

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO Y VOLUMETRÍA  
ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS POR DESCUBRIR CON EL  
PROSPECTO BARRACUDA, MEDIANTE UN ESTUDIO CONCEPTUAL  
DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO EN EL ÁREA OCCIDENTAL DEL GOLFO  
DE VENEZUELA - COSTA AFUERA.”**

Realizado por:

José David Terzo Serrada

C.I: 18.417.532

Trabajo Especial de Grado como Requisito Parcial para Optar al Título de  
INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Agosto 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO Y VOLUMETRÍA  
ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS POR DESCUBRIR CON EL  
PROSPECTO BARRACUDA, MEDIANTE UN ESTUDIO CONCEPTUAL  
DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO EN EL ÁREA OCCIDENTAL DEL GOLFO  
DE VENEZUELA - COSTA AFUERA.”**

Realizado por:

---

José David Terzo Serrada

---

Ing. Rafael Ramírez

Asesor Industrial

---

Ing. Rayda Patiño

Asesor Académico

Trabajo Especial de Grado como Requisito parcial para Optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Barcelona, Agosto 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO Y VOLUMETRÍA  
ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS POR DESCUBRIR CON EL  
PROSPECTO BARRACUDA, MEDIANTE UN ESTUDIO CONCEPTUAL  
DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO EN EL ÁREA OCCIDENTAL DEL GOLFO  
DE VENEZUELA - COSTA AFUERA.”**

El Jurado hace constar que asigno a esta tesis la calificación de:

APROBADO

---

Ing. Rayda Patiño

ASESOR ACADÉMICO

---

Ing. Tania González

Jurado Principal

---

Ing. José Rodríguez

Jurado Principal

Barcelona, Agosto 2011

## **RESOLUCIÓN**

**De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado** “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.



## **DEDICATORIA**

Este proyecto y logro de vida va dedicado en primer lugar a Dios todopoderoso por estar presente a lo largo de mi vida, con su ayuda suprema y su energía poderosa me permitieron seguir adelante ante los obstáculos y problemas. Sobre todo este logro sentimentalmente va dedicado a mi familia.

A mis padres Paula Serrada y Giuseppe Terzo por ser mis guías y darme la fortaleza necesaria para poder afrontar todos los retos que se han presentado que sirvieron como base fundamental para la construcción de este sueño.

A las futuras generaciones de mí familia que tomen este proyecto y logro de vida como ejemplo a seguir, para poder construirse un futuro mejor.

## **AGRADECIMIENTOS**

A dios supremo y todopoderoso, porque sé que siempre ha estado a mi lado protegiéndome en cada paso que doy, por extender su mano divina y todopoderoso para ayudarme a lograr este sueño y por estar allí en cada momento de mi vida.

A mis padres, mi madre Paula Serrada por todo su infinito apoyo y fortaleza, por haberme dado todo ese cuidado y protegido sobre todas las cosas, sin ti no hubiese sido posible nada de esto. Mi padre Giuseppe Terzo por haberme enseñado que las cosas se consiguen con esfuerzo, trabajo y dedicación, que la paciencia es un virtud que muy pocas personas tienen, por haberme inculcado valores y principios que me sirvieron para construir las bases de mí día a día y sobre todo saber. Porque muy en el fondo “Se ama más lo que con mayor esfuerzo se ha conseguido”.

A mí hermano, Giovanni Terzo por estar conmigo en algunos instantes de mi vida y sobre todo haber aprendido el significado de una frase como esta “La mentira produce flores pero no frutos”.

A Mario Affili mi gran amigo, mejor que un amigo un hermano para mí por haber estado conmigo la primera mitad de mi carrera, por haberme ayudado en los momentos más difíciles, los verdaderos amigos se conocen en los momentos de dificultad y tu eres uno de ellos amigo y sé que te sientes orgulloso por este logro.

Al profesor Pablo Lugo, El doctor Jesús Delgado y al Señor Guido Di Maggio cada uno de ustedes aportaron su granito de arena en etapas diferentes de mi carrera le estaré eternamente agradecido.

A mis amigos y compañero de clases: José Alejandro Pérez y Jesús López Baduil por su valiosa ayuda en las distintas materias que tuve la dicha de estudiar con ustedes y por las incontables horas que estudiamos juntos para hacer realidad este sueño.

A mis compañeros tesistas de la Gerencia de Exploración Costa Afuera: Ruilver Rodríguez, Carlos Yáñez “ Sa Va? Sa Va, Sa Va” por haber compartido todos estos meses que duro nuestra pasantía para el desarrollo de nuestras tesis, en especial la mía de 50 MM\$.

A mis amigos, compañeros de residencia y también estudiaste de la escuela de Ingeniería de Petróleo: Lenin Valerio por haber compartido conmigo a lo largo de mi estadía, viviendo en la residencia Hachar y por haberme dado la verdad en Cristo. A Miguel Márquez por haber sido mi primer crítico del día a día y que la verdad tiene sus recompensas pero tiene que ser medidas y sobre todo “si quieres un consejo tómalo y guárdalo si no deséchalo”. Dios los bendiga muchachos yo se que tomaran este logro como ejemplo.

A mis compañeros de la sala INTEX: Frédéric Dartois y Luca Micarelli por haber compartido conmigo sus conocimientos en las distintas disciplinas y su experiencia.

A Carelis Moya por haber estado en el inicio de este proyecto.

A Ana Julia Marín por haber revolucionado mi tesis, dándole un giro de 360° encendiendo una luz al final de túnel por tu ayuda, dedicación y sobre todo paciencia para poder de esta forma desarrollar este proyecto.

A Solayer Rojas geóloga del proyecto Barracuda por nunca haberme dicho “estoy ocupada” por todo tu ayuda en el desarrollo de ciertas etapas de mi tesis.

A Tatiana Sánchez por aportarme todo la información disponible para el desarrollo del proyecto Barracuda.

A todo el personal de la Gerencia de Exploración Costa Afuera y Delineación. Especialmente a: Ángel Gonzales, Miller Zambrano, Octavio Meneses y Carlos Mayora.

A Marcos Colmenares por sus valiosos conocimientos aportados para el desarrollo de mi 3er objetivo.

A todos los integrantes de la Gerencia de Planificación y Portafolio.

A mis asesores Ivon Ulacio y Rafael Ramírez por haber contribuido en la realización de este proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra forma aportaron su granito de arena para el desarrollo de este proyecto y sueño de vida hecho realidad.

## **RESUMEN**

El plan estratégico de PDVSA plantea enfocar los esfuerzos exploratorios en la búsqueda de nuevas oportunidades en la zona del mar territorial de Venezuela, razón por la cual se propone la perforación de la localización Barracuda con el propósito de iniciar un plan exploratorio en el área del Golfo de Venezuela a corto plazo. La perforación de esta localización permitirá evaluar la existencia de hidrocarburos en el prospecto Barracuda. La Elaboración de un plan de desarrollo y volumetría de los yacimientos por descubrir con el prospecto Barracuda, mediante un estudio conceptual del sistema roca fluido – fluido. Este estudio se iniciara con la interpretación del sistema roca fluido de áreas de influencia al prospecto Barracuda.

La construcción del modelo de un sistema roca – fluido para el prospecto Barracuda comienza con la interpretación y caracterización. Al analizar e integrar toda esta información obtenida del área del golfo de Venezuela se podrán determinar los procesos de recuperación óptimos, estimar el números de pozos que pueden ser perforados, como también el pronóstico del comportamiento del futuro del yacimiento.

El estudio del sistema roca - fluido del prospecto Barracuda se basara en un análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral, calificar y cuantificar propiedades de la roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando todos los datos de los estudios realizadas por las distintas disciplinas geológicas. Todo esto para establecer escenarios de explotación para el desarrollo de los yacimientos estudiados mediante un plan de desarrollo conceptual. La localización Barracuda, será el primer pozo exploratorio de PDVSA (esfuerzo propio) en el Golfo de Venezuela en áreas no asignadas a terceros. Ubicada en una provincia geológica donde no existen pozos perforados previamente.

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	IV
DEDICATORIA .....	V
AGRADECIMIENTOS .....	VI
RESUMEN.....	IX
CONTENIDO .....	X
LISTA DE FIGURAS .....	XVIII
LISTA DE TABLAS .....	XXI
INTRODUCCIÓN .....	XXIV
CAPÍTULO 1 .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. ....	1
1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1. Objetivo General .....	3
1.2.2. Objetivos Específicos.....	3
CAPÍTULO 2 .....	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. ANTECEDENTES.....	4
2.2. GEOLOGÍA REGIONAL.....	6
2.2.1. CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES DEL AREA EN ESTUDIO.....	6
2.2.2. UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL AREA DE ESTUDIO.....	10
2.2.3. ESTRUCTURA DE BARRACUDA .....	11
2.2.4. ESTRATIGRAFÍA .....	18
2.2.5. PROGNOSIS ESTRATIGRÁFICA .....	19
2.2.5.1. CENOZÓICO.....	20
2.2.5.2. CRETÁCEO.....	24
2.2.5.3. JURÁSICO.....	26

2.2.5.4. PALEOZOICO.....	27
2.3. BASES TEÓRICAS.....	31
2.3.1. Yacimiento de hidrocarburos .....	31
2.3.2. Tipos de yacimientos .....	31
2.3.2.1. Geológicos .....	31
2.3.2.2. Clasificación de los yacimientos según las rocas que lo forman. ....	32
2.3.2.3. Clasificación de los yacimientos según el estado inicial de los fluidos, y su diagrama da fases.....	32
2.3.2.4. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al estado de sus fluidos: .....	36
2.3.3. Estudios integrados .....	37
2.3.4. Caracterización de yacimientos.....	38
2.3.4.1. Tipos de Caracterización de Yacimiento .....	39
2.3.4.2. Estudio de Caracterización de Yacimientos.....	40
2.3.4.3. Objetivos de un Estudio de Caracterización de Yacimientos. ....	40
2.3.5. Pruebas PVT .....	40
2.3.6. Análisis PVT .....	41
2.3.6.1. Información proporcionada por las pruebas PVT'S.....	42
2.3.6.2. Limitaciones.....	43
2.3.6.3. Aplicaciones.....	43
2.3.6.4. Validación de las pruebas PVT .....	44
2.3.7. Análisis petrofísico.....	48
2.3.7.1. Porosidad ( $\Phi$ ).....	49
2.3.7.2. Permeabilidad.....	51
2.3.7.3. Saturación de fluidos ( $S_w$ ).....	51
2.3.8. Recobro de hidrocarburos .....	53
2.3.8.1. Tipos de recobro.....	53
2.3.9. Presión del yacimiento o presión estática de fondo .....	59
2.3.9.1. Gradientes de presión.....	59
2.3.10. Propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento .....	60

2.3.10.1. Factor Volumétrico: .....	60
2.3.11. Reservas de hidrocarburos. ....	61
2.3.11.1. Reservas recuperables. ....	61
2.3.11.2. Reservas remanentes recuperables. ....	61
2.3.11.3. Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos. ....	62
2.3.12. Calculo de las reservas .....	65
2.3.12.1. Métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento.....	65
2.3.13. Oportunidad Exploratoria .....	69
2.3.13.1. Clasificación de las Oportunidades Exploratorias. ....	70
2.3.14. Expectativas de volúmenes por descubrir .....	71
2.3.15. Procesos para la ejecución de un proyecto.....	71
2.3.15.1. Visualización.....	71
2.3.15.2. Ingeniería Conceptual. ....	72
2.3.15.3. Ingeniería Básica.....	72
2.3.15.4. Ingeniería de Detalle. ....	72
2.3.15.5. Construcción. ....	73
2.3.15.6. Arranque y puesta en marcha.....	73
2.3.16. GAEAPAS (Geologic Analysis Exploration And Prospect Appraisal System). 73	
CAPÍTULO 3 .....	74
MARCO METODOLÓGICO.....	74
3.1. Herramientas Utilizadas.....	74
3.1.1. MBAL (MODELO DE YACIMIENTOS). ....	74
3.1.1.1. Principales Aplicaciones del Programa MBAL. ....	74
3.1.2. GAEAPAS (Geologic Analysis Exploration And Prospect Appraisal System). 83	
3.1.3. QUESTOR 9.0. ....	84
3.1.4. EXCEL 2003.....	87
3.1.5. MERAK PEEP VERSION 2007.....	94



3.2. Revisión Bibliográfica, Creación de una Base de Datos y Recopilación de Información Disponibles de las Áreas y los Yacimientos de Influencia al Prospecto Barracuda. ....	102
3.2.1. Recopilación de Información. ....	102
3.2.2. Creación de la Base de Datos. ....	103
3.3. Interpretar el Sistema Roca – Fluido (Yacimientos y Pozos Improductivos) del Área de influencia al Prospecto Barracuda. ....	103
3.3.1. Interpretación del Sistema de la Roca Reservorio a Nivel del Cretácico de las calizas prospectivas del grupo cogollo. ....	103
3.3.2. Estimación de las Longitudes (Ancho y Largo), Área y Volumen del Prospecto Barracuda. ....	104
3.3.3. Estimación de la Presión para el Prospecto Barracuda. ....	105
3.3.4. Estimación de la Temperatura para el Prospecto Barracuda. ....	107
3.4. Propiedades del Gas. ....	110
3.4.1. Peso Molecular del Condensado. ....	110
3.4.2. Gravedad Específica del Condensado. ....	111
3.4.3. Peso Molecular del Gas Condensado. ....	111
3.4.4. Gravedad Específica del Gas Condensado. ....	112
3.4.5. Propiedades Seudocríticas. ....	112
3.4.6. Factor de Comprensibilidad del Gas. ....	113
3.4.7. Obtener Z por la Grafica. ....	114
3.4.8. Factor de Comprensibilidad Bifásico. ....	115
3.4.9. Densidad del Gas. ....	116
3.4.9.1. Gradiente del Yacimiento. ....	117
3.4.10. Factor Volumétrico del Gas. ....	117
3.4.11. Fracción Molar de Gas Condensado. ....	118
3.4.12. Presión de Roció Retrogrado. ....	119
3.5. Comportamiento del Gas Función de la Depleción de Presión (CVD). ....	120
3.6. Estimación de Propiedades del Líquido Condensado. ....	123

3.6.1. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).....	124
3.6.1.1. Factor Volumetrico del Petróleo a $P \leq$ Proc.....	125
3.6.1.2. Factor Volumetrico del Petróleo a $P >$ Proc.....	125
3.6.2. Viscosidad de Petróleo ( $\mu$ o).....	126
3.6.2.1. Viscosidad del Petróleo a $P \leq$ Proc. ....	126
3.6.2.2. Viscosidad del Petróleo a $P >$ Proc. ....	127
3.6.3. Densidad del Petróleo ( $\rho$ o).....	128
3.7. Estimación del Factor de Recobro para el Prospecto Barracuda. ....	128
3.8. cálculo de la volumetría (recursos de hidrocarburos) asociada al prospecto Barracuda mediante el método determinístico volumétrico.....	132
3.8.1. Calculo Volumétrico. ....	132
3.8.1.1. Estimación del GCOES. Volumétrico ....	132
3.8.1.2. Estimación del GOES. Volumétrico ....	134
3.8.1.3. Estimación del COES. Volumétrico ....	134
3.8.2. Estimación de las Expectativas de Volúmenes de Hidrocarburos por Descubrir en el Prospecto Barracuda con la Corrida del Programa GAEAPAS y la Comparación de los Resultados con el Método Determinístico Volumétrico.....	135
3.9. Establecer los escenarios de desarrollo de los yacimientos estudiados (plan de desarrollo conceptual). ....	135
3.9.1. Desarrollo Propuesto y Pronóstico del Prospecto Barracuda.....	135
3.9.2. Desarrollo del Caso Base. ....	136
3.9.3. Escenarios Planteados de Explotación del Campo Barracuda. ....	137
3.9.4. Infraestructura Requerida para el Desarrollo de Campo Barracuda. ....	138
3.10. Elaborar el estudio económico de la rentabilidad de las estrategias de cada escenario planteado. ....	138
3.10.1. Evaluación Económica del Desarrollo para el Prospecto Barracuda. ....	138
3.10.2. Escenario Planteado Económicamente más Rentable para la Exploración y Desarrollo del Prospecto Barracuda.....	141
CAPÍTULO 4.....	142

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	142
4.1. Interpretar el Sistema Roca – Fluido (Yacimientos y Pozos Improductivos) del Área de influencia al Prospecto Barracuda. ....	142
4.1.1. Interpretación del Sistema de la Roca Reservorio a Nivel del Cretácico de las Calizas Prospectivas del Grupo Cogollo.....	142
4.1.2. Estimación de las Longitudes (Ancho y Largo), Área y Volumen del Prospecto Barracuda.....	146
4.1.3. Estimación de la Presión para el Prospecto Barracuda. ....	148
4.1.4. Temperatura de Formación Estimada para el Prospecto Barracuda. ....	157
4.1.5. Propiedades del Gas Condensado. ....	165
4.1.6. Comportamiento del Gas Función de la Depleción de Presión (CVD). ....	167
4.1.7. Estimación de Propiedades del Líquido Condensado. ....	173
4.1.7.1. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).....	175
4.1.7.2. Viscosidad del Petróleo ( $\mu$ ).....	176
4.1.7.3. Densidad del Petróleo ( $\rho_o$ ).....	177
4.1.8. Estimación del Factor de Recobro para el Prospecto Barracuda. ....	178
4.2. Realizar el cálculo de la volumetría (recursos de hidrocarburos) asociada al prospecto Barracuda mediante el método determinístico volumétrico. ....	179
4.2.1. Calculo Volumétrico .....	179
4.2.1.1. Estimación del GCOES. Volumétrico .....	179
4.2.1.2. Estimación del GOES. Volumétrico .....	180
4.2.1.3. Estimación del COES. Volumétrico .....	180
4.2.1.4. Estimación de las Expectativas de Volúmenes de Hidrocarburos por Descubrir en el Prospecto Barracuda con la Corrida del Programa GAEAPAS y la Comparación de los Resultados con el Método Determinístico Volumétrico. ....	181
4.3. Establecer los escenarios de desarrollo de los yacimientos estudiados (plan de desarrollo conceptual). ....	182
4.3.1. Desarrollo Propuesto y Pronóstico del Prospecto Barracuda.....	182
4.3.2. Desarrollo del Caso Base para el Prospecto Barracuda. ....	182

4.3.3. Escenarios Planteados de Explotación del Campo Barracuda.....	185
4.3.4. Infraestructura Requerida para el Desarrollo del Campo Barracuda.....	188
4.3.4.1. Pozos de Desarrollo (PD).....	188
4.3.4.2. Plataforma Principal de Producción (PPP). ....	189
4.3.4.3. Desarrollo Submarino (DS).....	191
4.3.4.4. Gasoducto de Exportación. ....	192
4.4. Elaborar el estudio económico de la rentabilidad de las estrategias de cada escenario planteado.....	192
4.4.1. Evaluación Económica de Desarrollo del Prospecto Barracuda.....	192
4.4.1.1. Premisas para la Evaluación Económica del Campo Barracuda.....	192
4.4.2. Perfiles de Producción del desarrollo del Campo Barracuda.....	194
4.4.3. Inversiones del Desarrollo del Campo Barracuda.....	194
4.4.4. Flujo de caja para el Desarrollo del Campo Barracuda.....	194
4.4.5. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda.....	194
4.4.5.1. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 1. 194	
4.4.5.2. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 2. 195	
4.4.5.3. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 3. 196	
4.4.5.4. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 4. 197	
4.4.6. Escenario Planteado Económicamente más Rentable para la Exploración y Desarrollo del Prospecto Barracuda.....	197
CONCLUSIONES .....	198
RECOMENDACIONES.....	199
BIBLIOGRAFÍA .....	200
APÉNDICE A.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
APÉNDICE B .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

APÉNDICE C .....;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.  
APÉNDICE D .....;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.  
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO: ..... 202

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Línea Sísmica Gv-89c Sin Interpretación Y Con La Interpretación De Los Horizontes Sísmicos. <sup>[4]</sup> .....	7
Figura 2.2. Mapa Geológico Mostrando Los Cuatros Estilos Estructurales Principales Presente En El Área. <sup>[4]</sup> .....	8
Figura 2.3. Mapa Mostrando Los Principales Elementos Tectónicos Presente En El Área. <sup>[4]</sup> .....	10
Figura 2.4. Mapa De Ubicación De La Localización Barracuda-Ax. <sup>[4]</sup> .....	11
Figura 2.5. Contexto Geodinámico De La Fase De Transtensión Del Eoceno Terminal-Reciente. <sup>[4]</sup> .....	12
Figura 2.6. Mapa De La Discordancia Base-Neógeno Que Muestra Fallas De Rumbo Orientadas E-O Y Fallas Normales Nno-Sse. <sup>[4]</sup> .....	13
Figura 2.7. Reconstrucción De La Estructura De Barracuda Desde El Jurásico (Jr) Hasta Cretácico Superior (K2). <sup>[4]</sup> .....	14
Figura 2.8. Reconstrucción De La Estructura De Barracuda Desde El Cretácico Superior (K2) Hasta Paleoceno Inferior (P). <sup>[4]</sup> .....	15
Figura 2.9. Reconstrucción De La Estructura De Barracuda Desde El Paleoceno Superior (Ps) Hasta Eoceno Inferior (Ei). <sup>[4]</sup> .....	15
Figura 2.10. Reconstrucción De La Estructura De Barracuda Desde El Eoceno Medio (Em) Hasta Oligoceno Inferior (Oi). <sup>[4]</sup> .....	16
Figura 2.11. Reconstrucción De La Estructura De Barracuda Desde El Mioceno Inferior (M1) Hasta La Actualidad. <sup>[4]</sup> .....	17
Figura 2.12. Evolución Tectónica Del Alto De Barracuda Desde El Paleozoico Hasta El Oligoceno. Se Destaca La Rotación Del Área De Perijá-Guajira. <sup>[4]</sup> .....	18
Figura 2.13. Prognosis Del Prospecto Barracuda-Ax. <sup>[4]</sup> .....	21
Figura 2.14. Sección Estratigráfica De Dirección Ne –So A Nivel Del Paleozoico, Cretácico Y Hasta El Reciente, Que Involucra Los Pozos Gua-4, Perla-1x, Tuna-1x Y Mero-1x, Las Localizaciones Barracuda-Ax Y Barracuda-Bx. <sup>[4]</sup> .....	28

Figura 2.15. Sección De Dirección No-Se Que Involucra Los Pozos Emm-37 Y El Pozo Atun-1x. <sup>[4]</sup> .....	30
Figura 2.16. Clasificación De Los Yacimientos Según El Estado De Los Fluidos <sup>[10]</sup>	33
Figura 3.1 Descripción Para El Uso De La Herramienta De Balance De Materiales. ....	76
Figura 3.2 Índice De Ayuda Del Programa Mbal. ....	77
Figura 3.3 Opción De La Herramienta De Balance De Materiales.....	78
Figura 3.4 Opción De La Herramienta Pvt Setup. ....	79
Figura 3.5 Interface Para Suministrar La Información De Los Parámetros De Los Fluidos. ....	81
Figura 3.6 Interface Para Valores De Temperatura Y Presión.....	82
Figura 3.7 Programa Gaeapas. ....	84
Figura 3.8 Que\$Tor 9.0 Ihs Energy.....	85
Figura 3.9 Estructura Básica Del Que\$Tor. ....	86
Figura 3.10 Ventana De Inicio Del Programa Excel.....	87
Figura 3.11 Interface Donde Se Observa Las Distintas Celdas De Las Hoja De Calculo. ....	89
Figura 3.12 Interface De Entrada De Datos. ....	90
Figura 3.13 Ventana De Perfiles De Producción De Gas Y Crudo.....	91
Figura 3.14 Ventana De Cuadro De Resumen Valores De Reservas Y Recobro. ....	92
Figura 3.15 Ventana De Los Perfiles De Producción. ....	93
Figura 3.16 Interface De Las Graficas De Perfiles De Producción De Hidrocarburo. . .....	94
Figura 3.17 Ventana Inicial Para Acceder Programa. ....	95
Figura 3.18 Interface Del Programa Merak Peep.....	96
Figura 3.19 Ventana Para Ingresar Los Datos De La Tasa De Gas. ....	97
Figura 3.20 Ventana Para Ingresar Los Costos De Instalaciones. ....	98
Figura 3.21 Ventana De Reporte General Y Resultados.....	99
Figura 3.22 Método Grafico De Standing Y Katz. ....	115

Figura 3.23	Ventana De Datos De Propiedades Pvt Del Fluido. ....	124
Figura 4.1.	Mapa Estructural Del Tope Del Reservorio (K1 Gr. Cogollo), Con La Ubicaci3n De La Localizaci3n Barracuda Y De Las Secciones S3smicas.....	146
Figura 4.2.	Grafica De Presi3n Hidrost3tica Vs Profundidad.....	153
Figura 4.3.	Grafica De Presi3n Estimada Por Cada Intervalo De Perforaci3n Vs Profundidad .....	156
Figura 4.4.	Comportamiento Del Factor De Comprensibilidad Del Gas. ....	171
Figura 4.5.	Comportamiento Del Factor De Comprensibilidad Bif3sico Del Gas. ....	171
Figura 4.6.	Comportamiento Del Factor Volum3trico Del Gas. ....	172
Figura 4.7.	Comportamiento De La Densidad Del Gas. ....	172
Figura 4.8.	Comportamiento De La Viscosidad Del Gas.....	173
Figura 4.9.	Resultados Pvt Sint3tico. ....	174
Figura 4.10.	Comportamiento Del Factor Volum3trico Del Petr3leo.....	175
Figura 4.11.	Comportamiento De La Viscosidad Del Petr3leo.....	176
Figura 4.12.	Comportamiento De La Densidad Del Petr3leo. ....	177
Figura 4.13.	Propiedades Para Obtener El Factor De Recobro.....	178
Figura 4.14.	Esquema Del Caso Base 1 .....	183
Figura 4.15.	Esquema Del Caso Base 2 .....	184
Figura 4.16.	Esquema Del Escenario I Del Desarrollo Campo Barracuda. ....	185
Figura 4.17.	Esquema Del Escenario Ii Del Desarrollo Campo Barracuda. ....	186
Figura 4.18.	Esquema Del Escenario Iv Del Desarrollo Campo Barracuda. ....	187



## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1	Pozos Escogidos Para El Cálculo Del Gradiente. ....	108
Tabla 3.2	Datos De Entrada Para Inicio De La Prueba Cvd. ....	121
Tabla 3.3	Parámetros De Las Pruebas Cvd A Calcular.....	121
Tabla 3.4	Parámetros De Entrada Para El Factor Bifásico Del Gas. ....	122
Tabla 3.5	Valores De Las Constantes C1, C2, C3 Y C4 De La Ecuación De Factor Volumétrico Del Petróleo De Vásquez Y Beggs. ....	125
Tabla 4.1.	Parámetros Petrofísicos De La Roca Reservorio De Edad Cretácico, Provincia Sur-Occidental Del Golfo De Venezuela. [18].....	144
Tabla 4.2.	Parámetros Petrofísicos De La Roca Reservorio De Edad Terciario, Provincia Sur-Oriental Del Golfo De Venezuela. [18].....	145
Tabla 4.3.	Valores Estimados De Longitudes Y Área Del Prospecto Barracuda. ... ..	147
Tabla 4.4.	Valores De La Presión Hidrostática Y De Yacimiento Para.....	148
Tabla 4.5.	Valores De La Presión Hidrostática Y De Yacimiento Para.....	149
Tabla 4.6.	Valores De La Presión Hidrostática Y De Yacimiento Para.....	149
Tabla 4.7.	Valores De La Presión Hidrostática Y De Yacimiento Para.....	150
Tabla 4.8.	Valores De La Presión Hidrostática Y De Yacimiento Para.....	150
Tabla 4.9.	Valores De La Presión Hidrostática Y De Yacimiento Para.....	151
Tabla 4.10.	Valores De Presión Hidrostática Estimada Por Cada Intervalo De Profundidad Perforado. ....	152
Tabla 4.11.	Valores De Presión De Presión Estimada Por Cada Intervalo De Profundidad Perforado. ....	155
Tabla 4.12.	Temperaturas Corregidas En Relación A La Profundidad.....	158
Tabla 4.13.	Gradientes Térmicos Para El Pozo Atún-1 .....	158
Tabla 4.14.	Temperaturas Corregidas En Relación A La Profundidad.....	158
Tabla 4.15.	Gradientes Térmicos Para El Pozo Qmc-1.....	159

Tabla 4.16.	Temperaturas Corregidas En Relación A La Profundidad.....	159
Tabla 4.17.	Gradientes Térmicos Para El Pozo Qmc-30.....	159
Tabla 4.18.	Temperaturas Corregidas En Relación A La Profundidad.....	160
Tabla 4.19.	Gradientes Térmicos Para El Pozo Efc-22.....	160
Tabla 4.20.	Temperaturas Corregidas En Relación A La Profundidad.....	160
Tabla 4.21.	Gradientes Térmicos Para El Pozo Efc-4.....	161
Tabla 4.22.	Temperaturas Corregidas En Relación A La Profundidad.....	161
Tabla 4.23.	Gradientes Térmicos Para El Pozo Ett-1x.....	161
Tabla 4.24.	Temperaturas Corregidas En Relación A La Profundidad.....	162
Tabla 4.25.	Gradientes Térmicos Para El Pozo Noc-1s .....	162
Tabla 4.26.	Resultados De Los Gradientes De Temperatura A Profundidad Final. ....	162
Tabla 4.27.	Profundidad Donde Se Estima El Gradiente De Temperatura Para El Prospecto Barracuda.....	163
Tabla 4.28.	Gradiente Térmico Para El Pozo Barracuda- 1x.....	163
Tabla 4.29.	Resultados De Las Temperaturas De Formación A La Profundidad Final .....	164
Tabla 4.30.	Resultados De Las Temperaturas De Formación A La Profundidad Final .....	164
Tabla 4.31.	Resultados De Los Cálculos De Las Propiedades Del Gas .....	166
Tabla 4.32.	Valores Obtenidos De La Presión Seudocrítica .....	168
Tabla 4.33.	Parámetros De Entrada Para La Viscosidad Del Gas.....	168
Tabla 4.34.	Comportamiento Cvd.....	169
Tabla 4.35.	Muestra Los Resultados De La Prueba Cvd Que Se Le Realizo Al Fluido Del Yacimiento. El Análisis Del Comportamiento De Las Propiedades Del Fluido Con La Declinación De Presión: .....	169
Tabla 4.36.	Resultados Del Factor De Recobro Para El Prospecto Barracuda.	179
Tabla 4.37.	Propiedades Y Parámetros Para El Cálculo Volumétrico .....	180
Tabla 4.38.	Resultados Obtenidos Por El Método Volumétrico .....	181

Tabla 4.39.	Premisas Evaluación Económica Campo Barracuda. ....	193
Tabla 4.40.	Indicadores Económicos Del Escenario 1 Del Campo Barracuda.	195
Tabla 4.41.	Indicadores Económicos Del Escenario 2 Del Campo Barracuda.	196
Tabla 4.42.	Indicadores Económicos Del Escenario 3 Del Campo Barracuda.	196
Tabla 4.43.	Indicadores Económicos Del Escenario 4 Del Campo Barracuda.	197

## INTRODUCCIÓN

El plan estratégico de PDVSA plantea enfocar los esfuerzos exploratorios en la búsqueda de nuevas oportunidades en la zona del mar territorial de Venezuela, razón por la cual se propone la perforación de la localización Barracuda con el propósito de iniciar un plan exploratorio en el área del Golfo de Venezuela a corto plazo. La perforación de esta localización permitirá evaluar la existencia de hidrocarburos en el prospecto Barracuda. La Elaboración de un plan de desarrollo y volumetría de los yacimientos por descubrir con el prospecto Barracuda, mediante un estudio conceptual del sistema roca fluido – fluido. Este estudio se iniciara con la interpretación del sistema roca fluido de áreas de influencia al prospecto Barracuda.

La construcción del modelo de un sistema roca – fluido para el prospecto Barracuda comienza con la interpretación y caracterización. Al analizar e integrar toda esta información obtenida del área del golfo de Venezuela se podrán determinar los procesos de recuperación óptimos, estimar el números de pozos que pueden ser perforados, como también el pronóstico del comportamiento del futuro del yacimiento.

El estudio del sistema roca - fluido del prospecto Barracuda se basara en un análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral, calificar y cuantificar propiedades de la roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando todos los datos de los estudios realizadas por las distintas disciplinas geológicas. Todo esto para establecer escenarios de explotación para el desarrollo de los yacimientos estudiados mediante un plan de desarrollo conceptual. La localización Barracuda, será el primer pozo exploratorio de PDVSA (esfuerzo propio) en el Golfo de Venezuela en áreas no asignadas a terceros. Ubicada en una provincia geológica donde no existen pozos perforados previamente.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Entre 1982 y 1993 fueron perforados tres pozos en el área Occidental del Golfo de Venezuela que evidenciaron la presencia de hidrocarburo, tal es el caso del pozo N-1X con objetivo cretácico, que reportó un volumen de petróleo original en sitio de 411 MMBls de petróleo (33° API) y unas reservas recuperables de 94 MMBls, las cuales fueron sometidas al MEM como reservas probables.

Por otro lado, entre los años 2008-2009 han sido perforados en el Golfo de Venezuela los pozos T-1X, C-1X y P-1X por las empresas Chevron-Texaco, GazProm y Repsol-Eni, respectivamente. El pozo P-1X con objetivo oligoceno, mostró gas durante la prueba de producción.

La información aportada por los pozos perforados en el Golfo de Venezuela confirmó la existencia de dos provincias geológicas con sistemas petrolíferos diferentes, donde la provincia del este presenta estratigrafía similar al área de Falcón: yacimiento Terciario, trampa de tipo anticlinal fallado y posible roca madre terciaria (húmica, generadora de gas), generando desde el surco de Urumaco; mientras la provincia occidental presenta estratigrafía similar a la encontrada en el Lago de Maracaibo: yacimiento cretácico-terciario, trampas estratigráficas y estructurales y roca madre Cretácica en la Formación La Luna (generación de petróleo y posible gas asociado).

El plan estratégico de PDVSA plantea enfocar los esfuerzos exploratorios en la búsqueda de nuevas oportunidades en la zona del mar territorial de Venezuela, razón por la cual se propone la perforación de la localización

Barracuda-AX con el propósito de iniciar un plan exploratorio en el área del Golfo de Venezuela a corto plazo. La perforación de esta localización permitirá la evaluación de la existencia de hidrocarburos en el prospecto Barracuda. La trampa se define como una estructura del tipo pilar estructural (horst) con expectativas asociadas de 19 MMBL de petróleo y 1.486 MMMPC de gas.

La localización Barracuda AX, será el primer pozo exploratorio de PDVSA (esfuerzo propio) en el Golfo de Venezuela en áreas no asignadas a terceros. Según la clasificación Lahee, es considerada exploratoria en nuevo campo (A-3) por estar ubicada en una provincia geológica donde no existen pozos perforados previamente.

El principal objetivo geológico del prospecto Barracuda-AX es perforar el horizonte correspondiente al tope del Cretácico Temprano (Grupo Cogollo) y descubrir reservas de gas no asociado y condensado en arenas reservorio de edad Cretácico, establecer la presencia de hidrocarburos en la plataforma continental del Golfo de Venezuela, específicamente en la Provincia Suroccidental.

La localización propuesta está en la mejor ubicación estructural del pilar tectónico. Se propone la perforación de un pozo vertical en dicha localización con un objetivo principal a la profundidad de 11850 pies aproximadamente.

En este trabajo de investigación, se persigue realizar un estudio conceptual del sistema roca fluido en yacimientos del área occidental del Golfo de Venezuela – Costa Afuera con el fin de determinar el volumen de recursos de hidrocarburo en sitio para el yacimiento por descubrir con la perforación del prospecto Barracuda; así como determinar un plan de desarrollo conceptual que permita obtener la explotación óptima del yacimiento a descubrir con la perforación en la localización objetivo.

## **1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1. Objetivo General**

Elaborar un plan de desarrollo y volumetría asociado a los yacimientos con el prospecto Barracuda mediante un estudio conceptual del sistema Roca – Fluido en el área occidental del Golfo de Venezuela – Costa Afuera.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

Interpretar el sistema roca – fluido (yacimientos y pozos improductivos) del área de influencia al prospecto Barracuda.

Realizar el cálculo de la volumetría (recursos de hidrocarburos) asociada al prospecto Barracuda mediante el método determinístico volumétrico.

Establecer los escenarios de desarrollo de los yacimientos estudiados (plan de desarrollo conceptual).

Elaborar el estudio económico de la rentabilidad de las estrategias de cada escenario planteado.

## CAPÍTULO 2

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. ANTECEDENTES

El presente segmento, corresponde al análisis de trabajos de investigación relacionados con el tema de estudio, que sirven de antecedentes Teóricos y marco referencial del presente trabajo:

**Santiago**, realizó una propuesta de inversión de la localización exploratoria Barracuda AX, la Dirección Ejecutiva de Exploración, Gerencia de Proyectos Exploratorios y de Delineación de Proyectos, presentaron a la Gerencia de Exploración Costa Afuera los resultados obtenidos de todas las pruebas y estudios realizados en el Golfo de Venezuela, con el fin de poder perforar el primer pozo con la localización Barracuda AX, el cual, será el primer pozo exploratorio de PDVSA, esfuerzo propio en el Golfo de Venezuela, en áreas no asignadas a terceros, es considerada exploratoria en nuevos campos por estar ubicada en una provincia geológica donde no existen pozos perforados previamente.<sup>[1]</sup>

**Maraven**, en este informe se presenta los resultados de una reevaluación de la geología y del potencial de hidrocarburos del golfo de Venezuela. El informe se divide esencialmente en tres partes dedicadas, respectivamente, a la historia geológica, al hábitat de hidrocarburos presentes y por descubrir y, finalmente, a la evaluación de las reservas.

En la primera parte se demuestra que la historia estructural del golfo, resultados de la reinterpretación de unos 7500 Km de líneas sísmicas, se integran de manera muy satisfactoria al cuadro regional y megatectónico. Del punto de vista de la estratigrafía y del ambiente de sedimentación derivada de la interpretación sísmica se lograron las mismas conclusiones. La evolución estructural – sedimentaria del Golfo, se divide en cuatro etapas que se reconocen en toda Venezuela después de la



orogénesis Pérmica: Extensión Triásica – Jurasica con formación de “rifts” con sedimentos continentales y estrechos oceánicos, relacionados a la apertura del Atlántico Norte. Expansión de atlántico norte y del caribe, desarrollo de la Antefosa caribeña al frente del Arco Caribe, cierre del istmo de panamá (la subducción comenzó ya en el paleoceno).

En la segunda parte, dedica al hábitat de hidrocarburos, se discuten las indicaciones de hidrocarburos o su ausencia, así como también el entrampamiento (migración, trampa, etc.) en las acumulaciones cerca del golfo. Por faltar muchos datos, se considera el modelo presentado como incompleto. En base a este análisis se concluyen que el golfo debería ser una provincia predominantemente gasífera.

En esta misma parte se presenta, por primera vez, mapas de cocinas de hidrocarburos a varios niveles estratigráficos para el Eoceno Medio y el reciente. De estos mapas se derivaron las áreas de drenaje de cada prospecto exploratorio. En la tercera parte junto con los datos de tipo y riqueza de las rocas madres potenciales, los datos de reservorios (espesores, porosidad, etc.) de sellos, de camino de migración, de profundidad y de tamaño de estructuras, se presentan los cálculos de reservas por descubrir en cada prospecto. En total se identificaron unos 48 prospectos estructurales, algunos de tamaño considerable.<sup>[2]</sup>

**Maraven**, en este informe se presentaron los resultados del último proyecto de evaluación exploratoria en el área del golfo de Venezuela. Se completo la fase I, cuyos resultados justifican y apoyan una campaña exploratoria mediante el taladro con un programa inicial, dirigido a perforar seis prospectos estructurales. Cinco de ellos con objetivo terciario y uno con objetivo Paleoceno – Cretácico.

En vista de que el área no ha sido perforada, se decidió centrar los esfuerzos de interpretación sísmica en la definición de prospectos estructurales. Sin embargo, paralelamente, se realizó un trabajo preliminar de análisis secuencial que permitió

visualizar algunos conceptos estratigráficos que deberán ser definidos en detalle en la fase II del proyecto, una vez que se obtenga información del subsuelo.

El estudio esta situado entre las costas de Falcón – Zulia. Las islas araba y los Monjes; con una superficie aproximada de 21.000 Km<sup>2</sup> un levantamiento sísmico realizados en la década de los noventa apporto la data básica sobre la que se fundamenta el presente trabajo el cual se concentro en el surco de Urumaco por considerarse la zona más prospectiva. [3]

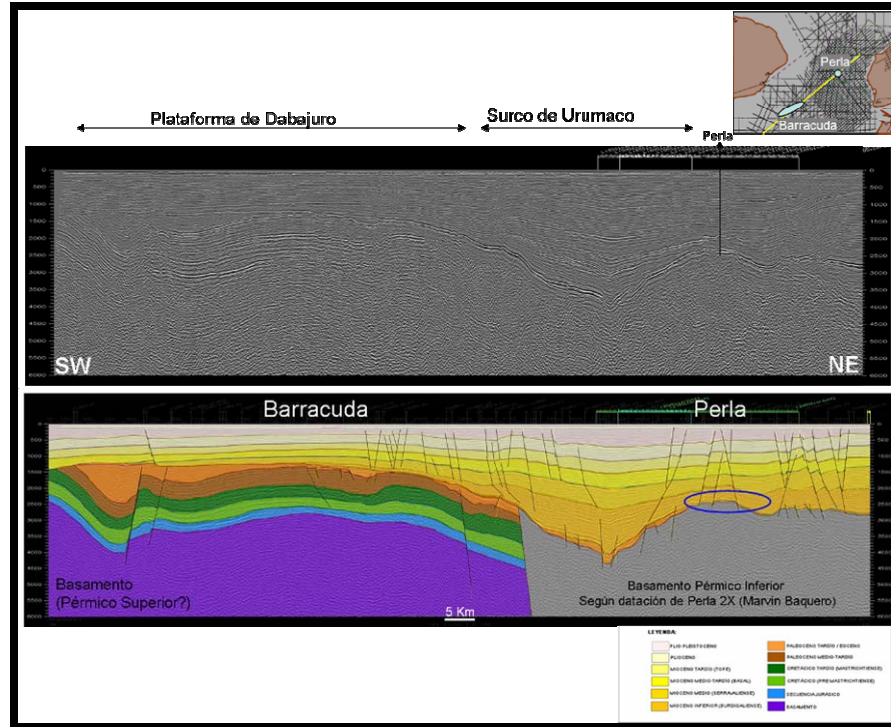
## **2.2. GEOLOGÍA REGIONAL.**

### **2.2.1. CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES DEL AREA EN ESTUDIO**

Desde años se define la región del Golfo de Venezuela en dos provincias distintas: la provincia *Nororiental* y la *Suroccidental*.

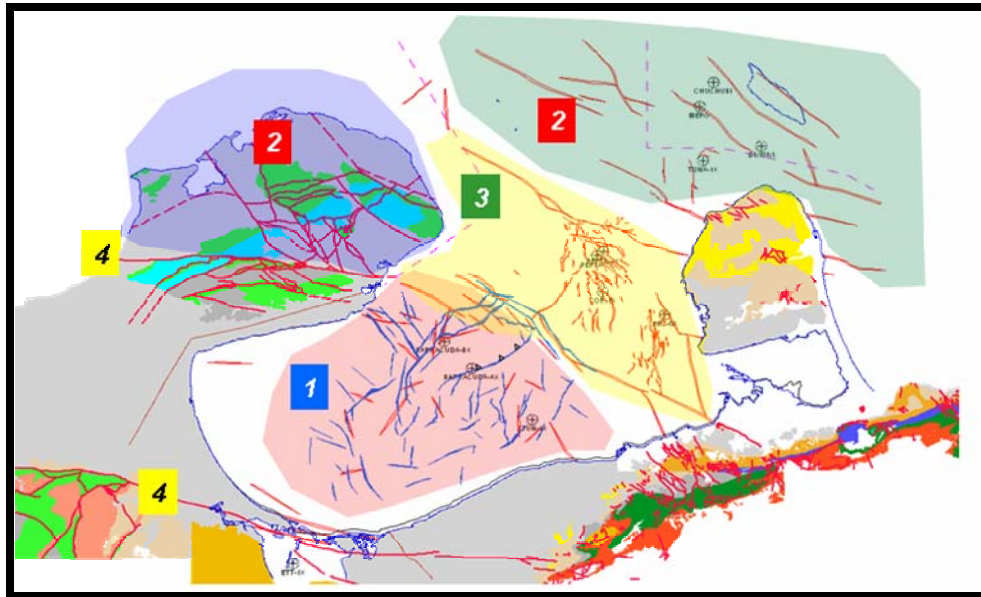
La línea GV-89C-38 (figura 2.1) que atraviesa la plataforma continental del Golfo de Venezuela en dirección NE-SO, pasando por el alto estructural de Barracuda y el surco de Urumaco, permite enseñar esas dos provincias:

- La provincia *Nororiental* que se extiende hacia el Surco de Urumaco, con un basamento ígneo-metamórfico alóctono cubierto por sucesiones Paleógenas y Neógenas, depositadas bajo la influencia transtensional de la cuenca. En esta provincia es donde recientemente se dió descubrimiento de gas por el pozo Perla-1X.
- La provincia *Suroccidental*, está conformada por un basamento autóctono Paleozoico/Precámbrico cubierto por una sucesión de secuencias de margen pasivo con edades desde el Cretácico hasta el Eoceno Temprano. La estructura de Barracuda se ubica en esta provincia.



