

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS EN SITIO DE YACIMIENTOS CORRESPONDIENTES A LA FORMACIÓN MEREKURE EN LOS CAMPOS EL ROBLE Y GUARIO DEL ÁREA MAYOR DE ANACO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Capacho S., Angelo J.  
Guerrero Q., Derbid E.  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS EN SITIO DE YACIMIENTOS CORRESPONDIENTES A LA FORMACIÓN MEREKURE EN LOS CAMPOS EL ROBLE Y GUARIO DEL ÁREA MAYOR DE ANACO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Miguel Expósito

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Juan Caldera

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Capacho S., Angelo J.  
Guerrero Q., Derbid E.

Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

Caracas, Mayo 2015

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Capacho S., Angelo J.; y Guerrero Q., Derbid E., titulado:

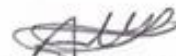
**“ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS EN  
SITIO DE YACIMIENTOS CORRESPONDIENTES A LA  
FORMACIÓN MEREURE EN LOS CAMPOS EL ROBLE Y  
GUARIO DEL ÁREA MAYOR DE ANACO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



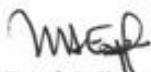
Prof. Eliana Alvarado

Jurado



Prof. Alberto Vegas

Jurado



Prof. Miguel Expósito

Tutor Académico



Ing. Juan Caldera

Tutor Industrial



## **DEDICATORIA**

A mis padres, Mariela y Bernardo, por su apoyo incondicional en cada etapa de mi vida. Este logro es también de ustedes, sin su esfuerzo y dedicación como padres, no hubiese sido posible. Los amo.

Angelo Capacho.

## AGRADECIMIENTOS

Primeramente, gracias a Dios por guiarme en cada paso de mi vida y permitirme llegar con éxito al tramo final de esta gran meta.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas convirtiéndose en mi segunda casa, formándome no sólo como profesional sino como mejor persona a través de múltiples experiencias inolvidables.

A toda mi familia, por todo el apoyo y amor brindado, amor que es recíproco. Gracias por confiar y esperar lo mejor de mí; especialmente a mis padres.

A Gazprom Latin America, por brindarme la oportunidad de esta primera experiencia laboral en la industria como pasante, especialmente al Departamento de Geociencias y a todo el equipo de pasantes, gracias por todo.

A mis tutores, Juan Carlos Caldera y Miguel Expósito, por su apoyo en el desarrollo del trabajo, por compartir sus experiencias y consejos. También al profesor Diego Manfre, por su paciencia y gran colaboración prestada. A Derbid, mi compañero en este trabajo especial de grado y amigo, trabajar con tan excelente persona hace todo más fácil. Gracias por todos los consejos y apoyo.

A esos hermanos que me dio la vida: Apostolo, Jaime, Jelffrey, Keyber, Stefan, por estar en las buenas y en las malas, por motivarme a siempre dar lo mejor de mí y enseñarme el verdadero significado de la amistad. Los quiero mucho.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo y sus profesores, por todas las enseñanzas impartidas y dedicación para formar excelentes profesionales. A mis buenos amigos petroleros: Ildemaro, Elías, Fabiola, Luis, por tantos momentos gratos compartidos y su apoyo durante estos años de vida universitaria. Mucho éxito para ustedes.

A los amigos y excelentes compañeros que la UCV me permitió conocer, por todos los buenos momentos vividos dentro y fuera de la universidad, en especial a Francis Rodríguez y “Los Originales” de la Escuela de Ingeniería Mecánica.

Angelo Capacho.

## **DEDICATORIA**

Al que creyó en mí cuando nadie más lo hacía. A aquel de quien es el Poder, el Honor y la Gloria. Quien fue, quien es y quien ha de venir.

Al Padre, al Hijo y al Espíritu Santo de DIOS.

A quien me engendró y dio todo se sí para que yo alcanzara grandes niveles. Y quien murió amándome con todo su ser.

Rafael, mi padre

A quienes entregaron hasta lo que no tenían por causa de mí, y menguaron a sus sueños para que yo viese cumplidos los míos.

Mi Familia

A quienes me levantaron cuando permanecía hundido en la tristeza, y tocaron mi corazón con sus palabras.

Mis Amigos

Derbid Guerrero.

## AGRADECIMIENTOS

A DIOS por darme Su favor y protección en todo momento. Por traer a mi mente pensamientos de paz y positividad sin los que no hubiese podido avanzar en medio de las circunstancias.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por formar mi corazón para lo bueno, para lo hermoso, para lo grande.

A mi padre Rafael, mi madre Nancy, mi abuela Julia, mis tíos Blanca, Carmen, Marisol y Rafael. Y a mis hermanos Breiner, Stephany y Julio. Por su amor e incondicional apoyo.

A mi amigo, hermano y compañero de tesis Angelo Capacho, quien con suprema paciencia y cariño me ayudó a finalizar esta etapa tan importante en mi vida.

A mi amigo, hermano y apoyo incondicional Jhon Quino, por siempre estar allí para ayudarme, levantarme el ánimo y estar conmigo hasta en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis mejores amigos Juan Carlos, Katiuska, Daniela, Frederick, Silvana, Mideidys por siempre estar a mi lado desde que empezamos esta hermosa historia.

Al Programa Samuel Robinson, y a sus coordinadoras Mery y Damelys por creer en mí cuando pocos lo hacían.

A los tutores Juan Carlos Caldera y Miguel Expósito, quienes pacientemente explicaron y corrigieron cada uno de los puntos asociados al presente trabajo especial de grado.

A todos, mil gracias.

Derbid Guerrero.

**Capacho S., Angelo J.**

**Guerrero Q., Derbid E.**

**ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS EN SITIO  
DE YACIMIENTOS CORRESPONDIENTES A LA FORMACIÓN  
MEREURE EN LOS CAMPOS EL ROBLE Y GUARIO DEL  
ÁREA MAYOR DE ANACO**

**Tutor Académico: Prof. Miguel Expósito. Tutor Industrial: Ing. Juan Caldera.  
TEG. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.**

**Año 2015, 164 p.**

**Palabras clave:** cálculo de reservas de hidrocarburos, yacimientos de hidrocarburos, campos maduros, Formación Mereure, Campo El Roble, Campo Guarío, Área Mayor de Anaco.

**Resumen.** El objetivo del trabajo fue estudiar yacimientos pertenecientes a la Formación Mereure de los Campos El Roble y Guarío del Área Mayor de Anaco para estimación de reservas de petróleo y gas. Se recopiló y validó la información disponible referente a presiones, histórico de producción y análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), tras lo cual sólo la arena/yacimiento AF-C/AC-1 cumplió con las condiciones requeridas para hacer estimaciones por balance de materiales, aplicando el método de declinación de presión; aún así el método no considera la zona noreste del yacimiento al no ajustarse a un mismo comportamiento de presión y producción. Para la arena/yacimiento AF-C/AC-1 se determinó una presión inicial de 4222 lpca, y una presión, para julio de 2013, fecha del último corte de producción, de 793 lpca. Al calcular los volúmenes en sitio se obtuvo un volumen de gas condensado original en sitio (GCOES) de 484,173 MMMPCN. Se determinó que el mecanismo de producción predominante es la expansión de los fluidos. Se estimó una presión de abandono para AF-C/AC-1 de 451 lpca, a la cual se obtendrían reservas recuperables de 396,289 MMMPCN de gas y 6,008 MMBN de condensado, y remanentes de 42,297 MMMPCN y 0,648 MMBN de gas y condensado respectivamente. Finalmente, el análisis de curvas de declinación de producción permitió estimar las reservas recuperables y remanentes de la zona noreste de AF-C/AC-1, las cuales fueron de 91,046 MMMPCN y 10,671 MMMPCN respectivamente. Para AF-3/AC-4, se obtuvieron 11,539 MMMPCN recuperables y 741,157 MMMPCN remanentes de gas.



## ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS .....	xv
LISTA DE FIGURAS .....	xvii
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b> .....	2
<b>FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	2
<b>1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	2
<b>1.2. OBJETIVOS</b> .....	2
<b>1.2.1. Objetivo general</b> .....	2
<b>1.3. ALCANCE</b> .....	3
<b>1.4 JUSTIFICACIÓN</b> .....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	5
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	5
<b>2.1. ANTECEDENTES</b> .....	5
<b>2.2. MODELO CONVENCIONAL DE YACIMIENTOS</b> .....	6
<b>2.2.1. Requerimientos previos a la realización de un modelo convencional</b> .....	6
<b>2.2.2. Resultados tras la aplicación de un modelo convencional</b> .....	6
<b>2.3. DIAGRAMA DE FASES DE MEZCLAS DE HIDROCARBUROS</b> <sup>[2]</sup> .....	7
<b>2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL TIPO DE HIDROCARBURO QUE CONTIENEN</b> <sup>[2]</sup> .....	8
De acuerdo al tipo de hidrocarburo que contienen, los yacimientos se pueden clasificar como: .....	8
<b>2.4.1. Yacimientos de petróleo</b> .....	8
2.4.1.1. Yacimientos de petróleo negro .....	9
2.4.1.2. Yacimientos de petróleo de alto encogimiento, o volátil .....	10
2.4.1.3. Yacimientos de petróleo de baja volatilidad .....	10
<b>2.4.2. Yacimientos de gas</b> .....	11
2.4.2.1. Yacimientos de gas seco .....	11

2.4.2.2. Yacimientos de gas húmedo .....	12
2.4.2.3. Yacimientos de gas condensado.....	12
<b>2.5. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS .....</b>	<b>13</b>
<b>2.5.1. Empuje por expansión de los fluidos.....</b>	<b>13</b>
<b>2.5.2. Empuje por gas en solución.....</b>	<b>14</b>
<b>2.5.3. Empuje por capa de gas.....</b>	<b>14</b>
<b>2.5.4. Empuje hidráulico.....</b>	<b>14</b>
<b>2.5.5. Empuje por gravedad .....</b>	<b>15</b>
<b>2.6. PRUEBAS DE PRESIÓN <sup>[6]</sup> .....</b>	<b>16</b>
<b>2.6.1. Tipos de pruebas de presión.....</b>	<b>16</b>
2.6.1.1. Probadores de formación .....	17
2.6.1.2. Pruebas BHP-BHT (Bottom Hole Pressure-Bottom Hole Temperature) .....	18
<b>2.7. PRUEBAS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA (PVT) <sup>[4]</sup> .....</b>	<b>19</b>
2.7.1.2. Prueba CVD ( <i>Constant Volume Depletion</i> ) .....	21
<b>2.7.2. Aplicaciones de los análisis PVT .....</b>	<b>22</b>
<b>2.8. VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT PARA SISTEMAS DE GAS CONDENSADO <sup>[4]</sup> .....</b>	<b>22</b>
<b>2.8.1. Evaluación de la representatividad de cada muestra .....</b>	<b>23</b>
<b>2.8.2. Evaluación de la consistencia de cada prueba o datos PVT.....</b>	<b>23</b>
2.8.2.1. Recombinación matemática <sup>[4]</sup> .....	23
2.8.2.2. Criterio de Hoffman <sup>[4]</sup> .....	27
2.8.2.3. Balance molar <sup>[4]</sup> .....	28
<b>2.9.1. Clasificación de las reservas según el grado de certeza .....</b>	<b>30</b>
2.9.1.1 Reservas probadas.....	31
2.9.1.2. Reservas probables.....	31
<b>2.9.2. Clasificación de las reservas según el método de recuperación .....</b>	<b>31</b>
2.9.2.1 Reservas primarias .....	31
2.9.2.2. Reservas secundarias.....	32
<b>2.9.3. Clasificación de las reservas según el grado de desarrollo.....</b>	<b>32</b>
2.9.2.1 Reservas desarrolladas .....	32

2.9.2.2. Reservas no desarrolladas .....	32
<b>2.9.4. Métodos para el cálculo de reservas .....</b>	<b>32</b>
2.9.4.1 Método volumétrico .....	33
2.9.4.2. Balance de materiales.....	33
2.9.4.3. Análisis de curvas de declinación de producción .....	35
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>43</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....</b>	<b>43</b>
<b>3.1. GEOLOGÍA REGIONAL.....</b>	<b>43</b>
<b>3.1.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....</b>	<b>43</b>
<b>3.1.2. Características Generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.....</b>	<b>44</b>
<b>3.1.3. Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela.....</b>	<b>44</b>
<b>3.1.4 Límites de la Cuenca.....</b>	<b>46</b>
3.1.4.1 Subcuenca de Guárico.....	47
3.1.4.2 Subcuenca de Maturín.....	47
<b>3.2 GEOLOGÍA LOCAL .....</b>	<b>49</b>
<b>3.2.1 Área Operacional del Distrito Gas Anaco .....</b>	<b>49</b>
<b>3.2.2 Área Mayor Oficina (AMO).....</b>	<b>49</b>
<b>3.2.3 Área Mayor Anaco (AMA).....</b>	<b>49</b>
3.2.3.1. Estratigrafía del Área Mayor de Anaco .....	50
3.2.3.2 Características del Área en Estudio.....	52
□ Campo Guarío.....	52
□ Campo El Roble.....	53
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>55</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>55</b>
<b>4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>55</b>
<b>4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>55</b>
<b>4.3. POBLACIÓN Y MUESTRA.....</b>	<b>56</b>
<b>4.4. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....</b>	<b>56</b>
<b>4.4.1. Recopilación de información .....</b>	<b>56</b>
4.4.1.1. Recopilación de información bibliográfica.....	56

4.4.1.2. Recopilación de información del campo en estudio .....	57
<b>4.4.2. Validación de la información recopilada.....</b>	<b>59</b>
4.4.2.1. Validación de los análisis PVT .....	59
<input type="checkbox"/> Evaluación de la representatividad de las muestras.....	60
<input type="checkbox"/> Evaluación de la consistencia de los datos PVT.....	60
Recombinación matemática .....	61
Criterio de Hoffman .....	61
Balance molar.....	61
4.4.2.2. Validación de información de presión .....	64
<b>4.4.3. Análisis del comportamiento de presión y producción.....</b>	<b>67</b>
4.4.3.1. Análisis del comportamiento de presión .....	67
4.4.3.2. Análisis del comportamiento de producción.....	68
Análisis por Pozo .....	70
Análisis por Yacimiento.....	70
<b>4.4.4. Estimación de reservas .....</b>	<b>71</b>
4.4.4.1. Reservas originales en sitio.....	71
<input type="checkbox"/> Método de declinación de presión .....	71
4.4.4.2. Reservas recuperables .....	75
<input type="checkbox"/> Presión de abandono. ....	75
<input type="checkbox"/> Determinación de reservas recuperables.....	75
4.4.4.3. Reservas remanentes .....	76
4.4.4.4. Análisis de curvas de declinación de producción .....	76
<b>4.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS.....</b>	<b>77</b>
<b>4.5.1. Oil Field Manager .....</b>	<b>77</b>
<b>4.5.2. MBAL.....</b>	<b>78</b>
<b>4.5.3. Pipesim .....</b>	<b>79</b>
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>81</b>
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>81</b>
<b>5.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....</b>	<b>81</b>
<b>ELABORACIÓN DE FICHAS DE POZOS.....</b>	<b>81</b>

<b>5.2. VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN</b> .....	82
5.2.1.1. Evaluación de la representatividad de las muestras.....	83
5.2.1.2. Evaluación de la consistencia de las muestras.....	84
- Recombinación matemática.....	84
<b>5.2.2. Validación de la información de presión</b> .....	91
5.2.2.1. Validación de pruebas BHP/BHT .....	92
5.2.2.2. Validación de pruebas de formación.....	93
<b>5.2.3. Validación de la información de producción</b> .....	94
<b>5.3. ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN</b> .	95
<b>5.3.1. Análisis del comportamiento de presión</b> .....	95
5.3.1.1. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 .....	95
5.3.1.2. Arena/yacimiento AF-B/AC-1 .....	99
5.3.1.3. Arena/yacimiento AF-A/AC-1 .....	99
5.3.1.4. Arena/yacimiento AF-A/MD-14.....	100
5.3.1.5. Arena/yacimiento AF-B/MD-3 .....	100
5.4.7. Arena/yacimiento AF-E/AC-4 .....	101
<b>5.3.2. Análisis del comportamiento de producción</b> .....	102
5.3.2.1. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 .....	103
5.3.2.2. Arena/Yacimiento: AF-A/MD-14.....	113
5.3.3.3. Arena/Yacimiento: AF-E/AC-4 .....	118
5.3.3.4. Arena/Yacimiento AF-A/AC-1 .....	123
5.3.3.5. Arena/yacimiento AF-B/MD-3 .....	126
5.3.3.6. Arena/Yacimiento AF-B/AC-1 .....	130
5.3.3.7. Arena/yacimiento AF-E/MD-4 .....	133
5.3.3.8 Arena/Yacimiento AF-C/MD-1 .....	134
5.3.3.9 Arena/Yacimiento AF-C/MD-3 .....	136
5.3.3.10 Arena/Yacimiento AF-B/AC-3 .....	137
5.3.3.11 Arena/Yacimiento AF-D/MD-2.....	139
5.3.3.12 Arena/Yacimiento AF-D/MD-4.....	141
<b>5.4. ESTIMACIÓN DE RESERVAS</b> .....	145

<b>5.4.1. RESERVAS ORIGINALES EN SITIO .....</b>	<b>146</b>
5.4.1.1. Método de declinación de presión. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 .....	146
5.4.1.2. Uso del programa MBAL .....	148
<b>5.4.2 Reservas recuperables.....</b>	<b>150</b>
5.4.2.1. Presión de abandono .....	150
5.4.2.2. Determinación de reservas recuperables .....	153
<b>5.4.3. Reservas remanentes.....</b>	<b>154</b>
5.4.4. Estimación de reservas a través de análisis de curvas de declinación de producción.....	155
5.4.4.1. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona central).....	155
5.4.4.2. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona noreste) .....	157
5.4.4.3. Arena/Yacimiento: AF-E/AC-4 .....	158
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>160</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>161</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>162</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>163</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Yacimientos correspondientes al área de estudio. ....	4
Tabla 2. Valores de $b_i$ y $T_{bi}$ . <sup>[4]</sup> .....	28
Tabla 3. Lista de fichas de pozos elaboradas por campo. ....	81
Tabla 4. Evaluación de representatividad de muestras en yacimientos de estudio. ....	83
Tabla 5. Composición molar del líquido y gas, y de la muestra recombinada. ....	84
Tabla 6. Valores de $W_1$ , $W_2$ , $\rho_{2+}$ , y $\rho_{3+}$ . ....	85
Tabla 7. Densidad de la mezcla pseudolíquida y factores de corrección por presión y temperatura. ....	85
Tabla 8. RGC, peso molecular del líquido en el separador y densidad de la mezcla líquida. ....	85
Tabla 9. Verificación de la recombinación matemática. ....	85
Tabla 10. Valores de $K_i$ , $F_i$ y $\log$ de $(K_i \cdot P)$ . ....	86
Tabla 11. Porcentajes de gas acumulado, líquido retrógrado y factores de compresibilidad en cada etapa de la prueba CVD. ....	87
Tabla 12. Cantidades de gas y líquido extraídas y remanentes en cada etapa. ....	87
Tabla 13. Etapa 1 del estudio de depleción a volumen constante. ....	88
Tabla 14. Etapa 2 del estudio de depleción a volumen constante. ....	88
Tabla 15. Etapa 3 del estudio de depleción a volumen constante. ....	88
Tabla 16. Etapa 4 del estudio de depleción a volumen constante. ....	89
Tabla 17. Etapa 5 del estudio de depleción a volumen constante. ....	89
Tabla 18. Etapa 6 del estudio de depleción a volumen constante. ....	90
Tabla 19. Etapa 7 del estudio de depleción a volumen constante. ....	90
Tabla 20. Evaluación de consistencia de muestras tomadas de los pozos NA-5, NA-6 y MD-6. ....	91
Tabla 21. Resumen de pruebas de presión por yacimiento. ....	91
Tabla 22. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-C/AC-1. ....	95
Tabla 23. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-B/AC-1. ....	99
Tabla 24. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-A/AC-1. ....	99

Tabla 25. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-A/MD-14.....	100
Tabla 26. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-B/MD-3.....	100
Tabla 27. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-D/MD-4.....	101
Tabla 28. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-E/AC-4.....	101
Tabla 29. Aporte de producción de pozos en la zona central de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.....	107
Tabla 30. Aporte de producción por pozo en la zona noreste de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.....	111
Tabla 31. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-A/MD-14. ...	118
Tabla 32. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-E/AC-4.....	123
Tabla 33. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-A/G-3.....	126
Tabla 34. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-B/MD-3. ....	129
Tabla 35. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-B/AC-1. ....	133
Tabla 36. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-C/MD-1. ....	136
Tabla 37. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-C/MD-3. ....	137
Tabla 38. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-B/AC-3. ....	139
Tabla 39. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-D/MD-2. ....	140
Tabla 40. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-D/MD-4. ....	144
Tabla 41. Criterios de selección de arenas/yacimiento para estimación de reservas.	145
Tabla 42. Comparación entre resultados del método de declinación de presión. ....	150
Tabla 43. Resultados de última prueba de producción, pozo AC-5.....	151
Tabla 44. Valores de parámetros para el cotejo del pozo AC-5.....	152
Tabla 45. Tabla comparativa entre los volúmenes de hidrocarburos calculados a condiciones originales, actuales, de abandono y reservas remanentes. ....	154
Tabla 46. Comparación entre métodos de declinación de presión y producción. Arena/Yacimiento AF-C/AC-1, zona central. ....	156



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Área Mayor Anaco. Campos Guarío y El Roble. <sup>[1]</sup> .....	3
Figura 2. Diagrama de fases de un sistema multicomponente. <sup>[2]</sup> .....	7
Figura 3. Diagrama de fases de un yacimiento de petróleo. <sup>[2]</sup> .....	8
Figura 4. Diagrama de fases de yacimientos de petróleo negro. <sup>[3]</sup> .....	9
Figura 5. Diagrama de fases de yacimientos de petróleo de alta volatilidad. <sup>[3]</sup> .....	10
Figura 6. Diagrama de fases de yacimientos de petróleo de baja volatilidad. <sup>[3]</sup> .....	11
Figura 7. Diagrama de fases de yacimientos de gas seco. <sup>[3]</sup> .....	11
Figura 8. Diagrama de fases de yacimientos de gas húmedo. <sup>[3]</sup> .....	12
Figura 9. Diagrama de fases generalizado de un gas condensado. <sup>[4]</sup> .....	13
Figura 10. Influencia de los mecanismos de producción en el factor de recobro. <sup>[5]</sup> ..	15
Figura 11. Representación gráfica de la herramienta RFT. <sup>[6]</sup> .....	17
Figura 12. Comportamiento de presión durante una prueba RFT. <sup>[6]</sup> .....	18
Figura 13. Secuencia de eventos para una prueba BHP-BHT. <sup>[6]</sup> .....	19
Figura 14. Prueba CCE (Constant Composition Expansion).....	20
Figura 15. Prueba CVD (Constant Volume Depletion).....	21
Figura 16. Esquema del separador y el tanque de prueba. <sup>[4]</sup> .....	24
Figura 17. Declinación tipo exponencial. ....	39
Figura 18. Declinación tipo hiperbólica.....	40
Figura 19. Declinación tipo armónica.....	41
Figura 20. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. ....	43
Figura 21. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	45
Figura 22. Rasgos estructurales principales de la Cuenca Oriental. ....	46
Figura 23. Campos del Área Mayor de Anaco. (WEC, 1997) .....	50
Figura 24. Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco.....	51
Figura 25. Perspectiva de la estructura del Campo Guarío. (PDVSA) .....	53
Figura 26. Diagrama de flujo de la metodología.....	56
Figura 27. Ejemplo de carpeta de pozo. Pozo AC-1, Campo Guarío. ....	57
Figura 28. Ejemplo de página 1, ficha del pozo AC-6, Campo Guarío. ....	58

Figura 29. Criterios de validación de pruebas PVT por método.....	62
Figura 30. Sección de recombinación matemática en la hoja de cálculo.....	63
Figura 31. Sección de criterio de Hoffman en la hoja de cálculo. ....	63
Figura 32. Sección de balance molar en la hoja de cálculo. ....	64
Figura 33. Metodología seguida para la validación de presiones. ....	64
Figura 34. Ventanas para el ingreso de datos en MBAL. ....	74
Figura 35. Imagen de inicialización de Oil Field Manager.....	77
Figura 36. Ventana principal de Oil Field Manager. ....	78
Figura 37. Imagen de inicialización de MBAL.....	79
Figura 38. Imagen de inicialización de Pipesim. ....	80
Figura 39. Ubicación de las pruebas PVT en los yacimientos de interés. ....	82
Figura 40. Verificación del Criterio de Hoffman.....	86
Figura 41. Distribución de pruebas de presión por yacimiento. ....	92
Figura 42. Base de datos de presiones obtenidas de pruebas BHP/BHT.....	93
Figura 43. Base de datos de presiones obtenidas de pruebas de formación.....	93
Figura 44. Comportamiento de presión de la arena/yacimiento AF-C/AC-1. ....	96
Figura 45. Ubicación de pozos con pruebas de presión BHP/BHT del yacimiento AF- C/AC-1.....	97
Figura 46. Mapa de facies de la arena AF-C.....	98
Figura 47. Ajuste lineal de la presión de la arena/yacimiento AF-C/AC-1. ....	98
Figura 48. Subdivisiones de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.....	103
Figura 49. Comportamiento de la arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona central).....	104
Figura 50. Tasa de gas y condensado versus tiempo. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona central). ....	106
Figura 51. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste).....	109
Figura 52. Tasa de gas y condensado versus tiempo. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste).....	110
Figura 53. Gas acumulado de la arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste). ....	112

Figura 54. Condensado acumulado de la arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste). .....	112
Figura 55. Comportamiento de producción. Arena//yacimiento AF-A/MD-14. ....	113
Figura 56. Tasas de gas y condensado versus tiempo. Arena /yacimiento AF-A/MD- 14. ....	115
Figura 57. Pozos completados en la arena/yacimiento AF-A/MD-14. ....	116
Figura 58. Gas acumulado de la arena/yacimiento AF-A/MD-14. ....	117
Figura 59. Petróleo acumulado de la arena/yacimiento AF-A/MD-14. ....	117
Figura 60. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-E/AC-4. ....	119
Figura 61. Tasa de gas y condensado, productores versus tiempo. Arena/yacimiento AF-E/AC-4. ....	120
Figura 62. Tasa de gas y RGC, productores versus tiempo. Arena/yacimiento AF- E/AC-4. ....	121
Figura 63. Gas acumulado de la arena/yacimiento AF-E/AC-4. ....	122
Figura 64. Condensado acumulado de la arena/yacimiento AF-E/AC-4. ....	122
Figura 65. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-A/AC-1. ....	124
Figura 66. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-B/MD-3. ....	127
Figura 67. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-B/AC-1. ....	130
Figura 68. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-C/MD-1. ....	134
Figura 69. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-C/MD-3. ....	136
Figura 70. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-B/AC-3. ....	138
Figura 71. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-D/MD-2. ....	139
Figura 72. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-D/MD-4. ....	141
Figura 73. Comportamiento de presión en función de la producción acumulada de gas total de la zona central de la arena/yacimiento PF-C/AC-1. ....	147
Figura 74. Método de declinación de presión en la zona central de la arena/yacimiento AF-C/G-3. ....	147
Figura 75. Método Analítico de MBAL. Comportamiento de presión en función de la producción acumulada de la arena/yacimiento AF-C/AC-1. ....	148

Figura 76. Resultado del método P/Z2f vs Gpt por MBAL para la arena/yacimiento AF-C/AC-1. ....	149
Figura 77. Mecanismos de producción en la arena/yacimiento AF-C/AC-1. ....	150
Figura 78. Modelo del pozo AC-5 en Pipesim. ....	151
Figura 79. Análisis nodal del pozo AC-5. ....	152
Figura 80. Gráfico de Gp/Nc versus Gpt. ....	153
Figura 81. Gráfico de Wp/Nc versus Gpt. ....	154
Figura 82. Intervalo de tiempo seleccionado para realizar la declinación de producción. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona central). ....	155
Figura 83. Estimación de reservas a través de análisis de declinación de producción. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona central). ....	156
Figura 84. Comportamiento de producción de gas. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste). ....	157
Figura 85. Estimación de reservas a través de análisis declinación de producción. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona noreste). ....	158
Figura 86. Comportamiento de Tasa de gas versus tiempo. Arena/yacimiento AF-3/AC-4. ....	159
Figura 87. Estimación de reservas a través de análisis de declinación de producción. Arena/Yacimiento: AF-3/AC-4. ....	159

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera busca plantear las más eficientes estrategias para la explotación de los campos a nivel mundial. Para ello, es necesario integrar un conjunto de disciplinas que permitan recuperar la mayor cantidad de reservas manteniendo un atractivo económico y maximizando el recobro.

Es fundamental una buena caracterización de yacimientos para establecer modelos tanto estáticos como dinámicos que resulten en el entendimiento apropiado de las áreas en estudio, que a futuro puedan ser llevadas a simulación de yacimientos, para así realizar predicciones precisas que permitan tomar las mejores decisiones en cuanto a las estrategias de gerencia de yacimientos.

Se debe primero recopilar toda la información existente en el área, lo que incluye la historia de cada uno de los pozos perforados, es decir, los trabajos de reacondicionamiento, reparaciones, estimulaciones, datos de producción, pruebas de presión y análisis de fluidos, entre otros, que, tras su evaluación e interpretación, ayudarán a determinar las condiciones actuales en que se encuentran las áreas de interés.

En vista de la demanda de gas y a la presencia de hidrocarburos medianos, livianos, gas libre, asociado y condensado en el Área Mayor de Anaco se hace necesaria una adecuada caracterización para aprovechar su potencial productor, tomando en cuenta que los campos El Roble y Guarío han sido explotados durante varias décadas, por lo que debe considerarse el nivel de energía actual de los yacimientos, así como el volumen de hidrocarburos disponibles.

Un proyecto de explotación implica considerables costos, por lo que debe determinarse si los volúmenes de hidrocarburos remanentes en campos maduros justifican inversiones adicionales con la finalidad de seguir drenando dichos volúmenes.

# **CAPÍTULO I**

## **FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El Área Mayor de Anaco ha estado sometida a procesos de explotación durante muchos años, lo que ha traído como consecuencia una disminución de energía de los yacimientos presentes, haciéndose necesaria una reevaluación de las condiciones actuales, especialmente de las acumulaciones de hidrocarburos aún aprovechables.

Dicho proceso involucra la estimación de reservas a través de diversas técnicas, dentro de las cuales destaca el método de balance de materiales sobre el cual tienen influencia directa los datos de presión y estudios de fluidos disponibles en las zonas a evaluar.

Por lo antes expuesto, se desarrolla el presente trabajo especial de grado, que pretende estimar las reservas existentes en yacimientos de la Formación Merecure correspondientes a los campos Guarío y El Roble, reevaluando así la posibilidad de continuar la extracción de petróleo y condensado a través de nuevos esquemas de explotación, considerando la demanda de estos.

### **1.2. OBJETIVOS**

#### **1.2.1. Objetivo general**

Estimar las reservas de petróleo y gas en sitio de los yacimientos correspondientes a la formación Merecure en los campos El Roble y Guarío del Área Mayor de Anaco.

#### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Recopilar información bibliográfica, referente a interpretación de pruebas de presión, validación de pruebas de presión, volumen y temperatura (PVT),

estimación de reservas y de los Campos El Roble y Guarío del Área Mayor de Anaco.

- Recopilar información correspondiente a la historia de producción de los campos mediante la revisión de las carpetas de pozos y elaboración de fichas.
- Validar e interpretar las pruebas de presión recabadas.
- Evaluar y validar las pruebas de presión, volumen y temperatura (PVT) existentes.
- Realizar cálculo de reservas mediante balance de materiales de los yacimientos en estudio, que cumplan con las condiciones necesarias para ello.

### 1.3. ALCANCE

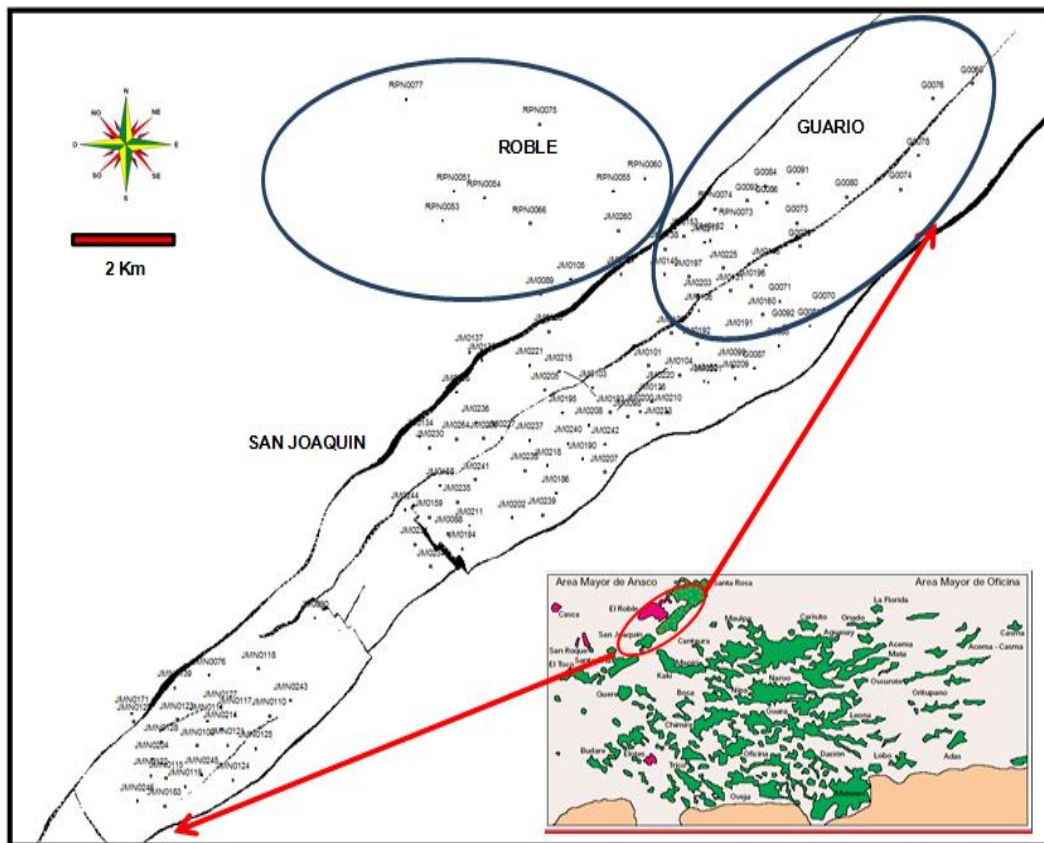


Figura 1. Área Mayor Anaco. Campos Guarío y El Roble. [1]

Se abarcarán yacimientos correspondientes a la Formación Merecure de los campos Guario y El Roble del Área Mayor de Anaco mostrados en la figura 1, en los cuales hay presentes cinco arenas y 62 pozos distribuidos en ellas. El trabajo se centrará en la evaluación de pruebas de presión y producción, análisis de fluidos y cálculo de reservas a través de balance de materiales, que servirá de base para sustentar el modelo dinámico de los yacimientos.

La metodología a seguir involucrará los yacimientos mencionados en la tabla 1.

Tabla 1. Yacimientos correspondientes al área de estudio.

<b>Arenas</b>	<b>Yacimientos</b>	<b>Zona</b>
AF-A	AF-A/MD-14	Campo El Roble
	AF-A/AC-1	Campo Guario
AF-B	AF-B/MD-3	Campo El Roble
	AF-B/AC-1	Campo Guario
	AF-B/AC-3	Campo Guario
AF-C	AF-C/MD-1	Campo El Roble
	AF-C/MD-3	Campo El Roble
	AF-C/AC-1	Campo Guario
AF-D	AF-D/MD-2	Campo El Roble
	AF-D/MD-4	Campo El Roble
AF-E	AF-E/AC-4	Campo Guario
	AF-E/MD-4	Campo El Roble

#### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

El proyecto está enmarcado en un estudio integrado de niveles estratigráficos de la formación Merecure en los campos Guario y Roble del Distrito Gas Anaco.

De acuerdo a las políticas petroleras del país, el gas representa gran importancia en el aspecto energético, a pesar de no estar siendo aprovechado todo su potencial, de ahí la importancia de la incorporación de nuevos proyectos para la explotación de las reservas, en particular en el Área Mayor de Anaco.



## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. ANTECEDENTES**

Chávez M., Mileiba E. (2011) realizó el trabajo titulado “Elaboración de análisis convencionales de los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, ubicados en el Campo Cerro Negro, del Distrito Morichal, para futuros planes de explotación”. El trabajo tuvo como objetivo caracterizar los dos yacimientos mencionados a través de análisis convencionales, lo que involucró la validación de análisis PVT, el análisis de pruebas de presión, específicamente de pruebas BHP/BHT y RFT/MDT, y el cálculo de reservas a través de balance de materiales. Se concluyó que las reservas remanentes justificaban la inclusión de seis nuevos pozos para continuar drenando dichos yacimientos.

Ruiz P., Edward A. (2011) presentó el trabajo “Evaluación de nuevas estrategias de explotación de la arena ME-M2, yacimiento JM-104C, perteneciente al Campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco”. El propósito del estudio fue actualizar las reservas del yacimiento y generar un nuevo esquema de explotación para recuperar de forma más eficiente las reservas recuperables, para lo cual se usó el método de balance de materiales y declinación energética. Como resultado se obtuvieron los valores de reservas, factor de recobro y se propuso la optimización de la producción de 9 de los pozos completados.

Vargas R., María L. (2012) realizó el trabajo “Modelo dinámico de la Formación San Juan (gas condensado), Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco. Nuevas oportunidades para un campo maduro”. El trabajo consistió en la elaboración del modelo dinámico del domo sur del Área Mayor de Anaco, específicamente en el yacimiento San Juan, por lo que se analizaron y validaron datos de pruebas de presión, volumen y temperatura para evaluar el comportamiento de los fluidos en el

yacimiento, además de normalizar un set de permeabilidades relativas. Luego de elaborado el modelo dinámico, se realizó un cotejo histórico. Finalmente se concluyó que el modelo no era confiable para hacer predicciones, sin embargo se desarrollaron dos casos de predicción, estableciéndose una metodología para la predicción del comportamiento futuro del yacimiento.

## **2.2. MODELO CONVENCIONAL DE YACIMIENTOS**

El modelo convencional consiste en un estudio de yacimientos que involucra modelos analíticos, determinación de las distribuciones de fluidos, la aplicación de balance de materiales y el estudio de curvas de declinación de producción para hacer predicciones (PDVSA, 2009).

Los procedimientos a seguir en un modelo convencional son definidos por PDVSA para ser aplicados en yacimientos de petróleo y gas operados por dicha empresa.

### **2.2.1. Requerimientos previos a la realización de un modelo convencional**

El manual de estudios integrados de PDVSA en su sección Modelo Convencional de 2009 refiere que para proceder con la realización de un modelo convencional, se debe disponer de estudios previos que hayan permitido generar los siguientes modelos:

- Modelo petrofísico.
- Modelo de pozo.
- Modelo termodinámico líquido-vapor.
- Análisis del comportamiento de presión.
- Análisis del comportamiento de producción e inyección.
- Modelo de interacción roca-fluido.
- Modelo estático.

### **2.2.2. Resultados tras la aplicación de un modelo convencional**

Después de elaborar un modelo convencional, se debe obtener lo siguiente:

- Distribución inicial y actual de los fluidos del yacimiento.
- Estimación de volúmenes de hidrocarburos iniciales.

- Determinación de los mecanismos de empuje o producción.
- Cuantificación e identificación de la declinación energética y de producción del yacimiento.
- Cálculo de las reservas recuperables y remanentes en el yacimiento.
- Cálculo de los factores de recobro.

### 2.3. DIAGRAMA DE FASES DE MEZCLAS DE HIDROCARBUROS <sup>[2]</sup>

Un diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos permite observar los cambios de fases que presentan dichas mezclas en yacimientos de petróleo y gas. En la figura 2 se observa el diagrama de fases de un sistema multicomponente.

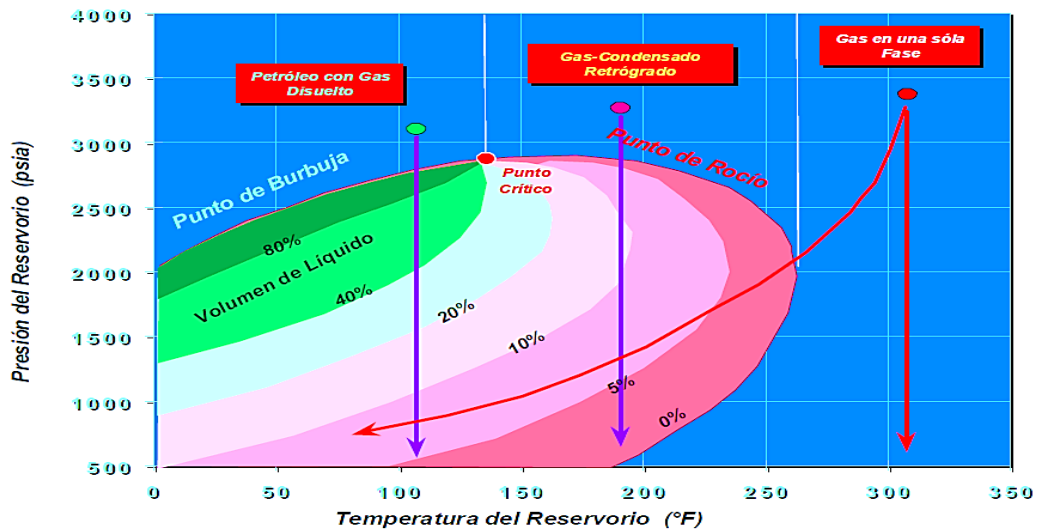


Figura 2. Diagrama de fases de un sistema multicomponente. <sup>[2]</sup>

El diagrama de fases está compuesto por los siguientes elementos:

Curva de burbuja: Puntos en los cuales el sistema se encuentra en fase líquida en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas.

Curva de rocío: Puntos en los cuales el sistema se encuentra en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido

Punto crítico: Corresponde al valor de presión y temperatura en el cual las propiedades intensivas del gas y del líquido son iguales.

Envolverte de fases (región de dos fases): Región delimitada por la curva de burbuja y la curva de rocío, en la cual el líquido y el gas coexisten en equilibrio.

Punto cricondértico: Punto de máxima temperatura a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio.

Punto cricondembárico: Punto de mayor presión a la cual pueden coexistir el líquido y el vapor en equilibrio.

Líneas de isocalidad: Líneas que unen puntos de igual porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla líquido-gas. Por lo tanto, las curvas de burbujeo y rocío corresponden a líneas de 100% y 0% de líquido respectivamente.

Los diagramas multicomponentes de presión-temperatura pueden ser usados para clasificar yacimientos, así como para describir el comportamiento de fases.

## 2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL TIPO DE HIDROCARBURO QUE CONTIENEN <sup>[2]</sup>

De acuerdo al tipo de hidrocarburo que contienen, los yacimientos se pueden clasificar como:

### 2.4.1. Yacimientos de petróleo

En los yacimientos de petróleo, las mezclas de hidrocarburos existen en estado líquido a condiciones de yacimiento, siendo la temperatura del yacimiento menor a la temperatura crítica. La figura 3 muestra un diagrama de fases generalizado para yacimientos de petróleo.

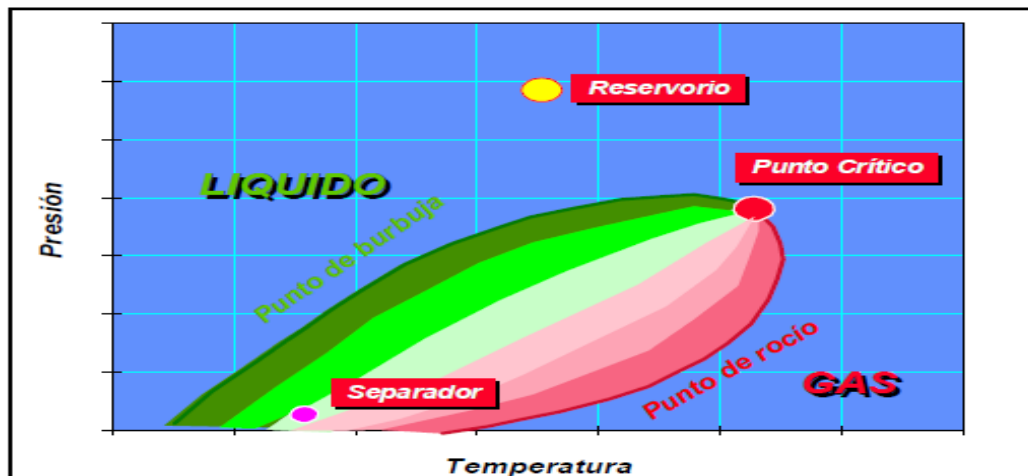


Figura 3. Diagrama de fases de un yacimiento de petróleo. <sup>[2]</sup>

De acuerdo a las condiciones iniciales del yacimiento, el mismo puede ser clasificado como yacimiento de petróleo subsaturado, en caso de que la presión inicial del mismo sea mayor que la presión de burbuja, o como yacimiento de petróleo saturado, en caso de que la presión inicial del mismo sea igual a la presión de burbuja.

Según la cantidad de líquido producido en superficie, los yacimientos de petróleo pueden ser clasificados como yacimientos de petróleo negro, yacimientos de petróleo de alto encogimiento (volátil) o yacimientos de petróleo de bajo encogimiento.

#### 2.4.1.1. Yacimientos de petróleo negro

Ahmed (2006) sostiene que los yacimientos de petróleo negro presentan las siguientes características:

- Alto contenido de moléculas pesadas. Al disminuir la presión durante la explotación, se desprende un volumen menor de gas de la fase líquida.
- RGP menor a 1750 PCN/BN (generalmente entre 200 y 700 PCN/BN).
- Gravedad API del petróleo en el tanque menor a 45° API.
- Color del petróleo en el tanque: negro o verde oscuro.
- Factor volumétrico menor a 1,5 BY/BN.

En la figura 4 se muestra el diagrama de fases tipo para yacimientos de petróleo negro.

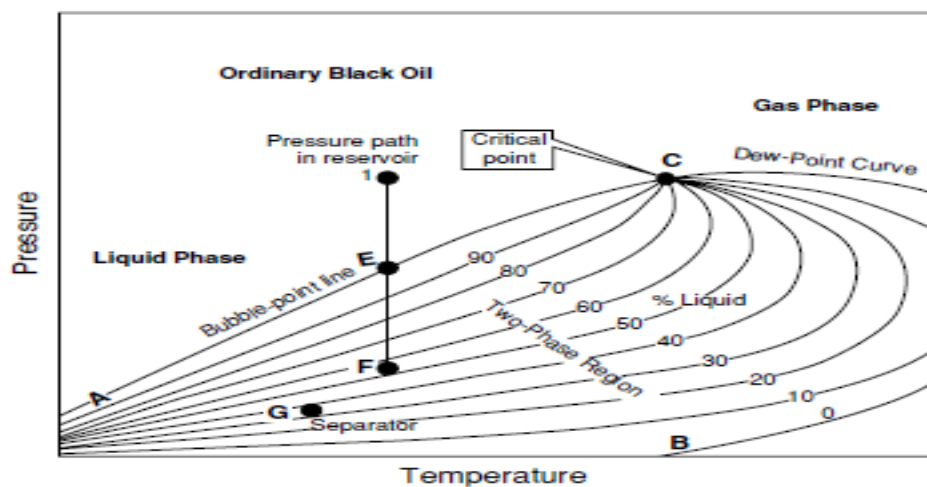


Figura 4. Diagrama de fases de yacimientos de petróleo negro. <sup>[3]</sup>

#### 2.4.1.2. Yacimientos de petróleo de alto encogimiento, o volátil

Según Ahmed (2006) los yacimientos de petróleo de alto encogimiento o petróleo volátil presentan las siguientes características:

- Posee gran cantidad de moléculas livianas que se desprenden de la fase líquida con la disminución de presión.
- Temperatura menor pero cercana a la temperatura crítica.
- RGP entre 1750 y 3200 PCN/BN.
- Gravedad API entre 45 y 55°API.
- Color del petróleo en el tanque: de amarillo oscuro a negro.
- Factor volumétrico mayor a 1,5 y menor a 2 BY/BN.

En la figura 5 se muestra el diagrama de fases tipo para yacimientos de petróleo de alta volatilidad.

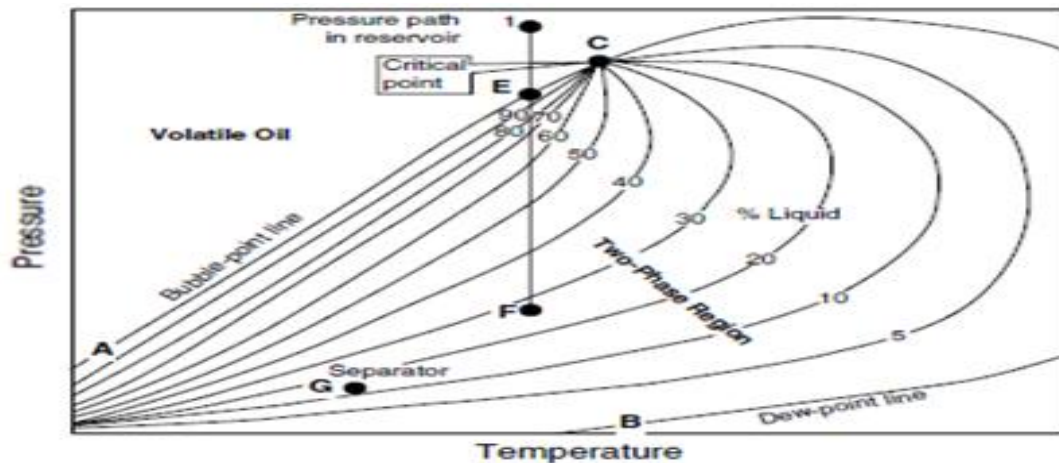


Figura 5. Diagrama de fases de yacimientos de petróleo de alta volatilidad. <sup>[3]</sup>

#### 2.4.1.3. Yacimientos de petróleo de baja volatilidad

Ahmed (2006) indica que los yacimientos de petróleo de bajo encogimiento presentan las siguientes características:

- Líneas de calidad con poco espaciamento cerca de la curva de rocío.
- RGP menor a 200 PCN/BN.
- Gravedad API menor a 35°API.
- Factor volumétrico menor a 1,2 BY/BN.

En la figura 6 se muestra el diagrama de fases tipo para yacimientos de petróleo de baja volatilidad

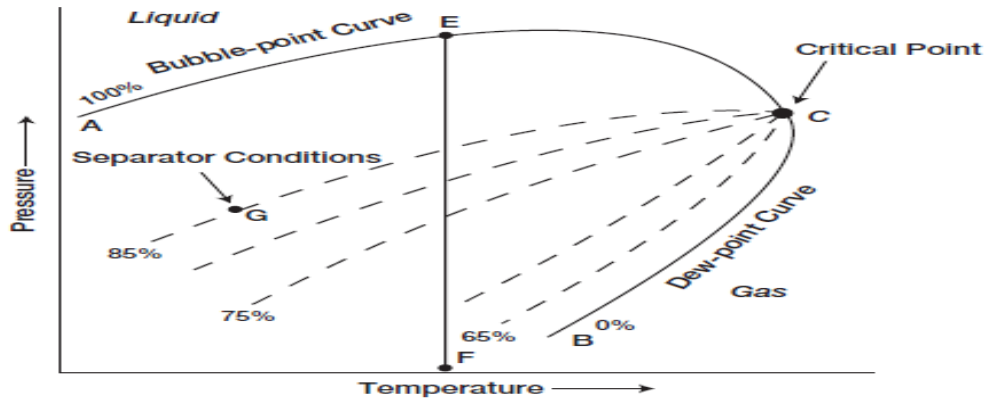


Figura 6. Diagrama de fases de yacimientos de petróleo de baja volatilidad. [3]

## 2.4.2. Yacimientos de gas

Cuando los hidrocarburos se encuentran en estado de vapor a condiciones de yacimiento, se está en presencia de yacimientos de gas. En ellos, la temperatura del yacimiento es mayor a la temperatura crítica del sistema. Los yacimientos de gas se clasifican a su vez en yacimientos de gas seco, húmedo y condensado (Ahmed, 2006).

### 2.4.2.1. Yacimientos de gas seco

La mezcla de hidrocarburos existe en estado gaseoso tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie. En la figura 7 se muestra el diagrama de fases para yacimientos de gas seco.

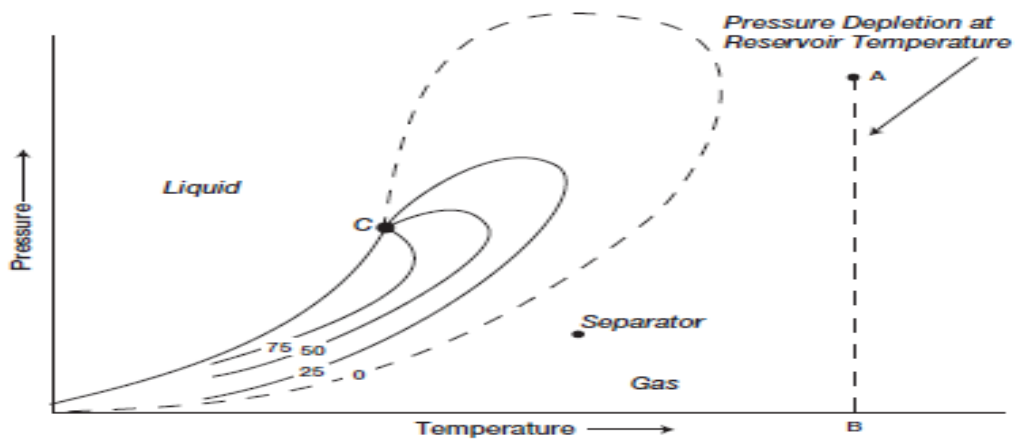


Figura 7. Diagrama de fases de yacimientos de gas seco. [3]

Un yacimiento de gas seco está generalmente compuesto por metano y etano con pequeños porcentajes de componentes pesados; la relación gas-petróleo suele ser mayor a 100.000 PCN/BN.

