

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



**Evaluación Dinámica de la Arena C2 del Yacimiento Oficina  
Inferior SDZ-2X-A2, Campo Zuata Principal, Área Junín, Macollas  
IC y VD de la Empresa Mixta Petrocedeño de PDVSA-TOTAL-  
STATOIL**

**REALIZADO POR:**

**LOURDES ELENA BÁRCENAS LICET**

**Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Universidad  
de Oriente como Requisito Parcial para Optar Al Título De:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, mayo de 2011**

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



**Evaluación Dinámica de la Arena C2 del Yacimiento Oficina  
Inferior SDZ-2X-A2, Campo Zuata Principal, Área Junín, Macollas  
IC y VD de la Empresa Mixta Petrocedeno de PDVSA-TOTAL-  
STATOIL**

**REALIZADO POR:**

**LOURDES ELENA BÁRCENAS LICET**

**ASESORES:**

---

**Ph. D. JOSÉ RODRÍGUEZ**

**Asesor Académico**

**M.Sc. MERY DEZIO**

**Asesor Industrial**

**Barcelona, mayo de 2011**

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



**Evaluación Dinámica de la Arena C2 del Yacimiento Oficina  
Inferior SDZ-2X-A2, Campo Zuata Principal, Área Junín, Macollas  
IC y VD de la Empresa Mixta Petrocedeño de PDVSA-TOTAL-  
STATOIL**

**El jurado calificador decidió emitir el veredicto de:**

**APROBADO**

---

**Ph. D. JOSÉ RODRÍGUEZ**

**Asesor Académico**

---

**Ing. TANIA GONZÁLEZ**

**Jurado Principal**

---

**Ing. CARMEN VELÁSQUEZ**

**Jurado Principal**

**Barcelona, mayo de 2011**

## **RESOLUCIÓN**

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DE TRABAJOS DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”.

**DEDICADO A:**

**Dios por sus infinitas bendiciones.**

**Mis Padres por hacerme la persona que hoy soy.**

**Mis Hermanos por su apoyo incondicional.**

**Mi Novio por hacer mis días más bonitos.**

**Mis Abuelos por tanto Amor.**

**Mis Tíos por su cariño y aprecio incalculable.**

**A mis Primos.**

**Mis Sobrinos lindos.**

**Mis Amistades y Amigos.**

**A mí querido Pueblo Cocollar.**

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la fuerza, determinación y paciencia para hacer las cosas con amor todos los días. Por su infinita misericordia de enviarnos al Espíritu Santo para que tengamos Fe y encontremos ánimo cada día, por estar allí siempre, por su infinito amor, por darme las bendiciones y el apoyo para salir adelante en la adversidad para que todo marche bien. **Gracias Señor, te venero.**

A mis Padres Rosa y Leopoldo, que grande son en verdad, por permitirme crecer en la familia a la que pertenezco, por su amor, por sus valores, por estar allí siempre apoyándome, a ustedes debo todo lo que soy hoy, me hacen sentir plenamente feliz. **Los Amo.**

A mis Hermanos (as), Wilfredo, Rafael, Nilda, Aracelis, Angélica (Chichi), Rosa (Rosita), Maribel (Mari), Carolina (carito), Carlos, Roselis (Rous), Andrés, a todos gracias por permitirme contar con ustedes incondicionalmente, en especial a Mari, Rosita y Chichi, por acogerme y estar a mi lado todos los días brindándome su apoyo. **Todos ustedes son Maravillosos.**

A mi Novio Ronald Sánchez, por ser una persona muy especial conmigo, por ser mi amigo y compartir tantos momentos inolvidables, por ser partícipe de esta meta, por creer en mí y siempre estar apoyándome. Espero que este sea uno de tantos logros que cosecharemos juntos. **Te Amo, eres mi Regalo más Grande.**

A mis tíos queridos, Lourdes, Leticia, Luisa, Carmen, Luís Antonio, Justino, por darme tanto amor y por darme la seguridad que siempre estarán cuando los necesite y un especial agradecimiento a quien me cuidó mis primeros 8 días de nacida, a ti tía Carmen, eres maravillosa. **Los quiero mucho.**

A mis abuelos, Lorenza, Julián, Esteban, Gregoria, aunque no estén aquí se que con su presencia espiritual siempre me cuidan y quieren lo mejor para todos. **Estarán en mi corazón siempre.**

A mis primos por ser tan dulces y creer en la “Familia”, Héctor, Fabiola, David, Antonio, Nairobi, Helen, Eduardo, Julián. **Los quiero mucho.**

A mis sobrinos, José, Anderson, Wilfredo, Estefani, José Rafael, Jeison, Rosanny, Antoni, Valentina, Luís Rodrigo, Diomedes Alejandro, son ustedes mi inspiración y confío en que encontraran el camino correcto para hacer sentir a sus padres muy orgullosos. **Pueden confiar en mí.**

A mis cuñados, Rommel, Diomedes, José Coraspe, Luis (Panchito), por su apoyo y colaboración.

A mis Amigos y Compañeros de clase, Franklin Ávila, Jesús Millán, Ramón Laguna, Carolina Sabino, Vicmelys Cordero, Mariam Barrios y a todos los que estuvieron a lo largo de la carrera, por tantos momentos compartidos, confío en que engrandeceremos la Patria desde cualquier lugar donde nos encontremos, en especial a mis amigos Franklin y Vicmelys, gracias por su amistad.

A mis amigos de Cocollar, Daniel, Darwin, Jesús Anibal, Mairelys, Mariannys, Yajaira, Angel, José Guzmán, Gheisa por siempre estar en contacto conmigo y preocuparse por mí, gracias amigos.

A personas muy especiales que he encontrado en mi camino y me han brindado su cariño, Rosymary, Rossana, Angel, Sra Pilar, Sr. Eramo, Sra. Enoe, Sr. Robin, Sra Elvia, Sr. Eladio.

A mi Tutor Académico por haber aceptado aquel día ser mi asesor, por ser un ejemplo a seguir para cualquier ingeniero.

A mi Tutora Industrial Mery Dezio, a ella un especial agradecimiento, por haber asumido un gran compromiso al aceptar ser mi asesora, porque no solo me ha sabido guiar en mi carrera con toda su experiencia técnica poniendo a mi disposición todos sus conocimientos y dedicándome una gran parte de su tiempo, si no que me ha brindado el apoyo y la confianza como una gran amiga, por creer en mí y hacérmelo saber todos los días. Por su apoyo incondicional cuando tuve el accidente, nunca lo olvidare. Sra. Mery tiene usted todo mi cariño, mi respeto y mi admiración. La quiero mucho, **que Dios la Bendiga siempre.**

Al Sr. Julio Guevara, por compartir muchos almuerzos con una amena conversación y una gran simpatía, por su apoyo cuando tuve el accidente, siempre lo recordaré.

Al Sr. José Delgado y a toda su familia, por confiar en mí y darme la oportunidad de cumplir con la más anhelada de mis metas.

A la Universidad De Oriente (UDO), a la Casa más alta del Oriente del País, muchas gracias por haberme acogido en sus aulas y haber permitido formarme como Ingeniero. Me siento orgullosa de ser Udista.

A todos los profesores que fueron piezas fundamentales en mi formación en especial al profesor Roberto Salas, Henry Moreno y a personas muy especiales que formaron parte de este camino como fue Renee Guapache, Jesús, Sr. Elias, gracias por su amistad.

A la Corporación Venezolana de Petróleos (CVP), por brindarme la oportunidad de realizar mis pasantías en sus instalaciones. A la gerencia Técnica, a la Sra. Luisa Alcalá, el Sr. Sergio Quiroz. A la Gerencia del Dato, Al Sr. Nelson Villegas, Richard, Ramón, Carlos, Gian, Marcell. Al Sr. León González, Sr. Leroy, Sr. Antonio Márquez, Oscar, Yoanny, Jhonny, Yuneidis, Hugo y especialmente a Freddy por toda su colaboración. Muchas Gracias a todos.

A Petrocedeño por permitirme usar la información que se utilizó en la realización de este proyecto.

A todas las personas que de manera directa o indirecta permitieron la realización de este proyecto y a las que no prestaron la colaboración también les agradezco porque esto permitió que tuviera mayor valentía para salir adelante y cumplir con los objetivos.



## CONTENIDO

<b>RESOLUCIÓN .....</b>	<b>IV</b>
<b>DEDICADO A: .....</b>	<b>V</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>VI</b>
<b>CONTENIDO.....</b>	<b>IX</b>
<b>LISTA DE APÉNDICES.....</b>	<b>XV</b>
<b>LISTA DE ANEXOS .....</b>	<b>XVI</b>
<b>ABREVIATURAS USADAS .....</b>	<b>XVII</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>XIX</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>XX</b>
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....</b>	<b>22</b>
<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>24</b>
<b>OBJETIVO GENERAL. ....</b>	<b>24</b>
<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS. ....</b>	<b>24</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>25</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....</b>	<b>25</b>
<b>1.1 ANTECEDENTES. ....</b>	<b>25</b>
<b>1.2 UBICACIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO. ....</b>	<b>26</b>
<b>1.3 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. ....</b>	<b>27</b>
<b>1.4 SUB-CUENCAS DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. ....</b>	<b>28</b>
<b>1.4.1 Sub-Cuenca de Guárico.....</b>	<b>29</b>
<b>1.4.2 Sub-cuenca de Maturín.....</b>	<b>29</b>
<b>1.5 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. ....</b>	<b>30</b>
<b>1.5.1 Área Junín.....</b>	<b>31</b>

1.5.2 Área Carabobo.....	33
1.5.3 Área Ayacucho.....	34
1.5.4 Área Boyacá.....	34
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>35</b>
<b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....</b>	<b>35</b>
2.1 MODELOS QUE CARACTERIZAN LOS YACIMIENTOS.....	35
2.1.1 Modelo Estático.....	35
2.1.1.1 Modelo Estructural.....	36
2.1.1.2 Modelo Estratigráfico.....	38
2.1.1.3 Modelo Sedimentológico.....	39
2.1.1.4 Modelo Petrofísico.....	40
Saturación de fluidos (Si):.....	43
2.1.2 Modelo Dinámico.....	44
2.1.2.1 Historia de Producción.....	44
2.1.2.2 Historia de Presión.....	44
2.1.2.3 Análisis PVT.....	45
2.1.2.4 Validación de los datos generados a partir de una prueba PVT.....	48
2.1.2.5 Limitaciones de las pruebas de laboratorio.....	52
2.2 MECANISMO DE PRODUCCIÓN.....	53
2.2.1 Mecanismo de Gas en Solución.....	53
2.2.2 Mecanismo de Compresibilidad de la Roca y Expansión de los Fluidos.....	54
2.3 CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE FLUIDO EN EL YACIMIENTO.....	55
2.3.1 Yacimientos de Crudos Extrapesados.....	55
2.3.2 Criterios para caracterizar los fluidos presentes en la FPO.....	57
2.4 CORRELACIONES USADAS PARA CRUDOS EXTRAPESADOS.....	58
2.5 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS.....	59
2.6 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN.....	65

2.6.1 <i>Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP)</i> .....	65
2.6.1.1 <i>Inyección de Diluyente</i> .....	66
2.6.2 <i>Bombeo Electrosumergible (BES)</i> .....	68
2.7 MÉTODOS PARA CÁLCULO DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS	
ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS.....	69
2.7.1 <i>Método Volumétrico</i> .....	69
2.7.2 <i>Método Dinámico</i> .....	70
2.7.2.1 <i>Balance de Materiales</i> .....	70
2.7.2.2 <i>Curvas de Declinación de Producción</i> .....	72
2.7.3 <i>Factor de Recobro</i> .....	72
2.7.4 <i>Presión de abandono (Pab)</i> .....	73
2.8 RESERVAS.....	74
2.8.1 <i>Reservas Probadas</i> .....	74
2.8.1.1 <i>Reservas Probadas Desarrolladas</i> .....	75
2.8.1.2 <i>Las Reservas Probadas no Desarrolladas</i> .....	75
2.8.2 <i>Reservas Probables</i> .....	75
2.8.3 <i>Reservas Posibles</i> .....	76
2.8.4 <i>Reservas Recuperables</i> .....	77
2.8.5 <i>Reservas Remanentes</i> .....	78
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>79</b>
<b>HERRAMIENTAS UTILIZADAS</b> .....	<b>79</b>
3.1 OIL FIELD MANAGER (OFM).....	79
3.1.1 <i>Datos Trabajados en OFM</i> .....	79
3.1.2 <i>Filtros (Filter)</i> .....	79
3.1.3 <i>Reportes (Reports)</i> .....	80
3.1.4 <i>Gráficos (Plots)</i> .....	82
3.2 CARPETA DE POZOS DIGITAL.....	83
3.3 MBAL.....	83

3.3.1 Principales aplicaciones del programa MBAL. ....	84
3.4 ENERGY COMPONENT. ....	86
3.5 PUMP MONITOR. ....	86
3.6 MICROSOFT EXCEL. ....	86
3.7 CONSIPVT. ....	86
3.8 SISTEMA DE GENERACIÓN DE MAPAS (SIGEMAP). ....	87
3.8.1 MicroStation SE. ....	87
3.9 SPIYAC (SISTEMA DE PROGRAMAS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTO). ....	88
<b>CAPÍTULO IV</b> .....	<b>89</b>
<b>METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	<b>89</b>
4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA. ....	89
4.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	89
4.3 VALIDACIÓN DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS <i>PVT</i> EN LAS MACOLLAS IC Y VD DE LA ARENA C2.....	90
4.3.1 Historia de producción. ....	90
4.3.2 Historia de presión. ....	91
4.3.3 Datos <i>PVT</i> .....	91
4.3.3.1 Representatividad de la prueba <i>PVT</i> . ....	91
4.3.3.2 Consistencia de la prueba <i>PVT</i> . ....	92
4.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE PRESIÓN QUE GOBIERNA LA ARENA C2. .....	97
4.4.1 Método de Mínimos Cuadrados. ....	99
4.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE FLUIDOS PRESENTES EN LA ARENA C2 A PARTIR DE LOS <i>PVT</i> DISPONIBLES.....	99
4.6 ESTIMAR LOS VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS ORIGINALES EN SITIO A TRAVÉS DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO. ....	103
4.7 ESTIMAR VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS ORIGINALES EN SITIO, RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE BALANCE DE MATERIALES.....	104

4.7.1 <i>Balace de materiales y simulación a través de la herramienta MBAL.</i> .....	104
4.7.2 <i>Calculo del POES a través de Balance de Materiales, Reservas y Factor de Recobro.</i> .....	105
4.8 PRONOSTICO DEL COMPORTAMIENTO FUTURO DE LOS POZOS DE LAS MACOLLAS IC Y VD DE LA ARENA C2, A TRAVÉS DEL PROGRAMA <i>MBAL.</i> .....	107
<b>CAPÍTULO V</b> .....	<b>109</b>
<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b> .....	<b>109</b>
5.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS POZOS QUE SE ENCUENTRAN EN LAS MACOLLAS IC Y VD DE LA ARENA C2.....	109
5.2 VALIDACIÓN DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS <i>PVT</i> EN LAS MACOLLAS IC Y VD DE LA ARENA C2.....	115
5.2.1 <i>Historia de Producción.</i> .....	115
5.2.2 <i>Historia de Presión.</i> .....	119
5.2.3 <i>Datos PVT.</i> .....	121
5.2.3.1 Representatividad de la prueba <i>PVT.</i> .....	121
5.2.3.2 Consistencia de la prueba <i>PVT.</i> .....	122
5.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE PRESIÓN QUE GOBIERNA LA ARENA C2. ....	129
5.3.1 <i>Método de Mínimos Cuadrados.</i> .....	129
5.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE FLUIDOS PRESENTES EN LA ARENA C2 A PARTIR DE LOS <i>PVT</i> DISPONIBLES.....	133
5.5 ESTIMAR LOS VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS ORIGINALES EN SITIO A TRAVÉS DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO. ....	140
5.6 ESTIMAR VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS ORIGINALES EN SITIO, RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO MEDIANTE BALANCE DE MATERIALES.....	142
5.6.1 <i>Calculo del POES, Reservas y Factor de Recobro.</i> .....	142

5.7 PRONÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO FUTURO DE PRODUCCIÓN EN LAS MACOLLAS IC Y VD DE LA ARENA C2, A TRAVÉS DEL PROGRAMA <i>MBAL</i> . .....	154
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>161</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>163</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>164</b>
<b>METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO</b>	<b>169</b>

## LISTA DE APÉNDICES

Prueba <i>PVT</i> realizada al pozo ICO7 de la Macolla IC.....	210
Prueba <i>PVT</i> realizada al pozo VD10 de la Macolla VD.....	241
Pruebas Iniciales del Pozo IC07 de la Macolla IC.....	303
Reporte de Prueba realizada al Pozo IC04 .....	312
Reporte de Prueba realizada al Pozo IC10 .....	320
Resumen de Prueba Inicial realizada al Pozo IC11.....	328
Reporte de Prueba realizada al Pozo IC11 .....	330
Ejemplo de Cálculos.....	338
C.1 Presión de abandono (Pab).....	338
C.2 Cálculo del Datum para las Macollas IC y VD.....	338
C.3 Gradiente de Yacimiento.....	339
C.4 Cálculo del POES por Método Volumétrico.....	339
C.5 Cálculo del área de la Macolla IC y VD a través del escalímetro.....	340
C.6 Cálculo del Goes.....	340
C.7 Cálculo de Factor de Recobro.....	340
C.8 Compresibilidad del Agua Pura Libre de Gas.....	341

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Mapa Isopaco-Estructural señalando las Macollas IC y VD en la Arena C2.....	342
Anexo 2. Mapa Base Petrocedeño-Operaciones. Unidad Deltaica.....	343
Anexo 3. Mapa Arena Neta Petrolífera C21.....	344
Anexo 4. Mapa Arena Neta Petrolífera C22.....	345
Anexo 5. Mapa Arena Neta Petrolífera C23.....	346



## ABREVIATURAS USADAS

FPO: Faja Petrolífera de Venezuela.

EMF: Empresas Mixta Faja.

MBAL: Balance de Materiales.

*OFM: Oil Field Manager*

*CONSIPVT: Consistencia del PVT.*

*SPIYAC: Sistema de Programa de Ingeniería de Yacimientos.*

*SIGEMAP: Sistema de generación de mapas.*

*PVT: Pressure volumen temperature.*

BCP: Bombeo de Cavidad Progresiva.

BES: Bombeo Electrosumergible.

Datum: Profundidad media del yacimiento medido desde el nivel del mar (Pie).

*RFT: Repeat Formation Tester (Lpc).*

*BHP: Bottom hole pressure (Lpc).*

Ps: Profundidad del sensor (Pie).

GY: Gradiente de yacimiento (Lbs/PC/Pie).

$\rho_o$ : Densidad del petróleo ( lb/PC).

RGP: Relación gas - petróleo (PCN/BN).

RSi: Razón de solubilidad inicial (PCN/BN).

RS: Razón de solubilidad (PCN/BN).

Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial (BY/BN).

Bg: Factor volumétrico del gas (PCY/PCN).

° API: Gravedad API.

POES: Petróleo Original En Sitio (MMBN).

GOES: Gas Original En Sitio (MMPCN).

NP: Petróleo Producido Acumulado (MMBN).

GP: Gas Producido Acumulado (MMPCN).

WP: Agua Producida Acumulado (MMBN).  
So: Saturación de petróleo (Fracción).  
Sg: Saturación de gas (Fracción).  
Sw: Saturación de agua (Fracción).  
Swi: Saturación de agua inicial (Fracción).  
Kro: Permeabilidad relativa del petróleo (Fracción).  
Krg: Permeabilidad relativa del gas (Fracción).  
Krw: Permeabilidad relativa del agua (Fracción).  
Ø: Porosidad (Fracción).  
Qo: Tasa de petróleo (BN/D).  
Qg: Tasa de gas (PCNN/D).  
Qa: Tasa de agua (BN/D).  
μo: Viscosidad del petróleo (cPs).  
□o: Gravedad específica del petróleo.  
□g: Gravedad específica del gas.  
PM: Peso Molecular (Mol)  
Cwp: Compresibilidad del agua pura libre de gas (Lpc<sup>-1</sup>).  
FR: Factor de Recobro (%).  
RR: Reservas Recuperables (MMBN).  
Pab: Presión de abandono (Lpc).  
Py: Presión de yacimiento (Lpc).  
Pe: Presión estática (Lpc).  
Pwf: Presión de fondo fluente (Lpc).  
Pb: Presión de burbujeo (Lpc).

## RESUMEN

El presente trabajo de investigación está enmarcado en el análisis del comportamiento dinámico de la presión en las Macollas IC y VD de la Arena C2, Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, Área Junín, Campo Zuata Principal, operada por la Empresa Mixta Petrocedeño, mediante la metodología de balance de materiales con el uso de la herramienta *MBAL* a fin de cuantificar el POES y GOES y la predicción de la producción de petróleo hasta la presión de abandono, el factor de recobro y las reservas primarias a recuperar por depleción volumétrica. Además de calcular el POES por balance de materiales se calculó a través del método volumétrico con el objetivo de realizar una comparación entre ambos métodos.

Los resultados obtenidos del POES, mediante balance de materiales para la Macolla IC fue 68,6 MMBN y para la Macolla VD 81,3 MMBN, y los resultados obtenidos por el método volumétrico fueron, para la Macolla IC de 69,3 MMBN y para la Macolla VD 325,7MMBN, existiendo una diferencia de 1,08 y 75% respectivamente, además se determinó el factor de recobro siendo 6,6 % para la Macolla IC y 5,7 % para la Macolla VD. La diferencia del 75% en los resultados del POES obtenidos por ambos métodos en la Macolla VD, se debe a que su área asignada de 2.688,5 Acres (10,88 Km<sup>2</sup>), esta sobreestimada lo que se infiere que el área asociada a la Macolla es menor a la delimitada para la misma, según el POES calculado por balance de materiales.

Aunado a esto el mecanismo de producción predominante es el desplazamiento por gas en solución definiendo el área de estudio como un yacimiento con empuje por gas en solución, sin capa de gas y sin desplazamiento hidráulico, siendo las curvas de declinación exponencial la que rige el comportamiento de la producción.

## INTRODUCCIÓN

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la Empresa más grande de Venezuela en cuanto a la explotación del recurso natural no renovable (petróleo) se refiere, está integrada por numerosas Empresas Mixtas que están siendo lideradas por la Corporación Venezolana de Petróleos (CVP), que es una Empresa filial de PDVSA, que busca maximizar el valor de los hidrocarburos para el Estado venezolano en función del bienestar colectivo, lo que constituye el brazo ejecutor de PDVSA para apalancar el desarrollo económico, endógeno y social de Venezuela. Son entonces las Empresas Mixtas las encargadas de llevar a cabo el proyecto de mayor interés hidrocarburífero en la actualidad, conocido como la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

La FPO tiene una extensión de 55.314 Km<sup>2</sup> de los cuales 11.593 Km<sup>2</sup> están siendo explotados. Está conformada por cuatro grandes Áreas: Carabobo con Reservas estimadas en 227 MMMBN, Boyacá con 489 MMMBN, Junín con 557 MMMBN y Ayacucho con 87 MMMBN; para un total de 1,36 billones de Barriles Normales de petróleo. Para cuantificar y certificar estas reservas se deberán realizar los Estudios Integrados que fomente la unificación de todos los modelos que constituyen los yacimientos, por tanto a través del modelaje dinámico se logrará reducir incertidumbre en la estimación de los volúmenes de hidrocarburos, que permitan tomar decisiones acertadas para maximizar el factor de recobro en los yacimientos. Entre los métodos aceptados para estimar las reservas se encuentran el balance de materiales ó modelo dinámico, las curvas de declinación de producción y el método volumétrico.

El presente estudio tiene por objeto realizar una caracterización dinámica de la Arena C2, Yacimiento SDZ-2X-A2, en las Macollas IC y VD, Área Junín, Campo Zuata Principal de La FPO, operada por la Empresa Mixta Petrocedeño, a fin de estimar los Volúmenes de Petróleo y Gas inicial en sitio en estas Macollas y la

predicción que permita estimar las reservas a recuperar. La caracterización dinámica viene dado por el empleo de los datos dinámicos: historia de producción, presión y los estudios *PVT* que serán analizados mediante la metodología de balance de materiales.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) es el ente de mayor importancia en Venezuela en cuanto al manejo de los recursos energéticos se refiere, tiene la responsabilidad de resguardar y fomentar el patrimonio de todos los venezolanos e invertirlo en bienestar y desarrollo social. Para estos fines PDVSA se involucra en la tarea de cuantificar y certificar reservas para su posterior explotación. Cabe destacar que la mayoría de los yacimientos de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado están ubicados en la Cuenca Oriental del país, encontrándose los mayores volúmenes de hidrocarburos extrapesados atrapados en el área de la FPO, que posiciona a nuestro país a nivel mundial como el primero con mayores reservas de petróleo. La FPO se extiende a lo largo de la ribera Norte del río Orinoco, ocupando una extensión de 55.314 Km<sup>2</sup> de los cuales 11.593 Km<sup>2</sup> se encuentran en explotación, lo que representa aproximadamente un 21% de su extensión. Se encuentra dividida en cuatro grandes Áreas conocidas como: Boyacá (6 Bloques), Junín (10 Bloques), Ayacucho (7 Bloques) y Carabobo (4 Bloques), para un total de 27 Bloques. La FPO contiene un POES de 1.360 MMBN de crudo extrapesado, distribuidos como sigue: Boyacá: 489 MMBN, Junín: 557 MMBN, Ayacucho: 87 MMBN, Carabobo: 227 MMBN, de las cuales se cuantificó como reservas probadas 296,5 MMBN, aunque 75% de ellas corresponden a un petróleo extrapesado de 8,6 °API.

De acuerdo con estas estimaciones la FPO coloca a nuestro país como la nación con las reservas probadas de hidrocarburos líquidos más grande del planeta.

Este estudio está referido a la Arena C2 del Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, ubicado en el Campo Zuata Principal del Área Junín de la Unidad de Explotación Zuata 2 (Operadora Petrocedeno, S.A.). La Arena C2 es una arena no consolidada de origen deltáico, cuya edad data del Mioceno Inferior y está conformada por tres lentes arenosos: superior, medio e inferior intercalados por lutitas. Estas arenas fueron sedimentadas al comienzo de una invasión marina, durante la cual se sedimentó la

Formación Oficina. Esa secuencia arenosa basal descansa en contacto discordante sobre el Cretáceo y sobre las rocas ígneas y metamórficas del Macizo Guayanés, por tal motivo la Arena C2 es caracterizada como una arena de alta complejidad geológica, por poseer discontinuidades estratigráficas, es decir, areniscas intercaladas con limolitas, consideradas como barreras o sellos que perturban el desplazamiento del crudo.

El fluido contenido en la Arena C2 es un crudo extrapesado de 8,6 °API lo que ha requerido implementar el uso de tecnología avanzada como el Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), pozos horizontales, multilaterales, inyección de diluyente y la perforación de gran cantidad de pozos estratigráficos, entre otros, con el objetivo de lograr visualizar y atravesar los canales de deposición sedimentario de interés y por ende aprovechar el mayor volumen de hidrocarburo contenido en éstos.

El propósito de este estudio es caracterizar dinámicamente la Arena C2 del Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, en las Macollas IC y VD, a fin de cuantificar el Petróleo y Gas Original *in Situ* (POES) y (GOES); predecir el volumen de petróleo a extraer a la presión de abandono (Pab), determinar el factor de recobro (% FR) y calcular las reservas primarias a recuperar en el área asociada a cada Macolla.

Para lograr este objetivo se requerirá recopilar y validar el comportamiento histórico de producción, presiones de fondo fluyente de pozo (Pwf), presiones estáticas de yacimiento (Pe), construir el modelo de presión y validar la representatividad y consistencia del *PVT* de los pozos completados en la Arena C2 por Macolla. Los cálculos se realizarán con la metodología de balance de materiales para Yacimientos de Petróleo Negro y se usará el programa computacional *MBAL* de *Petroleum Experts Limited*. Los resultados de POES y GOES obtenidos en cada Macolla serán comparados con los obtenidos a través del cálculo volumétrico.

## OBJETIVOS

### **Objetivo General.**

Evaluar Dinámicamente la Arena C2 del Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, Campo Zuata Principal, Área Junín, Macollas IC y VD de la Empresa Mixta Petrocedeño de PDVSA- TOTAL- STATOIL.

### **Objetivos Específicos.**

1. Validar la historia de producción, presión y *PVT* en las Macollas IC y VD de la Arena C2.
2. Construir el modelo de presión que gobierna la Arena C2 en las Macollas IC y VD, mediante el método de mínimos cuadrados.
3. Caracterizar los tipos de fluidos presentes en la Arena C2 a partir de los *PVT* disponibles.
4. Estimar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio a través del método volumétrico.
5. Estimar volúmenes de hidrocarburos originales en sitio, reservas y factor de recobro mediante balance de materiales.
6. Pronosticar el comportamiento futuro de la producción en las Macollas IC y VD de la Arena C2, a través del programa *MBAL*.



# CAPÍTULO I

## DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

### 1.1 Antecedentes.

**Dusseault, M**, presentó un artículo a la Sociedad de Petróleo Canadiense Internacional, donde expone una comparación entre los crudos de Venezuela y de Canadá, explicando de manera detallada todos los aspectos dinámicos y estáticos que intervienen en la vida productiva de un yacimiento de petróleo extrapesado, además de establecer los criterios comparativos de todas las características de estos yacimientos.<sup>[1]</sup>

**Curtis, C**, preparó en conjunto con un grupo de investigadores, un artículo donde expresan los parámetros más importantes que intervienen en los yacimientos de petróleo extrapesado en todos los países productores de petróleo, figurando el Campo Petrozuata de PDVSA. Estos establecen las características generales de los yacimientos de petróleos extrapesado y las innovadoras tecnologías empleadas en estos yacimientos.<sup>[2]</sup>

**Manik, T**, realizó un estudio donde ubica geográficamente la FPO y las cuantiosas Reservas presentes en las diferentes Áreas (Junín, Carabobo, Ayacucho y Boyacá), ubicando a Venezuela dentro de los países con los mayores volúmenes de hidrocarburos líquidos.<sup>[3]</sup>

**Tovar, F**, caracterizó dinámicamente el Yacimiento JMN 110, Arena San Juan A del Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco, mediante el simulador *MBAL*, estimando los Volúmenes de Hidrocarburos Originales en Sitio y Reservas asociadas al mismo, además de realizar un plan de explotación. Concluyendo que el Yacimiento JMN 110 cuenta con un Gas Condensado Original en Sitio de 237 MMMPCN, un Gas de

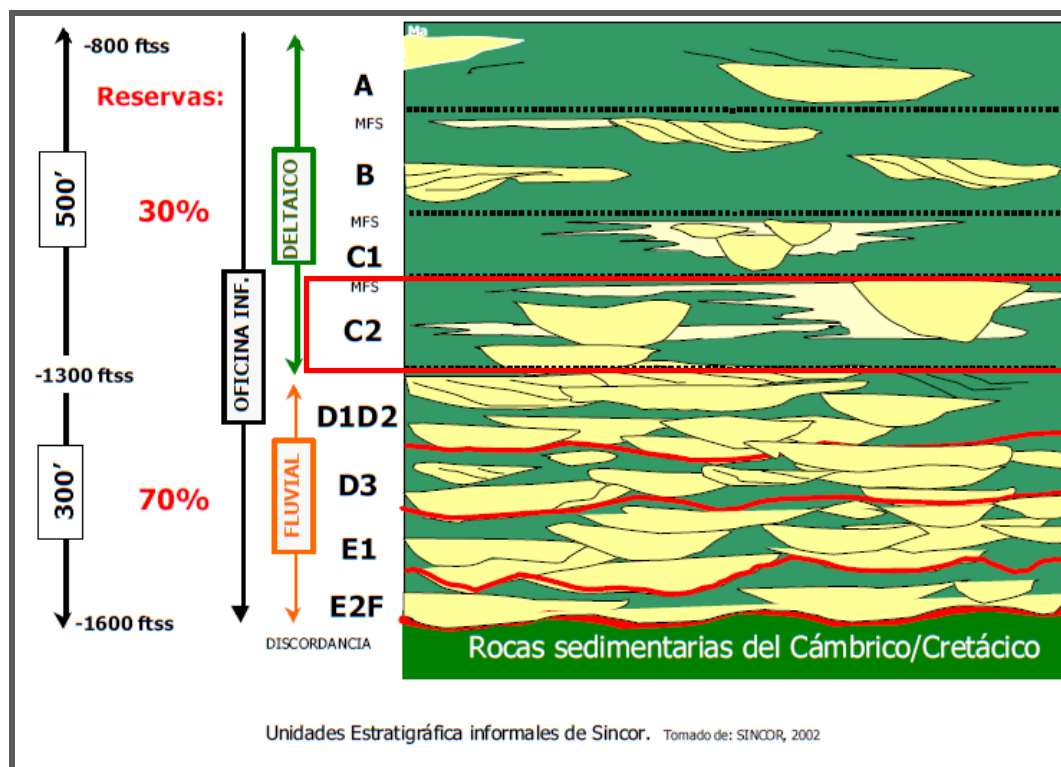
Separador Originalmente en Sitio (*GOES*) de 234 MMMPCN un Condensado Original en Sitio (*COES*) de 4,34 MMBN. Recomendó poner en práctica el esquema de explotación planteado. <sup>[4]</sup>

**Sincor**, presentó un documento donde exponen los aspectos de monitoreo en el Campo Zuata Principal, refiriéndose a todos los parámetros considerados para la explotación de los yacimiento del Área Junín. Este documento proporciona información acerca de parámetros como son el funcionamiento de la Bomba de Cavidad Progresiva (BCP), Bombas Electrosumergibles (BES), Inyección de diluyente, Presiones de fondo fluyente, tasas de crudo, gas y agua medidas en tiempo real, entre otros, lo que permitirá conocer cuáles son las metodologías de trabajo de esta área. <sup>[5]</sup>

## **1.2 Ubicación del Área en Estudio.**

La Arena C2 objeto de este estudio pertenece al Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, ubicada en el Área Junín del Campo Zuata Principal de La FPO. Se dispuso estudiar dos Macollas IC y VD que contiene 5 y 12 Pozos respectivamente. A su vez la Arena C2 está conformada por tres lentes arenosos: Inferior, Medio y Superior, que fueron sedimentadas al comienzo de una invasión marina en el Mioceno Inferior, durante la cual se sedimentó la Formación Oficina que forma parte de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La Arena C2, corresponde a un sistema deltaico, dominado por ríos, que contiene canales distributarios con orientación preferencial SO-NE y barras de desembocadura dispuestas perpendicularmente a los canales. La distribución de estos cuerpos es heterogénea, con presencia de carbones, arenas delgadas y heterolíticas, canales rellenos de arcillas, y canales completamente arenosos (**Figura 1.1**).



**Figura 1.1 Descripción de la Arena C2 y Ambiente de Deposición.** [6]

El carácter heterogéneo de la Arena C2, implica un modelo geológico complejo y por tanto requiere de mayor información estratigráfica que permita reducir la incertidumbre acerca de la continuidad lateral de los cuerpos lo que beneficiará la geo-navegación de los pozos perforados.

### 1.3 Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural con área total de 160.000 Km<sup>2</sup>, con 800 Km de longitud Oeste-Este y 200 Km de ancho de Norte a Sur, abarcando los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, hasta la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad.

Está limitada al Norte por la Serranía Septentrional Central y Oriental; al Sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande, bordeando el Cratón de Guayana; al Este por debajo del Golfo de Paria hasta

la parte Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco; al Oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de Mesas ubicadas en los Estados Anzoátegui y Monagas. La Cuenca Oriental se subdivide en las Subcuencas de Guárico, Maturín y Paria.

El proceso de sedimentación de la Cuenca Oriental de Venezuela se sitúa desde el Devono-Carbonífero (González de Juana et al. 1980), hace unos 350 millones de años, y responde a diferentes períodos sedimentarios: el primero corresponde al Paleozoico medio tardío, el segundo comienza en el Cretácico medio y se hace regresivo hasta el Terciario temprano, y el tercero se desarrolló durante el Terciario tardío y fue definitivo para la configuración de la Cuenca Petrolífera en su estado actual. [7]

En ella está localizada la FPO de inmenso potencial de hidrocarburos y gran significado para el desarrollo futuro de la Industria Petrolera Nacional y para la economía del país en conjunto (**Figura 1.2**).

#### **1.4 Sub-Cuencas de la Cuenca Oriental de Venezuela.**

A lo largo de toda la extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela se pueden diferenciar dos zonas con características tectónicas y estratigráficas distintas bien definidas, esas zonas son la Sub-cuenca de Guárico y la Sub-cuenca de Maturín (**Figura 1.3**).



Figura 1.2 Mapa de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela. <sup>[8]</sup>

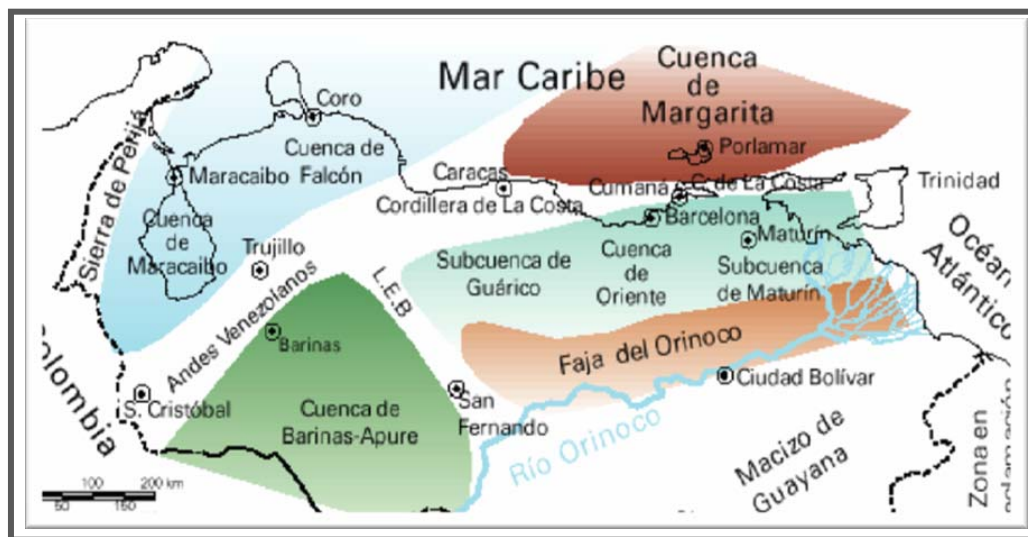
#### 1.4.1 Sub-Cuenca de Guárico.

Esta subdivisión de la Cuenca Oriental comprende los Campos del Estado Guárico y parte del Norte del Estado Anzoátegui. El flanco Norte de la Sub-Cuenca se encuentra asociado con el frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga las rocas cretácicas y terciarias produciendo un marco tectónico. Hacia el Sur la estructura es más sencilla, con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias. Las principales trampas presentes en esta Sub-Cuenca son de tipo estructural y estratigráfico.

#### 1.4.2 Sub-cuenca de Maturín.

Es la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaamientos de las unidades estratigráficas hacia el Sur presentan dos dominios operacionales: uno al Norte del Corrimiento de Pirital y otro al Sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa una buena parte de la sedimentación de la Sub-Cuenca de Maturín

en el Flanco Norte, siendo una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. Mientras que el Flanco Sur, presenta una estratigrafía más sencilla, presentándose en su parte inferior, como representante del Cretácico y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternaban ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

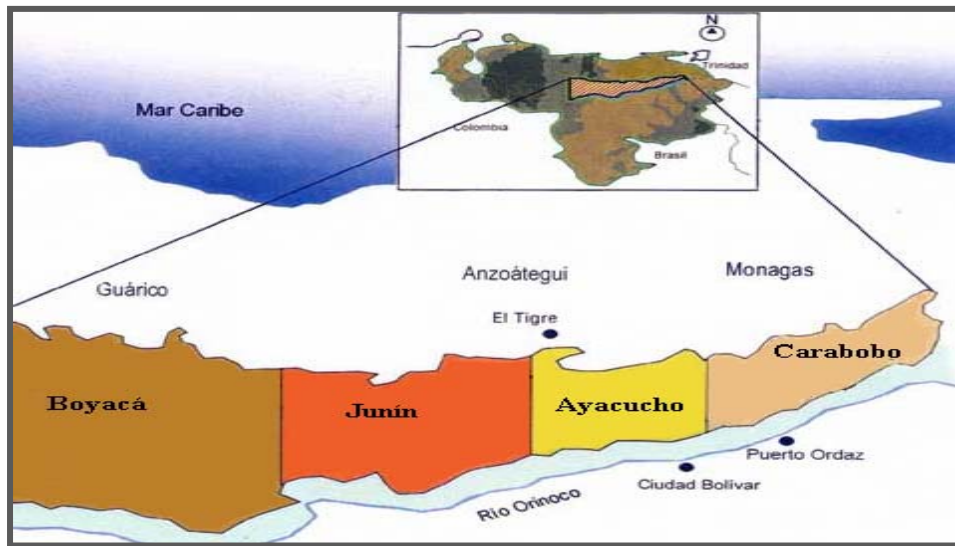


**Figura 1.3 Sub-Cuencas de la Cuenca Oriental de Venezuela.** <sup>[9]</sup>

### **1.5 Faja Petrolífera del Orinoco.**

La Faja Petrolífera del Orinoco, es un extenso Campo petrolero de Venezuela, ubicado en la margen izquierda del río Orinoco, que tiene aproximadamente 650 Km. de Este a Oeste y unos 70 Km de Norte a Sur, para un área total de 55.314 Km<sup>2</sup>. Este territorio comprende parte de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y Sucre. Las acumulaciones de hidrocarburos van desde el Sureste de la Ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el Océano Atlántico. <sup>[10]</sup>

La porción de la FPO explotada en estos momentos está conformada por cuatro grandes Áreas: Carabobo con Reservas estimadas en 227 MMMBN, Ayacucho con 87 MMMBN, Junín con 557 MMMBN y Boyacá con 489 MMMBN; para un total de 1,36 billones de Barriles Normales, divididos en 27 bloques, teniendo un potencial aún mayor de producción si se explorase en su totalidad y confirmase todas las investigaciones recientes hechas sobre esta zona de importancia en la producción petrolífera actual y futura (**Figura. 1.4**).<sup>[11]</sup>

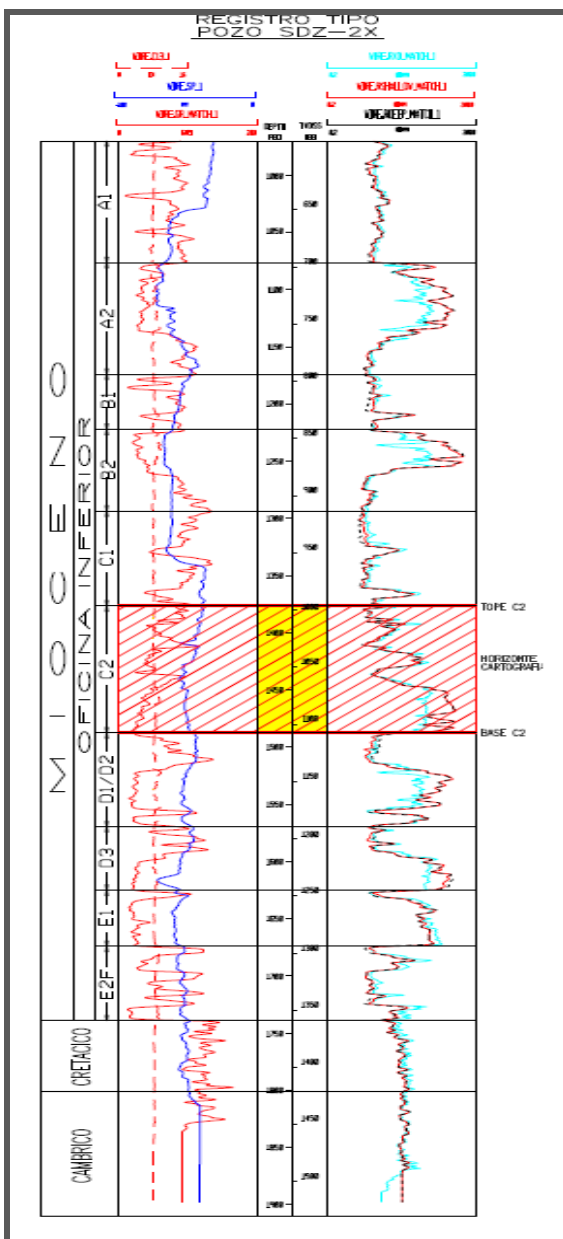


**Figura 1.4 La Faja del Orinoco y sus Cuatro Áreas Estratégicas.**<sup>[12]</sup>

### 1.5.1 Área Junín.

La acumulación de Junín yace en las arenas basales no consolidadas de la Formación Oficina y es la de mayor extensión de las cuatro acumulaciones de primer orden de la FPO. Desde el punto de vista de la calidad de los sedimentos que contiene la acumulación del Área Junín, se definen cuatro sectores: un área prioritaria (Área de San Diego), cuyas acumulaciones son altamente prolíficas y pertenecen a la sección basal de la Formación Oficina (Mioceno inferior); un conjunto de lentes de carácter marginal que constituyen en gran parte las acumulaciones de segundo orden; el sector occidental denominado sector de Guárico, que contiene petróleo extrapesado en arenas arcillosas, intercaladas con niveles de acuíferos y finalmente el Cretáceo, el

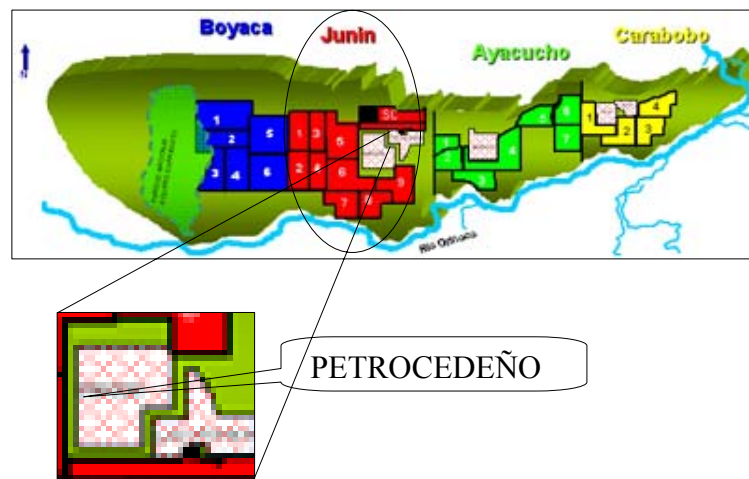
cual aporta un mínimo volumen en el cómputo de Reservas. En la **Figura 1.5** se muestra el registro tipo del Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, señalándose la Arena C2.