**Figura 2.1.** Línea sísmica GV-89C sin interpretación y con la interpretación de los horizontes sísmicos. [4]

El estilo estructural principal en el Golfo de Venezuela, puede ser descrito en función de las provincias geológicas definidas a partir de la estructura del basamento. Tomando en cuenta las estructuras interpretadas en la sísmica, las fallas y su cinemática probable, pueden esquemáticamente definirse cuatro áreas con diferentes estilos estructurales (figura 2.2).

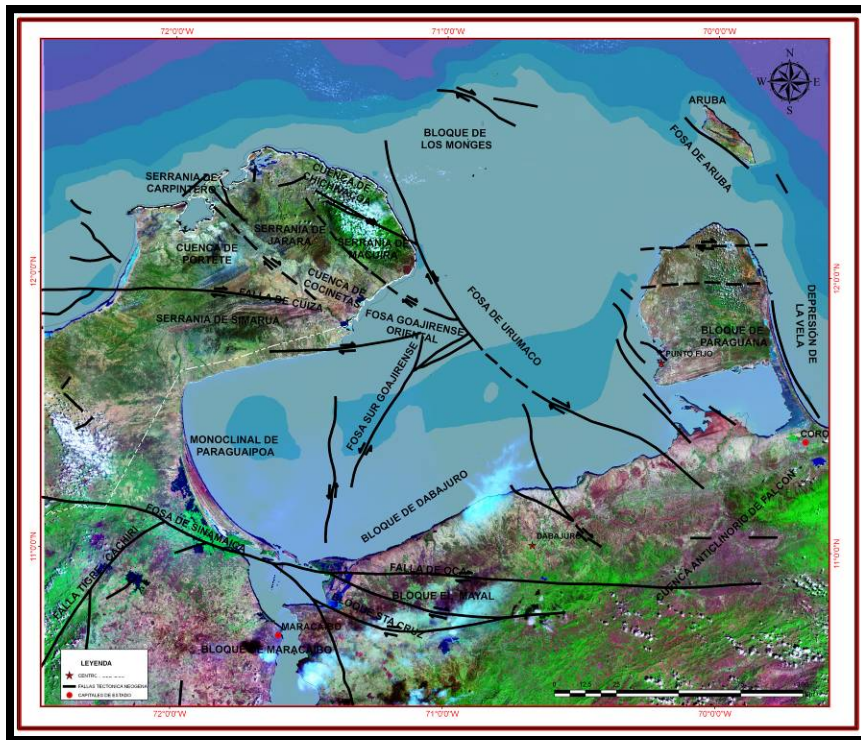


**Figura 2.2.** Mapa geológico mostrando los cuatro estilos estructurales principales presente en el área.<sup>[4]</sup>

1. Área principalmente caracterizada por fallas normales de edad probable Paleozoico-Cretácico localmente invertidas en el Eoceno. Estas estructuras son responsables de la formación del Alto de Barracuda.
2. Áreas caracterizadas principalmente por fallas de dirección NO-SE relacionadas en general a la cinemática de transtensión (Eoceno Terminal-Reciente), sin definición ulterior.
3. Área del Surco de Urumaco, interpretado como una estructura de *release bends* o cuenca de tracción (*pull-aparts*) conectados, que se ha desarrollado a partir del Eoceno Terminal. Está caracterizado por fallas de rumbo de dirección E-O y fallas normales NNO-SSE asociadas.
4. Las zonas de fallas de Oca y de Cuisa pueden asociarse genéticamente al mismo estilo estructural, anteriormente descrito.

Los elementos tectónicos más importantes de Oeste a Este (figura 2.3) son los siguientes:

- a) El Bloque de la Serranía de Simarúa
- b) La Fosa Surgoajirene
- c) La Fosa Goajirene Oriental o continuación, dentro del golfo, de la Cuenca de Cocinetas
- d) Los bloques de la Serranía de Jarara y Macuira
- e) La Cuenca de Chivacoa
- f) Bloque de los Monjes
- g) La Fosa de Urumaco y su continuación entre los Monjes y Aruba
- h) El Bloque de Paraguaná
- i) La fosa separando Paraguaná de la isla de Aruba



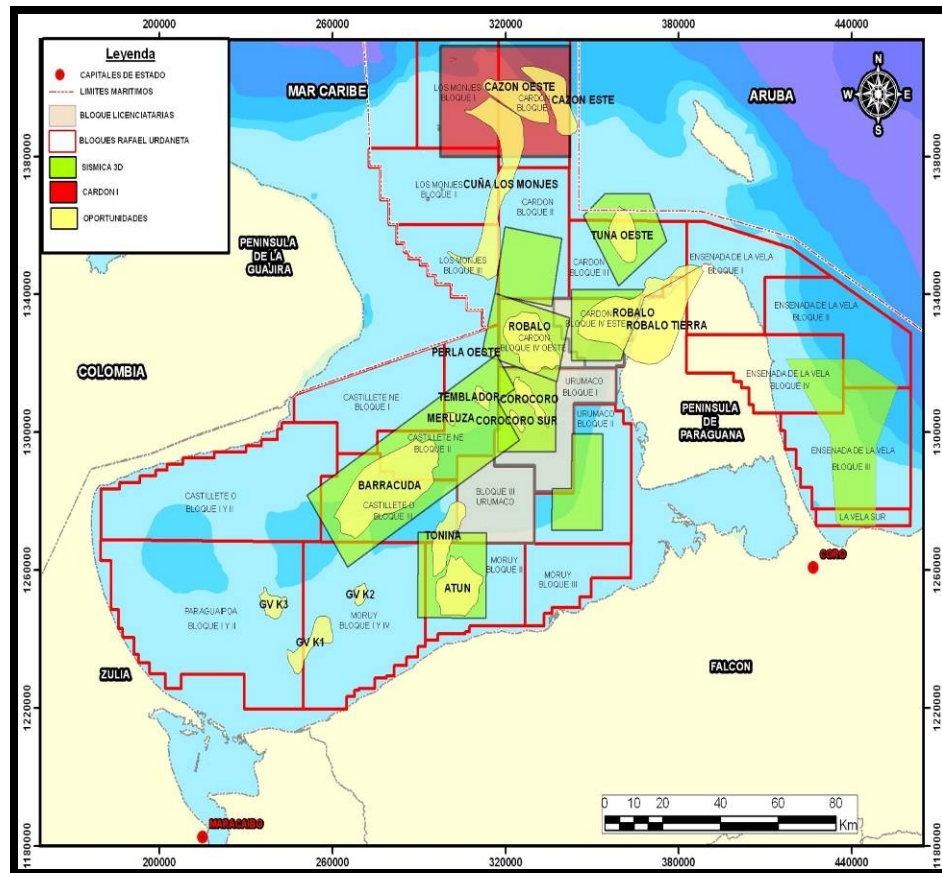
**Figura 2.3.** Mapa mostrando los principales elementos tectónicos presente en el área. [4]

### 2.2.2. UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL AREA DE ESTUDIO

El campo Barracuda forma parte del Proyecto exploratorio Golfo de Venezuela Sur, el cual cubre el área Caribe Occidental, una de las áreas de costa afuera de Venezuela; el mencionado campo está localizado en aguas someras del Golfo de Venezuela, A aproximadamente 33 Km. Al Sur Este de castillete en el estado Zulia y a 55 Km. Al Norte de Borojó y 94 Km. Al Oeste de península de Paraganá (Amuay), ambas localidades en el estado falcón, cubriendo una superficie de 602 Km<sup>2</sup> (Aproximadamente 38 Km de largo por 17 Km de ancho).

El campo Barracuda se encuentra a una distancia máxima y mínima de 33 y 110 Km, respectivamente al Norte de San Carlos en el estado Zulia; y a una distancia máxima y mínima de 75 y 106 Km. Respectivamente al Oeste de Amuay en el estado

Falcón, en aguas cuyas profundidades son menores a los 30 m. en la (figura 2.4), se muestra en una mapa, ubicación del campo Barracuda dentro del área caribe Occidental de la costa afuera venezolana.



**Figura 2.4.** Mapa de ubicación de la Localización Barracuda-AX. [4]

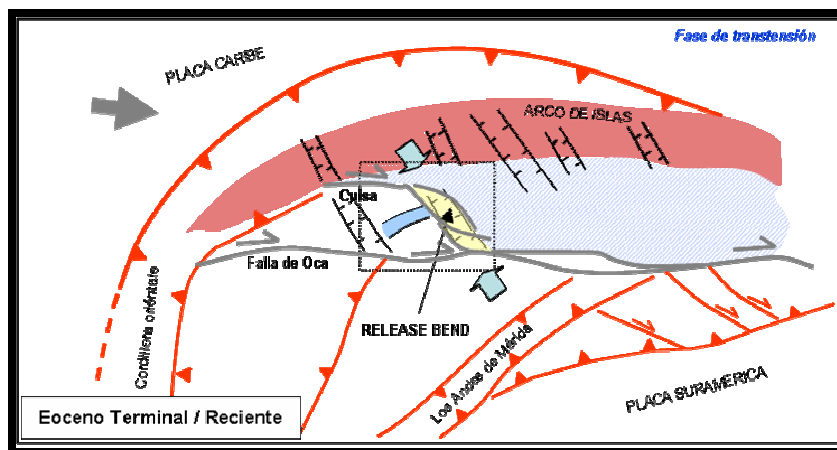
### 2.2.3. ESTRUCTURA DE BARRACUDA

En el contexto tectónico, la estructura positiva de Barracuda es principalmente el resultado de la actividad de fallas normales que se desarrollaron desde el Paleozoico hasta el Cretácico. Estas fallas fueron rotadas y localmente invertidas debido a la fase compresiva activa en el área a partir del Eoceno.



Sin embargo, el área de Barracuda podría considerarse también como una cuenca de ante-país delante del cabalgamiento de las rocas metamórficas del Cretácico ubicado en la Península de la Guajira (compresión eocena, antes del movimiento de la falla de Cuisa) donde se desarrollan o se reactivaron fallas normales en fosa y pilar (*horst y graben*).

A partir del Eoceno tardío probablemente, el área de estudio está afectada por una cinemática transtensiva (Figura 2.5). En este contexto geodinámico, el Surco de Urumaco es el resultado de una serie de estructuras transtensivas tipo cuenca de tracción “*release bends*” y/o “*pull-aparts*” conectadas. El área del Alto de Barracuda no parece muy afectada por el desarrollo de estructuras relacionadas a esta fase.

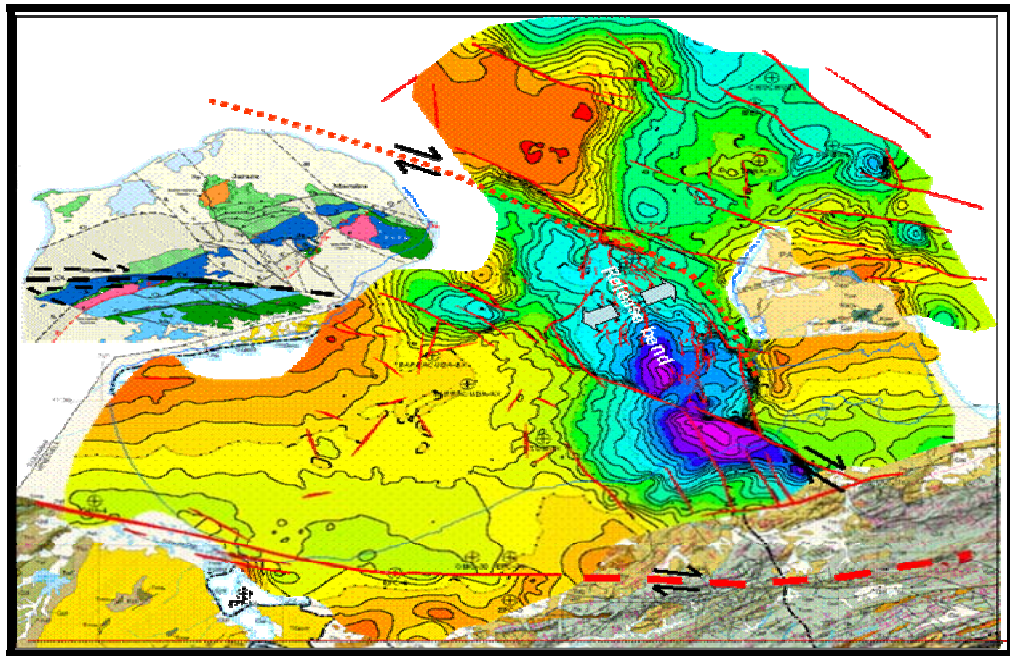


**Figura 2.5.** Contexto geodinámico de la fase de transtensión del Eoceno Terminal-Reciente. <sup>[4]</sup>

Las fallas interpretadas a nivel de la discordancia base-Neógeno (Figura 2.6) muestran direcciones principalmente NNO-SSE y aproximadamente E-O. Las fallas E-O son principalmente de rumbo con cinemática dextral mientras que las fallas NNO-SSE son normales. Estas estructuras están relacionadas al desarrollo de grandes fallas transcurrentes como las fallas de Cuisa (activa hasta el Oligoceno) y de Oca.



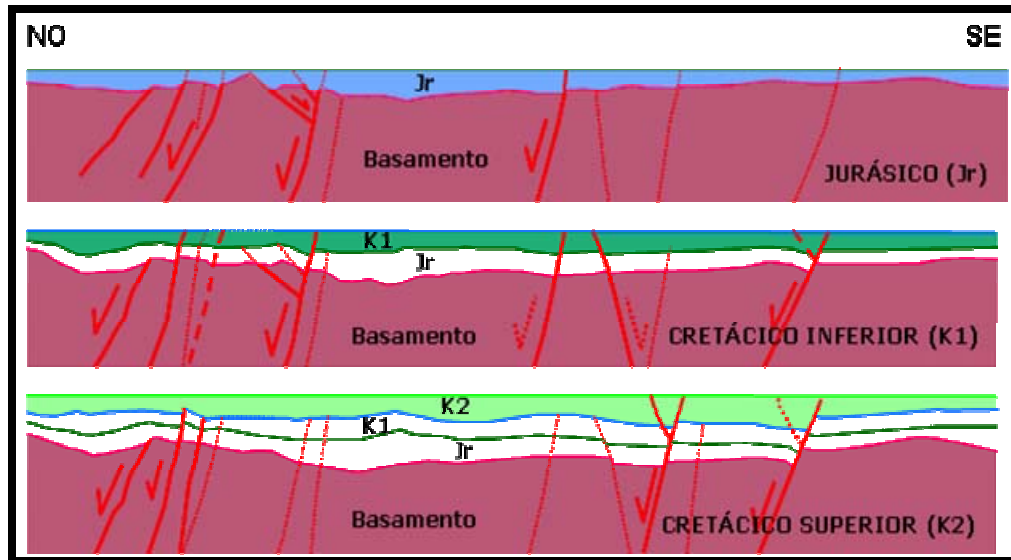
Estudios geodinámicos sugieren que esta cinemática transtensiva puede estar asociada al movimiento relativo de la placa Caribe (con respecto a la placa suramericana) hacia el Este.



**Figura 2.6.** Mapa de la discordancia Base-Neógeno que muestra fallas de rumbo orientadas E-O y fallas normales NNO-SSE. <sup>[4]</sup>

A partir de la línea sísmica GV-89C-05-RPR, se puede esquematizar la evolución de la estructura de Barracuda (Figuras 2.7, 2.8, 2.9, 2.10, 2.11).

Durante el Jurásico y el Cretácico, la plataforma sufre una extensión por fallas normales sinsedimentarias.



**Figura 2.7.** Reconstrucción de la estructura de Barracuda desde el Jurásico (Jr) hasta Cretácico Superior (K2).<sup>[4]</sup>

A final del Cretácico Superior – base del Paleoceno, la llegada de la placa caribe al oeste - noroeste refleja un primer pulso compresivo lo que provoca una inversión positiva de la falla *Norte-Barracuda*.

Durante el Paleoceno Inferior, hubo una erosión de los terrenos levantados y un relajamiento del pulso compresivo (lo que provocó una inversión negativa de la estructura).

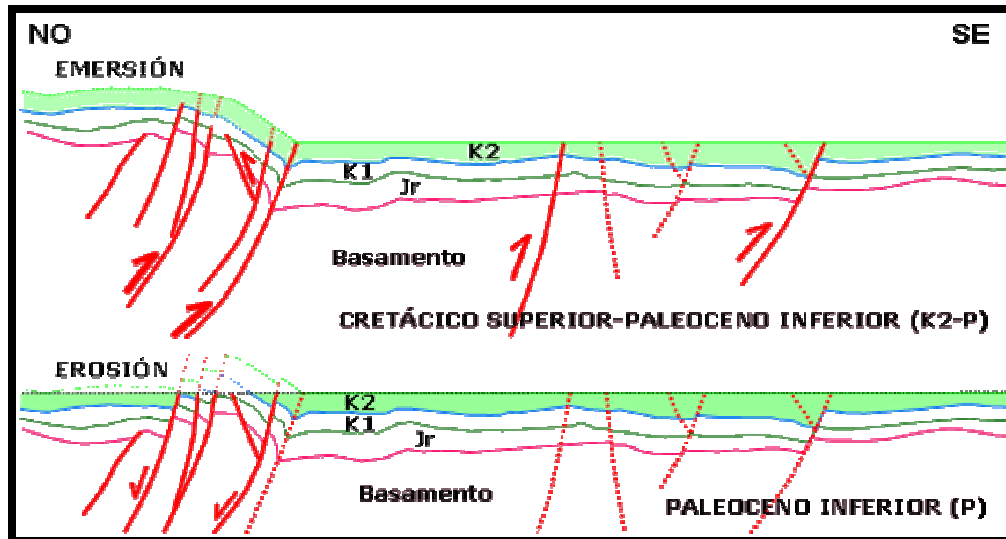


Figura 2.8. Reconstrucción de la estructura de Barracuda desde el Cretácico Superior (K2) hasta Paleoceno Inferior (P).<sup>[4]</sup>

El Paleoceno Superior y el Eoceno basal, en el área de Barracuda, reflejan todavía el relajamiento de los esfuerzos compresivos aunque los depósitos son de tipo flysch.

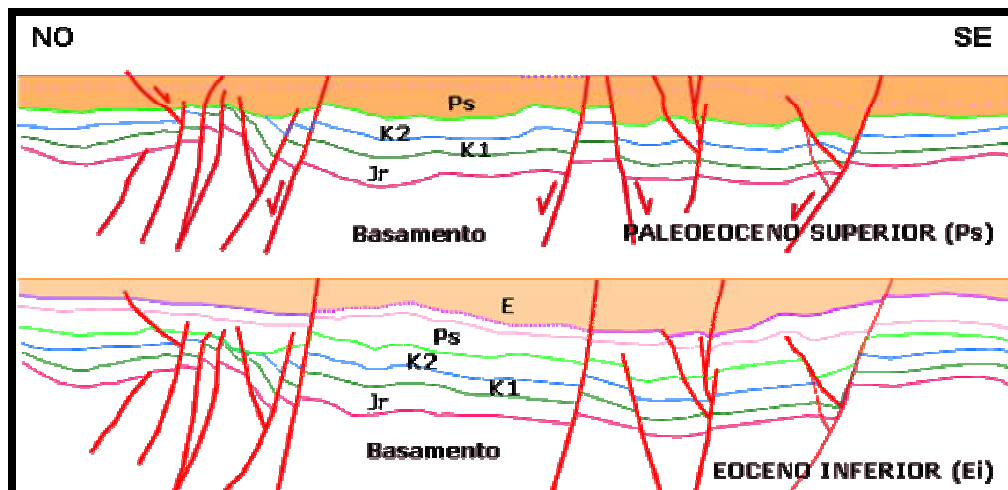
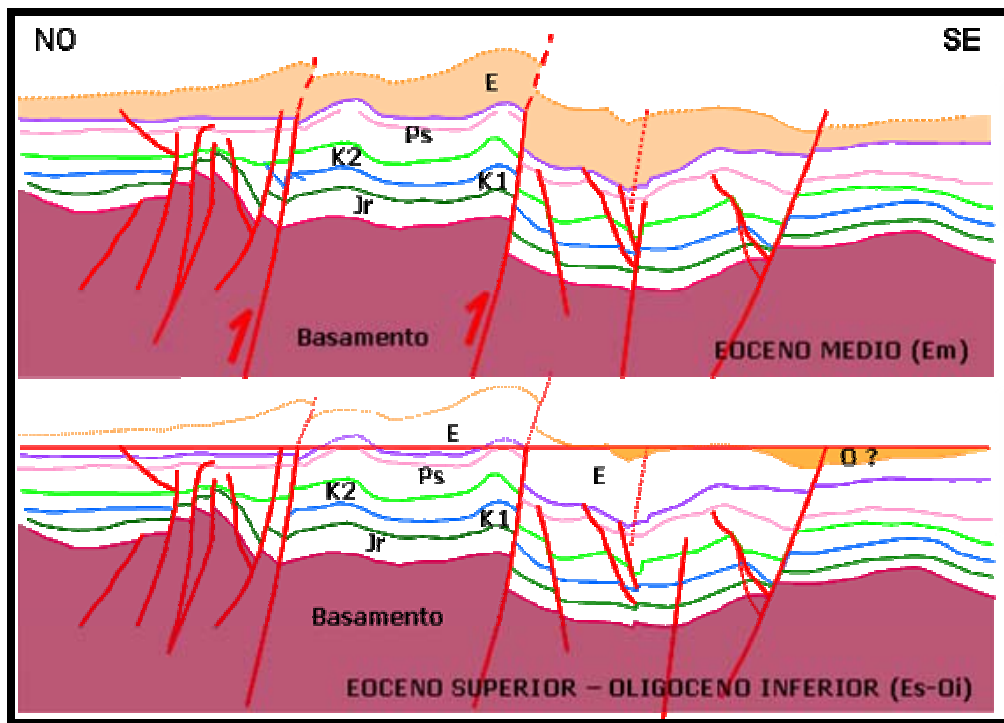


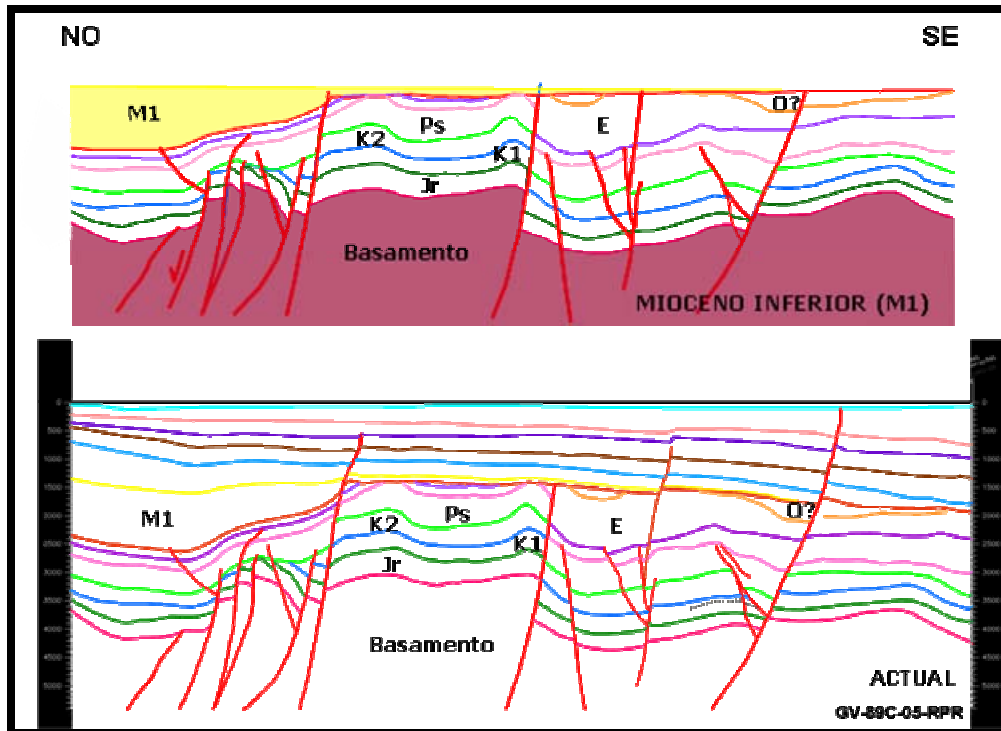
Figura 2.9. Reconstrucción de la estructura de Barracuda desde el Paleoceno Superior (Ps) hasta Eoceno Inferior (Ei).<sup>[4]</sup>

Es durante el Eoceno Inferior-Eoceno Medio que se invierten las fallas que bordean el área Barracuda, creando así su estructura levantada. Sigue, durante el Eoceno Superior-Oligoceno, una fase de erosión. En el Sureste se depositan sedimentos del Oligoceno y el Mioceno (hasta el reciente) enseña una subsidencia de los terrenos ubicados en el Noroeste.



**Figura 2.10.** Reconstrucción de la estructura de Barracuda desde el Eoceno Medio (Em) hasta Oligoceno inferior (Oi).<sup>[4]</sup>

A mismo tiempo, en el Este, se desarrolla el surco de Urumaco y un basculamiento de la cuenca hacia el Este-Sureste.



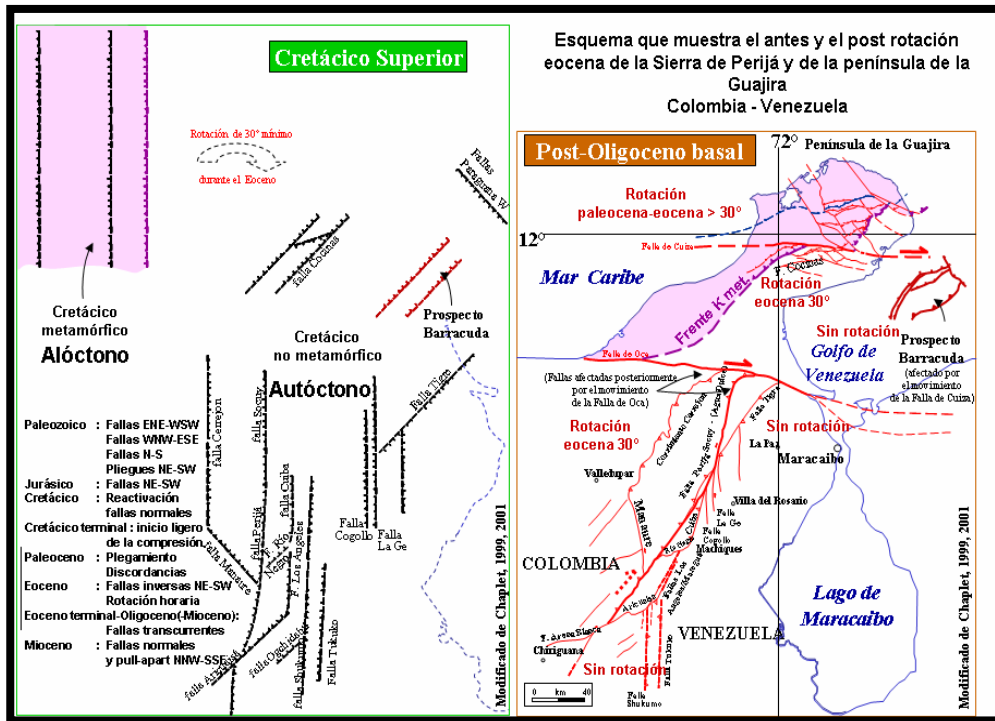
**Figura 2.11.** Reconstrucción de la estructura de Barracuda desde el Mioceno Inferior (M1) hasta la Actualidad. <sup>[4]</sup>

A partir de los datos de la tectónica regional (trabajos sobre la Sierra de Perijá y la península de la Guajira) más la interpretación actual de la sísmica disponible, se pudo completar un esquema tectónico de la zona.

Los eventos principales del Paleozoico al Eoceno se pueden resumir de la manera siguiente (Figura 2.12):

- Paleozoico: fallas normales ENE-OSO, ONO-ESE, N-S y pliegues NE-SO.
- Jurásico: fallas normales NE-SO.
- Cretácico: Reactivación de las fallas normales.
- Cretácico Terminal: ligero inicio de la compresión.

- Paleoceno: Plegamiento y discordancias.
- Eoceno: Fallas inversas NE-SO y rotación horaria de la parte norte de la Sierra de Perijá y la península de la Guajira.



**Figura 2.12.** Evolución tectónica del Alto de Barracuda desde el Paleozoico hasta el Oligoceno. Se destaca la rotación del área de Perijá-Guajira. <sup>[4]</sup>

### 2.2.4. ESTRATIGRAFÍA

Estas unidades estratigráficas se correlacionaron en el Golfo de Venezuela a partir de los datos sísmicos 2D y recientemente fueron calibrados a partir de los resultados del análisis bioestratigráfico en los pozos EFC-80, TUNA-1X, ATUN-1X, PERLA-1X, y PERLA-2ST.

De acuerdo a la información analizada, se considera que la sección del Mesozoico que está presente en la provincia Suroccidental es comparable, al menos

en parte, a la Península de La Guajira y la parte septentrional de la Cuenca de Maracaibo (región al sur de la falla de Oca). No obstante, en la Guajira se notan, especialmente en el Cretácico inferior, algunas diferencias en comparación con la sección típica de la Cuenca de Maracaibo, como son las variaciones de facies y espesores entre el Cretácico de los campos Mara y La Paz y el Cretácico en la Guajira, aquí las facies son más claramente marinas y el espesor es mayor.

Así mismo se considera también que desde el Eoceno medio el área hoy ocupada por el Golfo de Venezuela ha sido, en su mayor parte, una plataforma de sedimentación predominantemente lutítica a localmente carbonática (provincia Nororiental).

#### **2.2.5. PROGNOSIS ESTRATIGRÁFICA**

La columna estratigráfica que se estima penetrar con la perforación de este prospecto, va desde el Paleozoico hasta el Terciario; compuesta de base a tope por un basamento metamórfico seguido de las formaciones La Quinta, Río Negro, Formación Apón (Miembros: Tibú y Piché), Formación Lisure, Formación Maraca, Formación La Luna, Formación Mito Juan (Miembro Socuy), Formación Trujillo, Agua Clara, Socorro 2, Caujarao y la Vela.

La (Figuras 2.13) presenta la prognosis de la columna estratigráfica y profundidades (TVDSS) formacionales que se estima atravesar con la perforación del prospecto BARRACUDA-AX, de acuerdo al modelo estructural propuesto.

A continuación se presenta una breve caracterización de cada una de las unidades estratigráficas que se estima conseguir con la perforación del prospecto, en orden estratigráfico de más reciente a más antigua:

## **2.2.5.1. CENOZÓICO**

### **2.2.5.1.1. Formaciones del Plio-Pleistoceno**

Edad: Pleistoceno a Plioceno Temprano (Holoceno - Zanciniense Tardío).

Ambiente: Nerítico interno.

Profundidad: 0 - 1437' (1437' de espesor).

Esta unidad está constituida por la alternancia de arcillas gris verdoso (probablemente facies dominante) y arenas de grano medio a grueso, con fragmentos de bioclásticos. Se presentan ocasionalmente calizas bioclásticas (Tuna-1X, Chevron Cardón, 2009). Su espesor no es conocido. La Formación La Vela y el Pleistoceno están separados por el hiato del Plioceno Tardío (zonas PL 3-PL 6).

La litología de la Formación La Vela del Plioceno es semejante, pero la facies dominante está constituida por arenas. Representa las zonas PL 1 superior-P 2. El ambiente de depositación fue nerítico interno durante el Plioceno y Pleistoceno.

### **2.2.5.1.2. Formación: Caujarao**

Edad: Tortoniense – Zanciniense Temprano (Mioceno Tardío a Plioceno Temprano).

Ambiente: Nerítico interno.

Profundidad: 1437' – 3255' (1818' de espesor).

La Formación Caujarao se divide en dos unidades (dos secuencias depositacionales mayores), una de edad Mioceno Tardío (zonas M 13-M 14), la otra Plioceno Temprano (zona PL 1) en el área tipo (Sztrákos y Bastos, 2009). Las observaciones hechas en los pozos del Golfo de Venezuela confirman esta división. El ambiente de depositación fue nerítico interno. Los fósiles marcadores de edad son raros.



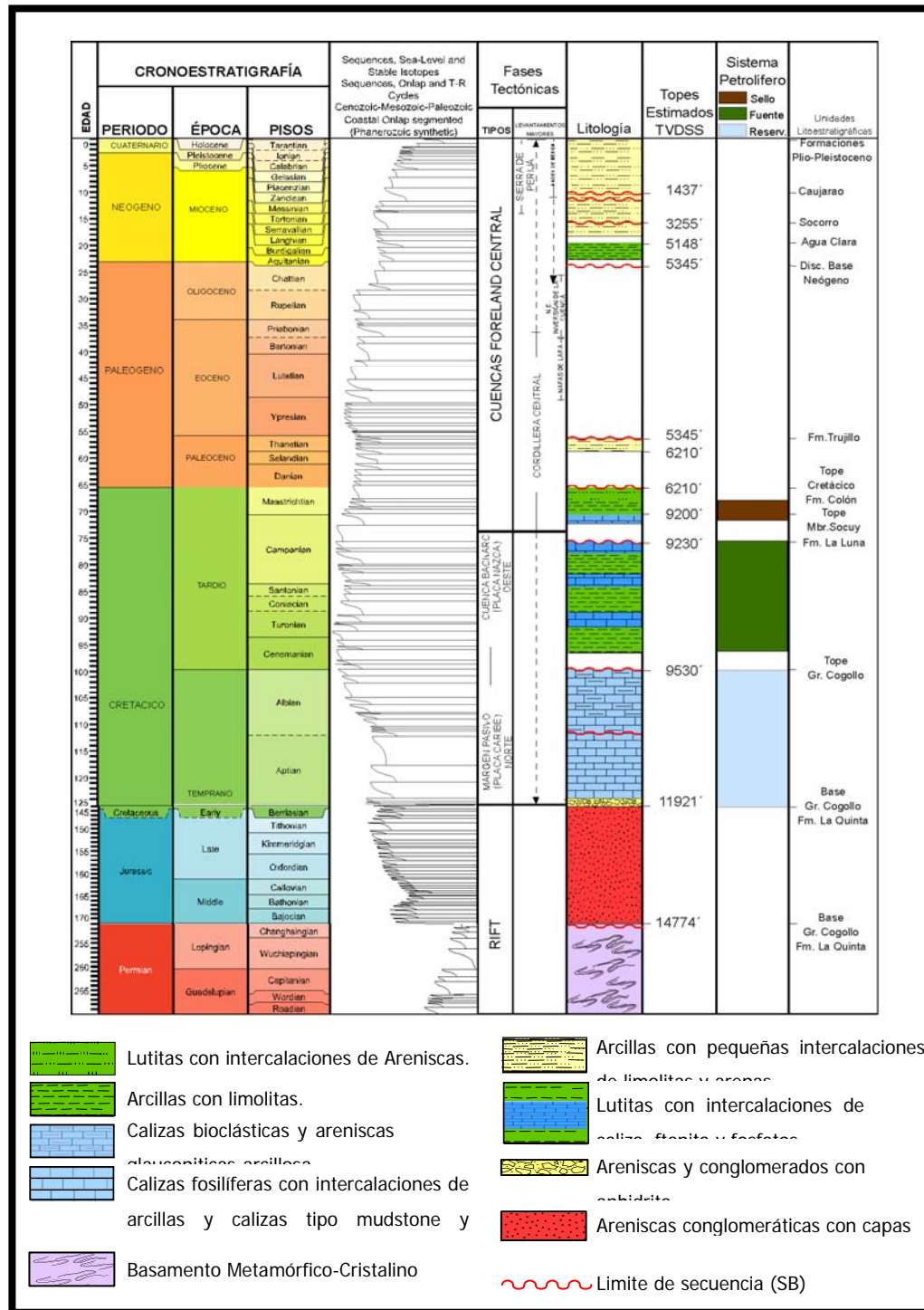


Figura 2.13. Prognosis del Prospecto Barracuda-AX. [4]

#### **2.2.5.1.3. Formación: Caujarao**

Edad: Tortoniense – Zancliniense Temprano (Mioceno Tardío a Plioceno Temprano).

Ambiente: Nerítico interno.

Profundidad: 1437' – 3255' (1818' de espesor).

La Formación Caujarao se divide en dos unidades (dos secuencias depositacionales mayores), una de edad Mioceno Tardío (zonas M 13-M 14), la otra Plioceno Temprano (zona PL 1) en el área tipo (Sztrákos y Bastos, 2009). Las observaciones hechas en los pozos del Golfo de Venezuela confirman esta división. El ambiente de depositación fue nerítico interno. Los fósiles marcadores de edad son raros.

La parte miocena de la Formación Caujarao (2291'-3295', 1004' de espesor) está dominada por arcillas grises a gris verdosas con delgadas intercalaciones de arenas finas, arcillosas y limolitas. Capas espesas de arenas de grano medio a grueso de cien pies de espesor pueden aparecer en la parte pliocena de la formación (1477'-2291', 814' de espesor; cf. Tuna-1X, COR-1X, Perla-1X) IGIS, 2010. Capas de carbón (pantanos costeros) pueden ocurrir a la base del Plioceno (COR-1X). Las intercalaciones arenosas son frecuentes.

#### **2.2.5.1.4. Formación: Socorro**

Edad: Serravaliense Tortoniense Temprano (Mioceno Medio-Tardío p. p.).

Ambiente: Nerítico interno a externo.

Profundidad: 3255' – 5148' (1893' de espesor).

La Formación Socorro está constituida por dos unidades, Socorro 1 y Socorro 2, Sztrákos y Bastos, 2009, que representan dos transgresiones mayores, separadas para

un evento tectónico. El desplazamiento del depocentro del norte hacia el sur se observa en la unidad Socorro 2. La primera transgresión comienza con depósitos de ambiente nerítico externo que pasan nerítico interno-medio hacia arriba en el pozo Perla-1X (zonas M 8-M 10). La segunda comienza con este ambiente que pasa a nerítico externo y progresivamente a nerítico interno (zonas M 10-M 12; IGIS, 2010). Es probable que el tope de la formación este erosionado.

La litofacies es predominantemente arcillosa (arcillas grises) con intercalaciones menores de areniscas y limolitas en la unidad Socorro 1. La alternancia de arcillas grises y areniscas finas, con mayor volumen de arenas se observa en la unidad Socorro 2.

#### **2.2.5.1.5. Formación: Agua Clara**

Edad: Burdigaliense (Mioceno Temprano).

Ambiente: Nerítico interno

Profundidad: 5148' – 5345' (197' de espesor)

La litofacies de la Formación Agua Clara es difícil de prever, porque la localización esté ubicada al límite de la extensión de la formación. Es posible, que la formación empiece con conglomerados y areniscas gruesas que pasan a más finas y arcillosas hacia arriba. La transgresión de la formación es tardío sobre la estructura de Barracuda, representará solamente las zonas M 3 superior-M 4 (?) del Burdigaliense.

#### **2.2.5.1.6. Formación: Trujillo**

Edad: Thanetiense (Paleoceno Tardío).

Ambiente: Batial.

Profundidad: 5345' – 6210' (865' de espesor)

La Formación Trujillo está constituida de arcillas negras con capas de limolita y raramente con intercalaciones de arenas y calizas en el pozo Atún-1X (PT Moruy II, 2010). Cambios abruptos de los registros marcan superficies de erosión submarinas que suprayacen secuencias granodecrecientes. Es probable que la formación represente solamente la zona P 4 del Thanetiense.

El ambiente depositacional será probablemente batial, teniendo en cuenta la abundancia de los foraminíferos planctónicos y la presencia de foraminíferos arenáceos que indican un ambiente tipo flysch en el pozo Atún-1X.

## **2.2.5.2. CRETÁCEO**

### **2.2.5.2.1. Formaciones: Colón y Mito Juan**

Edad: Maastrichtiense – Campaniense Medio (Cretáceo Tardío).

Ambiente: Batial.

Profundidad: 6210' – 9200' (2990' de espesor)

Las formaciones Colón y Mito Juan no pueden ser separadas con la sísmica. La primera se constituye por argilitas gris oscuras y negras, micáceas, glauconíticas que predominan en la parte superior. Capas de caliza y marga ocurren localmente. Las argilitas son más arenosas hacia la base y el tope de la formación. El volumen de las intercalaciones arenosas aumenta en la Formación Mito Juan que termina el ciclo sedimentario del Cretáceo. En el pozo EMM-37, la Formación Colón es una alternancia de calizas finas y arcillas calcáreas, a veces glauconíticas de color negro a gris oscuro.

La base de la Formación Colón está constituida por calizas (M/W) argilláceas, recrystalizadas con abundantes foraminíferos y bioclóstos. Un nivel glauconítico

puede ocurrir a la base. (Miembro Socuy; 9240'-9270', 30' de espesor). El tope de estas calizas es el marcador principal del Cretáceo.

#### **2.2.5.2.2. Formación: La Luna**

Edad: Cenomaniense Tardío - Campaniense Medio (Cretáceo Tardío).

Ambiente: Nerítico externo a Batial.

Profundidad: 9200' – 9500' (300' de espesor)

La Formación La Luna estará representada por calizas y arcillas bituminosas de color gris oscuro, con intercalaciones de ftanita (frecuentes en su parte inferior) y nódulos de fosfatos, teniendo en cuenta los afloramientos de la península de Guajira y el pozo EMM-37.

Los foraminíferos planctónicos son frecuentes en la formación.

#### **2.2.5.2.3. Grupo Cogollo**

Edad: Albiense - Aptiense (Cretáceo Temprano).

Ambiente: Nerítico interno.

Profundidad: 9500' – 11921' (2421' de espesor)

El contacto del Grupo Cogollo con la Formación La Luna es abrupto, ondulante en la península de Guajira.

No es seguro que una capa conglomerática, arenosa, que representa el inicio de la transgresión, llamada "Formación Rio Negro" en Falcón occidental, este presente a la base de la Formación Apón. (Renz, 1960, Gibson, 1958)

Depósitos pertenecientes al Grupo Cogollo han sido atravesados por el pozo EMM-37X.

La parte inferior del grupo consiste de calizas bioclásticas u oolíticas, calizas arcillosas, arenosas o dolomíticas en este pozo. *Choffatella decipiens* puede ser abundante en el Miembro Tibú de la Formación Apón, que tiene un espesor superior a 370 pies. El Miembro Guáimaras arcilloso presentó un espesor de 61 pies. El Miembro Piche tiene un espesor de 1340' en este pozo, pero está atravesado por una falla normal. Consiste en calizas grises con pirita y bioclastos que contienen dos zonas de calizas negras, arcillosas. *Orbitolina* (*Mesorbitolina*) *texana* ha sido determinada. Las calizas negras contienen una asociación de foraminíferos y radiolarias de un ambiente más profundo que las calizas biotriticas. La existencia de esta facies es probable en la localización.

Las formaciones Lisure y Maraca han sido identificadas en el pozo EMM-37X con un espesor de 840 pies (una falla inversa atraviesa a la formación). Se constituyen de calizas glauconíticas, arcillosas y bioclásticas, sin fósil marcador de edad. Se supone que el espesor de las dos formaciones sea cercano de 400 pies en la localización.

### **2.2.5.3. JURÁSICO**

#### **2.2.5.3.1. Formación: La Quinta**

Edad: Jurásico Medio - Tardío.

Ambiente: Nerítico interno - continental.

Profundidad: 11921' – 14774 (2853' de espesor)

La Formación La Quinta consiste en arcillitas de color rojo y marrón y areniscas con intercalaciones de arcillitas dolomíticas de color verde o gris verde. Calizas arcillosas de color marrón negro y negro con lentes de anhidrita y dolomía pueden ocurrir. Arcillitas de color rojo y marrón y areniscas pueden reaparecer a la base de la formación con capas conglomeráticas EMM-37.