#### 2.4.2.2. Yacimientos de gas húmedo

En los yacimientos de gas húmedo, la temperatura del yacimiento está por encima de la temperatura cricondentérmica; el fluido del yacimiento se encontrará en todo momento en estado gaseoso mientras el yacimiento es depletado isotérmicamente.

Cuando el fluido es producido en superficie, tanto la temperatura como la presión disminuyen, por lo que si el fluido entra en la región bifásica, una parte del mismo condensará y será producido en los separadores de superficie, como se puede observar en la figura 8.

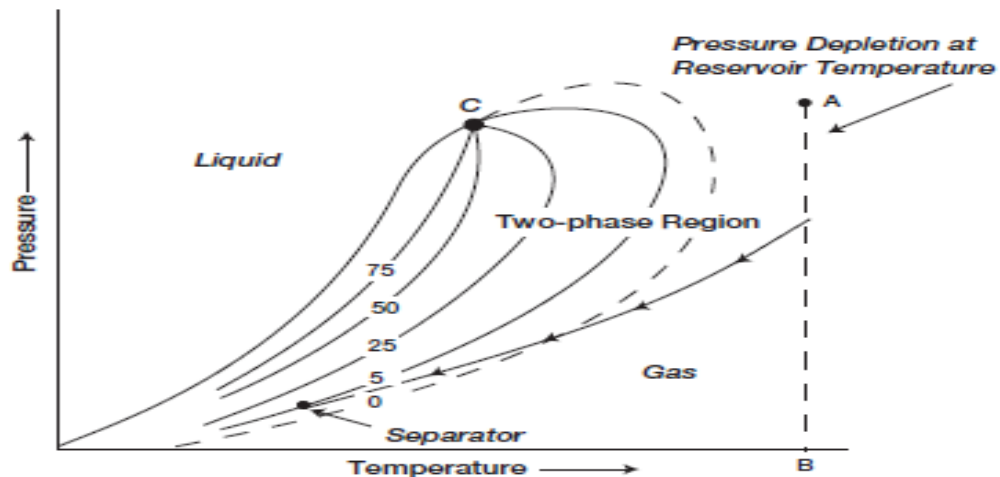


Figura 8. Diagrama de fases de yacimientos de gas húmedo. <sup>[3]</sup>

#### 2.4.2.3. Yacimientos de gas condensado

Los yacimientos de gas condensado existen cuando la temperatura inicial del yacimiento está entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica y la presión inicial del yacimiento es igual o mayor a la presión de rocío, como se observa en la figura 9.

Al encontrarse la mezcla inicialmente en estado gaseoso a una presión A y ser disminuida la presión isotérmicamente se alcanzará el punto de rocío, después del



cual, al seguir disminuyendo la presión, parte de la mezcla se condensará. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión ocasionará vaporización del condensado retrógrado hasta alcanzar nuevamente la curva de rocío.

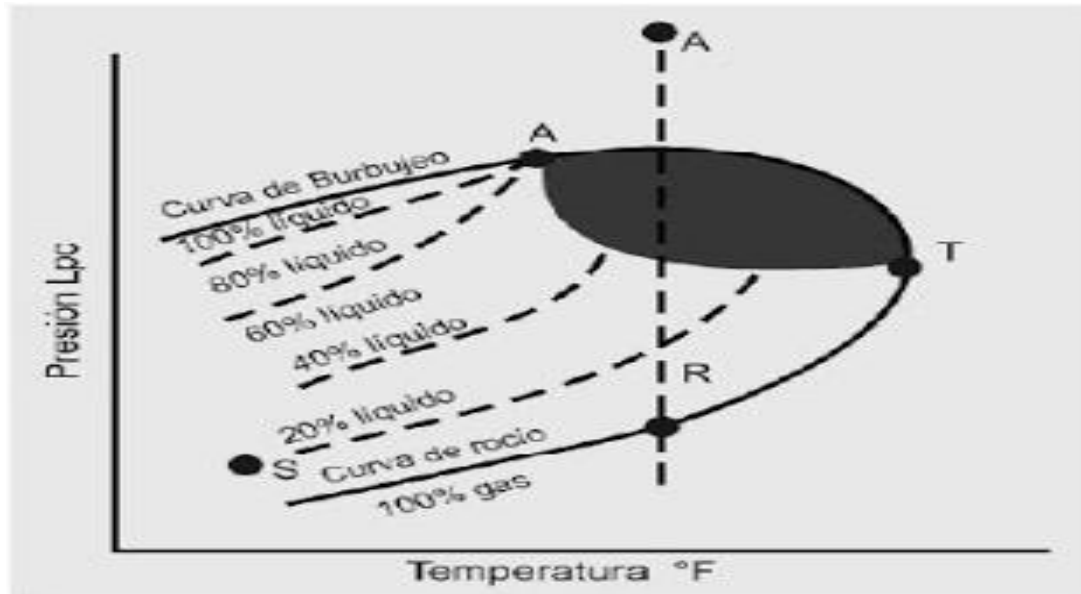


Figura 9. Diagrama de fases generalizado de un gas condensado. <sup>[4]</sup>

## 2.5. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS

El flujo de fluidos hacia un pozo está influenciado por la presión del yacimiento; dicho flujo puede deberse a la expansión de los fluidos, la presencia de una capa de gas por encima de la zona de petróleo, de un volumen de gas disuelto en el petróleo, empuje hidráulico o drenaje gravitacional. (Rivera, 2004).

La identificación de los mecanismos de producción es relevante para obtener un mayor provecho en el comportamiento futuro de un yacimiento. En un yacimiento podrían funcionar cuatro mecanismos de producción diferentes, pero generalmente predominan uno o dos de ellos.

### 2.5.1. Empuje por expansión de los fluidos

El mecanismo se fundamenta en la expansión de los fluidos en un yacimiento y la reducción del volumen poroso, producidos como consecuencia de la disminución de la presión. Está presente en todos los yacimientos, pero su incidencia es mayor en

aquellos donde la presión es mayor a la presión de burbuja, es decir, los yacimientos subsaturados.

En los yacimientos donde es el mecanismo predominante, la presión declina rápidamente. El factor de recobro se estima en aproximadamente el 5% del petróleo original en sitio.

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

En los yacimientos influenciados por este mecanismo no existe capa de gas, puesto que todo el gas está disuelto en el petróleo. Al iniciarse la producción y reducirse la presión el gas disuelto comenzará a expandirse ocasionando un empuje del petróleo hacia los pozos. Al ir reduciendo la presión y alcanzar el punto de burbujeo se formará una capa de gas en el yacimiento.

El mecanismo se caracteriza por la declinación continua de la presión del yacimiento, además de que el factor de recobro oscila entre el 5% y 30% del petróleo original en sitio.

### **2.5.3. Empuje por capa de gas**

El mecanismo de empuje por capa de gas se presenta en yacimientos que se encuentren a presiones menores a las de burbujeo, es decir, yacimientos saturados. Los componentes livianos de hidrocarburos que pasan a fase gaseosa se desplazan hacia la parte alta del yacimiento formando una zona de alta saturación de gas o capa de gas.

En yacimientos donde predomina este mecanismo la presión disminuye de forma lenta y continua; además, el factor de recobro se estima entre 20% y 40% del petróleo original en sitio.

### **2.5.4. Empuje hidráulico**

El mecanismo de empuje hidráulico actúa cuando existe, además de la zona de petróleo, una porción de roca con alta saturación de agua, es decir, un acuífero. A

medida que disminuye la presión, con la explotación del yacimiento, el agua se irá expandiendo.

En los yacimientos influenciados por este mecanismo, la producción de agua aparece temprano, especialmente en los pozos más cercanos al contacto agua-petróleo. El factor de recobro se estima entre 35% y 75% del petróleo original en sitio.

### 2.5.5. Empuje por gravedad

Se presenta cuando los yacimientos tienen un alto grado de buzamiento, lo que favorece la migración del gas hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por diferencia de densidad. Es frecuente, con la explotación del campo, la formación de una capa de gas secundaria.

En la figura 10 se observa el comportamiento de presión con respecto al factor de recobro para los distintos mecanismos de producción, donde el empuje hidráulico es el mecanismo con el que se obtiene mayor factor de recobro.

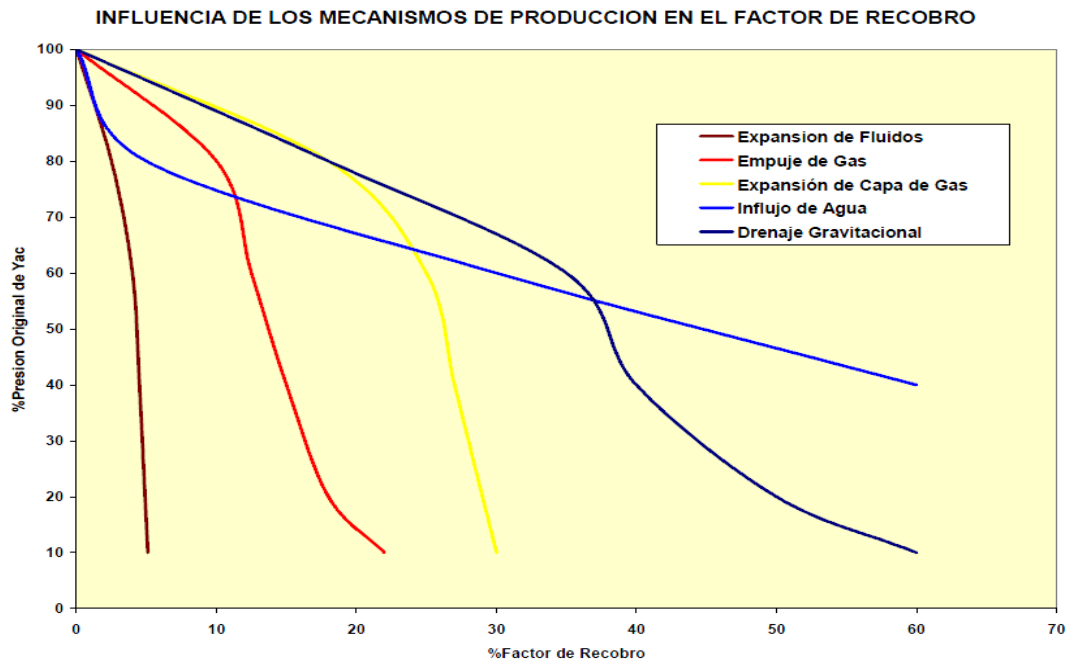


Figura 10. Influencia de los mecanismos de producción en el factor de recobro. [5]

## 2.6. PRUEBAS DE PRESIÓN <sup>[6]</sup>

Las pruebas de presión consisten en la medición de dos variables, la tasa de producción y la presión del yacimiento. Se basan en la generación de una perturbación en el yacimiento, es decir, un cambio en una de las variables mencionadas, generalmente la tasa de flujo, y se registran los cambios sobre la otra variable (presión); la respuesta obtenida es función de las características del yacimiento.

Distintos parámetros pueden ser determinados mediante la interpretación de pruebas de presión, según sea el tipo de prueba (Bermudez, 2012), como los siguientes:

- Presión inicial y presión promedio del yacimiento.
- Permeabilidad del yacimiento.
- Tipo de fluido.
- Transmisibilidad de la formación.
- Factor de daño total de la formación.
- Área de drenaje.
- Caracterización de los efectos de llene.
- Presencia del flujo no Darcy.
- Heterogeneidad de la roca y anisotropía.
- Comunicación entre pozos.

### 2.6.1. Tipos de pruebas de presión

El tipo de prueba de presión depende de los objetivos que se deseen evaluar en una prueba. Entre los tipos de presión existentes se tienen:

- Pruebas de restauración de presión (*buildup*).
- Pruebas de declinación de presión o arrastre (*Draw Down*).
- Prueba multitasas.
- Prueba de pulso.
- Prueba de interferencia.
- Prueba de disipación de presión en pozos inyectoras (*Fall Off Test*).

- Pruebas de producción DST (*Drill Steam Test*).
- Probadores de formación RFT (*Repeat Formation Test*).
- Prueba BHP-BHT, medición de presión (*Bottom Hole Pressure – Bottom Hole Temperature*).

#### 2.6.1.1. Probadores de formación

La presión de formación es la presión a la cual están sometidos los fluidos dentro de los poros de la formación antes o después de la producción de fluidos.

Bermudez, G. (2012) sostiene que uno de los probadores de formación es la herramienta RFT (*Repeat Formation Tester*), la cual consiste en un sistema para medir la distribución vertical de presión en un yacimiento y tomar muestras de fluidos en la formación.

La herramienta consta de un patín que va pegado a la pared del hoyo, con dos cámaras de secuencia hidráulica accionadas eléctricamente desde superficie; de esta manera se aísla la medición de presión de la columna hidrostática con la medición de presión de formación, como se puede apreciar en la figura 11. Las pruebas se realizan a hoyo abierto.

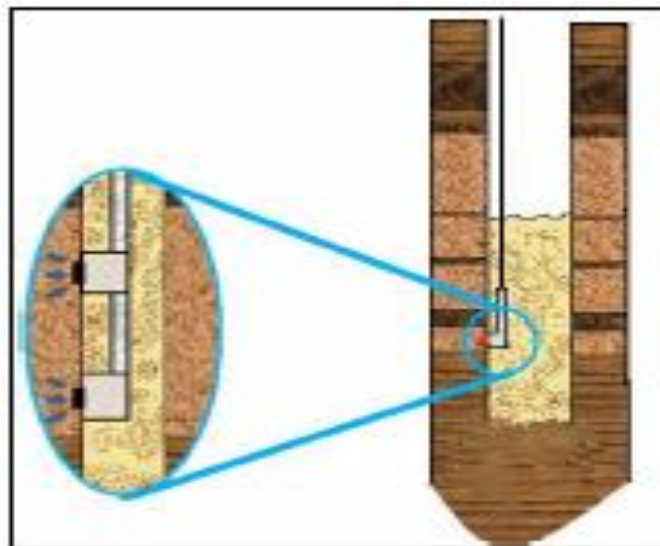


Figura 11. Representación gráfica de la herramienta RFT. <sup>[6]</sup>

La medición de puntos de presión con la herramienta permite determinar los gradientes tanto de la presión hidrostática de la columna de lodo en el hoyo antes de

asentar la herramienta o después que es desasentada, como la presión de formación cuando la herramienta está asentada.

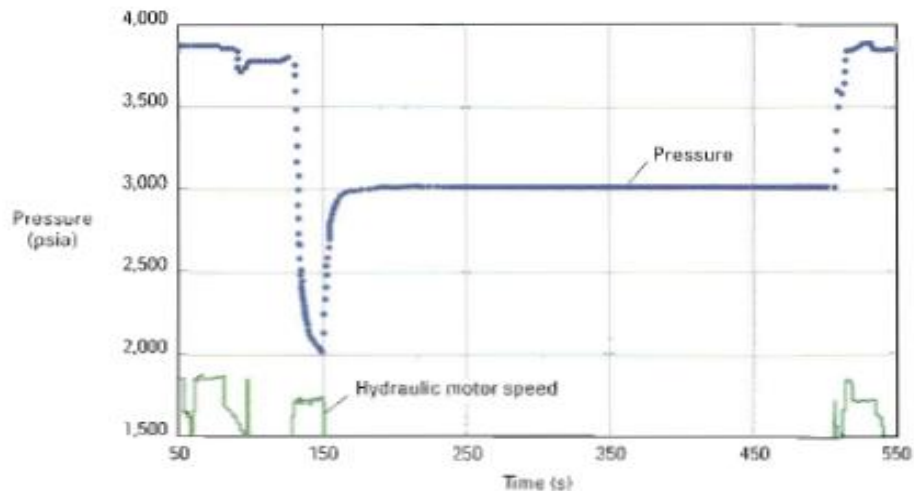


Figura 12. Comportamiento de presión durante una prueba RFT. <sup>[6]</sup>

En la figura 12 se observa el comportamiento típico de la presión durante una prueba. Inicialmente es tomada una muestra de entre 5 y 20 cm<sup>3</sup> de fluido de la formación, lo que genera una perturbación; una vez culminado el periodo de caída de presión, la cámara estará llena, y luego comenzará un periodo de restauración de presión. Si en la prueba la presión se estabiliza en poco tiempo, la misma será considerada como la presión de formación.

#### 2.6.1.2. Pruebas BHP-BHT (Bottom Hole Pressure-Bottom Hole Temperature)

Según Bermúdez (2012), las Pruebas BHP-BHT consisten en la medición de puntos de presión dentro de la tubería de producción; se pueden hacer con el pozo fluyendo (determinando gradiente dinámico) o con el pozo cerrado (determinando gradiente estático).

La prueba se realiza introduciendo un sensor en la tubería de producción y registrando cada cierta profundidad por diferente paso de tiempo. La respuesta de presión mientras se realiza la medición de gradiente estático se aproximará al valor del gradiente del fluido encontrado dentro de la formación siempre y cuando durante la prueba no se perciba ningún cambio importante de segregación de fluidos.

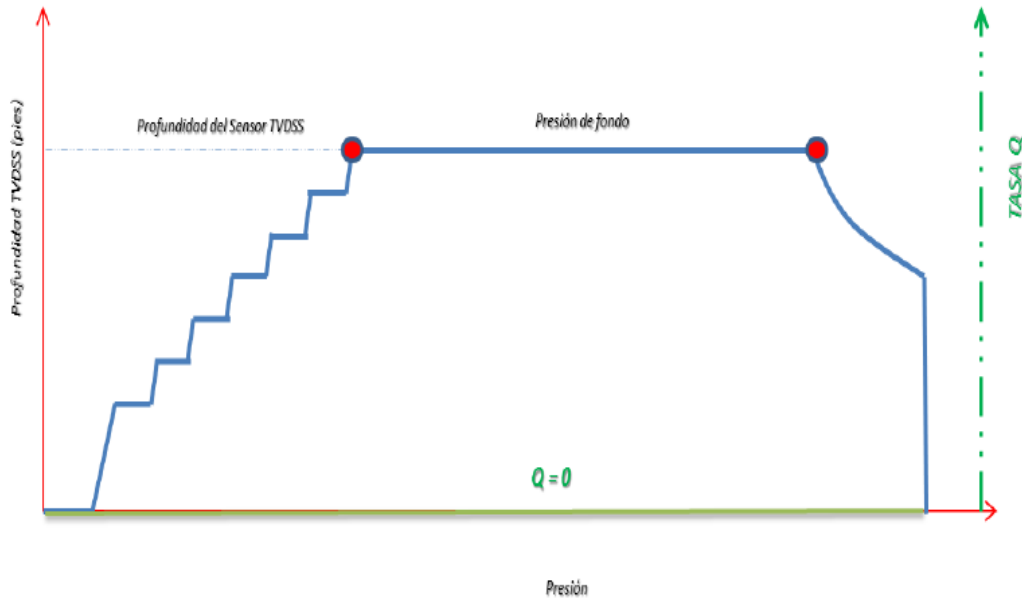


Figura 13. Secuencia de eventos para una prueba BHP-BHT. <sup>[6]</sup>

En la figura 13 se puede apreciar la secuencia de eventos para la prueba; inicialmente se van registrando puntos de presión para distintas profundidades. La variación de profundidad se mantiene constante hasta llegar al punto donde se tomarán las medidas de presión, por encima del intervalo cañoneado, evitando distorsiones causadas por el fluido proveniente del yacimiento.

## 2.7. PRUEBAS DE PRESIÓN, VOLUMEN Y TEMPERATURA (PVT) <sup>[4]</sup>

Un análisis de presión, volumen y temperatura (PVT) consiste en simular en laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico. Es necesario garantizar que las muestras tomadas para realizar dichas pruebas sean representativas del fluido original para simular de forma adecuada el comportamiento de un yacimiento (Rojas, 2004).

Los análisis PVT son fundamentales para una adecuada gerencia de yacimientos, puesto a que la información obtenida de ellos es necesaria para evaluar reservas, establecer óptimos planes de recuperación y determinar los fluidos producidos.

### 2.7.1. Tipos de pruebas PVT de laboratorio

### 2.7.1.1. Prueba CCE (*Constant Composition Expansion*)

Rojas (2004), señala que en una prueba de expansión a composición constante (CCE), una muestra recombinada representativa de los fluidos del yacimiento es cargada en una celda y calentada a la temperatura del yacimiento; se desplaza el pistón comprimiendo hasta alcanzar una presión de 500 a 1000 lpc por encima de la presión del yacimiento.

Posteriormente, el contenido de la celda se expande a composición constante hasta una presión de 500 a 200 lpc por debajo de la presión inicial retirando el pistón, para luego agitar la celda y esperar un tiempo necesario para que se alcance el equilibrio.

En esta prueba se determina la presión de rocío en el momento en que empieza a formarse condensado retrógrado, punto en el cual se observa un enturbiamiento de la fase gaseosa, el cual desaparece al segregarse las gotas de líquido a la parte inferior de la celda. En la figura 14 se muestra la expansión en la celda, y consecuente formación de condensado.

Una prueba de expansión a composición constante permite determinar las siguientes propiedades:

- Presión de rocío.
- Volumen relativo en función de la presión.
- Función “Y”.
- Compresibilidad del petróleo.

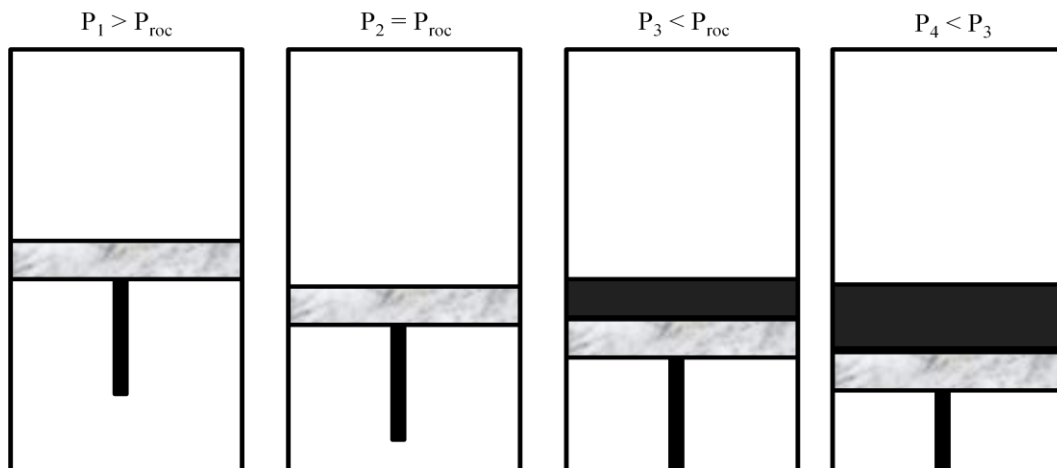


Figura 14. Prueba CCE (Constant Composition Expansion).



### 2.7.1.2. Prueba CVD (*Constant Volume Depletion*)

La prueba de liberación diferencial (CVD) consiste en la combinación de expansiones y desplazamientos dentro de la celda, en la cual el volumen total (gas + líquido) permanece constante en la celda al terminar cada desplazamiento, tal y como se observa en la figura 15.

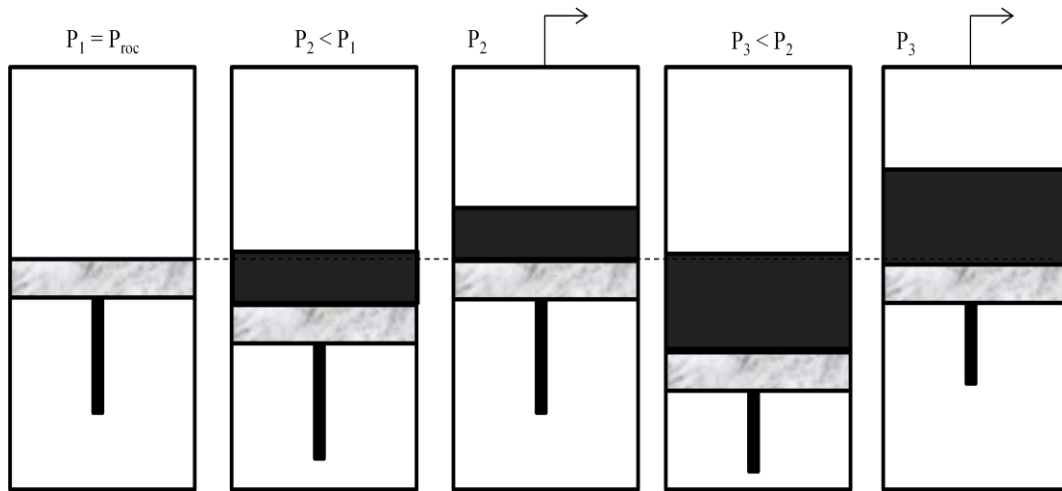


Figura 15. Prueba CVD (*Constant Volume Depletion*).

El gas retirado es llevado a un laboratorio para medir su volumen y determinar su composición. Por su parte, se determinan los factores de compresibilidad del gas retirado y de la mezcla bifásica remanente en la celda, así como el volumen de líquido en el fondo de la celda para cada paso de presión.

El proceso inicia desde la presión de rocío y se repite hasta la presión de abandono, en la cual se analizan los fluidos remanente en la celda. Un balance molar permite comparar la composición del fluido original con la calculada en base a los fluidos remanentes y producidos, de forma de determinar si las medidas son exactas.

De las pruebas de liberación diferencial se pueden obtener las siguientes propiedades:

- Relación gas-petróleo en solución.
- Factor volumétrico del petróleo.
- Factor volumétrico total.
- Densidad del petróleo.
- Factor de compresibilidad del gas.

- Factor volumétrico del gas.
- Gravedad específica del gas.
- Gravedad API del crudo residual.

### **Prueba de separadores**

Consiste en pruebas de liberación instantánea realizadas en un separador en el laboratorio para determinar el efecto de las condiciones de separación en superficie sobre las propiedades del líquido (Rojas, 2004).

La muestra de líquido saturado a la presión de rocío y temperatura del yacimiento es pasada a través de un separador y luego expandida a presión atmosférica. De una prueba de separadores se pueden obtener los siguientes parámetros:

- Factor volumétrico del petróleo a la presión de rocío.
- Relación gas-petróleo en solución a la presión de rocío.
- Gravedad API del petróleo del tanque.

### **2.7.2. Aplicaciones de los análisis PVT**

- Estudios de balance de materiales composicional.
- Simulación composicional de yacimientos.
- Diseño de sistemas de separación superficial.
- Diseño de proyectos de ciclaje de gas.
- Análisis nodal composicional.

## **2.8. VALIDACIÓN DE PRUEBAS PVT PARA SISTEMAS DE GAS CONDENSADO <sup>[4]</sup>**

La validación de las pruebas PVT involucra la revisión de la representatividad de las muestras, así como la comprobación de que los resultados obtenidos en laboratorio no tienen errores de consistencia (Rojas, 2004).

Una vez que un análisis PVT haya sido validado podrá ser usado en estudios integrados de yacimientos.

### **2.8.1. Evaluación de la representatividad de cada muestra**

Para comprobar que una muestra es representativa, se debe cumplir con varias condiciones:

- La temperatura de laboratorio a la que fue realizada la prueba debe ser igual a la temperatura del yacimiento a la profundidad donde fue tomada la muestra.
- La relación gas condensado de la muestra recombinada debe ser similar a la inicial de las primeras pruebas de producción del yacimiento o la zona donde se tomó la muestra.
- La prueba de expansión a composición constante CCE debe mostrar punto de rocío.
- El pozo debe haber producido de forma estabilizada antes de la toma de la muestra.
- La presión y temperatura del separador debieron permanecer constantes durante las tomas de las muestras de gas y líquido.
- La presión de yacimiento debe ser mayor a la presión de rocío.

### **2.8.2. Evaluación de la consistencia de cada prueba o datos PVT**

Se realiza con la finalidad de comprobar que los resultados experimentales de las pruebas no tienen asociados errores de medición.

La consistencia de los estudios se evalúa en cada informe PVT a través de recombinación matemática de las muestras de gas y líquido del separador, de la aplicación del criterio de Hoffman, y de balance molar.

Esta última para verificar que las muestras se encontraran en equilibrio termodinámico a cada nivel de agotamiento de presión durante la prueba CVD.

#### **2.8.2.1. Recombinación matemática <sup>[4]</sup>**

Si una muestra no es recombinada de forma adecuada en el laboratorio, aun habiendo sido correctamente tomada, el fluido resultante puede no ser representativo del yacimiento, lo que impedirá el uso de dicho PVT para otros estudios.

El método de recombinación matemática compara la composición de la muestra recombinada experimentalmente en el laboratorio con la obtenida por recombinación matemática, a partir de la composición del gas y del líquido tomadas en el separador a una presión P y temperatura T.

Para que el método de recombinación matemática valide, se debe cumplir con que el porcentaje de error para el metano sea menor al 2%, así como el porcentaje de error del heptano plus (C<sub>7+</sub>) sea ser menor al 5%.

De acuerdo a la figura 16, donde se muestra un esquema del separador y el tanque de prueba, y aplicando un balance molar por fase, se tiene:

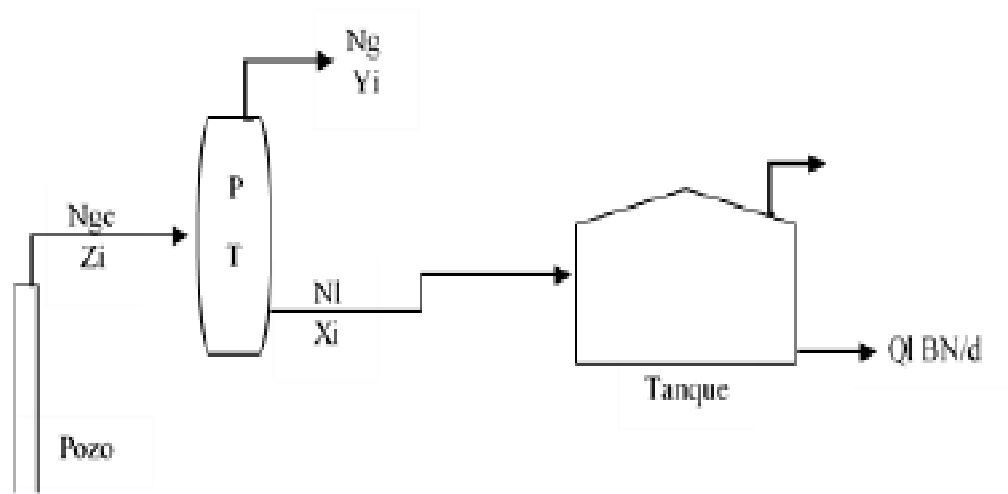


Figura 16. Esquema del separador y el tanque de prueba. <sup>[4]</sup>

$$N_{gc} = N_g + N_l \quad (2.1)$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379,4} \quad (2.2)$$

$$N_l = \frac{\rho_l^{sep}}{M_l} \quad (2.3)$$

Donde,

$N_{gc}$  = moles de gas condensado, lbmol/βl sep.

$N_g$  = moles de gas, lbmol/βl sep.

$N_l$  = moles de líquido, lbmol/βl sep.

Aplicando balance molar por componente resulta,

$$Z_i \cdot N_{gc} = Y_i \cdot N_g + X_i \cdot N_l \quad (2.4)$$

Donde,

$Z_i$  = composición del gas condensado del componente  $i$ , fracción molar.

$Y_i$  = composición del gas del separador del componente  $i$ , fracción molar.

$X_i$  = composición del líquido del separador del componente  $i$ , fracción molar.

Standing y Katz desarrollaron un método para calcular la densidad de mezclas de hidrocarburos en estado líquido, a determinada presión y temperatura. Es necesario determinar primero la densidad del líquido a condiciones estándar para luego ajustarla a las condiciones de presión y temperatura del separador. Para ello, se hace la suposición de un pseudolíquido a condiciones estándar, el cual tiene la misma composición del líquido del separador, quedando planteada la densidad de la mezcla líquida como:

$$\rho_l = \rho_{lCN} + \Delta\rho_P - \Delta\rho_T \quad (2.5)$$

Donde,

$\rho_l$  = densidad de la mezcla líquida a  $P$  y  $T$ ,  $\text{lbm/pie}^3$ .

$\rho_{lCN}$  = densidad pseudolíquida de la mezcla a 14,7  $\text{lpca}$  y  $60^\circ\text{F}$ ,  $\text{lbm/pie}^3$ .

$\Delta\rho_P$  = corrección por efecto de presión,  $\text{lbm/pie}^3$ .

$\Delta\rho_T$  = corrección por efecto de temperatura,  $\text{lbm/pie}^3$ .

La densidad de la mezcla pseudolíquida se calcula a partir de la densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados, y del porcentaje en peso del metano en la mezcla. La densidad de la mezcla pseudolíquida queda expresada como:

$$\rho_{lCN} = \rho_{1+} = \rho_{2+} (1 - 0,012 W_1 - 0,000158 W_1^2) + 0,0133 W_1 + 0,00058 W_1^2 \quad (2.6)$$

La densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados depende a su vez de la densidad de la mezcla de propano y componentes más pesados, así como del porcentaje en peso del etano en la mezcla, por lo que se debe calcular previamente:

$$\rho_{3+} = \frac{\sum_3^n M_i \cdot X_i}{\sum_3^n \left( \frac{M_i \cdot X_i}{\rho_{li}} \right)} \quad (2.7)$$

$$\rho_{2+} = \rho_{3+} \cdot (1 - 0,01386 W_2 - 0,000082 W_2^2) + 0,379 W_2 + 0,0042 W_2^2 \quad (2.8)$$

$$W_1 = \frac{100 \cdot M_1 \cdot X_1}{\sum_1^n M_i \cdot X_i} \quad (2.9)$$

$$W_2 = \frac{100 \cdot M_2 \cdot X_2}{\sum_2^n M_i \cdot X_i} \quad (2.10)$$

Donde,

$\rho_{3+}$  = densidad de la mezcla de propano y componentes más pesados a CN, lbm/pie<sup>3</sup>.

$\rho_{2+}$  = densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados a CN, lbm/pie<sup>3</sup>.

$M_i$  = peso molecular del componente i, lbm/lbmol.

$W_2$  = porcentaje en peso del C<sub>2</sub> en la mezcla.

$W_1$  = porcentaje en peso del C<sub>1</sub> en la mezcla.

Por su parte, considerando las correcciones por presión y temperatura, se tiene:

$$\Delta\rho_P = 0,001 [0,167 + 16,181 \cdot 10^A] \cdot P - 1 \cdot 10^{-8} [0,299 + 263 \cdot 10^B] \cdot P^2 \quad (2.11)$$

$$\Delta\rho_T = [0,0133 + 152,4(\rho_{ICN} + \Delta\rho_P)^{-2,45}](T - 60) - [8,1 \cdot 10^{-6} - 0,0622 \cdot 10 - 0,0764 \cdot \rho_{ICN} + \Delta\rho_{PT} - 602] \quad (2.12)$$

Donde,

$$A = -0,0425 \cdot \rho_{ICN} \quad (2.13)$$

$$B = -0,0603 \cdot \rho_{ICN} \quad (2.14)$$

Una vez calculada la densidad de la mezcla líquida, se puede aplicar el balance molar por componente, quedando expresada la composición del gas condensado de cada componente, en fracción molar, como:

$$Z_i = \frac{Y_i \cdot N_g + X_i \cdot N_l}{N_g + N_l} \quad (2.15)$$

Lo que es igual a:

$$Z_i = \frac{Y_i \cdot \left(\frac{RG_{Csep}}{379,4}\right) + X_i \cdot \left(\frac{\rho_{lsep}}{Ml}\right)}{\left(\frac{RG_{Csep}}{379,4}\right) + \left(\frac{\rho_{lsep}}{Ml}\right)} \quad (2.16)$$

Donde,

$Ml$  = peso molecular del líquido del separador, lbm/lbmol.

Finalmente, se procede a comparar la composición del gas condensado de cada componente con los valores experimentales, ya que se debe cumplir:

$$\text{Metano: } \left| \frac{Z_{C1 \text{ experimental}} - Z_{C1 \text{ calculado}}}{Z_{C1 \text{ experimental}}} \right| \times 100 \leq 2\%$$

$$\text{Heptano plus: } \left| \frac{Z_{C7+ \text{ experimental}} - Z_{C7+ \text{ calculado}}}{Z_{C7+ \text{ experimental}}} \right| \times 100 \leq 5\%$$

#### 2.8.2.2. Criterio de Hoffman <sup>[4]</sup>

Es necesario garantizar que el gas y líquido del separador estén en equilibrio termodinámico, es decir, que las muestras de gas y líquido a ser recombinadas hayan sido tomadas a las mismas condiciones de presión y temperatura, para así obtener un fluido representativo del yacimiento.

El criterio de Hoffman es usado para verificar la existencia del equilibrio termodinámico de las muestras tomadas en el separador de alta presión; dicho criterio considera los valores de las constantes de equilibrio líquido-vapor para cada componente, la presión del sistema y presión de vapor. El método se basa en la representación gráfica de la siguiente expresión:

$$\log(k_i \cdot P) \text{ vs. } F_i$$

Donde,

$k_i$  = constante de equilibrio del componente “i”..

$P$  = presión absoluta, lpca.

$F_i$  = factor de caracterización del componente “i”.

Se hace necesario calcular previamente:

$$k_i = \frac{Y_i}{X_i} \tag{2.17}$$

$$b_i = \frac{\log(P_{ci}) - \log(14,7)}{\left[ \frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right]} \tag{2.18}$$

$$F_i = b_i \cdot \left[ \frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right] \tag{2.19}$$

Donde,

$b_i$  = constante específica de cada componente.

$T_{bi}$  = temperatura de ebullición normal, °R.

$P_{ci}$  = presión crítica del componente “i”, lpca.

$T_{ci}$  = temperatura crítica del componente “i”, °R.

T = temperatura del separador, °R.

La tabla 2 muestra los valores tanto de las constantes específicas, como las temperaturas de ebullición normal para cada componente.

Tabla 2. Valores de  $b_i$  y  $T_{bi}$ .<sup>[4]</sup>

Componente	$b_i$	$T_{bi}$ , °R
N <sub>2</sub>	555	140
CO <sub>2</sub>	1819	351
H <sub>2</sub> S	1742	384
C <sub>1</sub>	805	201
C <sub>2</sub>	1412	332
C <sub>3</sub>	1799	416
iC <sub>4</sub>	2037	471
nC <sub>4</sub>	2153	491
iC <sub>5</sub>	2368	542
nC <sub>5</sub>	2480	557
C <sub>6</sub>	2780	616
C <sub>7</sub>	3068	669
C <sub>8</sub>	3335	718
C <sub>9</sub>	3590	763
C <sub>10</sub>	3828	805

De acuerdo al criterio, al graficar la expresión  $\log(k_i P)$  vs.  $F_i$ , la cual depende de las constantes de equilibrio y de la función  $b_i$  para cada componente, los valores deben ajustarse a una línea recta. El criterio generalmente aceptado para aceptar las gráficas como válidas es un coeficiente de correlación lineal mayor a 0,95.

#### 2.8.2.3. Balance molar<sup>[4]</sup>

El método de balance molar consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrógrado ( $X_i$ ) mediante balance molar de fluidos en cada una de las etapas de agotamiento de la prueba CVD. El balance se puede hacer en forma directa desde la presión de rocío hasta la presión de abandono, o de forma reversa desde la presión de abandono hasta la presión de rocío. Inicialmente se pueden calcular los



moles iniciales, asumiendo como base un volumen inicial para la celda ( $V_{sat}$ ), a partir de la siguiente expresión:

$$N_t = \frac{P_r \times V_{sat}}{Z_r \times R \times T_{yac}} \quad (2.20)$$

Donde,

$N_t$  = número de moles iniciales en la celda.

$P_r$  = presión en el punto de rocío, lpca.

$V_{sat}$  = volumen del sistema en el punto de rocío, pie<sup>3</sup>

$Z_r$  = factor de compresibilidad del gas en el punto de rocío, adimensional.

$R$  = constante universal de los gases, 10,73 (lpca x pie<sup>3</sup>) / (lbmol x °R).

$T_y$  = temperatura del yacimiento, °R.

Para cada una de las etapas restantes se debe proceder de la siguiente manera:

$$\%V_{ext\ i} = \%V_{ext\ ac\ i} - \%V_{ext\ ac\ i-1} \quad (2.21)$$

$$N_{ext\ i} = \frac{V_{ext\ i} \cdot N_t}{100} \quad (2.22)$$

$$N_{reman\ i} = N_{reman\ i-1} - N_{ext\ i} \quad (2.23)$$

$$V_{gas\ i} = 100 - \% \text{ líquido retrógrado}_i \quad (2.24)$$

$$N_{gas\ i} = \frac{P_i \cdot V_{gas\ i}}{Z_i \cdot R \cdot T_y} \quad (2.25)$$

$$N_{liq\ i} = N_{reman\ i} - N_{gas\ i} \quad (2.26)$$

Donde,

$\%V_{ext\ i}$  = volumen de gas extraído en cada etapa, %.

$\%V_{ext\ ac\ i}$  = volumen acumulado de gas extraído por cada etapa, %.

$N_{ext\ i}$  = moles de gas extraídos por etapa, lbmol.

$N_{reman\ i}$  = moles remanentes en la celda en cada etapa, lbmol.

$V_{gas\ i}$  = volumen ocupado por el gas dentro de la celda, %.

$N_{gas\ i}$  = moles de gas dentro de la celda, lbmol.

$N_{liq\ i}$  = moles de líquido en cada etapa, lbmol.

$P_i$  = presión en cada etapa de agotamiento, lpca.

$Z_i$  = factor de compresibilidad del gas remanente en la celda en cada etapa, adimensional.

Un balance molar por componente en cada etapa de agotamiento se realiza para determinar la composición del líquido remanente en la celda de la siguiente forma:

$$X_{i,k} = \frac{Y_{i,k-1} \cdot N_{\text{gas } k-1} + X_{i,k-1} \cdot N_{\text{liq } k-1} - Y_{i,k} \cdot N_{\text{gas } k} - Y_{i,k} \cdot N_{\text{ext } k}}{N_{\text{liq } k}} \quad (2.27)$$

Donde,

$X_{i,k}$  = porcentaje molar del componente “i” en la etapa “k” en la fase líquida.

$Y_{i,k}$  = porcentaje molar del componente “i” en la etapa “k” en la fase gaseosa.

$X_{i,k-1}$  = porcentaje molar del componente “i” en la etapa anterior a “k” en la fase líquida.

$Y_{i,k-1}$  = porcentaje molar del componente “i” en la etapa anterior a “k” en la fase gaseosa.

$N_{\text{gas } k-1}$  = moles de gas en la celda en la etapa anterior a “k”.

$N_{\text{gas } k}$  = moles de gas en la celda en la etapa “k”.

$N_{\text{ext } k}$  = moles de gas extraídos acumulados hasta la etapa “k”.

$N_{\text{liq } k-1}$  = moles de líquido en la etapa anterior a “k”.

$N_{\text{liq } k}$  = moles de líquido en la etapa “k”.

Para validar la prueba, se debe chequear que el porcentaje molar de líquido de cada componente en cada etapa sea mayor a cero, además de que a medida que aumente el peso molecular del componente, disminuya la constante de equilibrio  $K_i$ .

## 2.9. RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Essenfeld, M. (1979) define al término reservas como los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural existentes en un yacimiento que pueden ser recuperados económicamente de acumulaciones conocidas”.

### 2.9.1. Clasificación de las reservas según el grado de certeza

De acuerdo al nivel de certidumbre aportado por la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones ambientales, las reservas se clasifican en reservas probadas, probables y posibles. Debido a que los volúmenes recuperables son el capital de la industria, tiene mayor importancia su clasificación en función de la seguridad que se tenga de su existencia.

#### 2.9.1.1 Reservas probadas

Cantidad de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas estimadas con razonable certeza, recuperadas comercialmente de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica disponible para un momento determinado. Alto grado de certidumbre (mayor al 90%). Se califican como P-90 o P-1<sup>[7]</sup>.

#### 2.9.1.2. Reservas probables

Cantidades estimadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica un grado de menor certeza en su recuperación, comparado con el de reservas probadas. Estimadas suponiendo condiciones económicas futuras favorables, diferentes a las utilizadas a las Reservas Probadas. En este caso se habla de un 50% de probabilidades de éxito y se califican como P-50 o P-2<sup>[7]</sup>.

#### 2.9.1.3. Reservas posibles

Cantidades estimadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica que su recuperación es factible, pero con un grado menor de certeza al de las reservas probables. Suponen condiciones económicas y gubernamentales futuras favorables. Deben tener por lo menos un 10% de probabilidades de éxito y se califican como P-10 o P-3<sup>[7]</sup>.

### **2.9.2. Clasificación de las reservas según el método de recuperación**

#### 2.9.2.1 Reservas primarias

Cantidad de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

#### 2.9.2.2. Reservas secundarias

Cantidad adicional de hidrocarburos que se pudiera recuperar, como resultado de la incorporación de la energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación adicional, tales como; inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

### **2.9.3. Clasificación de las reservas según el grado de desarrollo**

#### 2.9.2.1 Reservas desarrolladas

Reservas probadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, que se esperan recuperar a través de los pozos e instalaciones existentes. Estas reservas deben estimarse tomando en cuenta los pozos activos e inactivos que generen potencial. Se pueden dividir en productoras y no productoras.

#### 2.9.2.2. Reservas no desarrolladas

Las Reservas Probadadas de condensado, petróleo crudo, gas natural y sustancias asociadas que se pueden recuperar comercialmente a través de pozos adicionales a perforar e instalaciones existentes o futuras.

### **2.9.4. Métodos para el cálculo de reservas**

Una de las tareas importantes de la ingeniería de yacimientos es la estimación de volúmenes de hidrocarburos que pueden ser recuperados de un yacimiento, permitiendo entonces establecer prioridades en cuanto a proyectos de explotación.

Al relacionar las reservas con el total de volúmenes producidos se obtiene un indicador del nivel de agotamiento del yacimiento y de la eficiencia de los mecanismos de empuje activos<sup>[7]</sup>.

Los métodos para la estimación de reservas de un yacimiento son: el método volumétrico, análisis de curvas de declinación de producción y balance de materiales.

#### 2.9.4.1 Método volumétrico

El método volumétrico hace posible obtener un estimado de los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio a partir del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca o espacio poroso, y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca.

Los parámetros requeridos son determinados a partir de los pozos de un yacimiento, que al representar una parte de los mismos, los valores promedios obtenidos tendrán asociados cierta incertidumbre. Como resultado de la aplicación del método se obtiene un valor único de los volúmenes originales en sitio, tanto de petróleo como de gas <sup>[7]</sup>.

El petróleo original en sitio (POES) se determina como:

$$POES = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \quad (2.28)$$

Donde,

A = área del yacimiento, acres.

h = espesor de arena neta petrolífera, pies.

$\phi$  = porosidad, fracción

$S_w$  = saturación de agua, fracción

$\beta_{oi}$  = factor volumétrico inicial de petróleo, BY/BN.

El gas original en sitio (GOES) se determina como:

$$GOES = POES \cdot R_{si} \quad (2.29)$$

Donde,

POES = petróleo original en sitio, barriles.

$R_{si}$  = relación gas-petróleo en solución inicial.

#### 2.9.4.2. Balance de materiales

El método de balance de materiales se basa en la aplicación de la Ley de la Conservación de la Masa a la producción de petróleo, gas y agua, donde el volumen de control es el yacimiento, por lo que la masa del fluido producido debe ser igual a la masa de fluido originalmente en sitio menos la masa de fluido remanente. Los

volúmenes de fluidos deben ser estimados a una misma condición de presión y temperatura para que tengan validez<sup>[7]</sup>.

La aplicación del método permite la determinación de los volúmenes originales en sitio y la identificación del grado de incidencia de cada mecanismo de empuje. El balance de materiales involucra una serie de suposiciones, las cuales son:

- El yacimiento es considerado como un tanque.
- Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
- Las presiones y saturaciones se distribuyen en forma continua.
- Cualquier cambio de presión y saturación se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.

La ecuación de balance de materiales está expresada como:

$$N_p(\beta_o + (R_p - R_s)\beta_g) + W_p\beta_w = N(\beta_o - \beta_{oi} + (R_{si} - R_s)\beta_g) + mN\beta_{oi}\left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1\right) + (1 + m)N\beta_{oi}\frac{(C_w S_{wc} + C_f)}{1 - S_{wc}}\Delta P + W_e + W_{iny} + G_{iny}\beta_{g\ iny} \quad (2.30)$$

En la cual,

- |   |  |
|---|--|
| $N_p(\beta_o + (R_p - R_s)\beta_g) + W_p\beta_w$                  | → Vaciamiento.                             |
| $N(\beta_o - \beta_{oi} + (R_{si} - R_s)\beta_g)$                 | → Expansión de petróleo y gas en solución. |
| $mN\beta_{oi}\left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1\right)$         | → Expansión de la capa de gas.             |
| $(1 + m)N\beta_{oi}\frac{(C_w S_{wc} + C_f)}{1 - S_{wc}}\Delta P$ | → Expansión de la roca y agua connata.     |
| $W_e$   | → Influjo de agua.                         |
| $W_{iny} + G_{iny}\beta_{g\ iny}$                                 | → Volumen inyectado                        |

Donde,

N: petróleo original en sitio, BN.

N<sub>p</sub>: petróleo producido, BN.

β<sub>o</sub>: factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

β<sub>g</sub>: factor volumétrico del gas, BY/BN.

R<sub>p</sub>: relación gas-petróleo acumulado, PCN/BN.

Rsi: relación gas-petróleo en solución inicial, PCN/BN.

Wp: agua producida, BN.

$\beta_w$ : factor volumétrico del agua, BY/BN.

Wi: agua inyectada, BN.

Gi: gas inyectado, PCN.

$\beta_{gi}$ : factor volumétrico del gas a condiciones iniciales, BY/BN.

We: intrusión de agua, BY.

M: razón de volumen de gas inicial y volumen de petróleo inicial, adimensional.

Swc: saturación de agua connata, fracción.

Cf: compresibilidad de la formación,  $lpc^{-1}$ .

Cw: compresibilidad del agua,  $lpc^{-1}$ .

$\Delta P$ : diferencia de presión,  $lpca$ .

#### 2.9.4.3. Análisis de curvas de declinación de producción

La declinación se refiere a la disminución paulatina de la producción de un yacimiento por el agotamiento de presión dentro del mismo (disminución de la energía).

Según el Manual de Estudios Integrados de yacimientos de PDVSA (2009), a partir de la información de producción se realizan gráficos en función de parámetros como tiempo o producción acumulada, llamados curvas de declinación de producción, que serán un reflejo del comportamiento del pozo, grupo de pozos, yacimiento o campo en estudio, y permitirán, posteriormente, establecer predicciones de producción asociadas a estos.

Cabe de estar que este método es el más usado para la estimación de las reservas que se recuperarán durante la vida productiva de un yacimiento, y además para hacer comparaciones con los estimados por otros métodos como el balance de materiales.

Las curvas de declinación se basan en la siguiente premisa: los agentes que han afectado los niveles de producción en el pasado, lo continuarán haciendo el resto de su vida productiva <sup>[7]</sup>. Así este método permite estimar:

- Hidrocarburos originalmente en sitio y factores de recobro

- Reservas desarrolladas y no desarrolladas de hidrocarburos
- Pronósticos de producción
- Tiempo de vida productivo del yacimiento, pozo o área en estudio
- Análisis del comportamiento de producción de fluidos

Se debe tener en cuenta que un pozo puede experimentar múltiples cambios a lo largo de su vida, que deben ser considerados al momento de realizar las predicciones.

En los yacimientos maduros, cuyos pozos han producido el tiempo suficiente para que sus características de producción generen tendencias claramente definidas, resulta viable extrapolar estas tendencias al límite económico para estimar las reservas remanentes a nivel de pozo y/o grupo de pozos.

En el rendimiento de un pozo se pueden reconocer dos etapas o períodos: el período que transcurre antes de la declinación continua en la tasa de producción del hidrocarburo, durante el cual se definen tendencias en los indicadores de rendimiento (RGP, RAP) que pueden ser extrapoladas a las condiciones del límite económico.

Por su parte, se tiene el período durante el cual la tasa de producción del hidrocarburo presenta una tendencia continua de declinación, la cual puede ser extrapolada a la tasa de producción al momento de alcanzarse el límite económico.

De acuerdo a las causas que influyen en la declinación de producción se tienen la declinación energética y la declinación mecánica. La declinación total será la suma de la declinación energética más la declinación mecánica.

- Declinación Energética

Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de energía del yacimiento (caída de presión) y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de petróleo alrededor del pozo.

- Declinación Mecánica

Está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción, problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltenos, y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaaduras, entre otros. Recientemente algunos expertos prefieren



denominar este tipo de declinación como Capacidad de Pérdida de Producción, ya que esto involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánicos.

De acuerdo a la expresión matemática se tienen la tasa de declinación nominal y la tasa de declinación efectiva.

