Pobre	0,7 Regular (Aceptable)	0,8 Buena	0,9 Escala	
ESTRUCTURA	Evidencias					Evidencias				ESTRUCTURA
CIERRE ESTRUCTURAL	Sin clara y precisa fuga en relación a otros ya medidas.	Ausencia de cierre en más de una dirección.	No está definido en una dirección. El control es de una sola línea, conducción continua.	No está definido en una dirección. Correlación discontinua. Varías líneas lo control más no a través de puntos críticos.	No está información completa de los datos de producción y velocidad. La información de calidad no tiene sido completamente controlada.	Se borra. Correlación discontinua.	La interpretación depende de una sola línea.	Varías líneas control en puntos críticos. Control en puntos críticos.	Cuando menos dos secciones seccionales transversales a los ejes. (O en puntos críticos de tiempos estratificados). Pertenencia al respecto a tiempos producciones correlación.	CIERRE ESTRUCTURAL
CONTROL DE VELOCIDAD SISMICAS	Buen control por interpolación de datos de pozos o VSP. Derivaron el caso en profundidad.	Por extrapolación de datos de pozos ausencia de cierre en puntos críticos. Configuración desfavorable.	Por extrapolación de datos de pozos.	Control de velocidades por conversión de procesamiento.		Por conversión de velocidades de procesamiento estándar.	Por extrapolación de datos de pozos.	Por extrapolación de datos de pozos.	Por interpolación de datos de pozos o VSP. Confirmación en profundidad.	CONTROL DE VELOCIDAD SISMICAS
SELLO	Facies favorables.	Presencia crítica.	Presencia leve.	Se borra un comportamiento crítico.		Confirma al modelo sedimentológico, el sello en regional.	Confirma al modelo sedimentológico, el sello en regional.	Confirma al modelo sedimentológico, el sello en regional.	Confirma al modelo sedimentológico, el sello en regional.	SELLO
ESPESOR	Más o menos.	Mucho menor respecto al promedio conocido.	Adeguado, menor al de las áreas productoras o aproximadamente igual.	Se borra por extrapolación de laspecas. Menor al promedio de áreas productoras.		Extrapolados de los mapas de laspecas.	Suficiente.	Igual al de las áreas productoras promedio.	Menor al de las áreas productoras promedio.	ESPESOR
CAMBIO EN LA CALIDAD	Fracturado.	A lectos porosos.	A lectos permeables. Fracturamiento.	Se borra el fracturamiento.		Sin cambios.	Sin cambios.	Sin cambios.	Carencia de fracturamiento y cambios diagenéticos.	CAMBIO EN LA CALIDAD

Sincronía y Migración

Tabla 5

Calidad y Cantidad de Información. Opiniones	Valores desfavorables				Valores favorables					Calidad y Cantidad de Información. Opiniones
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
	Modelo Geológico				Modelo Geológico					
DELIMITACION DE LA CUENCA GENERADORA (presencia y volumen de la roca generadora)	La localización está fuera de la cuenca generadora. Las condiciones de generación son desfavorables.	El modelo de la cuenca generadora es aceptable. La localización está fuera de la cuenca.	Inexistencia de la cuenca generadora, parcialmente comprobada de los modelos.	Supuesta inexistencia de la cuenca generadora. Información desfavorable para la generación.		Supuesta existencia de la cuenca generadora. Información favorable para la generación.	Cuenca generadora supuesta de los modelos parcialmente comprobados.	El modelo de la cuenca generadora es aceptable. La localización está en la cuenca.	La localización está en la cuenca generadora. Las condiciones de generación son favorables.	DELIMITACION DE LA CUENCA GENERADORA (presencia y volumen de la roca generadora)
RUTAS (CONDUCTOS) DE LA MIGRACION	Inexistencia de los conductos que faciliten o propicien la migración.	Los conductos de la migración no están identificados. Las rutas son, posiblemente, inexistentes.	Las posibles rutas de migración no han sido delineadas; la localización puede hallarse fuera de las rutas.	Posible inexistencia de los conductos que favorecen la migración.	Desconocimiento de los factores. No hay información. A causa de la incertidumbre, las opiniones se dividen.	Posible existencia de los conductos que favorecen la migración.	Las posibles rutas de migración no han sido delineadas parcialmente; la localización puede hallarse en las rutas.	Los conductos de la migración están parcialmente identificados. Las rutas, posiblemente, existen.	Existen los conductos que facilitan y propicien la migración.	RUTAS (CONDUCTOS) DE LA MIGRACION
SINCRONIA ENTRE LA FORMACION DE LA TRAMPA Y LA GENERACION, EXPULSION Y MIGRACION	La evolución es inadecuada: la generación, expulsión y migración precedieron a la formación de la trampa.	Mayor cantidad de información histórica, escasas dudas en la evolución de los procesos. La sucesión es inadecuada.	La información histórica es parcial, la evolución se infiere en parte, e indica que la sucesión formación de la trampa, generación-migración fue inadecuada.	Se infiere una secuencia desfavorable en la formación de la trampa y el proceso de generación y migración.		Se infiere simultaneidad o precedencia entre la formación de la trampa y el proceso generación y migración.	La información histórica es parcial, la evolución se infiere en parte, e indica que la sucesión formación de la trampa, generación-migración fue adecuada.	Mayor cantidad de información histórica, escasas dudas en la evolución de los procesos. La sucesión es adecuada.	La evolución es adecuada: la generación, expulsión y migración ocurrieron después de la formación de la trampa.	SINCRONIA ENTRE LA FORMACION DE LA TRAMPA Y LA GENERACION, EXPULSION Y MIGRACION

INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TECNOLÓGICAS (IVIC)

ANEXO III.

NORMAS O CONDICIONES QUE SE REQUIEREN PARA ASIGNAR UN VALOR PROBABILÍSTICO DE CADA PARÁMETRO EN LA ESTIMACIÓN DEL RIESGO EXPLORATORIO DE UNA LOCALIZACIÓN O ÁREA PROPUESTA.

1. PROBABILIDAD DE EXISTENCIA DE LA ROCA GENERADORA:

EVIDENCIAS	Probabilidad
<p>El control y la calidad de la información geoquímica son excelentes y se conoce, en el área de drene de la localización propuesta, lo siguiente:</p>	0.9
<ul style="list-style-type: none">• La localización se encuentra en donde están cartografiados los parámetros geoquímicos con valores óptimos para la roca generadora: carbono orgánico más de 0.5%, hidrocarburos potenciales más de 2.0 mgr/gr, índice de hidrógeno entre 150-750, índice de producción entre 0.1-0.4 y temperatura máxima entre 430-460 °C. Si hay valores de SPI, deberán ser mayores de 5 en cuencas drenadas verticalmente en donde el área de drene es pequeña, en las cuencas drenadas lateralmente, el área de drene es grande y el valor del SPI deberá ser mayor de 2.	
<ul style="list-style-type: none">• La roca generadora ha estado en la ventana de generación. La localización se haya en la cuenca generadora, de acuerdo con los valores de maduración termal.	
<ul style="list-style-type: none">• Cuando se carezca de información geoquímica pero la localización se encuentra rodeada de campos y/o pozos productores proporcionando evidencias directas de que la generación se efectuó.	

Carencia de información geoquímica. Se desconoce la existencia de rocas generadoras. 0.5

La información que se tiene de los parámetros geoquímicos es escasa. Se hacen inferencias a partir de extrapolaciones de modelos y de opiniones y éstas son desfavorables para la existencia de roca generadora. 0.4

- Los pocos valores que hay están por debajo de los mínimos aceptables para la generación de hidrocarburos.
- Las opiniones, inferencias y modelos indican las condiciones desfavorables, por lo que los valores de la mayoría de los parámetros van a estar por debajo, o cercanos, a los mínimos aceptables.
- Se infiere la inexistencia de la cuenca generadora.

La información y los modelos de sedimentación y evolución del sepultamiento de la roca generadora son desfavorables. 0.3

- Los parámetros geoquímicos conocidos tienen valores por debajo de los mínimos aceptables.
- De los parámetros conocidos se extrapolan los modelos considerando las opiniones. Las correlaciones que se hacen son desfavorables a la generación.

Se conoce la mayoría de los parámetros geoquímicos, de los que no se tiene información se extrapolan sus valores. 0.2

- Los valores de la mayor parte de los parámetros geoquímicos están por debajo de los mínimos aceptables.
- De los pocos parámetros desconocidos se infiere y/o extrapola que son desfavorables.

- La localización se encuentra fuera de la cuenca generadora, como lo indican los valores de maduración termal.