## **2.2.5.4. PALEOZOICO**

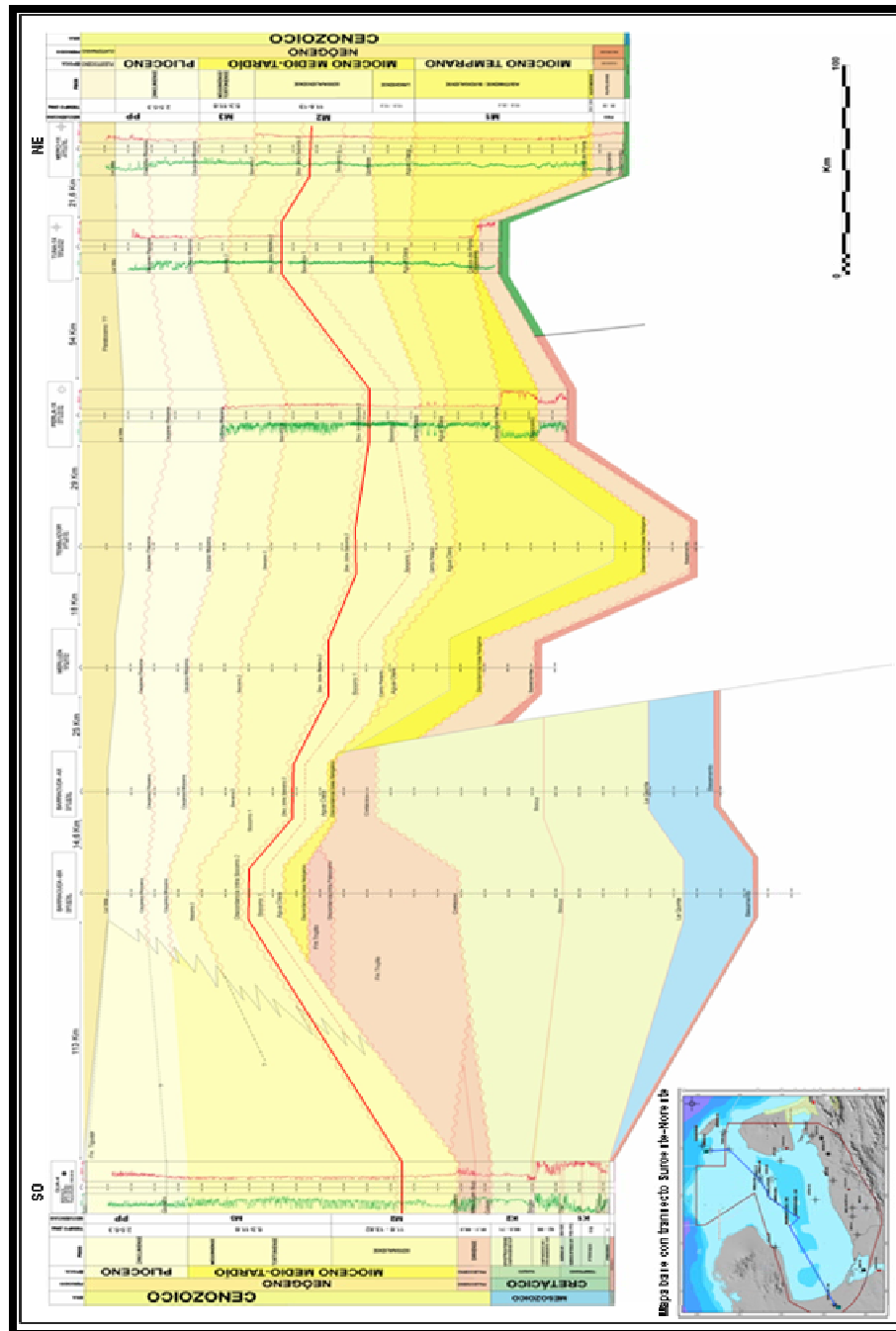
### **2.2.5.4.1. Basamento**

Edad: Paleozoico o Precámbrico.

Profundidad: a partir de 14774'

El Basamento estará representado probablemente por rocas metamórficas del Paleozoico o Precámbrico en la localización.

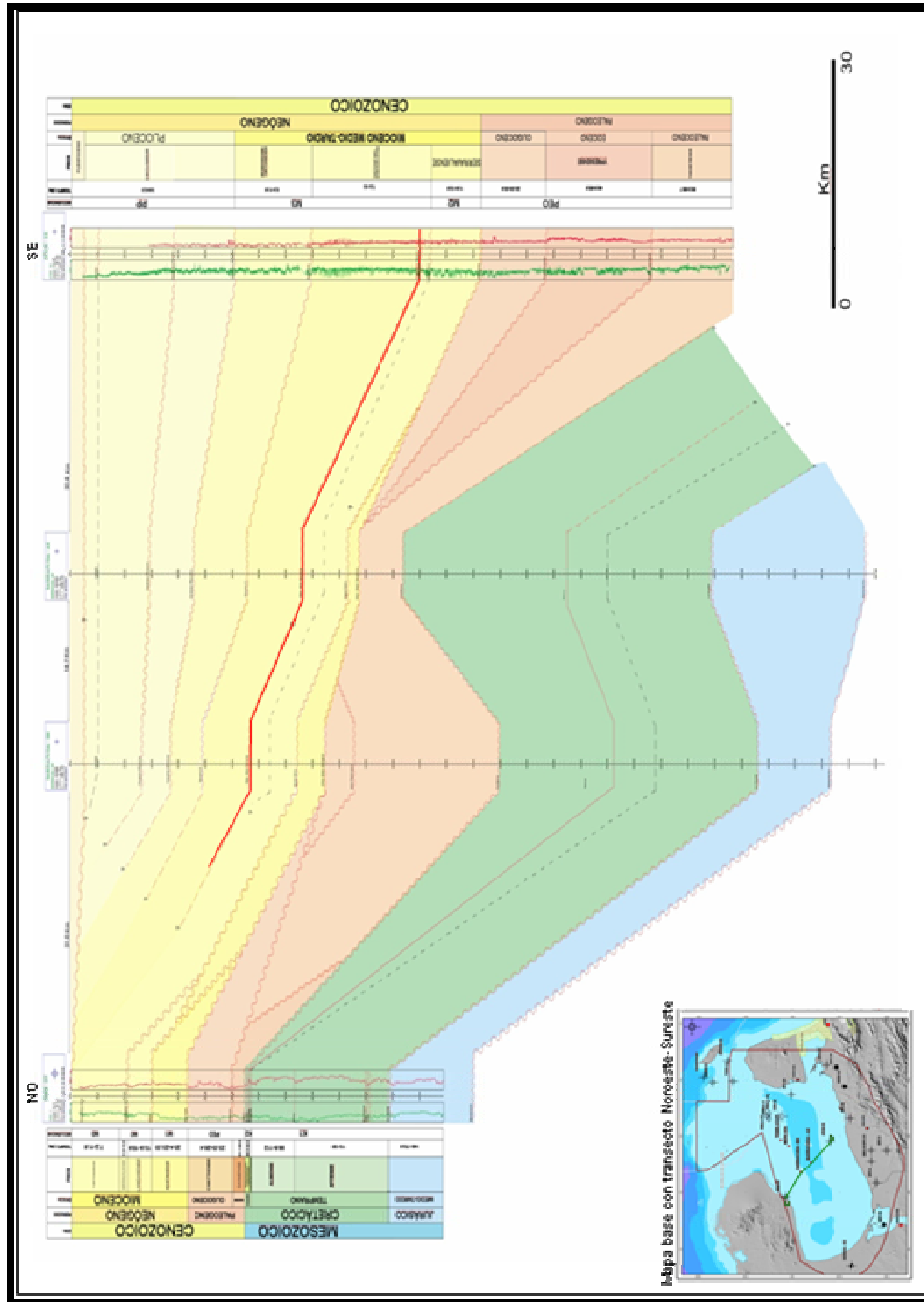
En la sección estratigráfica de dirección NE –SO a nivel del Paleozoico, Cretácico y hasta el reciente, que involucra los pozos GUA-4, PERLA-1X, TUNA-1X y MERO-1X, las localizaciones BARRACUDA-AX y BARRACUDA-BX, así como los posibles prospectos Merluza y Temblador (Figura 2.14), se puede observar los distintos basamentos de las dos provincias identificadas. En la provincia Suroccidental se tiene un basamento Paleozoico/ Precámbrico constituido por gabros y rocas metamórficas, en la provincia Nororiental un basamento Cretácico tardío constituido por una arenisca ligeramente metamorfizada con feldespatos, cuarzo y un mineral verde que podría ser clorita o epidota.



**Figura 2.14.** Sección estratigráfica de dirección NE –SO a nivel del Paleozoico, Cretácico y hasta el reciente, que involucra los pozos GUA-4, PERLA-1X, TUNA-1X y MERO-1X, las localizaciones Barracuda-AX y Barracuda-BX. [4]



En la provincia Suroccidental se identificaron seis secuencias mayores, mientras que en la provincia Noroccidental se identificaron 5. La provincia Suroccidental muestra un incremento de espesor de las secuencias Cretácicas hacia la localización Barracuda-AX, que es positivo ya que dichas secuencias involucran el objetivo primario (Grupo Cogollo, K2). Las secuencias terciarias mantienen relativamente el espesor observado en la provincia Nororiental, excepto la Formación Agua Clara. Además, se estima perforar la secuencia del Paleoceno, que no se encuentra en los pozos ubicados hacia el noreste. Dicho incremento de espesor en las unidades Cretácicas hacia la localización Barracuda-AX también se puede observar en la sección de dirección NO-SE que involucra los pozos EMM-37 y el pozo ATUN-1X (Figura 2.15), en este último se perforaron sedimentos del Eoceno y Oligoceno los cuales no se estiman perforar en la localización. Las secuencias terciarias tienden a disminuir un poco su espesor hacia la localización con respecto a las del pozo Atún-1X.



**Figura 2.15.** Sección de dirección NO-SE que involucra los pozos EMM-37 y el pozo ATUN-1X.<sup>[4]</sup>

## **2.3. BASES TEÓRICAS.**

### **2.3.1. Yacimiento de hidrocarburos**

El petróleo y el gas natural se encuentran acumulados en porciones del suelo denominadas trampas, un yacimiento de hidrocarburos es una parte de la trampa en que contiene petróleo, gas o ambos como un sistema hidráulico conectado. Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráficos o la combinación de ambos. Estas acumulaciones se presentan en formaciones porosas y permeables constituidas por arenas, areniscas, calizas o dolomitas<sup>[4]</sup>.

### **2.3.2. Tipos de yacimientos**

Los yacimientos pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes criterios:

#### **2.3.2.1. Geológicos**

Estos criterios se basan en las formas físicas de la parte sólida del yacimiento, tipificándolos como trampas dentro de las cuales se encuentran:

##### **2.3.2.1.1. Trampas estructurales**

Son consecuencia directa de las deformaciones producidas por las fuerzas subterráneas luego de la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre este tipo se encuentran los pliegues y las fallas.

##### **2.3.2.1.2. Trampas estratigráficas**

Son aquellas en las que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación, su presencia esta relacionanda con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca.

**2.3.2.2. Clasificación de los yacimientos según las rocas que lo forman.**

**2.3.2.2.1. Yacimientos convencionales o areniscas:**

Están constituidos por partículas, en su mayoría de cuarzo y que se pueden presentar en forma cementada, en cuyo caso se les llama rocas consolidadas, de lo contrario se les llama rocas no consolidadas. El tamaño y forma de las partículas pueden mantenerse bastante uniforme o varían grandemente, en el yacimiento, lo cual va a afectar al recobro de hidrocarburo.

**2.3.2.2.2. Yacimientos fracturados o carbonaceos.**

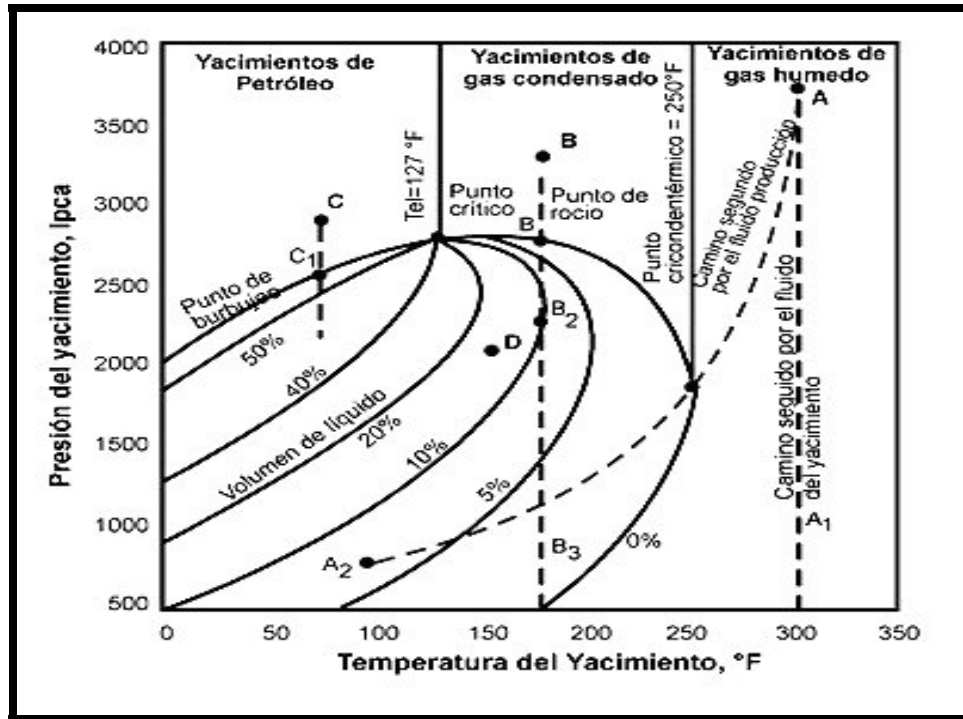
Contienen consideración calcita (calizas, dolomitas) formándose una roca impermeable, la cual posteriormente por disolución y otros factores forman cavidades, canales y fracturas, en las cuales pueden entramparse los hidrocarburos.

**2.3.2.3. Clasificación de los yacimientos según el estado inicial de los fluidos, y su diagrama de fases.**

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación se pueden dividir en dos grupos:

- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas – petróleo, gravedad API y calor del líquido de tanque.
- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento isotérmico de presión.

Dependiendo del estado en que se encuentra la mezcla de hidrocarburos en los yacimientos, estos se pueden clasificar en general en yacimientos de gas y yacimientos de petróleo. Las características de los diferentes yacimientos son los siguientes:<sup>[4]</sup>



**Figura 2.16.** Clasificación de los Yacimientos Según el Estado de los Fluidos<sup>[10]</sup>

### 2.3.2.3.1. Yacimiento de Gas

Son yacimientos que en la mayoría de los casos la fase gaseosa se encuentra asociada al petróleo, pero que dependiendo de las condiciones en las que se encuentre la mezcla de hidrocarburos, se distinguen diferentes tipos.

#### **2.3.2.3.2. Yacimientos de gas seco**

Debido a que el gas seco está compuesto fundamentalmente por metano, este se encuentra en fase gaseosa tanto en el yacimiento como en el separador tal como se evidencia en el diagrama de fase en el cual se observa que la trayectoria está muy alejada de los límites de la envolvente por lo que bajo condiciones normales de yacimiento de la envolvente se debe a que la temperatura cricondentérmica. Del gas seco se puede extraer líquidos solo a través de procesos criogénicos.

#### **2.3.2.3.3. Yacimientos de gas húmedo**

Presenta características similares a las del caso anterior solo que aquí durante la producción puede condensarse cierto porcentaje de gas al alcanzar la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura. Como se observa en la figura 2.XX, la mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad del líquido en el orden de 10 a 20 BN/MMPCN.

Los líquidos producidos son incoloros con gravedad API de 60°, considerando que la temperatura de estos yacimientos también es mayor que la cricondentérmica.

A diferencia del gas condensado, no ocurre condensación retrograda en el yacimiento durante el agotamiento de presión; y posee menor cantidad de componentes pesados.

#### **2.3.2.3.4. Yacimiento de gas condensado**

Son aquellos cuya temperatura está entre la crítica y la cricondentérmica, por lo cual prevalecen las condiciones bifásicas durante la vida del yacimiento. El condensado se puede definir como un gas con líquido disuelto. El contenido de  $c_1$  es mayor de 60% y el de  $c_7^+$  menor de 12.5%. En su camino hacia el tanque de almacenamiento el gas

condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con características en el siguiente rango:

- Relación gas – condensado (RGC): 5000-100000 PCN/BN (10-20 BN/MMPCN).
- Gravedad API del condensado: 40° - 60°.
- Color del condensado: incoloro – amarillo (aunque se ha reportado condensado negro).

#### **2.3.2.3.4.1. Yacimientos de petróleo:**

##### **2.3.2.3.4.1.1. Yacimientos de petróleo de alta volatilidad:**

Hidrocarburos inicialmente en una o dos fases. La producción causa que parte del fluido que estaba en fase líquida pase a gas. La mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico, y la temperatura del yacimiento es ligeramente menor que la crítica de la mezcla.

El equilibrio de fases de estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta de un 45%) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. La RGP de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2000 a 5000 PCN/BN.

El petróleo de tanque tiene un color amarillo oscuro a negro y una gravedad PI mayor de 40°, mientras que el factor volumétrico del crudo es regularmente mayor de 1.5 BY/BN.

#### **2.3.2.3.4.1.2. Yacimiento de petróleo de baja volatilidad (Petróleo Negro):**

Hidrocarburos inicialmente en una o dos fases, pero con la producción de fluidos, solo una pequeña parte pasa a la fase gaseosa. Cuando los hidrocarburos están inicialmente en dos fases, por gravedad, existen dos zonas en forma separada, una zona inferior llamada zona de petróleo ocupada por la fase líquida, y otra zona superior llamada zona de gas, ocupada por la fase gaseosa. El petróleo de baja volatilidad (Black oil) se caracteriza por tener alto porcentaje de  $C_7^+$  (>40%) con una RGP menor de 2000 PCN/BN.

El petróleo de tanque tiene una gravedad API menor de 40° y un color negro o verde oscuro y un factor volumétrico regularmente inferior a 1.5 BY/BN

Clasificación oficial UNITAR para los petróleos negros es la siguiente:

- Livianos:  $30 \text{ }^\circ\text{API} \leq 40$
- Medianos:  $20 < \text{ }^\circ\text{API} \leq 30$
- Pesados  $10 \leq \text{ }^\circ\text{API} \leq 20$
- Extra pesados  $\text{ }^\circ\text{API} < 10 \rightarrow$  Bitúmenes

#### **2.3.2.4. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al estado de sus fluidos:**

Los fluidos de un yacimiento consisten en mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento.



#### **2.3.2.4.1. Saturados**

Cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo y existe un equilibrio de fases. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida. Puesto que la composición del gas y el crudo son completamente diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío y podría ser retrógrada o no retrógrada (Ver figura 2.3 y 2.4). Generalmente producen por gas en solución o expansión de la capa de gas. <sup>[5]</sup>

#### **2.3.2.4.2. Sub- saturados:**

Yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja. Inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza. Eventualmente, el gas liberado se aglutina hasta tener condiciones de flujo hacia al pozo en cantidades cada vez mayores. Contrariamente, el flujo de crudo decrece gradualmente y en la etapa de depleción permanece en el yacimiento. Su mecanismo de producción, puede ser primero por expansión del líquido y luego por gas en solución. <sup>[5]</sup>

#### **2.3.2.4.3. Condensado retrógrado:**

Ubicado entre el punto crítico y el cricondentérmico en estado gaseoso a condiciones iniciales de yacimiento. Gas seco y húmedo: Existen en estado gaseoso a cualquier presión, pero a temperaturas mayores que la crítica.

### **2.3.3. Estudios integrados**

La integración de información mediante sistemas dentro de los diferentes estudios y disciplinas, se conoce como estudios integrados, donde el aporte de conocimientos y

experiencias de profesionales de diferentes áreas de trabajo tales como: geología, geofísica, petrofísica, ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción trabajan en equipo con la finalidad de obtener una estrategia óptima de explotación de un yacimiento disminuyendo los costos operacionales.

La caracterización física y energética de un yacimiento, está basada en el estudio que integra al yacimiento en una sola unidad hidráulica.

Dicho estudio es llamado "Estudio Integrado de Yacimientos" y está referido a la estrecha relación que tiene la descripción física y geológica del yacimiento con los fluidos contenidos en el mismo. <sup>[6]</sup>

#### **2.3.4. Caracterización de yacimientos**

La caracterización de yacimientos es una tarea compleja en la que intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, ingeniería de yacimientos entre otras.

El ingeniero de yacimientos determina los procesos de recuperación óptimos, estima el número de pozos que pueden ser económicamente perforados y puede desempeñarse en la simulación y pronóstico del comportamiento yacimientos utilizando modelos físicos, analíticos y numéricos. Para evaluar un yacimiento se cuenta con:

- Información geológica.
- Datos petrofísicos.
- Estadística de producción.
- Análisis de laboratorio (PVT) que representen el comportamiento del fluido en el yacimiento.
- Técnicas estadísticas para evaluar propiedades promedias.

- Ecuaciones matemáticas establecidas que permiten modelar, bajo ciertas suposiciones, el comportamiento de un yacimiento.
- Simuladores que sirven de herramientas para modelar un yacimiento según sus características.

#### **2.3.4.1. Tipos de Caracterización de Yacimiento**

##### **2.3.4.1.1. Caracterización Estática (Geología):**

Permite la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento, a partir del análisis e interpretación de la siguiente información <sup>[7]</sup>:

- Datos geológicos y geofísicos.
- Registros de pozos.
- Datos de núcleo.

##### **2.3.4.1.2. Caracterización Dinámica (Ingeniería de Yacimientos):**

Permite la detección y evaluación de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento, tales como:

- Pruebas de presión.
- Datos de producción.
- Pruebas PVT/ análisis cromatográficos.

#### **2.3.4.2. Estudio de Caracterización de Yacimientos**

Se define el estudio de yacimiento como un “análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de la roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas”. [7]

#### **2.3.4.3. Objetivos de un Estudio de Caracterización de Yacimientos.**

- Reducir la incertidumbre en los planes de explotación.
- Incrementar reservas.
- Maximizar el recobro final.
- Minimizar declinación.
- Maximizar potencial de producción.
- Incrementar el porcentaje de las campañas y recuperación de pozos.
- Maximizar la creación del valor presente neto.

#### **2.3.5. Pruebas PVT**

Son análisis de laboratorio que se realizan a muestras representativas del crudo, a fin de lograr una completa caracterización del mismo y consiste en observar sus variaciones de volumen con presión a temperatura constante.

Estas pruebas constan básicamente de dos fases: liberación diferencial y liberación instantánea. En la primera de ellas, la composición total de la muestra (gas

y líquido), varía durante el agotamiento de presión, puesto que el gas liberado durante la reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el crudo, mientras que en la segunda, todo el gas liberado durante el agotamiento de presión permanece en contacto con el fluido, lo que implica que la composición del sistema se mantiene constante.

Una prueba PVT típica de crudo de baja volatilidad (livianos, medianos y pesados) incluye no solo pruebas de liberación diferencial isotérmica, y separación instantánea (prueba de separadores), sino también ensayos tales como composición constante (relación PV), y variación de la viscosidad de los fluidos de yacimiento con presión, cada una de las cuales proporciona información valiosa para la completa caracterización del fluido analizado. Entre estas informaciones se tiene presión de burbujeo, volumen relativo en función de presión, compresibilidad del petróleo, factor volumétrico del gas y del crudo, relación gas-petróleo en solución, densidad del líquido y gravedad API del crudo, entre otras.

### **2.3.6. Análisis PVT**

Consiste en simular a nivel de laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico, se emplea para la identificación de los mecanismos de recobro, el comportamiento del fluido en los pozos y la simulación composicional de los yacimientos.

Las pruebas PVT'S del gas condensado simulan un proceso de separación diferencial, donde la fase líquida (condensado retrogrado) permanece inmóvil en la celda y la fase gaseosa se expande por disminución de la presión manteniendo constante el volumen de la celda (gas + líquido); el agotamiento de presión se alcanza retirando gas de la misma.

El proceso simulado en el laboratorio es igual al que ocurre durante la depleción de un yacimiento volumétrico de gas condensado, del cual se produce

únicamente la fase gaseosa y el líquido retrogrado queda retenido en el yacimiento. La suposición de que el condensado es inmóvil se justifica debido a que en la mayoría de los casos la saturación de líquido en el yacimiento por condensación retrograda solo alcanza de 10-15% y la saturación crítica de condensado para areniscas es de 30%.<sup>[7]</sup>

Solo en los alrededores de los pozos de producción donde ocurre una elevada caída de presión, puede aumentar la saturación de condensado en un orden de (30-40%) mayores que la saturación crítica y por tanto puede ocurrir flujo bifásico gas-líquido, pero como esto solo se da en una pequeña porción de yacimiento, el volumen de condensado móvil es un pequeño en comparación al inmóvil que queda retenido en los poros.

#### **2.3.6.1. Información proporcionada por las pruebas PVT'S**

Análisis composicional de los fluidos, separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y mas pesados.

- Comportamiento presión- volumen a temperatura constante del yacimiento. Determinación del punto de rocío.
- Agotamiento isovolumetrico e isotérmico de presión del fluido en el yacimiento incluyendo análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Determinación de GPM del gas producido a las presiones de agotamiento.
- Variación del porcentaje de condensado retrogrado con presión.
- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla en la celda (Z2f).

- Factores volumétricos del gas condensado. ( $B_{gc}$ )
- Optimización de presiones de separación instantánea gas-liquido de pruebas de separadores

#### **2.3.6.2. Limitaciones**

- El proceso de separación diferencial isovolumetrico de las pruebas de laboratorio no simulan la formación de condensado retrogrado del yacimiento, la cual puede ocurrir en yacimientos de gas condensado rico.
- Es bastante difícil tomar una prueba representativa del fluido original del yacimiento.
- La extrapolación de resultados del laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas provocan graves errores en la predicción del comportamiento de los yacimientos de gas condensado.
- No siempre es posible determinar el efecto de la presión y temperatura sobre las propiedades y volúmenes de las fases a presiones bajas a las cuales trabajan los separadores.
- Limitaciones en cuanto al tamaño de las celdas PVT que imposibilitan expandir sistemas de gas- condensado a presiones por el orden de 250 lpc ya que el volumen de liquido es tan pequeño que impide su medida adecuadamente, sobretodo en gases condensados pobres.

#### **2.3.6.3. Aplicaciones**

Los resultados de los análisis PVT son fundamentales en la realización de diferentes tipos de cálculos, entre los cuales podemos mencionar:

- Estudios de balance de materiales composicional.
- Simulación composicional de yacimiento.
- Diseño óptimo de sistemas de separación superficial.
- Diseño de proyectos de recicló de gas.
- Análisis nodal composicional.

#### **2.3.6.4. Validación de las pruebas PVT**

La validación para pruebas de laboratorio PVT para sistemas de gas condensado incluye la revisión de la representatividad de la muestra para la comprobación de que no hay errores de consistencia en los resultados de laboratorio.

Un análisis PVT debe ser representativo y consistente para poder ser utilizado en estudios integrados de yacimiento de gas condensado.

##### **2.3.6.4.1. Consistencia de los resultados**

Consiste en chequear que los resultados experimentales de las pruebas no tengan errores de medición. Las pruebas realizadas para verificar la consistencia de las muestra son las siguientes

- Recombinación matemática.
- Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott.
- Balance Molar



### 2.3.6.4.1.1. Prueba de Recombinación Matemática:

Este método se basa en el concepto de los equivalentes de vapor de un líquido y realiza recombinación en una fase hipotética ideal. Se supone que el fluido se comporta como una solución ideal donde los volúmenes son aditivos.

Para aplicar este método se siguen una serie de pasos como son:

- Determinación del peso molecular del líquido, la ecuación a utilizar

$$ML = \sum Mi * Xi_{sep} \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

Donde:

Ml: Peso molecular del líquido.

Mi: Peso Molecular del componente i.

Xi: Fracción líquida del Componente i en el separador.

Determinación de la densidad del líquido. Esta propiedad se puede obtener aplicando la ecuación:

$$\rho_{lcn} = \frac{\sum Mi * Xi_{sep}}{\sum \frac{Mi * Xi_{sep}}{\rho_{li}}} \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

Donde:

Mi: Peso Molecular del componente i.

Xi: Fracción líquida del Componente i en el separador.

$\rho_{li}$ : densidad del líquido, lb/pies<sup>3</sup>.

La densidad del líquido se ve afectada por parámetros como son la presión y la temperatura, por esta razón se debe corregir la densidad del líquido obtenida, las ecuaciones que permiten esta corrección son:

$$\Delta\rho P = \left(0.167 + 16.181 * 10^{-0.042 * \rho_{licn}}\right) \left(\frac{P}{1000}\right) \left(0.01\right) \left(0.299 + 263 * 10^{-0.060 * \rho_{licn}}\right) \left(\frac{P}{1000}\right)^2$$

$$\Delta\rho T = A - B \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

Donde:

$$A = (T - 60) * \left[0.0133 + 1524 * \rho_{licn} + \Delta P^{-2.45}\right] \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

$$B = 8.1 * 10^{-6} - 0.0622 * 10^{-0.0764 * (\rho_{licn} + \Delta P)} (T - 60) \quad \text{Ecuación (2.5)}$$

$\rho_{licn}$ : Densidad del líquido a condiciones normales

P: Presión. [Lpca]

T: Temperatura. [R]

La densidad se corrige aplicando la siguiente ecuación:

$$\rho_i @ PyTsep = \rho_{licn} + \Delta\rho P - \Delta\rho T \quad \text{Ecuación (2.6)}$$

Para hallar la composición del gas se evalúan los valores de  $Y_i$  y  $X_i$  por medio de la siguiente ecuación:

$$Z_i = \frac{\frac{RGP}{379.4} * Y_i + \frac{\rho_{li}}{Ml} * X_i}{\frac{RGP}{379.4} + \frac{\rho_{li}}{Ml}} \quad \text{Ecuación (2.7)}$$

Donde:

RGP: Relación gas-liquido de separador (PCN/BN)

$Y_i$ : Fracción molar del componente  $i$  en estado gaseoso en el separador.

$X_i$ : Fracción molar del componente  $i$  en estado liquido en el separador.

$\rho_{li}$  : Densidad del líquido a condiciones de separador y corregida (lb/Bl).

Ml: Masa del líquido en el separador (lb/lbmol).

Finalmente se calculan los porcentajes de error para el C1 y C7+ respectivamente como sigue:

$$\%E = \left| \frac{Z_{calc.} - Z_{exp.}}{Z_{exp.}} \right| * 100 \quad \text{Ecuación (2.8)}$$

Como ya se planteó anteriormente este método reporta la consistencia y representatividad de la muestra cuando el porcentaje de error entre  $Z_{c1}$  calculado y  $Z_{c1}$  experimental es menor o igual al 2%, de igual manera esto se cumple para el componente pesado (C7+), pero en este caso el porcentaje de error aceptado es menor o igual al 5%.

### **2.3.7. Análisis petrofísico**

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio, analizando sus núcleos.

Una interpretación petrofísica de las arenas basada en la aplicación de un método adecuado, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que relacionan las características de la formación con algunos factores obtenidos de registro de pozos, puede proporcionar ciertas informaciones como: arcillosidad, porosidad efectiva, intervalos permeables, espesor de arena neta, saturación de agua y permeabilidad entre otras.

La cantidad de hidrocarburo contenida en un volumen unitario de roca, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburos, para determinar si la acumulación puede ser considerada comercial, es necesario conocer el volumen de roca porosa, para lo cual hay que conocer el espesor promedio y el área del yacimiento. Para evaluar la productividad del yacimiento, es necesario tener idea de la facilidad con la que un fluido puede viajar a través del sistema poroso. Esta propiedad intrínseca de la roca es la permeabilidad.

Los principales parámetros físicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico son: exponente de cementación ( $m$ ), exponente de saturación ( $n$ ), capacidad de intercambio de cationes ( $Q_v$ ), resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ), resistividad de agua de la formación ( $R_w$ ); a través de los cuales se obtiene: saturación de agua, porosidad, permeabilidad, y espesor de la capa permeable.

### 2.3.7.1. Porosidad ( $\Phi$ )

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca ya que representa la fracción de espacios vacíos presentes en la misma. Matemáticamente:

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ecuación (2.9)}$$

Donde  $V_p$ : Volumen poroso

$V_t$ : Volumen total

El volumen total de fluidos que pueden ser almacenados en un volumen de roca dado ( $V_t$ ) es su volumen poroso ( $V_p$ ). Por lo tanto el volumen poroso, es igual al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en la roca.<sup>[5,16]</sup>

Como la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca, la calidad de la roca yacimiento puede ser determinada en función de la porosidad, como se observa en la tabla mostrada a continuación.

**Tabla 2.1 Calidad de la roca en función a la porosidad**

Calidad	$\Phi$ (%)
Muy buena	> 20
Buena	15 – 20
Regular	10 – 15
Pobre	5 – 10

### 2.3.7.1.1. Porosidad promedio

Es el promedio de las distintas mediciones de porosidad en un pozo, y tanto en el pozo como el yacimiento se obtienen a partir de <sup>[8]</sup>:

- Método aritmético:

$$\phi = \sum_i^n \frac{\phi_i}{n} \quad \text{Ecuación (2.10)}$$

Donde:

$\Phi_i$ : porosidad en distintos pozos del yacimiento. [Fracción]

n: numero de pozos.

- Método ponderado por espesor:

Se utiliza cuando se dispone de valores de porosidad y espesor de la formación para diversos pozos del mismo yacimiento, o cuando para un mismo pozo se tienen valores de porosidad para diferentes secciones de espesores determinados.

$$\phi = \frac{\sum_i^n \phi_i h_i}{\sum_i^n h_i} \quad \text{Ecuación (2.11)}$$

Donde:

$\Phi_i$ : porosidad [Fracción].

h: espesor [Pie].

### **2.3.7.2. Permeabilidad**

Es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad. La unidad de la permeabilidad es el Darcy que a su vez expresa el flujo de un centímetro cúbico de líquido con viscosidad igual a un centipoise, a través de un centímetro cúbico de roca, en un segundo con un diferencial de presión de una atmósfera <sup>[8]</sup>.

#### **2.3.7.2.1. Tipos de permeabilidad**

- Permeabilidad absoluta. Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.
- Permeabilidad efectiva. Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.
- Permeabilidad relativa. Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que representa la forma en que un fluido se desplaza a través del medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0 <sup>[8]</sup>.

#### **2.3.7.3. Saturación de fluidos ( $S_w$ )**

Los sedimentos al depositarse lo hacen conteniendo agua del ambiente sedimentario correspondiente en el espacio poroso intergranular, es decir, que se depositan conteniendo cien por ciento de agua connata en el espacio poroso. La saturación de fluidos en una roca, es por lo tanto la relación entre el volumen de fluidos contenidos

en su espacio poroso y el volumen poroso total. A medida que la roca es soterrada, cierta fracción de la saturación de agua connata puede ser reemplazada por hidrocarburos, si la roca constituye una trampa estructural o estratigráfica, la saturación de agua se torna irreducible en caso de que la migración de hidrocarburos se realice bajo condiciones de capilaridad apropiadas. Por esta razón la saturación de agua irreducible de los yacimientos esta por debajo de un 50% del espacio poroso en la mayoría de los casos, pudiendo llegar a un 60% en arenas de grano muy fino o muy arcillosas. La ecuación empleada para el cálculo de la saturación de fluidos es la siguiente [8]:

$$S_w^n = \frac{a^* R_w}{\phi^m R_t} \quad \text{Ecuación (2.12)}$$

Donde:

$S_w$ : Saturación de los fluidos. [Fracción].

A: Factor de tortuosidad de la porosidad. [Adimensional].

m: Factor de cementación de la roca. [Adimensional].

n: Exponente de saturación. [Adimensional].

$R_w$ : Resistividad del agua. [ohm-m].

$R_t$ : Resistividad verdadera de la formación [ohm-m].

$\Phi$ : Porosidad [Fracción].



Los valores de  $a$  y  $m$  pueden ser estimados graficando la porosidad de una arena limpia acuífera en función de la resistividad, mientras que el exponente de saturación depende de la humectabilidad de la roca.

### **2.3.8. Recobro de hidrocarburos**

Es la cantidad de hidrocarburos que se puede obtener de forma óptima (eficiente y económica) a partir de un yacimiento. Así mismo también se utiliza el término factor de recobro que representa la fracción de volumen de gas original en sitio que puede extraerse o que ha sido extraído del yacimiento y en forma general ambos dependen de tres factores:

- Características físicas de las rocas y de la trampa
- Características reológicas de los fluidos.
- Forma de explotación ejercida por el operador.

#### **2.3.8.1. Tipos de recobro**

##### **2.3.8.1.1. Recobro primario:**

Es aquel en que los hidrocarburos se producen usando las fuentes naturales de energía del yacimiento.

##### **2.3.8.1.2. Recobro adicional o secundario:**

Es posterior al primario y para ello se agrega energía al yacimiento mediante variados procesos.<sup>[13]</sup>

##### **2.3.8.1.2.1. Mecanismos de producción o recobro**

Los mecanismos de producción son los procesos mediante los cuales, los fluidos del yacimiento son movidos a través del medio poroso hacia el fondo del pozo

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan los fluidos hacia los pozos.

La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formación de la roca y de la acumulación de los hidrocarburos, y a las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento.

Normalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, activando diferentes mecanismos primarios de recuperación, que pueden presentarse individual o simultáneamente <sup>[13]</sup>. A continuación se describen los más conocidos:

- Empuje por expansión de la roca y los fluidos.
- Empuje por gas en solución.
- Empuje por expansión de la capa de gas.
- Empuje hidráulico.
- Empuje por gravedad.
- Empuje Combinado.
- Empuje por compactación.

#### **2.3.8.1.2.1.1. Empuje por expansión de la roca y los fluidos**

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es relevante en los yacimientos donde la presión está por encima de la de burbujeo (yacimientos subsaturados) y por lo tanto los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida

Ocurre como tal cuando existe una sola fase

- Es el resultado combinado de la expansión de la roca y de los fluidos.
- En muchos casos es el responsable del empuje hidráulico por la expansión del agua del acuífero.
- En caso de yacimientos de gas o de condensados el recobro es alto por la alta compresibilidad del gas (Cg.).
- En caso de yacimientos de petróleo, el recobro es bajo (no mayor al 12%) debido a la baja compresibilidad del crudo.

#### **2.3.8.1.2.1.2. Empuje por gas en solución**

Este mecanismo es el dominante en los yacimientos donde la presión es mayor o igual a la de burbujeo (yacimientos subsaturados), debido a que el gas que se encuentra únicamente en solución en el petróleo causa un efecto de expansión a medida que disminuye la presión debido a la producción del crudo.

- Predomina cuando no hay otras fuentes naturales de energía como un acuífero o capa de gas.
- Es de bajo factor de recobro de crudo (alrededor del 25%), excepto si el efecto gravitacional es de importancia.

#### **2.3.8.1.2.1.3. Empuje por expansión de la capa de gas**

Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentran sometidos a presiones menores que la de burbujeo (yacimientos saturados). En este caso los componentes livianos de los hidrocarburos (gas) se irán separando de la fase líquida y buena parte de ellos migrarán, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. De esta forma se conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, normalmente llamada capa de gas. Durante el avance de la producción y la reducción de la presión en el yacimiento, la expansión de la capa de gas, desplaza el petróleo

hacia abajo. Este fenómeno se observa por el aumento de las razones gas- petróleo en los pozos localizados sucesivamente más abajo en la estructura.

Este mecanismo es más eficiente en aquellos yacimientos con acentuado relieve estructural, ya que introduce un componente vertical de movimiento del fluido por medio del cual puede ocurrir segregación gravitacional del petróleo y gas libre en la zona productora.<sup>[4]</sup>

#### **2.3.8.1.2.1.4. Empuje hidráulico**

Este tipo de empuje se debe al movimiento de agua hacia un yacimiento a medida que se produce gas y petróleo. La intrusión de agua a un yacimiento puede provenir de agua marginal o de fondo; la última indica que por debajo del petróleo se halla una zona acuífera de suficiente espesor que permite el movimiento del agua esencialmente de forma vertical. Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión suministrando una intrusión que puede ser consecuencia de:

- Expansión de agua.
- Expansiones otras acumulaciones de hidrocarburos, conocidas o ignoradas en el acuífero.
- Compresibilidad de la roca del acuífero.
- Flujo artesiano, donde el acuífero se eleva por encima del nivel del yacimiento.<sup>[4]</sup>

Las características importantes de este mecanismo son:

- La intrusión de agua es una energía adicional a la energía de dilatación del líquido por encima del punto de burbujeo y a las energías acumuladas en el gas en solución y el gas libre o capa de gas.

- La presión de fondo está ligada a la razón de intrusión de agua y a la tasa de vaciamiento del yacimiento. Cuando la tasa de vaciamiento excede en una cantidad mínima la tasa de intrusión, se presenta solo una pequeña disminución en la presión. Cuando la tasa de vaciamiento del yacimiento excede considerablemente la tasa de intrusión, se acentúa la disminución en la presión, aproximándose a la del yacimiento con capa de gas o con empuje de gas en solución.
- Para empujes hidrostáticos marginales, la migración regional se acentúa en dirección de las partes más altas de las estructuras.
- Presentan rápida declinación en la presión inicial, pero esa declinación se hace cada vez menor con la producción.
- La tasa de producción de petróleo disminuye lentamente, pero en forma continua y a su vez la producción de agua aumenta.

#### **2.3.8.1.2.1.5. Empuje por segregación gravitacional**

Este tipo de empuje es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento o de espesor considerable. Este hecho favorece el flujo contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razón de diferencia de densidad, este tipo de yacimiento es frecuente, con el desarrollo de la explotación, la formación de una capa de gas secundaria.

#### **2.3.8.1.2.1.6. Empuje por compactación**

Este tipo de empuje se presenta en mayor o menor grado en todos los yacimientos, siendo de mayor importancia en los de arenas no consolidadas; ocurre durante la producción debido a la disminución del volumen poroso, a consecuencia de las rocas suprayacentes, creando un diferencial de presión entre la presión a la cual están los

fluidos dentro de los poros de la formación y la presión ejercida por el peso de las rocas suprayacentes. En algunos casos puede presentarse la subsidencia.

#### **2.3.8.1.2.1.7. Empuje combinado**

Los mecanismos de producción en la mayoría de los yacimientos son una combinación de los anteriormente citados. Estos mecanismos pueden estar activados en forma simultánea o secuencial, siendo importante su determinación para la optimización de la explotación del yacimiento.

Una vez identificado el tipo de yacimiento y el mecanismo de producción predominante en el medio poroso se selecciona el método de producción siguiendo un control estricto sobre el comportamiento de la producción.

Las herramientas comúnmente utilizadas para evaluar las diferentes acumulaciones de hidrocarburos son:

- Pruebas de producción
- Análisis de núcleos
- Análisis de fluidos (PVT)
- Historia de producción de petróleo, gas y agua.
- Declinación de presión.
- Historia de registros de presión estáticas de fondo (BHP).
- Pruebas de restauración de presión.
- Cálculos volumétricos.
- Balance de materiales.

De estos análisis se puede predecir el comportamiento futuro del yacimiento, estimar la tasa de petróleo y gas a recuperar, planificar el desarrollo del yacimiento y finalmente seleccionar posibles métodos de recuperación mejorada aplicables para aumentar el recobro final como son: Inyección de agua, gas, emulsiones, polímeros, vapor de agua, químicos, calor, combustión in situ entre otros.

### **2.3.9. Presión del yacimiento o presión estática de fondo**

La presión estática de fondo de un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo y denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna del gas y del líquido. Esta presión restaurada es la presión que existe en la zona petrolífera. Por consiguiente la presión del yacimiento es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes y después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

#### **2.3.9.1. Gradientes de presión**

Es la presión ejercida por la columna de fluido por pie de profundidad, es decir se le conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie.

Los gradientes normales en los yacimientos varían de un máximo alrededor de 0.5 lpc/pie para salmueras a 0.4333 lpc/pie para agua dulce a 60°F, de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0.1 y 0.38 lpc/pie, además su variación dependerá de la presión, temperatura y composición del fluido.

### **2.3.10. Propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento**

El estudio del comportamiento de los yacimientos requiere el conocimiento de sus propiedades físicas. Estas propiedades se determinan en el laboratorio mediante análisis de muestras de fondo o de superficie. El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión-Volumen- Temperatura (PVT), y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos, para un yacimiento en particular.<sup>[6,7]</sup>

Las propiedades de las rocas son características definidas tanto de los sólidos como de los fluidos que están en contacto con ellos. Las propiedades de los fluidos dependen de:

- Composición de la mezcla de hidrocarburos
- Presión
- Temperatura.

#### **2.3.10.1. Factor Volumétrico:**

Es la relación que existe entre el volumen de un fluido (petróleo, gas, agua) a condiciones del yacimiento y el volumen de ese mismo fluido a condiciones superficiales.

##### **2.3.10.1.1. Factor Volumétrico del Gas:**

Es un factor que representa el volumen del gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales.

Se procedió a determinarlo mediante la siguiente ecuación:

$$B_g = 0.02829 * Z * T / P, \text{ (PCY/PCYN)} \quad \text{Ecuación (2.13)}$$



Bg: Factor Volumétrico del Gas (PCY/PCN)

Py: Presión de Yacimiento (Lpca)

Ty: Temperatura de Yacimiento (°R)

Z: Factor de Desviación del Gas.

