

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



**Evaluación de los valores de relación gas-petróleo (RGP) y su comportamiento histórico, para el control de la explotación del Yacimiento Morichal 30, Campo Cerro Negro, perteneciente a la Empresa Mixta Petromonagas, S.A.**

**REALIZADO POR:  
Marian Sebastianelli Peña**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, julio de 2009**

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



**Evaluación de los valores de relación gas-petróleo (RGP) y su comportamiento histórico, para el control de la explotación del Yacimiento Morichal 30, Campo Cerro Negro, perteneciente a la Empresa Mixta Petromonagas, S.A.**

**ASESORES**

---

**Ing. Luis Castro.**  
**Asesor Académico**

---

**Ing. Hugh Johnston**  
**Asesor Industrial**

**Barcelona, julio de 2009**

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



**Evaluación de los valores de relación gas-petróleo (RGP) y su comportamiento histórico, para el control de la explotación del Yacimiento Morichal 30, Campo Cerro Negro, perteneciente a la Empresa Mixta Petromonagas, S.A.**

**JURADOS**

---

**Ing. Luis Castro**  
**Asesor Académico**

---

**Ing. José Rodríguez, PhD**  
**Jurado Principal**

---

**Ing. José Rondón, M.Sc**  
**Jurado Principal**

**Barcelona, julio de 2009**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado:

Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.

## **DEDICATORIA**

Le dedico esta tesis al Divino Niño Bendito, a mis padres y a todo el alumnado que se pueda servir de este trabajo como apoyo en su carrera universitaria.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Divino Niño Bendito, por protegerme, guiarme e iluminarme.

A mis padres, Leida Raquel Peña de Sebastianelli y Mario Sebastianelli, porque gracias a ellos he logrado todas mis metas.

A Edward Humberto Johnston Gratti, por su amistad incondicional.

Al ingeniero Hugh Edward Johnston Reyes, y a su esposa, Elizabeth de Johnston, por su amistad, afecto, confianza y apoyo que en todo momento me brindaron.

Al profesor Luis Castro, por la fe que en mi depositó para guiarme en todo momento.

A la ingeniero Ysabel Guerra, por su dinamismo y empuje académico.

A los ingenieros Jackeline Perico y Eduardo Boet, por todo su tiempo dedicado a ayudarme y colaborar con mi tesis.

A todo el personal de la empresa, PDVSA, que siempre estuvo a mi lado: Manuel Alvarez, César Guerra, Leonardo Marcano, Teófilo Villarroel, Rubén Hernández, Zulia Rivero, Soireth Ledezma, Alejandra Carreño, Maricarmen Reyes, Audimar Salas, Nilse Cona, Ivana Myorga y Jasmelys Rodríguez.

Finalmente a todos los integrantes del grupo de gaitas: Son Gaitero, de CVP, por todos los momentos gratos que vivimos al inicio de mi pasantía.

## CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
CONTENIDO .....	vii
INDICE DE TABLAS .....	x
INDICE DE FIGURAS.....	xi
RESUMEN.....	xiii
INTRODUCCIÓN .....	xiv
CAPÍTULO I.....	16
UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	16
1.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	16
1.2 Faja Petrolífera del Orinoco.....	18
1.3 Campo Cerro Negro.....	19
1.3.1 Formaciones en el área y en los pozos.....	21
CAPÍTULO II .....	23
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	23
2.1 Diagrama de Fases .....	28
2.2 Algunas propiedades de los crudos saturados con gas.....	30
2.3 Análisis de Presión-Volumen-Temperatura (PVT).....	37
2.3.1 Composición de la muestra de fluidos del yacimiento .....	37
2.3.2 Expansión a composición constante (Relación PV).....	38
2.3.3 Prueba de liberación diferencial.....	39
2.4 Validación de los datos generados a partir de un análisis PVT .....	40
2.4.1 Representatividad de la muestra.....	40
2.4.2 Evaluación de la Consistencia de la prueba PVT.....	41
2.4.3 Verificación de la Linealidad de la Función Y .....	41

2.4.4 Balance de Masa .....	42
2.4.5 Prueba de Desigualdad.....	43
2.4.6 Verificación de la densidad.....	43
2.5 Limitaciones de las pruebas de laboratorio.....	44
2.6 Validación de las pruebas PVT con información de campo .....	45
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>46</b>
<b>HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....</b>	<b>46</b>
3.1 Directorio Rippet.....	46
3.2 SIRE (Sistema de reservas. Software libre) .....	47
3.3 OFM (Oil Field Manager).....	49
3.4. Hoja EXCEL (Programa de gráficos, validación y consistencia) .....	49
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>51</b>
<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>51</b>
4.1 Revisión Bibliográfica .....	51
4.2 Recopilación de información .....	51
4.3 Creación de la Base de Datos.....	52
4.4 Gráfica del comportamiento de producción de fluidos .....	54
4.5 Análisis de las variaciones de RGP en función del comportamiento de presiones .....	54
4.6 Validación y Consistencia de los análisis PVT.....	54
4.6.1 Representatividad.....	55
4.6.2 Prueba de la linealidad de la Función "Y" .....	55
4.6.3 Prueba de Densidad.....	56
4.6.4 Prueba de desigualdad.....	58
4.6.5 Prueba de Balance de Materiales .....	58
4.7 Caracterización del comportamiento de la RGP.....	61
4.8 Definición el rango de valores de RGP óptimo para el control de la explotación del yacimiento Morichal 30 .....	61
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>62</b>



ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	62
5.1 Revisión y recopilación de información .....	62
5.2 Creación de la base de datos .....	62
5.3 Gráficas de históricos de producción .....	64
5.4 Análisis de las variaciones de RGP en función del comportamiento de presiones .....	69
5.5 Validación y consistencia del análisis PVT .....	70
5.5.1 Representatividad.....	70
5.5.2 Función Y.....	70
5.5.3 Prueba de densidad.....	71
5.5.4 Prueba de desigualdad.....	72
5.5.5 Prueba de balance de materiales .....	73
5.6 Caracterización del comportamiento de la RGP .....	74
5.7 Definición del rango óptimo de valores de RGP para la explotación del yacimiento Morichal 30 .....	82
CONCLUSIONES .....	85
RECOMENDACIONES .....	86
BIBLIOGRAFÍA .....	87
APENDICE.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	91

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Validación de las pruebas PVT con información de campo. <sup>[22]</sup> .....	45
Tabla 5.1. Datos básicos del yacimiento .....	63
Tabla 5.2 Presiones restauradas de los pozos CG0807 y CG0808 .....	64
Tabla 5.3 Valores de la función Y y volumen relativo ajustados. ....	71
Tabla 5.4. Resultados de la prueba de densidad.....	72
Tabla 5.5. Resultados de la prueba de desigualdad.....	73
Tabla 5.6. Resultados de la prueba de Balance de Materiales .....	73
Tabla 5.7. Comportamiento de los pozos para el mes de agosto 2008 ordenados en orden ascendente según la tasa de producción de petróleo .....	84

## INDICE DE FIGURAS

Fig N° 1.1 Mapa de las cuencas petrolíferas de Venezuela. Cuenca Oriental. ....	17
Fig N° 1.2 Faja del Orinoco y sus cuatro áreas estratégicas. ....	19
Fig N° 1.3 Ubicación relativa del Campo Cerro Negro Perteneiente al bloque Carabobo. ....	20
Fig N° 1.4 Macollas pertenecientes al Campo Cerro Negro .....	21
Fig N° 1.5 Registro Tipo con equivalencias de Unidades.....	22
Fig N° 2.1. Total de reservas de petróleo en el mundo. ....	23
Fig. N° 2.2. Diagrama de fases para mezclas de hidrocarburos.....	28
Fig. N° 2.3. Definición de términos para relacionar petróleo líquido y gas en el yacimiento a sus propiedades de superficie. ....	31
Fig. N° 2.4. Comportamiento del Bo en función de la presión . ....	32
Fig. N° 2.5. Comportamiento típico del Bg en función de la presión . ....	33
Fig. 2.6. Comportamiento típico del Bt en función de la presión . ....	34
Fig. N° 2.7. Comportamiento típico de Rs en función de la presión .....	35
Fig. N° 2.8. Comportamiento típico de $\mu_o$ vs. Presión .....	36
Fig. N° 2.9. Liberación instantánea.....	38
Fig. N° 2.10. Liberación Diferencial.....	39
Fig N° 2.11. Función Y versus la presión .....	41
Fig. N° 2.12 Función Y versus presión (Pb sobrestimada) .....	42
Fig. N° 2.13. Función Y versus presión (Pb subestimada).....	42
Fig N° 3.1. Ventana de acceso a la Base de datos Rippet .....	46
Fig N° 3.2. Información contenida por yacimiento en SIRE .....	48
Fig. N° 4.1 Formato que contiene la clasificación de los datos de producción de cada uno de los pozos.....	53
Fig. N° 5.1. Comportamiento de la producción de fluidos y RPM de las bombas de cavidad progresiva de la arena Morichal Medio.....	65

Fig. N° 5.2. Comportamiento de la producción de fluidos y RPM de las bombas de cavidad progresiva de la Arena Morichal Inferior. ....	66
Fig. N° 5.3. Comportamiento de la producción de fluidos y RPM de las bombas de cavidad progresiva del yacimiento Morichal 30 .....	68
Fig. N° 5.4. Puntos no representativos del comportamiento de la producción de la RGP del yacimiento Morichal 30.....	69
Fig. N° 5.5 Función Y calculada. ....	71
Fig. N° 5.6. Comportamiento mensual de las RGP Petromonagas. ....	75
Fig. N° 5.7. Comportamiento promedio anual de las RGP Petromonagas. ....	76
Fig. N° 5.8. Comportamiento mensual de las RGP Petropiar. ....	78
Fig. N° 5.9. Comportamiento promedio anual de las RGP Petropiar. ....	79
Fig. N° 5.10. Comportamiento mensual de las RGP Petrocedeño. ....	80
Fig. N° 5.11. Comportamiento promedio anual de las RGP Petrocedeño. ....	81

## RESUMEN

En el presente trabajo se evaluaron los rangos de relación gas petróleo del yacimiento Morichal 30, Centro Operativo Petromonagas, Área Cerro Negro. Para ello se hizo una revisión bibliográfica de crudos pesados y extrapesados, así como de los antecedentes e información geológica y de yacimiento del área en estudio. Una vez recopilada la información, se procedió a graficar el comportamiento de producción de fluidos de los pozos completados en las arenas Morichal Medio y Morichal Inferior, asociados al mismo yacimiento, con el fin de analizar históricos de tasa de petróleo, tasa de gas, RGP y revoluciones por minuto (RPM) de las bombas de cavidad progresiva, con respecto al tiempo, para poder visualizar los cambios de la RGP a nivel de pozos y yacimiento.

Posteriormente, se interpretó el comportamiento de producción de los pozos e históricos de presiones, para poder observar si el yacimiento se encuentra actualmente en condiciones de saturación, y de ser así, conocer en qué fecha se alcanzó la presión de burbuja. Una vez interpretados los comportamientos de producción y presión a lo largo de la vida del yacimiento, se validó el análisis PVT disponible para el yacimiento en estudio, mediante pruebas de densidad, linealidad de función Y, balance de materiales y desigualdad; para luego poder caracterizar el comportamiento de la RGP a partir de dicho análisis.

Finalmente, mediante un estudio estadístico, se definió el rango de valores de RGP óptimo, basándose en los resultados del análisis de presiones y la validación PVT, y se concluyó que para tener altas tasas de petróleo, el rango óptimo de las RPM de las bombas de cavidad progresiva es de aproximadamente 280 a 440, obteniéndose de esta manera valores de RGP entre 85 y 144 PCN/BN.

## INTRODUCCIÓN

El proceso de explotación del yacimiento Morichal 30, Campo Cerro Negro, Bloque Carabobo, asignado a la Empresa Mixta Petromonagas, ha ocasionado un ligero incremento en la liberación de gas como consecuencia de la disminución de la presión promedio, aumentando así la tasa de producción de gas y con ello la relación gas-petróleo promedio del yacimiento, la cual al inicio de su vida productiva tenía un valor aproximado de 101 pies cúbicos normales por barriles normales (PCN/BN), y se ha elevado aproximadamente a 360 PCN/BN hacia finales del 2008.

Para el caso de la Faja del Orinoco, es necesario actualizar valores de RGP en algunos yacimientos de crudos pesados y extrapesados, ya que se ha liberado una considerable cantidad de gas al caer la presión estática del yacimiento. Por lo tanto se tiene que los valores actuales de RGP utilizados para la validación de la prueba de producción mediante el administrador de datos CENTINELA, no están acordes con los valores reales de los yacimientos mencionados. Actualmente, se han presentado problemas en cuanto a la validación de pruebas y muestras contra el software corporativo. La condición de las pruebas es considerada por la base de datos como "No buena" debido a que los valores utilizados como referencia, son menores a los que se obtienen en el campo.

La empresa requiere de la evaluación de los valores actuales de relación gas petróleo, (RGP), mediante un análisis de pruebas de presión, volumen y temperatura, (PVT), y comportamientos históricos de presión, producción y revoluciones por minuto de las bombas de cavidad progresiva de los pozos involucrados en el yacimiento, con el fin de obtener un valor promedio para cada una de las arenas pertenecientes a este yacimiento, (Morichal Inferior y Morichal Medio) a fin de mejorar el plan de explotación actual. De esta manera se puede tener una base de

ingeniería que permita definir un rango de RGP para incrementar la vida del yacimiento y tener una recuperación óptima de las reservas, ya que continuar la explotación con valores de RGP muy altos pueden causar daños irreversibles al recobro de los hidrocarburos.

# CAPÍTULO I

## UBICACIÓN GEOGRÁFICA

### 1.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una gran depresión topográfica estructural ubicada en la región Centro-Este del país (Figura 1.1). Esta cuenca ocupa el corredor llanero, que entre la Serranía del Interior de la Cordillera de la Costa y el río Orinoco, se extiende desde el Arco del Baúl hasta el Este en el Golfo de Paria y el Océano Atlántico, al Este.

Los campos más sobresalientes son, en el estado Anzoátegui: Oficina, Guara, Santa Rosa, Nipa, Merey, Dacion, Leona y Yoaples; en Delta Amacuro: Tucupita y Pedernales; en Guarico: Budare, Las Mercedes, Gaban, Ruiz y Barzo; en Monagas: Lobo, Acema, Pilon, Quiriquire, Oritupano y Morichal.

En dicha cuenca se distinguen las subcuencas de Guarico, de Maturin y del Golfo de Paria.

Con una extensión de 153.000 Km<sup>2</sup> es la más extensa y primera en importancia. Cuenta con más de 3.300 pozos activos y una producción de 573.611 millones de barriles para el año 2000, lo que representa el 49,8 % de la producción nacional.

Las zonas de reconocido potencial petrolífero pertenecen al Cretáceo y al Terciario Superior, y los sedimentos perforados indican ambientes de muy poca profundidad.



La evolución de la Cuenca es relativamente simple, debido a que desde el paleozoico ha estado apoyada sobre el borde estable del escudo de Guayana, siendo los suaves movimientos orogénicos de éste los que ocasionaron transgresiones y regresiones extensas. Esto originó una columna estratigráfica que consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico Inferior al Pleistoceno.

Dentro de esta cuenca se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, de inmenso potencial de hidrocarburos y de una gran significación para el desarrollo futuro de la industria petrolera nacional y para la economía del país en conjunto.



Fig N° 1.1 Mapa de las cuencas petrolíferas de Venezuela. Cuenca Oriental.

## **1.2 Faja Petrolífera del Orinoco**

La Faja del Orinoco o 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 kilómetros cuadrados. Estos territorios comprenden parte de los estados venezolanos Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. 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.

Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo. Las reservas de petróleo original en el sitio de la Faja, según PDVSA, alcanzan hasta ahora 1,36 billones de barriles.

La porción de la Faja del Orinoco explotada en estos momentos está conformada por cuatro campos: Carabobo con reservas estimadas en 227.000 millones de barriles, Boyacá con 489.000 millones de barriles, Junín con 557.000 millones de barriles y Ayacucho con 87.000 millones de barriles para un total de 1,36 billones de barriles, 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 relativa importancia en la producción petrolífera actual y futura (Figura 1.2).

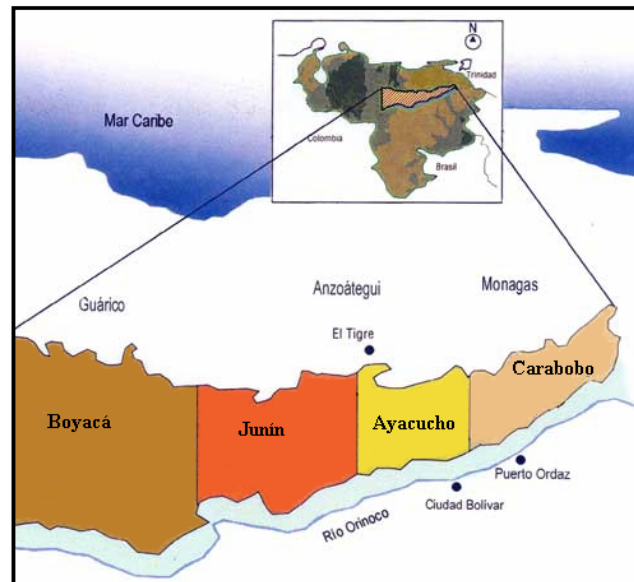


Fig N° 1.2 Faja del Orinoco y sus cuatro áreas estratégicas.

