

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



**“EVALUACIÓN DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE  
EXPLOTACIÓN DE LA ARENA ME-M2, YACIMIENTO JM-104C,  
PERTENECIENTE AL CAMPO SAN JOAQUÍN DEL DISTRITO  
GAS ANACO”**

**Realizado por:**

**EDWARD AUGUSTO RUIZ PÉREZ**

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente  
como requisito parcial para optar al Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Puerto la Cruz, Noviembre de 2011**

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



**“EVALUACIÓN DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE  
EXPLOTACIÓN DE LA ARENA ME-M2, YACIMIENTO JM-104C,  
PERTENECIENTE AL CAMPO SAN JOAQUÍN DEL DISTRITO  
GAS ANACO”**

**Realizado por:**

---

**EDWARD AUGUSTO RUIZ PÉREZ**

---

**ING. ROBERTO SALAS**

---

**ING. RAFAEL MOTA**

**Puerto la Cruz, Noviembre de 2011**

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



**“EVALUACIÓN DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE  
EXPLOTACIÓN DE LA ARENA ME-M2, YACIMIENTO JM-104C,  
PERTENECIENTE AL CAMPO SAN JOAQUÍN DEL DISTRITO  
GAS ANACO”**

**El Jurado hace constar que asignó al presente Trabajo de Grado  
la calificación de:**

---

**ING. ROBERTO SALAS**

---

**ING. LORENZO ARDITTI**

---

**ING. TANIA GONZÁLEZ**

**Puerto la Cruz, Noviembre de 2011**

## RESOLUCIÓN

***De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:***

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



## DEDICATORIA

A mis adorados padres **Edelmira Pérez** y **Efrén Ruiz**, a quienes dedico este y todos los triunfos que obtengo y seguiré obteniendo en mi larga carrera de vida, porque son ustedes a quienes me debo y porque son ustedes, sin duda, quienes siempre apreciarán y valorarán mis buenos resultados.

A mis queridos hermanos **Estefanía** y **Eidner**, a ustedes brindo con todo mi entusiasmo esta meta alcanzada, como una muestra de que he tomado en cuenta sus buenos ejemplos al dedicarme las suyas. Este logro es de nosotros tres.

A mi abuelo **Juan Pérez** (Q.E.P.D) y a mi **tía Eloísa** (Q.E.P.D.), a ustedes con especial dedicación porque extraño sus presencias, sus personalidades únicas y porque estoy seguro que de estar acá se alegrarían también por este logro. Mi amor eterno para ustedes, esto también les pertenece.

A mis dos **abuelitas**, a mis **tíos**, a mis **tías**, porque siempre pienso en ustedes para todo lo que me propongo y a mis **primos** y **primas** para que esto sirva de orgullo y ánimo para que logren igualmente definir su futuro a través de la extraordinaria herramienta del estudio.

A mis demás familiares, amigos y compañeros.

*Edward Ruiz*

## AGRADECIMIENTOS

A mi **Dios** esencialmente, porque tengo un Dios que me acompaña en cada paso que doy, que me dio la confianza necesaria para no renunciar ante tantos reveses durante esta etapa, y que me brindó la oportunidad de vivir y disfrutar de buenos momentos así como de llenarme de ganas cuando las cosas no iban tan bien. La confianza en uno mismo es primordial. Infinitas gracias.

A mis padres **Edelmira** y **Efrén**, gracias por su justa educación y por su apoyo absoluto, sin ustedes no lo hubiese alcanzado. Escuchar sus voces me esperanzó siempre y me ayudó a superar momentos de gran presión. Me siento privilegiado por los padres que tengo. Yo los amo. ¡Gracias por existir y hacerme existir!

A mis hermanos **Estefanía** y **Eidner**, gracias por la madurez y cariño que siempre me han brindado. Hemos cumplido con nuestros padres y con nosotros mismos. Lo hemos logrado. Hoy los tres somos dignos profesionales y podemos estar totalmente orgullosos de eso. Gracias siempre, mis grandes hermanos.

A mis tías **Eyra**, **Veda**, **Mara**, **Olivia** e **Yrma**, gracias por estar pendiente de mí, por sus consejos, ánimos, por ser ustedes tan apegadas a las buenas costumbres y por ser ejemplo de superación y de familia unida. Mil Gracias.

A mis hermosas compañeras de clase y amigas **Antonieta**, **Astrid**, **Cristina**, **Evangellys**, **Fátima**, **Graciela**, **Leandra**, **María Fernanda** y **Margith**, favorecido enormemente por compartir el mayor y mejor tiempo de estudio con ustedes (fueron más los de rumbas, a conciencia). Gracias a

Dios siempre fueron buenos momentos los que vivimos juntos. Gracias por estar allí siempre. Las adoro a todas, son lo más bello que tiene el Departamento de Petróleo (risas).

A mis amigos de siempre y compañeros de la *Uni*: **George, Ronald, Carlos, Denison y Jorge Márquez**, porque aquí ninguno sirve (risas), pero estoy seguro de que así como yo alcancé con éxito esta meta, ustedes lo harán de igual manera. Mi agradecimiento para ustedes también.

A la empresa **PDVSA Gas Anaco**, por haberme brindado la oportunidad de realizar este trabajo de investigación y por recibirme con buen trato en sus instalaciones y haberme prestado a través de su fuerza humana toda la colaboración que necesité.

A mis **Tutores** y a los **Ingenieros** pertenecientes a la Gerencia de Yacimientos de Pdvsa Gas Anaco, quienes de manera paciente atendieron a muchas de mis consultas y fueron excelentes asesores y colaboradores en la realización de esta tesis.

A mis compañeros de pasantías y demás compañeros de estudio, gracias.

*Edward Ruiz*

# ÍNDICE GENERAL

<u>RESOLUCIÓN</u>	<u>IV</u>
<u>DEDICATORIA</u>	<u>V</u>
<u>AGRADECIMIENTOS</u>	<u>VI</u>
<u>ÍNDICE GENERAL</u>	<u>VIII</u>
<u>LISTA DE FIGURAS</u>	<u>XIV</u>
<u>LISTA DE TABLAS</u>	<u>XVIII</u>
<u>RESUMEN</u>	<u>XX</u>
<u>CAPÍTULO I</u>	<u>1</u>
<u>INTRODUCCIÓN</u>	<u>1</u>
1.1 PLANTEAMIENTO	DEL PROBLEMA
1	
1.2 OBJETIVOS	DE LA INVESTIGACIÓN
3	
1.2.1 OBJETIVO GENERAL:	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	3
<u>CAPÍTULO II</u>	<u>4</u>
<u>MARCO TEÓRICO</u>	<u>4</u>

<b>2.1 ANTECEDENTES</b>	<b>4</b>
<b>2.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO</b>	<b>5</b>
2.2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	5
2.2.2 EVOLUCIÓN Y ESTRUCTURA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	6
2.2.3 SUBCUENCA DE MATURÍN	8
2.2.4 ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA MAYOR DE ANACO	8
2.2.4.1 Formación Mesa	10
2.2.4.2 Formación Las Piedras	10
2.2.4.3 Formación Freites	10
2.2.4.4 Formación Oficina	11
Miembro Blanco:	12
Miembro Azul:	12
Miembro Moreno:	12
Miembro Naranja:	12
Miembro Verde:	12
Miembro Amarillo:	13
Miembro Colorado:	13
2.2.4.5 Formación Merecure	13
2.2.4.6 Formación Vidoño	14
2.2.4.7 Formación San Juan	14
2.2.5 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SAN JOAQUÍN	15
2.2.6 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	16
<b>2.3 RESUMEN DE CONOCIMIENTOS PREVIOS</b>	<b>17</b>
2.3.1 DEFINICIÓN DE YACIMIENTO	18
2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL ESTADO DE LOS FLUIDOS	18
2.3.2.1 Petróleo Negro	18
2.3.2.2 Petróleo Volátil	19
2.3.2.3 Gas Condensado (retrógrados)	20
2.3.2.4 Gas Húmedo	21
2.3.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	21

2.3.3.1	Características de los Yacimientos de Gas Condensado	22
2.3.3.2	Yacimientos con Condensación Retrógrada en el Yacimiento	23
2.3.3.3	Yacimientos sin Condensación Retrógrada en el yacimiento	23
2.3.4	DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	24
2.3.5	PRESIÓN	24
2.3.5.1	Presión del Yacimiento o Presión Estática del Fluido	25
2.3.5.2	Presiones Estáticas al DATUM	25
2.3.5.3	Gradiente de Presión	26
2.3.5.4	Presión de Rocío	26
2.3.6	RESERVAS	27
2.3.6.1	Clasificación de las Reservas	27
2.3.7	MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS	27
2.3.7.1	Método Volumétrico	28
2.3.7.2	Balance de Materiales	28
	Balance de Materiales para Yacimientos de Gas	30
2.3.7.3	Curvas de Declinación de Producción	31
	Declinación Exponencial	32
	Declinación Hiperbólica	32
	Declinación Armónica	32
2.3.8	ANÁLISIS NODAL	32
2.3.8.1	Nodo Funcional	33
2.3.8.2	Nodo Solución	34

### **CAPÍTULO III** **35**

### **MARCO METODOLÓGICO** **35**

<b>3.1</b>	<b>REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>35</b>
<b>3.2</b>	<b>VALIDACIÓN DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DE LA ARENA ME-M2, YACIMIENTO JM-104C</b>	<b>36</b>
3.2.1	VALIDACIÓN DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN	36

3.2.2 DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS UTILIZADAS	41
3.2.2.1 Carpeta de Pozos Digital (SIMDE_WEB)	41
3.2.3 GENERACIÓN DE UN MODELO DE PRESIONES:	51
3.2.3.1 Cálculo de la Presión Inicial del Yacimiento	55
3.2.3.2 Cálculo de Propiedades PVT del Yacimiento	55
Relación Gas-Condensado inicial y Gravedad API del Fluido ( $^{\circ}$ API)	56
Gravedad Específica del Gas Condensado ( $\gamma_g$ )	56
Presión de Saturación del Fluido (Proc).	57
Factor de desviación del gas ( $Z_2f$ ).	58
Factor Volumétrico del Gas Condensado ( $B_{gc}$ ).	59
<b>3.3 CÁLCULO DE VOLÚMENES ORIGINALES EN SITIO DE PETRÓLEO Y GAS, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES</b>	<b>59</b>
3.3.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO	59
3.3.2 BALANCE DE MATERIALES	61
3.3.2.1 Software de Balance de Materiales (MBAL).	62
3.3.3 MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN ( $P/Z_2F$ VS GPT).	67
<b>3.4 ESTABLECIMIENTO DE LA TASA DE DECLINACIÓN NATURAL DEL YACIMIENTO, A TRAVÉS DE UN ESTUDIO DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>	<b>69</b>
<b>3.5 DETERMINACIÓN DE NUEVAS ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN PARA EL RECOBRO DE LAS RESERVAS ACTUALES DEL YACIMIENTO</b>	<b>70</b>
3.5.1 USO DEL SIMULADOR PIPESIM:	72
3.5.1.1 Análisis Nodal	72
3.5.1.2 Perfil de Presión	72
3.5.1.4 Información Suministrada al Simulador	75
Información de Yacimiento:	75
Información de la Completación del Pozo:	76
Información de las instalaciones de superficie.	77
Información de los fluidos	77
Información del Reductor o Estrangulador:	78
3.5.1.5 Sensibilidades hechas con el Simulador	79
Cambio de Reductor:	79

Cambio de Nivel de Separación:	80
<b><u>CAPÍTULO IV</u></b>	<b><u>81</u></b>
<b><u>DISCUSIÓN DE RESULTADOS</u></b>	<b><u>81</u></b>
<b>4.1 VALIDACIÓN DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DE LA ARENA ME-M2, YACIMIENTO JM-104C</b>	<b>81</b>
4.1.1 VALIDACIÓN DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN	81
4.1.2 GENERACIÓN DE UN MODELO DE PRESIONES	88
<b>4.2 CÁLCULO DE VOLÚMENES ORIGINALES EN SITIO DE PETRÓLEO Y GAS, A TRAVÉS DE LA TÉCNICA DE BALANCE DE MATERIALES</b>	<b>95</b>
4.2.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO	95
4.2.2 BALANCE DE MATERIALES	97
4.2.3 MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN (P/Z <sub>2F</sub> VS GPT).	101
<b>4.3 ESTABLECIMIENTO DE LA TASA DE DECLINACIÓN NATURAL DEL YACIMIENTO, A TRAVÉS DE UN ESTUDIO DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>	<b>107</b>
<b>4.4 DETERMINACIÓN DE NUEVAS ALTERNATIVAS DE EXPLOTACIÓN PARA EL RECOBRO DE LAS RESERVAS ACTUALES DEL YACIMIENTO.</b>	<b>112</b>
4.4.1 ANÁLISIS DEL POZO JM-162L	115
4.4.2 ANÁLISIS DEL POZO JM-213L	116
4.4.3 ANÁLISIS DEL POZO JM-242L	117
4.4.4 ANÁLISIS DEL POZO JM-256L	117
4.4.5 ANÁLISIS DEL POZO JM-104	118
4.4.6 ANÁLISIS DEL POZO JM-218L	119
4.4.7 ANÁLISIS DEL POZO JM-237L	120
4.4.8 ANÁLISIS DEL POZO JM-220L	120
4.4.9 ANÁLISIS DEL POZO JM-238L	121
<b><u>CONCLUSIONES</u></b>	<b><u>126</u></b>



RECOMENDACIONES 128

---

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 129

---

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.	6
FIGURA 2.2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA (PDVSA).	7
FIGURA 2.3. MAPA OFICIAL DE LA ARENA ME-M2 DEL CAMPO SAN JOAQUÍN.	17
FIGURA 2.4. SINERGIA QUE GARANTIZA EL ÉXITO DEL MODELO.	18
FIGURA 2.5. DIAGRAMA DE FASES PARA EL GAS RETRÓGRADO. [9]	20
FIGURA 3.1. CARPETAS DE POZOS (FÍSICO). ARCHIVO UBICADO EN EL DEPARTAMENTO DE ARCHIVOS DEL COMPLEX, PDVSA GAS ANACO.	37
FIGURA 3.2. INTERFAZ DE LA APLICACIÓN OILD FIELD MANAGER (OFM)	38
FIGURA 3.3. VENTANA EN EXCEL DE DATA CRUDA - PRODUCCIÓN DE CAMPOS SAN JOAQUÍN-GUARIO-ÉL ROBLE.	39
FIGURA 3.4. GRÁFICO DE COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PETRÓLEO DEL YACIMIENTO.	40
FIGURA 3.5. VENTANA DE SIMDE – PDVSA.	41
FIGURA 3.6. INTERFAZ DE LA APLICACIÓN CENTINELA 2000.	42
FIGURA 3.7. UBICACIÓN EN EL ESCRITORIO DE LA APLICACIÓN CENTINELA.	43
FIGURA 3.8. MÓDULO AICO DE LA APLICACIÓN CENTINELA 2000.	44
FIGURA 3.9. EVENTOS DE UN POZO. MÓDULO CENTINELA-POZO.	45
FIGURA 3.10. MAPA BASE. VENTANA INICIAL DE LA APLICACIÓN OFM.	47
FIGURA 3.11. MODULO DE FILTRO DE LA APLICACIÓN OFM.	48
FIGURA 3.12. MODELO DE GRÁFICA O PLOT DATA EN LA APLICACIÓN OFM.	49
FIGURA 3.13. MODELO DE MAPA DE BURBUJA EN LA APLICACIÓN OFM.	50
FIGURA 3.14. MODELO DE MAPA DE GRILLA EN LA APLICACIÓN OFM.	51
FIGURA 3.15. PUNTOS DE PRESIÓN EN TODO EL TIEMPO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO.	54
FIGURA 3.16. VENTANA PARA CÁLCULAR POR ITERACIÓN, LAS PROPIEDADES PVT.	64
FIGURA 3.17. VENTANA PARA CARGAR LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO.	65
FIGURA 3.18. CORRELACIONES UTILIZADAS PARA FLUJO VERTICAL.	74
FIGURA 3.19. MODELO EN EL PIPESIM 2008 PARA EL COTEJO DE LOS POZOS.	74
FIGURA 3.20. MÓDULO EN EL PIPESIM 2008. YACIMIENTO.	75

FIGURA 3.21. MÓDULO PIPESIM. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	76
FIGURA 3.22. MÓDULO PIPESIM. LÍNEA DE FLUJO.	77
FIGURA 3.23. MÓDULO PIPESIM. BLACK OIL.	78
FIGURA 3.24. MÓDULO PIPESIM. DIÁMETRO DE REDUCTOR.	79
FIGURA 4.1. GRÁFICA DE TASAS MENSUALES Y ACUMULADOS DE PRODUCCIÓN DE GAS, CONDENSADO Y AGUA DEL POZO JM-162.	83
FIGURA 4.2. DATOS DE ACTIVIDADES O INTERVENCIONES A POZOS AMA OESTE DURANTE EL PERÍODO 2006-2009:	84
FIGURA 4.3. GRÁFICA DE RELACIÓN GAS CONDENSADO VALIDADA DEL YACIMIENTO.	88
FIGURA 4.6. GRAVEDAD API DEL FLUIDO INICIAL DEL YACIMIENTO.	91
FIGURA 4.7. RELACIÓN GAS CONDENSADO INICIAL DEL YACIMIENTO:	93
FIGURA 4.8. MÉTODO GRÁFICO DE LA HERRAMIENTA MBAL.	98
FIGURA 4.9. MÉTODO ANALÍTICO DE LA HERRAMIENTA MBAL.	99
FIGURA 4.12. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA ME-M2/ YACIMIENTO JM-104C.	100
FIGURA 4.13. MÉTODO DE DECLINACIÓN P/Z <sub>2F</sub> .	103
FIGURA 4.14. GP/NC PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS DE CONDENSADO DEL YACIMIENTO	105
FIGURA 4.15. WP/NC PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS DE CONDENSADO DEL YACIMIENTO	106
FIGURA 4.16. PERÍODO DE PRODUCCIÓN SELECCIONADO PARA LA DECLINACIÓN DEL YACIMIENTO.	108
FIGURA 4.17. PERÍODO DE PRODUCCIÓN AMPLIADO ENERO 2009 – AGOSTO 2010	109
FIGURA 4.18. TASA DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL DEL YACIMIENTO A TRAVÉS DEL MÓDULO FORECAST DE OFM	110
FIGURA 4.19. AJUSTE DE LA PRODUCCIÓN EN ESTUDIO DEL YACIMIENTO MEM2 JM-104 A LAS CURVAS TIPO DE FETKOVICH.	111
FIGURA 4.20. NÚMERO DE POZOS PERFORADOS EN LA ARENA/YACIMIENTO ME-M2/JM-104C.	113
FIGURA 4.21. NÚMERO DE POZOS PERFORADOS EN LA ARENA/YACIMIENTO ME-M2/JM-104C.	114
FIGURA 4.46. NÚMERO DE POZOS INACTIVOS EN LA ARENA/YACIMIENTO ME-M2/JM-104C.	122

FIGURA 4.4. COMPORTAMIENTO DE CONDENSADO VALIDADO EN EL TIEMPO DEL YACIMIENTO.	132
FIGURA 4.5. COMPORTAMIENTO DE GAS VALIDADO EN EL TIEMPO DEL YACIMIENTO.	132
FIGURA 4.10. GRÁFICA DE DESVIACIÓN DEL GAS DEL YACIMIENTO GENERADA POR MBAL.	138
FIGURA 4.11. GRÁFICA DE DESVIACIÓN DEL GAS DEL YACIMIENTO GENERADA POR CORRELACIONES.	138
FIGURA 4.22. POZO JM-162L. TASA DE GAS CON CAMBIO DE REDUCTOR A NIVEL DE 450 LPC.	142
FIGURA 4.23. POZO JM-162L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIO DE REDUCTOR A NIVEL DE 450 LPC.	142
FIGURA 4.24. POZO JM-162L. TASA DE GAS CON CAMBIO DE REDUCTOR A NIVEL DE 250 LPC.	143
FIGURA 4.25. POZO JM-162L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIO DE REDUCTOR A NIVEL DE 250 LPC.	143
FIGURA 4.26. POZO JM-242L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN.	144
FIGURA 4.27. POZO JM-242L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN.	144
FIGURA 4.28. POZO JM-256L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN.	145
FIGURA 4.29. POZO JM-256L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN.	145
FIGURA 4.30. POZO JM-256L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL REDUCTOR A NIVEL DE 250 LPC.	146
FIGURA 4.31. POZO JM-256L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL REDUCTOR A NIVEL DE 250 LPC.	146
FIGURA 4.32. POZO JM-104. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL REDUCTOR (NIVEL DE 250 LPC).	147
FIGURA 4.33. POZO JM-104. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL REDUCTOR (NIVEL DE 250 LPC).	147

FIGURA 4.34. POZO JM-218L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL REDUCTOR Y DAÑO (NIVEL DE 250 LPC).	148
FIGURA 4.35. POZO JM-218L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL REDUCTOR Y DAÑO (NIVEL DE 250 LPC).	148
FIGURA 4.36. POZO JM-237L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN (REDUCTOR DE 7/8").	149
FIGURA 4.37. POZO JM-237L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN (REDUCTOR DE 7/8").	149
FIGURA 4.38. POZO JM-220L. TASA DE GAS CON CAMBIOS DIÁMETRO DE REDUCTOR (NIVEL DE 60 LPC).	150
FIGURA 4.39. POZO JM-220L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL DIÁMETRO DEL REDUCTOR (NIVEL DE 60 LPC).	150
FIGURA 4.40. POZO JM-220L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN (REDUCTOR DE 1/2").	151
FIGURA 4.41. POZO JM-220L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN (REDUCTOR DE 1/2").	151
FIGURA 4.42. POZO JM-238L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN (REDUCTOR DE 3/4").	152
FIGURA 4.43. POZO JM-238L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL NIVEL DE SEPARACIÓN (REDUCTOR DE 3/4").	152
FIGURA 4.44. POZO JM-238L. TASA DE GAS CON CAMBIOS EN EL DIÁMETRO DEL REDUCTOR (NIVEL DE 60 LPC).	153
FIGURA 4.45. POZO JM-238L. TASA DE CONDENSADO CON CAMBIOS EN EL DIÁMETRO DEL REDUCTOR (NIVEL DE 60 LPC).	153