### **2.3.11. Reservas de hidrocarburos.**

Son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente, empleando técnicas conocidas, ellos constituyen el capital de la industria, por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia. <sup>[14]</sup>

#### **2.3.11.1. Reservas recuperables.**

Son el volumen total de petróleo, condensado y/o Gas que se puede extraer de un yacimiento en forma comercial, mediante la aplicación de los métodos de extracción durante la vida de dicho yacimiento.

#### **2.3.11.2. Reservas remanentes recuperables.**

Son, en el momento en que se efectúa la estimación o el cálculo, la porción recuperable de reservas que no ha sido extraída, hasta entonces, mediante la aplicación de los mejores métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen extraído para la fecha del volumen calculado como recuperable.

### **2.3.11.3. Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos.**

Existen varias clasificaciones de reservas de acuerdo a la literatura técnica actualmente en uso. Sin embargo, en este trabajo se menciona solamente la clasificación considerando los criterios básicos establecidos por el Ministerio de Energía y Petróleo (MEP) y PDVSA.

#### **2.3.11.3.1 Reservas primarias.**

Son las reservas recuperables comercialmente a los precios y costos actuales, por métodos y equipos convencionales como resultado de la energía natural del yacimiento. Las reservas primarias se dividen a su vez en:

##### **2.3.11.3.1.1. Reservas probadas.**

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensados, líquidos del gas natural y sustancias asociadas recuperables con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales existentes.

Las reservas probadas se clasifican a su vez, tomando en consideración su sistema de producción en reserva probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas

- **Reservas probadas desarrolladas.**

Representada por los volúmenes de reservas probadas de petróleo crudo, gas natural, condensado, líquidos del gas natural y sustancias asociadas recuperables comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Dentro de ésta definición se incluye las reservas detrás de la tubería que requieren de un costo menor para su incorporación a producción y las que se esperan obtener por recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios han sido instalados.

Las reservas probadas desarrolladas se subdividen en reservas desarrolladas en producción y reservas desarrolladas sin producción.

- **Reservas desarrolladas en producción.**

Son las reservas que se esperan recuperar a través de los intervalos abiertos de los pozos que están en producción al momento de la estimación.

- **Reservas desarrolladas no productoras.**

Incluye las reservas detrás de la tubería y las que están en intervalos abiertos pero no están en producción por razones de mercado, las no conectadas a las instalaciones, y las cerradas por condiciones mecánicas o por que la fecha de comienzo de la producción es incierta.

- **Reservas no desarrolladas.**

Son los volúmenes de reservas probadas de petróleo crudo, gas natural, condensado, líquidos del gas natural y sustancias asociadas recuperables comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Dentro de estas se incluyen las reservas detrás

de la tubería que requieren un costo mayor para reincorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos existentes.

#### **2.3.11.3.1.2. Reservas probables.**

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensado, líquidos del gas natural y sustancias asociadas, asociadas a acumulaciones conocidas en las cuales la información geológica y de ingeniería indican desde el punto de vista de su recuperación un grado de certeza menor comparado con el de las reservas probadas bajo las condiciones operacionales existentes, estas reservas podrían ser estimadas bajo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

#### **2.3.11.3.1.3. Reservas posibles.**

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensado, líquidos del gas natural y sustancias asociadas, asociadas a acumulaciones conocidos en los cuales la información de geología y de ingeniería indican con un grado menor de certeza al de las reservas probables, que podrían recuperarse bajo condiciones económicas existentes. Estas reservas podrían ser estimadas bajo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probables.

#### **2.3.11.3.1.4. Reservas Secundarias.**

Son reservas recuperables comercialmente a los precios y costos actuales en adición a las reservas primarias, como resultado de un suplemento por medios artificiales a la energía natural del yacimiento, algunas veces en conjunto con un cambio en las características físicas de los fluidos del yacimiento.

### 2.3.12. Calculo de las reservas

Los cálculos de reservas son una aplicación básica de los datos del yacimiento. El problema consiste simplemente en determinar las cantidades totales y las porciones recuperables de gas en el yacimiento ya que este valor representa una de las referencias mas utilizadas al momento de clasificar yacimientos, de acuerdo con su tamaño; así como ranquear proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de la explotación de un yacimiento unificado.

Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, este ofrece un indicador del grado de agotamiento y de la eficiencia del o de los mecanismos de desplazamiento activos.

#### 2.3.12.1. Métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento

##### 2.3.12.1.1. Método Volumétrico:

Este método permite la estimación del Gas Original en sitio (GOES) y el Condensado Original en Sitio (GCOES); a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento y la fracción de hidrocarburos presentes en la roca. La ecuación general para el cálculo volumétrico de GOES tiene la forma siguiente: <sup>[15]</sup>

$$GOES = 43560 \int \int \frac{\bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{gi}} dh dA \quad \text{Ecuación (2.14)}$$

Donde,

G: Gas original en sitio (Goes) [PCN]

$\Phi$ : Porosidad, [frac].

$S_{wi}$ : Saturación inicial de agua, [frac.]

$B_{gi}$ : Factor volumétrico del gas a  $P_i$  y  $T_f$ , [BY/PCN]].

$H$ : Espesor [pies].

$P_i$ : Presión inicial del yacimiento [lpca].

$T_f$ : Temperatura del yacimiento. [°R]

Teóricamente la función anterior podría integrarse si la  $\phi$ ,  $S_{wi}$  y el  $B_{gi}$  fueran funciones conocidas de la posición en el yacimiento. En la práctica solo se conoce un estimado de  $A$  y un número finito de valores de  $\phi$ ,  $S_{wi}$  y de  $h$  de los registros tomados de los pozos (o de muestras de pared y/o núcleos) y de  $B_{gi}$  en base a los valores de  $P_i$ ,  $T_f$  y composición del gas correspondiente a los diferentes pozos. Si se dispone de suficientes datos se puede integrar primero con respecto a  $A$  [15].

Generalmente la ecuación anterior se simplifica en la siguiente forma:

$$GOES = 43560 * \frac{\bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi})^A}{B_{gi}} \int h dA \quad \text{Ecuación (2.15)}$$

$\phi$ ,  $S_{wi}$  y el  $B_{gi}$  son valores promedios volumétricos (o areales) de los diferentes valores de  $\phi$ ,  $S_{wi}$  y el  $B_{gi}$  que se tengan del yacimiento.

La integral  $\int h dA$  se puede efectuar numéricamente midiendo áreas y espesores de arenas neta gasíferas en un mapa isópaco- estructural y con la ayuda de un planímetro.

Si además de los mapas isópaco y estructural, se dispone de mapa de isoporosidad, isosaturación e isopresión (isobárico) la ecuación (1) se puede evaluar numéricamente de la siguiente forma:

$$GOES = 43560 * \sum_{j=1}^n \left( \frac{\phi_j * Sw_{ij} * h_j * A_j}{Bb_j} \right) \quad \text{Ecuación (2.16)}$$

En este caso, el yacimiento se divide en n elementos de volumen  $h_j$ ,  $A_j$  y cada elemento tiene asignado valores dados de  $\phi_j$ ,  $Sw_{ij}$  y  $Bg_{ij}$ . Este es el procedimiento utilizado en simuladores numéricos de yacimientos.

Modelando el yacimiento en forma rectangular (con forma espacial de un paralelepípedo) la ecuación 2.18. <sup>[5]</sup>.

$$GOES = 43560 * \frac{\bar{\phi} * \bar{Sw}_i * \bar{h} * A}{\bar{B}g_i} \quad \text{Ecuación (2.17)}$$

Donde,

$\bar{\phi}$ ,  $\bar{Sw}_i$ ,  $\bar{h}$  y  $\bar{B}g_i$  Son valores promedios volumétricos (o areales) representativo de todo el yacimiento.

A partir de la fracción molar del gas condensado que es producida en superficie como gas  $F_g$ , se puede calcular el GOES de la siguiente ecuación:

$$GOES = G * f_g \quad \text{Ecuación (2.18)}$$

Donde:

GOES: Gas Original en sitio [PCN].

Fg: Fracción molar del gas condensado que es producida en superficie como gas.

G: GCOES: Gas condensado original en sitio [PCN].

Dividiendo el GCOES por la RGC (Relación gas-condensado PCN/BN) se obtiene el COES (Condensado Original en sitio, BN),

$$\text{COES} = \text{GOES} / \text{RGC} \quad [\text{BN}] \quad \text{Ecuación (2.19)}$$

Los parámetros necesarios para aplicar las ecuaciones anteriores se pueden obtener por medio de recombinación matemática del gas de separador y del condensado de tanque en base a la relación gas-condensado o en base a la composición de los fluidos.

#### **2.3.12.1.1.1. Limitaciones que inciden en la aplicación del método volumétrico:**

- Volumen de roca del yacimiento: En cuanto a la determinación del volumen se presentan limitaciones relacionadas con la elaboración de los mapas isópacos-estructurales, debido a que la información en la cual se basan corresponde a la profundidad del horizonte de interés y su espesor observado en los pozos perforados, en el área; razón por la cual su exactitud se ve limitada principalmente en los yacimientos jóvenes ya que la cantidad de pozos perforados es un factor determinante, al momento de trazar las líneas isópacos y estructurales pues son



tendencias hechas en función de los puntos en los cuales la información de topes y espesores es conocida.

- Datos sísmicos: La interpretación de los datos sísmicos, en caso de estar disponibles, generan cierta confusión ya que es común observar diferentes puntos de vista al ser analizados por un grupo de intérpretes.
- Porosidad y saturación de agua: Debido a que tanto la porosidad como la saturación de agua inicial se determinan mediante un promedio, considerando que el yacimiento es homogéneo, y tomando la información de pozos perforados, bien sea utilizando perfiles o análisis de núcleo, constituyen una limitación en cuanto al cálculo del GCOES ya que el valor obtenido a partir del método volumétrico no representaría con exactitud el volumen real de fluidos presentes en el yacimiento.

Factor volumétrico del gas ( $B_g$ ): El cálculo erróneo del factor volumétrico del gas debido al uso de un PVT inconsistente podría generar una desviación considerable en la estimación del GCOES.

### **2.3.13. Oportunidad Exploratoria**

Es la menor unidad de interés exploratorio a investigar de acuerdo al grado de conocimiento que se tenga de ella.

### **2.3.13.1. Clasificación de las Oportunidades Exploratorias.**

Según el grado de incertidumbre se dice que la oportunidad posee cierta madurez y se clasifica en diversos tipos.

- **Area**

Es cuando el grado de incertidumbre que se tiene sobre la oportunidad exploratoria es mayor (de 80 a 100 %), debido a que se tienen pocos datos de la misma.

- **Play**

Es un conjunto de áreas vinculadas geológicamente, las cuales poseen sistemas petrolíferos similares (Roca Madre, Reservorio y Trampa), y comparten elementos de riesgo comunes.

- **Lead**

Es una Oportunidad Exploratoria identificada, que posee control técnico de su trampa en menos de tres lados.

- **Prospecto**

Es una acumulación potencial cartografiada que tiene que ser evaluada con taladro para determinar si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos.

La Gerencia de Exploración de PDVSA creó un mapa de Venezuela el cual se divide en 28 áreas básicas de planificación, siendo dichas áreas en donde se lleva el estudio de exploración de todas las oportunidades exploratorias de una manera más ordenada y detalla.

#### **2.3.14. Expectativas de volúmenes por descubrir**

Se define como el rango de volúmenes probables de hidrocarburos por descubrir que podrían estar presentes en Prospectos, Conjuntos tectónicos-estratigráficos, Cuencas o Países. <sup>[12]</sup>

Las expectativas de volúmenes por descubrir se estiman mediante la aplicación de cálculos probabilísticos y representan el valor promedio dentro de un rango de volúmenes probables multiplicado por la probabilidad de existencia.

La Gerencia de Exploración de PDVSA estima o cuantifica estas expectativas probabilísticamente mediante el programa conocido como GAEAPAS (Geologic Analysis Exploration And Prospect Appraisal System), el cual se basa en tres modelos de evaluación, que se diferencian en su alcance dependiendo de la información disponible en las áreas.

#### **2.3.15. Procesos para la ejecución de un proyecto.**

Para que un proyecto se lleve a cabo con éxito se debe cumplir con las siguientes etapas:

##### **2.3.15.1. Visualización.**

En esta primera fase se originan los proyectos de inversión. Las ideas que originan los proyectos pueden provenir, en cualquier momento, de cualquier parte de la Corporación, son generalmente el producto de los análisis del ambiente externo, e interno a la Empresa, o del análisis de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas (F.O.D.A) que se realiza como parte de los ciclos de planificación. Estos

análisis se efectúan en equipo con la participación de todas las organizaciones de la Corporación y bajo la responsabilidad integradora de las unidades de Planificación Corporativa. Es aquí donde se genera un estimado de costos clase V de toda la propuesta y se analiza la factibilidad técnica-económica de proseguir con la misma. [11]

#### **2.3.15.2. Ingeniería Conceptual.**

Los productos de la fase de Visualización, constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto, y ejecutar la fase Conceptual. El propósito de esta fase es la selección de la(s) mejor(es) opción(es), y la mejora en la precisión de los estimados de costos clase IV o clase III y tiempo de implantación. Todo esto para lograr reducir la incertidumbre y cuantificar los riesgos asociados, y determinar el valor esperado para la(s) opción(es) seleccionada(s). [11]

#### **2.3.15.3. Ingeniería Básica.**

En esta etapa la opción u opciones seleccionadas se evalúan exhaustivamente, estableciendo parámetros de diseño, y la filosofía operacional, se desarrolla la programación total del proyecto y un estimado de costos clase II, así como también se realiza la elaboración de los diagramas de flujo, se dimensionan y especifican los materiales y equipos principales, basándose en los balances de energía y masa. [11]

#### **2.3.15.4. Ingeniería de Detalle.**

Es la fase del proyecto donde se elaboran los planos de los detalles de ingeniería de procesos, civil, mecánica, electricidad e instrumentación, al mismo tiempo en que comienzan las actividades conducentes a la procura de materiales de proyecto. El primer paso de esta etapa es la revisión o cuestionamiento de la definición de ingeniería básica, adecuándola de ser necesario, el segundo paso comprende la

elaboración de planos y especificaciones técnicas para la construcción y requisiciones de compra, con estimaciones de costos clase.<sup>[11]</sup>

#### **2.3.15.5. Construcción.**

Se refiere al establecimiento de una secuencia lógica para el desarrollo de los trabajos de construcción, planificando todas las actividades que conforman el proceso de ejecución física del diseño y controlando los materiales utilizados en la obra, progreso físico de la misma, gastos de inversión y tiempo de ejecución.<sup>[11]</sup>

#### **2.3.15.6. Arranque y puesta en marcha.**

Al final de la etapa de construcción se prepara el programa e instructivo de arranque, el cual será entregado al usuario final para su aplicación. El arranque, al igual que las anteriores actividades varía de acuerdo con las características, magnitud y complejidad de las instalaciones y equipos involucrados.<sup>[11]</sup>

#### **2.3.16. GAEAPAS (Geologic Analysis Exploration And Prospect Appraisal System).**

Es un programa de Análisis de Exploración Geológica y Evaluación de Prospectos, que permite la cuantificación de información geológica y geofísica en forma de una declaración probable sobre las posibilidades y los volúmenes de petróleo y gas que puedan estar presentes en un área de terminada.<sup>[11]</sup>

## CAPÍTULO 3

### MARCO METODOLÓGICO

#### 3.1. HERRAMIENTAS UTILIZADAS.

##### 3.1.1. MBAL (MODELO DE YACIMIENTOS).

El software MBAL ha redefinido el uso de las ecuaciones en la ingeniería de yacimientos moderna, con una serie de innovaciones desarrolladas por Petroleum Experts que no están disponibles en otras aplicaciones, por lo que MBAL se ha convertido en el estándar de la industria para el modelado preciso de un yacimiento.

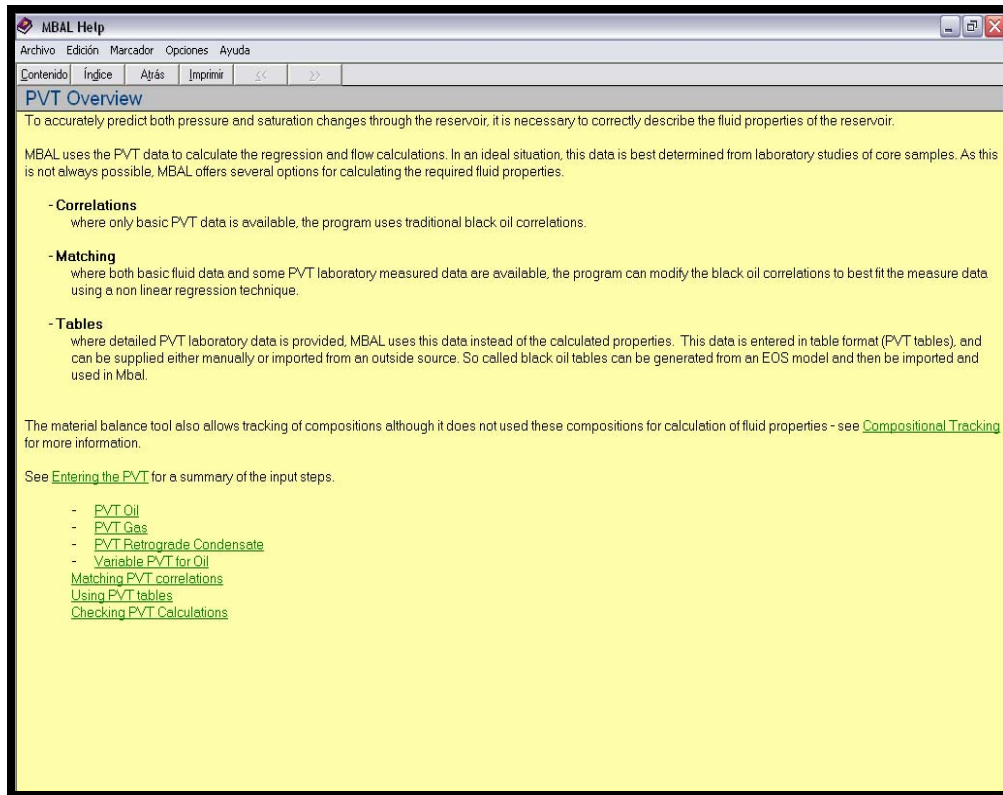
El desarrollo eficiente de un campo requiere del buen entendimiento de los sistemas de producción y yacimiento. MBAL facilita al ingeniero la definición de los mecanismos de empuje del yacimiento, así como los volúmenes de hidrocarburos almacenados, parámetros indispensables para un estudio confiable. Para yacimientos existentes, MBAL proporciona una gran cantidad de facilidades para la comparación de la información. El programa permite realizar perfiles de producción reales, cuando no se dispone de datos históricos. MBAL es comúnmente usado para modelar los efectos dinámicos del yacimiento, antes de construir un modelo de simulación numérico.

##### 3.1.1.1. Principales Aplicaciones del Programa MBAL.

- MBAL permite al ingeniero ajustar las correlaciones PVT con data de campo, previniendo errores acumulados entre los diferentes pasos de la simulación.
- Ejecución de una comparación histórica de los datos del yacimiento, para identificar los hidrocarburos en sitio y los mecanismos de empuje predominantes.
- Construcción de modelos de yacimiento multi-tanque.
- Generar perfiles de producción.

- Realizar estudios de desarrollo del yacimiento.
- Modelar el comportamiento de yacimientos de gas condensado frente a operaciones de depleción y de reciclo.
- Permite analizar las curvas de declinación del yacimiento.
- Incluye simulaciones por el método de Monte Carlo.
- Modelado en una dimensión del frente de inundación de los fluidos.
- Calibración de las curvas de permeabilidad relativa contra el desempeño de los datos de campo.
- Permite el control de la miscibilidad de los fluidos.
- Simular la inyección y reciclo del gas del yacimiento
- Seguimiento composicional de los fluidos producidos e inyectados.

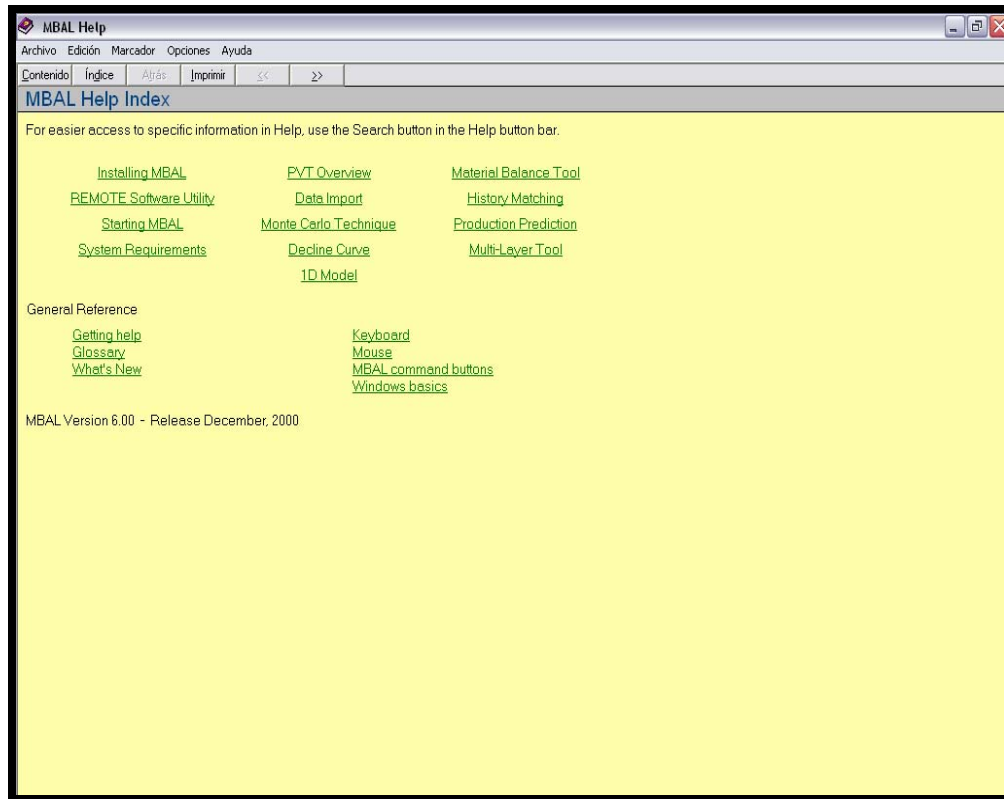
El software MBAL permite ajustar las correlaciones para un PVT, la herramienta de balance de materiales también permite el seguimiento de las composiciones de los fluidos para el cálculo de las características del fluido (Figura 3.1).



**Figura 3.1** Descripción para el Uso de la Herramienta de Balance de Materiales.

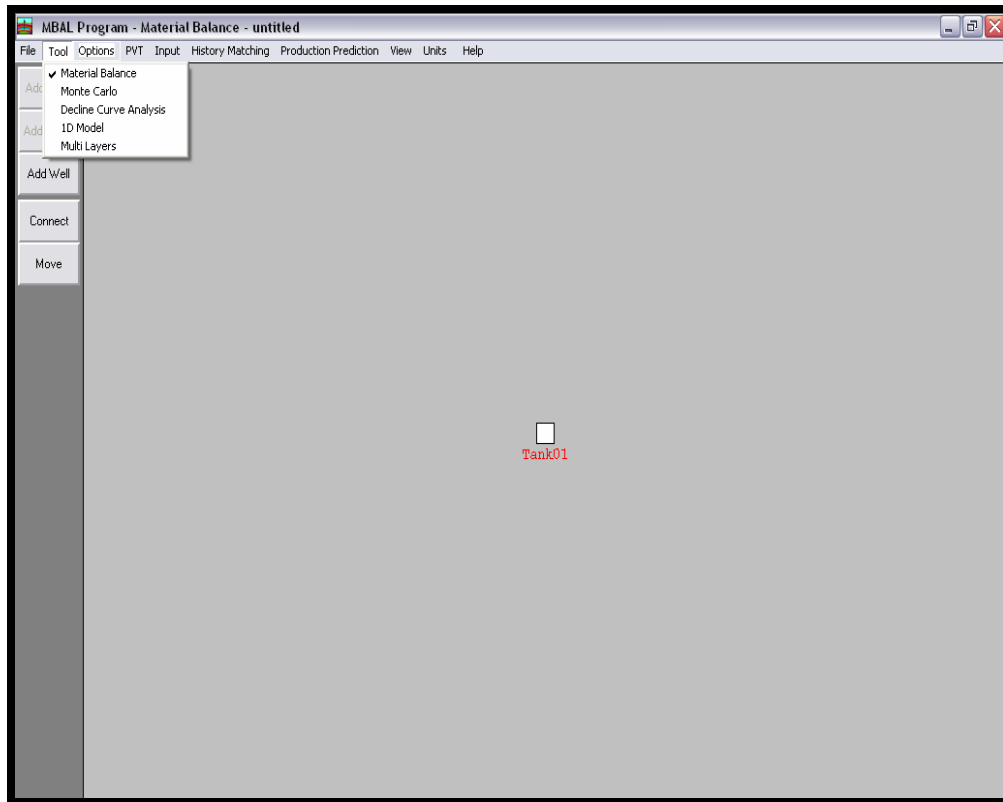
MBAL cuenta entre una de sus opciones un índice de ayuda para el uso de la barra de herramienta de la opción que se desea trabajar (Figura 3.2).





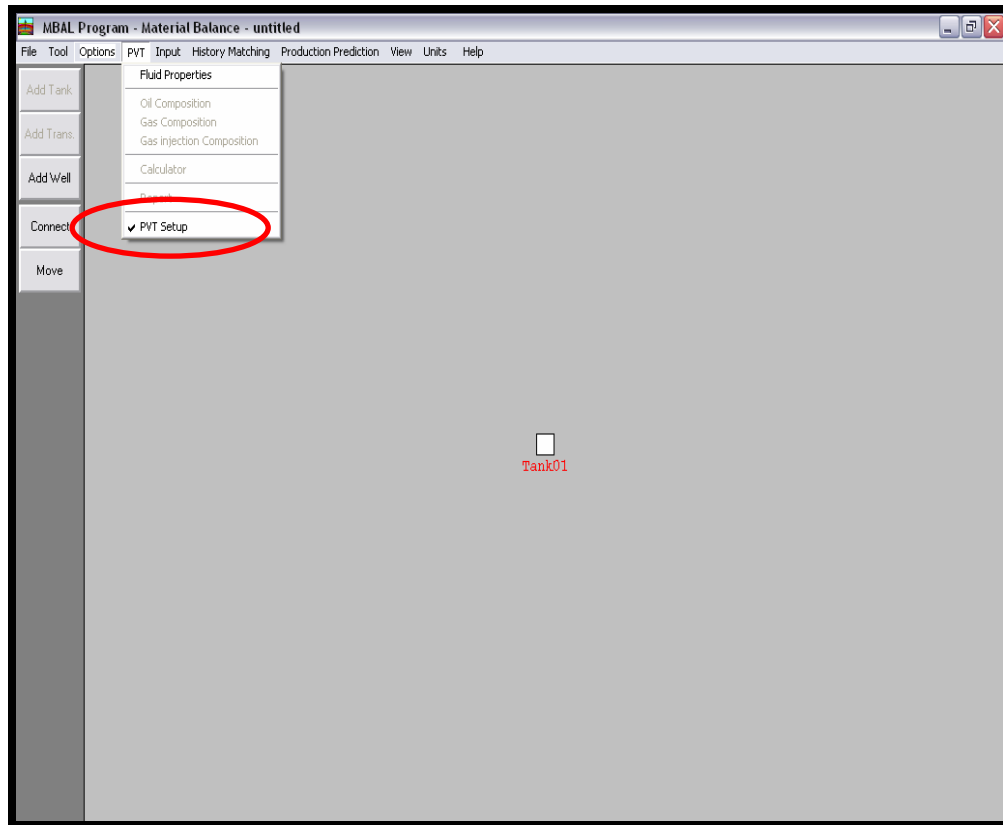
**Figura 3.2** Índice de Ayuda del Programa MBAL.

Inicio del programa MBAL, para escoger la herramienta Balance de Materiales (figura 3.3). Haciendo clic en la opción herramienta (tool) que se encuentra localizada en la barra de herramientas del programa MBAL, se desplazara o mostrara una lista de opciones la cual se escoge haciendo clic sobre Balance de Materiales (Material Balance) para poder establecer las funciones que se desean trabajar.



**Figura 3.3** Opción de la Herramienta de Balance de Materiales.

En la barra de herramientas que se encuentra el botón PVT seleccionando la opción PVT esta desplaza una lista mostrando varias opciones, la cual se escoge la opción que se requiere en este caso: disposición del PVT (PVT setup) para poder iniciar la interface del programa (figura 3.4).



**Figura 3.4** Opción de la Herramienta PVT Setup.

La interface del programa MBAL es simple (Figura 3.5) permite al ingeniero obtener resultados en un tiempo mínimo y con una confiabilidad estupenda. Esta ventana cuenta con una serie de botones de comandos, en la parte superior de la interface se pueden observar estos botones son los siguientes:

- **Match**

Muestra una ventana de diálogo para introducir datos, donde se coloca la información del PVT de laboratorio para modificar las correlaciones seleccionadas para que se ajusten a la información medida.

- **Table**

Muestra una ventana de entrada de variable donde puede introducirse o importar data detallada de PVT de laboratorio. Este comando trabaja con la etiqueta “Usar Tablas”. Cuando la opción esta tildada, el programa usa la data medida proveída en las tablas. Si MBAL requiere datos no proveídos en las tablas, calculará los parámetros necesarios usando la correlación seleccionada.

- **Import**

Muestra un dialogo para permitir la selección de un archivo tipo PROPSER PVT para importar a Mbal.

- **Calc**

Muestra una ventana de dialogo, donde los cálculos de los parámetros PVT son realizados, usando el modelo PVT actual. Esto puede ser utilizado para verificar la consistencia de la información PVT introducida.

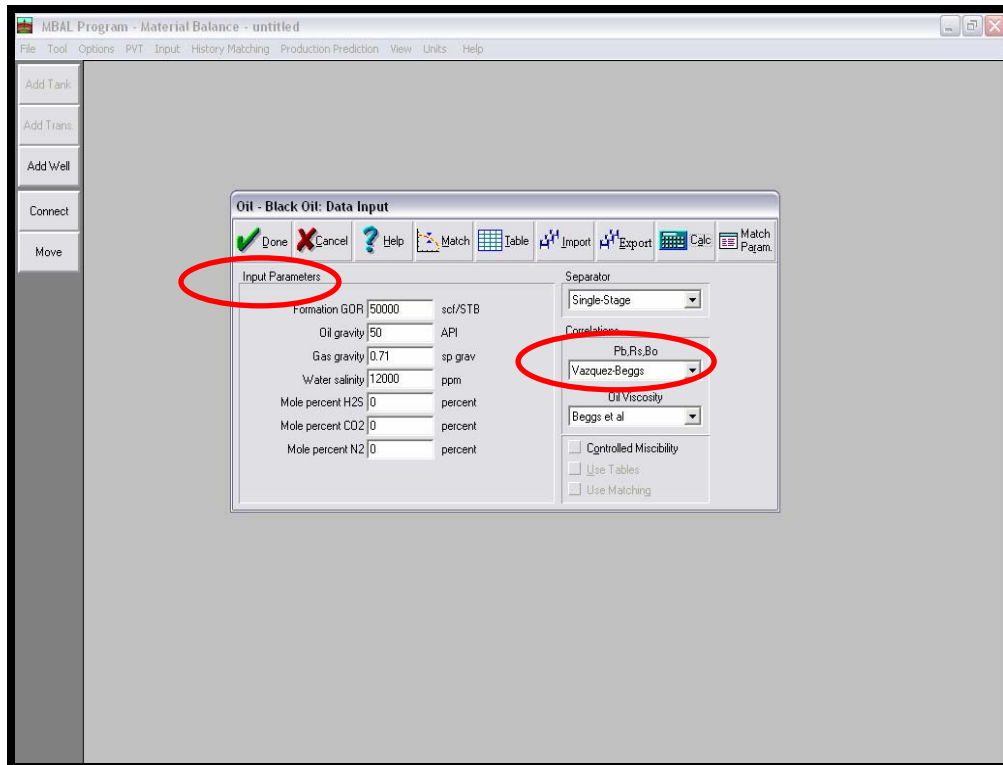
- **Match Param**

Muestra un dialogo para ver o editar los parámetros actuales de correspondencia.

En esta ventana tambien se suministra información de los parámetros de entrada los fluidos como:

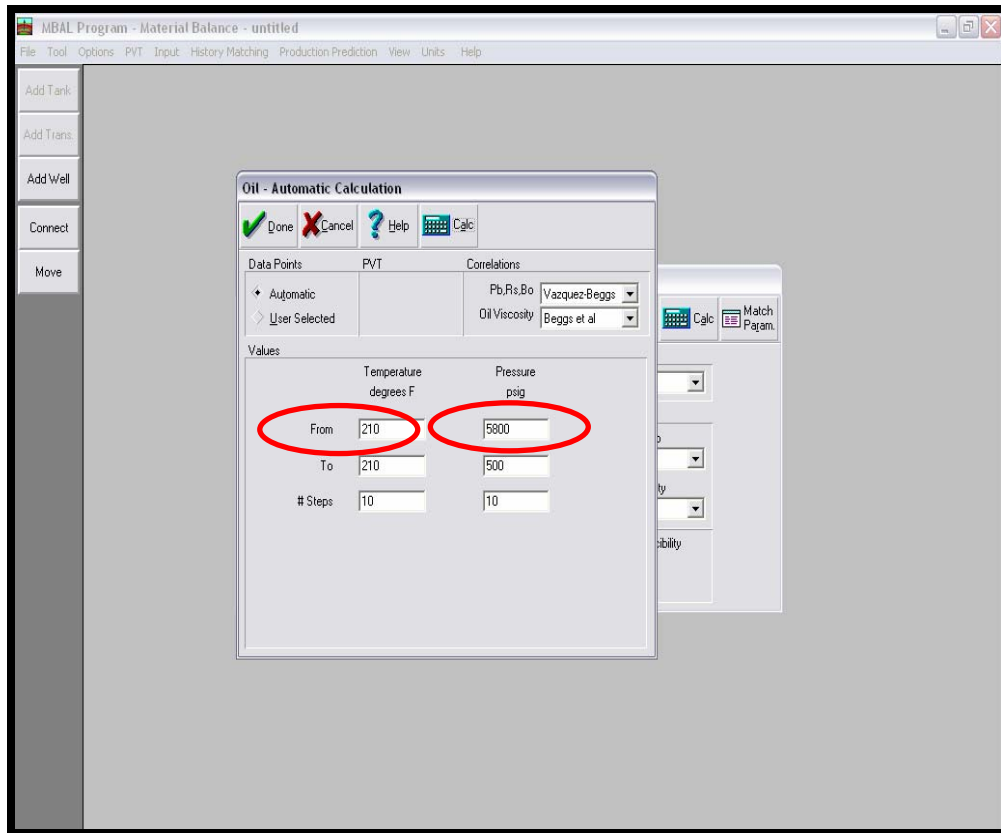
- Relación gas – condensado, scf/STB.
- Gravedad API del condensado.
- Gravedad del gas, sp grav.
- Salinidad del Agua, ppm.
- Porcentajes de Impurezas, porcentaje.

En esta interface o ventana también se escoge la correlación que mejor se ajusten a los parámetros de entrada, estos datos son colocados como se había mencionado anteriormente en la ventana de las propiedades del fluido. Se le indico al programa que utilizara las correlaciones de Vázquez y Beggs para realizar los cálculos.



**Figura 3.5** Interface para Suministrar la Información de los Parámetros de los Fluidos.

En esta nueva interface el programa MBAL presenta una ventana (figura 3.6) donde requiere de los valores de temperatura y presión del yacimiento para iniciar el cálculo de las propiedades PVT.

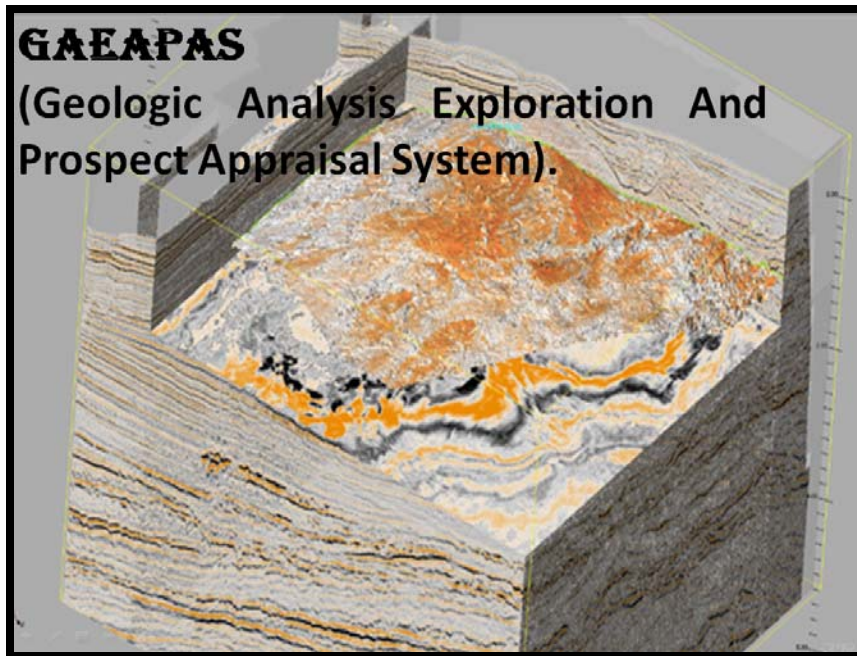


**Figura 3.6** Interface para Valores de Temperatura y Presión.

### **3.1.2. GAEAPAS (Geologic Analysis Exploration And Prospect Appraisal System).**

Es un programa de Análisis de Exploración Geológica y Evaluación de Prospectos, que permite la cuantificación de información geológica y geofísica en forma de una declaración probable sobre las posibilidades y los volúmenes de petróleo y gas que puedan estar presentes en un área de terminada.

El programa está basado en calibraciones mundiales (Sluyk & Nederlof , 1984) y otros estudios después. Es un modelo detallado geológico incluyendo los elementos esenciales del proceso de generación, migración y entrapamiento de petróleo y su retención. Hasta unas sesenta variables geológicas de entrada conduce a la determinación de un modelo muy realista del proceso de entrapamiento de los hidrocarburos. Sobre todo, la posibilidad de describir el entrapamiento en diez fases en la historia geológico, "entrapamiento dinámico", lleva al máximo el importe del conocimiento geológico en la estimación.



**Figura 3.7** Programa GAEAPAS.

### **3.1.3. QUESTOR 9.0.**

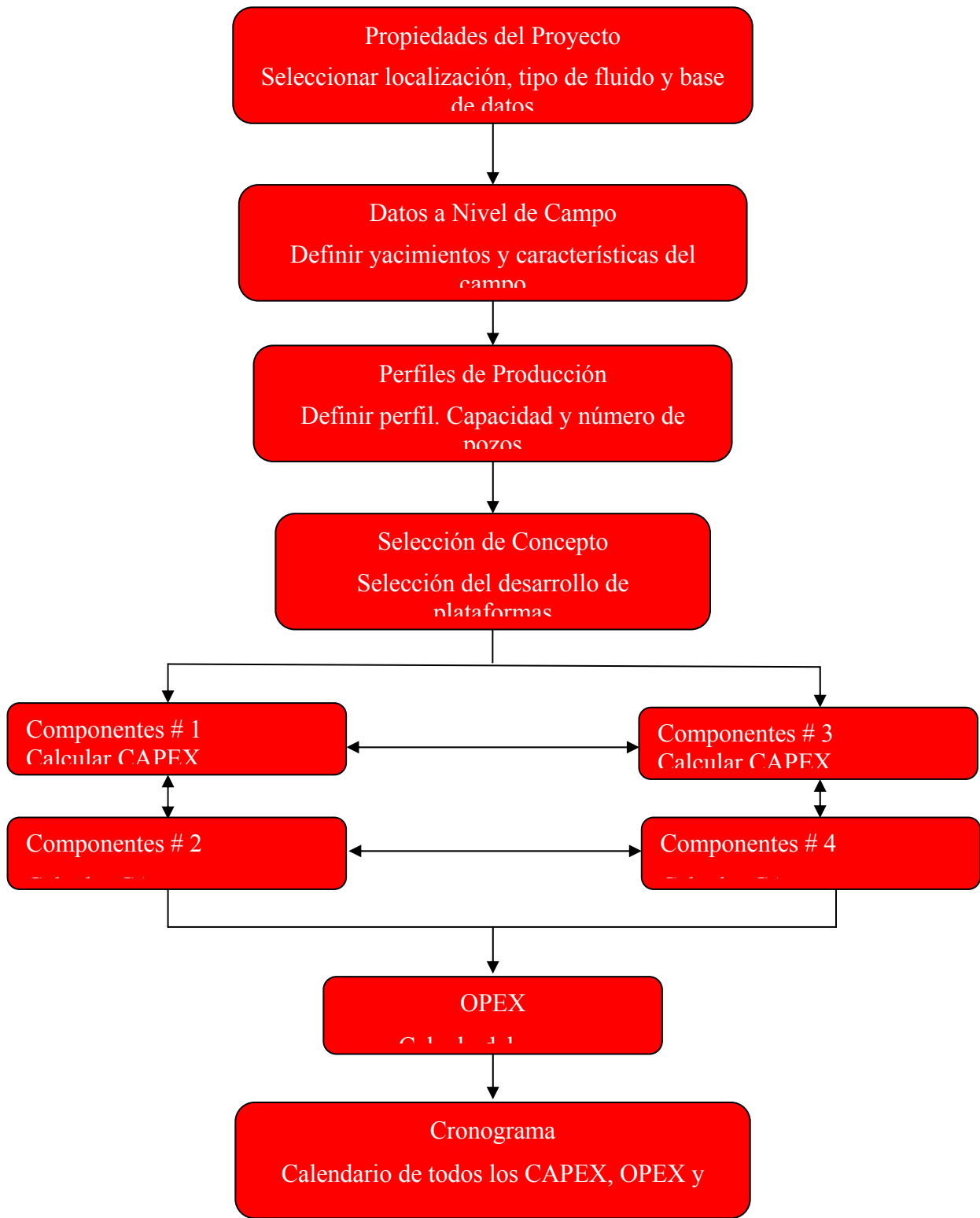
Es una herramienta informática de la empresa IHS (figura 3.8), que tiene la capacidad de visualizar y calcular costos de una manera rápida, precisa y consistente de diferentes instalaciones de superficie que conforman los sistemas de desarrollo en Costa Afuera, Para ello se debe suministrar información básica de yacimiento como: vida del yacimiento, producción acumulada, área, profundidad, profundidad del agua y presión. Si no se posee algunos de estos datos el tiene la capacidad de definir valores por defecto ya que cuenta con una base de datos precargada con zonas costeras de Venezuela conocidas.





**Figura 3.8** QUESTOR 9.0 IHS ENERGY.

Al iniciar un nuevo proyecto en QUESTOR, será determinado por las 4 etapas que se muestra en la figura 3.9, cada una de estas etapas serán llenadas con valores por defecto basado en la selección de las etapas anteriores, cuando la selección del concepto se ha completado, el programa genera un estimado de costos de forma inmediata de los siguientes componentes: Topside, Jacket, tuberías y perforación. Todos estos componentes están relacionados entre si, un cambio en uno de ellos afectara el resto.



**Figura 3.9** Estructura Básica del QUESTOR.

### 3.1.4. EXCEL 2003.

Es una aplicación desarrollada por Microsoft y distribuido en el paquete de Office para usarse en Windows y Macintosh. Excel se utiliza para la creación de hojas de cálculos. El programa posee una interfaz intuitiva, con herramientas de cálculos y gráficos de muy fácil uso. Es uno de los programas más populares para realizar hojas de cálculos. Sus trabajos son almacenados en archivos con extensión ".xls", aunque soporta otras extensiones como ".csv".

Excel fue el primer programa de hoja de cálculos en permitir al usuario definir la apariencia de las hojas de cálculos. También introdujo resolución inteligente de celdas, esto es, si se modifica una celda y hay celdas afectadas, se actualizan automáticamente.