### 1.3 Campo Cerro Negro

Los pozos se encuentran en el Campo Cerro Negro, ubicado en el bloque Carabobo, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, asociados a la empresa Mixta Petromonagas S.A, la cual se extiende desde el Sur – Este del Estado Anzoátegui, ocupa toda la parte Meridional del Estado Monagas y un sector del Occidente del Territorio Federal Delta Amacuro cubriendo un área aproximada de 7.100 Km<sup>2</sup> (Figura 1.3).

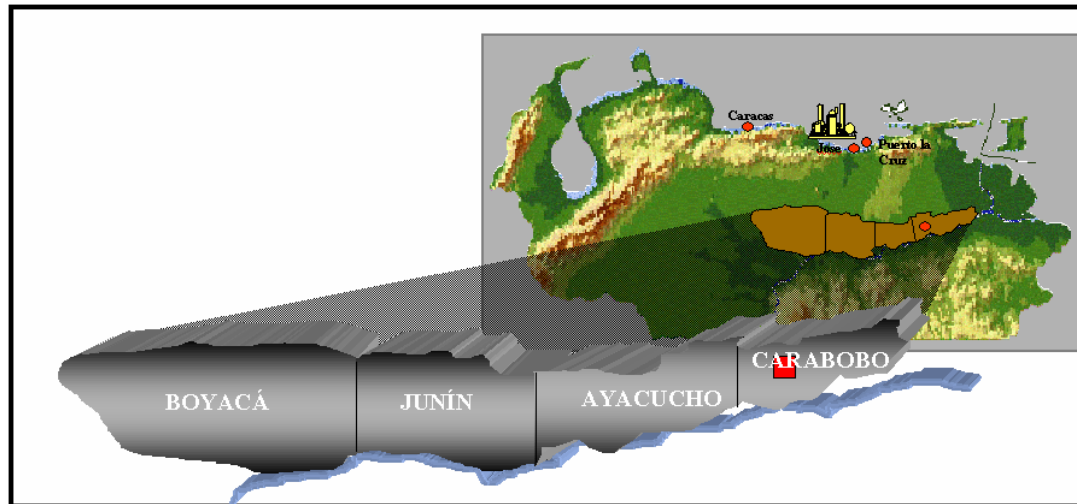


Fig N° 1.3 Ubicación relativa del Campo Cerro Negro Pertenciente al bloque Carabobo.

Las propuestas de perforación y rehabilitación están ubicadas en ocho macollas existentes dentro del Campo Cerro Negro, de las cuales la número 8 produce del yacimiento Morichal 30 (Figura 1.4).

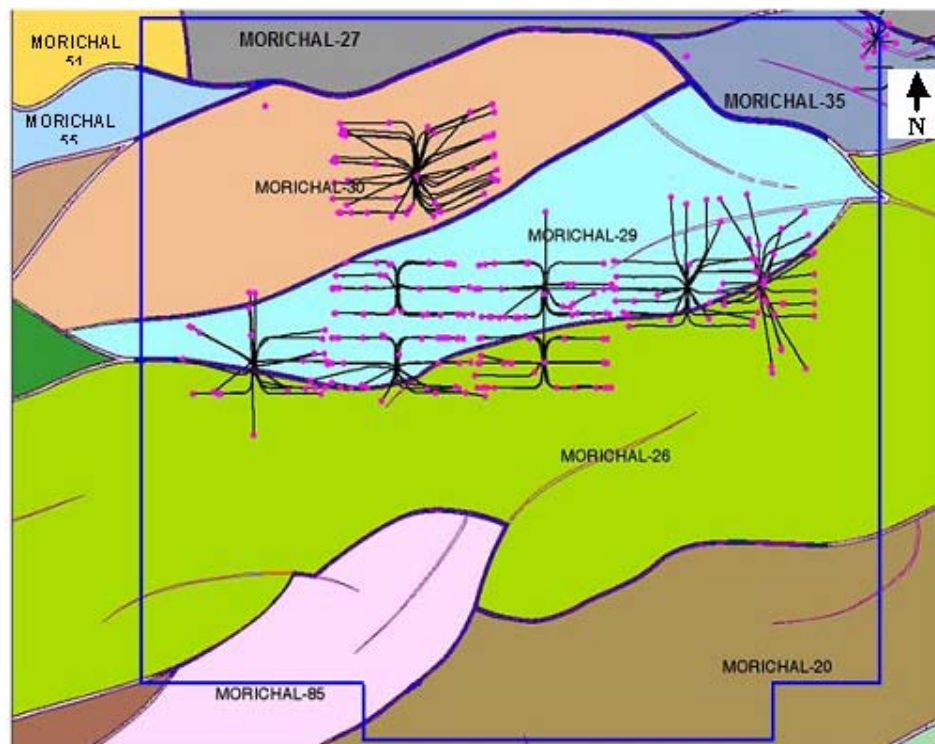


Fig N° 1.4 Macollas pertenecientes al Campo Cerro Negro

### 1.3.1 Formaciones en el área y en los pozos

La principal roca yacimiento dentro del área de estudio la constituye la Formación Oficina, del Mioceno Temprano, descrita como depósitos fluvio-deltaicos; en donde la antigua empresa Operadora Cerro Negro, desarrolló una columna estratigráfica a partir de un registro tipo (Figura 1.5) y utilizando herramientas de estratigrafía secuencial. Con el propósito de facilitar análisis litológico informales de las facies depositacionales, se dividió la Formación Oficina en tres unidades productoras, las cuales corresponden a los Miembros: Morichal Inferior, Morichal Medio y Morichal Superior.

Durante la perforación del yacimiento Morichal 30, atravesarán los siguientes topos estratigráficos: Formación Oficina (Miembro Morichal Medio y Miembro

Morichal Inferior). Esta estimación se realizó sobre la base de las interpretaciones geológicas, sísmica 3D e información de registros eléctricos de los pozos estratigráficos, productores y horizontales cercanos a las macollas.

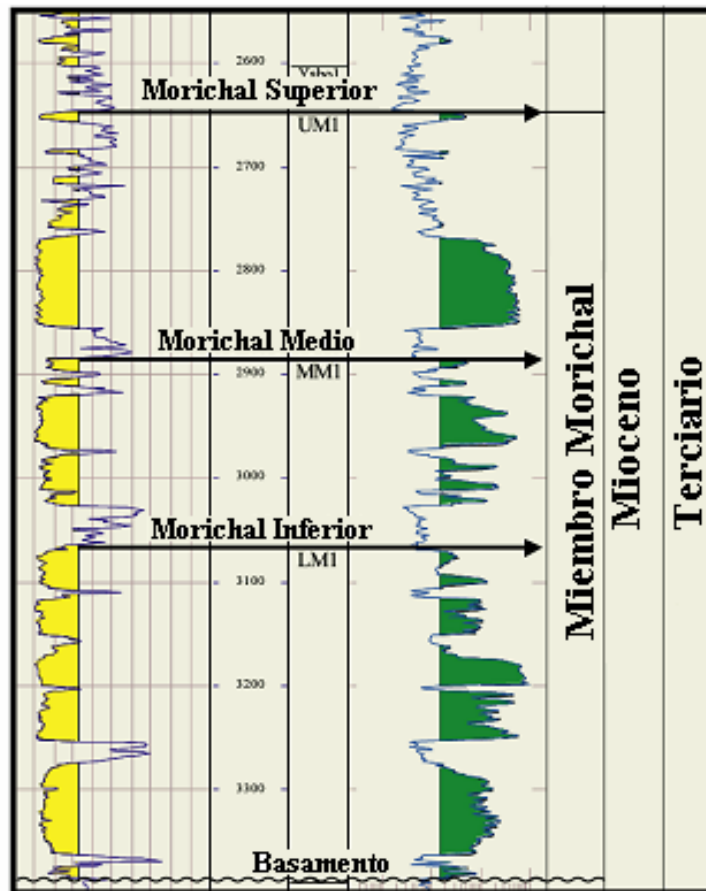


Fig N° 1.5 Registro Tipo con equivalencias de Unidades.

## CAPÍTULO II

### FUNDAMENTOS TEÓRICOS

La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos cuya gravedad es igual o menor a los 10 °API, se conocen como extrapesados, ultrapesados o súperpesados porque algunas veces son más densos que el agua. La acumulación más grande de petróleo que se conoce es la Faja Petrolífera del Orinoco, en Venezuela, la cual dispone de unas reservas de 1,2 trillones de barriles de petróleo extrapesado, cuya gravedad está comprendida entre 6 y 12° API. <sup>[1]</sup>

Estas arenas son no consolidadas, es decir, no tienen significativa cementación grano a grano, y la resistencia a la tensión tiende a cero. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70 % de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles. <sup>[2]</sup> (Figura 2.1)

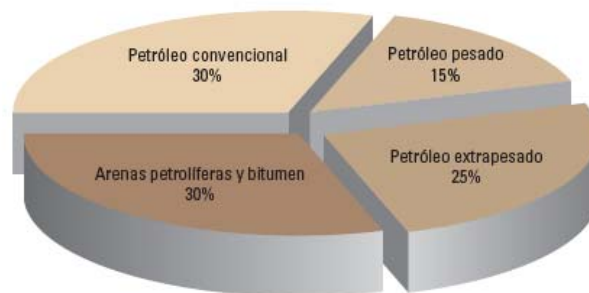


Fig N° 2.1. Total de reservas de petróleo en el mundo. [2]

El factor de recobro primario por empuje de gas en solución en yacimientos de crudos pesados, se espera ser muy bajo (de 0 a 5 %) debido a la alta viscosidad y a la relativamente baja relación gas-petróleo en solución <sup>[3]</sup>. Debido a la baja movilidad del fluido, la movilidad del gas se hace mucho mayor poco después de que sobrepasa la saturación de gas crítica y el gas comienza a fluir como una fase continua. Esto conduce a un rápido incremento en la relación gas-petróleo (RGP). La producción subsecuente es mayormente gas y la presión del yacimiento declina rápidamente con una producción continua de altos valores de RGP. En contraste con este comportamiento esperado, algunos yacimientos de crudos pesados no muestran el rápido incremento en la relación gas-petróleo luego de haberse establecido la producción de gas libre y continúan produciendo con un bajo RGP y bajas presiones de yacimiento <sup>[4]</sup>. Dichos comportamientos anormales de producción han sido objeto de muchos estudios desde los años ochenta, pero la interpretación de los mecanismos involucrados, aún no se ha completado.

Smith <sup>[5]</sup>, sugirió que el empuje por gas en solución en yacimientos de crudos pesados puede involucrar un flujo de 2 fases con el gas en forma de pequeñas burbujas moviéndose con el petróleo. Él atribuyó la alta eficiencia de este mecanismo de producción del petróleo pesado a un incremento significativo en la movilidad del fluido y la compresibilidad debido a la dispersión de burbujas pequeñas en crudos pesados, asumió que el tamaño de las burbujas es siempre menor que el de las gargantas porales y que las burbujas pueden fluir a través de los poros simultáneamente con el petróleo. Estas pequeñas burbujas fueron denominadas “microburbujas”. Creyó que estas microburbujas fueron formadas por nucleación de las partículas dispersas de asfalteno y que ellas no coalescen para formar una fase de gas continua.

Geilikman <sup>[6]</sup>, creyó que la abrumadora mayoría de los núcleos de burbuja aparecen de una vez al alcanzar una máxima supersaturación, la cual puede ser



caracterizada como una “formación explosiva de espuma o burbujeo”. Bora <sup>[7]</sup>, no pudo verificar la presencia de un gran número de microburbujas durante los experimentos de depleción en un micro modelo de vidrio. Concluyó que dependiendo de las tasas de caída de presión, la medida de las burbujas de gas varía desde grandes estructuras que abarcan muchos poros, hasta burbujas más pequeñas que un solo poro.

También se cree que la continua producción de arena es uno de los factores clave para la producción mejorada no-termal de fluidos en yacimientos de crudos pesados no consolidados <sup>[8]</sup>. La formación de “canales de gusano” los cuales son esencialmente canales de alta permeabilidad, también ha sido propuesta como un posible mecanismo que conduce al recobro primario mejorado. Wang, utilizó un modelo para describir el flujo dentro de dichos canales<sup>[9]</sup>.

Mastmann <sup>[10]</sup>, creyó que el mecanismo básico del comportamiento de crudos espumantes está relacionado a la existencia de lo que es comúnmente denominado un “pseudo” punto de burbuja. El verdadero punto de burbuja es la presión a la cual, a temperaturas de yacimiento, coalescen las primeras burbujas de gas en solución para formar una fase distinta de gas libre. Para los crudos espumantes, debido a la alta viscosidad del petróleo, las burbujas de gas no pueden coalescer inmediatamente para formar una fase de gas libre. Esta fase se forma a una presión mucho menor conocida como la presión del pseudo punto de burbuja. Entre el verdadero punto de burbuja y el pseudo punto de burbuja, los crudos espumantes se pueden expandir rápidamente debido a que el gas altamente compresible es liberado de la solución, pero fluye en una sola fase de fluido. Ellos atribuyen la productividad mejorada a las altas compresibilidades del crudo espumante.

El término “flujo de crudos espumantes” fue acuñado por Sarma y Maini <sup>[11]</sup> para diferenciar el flujo de dos fases de la forma no-Darcy de los yacimientos de gas

en crudos pesados, del comportamiento normal de dos fases. A diferencia del flujo normal de dos fases, que requiere una fase de fluido para volverse continua antes de que pueda fluir, el flujo espumante involucra el flujo de burbujas de gas disperso. Maini <sup>[12]</sup> sugirió que la principal diferencia entre el empuje por gas en solución de crudos convencionales y espumantes, es que en estos últimos el gradiente de presión es lo suficientemente fuerte para movilizar cada vez más grupos de gas luego de que han alcanzado cierto tamaño.

El empuje por gas en solución en yacimientos de crudos espumantes es relativamente más complejo. En éstos, el gas liberado del petróleo debido a las caídas de presión, permanece disperso en el crudo en forma de burbujas muy pequeñas. El gas disperso se separa eventualmente del petróleo para formar una fase de gas libre, pero esta separación toma un largo período de tiempo para que ocurra. Así, a cualquier tiempo dado, el gas puede existir en tres formas:

1. Gas disuelto. El cual es termodinámicamente una parte de la fase líquida.
2. Gas disperso. El cual es termodinámicamente una fase separada pero hidrodinámicamente una parte de la fase líquida.
3. Gas libre. Una parte del cual permanece entrampado mientras que la parte restante fluye independientemente.

La cantidad de gas que permanece disperso (y fluye con el petróleo) puede ser una función compleja de la presión, tiempo, gradiente de presión y la tasa del cambio de presión.

La mayoría de las interpretaciones en curso del flujo de crudos espumantes vienen de observaciones de campo y de la tentativa de explicar el comportamiento de producción primaria observada. Las investigaciones de laboratorio solo han otorgado

verificaciones limitadas del fenómeno. Las medidas de estabilidad de espuma en el laboratorio han mostrado que la espumabilidad de los crudos pesados es comparable a las espumas acuosas usadas en las aplicaciones de inyección de vapor. En pruebas de depleción primaria, a escalas de laboratorio, se han observado factores de recobro muy altos. Estas pruebas de laboratorio han demostrado que el empuje por gas en solución, el cual conduce a altos factores de recobro, ocurre solamente cuando las tasas de depleción, o las caídas de presión exceden un valor crítico. En depleciones lentas controladas, el mecanismo se asemeja al de los crudos convencionales. Las depleciones lentas resultan en una RGP muy alta y un recobro muy bajo mientras que en las depleciones rápidas el recobro es alto y la RGP permanece baja .

Las observaciones de campo muestran que la RGP permanece baja en yacimientos de crudos espumantes. Esto podría sugerir que el mecanismo de empuje por gas en solución en el campo es similar al observado en las pruebas de caídas rápidas en el laboratorio. El problema es que las tasas de depleción necesarias para inducir el manejo por gas en solución en los experimentos de laboratorio, son mucho mayores que las tasas de campo. Extrapolaciones directas de las pruebas de laboratorio al campo podrían sugerir que este mecanismo de producción no ocurriría en el campo<sup>[13]</sup>.

Los planes de desarrollo para la producción primaria en un yacimiento nuevo de crudo pesado, pueden ser optimizados con la base de estudios de simulación de yacimientos. Desdichadamente, las simulaciones numéricas de producción en frío son todavía una etapa primaria de la explotación. Se necesitaría un modelo numérico que pueda predecir volúmenes de petróleo, gas, agua y arena que entran en los pozos de producción basándose en la física actual del proceso. Los modelos disponibles actualmente, son modelos empíricos muy simples que cuentan para solo algunos de los mecanismos involucrados en el proceso, entre ellos: Modelo de simulación numérica, modelo del pseudo-punto de burbuja, modelo del flujo fraccional

modificado, modelo de viscosidad reducida, modelo de reacción no-equilibrio<sup>[13]</sup>.