## LISTA DE TABLAS

TABLA 4.3. FACTOR VOLUMÉTRICO (BGC) Y FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS CONDENSADO (Z <sub>2F</sub> ) CALCULADO PARA DISTINTAS PRESIONES.	94
TABLA 4.5. DATOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LOS VOLÚMENES ORIGINALES EN SITIO.	97
TABLA 4.7. GPT Y P/Z <sub>2F</sub> ASOCIADO A CADA PUNTO DE PRESIÓN ANUAL DURANTE EL TIEMPO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO.	102
TABLA 4.8. PORCENTAJE DE DESVIACIÓN DEL MÉTODO EN COMPARACIÓN CON EL MÉTODO VOLUMÉTRICO.	103
TABLA 4.8. DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS NUEVE (9) POZOS ACTIVOS.	114
TABLA 4.9. APORTE ESPERADO DE LOS NUEVE (9) POZOS ACTIVOS.	115
TABLA 4.10. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	115
TABLA 4.11. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	116
TABLA 4.12. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	117
TABLA 4.13. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	117
TABLA 4.14. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	118
TABLA 4.15. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	119
TABLA 4.16. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	120
TABLA 4.17. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	120
TABLA 4.18. PRUEBA DE PRODUCCIÓN PARA COTEJO DEL POZO.	121
TABLA 4.19. DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS SEIS (6) POZOS ACTIVOS EN OTRO HORIZONTE.	123
TABLA 4.20. APORTE ESPERADO DE LOS NUEVE (9) POZOS ACTIVOS.	124
TABLA 4.1. PRUEBAS DE FORMACIÓN LLEVADAS AL PLANO DE REFERENCIA.	133
TABLA 4.2. PRUEBAS DE BHP-BHT LLEVADAS AL PLANO DE REFERENCIA.	133
TABLA 4.4. TABLA DE PETROFÍSICA SUMINISTRADA POR EL EQUIPO DE INGENIEROS ENCARGADOS DEL ÁREA, CAMPO SAN JOAQUÍN, GERENCIA DE YACIMIENTO, EDIF. ANTONIO JOSÉ DE SUCRE - DISTRITO GAS ANACO.	137
TABLA 4.6. ANÁLISIS PVT GENERADO A TRAVÉS DE LA HERRAMIENTA MBAL.	139

TABLA 4.9. COMPARACIÓN DE DATOS OFICIALES CON LOS OBTENIDOS EN ESTE ESTUDIO. 141

TABLA 4.21. POZOS A SER CANDIDATOS PARA TRABAJOS DE RA/RC. 154

## RESUMEN

El propósito principal de este estudio ha sido revisar el comportamiento dinámico de la arena ME-M2, yacimiento JM-104C del campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco, el cual cuenta con reservas oficiales en revisión por el orden de -9,632 MMMPCN de gas condensado, con el fin de actualizar dichas reservas y generar un nuevo esquema de explotación que permita recuperar de manera más eficiente y en menor tiempo las reservas remanentes reales del yacimiento. Para tal fin fue necesaria la validación de la producción del yacimiento, conocer el estado y condición actual de los pozos y calcular volúmenes originales en sitio, lo que condujo a recalcular las reservas, las cuales fueron determinadas partiendo del GCOES volumétrico, validado mediante el Método de Balance de Materiales y el de Declinación Energética, utilizando datos de producción de los pozos completados en el yacimiento; al mismo tiempo se estudió el comportamiento de producción de los pozos para determinar la declinación natural del yacimiento y su influencia en el factor de recobro de las reservas, para finalmente crear una matriz de oportunidades de explotación adecuada de los hidrocarburos presentes. Una vez analizados los resultados obtenidos se concluye que el yacimiento cuenta con un GCOES volumétrico de 96,63 MMMPCNG, cifra superior a la oficial debido a variación en el factor volumétrico inicial del gas condensado. A través del Balance de Materiales se obtuvo un GCOES de 101,818 MMMPCNG y por el Método de Declinación se obtuvieron volúmenes originales (GCOES) de 101,950 MMMPCNG. El nuevo Factor de Recobro estimado fue de 97%, al cual se asocian reservas remanentes de 25 MMMPCN de gas condensado, lo que traslada las reservas remanentes del yacimiento de negativas a positivas. Buena parte de ellas podrían ser drenadas, sin embargo, debido a la baja presión que presenta el yacimiento y, según análisis y propuestas realizadas para su extracción, se recomienda optimizar los nueve (9) pozos completados antes de poner en marcha los cambios de zona propuestos para los pozos cuya arena se encuentra en estado aislado entre camisas, así como plantear para un futuro los reacondicionamientos que sirvan para alimentar el nivel de baja del Distrito. Por lo antes expuesto, se recomienda someter ante el Ministerio de Energía y Minas la actualización de las reservas remanentes recuperables del yacimiento.



# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Planteamiento del Problema**

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), es la empresa líder en el negocio de producción de hidrocarburos, a través del aprovechamiento de sus yacimientos, y en eficiencia operacional mediante la introducción de nuevas tecnologías. Para ello, cuenta con áreas o regiones a nivel nacional donde se llevan a cabo las actividades de Exploración, Perforación, Explotación y Transporte de Hidrocarburos. Una de éstas, es el Área Tradicional de Anaco, transformada a partir de 1999, en el Distrito Gas Anaco como consecuencia de la creación de PDVSA GAS, la cual abarca desde el centro del Estado Anzoátegui y parte de los Estados Monagas y Guárico, posee cuantiosas reservas de gas rico, libre y asociado, condensado e hidrocarburo liviano, ocupando un área operacional de 8.280 km<sup>2</sup>.

En vías de dar respuesta a la creciente demanda de gas generada en la última década, la empresa decide retomar y evaluar aquellas áreas o yacimientos que se encuentran inactivos por distintas causas, debido a daños en las formaciones, arenamiento de pozos, problemas mecánicos entre otras causas, así como aquéllos que presentan reservas en revisión.

El presente estudio se sustenta en lo antes mencionado. El área de interés es el Campo San Joaquín, el cual está constituido por tres (3) Domos: Norte, Central y Sur, el primero con un pronunciado declive que constituye el Campo Guarío y se prolonga hasta el Campo Santa Rosa. Estos campos se ubican en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco.

Específicamente la unidad a estudiar se encuentra ubicada en el Domo central y pertenece a la formación Merecure.

El yacimiento JM-104C fue descubierto en el año 1982 a través del pozo JM-104 y cuenta con dieciocho (18) pozos completados en la arena de interés y treinta y cinco (35) pozos interpretados. Actualmente, de los dieciocho (18) pozos completados y del total de cincuenta y tres (53) pozos que atraviesan la arena ME-M2, nueve (9) se encuentran activos en este horizonte.

De acuerdo al mapa Isópaco-estructural, la arena ME-M2 corresponde a un depósito volumétrico de gas condensado de grandes dimensiones. Este horizonte desde que fue abierto a producción, ha demostrado ser un excelente productor de hidrocarburos y cuenta con unas reservas recuperables oficiales de 67,819 MMMPCN y 4,239 MMBN de gas y petróleo, respectivamente, de las cuales se han recuperado 77,181 MMMPCN de gas para un volumen remanente negativo de 9,632 MMMPCN de gas.

En la actualidad, el objetivo de la producción en el Distrito Gas Anaco se orienta al estudio y actualización de estos yacimientos, por lo que el presente proyecto contempla la generación de un esquema adecuado de explotación de la arena/yacimiento ME-M2/JM-104C, haciendo uso de una metodología basada en el estudio y la evaluación de las condiciones dinámicas del yacimiento y del comportamiento de los fluidos en el medio poroso para conocer el área y poder aplicar estrategias que permitan mejorar el proceso de recobro de reservas, mediante el aprovechamiento de la energía disponible y la evaluación de oportunidades presentes en los pozos completados y aquellos que se encuentran interpretados que puedan contribuir en un corto, mediano y largo plazo a seguir drenando las reservas remanentes de este yacimiento.

## **1.2 Objetivos de la Investigación**

### **1.2.1 Objetivo General:**

Evaluar nuevas estrategias de explotación de la Arena ME-M2, Yacimiento JM-104C, perteneciente al Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco.

### **1.2.2 Objetivos Específicos:**

1. Validar el histórico de producción y presión de la Arena ME-M2, Yacimiento JM-104C.
2. Calcular volúmenes Originales En Sitio de Petróleo y Gas, a través de la técnica de Balance de Materiales.
3. Establecer la tasa de declinación natural del yacimiento, a través de un estudio de Curvas de Declinación de Producción.
4. Determinar nuevas alternativas de explotación para el recobro de las reservas actuales del yacimiento.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

**Tovar**, realizó una caracterización dinámica del Yacimiento JMN-110, en la Arena San Juan, del Campo San Joaquín en el Área Mayor de Anaco, en la cual se obtuvieron los valores de GCOES = 92,23 MMMPCN, GOES = 84,96 MMMPCN y COES = 5,21 MMBN del yacimiento, y fue establecido el plan de explotación adecuado a las reservas extraíbles.<sup>[1]</sup>

**Tuárez**, propuso un plan óptimo de explotación del Yacimiento RG-12, en la Arena NAK2 del Campo Santa Rosa a través de una caracterización dinámica, mediante la cual se cuantificaron las reservas de hidrocarburos haciendo uso del modelo convencional de Balance de Materiales (MBAL), curvas de declinación de producción tipo Fetkovich y declinación de presión, las cuales generaron premisas para la toma de decisiones de las nuevas propuestas de explotación del yacimiento en estudio.<sup>[2]</sup>

**Rengifo**, desarrolló un esquema de explotación adecuado para el Yacimiento JM-38, en la Arena NA-E1 perteneciente al Campo San Joaquín-Guario, del Área Mayor de Anaco, basado en una reinterpretación geológica, integrando las ciencias de subsuelo con la ingeniería de yacimientos, lo que le permitió conocer la geometría del yacimiento, estimar volúmenes originales en sitio y generar propuestas entre las que cuentan la remoción de estado en dos pozos, el reacondicionamiento de dos pozos adicionales y la perforación de un pozo de profundidades someras, a través de cuyo estudio se permitió drenar parte de las reservas del yacimiento.<sup>[3]</sup>

## **2.2 Ubicación del Área de Estudio**

### **2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela**

La Cuenca Oriental se ubica en la Zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, limitada al Sur por el curso del Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el Este de Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el Borde Septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el Levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue el curso de los Ríos Portuguesa y Pao y, al Norte por la línea que demarca el Pie de Monte Meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la Costa del Delta del Orinoco. <sup>[4]</sup>

Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km<sup>2</sup> entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, y Delta Amacuro, además de una extensión menor en el estado Sucre como se observa en la Figura 2.1. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en los estados Anzoátegui y Monagas. La Cuenca Oriental de Venezuela presenta asimetría, encontrándose el flanco Sur inclinado ligeramente hacia el Norte y el flanco Norte más tectonizado y con mayor buzamiento. Se ha obtenido producción de petróleo en ambos flancos de la Cuenca, bajo condiciones estructurales y estratigráficas diferentes.



**Figura 2.1.** Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

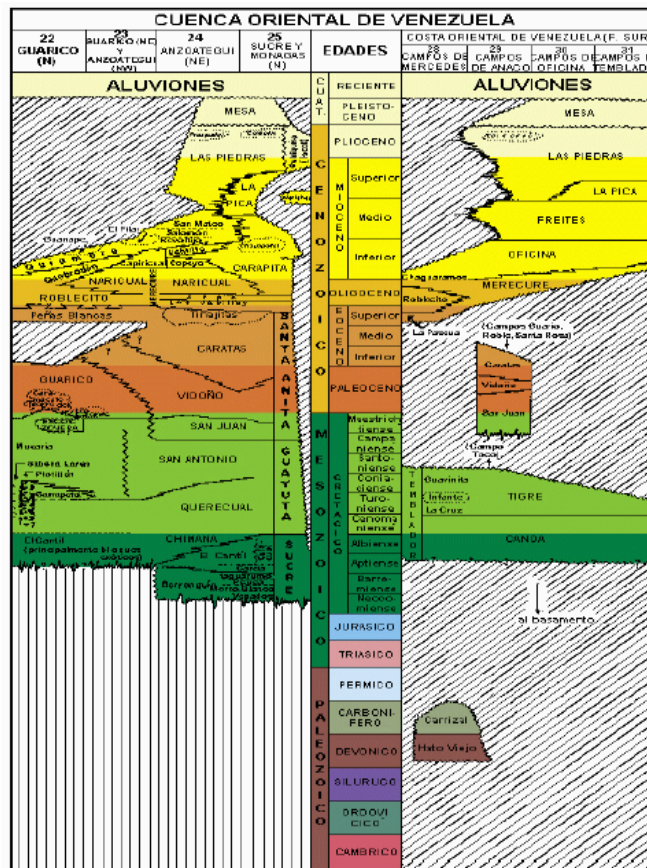
En esta se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. No obstante, ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este ya que posee características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas.

### **2.2.2 Evolución y Estructura 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. [5]

La Cuenca Oriental de Venezuela cuenta con una serie de unidades litológicas, las cuales se muestran en la Figura 2.2.



**Figura 2.2.** Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (Pdvsa).

### **2.2.3 Subcuenca de Maturín**

La Subcuenca de Maturín constituye 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 dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Piritál y otro al Sur.<sup>[6]</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 Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales. Su flanco Norte está caracterizado por la presencia de estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana en el Oligoceno. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de esta Subcuenca: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno.

Hacia el Sur de la Subcuenca de Maturín, en los Campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia.

### **2.2.4 Estratigrafía del Área Mayor de Anaco**

El Área Mayor de Anaco está localizada en la Cuenca Oriental de Venezuela, en la Subcuenca de Maturín, a 70 km aproximadamente de la Ciudad de Anaco y a 50 Km aproximados de la Ciudad de Cantaura, en dirección



sudeste, con una extensión superficial de 14.500 Km<sup>2</sup>. Está situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco. La historia estructural de esta área encierra tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión. <sup>[7]</sup>

El Corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui, delimitando el Área Mayor de Oficina y el norte de Anzoátegui. Se extiende por, aproximadamente, 85 Km desde el sur del Campo El Toco hasta el este del Campo La Ceiba; se caracteriza por una línea de corrimiento de con rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noreste, en cuyo lado norte aparece una serie de domos asociados en el bloque levantado, que es donde se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de suroeste a noreste son: el Campo El Toco, el Campo San Joaquín, el Campo Santa Rosa y el Campo La Ceiba.

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prospectividad petrolífera, depositada en el intervalo Geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Superior del Terciario. Estudios interdisciplinarios han identificado en el subsuelo del área las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina, principalmente con remanentes localizados con Mesa y Freites. De estas unidades las más prospectivas son las formaciones Oficina, Merecure y San Juan.

El subsuelo del Área Mayor de Anaco está representada por una secuencia estratigráfica que comprende desde el Cretáceo hasta el 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, Merecure y San Juan.

La secuencia sedimentaria del subsuelo del Campo San Joaquín se caracteriza por los estratos correspondientes 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, las formaciones que constituyen el área de estudio se describen a continuación:

#### **2.2.4.1 Formación Mesa**

Del período Pleistoceno. La unidad más joven del Oriente de Venezuela de origen continental, depositada antes de los últimos movimientos, pues su superficie presenta ligera inclinación y arqueamiento, estando localmente fallada. Se compone principalmente de areniscas gruesas, de algunos conglomerados con guijarros de cuarzo y lentes de arcillitas arenáceas. Se considera fluvio-deltaica y lacustre, depositada en un extenso delta que avanza hoy al este del Orinoco.

#### **2.2.4.2 Formación Las Piedras**

De edad Plioceno, es el terciario superior de la Cuenca Oriental de Venezuela, sedimentada en un ciclo sedimentario diferente, señaladamente deltaico muy alto, que indicaría el avance del delta hacia el este. Consiste principalmente de sedimentos finos mal consolidados que incluyen areniscas y limonitas más o menos carbonosas, lutitas arcillosas y lignitos. Hacia el norte, incluyen una zona basal conglomerática.

#### **2.2.4.3 Formación Freites**

Se encuentra en discordancia local sobre la Formación Oficina, de edad Mioceno medio a superior, esta formación se caracteriza por ser

esencialmente lutítica, con conglomerados y calizas arenosas en la base y con areniscas, guijarros y arcillitas en capas delgadas al intervalo superior.

#### **2.2.4.4 Formación Oficina**

Está presente en el subsuelo de todo el flanco sur de los estados Anzoátegui y Monagas. Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y lutitas parálicas, con abundantes lignitos de muy poco espesor pero de gran extensión lateral. Individualmente las areniscas son lenticulares, pero los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la Cuenca.

Del período Mioceno Temprano - Medio, está ubicada en todo el flanco sur de los estados Anzoátegui y Monagas, con un espesor que aumenta desde su acuñamiento en el borde sur de la cuenca hacia su eje, en el área de Oficina tiene entre 600 y 1.400 metros de espesor, y más de 2.000 metros en Anaco.

El ambiente sedimentario corresponde a un complejo fluviodeltáico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante dentro de la cuenca oriental de Venezuela. De hecho, son de Oficina las principales arenas que producen hidrocarburos desde la faja petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la cuenca. <sup>[7]</sup>

En la nomenclatura del Área de Anaco, la Formación Oficina ha sido dividida en siete intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc. La formación Oficina está constituida por los miembros siguientes:

**Miembro Blanco:** Conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base.

**Miembro Azul:** Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.

**Miembro Moreno:** En el tope y la parte media del estrato, se encuentra conformado por arcillas de color gris claro-gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutitas y areniscas cuarzo-cristalina de grano fino a medio. La parte basal del estrato, está constituida por una lutita gris-verdoso oscuro y gris-verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable.

**Miembro Naranja:** Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutitas gris claro, gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con lutitas gris oscuro - marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, microcarbonosa, levemente calcárea, con intercalaciones de limonita y areniscas cuarzo-cristalina, consolidadas, de grano fino a medio y porosidad visual regular. Hacia la base de este Miembro los espesores de areniscas y limonita son mayores.

**Miembro Verde:** Está conformado en la parte superior por lutitas gris-claro, gris-verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limonita. Hacia la parte media e inferior del Miembro, se reconocen lutitas marrón oscuro, en bloque, blanda a

moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa, hidratable y microcarbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limonitas y areniscas de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón.

***Miembro Amarillo:*** Predominan las lutitas gris-oscuro, gris-medio, en bloque, blandas a moderadamente dura, fisible, hidratable, soluble, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con intercalaciones de areniscas de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existe abundante lutitas gris claro-marrón claro.

***Miembro Colorado:*** El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de lutitas y bloques de areniscas. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sublaminaar, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, no calcárea. Las areniscas son blanquecinas, beige, cuarzo-cristalinas, de grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También muestra lentes de carbón negro, moderadamente duro.

#### **2.2.4.5 Formación Merecure**

Corresponde a la Edad Oligoceno - Mioceno Temprano. Se caracteriza por poseer una secuencia de arenas que van desde ME-A hasta ME-T4,5. Subyace a la Formación Oficina, marcando la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior.

Las secuencias de arenas ME-A a ME-M1 se caracteriza por presentar mayormente areniscas cuarzo-cristalinas, beige-marrón claro, de grano fino a muy fino, sub-redondeada a sub-angular, matriz arcillosa, cemento silíceo,

con inclusiones de carbón, cuarzo libre, y con algunas intercalaciones de lutitas.

La secuencia estratigráfica comprendida entre ME-M2 y ME-S5 está constituida mayormente por areniscas beige-gris claro, grano medio a fino, sub-angular a sub-redondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, microcarbonosa, cuarzo libre.

Entre ME-S6 y ME-T1 las areniscas son gris oscuro-beige, grano fino a medio, sub-redondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silíceo, cuarzo libre y también carbón.

En la base de la Formación Merecure desde ME-T1 hasta ME-T4,5, la sección se caracteriza por areniscas marrón claro-beige, grano fino a medio, sub-redondeado a redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, cuarzo libre, e intercalación de lutitas y carbón.

#### **2.2.4.6 Formación Vidoño**

Corresponde a la Edad Paleoceno, esta formación está representada en la serranía de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas. Esta formación es de carácter transgresiva es casi exclusivamente lutítica. Está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limonitas calcáreas duras, con glauconita.

#### **2.2.4.7 Formación San Juan**

Pertenece al Cretácico Superior – Terciario Inferior. Está constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutitas, con matriz arcillosa y cemento silíceo. El intervalo superior correspondiente a SJ-A está formado por areniscas cuarzo-

cristalinas, beige - marrón oscuro, de grano fino a medio, mientras que SJ-B presenta areniscas beige-gris oscuro-marrón oscuro, de grano fino a muy fino con intercalaciones de lutita.

Luego subyace SJ-C con el predominio de areniscas gris claro, gris verdoso, beige, de grano fino a medio, friable y buena porosidad visual.

