

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**PLANIFICACIÓN DEL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD  
EN LA REACTIVACIÓN DE UN YACIMIENTO MADURO DE  
HIDROCARBUROS EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Moya M., Gustavo A.  
Para optar al Título de  
Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, Abril 2007

© Moya Medina, Gustavo Adolfo 2007.  
Hecho el Depósito de Ley.  
Depósito legal lft.4872007620198

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **PLANIFICACIÓN DEL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN LA REACTIVACIÓN DE UN YACIMIENTO MADURO DE HIDROCARBUROS EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

TUTOR ACADÉMICO: Msc. SANDRO GASBARRI.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Moya M., Gustavo A.  
Para optar al Título de  
Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, Abril 2007



**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
COMITÉ ACADÉMICO DEL POSTGRADO EN GEOLOGÍA,  
MINAS, GEOFÍSICA Y PETRÓLEO**

**VEREDICTO**

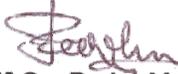
Quienes suscriben, Miembros del Jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería y por el Consejo de Estudios de Postgrado de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el Trabajo Especial de Grado, presentado por el Ing. **Gustavo Moya**, portador de la Cédula de Identidad N° 12.595.632 bajo el título: **“Planificación del mejoramiento de la productividad en la reactivación de un yacimiento maduro de hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela”**, a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al Título de Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, dejan constancia de los siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los Miembros del Jurado, éste fijó el día 03 de Mayo del 2007, para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que éste hizo en el aula 235 de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió satisfactoriamente a las preguntas que le fueron formuladas por el Jurado; todo conforme a los dispuesto en los Artículos 44, 49,50,51 y 52 del Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa pública del trabajo, el Jurado decidió aprobarlo por considerar, sin hacerse solidario de las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado estimó que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación aplicada presenta un enfoque novedoso sobre un área tradicionalmente explotada por nuestra principal industria nacional.

En fe de lo cual se levanta la presente Acta, a los tres días del mes de Mayo de 2007, dejándose también constancia de que, conforme a lo dispuesto en la normativa jurídica vigente actuó como Coordinador del Jurado el **M.Sc. Sandro Gasbarri**

  
**M.Sc. Pedro Vaca**

  
**Espec. Mercedes Camacho**

  
**M.Sc Sandro Gasbarri  
Coordinador**



“El éxito no se logra sólo con cualidades especiales...  
... es sobre todo un trabajo de constancia, de método y de organización.”

Sergent, J. P.

## DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la vida y también por devolverme a ella, por protegerme cada día, por guiarme y darme salud y la dicha de alcanzar todas las metas que me he propuesto.

A mis padres Violeta y Maximiliano por apoyarme incondicionalmente, por ser mi fortaleza y estar en todo momento dándome las fuerzas necesarias para superar todas las difíciles pruebas que he tenido que enfrentar, pero en especial estos últimos años cuatro años... Gracias por estar allí siempre que los he necesitado!

A mis hermanos Maxy, Violy, Morella y Valle y a mis sobrinos Cristina, Patricia, Auribel, Sandra, Iliana, Gerónimo, Diego y Fabianna, ustedes también son responsables de la motivación que me ha traído hasta acá.

A mis amigos, colegas y/o compañeros de trabajo Claudia, Mabel, Violeta, Erika, Neka, María Fernanda, Dulcinea, Richard, Lisbeth, Sandro, Ana, Pedro, María T., María E., Marino, Ángel y Evelyn por su amistad y apoyo incondicional. Ustedes saben lo que representa este logro porque lo hemos vivido juntos.

También quiero dedicar este logro a mis amigos Carlos, Rubys, Kristhna, Maryolin e Isolmar y demás conocidos, quienes se vieron en la necesidad de cambiar el rumbo de su carrera, de su trabajo e inclusive de su país en busca de nuevas oportunidades o para mejorar su calidad de vida.

Y a todos aquellos, que muy a pesar de las circunstancias y de los tropiezos, han logrado levantarse y alcanzar el éxito!

Gustavo A. Moya M.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Central de Venezuela por haberme brindado la oportunidad de volver a su Facultad de Ingeniería y obtener otro Título en sus aleccionadoras aulas.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por permitirme no sólo realizar este trabajo y facilitarme las herramientas para hacerlo posible, sino también a todo el equipo por abrirme las puertas y permitirme formar parte de ella.

Al profesor Sandro Gasbarri, por su colaboración en la realización de este trabajo.

A mis padres, herman@s, sobrin@s y amig@s, quienes de una u otra manera me han ayudado no sólo a lograr esta meta, sino también por todo el apoyo, colaboración y confianza.

A todos los que me han ayudado y por razones de espacio no pude u olvide nombrar...

Muchas Gracias...!  
Gustavo A. Moya M.

**Moya M., Gustavo A.**

**PLANIFICACIÓN DEL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD  
EN LA REACTIVACIÓN DE UN YACIMIENTO MADURO DE  
HIDROCARBUROS EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

**Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de  
Ingeniería. Comisión de Estudios de Postgrado. Escuela de Ingeniería de  
Petróleo. Año 2007, 139 p.**

**Palabras Claves:** Estudio Integrado. Yacimiento maduro. Mejoramiento de Productividad. Cuenca Oriental de Venezuela.

**Resumen**

Actualmente el consumo mundial de crudo supera los 84 MMBPD y las perspectivas mundiales indican que la demanda energética de combustibles fósiles se mantendrá e inclusive aumentará los próximos 25 años, debido principalmente a países consumidores como Estados Unidos, China e India. Venezuela por ser un país productor y con amplios recursos energéticos, que espera seguir manteniendo e incluso incrementar su cuota de participación en los mercados internacionales, deberá incrementar el valor de sus activos mejorando el rendimiento de los yacimientos maduros, con el objetivo de aumentar la rentabilidad de la explotación de sus riquezas en hidrocarburos y para ello es necesario una buena Gerencia Integrada de Yacimientos.

En este trabajo se realizó una validación de la información y datos de un yacimiento maduro ubicado en un campo de la Cuenca Oriental de Venezuela, que se encuentra inactivo debido principalmente al cálculo no actualizado de reservas recuperables totales y a otros problemas tales como baja productividad, baja presión de yacimiento y alto corte de agua. Luego de realizado el estudio y actualizados los modelos para describir el yacimiento y reproducir su comportamiento se propusieron planes de reactivación a corto plazo basados inicialmente en reparaciones y reacondicionamiento de pozos, debido que a que no pudo realizarse la simulación numérica del yacimiento. Por esta razón se recomienda continuar el modelaje dinámico del yacimiento a fin de predecir el comportamiento futuro del mismo bajo diferentes esquemas de explotación y confirmar la aplicación de los planes de explotación sugeridos o proponer nuevas estrategias.

## ÍNDICE GENERAL

	pág.
LISTA DE TABLAS.....	x
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.....	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: EL PROBLEMA.....	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVOS.....	4
1.2.1. Objetivo General.....	4
1.2.2. Objetivos Específicos.....	4
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	5
CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL.....	6
2.1. GERENCIA INTEGRADA DE YACIMIENTOS.....	6
2.1.1. Sinergia y Equipo.....	10
2.2. PROCESO DE LA GERENCIA DE YACIMIENTOS.....	14
2.2.1. Elaboración de las Metas.....	15
2.2.2. Desarrollo del Plan.....	17
2.2.3. Implantación.....	21
2.2.4. Seguimiento.....	23
2.2.5. Evaluación.....	23
2.2.6. Revisión de Planes y Estrategias.....	24
2.3. RAZONES POR LAS CUALES FALLAN PROGRAMAS DE GERENCIA DE YACIMIENTOS.....	24
2.3.1. Sistemas No Integrados.....	24
2.3.2. Empezar Muy Tarde.....	25
2.3.3. Falta de Mantenimiento.....	26
2.4. MODELAJE DE YACIMIENTOS.....	26

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	30
3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	30
3.2. ÁREA MAYOR DE OFICINA.....	31
3.3. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL.....	32
3.4. ESTRUCTURA REGIONAL.....	36
3.5. INFORMACIÓN OFICIAL DEL YACIMIENTO.....	37
3.5.1. Características Generales.....	37
3.5.2. Registro Tipo.....	39
3.5.3. Terminación Tipo.....	39
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA.....	41
CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	44
5.1. DESCRIPCIÓN SÍSMICA.....	44
5.1.1. Calibración Sísmica-Pozo.....	45
5.1.2. Resolución Sísmica y Espesor de Entonación.....	49
5.1.3. Interpretación Sísmica Estructural.....	50
5.1.4. Conversión Tiempo–Profundidad.....	54
5.1.5. Delineación y Caracterización Cualitativa.....	57
5.1.6. Atributos Sísmicos vs Propiedades Petrofísicas.....	62
5.2. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA.....	66
5.2.1. Secciones Estratigráficas.....	66
5.2.2. Secciones Estructurales.....	69
5.2.3. Mapa de Paleoambientes.....	70
5.2.4. Mapa Isópaco de Arena Neta.....	71
5.2.5. Mapa Estructural.....	72
5.2.6. Mapa Isópaco Estructural.....	72
5.2.7. Mapa Actualizado del Yacimiento En Estudio .....	74
5.3. EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	77
5.3.1. Determinación de la Resistividad del Agua de Formación (Rw).....	77
5.3.2. Determinación de los Parámetros Básicos.....	81

5.3.3. Evaluación Petrofísica de los Pozos.....	84
5.3.4. Modelos Utilizados.....	86
5.3.5. Determinación de los Parámetros Corte.....	86
5.3.6. Mapas de Propiedades.....	89
5.3.7. Mapa Isopaco - Estructural.....	93
5.3.8. Estimación del POES Volumétrico.....	95
5.4. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS.....	96
5.4.1. Comportamiento de Producción.....	96
5.4.2. Comportamiento de Presiones.....	98
5.4.3. Evaluación del Proyecto de Inyección de Gas.....	99
5.4.4. Propiedades de los Fluidos.....	101
5.4.5. Propiedades Roca-Fluidos.....	103
5.4.6. Balance de Materiales.....	107
5.4.7. Factores de Recobro y Reservas.....	110
5.5. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.....	112
5.5.1. Comportamiento de Producción.....	112
5.5.2. Historia de los Pozos.....	115
5.5.3. Instalaciones de Superficie.....	117
5.6. PLANES DE REACTIVACIÓN DEL YACIMIENTO.....	118
CONCLUSIONES.....	122
RECOMENDACIONES.....	124
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	125
BIBLIOGRAFÍA.....	126
ANEXOS.....	129
ANEXO A: HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y DIAGRAMA MECÁNICO DE LOS POZOS.....	130

## LISTA TABLAS

	pág.
Tabla 2.1: Tecnología y Caja de Herramientas Tecnológicas.....	16
Tabla 3.1: Características Generales del Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup> .....	38
Tabla 3.2: Reservas de Petróleo del Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup> .....	38
Tabla 3.3: Reservas de Gas del Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup> .....	38
Tabla 3.4: Información sobre los Pozos Terminados en el Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup> .....	40
Tabla 5.1: Matriz de Calidad de Ajuste Lineal de los Atributos Sísmicos a las Propiedades Petrofísicas.....	63
Tabla 5.2: Matriz de Calidad de Ajuste Lineal de los Atributos Sísmicos a las Propiedades Petrofísicas (con pozos recientes).....	64
Tabla 5.3: Características de las Fallas Interpretadas en el Área en Estudio...	70
Tabla 5.4: Buzamiento y Rumbo de las Fallas del Yacimiento en Estudio.....	74
Tabla 5.5: Análisis Físicos y Químicos de Aguas de Formación (Diagramas de Stiff).....	78
Tabla 5.6: Comparación entre distintos POES para el Yacimiento en Estudio.....	110
Tabla 5.7: Resumen de Reservas del Yacimiento en Estudio.....	111
Tabla 5.8: Sumario de Producción y Estado Actual de los Pozos Completados en el Yacimiento en Estudio.....	112
Tabla 5.9: Indicadores Económicos de los Escenarios Propuestos.....	119

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 2.1: Esquema del Proceso de Gerencia de Yacimientos <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).....	12
Figura 2.2: Organización Tradicional. b) Organización Flexible <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).....	13
Figura 2.3: Proceso de la Gerencia de Yacimientos <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).....	15
Figura 2.4: Desarrollo del Plan de Gerencia <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).....	17
Figura 2.5: Adquisición y Análisis de Información/Datos <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).....	18
Figura 2.6: Optimización Económica <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).....	21
Figura 3.1: Cuencas Petrolíferas de Venezuela <sup>[2]</sup> .....	31
Figura 3.2: Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina <sup>[3]</sup> .....	33
Figura 3.3: Mapa Oficial del Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup> .....	37
Figura 3.4: Registro Tipo, Pozo AB-116.....	39
Figura 3.5: Terminación Tipo de los Pozos en el Yacimiento en Estudio (Pozo AB-118).....	40
Figura 4.1: Esquema Metodológico aplicado para realizar el estudio.....	43
Figura 5.1: Mapa Base del Levantamiento Sísmico para el Yacimiento en Estudio.....	44
Figura 5.2: Área Interpretada del Levantamiento Sísmico para el Yacimiento en Estudio.....	45
Figura 5.3: Gráfico Cruzado GR vs DT para el Pozo AC-115.....	46
Figura 5.4: Sismograma Sintético del Pozo AC-115.....	47
Figura 5.5: Pozo AC-115. (a) Registros Densidad Editado (b) Registro Sónico Editado.....	48
Figura 5.6: Sismograma Sintético del Pozo del AC-115 sin la respuesta del intervalo en estudio.....	49

Figura 5.7: Espectro de Amplitud y Autocorrelación de la Señal Sísmica.....	50
Figura 5.8: Sección Sísmica Norte-Sur. IL 430.....	51
Figura 5.9: Cubo de Coherencia.....	51
Figura 5.10: Sección Sísmica IL-150.....	52
Figura 5.11: Mapa Estructural en Tiempo Arena en Estudio.....	53
Figura 5.12: Mapa de Velocidades Promedio Arena en Estudio.....	55
Figura 5.13: Mapa Estructural en Profundidad Tope Arena en Estudio.....	56
Figura 5.14: Mapa de Amplitud.....	57
Figura 5.15: Frecuencia Instantánea.....	58
Figura 5.16: Polaridad Sísmica Aparente.....	58
Figura 5.17: Potencia de Reflexión o Amplitud Instantánea.....	59
Figura 5.18: Mosaico de Atributos Sísmicos.....	60
Figura 5.19: Mosaico de Atributos Sísmicos Filtrados.....	61
Figura 5.20: Pseudo Mapa de Relación Arena Neta-Espesor Bruto.....	65
Figura 5.21: Pseudo Mapa de Porosidad.....	65
Figura 5.22: Mapa Índice de Secciones Estratigráficas y Estructurales.....	67
Figura 5.23: Sección Estratigráfica Tipo.....	68
Figura 5.24: Sección Estructural más representativa del Área en Estudio.....	69
Figura 5.25: Mapa de Paleoambientes de la Arena en Estudio.....	71
Figura 5.26: Mapa Isópaco de Arena Neta.....	72
Figura 5.27: Mapa Estructural del Yacimiento en Estudio.....	73
Figura 5.28 Mapa Isópaco Estructural del Yacimiento en Estudio.....	75
Figura 5.29: Mapa Actualizado del Yacimiento en Estudio.....	76

Figura 5.30: Diagramas Staff de los Pozos a) NX-4, b) BX-3, c) BX-10.....	79
Figura 5.31: <i>Pickett Plot</i> de la arena en estudio, Pozo AM-162.....	81
Figura 5.32: a) Coeficiente de tortuosidad y Exponente de cementación y, b) Exponente de saturación determinados a partir de la información del núcleo del pozo BX-15.....	83
Figura 5.33: Resultado gráfico de la Evaluación Petrofísica del pozo AB-130.....	84
Figura 5.34: Correlación matemática para las Zonas del Yacimiento en Estudio.....	85
Figura 5.35: Parámetros de Corte Determinados a) Saturación de Agua, b) Porosidad, c) Volumen de Arcilla, d) Permeabilidad.....	88
Figura 5.36: Mapa de Arena Neta.....	89
Figura 5.37: Mapa de Isoporosidad.....	90
Figura 5.38: Mapa de Isopermeabilidad.....	91
Figura 5.39: Mapa de Saturación de Agua.....	92
Figura 5.40: Mapa de Arena Neta Petrolífera.....	92
Figura 5.41: Mapa de Isoarcillosidad.....	93
Figura 5.42: Nuevo Mapa de Isopaco – Estructural del Yacimiento en Estudio.....	94
Figura 5.43: Comparación entre Mapa Oficial y Mapa Elaborado.....	95
Figura 5.44: Comportamiento de Producción del Yacimiento en Estudio.....	97
Figura 5.45: Mapas de Producción Acumulada de Petróleo, Gas y Agua.....	98
Figura 5.46: Declinación de Presión en función del Tiempo.....	99
Figura 5.47: Historia de Inyección de Gas del Yacimiento en Estudio.....	101
Figura 5.48: Factor Volumétrico del Petróleo vs Presión.....	102
Figura 5.49: Relación Gas-Petróleo en Solución vs Presión.....	102

Figura 5.50: Viscosidad del Petr3leo y Viscosidad del Gas vs Presi3n.....	103
Figura 5.51: Factor de Volum3trico del Gas y Factor de Compresibilidad del Gas.....	103
Figura 5.52: Presi3n Capilar y Profundidad vs Saturaci3n de Agua Zona 1.....	104
Figura 5.53: Presi3n Capilar y Profundidad vs Saturaci3n de Agua Zona 2.....	105
Figura 5.54: Presi3n Capilar y Profundidad vs Saturaci3n de Agua Zona 3.....	105
Figura 5.55: Permeabilidades Relativas Zona 1. a) Agua- Petr3leo b) Gas-Petr3leo.....	106
Figura 5.56: Permeabilidades Relativas Zona 2. a) Agua- Petr3leo. b) Gas-Petr3leo.....	106
Figura 5.57: Permeabilidades Relativas Zona 3. a) Agua- Petr3leo. b) Gas-Petr3leo.....	107
Figura 5.58: Constante de Intrusi3n de Agua vs Tiempo.....	108
Figura 5.59: $F/Et$ vs $We/Et$ . T3cnica de Havlena y Odeh.....	109
Figura 5.60: Curva de Declinaci3n de Producci3n-Factor de Recobro Primario.....	110
Figura 5.61: Curva de Declinaci3n de Producci3n-Factor de Recobro Secundario.....	111
Figura 5.62: Resumen de la Condici3n Actual de los Pozos en el Yacimiento en Estudio.....	114
Figura 5.63: Historia de Producci3n del Pozo AB-110.....	115
Figura 5.64: Diagrama de Completaci3n Actual del Pozo AB-110.....	116
Figura 5.65: Diagramas Araña de la Evaluaci3n Econ3mica para: a) Caso Base. b) Escenario 1: Optimizaci3n del Sistema de Producci3n de los Pozos. c) Escenario 2: Terminaci3n de Pozos y Optimizaci3n de Producci3n. d) Escenario 3: RA/RC de Pozos.....	121
Figura A.1: Historia de Producci3n del Pozo AB-118.....	130

Figura A.2: Diagrama de Completación Actual del Pozo AB-118.....	131
Figura A.3: Historia de Producción del Pozo AB-127.....	132
Figura A.4: Diagrama de Completación Actual del Pozo AB-127.....	133
Figura A.5: Historia de Producción del Pozo AB-142.....	134
Figura A.6: Diagrama de Completación Actual del Pozo AB-142.....	135
Figura A.7: Historia de Producción del Pozo BX-12.....	136
Figura A.8: Diagrama de Completación Actual del Pozo BX-12.....	137
Figura A.9: Historia de Producción del Pozo BX-17.....	138
Figura A.10: Diagrama de Completación Actual del Pozo BX-17.....	139

## LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

bls	barril.
bls/día	barriles por día.
BN	barriles normales.
BNP	barriles normales de petróleo.
BNPD	barriles normales de petróleo diarios.
BY	barriles de yacimiento.
cp	centipoises.
D	Darcy.
lpc	libras por pulgada cuadrada.
lpc <sub>a</sub>	libras por pulgada cuadrada absoluta.
m	metros.
md	milidarcis.
M	miles.
MM	millones.
PCN	pies cúbicos normales.
pulg	pulgadas.
°F	grados Fahrenheit.
°C	grados centígrados.
°API	grados API ( <i>American Petroleum Institute</i> ).
\$	dólares.
$\beta$	factor volumétrico del petróleo, BY/BN

## INTRODUCCIÓN

El estudio integrado de un yacimiento contempla la sinergia entre disciplinas como Geología, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Yacimientos e Ingeniería de Producción, con la finalidad de obtener una descripción representativa del yacimiento y establecer estrategias de explotación que permitan la extracción en forma eficiente y rentable de las reservas remanentes.

El yacimiento objeto del estudio se encuentra ubicado en un campo de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina, que fue descubierto en Abril de 1951 y desde enero del año 2001 se encuentra inactivo debido principalmente al cálculo no actualizado de reservas recuperables totales y a otros problemas tales como baja productividad, baja presión de yacimiento (entre 850 y 900 lpca); alto corte de agua y alta relación gas-petróleo.

El yacimiento produce crudo liviano de 30.7 °API, con POES oficial de 44.0 MMBN, y Reservas Recuperables Primarias de 10.1 MMBN. Desde el inicio de la explotación del yacimiento la presión comenzó a declinar aceleradamente en los primeros cuatro años de producción, por lo que se implantó un proyecto de mantenimiento de presión mediante inyección de gas, lo que permitió estimar Reservas Recuperables Secundarias por el orden de 11.2 MMBN, obteniéndose Reservas Recuperables Totales de 21.3 MMBN.

El yacimiento está conformado por 108 pozos, de los cuales 65 fueron completados en la arena, logrando para enero del año 2001 un acumulado total de crudo de 22,2 MMBN, lo cual representa el 101.5% de las reservas totales oficiales a recuperar y, de acuerdo a estas cifras y al volumen de producción del yacimiento antes de cerrarlo es necesario la revisión de las reservas oficiales. Esto proporciona oportunidades para identificar nuevas áreas prospectivas a explotar y proponer nuevas localizaciones, evaluar nuevas tecnologías para el incremento del factor de recobro del yacimiento y

realizar propuestas para reparar y reacondicionar pozos. Sin embargo, también se tienen ciertas limitaciones tales como: inconsistencia de información de distintas fuentes, información dispersa, carpetas de pozos desactualizadas e insuficiencia de registros modernos.

El objetivo principal de este trabajo fue planificar una metodología de mejoramiento de productividad para la reactivación de un yacimiento maduro ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, bajo la filosofía de Gerencia Integrada de Yacimientos, para ello se validarán y actualizarán el modelo estático y el modelo dinámico del yacimiento en estudio con la finalidad de implementar planes para su reactivación y explotación, maximizando el recobro de petróleo.

# CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El yacimiento objeto del estudio es un yacimiento maduro que se encuentra ubicado en un campo de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina, descubierto en Abril de 1951, el cual desde enero del año 2001 se encuentra inactivo debido principalmente al cálculo no actualizado de reservas recuperables totales y a otros problemas tales como baja productividad, baja presión de yacimiento (entre 850 y 900 lpca); alto corte de agua y alta relación gas-petróleo.

El yacimiento produce crudo liviano de 30.7 °API, con POES oficial de 44.0 MMBN, y Reservas Recuperables Primarias de 10.1 MMBN y desde el inicio de su explotación, la presión comenzó a declinar aceleradamente en los primeros cuatro años de producción, por lo que se implantó un proyecto de mantenimiento de presión mediante inyección de gas, lo que permitió estimar Reservas Recuperables Secundarias por el orden de 11.2 MMBN, obteniéndose Reservas Recuperables Totales de 21.3 MMBN. Para enero del año 2001, la producción acumulada de crudo era de 22,2 MMBN, lo cual representa el 101.5% de las reservas totales oficiales a recuperar y, de acuerdo a estas cifras y al volumen de producción del yacimiento, se ordenó su cierre hasta tanto no se hiciera una revisión de las reservas oficiales. Esto proporciona oportunidades para identificar nuevas áreas prospectivas a explotar y proponer nuevas localizaciones, evaluar nuevas tecnologías para el incremento del factor de recobro del yacimiento y realizar propuestas para reparar y reacondicionar pozos. Sin embargo, también se tienen ciertas limitaciones tales como: inconsistencia de información de distintas fuentes, información dispersa, carpetas de pozos desactualizadas e insuficiencia de registros modernos.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo General**

Planificar una metodología de mejoramiento de productividad para la reactivación de un yacimiento maduro ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela bajo la filosofía de Gerencia Integrada de Yacimientos.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Recolectar y validar toda la información disponible para el yacimiento en estudio.
- Revisar y validar el modelo sísmico del yacimiento en estudio.
- Revisar y validar el modelo geológico del yacimiento en estudio.
- Revisar y validar el modelo petrofísico del yacimiento en estudio.
- Revisar y validar la caracterización física y energética del yacimiento, estimación de POES, factores de recobro y reservas recuperables.
- Evaluar los métodos de producción de los pozos, así como las facilidades de superficie para proponer mejoras al diseño actual.
- Proponer planes para la reactivación y explotación del yacimiento en estudio e identificar áreas prospectivas y pozos candidatos a mejoramiento de productividad.
- Realizar evaluaciones económicas y jerarquizar las estrategias de explotación planteadas.

### **1.3. JUSTIFICACIÓN**

En los últimos años los altos costos de los programas de exploración y el énfasis que se ha hecho en esquemas avanzados de explotación, han generado un crecimiento en las exigencias por caracterizar más eficientemente los yacimientos de hidrocarburos, debido al impacto económico que provoca la estimación de las propiedades sobre los proyectos de exploración y producción. El estudio integrado de yacimientos implica el aporte de conocimientos y habilidades de diferentes disciplinas para la creación de un modelo representativo de los yacimientos, orientado a la búsqueda de mejores planes de explotación del mismo, por lo que algunos de los resultados esperados son los siguientes:

- Encontrar oportunidades de desarrollo de reservas en zonas no drenadas o poco drenadas que se encuentran en el yacimiento en estudio, ubicado en la Formación Oficina de la Cuenca Oriental de Venezuela.
- Con los precios actuales del crudo y debido al crecimiento sostenido de la demanda, muchos de los proyectos de extracción de crudo se hacen rentables para su implementación en el área de estudio.
- Identificar nuevas tecnologías y oportunidades que permitan optimizar la reactivación y mejoramiento de la producción del yacimiento en estudio.
- Mediante la aplicación de herramientas computacionales se podrá obtener información que permita definir mejor el yacimiento y reproducir su comportamiento.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO REFERENCIAL**

#### **2.1. GERENCIA INTEGRADA DE YACIMIENTOS <sup>[1]</sup>**

La vida de un yacimiento comienza con la exploración que conduce a su descubrimiento, lo cual es seguido por la delineación del yacimiento, el desarrollo del mismo, la producción por métodos primarios, secundarios y terciarios y finalmente, el abandono. Una gerencia del yacimiento, integrada e inteligente es la llave para una operación exitosa a través de toda la vida del yacimiento.

Una inmensa cantidad de hidrocarburos permanece sin recuperar en todo el mundo, sin embargo, debido al desarrollo de tecnologías de punta en geofísica, geología, petrofísica, ingeniería de producción e ingeniería de yacimientos, a los avances en los desarrollos de computadores personales y estaciones de trabajo, y aplicación de metodologías de gerencia de yacimientos se han obtenido nuevas oportunidades para aumentar la recuperación económica de esos hidrocarburos remanentes.

La gerencia de yacimientos ha sido definida por varios autores y en base a lo que se puede extraer como conclusión de todos ellos, es que la Gerencia Integrada de Yacimientos es un arte y una ciencia y podría definirse como las acciones o prácticas idóneas que permiten la utilización de los recursos disponibles de la corporación (humanos, tecnológicos, financieros, datos) para maximizar las ganancias de un yacimiento, mediante la optimización del recobro, inversiones de capital y costos de operaciones, reduciendo el riesgo, desde el descubrimiento hasta el abandono, una actividad constantemente en ejecución, no un proceso que se aplica una sola vez.

El objetivo primario de la gerencia de yacimientos es el de la optimización económica de la recuperación de hidrocarburos, lo cual se puede obtener por medio de los siguientes pasos:

- Identificar y definir todos los yacimientos individuales y sus propiedades físicas, en un campo petrolífero particular.
- Deducir el comportamiento pasado y predecir el comportamiento futuro de los yacimientos.
- Optimizar la disposición y geometría de los pozos en los yacimientos.
- Definir y modificar (de ser necesario) el equipo del hoyo del pozo y el de superficie.
- Iniciar las operaciones de control en el tiempo apropiado.
- Considerar todos los factores económicos y legales pertinentes.

Por tanto, el propósito primario de la gerencia de yacimientos se convierte en el control de las operaciones para obtener el recobro económico máximo posible de un yacimiento, en base a hechos, información y conocimiento.

La filosofía de la gerencia de yacimientos se puede ver en las siguientes preguntas y sus repuestas:

▪ **¿Cuándo debe empezar la Gerencia Integrada de Yacimientos?**

El tiempo ideal para empezar la gerencia integrada de yacimientos es en el momento del descubrimiento. Sin embargo, nunca es demasiado temprano para iniciar este programa puesto que el inicio temprano de un programa coordinado de gerencia integrada no sólo suministra una mejor herramienta de control y evaluación, sino que en el largo plazo cuesta menos. Por ejemplo, unas pocas pruebas de vástago (DST) pueden ayudar en la decisión de donde asentar las tuberías. Muchas veces estos datos pueden suministrar el mismo tipo de información normalmente obtenible al realizar pruebas complejas de evaluación multizona en pozos entubados. Un registro extra o una hora adicional en una prueba de vástago (DST) podría suministrar información

mejor que la que se obtendría de análisis costosos de núcleos. A veces es posible realizar pruebas tempranas que indiquen el tamaño del yacimiento, el cual, si resulta ser de tamaño limitado no necesitaría la perforación de muchos pozos y se eliminaría la perforación de pozos innecesarios.

Muy a menudo, la gerencia del yacimiento no se empieza lo suficientemente temprano, sino que por el contrario, por largo tiempo se ignoran el yacimiento, los pozos y el sistema de superficie. Muchas veces se considera que el tiempo para iniciar la gerencia del yacimiento es el momento de iniciar procesos de recuperación mejorada (terciarios). Sin embargo, es crítico y un prerrequisito para llevar a cabo un proyecto de recuperación mejorada económicamente exitoso, que ya tenga implantado y en operación un programa de gerencia integrada.

▪ **¿Cuál, cómo y dónde recoger los datos?**

Para responder a esta pregunta se debe seguir un esquema integrado de recolección de datos e información que desde el principio, envuelva todas las funciones. Antes de tomar cualquier dato, debe hacerse las siguientes preguntas:

- ¿Son necesarios estos datos? ¿qué se va a hacer con ellos? ¿Qué decisiones se tomarán en base a los resultados de estos datos?
- ¿Cuáles serán los beneficios de estos datos y cómo se diseñará un plan para obtenerlos al mínimo costo?

El equipo integrado de gerencia del yacimiento deberá preparar un programa coordinado de evaluación que muestre la necesidad del requerimiento de los datos, en conjunto con sus costos y beneficios. Debe enfatizarse que una definición y evaluación temprana del sistema del yacimiento es un prerrequisito para una buena gerencia del yacimiento.

- **¿Qué clase de preguntas se deben hacer si se quiere asegurar la respuesta correcta en el proceso de la gerencia de yacimientos?**

Ejemplos de algunas preguntas:

- ¿Qué significa la respuesta?
- ¿La respuesta cubre todos los hechos? ¿Porqué o porqué no?
- ¿Hay alguna otra interpretación posible de los datos?
- ¿Cuáles serían las suposiciones razonables?
- ¿Son confiables los datos?
- ¿Se requiere información o datos adicionales?
- ¿Hay disponible un estudio geológico adecuado?
- ¿El yacimiento ha sido definido adecuadamente?

El proceso moderno de gerencia de yacimientos envuelve la fijación de metas, la planificación, la implantación, el monitoreo, la evaluación y la revisión de los planes. El establecer una estrategia de gerencia de yacimientos requiere el conocimiento del yacimiento, la disponibilidad de la tecnología y el conocimiento de los aspectos del negocio, política y ambiente. El formular un plan amplio de gerencia del yacimiento envuelva las estrategias de agotamiento y desarrollo, la adquisición y el análisis de los datos, estudios de los modelos geológicos y numéricos, pronósticos de la producción y reservas, requerimientos de facilidades, optimización económica y aprobación de la gerencia. Implantar el plan requiere el soporte de la gerencia, el compromiso del personal del campo y trabajo en equipo multidisciplinario e integrado. El éxito del proyecto depende de vigilancias y controles cuidadosos y de evaluaciones completas y meticulosas de su comportamiento. Si el comportamiento real del proyecto no está de acuerdo con el comportamiento esperado, el plan original se debe revisar y reactivar el ciclo implantación, seguimiento y evaluación.

### **2.1.1. Sinergia y Equipo**

Una gerencia de yacimientos exitosa requiere de sinergia y del esfuerzo del equipo y el éxito requiere de esfuerzos integrados y multidisciplinarios de un equipo que debe trabajar acoplado para asegurar el desarrollo y ejecución del plan de gerencia.

Todas las decisiones operacionales y del desarrollo deben ser hechas por el equipo, el cual reconoce la dependencia del sistema total sobre la naturaleza y el comportamiento del yacimiento. El esfuerzo del equipo en gerencia de yacimientos no puede ser sobre-enfatizado. Hoy en día es más necesario que nunca debido a que la tendencia actual en la industria petrolera no es de expansión. La mayor parte de las compañías están llevando a cabo sus actividades de producción con mucha menor cantidad de personal que el que tenían hace algunos años.

Por otro lado, con el advenimiento de nuevas tecnologías y la naturaleza compleja de los diferentes subsistemas, es muy difícil para alguien ser experto en todas las áreas. Por tanto, es obvio que la reducción del talento y la complejidad en aumento de las tecnologías debe ser compensada con un aumento de la calidad, la productividad y un énfasis en la labor de equipo.

El esfuerzo del equipo en la gerencia del yacimiento puede mejorarse considerando los siguientes aspectos:

- Facilitando la comunicación entre las varias disciplinas de la ingeniería, la geología y el personal de operaciones, mediante: (a) reuniones periódicas, (b) cooperación interdisciplinaria enseñándose unos a los otros los objetivos funcionales y (c) infundiéndose confianza y respeto mutuo. También cada miembro del equipo debe aprender a ser un buen maestro.
- En cierto grado, el ingeniero debe desarrollar cierto conocimiento geológico de las características de la roca y del ambiente deposicional y el geólogo debe

aprender algo de terminación de pozos y otras tareas de ingeniería, en la medida que estos conocimientos se relacionan con el proyecto que están llevando a cabo.

- Cada miembro del equipo debe subordinar sus ambiciones y egos a las metas del equipo de gerencia del yacimiento.
- Los miembros del equipo deben trabajar como un equipo bien coordinado. Los ingenieros de yacimiento no deben esperar a que los geólogos completen su trabajo para luego empezar el suyo, sino que deben tener interacción constante. Por ejemplo, es mejor conocer temprano si el mapa isópaco y los mapas de producción acumulada de gas y de petróleo no cuadran antes que finalizar los mapas isópacos y luego encontrarse con que los mapas de la producción acumulada sugieren otra interpretación del yacimiento.

Usando una visión integrada de la gerencia del yacimiento junto con los últimos avances tecnológicos permitirán a la compañía extraer el máximo recobro económicamente posible durante la vida del campo. Se puede prolongar la vida económica del yacimiento. En resumen, la sinergia entre los miembros del equipo puede dar un resultado mayor que la suma de sus partes.

La sinergia y el concepto de equipo son los elementos esenciales para la integración, ya que envuelve personal, tecnología, herramientas y datos (ver Figura 2.1). El éxito de la integración depende de:

- Entendimiento global del proceso de la gerencia del yacimiento, de la tecnología, de las herramientas y de los datos, lo cual se obtiene a través de adiestramiento integrado y de asignaciones de trabajo en equipo.
- De la apertura de mente, flexibilidad, comunicación entre los integrantes del equipo y coordinación de sus actividades.
- Trabajar como un equipo.
- Persistencia.

Los ingenieros de yacimiento y los geólogos se han empezado a beneficiar de la sísmica y de la data sísmica tomada en el hoyo del pozo. También, es esencial que las ideas de los geólogos y de los ingenieros y sus razonamientos, se incorporen en todos los resultados sísmicos si se quiere obtener el valor económico total de la data sísmica.

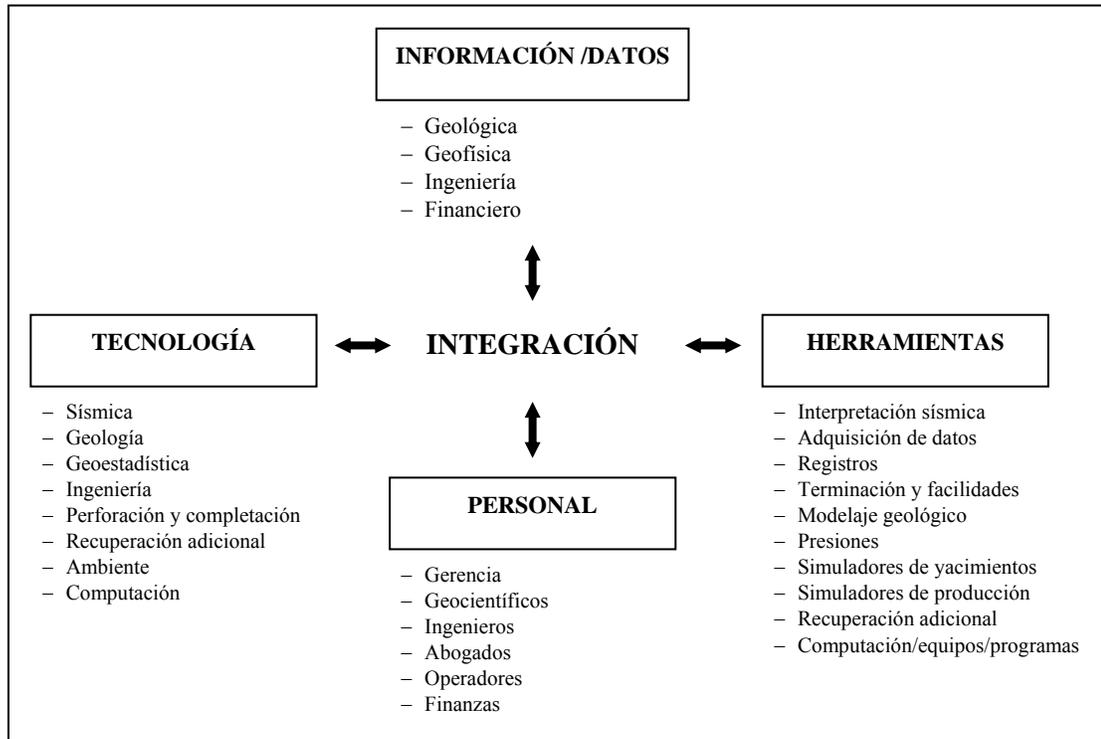


Figura 2.1: Esquema del Proceso de Gerencia de Yacimientos <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).

Tradicionalmente, el encontrar y producir los hidrocarburos era considerado la esencia del éxito en la parte corriente arriba de la industria petrolera. En la actualidad, las compañías están visualizando sus opciones en forma mucho más flexible y está emergiendo un portafolio diversificado de pericias dentro de un ambiente flexible e integrado del negocio (Figura 2.2). De esta manera, se puede convertir la organización tipo “línea de ensamblaje” tradicional de unidades funcionales separadas, en una organización integrada.

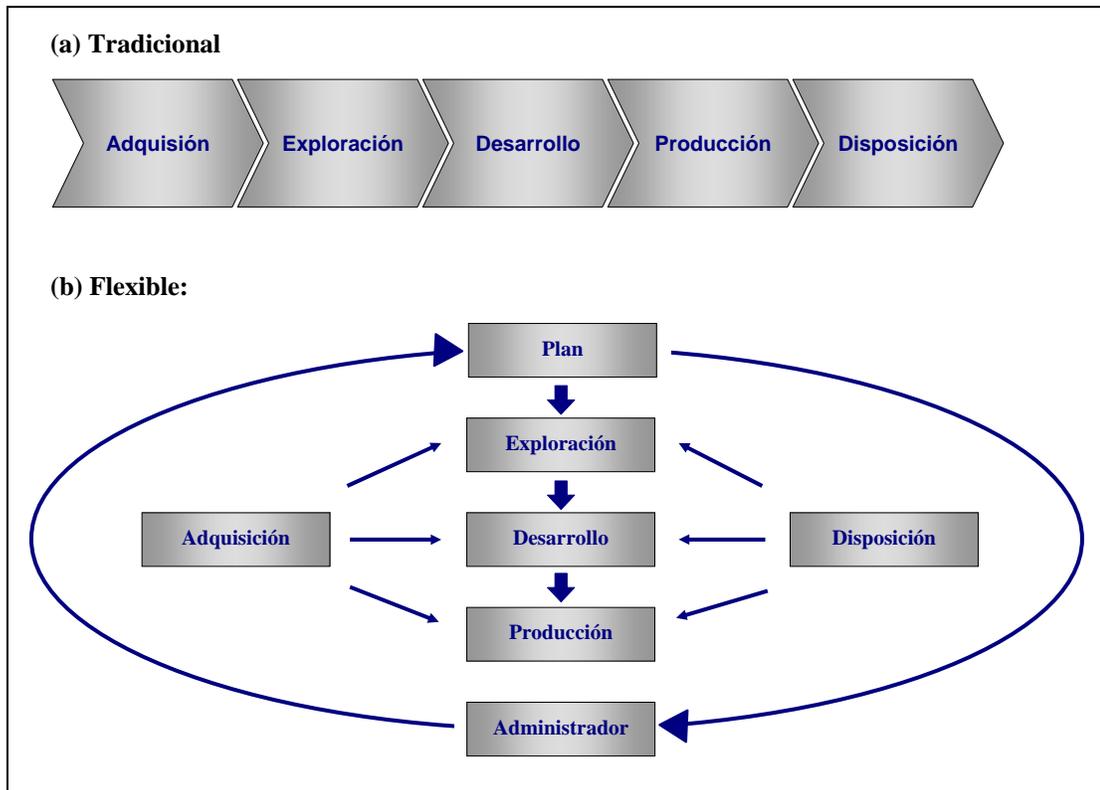


Figura 2.2: a) Organización Tradicional. b) Organización Flexible <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).

En el esquema tradicional los cambios en las estrategias y en el estilo gerencial se hacen en el nivel ejecutivo y se espera que permeen hacia abajo, a medida que pasa el tiempo, a través de la estructura organizacional. Aún cuando esto es un paso en la dirección correcta, esto no permite tomar en cuenta aspectos como el de una organización más plana y la tecnología de la información. En la actualidad está emergiendo el esquema flexible, en el cual los cambios en la tecnología (equipos y programas) están dirigidos a eliminar problemas de transferencia del conocimiento y de comunicación.

Mientras que se pueden obtener mejoras sustanciales con lo mejor de ambos esquemas, ninguno tiene la capacidad de producir la conexión entre la dirección estratégica de la compañía y su organización, operaciones y sistemas de información. Se ha encontrado que modelando el “que” (el trabajo del negocio) con el “por que”

(el propósito del trabajo), es posible construir una conexión estable que pueda utilizarse para rediseñar y alinear el negocio completo. Una vez que se define el propósito fundamental del negocio, el modelaje del trabajo que sostiene este propósito se efectúa primero en los niveles medios del negocio. Desde allí, se lleva para arriba (obtener mayores niveles de trabajo) y para abajo (para niveles menores). Este proceso producirá una conexión detallada entre el trabajo esencial requerido para alcanzar el propósito del negocio y la información requerida para realizar el trabajo.

El trabajo debe ser realizado por los equipos funcionales con un objetivo común y líneas de comunicación suaves entre los diferentes grupos funcionales de la organización. El equipo mapea el flujo actual del trabajo, lo compara con el trabajo definido en el modelo completado el cual sirve de base cero. Puesto que los miembros del equipo analizan el negocio desde el punto de vista de los requerimientos actuales de trabajo (no de las asignaciones funcionales), ellos pueden ver que individuos de diferentes unidades funcionales están contribuyendo al mismo trabajo esencial.

## **2.2. PROCESO DE LA GERENCIA DE YACIMIENTOS <sup>[1]</sup>**

El proceso moderno de la gerencia de yacimientos envuelve el establecer un propósito o meta y luego, desarrollar un plan, implantarlo y monitorearlo y luego evaluar los resultados (ver Figura 2.3). Ninguno de los componentes de la gerencia del yacimiento es independiente de los otros, por tanto la integración de todos es esencial para el éxito de la gerencia del yacimiento. A medida que se dispone de datos e información, el plan de gerencia del yacimiento debe ser refinado y luego de efectuados los cambios apropiados, implantado de nuevo. Mientras que es altamente recomendable un plan amplio para gerenciar el yacimiento, es factible que no todos los yacimientos pueden soportar un plan tan detallado, debido a efectividad en los costos. Sin embargo, la clave para el éxito está en tener un plan (amplio o no) e implantarlo desde el primer día.