**Figura 1.5** Registro Tipo del Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, señalando la Arena de interés.



Los pozos que se encuentran en el Área Junín, Campo Zuata Principal, perteneciente a La FPO en la Cuenca Oriental de Venezuela, asociados a la Empresa Mixta Petrocedeño S.A (**Figura 1.6**), son pozos con una configuración horizontal y en Macollas tipo estrellas con unos  $29^\circ$  aproximadamente entre pozos. El Área Junín se caracteriza por poseer formaciones poco consolidadas con espesores de 5.000 pies o menos y se trata de formaciones de arena con intercalaciones de lutitas que en muchos casos evita el desplazamiento del crudo que tienen una Gravedad  $^\circ$ API de 8,6 aproximadamente.



**Figura. 1.6 Ubicación relativa del Área Junín perteneciente al Campo Zuata Principal de la Faja Petrolífera del Orinoco, Operadora Petrocedeño.**

### 1.5.2 Área Carabobo.

Debido al avanzado estado de desarrollo de los Campos del Sur de Monagas existe una infraestructura cuya capacidad puede ser ampliada para manejar volúmenes adicionales de crudos. Ello incentivó el desarrollo de la acumulación de Cerro Negro, ubicada a corta distancia del Campo Jobo-Morichal y desde el punto de vista de la geología de producción e Ingeniería de Yacimientos, la gigantesca acumulación de Cerro Negro puede considerarse como parte de las acumulaciones del Área Sur de Monagas.

Cerro Negro es una de las tres acumulaciones de primer orden de la FPO. Se subdivide en tres miembros formacionales, que son: Morichal, Jobo y Pílon. Al igual que el resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del miembro Morichal.

Los crudos de Cerro Negro tienen gravedad promedio de 9 °API, son de base nafténicas y poseen un alto contenido de azufre y metales. La acumulación se ubica entre las profundidades de 1.100 a 1.500 metros y el crudo tiene un promedio de viscosidades de 2.000 cPs para el miembro Morichal a una Temperatura promedio de yacimiento de 210 °F.

### **1.5.3 Área Ayacucho**

Contiene una de las acumulaciones de primer orden, que es la del Pao. El recipiente es el miembro basal arenoso de la Formación Oficina. En el Borde Septentrional del Área de Ayacucho existen acumulaciones que por su tipo de entrapamiento, su menor volumen (comparado con el de las cuatro acumulaciones mayores) y por las gravedades de sus crudos, se asemejan a las del Área Mayor de Oficina (Hamaca Norte). El desarrollo de estas acumulaciones se realiza como parte integral de esta área, descrita anteriormente.

### **1.5.4 Área Boyacá.**

Conformada por 6 Bloques, ubicados al extremo Oeste de la FPO y contienen varios rangos de gravedad, sin embargo; un amplio intervalo cubre desde 5 hasta 20 °API y el hidrocarburo está caracterizado por su alto contenido de azufre y metales, además de valores isotópicos del carbono, en este sentido se supone que el crudo de la FPO está relacionada con materia orgánica de ambiente marino.<sup>[13]</sup>

## **CAPÍTULO II**

### **FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

#### **2.1 Modelos que Caracterizan los Yacimientos.**

Para caracterizar un yacimiento es necesario realizar la integración de varias disciplinas de la geociencia que permita adjudicarle a dicho yacimiento ciertas propiedades con un aceptable grado de certidumbre. Estas disciplinas científicas se refieren básicamente al análisis geológico, petrofísico y en técnicas desarrollada por la Ingeniería de Yacimientos, con la intención de obtener resultados por diferentes métodos y luego compararlos, con el propósito de lograr una caracterización y cuantificación del volumen de hidrocarburos entrampado *in situ*. Estudios basados en el método volumétrico y métodos dinámicos por balance de materiales han sido efectuados en diversas Macollas ubicados en la FPO a fin de que se planteen soluciones integrales para mejorar las reservas a recuperar y la productividad.

En este marco, el modelo dinámico a desarrollar en este estudio toma como premisa los datos existentes del actual modelo estático y realizar una validación de los datos dinámicos (presión, producción y datos *PVT*) y cálculo de otros datos ( permeabilidad relativas de los fluidos, compresibilidad del agua entre otros) a fin de calcular el POES y GOES y compararlo con el obtenido por el método volumétrico del modelo estático y así poder analizar soluciones integrales que pueda planificar el nivel energético de dichos yacimientos para su explotación.

##### **2.1.1 Modelo Estático.**

Establece los límites y espesores de la estructura, lo cual representa aspectos muy importantes debido a que partir de las propiedades petrofísicas se podrá conocer los volúmenes de hidrocarburos en sitio asociados al yacimiento a través del método volumétrico. El modelo estático está basado primordialmente en todas las propiedades

del yacimiento que no varían en función del tiempo pero que caracterizan el yacimiento de acuerdo con la descripción y la cuantificación de cada una de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, espesor, fallas, límites, entre otras). El modelo estático se construye a partir de los siguientes modelos:

#### **2.1.1.1 Modelo Estructural.**

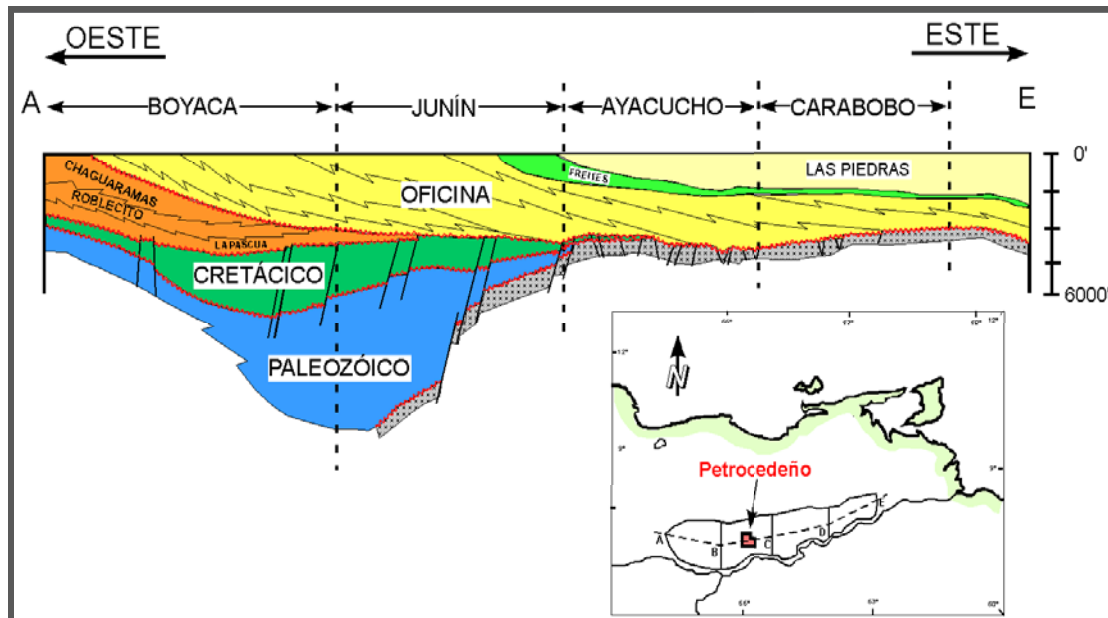
El modelo estructural está relacionado con los esfuerzos y deformaciones que determinan el tipo y orientación de la estructura que forma el yacimiento. Se refiere en concreto a la definición de la estructura geológica (trampas), fallas, límites que presenta el yacimiento. Esto se puede visualizar y construir mediante la interpretación de sísmica 3D, siendo una información relevante para la caracterización del yacimiento porque permite obtener una imagen de las variaciones laterales de las formaciones en estudio. Este modelo también incluye la correlación de los registros de pozos, con el objeto de mostrar la profundidad de la estructuras a través del mapa estructural del tope de arena. El marco estructural del Bloque Petrocedeño, Área Junín, está soportado básicamente en interpretaciones sísmicas y en correlaciones estratigráficas de perfiles de pozo.

El modelo estructural del yacimiento tiene cierto grado de incertidumbre, que está relacionado parcialmente al conocimiento del área del yacimiento y a las limitaciones de las técnicas que comúnmente son empleadas para la interpretación y configuración estructural, así como el patrón de fallas que afecta el yacimiento y a sus límites externos.

La estructura de la FPO es un homoclinal suave con buzamiento de 1 a 3° hacia el Norte, cortado por fallas tensionales normales de rumbo predominante Noreste y un sistema más joven en dirección Noroeste. La mayor parte de las fallas buzando al Sur y sus bloques levantados presentan plegamientos menores y el salto vertical de la falla no excede los 200 pies. A gran escala la dinámica de la FPO corresponde a una tectónica de fracturas normales sin evidenciar plegamientos visibles, donde el mayor

impacto estructural está concentrado en los sedimentos profundos del Cretáceo, Paleozoico y Basamento Igneo-Metamórfico.

El desarrollo estructural del Área de Junín que incluye el Bloque asignado a Petrocedeño, está asociado o íntimamente ligado al patrón estructural de la FPO y por definición al de la Cuenca Oriental de Venezuela. En el Área Junín los sedimentos Pre-Terciarios del Paleozoico y Mesozoico tienen un rumbo generalizado Este-Oeste y un buzamiento suave hacia el Norte. A medida que se alcanza las áreas más al Norte de la Cuenca Oriental, este buzamiento se hace más pronunciado reflejando una posible zona de bisagra, en donde los espesores se hacen más gruesos sobre todo en el Terciario. En la **Figura 2.1** se denotan los rasgos estructurales más importantes que son las zonas de falla de Hato Viejo al Este y la de Altamira al Oeste, accidentes estructurales muy prominentes, que afectaron y condicionaron la sedimentación del Terciario y condujeron el desarrollo de sistemas de fallas en dirección Este-Oeste que hoy se observa en toda la FPO.



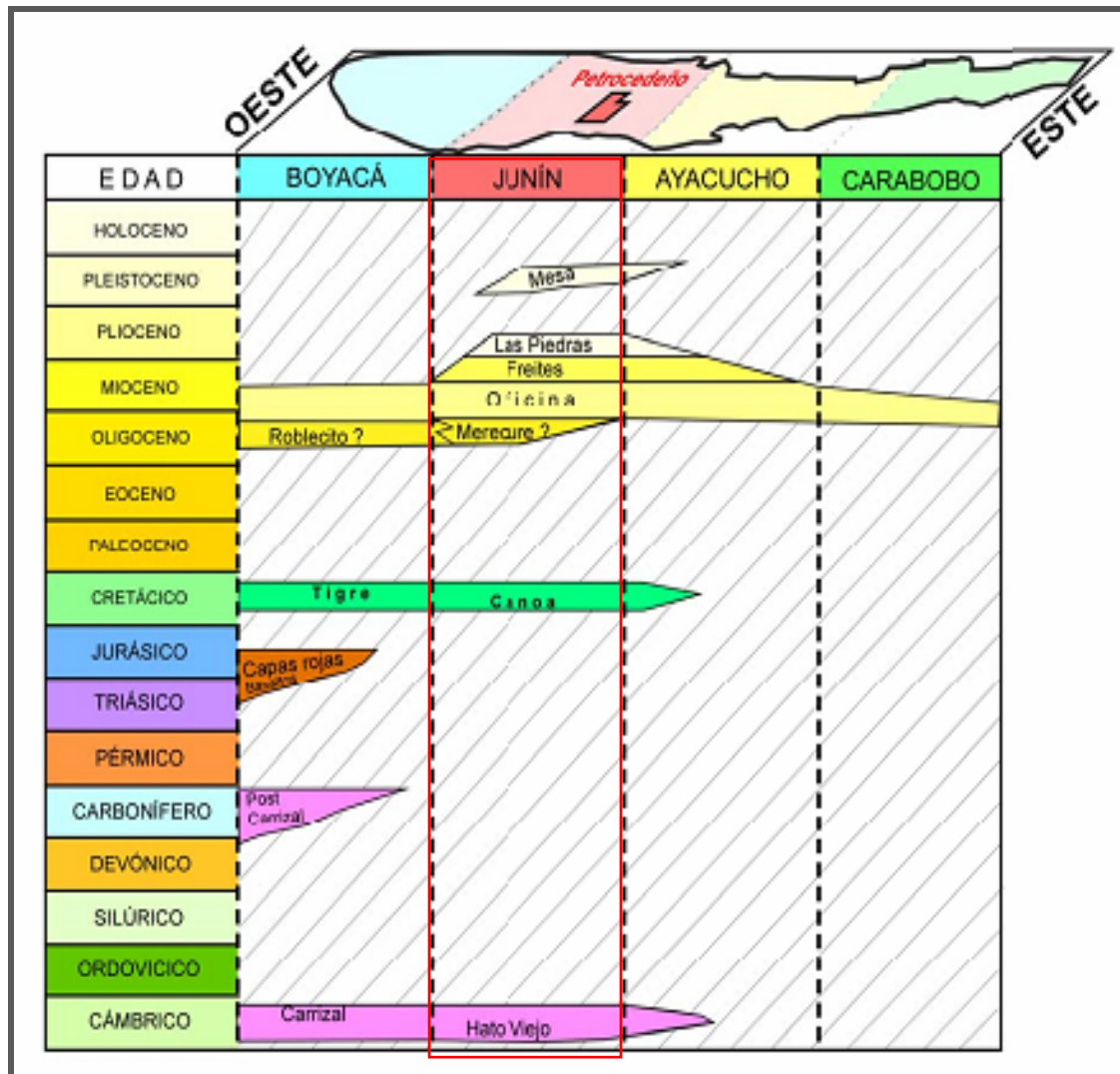
**Figura 2.1 Marco Estratigráfico-Estructural Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco.** [6]

El mayor rasgo estructural del Campo lo constituye una falla normal en dirección Este-Oeste, de gran extensión, que cruza las dos terceras partes del Bloque de Petrocedeño, por la zona Centro-Oeste del mismo y se extiende al Oeste hasta el Bloque Junín 5. Esta Falla con buzamiento al Norte y un salto normal promedio que oscila alrededor de los 65 y 90 pie, controla el movimiento de fluidos a través de ella, por lo que se le considera una trampa estructural para los fluidos miocenos de la Formación Oficina.

#### **2.1.1.2 Modelo Estratigráfico.**

Define las unidades geológicas que conforman el yacimiento, es decir, muestra la arquitectura de facies de los yacimientos presentes en el área de estudio y la relación directa con el modelo sedimentológico, El modelo estratigráfico tiene que ver con la definición de las superficies que limitan las principales unidades de flujo del yacimiento e implica un trabajo de correlación que potencialmente involucra un considerable número de disciplinas tales como: sísmica, estratigrafía de secuencias, sedimentología, interpretación de registros de pozos, bioestratigrafía, geoquímica, y estudios análogos de superficie. <sup>[14]</sup>

Para desarrollar el modelo estratigráfico en el Bloque de Petrocedeño se han realizado análisis bioestratigráficos con el objetivo de datar por palinología las edades de las rocas a los cuales pertenecen los sedimentos atravesados y que por correlaciones pudieron ser extrapolados a diversas zonas del Bloque. El análisis bioestratigráfico además de indicar edades, sugiere posibles ambientes sedimentarios. El procedimiento realizado para llevar a cabo este estudio, constó de capturar núcleos de algunos pozos en el Área Junín y utilizando el método estándar para la recuperación de palinomorfos en laboratorios de PDVSA INTEVEP, analizar y cuantificar las edades de las láminas de palinomorfos y lo que da como resultados que los sedimentos en unos pozos en específico estudiados tienen una datación del Mioceno Temprano a Medio (**Figura 2.2**). <sup>[6]</sup>



**Figura 2.2 Columna Estratigráfica del Área Junín de Petrocedeño, así como las Cuatro Grandes Área que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco.**

### 2.1.1.3 Modelo Sedimentológico.

Comprende una serie de procesos que establecen la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. El ambiente sedimentario se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes. Los medios o ambientes sedimentarios son zonas de la superficie terrestre,

donde pueden acumularse sedimentos. Los ambientes sedimentarios se clasifican en continentales, marinos o de transición.

Dentro de los ambientes de transición se desarrolla el ambiente deltaico, ambiente en el cual se forma la Arena C2, Área Junín en la FPO y se localiza en las desembocaduras fluviales, donde descarga la mayor parte del sedimento transportado, provocando un avance de las zonas que se rellenan con sedimentos sobre el mar. Por su morfología, se pueden distinguir deltas aislados de los complejos deltaicos, según la separación e interacción entre las desembocaduras fluviales. La formación de deltas y sus características morfológicas depende de la cantidad de sedimentos aportados por el río, del grado de dispersión en la desembocadura y de los mecanismos marinos de eliminación y redistribución del sedimento. La Sección superior de la columna estratigráfica (**Figura 2.2**) de la FPO del Área Junín, donde se encuentra la Arena C2, está dominada por ambientes deltaicos, el cual están caracterizados por cuerpos de areniscas más aislados y alineados en cinturones de canales que se interconectando dando origen a yacimientos con una alta heterogeneidad lateral, mientras que la sección inferior dominada por ambientes fluviales, están caracterizado por la presencia de gruesos canales de areniscas, entrelazados y apilados, formando depocentros de extensos yacimientos que contienen el mayor porcentaje de hidrocarburos de toda la acumulación del Terciario.

Los ambientes identificados y descritos en los núcleos de secciones superiores de la Formación Oficina, son los pertenecientes a rocas depositadas en áreas con influencia marina y de mareas (limonitas, lutitas, laminaciones de arcillas, secciones heterolíticas y areniscas de grano finos), de regímenes esporádicos de poca extensión, con presencia de bivalvos y otra fauna típica de áreas someras del mar y se localizan hacia el tope de la unidad del Mioceno Temprano. <sup>[6]</sup>

#### **2.1.1.4 Modelo Petrofísico.**

Con el establecimiento de un marco petrofísico se obtiene la calidad de la roca-yacimiento, que permite cuantificar los volúmenes de hidrocarburos atrapados y



explicar comunicaciones y migraciones de los fluidos al momento de la producción. El modelo petrofísico consiste en la generación de curvas de arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad a lo largo del intervalo estudiado, mediante la interpretación y evaluación de perfiles, análisis de núcleos y datos de producción. De esta manera se podrá caracterizar las propiedades físicas de las rocas.

Para establecer un modelo petrofísico en un yacimiento se requiere transitar por dos etapas. En la primera etapa, conocida como evaluación petrofísica, a partir de mediciones en núcleos y de registros geofísicos, se aplican diversos procedimientos de interpretación y estimación de las propiedades petrofísicas: porosidad ( $\phi$ ), saturación de agua ( $S_w$ ) y permeabilidad ( $K$ ). El resultado de esta etapa es un modelo petrofísico a escala de pozo. <sup>[15]</sup>

Mientras que en la segunda etapa se emplean un número de técnicas, principalmente geoestadísticas, que integran de manera sistemática el modelo geológico, la petrofísica previamente obtenida a escala de pozo y la sísmica con el fin de derivar modelos en dos y tres dimensiones de distribuciones de las propiedades petrofísicas de manera que describan correctamente su variabilidad espacial a escala de yacimiento

Entre los parámetros petrofísicos más relevantes están:

**Porosidad ( $\phi$ ):**

Es la fracción del volumen total de la roca que no se encuentra ocupada por material sólido. Este espacio vacío es el que se encuentra disponible para almacenar los hidrocarburos y por tanto su valor determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar almacenados en dicha roca. En la mayoría de los yacimientos la porosidad se encuentra en un rango de 5 a 35 %, sin embargo lo más común es que se encuentre entre 10 y 20 %. Cuando una roca presenta una porosidad menor a un 5 % se considera la arena como no comercial y en caso de los valores de esta propiedad alcancen el 35 % son consideradas arenas excelentes, aunque porosidades de este orden son muy raras. <sup>[16]</sup>

$$\Phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Dentro de los estudios de ingeniería de yacimientos se reconocen dos tipos de porosidades:

- Porosidad absoluta: es aquella porosidad que considera la totalidad de los poros presentes en la roca.
- Porosidad efectiva: Esta porosidad sólo considera el volumen de los poros interconectados y es aquella de mayor importancia para los trabajos de ingeniería debido a que considera sólo la cantidad de poros disponibles al flujo. [16]

### **Permeabilidad (K):**

Es la propiedad que posee un sólido de permitir el paso de los fluidos a través de su cuerpo, esto se logra mediante una red de poros interconectados que atraviesen de un lado a otro el sólido, si la porosidad de un material es nula o no se encuentra interconectada el paso de los fluidos a través de la roca es imposible y se dice que este es impermeable.

La unidad básica de la permeabilidad se llama Darcy, un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise y que satura totalmente el medio poroso, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un  $\text{cm}^3$  por segundo, por un área transversal de un  $\text{cm}^2$  por cm de longitud y bajo una diferencial de presión de una atmósfera.

Según las fases presentes en el medio poroso, se tienen los siguientes tipos de permeabilidad:

- Permeabilidad absoluta (k): Es aquella que tiene un medio poroso saturado 100% por una única fase.
- Permeabilidad efectiva ( $k_{ei}$ ): Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyan en el medio poroso dos o más fases. Es una función de la

saturación del fluido en consideración y su valor siempre es menor que la permeabilidad absoluta.

- Permeabilidad relativa ( $k_{ri}$ ): Es la relación que hay entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la absoluta. Depende de la saturación del fluido y siempre es menor a la unidad.

$$k_{ri} = \frac{k_{ei}}{K} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

$k_{ri}$ : Permeabilidad relativa (petróleo, agua, gas).

$k_{ei}$ : Permeabilidad efectiva (petróleo, agua, gas).

$K$ : Permeabilidad absoluta. <sup>[17]</sup>

### **Saturación de fluidos ( $S_i$ ):**

La saturación de un fluido en una roca es la relación entre el volumen de ése fluido en los poros con respecto al volumen total de los poros de la misma. En un yacimiento de hidrocarburo se puede encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas.

Parte de los fluidos del yacimiento no pueden extraerse; esta parte de los fluidos reciben el nombre de saturación residual o irreducible, estas saturaciones residuales de hidrocarburos pueden extraerse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria o terciaria. La saturación de los fluidos en un yacimiento pueden expresarse matemáticamente mediante la siguiente ecuación:

$$S_o = 1 - S_g - S_w \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde:

$S_o$ : Saturación de petróleo, (fracción).

$S_g$ : Saturación de gas, (fracción).

$S_w$ : Saturación de agua, (fracción). <sup>[17]</sup>

Los valores petrofísicos característicos de la FPO son especificados en la **Tabla 2.1**.

### **2.1.2 Modelo Dinámico.**

Para caracterizar el yacimiento desde el punto de vista dinámico se necesitan conocer y validar parámetros involucrados directamente con la vida productiva del yacimiento como lo son la historia de producción, presión y pruebas *PVT* que corresponden a los indicadores de energía y potencial presente y futuro para nuevos pozos y los que están produciendo actualmente en el campo. Los parámetros calculados a partir de este modelo deben cotejar con el calculado a través del modelo estático para una correcta caracterización del yacimiento o área de estudio.

#### **2.1.2.1 Historia de Producción.**

El comportamiento de producción de los pozos en un yacimiento depende de los mecanismos y métodos de producción y otros factores tales como la viscosidad, daño de formación, propiedades petrofísicas, tipo de completación entre otros; que afectan o favorecen la producción de un yacimiento. Los pozos que conforman el Campo Zuata principal, Área Junín, Arena C2, fueron perforados a partir del año 2001 por lo que se considera que estos yacimientos se encuentran en una edad temprana de su explotación y son productores de un petróleo extrapesado con una gravedad promedio de 8,6 °API, a través de BCP como mecanismo de levantamiento artificial de producción de la columna de petróleo para extraerlos hasta la superficie. Adicionalmente se inyecta un diluyente en diferentes puntos del pozo que permitan disminuir la fricción entre el fluido y la tubería y por ende disminuye la viscosidad y se obtienen mayores volúmenes de hidrocarburos.

#### **2.1.2.2 Historia de Presión.**

La presión de yacimiento siempre se ha considerado como un parámetro determinante en el comportamiento del mismo, pues la producción de petróleo, gas y agua va a representarse como una pérdida de la energía del yacimiento. Cuando este alcance la condición de subsaturado, se comienza a producir hidrocarburos con el principal mecanismo de desplazamiento de petróleo, siendo este la expansión del fluido y la

roca, este fenómeno se observa en el aumento del factor volumétrico, luego alcanza la presión de burbujeo y aparece a nivel de yacimiento las primeras burbujas de gas y se hacen móvil cuando alcanzan la saturación crítica de gas, todo esto ocurre por la caída de la presión en el yacimiento, en este caso se habla de un yacimiento saturado y existen las dos fases: petróleo y gas, en vista de esto el mecanismo de expulsión es el desplazamiento por gas en solución, observándose en superficie un aumento en la tasa de gas y RGP. La caída de presión depende principalmente del tipo de fluido, la transmisibilidad, la viscosidad, las propiedades físicas del yacimiento (permeabilidad, saturación de petróleo, porosidad, profundidad, compresibilidad, entre otros).

La historia de presión del yacimiento corresponde a las presiones obtenidas durante la vida productiva de los pozos hasta la actualidad. En la FPO, Área Junín, Arena C2, objeto de este estudio se tienen pruebas de *RFT* tomadas a hoyo desnudo en la cara de la arena en la zona productora, un *BHP* estático inicial durante la completación original y los *BHP* dinámico y estático capturados con el sensor de fondo en los pozos productores. Estos datos brindaron información acerca de las presiones iniciales para los pozos de las Macollas IC y VD (565 lpc y 614 lpc, respectivamente) y las presiones estáticas capturadas durante la vida productiva, fueron consideradas a partir de pruebas de flujo tras flujo en periodos de cierres y aperturas y cuando ocurría la estabilización de esta presión se consideraba como la presión estática de yacimiento para ese tiempo. Estas presiones son llevadas a un nivel de referencia (Datum) dado que varían en función de la profundidad de acuerdo al buzamiento del yacimiento. Las ecuaciones serán analizadas en el Capítulo IV.

### **2.1.2.3 Análisis *PVT*.**

Actualmente, el tipo de fluido contenido en los yacimientos es uno de los muchos factores que influyen en el comportamiento de producción de éstos. Para definir y caracterizar un fluido presente en un yacimiento, primeramente se deben considerar todas las propiedades de los fluidos que son estudiadas a partir de pruebas *PVT*. En

este sentido se especificará dichas propiedades y las consideraciones involucrados en la realización de una prueba *PVT*.

Los análisis *PVT*, son pruebas que se realizan a una muestra de fluidos representativa del yacimiento, una vez llevada al laboratorio para predecir el comportamiento de éstos con la disminución de presión. Esto se realiza suponiendo un proceso volumétrico e isotérmico, donde se miden exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión.

Un análisis *PVT* típico para petróleo negro incluye las siguientes pruebas:

#### **2.1.2.3.1 Composición de la muestra de fluidos del yacimiento.**

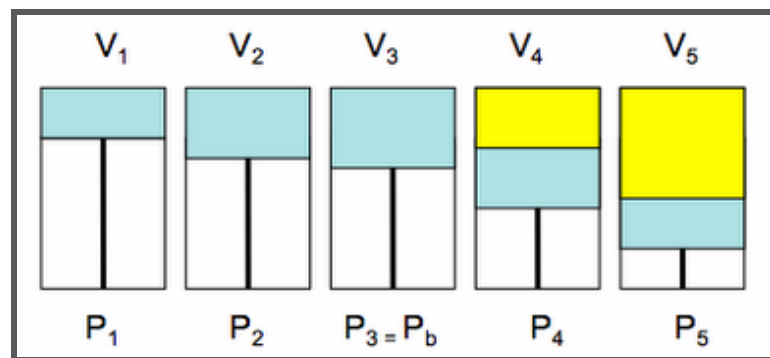
La determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos se realiza a través de la liberación instantánea (*flash*) a través de una muestra de fluido tomada en el fondo del pozo o recolectada en el separador de gas y recombinada en superficie. Una vez separado el líquido remanente del gas, éste es analizado para obtener la composición de la muestra a condiciones de yacimiento. Se analizan los componentes del gas desde el  $C_1$  hasta el  $C_{11}$ , aunque algunas veces sólo alcanza el  $C_6^+$  o  $C_7^+$ . La fracción remanente del  $C_7^+$  se caracteriza a través de la gravedad  $^\circ$ API y del peso molecular. La composición de la muestra incluye técnicas como cromatografía y destilación. <sup>[15]</sup>

#### **2.1.2.3.2 Expansión a composición constante (Relación PV).**

También llamada prueba de liberación instantánea, liberación *flash*, vaporización *flash* y relación P-V, aunque algunas veces se le denomina liberación en equilibrio. Es un proceso dinámico o de separación continua en varias etapas, por el cual el gas que se libera del petróleo, se expande a temperatura constante. Sin embargo, permanece en contacto con el petróleo durante todo el tiempo de la expansión. La composición total del sistema permanece constante, pero la composición de las fases del sistema gas y líquido cambia con la disminución de presión.

La muestra representativa del crudo contenido en el yacimiento es llevada a la celda *PVT*, la cual se mantiene a una temperatura constante igual a la del yacimiento. La presión de la muestra en la celda se controla introduciendo o retirando mercurio (Hg) de la celda por medio de un pistón accionado hidráulicamente

El proceso comienza expandiendo el petróleo desde una presión  $P_1$  hasta una presión  $P_5$ , pasando por una  $P_3$  igual a la  $P_b$ , a partir de la cual comienza a liberarse el gas disuelto en el petróleo, el cual se mantiene siempre en contacto con éste (**Figura 2.3**).<sup>[18]</sup>



**Figura 2.3 Liberación instantánea.**<sup>[15]</sup>

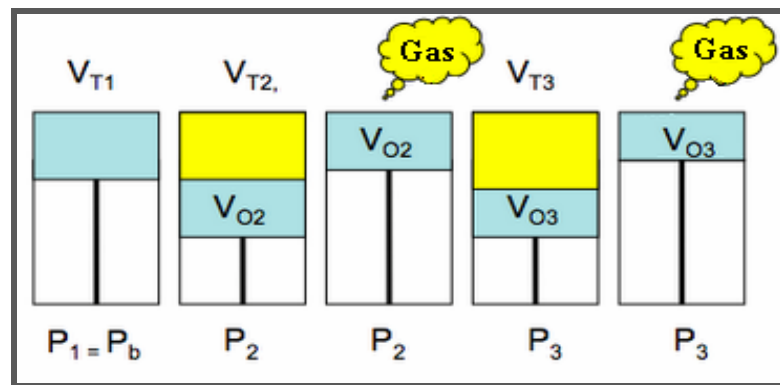
#### 2.1.2.3.3 Prueba de liberación diferencial.

Es el proceso donde el gas se separa del petróleo por reducción de presión, en tal forma que a medida que el gas se desprende del líquido se remueve del sistema, es decir, del contacto con el petróleo. Ésta prueba simula el recorrido de los fluidos (petróleo y gas) una vez en los separadores donde continúa la reducción de presión.

En el laboratorio, la disminución de presión se hace por pasos, como un sustituto de la remoción continua de gas en un proceso verdaderamente diferencial. La liberación diferencial se hace a condiciones de yacimiento y el volumen de petróleo final se denomina petróleo residual. Este proceso comienza desde la  $P_b$  hasta la presión atmosférica que representa el proceso retirando en cada etapa de expansión, el volumen de gas que se libera del petróleo (**Figura 2.4**).<sup>[15]</sup>

A partir de la prueba de liberación diferencial se obtienen:

- Factor Volumétrico de formación del petróleo ( $B_{oD}$ ) en función de la presión.
- Factor volumétrico de formación del gas ( $B_{gD}$ ) en función de la presión.
- Factor de compresibilidad del gas ( $Z$ ) en función de la presión.
- Gravedad específica del gas liberado en función de la presión.
- Relación gas-petróleo en solución ( $R_{sD}$ ) en función de la presión.
- Gravedad API del crudo residual.



**Figura 2.4 Liberación Diferencial.** <sup>[15]</sup>

#### 2.1.2.4 Validación de los datos generados a partir de una prueba *PVT*.

La calidad de los datos obtenidos a partir de un análisis *PVT*, depende fundamentalmente de la muestra de los fluidos, y la información reportada se ve afectada por:

- Condiciones de presión y temperatura a las que fue tomada la muestra de fluidos.
- El manejo de las muestras de los fluidos al ser transportadas al laboratorio.
- La precisión en la medición de los volúmenes de fluido durante el experimento.

La validación de las pruebas *PVT* realizadas a muestras de petróleo negro se hace para verificar que la muestra sea representativa de lo que se tiene en el yacimiento así



como la comprobación de que no se tienen errores de consistencia en los resultados de laboratorio.

Un análisis *PVT* debe ser representativo y consistente para que pueda ser utilizado como información fidedigna en el desarrollo de estudios posteriores.<sup>[18]</sup>

#### **2.1.2.4.1 Representatividad de la prueba *PVT*.**

En el proceso de validación de los datos reportados en las pruebas *PVT* se debe verificar la representatividad de la muestra de fluido, para esto se debe considerar los siguientes parámetros:

1. la  $T_{yac} = T_{lab}$ : Se debe precisar que temperatura a la cual se realiza la prueba *PVT* en el laboratorio deben ser igual a la temperatura a la cual se encontraba la muestra del fluido original en el yacimiento o en la zona probada.
2. La  $P_Y > P_b$ : La presión del yacimiento al momento de realizar el muestreo debe ser mayor a la presión de burbuja y de la misma manera se debe verificar que la presión del yacimiento reportada en la prueba *PVT* sea la presente en el yacimiento para ese mismo tiempo.
3. La  $RGP_{Lab} = R_{si}$ . La razón de solubilidad del gas asociado al petróleo original de las primeras pruebas de producción del yacimiento o de la zona de donde se tomó la muestra reportada en la prueba *PVT* debe ser igual a la RGP experimental de la muestra de petróleo analizada en el laboratorio.
4. El pozo debe producir en forma estabilizada en el momento de capturar la muestra de fluido en el separador.
5. La presión y la temperatura deben permanecer constantes durante la captura de la muestra de fluido.
6. Preferiblemente la presión de fondo fluyente debe ser mayor a la presión de burbujeo  $P_{fw} > P_b$ .

De esta manera se debe chequear del historial del pozo estudiado (Carpeta del pozo) las condiciones originales referidas al mismo ( $P_i$ ,  $T_i$ ,  $R_{si}$ , etc) y que sean las

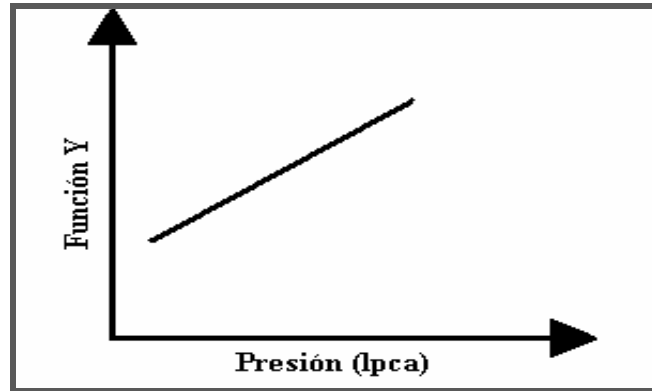
mismas reportadas en el *PVT*, por ende se habrá estudiado la representatividad de los datos. <sup>[19]</sup>

#### 2.1.2.4.2 Consistencia de la prueba *PVT*.

Para evaluar la consistencia de los datos reportados en los informes *PVT*, existen varios métodos: la validación por la verificación de la Función Y, la prueba de densidad, la prueba de balance de materiales y la prueba de desigualdad.

##### - Función Y:

Observando el comportamiento de la Función Y cerca del punto de burbujeo, se puede determinar si la presión de burbujeo en el laboratorio ha sido subestimada o sobrestimada con respecto a la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento. Si la Función Y representa una línea recta, entonces se dice que existe consistencia en la presión de burbujeo experimental y la real (**Figura 2.5**).



**Figura 2.5 Función Y versus la presión.** <sup>[19]</sup>

Si la presión de burbujeo en el laboratorio es superior a la real, los puntos de la Función Y se alejan por encima de la línea recta, se dice entonces que está sobrestimada (**Figura 2.6**). Si por el contrario, la presión es menor, los puntos de la Función Y se alejan por debajo de la línea entonces se habla de una presión subestimada (**Figura 2.7**).

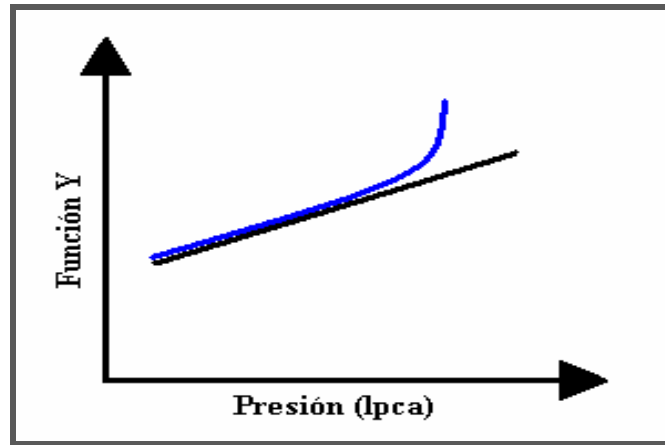


Figura 2.6 Función Y versus Presión ( $P_b$  sobrestimada).<sup>[19]</sup>

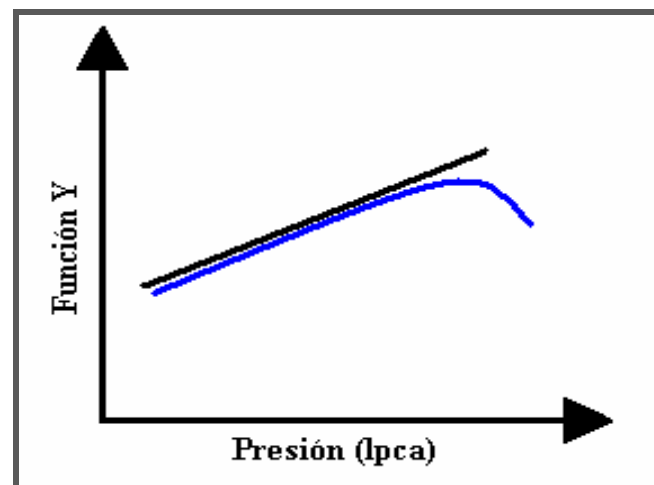


Figura 2.7 Función Y versus Presión ( $P_b$  subestimada).<sup>[19]</sup>

**- Prueba de Densidad:**

Se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores. La prueba se considera válida si el error es menor de 5 %.

### - Balance de Materiales:

El Balance de Masas permite hacer un estimado, por medio de ecuaciones, de la relación Gas-Petróleo en solución ( $R_s$ ), la cual es comparada con la reportada en los informes del análisis *PVT* a diferentes condiciones de presión. La diferencia entre los dos valores no debe exceder el 5 %, en caso contrario es probable que la liberación diferencial sea inconsistente, y para verificarlo deben examinarse con mayor detalle los cálculos realizados.

Para realizar el Balance de Masas de la liberación diferencial es necesario que en el informe del análisis *PVT* se señale la siguiente información:

- Gravedad °API del crudo residual (API).
- Relación Gas-Petróleo en solución a diferentes presiones ( $R_s$ )
- Factor volumétrico del gas liberado en cada etapa de liberación ( $\beta_g$ ).
- Densidad del petróleo ( $\rho_o$ ).
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones ( $\beta_o$ ).
- Gravedad específica del gas ( $\gamma_g$ ).

### - Prueba de Desigualdad:

Los datos *PVT* para que sean consistentes deben cumplir con la siguiente restricción:

$$\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \beta_g \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \quad \text{Ec. 2.4}$$

La finalidad de esta prueba es verificar la consistencia en los cambios de volúmenes de líquido y gas. Si esta desigualdad no se cumple en los datos introducidos en los programas de simulación, éstos enviarán mensajes de error.

#### 2.1.2.5 Limitaciones de las pruebas de laboratorio.

- La muestra de fluido tomada no representa adecuadamente la composición original de los fluidos del yacimiento. Esto ocurre cuando la muestra se toma a presiones de yacimiento menores que la de burbujeo, o el pozo produce agua y/o gas libre.

- Los procesos de liberación en el laboratorio no simulan exactamente el proceso combinado diferencial-instantáneo que ocurre en el yacimiento.
- La extrapolación de resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas producen graves errores en los cálculos de balance de materiales, cotejo y predicción de comportamiento de yacimientos.
- En el muestreo de separador, pequeños errores (5 %) en las tasas de petróleo y gas producen errores en la presión de burbujeo del orden de 150 Lpca. <sup>[19]</sup>

## **2.2 Mecanismo de Producción.**

Para definir los mecanismos de producción de la FPO se considera en primer lugar que los yacimientos son casi horizontales, presentando un buzamiento regional de no más de 4° (cuatro grados) en dirección Sur-Norte, sin Contactos Gas-Petróleo, pero sí Agua-Petróleo. Otro parámetro de interés son las características de las arenas que conforman los yacimientos, las cuales en general tienen alta porosidad, son no consolidadas, y se producen en gran medida junto con el crudo. Finalmente, influirá en el comportamiento de producción la presencia de agua. En la FPO el mecanismo predominante es el desplazamiento por gas en solución, con la característica que se está en presencia de un “Petróleo Espumante”, lo cual incrementa el recobro final. Entre los principales mecanismos de producción primarios de los yacimientos presentes en la FPO se encuentran:

### **2.2.1 Mecanismo de Gas en Solución.**

En un yacimiento el mecanismo de desplazamiento por gas en solución, es la energía necesaria para desplazar el petróleo al hoyo proporcionada por la expansión del petróleo debido al gas en solución y este ocurre cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja en el yacimiento, formándose pequeñas y dispersas burbujas de gas en los poros que desplazan al petróleo hacia el pozo, después que la saturación de gas excede la saturación crítica, éste se hace móvil. Cuando el gas se hace móvil, la

producción de crudo cae y la producción de gas aumenta rápidamente debido al aumento de permeabilidad relativa del gas.

La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 a 30% del petróleo original en sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad °API del crudo (baja viscosidad), alta relación gas \ petróleo en solución (RGP) y homogeneidad de la formación. <sup>[21]</sup>

### **2.2.2 Mecanismo de Compresibilidad de la Roca y Expansión de los Fluidos.**

Este mecanismo se produce al comenzar la explotación de un yacimiento, debido a que al caer la presión se expande la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado.

La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos subsaturados sin desplazamiento de agua hasta que la presión alcanza la presión de saturación.

Dadas las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, cualquier reducción de la presión causará una expansión de los fluidos en el mismo y una reducción del volumen poroso. A este efecto se le conoce como mecanismo de desplazamiento por expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso. <sup>[20]</sup>

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

Algunas características importantes de este tipo de desplazamiento son:

- La presión del yacimiento declina rápidamente durante el tiempo en que este mecanismo sea el dominante.

- La relación gas petróleo de los pozos del yacimiento es similar a la razón gas disuelto petróleo (Rsi).
- El factor de recobro estimado está en el orden del 5 % del POES. <sup>[20]</sup>

### **2.3 Clasificación del Tipo de Fluido en el Yacimiento.**

En base a los hidrocarburos que contienen los yacimientos de petróleo se clasifican como petróleo de alta volatilidad y petróleo de baja volatilidad, en este último hay una subclasificación que es donde son ubicados los crudos encontrados en la Faja, conocidos como crudos extrapesados y será definido continuación:

#### **2.3.1 Yacimientos de Crudos Extrapesados.**

Los yacimientos de crudos extrapesados son mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos, caracterizado por una gravedad específica menor o igual a 10 °API, una viscosidad en el rango de 1.000-5.000 cPs, una razón de solubilidad (Rs) entre los 50-80 PCN/BN, una transmisibilidad de 40-1.000 (md\*pie/cPs), una temperatura comprendida entre 100-135 °F, que se diferencia del petróleo bituminoso debido a que su viscosidad está por debajo de los 10.000 cPs. Estos yacimientos se pueden encontrar en condiciones subsaturadas con presión inicial por encima de la presión de burbujeo, o saturados con presión inicial igual a la presión de burbujeo. Los mecanismos de producción presentes en este tipo de yacimientos son: desplazamiento por gas en solución, expansión de los fluidos, compactación de la roca, compresibilidad de la roca y de los fluidos, entre otros.

El yacimiento en estudio (Arena C2) está ubicado en el Campo Zuata Principal, desarrollado con pozos horizontales, agrupados en Macollas, y completados en arenas someras no consolidadas a una profundidad vertical entre 1.300-2.350 pies; y en donde se encuentra atrapado un petróleo negro extrapesado con una gravedad promedio que oscila entre 7,3 –10 °API, con una viscosidad de hasta 5.000 cPs, la cual se encuentra incluida en las características de los yacimientos y fluidos de la FPO (**Tabla 2.1**).