- Tasa de Declinación Nominal (D)

Esta ecuación se genera de la pendiente negativa de la curva formada por el logaritmo natural de la tasa de producción en función del tiempo ( $\ln q$  vs  $t$ ). La declinación nominal es una función continua usada para derivar otras relaciones matemáticas. En la ecuación 2.31, se define la declinación nominal:

$$D = -\frac{\ln\left(\frac{q}{q_i}\right)}{t} \quad (2.31)$$

- Tasa de Declinación Efectiva (De)

Representa la caída en la tasa de producción desde  $q_i$  hasta  $q_1$  dividida entre la tasa de producción al comienzo del período. Si el período de tiempo es un mes, la tasa de declinación es mensual efectiva, si el período es un año, la declinación es anual efectiva. La declinación efectiva es por lo general la mejor que representa las prácticas de producción real. En la ecuación 2.2 se define la declinación efectiva:

$$De = -\frac{q_i - q_1}{q_i} \quad (2.32)$$

Donde:

D= Tasa de declinación nominal, tiempo-1

De= Tasa de declinación efectiva, adm

$q_i$ = Tasa inicial de producción, BN/día, BN/mes, BN/año

$q_1$ = Tasa de producción al final del período considerado, BN/día, BN/mes, BN/año.

Siendo que  $q$  y  $q_1$  son iguales para las dos ecuaciones, igualando las ecuaciones 2.31 y 2.32 se tiene:

$$q_i e^{-D} = q_i - q_i De$$

$$e^{-D} = (1 - De)$$

La declinación nominal como una función de la declinación efectiva es:

$$D = -\ln (1 - De)$$

La declinación efectiva como una función de la declinación nominal es:

$$De = 1 - e^{-D} \quad (2.33)$$

Para realizar un análisis de declinación de producción con el fin de hacer una estimación de reservas o futuras predicciones, se necesita definir una curva que mejor se ajuste al comportamiento registrado en los datos asociados al estudio, buscando así la mayor representatividad de los resultados obtenidos.

Cabe destacar que según el Manual de Estudios Integrados de PDVSA (2009): existen tres tipos de declinación de acuerdo a las características de la curva ó función que mejor ajuste al comportamiento de producción:

- Declinación Exponencial

La declinación exponencial consiste en la declinación de la producción a porcentaje constante y esto se debe a la expresión matemática o ecuación exponencial que la define, básicamente es también la relación que existe entre los gastos de producción y la producción misma en un periodo de tiempo específico.

Por otra parte en este gráfico de producción de hidrocarburo versus tiempo para un pozo determinado, puede realizarse una extrapolación hacia futuro para así poder tener conocimiento acerca de los gastos de producción a futuro. De esta manera conociendo dichos gastos, es muy probable determinar la producción neta o la reserva de un yacimiento determinado<sup>[8]</sup>.



Figura 17. Declinación tipo exponencial.

La ecuación utilizada, conforme a la figura 17, es la siguiente:

$$q_g = q_{gi} \cdot e^{-Dt} \quad (2.34)$$

- Declinación Hiperbólica

Esta declinación se debe al resultado que producen todos los mecanismos de empuje tanto naturales como los inducidos que conducen a una disminución en la presión del yacimiento y esta a su vez se relaciona con los cambios generados por la expansión del petróleo levemente compresible.<sup>[8]</sup>

La ecuación utilizada en este caso es la siguiente:

$$q = q_i(1 + D_i bt)^{-\frac{1}{b}} \quad (2.35)$$

En este caso  $D_i$  es la velocidad de declinación en el momento en que el gasto  $q_i$  predomina, y el tiempo  $t$  es el lapso que tarda en reducirse el gasto desde  $q_i$  a  $q$ .

Finalmente se puede realizar una relación directa entre la producción de hidrocarburos ( $N_p$ ), la velocidad de declinación de producción ( $D$ ) y los gastos ( $q$ ) realizados en un tiempo  $t$  determinado.

Básicamente la ecuación de este tipo de declinación puede quedar finalmente expresada como:

$$\% \text{declinación} = -\frac{100 D}{(1-Dbt)} \quad (2.36)$$

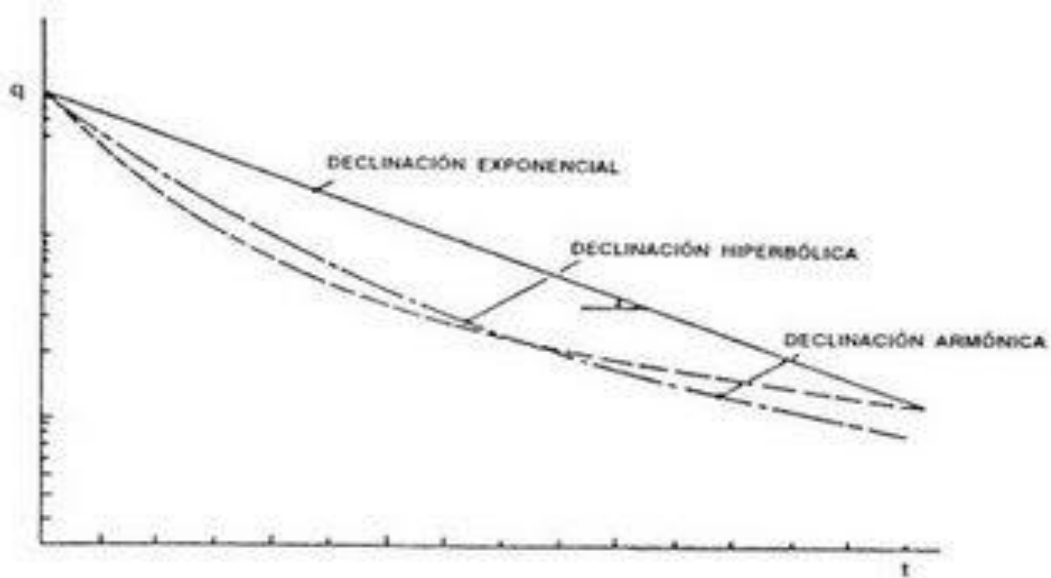


Figura 18. Declinación tipo hiperbólica.

- Declinación Armónica

En ocasiones la producción puede ser manejada principalmente por la segregación gravitacional, en este caso la velocidad de declinación ( $D$ ) es directamente proporcional al gasto ( $q$ )<sup>[8]</sup>.

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica, en este caso el valor de la constante de declinación ( $b$ ) es igual a 1.

Las ecuaciones anteriores son similares a las de declinación hiperbólica solo que el término  $b$  se supone 1, la ecuación final de este tipo de declinación queda:

$$\% \text{declinación} = -\frac{100 D}{(1-Dt)} \quad (2.37)$$

Tanto para la curva de declinación hiperbólica como para la armónica, la ecuación para determinar el tiempo  $t$  se expresa de la siguiente manera:

$$t = \left(\frac{1}{D_i}\right) \left( \left( \frac{q_i}{L} * E \right)^2 - 1 \right) \quad (2.38)$$

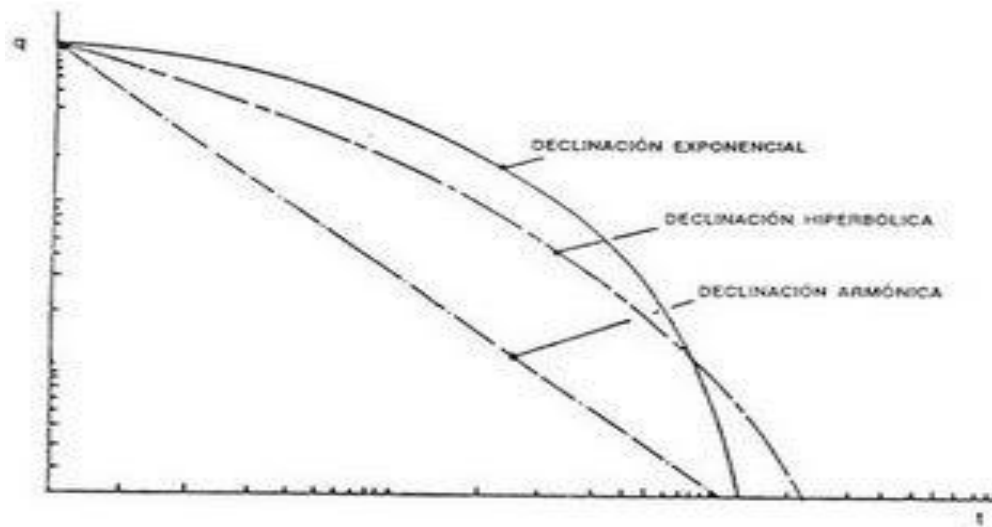


Figura 19. Declinación tipo armónica.

- Factores que afectan las Curvas de Declinación de Producción

Dado que la aplicación de las curvas de declinación requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento de producción del pozo, grupos de pozos, yacimiento, cualquier factor que altere o modifique esta tendencia, limitará la aplicación de las mismas. Entre los factores que afectan las curvas de declinación de producción, y que se mencionan en el manual para el cálculo de reservas de CORPOVEN (1989), se tienen los siguientes:

Períodos desiguales de tiempo: las pruebas de pozos, las mediciones, etc, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los promedios entre los diferentes tiempos no estén bien ponderados. Este factor es de cierta importancia cuando se usa la presión del pozo o del yacimiento como variable independiente, pero el efecto será menor cuando se usan las tasas de producción, porque estas se asignan mensualmente.

Cambio de productividad de los pozos: la producción de los pozos tienen una declinación natural, cuando en determinados pozos esta llega a bajos valores, son sometidos a reparaciones con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Generalmente estos cambios de productividad no se pueden tomar en cuenta porque no se puede predecir cuándo ello ocurrirá. Cuando el cambio de productividad en un

pozo es significativo o más de un pozo experimenta cambios similares, también cambiará la tendencia del comportamiento de producción del yacimiento.

Completación de nuevos pozos: al terminar un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento aumentará, lo cual altera la tendencia del comportamiento anterior. En este caso no se podrá extrapolar la curva porque no se sabe si la declinación de producción continuará según la misma ley (comportamiento) antes de terminar el nuevo pozo. En dicho caso, habrá que esperar hasta que se observe una nueva tendencia para proceder a la aplicación de este método. Sin embargo, si se necesitara una tendencia, podría trazarse una paralela a la tendencia anterior por el nuevo valor de la tasa de producción del pozo o yacimiento.

Interrupción de los Programas de Producción: cuando en la vida productiva de un existen cierres de producción total o parcial por razones de carencia de mercado, problemas en los equipos de superficie, etc., se desconocerá la nueva tasa de producción del yacimiento cuando sea reactivado. Además se desconoce si se continuará con el mismo comportamiento anterior al cierre. Esto causa notables problemas en el estudio de las curvas de declinación.

Veracidad de los Datos: cuando no se tiene certeza sobre la información disponible con respecto al comportamiento de un yacimiento. Este caso es frecuente en campos donde no se conoce la metodología utilizada para asignar los valores de producción a los pozos y, por ende, al yacimiento en estudio.

Prorrato: en países donde existe restricción en las tasas de producción (prorrato), los yacimientos no producen a su potencial y por tanto el método no debe aplicarse. Es un factor poco importante en algunos países, donde las restricciones a la producción son insignificantes.

## CAPÍTULO III

### DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

#### 3.1. GEOLOGÍA REGIONAL

##### 3.1.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela (COV), depresión topográfica y estructural, se encuentra ubicada en la zona centro-este de Venezuela, sobre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, con una extensión menor en el estado Sucre (González, 1980). Ello se observa en la figura 20.

Se profundiza sobre la Plataforma Deltana y el sur de Trinidad. En Venezuela abarca unos 165.000 kilómetros de superficie, con una longitud de 800 kilómetros en sentido oeste-este y un ancho promedio de 200 kilómetros en dirección norte-sur, aproximadamente. Representa la segunda cuenca petrolífera más importante del país.

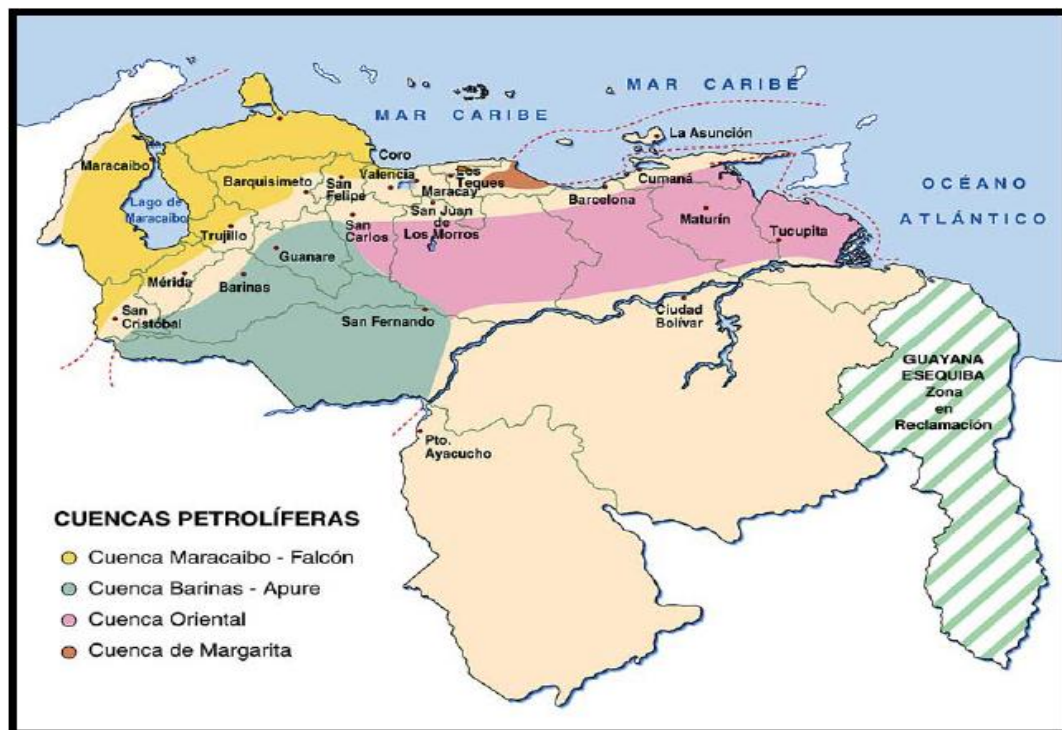


Figura 20. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.

### **3.1.2. Características Generales de la Cuenca Oriental de Venezuela**

La Cuenca Oriental presenta sus principales acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo de los llanos de Monagas y Anzoátegui, pertenecientes a las formaciones de edad Oligoceno y Mioceno, caracterizadas por la alternancia de areniscas separadas por intervalos regulares de lutitas, que se repiten en forma cíclica. Los bancos arenosos son recipientes gasíferos y petrolíferos, que están limitados por diferentes mecanismos de entrapamientos constituidos en su totalidad por arenas de origen fluvio-deltaico y litoral.

La principal roca generadora en esta cuenca la constituye la Formación Querecual. Se interpreta que la Formación San Antonio y las lutitas de Oficina, también son generadoras, pero en proporción alternante. En función de los estudios geoquímicos realizados a las rocas madres, éstas se pueden clasificar en kerógeno tipo II y III de origen marino, cuyos espesores van desde 60 a 1.500 metros y cuya área de drenaje es aproximadamente 50% del área total de la Formación Querecual.

### **3.1.3. Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela**

La Cuenca Oriental de Venezuela tiene una evolución relativamente simple, por haber estado apoyada desde el paleozoico sobre el borde estable del Escudo Guayanés, los movimientos suaves de levantamiento y hundimiento de este escudo, originaron transgresiones y regresiones extensas. Se precisan tres ciclos sedimentarios. El primero de ellos, corresponde al Paleozoico Medio-Superior y Paleozoico Superior. El segundo ciclo sedimentario comienza durante el Cretáceo Medio y se hace progresivo en el transcurso del Terciario Inferior, mientras que el tercer ciclo, se presentó a lo largo del Terciario Superior y constituyó el paso definitivo de la configuración actual de la cuenca. Estructuralmente, la Cuenca Oriental de Venezuela, es una gran depresión. La trasgresión marina del Terciario que invadió el oriente del país ha dejado entre otras evidencias, una secuencia sedimentaria gruesa, que descansa discordantemente sobre los sedimentos del Cretáceo y que está representada por las areniscas y lutitas de la Formación La



Pascua y Roblecito hacia el Oeste. El contacto superior es transicional con la Formación Chaguaramas o con unidades litoestratigráficas equivalentes [10].

La Cuenca Oriental de Venezuela cuenta con una serie de unidades litológicas, las cuales se muestran en la figura 21.

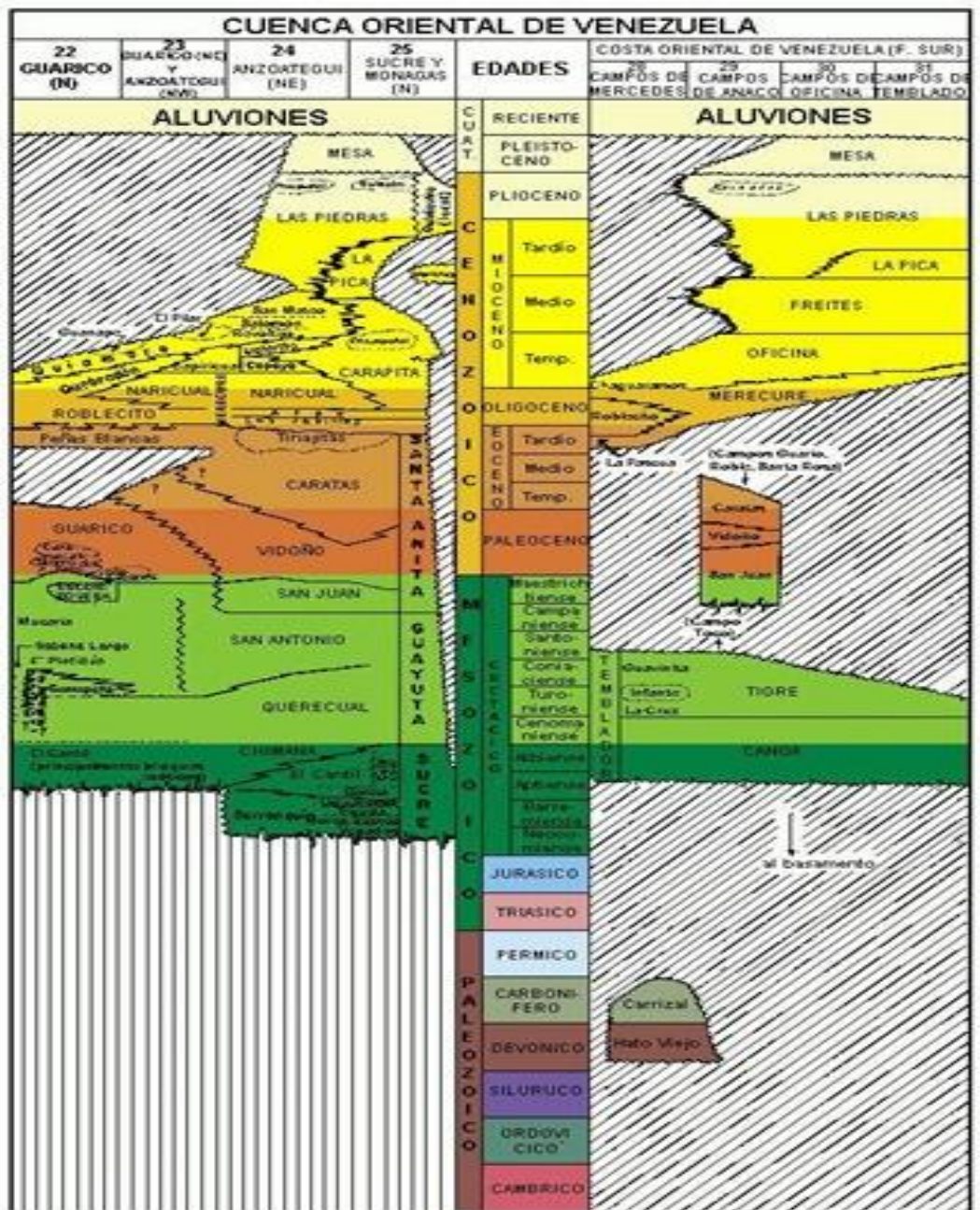


Figura 21. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

### 3.1.4 Límites de la Cuenca

Está limitada al norte con la línea que demarca el piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental (cinturón móvil, plegado y fallado), los cinturones ígneo-metamórficos de la Cordillera de La Costa/Villa de Cura y de Araya/Paria y la Falla de El Pilar que la separa del Caribe; al sur con el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca, hacia el este de Boca Grande, siguiendo aproximadamente el borde septentrional del Cratón de Guayana, al este continúa por debajo del Golfo de Paria, abarcando la parte ubicada al sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico ecuatorial al oeste de la costa del delta del Orinoco; y hacia el oeste con el levantamiento o Arco de El Baúl y su conexión estructural con el Cratón, el cual sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao <sup>[11]</sup>. Basándose en las características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas la Cuenca Oriental de Venezuela se subdivide en dos subcuencas, las cuales se observan en la figura 22, a saber:

- Subcuenca de Guárico (al oeste)
- Subcuenca de Maturín (al este)

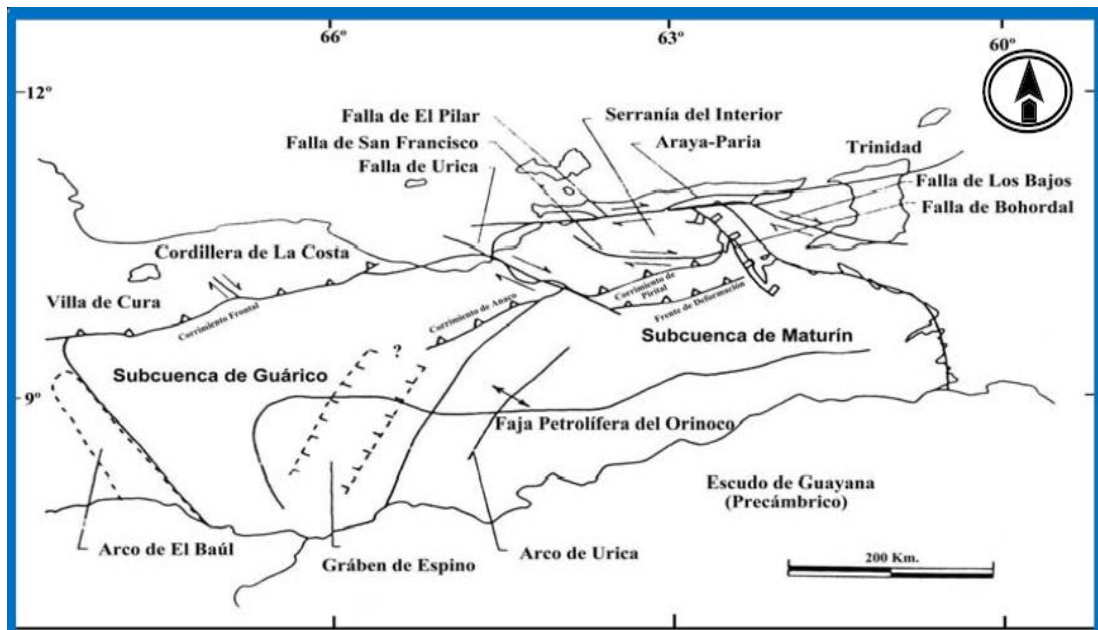


Figura 22. Rasgos estructurales principales de la Cuenca Oriental.

#### 3.1.4.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los Campos del Estado Guárico y parte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de la deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico el cual sobrecarga rocas cretáceas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia al sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con acuñamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección.

Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural estratigráficos, en los campos alejados del frente de corrimientos <sup>[11]</sup>.

#### 3.1.4.2 Subcuenca de Maturín

La subcuenca de Maturín constituyen la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela, su forma es asimétrica y alargada, presentando una dirección N 50° E. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen los dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Piritál y otro al sur. El flanco sur de esta subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo <sup>[11]</sup>.

Su estratigrafía es sencilla y muy semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador, en su parte inferior, como representante del Cretáceo, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio-deltaico y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

Las dos Subcuencas, localizadas al noreste de Venezuela están separadas por unos anticlinales en superficie, y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas.

El límite que separa la Subcuenca de Guárico de la de Maturín es el Arco de Urica, el cual estuvo intermitentemente activo durante el Mioceno-Holoceno. La cuenca posee más de 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios, localizados

entre las cadenas montañosas terciarias situadas al norte y el Escudo Guayanés emplazado al sur.

La cuenca actual es asimétrica; su flanco sur presenta una ligera inclinación hacia el norte, hasta que es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos (mayores buzamientos), que constituyen el flanco norte. Este último se encuentra conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca en su parte norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera tal que la parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. En Venezuela se ha obtenido producción de petróleo de ambos flancos de la cuenca, bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes.

En el flanco sur, los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente al norte de las fallas. El entrapamiento es el resultado de los siguientes mecanismos estructurales-estratigráficos:

- Una falla normal al sur.
- Buzamiento regional hacia el noreste.
- Acuñaamiento arenoso lateral.

Hacia el extremo oriental y el flanco norte de la cuenca las trampas presentan mayores complejidades estructurales y estratigráficas, en particular en los campos próximos al frente de montañas.

Las características distintivas y de ambientes de sedimentación fluctúan de este a oeste, los ambientes más continentales ocupan la parte más oriental y sur de la cuenca y los más marinos, la región noroccidental.

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el este. El flanco sur buza suavemente hacia el norte, mientras que el flanco norte está conectado a la zona y fallada de las cordilleras. La Cuenca Oriental se ha dividido en seis subregiones, con sus respectivos y principales campos, las cuales se diferencian entre sí, por las acumulaciones de hidrocarburos o por las características geológicas, entre ellas:

- Área Mayor de Oficina

- Norte de Anzoátegui: Área de Guaribe-Chaparro en el extremo noroccidental
- Área Mayor de Anaco al sur, y el Área de Urica al este
- Área Centro de Anzoátegui y Monagas
- Área Norte de Monagas: Quiriquire, Jusepín, Santa Bárbara
- Área de Guárico
- Área Mayor de Temblador
- Pedernales (Delta)
- Faja Petrolífera del Orinoco

## **3.2 GEOLOGÍA LOCAL**

### **3.2.1 Área Operacional del Distrito Gas Anaco**

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), cuenta con Distritos Operacionales para realizar actividades de exploración, perforación, explotación-producción, refinación y transporte de este recurso en varias regiones del territorio nacional, debido a que Venezuela es uno de los países que cuenta con mayores reservas de hidrocarburos en el mundo (gas asociado, no asociado y petróleo). Uno de estos Distritos Operacionales lo representa el Distrito Gas Anaco, representada por PDVSA Gas, ubicado en la parte central del estado Anzoátegui. Esto es considerado “Centro Gasífero” en el ámbito nacional por contener reservas probadas de gas superiores a los 15.600 MMMPCN, con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>, conformado por dos extensas áreas.

### **3.2.2 Área Mayor Oficina (AMO)**

Integrada por los campos de Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay. Se encuentra ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km<sup>2</sup>. Esta área cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 430 millones de pies cúbicos normales de gas diario (MMPCND), con un potencial de extracción de líquidos de 9.000 barriles normales por día (BND).

### **3.2.3 Área Mayor Anaco (AMA)**

Ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 km<sup>2</sup>, integrada por los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana,

Toco y El Roble, como se observa en la figura 23. Esta cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 1650 MMPCND, con un potencial de extracción de líquidos de 8500 BNPD.

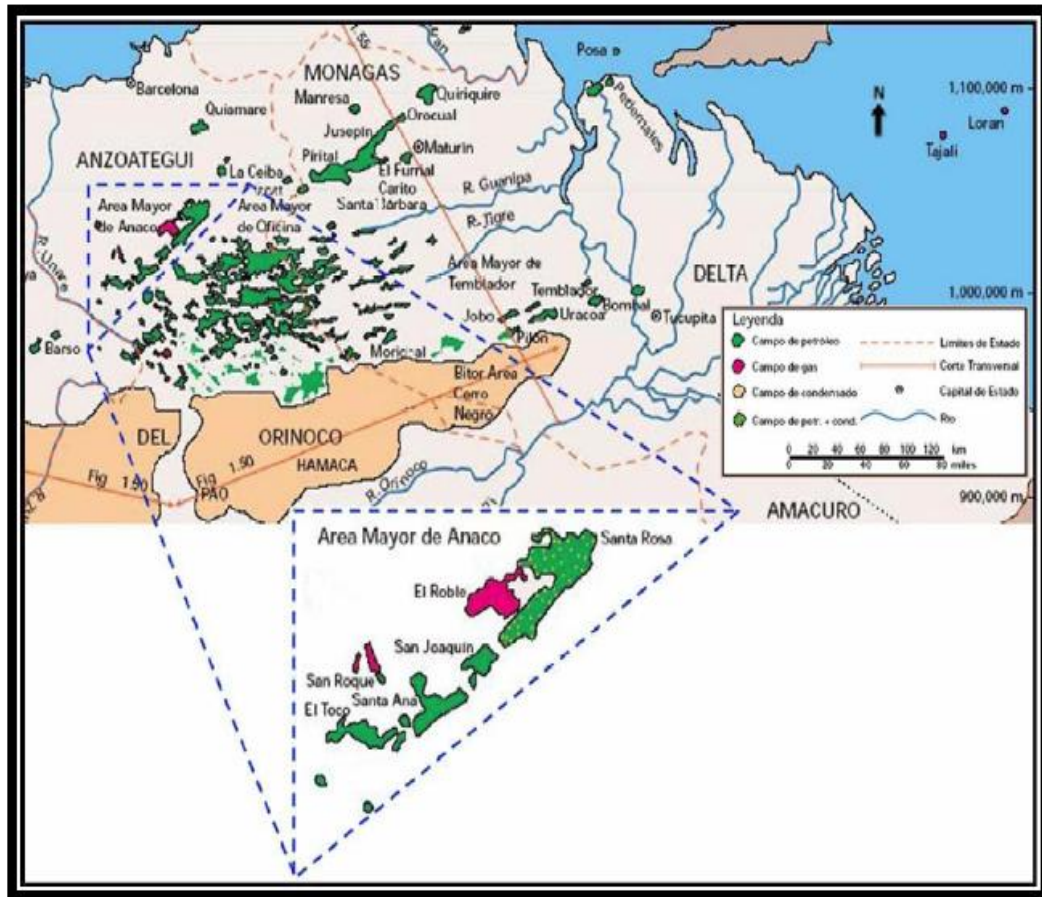


Figura 23. Campos del Área Mayor de Anaco. (WEC, 1997)

### 3.2.3.1. Estratigrafía del Área Mayor de Anaco

El subsuelo del Área Mayor de Anaco está representado por una secuencia estratigráfica comprendida temporalmente entre Cretáceo hasta Pleistoceno, y se encuentra representada por las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Caratas, Vidoño, San Juan, el grupo Sucre (Chimana, El Cantil y Barranquín), estos dos últimos pasan transicionalmente hacia el suroeste a su equivalente lateral, el grupo Temblador. De estas formaciones las más prospectivas son Oficina, San Juan y Merecure.

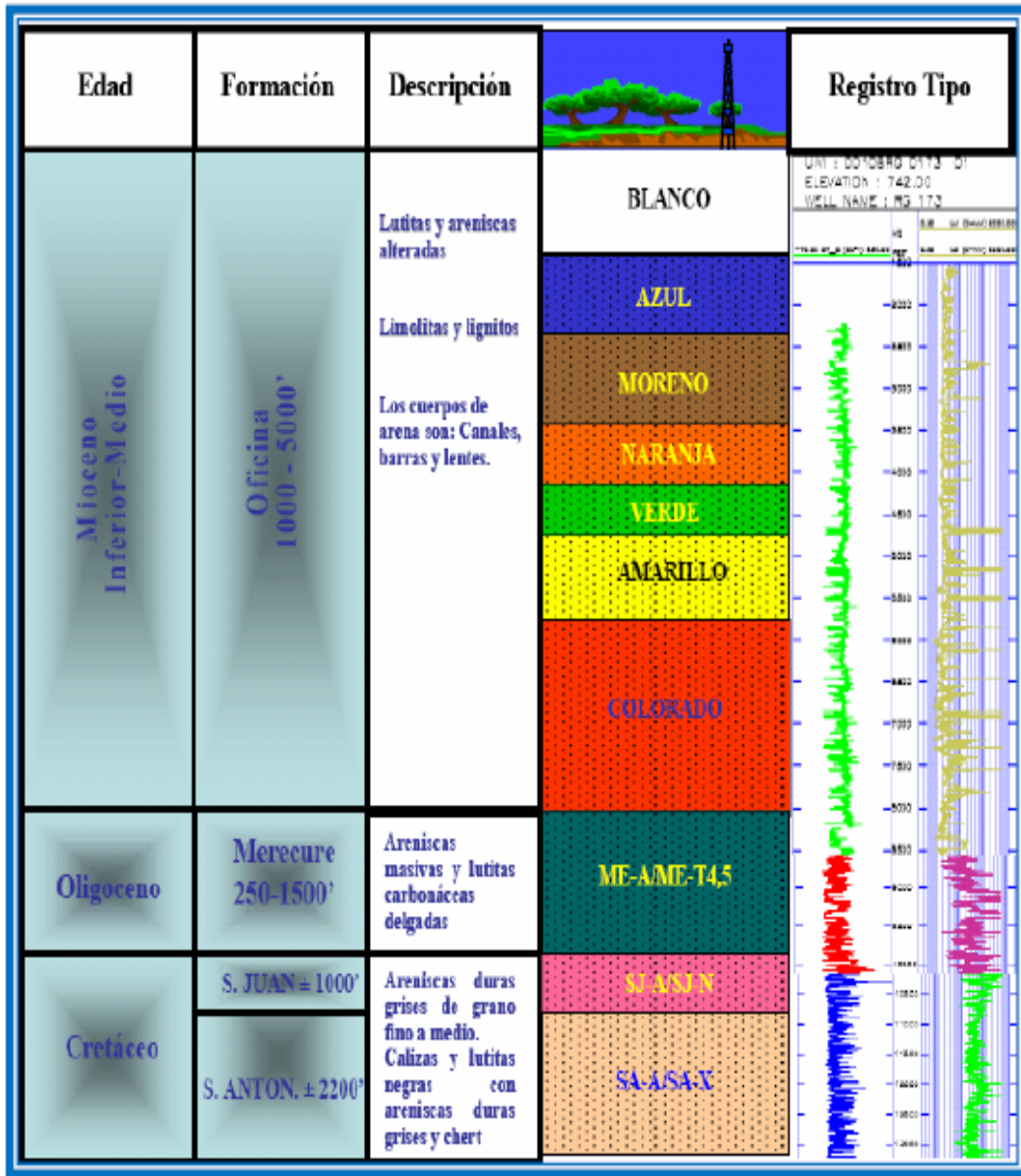


Figura 24. Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco.

### Formación Merecure

La formación Merecure es una compleja secuencia geológica de edad desde el Oligoceno al Mioceno, como se aprecia en la figura 24. Tiene bastante espesor y consiste en apilamientos de canales fluviales, diques y barras de meandro dando como resultado varios lentes discontinuos de arena. Las arenas son lateralmente discontinuas, pero con suficiente apilamiento como para tener suficiente continuidad

verticales. Estas arenas tienen producción en unos 27 campos del Distrito Anaco, con un total de 425 yacimientos, los cuales han producido más de 300 MMBN de petróleo (mediano-liviano) y unos 530 MMMPCN de gas.

La Formación Merecure infrayace al miembro Colorado y es de edad oligoceno tardío. Tienen un espesor que varía desde 250 hasta 1500 pies. La formación se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas irregularmente laminadas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos.

#### 3.2.3.2 Características del Área en Estudio

- Campo Guarío

En el Campo Guarío, las características estructurales principales son los cierres asimétricos de los domos y un anticlinal amplio, de bajo relieve, con buzamiento al noreste y es la estructura de entrapamiento para el Campo El Roble el buzamiento estructural en el flanco este del campo Guarío puede ser bastante pronunciado (posiblemente más de 45 grados), mientras que en flanco noroeste del campo muestra buzamiento relativamente suaves (hasta 25 grados). El tipo de entrapamiento de los yacimientos de este campo es estructural-estratigráfico. Estos campos, desde El Toco hasta Santa Ana al sur, siguiendo hacia el norte con San Joaquín, Guarío y Santa Rosa, están unificados por marcadas similitudes en estratigrafía, estructura y características productoras, y fueron descubiertos con la completación del primer pozo en el Campo Santa Ana, el pozo AM-1X en 1936.

El Campo Guarío se encuentra en la estructura del mismo nombre, la cual está representada por un anticlinal asimétrico, de rumbo N 65° E, subdividido en tres anticlinales o domos a nivel del yacimiento.



El anticlinal más occidental es el que presenta mayor relieve estructural, a nivel de los estratos de la Formación Oficina, los otros dos anticlinales aparentemente se unen a nivel de la arena Merecure y se encuentran estructuralmente más bajos por lo que la distribución de los fluidos sería mayoritariamente de petróleo y agua en los anticlinales norte y central, mientras que el anticlinal sur por su mayor relieve estructural sería en su mayoría gas. La posición estructural de los anticlinales se muestra en la figura 25.

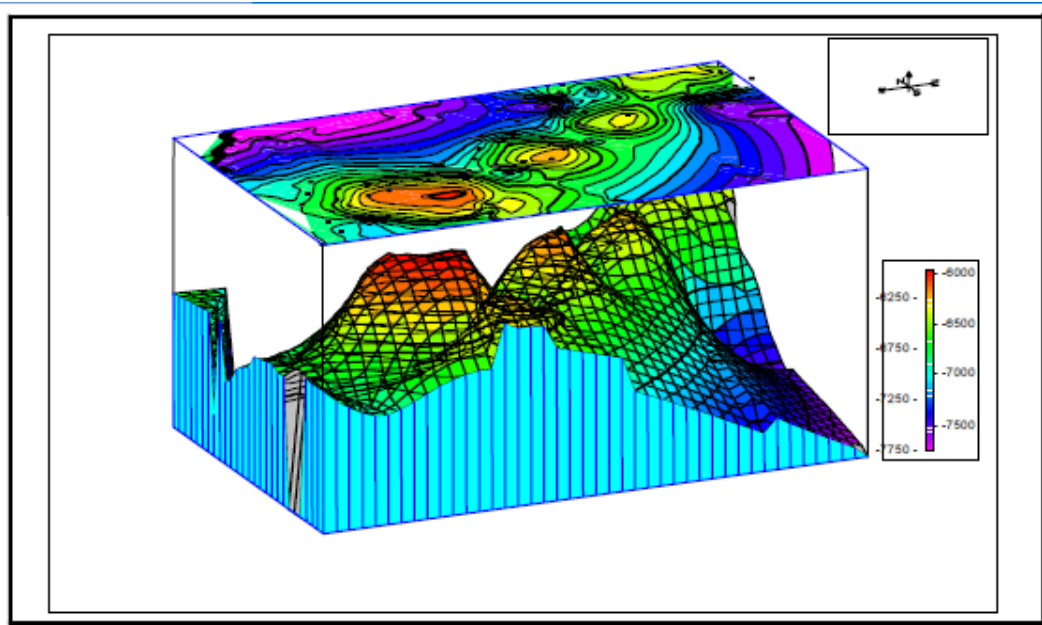


Figura 25. Perspectiva de la estructura del Campo Guarario. (PDVSA)

El flanco más suave de esta estructura está al noroeste y presenta un buzamiento de  $3^\circ$  a  $12^\circ$  al Norte. El flanco más inclinado está al Sureste y presenta buzamientos de  $20^\circ$  a  $27^\circ$  al Sur. Este flanco está además cortado por una falla de corrimiento de mayor buzamiento al noroeste, confirmada por una sección repetida a nivel del miembro Colorado en algunos pozos. Esta falla de corrimiento es aproximadamente paralela al eje anticlinal.

- Campo El Roble

El campo El Roble está ubicado en la Cuenca de Maturín, 12 km al noreste del Campo San Joaquín. Su estructura está representada por un anticlinal de buzamiento suave que cierra en dirección noreste-suroeste con una extensión de 6,6 km. Se

encuentra en el límite de los distritos Aragua y Freites y al noroeste del Campo Buena Vista.

El ambiente de sedimentación es transicional, fluvio- deltaico con el desarrollo hacia la parte norte del área de un cinturón de meandros y hacia la parte central, de un sistema de canales entrelazados, con el cual está asociado la zona de condiciones geológicas más favorables para la acumulación de hidrocarburos.

La secuencia sedimentaria del subsuelo de esta área se extiende desde el Mioceno, Plioceno y por último el más joven, el Pleistoceno, se caracteriza por presentar una columna estratigráfica que se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad petrolífera depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Medio del Terciario. En ellas están presentes las Formaciones: San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados de Mesa y Freites.

La Formación Merecure constituida principalmente por capas delgadas de areniscas, limolitas y lutitas, la Formación San Juan, Vidoño y San Antonio de carácter eminentemente arenoso y facies carbonáticas.

Los crudos en el Área Mayor de Anaco tienen una composición parcialmente uniforme lo cual indica un origen común, y el fuerte elemento parafinoso posiblemente tiene que ver con una fuente herbácea en el ambiente fluvial deltaico, el cual es menos marino que la sección productora.

El acceso a una fuente más profunda y más joven, posiblemente es transmitido por la falla inversa de Anaco, la cual incorpora las facies marinas sobre las terrestres y quizás permite la intercomunicación de diversas fuentes productoras.

La secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del área de estudio se muestra a continuación. Allí se observa que los estratos más someros corresponden a los Miembros: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador.

## **CAPÍTULO IV**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN**

De acuerdo a la clasificación de las investigaciones según Dankhe (1986) una investigación puede ser de tipo exploratoria, correlacional, descriptiva o explicativa.

La investigación desarrollada a lo largo del presente trabajo especial de grado, de acuerdo a la clasificación mencionada, consiste en un estudio descriptivo. Las investigaciones descriptivas establecen características importantes del elemento estudiado, por lo que según Hernández, Collado y Baptista (2010) son “útiles para establecer las dimensiones de un fenómeno, suceso o situación”.

En el caso particular, los elementos en estudio son los yacimientos, de los cuales se especificarán rasgos importantes de los mismos y eventos ocurridos en los pozos que han drenado o siguen drenando los yacimientos en cuestión, lo que incide en el comportamiento de presión y producción. Finalmente se definirán las dimensiones del elemento en el que se centra la investigación, es decir, el valor de las reservas de hidrocarburos en sitio.

#### **4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

El diseño de la investigación se define como el plan o estrategia que se desarrolla para obtener la información que se requiere en un estudio.

El presente caso involucra una investigación no experimental, la cual se caracteriza por observar los sucesos o fenómenos tal y como se dan en su contexto natural para posteriormente ser analizados, es decir, se evalúan elementos existentes que no pueden ser manipulados porque ya ocurrieron, tal es el caso de las reservas de los yacimientos en estudio, así como las demás condiciones actuales.

### 4.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

La población está conformada por los 12 yacimientos correspondientes a las arenas AF-A, AF-B, AF-C, AF-D y AF-E en los Campos El Roble y Guarío del Área Mayor de Anaco, descritos en la tabla 1 del capítulo I, y que involucran un total de 62 pozos.

### 4.4. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para los yacimientos correspondientes a las arenas AF-A, AF-B, AF-C, AF-D y AF-E en los campos El Roble y Guarío del Área Mayor de Anaco, la metodología a desarrollar será de acuerdo al esquema mostrado en la figura 26.

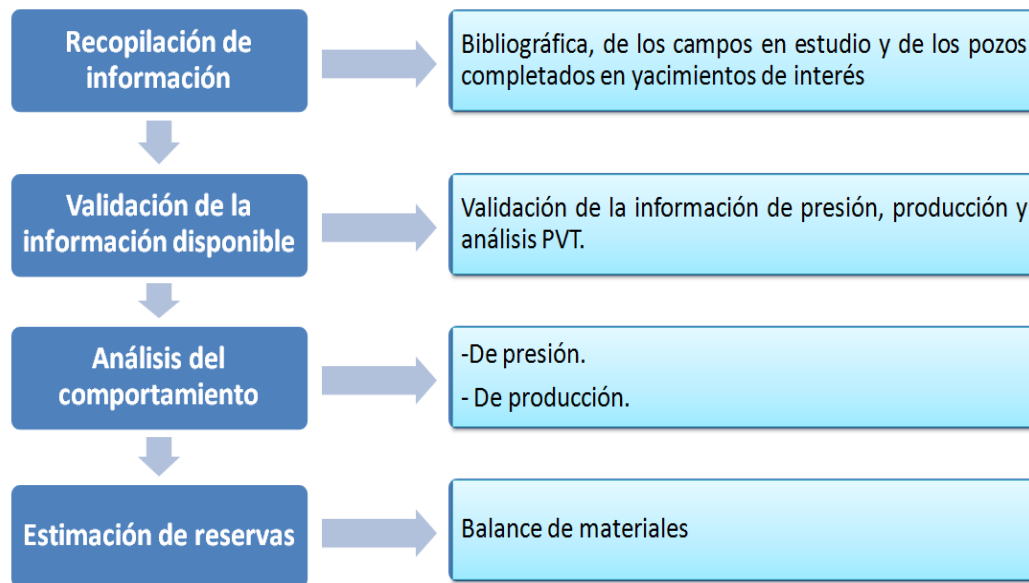


Figura 26. Diagrama de flujo de la metodología.

#### 4.4.1. Recopilación de información

##### 4.4.1.1. Recopilación de información bibliográfica

La recopilación de la información estuvo centrada en todas las etapas y procedimientos que involucra la estimación de reservas. Tomando así la mayor cantidad de información proveniente de internet, libros e inclusive trabajos especiales de grado previos que guardaran relación con el tema, y que permitieran sustentar la presente investigación, que contó con el análisis, resumen, sincronización e

interpretación de la información para posteriormente ser manifestada en las diferentes páginas de la misma.

El resultado de esta etapa fue una gama de conceptos y procesos relacionados a la estimación de reservas, los cuales son concisos y dirigidos al objetivo general del presente trabajo especial de grado.

#### 4.4.1.2. Recopilación de información del campo en estudio

Se necesita tener la mayor cantidad de datos que estén involucrados con los pozos pertenecientes al área de estudio, ya que los mismos forman parte de la base que permitirá establecer un valor fidedigno de las acumulaciones de hidrocarburos en subsuelo actuales.

En primer lugar se acudió a las carpetas de pozos que involucran los campos en estudio para posteriormente extraer de estos los datos de producción, presiones originales y actuales, pruebas de presión realizadas, así como pruebas de temperatura, análisis PVT, entre otros, que al ser analizados e integrados darán paso al cálculo de reservas. Los archivos típicos contenidos en una carpeta de pozos se observan en la figura 27; el ejemplo corresponde a la carpeta del pozo AC-1, del campo Guarío.

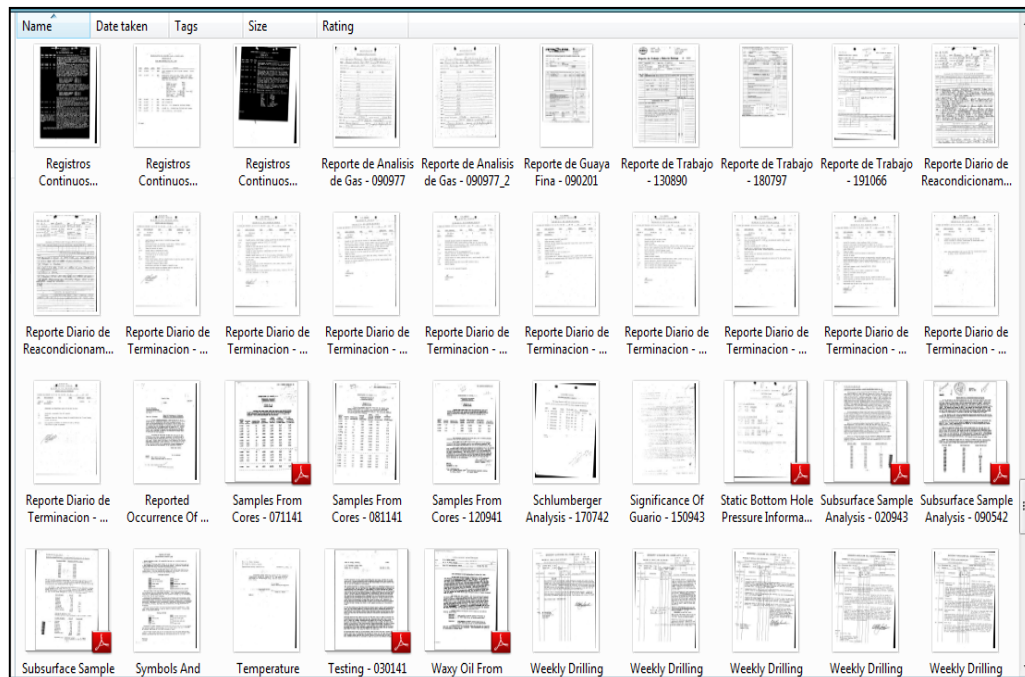


Figura 27. Ejemplo de carpeta de pozo. Pozo AC-1, Campo Guarío.

Dichas carpetas de pozos fueron suministradas por el cliente, y luego de ser analizadas y organizadas se procede a la aplicación de un sistema de organización y resumen de información, la ficha de pozo, que permite extraer y manifestar en una hoja de cálculo la información más resaltante de un pozo, en cuanto a su vida productiva.

La ficha de pozo ha sido de suma utilidad pues, en las siete secciones que conforman la hoja de cálculo, se puede hallar de forma rápida la información realmente necesaria para efectos de lo que se persigue en el presente trabajo. Se puede identificar un sección que habla de los diferentes trabajos realizados a lo largo de la vida productiva del pozo, así como toda la información referente a la producción y comportamiento de presiones del mismo.

En la figura 28 se observa una captura de pantalla de la primera de siete hojas de una ficha tipo; en este caso corresponde a la ficha del pozo AC-6 del Campo Guarío.

ESTUDIOS INTEGRADOS DE YACIMIENTOS		REVISIÓN	FECHA
<b>MODELO DE DATOS - INGENIERIA Y SIMULACION DE YACIMIENTOS</b>		0	
		Página 1	
<b>ANEXO C FICHA HISTORIA MECÁNICA DEL POZO</b>			
<b>DATOS DEL POZO</b>			
Pozo:		Campo:	GUARÍO
Coordenadas	NA	Est. Flujo:	ED - C5
Origen		Est. Desc:	NA
Superficiales			
NFS:	220.968,56	Mts.	
EIO:	526.908,24	Mts.	
UTM:			
NFS:	1041823,38	Mts.	
EIO:	342.036,54	Mts.	
Prof. Total	11334	Pies	
		K.B	NA
		N.T	617
		EMR	642
			pies
			pies
		Disponibles	
		Núcleo	
		PVT	
		Otros	
<b>DATOS DE LA COMPLETACION.</b>			
Nombre:	Reacondicionamiento Permanente N2	Fecha:	Diciembre, 2003
		Estado Actual	
Comentarios:	Se propuso el trabajo para corregir problemas mecánicos, reemplazando equipo de completación en mal estado y recompletar el pozo sencillo, selectivo, flujo natural en las arenas: con tubería a 2-7/8", 13% Cr. Es importante resaltar que el análisis de gas realizado el 29/02/2003 a la arena , en el pozo G-74 mostró 11,05% CO2 y 8 ppm H2S, lo que indica que el gas producido por esta es corrosivo.		
Arena:		Yac.:	
Intervalo:	9894' - 9934'	Edo.:	PTN
Prueba de la Completación (Oficial)		API:	52,7
		CHP:	NA
QL:	NA (29 BHPD) B/D	RGP:	99999
Red:	92"	THP:	690
Estim:			Empaque con grava
		Met. Prod.:	Natural
		RGL	NA
		% AyS	55
		Produciendo por	Tubing

Figura 28. Ejemplo de página 1, ficha del pozo AC-6, Campo Guarío.

A continuación se describe la estructura en la que se reportan los datos en esta herramienta de trabajo.

Página 1.

Datos del pozo.

Datos de la completación.

Página 2.

Características de la bomba.

Otras Arenas Probadas.

Tuberías de revestimiento.

Tuberías de producción.

Página 3.

Equipos.

Perforaciones.

Página 4.

Historia mecánica del pozo (RA/RC, servicios).

Página 5.

Hoja resumen de yacimiento.

Pruebas iniciales.

Ultimas pruebas.

Página 6.

Registros y perfiles.

Muestras de roca.

Muestras de fluidos.

Página 7.

Diagrama mecánico actual del pozo.

#### **4.4.2. Validación de la información recopilada**

##### 4.4.2.1. Validación de los análisis PVT

La etapa de validación de las pruebas de presión, volumen y temperatura consistió en la revisión de la representatividad y la consistencia de los análisis PVT recopilados

de las carpetas de pozos en etapas anteriores de la investigación. La evaluación se realizó según los procedimientos descritos por Rojas (2011).

- Evaluación de la representatividad de las muestras

Para revisar la representatividad de cada muestra, se evaluó el cumplimiento de ciertos parámetros, según se describe a continuación:

La temperatura de laboratorio a la que fue realizada la prueba debe ser igual a la temperatura del yacimiento a la profundidad donde fue tomada la muestra. La temperatura a la cual se llevan a cabo las pruebas aparecen reportadas en los informes de cada análisis de presión, volumen y temperatura; dicha temperatura debió ser comparada con la del yacimiento, para verificar que fuesen iguales. Las temperaturas de yacimiento se obtuvieron mediante la revisión de pruebas BHP/BHT con fechas cercanas a la fecha de muestreo; en caso de no tener pruebas disponibles para el pozo se acudió a la presión reportada en el libro de reservas según el yacimiento.

La relación gas condensado de la muestra recombinada debe ser similar a la inicial de las primeras pruebas de producción del yacimiento o la zona donde se tomó la muestra. La relación de gas condensado de la muestra recombinada se identificó directamente de los archivos de cada muestra de fluido analizada. La relación mencionada fue comparada con la obtenida de la prueba de producción más cercana para verificar su validez.