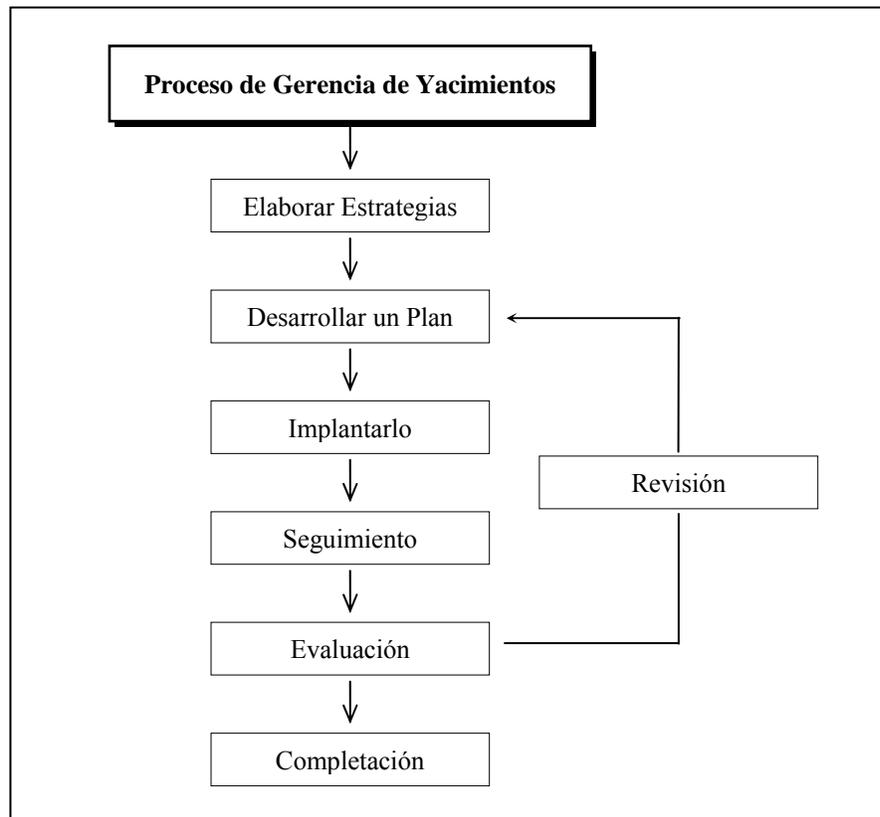


Figura 2.3: Proceso de la Gerencia de Yacimientos <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).

### 2.2.1. Elaboración de las Metas

El reconocimiento de las necesidades específicas y fijarse unas metas realistas y alcanzables es el primer paso en la gerencia de yacimientos.. Estas metas pueden variar dependiendo de la o las estrategias de la compañía que estén actuando en ese momento. Entre algunas de estas estrategias se pueden incluir:

- Maximizar el valor económico del activo.
- Maximizar el empleo en una industria nacionalizada.
- Conservar efectivamente la energía natural.
- Aumentar las reservas o el potencial de producción para objetivos políticos.

Los elementos claves para fijarse una meta de la gerencia del yacimiento son:

- Las características del yacimiento.
- El ambiente total.

- La tecnología disponible.

El entender cada uno de estos elementos es el prerrequisito para establecer metas a corto y a largo plazo para gerenciar el yacimiento.

- **Características del Yacimiento**

La naturaleza de yacimiento que se está gerenciando es vital para fijar las metas. Para entender la naturaleza del yacimiento se requiere un buen conocimiento de la geología, de las propiedades de la roca y de los fluidos, de cómo se mueven los fluidos en el yacimiento y de los mecanismos de recobro, de perforación y de terminación de pozos y el comportamiento pasado del yacimiento.

- **Tecnología y Caja de Herramientas Tecnológicas**

El éxito de la gerencia del yacimiento depende de la confiabilidad y la utilización adecuada de la tecnología que está siendo aplicada en lo concerniente a la exploración, la perforación y terminación de pozos, los procesos de recuperación y la producción. En cada una de estas áreas se han producido avances tecnológicos (ver Tabla 2.1). Sin embargo, estos avances tecnológicos ofrecen oportunidades que pueden o no ser apropiados para cada yacimiento.

Tabla 2.1: Tecnología y Caja de Herramientas Tecnológicas.

<b>GEOFÍSICA</b>	<b>GEOLOGÍA</b>	<b>INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN</b>	<b>INGENIERÍA DE YACIMIENTOS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sísmica 2D.</li> <li>▪ Sísmica 3D.</li> <li>▪ Topografía.</li> <li>▪ Perfil sísmico vertical.</li> <li>▪ Sísmica multicomponente.</li> <li>▪ Ondas de corte.</li> <li>▪ Registros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Descripción de núcleos.</li> <li>▪ Secciones finas.</li> <li>▪ Microscopios.</li> <li>▪ Rayos X.</li> <li>▪ Análisis de isótopos estables</li> <li>▪ Modelo deposicional.</li> <li>▪ Modelo diagenético.</li> <li>▪ Mapas, secciones cruzadas.</li> <li>▪ Sensores remotos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Economía.</li> <li>▪ Adquisición y manejo de datos.</li> <li>▪ Estimulación de pozos</li> <li>▪ Simulación de flujo en el pozo.</li> <li>▪ Análisis nodal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Análisis de registros.</li> <li>▪ Pruebas de presiones.</li> <li>▪ Análisis de núcleos.</li> <li>▪ Análisis de fluidos.</li> <li>▪ Curvas de declinación.</li> <li>▪ Balances de Materiales</li> <li>▪ Inyección de agua.</li> <li>▪ Modelos físicos.</li> <li>▪ Simulación de yacimientos.</li> <li>▪ Geoestadística.</li> <li>▪ Recuperación mejorada.</li> <li>▪ Sistemas expertos.</li> <li>▪ Redes neurales.</li> </ul>

### 2.2.2. Desarrollo del Plan

Formular un plan exhaustivo de gerencia del yacimiento es esencial para el éxito de un proyecto. Este plan necesita ser elaborado cuidadosamente y envuelve muchos pasos que requieren bastante tiempo para su desarrollo (ver Figura 2.4).

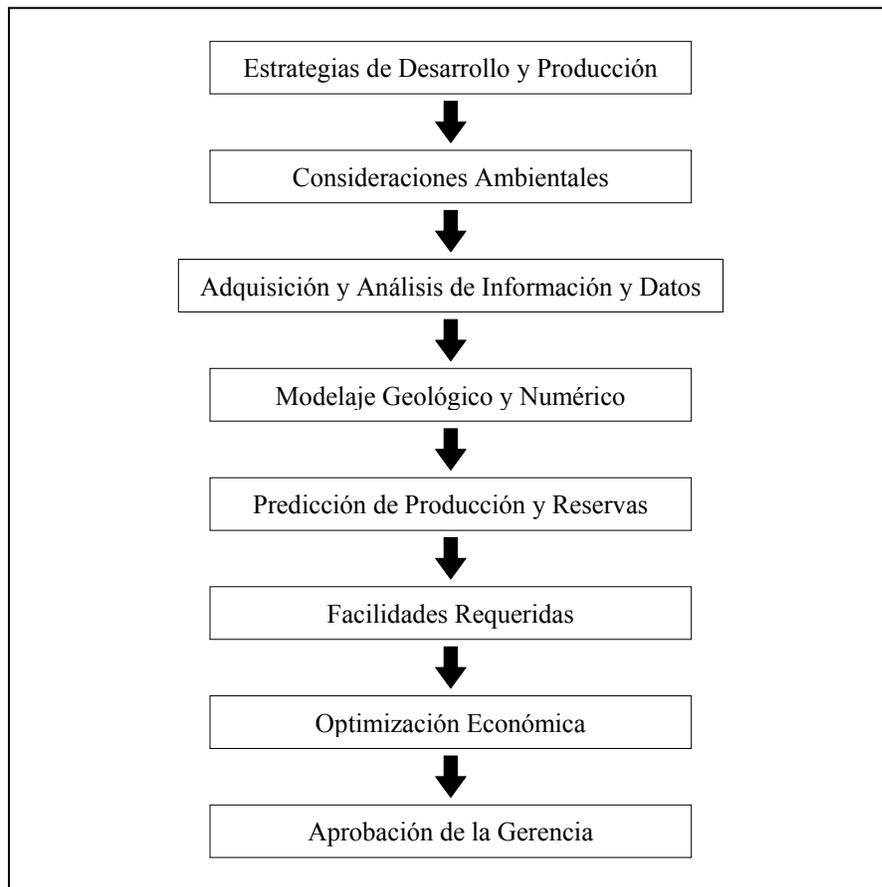


Figura 2.4: Desarrollo del Plan de Gerencia <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).

#### ▪ Estrategia de Desarrollo y Producción

El aspecto más importante de la gerencia del yacimiento tiene que ver con las estrategias de agotamiento del yacimiento para recuperar el petróleo por métodos primarios y cualquier tecnología aplicable de recuperación secundaria o mejorada. Las estrategias de desarrollo y agotamiento dependerán de la etapa de la vida del yacimiento. En el caso de un nuevo descubrimiento, la pregunta sería como desarrollar el campo (a saber, espaciamiento de los pozos, número de pozos,

esquemas de recuperación: primaria y luego secundaria y terciaria). Si el yacimiento ya ha sido agotado por métodos primarios, se deben investigar esquemas de recuperación secundaria y aún de recuperación terciaria.

- **Consideraciones Ambientales**

En el desarrollo y la subsiguiente operación de un campo petrolífero, es necesario incluir consideraciones ambientales y ecológicas. Además, habrá que cumplir con las reglamentaciones oficiales, las cuales habrá que cumplir a cabalidad, so pena de multas fuertes y hasta la imposibilidad de llevar a cabo las operaciones. Esto es un aspecto muy sensible e importante en el proceso de la gerencia del yacimiento, de allí que estén colocadas al comienzo del desarrollo del plan.

- **Adquisición y Análisis de Información y Datos**

La gerencia del yacimiento que empieza desde el desarrollo del plan, su implantación, monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento, requiere un conocimiento del yacimiento, el cual se obtiene a través de un programa integrado de adquisición y análisis de información y datos. Este análisis requiere esfuerzo, escrutinio e innovación. Las etapas claves son (1) la planificación, la justificación, el tiempo en el cual se va a tomar y la priorización, (2) la recolección y el análisis y (3) la validación y el almacenamiento (en la base de datos) (ver Figura 2.5)

Una cantidad enorme de información se recoge y se analiza durante toda la vida del yacimiento. Se requiere, por tanto, de un programa eficiente para gerenciarla, el cual consiste de recolección, análisis, almacenamiento y recuperación. Este programa es un gran reto para el equipo de gerencia integrada del yacimiento.

- **Estudios con los Modelos Geológicos y Numéricos**

El modelo geológico se obtiene utilizando información de núcleos y registros y extender esta información a todo el yacimiento, usando una gran variedad de tecnologías, tales como geofísica, mineralogía, ambientes deposicionales y la

diagénesis. El modelo geológico, en particular la definición de las unidades geológicas y su continuidad y compartimentación es una parte integral de la geoestadística y de los estudios de simulación numérica del yacimiento.

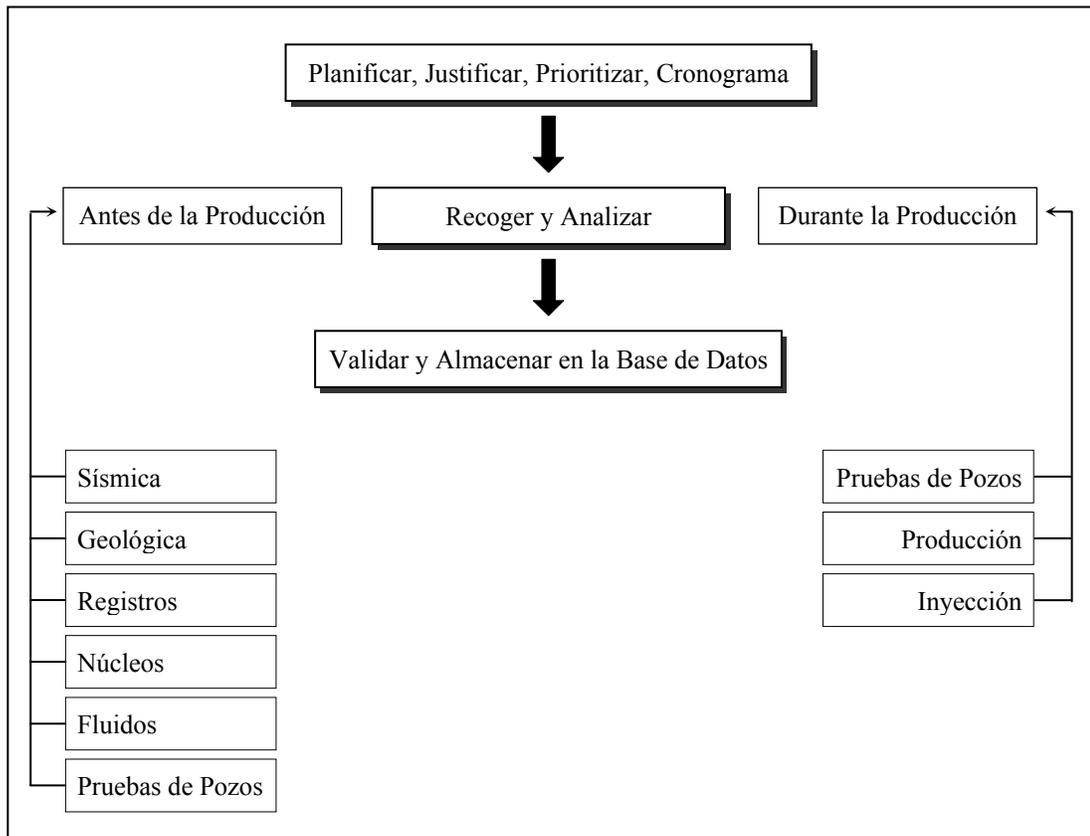


Figura 2.5: Adquisición y Análisis de Información/Datos <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).

#### ▪ **Predicción de la Producción y de las Reservas**

La factibilidad económica de un proyecto de recuperación de petróleo está ampliamente influenciada por el comportamiento de producción del yacimiento, bajo las condiciones actuales de operación y cualquier esquema futuro que se piense implantar. Por tanto, la evaluación del comportamiento pasado y presente y la predicción del comportamiento futuro, es un aspecto fundamental del proceso de gerencia integrada de yacimientos. Para estas evaluaciones se puede utilizar los métodos clásicos tales como el método volumétrico, el balance de materiales y las

curvas de declinación o procedimientos de alta tecnología como la simulación para petróleos negros, la simulación composicional y simuladores para procesos de recuperación mejorada.

- **Requerimiento de Facilidades de Producción**

Las facilidades de producción constituyen la conexión física con el yacimiento. Todo lo que se le hace al yacimiento se efectúa a través de las facilidades. Estas incluyen la perforación y terminación de pozos, el bombeo, la inyección, el procesamiento y el almacenamiento. El diseño apropiado así como el mantenimiento de estas facilidades tiene un efecto pronunciado sobre la rentabilidad. Las facilidades deben ser capaces de permitir el plan de gerencia del yacimiento, pero no deberían ser sobre diseñadas de forma que constituyan un desperdicio de dinero.

- **Optimización Económica**

La optimización económica es la meta final para la cual se ejecuta la gerencia integrada de yacimientos. La Figura 2.6 muestra los pasos claves envueltos en esta optimización.

- **Aprobación de la Gerencia**

El apoyo de la gerencia y el compromiso del personal de campo son esenciales para el éxito del proyecto. Sin la aprobación de la gerencia no puede desarrollarse el plan de gerencia integrada para el yacimiento.

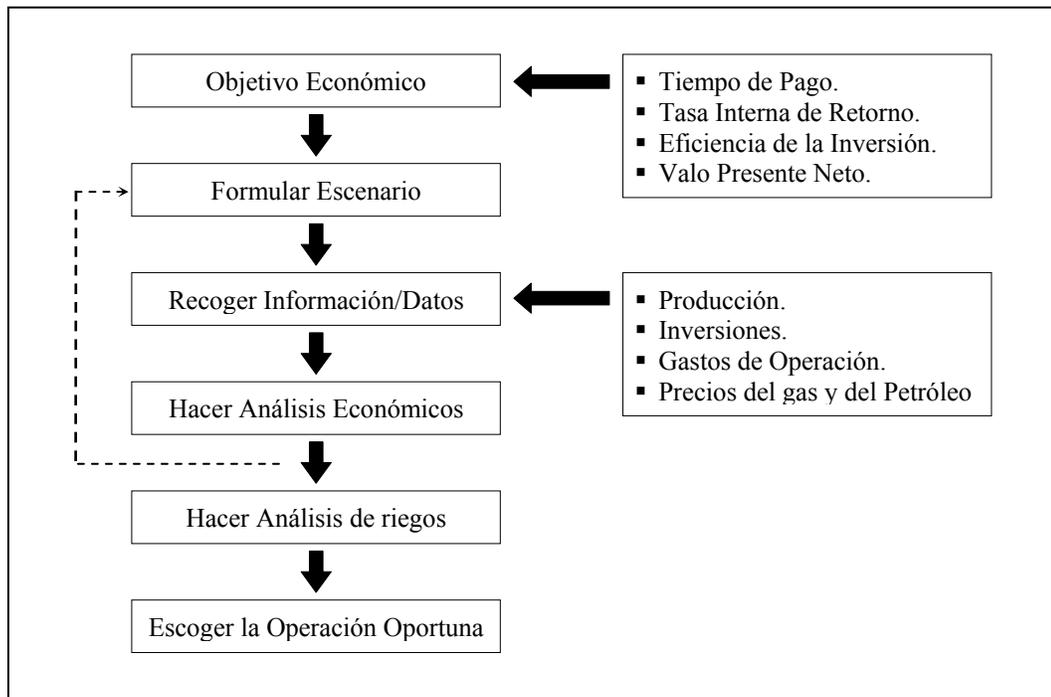


Figura 2.6: Optimización Económica <sup>[1]</sup> (Mod. Moya).

### 2.2.3. Implantación

Una vez que se han fijado las metas y objetivos y se ha desarrollado y aprobado por la Gerencia el Plan de Gerencia Integrada de Yacimientos, el próximo paso es el implantar el programa. A continuación se describe un procedimiento paso a paso para mejorar el éxito al implantar un Programa de Gerencia Integrada del Yacimiento:

- **Empezar con un plan de acción que involucre a todas las funciones.**

Es muy común en muchos esfuerzos de gerencia de yacimientos el diseñar un plan, pero estos planes en general no involucran a todos los grupos funcionales. Por tanto, no todos los grupos comparten el programa y no se sienten comprometidos con él, con lo cual la posible cooperación entre estas varias funciones estará por debajo del nivel deseado. Si se va a desarrollar e implantar un programa de la mejor manera posible, debe haber compromiso de todas las disciplina, incluyendo la gerencia.

- **Que el plan sea flexible.**

El plan debe ser flexible. Aún si el plan preparado involucra todas las funciones, ellos no garantiza el éxito si no se puede adaptar a las circunstancias que lo rodean (a saber, económicas, legales, políticas, ambientales, etc).

- **Asegurarse de tener el soporte de la Gerencia.**

No importa cuan excelente sea desde el punto de vista técnico, debe contar con el apoyo de la Gerencia Local y de la Alta Gerencia. Sin este soporte, no será aprobado. Por lo tanto, es mandatario involucrar a la Gerencia desde el primer día.

- **Asegurarse del compromiso del personal del campo.**

Ningún plan de gerencia del yacimiento se puede implantar apropiadamente sin el soporte del personal del campo. Una y otra vez se ha visto fallar planes de Gerencia de Yacimientos porque se han impuesto al personal del campo sin una explicación cuidadosa o porque los planes se han preparado sin involucrar a este personal. En estas condiciones, el personal del campo no tiene ningún compromiso con este plan.

- **Efectuar reuniones periódicas, involucrando a todos los miembros del equipo.**

Es crítico el tener reuniones periódicas que involucren a todos los miembros del equipo. La mayoría, si no todas estas reuniones deben hacerse en las oficinas del campo. El éxito de estas reuniones dependerá de la habilidad de cada miembro del equipo para explicar sus objetivos funcionales. Deben efectuarse cooperaciones interdisciplinarias, en la cual se enseñen unos a otros los objetivos funcionales.

Las razones más importantes para las fallas en la implantación exitosa de un plan de Gerencia Integrada del Yacimiento, son:

- Falta de un conocimiento general del proyecto por parte de todos los miembros del equipo.
- Fallas en la interacción y coordinación de los varios grupos funcionales.

- Demora en iniciar el proceso de la gerencia del yacimiento.

#### **2.2.4. Seguimiento**

Una gerencia integrada inteligente requiere de un seguimiento continuo del comportamiento del yacimiento como un todo, a fin de determinar si este comportamiento está de acuerdo al plan de gerencia. A fin de llevar a cabo este seguimiento exitosamente, se requiere del esfuerzo coordinado de los varios grupos funcionales que trabajan en el proyecto.

Para el seguimiento exitoso del proyecto se requiere un programa integrado y amplio. Los ingenieros, los geólogos y el personal del campo deben trabajar juntos en la elaboración del programa, con el soporte de la gerencia. El programa de seguimiento dependerá de la naturaleza del proyecto. Generalmente, las áreas mayores para hacerles el seguimiento, en lo cual se incluye la adquisición y gerencia de la data, incluyen:

- Producción de petróleo, gas y agua.
- Inyección de gas y agua.
- Presiones estáticas y de fondo fluyente.
- Pruebas de producción e inyección.
- Perfiles de inyección y producción y cualquier otra ayuda para el seguimiento.
- En el caso que se esté llevando a cabo un proyecto de recuperación mejorada, el programa de seguimiento es particularmente crítico debido a las incertidumbres inherentes al proceso.

#### **2.2.5. Evaluación**

El plan debe revisarse periódicamente para asegurarse que está siendo seguido, que está trabajando y que todavía sigue siendo el mejor plan. El éxito del plan debe evaluarse contrastando el comportamiento actual del yacimiento con el comportamiento anticipado. Sería irreal esperar que el comportamiento actual del proyecto duplique exactamente al comportamiento planificado. Por tanto, los grupos

funcionales que trabajan en el proyecto deben establecer ciertos criterios técnicos y económicos para determinar el éxito del proyecto. Los criterios dependerán de la naturaleza del proyecto. Un proyecto puede resultar en un éxito técnico, pero un fracaso económico.

¿Cuán bien está trabajando el plan de gerencia del yacimiento? La respuesta se obtiene al evaluar cuidadosamente el comportamiento del proyecto. El comportamiento actual (a saber, la presión del yacimiento, la relación gas-petróleo o la relación agua-petróleo y la producción) deben compararse en forma rutinaria con lo planificado.

#### **2.2.6. Revisión de Planes y Estrategias**

La revisión de los planes y de las estrategias es necesaria cuando el comportamiento del yacimiento no cuadra con plan elaborado o cuando cambian las condiciones. Preguntas relativas a como está trabajando, qué se necesita hacer para que trabaje y qué sería lo que trabajaría mejor, deben efectuarse y responderse a medida que transcurre el tiempo, a fin de que se pueda decir que en verdad se está efectuando una gerencia inteligente del yacimiento.

### **2.3. RAZONES POR LAS CUALES FALLAN PROGRAMAS DE GERENCIA DE YACIMIENTOS <sup>[1]</sup>**

Hay numerosas razones por las cuales han fallado programas de gerencia de yacimientos. Algunas de estas razones son:

#### **2.3.1. Sistemas No Integrados**

El sistema no fue considerado como uno acoplado que consiste de pozos, facilidades de superficie y el yacimiento. Ello no fue enfatizado en una forma balanceada. Por ejemplo: a lo mejor se hizo un estudio excelente sobre los fluidos, su movimiento en

el yacimiento y su interacción con la roca pero al no considerar el diseño de los pozos y/o el sistema de superficie, no se pudo optimizar la recuperación de petróleo y/o gas. En la mayor parte de las empresas petroleras se pueden citar muchos ejemplos de errores cometidos cuando se estudió a fondo algunos aspectos del yacimiento y se tomaron decisiones que resultaron en la perforación de demasiados pozos, aplicación impropia de la tecnología de terminación de pozos y/o facilidades de superficie inadecuadas para expansiones futuras.

Quizás la razón más importante por la cual un programa de gerencia del yacimiento es desarrollado e implantado pobremente, es cuando se tiene un grupo no integrado. Algunas veces las decisiones operacionales se toman por personas que no reconocen la dependencia de un sistema con el otro. También, es posible que estas personas no tengan el conocimiento suficiente de las áreas críticas (a saber, ingeniería de yacimientos, geología y geofísica, ingenierías de producción y perforación y de facilidades de superficie). Aún cuando no es absolutamente necesario que el que está tomando las decisiones en la gerencia del yacimiento tenga un buen conocimiento en todas estas áreas, debe al menos tener un sentimiento intuitivo para ellas.

### **2.3.2. Empezar Muy Tarde**

Pudo suceder que la gerencia del yacimiento no se empezó lo suficientemente temprano y a lo mejor cuando se inició, fue a consecuencia de una crisis que ocurrió y que requirió de la solución de un problema mayor. El inicio temprano de un programa de gerencia del yacimiento pudo haber suministrado mejores herramientas de seguimiento y evaluación y a la larga, haber costado menos. Por ejemplo, algunas pruebas de vástago (DST) tomadas en forma temprana, pudieron haber indicado donde asentar las tuberías o algunas pruebas de restauración de presión indicar que había daño profundo a los pozos, o haber indicado el tamaño del yacimiento, etc., etc.

Para una buena gerencia del yacimiento es un prerequisite una definición y evaluación temprana del sistema del yacimiento. En esto juega un papel importante la

toma y el análisis de los datos e información. Con frecuencia no se sigue un proceso integrado de toma de información, especialmente después del descubrimiento del yacimiento. Además, generalmente en esta parte no se envuelven todas las funciones. A veces, el personal envuelto en la gerencia del yacimiento tiene dificultades en justificar su toma, pues no se indican claramente la necesidad de la misma, junto con sus costos y beneficios.

### **2.3.3. Falta de Mantenimiento**

No es suficiente que el equipo de gerencia del yacimiento trate de ver como está el proceso y luego intentar mejorarlo. Debe establecerse un plan de mantenimiento desde el principio, que incluya a todo el sistema y luego seguirlo. Caso especial es el del personal envuelto en el proceso. No debe descuidar su adiestramiento y puesta al día de sus conocimientos, ya que su participación es vital para el buen funcionamiento del programa de gerencia integrada.

## **2.4. MODELAJE DE YACIMIENTOS**

El modelo integrado del yacimiento requiere de un amplio conocimiento de la geología, de las propiedades de la roca y de los fluidos, del flujo de los fluidos en el yacimiento y de los mecanismos de recuperación o empuje que actúan en el yacimiento, de perforación y terminación de pozos y de entender el comportamiento pasado del yacimiento.

El modelo geológico se obtiene al extender a todo el yacimiento, usando muchas tecnologías tales como la geofísica, la mineralogía, los ambientes de depositación y diagénesis, las mediciones efectuadas sobre núcleos y registros, las cuales son efectuadas en los pozos. El modelo geológico (particularmente la definición de las unidades geológicas y su continuidad y compartimentalización) es una parte integral de la geoestadística y finalmente, de los modelos de simulación del yacimiento.

### ▪ **Papel del Modelaje del Yacimiento**

La factibilidad económica de un proyecto de recuperación de petróleo, está grandemente influenciada por el comportamiento de producción del yacimiento bajo las condiciones operacionales vigentes y futuras. Por consiguiente, la evaluación del comportamiento pasado y presente del yacimiento y la predicción de su comportamiento futuro es un aspecto esencial del proceso de la gerencia del yacimiento. Para analizar el comportamiento del yacimiento y estimar sus reservas, se puede usar los métodos clásicos: volumétrico, balance de materiales y curvas de declinación, o métodos de alta tecnología usando simuladores numéricos, bien sea del tipo de petróleo negro, de tipo composicional o simuladores para recuperación mejorada. La exactitud de los resultados está gobernada por el modelo que se use para efectuar el análisis del comportamiento del yacimiento.

Contrario a la vida única del yacimiento, el simulador puede “simular” muchas vidas para el yacimiento bajo diferentes escenarios y de esta forma, se convierte en una herramienta poderosa para optimizar la operación del yacimiento. Existen numerosos ejemplos en la literatura donde se discute el papel que juegan los simuladores para, por ejemplo, formular los planes de desarrollo inicial, para el cotejo de la historia y optimizar la producción futura y en la planificación y diseño de proyectos de recuperación mejorada.

El proceso de desarrollar un modelo del yacimiento juega un papel importante en la gerencia del yacimiento debido a que:

- Requiere integración entre los geocientíficos y los ingenieros.
- Permite que las interpretaciones y suposiciones que hagan los geocientíficos, sean comparadas con el comportamiento real del yacimiento, tal como lo documentan su historia de producción y de presiones.
- Suministra un medio para comprender el comportamiento vigente del yacimiento y predecir el comportamiento futuro del yacimiento bajo varias condiciones que

pudieran implantarse, de forma que se pueden tomar mejores decisiones para gerenciar el yacimiento.

Además, el modelo del yacimiento debe ser desarrollado en forma conjunta entre los geocientíficos y los ingenieros, ya que:

- Con el esfuerzo combinado se obtiene una mejor descripción del yacimiento y se minimizan las incertidumbres del modelo. La información de los geocientíficos ayuda en las interpretaciones hechas por los ingenieros, mientras que los datos de los ingenieros proyecta nueva luz sobre las suposiciones hechas por los geocientíficos.
- El equipo de geocientíficos-ingenieros puede corregir contradicciones a medida que estas se presenten, previniendo errores costosos que podrían ocurrir más tarde en la vida del yacimiento.
- Si hay esfuerzos fragmentados (por ejemplo, cuando los geocientíficos y los ingenieros no se comunican), cada disciplina puede estudiar solamente una fracción de la información; por tanto, la calidad de la gerencia del yacimiento puede sufrir adversamente las decisiones de perforación y los planes de agotamiento a través de la vida del yacimiento.
- Los equipos multidisciplinarios usando las tecnologías más recientes pueden tener oportunidades para destapar reservas anteriormente no identificadas. Por ejemplo, los datos mejorados de la sísmica 3D moderna, puede ayudar en el seguimiento de las operaciones de producción en proyectos maduros y puede identificar la presencia o falta de continuidad entre pozos y en consecuencia, mejorar la descripción del modelo del yacimiento.
- La utilización de modelos de yacimientos desarrollados por equipos multidisciplinarios, puede suministrar técnicas prácticas de descripción con menor incertidumbre en los yacimientos, lo cual puede alcanzar producciones óptimas.

El proceso de simulación consiste en la descripción del yacimiento (a saber, preparar un modelo del yacimiento), cotejar su comportamiento histórico y predecir el

comportamiento futuro del yacimiento bajo una variedad de escenarios. El avance de la descripción del yacimiento resulta en un modelo del yacimiento que incluya la geometría general (a saber, permeabilidad, porosidad y altura en cada bloque de la retícula). Después de construir el modelo del yacimiento, este es generalmente validado para determinar si el puede duplicar el comportamiento pasado. A menudo se cambia la información para la descripción del yacimiento entre límites de ingeniería y de geología, con la finalidad de cotejar la historia.

## **CAPÍTULO III**

### **DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

#### **3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El yacimiento en estudio se encuentra ubicado en un campo de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Oficina.

La Cuenca Oriental de Venezuela forma una depresión topográfica y estructural situada en la zona centro-este de Venezuela, limitada al sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón; hacia el este la cuenca continua por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del delta del Orinoco (Figura 3.1).

Esta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido oeste-este, un ancho promedio de 200 Km de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 Km<sup>2</sup> en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Delta Amacuro con una extensión menor en el estado Sucre. Ha sido subdividida operacionalmente en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín. Por su contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, solo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo.



Figura 3.1: Cuencas Petrolíferas de Venezuela [2]

### 3.2. ÁREA MAYOR DE OFICINA

El yacimiento objeto del estudio se encuentra en el Área Mayor de Oficina, la cual se sitúa en el flanco Sur de la subcuenca estructural de Maturín, cuyo eje tiene un rumbo este-noreste y un declive suave en esa misma dirección. El buzamiento regional es de 2 a 4 grados al norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. Hay algunas estructuras pequeñas, pero la que realmente controla las acumulaciones de hidrocarburos es la presencia de tres sistemas de fallas normales, dos de ellos de mayor desplazamiento con rumbos aproximadamente paralelos al eje de la cuenca en direcciones este-oeste y noreste-sureste y otro de fallas menores transversales de rumbo noroeste.

Todos los yacimientos comerciales de petróleo y gas en el Área Mayor de Oficina están en areniscas de las formaciones Oficina y Merecure, aunque se han encontrado indicios de petróleo en el grupo Temblador del Cretáceo. Las capas productoras tienen espesor entre 3 a 100 pies y en número entre 1 a 50 por campo en el área de Oficina. Las arenas van de poco consolidadas a muy duras y son de grano fino a medio. La extensión lateral de las arenas también es variable, desde considerable hasta en forma de canales angostos. La porosidad varía entre 10–30%, la

permeabilidad oscila entre 50–1000 mD. La mayoría de los yacimientos de petróleo tienen un casquete de gas con secciones petrolíferas que varían de espesor, con un máximo de 550 pies y algunos yacimientos contienen sólo gas. Los horizontes productores se encuentran a profundidades que varían entre 4000 y 14.200 pies. Los crudos son de base intermedia y la gravedad varía de 8–45 °API.

Los tipos de trampas encontrados son los siguientes:

- Estructural-Estratigráfica, que son las más abundantes en la Formación Oficina y donde puede citarse como ejemplo canales fluvio deltaicos cortados por fallas.
- Estructural, en la cual las acumulaciones están limitadas por fallas; este tipo de trampa es característico de la formación Merecure cuyas arenas tienen carácter masivo y por lo tanto los yacimientos tienen que estar controlados estructuralmente.
- Estratigráfica, que son muy escasas y se presentan únicamente en la Formación Oficina.

### **3.3. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL**

La columna estratigráfica obtenida a partir de los diferentes estudios sedimentológicos y estratigráficos realizados en el área. Está constituida de base a tope por la Formación Merecure de edad Oligoceno, la Formación Oficina de edad Mioceno inferior subdividida informalmente desde las arenas A hasta las U-1, seguida por la Formación Freites de edad Mioceno Medio, la Formación Las Piedras de edad Mioceno Superior a Plioceno y con la Formación Mesa de edad Pleistoceno con lo cual culmina la secuencia estratigráfica (ver Figura 3.2).

ERA	EDAD	FORMACIÓN	ARENA	LITOLOGÍA		AMBIENTE	
				COLUMNA	DESCRIPCIÓN		
C E N O Z O I C O I R O C I O	CUAT	PLEISTOCENO	MESA -460'			Conglomerados gruesos, arcillas ferruginosas.	FLUVIO-DELTAICO PALUDAL
	T	PLIOCENO	LAS PIEDRAS (1640') -2100'			Arenisca gris de grano fino interlaminada con arcilla gris/verdosa	LLANURA
				M	SUP		Lignitos Calizas arenosas duras, de color verde
	R	O	FREITES (1500') -3600'			Areniscas Lutitas fisiles verdes a gris verdoso	TALUD
				I	MEDIO		Areniscas
	O	A	OFICINA (4300') -7900'	A0 - A6		Lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas con areniscas y limolitas de color claro de grano fino a grueso	FLUVIO DELTAICO
				A7 - A10			
				B			
				C			
				D			
				F			
H					Algunos lignitos		
I - J							
C	O	MEREQUIRE (300')	M - N			FLUVIO-DELTAICO TRANSGRESIVO	
			O - P		Los cuerpos de arenas son canales, barras y lentes.		
			R				
			S				
			T				
			U		Areniscas grises masivas y lutitas carbonáceas delgadas		

Figura 3.2: Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina [3].

A continuación se presenta una descripción de la sedimentación de dichas formaciones:

- **Formación Merequire:** se compone de más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad.

La Formación Merecure es reconocida en el subsuelo de la subcuenca de Maturín, al sur del frente de deformación. El tope de esta formación constituye un reflector regional en toda la cuenca, debido al contraste acústico entre las areniscas masivas (Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Oficina). La expresión de la unidad en los registros eléctricos, con picos casi continuos, muestra contraste marcado con los picos discontinuos de la Formación Oficina.

El contacto superior de Merecure con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico a ese nivel. Por consideraciones regionales, se presume que tanto el tope como la base de la Formación Merecure, se hacen más jóvenes hacia el sur y reflejan el avance del mar de Oficina en esa dirección.

- **Formación Oficina:** está representada por una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillas verdes y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucónicas y calizas delgadas con estructuras como en cono. Su espesor varía de 2000 a 4000 pies y aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje. El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante.

- **Formación Freites:** se caracteriza por una secuencia de lutitas verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base. Se extiende, en el subsuelo, a través de todo el flanco sur de la subcuenca de Maturín casi hasta el río Orinoco. Típicamente, se presenta como un intervalo opaco en los perfiles sísmicos. La Formación Freites suprayace concordante a la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia. Hacia el tope, la Formación es concordante con la Formación Las Piedras suprayacente. El contacto superior se identifica con el tope del más alto nivel marino de Freites, el contacto inferior se

ubica en el cambio de color gris o gris marronusco de Oficina al color verdoso de Freites.

- **Formación Las Piedras:** de edad Plioceno, consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos. El espesor aumenta hacia el eje de la cuenca de Maturín hasta un máximo 4490 pies. Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad. La Formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al este hasta Pedernales y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del Orinoco.

En la parte norte de la subcuenca de Maturín, la formación Las Piedras es concordante sobre la Formación La Pica. En el borde norte de la cuenca, la formación solapa los límites de La Pica y yace con fuerte discordancia angular sobre unidades del Mioceno al Cretáceo. En el flanco sur de la cuenca, yace concordante sobre la Formación Freites. En el Área Mayor de Oficina, el contacto ha sido establecido en la base de la arena Tau, nombre aplicado localmente a la arena basal de la Formación.

- **Formación Mesa:** está conformada por los sedimentos jóvenes que cubren las masas de la Cuenca Oriental. En los límites norte y sur de la Mesa de Guanipa, la Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras, conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada, además contienen lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita.

El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de norte a sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de oeste a este, por el avance de los sedimentos deltaicos. En la

Mesa de Maturín, la Formación Mesa tiene un espesor máximo de 900 pies, mientras que en el estado Bolívar rara vez llega a los 65 pies.

La Formación Mesa suprayace en contacto concordante y transicional, a la Formación Las Piedras (Plioceno). Con base en la relación transicional con la Formación Las Piedras (Plioceno), se ha postulado una edad Pleistoceno para la Formación Mesa. La Formación Mesa es producto de una sedimentación fluvio-deltáica y paludal, resultado de un extenso delta que avanzaba hacia el este en la misma forma que avanza hoy el delta del río Orinoco.

#### **3.4. ESTRUCTURA REGIONAL**

La estructura del Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el noreste, cortados por alineamientos de fallas normales con rumbos entre este-oeste y este-noreste y con buzamiento preferencial de 45° hacia el norte. Estos homoclinales son además cortados y desplazados por fallas transversales. Con menor frecuencia, se han observado sinclinales de arrastre en el lado deprimido de las fallas, estos accidentes parecen ser consecuencia del movimiento y reajuste entre fallas, no conforme el peso de la columna de sedimentos blandos ocasionó su propio colapso por cizallamiento, iniciando con ello el fallamiento (fallas de gravedad, de crecimiento y/o sinsedimentarias).

### 3.5. INFORMACIÓN OFICIAL DEL YACIMIENTO

Según estudios oficiales, el yacimiento en estudio está limitado al sur, norte y oeste por límites estructurales y al este por la combinación de un límite estratigráfico y un contacto agua-petróleo (ver Figura 3.3)

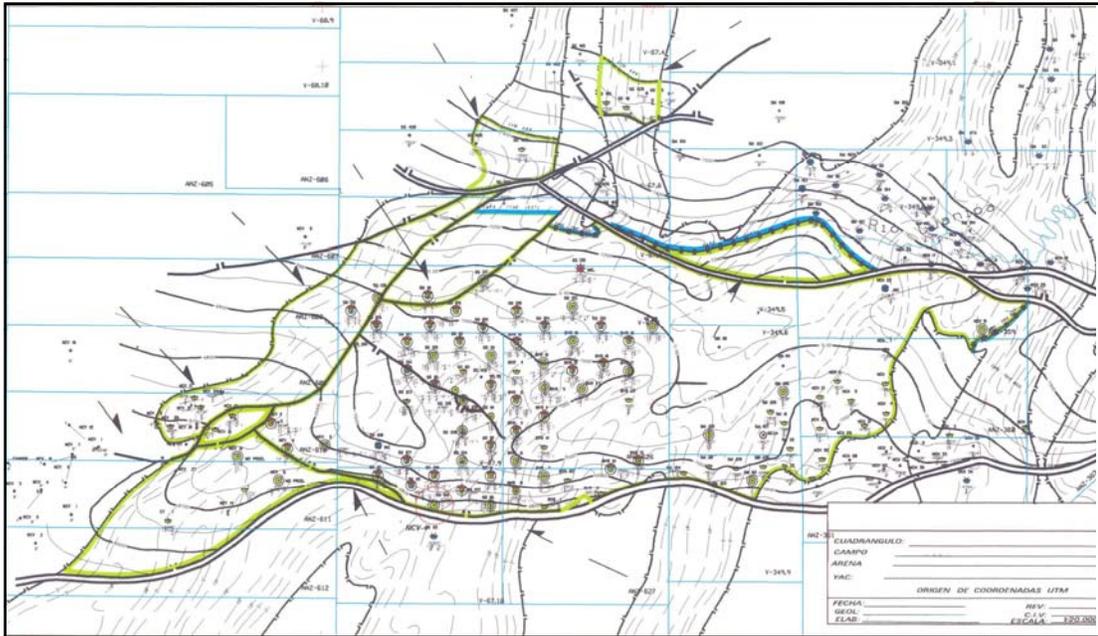


Figura 3.3: Mapa Oficial del Yacimiento en Estudio [4].

#### 3.5.1. Características Generales

En las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 se presentan las características más resaltantes del yacimiento en estudio.

Tabla 3.1: Características Generales del Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup>.

Fecha de descubrimiento	30/04/1951
Gravedad (°API)	30,7
Porosidad (%)	21,0
Saturación inicial de petróleo (%)	74,0
Factor de merma (1/Boi) (BN/BY)	0,70
Relación Gas-Petróleo original, Rsi (PCN/BN)	775
Presión original (lpc)	3066
Presión de burbujeo (lpc)	3066
Permeabilidad horizontal (md)	450
Temperatura (°F)	225
Área (acres)	3126
Espesor promedio (pies)	17
Datum (pies)	- 6900

Tabla 3.2: Reservas de Petróleo del Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup>.

POES (MMBN)	44,0
Factor de Recobro Primario (%)	23,0
Factor de Recobro Secundario (%)	25,4
Reservas Recuperables Primarias (MMBN)	10,1
Reservas Recuperables Secundarias (MMBN)	11,2
Reservas Recuperables Totales (MMBN)	21,3
Produccion Acumulada de Petróleo, Np (MMBN)	21,5
Reservas Remanentes (MMBN)	-0,173**

\*\* Indicio de cálculo no actualizado de reservas recuperables totales

Tabla 3.3: Reservas de Gas del Yacimiento en Estudio <sup>[4]</sup>.

GOES (MMMPCN):	34,1
Reservas Totales de Gas (MMMPCN):	26,6
Gas Inyectado (MMMPCN):	65,2
Producción Acumulada de Gas (MMMPCN):	54,4
Reservas Remanentes de Gas (MMMPCN):	37,4

### 3.5.2. Registro Tipo

El registro del pozo AB-116, se consideró como registro tipo del yacimiento, ya que puede observarse el desarrollo y homogeneidad de la arena, y la respuesta característica en los registros SP e inducción (ver Figura 3.4).

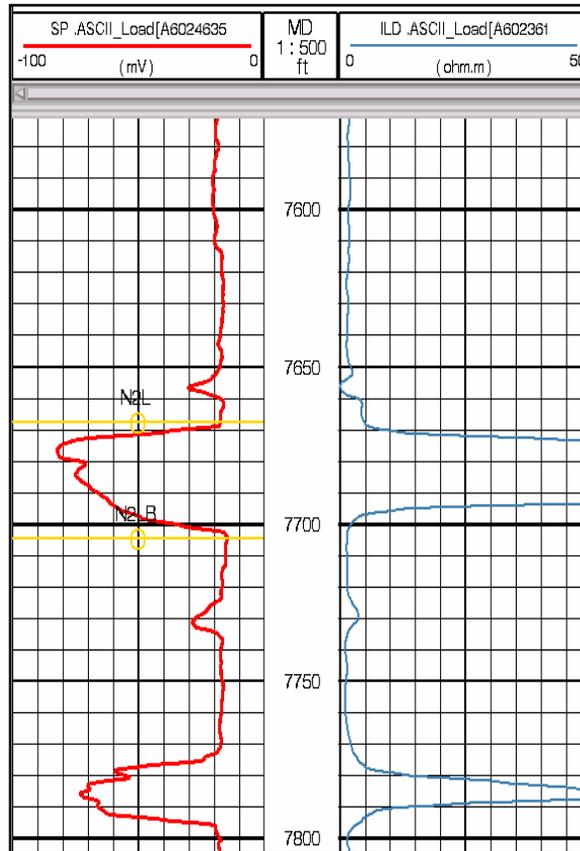


Figura 3.4: Registro Tipo, Pozo AB-116.

### 3.5.3. Terminación Tipo

En el yacimiento en estudio han sido terminados 65 pozos, inicialmente con terminación tipo Sencilla Selectiva con flujo natural, posteriormente se implementó la terminación Sencilla Selectiva con levantamiento artificial por gas para la mayoría de los pozos (Figura 3.5). En la Tabla 3.4 se muestra un resumen con información sobre los pozos terminados en el yacimiento en estudio.

Tabla 3.4. Información sobre los Pozos Terminados en el Yacimiento en Estudio [4].