**Tabla 2.1 Característica de los Yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.**<sup>[1]</sup>

PARÁMETROS DINÁMICOS Y ESTÁTICOS	UNIDADES	FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
Presión inicial	Lpc	630-900
Temperatura	°F	100-140
Densidad	° API	6-12
Viscosidad	cPs	5.000
Permeabilidad	Darcy	1- 20
Porosidad	%	30-35
Saturación inicial de agua	%	15
Saturación inicial de petróleo	%	85
Fvf, boi	BY/BN	1,050
Rgp, rs	PCN/BN	60-70
Areniscas someras no consolidadas		

El Contacto Agua-Petróleo Original (CAPO) en la mayoría de los yacimientos de la FPO se encuentra bien definido, excepto en aquellos casos que la densidad del agua es menor que la del crudo extrapesado, donde el (CAPO) en la areniscas está por encima del petróleo extrapesado. Este hecho no se observa con el resto de los yacimientos de crudo convencional.

La viscosidad de los crudos de la FPO es baja en comparación con otros crudos pesados de otras latitudes con densidad similar, razón por la cual fue posible drenar crudo desde el yacimiento, obteniendo producción sin métodos térmicos. Para obtener



mayores volúmenes de producción de crudo es necesario ejecutar grandes inversiones en el campo, por tanto hay que implementar nuevas tecnologías para obtener mayor producción.

### 2.3.2 Criterios para caracterizar los fluidos presentes en la FPO.

Se definen como crudos extrapesados basándose en los criterios técnicos establecidos por William MacCain que considera como aspectos importantes y determinantes para la caracterización de los fluidos la RGP inicial, el color del líquido en el tanque, la gravedad °API, y el contenido de  $C7^+$  aunque este último es considerado para los gases condensados (**Tabla 2.2**).

**Tabla 2.2 Identificación del fluido del yacimiento en base a información de pruebas de Producción y Análisis Cromatográficos.** <sup>[22]</sup>

	<b>Petróleo Negro</b>	<b>Petróleo Volátil</b>	<b>Petróleo Retrogrado</b>	<b>Gas Húmedo</b>	<b>Gas Seco</b>
<b>Relación Gas Petróleo inicial (PCN/BN)</b>	<1750	1.750 a 3.200	>3.200	>15.000	> 100.000
<b>°API inicial en el tanque</b>	<45	>40	>40	hasta 70	no hay liquido
<b>Color del líquido en el tanque</b>	Oscuro	de color	color claro	agua blanca	no hay liquido

Otro criterio para caracterizar el fluido presente en el yacimiento es mediante la viscosidad que es una propiedad de los fluidos determinante del movimiento que depende principalmente de la homogeneidad en el yacimiento, el contenido de asfalteno, la profundidad y la temperatura (**Tabla 2.3**).

**Tabla 2.3 Clasificación de los hidrocarburos de acuerdo a la viscosidad descrito por UNITAR.** <sup>[23]</sup>

Clasificación	Viscosidad (cps)	Densidad a 15,6 °C (kg/m <sup>3</sup> )	Gravedad °API
Crudo Pesado	100-10.000	943-1.000	20-10
Crudo Bituminoso	>10.000	1.000	<10

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad °API (**Tabla 2.4**), parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo; de acuerdo a lo establecido petróleos con una gravedad igual o menor a los 10 °API son clasificados como crudos extrapesados.

**Tabla 2.4 Clasificación de los hidrocarburos de acuerdo al Instituto Americano del Petróleo.** <sup>[19]</sup>

Petróleo	Densidad ( g/ cm3)	Densidad grados °API
Extrapesado	>1.0	<10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

#### 2.4 Correlaciones Usadas para Crudos Extrapesados.

Dentro de las ecuaciones a usar para determinar las propiedades físicas del petróleo y desarrollar la ecuación de balance de materiales se encuentra las correlaciones de

Vasquez y Beggs que son las aplicadas para petróleo negro (**Tabla 2.5**), en este sentido se hará necesario definir las propiedades físicas de los fluidos.

**Tabla 2.5 Rangos De Datos Para La Correlación De Vazquez, ME Y Beggs, H.D.** [24]

	$\gamma_{API} \leq 30$	$\gamma_{API} > 30$
Número de puntos de datos	1.141	4.863
Presión de burbujeo, lpca	15-4572	15-605
Temperatura promedio °F	162	180
Factor Volumétrico del petróleo, BY/BN	1,042-1,545	1,028-2,226
Razón de Gas Disuelto en el Petróleo PCN/BN	0-831	0-2.199
Gravedad del petróleo, °API	5,3-30	30,6-59,9
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0,511-1,351	0,53-1,259

## 2.5 Propiedades Físicas de los Fluidos.

En este Capítulo solo se definirán las propiedades físicas de los fluidos y en el Capítulo IV se detallaran estas propiedades que han sido desarrolladas por las Correlaciones de Vazquez y Beggs que son las que aplicadas para los crudos extrapesados.

**Relación Gas-Petróleo:** La relación gas petróleo (RGP) es la relación del volumen de gas que viene en solución en el volumen de petróleo a condiciones estándar.

El proceso involucrado en la definición del RGP, es el siguiente: primero una cantidad de petróleo líquido en el yacimiento de masa (M1) sube a la superficie y se reducen la presión y temperatura, usualmente resultando en la separación de una fase gaseosa de masa (M3) y una fase líquida de masa (M2) (**Figura 2.8**). La RGP se define como la relación de los volúmenes en superficie de gas y petróleo:

$$RGP = Q_g/Q_o$$

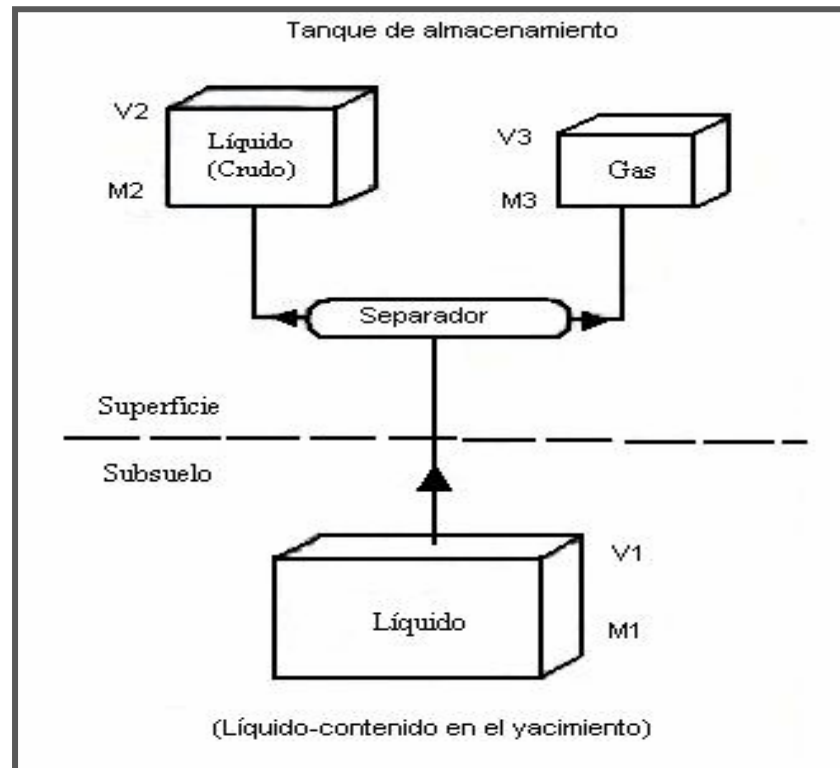
Ec. 2.5

Donde:

$Q_g$  = Tasa de producción de gas (PCN)

$Q_o$  = Tasa de producción de petróleo (BN)

Los volúmenes correspondientes están definidos como  $V_1$ ,  $V_2$  y  $V_3$ .

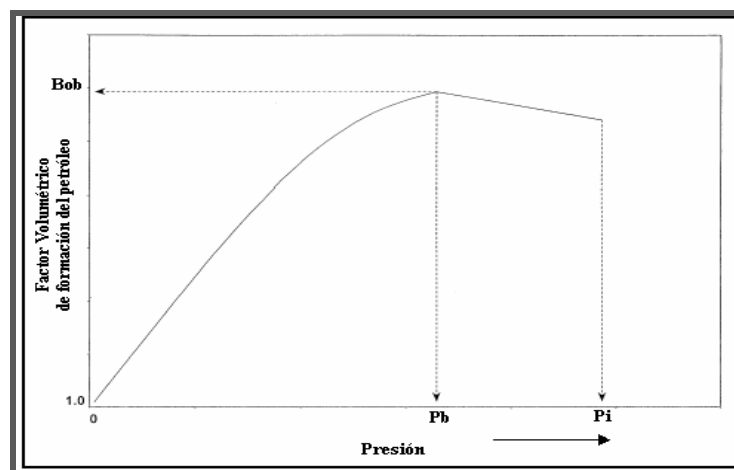


**Figura 2.8 Definición de términos para relacionar petróleo líquido y gas en el yacimiento a sus propiedades de superficie.**

**Presión de burbujeo ( $P_b$ ):** Esta es la presión a la cual el sistema en estado líquido se encuentra en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas y al no admitir más gas disuelto pasa al estado de dos fases, dejando libre la primera burbuja de gas. Permite definir el estado en el que se encuentra el fluido en el yacimiento, es decir, si está sub-saturado o saturado con gas natural, al ser comparada con la presión inicial del mismo. Esta presión también es denominada de saturación ( $P_s$ ), debido a que la fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural. Generalmente cuando se

habla de crudos pesados se hace referencia a la presión de saturación ya que el gas, el cual se encuentra en equilibrio con el petróleo, es muy poco.

**Factor Volumétrico de Formación del Petróleo (Bo):** Es la relación entre el volumen de petróleo a las condiciones prevalecientes del yacimiento y ese mismo volumen a condiciones de superficie. El comportamiento de esta relación de volúmenes (Bo), expresada en BY/BN, se muestra en la **Figura 2.9**.

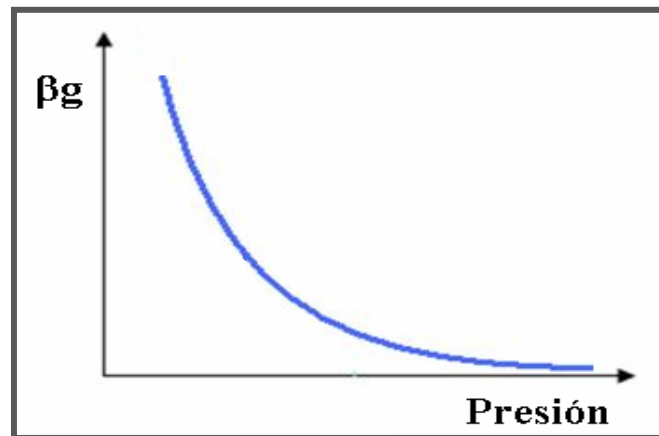


**Figura 2.9 Comportamiento del Bo en función de la presión.** [15]

La **Figura 2.9**, muestra el comportamiento típico del Bo, en función de la disminución de la presión, donde el volumen de petróleo con gas disuelto en el yacimiento, se incrementa levemente con la disminución de la presión, desde la presión inicial (Pi) hasta la Pb; esto indica que el gas disuelto en el petróleo ha comenzado a expandirse, provocando que el petróleo también se expanda hasta alcanzar la Pb, a partir de este punto, la liberación de gas es inminente en el yacimiento y el volumen de petróleo comienza a disminuir hasta las condiciones mínimas de presión (14,7 lpca) y temperatura de yacimiento.

**Factor Volumétrico de Formación del Gas (Bg):** Representa el volumen de gas libre en el yacimiento en relación con el volumen que ocupa este mismo gas en superficie; se expresa en BY/PCN. Como se observa en la **Figura 2.10**, el Bg se

incrementa con la disminución de presión, una vez que en el yacimiento se alcanza la presión de burbujeo. La figura muestra el comportamiento típico del Bg con la variación de presión.



**Figura 2.10 Comportamiento típico del Bg en función de la presión.** <sup>[25]</sup>

**Factor Volumétrico Total o Bifásico (Bt):** Representa la sumatoria entre el volumen de líquido ( $B_o$ ) y la diferencia entre la razón gas petróleo inicial ( $R_{si}$ ) y la razón gas petróleo a las condiciones actuales del yacimiento ( $R_s$ ), si el factor volumétrico del gas es  $B_g$  en (BY/PCN).

Debido a que a presiones por encima de la presión de burbujeo la relación de solubilidad del gas en el petróleo se mantiene constante y  $B_t = B_o$ , la curva que representa el Bt muestra una tendencia lineal con pendiente casi nula, al disminuir la presión desde la presión inicial a la presión de burbujeo. Una vez que se alcanza la  $P_b$ , el comportamiento de la curva muestra un ascenso, que indica que el gas liberado ocupa mayor volumen que el petróleo en el yacimiento, lo que genera un incremento en el Bt (**Figura 2.11**). <sup>[15]</sup>

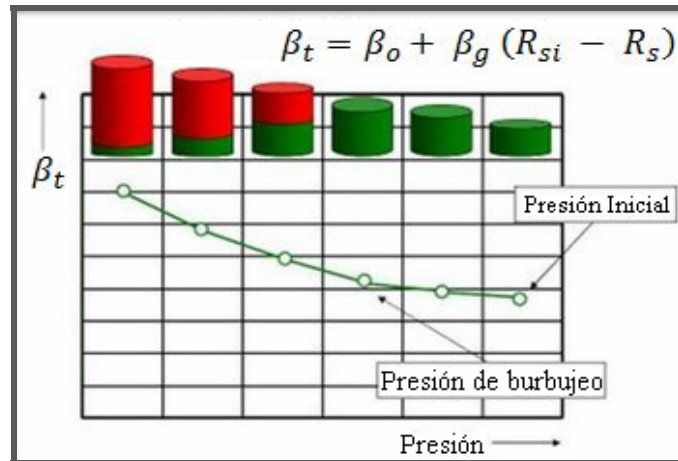


Figura 2.11 Comportamiento típico del Bt en función de la presión. <sup>[25]</sup>

**Relación Gas en Solución del Petróleo (Rs):** Se refiere a la cantidad de gas en solución que puede ser admitido por el petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Es expresado generalmente en (PCN) de gas disuelto en un barril de petróleo a condiciones normales (BN). En la (Figura 2.12) se muestra el comportamiento típico de Rs en función de la presión.

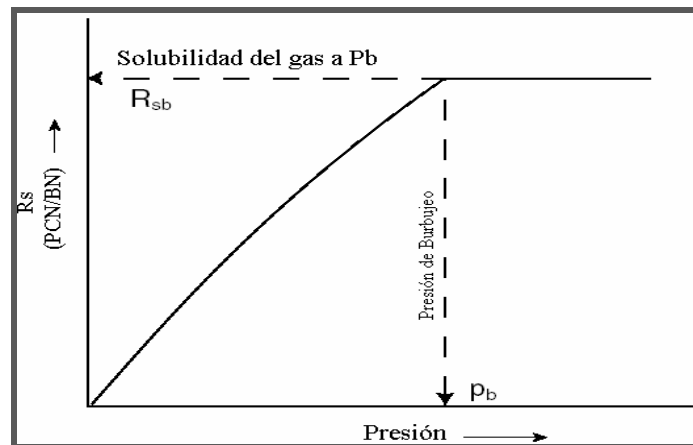
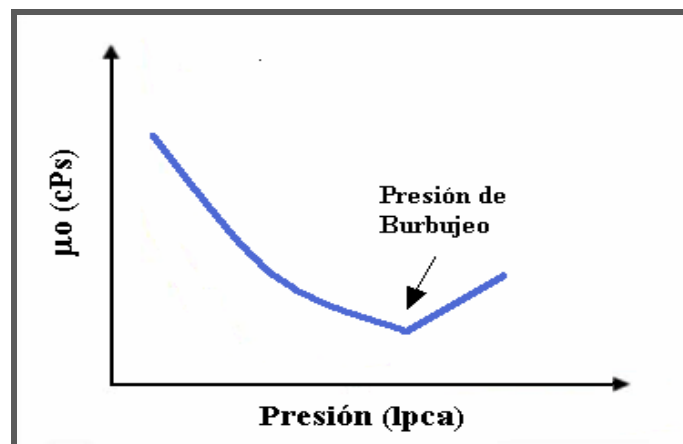


Figura. 2.12 Comportamiento típico de Rs en función de la Presión. <sup>[25]</sup>

**Viscosidad del Petróleo ( $\mu$ ):** En general la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir.

La viscosidad del petróleo se ve influenciada por la temperatura y la presión disminuyéndola, esto se observa la (**Figura 2.13**), que muestra el comportamiento de la viscosidad con la declinación de presión, donde se observa que a presiones por encima de la presión de burbujeo, la viscosidad disminuye con el descenso de la presión, debido al efecto del gas que se encuentra en solución; mientras que por debajo de la presión de burbujeo, el incremento de la viscosidad se produce por la liberación del gas disuelto en el petróleo, provocando que las fuerzas intermoleculares del crudo aumenten; haciéndolo más incompresible.



**Figura 2.13 Comportamiento típico de  $\mu_0$  vs. Presión.** <sup>[25]</sup>

**Compresibilidad del Petróleo ( $C_o$ ):** la compresibilidad de una sustancia es el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante.

$$c = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

$C_o$  = Compresibilidad del petróleo ( $\text{lpca}^{-1}$ )

$V$  = Volumen

$P$  = Presión (lpca). <sup>[15]</sup>



## 2.6 Métodos de Producción.

Otros parámetros que intervienen en la producción de los pozos debido a que están vinculados estrechamente por ser parte del funcionamiento y desplazamiento del hidrocarburo desde el fondo del pozo hasta la superficie son:

### 2.6.1 Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Están compuestas por un rotor y un estator, entre los cuales se forman cavidades que permiten levantar el fluido. El rotor está conectado a un motor en superficie por una sarta de cabilla, y su rotación genera el relleno y progreso de las cavidades para el levantamiento; a medida que van avanzando a través de la bomba, las cavidades se desconectan de la entrada de la bomba, están un tiempo aisladas, y se conectan a la salida. Por eso se considera que la BCP desconecta dinámicamente el fondo del pozo del eductor. Este funcionamiento se realiza gracias a un elastómero fijado en el estator de la bomba, cuya capacidad de deformación y recuperación elástica permite el correcto aislamiento y progreso de las cavidades a través de la bomba (**Figura 2.14**).

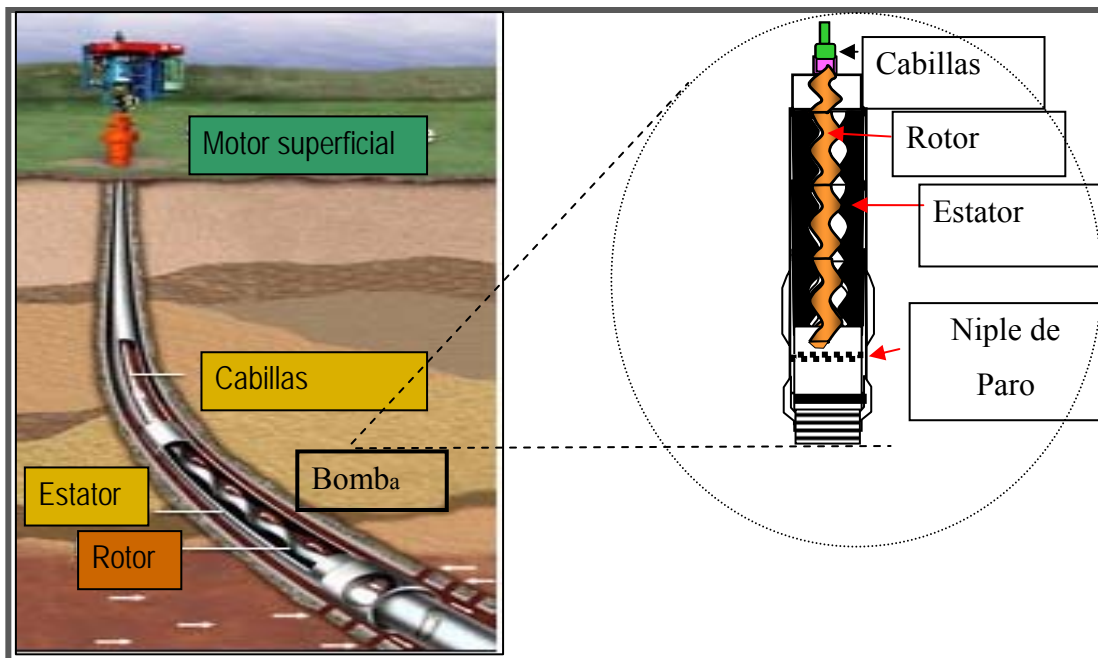


Figura 2.14 Bombeo de Cavidad Progresiva. <sup>[5]</sup>

### 2.6.1.1 Inyección de Diluyente.

Debido a la calidad del crudo extrapesado del Campo Zuata Principal (7- 9 °API) se hace necesaria la inyección de diluyente en diferentes puntos del pozo (**Figura 2.15**), con el fin de reducir las pérdidas por fricción generadas a lo largo de las tuberías. Esta inyección de diluyente ha tenido históricamente tres puntos donde se puede inyectar (**Figura 2.16**):

- Completación Tipo I: Inyección de diluyente en el cabezal.
- Completación Tipo II: Inyección de diluyente antes de la entrada de la bomba de subsuelo (actualmente no se utiliza).
- Completación Tipo III: Inyección de diluyente en el fondo del brazo horizontal.

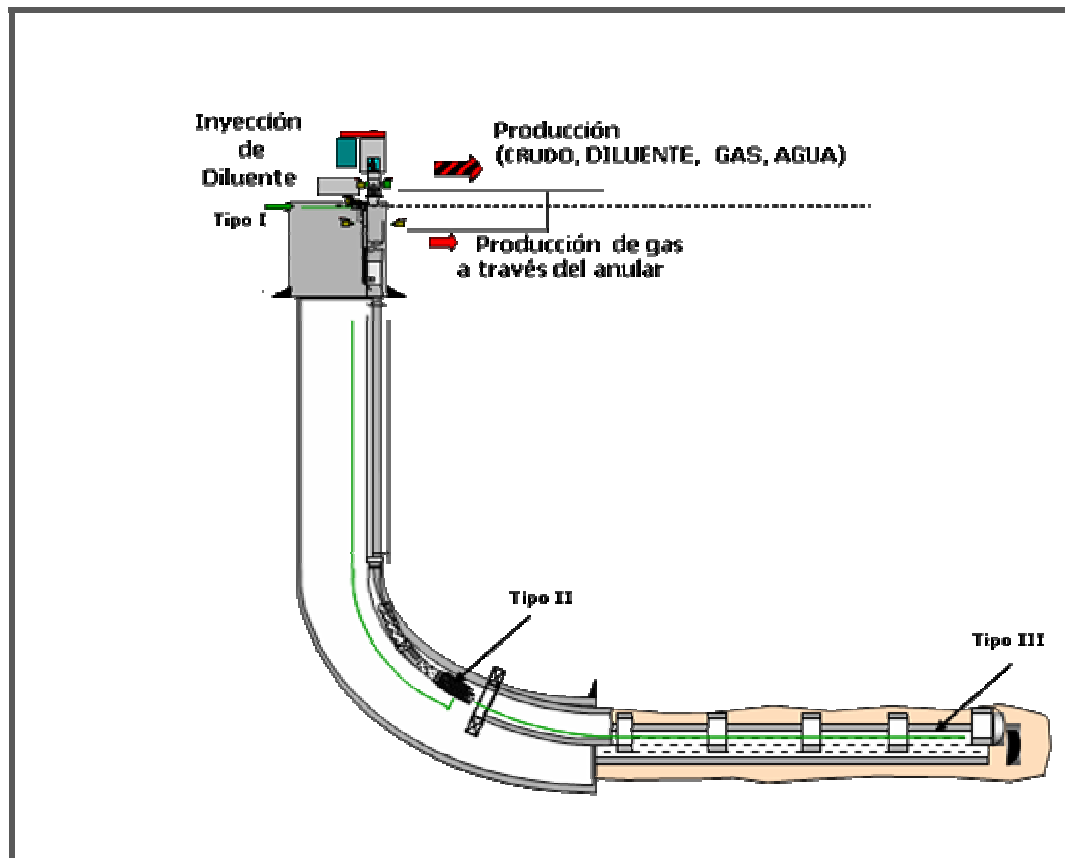
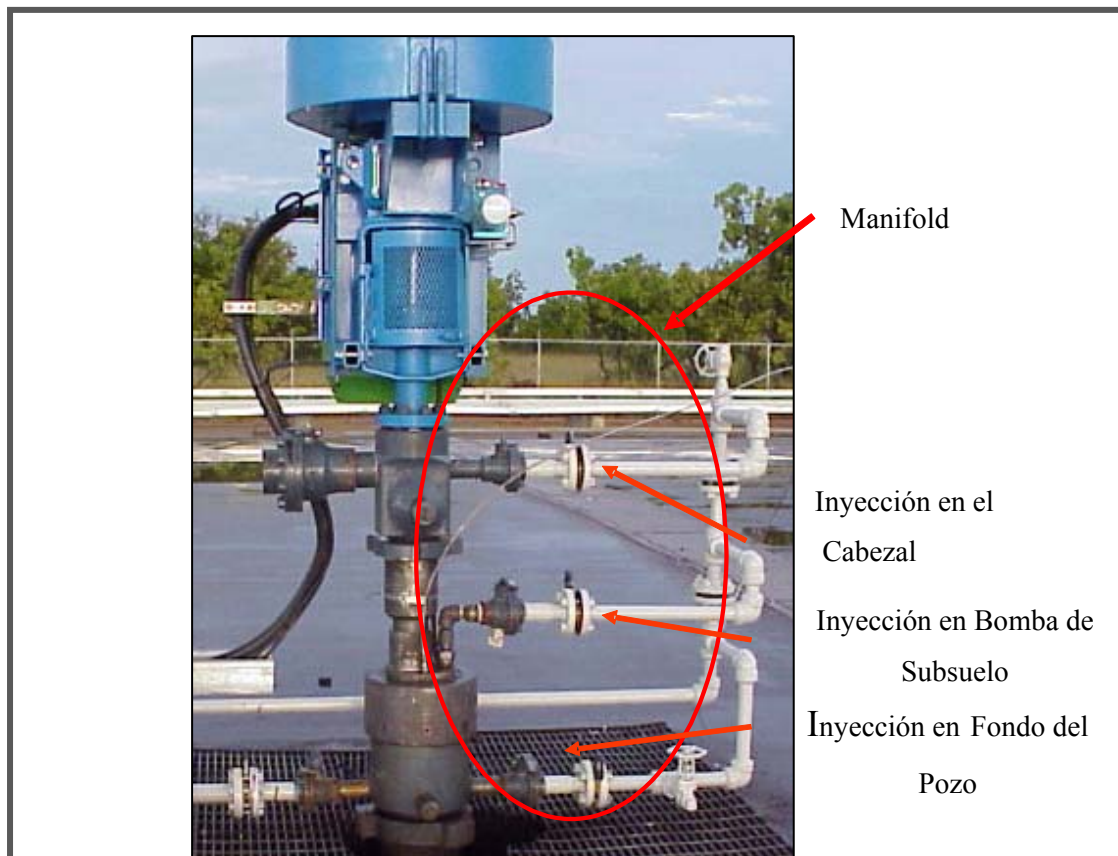


Figura 2.15 Inyección de Diluyente visto en el pozo. <sup>[5]</sup>

Se ha establecido que el porcentaje de dilución óptimo para la inyección de diluyente es de 15% y todos los medidores multifásicos han sido calibrados para medir con esta condición (a excepción de ciertos pozos con alto corte de agua).

Desde el punto de vista de yacimientos, ha sido comprobado que la reducción de fricción a lo largo del brazo horizontal genera:

- Incremento del Índice de Productividad (sobre todo en pozos de alto caudal).
- Reduce las pérdidas por fricción en más de 20 Lpc (dependiendo el caudal del pozo).
- Distribuye la caída de presión a lo largo del drenaje del pozo.
- Disminuye la declinación de la presión del área de drenaje.
- Aumenta el área de drenaje.



**Figura 2.16 Puntos de Inyección de Diluyente visto en superficie. [5]**

### 2.6.2 Bombeo Electrosumergible (BES).

Tiene como principio fundamental levantar el fluido del yacimiento hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie y conducida a través del cable de potencia hasta el motor (**Figura 2.17**).

El Sistema BES representa uno de los métodos de levantamiento artificial más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión, análisis y control.

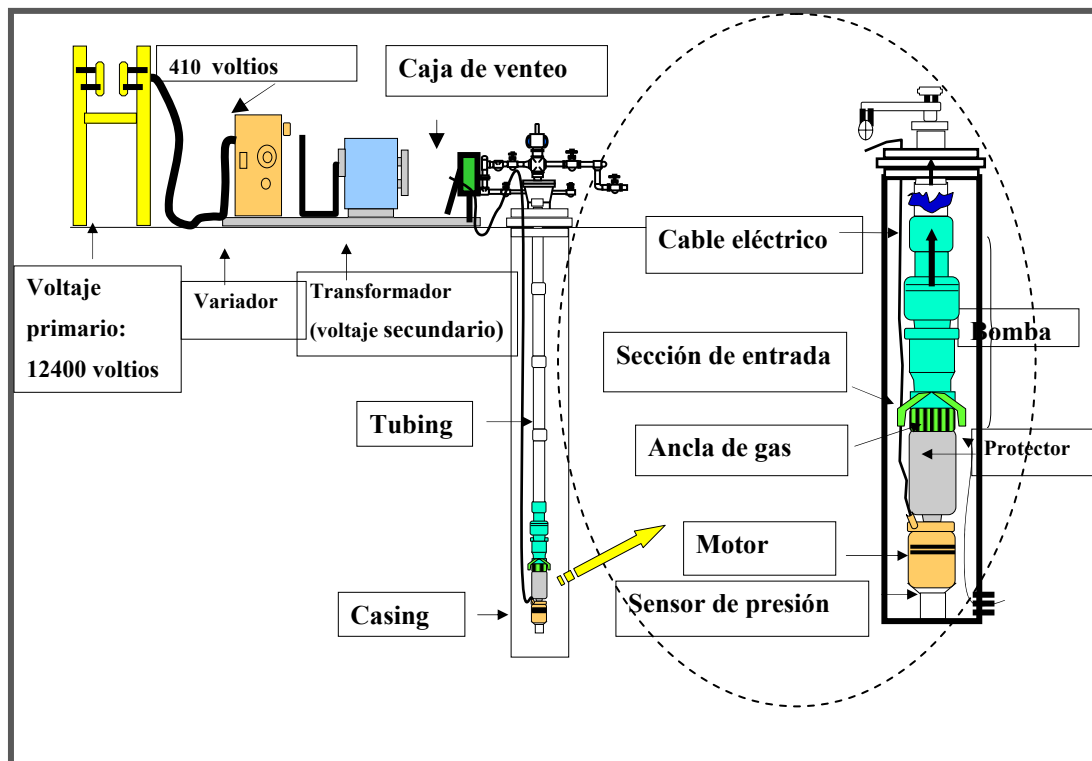


Figura 2.17 Bombeo de Electro Sumergible. <sup>[5]</sup>

## 2.7 Métodos para cálculo de volúmenes de hidrocarburos originales en sitio y reservas.

### 2.7.1 Método Volumétrico.

Permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca.

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de los pozos del yacimiento, y éstos representan sólo una parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre por lo que se habla de “estimación” de reservas <sup>[26]</sup>.

La ecuación del método volumétrico para petróleo es la siguiente:

$$POES = \frac{7.758 * \bar{\phi} * A * \bar{h}_p * (1 - \bar{S}_{wi})}{Boi} \quad (BN) \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

POES: Petróleo Original en Sitio (BN)

$\phi$  = Porosidad promedio del Yacimiento (fracción)

A = Área de arena neta Petrolífera (acres)

$h_p$  = Espesor promedio de arena neta petrolífera (pies)

$S_{wi}$  = Saturación promedio de agua inicial (fracción)

$Bo_i$  = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN).

Si el fluido original del yacimiento es gas, bastará con la modificación de la constante de conversión de unidades y el cambio del factor volumétrico del petróleo por el del gas para que la ecuación aplique para la búsqueda del gas original en sitio (*GOES*), quedando la misma de la siguiente manera:

$$GOES = \frac{43.560 \times \bar{A} \times \bar{h} \times \bar{\phi} \times (1 - S_{wi})}{B_{gi}} = PCN \quad \text{Ec.2.8}$$

Donde, para las ecuaciones 2.7 y 2.8 presentadas anteriormente:

$\bar{\phi}$ : Porosidad promedio (fracción).

$\bar{h}$ : Espesor promedio (pies).

$\bar{A}$ : Área promedio (acre).

$S_{wi}$ : Saturación de agua inicial (fracción).

$B_{oi}$ : Factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales (BY/BN).

$B_{gi}$ : Factor volumétrico del gas a condiciones iniciales (BY/PCN).

Otra manera de calcular el volumen de gas en solución originalmente en sitio es mediante la relación gas petróleo original ( $R_{si}$ ):

$$GOES = POES * R_{si} \quad \text{Ec. 2.9}$$

### 2.7.2 Método Dinámico.

Para cuantificar el volumen de hidrocarburos presente en la Arena C2 se desarrollará a través de la ecuación de balance de materiales y los datos desarrollados en esta serán los dinámicos como son: los datos de presión, producción y datos *PVT* de los pozos involucrados en el estudio.

#### 2.7.2.1 Balance de Materiales.

Se deriva como el balance volumétrico que iguala la producción acumulada de fluidos, expresada como un vaciamiento, y la expansión de los fluidos como resultado de una caída de presión en el yacimiento. La EBM establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos. <sup>[27]</sup>

$$\begin{bmatrix} \text{Volumen} \\ \text{inicial} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Volumen} \\ \text{remanente} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Volumen} \\ \text{producido} \end{bmatrix} \quad \text{Ec.2.10}$$

Las suposiciones tomadas en el desarrollo de la EBM son:

- La EBM representa un balance volumétrico aplicado a un volumen de control, definido como los límites iniciales de aquellas zonas ocupadas por hidrocarburos.
- La suma algebraica de todos los cambios volumétricos que ocurren en cada una de las zonas definidas dentro del volumen de control es igual a cero.
- Para el análisis volumétrico se definen tres zonas: la zona de petróleo, la zona de gas y la zona de agua que existe dentro del volumen de control.
- Una de las principales suposiciones es que las tres fases (petróleo, gas y agua) siempre están en un equilibrio instantáneo dentro del yacimiento.
- Los cambios de volúmenes ocurren a partir de un tiempo  $t=0$  a un tiempo  $t=t$  cualquiera. Primero se procede a definir los volúmenes iniciales en cada una de las zonas, luego los volúmenes remanentes al tiempo  $t=t$ , y por último la diferencia entre éstos representa la disminución en cada zona.
- Posteriormente se seguirá una serie de manipulaciones matemáticas para llegar a la ecuación generalizada de balance de materiales. Todos los volúmenes están expresados a condiciones de yacimiento<sup>[19]</sup>.

La ecuación general de balance de materiales vendrá dado por la ecuación 2.11 y se describe así:

$$NP + [B_o + (R_p - R_s)B_g] W_p B_w = N + [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] m N B_{oi} \\ N B_{oi} (C_w S_{wc} + c_f) \Delta p / (1 - \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right)) + S_{wc} + W_e B_w \quad \text{Ec.2.11}$$

Si hubiese inyección de gas y/o agua en el yacimiento, los volúmenes acumulados de estos fluidos a condiciones de yacimiento. Deben ser sumados a la

derecha de la ecuación general de balance de materiales. Havlena y Odeh, simplifica esta ecuación como una línea recta y define cuatro casos particulares de normal ocurrencia en la práctica de la ingeniería de yacimiento:

- Yacimiento subsaturado, sin intrusión de agua.
- Yacimiento saturado con desplazamiento por gas en solución, con capa de gas inicial y sin intrusión de agua.
- Yacimiento con desplazamiento por gas en solución, sin capa de gas inicial y con intrusión de agua.
- Yacimiento subsaturado con desplazamiento por gas en solución, sin capa de gas inicial y sin intrusión de agua. Siendo este el caso encontrado en el área de estudio de acuerdo con las características de los yacimientos.

#### **2.7.2.2 Curvas de Declinación de Producción.**

Es un método dinámico para estimar reservas recuperables de un yacimiento, su característica dinámica proviene del hecho que se utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables. La aplicación del método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y entonces la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia. Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”.

Existen tres tipos de curvas de declinación de producción que han sido identificado y se denominan: declinación exponencial, hiperbólica y armónica. <sup>[26]</sup>

#### **2.7.3 Factor de Recobro.**

Conocido los valores del POES, el factor de recobro (FR) es el parámetro indispensable para establecer las reservas probadas.



El factor de recobro primario de un pozo (%FR), yacimiento, va a depender de su mecanismo de producción, si es por gas en solución será menor que por desplazamiento de agua o por segregación gravitacional. El factor de recobro vendrá dado por la ecuación 2.12, que es una relación directa entre el petróleo acumulado producido y el petróleo original en sitio.

$$FR = \frac{NP}{POES} * 100 \quad \text{Ec. 2.12}$$

El FR, depende en forma general de los mecanismos de producción y las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento, este aumentará al aplicar tecnologías de recuperación secundaria (inyección de gas, agua, CO<sub>2</sub>, químicos, vapor, etc.).

Una vez que se calcula el POES de un yacimiento es necesario calcular el FR que se le aplicará para establecer sus reservas recuperables.

El factor de recobro en yacimientos que producen por depleción volumétrica representará el volumen de hidrocarburos extraído en el yacimiento hasta la presión de abandono, es allí la importancia del cotejo de la simulación del comportamiento histórico de la producción de hidrocarburos con presión y su predicción usando la metodología de balance de materiales para obtener ó conocer cuáles son esos volúmenes a la presión de abandono en el futuro y calcular este parámetro. Los FR primarios de las cuatro áreas en explotación de la FPO se ha estimado conservadoramente entre 7 y 10% del POES. <sup>[20]</sup>

#### **2.7.4 Presión de abandono (Pab).**

Viene dada por la presión del yacimiento a la cual la tasa de petróleo no es económicamente viable debido a que el costo de producción o la explotación no es rentable, porque se le ha agotado las energías necesarias para impulsar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie y es necesario recurrir a un proceso de recuperación secundaria para extraer el hidrocarburo que ha quedado en sitio.

## **2.8 Reservas.**

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos acumulados en una unidad geológica formada por rocas porosas y permeables denominado yacimiento, que pueden ser extraídos o no del mismo. La clasificación de las reservas viene dada por:

### **2.8.1 Reservas Probadas.**

Son los volúmenes de hidrocarburos contenidos en yacimientos, los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que según la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponible, pueden ser producidos comercialmente.

Entran en la categoría de reservas probadas aquellas acumulaciones de hidrocarburos que cumplan con los siguientes parámetros:

- Las contenidas en yacimientos con producción comercial o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Las contenidas en yacimientos delimitado estructural y estratigráficamente y /o por contacto de fluidos.
- Las contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.
- Los volúmenes producibles de áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación secundaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación secundaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto con éxito o en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.

- En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleo y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.<sup>[20]</sup>

A su vez, estas reservas probadas pueden ser clasificadas por las facilidades de producción en:

#### **2.8.1.1 Reservas Probadas Desarrolladas.**

Las cuales se encuentran representadas por los volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor para incorporarlas a producción y las que se esperan obtener por métodos comprobados de recuperación secundaria siempre y cuando los equipos necesarios ya se encuentren instalados.<sup>[20]</sup>

#### **2.8.1.2 Las Reservas Probadas no Desarrolladas.**

Son los volúmenes de reservas probadas que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) o las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.<sup>[20]</sup>

#### **2.8.2 Reservas Probables.**

Son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas. En Venezuela se ha establecido un sistema para indicar los casos que califican como reservas probables identificándolas en cada caso con un número de acuerdo al riesgo y probabilidad de existencia:

- Serie 100 Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos en cuyos pozos no se han efectuado pruebas de producción, pero las características de sus perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia. Se identifican como reservas detrás de la tubería.
- Serie 200 Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, en donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y en donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo.
- Serie 300 Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- Serie 400 Los volúmenes estimados en estudios realizados de geología y de ingeniería o en estudios en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de las reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados, si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación secundaria.<sup>[26]</sup>

### **2.8.3 Reservas Posibles.**

Son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas, en nuestro país en el caso de las reservas probables, estas también son clasificadas según el riesgo y la probabilidad de existencia con un sistema de series numeradas:

- Serie 600 Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas

en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.

- Serie 700 Los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Serie 800 Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables y la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- Serie 900 Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- Serie 1000 Los volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación secundaria.<sup>[26]</sup>

#### 2.8.4 Reservas Recuperables.

Se llama reservas recuperables al volumen de gas o petróleo que puede ser extraído económicamente del yacimiento hasta cuando se alcance las condiciones de abandono del mismo. Se pueden calcular por medio de las siguientes ecuaciones:

$$N_{pr} = POES \times Fr \quad \text{Ec 2.13}$$

Donde:

$N_{pr}$  = Reservas Recuperables de petróleo (BN).

FR = Factor de Recobro (frac).

POES = Petróleo Original En Sitio (BN).

$$G_{pr} = GOES \times Fr \quad \text{Ec 2.14}$$

Donde:

Gpr = Reservas Recuperables de gas (PCN).

FR = Factor de Recobro (frac).

GOES = Gas Original En Sitio (PCN).

### **2.8.5 Reservas Remanentes**

Es, para el momento que se efectúa la estimación, el volumen recuperable que aún no ha sido extraído del yacimiento y resultan de restar el volumen extraído ó producción de petróleo y gas acumulados del volumen estimado originalmente en sitio.

## **CAPÍTULO III**

### **HERRAMIENTAS UTILIZADAS**

#### **3.1 Oil Field Manager (OFM)**

Es una herramienta para manejar bases de datos de producción de la empresa *Schlumberger Geoquest* adaptado oficialmente por PDVSA para el manejo y análisis de datos básicos, de producción de pozos y yacimientos. Abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo de los campos de petróleo y gas, a través de sus ciclos de vida de exploración y producción e incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación.

Como un sistema integrado esta aplicación provee un conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se puede utilizar para análisis de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo: administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración de flujo de caja y balance de materiales (**Figura 3.1**).

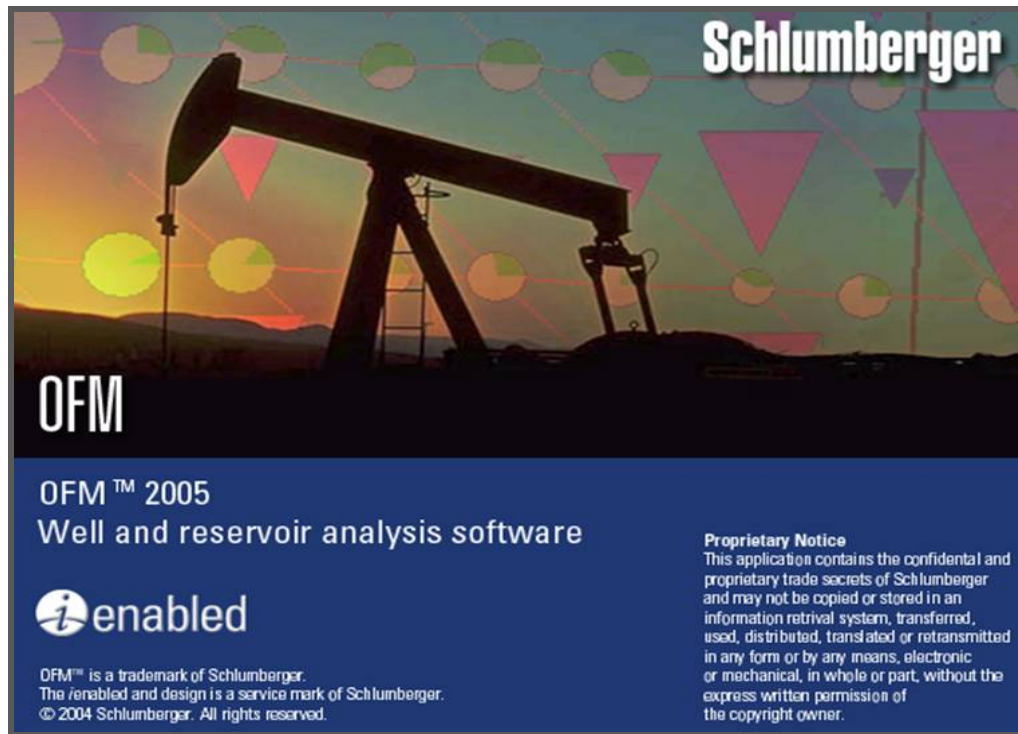
##### **3.1.1 Datos Trabajados en OFM**

- Dependientes del tiempo (producción mensual, diaria, presiones de fondo fluyente y presiones estáticas por pozos, relación gas petróleo).
- Estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).

##### **3.1.2 Filtros (*Filter*)**

Permite crear un subconjunto de datos compuestos por campo, yacimiento, pozos o completaciones y mostrarlos en el mapa base y al mismo tiempo permite guardarlos y poder utilizarlos posteriormente. Al activar la aplicación y abrir la carpeta del proyecto deseado, la primera ventana que se presenta es el mapa base del proyecto

con todos los campos y pozos completados. Para activar el panel de *Filter*, seleccione *View*, la opción *Panes* e inmediatamente la opción *Filter* (**Figura 3.2**).



**Figura 3.1 Ventana Principal de OFM.** <sup>[28]</sup>

### 3.1.3 Reportes (*Reports*)

Se utiliza principalmente para obtener datos dependientes del tiempo. Es importante no mezclar variables esporádicas con variables mensuales y/o diarias. Si se llegase a mezclar estos datos, los resultados pudieran parecer bien, pero todos los cálculos subsecuentes probablemente serán incorrectos.

Para activar esta opción se va al menú *Analysis* y se usa el comando *Report*, donde se podrá seleccionar en el cuadro de análisis las variables que se desean agrupar, tales como: fecha, pozos, días de producción, tasas mensuales de petróleo, gas y/o agua, acumulados de petróleo, gas y/o agua, datos de pruebas de presiones, reportes de petrofísica, entre otros (**Figura 3.3**).