### **2.2.5 Descripción del Campo San Joaquín**

Los campos petrolíferos de Santa Rosa, San Joaquín, Guarío, Santa Ana, El Toco, El Roble y San Roque, son conocidos en su conjunto como el Área Mayor de Anaco. Se encuentran situados en la parte central del Estado Anzoátegui, dentro del sector Norte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. El Área Mayor de Anaco es la zona gasífera más relevante de Oriente, en esta se encuentran los mayores campos de gas de todo el país como lo es el Campo San Joaquín. <sup>[7]</sup>

El campo San Joaquín fue descubierto en el año 1954 y se encuentra ubicado aproximadamente a 8 Km. al sureste de la población de Anaco y a 150 Km. al sureste de Maturín, en la parte central del estado Anzoátegui, en el bloque levantado al norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región.

El Campo San Joaquín se encuentra ubicado en el Nor-Este del Área Mayor de Anaco, al Norte del Estado Anzoátegui, cubriendo un área de 430 km<sup>2</sup>, estructuralmente se caracteriza por una falla inversa de rumbo Nor-Este conocida como el Corrimiento de Anaco, en cuyo bloque levantado se encuentran una serie de domos alineados.

Este campo como tal, se divide en tres áreas bien diferenciadas: San Joaquín Norte, San Joaquín Central y San Joaquín Sur. El Guarío y San Joaquín son esencialmente el mismo campo, simplemente la convención de nomenclatura se heredó de los operadores originales. Los puntos resaltantes de los domos de Anaco fueron descritos ya hacia el año 1947, en un informe geológico de la empresa Mene Grande Oil. En San Joaquín, las características estructurales principales son los cierres asimétricos de los domos y un anticlinal amplio, de bajo relieve, con buzamiento al noroeste y que es la estructura de entrampamiento para el campo de El Roble. El buzamiento estructural en el lado Este del campo San Joaquín puede ser bastante pronunciado (posiblemente más de 45 grados), mientras que en el flanco Noroeste, el campo muestra buzamientos relativamente suaves (hasta 25 grados).

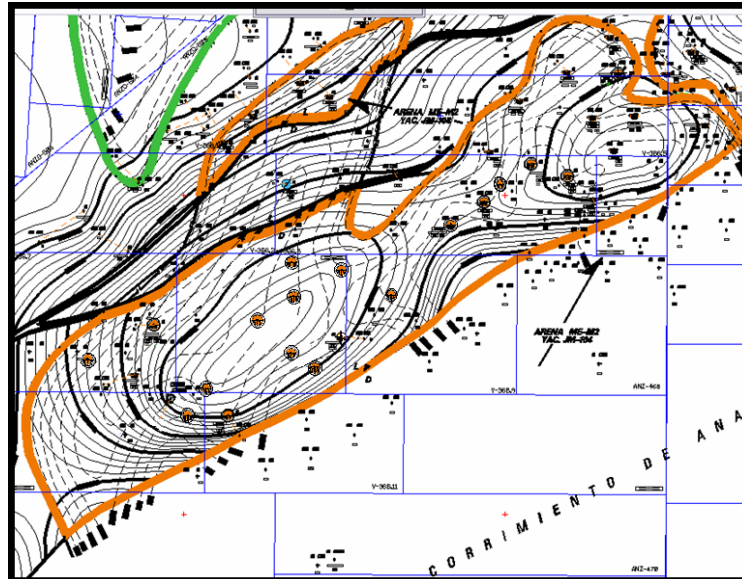
#### **2.2.6 Descripción del Yacimiento**

La Arena/Yacimiento ME-M2/JM-104C se ubica en el Campo San Joaquín, específicamente en el área definida por los domos Central y Sur. Éste se encuentra levantado al Norte de la Falla del Corrimiento de Anaco y delimitada a su vez al Norte por una falla normal, paralela al Corrimiento y de buzamiento hacia el Sur-Este.

El yacimiento en estudio fue descubierto en el año de 1982 a través del JM-104 y fue clasificado oficialmente como yacimiento de gas condensado, con una gravedad API de 44. Esta unidad hidráulica abarca un área oficial de 4.715 acres, en cuya superficie se encuentran perforados cincuenta y tres (53) pozos que atraviesan este prospecto geológico, de los cuales dieciocho (18) han sido completados en este miembro contando los pozos JM-104, JM-136, JM-143, JM-158, JM-162, JM-182, JM-194, JM-200, JM-211, JM-213, JM-218, JM-220, JM-237, JM-238, JM-239, JM-242, JM-244 y JM-256. Los



treinta y cinco (35) pozos restantes están en estado interpretado en este yacimiento.



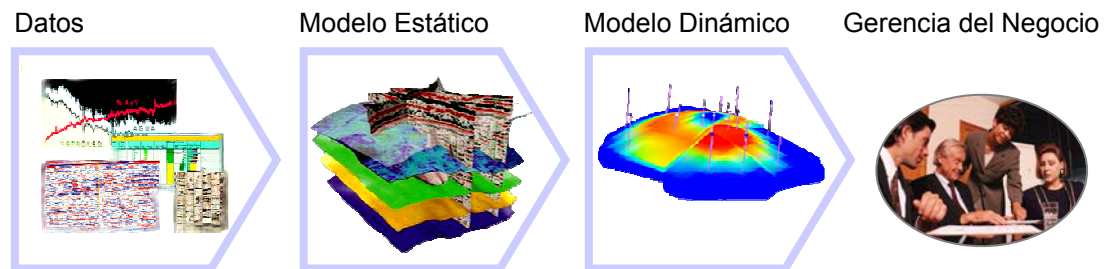
**Figura 2.3.** Mapa Oficial de la Arena ME-M2 del Campo San Joaquín.

### 2.3 Resumen de Conocimientos Previos

Cada día los métodos y técnicas de desarrollo de campos de hidrocarburos han evolucionado rápidamente gracias a que se entendió, que una caracterización de yacimientos óptima es aquella donde existe la integración de las geociencias y la ingeniería de yacimientos; el no lograr esta sinergia puede alejar el éxito del proyecto.

Conocer el yacimiento desde el momento de deposición de sus estratos, el ambiente que predomina, las características de los fluidos y las rocas que componen el mismo, es decir, conocer las características básicas del yacimiento, nos conducirá a formular un plan óptimo de explotación. La

sinergia proporcionada por la interacción entre la geología y la ingeniería de yacimientos proporcionan un excelente modelo de negocio. (Figura 2.4).



**Figura 2.4.** Sinergia que garantiza el éxito del Modelo.

Además de la integración de las ciencias, también debe existir la integración de data, herramientas, tecnología y personal, siendo este último punto el elemento más importante dentro de la gerencia de yacimientos, porque si el personal no es proactivo, productivo y capaz de trabajar en equipo, sencillamente la integración no llegará a feliz término.

### 2.3.1 Definición de Yacimiento

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son la fuente, el camino migratorio, la trampa, la porosidad, y la permeabilidad. <sup>[8]</sup>

### 2.3.2 Clasificación de los Yacimientos de acuerdo al Estado de los Fluidos

#### 2.3.2.1 Petróleo Negro

Consiste de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas (iso-volumétricas o de calidad)

están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. También se le llama crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. Estos crudos tienen RGP menor o igual que 1.000 PCN/BN, el cual se incrementa por debajo del punto de burbuja. El  $Bo \leq 2$  y  $API \leq 45$  y el contenido de  $C_7+$  mayor o igual a 30%. Las temperaturas del yacimiento son menores de 250°F. La gravedad decrece lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verduzco.

### **2.3.2.2 Petróleo Volátil**

El rango de temperatura es más pequeño que en petróleo negro. La temperatura crítica,  $T_{cr}$ , es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento,  $T_R$  ( $T_{cr} > T_R$ ). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja. Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas.

Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. Estos también se llaman crudos de alta encogimiento o crudos cercanos al punto crítico. La Ecuación de Balance de Materia (EBM) de petróleo negro no trabaja en estos casos. El punto de división entre crudo volátil y negro es arbitrario, pero se toma como referencia la tolerancia de la EBM.  $Bo > 2$ ,  $1.000 < RGP < 8.000$  PCN/BN,  $45 < API < 60$ ,  $C_7+$  mayor o igual a 12,5%, la temperatura del yacimiento ligeramente menor que la crítica y el gas liberado puede ser del tipo gas condensado. La RGP y La API se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja. El color es usualmente café claro a verde.

### 2.3.2.3 Gas Condensado (retrógrados)

El diagrama de fases es menor que el de petróleo negro y el punto crítico está bien por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados conteniendo muy pocos hidrocarburos pesados que los crudos. La ( $T_{cr} < T_R$ ) y el punto cricondentérmico es mayor que  $T_R$ . A medida que la presión cae, el líquido, normalmente claro, se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse.  $C_7+$  menor o igual a 12,5%,  $70.000 < RGP < 100.000$  PCN/BN y se incrementa a medida que la producción toma lugar. API  $> 60$  y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío. El líquido es ligeramente colorado, marrón, anaranjado, verduzco o transparente. También se les llama condensados. (Figura 2.5)

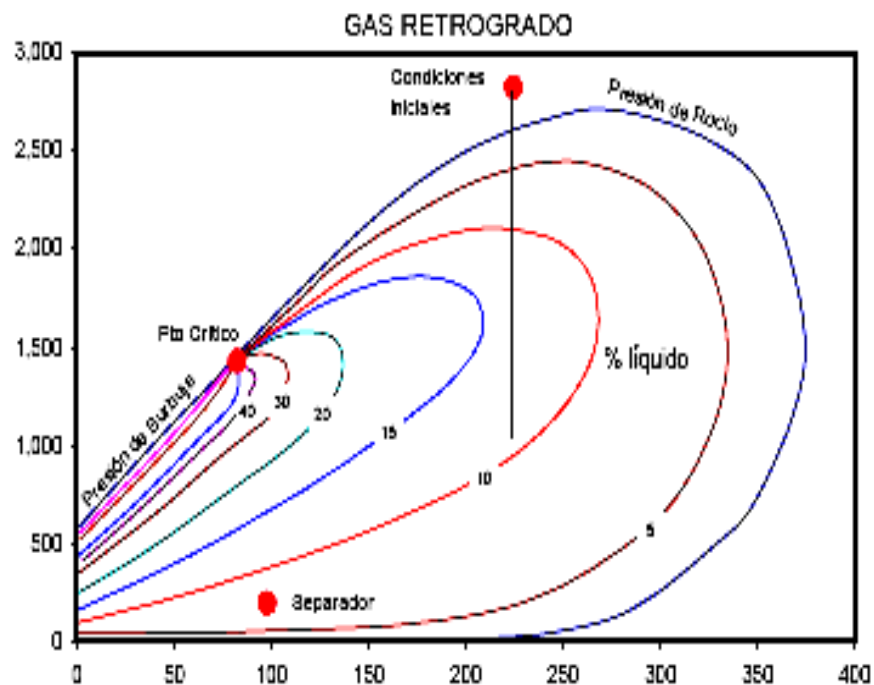


Figura 2.5. Diagrama de fases para el gas retrógrado. <sup>[9]</sup>

#### **2.3.2.4 Gas Húmedo**

Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yace debajo de la temperatura del yacimiento. La línea de presión no entra la envolvente y por tanto no se forma líquido en el yacimiento, pero sí en superficie (dos fases). La gravedad, mayor de 60 API, de los líquidos es similar a la de los gases condensados. La gravedad se mantiene constante y el color de los líquidos es transparente. RGP > 15.000 PCN/BN y permanece constante durante toda la vida del yacimiento. Se producen menos de 60 BN de crudo por cada millón de pies cúbicos normales de gas.

#### **2.3.2.5 Gas Seco**

Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni superficie. Sin embargo, a temperaturas criogénicas, menores a 50° F, se puede obtener fluidos de estos gases. La EBM puede aplicar tanto a gas como a gases húmedos para determinar Gas Original En Sitio y predecir reservas de Gas. <sup>[9]</sup>

#### **2.3.3 Yacimientos de Gas Condensado**

Son aquellos yacimientos cuya temperatura está entre la crítica y la cricodontérmica, por lo cual prevalecen las condiciones bifásicas durante la vida del yacimiento.

El Gas Condensado puede ser definido como una mezcla de hidrocarburos parafínicos livianos ( $C_1-C_2$ ) y medianos ( $C_3+$ ), con pequeñas cantidades de componentes no hidrocarburos ( $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$ , otros).

Los yacimientos de Gas Condensado, se caracterizan por presentar frecuentes cambios de fases, como lo son la condensación retrógrada a presiones por debajo de la presión de rocío y revaporización del condensado retrógrado a bajas presiones ( $< 1.000$  lpc), por lo que la predicción del comportamiento de producción en este tipo de yacimientos, resulta muy difícil.

La temperatura del yacimiento tiene un valor entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.

La diferencia entre yacimientos de gas condensado y gas húmedo, radica principalmente en que en estos últimos no ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión, ya que presentan una menor cantidad de componentes pesados, por lo que la cantidad de líquido condensada en el separador es menor.

#### **2.3.3.1 Características de los Yacimientos de Gas Condensado**

- La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominantemente metano (mayor de 60%) aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor que en los gases húmedos.
- Un gas condensado se puede considerar como un gas con líquido disuelto.
- La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.
- Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas ( $200$  °F –  $400$  °F) y presiones ( $3.000$  –  $8.000$  lpc) normales en yacimientos.

- En el camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con las siguientes características:

Relación de Gas Condensado (RGC): 5.000 – 100.000 PCN/ BN.

Gravedad API del Condensado: 40 – 60°.

Color del Condensado: Incoloro - Amarillo Claro.

### **2.3.3.2 Yacimientos con Condensación Retrógrada en el Yacimiento**

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles, el rendimiento de líquido (BN condensado/ MMMPCN gas de separador) de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con tiempo (a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

### **2.3.3.3 Yacimientos sin Condensación Retrógrada en el yacimiento**

En estos yacimientos la presión se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar al de los yacimientos de gas húmedo.

La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

### **2.3.4 Distribución de los Fluidos del Yacimiento**

La teoría más aceptada en cuanto a la génesis del petróleo, postula que las rocas porosas que conforman un yacimiento de petróleo, estaban saturadas de agua en el momento de la deposición y que el petróleo migró hacia ellas más tarde, desde otras rocas que constituían las rocas madres. Puesto que el petróleo que migraba era más liviano que el agua, pasó a ocupar la posición estructural superior. El petróleo así acumulado y por esa razón gradualmente fue desplazando el agua hacia abajo y este desplazamiento continuó, hasta que la saturación de agua se redujo al punto en que el agua se hizo discontinua y cesó de fluir. Esta saturación irreducible siempre se halla en los yacimientos petrolíferos, en aquellas partes donde se encuentran a distancia suficiente del nivel de agua.<sup>[12]</sup>

Un punto clave en la caracterización dinámica de yacimientos es conocer la energía del mismo. La energía de los yacimientos es la capacidad que éstos tienen para expulsar los hidrocarburos y otros fluidos a la superficie a través de los pozos. Esta energía es conocida como la “presión” de yacimiento. Por ser la presión la información básica más importante para los cálculos del comportamiento del yacimiento es necesario conocer todos los tipos que existen dependiendo del estado del fluido y de la zona analizada.

### **2.3.5 Presión**

La presión de formación, llamada también presión de poros, presión de roca o presión de yacimiento, es la presión a la cual están los fluidos dentro de los poros de la formación antes o después de la producción de los fluidos. La presión inicial, es la original del yacimiento antes de haberse producido los fluidos.

La presión promedio, es definida, en un yacimiento sin influjo de agua, como la presión que debería alcanzarse si los pozos estuviesen cerrados por



tiempo indefinido. Una definición equivalente, asumiendo compresibilidad uniforme, es la presión promedio obtenida por planimetría a un mapa isobárico del yacimiento.<sup>[12]</sup>

#### **2.3.5.1 Presión del Yacimiento o Presión Estática del Fluido**

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

Por lo tanto, la presión del yacimiento, es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después que se hayan establecido las operaciones de producción. La presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio.<sup>[12]</sup>

#### **2.3.5.2 Presiones Estáticas al DATUM**

Las presiones estáticas medidas en los pozos, generalmente se corrigen al tope del intervalo perforado de producción 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 es generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos.

Las presiones promedio a utilizar para el estudio, son aquellas referidas a un plano de referencia denominado datum, de tal manera que el promedio de

presiones a este datum se aproximara a la presión actual en todos los puntos del yacimiento.

Para efectuar el cálculo de presiones al datum se requiere hacer una revisión de los siguientes parámetros: Gradiente estático del pozo, gradiente estático del yacimiento, profundidad de la perforación, profundidad de medición, presión estática a la presión de medición, profundidad del plano de referencia (DATUM), elevación de la mesa rotaria.<sup>[12]</sup>

### **2.3.5.3 Gradiente de Presión**

El gradiente de presión es la presión ejercida por la columna de fluido por pie de profundidad es decir, se le conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie.<sup>[12]</sup>

Los gradientes normales en los yacimientos, varían de un máximo alrededor de 0,5 lpc/pie para salmueras a 0,433 lpc/pie para agua dulce a 60°F, y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0,10 y 0,30 lpc/pie, además su variación dependerá de la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,002 lpc/pie para gas natural a 100 lpca.

### **2.3.5.4 Presión de Rocío**

La presión de rocío puede definirse como la presión a la cual se forma la primera gota de líquido al pasar de un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. El conocimiento de la presión de rocío o retrógrada, es importante en el estudio de yacimientos de gas condensado porque a

presiones por debajo de ésta ocurre la condensación retrógrada en el yacimiento.

La predicción de yacimientos de gas condensado ha sido muy difícil debido a los cambios de fases que ocurren constantemente, como condensación retrógrada a presiones por debajo de la presión de rocío y revaporización del condensado retrógrado a bajas presiones ( $< 1.000$  lpc).

### **2.3.6 Reservas**

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados. Ellos constituyen el capital de la industria, por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia. <sup>[10]</sup>

#### **2.3.6.1 Clasificación de las Reservas**

Existen diversos criterios para clasificar las reservas, sin embargo se tomará en cuenta la establecida por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP), en la cual se establecen las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas. De acuerdo a este criterio las reservas se clasifican en probadas, probables y posibles, y se diferencian de acuerdo al grado de certeza aportado por la información geológica y de ingeniería disponible. <sup>[10]</sup>

#### **2.3.7 Métodos para el Cálculo de Reservas**

Algunos métodos para la estimación de reservas de un yacimiento son:

- Método Volumétrico
- Balance de Materiales
- Curvas de Declinación de Producción.

### **2.3.7.1 Método Volumétrico**

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

Este método permite efectuar una estimación acerca del tamaño y geometría del yacimiento, proporcionando un estimado preliminar de los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio, valor al que se le debe aplicar un factor de recobro con el fin de obtener las reservas recuperables. La geometría del yacimiento, junto con volúmenes originales en sitio, permite diseñar la densidad de perforación en el yacimiento (número de pozos).

Para calcular las reservas recuperables de un yacimiento por el método volumétrico, se multiplican las reservas originales en sitio, es decir, POES, COES (Condensado Original En Sitio) y GOES, por su factor de recuperación o recobro.

Para determinar el factor de recobro de un yacimiento se hace necesario conocer su mecanismo de producción, así como también conocer las propiedades físicas de la roca yacimiento y las características de los fluidos que contiene. <sup>[11]</sup>

### **2.3.7.2 Balance de Materiales**

Este método se fundamenta en el principio de conservación de la energía donde el volumen de control aplicado a este principio es el yacimiento. Se fundamenta en que el volumen poroso de un yacimiento (volumen de control) permanece constante o puede ser determinado cada vez que se produce una

reducción de presión del yacimiento como consecuencia de la producción de fluidos.

Bajo estas condiciones es posible entonces igualar la expansión de los fluidos del yacimiento debido a una caída de presión, a la cantidad de petróleo, gas y agua extraída del yacimiento, menos la posible entrada de agua al mismo, siempre y cuando dichos volúmenes se refieran a las mismas condiciones de presión y temperatura.

El volumen inicial de fluidos en el yacimiento es igual al volumen remanente de fluidos en el mismo, más el volumen de fluidos extraídos, menos el posible volumen de agua que pudo haber entrado al sistema.

El método de balance de materiales tiene como objetivo principal lograr una estimación del POES y GOES en el yacimiento. Relaciona la producción y la declinación de la presión respectiva y se utiliza cuando se puede disponer de una adecuada historia de producción y presión del yacimiento.

La aplicación exitosa de este método requiere necesariamente de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento. Igualmente se hace necesario que aproximadamente 5 a 10% del petróleo original en sitio haya sido producido, con el fin de que se establezcan las condiciones de equilibrio requeridas del yacimiento y las ecuaciones respectivas aporten los resultados aceptables y lógicos para su aplicación.<sup>[11]</sup>

### ***Balance de Materiales para Yacimientos de Gas***

Se puede utilizar el método de Balance de Materiales, ya sea volumétrico o por empuje hidráulico, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_f = V_i - W_e + B_w W_p \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$\text{Gas Producido} = \text{Gas Inicial en Sitio} - \text{Gas Remanente en Sitio} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

$V_f$ : Volumen poroso final disponible para el gas (BY)

$V_i$ : Volumen poroso inicial disponible para el gas (BY)

$W_e$ : Intrusión de agua (BY)

$W_p$ : Volumen de agua producido acumulado (BN)

$B_w$ : Factor volumétrico del agua (BY/BN)

Partiendo de la Ec. 2.2, se puede expresar:

$$\frac{P_n G_p}{T_n} = \left( \frac{P_i V_i}{Z_i T} \right) - \left( \frac{P_a (V_i - W_e + B_w W_p)}{Z_a T} \right) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

$P_n$ : Presión a condiciones normales (lpca)

$G_p$ : Volumen de Gas producido (PCN)

$T_n$ : Temperatura a condiciones normales (°R)

$P_i$ : Presión inicial del yacimiento (lpca)

$V_i$ : Volumen poroso inicial disponible para el gas (BY)

$Z_i$ : Factor de desviación inicial del gas

$T$ : Temperatura del yacimiento (°R)

$P_a$ : Presión en un momento dado (lpca)

$W_e$ : Intrusión de agua (BY)

$B_w$ : Factor volumétrico del agua (BY/BN)

$W_p$ : Volumen de agua producido (BN)

Za: Factor de desviación del gas en un momento dado.