Pozos terminados:	65
–Pozos inactivos	65
Pozos inyectoros de gas	02
Pozos interpretados	33
Pozos probados	03
Pozo laboratorio integrado de campo (LIC)	01

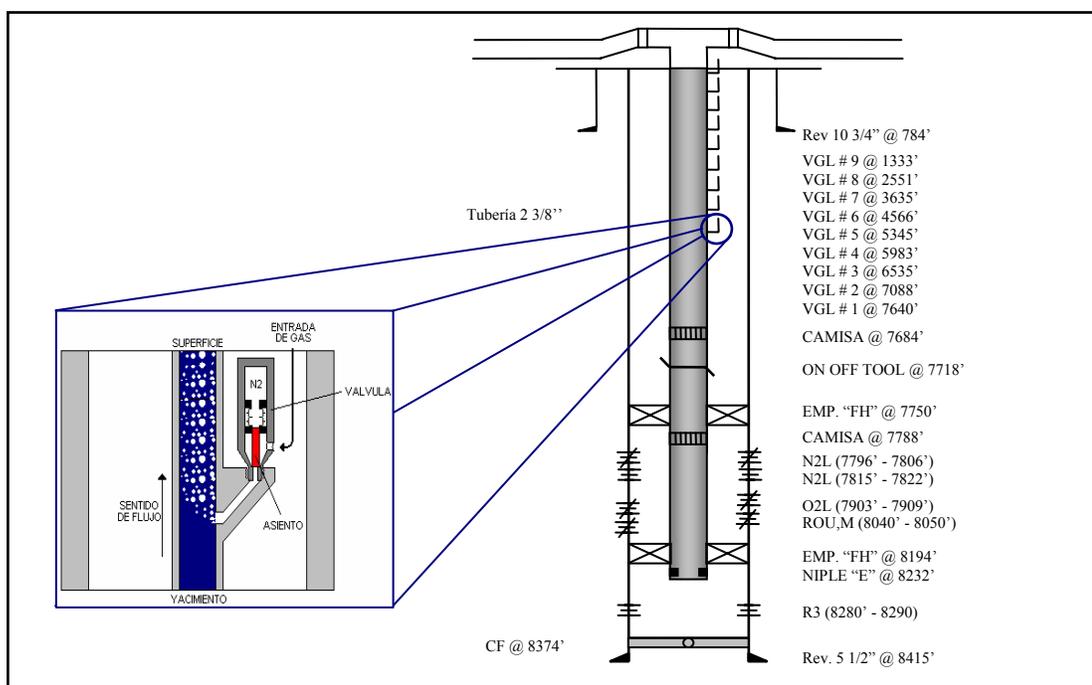


Figura 3.5: Terminacion Tipo de los pozos en el Yacimiento en Estudio (Pozo AB-118).

## CAPÍTULO IV

### METODOLOGÍA

La investigación consistió en la elaboración y planificación de una propuesta para el mejoramiento de la productividad en la reactivación de un yacimiento maduro de hidrocarburos con tecnologías y herramientas disponibles en la actualidad.

La metodología y el diseño de la investigación se llevarán a cabo siguiendo los pasos mostrados en la Figura 4.1, el cual cubre las fases desde la recopilación y validación de la información hasta las conclusiones y recomendaciones.

#### ▪ **Recopilación y Validación de la Información**

Esta etapa comprendió la recopilación de todos los datos e información disponibles del yacimiento, información oficial, registros, información de núcleos, estudios PVT, historia de producción, historia de presiones, reservas, etc., con la finalidad de obtener un panorama de las características más importantes del yacimiento.

#### ▪ **Validación y Actualización de Modelo Estático**

Esta etapa contempló la revisión y validación de toda la información referente a la orientación y geometría de los elementos estructurales y la delimitación areal del yacimiento, definición de la arquitectura interna, geometría, distribución, calidad de los depósitos de las unidades de flujo, límites y/o barreras verticales y revisar y validar parámetros básicos tales como permeabilidad, porosidad, volumen de arcilla, saturación de agua connata (Swc), etc. Para a llevar a cabo esta etapa se planteó realizar una revisión de la Descripción Sísmica, Caracterización Geológica y Evaluación Petrofísica del yacimiento en estudio.

▪ **Validación y Actualización de Modelo Dinámico**

Comprendió la revisión, validación y actualización de información de propiedades de los fluidos, mecanismos de producción, comportamiento de presión y producción, contactos iniciales de fluidos, balance de materiales, cálculo POES / GOES, reservas, características de los pozos y de las instalaciones de producción, etc. Para a llevar a cabo esta etapa se planteó realizar Caracterización Física y Energética del yacimiento, de los Fluidos y del Comportamiento de Presión, así como realizar una exhaustiva revisión de los pozos e instalaciones de producción (Ingeniería de Producción).

La validación y actualización de los modelos estático y dinámico del yacimiento, además de hacer la revisión y actualización de las reservas oficiales, permitieron realizar predicciones para identificar nuevas áreas prospectivas a explotar y proponer nuevas localizaciones realizar propuestas para reparar y reacondicionar pozos, lo que permitirá establecer Planes de Reactivación y Explotación del yacimiento, los cuales serán jerarquizados y sometidos a Evaluaciones Económicas para su implementación.

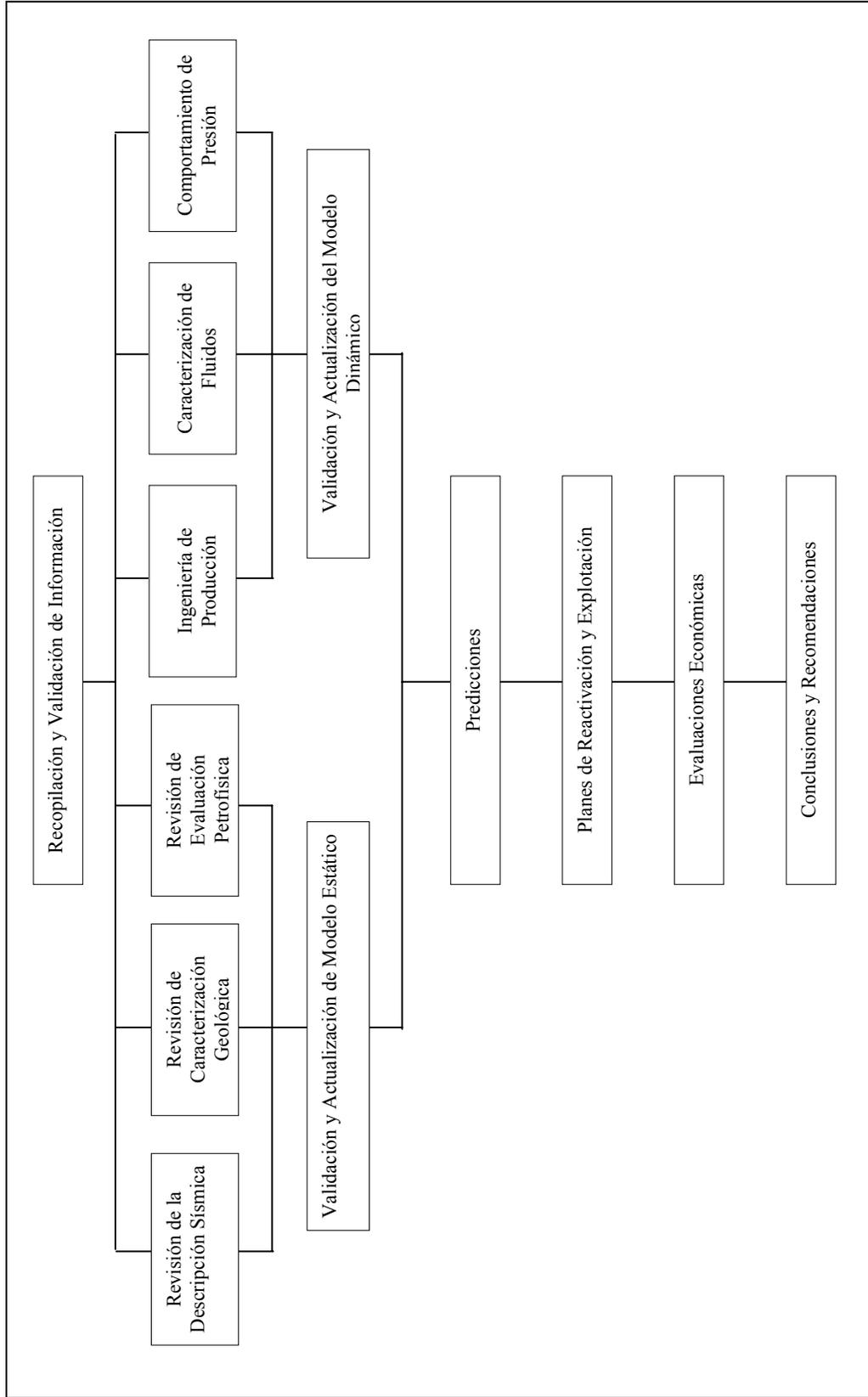


Figura 4.1: Esquema Metodológico aplicada para realizar el estudio.

## CAPÍTULO V

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 5.1. DESCRIPCIÓN SÍSMICA

Los datos sísmicos usados para la caracterización sísmica del yacimiento en estudio corresponden a un levantamiento adquirido durante el año 1997, con la finalidad de evaluar prospectos exploratorios en las arenas superiores de la Formación Oficina así como para caracterizar las arenas medias e inferiores de la misma formación, siendo estas últimas productoras tradicionales en el Área Mayor de Oficina durante casi cincuenta años. El levantamiento sísmico ocupa un área de 240 km<sup>2</sup>, de los cuales se interpretaron 143 km<sup>2</sup> (aproximadamente el 60% del área total del levantamiento) como se muestra en las Figuras 5.1 y 5.2.

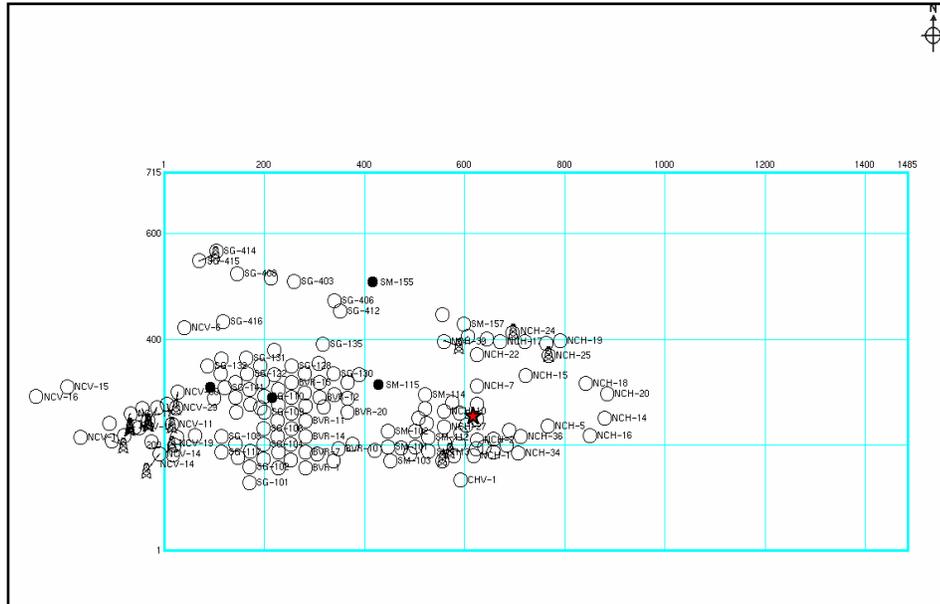


Figura 5.1: Mapa Base del Levantamiento Sísmico para el Yacimiento en Estudio.

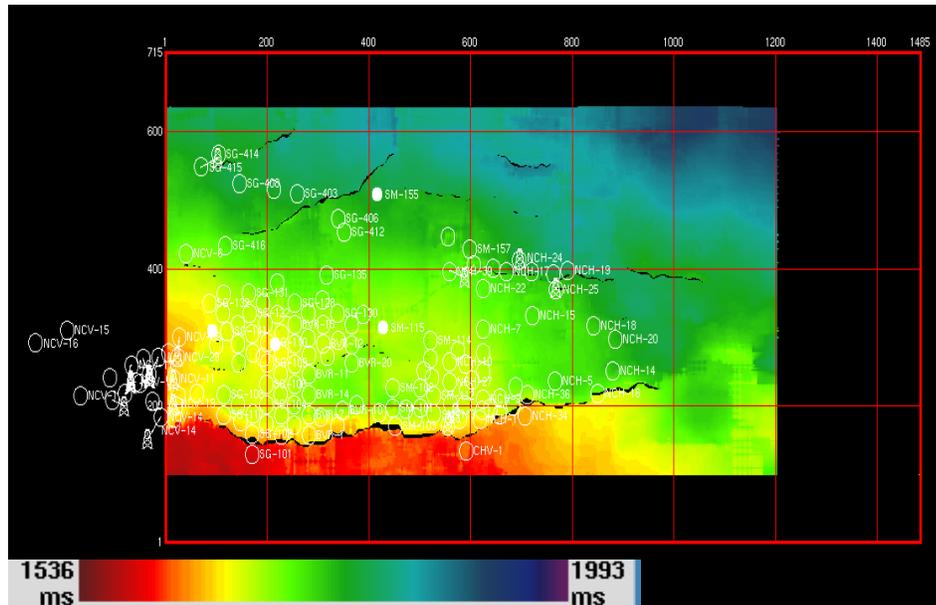


Figura 5.2: Área Interpretada del Levantamiento Sísmico para el Yacimiento en Estudio.

### 5.1.1. Calibración Sísmica-Pozo

Como paso previo a la interpretación sísmica estructural fue necesaria la debida identificación del reflector sísmico correspondiente al evento geológico que se desea interpretar, para lo cual se generó un sismograma sintético del pozo AC-115, ya que es el único pozo del área con tiro de verificación o check-shot, además de contar con registros sísmico y densidad.

En la Figura 5.3a se puede apreciar un gráfico cruzado GR vs DT para el pozo AC-115, en el rango de profundidades de interés, donde la zona de arenas presenta un tiempo de tránsito de  $80 \mu\text{s}$ , equivalente a una velocidad interválica de 12500 ft/s. En el histograma correspondiente al perfil de GR (Figura 5.3b) permite discriminar los rangos de lectura de GR para los cuales se encuentran las lutitas ( $\text{GR} \approx 120$ ) y las arenas ( $\text{GR} < 120$ ), y en el histograma correspondiente al perfil sísmico (Figura 5.3c) se pueden discriminar dos grupos de datos, el correspondiente a las arenas de interés ( $\text{dt} \approx 80 \mu\text{s}$ ) y otro correspondiente a las lutitas vecinas ( $\text{dt} \approx 105 \mu\text{s}$ ). Este análisis permite contrastar las posibles respuestas acústicas de litologías diferentes en base a

la comparación de sus velocidades interválicas, además de obtener un valor confiable de velocidad interválica para el evento de interés y determinar posteriormente el límite de resolución sísmica.

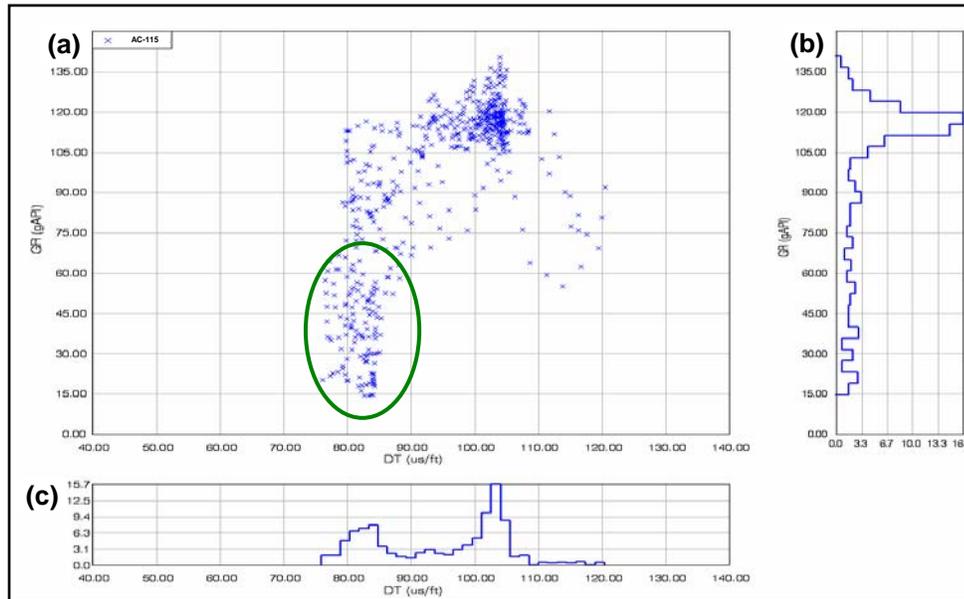


Figura 5.3: Gráfico Cruzado GR vs DT para el Pozo AC-115.

En la Figura 5.4 se puede apreciar el sismograma sintético correspondiente al pozo AC-115, con los marcadores geológicos ubicados a los tiempos dobles (TWT) correspondientes a la localización del pozo AC-115. El sismograma sintético presenta un desfase vertical (time-shift) de 4 ms, sin embargo, muestra muy buena similitud con la señal sísmica, tanto en posicionamiento vertical (tiempo) así como en amplitudes. El reflector de interés presenta en la localización del pozo valores de amplitud positivos pero bajos, por lo cual se decidió interpretar el evento sísmico correspondiente en tiempo en el volumen sísmico.

Además del reflector de interés, se interpretaron otros dos horizontes: la base de una arena superior como reflector de referencia somero, y el tope de una arena inferior como reflector de referencia profundo. Esto facilitó correlacionar e interpretar

eventos geológicos que puedan proporcionar mayor información en la descripción del yacimiento.

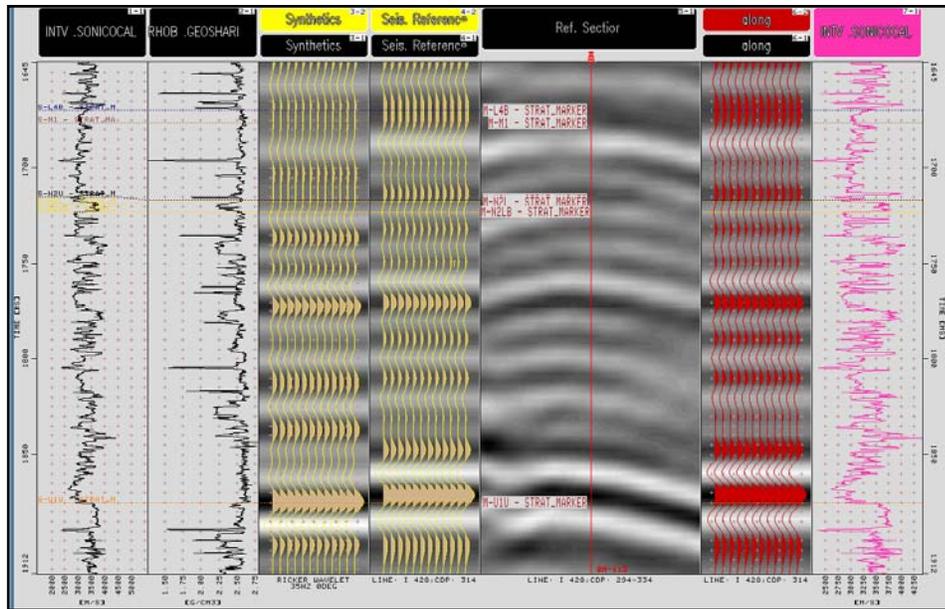


Figura 5.4: Sismograma Sintético del Pozo AC-115.

Para evaluar la calidad de la calibración sísmica-pozo, se editaron los valores de los registros DT y densidad para el intervalo en estudio, de esta manera se puede verificar si la remoción de las características acústicas del intervalo (y con ello, la suposición de que la arena no existe) afectará el sismograma sintético y validar con ello la escogencia del reflector a interpretar. En la Figura 5.5a se puede observar el registro de densidad editado y en la Figura 5.5b el sónico editado. En ambas curvas la zona editada está comprendida entre el tope y la base de la arena en estudio, siendo la curva original la de color negro. Con esta edición se asume que para los registros sísmico y de densidad el intervalo no existe.

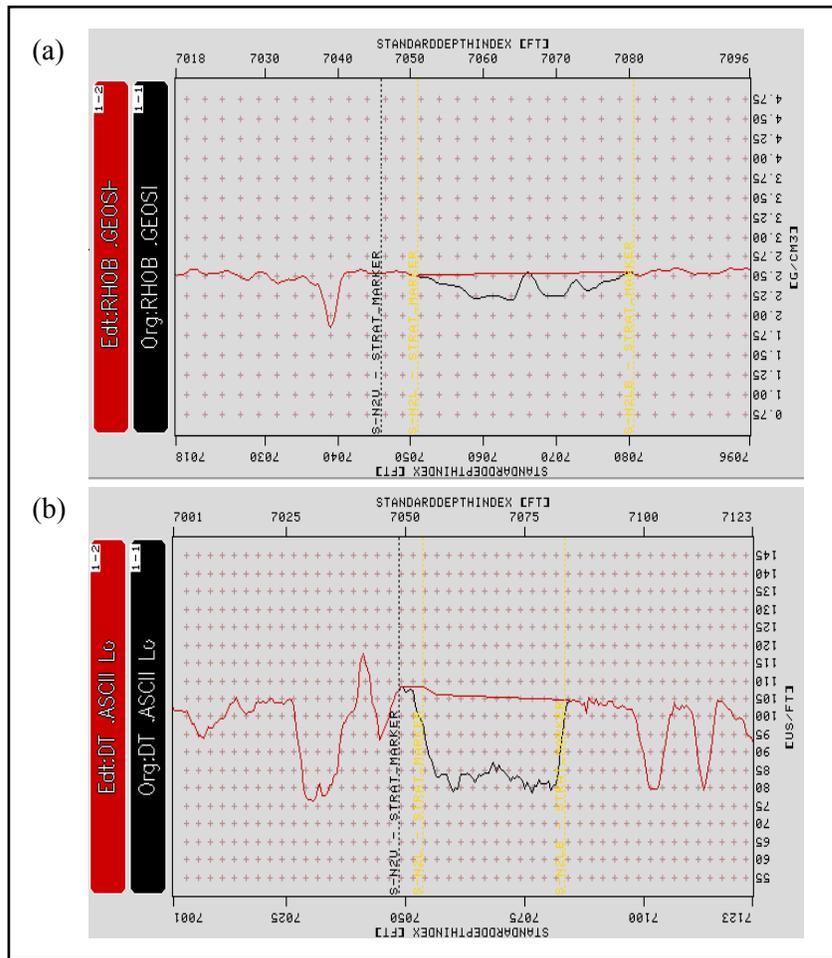


Figura 5.5: Pozo AC-115. (a) Registros Densidad Editado (b) Registro Sónico Editado.

El sismograma sintético mostrado en la Figura 5.6 es el resultado del uso de los registros editados de velocidad y densidad mostrados en la Figura 5.5. Se puede apreciar que en el panel correspondiente a las trazas sintéticas (tercero de izquierda a derecha) no se aprecia al reflector correspondiente, por lo tanto el reflector tanto sintético como real escogido para la interpretación corresponden, en efecto, a la reflexión del intervalo en estudio.

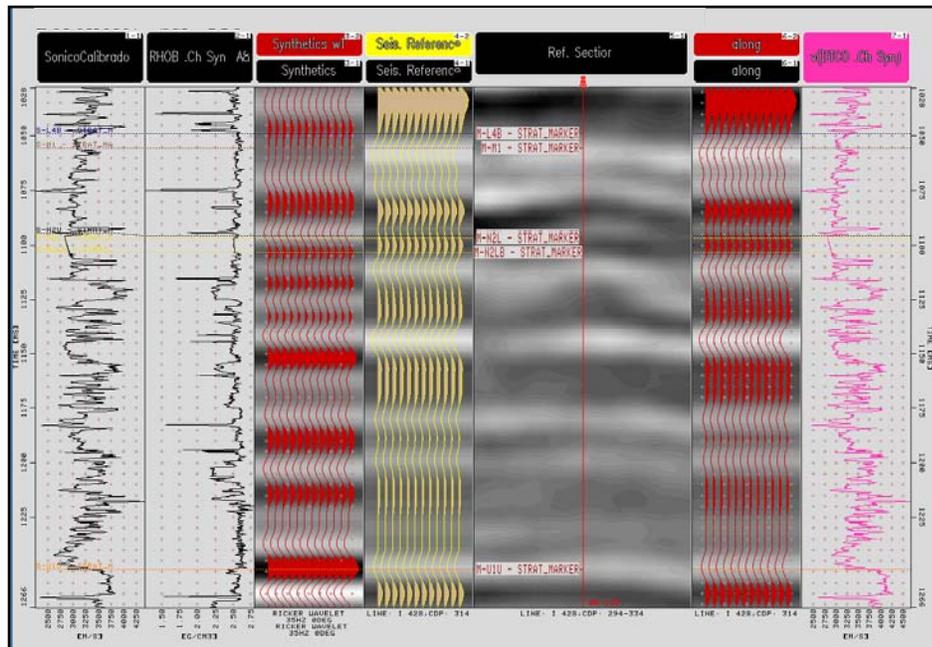


Figura 5.6: Sismograma Sintético del Pozo AC-115 sin la respuesta del intervalo en estudio.

### 5.1.2. Resolución Sísmica y Espesor de Entonación

Una limitante del método sísmico de reflexión es su poder de resolución vertical, es decir; diferenciar visualmente tanto la reflexión del tope como de la base de un evento geológico que presente contraste de impedancia acústica en ambas interfaces. Este límite de visibilidad o mínimo espesor observable (espesor de entonación) viene dado por  $\lambda/4$ , donde  $\lambda$  es la longitud de onda de la señal sísmica en la ventana de tiempo de interés. La Figura 5.7 muestra el espectro de potencia y la autocorrelación de la señal sísmica, obteniéndose el valor de  $f=35$  Hz. A partir de estos valores, se obtuvo un espesor de entonación de 90 pies, es decir; que las reflexiones del tope y la base de un evento de espesor menor a 90 pies visualmente serán un reflector. Ese es el caso del yacimiento en estudio, cuyo espesor máximo es de aproximadamente 30 pies, menor al espesor de entonación.

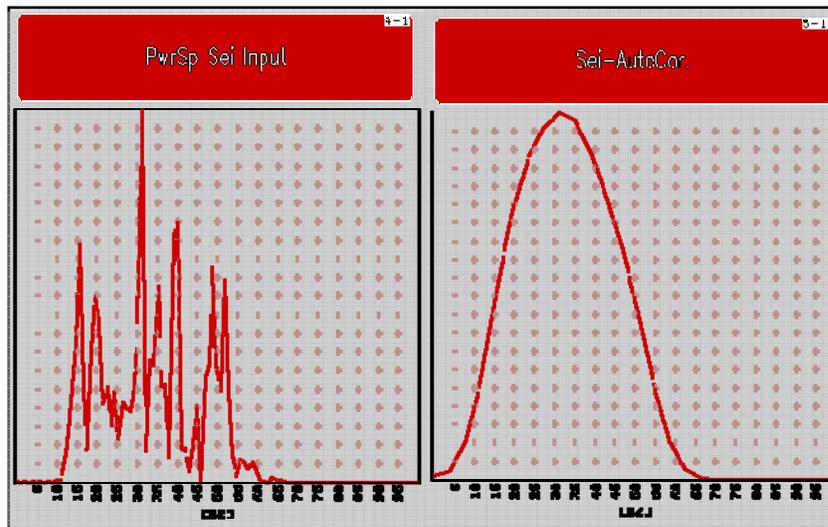


Figura 5.7: Espectro de Amplitud y Autocorrelación de la Señal Sísmica.

### 5.1.3. Interpretación Sísmica Estructural

Una vez identificados los reflectores de interés al momento de realizar la calibración sísmica-pozo, se efectuó la interpretación estructural de los mismos, usando intervalos de interpretación de cada 10 líneas, tanto inline como crossline, con la finalidad de obtener un buen mallado que permita una adecuada interpolación. En la Figura 5.8 se puede apreciar la sección sísmica correspondiente a la inline 430 (N-S), en ella se pueden observar parte de las estructuras interpretadas.

La interpretación de los horizontes fue efectuada paralelamente con la interpretación de fallas en el cubo de varianza (coherencia), donde se puede obtener en muchos casos una mejor definición de las mismas (ver Figura 5.9).

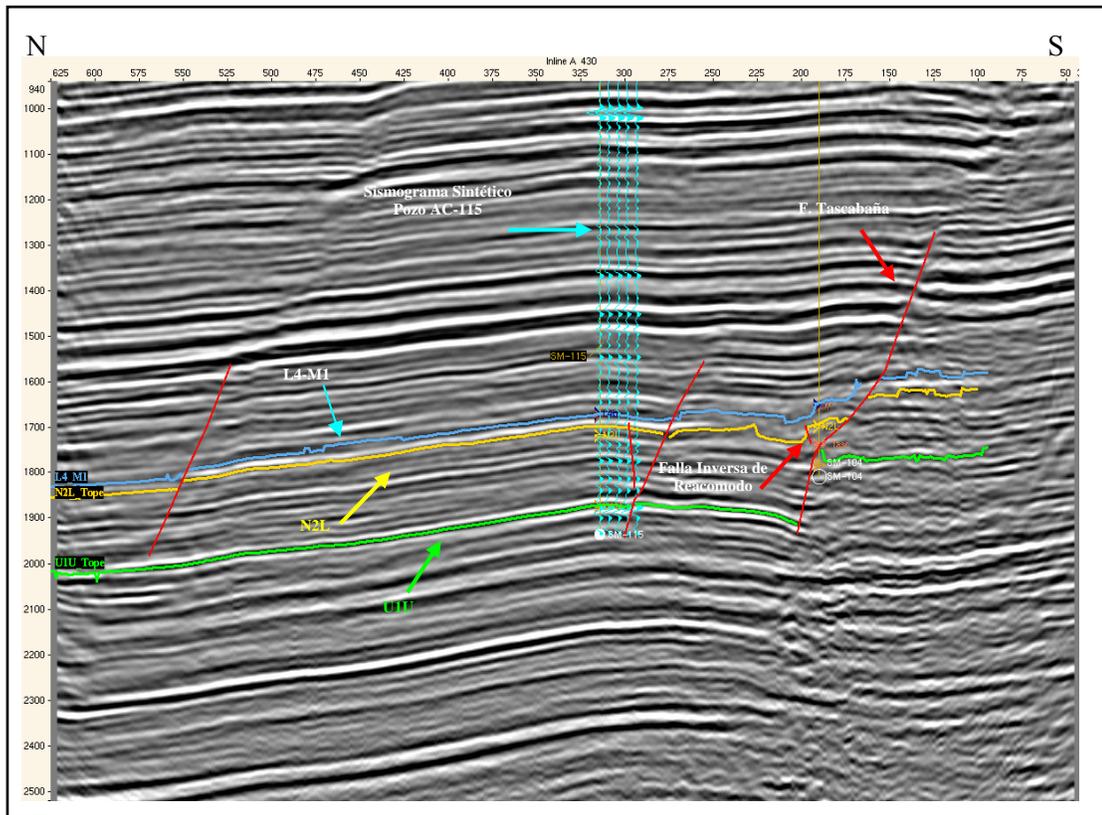


Figura 5.8: Sección Sísmica Norte-Sur. IL 430.

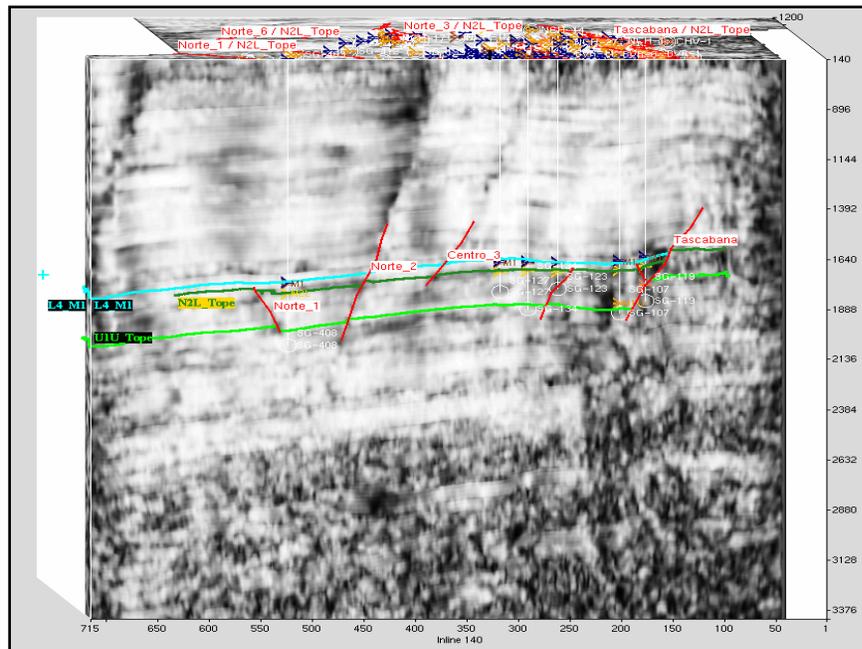


Figura 5.9: Cubo de Coherencia.

En términos estructurales, el yacimiento está caracterizado como un homoclinal fallado con buzamiento aproximado de 3° NE con pliegues de arrastre asociados a los bloques deprimidos de los cortes de falla. Esto genera en su conjunto todo un sistema de pilares y fosas tectónicas muy características de regímenes extensionales. Este sistema de pilares y fosas (*grabens* y *horst*) pueden ser claramente apreciados en la sección sísmica de la Figura 5.10. Se puede notar la falla de carácter inverso interpretada cerca de la Falla Tascabaña, hacia su extremo oeste (Figuras 5.8 y 5.9).

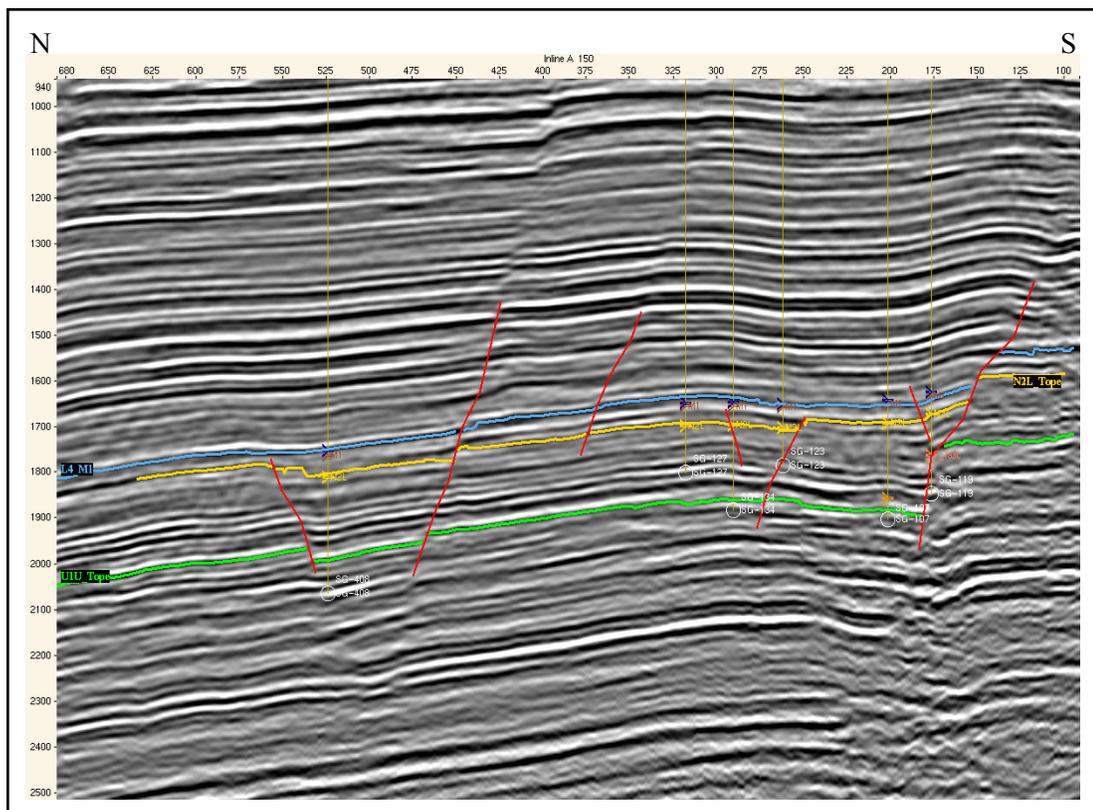


Figura 5.10: Sección Sísmica IL-150.

Haciendo uso de la interpretación tanto de secciones como a través del volumen de varianza fue posible construir el mapa estructural en tiempo para el horizonte correspondiente al yacimiento (Figura 5.11).

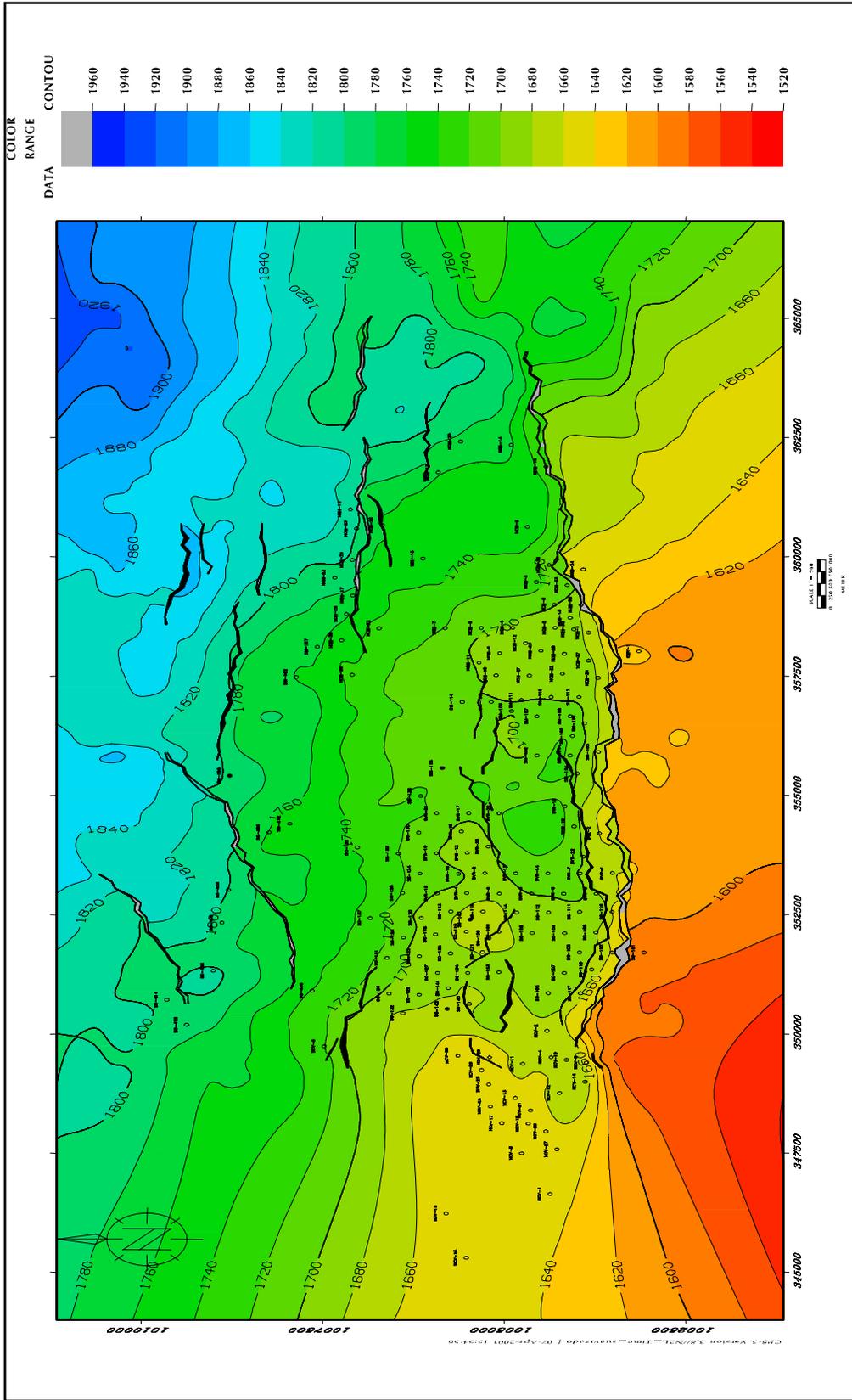


Figura 5.11: Mapa Estructural en Tiempo Arena en Estudio.

#### **5.1.4. Conversión Tiempo–Profundidad**

Para la integración de la información sísmica con la información geológica del área, fue necesario convertir la información de tiempo a profundidad y esta información se encontraba disponible. La conversión usada para este estudio fue la conversión Z-T mediante dos procedimientos. El primer procedimiento fue calcular las velocidades promedio y multiplicarlas por la interpretación en tiempo utilizando un simulador comercial, y el segundo procedimiento usando otra aplicación del mismo simulador comercial, que mediante el uso de curvas T-Z de cada pozo genera funciones de velocidades y ajusta las profundidades calculadas a los topes geológicos. Ambos métodos permiten obtener resultados similares. El mapa de velocidades promedio para el horizonte en estudio se puede apreciar en la Figura 5.12, y el mapa estructural en profundidad en la Figura 5.13.

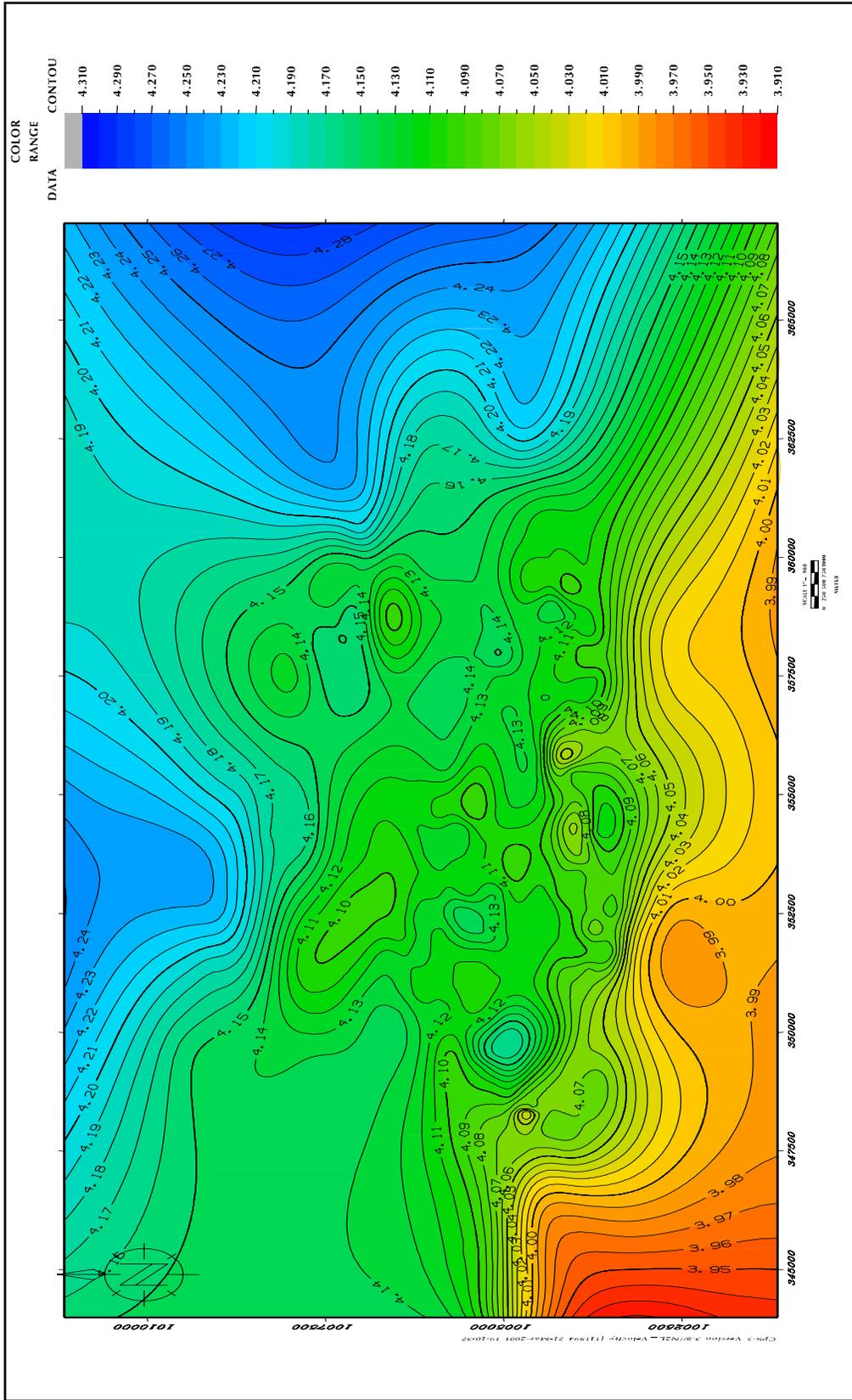


Figura 5.12: Mapa de Velocidades Promedio Arena en Estudio.