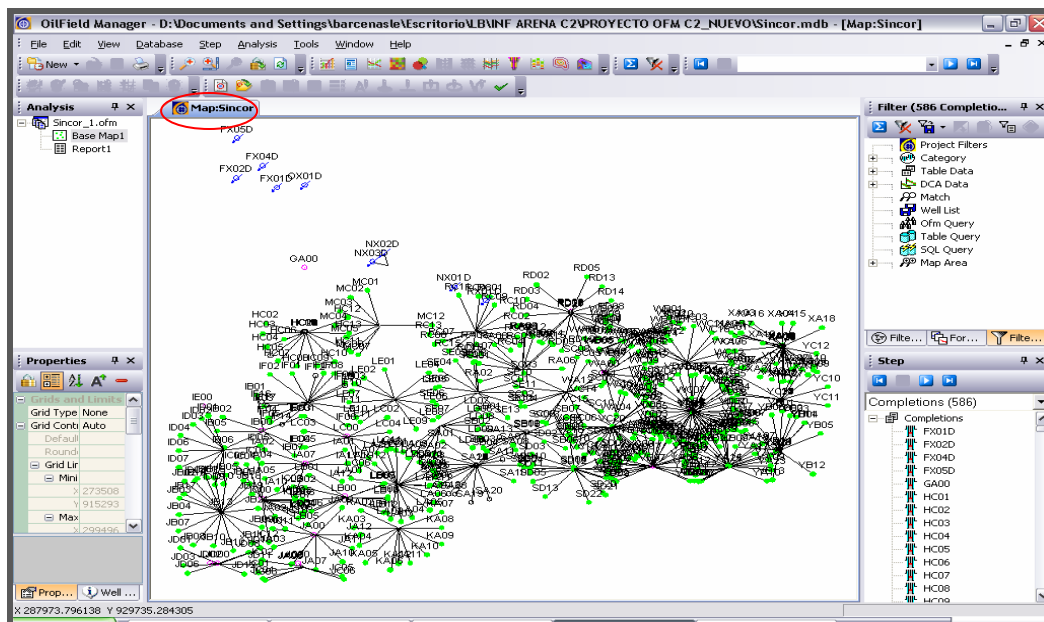


Figura 3.2 Mapa base de Sincor Petrocedaño.

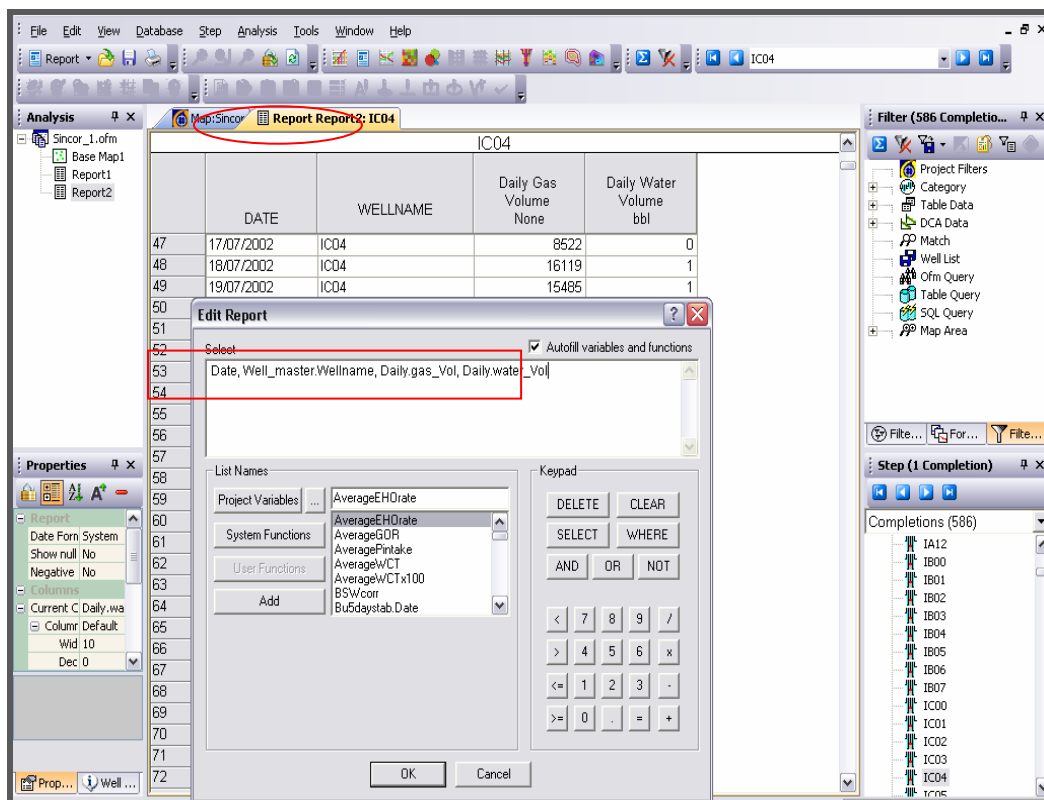
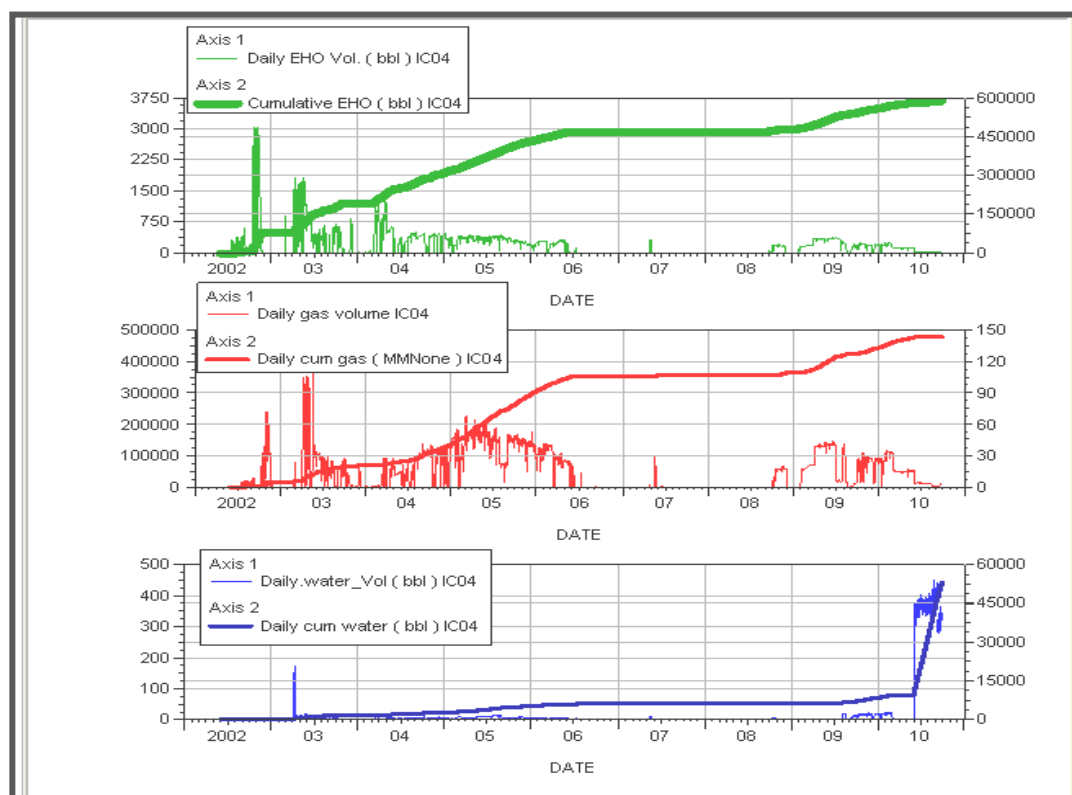


Figura 3.3 Ventana del Reporte generado por OFM.

### 3.1.4 Gráficos (*Plots*).

Permite visualizar la data numérica en forma de gráficos personalizados. Provee la opción de representar las diferentes variables cargadas en un proyecto, en gráficos XY de producción (**Figura 3.4**). Cada gráfico puede tener un máximo de seis variables y dos ejes Y. Es posible colocar, leyendas y encabezados en los gráficos, y por otra parte también se puede editar cada curva, leyenda, ejes, escala, entre otros, de

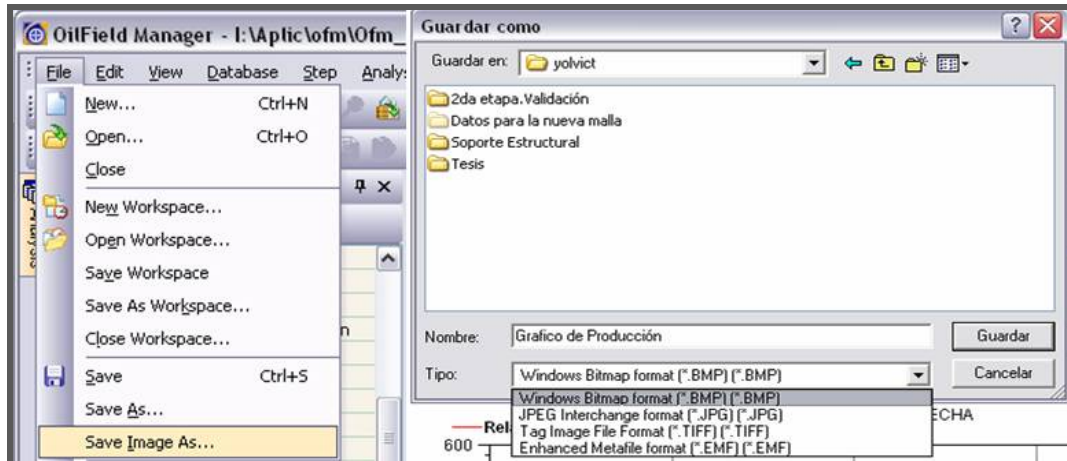


acuerdo a los requerimientos del usuario.

**Figura 3.4 Ventana de Gráficos generados por *OFM*.**

Una vez realizada la(s) gráfica(s) deseada(s) en *OFM*, desde la barra de herramientas es posible guardar los resultados obtenidos como imágenes que pueden ser trabajadas luego en *Power Point*, para ello se debe seleccionar la opción *File/Save*

*Image As/* ubicar el directorio donde se desea guardar la imagen y verificar que en el Campo tipo este seleccionada alguna de las siguientes extensiones: \*.BMP, \*.JPG, \*.TIFF y finalmente Guardar (**Figura 3.5**). [27]



**Figura 3.5** Tipo de extensiones que guarda las gráficas *OFM*.

### 3.2 Carpeta De Pozos Digital.

Es un sistema que permite visualizar archivos digitalizados de los pozos, en el cual se encuentran los documentos en formato de imagen, de todos los eventos ocurridos en los pozos, así como también las especificaciones de todos los trabajos realizados a lo largo de la vida del pozo, tales como pruebas, reparaciones, reacondicionamientos, registros semanales, entre otros. Son archivos digitales cargados a los accesos de red, por medio de una base de datos.

### 3.3 MBAL.

Simulador computacional que permitirá calcular las reservas presentes en el yacimiento a través del cálculo dinámico del POES y determinar el potencial destinado para los futuros pozos en el campo.

El *software MBAL* ha redefinido el uso de la ecuación de balance de materiales en la ingeniería de yacimientos moderna, con una serie de innovaciones desarrolladas por *Petroleum Experts limited* que no están disponibles en otras aplicaciones, por lo que *MBAL* se ha convertido en el estándar de la industria para el modelado preciso del balance de materiales de un yacimiento. Su interface amigable (**Figura 3.6**)

permite al ingeniero obtener resultados en un tiempo mínimo y con una confiabilidad aceptable.

El desarrollo eficiente de un campo requiere del buen entendimiento de los sistemas de producción y yacimiento. El *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, el *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 y es usado para modelar los efectos dinámicos del yacimiento, antes de construir un modelo de simulación numérico. <sup>[25]</sup>

### **3.3.1 Principales aplicaciones del programa *MBAL*.**

- Ejecución de una comparación histórica de los datos del yacimiento, para identificar los hidrocarburos en sitio y los mecanismos de desplazamientos 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.

- *MBAL* permite al ingeniero ajustar las correlaciones *PVT* con data de campo, previniendo errores acumulados entre los diferentes pasos de la simulación. [25]

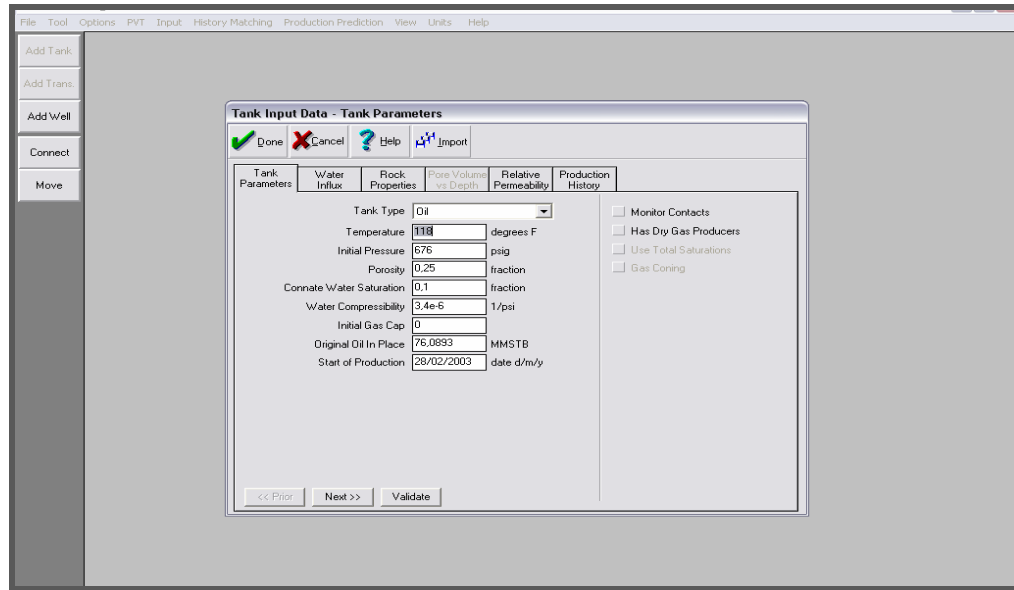


Figura 3.6 Interface del simulador *MBAL*.

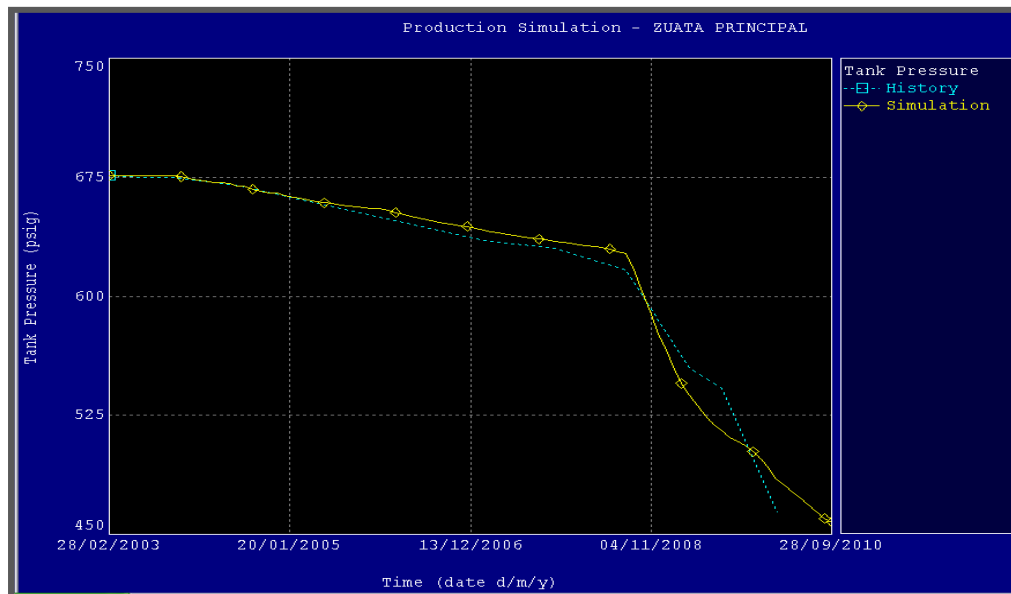
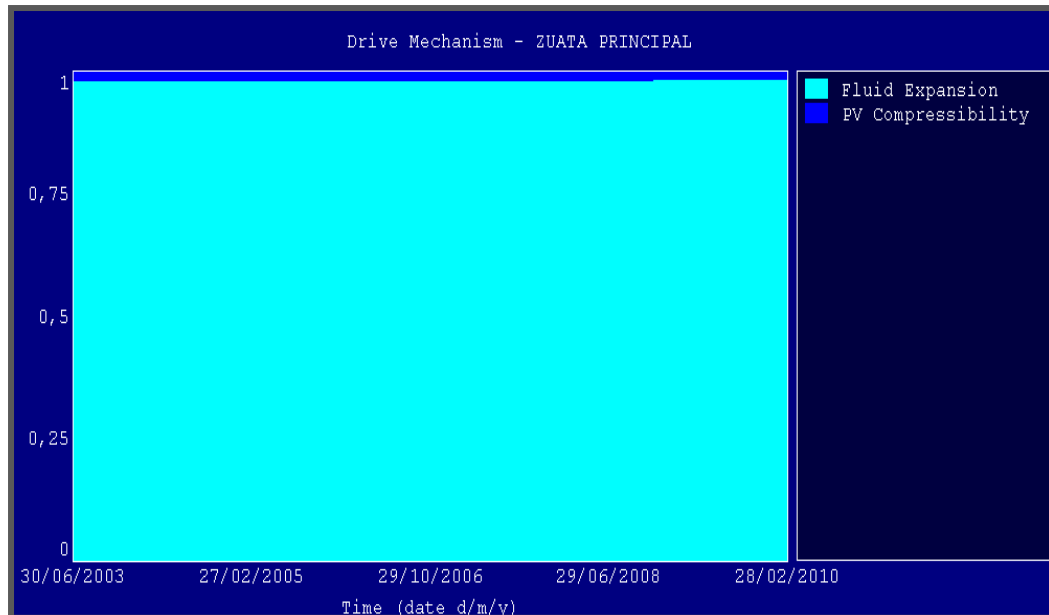


Figura 3.7 Escenario de Presión en *MBAL*



**Figura 3.8 Mecanismos primarios de la Macolla VD en MBAL.**

### 3.4 Energy Componet.

Manejador de datos donde reposan toda la información referente a pruebas de pozos, problemas operacionales, entre otros.

### 3.5 Pump Monitor.

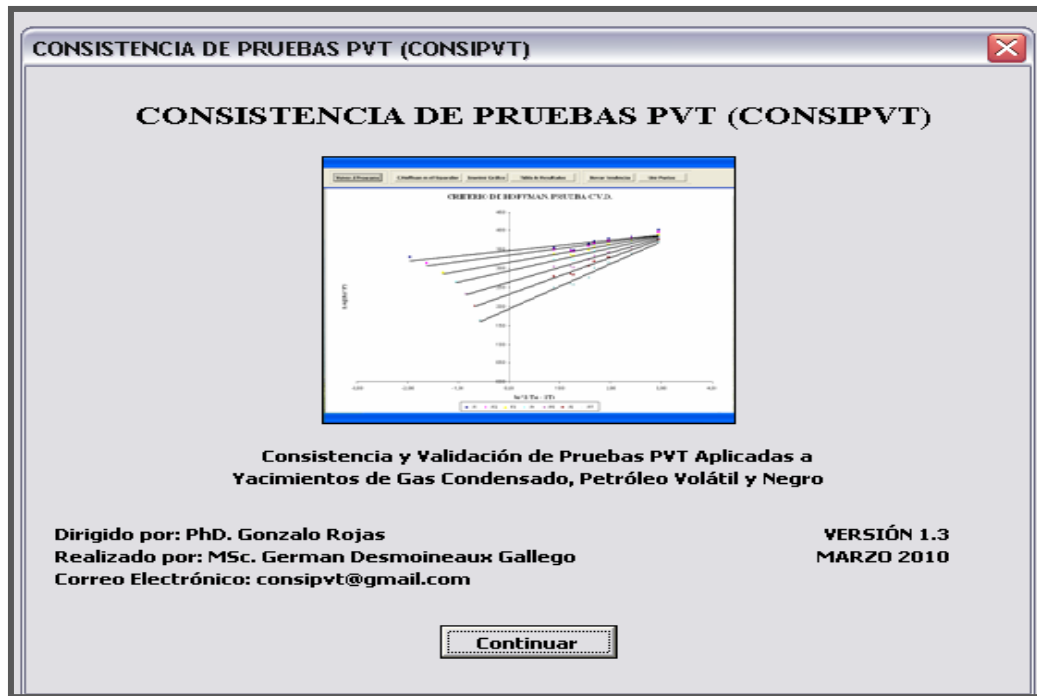
Manejador de datos de producción y presión de los pozos a tiempo real, donde intervienen variables como inyección de diluyente y Bomba de Cavidad Progresiva, entre otros.

### 3.6 Microsoft Excel.

*Microsoft Corporation* ofrece esta hoja de cálculo empleada en el sistema operativo *Windows*, que facilita el manejo y análisis de las diferentes ecuaciones, gráficos y tablas a emplearse en el estudio.

### 3.7 CONSIPVT.

Hoja de Excel elaborado bajo el lenguaje de programación *Visual Basic* que facilita verificar la consistencia del *PVT*.



**Figura 3.9** Pantalla del *CONSIPVT* para la consistencia del *PVT*.

### **3.8 Sistema de Generación de Mapas (SIGEMAP).**

Es un sistema computarizado para la elaboración, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas oficiales automatizados, en el cual se revisa, prepara y carga la información del cuadrángulo ó división de las áreas a incorporar en el sistema.

#### **3.8.1 MicroStation SE.**

Esta herramienta sirve como plataforma gráfica a la aplicación *SIGEMAP*, utiliza los lenguajes de programación *Visual Basic*, *Microstation Development Lenguaje (MDL)* y *Microstation Basic*.

Entre las funciones más importantes de este sistema se encuentran:

- Digitalización.
- Etiquetador de límites y contactos.
- Etiquetador de líneas isópacas, estructurales y de yacimientos.

- Modificador de elementos digitalizables.
- Colocación de buzamientos.
- Definición y actualización de yacimientos.
- Graficación de pozos y parcelas.
- Cálculo de área y volumen.
- Generación de gris, contornos y plantillas.

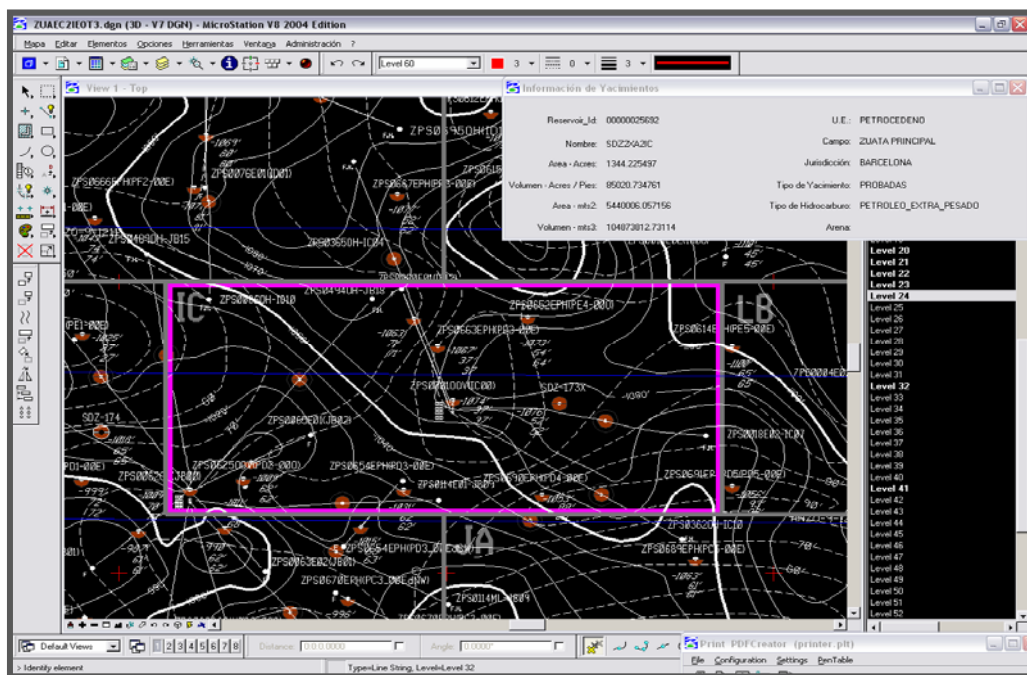


Figura 3.10 Cálculo de Área y Volumen en la herramienta *SIGEMAP* en la plataforma gráfica *MicroStation SE*.

### 3.9 SPIYAC (Sistema de Programas de Ingeniería de Yacimiento).

El programa *Spiyac* fue creado por un grupo de trabajadores perteneciente a PDVSA, basados en las correlaciones de la TOTAL y Corey y Cols, que se usó para calcular las permeabilidades en un sistema agua-petróleo y gas-petróleo, debido a las deficiencias en la información de los análisis especiales de núcleo del área en estudio.



## CAPÍTULO IV

### METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

#### **4.1 Revisión Bibliográfica.**

El primer paso para la realización de este trabajo consistió en la búsqueda y selección de la información que sustente la investigación. Se recopiló material bibliográfico de interés referido al tema, en fuentes como: estudios anteriores, libros de textos técnicos, artículos especializados, páginas Web y manejadores de datos que contengan la información, así como también las correlaciones y ecuaciones para realizar los cálculos a fin de cumplir con los objetivos planteados.

#### **4.2 Recopilación de la información.**

La recopilación de la información fue orientada a la identificación y captura de la información técnica de la Arena C2, Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2 y se inició con la búsqueda del mapa base Petrocedaño Productores Deltaico, de el se extrajo información de interés tal como la ubicación exacta de las Macollas IC y VD. También se ubicó el mapa Isópaco-Estructural y Arena Neta Petrolífera en el sistema *SIGEMAP*.

De igual manera se identificó el nombre, cantidad, tipo de completación, estado actual, método de producción y la ubicación exacta de los pozos que fueron completados en las Macollas IC y VD y que comprende el área de estudio. Esta se ubicó en carpeta de pozo electrónica.

Así mismo se recopiló el tope y base de la formación de interés, espesor de lentes atravesado **Apéndices A (Tabla A.1)** y los registros disponibles de los pozos, con énfasis a los de resistividad y porosidad, a fin de capturar los datos petrofísicos, **Apéndice B (Figura B.16 y B.17)**. Esta información fue consultada en los informes electrónicos postmortem de cada pozo.

Posteriormente se procedió a capturar la historia de producción, presión, RGP, °API, mediante los reportes generados a partir de la aplicación *OFM (Oil Field*

*Manager*), *Energy Component*, *Pump Monitor*, *RFT*, *BHP* estático y Carpeta de pozo electrónicas, para cada uno de los pozos por Macolla, **Apéndice A (Tablas A.2 hasta A.7)**. Los datos *PVT* fueron buscados en los servidores de Petrocedeño, **Apéndice A** y otros datos Oficiales fueron capturados del libro Oficial de Reservas cierre Diciembre 2009.

### 4.3 Validación de la historia de producción, presión y datos *PVT* en las Macollas IC y VD de la Arena C2.

#### 4.3.1 Historia de producción.

Se verificó la consistencia de la historia de producción a través de un promedio ponderado considerando los datos de producción acumulada de petróleo, gas y agua pozo por pozo, pues es, como acumulados que se contabiliza en superficie y se comparó con la información sustraída de las distintas bases de datos consultadas (carpetas de pozos electrónicas, libro de reservas oficial, diagramas de completación, **Apéndice B (Figuras B.1 hasta B.15)**).

El cálculo de los acumulados de producción para descartar inconsistencias se realizó aplicando las siguientes ecuaciones:

$$Q_{\text{mens}} = \frac{\text{Acumulado mensual}}{\text{Días del mes}} \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$\text{Acumcal}_{\text{mens}} = Q_{\text{mens } i-1} + Q_{\text{mens } i+1} \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$\% \text{Error} = \text{Acum}_{\text{real}} - \text{Acumcal}_{\text{mens}} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Donde:

$Q_{\text{mens}}$ : Tasas de las fases, petróleo, gas y agua mensual. (BN/D y PCN/D)

$\text{Acumcal}_{\text{mens}}$ : Acumulado mensual calculado de las fases, petróleo, gas y agua.

$\text{Acum}_{\text{real}}$ : Acumulado mensual real de las fases, petróleo, gas y agua correspondiente a la historia de producción.

Los datos de producción fueron graficados y analizados, a fin de visualizar comportamientos anormales, es decir datos que se alejan de la tendencia lógica de la variable considerada y a partir de allí hallar la representatividad de los mismos.

#### **4.3.2 Historia de presión.**

La validación de la historia de presión se realizó considerando los datos durante los periodos de cierre de los pozos, es decir, una presión restaurada que corresponda con la presión estática de yacimiento ( $P_e$ ) y la representatividad estará dada al compararla con puntos de presión obtenidos de *RFT* (*Repeat Formation Tester*) y *BHP* estático (*Bottom hole pressure*) tomados para un mismo tiempo. En el **Apéndice A (Tablas A.2 hasta A.5)**, se muestran los *RFT* tomados en pozos estratigráficos ubicados en el centro de las Macollas.

#### **4.3.3 Datos PVT.**

A partir de los *PVT* disponibles del área en estudio se analizó la representatividad y consistencia de los resultados arrojados mediante las pruebas de laboratorio, reafirmando que los procedimientos desarrollados durante el *PVT* fueron correctos. En el **Apéndice A**, se muestran las pruebas *PVT* realizadas en la Arena C2, en los pozos IC07 y VD10 en las Macollas IC y VD respectivamente.

##### **4.3.3.1 Representatividad de la prueba PVT.**

Partiendo de las condiciones del yacimiento para el momento del muestreo (presión y temperatura) reportadas en las pruebas *PVT*, se verificó la representatividad de estos datos, consultando en los reportes de pruebas iniciales realizadas a los pozos IC07 y VD10, donde se comprobó la veracidad de esta información y de esta manera validar que la presión y la temperatura a la cual se realizaron las pruebas en el laboratorio corresponden a las condiciones encontradas en el pozo para el momento del muestreo. Además de precisar que la relación gas-petróleo calculadas en el laboratorio y reportadas en las pruebas *PVT*, sea igual a la razón de solubilidad del petróleo ( $R_{si}$ ) presentado en las pruebas iniciales del pozo. Las pruebas iniciales oficiales de algunos de los pozos estudiados se encuentran en el **Apéndice B**.

### 4.3.3.2 Consistencia de la prueba PVT.

Consiste en afianzar que los procedimientos matemáticos establecidos para calcular las propiedades presentadas en la prueba PVT son correctos, por consiguiente se debe validar la consistencia de las pruebas de densidad, función Y, balance de materiales y Desigualdad. Estos procedimientos fueron realizados a través de una aplicación en Excel llamada *CONSIPVT* a través del lenguaje de programación *Visual Basic* y utiliza las siguientes ecuaciones para realizar el cálculo:

- **Densidad.**

$\rho_o = (\text{Masa del petróleo en el tanque} + \text{Masa del gas en el separador} + \text{Masa del gas en el tanque}) / \text{Unidad de volumen de petróleo a Pb y T.}$

$$\text{Masa de petróleo en el tanque} = \gamma_o * \rho_w \left( \frac{lb}{BN} \right) * \frac{1}{\beta_{ofb}} \left( \frac{BY}{BN} \right) = \frac{\rho_o * \rho_w}{\beta_{ofb}}, lb/BY \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$\text{Masa de gas en el separador} = R_{s,sep} \left( \frac{PCN}{BN} \right) \frac{1}{\beta_{ofb}} \left( \frac{BN}{BY} \right) * Y_{g,sep} * \rho_a \left( \frac{lb}{PCN} \right) \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$= 0,0763277 * \left( \frac{Y_g * R_{s,sep}}{\beta_{ofb}} \right), \quad \text{Ec. 4.6}$$

$$\text{Masa de gas en el separador} = 0,0763277 * \left( \frac{Y_g * R_{s,tanq}}{\beta_{ofb}} \right) \left( \frac{lb}{BY} \right) \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Entonces:

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o * \rho_w}{\beta_{ofb}} + \frac{0,0763277}{\beta_{ofb}} * (Y_g * R_{s,sep} + Y_g * R_{s,tanq}), \frac{lb}{BN} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Para varias etapas de Separación:

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o * \rho_w}{\beta_{ofb}} + \frac{0,0763277}{\beta_{ofb}} * (Y_g * R_{s,sep,primario} + Y_g * R_{s,sep,secundario} + Y_g * R_{s,sep,terciario} + Y_g * R_{s,tanq}), \frac{lb}{BN}$$

Ec.4.10

Donde:

$\rho_{db}$  = Densidad del petróleo saturado a la presión de burbuja y temperatura de la prueba de liberación diferencial g/cc.

$\rho_{db}$  = Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores g/cc.

$\gamma_o$  = Gravedad específica del crudo en el tanque (agua = 1)

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas en el separador (aire = 1)

$\rho_w$  = Densidad del agua, lb/BN

$R_s$  = Relación gas petróleo en solución, (PCN/BN)

$\beta_{ofb}$  = Factor volumétrico de las pruebas de separadores, BY/BN.

Si se tienen varias muestras de fluidos tomadas en los separadores, se usa el valor de  $\gamma_g * R_{s_{opt}}$  correspondiente a la presión óptima. La **Figura 4.1** muestra la interface del programa *CONSIPVT* para la prueba de densidad.

**Figura 4.1 Prueba de Densidad.**

#### - Función Y.

La función Y viene dada por:

$$Y = \frac{(P_b - P)}{P * (V/V_b - 1)} \quad \text{Ec. 4.11}$$

Donde:

$P$  = Presión inferior a la presión de burbuja, Lpca

$P_b$  = Presión de burbuja, Lpca

$V$  = Volumen bifásico a  $P$ , cc

$V_b$  = Volumen a  $P$ , cc

Siendo  $V/V_b$  = Volumen relativo, adimensional.

Sistemas compuestos básicamente con hidrocarburos muestran una relación lineal entre  $Y$  con presión. La **Figura 4.2** muestra la pantalla para introducir los datos en el *CONSIPVT* para la Función  $Y$ .

**Figura 4.2 Función  $Y$ .**

#### - Balance de Materiales.

Se tomará como base un litro de petróleo residual a condiciones normales (60 °F y 14,7 Lpca).

**A 14,7 y 60 °F**

Masa de petróleo = mol =  $\gamma_0 \cdot \rho_w$  gr/cc \* 1.000 cc

$$\gamma_0 = \frac{141,5}{131,5 + \rho_{API}}$$

Ec. 4.12

Masa de gas en solución=  $m_{g1}=0$

Volumen de gas en solución=  $V_{g1}=0$

Relación gas petróleo en solución=  $R_{g1}=0$

**A 14,7 y T (temperatura de la prueba)**

Masa de petróleo=  $m_{oi} = \rho_{odi} * B_{odi} * 1.000$ , gr

Subíndices: d= diferencial.

i= nivel de presión.

Incremento de la masa de gas en solución entre las presiones  $P_i$  y  $P_{i-1}$

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1} \quad \text{Ec. 4.13}$$

Volumen de gas en solución correspondiente a  $m_{gi}$

$$V_{gi} = \frac{379,4}{28,96+454,7} * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi-1}}, \text{ PCN} = 0,02881 * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi-1}}, \text{ PCN} \quad \text{Ec. 4.14}$$

Relación gas petróleo en solución a  $P_i$

$$R_{s_{di}} = R_{s_{di-1}} + 159 * V_{gi}, \text{ PCN/BN} \quad \text{Ec. 4.15}$$

La **Figura 4.3**, muestra la pantalla para la prueba de balance de materiales.

**Figura 4.3 Prueba de Balance de Materiales.**

- **Desigualdad.**

De una prueba de liberación diferencial se tiene:

$$B_{td} = B_{od} + Bg * (Rs_{di} - Rs_{sd})$$

Derivando parcialmente con respecto a P:

$$\frac{\delta B_{td}}{\delta P} = \frac{\delta B_{od}}{\delta P} + (Rs_{di} - Rs_{sd}) * \frac{\delta Bg}{\delta P} + Bg * \frac{\delta}{\delta P} * (Rs_{di} - Rs_{sd}) \quad \text{Ec. 4.16}$$

$$\text{Haciendo} \quad (Rs_{di} - Rs_{sd}) * \frac{\delta Bg}{\delta P} \approx 0 \quad \text{Ec. 4.17}$$

$$Bg * \frac{\delta}{\delta P} (Rs_{di} - Rs_{sd}) = - Bg * \frac{\delta Rs_{sd}}{\delta P} \quad \text{Ec. 4.18}$$

Se obtiene:

$$\frac{\delta B_{td}}{\delta P} = \frac{\delta B_{od}}{\delta P} - Bg * \frac{\delta Rs_{sd}}{\delta P} \quad \text{Ec. 4.19}$$

La pendiente de la curva  $B_{td}$  vs P es negativa por lo tanto  $\frac{\delta B_{td}}{\delta P} < 0$  lo cual se cumple

si:

$$\frac{\delta B_{od}}{\delta P} < Bg * \frac{\delta Rs_{sd}}{\delta P} \quad \text{Ec. 4.20}$$

De esta desigualdad depende la validez del *PVT*

La **Figura 4.4** muestra la pantalla de la prueba de desigualdad.

**Figura 4.4** Prueba de Desigualdad.



#### 4.4 Construcción del Modelo de Presión que Governa la Arena C2.

Para realizar un modelo de presión representativo que gobierne el comportamiento de Presión en las Macollas IC y VD es necesario llevar las presiones al Datum, ecuación 4.22.

$$P_D = P_s \pm G_Y * (Prof_D - Prof_{s(TVDSS)}) \quad \text{Ec. 4.22}$$

$$Prof_{s(TVDSS)} = Prof_{s(TVD)} - (EMR + \text{Elev del Terreno}) \quad \text{Ec. 4.23}$$

Donde:

$P_D$ : Presión al Datum (Lpc).

$P_s$ : Presión estática tomada en el sensor (Lpc).

$G_Y$ : Gradiente de Yacimiento (Lb/pulg<sup>2</sup>/pie).

$Prof_{s(TVD)}$ : Profundidad Vertical Verdadera del sensor (pie).

$Prof_{s(TVDSS)}$ : Profundidad Vertical Verdadera Sub sea del sensor (pie), profundidad cuyo Datum de referencia es el nivel del mar.

$Prof_D$ : Profundidad del Datum (pie).

EMR: Elevación de la Mesa Rotaria (pie).

Elev del Terreno: Elevación del Terreno (TVD).

Estos datos fueron obtenidos de los diagramas de completación, **Apéndice B (Figuras B.1 hasta B.15, Tablas B.1 Y B.2)**.

Para llevar las presiones al Datum se tomó el encontrado en el libro de reservas para la Arena C2 (1.100 Pie), para esto también es necesario calcular el gradiente de yacimiento, que está en función de los fluidos presentes en cada Macolla y depende de la °API,  $\gamma_o$ ,  $\gamma_g$ ,  $\beta_o$  y  $R_{si}$ , que fueron obtenidas a partir de los *PVT* validados. La ecuación del gradiente de yacimiento (Ec. 4.27) es desarrollada mediante las correlaciones de Vazquez y Beggs.

$$Y_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad \text{Ec. 4.24}$$

$$Y_g = \frac{PM}{28.97} \quad \text{Ec. 4.25}$$

$$\rho_o = \frac{64.4 \cdot Y_o + 0.0136 \cdot R_{si} \cdot Y_g}{\beta_o} \quad \text{Ec. 4.26}$$

$$GY = \frac{\rho_o}{144} \quad \text{Ec. 4.27}$$

Donde:

GY: Gradiente de Yacimiento (Lb/pulg<sup>2</sup>/pie).

Mg: Peso molecular del gas.

Rsi: Razón de solubilidad del gas en el petróleo inicial (PCN/BN).

$\beta_o$ : Factor volumétrico del petróleo inicial (BY/BN).

$\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo.

$\gamma_g$ : Gravedad específica del gas.

$\rho_o$ : Densidad del petróleo (LBS/PC).

°API: Gravedad API.

El gradiente de pozo se calcula con datos de presión tomadas a distintas profundidades dentro del pozo cerrado (*BHP* estático), pero este no es el caso puesto que los pozos en estudios son operados con BCP, que tienen un sensor de fondo que forma parte de la completación del pozo y captura la presión en tiempo real. En vista de esto el cálculo para llevar las presiones al Datum fue el referido en la ecuación 4.22. Es importante resaltar que se consideró la teoría de vaso comunicante, este principio consiste en que al tener dos recipientes comunicados y verter un líquido en uno de ellos ambos se llenarán al mismo nivel y al estar el fluido contenido en un recipiente las capas superiores presionan a las inferiores, por lo tanto se genera una presión dependiente de la altura del líquido en el recipiente. Esta presión es una fuerza constante que actúa perpendicularmente sobre la superficie plana, significa que para un líquido con presión exterior constante, su presión interior dependerá tan sólo

de su altura, entonces todos los puntos del líquido encontrados a un mismo nivel tendrán la misma presión, por esta razón la presión tomada por el sensor a la profundidad del sensor será la misma que se tenga en cualquier punto de la arena a esa profundidad por estar conectado al yacimiento a través del pozo y considerando el gradiente del yacimiento calculado mediante la Ecuación 4.27, las presiones serán llevadas al mismo nivel de referencia.

#### **4.4.1 Método de Mínimos Cuadrados.**

Basado en el método de mínimos cuadrados se graficó las presiones estáticas del yacimiento llevadas al Datum en función de la producción acumulada (NP) para la Arena C2 en las Macollas IC y VD y obtener el modelo de presión que sea representativo con el vaciamiento que está ocurriendo a medida que se producen los fluidos. El modelo de presión se construyó en la aplicación Excel que posteriormente sería introducido junto con los acumulados de producción al simulador *MBAL* para realizar el modelaje dinámico.

#### **4.5 Caracterización de los tipos de fluidos presentes en la Arena C2 a partir de los PVT disponibles.**

Con el propósito de caracterizar los tipos de fluidos presentes en la Arena C2 se estudiaron los resultados encontrados en las pruebas *PVT*; entre estos datos se analizaron el factor volumétrico del petróleo ( $B_{oi}$ ,  $B_o$ ), la razón de solubilidad al petróleo ( $R_s$ ), la viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ), RGP, °API, empleándose finalmente las curvas de *McCain* que considera estos factores para su análisis. Las consideraciones establecidas para la caracterización de los fluidos están explicadas en detalle en el Capítulo II y para tales procedimientos se emplean las **Tablas 2.2, 2.3 y 2.4**.

Para cotejar los resultados de las propiedades de los fluidos en la prueba *PVT* validada con los resultados arrojados por el simulador *MBAL*, se utilizaron las correlaciones de Vazquez y Beggs para ( $P_b$ ,  $B_o$ ,  $R_s$ ) y Beggs ( $\mu_o$ ), estas ecuaciones están contenidas en el *MBAL* y las mismas son mostradas a continuación:

### Presión de Burbujeo.

**Tabla 4.1 Valores de las Constantes C1, C2 y C3 de la Ecuación de Presión de Burbujeo de Vazquez y Beggs.**

Constante	°API ≤ 30	°API > 30
C1	0,0362	0,0178
C2	1,0937	1,187
C3	25,724	23,931

$$P_b = \left[ \frac{R_{sb}}{C_1 + \gamma_g \cdot e^{\left(\frac{C_2 - \text{API}}{T + 460}\right)}} \right]^{\frac{1}{C_3}}$$

Ec. 4.28

Donde:

P<sub>b</sub>: Presión de burbujeo, Lpc.

R<sub>sb</sub>: Solubilidad del gas en el petróleo a P ≥ P<sub>b</sub>, PCN/BN.

T: Temperatura del yacimiento, °f.

γ<sub>g</sub>: Gravedad específica del gas.

°API: Gravedad API.

### Solubilidad del gas en el petróleo (R<sub>s</sub>)

$$R_s = C_1 * \gamma_g * P^{C_2} * e^{\left(\frac{C_3 - \text{API}}{T + 460}\right)}$$

Ec. 4.29

Donde:

P: Presión de interés, Lpc.

### Factor volumetrico del petroleo

-Factor volumetrico del petróleo a a P ≤ P<sub>b</sub>.

**Tabla 4.2. Valores de las Constantes C1, C2 y C3 de la Ecuación de Factor Volumétrico del Petróleo de Vazquez y Beggs.**

Constante	°API ≤ 30	°API > 30
C1	4,68E-04	4,67E-04
C2	1,75E-05	1,10E-05
C3	-1,81E-08	1,34E-09

$$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_g} \right) + C_3 R_s (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_g} \right) \quad \text{Ec. 4.30}$$

Donde:

Bo: Factor volumetrico del petroleo a  $P \leq P_b$ , BY/BN.

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

T: Temperatuta del yacimiento, °F.

$\gamma_g$ . Gravedad del gas.

°API: Gravedad API

-Factor volumetrico del petróleo a a  $P > P_b$

$$B_o = B_{ob} * e^{C_o(P_b - P)} \quad \text{Ec. 4.31}$$

Donde:

Bo: Factor volumetrico del petróleo a  $P > P_b$ , BY/BN.

Bob: Factor volumetrico del petróleo en el punto de burbujeo, BY/BN

P: Presion de burbujeo, Lpca.

P: Presion de interes, Lpca.

Co: Compresibilidad isotermica del petróleo,  $Lpc^{-1}$ .