## 2.1 Diagrama de Fases

El petróleo y el gas natural están compuestos principalmente por una mezcla de hidrocarburos naturales (compuestos orgánicos) y menores cantidades de compuestos inorgánicos tales como nitrógeno, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), helio, azufre, y compuestos de azufre como el sulfuro de hidrógeno; la mezcla puede variar considerablemente.

Estos componentes determinan el comportamiento de fases de un fluido de yacimiento determinado que suele indicarse utilizando un diagrama de fases representado por tres variables: Presión, volumen, temperatura (PVT), (Figura 2.2).

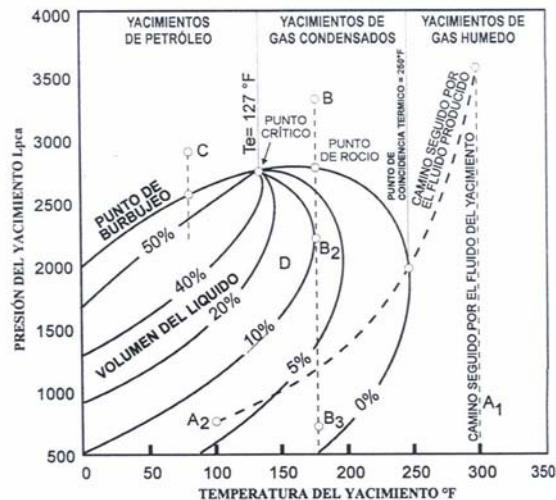


Fig. N° 2.2. Diagrama de fases para mezclas de hidrocarburos. [14]

Estos diagramas fueron originalmente desarrollados basados en experimentos de laboratorio. Los puntos clave son:

- Hay una región donde dos fases coexisten, llamada la envolvente de dos fases, donde la proporción de líquido a gas en un volumen base está mostrado por lo que se denomina líneas de isocalidad.
- Las líneas de isocalidad convergen en un punto al exterior de la envolvente de dos fases llamado punto crítico.

Debido a que los yacimientos están constituidos por roca, la cual tiene una baja conductividad térmica global y una alta capacidad calorífica, la producción de un yacimiento ocurre esencialmente bajo condiciones constantes de temperatura (isotérmicamente). Por lo tanto, el proceso que toma lugar está representado por una línea vertical en el diagrama de fases.

Un yacimiento encontrado inicialmente a la presión y temperatura indicadas por el punto C, interceptará al punto C1 cuando la presión se reduzca. A este punto, una pequeña burbuja de gas aparecerá en el tope del yacimiento, o, si se está trabajando con una muestra de fluido del yacimiento en el laboratorio, al tope de la celda de prueba. Este sistema es denominado sistema del punto de burbuja.

Un yacimiento que inicialmente se encontró en condiciones que corresponden al punto A puede producir sin que ocurra un cambio de fases en el yacimiento. Nótese que este reservorio puede producir tanto gas como líquido una vez en superficie (planta o condiciones de cabezal) y se encontraría en el punto A2.

Finalmente, un yacimiento que se encuentra inicialmente en condiciones que corresponden al punto B, interceptará el punto B1 al reducirse la presión. En este punto, pequeñas gotas de líquido condensarán en el yacimiento, o, si se trabaja con una muestra de laboratorio, en el fondo de la celda. Este sistema es denominado sistema del punto de rocío.<sup>[15]</sup>

## 2.2 Algunas propiedades de los crudos saturados con gas

Las propiedades de los fluidos son tan importantes para el ingeniero de yacimientos como las propiedades de las rocas son importantes para el ingeniero geólogo. Actualmente, el tipo de fluido contenido en los yacimientos es uno de los muchos factores que influyen el comportamiento de producción de éstos y por consiguiente la elección del más apropiado plan de explotación e infraestructura de separación de superficie<sup>[16]</sup>.

**Relación gas-petróleo:** Cuando el petróleo es llevado a condiciones de superficie es natural que venga algo de gas en solución. La relación gas-petróleo (RGP) es la relación del volumen de gas que viene en solución, en el volumen de petróleo a condiciones estándar.<sup>[17]</sup>

La figura 4 muestra el proceso involucrado en la definición del RGP. 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. La RGP se define como la relación de los volúmenes en superficie de gas y petróleo:

$$RGP = Q_g/Q_o \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

$Q_g$  = Tasa de producción de gas (PCND).

$Q_o$  = Tasa de producción de petróleo (BND).

Los volúmenes correspondientes están definidos en la figura 2.3 como V1, V2 y V3.<sup>[18]</sup>

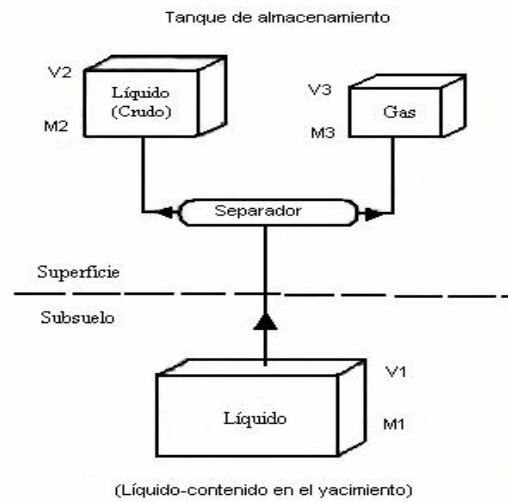


Fig. N° 2.3. Definición de términos para relacionar petróleo líquido y gas en el yacimiento a sus propiedades de superficie. [18]

**Presión de burbujeo:** Ésta 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 ( $P_s$ )<sup>[19]</sup>, 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 ( $B_o$ ):** Es la relación entre el volumen de petróleo a las condiciones prevalecientes del yacimiento y ese mismo volumen a condiciones de superficie<sup>[16]</sup>. El comportamiento de esta relación de volúmenes ( $B_o$ ), expresada en  $BY/BN$ , se muestra en la gráfica siguiente (Figura 2.4)

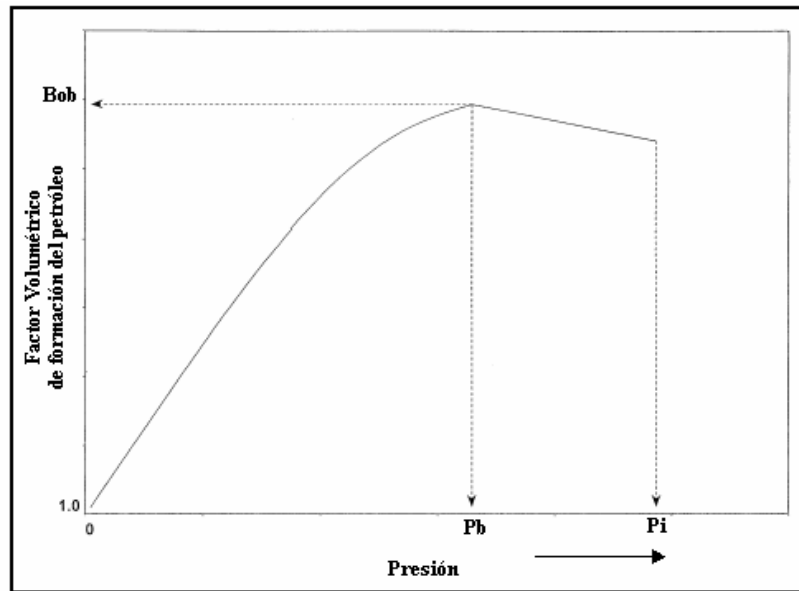


Fig. N° 2.4. Comportamiento del Bo en función de la presión [20].

El gráfico 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 lpc) y temperatura de yacimiento. Esta relación viene dada por;

$$\beta_o = \frac{(V_o)_{p,t}}{(V_o)_{CN}} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde;

Bo = Factor de formación volumétrico del petróleo, BY/BN.



$(V_o)_{p,t}$  = Volumen de petróleo a presión y temperatura del yacimiento, BY.

$(V_o)_{CN}$  = Volumen de petróleo medido a condiciones estándar, BN.

**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 2.5, 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.

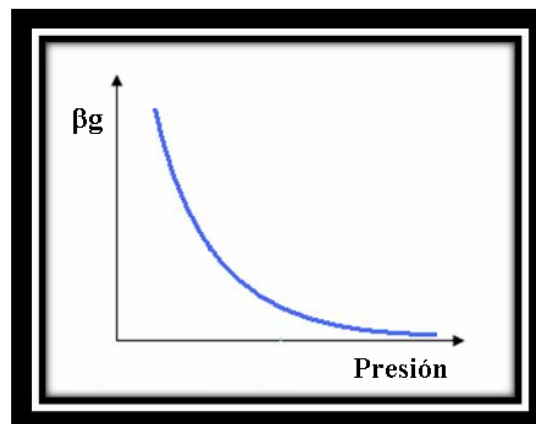


Fig. N° 2.5. Comportamiento típico del Bg en función de la presión [21].

**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 Bg en BY/PCN, y viene dada por la siguiente ecuación:

$$\beta_t = \frac{\text{Volumen (petróleo+gas disuelto+gas liberado de } P_b \text{ a } P) @ P \text{ y } T_y}{\text{Volumen de petróleo @ CN}} ; \text{ BY/BN} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Este factor también puede ser determinado por esta ecuación:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) * B_g ; \quad (\text{Ec. 2.4})$$

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  $B_t$  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  $B_t$  (Fig. 2.6).

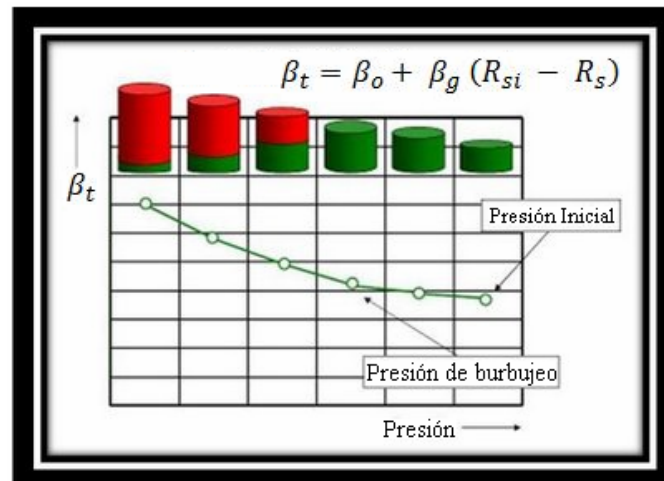


Fig. 2.6. Comportamiento típico del  $B_t$  en función de la presión [21].

**Relación Gas en solución-petróleo ( $R_s$ ):** 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) <sup>[22]</sup>. Esta relación viene dada por;

$$R_s = \frac{V_{gs}}{V_{os}} \left[ \frac{PCN}{BN} \right] \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

$V_{gs}$  = Volumen de gas disuelto @ CN (PCN).

$V_{os}$  = Volumen de petróleo @ CN (BN).

En la figura 2.7 se muestra el comportamiento típico de  $R_s$  en función de la presión.

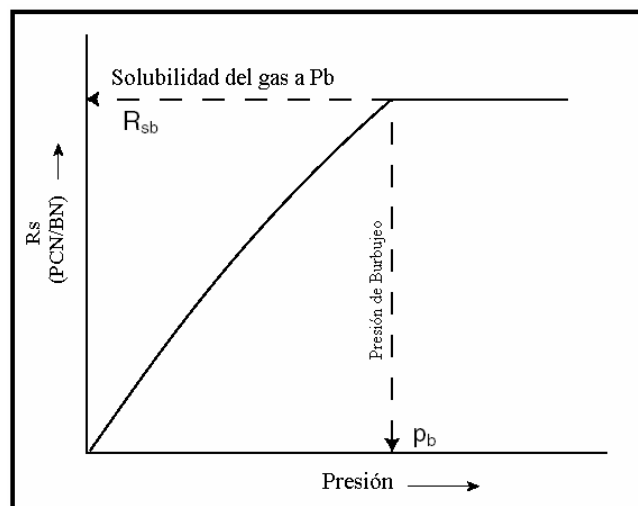


Fig. N° 2.7. Comportamiento típico de  $R_s$  en función de la presión [20].

**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 tanto por la temperatura, disminuyéndola, como por la presión; en este caso si se observa la Figura 2.8, ésta 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<sup>[19]</sup>, 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.

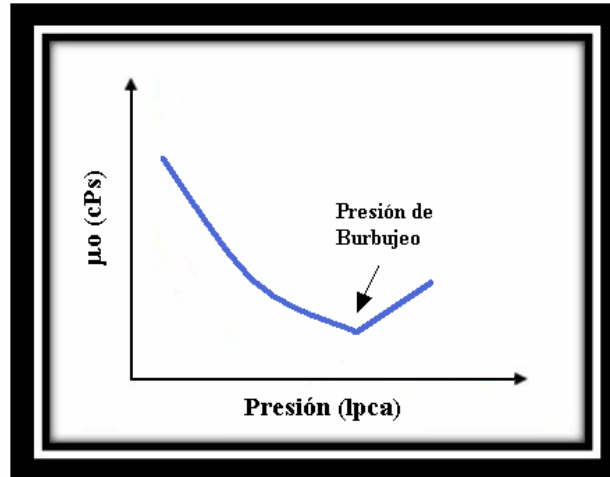


Fig. N° 2.8. Comportamiento típico de  $\mu_o$  vs. Presión [21].

Las principales propiedades PVT de petróleo y gas son necesarias para relacionar los volúmenes a condiciones de yacimiento. Éstos parámetros son usualmente determinados en el laboratorio a través de apropiados análisis PVT.

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 (lpc).

### **2.3 Análisis de Presión-Volumen-Temperatura (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 lo hacen suponiendo un proceso volumétrico e isotérmico, donde se miden exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión <sup>[23]</sup>.

Un análisis PVT típico de crudos de baja volatilidad (livianos, medianos y pesados) incluye las siguientes pruebas:

#### **2.3.1 Composición de la muestra de fluidos del yacimiento**

La determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos incluye técnicas como cromatografía y destilación. Generalmente se analizan los componentes del gas desde el C<sub>1</sub> hasta el C<sub>11</sub>, aunque a veces sólo alcanza el C<sub>6+</sub> o C<sub>7+</sub>.

Es a través de la liberación instantánea (flash) que se puede obtener la composición de una muestra de fluido tomada en el fondo del pozo o recolectada en el separador de gas y recombinada en superficie, ya que una vez separado el líquido remanente del gas, éste es analizado para obtener la composición de la muestra a condiciones de yacimiento. No obstante, la fracción remanente del C<sub>7+</sub> se caracteriza a través de la gravedad API y del peso molecular <sup>[23]</sup>.

### 2.3.2 Expansión a composición constante (Relación PV)

También llamada prueba de liberación instantánea, liberación flash, vaporización flash y relación P-V, a 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 <sup>[19]</sup>.

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 Hg de la celda por medio de un pistón accionado hidráulicamente (Figura 2.9).

El proceso comienza expandiendo el petróleo desde una presión  $P_1$  hasta una presión  $P_6$ , 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.

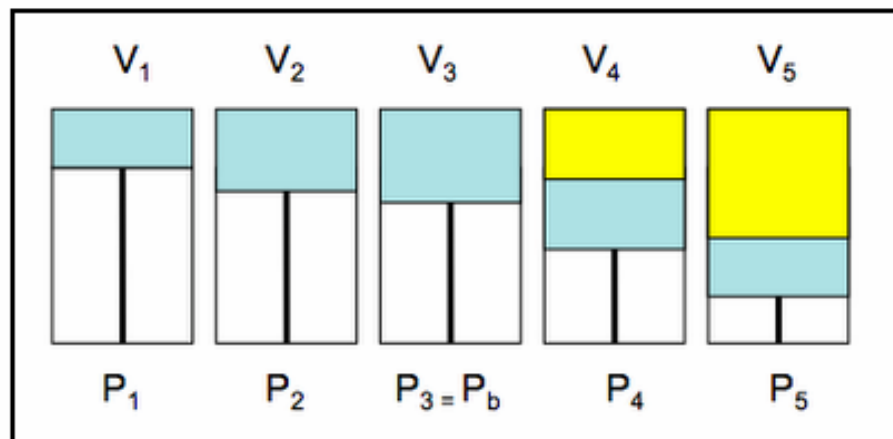


Fig. N° 2.9. Liberación instantánea. [24]

### 2.3.3 Prueba de liberación diferencial

Es el proceso por el cual el gas se separa del petróleo del yacimiento 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. Esta 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 <sup>[19]</sup>. Este proceso comienza desde la  $P_b$  hasta la presión atmosférica como es de observarse en la figura 2.10 que representa el proceso, retirando, en cada etapa de expansión, el volumen de gas que se libera del petróleo.