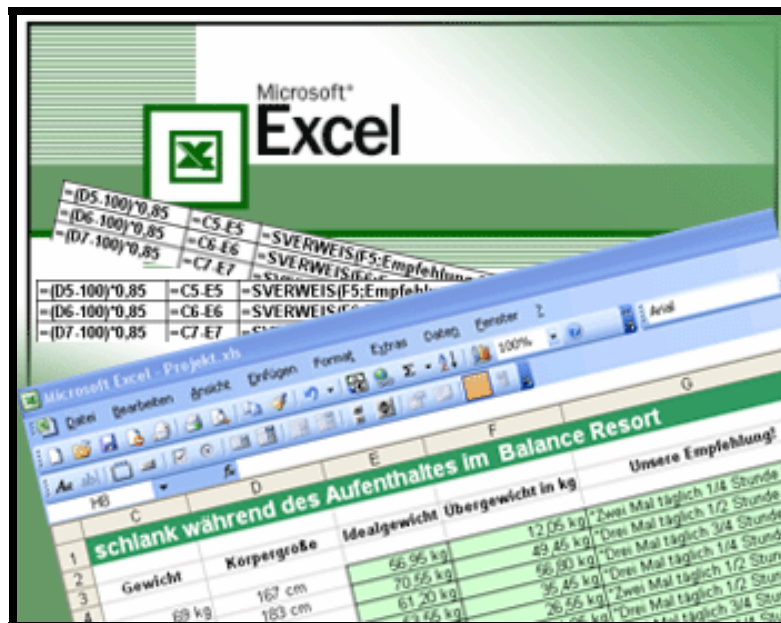


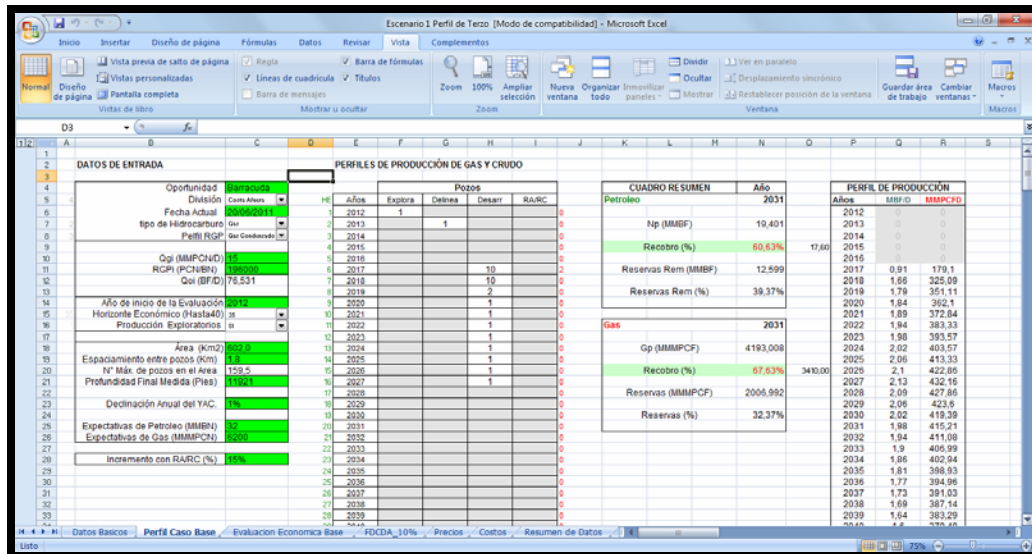
Figura 3.10 Ventana de Inicio del Programa Excel.

Para construir los perfiles de Producción de Petróleo y Gas se parte de una hoja de cálculo en la herramienta Excel para la estimación de los perfiles de

producción, hoja de cálculo diseñada por la Superintendencia de Planificación de la Gerencia de Exploración de PDVSA Oriente. (Ver Figura 3.8).

Los diseños de los perfiles de producción en la hoja de cálculo se diseñan bajo estas consideraciones:

- Un horizonte de 36 años.
- Las ecuaciones utilizadas son las del tipo de curva exponencial.
- Declinación Constante.
- Se comenzará a producir a partir del sexto año, luego de haber realizado los trabajos de perforación de los pozos exploratorios y delineador del yacimiento
- El máximo número de pozos a perforar en el área de estudio es determinando mediante la ecuación suministrada por la Superintendencia de Planificación.
- El comportamiento de la RGP durante los 36 años de producción del área en estudio será asumido igual al comportamiento promedio de la misma variable de los campos vecinos que producen por las mismas formaciones encontradas en las áreas de estudio.



**Figura 3.11** Interface donde se Observa las Distintas Celdas de las Hoja de Calculo.

En la siguiente figura 3.9 se muestran los datos de entrada para iniciar con los calculos. Los recuadros marcados de color verde son los datos de entradas que requiere el programa para poder iniciar con la corrida y posterior calculo de todas las variables que se requieren para hacer una evaluacion economica.

DATOS DE ENTRADA	
Oportunidad	Barracuda
División	Costa Afuera
Fecha Actual	20/06/2011
tipo de Hidrocarburo	Gas
Perfil RGP	Gas Condensado
Qgi (MMPCN/D)	15
RGPi (PCN/BN)	196000
Qoi (BF/D)	76,531
Año de inicio de la Evaluación	2012
Horizonte Económico (Hasta40)	35
Producción Exploratorios	SI
Área (Km2)	602,0
Espaciamiento entre pozos (Km)	1,8
N° Máx. de pozos en el Area	159,5
Profundidad Final Medida (Pies)	11921
Declinación Anual del YAC.	1%
Expectativas de Petroleo (MMBN)	32
Expectativas de Gas (MMPCN)	6200
Incremento con RA/RC (%)	15%

**Figura 3.12** Interface de Entrada de Datos.

Los perfiles de producción de los hidrocarburos presentes en el yacimiento, estos perfiles se construyen atendiendo el cronograma de incorporación de pozos de desarrollo que se muestran (Ver figura 3.10).

PERFILES DE PRODUCCIÓN DE GAS Y CRUDO					
HE	Años	Pozos			RA/RG
		Explora	Delinea	Desarr	
1	2012	1			0
2	2013		1		0
3	2014				0
4	2015				0
5	2016				0
6	2017			10	0
7	2018			10	0
8	2019			2	0
9	2020			1	0
10	2021			1	0
11	2022			1	0
12	2023			1	0
13	2024			1	0
14	2025			1	0
15	2026			1	0
16	2027			1	0
17	2028				0
18	2029				0
19	2030				0
20	2031				0
21	2032				0
22	2033				0
23	2034				0
24	2035				0
25	2036				0
26	2037				0
27	2038				0
28	2039				0
29	2040				0
30	2041				0
31	2042				0
32	2043				0
33	2044				0
34	2045				0
35	2046				0
36					0
37					0
38					0
39					0
40					0
		1	1	30	0
		Total Pozos			32

**Figura 3.13** Ventana de Perfiles de Producción de Gas y Crudo.

En la siguiente interface de la hoja de cálculo de Excel, muestra la cantidad de hidrocarburo tanto liquido como gas producido, cantidad de recobro de los hidrocarburo y las reservas remanentes dentro del yacimiento.

<b>CUADRO RESUMEN</b>		<b>Año</b>
<b>Petroleo</b>		<b>2031</b>
Np (MMBF)		19,401
Recobro (%)		60,63%
Reservas Rem (MMBF)		12,599
Reservas Rem (%)		39,37%
<b>Gas</b>		<b>2031</b>
Gp (MMMPCF)		4193,008
Recobro (%)		67,63%
Reservas (MMMPCF)		2006,992
Reservas (%)		32,37%

**Figura 3.14** Ventana de Cuadro de Resumen Valores de Reservas y Recobro.

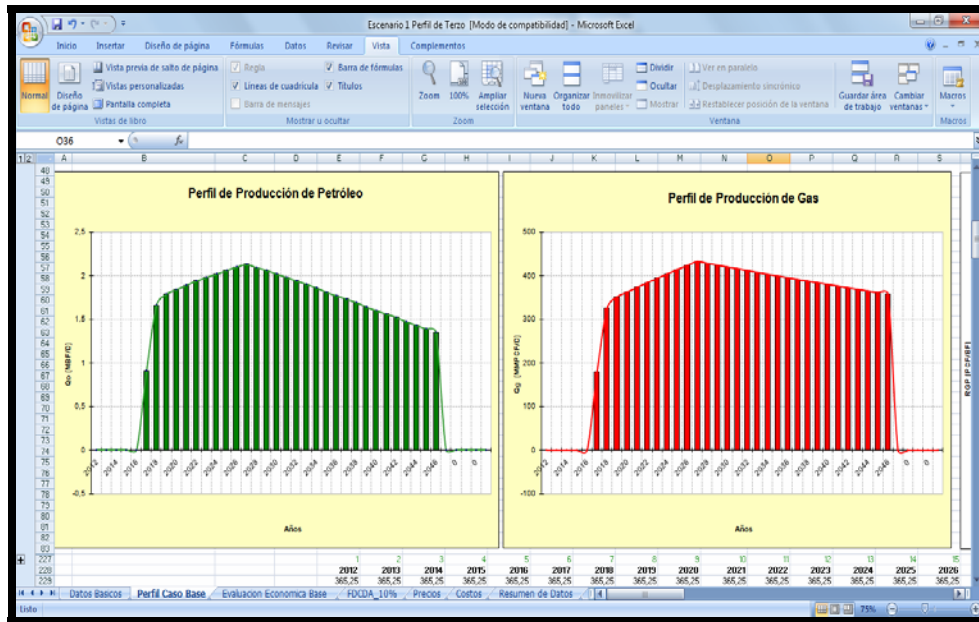
En esta nueva ventana muestra los resultados del potencial de producción de hidrocarburo estudiado anteriormente. Sobre unas premisas, se definen los perfiles de producción de gas y producción de condensado para el desarrollo del proyecto.



PERFIL DE PRODUCCIÓN		
Años	MBF/D	MMPCFD
2012	0	0
2013	0	0
2014	0	0
2015	0	0
2016	0	0
2017	0,91	179,1
2018	1,66	325,09
2019	1,79	351,11
2020	1,84	362,1
2021	1,89	372,84
2022	1,94	383,33
2023	1,98	393,57
2024	2,02	403,57
2025	2,06	413,33
2026	2,1	422,86
2027	2,13	432,16
2028	2,09	427,86
2029	2,06	423,6
2030	2,02	419,39
2031	1,98	415,21
2032	1,94	411,08
2033	1,9	406,99
2034	1,86	402,94
2035	1,81	398,93
2036	1,77	394,96
2037	1,73	391,03
2038	1,69	387,14
2039	1,64	383,29
2040	1,6	379,48
2041	1,56	375,7
2042	1,52	371,96
2043	1,47	368,26
2044	1,43	364,6
2045	1,39	360,97
2046	1,35	357,38
0	0	0
0	0	0
0	0	0
0	0	0
0	0	0

**Figura 3.15** Ventana de los Perfiles de Producción.

Esta nueva ventana muestra los resultados gráficamente de los perfiles de producción de hidrocarburo. Para la estimación de los perfiles del potencial de producción se utilizó una Hoja de Cálculo diseñada por la Superintendencia de Planificación de la Gerencia de Exploración de PDVSA Oriente.



**Figura 3.16** Interface de las Graficas de Perfiles de Producción de Hidrocarburo.

### 3.1.5. MERAK PEEP VERSION 2007.

Peep de Merak (Petroleum Evaluation Economic Program) (Programa de Evaluación Económica Del Petróleo) es una aplicación internacional de evaluación económica, análisis de declinación y modelo fiscal que ayude a analizar y calcular el valor de las propiedades de petróleo y gas, a través de modelos diseñados de acuerdo con las especificaciones del país, e incluye las siguientes características:

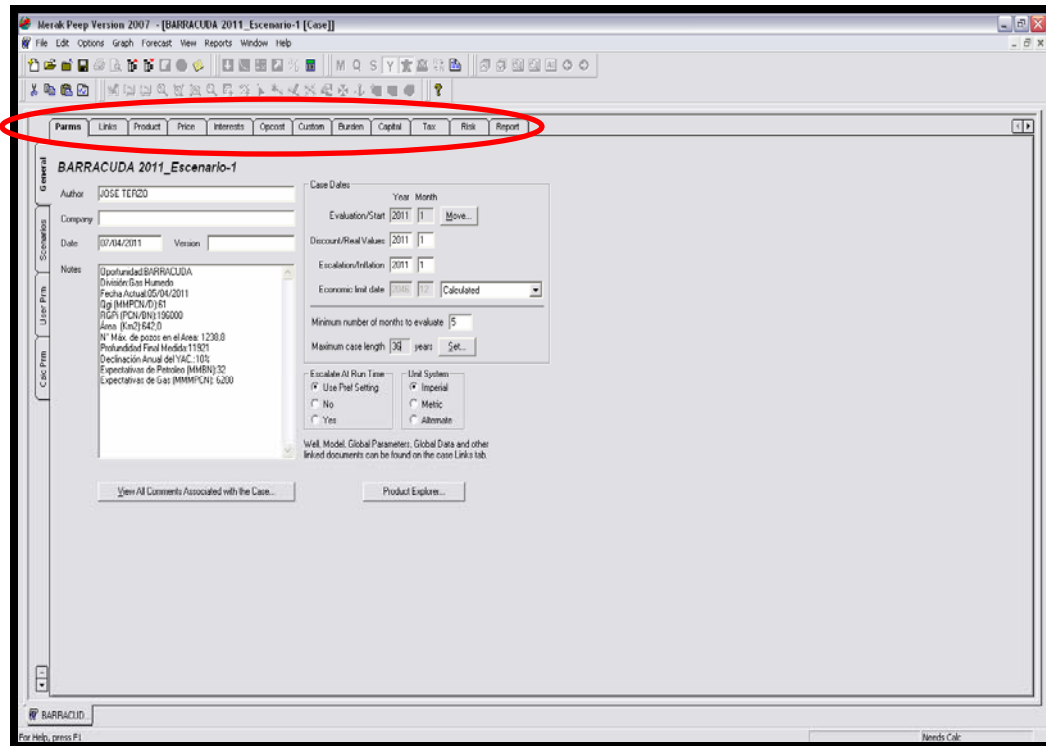
- Informes flexibles
- Gráficos
- Consolidación e integración
- Diseño flexible
- Informes financieros
- Análisis de declinación
- Predicción
- Balance material del Gas

- Grupos y resúmenes de pozos múltiples
- Consolidación e integración



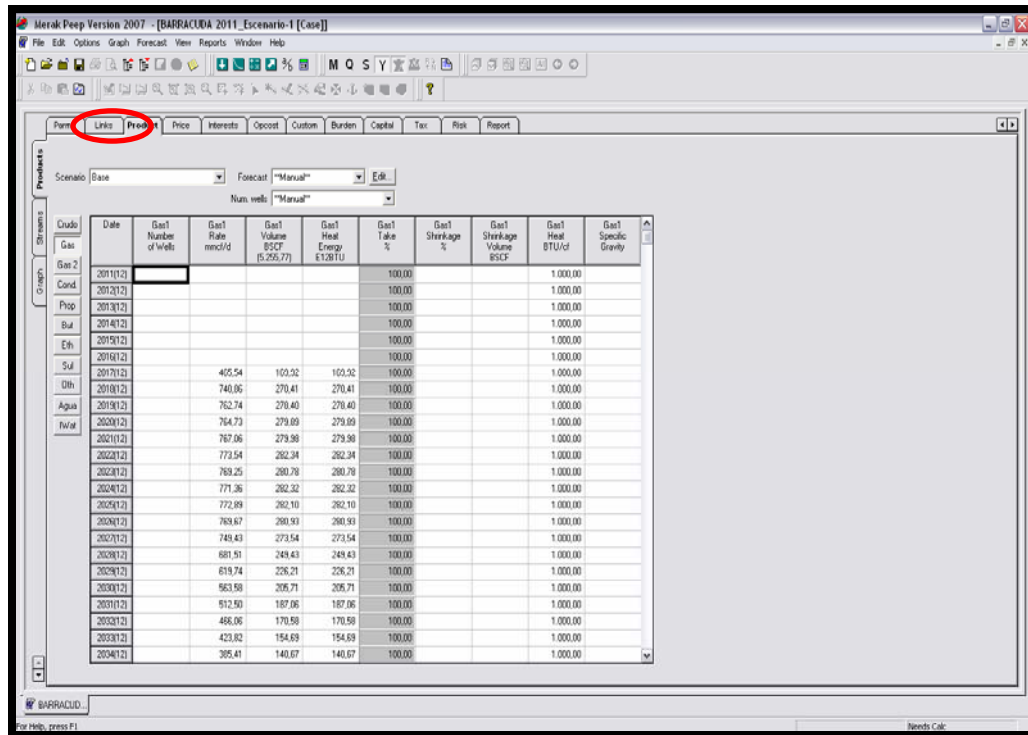
**Figura 3.17** Ventana Inicial para Acceder Programa.

Este programa cuenta con distintas pestañas, en su ventana principal cuando se accede a su aplicación para realizar una evaluación económica. Entre estas pestañas se encuentran las siguientes: Parms, Links, Product, Price, Interests, Opcost, Custom, Burden, Capital, Tax, Risk, Report ( Ver figura 3.15).



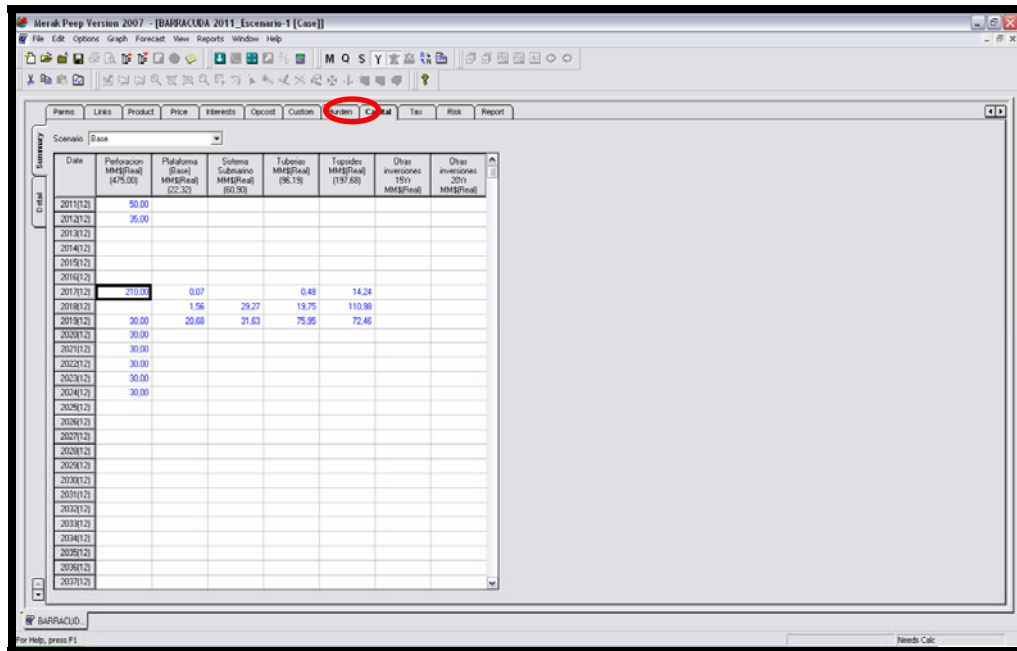
**Figura 3.18** Interface del Programa Merak Peep.

En esta nueva ventana muestra la pestaña “Product” se introduce los valores de la tasa de gas desde el año que comenzará la producción en el campo Barracuda (Ver Figura 3.16).



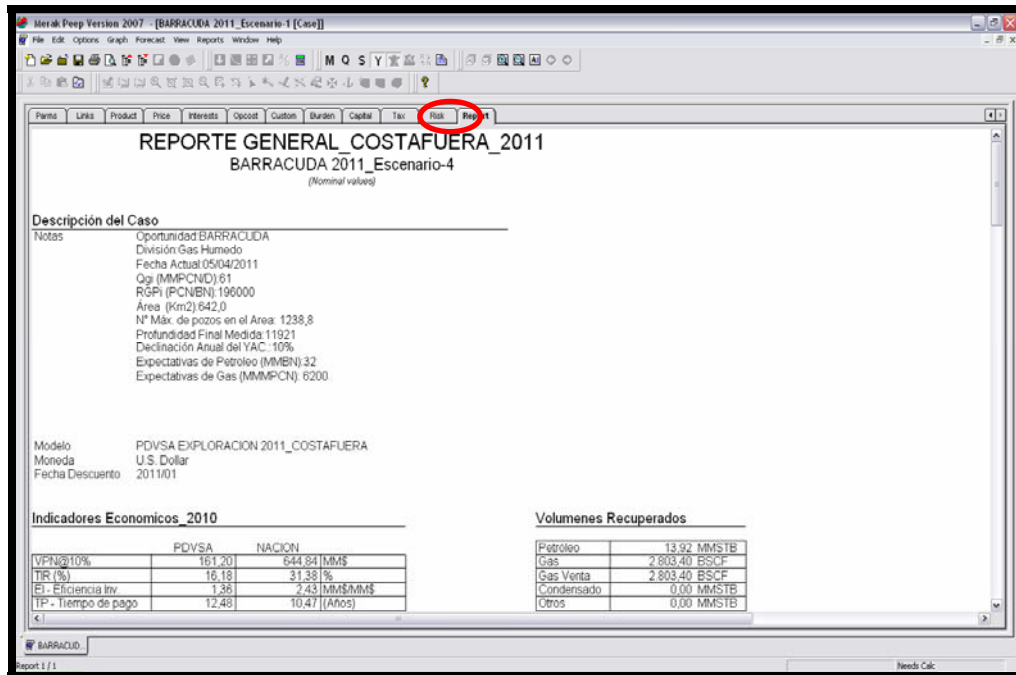
**Figura 3.19** Ventana para Ingresar los Datos de la Tasa de Gas.

Esta esta nueva ventana que se muestra, se introducen los egresos o costos de todas las instalaciones necesarias para el desarrollo del proyecto entre los costos que se introducen tenemos: Perforación de los pozos, plataforma principal de producción, sistema submarino, tuberías y Topsides (Ver Figura 3.17).



**Figura 3.20** Ventana para Ingresar los Costos de Instalaciones.

La última pestaña llamada “Report” muestra los resultados de los distintos indicadores económicos tanto a nivel PDVSA, como a nivel NACIÓN (Ver figura 3.18).



**Figura 3.21** Ventana de Reporte General y Resultados.

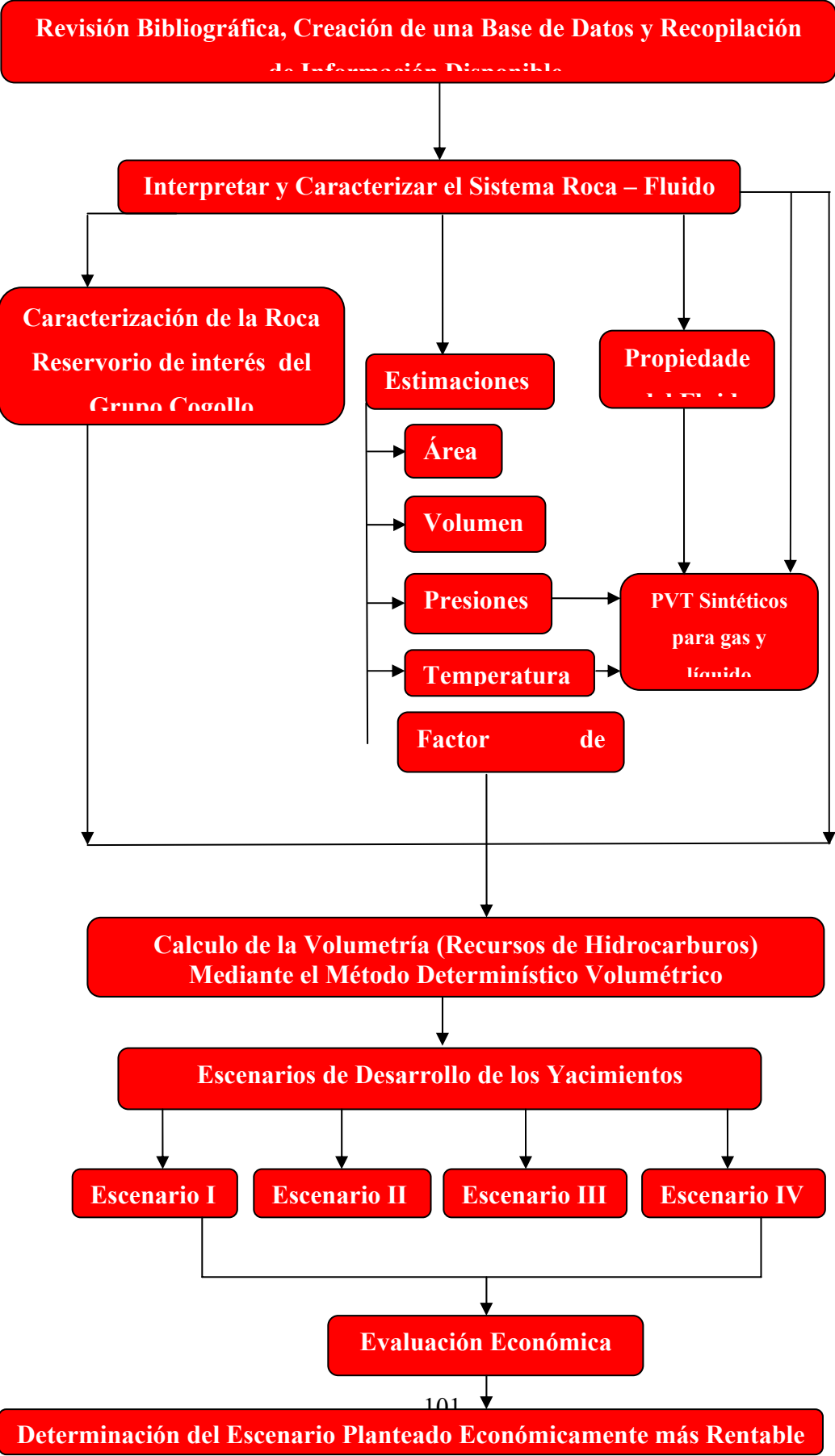
## MARCO METODOLÓGICO

Para poder lograr la evaluación volumétrica, dimensiones, tipo de fluido y elaborar un plan de desarrollo para el prospecto Barracuda, localizado en el área suroccidental del Golfo de Venezuela. Primero se realizó la interpretación del sistema roca – fluido de los yacimientos y los pozos improductivos del área de influencia que pertenecen a la provincia suroccidental, para de esta manera poder calcular los recursos de hidrocarburos asociados al prospecto mediante el método volumétrico. Una vez caracterizado el prospecto en estudio y haber obtenidos los recurso de hidrocarburos que este puede tener se procedió a establecer los escenarios de explotación, escogiendo el escenario más optimo para la explotación del los recursos de hidrocarburos en el futuro campo Barracuda, además se realizó un estudio económico

de la rentabilidad de los escenarios planteados para poder obtener la factibilidad del desarrollo del proyecto.

Para una mejor percepción de las estrategias o métodos que se utilizó durante el desarrollo de los objetivos planteados, se presenta la siguiente metodología de trabajo que cumple con los lineamientos exigidos por la empresa para un proyecto de investigación en la gerencia de exploración y delineación costa afuera.





## **3.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA, CREACIÓN DE UNA BASE DE DATOS Y RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DISPONIBLES DE LAS ÁREAS Y LOS YACIMIENTOS DE INFLUENCIA AL PROSPECTO BARRACUDA.**

### **3.2.1. Recopilación de Información.**

Esta es la primera etapa para dar inicio al desarrollo de una base de datos. En esta etapa se procedió a recolectar material bibliográfico relacionado con la petrofísica, geología, producción, ingeniería de yacimientos y otros tipos de información que ayudaron al desarrollo y completación de la base de datos. También se consultaron trabajos de grados, internet, informes técnicos, textos, sumarios de los pozos, registros disponibles, mapas existentes y todo aquel material que fuese útil para clasificar conceptos y enfatizar sobre aspectos generales del área en estudio para su descripción para tener una visión mas detallada de las zonas de influencia al prospecto estudiado.

Con el propósito de llevar a cabo una buena interpretación del prospecto, se recolectó toda la información disponible sobre la prospectividad de las calizas del grupo Cogollo. Se revisaron y seleccionaron los datos básicos de los pozos improductivos y productivos del área de influencia al prospecto Barracuda. Datos básicos como profundidad, elevación de la mesa rotaria, dirección de los pozos, coordenadas geográficas, límites, contornos estructurales. Además, se obtuvo información de las operaciones de los pozos que perforaron calizas productoras en el grupo Cogollo, desde el inicio de su perforación hasta el estado actual de los pozos. También se incluyen: tipos de completación, pruebas de producción y de presión, históricos de producción, análisis PVT, problemas operacionales a través de cada etapa de perforación.

### **3.2.2. Creación de la Base de Datos.**

En esta nueva etapa se analizó, revisó, organizó y clasificó a detalle la información disponible de los yacimientos de influencia al prospecto en estudio. Para poder completar la información que se requiere para iniciar el desarrollo de la investigación.

## **3.3. INTERPRETAR EL SISTEMA ROCA – FLUIDO (YACIMIENTOS Y POZOS IMPRODUCTIVOS) DEL ÁREA DE INFLUENCIA AL PROSPECTO BARRACUDA.**

### **3.3.1. Interpretación del Sistema de la Roca Reservorio a Nivel del Cretácico de las calizas prospectivas del grupo cogollo.**

Las evaluaciones para lograr la interpretación de las caracterizaciones de la roca yacimientos del prospecto Barracuda, se llevaron a cabo mediante estudios petrofísicos realizados por el equipo de la gerencia de exploración y delineación de costa afuera, a núcleos de pozos vecinos presentes en el área Suroccidental del Golfo de Venezuela. El estudio petrofísico tiene la propiedad de caracterizar las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos del subsuelo, mediante la integración del entorno geológico de la provincia Suroccidental, el análisis de los perfiles de pozos, muestra de formaciones todo esto para la búsqueda de nuevas oportunidades prospectivas. La petrofísica ofrece la posibilidad de estudios y verificación de una cantidad de datos fundamentales como;

- El control de la profundidad del pozo por ser perforado en la formación del grupo cogollo (Maraca – Lisure – Apón).

- Determinar el tope y base (espesor del objetivo número uno a perforar) del estrato Cretácico.
- Deducir los valores de porosidad, saturación y permeabilidad de las rocas reservorios.
- Dedución de la presencia de fluidos en las rocas: gas, petróleo y agua.

El análisis integral con un modelo petrofísico en el área para los distintos pozos perforados en todo el Golfo de Venezuela interpretó la existencia de tres sistemas de roca reservorio.

- a) Cretácico – Cretácico: presente en la provincia Suroccidental.
- b) Terciario – Terciario: principalmente en la provincia Nororiental y posiblemente en el extremo oriental de la provincia suroccidental.
- c) Cretácico – Terciario: presente en la provincia Noroccidental.

Se caracterizó la roca en el sistema petrolífero perteneciente al Cretácico presente en la provincia Suroccidental donde se encuentra ubicada el área de estudio del prospecto Barracuda.

### **3.3.2. Estimación de las Longitudes (Ancho y Largo), Área y Volumen del Prospecto Barracuda.**

Para determinar las longitudes (Ancho y Largo), área y volumen del prospecto Barracuda, se obtuvo apoyado sobre el mapa estructural (tope Socuy) que es el tope del intervalo prospectivo. Para obtener estos valores se cargó el mapa estructural, en el programa Land Mark de la compañía Halliburton, utilizando la herramienta Z-map plus aplicación que indica las mediciones de las longitudes en la zona de interés en el tope Socuy del grupo Cogollo. Este mapa y mediciones fueron realizados por el personal de geología de la sala de trabajo de Exploración Costa Afuera PDVSA para

nuevas Oportunidades Exploratoria, obteniéndose de esta manera las longitudes y el área del prospecto así como también se estimó el volumen del prospecto, mediante la estimación del espesor neto del yacimiento con datos y estudios petrofísicos.

### **3.3.3. Estimación de la Presión para el Prospecto Barracuda.**

Uno de los parámetros mas importantes para poder iniciar la interpretación de las características del sistema del prospecto Barracuda, es estimar presiones y temperatura en el área, para extrapolar valores específicamente en las formaciones de interés (por ejemplo en las formaciones prospectivas del grupo cogollo), lo cual permitió saber cuales son los valores máximos y mínimos que se pueden encontrar durante la perforación y evaluación de las formaciones prospectivas en el área, así como fijar parámetros de fluido en función de presión y temperatura para cualquier cálculo termodinámico. Los datos de presión junto al análisis a nivel del yacimiento permitió determinar los gradientes de variación de presión en el área y el posible estado actual fluido – yacimiento y las posibles condiciones dinámicas de fluido para los prospectos a perforar en el área suroccidental del Golfo de Venezuela. Los datos de presión utilizados provienen de resultados de registros MDT y pruebas disponibles de los pozos ETT- 1X/ TAB- 1X, GUA- O4/NOC-1S y pruebas DST disponibles de pozos del área suroccidental, y todos fueron ajustados a un datum referencial para estimar gradientes de reservorios.

Para iniciar los cálculos de las estimaciones de las presiones que se pudieron encontrar en las formaciones de interés del área en estudio, se elaboró un cálculo basado en las densidades de los lodos utilizados para cada intervalo perforado por los pozos exploratorios claves en le área de estudio. Con los valores de la densidad ( $\rho_{\text{lodo}}$ ) y la profundidad (H) se sustituyen en la (ecuación 3.1) donde obtenemos se obtuvo el valor de la presión hidrostática ( $P_h$ ).

$$Ph = 0,052 * \rho * H \quad (\text{E.c 3.1})$$

*Donde:*

*Ph:* Presión Hidrostática (Lpc)

$\rho$  : Densidad del lodo (Lb/Gal)

*H:* Profundidad (pies)

Al obtener los valores de presión hidrostática se pudo hallar la presión del yacimiento utilizando la siguiente ecuación:

$$Py = Ph - P_{\text{Sobrebalance}} \quad (\text{E.c 3.2})$$

$P_y$  = Presión del yacimiento (Lpc)

$P_h$  = Presión Hidrostática (Lpc)

$P_{\text{Sobre-Balance}}$  = Presión de sobre balance +/- 200 Lpc

Ya calculadas todas las presiones hidrostáticas mediante la sustitución de los valores de la densidad del lodo ( $\rho_{\text{lodo}}$ ) para cada profundidad (H), se graficaron los siguientes parámetros: Profundidad Vs Presión por intervalo para poder obtener el gradiente de presión a la profundidad de 10.536 pies donde se encuentran los reservorios de interés del grupo Cogollo (Figura 4.2).

Los distintos valores de intervalos de perforación, densidad de lodos, presión hidrostática y presión de yacimiento se encuentran expresadas en las (tablas 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9).

La presión de sobre balance ( $P_{\text{Sobre Balance}}$ ) que se estimo fue de 200 Lpc. La presión hidrostática debe ser lo suficiente para darle estabilidad al hoyo superficial, que puede que fácilmente pueden derrumbarse y se puede perder el pozo. Entre menor sea el diferencial del sobrebalance menor es el revoque y se garantiza el diámetro el hoyo y menor daño a la formación.

Obtenidos todos los valores de presión hidrostática para cada intervalo de profundidad perforado se realizará la grafica de Presión Hidrostática Vs Profundidad, en la (tabla 4.10 Ver Capítulo IV) podemos observar los distintos valores de presión hidrostática para las distintas profundidades gráfica mostrada en la (figura 4.1 Ver capítulo IV).

Al obtener la grafica se obtiene la ecuación que expresa las líneas de tendencia o regresión.

Según la prognosis de la columna estratigráfica (Figura 2.13) del Prospecto Barracuda se desea obtener la presión hidrostática del prospecto a una profundidad de 10.536 pies.

Obtenidos todos los valores de presión estimadas por intervalo de perforación a los distintos intervalos de profundidad perforados se realizo la grafica: Presión estimada por intervalo Vs Profundidad (Figura 4.3 Ver Capítulo IV). Al obtener la grafica se obtiene la ecuación que expresa las líneas de tendencia o regresión.

#### **3.3.4. Estimación de la Temperatura para el Prospecto Barracuda.**

La temperatura de formación se cálculo de la siguiente manera, primero se calculó el gradiente geotérmico de los siguientes pozos mostrando en la tabla (3.1):

**Tabla 3.1** Pozos Escogidos para el Cálculo del Gradiente.

Pozos
Atún-1X
QMD-1X
QMC-30
EFC-22
EFC-4
ETT-1X
NOC-1S

Para calcular el gradiente geotérmico se requieren datos de profundidad (pies) y temperatura (°C), que son obtenidos con la lectura de los resultados de los registros de pozos de las pruebas estáticas BHT, estos valores de temperatura corregidas fueron suministradas por la gerencia de exploración costa fuera. Graficando la variación de temperatura de la formación con la profundidad (temperatura Vs profundidad), se puede obtener la ecuación de la recta  $Y = mX + b$  donde “m” es la pendiente de recta, que en este caso representara el gradiente geotérmico en (°C/pies).

En las siguientes (tabla 4.12, 4.14, 4.16, 4.18, 4.20, 4.22 y 4.24) se muestran los datos de profundidad y temperaturas corregidas utilizados para realizar el cálculo de gradiente de temperatura.

Para obtener “m” el gradiente de temperatura utilizamos la siguiente ecuación:

$$m = \frac{Y - Y_0}{X - X_0} \quad (\text{E.c 3.3})$$

Donde:

Y: Temperatura final corregida (°C)



$Y_0$ : Temperatura inicial corregida (°C)

$X$ : Profundidad final (pies)

$X_0$ : Profundidad inicial (pies)

Para realizar el cálculo de las Temperatura esperadas del gradiente de temperatura para el prospecto Barracuda se realizó una interpolación de los valores de gradientes de temperatura de los 7 pozos estudiados. Se muestran en las siguientes (tablas 4.13, 4.15, 4.17, 4.19, 4.21, 4.23 y 4.25) los valores de gradiente de presión de cada pozo estudiado con la profundidad final del pozo, para de esta manera hacer una interpolación del gradiente de temperatura a la profundidad de interés de 9960 pies.

Una vez determinado el valor del gradiente geotérmico se calculo la temperatura de la formación de los pozos estudiados y de la profundidad del prospecto (profundidad al Datum), mediante la siguiente (ecuación 3.4).los resultados de la temperatura de formación para el prospecto Barracuda se muestra en la (tabla 4.30).

$$T = 75 + GG * Prof_{Datum} \quad (E.c 3.4)$$

*Donde:*

$T$ : representa la temperatura de la formación (°F)

75, representa la temperatura en superficie ( $T_s$ , °f)

GG: representa el gradiente geotérmico (°f/ft).

Prof. Datum: representa la profundidad al Datum (ft).

### 3.4. PROPIEDADES DEL GAS.

En esta etapa se describe el uso de distintas ecuaciones matemáticas, correlaciones y métodos gráficos utilizados en la industria petrolera para poder determinar las propiedades del gas húmedo o gas condensado de baja riqueza en líquido, fluido que se estima producir en el prospecto Barracuda. La caracterización de las propiedades del gas condensado se determina en el laboratorio mediante análisis de muestras de fondo o de superficie pero en este caso por ser un prospecto se llevo a cabo un análisis mediante la elaboración de PVT sintéticos que se ajustaron al tipo de fluido área poder reproducir un posible comportamiento en yacimiento.

Entre las propiedades bases estimadas por presión, temperatura y gravedad API se tienen:

#### 3.4.1. Peso Molecular del Condensado.

Dependiendo de la información disponible en estudios previos realizados en área de interés Barracuda, el peso molecular de una mezcla de hidrocarburos en estado líquido o gaseoso. Se obtuvo de la siguiente ecuación para el condensado Gragoe presenta la siguiente (ecuación 3.5):

$$Mc = \frac{6084}{^{\circ}API - 5,9} \quad (\text{E.c 3.5})$$

Donde:

$^{\circ}API$ : Gravedad  $^{\circ}API$  del condensado

Mc: Peso molecular del condensado (Lbm/Lbmol)

### 3.4.2. Gravedad Específica del Condensado.

En el caso del prospecto Barracuda la composición del gas no se conoce, las propiedades pseudocríticas pueden ser estimadas a partir de la gravedad específica del gas, se empleo la siguiente (ecuación 3.6).

$$G_c = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (\text{E.c 3.6})$$

Donde:

°API : Gravedad °API del condensado

Gc: Gravedad específica del condensado (aire = 1)

### 3.4.3. Peso Molecular del Gas Condensado.

Dividiendo la tasa másica por la tasa molar se obtiene el peso molecular del gas condensado, la (ecuación 3.7) siguiente fue la empleada para realizar este cálculo.

$$M_{gc} = \frac{0,07636 * RGC * G_g + 350 * G_c}{0,002636 * RGC + 350 \frac{G_c}{M_c}} \quad (\text{E.c 3.7})$$

Donde:

Gg: Gravedad específica del gas del separador (aire = 1)

RGC: Relación gas – condensado, (PCN/BN)

Mgc: Peso molecular del condensado (lbm/lbmol)

Gc: Gravedad específica del condensado (aire = 1)

#### 3.4.4. Gravedad Específica del Gas Condensado.

Con la relación gas – condensado (liquido) se puede estimar la gravedad específica de la mezcla de gas condensado que se produce en un yacimiento. La gravedad específica del gas condensado (aire =1) se calcula a partir de Mgc (Peso molecular del condensado), mediante la (ecuación 3.8).

$$G_{gc} = \frac{M_{gc}}{28,96} = G_{gc} = \frac{RGC * G_g + 4584 * G_c}{RGC + 132800 * \frac{G_c}{M_c}} \quad (\text{E.c 3.8})$$

Donde:

Ggc: Gravedad específica del gas condensado (aire = 1)

Gg: Gravedad específica del gas del separador (aire = 1)

Gc: Gravedad específica del condensado (agua = 1)

RGC: Relación gas – condensado, PCN/BN

Mc: Peso molecular del condensado (lbm/lbmol)

#### 3.4.5. Propiedades Seudocríticas.

En base a la Gravedad específica (STANDING), Standing expresó la correlación gráfica de Brown Y Cols. Para gas rico (Húmedo o Condensado. En el caso para obtener la presión y temperaturaseudocríticas del prospecto barracuda no se conoce la composición del gas condensado, la gravedad específica de la mezcla es mayor a 0.75. La presión y temperaturaseudocríticas se pueden estimar a partir de las siguientes (ecuaciones 3.9 y 3.10).

Gas condensado > 0,75

$$P_{sc} = 706 - 51,7 * G_{gc} - 11,1 * G_{gc}^2 \quad (\text{E.c 3.9})$$

Donde:

$P_{sc}$ : Presión pseudocrítica (Lpca)

$G_{gc}$ : Gravedad específica del gas condensado (aire = 1)

$$T_{sc} = 187 + 330 * G_{gc} - 71,5 * G_{gc}^2 \quad (\text{E.c 3.10})$$

Donde:

$T_{sc}$ : Temperatura pseudocrítica (°F)

$G_{gc}$ : Gravedad específica del gas condensado (aire = 1)

### 3.4.6. Factor de Compresibilidad del Gas.

El factor  $Z$ , es la razón del volumen que actualmente ocupa un gas a determinada presión y temperatura. Este método de calcular  $Z$  se basa en el principio de los estados correspondientes de estudios hecho por J.D. Van der waals en 1856, usando su (ecuación 3.11 y 3.12) mostrado a continuación.

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (\text{E.c 3.11})$$

Donde:

$P_{sr}$  = Presión Seudoreducida (Lpca)

$P$  = Presión del yacimiento (Lpca)

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{E.c 3.12})$$

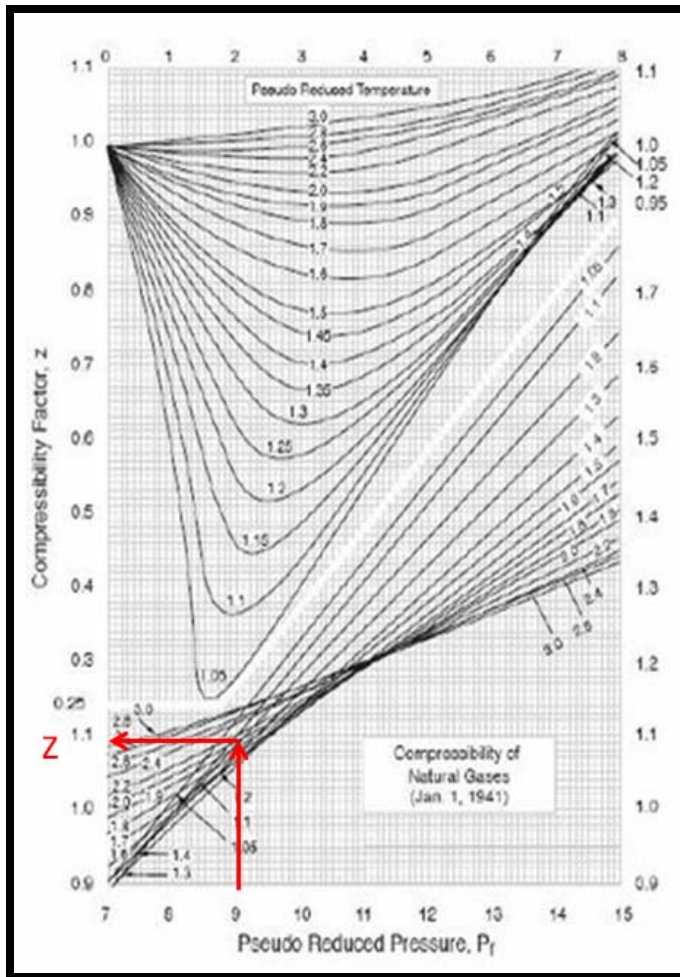
Donde:

$T$  = Temperatura del yacimiento (°R)

$T_{sr}$  = Temperatura seudoreducida (°R)

### **3.4.7. Obtener Z por la Grafica.**

Método gráfico de Standing y Katz basado en el principio de los estados correspondientes, Standing y Katz mediante el uso de las correlaciones graficas que puede ser utilizada para obtener el valor de el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura seudoreducidas que hemos obtenido anteriormente.