Se tiene información geoquímica confiable y bien controlada, e indica que en el área de drene de la localización las condiciones son desfavorables para la generación de hidrocarburos.

0.1

- Todos los valores de los parámetros geoquímicos están por debajo de los mínimos aceptables.
- No existe la cuenca generadora. Los valores de madurez termal indican inmadurez o sobremaduración.

2. PROBABILIDAD DE EXISTENCIA DE LA ROCA ALMACEN.

EVIDENCIAS

Probabilidad

La localización se encuentra donde están las facies porosas.

0.9

- El modelo estratigráfico-sedimentario ha sido verificado en el subsuelo y está ilustrado en mapas y secciones, por lo que hay la certeza de que el pozo propuesto corte la roca almacén por interpolación entre pozos.
- La localización se encuentra en medio de puntos de control de las facies porosas, con espesores netos porosos y porosidades suficientes, comprobables en los mapas de isopacas e isoporosidades.
- Los modelos están basados en información interpolada de registros geofísicos, secciones sísmicas y análisis de secciones estratigráficas conociéndose la distribución de las facies porosas.
- La inversión sísmica indica la distribución de la porosidad.
- El análisis sísmico AVO indica que la anomalía de amplitud se debe al contenido de fluidos.

En el área de la localización hay información del subsuelo que confirma la presencia de las facies porosas. 0.8

- La comprobación en el subsuelo del modelo sedimentológico, permite inferir las variaciones de las porosidades y los espesores netos porosos por extrapolación de la información.
- La localización se encuentra en la tendencia de los valores de la porosidad y los espesores netos atractivos.
- Los modelos están basados en información extrapolada de registros geofísicos, secciones sísmicas y análisis de secciones estratigráficas conociéndose la distribución de las facies porosas.
- El análisis de la información sísmica sugiere la presencia de porosidad.

La información comprueba parcialmente los modelos y éstos son favorables a la presencia de la roca almacén. 0.7

- La información estratigráfica-sedimentológica indica la existencia de las facies porosas, pero las variaciones de las porosidades y espesores netos carecen de control suficiente, por lo que son imprecisos sus valores.
- Hay buena información sedimentaria, la localización está en las facies porosas, pero no hay estimaciones cuantitativas de la porosidad.

La información es escasa, se extrapolan modelos que son favorables a la presencia de la roca yacimiento. 0.6

- Por extrapolación con modelos conocidos y con la escasa información que se tenga, es posible que en el área en donde está la localización, la sedimentación siguió la del modelo y por las tendencias de la distribución de las facies porosas la

localización se encuentre en ellas. En estos casos hay un control mínimo de los espesores y de las porosidades.

- Por extrapolación de modelos sedimentarios comprobados en áreas conocidas se establecen, en el área de la localización, condiciones paleoambientales similares, por lo que es posible que se encuentre la roca yacimiento. No hay control de los espesores y las porosidades.

Desconocimiento de la existencia de la roca almacén.

0.5

- Los esbozos de modelos sedimentarios son inciertos, están sujetos a discusión; la distribución de las facies porosas carece de evidencias de campo subsuelo o ambas, por lo que las bases para proponer los modelos sedimentarios son poco confiables.
- No hay modelos sedimentarios.

Los modelos prevalecen sobre la información de la roca almacén, y aquellos parecen desfavorables.

0.4

- Las inferencias que se hacen a partir de los modelos sedimentarios, sugieren que la localización se halla alejada de las facies porosas.
- La información es insuficiente, pero por extrapolación de modelos sedimentarios similares, es posible inferir la inexistencia de las facies porosas.

Los modelos se han comprobado parcialmente y sugieren condiciones desfavorables para la existencia de la roca almacén.

0.3

- Los modelos sedimentarios se basan en buena información. La localización está en el límite, o muy cerca de la línea de configuración cero de los espesores netos porosos. También de acuerdo con los mapas de isoporosidades, la localización se

encuentra muy cerca o en línea de las porosidades mínimas aceptables.

Hay información que confirma los modelos y éstos son desfavorables a la existencia de la roca almacén. 0.2

- Los modelos sedimentarios son suficientes para garantizar la inexistencia de las facies porosas.
- La localización está ubicada en donde se esboza el límite de las facies porosas y no porosas.
- Los espesores netos porosos y las porosidades carecen de los valores mínimos aceptables.
- El análisis de la información sísmica sugiere la ausencia de porosidad.