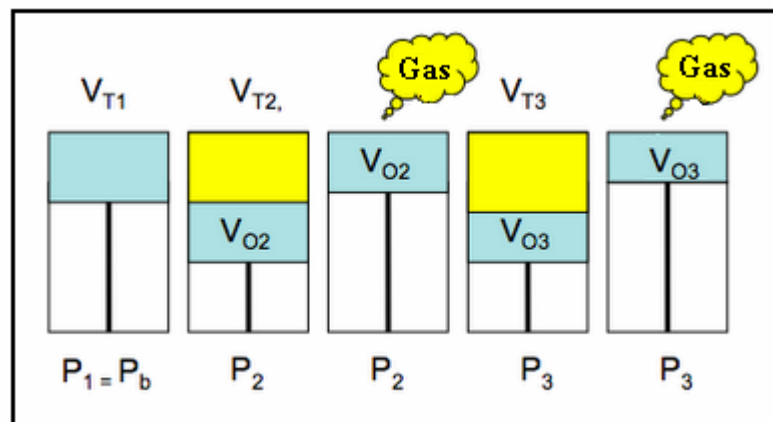


Fig. N° 2.10. Liberación Diferencial. [24]

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.

## **2.4 Validación de los datos generados a partir de un análisis 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.

### **2.4.1 Representatividad de la muestra**

En el proceso de validación de los datos reportados en los análisis PVT se debe hacer una revisión minuciosa de la representatividad de la muestra de fluido; es decir, la presión de burbujeo en la prueba debe ser menor o igual a la presión del yacimiento, la  $R_s$  experimental debe ser igual, o con un margen de diferencia no mayor de 10 %, al ser comparada con la RGP medida al momento del muestreo. La temperatura a la cual se realiza la prueba debe ser igual a la del yacimiento y el pozo debe producir en forma estabilizada en el momento de capturar la muestra de fluido en el separador de gas.



### 2.4.2 Evaluación de la Consistencia de la prueba PVT

Para evaluar la consistencia de los datos reportados en los informes PVT, existen varios métodos; en este estudio sólo se considerarán: La validación por la verificación de la función Y (la cual se obtiene de la prueba de liberación instantánea) y el balance de masas.

### 2.4.3 Verificación de la Linealidad de la 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 2.11).

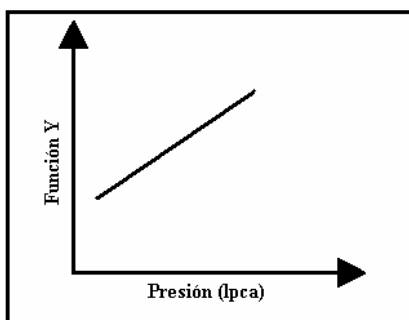


Fig N° 2.11. Función Y versus la presión. [23]

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 <sup>[25]</sup> (Figura 2.12). 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 2.13).

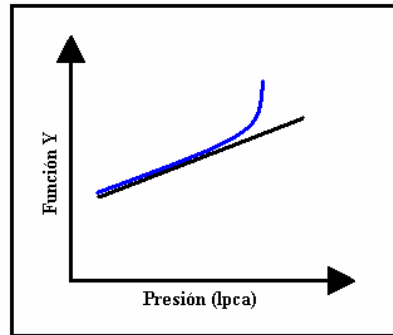


Fig. N° 2.12 Función Y versus presión ( $P_b$  sobrestimada) [23]

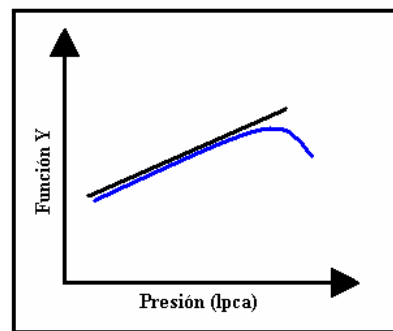


Fig. N° 2.13. Función Y versus presión ( $P_b$  subestimada) [23]

#### 2.4.4 Balance de Masa

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 (Rs)
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones ( $\beta_o$ ).
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación ( $\gamma_g$ ).
- Densidad del petróleo ( $\rho_o$ ).

#### 2.4.5 Prueba de Desigualdad

Los datos PVT para que sean consistentes deben cumplir con la siguiente restricción:  $\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \partial \beta_g \frac{\partial R_{sd}}{\partial P}$ . 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.

#### 2.4.6 Verificación de la densidad

Se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas en las condiciones de presión y temperatura,  $\rho_{obd}$ , cuando se toman las muestras en superficie, sea igual a la densidad calculada recomblando las muestras de gas y petróleo del separador y tanque,  $\rho_{obf}$ . La densidad, recombinaada matemáticamente, se expresa como sigue:

$\rho_{obf}(P_s \text{ y } T_y) = \text{masa del petróleo en el tanque} + \text{masa del gas en el separador} + \text{masa del gas en el tanque por unidad de volumen de petróleo a } P_s \text{ y } T_y.$

$$\begin{aligned} \text{Masa de petróleo en el tanque} &= \gamma_o \cdot \rho_w (\text{lb}/\text{BN}) \cdot 1 / \beta_{obf} (\text{BN}/\text{BY}) \\ &= \gamma_o \cdot \rho_w / \beta_{obf} (\text{lb}/\text{BY}) \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$\begin{aligned} \text{Masa de gas en el separador} &= R_{s,sep} (\text{PCN}/\text{BN}) / \beta_{obf} (\text{BN}/\text{BY}). \\ \gamma_{g,sep} (\text{lb}/\text{PCN}) &= 0.0763277 \cdot (\gamma_g \cdot R_{s,sep}) / \beta_{obf} (\text{lb}/\text{BY}) \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$\begin{aligned} \text{Masa de gas en el tanque} &= 0.0763277 \cdot (\gamma_g \cdot R_{s,tan}) / \beta_{obf} (\text{lb}/\text{PCN}) \\ \rho_{obf} (P_s \text{ y } T_y) &= 350 \cdot \gamma_o / \beta_{obf} + 0.0763277 \cdot [(\gamma_g \cdot R_{s,sep}) + (\gamma_g \cdot R_{s,tan})] / \beta_{obf} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

$\rho_{obf}$  = Densidad de la muestra de fluido recombinada, tomada en el separador, lb/pv.

$\gamma_o$  = 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)

Si se tienen varias muestras de fluidos tomadas en los separadores, se usa el valor de  $(\gamma_g \cdot R_{s,sep})$  correspondiente a la presión óptima.

Esta densidad se compara con la obtenida en la prueba de liberación diferencial de laboratorio. La prueba se considera válida si el error es menor de 5 %.

## 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 <sup>[22]</sup>.
- 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 lpc<sup>2</sup>.

## 2.6 Validación de las pruebas PVT con información de campo

Se debe chequear que los resultados de la prueba PVT se correspondan con el comportamiento de producción del yacimiento de acuerdo al esquema presentado en la tabla 2.1. <sup>[22]</sup>

Tabla 2.1. Validación de las pruebas PVT con información de campo. <sup>[22]</sup>

<b>Si las pruebas de producción muestran:</b>	<b>El análisis PVT debe indicar:</b>
RGP estable y declinación rápida de la presión del yacimiento.	$P_b < P_{yac}$ Yacimiento Subsaturado.
Incremento rápido de la RGP y poca declinación de presión.	$P_b = P_{yac}$ Yacimiento Saturado

## CAPÍTULO III

### HERRAMIENTAS UTILIZADAS

#### 3.1 Directorio Rippet

Es la Red de Información Petrolera y Petroquímica que permite integrar los servicios de información técnica y documentación del Ministerio de Energía y Petróleo, PDVSA y Pequiven a través de una plataforma corporativa.

A través de la red se garantiza el ingreso de la memoria documental y recursos de información del Ministerio de Energía y Petróleo, PDVSA y Pequiven, en una base de datos corporativa; con el fin de asegurar su posterior recuperación por parte del usuario sin importar su ubicación geográfica. (Figura 3.1).



Fig N° 3.1. Ventana de acceso a la Base de datos Rippet

### **3.2 SIRE (Sistema de reservas. Software libre)**

La gerencia de Reservas Oriente, en conjunto con la gerencia de AIT, se planteó el desarrollo e implantación de un nuevo sistema de reservas en ambiente Web bajo filosofía de software libre, que permita disponer de una base de datos integrada y homologada de los yacimientos prospectos de la región y de las demás divisiones. Como parte de la optimización de los procesos involucrados en el ejercicio de la contabilidad, administración y resguardo de las cifras de reservas de petróleo y gas de la nación, en virtud de las debilidades de las aplicaciones actuales, de las exigencias de que los sometimientos de reservas se rijan por los estándares y normas establecidos por el ministerio de energía y petróleo, en la búsqueda de una mejor calidad del dato y garantizar que se siga el flujo de trabajo real entre yacimientos y reservas.

Una vez seleccionado el yacimiento de interés, se puede obtener la siguiente información: Gravedad API del crudo, Espesor, Área, Volumen, Porosidad, Saturación de petróleo, Petróleo Original en Sitio (POES), Factor de Recobro, Reservas Recuperables, Producción Acumulada, entre otros (Figura 3.2).

PDVSA CVP															PAGINA: 1				
III-A-1B: DATOS BASICOS Y RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO POR YACIMIENTO															FECHA: 31/12/2007				
															AREAS ASIGNADAS				
REGION:		ORIENTE																	
JURISDICCION:		BARCELONA																	
DISTRITO:		EM FAJA																	
UNIDAD DE EXPLOTACION:		CERRO NEGRO 1 (PETROMONAGAS, S.A.)																	
CAMPO/ YACIMIENTO	TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD API	DATOS DEL YACIMIENTO						PETROLEO ORIGINAL EN SITIO		FACTOR DE RECObRO (%)			RESERVAS RECUPERABLES			PRODUCCION ACUMULADA	OBSERVACIONES	
			ESPAESOR (PIES)	AREA (ACRES)	VOLUMEN (ACRES - PIES)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE PETROLEO (%)	FACTOR DE MERMA (DN/BY)	POR UNIDAD DE VOLUMEN (BBL/ACRE-PIE)	TOTAL	PRIMARIO	SUPLEMENTARIO	TOTAL	POR UNIDAD DE VOLUMEN (BBL/ACRE-PIE)	PRIMARIAS	SUPLEMENTARIAS			TOTAL
CERRO NEGRO																			
MORICAL20_C*	X	8.2	190	8.974	1.707.841	30,0	82,0	0,950	1.813	3.096.316	12,2		12,2	221	377.751		377.751	11	REVISION
MORICAL26_B*	X	7.7	206	24.499	5.044.695	30,0	82,0	0,950	1.813	9.146.032	12,2		12,2	221	1.115.816		1.115.816	76.466	REVISION
MORICAL27*_A	X	7.5	249	3.676	913.845	30,0	82,0	0,950	1.813	1.656.801	12,2		12,2	221	202.130		202.130	29	REVISION
MORICAL29_B	X	7.6	215	14.302	3.070.162	30,0	82,0	0,950	1.813	5.566.204	12,2		12,2	221	679.077		679.077	182.953	REVISION
MORICAL30	X	8.4	230	14.331	3.289.572	30,0	82,0	0,950	1.813	5.963.994	12,2		12,2	221	727.607		727.607	33.534	REVISION
MORICAL35_B*	X	8.3	239	1.940	464.599	30,0	82,0	0,950	1.813	842.318	12,2		12,2	221	102.763		102.763	7	REVISION
MORICAL31*	X	8.0	298	516	153.768	30,0	82,0	0,950	1.813	278.781	12,2		12,2	221	34.011		34.011		REVISION
MORICAL35	X	8.3	300	669	200.700	30,0	82,0	0,950	1.813	363.869	12,2		12,2	221	44.392		44.392		REVISION
MORICAL35	X	8.2	215	4.602	989.671	30,0	82,0	0,950	1.813	1.794.274	12,2		12,2	221	218.901		218.901	1	REVISION
TOTAL CAMPO		7.9			15.834.853					28.708.589	12,2		12,2		3.502.448		3.502.448	293.001	
EXTRAPESADO		7.9			15.834.853					28.708.589	12,2		12,2		3.502.448		3.502.448	293.001	

Fig N° 3.2. Información contenida por yacimiento en SIRE



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

OFM es un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido.

Las extensas herramientas del software automatizado OFM (tales como mapas de bases interactivos con tendencia de la producción, presiones de burbuja, análisis de curvas de declinación, y análisis de curvas tipo) reducen el tiempo que gastará el ingeniero analizando dicha información, dándole así más tiempo para orientar su información para un buen uso.

OFM permite:

- Crear y compartir plantillas, y mejorar la práctica con un espacio de trabajo compartido, optimizando la consistencia en la realización para todos los participantes.
- Análisis minucioso de la información a través de acceso compartido y uso de actualizaciones de la información durante el mismo día.
- Llevar a cabo un análisis extenso de la información con gráficos mejorados, informes y la capacidad de presentar el análisis nodal.

### **3.4. Hoja EXCEL (Programa de gráficos, validación y consistencia)**

Mediante una hoja de cálculo se pueden llevar a cabo diversas acciones. Entre ellas la elaboración de gráficas que permitan interpretar el comportamiento de los

pozos en cuanto a históricos de producción (RGP vs. tiempo y revoluciones por minuto vs. tiempo), con el objeto de visualizar los cambios de la RGP, a nivel de pozos y yacimiento.

Tomando el manual de Caracterización Física y Energética de Yacimientos, se diseñó otra hoja de cálculo para validar el análisis PVT por función Y, densidad, desigualdad, y balance de masas.

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA**

#### **4.1 Revisión Bibliográfica**

Una de las técnicas utilizadas para complementar la bibliografía existente, fue la revisión detallada de estudios previos sobre crudos espumantes, así como también de temas relacionados con las propiedades y el comportamiento de los fluidos en los yacimientos, a través de textos, internet, manuales, entre otros.

Además, se buscó información referente a la localización, límites y características de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Bloque Carabobo y el Campo Cerro Negro. También se investigaron informes previos similares que se tomaron como punto de partida del presente trabajo para poder caracterizar el comportamiento de las RGP.

El uso de términos estadísticos fue necesario para cumplir con los objetivos planteados, principalmente para la definición de rangos de valores de RGP óptimo para el control de la explotación del yacimiento.

#### **4.2 Recopilación de información**

Se realizaron visitas técnicas y entrevistas con personal capacitado en la empresa, para poder tener acceso a los archivos de los datos de producción promedio, de la cual se extrajo la información de las tasas de petróleo, gas y relación gas petróleo, para poder realizar un promedio para las arenas Morichal Medio y Morichal Inferior, y posteriormente para el yacimiento.

También se recolectaron archivos de pruebas realizadas a cada uno de los pozos, para poder tener acceso a los valores de RPM utilizados durante la vida del yacimiento.

Aunado a esto, se procedió a recopilar reportes de análisis PVT disponibles para el yacimiento; al culminar, se verificó la existencia de un análisis, el cual fue posteriormente validado; dicho análisis se realizó al pozo GC 0802P (LLM) el 15 de septiembre de 2006.

### **4.3 Creación de la Base de Datos**

Para crear la base de datos digitalizada, se clasificaron los datos de producción de cada uno de los pozos, para luego organizar en hojas de EXCEL los archivos correspondientes una vez transcrita la información en el formato destinado para cada uno.

Para facilitar el manejo de los datos, se procedió a cargar en formatos digitales toda la producción de los fluidos y los valores de revoluciones por minuto de las bombas de cavidad progresiva (Figura 4.1).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Fecha	Pozo	Yacimiento	Macolla	Arena	Días de producción mensual	Producción mensual de petróleo	Producción mensual de gas	Producción mensual de agua	Qo, BND	Qg, MPCN
2	31/12/2004	CG0804	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	9	8.130	1.246	242	903	138
3	31/12/2004	CG0806	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	9	8.130	1.246	242	903	138
4	31/12/2004	CG0808	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	9	8.130	1.246	242	903	138
5	31/12/2004	CG0810	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	9	8.130	1.246	242	903	138
6	31/01/2005	CG0804	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	31	46.387	7.168	1.441	1.496	231
7	31/01/2005	CG0806	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	31	35.610	5.502	1.108	1.149	177
8	31/01/2005	CG0808	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	30	43.720	6.756	1.349	1.457	225
9	31/01/2005	CG0810	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	30	42.527	6.571	1.316	1.418	219
10	31/01/2005	CG0814	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	16	13.077	2.025	430	817	127
11	31/01/2005	CG0816	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	16	13.465	2.085	443	842	130
12	31/01/2005	CG0820	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	9	4.972	766	163	552	85
13	31/01/2005	CG0818	MORICHAL 30	PAD 08	MIDDLE MORICHAL	9	3.972	613	132	441	68
14	28/02/2005	CG0804	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	27	57.269	7.984	540	2.121	296
15	28/02/2005	CG0806	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	27	31.590	4.983	669	1.170	185
16	28/02/2005	CG0808	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	27	51.169	7.877	651	1.895	292
17	28/02/2005	CG0810	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	27	53.552	7.791	692	1.983	289
18	28/02/2005	CG0814	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	27	32.648	4.937	470	1.209	183
19	28/02/2005	CG0816	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	25	36.126	5.491	509	1.445	220
20	28/02/2005	CG0820	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	27	34.746	5.507	748	1.287	204
21	28/02/2005	CG0822	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	10	6.086	909	108	609	91
22	28/02/2005	CG0818	MORICHAL 30	PAD 08	MIDDLE MORICHAL	26	16.749	2.652	351	644	102
23	28/02/2005	CG0824	MORICHAL 30	PAD 08	MIDDLE MORICHAL	7	3.179	519	81	454	74
24	31/03/2005	CG0804	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	31	76.078	9.975	0	2.454	322
25	31/03/2005	CG0806	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	31	35.823	5.116	175	1.156	165
26	31/03/2005	CG0808	MORICHAL 30	PAD 08	LOWER MORICHAL	31	64.467	10.270	322	2.080	331

Fig. N° 4.1 Formato que contiene la clasificación de los datos de producción de cada uno de los pozos.