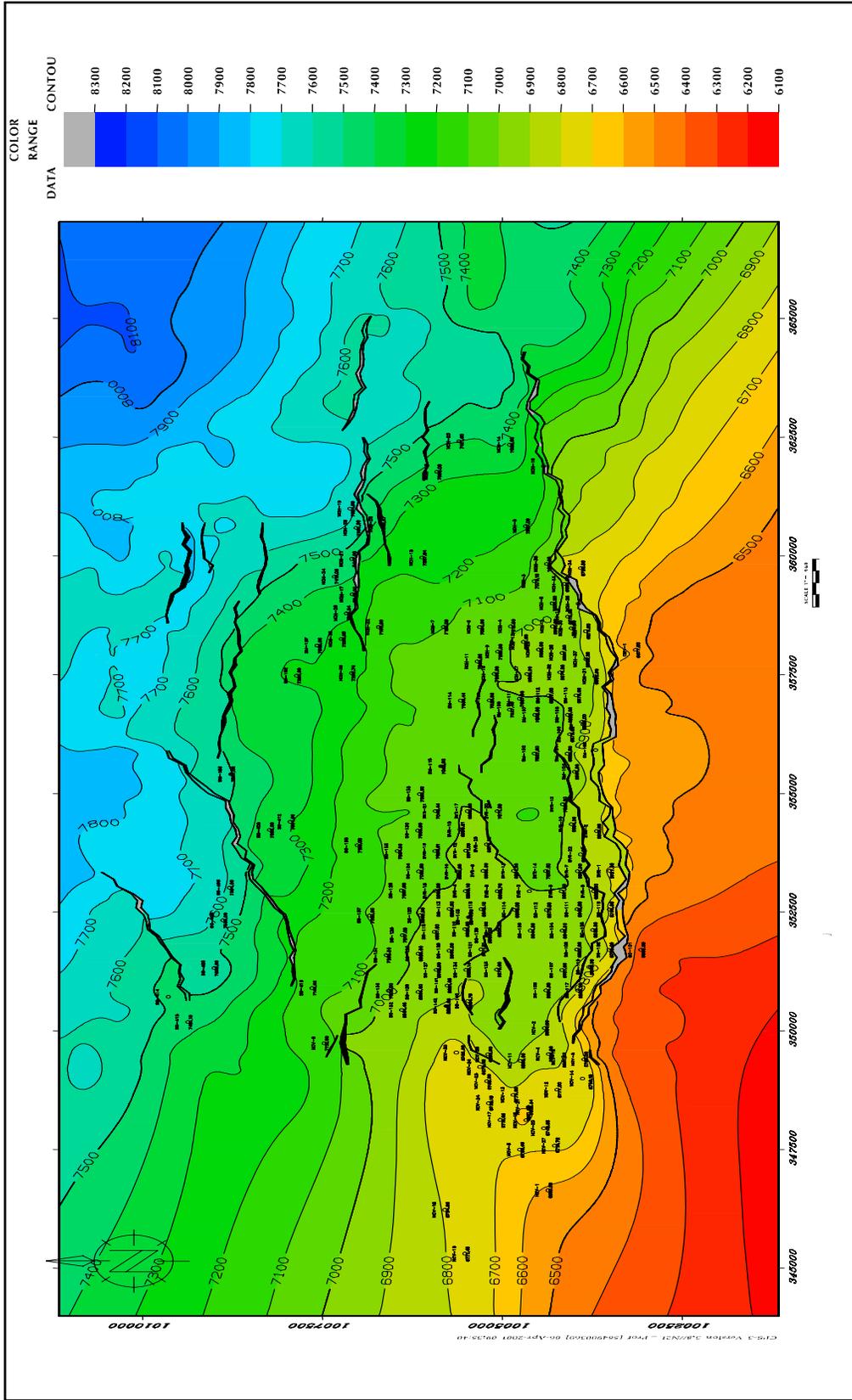


Figura 5.13: Mapa Estructural en Profundidad Tope Arena en Estudio.

### 5.1.5. Delineación y Caracterización Cualitativa

Una vez realizada la interpretación sísmica estructural, es posible extraer atributos sísmicos tanto instantáneos como promedio del horizonte de interés. El primer uso que se le dio a los mapas de atributos fue inferir, de ser posible, algún tipo de patrón estratigráfico que permitiera delinear el yacimiento bajo una visión sedimentológica. La primera elección fue el mapa de amplitud (Figura 5.14), atributo que podría responder tanto a contenido de fluidos como a espesores, apoyado además en otros de los principales atributos (Figuras 5.15, 5.16 y 5.17). Tanto en éstos como en otros mapas de atributos (ver Figura 5.18) resulta bastante difícil interpretar algún tipo de tendencia preferencial en los mismos que pueda ser asociada a algún tipo de anomalía, bien sea estratigráfica o en cuanto a contenido de fluidos.

El intervalo en estudio tiene espesores muy por debajo del espesor de entonación, que combinado con el formato de baja resolución de las amplitudes a 16 bits, no permiten magnificar pequeñas variaciones de amplitud y otros atributos que faciliten la delineación el yacimiento, tanto desde el punto de vista cualitativo como cuantitativo. Con el objeto de resaltar de manera gráfica alguna anomalía en los mapas de amplitudes se filtraron los atributos y sus resultados son mostrados en la Figura 5.19.

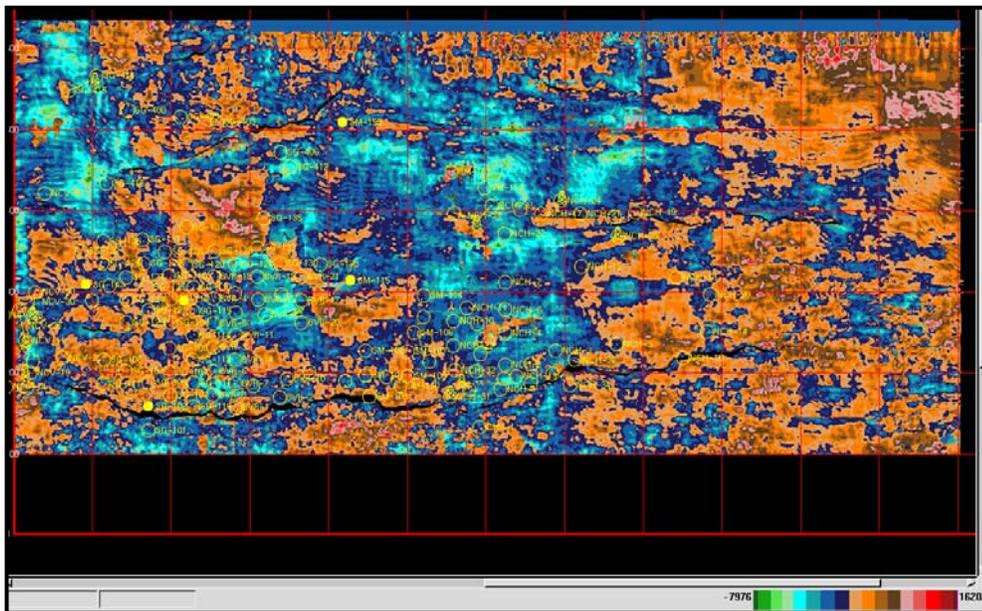


Figura 5.14: Mapa de Amplitud.

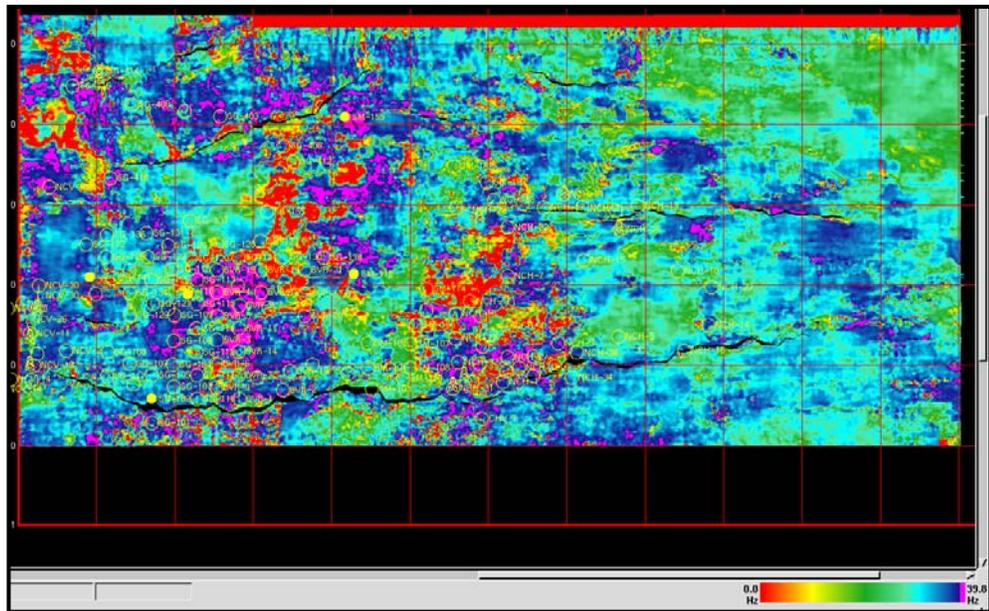


Figura 5.15: Frecuencia Instantánea.

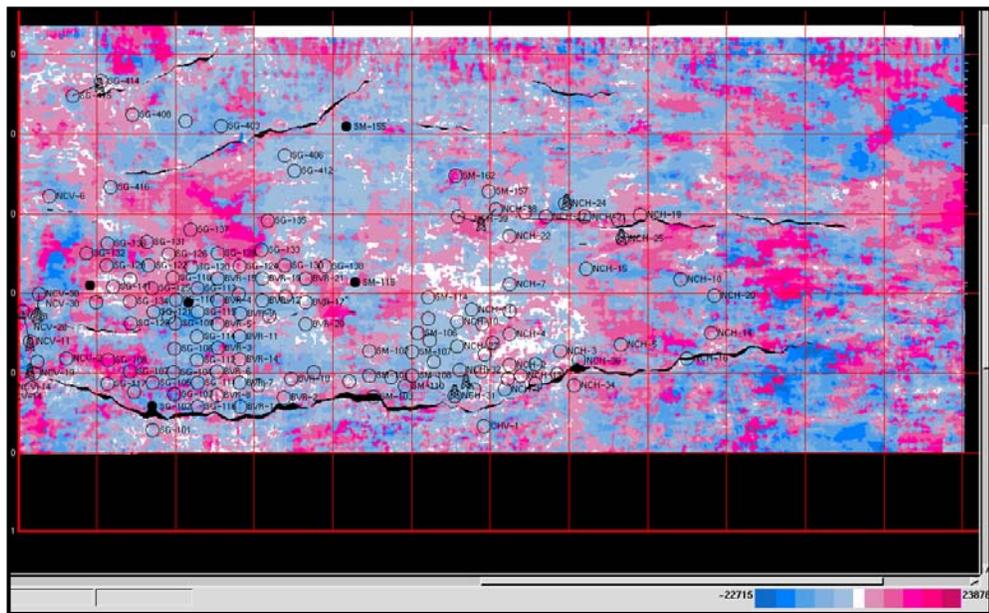


Figura 5.16: Polaridad Sísmica Aparente.

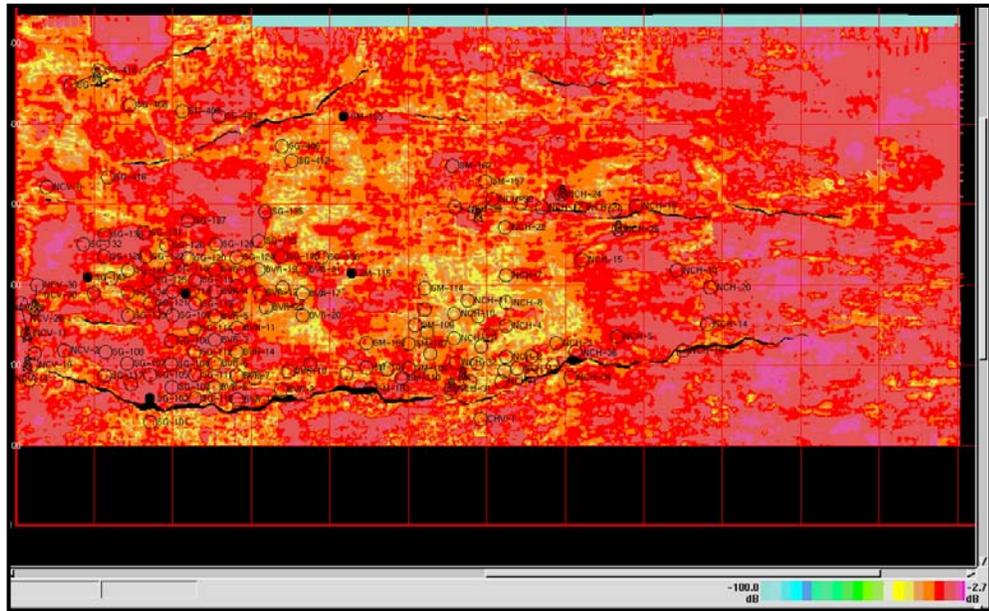


Figura 5.17: Potencia de Reflexión o Amplitud Instantánea.

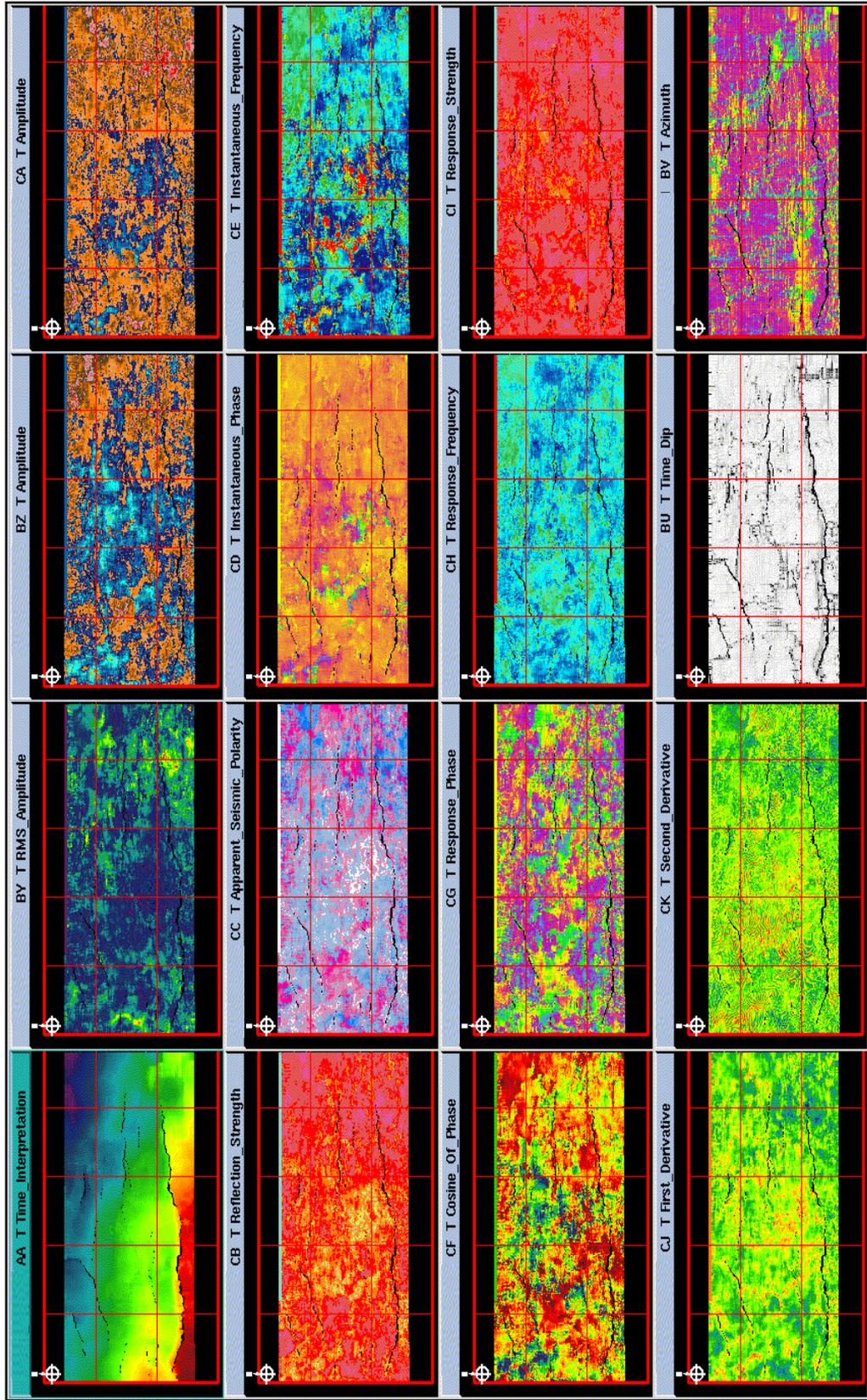


Figura 5.18: Mosaico de Atributos Sísmicos.

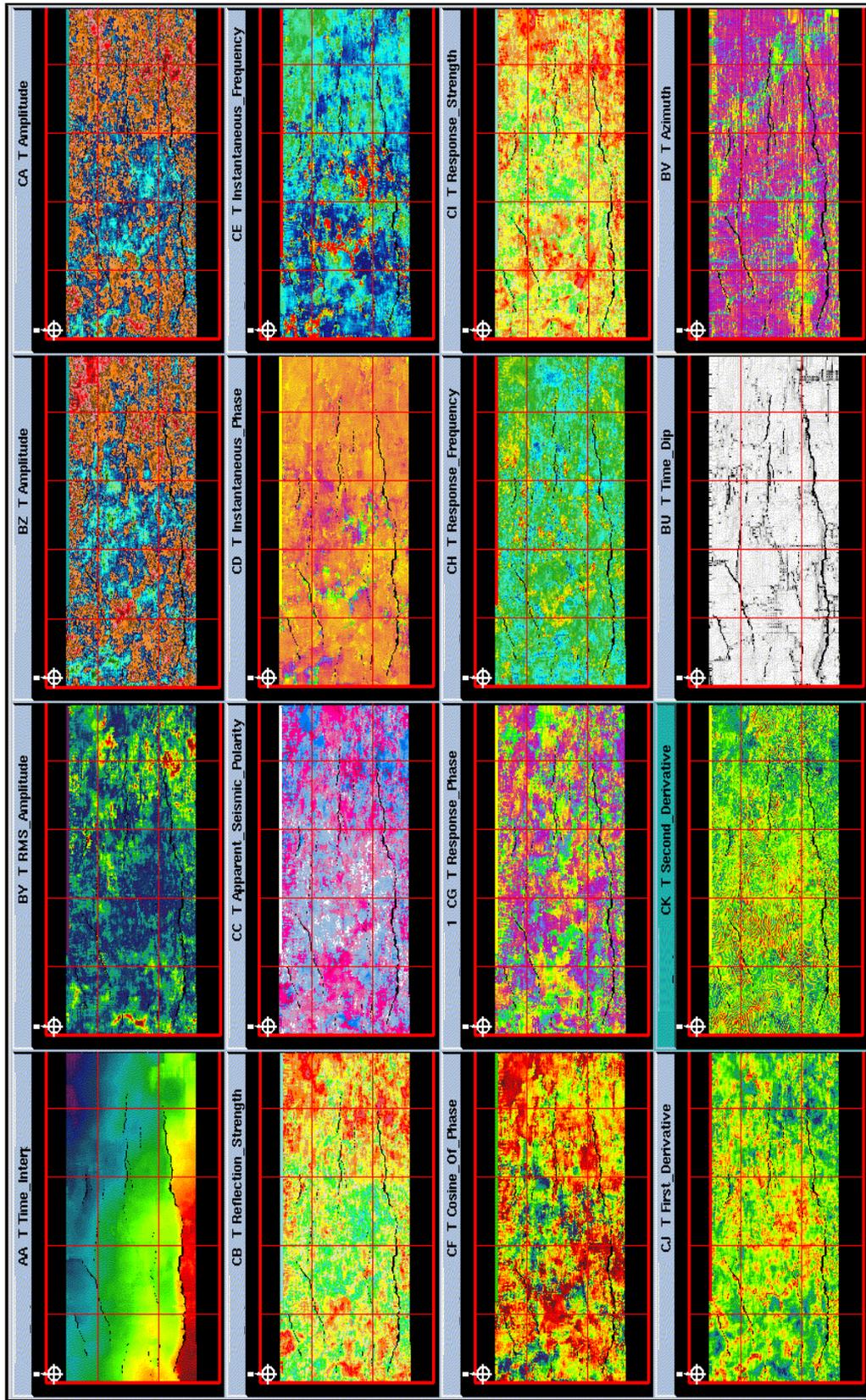


Figura 5.19: Mosaico de Atributos Sísmicos Filtrados.

### **5.1.6. Atributos Sísmicos vs Propiedades Petrofísicas**

El análisis de atributos post-apilamiento en datos sísmicos es una herramienta que permite reducir el grado de incertidumbre en la caracterización de yacimientos. Durante los últimos años se ha venido incrementando el uso de técnicas de interpretación que han servido para delinear de mejor forma zonas de interés tanto en exploración como en producción en la industria petrolera.

El objetivo es predecir a partir de datos de pozos, los mapas de propiedades petrofísicas evitándose utilizar interpolación basada en algún algoritmo netamente matemático que no es indicativo de las características físicas del intervalo estudiado. De esta forma el proceso de generación de mapas a partir de datos puntuales puede convertirse en un proceso predecible y ajustable estadísticamente a una respuesta conocida y manejable como lo son los atributos sísmicos.

La Tabla 5.1 muestra una matriz con los coeficientes de ajuste lineal (matriz de calidad) entre los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas. En ella se aprecian valores muy bajos de correlación, esto debido a los problemas de resolución expuestos anteriormente. En un intento por aumentar estos coeficientes, se seleccionaron sólo los pozos perforados en los años noventa, para los cuales corresponde una evaluación petrofísica contemporánea con el volumen sísmico usado en este estudio (año 1997), que no es más que una respuesta acústica a las propiedades de la roca para el momento de la adquisición de los datos sísmicos. A partir de esta nueva matriz de calidad (Tabla 5.2), cuyos coeficientes de correlación se muestran ligeramente mayores, se generaron ciertas funciones de correlación con la finalidad de generar pseudo-mapas de propiedades petrofísicas como los mostrados en las Figuras 5.20 y 5.21, donde las propiedades extrapoladas a partir de los atributos presentan similitud a grandes rasgos con los mapas generados a partir sólo de los datos de pozos.

Tabla 5.1: Matriz de Calidad de Ajuste Lineal de los Atributos Sísmicos a las Propiedades Petrofísicas.

ATRIBUTOS SÍSMICOS	PROPIEDADES PETROFÍSICAS								
	Porosidad Bruta	Espesor Bruto	Espesor ANP	Saturación Agua ANP	NTG	Espesor Poroso AN	Espesor Neto Arcilla	Espesor AN	Permeabilidad ANP
Amplitud RMS	4,91520	19,26810	5,71426	6,84633	0,28028	4,21793	16,29590	3,27045	4,23154
Amplitud	7,05503	22,38690	3,46876	16,81230	3,17920	6,93881	13,44180	11,05210	12,47980
Amplitud Traza Cuadratura	0,81228	28,40340	4,05420	11,68980	2,84421	1,76953	22,28990	12,62000	9,14931
Potencia de Reflexión	2,28359	32,33910	6,24754	23,51580	1,38478	1,63826	28,62170	11,73450	4,07319
Polaridad Sísmica Aparente	12,24540	14,74160	10,53580	9,12929	12,02100	15,88210	0,66871	13,16630	13,09540
Fase Instantánea	19,71200	1,71619	14,12750	10,90850	11,78370	11,45510	6,29438	2,81333	12,65870
Frecuencia Instantánea	9,94195	8,52552	3,51269	12,43400	3,69044	1,53776	8,34923	7,50374	15,79310
Coseno de la Fase	0,92051	2,95606	1,62555	12,25890	2,51248	1,93435	0,56503	7,22005	19,37200
Respuesta de la Fase	1,13164	11,68390	5,82918	1,45768	6,35239	2,40074	6,73581	2,48894	3,52797
Respuesta de la Frecuencia	9,50611	6,83710	1,62972	8,47489	3,42721	5,46370	5,78840	6,79039	11,60630
Respuesta de Potencia	7,83035	1,84995	11,48170	14,66780	8,01583	11,31560	7,06681	7,07561	4,96557
Primera Derivada de la Amplitud	2,91451	29,67910	3,12854	13,43450	4,14484	4,29967	23,96540	11,81040	8,53015
Segunda Derivada de la Amplitud	3,02555	23,34180	8,01417	8,84998	4,67326	2,89616	16,57350	9,71918	6,39444

Escala de Colores

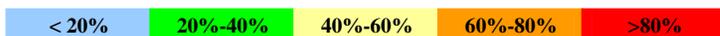
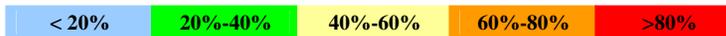


Tabla 5.2: Matriz de Calidad de Ajuste Lineal de los Atributos Sísmicos a las Propiedades Petrofísicas (con pozos de los 90's).

ATRIBUTOS SÍSMICOS	PROPIEDADES PETROFÍSICAS								
	Porosidad Bruta	Espesor Bruto	Permeabilidad ANP	Espesor ANP	Saturación Agua ANP	NTG	Espesor Poroso AN	Espesor Neto Arcilla	Espesor AN
Amplitud RMS	43,33240	18,09980	50,30110	0,94169	14,77640	8,74819	4,38954	29,61830	4,75742
Amplitud	4,47026	21,48680	2,60961	6,61526	26,76030	36,42030	16,76490	32,83930	7,30674
Amplitud Traza Cuadratura	25,15990	28,55450	31,02740	1,64868	20,91420	10,53960	4,55338	46,28290	9,28722
Potencia de Reflexión	16,71840	34,78440	24,39520	6,32964	37,61780	16,36990	6,90076	48,79640	16,06190
Polaridad Sísmica Aparente	20,62900	11,46580	48,99180	22,30660	60,10430	20,95410	0,41904	25,80350	0,97402
Fase Instantánea	2,89962	26,35210	12,02120	8,72485	52,27230	24,83510	27,71740	43,47210	8,98803
Frecuencia Instantánea	7,46266	19,51230	39,03970	4,75701	33,45130	12,25840	20,03180	37,91310	7,66136
Coseno de la Fase	5,76125	7,32773	9,64304	11,12590	20,28560	26,36490	20,56680	22,69180	5,24994
Respuesta de la Fase	3,08429	0,18293	4,58952	6,77955	17,65040	43,04610	24,69870	2,32457	2,13192
Respuesta de la Frecuencia	10,85100	5,59544	35,79680	4,63122	6,48280	14,35010	10,22430	13,63160	1,12018
Respuesta de Potencia	45,21360	6,10846	31,03280	18,61930	56,97540	46,21430	34,39260	28,87340	27,75080
Primera Derivada de la Amplitud	31,12080	24,53370	30,80010	6,07178	21,02170	25,97340	1,40938	42,86660	6,03149
Segunda Derivada de la Amplitud	12,54470	24,47330	22,42360	10,86240	3,63098	12,11660	6,41773	37,89510	10,96320

Escala de Colores



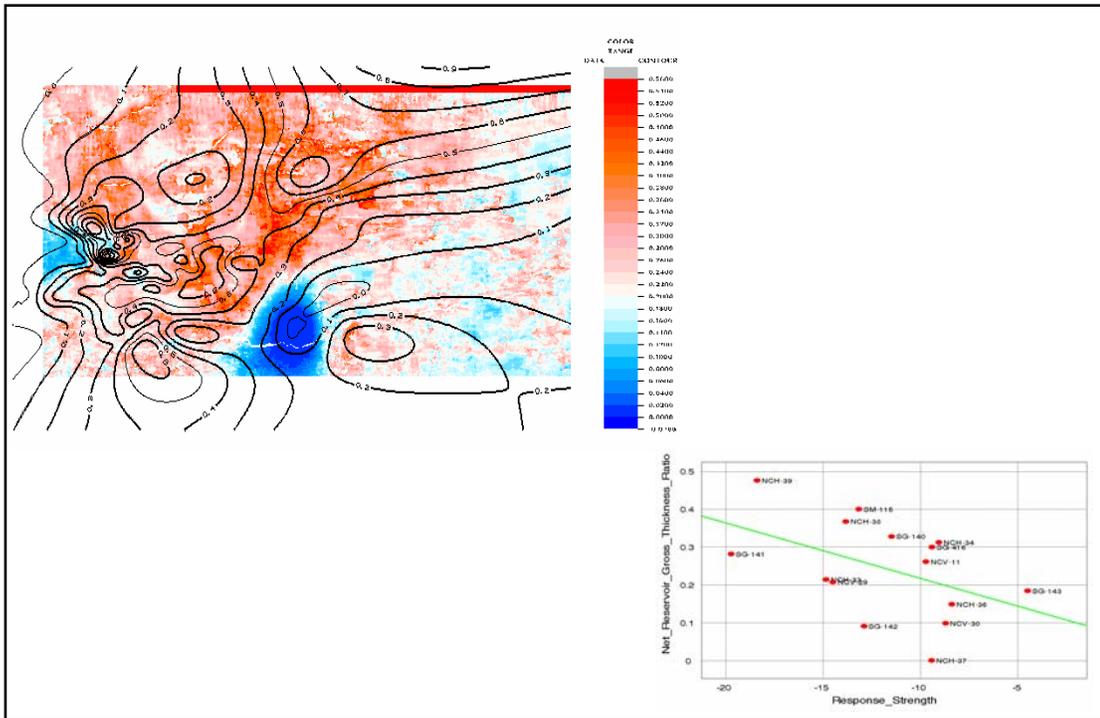


Figura 5.20: Pseudo Mapa de Relación Arena Neta-Espesor Bruto.

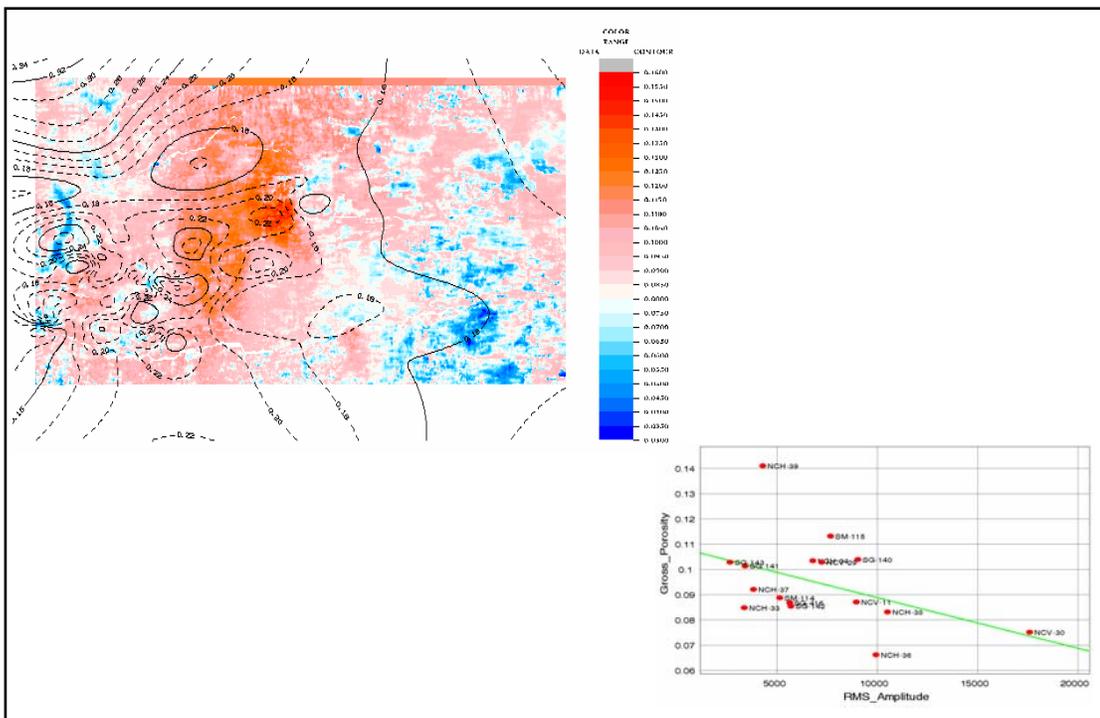


Figura 5.21: Pseudo Mapa de Porosidad.

## **5.2. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA**

En este estudio se realizó una revisión y actualización de la correlación de la arena en estudio para 108 pozos perforados en el yacimiento, además de 47 pozos vecinos; para esta revisión se utilizaron los registros SP e inducción (ILD) los cuales eran los únicos disponibles debido a la antigüedad de los pozos del yacimiento. Sólo los pozos perforados recientemente poseían un conjunto más completo de registros como GR y Densidad Neutrón. Seguidamente se procedió a validar las curvas existentes en las carpetas de registros con las cargadas en la base de datos para luego construir las secciones estratigráficas y estructurales, comparándolas con la interpretación sísmica.

En base al comportamiento de los registros SP e ILD, se construyó un mapa de paleoambiente y con el apoyo de petrofísica se establecieron parámetros que sirvieron para construir los mapas de arena neta petrolífera estableciéndose así los límites estratigráficos en el yacimiento.

### **5.2.1. Secciones Estratigráficas**

Con el fin de determinar la continuidad lateral y vertical, el sistema de sedimentación y cambios de facies de la unidad geológica de interés, se validaron cuatro (04) secciones estratigráficas en dirección O-E (Figura 5.22) perpendiculares al buzamiento de la estructura. El marcador seleccionado fue el intervalo lutítico ubicado en el tope de la arena y se puede observar a lo largo del área en estudio. Con base a la información que se tenía se decidió explicar la estratigrafía de la arena de interés con la sección más representativa a lo largo del yacimiento.

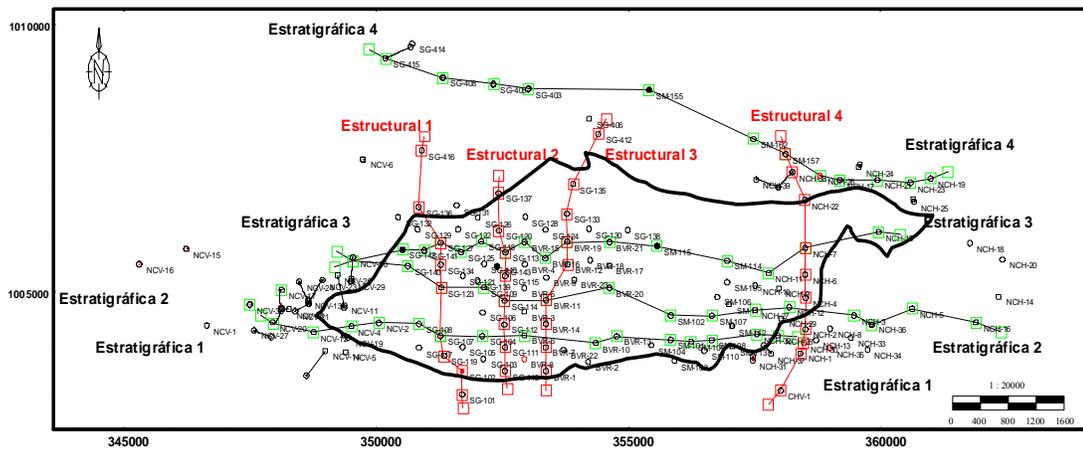


Figura 5.22. Mapa Índice de Secciones Estratigráficas y Estructurales.

La sección seleccionada puede ser observada en la Figura 5.23, la cual atraviesa todo el yacimiento y posee algunos de los pozos que estaban produciendo en el momento que se tomó la decisión de cerrar el yacimiento. En esta sección se puede observar una gran barra de desembocadura que ocupa la mayor parte del yacimiento, erosionada en una parte por un conjunto de canales apilados, donde se encuentran los mayores intervalos de acomodo. También se observa un adelgazamiento de la arena hacia el oeste hasta convertirse en una facies lutítica (la cual es uno de los límites del yacimiento); de igual manera ocurre hacia el este, donde la arena tiende a desaparecer. En esta sección estratigráfica puede apreciarse un gran intervalo lutítico infrayacente a la arena en estudio, lo cual es un indicio de una sedimentación de aguas con bajo nivel de energía.

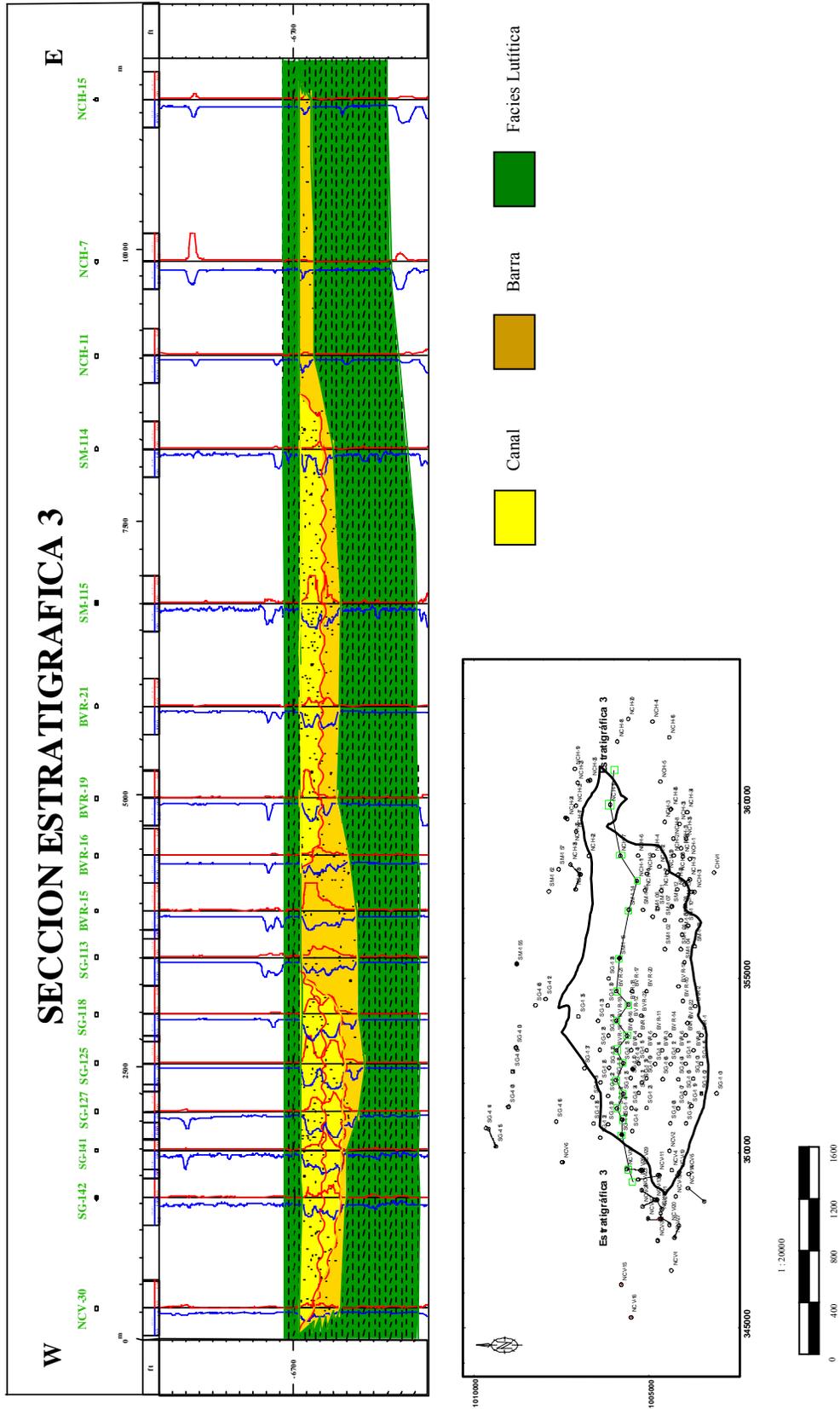


Figura 5.23: Sección Estratigráfica Tipo.

### 5.2.2. Secciones Estructurales

Con el objeto de definir la estructura geológica del yacimiento, es decir, fallas, buzamiento, distribución de fluidos y posibles límites se validaron cuatro (04) secciones estructurales (Figura 5.22) siguiendo el buzamiento general de la estructura N-S.

En la Figura 5.24 se muestra la sección estructural más representativa, ya que permite realizar una buena interpretación de la estructura del yacimiento y además intercepta varias fallas incluyendo la Falla Tascabaña, la cual es uno de los límites del yacimiento. Esta sección estructural tiene dirección S-N y en ella se puede observar que la arena de interés es un homoclinal con buzamiento hacia el norte interceptado por cuatro fallas normales y una inversa, cuyas características se describen en la Tabla 5.3. De igual manera en la sección estructural 1 se aprecia la coincidencia del buzamiento de la arena encontrado por geología con el horizonte interpretado en sísmica, validándose así ambas interpretaciones y fortaleciendo el modelo geológico resultante.

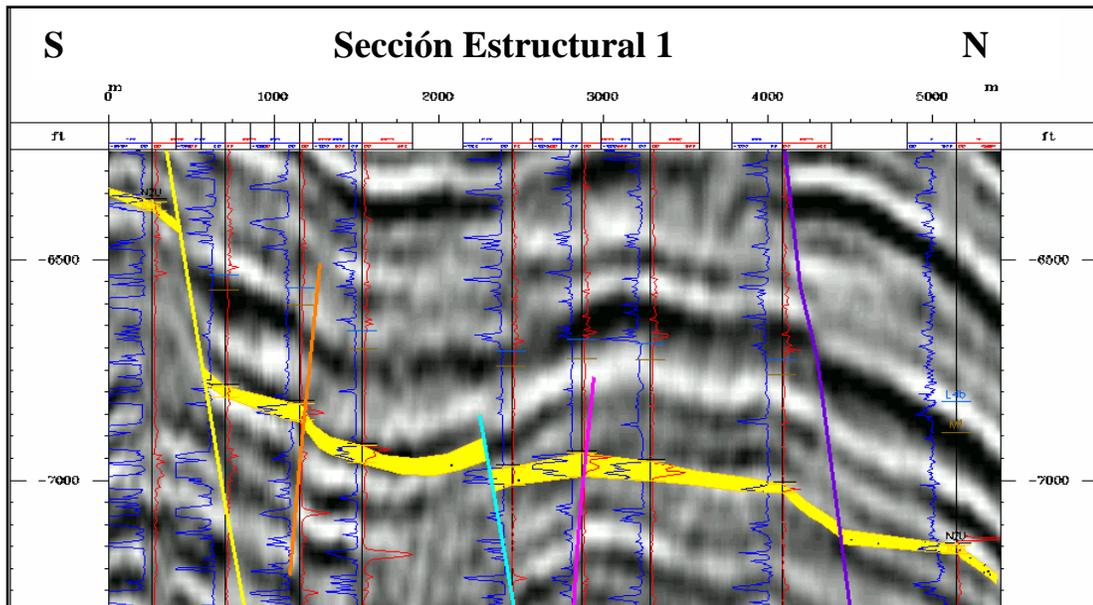


Figura 5.24: Sección Estructural más representativa del Área en Estudio.

Tabla 5.3: Características de las Fallas Interpretadas en el Área en Estudio.

NOMBRE	COLOR	TIPO	DESPLAZAMIENTO
Tascabaña		Normal	±375 pies
Inversa		Inversa	±10 pies
Centro 1		Normal	±40 pies
Centro 2		Normal	±10 pies
Centro 3		Normal	±10 pies

### 5.2.3. Mapa de Paleoambientes

El mapa de paleoambientes se construyó con la finalidad de determinar el tipo de ambiente y de eventos que tuvieron lugar al momento de la deposición de los sedimentos y que contribuyeron en la formación del yacimiento. Para lograr esto se ilustró en un mapa base el comportamiento de las curvas SP e ILD de la arena en estudio y conjuntamente con el mapa isópaco de arena neta y las secciones estratigráficas se procedió a realizar un diagnóstico de electrofacies delineándolas y correlacionándolas a lo largo del yacimiento.

El mapa de paleoambiente resultante (Figura 5.25) refleja dos canales que erosionan una barra de desembocadura en dirección SO-NE interpretándose como un ambiente fluvio-deltaico. A través de las respuestas de los registros SP se observa que este sistema presenta en el intervalo de la arena en estudio hasta cuatro cuerpos con una forma de campana en la curva, indicando un cuerpo arenoso con variación en el tamaño de grano que va de grueso en la base a fino en el tope, respuesta que engloba a los depósitos del canal; mientras que en los límites externos de los canales y sus proximidades los registros presentan respuestas en forma de embudo, indicando un cuerpo arenoso con variación en el tamaño de grano, que va desde fino en la base hasta grueso en el tope de la misma, respuesta típica de una barra de desembocadura. En la base del intervalo de la arena en estudio, en los registros de los canales, se observa un remanente de la barra, indicando que los canales no la erosionaron completamente en ciertas zonas.

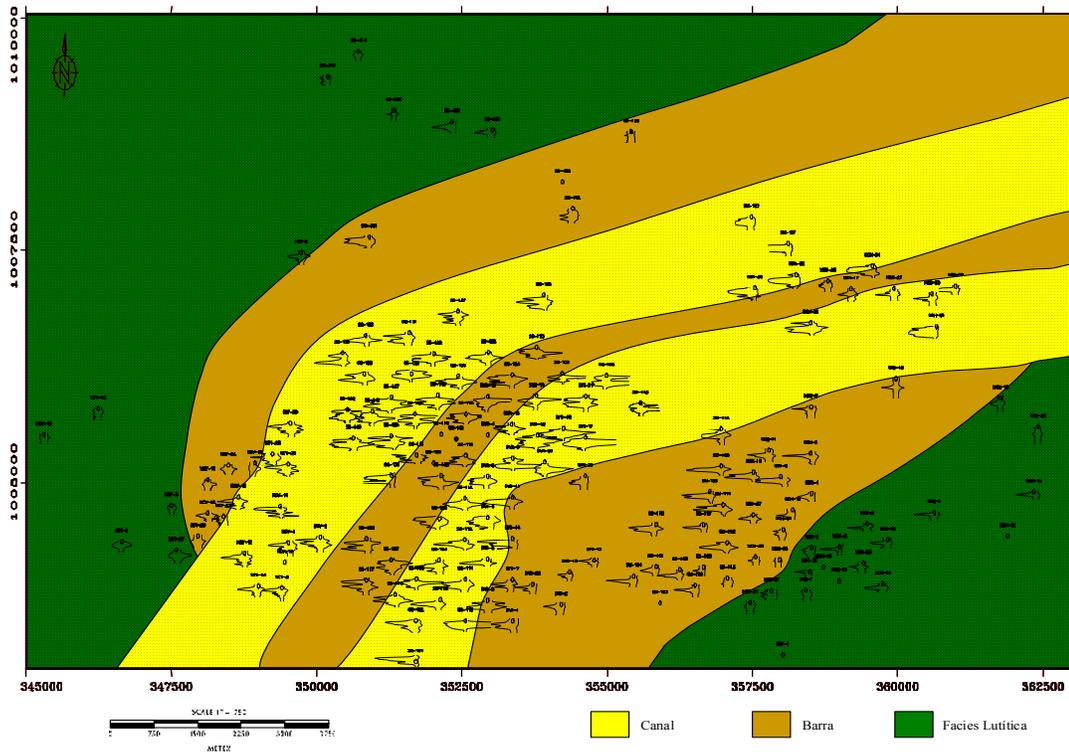


Figura 5.25: Mapa de Paleoaambientes de la Arena en Estudio.