### Viscosidad de petróleo ( $\mu_o$ )

-Viscosidad del petróleo a  $P \leq P_b$

La viscosidad del petróleo se calculó mediante la correlación de Beggs, puesto que esta se ajusta más al valor oficial para el yacimiento en cuestión, la cual viene expresada así:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad \text{Ec. 4.32}$$

Donde:

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

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

Siendo:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad \text{Ec. 4.33}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.3388} \quad \text{Ec. 4.34}$$

Donde:

Rs: solubilidad del gas en el petróleo.

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad \text{Ec. 4.35}$$

Siendo:

$$X = y * T^{-1.163} \quad \text{Ec. 4.36}$$

$$y = 10^z \quad \text{Ec. 4.37}$$

$$z = 3.0324 - 0.0223 * API \quad \text{Ec. 4.38}$$

Donde:

T: Temperatura del yacimiento (f)

°API: Gravedad API.

-Viscosidad del Petróleo a  $P > P_b$

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

$$\mu_0 = \mu_{ob} \left( \frac{P}{P_b} \right)^B \quad \text{Ec. 4.39}$$

Donde:

$$B = 2.6 * P^{1.187} * e^{(-11.513 - 8.98 \cdot 10^{-5} P)} \quad \text{Ec. 4.40}$$

Factor Volumétrico del Gas (Bg)

$$Bg = 0.00503 \frac{Z \cdot T}{P} \quad \text{Ec. 4.41}$$

Donde:

Bg: Factor volumétrico del gas, BY/PCN.

Z: Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

P: Presión, Lpc.

T: Temperatura, °R. (°f+460).

Viscosidad del gas

$$\mu_g = A \times 10^{-4} e^{[B(\rho_g/62.4)^C]} \quad \text{Ec. 4.42}$$

Donde:

$$A = \frac{(9.379 + 0.01607 M_g)(T + 460)^{1.5}}{669.2 + 19.26 M_g + T} \quad \text{Ec. 4.43}$$

$$B = 3.3448 + \frac{986.4}{(T + 460)} + 0.01009 \quad \text{Ec. 4.44}$$

$$C = 2.447 - 0.2224 B \quad \text{Ec. 4.45}$$

$$M_g = 28.96 \gamma_g \quad \text{Ec. 4.46}$$

$$\rho_g = 0.0136 \gamma_g / B_g \quad \text{Ec. 4.47}$$

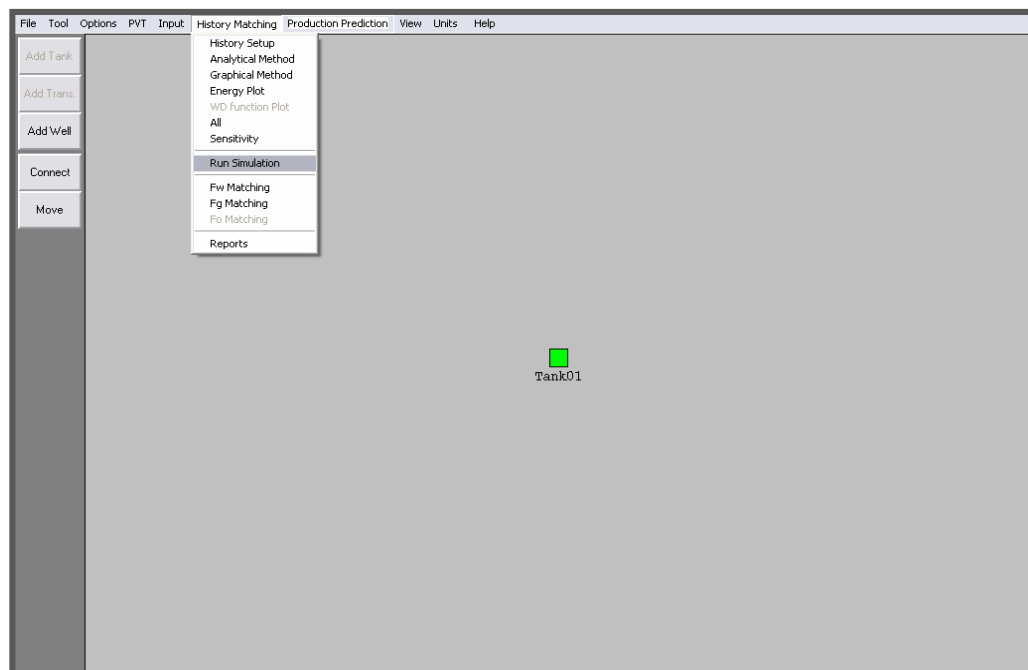
#### 4.6 Estimar los Volúmenes de Hidrocarburos Originales en Sitio a través del Método Volumétrico.

El petróleo original en sitio (POES) y gas original en sitio (GOES) se calculó a través del método volumétrico mediante la Ec.2.7 y 2.9 respectivamente. Los datos de la porosidad ( $\emptyset$ ) y saturación de agua inicial promedio ( $S_{wi}$ ) fueron capturados de los registros de los pozos verticales IC00 y VD00 y de las pruebas de núcleos convencionales, para las Macollas IC y VD respectivamente, **Apéndice B (Figura B.18, Tabla B.3 y Figura B.19, Tabla B.4)**. El área y el espesor fueron calculados a través de la herramienta *SIGEMAP* y validado a través del escalímetro y mapa isópaco- estructural en escala 1:20.000, el factor volumétrico inicial ( $B_{oi}$ ) se tomó de las pruebas *PVT* validadas.

## 4.7 Estimar Volúmenes de Hidrocarburos Originales en Sitio, Reservas y Factor de Recobro mediante Balance de Materiales.

### 4.7.1 Balance de materiales y simulación a través de la herramienta *MBAL*.

Los datos de entrada introducidos al *MBAL* proporcionan una garantía que representará el comportamiento del yacimiento en la actualidad de acuerdo con los datos de presión, producción y *PVT*, mediante la función *Run Simulation* del menú *History Matching* (**Figura 4.5**) y del mismo modo ilustrará el comportamiento futuro. A pesar de que el *MBAL* internamente contiene las correlaciones empíricas de corey y cols para el cálculo de las permeabilidades relativas en un sistema agua- petróleo y petróleo-gas y en vista que se careció de pruebas especiales de núcleo en las Macollas en estudio, estas fueron calculadas y graficadas en Excel para observar el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa fuera del simulador *MBAL*.



**Figura 4.5** Pantalla del *MBAL* para realizar la Simulación de la Historia de Producción.



Las ecuaciones correspondientes a las correlaciones de Corey y Cols son mostradas a continuación:

**Sistema Agua-Petróleo (Imbibición en Arenas no Consolidadas).**

$$K_{rw}=S^3 \quad \text{Ec. 4.48}$$

$$K_{ro}=(1-S)^3 \quad \text{Ec. 4.49}$$

Siendo:

$$S = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec. 4.50}$$

Sistema Agua-Petróleo (Drenaje en Arenas no Consolidadas)

$$K_{rw} = (1-S)^2 \quad \text{Ec. 4.51}$$

$$K_{ro} = S^3 \quad \text{Ec. 4.52}$$

Siendo:

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec. 4.53}$$

Donde:

$K_{rw}$ : Permeabilidad relativa al agua, fracción.

$K_{ro}$ : Permeabilidad relativa al petróleo, fracción.

$S_w$ : Saturación de agua, fracción.

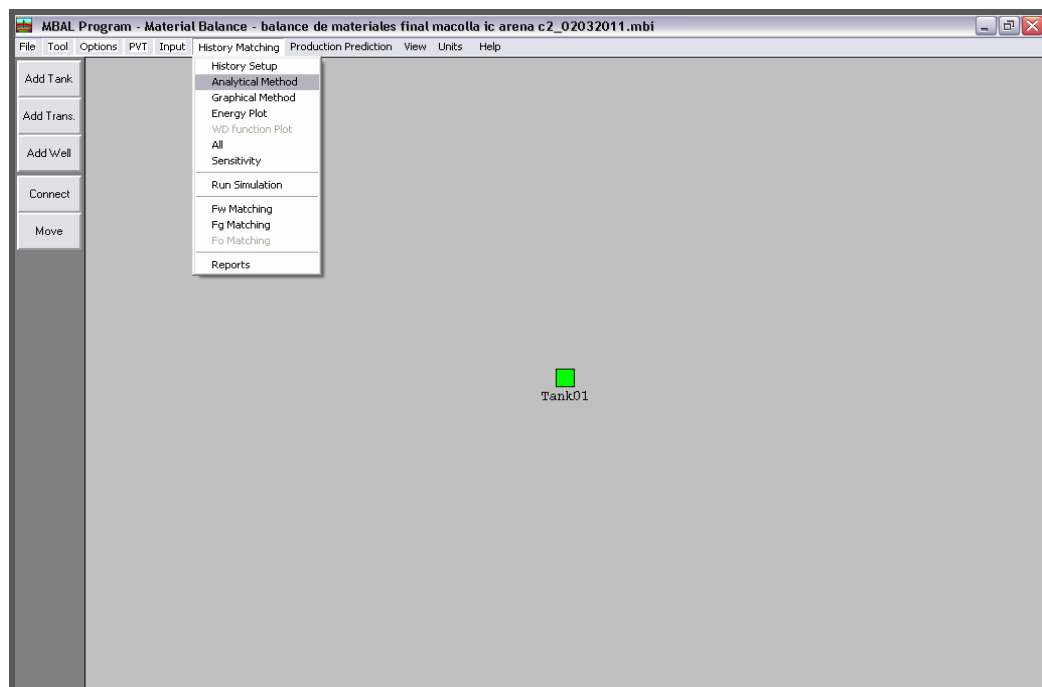
$S_{wi}$ : Saturación de agua connata, fracción.

$S_o$ : Saturación de petróleo, fracción.

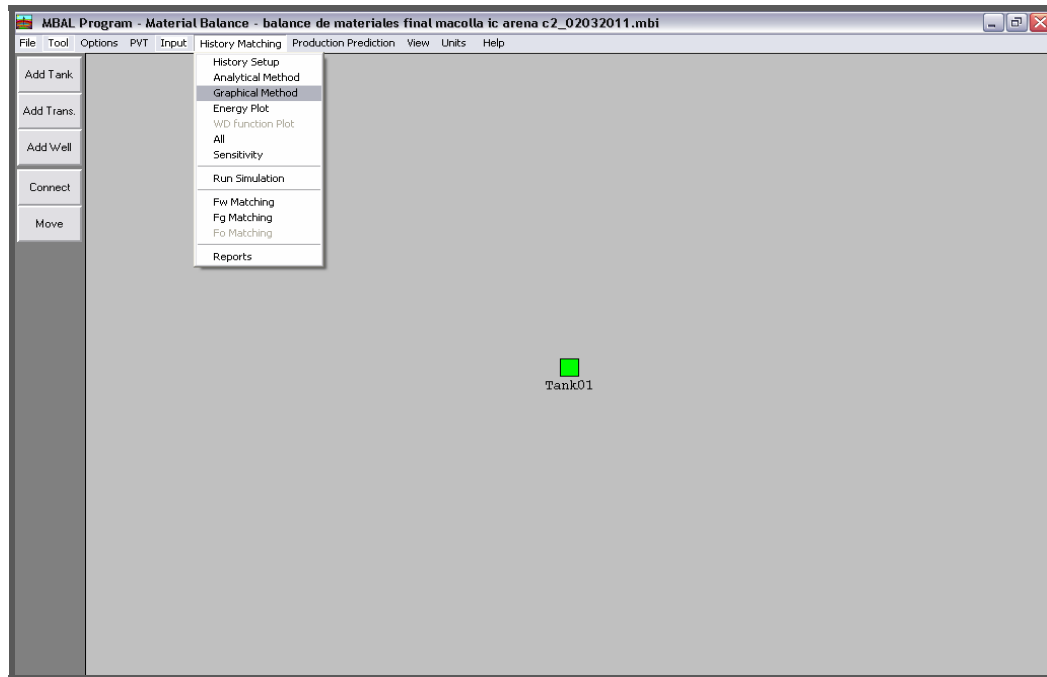
**4.7.2 Calculo del POES a través de Balance de Materiales, Reservas y Factor de Recobro.**

El software *MBAL* ejecutará el modelaje dinámico obteniéndose el volumen original en sitio (POES y GOES) por método dinámico utilizando el método gráfico y el

analítico que contiene el *MBAL* en el menú *History Matching* (**Figura 4.6, 4.7**) y posteriormente se comparó el POES obtenido por los dos métodos (analítico y gráfico) y una vez determinado el factor de recobro asociado a la Arena C2, se establece las reservas a drenar en el yacimiento para cada Macolla. También se estableció una comparación entre el resultado de POES obtenido por este método y por el método volumétrico.



**Figura 4.6** Pantalla del *MBAL* para el cálculo del POES a través del Método Analítico.



**Figura 4.7** Pantalla del *MBAL* para el cálculo del POES a través del Método Gráfico.

#### **4.8 Pronostico del comportamiento futuro de los pozos de las Macollas IC y VD de la Arena C2, a través del programa *MBAL*.**

Se realizó el pronóstico de volumetría de las Macollas en estudio en los próximos años hasta una presión de abandono con el objeto de visualizar el potencial de producción asociado a los futuros pozos a través del programa *MBAL*. La predicción se realizó a través de la función *Run Prediction* del menú *production prediction*, estos resultados se encuentran en él. Para realizar esta opción se necesita establecer parámetros como son: permeabilidad relativa y definición del tiempo de la predicción (**Figura 4.8**). Otra manera de predecir el comportamiento de producción que ocurre en el yacimiento es a través de las curvas de declinación de producción, que consiste en graficar los datos de producción contra tiempo en papel semilog con ayuda de la herramienta *OFM*, e intentar ajustar estos datos a una recta la cual se extrapola hacia el futuro. A pesar de no estar dentro de los objetivos planteados en este estudio esto se realizará con el propósito de apreciar la pendiente que denota la declinación de

producción de cada Macolla, obtener las reservas recuperables y afianzar los resultados obtenidos por el balance de materiales.

**Prediction Calculation Setup**

Done Cancel Help

Predict: Reservoir Pressure only from Production Schedule

**With**

- Water Injection
- Gas Injection
- Gas Lift Injection
- Gas Recycling
- Water Recycling
- Voidage Replacement with water
- Voidage Replacement with gas
- Aquifer Production

**Options**

- Use Relative Permeabilities

**Prediction Step Size**

- Automatic (recommended)
- User Defined: 15 days

**Prediction Start**

- Start of Production
- End of Production History
- User Defined: 28/08/2010 date d/m/y

**Prediction End**

- Automatic
- End of Production History
- User Defined: 28/09/2034 date d/m/y

**Figura 4.8 Pantalla de la Predicción en el balance de materiales.**

## **CAPÍTULO V**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **5.1 Recopilación de la información de los pozos que se encuentran en las Macollas IC y VD de la Arena C2.**

La Macolla IC a nivel de la Arena C2 está integrada por 4 pozos, los cuales son productores de petróleo extrapesado y para fines de este estudio se incluyó el pozo JB18, perteneciente a la Macolla vecina JB, por encontrarse dentro del área delimitada de la Macolla IC, para un total de 5 pozos; los mismos se encuentran completados en el miembro inferior de la Arena C2, denominado miembro C23 por poseer el mayor espesor de arena que facilita la navegación de los pozos y permite una mayor recuperación del hidrocarburo.

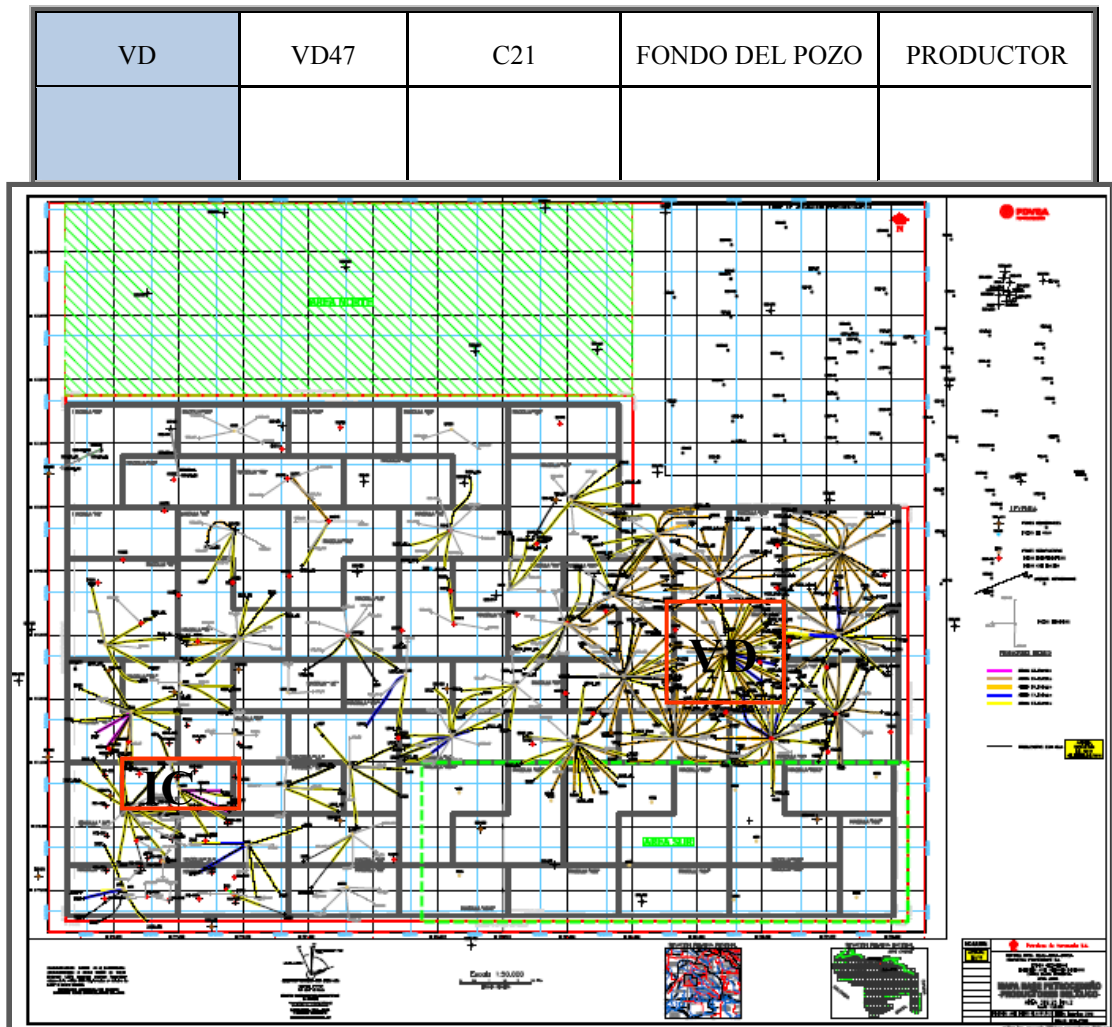
La Macolla VD cuenta oficialmente con un total de 12 pozos en la Arena C2, los cuales son productores de petróleo extrapesado y han sido completados en los miembros superior C21, medio C22 e inferior C23 de esta Arena (**Tabla 5.1**).

Los pozos del Área Junín presentan una configuración mecánica diferente a los campos tradicionales, debido a que están conformados por Macollas de pozos horizontales tipo estrella, que tiene un pozo vertical estratigráfico en el centro para capturar información geológica, para el caso de las Macollas objeto de este estudio IC y VD, son los pozos IC00 Y VD00 respectivamente. Los pozos productores que la conforman tienen una configuración horizontal con una longitud total de 6.000 pies (MD) y una longitud horizontal de aproximadamente 4.000 pies (MD). El método para producir el hidrocarburo es mediante una Bomba de Cavidad Progresiva con inyección de diluyente (Nafta de 47 °API), en diferentes puntos del pozo conocidos como: inyección en el cabezal, en la entrada de la bomba y en el fondo del pozo, lo que facilita el desplazamiento del crudo desde el yacimiento hasta la superficie, porque

disminuye la fricción al producir el mismo, obteniéndose un producto final diluido con una gravedad de 17 °API.

**Tabla 5.1 Información relevante de los pozos de las Macollas IC y VD, Arena C2, Área Junín, Campo Zuata Principal.**

MACOLLA	POZO	ARENA COMPLETADA	PUNTO DE INYECCIÓN	ESTATUS DEL POZO
IC	IC04	C23	CABEZAL	PRODUCTOR
IC	IC07	C23	CABEZAL	PRODUCTOR
IC	IC10	C23	CABEZAL	PRODUCTOR
IC	IC11	C23	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
IC	JB18	C23	CABEZAL	PRODUCTOR
VD	VD10	C21	CABEZAL	PRODUCTOR
VD	VD34	C22	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
VD	VD35	C22	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
VD	VD36	C23	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
VD	VD37	C21	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
VD	VD38	C22	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
VD	VD39	C21	CABEZAL	PRODUCTOR
VD	VD40	C21	CABEZAL	PRODUCTOR
VD	VD41	C21	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
VD	VD43	C22	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR
VD	VD46	C22	FONDO DEL POZO	PRODUCTOR



**Figura 5.1 Mapa Base Petrocedeño- Operaciones, Unidad Deltaica.  
Delimitación de las Macollas IC y VD Arena C2.**

En el mapa base oficial Petrocedeño- Operaciones **Figura 5.1**, se aprecia el área delimitada por cada Macolla IC y VD que están representados por un rectángulo y un cuadrado respectivamente, así mismo los pozos productores y estratigráficos que las integran.

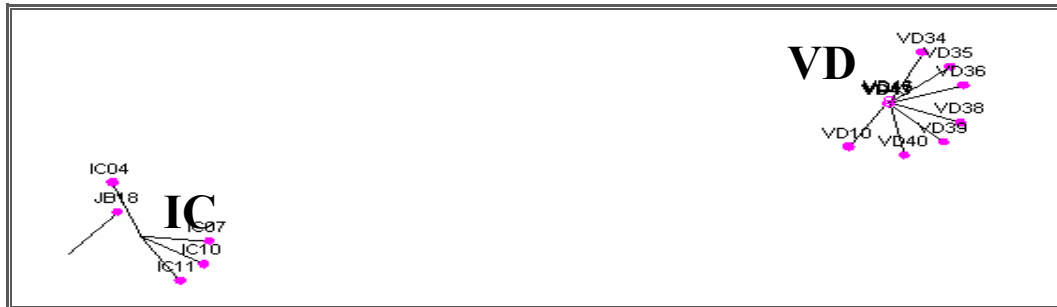


Figura 5.2 Mapa Base Petrocedaño- Operaciones, Macollas IC y VD.  
Herramienta OFM.

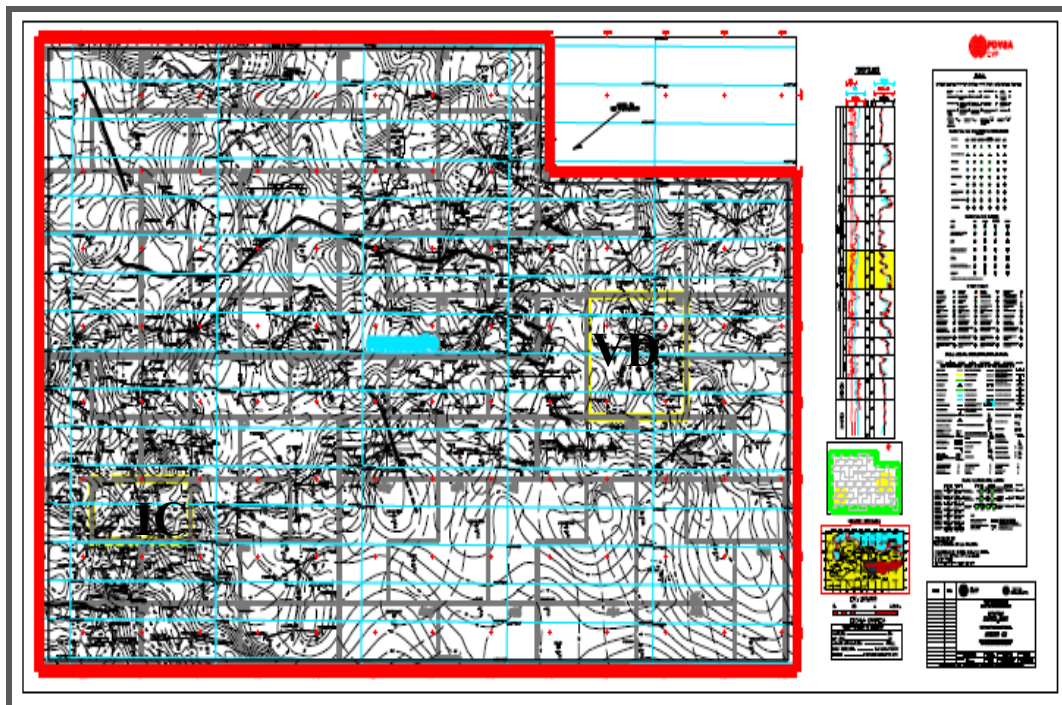


Figura 5.3 Mapa Isópaco-Estructural Petrocedaño- Operaciones de la Arena C2, señalando las Macollas IC y VD.



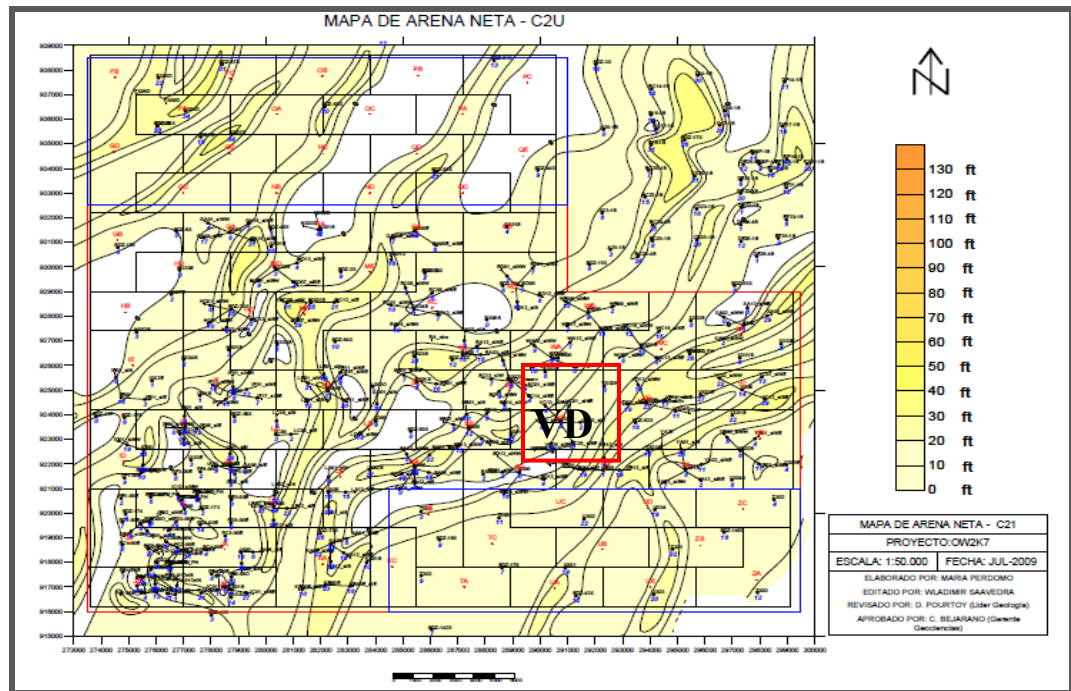


Figura 5.4 Mapa de Arena Neta C21.

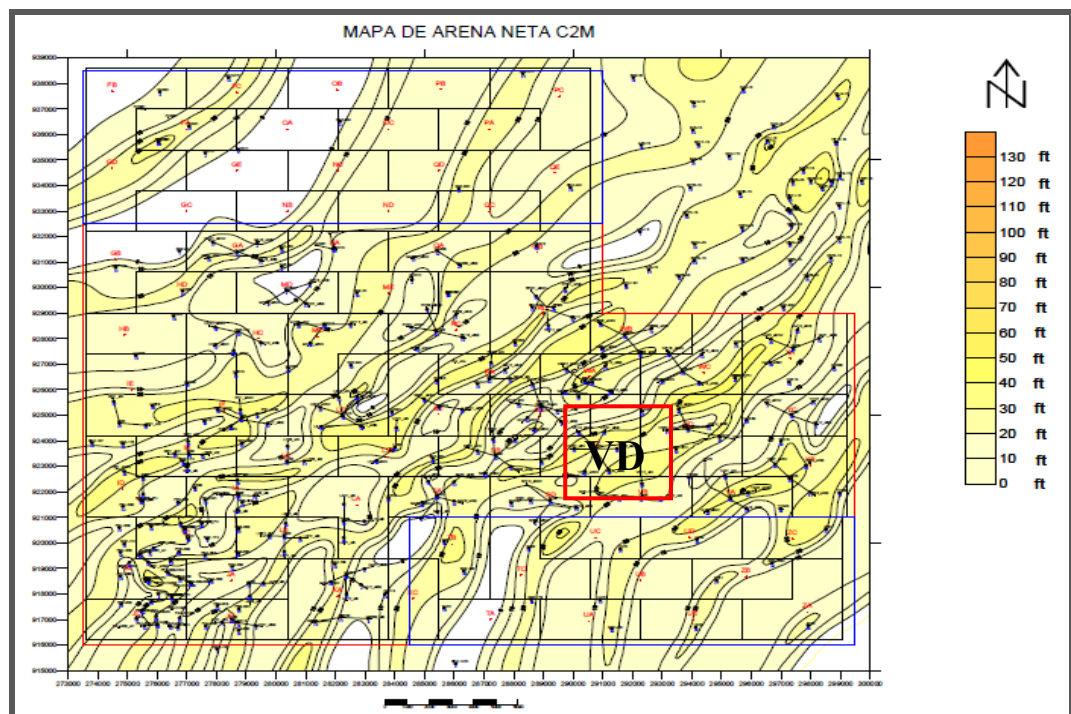


Figura 5.5 Mapa de Arena Neta C22.

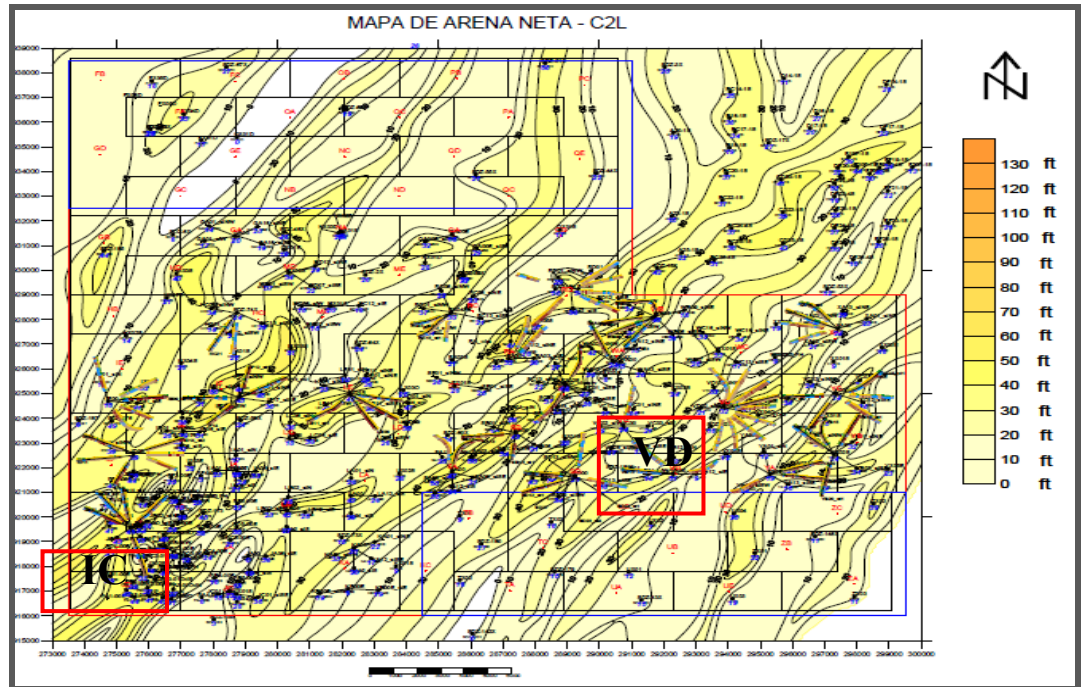


Figura 5.6 Mapa de Arena Neta C23.

De acuerdo a la escala, el color más oscuro tendrá un mayor espesor de Arena Neta, teniendo esto en cuenta es acertado que los pozos en la Macolla IC estén completados en el miembro inferior C23, debido a que es el más desarrollado, presentando un espesor mayor comparado con el miembro superior C21 y medio C22 de la Arena C2. En los **Anexos (3, 4 y 5)** se observan con más detalle el área delimitada por cada Macolla.

La **Tabla 5.2** muestra la información recopilada acerca de algunos datos dinámicos y petrofísicos oficiales de las Macollas IC y VD en la Arena C2, donde se observa gran similitud entre los datos. Estos fueron capturados del libro de Reservas Oficial, de los *PVT* disponibles, **Apéndice A** y los datos de volumen y área fueron calculados a través de la herramienta *SIGEMAP*.

Tabla 5.2 Características de las Macollas IC y VD en la Arena C2.

MACOLLA	IC	VD
TIPO DE FLUIDO	PETRÓLEO EXTRAPESADO	PETRÓLEO EXTRAPESADO
°API	7,3	8,5
VISCOSIDAD (CPS)	4.000	3.770
PRESIÓN INICIAL (LPC)	565	685
TEMPERATURA INICIAL (°F)	120	118
SATURACIÓN DE AGUA INICIAL (%)	0,15	0,15
SATURACIÓN DE PETRÓLEO INICIAL (%)	0,85	0,85
SATURACIÓN DE GAS CRÍTICA (%)	0,05	0,05
RELACIÓN GAS PETRÓLEO INICIAL (PCN/BN)	49	62,3
FACTOR VOLÚMETRICO INICIAL (BY/BN)	1,0354	1,045
PRESIÓN DE ABANDONO (LPC)	228	274
POROSIDAD (%)	0,30	0,30
PERMEABILIDAD (MD)	30	30
AREA (ACRES)	1.344,2255	2.688,5
VOLUMEN (ACRE-PIE)	36.294,088	172.064
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA (LPC <sup>-1</sup> )	3,1*10 <sup>-6</sup>	3,1* 10 <sup>-6</sup>
ESPESOR DE ARENA NETA PROMEDIO (PIES)	27	64

## 5.2 Validación de la Historia de Producción, Presión y datos *PVT* en las Macollas IC y VD de la Arena C2.

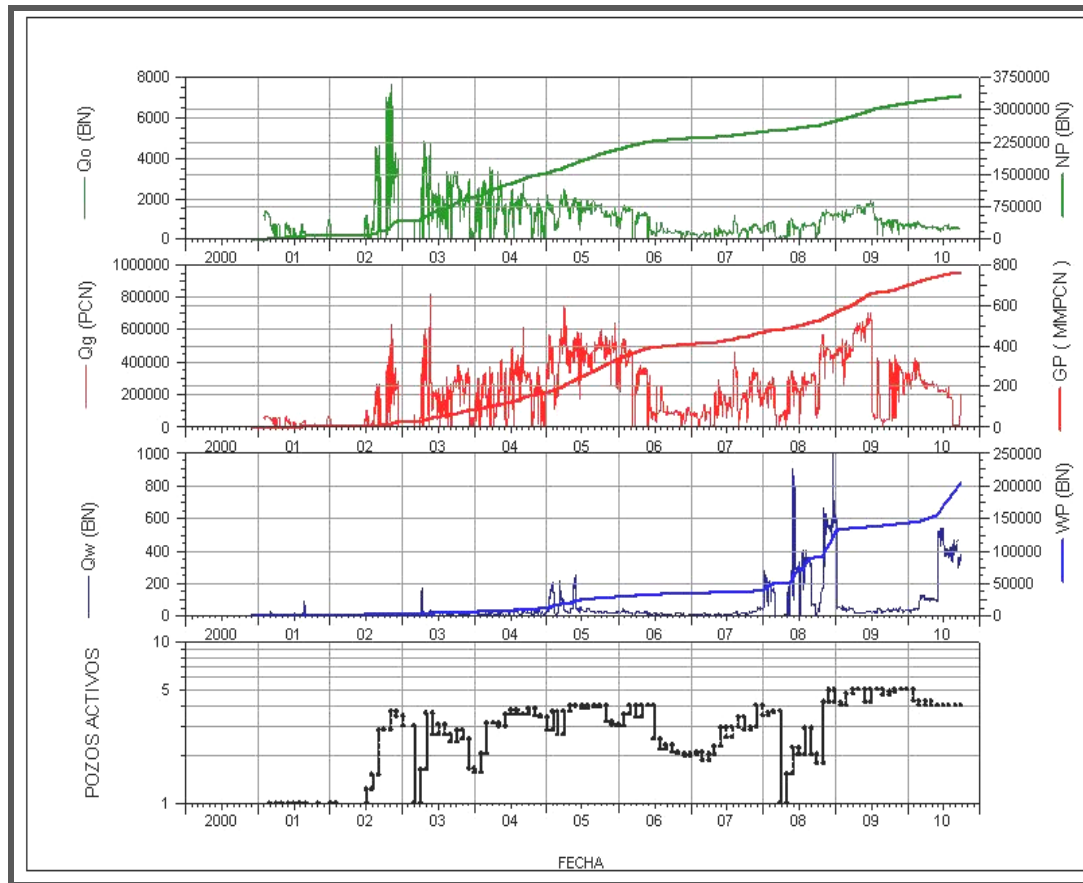
### 5.2.1 Historia de Producción.

Verificar la consistencia de la historia de producción, consistió en calcular a través de un promedio ponderado los datos de producción acumulada de petróleo, gas y agua, a fin de comprobar si existe un porcentaje de error entre el acumulado calculado y el acumulado real. En caso de existir un porcentaje de error estos datos fueron corregidos y del mismo modo se realizó una comparación con la información sustraída de las distintas bases de datos consultadas para afianzar que los datos pertenecen a la Macolla y en específico a cada pozo. De este procedimiento resultó un cotejo excelente

mostrado en las **Figuras 5.7 y 5.8**. Las ecuaciones utilizadas son desarrolladas en la metodología planteada en el Capítulo IV.

La historia de producción correspondiente a la Macolla IC (**Figura 5.7**), inicia su producción el 01/02/2001 con el pozo IC07 y posteriormente se incorporan paulatinamente en el 2002 los pozos IC04, IC10, IC11 y en el 2007 el pozo JB18.

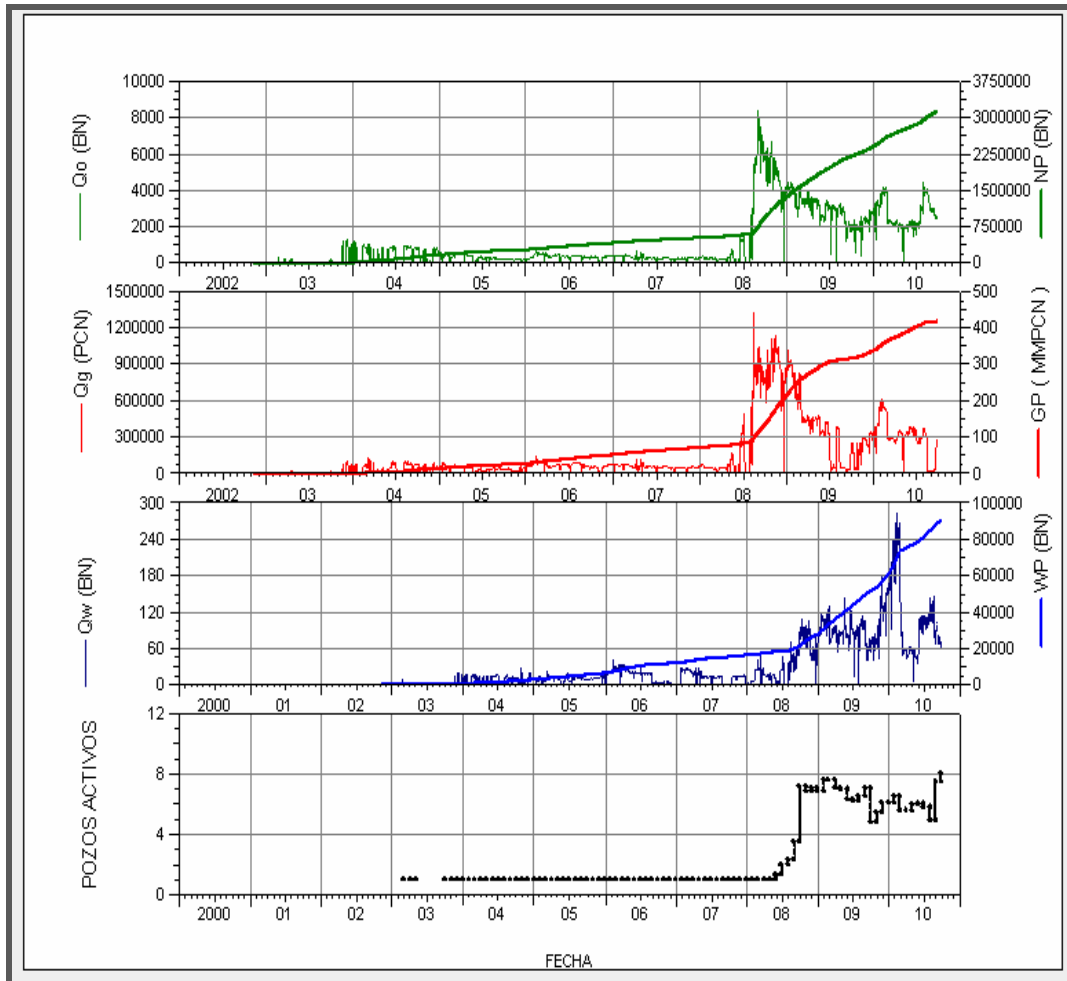
La producción acumulada de la Macolla IC para septiembre de 2010 es de 3,331 MMBN de petróleo, 764,145 MMPNC de gas y 0,203 MMBN de agua, la misma se inicia con una tasa promedio de petróleo de 600 BN/D con el pozo IC07 y es hasta el 2002 que se incorporan tres pozos (IC04, IC10, IC11) y en el 2007 el pozo JB18. Esto se ve reflejado en la historia de producción con un aumento significativo de la tasa de petróleo con respecto a la tasa inicial, debido a la incorporación de los nuevos pozos, a la inyección de diluyente (Nafta) en diferentes puntos del pozo, lo que disminuye la fricción, la viscosidad y aumenta la tasa. En la **Figura 5.7** se observa un excelente cotejo entre las producciones de las tres fases, porque a medida que va disminuyendo la tasa de petróleo, la tasa de gas se incrementa y este comportamiento es el esperado debido a que el primer mecanismo de producción del yacimiento es el desplazamiento de gas en solución y este tiene mayor impacto cuando la presión a declinado por debajo de la presión de burbujeo, permitiendo la liberación de las fracciones más livianas contenidas en el petróleo, entonces la tasa de petróleo disminuirá mientras que la tasa de gas irá en aumento.



**Figura 5.7 Tasas y Acumulados de Producción en función del Tiempo para la Macolla IC.**

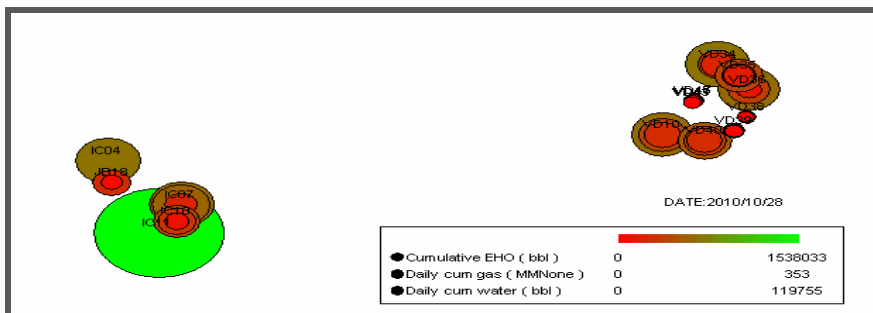
La Macolla VD inició la producción en la Arena C2 con el pozo VD10 el 24/02/2003 y en el 2008 se fueron incorporando los demás pozos para conformar una estrella de 12 pozos. Sin embargo a partir del 2008 son productivos 8 pozos intermitentemente (**Figura 5.8**). Para Octubre del 2010 la Macolla VD acumuló 3,143 MMBN de petróleo, 422, 433 MMPCN de gas y 0,090 MMBN de agua.

Así mismo se observa en la **Figura 5.8** a partir del año 2008 se incorporan pozos productores a la Macolla VD incrementando la tasa de producción promedio de la Macolla y por ende los acumulados de petróleo, gas y agua.



**Figura 5.8 Tasas y Acumulados de Producción en función del tiempo para la Macolla VD.**

La **Figura 5.9** muestra la producción de las tres fases drenadas por pozo aportada a las Macollas IC y VD hasta la actualidad, observándose que el pozo con mayor producción ha sido el IC07 y esto es debido a que fue el primer pozo abierto a producción en la Macolla IC.



**Figura 5.9 Mapa de burbuja en una fecha determinada de la producción de petróleo, gas y agua para las Macollas IC y VD.**

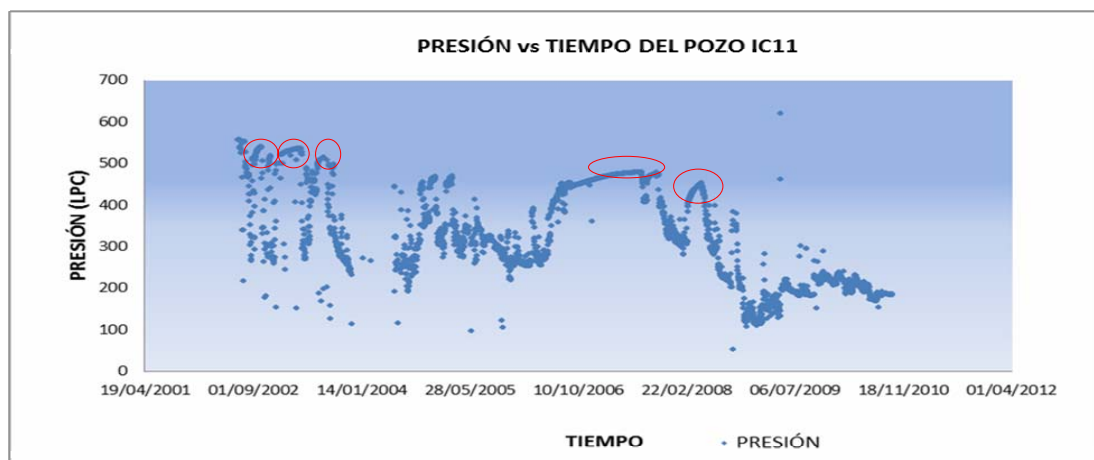
### 5.2.2 Historia de Presión.