La presión de yacimiento debe ser mayor a la presión de rocío. La presión de rocío también está reportada en la mayoría de los archivos que contienen los análisis PVT recopilados, y la misma era el punto de partida para el estudio de depleción a volumen constante. De acuerdo a los criterios descritos en el capítulo II, una de las condiciones para que una muestra sea representativa es que la presión de yacimiento para el momento del análisis sea mayor a la presión de rocío.

- Evaluación de la consistencia de los datos PVT

Para evaluar la consistencia se aplicaron los métodos de recombinación matemática, criterio de Hoffman y balance molar, por lo que para considerar un análisis PVT como válido, debe cumplir con los criterios de los 3 métodos.



### Recombinación matemática

Para la aplicación del método se procedió al cálculo de la fracción de gas condensado para cada muestra, de acuerdo a los procedimientos y ecuaciones descritas en el capítulo II, aplicando de esa forma un balance molar de las muestras de gas y líquido tomadas en el separador. Luego de calculadas las fracciones de gas condensado, se compararon con las composiciones experimentales, dado que la validación del método requiere la verificación de que los errores relativos de la fracción de metano ( $C_1$ ) y las fracciones pesadas ( $C_{7+}$ ) sean menores al 2% y 5% respectivamente.

### Criterio de Hoffman

La validación del método de Hoffman requirió la representación gráfica de los puntos  $\log(K_i \cdot P)$  y  $F_i$ . El criterio aceptado para su validación requirió la revisión de su linealidad por medio de una recta de mejor ajuste, la cual debió tener un error cuadrado mayor a 0,95.

### Balance molar

El método requirió la realización de un balance molar por componente en cada uno de los pasos de presión de la prueba CVD; se debe cumplir que los valores de  $x_i$  en cada etapa sean valores positivos.

En la figura 29 se resumen los criterios que se deben cumplir para la verificación de la consistencia de los análisis PVT a través de los 3 métodos utilizados.

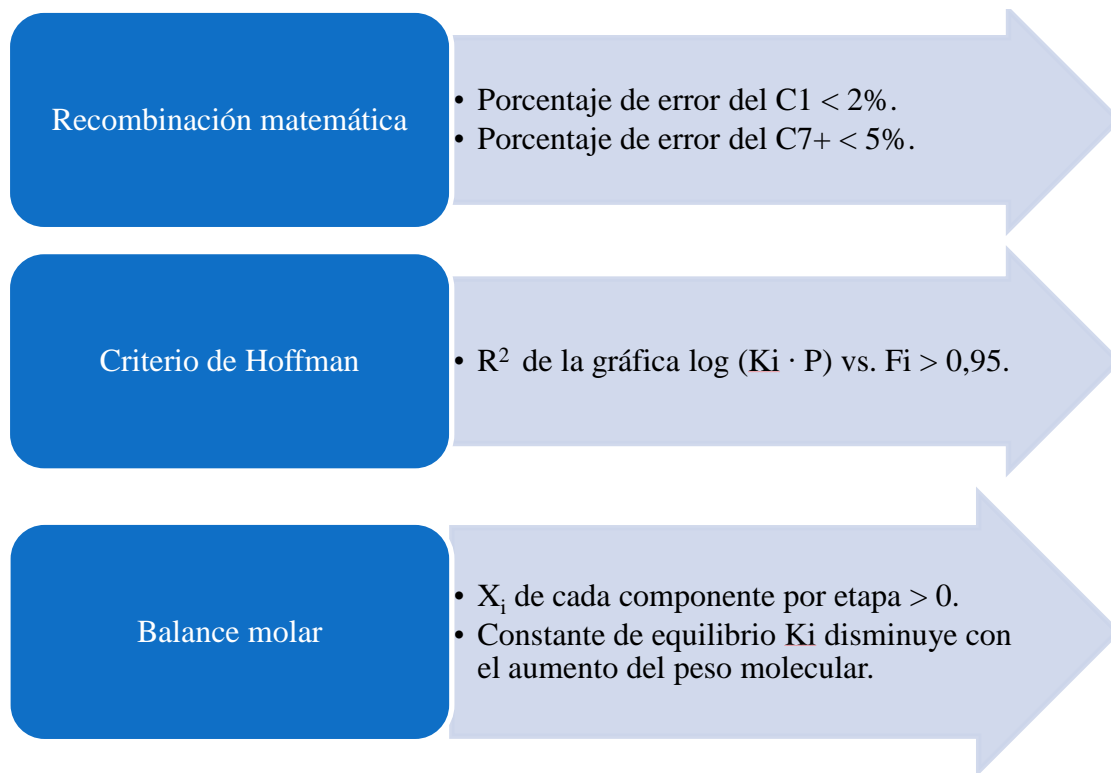


Figura 29. Criterios de validación de pruebas PVT por método.

Para la evaluación de la consistencia de los análisis PVT se procedió a la creación de una hoja de cálculo que permitiera aplicar de forma rápida los principios que rigen cada uno de los métodos evaluados y determinar así si cumplen con las premisas para ser considerados como consistentes. Para el uso de la hoja de cálculo se debieron revisar previamente los archivos de análisis PVT realizados en cada pozo del área de interés, de forma de poder sustraer la información relevante y necesaria para la verificación de los métodos.

El primer método fue el de recombinación matemática, para lo cual se ingresan valores como fracciones molares de líquido y gas en el separador, peso molecular y gravedad específica del heptano plus, presión y temperatura del separador, la relación entre el gas del separador primario y el líquido en el tanque, el factor de merma. Finalmente calcula los porcentajes de error entre fracciones de gas condensado calculadas y las experimentales. Se puede apreciar una vista de la sección de recombinación matemática en la figura 30.

RECOMBINACIÓN MATEMÁTICA								
	Líquido	Gas	Peso Molecular	Densidad				
	$X_i$	$Y_i$	$M_i$ , lbm/lbmol	$\rho_o$ , lb/ft <sup>3</sup>	$X_i \cdot M_i$	$X_i \cdot M_i / \rho_o$	$Y_i \cdot M_i$	$Y_i \cdot M_i / \rho_o$
CO2								
N2								
C1								
C2								
C3								
iC4								
nC4								
iC5								
nC5								
C6								
C7+								

PM C7+	
Gravedad	

$V_{CO2}$	
$V_{N2}$	
$V_1$	
$V_2$	
$V_3$	
$V_{i4}$	
$V_{n4}$	
$V_{i5}$	
$V_{n5}$	
$V_6$	
$V_{7+}$	

Psep	
Tsep	
$(X_i \cdot M_i) / (X_i \cdot M_i / \rho_o)$	
$\rho_{3+}$	
$\rho_{2+}$	
$\rho_{len}$	
delta P	
delta T	
$\rho_{I sep}$	

RGC		PCS/bbl
BI		BI sep/BN
RGC sep		
Ng		
NI		

		lb/ft <sup>3</sup>
		lb/bbl

	$Z_i exp$	$Z_i cal$	% dif
CO2			
N2			
C1			
C2			
C3			
iC4			
nC4			
iC5			
nC5			
C6			
C7+			

Figura 30. Sección de recombinación matemática en la hoja de cálculo.

La siguiente sección corresponde al criterio de Hoffman, donde parte de las fracciones molares de líquido y gas en el separador para calcular la constante de equilibrio en cada componente, los valores de  $F_i$  y  $\log(k_i P)$  y culminar graficando para verificar la linealidad de la función. La figura 31 muestra de sección de criterio de Hoffman en la hoja de cálculo.

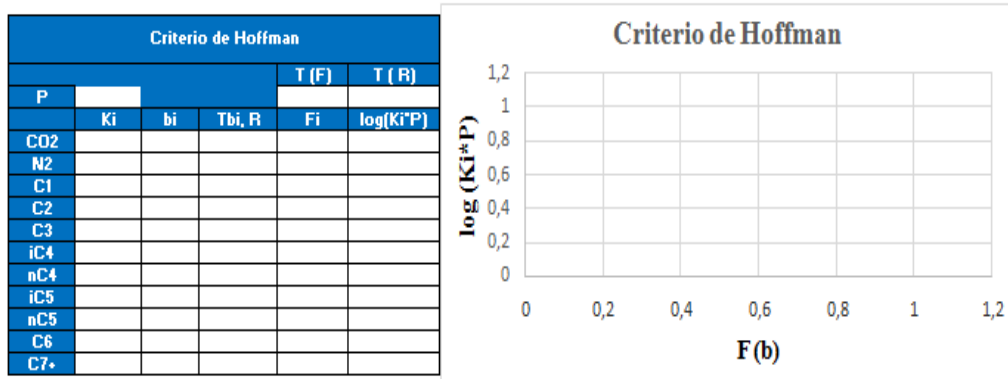


Figura 31. Sección de criterio de Hoffman en la hoja de cálculo.

La última sección corresponde a la verificación del método de balance molar, para la cual la hoja de cálculo permitió determinar las fracciones molares de condensado retrógrado en cada etapa de la prueba de agotamiento a volumen constante o CVD, tal y como se observa en la figura 32.

Balance Molar			
# Etapas	# Comp	T Yac (F)	

P (lpsca)	%Gas Acum	%Liq. Retro	Z
3662			
3200			
2700			
2200			
1700			
1200			
700			

Ninicial	

Etapas	Y Extraído	N Extraídas	N Reman	Y Gas	N Gas	N Liq
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Etapas	Yi	Xi	Ki
	lpsca		
CO2			
N2			
C1			
C2			
C3			
iC4			
nC4			
iC5			
nC5			
C6			
C7+			

Figura 32. Sección de balance molar en la hoja de cálculo.

#### 4.4.2.2. Validación de información de presión

La metodología para cumplir con los objetivos relacionados a la validación de presiones se desarrolló según lo mostrado en el esquema de la figura 33.

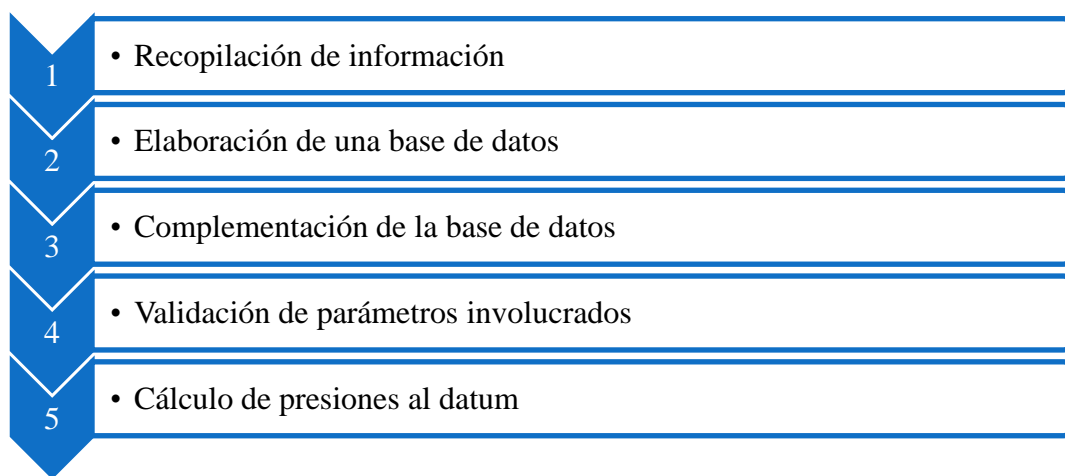


Figura 33. Metodología seguida para la validación de presiones.

Recopilación de información.

Se recabó información referente a las pruebas de presión realizadas en pozos correspondientes al proyecto. Dicha actividad consistió en la recopilación de pruebas BHP/BHT (Bottom Hole Pressure / Bottom Hole Temperature), así como de pruebas de formación encontradas en las carpetas de pozos manejadas en digital.

Elaboración de una base de datos.

Los datos más relevantes de cada prueba de presión recopilada fueron transcritos a una hoja de cálculo para posteriormente proceder a su verificación y validación.

Complementación de la base de datos.

El cliente suministró además una base de datos en digital que sirvió para complementar la base de datos creada, puesto que parte de la información de pruebas de presión no se encontraba en las carpetas de pozos, por lo que no fue posible validarla al no tener el reporte de la prueba

Validación de parámetros involucrados

Una vez recolectada la información de dichas pruebas y colocadas en una base de datos se procedió a validar todos los parámetros involucrados en estas:

- El gradiente de presión del fluido en el pozo.
- La profundidad de medición (obtenida del reporte de la prueba).
- La presión a la profundidad de medición (obtenida del reporte de la prueba).
- Fecha de ejecución de la prueba (obtenida del reporte de la prueba).
- Elevación de la mesa de la mesa rotaria (obtenida de la base de datos ubicado en la carpeta de pozo).
- Intervalo cañoneado en la arena (leído directamente de los registros de la prueba de presión o en la carpeta de pozo).

Cálculo de Presiones al Datum.

Las presiones estáticas medidas en los pozos generalmente se corrigen al punto medio del intervalo perforado de interés, empleando gradientes medidos en el pozo, y de allí

hacia abajo o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento; el nivel de referencia o Datum es el punto medio volumétrico del yacimiento. Las mediciones obtenidas de las pruebas de formaciones se corrigen solo al Datum. Para estas correcciones se utilizaron las siguientes ecuaciones:

- Presión al punto medio del intervalo productor

$$P_{PM} = P_M + G_P(h_{PM} - h_M) \quad (4.1)$$

- Presión Corregida al Datum

$$P_D = P_{PM} + G_Y(D + EMR - h_{PM}) \quad (4.2)$$

Donde:

EMR: Elevación de la mesa rotatoria, pies.

$G_P$ : Gradiente del pozo, lpc/pie.

$G_Y$ : Gradiente del yacimiento, lpc/pie. Este valor se tomó de los datos suministrados por el cliente, en algunos casos se asignó de acuerdo al fluido.

D: Datum o profundidad media volumétrica del yacimiento, pies. Este valor se tomó de las bases de datos suministradas por el cliente.

$H_M$ : Profundidad de medición, profundidad de la herramienta, pies.

$h_{PM}$ : Profundidad al punto medio de las perforaciones, pies.

$P_M$ : Presión medida en la prueba a la profundidad de la herramienta, lpc.

$P_{PM}$ : Presión corregida al punto medio de las perforaciones, lpc.

$P_D$ : Presión corregida al Datum, lpc.

De igual forma, se procedió con las pruebas de formación recopiladas; se hizo revisión de cada uno de los archivos con las pruebas de forma de obtener para cada punto medido las presiones de formación, en los casos de pruebas que estabilizaran.

Una vez creada la base de datos de pruebas de formación, se revisó que para cada corrida se cumpliera con los parámetros requeridos para considerar una prueba RFT como válida, descritos en el capítulo II.

#### 4.4.2.3. Validación de la información de producción

El desarrollo del análisis de producción de los yacimientos de este estudio trae implícito un proceso de validación de la información, con el cual se busca eliminar cualquier duda respecto a la fidelidad de los datos usados.

En primera instancia se procede a verificar las fuentes de información referentes a la producción de los yacimientos y pozos asociados a éstos, que permita definir de antemano aquellos yacimientos a los que sea posible realizarle un análisis de producción pleno, e inclusive un análisis de curvas de declinación de producción como método alternativo para la estimación de reservas, el cual es el objetivo principal del presente trabajo.

Para efectos de la investigación, las fuentes inmediatas son Oil Field Manager (OFM), y las carpetas de los pozos las cuales poseen registros confiables de los procesos llevados a cabo durante la vida productiva de los pozos asociados a este estudio.

Una vez que se verifica la información de forma individual, se comparan los datos provenientes de ambas fuentes, para así tener un registro fidedigno con el que se pudiera complementar el proceso de estimación de reservas, y cualquier otro procedimiento requerido (en especial aquel relacionado con el planteamiento de nuevas estrategias de explotación).

Finalmente se genera una tabla resumen en la que se manifiesten aquellos yacimientos que cuenten con un respaldo de datos de producción lo suficientemente sólido como para proceder a las siguientes etapas de la investigación.

#### **4.4.3. Análisis del comportamiento de presión y producción**

##### 4.4.3.1. Análisis del comportamiento de presión

Una vez recabada toda la información de presión disponible se procedió a representar gráficamente para cada yacimiento las presiones llevadas al plano de referencia con respecto al tiempo (gráficos de  $P_{datum}$  vs  $t$ ), creándose así un modelo de presión representativo para la vida productiva de los yacimientos que permite hacer extrapolaciones para determinar valores como presión inicial, o presión a un

determinado momento del tiempo. La importancia de este análisis radica en que la presión es un indicativo del nivel de energía de los yacimientos.

En el caso en que se tenían suficientes datos de presión confiables para un yacimiento, fue posible detectar tendencias para la declinación de la presión, tras descartar puntos que no se ajustaran, previa revisión detallada para argumentar la omisión de dichos valores de acuerdo a lo sucedido en cada caso.

Dado que para llevar a cabo el cálculo de reservas a través de balance de materiales, mediante el método de declinación de presión, es necesario suministrar un tren de presiones con suficientes datos ajustados a dicha tendencia, se debió determinar cuáles de los yacimientos cumplían con estas condiciones para hacer las estimaciones, y en caso contrario hacer propuestas para tomas de pruebas de presión en las zonas que lo ameriten.

#### 4.4.3.2. Análisis del comportamiento de producción

El análisis dinámico lleva implícito el estudio de cada parámetro de presión y producción que permita determinar los niveles de energía actuales de los yacimientos involucrados. Con ello se pretende estimar los mecanismos de producción existentes, además de evaluar el aporte de los pozos en la producción total del yacimiento que estos atraviesen.

Se hace uso de gráficos para analizar el comportamiento en el tiempo de los factores que influyen en la producción de los yacimientos. Entre estos tenemos:

- Gráfico de la Relación Gas Petróleo (RGP) vs Tiempo

El gráfico de RGP permite evaluar la cantidad de gas disuelto inicial en el crudo del yacimiento. Si se grafica RGP vs el tiempo se puede apreciar el valor del  $R_{si}$  (solubilidad inicial del gas), cuyo dato es indispensable para desarrollar el Balance de Materiales y/o en el caso de que no existan datos PVT validados, este valor puede ser un buen parámetro para generar un nuevo PVT a partir de las correlaciones desarrolladas.

- Gráfico de Tasa de Petróleo vs Número de Pozos Activos



La tasa de petróleo es graficada en función del tiempo para estimar el potencial del yacimiento durante su vida productiva, y es comparada con la gráfica de número de pozos activos en función del tiempo para evaluar la actividad de cada pozo durante cada período de productividad del yacimiento, y su influencia en los niveles de producción a medida que transcurría el tiempo.

- Comportamiento de RGP y Gas Acumulado.

En este gráfico permite observar como aumenta el RGP y su incremento a través de toda su vida productiva con el tiempo en cada uno de los pozos, mediante el acumulado de gas se observa en cuales pozos hay un aumento de la pendiente de producción y al compararlos con el grafico de número de pozos activos observar si los periodos de cierre en el yacimiento fueron producto de una producción anormal de gas.

- Gráfico de Corte de Agua y Producción Acumulada de Agua

El gráfico de corte de agua versus tiempo permite estimar si existe algún acuífero presente en el yacimiento y evaluar su actividad e incremento a través de la vida productiva del yacimiento. El gráfico de agua acumulada versus tiempo puede mostrar la influencia del acuífero en la producción acumulada de los fluidos del yacimiento.

- Análisis de los datos de Producción Acumulada de los Fluidos

El análisis de los datos de producción permite hacer un estimado de los tipos de mecanismos de producción presentes en el yacimiento, además de que permite evaluar el aporte de cada pozo a la producción y a su vez estimar la calidad del yacimiento.

- Mapas de Burbujas

La herramienta OFM permite graficar en mapas binarios la producción, o cualquier variable dinámica, por pozo para visualizar de manera cualitativa (mas no cuantitativa) el aporte de cada pozo durante la vida productiva del yacimiento.

Estos datos son presentados como una burbuja de radio variable (dependiendo de la magnitud de la variable) por pozo dentro de la estructura del yacimiento.

De esta manera, en este estudio se muestra en forma gráfica la producción de gas, petróleo y agua acumulada, y de esta manera simplificar la discusión de estos parámetros en el análisis del yacimiento. Cabe destacar que para los términos utilizados en el desarrollo de este proyecto, un mapa de burbuja es completamente diferente a un mapa de radio de drenaje, porque la obtención del radio de drenaje amerita tomar en cuenta las condiciones petrofísicas e introducir estos datos en una ecuación especialmente desarrollada para producción acumulada de petróleo.

En el análisis de producción se deben interrelacionar los datos aportados por cada pozo para así conocer su influencia en la producción total de los yacimientos, así como los comportamientos anómalos que se presenten durante la vida productiva de estos.

#### Análisis por Pozo

En esta etapa se realiza el análisis de cada parámetro de producción que esté involucrado en los pozos que atraviesan las arenas de interés. El fin de ello es evaluar el impacto directo e indirecto que ejercen las producciones por pozo en la producción total por yacimiento.

Se procede a evaluar las fichas de pozos y la información de producción asociada a estas, además de los diversos trabajos que se hayan realizado, para luego compararla con el comportamiento arrojado por OFM en un gráfico que contenga la producción de fluidos (gas, agua, petróleo, RGP, entre otros).

#### Análisis por Yacimiento

En este caso se realiza una descripción de la producción de los yacimientos de interés, tomando en cuenta el comportamiento de parámetros intrínsecos a la misma.

En primer lugar se grafican las tasas en función del tiempo, RGP en función del tiempo respecto al número de pozos activos, entre otros gráficos de interés. Luego de evaluar el comportamiento, se hace énfasis en aquellas zonas donde del gráfico donde hay saltos repentinos, o períodos de inactividad importantes. Para dar explicación y fundamento a los mismos se toma el análisis por pozo previamente realizado y verifica su alcance en tales zonas.

Ambos análisis constituyen elementos sine qua non para obtener un estudio de producción que permita establecer los niveles de energía disponibles respecto a lo producido.

#### 4.4.4. Estimación de reservas

Para la ingeniería de yacimientos, resulta un aspecto importante la determinación de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio, así como el porcentaje de ellos que puede ser recuperable.

##### 4.4.4.1. Reservas originales en sitio

- Método de declinación de presión

Para la aplicación del método de declinación de presión se debió partir de los principios de la ecuación general de balance de materiales. Partiendo de dicha ecuación y haciendo las consideraciones necesarias para yacimientos de gas condensado volumétricos, se obtiene una ecuación que relaciona linealmente las presiones con la producción acumulada de gas, según se describe en el capítulo II.

El método requiere de la representación gráfica de los valores de presión entre los factores de compresibilidad ( $P/Z$ ) versus las producciones acumuladas de gas ( $G_{pt}$ ). Se debieron incluir, dada la naturaleza de los yacimientos estudiados, las producciones de líquido equivalente en gas, debido a que parte del líquido producido en superficie se encontraba en fase gaseosa a condiciones de yacimiento. El gas producido total incluye la producción de gas de los separadores y la producción de líquido (condensado más agua) convertida en gas, como se expresa en la ecuación 4.3.

$$G_{Pt} = G_{P sep} + 132800 \left[ \left( \frac{\gamma_C}{P_{MC}} \times N_C \right) + \left( \frac{\gamma_W}{P_{MW}} \times W_P \right) \right] \quad (4.3)$$

Se requirió de la disponibilidad de un tren de presiones con una serie de puntos que se ajusten a una tendencia con un coeficiente de regresión lineal aceptable; estas tendencias serían las obtenidas en los modelos de presiones desarrollados en el análisis del comportamiento de presión.

Por su parte, al requerirse factores de compresibilidad para cada punto de presión, se hizo revisión de lo reportado el análisis PVT válido para el yacimiento en cuestión, en caso de estar disponible. Los estudios PVT incluyen un estudio de depleción a volumen constante (prueba CVD), en el cual, uno de los parámetros reportados son los factores de compresibilidad, incluyéndose los bifásicos para presiones inferiores a la de rocío.

Los datos de producción se asignaron de acuerdo a reportes generados por la herramienta Oil Field Manager, según lo validado en la base de datos de producción.

Una vez graficados los valores de  $P/Z$  vs  $G_{pt}$  se calculó el volumen de gas condensado original en sitio (GCOES) al extrapolar la tendencia obtenida hasta el punto para el cual  $P/Z$  es igual a cero.

Una vez determinado el valor de gas condensado original en sitio, se procedió a determinar el condensado original en sitio (COES) relacionando el gas condensado original en sitio, con la relación gas-condensado inicial, de acuerdo a la ecuación 4.4.

$$COES = \frac{GCOES}{RGC_i} \quad (4.4)$$

Finalmente, se calculó el volumen de gas original en sitio (GOES) según lo expresado en la ecuación 5.5

$$GOES = GCOES \times \left[ \frac{RGC_i}{\left( RGC_i + 132800 \times \left( \frac{\gamma_C}{PM_C} \right) \right)} \right] \quad (4.5)$$

- Uso del programa MBAL

La aplicación del cálculo de reservas a través de la herramienta de balance de materiales que ofrece el programa MBAL requirió del ingreso de una serie de datos relacionados a las características del yacimiento, propiedades del fluido e histórico de presiones y producciones, como se observa en la figura 34.

Definición del tipo de yacimiento.

Inicialmente, el programa requiere establecer el tipo de yacimiento a trabajar, que para el caso particular son yacimientos de gas condensado, así como la forma en que

se desea ingresar el histórico de producción, bien sea por yacimiento, o por pozo. Se ingresarían los datos de producción totales para el yacimiento.

Propiedades del fluido.

Se reportaron datos correspondientes al análisis PVT que resultara representativo y consistente del yacimiento en estudio. Los datos requeridos fueron: condiciones de presión y temperatura del separador y del yacimiento, relación gas-condensado del separador, gravedad del gas y del condensado, salinidad del agua y composición molar del H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.

El programa ofrece una herramienta de cálculo de las propiedades PVT a partir de los datos básicos de la prueba PVT suministrados para un rango de presiones deseado, entre ellos, los valores de factor de compresibilidad para cada paso de presión, los cuales son determinantes para la aplicación del método gráfico de declinación de presión.

Parámetros generales del yacimiento.

Los datos de entrada para la sección son: el tipo de yacimiento, temperatura, presión inicial, porosidad, saturación de agua connata, un estimado del gas condensado original en sitio, y fecha de inicio de la producción.

Histórico de producción.

La información referente a la historia de producción del yacimiento ingresada al programa fue: fecha, presión del yacimiento y producción acumulada de petróleo, gas y agua total del yacimiento.

Los datos de producción se obtuvieron de reportes generados por la herramienta Oil Field Manager, y los de presión correspondieron a los de los modelos de presiones obtenidos durante el desarrollo del trabajo, producto del análisis del comportamiento de presión a partir de pruebas BHP/BHT.

Finalmente, con todos los datos anteriores suministrados, se puede ejecutar en el programa, como uno de sus análisis gráficos, el método de declinación de presión, que reportaría las reservas de gas condensado original en sitio.

**System Options**

Done Cancel Help

**Tool Options**

Reservoir Fluid: Ret condensate  
 Tank Model: Single Tank  
 PVT Model: Simple PVT  
 Production History: By Tank  
 Compositional Model: None

**User Information**

Company: \_\_\_\_\_  
 Field: \_\_\_\_\_  
 Location: \_\_\_\_\_  
 Platform: \_\_\_\_\_

---

**Ret condensate - Black Oil: Data Input**

Done Cancel Help Match Table Import Export Calc Match Param.

**Input Parameters**

Separator pressure: 3936 psig  
 Separator temperature: 90 deg F  
 Separator GOR: 42842 scf/STB  
 Separator gas gravity: 0.738 sp. gravity  
 Tank GOR: 51805 scf/STB  
 Tank gas gravity: 0.7941 sp. gravity  
 Condensate gravity: 49.8 API  
 Water salinity: 20000 ppm  
 Dewpoint at reservoir temperature: 3662 psig  
 Reservoir temperature: 270 deg F  
 Reservoir pressure: 3936 psig  
 Mole Percent H2S: 0  
 Mole Percent CO2: 12.13  
 Mole Percent N2: 0.04

**Correlations**

Gas viscosity: Lee et al

Use Tables  
 Use Matching  
 Model w/water Vapour

---

**Tank Input Data - Tank Parameters**

Done Cancel Help Import

Tank Parameters: Water Influx, Rock Compress., Rock Compaction, Pore Volume vs Depth, Relative Permeability, Production History

Tank Type: Retrograde Condensate  
 Name: \_\_\_\_\_  
 Temperature: 270 deg F  
 Initial Pressure: 3936 psig  
 Porosity: 0.13 fraction  
 Connate Water Saturation: 0.245 fraction  
 Water Compressibility: Use Corr 1/psi  
 Original Gas In Place: 541939 MMscf  
 Start of Production: 29/03/1942 date d/m/y

Monitor Contacts  
 Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)

---

**Tank Input Data - Production History**

Done Cancel Help Import Plot Reprpt Copy Layout

Tank Parameters: Water Influx, Rock Compress., Rock Compaction, Pore Volume vs Depth, Relative Permeability, Production History

	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Gas Gravity	Regression Weighting	Comment
	date d/m/y	psig	MSTB	MMscf	MSTB	MMscf	MMSTB	sp. gravity		
1	30/03/1970	3935.67	0	0	0	0	0		Medium	Edt.
2	10/01/1973	3904.05	234.028	5750.08	72.721	0	0		Medium	Edt.
3	11/12/1974	3769.8	621.038	21705.2	139.781	0	0		Medium	Edt.
4	31/07/1975	3682.7	708.265	25430.3	154.194	0	0		Medium	Edt.
5	06/02/1976	3721	801.58	29406.8	169.372	0	0		Medium	Edt.

Figura 34. Ventanas para el ingreso de datos en MBAL.

#### 4.4.4.2. Reservas recuperables

Para determinar las reservas recuperables, se debió hacer una estimación de la presión de abandono del yacimiento, ya que con ella, sería posible conocer la máxima producción acumulada de fluidos que se obtendrá para el momento en que el yacimiento deje de ser drenado, y en consecuencia, el factor de recobro final. Para ello, se tomó como referencia el comportamiento obtenido en el método de declinación de presión.

- Presión de abandono.

De acuerdo a especificaciones de la empresa cliente, se debe garantizar al menos una diferencia de presión entre la estación de flujo y el cabezal del pozo de 60 lpc, tomando como referencia una presión en la estación de 83 lpc.

Mediante el uso del programa Pipesim, se modeló uno de los pozos activos del yacimiento con los datos de su última prueba de producción, para que de acuerdo al perfil de presiones obtenido, sensibilizar la presión estática hasta alcanzar una presión de cabezal de 143 lpc, y así conocer la presión estática asociada, que llevada al plano de referencia, se establecería como la presión de abandono del yacimiento.

- Determinación de reservas recuperables.

Una vez hallada la presión de abandono se puede determinar la P/Z2f a condiciones de abandono, para que haciendo uso de la gráfica P/Z2f versus G<sub>pt</sub> determinar el gas total producido a condiciones de abandono (G<sub>pt ab</sub>). Es así como a condiciones de abandono se tiene lo expresado en la ecuación 4.7.

$$G_{pt\ ab} = G_{p\ ab} + 132800 \left[ \left( \frac{\gamma_C}{PM_C} \times N_{C\ ab} \right) + \left( \frac{\gamma_W}{PM_W} \times W_{p\ ab} \right) \right] \quad (4.7)$$

Dividiendo ambos lados de la ecuación entre N<sub>c ab</sub> y despejando N<sub>c ab</sub>, se obtiene la ecuación 4.8 que permite calcular el volumen de condensado producido al momento de abandono si se conocen los términos (G<sub>p</sub>/N<sub>c</sub>)<sub>ab</sub> y (W<sub>p</sub>/N<sub>c</sub>)<sub>ab</sub>.

$$N_{c\ ab} = \frac{G_{pt\ ab}}{\left( \frac{G_p}{N_c} \right)_{ab} + 132800 \times \left[ \frac{\gamma_C}{M_C} + \frac{\gamma_W}{M_W} \times \left( \frac{W_p}{N_c} \right)_{ab} \right]} \quad (4.8)$$

Las reservas de gas se calculan de acuerdo a la ecuación 4.8.

$$G_{P\ ab} = \left(\frac{G_P}{N_C}\right)_{ab} \times N_{C\ ab} \quad (4.9)$$

#### 4.4.4.3. Reservas remanentes

Las reservas remanentes estarán determinadas por la diferencia entre las reservas a condiciones de abandono y la última producción acumulada, es decir, por medio de la ecuación 4.6.

$$\begin{aligned} \text{Reservas remanentes} = \\ \text{Reservas recuperables} - \text{última producción acumulada} \end{aligned} \quad (4.10)$$

#### 4.4.4.4. Análisis de curvas de declinación de producción

Una vez que se determinan la reservas de los yacimientos disponibles a través del método de declinación de presión, se procede a realizar el estudio de las curvas de declinación de producción con el que se pretende corroborar tales valores, y además determinar las reservas remanentes de aquellos yacimientos a los que no se les pudo realizar el análisis de presión por falta de información confiable.

Se hace uso del programa Oil Field Manager, en la sección “Forecast” que permite, con algunos manejos apropiados, establecer valores de reservas recuperadas y remanentes para un horizonte económico establecido, bien sea con fecha tope o tasa de producción económicamente rentable, con una curva que mejor se ajuste al comportamiento de producción del yacimiento y que al ser extrapolada al límite establecido arroje los valores correspondientes.

Para efectos de la investigación se procede a tomar los yacimientos con información de producción validada. Aquellos que no posean un registro confiable no pueden ser analizados de acuerdo a este método.

Como parte indispensable se procede a determinar la fecha donde la producción del yacimiento en estudio deja de ser económicamente rentable, y la tasa asociada a esta.

En los casos en los que no haya forma de saber la fecha de abandono, se procede a determinar la presión de abandono del yacimiento, para aquel que posee buen registro de presión, y luego la fecha correspondiente que permita determinar las reservas remanentes y recuperables.



Finalmente se establece un intervalo de tiempo, en el que se cumpla con los criterios descritos previamente, que al ser introducido en la sección “Forecast”, el software extrapola el comportamiento de producción hasta la fecha de abandono y calcula de forma automática las reservas remanentes y recuperables.

## 4.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS

### 4.5.1. Oil Field Manager

Oil Field Manager es un software desarrollado por la empresa Schlumberger, ampliamente utilizado por contar con herramientas que permiten gerenciar la producción de yacimientos de hidrocarburos, realizar pronósticos y hacer seguimiento de reservas. En la figura 35 se visualiza la imagen de inicialización del programa.

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.

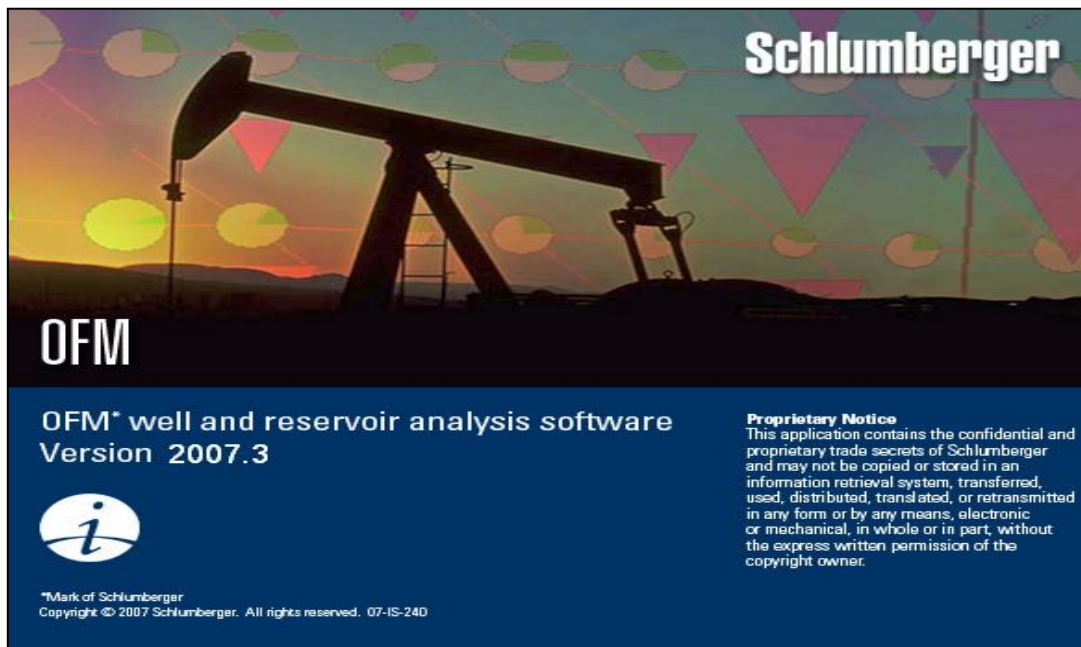


Figura 35. Imagen de inicialización de Oil Field Manager.

Un archivo con la base de datos del Área Mayor de Anaco fue suministrado por el cliente, para poder ser visualizado en el programa y así hacer uso de sus diferentes herramientas. La figura 36 muestra la ventana principal con el mapa base del Área Mayor de Anaco.

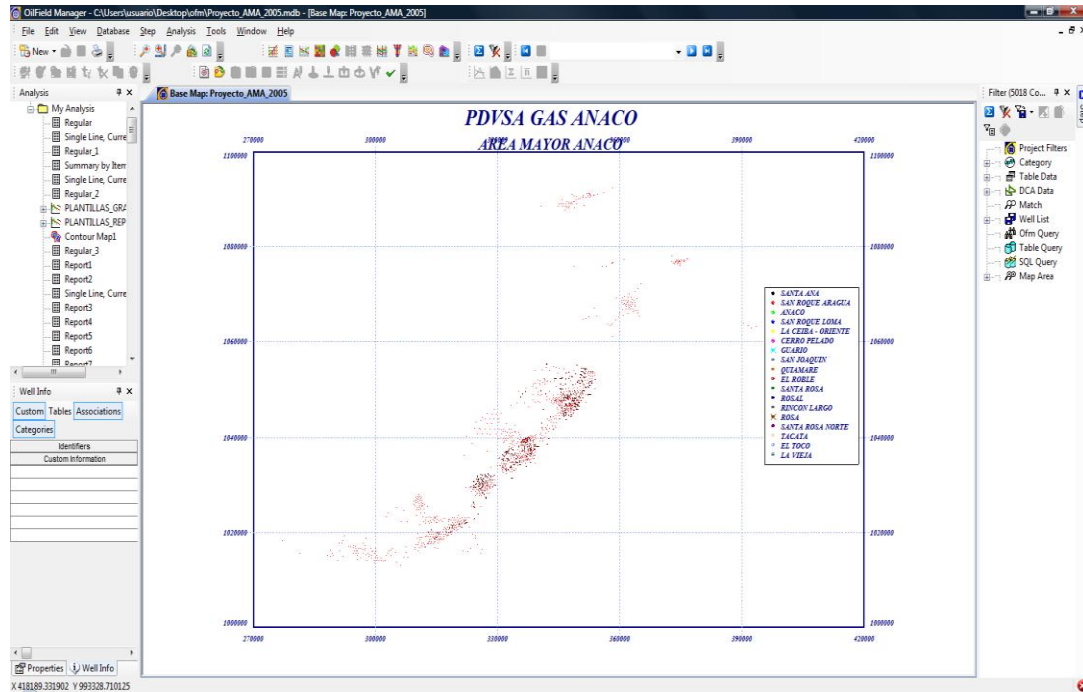


Figura 36. Ventana principal de Oil Field Manager.

#### 4.5.2. MBAL

MBAL fue el programa utilizado para el cálculo de reservas a través de balance de materiales, más específicamente por el método de declinación de presión. Se trata de un programa diseñado por la empresa Petroleum Experts, Edinburgh – Scotland. El software se fundamenta en el principio de conservación de la masa y de la energía y utiliza como base la ecuación general de balance de materiales, teniendo como opciones principales:

- Balance de materiales.
- Estimación de reservas.
- Estimación de hidrocarburos originales en sitio.
- Predicciones del yacimiento.

- Análisis de declinación.
- Generación de propiedades PVT mediante iteración.

MBAL es un simulador 0D (cero dimensional) de balance de materiales que permite realizar el balance de fluidos del yacimiento y fluidos producidos, tomando en cuenta las diferentes fuentes de energía del mismo, tales como la intrusión de agua, desplazamiento por gas en solución y por capa de gas, expansión de la roca y los fluidos.

Cuenta con tres ambientes o módulos de trabajo, los cuales son:

- Yacimientos de petróleo negro.
- Yacimientos de gas.
- Yacimientos de condensado.

En la figura 37 se tiene la ventana de inicialización del programa descrito.



Figura 37. Imagen de inicialización de MBAL.

#### 4.5.3. Pipesim

Es un simulador para la optimización de sistemas de producción, creado por la empresa “Baker Jardine Petroleum Engineering & Software” y adquirido posteriormente por la empresa Schlumberger.

El programa permite la entrada de datos de una forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento, además de incluir detalles de características del yacimiento, tuberías de producción y líneas de flujo. Entre las aplicaciones que ofrece se encuentran las siguientes:

- Análisis de comportamiento y diseño de pozos (análisis nodal).
- Análisis de líneas de flujo e instalaciones de superficie.
- . Análisis de redes de tuberías.
- Optimización de producción.
- Pozos multilaterales.

La interfaz gráfica de Pipesim se visualiza en la figura 38

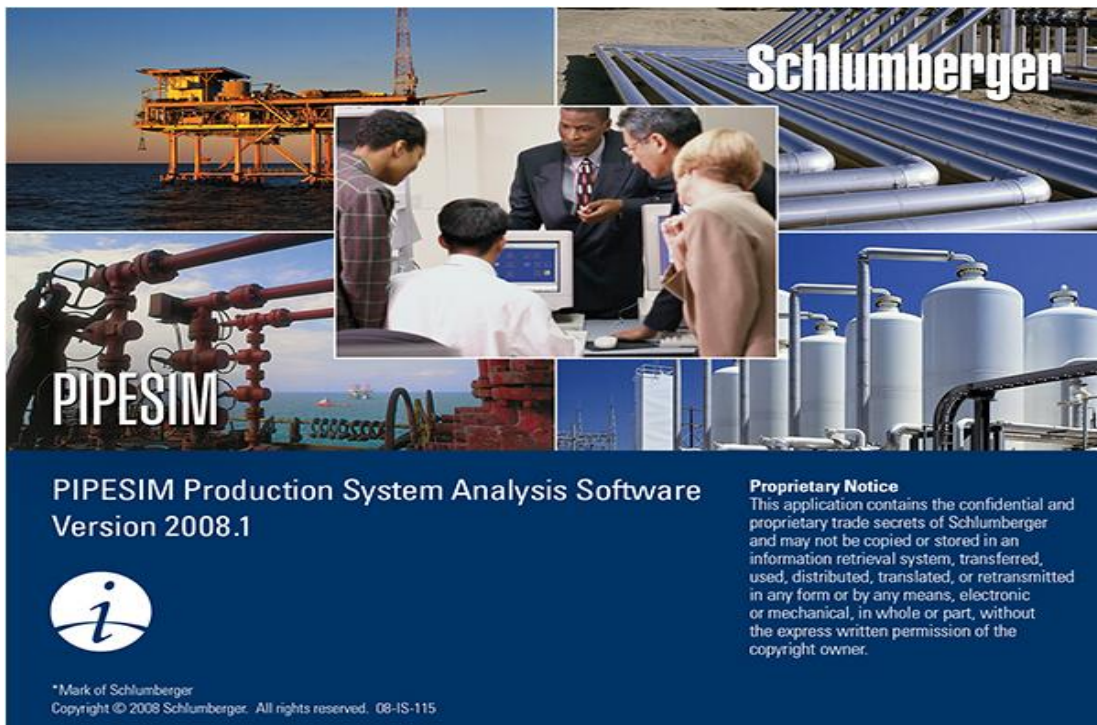


Figura 38. Imagen de inicialización de Pipesim.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 5.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

##### ELABORACIÓN DE FICHAS DE POZOS

Se revisaron los archivos de carpetas de pozo en formato digital, de la totalidad de los 62 pozos que abarcan el presente estudio, como un primer paso para la elaboración de fichas.

Se elaboraron las 62 fichas, las cuales incluyen los diagramas de pozos actualizados, así como todos los eventos ocurridos en orden cronológico, lo que tiene incidencia directa en la reducción del tiempo al momento de requerirse rápidas interpretaciones.

En la tabla 3 se observan los pozos a los que le fueron elaboradas sus respectivas fichas, clasificados por campo. Cabe destacar la presencia de 18 pozos del campo San Joaquín, que a pesar de no corresponder a los campos de estudio, por su ubicación, fueron completados en yacimientos que abarcan principalmente alguno de los dos campos de interés.

Tabla 3. Lista de fichas de pozos elaboradas por campo.

<b>Guario</b>	<b>San Joaquín</b>	<b>El Roble</b>
AC-1	NA-1	MD-1
AC-2	NA-2	MD-2
AC-3	NA-3	MD-3
AC-4	NA-4	MD-4
AC-5	NA-5	MD-5
AC-6	NA-6	MD-6
AC-7	NA-7	MD-7
AC-8	NA-8	MD-8
AC-9	NA-9	MD-9
AC-10	NA-10	MD-10
AC-11	NA-11	MD-11

Guario	San Joaquín	El Roble
AC-12	NA-12	MD-12
AC-13	NA-13	MD-13
AC-14	NA-14	MD-14
AC-15	NA-15	MD-15
AC-16	NA-16	MD-16
AC-17	NA-17	MD-17
AC-18	NA-18	MD-18
AC-19		MD-19
AC-20		MD-20
AC-21		MD-21
AC-22		
AC-23		

## 5.2. VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN

### 5.2.1. Validación de los análisis PVT

De los yacimientos de interés, se tienen 4 pruebas de presión volumen y temperatura, de los pozos NA-2, NA-5 y NA-6, que corresponden al yacimiento AF-C/AC-1, y del pozo MD-6, correspondiente al yacimiento AF-D/MD-4; la ubicación de cada muestra evaluada se aprecia en la figura 39.

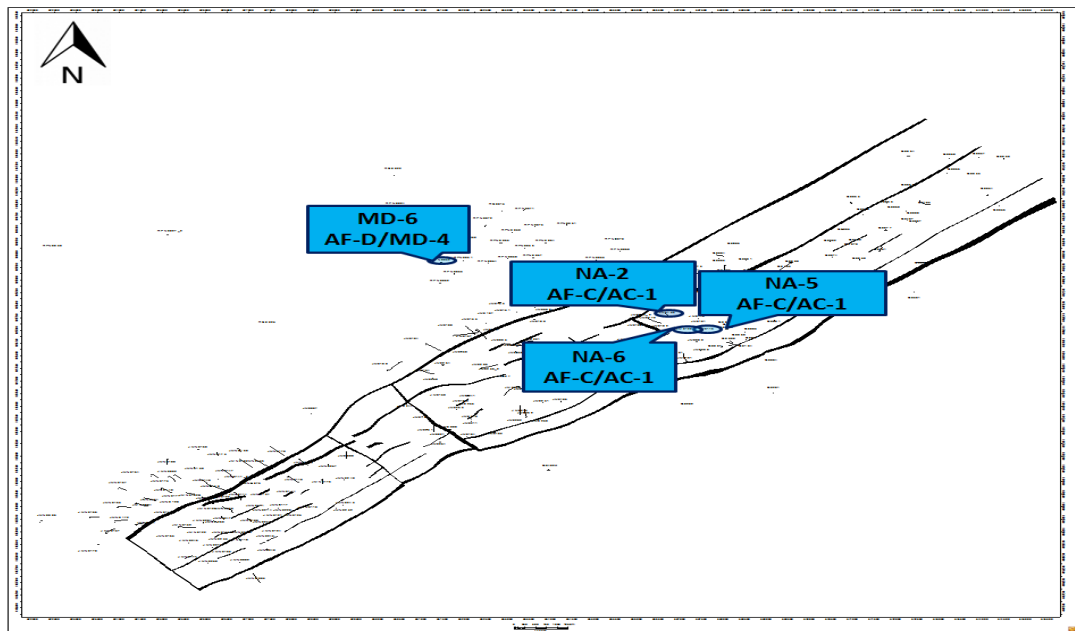


Figura 39. Ubicación de las pruebas PVT en los yacimientos de interés.

Adicionalmente se evaluaron 9 análisis realizados también en los campos El Roble y Guario, aunque estas últimas no estaban asociadas a los yacimientos desarrollados en el presente trabajo.

#### 5.2.1.1. Evaluación de la representatividad de las muestras

Para determinar que las muestras eran representativas, se evaluó que las mismas fueran tomadas en pozos correspondientes a los campos Guario y El Roble. Todas las muestras fueron tomadas en superficie, donde tanto la fase gaseosa como líquida se recolectaron en el separador, por lo que son muestras recombinadas.

La representatividad se evaluó verificando que las muestras cumplieran con cada uno de los parámetros requeridos. En la tabla 4 se muestran los resultados de dicha evaluación en muestras de fluidos asociadas a yacimientos de interés.

Tabla 4. Evaluación de representatividad de muestras en yacimientos de estudio.

Pozo	NA-2	NA-5	NA-6	MD-6
<b>Arena/Yacimiento</b>	AF-C/AC-1	AF-C/AC-1	AF-C/AC-1	AF-D/MD-4
<b>Fecha de muestreo</b>	10/05/1983	16/11/1983	04/05/1984	25/02/1983
<b>Intervalo productor (pies)</b>	8609 – 8619	8050 - 8060	8090 - 8102	11005 - 11015
<b>Tlab = Tyac (°F)</b>	273 / 278	248 / 248	260 / 260	320 / 325
<b>RGClab = RGPprueba</b>	51805 / 53927	199882 / 42912	36014 / 34992	12881 / 24803
<b>Presión de rocío</b>	3662	3114 / 2810	3172 / 3795	2422 / 4060

Se observó que la muestra del pozo NA-2, de la arena yacimiento AF-C/AC-1 resultó ser la única representativa de los yacimientos en estudio. Para esta, se comparó la temperatura a la cual se llevó a cabo el estudio y la temperatura de yacimiento, obtenida de la prueba BHP/BHT más cercana en fecha con respecto a la de muestreo, verificándose una diferencia de 5°F, no significativa.

Por su parte, la relación gas condensado de la muestra recombinada es similar a la de la prueba de producción del pozo de fecha más cercana a la de muestreo. Finalmente, se comprobó que la presión de yacimiento, de 4050 lpca, era superior a la presión de rocío (3662 lpca).

Las 3 muestras restantes no son representativas, al incumplir uno o más de los parámetros descritos; sus resultados se observan también en la tabla 4.

#### 5.2.1.2. Evaluación de la consistencia de las muestras

De las muestras correspondientes a yacimientos de interés, únicamente resultó consistente la muestra del pozo NA-2, de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

A continuación, se muestran los resultados de cada uno de los 3 criterios de evaluación de la consistencia de un estudio de presión, volumen y temperatura para la prueba mencionada.

#### - Recombinación matemática

Para proceder a la evaluación de la consistencia de la muestra del pozo NA-2 se partió de la composición molar tanto del gas como del líquido tomado en el separador (a 534,7 lpc y 90 ° F), los cuales se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Composición molar del líquido y gas, y de la muestra recombinada.

<b>Componente</b>	<b>Composición molar del líquido, fracción molar</b>	<b>Composición molar del gas, fracción molar</b>	<b>Composición molar de la muestra recombinada, fracción molar</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0396	0,1213	0,1195
<b>N<sub>2</sub></b>	0,0008	0,0004	0,0004
<b>C<sub>1</sub></b>	0,1229	0,7972	0,7821
<b>C<sub>2</sub></b>	0,0355	0,0464	0,0462
<b>C<sub>3</sub></b>	0,0469	0,0201	0,0207
<b>iC<sub>4</sub></b>	0,0203	0,0041	0,0045
<b>nC<sub>4</sub></b>	0,0354	0,0054	0,0061
<b>iC<sub>5</sub></b>	0,0262	0,0017	0,0022
<b>nC<sub>5</sub></b>	0,0275	0,0014	0,0020
<b>C<sub>6</sub></b>	0,0833	0,0014	0,0032
<b>C<sub>7+</sub></b>	0,5616	0,0006	0,0131

Los parámetros utilizados para el cálculo de la densidad de la mezcla pseudolíquida se muestran en la tabla 6; estos parámetros son el porcentaje en peso del metano y del etano en la mezcla, la densidad de la mezcla de propano y componentes más pesados y la densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados.



Tabla 6. Valores de  $W_1$ ,  $W_2$ ,  $\rho_{2+}$ , y  $\rho_{3+}$ .

$W_1$ (%)	$W_2$ (%)	$\rho_{2+}$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	$\rho_{3+}$ (lbm/pie <sup>3</sup> )
2,0704	1,1449	46,8129	47,1264

Para la determinación de la densidad de la mezcla líquida, se debió calcular previamente la densidad de la mezcla pseudolíquida a 14,7 lpca y 60°F, y las correcciones por efectos de presión y temperatura. En la tabla 7 se visualizan los valores obtenidos para dichos parámetros.

Tabla 7. Densidad de la mezcla pseudolíquida y factores de corrección por presión y temperatura.

$\rho_{CN}$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	$\Delta\rho_P$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	$\Delta\rho_T$ (lbm/pie <sup>3</sup> )
45,6482	0,1864	0,7985

El cálculo de las composiciones molares por recombinación matemática requirió la relación de gas-condensado del separador, el peso molecular del líquido del separador y la densidad de la mezcla líquida, mostrados en la tabla 8. Finalmente, en la tabla 9 se aprecia la verificación de la recombinación matemática.

Tabla 8. RGC, peso molecular del líquido en el separador y densidad de la mezcla líquida.

$RGC_{SEP}$ (BN/Bl <sub>SEP</sub> )	$\rho_{LSEP}$ (lbm/pie <sup>3</sup> )	MI (lbm/lbmol)
42842,38	45,0360	135

Tabla 9. Verificación de la recombinación matemática.