#### 5.2.4. Mapa Isópaco de Arena Neta

Con el objeto de observar la distribución de los espesores de la arena en el yacimiento, se elaboró un mapa isópaco de arena neta. Con los parámetros de corte generados en el estudio petrofísico, se generaron los valores de arena limpia con los cuales se construyó el mapa isópaco de arena neta (ver Figura 5.26). En el mapa resultante se muestran intervalos de contornos isópacos cada 4 pies y con él se pudo definir los límites estratigráficos al este y oeste del yacimiento por adelgazamiento de la arena, es decir, en el isópaco de cero pies de espesor también se puede apreciar la relación que tiene la distribución de los espesores a lo largo del yacimiento con la dirección que tiene el canal en el mapa de paleoaambientes. Se nota que las zonas con cuerpos más gruesos tienen intervalos de arena entre 24 y 28 pies de espesor.

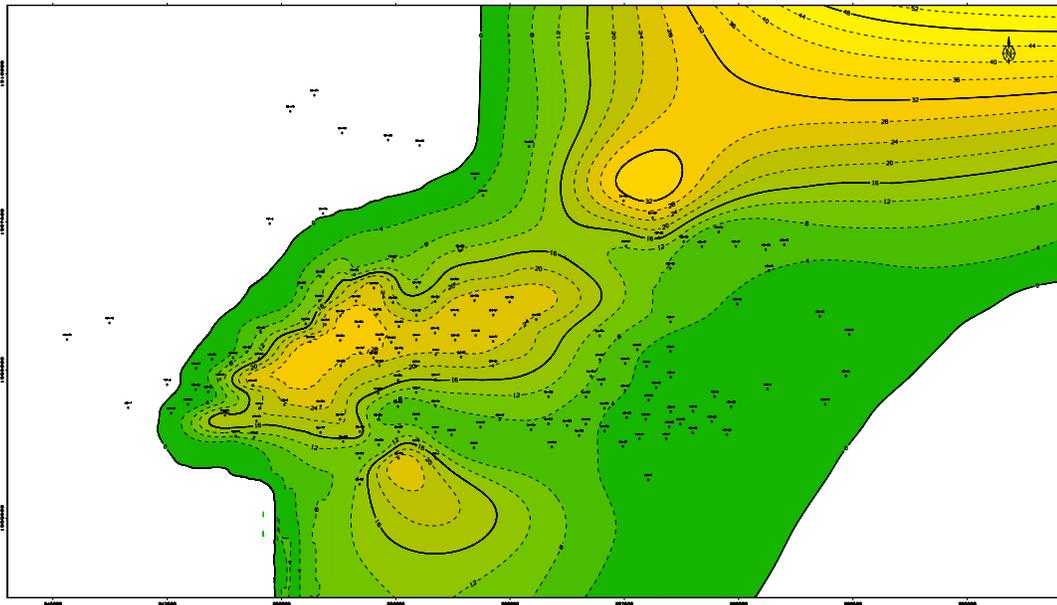


Figura 5.26: Mapa Isópaco de Arena Neta.

### 5.2.5. Mapa Estructural

El mapa estructural representa de manera gráfica la estructura del área en estudio y es el resultado de la unión de los topes de la arena en cada pozo tomando en cuenta el cotejo con la interpretación sísmica, obteniéndose así isocontornos estructurales. La Figura 5.27 muestra el mapa estructural de la arena en estudio, el cual es un homoclinal interceptado por un sistema de fallas (Tabla 5.4), las cuales tienen un rumbo Oeste-Este y un desplazamiento vertical variable de 10 a 370 pies, y un buzamiento de 3° hacia el NE.

### 5.2.6. Mapa Isópaco Estructural

El mapa isópaco estructural es el resultado de la sobreposición de los mapas estructural e isópaco de arena neta, que aporta una información integrada de importante ayuda para la interpretación de la morfología del yacimiento. En la Figura 5.28 se puede observar como la distribución de los espesores de la arena en estudio sigue la tendencia del buzamiento de la estructura (3° NE), reafirmando así la interpretación sedimentológica de que canales con dirección SO-NE erosionaron una barra de desembocadura.

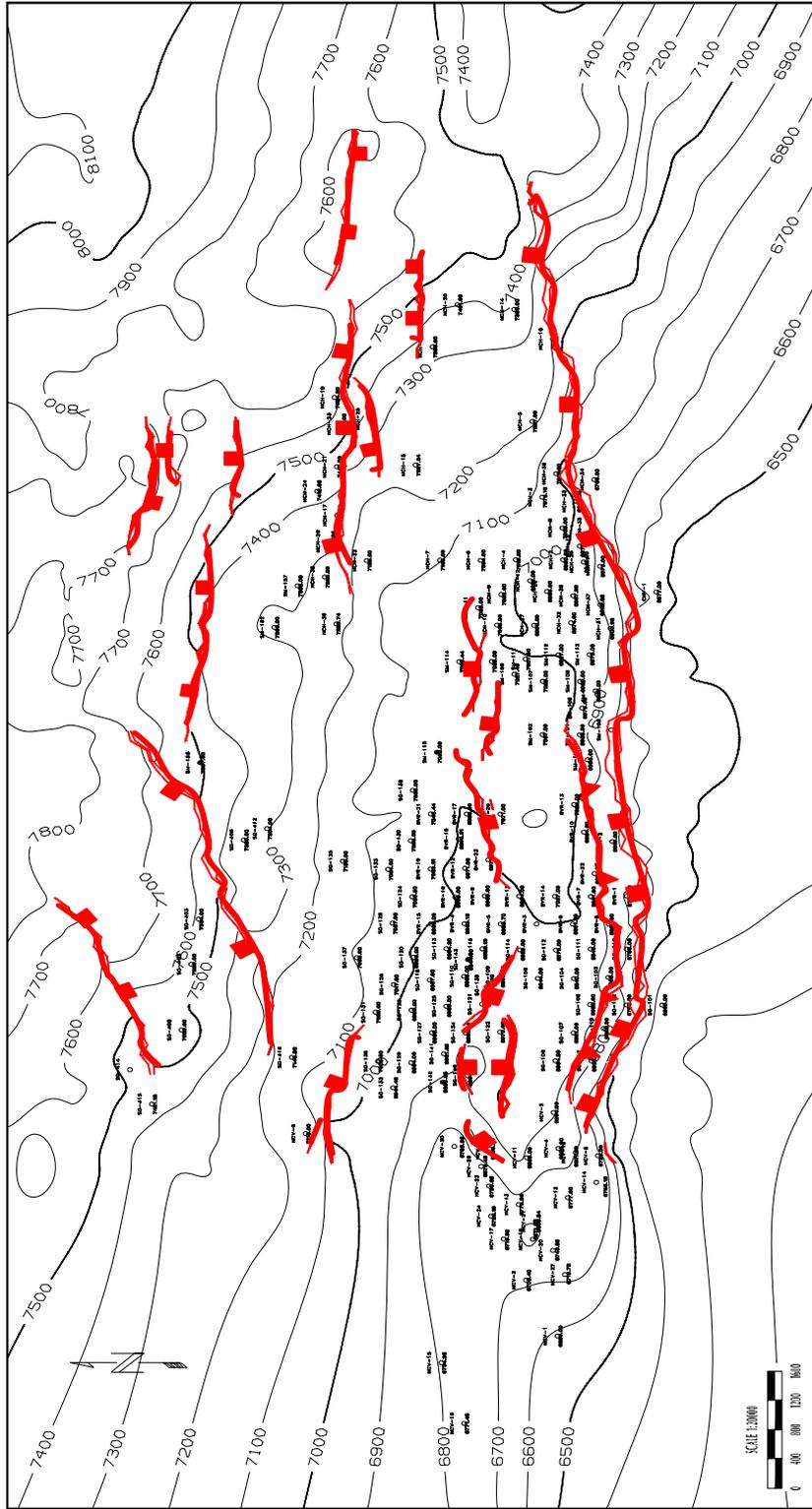


Figura 5.27: Mapa Estructural del Yacimiento en Estudio.

Tabla 5.4: Buzamiento y Rumbo de las Fallas del Yacimiento en Estudio.

<b>FALLA</b>	<b>BUZAMIENTO (°)</b>	<b>RUMBO</b>
Tascabaña	56.74	N 80° E
Inversa	26.94	N 80° E
Centro 1	31.37	E – W
Centro 2	37.31	E – W
Centro 3	37.31	N 80° W
Centro 4	37.31	N 60° E
Centro 5	37.31	N 85° W
Centro 6	37.31	N 85° W
Centro 7	37.31	N 60° W
Norte 1	31.37	N 60° E
Norte 2	41.06	N 70° E
Norte 3	29.00	E – W
Norte 4	29.00	N 85° E
Norte 5	45.46	N 80° W
Norte 6	34.12	N 85° W
Norte 7	45.46	E – W
Norte 8	45.46	E – W
Norte 9	41.06	N 85° W
Norte 10	31.37	E – W
Oeste 2	50.65	N 55° E
Falla 1	50.65	N 60° W
Falla 2	50.65	N 60° E
Tascabaña Oeste	56.74	N 80° E

### 5.2.7. Mapa Actualizado del Yacimiento en Estudio

En la Figura 5.29 se presenta el mapa actualizado para el yacimiento en estudio como resultado de la interpretación geológica. Puede observarse los límites estratigráficos al este y oeste, un límite estructural al sur (Falla Tascabaña) y al norte se observa una combinación de un límite estructural con un contacto agua-petróleo original (CAPO) estimado, ya que ninguna de las curvas de registros mostraron un cambio de resistividad característica de la presencia de éste, por lo que se definió un límite estimado de hidrocarburo en base al estudio petrofísico (pozos interpretados de agua) y los datos de producción (pozos ubicados buzamiento abajo que alguna vez produjeron) y se estimó la existencia de un posible contacto agua petróleo a 7255 pbnm.

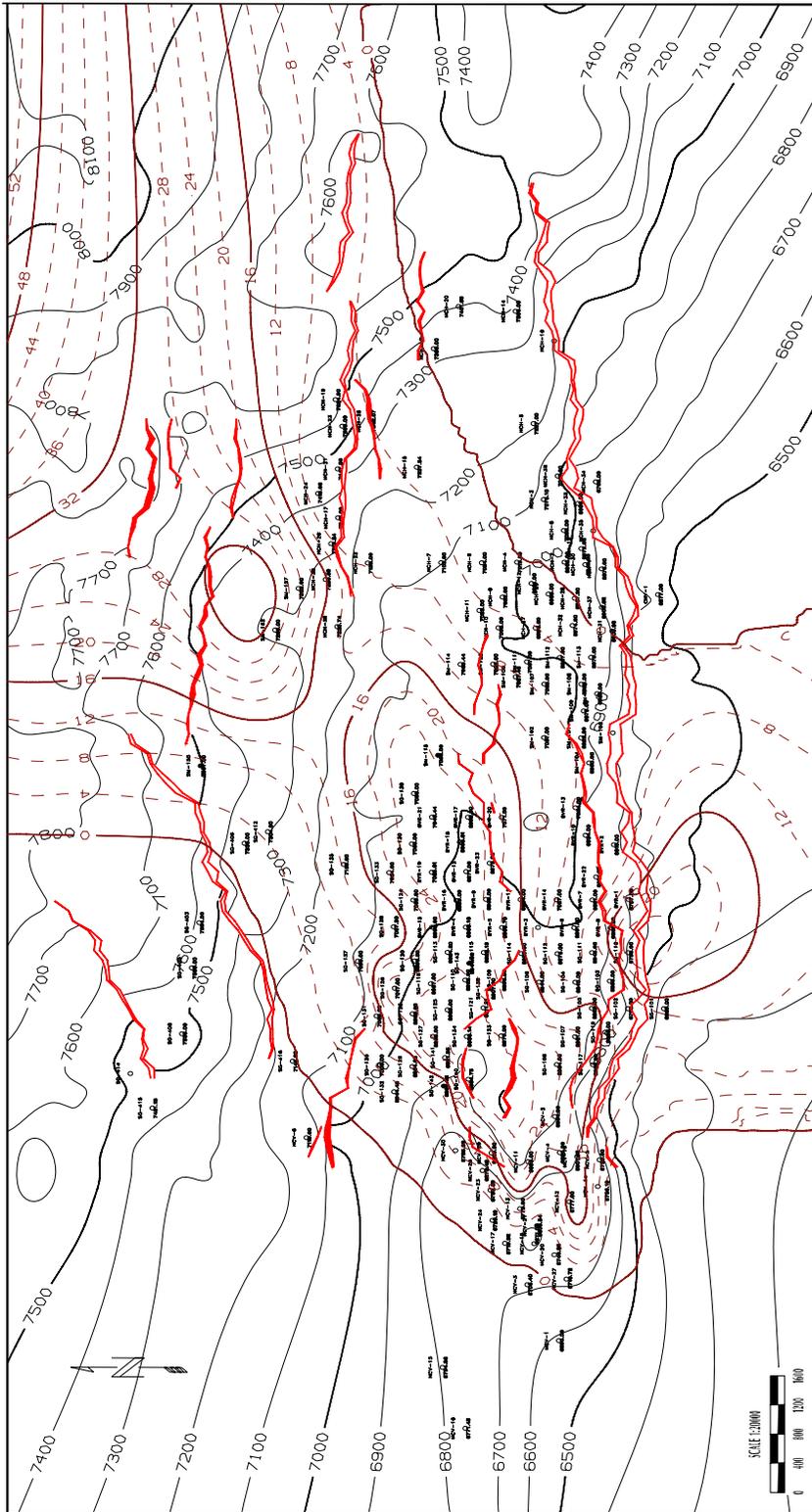


Figura 5.28: Mapa Isópaco Estructural del Yacimiento en Estudio.

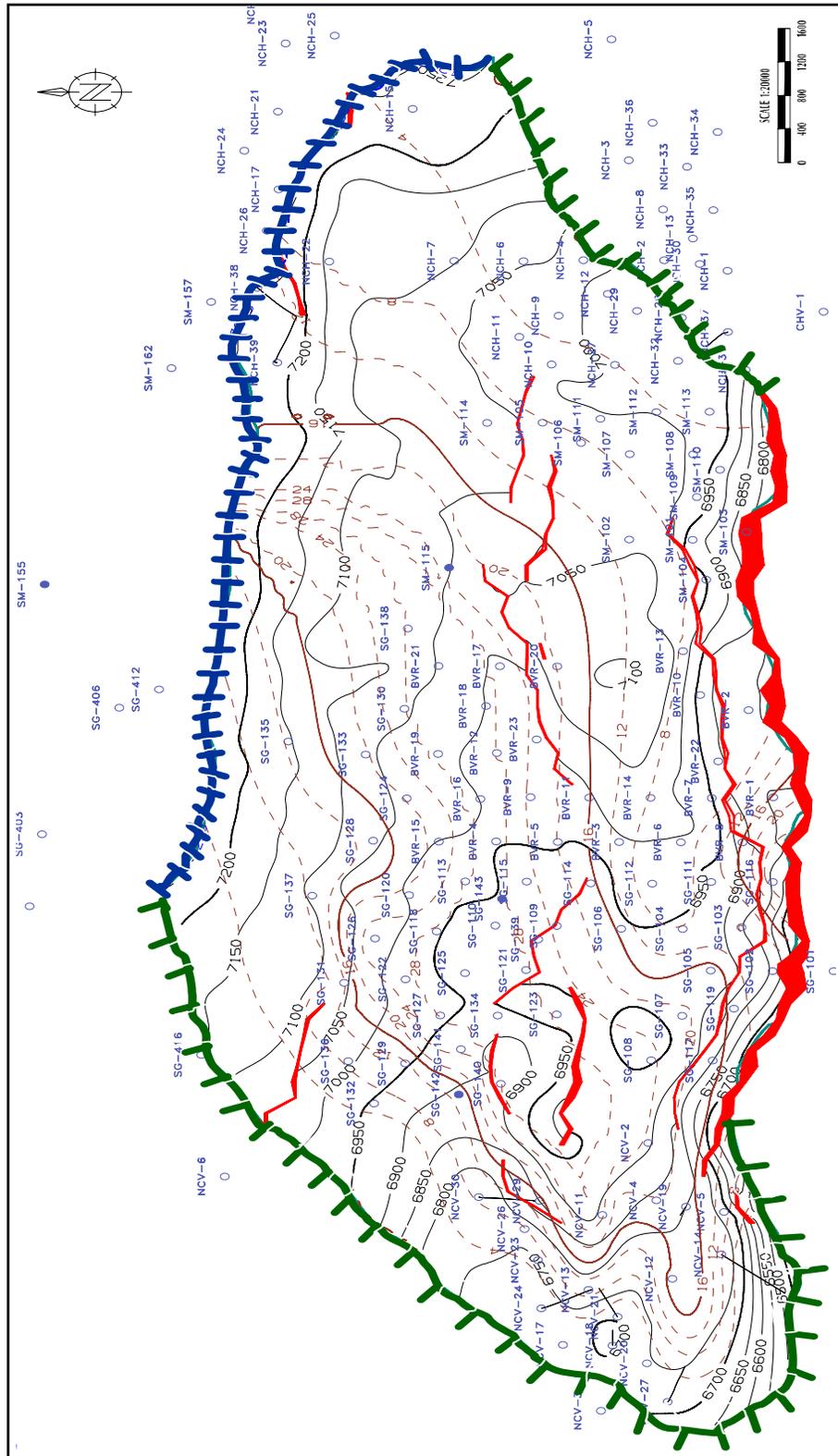


Figura 5.29: Mapa Actualizado del Yacimiento en Estudio.

### **5.3. EVALUACIÓN PETROFÍSICA**

La evaluación petrofísica se realizó utilizando los registros tomados en los pozos que atraviesan la arena, análisis de núcleos de la zona de interés y análisis de agua de formación. Los resultados obtenidos unidos a la interpretación geológica y sísmica permitieron revisar el modelo estático del yacimiento.

En la evaluación petrofísica se dispuso de la información de 155 pozos, de los cuales 64 pozos fueron completados en el yacimiento, 33 pozos habían sido interpretados, 3 habían sido probados y existe un pozo con laboratorio integrado de campo (LIC).

Los pozos BX-11, BX-15, BX-23, NX-6 y AB-143 tienen análisis convencionales de núcleo y también se dispuso de 5 pozos con análisis de agua de formación, de los cuales 3 tienen el análisis químico completo de los iones presentes.

#### **5.3.1. Determinación de la Resistividad del Agua de Formación ( $R_w$ )**

La resistividad del agua de formación es un parámetro importante que influye en la variación de los valores de saturación de agua medida, que varía en el tiempo y que va determinando la saturación del agua desde el inicio de la producción.

La resistividad del agua de formación se determinó a partir de cinco (05) pozos con análisis de agua de formación, de los cuales tres (03) tenían el análisis químico completo de los iones presentes en el agua de formación. Para ello se usaron diferentes métodos de cálculo: análisis químico y método de  $R_w$  (Pickett plot).

El Diagrama de Stiff permitió definir el patrón de comportamiento de los iones contenidos en el agua de formación y con ello determinar las partes por millón de NaCl (ppm NaCl) presentes en la misma (ver Figura 5.30).

Los valores obtenidos para  $R_w$  entre los análisis físicos y químicos para el agua de formación en los pozos estudiados (BX-3, BX-11, BX-10 y NX-4) son muy

aproximados en los dos primeros  $R_w = 0.213 \Omega\text{-m @ } 225 \text{ }^\circ\text{F}$  y  $R_w = 0.205 \Omega\text{-m @ } 225 \text{ }^\circ\text{F}$  respectivamente, lo que indica el cotejo de ambos análisis. Al comparar los resultados mencionados anteriormente con los análisis químicos de los pozos BX-10 y NX-4 en arenas subyacentes que están a 200 pies y 100 pies respectivamente, por debajo de la arena en estudio, encontrando que la  $R_w$  aumenta a 0.26 y 0.289  $\Omega\text{-m}$ , esto puede deberse a la proximidad a una parasecuencia que está dentro de la secuencia entre una arena superior y una arena inferior de sedimentación deltaica, lo que explica este aumento en la resistividad del agua de formación. En la Tabla 5.5 se muestran los resultados obtenidos.

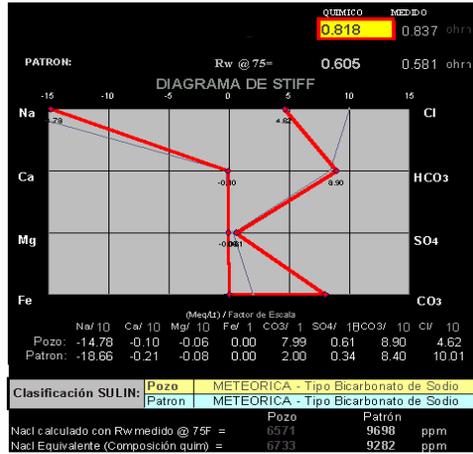
Tabla 5.5: Análisis Físicos y Químicos de Aguas de Formación (Diagramas de Stiff)

Análisis Físico				
Pozo	Fecha	Rw medido	Rw 75 °F	NaCl (ppm)
BX-11	28/07/52	0,547	0,607	9247
BY-4	13/10/52	0,800	0,868	6316

Análisis Químico					
Pozo	Fecha	Rw medido	Rw Químico (ppm)	NaCl (ppm)	NaCl equivalente (ppm)
NX-4	15/04/53	0,837	0,818	6571	6733
BX-3	17/12/52	0,581	0,605	9698	9282
BX-10	13/10/52	0,640	0,742	7692	7465

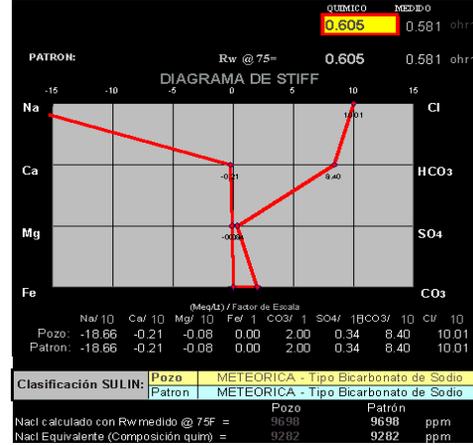
**(a) Pozo NX-4**



	Pozo	Patrón	ESC
Na	3397	4289	10
Ca	20	42	10
Mg	7	10	10
Fe	0	0	1
CO <sub>3</sub>	240	60	1
SO <sub>4</sub>	294	162	10
HCO <sub>3</sub>	5429	5124	10
Cl	1640	3550	10
Rw Medido	0.72	0.54	ohm
Temp Medicion	88.00	82.00	Fahrenheit

	Pozo	Patrón	%Meq
Na	147.7695	186.5715	49.5 49.2
Ca	0.998	2.0958	0.3 0.6
Mg	0.5754	0.822	0.2 0.2
Fe	0	0	0.0 0.0
CO <sub>3</sub>	7.992	1.998	2.7 0.5
SO <sub>4</sub>	6.1162	3.3696	2.0 0.9
HCO <sub>3</sub>	89.0356	84.0336	29.8 22.2
Cl	46.248	100.11	15.5 26.4
Balance	0.0479	0.0219	100 100

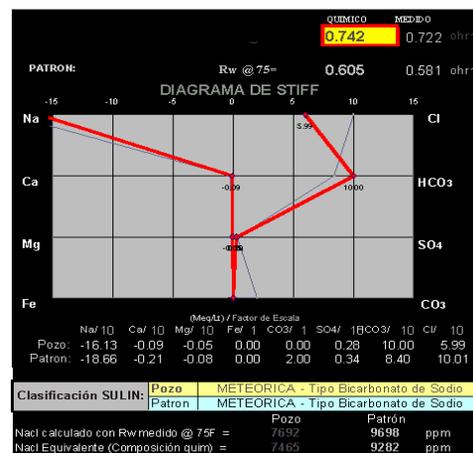
**(b) Pozo BX-3**



	Pozo	Patrón	ESC
Na	4289	4289	10
Ca	42	42	10
Mg	10	10	10
Fe	0	0	1
CO <sub>3</sub>	60	60	10
SO <sub>4</sub>	162	162	10
HCO <sub>3</sub>	5124	5124	10
Cl	3550	3550	10
Rw Medido	0.54	0.54	ohm
Temp Medicion	82.00	82.00	Fahrenheit

	Pozo	Patrón	%Meq
Na	186.5715	186.5715	49.2 49.2
Ca	2.0958	2.0958	0.6 0.6
Mg	0.822	0.822	0.2 0.2
Fe	0	0	0.0 0.0
CO <sub>3</sub>	1.998	1.998	0.5 0.5
SO <sub>4</sub>	3.3696	3.3696	0.9 0.9
HCO <sub>3</sub>	84.0336	84.0336	22.2 22.2
Cl	100.11	100.11	26.4 26.4
Balance	0.0219	0.0219	100 100

**(c) Pozo BX-10**



	Pozo	Patrón	ESC
Na	3708	4289	10
Ca	19	42	10
Mg	6	10	10
Fe	0	0	1
CO <sub>3</sub>	0	60	1
SO <sub>4</sub>	135	162	10
HCO <sub>3</sub>	6100	5124	10
Cl	2125	3550	10
Rw Medido	0.64	0.54	ohm
Temp Medicion	85.00	82.00	Fahrenheit

	Pozo	Patrón	%Meq
Na	161.288	186.5715	49.6 49.2
Ca	0.9481	2.0958	0.3 0.6
Mg	0.4932	0.822	0.2 0.2
Fe	0	0	0.0 0.0
CO <sub>3</sub>	0	1.998	0.0 0.5
SO <sub>4</sub>	2.808	3.3696	0.9 0.9
HCO <sub>3</sub>	100.04	84.0336	30.7 22.2
Cl	69.925	100.11	18.4 26.4
Balance	0.0337	0.0219	100 100

Figura 5.30: Diagramas Stiff de los Pozos a) NX-4, b) BX-3, c) BX-10.

Los resultados obtenidos en el análisis químico fueron comprobados con el método de Rwa (Pickett Plot), utilizando la información del pozo NY-31 y las ecuaciones 5.1 y 5.2.

$$S_w^n = \frac{a \times R_w}{\phi^m R_t} \dots\dots\dots(5.1)$$

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots(5.2)$$

Donde:

$$\rho_{ma} = 2.65 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_b = 2.38 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_f = 1 \text{ gr/cm}^3$$

Sustituyendo los valores de densidades en la ecuación (5.2) se tiene que el valor de porosidad es 16.36 %.

A partir del registro de resistividad se tiene que el valor de Rt es 6.5 Ω-m y los valores de a, m y n son 0.81, 2 y 2, respectivamente. Luego se sustituyen los valores en la ecuación (5.1) y se obtiene que Rwa = 0.2148 Ω-m @ 199.55 °F. Al llevar este valor a la temperatura de yacimiento (225 °F) se obtiene que Rwa = 0.191 Ω-m @ 225 °F.

Igualmente se realizó el cálculo de Rw con una arena saturada 100% agua (Sw = 100%) utilizando el pozo AM-162, obteniéndose una resistividad del agua de formación a temperatura de la formación Rw = 0.2264 Ω-m @ 198.7 °F, que reportada a la temperatura de yacimiento de 225 °F es igual a 0.20071 Ω-m, como se muestra en la Figura 5.31 (Porosidad Efectiva vs. Resistividad Profunda). Para

obtener los ppm de NaCl correspondientes a  $R_w = 0.2264 \Omega\text{-m @ } 198.7 \text{ }^\circ\text{F}$  se utilizó un nomograma, obteniéndose como 9300 ppm de NaCl, valor que coincide con el valor reportado a temperatura de superficie.

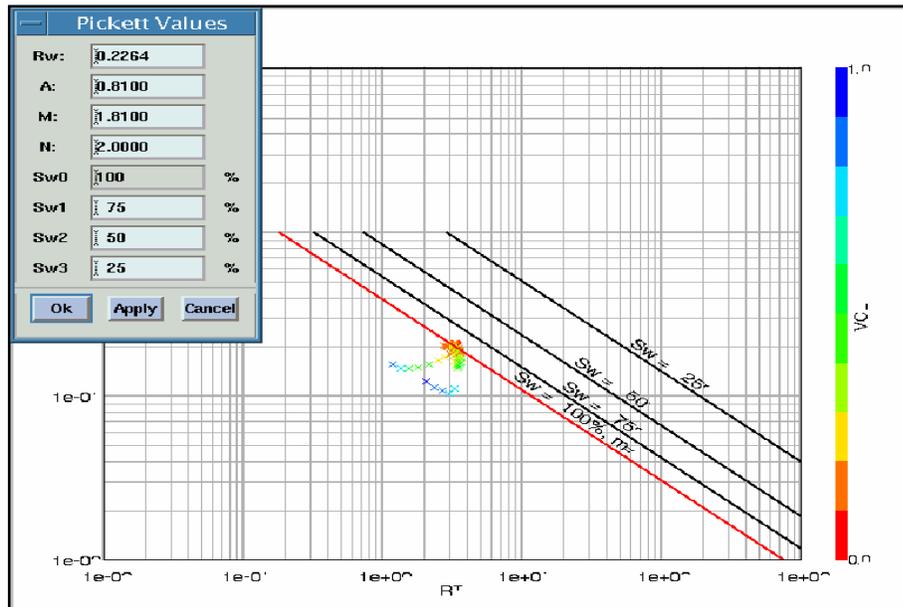


Figura 5.31: *Pickett Plot* de la arena en estudio, Pozo AM-162.

### 5.3.2. Determinación de los Parámetros Básicos

Estos parámetros influyen en el cálculo de la saturación de agua,  $S_w$ , los cuales fueron obtenidos a partir de los análisis de núcleos de los pozos BX-11 y BX-15. En la Figura 5.32 se muestran los resultados de los parámetros básicos obtenidos.

- **Coefficiente de tortuosidad (a):** permite compensar las variaciones en compactación, estructura de poros, tamaño y distribución, se determina mediante la relación entre el factor de formación y la porosidad.
- **Exponente de cementación (m):** está determinado por el tipo y grado de cementación que mantienen los granos de roca juntos. Se determina mediante la relación entre el factor de formación y la porosidad, varía entre 1.3 y 2.6.

Los rangos son:

Valores $< 1.4$	No cementados.
$1.4 < \text{Valores} < 1.6$	Muy ligeramente cementados.
$1.6 < \text{Valores} < 1.8$	Ligeramente cementados.
$1.8 < \text{Valores} < 2.0$	Moderadamente cementados.
Valores $> 2.0$	Altamente cementados.

- **Exponente de saturación (n):** se determina mediante la relación entre el índice de resistividad y la saturación de agua. El valor de 2 determina que el exponente de saturación depende de la humectabilidad de la roca, al ser mojada por agua presenta valores de n cercanos a 2, mientras que para rocas mojadas por petróleo presentan valores entre 9 y 12, en este caso el yacimiento es hidrófilo o sea preferencialmente mojado por agua, por lo que se determinó  $n = 2$ .

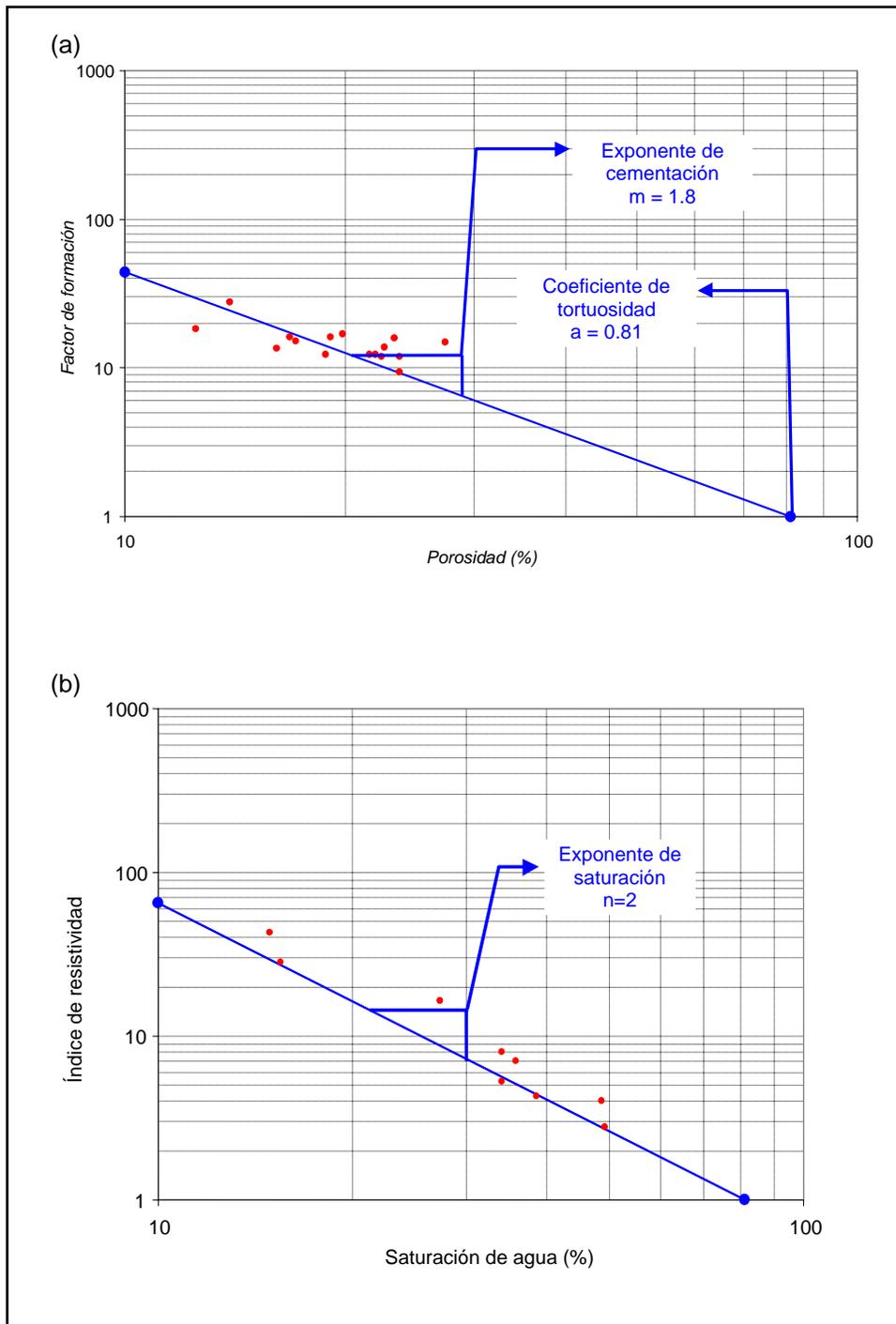


Figura 5.32: a) Coeficiente de Tortuosidad y Exponente de Cementación y, b) Exponente de Saturación determinados a partir de la información del núcleo del pozo BX-15.

### 5.3.3. Evaluación Petrofísica de los Pozos

Para la evaluación petrofísica de los pozos fueron seleccionados aquellos que presentaban registros GR, Resistividad y Densidad (los cuales fueron llamados pozos control). Con el objeto de establecer una correlación matemática, en la cual se relacione la densidad (RHOB) y el volumen de arcilla (VCL), a fin de generar un registro de densidad calculado, para extrapolarlo a los pozos que no presentaban este tipo de registros, llamados pozos no control, para ello se utilizó la aplicación comercial. En la Figura 5.33 se muestra el resultado de una de las evaluaciones seleccionadas.

Para generar la correlación matemática se procedió a dividir el yacimiento en tres zonas, debido a que una correlación no reproducía el comportamiento de propiedades de todo el yacimiento, ya que éste presenta una variación significativa en el volumen de arcilla hacia los límites del mismo, con densidades de arcilla que oscilan entre 2.52 gr/cm<sup>3</sup> y 2.58 gr/cm<sup>3</sup>. Además se utilizó como densidad de la matriz 2.65 gr/cm<sup>3</sup>, tomado del reporte del análisis de núcleo del pozo NX-6. Por lo tanto se generaron tres (3) correlaciones matemáticas para las zonas antes mencionadas. En la Figura 5.34, se muestran las ecuaciones y sus respectivos cotejos en los pozos estudiados.

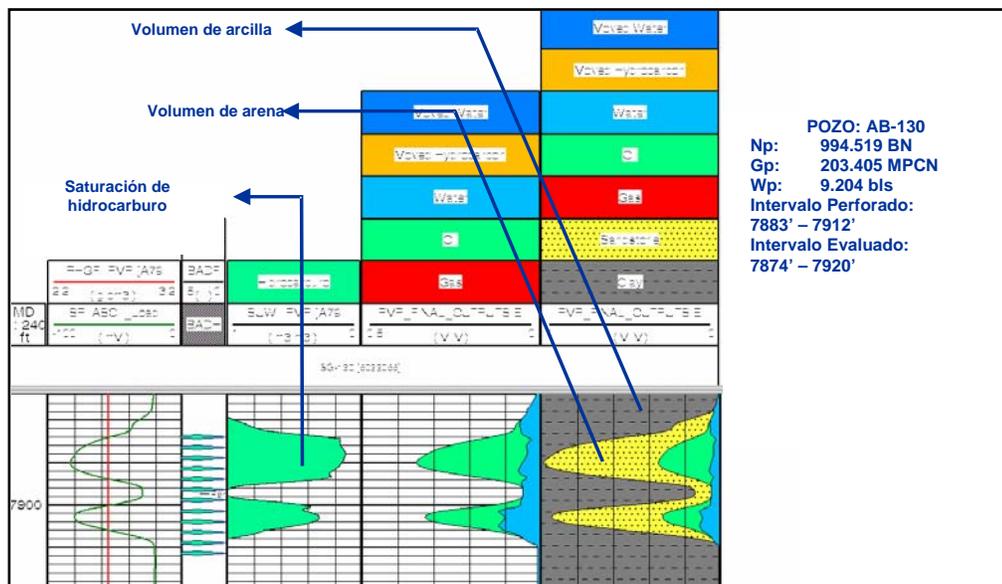


Figura 5.33: Resultado gráfico de la Evaluación Petrofísica del pozo AB-130.

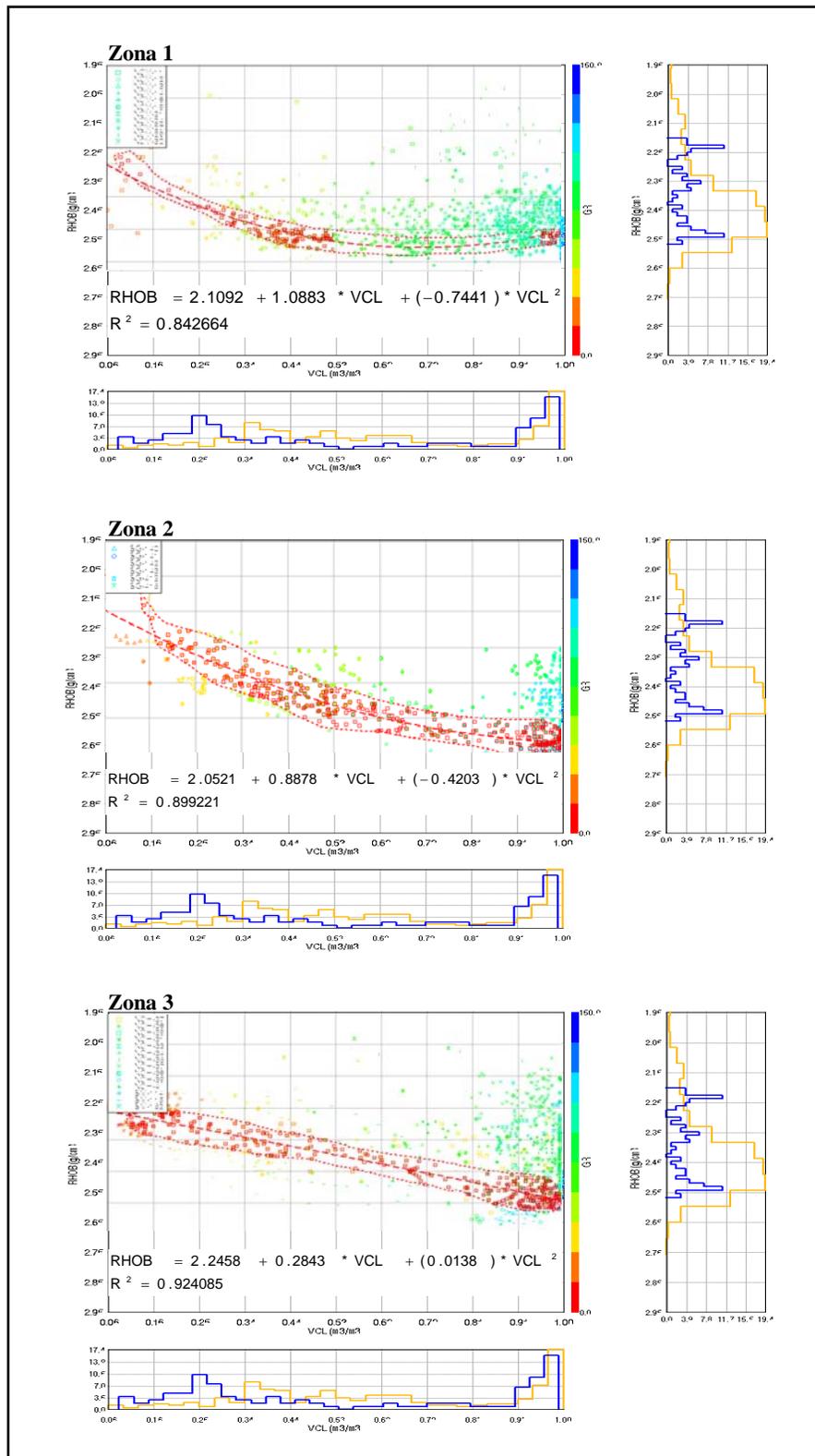


Figura 5.34: Correlación matemática para las Zonas del Yacimiento en Estudio.

#### 5.3.4. Modelos Utilizados

a. **Arcillosidad (Vsh):** la determinación del volumen de arcilla es importante ya que afecta considerablemente el cálculo de las saturaciones de fluidos, permeabilidad y la porosidad efectiva. El volumen de arcilla para el caso en estudio se determinó de acuerdo al modelo lineal a partir de los registros de potencial espontaneo (SP) y gamma ray (GR), basándose en las lecturas de las curvas en los registros, correspondiendo el mayor valor registrado a la lutita y el menor a la arena más limpia de la formación.

- **Porosidad. ( $\phi$ ):** la porosidad de la formación se estimó generando una correlación matemática a partir de 32 pozos considerados como control, para obtener una ecuación en función del volumen de arcilla (Vsh) y así poder realizar el estudio del resto de los pozos del yacimiento.

- **Saturación de agua (Sw):** se realizó utilizando el Modelo de Simandoux, que proporciona resultados bastante aceptables en yacimientos de arenas arcillosas.

- **Permeabilidad (K):** determinada a partir de la relación de Timur, la cual considera la porosidad y de la saturación irreducible del agua (Swi).

#### 5.3.5. Determinación de los Parámetros Corte

La determinación de los parámetros corte (Swc, Rtc, Kc, VCLc y  $\phi_e$ ) se realizó a partir de los resultados de la evaluación petrofísica, usando una aplicación comercial. Se obtuvieron tres saturaciones de agua irreducibles para la zonas estudiadas, al analizar los resultados se encontró que las Swi de las zonas 1 y 3 no eran representativas del yacimiento ya que en ellas solo se han perforado 4 pozos que produjeron 514.616 barriles (2.32 % de la producción de petróleo) y al comparar esta producción con la obtenida para los pozos de la zona 2, de 21.720.249 barriles (97.68% de la producción de petróleo), resulta más representativa considerar la

saturación de agua irreducible de esa zona. Además al evaluar todos los pozos dentro del yacimiento (sin zonificarlos) se tiene la misma  $S_{wi}$  de la zona 2. Por esta razón se determinaron los parámetros corte considerando todos los pozos dentro del yacimiento y descartando su determinación por zonas.

- **Saturación de agua corte ( $S_{wc}$ ):** este parámetro fue determinado en el gráfico resistividad en función de la saturación de agua, a partir de la menor lectura registrada de resistividad en los pozos productores, que para el yacimiento en estudio fue de  $R_{tc}=7 \Omega\text{-m}$ ; el valor de saturación de agua corte obtenido fue 55 %, además con éste gráfico se determinó la saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ ) indicando un valor de 9%, (ver Figura 5.35a).

- **Porosidad Corte ( $\phi_c$ ):** para determinar la porosidad corte se realizó un *crossplot* de Porosidad vs  $S_w$  (ver Figura 5.35b), se determinó con la proyección de una línea paralela a la saturación de agua, considerando la mejor aproximación de la nube de puntos y el resultado obtenido fue una porosidad corte de 12%.

- **Volumen de arcilla corte ( $V_{CLc}$ ):** se determinó a partir del gráfico de volumen de arcilla en función de la saturación de agua, para una saturación de agua de corte igual a 55%, el volumen de arcilla de corte es 52 % (ver figura 5.35c).

- **Permeabilidad corte ( $K_c$ ):** se determinó a partir del gráfico de permeabilidad en función de la porosidad, para una porosidad corte de 12%, la permeabilidad corte es de 110 mD (ver figura 5.35d).