Hay suficiente información y los modelos son desfavorables para la presencia de la roca almacén. 0.1

- La localización se encuentra en donde las facies porosas están ausentes.
- La localización está afuera de la configuración de los espesores netos porosos atractivos.
- La localización se encuentra en donde las curvas de isoporosidades son menores al 3% en carbonatos, o menos al 5% en terrígenos.
- El análisis sísmico AVO indica que la anomalía de amplitud es causada por cambios litológicos.
- La inversión sísmica confirma la ausencia de facies porosas.

3. PROBABILIDAD DE EXISTENCIA DE TRAMPA Y SELLO.

EVIDENCIAS	Probabilidad
La trampa está excelentemente definida:	0.9
<ul style="list-style-type: none">• La información sísmica es de excelente calidad e incluye la aplicación de procesos necesarios indispensables para definir trampas estratigráficas en su caso.• Se confirma el cierre estructural en todas las direcciones mediante un control sísmico que permite tener cuando menos dos líneas cruzando la estructura a través de sus ejes mayor y menor en ángulo recto; o para el caso de trampas estratigráficas en sus puntos críticos de acuífero, facies sísmicas, etc.• En el caso de cierre contra falla, se confirma un salto de falla suficiente como para establecer un sello lateral, con apoyo de una sección geológica con horizontes sísmicos en profundidad.• Las velocidades están controladas por interpolación de datos de pozos con registro de velocidades o VSP, a nivel del objetivo, y confirma la estructura en profundidad.• La correlación estratigráfica del área donde se encuentra la localización se apoya en pozos y muestra evidencia clara de la presencia, a nivel regional de la roca sello asociada a la estructura.• Los planos de isopacas de la roca sello garantizan, en el sitio de la localización, un espesor igual o mayor al de las rocas sello de áreas productoras cercanas o geológicamente semejantes.• Los estudios estratigráficos-sedimentológicos que incluyen los pozos alrededor de la localización indican que la roca sello carece de fracturamiento, y no ha sido modificada desfavorablemente por procesos diagenéticos.	

- La posición estructural de la trampa es más alta o igual a la de las trampas que han resultado productoras.

La trampa está bien definida:

0.8

- La posición estructural de la trampa se encuentra al mismo nivel estructural que las trampas contiguas que han resultado productoras.
- La información sísmica es de buena calidad e incluye todos los procesos necesarios.
- El cierre estructural es evidente en todas direcciones, el control sísmico es de varias líneas cruzando la estructura, a ciento ángulo con respecto a sus ejes mayor y menor, pero se tiene control sobre los puntos críticos.
- El control de velocidades es por extrapolación de datos de pozos a nivel del objetivo y por conversión de velocidades de procesamiento sísmico.
- El modelo sedimentológico del área donde se ubica la localización o área propuesta establece la presencia a nivel regional, de la roca sello asociada a la estructura y ha sido comprobada con información de subsuelo con dos o más pozos.
- El plano de isopacas de la roca sello estima, en el sitio de la localización propuesta, un espesor igual al de las rocas sello de áreas productoras o geológicamente semejantes.
- La información estratigráfica-sedimentológica reporta que no existen factores modificadores desfavorables en la roca sello.

La roca está aceptablemente definida:

0.7

- El cierre estructural se observa en todas direcciones, aunque la calidad de la información sísmica es regular, pero permite el "picado" (la correlación) de los horizontes a nivel del objetivo.

- El control sísmico es de varias líneas cruzando la estructura en varias direcciones, pero el control sobre la culminación o puntos críticos depende de la información de una sola línea que establece la presencia del cierre.
- El control de velocidades es por extrapolación de datos de pozos.
- El modelo sedimentológico del área donde se encuentra la localización propuesta, ha comprobado su confiabilidad con un pozo y postula la presencia, a nivel regional, de la roca sello.
- El plano de isopacas de la roca sello bosqueja, en el sitio de la localización, un espesor igual al de las rocas sello de áreas productoras cercanas o geológicamente semejantes.
- La interpretación sísmica no indica fallas que afecten desfavorablemente a las rocas sello en la culminación de la estructura.