#### **4.4 Gráfica del comportamiento de producción de fluidos**

Para analizar el comportamiento de producción de fluidos, se graficaron históricos de producción de petróleo, gas, RGP, y revoluciones por minuto de las bombas de cavidad progresiva para cada uno de los pozos, utilizando la herramienta EXCEL. Posteriormente se promediaron para cada una de las arenas del yacimiento: Morichal Medio y Morichal Inferior, y así finalmente elaborar una gráfica representativa del yacimiento Morichal 30.

#### **4.5 Análisis de las variaciones de RGP en función del comportamiento de presiones**

Debido a la escasez de información disponible para poder analizar las variaciones de RGP en función del comportamiento de presiones, se consideró como presión inicial del yacimiento la otorgada por el análisis PVT.

Para conocer la presión estática actual, y estimar una línea de tendencia, se tomaron los valores que midieron los sensores luego de un período de cierre de 5 meses, que comenzó el 1ero de enero de 2009 y aún se mantenía para la fecha de las mediciones a principios de mayo del mismo año, este prolongado lapso ha permitido la restauración a la presión estática del yacimiento.

#### **4.6 Validación y Consistencia de los análisis PVT**

Antes de utilizar los datos obtenidos a través de un análisis PVT, es necesario verificar su consistencia ya que estos pueden estar sujetos a errores de medición en el laboratorio.

El procedimiento de validación y consistencia de los datos mostrados en los informes PVT, se tomó de la referencia “Caracterización física de los Yacimientos del CIED”(1997) y del “Taller de Adiestramiento: Interpretación y validación de pruebas PVT de petróleo negro. Ajuste de una correlación a las propiedades: Pb, Rs, y Bo obtenidas de un análisis PVT consistente”, por Ivon Ulacio (2009).

#### 4.6.1 Representatividad

Consiste en chequear si la muestra es representativa del yacimiento o de la zona probada, para ello debe cumplirse que:

- $T_{yac} = T_{lab}$  (o de la zona probada).
- El pozo debe estar estabilizado.
- $RGP_{lab} = R_{si}$  (Relación gas-petróleo en solución original).
- Presión y temperatura del separador constantes durante la toma de las muestras.
- Es preferible que la presión de fondo fluyente, y la presión del yacimiento, sean mayor o igual a la presión de burbujeo.

#### 4.6.2 Prueba de la linealidad de la Función “Y”

Por definición la función “Y” viene dada por:

$$Y = \frac{(P_b - P)}{P(V_r - 1)} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

$P_b$  = Presión de burbujeo, lpcá.

$P$  = Presión menor a la de burbuja, lpcá.

$V_r$  = Volumen relativo = (volumen bifásico a  $P$ ,  $\text{cm}^3$ / volumen a  $P_b$ ,  $\text{cm}^3$ )

Regularmente el informe de la prueba PVT incluye una tabla con la función "Y" calculada de los datos de expansión a composición constante, como lo es el caso del reporte disponible. Los valores de la función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión.

Para verificar que se cumple a cabalidad la linealidad de la función "Y", se realizó un ajuste por mínimos cuadrados, calculando una función "Y" ajustada a partir de la ecuación de la línea de la función "Y" calculada, donde el valor de X representa la presión. Posteriormente se ajusta también el volumen relativo calculado con la siguiente ecuación:

$$Vr(ajustado) = \frac{(Pb - P)}{Y * P} + 1 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

Pb = Presión de burbujeo, lpca.

P = Presión menor a la de burbuja, lpca.

Y = Función Y ajustada.

Finalmente se calcula el porcentaje de error entre la función "Y" y Vr calculados y ajustados, el cual no debe exceder el 10 %.

#### **4.6.3 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 ( $\rho_{odb}$ ), sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores. Esta prueba se considera válida si la diferencia no es mayor de 5 %.



La densidad recombinada matemáticamente a partir de las pruebas de separadores se calculó en la forma siguiente:

$\rho_{ofb} = (\text{Masa de petróleo de tanque} + \text{masa de gas del separador} + \text{masa de gas del tanque}) / \text{Unidad de volumen de petróleo a } P_b \text{ y } T.$

$$\text{Masa de Petróleo} = \gamma_o \rho_w \left( \frac{lb}{BN} \right) * \frac{1}{B_{ofb}} \left( \frac{BN}{BY} \right) = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_{ofb}}, \left( \frac{lb}{BY} \right) \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$\text{Masa de gas del separador} = 0,0763277 \left( \frac{(\gamma_g R_s)_{sep}}{B_{ofb}} \right), \left( \frac{lb}{BY} \right) \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$\text{Masa de gas del tanque} = 0,0763277 \left( \frac{(\gamma_g R_s)_{tan}}{B_{ofb}} \right), \left( \frac{lb}{BY} \right) \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_{ofb}} + \frac{0,0763277}{B_{ofb}} ((\gamma_g R_s)_{sep} + (\gamma_g R_s)_{tan}), \left( \frac{lb}{BY} \right) \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Si se tienen varias pruebas de separador se usa el valor de  $(\gamma_g R_s)_{sep}$  correspondiente a la presión óptima de separación para obtener mayores volúmenes de petróleo.

Donde:

$\rho_{odb}$  = Densidad del petróleo saturado a  $P_b$  y  $T$  de la prueba de liberación diferencial, gm/cc.

$\rho_{ofb}$  = Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, gm/cc.

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

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas separado (aire = 1)

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

$R_s$  = Relación gas-petróleo en solución, PCN/BN.

Esta prueba se realizó a partir de los resultados de la prueba A del separador, tomando como presión óptima el valor de 24 lpca.

#### 4.6.4 Prueba de desigualdad

Una restricción importante que deben cumplir los datos PVT para que sean consistentes es:

$$\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \beta_g \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Si esta desigualdad es violada en datos suministrados a simuladores numéricos, los programas envían mensajes de error.

#### 4.6.5 Prueba de Balance de Materiales

Esta prueba consiste en chequear si la  $R_s$  experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la  $R_s$  calculada por balance de materiales. La diferencia entre los dos valores no debe exceder 5 %.

Para realizar el balance de masas de la liberación diferencial se necesita la siguiente información obtenida del informe de la prueba PVT:

- Gravedad API del crudo residual.
- Relación gas-petróleo en solución a diferentes presiones.
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones.

- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.

En la deducción de las ecuaciones para calcular  $R_{scal}$  se tomará como base un litro de petróleo residual a condiciones normales (60° F y 14,7 lpca).

**A 14,7 lpca y 60° F:**

Masa de petróleo,

$$m_{o1} = (\gamma_o \rho_w) \frac{gm}{cc} * 1000cc \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

$\rho_w = 0,999015 \text{ gm/cc}$  (densidad del agua)

Masa de gas en solución,

$$m_{g1} = 0$$

Volumen de gas en solución,

$$V_{g1} = 0$$

Relación gas-petróleo en solución,

$$R_{s1} = 0$$

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

Masa de petróleo,

$$m_{o2} = m_{o1} \text{ (no varía)}$$

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas-petróleo en solución siguen siendo cero.

$$m_{g2} = 0, \quad V_{g2} = 0, \quad R_{s2} = 0$$

**A  $p_i$  y T**

Masa de petróleo,

$$m_{oi} = \rho_{odi} \beta_{odi} * 1000, \text{ gm} \quad \text{(Ec. 4.10)}$$

Significado de los sub-índices:

d = Diferencial

i = Nivel de presión i.

Incremento de la masa de gas en solución entre las presiones  $p_i$  y  $p_{i-1}$ ,

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{o_{i-1}} \quad \text{(Ec. 4.11)}$$

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

$$V_{gi} = \frac{379,4}{28,96 * 454,7} * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}}, \text{ PCN} = 0,02881 \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}}, \text{ PCN} \quad \text{(Ec. 4.12)}$$

Relación gas-petróleo en solución a  $P_i$ ,

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159 V_{gi} , \quad PCN/BN. \quad (\text{Ec. 4.13})$$

#### **4.7 Caracterización del comportamiento de la RGP**

En esta etapa se procedió a comparar el comportamiento histórico de la RGP del yacimiento con la declinación de presión, a fin de determinar si la producción de gas es causada por la formación de una capa de gas libre como resultado de una presión estática menor a la presión de burbuja; o si es producido como gas en solución en el petróleo como resultado de una presión estática mayor a la presión de burbujeo. De ser así, la RGP al inicio de la producción debe ser igual a la  $R_{si}$  mostrada en el reporte PVT. Además, se realizaron comparaciones de los históricos de RGP con los de otras Empresas Mixtas, tales como Petropiar y Petrocedeño.

#### **4.8 Definición el rango de valores de RGP óptimo para el control de la explotación del yacimiento Morichal 30**

Para definir los rangos de RGP se utilizó la estadística como herramienta fundamental en este estudio. Para estimar el parámetro referente a una población usamos generalmente un estadígrafo que se calcula a partir de una muestra, pero como la población en este caso es pequeña (25 pozos productores), no hay razón para seleccionar muestras y calcular estadígrafos muestrales.

Se seleccionó la información de cada uno de los pozos referente a la producción del mes de agosto de 2008 registrada en los datos de producción promedio, en cuanto a tasa de producción de petróleo, RGP y revoluciones por minuto (RPM) de las bombas de cavidad progresiva. Se colocó en una hoja de cálculo de EXCEL para visualizar qué pozos aportan un aproximado del 60 % de la producción del yacimiento, con la finalidad de comparar los valores de RGP y RPM, y así poder estimar un rango de RGP óptimo para controlar la explotación del yacimiento.

## **CAPÍTULO V**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

#### **5.1 Revisión y recopilación de información**

Durante la revisión y recopilación de información, se localizó un análisis PVT realizado con muestras de fluidos del pozo GC0802P (LLM); un archivo de datos de producción promedio del cual se tomó la información necesaria para poder promediar el comportamiento de producción del yacimiento; y un archivo de pruebas realizadas a cada uno de los pozos, de la cual se tomaron los valores de RPM de las bombas de cavidad progresiva.

#### **5.2 Creación de la base de datos**

En la base de datos creada para la realización de este estudio, se clasificaron los detalles relevantes de producción de fluidos y RPM; posteriormente se realizó un promedio para la arena Morichal Inferior, Morichal Medio y finalmente para el yacimiento Morichal 30.

En dicha base de datos, también se creó una hoja de EXCEL para conocer los datos básicos del yacimiento, el cual produce desde diciembre de 2004, tal como aparece en el programa SIRE, estos datos se encuentran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Datos básicos del yacimiento

<b>Gravedad API</b>	8,4
<b>Espesor (pies)</b>	230
<b>Area (acres)</b>	14.331
<b>Volumen (acres-pies)</b>	3.289.572
<b>Porosidad (%)</b>	30
<b>Saturación de petróleo (%)</b>	82
<b>POES (MBls)</b>	5.963.994
<b>Factor de recobro</b>	12,2
<b>Reservas Recuperables (MBls)</b>	727.607
<b>Producción Acumulada (MBls)</b>	33.534 (0,56 % del POES) (4,6 % de las Reservas Recuperables)

Además, se organizó la información disponible de presiones restauradas de los pozos CG0807 y CG0808, tal como se muestra en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Presiones restauradas de los pozos CG0807 y CG0808

Pozo CG0807			Pozo CG0808		
Fecha & Tiempo	Presión	Temperatura	Fecha & Tiempo	Presión	Temperatura
16/03/2009 10:00	1349,4497	150,9402	16/03/2009 10:00	1296,9	121,1521
16/03/2009 10:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 10:31	1296,9	121,124405
16/03/2009 11:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 11:01	1296,88	121,15213
16/03/2009 11:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 11:31	1296,88	121,15213
16/03/2009 12:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 12:01	1296,88	121,15213
16/03/2009 12:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 12:31	1296,9	121,124405
16/03/2009 13:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 13:01	1296,83	121,152161
16/03/2009 13:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 13:31	1296,83	121,152161
16/03/2009 14:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 14:01	1296,88	121,15213
16/03/2009 14:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 14:31	1296,9	121,124405
16/03/2009 15:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 15:01	1296,83	121,152161
16/03/2009 15:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 15:31	1296,9	121,124405
16/03/2009 16:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 16:01	1296,88	121,15213
16/03/2009 16:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 16:31	1296,88	121,15213
16/03/2009 17:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 17:01	1296,88	121,15213
16/03/2009 17:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 17:31	1296,88	121,15213
16/03/2009 18:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 18:01	1296,9	121,124405
16/03/2009 18:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 18:31	1296,88	121,15213
16/03/2009 19:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 19:01	1296,9	121,124405
16/03/2009 19:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 19:31	1296,88	121,15213
16/03/2009 20:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 20:01	1296,88	121,15213
16/03/2009 20:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 20:31	1296,88	121,15213
16/03/2009 21:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 21:01	1296,85	121,124428
16/03/2009 21:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 21:31	1296,9	121,124405
16/03/2009 22:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 22:01	1296,88	121,15213
16/03/2009 22:31	1349,449707	150,940247	16/03/2009 22:31	1296,9	121,124405
16/03/2009 23:01	1349,449707	150,940247	16/03/2009 23:01	1296,88	121,15213

### 5.3 Gráficas de históricos de producción

Utilizando la herramienta EXCEL, y a partir de los archivos de Data de Producción Promedio, se graficaron los históricos de comportamientos de producción de fluidos y RPM de las bombas para las arenas Morichal Medio e Inferior (Figuras 5.1 y 5.2).



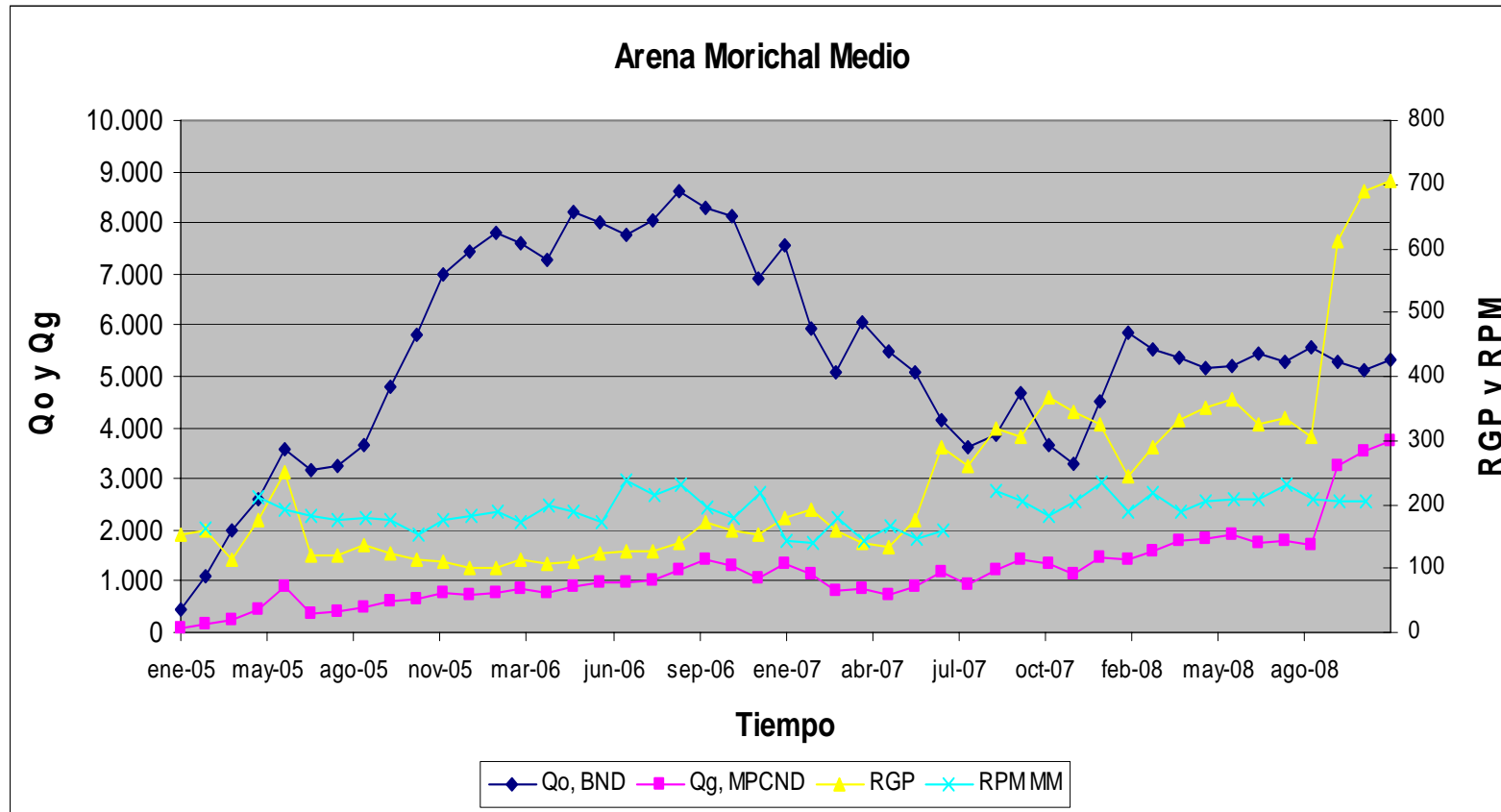


Fig. N° 5.1. Comportamiento de la producción de fluidos y RPM de las bombas de cavidad progresiva de la arena Morichal Medio.