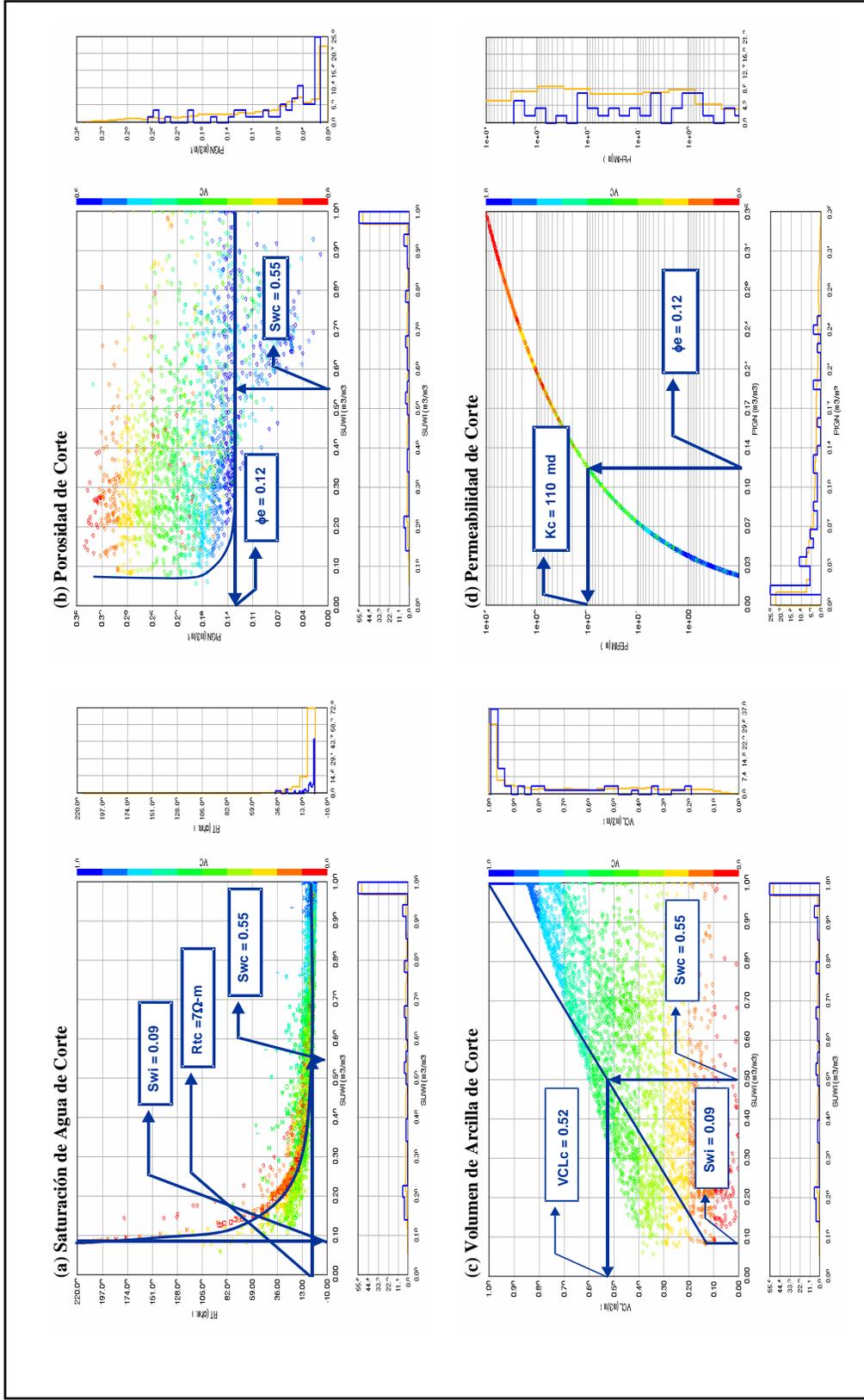


Figura 5.35: Parámetros de Corte Determinados a) Saturación de Agua, b) Porosidad, c) Volumen de Arcilla, d) Permeabilidad.

### 5.3.6. Mapas de Propiedades

Sobre la base de los resultados del Modelo Petrofísico y a la Interpretación Geológica se cartografiaron las propiedades petrofísicas para conocer su distribución en el yacimiento, mostrando las zonas con mejor calidad de roca.

#### ▪ Mapa de Arena Neta

El mapa de la Figura 5.36 muestra que valores de arena neta que varían entre 0 y 40 pies y que el yacimiento tiene un componente estratigráfico y un componente estructural; lo cual indica que el yacimiento en estudio está conformado: al norte por un contacto agua -petróleo (CAPO) estimado a partir de la evaluación petrofísica de pozos vecinos, a una profundidad de -7255 pies bajo el nivel del mar; al sur limitado estructuralmente por una falla normal con buzamiento al norte, llamada Falla de Tascabaña; y al este y oeste: límite de roca (límite estratigráfico) evidenciado por la progresiva disminución de la arena hacia los bordes de los canales.

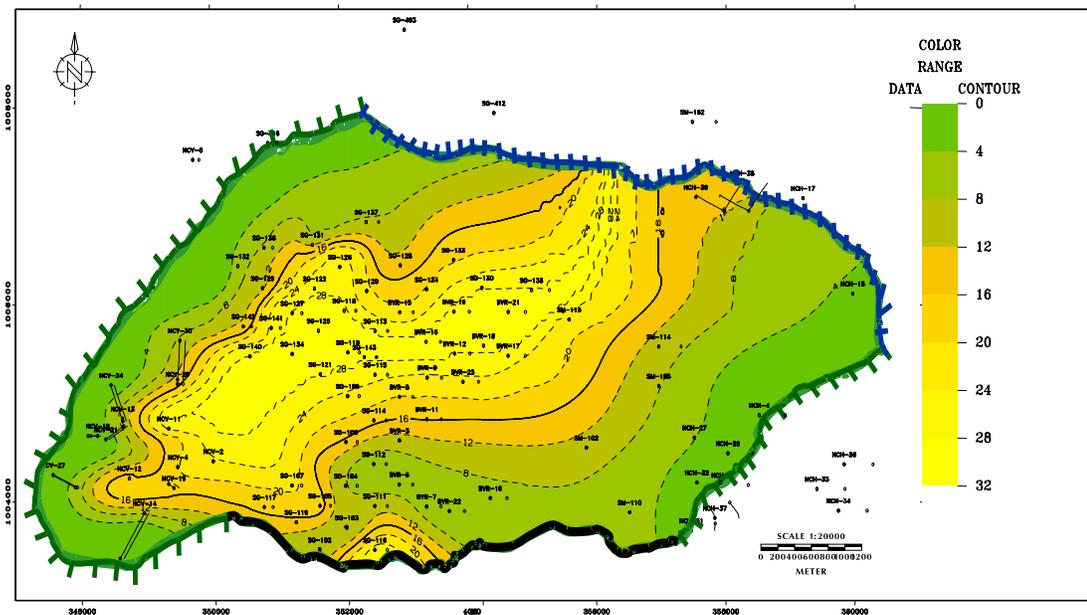


Figura 5.36: Mapa de Arena Neta.

### ▪ Mapa de Isoporosidad

Con este mapa se puede observar la distribución de la porosidad en el yacimiento y en la Figura 5.37 se puede observar que los mayores valores de porosidad están entre 19 y 22%, hacia las zonas donde los cuerpos arenosos alcanzaron mayores espesores y una progresiva disminución hacia los bordes del canal con valores hasta 12% (porosidad corte) indicando variación de la energía durante su desarrollo.

### ▪ Mapa de Isopermeabilidad

La permeabilidad en el yacimiento, varía entre 200 a 800 mD en las zonas que presentan un mayor desarrollo en su calidad de roca y una disminución progresiva hacia los bordes hasta alcanzar la permeabilidad corte de 110 mD (ver Figura 5.38).

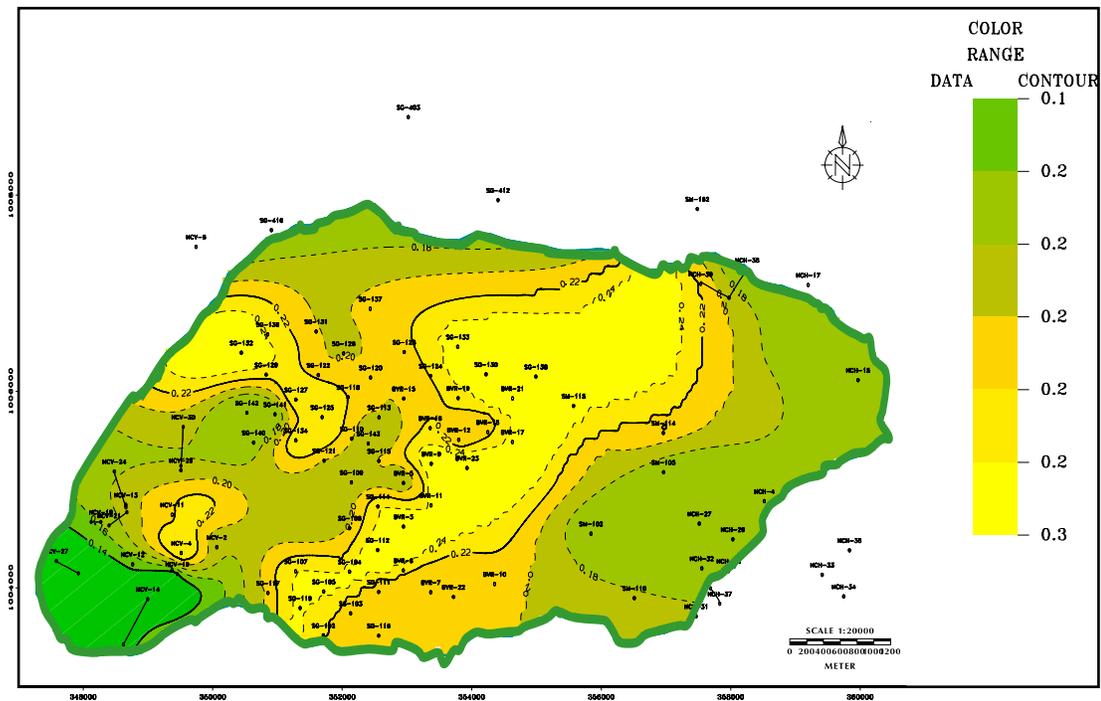


Figura 5.37: Mapa de Isoporosidad.

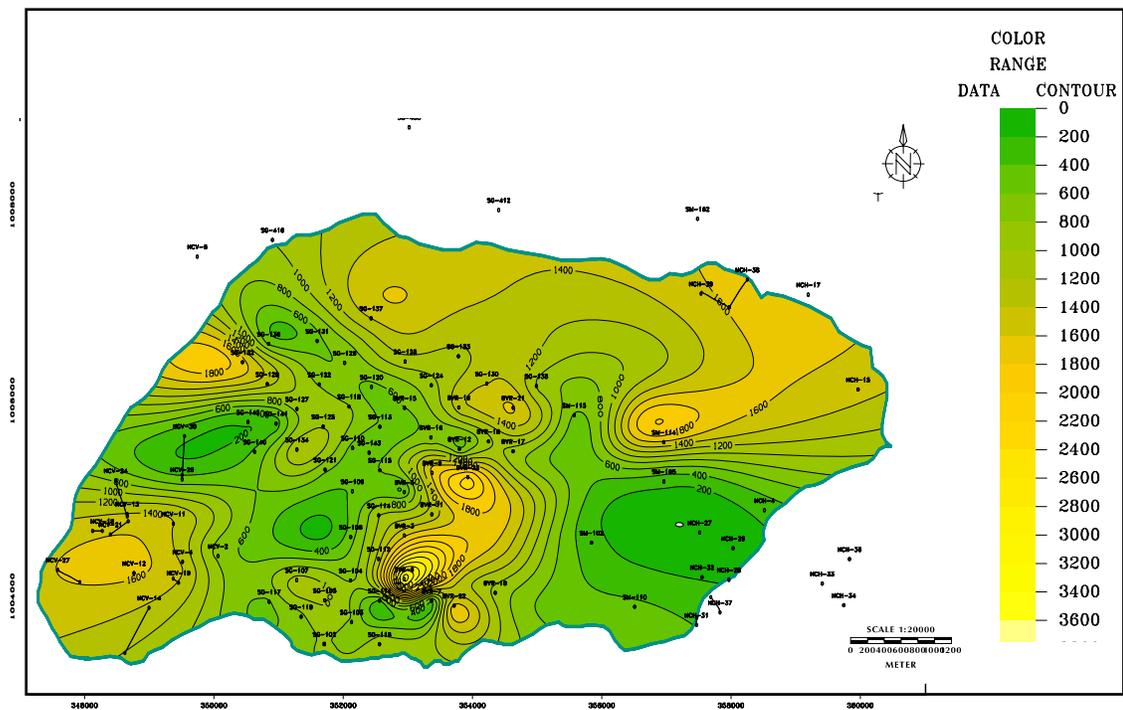


Figura 5.38: Mapa de Isopermeabilidad.

▪ **Mapa de Saturación de Agua**

Tomando en consideración el contacto agua-petróleo original (CAPO) donde la saturación de agua es de 100%, se nota la disminución de dicha saturación hasta alcanzar el valor de 9% acercándose al valor de saturación de agua irreducible, luego comienza un incremento de dicha saturación por incremento de los valores de arcillosidad hasta llegar a un  $Swc = 55\%$ , (ver Figura 5.39).

▪ **Mapa de Arena Neta Petrolífera**

De acuerdo a este mapa, los espesores se encuentran entre 0 a 31.5 pies, ubicándose los mejores espesores en los ejes de los canales interpretados con el Modelo Geológico (ver Figura 5.40).

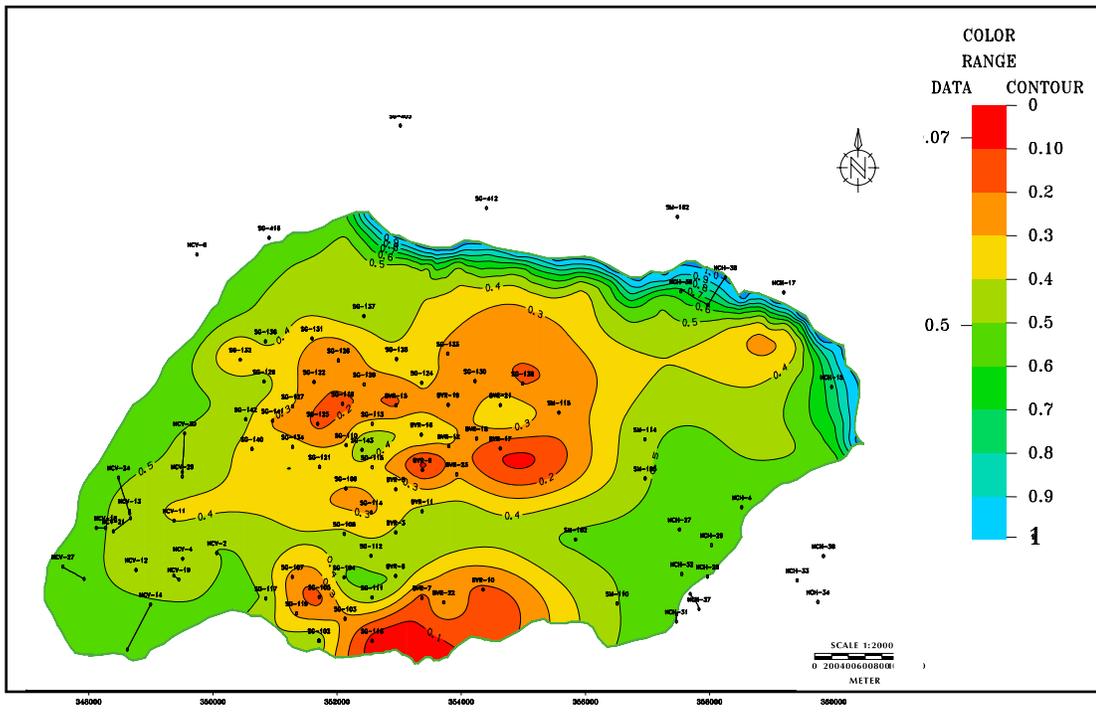


Figura 5.39: Mapa de Saturación de Agua.

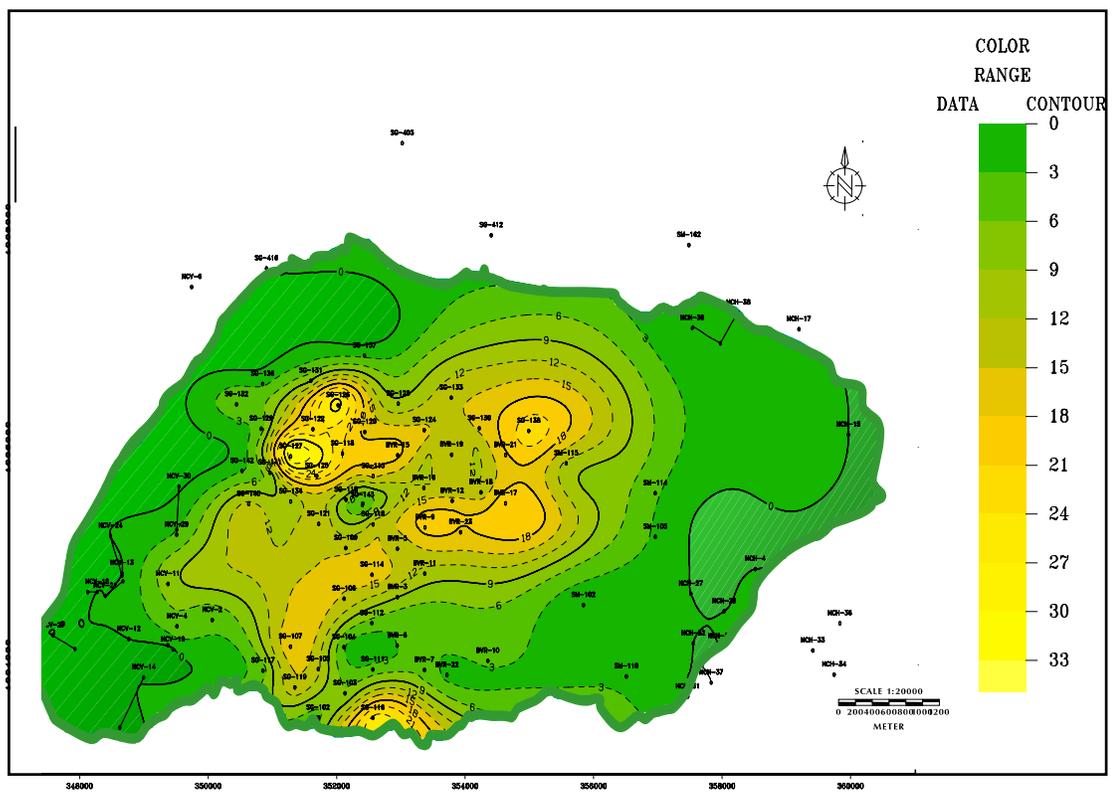


Figura 5.40: Mapa de Arena Neta Petrolífera.

### Mapa de Isoarcillosidad

Los valores de arcillosidad en el yacimiento oscilan entre 0 a 100%, observándose en las mejores zonas valores entre 20 a 50% indicando mayor desarrollo de los cuerpos arenosos (ver Figura 5.41).

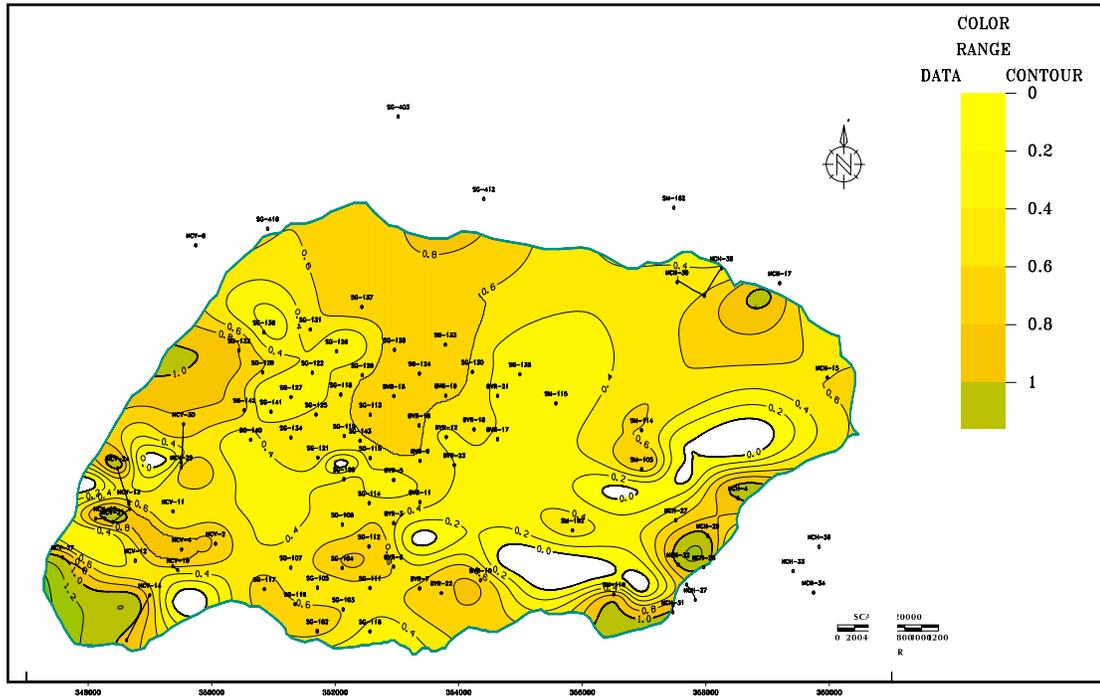


Figura 5.41: Mapa de Isoarcillosidad.

### 5.3.7. Mapa Isopaco - Estructural.

A partir de las interpretaciones de geología, sísmica y petrofísica, se generó un nuevo Mapa Isópaco-Estructural para el yacimiento en estudio, como se observa en la Figura 5.42.

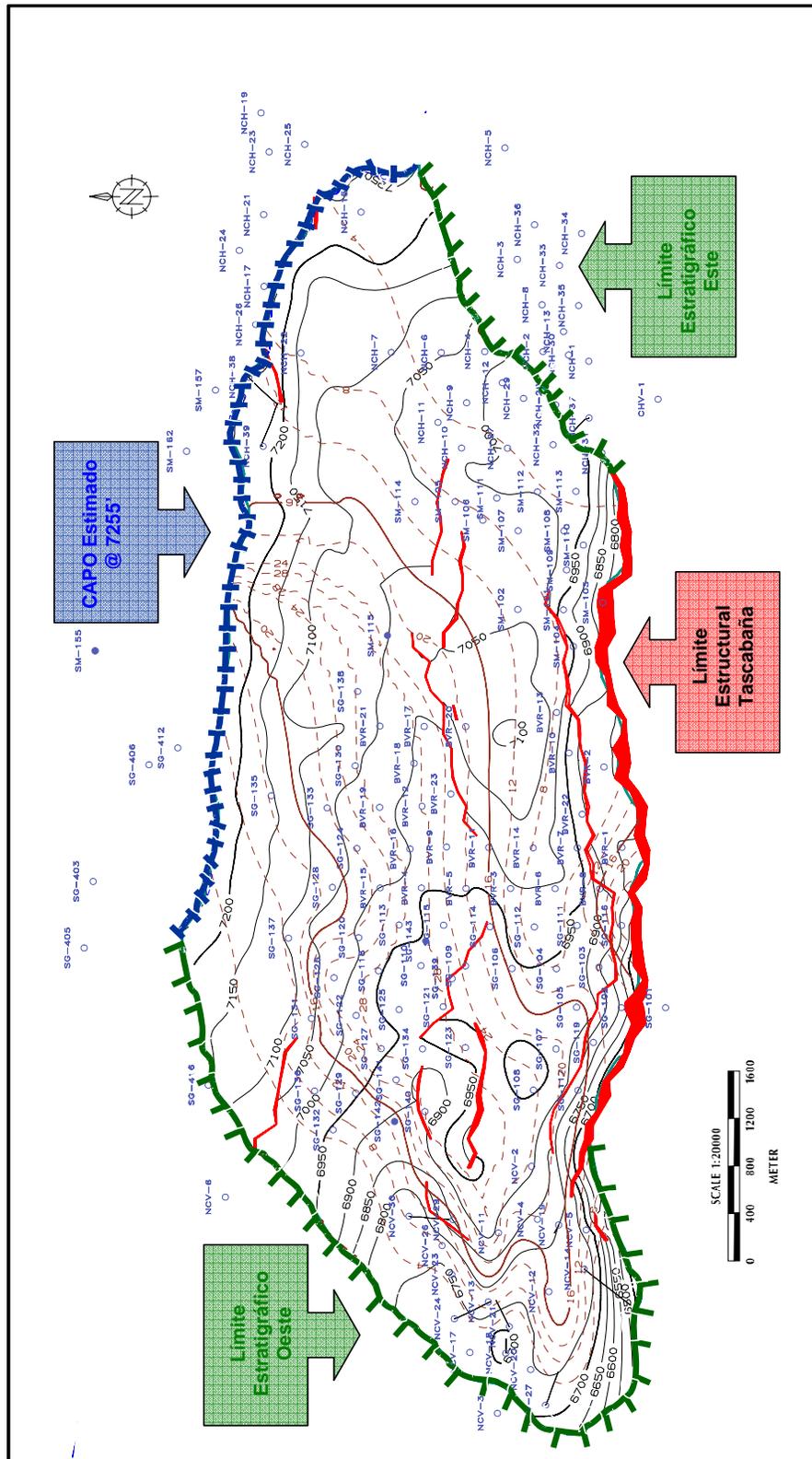


Figura 5.42: Nuevo Mapa de Isopaco – Estructural del Yacimiento en Estudio.

### 5.3.8. Estimación del POES Volumétrico

Una vez realizados los mapas, se procedió a calcular el POES volumétrico, para esto se utilizaron los mapas de arena neta (AN), de porosidad ( $\phi$ ) y de saturación de agua ( $S_w$ ). Estas superficies se multiplicaron, utilizando la ecuación de Cálculo de POES Volumétrico, empleando una herramienta comercial. Luego esto genera una superficie llamada columna de hidrocarburo y se limita con un polígono que encierra el yacimiento, determinando de esta forma el volumen de crudo, y este valor se divide entre el factor volumétrico del petróleo ( $Bo_i$ ). Finalmente haciendo las conversiones de unidades se obtuvo un POES de 88 MMBN, para un área del yacimiento de 10.298 acres.

En la Figura 5.43 se muestra una comparación entre la información del mapa oficial del yacimiento y el mapa realizado en este estudio.

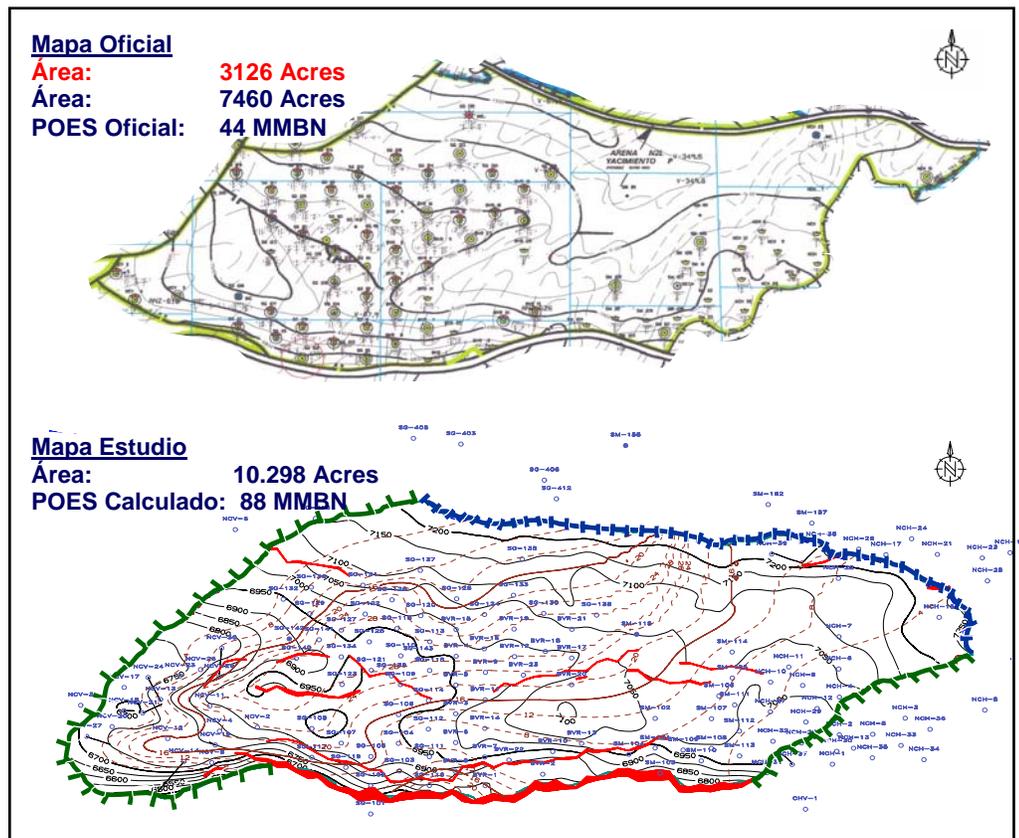


Figura 5.43: Comparación entre Mapa Oficial y Mapa Elaborado.

## **5.4. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

El yacimiento inicia su explotación en Abril de 1951, encontrándose inicialmente en estado saturado con una presión inicial de 3075 lpca. Para caracterizar las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento se revisaron y validaron dos pruebas de análisis PVT, realizadas una en el pozo BX-4 en 1951 y otra en el pozo AB-131 en 1953. Desde el inicio de la explotación del yacimiento la presión comenzó a declinar aceleradamente en los primeros cuatro años de producción, por lo que instauró un proyecto de mantenimiento de presión mediante inyección de gas en mayo de 1955 con dos pozos inyectoros, sin embargo, la presión continuó declinando. En el yacimiento fueron completados 65 pozos en la arena, teniéndose para enero del 2001 un acumulado total de crudo de 22.2 MMBN.

### **5.5.1. Comportamiento de Producción**

La Figura 5.44 muestra el comportamiento de producción del yacimiento, el inicio de la explotación del mismo, así como la campaña de desarrollo del yacimiento llevada a cabo entre 1952 y 1953 con la perforación de nuevos pozos. En esta campaña de desarrollo se alcanzó una producción máxima de petróleo de 93.000 BND en marzo de 1953. En los primeros cuatro años de producción la presión del yacimiento comenzó a declinar aceleradamente, por lo que se instauró un proyecto de mantenimiento de presión mediante inyección de gas en mayo de 1955, utilizando para ello dos pozos inyectoros, el AB-109 y AB-116. Sin embargo, el yacimiento continuó con el proceso de declinación de producción, el cual se acentúa más a partir de 1967, aunado a esta declinación, ocurrió un proceso de cierre y apertura de pozos entre 1958 y 1979. Por otra parte, desde el inicio de la explotación del yacimiento, las relaciones gas-petróleo y agua-petróleo se fueron incrementando progresivamente, hechos que obligan al cierre de pozos. El yacimiento ha tenido algunos breves períodos de inactividad en los cuales no ha habido ningún pozo produciendo, tales como febrero de 1978, mayo-septiembre de 1982 y abril-mayo de 1983.

Antes de la fecha de cierre el yacimiento tenía seis pozos activos con una tasa total de 540 BNP/D y para el momento del cierre, la producción acumulada de petróleo, gas y agua, es 22.2 MMBN, 55.7 MMMPCN y 3.4 MMBN respectivamente.

En la Figura 5.45 se muestran los mapas de distribución de producción acumulada de petróleo, gas y agua, generados con la herramienta Oil Field Manager (OFM).

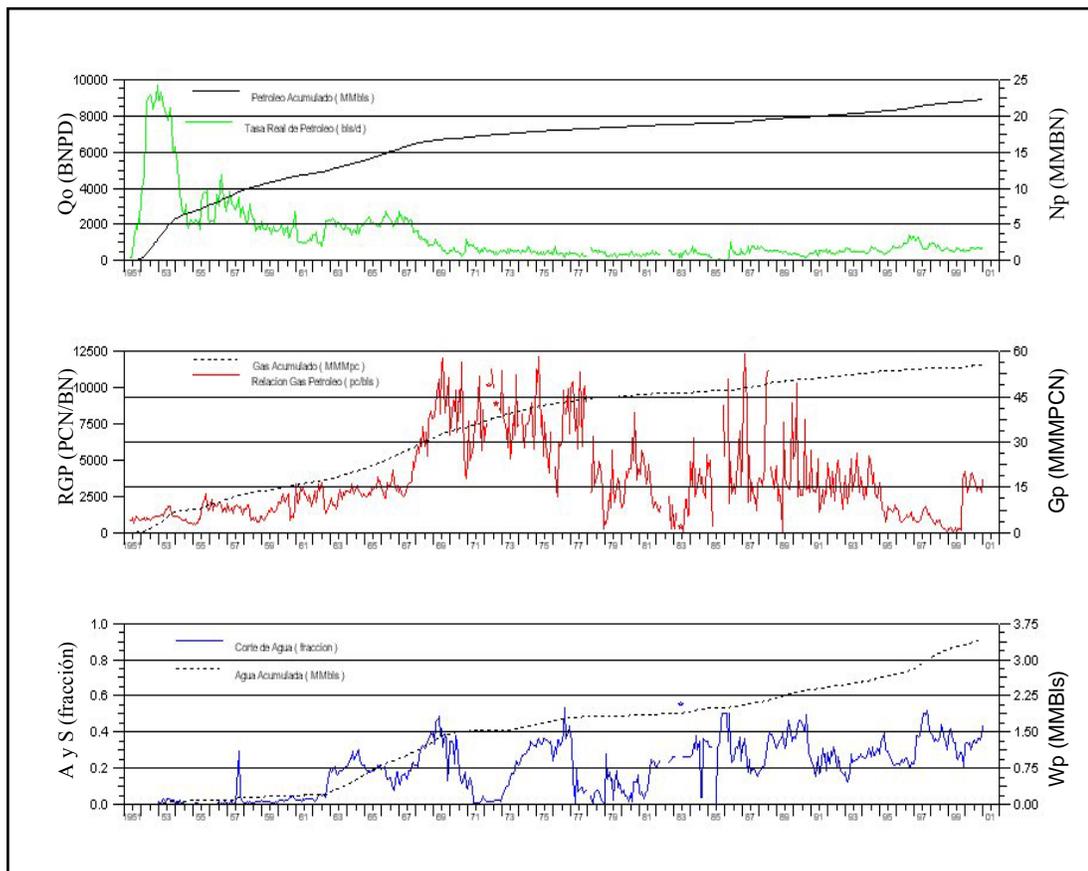


Figura 5.44: Comportamiento de Producción del Yacimiento en Estudio.

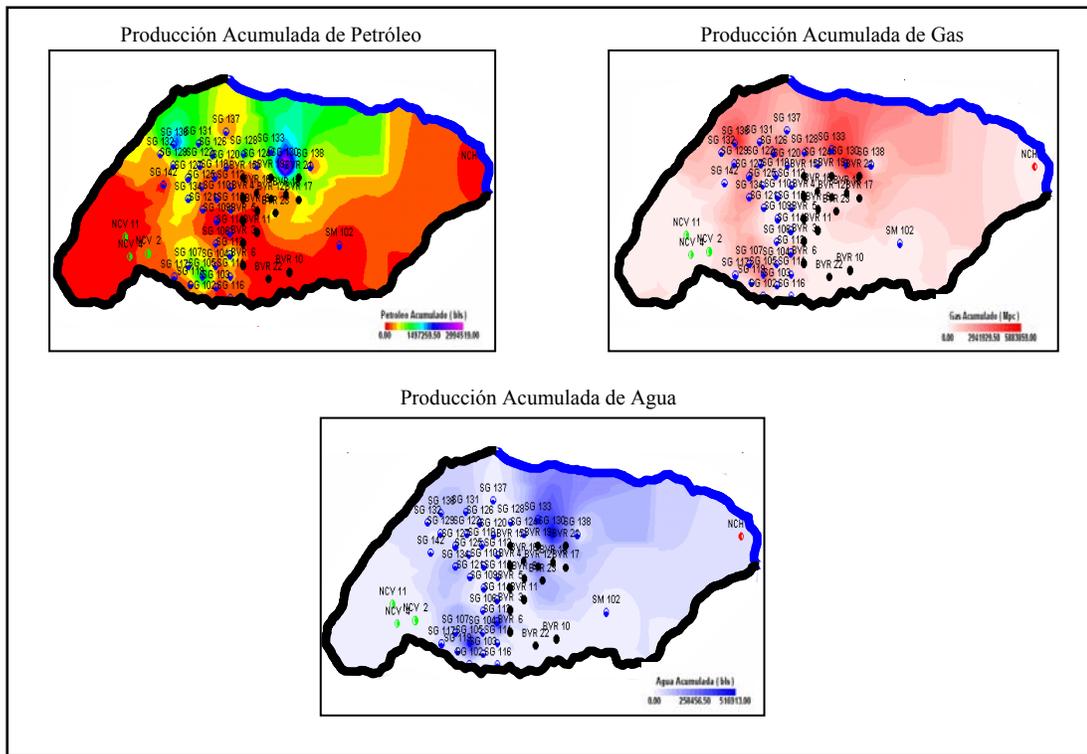


Figura 5.45: Mapas de Producción Acumulada de Petróleo, Gas y Agua.

### 5.5.2. Comportamiento de Presiones

El yacimiento cuenta con suficientes pruebas de presiones realizadas a partir del año 1957, con las cuales se construyó una tendencia de declinación de presión. Para ello se tomaron las presiones reportadas en las pruebas y se llevaron a un datum (6900 pies) usando el gradiente reportado en cada prueba. Como, desde 1951 hasta 1957 no se cuenta con pruebas de presión, se procedió a estimar un valor para la presión inicial del yacimiento utilizando la correlación de Corpoven-Total <sup>[5]</sup>, con la cual se pueden estimar presiones iniciales de yacimientos ubicados en el área.

Con la profundidad del plano de referencia de 6900 pies, se obtuvo una presión inicial de 3060 lpca, la cual fue validada con un análisis PVT realizado en el pozo BX-04 en noviembre de 1951, en el cual se reportó una presión estática de 3066 lpc. En la

Figura 5.46 puede observarse un comportamiento ajustado de la declinación de presión del yacimiento en el tiempo.

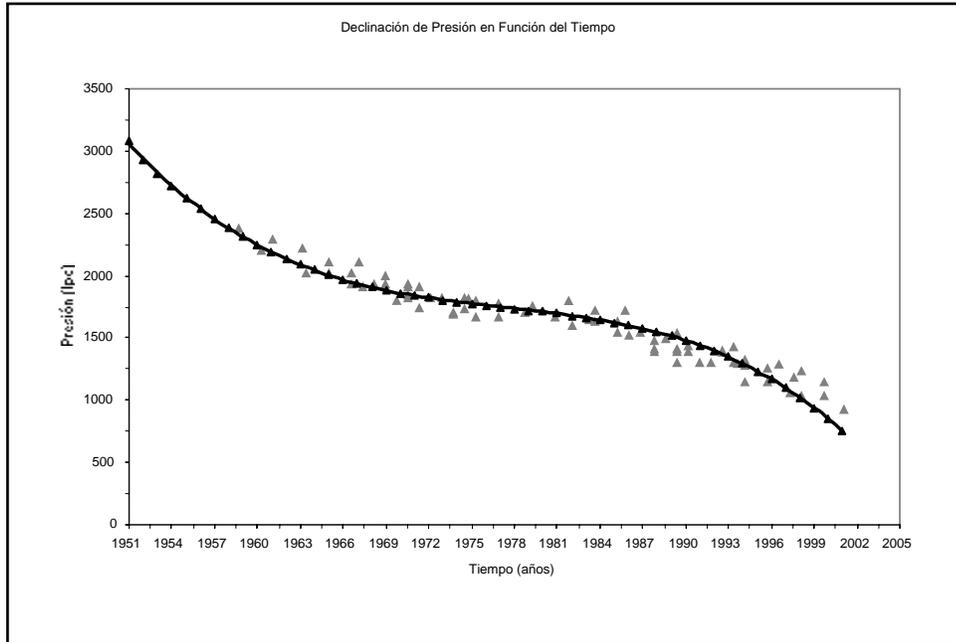


Figura 5.46: Declinación de Presión en función del Tiempo.

### 5.5.3. Evaluación del Proyecto de Inyección de Gas

El proyecto de inyección de gas en el yacimiento comenzó en Mayo de 1955 con dos pozos inyectoros, los cuales inyectaban gas en las zonas más altas de la estructura. Del volumen de gas total disponible para inyección, el 70% se inyectaba al norte del yacimiento y el 30% restante al sur del yacimiento.

En el yacimiento se pueden distinguir dos bloques por la presencia varias fallas no sellantes. En cada uno de los bloques existe un pozo inyector, por lo que se describen dos zonas con diferentes comportamientos. Aunque, el comportamiento no está bien definido y no se puede predecir con exactitud hacia donde ha avanzado el gas que no ha presurizado, puesto que la presión del yacimiento ha continuado declinando. En el bloque norte, se encuentra ubicado uno de los pozos inyectoros y de acuerdo a los mapas de producción de gas (Figura 5.45), el gas inyectado parece haber invadido el

sector oeste y central, mientras que en el bloque sur, donde se encuentra el otro pozo inyector, el gas aparentemente ha alcanzado los pozos ubicados en el sector oeste. Por otra parte, el modelo geológico muestra una extensión hacia el oeste y hacia al este, y es posible que haya ocurrido alguno de estos eventos:

- El gas es un fluido muy liviano y es posible que el gas inyectado haya formado una capa artificial de gas o debido a las altas tasas de inyección iniciales se disminuyó la eficiencia de desplazamiento debido a la alta movilidad del gas y se favoreció la formación de canales de gas.
- Como la arena del yacimiento tiene alta permeabilidad en algunas partes y permeabilidad baja en otras, el gas pudo haber pasado rápidamente a través de los estratos de alta permeabilidad hacia los estratos más superficiales. Además, uno de los pozos inyectores está próximo a una falla inversa que si bien no es sellante pudo haber funcionado como un sistema de doble porosidad, y el gas se canalizó a través de la falla, presurizando los estratos superiores. Esto pudo evidenciarse, durante la perforación de un pozo en el área en mayo de 1999, ya que se encontró una zona altamente presurizada de gas a 1010 pies de profundidad lo que provocó un reventón. Este hecho llevó a la paralización del proceso de inyección de gas, teniéndose para octubre de 1998 un volumen de inyección acumulada de 65,1 MMMPCN. En la Figura 5.47 se muestra la historia de inyección de gas del yacimiento.

Los resultados obtenidos con este proceso de inyección de gas no han sido muy exitosos, puesto que la energía natural del yacimiento continuó declinado hasta alcanzar una presión actual de 750 lpca y como proceso de recuperación secundaria el gas no ayudó a barrer eficientemente el petróleo remanente primario del yacimiento, debido principalmente a la inconsistencia de la tasa de inyección y a que la inyección fue en la zona más alta de la estructura (cresta del yacimiento), siendo preferible haber inyectado en arreglos debido a la gran extensión areal del yacimiento para obtener un barrido uniforme.

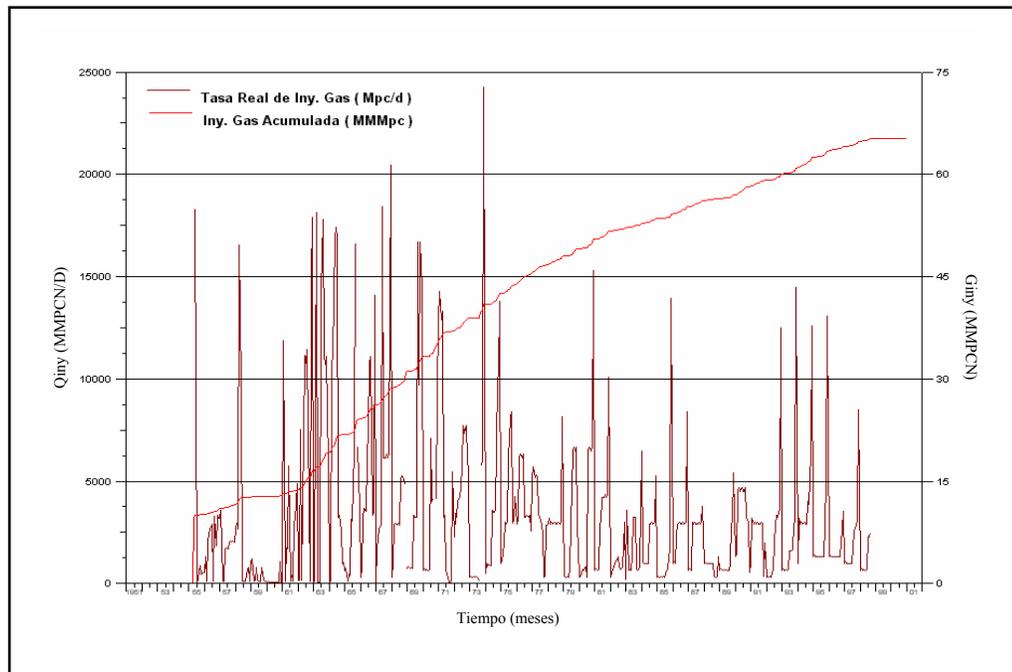


Figura 5.47: Historia de Inyección de Gas del Yacimiento en Estudio.

#### 5.5.4. Propiedades de los Fluidos

##### ▪ Análisis PVT

Para caracterizar las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento se revisaron y validaron dos pruebas de análisis PVT, realizadas una en el pozo BX en noviembre de 1951 y otra en el pozo AB-131 en febrero de 1953. Los datos reportados en estas pruebas pueden estar sujetos a errores experimentales, por esto es necesario chequear su consistencia antes de usarlo en el estudio del yacimiento. El análisis PVT tomado en el pozo AB-131 se consideró no representativo del fluido original del yacimiento debido a que en la prueba se reporta una cantidad de gas liberado en la tubería de producción durante el muestreo. Adicionalmente, la muestra fue tomada dos años después del inicio de la producción del yacimiento.