La validación de la presión se realizó considerando los datos de presión cuando los pozos fueron cerrados, es decir, una presión restaurada que corresponderá con la presión estática del yacimiento y la representatividad de la data original estará dada al compararla con puntos de presión medidos con *RFT* tomados en los pozos verticales de ambas Macollas. Para ello se graficó el comportamiento de la presión de fondo fluuyente durante los periodos aperturas y cierres de producción en el tiempo. Esto es con el fin de observar y obtener las presiones restauradas del yacimiento para todos los pozos que conforman las Macollas IC y VD. Estas presiones son capturadas a través de una herramienta de fondo (sensor) que forma parte de la tubería de completación del pozo y brinda estas lecturas a tiempo real. Sin embargo existen periodos de cierre en el pozo que permiten restaurar las presiones y son estas las consideradas para armar el modelo de presión del yacimiento puesto que son estabilizadas o restauradas durante el cierre. Teniendo en consideración esta premisa se construyó el modelo de presión que gobierna en las Macollas y que permita reproducir a futuro cual será el comportamiento de producción en función de la presión.

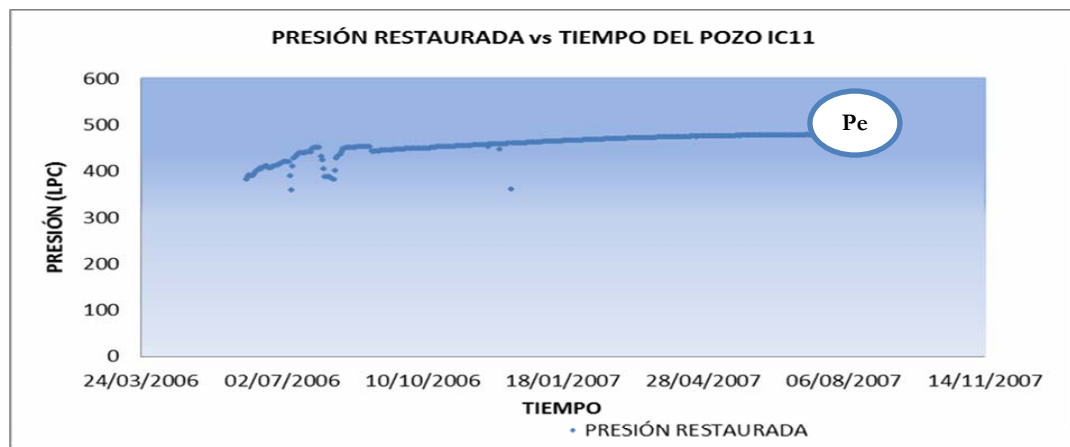
Todas las presiones por pozo fueron graficadas para precisar cuál fue el periodo donde ocurrió la restauración, en la **Figura 5.10** se observa un ejemplo para el pozo IC11 y los tiempos de cierres están especificados con un círculo de color rojo. Posteriormente estos periodos fueron graficados para encontrar la presión estática y



en la **Figura 5.11** se muestra este procedimiento. Al cerrar el pozo, la presión comienza a subir partiendo de la presión de fondo fluente ( $P_{wf}$ ) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre  $\Delta t$ , la presión registrada de fondo alcanza el valor estático o presión estática ( $P_e$ ). Dependerá del tiempo de cierre del pozo y del tiempo de producción. A medida que el tiempo de cierre se incrementa, se estabiliza la presión aproximándose a la  $P_e$ .



**Figura 5.10** Presión Restaurada en función del tiempo durante toda la vida productiva del pozo IC11.



**Figura 5.11** Presión Restaurada durante un periodo de cierre en función del tiempo en el pozo IC11.



La  $P_{wf}$  varía según los RPM suministrados a la Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) y las tasas acumuladas serán mayores a medida que se incrementen los RPM, por ende la presión de fondo fluyente disminuye.

### 5.2.3 Datos *PVT*.

Un análisis *PVT* debe ser representativo y consistente para que pueda ser utilizado como información fidedigna en el desarrollo de estudios posteriores. La **Tabla 5.3** muestra un resumen de los datos reportadas en las pruebas *PVT* para las Macollas IC y VD.

**Tabla 5.3 Datos de las pruebas *PVT* de la Arena C2 del Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, Campo Zuata Principal.**

MACOLLA	IC	VD
POZO	IC07	VD10
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (°F)	120	118
PRESIÓN DEL YACIMIENTO (LPC)	565	676
PRESIÓN DE BURBUJEO (LPC)	540	589
RELACIÓN GAS PETRÓLEO INICIAL (PCN/BN)	49	62,3
GRAVEDAD RELATIVA DEL GAS	0,67	0,66

#### 5.2.3.1 Representatividad de la prueba *PVT*.

Las condiciones iniciales de presión y temperatura encontradas en las Macollas en estudios fueron las reproducidas en el laboratorio durante las pruebas *PVT* realizadas en los pozos IC07 y VD10. Para afianzar esto se analizó el informe postmortem de estos pozos, donde se encuentran reportadas la primera prueba oficial del pozo para el momento del muestreo (presión y temperatura). Con los *RFT* medidos en los pozos IC00 y VD00, **Apéndice A (Tabla A.2 y Tabla A.4)** y el modelo de presión construido, se validó presión inicial del *PVT*, de este modo se verificó la representatividad. Se confirmó que la relación gas-petróleo inicial calculada en el laboratorio y reportada en la prueba *PVT* es la encontrada en el pozo para ese momento de la historia (primera prueba de producción oficial), **Apéndice B.**

Este dato también es observado en las **Figuras 5.12 y 5.13**. La relación gas petróleo inicial fue graficada a través de la herramienta *OFM*, observándose que es el mismo dato reportado en la prueba *PVT*.

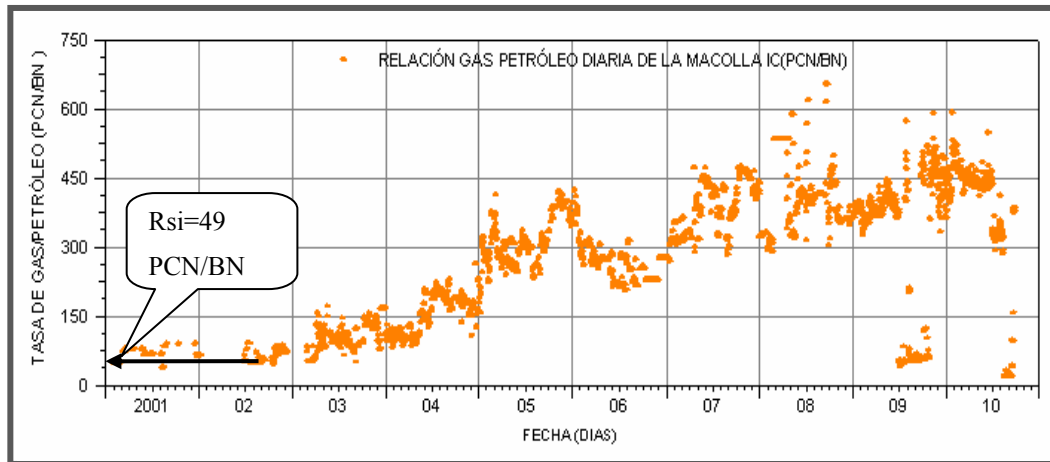


Figura 5.12 Relación Gas Petróleo inicial de la Macolla IC.

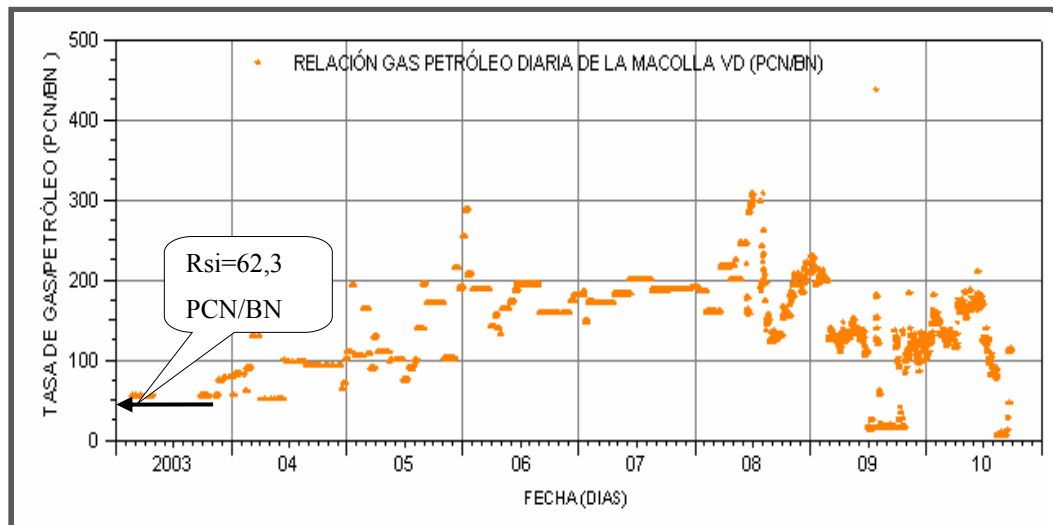


Figura 5.13 Relación Gas Petróleo inicial de la Macolla VD.

### 5.2.3.2 Consistencia de la prueba *PVT*.

Consiste en afianzar que los procedimientos matemáticos establecidos para calcular las propiedades presentadas en la prueba *PVT* son correctos. Estos procedimientos fueron verificados a través de la aplicación de Excel *CONSIPVT* y las

ecuaciones con las cuales se desarrolla el cálculo se presenta en el Capítulo IV. A continuación se muestran los resultados arrojados:

Función Y.

A partir de la prueba de Expansión a Composición Constante, se obtiene una relación entre la Presión y el Volumen Relativo. En la **Tabla 5.4** y **5.5**, se tienen los datos extraídos de los *PVT* tomados de los pozos IC07 y VD10 y que luego fueron graficados para precisar si la presión de burbujeo ha sido bien estimada.

**Tabla 5.4 Función Y Pozo IC07**

PRESIÓN(LPCA)	VOLUMEN RELATIVO (V/Vsat)	FUNCIÓN Y
2000	0,996	
1800	0,9964	
1600	0,9969	
1400	0,9974	
1200	0,9979	
1000	0,9985	
800	0,9991	
600	0,9998	
540	1	
500	1,0149	5,3749
400	1,0717	4,8801
300	1,1802	4,4397
200	1,4167	4,08

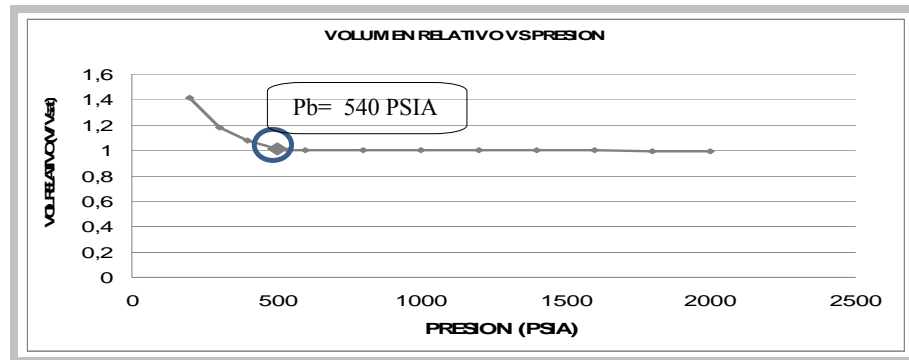


Figura 5.14 Volumen relativo en función de la presión Pozo IC07.

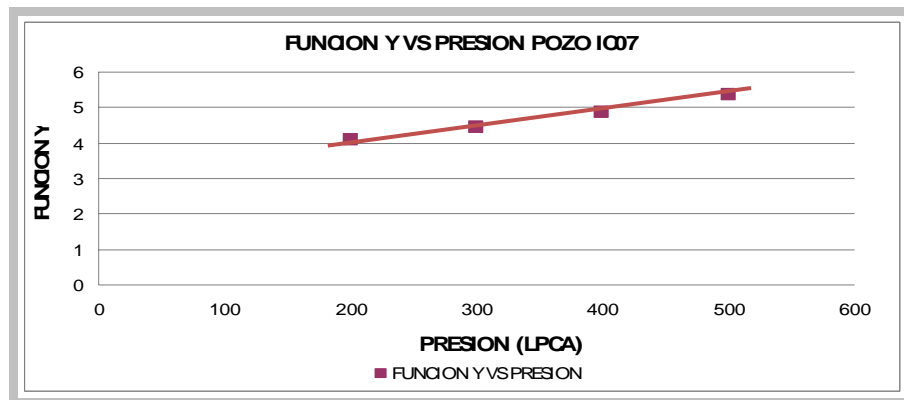


Figura 5.15 Función Y vs la presión Pozo IC07.

**Tabla 5.5 Función Y Pozo VD10.**

PRESIÓN (LPCA)	VOLUMEN RELATIVO (V/Vsat)	FUNCIÓN Y
5015	0,9769	
4290	0,9804	
3442	0,9846	
2234	0,9908	
1674	0,9938	
1148	0,9967	
812	0,9986	
676	0,9994	

589	1	
558	1,0035	15,87
472	1,0185	13,40
379	1,0516	10,74
369	1,0572	10,42
316	1,0967	8,93
256	1,1764	7,37
197	1,3475	5,73
159	1,5679	4,76

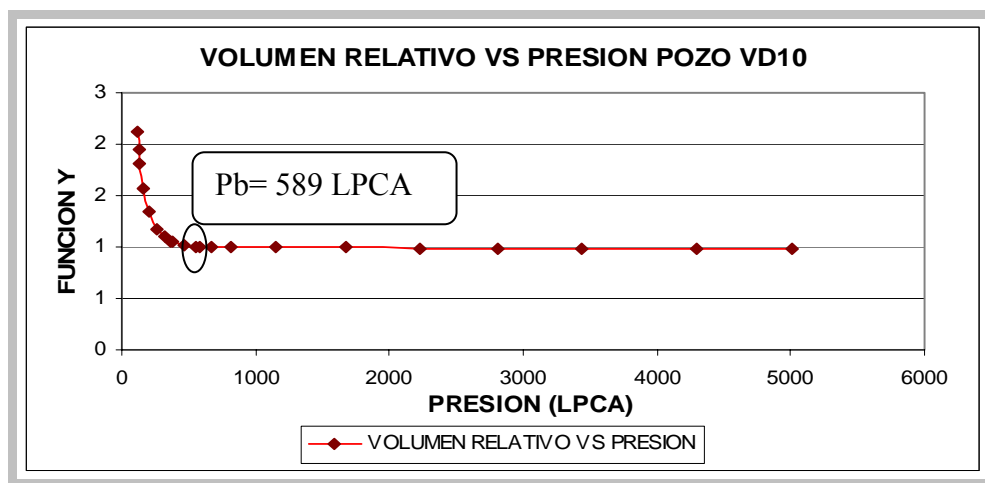


Figura 5.16 Volumen relativo en función de la Presión Pozo VD10.

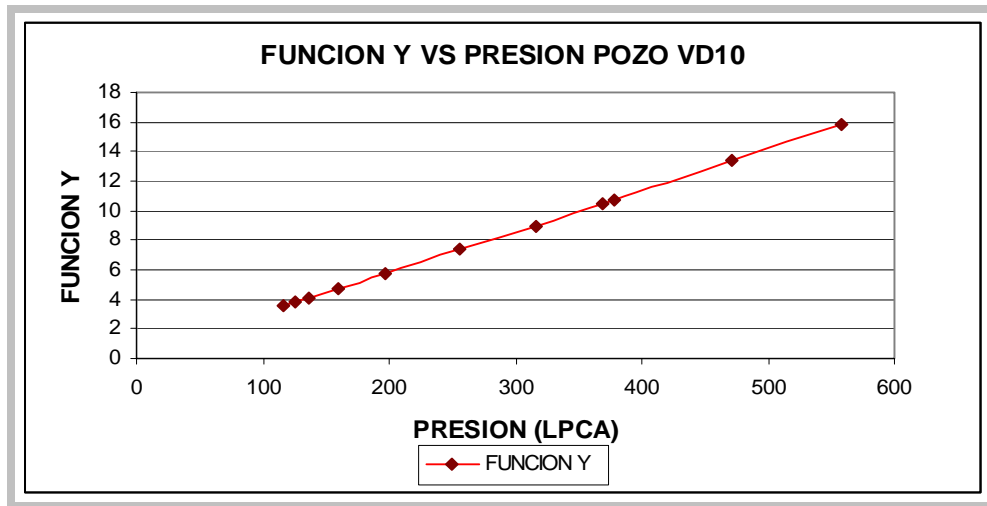


Figura 5.17 Función Y vs la presión del pozo VD10.

Observando el comportamiento de la Función Y para las dos pruebas *PVT*, se puede afirmar que la presión de burbujeo ha sido estimada correctamente, puesto que los gráficos de la función Y versus la presión están representados por una línea recta. Entonces existe consistencia entre la presión de burbujeo experimental y la real para ambos estudios *PVT*.

#### **Prueba de Densidad.**

Para considerarse consistente la prueba de densidad en un estudio *PVT*, se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo, obtenida a partir de la prueba de liberación diferencial, sea igual a la densidad del petróleo calculada mediante las pruebas de separación y de existir una diferencia entre ambos datos esta debe ser menor al 5 %.

**Tabla 5.6 Prueba de Densidad de pozo IC07.**

VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT 1.3 PRUEBA DE DENSIDAD			
	Densidad del Petróleo Saturado a Pb y T de la Prueba de Liberación Diferencial (gr/cc)	0,99	
	Factor Volumétrico del Petróleo en la Prueba de Separador, Bofb (res.bl@Pb/BN)	1,04	Primario
Separador	Relación Gas-Petróleo en Solución, Rs (PCN/BN)		49
	Gravedad Específica del Gas (aire=1)		0,6746
Tanque	Relación Gas-Petróleo en Solución, Rs (PCN/BN)	50,00	
	Gravedad Específica del Gas (aire=1)	0,67	
	°API (Crudo) de Tanque	7,30	
	Densidad Calculada del petróleo Saturado (lb/BY)	349,46	
	Densidad Calculada del petróleo Saturado (gr/cc)	1,00	
	Porcentaje de Error	0,83	(Error < 5 %)
	Condición de la Prueba	PRUEBA VALIDA	

**Tabla 5.7 Prueba de Densidad de pozo VD10.**

VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT 1.3 PRUEBA DE DENSIDAD			
	Densidad del Petróleo Saturado a Pb y T de la Prueba de Liberación Diferencial (gr/cc)	0,978	
	Factor Volumétrico del Petróleo en la Prueba de Separador, Bofb (res.bl@Pb/BN)	1,039	Primario
Separador	Relación Gas-Petróleo en Solución, Rs (PCN/BN)		62,3
	Gravedad Específica del Gas (aire=1)		0,665
Tanque	Relación Gas-Petróleo en Solución, Rs (PCN/BN)	61,5	
	Gravedad Específica del Gas (aire=1)	0,665	
	°API (Crudo) de Tanque	8,5	
	Densidad Calculada del petróleo Saturado (lb/BY)	346,5195674	
	Densidad Calculada del petróleo Saturado (gr/cc)	0,990012696	
	Porcentaje de Error	1,213388	(Error < 5 %)
	Condición de la Prueba	PRUEBA VÁLIDA	

En las **Tablas 5.6 y 5.7**, para ambas pruebas *PVT* el porcentaje de error es menor de 5 % por lo que se considera consistente la prueba de densidad.

#### **Prueba de Balance de Materiales.**

Consiste en verificar si la  $R_s$  experimental de la prueba de liberación diferencial es igual al  $R_s$  calculado por balance de materiales. Para poder realizar esta prueba es necesario tener la siguiente información: gravedad °API del crudo residual, relación gas-petróleo en solución a diferentes presiones, factor volumétrico de formación de petróleo a diferentes presiones, gravedad específica del gas liberado en cada etapa de la liberación.

Tabla 5.8 Prueba de Balance de Materiales pozo IC07.

VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT 1.3 BALANCE DE MATERIALES							
Temperatura de la Prueba (°F)	120						
°API del Crudo residual	7,2						
Volumen de Petróleo a 14,7 Lpca y 60°F (cc)	1000						
	P. Atmosférica T. Ambiente		P. Atmosférica T. del Yacimiento				
Presión Lpcm	0	0	15	150	250	350	450
Temperatura (°F)	60	60	120	120	120	120	120
Relación Gas Petróleo en Solución, Experimental (PCN/BN)	0	0	0	15	22	30	40
Factor Volumétrico del petróleo (BY/BN)	1	1	1,021	1,022	1,025	1,028	1,031
Densidad del Petróleo (gr/cc)	0	1	0,999	0,999	0,997	0,995	0,993
Gravedad Específica del Gas	0	1	0,688	0,642	0,637	0,615	0,606
Masa de Petróleo (gr)	1020	1020	1019,9	1020,7	1021,6	1022,7	1024,2
Masa de Gas en Solución (gr)	0	0	-0,3	0,8	1,0	1,1	1,4
Volumen de Gas en Solución (PCN)	0	0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Relación Gas Petróleo en Solución, Calculada (PCN/BN)	0	0	-2,1	3,2	10,0	18,0	28,7
% de Error entre Rs Experimental y Rs Calculada			0,0	369,3	120,2	66,4	39,2
Resultado			(E<5%)	(E>5%)	(E>5%)	(E>5%)	(E>5%)

Tabla 5.9 Prueba de Balance de Materiales pozo VD10.

VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT 1.3 BALANCE DE MATERIALES							
Temperatura de la Prueba (°F)	118						
°API del Crudo residual	8,2						
Volumen de Petróleo a 14,7 Lpca y 60°F (cc)	1000						
	P. Atmosférica T. Ambiente		P. Atmosférica T. del Yacimiento				
Presión Lpcm	0	0	15	46	161	305	676
Temperatura (°F)	60	60	118	118	118	118	118
Relación Gas Petróleo en Solución, Experimental (PCN/BN)	0	0	0	23,5	36,9	47,8	62,3
Factor Volumétrico del petróleo (BY/BN)	1	1,039	1,0221	1,027	1,033	1,038	1,045
Densidad del Petróleo (gr/cc)	0	0,978	0,992	0,99	0,986	0,982	0,978
Gravedad Específica del Gas	0	0,665	0,774	0,693	0,63	0,609	0,609
Masa de Petróleo (gr)	1013	1013	1014	1017	1019	1019	1022
Masa de Gas en Solución (gr)	0	0	1,04	2,81	1,81	0,78	-0,98
Volumen de Gas en Solución (PCN)	0	0	0,04	0,10	0,08	0,04	-0,05
Relación Gas Petróleo en Solución, Calculada (PCN/BN)	0	0	7,15	23,76	35,72	41,37	61,64
% de Error entre Rs Experimental y Rs Calculada			0,00	1,11	3,32	15,53	1,08
Resultado			(E<5%)	(E<5%)	(E<5%)	(E>5%)	(E<5%)

Durante la ejecución de esta prueba se incurrió en errores ya que se presentan resultados con un margen de error mayor al 5%, que pudieron ocurrir al realizar las mediciones durante las despresurizaciones efectuadas en el laboratorio, pero debido a la rigurosidad en el empleo de las ecuaciones referidas al balance de materiales y a los cálculos realizados con anterioridad dependientes de la historia de producción se establece que las razones de solubilidad inicial del crudo para las Macollas IC y VD se encuentran en el orden de los 49 y 62,3 PCN/BN respectivamente (**Tablas 5.8 y 5.9**).

Prueba de Desigualdad.



Se debe cumplir la desigualdad expresada en la ecuación 2.4 para que los resultados arrojados en las pruebas *PVT* sean consistentes, es decir se debe cumplir que la derivada del factor volumétrico con respecto a la presión debe ser menor al producto del factor volumétrico del gas por la derivada del  $R_s$  con respecto a la presión.

Tabla 5.10 Prueba de Desigualdad *PVT* pozo IC07.

VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT 1.3 PRUEBA DE DESIGUALDAD						
Presión (Lpcm)	540	450	350	250	150	15
Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)	1,0356	1,0314	1,0284	1,0247	1,0247	1,0219
Factor Volumétrico de Gas (PCY/PCN)	0	6,1642	8,0477	11,3695	19,0921	198,65
Relación Gas-Petróleo en Solución (PCY/PCN)	49	40	30	22	15	0
Diferencial de $B_o$ / Diferencial de $P$		0,000046	0,00003	0,000037	0	0,00002
$B_g^*$ Diferencial de $R_s$ / Diferencial de $P$		0,10978	0,143325	0,161987	0,238013	3,930938
Desigualdad		SE CUMPLE	SE CUMPLE	SE CUMPLE	SE CUMPLE	SE CUMPLE

Tabla 5.11 Prueba de Desigualdad *PVT* pozo VD10.

VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT 1.3 PRUEBA DE DESIGUALDAD					
Presión (Lpcm)	589	305	161	46	15
Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)	1,046	1,038	1,033	1,027	1,021
Factor Volumétrico de Gas (PCY/PCN)	0	0,05	1,00	0,36	1,11
Relación Gas-Petróleo en Solución (PCY/PCN)	62,3	47,80	36,90	23,50	0,00
Diferencial de $B_o$ / Diferencial de $P$		0,000028	0,000034	0,000052	0,000193
$B_g^*$ Diferencial de $R_s$ / Diferencial de $P$		0,000471	0,013440	0,007368	0,149682
Desigualdad		SE CUMPLE	SE CUMPLE	SE CUMPLE	SE CUMPLE

Para ambos estudios *PVT* (Tablas 5.10 Y 5.11) se cumple la prueba de la desigualdad, de esta manera se verifica la consistencia en los cambios de volúmenes de líquido y gas que ocurren en la celda *PVT* y que son comportamientos que se simulan para observar como sería el agotamiento de energía en un yacimiento determinado.

### 5.3 Construcción del Modelo de Presión que Gobierna la Arena C2.

#### 5.3.1 Método de Mínimos Cuadrados.

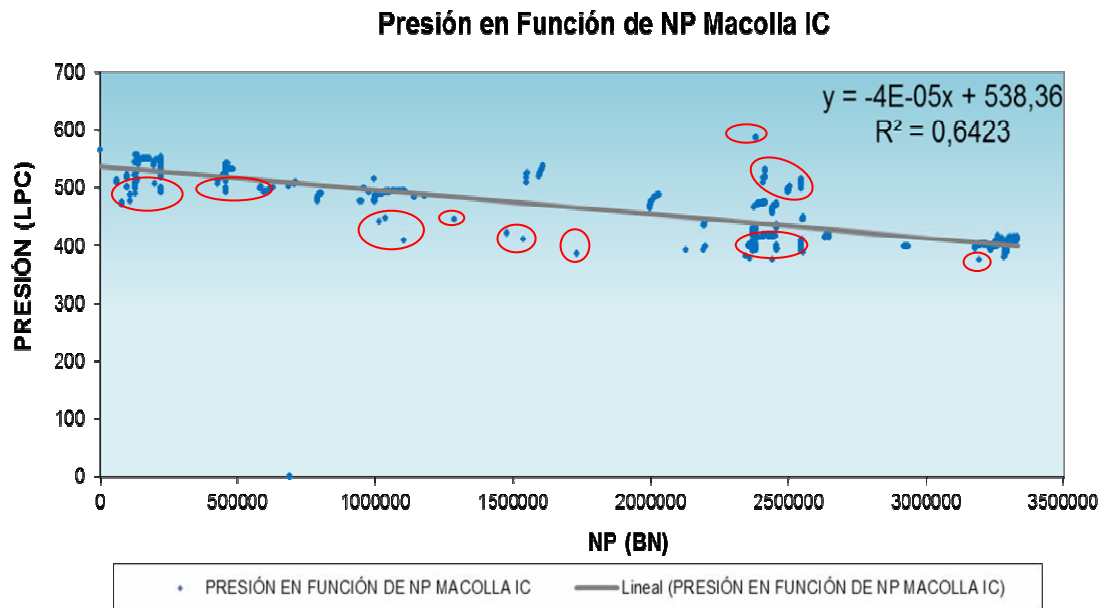
Se graficó la presiones estáticas del yacimiento en función de la producción acumulada para la Arena C2 en las Macollas IC y VD para obtener el modelo de

presión que sea representativo del vaciamiento volumétrico que está ocurriendo en las Macollas.

El modelo de presión se construyó a partir del método de mínimos cuadrados durante la etapa productiva, considerando como variable dependiente o determinante la presión y la variable independiente la producción de petróleo. Se obtuvo un modelo lineal correspondiente a la declinación de la presión que ocurre en el yacimiento y arroja una ecuación con un  $R^2$  mayor a 0,80 que será obtenido a partir de un volumen de datos observados superior a 50 puntos. Esto significa que el modelo es capaz de reproducir el comportamiento de la presión que tiene el yacimiento así como su declinación a lo largo de su vida productiva, del mismo modo se podrá conocer como será el comportamiento de la presión a futuro.

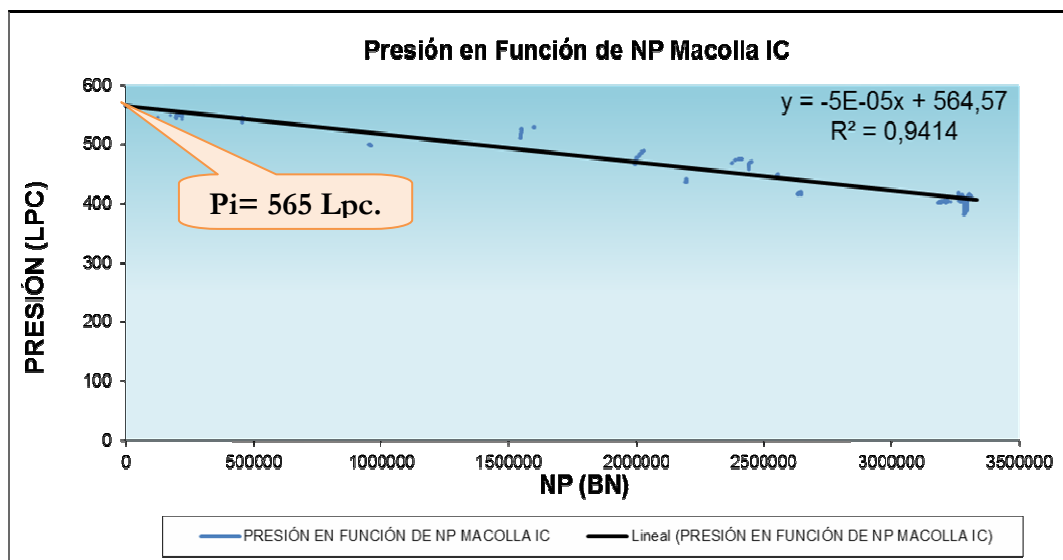
Se construyó un modelo de presión por cada Macolla (IC y VD), este modelo es de vital importancia ya que nos permite estimar la energía del yacimiento durante la vida productiva, así como predecir el comportamiento y potencial futuro del mismo. Para la construcción se capturaron datos de presión validados como se explicó en la sección anterior y posteriormente fueron llevados al mismo nivel de referencia a través de la ecuación 4.22 y el procedimiento fue especificado en el Capítulo IV. Los modelos de presión nos permite inferir que cada Macolla representa un yacimiento, debido a que su comportamiento dinámico, determinado por las variables  $P_i$ ,  $R_{si}$ ,  $Bo_i$ ,  $P_b$ ; indica que aun estando ambas Macollas completadas en la Arena C2 tienen un comportamiento totalmente diferente lo que implica que se trata de dos yacimientos, por lo que se infiere alguna barrera de tipo estratigráfico ó estructural, que delimita los mismos; en vista de esto, se calculó un nuevo Datum para cada Macolla y se realizó en base a un promedio de profundidad entre la estructura más alta y más baja del área delimitada para las mismas a partir del mapa isópaco-estructural y el cálculo se presenta en el **Apéndice C (Ejemplo de Cálculo C.2.1 Y C.2.2)**. Para la Macollas IC fue de 1.050 Pie y para la Macolla VD 1.240 Pie ambas completadas en la Arena C2. En la **Figura 5.18** se observa el modelo de presión para la Macolla IC obteniéndose un  $R^2$  de 0,6423, se buscó mejorar el modelo para que sea

representativo el comportamiento de presión, por tanto se depuraron algunos puntos de presión no representativos a pesar de ser puntos medidos cuando los pozos estaban cerrados, por no considerarse como puntos de presión restaurados, estos son señalados a través de círculos de color rojo.



**Figura 5.18 Modelo de Presión de la Macolla IC construido a partir del Método de Mínimos Cuadrados. Presión en función del Acumulado de Petróleo Producido (NP).**

La **Figura 5.19**, muestra el modelo de presión representativo de la Macolla IC que presenta un  $R^2$  de 0,9414 y es capaz de reproducir la presión inicial de la misma ( $P_i$ ), siendo esta de 565 Lpc.

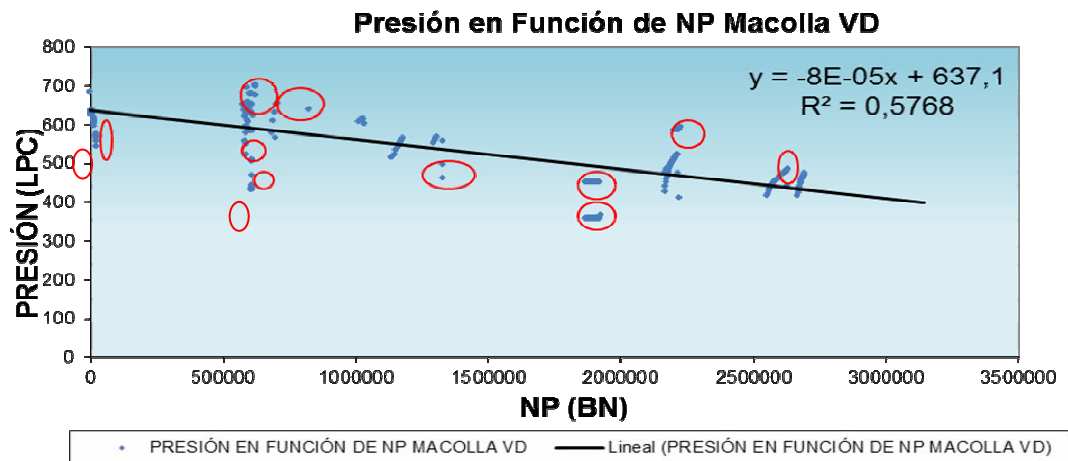


**Figura 5.19 Modelo de Presión representativo de la Macolla IC construido a partir del Método de Mínimos Cuadrados. Presión en función del Acumulado de Petróleo Producido (NP).**

A partir de la **Figura 5.19** se puede visualizar el comportamiento de la presión durante toda la vida productiva de la Macolla IC, que inicia con una presión inicial de 565 Lpc y con una caída de presión de 160 Lpc durante 10 años de producción. De este modo se construyó el modelo y a su vez se validó la presión inicial siendo la misma reportada en el *PVT*.

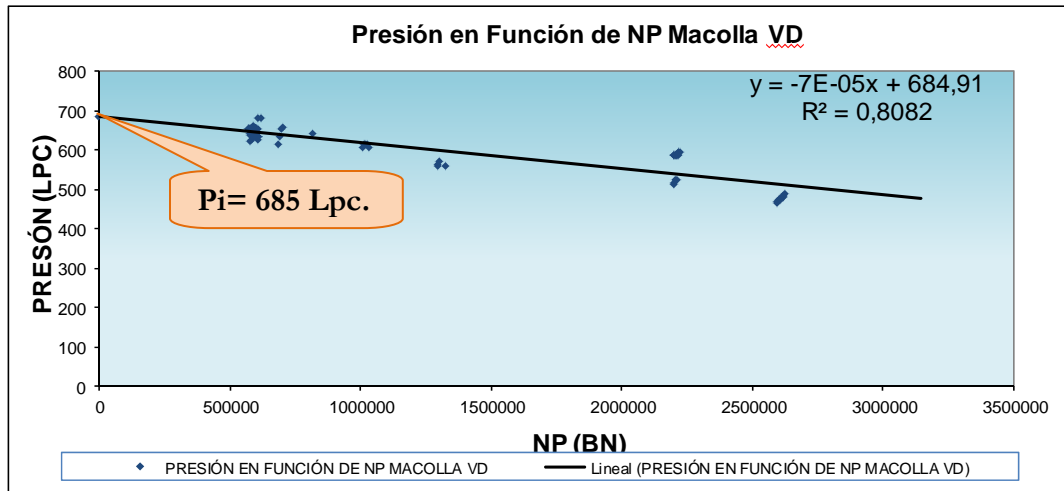
En vista que en la Macolla VD solo estuvo produciendo un solo pozo (VD10) para el inicio de la producción se cuenta con pocos puntos de presión, sin embargo este modelo se complementó con los datos de presión aportados por los demás pozos una vez incorporados a la producción y el *RFT* del pozo VD00.

Mediante el método de mínimos cuadrados se construyó el modelo de presión dando como resultado un  $R^2$  de 0,5768, este valor se buscó mejorar excluyendo los datos de presión que no fueran representativos por encontrarse fuera de la tendencia y ser considerado presiones no restauradas, estos son señalados en el grafico a través de círculos rojos (**Figura 5.20**).



**Figura 5.20 Modelo de Presión de la Macolla VD construido por el Método de Mínimos Cuadrados Presión en función del Acumulado de Petróleo Producido (NP).**

La **Figura 5.21**, muestra el modelo de presión representativo que gobierna la Macolla VD, el mismo es capaz de reproducir la presión inicial y presenta un  $R^2$  de 0,8082, con una presión inicial de yacimiento de 685 Lpc y la caída de presión durante la vida productiva de esta Macolla fue de 220 Lpc aproximadamente hasta octubre de 2010.



**Figura 5.21 Modelo de Presión representativo de la Macolla VD construido a partir del Método de Mínimos Cuadrados. Presión en función del Acumulado de Petróleo Producido (NP).**

#### **5.4 Caracterización de los Tipos de Fluidos presentes en la Arena C2 a partir de los *PVT* disponibles.**

Para caracterizar los tipos de fluidos presentes en la Arena C2, se analizó las propiedades de los fluidos de los datos *PVT* tomados en las Macollas IC y VD. Partiendo de estos se emplearon los indicadores de MacCain para identificar los fluidos en el yacimiento.

Se graficaron las propiedades de los fluidos factor volumétrico ( $B_o$ ) y razón de solubilidad del gas en el petróleo ( $R_s$ ) con el fin de conocer el tipo de fluido; en este sentido se pudo notar que el área drenada por las Macolla IC y VD se encontraban en condiciones iniciales subsaturadas, con una presión de yacimiento inicial por encima de la presión de burbujeo, por lo que no existe fase de gas libre en contacto con el petróleo (capa de gas) y teniendo en consideración que las propiedades de los fluidos

varían en función de la liberación del gas en el petróleo, se puede decir que la producción de petróleo desde la presión inicial ( $P_i$ ) hasta la presión de burbujeo ( $P_b$ ) se produce debido a la compresibilidad de los líquidos; después que disminuye la presión por debajo de la  $P_b$  el mecanismo de producción de yacimiento que proporciona la energía para producir es el desplazamiento de gas en solución, debido a que cambian de estado los componentes más livianos del hidrocarburo ( $CH_4, C_2H_6, C_3H_8$ , entre otros livianos). Para denotar esto, una de las propiedades analizadas fue el factor volumétrico ( $B_o$ ) en función de presión para la Macolla IC (**Figura 5.22**), el cual varía desde la  $P_i = 565$  Lpc con un  $B_{oi}$  de 1,0354 BY/BN y a la  $P_b = 540$  Lpc con un  $B_{ob}$  de 1,0356 BY/BN, lo que denota que existe un aumento y se debe a que los líquidos son ligeramente compresibles, sin embargo al disminuir la presión a un nivel de  $P = 350$  Lpc se tiene un  $B_o = 1,0284$  BY/BN, observándose una disminución en el factor volumétrico y es causado por el efecto de la liberación del gas en solución, lo que disminuye el volumen de petróleo.

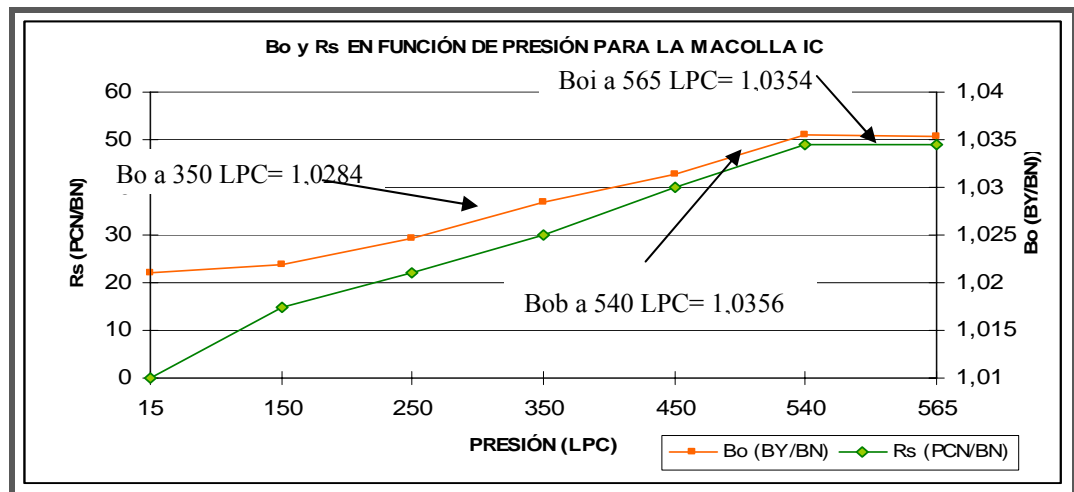


Figura 5.22 Datos PVT, Factor Volumétrico del petróleo y Razón de Solubilidad Inicial en función de la presión para la Macolla IC.

En la **Figura 5.23** para la Macolla VD también denota el mismo comportamiento anteriormente explicado para la Macolla IC. Cabe mencionar que las

despresurizaciones ocurridas en los yacimientos producto del vaciamiento a través de la producción de los fluidos produce la liberación del gas en solución y la variación de los factores de compresibilidad lo que a su vez aumenta la viscosidad del fluido y genera bajas producciones de la fase petróleo.

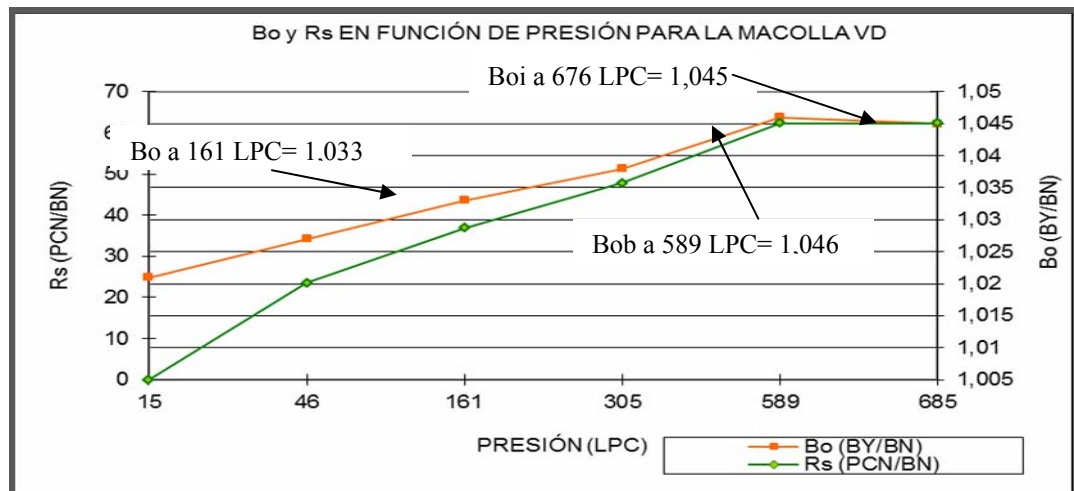


Figura 5.23 Datos PVT, Factor Volumétrico del petróleo y Razón de Solubilidad Inicial en función de la presión para la Macolla VD.

Los indicadores para caracterizar el tipo de fluido presente en el yacimiento presentado por William D. MacCain viene dado por la relación gas petróleo Inicial ( $GOR$ ), la gravedad  $^{\circ}API$ , el color del líquido del tanque y el contenido de  $C7^{+}$  aunque este último no se tomará en cuenta por considerarse como un parámetro establecido para gases condensado.

De la **Tabla 2.2** se considera que los fluidos contenidos en la Arena C2 es un petróleo negro, debido a que se encuentra dentro de los rangos establecidos ( $^{\circ}API < 45$ ,  $RGP < 1.750$  Y color oscuro). Adicionalmente se realizaron las gráficas correspondientes a la Gravedad  $^{\circ}API$  en función del tiempo para las Macollas IC y VD (**Figura 5.24 y 5.25**) y la RGP en función del tiempo.

De acuerdo a las gráficas se observa un comportamiento lineal de la gravedad  $^{\circ}API$  variando entre unos rangos muy cercanos, esto puede deberse a que el yacimiento se encuentra en una edad muy temprana de su explotación, lo que se

espera es que a medida que se produzca el vaciamiento, los fluidos presentes en el yacimiento se hacen cada vez más densos y la  $^{\circ}\text{API}$  disminuye.