La ecuación de balance de materiales ofrece un método de cálculo de petróleo o gas original en sitio, así como los efectos de un posible acuífero, usando datos de producción y presión reales. La ecuación de balance de materiales es el único método que emplea respuestas dinámicas del yacimiento como la producción, para la estimación de los volúmenes originales de fluidos en sitio, es decir, lo que determina dicha ecuación es el volumen de fluidos en el yacimiento que es afectada por la producción. <sup>[11]</sup>

### **2.3.7.3 Curvas de Declinación de Producción**

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento de petróleo. Su característica dinámica proviene del hecho de que se utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables. <sup>[11]</sup>

Este procedimiento lleva implícito una suposición básica:

*“Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”*

Dado que la aplicación de éste método requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento para el pozo o yacimiento, cualquier factor que altere o modifique ésta tendencia, limitará la aplicación del método.

Entre estos factores tenemos:

- Períodos desiguales de tiempo en las medidas de producción.
- Cambio en la productividad de los pozos.
- Completación de nuevos pozos.
- Interrupción de los programas de producción.
- Veracidad de la información disponible.

La aplicación del método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dichas tendencias. En general se busca un tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal para facilitar su extrapolación.

Básicamente siguen uno de los siguientes tipos:

### ***Declinación Exponencial***

Se dice que la tasa de producción declina exponencialmente con el tiempo, cuando su variación con el tiempo es expresada como una fracción de ella misma en una constante.

### ***Declinación Hiperbólica***

Es aquella en la cual la variación de la razón de pérdida con el tiempo es una constante.

### ***Declinación Armónica***

Es aquella en la cual la variación de la razón de pérdida con el tiempo es igual a 1, es un caso particular de la declinación hiperbólica.

## **2.3.8 Análisis Nodal**

El objetivo del Análisis Nodal de sistemas de producción radica en la combinación de los distintos componentes de un pozo de gas o petróleo, como por ejemplo: medio poroso, revestidores, tuberías de inyección/producción, cabezal del pozo, reductores, líneas de flujo, válvulas de seguridad y separador entre otros, todo esto, con el propósito de predecir las tasas de flujo y optimar estos componentes en el sistema. Esta técnica



permite al ingeniero modelar el comportamiento del pozo, permitiendo hacer rápidas comparaciones desde diferentes escenarios.<sup>[13]</sup>

En un análisis nodal se consideran todos los componentes del pozo, comenzando desde la presión estática del yacimiento ( $P_y$ ) y finalizando con la presión en el separador.

Esto influye: flujo a través del medio poroso (yacimiento), flujo a través de perforaciones y completación, flujo a través de reductor (estrangulador) en superficie, continuando hasta el separador.

La selección de la estrategia de producción de un yacimiento está basada en su flexibilidad, conservación de la energía y lo más importante en su economía, por lo que es preciso conocer todos los parámetros involucrados en la misma. Para alcanzar las condiciones óptimas para flujo del fluido proveniente del yacimiento, los componentes del sistema de producción deben ser adecuados, es decir, se deben tomar en cuenta las características del yacimiento a fin de escoger de manera óptima parámetros como:

- Diámetros de tuberías de producción, líneas de flujo, de reductores.
- Presiones de cabezal, y en el separador.
- Diseño del levantamiento artificial, entre otros.

Con esta técnica se obtiene la solución matemática de la interacción de los elementos antes mencionados, en un punto o nodo del sistema. Estos nodos pueden ser de dos tipos: Funcional y Solución.

#### **2.3.8.1 Nodo Funcional**

Es un punto a través del cual la respuesta de presión o flujo puede ser representada mediante alguna función matemática o física, ejemplo: reductor, válvula de seguridad y restricciones.

### **2.3.8.2 Nodo Solución**

En este punto o nodo, es en el cual se desea obtener la solución del sistema, por ejemplo: en el yacimiento, en el fondo del pozo, en el cabezal y/o en el separador.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

Para el desarrollo del presente estudio se cumplieron una serie de etapas basadas en el desarrollo de una metodología orientada a la obtención de resultados confiables conforme con la disponibilidad y certeza de los datos recopilados y atendiendo los parámetros básicos del yacimiento; todo esto sustentado en referencias bibliográficas y programas computarizados que permitieron llevar a cabo el cumplimiento del objetivo general de este estudio.

La metodología empleada para la consecución de los objetivos planteados en este proyecto se describe a continuación:

**3.1 Revisión bibliográfica** Esta etapa del estudio contempló la documentación mediante consultas manuales, libros referentes, búsquedas en bibliotecas, informes, consultas en bases de datos y lecturas preliminares acerca de todo lo que concierne a estrategias de explotación de yacimientos. La revisión bibliográfica se realizó con el fin de centrar el estudio tomando en cuenta trabajos anteriores.

En primer lugar se procedió a la revisión de información bibliográfica existente y todo aquel material que fuese necesario para clarificar conceptos y enfatizar sobre aspectos generales del área de estudio. Esta información bibliográfica también nos aportaría conceptos básicos y elementales que nos ayudarían a un mejor desenvolvimiento del estudio.

## **3.2 Validación del Histórico de Producción y Presión de la Arena ME-M2, Yacimiento JM-104C**

### **3.2.1 Validación del Histórico de Producción**

Esta etapa es una de las más importantes para el desarrollo de la investigación, pues permitió conocer a detalle el yacimiento estudiado.

La recopilación de la información para la ejecución del proyecto, fue obtenida mediante la revisión de:

- Carpetas de pozos.
- Históricos de pruebas de producción.
- Sumario de producción (mensual y acumulados).
- Mapas isopaco-estructural.

De la revisión de carpeta de pozos se extrajo la siguiente información:

- Arenas probadas o producidas de cada pozo de interés.
- Reparaciones y reacondicionamientos realizados a los pozos.
- Diagramas de completación.
- Estado mecánico de los pozos.
- Intervalos Cañoneados en la arena de Interés.
- Información General del Pozo.

De la recopilación y la calidad original de la información dependió la confiabilidad y credibilidad del estudio. No obstante, la información acerca del proyecto fue obtenida de los archivos de Carpeta de Pozos en Físico y Digital (SIMDE), la Aplicación Oild Field Manager (OFM) y Centinela (Figura 3.1).

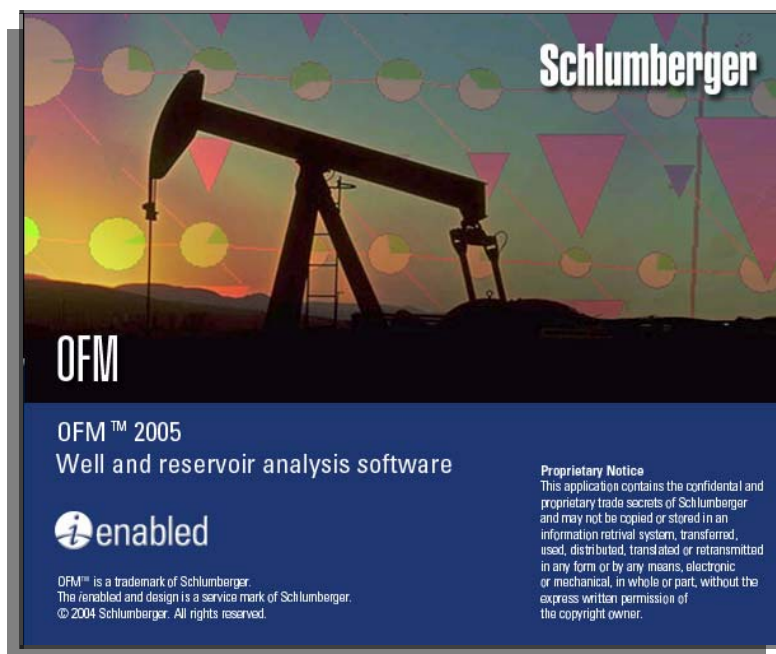


**Figura 3.1.** Carpetas de Pozos (Físico). Archivo ubicado en el Departamento de Archivos del COMPEX, Pdvsa Gas Anaco.

Para la obtención de los datos de producción del yacimiento y de los pozos asociados a éste, se utilizaron las herramientas citadas anteriormente, facilitadas por la empresa Pdvsa Gas Anaco (Centinela, OFM, SIMDE), así como los Sumarios de Producción por Pozo y por Yacimiento.

Se llevó a cabo, en primer lugar, una revisión minuciosa de los pozos que habían penetrado el yacimiento JM-104C en el mapa oficial, resultando un total de cincuenta y tres (53) perforaciones que atraviesan la Formación ME-M2, de los cuales cuarenta y ocho (48) pertenecen al Campo San Joaquín (nomenclatura JM) y cinco (5) al Campo Guarío (nomenclatura G). Estos se encuentran distribuidos en el área en dos estructuras dómicas alargadas y fueron clasificados según el estado actual de cada uno de ellos: probados, interpretados y completados (activos, inactivos y abandonados).

Básicamente para la validación de los datos de producción del yacimiento se descargó desde el programa Oild Field Manager (OFM) (Figura 3.2) toda la información referente a los fluidos producidos en el yacimiento, el histórico de producción de Agua, Gas y Petróleo, sumado a otras variables de importancia como la Fecha y la RGC, producidos por pozo desde el inicio de la producción del yacimiento hasta su actividad actual. El yacimiento no presentó proceso de inyección alguna durante toda su vida productiva.



**Figura 3.2.** Interfaz de la Aplicación Oild Field Manager (OFM)

El histórico de producción de petróleo, agua y gas en el yacimiento fue verificado partiendo de su comparación con la información reportada en las Pruebas de Producción para los períodos de actividad de cada pozo. La verificación fue complementada con la revisión de los Sumarios de Producción por Pozo y por Yacimiento, localizados en los archivos de producción del Distrito Gas Anaco.

Los datos de producción fueron validados en todos los casos tomando como premisa que la información fuera consistente con la Data Cruda de Pruebas de Producción de los pozos del Distrito como se muestra en la Figura 3.3, así como el hecho que no presentara desviación significativa de los parámetros con los que ha venido produciendo el pozo. Para ello se analizó el comportamiento de los mismos con el tiempo analizando pozo a pozo la tendencia de las gráficas de Agua, Gas y Petróleo en función del tiempo para cada pozo de forma individual y se examinó en los archivos de Operaciones y ultimas actividades e intervenciones a los pozos, para chequear el motivo de una posible desviación en las tendencias o comportamiento, tal como se muestra en la Figura 3.4.

The image shows a screenshot of a Microsoft Excel spreadsheet titled 'Microsoft Excel - data cruda PRODUCCION\_IDR\_SJ.GU.ROBLE'. The spreadsheet contains a large table with columns labeled A through S. The first few columns include 'MES AÑO DEL POTENCIO', 'ESTADOS', 'POZO', 'ARENA Y VA', 'C', 'H', 'I', 'Z', 'K', 'L', 'M', 'N', 'O', 'P', 'Q', 'R', 'S'. The rows contain numerical data for various wells, with some cells containing text like 'Ensayo-04' and dates. The spreadsheet is displayed in a standard Excel interface with a menu bar and toolbars visible at the top.

Figura 3.3. Ventana en Excel de Data Cruda - Producción de Campos San Joaquín-Guario-El Roble.

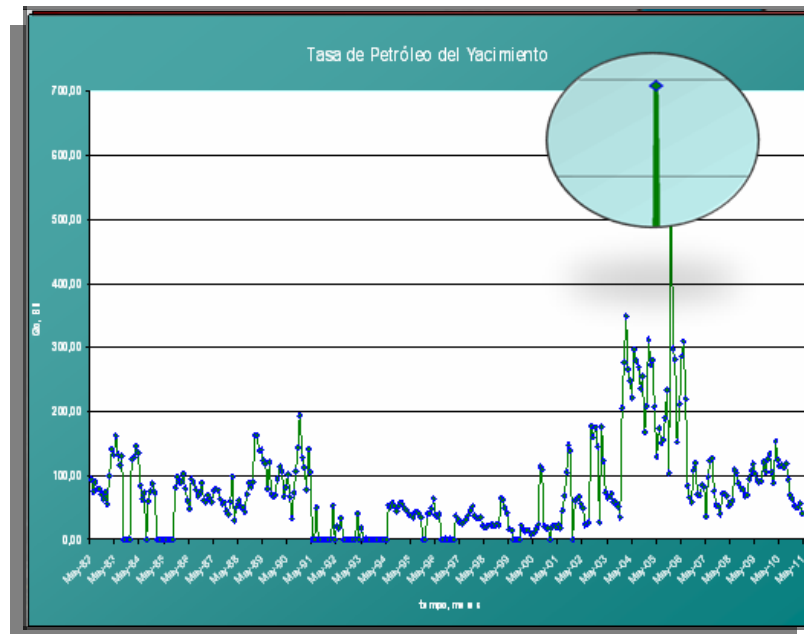


Figura 3.4. Gráfico de Comportamiento de la Tasa de Petróleo del Yacimiento.

Para validar los puntos que no siguieran el comportamiento normal de flujo se siguió una metodología basada en el promedio de la RGC. Así sucesivamente se validaron el resto de los puntos anómalos.

La RGC validada puede ser calculada a través de la Ecuación 3.1:

$$RGC_{val} = \frac{RGC_{anterior} + RGC_{siguiente}}{2} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

La tasa de gas utilizando la Ecuación 3.2:

$$q_{gi} = RGC_{val} * q_o \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Y luego el promedio de este utilizando la Ecuación 3.3:

$$q_{gi} = \frac{q_{gi-1} + q_{gi+1}}{2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$



## 3.2.2 Descripción de Herramientas Utilizadas

### 3.2.2.1 Carpeta de Pozos Digital (SIMDE\_WEB)

Este programa perteneciente a PDVSA se encarga de recopilar toda la información de reportes análisis y todos aquellos documentos que poseen información referente a pozos de determinadas zonas del país. El paquete ofrece una tabla de secciones para documentos de diferentes ramas, tales como:

- Análisis y Pruebas
- Correspondencia
- Informe Geológico
- Propuestas, Programas y Recomendaciones
- Reportes Operacionales.

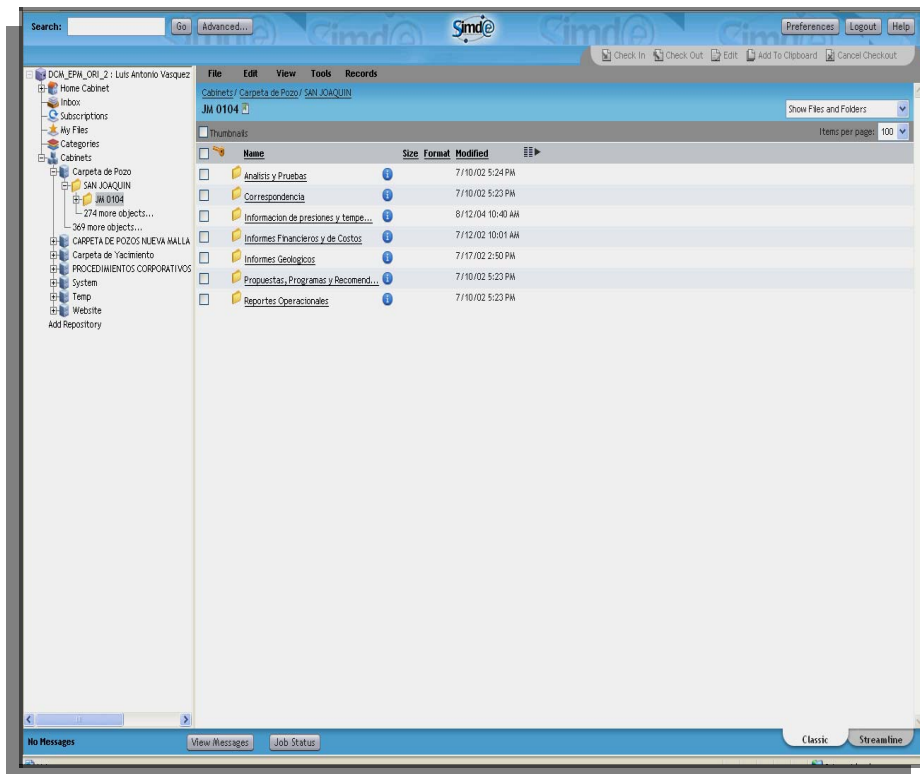


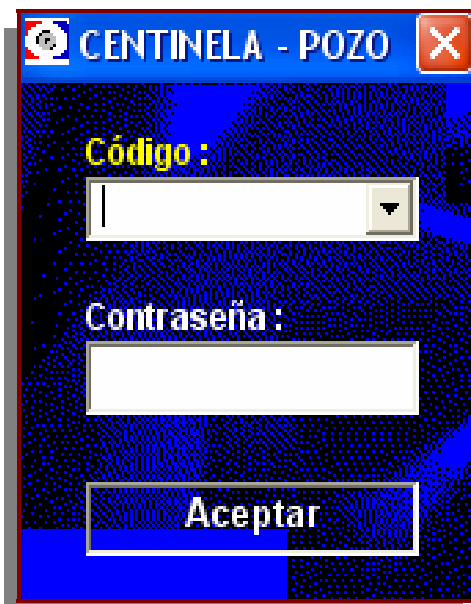
Figura 3.5. Ventana de SIMDE – Pdvsa.

### 3.2.2.2 Carpeta Física

En esta carpeta se encuentran archivados todos los trabajos de perforación, producción y operaciones de que se le hicieron al pozo, comenzando desde su perforación hasta el momento del cierre del pozo.

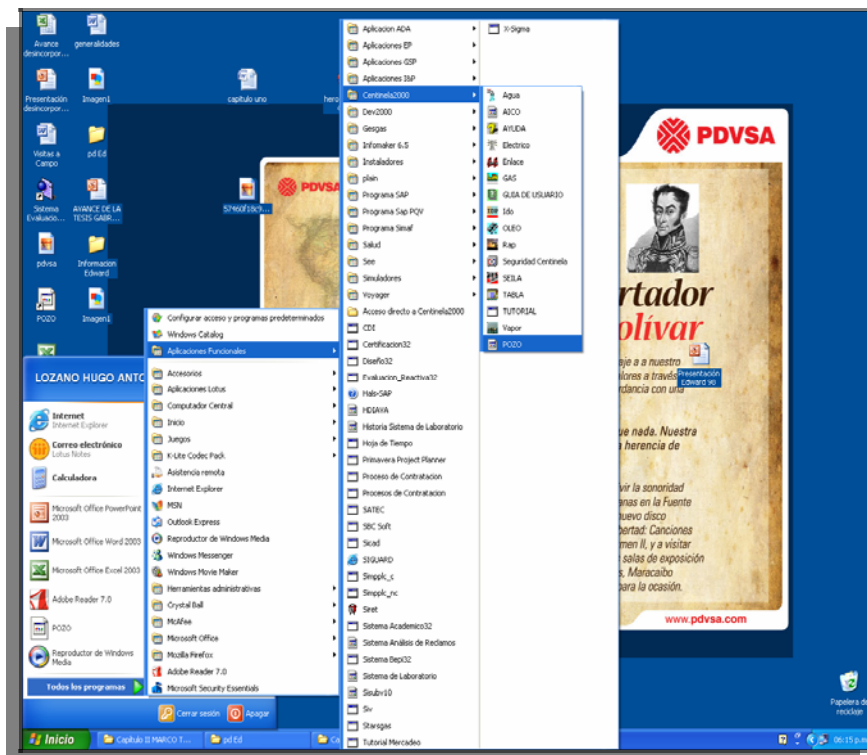
### 3.2.2.3 Aplicación Centinela 2000

Es una herramienta sistematizada cuyo objetivo principal es actualizar la información manejada desde el pozo hasta las estaciones de flujo, la cual permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; manteniendo información actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones de Oriente y Occidente. (Figura 3.6)



**Figura 3.6.** Interfaz de la Aplicación Centinela 2000.

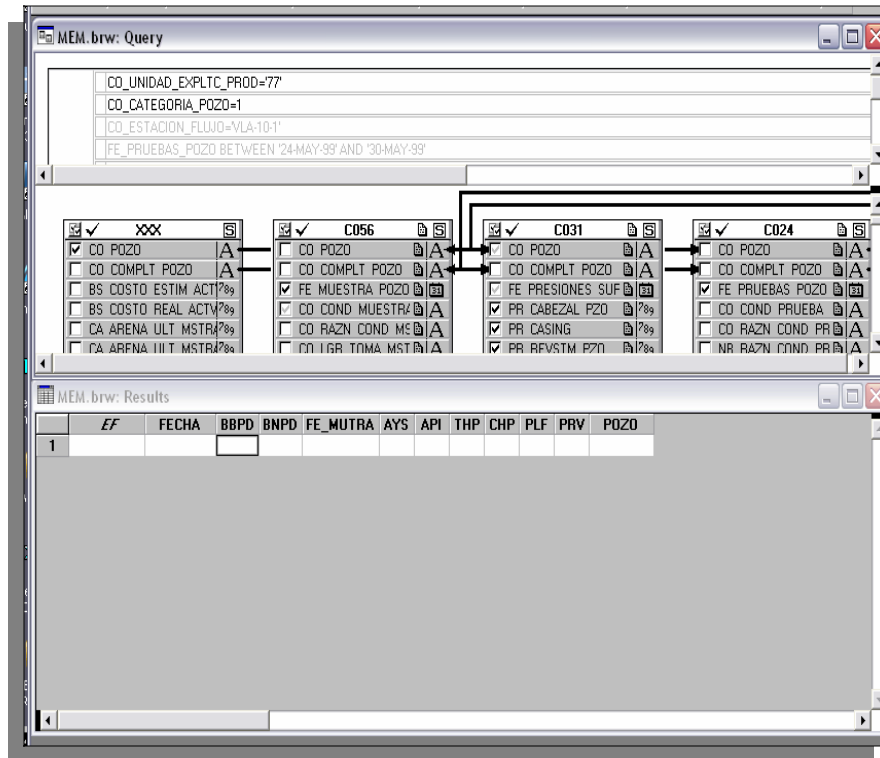
Para entrar al sistema se selecciona inicio, aplicaciones funcionales, se elige el icono “Centinela” y se desplegará los diferentes módulos disponibles (Figura 3.7). Los módulos de uso que se utilizaron durante el desarrollo del trabajo fueron: “AICO” para bajar reportes, sumarios de producción por pozo y por yacimiento e histórico de pruebas de producción



**Figura 3.7.** Ubicación en el escritorio de la Aplicación Centinela.

Aico es una herramienta que permite extraer información de la base de datos Centinela, específicamente del módulo pozo. Con ésta se realizó un reporte de los pozos completados en el yacimiento ME-M2/JM-104C con variables (Query) (Figura 3.8) como volúmenes de producción de fluidos,

presiones, zona de locación del pozo, categoría, corte de agua, con la finalidad de estudiar dichos pozos.