Para validar el análisis PVT del pozo BX-4 se efectuaron una serie de pruebas, tales como Prueba de Linealidad de la Función “Y”, Prueba de Densidad y Prueba de Desigualdad, y se determinó que el yacimiento se encontraba inicialmente saturado,

con una presión inicial igual a la presión de burbujeo de 3075 lpca. Igualmente, se validaron los resultados obtenidos utilizando diferentes correlaciones. En las Figuras 5.48, 5.49, 5.50 y 5.51 se muestran el comportamiento de algunas de las propiedades de los fluidos.

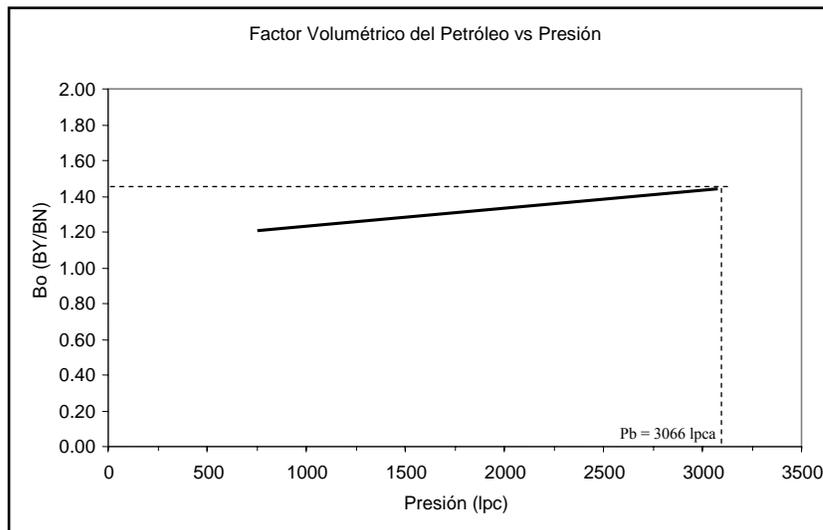


Figura 5.48: Factor Volumétrico del Petróleo vs Presión.

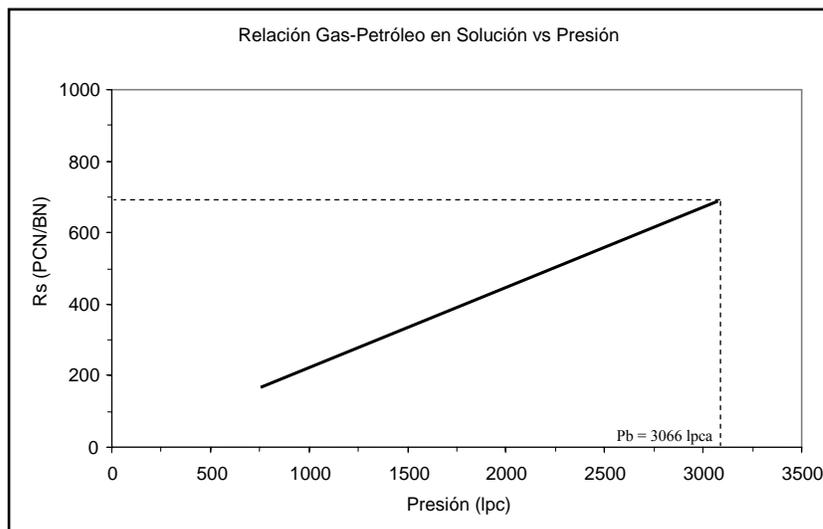


Figura 5.49: Relación Gas-Petróleo en Solución vs Presión.

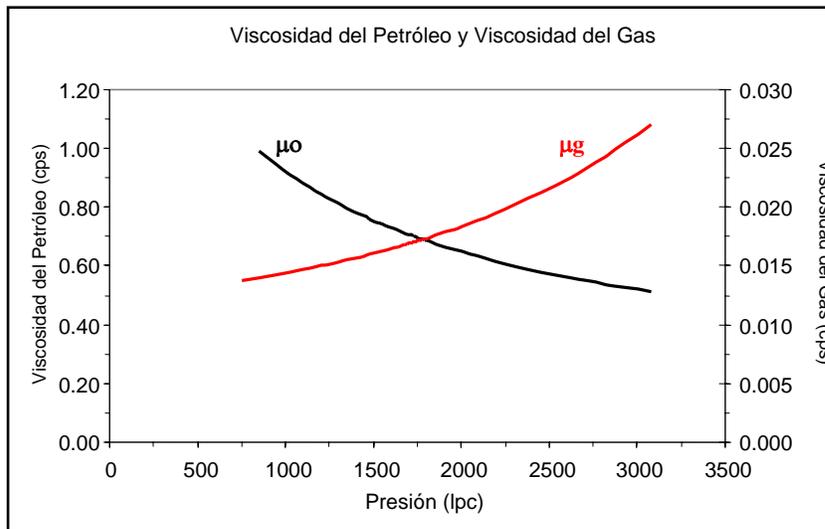


Figura 5.50: Viscosidad del Petróleo y Viscosidad del Gas vs Presión.

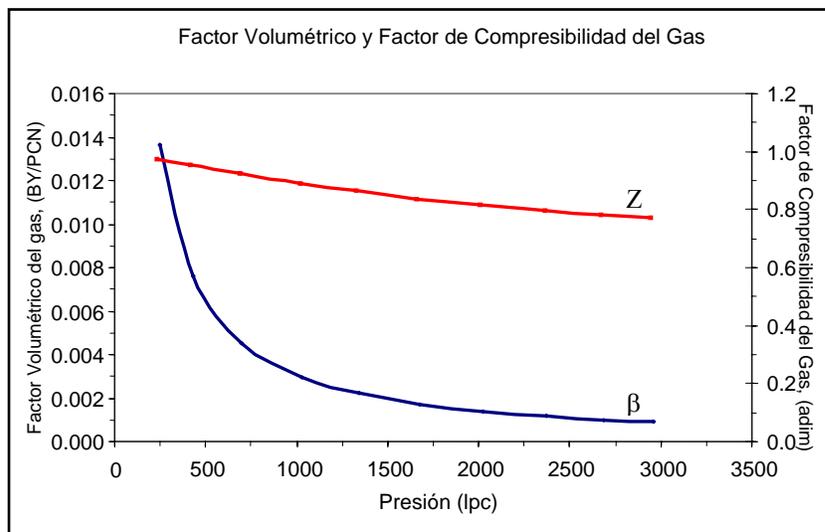


Figura 5.51: Factor de Volumétrico del Gas y Factor de Compresibilidad del Gas

### 5.5.5. Propiedades Roca-Fluidos

En la evaluación petrofísica se dividió el yacimiento en tres zonas, ya que éste presenta una variación significativa en el volumen de arcilla hacia los límites del mismo. Estas tres zonas están al oeste (zona 1), en el centro (zona 2) y al este (zona 3), por lo que se obtuvieron tres saturaciones de agua irreducibles para las zonas estudiadas de 30%, 9% y 14% respectivamente.

▪ **Presión Capilar**

Para el cálculo de la presión capilar en función de la saturación de agua, se utilizó la correlación de Copoven-Total <sup>[6,7]</sup>, y utilizando un valor de permeabilidad absoluta del yacimiento promedio de 700 mD, obtenida del análisis petrofísico, se determinaron los valores de presión capilar. Igualmente, a partir de la curva de presión capilar se puede generar un perfil de saturación de agua versus profundidad, lo cual permite definir el contacto agua petróleo ( $S_w=100\%$ ). Adicionalmente, del estudio geológico y petrofísico se determinó que existe un Contacto Agua Petróleo Original (CAPO) a 7255 pies y usando este valor se obtuvo el tamaño de la zona de transición agua petróleo. Las Figuras 5.52, 5.53 y 5.54 muestran las curvas de presión capilar y la profundidad en función de la saturación de agua para cada una de las zonas en las que fue dividida el yacimiento.

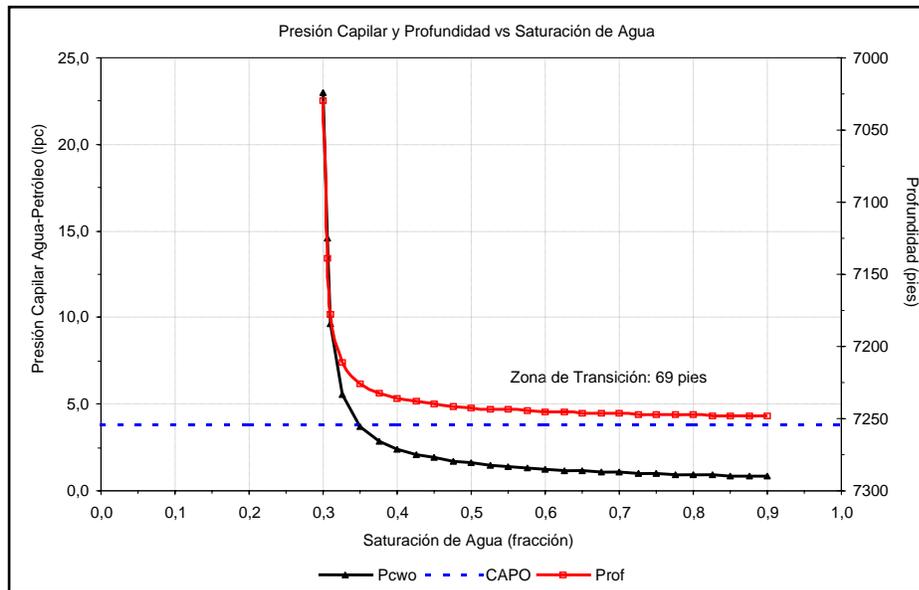


Figura 5.52: Presión Capilar y Profundidad vs Saturación de Agua Zona 1.

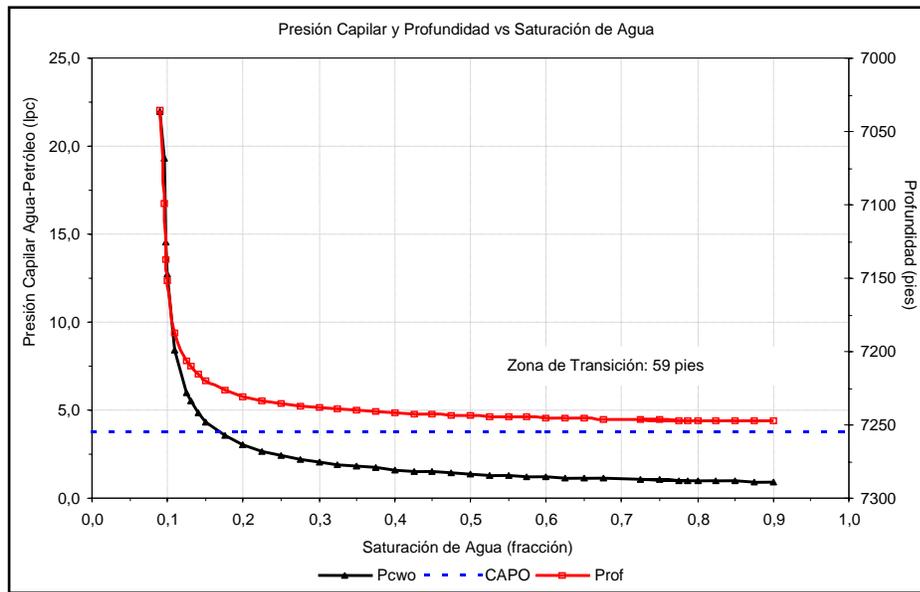


Figura 5.53: Presión Capilar y Profundidad vs Saturación de Agua Zona 2.

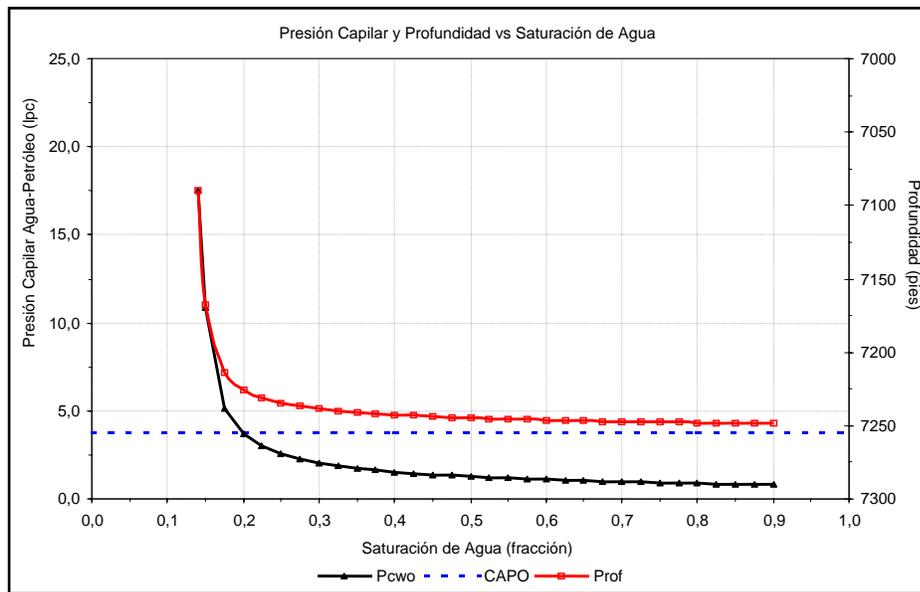


Figura 5.54: Presión Capilar y Profundidad vs Saturación de Agua Zona 3.

▪ **Permeabilidades Relativas**

Debido a que los núcleos tomados en el yacimiento no cuentan con análisis especiales, se obtuvieron las curvas de permeabilidades relativas a partir de correlaciones. Las curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo fueron obtenidas

a partir de las correlaciones de Corpoven-Total <sup>[6]</sup> para arenas consolidadas de yacimientos petrolíferos del Oriente de Venezuela, mientras que para estimar los valores de permeabilidades relativas gas-petróleo se utilizaron las correlaciones de Corey y Cols <sup>[8,9]</sup>. En las figuras 5.55, 5.56 y 5.57 se muestran las curvas obtenidas para cada zona.

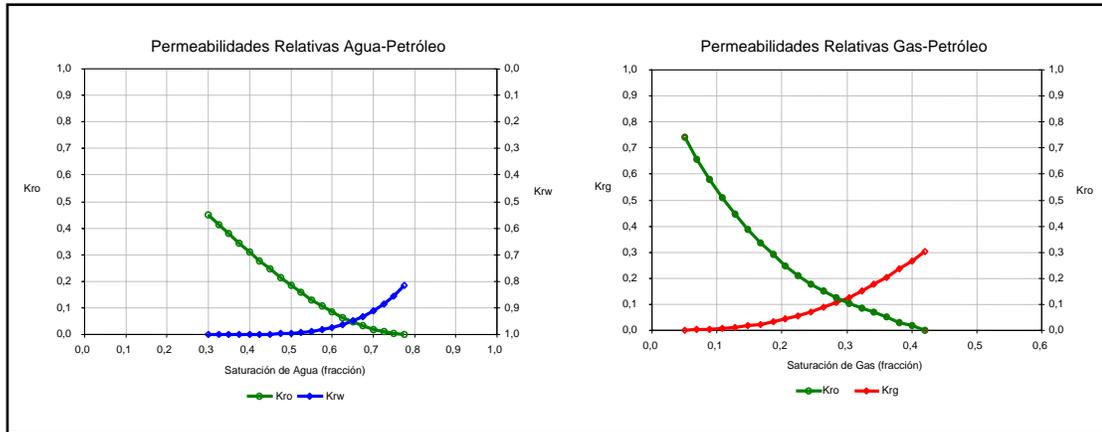


Figura 5.55: Permeabilidades Relativas Zona 1. a) Agua- Petróleo. b) Gas-Petróleo.

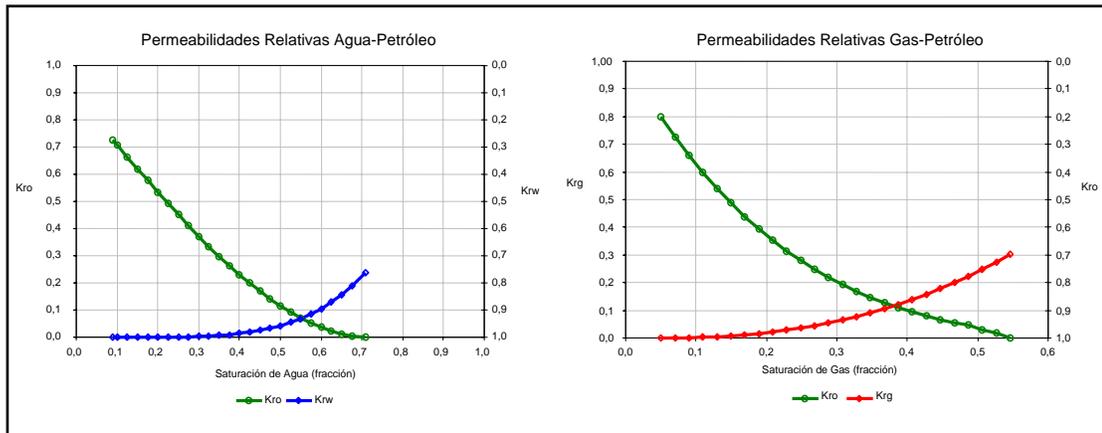


Figura 5.56: Permeabilidades Relativas Zona 2. a) Agua- Petróleo. b) Gas-Petróleo.

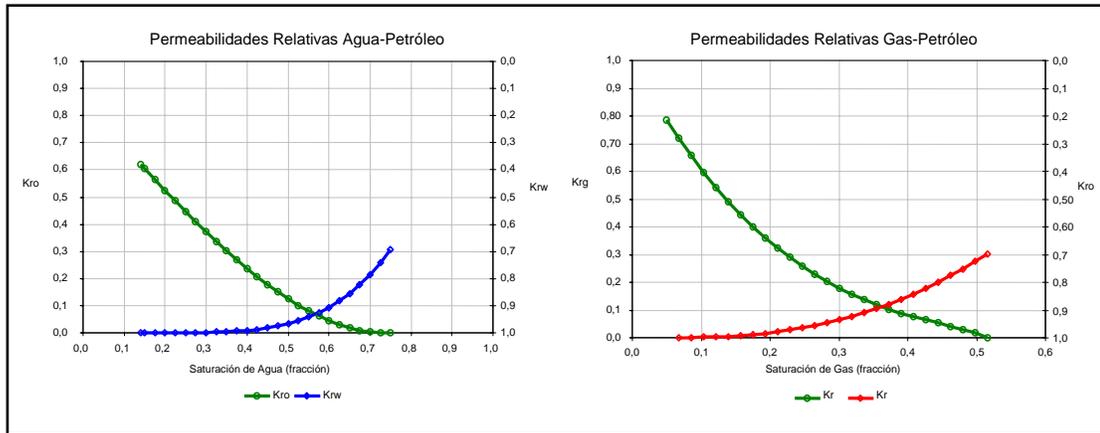


Figura 5.57: Permeabilidades Relativas Zona 3. a) Agua- Petróleo. b) Gas-Petróleo.

### 5.5.6. Balance de Materiales

#### ▪ Determinación del POES por Balance de Materiales

Al analizar los resultados de saturaciones de agua obtenidos en las tres zonas del yacimiento, se encontró que las  $S_{wi}$  de las zonas 1 y 3 no eran representativas del yacimiento, desde el punto de vista de Balance de Materiales, ya que en ellas sólo se han perforado 4 pozos que produjeron 515 MBBNP (2.3% de la producción total del yacimiento), y al comparar esta producción con la obtenida con los pozos ubicados en la zona 2 de 21,7 MBBNP (97.7% de la producción total del yacimiento), resulta más representativa considerar la saturación de agua irreducible de la zona dos.

La ecuación de Balance de Materiales se considera una de las herramientas básicas de la Ingeniería de Yacimientos para interpretar y predecir el comportamiento de los yacimientos. Para aplicar la ecuación de balance de materiales fue necesario determinar el modelo de intrusión de agua que representa al acuífero asociado al yacimiento. Mediante este modelo fue posible predecir la intrusión de agua y, así, el comportamiento futuro del yacimiento.

Los resultados obtenidos indican que la constante de Schilthuis disminuye con el tiempo, por lo cual, el acuífero se comporta bajo el modelo de flujo no continuo (ver Figura 5.58). Donde la intrusión de agua ( $W_e$ ), que tiene un comportamiento de flujo

no continuo, se determinó a partir del modelo de Van Everdingen-Hurts <sup>[10]</sup>, quienes desarrollaron un método matemático para calcular la entrada de agua en un yacimiento considerando flujo radial transitorio.

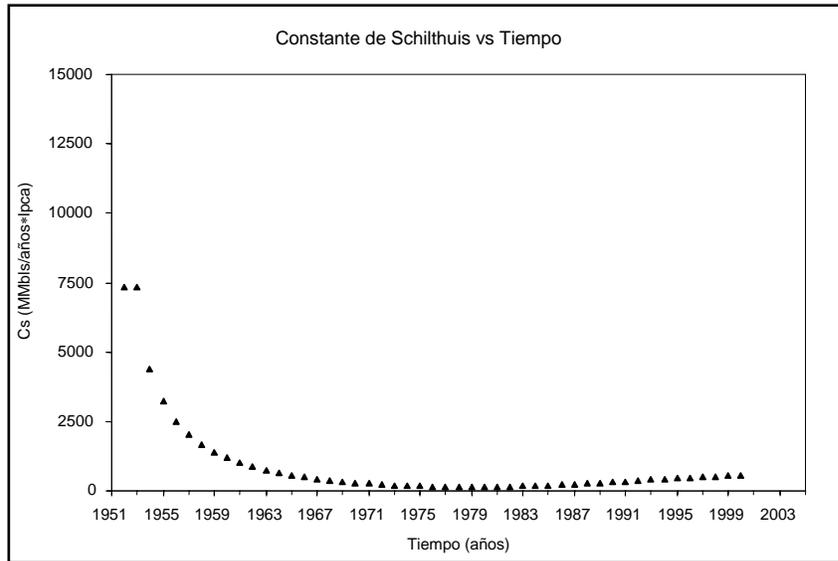


Figura 5.58: Constante de Intrusión de Agua vs Tiempo.

Con estos valores se construye la gráfica de  $F/F_{Et}$  vs  $W_e/E_t$  (Figura 5.59), donde el intercepto con el origen permitió determinar un volumen de petróleo original en sitio (POES) de 81.5 MMBN.

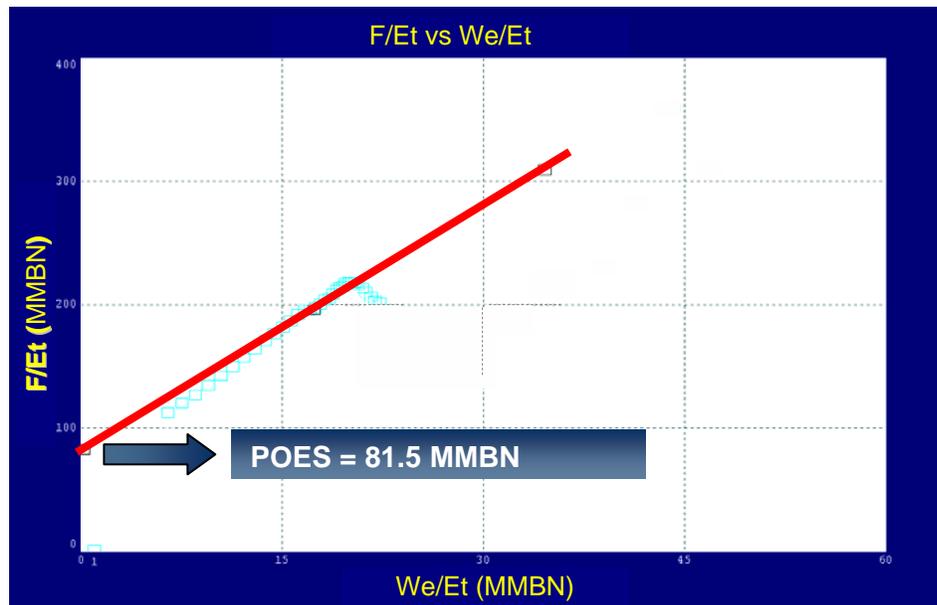


Figura 5.59: F/Et vs We/Et. Técnica de Havlena y Odeh.

▪ **Determinación del POES Por Método Volumétrico**

La estimación POES volumétrico fue realizada combinando el mapa isópaco de arena neta petrolífera y el mapa estructural, a través de una herramienta computacional. Los contornos estructurales del área de interés se determinaron usando algoritmos que generan mallados regulares o polígonos que encierran la zona en estudio. Esta herramienta permite integrar automáticamente los volúmenes de cada celda generada por el mallado, lo cual es la multiplicación del área por la altura de cada una. Igualmente, se utilizaron los mapas de isoporosidad y de saturación de fluidos, con los cuales se determinó el volumen de petróleo en cada celda. La suma de todos los volúmenes resultantes del mallado da como resultado el POES volumétrico. El valor del POES obtenido fue 88.0 MMBN.

En la Tabla 5.6 se muestra una comparación entre los diferentes valores del POES del yacimiento en estudio, observándose que el POES determinado a partir de la ecuación de Balance de Materiales (81.5 MMBN) presenta una diferencia de 7.4% con respecto al POES obtenido por el método volumétrico (88.0 MMBN).

Tabla 5.6: Comparación entre distintos POES para el Yacimiento en Estudio.

POES	
Oficial (MMBNP):	44,0
Volumétrico (MMBNP):	88,0
Balance de Materiales (MMBNP):	81,5

### 5.5.7. Factores de Recobro y Reservas

#### ▪ Factores de Recobro

Para el yacimiento en estudio, el factor de recobro considera dos etapas, una etapa primaria por agotamiento natural y, otra secundaria por inyección de gas. Ambos factores fueron calculados a partir de las curvas de declinación de producción, las cuales representan un método dinámico para la estimación de reservas recuperables de un yacimiento. Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, y de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia. Las curvas de declinación de producción se realizaron utilizando la herramienta Oil Field Manager (OFM) (ver Figuras 5.60 y 5.61)

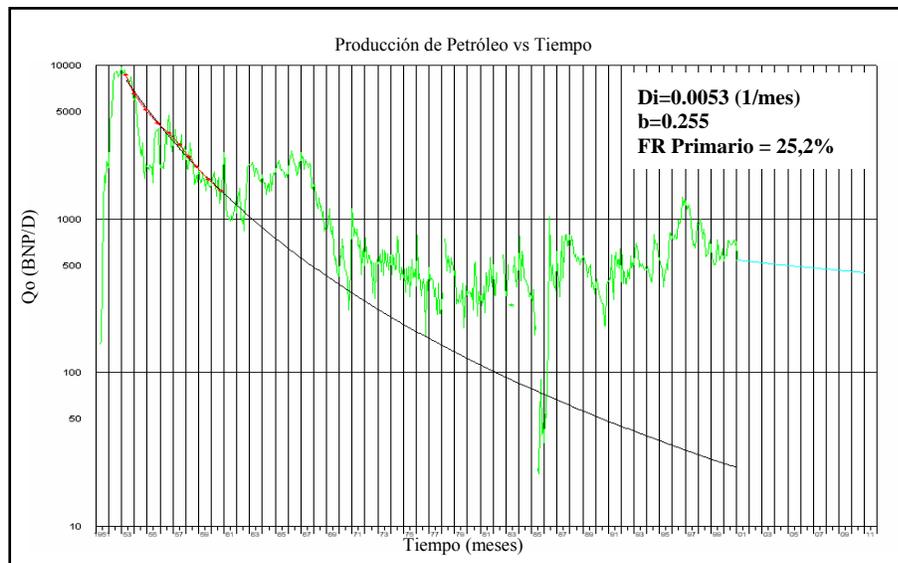


Figura 5.60: Curva de Declinación de Producción-Factor de Recobro Primario.

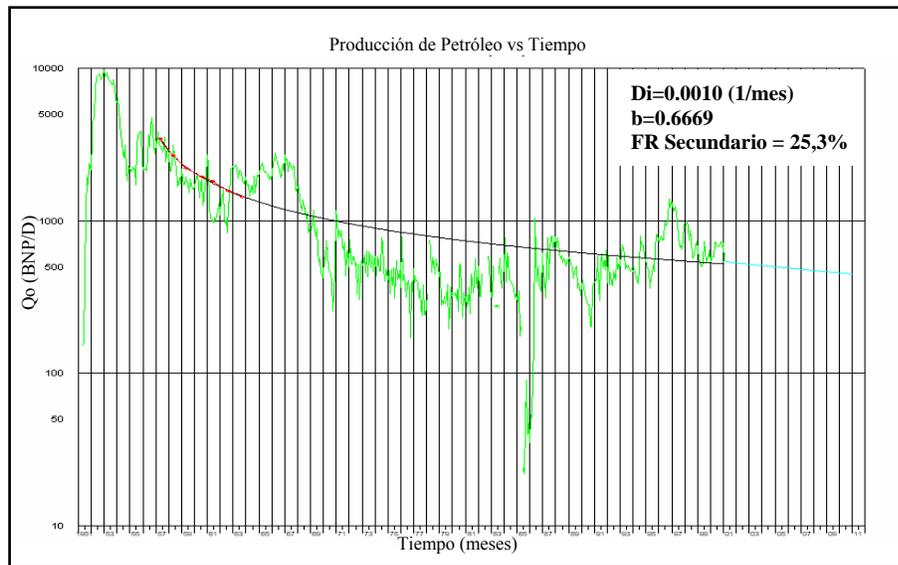


Figura 5.61: Curva de Declinación de Producción-Factor de Recobro Secundario.

Este factor de recobro secundario determinado en la Figura 5.61 se calculó partiendo de la suposición que la inyección de gas había sido efectiva y tal como se explicó previamente, este proceso de inyección de gas no ha sido efectivo, por lo que este factor de recobro fue reestimado en 7%.

▪ **Reservas**

Las reservas primarias recuperables de petróleo, fueron calculadas utilizando el POES volumétrico y los factores de recobro obtenidos (ver Tabla 5.7).

Tabla 5.7: Resumen de Reservas del Yacimiento en Estudio.

POES (MMBN)	:	88.0
Petróleo Producido, $N_p$ (MMBN)	:	22.3
FR Primario (%)	:	25.2
Reservas Recuperables Primarias (MMBN)	:	22.2
Reservas Remanentes Primarias (MMBN)	:	0.0
FR Secundario (%)	:	7.0
Reservas Recuperables Secundarias (MMBN)	:	4.6
Reservas Remanentes Secundarias (MMBN)	:	4.5

## 5.5. INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

### 5.5.8. Comportamiento de Producción

Un total de 108 pozos atraviesan la arena de interés, de los cuales sólo 65 han sido completados en la arena, 36 pozos han sido interpretados, 6 pozos probados y un pozo, es un laboratorio integrado de campo. Adicionalmente, el yacimiento fue sometido a un proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas desde el año 1955. Para el momento que se decidió el cierre del yacimiento, existían 2 pozos inyectoros de gas inactivos, 6 pozos productores, 9 pozos que nunca habían producido de la arena y 48 pozos completados inactivos o abandonados. En la Tabla 5.8 se muestra información referente al estado actual y la producción acumulada de petróleo, gas y agua de todos los pozos completados en el yacimiento en estudio, mientras que en la Figura 5.62 se muestra un resumen del estado actual de los pozos.

Tabla 5.8: Sumario de Producción y Estado Actual de los Pozos Completados en el Yacimiento en Estudio.

Pozo	Estado Actual	Np, BN	Gp, MPCN	Wp, BN
AB 102	Esperando abandono	137.514,0	176.654,0	365,0
AB 103	Abandonado por alta RGP	79.146,0	94.392,0	127,0
AB 104	Abandonado por alta RAP	151.476,0	222.476,0	416,0
AB 105	Cerrado por investigación	1.388.725,0	3.766.352,0	507.854,0
AB 106	Abandonado por alta RAP	194.611,0	197.167,0	7.713,0
AB 107	Cerrado por alta RAP	663.332,0	2.388.436,0	111.349,0
AB 109	Inyector de gas inactivo	–	–	–
AB 110	Cerrado por MEM	216.934,0	284.280,0	5.950,0
AB 111	Cerrado por investigación	363.458,0	587.985,0	1.699,0
AB 112	Abandonado por alta RAP	699.286,0	1.654.778,0	378.324,0
AB 113	Abandonado otras razones	189.508,0	253.192,0	618,0
AB 114	Abandonado por alta RAP	229,0	1.776,0	92,0
AB 115	Abandonado por alta RGP	173.767,0	226.256,0	438,0
AB 116	Inyector de gas inactivo	155.959,0	192.641,0	418,0
AB 117	Abandonado por alta RGP	62.166,0	92.812,0	222,0
AB 118	Cerrado por MEM	195.068,0	380.932,0	17.578,0
AB 119	Inactivo por alta RGP	233.747,0	267.063,0	3.735,0
AB 120	Abandonado por alta RGP	154.851,0	219.437,0	1.187,0
AB 121	Abandonado por razones de Yac.	145.244,0	193.163,0	37.366,0
AB 122	Abandonado por alta RGP	314.154,0	608.199,0	4.806,0
AB 124	Abandonado por alta RGP	361.824,0	583.538,0	1.237,0

Tabla 5.8 Sumario de Producción y Estado Actual de los Pozos Completados en el Yacimiento en Estudio (cont).

Pozo	Estado Actual	Np, BN	Gp, MPCN	Wp, BN
AB 125	Inact. Rep. mayores en subsuelo	161.149,0	153.128,0	500,0
AB 126	Cerrado por MEM	1.041.919,0	5.461.559,0	19.560,0
AB 127	Cerrado por MEM	727.346,0	3.081.499,0	28.894,0
AB 128	Cerrado por MEM	1.013.787,0	3.452.166,0	7.250,0
AB 129	Abandonado por alta RGP	284.653,0	748.067,0	1.099,0
AB 130	Cerrado por alta RAP	2.994.519,0	5.203.405,0	509.204,0
AB 131	Cerrado por alta RAP	915.682,0	881.685,0	129.276,0
AB 132	Inactivo Rep. mayores en subsuelo	174.394,0	546.912,0	23.546,0
AB 133	Cerrado por alta RAP	998.631,0	4.655.653,0	338.714,0
AB 134	Inactivo – Razones económicas	727.603,0	2.548.027,0	177.712,0
AB 136	Esperando repar. menores de superf.	2.100.035,0	5.883.859,0	131.123,0
AB 137	Aband. Razones económicas	238.733,0	314.288,0	6.934,0
AB 138	Cerrado por alta RAP	229.885,0	145.390,0	403,0
AB 142	Cerrado por MEM	40.772,0	191.809,0	38.059,0
AB 416	Nunca produjo	–	–	–
AM 102	Abandonado Razones económicas	37.898,0	35.036,0	3.880,0
AM 105	Inactivo. Rep. mayores en subsuelo	–	–	–
AM 110	Cerrado por alta RAP	–	–	–
AM 114	Nunca produjo	–	–	–
BX 3	Abandonado por alta RGP	145.857,0	136.281,0	3.732,0
BX 4	Cerrado selectivamente	179.898,0	161.989,0	6,0
BX 5	Cerrado selectivamente	130.648,0	195.407,0	1,0
BX 6	Abandonado por alta RAP	84.389,0	177.499,0	1.065,0
BX 7	Inactivo – Razones económicas	–	–	–
BX 9	Abandonado, razones mecánicas	94.223,0	113.556,0	0,0
BX 10	Cerrado selectivamente	3,0	1.229,0	0,0
BX 11	Cerrado selectivamente	16.037,0	15.246,0	235,0
BX 12	Cerrado por MEM	374.911,0	408.530,0	277.081,0
BX 15	Cerrado por alta RAP	142.931,0	379.868,0	599,0
BX 16	Cerrado por alta RAP	190.294,0	313.474,0	93.662,0
BX 17	Cerrado por MEM	459.027,0	535.631,0	45.173,0
BX 18	Cerrado por alta RAP	183.959,0	156.053,0	12.864,0
BX 19	Cerrado por alta RAP	473.784,0	882.883,0	771,0
BX 21	Cerrado por alta RAP	979.885,0	4.446.631,0	255.145,0
BX 22	Cerrado selectivamente	197,0	635,0	1,0
BX 23	Inactivo – Razones económicas	578.320,0	993.774,0	174.256,0
NX 2	Inactivo sin equipo de superficie	239.433,0	263.119,0	5.621,0
NX 4	Inactivo Rep. mayores en subsuelo	67.805,0	104.356,0	1.055,0
NX 11	Cerrado por investigación	42.991,0	317.159,0	6.010,0
NX 14	Suspendido sin arena asignada	–	–	–
NX 29	Abandonado razones mecánicas	–	–	–

Tabla 5.8 Sumario de Producción y Estado Actual de los Pozos Completados en el Yacimiento en Estudio (cont).

Pozo	Estado Actual	Np, BN	Gp, MPCN	Wp, BN
NX 30	Suspendido sin arena asignada	–	–	–
NY 15	Inactivo Rep. mayores en subsuelo	126.549,0	221.092,0	51.043,0
NY 27	Cerrado control interno	–	–	–

A partir de la información mostrada en estas tablas se puede observar que a pesar de la variedad de los problemas de cierre de los pozos, las causas principales son el alto corte de agua y la alta RGP.

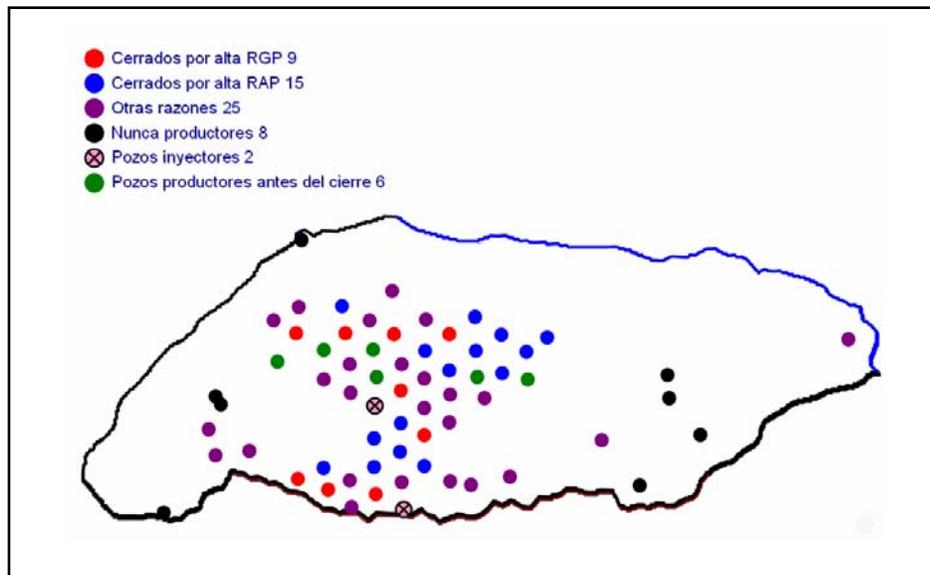


Figura 5.62: Resumen de la Condición Actual de los Pozos en el Yacimiento en Estudio.

También es importante destacar que la mayoría de los pozos no tienen carpetas actualizadas, existe incongruencia en datos reportados en distintas fuentes e inclusive pozos que aparecen como completados en el yacimiento no tienen historia de producción. Todo esto dificulta la evaluación de los métodos de producción de los pozos así como proponer mejoras al diseño actual, razón por la cual se decidió evaluar aquellos pozos que producían antes del cierre del yacimiento así como aquellos cuya información tenía menos incertidumbre.

### 5.5.9. Historia de los Pozos

#### ▪ Pozo AB-110

Este pozo actualmente este pozo tiene una completación sencilla selectiva con gas lift y según los libros oficiales produce de la arena objeto del estudio, sin embargo, no se encontró el diagrama de completación oficial del pozo para verificar el intervalo cañoneado. En la Figura 5.63 se muestra la historia de producción del pozo AB-110 en el yacimiento en estudio, mientras que su diagrama de completación actual es mostrado en la Figura 5.64.

De igual forma se muestran estos resultados para otros pozos (ver Anexo A).

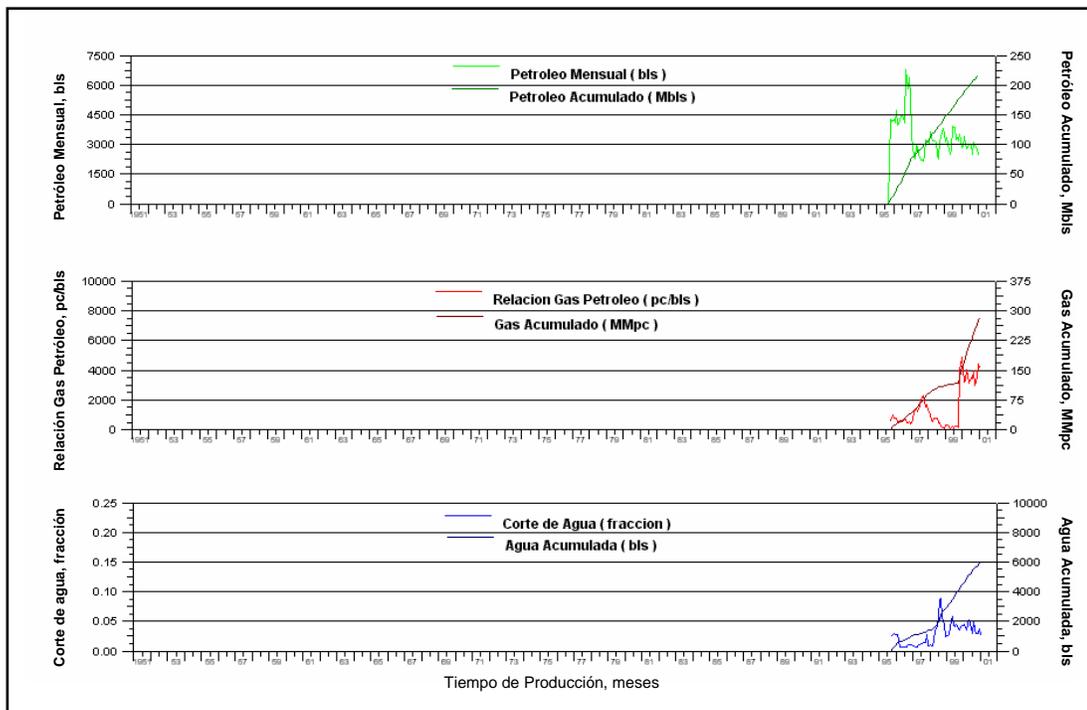


Figura 5.63: Historia de Producción del Pozo AB-110.

**Diseño de Gas Lift**

Mandril	Profundidad (pies)	Tipo	Asiento (pulg)	T (°F)	P <sub>TRO</sub> (lpc)
10	1429	EPN-1.00	12/64	118	670
9	2591	EPN-1.00	12/64	137	655
8	3563	EPN-1.00	12/64	153	635
7	4354	EPN-1.00	12/64	166	620
6	4983	EPN-1.00	12/64	176	605
5	5519	EPN-1.00	12/64	184	590
4	6054	EPN-1.00	12/64	193	575
3	6589	EPN-1.00	12/64	202	560
2	7185	EPN-1.00	12/64	211	545
1	7660	EPN-1.00	12/64	219	535

**Prueba de Producción**

Fecha	Mar-2001
P <sub>SEP</sub> (lpc)	70
P <sub>CAB</sub> (lpc)	110
P <sub>REV</sub> (lpc)	380
P <sub>LIN</sub> (lpc)	100
Q <sub>L</sub> , BND	76
Q <sub>O</sub> , BND	72.2
Gas <sub>TOTAL</sub> , MPCND	574
Gas <sub>SINY</sub> , MPCND	237
%AyS, %	5
°API	31
RGP, PCN/BN	4668

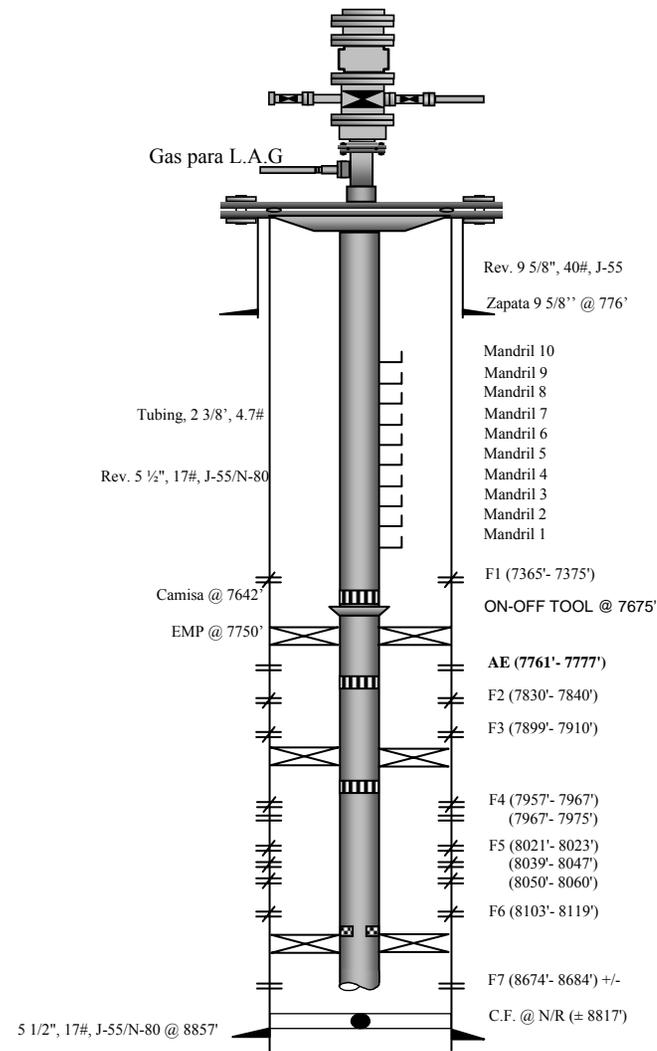


Figura 5.64: Diagrama de Completación Actual del Pozo AB-110.