Componente	$Z_i$ calculados	$Z_i$ experimentales	Error (%)
$C_1$	0,7819	0,7821	0,0185
$C_{7+}$	0,0132	0,0131	1,3985

De acuerdo a los resultados obtenidos, se comprobó que la muestra es consistente por recombinación matemática, al aprobar los criterios del porcentaje de error del metano, que debe ser menor al 2%, así como el porcentaje de error del heptano plus, que requería ser menor al 5%; en ambos casos se cumplió.

- Criterio de Hoffman

Se calcularon las constantes de equilibrio  $K_i$  de cada componente, así como los factores de caracterización  $F_i$ . Los resultados están reportados en la tabla 10, que además contiene los valores de  $\log(K_i \cdot P)$ .

Tabla 10. Valores de Ki, Fi y log de (Ki · P).

Componente	Ki	Bi	Tbi, R	Fi	log(Ki*P)
CO <sub>2</sub>	0,5000	1819	351	1,8751	2,4271
N <sub>2</sub>	3,0631	555	140	2,9552	3,2143
C <sub>1</sub>	6,4866	805	201	2,5413	3,5401
C <sub>2</sub>	1,3070	1412	332	1,6857	2,8444
C <sub>3</sub>	0,4286	1799	416	1,0536	2,3601
iC <sub>4</sub>	0,2020	2037	471	0,6212	2,0334
nC <sub>4</sub>	0,1525	2153	491	0,4704	1,9115
iC <sub>5</sub>	0,0649	2368	542	0,0635	1,5403
nC <sub>5</sub>	0,0509	2480	557	-0,0567	1,4349
C <sub>6</sub>	0,0168	2780	616	-0,5416	0,9536
C <sub>7+</sub>	0,0011	3828	805	-2,2047	-0,2432

Por último, se procedió a la representación gráfica de log (Ki · P) versus Fi para verificar el R<sup>2</sup>, que fue igual a 0,99, mayor al valor mínimo requerido de 0,95 para validar el criterio, como se puede verificar en la figura 40.

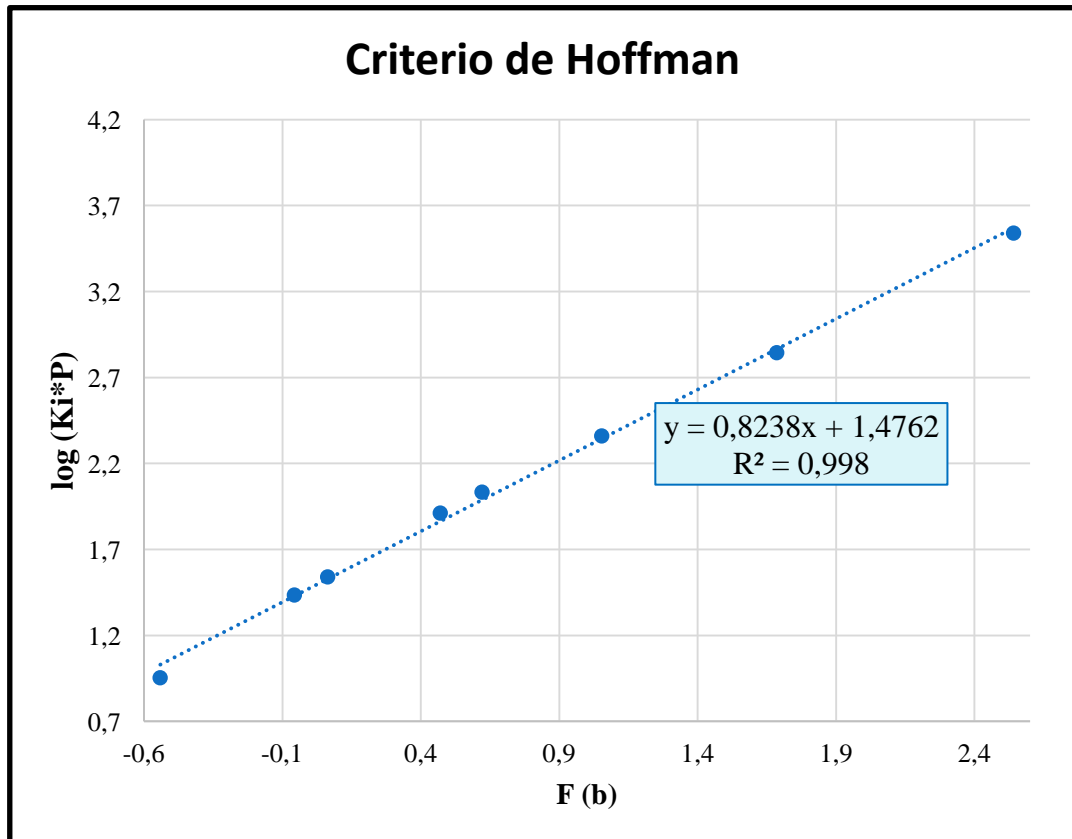


Figura 40. Verificación del Criterio de Hoffman.

- Balance molar

Se analizaron las 7 etapas del estudio de depleción a volumen contante o CVD. Inicialmente se debieron reportar los porcentajes de gas producido acumulado, porcentajes de líquido retrógrado y factores de compresibilidad del gas para cada una de las etapas, valores que aparecen en la tabla 11.

Tabla 11. Porcentajes de gas acumulado, líquido retrógrado y factores de compresibilidad en cada etapa de la prueba CVD.

<b>Presión (lpc)</b>	<b>Gas acumulado (%)</b>	<b>Líquido retrógrado (%)</b>	<b>Factor de compresibilidad Z</b>
<b>3662</b>	0,000	0,000	0,917
<b>3200</b>	10,200	0,150	0,904
<b>2700</b>	23,206	0,280	0,898
<b>2200</b>	37,185	0,690	0,901
<b>1700</b>	51,622	0,960	0,912
<b>1200</b>	65,938	1,080	0,932
<b>700</b>	80,160	1,070	0,958

Para determinar la composición del líquido remanente en la celda en cada etapa de agotamiento se debían conocer los moles de gas y líquido en la celda a cada paso de presión, así como los moles de gas extraídos acumulados, según lo expresado en la ecuación 2.27 del capítulo II. Dichos valores se reportan en la tabla 12.

Tabla 12. Cantidades de gas y líquido extraídas y remanentes en cada etapa.

<b>Etapa</b>	<b>V<sub>extraído</sub> (%)</b>	<b>N<sub>extraídos</sub> (lbmol)</b>	<b>N<sub>remanentes</sub> (lbmol)</b>	<b>V<sub>gas</sub> (%)</b>	<b>N<sub>gas</sub> (lbmol)</b>	<b>N<sub>líquido</sub>, (lbmol)</b>
<b>2</b>	10,20	5,20	45,78	99,85	45,15	0,63
<b>3</b>	13,01	6,63	39,15	99,62	38,29	0,86
<b>4</b>	13,98	7,13	32,02	99,31	31,04	0,99
<b>5</b>	14,44	7,36	24,66	99,04	23,68	0,99
<b>6</b>	14,32	7,30	17,36	98,92	16,39	0,97
<b>7</b>	14,22	7,25	10,11	98,93	9,38	0,73

A continuación, desde la tabla 13 hasta la tabla 19 se observan las composiciones de líquido remanente, las constantes de equilibrio y los factores de caracterización de cada componente en cada etapa del estudio de depleción.

Tabla 13. Etapa 1 del estudio de depleción a volumen constante.

<b>Etapa 1</b>	<b>P: 3676,7 lpca</b>		
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>
CO <sub>2</sub>	11,9500	0	.
N <sub>2</sub>	0,0400	0	.
C <sub>1</sub>	78,2100	0	.
C <sub>2</sub>	4,6200	0	.
C <sub>3</sub>	2,0700	0	.
iC <sub>4</sub>	0,4500	0	.
nC <sub>4</sub>	0,6100	0	.
iC <sub>5</sub>	0,2200	0	.
nC <sub>5</sub>	0,2000	0	.
C <sub>6</sub>	0,3200	0	.
C <sub>7+</sub>	1,3100	0	.

Tabla 14. Etapa 2 del estudio de depleción a volumen constante.

<b>Etapa 2</b>	<b>P: 3214,7 lpca</b>				
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>	<b>Fi</b>	<b>log(Ki*P)</b>
CO <sub>2</sub>	11,95	11,95	1,0000	2,7008	3,5071
N <sub>2</sub>	0,04	0,04	1,0000	3,2071	3,5071
C <sub>1</sub>	78,44	59,91	1,3093	2,9067	3,6242
C <sub>2</sub>	4,62	4,62	1,0000	2,3267	3,5071
C <sub>3</sub>	2,07	2,07	1,0000	1,8702	3,5071
iC <sub>4</sub>	0,44	1,25	0,3532	1,5459	3,0552
nC <sub>4</sub>	0,6	1,41	0,4269	1,4477	3,1374
iC <sub>5</sub>	0,21	1,02	0,2068	1,1384	2,8226
nC <sub>5</sub>	0,19	1,00	0,1908	1,0691	2,7878
C <sub>6</sub>	0,3	1,91	0,1570	0,7204	2,7030
C <sub>7+</sub>	1,14	14,84	0,0768	-0,4671	2,3927

Tabla 15. Etapa 3 del estudio de depleción a volumen constante.

<b>Etapa 3</b>	<b>P: 2714,7 lpca</b>				
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>	<b>Fi</b>	<b>log(Ki*P)</b>
CO <sub>2</sub>	11,96	11,43	1,0467	2,7008	3,4535
N <sub>2</sub>	0,04	0,04	1,0000	3,2071	3,4337
C <sub>1</sub>	78,57	57,97	1,3554	2,9067	3,5658
C <sub>2</sub>	4,63	4,10	1,1302	2,3267	3,4869
C <sub>3</sub>	2,07	2,07	1,0000	1,8702	3,4337
iC <sub>4</sub>	0,43	1,56	0,2760	1,5459	2,8747
nC <sub>4</sub>	0,59	1,72	0,3435	1,4477	2,9696

<b>Etapa 3</b>	<b>P: 2714,7 lpca</b>				
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>	<b>Fi</b>	<b>log(Ki*P)</b>
<b>iC<sub>5</sub></b>	0,21	0,80	0,2611	1,1384	2,8506
<b>nC<sub>5</sub></b>	0,19	0,78	0,2423	1,0691	2,8181
<b>C<sub>6</sub></b>	0,29	2,01	0,1441	0,7204	2,5925
<b>C<sub>7+</sub></b>	1,02	17,52	0,0582	-0,4671	2,1987

Tabla 16. Etapa 4 del estudio de depleción a volumen constante.

<b>Etapa 4</b>	<b>P: 2214,7 lpca</b>				
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>	<b>Fi</b>	<b>log(Ki*P)</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	11,98	10,72	1,1175	2,7008	3,3936
<b>N<sub>2</sub></b>	0,04	0,04	1,0000	3,2071	3,3453
<b>C<sub>1</sub></b>	78,66	57,14	1,3767	2,9067	3,4841
<b>C<sub>2</sub></b>	4,64	3,78	1,2282	2,3267	3,4346
<b>C<sub>3</sub></b>	2,07	2,07	1,0000	1,8702	3,3453
<b>iC<sub>4</sub></b>	0,43	1,41	0,3045	1,5459	2,8289
<b>nC<sub>4</sub></b>	0,58	1,96	0,2960	1,4477	2,8166
<b>iC<sub>5</sub></b>	0,21	0,73	0,2886	1,1384	2,8057
<b>nC<sub>5</sub></b>	0,19	0,71	0,2685	1,0691	2,7743
<b>C<sub>6</sub></b>	0,28	2,18	0,1286	0,7204	2,4546
<b>C<sub>7+</sub></b>	0,92	19,27	0,0477	-0,4671	2,0242

Tabla 17. Etapa 5 del estudio de depleción a volumen constante.

<b>Etapa 5</b>	<b>P: 1714,7 lpca</b>				
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>	<b>Fi</b>	<b>log(Ki*P)</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	12,03	9,15	1,3148	2,7008	3,3530
<b>N<sub>2</sub></b>	0,04	0,04	1,0000	3,2071	3,2342
<b>C<sub>1</sub></b>	78,65	57,49	1,3681	2,9067	3,3703
<b>C<sub>2</sub></b>	4,65	3,46	1,3421	2,3267	3,3620
<b>C<sub>3</sub></b>	2,02	3,64	0,5545	1,8702	2,9781
<b>iC<sub>4</sub></b>	0,43	1,41	0,3048	1,5459	2,7183
<b>nC<sub>4</sub></b>	0,59	1,64	0,3591	1,4477	2,7895
<b>iC<sub>5</sub></b>	0,21	0,73	0,2890	1,1384	2,6951
<b>nC<sub>5</sub></b>	0,19	0,71	0,2689	1,0691	2,6637
<b>C<sub>6</sub></b>	0,28	2,17	0,1288	0,7204	2,3441
<b>C<sub>7+</sub></b>	0,85	21,44	0,0396	-0,4671	1,8324

Tabla 18. Etapa 6 del estudio de depleción a volumen constante.

<b>Etapa 6</b>	<b>P: 1214,7 lpca</b>				
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>	<b>Fi</b>	<b>log(Ki*P)</b>
CO <sub>2</sub>	12,06	8,38	1,4399	2,7008	3,2428
N <sub>2</sub>	0,04	0,04	1,0000	3,2071	3,0845
C <sub>1</sub>	78,54	59,85	1,3122	2,9067	3,2025
C <sub>2</sub>	4,67	2,96	1,5779	2,3267	3,2825
C <sub>3</sub>	2,09	1,96	1,0657	1,8702	3,1121
iC <sub>4</sub>	0,44	1,18	0,3724	1,5459	2,6555
nC <sub>4</sub>	0,61	1,17	0,5208	1,4477	2,8012
iC <sub>5</sub>	0,22	0,49	0,4483	1,1384	2,7361
nC <sub>5</sub>	0,2	0,47	0,4249	1,0691	2,7128
C <sub>6</sub>	0,29	1,96	0,1481	0,7204	2,2549
C <sub>7+</sub>	0,84	21,99	0,0382	-0,4671	1,6665

Tabla 19. Etapa 7 del estudio de depleción a volumen constante.

<b>Etapa 7</b>	<b>P: 714,7 lpca</b>				
<b>Componente</b>	<b>Yi</b>	<b>Xi</b>	<b>Ki</b>	<b>Fi</b>	<b>log(Ki*P)</b>
CO <sub>2</sub>	12,13	5,56	2,1815	2,7008	3,1929
N <sub>2</sub>	0,04	0,04	1,0000	3,2071	2,8541
C <sub>1</sub>	78,27	59,81	1,3086	2,9067	2,9709
C <sub>2</sub>	4,69	1,94	2,4209	2,3267	3,2381
C <sub>3</sub>	2,11	1,46	1,4424	1,8702	3,0132
iC <sub>4</sub>	0,47	0,74	0,6318	1,5459	2,6547
nC <sub>4</sub>	0,64	0,67	0,9499	1,4477	2,8318
iC <sub>5</sub>	0,24	0,12	1,9232	1,1384	3,1381
nC <sub>5</sub>	0,21	0,33	0,6314	1,0691	2,6544
C <sub>6</sub>	0,32	1,83	0,1750	0,7204	2,0973
C <sub>7+</sub>	0,88	28,09	0,0313	-0,4671	1,3501

En cada una de las etapas se cumple con los criterios exigidos para considerar a una muestra consistente por balance molar: los valores obtenidos al calcular la composición molar del líquido en la celda para cada etapa de agotamiento son todos positivos, y se verifica que el valor de las constantes de equilibrio disminuye a medida que aumenta el peso molecular del componente.

El procedimiento descrito de evaluación de consistencia de las muestras se aplicó en cada una de las recopiladas. De las correspondientes a yacimientos de estudio, ninguna otra muestra resultó consistente, como se evidencia en la tabla 20.

Tabla 20. Evaluación de consistencia de muestras tomadas de los pozos NA-5, NA-6 y MD-6.

Pozo	Arena	Recombinación matemática	Criterio de Hoffman	Balance Molar
NA-5	AF-C	Válida	Válido	Inválida. La prueba no reporta el estudio de depleción a volumen constante
NA-6	AF-C	Inválida. El porcentaje de error para el heptano plus es superior a 5%	Válido	Inválida. Xi del nC <sub>5</sub> en la quinta etapa es negativo
MD-6	AF-D	Inválida. El porcentaje de error para el heptano plus es superior a 5%	Válido	Inválida. El nitrógeno arroja valores de Ki negativos

### 5.2.2. Validación de la información de presión

Como punto de partida, se recopiló y organizó la información de pruebas de presión realizadas en los pozos que conforman el estudio.

En la tabla 21 se muestra un resumen de la cantidad de pruebas de presión obtenidas.

Tabla 21. Resumen de pruebas de presión por yacimiento.

Arena / Yacimiento	Pruebas BHP/BHT		Pruebas de formación		
	Nº de pozos	Nº de pruebas	Nº de pozos	Nº de pruebas	Nº de puntos de presión
AF-A/AC-1	2	2	5	5	7
AF-A/MD-14	2	2	2	3	6
AF-B/AC-1	1	1	12	13	26
AF-B/AC-3	0	0	0	0	0
AF-B/MD-3	1	1	0	0	0
AF-C/AC-1	10	18	34	34	83
AF-C/MD-1	0	0	1	1	2
AF-C/MD-3	0	0	0	0	0
AF-D/MD-2	0	0	0	0	0

Arena / Yacimiento	Pruebas BHP/BHT		Pruebas de formación		
	N° de pozos	N° de pruebas	N° de pozos	N° de pruebas	N° de puntos de presión
AF-D/MD-4	3	6	1	1	1
AF-E/AC-4	2	2	1	1	1
AF-E/MD-3	0	0	1	1	1

En la figura 41 se aprecia la distribución de pruebas de presión por yacimiento, comparando las pruebas BHP/BHT con las de formación, destacándose la arena/yacimiento AF-C/AC-1 con un considerable mayor número de puntos de presión, que después de ser validados, podrán ser utilizados para efectuar un análisis del agotamiento del yacimiento a lo largo de su vida productiva.

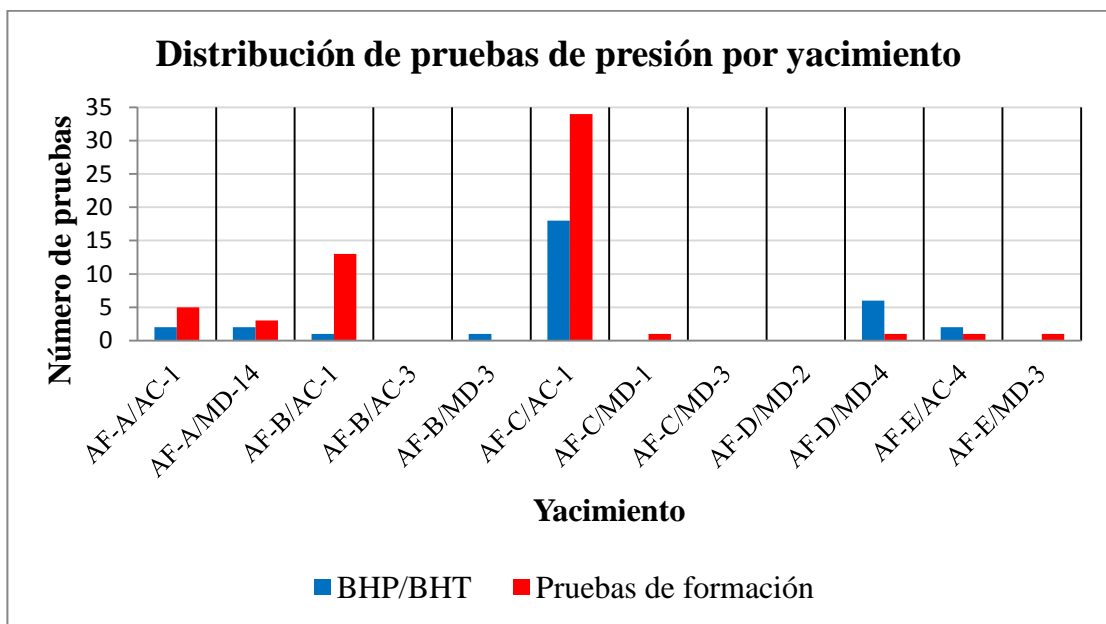


Figura 41. Distribución de pruebas de presión por yacimiento.

#### 5.2.2.1. Validación de pruebas BHP/BHT

En la validación de la información de presión, se hizo énfasis en la verificación de parámetros tales como: gradiente de presión del fluido en el pozo, profundidad de la medición, fecha de ejecución de la prueba e intervalo cañoneado, entre otros, al revisar cada reporte de pruebas efectuadas en los distintos yacimientos, para



garantizar que puedan ser tomados en cuenta y llevar las mediciones a la profundidad del plano de referencia según sea la arena/yacimiento.

En la figura 42 se observa una imagen de parte de la base de datos con la información de presiones correspondiente el área de estudio, obtenidas de pruebas BHP/BHT con los parámetros una vez validados.

Pozo	Arena	Yacimiento	Fecha	Prof. Medida (pies)	Presión medida (lpca)	Gradiente pozo (lpca/pie)	T medida (°F)	Prof. Datum (pies)	Presión datum (lpca)
AC-5	AF-C	AC-1	22/04/1972	7600	3786	0,088	258	9550	2957,60
NA-2	AF-C	AC-1	10/1/1984	8550	3435	0,054	-	9550	3489,00
NA-5	AF-C	AC-1	21/10/1999	8000	2908	0,081	-	9550	3033,55
NA-11	AF-C	AC-1	11/10/1999	7850	2665,8	0,057	268	9550	1813,95
NA-14	AF-C	AC-1	17/10/2005	8210	1422	0,04	268	9550	1475,60

Figura 42. Base de datos de presiones obtenidas de pruebas BHP/BHT.

#### 5.2.2.2. Validación de pruebas de formación

No se contó con el respaldo en digital, en las carpetas de pozos, de reportes de pruebas de formación realizadas en las zonas de estudio; sin embargo, se contó con una base de datos manejada y suministrada por el cliente. En la figura 43 se muestra parte de la base de datos con la información de pruebas de formación.

Pozo	Arena	Yacimiento	Fecha	Prof. Medida (pies)	Presión medida (lpca)	Gradiente pozo (lpca/pie)	T medida (°F)	Prof. Datum (pies)	Presión datum (lpca)
AC-27	PF-B	AC-1	22/06/2009	9729	1014,3	0,09	255,3	9550	1060,88
AC-27	PF-B	AC-1	22/06/2009	9739	1013,5	0,09	255,8	9550	1059,23
AC-27	PF-C	AC-1	22/06/2009	9754	1013,7	0,09	255,8	9550	1060,77
AC-27	PF-C	AC-1	22/06/2009	9788	1014,2	0,09	256,7	9550	1058,21

Figura 43. Base de datos de presiones obtenidas de pruebas de formación.

Se agruparon por yacimiento las pruebas tomadas para las fechas registradas para evaluar el comportamiento por prueba; se debió verificar que se contara con al menos tres puntos de presión tomados por cada diez pies registrados, condición que no se cumplió en ninguna prueba.

Por otra parte, se encontraron pruebas con dispersión en los valores de presión y temperatura reportados para cada profundidad, no ajustándose a tendencias bien

definidas, lo que indica deficiencias en las mediciones de cada prueba, no habiendo linealidad en los comportamientos.

Las razones antes expuestas son razón necesaria y suficiente para descartar todas las pruebas de formación disponibles, por no cumplir con las condiciones indispensables para establecer gradientes de fluido confiables.

### **5.2.3. Validación de la información de producción**

El desarrollo del análisis de producción de los yacimientos de este estudio tuvo implícito un proceso de validación de la información, con el cual se buscó eliminar cualquier duda respecto a la fidelidad de los datos usados.

En primera instancia se procedió a verificar las fuentes de información referentes a la producción de los yacimientos y pozos asociados a éstos, que permitieran definir de antemano aquellos yacimientos a los que sea posible realizarle un análisis de producción pleno, e inclusive un análisis de curvas de declinación de producción como método alternativo para la estimación de reservas, el cual es el objetivo principal del presente trabajo.

Para efectos de la investigación, las fuentes inmediatas fueron Oil Field Manager (OFM), y las carpetas de los pozos las cuales poseen registros confiables de los procesos llevados a cabo durante la vida productiva de los pozos asociados a este estudio.

Una vez que se verificó la información de forma individual, se compararon los datos provenientes de ambas fuentes, para así tener un registro fidedigno con el que se pudiera complementar el proceso de estimación de reservas, y cualquier otro procedimiento requerido (en especial aquel relacionado con el planteamiento de nuevas estrategias de explotación).

Finalmente se generó una tabla resumen en la que se manifestaran aquellos yacimientos que cuenten con un respaldo de datos de producción lo suficientemente sólido como para proceder a las siguientes etapas de la investigación.

### 5.3. ANÁLISIS DE COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN

#### 5.3.1. Análisis del comportamiento de presión

Se graficó el comportamiento de presión al plano de referencia en función del tiempo para aquellos yacimientos que contaban con dos o más medidas de presión. Se presentan a continuación las gráficas para los yacimientos de los campos Guarío y El Roble.

##### 5.3.1.1. Arena/yacimiento AF-C/AC-1

Se presentan en la tabla 22 las pruebas de presión BHP/BHT correspondientes a la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

Tabla 22. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

Pozo	Arena	Yacimiento	Fecha	Prof. medida (pies)	Presión medida (lpca)	Prof. datum (pies)	Presión datum (lpca)
AC-5	AF-C	AC-1	22/04/1972	7600	3786,00	9550	3957,60
AC-5	AF-C	AC-1	10/01/1973	7600	3750,00	9550	3904,05
AC-5	AF-C	AC-1	11/12/1974	7600	3606,00	9550	3769,80
AC-5	AF-C	AC-1	31/07/1975	7600	3515,00	9550	3682,70
AC-5	AF-C	AC-1	06/02/1976	7600	3565,00	9550	3721,00
AC-5	AF-C	AC-1	04/02/1977	7600	3517,00	9550	3673,00
AC-5	AF-C	AC-1	21/02/1978	7600	3461,00	9550	3601,40
AC-5	AF-C	AC-1	29/10/1981	7640	3262,00	9550	3409,07
AC-5	AF-C	AC-1	15/01/2001	7500	1754,17	9550	1834,12
AC-10	AF-C	AC-1	31/10/2001	9670	4044,00	9550	4016,76
AC-12	AF-C	AC-1	14/06/2008	9540	1098,20	9550	1101,70
AC-14	AF-C	AC-1	04/04/2001	9900	1951,02	9550	1931,63
AC-17	AF-C	AC-1	09/02/2010	9250	917,52	9550	923,52
AC-18	AF-C	AC-1	25/02/2012	8500	725,00	9550	742,22
NA-2	AF-C	AC-1	10/01/1984	8550	3435,00	9550	3489,00
NA-5	AF-C	AC-1	21/10/1989	8000	2908,00	9550	3033,55
NA-11	AF-C	AC-1	11/10/1999	7850	2665,80	9550	1813,95
NA-14	AF-C	AC-1	17/10/2005	8210	1421,72	9550	1475,32

La figura 44 muestra el comportamiento de presión para el yacimiento AF-C/AC-1, para lo cual se tomaron en cuenta los puntos de la base de datos creada; las pruebas fueron tomadas en el periodo comprendido entre 1972 y 2005.

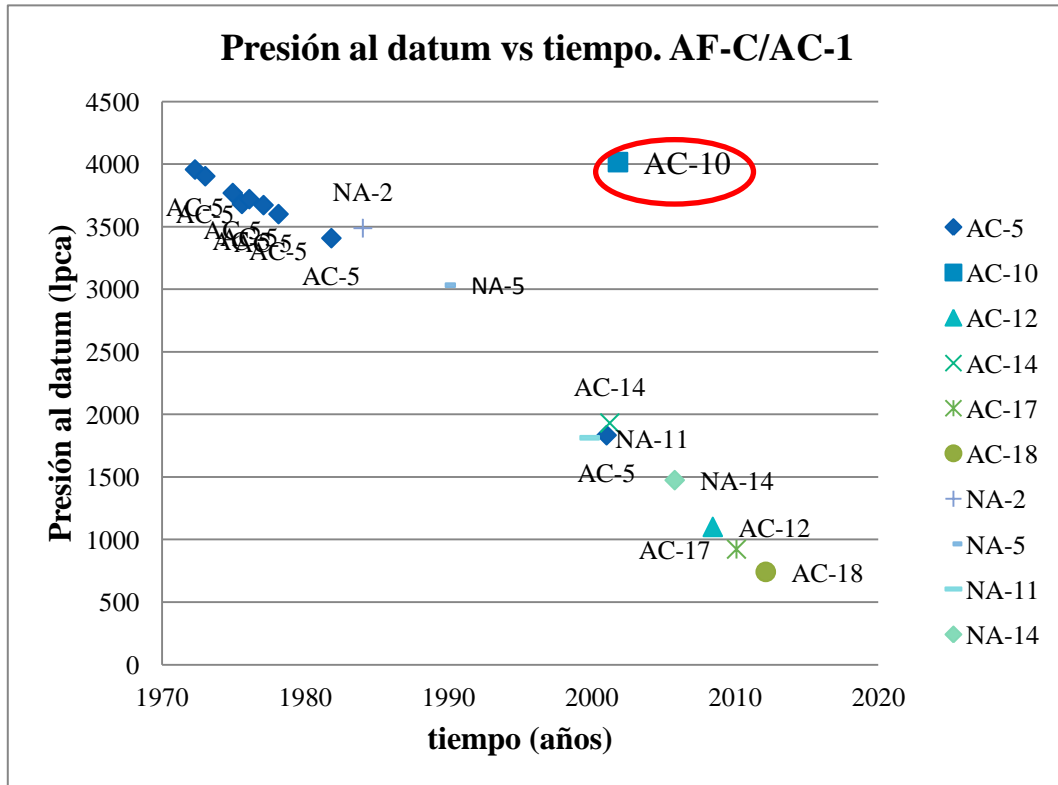


Figura 44. Comportamiento de presión de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

Los periodos con mayor cantidad de datos de presión son 1972-1984 y 1999-2005; los puntos se ajustan aproximadamente a la misma tendencia de declinación de presión, a diferencia del correspondiente al pozo AC-10 en el año 2001, que reporta una presión 4017 lpc.

En vista de que la diferencia de presiones para 2001, de aproximadamente 2000 lpc, entre la medición del pozo AC-10 y la tendencia del resto de los puntos, inicialmente se revisó la ubicación de los pozos completados en el yacimiento que contaban con datos de presión, verificándose, como se observa en la figura 45, que el pozo AC-10 es el pozo localizado más al noreste del campo, zona en la cual no se contaba con más datos de presión.

Se hizo revisión de la correlación estratigráfica, en la que inicialmente no se observó, para la arena, ninguna interrupción al hacer un paneo de los pozos al poseer arena toda la sección, tratándose de una misma facie.

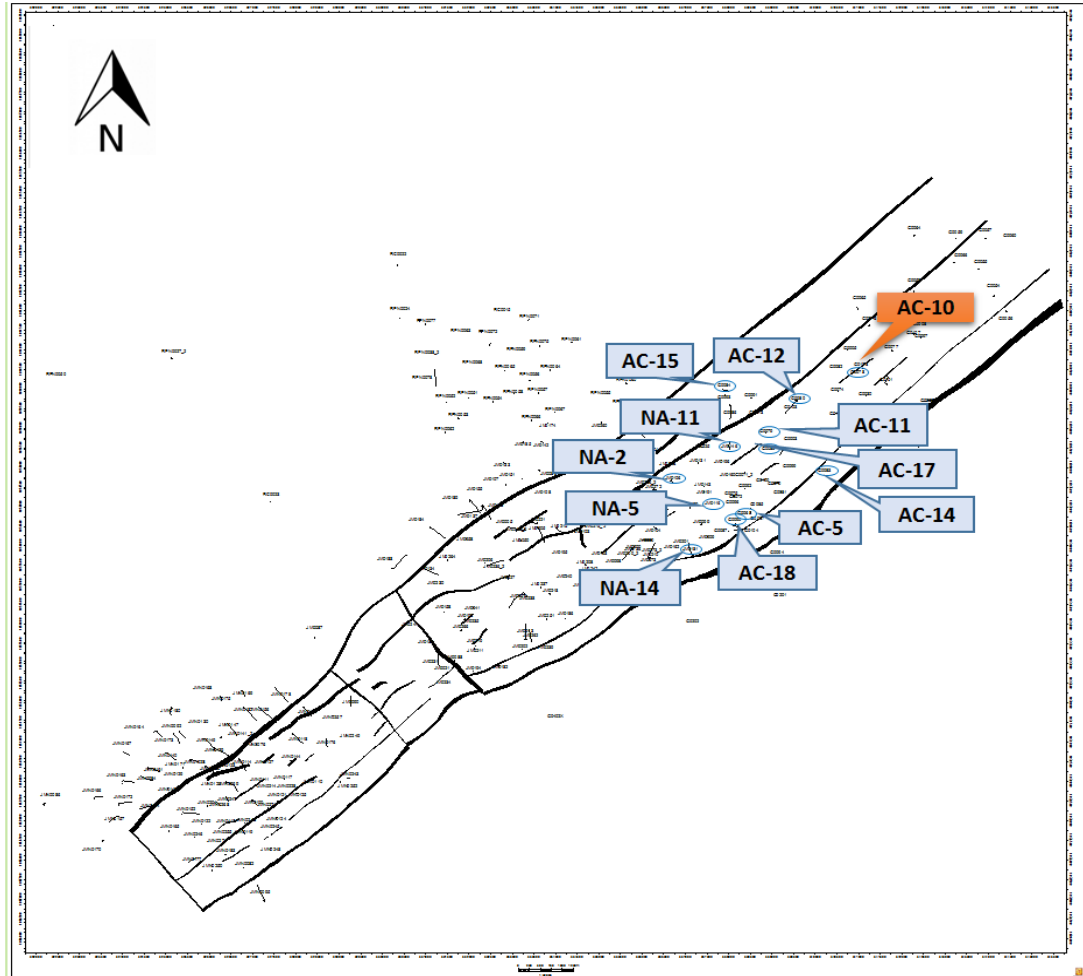


Figura 45. Ubicación de pozos con pruebas de presión BHP/BHT del yacimiento AF-C/AC-1.

Basados sólo en la correlación estratigráfica se tendría un solo gran cuerpo de canales y barras estuarinas, pero la existencia del dato de presión del pozo AC-10 permite inferir que el pozo está en otra estructura sedimentaria que no está siendo drenada en el yacimiento, por lo que permitió al sedimentólogo hacer una subdivisión más fina de los sistemas, tal y como se observa en la figura 46, donde además se aprecian los pozos completados en AF-C/G-3 ubicados al noreste, los cuales son, además del AC-10, el AC-2, AC-6, AC-8, AC-9, AC-23, AC-24 y AC-27.

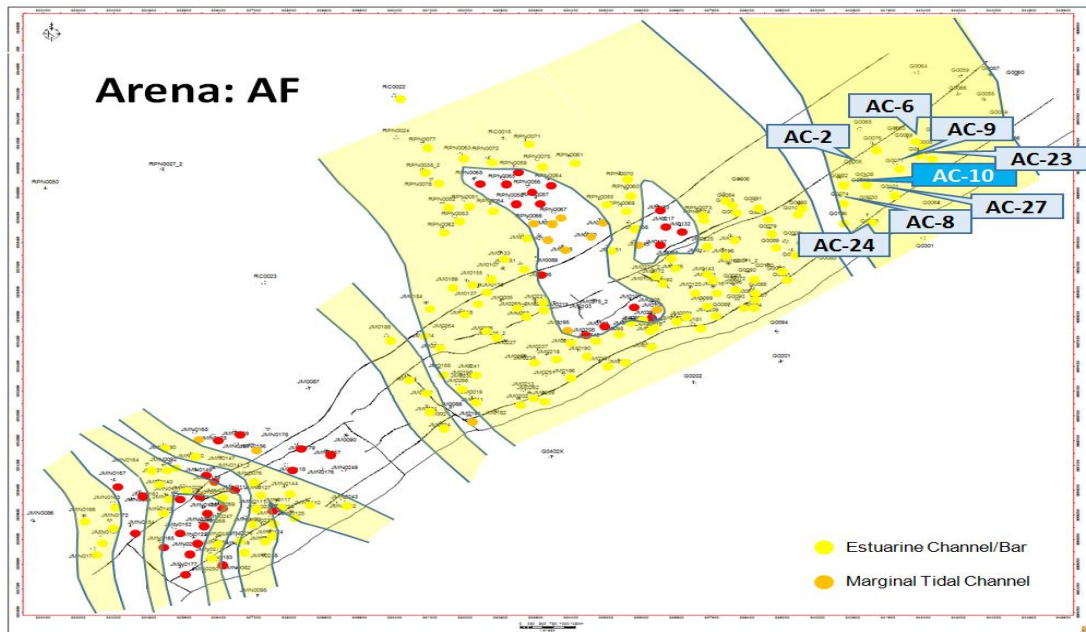


Figura 46. Mapa de facies de la arena AF-C.

Debido a lo explicado anteriormente, se realizó un ajuste lineal de los datos de presión llevadas al plano de referencia, sin considerar el valor que no se ajusta a la tendencia, por pertenecer a otro sistema del cual no se tienen más datos de presión. El ajuste se puede detallar en la figura 47, obteniéndose una marcada tendencia a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

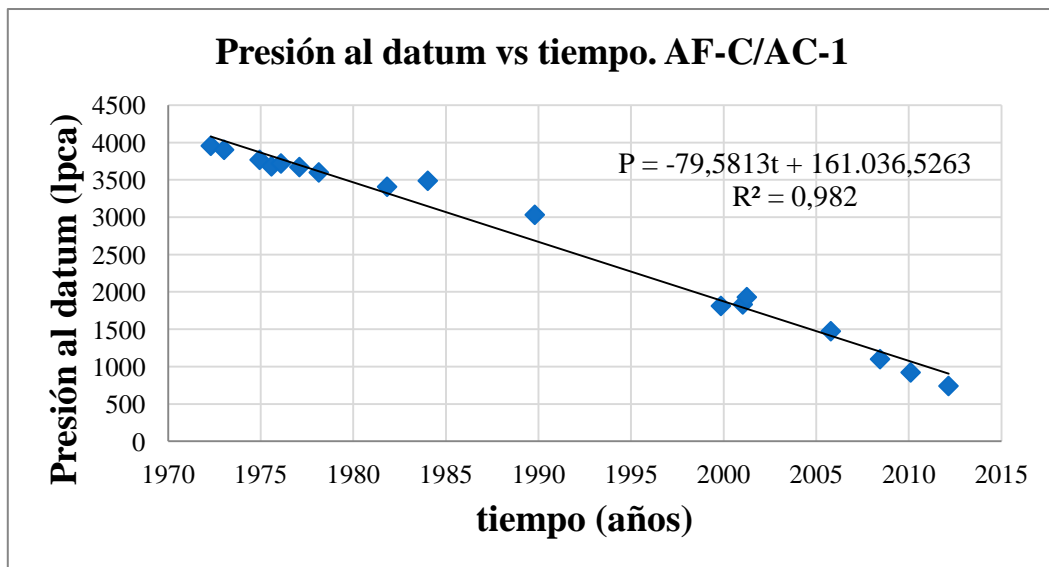


Figura 47. Ajuste lineal de la presión de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

La arena/yacimiento AF-C/AC-1 ha sido drenada continuamente a partir de junio de 1970, por lo que según la tendencia se estima una presión inicial de 4222 lpca, y una presión de 793 lpca para julio de 2013, fecha para la que se tiene la información de producción más reciente.

#### 5.3.1.2. Arena/yacimiento AF-B/AC-1

El yacimiento AF-B/AC-1 solo cuenta con un punto de presión que pudo ser verificado con el reporte de la prueba en digital. De acuerdo al libro de reservas, la presión original para el yacimiento es de 4450 lpca. En la tabla 23 se reportan los valores de presión medida y presión al datum de la única prueba disponible.

Tabla 23. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-B/AC-1.

Pozo	Arena	Yacimiento	Fecha	Prof. medida (pies)	Presión medida (lpca)	Prof. datum (pies)	Presión datum (lpca)
AC-13	AF-B	AC-1	11/12/2010	9540	837,93	9550	838,35

La información de presión es entonces insuficiente para determinar una tendencia que describa el agotamiento de presión para este caso, pero se tiene un indicio del nivel de agotamiento del yacimiento, al presentar para el año 2010 una presión en el orden de los 800 lpca.

#### 5.3.1.3. Arena/yacimiento AF-A/AC-1

Se pudo verificar un solo punto de presión correspondiente a una prueba BHP/BHT realizada en el pozo AC-7 en el año 2010, siendo insuficiente para establecer una tendencia para el comportamiento de presión. En la tabla 24 se reporta el valor de presión mencionado.

Tabla 24. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-A/AC-1.

Pozo	Arena	Yacimiento	Fecha	Prof. medida (pies)	Presión medida (lpca)	Prof. datum (pies)	Presión datum (lpca)
AC-7	AF-A	AC-1	09/02/2010	9200	902,38	8800	893,18

De acuerdo a lo reportado en el libro de reservas, la presión inicial del yacimiento es de 4450 lpca y conociéndose que para 2010, la presión del yacimiento ya era inferior a los 900 lpca.

#### 5.3.1.4. Arena/yacimiento AF-A/MD-14

En la tabla 25 se observan los dos datos de presión validados con los reportes de las pruebas correspondientes a los pozos MD-17 y MD-5 de los años 2008 y 2012 respectivamente.

Según el libro de reservas, la presión original del yacimiento AF-A/MD-14 es de 4900 lpc, teniéndose para el año 2012 aún una presión considerable de 2843 lpca, tal y como se aprecia en la tabla 24

Tabla 25. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-A/MD-14.

<b>Pozo</b>	<b>Arena</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Fecha</b>	<b>Prof. medida (pies)</b>	<b>Presión medida (lpca)</b>	<b>Prof. datum (pies)</b>	<b>Presión datum (lpca)</b>
MD-5	AF-A	MD-14	30/04/2012	10290	3077	9700	2842,77
MD-17	AF-A	MD-14	03/06/2008	10500	3431,72	9700	3185,32

#### 5.3.1.5. Arena/yacimiento AF-B/MD-3

El yacimiento AF-B/MD-3 solo cuenta con una prueba de presión del pozo MD-13 realizada en el año 2001. De acuerdo a lo reportado en el libro de reservas, la presión inicial de este yacimiento es de 4450 lpca. En la tabla 26 se reporta el valor de presión asociado, que para el año 2001 fue de 2682 lpca.

Tabla 26. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-B/MD-3.

<b>Pozo</b>	<b>Arena</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Fecha</b>	<b>Prof. medida (pies)</b>	<b>Presión medida (lpca)</b>	<b>Prof. datum (pies)</b>	<b>Presión datum (lpca)</b>
MD-13	AF-B	MD-3	19/01/2001	10000	2664,58	10100	2681,95



#### 5.3.1.6. Arena/yacimiento AF-D/MD-4

El yacimiento AF-D/MD-4 cuenta con 4 pruebas de presión entre los años 2004 y 2011. El mismo tiene producción a partir del año 1983, y según el libro de reservas, su presión original es de 5450 lpca.

Al hacer revisión de la tabla 27 se ve con claridad que las presiones oscilaron entre 3190 lpca y 3336 lpca hasta 2011, indicando que actualmente el yacimiento debe contar con buenos niveles de energía.

Tabla 27. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-D/MD-4.

Pozo	Arena	Yacimiento	Fecha	Prof. medida (pies)	Presión medida (lpca)	Prof. datum (pies)	Presión datum (lpca)
MD-8	AF-D	MD-4	22/7/2004	10857	3510	10400	3336,34
MD-8	AF-D	MD-4	19/11/2010	10830	3288,13	10400	3115,27
MD-8	AF-D	MD-4	27/09/2011	10850	3494	10400	3321,2
MD-17	AF-D	MD-4	13/08/2010	11075	3275,21	10400	3190,16

#### 5.4.7. Arena/yacimiento AF-E/AC-4

El yacimiento AF-E/AC-4 sólo dispone de dos pruebas de presión correspondientes a los pozos AC-4 y AC-25 en los años 1944 y 2010 respectivamente, como se muestra en la tabla 28. Dada la poca información, no se puede establecer una tendencia representativa para definir el agotamiento de presión del yacimiento.

Tabla 28. Valores de presión asociados a la arena/yacimiento AF-E/AC-4.

Pozo	Arena	Yacimiento	Fecha	Prof. medida (pies)	Presión medida (lpca)	Prof. datum (pies)	Presión datum (lpca)
AC-25	AF-E	AC-4	09/02/2010	9700	1011	9500	1005,2

De acuerdo a lo reportado en el libro de reservas, la presión inicial del yacimiento es de 4184 lpca, estando para 2010 la presión en el orden de los 1000 lpca, como reportó la prueba BHP/BHT de ese año en el pozo AC-25.

### **5.3.2. Análisis del comportamiento de producción**

Ya recopilados y validados los datos de producción se procedió a estudiar el comportamiento de los parámetros de producción en función del tiempo para determinar, en primera instancia, el potencial del yacimiento durante su vida productiva, así como la influencia de la producción por pozo en la producción total del yacimiento.

Se utilizaron gráficos tales como: tasa de producción, RGP, corte de agua, y número de pozos activos versus tiempo. Estos se complementaron con mapas de burbuja que reflejan las zonas de alta y baja productividad, no solamente dando explicación al comportamiento de producción sino, además, abriendo la posibilidad de plantear a futuro nuevos esquemas de explotación.

Inicialmente se procedió a revisar cada evento (trabajo correctivo, de rehabilitación, entre otros) que al ser organizados y analizados cronológicamente complementarían el análisis dando explicación a las posibles desviaciones y anomalías halladas en los gráficos de producción del yacimiento.

Cabe destacar que en algunos casos el principio de la producción de yacimientos como AF-C/AC-1 dependía exclusivamente de un solo pozo el cual determinaba los aumentos y decrementos en sus niveles bien sea por razones naturales o alteraciones realizadas al mismo con fines de aumentar la producción. Por lo que el análisis de los eventos constituye una parte fundamental en el entendimiento del potencial actual de los yacimientos a estudiar.

Se definió el comportamiento de los pozos con mayor influencia en la producción total de los yacimientos de este estudio, justificando en todo momento los principales cambios con los eventos que se registran en las fichas de los pozos.

La integración del comportamiento por pozo permitió entender los yacimientos en estudio. Es importante resaltar que se hizo selección de los yacimientos que mejor registro de producción tuvieran, para con ello establecer conclusiones representativas y además abrir la posibilidad a hacer estimación de reservas.

### 5.3.2.1. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1

Es un yacimiento de gas condensado de grandes dimensiones que limita al norte con un límite arbitrario, al este y al oeste con límite de roca y al sur con el corrimiento de Anaco. En este yacimiento hay pozos pertenecientes a los campos El Roble, Guarío y San Joaquín, el cual ha logrado acumular hasta julio de 2013 un total de 6924,104 MBN de condensado y 434,728 MMMPCN de gas.

Debido a las diferencias en el comportamiento de presión y producción que se presentan dentro del yacimiento, se subdivide este yacimiento en dos grandes áreas, como se muestra en la figura 48, y se realiza un análisis de producción a cada una con el fin de aclarar esas diferencias.

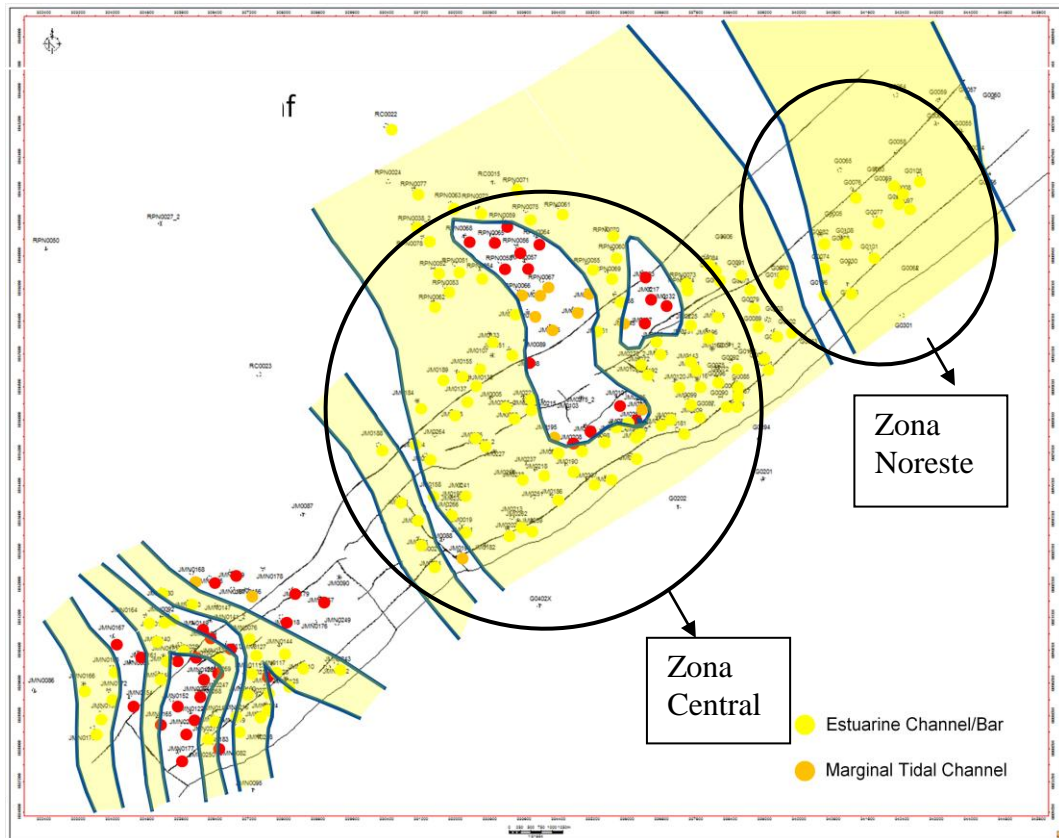


Figura 48. Subdivisiones de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

#### - Zona Central

Esta unidad posee la mayor cantidad de completaciones del yacimiento y por ende tendrá un más amplio registro de producción, así como variaciones en las tasas de

fluidos producto de la cantidad y tipo de intervenciones realizadas en esta zona con el fin de mejorar los niveles de productividad.

De acuerdo con el comportamiento arrojado por la figura 49, el primer registro de producción se tiene para mediados de 1972 donde el yacimiento comienza a producir a través de los pozos AC-1 y AC-5.

Una vez que se abre a producción el pozo AC-5 las tasas de fluidos aumentan considerablemente (hasta 25 MMPCND de gas y 1000 BND de condensado), y dicho comportamiento se mantiene prácticamente constante hasta principios de 1979 tiempo en el que se presenta un cierre del pozo por razones mecánicas, que es solventado en 1980 a través de una reparación.

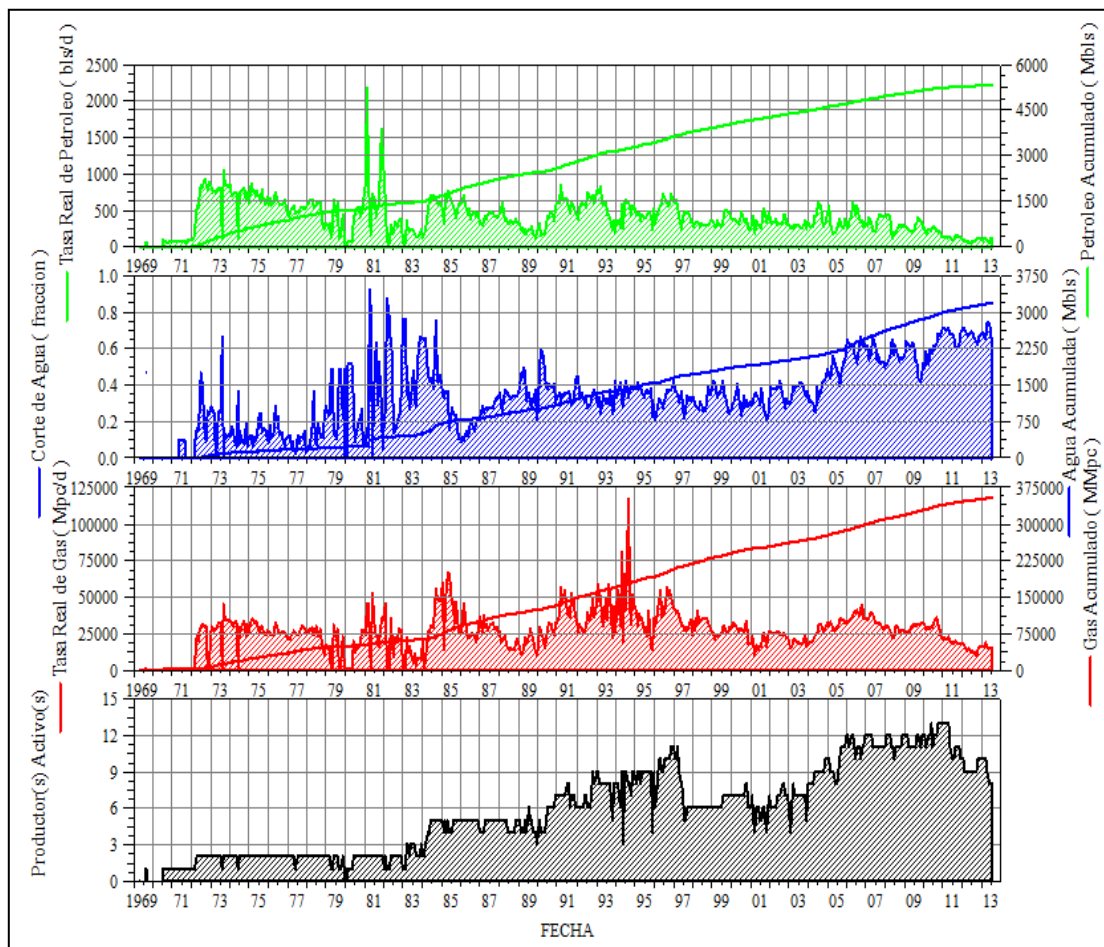


Figura 49. Comportamiento de la arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona central).