**Figura 3.8.** Módulo Aico de la Aplicación Centinela 2000.

Específicamente en el desarrollo del proyecto se utilizó el módulo “POZO”; aplicación que facilita información de manera oportuna y en línea, del estado operacional, mecánico y descriptivo de las características del sistema de producción de los pozos en función de su ubicación en zonas establecidas en el Campo San Joaquín.

La herramienta permite actualizar y consultar datos de informes oficiales, sobre instalaciones y equipos asociados a la gestión de producción.

Una vez en el programa se procedió a verificar el estado de cada uno de los pozos, sus condiciones en superficie, tal como presión de línea, la presión de cabezal del pozo, la fecha de apertura y cierre para distintos

períodos de producción, así como también las condiciones de fondo como el tipo de completación, las condiciones de flujo, el potencial aportado, el número de completaciones, entre otros parámetros importantes para conocer el escenario actual del yacimiento. La interfaz que permitió la búsqueda se presenta a continuación en la Figura 3.9.

**Pozo Superficie**

Pozo : JM 104      Zona de Supervisión: 44 ZONA 1, ANACO  
Sector de Operación: GC11 SAN JOAQUIN

**Completaciones del Pozo**

Completación	Ultimo Estado	Sufijo	Potencial
1 PRIMERA COM	BT FLUY.POR TUBERIA DE P	13/10/201117:00:00 Z SIMPLE SENC	

**Pruebas de Producción del Pozo**

Generar Gráfico   Niveles de Gas   Aceptar   Rechazar   Medicion

Tipo	Fecha Inicio	Fecha Final	Instalación Tipo	Instalación Código	Equipo Tipo	Equipo Código	BTPD	BBPD	BNPD	GAST	GASL	Condi
C	13/07/201101:00	13/07/201107:00	EP	SJ04	SEPP	SV1095	42	42	16	1327		B PO
C	22/05/201120:00	23/05/201114:45	EP	SJ04	SEPP	SV1095	35	35	20	1434		B PO
C	13/05/201111:00	13/05/201119:00	EP	SJ04	SEPP	SV1095	57	57	33	1140		M PO
C	29/11/201017:00	30/11/201006:00	EP	SJ04	SEPP	SV1095	12	12	5	1302		A PO
C	09/10/201006:00	09/10/201017:00	EP	SJ04	SEPP	SV1095	29	29	14	1716		A PO

**Figura 3.9.** Eventos de un Pozo. Módulo Centinela-Pozo.

### 3.2.2.4 Oil Field Manager (OFM - Gerencia de Yacimientos)

Es un sistema integrado que permite trabajar con una amplia variedad de datos para identificar tendencias, anomalías, y pronosticar producción. Esta poderosa aplicación desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y de petrofísica. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un eficaz conjunto de herramientas para

automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria para el análisis del yacimiento.

Estos tipos de datos son los siguientes:

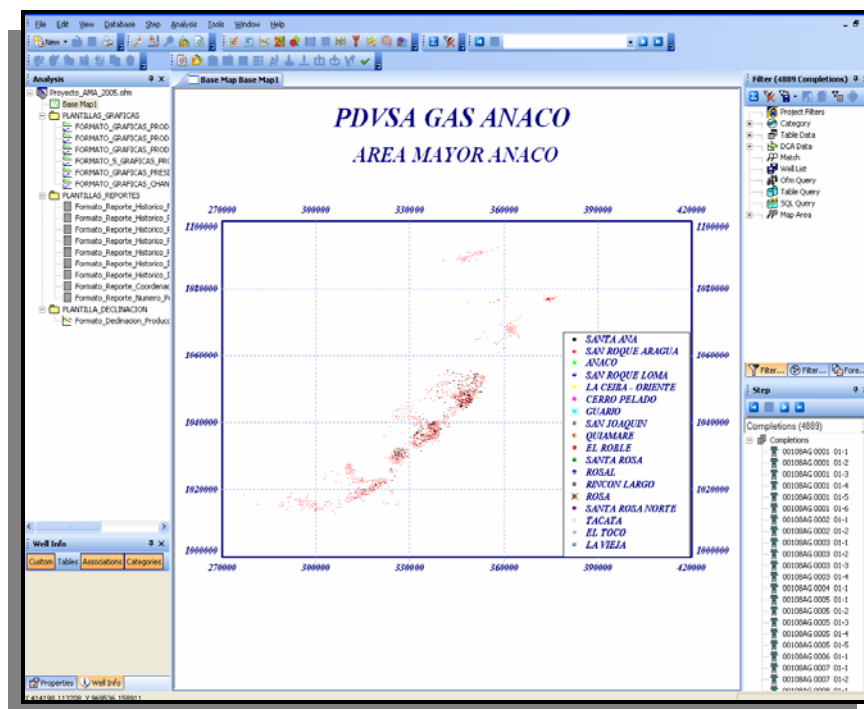
- Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y eventual).
- Datos dependientes de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación o pruebas especiales como el caso de pruebas de presiones).
- Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de operaciones).

Para la utilización de esta información OFM trabaja con un grupo de tablas que contienen datos correspondientes.

Esta aplicación permite la generación de reportes de producción de los pozos en estudio. Dicha información contiene los datos de producción acumulada por trabajo para cada pozo, así como los estados de cada arena completada. Asimismo permite graficar cualquier variable dinámica por pozo para visualizar de manera cualitativa el aporte de cada pozo durante la vida productiva del yacimiento.

Iniciando OFM se debe seleccionar el proyecto con el cual se desee trabajar. Ubicado en la opción FILE/NEW se puede crear un nuevo proyecto para los cuales se debe cargar los datos. Con la opción FILE/OPEN se puede seleccionar el proyecto con el cual se desea trabajar. Después de seleccionar el proyecto, aparecerá el mapa base, lo que indica el inicio del trabajo (Figura 3.10).

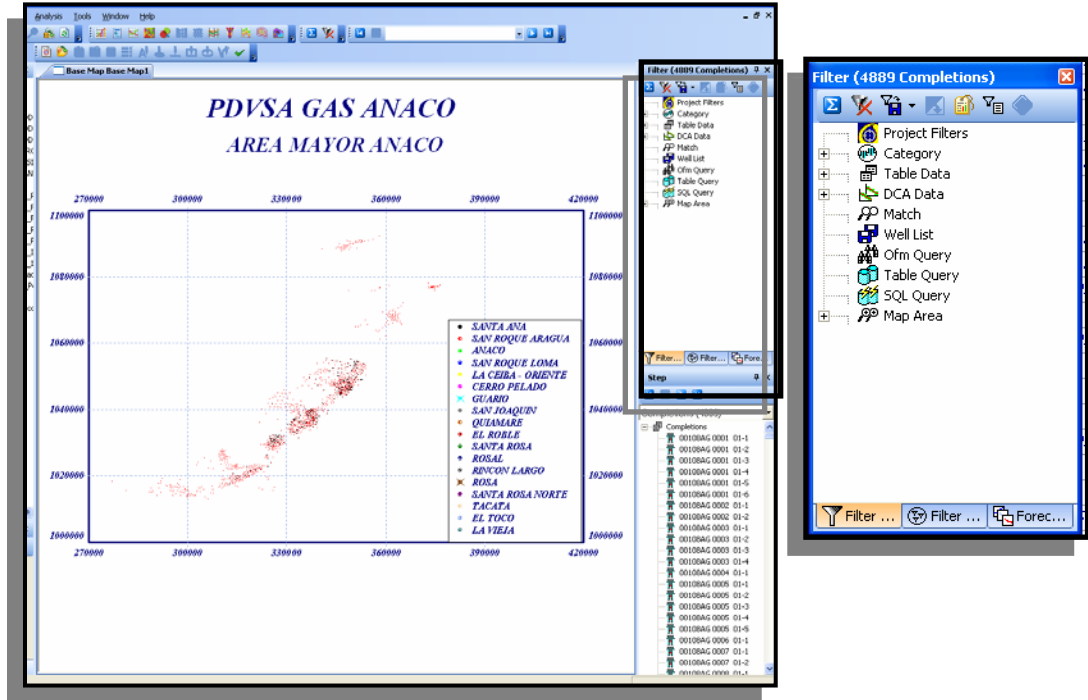
Luego se ingresa al proyecto en el cual se elige o filtra, el (los) campo(s), yacimiento(s) o pozo(s) que se desea analizar, ya que en el mapa base se muestra todos los datos del proyecto. El filtro se ejecuta mediante el menú FILTER, con cuya opción, toda la información del sistema se maneja más rápidamente, porque solamente el programa lee los datos del proyecto de interés. Entre las aplicaciones que posee esta herramienta, se tiene una de gran importancia como lo es la realización de reportes: (Figura 3.11)



**Figura 3.10.** Mapa Base. Ventana inicial de la Aplicación OFM.

Para acceder al módulo de reportes se debe hacer click en REPORT y se selecciona la o las variables que se necesita aparezcan en el reporte. En el reporte también es posible darle instrucciones al programa para que realice operaciones de suma o promedios, o simplemente separaciones de las variables al final del reporte, éstas pueden ser anuales, semestral o

semanalmente, además el programa posee el comando FILE/AUTO PRINT que permite imprimir automáticamente el reporte realizado.

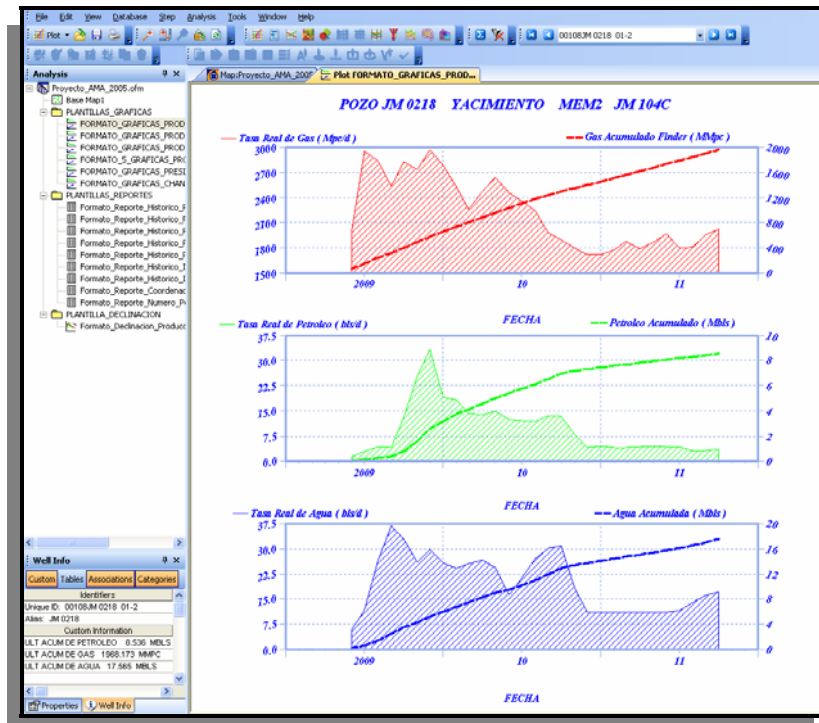


**Figura 3.11.** Módulo de Filtro de la Aplicación OFM.

La herramienta OFM de igual manera permite representar gráficos en XY con las diferentes variables cargadas en el proyecto. Para acceder al módulo gráfico se debe hacer click en plot o en el menú ANALYSIS, eligiendo la opción PLOT y aparecerá una pantalla que mostrará todas las ventanas necesarias para realizar los gráficos (Figura 3.12).

Esta aplicación posee varias ventanas que sirven para crear gráficos. En la ventana PLOT DATA se puede escoger el número de gráficos que se desea realizar con sus respectivas variables. Pueden crearse hasta un máximo de seis gráficos, a su vez cada gráfico puede tener hasta un máximo de seis variables y dos ejes Y.

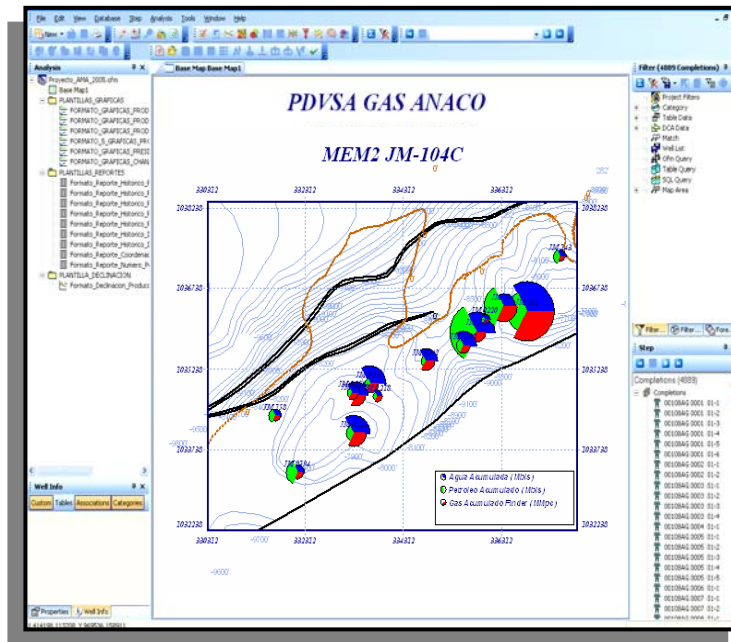




**Figura 3.12.** Modelo de Gráfica o Plot Data en la Aplicación OFM.

En cada gráfico desplegado se pueden realizar anotaciones, leyendas y encabezados también es posible editar cada curva, ejes, escala y leyenda. Se puede guardar el formato realizado para su posterior disponibilidad. También es posible almacenar la información a través de una opción llamada DATA SAFE. También en este módulo está disponible el AUTO PRINT.

Con ayuda de esta aplicación es posible realizar Mapas de Burbuja o mapas del yacimiento en estudio que muestran la información de forma más dinámica y representativa, con círculos sobrepuestos en la ubicación de cada pozo. Los círculos varían en tamaño y color con relación a la información específica de cada pozo tal como su producción acumulada de gas, agua y petróleo (Figura 3.13).



**Figura 3.13.** Modelo de Mapa de Burbuja en la Aplicación OFM.

Cuando se seleccionan múltiples variables puede ser mostrado un diagrama de torta en el mapa de burbuja. Los mapas de burbujas pueden mostrar el comportamiento para un período de tiempo dado.

En relación al mapa base del proyecto, esta aplicación permite realizar, asimismo Mapas de Grilla. El Mapa de Grilla es una herramienta que ayuda a identificar las tendencias de una propiedad referente al yacimiento desde un color más claro mientras menor es el valor de la magnitud haciéndose más oscuro hacia la zona de mayor valor. La generación de la malla (grilla) requiere de la utilización de técnicas de interpolación, para crear iso-líneas o iso-áreas referentes a una variable específica. La herramienta dispone de las siguientes técnicas de interpolación:

- Nearest neighbor.
- Cubic Spline.
- Kringing.

A partir de los mapas de grilla, OFM permite elaborar mapas de contornos y de superficies que muestran lo mismo que los mapas de grilla; estos mapas son muy útiles en la ingeniería de yacimientos, ya que pueden realizarse diferentes mapas, tales como: mapas de producción, RGP, corte de agua, etc. (Figura 3.14).

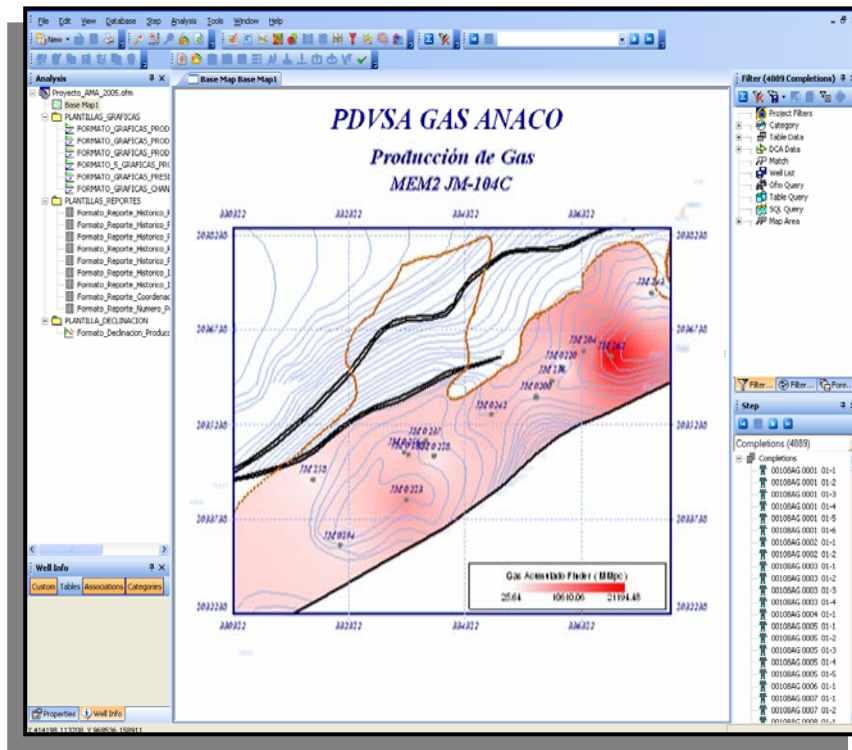


Figura 3.14. Modelo de Mapa de Grilla en la Aplicación OFM.

### 3.2.3 Generación de un Modelo de Presiones:

Uno de los parámetros más importantes en la caracterización de yacimientos lo representa la presión, ya que ésta representa la energía con la cual el yacimiento va a producir sus reservas. Conocer su valor desde el descubrimiento del yacimiento y durante su vida productiva, permite inferir, acompañado de otros parámetros, la vida útil de los pozos perforados en él y de alguna manera el potencial esperado para el yacimiento.

Luego de haber revisado y comparado los datos del histórico de presión con los de Carpeta de pozo, Centinela y los recopilados en archivos del departamento de ingeniería de yacimiento del Campo San Joaquín, estos fueron corregidos a un nivel de referencia denominado Datum ubicado a 7.900 pies bajo el nivel del mar. Para hacer la corrección a tal nivel de referencia (Datum) se recopiló y validó la información de los siguientes parámetros:

- Presión estática a la profundidad de medición o la presión medida a cierta profundidad en el momento de realizar la medición. Esta fue revisada y comparada con la carpeta de pozo, centinela e histórico de presión ubicado en archivos físicos recientes.
- Gradiente estático del pozo: es generalmente calculado, durante las pruebas de presión que se realizan en el yacimiento. Se comparó el reportado en el histórico de presión con el reportado en carpeta de pozo. Cabe destacar que no existe un gradiente estático único por pozo, ya que éste depende o es función de la segregación y la profundidad de cada perforación.
- Profundidad de las perforaciones: este dato representa la profundidad a la cual fueron cañoneadas y completadas las arenas, la cual se obtiene del tope de los intervalos cañoneados. Se comparó la contenida en el histórico de presión con la reportada en carpeta de pozo.
- Profundidad de medición: representa la profundidad, con relación al terreno, a la cual se hizo la medición. Esta información fue revisada y comparada de Carpeta de pozo e histórico de presión.
- Datum o plano de referencia: es la profundidad bajo el nivel del mar, a la cual se refiere la presión de un yacimiento.

A través de la Ecuación 3.4 se lleva esta presión medida a la profundidad de la cara de la arena:

$$P_{CA} = P_{MED} + (Prof_{CA} - Prof_{MED}) * Grad_{POZO} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

*Donde:*

$P_{CA}$ : presión a la profundidad de la cara de la arena (lpc).