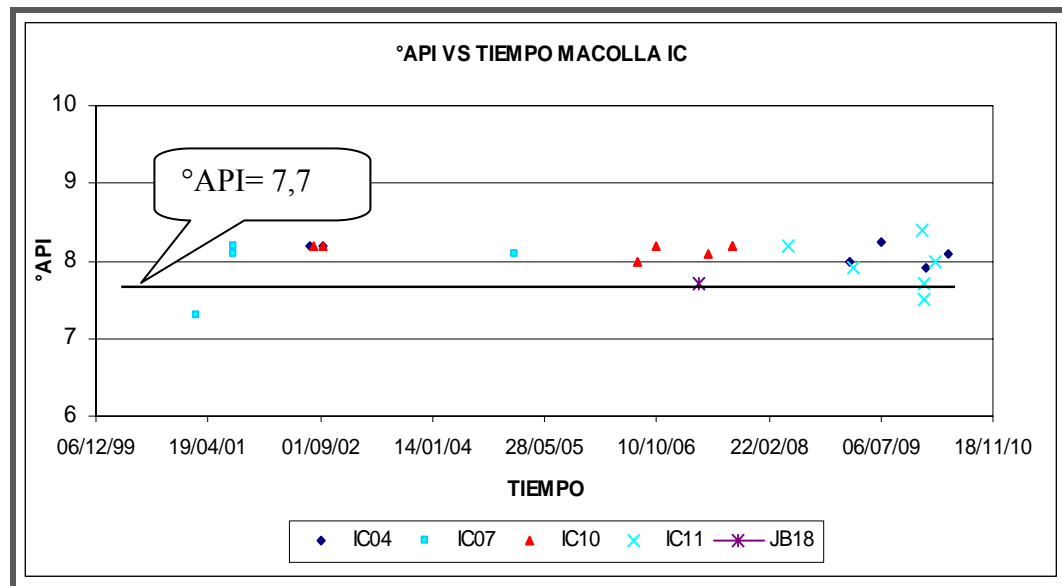


Figura 5.24 Gravedad  $^{\circ}\text{API}$  en función del Tiempo Macolla IC.

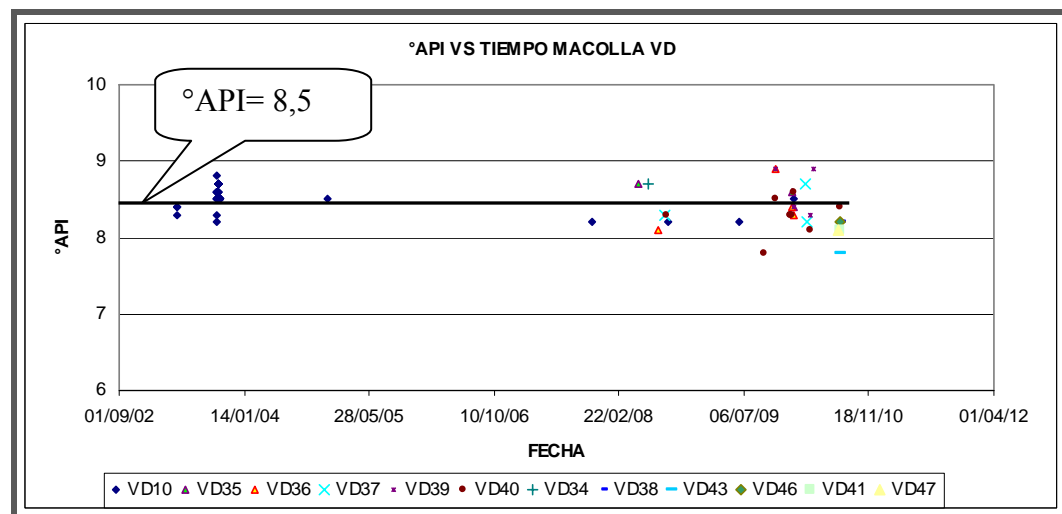
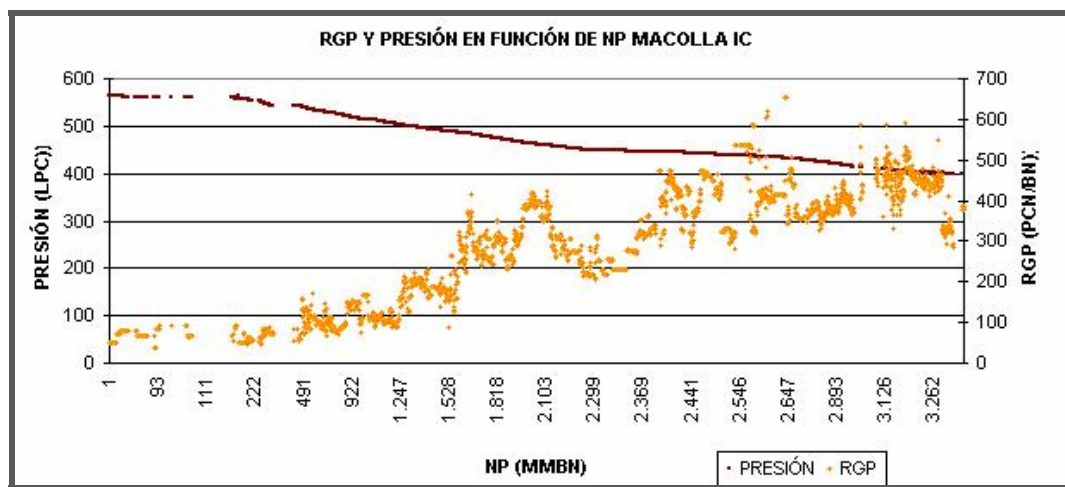


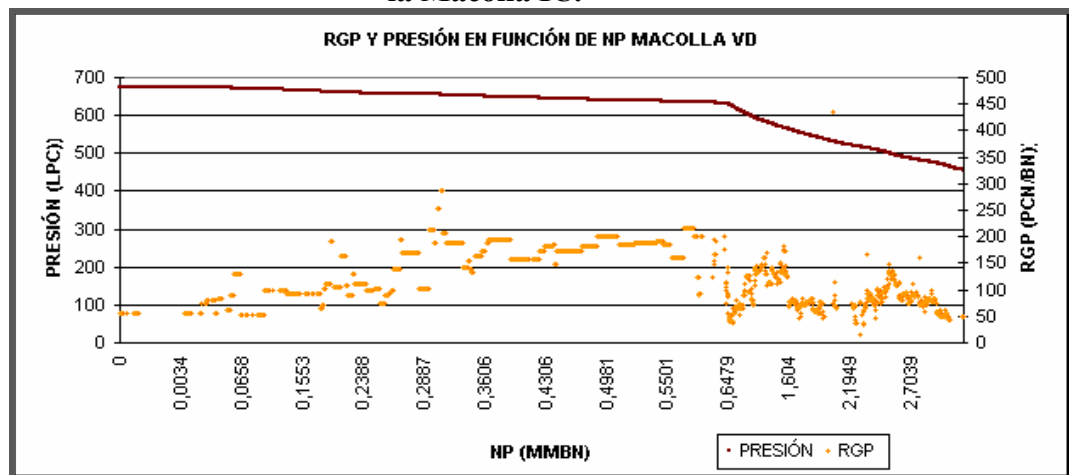
Figura 5.25 Gravedad  $^{\circ}\text{API}$  en función del Tiempo Macolla VD.



En cuanto a la RGP se observa que se ajusta completamente al criterio de MacCain, en cuanto a que se ajusta al comportamiento de un petróleo negro. Se observa un crecimiento muy abrupto de la RGP, debido al gas en solución que es producido con el petróleo una vez que se alcance la presión de burbujeo y la saturación de gas crítica, ocasionando la liberación de las partículas más livianas del crudo. Esto es mostrado en las **Figuras 5.26 y 5.27** para las Macollas IC y VD respectivamente.



**Figura 5.26 RGP y Presión en función del Petróleo Producido Acumulado para la Macolla IC.**



**Figura 5.27 RGP y Presión en función del Petróleo Producido Acumulado para la Macolla VD.**

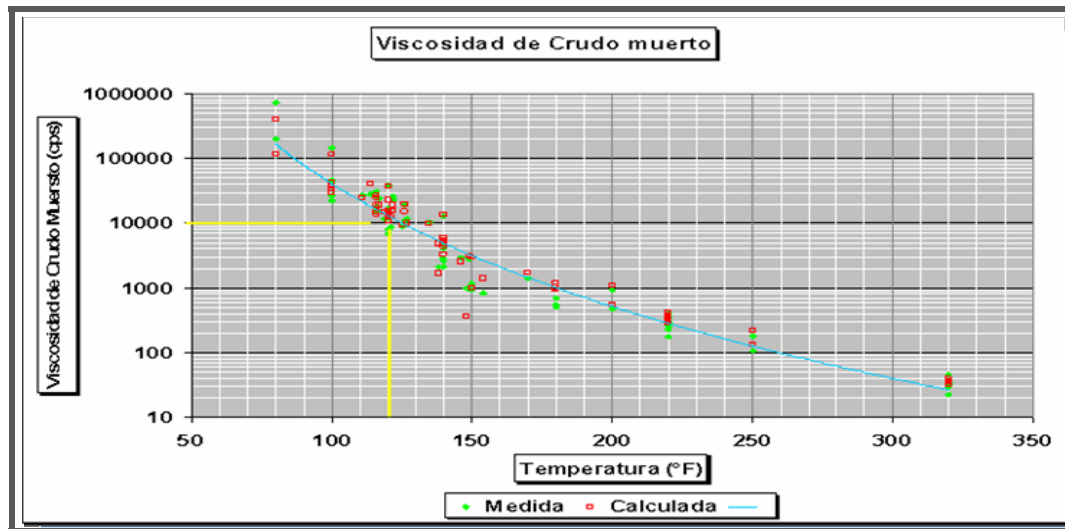
En vista de esto estamos en presencia de un petróleo negro según las especificaciones del texto de MacCain. Sin embargo se ha establecido que el petróleo negro tiene una clasificación de acuerdo con su volatilidad y son denominados como: livianos, medianos, pesado y extrapesados. Teniendo esto en consideración la industria mundial de los hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su gravedad  $^{\circ}\text{API}$  (**Tabla 2.3**), parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo; petróleos con una gravedad igual o menor a los  $10^{\circ}\text{API}$  son clasificados como crudo extrapesados, que es el caso de los fluidos contenidos en el área de estudio, que presenta una gravedad  $^{\circ}\text{API}$  entre 7,3 - 8,2 en la Macolla IC y de 7,8 - 8,7 en la Macolla VD, un factor volumétrico inicial promedio de 1,04 BY/BN, un RGP inicial entre 50-70 PCN/BN y además se encuentran en condiciones subsaturadas con presión inicial por encima de la presión de burbujeo y que muy pronto después de iniciar su producción alcanza esta última, para considerarse como un yacimiento saturado.

Cabe mencionar que la gravedad  $^{\circ}\text{API}$  promedio de la Macolla IC varia en el rango de 7 -  $8^{\circ}\text{API}$ . En el balance de materiales se tomó  $7,3^{\circ}\text{API}$  por considerarse el representativo de su prueba inicial y validado por el *PVT*.

Otro criterio para caracterizar el fluido presente en el yacimiento es mediante la viscosidad, que es una propiedad de los fluidos determinante del movimiento y depende principalmente de la homogeneidad en el yacimiento, el contenido de asfalteno, la profundidad y la temperatura.

En la **Tabla 2.4** mostrada en el Capítulo II sobre la clasificación de los hidrocarburos de acuerdo a su viscosidad y tomando como premisa que el fluido presente en la Arena C2 se clasifica como un crudo extrapesado de acuerdo al Instituto Americano del Petróleo, estando su viscosidad en el orden de 1.000-5.000 cPs, permite inferir que los crudos que se pretende caracterizar tiene una viscosidad muy baja con relación a la gravedad  $^{\circ}\text{API}$  por lo que no se ajusta entre la clasificación establecida en la **Tabla 2.4**.

La **Figura 5.28** muestra como varía la viscosidad en función de la temperatura. Para una temperatura promedio de 120 °F en las Macollas IC y VD, el crudo presenta una viscosidad de 10.000 cPs, que demostrará lo mismo presentado en la **Tabla 2.4**, y se estaría en presencia de crudos con viscosidades por encima de 10.000 cPs conocidos como bitúmenes; por lo tanto quedó demostrado que los crudos del área de estudio no se encuentran dentro de esta clasificación.



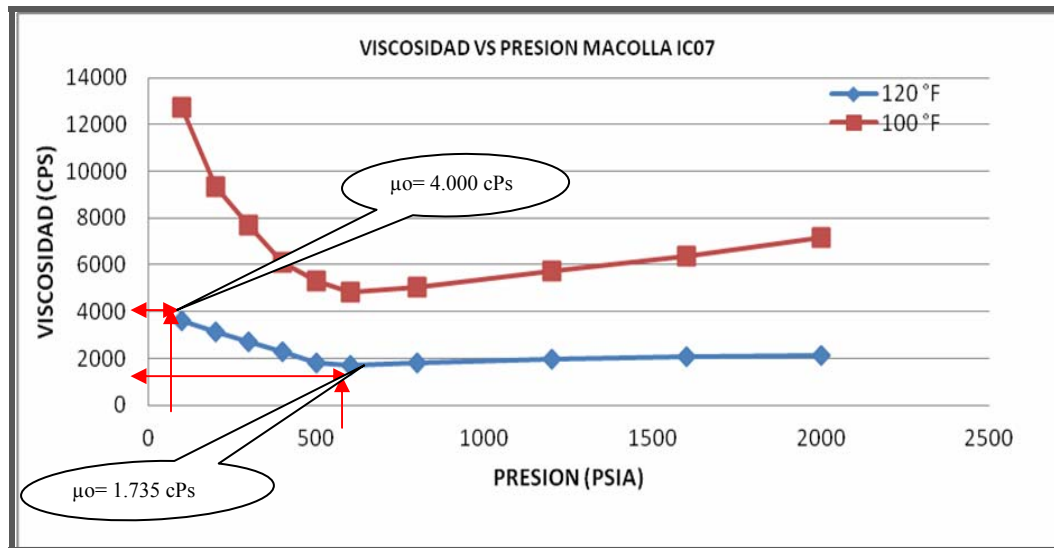
**La Figura 5.28 Comportamiento de la Viscosidad en función de la Temperatura.**

La **Figura 5.29** representa un estudio de viscosidad en función de la presión, considerando dos niveles de temperatura 100 y 120 °F realizado al pozo IC07 de la Macolla IC. En esta se observa que las viscosidades están en el rango de 1.000 a 4.000 cPs, para la presión de 565 Lpc y varía según la disminución de presión y la viscosidad se hará mayor.

Un factor determinante es la temperatura, pues a menor temperatura menor movilidad del fluido en el yacimiento, dado que la viscosidad aumenta exponencialmente. Los detalles de esta prueba se encuentran dentro del estudio *PVT* realizado al pozo IC07 presentado en el **Apéndice A**.

Considerando parámetros determinantes del yacimiento como son: la gravedad °API, la RGP inicial, el factor volumétrico ( $B_o$ ) y la viscosidad ( $\mu_o$ ),

además de otros parámetros que forman parte de las características del yacimiento como la profundidad, la temperatura, el espesor, la porosidad, la permeabilidad, la compresibilidad y la transmisibilidad, entre otros y de acuerdo a lo expuesto anteriormente el fluido presente en las Macollas IC y VD se caracteriza como un fluido extrapesado.



**Figura 5.29 Comportamiento de la Viscosidad en función de la presión considerando dos rangos de Temperatura para el pozo IC07.**

### 5.5 Estimar los Volúmenes de Hidrocarburos Originales en Sitio a través del Método Volumétrico.

La Arena C2 del Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, se extiende a lo largo y ancho del cuadrángulo del Campo Zuata Principal, actualmente EMF\_Petrocedño, perteneciente al Área Junín, tal como se observa en el mapa isópaco-estructural, escala 1:20.000 (Anexo 1), mapa base Petrocedño escala 1:50.000 (Anexo 2), y mapas de espesor de arena de los miembros C21, C22 y C23 (Anexo 3, 4 y 5).

La extensión areal de esta Arena sobrepasa el límite asignado al cuadrángulo de Petrocedño (Antiguo Sincor), eso significa que los límites naturales de yacimientos que establece el modelo petrofísico oficial, bien sea por fallas

normales o cierres estratigráficos no están presente en este Bloque a nivel de la Arena C2; se observa que el yacimiento tiene continuidad lateral, (Figura 2.1) y mapas de arenas, Anexos (3, 4 y 5). A su vez este cuadrángulo fue subdividido en poligonales cuadradas y rectangulares, considerándose que geoméricamente ésta es el área que representa los límites de cada Macolla y que son identificadas por siglas de acuerdo a un orden alfabético. En este sentido se identifican las Macollas objeto de este estudio y corresponde a la Macolla IC un área rectangular de 1.344,3 Acres y a la Macolla VD un área cuadrada de 2.688,5 Acres, ambas áreas se calcularon con la herramienta *SIGEMAP* y se validó su veracidad en plano con escalímetro escala 1:20.000, Apéndice C (Ejemplo de Cálculo C.5). En base a lo anterior, para el cálculo de los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio (POES y GOES), contenido en las Macollas IC y VD por el método volumétrico, se procedió con los pasos técnicos siguientes:

Para el caso de la Macolla IC, el área calculada fue 1.344,3 Acres, el espesor promedio de arena neta petrolífera estimada fue de 27 pies que se obtuvo mediante el registro Eléctrico, Densidad Neutrón/FDC 1:500 y 1:200 corrido en el pozo estratigráfico IC00 (ubicado en el centro de la Macolla) y mapas de espesores. Los datos de porosidad promedio ( $\emptyset$ ), saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ ) fueron capturados del modelo petrofísico oficial y el factor volumétrico inicial de petróleo ( $B_{oi}$ ) validado anteriormente; con esta información y usando las Ec.2.7 y Ec.2.9, se calculó el POES Y GOES voluméricamente, resultando 69,3 MMBN y 3.397,3 MMPCN respectivamente.

Para la Macolla VD el área calculada fue 2.688,5 acres, el espesor promedio de arena neta petrolífera estimada fue de 64 pies que se obtuvo mediante el registro Eléctrico, Densidad Neutrón/FDC 1:500 y 1:200 corrido en el pozo estratigráfico VD00 (ubicado en el centro de la Macolla) y mapas de espesores. Los datos de porosidad promedio ( $\emptyset$ ), saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ ) fueron capturados del modelo petrofísico oficial y el factor volumétrico inicial de petróleo ( $B_{oi}$ ) validado

anteriormente; Con esta información y usando las Ec.2.7 y Ec.2.9, se calculó el POES Y GOES volumétricamente, resultando 325,7 MMBN y 20.293,255 MMPCN respectivamente, el cálculo de los volúmenes originales en sitio por el método volumétrico para ambas Macollas se observan en el **Apéndice C (Ejemplo de Cálculo C.4 y C.6)**. En el **Apéndice B (Figura B.18, Tabla B.3 y Figura B.19 y Tabla B.4)** se encuentra los registros y pruebas de núcleo convencionales de donde se capturaron los datos petrofísicos para el cálculo volumétrico y los datos de entrada al simulador *MBAL*.

### **5.6 Estimar Volúmenes de Hidrocarburos Originales en Sitio, Reservas y Factor de Recobro mediante Balance de Materiales.**

Para la estimación de los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio, reservas y factor de recobro de hidrocarburos mediante el método de balance de materiales, fue necesario la validación de los datos dinámicos, la captura de los datos petrofísicos oficiales y la organización de esta información según la requiere el *software MBAL*. Este simulador permitirá realizar el modelaje dinámico que consiste en reproducir el comportamiento histórico de producción del yacimiento a través de la simulación hasta las condiciones de abandono de cada Macolla (IC y VD), entendida cada una de estas como un yacimiento o un tanque y posteriormente se comparó el resultado obtenido por el método volumétrico y el balance de materiales dinámico. Posteriormente para determinar las reservas asociadas a estas Macollas en la Arena C2, se estimó el factor de recobro (%FR) a la presión de abandono durante la predicción, **Apéndice A (Tablas A.12 y A.13)**

#### **5.6.1 Calculo del POES, Reservas y Factor de Recobro.**

El POES dinámico para la Macolla IC fue de 68,57 MMBN, presentando un factor de recobro (Ec. 2.12) de 6,6 % y unas reservas alcanzada a la presión de abandono de 4,54 MMBN. Comparando los resultados obtenidos por los dos métodos (dinámico y volumétrico), se obtiene una desviación de 1,08 %, por lo que se

considera que el área delimitada para esta Macolla es representativa del área asociada a la misma, es decir que los límites establecidos en la poligonal de IC son correctos, partiendo de la premisa que esta representa el yacimiento.

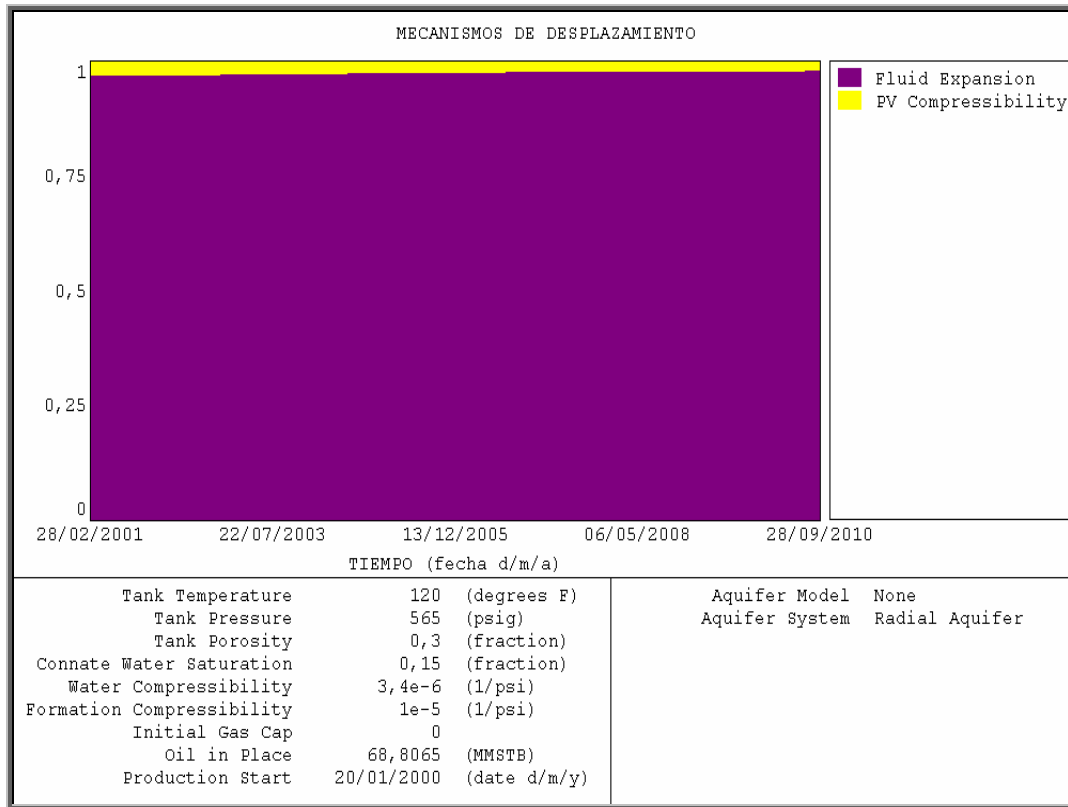
Para la Macolla VD el POES dinámico fue 81,3 MMBN, el factor de recobro 5,7% y las reservas recuperables fueron de 4,62 MMBN. Realizando la comparación con el POES obtenido volumétricamente se obtuvo una diferencia de 75%. A partir de esta diferencia se deduce que el área de influencia de esta Macolla es mucho menor de acuerdo con los resultados dinámicos, que consideran la variación de los mismos en función de la presión, es decir que los fluidos presentes en el yacimiento están asociados a esta área que es mucho menor. Entonces la poligonal delimitada como un cuadrado para la Macolla IC que se observa en los mapas es mucho más grande que la calculada por lo que se cree que hay un volumen de petróleo significativo que se quedará en sitio rezagado debido a que los pozos presentes en esta Macolla estarían drenando del área asociada a los mismos. En la **Tabla 5.12**, se presenta una comparación entre los resultados obtenidos.

Tabla 5.12 Comparación entre los métodos utilizados para estimar el POES.

MACOLLA	IC	VD
POES MÉTODO VOLUMÉTRICO (MMBN)	69,3	325,7
POES MÉTODO DINÁMICO (MMBN)	68,6	81,3
DIFERENCIA (%)	1,08	75
RESERVAS RECUPERABLES (MMBN)	4,5	4,6
FACTOR DE RECOBRO (%)	6,6	5,7

La **Figura 5.30** indica gráficamente los mecanismos de desplazamiento del hidrocarburo que actúan en la Macolla IC, donde se observa que el principal mecanismo de producción del yacimiento en esa área, es el desplazamiento por gas en solución y en menor importancia el de la compresibilidad de los fluidos representando aproximadamente un 2%.

La expansión del petróleo, producto del mecanismo de compresibilidad de roca fluido, se observa por el ligero incremento del factor volumétrico entre  $B_{oi}$  y  $B_{ob}$  que ocurre entre la presión inicial ( $P_i$ ) medida en condiciones originales de yacimiento y la presión de burbujeo ( $P_b$ ) validada por *PVT*, **Apéndice A**. Luego al bajar la presión por debajo de la presión de saturación o burbujeo la razón de solubilidad del hidrocarburo disminuye a nivel de yacimiento observándose el incremento de la relación gas petróleo a nivel de superficie.



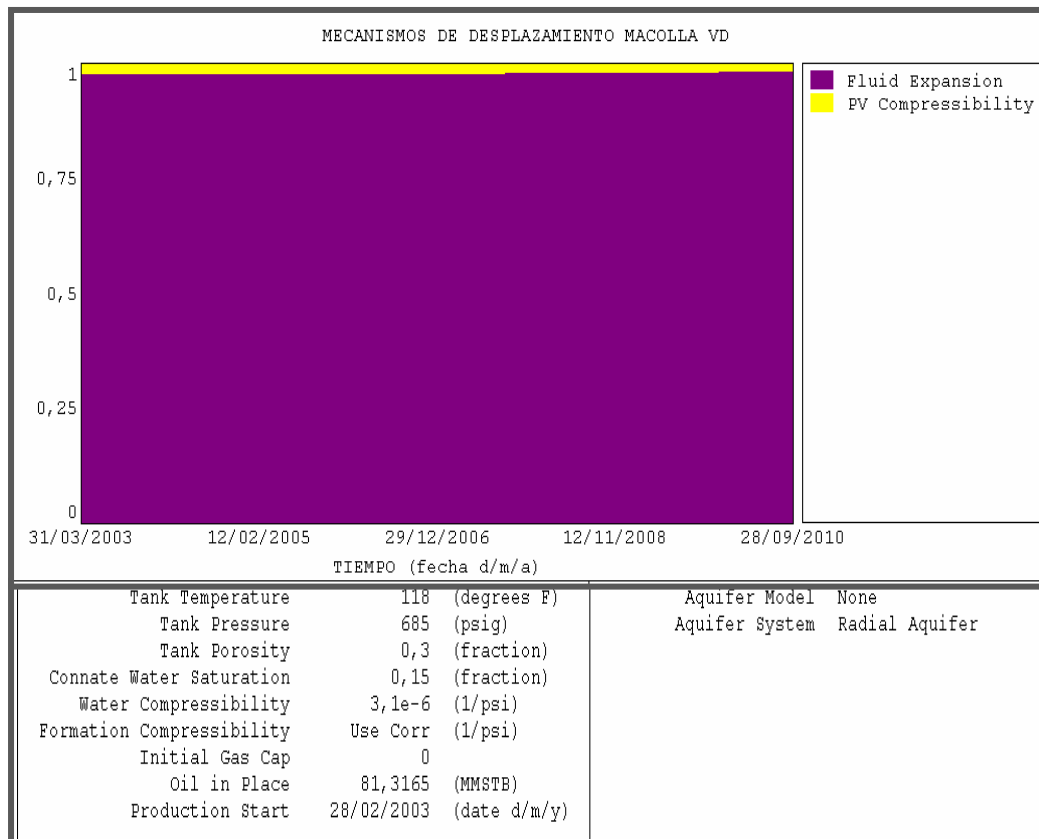
**Figura 5.30 Mecanismos de Producción en función del Tiempo, Balance de Materiales Macolla IC.**

El mismo comportamiento se observa para la Macolla VD (**Figura 5.31**), siendo la compresibilidad de la roca y de los fluidos (2%) y la expansión de los



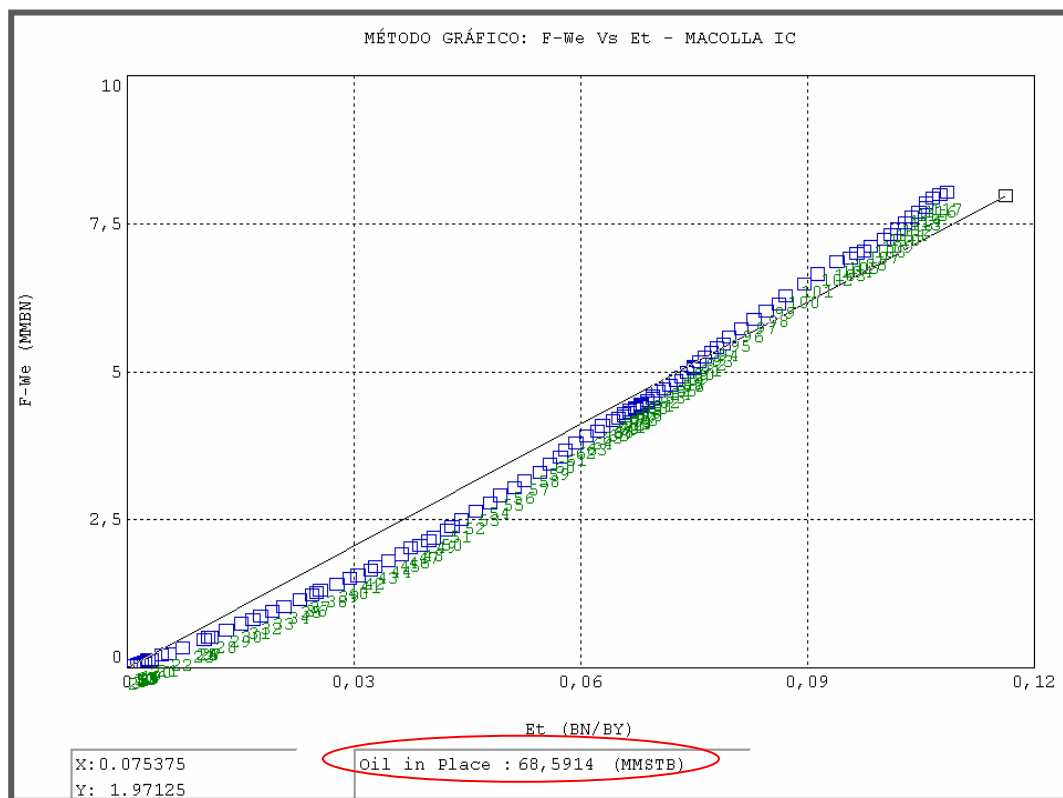
Fluidos (98%), los mecanismos que permiten el desplazamiento del hidrocarburo en el área.

Se puede deducir que el mecanismo que actúa en primera instancia cuando se inicia la producción es la compresibilidad de los fluidos y cuando declina la presión por debajo de la  $P_b$  se produce la expansión de los fluidos debido a la liberación del gas en solución.



**Figura 5.31 Mecanismos de Producción en función del Tiempo, Balance de Materiales Macolla VD.**

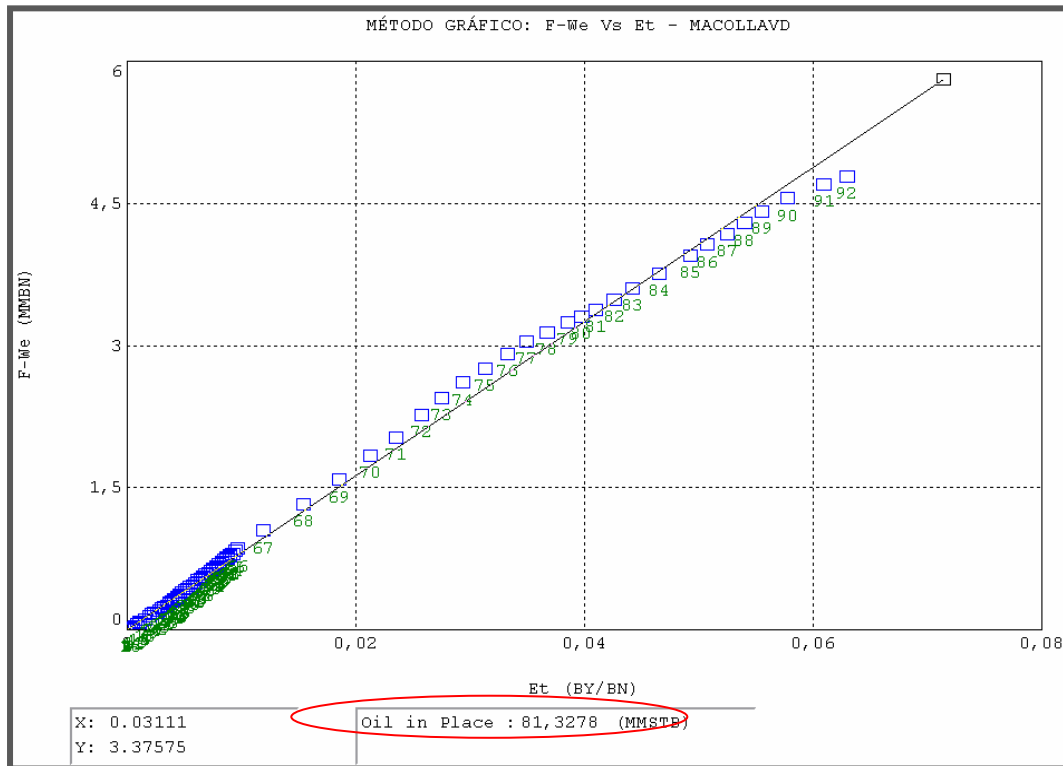
La **Figura 5.32**, muestra el método gráfico de balance de materiales en la Macolla IC. Se observa un cotejo excelente entre la producción en función de la expansión total, (expansión de la roca y los fluidos) y la pendiente de la recta representa el POES obtenido. El punto de intersección entre ambos ejes en cero, significa que el método de producción que describe las características de la Arena C2, corresponde a un yacimiento de petróleo con desplazamiento por gas en solución, sin capa de gas y sin desplazamiento de gua, adefinido por *Havlena and Odeh*. Obteniéndose como resultado un POES de 68,5914 MMBN.



**Figura 5.32 Método Gráfico para el cálculo del POES, Producción en función la Expansión Total, Balance de Materiales Macolla IC.**

Para la Macolla VD (**Figura 5.33**), también se observa un comportamiento lineal, donde la pendiente de dicha recta da como resultado un POES de 81,3278

MMBN. Se observa un buen cotejo entre los datos introducidos y los calculados por el software *MBAL*, porque si existiese una desviación del comportamiento lineal sería indicativo de errores en los datos de entrada al simulador o la existencia de fluidos que no han sido considerados.

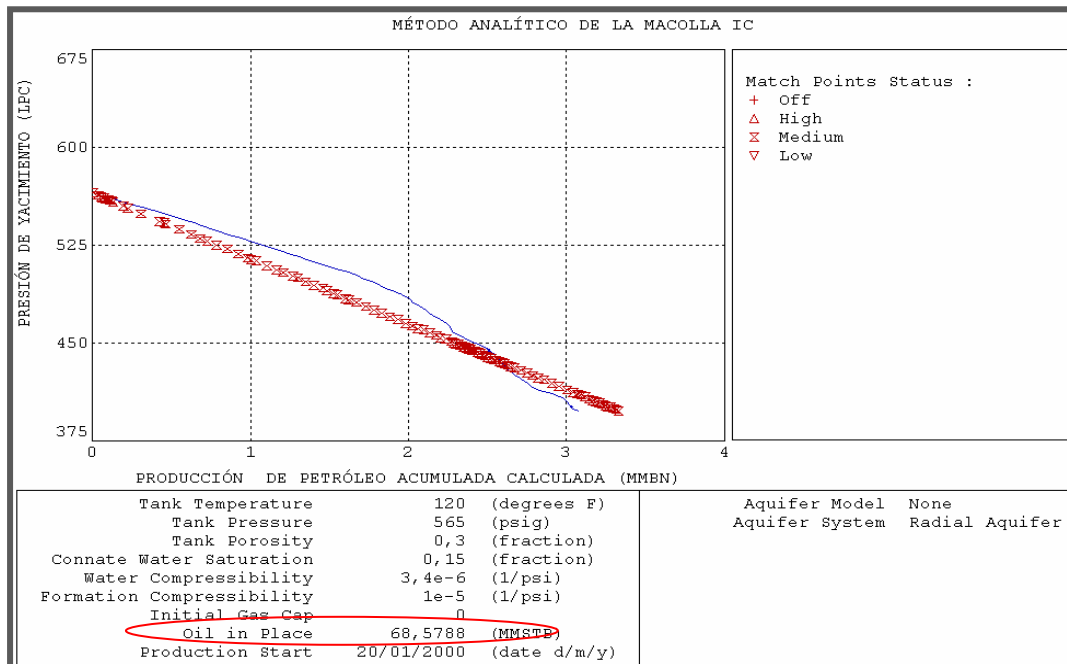


**Figura 5.33 Método Gráfico para el cálculo del POES, Producción en función la Expansión Total, Balance de Materiales Macolla VD.**

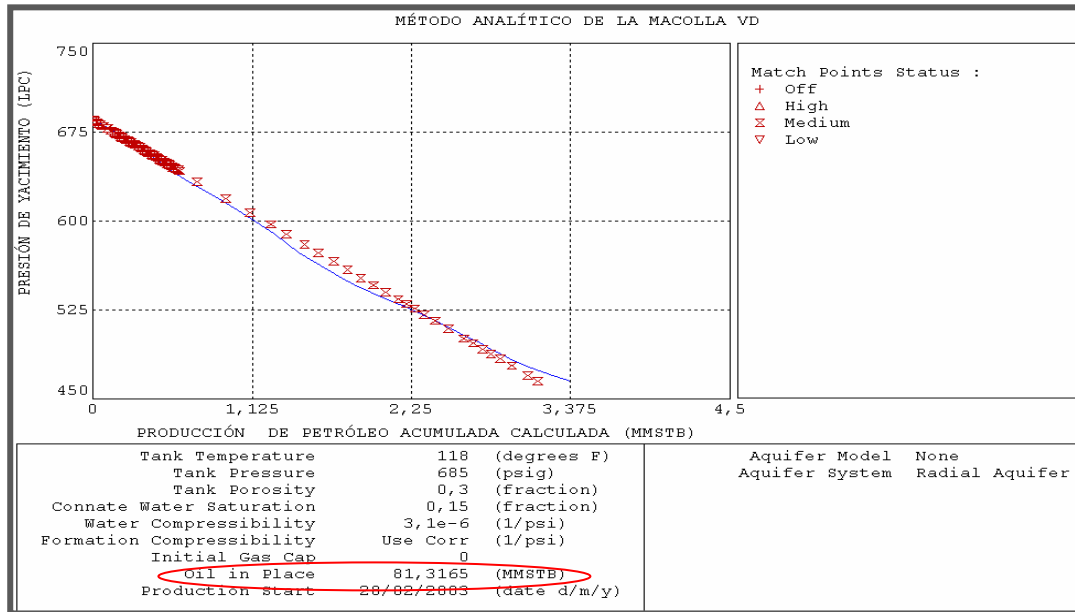
La **Figura 5.34**, se refiere al cálculo del POES de la Macolla IC por el método analítico y muestra el ajuste entre los datos de producción acumulada de petróleo y la presión de yacimiento calculados por el simulador, con respecto a los datos de presión e historia de la producción acumulada introducida al *MBAL*. Los puntos rojos son los del modelo de presión cargados al *MBAL* y la línea azul es calculada por el *software* en base a los acumulados de producción de petróleo. Se observa un buen

ajuste entre estas dos pendientes lo que garantiza que este comportamiento se va a seguir reproduciendo durante la predicción.

Por el método analítico se obtiene un POES de 68,5788 MMBN; al comparar los resultados obtenidos entre el método analítico y el gráfico para esta Macolla la diferencia es de 0,01% lo que representa un excelente ajuste en al cálculo del POES por estos métodos.

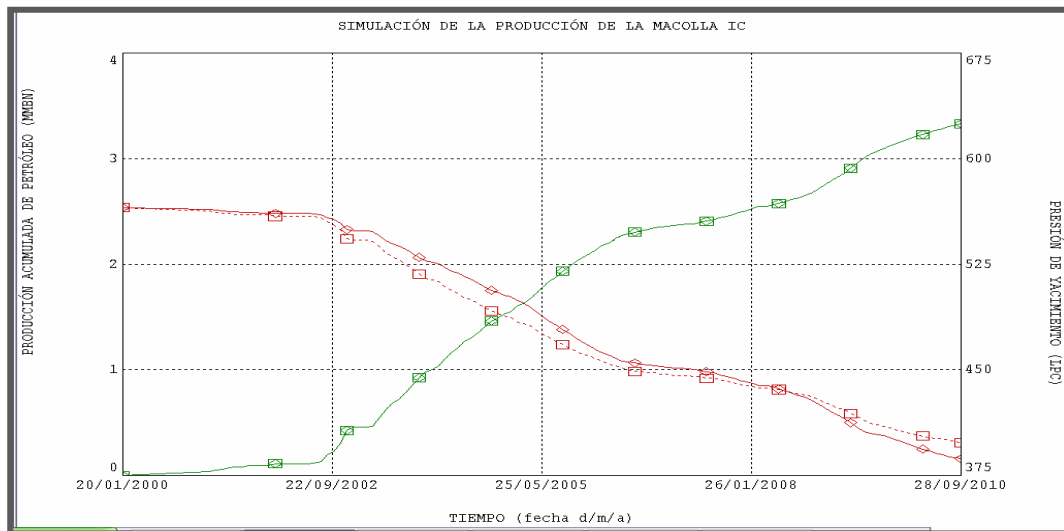


**Figura 5.34 Método Analítico para el cálculo del POES, Producción en función la Expansión Total, Balance de Materiales Macolla IC.**



**Figura 5.35 Método Analítico para el cálculo del POES, Producción en función la Expansión Total, Balance de Materiales Macolla VD.**

La Figura 5.35, muestra el cálculo del POES a través del método analítico para la Macolla VD, realizado a través de la metodología aplicada por el *software MBAL* explicada anteriormente, observándose que existe un excelente cotejo entre ambas pendientes lo que valida el cálculo dinámico del POES, resultando 81,3165 MMBN y al compararlo con el POES arrojado mediante el método gráfico resulta una diferencia de 0,01%.



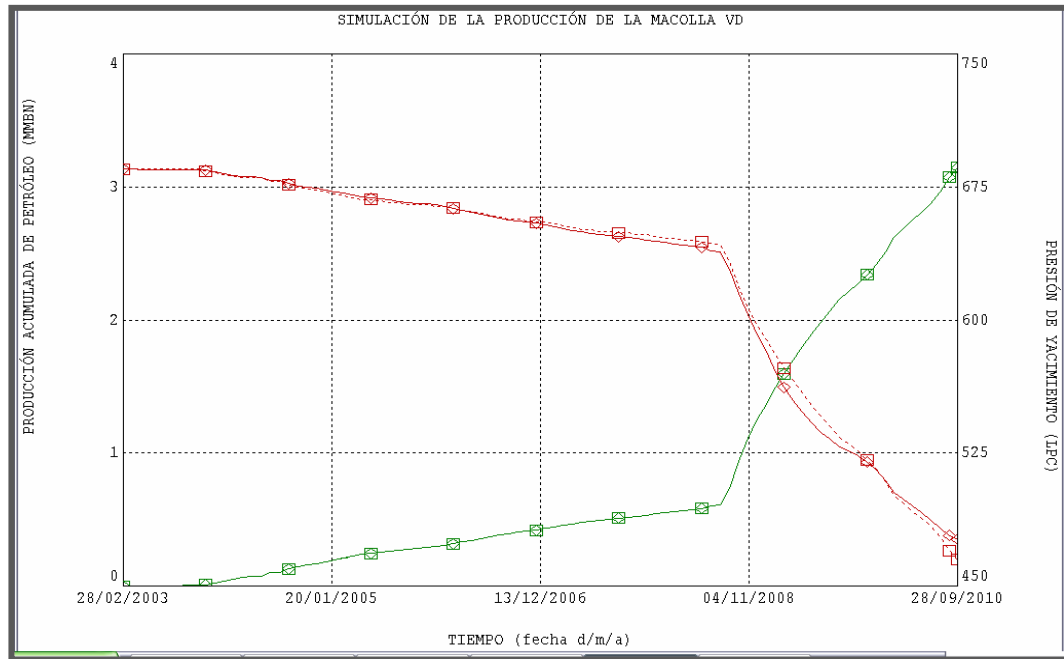
**Figura 5.36 .Simulación de Producción, Producción Acumulada de  
Petróleo en función de la Presión y el Tiempo, Balance de Materiales Macolla  
IC.**

La **Figura 5.36**, muestra la simulación para la Macolla IC que viene dado por el comportamiento de la presión en función de la producción de petróleo, donde la línea roja representa la presión y la línea verde la producción acumulada (NP), se observa un buen cotejo entre la historia y la simulación realizada.