Entre 1980 e inicios de 1983 la producción total del yacimiento dependía del pozo AC-5, el cual ha sido el mejor productor de toda esta unidad. Dicho período presentó ciertas fluctuaciones en las tasas de gas, condensado y agua.

A inicios de 1983 se abre a producción el pozo NA-2 el cual alcanza una tasa de gas de 4,32 MMPCND y tasa de condensado de 67,5 BND. Luego de ello se experimenta rápidamente una disminución de las tasas de gas y condensado llegando a alcanzar, para agosto de ese mismo año un valor para gas de 3,730 MMPCND y 255 BND.

Por tal razón se traen a producción dos pozos con los que se logró restablecer los niveles de producción de esta unidad. Tales pozos fueron NA-5 (enero de 1984) y NA-6 (febrero de 1984), y estos permitieron alcanzar una tasa de gas de hasta 62 MMPCND y 600 BND de condensado con 38% en corte de agua. Sin embargo poco después se presenta nuevamente una disminución sostenida en las tasas con una declinación prácticamente igual a los períodos anteriores a esta etapa de producción.

Es importante resaltar que luego de esto se procede a abrir nuevos pozos en esta arena, y es justamente luego de esta etapa que se experimenta masivamente la apertura de pozos que pretendían recuperar e inclusive superar los niveles de producción, logrando para agosto de 1994 alcanzar un máximo en la tasa de gas de 117 MMPCD y condensado de 606 BND lo que representa los mayores valores registrados en el yacimiento hasta la actualidad.

Naturalmente se presenta una declinación sostenida hasta principios de 2004 en el que se traen nuevos pozos, pero no se logra alcanzar los mismos valores que en los primeros períodos de producción, aun y cuando es entre 2004 y la actualidad donde se presenta la mayor cantidad de pozos activos drenando simultáneamente fluidos de este yacimiento.

La disminución de los niveles de productividad se debe a la pérdida de energía natural del yacimiento, lo que impide que este pueda desplazar mayor cantidad de fluidos. La producción del yacimiento comienza con una presión inicial del orden de los 4000 lpca para abril de 1972; cuando se abre el pozo AC-5 a producción, éste drena con tal eficiencia que lleva al yacimiento a alcanzar una presión de 3600 lpca para febrero de 1978, considerando que la presión de rocío es de 3662 lpca.

Una vez que se cruza la presión de rocío del yacimiento comienza la generación de condensado dentro de este. Esto produce un pseudo-daño en la permeabilidad relativa al gas que trae como consecuencia una disminución en los niveles de producción registrados.

Este comportamiento también está íntimamente relacionado con el tipo de hidrocarburo contenido en la trampa; pues es característico en yacimientos de gas retrógrado con alto grado de madurez, ver en superficie un gas cada vez más seco producto del efecto del banco de condensado. A medida que la presión de poro descende, el efecto de condensación retrógrada hace que cada vez más y más fracciones pesadas se queden atrapadas en el yacimiento y más aún en la vecindad de los pozos productores donde el diferencial de presión yacimiento - perforaciones hace que se acumule más hidrocarburo líquido.

Entre enero de 2004 y julio de 2013, la mayor tasa de gas es de 44 MMPCND y condensado de 378 BND, lo que refleja la pérdida del potencial natural de esta unidad. En la figura 50 se aprecia con mayor detalle el comportamiento de las tasas tanto de gas como petróleo y número de pozos activos en función del tiempo

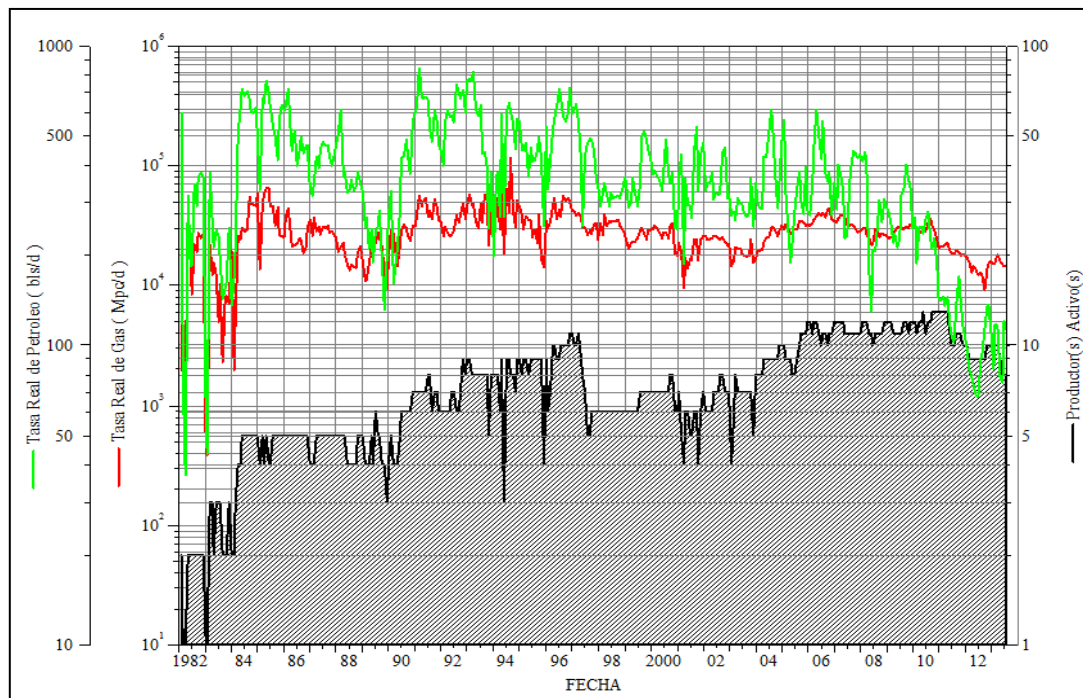


Figura 50. Tasa de gas y condensado versus tiempo. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona central).

En la tabla 29 se presentan los volúmenes de fluidos producidos, así como los porcentajes de aporte de cada pozo completado en la zona central de la arena/yacimiento, donde destaca el aporte del pozo AC-5 de aproximadamente el 35% del gas total y el 38% del condensado total.

Tabla 29. Aporte de producción de pozos en la zona central de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	%Aporte a la producción AF-C/AC-1 (Zona central)		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
AC-1	2339,279	252,702	519,622	0,66	4,71	16,21
AC-5	124353,820	2079,932	562,253	35,28	38,74	17,54
AC-7	2620,939	20,031	34,043	0,74	0,37	1,06
AC-11	429,742	9,025	3,057	0,12	0,17	0,10
AC-12	14053,323	222,689	201,027	3,99	4,15	6,27
AC-14	14740,634	249,111	130,307	4,18	4,64	4,06
AC-15	11466,554	264,671	82,080	3,25	4,93	2,56
AC-17	10577,312	73,378	105,055	3,00	1,37	3,28
AC-18	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
AC-19	35,488	3,922	0,047	0,01	0,07	0,00
AC-21	4352,610	66,259	76,512	1,23	1,23	2,39
AC-22	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
AC-25	5264,017	63,792	61,744	1,49	1,19	1,93
AC-26	1303,891	33,235	25,047	0,37	0,62	0,78
NA-1	9061,188	120,334	65,063	2,57	2,24	2,03
NA-2	18550,436	299,428	205,187	5,26	5,58	6,40
NA-4	307,872	3,978	21,931	0,09	0,07	0,68
NA-5	26427,623	392,724	173,996	7,50	7,31	5,43
NA-6	12563,976	194,080	72,118	3,56	3,61	2,25
NA-7	14552,784	189,553	100,573	4,13	3,53	3,14
NA-10	874,471	62,943	44,404	0,25	1,17	1,39
NA-11	17262,805	188,601	113,286	4,90	3,51	3,53
NA-12	21799,851	176,083	173,462	6,18	3,28	5,41

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	%Aporte a la producción AF-C/AC-1 (Zona central)		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
NA-13	6650,639	83,564	60,232	1,89	1,56	1,88
NA-14	22738,249	247,679	234,083	6,45	4,61	7,30
NA-15	1802,804	22,945	45,994	0,51	0,43	1,43
NA-16	7612,705	43,361	91,775	2,16	0,81	2,86
NA-17	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-11	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-16	741,545	4,783	3,154	0,21	0,09	0,10
MD-18	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-19	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	352484,557	5368,803	3206,052	100	100	100

- Zona Noreste

En la zona noreste se tienen ocho pozos completados en la arena AF-C. En comparación con la otra unidad, esta tiene un registro de producción más limitado, pero a su vez con menor número de fluctuaciones en sus comportamientos de producción motivado a que solo existen ocho pozos que atraviesan la arena en cuestión, de los cuales seis sostuvieron la producción de toda esta área.

El primer registro de producción, se tiene para septiembre de 1983 en el que se trae a producción el pozo AC-8 el cual registra una tasa de gas de 5,1 MMPCND y una tasa de condensado de 233 BND con un corte de agua de 4%. De este pozo dependía toda la producción de la arena pues hasta noviembre de 1984 fue el único productor activo. Fue en noviembre de 1984 cuando se completa el pozo AC-9 en esta arena con una producción inicial de gas de 0,1 MMPCND, condensado de 3,5 BND con un corte de agua de 4%. Sin embargo es en octubre de 1986 donde comienza a registrar hasta junio de 1987.

El comportamiento de producción de esta área se visualiza en la figura 51.



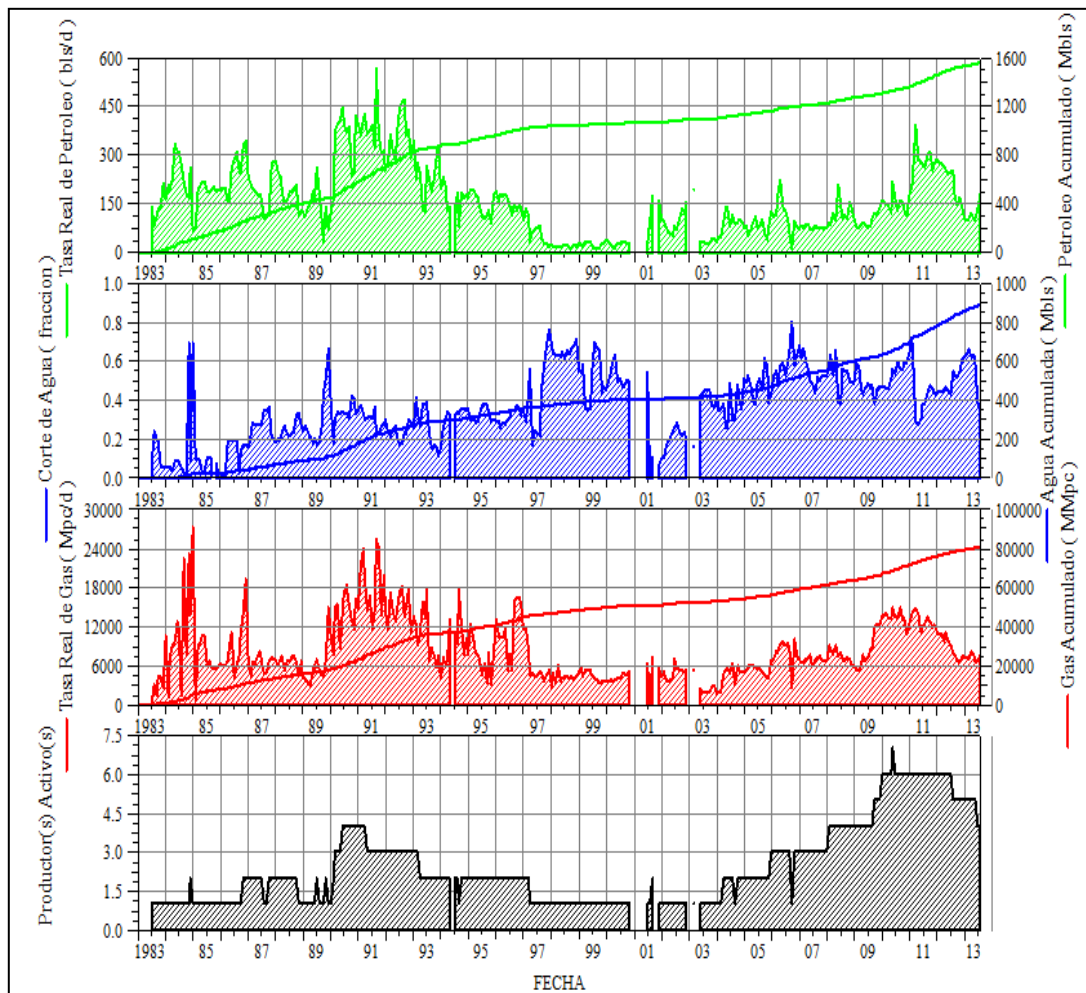


Figura 51. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste).

Cabe destacar que la producción total del yacimiento dio un salto importante una vez que se trae este pozo a producción, notándose en la tasa de gas que alcanzó 27300 MMPCND para diciembre de 1984. Luego de 1986 la producción se mantuvo más o menos constante durante un período comprendido entre finales de 1986 y de 1989, luego del cual se traen a producción los pozos AC-10 y se reanuda la producción a través del pozo AC-9.

Es durante el período comprendido entre enero de 1990 y abril de 1994 donde esta unidad experimenta las mayores tasas de gas y condensado, tomando en cuenta que para entonces existían solo cuatro pozos completados. La tasa máxima de gas para entonces fue de 25,4 MMPCND y la tasa máxima de condensado alcanzó un valor de 571 BND. Posterior a esto existen periodos de producción que presentan etapas de

cierre principalmente por razones inherentes a las condiciones mecánicas de los pozos que atraviesan la arena.

El último periodo de producción representa el más significativo en cuanto al número de pozos activos pues estos llegan a ser siete, el cual es la mayor cantidad que este yacimiento posee en toda su historia productiva.

Al igual que en el caso anterior pese a que existe un mayor número de pozos los niveles de producción no superan los registrados en periodos anteriores. De hecho para la etapa comprendida entre mayo de 2003 y julio de 2013 la tasa de gas alcanzó un valor máximo de 14,8 MMPCND y condensado de 393 BND, notándose allí la pérdida de potencial del yacimiento para desplazar fluidos.

En la figura 52 se aprecia el comportamiento de producción de fluidos de esta unidad.

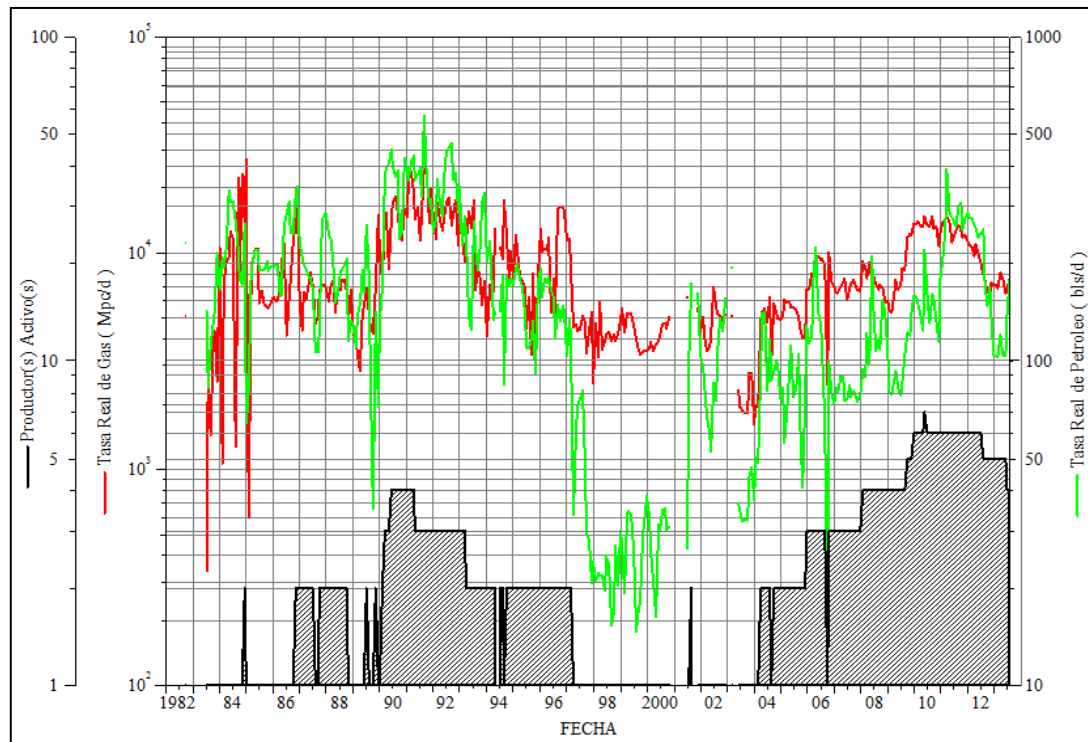


Figura 52. Tasa de gas y condensado versus tiempo. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste).

En este caso la producción aumenta al principio de la vida productiva (1984) pero rápidamente experimenta una caída pronunciada producto de los problemas asociados al pozo AC-8. Sin embargo, los niveles de producción se mantienen hasta que se

abren dos pozos a producción, para posteriormente presentar una declinación sostenida hasta que en 1996.

El segundo período de producción más importante, como se mencionó, se tiene entre 2003 y 2013 donde se corrobora en la figura 52 que aunque se tiene mayor cantidad de pozos el yacimiento alcanzó un potencial que no le permite, de forma natural, los niveles de producción que tenía al principio de la vida productiva.

A continuación, en la tabla 30 se presenta el aporte de cada poco completado en la zona noreste de la arena/yacimiento, donde destaca el aporte a la producción del pozo AC-8, el cual ha producido aproximadamente el 38% del gas y el 43% del condensado total.

Tabla 30. Aporte de producción por pozo en la zona noreste de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	%Aporte a la producción AF-C/AC-1 (Zona noreste)		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
AC-2	27,906	1,038	0,121	0,03	0,07	0,01
AC-6	9510,311	142,458	123,057	11,77	9,22	13,82
AC-8	30350,651	668,854	210,560	37,57	43,28	23,65
AC-9	16516,525	269,216	191,128	20,44	17,42	21,47
AC-10	13014,532	243,072	151,557	16,11	15,73	17,02
AC-23	2216,503	43,048	50,662	2,74	2,79	5,69
AC-24	5356,509	58,206	69,172	6,63	3,77	7,77
AC-27	3799,638	119,693	94,036	4,70	7,74	10,56
<b>Total</b>	<b>80792,575</b>	<b>1545,585</b>	<b>890,293</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

En las figuras 53 y 54 se observan los fluidos acumulados en esta arena para julio de 2013, donde el pozo AC-8 constituye el mayor productor con un acumulado de 30900 MMPCN de gas aproximadamente, y 669 MBN de condensado.

Seguidamente los pozos AC-9, AC-10 y AC-6 poseen los segundos mayores acumulados, alcanzando valores de gas de hasta 15000 MMPCN y condensado de hasta 300 MBN.

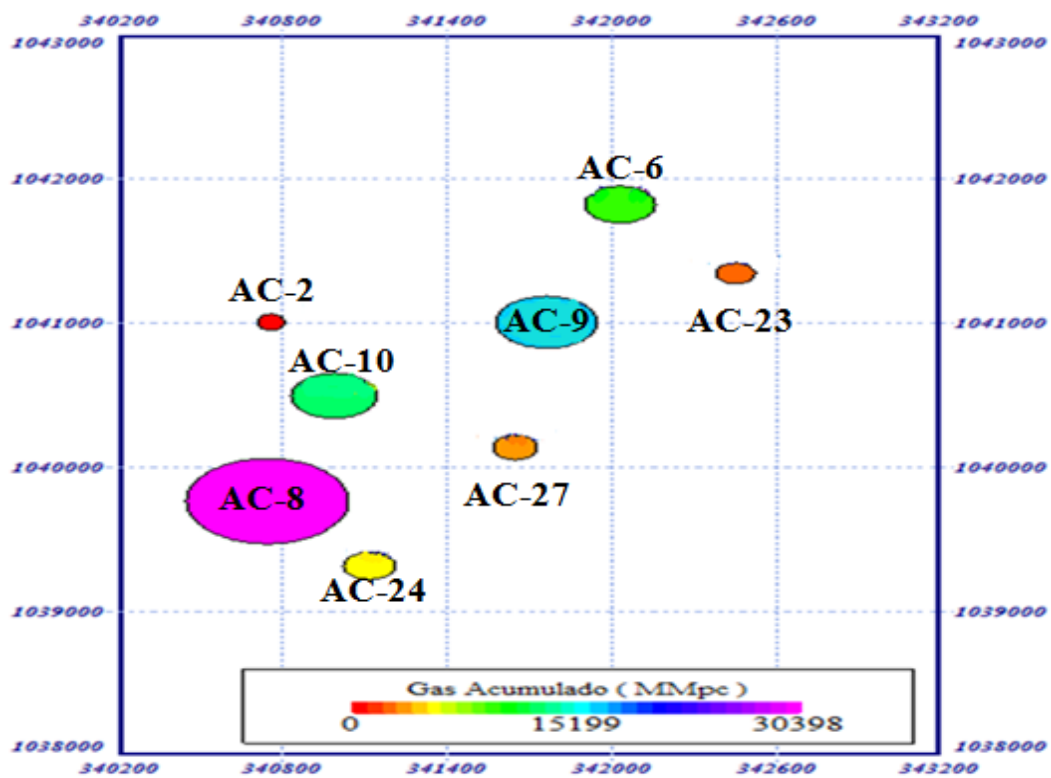


Figura 53. Gas acumulado de la arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste).

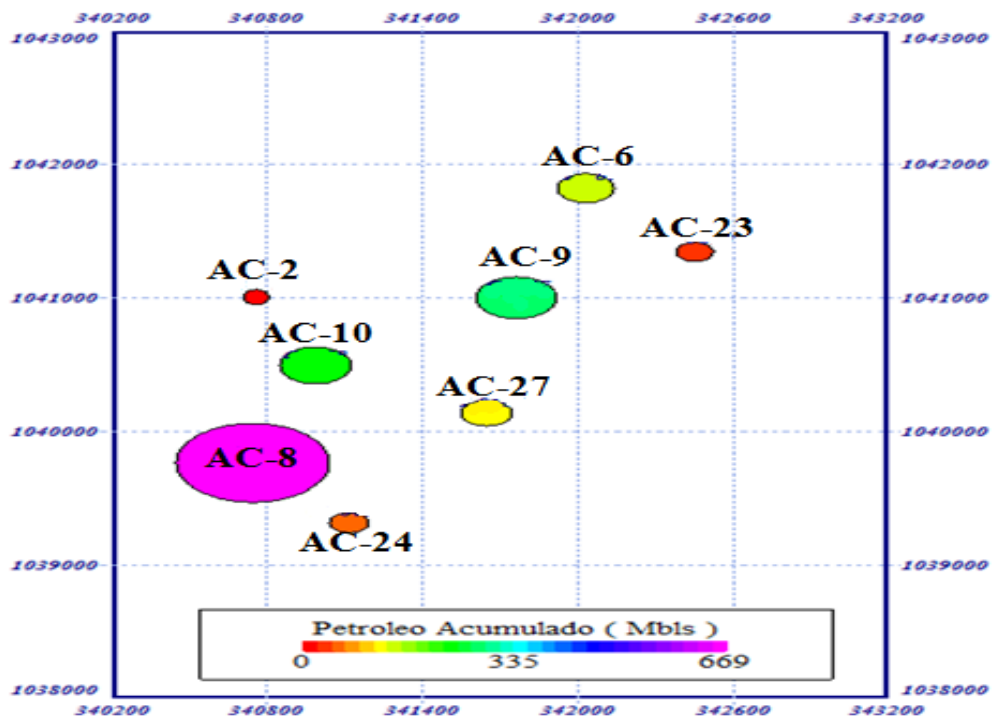


Figura 54. Condensado acumulado de la arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste).

### 5.3.2.2. Arena/Yacimiento: AF-A/MD-14

Es un yacimiento de condensado de grandes dimensiones. Presenta un espesor de 61 pies y excelentes características electrográficas. Ha logrado acumular para julio de 2013 14,988 MMMPCN de gas, 723,680 MBN de condensado y 1713,560 MBN de agua. No se dispone de pruebas de presión que permitan establecer los niveles de energía del mismo. En la figura 55 se presenta el comportamiento de producción del yacimiento como la suma de los valores de producción reportados por cada uno de los 14 pozos que atraviesan AF-A/MD-14.

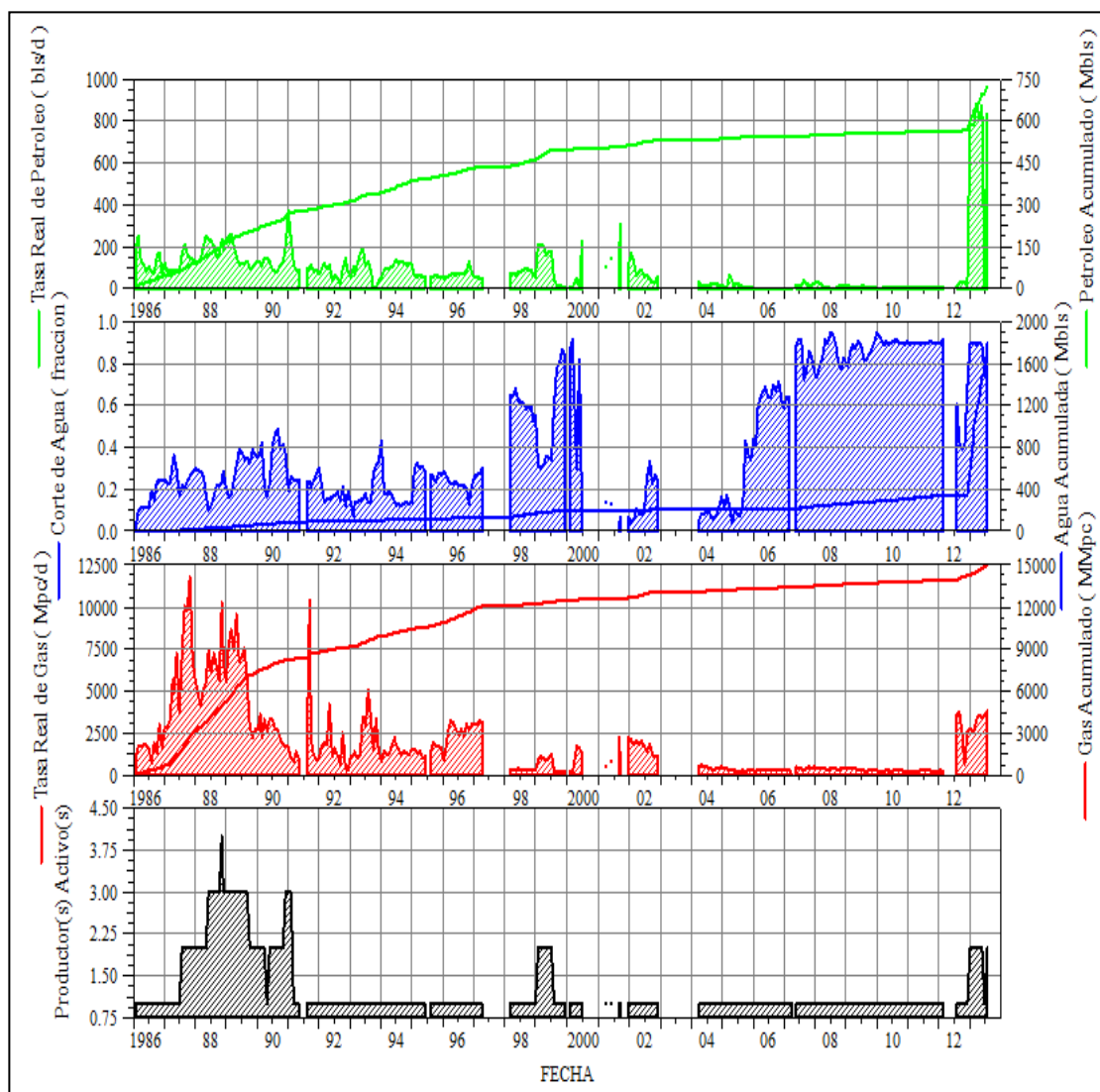


Figura 55. Comportamiento de producción. Arena//yacimiento AF-A/MD-14.

La producción se remonta a enero de 1986 con la apertura del pozo MD-14 donde la arena AF-A, en evaluaciones posteriores a la completación original, fluía agua y petróleo al muro quemador, debido posiblemente a un bloqueo por agua por excesivo tiempo de circulación con agua salada a que fue sometida la arena para controlarla luego de su evaluación.

La prueba inicial de MD-14 alcanza una tasa de condensado de 194 BND, 4 BND de agua y 1239 MPCND de gas. Un año después se trae a producción el pozo MD-8, en junio de 1987, con una tasa inicial de gas de 2,8 MMPCND y tasa de condensado de 137 BND.

En la arena AF-A/MD-14 la mayor cantidad de pozos activos se tiene para octubre de 1988, los cuales son: MD-6, MD-8, MD-12 y MD-14. De la figura 55 se aprecia además que para octubre de 1987 se alcanza una tasa de gas del orden 11801 MPCND y tasa de condensado de 151,5 BND que son los valores más altos alcanzados en toda la vida productiva del yacimiento.

Desde los inicios de producción de AF-A/MD-14 se han experimentado cuatro períodos de cierre importantes, de los que se desconocen las razones, pero que han alterado el comportamiento de los parámetros de producción, de forma que en la figura 56, gráfico de tasa gas, condensado versus tiempo se nota cierta intermitencia.

Por ejemplo, entre 1998 y 2000 se alcanzan valores altos en tasa de condensado (215 BND) y en tasa de gas (918 MPCND) para enero de 1999, que decae rápidamente hasta que en febrero de 2000 llega a valores de condensado de 8 BND y de gas 192 MPCND.

Pese a la intermitencia en los gráficos de producción se nota que la pérdida de energía trae como consecuencia que el potencial de AF-A/MD-14 disminuya con el tiempo notablemente. Cabe destacar en la mayoría de los períodos productivos se tenía solo un pozo abierto a producción.

Sin embargo, para noviembre de 2012 se tiene una tasa de 12,2 BND de condensado y 2628 MPCND y con la apertura del pozo NA-18 se alcanza un máximo de 835 BND de condensado y 3816 MPCND de gas para julio de 2013, lo que podría ser un

indicio de algún yacimiento de petróleo en la zona dada la magnitud de la tasa de petróleo respecto de la de gas.

Se procede a verificar el comportamiento de RGC versus tiempo del yacimiento y corroborar con la ubicación la posible existencia de un yacimiento de petróleo.

Se observa en la figura 56 que para el último período de producción hay un aumento considerable en los acumulados de condensado y una disminución en la relación gas condensado, comportamiento que se sale del registrado en períodos atrás.

En cuanto a los valores de fluidos acumulados se tiene que para julio de 2013 el mayor productor de gas del yacimiento es el pozo MD-14 el cual además de ser el descubridor de este yacimiento es el que tuvo un mayor período de producción. Según OFM tiene un aporte del 60% en gas producido y 48% en condensado producido.

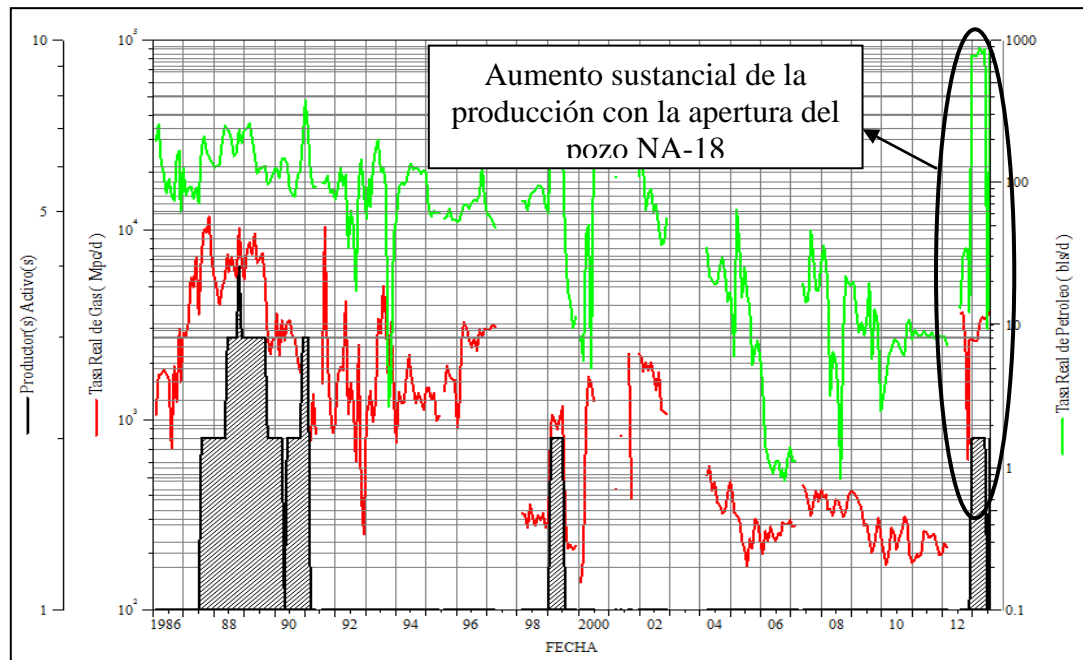


Figura 56. Tasas de gas y condensado versus tiempo. Arena /yacimiento AF-A/MD-14.

Además el pozo NA-18 aunque tiene un año de producción posee un alto potencial que lo ha llevado a tener las tasas más altas de gas del orden 3815 MPCND y condensado de 9 BND. Al evaluar la posición del pozo NA-18 dentro de la arena, como se observa en la figura 57, se aprecia que está justo por debajo de una falla con

rumbo noreste. De ello se infiere la existencia de un yacimiento de petróleo no evaluado dadas las condiciones de producción.

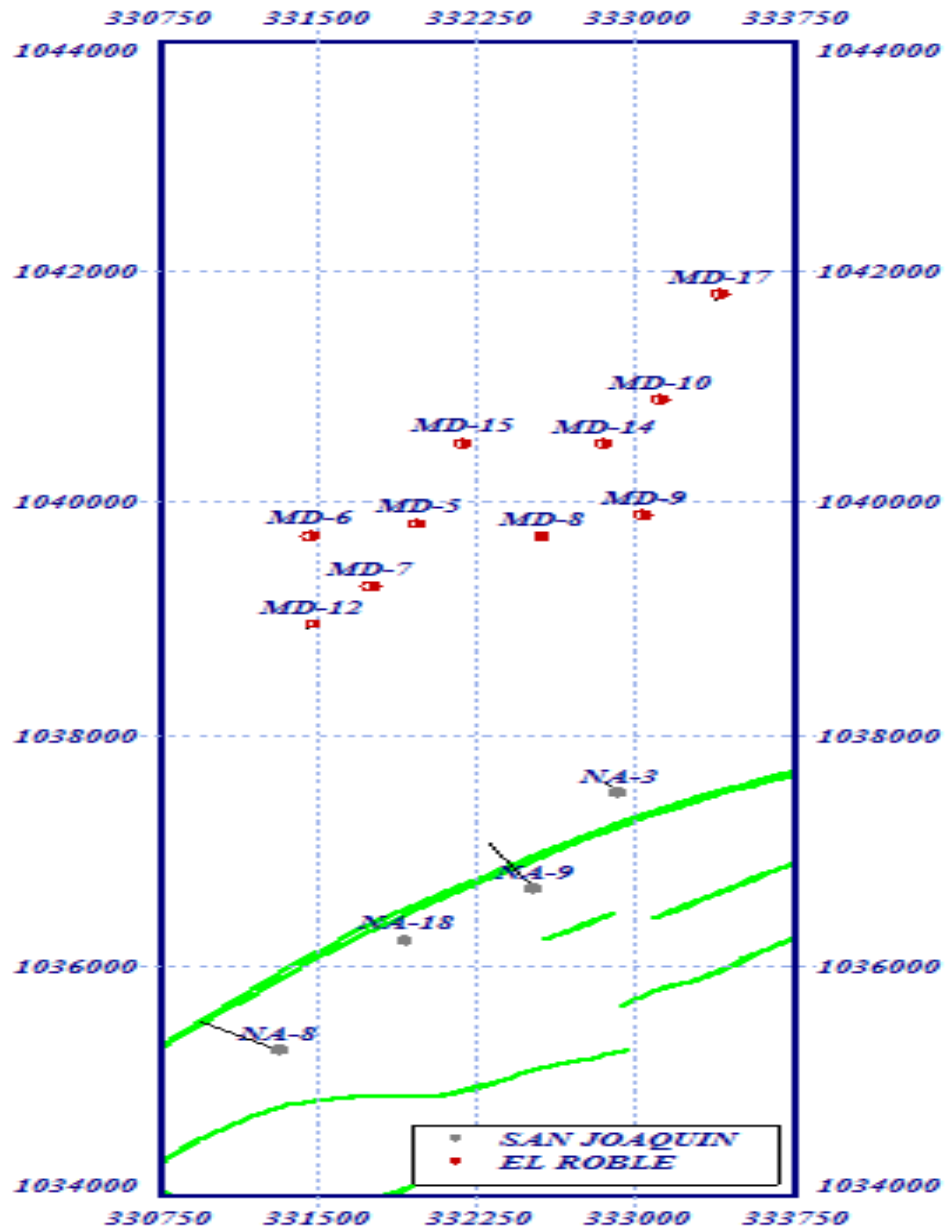


Figura 57. Pozos completados en la arena/yacimiento AF-A/MD-14.

En los mapas de burbuja mostrados en las figuras 58 y 59, se tiene que es el pozo MD-14 el que tiene un mayor aporte a la producción del yacimiento estando el orden de los 9000 MMPCN de gas acumulado y 300 MBN de condensado hasta julio de 2013.



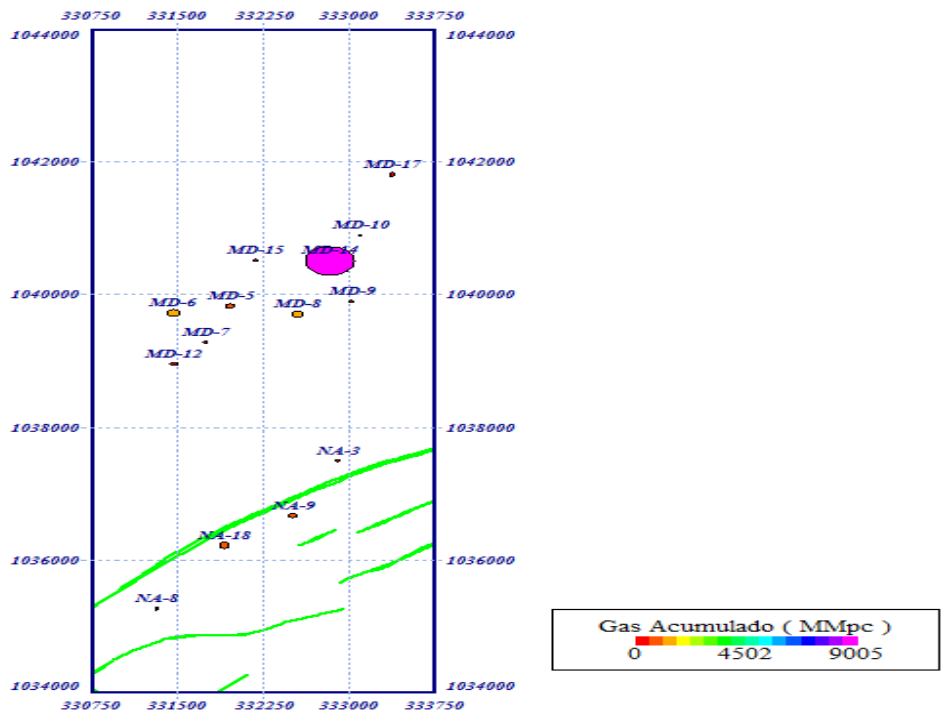


Figura 58. Gas acumulado de la arena/yacimiento AF-A/MD-14.

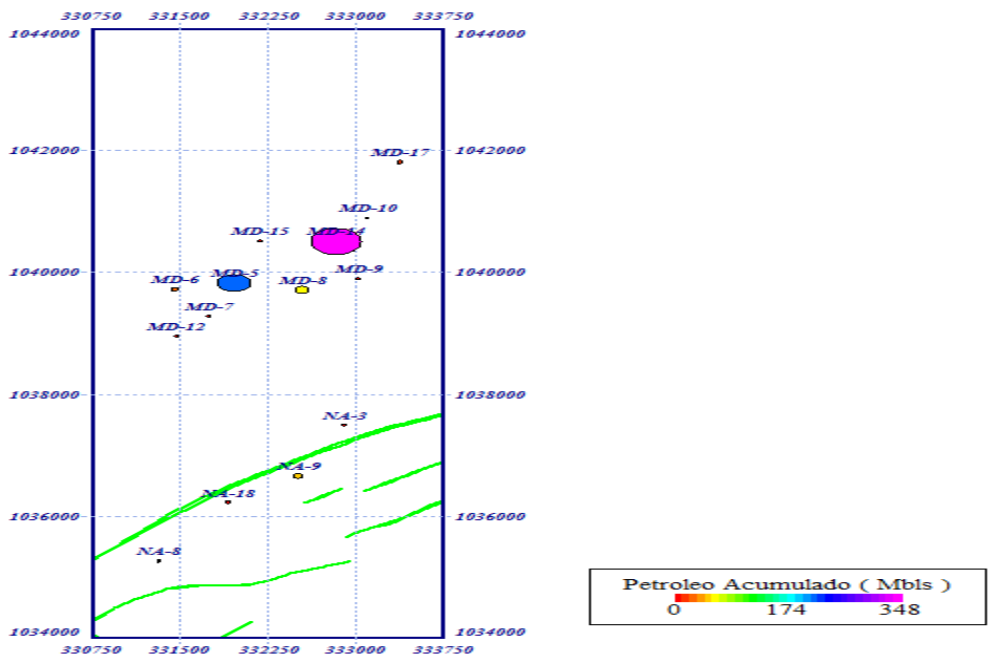


Figura 59. Petróleo acumulado de la arena/yacimiento AF-A/MD-14.

La tabla 31 muestra los acumulados de fluidos hasta julio de 2013, teniendo como mejor productor el pozo MD-14 con un 60% de gas acumulado y 48% de condensado

acumulado. Se nota además que el pozo MD-5 tuvo una buena producción de condensado (con 30% de aporte) pero tuvo asociado la mayor producción de agua con un 91% de aporte de esta, como se observa en la tabla 30.

Tabla 31. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-A/MD-14.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	%Aporte a la producción AF-A/MD-14		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
NA-3	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
NA-8	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
NA-9	643,043	49,682	10,380	4,29	6,87	0,61
NA-18	1089,132	7,428	9,618	7,27	1,03	0,56
MD-5	848,249	215,501	1554,811	5,66	29,78	90,74
MD-6	1418,859	23,482	28,441	9,47	3,24	1,66
MD-7	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-8	1277,877	64,199	5,423	8,53	8,87	0,32
MD-9	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-10	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-12	403,520	2,485	1,518	2,69	0,34	0,09
MD-14	9004,554	348,436	100,841	60,08	48,15	5,88
MD-15	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-17	302,999	12,467	2,531	2,02	1,72	0,15
<b>Total</b>	14988,233	723,680	1713,563	100	100	100

#### 5.3.3.3. Arena/Yacimiento: AF-E/AC-4

Es un yacimiento de medianas dimensiones; está atravesado por cuatro pozos de los cuales tres tienen producción asociada. Los cuales son: AC-4, AC-20 y AC-25. Según registro de densidad-neutrón corrido en este pozo, la arena AF-E presenta 32 pies de arena neta, con unas características petrofísicas de 9% de porosidad efectiva, 16 mD de permeabilidad.

De acuerdo a la figura 60, la producción en este yacimiento se remonta a junio de 2005 con la completación del pozo AC-20 en esta arena, registrando una producción de 13 MMPCND de gas y 180 BND de condensado con 54% en corte de agua. La producción de la arena en el pozo AC-20 fue prácticamente constante durante toda su vida productiva con excepción de un período de cierre en el año 2006 del que se desconocen las causas por no estar anexas en la carpeta del pozo.

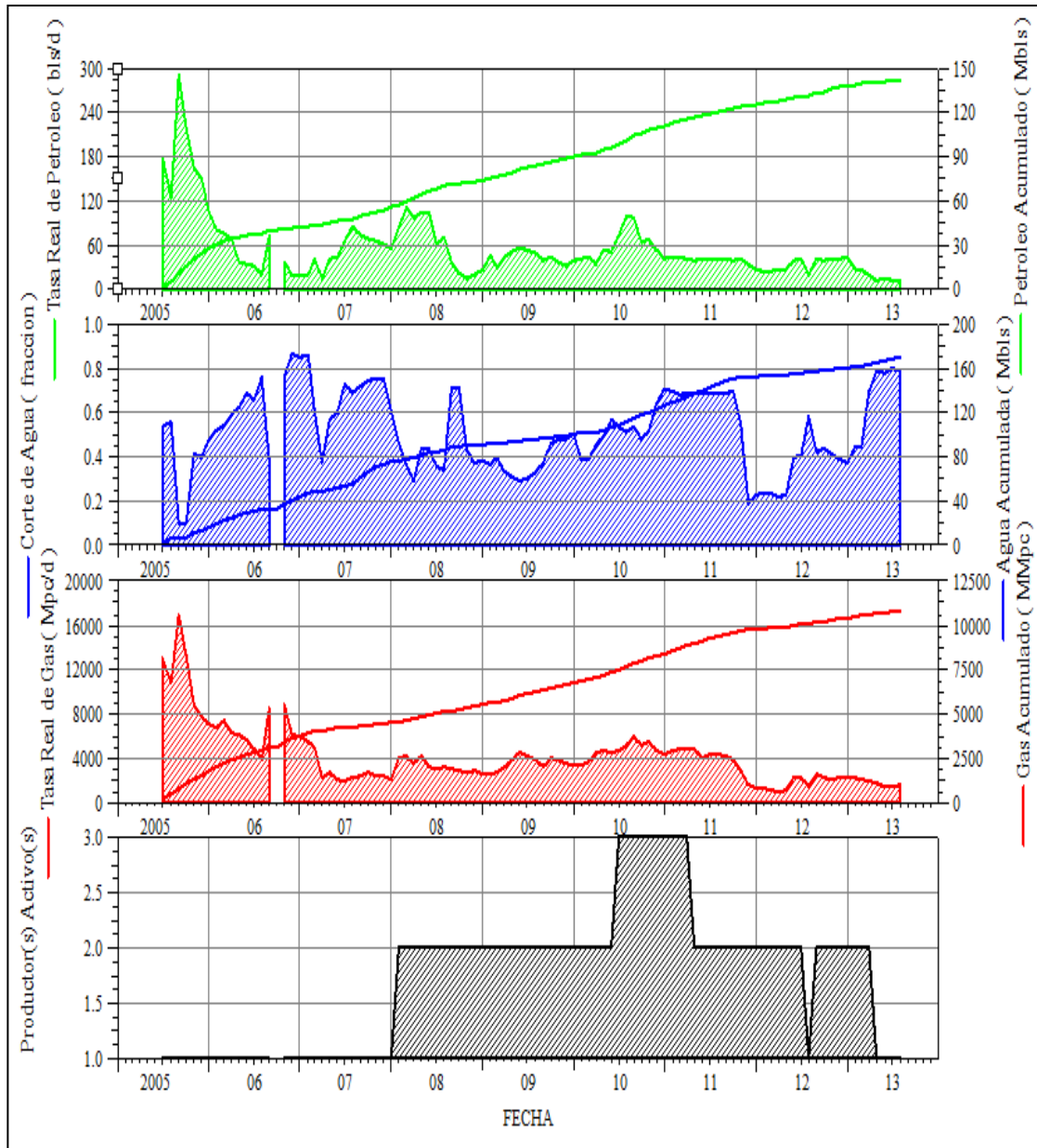


Figura 60. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-E/AC-4.

Cabe destacar que hasta enero de 2008 la producción de AF-E/AC-4 dependía del pozo AC-20, luego del cual se trae a producción el pozo AC-25 que produjo de forma ininterrumpida hasta febrero de 2013 con una tasa de gas promedio de 1650 MPCND y condensado promedio de 29 BND.

Para junio de 2010 se suma a la producción la aportada por el pozo AC-4 el cual mantiene una producción en el orden 336 MPCND de gas y 15 BND de condensado con 28% de corte de agua, hasta marzo de 2011 donde se cierra la arena en dicho pozo por razones desconocidas.

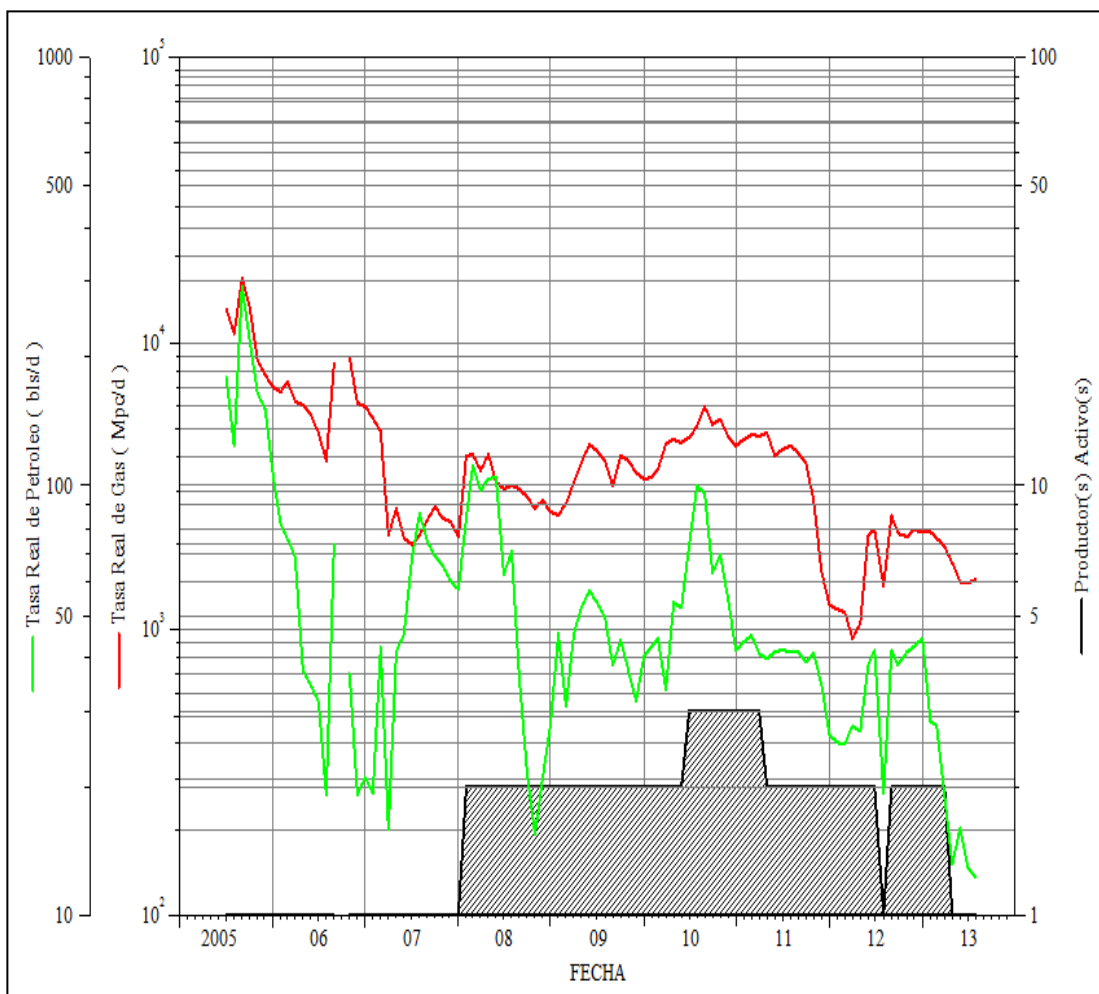


Figura 61. Tasa de gas y condensado, productores versus tiempo. Arena/yacimiento AF-E/AC-4.

En la figura 61 se muestra la constante producción de este yacimiento a través de los pozos mencionados. Las disminuciones repentinas son productos de los cierres que los pozos AC-4, AC-20 y AC-25 tuvieron durante su vida en AF-E/AC-4.