$P_{MED}$ : presión medida por el sensor (lpc).

$Prof_{CA}$ : profundidad de la cara de la arena (pie).

$Prof_{MED}$ : profundidad de medición del sensor (pie).

$Grad_{POZO}$ : gradiente de presión del pozo. (Lpc/pie).

En un sentido práctico, fue muy útil referir las presiones medidas en los pozos a un nivel datum y mapear la distribución de las presiones del yacimiento entero. De esta manera la distribución del potencial y por lo tanto la dirección del movimiento del fluido en el yacimiento puede apreciarse de un vistazo ya que la distribución de la presión datum es equivalente a la distribución del potencial.

Tomando en cuenta el efecto que produce la gravedad y profundidad en la presión, se refirieron todos los datos de presión a una misma profundidad, esta profundidad se encuentra cercana a la profundidad del centro de gravedad del yacimiento que se ubica en 7.900 pies para el yacimiento en estudio. A través de la Ecuación 3.5 se llevaron las presiones medidas en la cara de la arena a la profundidad de 7.900 pies:

$$P_{DAT} = P_{CA} + [(Prof_{CA} + EMR) - Prof_{DAT}] * Grad_{YAC} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

*Donde:*

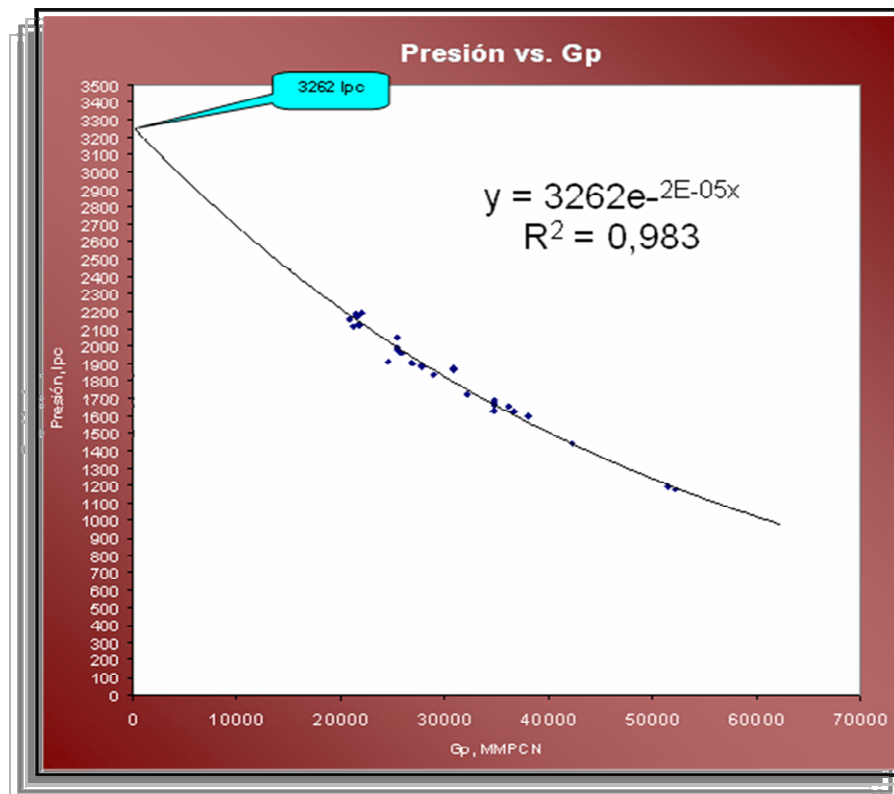
$P_{DAT}$ : presión a la profundidad del datum [Lpc].

*EMR*: elevación de la mesa rotaria [pie].

*Prof<sub>DAT</sub>*: profundidad del datum [pie].

*Grad<sub>YAC</sub>*: gradiente de presión del yacimiento. [Lpc/pie].

Partiendo de las pruebas de BHP-BHT y de las Pruebas de Formación (RFT, MDT, entre otras) anteriormente validadas se procedió a realizar la gráfica de todos estos puntos de presión contra el Gas Producido como se muestra en la Figura 3.15, para estimar la Presión Inicial del Yacimiento. Adicionalmente, la gráfica generó la ecuación de tendencia hacia la que se inclina la curva con la cual se obtuvo el modelo de presiones. El Modelo de Presiones permitió estimar una presión de yacimiento a cualquier fecha de la vida productiva.



**Figura 3.15.** Puntos de Presión en todo el tiempo de Producción del Yacimiento.

Posteriormente, partiendo del Modelo de Presiones se pudo estimar reservas del yacimiento a través del Método de Declinación de  $P/Z_2f$  vs  $G_{pt}$ , explicado detalladamente más adelante.

### 3.2.3.1 Cálculo de la Presión Inicial del Yacimiento

*CORPOVEN* y *TOTAL* desarrollaron una ecuación (Ecuación 3.6) que permite determinar con gran exactitud la presión y temperatura inicial de los yacimientos, basándose en que la presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en forma casi lineal. Multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel del mar por el gradiente de la columna de agua (0,435 lpc/pie).

Ecuación:

$$P_i = 0.43 * (Pr of .Datum) + 71.117 \quad (\text{Ec. 3.6})$$

La presión inicial obtenida por esta ecuación fue comparada con la presión medida en el primer pozo productor del yacimiento (JM-104C) en los primeros días de producción, valor mostrado en la línea de tendencia generada durante la validación de las presiones.

### 3.2.3.2 Cálculo de Propiedades PVT del Yacimiento

El yacimiento JM-104C, arena ME-M2, no contó con un Análisis PVT durante sus inicios de producción. Debido a la ausencia de las propiedades del fluido para la caracterización del yacimiento, fue necesario la generación de un PVT sintético con la aplicación MBal y comparado con correlaciones basadas en aquellas desarrolladas para yacimientos de gas condensado del oriente del país, obtenidas de la literatura del Ing. Rojas G., siendo estas correlaciones las más recomendadas por tener menor porcentaje de error en la consistencia de los fluidos.

Para determinar los parámetros PVT del yacimiento se caracterizó el fluido en primera instancia y se calcularon las propiedades mediante el uso de correlaciones.

### **Relación Gas-Condensado inicial y Gravedad API del Fluido ( $^{\circ}$ API)**

La gravedad API fue determinada a partir del promedio de las pruebas iniciales de los primeros pozos en producción del yacimiento. Al igual que para la estimación de la gravedad API, la Relación Gas-Condensado Original del yacimiento fue determinada a partir del promedio de las pruebas iniciales de los primeros pozos de producción del yacimiento.

### **Gravedad Específica del Gas Condensado ( $\gamma_g$ )**

$$M_c = \frac{6084}{API - 5.9} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$\gamma_g = \frac{Mg}{Ma} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$\gamma_{GC} = \frac{RGC * \gamma_g + 4584 * \gamma_c}{RGC + 132800 \gamma_c / M_c} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

**Donde:**

$\gamma_{gc}$ = gravedad específica del gas condensado (aire=1)

$\gamma_g$ = gravedad específica del gas de separador (aire=1)

$\gamma_c$ = gravedad específica del condensado (agua=1)

RGC= relación Gas Condensado, PCN/BN

$M_c$ = Peso molecular del condensado, lbm/lbmol



$M_g$ = Peso molecular del gas de separador, lbm/lbmol  
( $M_a=28.96$ lbm/lbmol)

Subíndices:  $g$ =gas,  $c$ =condensado,  $gc$ =gas condensado.

### **Presión de Saturación del Fluido (Proc).**

La presión en el punto de rocío se obtuvo por medio de la correlación de Maita, Him y Rojas, cuyas ecuaciones permiten calcular %C<sub>7+</sub> y RGC en base a información de pruebas de producción: Relación Gas-Condensado, gravedad específica del gas de separador, gravedad API del condensado de tanque y temperatura del yacimiento.

$$Pr oc = K_1 * \left[ \frac{RGC^{K_2}}{(\% C_7 +)^{K_3}} * K_8 * API^A \right] \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$A = K_4 * Temp^{K_5} - K_6 * (\% C_7 +)^{K_7} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

%C<sub>7+</sub>=porcentaje de C<sub>7+</sub> de la mezcla (gas condensado)

RGC= relación gas condensado, PCN/BN

$\gamma_g$ = gravedad específica del gas de separador (aire=1)

API= gravedad API del condensado de tanque

Temp= temperatura del yacimiento, °F

Proc= presión de rocío, lpc

$$K_1 = 346.7764689$$

$$K_5 = 0.281255219$$

$$K_2 = 0.0974139$$

$$K_6 = 0.00068358$$

$$K_3 = -0.294782419$$

$$K_7 = 1.906328237$$

$$K_4 = -0.047833243$$

$$K_8 = 8.417626216$$

**Factor de desviación del gas ( $Z_{2f}$ ).**

Para ello fue necesario determinar primero las propiedades pseudocríticas, las cuales se calcularon por medio de las siguientes correlaciones (Standing):

$$P_{sc} = 706 + 51.7 \cdot \gamma_{gc} - 11.1 \cdot \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 3.13})$$

$$T_{sc} = 187 + 330 \cdot \gamma_{gc} - 71.5 \cdot \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Luego de haber obtenido la  $P_{sc}$  y la  $T_{sc}$  con la presión y temperatura del yacimiento se obtuvo:

$$P_{sr} = \frac{P_i}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

y

$$T_{sr} = \frac{(T_f + 460)}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Una vez obtenidos los valores de  $P_{sr}$  y  $T_{sr}$  se determina el factor de compresibilidad ( $Z$ ) Por su parte el factor de compresibilidad bifásico se determinó a través de la correlación de Rayes, Piper y McCain, la cual se aprecia en la ecuación:

$$Z_{2f} = A_0 + A_1(P_{sr}) + A_2\left(\frac{1}{T_{sr}}\right) + A_3(P_{sr})^2 + A_4\left(\frac{1}{T_{sr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{P_{sr}}{T_{sr}}\right) \quad (\text{Ec. 3.17})$$

$$A_0 = 2.24353$$

$$A_3 = 0.000829231$$

$$A_1 = -0.0375281$$

$$A_4 = 1.53428$$

$$A_2 = -3.56539$$

$$A_5 = 0.131987$$

**Factor Volumétrico del Gas Condensado ( $B_{gc}$ ).**

$$B_g = 0.02829 \frac{Z^*T}{P}, PCY/PCN \quad (\text{Ec. 3.18})$$

**3.3 Cálculo de Volúmenes Originales en Sitio de Petróleo y Gas, a través de la Técnica de Balance de Materiales**

**3.3.1 Método Volumétrico**

La aplicación del método volumétrico resultó de mucha utilidad en la determinación del volumen inicial de hidrocarburos y las reservas de aquellos yacimientos que no disponen de suficiente información de presión y producción. Este método es de gran ayuda en el caso de yacimientos nuevos en los que un estimado rápido de las reservas es necesario después de la perforación del primer pozo ya que contribuye con la realización de una adecuada planificación del resto de los pozos y la construcción de las facilidades de superficie, entre otras contribuciones.

Para efectos del cálculo del Gas Condensado Original En Sitio (GCOES), Gas Original En Sitio (GOES) y Condensado Original En Sitio (COES) fueron empleados parámetros relacionados con las propiedades de los fluidos y de las rocas. Dichas propiedades se determinaron a partir de un estudio de PVT realizado y del análisis Petrofísico en el caso de las rocas (la evaluación petrofísica fue suministrada por PDVSA Gas Anaco).

La estimación del volumen de hidrocarburos inicial de un yacimiento es uno de los pasos más importantes en la definición del mismo. La distribución espacial de las propiedades de la roca y los fluidos permiten calcular el volumen de Gas Condensado Original En Sitio (GCOES). Este método se fundamenta en estimar el GCOES mediante los parámetros geométricos del

yacimiento, capacidad de acumulación de fluidos, saturación de hidrocarburos y factor volumétrico del gas iniciales.

Una vez obtenidos y verificados los parámetros antes mencionados, se procedió a realizar el cálculo del GCOES. Con respecto al desarrollo de este método, se usaron valores promedio de porosidad, saturación de agua inicial, espesor y factor volumétrico del gas condensado inicial para todo el yacimiento. A partir de estos datos se determinó el GCOES utilizando la siguiente ecuación:

$$GCOES = \frac{43560 * \bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi}) * \bar{h} * A}{\bar{B}_{gci}} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

*Donde:*

*GCOES: Gas Condensado Original en Sitio.*

$\bar{\phi}$  : *Porosidad Promedio*

$\bar{S}_{wi}$  : *Saturación de agua inicial Promedio*

$\bar{B}_{gci}$  : *Factor Volumétrico del gas condensado Promedio.*

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

*A: Área Total del yacimiento (acres).*

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

$$GOES = GCOES * f_g \quad (PCN) \quad (\text{Ec. 3.20})$$

$$fg = \frac{RGCi}{RGCi + 132.800 * \frac{\gamma_c}{Mc}} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

Dividiendo el GOES por la RGCi (relación gas condensado inicial, PCN/BN) se obtuvo el COES:

$$COES = \frac{GOES}{RGC} \quad (BN) \quad (\text{Ec. 3.22})$$

*Donde:*

$\gamma_c$  = Gravedad específica del condensado de tanque (aire = 1)

$Mc$  = Peso molecular del condensado de tanque.

$\gamma_{gc}$  = Gravedad específica del gas condensado.

$Z_{gci}$  = Factor de compresibilidad promedio inicial del gas condensado a  $P_i$  y  $T_{yac}$ . Se puede determinar por el método de Standing.

### 3.3.2 Balance de Materiales

El balance de materiales se utilizó como herramienta para validar el GCOES volumétrico, identificar los mecanismos de producción y determinar las reservas remanentes del yacimiento.

El programa utilizado para realizar el balance de materiales fue MBAL, el cual constituyó una de las herramientas más utilizadas en la interpretación y análisis convencional del yacimiento. Esta aplicación utiliza las ecuaciones generales de balance de materiales para el cálculo del Gas Condensado Original en Sitio (GCOES), tamaño del acuífero, influjo de agua, saturación de fluidos e influencia de cada uno de los mecanismos de producción del yacimiento.

En primer lugar se generaron tablas para cargar estos datos en el programa MBAL y se procedió a realizar el balance de materiales.

La aplicación se basa en la utilización de un método gráfico y un método analítico de regresión no lineal que permitió el cálculo de los parámetros del yacimiento. Mediante esto, el programa asume la presión promedio del yacimiento y toma la producción histórica introducida para calcular la producción del fluido principal.

Una vez logrado el mejor cotejo, se determinaron cuales eran los parámetros de mayor influencia y de esta manera ajustar el comportamiento real del yacimiento y el simulado por el programa, de tal forma que el valor de la desviación estándar fuera el menor posible.

#### **3.3.2.1 Software de Balance de Materiales (MBAL).**

MBAL es un programa de balance de materiales diseñado por la empresa Petroleum Experts, Edinburgh-Scotland. Este 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 y tiene 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 (cerodimensional) 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.

El programa cuenta con tres ambientes o módulos de trabajo, a saber:

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

Para cada uno de estos el sistema no toma en cuenta la geometría del yacimiento, áreas de drenaje, y posición y orientación de los pozos. Supone que el volumen poroso es constante para todo el yacimiento, toma en cuenta la presencia de una capa de gas original si los datos de la misma se le introducen, establece que el acuífero es homogéneo si existe, además toma la temperatura constante para todo el yacimiento y considera que la distribución de presión y saturación de fluidos es uniforme e instantánea.

El programa utiliza un modelo conceptual del yacimiento para predecir el comportamiento futuro del mismo; basado en los efectos de la producción e inyección de fluidos.

Para realizar el Balance de materiales fue necesario:

1. Tener disponible todos los datos de:
  - Historia de Producción.
  - Historia de Presión promedio del yacimiento.
  - Información referente al acuífero y el yacimiento.
2. Validar todos los datos nombrados anteriormente, para verificar la consistencia de ellos.

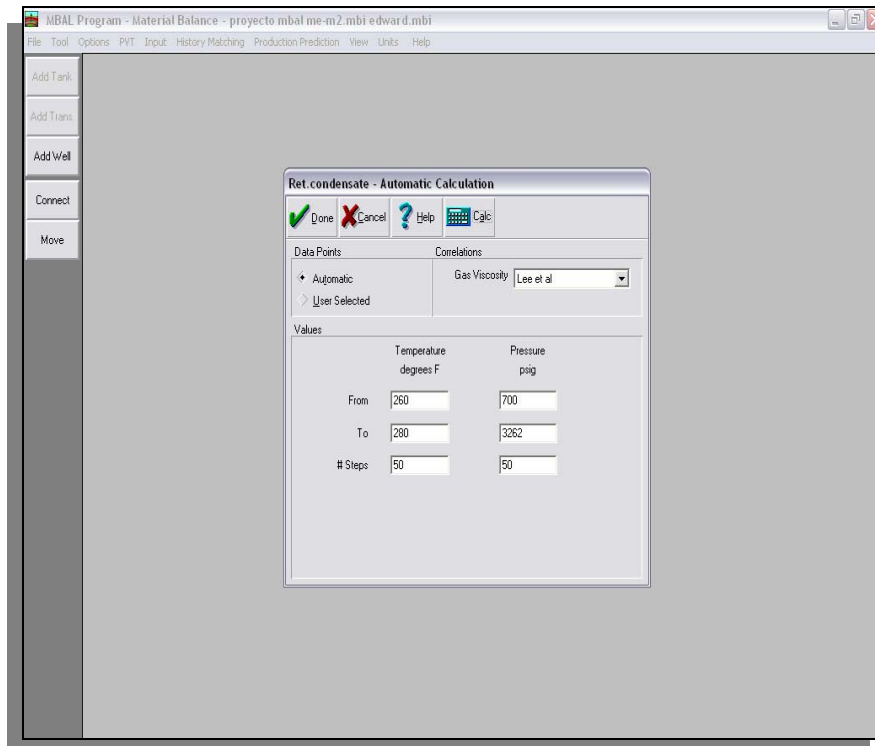
3. Verificar que toda la selección de historia de producción de cada pozo, pertenezca al mismo yacimiento.

4. Encontrar el mejor cotejo usando el programa de regresión no lineal del método analítico.

5. Confirmar la calidad y exactitud del cotejo, usando el método gráfico.

Ésta herramienta posee una serie de ventanas que permiten el funcionamiento del MBAL. Estas son:

1. PVT: ésta es una sección importante de la herramienta, la cual permite generar PVT cuando no se cuenta con uno representativo. (Figura 3.16)



**Figura 3.16.** Ventana para calcular por iteración, las Propiedades PVT.



2. Parámetros del Yacimiento (Tank Parameter): en esta sección se introduce las características del yacimiento, tales como: (Figura 3.17)

- Tipo de Yacimiento.
- Temperatura.
- Presión Inicial.
- Porosidad.
- Saturación de agua connata.
- Compresibilidad del agua.
- Gas Original en Sitio.
- Fecha del inicio de la Producción

The screenshot shows the 'Tank Input Data - Tank Parameters' dialog box within the MBAL Program. The dialog box has a title bar and a menu bar with options: Done, Cancel, Help, and Import. Below the menu bar, there are tabs for 'Tank Parameters', 'Water Influx', 'Rock Properties', 'Pore Volume vs Depth', 'Relative Permeability', and 'Production History'. The 'Tank Parameters' tab is active, showing the following fields:

Field	Value	Unit
Tank Type	Retrograde Condensate	
Temperature	274	degrees F
Initial Pressure	3262	psig
Porosity	0.13	fraction
Connate Water Saturation	0.03	fraction
Water Compressibility	Use Corr	1/psi
Original Gas In Place	101280	MMscf
Start of Production	01/10/1985	date d/m/y

At the bottom of the dialog box, there are buttons for '<< Prev', 'Next >>', and 'Validate'. A 'Monitor Contacts' checkbox is also present on the right side of the dialog box.

**Figura 3.17.** Ventana para cargar los parámetros del yacimiento.

3. Curvas de permeabilidad relativa (Relative Permeability): el programa permite dos opciones:

- Calcula estos parámetros mediante correlaciones.
- Introducir tablas de valores calculadas por el usuario. El paquete con ecuaciones de Corey y Stone para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa a dos y tres fases.

4. Historia de Producción (Production History): en esta sección se debe introducir los siguientes parámetros:

- Fechas de cada una de las presiones utilizadas.
- Modelo de Presión.
- Historia de Producción, tanto para Petróleo, Gas y agua, respectivamente para cada una de las fechas cargadas.
- También se puede introducir la Relación Gas Petróleo Acumulada en situación de la Historia de Producción Acumulada de as.

5. Ajuste y validación de datos (History Matching).

- M-BAL: proporciona cuatro secciones separadas para validar la información ingresada, y estas son:
  - Método gráfico: es usado para determinar el POES dinámico y las propiedades del acuífero.
  - Método analítico: es usado para encontrar la mejor aproximación matemática para el modelo dado. Mediante este método el usuario puede cotejar los datos del sistema del yacimiento y del acuífero, para así obtener el mejor modelo de acuífero que concuerde con las características del yacimiento.
  - Gráfica de energía: esta gráfica permite visualizar el comportamiento de los mecanismos de empuje del yacimiento.

### 3.3.3 Método de Declinación de Presión ( $P/Z_2f$ vs $G_{pt}$ ).

La Declinación  $P/Z_2f$  constó básicamente de dos etapas:

- Estimación de la presión inicial y validación del GCOES volumétrico.
- Cotejo de la historia de presión-producción.

En primer lugar se realizaron gráficas partiendo del modelo de presión contra tiempo y contra la producción acumulada (Vaciamiento “ $G_p$ ”), con la finalidad de generar ecuaciones que permitieran calcular la presión para los períodos en los que no se disponía de estos datos.