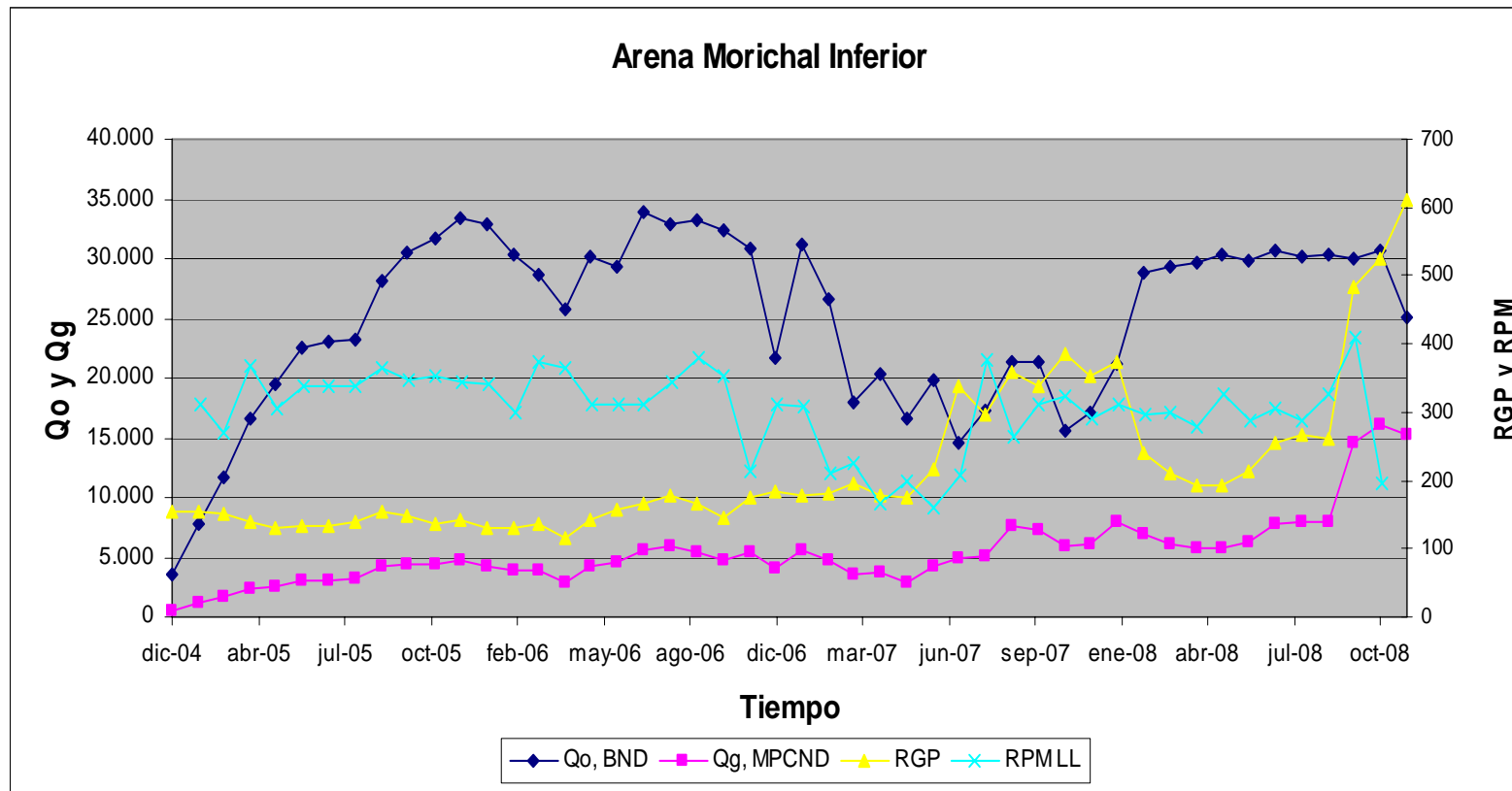


Fig. N° 5.2. Comportamiento de la producción de fluidos y RPM de las bombas de cavidad progresiva de la Arena Morichal Inferior.

Se puede observar que los comportamientos en ambas arenas son muy similares, esto se debe a que hay coalescencia de las arenas.

Seguidamente, se promediaron dichos comportamientos para construir una gráfica representativa del yacimiento, en la cual se puede observar la semejanza entre los comportamientos de RPM y tasa de producción de petróleo; asimismo, para agosto de 2007, hubo un incremento abrupto de las RPM de las bombas, debido a requerimientos de mercado. Se puede apreciar que para esta fecha aumentan tanto la tasa de petróleo como la RGP, esto es de esperarse ya que la entrada de fluidos está determinada por las revoluciones de la bomba (Figura 5.3).

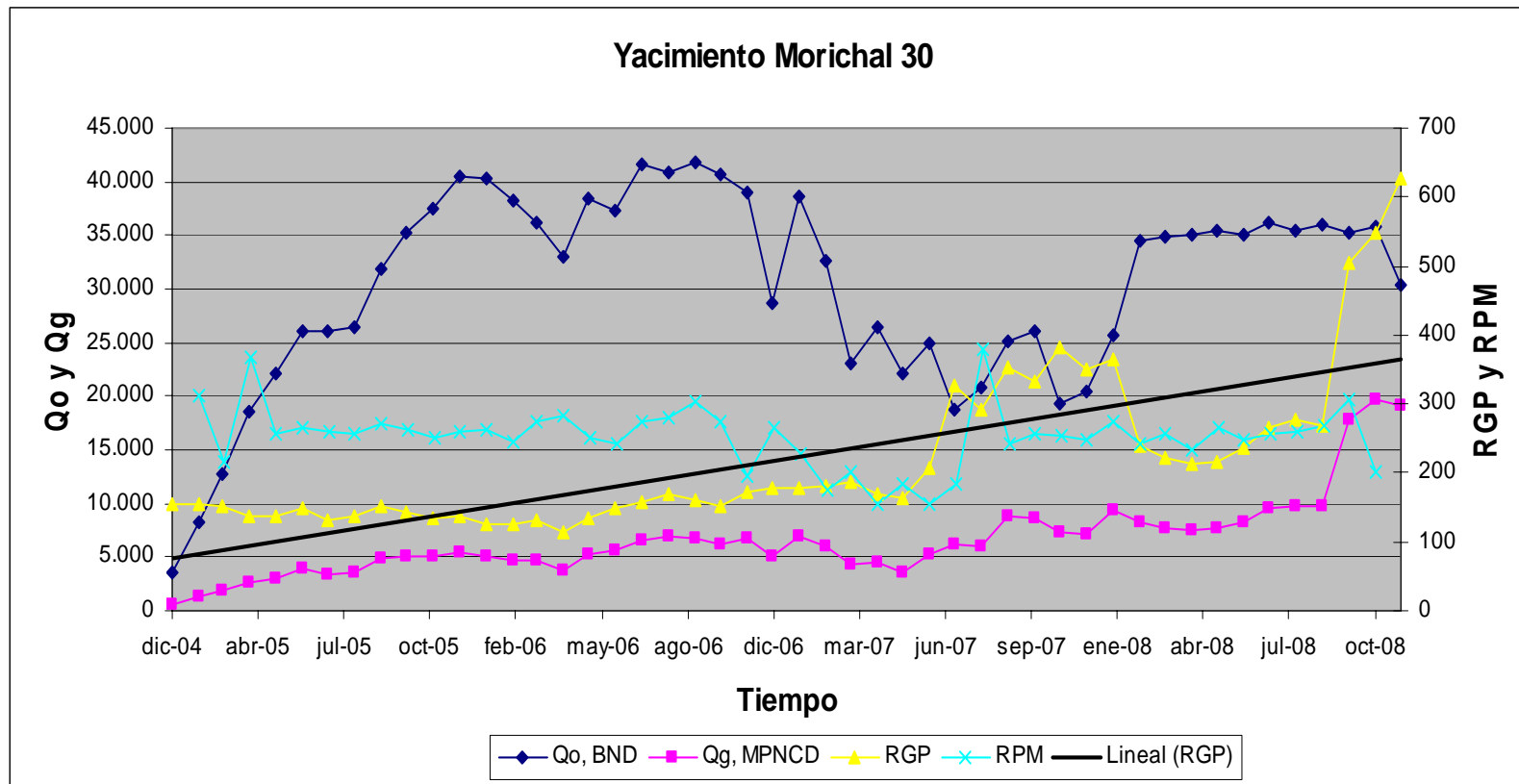


Fig. N° 5.3. Comportamiento de la producción de fluidos y RPM de las bombas de cavidad progresiva del yacimiento Morichal 30

Los puntos encerrados en círculos se consideran: No representativos, ya que no cumplen con la tendencia. Para este período hubo errores en las mediciones de gas en los sensores, estos reportaban valores mucho mayores a los que realmente se obtienen en campo (Figura 5.4).

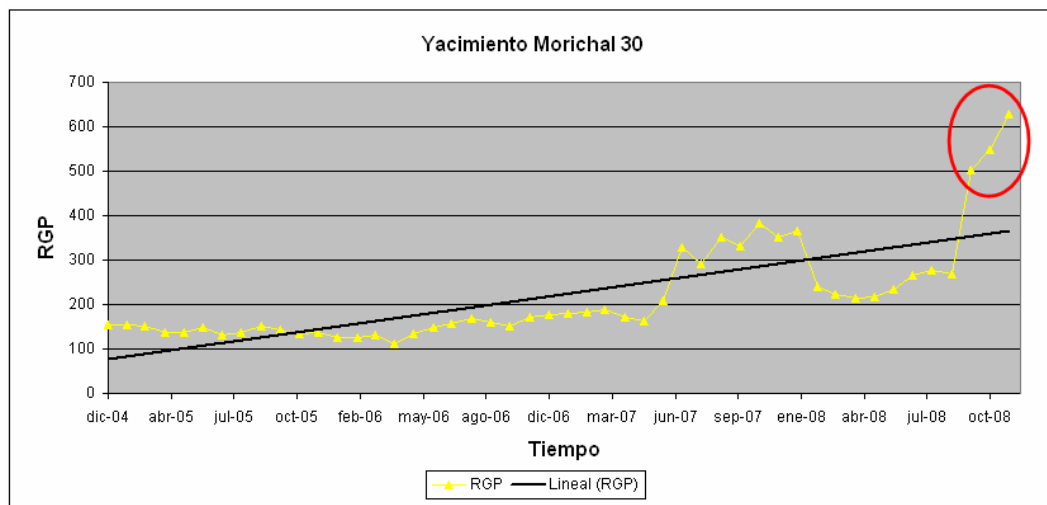


Fig. N° 5.4. Puntos no representativos del comportamiento de la producción de la RGP del yacimiento Morichal 30.

#### 5.4 Análisis de las variaciones de RGP en función del comportamiento de presiones

En el análisis PVT realizado el 15 de septiembre de 2006, al pozo piloto GC0802 del miembro Morichal Inferior, se reporta que la presión inicial del yacimiento es de 1.433 lpca, y la presión de burbuja es de  $1.100 \pm 50$  lpca.

Debido a que las arenas Morichal Medio e Inferior están interconectadas, para estimar la presión actual del yacimiento se promediaron los valores de presión restauradas de los pozos CG0807 (arena media) y CG 0808 (arena inferior), siendo dichos valores de: 1.349 lpca y 1.296 lpca respectivamente. Por lo tanto, para la

presión actual del yacimiento se considera un promedio de 1.323 lpca. Sólo se tomaron medidas de presiones en 2 sensores debido a que los demás estaban dañados o no registraron datos, además, el desuso durante el período de cierre, pudo ocasionar pérdidas en los factores de calibración, originando así problemas en la estimación de resultados.

## **5.5 Validación y consistencia del análisis PVT**

Para realizar diversos estudios de yacimientos, es importante caracterizar el tipo de fluido y sus propiedades PVT básicas. En este caso, el reporte PVT se validó por representatividad y por las pruebas de Función Y, densidad, desigualdad y balance de masas.

### **5.5.1 Representatividad**

Se verificó que la temperatura del yacimiento ( $\pm 129$  °F), es prácticamente igual a la temperatura de la muestra en el laboratorio (129,8 °F); la muestra para el análisis PVT se tomó del pozo piloto GC0802, por lo tanto, para verificar la representatividad de la muestra se observó la estabilidad en la producción del yacimiento, en los históricos de producción del mismo, se observa que antes de la toma de la muestra el comportamiento de la RGP se mantiene bajo, sin grandes cambios, lo cual indica que la producción estaba estabilizada antes de la toma de la muestra.

### **5.5.2 Función Y**

Se verificó la linealidad de la función Y al graficarla en función de la presión, la ligera dispersión de los puntos al inicio, indica que las presiones aún se están calibrando (Figura 5.5).

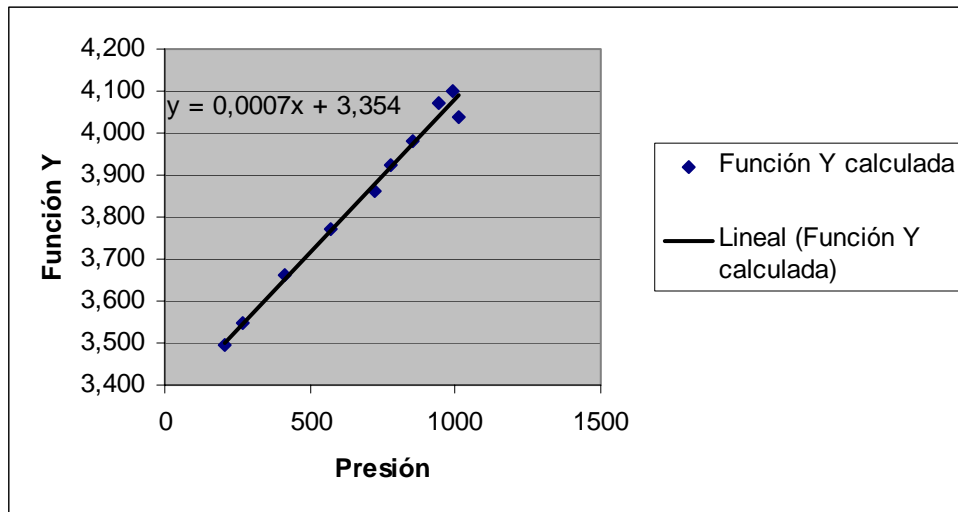


Fig. N° 5.5 Función Y calculada.

Para obtener mayor certidumbre en los resultados, se ajustaron los valores de la función Y y volumen relativo, como el porcentaje de error no excede el 10 %, se garantiza que la presión de burbuja estimada en el análisis PVT ( $1.100 \pm 50$  lpca) es correcta (Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Valores de la función Y y volumen relativo ajustados.

Presión (psia)	Vol. Relativo	Función Y	Función Y ajustada	% Error (Y)	Vr. Ajustado	% Error (Vr)
			$y = 0,0007x + 3,354$			
1014	1,021	4,09	4,064	-0,62	1,02	0,01
994	1,026	4,075	4,050	1,26	1,03	-0,03
946	1,04	4,031	4,016	1,32	1,04	-0,05
855	1,072	3,963	3,953	0,69	1,07	-0,05
779	1,105	3,907	3,899	0,64	1,11	-0,06
725	1,134	3,868	3,862	-0,04	1,13	0,00
574	1,243	3,767	3,756	0,41	1,24	-0,08
411	1,458	3,658	3,642	0,51	1,46	-0,16
270	1,866	3,55	3,543	0,19	1,87	-0,09
204	2,256	3,497	3,497	0,00	2,26	0,00

### 5.5.3 Prueba de densidad

Para verificar la consistencia de la densidad del petróleo a la presión de burbuja

reportada en el análisis PVT, se realizó esta prueba calculando la densidad de petróleo a la presión óptima, siendo en este caso 24 lpca. El porcentaje de error dio menor que 5 % (4,85 %), por lo tanto, se tiene que el PVT es consistente en cuanto a densidad (Tabla 5.4)

Tabla 5.4. Resultados de la prueba de densidad.