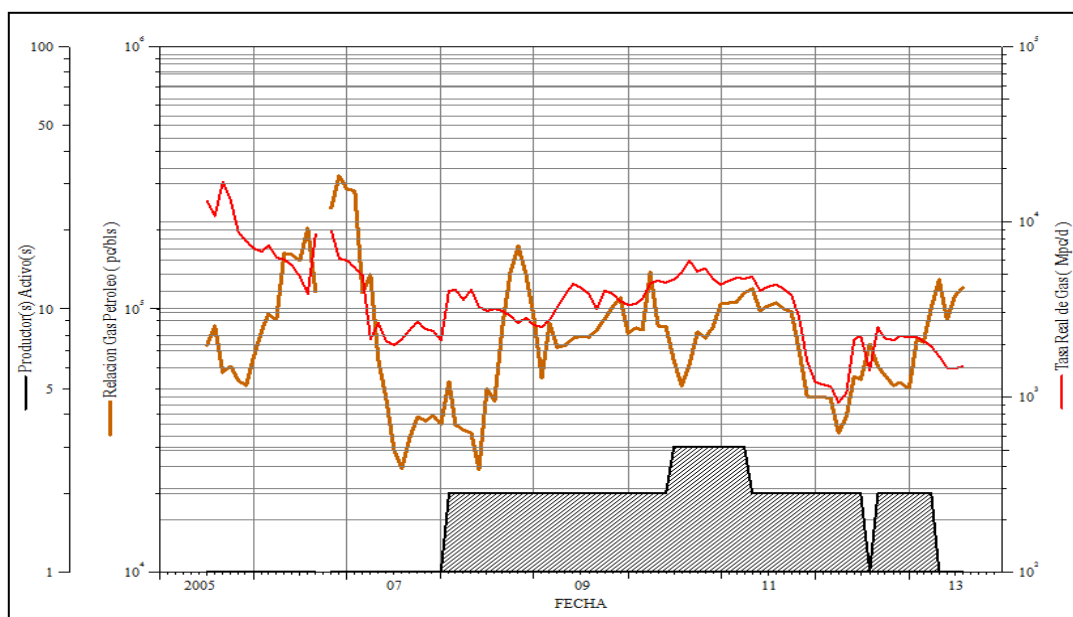


Figura 62. Tasa de gas y RGC, productores versus tiempo. Arena/yacimiento AF-E/AC-4.

En la figura 62 se observa el comportamiento de la relación gas condensado en la producción de AF-E/AC-4. Durante la producción del pozo AC-20 se alcanza una relación-gas condensado máxima de 322698 PCN/BN en noviembre de 2006, luego de haber estado un tiempo cerrado y haber sido sometido a un procedimiento del que no se tiene información.

Después de ello declina sostenidamente dicha relación y aumenta con la apertura del pozo AC-25 manteniéndose desde agosto de 2008 en un promedio de 83000 PCN/BN y 3200 MPCN hasta la actualidad.

La producción de AF-E/AC-4 es bastante estable aún y cuando se presentan eventos que disminuyeron los índices de producción en algunas ocasiones, según lo hallado en la carpeta de los pozos. Es importante resaltar el aporte del pozo AC-20, que mantuvo una producción prácticamente ininterrumpida durante ocho años, para julio de 2013 con un 28% de gas y 40% de condensado.

Según el mapa de burbujas de la figura 63, es el pozo AC-20 quien tiene mayor cantidad de gas acumulado, en el orden de 10798 MMPCN. Aún y cuando fue el AC-4 el descubridor de esta arena, no tuvo gran producción en comparación con la adjudicada a AC-20 y AC-25.

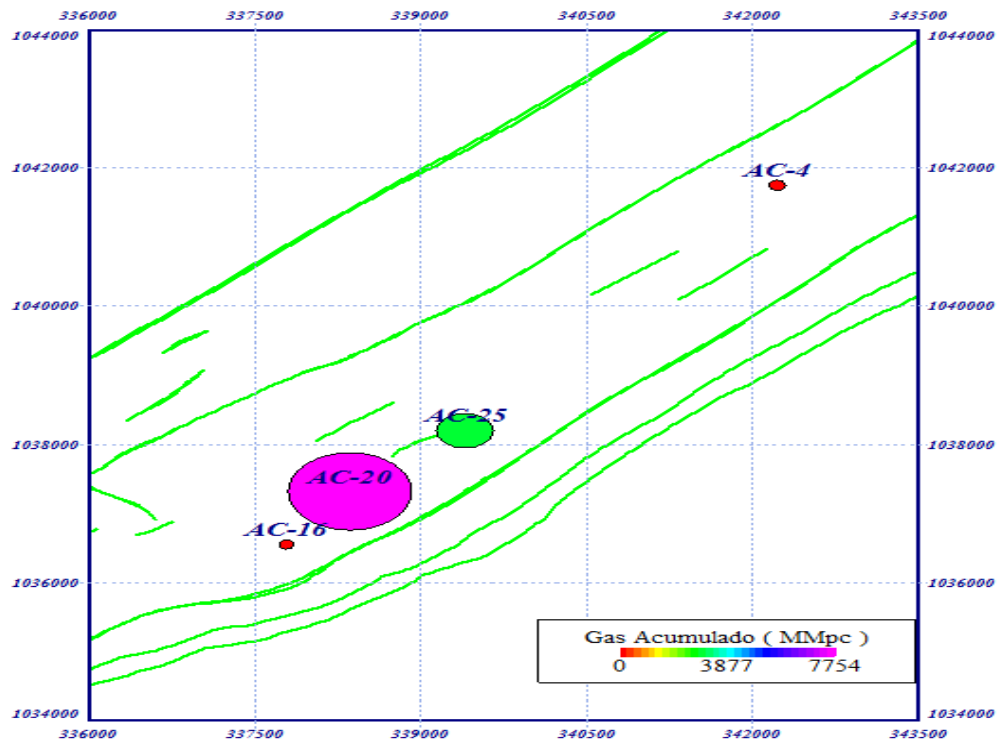


Figura 63. Gas acumulado de la arena/yacimiento AF-E/AC-4.

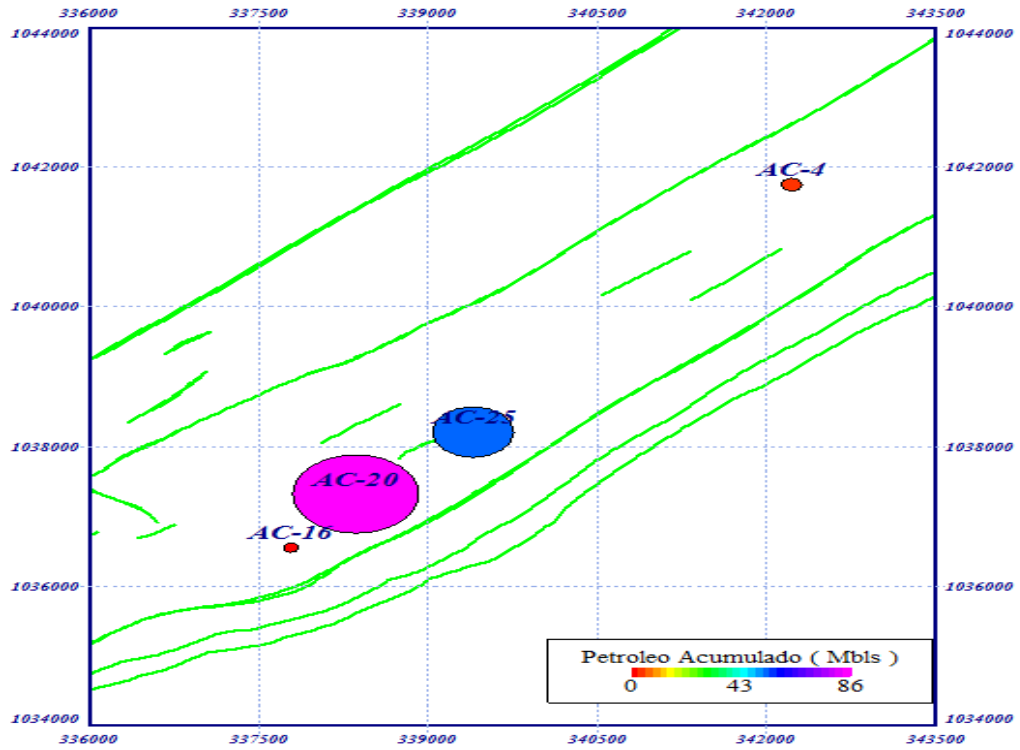


Figura 64. Condensado acumulado de la arena/yacimiento AF-E/AC-4.

En cuanto al condensado acumulado, también es el AC-20, como se observa en la figura 64, quien registra el mayor aporte, del orden de los 142 MBN para julio de 2013. En la tabla 32 se muestran los acumulados hasta esa fecha.

Tabla 32. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-E/AC-4.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-E/AC-4		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
AC-4	102,275	4,536	1,886	0,95	3,19	1,11
AC-16	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
AC-20	7754,418	85,757	147,988	71,82	60,36	86,84
AC-25	2940,876	51,791	20,548	27,24	36,45	12,06
<b>Total</b>	10797,569	142,084	170,422	100	100	100

#### 5.3.3.4. Arena/Yacimiento AF-A/AC-1

Es un yacimiento de gas condensado de medianas dimensiones que limita al norte con una falla normal, al este y al oeste con límite de toca y al sur con el Corrimiento de Anaco.

En la arena yacimiento AF-A/AC-1 han sido completados los pozos AC-1, AC-7 y AC-12, de los cuales sólo produjeron el pozo AC-1 entre julio de 1969 y noviembre de 1986, y el pozo AC-7 que aportó producción en dos periodos: entre septiembre de 1997 y mayo de 2000 y entre mayo de 2009 y mayo de 2010, tal y como se observa en la figura 65.

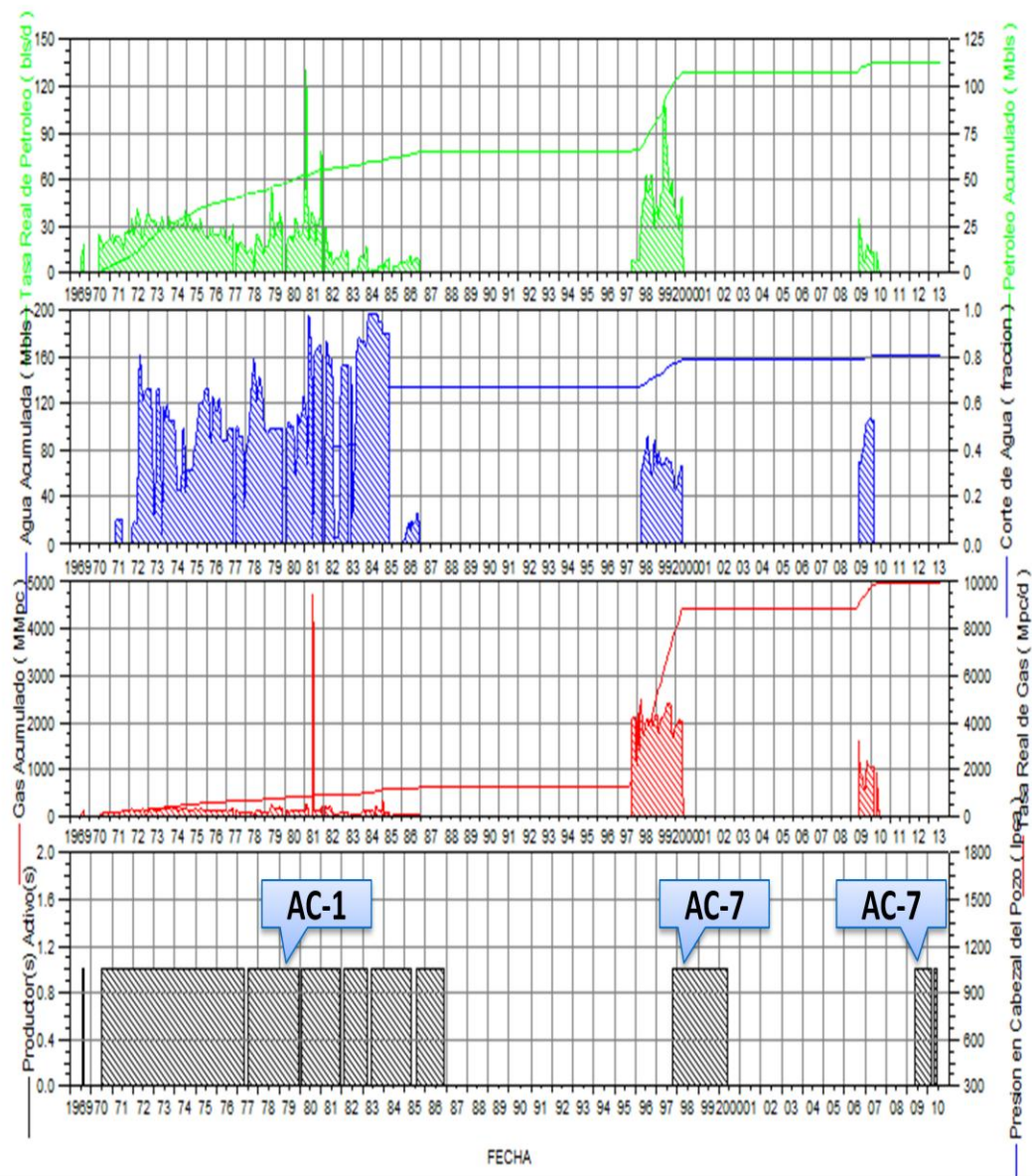


Figura 65. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-A/AC-1.

A continuación se ofrece una explicación del comportamiento de cada uno de los pozos completados en la arena/yacimiento en cuestión.

#### Pozo AC-1

La arena AF-A fue completada en este pozo durante la completación original en julio de 1942, en conjunto con varias arenas, pero toda la producción entre 1942 y 1945 sería asignada a otra arena de no interés.



El pozo permanecería cerrado entre 1945 y 1969, cuando aparentemente se llevó a cabo un trabajo del cual no se tiene respaldo en digital, debido a que se reporta producción de 7 distintas arenas, de la cual corresponde a AF-A el 0,68% de la producción total de petróleo y el 6,63% de la producción total de gas.

No se tiene disponible ninguna prueba PLT que sustente la distribución de producción hecha a partir de 1969, por lo que se presume que fue realizada en base a un cálculo teórico usando propiedades petrofísicas de las arenas. Se sugiere esperar por el modelo petrofísico en desarrollo para tratar de validar la distribución realizada; sin embargo, vale la pena recalcar que el pozo AC-1 no posee información de registros robusta que sustente directamente el modelo petrofísico en desarrollo.

#### Pozo AC-7

Su primer periodo de producción arrancó en septiembre de 1997 con una prueba de 8 BND de petróleo sin agua y un buen potencial de gas de 4,287 MMPCND. Este periodo de producción fue de 2 años y 9 meses y se caracterizó por mantener una tasa de gas promedio de 4,5 MMPCND, 49 BND de petróleo y 30 BND de agua con una presión de cabezal estable de 1460 lpca.

En mayo de 2009 comienza el segundo periodo de producción, con un potencial por debajo del mostrado en el primer periodo. El promedio de producción durante el año que se mantuvo abierto fue de 16,5 BND de petróleo, 16,75 BND de agua y 1,860 MMPCND de gas con una presión de cabezal promedio de 502 lpca. El pozo evidencia signos de agotamiento del yacimiento en el que posiblemente contribuyó el pozo vecino AC-11, que según topes de 2014 tiene perforado parte de la arena AF-A, y produjo durante el año 2004; o el pozo NA-17 en caso de haber coalescencia de arenas en esta zona, pues mantuvo constante producción entre 2005 y 2009.

En febrero de 2010 se realizó la única medición válida de presión estática en el yacimiento AF-A/AC-1, resultando un valor de 902 lpca a 9100 pies.

#### Pozo AC-12

El pozo fue completado en la arena AF-A durante el reacondicionamiento permanente N°4, en abril de 2012. Posteriormente, en 2013, se haría recomendación para reacondicionamiento que involucraba el abandono de la arena AF-A.

En el periodo de evaluación de esta arena, en 2012, se efectuaron aproximadamente un total de 25 operaciones de suabeo, en las últimas corridas realizadas al pozo; se detectó nivel de fluido estabilizado a 6000 pies. Finalmente, se procedió con el aislamiento de la sarta (camisas cerradas), bloqueando el pozo y detectando nivel de fluido inicial a 6000 pies, en 12 corridas el nivel de fluido de mantuvo estabilizado a 6000 pies, corroborando que existía comunicación mecánica tubería de producción-revestidor, por lo que se declaró pozo fallado por razones mecánicas. En consecuencia, el pozo no aportó producción al yacimiento.

En la tabla 33 se muestra la comparación del aporte de cada pozo a la producción acumulada total, tanto de agua, gas y petróleo de la arena/yacimiento de interés.

Tabla 33. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-A/G-3.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-A/AC-1		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
AC-1	606,479	65,512	134,717	12,27	58,03	83,76
AC-7	4335,211	47,379	26,121	87,73	41,97	16,24
AC-12	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	4941,690	112,891	160,838	100	100	100

#### 5.3.3.5. Arena/yacimiento AF-B/MD-3

En la arena/yacimiento AF-B/MD-3 han sido completados los pozos MD-3, MD-4, MD-10, MD-13, MD-17 y MD-21. A pesar de ello, el yacimiento sólo acumularía producción de los pozos MD-3 y MD-13, como se aprecia en la figura 66.

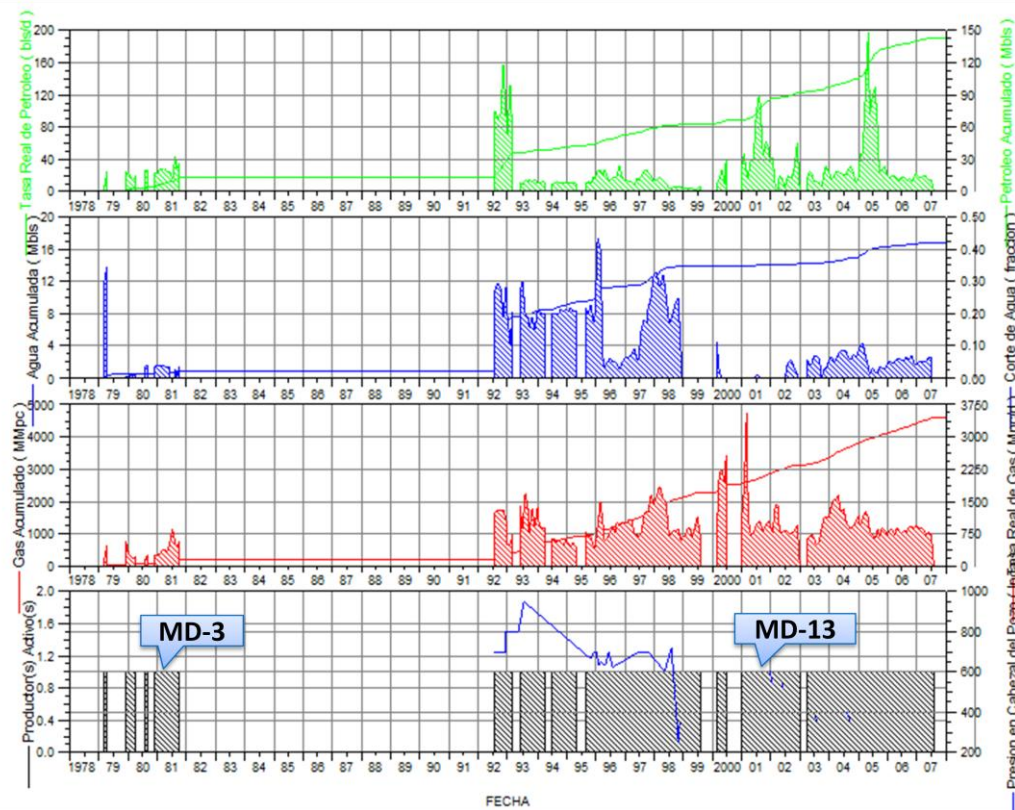


Figura 66. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-B/MD-3.

### Pozo MD-3

La arena AF-B estuvo completada en conjunto con otras cinco arenas de Merecure desde el reacondicionamiento permanente N°3 en mayo de 1958 y fueron abandonadas en el reacondicionamiento permanente N°5 en abril de 1991.

En recomendación para reacondicionamiento en el año 1985 se explica que el pozo estuvo inactivo desde octubre de 1981, señalando que las arenas de Merecure completadas en conjunto presentaban prueba con (87 BND, 520 lpc, 50,1°API, 0,8% de agua y sedimentos y 15841 PCN/BN) en dicho mes, por lo que se propuso en su momento evaluarlas por separado para tomar decisiones en cuanto a sus resultados. Sin embargo, no se tienen registros de pruebas efectuadas, pero en 1991 serían abandonadas para completar el pozo en otros horizontes.

Las arenas de Merecure fueron propuestas para abandono debido a que se encontraba invadido por agua y resultaba mecánicamente muy difícil determinar las verdaderas

condiciones prospectivas de cada arena. Además de que al haber estado completadas dichas arenas en conjunto durante muchos años, se infirió que dichos horizontes presentaban daño irreversible.

#### Pozo MD-4

En los archivos de la carpeta del pozo se observó que se tiene producción acumulada en AF-C, pero al revisar los dos intervalos perforados y compararlos con los topes, se comprobó que uno de los intervalos corresponde a AF-B. No se encontró en la carpeta del pozo archivo alguno con resultados de evaluaciones para ninguna de las arenas de interés.

#### Pozo MD-10

La arena fue completada durante el reacondicionamiento permanente N°2 en agosto de 1993 y abandonada en el reacondicionamiento permanente N°3 en agosto de 1995. No se tienen pruebas de producción reportadas en Oil Field Manager para la arena, debido a que luego del reacondicionamiento permanente No.2 se achicó con nivel de fluido a 9300 pies probando 100% de agua y sedimentos. Luego reventó con 40 lpca desplazando gas y agua, fluyó media hora y murió. Se continuó achicando por varios días con nivel de fluido estabilizado a 8000 pies reportando 100% de agua y sedimentos de 2500 ppm, por lo que se propuso abandonarla para evaluar otras arenas prospectivas.

#### Pozo MD-13

La arena fue completada durante el reacondicionamiento permanente N°2 en mayo de 1992 y sería recompletada durante el reacondicionamiento permanente N°3 en abril de 1995.

En general las tasas de producción de petróleo estuvieron, en su mayoría en valores inferiores a los 20 BND, a excepción de las pruebas realizadas en 2005, donde las tasas estuvieron en promedio en los 40 BND de condensado. La gran mayoría de las

pruebas no mostró una tasa de gas superior a los 2000 MPCND. La última prueba de producción reportada data de junio de 2007.

#### Pozo MD-17

No tiene producción asociada en la arena/yacimiento debido a que luego del trabajo de reacondicionamiento permanente número 1, cuando fue completada, específicamente el 13 de noviembre de 2003, la arena acumuló presión y luego se abrió al tanque donde fluyó gas por 20 minutos y murió.

#### Pozo MD-21

La arena fue completada durante la completación original en junio de 2009. En OFM no hay producción asignada a la arena AF-B; solo tienen producción otras arenas completadas durante dicho trabajo, de no interés.

En agosto de 2009 se realizó un memorándum para notificar los resultados obtenidos durante la evaluación del pozo luego de la completación original, pero para el momento la arena AF-B no había sido evaluada. No hay archivos disponibles que permitan comprobar que la arena en cuestión haya sido evaluada.

En la tabla 34 se muestra la comparación del aporte de cada pozo a la producción acumulada total, tanto de agua, gas y petróleo de la arena/yacimiento de interés.

Tabla 34. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-B/MD-3.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-B/MD-3		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
MD-3	2997,025	106,517	33,058	35,68	39,09	61,40
MD-4	1032,179	35,590	4,766	12,29	13,06	8,85
MD-10	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-13	4371,176	130,353	16,020	52,04	47,84	29,75
MD-17	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-21	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-B/MD-3		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
<b>Total</b>	8400,380	272,460	53,844	100	100	100

### 5.3.3.6. Arena/Yacimiento AF-B/AC-1

En la figura 67 se observa, al comparar los incrementos de fluidos acumulados producidos, como la producción más considerable de condensado se aportó en el primer periodo, comprendido entre los años 1969 y 1986, cuando el único productor del yacimiento fue el pozo AC-1.

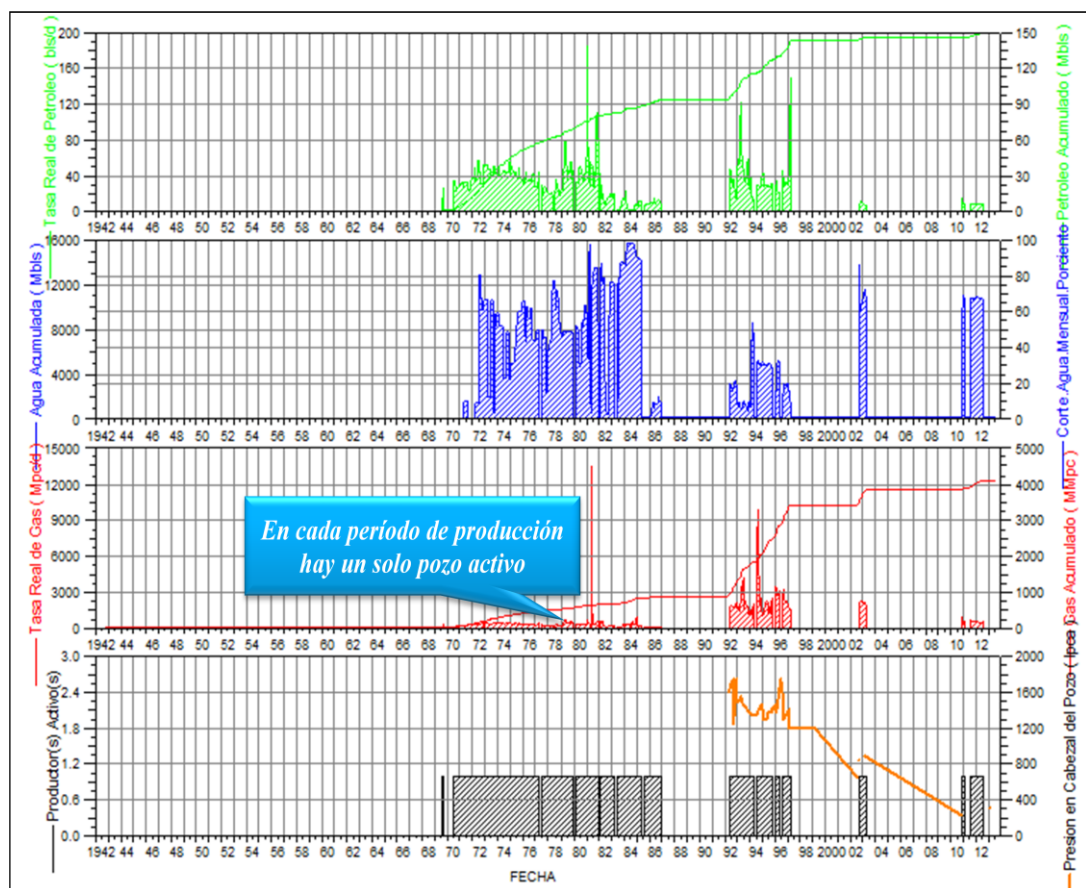


Figura 67. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-B/AC-1.

Por su parte, el mayor aporte en producción de gas estuvo dado por el pozo AC-14, el cual produjo entre 1992 y 1996.

#### Pozo AC-1

A partir de 1969 y hasta noviembre de 1986 reporta producción en conjunto de seis arenas de Merecure, además de AF-B, arenas pertenecientes a la zona más somera completada originalmente.

Según cálculos realizados, se hizo una distribución de producción desde 1969 hasta 1986 en la que el volumen total mensual de petróleo y el volumen total mensual del gas fueron repartidos con un porcentaje fijo para cada completación, resultando la arena AF-B con un 2,62% de la producción total de petróleo, y un 25,56% de la producción de gas, del pozo para dicho periodo. No se tiene disponible ninguna prueba PLT que sustente esta distribución, por lo que se presume que fue realizada en base a un cálculo teórico usando propiedades petrofísicas de las arenas.

#### Pozo AC-2

El pozo fue completado originalmente en dos arenas de no interés, ambas produciendo por la tubería de producción. Después de producir intermitentemente por 9 meses, se estaban produciendo importantes cantidades de agua. Asimismo se probaron un conjunto de arenas entre las que se encuentran AF-B y AF-C que para la completación original era tratada como una unidad.

De acuerdo a la carpeta de pozo se tiene un registro de producción para enero de 1945 que fue de 582 BNPD, RGP de 5545 PCN/BN, y 0,2% de agua y sedimentos. Luego de ello no se registra producción alguna hasta la fecha.

#### Pozo AC-13

En este caso la arena AF-B aunque fue completada originalmente en diciembre de 1991, quedó sin evaluar. La producción en esta arena se manifiesta a partir de agosto de 2002 (luego de un posible reacondicionamiento permanente), donde se comienza a

tener fluidos acumulados, hasta marzo de 2003 donde inicia un período de inactividad por razones desconocidas (no anexas al historial de la carpeta del pozo).

En noviembre de 2010 se reanuda la producción en esta arena tomando una tasa de 26 BND, RGP de 71875 PCN/BN y un porcentaje de agua y sedimentos de 70% con presión de cabezal de 230 lpca.

La tasa de petróleo máxima registrada durante la vida productiva de AF-B/AC-1 se tiene para agosto de 2002 con un valor de 53 BND, RGP de 79667 PCN/BN y un porcentaje de agua y sedimentos de 60%. El último registro de producción se tiene para julio de 2012, luego del cual los acumulados permanecen constantes hasta la fecha.

#### Pozo AC-14

El pozo fue completado sencillo por flujo natural en una arena de no interés (en sarta larga), AF-B y AF-C (en sarta corta) en marzo de 1992. De acuerdo a la ficha del pozo, los primeros registros de producción son: Para AF-B/AF-C la tasa de petróleo fue de 91 BND, RGP de 22641 PCN/BN y porcentaje de agua y sedimentos de 2% con presión de cabezal de 1600 lpca, tomando en cuenta el hecho que estas producían en conjunto.

Sin embargo, al revisar la información en OFM se tienen producciones a partir de junio de 1992, donde se notan valores asociados tanto a AF-B como a AF-C, lo que indica una posible alocación a dichas arenas a partir de esa fecha.

Al revisar los archivos de la carpeta del pozo se halla que las arenas AF-B y AF-C siempre estuvieron produciendo en conjunto. Sin embargo al revisar OFM se halla que AF-B produjo hasta marzo de 1997, mientras que AF-C produjo hasta octubre de 2011. Se desconocen las causas de este comportamiento, ya que en carpeta del pozo no aparece registro que le justifique, teniendo presente que las mismas coalescen.

Según la producción de OFM el pozo produjo en esta arena hasta 1997, de forma constante con excepción del período comprendido entre mediados de 1993 hasta inicios de 1994 donde no se registra producción por causas desconocidas.



La tasa de petróleo máxima en la vida productiva de esta arena se tiene para marzo de 1997 donde alcanza un valor de 132 BND con un RGP de 9233 PCN/BN con presión de cabezal de 1200 lpca.

En la tabla 35 se muestra la comparación del aporte de cada pozo a la producción acumulada total de fluidos de la arena/yacimiento de interés.

Tabla 35. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-B/AC-1.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-B/AC-1		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
<b>AC-1</b>	866,398	93,593	192,453	20,97	62,22	88,57
<b>AC-2</b>	27,907	1,037	0,122	0,68	0,69	0,06
<b>AC-13</b>	697,697	5,864	12,890	16,89	3,90	5,93
<b>AC-14</b>	2539,567	49,938	11,829	61,47	33,20	5,44
<b>Total</b>	4131,569	150,432	217,294	100	100	100

#### 5.3.3.7. Arena/yacimiento AF-E/MD-4

Los pozos MD-4 y MD-13 son los únicos que han sido completados en la arena/yacimiento AF-E/MD-4 hasta la fecha, sin embargo, el yacimiento no cuenta con producción acumulada asociada.

#### Pozo MD-4

El pozo MD-4 fue completado originalmente en octubre de 1954, pero no es hasta septiembre de 1960 cuando se completa por vez primera en la arena AF-E. Se conoce que el pozo estuvo abierto por un mes para luego ser cerrado sin conocerse las causas. En posteriores trabajos, más específicamente las reparaciones de marzo de 1965 y julio de 1969 el pozo quedaría de nuevo completado en la arena en cuestión sin mostrar en ningún momento producción. La arena fue abandonada durante el primer reacondicionamiento permanente, en septiembre de 1977 para completar el pozo en

otros horizontes, por lo que posiblemente la arena AF-E nunca mostró resultados positivos.

### Pozo MD-13

La arena AF-E fue completada en este pozo durante su completación original en marzo de 1985, pero el pozo produjo ineficientemente, por lo que dos años después serían abandonadas las arenas completadas para perforar y evaluar otros prospectos.

### 5.3.3.8 Arena/Yacimiento AF-C/MD-1

Según la figura 68 la producción de todo el yacimiento se vio influenciada por dos períodos de producción sujetos a un único pozo, MD-1.

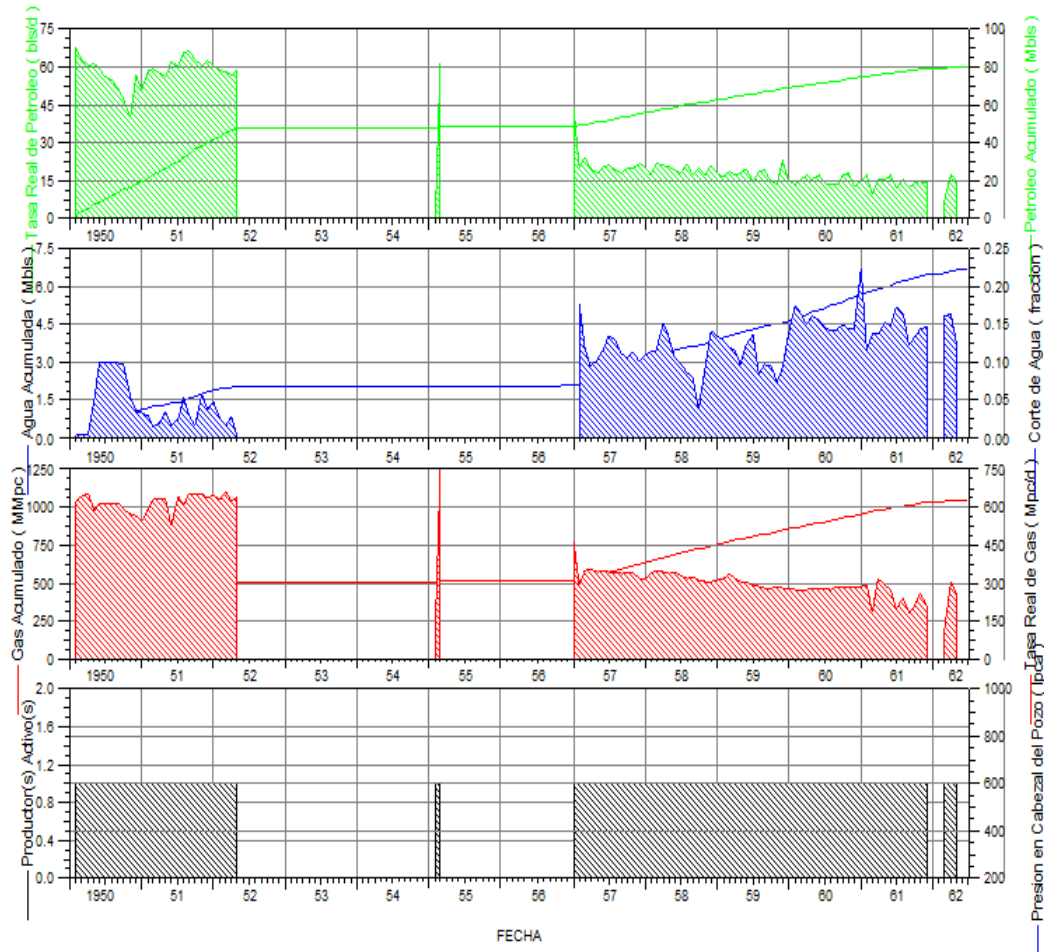


Figura 68. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-C/MD-1.

Entre enero de 1950 y abril de 1952 el pozo MD-1 mantuvo la producción de AF-C/MD-1 alcanzando un máximo de 1100 MMPCND en tasa de gas, 65 BND de condensado y 15% de corte de agua para finales de 1951.

Entre enero de 1957 y noviembre de 1971 se presenta un segundo período de producción aún mayor al anterior, donde es el pozo MD-1 quien por segunda vez mantiene los niveles de producción de todo el yacimiento.

En este caso el máximo valor de producción de gas y condensado se tiene justo al iniciar el período de producción, alcanzando valores de 750 MMPCND para gas y 45 BND de condensado.

#### MD-1

El RC-15 es el único pozo que aportó producción del yacimiento. El mismo completó la arena durante la completación original en noviembre de 1948. Se harían posteriores reparaciones en septiembre de 1978 y febrero de 1984, alegándose que el pozo presentaba comunicación mecánica entre tubería y revestidor, filtraciones de gas por el revestidor y tubería partida.

#### MD-20

El pozo fue completado originalmente sencillo, selectivo por flujo natural en la arena AF-C y otras dos arenas de no interés en octubre de 2008. El pozo sería declarado falla por invasión de fluidos de completación a la zona productora, por lo que la arena de interés AF-B no tiene producción asociada.

La arena en junio de 2010 fue intervenida con suabeo en dos ocasiones, encontrándose en el último trabajo una presión acumulada de 140 lpca. Bajó herramienta de suabeo detectando nivel de fluido a 3500 pies (agua 100%), con el nivel bajando progresivamente hasta 8000 pies en ocho corridas.

En la tabla 35 se muestra la producción acumulada total de fluidos de la arena/yacimiento de interés.

Tabla 36. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-C/MD-1.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-C/MD-1		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
<b>MD-1</b>	1318,714	108,486	7,059	100,00	100,00	100,00
<b>MD-20</b>	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	1318,714	108,486	7,059	100	100	100

### 5.3.3.9 Arena/Yacimiento AF-C/MD-3

La producción de este yacimiento se presenta con cierta intermitencia, según se observa en la figura 69.



Figura 69. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-C/MD-3.

Se tiene un primer período de producción a mediados de 1979. Luego se tiene producción entre diciembre de 1979 y julio de 1981, donde el mayor valor se alcanza para junio de 1981, con 701 MPCND en tasa de gas y 13 BND de petróleo.

Al revisar los datos de producción asociado a este yacimiento en OFM se nota claramente que toda la vida productiva del mismo estuvo totalmente ligada a la producción del pozo MD-3.

La arena AF-C estuvo completado en conjunto con otras arenas en el pozo MD-3, las cuales se llevaron a abandono luego de 1991 por estar invadidas por agua. Sin embargo, el hecho de haber estado muchos años completadas en conjunto implica que se desconoce los niveles de producción de las arenas involucradas.

En una recomendación para reacondicionamiento en el año 1985 se explica que el pozo estuvo inactivo desde octubre de 1981, señalando que las arenas de Merecure completadas en conjunto presentaban prueba con 87 BND, 520 lpc, 50,1°API y 15841 PCN/BN en dicho mes, por lo que se propuso en su momento evaluarlas por separado para tomar decisiones en cuanto a sus resultados. Sin embargo, no se tienen registros de pruebas efectuadas, pero en 1991 serían abandonadas para completar el pozo en otros horizontes.

En la tabla 37 se muestra la producción acumulada total de fluidos de la arena/yacimiento de interés.

Tabla 37. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-C/MD-3.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-C/MD-3		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
<b>MD-3</b>	2497,521	88,765	27,548	84,95	85,34	95,07
<b>MD-4</b>	442,362	15,253	1,430	15,05	14,66	4,93
<b>Total</b>	2939,883	104,018	28,978	100	100	100

#### 5.3.3.10 Arena/Yacimiento AF-B/AC-3

La producción del yacimiento está reportada entre enero de 1979 y diciembre de 1979, teniendo como pozos que han sido completados en el yacimiento a AC-3 y MD-2, y de los cuales solo el segundo registró producción.

El comportamiento de producción del yacimiento AF-B/AC-3 en el período de tiempo observado en la figura 70, estuvo limitado al comportamiento mostrado por el pozo MD-2, el cual fue el único abierto a producción para entonces.

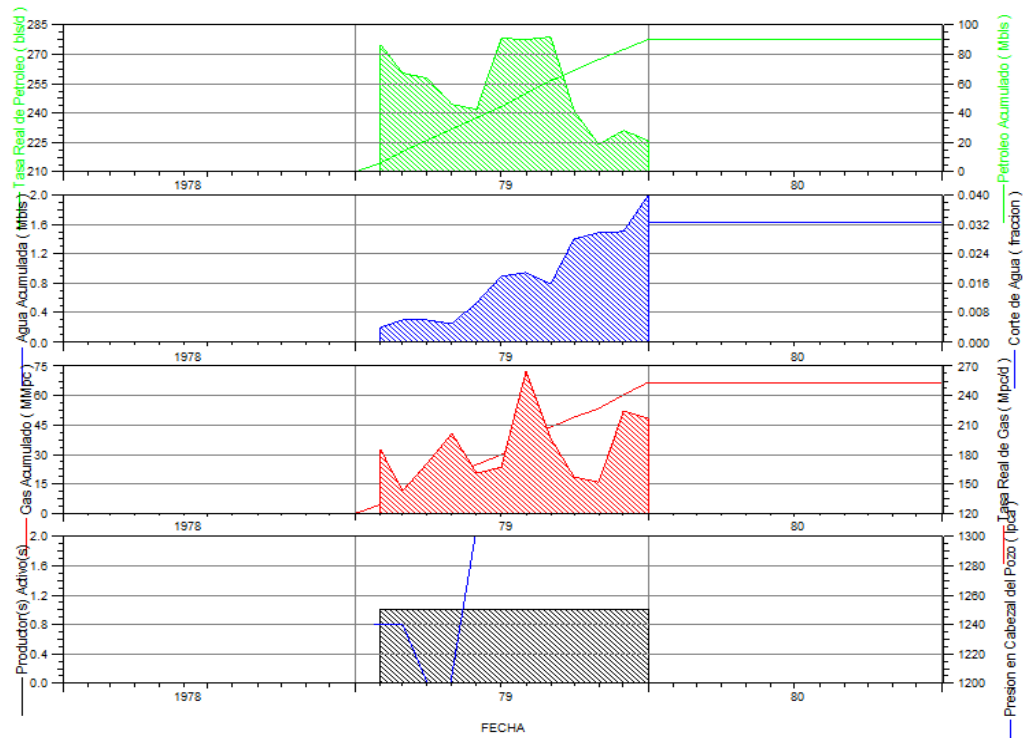


Figura 70. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-B/AC-3.

### AC-3

La arena AF-B solo fue probada durante la completación original en septiembre de 1943, pero quedaría completada en dos arenas de no interés para el proyecto. En los trabajos restantes serían completados otros horizontes.

### MD-2

El pozo solo produjo de la arena AF-B entre enero y diciembre del año 1979. El primer registro de producción se tiene en enero de 1979 donde la tasa de petróleo bruto alcanza un valor de 353 BND, RGP de 4038 PCN/BN y sin % agua y sedimentos asociado, con una presión de cabezal de 1240 lpc.

En febrero de 1982 se realizaría el reacondicionamiento permanente No.1 donde quedaría oficialmente abandonada (cementada). Los acumulados alcanzados por el

pozo MD-2 fueron como se describen en la tabla 38 en el que se nota el bajo potencial del yacimiento.

Tabla 38. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-B/AC-3.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-B/AC-3		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
AC-3	0,558	0,306	0,003	0,79	0,31	0,16
MD-2	70,302	97,395	1,913	99,21	99,69	99,84
<b>Total</b>	<b>70,860</b>	<b>97,701</b>	<b>1,916</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### 5.3.3.11 Arena/Yacimiento AF-D/MD-2

La producción de este yacimiento se remonta a enero de 1982 cuando a través del pozo MD-2 se producen aproximadamente 195,7 MPCND de gas y 62,8 BND de condensado, de acuerdo a la figura 71.

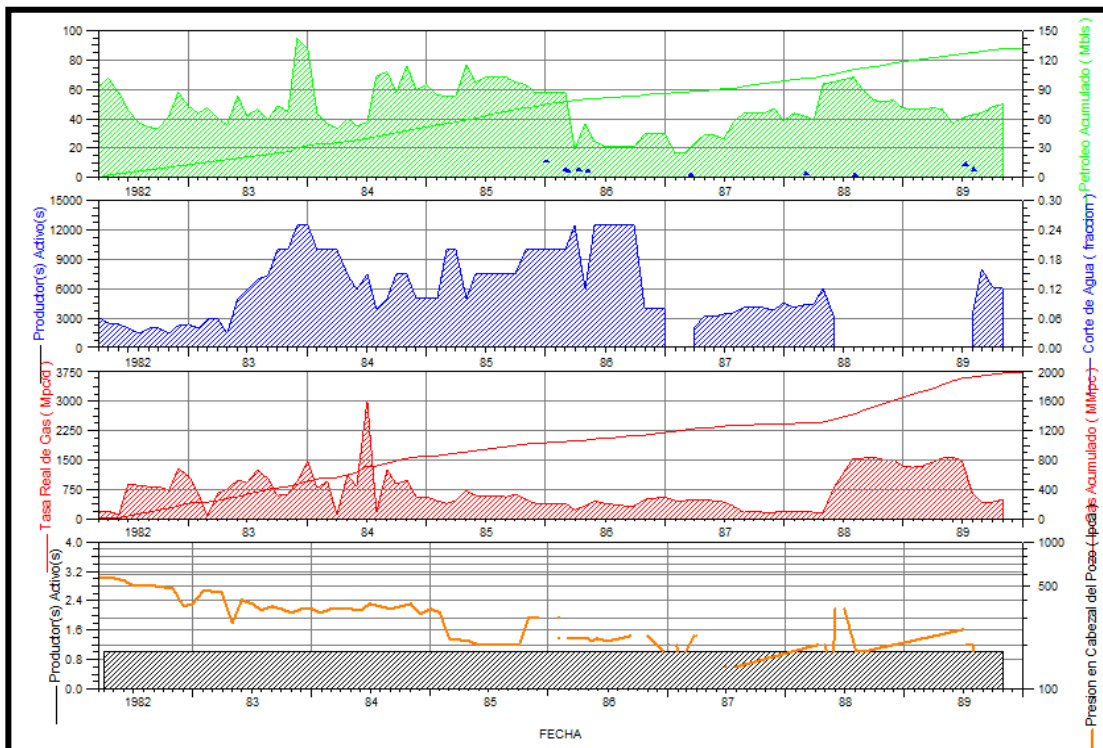


Figura 71. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-D/MD-2.

Por ello al analizar la vida productiva del pozo, se está analizando en su totalidad la vida productiva de AF-D/MD-2. El pozo MD-2 quedó completado inicialmente selectivo con levantamiento artificial por gas (11 válvulas), AF-D, AF-B y otra arena de no interés en diciembre de 1978. Sin embargo, según carpeta de pozo solo AF-B tuvo producción. Para entonces AF-D probó 100% agua, por lo que no se registra acumulado para ese periodo.

En este caso se tiene la completación inicial para diciembre de 1978, probando poco fluido con un 5% de agua y sedimentos, dicha condición permaneció hasta febrero de 1982 cuando se realiza el reacondicionamiento permanente 1, con una producción que según OFM alcanza una tasa de 71 BND, RGP de 12999 PCN/BN sin corte de agua asociado, quedando la arena en producción continua hasta finales de 1989 según la carpeta del pozo.

Luego se procedería el abandono total del pozo por causas expuestas en recomendación de abandono de junio de 1990, donde se explica que el pozo se encontraba inactivo, y presentaba obstrucción de parafina seca, la cual fue removida y posteriormente (mayo de 1990) se perforó un hueco en la tubería a 11080 pies para circularlo, a fin de prepararlo para el abandono oficial, ya que el mismo además de no poseer prospectos comercialmente atractivos se encontraba ubicado en zona rodeada de viviendas.

Los acumulados alcanzados por el pozo MD-2 fueron como se describen en la tabla 39 en el que se nota el bajo potencial del yacimiento.

Tabla 39. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-D/MD-2.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	% Aporte a la producción AF-D/MD-2		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
MD-2	1954,800	132,027	16,761	100	100	100



### 5.3.3.12 Arena/Yacimiento AF-D/MD-4

La producción de este yacimiento da inicio en marzo de 1983 a través del pozo MD-6 que seguido de MD-7 constituyen los primeros productores activos según la figura 72.

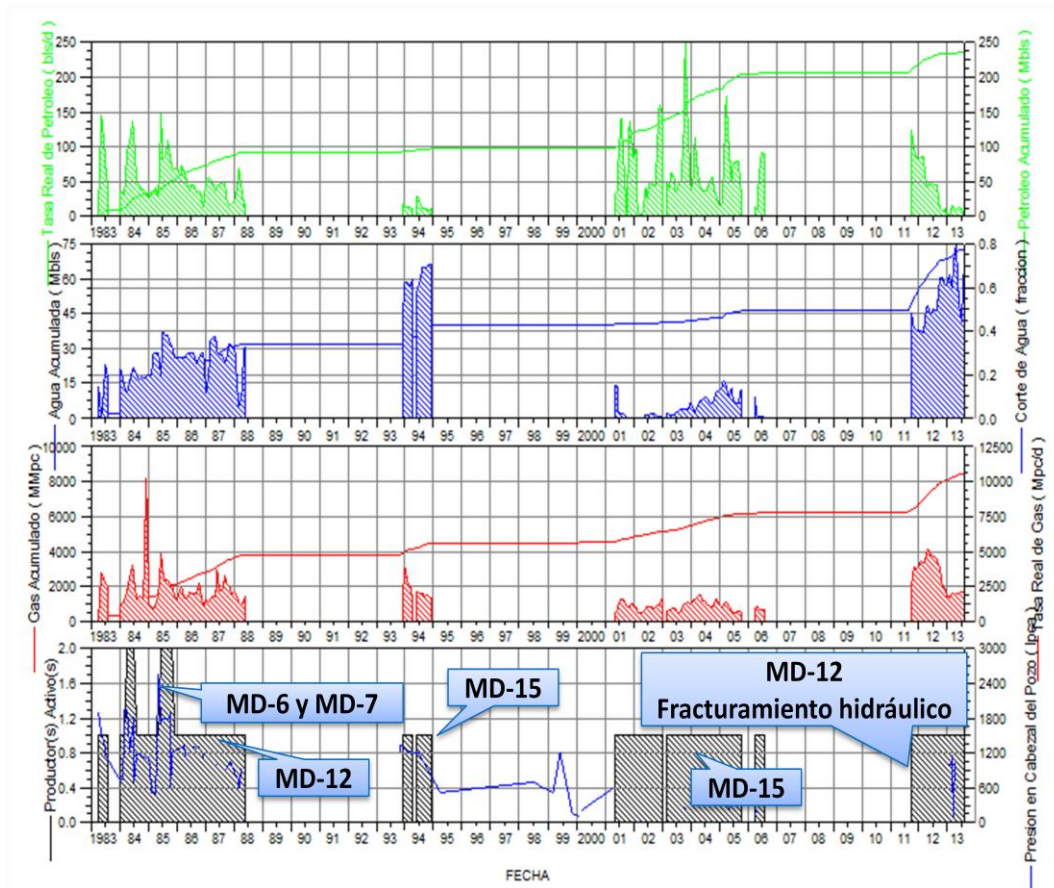


Figura 72. Comportamiento de producción. Arena/yacimiento AF-D/MD-4.

La producción inicial alcanzó valores de 280,2 MPCND para gas y 14,8 BND para marzo de 1983. Posteriormente se presenta un período de cierre entre finales de 1983 y principios de 1984 debido a eventos no anexos a la carpeta del pozo.

Los eventos de los pozos relacionados a cada período mostrado en la figura 72 se explican de la siguiente forma:

MD-5

La arena AF-D fue completada durante el reacondicionamiento permanente 2 en enero de 1998. No tiene producción asociada del pozo MD-5, debido a que durante su evaluación produjo 98 % de agua y sedimentos.

#### MD-6

La arena AF-D fue completada en la completación original en enero de 1983, y fue abandonada en el reacondicionamiento permanente 1 en mayo de 1985, debido a que el pozo estaba produciendo altos cortes de agua. Sin embargo, el pozo acumuló producción entre abril de 1983 y junio de 1984.

#### MD-7

La arena AF-D fue completada en la completación original en febrero de 1983 y sería abandonada en el reacondicionamiento permanente 1 en enero de 1986. El pozo solo produciría hasta octubre de 1985, cuando venía produciendo deficientemente, lo que causó su propuesta para abandono.

#### MD-8

La arena AF-D fue completada durante los trabajos de reacondicionamiento permanente 4 en febrero de 1995, tras lo cual solo produjo en marzo de 1995. Al recomendarse la reparación 1 efectuada en 1999, se conoció que el pozo se encontraba muerto por carecer de suficiente energía para llevar los fluidos a la estación, puesto que fluía 100% petróleo parafinoso al muro, por lo que la reparación instalaría equipo de levantamiento artificial por gas.

En el año 2000 el pozo produciría bajas tasas de petróleo y gas, por lo que durante trabajo de guaya fina se cerraría la camisa asociada a la producción de esta arena.

#### MD-10

La arena AF-D nunca mostró producción acumulada del pozo MD-10 a pesar de haber sido completada en la completación original (septiembre de 1984),

reacondicionamiento permanente 1 (diciembre de 1987), reparación 1 (agosto de 1990) y el reacondicionamiento permanente 4 (mayo de 2006).

Luego de la completación original la arena no mostró suficiente energía como para fluir a la estación (producción por cabezadas, reductor de ½ pulgada, 50 lpca), por lo que quedó la arena cerrada selectivamente.

La evaluación del reacondicionamiento permanente No.1 arrojó resultados negativos de la arena. Posteriormente, luego de la reparación 1 la arena quedó cerrada selectiva debido a que nunca había sido productora; posteriormente se abandonaría.

Sin embargo, la arena sería considerada para el reacondicionamiento permanente 4, en 2006 argumentando atractivas reservas remanentes del yacimiento y alto nivel de energía a pesar de presentar pobres características petrofísicas, buenos sellos lutíticos por encima y por debajo de la arena, y la posibilidad de incrementar el índice de productividad a través de fracturamiento hidráulico.

Se explica además que los resultados negativos luego de la completación original se debieron a que fue perforada con cañones de baja densidad. Luego del reacondicionamiento permanente 2 se presumió daño, adicional al cañoneo parcial durante la completación original; por ello se abandonaría.