**Figura 3.22** Método Gráfico de Standing y Katz.

Para poder obtener el valor de Z usando el gráfico de Standing y Katz se entra con la presión seudoreducida ( $P_{sr}$ ), valores que se encuentran en la parte inferior de la gráfica, cortando con la grafica de temperatura seudoreducida ( $T_{sr}$ ) y desplazándose hacia la izquierda y leyendo el valor de Z.

### 3.4.8. Factor de Compresibilidad Bifásico.

El factor de compresibilidad bifásico ( $Z_{2f}$ ) es un seudo factor de compresibilidad de una mezcla gas – liquido considerando que el liquido se comporta como un gas.

Rayas, Piper y McCain presentaron una correlación para estimar  $Z_2f$ . La correlación tiene la forma siguiente que se utilizó para los cálculos:

$$Z_2f = A_0 + A_1(P_{sr}) + A_2\left(\frac{1}{T_{sr}}\right) + A_3(P_{sr})^2 + A_4\left(\frac{1}{T_{sr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{P_{sr}}{T_{sr}}\right) \quad (\text{E.c 3.13})$$

Donde:

$P_{sr}$ : Presión Seudoreducida

$T_{sr}$ : Temperatura Seudoreducida

$$A_0 = 2.24353$$

$$A_1 = -0.0375281$$

$$A_2 = -3.56539$$

$$A_3 = 0.000829231$$

$$A_4 = 1.53428$$

$$A_5 = 0.131987$$

### 3.4.9. Densidad del Gas.

La densidad de la mezcla en fase gaseosa (gas natural, gas condensado, a  $P \geq P_{proc}$ ) se puede determinar aplicando la ley general de los gases reales. Utilizando la siguiente (ecuación 3.14).

$$D_g = \frac{P * M_g}{Z_g * R * T} \quad (\text{E.c 3.14})$$

Donde:



$D_g$ : Densidad del gas (Lbm/pie<sup>3</sup>)

$P$ : Presión del Yacimiento (Lpca)

$T$ : Temperatura del yacimiento (°R)

$Z_g$ : Factor de compresibilidad (Adimensional)

$M_g$ : Peso molecular del gas (lbm/lbmol)

### 3.4.9.1. Gradiente del Yacimiento.

Para poder obtener el gradiente del prospecto en estudio se determino mediante la siguiente (ecuación 3.15):

$$GradYac = D_g * \frac{0,433}{62,4} \quad (E.c 3.15)$$

Donde:

$GradYac$ : Gradiente del yacimiento

$D_g$ : Densidad del gas (Lbm/pie<sup>3</sup>)

### 3.4.10. Factor Volumétrico del Gas.

El factor volumétrico permite determinar el volumen (en BY o PCY) ocupado en el yacimiento por un pie cúbico normal (PCN, medido a una presión de 14,7 Lpca y una temperatura 60 °F gas. Las (ecuación 3.16 y 3.17) utilizada para esto son las siguientes:

$$Bgci = 0,02829 * \frac{Z_g * T}{P} \quad (E.c 3.16)$$

$$B_{gci} = 0,00504 * \frac{Z_g * T}{P} \quad (\text{E.c 3.17})$$

*Donde:*

*B<sub>gci</sub>*: Factor Volumétrico del gas condensado ( PCY/PCN, BY/BN)

*Factor de conversión*: 0,02829 PCY/PCN

*Factor de conversión*: 0,00504 BY/BN

*Z<sub>g</sub>*: Factor de compresibilidad del gas (adimensional)

*T*: Temperatura del absoluta (°R)

*P*: Presión absoluta (Lpca)

### **3.4.11. Fracción Molar de Gas Condensado.**

Para poder determinar la fracción molar de gas condensado se obtuvo con la (ecuación 3.18).

$$F_g = \frac{RGC}{RGC + 132800 * \frac{G_c}{M_c}} \quad (\text{E.c 3.18})$$

*Donde:*

*G<sub>c</sub>* :Gravedad específica del condensado (agua = 1)

*RGC* : Relación gas – condensado, PCN/BN

*M<sub>c</sub>* : Peso molecular del condensado (lbm/lbmol)

### 3.4.12. Presión de Roció Retrogrado.

En el prospecto Barracuda no se dispone de pruebas PVT para el yacimiento en estudio, en este caso la presión de roció se puede estimar por correlaciones. Para estimar la presión de roció retrogrado utilice la correlación de Marruffo, Maita, Him y Rojas que no requieren de la composición del gas condensado. Las dos correlaciones que permiten calcular  $\%C_7^+$  y Proc en base a información de pruebas de producción Relación gas – condensado, gravedad específica del gas de separador, gravedad API del condensado de tanque y temperatura del yacimiento.

Las correlaciones indicadas son las siguientes (ecuación 3.19, 3.20, 3.21).

$$\%C_7^+ = 10260 * (RGC * Gg)^{-0.8499} \quad (\text{E.c 3.19})$$

$$Pr_{oc} = K_1 * \left[ \frac{RGC^{K_2}}{(\%C_7^+)^{k_1}} * K_8 * API^A \right] \quad (\text{E.c 3.20})$$

Donde:

$$A = K_4 * T^{k_5} - K_6 * (\%C_7)^{k_7} \quad (\text{E.c 3.21})$$

$\%C_7^+$  = Porcentaje de  $C_7^+$  de la mezcla (gas condensado)

RGC = Relación gas condensado, PCN/BN

Gg = Gravedad específica del gas separador (aire = 1)

°API = Gravedad API del condensado de tanque

T = Temperatura del Yacimiento, (°F)

$P_{roc}$  = Presión de roció, (Lpca)

Valores de las constantes,

$$K_1 = 346,7764689$$

$$K_2 = 0,0974139$$

$$K_3 = -0,294782419$$

$$K_4 = -0,047833243$$

$$K_5 = 0,281255219$$

$$K_6 = 0,00068358$$

$$K_7 = 1,906328237$$

$$K_8 = 8,417626216$$

### **3.5. COMPORTAMIENTO DEL GAS FUNCIÓN DE LA DEPLECIÓN DE PRESIÓN (CVD).**

El comportamiento de las pruebas CVD (Constant Volume Depletion), es una de las pruebas que se deben tener en cuenta a la hora de realizar la interpretación del comportamiento de un fluido en un yacimiento.

El cálculo se realizó usando una hoja de Excel donde se encuentran programadas las distintas correlaciones para poder determinar el comportamiento de el factor de compresibilidad del gas ( $Z$ ), el factor de compresibilidad bifásico del gas ( $Z_2f$ ), el factor volumétrico del gas ( $B_o$ ), la densidad del gas condensado ( $\rho_{gc}$ ) y el viscosidad del gas condensado ( $\mu_{gc}$ ) parámetros que se deben tomar en cuenta a la hora de poder interpretar el comportamiento del fluido dentro del yacimiento.

Los datos de entrada o fijos que requiere la hoja de cálculo de Excel para poder realizar las distintas pruebas CVD, son los siguientes mostrados en la (tabla 3.2).

**Tabla 3.2** Datos de Entrada para Inicio de la Prueba CVD.

DATOS FIJOS	
<b>POZO</b>	<b>BARRACUDA</b>
<b>FM</b>	GRUPO COGOLLO
<b>API</b>	50
<b>Tyac (°F)</b>	210
<b>Mgc</b>	22,3029793
<b>ggc</b>	0,769919178
<b>Psc</b>	659,61537
<b>Tsr</b>	1,680504166

De los cuales los datos de entradas o fijos como: el peso molecular del gas condensado se encontraron con la (ecuación 3.7) también la gravedad específica del gas condensado se calculo utilizando la (ecuación 3.6). Por ultimo la presión pseudocritica se calculo con la (ecuación 3.9). Todas estas ecuaciones son descritas en la etapa de los cálculos de las propiedades del gas condensado.

En la siguiente (tabla 3.3) se muestra todos los parámetros que se encontraron al realizar la prueba CVD.

**Tabla 3.3** Parámetros de las Pruebas CVD a Calcular.

PRESIÓN (lpc)	Z	Z <sub>2F</sub>	B <sub>g</sub> (PCY/PCN)	ρ <sub>gc</sub> (lbm/pie <sup>3</sup> )	μ <sub>g</sub> (cps)
---------------	---	-----------------	-----------------------------	--	----------------------

El factor de compresibilidad bifásico del gas (Z<sub>2f</sub>) se obtuvo aplicando la (ecuación 3.13). Esta ecuación se describe en la etapa de las propiedades del gas condensado se requieren parámetros de entrada, para la aplicación de la correlación del factor bifásico del gas, parámetros mostrados en la (tabla 3.4).

**Tabla 3.4** Parámetros de Entrada para el Factor Bifásico del Gas.

Parámetros para Z <sub>f</sub>			
A <sub>0</sub> =	2,24353	A <sub>3</sub> =	0,000829
A <sub>1</sub> =	-0,03753	A <sub>4</sub> =	1,53428
A <sub>2</sub> =	-3,56539	A <sub>5</sub> =	0,131987

El factor volumétrico del gas (B<sub>g</sub>) esta propiedad se calculó utilizando la (ecuación 3.20). Ecuación mostrada y definida en la etapa de las propiedades del gas condensado.

La densidad del gas condensado (ρ<sub>gc</sub>) se calculó aplicando la (ecuación 3.18) ecuación definida en la etapa de las propiedades del gas.

Por ultimo se obtuvo el valor de la variación de la viscosidad del gas utilizando la siguiente (ecuación 3.26) de Lee y Cols.

$$\mu_g = \frac{K \exp(X\rho_g^Y)}{10^4} \quad (\text{E.c 3.22})$$

Esta ecuación se rigió por los parámetros de entrada calculado en la (tabla 4.34) mediante las (ecuaciones 3.27, 3.28 y 3.29) mostradas a continuación:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad (\text{E.c 3.23})$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \quad (\text{E.c 3.24})$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (\text{E.c 3.25})$$

Se requiere obtener la  $\rho_g$  para ser sustituida en la (ecuación 3.26) la correlación utilizada para el calculo la densidad del gas es la (ecuación 3.30) de Lee y Cols. Definida a continuación:

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT} \quad (\text{E.c 3.26})$$

Donde:

$\rho_g$ : Densidad del gas, grs/cc.

$\mu_g$ : Viscosidad del gas a p y T, cp.

M: Peso molecular del gas (=28,96 $\gamma$ g), lbs/lb-mol

Z: Factor de compresibilidad del gas, adim.

P: Presion, Lpca

T: Temperatura, °R

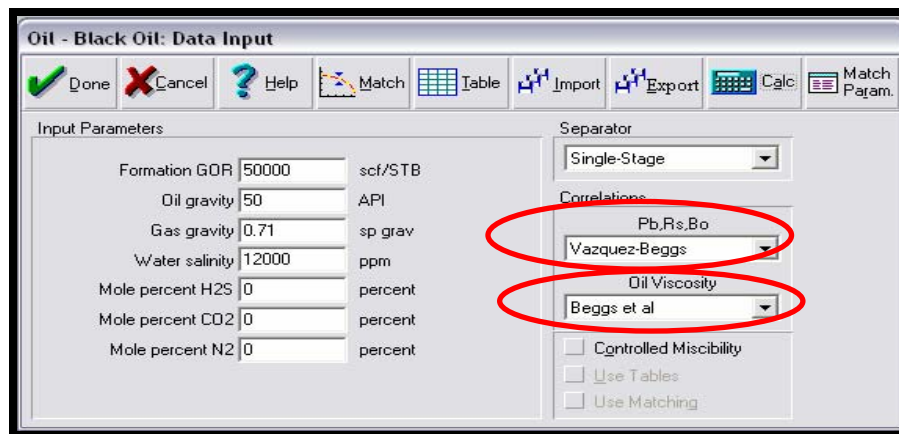
### 3.6. ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES DEL LÍQUIDO CONDENSADO.

Es el comportamiento PVT de las propiedades de los fluidos del yacimiento específicamente el líquido condensado, fue generado mediante el programa Mbal, para describir las propiedades del fluido para predecir apropiadamente las propiedades principales del líquido que pudiera producirse por condensación, ya que no se contó con datos PVT de los pozos vecinos, por lo tanto se generó un PVT sintético o cálculo sintético de los parámetros de fluido (cabe destacar que para la volumetría del prospecto son primordiales las propiedades del gas). Necesitando como datos de entrada la Relación Gas - Condensado, Temperatura y Presión Inicial del yacimiento, Gravedad del Gas y Grados API del crudo, Salinidad del agua,

porcentaje de Impurezas. Arrojando como resultado los siguientes parámetros: Factor Volumétrico del Petróleo ( $B_o$ ), Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ ).

Las correlaciones utilizadas fueron las siguientes:

- Correlación de Vazquez – Beggs: factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ). Además también se calculo la viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ) con la ecuación de Beggs y colaboradores (figura 3.23), ecuaciones que se describen a continuación:



**Figura 3.23** Ventana de Datos de Propiedades PVT del fluido.

### 3.6.1. Factor Volumétrico del Petróleo ( $B_o$ ).

Con el valor del RGC asumida por datos de producción porque es gas condensado de baja riqueza o húmedo y son mayores a 15.000 o 50.000, fluido que se presenta extraer en el prospecto estudiado, la correlación de Vásquez y Beggs la que mejor se justara a dicho comportamiento, seguidamente el factor volumétrico del petróleo se calcularon también con la correlación de Vásquez y Beggs. Dichas ecuaciones vienen dadas por:



### 3.6.1.1. Factor Volumetrico del Petróleo a $P \leq P_{oc}$ .

**Tabla 3.5** Valores de las Constantes C1, C2, C3 y C4 de la Ecuación de Factor Volumétrico del Petróleo de Vásquez y Beggs.

Constante	$^{\circ}\text{API} \leq 30$	$^{\circ}\text{API} > 30$
C1	4,68E-04	4,67E-04
C2	1,75E-05	1,10E-05
C3	-1,81E-08	1,34E-09

$$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) \left( \frac{\text{API}}{\gamma_g} \right) + C_3 R_s (T - 60) \left( \frac{\text{API}}{\gamma_g} \right) \quad (\text{E.c 3.27})$$

*Donde:*

$B_o$ : Factor Volumetrico del Petroleo a  $P \leq P_b$ , BY/BN.

$R_s$ : Solubilidad del gas en el petroleo a  $P \leq P_b$ , PCN/BN.

$T$ : temperatuta del yacimiento,  $^{\circ}\text{F}$ .

$\gamma_g$ . Gravedad del gas.

API: grados API,  $^{\circ}\text{API}$ .

### 3.6.1.2. Factor Volumetrico del Petróleo a $P > P_{oc}$ .

$$B_o = B_{ob} * e^{C_o(P_{oc}-P)} \quad (\text{E.c 3.28})$$

*Donde:*

$B_o$ : Factor Volumetrico del Petroleo a  $P > P_b$ , BY/BN.

Bob: Factor Volumetrico del Petroleo en el punto de burbujeo, BY/BN

Proc: Presion de Rocio, Lpca.

P: Presion de interes, Lpca.

Co: Compresibilidad isotermica del Petróleo, Lpc<sup>-1</sup>.

### 3.6.2. Viscosidad de Petróleo ( $\mu$ ).

#### 3.6.2.1. Viscosidad del Petróleo a $P \leq Proc$ .

La viscosidad del petróleo se calculó mediante la correlación de *Beggs & Asociados*, mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad (\text{E.c 3.29})$$

*Donde:*

$\mu_{ob}$ : Viscosidad del petróleo a P y T (cp)

$\mu_{od}$ : Viscosidad del petróleo muerto (cp)

Siendo:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (\text{E.c 3.30})$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad (\text{E.c 3.31})$$

*Donde:*

Rs: solubilidad del gas en el petróleo.

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (\text{E.c 3.32})$$

Siendo:

$$X = y * T^{-1.163} \quad (\text{E.c 3.33})$$

$$Y = 10^z \quad (\text{E.c 3.34})$$

$$Z = 3.0324 - 0.0223 * API \quad (\text{E.c 3.35})$$

*Donde:*

T: temperatura del yacimiento (f)

API: gravedad del petróleo, °API.

### 3.6.2.2. Viscosidad del Petróleo a P > Proc.

Por encima del punto de rocío se aplicó la correlación de Vásquez y Beggs, como se muestra a continuación:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left( \frac{P}{Pb} \right)^B \quad (\text{E.c 3.36})$$

*Donde:*

$$B = 2.6 * P^{1.187} * e^{(-11.513 - 8.98 * 10^{-5} P)} \quad (\text{E.c 3.37})$$

### 3.6.3. Densidad del Petróleo ( $\rho_o$ ).

La densidad del petróleo,  $\rho_o$  en lbs/pie<sup>3</sup>, a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbujeo ( $P \leq P_{oc}$ ) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{350 * \gamma_o + 0.0764 * \gamma_{gd} * R_s}{5.615 * B_o} \quad (\text{E.c 3.38})$$

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 \times 10^{-6} * \gamma_{API} * R_s \quad (\text{E.c 3.39})$$

Donde:

$\rho_o$ : Densidad del petróleo, lbs/pie<sup>3</sup>

$B_o$ : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN

$R_s$ : Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN

$\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo, (agua=1)

$\gamma_{gd}$ : Gravedad específica del gas disuelto, (aire=1)

350: Densidad del agua a condiciones normales, lbs/bls

0.0764: Densidad del aire a condiciones normales, lbs/pie<sup>3</sup>

5.615: Factor de conversión, pie<sup>3</sup>/bls

## 3.7. ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO PARA EL PROSPECTO BARRACUDA.

Se requiere estimar la cantidad de las expectativas de hidrocarburo que pueden ser extraídas económicamente, lo cual representa las reservas recuperables “cuando estas ya sean probadas” del yacimiento futuro a explotar, de todos los hidrocarburos presentes solo una fracción puede ser recuperable del yacimiento y una vez caracterizado el fluido fueron determinados los parámetros del sistema fluido – yacimiento, que pueden ser aplicados para cualquier análisis en el área de acuerdo al comportamiento de producción en el área de influencia al prospecto.

Para el caso del prospecto Barracuda, yacimiento próximo a descubrir de los cuales se considera como un yacimiento volumétrico, los factores de recobro conceptuales para este tipo de yacimientos de gas se encuentran entre el orden de unos 0,6 y 0,8 el recobro de hidrocarburos. Para yacimientos recién descubiertos o por descubrir como el prospecto Barracuda se usa normalmente el factor de recobro que se aplican en área de influencia al prospecto en estudio. Se considera el prospecto Barracuda como un yacimiento como una unidad cerrada “sin acuífero asociado” este prospecto producirá por depleción, cuando la presión alcanza la presión de abandono se obtendrá un recobro de alrededor de 60% y 80% del gas original en sitio.

A continuación se presentan los procedimientos de cálculo de la estimación del factor de recobro para el prospecto de interés:

Factor de recobro para yacimientos volumétricos de gas teóricamente se encuentran entre unos 60% y 80% de recobro de hidrocarburos.

Para realizar los cálculos del factor de recobro se requiere saber ciertos parámetros, todo inicia con el cálculo de la presión de abandono que viene dada por la siguiente (ecuación 3.55).

$$P_{ab} = 0.10 \frac{L_{pc}}{P_{ie}} * Datum(pies) \quad (E.c 3.40)$$

El factor de recobro puede ser obtenido por alguna de estas ecuaciones:

$$Fr = \frac{(Bga - Bgi)}{Bga} \quad (\text{E.c 3.41})$$

$$Fr = \left[ 1 - \frac{Pa * Zi}{Pi * Za} \right] \quad (\text{E.c 3.42})$$

Donde:

Bga: Factor volumétrico del gas a la presión de abandono (PCY/PCN).

Bgi: Factor volumétrico del gas a la presión inicial (PCY/PCN).

Pa: Presión de abandono (Lpca).

Pi: Presión inicial (Lpca).

Zi: Factor de compresibilidad del gas a la presión inicial.

Za: Factor de compresibilidad del gas a la presión de abandono.

Se requieren de las propiedades pseudocríticas que en base a la gravedad específica (standing), para un gas condensado mayor a 0,75. Estos cálculos vienen especificados en la etapa de cálculos de las propiedades del gas. Para hallar el factor de compresibilidad del gas a la presión de abandono se requiere obtener los cálculos de la presión seudo reducida a la presión de abandono y la temperatura seudo reducida, propiedad que fue calculada en la etapa de propiedades del gas. Con la (ecuación 3.16).

La presión seudo reducida a la presión de abandono viene definido por la siguiente (ecuación 3.58).

$$P_{sra} = \frac{P_a}{P_{sc}} \quad (\text{E.c 3.43})$$

Donde:

$P_{sra}$ : Presión seudo reducida a la presión de abandono.

$P_a$ : Presión de abandono ( $L_{pca}$ ).

$P_{sc}$ : Presión seudo critica ( $L_{pca}$ ).

Obtenido el valor de  $P_{sra}$  y el valor de  $T_{sr}$  obtenemos el valor de  $Z_{ab}$  mediante el uso de las correlaciones graficas que puede ser utilizada para obtener el valor de el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura seudoreducidas que hemos obtenido anteriormente.

Uno de las propiedades que requiere la ecuación del factor de recobro, es el factor volumétrico del gas a la presión de abandono, donde se utilizaría la siguiente ecuación:

$$B_{ga} = 0,02829 * \frac{Z_{ga} * T}{P_a} \quad (\text{E.c 3.44})$$

Donde:

$B_{ga}$ : Factor Volumétrico del gas a la presión de abandono.

$Z_{ga}$ : Factor de compresibilidad del gas a la presión de abandono.

$T$ : Temperatura ( $^{\circ}\text{R}$ ).

$P_a$ : Presión de abandono (Lpca).

Obtenidos todos los parámetros que requiere la ecuación del factor de recobro, para un yacimiento volumétrico. La ecuación matemática escogida para realizar este cálculo fue la ecuación (ecuación 3.41). Las propiedades de abandono calculadas se pueden observar en la (tabla 4.36) y los resultados del factor de recobro en la (tabla 4.37).

### **3.8. CÁLCULO DE LA VOLUMETRÍA (RECURSOS DE HIDROCARBUROS) ASOCIADA AL PROSPECTO BARRACUDA MEDIANTE EL MÉTODO DETERMINÍSTICO VOLUMÉTRICO.**

#### **3.8.1. Calculo Volumétrico.**

##### **3.8.1.1. Estimación del GCOES. Volumétrico**

El método volumétrico es el primer procedimiento utilizado para determinar el volumen de hidrocarburo cuando un yacimiento es descubierto, siendo primordial desde el comienzo de su explotación recopilar y ordenar toda la información técnica y complementaria que se puede utilizar para evaluar constantemente y periódicamente las perspectivas futuras de las expectativas y producción de hidrocarburos. El método volumétrico es uno de los más utilizados en la estimación de volúmenes originales en sitio, cuando no se dispone de suficiente información de presión y/o producción, ya que solo necesita tener bien definido el yacimiento y sus propiedades petrofísicas.

Para el cálculo del Gas Condensado Original en sitio (GCOES) por el método volumétrico es necesario conocer ciertos parámetros como: Porosidad, Volumen total de la arena, saturación de agua inicial y el factor Volumétrico del gas condensado.



En este estudio la porosidad y la saturación de agua fueron obtenidas de análisis petrofísicos de yacimientos y pozos improductivos de las áreas de influencia al prospecto Barracuda. El área total del prospecto fue proporcionada por la herramienta Z-Map-Plus con base al mapa estructural, el espesor de la arena se obtuvo de registros que se ha hecho en pozos vecinos al prospecto en estudio y el factor volumétrico inicial se obtuvo de un análisis de los cálculos de las propiedades del gas previamente detallado anteriormente, siendo la ecuación matemática del GCOES, la siguiente:

$$\text{GCOES} = 43560 \frac{\phi * h * A * (1 - S_{wi})}{B_{gci}} \quad (\text{E.c 3.45})$$

Sustituyendo los valores de las distintas propiedades estimadas del prospecto presentes en la (tabla 4.38) estos resultados aportados por información suministrada de estudios realizados a yacimientos y pozos improductivos de áreas de influencia al prospecto Barracuda con base a la (ecuación 3.45).

*Donde:*

GCOES: Gas Condensado Original En Sitio, (PCN)

Ø: Porosidad, (Fracción)

H: Espesor del Yacimiento, (Pies)

A: Área del Yacimiento, (Acre)

S<sub>wi</sub>: Saturación del Agua, (Fracción)

B<sub>gci</sub>: Factor Volumétrico condensado a la presión inicial del yacimiento,  
(PCY/PCN)

### 3.8.1.2. Estimación del GOES. Volumétrico

Para determinar el Gas Original en Sitio (GOES), se utilizó la siguiente ecuación:

$$GOES = GCOES * Fg \quad (E.c 3.46)$$

Donde:

GOES: Gas Original en Sitio, (PCN)

Fg: Fracción molar de gas condensado, (adim)

GCOES: Gas Condensado Original en Sitio, (PCN)

Los valores del término fg se obtuvieron previamente utilizando la (Ecuación 3.18) y los parámetros relacionados que dependen de esta ecuación como Gc (Gravedad específica del condensado) con la (Ecuación 3.6) y el peso molecular del condensado se obtuvo con la (Ecuación 3.5) todos estos cálculos se muestran en capítulos anteriores donde se desarrollan las propiedades del gas condensado.

### 3.8.1.3. Estimación del COES. Volumétrico

Dividiendo el GOES por la RGC (Relación gas condensado) se obtiene el COES (Condensado Original en Sitio). Para estimar el COES Condensado Original En Sitio se utilizó la ecuación (Ecuación 3.47).

$$COES = \frac{GOES}{RGCi} \quad (E.c 3.47)$$

Donde:

COES: Condensado Original en Sitio, (BN)

GOES: Gas Original En Sitio, (PCN)

RGCi: Relación Gas Condensado, (PCN/BN)

### **3.8.2. Estimación de las Expectativas de Volúmenes de Hidrocarburos por Descubrir en el Prospecto Barracuda con la Corrida del Programa GAEAPAS y la Comparación de los Resultados con el Método Determinístico Volumétrico.**

La Gerencia de Exploración Costa Afuera de PDVSA estima o cuantifica las expectativas de volúmenes por descubrir, mediante el cálculo probabilística y representan el valor promedio dentro de un rango de volúmenes probables multiplicado por la probabilidad de existencia, mediante el programa conocido como GAEAPAS. La Gerencia de Exploración Costa Afuera de PDVSA realizo una corrida con ese programa para poder general valores de expectativas de recursos de hidrocarburos, este genera dos indicadores que son el MVS y Expectation. El indicador del MVS dará el resultado de las expectativas (Expectation) por el riesgo asociado al cálculo de las expectativas. Al obtener este valor se realiza una comparación de los resultados del método determinístico volumétrico.

## **3.9. ESTABLECER LOS ESCENARIOS DE DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS ESTUDIADOS (PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL).**

### **3.9.1. Desarrollo Propuesto y Pronóstico del Prospecto Barracuda.**

El desarrollo propuesto para el prospecto Barracuda se considera en la producción de gas libre y condensado. Para efectos de esta previsualización de los escenarios de desarrollo de los yacimientos estudiados, se está considerando expectativas de hidrocarburos. Estas expectativas están soportados en resultados arrojados por el método determinístico volumétrico y el programa GAEAPAS.

Para poder realizar una previsualización del desarrollo campo Barracuda, la gerencia de planificación y portafolio requieren datos del posible comportamiento del prospecto, para poder realizar los distintos escenarios de explotación del futuro yacimiento. Partiendo de datos básicos para una visualización de un campo costa afuera para PDVSA exploración son los siguientes:

- Información del yacimiento.
- Información de hidrocarburo.
- Información de metocean: Son las condiciones meteorológicas y oceanográficas que están sometido las infraestructuras que requiere un campo de explotación petrolera consta afuera.
- Información de base en tierra.

### **3.9.2. Desarrollo del Caso Base.**

Propuesta base de infraestructura para construir escenarios para campos de explotación para costa afuera. Los escenarios de explotación costa afuera, parten su desarrollo de las siguientes infraestructuras.

- Plataforma Principal de Producción (PPP).
- Sistema Flotante de Descarga (FSO).
- Desarrollo Submarino (DS).

- Gasoducto Submarino (GS).
- Plataforma Cabezal (PC).

La visualización de los escenarios de la infraestructura de producción, almacenamiento y transporte requerido así como los correspondientes costos de inversión. Se realizaron mediante el uso de la herramienta de cálculo denominada QUESTOR de la empresa IHS. Resultados de esta herramienta que fueron suministrados por la Gerencia de Planificación y Portafolio de la Dirección de estudio Integrados de Yacimientos.

Con la simulación del desarrollo de los escenarios del campo Barracuda, utilizando el QUESTOR. En función de la información suministrada a la herramienta como:

- Cálculo de expectativa de gas y líquido.
- Relación Gas – Petróleo.
- Información de Metocean.
- Ubicación y Características del Campo.

Con toda esta información se generó dos propuestas base que se observan en la figura (4.18 y 4.19 Ver Capítulo IV) que parten de la infraestructura requerida para desarrollos consta afuera.

### **3.9.3. Escenarios Planteados de Explotación del Campo Barracuda.**

Luego de analizada la propuesta base, se definieron los escenarios de explotación basándose en el estudio de las formaciones de interés, donde se simuló y evaluó técnicas y económicas otras propuestas que incluyeron y/o excluyeron. Para el prospecto de interés se estima el perfil de potencial de producción de gas, se estudia la infraestructura disponible y/o requerida para la deposición de los fluidos

producidos de dicha formación. Modificando en la arquitectura del desarrollo o en la configuración de la plataforma en si, indicándose a continuación cada una de esas propuestas. De esta manera se establecen 4 escenarios de explotación.

#### **3.9.4. Infraestructura Requerida para el Desarrollo de Campo Barracuda.**

Para el escenario de mejor prospectiva planteado se realizó el diseño preliminar de una infraestructura en campo con la ayuda de la herramienta QUESTOR, la cual considera en su alcance la descripción de estas infraestructura: Plataforma Principal de Producción (PPP), Desarrollo Submarino (DS), plataforma cabezal (PC), Sistema Flotante de Descarga (FSO), Gasoducto Submarino (GS) cuyas capacidades varían según el volumen de producción.

### **3.10. ELABORAR EL ESTUDIO ECONÓMICO DE LA RENTABILIDAD DE LAS ESTRATEGIAS DE CADA ESCENARIO PLANTEADO.**

#### **3.10.1. Evaluación Económica del Desarrollo para el Prospecto Barracuda.**

Una vez planteados y desarrollados los escenarios de explotación, se procedió a realizar el análisis económico del proyecto Barracuda utilizando la metodología del flujo de caja descontado. Esto con la finalidad de determinar la rentabilidad de cada esquema de explotación ajustado cada cálculo a los lineamientos de la empresa y de la nación (paridad cambiaria, perfiles de precios de los hidrocarburos, regalías y costos operacionales). Las evaluaciones económicas de cada uno de los escenarios planteados mostrados en la etapa anterior se utilizo el programa Sistema Evaluación

Economica Merak Peep el toma en consideración los siguientes indicadores económicos:

- **Valor Presente Neto (VPN).**

Este indicador se refiere al valor sustraído a la tasa de descuento del portafolio de PDVSA, del flujo de efectivo neto del proyecto al año de la inversión (año cero). Un VPN positivo o mayor a cero (0) indica que es más rentable usar el capital en el proyecto que invertirlo a la tasa de descuento utilizado. En lo contrario, un VPN negativo indica que se obtendrá un rendimiento superior invirtiendo el capital a la tasa de descuento.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - E_t)}{(1+i)^t} \quad (\text{E.c 3.48})$$

Donde:

I: Ingresos.

E: Egresos.

i: Tasa de descuento.

t: Diferencia años del horizonte económico.

n: Horizonte económico.

- **Tasa Interna de Retorno (T.I.R).**

El TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o

instrumentos financieros. Los proyectos con un TIR mayor que la tasa de descuento son considerados aceptables.

$$\left[ VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - E_t)}{(1 + TIR)^t} \right] = 0 \quad (\text{E.c 3.49})$$

Donde:

I: Ingreso.

E: Egreso.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

t: Diferentes años del horizonte económico.

n: horizonte económico.

- **Eficiencia de la Inversión Tradicional (E.I).**

Este indicador se determina también como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y el TIR y facilita la decisión económica sobre una propuesta determinada. Es la relación existente entre el flujo neto descontado y las inversiones realizadas durante la vida útil del proyecto. Representa la rentabilidad que se obtiene en términos reales pro casa unidad monetaria invertida.

$$EI = \frac{VPN_{gem}}{VPN(I)} + 1 \quad (\text{E.c 3.50})$$

Donde:

EI: Eficiencia de la Inversión.



VPN<sub>gen</sub>: Valor presente neto de la inversión total.

VPN (1): Valor presente neto de la inversión total.

- **Tiempo de Pago (T.P).**

Indica el tiempo que se necesita para recuperar la inversión, sin descontar el flujo efectivo. Toma singular importancia en tiempo de inestabilidad económica y financiera cuando es descrito saber cuando se recupera el capitalismo invertido.

### **3.10.2. Escenario Planteado Económicamente más Rentable para la Exploración y Desarrollo del Prospecto Barracuda.**

Los indicadores económicos son parámetros utilizados en el estudio financiero, los cuales ofrecen orientación acerca de la conveniencia económica del proyecto. Los indicadores económicos se clasifican según la consideración del valor del dinero en el tiempo.

Luego de realizar la evaluación económica más rentable de cada uno de los escenarios propuestos de desarrollo, se inicio con escoger el escenario de desarrollo más rentable por medio de un análisis comparativo tomando los distintos índices económicos (TIR, VPN Y EI).

PDVSA, considera que para que un escenario sea rentable debe poseer todos sus indicadores económicos positivos, como los mencionados anterior mente una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor o igual a 15%, con una tasa de descuento de 12%, una Valor Presente Neto (VPN) mayor a cero y una Eficiencia de Inversión (EI) mayor a uno (1). Estas mismas consideraciones fueron utilizadas en este trabajo para determinar la mejor opción económica.

## **CAPÍTULO 4**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1. INTERPRETAR EL SISTEMA ROCA – FLUIDO (YACIMIENTOS Y POZOS IMPRODUCTIVOS) DEL ÁREA DE INFLUENCIA AL PROSPECTO BARRACUDA.**

##### **4.1.1. Interpretación del Sistema de la Roca Reservorio a Nivel del Cretácico de las Calizas Prospectivas del Grupo Cogollo.**

Los objetivos principales de la evaluación petrofísica y del modelo petrofísico de la provincia Suroccidental, para las unidades del Cretácico eran caracterizar la calidad de las rocas con la finalidad de identificar nuevos yacimientos en el área de Barracuda.

Los yacimientos fracturados o carbonaceos como el que se estima descubrir, contienen considerable cantidad de calcita (calizas, dolomitas) formándose una roca impermeable, la cual posteriormente por disolución y otros factores forman cavidades, canales y fracturas, en las cuales pueden entramparse los hidrocarburos.

Estos resultados obtenidos por el equipo de la gerencia de exploración y delineación para estimar las propiedades petrofísicas, mediante la integración de datos provenientes de pozos perforados en el área de influencia al prospecto Barracuda, se interpretó estos resultados:

Las calizas del grupo Cogollo y de la formación “la Luna” son limpias (bajo nivel de arcilla), las características principales de una roca caliza con una porosidad intercrystalina o porosidad oolítica de algunas calizas, en yacimientos de carbonatos, la porosidad secundaria que se genera en la roca es mucho más importante que la

porosidad primaria, los valores de porosidad de los yacimientos pueden variar ampliamente dependiendo del tipo de formación para las calizas está entre 5 y 25% aunque los yacimientos de carbonatos densos (calizas pueden mostrar porosidades de prácticamente cero. En las calizas de la formación del grupo Cogollo tienen una porosidad baja a muy baja o pobre (promedio general entre 3% y 6 %) y una saturación de agua generalmente altas..

En las calizas del cretácico, se encuentran niveles de material orgánico, arcillas y glauconitas y dolomitas radioactivas. En efecto, en los yacimientos con una geometría de poros complicada como los yacimientos carbonatos y los yacimientos con una porosidad baja.

El tipo de humectabilidad depende generalmente de la litología: las areniscas tienden a tener una humectabilidad al agua, mientras los carbonatos una humectabilidad al aceite. Entonces las calizas del grupo “Cogollo” podrían tener un valor alto de una  $S_w$ , hay una posibilidad que la saturación de agua que se estime sea del 24% y 40% ( $S_w > 40\%$ ,  $S_w > 24\%$ ).

**Tabla 4.1.** Parámetros Petrofísicos de la Roca Reservorio de Edad Cretácico, Provincia Sur-Occidental del Golfo de Venezuela. [18]

Pozos	Sec	Tope (Pies)	Base (Pies)	Espesor (Pies)	CNT (Pies)	CNP (Pies)	N/G (%)	Phi (%)	Sw (%)	Vcl (%)
GUA-04	K2	8622	10097	1476	148	39	3	4	28	7
	K1	10098	11082	985	402	258	26	3.2	29.1	3
ETT-1X	K1	8331	10269	1938	197	190	10	5	24	0
	K2	10269	11300	1031	273	30	3	5	42	3
EFC-4	K2	6853	8025	1172	301	254	22	7	33	1
	K1	8025	10042	2017	1208	338	17	4	40	0
EFC-31	K2	7832	10071	2239	112	11	1	4	38	18
	K1	10071	11240	1169	407	190	16	6	36	9
QMC-30	K2	10207	12726	2519	361	26	1	13	48	4
	K1	12726	14070	1345	632	0	0	---	---	---

Estos resultados demuestran las magnitudes de la calidad del reservorio que se pretende perforar, los parámetros de roca fueron tomados de las evaluaciones petrofísicas para el área de influencia al prospecto Barracuda, evaluaciones realizadas por la gerencia de exploración y delineación Costa Afuera. Se evidencian dos provincias geológicamente distintas la Sur-Occidental y Nor - Occidental presentaron propiedades petrofísicas diferentes. Para el área sur-Occidental son yacimientos de calizas del grupo cogollo de edad del cretácico, con una porosidad promedio de 3 a 6%. En este caso la calidad del reservorio sería un factor crítico, no

por los bajos valores de porosidad, sino no la existencia de fracturas necesarias para producir el fluido del yacimiento.

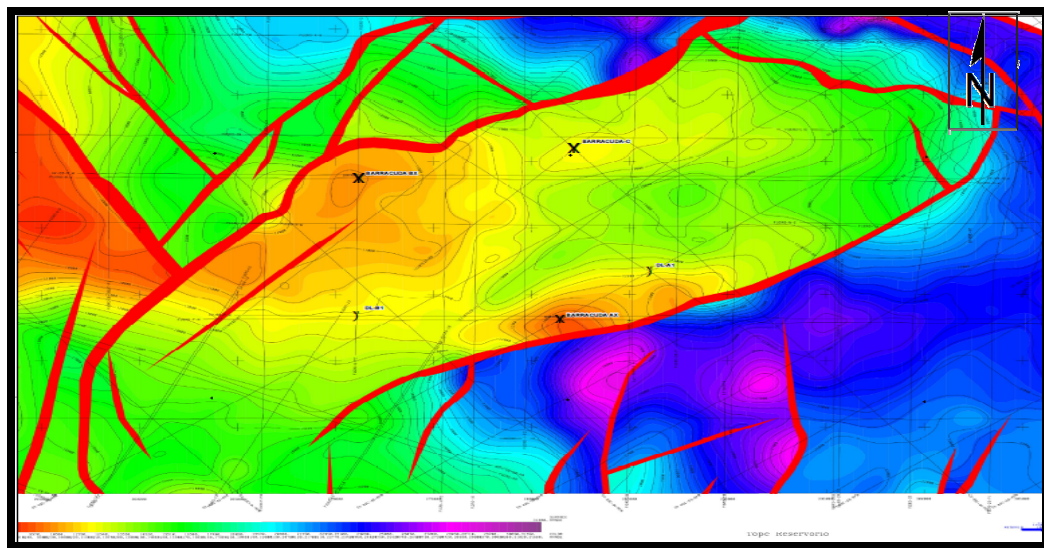
**Tabla 4.2.** Parámetros Petrofísicos de la Roca Reservorio de Edad Terciario, Provincia Sur-Oriental del Golfo de Venezuela. [18]

Pozo	Sec	Tope (Pies)	Base (Pies)	Espesor (Pies)	CNT (Pies)	CNP (Pies)	N/G (%)	Phi (%)	Sw (%)	Vcl (%)
Perla-1x	PP	830	3070	2240	23	0	0	---	---	---
	M3	3070	4330	1260	132	0	0	---	---	---
	M2	4330	7715	3385	226	11	0,3	27	47	5
	M1	7715	9680	1966	751	747	38	21	6	4
	PEO	9680	10250	570	10	0	0	---	---	---
Perla-2ST	PP	2100	3222	1122	0	0	0	---	---	---
	M3	3222	4554	1332	0	0	0	---	---	---
	M2	4554	8197	3644	0	0	0	---	---	---
	M1	8197	10071	1874	906	865	46	20	12	0
	PEO	10071	10153	82	0	0	0	---	---	---
Perla-3x	M1	8623	9551	929	695	681	73	22	7	2

Hacia la zona Nor-Oriental, la calidad de roca reservorio de edad Cretácico, presentan mejor calidad de capacidad de almacenamiento con valores promedios de porosidad de 20%.

#### 4.1.2. Estimación de las Longitudes (Ancho y Largo), Área y Volumen del Prospecto Barracuda.

Los resultados obtenidos de las longitudes (Ancho y Largo) y área del prospecto Barracuda son las siguientes mostradas en la tabla 4.3 resultados apoyados del mapa estructural de la figura 4.1.



**Figura 4.1.** Mapa Estructural del Tope del Reservorio (K1 Gr. Cogollo), con la Ubicación de la Localización Barracuda y de las Secciones Sísmicas.

Uno de los parámetros de suma importancia que se requieren para poder realizar el cálculo de la volumetría de los recursos de hidrocarburos que se estima extraer del prospecto con la localización Barracuda. Es estimar los valores de área y espesores para poder obtener el volumen del prospecto, volumen donde se almacena el hidrocarburo presente en el volumen poroso de la roca reservorio de las calizas de la formación del grupo Gogollo a nivel del cretácico.

El resultado del espesor de la roca reservorio estimado mediante la correlación de los pozos vecinos perforados en la zona de influencia al prospecto, estos valores de

espesor presentes detallados en la prognosis de la columna estratigráfica (Ver Figura 2.13). Columna estratigráfica que se pretende perforar en la localización Barracuda.

**Tabla 4.3.** Valores Estimados de Longitudes y Área del Prospecto Barracuda.

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>RESULTADO</b>
<b>Longitud de Yacimiento (Km)</b>	38
<b>Ancho del Yacimiento (Km)</b>	16
<b>Área del Yacimiento (Km<sup>2</sup>)</b>	602
<b>Área del Yacimientos (Acres)</b>	129.730,33
<b>Espesor (Pies)</b>	200
<b>Volumen (Acres-Pies)</b>	25.946.066

El área de la localización Barracuda presenta una área muy grande de alrededor de 129.730,33 Acres estas área y volúmenes serán validados a la hora que perforen el primer pozo exploratorio en la zona de estudio y posteriormente el pozo delineador q delimite el yacimiento obteniendo valores exactos de las áreas y volúmenes del yacimiento después de ser descubierto.

Las longitudes del prospecto (Ancho y Largo) son medidas que se toma utilizando la herramienta Z map plus estos valores se requieren para poder desarrollar los escenarios de explotación de campos costa afuera.

### 4.1.3. Estimación de la Presión para el Prospecto Barracuda.

Los resultados de las ecuación 3.1 de presión hidrostática y de presión de yacimiento ecuación 3.2. Estos resultados se muestran en las siguientes tablas 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9. Para cada pozo, intervalo perforado y densidad de lodo usado para cada intervalo de perforación. Para una buena evaluación integrada de los reservorios y yacimientos del área sur occidental del Golfo de Venezuela lo cual representa el área de influencia de la localización Barracuda. Se evaluó de manera conceptual para poder caracterizar el reservorio, obtener valores de gradientes regionales de presión con la finalidad de establecer valores y comportamientos base de rocas reservorios que se puedan extrapolar al prospecto Barracuda para poder determinar propiedades que requieren la presión para su desarrollo.