$\rho_{odb}$ (g/cc) = 0,922		P óptima (lpca)	24	
		° API	14,9	
		$\beta_{ofb}$ (BY/BN)	1,003	
Separador	Rs (PCN/BN)	12	Grav. gas	0,76
Tanque	Rs (PCN/BN)	4	Grav. gas	1,34
Grav. Petróleo	0,966530055			
Masa oil (lb/BY)	337,273698			
Masa gas sep. (lb/BY)	0,694026544			
Masa gas tanq. (lb/BY)	0,407892794			
$\rho_{ofb}$ (lb/BY)	338,3756174			
$\rho_{ofb}$ (g/cc)	0,96674528			
%Error	-4,85306725			

#### 5.5.4 Prueba de desigualdad

Por medio de esta prueba, el PVT se considera válido ya que se cumple la

condición:  $\frac{\partial B_{od}}{\partial P} < B_g \left( \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \right)$  a las presiones dadas (Tabla 5.5).



Tabla 5.5. Resultados de la prueba de desigualdad

Presión (lpcn)	Bod (BY/BN)	Bg (PCY/PCN)	Rsd (Pcn/BN)	$\frac{\partial Bod}{\partial P}$	$Bg \left( \frac{\partial Rsd}{\partial P} \right)$	Nota
800	1,089	0,019	79	0,000077143	0,000348047	Válido
450	1,062	0,035	43	0,000068000	0,000573464	Válido
200	1,045	0,081	20	0,000078261	0,001379844	Válido
85	1,036	0,194	9	0,000100000	0,004442183	Válido
15	1,029	1,134	0	0,068600000	0	

### 5.5.5 Prueba de balance de materiales

Para que esta prueba sea consistente, el porcentaje de error entre la relación gas-petróleo en solución experimental y calculada no debe exceder el 5 %, en este caso, el porcentaje de error excede con creces dicho valor, por lo tanto, se considera que el análisis PVT no es consistente en la prueba de balance de materiales, esto es de esperarse debido a que cuando se realizó el reporte PVT, el yacimiento ya tenía 22 meses produciendo, lo cual modifica las condiciones iniciales en cuanto a masa y volumen (Tabla 5.6).

Tabla 5.6. Resultados de la prueba de Balance de Materiales

Presión (lpca)	T (°F)	RSd (PCN/BN)	Bod (BY/BN)	Dens. Oil (grs./cc)	Gravedad del gas (adim.)	masa de petróleo (grs.)	masa de gas (grs.)	Volumen de gas (PCN)	Rs (PCN/BN)	% error
15	60	0	1			1008,31				
15	129,8	0	1,029	0,981	0,908	1008,31	0	0	0	0
85	129,8	9	1,036	0,977	0,7	1012,17	3,86616	0,12267	19,50448	53,857
200	129,8	20	1,045	0,97	0,649	1013,65	1,478	0,06083	29,17649	31,452
450	129,8	43	1,062	0,957	0,623	1016,33	2,684	0,11915	48,12078	10,642
800	129,8	79	1,089	0,938	0,614	1021,48	5,148	0,23806	85,97295	8,1106

## **5.6 Caracterización del comportamiento de la RGP**

El yacimiento Morichal 30 empezó su vida productiva en diciembre de 2004 con la producción de los pozos: CG0804, CG0806, CG0808 y CG0810. Hasta diciembre de 2007, se han producido 33.534 MBN de petróleo, lo que representa el 0,56 % del POES y un 4,6 % de las reservas recuperables, siendo estas de 727.607 MBN (Factor de recobro: 12 %), según el reforme anual de reservas año 2007, dicha información se extrajo del programa SIRE.

De la vida productiva de este yacimiento se efectuó un análisis de las tendencias anuales o comportamiento de las RGP, en la que se puede observar un incremento desde 153 PCN/BN para enero de 2005, hasta 627 para diciembre de 2008 (Fig 5.6 y 5.7).

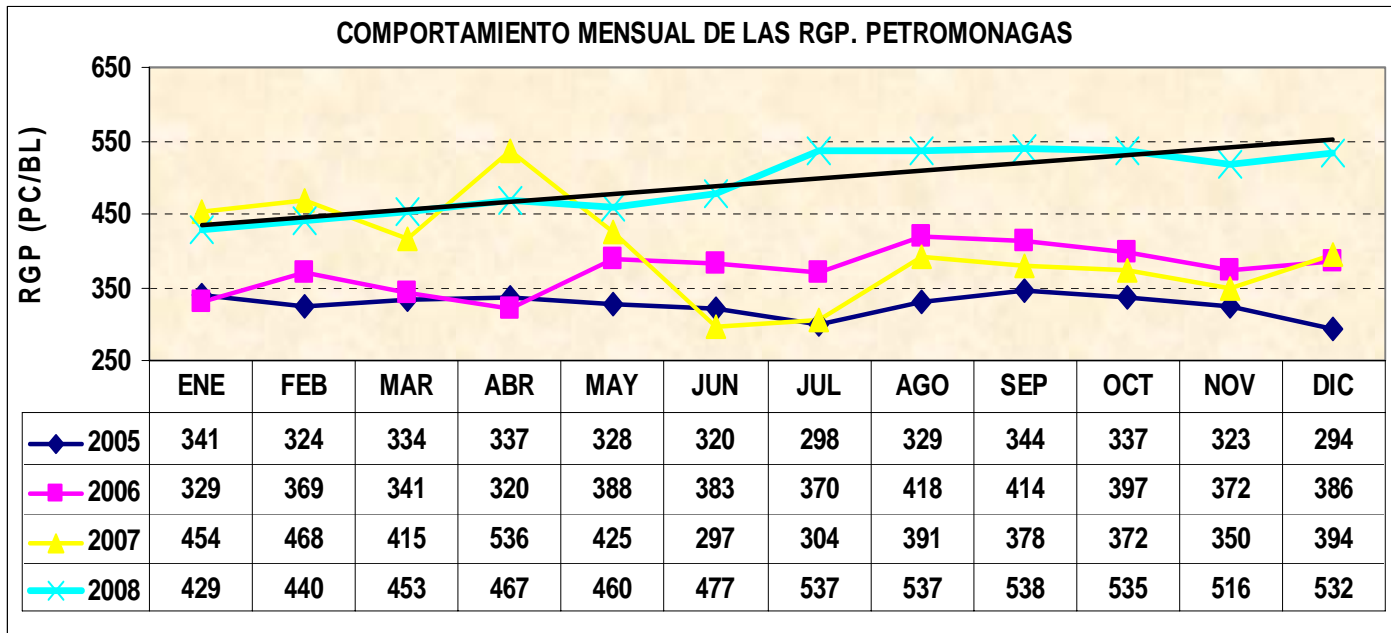


Fig. N° 5.6. Comportamiento mensual de las RGP Petromonagas.

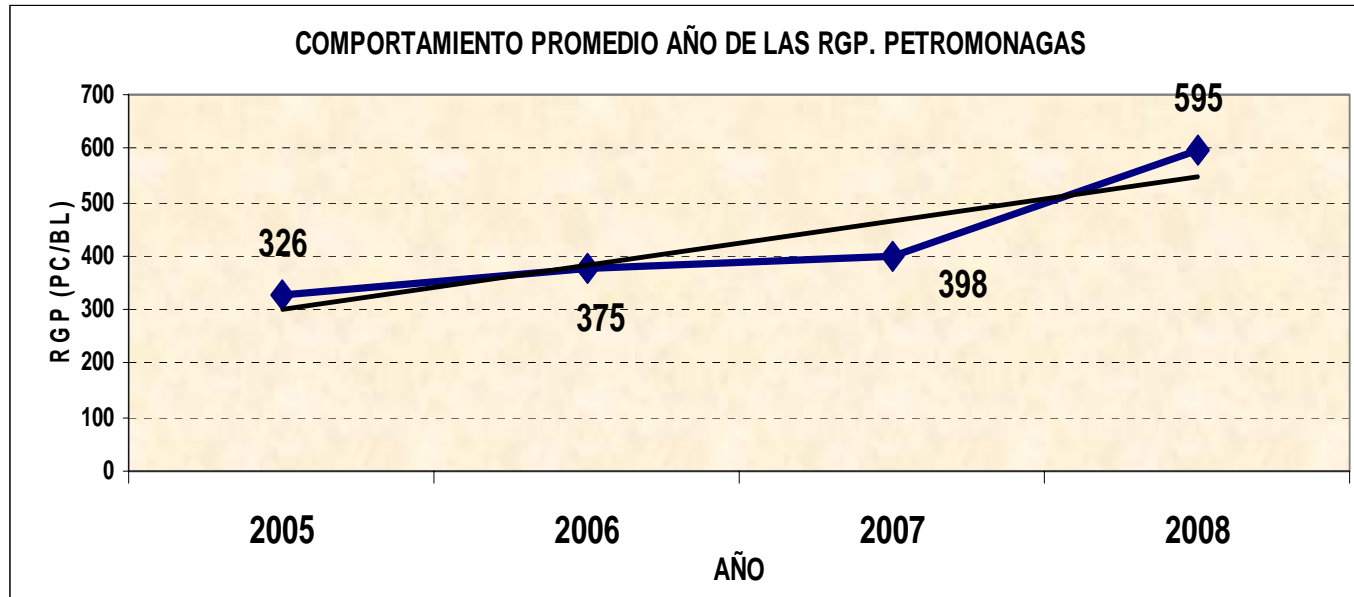


Fig. N° 5.7. Comportamiento promedio anual de las RGP Petromonagas.

De las empresas mixtas faja, Petromonagas es la que tiene las mayores RGP ya que en Petropiar van de 80 (2005) hasta 285 para el año 2008 (Fig. 5.8 y 5.9) y en Petrocedeño de 133 (2005) hasta 210 para el año 2008 (Fig. 5.10 y 5.11).

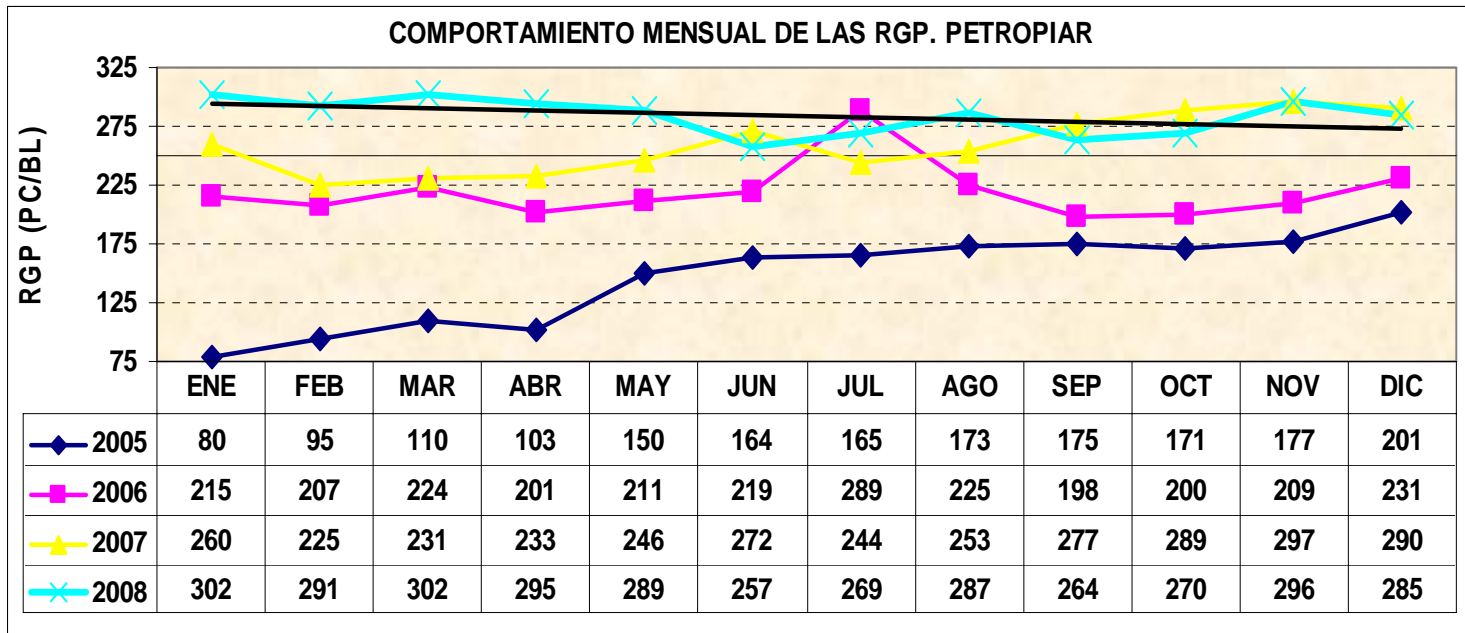


Fig. N° 5.8. Comportamiento mensual de las RGP Petropiar.

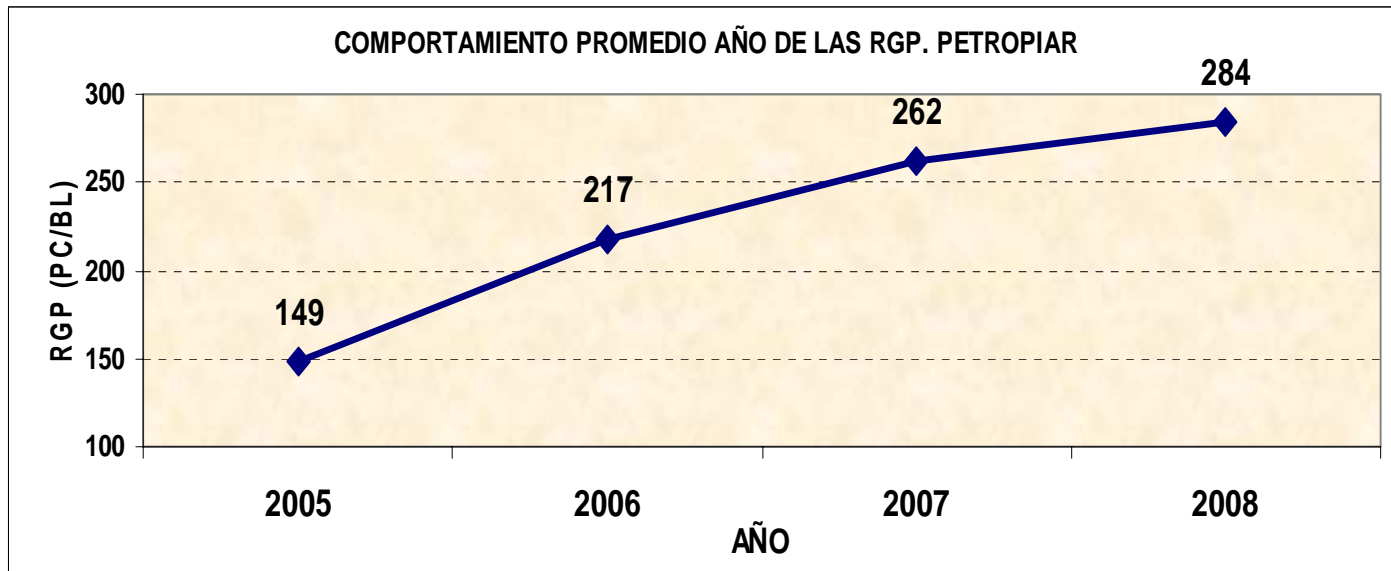


Fig. N° 5.9. Comportamiento promedio anual de las RGP Petropiar.

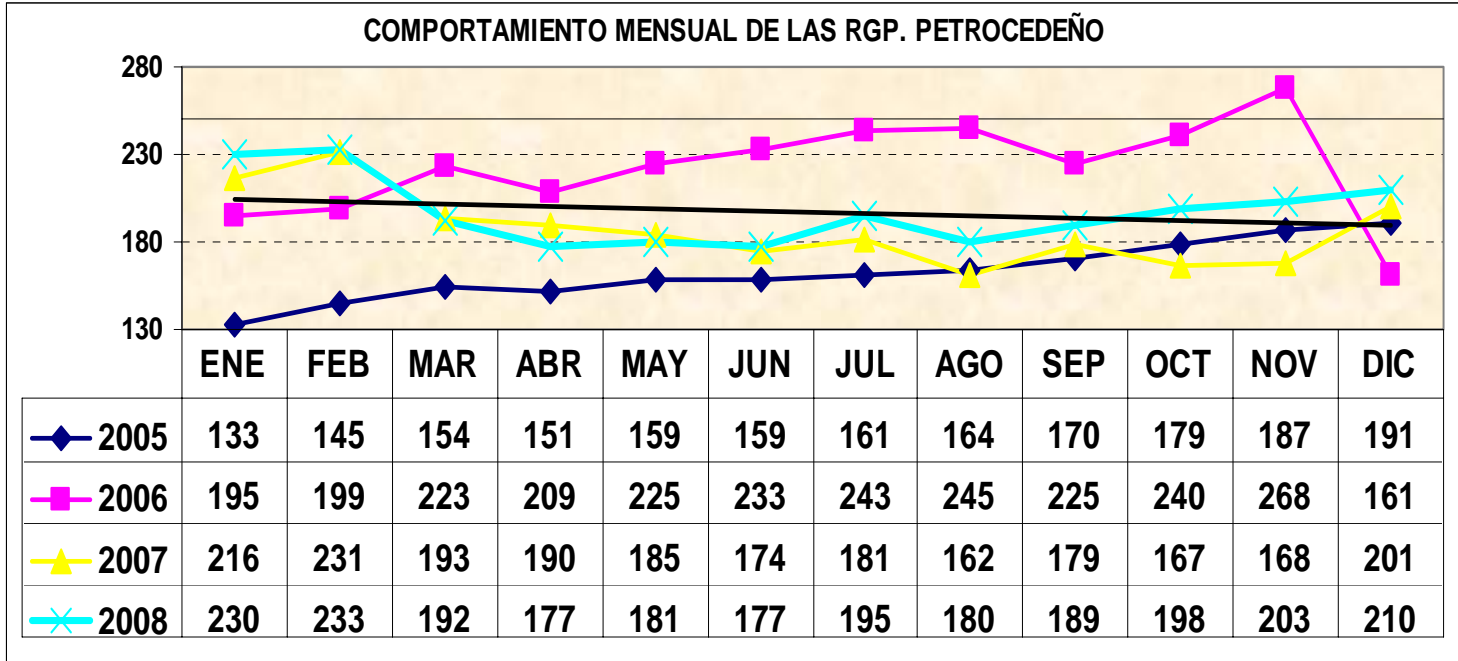


Fig. N° 5.10. Comportamiento mensual de las RGP Petrocedeño.