Por último, luego de realizar el reacondicionamiento permanente 4 se declaró el pozo falla operacional por invasión de fluidos a los horizontes productores.

## MD-12

El pozo MD-12 produjo de la arena AF-D en dos períodos, de mayo de 1985 a mayo de 1988, y de septiembre de 2011 a julio de 2013. El pozo fue completado en la arena AF-D durante su completación original en febrero de 1985, tras lo cual produjo durante un periodo de 3 años, debido a que se cambiaría de zona a la arena AF-A.

El pozo presentaría posteriormente comunicación mecánica, por lo que se realizaría un reacondicionamiento en enero de 1989, recompletando la arena AF-D. El pozo no tuvo entrada de fluidos por lo que fue aceptado falla. AF-D es una arena de baja transmisibilidad, por lo que se realizaría en septiembre de 2011 un fracturamiento

hidráulico para crear canales de alta permeabilidad entre yacimiento y pozo, para así aumentar la transmisibilidad de este, facilitando el recobro de reservas.

Después del reacondicionamiento, se obtendrían tasas de gas superiores a los 2 MMPCND, produciendo la arena hasta la actualidad.

#### MD-15

El pozo fue completado en la arena AF-D en el reacondicionamiento permanente 3 en septiembre de 1993, tras lo cual produciría entre los años 1993 y 1994 y posteriormente entre 2001 y 2006, siendo este su último periodo productivo.

Presentaría el pozo equipos de fondo en mal estado, por lo que se realizaría una reparación en julio de 2006, tras la cual se hicieron necesarias operaciones de suabeo, quedando el pozo soplando sin presión en AF-D.

#### MD-17

La arena AF-D fue completada en este pozo durante el reacondicionamiento permanente No.1, en septiembre de 2003. No acumularía en ningún momento producción de AF-D, a pesar de que en evaluación de marzo de 2004 produjo 16 BND de petróleo, y una tasa de gas de 0,4 MMPCND.

En la tabla 40 se muestra la producción de cada pozo completado en la arena/yacimiento, así como su porcentaje de aporte para cada fluido producido.

Tabla 40. Aporte de producción por pozo en la arena/yacimiento AF-D/MD-4.

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	(% Aporte a la producción AF-D/MD-4)		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
MD-4	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-5	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-6	623,815	19,517	3,410	7,35	8,27	4,68
MD-7	1149,671	22,953	7,510	13,54	9,73	10,30
MD-8	38,831	0,785	0,000	0,46	0,34	0,00

Pozo	Acumulado Gas (MMPCN)	Acumulado Condensado (MBNP)	Acumulado Agua (MBNP)	(% Aporte a la producción AF-D/MD-4)		
				Gas (%)	Condensado (%)	Agua (%)
MD-10	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
MD-12	4274,867	78,995	47,680	50,36	33,49	65,37
MD-15	2401,966	113,660	14,340	28,29	48,18	19,66
MD-17	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	8489,150	235,910	72,940	100	100	100

#### 5.4. ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

Para la estimación de reservas fue necesario establecer cuáles yacimientos en estudio contaban con información suficiente para calcular reservas, bien sea a través de balance de materiales, haciendo uso del método de declinación de presión, o por medio de análisis de curvas de declinación de producción.

Tabla 41. Criterios de selección de arenas/yacimiento para estimación de reservas.

Arena / Yacimiento	Tendencia de presión	Pruebas PVT	Análisis de declinación de producción	Cálculo de Reservas
AF-A/AC-1	No	No	No	No
AF-A/MD-14	No	No	No	No
AF-B/AC-1	No	No	No	No
AF-B/AC-3	No	No	No	No
AF-B/MD-3	No	No	No	No
AF-C/AC-1	Sí	Sí	Sí	Declinación de presión y producción
AF-C/MD-1	No	No	No	No
AF-C/MD-3	No	No	No	No
AF-D/MD-2	No	No	No	No
AF-D/MD-4	No	Sí	No	No
AF-E/AC-4	No	No	Sí	Declinación de producción
AF-E/MD-4	No	No	No	No

La tabla 41 resume los criterios de selección utilizados, previo a proceder con los cálculos. En dicha tabla, resalta la arena/yacimiento AF-C/AC-1 dado que para ella se

pueden aplicar los dos métodos descritos por contar con datos de presión suficientes que se ajustan a una misma tendencia, un análisis PVT representativo y consistente e información de producción sólida a lo largo de su vida productiva.

En el caso de la arena/yacimiento AF-E/AC-4, a pesar de no contar con información de presión suficiente, no pudiendo hacer cálculos por medio del método de declinación de presión, fue el único que cumplió, además de AF-C/AC-1, con las condiciones para estimar reservas mediante análisis de curvas de declinación de producción.

#### **5.4.1. RESERVAS ORIGINALES EN SITIO**

##### **5.4.1.1. Método de declinación de presión. Arena/yacimiento AF-C/AC-1**

La identificación de dos unidades dentro de la arena/yacimiento AF-C/AC-1 hace necesaria la consideración de la producción únicamente de la zona que cuenta con datos de presión, en este caso la zona central, para la estimación de volúmenes con una mayor certidumbre a través del método de declinación de presión.

La aplicación del método necesitó de valores de factor de compresibilidad del gas asociados a sus respectivas presiones. Debido a que el PVT del pozo NA-2 resultó consistente, se tomaron los resultados experimentales de la prueba CVD, ya que reportan valores del factor de compresibilidad a distintos pasos de presión.

Dado que en el modelo de presiones establecido en la sección de análisis del comportamiento de presión en este capítulo se pudo establecer una relación lineal entre la presión y el tiempo, se estimaron las fechas correspondientes a cada presión a utilizar, para posteriormente acudir a los reportes de producción del yacimiento y obtener los valores de las producciones acumuladas de fluidos.

Una vez definidas las producciones acumuladas a cada valor de presión, se pudo establecer una tendencia que describiera el comportamiento de un parámetro en función del otro. La figura 73 muestra la tendencia obtenida, con la cual se estimó la presión inicial del yacimiento en 3977,2 lpca, al extrapolar para el momento de producción acumulada igual a cero.

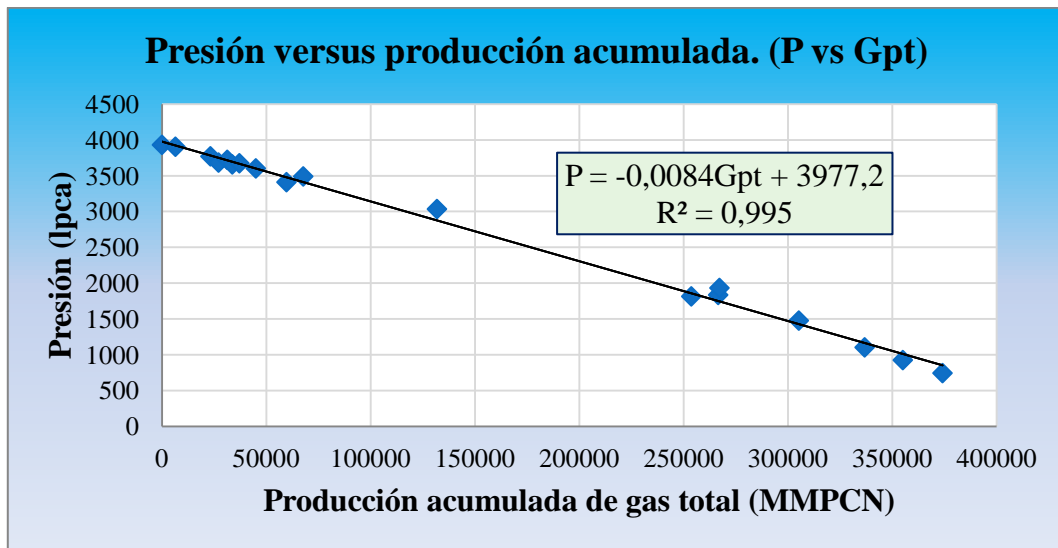


Figura 73. Comportamiento de presión en función de la producción acumulada de gas total de la zona central de la arena/yacimiento PF-C/AC-1.

Después de estimar la presión inicial, se recurrió de nuevo a los valores del estudio de depleción para considerar aquellos con presiones inferiores a la inicial estimada. Con dichos datos se pudo graficar P/Z<sup>2f</sup> en función de la producción acumulada (Gpt) para estimar el volumen original en sitio.

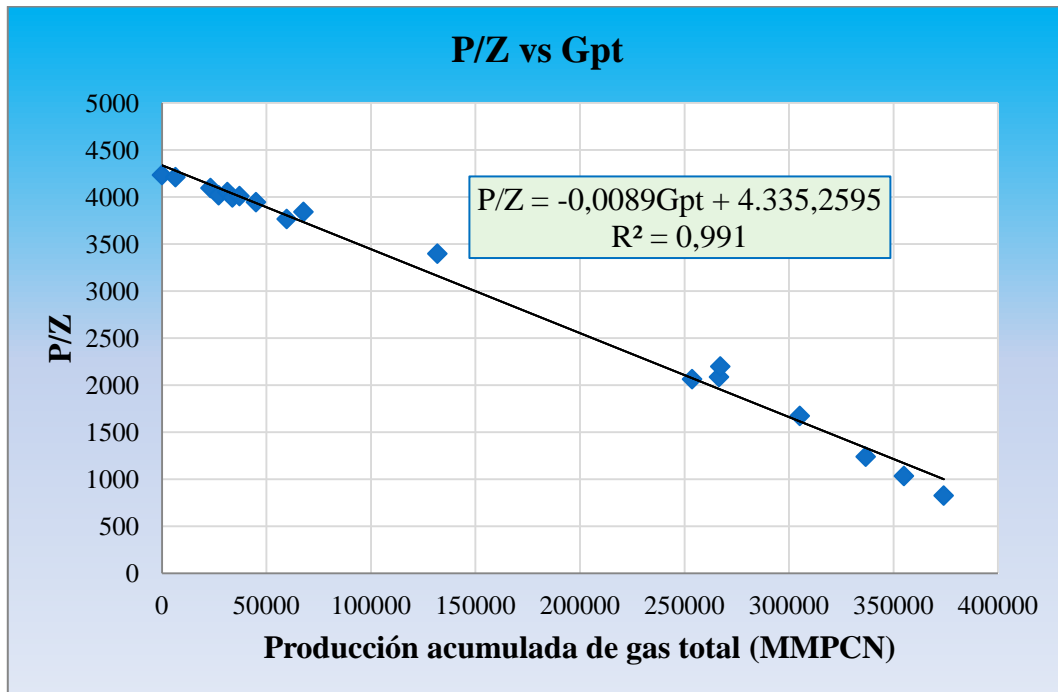


Figura 74. Método de declinación de presión en la zona central de la arena/yacimiento AF-C/G-3.

En la figura 74 se muestra la aplicación del método, que inicialmente permitió determinar el volumen de gas condensado original en sitio, por medio de la extrapolación de la línea de tendencia para un  $P/Z_2f$  igual a cero, resultando un GCOES de 487,108 MMMPCN. El volumen de COES y GOES se determinaron de acuerdo a las ecuaciones 4.4 y 4.5, descritas en el marco metodológico, obteniendo como resultado un COES de 9,653 MMBN y un GOES de 479,683 MMMPCN.

#### 5.4.1.2. Uso del programa MBAL

Se utilizó el programa MBAL para la determinación de reservas por balance de materiales. El programa requirió de varias propiedades del fluido; en este caso, se utilizaron datos del análisis PVT del pozo NA-2, tomado de la arena/yacimiento AF-C/AC-1, dado que el mismo tras su validación resultó consistente. A partir de los diferentes parámetros, el programa calcularía las propiedades de fluido para distintos valores de presión, entre ellos el factor de compresibilidad bifásico, necesario para el método de declinación de presión que ofrece el programa.

Previo al cálculo de los volúmenes originales en sitio por balance de materiales, se realizó un gráfico a través de lo que el programa denomina “método analítico” en el que se observa el comportamiento de la presión del yacimiento, en función de la producción acumulada de fluido, como se aprecia en la figura 75.

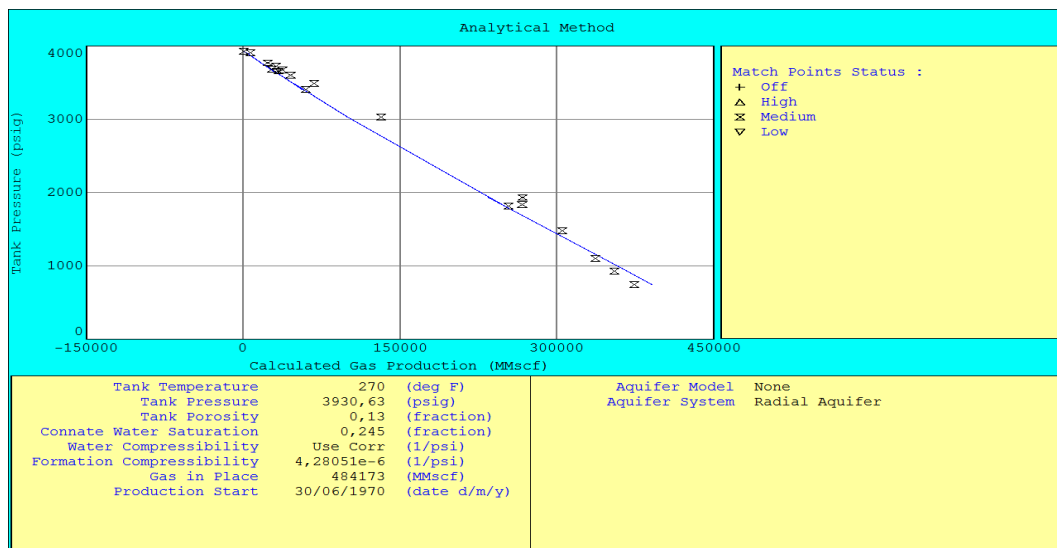


Figura 75. Método Analítico de MBAL. Comportamiento de presión en función de la producción acumulada de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.



Para el caso particular, se observaría la continua caída de presión durante la vida productiva del yacimiento, lo cual es característico de yacimientos volumétricos sin inyección o intrusión de agua.

El volumen de gas condensado original en sitio se determinó aplicando el método de P/Z2f vs Gpt, teniéndose como resultado un volumen de 484,173 MMMPCN, producto de la intersección de la curva obtenida con el eje de las abscisas. La figura 76 muestra lo obtenido tras la aplicación del método en el programa.

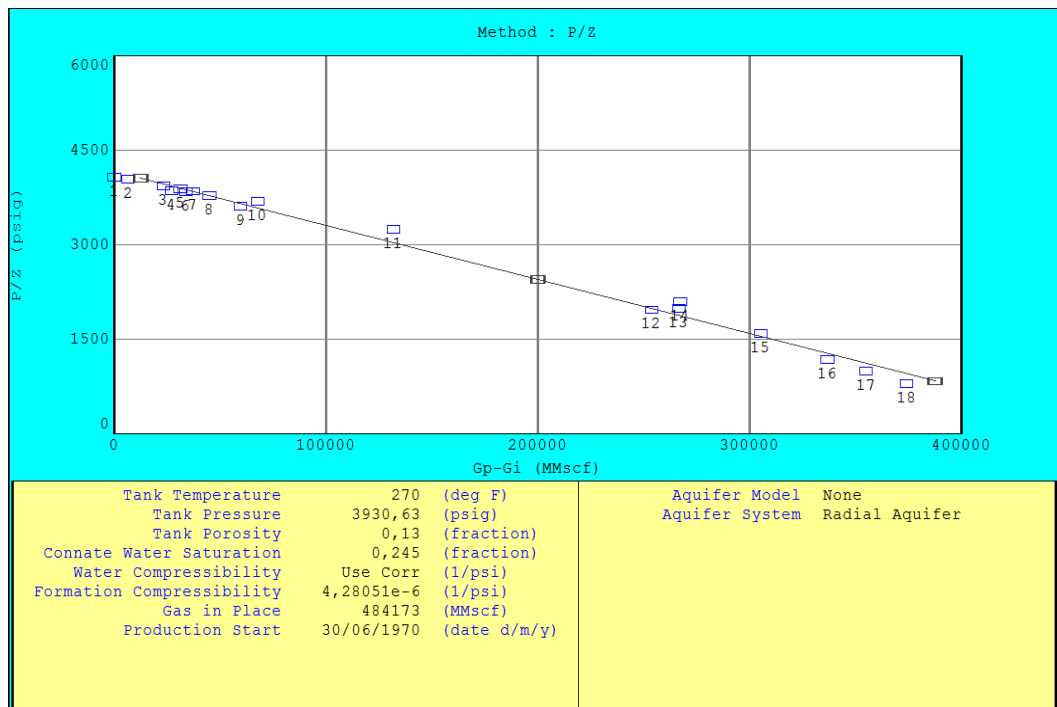


Figura 76. Resultado del método P/Z2f vs Gpt por MBAL para la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

A partir del volumen de gas condensado original en sitio y haciendo uso nuevamente de las ecuaciones 4.4 y 4.5, se determinaron los volúmenes de condensado y gas original en sitio, obteniéndose un COES de 9,594 MMBN y un GOES de 476,792 MMMPCN.

Asimismo, se observaron posteriormente los mecanismos de producción que actuaron a lo largo de la vida productiva, a través de un “*Energy plot*” también ofrecido por la herramienta. El mecanismo predominante es la expansión de los fluidos, con un aporte aproximado del 96%; el otro mecanismo presente es la compresibilidad de la roca con un 4%, tal y como se observa en la figura 77.

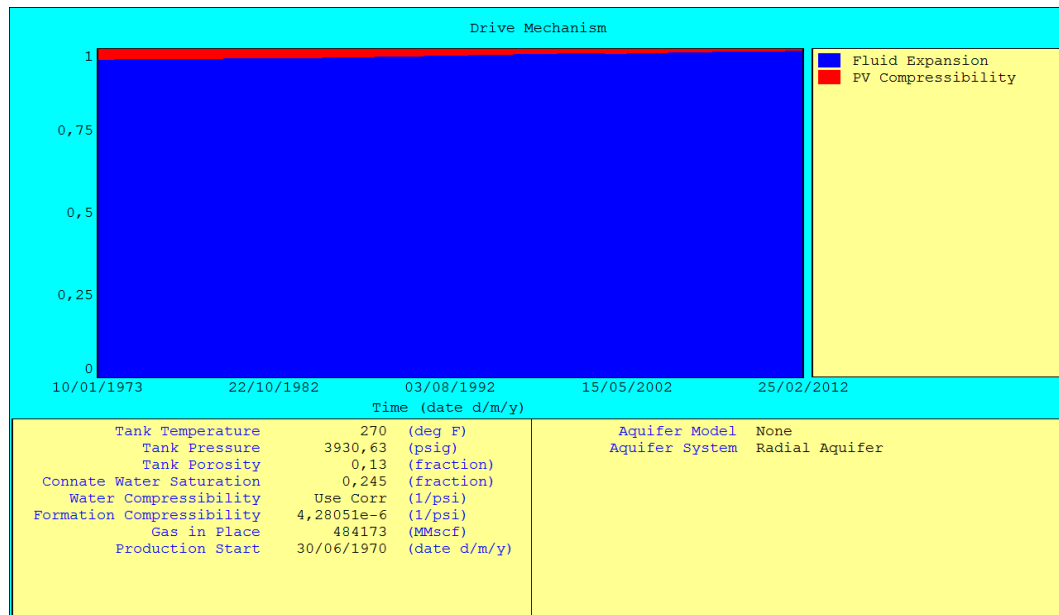


Figura 77. Mecanismos de producción en la arena/yacimiento AF-C/AC-1.

Se calcularon finalmente los errores asociados al comparar los resultados del método de declinación de presión desarrollado en Excel con el desarrollado en MBAL. En la tabla 41 se aprecia dicha comparación.

Tabla 42. Comparación entre resultados del método de declinación de presión.

	GCOES (MMMPCN)	COES (MMBN)	Fg	GOES (MMMPCN)
<b>Excel</b>	487,108	9,653	0,985	479,683
<b>MBAL</b>	484,173	9,594	0,985	476,792
<b>%error</b>	0,61	0,61	-	0,61

## 5.4.2 Reservas recuperables

### 5.4.2.1. Presión de abandono

Para determinar la presión de abandono se utilizó el programa Pipesim, puesto que permitiría, una vez simuladas las condiciones de producción de un pozo, determinar la presión del yacimiento a la cual el pozo dejaría de producir.

Se seleccionó el pozo AC-5, al ser uno de los pozos activos en la arena/yacimiento AF-C/AC-1, para su cotejo en el programa. El pozo AC-5 ha producido continuamente desde su completación en la arena AF-C, en 1972, acumulando una

producción de 2079,932 MBN de petróleo (38,7% de la total del yacimiento) y 124,353 MMMPCN de gas (35,3% del total). Se cotejó el pozo según los resultados de su última prueba de producción reportada, de julio de 2013, prueba que arrojó los resultados que aparecen en la tabla 43.

Tabla 43. Resultados de última prueba de producción, pozo AC-5.

<b>Ql</b>	54 BPD	<b>RGP</b>	214769 PCN/BN
<b>Qo</b>	13 BND	<b>%AyS</b>	5%
<b>Qg</b>	2792 MPCND	<b>Reductor</b>	1/2"
<b>Presión de cabezal</b>	280 lpca	<b>Gravedad API</b>	46° API

En la figura 78 se muestra un esquema del modelo de pozo llevado a cabo en el simulador.

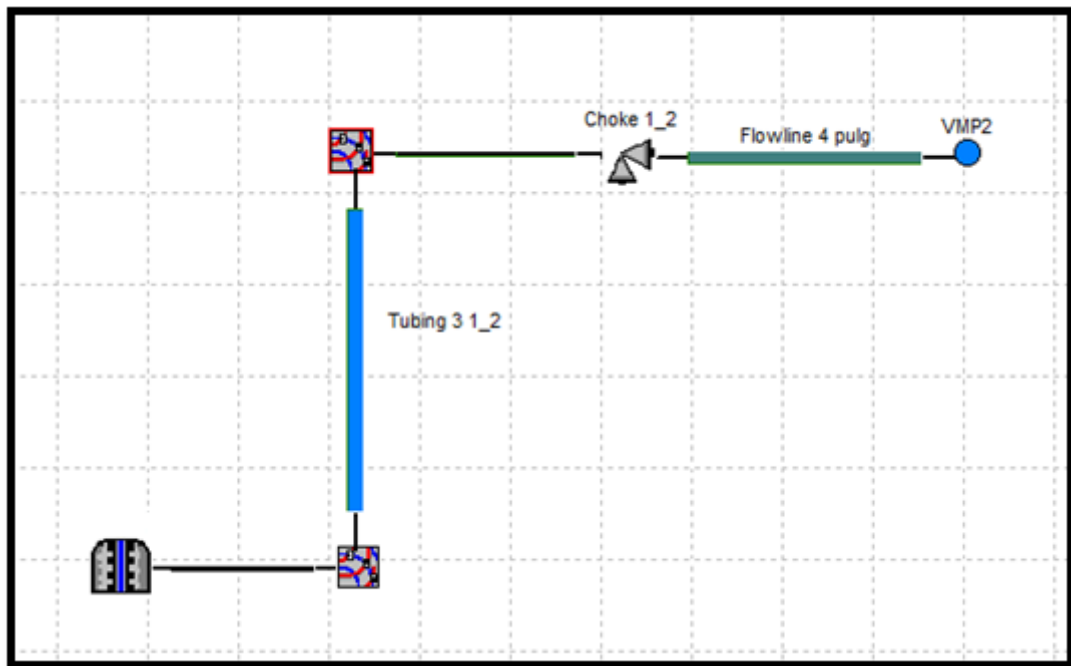


Figura 78. Modelo del pozo AC-5 en Pipesim.

Los valores de los parámetros utilizados para lograr el cotejo se observan en la tabla 44. Dichos valores se obtuvieron luego de hacer una sensibilización hasta obtener los valores de tasas y presiones más aproximado posible a lo reportado en la última prueba de producción.

Tabla 44. Valores de parámetros para el cotejo del pozo AC-5.

Resultados del cotejo del pozo AC-5, arena AF-C	
Presión estática	705 lpca
Temperatura de yacimiento	256°F
Permeabilidad	10,15 mD.
Daño mecánico	0,5
Daño dependiente de la tasa	0,2
Correlación de flujo vertical	Mukherjee & Brill
Correlación de flujo horizontal	Beggs & Brill Revised
Correlaciones del reductor	Mechanistic - Ros

Una vez cotejado el pozo, se hizo nuevamente un análisis de sensibilidad, esta vez de la presión estática para conocer hasta qué punto se puede disminuir, sin sobrepasar el límite de 143 lpca en el cabezal establecido, para mantener un diferencial de presión entre el cabezal y la estación de 60 lpca. El análisis nodal se observa en la figura 79.

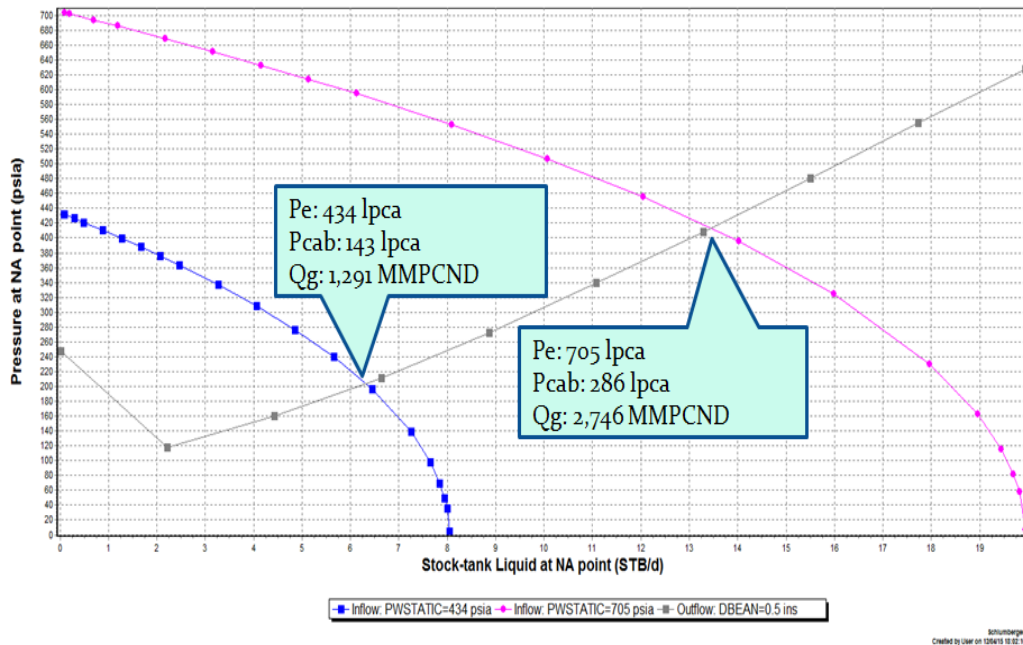


Figura 79. Análisis nodal del pozo AC-5.

Se estableció que para una presión estática de 434 lpca, aún se obtendría una presión de cabezal de 143 lpca, intersectándose las curvas de oferta y demanda para producir una tasa de gas de 1,139 MMPCND.

Posteriormente, la presión de 434 lpca, asociada al punto medio de las perforaciones del pozo AC-5 sería llevada al datum del yacimiento para poder asociarla a una presión de abandono general del yacimiento. La presión llevada al datum y, en consecuencia, la presión determinada de abandono es de 451 lpca.

#### 5.4.2.2. Determinación de reservas recuperables

Con la presión de abandono determinada en la sección anterior, y su correspondiente factor de compresibilidad bifásico, es posible obtener la producción de gas total acumulada de abandono, puesto que en la estimación de las reservas originales en sitio se obtuvo una correlación entre P/Z y Gpt.

Se tendría así, una producción de gas total acumulada condiciones de abandono (Gpt ab) de 430,044 MMMPCN.

Mediante el uso de los gráficos Gp/Nc y Wp/Nc versus Gpt, mostrados en las figuras 80 y 81 respectivamente, y conocido el valor de Gpt ab, se determinaron los valores de Gp/Nc y Wp/Nc de abandono, necesarios para determinar los volúmenes de gas y condensado producidos hasta el momento de abandono.

Las correlaciones obtenidas, permitieron estimar un valor de (Gp/Nc)ab de 65962,024 PCN/BN y un (Wp/Nc)ab de 0,6466 BN agua/BN condensado.

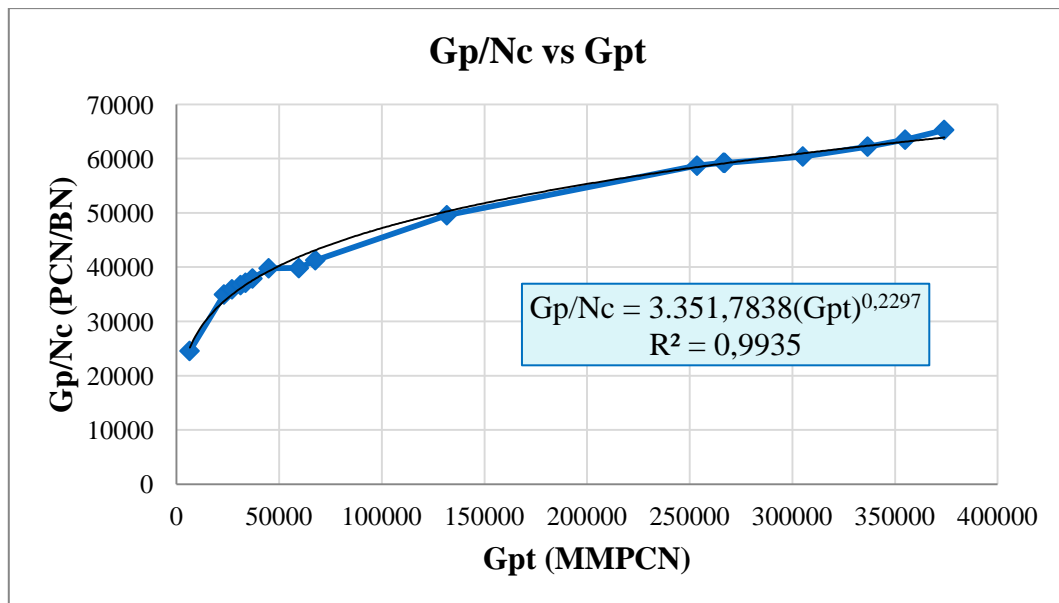


Figura 80. Gráfico de Gp/Nc versus Gpt.

Finalmente, haciendo empleo de las ecuaciones 4.8 y 4.9 descritas en el marco metodológico, determinó un gas producido acumulado de 396,289 MMMPCN y un condensado producido acumulado de 6,008 MMBN, ambos a condiciones de abandono del yacimiento.

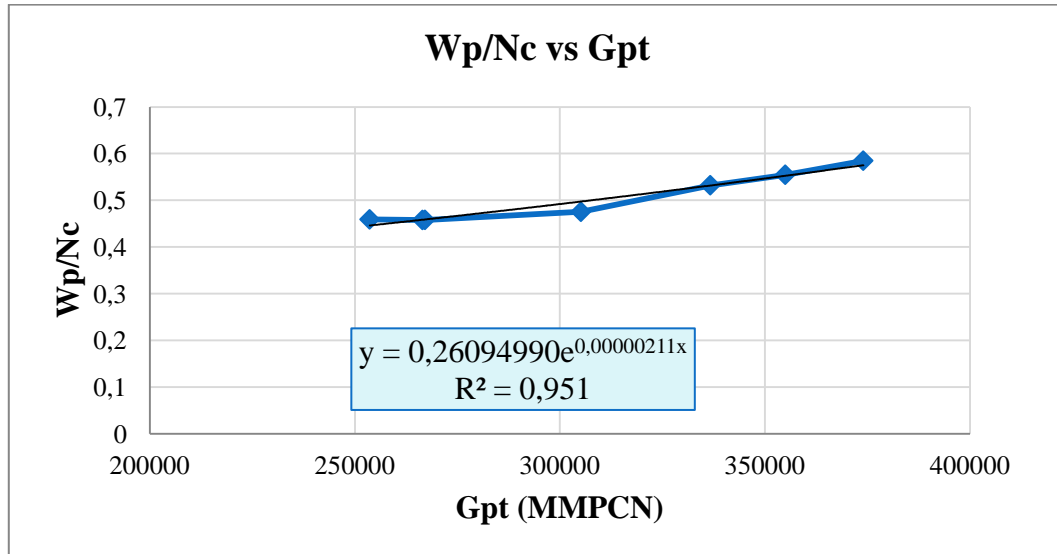


Figura 81. Gráfico de Wp/Nc versus Gpt.

### 5.4.3. Reservas remanentes

Las reservas remanentes están expresadas como la diferencia existente entre las reservas recuperables y la producción acumulada hasta el momento.

En la tabla 45 se muestran la comparación entre las reservas originales en sitio calculadas, la producción acumulada de fluidos que habrá para el momento de abandono, y las reservas remanentes.

Tabla 45. Tabla comparativa entre los volúmenes de hidrocarburos calculados a condiciones originales, actuales, de abandono y reservas remanentes.

	<b>GCOES (MMMPCN)</b>	<b>GOES (MMMPCN)</b>	<b>COES (MMBN)</b>
	484,173	476,792	9,594
	<b>Reservas recuperables</b>	<b>Producción acumulada actual</b>	<b>Reservas remanentes</b>
<b>Gas (MMMPCN)</b>	396,289	353,993	42,297
<b>Condensado (MMBN)</b>	6,008	5,360	0,648

#### 5.4.4. Estimación de reservas a través de análisis de curvas de declinación de producción

De la validación de la información de producción se determinó que a solo a dos de los 12 yacimientos se puede determinar las reservas remanentes y recuperables a través del método análisis de curvas de declinación de producción.

Solo AF-C/AC-1, y AF-E/AC-4 cumplen con los requisitos sugeridos para obtener resultados confiables en el análisis de curvas de declinación de producción.

##### 5.4.4.1. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona central)

En este caso el comportamiento de producción de los 32 pozos ubicados en el área central del mapa posee muchas fluctuaciones ya que el historial de los pozos de este sector está provisto de numerosas aperturas y cierres.

Con un intervalo de tiempo, mayor a ocho meses, en el que se mantenga la producción estable, se procedió a ingresar a OFM y se determinaron las reservas remanentes y recuperables. La figura 82 muestra el intervalo seleccionado para hacer la estimación de reservas usando OFM.

<input checked="" type="checkbox"/>	Set X axis	
X Minimum	20110430	YYYYMMDD
X Maximum	20120131	YYYYMMDD
<input type="checkbox"/>	Set Y axis	
Y Minimum		
Y Maximum		

Figura 82. Intervalo de tiempo seleccionado para realizar la declinación de producción.

Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona central).

Establecidas las condiciones dentro del software se obtiene un comportamiento como el mostrado en la figura 83, en el que se nota la declinación del intervalo seleccionado y que se extrapoló desde el último registro de producción, además de los resultados en reservas recuperables y remanentes.

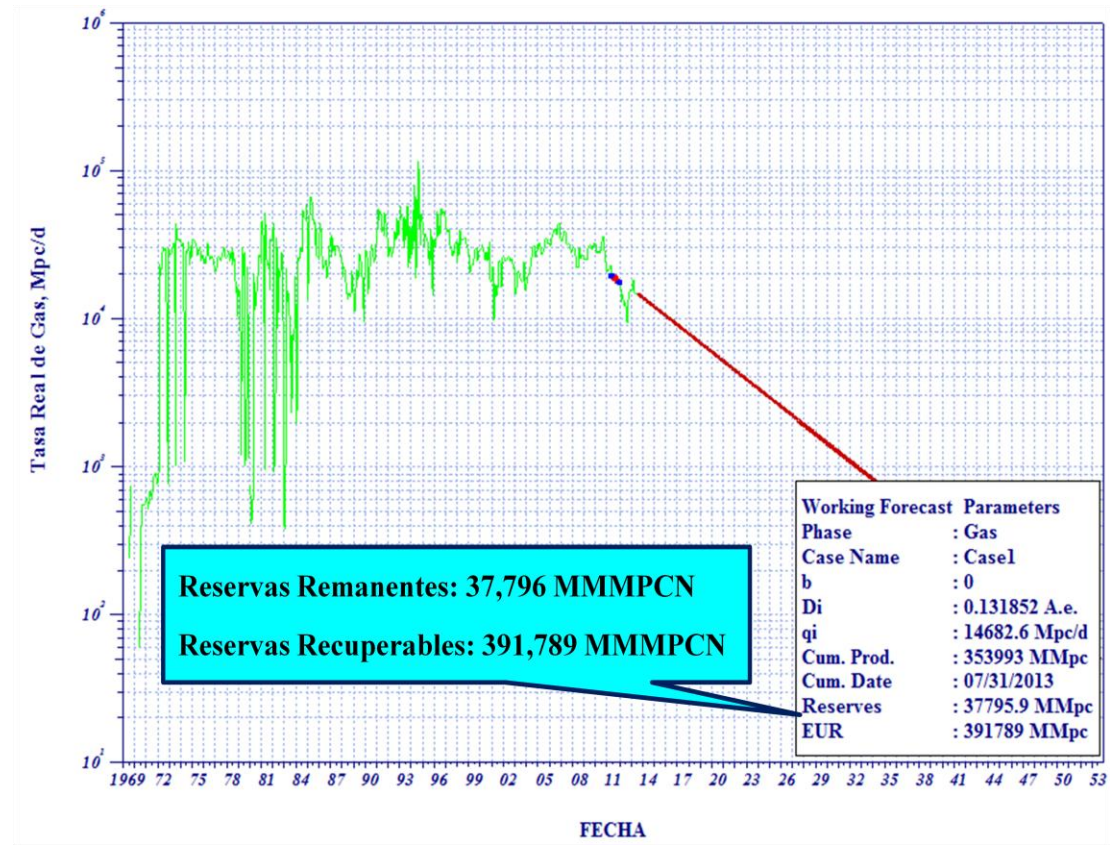


Figura 83. Estimación de reservas a través de análisis de declinación de producción.  
 Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona central).

En este caso se tienen valores de reservas, tanto recuperables como remanentes, de 391,789 MMMPCN y 37,796 MMMPCN respectivamente

La comparación entre los métodos de declinación de presión y producción, en este caso, se encuentran en la tabla 46.

Tabla 46. Comparación entre métodos de declinación de presión y producción. Arena/Yacimiento AF-C/AC-1, zona central.

	<b>Declinación de Presión</b>	<b>Declinación de Producción</b>	<b>% Error</b>
<b>Reservas</b>	<b>Gas (MMMPCN)</b>	<b>Gas (MMMPCN)</b>	
<b>Recuperables</b>	396,289	391,789	1,14
<b>Remanentes</b>	42,297	37,796	10,64



#### 5.4.4.2. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona noreste)

El comportamiento de producción de los ocho pozos restantes, ubicados en el área noreste de la arena/yacimiento es como se muestra en la figura 84.

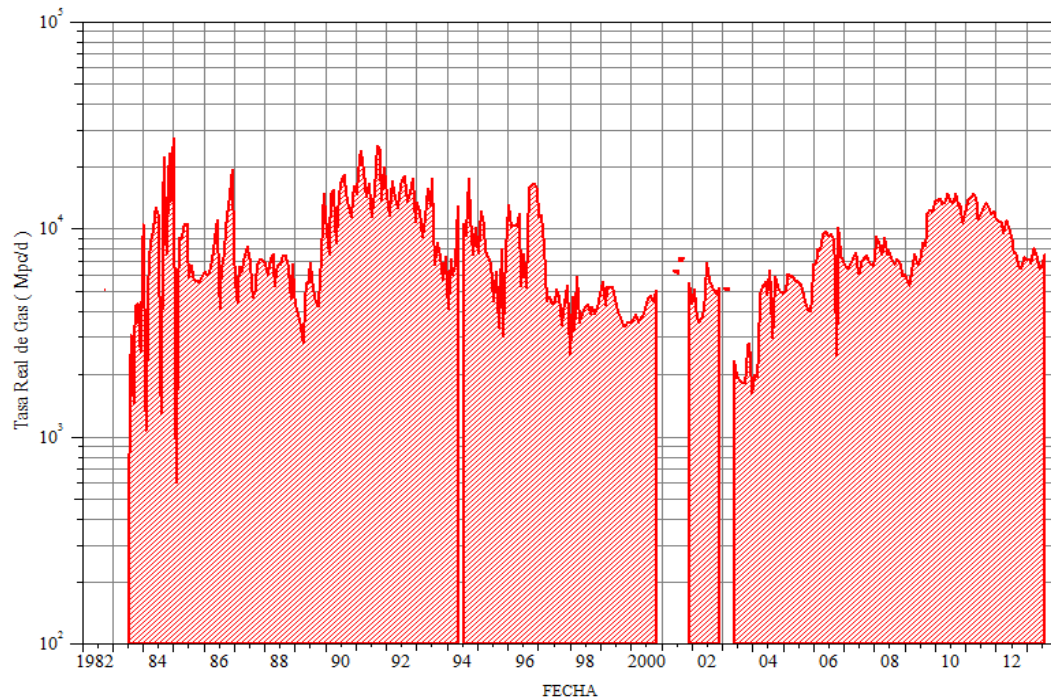


Figura 84. Comportamiento de producción de gas. Arena/yacimiento AF-C/AC-1 (zona noreste).

En este caso aunque se tiene menos tiempo de producción en comparación con el área central de la arena/yacimiento, las fluctuaciones son igual de importantes, pues también se presentan muchos eventos que impactaron la producción de gas.

El intervalo de tiempo seleccionado en que la tasa de gas se mantenga lo más estable posible, se contempla entre abril de 2011 y enero de 2012. Se procedió a introducir los valores en la sección *Forecast* de OFM, para hacer la estimación.

De la figura 85 se conoce que las reservas recuperables, en esta área, son de 10,671 MMMPCN para reservas remanentes, y 91,046 MMMPCN para reservas recuperables.

De esta forma las reservas totales en AF-C/AC-1 (zona central y noreste), por el método de declinación de producción son de 482,835 MMMPCN para reservas remanentes, y 48,467 MMMPC para reservas recuperables de gas.

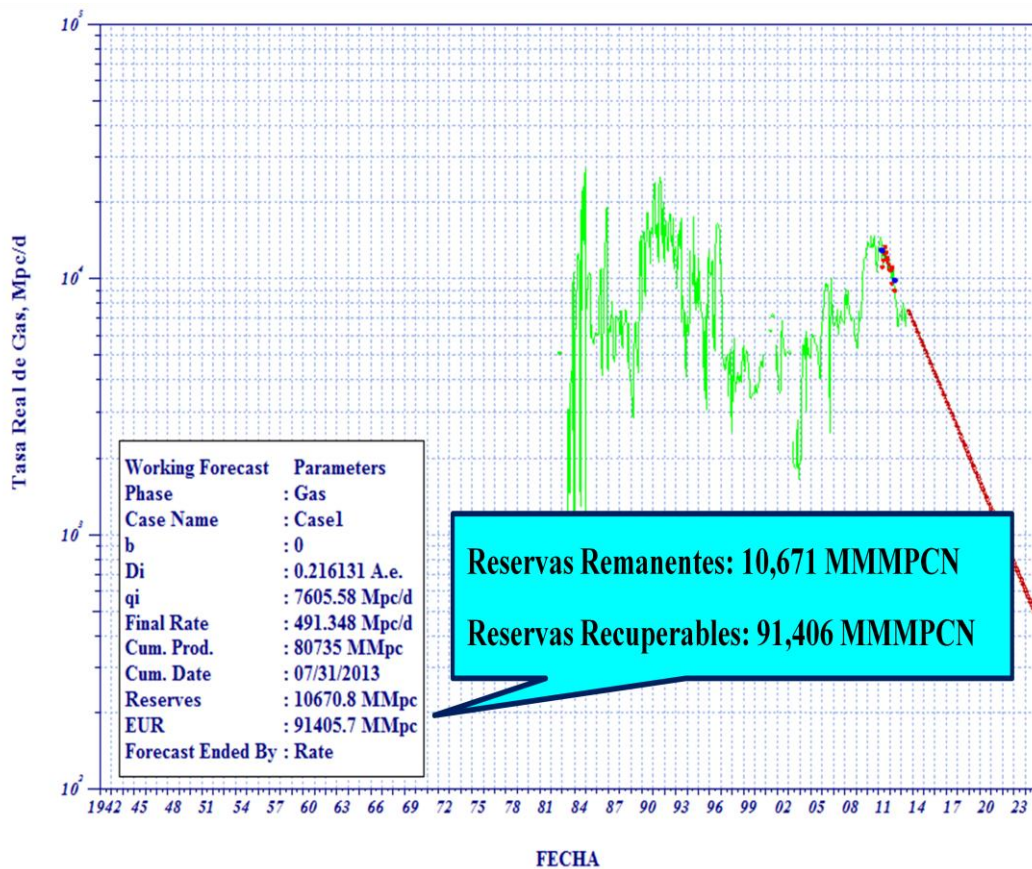


Figura 85. Estimación de reservas a través de análisis declinación de producción. Arena/Yacimiento: AF-C/AC-1 (zona noreste).

#### 5.4.4.3. Arena/Yacimiento: AF-E/AC-4

En este caso el yacimiento presenta una historia de producción corta en comparación con otros yacimientos. Por ende, el nivel de fluctuaciones es mucho menor, lo que facilitó la selección del intervalo de tiempo al que se realizó la declinación de producción.

El comportamiento de producción de gas para este yacimiento es como se muestra en la figura 86, de la que se tomó el intervalo de tiempo comprendido entre agosto de 2010 y septiembre de 2011 para realizar la declinación de producción, pues se tiene un comportamiento estable en la tasa de gas.

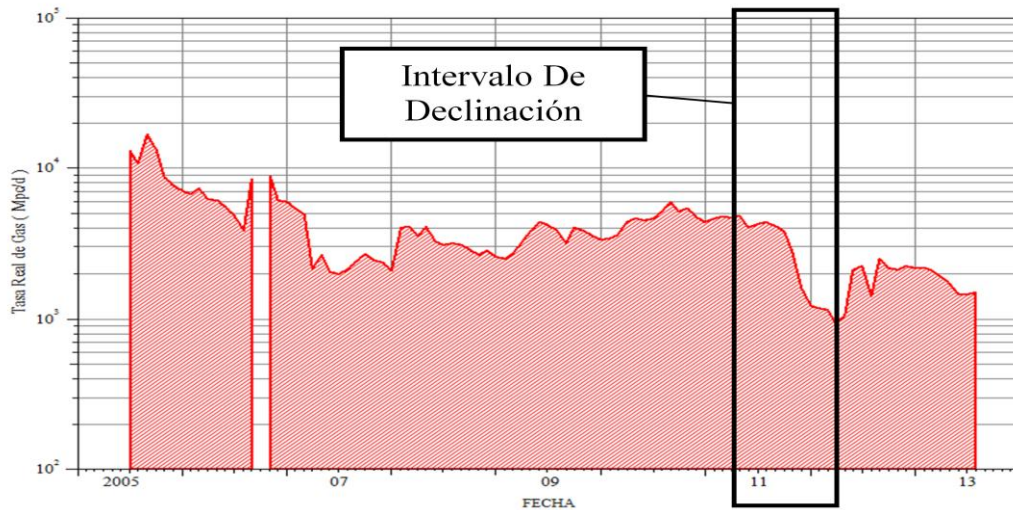


Figura 86. Comportamiento de Tasa de gas versus tiempo. Arena/yacimiento AF-3/AC-4.

El gráfico generado por OFM, con la respectiva tendencia de declinación con la que se determinó las reservas estimadas para este caso, que se muestran en la figura 87.



Figura 87. Estimación de reservas a través de análisis de declinación de producción. Arena/Yacimiento: AF-3/AC-4.

Las reservas recuperables alcanzan el valor de 11,539 MMMPCN, mientras que las reservas remanentes toman el valor de 741,157 MMPCN de gas.

## CONCLUSIONES

1. La recopilación de información permitió determinar en primera instancia cuáles yacimientos serían candidatos para realizar estimación de reservas, bien sea por el método de declinación de presión, o de curvas de declinación de producción, al ser requerida información de presión, producción y análisis PVT por yacimiento.
2. De las cuatro muestras PVT recopiladas de los yacimientos en estudio, sólo resultó representativa y consistente la correspondiente al pozo NA-2 de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.
3. El único yacimiento que contó con suficiente información de presión proveniente de pruebas con las condiciones necesarias para realizar estimación de reservas a través del método de declinación de presión fue AF-C/AC-1.
4. La presión inicial del yacimiento AF-C/AC-1 de acuerdo al modelo de presiones es de 4222 lpca, mientras que la presión estimada para julio de 2013 es de 793 lpca.
5. Se obtuvo un volumen de gas condensado original en sitio de 484173 MMPCN para el área central de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.
6. Las reservas recuperables del yacimiento AF-C/AC-1 son de 6,008 MMBN de condensado y 396,289 MMMPCN de gas a una presión de abandono de 451 lpca, mientras que las reservas remanentes son de 0,648 MMBN y 42,297 MMMPCN.
7. Según el estudio, el mecanismo de producción predominante en el yacimiento AF-C/AC-1 es la expansión de los fluidos con un 96%, seguido de la compresibilidad de la roca con un 4%.
8. El análisis de curvas de declinación de producción permitió hacer un estimado de las reservas recuperables y remanentes de la zona noreste de AF-C/AC-1, las cuales fueron de 91,046 MMMPCN y 10,671 MMMPCN respectivamente. En el caso de AF-3/AC-4, se obtuvieron 11,539 MMMPCN recuperables y 741,157 MMMPCN remanentes de gas.

## **RECOMENDACIONES**

1. Actualizar información de presiones mediante una campaña de tomas de presión en pozos completados los yacimientos de interés, para construir tendencias, especialmente en la parte noreste de la arena/yacimiento AF-C/AC-1.
2. Realizar pruebas de producción mensual a todos los pozos activos para un mejor monitoreo de cada uno de los yacimientos.
3. Hacer análisis de agua para verificar su proveniencia, para tratar de identificar patrones de cuándo los pozos comienzan a producir agua.
4. Al perforar nuevas locaciones, proponer completaciones inteligentes para monitorear las presiones de fondo fluyente.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [<sup>1</sup>] Casas, J. (2011). Proyecto de mantenimiento y/o incremento de presión y recuperación adicional de hidrocarburos en los Campos San Joaquín, Roble y Guarío, Caso Formación San Juan (Cretácico), Distrito Anaco, Venezuela. Reporte Final de Estudios Geológicos para PDVSA, Gazprom Latin America. 93 p.
- [<sup>2</sup>] Halliburton. Recopilación técnica de ingeniería de yacimientos.
- [<sup>3</sup>] Ahmed, T. (2006). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Publishing Company, third edition, USA.
- [<sup>4</sup>] Rojas, G. (2004). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado (Incluye Yacimientos de Petróleo Volátil). Tercera edición. Puerto La Cruz Edo. Anzoátegui. 2011.
- [<sup>5</sup>] Rivera, J. (2004) Prácticas de Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Universidad de Oriente.
- [<sup>6</sup>] Bermudez, G. (2012). Caracterización de yacimientos a través de la interpretación de pruebas de presión, Formación Capaya, Campos Tácata y Tacat, Estados Anzoátegui y Monadas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
- [<sup>7</sup>] Essenfeld, M. (1979). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Foninves, Caracas.
- [<sup>8</sup>] CORPOVEN (1989). Manual para el Cálculo de Reservas. Anaco, Venezuela.
- [<sup>9</sup>] González, C. (1980). Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Tomos I y II, Editorial Foninves, Caracas, Venezuela.
- [<sup>10</sup>] Mendoza, V (2005). Geología de Venezuela Ciclo Terciario Superior o Tardío. Tomo II, Ciudad Bolívar, Venezuela.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T (2006). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Publishing Company, third edition, USA.
- Craft, B.; Hawkins, M. (1968). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Editorial Tecnos, Madrid.
- Danesh, A. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Department of Petroleum Engineering, Heriot Watt University. Edinburgh, Scotland. 388 p.
- Dankhe, G. (1986). Investigación y comunicación. México. Mx Graw Hill de México.
- Essensfeld, M. (1979). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Foninves, Caracas.
- Fjaer, E (2008). Petroleum Related Rock Mechanics, 2da ed. Amsterdam, The Netherlands. Elsevier. 491 p.
- González de Juana (1980). “Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”. Caracas. Editorial Foninves.
- González de Juana, C. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Caracas. Editorial Foninves.
- González, C. Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Tomos I y II, Editorial Foninves, Caracas, Venezuela (1980).
- Marrufo I.; Maita, J.; Him, J.; Rojas, G (2001). Statistical Forecast Models to Determine Retrograde Dew Pressure and  $C_7^+$  Percentage of Gas Condensates on Basis of Production Test Data of Eastern Venezuelan Reservoirs. Artículo técnico SPE 69393.
- Mendoza, V. (2005) Geología de Venezuela Ciclo Terciario Superior o Tardío. Tomo II, Ciudad Bolívar, Venezuela.
- McCain, W. The properties of Petroleum Fluids. 2da ed. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Books. 584 p.

- PDVSA CIED (1997). Análisis de Pruebas de Presión. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela.
- PDVSA CIED (1997). Caracterización Energética de los Yacimientos. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela.
- PDVSA CIED (1997). Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela.
- PDVSA (2009). Análisis del Comportamiento de Producción e Inyección. Manual de Estudios Integrados de Yacimientos. (Pág. 4)
- PDVSA (2009). Modelo Convencional. Manual de Estudios Integrados de Yacimientos.
- Rojas, G (2011). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado (Incluye Yacimientos de Petróleo Volátil). Tercera edición. Puerto La Cruz Edo. Anzoátegui.
- Schlumberger (2006). Fundamentals of Formation Testing.
- Schlumberger (2009). Oil Field Manager. Help topics, forecast. Decline Curve Analysis.