La trampa tiene poca definición:

0.6

- Se bosqueja el cierre estructural en todas direcciones, pero la calidad de la información es de pobre a regular.
- El control sísmico consiste de varias líneas cruzando la estructura, pero no a través de los puntos críticos, o bien, la información es pobre en los cierres echado arriba.
- El control de velocidades es por conversión de velocidades de procesamiento sísmico.
- El modelo sedimentológico del área donde se encuentra la localización propuesta, aunque de carácter regional, postula hacia éste sitio la presencia de la roca sello.
- El espesor de la roca sello se infiere por extrapolación de isopacas al sitio de la localización propuesta, con un valor igual al

de las rocas sello de áreas productoras cercanas o geológicamente semejantes.

Se desconoce la presencia de la trampa:

0.5

- No existe información sísmica que permita interpretar la presencia de la trampa.
- En el área de la localización propuesta, los modelos sedimentológicos no han sido comprobados con información de subsuelo y son contradictorios con respecto a la presencia de la roca sello.

La trampa no esta definida en una dirección y tiene elementos desfavorables:

0.4

- La calidad de la información sísmica es de pobre a regular.
- El control sísmico consiste de varias líneas cruzando la estructura, pero no a través de los puntos críticos.
- El control de velocidades es por medio de extrapolación de datos a nivel del objetivo, o por conversión de velocidades de procesamiento sísmico.
- El modelo sedimentológico del área donde se encuentra la localización propuesta, postula una roca sello con comportamiento errático, o bien, una litología no ideal para las rocas sello.
- El espesor de la roca sello se infiere por extrapolación de isopacas, mostrando una tendencia de adelgazamiento hacia el sitio de la localización propuesta, por debajo del valor promedio de rocas sello de áreas productoras cercanas y geológicamente semejantes.

La trampa no está definida en una dirección o tiene elementos desfavorables en la roca sello.

0.3

- La calidad de la información sísmica es regular.
- El control de la información consiste de varias líneas que cruzan la estructura, pero el control sobre la culminación o puntos críticos depende de una sola línea que establece la ausencia de cierre.
- El modelo sedimentológico del área donde se encuentra la localización propuesta ha sido comprobado con pozos, postula, hacia ese sitio, un cambio de facies impermeables a facies permeables, por lo que la presencia de roca sello es incierta o bien, en caso contrario, el control sobre el espesor de la roca sello establece, hacia el sitio de la localización propuesta, un adelgazamiento con un valor menor al de las rocas sellos de áreas productoras cercanas y geológicamente semejantes.
- También se puede dar el caso de que este presente la roca sello con espesor aceptable, pero hay información que reporta la presencia de factores desfavorables (fracturamiento, diagénesis, etc.)

La trampa no está cerrada en más de una dirección o tiene elementos desfavorables en la roca sello:

0.2

- La calidad de la formación sísmica es buena,
- El control sísmico consiste de varias líneas a través de la estructura y establecen la ausencia de cierre en los puntos críticos.
- Se tiene buen control de las velocidades con información de pozos dentro del objetivo, que determinan un cierre vertical menor y una configuración de la estructura en profundidad desfavorable para la trampa.

- El modelo sedimentológico del área ha sido comprobado con información de subsuelo y establece, en el sitio de la localización propuesta, un cambio de facies más porosas, con la consecuente ausencia de roca sello; o bien, si establece su presencia, esta es de carácter errático y/o la información respecto a su espesor reporta una magnitud mucho menor respecto al promedio conocido de roca sello de áreas productoras cercanas.
- También puede ocurrir que la presencia y espesor de la roca sello sean satisfactorios, pero se cuenta con el control suficiente para establecer que se encuentra severamente alterada por factores modificadores desfavorables.

La trampa no esta cerrada y/o la roca sello esta ausente:

0.1

- La posición estructural de la trampa es baja con respecto a trampas contiguas que resultaron invadidas dentro del mismo bloque
- El control y la calidad de la información sísmica son excelentes y permiten establecer la ausencia de cierre en los puntos críticos.
- Las velocidades medias están controladas por interpolación de datos de pozos, con registro de velocidades o VSP a nivel del objetivo y desfavorecen el cierre estructural en profundidad.
- La correlación estratigráfica apoyada en información de pozos establece que no existen facies propias de roca sello asociadas a la estructura.