Seguidamente se construyeron gráficas de  $P/Z_2f$  versus Vaciamiento Total ( $G_{pt}$ ), para el cual se calculó como la suma del gas producido más los barriles equivalentes de petróleo y agua respectivamente para cada fecha, por tratarse de un Yacimiento de Gas Condensado, permitiendo evaluar cómo ha declinado la energía del yacimiento con respecto al tiempo y la producción, así como determinar a través de esta gráfica, el  $G_{pt}$  para una presión de abandono y el volumen original de hidrocarburo en sitio. La producción de gas ( $G_p$ ) hubo de modificarse debido a que el líquido producido en superficie (o la mayor parte de él) se encuentra en el yacimiento en fase gaseosa. En este caso el  $G_p$  debe incluir tanto la producción de gas de los separadores ( $G_p \text{ sep}$ ) como la producción de líquido (condensado más agua) convertida en gas ( $G_p \text{ equiv. líq.}$ ). Este se calcula a partir de las siguientes ecuaciones:

Partiendo de la ecuación general:

$$F\left(\frac{P}{Z_2f}\right) = \frac{P_i}{Z_2f_i} \left(1 - \frac{G_{pt}}{G}\right) \quad (\text{Ec. 3.23})$$

$$G_p = G_{p.sep.} + G_{p.equiv.líq...}, PCN \quad (\text{Ec. 3.24})$$

$$G_{p.equiv.líq.} = 132800 \left( \frac{\gamma_c}{M_c} N_c + \frac{\gamma_w}{M_w} W_p \right), PCN \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Donde,

$G_{p sep}$  = gas separado acumulado, PCN

$\gamma_c$  y  $\gamma_w$  = gravedades específicas del condensado y agua de tanque

$M_c$  y  $M_w$  = pesos moleculares del condensado y agua de tanque, lbm/lbmol.

$N_c$  y  $W_p$  = Producciones acumuladas de condensado y agua de tanque, BND.

Para el cálculo de reservas se realizaron 2 gráficos de  $G_p/N_c$  y  $W_p/N_c$ , en función de los fluidos acumulados, extrapolando el comportamiento de los datos, e ingresando con el  $G_{pt}$  de abandono obtenido mediante el gráfico de declinación energética se obtienen los valores que se necesitan para determinar la reservas de condensado y gas a una condición de abandono utilizando la ecuación respectivamente.

Para obtener las reservas de gas y de condensado se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$G_{ptab} = G_{pab} + 132800 * \left( \frac{N_{cab} * \gamma_c}{M_c} + \frac{W_{pab} * \gamma_w}{18} \right) \quad (\text{Ec. 3.26})$$

Las reservas de condensado vienen dadas por:

$$N_{cab} = \left( \frac{G_{ptab}}{\left( \frac{G_p}{N_c} \right)_{ab} + 132800 \left( \frac{\gamma_c}{M_c} + \frac{\gamma_w}{18} \left( \frac{W_p}{N_c} \right)_{ab} \right)} \right) \quad (\text{Ec. 3.27})$$

Y las reservas de gas por:

$$G_{pab} = \left( \frac{G_p}{N_c} \right)_{ab} * N_{cab} \quad (\text{Ec. 3.28})$$

Para el cálculo de la presión de abandono del Yacimiento JM-104C, Arena ME-M2, se tomaron en cuenta factores técnicos, tales como la presión de abandono de yacimientos vecinos, como referencia al yacimiento en estudio; el índice de productividad de los pozos, ya que a mayor productividad de los pozos, menor presión de abandono se puede obtener y; por último, la presión de fondo fluyente necesaria para que el gas fluyera hasta la estaciones de descarga SJED-3 y SJED-4.

### **3.4 Establecimiento de la Tasa de Declinación Natural del Yacimiento, a través de un Estudio de Curvas de Declinación de Producción**

Para el Análisis de Declinación también fue útil el uso de la Aplicación OFM, la cual proporciona una herramienta de análisis de declinación de producción utilizada para predecir el comportamiento de los pozos o yacimientos y planificar en función de ello. Este objetivo fue llevado a cabo utilizando los datos de la completación individuales de cada pozo (arenas) y agrupando todos los pozos (yacimiento). Adicionalmente se pudo realizar predicción por declinación del yacimiento con un número de pozos seleccionados con la herramienta FILTER.

Para la predicción de la declinación fue necesario aplicar técnicas de ajuste sobre los datos históricos del (los) pozo(s) o yacimiento(s). Este programa proporcionó tres métodos para realizar el análisis de declinación, los cuales son los siguientes:

- Logaritmo de la tasa vs. Fecha.
- Tasa vs. Producción Acumulada.
- Predicción de la actividad del yacimiento.

A esta y otras opciones puede accederse haciendo click con el botón derecho del dispositivo manual sobre el gráfico de declinación y seleccionando la opción SCENARIO. En esta ventana se establecieron los parámetros de la declinación y predicción, el tipo de declinación, los límites económicos, tiempo de predicción, etcétera.

### **3.5 Determinación de Nuevas Alternativas de Explotación para el Recobro de las Reservas Actuales del Yacimiento**

Los datos validados y actualizados fueron cargados en la herramienta OFM para la generación de mapas de fluidos acumulados producidos, que permitieron identificar de una manera rápida los pozos del yacimiento que presentan mayores acumulados de fluidos producidos del yacimiento. Esto se realizó a través de la construcción de Mapas de Grilla.

La propuesta de un Plan de Explotación adecuado para el yacimiento se llevó a cabo a través de cuatro etapas:

1. Optimización de Pozos Activos: En esta etapa se evaluaron los pozos que se encuentran activos actualmente en el yacimiento, los cuales son nueve (9). A través del estudio de los pozos en esta primera fase, que comprendió la revisión del potencial aportado según últimas pruebas de producción, espesor de arena cañoneado, ubicación estructural en el yacimiento y facilidades de superficie actuales, se evaluaron propuestas entre un cambio de reductor, reubicación de nivel de separación del pozo, acondicionamiento en superficie, entre otros.

2. Propuesta de Trabajos Menores: Esta segunda etapa comprendió el verificación de los pozos que se encuentran completados en la arena ME-M2 pero activos en otro horizonte. En esta fase se generaron propuestas de cambios de zonas en aquellos pozos que aportaran un potencial menor o igual a 0,2 MMPCNG y 2 BN de gas y condensado, respectivamente.

3. Rehabilitación y/o Reacondicionamiento (RA/RC): Para esta etapa se evaluaron posibles pozos candidatos para un trabajo de RA/RC de entre los pozos que se encontraban en estado interpretado en el yacimiento. Para ello se tomó como premisa principal, que estuvieran disponibles mecánicamente a lo largo de la columna del pozo y que el potencial generado en la arena actualmente en producción fuera deficiente.

4. Completación Original: Tomando en cuenta las zonas menos drenadas del yacimiento y el uniforme barrido de las reservas, se evaluará la completación de un nuevo punto de drenaje del yacimiento, atendiendo a la evaluación de diversos parámetros, tales como el espesor de arena a cañonear, el nivel estructural de la nueva completación, así como las reservas asociadas al yacimiento y el potencial esperado para el nuevo pozo.

Para el análisis de las estrategias de explotación del yacimiento se hizo necesario justificar un ganancial a través del uso del Simulador Pipesim. Por medio de los resultados obtenidos en este simulador, se analizaron los planes de cambios propuestos en un corto y mediano plazo, específicamente los que se refieren a la reubicación de algunos pozos a otros niveles de separación en las estaciones de descarga asociadas a los pozos del yacimiento, y para las referidas a las sensibilidades realizadas con diferentes reductores, a los pozos con la presión de separación actual y con la que tendrían en el nivel al cual van a pasar con el propósito de comparar y

visualizar desde el punto de producción, las diferentes alternativas de explotación generadas.

### **3.5.1 Uso del Simulador PIPESIM:**

Diseñado por la reconocida empresa de servicios de origen francés Schlumberger. Permite modelar el comportamiento del sistema (yacimiento-pozo-línea de flujo), siendo posible realizar rápidas comparaciones para diferentes escenarios a través de la entrada de datos de una forma detallada, para el análisis del comportamiento de afluencia y completación, utilizando correlaciones tanto para flujo vertical como horizontal, que describen el comportamiento crítico y subcrítico en reductores incluyendo modelos mecánicos. Del mismo modo es posible incorporar detalles de la tubería de producción así como de la línea de flujo.

#### **3.5.1.1 Análisis Nodal**

Una vez cargada la data se realizó el Análisis Nodal, no sin antes haber seleccionado las correlaciones correspondientes de acuerdo al tipo de crudo. Para ello se escogió el nodo solución en el fondo del pozo, posterior a esto se generó la gráfica de Presión vs. Tasa de Gas para los pozos de condensado con diferentes curvas de inflow (oferta) las cuales corresponden a diferentes valores de daños (en vista de que no se conocía para algunos pozos), mientras que la de outflow (demanda) estuvo representada por la sensibilidad hecha en el tamaño del reductor o estrangulador del pozo, determinándose de esta manera el valor de tasa óptima de producción del sistema en el cruce o corte entre estas dos curvas.

#### **3.5.1.2 Perfil de Presión**

El perfil de presión se generó no sólo para ver el comportamiento de la presión desde el fondo del pozo hasta el cabezal, sino que también permitió



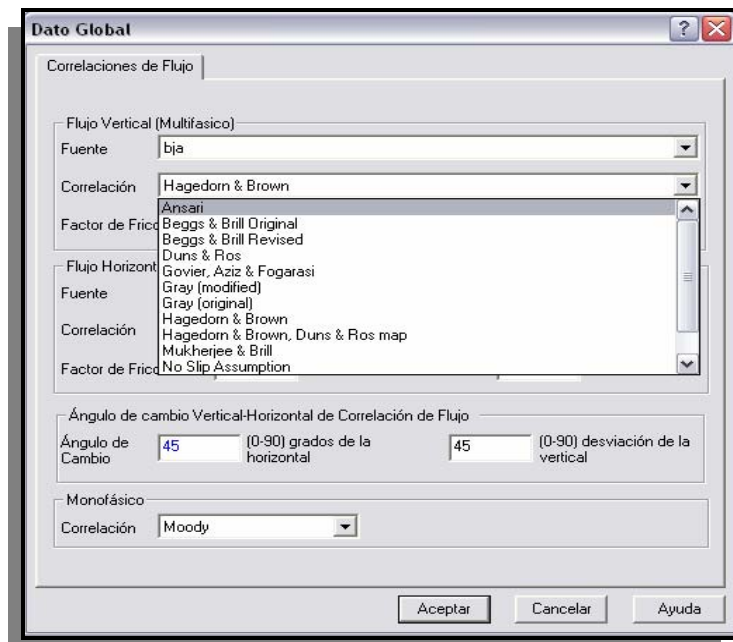
corroborar la tasa de producción cotejada en el Análisis Nodal, así como también las presiones en el cabezal y en la línea (pozos de flujo natural).

Una vez que se han reproducido las condiciones reales de campo como la tasa de gas, tasa líquida, presión de cabezal y presión de línea mediante el Análisis Nodal y el perfil de presión, estas gráficas se generan nuevamente con el propósito de analizar los diversos escenarios (sensibilidades) para diferentes valores de daño y diámetros de reductores para el caso de los pozos que se analizarán de acuerdo a las propuestas de explotación de las reservas del yacimiento.

#### **3.5.1.3 Procedimiento para la Simulación de los Pozos**

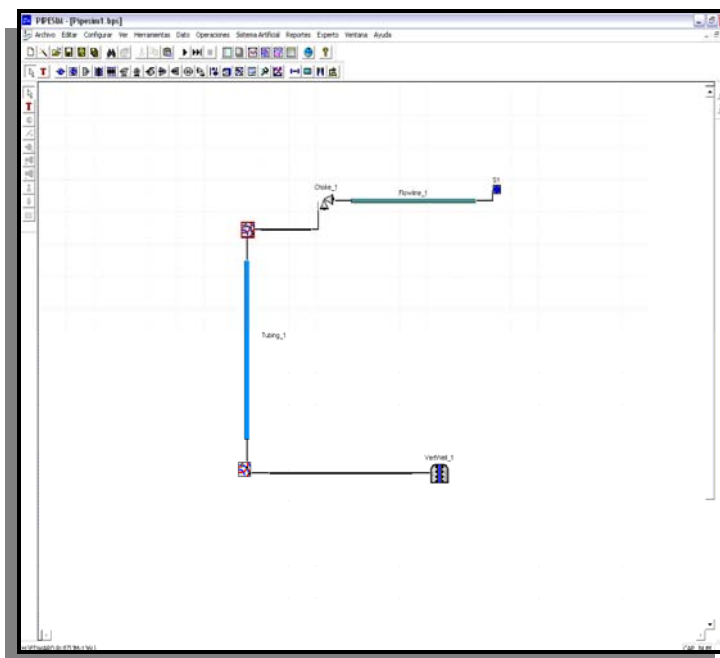
A partir de la información obtenida de registros fluyentes de presión y temperatura, y comparándola con las correlaciones preestablecidas en el simulador para cálculo de caídas de presión en tuberías verticales se cotejó la correlación para flujo multifásico vertical. En la Figura 3.18 se muestran las correlaciones utilizadas para realizar la comparación, las cuales fueron: Duns & Ros, Beggs & Brill Original, Orkiszewsky, Hagedorn & Brown, Gray Modificada y Original.

Una vez culminada la etapa de recopilación y validación de toda la información necesaria, así como la selección de las correlaciones de flujo en tuberías y reductores, se realizó el cotejo ó ajuste de cada uno de los pozos para reproducir las condiciones reales de éstos. La simulación se hizo en forma individual para cada pozo, a través del módulo Pipesim.



**Figura 3.18.** Correlaciones utilizadas para flujo vertical.

En la Figura 3.19 se muestra el modelo utilizado para la simulación de los pozos en el Simulador Pipesim 2008.



**Figura 3.19.** Modelo en el PIPESIM 2008 para el cotejo de los pozos.

### 3.5.1.4 Información Suministrada al Simulador

#### *Información de Yacimiento:*

- Presión actual de yacimiento:  $P_y$  (lpca).
- Temperatura:  $T$  (°f).
- Permeabilidad efectiva:  $K$  (md).
- Espesor de arena neta petrolífera: ANP (pies).
- Radio de drenaje del pozo:  $R_e$  (pulg).
- Radio del pozo:  $R_w$  (pulg).

En la Figura 3.20 se muestra la ventana con los datos de yacimiento ingresados al simulador.

The screenshot shows the 'Terminación Vertical - VertWell\_1' dialog box with the following data entered:

- Datos de Yacimiento:** Presión Estática: 850 psia; Temperatura: 256 F.
- Modelo de Terminación:** Tipo de Modelo: Pseudo Steady State.
- Cálculo básico de IPR:** Gas; Usar método de Pseudopresión: ; Graficar IPR: [button].
- Permeabilidad:** Perm. Yacimiento: 39 md; ; Tabla de Permeabilidades Relativas Petróleo/Agua: ; Introducir Tabla: [button].
- Tamaño/Forma del Yacimiento:** Radio de Drene: 1500 ft; ; Factor Tipo: [empty]; Area del Yacimiento: 31.62 ft2.
- Daño:** Tipo de terminación no seleccionado; Daño Mecánico:  Introduzca Daño: 5;  Calcular: [button].
- Daño Dependiente del Flujo:**  Introduzca Daño: 0 1/mmscfd;  Calcular: [button]; Detalles: [button].

Buttons at the bottom: Aceptar, Cancelar, Ayuda.

**Figura 3.20.** Módulo en el PIPESIM 2008. Yacimiento.

### **Información de la Completación del Pozo:**

- Diámetro interno y espesor de la tubería de producción.
- Diámetro interno y espesor del revestidor.
- Profundidad de las combinaciones de tuberías.
- Profundidad a la mitad de las perforaciones.

En la Figura 3.21 se muestran los datos requeridos por el simulador en cuanto a tubería de producción.

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación  
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa a la MD como está especificado en la columna MD

Secciones de la Tubería

	MD de Fondo	DI	Espesor	Rugosidad	DI de Tubería de Revestimiento	Tipo de Flujo	Etiqueta
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	8892	2,992	0,254	0,001	6,625	Tubing	pipe#1_Tubii
2			0,5	0,001		Tubing	
3			0,5	0,001		Tubing	
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

Aceptar Cancelar Ayuda

**Figura 3.21.** Módulo Pipesim. Tubería de Producción.

### **Información de las instalaciones de superficie.**

- Diámetro interno y espesor de la línea de flujo (pulgada)
- Longitud de línea de flujo (Km)
- Rugosidad de la tubería (Km)
- Temperatura ambiente (°F)

En la Figura 3.22 se muestran los datos de superficie para líneas de flujo utilizados por el simulador.

**Línea de Flujo - Flowline\_1**

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería: Vista Simple [Esquema]

Ondulaciones: 10 / 1000

Distancia Horizontal: 653 m

Diferencia de Elevación: 0 ft

Diámetro Interno: 3.826 inches

Espesor: 0.337 inches

Rugosidad: 0.001 inches

Temperatura Ambiente: 96 F

NOTA: Fijar una diferencia de elevación negativa al modelo a la tubería DESCENDENTE, con la dirección del flujo

Aceptar Cancelar Ayuda

**Figura 3.22.** Módulo Pipesim. Línea de Flujo.

### **Información de los fluidos**

- Relación petróleo gas (crudo condensado): RPG (BPD/MMPC).
- Porcentaje de agua y sedimento: %AyS.

- Gravedad API.
- Gravedad específica del gas.

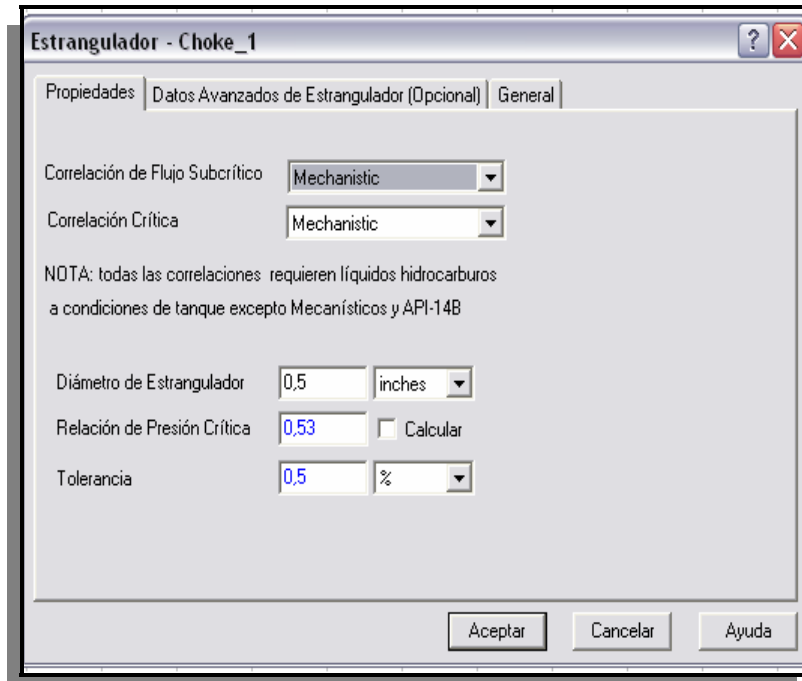
Los datos de fluidos utilizados por el simulador se muestran en la Figura 3.23.

Figura 3.23. Módulo Pipesim. Black Oil.

**Información del Reductor o Estrangulador:**

- Diámetro del reductor (pulg).
- Tipo de correlación según el régimen de flujo

En la figura 3.24 se visualiza la información cargada al simulador referente a reductores.



**Figura 3.24.** Módulo Pipesim. Diámetro de Reductor.

### 3.5.1.5 Sensibilidades hechas con el Simulador

Con la finalidad de incrementar la producción de gas, se realizaron sensibilidades con los diferentes componentes de producción y parámetros de yacimiento como: diámetros de reductores, presión de entrada, presión de salida, nivel de separación, entre otras.

#### ***Cambio de Reductor:***

Para la selección de los pozos candidatos a cambio de reductor, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Incremento en la tasa de gas.
- Bajos cortes de agua (porcentaje de agua y sedimentos).
- Relación y diferencia entre presiones de cabezal y línea.

***Cambio de Nivel de Separación:***

El análisis para seleccionar cambios de nivel de separación de los pozos se realizó bajo las siguientes premisas:

- Incremento en la tasa de gas.
- Presión de Separación actual.



## **CAPÍTULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 Validación del Histórico de Producción y Presión de la Arena ME-M2, Yacimiento JM-104C**

##### **4.1.1 Validación del Histórico de Producción**

En primer lugar se realizó una clasificación de los pozos que atravesaban el Mapa Oficial de la Arena/Yacimiento ME-M2/JM-104C. Se encontraron un total de dieciocho (18) pozos completados, y treinta y cinco (35) pozos en estado interpretados o q atravesaron la arena ME-M2 durante su perforación, pero que aún no han sido completados en este horizonte. Para la validación de la producción se consideraron los pozos completados en la arena que en algún momento de su vida productiva, aportaron a la producción parte de las reservas del yacimiento en estudio. De dieciocho (18) pozos completados, catorce (14) fueron considerados para la validación de la producción.