#### POZO ATUN-1X

**Tabla 4.4.** Valores de la Presión Hidrostática y de Yacimiento para

#### Intervalos Perforados del Pozo Atún-1X.

<b>INTERVALO (Pies)</b>	<b>DENSIDAD DE LODO (Lb/gal)</b>	<b>PRESIÓN HIDROSTÁTICA (LPC)</b>	<b>PRESIÓN ESTIMADA POR INTERVALO (LPC)</b>
0 - 475	8,6 - 8,8	217,36	17
475 -1448	8,6-9,5	212,42 – 715,31	12 - 515
1448 - 4375	-	-	-
4375 - 8585	9,5-10	2161,21 – 4464,2	1961 - 4264
8585 -12347	10,5-12,5	4687,41- 8025,55	4487 - 7825



### POZO ETT-1X / TAB-1X

**Tabla 4.5.** Valores de la Presión Hidrostática y de Yacimiento para

#### Intervalos Perforados del Pozo EET-1X / TAB-1X.

<b>INTERVALO (Pies)</b>	<b>DENSIDAD DE LODO (Lb/gal)</b>	<b>PRESION HIDROSTATICA (LPC)</b>	<b>PRESIÓN ESTIMADA POR INTERVALO (LPC)</b>
0 - 140	9,6	69,888	-
140 - 645	9,6	69,888 – 321,984	122
645 – 3604	9,6 - 10,7	321,984 - 2005,26	122 - 1805
3604 - 9944	10,7 - 10,5	2005,26 – 5429,42	1865 - 5229
9944 - 11645	10,5 - 9,8	5429,42- 5934,29	5229 - 5734

### POZO GUA-04 / NOC-1S

**Tabla 4.6.** Valores de la Presión Hidrostática y de Yacimiento para

#### Intervalos Perforados del Pozo GUA-04 / NOC-1S.

<b>INTERVALO (Pies)</b>	<b>DENSIDAD DE LODO (Lb/gal)</b>	<b>PRESION HIDROSTATICA (LPC)</b>	<b>PRESIÓN ESTIMADA POR INTERVALO (LPC)</b>
0 - 500	9,4	244,4	44
500 – 2961	9 - 9,2	234 – 1416,54	34 - 1216
2961 – 8995	9 - 9,5	1385,74 – 4443,53	1185 - 4244
8995 – 9599	9,6 - 11,9	4490,30 - 5939,61	4290 - 5740
9599 -11144	9,5 - 10,3	4741,90 - 5968,72	4542 - 5769

**POZO QMC-30 / QMC-1X**

**Tabla 4.7.** Valores de la Presión Hidrostática y de Yacimiento para

**Intervalos Perforados del Pozo QMC-30 / QMC-1X.**

<b>INTERVALO (Pies)</b>	<b>DENSIDAD DE LODO (Lb/gal)</b>	<b>PRESION HIDROSTATICA (LPC)</b>	<b>PRESIÓN ESTIMADA POR INTERVALO (LPC)</b>
0 – 608	12,0	379,392	179
608 – 4003	12,0	379,392 – 2497,87	179 - 2297
4003 – 9895	12,0 (HASTA 8614')	2497,87- 5375,13	2297 - 5175
9895 - 12504	10,6	5454,12 – 6892,20	5254 - 6692

**POZO EFC-31 / QMD-1X**

**Tabla 4.8.** Valores de la Presión Hidrostática y de Yacimiento para

**Intervalos Perforados del Pozo EFC-31 / QMC-1X.**

<b>INTERVALO (Pies)</b>	<b>DENSIDAD DE LODO (Lb/gal)</b>	<b>PRESION HIDROSTATICA (LPC)</b>	<b>PRESIÓN ESTIMADA POR INTERVALO (LPC)</b>
0 -5597	9,4-9,6	2794	2594
5597 -9872	10,7	3114 – 5492	2914 - 5292
9872 -11290	10,8-9,4	5544 - 5518	5344 - 5318

### POZO EMM-37 / PGG-1

**Tabla 4.9.** Valores de la Presión Hidrostática y de Yacimiento para

#### **Intervalos Perforados del Pozo EMM-37 / PGG-1.**

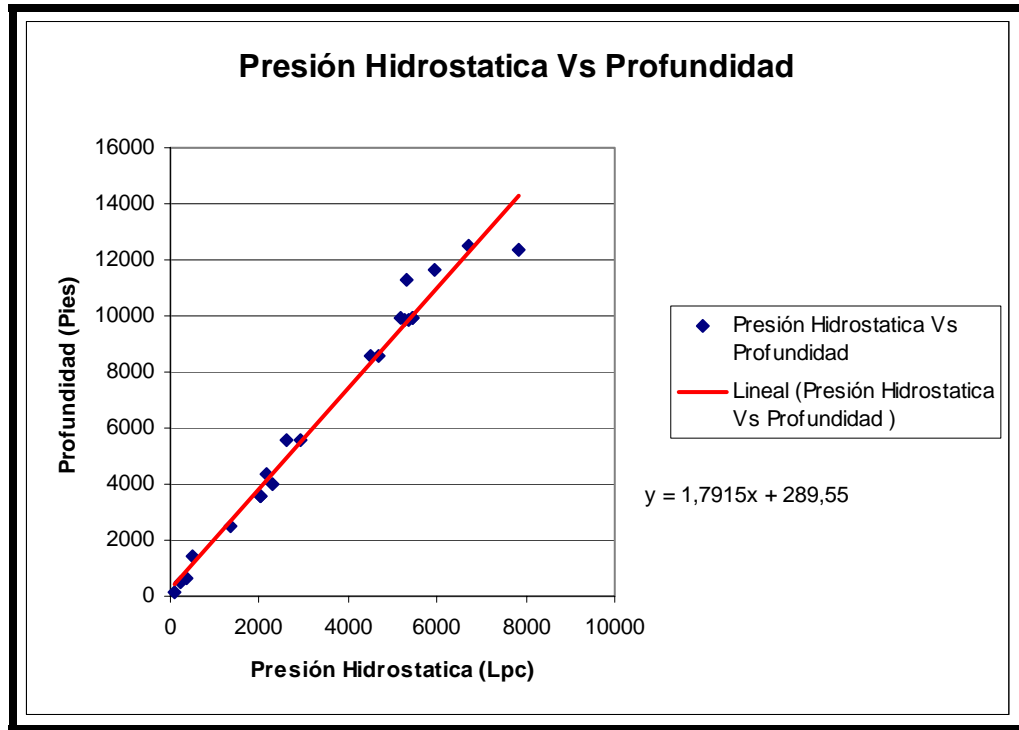
<b>INTERVALO (Pies)</b>	<b>DENSIDAD DE LODO (Lb/gal)</b>	<b>PRESION HIDROSTATICA (LPC)</b>	<b>PRESIÓN ESTIMADA POR INTERVALO (LPC)</b>
0 - 2500	10,5	1365	1165
2500 - TD	10,5 - 11	1365	1165

Se obtuvo todos los valores de presión hidrostática para cada intervalo de profundidad perforado se graficó la Presión Hidrostática Vs Profundidad, en la siguiente (tabla 4.10) se observó los distintos valores de presión hidrostática para las distintas profundidades.

**Tabla 4.10.** Valores de Presión Hidrostática Estimada por Cada Intervalo de Profundidad Perforado.

<b>Profundidad (Pies)</b>	<b>Presión Hidrostática (Lpc)</b>
140	69,888
475	212,42
608	379,392
1448	515
2500	1365
3604	2005,26
3604	2005,26
4003	2297
4375	2161,21
5597	2594
5597	2914
8585	4687,41
8585	4487
9872	5292
9872	5344
9895	5175
9895	5454,12
9944	5429,42
11290	5318
11645	5934,29
12347	7825
12504	6692

Se obtuvo la gráfica presente en la figura (4.2).



**Figura 4.2.** Gráfica de Presión Hidrostática Vs Profundidad

Al obtener la gráfica se obtuvo la ecuación que expresa las líneas de tendencia o regresión la cual es la siguiente:

$$Y = 1,7915x + 289,55 \quad (\text{E.c 4.1})$$

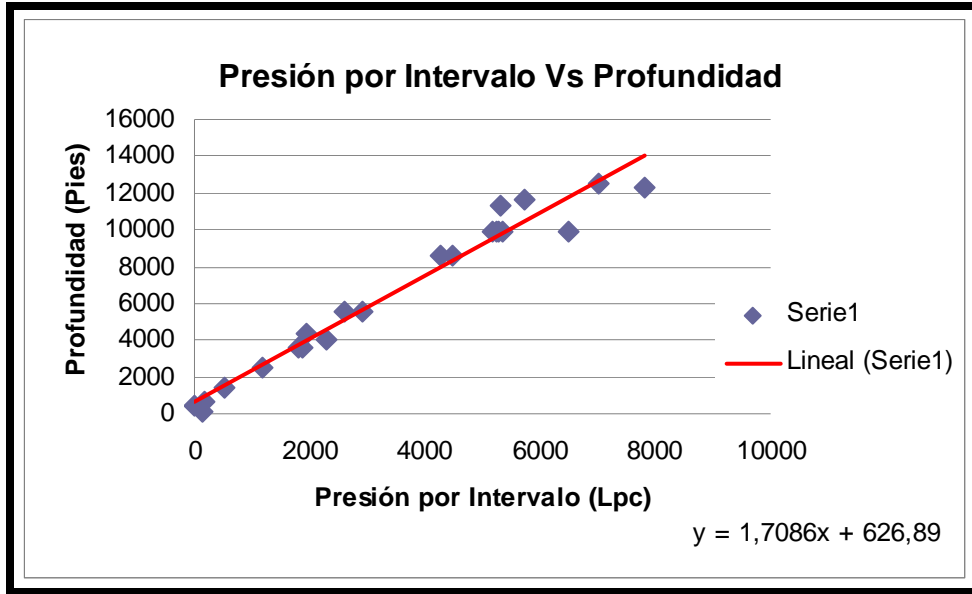
Según la prognosis del Prospecto Barracuda se obtuvo la presión hidrostática del prospecto a una profundidad de 10.536 pies el resultado obtenido fue: X = Presión hidrostática 5719,480 Lpc.

Obtenido todos los valores de presión estimadas por intervalo de perforación a los distintos intervalos de profundidad perforados se realizó la grafica: Presión estimada por intervalo Vs Profundidad.

**Tabla 4.11.** Valores de Presión de Presión Estimada por Cada Intervalo de Profundidad Perforado.

<b>Profundidad (Pies)</b>	<b>Presión estimada por intervalo (Lpc)</b>
140	122
475	17
608	179
1448	515
2500	1165
3604	1805
3604	1865
4003	2297
4375	1961
5597	2594
5597	2914
8585	4264
8585	4487
9872	5292
9872	5344
9895	5175
9895	6500
9944	5229
11290	5318
11645	5734
12347	7825
12504	7000

Se obtiene la grafica presente en la figura (4.3).



**Figura 4.3.** Grafica de Presión Estimada por Cada Intervalo de Perforación Vs Profundidad

Al obtener la gráfica se obtuvo la ecuación que expresa las líneas de tendencia o regresión la cual es la siguiente:

$$Y = 1,7086x + 626,89 \quad (\text{E.c 4.2})$$

La profundidad del objetivo de interés esta a una profundidad de 10.536 pies, profundidad donde se calculo la presión del yacimiento de la formación del grupo Cogollo. Con la que se aplicó la (E.c 3.2)  $X = \text{Presión del Yacimiento} = 5799,549 \text{ Lpc}$ .

Los gradientes de presión estimados en áreas de influencia al prospecto en estudio con estos resultados de presiones pueden ser extrapolados a escala regional en cualquier prospecto o pozos a perforar en el área. La estimación de las presiones es de



gran importancia a la hora de obtener valores máximos y mínimos que se pueden encontrar en el espesor de la formación durante la perforación y evaluación de las formaciones prospectivas en el área, con esta presión estimada es una variable que se utiliza para poder fijar parámetros de fluidos en función de presión para cualquier cálculo termodinámico y las posibles e incontables condiciones dinámicas de fluido para los prospectos a perforar en el área de Barracuda.

#### **4.1.4. Temperatura de Formación Estimada para el Prospecto Barracuda.**

Los resultados obtenidos de los gradientes de temperatura para cada pozo estudiado se muestran en las tablas 4.26. Se interpoló el valor a la profundidad de interés de 9960 pies obteniendo el valor del gradiente de temperatura de 0,013546 (°F/pies). Con estos resultados obtenidos se calculo el valor de la temperatura estimada para el prospecto Barracuda a la profundidad de 9960 pies obteniéndose el valor de 209,5197 °F. Resultados presente en la tabla 4.30.

Con estos resultados se observo que los gradientes obtenidos de los pozos del área de influencia al prospecto en estudio, se ajustan considerablemente y bastante bien a un yacimiento de gas entre los que se encuentran alrededor de 0,12 (°F/pies) y 0,15 (°F/pies).

**Tabla 4.12.** Temperaturas Corregidas en Relación a la Profundidad

<b>Pozo Atún-1</b>		
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°C)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°F)</b>
4375	66,56	151,81
8547	99,65	211,31

**Tabla 4.13.** Gradientes Térmicos para el Pozo Atún-1

<b>Pozo Atún-1</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0.0079
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,0142

**Tabla 4.14.** Temperaturas Corregidas en Relación a la Profundidad

<b>Pozo QMD-1</b>		
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°C)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°F)</b>
5369	75,779	168,40
9753	123,44	254,19

**Tabla 4.15.** Gradientes Térmicos para el Pozo QMC-1

<b>Pozo QMD-1</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0,0109
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,0195

**Tabla 4.16.** Temperaturas Corregidas en Relación a la Profundidad

<b>Pozo QMC-30</b>		
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°C)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°F)</b>
700	64,779	148,60
4011	61,999	143,60
9909	89,219	192,59
12506	105,889	222,60
14373	127,559	261,61

**Tabla 4.17.** Gradientes Térmicos para el Pozo QMC-30

<b>Pozo QMC-30</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0,0045
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,00826

**Tabla 4.18.** Temperaturas Corregidas en Relación a la Profundidad

<b>Pozo EFC-22</b>		
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°C)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°F)</b>
650	35,889	96,60
3727	57,559	135,61
9306	96,449	205,61

**Tabla 4.19.** Gradientes Térmicos para el Pozo EFC-22

<b>Pozo EFC-22</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0,0070
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,0125

**Tabla 4.20.** Temperaturas Corregidas en Relación a la Profundidad

<b>Pozo EFC-4</b>		
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°C)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°F)</b>
2500	56,999	134,60
7700	84,779	184,60
10045	104,779	220,60

**Tabla 4.21.** Gradientes Térmicos para el Pozo EFC-4

<b>Pozo EFC-4</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0,0062
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,01139

**Tabla 4.22.** Temperaturas Corregidas en Relación a la Profundidad

<b>Pozo ETT-1X</b>		
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°C)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°F)</b>
3604	63,669	146,60
9923	98,109	208,60
11645	110,889	231,60

**Tabla 4.23.** Gradientes Térmicos para el Pozo ETT-1X

<b>Pozo ETT-1X</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0,0058
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,0105

**Tabla 4.24.** Temperaturas Corregidas en Relación a la Profundidad

<b>Pozo NOC-1S</b>		
<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°C)</b>	<b>Temperatura Corregida BHT(°F)</b>
2961	64,779	148,60
9500	96,449	205,61
11145	101,449	214,61

**Tabla 4.25.** Gradientes Térmicos para el Pozo NOC-1S

<b>Pozo NOC-1S</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0,0046
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,008

**Tabla 4.26.** Resultados de los Gradientes de Temperatura a Profundidad Final.

<b>Pozos</b>	<b>Profundidad final (pies)</b>	<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>
<b>Atún-1</b>	8547	0,0079	0,0142
<b>EFC-22</b>	9306	0,0070	0,0125
<b>QMD-1</b>	9753	0,0109	0,0195
<b>EFC-4</b>	10045	0,0062	0,01139
<b>NOC-1S</b>	11145	0,0046	0,008
<b>ETT-1X</b>	11645	0,0058	0,0105
<b>QMC-30</b>	14373	0,0045	0,00826

Se calculo el gradiente de temperatura para el prospecto Barracuda se interpolo los valores del gradiente de temperatura a la profundidad de interés 9960 pies. Podemos observar los resultados en la siguiente (tabla 4.27).

**Tabla 4.27.** Profundidad Donde se Estima el Gradiente de Temperatura para el Prospecto Barracuda.

<b>Pozos</b>	<b>Profundidad final (pies)</b>	<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>
<b>Atún-1</b>	8547	0,79	0,0142
<b>EFC-22</b>	9306	0,70	0,0125
<b>QMC-1</b>	9753	1,09	0,0195
<b>Barracuda</b>	9960	X=?	X=?
<b>EFC-4</b>	10045	0,62	0,01139
<b>NOC-1S</b>	11145	0,46	0,008
<b>ETT-1X</b>	11645	0,58	0,0105
<b>QMC-30</b>	14373	0,45	0,00826

En la siguiente (tabla 4.28) se observo el resultado estimado del gradiente de temperatura para el prospecto barracuda.

**Tabla 4.28.** Gradiente Térmico para el Pozo Barracuda- 1X

<b>Pozo Barracuda-1X</b>	
<b>Gradiente de Temperatura(°C/pies)</b>	0,007761
<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	0,013546

Las siguientes tablas muestran los resultados de los valores de temperatura de distintos intervalos de distintos pozos obtenidos:

**Tabla 4.29.** Resultados de las Temperaturas de Formación a la Profundidad Final

<b>Pozos</b>	<b>Profundidad final (pies)</b>	<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	<b>Temperatura de la formación (°F)</b>
<b>Atún-1</b>	8547	0,0142	196,3674
<b>EFC-22</b>	9306	0,0125	191,325
<b>QMC-1</b>	9753	0,0195	265,1835
<b>EFC-4</b>	10045	0,01139	189,4125
<b>NOC-1S</b>	11145	0,008	164,16
<b>ETT-1X</b>	11645	0,0105	194,2725
<b>QMC-30</b>	14373	0,00826	193,7209

Ahora podemos obtener la temperatura estimada de formación del prospecto que es la siguiente mostrada a continuación en la (tabla 4.30).

**Tabla 4.30.** Resultados de las Temperaturas de Formación a la Profundidad Final

<b>Pozo</b>	<b>Profundidad final (pies)</b>	<b>Gradiente de Temperatura(°F/pies)</b>	<b>Temperatura de la formación (°F)</b>
<b>Barracuda</b>	9960	0,013546	209,5197

La estimación del gradiente geotérmico así como la temperatura en el área prospectiva, específicamente en las formaciones de interés es poder saber cuáles son los valores máximos y mínimos que se encontraran durante la perforación y la evaluación de las áreas de las formaciones prospectivas, para de esta manera poder fijar valores y parámetros del fluido en función de la variable de temperatura para cualquier cálculo de termodinámico o de propiedades del gas. De esta manera también es posible estimar condiciones dinámicas de fluidos para el prospecto a perforar en el área prospectiva de Barracuda.



Esta temperatura 209,5197 °F se estimó para el tope de la roca reservorio de edad del cretácico temprano (Grupo Cogollo) primer objetivo a perforar.

#### **4.1.5. Propiedades del Gas Condensado.**

Los análisis de laboratorio son la vía más importantes y apropiadas para determinar las propiedades físicas y químicas de una mezcla de hidrocarburos, en este estudio se realizó para las propiedades del gas, para el prospecto Barracuda se careció de datos de laboratorio.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la tabla 4.31 resultados a condiciones iniciales interpretadas en el prospecto de interés una presión de yacimiento de 5800 Lpc, una relación gas – condensado de 50000 PCN/BN una gravedad específica del gas de 0,71, y una gravedad API de 50. Estos fueron los parámetros de entradas para las distintas correlaciones que se empleó para obtener los distintos resultados, todo esto se basó en los márgenes de presión y temperatura calculados para el área y profundidad de la roca reservorios según prognosis de la columna estratigráfica.

Se realizó una evaluación integrar de las propiedades del gas condensado donde se obtuvo estos resultados con los parámetros mencionados anteriormente. Estimados para el área de influencia de la localización Barracuda de esta manera se evaluó el fluido por descubrir y se obtuvo estos resultados que se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 4.31.** Resultados de los Cálculos de las Propiedades del Gas

<b>Propiedades del Gas</b>	<b>Resultados</b>
<b>Peso Molecular del Condensado (<math>M_c</math>) , Lbm/Lbmol</b>	137,9592
<b>Gravedad Especifica del Condensado (<math>G_c</math>), Adimensional</b>	0,779614
<b>Peso Molecular del Gas Condensado (<math>M_{gc}</math>), Adimensional</b>	22,01758
<b>Gravedad Especifica del Gas Condensado, Adimensional</b>	0,760067
<b>Propiedades Seudocríticas Gas Condensado &gt; 0,75</b>	
<b>Presión Seudocrítica (<math>P_{sc}</math>), Lpca</b>	660,292
<b>Temperatura Seudocrítica (<math>T_{sc}</math>), °R</b>	396,5164
<b>Presión Seudoreducida (<math>P_{sr}</math>)</b>	8,783992
<b>Temperatura Seudoreducida (<math>T_{sr}</math>)</b>	1,689716
<b>Factor de Comprensibilidad del Gas (<math>Z</math>)</b>	0,955
<b>Factor de Comprensibilidad Bifásico (<math>Z_{2f}</math>)</b>	1.091322
<b>Densidad del Gas (<math>D_g</math>) ,Lbm/pie<sup>3</sup></b>	116,5469
<b>Gradiente del Yacimiento (<math>GradYac</math>)</b>	0,8087309
<b>Factor Volumétrico del Gas (<math>B_g</math>) ,PCY/PCN</b>	0,003121
<b>Factor Volumétrico del Gas(<math>B_g</math>) ,BY/BN</b>	0,000556
<b>Fracción de Gas (<math>F_g</math>)</b>	0,9852130
<b>Presión de Roció Retrogrado (<math>Proc</math>), Lpca</b>	3972,608

En el Golfo de Venezuela se encuentran 2 provincias geológicas o regiones con comportamiento termodinámico de fluidos, en esencia gas por efecto de la roca madre o la roca generadora de acuerdo con el sistema petrolífero del área. Estos

resultados destacan el sistema petrolífero del área, enmarcado hacia la zona Sur-Occidental para el tipo de fluido gas. Con los resultados de estas propiedades se obtienen los parámetros más importantes para poder aplicar las distintas ecuaciones volumétricas para el cálculo de la estimación de la volumetría de los hidrocarburos en sitio para el área prospectiva a la localización Barracuda. De acuerdo al tipo de fluido que se espera producir y al comportamiento con los campos con analogías de producción de gas.

#### **4.1.6. Comportamiento del Gas Función de la Depleción de Presión (CVD).**

El comportamiento del gas estudiado en las pruebas CVD (Constant Composition Expansion) se presenta a continuación en la tabla 4.34, ahí se puede observar el comportamiento que tendrán los siguientes parámetros con los cambios de presión desde una presión inicial del yacimiento de 5800 Lpc, hasta una caída de presión de 15 Lpc. Los parámetros estudiados en esta prueba CVD son: El factor de compresibilidad bifásico del gas condensado, factor volumétrico del gas condensado, densidad del gas condensado y viscosidad del gas condensado.

Los resultados arrojados de las pruebas CVD arrojaron los siguientes resultados: la tabla 4.32 se puede observar el comportamiento de la presión pseudocrítica con la depleción de la presión notándose una disminución progresiva de la presión pseudocrítica. Resultados que son necesarios para poder realizar el cálculo del comportamiento del factor volumétrico del gas y densidad del gas.

**Tabla 4.32.** Valores Obtenidos de la Presión Seudocritica

<b>PRESIÓN (Ipc)</b>	<b>Psr</b>
5800	8,79300311
5300	8,0349856
4800	7,27696809
4500	6,82215759
4200	6,36734708
2900	4,39650156
2400	3,63848405
2100	3,18367354
2000	3,03207004
1000	1,51603502
15	0,02274053

En la tabla 4.33 se observan los resultados de los parámetros de entradas de la viscosidad del gas utilizando las ecuaciones de Lee y Cols. Parámetros que serán sustituidos en la ecuación de viscosidad del gas.

**Tabla 4.33.** Parámetros de Entrada para la Viscosidad del Gas

<b>Parámetros para la <math>\mu</math></b>	
<b>k =</b>	131,072439
<b>X =</b>	5,19467158
<b>Y =</b>	1,36106568

**Tabla 4.34.** Comportamiento CVD

PRESIÓN (lpc)	Z	Z <sub>2F</sub>	B <sub>g</sub> (PCY/PCN)	ρ <sub>gc</sub> (lbm/pie <sup>3</sup> )	μ <sub>g</sub> (cps)
5800	1,059631	1,08989073	0,0034541	16,9809387	0,03170059
5300	1,017294	1,04822969	0,00362807	16,1628426	0,02993214
4800	0,977153	1,00752132	0,00384681	15,2393704	0,02808926
4500	0,954474	0,98355358	0,00400722	14,6263771	0,02694945
4200	0,933142	0,9599288	0,00419652	13,9633592	0,0257867
2900	0,865341	0,86151788	0,00562731	10,3967852	0,02061702
2400	0,856192	0,82538234	0,00672072	8,69617824	0,01869705
2100	0,857222	0,80415829	0,00768338	7,60001314	0,01761678
2000	0,85877	0,79715982	0,00807931	7,22506049	0,01727353
1000	0,907372	0,72927102	0,01694944	3,41903056	0,01448129
15	0,998432	0,66612591	0,63719123	0,04660807	0,01311102

**Tabla 4.35.** muestra los resultados de la prueba CVD que se le realizo al fluido del yacimiento. El análisis del comportamiento de las propiedades del fluido con la declinación de presión:

- **Factor de Comprensibilidad del Gas (Z).**

El comportamiento del factor de comprensibilidad del gas (z) se puede observar en la figura 4.4 A presiones moderadas, las moléculas se estrechan entre sí lo bastante para ejercer alguna atracción y el volumen actual sea algo menor que el calculado por la ecuación de gas ideal, por lo tanto en factor z será menor a 1. A altas presiones tienen importancia, y el volumen actual es mayor que el volumen ideal y por eso el factor z será mayor de 1. A elevadas temperaturas el factor z es mayor que uno y con el incremento de presión el factor z aumenta. Esto se debe al aumento de la energía cinética de las moléculas.

- **Factor Volumétrico del Gas (Bg).**

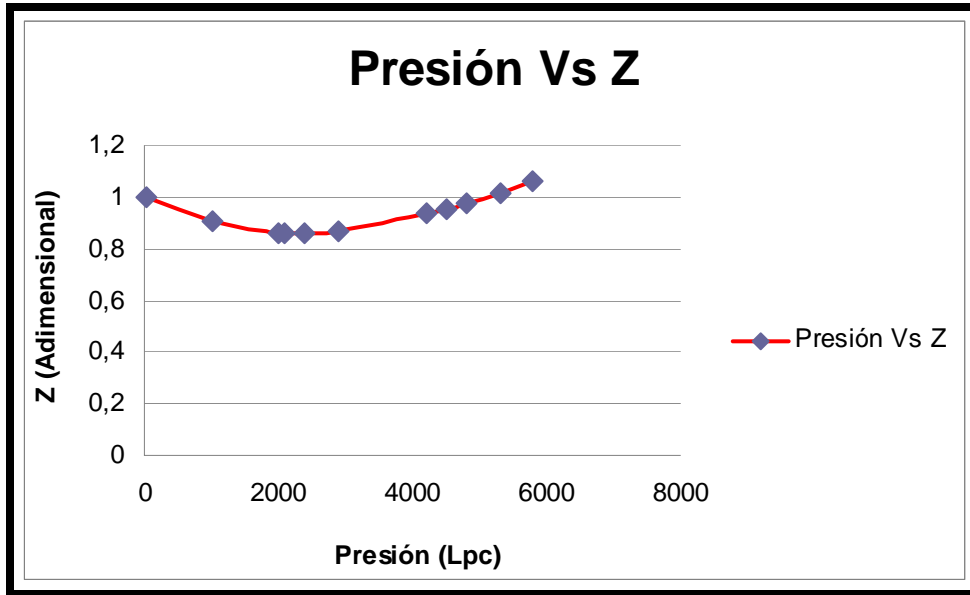
El factor volumétrico del gas (Bg) contrario a las propiedades anteriores, aumenta a medida que aumenta la caída de presión (Figura 4.6), debido a que el gas se expande, por lo cual a presiones inferiores se necesitara mayor cantidad de gas a condiciones de yacimiento que llenen un mismo volumen en superficie (1 PCN).

- **Viscosidad del Gas.**

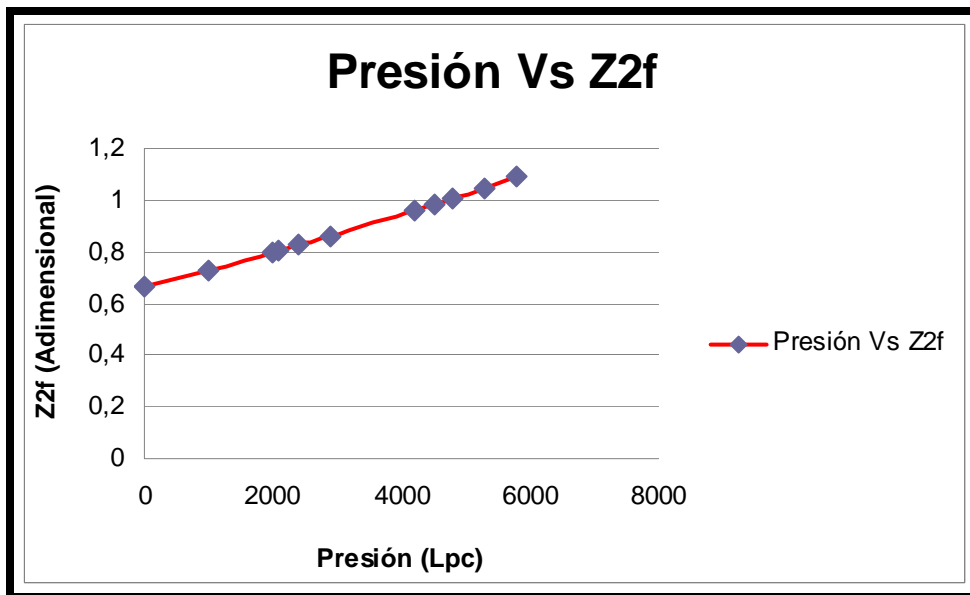
La viscosidad del gas disminuye con la caída de presión del yacimiento, como se observa en la figura 4.8, debido a que se libera gas en solución y aumentan las distancias intermoleculares.

- **Densidad del Gas:** A medida que el yacimiento sufre una depleción de presión durante su vida de producción, la densidad disminuye progresivamente. La densidad del gas esta propiedad varia con la disminución de presión que sufre un yacimiento de hidrocarburo, se puede observar en la figura 4.7 que la densidad del gas decrece con una disminución de la presión por debajo del punto de roció.

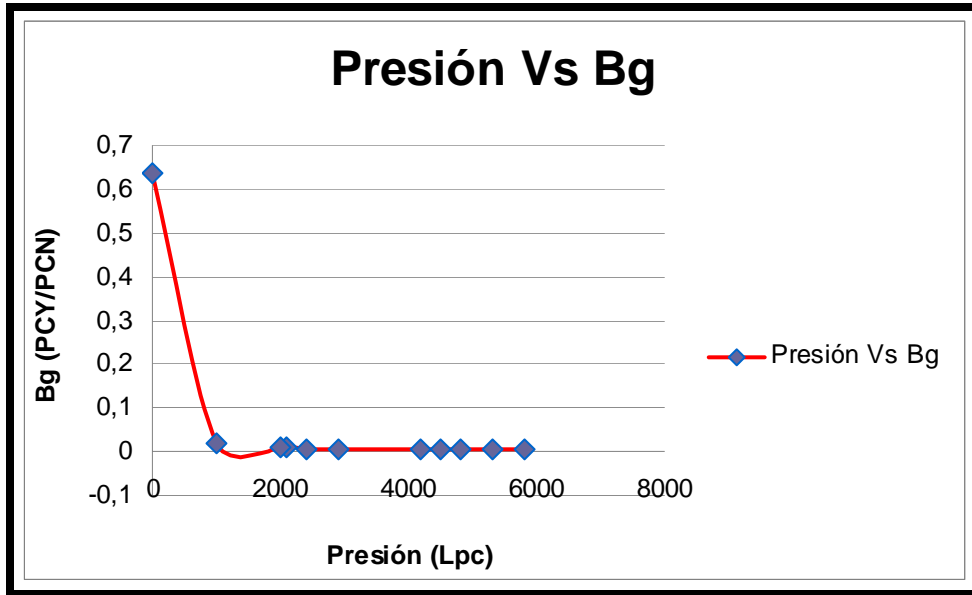
A continuación se presentan las distintas graficas del comportamiento de las propiedades calculadas en la prueba (CVD):



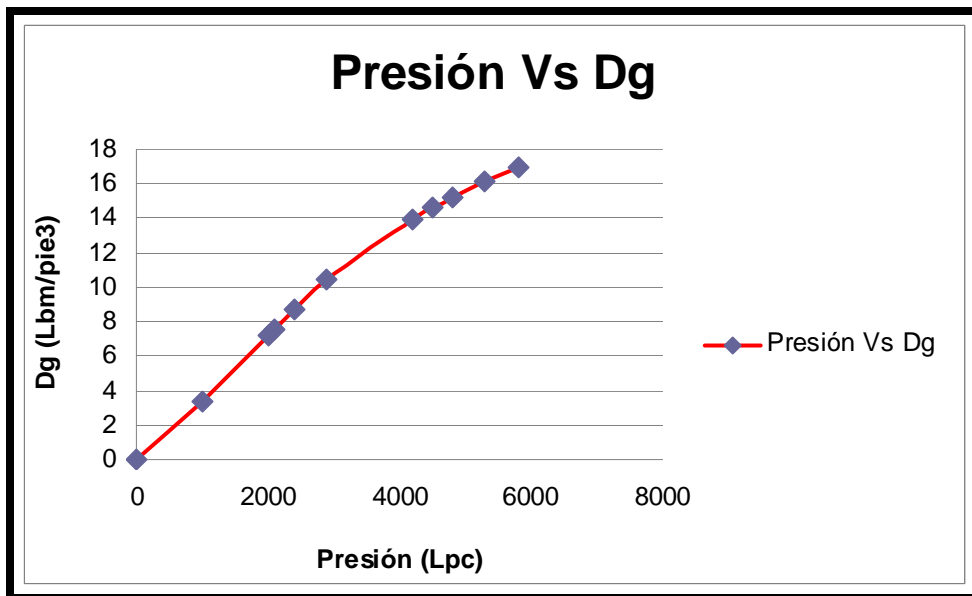
**Figura 4.4.** Comportamiento del Factor de Compresibilidad del Gas.



**Figura 4.5.** Comportamiento del Factor de Compresibilidad Bifásico del Gas.

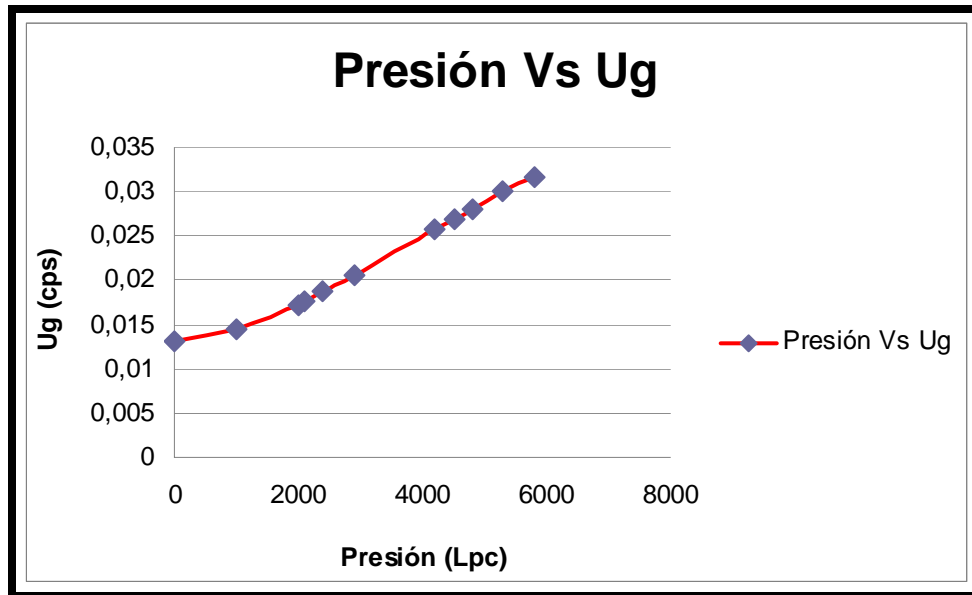


**Figura 4.6.** Comportamiento del Factor Volumétrico del Gas.



**Figura 4.7.** Comportamiento de la Densidad del Gas.





**Figura 4.8.** Comportamiento de la Viscosidad del Gas.

#### 4.1.7. Estimación de Propiedades del Líquido Condensado.

Para la interpretación del fluido se careció de un análisis PVT de yacimientos vecinos dentro del área de influencia, lo que significa que se procedió a realizar un PVT sintético en base a correlaciones adaptadas al tipo de fluido presente en el yacimiento, como se explicó en el marco metodológico. El PVT sintético se generó directamente en el programa MBAL, en el cual se eligió la correlación de Vazquez y Beggs para el cálculo factor volumétrico del petróleo, además se calculó la viscosidad del petróleo a través de la correlación de Vazquez y colaboradores. Donde se encontraron los siguientes resultados (figura 4.9).

Observándose y analizándose las variaciones que sufren las distintas propiedades del hidrocarburo, cuando ocurre una caída de presión en el yacimiento (Ver Apéndice A). El comportamiento que sufre cada una de esas propiedades se analizan las gráficas de variación de presión con respecto a las siguientes propiedades:  $B_o$ ,  $\rho_o$ ,  $\mu_o$ .

Para el PVT sintético fue necesario ingresar en el programa MBAL la siguiente data estimada:

- Presión inicial: 5800 Lpca.
- Temperatura del Yacimiento: 210 °F.
- RGP: 50.000 PCN/BN
- °API: 50
- Gravedad Especifica del Gas: 0.71.

Temperature	Pressure	Oil FVF	Oil Density	Oil Viscosity
degreesF	psig	RB/ STB	lb/ft3	cp
210	500	1,18883	41,7942	0,462164
210	1030	1,25571	40,6325	0,37436
210	1560	1,32955	39,4856	0,321245
210	2090	1,40828	38,3953	0,284943
210	2620	1,49084	37,3756	0,258179
210	3150	1,57658	36,4296	0,237418
210	3680	1,66506	35,5556	0,220721
210	4210	1,75596	34,7494	0,206923
210	4740	1,84902	34,0062	0,195277
210	5270	1,94405	33,3207	0,18528
210	5800	2,04087	32,6879	0,176579

**Figura 4.9.** Resultados PVT Sintético.

#### 4.1.7.1. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).

El Factor Volumétrico del Petróleo define el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución, en este caso el Factor Volumétrico del Petróleo (Bo) es inicialmente 2,04087 BY/BN, cuando la presión por debajo del punto de rocío (Figura 4.10) se reduce el Bo, ya que a pesar de que la expansión del líquido continua, esta se hace insignificante comparada con el efecto a la reducción del volumen del líquido debido a la liberación del gas en solución.

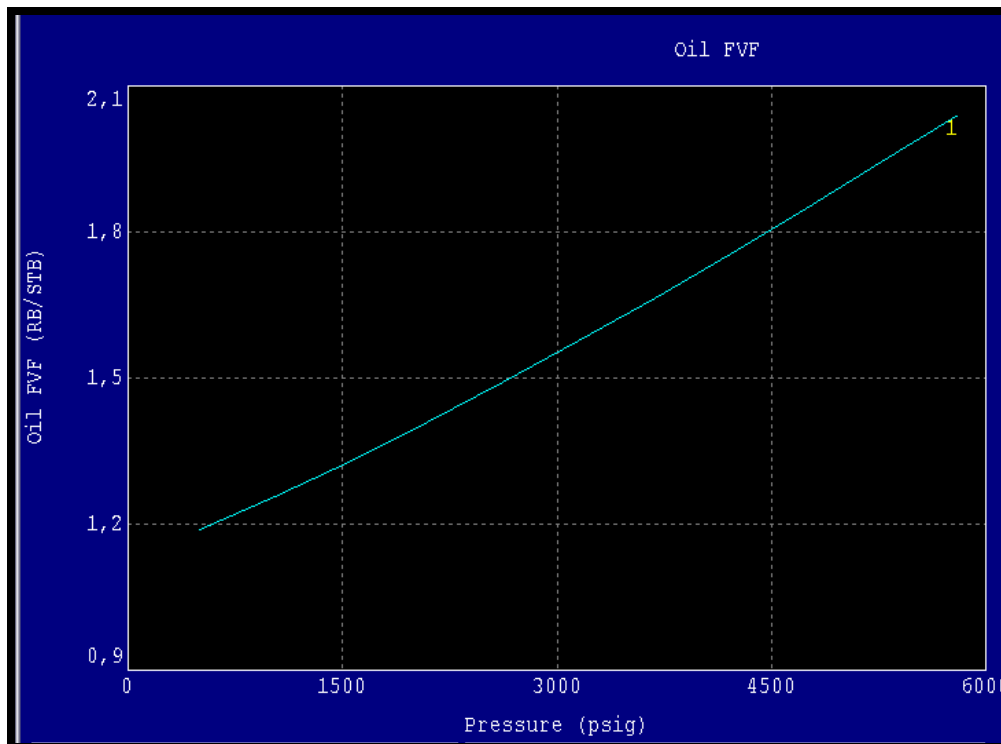


Figura 4.10. Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo.

#### 4.1.7.2. Viscosidad del Petr3leo ( $\mu_o$ )

Con respecto al comportamiento de la viscosidad del petr3leo ( $\mu_o$ ), se puede observar en la figura 4.32 para un yacimiento saturado los efectos de compresibilidad son insignificantes con respecto a los generados por la liberaci3n del gas en soluci3n, por lo cual la viscosidad va aumentando debido a que la liberaci3n del gas disuelto, trae como consecuencia que las mol3culas m3s pesadas queden en la fase liquida y por ello el petr3leo adquiera mayor resistencia al flujo, es decir, su viscosidad se incrementa.

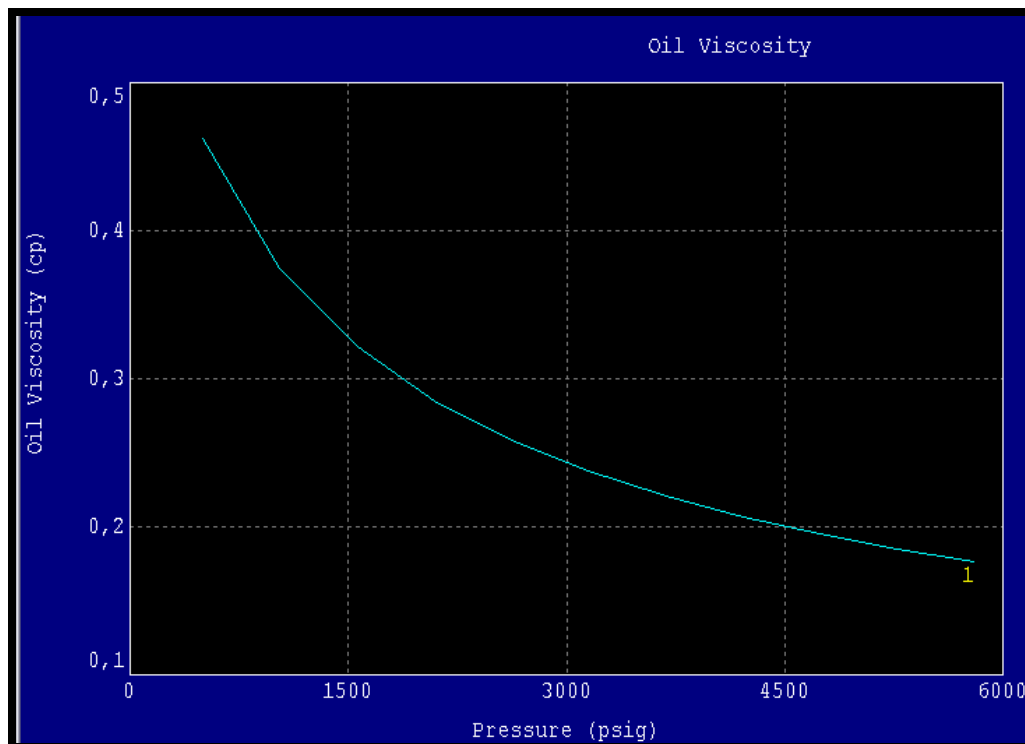
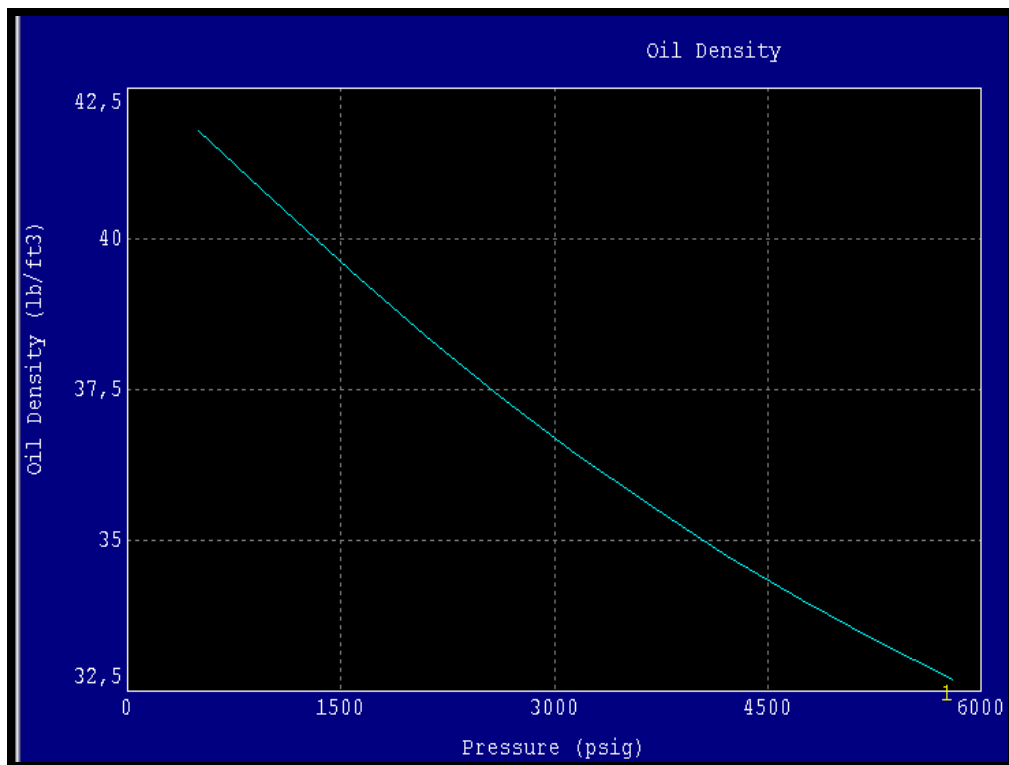


Figura 4.11. Comportamiento de la Viscosidad del Petr3leo.