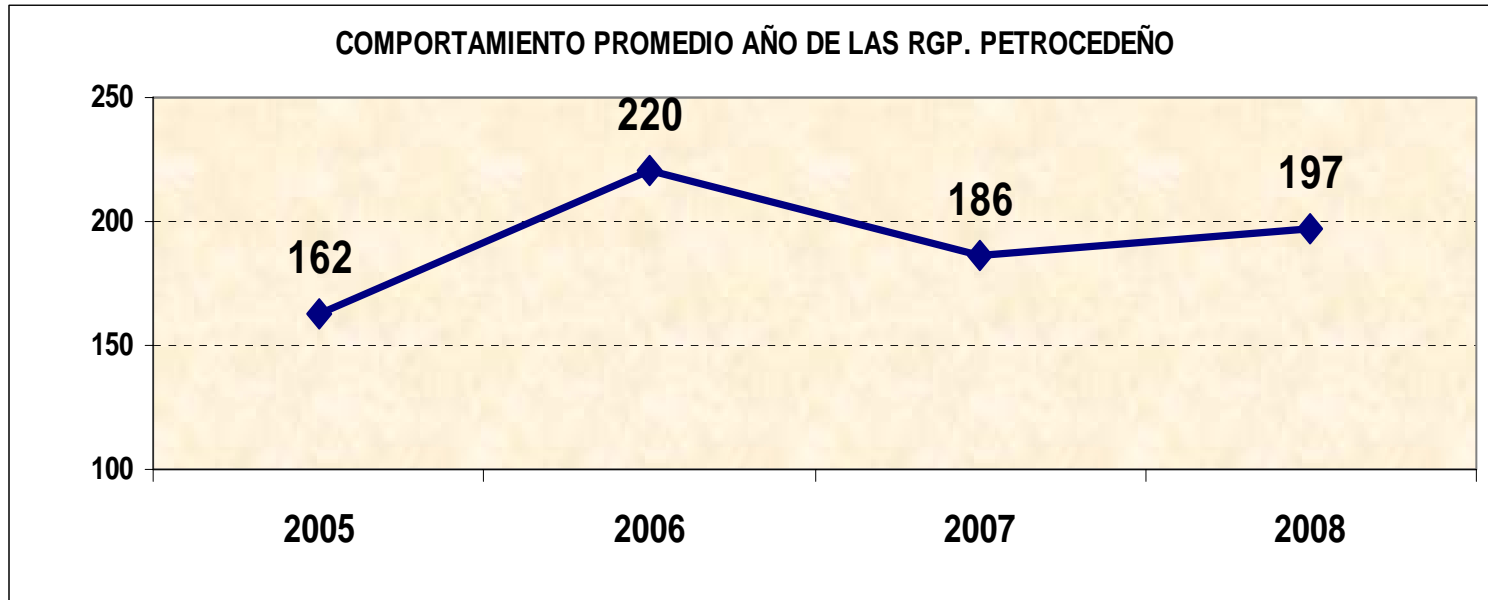


Fig. N° 5.11. Comportamiento promedio anual de las RGP Petrocedeno.

El hecho de que Petromonagas tenga los mayores valores RGP y los mayores incrementos en el período 2007-2008 (la RGP pasa de 101 a 600 PCN/BND) fue lo que originó el presente estudio.

La carencia de información PVT y presiones estáticas del yacimiento a lo largo de la vida productiva del mismo, ha impedido que en el presente estudio se pormenoricen los comportamientos y se tomen valores cuantitativos promedios actualizados a la presente fecha de realización de este trabajo de tesis, donde se han utilizado solo las herramientas que nos brinda la estadística para establecer hipótesis sobre el mecanismo de producción que gobierna a este yacimiento y los valores estimados de presión de burbujeo y presión actual.

El comportamiento o caracterización de las RGP del yacimiento Morichal 30, se asemeja al que se ha observado en yacimientos de crudos espumantes, según estudios citados en la bibliografía, donde al producir los pozos con rápidas depleciones, se permite obtener altos recobros y bajos valores de RGP. Cada pozo tiene un nivel óptimo de RPM en las bombas de cavidad progresiva, para el cual se obtendrán altas tasas de producción con RGP moderados, como se puede observar en las gráficas de producción de los pozos en el apéndice A.

### **5.7 Definición del rango óptimo de valores de RGP para la explotación del yacimiento Morichal 30**

En las gráficas de producción por pozo se puede observar que el comportamiento general es el siguiente: Las RPM de las bombas de cavidad progresiva son directamente proporcionales a la producción de petróleo y gas, esto es característico en todos los pozos de cualquier yacimiento, pero a diferencia de los pozos en yacimientos de crudos espumantes, al aumentar las RPM de las bombas, se incrementa en mayor proporción la producción de crudo que de gas, teniendo efecto

en un aumento no tan abrupto de las RGP; debido a que el gas liberado del petróleo permanece disperso en el crudo en forma de burbujas minúsculas, y como consecuencia de la alta viscosidad del crudo, la separación eventual del gas disperso en el petróleo, toma un largo período de tiempo para que ocurra.

Aunque este efecto aplica en todos los pozos existen posibilidades de alcanzar tasas de RGP óptimas a las cuales se obtienen elevadas tasas de producción de crudo, como ejemplo tenemos el pozo CG0803, de la arena inferior, el cual para los meses de diciembre de 2005 a enero de 2007, produjo con un promedio de RPM de 405, relación gas petróleo de 132 PCN/BN, y tasa de petróleo de 2031 BN/D. Posteriormente, de febrero de 2007 a febrero de 2008, produjo con un promedio de RPM de 210, relación gas petróleo de 186 PCN/BN, y tasa de petróleo de 1644 BN/D; esto se puede observar en el apéndice.

Del análisis estadístico de la producción de los pozos en este yacimiento para el mes de agosto de 2008, se puede observar que para los pozos con mayores tasas de producción, que van desde 2.091 BN/D hasta 2.637 BN/D, lo cual representa un aproximado del 60 % de la producción del yacimiento, las bombas trabajaron con altas revoluciones por minuto, con valores comprendidos entre 280 y 440, obteniéndose de esta manera valores bajos de RGP, entre 85 y 144 PCN/BN, por lo tanto se considera que este es el rango óptimo de valores de RGP para la explotación del yacimiento Morichal 30, estos pozos son marcados en color azul en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7. Comportamiento de los pozos para el mes de agosto 2008 ordenados en orden ascendente según la tasa de producción de petróleo

Nombre del pozo	Qo, BND	RPM	RGP
CG0822	278	50	1.929
CG0815	450	100	298
CG0814	646	140	1.423
CG0818	736	180	374
CG0806	765	60	1.854
CG0824	778	230	515
CG0823	842	190	400
CG0819	1.097	135	118
CG0830	1.124	210	620
CG0807	1.286	310	283
CG0803	1.473	220	487
CG0821	1.484	220	130
CG0805	1.711	440	565
CG0810	2.037	410	217
CG0828	2.091	420	144
CG0808	2.209	420	124
CG0817	2.241	380	96
CG0816	2.355	440	93
CG0804	2.401	440	91
CG0809	2.434	440	90
CG0813	2.439	440	106
CG0820	2.475	440	85
CG0811	2.637	280	87
<b>TOTAL</b>	35.988		
60%	21592,8		

## CONCLUSIONES

1. Para tener altas tasas de petróleo, el rango óptimo de las RPM de las bombas de cavidad progresiva es de aproximadamente 280 a 440, obteniéndose de esta manera valores de RGP entre 85 y 144 PCN/BN, cuando la presión estática del yacimiento es mayor a la presión de burbuja.
2. La presión inicial del yacimiento es de 1.400 lpca. Y la presión de burbuja es de  $1.100 \pm 50$  lpca. Por lo tanto el yacimiento está inicialmente subsaturado.
3. Se estima que no se ha alcanzado la presión de burbuja, las presiones restauradas indican que la presión actual es de aproximadamente 1.323 lpca.
4. El reporte PVT es consistente para las pruebas de función Y, densidad y desigualdad, pero no es consistente para la prueba de balance de masas.
5. A mayores RPM de las bombas de cavidad progresiva, hay mayor recobro y menor relación gas petróleo, en yacimientos cuya presión estática aún es mayor a la presión de burbuja.

## RECOMENDACIONES

- Elevar las revoluciones por minuto de las bombas de cavidad progresiva para tener mayor recobro y menor relación gas petróleo.
- Realizar más estudios PVT en el yacimiento, para tener una mayor certidumbre a la hora de caracterizar las propiedades del fluido.
- Tomar mayor cantidad de medidas de presiones estáticas del yacimiento a futuro.
- Realizar estudios de laboratorio que permitan estimar si el crudo del yacimiento es espumante, y así predecir su comportamiento a futuro.
- Ampliar los estudios de yacimientos para determinar el porcentaje de recobro con mayor exactitud, ya que para crudos espumantes puede llegar a un 25 %, actualmente se ha estimado que el factor de recobro es de 12,2 %.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Slb. [2006]. "La importancia del petróleo pesado". Extraído de: [http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/aut06/heavy\\_oil.pdf](http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf) –
2. Dusseault M.B. "Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands". Ponencia publicada en: Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2001; 12-14 de junio de 2001; Calgary, Alberta, Canada.
3. Xu S., y Maini B. "Investigation of Mechanisms Involved in Generation of Foamy Oil Flow". Ponencia publicada en: World Heavy Oil Congress; 10 al 12 de marzo de 2008; Edmonton, Canada.
4. Handy, L.L.: "A Laboratory Study of Oil Recovery by Solution Gas Drive", Petroleum Transactions, AIME, (1958).
5. Smith, G.E.: "Fluid Flow and Sand Production in Heavy Oil Reservoir Under Solution Gas Drive". SPE Production Engineering, May (1988).
6. Geilikman, M.B, y Dullien, F.A.L.: "Dynamic Effects of Foamy Fluid Flow in Sand Production Instability", SPE paper 30251, (1995).
7. Bora, R.: "Cold production of heavy oil – an experimental investigation of foamy oil flow in porous media", PhD Dissertation, University of Calgary, Calgary, Canada, (1998).
8. Dusseault, Maurice B., y El-Sayed, Samir: "Heavy Oil Production Enhancement

- by Encouraging Sand Production”, SPE paper 59276, (2000).
9. Wang, Yalong, y Chen, Carl C.: “Enhanced Oil Production Owing to Sand Flow in Conventional and Heavy-oil Reservoirs”, SPE paper 73827, (2001).
  10. Mastmann, M.; Moustakis, M.; Bennion, D.: “Predicting Foamy Oil Recovery”, SPE paper 68860, (2001).
  11. Sarma, H. Y Maini, B.: “Role of Solution Gas in Primary Production of Heavy Oils”, SPE paper 23631, (1992).
  12. Maini, B.B.: “Foamy Oil Flow in Primary Production of Heavy Oil under Solution Gas Drive”, paper SPE 56541, (1999).
  13. Maini, B.: “Foamy Oil Flow in Heavy Oil Production”; Journal of Canadian Petroleum Technology, 35, N° 6, junio (1996).
  14. Rivera V., José S. “**Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos**”. Venezuela. Septiembre (2004).
  15. Carlson, M.R.; Friesen, J.G. “**Ownership of solution and evolved gas: technical and legal perspectives**”. Journal of Canadian Petroleum Technology. Special Edition (1999), Volume 38, N° 13.
  16. Consentino L., “**Integrated Reservoir Studies**”, Editions Technip, París, (2001).
  17. Wikipedia. “**Gas Oil Ratio**”. Disponible en:  
[http://en.wikipedia.org/wiki/Gas\\_oil\\_ratio](http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_oil_ratio)



18. England, W.A.; Mac Kenzie, A.S.; Mann, D.M.; Quigley, T.M.; "The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface". Journal of the geological Society, London, Vol. 144, (1987), pp. 327-347. 21 figuras. 8 tablas. Printed in Northern Ireland.
19. Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).
20. Ahmed, T., "Reservoir Engineering Handbook". USA: Butterworth-Heinemann, (2001).
21. La comunidad petrolera. (2009). "Parámetros básicos para el análisis PVT". Disponible en: [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com).
22. CIED. "Caracterización Física de los yacimientos", Venezuela, (Febrero/1997).
23. Pérez V., "Evaluación y generación de correlaciones para propiedades PVT y viscosidades de crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco", Trabajo Especial de grado, Facultad de Ingeniería Química, ULA, Los Teques, (2001).
24. La comunidad Petrolera. (2009). "Análisis PVT: Liberación diferencial e Instantánea o Flash". Disponible en: [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com).
25. Craft B., y Hawkins M., "Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos", Editorial TECNOS, Madrid, (1991).



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

<b>TÍTULO</b>	Evaluación de los valores de la relación gas-petróleo (RGP) y su comportamiento histórico, para el control de la explotación del Yacimiento Morichal 30, Campo Cerro Negro, perteneciente a la Empresa Mixta Petromonagas, S.A.
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>Marian Sebastianelli Peña</b>	<b>CVLAC:</b> 17.968.659 <b>EMAIL:</b> mariansebastianelli@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

Evaluación

Relación gas-petróleo

RGP

Yacimiento

Morichal

Cerro Negro

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÀREA	SUBÀREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERIA DE PETRÓLEO

### RESUMEN (ABSTRACT):

Se evaluaron los rangos de relación gas petróleo del yacimiento Morichal 30, Centro Operativo Petromonagas, área Cerro Negro. Para ello se hizo una revisión bibliográfica de crudos pesados y extrapesados, así como de los antecedentes e información geológica y de yacimiento del área en estudio. Una vez recopilada la información, se procedió a graficar el comportamiento de producción de fluidos de los pozos completados en las arenas Morichal Medio y Morichal Inferior, asociados al mismo yacimiento, con el fin de analizar históricos de tasa de petróleo, tasa de gas, RGP y revoluciones por minuto, con respecto al tiempo, para poder visualizar los cambios de la RGP a nivel de pozos y yacimiento. Posteriormente, se interpretó el comportamiento de producción de los pozos e históricos de presiones, para poder observar si el yacimiento se encuentra actualmente en condiciones de saturación, y de ser así, conocer en qué fecha se alcanzó la presión de burbuja. Una vez interpretados los comportamientos de producción y presión a lo largo de la vida del yacimiento, se validó el análisis PVT disponible para el yacimiento en estudio, mediante pruebas de densidad, linealidad de función Y, balance de materiales y desigualdad; para luego poder caracterizar el comportamiento de la RGP a partir de dicho análisis. Mediante un estudio estadístico, se definió el rango de valores de RGP óptimo, basándose en los resultados del análisis de presiones y la validación PVT, y se concluyó que para tener altas tasas de petróleo, el rango optimo de las RPM es de aproximadamente 280 a 440, obteniéndose de esta manera valores de RGP entre 85 y 144 PCN/BN.

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

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL</b>				
Luis Castro	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	12.288.427			
	E_MAIL				
Hugo Johnston	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	3.672.483			
	E_MAIL				
José Rodríguez	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.275.225			
	E_MAIL				
José Rondón	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8.328.657			
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

AÑO	MES	DÍA
2009	07	17

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS. Evaluación de los valores de la relación.doc	Application/word

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C I**

G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v  
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

ESPACIAL(OPCIONAL):

TEMPORAL(OPCIONAL):

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

INGENIERO DE PETRÓLEO

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

PREGRADO

**ÁREA DE ESTUDIO:**

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO

**INSTITUCIÓN:**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE. Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****DERECHOS (Art. 44):**

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

Marian Sebastianelli Peña

**AUTOR**

Luis Castro

**TUTOR**

José Rodríguez

**JURADO**

José Rondón

**JURADO**

Patiño, Raida

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**