En base a los datos dinámicos de la Macolla IC introducidos al programa *MBAL*, este recalcula los volúmenes de hidrocarburo y busca ajustar las dos curvas, en este procedimiento influyen: la producción acumulada (petróleo, gas y agua), la presión, los datos *PVT*, las saturaciones, la permeabilidad relativa de las tres fases y el fenómeno de la compresibilidad, entre otros, es así como el *software* realiza la simulación de la producción.

De acuerdo al modelo de presión que gobierna al comportamiento de producción en la Macolla IC, se estima que existe un vaciamiento con una relación de 1: 19.000 aproximadamente, es decir que por cada 19.000 barriles que se extraen del yacimiento ocurre una pérdida en la presión de 1 Lpc.

La **Figura 5.37** muestra un ajuste entre los datos de producción y presión de la Macolla VD, se observa que la presión mantiene una declinación suave desde inicio de la producción hasta el año 2008, a partir de allí se produce un cambio radical en la pendiente, denotando un vaciamiento mucho mayor, esto es debido a la incorporación de 7 pozos nuevos a la Macolla lo que incrementó la producción acumulada y por ende disminuyó considerablemente la presión para ese tiempo de la historia.



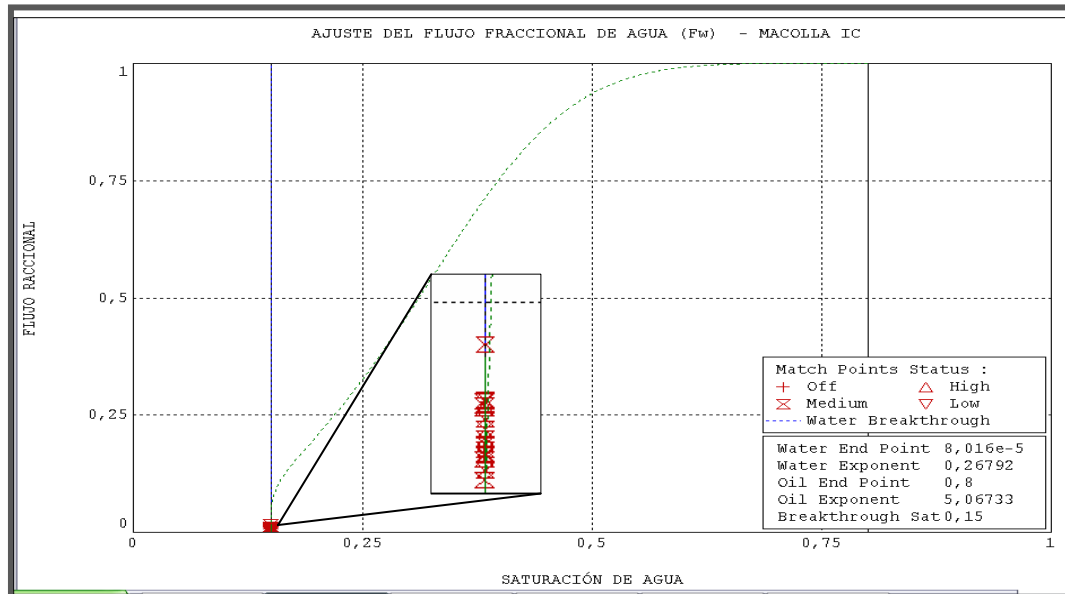
**Figura 5.37 Simulación de Producción, Producción Acumulada de Petróleo en función de la Presión y el Tiempo, Balance de Materiales Macolla VD.**

De acuerdo al modelo de presión que gobierna al comportamiento de producción en la Macolla VD, se estima que existe un vaciamiento con una relación de 1: 15.000 aproximadamente, es decir que por cada 15.000 barriles que se extraen del yacimiento ocurre una pérdida en la presión de 1 Lpc, por consiguiente cuando se incorporan a producción 7 pozos en el año 2008 ocurre un vaciamiento cerca de 120MBN/D donde la caída de la presión es 8 Lpc. Esto es importante resaltar por cuanto es un punto de atención, para pensar en otras alternativas que permitan una máxima producción manteniendo la presión de yacimiento.

La **Figura 5.38**, muestra el ajuste de los valores de permeabilidad relativa al agua en la Macolla IC para realizar la predicción y a su vez considera las saturaciones residuales de cada una de las fases (petróleo, gas y agua).

En este caso se estimaron las mismas en base a un ajuste de la curva de flujo fraccional de agua [ $f_w = Q_w / (Q_w + Q_g)$ ], relacionando así las permeabilidades relativas con el comportamiento de producción histórico del yacimiento. En vista de

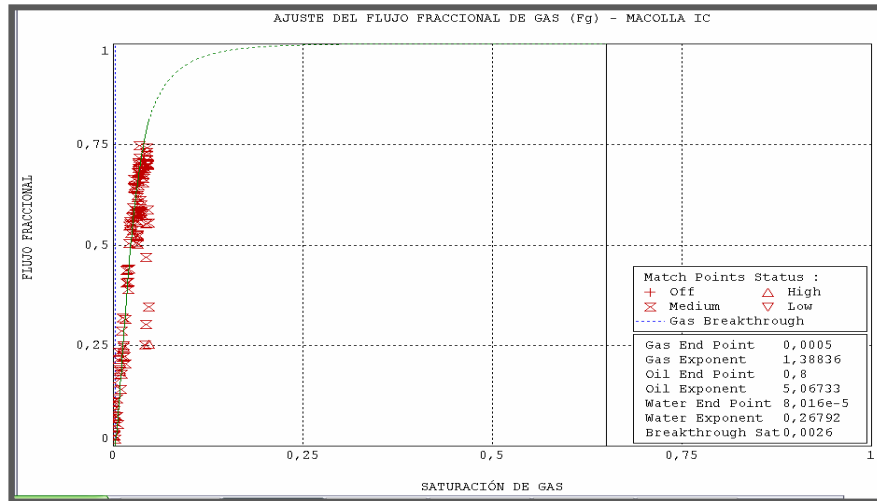
que este yacimiento presenta una saturación de agua promedio del volumen poroso cercana al valor irreductible, se estima que la energía necesaria para desplazar el petróleo al hoyo proviene de la expansión del gas en el petróleo producto de la disminución de la presión.



**Figura 5.38 Flujo Fraccional de Agua, Balance de Materiales. Macolla IC.**

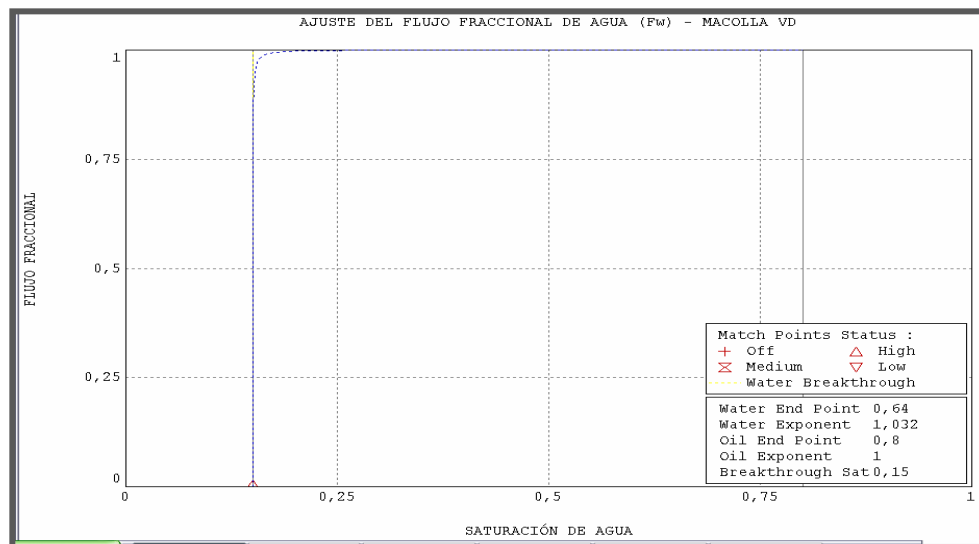
La **Figura 5.39**, muestra la curva de flujo fraccional de gas en la Macolla IC, mediante la cual se ajustan los valores de permeabilidad relativa al gas para realizar la predicción de la producción. Al ocurrir este se estará asegurando un cotejo excelente durante la predicción. Una vez alcanzados los valores de permeabilidad relativa al gas máximo, se estará contabilizando en superficie producciones de gas muy grandes en comparación con las tasas de petróleo producto del gas en solución que se separa del petróleo cuando el yacimiento alcanza la presión de burbujeo. En vista de esto se alcanzará una saturación residual de petróleo lo que con lleva a un límite económico que pudiese estar muy cercano a la presión de abandono de la Macolla.



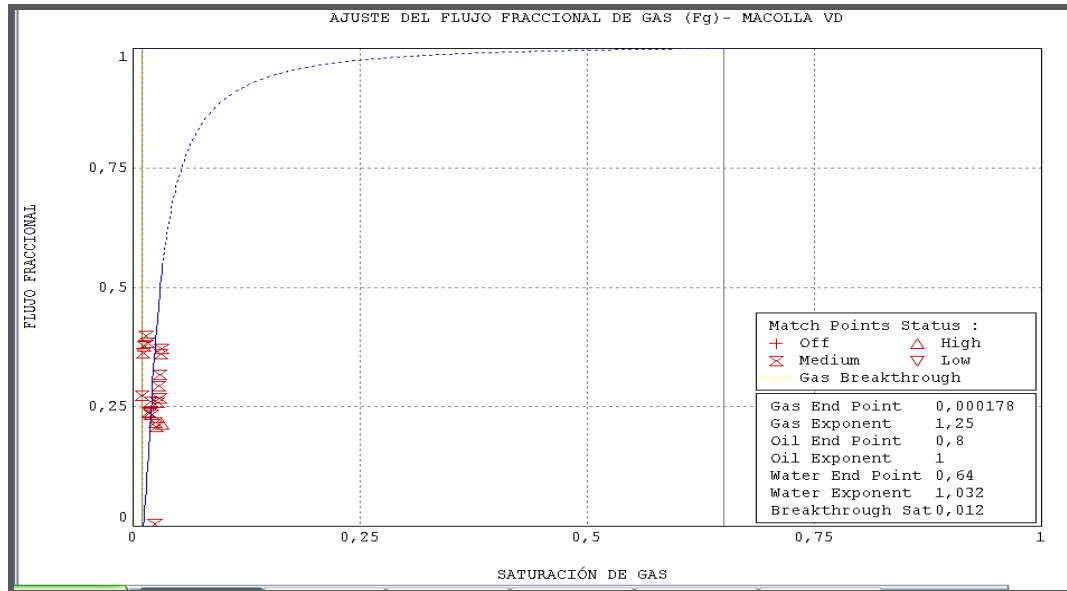


**Figura 5.39 Flujo Fraccional de Gas, Balance de Materiales. Macolla IC.**

Las Figuras 5.40 y 5.41 presentan el ajuste realizado en las curvas de flujo fraccional de agua y gas con el propósito de cotejar las permeabilidades relativas y las saturaciones de petróleo, gas y agua en la Macolla VD con la historia de producción. Esto permite asegurar la predicción de la producción hasta un límite económico considerado como la presión de abandono. Mediante estas figuras se puede observar el excelente cotejo realizado en ambas curvas lo que garantiza el pronóstico de volumetría para el futuro en el *MBAL*.



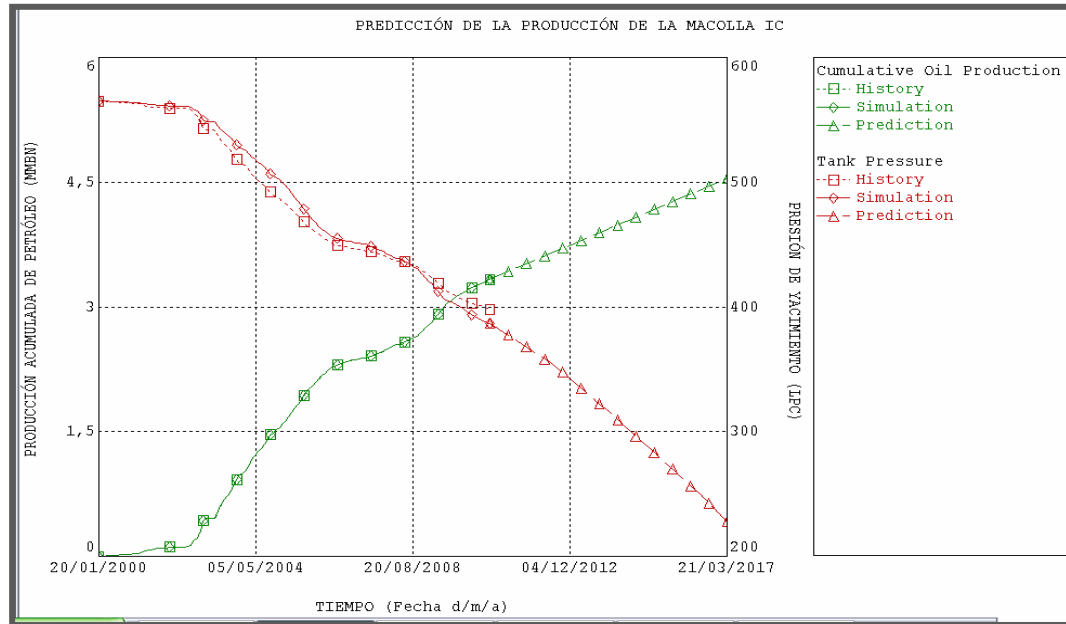
**Figura 5.40 Flujo Fraccional de Agua, Balance de Materiales Macolla VD.**



**Figura 5.41 Flujo Fraccional de Gas, Balance de Materiales Macolla VD.**

### 5.7 Pronóstico del Comportamiento Futuro de producción en las Macollas IC y VD de la Arena C2, a través del programa *MBAL*.

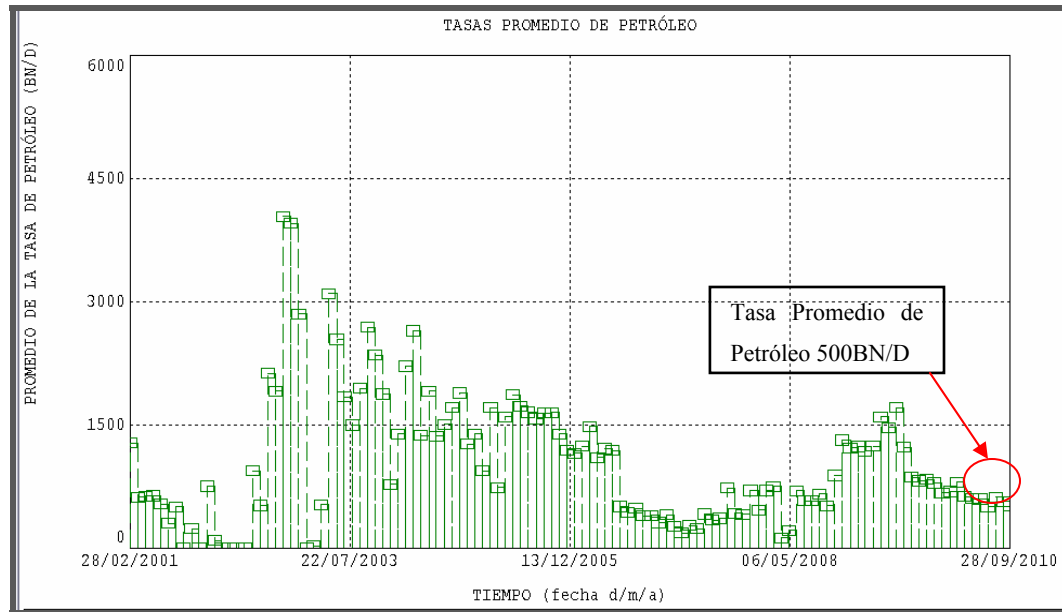
El pronóstico del comportamiento futuro de la producción para la Macolla IC a través de la herramienta *MBAL* se ve representado en la **Figura 5.42**. Se observa la predicción de los próximos años hasta alcanzar la presión de abandono ( $P_{ab}$ ), de 228 Lpc, **Apéndice C (Ejemplo de cálculo C.1)**. De acuerdo con esto, la predicción en el 2017 alcanzará su  $P_{ab}$  con una producción acumulada de 4,5 MMBN lo que representa un 6,6 % del POES conocido técnicamente como %FR. El factor de recobro puede incrementarse acudiendo a métodos de recuperación secundaria.



**Figura 5.42 Predicción en MBAL, Declinación de Presión hasta la Presión de Abandono en función de la Producción Acumulada de Petróleo para la Macolla IC.**

El programa *MBAL* requiere establecer parámetros como la fecha de la predicción y el uso de las permeabilidades relativas para realizar la predicción y los datos de las tasas promedio de petróleo mensual durante toda la historia de producción, **Apéndice A (Tablas A.10 y A.11)**. Las permeabilidades relativas fueron señalada en el *software* para usar las correlaciones de Corey y Cols, sin embargo estas fueron calculadas y graficadas, para observar su comportamiento, estos datos están disponibles en el **Apéndice A (Tabla A.8 y Figura A.1, Tabla A.9 y Figura A.2)**.

Un punto de atención al observar en el reporte de predicción que las tasas de agua son cero y permanece así a lo largo de toda la predicción a pesar que se tiene un corte de agua de 5% en promedio en toda la Macolla IC. Esto se puede explicar debido a que los niveles de saturación de agua inicial son bajos (0,15) y esta no llega a alcanzar movilidad a lo largo de la producción.

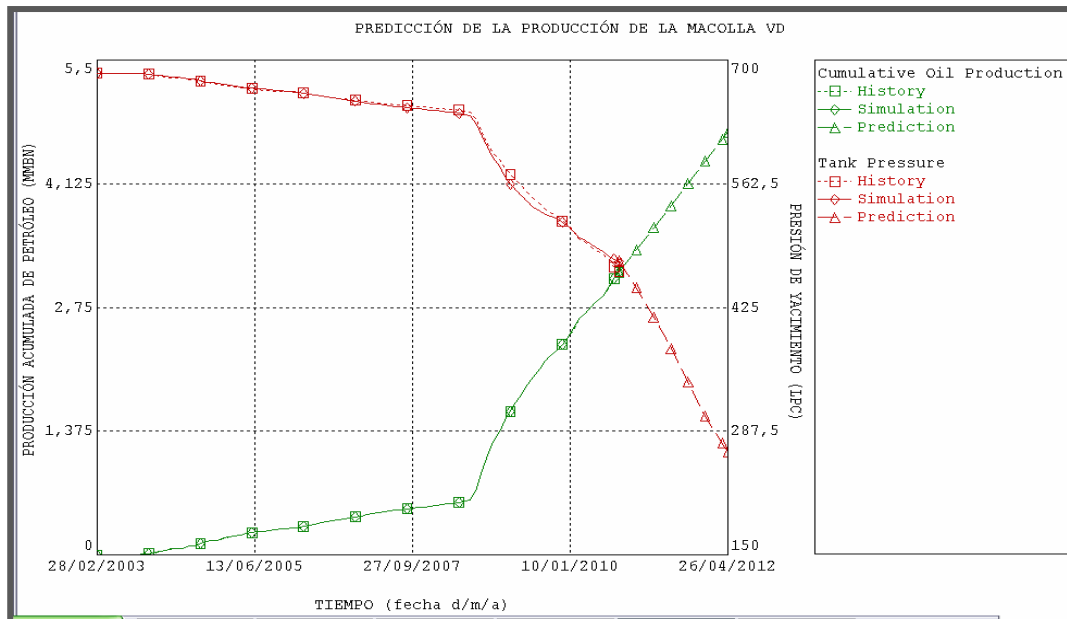


**Figura 5.43 Promedio de las Tasas de Petróleo en función del Tiempo para la Predicción, Balance de Materiales Macolla IC.**

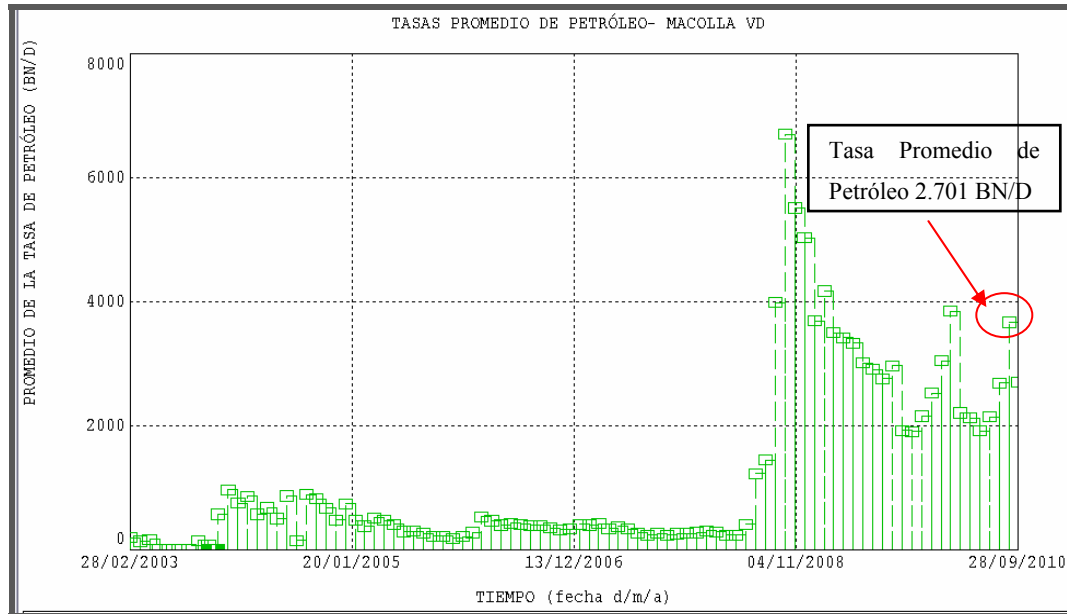
La **Figura 5.43**, representa el comportamiento de las tasas de petróleo promedio de la Macolla IC cargados al *software MBAL* durante su historia. Esta Macolla inicia su producción con una tasa inicial promedio de 600 BN/D a través del pozo IC07. Posteriormente a partir del 2002 se incorporan paulatinamente 4 pozos nuevos, incrementándose la producción como se observa en la referida figura. Para el 2010 la tasa promedio es aproximadamente 500 BN/D y es la considerada por el *MBAL* para realizar la predicción.

Tomando en consideración los resultados de la predicción, **Apéndice A (Tabla A.12)** se puede decir que manteniendo una tasa de 500 BN/D sin incorporar más ningún otro pozo a la Macolla IC esta alcanzará un límite económico en el 2024, sin incorporar métodos de recuperación secundaria; sin embargo se puede acotar que necesario ejecutar un buen programa de recuperación secundaria para mejorar el FR de las Macollas en estudio y evitar dejar petróleo extrapesado en el subsuelo sin energía suficiente para ser extraído. En la **Figura 5.44 y 5.45** corresponde con la

predicción y los promedios de las tasas de petróleo respectivamente de la Macolla VD. Se observa que a partir del 2008 ocurre un cambio abrupto con respecto a la declinación de presión y este comportamiento se debe a la incorporación de pozos productores para esa fecha. Aunado a esto el simulador considera la última tasa de petróleo producida para realizar la predicción de 2.701 BN/D y arribará al límite económico ( $P_{ab} = 274$  Lpc) en el año 2012 con un factor de recobro de 5,7% y una producción acumulada de 4,6182 MMBN de petróleo.



**Figura 5.44 Predicción en MBAL, Declinación de Presión hasta la Presión de Abandono en función de la Producción Acumulada de Petróleo para la Macolla VD.**



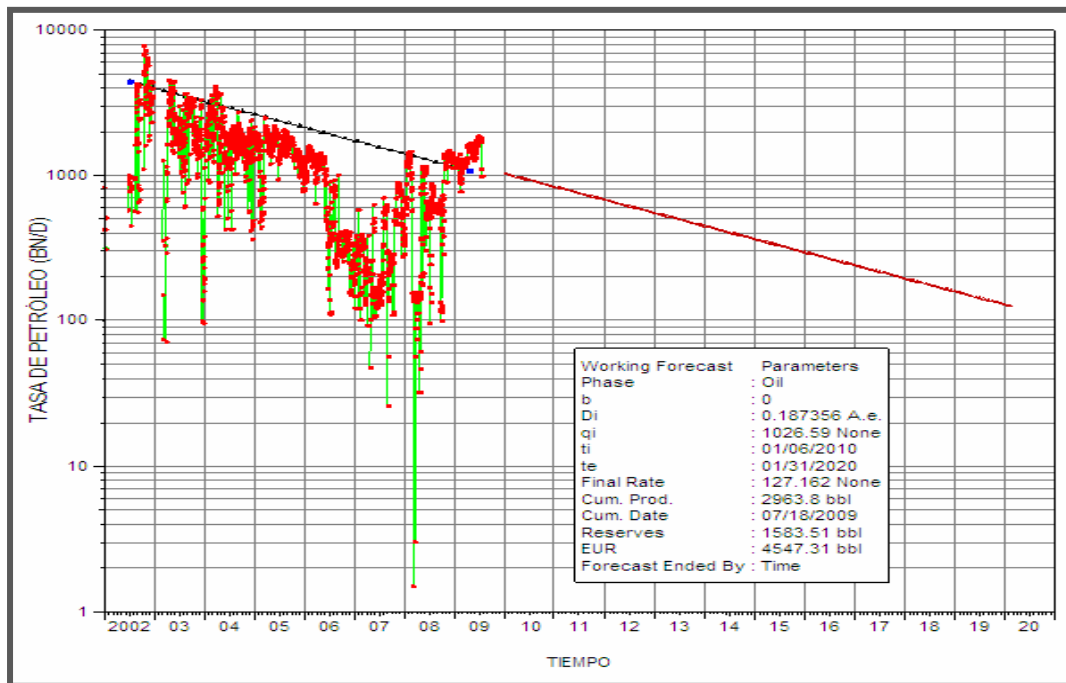
**Figura 5.45 Promedio de las Tasas de Petróleo en función del Tiempo para la Predicción, Balance de Materiales Macolla VD.**

Estableciendo una comparación de acuerdo a los resultados del *MBAL* referidos al pronóstico de ambas Macollas se observa que la Macolla VD, es capaz de producir menos de 2 años a partir de la última fecha de producción reportada en este estudio que fue en septiembre del 2010, esto se debe a que a diferencia de la Macolla IC se mantiene una tasa de producción durante el pronóstico 5 veces mayor lo que permite el vaciamiento mucho más rápido. El reporte de predicción de la Macolla VD es presentado en el **Apéndice A (Tabla A.13)**.

El Pronóstico de volumetría de las Macollas IC y VD, se realizó empleando la herramienta *MBAL* y para afianzar estos resultados se evaluó el comportamiento de producción a través de las curvas de declinación de producción, a pesar de no estar dentro de los objetivos de este estudio. Este método dinámico representará la estimación de las reservas recuperables de cada Macolla empleando la historia de producción por Macolla; la aplicación de este método parte del hecho de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento del presente y en el futuro, lo cual permite hacer una predicción del

yacimiento a partir de dicha tendencia, considerando que todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado lo afectaran en el futuro. Para esto se seleccionó el intervalo más representativo del comportamiento de declinación del yacimiento para asumir la declinación que gobierna en cada Macolla.

Para realizar una evaluación de los pozos productores de la Macolla IC y VD, que permita inferir acerca del comportamiento de producción dependiendo de la declinación por Macolla, se graficó las curvas de declinación con ayuda de la herramienta *OFM*, obteniéndose como curva predominante la declinación exponencial, debido a que el yacimiento en estudio se caracterizan como yacimientos sin desplazamiento de agua por lo que no existe mantenimiento de presión.



**Figura 5.46. Curvas de Declinación de Producción de la Macolla IC.**

La **Figura 5.46**, muestra el comportamiento de producción mediante las curvas de declinación de producción de la Macolla IC, que viene dado por la variación de la tasa de producción en función del tiempo lo que representa la declinación exponencial que ocurre en el yacimiento, con una declinación anual o

pendiente de la recta ( $D_i$ ) de 18 %, esto da como resultado unas reservas recuperables de 4,54 MMBN, con un límite económico o de abandono, que viene dada por una tasa de 127 BN/D. De acuerdo con esto existe consistencia entre el método de balance de materiales y las curvas de declinación de producción lo que afianza aún más el resultado obtenido por el primer método.

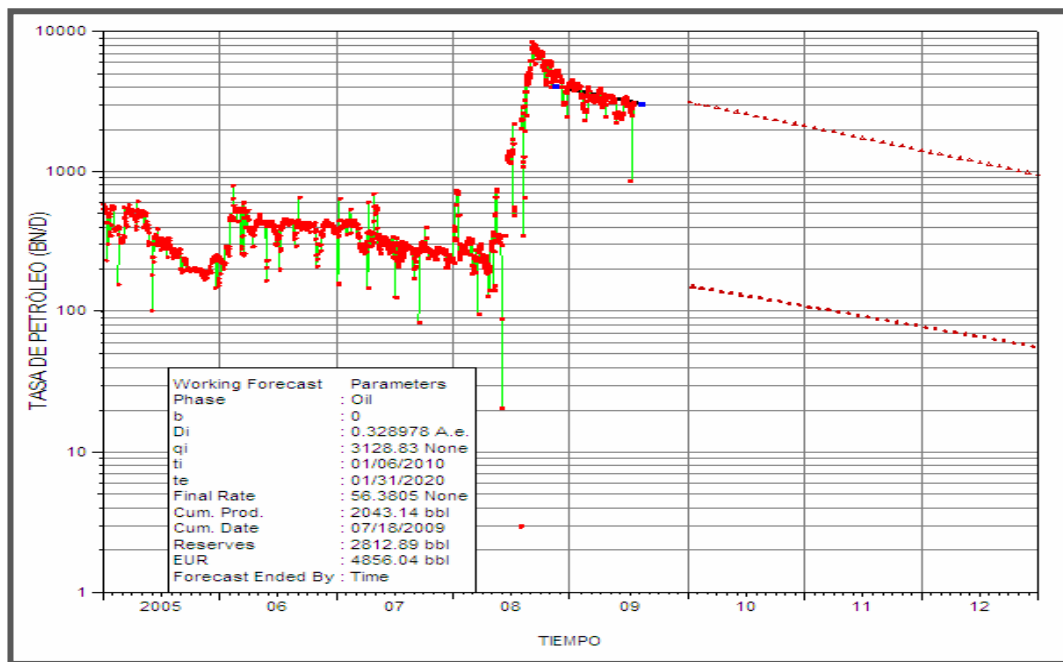


Figura 5.47. Curvas de Declinación de Producción de la Macolla VD.

La Figura 5.47, muestra el comportamiento de producción mediante las curvas de declinación de Producción de la Macolla VD. Representa la declinación exponencial que ocurre en el yacimiento, con una declinación anual de 32%, lo que se corresponde con un mayor vaciamiento debido a la incorporación de 7 pozos nuevos en el 2008, permitiendo aumentar la producción para ese periodo de la historia y esto da como resultado unas reservas recuperables de 4,8 MMBN, cuando se alcance una tasa final ó límite económico de 56 BN/D de petróleo, existiendo consistencia entre los dos métodos analizados para la predicción, lo que afianza aún más el resultado obtenido por el método de balance de materiales.



## CONCLUSIONES

1. El POES y GOES estimado para la Macolla IC por el método volumétrico fue 69,3 MMBN Y 3.397,3 MMPCN respectivamente y por el método dinámico se obtuvo un POES de 68,6 MMBN, siendo el porcentaje de desviación de 1,08 %.
2. El POES y GOES estimado para la Macolla VD por el método volumétrico fue 325,7 MMBN Y 20.293,225 MMPCN respectivamente y por el método dinámico se obtuvo un POES de 81,3 MMBN, siendo el porcentaje de desviación 75 %.
3. La presión inicial de la Macolla IC al Datum es 565 Lpc en el año 2001.
4. La presión inicial de la Macolla VD al Datum es 685 Lpc en el año 2003.
5. El vaciamiento volumétrico de acuerdo al modelo de presión construido para la Macolla VD, viene dado por una relación de 1:15.000, por cada 15.000 BN de petróleo que se extraiga se perderá 1 Lpc de presión.
6. El vaciamiento volumétrico de acuerdo al modelo de presión construido para la Macolla IC, viene dado por una relación de 1:19.000, por cada 19.000 BN de petróleo que se extraiga se perderá 1 Lpc de presión.
7. El área delimitada para la Macolla VD es mayor que el área asociada a la misma.
8. El petróleo contenido en las Macollas IC y VD de la Arena C2 se clasifica como un crudo extrapesado con una gravedad promedio de 8,6 °API.
9. El mecanismo de producción predominante en las Macollas IC y VD de la Arena C2, es el desplazamiento por gas en solución, caracterizándose el área en estudio fue definido como un yacimiento con desplazamiento por gas en solución, sin desplazamiento de agua y sin capa de gas, donde la curva de declinación de producción predominante está dada por la declinación exponencial.

10. El área de influencia de la Macolla VD es mucho más pequeña que la delimitada en los mapas oficiales.
11. La Macolla IC y VD se comportan dinámicamente como dos yacimientos diferentes.
12. La presión de abandono de la Macolla IC fue 228 Lpc y para la Macolla VD 274 Lpc.
13. Las reservas recuperables al alcanzar el límite económico de la Macolla IC fue 4,54 MMBN de petróleo obteniéndose un factor de recobro de 6,6 %, mientras que la Macolla VD alcanza a recuperar 4,6 MMBN de petróleo con un factor de recobro de 5,7 %.
14. Las tasas promedio de petróleo calculadas para realizar la predicción de la Macolla IC y VD fueron 500 y 2.701 BN/D respectivamente.
15. La Macolla IC en la Arena C2 considerando el límite económico producirá hasta el año 2017 mientras que la Macolla VD hasta el año 2012.
16. Las correlaciones usadas para el cálculo de las permeabilidades relativas en el presente estudio fueron las de Corey y Cols.
17. Las correlaciones establecidas para calcular las propiedades de los fluidos en el *software MBAL* son las desarrolladas por Vazquez y Beggs (Pb, Rs, Bo) y la viscosidad por Beggs.
18. Para que exista un buen cotejo durante la predicción realizada por el *software MBAL* se debe correr la simulación y realizar el ajuste del flujo fraccional de agua y gas.

## RECOMENDACIONES

1. Fomentar el uso de la herramienta *MBAL* conjuntamente con otros *softwares* de análisis dinámico para obtener resultados con menor grado de incertidumbre.
2. Realizar programas de recuperación secundaria que permita incrementar el factor de recobro, considerando el vaciamiento ocurrido en cada área y el mecanismo de producción predominante. Estos programas pudiesen ser analizados a partir de la incorporación de pozos verticales en las zonas no asociadas a las Macollas, así como la inyección de vapor en una etapa muy temprana del yacimiento, cuando este no halla cruzado presión de burbujeo.
3. Se recomienda revisar el modelo geológico, estratigráfico y sedimentológico actual, debido que el modelaje dinámico realizado en la Macolla IC y VD indican que se tratan de dos yacimientos diferentes a pesar de estar completadas ambas en la misma Arena.
4. Recalcular el área de la Macolla VD a través de la herramienta *SIGEMAP* y de acuerdo con esto actualizar el área delimitada de esta Macolla en el mapa isópaco-estructural y el mapa base Petrocedefío-Operaciones.
5. Para que exista mayor rigurosidad en cuanto al cálculo de los gradientes por pozo utilizado para llevar las presiones al mismo nivel de referencia se recomienda realizar pruebas *BHP-BHT* a los futuros pozos.
6. Ser cautelosos a la hora de completar nuevos pozos, en vista de los riesgos mecánicos que pueden suscitarse provocando colisiones o problemas mecánicos, de acuerdo con el actual diseño de producción que es mediante Macollas tipo estrella.
7. En los próximos pozos a perforar considerar en el diseño de revestidores el material apropiado para emprender proyectos de recuperación secundaria que soporten temperaturas altas.

## BIBLIOGRAFÍA

1. DUSSEAULT, M. *Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands*. Calgary, Alberta, Canada. *Paper* (2001).
2. CURTIS, C Y KOPPER, R. **Yacimientos de Petróleo Pesado**. Petrozuata, Venezuela (2002).
3. MANIK, T. *The Orinoco Heavy Oil Belt in Venezuela. The James A. Baker III. Institute for Public Policy of Rice University Septiembre* (2002).
4. TOVAR, F. **Caracterización del Modelo Dinámico del Yacimiento JMN 110, Área San Juan A del Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco**. Venezuela (2004).
5. SINCOR C.A, **Aspectos de Monitoreo del Campo Sincor**. Venezuela (2008).
6. PDVSA PETROCEDEÑO. **Informe de Revisión de Reservas de Petróleo y Gas 2009**. Venezuela (2008).
7. GONZÁLEZ, J. e ITURRALDE, J. **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**. Tomo II Ediciones Foninves (1980).
8. MÉNDEZ, O., **História geológica graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela**, VI Cong. Geol. Venezolano, S.V.G, Caracas (1985).
9. MADRID, M., **Cuenca Oriental de Venezuela (2009)**. Disponible en: <http://blogpetrolero.blogspot.com/cuenca-oriental-de-venezuela-parte-i.html>.
10. HERNANDEZ, N. **La Faja Petrolifera del Orinoco (FPO)**. Economía Energética y Política UNIMET (2008).

11. NERVO, S. **Boletín Informativo de la Asociación Venezolana de Gas**. Edición Especial Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela (2010).
12. MARTÍNEZ, A. **La Faja del Orinoco**, Editorial Galac, Venezuela (2004).
13. BARBERII, E Y QUINTINI, C. **La Industria Venezolana de los Hidrocarburos**. Tomo I. Ediciones de CEDET, Caracas (1989).
14. LUZARDO, E. **Ambientes Sedimentarios Petrolíficos a Formar Trampas Petrolíferas**. Geología de yacimientos, Venezuela (2007).
15. CRAFT, B and HAWKINS, M. *Applied Petroleum Reservoir and Ingeneering. Second Edition. Lousiana State University* (1990).
16. AMYX, J, BASS, D y WHITING, R. *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties, McGraw-Hill, United States of America*. (1988).
17. RODRÍGUEZ, J. **Estudios Integrados de Yacimientos (2009)**. Disponible en:  
<http://www.lacomunidadpetrolera.com/foro/viewtopic.php?f=3&t=276#p577>.
18. AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook. Gulf Publishing Company*. Houston, Texas (2002).
19. ROJAS, G., **Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado**, 2<sup>da</sup> Edición, Puerto La Cruz, Venezuela (2005).
20. CIED PDVSA, **Caracterización Energética de los Yacimientos**. Puerto la Cruz, Venezuela (1997).

21. LINARES, M. Publicaciones de la *Oilfield Review* de la compañía Schlumberger e información obtenida de PDVSA (2009).
22. McCAIN, W. *The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition*, Tulsa Oklahoma. (1989).
23. DUSSEAULT, M. *Heavy Oil and Tar Sands. Chapter 2, Unitar Conference in Venezuela* (1982).
24. BÁNZER, C. **Correlaciones Numéricas P.V.T.** Universidad del Zulia. Instituto de Investigaciones Petrolíferas. Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petrolero. Edición preliminar, Maracaibo (1996).
25. PETROLEUM EXPERTS, **MBAL**. *User Manual*, Versión 9.0, Venezuela (2007).
26. Ministerio de Energía y Minas. **Definiciones y Normas de Hidrocarburos**, Dirección de Exploración y Producción de Hidrocarburos, Venezuela (2002).
27. DAKE, L. *Fundamentals of reservoir engineering*, Elsevier the Netherlands (1977).
28. OIL FIELD MANAGER, **Curso Básico OFM versión 2005**, Gerencia de Operaciones de Datos E & P Oriente, Venezuela (2009).
29. LIBRO DE RESERVAS. **Datos Básicos y Reservas Probadas de Petróleo por Yacimiento (PETROCEDEÑO, S.A)**. PDVSA CVP, Venezuela (2009).
30. HIMMELBLAU, D. *Principios Básicos de Ingeniería Química*. Compañía Editorial Continental, México (1978).
31. ZERPA, L. **Informe Mensual de Operaciones**. PDVSA Petrocedeno, Venezuela (2008).

32. BARBIERI E., **El Pozo Ilustrado: Programa de Educación Petrolera**, Fonciéd, Caracas (1998).
33. DIAZ, M. **Aspectos Metodológicos de la Modelación Geológica - Petrofísica Integral de Yacimientos (2009)**. Disponible en: [http://132.248.182.189/mdiaz/Tesis/2005/Martin\\_J/Cap2.pdf](http://132.248.182.189/mdiaz/Tesis/2005/Martin_J/Cap2.pdf).
34. A.NOYAU, J y COUSINA, T. **SINCOR *Viscosity assessment of heavy oil extracts from swc of wells using geochemical tools: Viscosity mapping in the Zuata field***, VENEZUELA (2009).
35. MALDONADO, F. **Investigaciones para Sísmica 4D de las Variaciones de las Propiedades Petrofísica y de la Viabilidad Técnica en los Yacimientos de Crudos Extrapesados Espumantes**, Tesis Doctoral, Madrid (2003). Disponible en: <http://oa.upm.es/232/1/06200312.pdf>.
36. DONG, L. **Estudio de la Factibilidad de la Aplicación del Método de Bombeo Electro Sumergible (BES), en el Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco**, Venezuela (2007). Disponible en: <http://www.gc.usb.ve/geocoordweb/Tesis/Pre/Dong%20Liu.pdf>.
37. BORTOLIN, L, MEHDIZADEH, P y Otros. **Petrozuata-An *Application of Multiphase Metering Tecnology***. SPE 89870, U.S.A (2004).
38. Gordillo, R, Rojas, G y Otros. ***Impacto f Foamy Oil Mechanism on the Hamaca Oil Reserves, Orinoco Belt- Venezuela***. SPE 36140, Trinidad & Tobago (1996).
39. ALBOUDWAREJ, H, BADRY, R y Otros. **La Importancia del Petróleo Pesado**. Oilfield Review, Alberta (2006).

40. W. L, NELSON. **Petróleos Crudos de Venezuela y Otros Países**. Segunda Edición, Caracas (1959).

41. CHACIN, N. **Bombeo de Cavidad Progresiva**. *Esp Oil. Engineering consultants*, Venezuela (2003)



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO**

<b>TÍTULO</b>	<b>“EVALUACIÓN DINÁMICA DE LA ARENA C2 DEL YACIMIENTO OFICINA INFERIOR SDZ-2X-A2, CAMPO ZUATA PRINCIPAL, ÁREA JUNÍN, MACOLLAS IC Y VD DE LA EMPRESA MIXTA PETROCEDEÑO DE PDVSA-TOTAL-STATOIL”</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CVLCA / E-MAIL</b>
<b>Lourdes Elena, Bárcenas Licet</b>	<b>CVLAC: V- 19.082.949</b> <b>e-mail: lulalourdes@hotmail.com</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**

BALANCE DE MATERIALES, YACIMIENTO, MBAL, MACOLLAS IC Y VD, MODELAJE DINÁMICO, OFM, FPO, PRUEBA PVT, MODELO DE PRESIÓN, REPRESENTATIVIDAD, CONSISTENCIA, DESPLAZAMIENTO POR GAS EN SOLUCIÓN, RESERVAS RECUPERABLES, POES, GOES, FACTOR DE RECOBRO.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
<b>Ingeniería y Ciencias Aplicadas</b>	<b>Ingeniería de Petróleo</b>

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Evaluación dinámica de la Arena C2 en las Macollas IC y VD, Yacimiento Oficina Inferior SDZ-2X-A2, Área Junín, Campo Zuata Principal, operada por la Empresa Mixta Petrocedeño, mediante la metodología de balance de materiales con el uso de la herramienta MBAL a fin de cuantificar el POES y GOES, presión de abandono, el factor de recobro y las reservas primarias a recuperar. Además de calcular el POES por balance de materiales se calculó a través del método volumétrico para realizar una comparación entre ambos métodos. Los resultados obtenidos del POES dinámico, para la Macolla IC fue 68,6 MMBN y para la Macolla VD 81,3 MMBN. Los resultados obtenidos por el método volumétrico para la Macolla IC fue 69,3 MMBN y para la Macolla VD 325,7MMBN, existiendo una diferencia de 1,08 y 75% respectivamente y el factor de recobro fue 6,6 % para la Macolla IC y 5,7 % para la Macolla VD. La diferencia del 75% en los resultados del POES obtenidos por ambos métodos en la Macolla VD, se debe a que su área asignada de 2.688,5 Acres, esta sobreestimada según el modelaje dinámico. Aunado a esto el mecanismo de producción predominante es el desplazamiento por gas en solución.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>Rodríguez, José</b>	<b>ROL</b>	<b>A</b>	<b>AS(X)</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>e-mail:</b>	Moncho000@gmail.com			
	<b>e-mail:</b>				
<b>Dezio, Mery</b>	<b>ROL</b>	<b>A</b>	<b>AS</b>	<b>TU(X)</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>e-mail:</b>	Deziom@pdvsa.com			
	<b>e-mail:</b>				
<b>González, Tania</b>	<b>ROL</b>	<b>A</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU (X)</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>e-mail:</b>				
	<b>e-mail:</b>				
<b>Carmen, Velásquez</b>	<b>ROL</b>	<b>A</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU (X)</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>e-mail:</b>				
	<b>e-mail:</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>20</b>	<b>05</b>	<b>2011</b>
-----------	-----------	-------------

**LENGUAJE: SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS. Evaluación Dinámica de Yacimientos.doc	Application/msWord

**CARACTERES PERMITIDOS 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:** Gerencia Técnica CVP (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** 8meses (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

---

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

PRE-GRADO

---

**ÁREA DE ESTUDIO:**

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO

---

**INSTITUCIÓN:**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE – NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

**DERECHOS**

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajos de grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.”

---

Lourdes Bárcenas

**AUTOR**

---

PH. D. José Rodríguez

**TUTOR**

---

Ing. Carmen Velásquez

**JURADO**

---

Ing. Tania González

**JURADO**

---

Ing. Rayda Patiño

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**