### 4.1.7.3. Densidad del Petróleo ( $\rho_o$ )

Con respecto al comportamiento de la densidad del petróleo ( $\rho_o$ ), se puede observar de la figura 4.12 un comportamiento típico de la densidad en función de la presión, a medida que la presión incrementa a presiones por debajo de la presión de rocío, mayor cantidad de gas se encuentra en solución en el petróleo y la densidad decrece.



**Figura 4.12.** Comportamiento de la Densidad del Petróleo.

#### 4.1.8. Estimación del Factor de Recobro para el Prospecto Barracuda.

La profundidad al datum tomada fue de 11.921 pies profundidad que se obtiene de la prognosis del prospecto en estudio, donde la presión de abandono se calculo con la ecuación 3.51 obteniéndose este resultado  $P_{ab} = 1192,1$  Lpc. Al sustituir los valores de presión de abandono ( $P_{ba}$ ) en la ecuación 3.15, se obtuvo el valor de presión pseudoreducida a presión de abandono ( $P_{sra}$ ) que es  $P_{sra} = 1,8276$ . Se uso de las correlaciones gráficas que puede ser utilizada para obtener el valor de el factor de compresibilidad de un gas natural. Por la grafica  $Z_a = 0,8951237$ . Por ultimo el valor del  $B_{ga}$  de abandono obtenido es el siguiente  $B_{ga} = 0.014059$  PCY/PCN.

Todos estos resultados obtenidos de las propiedades de abandono para poder calcular el factor de recobro, se resumen en la siguiente tabla 4.35.

**Figura 4.13.** Propiedades para Obtener el Factor de Recobro.

PROPIEDADES DE ABANDONO	RESULTADOS
<b>Pab (Lpc)</b>	1192,1
<b>Pab (Lpca)</b>	1206,8
<b>Psra (Adimensional)</b>	1,8276
<b>Tsra (Adimensional)</b>	1,6897
<b>Za (Adimensional)</b>	0,8951237
<b>Bga (PCY/PCN)</b>	0,014059

Sustituyendo los valores en la ecuación se obtuvo el siguiente resultado en el factor de recobro del yacimiento:  $Fr = 0,7780$  Factor de recobro expresado en porcentaje:  $Fr = 77,8\%$ . Resultados mostrados en la tabla 4.36.

**Tabla 4.36.** Resultados del Factor de Recobro para el Prospecto Barracuda.

<b>PROPIEDAD</b>	<b>RESULTADOS</b>
<b>Factor de Recobro</b>	0,7780
<b>Factor de Recobro (Porcentaje)</b>	77,8

Este resultado obtenido se encuentra entre los parámetros estimados de los factores de recobro para yacimientos de gas volumétricos.

## **4.2. REALIZAR EL CÁLCULO DE LA VOLUMETRÍA (RECURSOS DE HIDROCARBUROS) ASOCIADA AL PROSPECTO BARRACUDA MEDIANTE EL MÉTODO DETERMINÍSTICO VOLUMÉTRICO.**

### **4.2.1. Calculo Volumétrico**

#### **4.2.1.1. Estimación del GCOES. Volumétrico**

Se estimó el Gas Condensado original en Sitio (GCOES) mediante el método volumétrico fue necesario apoyarse en el área que se calculado en base al mapa estructural, e igualmente en las propiedades petrofísicas interpretadas previamente de pozos vecinos al área de influencia. Con base en la ecuación 3.56 y la tabla 3.37

donde se presentan los datos que fueron vaciados obteniéndose los resultados que se presentan en la tabla 4.38.

**Tabla 4.37.** Propiedades y Parámetros para el Cálculo Volumétrico

<b>PROPIEDADES</b>	<b>VALORES</b>
<b>H (pies)</b>	200
<b>A (Acres)</b>	129730,33
<b>Ø (Fracción)</b>	3
<b>Sw (Fracción)</b>	40
<b>Bgci (PCY/PCN)</b>	0,0031045

#### **4.2.1.2. Estimación del GOES. Volumétrico**

Con respecto al Gas Original en Sitio (GOES) mediante el método volumétrico, ya calculado el Gas Condensado Original en Sitio (GCOES) y fracción molar de gas condensado ( $F_g$ ) se calculo el GOES utilizando la ecuación 3.57 (Ver Capítulo III). Obteniéndose los resultados obtenidos que se presentan en la tabla 4.38.

#### **4.2.1.3. Estimación del COES. Volumétrico**

Con respecto al Condensado Original en Sitio (COES) mediante el método volumétrico, ya calculado el Gas Condensado Original en Sitio (GOES) Relación Gas Condensado (RGCi) se calculo el COES utilizando la ecuación 3.58 (Ver Capítulo III). Obteniéndose los resultados obtenidos que se presentan en la tabla 4.38.



**Tabla 4.38.** Resultados Obtenidos por el Método Volumétrico

<b>EXPECTATIVAS</b>	<b>RESULTADO</b>
GCOES(MMMMPCN)	6,553
GOES(MMMMPCN)	6,4561
COES(MMBN)	129,122

**4.2.1.4. Estimación de las Expectativas de Volúmenes de Hidrocarburos por Descubrir en el Prospecto Barracuda con la Corrida del Programa GAEAPAS y la Comparación de los Resultados con el Método Determinístico Volumétrico.**

La corrida del GAEAPAS genero los siguientes resultados unas expectativas de hidrocarburos de 6,2235 MMMMPCN de gas, resultados que se presentan en la figura 4.17. Los resultados obtenidos de las expectativas de hidrocarburo por descubrir mediante el método volumétrico fueron de 6,553 MMMMPCN de gas resultados que se pueden observar en la tabla 4.38. Al comparar estos dos resultados se obtiene un diferencia de unos 0.3295 MMMMPCN de gas es decir una diferencia entre los 2 métodos de 5,02 %. (Ver Apéndice B).

HC Type	Cutoff	POS	MSV	Expectation	P90, unrisked	P50, unrisked	P10, unrisked
<b>Primary recovery</b>							
Total Liquids	0,0	0,19	31,5	5,9	6,0	20,9	73,4
Total Liquids	0,1	0,19	31,5	5,9	5,8	20,7	73,4
Total Gas	0,0	0,19	6.223,5	1.176,3	1.432,0	4.673,2	14.254,4
Total Gas	0,1	0,19	6.223,5	1.176,3	1.465,5	4.518,9	14.384,3
<b>In Place Reserves</b>							
Total Liquids	0,0	0,18	229,4	42,2	28,8	151,6	613,5
Total Gas	0,0	0,19	19.708,2	3.724,9	4.509,9	13.109,9	42.828,8

**Figura 4.13 Resultados Obtenidos por el GAEAPAS**

### **4.3. ESTABLECER LOS ESCENARIOS DE DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS ESTUDIADOS (PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL).**

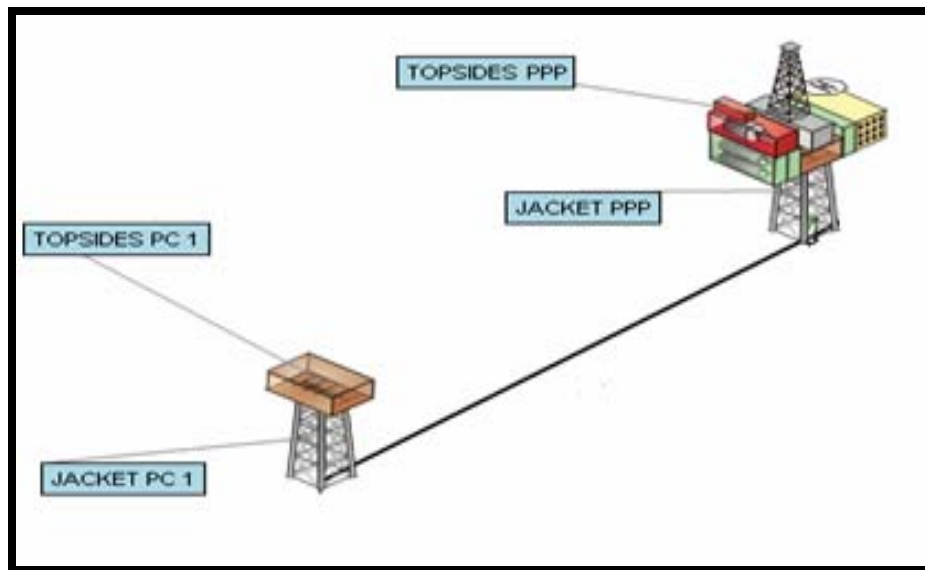
#### **4.3.1. Desarrollo Propuesto y Pronóstico del Prospecto Barracuda.**

Para el desarrollo de esta previsualización se están considerando expectativas de gas y líquidos de 6,2 BPCN y 31,5 MMBN, respectivamente, con recobro primario de gas y líquidos de 45,04% y 44,19%, respectivamente. Estas expectativas antes indicadas, están soportados en análisis, estudios e interpretaciones realizadas en etapas anteriores de este proyecto de las características del prospecto Barracuda.

#### **4.3.2. Desarrollo del Caso Base para el Prospecto Barracuda.**

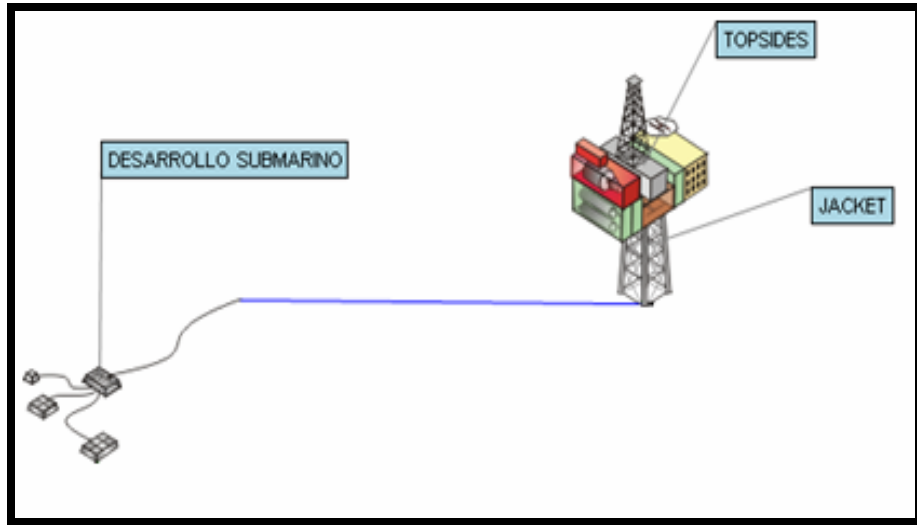
Con toda la información de estudios del área y yacimiento se generaron 2 casos bases para el desarrollo del campo. A cada una de las dos propuestas antes indicadas, se le identificaron y analizaron las siguientes opciones:

**Caso Base I: Plataforma Principal Producción (PPP) más Plataforma de Cabezal (PC);** esto con el fin de cubrir la extensión del campo en su totalidad y de esa forma garantizar un drenaje óptimo de los yacimientos.



**Figura 4.14.** Esquema del Caso Base 1

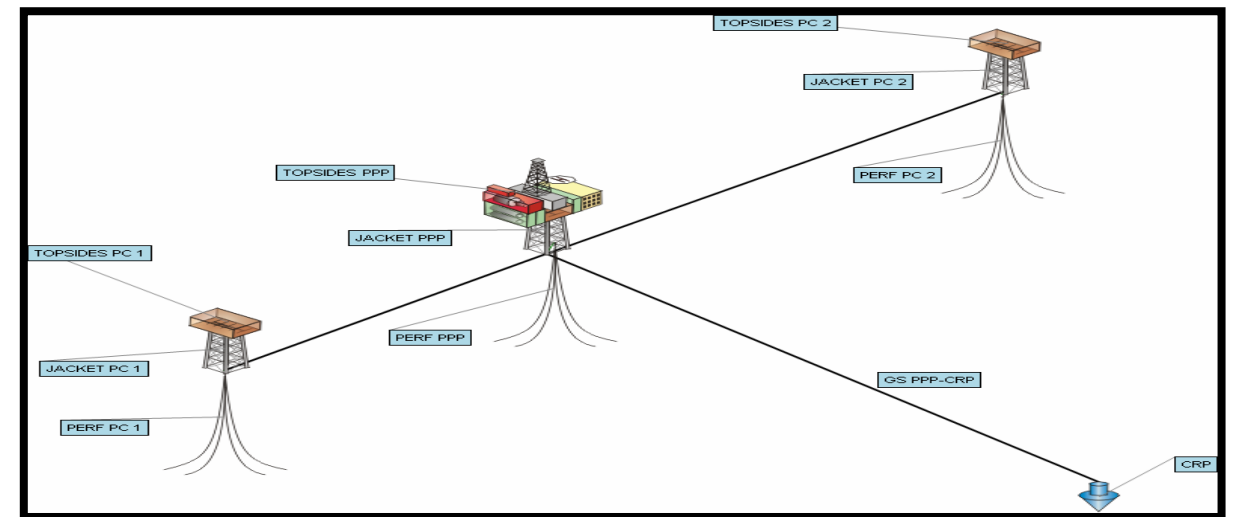
**Caso Base II: Plataforma Principal Producción (PPP) más Desarrollo Submarino (DS);** esto, para cumplir la misma función de las plataforma cabezal (PC).



**Figura 4.15.** Esquema del Caso Base 2

#### 4.3.3. Escenarios Planteados de Explotación del Campo Barracuda.

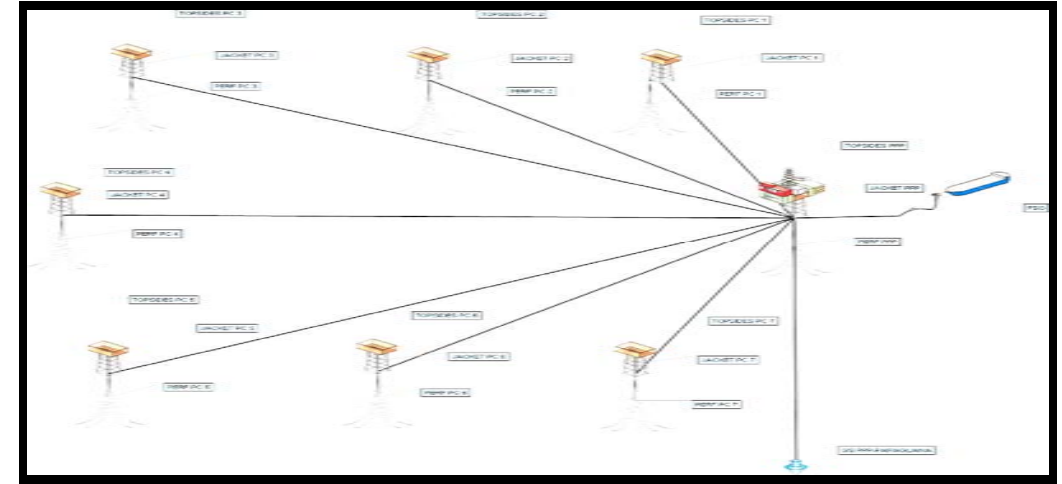
**Escenario I:** Una **plataforma principal de producción (PPP)** de cuatro (4) patas con equipo de perforación integrado para catorce (14) pozos, dos (2) **plataforma de Cabezales (PC)** para ocho (8) pozos c/u y un (1) **Gasoducto submarino (GS)**.



Esquema del escenario 1 (figura 4.16).

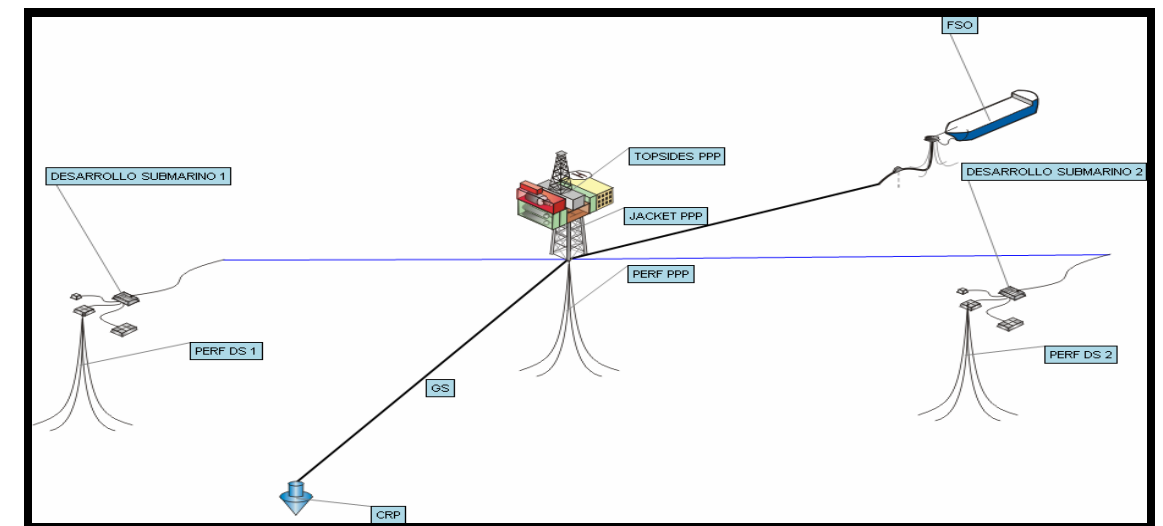
**Figura 4.16.** Esquema del Escenario I del Desarrollo Campo Barracuda.

**Escenario II:** Una **plataforma principal de producción (PPP)** de cuatro (4) patas con equipo de perforación integrado para cinco (5) pozos, siete (7) **plataforma cabezal (PC)** para cinco (5) pozos un (1) **sistema flotante de descarga (FSO)** y (1) **gasoducto submarino (GS)**. Esquema del escenario 2 (figura 4.17).



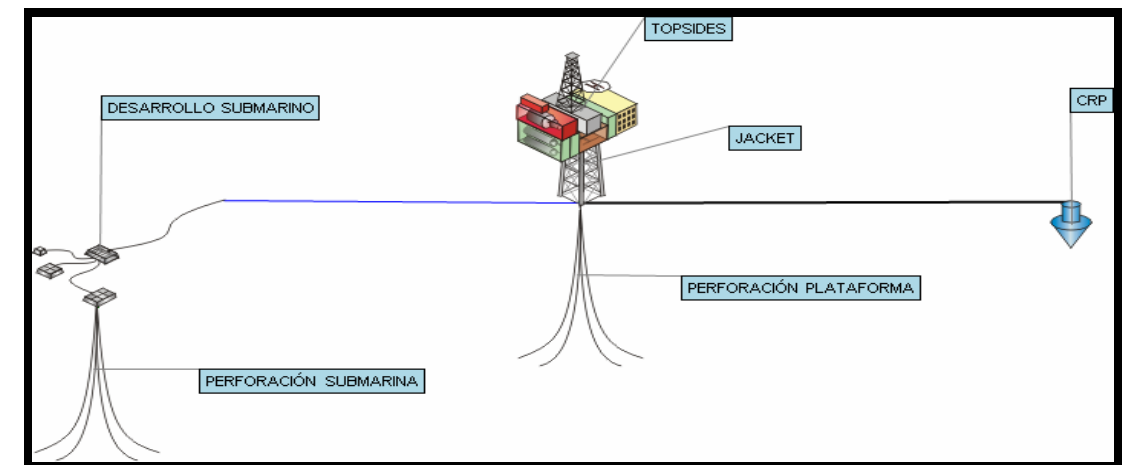
**Figura 4.17.** Esquema del Esenario II del Desarrollo Campo Barracuda.

**Escenario III:** Una **plataforma principal de producción (PPP)** de cuatro (4) patas con equipo de perforación integrado para diez (10) pozos, dos (2) **desarrollo submarino (DS)** de seis (6) y cuatro (4) pozos, un (1) **sistema flotante de descarga (FSO)** y un (1) **Gasoducto submarino (GS)**. Esquema del escenario 3 (figura 4.18).



**Figura 4.18** Esquema del Esenario III del Desarrollo Campo Barracuda.

**Escenario IV:** Una **plataforma principal de producción (PPP)** de cuatro (4) patas con equipo de perforación integrado para siete (7) pozos, un (1) desarrollo submarinos (DS) para seis (6) pozos y un (1) **gasoducto submarino (GS)**. Esquema del escenario 4 (figura 4.19).



**Figura 4.18.** Esquema del Escenario IV del Desarrollo Campo Barracuda.

Al analizar los cuatro escenarios se puede decir, que desde el punto de vista técnico la infraestructura visualizada permite una mejor recolección o drenaje de los hidrocarburos, así mismo, el gas y el condensado pueden ser transportado a tierra a través de una sola tubería (Flujo multifásico) desde el punto de vista económico, el escenario 4 propuesto es la que requiere menor inversión.

#### **4.3.4. Infraestructura Requerida para el Desarrollo del Campo Barracuda.**

##### **4.3.4.1. Pozos de Desarrollo (PD).**

Los pozos de desarrollo son los encargados de poner en comunicación el yacimiento con la superficie con la finalidad de exportar, extraer y drenar las reservas del yacimiento. El objetivo principal al perforar un pozo de desarrollo es de aumentar la producción del campo. Desde la Plataforma Principal de Producción (PPP) está previsto realizar la perforación de siete (7) pozos de desarrollo (PD) de 11921 pies de profundidad (TVD from LAT) razón por la cual se perforaran dentro del área probada.

En el desarrollo de la distribución y perforación de los pozos en el campo Barracuda, un pozo será vertical y seis desviados la completación será sobre la Plataforma Principal de Producción (PPP) y la producción total simultánea de los siete pozos de desarrollo (PD) será de hasta 400 MMPCND de gas y 2000 BD de condensado. Desde el Desarrollo Submarino (DS) está previsto la perforación de seis (6) Pozos de Desarrollo (PD) de 11921 pies de profundidad (TVD from LAT), un pozo vertical y cinco desviados; la completación será sobre plataforma y la producción total simultánea de los seis pozos será de hasta 400 MMPCND de gas y 2000 BD de condensado. En (Figura 4.24) pozo de desarrollo (Ver Apéndice C).

Como se había indicado anteriormente, siete Pozos de Desarrollo (PD) se perforaran desde un equipo de perforación integrado a la plataforma y los restantes seis pozos de desarrollo (PD) serán perforados desde Jack Up, aunque también existe la opción de perforarlos desde un barco o un semisumergible, todos similares a los mostrados (Ver Apéndice C).



#### **4.3.4.2. Plataforma Principal de Producción (PPP).**

Las plataformas de producción y perforación son instalaciones independientes las infraestructuras costa afuera (offshore) tienen que soportar condiciones climáticas extremas. Al mismo tiempo, dependiendo de sus dimensiones, las plataformas petrolíferas tienen que albergar, con un cierto nivel razonable de comodidad, entre 25 a 200 trabajadores. Aunado a lo anterior, estas instalaciones necesitan una serie de equipamientos de control y comunicaciones, de anclaje o posicionamiento, grúas, generadores, salvavidas, equipamiento para prevenir y apagar incendios, apoyo de helicópteros, almacenamiento y gestión de desechos humanos.

Las plataformas principales de producción (PPP) están constituidas por 2 grandes estructuras:

El Jacket de acero al carbono, de 4 patas, de aproximadamente 630 ton (Incluye pilotes y ánodos de protección catódica).

Topsides de aproximadamente 8500 ton (10.500 ton en operación). La selección de una plataforma fija con Jacket de cuatro patas se debe principalmente a la poca profundidad del agua en la zona y a la capacidad de la misma para soportar las cargas de los equipos y sistemas distribuidos en las diferentes cubiertas. (Ver Apéndice C).se puede observar una plataforma fija de 4 patas, similar a la que se instalaría en el campo Barracuda.

La plataforma se ubicará a aproximadamente 94 km. al Oeste del Centro Refinador de Paraguaná (CRP), en aguas cuya profundidad es de aproximadamente 22 m.

Tanto el Jacket como el Topsides, se recomienda instalarlo utilizando equipos marinos de levantamiento de cargas, esto motivado a que el peso de ambos elementos

puede ser soportado por los equipos de levantamiento existentes y a menor costo que el procedimiento de lanzado.

Sobre el Topsides se ubicarían las siguientes instalaciones o sistemas:

- a) Una bahía para la perforación de hasta siete pozos.
- b) Siete conductores y dos risers.
- c) Área de producción para la recepción, procesamiento y manejo de la producción, lo cual incluye sistemas de deshidratación y compresión del gas.
- d) Sistemas para el tratamiento y disposición de efluentes.
- e) Sistemas para la desalinización o potabilización de agua.
- f) Sistemas de generación y distribución de potencia eléctrica.
- g) Sistemas de control y telecomunicaciones.
- h) Instalaciones de alojamiento para hasta 72 personas y 2 personas/cabina.
- i) Helipuerto para 1 helicóptero de hasta 16 pasajeros.
- j) Sistemas de protección y salvamento, sistemas de detección y extinción de incendios.
- k) Sistemas para el control de acceso y protección de las instalaciones, como CCTV y detección de intrusos.
- l) Sistemas de señalización para navegación marina.
- m) Merrurrio el cual estará instalado sobre Jacket de tres patas mediante puente a la Plataforma Principal de Producción (PPP).

El procesamiento de la producción envuelve los subprocesos de separación, deshidratación, compresión, enfriamiento, inyección de inhibidores, manejo, tratamiento y disposición de aguas de formación y de la saturación del gas, aguas aceitosas y aguas negras, potabilización o desalinización de agua del mar. Durante el procesamiento de la producción, el condensado se separa del gas para posteriormente inyectarlo en la corriente de gas que va a tierra como flujo multifásico (Ver Apéndice C).

#### **4.3.4.3. Desarrollo Submarino (DS).**

Por lo extenso del yacimiento (38 Km x 16 Km.) se consideró conveniente ubicar dos sectores de drenaje, uno desde la Plataforma Principal de Producción (PPP) y un segundo desde un desarrollo submarino (DS). Al considerar el yacimiento como un rectángulo, se ubicaría la plataforma del lado Este del rectángulo y el desarrollo submarino (DS) en el lado Oeste (Seis pozos); la Plataforma Principal de Producción (PPP) y el desarrollo submarino (DS) tienen una separación aproximada de 25 Km. La ubicación de la Plataforma Principal de Producción (PPP) hacia el lado Este es por razones de costo (Menor distancia a tierra con impacto en la longitud del gasoducto y en el transporte del personal, los insumos y los desechos).

El desarrollo submarino (DS) enviará la producción de gas y condensado a la Plataforma Principal de Producción (PPP) mediante línea de flujo de 14 pulgadas de diámetro, enterrada, con revestimiento anticorrosivo y protección catódica, además de revestimiento de peso para compensar el efecto de flotabilidad. La señal electro hidráulica, así como, los químicos que sean necesario inyectar en el pozo y/o en las tuberías, llegaran al árbol de navidad del pozo a través de los umbilicales; el umbilical del desarrollo submarino (DS) llevará tres tubos duplex de 7/8 pulgadas para los controles electro hidráulicos y tres tubos duplex de 1 pulgada para los

químicos. Conviene indicar también que entre la Plataforma Principal de Producción (PPP) y el desarrollo submarino (DS) existirá también una tubería de 10 pulgadas de diámetro para prueba y servicio de los pozos submarinos.

El desarrollo submarino (DS) que se utilizará en el campo Barracuda será muy similar al mostrado (Ver Apéndice C).

#### **4.3.4.4. Gasoducto de Exportación.**

Constituido básicamente por una tubería de acero al carbono, API 5L X60, enterrada, de 22 pulgadas de diámetro, 5/8 pulgadas de espesor de pared y 94 km. de longitud; el gasoducto permitirá transportar hasta 429 MMPCND de gas, desde la Plataforma Principal de Producción (PPP) hasta el punto de entrega acordado en el complejo refinador de Paraguaná (CRP). Las presiones de salida en la Plataforma Principal de Producción (PPP) y de entrega en el complejo refinador de Paraguaná (CRP) son de 1.480 psia y 1.100 psia respectivamente. Este gasoducto estará protegido con revestimiento anticorrosivo y protección catódica, llevará además un revestimiento de concreto para compensar los efectos de flotabilidad y no requiere aislamiento térmico (Ver Apéndice C).

### **4.4. ELABORAR EL ESTUDIO ECONÓMICO DE LA RENTABILIDAD DE LAS ESTRATEGIAS DE CADA ESCENARIO PLANTEADO.**

#### **4.4.1. Evaluación Económica de Desarrollo del Prospecto Barracuda.**

##### **4.4.1.1. Premisas para la Evaluación Económica del Campo Barracuda.**

La evaluación económica del desarrollo del campo Barracuda está soportado en premisas de estudios de diferentes disciplinas, premisas que se muestran en la tabla 4.39.

**Tabla 4.39.** Premisas Evaluación Económica Campo Barracuda.

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT
HORIZONTE ECONOMICO	AÑOS	36
INICIO PERFORACION EXPLORATORIA	AÑO	2011
INICIO DE PRODUCCION	AÑO	2017
EXPECTATIVAS DE GAS	BPCN	6,22
EXPECTATIVAS DE CONDENSADO	MMBN	31,5
RECOBRO DE GAS	%	45,04
RECOBRO DE CONDENSADO	%	44,19
FLUJO DE GAS INICIAL DEL CAMPO - Qgi	MMPCND	400
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT
FLUJO DE CONDENSADO INICIAL DEL CAMPO- QLi	MBND	2
RELACION GAS PETROLEO (RGP)	PCN/BN	50.000
VOLUMEN DE GAS DESARROLLADO	BPCN	2,80
VOLUMEN DE CONDENSADO DESARROLLADO	MMBN	13,92
TASA DE DECLINACION	%	11
PESO MOLECULAR DEL GAS		22
GRAVEDAD DEL CONDENSADO	°API	50
PRESION DEL YACIMIENTO	PSIA	5.800
PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO	FT	11.921
PROFUNDIDAD FINAL DEL YACIMIENTO	FT	11.921
AREA DEL YACIMIENTO	KM2	602
LONGITUD DEL YACIMIENTO	KM	38
ANCHO DEL YACIMIENTO	KM	16
ESPESOR DEL YACIMIENTO (RANGO)	FT	200 -1.200
ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS	KM	3
PROFUNDIDAD DEL AGUA	M	22
TASA DE DESCUENTO LEEPIC 2011	%	10
REGIMEN FISCAL	NEGOCIO PETROLERO	
ISLR	%	34
APORTE ANTIDROGAS	%	1
REGALÍA CRUDO	%	30
REGALÍA GAS	%	20
REGALÍA APOORTE CIENCIA Y TECNOLOGÍA	%	2

#### **4.4.2. Perfiles de Producción del desarrollo del Campo Barracuda.**

Sobre la base de las premisas antes indicadas, se definieron los perfiles de producción de gas y de producción de condensado para el desarrollo del campo Barracuda, perfiles que se muestran en (Ver Apéndice D).

#### **4.4.3. Inversiones del Desarrollo del Campo Barracuda.**

La inversión relacionada con la actividad de perforación se estimó considerando los costos de perforación costa afuera en el Golfo de Venezuela durante el año 2011 y las inversiones relacionadas con la infraestructura necesaria para el desarrollo del campo. (Ver Apéndice D) muestra el perfil de inversiones para el desarrollo del campo Barracuda.

#### **4.4.4. Flujo de caja para el Desarrollo del Campo Barracuda.**

La evaluación económica del proyecto exploratorio se realizó con el software Merak (PEEP) acorde con la estrategia de explotación anteriormente planteada.

Con el objetivo de garantizar el retorno de la inversión planificada se determinaron los indicadores económicos a través de la metodología de flujo de caja descontado, cuya gráfica se muestra (Ver Apéndice D).

#### **4.4.5. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda.**

##### **4.4.5.1. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 1.**

Los resultados de los indicadores económicos para el escenario 1 planteado (Nivel PDVSA / Nivel Nación) relacionados con el desarrollo del campo Barracuda, observándose un Valor Presente Neto (VPN) mayor que cero (112,38 / 647,64), una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor del 15% (13,71/29,39), un Tiempo de Pago

(TP) de 13,51/11,19 años y una eficiencia de Inversión (EI) de 1,19/2,11 MMUSD/MMUSD.

**Tabla 4.40.** Indicadores Económicos del Escenario 1 del Campo Barracuda.

INDICADORES ECONOMICOS		PDVSA	NACION
VALOR PRESENTE NETO (VPN)	MMUSD	112,38	647,64
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	%	13,71	29,39
EFICIENCIA DE LA INVERSION (EI)	MM\$/MM\$	1,19	2,11
TIEMPO DE PAGO (TP)	Años	13,51	11,19

**4.4.5.2. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 2.**

Los resultados de los indicadores económicos para el escenario 2 planteado (Nivel PDVSA / Nivel Nación) relacionados con el desarrollo del campo Barracuda, observándose un Valor Presente Neto (VPN) menor que cero (-55,92 / 467,72), una Tasa Interna de Retorno (TIR) menor del 15% (8,58/22,11), un Tiempo de Pago (TP) de 17,56/13,60 años y una eficiencia de Inversión (EI) de 17,56/13,60 MMUSD/MMUSD.

**Tabla 4.41.** Indicadores Económicos del Escenario 2 del Campo Barracuda.

INDICADORES ECONOMICOS		PDVSA	NACION
VALOR PRESENTE NETO (VPN)	MMUSD	-55,92	467,72
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	%	8,58	22,11
EFICIENCIA DE LA INVERSION (EI)	MMS/MMS	0,93	1,58
TIEMPO DE PAGO (TP)	Años	17,56	13,60

#### 4.4.5.3. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 3.

Los resultados de los indicadores económicos para el escenario 3 planteado (Nivel PDVSA / Nivel Nación) relacionados con el desarrollo del campo Barracuda, observándose un Valor Presente Neto (VPN) mayor que cero (46,91 / 532,82), una Tasa Interna de Retorno (TIR) menor del 15% (11,44/25,74), un Tiempo de Pago (TP) de 14,65/12,30 años y una eficiencia de Inversión (EI) de 1,08/1,85 MMUSD/MMUSD.

**Tabla 4.42.** Indicadores Económicos del Escenario 3 del Campo Barracuda.

INDICADORES ECONOMICOS		PDVSA	NACION
VALOR PRESENTE NETO (VPN)	MMUSD	46,91	532,82
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	%	11,44	25,74
EFICIENCIA DE LA INVERSION (EI)	MMS/MMS	1,08	1,85
TIEMPO DE PAGO (TP)	Años	14,65	12,30



#### **4.4.5.4. Indicadores Económicos del Desarrollo del Campo Barracuda Escenario 4.**

Los resultados de los indicadores económicos para el escenario 4 planteado (Nivel PDVSA / Nivel Nación) relacionados con el desarrollo del campo Barracuda, observándose un Valor Presente Neto (VPN) mayor que cero (161,20 / 644,84), una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor del 15% (16,18/31,38), un Tiempo de Pago (TP) de 14,3/8,7 años y una eficiencia de Inversión (EI) de 1,36/2,43 MMUSD/MMUSD.

**Tabla 4.43.** Indicadores Económicos del Escenario 4 del Campo Barracuda.

<b>INDICADORES ECONOMICOS</b>		<b>PDVSA</b>	<b>NACION</b>
VALOR PRESENTE NETO (VPN)	MMUSD	161,2	644,84
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	%	16,18	31,38
EFICIENCIA DE LA INVERSION (EI)	MMS/MM\$	1,36	2,43
TIEMPO DE PAGO (TP)	Años	14,3	8,7

#### **4.4.6. Escenario Planteado Económicamente más Rentable para la Exploración y Desarrollo del Prospecto Barracuda.**

Comparando cada uno los resultados de la evaluación económica de cada escenario de explotación, se determinó que la mejor opción técnica económica es el desarrollo de la explotación del escenario 4, los indicadores económicos para este Esquema resultaron todos positivos a diferencia de los otros. Como se observa en la Tabla 4.43, el escenario 4 posee a Nivel PDVSA un VPN igual a 161,2 MMMUSD, una tasa interna de retorno (TIR) igual a 16,18 %, una Eficiencia de Inversión (EI) de 1,36 y todo esto para un tiempo de recuperación de la inversión de 14,3 años que lo hacen ser económicamente rentable.

## CONCLUSIONES

1. La calidad de roca reservorio del prospecto barracuda varia en porosidades de 3 a 6 % y saturaciones de agua de 24 a 40 %.
2. En el área de barracuda se espera descubrir yacimientos de gas condensado con presiones de 5800 Lpc y temperaturas de 210 °F.
3. Los valores de gradientes regionales de presión y temperatura pueden ser aplicados para las futuras prognosis en el área exploratoria de barracuda.
4. La presión de rocío estimada fue de 3972,608 Lpca.
5. La caracterización del sistema roca fluido del prospecto Barracuda permitió estimar de manera determinística y probabilística la volumetría de hidrocarburos.
6. Los valores de GCOES, GOES Y COES obtenidos por el método volumétrico fueron de 6,553 MMMMPCN, 6,4561 MMMMPCN, 129,122 MMBN, respectivamente.
7. La desviación estándar entre los métodos volumétricos y la corrida del programa GAEAPAS fue de 5,02% para el GCOES.
8. La presión de abandono estimada para el posible yacimiento a descubrir es de 1206,8 Lpca.
9. El escenario de explotación IV fue el que resulto ser más rentable económicamente. Al presentar un VPN igual a 161,2 MMMUSD, un TIR de 16,18 % una eficiencia de Inversión de 1,36 MM\$/MM\$ y un tiempo de recuperación de la inversión de 14,3 años.

## **RECOMENDACIONES**

1. Se recomienda que una vez que se perforen los primeros pozos con éxito se realicen pruebas de producción en el prospecto Barracuda para verificar los potenciales iniciales de producción para cada escenario de explotación y de ser necesario actualizar los perfiles del potencial de producción de gas, además llevar a cabo toda la toma de datos durante la perforación y evaluación para comprobar el modelo propuesto del sistema roca fluido para barracuda.
2. De existir éxito exploratorio, llevar a cabo modelos de simulación numérica para de esta manera ajustar el plan de desarrollo conceptual y economía del área.
3. Poner en práctica la metodología utilizada en este proyecto para desarrollos conceptuales en todas las oportunidades exploratorias de futuros prospectos en costa afuera.
4. Realizar nuevos estudio de metocean en la zona del Golfo de Venezuela.
5. Actualizar los datos existentes en todos los pozos del área suroccidental del Golfo de Venezuela.
6. Una vez que se obtenga mayor información acerca de las áreas de cada una de las formaciones de interés de cada Prospecto en estudio y de las propiedades petrofísicas de las mismas se recomienda actualizar el volumen de reservas posibles.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Nubia Santiago “**Propuesta de inversión localización exploratoria Barracuda AX**”. – PDVSA Dirección Ejecutiva De Exploración Gerencia De Proyectos Exploratorios y Delineación Proyecto Barracuda, Puerto La Cruz, Venezuela (2010).
2. Maraven “**Geología y Potencial de Hidrocarburos del Golfo de Venezuela**” Marzo (1985).
3. Maraven “Interpretación Geofísica Área Costa Afuera – Falcon Occidental” Octubre (1993).
4. PDVSA “**Golfo de Venezuela Prospecto Barracuda Pozo Exploratorio**” (2011).
5. Craft, Hawkins “Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos” (1968).
6. Freddy Escobar “Fundamentos de Ingeniería de yacimientos” (2004).
7. José Rodríguez “Ingeniería Básica de Yacimiento” (2007) disponible en: <http://www.elrinconpetrolero.blogspot.com/2009/10/libros-guias-y-almas.html>
8. Marcos Colmenares “Informe de caracterización de yacimientos” (2005).
9. Gaitán Nicolás, “**Registros de Pozo, geología III**” [En Línea] disponible en: <http://www.scribd.com/doc/20921479/registros-electricos> (2010).
10. Juan Gonzales, José Iturralde “**Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**” (1980).
11. Jesús Mannucci “**Caracterización Física de Yacimientos**” (1997).
12. Carlos Hernández “**Aplicación del Sistema Gaeapas en el Proceso de Estimación de Volúmenes por Descubrir en Prospectos Exploratorios**” (2003).

13. PDVSA **“Portafolio de oportunidades 2003-2022”** (2003).
14. Cepet **“Manual de reservas”** (1991).
15. Essenfeld, M **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”** (1979).
16. Gonzalo Rojas **“Ingeniería de yacimiento de gas condensado”** (2003).
17. Gregorio Bruzual **“Caracterización física de los yacimientos”** (2007).
18. Carelis Moya **“Informe de Actividades Petrofísicas PGO Golfo de Venezuela”** (2010).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y  
ASENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>ELABORACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO Y VOLUMETRÍA ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS POR DESCUBRIR CON EL PROSPECTO BARRACUDA, MEDIANTE UN ESTUDIO CONCEPTUAL DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO EN EL ÁREA OCCIDENTAL DEL GOLFO DE VENEZUELA – COSTA AFUERA.</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
----------------------------	------------------------------

Terzo S., José D.,	CVLAC: 18.417.532 E MAIL: terzojose@hotmail.com
--------------------	--

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**

**Caracterización del Sistema Roca - Fluido, Calculo de Volumétrica, Escenarios de Desarrollo, Plan de Explotación, Estudios Económicos de la Rentabilidad.**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas.	
	Ingeniería de Petróleo.

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El plan estratégico de PDVSA plantea enfocar los esfuerzos exploratorios en la búsqueda de nuevas oportunidades en la zona del mar territorial de Venezuela, razón por la cual se propone la perforación de la localización Barracuda con el propósito de iniciar un plan exploratorio en el área del Golfo de Venezuela a corto plazo. La perforación de esta localización permitirá evaluar la existencia de hidrocarburos en el

prospecto Barracuda. La Elaboración de un plan de desarrollo y volumetría de los yacimientos por descubrir con el prospecto Barracuda, mediante un estudio conceptual del sistema roca fluido – fluido. Este estudio se iniciara con la interpretación del sistema roca fluido de áreas de influencia al prospecto Barracuda.

#### METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

##### CONTRIBUIDORES:

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>RAYDA PATIÑO</b>	<b>AS</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>11.833.699</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>RAIDAPATIÑO@GMAIL.COM</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Rafael Ramírez</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS(X)</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>10.710.963</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>ramirezr@Gmal.co</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Tania Gonzáles</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU (X)</b>



	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>	<b>@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>José Rodríguez</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU (X)</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>9.275.225</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>JRRODRIGUEZ@UDO.EDU.ES</b>			
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2011	08	03
AÑO	MES	DÍA

**LENGUAJE. SPA.**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
<b>TESIS.Terso</b>	<b>Aplicación/msword</b>
<b>APENDICE A</b>	<b>Aplicación/msword</b>

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I  
J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y  
z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

**ALCANCE**

**ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)**

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero de Petróleo.

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado.

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Petróleo.

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:**

**DERECHOS**

**De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:**

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

---

**José D. Terzo S.**

**AUTOR**

---

**Ing. Rayda Patiño**

**ASESOR**

---

**Ing. Tania**

**JURADO**

---

**Ing. José Rodríguez**

**JURADO**

---

**Ing. Rayda Patiño.**

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**