4. PROBABILIDAD DE EXISTENCIA DE SINCRONÍA Y MIGRACIÓN

EVIDENCIAS	Probabilidad
La cuenca generadora y los conductos migratorios están bien determinados.	0.9
<ul style="list-style-type: none">• Los estudios estratigráficos-sedimentológicos, tectónicos-estructurales y geoquímicos, permiten delimitar la cuenca generadora y reconocer las principales épocas evolutivas:<ul style="list-style-type: none">a. De la generación-migración yb. De la formación de la trampa y la preservación del sello.• Los conductos, sean éstos sedimentológicos, estructurales y/o combinados, han sido identificados con seguridad.• La localización se encuentra dentro de la cuenca generadora y/o bien, está situada en los conductos de la migración, de los que se tienen evidencias de los pozos y/o de información sísmica.• La preservación de los hidrocarburos es óptima, porque los entrapamientos están aislados de la influencia de fenómenos destructivos; además, las trampas no se han fracturado.• Se conocen las condiciones hidrodinámicas de la cuenca: hay perfiles lito-hidroestáticos e identificación de los horizontes sobre o subpresurizados.• La edad de la trampa es, con seguridad, anterior a las etapas de generación y de migración (hay un conocimiento preciso de la evolución geológica).• Existen evidencias directas de que hubo una sincronía-migración favorable por encontrarse la localización rodeada de trampas similares probadas como productoras.	

La delimitación y evolución de la cuenca se conocen. 0.8

- La evolución de la cuenca sedimentaria se conoce, ya sea porque se tiene información suficiente o por la analogía con cuencas conocidas, y es tal que la sucesión de los procesos es la conveniente: 1) formación de la trampa, 2) generación-migración, entrampamiento y preservación de los hidrocarburos.
- Con la información que se tiene se conocen los límites de la cuenca. La localización se encuentra dentro de la cuenca generadora.
- Los conductos migratorios están parcialmente detectados pero, con base en los modelos geológicos existentes, la localización está situada en los posibles conductos.

La información que se tiene, así como la extrapolación de modelos de generación-migración, permiten inferir que: 0.7

- Los procesos formadores de las trampas precedieron a los de la generación-migración.
- La evolución de la cuenca fue la adecuada, sin embargo, la información y los modelos extrapolados son insuficientes, como para:
 1. Explicar y/o proponer las diferentes etapas evolutivas de la cuenca sedimentaria.
 2. Delimitar la cuenca generadora, siendo estos límites inciertos, o bien incompletos.
 3. Identificar los conductos migratorios.

Con base en la extrapolación de modelos de evolución de cuencas sedimentarias análogas a los de la localización, así como la escasa información, puede establecerse: 0.6

- La posibilidad de que la época de formación de la trampa sea igual a la de la generación-migración.
- La posible existencia de los conductos sedimentarios y estructurales, que favorecen la migración.
- Los modelos y la escasa información son insuficientes para delimitar la cuenca generadora.

Desconocimiento de los factores. No hay información. A causa de la incertidumbre, las opiniones se dividen igualmente como favorables o desfavorables. 0.5

La información es insuficiente, sin embargo, los modelos que se extrapolan ayudan a inferir que hay una secuencia desfavorable en la sincronía y la migración. 0.4

- Aunque se esboza la posible cuenca generadora y se bosquejan las diferentes etapas evolutivas, a partir de estas se infiere una sucesión desfavorable en la sincronía y migración.

En general, la información parcial con que se cuenta, al igual que la extrapolación de cuencas parecidas, hacen notar que: 0.3

- La evolución de la cuenca sedimentaria en donde está la localización, muestra una secuencia desfavorable en el tiempo de la formación de la trampa, en relación con el de la generación-migración.
- Hay incertidumbre en cuanto a la ubicación de la localización: puede o no, estar en las rutas de migración como consecuencia de que éstas no han sido delimitadas.

La información y los modelos son suficientes, para afirmar que: 0.2

- La evolución de la cuenca sedimentaria o del área de drenaje en donde está la localización y la formación de la trampa fueron inadecuadas para propiciar la generación-migración y entrapamiento.
- No existen las rutas de migración.

Los estudios geológicos (estratigráficos, sedimentológicos, tectónico-estructurales, geofísicos y geoquímicos) precisan hasta donde se saben la inexistencia de:

0.1

- Una evolución adecuada para que se diera el proceso generación-migración y entrapamiento.
- Conductos que faciliten, o propicien la migración.
- También hasta donde se sabe, la información permite aseverar que los hidrocarburos difícilmente se preservaron.
- Las evidencias directas de las trampas improductivas que rodean la localización indican una relación migración-sincronía desfavorable.