#### **5.5.10. Instalaciones de Superficie**

Las instalaciones de superficie disponibles para el manejo del crudo producido son: una Estación de Descarga, dos Estaciones de Flujo y un Patio de Tanques. Todo el gas producido en estas estaciones va a una Planta de Compresión, la cual surte de gas a todos los pozos con LAG y a los pozos inyectoros pertenecientes a procesos de recuperación secundaria.

El crudo que llega a la Estación de Descarga entra a los separadores, hay 4 separadores operativos, uno para la producción general, el separador de prueba, el separador para aquellos pozos con baja presión y el restante para los pozos que tengan una alta producción de agua o alta presión. Después de pasar por esta etapa de separación se inyecta el desmulsificante y el crudo va a los calentadores, desde aquí el líquido caliente llega al tanque de lavado. No se utilizan los tratadores existentes. El agua separada en los tanques de lavado va al tanque de la planta de inyección de agua salada y el crudo se bombea desde esta planta hasta el Patio de Tanques.

La planta compresora está diseñada para manejar todo el gas proveniente de la estación de descarga y de las estaciones de flujo. Este gas entra a un separador vertical para asegurar que no entre ningún tipo de líquido a las etapas siguientes del sistema de compresión. Esta planta compresora tiene una capacidad nominal de 16 MMPCND y una capacidad operativa de 13 MMPCND; opera con 4 motocompresores y manejan alrededor de 2.8-3.2 MMPCND. El gas entra con 60 lpc y sale de esta planta con una presión entre 910 – 940 lpc.

## **5.6. PLANES DE REACTIVACIÓN DEL YACIMIENTO**

Todas las estrategias de explotación propuestas se elaboraron basándose en los mapas de calidad elaborados en la evaluación petrofísica, el mapa de paleoambientes del yacimiento, el comportamiento de presión así como la historia de producción, condiciones mecánicas y estado de las instalaciones de superficie de cada uno de los pozos involucrados.

Para estimar de manera aproximada la producción de petróleo que aporta cada uno de los planes se utilizó la tasa de declinación de los pozos asociados al escenario y para evaluar el caso base se utilizó la tasa de declinación del yacimiento. En todos los cálculos se consideró que cuando la producción de petróleo sea inferior a 20 BND se abandonaría el pozo.

En vista de la poca efectividad del proyecto de inyección de gas llevado a cabo desde mayo de 1955, de la información dispersa de los pozos y tomando en cuenta las condiciones críticas del yacimiento, presión de 752 lpca, heterogeneidad en el yacimiento, etc, es necesario realizar la simulación numérica para hacer predicciones del comportamiento del mismo bajo diferentes esquemas de explotación y reducir la incertidumbre de la información.

Se plantearon cuatro escenarios de reactivación cada uno de los cuales fueron evaluados económicamente para determinar su rentabilidad.

### **▪ Escenario 1: Caso Base.**

En este escenario se plantea reactivar la producción del yacimiento utilizando los seis (06) pozos que se encontraban activos antes del cierre. Se consideró el comportamiento de producción de petróleo a través del tiempo, utilizando tasa de declinación del yacimiento 18% anual, y que cada tres años se efectuaría un RA/RC (estadístico) (ver Tabla 5.9 y Figura 5.65a). Evaluando este caso se producen 987 MBN de petróleo, lo que equivale a 22% de las reservas remanentes del yacimiento.

▪ **Escenario 2: Optimización del Sistema de Producción de los Pozos.**

En este escenario se propone optimizar los sistemas de levantamiento existentes en los pozos que producían del yacimiento antes del cierre, con el cual se producirían 1.4 MMBN de petróleo, lo que equivale a 31% de las reservas remanentes del yacimiento (ver Tabla 5.9 y Figura 5.65b).

▪ **Escenario 3: Terminación de Pozos y Optimización de Producción.**

Este escenario plantea la terminación de dos pozos que atraviesan la arena en estudio pero nunca han producido de ella; además de la optimización de los sistemas de levantamiento y producción de los pozos del Escenario 2. La tasa de producción de los pozos que serán completados por primera vez en la arena fue estimada basándose en la producción de los pozos cercanos que alguna vez produjeron del yacimiento. Con este escenario se podrían recuperar el 58% de las reservas remanentes de petróleo en el yacimiento. Para la información referente a los indicadores económicos y el diagrama araña ver Tabla 5.9 y Figura 5.65c.

▪ **Escenario 4: RA/RC de Pozos + Escenario 3.**

Este escenario consiste en recompletar tres (03) pozos que alguna vez produjeron del yacimiento y todas las actividades planteadas en el escenario 3. Para determinar la producción de los pozos recompletados en la arena se utilizaron las tasas de declinación de estos pozos cuando eran productores del yacimiento. Bajo este escenario se podría producir 3.56 MMBN, lo que representaría el 79% de las reservas remanentes del yacimiento (ver Tabla 5.9 y Figura 5.65d)

Tabla 5.9: Indicadores Económicos de los Escenarios Propuestos.

<b>CASO</b>	<b>VPN (MMBs)</b>	<b>TIR, %</b>	<b>TIRM, %</b>	<b>Elm</b>	<b>TPd</b>
Escenario 1: Caso Base.	1366	651.5	22.8	6.42	0.16
Escenario 2: Optimización	1944	649.9	22.8	6.34	0.16
Escenario 3: Terminación	3675	620.8	22.7	6.34	0.17
Escenario 4: Ra/Rc	4917	602.2	22.7	6.32	0.18

Al comparar los escenarios propuestos se puede observar que el Escenario 4 tiene el mejor VPN y con el cual se podría producir 3.56 MMBN, lo que representaría el 79% de las reservas remanentes del yacimiento. Las actividades que incluiría este escenario serían:

- Recompletar tres pozos.
- Terminación de dos pozos que atraviesan la arena en estudio
- Optimización de los sistemas de levantamiento y producción de los pozos productores antes del cierre.

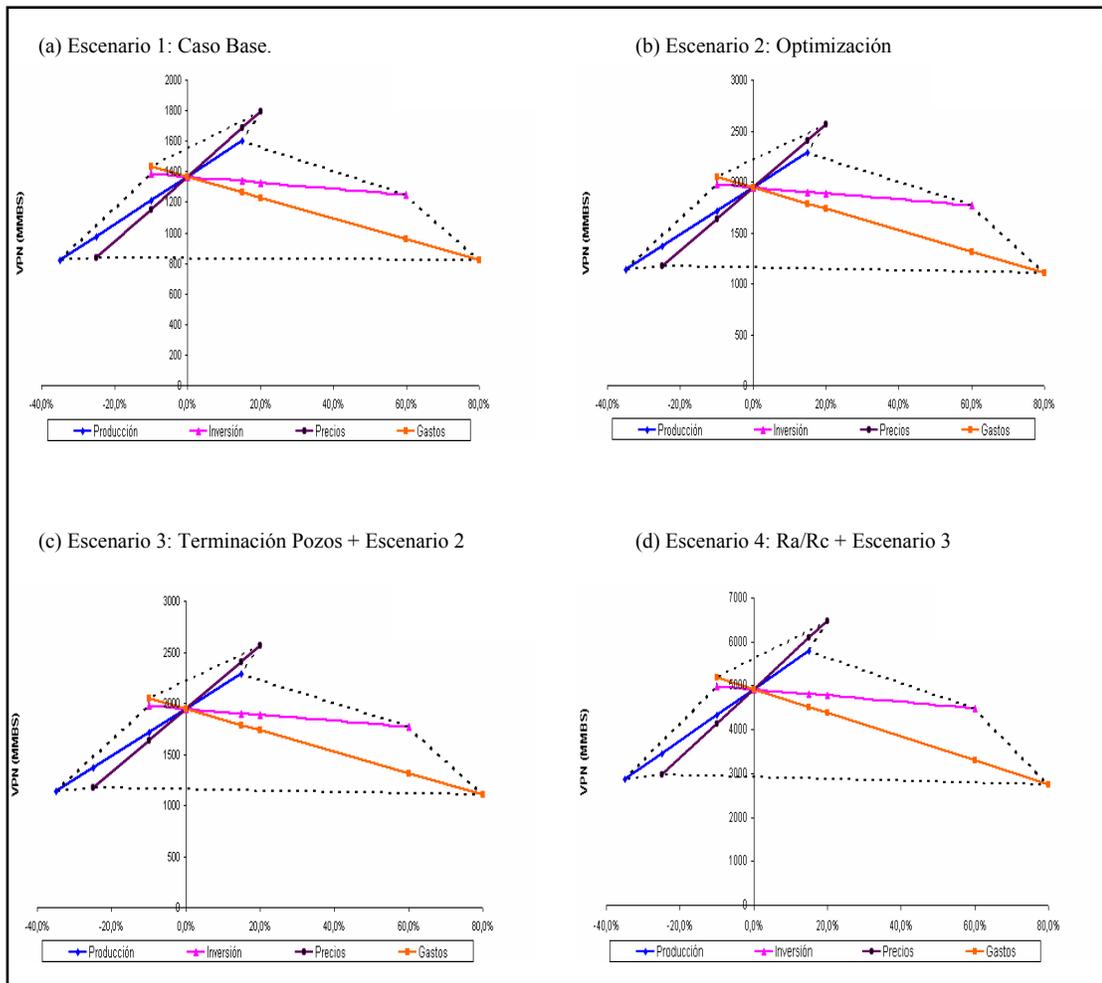


Figura 5.65: Diagramas Araña de la Evaluación Económica para a) Caso Base.  
 b) Escenario 1: Optimización del Sistema de Producción de los Pozos.  
 c) Escenario: Terminación de Pozos y Optimización de Producción.  
 d) Escenario: RA/RC de Pozos.

## CONCLUSIONES

- Estructuralmente, el yacimiento consiste de un homoclinal de 4° de buzamiento hacia el NE, interceptado por un sistema de fallas normales de rumbo E-W, y una falla inversa de reacondo de la Falla Tascabaña.
- El ambiente sedimentario del yacimiento es Deltaico, caracterizado por canales fluviales progradantes sobre barras de desembocadura.
- El yacimiento presenta tres (3) zonas bien diferenciadas, dos arcillosas hacia los extremos Oeste y Este, y una de arena limpia en la zona central. Está limitado por un entrapamiento combinado estructural-estratigráfico, siendo el límite sur estructural, los límites oeste y este stratigráfico, y el límite norte un contacto agua-petróleo.
- El yacimiento se encontraba inicialmente saturado con una presión inicial de 3075 lpc, sin capa inicial de gas y gas en solución como mecanismo de producción primaria.
- El Petróleo Original en Sitio (POES) fue reestimado volumétricamente en 88,0 MMBN.
- El proceso de inyección de gas no ha sido eficiente, ya que la presión del yacimiento continuó disminuyendo.
- Se corrobora que existe inconsistencia en los datos de los pozos pertenecientes al yacimiento que genera incertidumbre en las estrategias de los planes de reactivación del yacimiento así como en la evaluación de mejoras al diseño actual de los pozos.

- El análisis del comportamiento de producción permitió actualizar las reservas del yacimiento, determinándose que las reservas primarias están agotadas y que existen unas reservas remanentes secundarias de 4.5 MMBN.
- Se establece como plan para reactivar el yacimiento un escenario con el cual se podría producir 3.56 MMBN, lo que representaría el 79% de las reservas remanentes del yacimiento y que incluiría recompletar tres pozos, terminación de dos pozos y optimizar los sistemas de levantamiento y producción de seis pozos.

## **RECOMENDACIONES**

- Solicitar la actualización de las Reservas Oficiales del yacimiento antes los organismos gubernamentales.
- Realizar una validación de toda la información de los pozos con el objetivo de reconstruir sus historias y de esta forma disminuir la incertidumbre actual y la inconsistencia de la misma.
- Iniciar la reactivación del yacimiento en estudio bajo el siguiente esquema de explotación: recompletar tres pozos, terminación de dos pozos y optimizar los sistemas de levantamiento y producción de seis pozos.
- Realizar el modelaje dinámico del yacimiento a fin de hacer predicciones del comportamiento del mismo bajo diferentes esquemas de explotación y reducir la incertidumbre de la información.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Rincón, A. “Gerencia Integrada de Yacimientos”. Tamare, Ciudad Ojeda: PDVSA-CIED.
- [2] PDVSA Intevep. “Jornadas de Productividad de Pozos” Información Digital. Julio 1999.
- [3] PDVSA Intevep. “Código Geológico de Venezuela”. Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela. Editado por el Comité Interfilial de estratigrafía y Nomenclatura. Disponible: <http://www.pdv.com/lexico>
- [4] Ministerio de Energía y Minas. “Libro de Reservas Oriente”. Año 2000.
- [5] Total Compagnie Francaise Des Petroles. “Proyectos de Inyección de Fluidos. Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela”. Septiembre de 1983.
- [6] Total Compagnie Francaise Des Petroles. “Determinación de las Correlaciones de Permeabilidades Relativas, de Presión Capilar y Saturaciones Residuales”. Septiembre de 1983.
- [7] Cabrera, J. y Hernández C. “Correlación de Predicción para el Área Mayor de Oficina” VIII Jornadas Técnicas de Petróleo. Puerto La Cruz. 1989.
- [8] Corey, A. T. “The Interralation Between Gas and Oil Relative Permeabilities”. Prod, Monthly, Noviembre, 1954.
- [9] Corey, A. T., Rathjenes, C. H., Henderson, J. H. y Willie, M. R. J “Three Phase Relative Permeability”. Trans. AIME, Vol. 207,1956.
- [10] Van Everdingen, A. F. y Hurts, W. “The Application of the Laplace Transform to Flow Problems in Reservoir”. Trans. AIME. 1949. Vol 186. 305-324.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abdus, S. y Ganesh, T. “Integrated Petroleum Reservoir Management”. Tulsa Oklahoma: Pennwell Publishing Company. 1994.
- Alfonsi, P. “Curso sobre Ambientes Sedimentarios”. Meneven, 1978.
- American Association of Petroleum Geologists. Geophysics Reprint Series. Vol. II y III. 1989.
- Amyx, J. W. Bass, D. M. y Whiting R. L. “Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties”. McGraw Hill Book, Co. 1960.
- Beggs, H.D. y Robinson, J.R. “Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems”. Jour. Pet. Tech. Septiembre de 1975.
- Brown, A. “Interpretation of Three Dimensional Seismic Data”. 5th Edition. American Association of Petroleum Geologists, 1999.
- Corpoven, S. A. “Evaluación Económica de Proyectos”. Caracas, 1995.
- Craft, B. y Hawkins, M. “Applied Petroleum Engineering”. Prentice Hall Inc. 1959.
- Dake, L. “Fundamentals of Reservoir Engineering”. Elsevier Scientific Publishing Company. 1978.
- Economides, M. “Horizontal Wells: Completion and Evaluation”. Boston: Edited by Kenneth C. Petroleum Engineering. PE307. IHRDC, 1993.

- Economides, M., Hill, A. D. y Economides, C. J. “Petroleum Production Systems”. New Jersey. Prentice Hill, Inc. 1994.
- “Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos”. CIED, 1997
- “Evaluación de Formaciones”. CIED.1998.
- “Evaluación de Pozos: Mejoramiento de Producción”. WEC 1997.
- Geoquest. “Geoframe Fundamentals: Training and Exercises Guide Geoframe 3.7”. 1999.
- Geoquest. “Geoframe Geologic Interpretation: Training Guide Geoframe 3.7”. 1999.
- González de Juana, C., Iturralde, J. y Picard, X. “Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”. Tomos I y II. Ediciones Foninves, 1980.
- Havlena, D. y Odeh, A.S. “The Material Balance as an Equation of a Straight Line”. Journal Petroleum Technology August 1963. 896 pp.
- Hernández, R. y otros. “Metodología de la Investigación”. Editorial McGraw Hill, México, 1991.
- “Levantamiento Artificial por Gas para Ingenieros”. CIED. Febrero 1997.
- Mc Cain, W. D. “The Properties of Petroleum Fluids”. Penn-Well Books, Tulsa, 1990.

- “Memorias IX Congreso Venezolano de Geofísica”. Sociedad Venezolana de Ingenieros Geofísicos, 1998.
- “Memorias X Congreso Venezolano de Geofísica”. Sociedad Venezolana de Ingenieros Geofísicos, 2000.
- Regueiro, J. “Sísmica para Geólogos e Ingenieros de Yacimientos”. CIED.1999.
- Schilthuis , R.J. “Active Oil and Reservoir Energy”. Trans. AIME. 1936.
- Standing, M. B. y Katz, D. L. “Density of Natural Gases”. Trans. AIME, 1942.

# **A N E X O S**

## ANEXO A: HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y DIAGRAMA MECÁNICO DE LOS POZOS

### ▪ Pozo AB-118

Este pozo vertical tiene una completación sencilla selectiva con gas lift. En la Figura A.1 se muestra su historia de producción, mientras que su diagrama de completación actual se muestra en la Figura A.2.

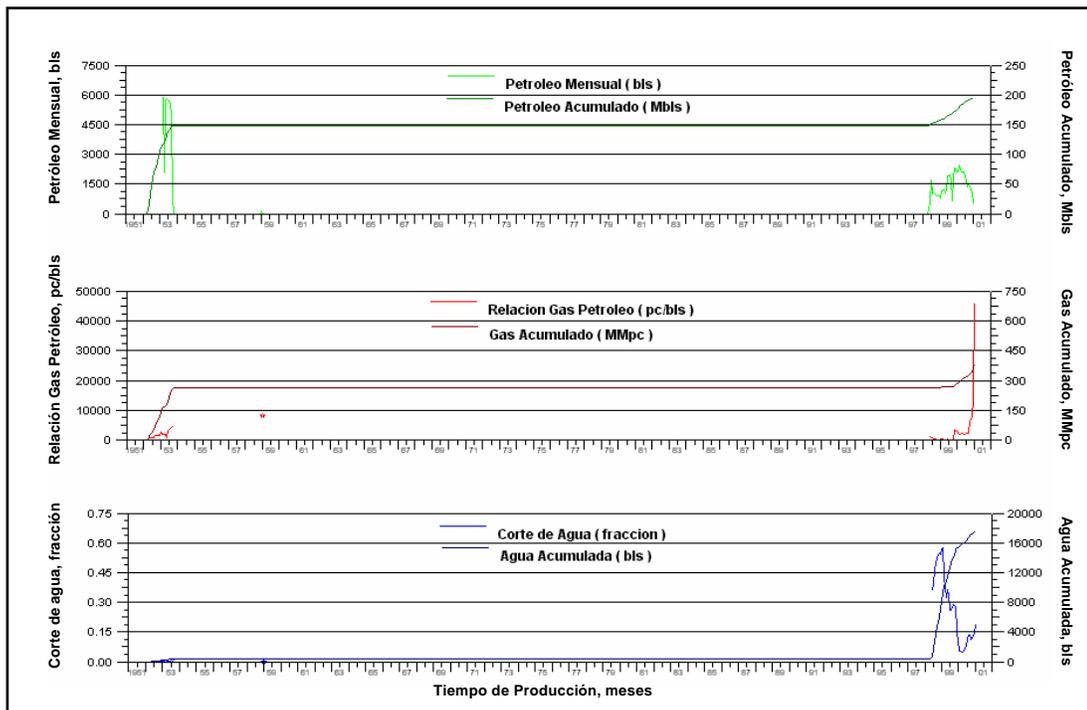


Figura A.1: Historia de Producción del Pozo AB-118.

**Diseño de Gas Lift**

Mandril	Profundidad (pies)	Tipo	Asiento (pulg)	T (°F)	P <sub>TRO</sub> (lpc)
8	1419	EPN-1.00	12/64	116	720
7	2726	EPN-1.00	12/64	136	695
6	3901	EPN-1.00	12/64	153	670
5	4918	EPN-1.00	12/64	168	645
4	5775	EPN-1.00	12/64	181	625
3	6484	EPN-1.00	12/64	195	605
2	7063	EPN-1.00	12/64	200	595
1	7690	EPN-1.00	12/64	210	575

**Prueba de Producción**

Fecha	Mar-2001
P <sub>SEP</sub> (lpc)	80
P <sub>CAB</sub> (lpc)	140
P <sub>REV</sub> (lpc)	640
P <sub>LIN</sub> (lpc)	140
Q <sub>L</sub> , BND	47
Q <sub>O</sub> , BND	37.6
G <sub>AS</sub> TOTAL, MPCND	758
G <sub>AS</sub> INY, MPCND	461
%AyS, %	20
°API	27
RGP, PCN/BN	7899

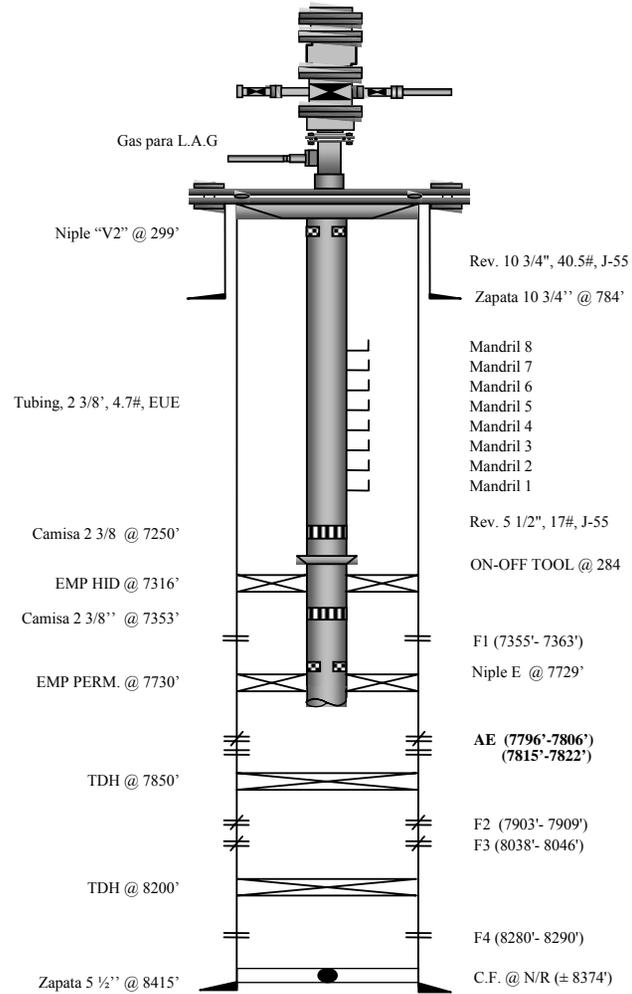


Figura A.2: Diagrama de Completación Actual del Pozo AB-118.

▪ **Pozo AB-127**

Este pozo vertical tiene actualmente una completación sencilla selectiva de flujo natural en el intervalo 7792'-7818'. En Figura A.3 se muestra su historia de producción y en la Figura A.4 se puede observar su diagrama mecánico actual.

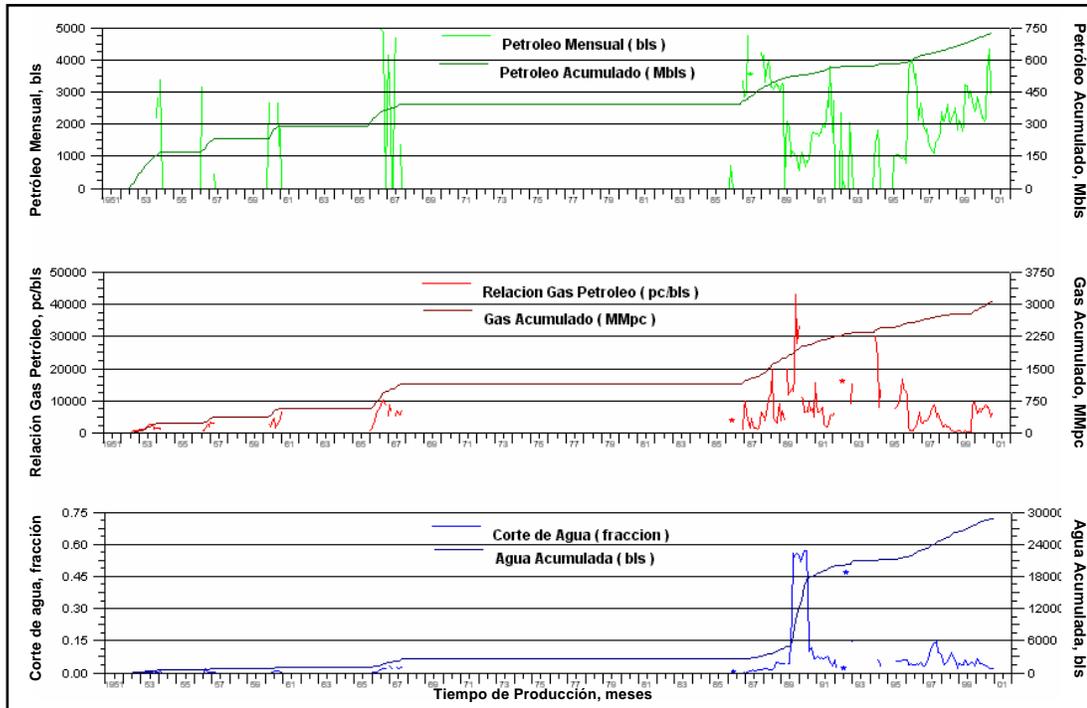


Figura A.3: Historia de Producción del Pozo AB-127.

**Prueba de Producción**

Fecha	Mar-2001
P <sub>SEP</sub> (lpc)	80
P <sub>CAB</sub> (lpc)	160
P <sub>REV</sub> (lpc)	140
Q <sub>L</sub> , BND	94
Q <sub>O</sub> , BND	90
G <sub>aTOTAL</sub> , MPCND	512
G <sub>aSINY</sub> , MPCND	0
%AyS, %	3
°API	44
RGP, PCN/BN	5689

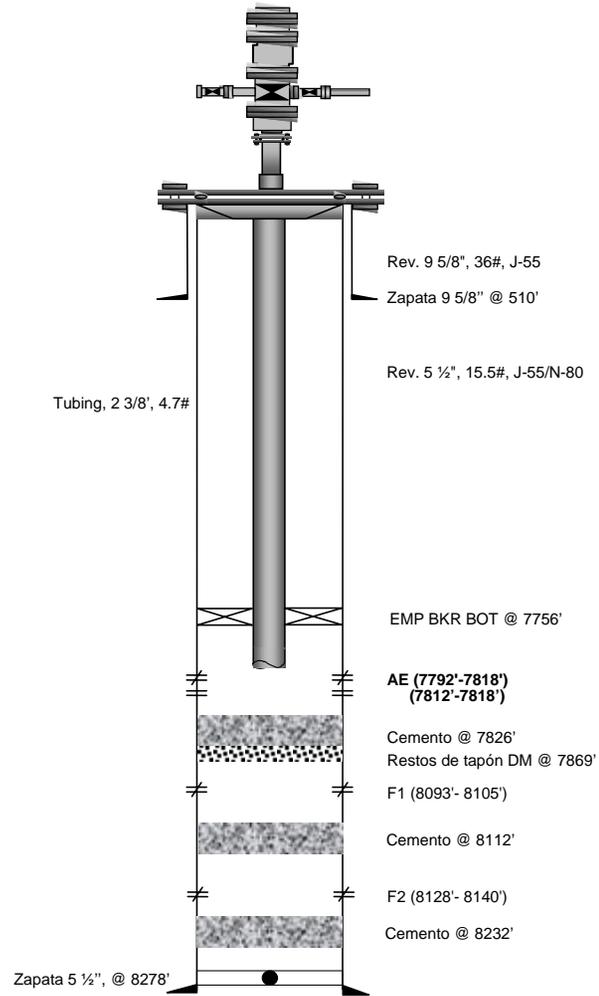


Figura A.4: Diagrama de Completación Actual del Pozo AB-127.

▪ **Pozo AB-142**

Este es un pozo vertical completado originalmente en 1999 y actualmente presenta una completación sencilla selectiva con gas lift. En las Figuras A.5 y A.6 se muestran su historia de producción y su diagrama mecánico actual.

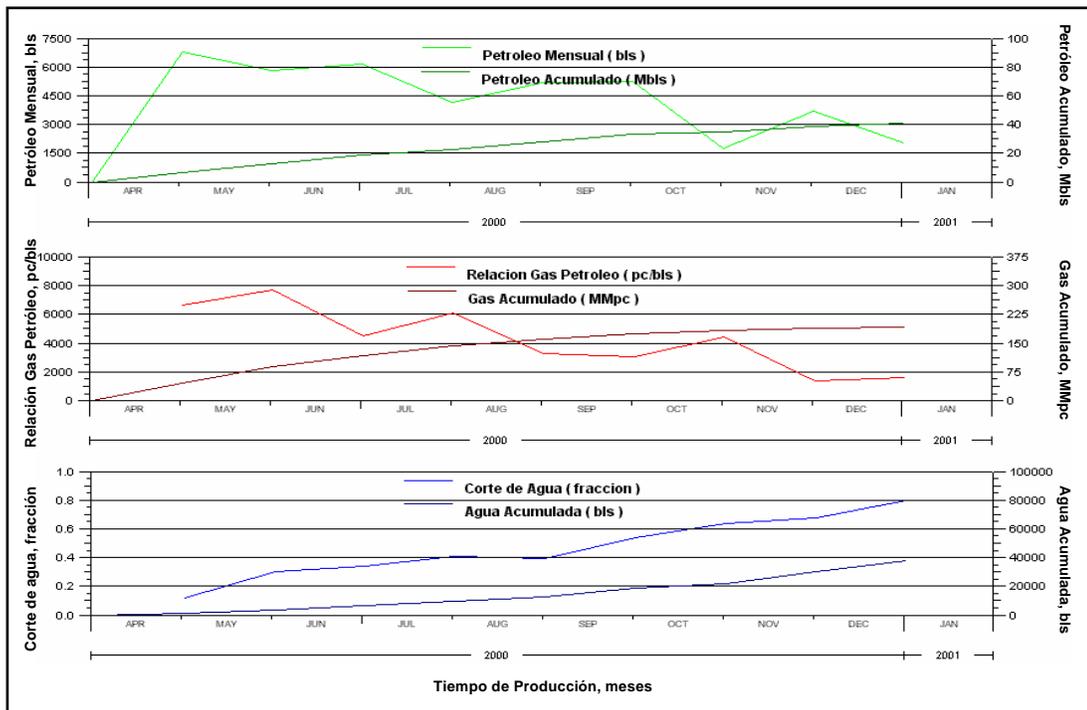


Figura A.5: Historia de Producción del Pozo AB-142.

**Diseño de Gas Lift**

Mandril	Profundidad (pies)	Tipo	Asiento (pulg)	T (°F)	P <sub>TRO</sub> (lpc)
7	1457	EPN-1.00	12/64	117	755
6	2661	EPN-1.00	12/64	135	740
5	3643	EPN-1.00	12/64	149	720
4	4414	EPN-1.00	12/64	161	705
3	5055	EPN-1.00	12/64	170	690
2	5697	EPN-1.00	12/64	180	670
1	6338	EPN-1.00	12/64	189	650
7	1457	EPN-1.00	12/64	117	755

**Prueba de Producción**

Fecha	Mar-2001
P <sub>SEP</sub> (lpc)	80
P <sub>CAB</sub> (lpc)	250
P <sub>REV</sub> (lpc)	560
Q <sub>L, BND</sub>	316
Q <sub>O, BND</sub>	63
Gas <sub>TOTAL, MPCND</sub>	497
Gas <sub>INY, MPCND</sub>	318
%AyS, %	80
°API	56
RGP, PCN/BN	2832

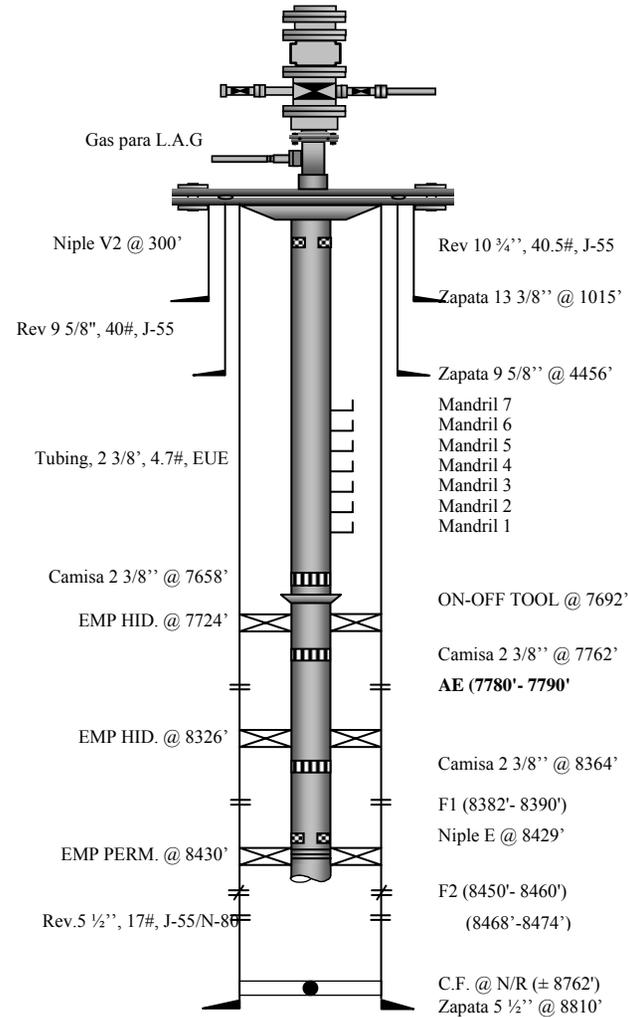


Figura A.6: Diagrama de Completación Actual del Pozo AB-142.

▪ **Pozo BX-12**

Este es un pozo vertical completado originalmente en 1952 y actualmente presenta una completación sencilla selectiva con gas lift. En las Figuras A.7 y A.8 se muestran su historia de producción y su diagrama mecánico actual.

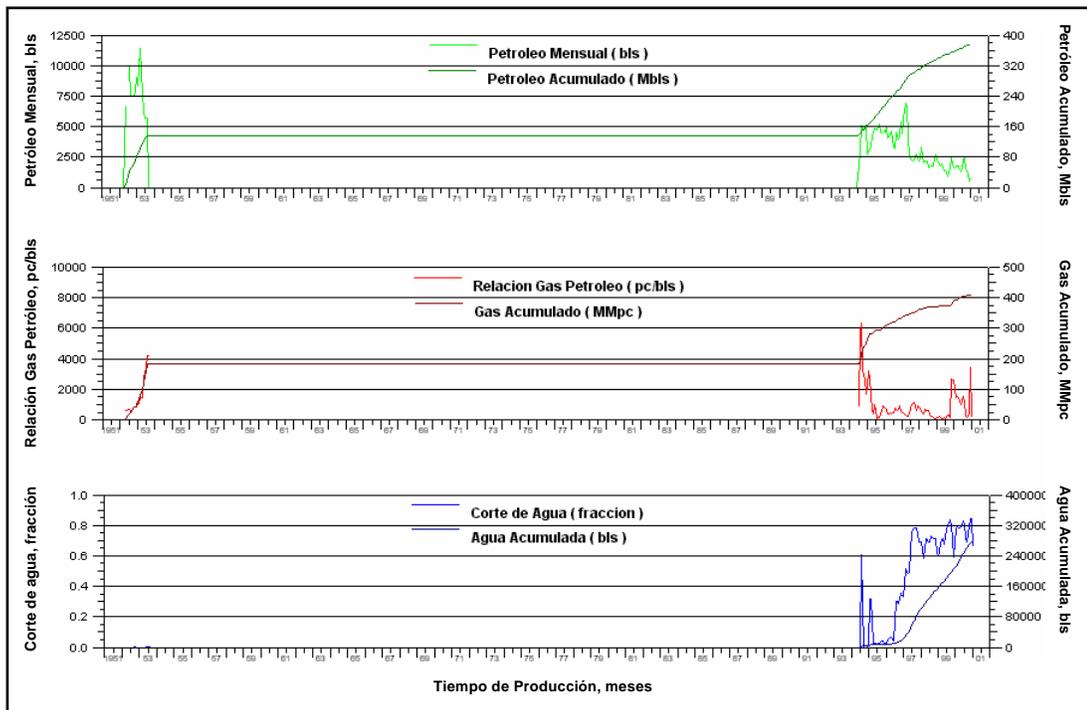


Figura A.7: Historia de Producción del Pozo BX-12.

**Diseño de Gas Lift**

Mandril	Profundidad (pies)	Tipo	Asiento (pulg)	T (°F)	P <sub>TRO</sub> (lpc)
7	1870	EPN-1.00	12/64	-	-
6	3102	EPN-1.00	12/64	-	-
5	3907	EPN-1.00	12/64	-	-
4	4714	EPN-1.00	12/64	-	-
3	5490	EPN-1.00	12/64	-	-
2	6295	EPN-1.00	12/64	-	-
1	7096	EPN-1.00	12/64	-	-
7	1870	EPN-1.00	12/64	-	-

**Prueba de Producción**

Fecha	Mar-2001
P <sub>SEP</sub> (lpc)	80
P <sub>CAB</sub> (lpc)	110
P <sub>REV</sub> (lpc)	580
Q <sub>L</sub> , BND	198
Q <sub>O</sub> , BND	60
Gas <sub>TOTAL</sub> , MPCND	961
Gas <sub>INY</sub> , MPCND	246
%AyS, %	70
°API	33
RGP, PCN/BN	11.917

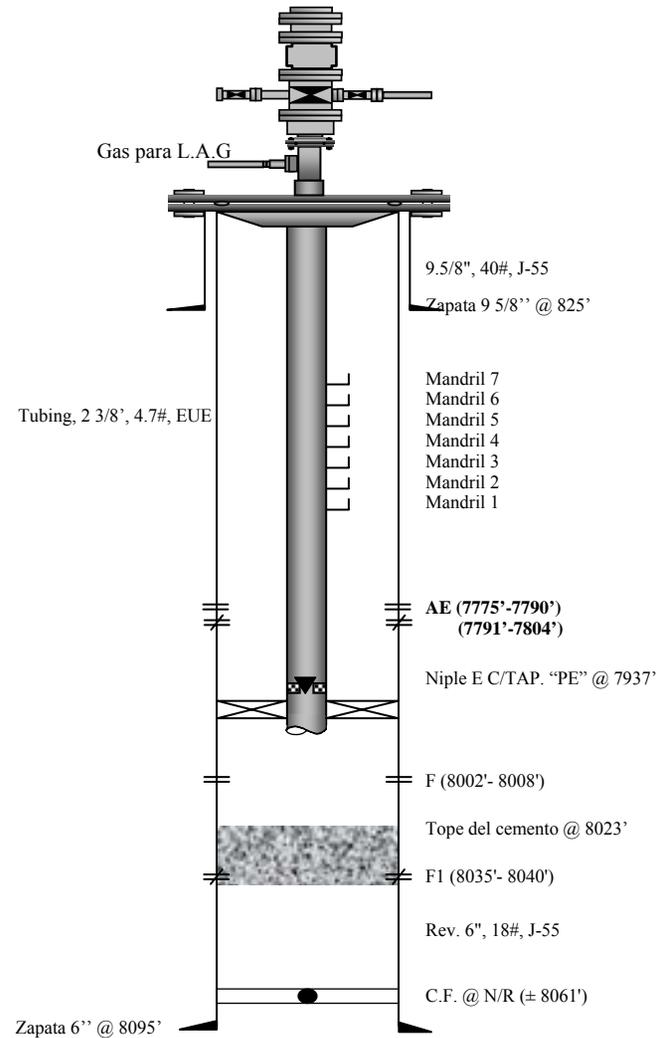


Figura A.8: Diagrama de Completación Actual del Pozo BX-12.

▪ **Pozo BX-17**

Este es un pozo vertical completado originalmente en 1952 y actualmente presenta una completación sencilla selectiva con gas lift. En las Figuras A.9 y A.10 se muestran su historia de producción y su diagrama mecánico actual.

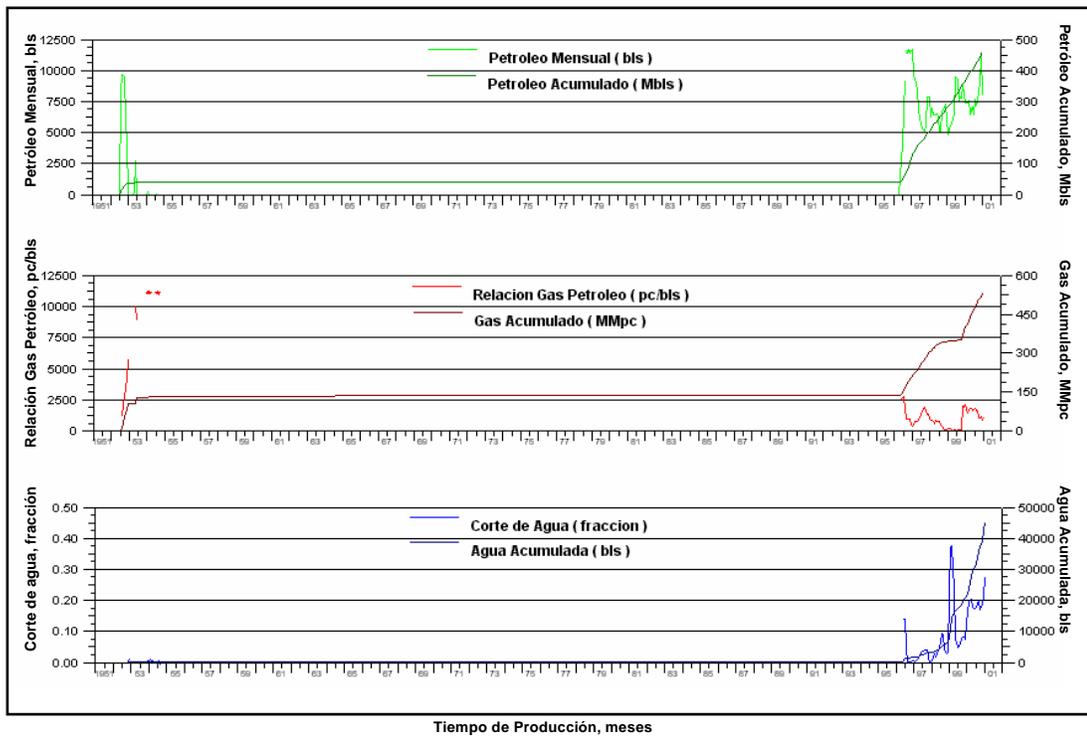


Figura A.9: Historia de Producción del Pozo BX-17.

### Diseño de Gas Lift

Mandril	Profundidad (pies)	Tipo	Asiento (pulg)	T (°F)	P <sub>TRO</sub> (lpc)
6	1658	CM1-BK1''	3/16	119	700
5	3075	CM1-BK1''	1/8	139	710
4	4298	CM1-BK1''	1/8	156	690
3	5276	CM1-BK1''	1/8	170	670
2	6035	CM1-BK1''	1/8	181	660
1	6890	Orificio	1/8	193	--

### Prueba de Producción

Fecha	Mar-2001
P <sub>SEP</sub> (lpc)	80
P <sub>CAB</sub> (lpc)	843
P <sub>REV</sub> (lpc)	160
Q <sub>L</sub> , BND	311
Q <sub>O</sub> , BND	230
G <sub>STOTAL</sub> , MPCND	958
G <sub>SNY</sub> , MPCND	230
%AyS, %	26
°API	26
RGP, PCN/BN	3165

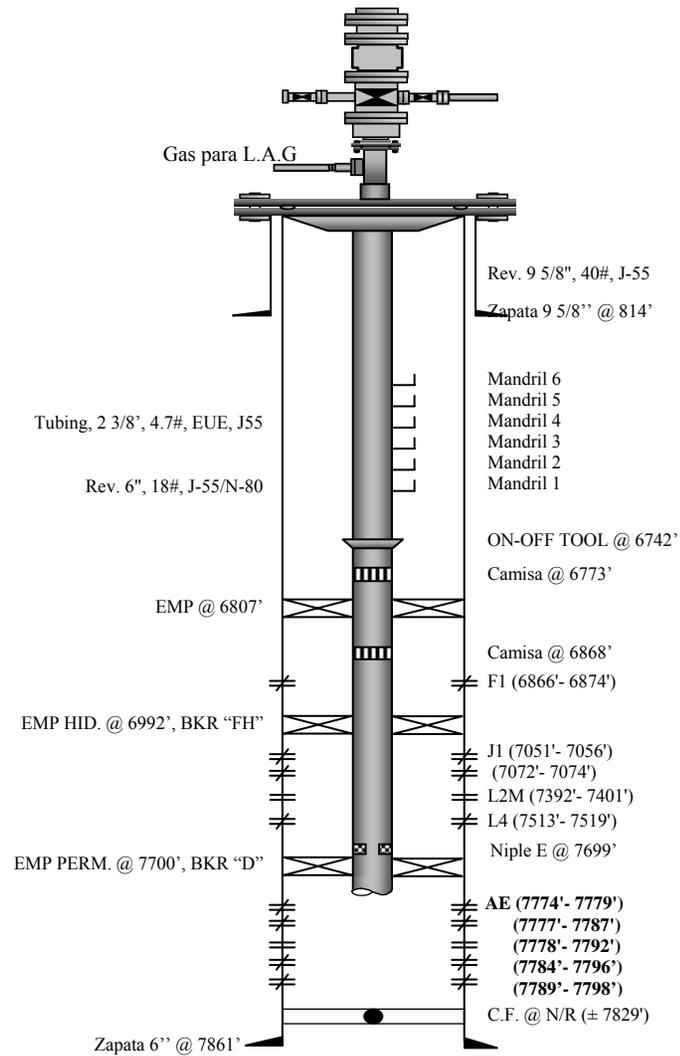


Figura A.10: Diagrama de Completación Actual del Pozo BX-17.