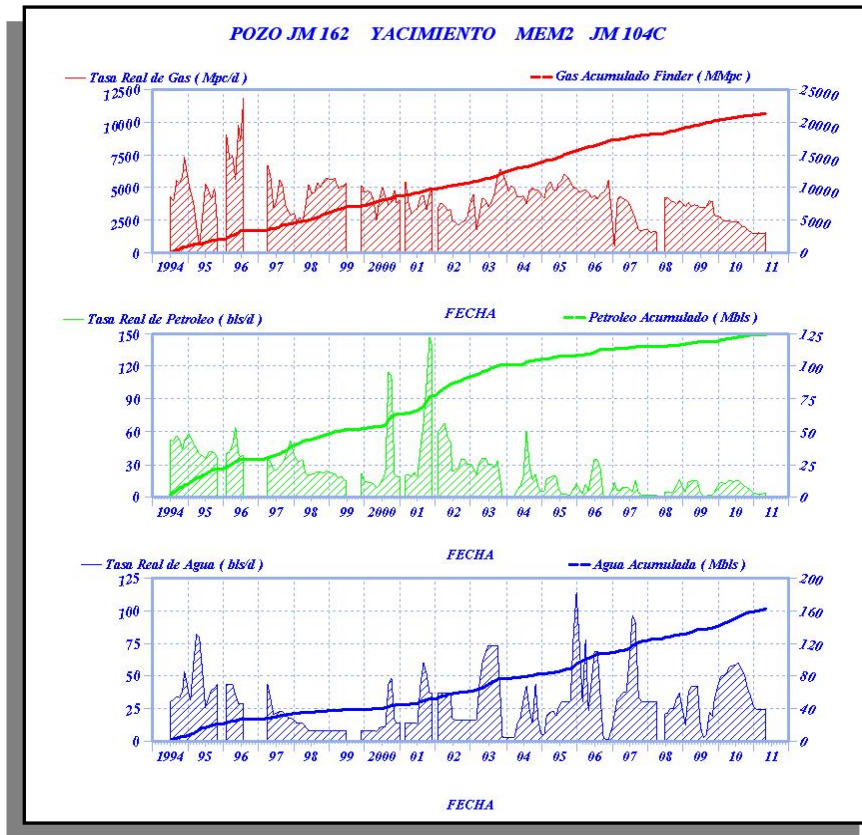
Pozo JM-104, primer pozo productor del yacimiento, completado originalmente doble sarta en Abril de 1982, no reportó producción en la arena ME-M2 sino hasta Octubre de 1985, momento a partir del cual comienza la validación de la producción del yacimiento. Este pozo tuvo un período de cierre, produjo durante desde Octubre de 1985 hasta Junio de 1990. Fue reactivado hace poco bajo el “Reacondicionamiento Permanente N° 2” en Junio de 2009, en el cual el pozo fue completado Sencillo Selectivo triple zona incluyendo la arena en estudio. El pozo ha estado fluyendo en la arena ME-M2 desde Marzo de 2010 y actualmente se encuentra activo en este horizonte.

Pozo JM-136, este pozo fue completado originalmente Sencillo Selectivo doble zona en Marzo de 1985. Luego del trabajo de “Reacondicionamiento Permanente N° 2” el pozo se completó Sencillo Selectivo en la arena ME-M2 en Noviembre de 2008 y abrió producción en esta arena en Enero de 1999. El pozo en esta arena produjo durante tres (3) meses, hasta Abril de 1999. Posterior al trabajo de “Reparación N°2” en Noviembre de 2000, el pozo se completó Doble Sarta, quedando para fluir en la ME-M2 a partir de Septiembre de 2002 hasta Diciembre de 2007: Luego produjo durante los meses de Mayo y Junio de 2009, momento en que le fue hecho un cambio de zona.

Pozo JM-143, pozo completado originalmente Doble Sarta en Octubre de 1988. A pesar de haber contribuido con la producción del yacimiento durante año y medio desde Enero de 1989 hasta Mayo de 1990, fue abandonado con cemento en Agosto de 1985 debido al efecto de corrosión en la tubería por alto contenido de CO<sub>2</sub>, comunicación entre tubing 2<sup>7/8</sup>”, casing 9<sup>5/8</sup>” y revestidor 13<sup>3/8</sup>”, y una zapata fracturada.

Pozo JM-158, pozo completado originalmente Doble Sarta en Noviembre de 1989: El pozo fue puesto a producción en Marzo de 1990 bajo el trabajo de “Reacondicionamiento Permanente N°1” mediante el cual se recompletó Doble Sarta y produjo continuamente hasta Abril de 1991 con 10 días de producción siguientes a la fecha, cuyo último reporte de producción se tuvo en Mayo de 1993.

Pozo JM-162, pozo completado originalmente en Marzo de 1990. Constituye el pozo que más reservas ha drenado del yacimiento, produciendo continuamente desde Junio de 1994 hasta la fecha actual con un acumulado de 21.194 MMPCG. El pozo se encuentra activo actualmente en el yacimiento. La Figura 4.1 muestra la Producción de Gas, Condensado y Agua del pozo que se extrajo de la herramienta OFM:



**Figura 4.1.** Gráfica de Tasas Mensuales y Acumulados de Producción de Gas, Condensado y Agua del Pozo JM-162.

Pozo JM-194, este pozo fue completado originalmente Monobore en Diciembre de 2001 en la arena SJ-A, y reportó producción en la arena del yacimiento en estudio durante el período de Diciembre de 2005 hasta Julio de 2007, después del “Reacondicionamiento Permanente N°1” realizado en Julio de 2005. Durante la revisión de la Carpeta en Físico de este pozo se verificó que según la Lista de Últimas Actividades o intervenciones a los Pozos realizadas durante el Período 2006-2009 (Figura 4.2), para la fecha 15/08/07 el pozo estuvo cerrado en la arena en estudio (ME-M2) y fue abierto a producción el horizonte ME-L, sin embargo, durante los días siguientes se siguió cargando producción al sistema en la arena cerrada, reportando una

producción de 1.027,83 MMPCG que le fue restado a la producción oficial de 3.316,19 MMPCG, para un nuevo acumulado de 2.308,16 MMPCG. Para este caso en específico se recomendó la redistribución de las reservas de la arena ME-M2 a la Arena ME-L/Yacimiento JM-194. Luego de este trabajo de cambio de zona, se volvió a esta arena a través de un nuevo cambio de zona en fecha 23/07/2009 y la arena no tuvo reacción, no se reportó producción.

ACTIVIDADES AMA OESTE 2006-2009 (4902 Intervenciones a Pozos)					
FECHA	POZO	ARENA	TIPO	TRABAJO	DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
15/08/07	JM-194	ME-M2	ACTIVO	CAMBIO DE ZONA	BAJÓ CORTADOR 1-27-32" HASTA 9170', BAJÓ LLAVE TIPO "B" CERRO SSD @ 8824' (ARENA ME-M2), BAJÓ LLAVE SELECTIVA Y ABRIÓ SSD @ 8659' (ARENA ME-L) Y CHEQUEO CERRADA @ 8588' (CIRCULACIÓN) Pfin. = 500 PSI, Pfin. = 650 PSI, NIL. = NO SE DETECTO
23/07/09	JM-194	ME-L	ACTIVO	CAMBIO DE ZONA	BAJÓ CORTADOR 2 9/32" @ 7590' COMBINACIÓN 2 7/8" X 2 3/8" BAJÓ CORTADOR 1 27/32" Y CAMARITA 1 13/16" @ 9181' IMPRESIÓN DE ESCALA BAJÓ CORTADOR 1 11/16" A 9181' TRATÓ DE LIMPIAR SIN ÉXITO, BAJÓ LLAVE TIPÓ B Y CERRO CAMISA @ 8659' Y CHEQUEO CERRADA CAMISA DE PRODUCCIÓN @ 8824' Y CAMISA DE CIRCULACIÓN @ 8588' BAJÓ LLAVE SELECTIVA ABRIÓ CAMISA 8824' ARENA MEM2 NIVEL DE FLUIDO 8750' PRESIÓN INICIAL 700 LPC PRESIÓN FINAL 650 LPC
16/12/09	JM-194	MEM2	ACTIVO	CAMBIO DE ZONA	BAJÓ CORTADOR 2 9/32" @ 7590' COMBINACIÓN 2 7/8" X 2 3/8" BAJÓ CORTADOR 1 27/32" Y CAMARITA 1 13/16" @ 9186' IMPRESIÓN DE ESCALA, BAJÓ LLAVE TIPÓ B Y CERRO CAMISA @ 8824' Y CHEQUEO CERRADA CAMISA DE PRODUCCIÓN @ 8659' Y CAMISA DE CIRCULACIÓN @ 8588' BAJÓ LLAVE SELECTIVA ABRIÓ CAMISA 8659' ARENA ME-L. NIVEL DE FLUIDO 8500' PRESIÓN INICIAL 600 LPC, PRESIÓN FINAL 950 LPC

**Figura 4.2.** Datos de Actividades o Intervenciones a Pozos AMA Oeste durante el período 2006-2009:

Pozo JM-200, pozo completado originalmente Monobore en la SJ-A para la fecha de Abril de 2002. No fue sino hasta Julio de 2005, cuando, a través del "Reacondicionamiento Permanente N°1" se recompletó el pozo de forma Sencillo Selectivo triple zona y fue puesta a producción la arena ME-M2 durante el período de Abril-2006/Diciembre-2009, aportando un acumulado oficial de 3.451 MMPCG.

Pozo JM-213, este pozo fue completado originalmente en Mayo de 2004. Constituye el primer pozo del Distrito Gas Anaco completado Dual, en el cual ambas sartas fueron bajadas en forma simultánea. Este pozo presentó un acumulado oficial de 8.821 MMPCG. Mediante la revisión de las pruebas cargadas en Centinela y Aico se lograron descartar ciertas pruebas no representativas y el nuevo acumulado de gas del pozo fue de 8.208,17 MMPCG. Este pozo se encuentra activo actualmente en la arena/yacimiento en estudio.

Pozo JM-218, pozo completado originalmente Doble Sarta en Septiembre de 2004. La arena ME-M2 quedó fluyendo de manera ininterrumpida a través de la Sarta Larga del pozo desde Mayo de 2009 hasta Abril de 2011. Este pozo se encuentra activo actualmente en el yacimiento de estudio.

Pozo JM-220, pozo completado originalmente Doble Sarta en Diciembre de 2004. Este pozo ha producido en este horizonte con tasas promedios de 2 MMPCG, desde Abril de 2009 hasta Junio de 2010. A través de un cambio de zona de la arena SJ-A, el pozo se abrió a producción nuevamente en la arena ME-M2 en Marzo de 2011. Actualmente el pozo se encuentra activo en este horizonte.

Pozo JM-237, pozo completado originalmente Doble Sarta recientemente en Mayo de 2006, cuyo aporte oficial de gas fue de 4.458 MMPCG sin variación alguna una vez validada la producción. El pozo se encuentra fluyendo desde Julio de 2007 hasta la actualidad.

Pozo JM-238, pozo que fue completado originalmente Doble Sarta en Junio de 2006 y reportó una producción hasta la fecha de 5.968 MMPCG sin ninguna variación una vez validada la producción. El pozo no aportó

producción durante los meses de Septiembre a Diciembre de 2007 y de Abril a Junio de 2008.

Pozo JM-242, pozo completado originalmente Doble Sarta en Diciembre de 2006. Este pozo ha presentado un aporte en la arena ME-M2 desde Junio de 2007 y se encuentra activo actualmente en la arena/yacimiento en estudio. No se produjo reajuste en el acumulado final del pozo luego de la validación de la producción.

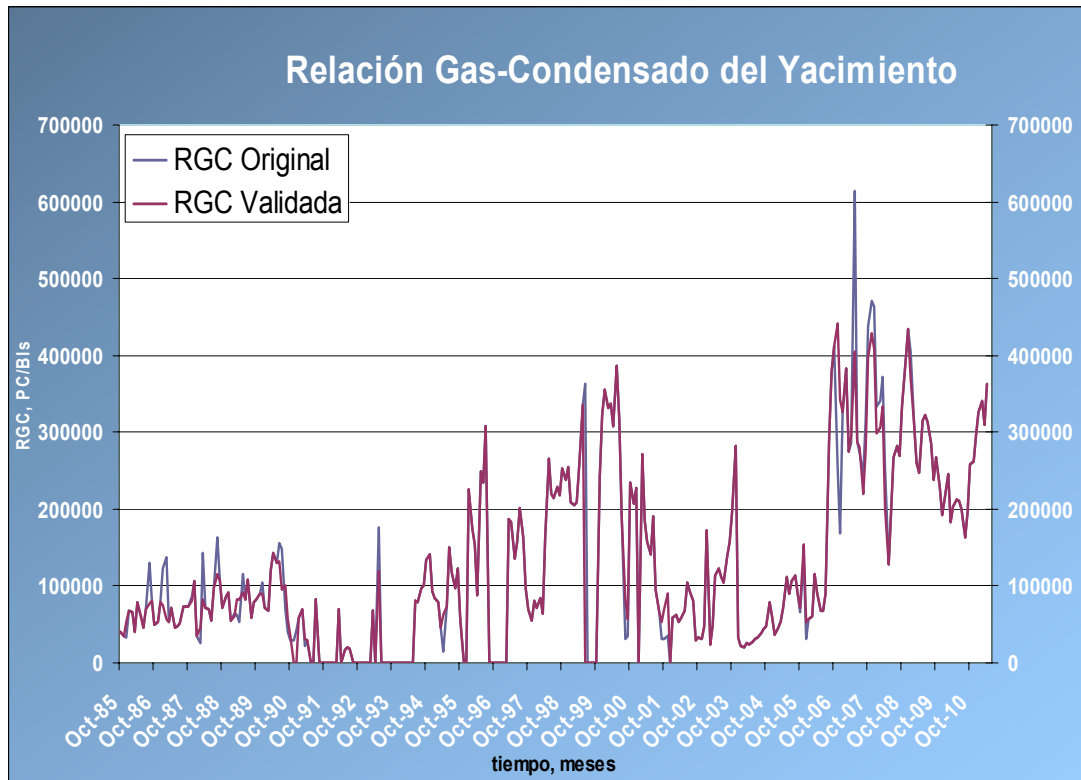
Pozo JM-256, pozo completado originalmente Doble Sarta en Mayo de 2008, este ha sido el último pozo completado en el yacimiento. Este pozo fue puesto en producción desde Julio de 2008 y ha declinado rápidamente su producción de gas, con tasas de 5 MMPCG al inicio hasta llegar a 1,5 MMPCG en la actualidad. El pozo se encuentra activo en este yacimiento.

En total, de los dieciocho (18) pozos completados, sólo catorce (14) han sido objetos de estudio en la validación de la producción, nueve (9) de ellos se encuentran aún activos actualmente en el yacimiento JM-104C. Los cuatro (4) pozos completados restantes: JM-218, JM-211, JM-239 y JM-244 nunca reportaron producción en la arena ME-M2 ya que esta camisa no fue abierta a producción, aunque han tenido actividad en otros horizontes una vez que se realizó la completación de cada pozo.

Durante la validación de la producción del yacimiento destacaron cinco (5) períodos de cierre bien definidos, durante Noviembre 90' – Abril 92', Agosto 92' – Mayo 94', Agosto 96' – Febrero 97' y Junio 99' – Octubre 99', fechas durante la cual el yacimiento no tuvo actividad debido a que ninguno de los pozos completados estuvo abierto a producción.

Para cada pozo fue graficada la tasa de gas, condensado y la relación gas-condensado original del yacimiento, con base en la últimas actividades o intervenciones a los pozos y verificando en la carpeta los trabajos realizados al pozo tales como cambios en el diámetro del reductor, ampliaciones del intervalo de arena cañoneado, estimulaciones, entre otros trabajos que de algún modo influyeran en el cambio brusco de la tendencia con la que cada pozo ha estado fluyendo. A partir de las gráficas se logró percibir de manera rápida, picos que se salían del comportamiento normal de flujo del pozo, que fueron verificados paso a paso y fueron descartados siguiendo la metodología anteriormente descrita y promediando los puntos de pruebas de producción que fueron consideradas no representativas, haciendo uso de las ecuaciones referidas en el Marco Metodológico.

La tasa de gas fue el parámetro que se evaluó más rigurosamente puesto que en décadas anteriores este hidrocarburo era considerado un fluido indeseable en superficie y las tasas reales de gas eran medidas sin el cuidado propio con el que eran cuantificadas las tasas de líquido del yacimiento. Una vez validada la tasa de gas, fueron igualmente certificadas las tasas de líquido de separador o condensado, y así se obtuvo una nueva relación gas-condensado para el yacimiento. De acuerdo a esto, la línea de RGC validada fue superpuesta en la línea de tendencia de la RGC original (Figura 4.3), pudiendo observar que los puntos que generaban ruido en el comportamiento, fueron suavizados.



**Figura 4.3.** Gráfica de Relación Gas Condensado Validada del Yacimiento.

En el Apéndice A (Figuras 4.4 y 4.5) se muestran las gráficas de tasa de gas y condensado del yacimiento, en cada una de las cuales la curva validada se encuentra superpuesta a la curva original de producción para de esta manera, tener datos de producción más confiable.

#### 4.1.2 Generación de un Modelo de Presiones

Una vez recolectada la información de puntos de presión tomados en el yacimiento durante toda la vida productiva, se validaron siguiendo la metodología descrita en el capítulo anterior y se realizaron los cálculos



correspondientes para llevar las presiones medidas al plano de referencia del yacimiento, el cual se encuentra a 7.900 pies de profundidad.

Las Tablas 4.1 y 4.2 muestran las medidas de presión de formación y BHP-BHT disponibles recabadas que definieron el comportamiento de presiones del yacimiento, las cuales fueron verificadas y recalculadas hasta la profundidad de referencia (Datum) de 7.900' pbnm. Apéndice A (Tablas 4.1 y 4.2).

En la Figura 3.15, mostrada en el capítulo anterior, se define una tendencia promedio de las presiones medidas en el yacimiento, donde se aprecia que durante la primera etapa de producción, existió una mayor declinación de presión, debido a los pocos pozos completados bajo producción natural de los fluidos del yacimiento, mientras que para finales de la curva, la presión se ha logrado sostener más en el tiempo de producción. A partir de esta curva se generó una ecuación de tendencia de tipo exponencial que fue utilizada para estimar puntos de presión en etapas de la producción del yacimiento donde no se cuenta con estos datos.

Nótese en la gráfica (Figura 3.15), además, que para un valor de  $G_p = 0$ , se obtiene un valor de presión igual a 3.262 lpc, que representa la presión al inicio de la producción o Presión Inicial del yacimiento.

Esta Presión inicial fue comparada con un valor estimado a través de las ecuaciones mencionadas anteriormente arrojando un valor de:

$$P_i = 0,43 * (Pr\ of\ .Datum) + 71,117 \quad (Ec.\ 4.1)$$

$$P_i = 0,43 \frac{lpc}{pies} * (7.900\ pies) + 71,117$$

$$P_i = 3.468\ lpc$$

Haciendo una comparación entre la presión obtenida por el método gráfico y el método analítico (correlación) se obtiene un error porcentual de seis (6%) puntos, considerado un valor diferencial aceptable.

$$\% \text{ Error} = \frac{\text{valor teórico} - \text{valor experimental}}{\text{valor teórico}} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$\% \text{ Error} = \frac{3468 - 3262}{3468} * 100 = 5,9 \cong 6\%$$

Sin embargo, ha de ser tomado el valor de 3.262 lpc ya que representa de mejor manera el comportamiento real del yacimiento por tratarse de datos de campo.

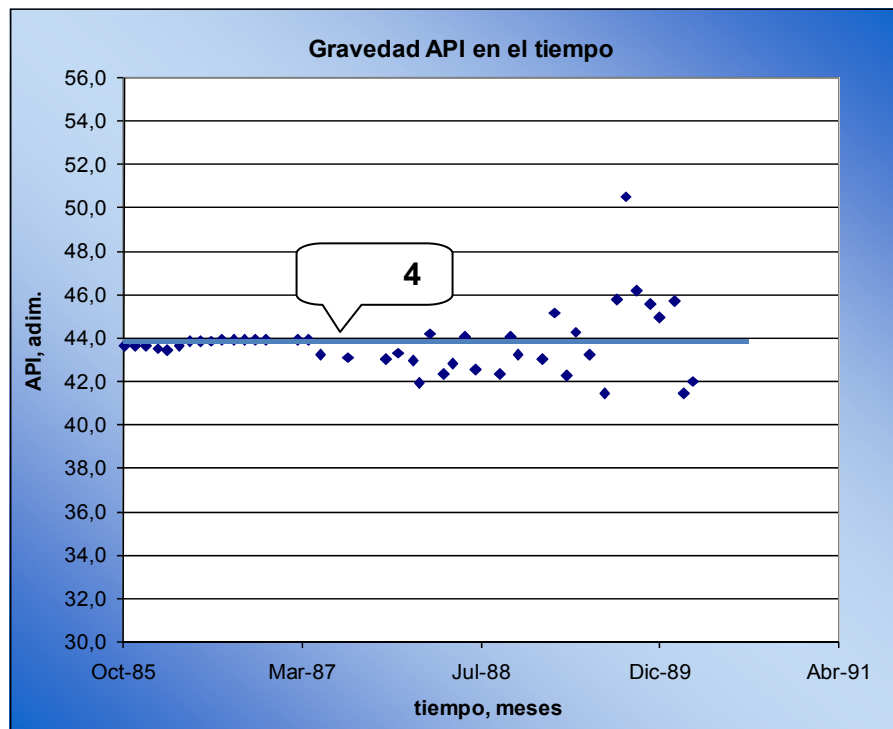
A partir de la Presión inicial del yacimiento, fueron calculadas las propiedades del gas y su factor de compresibilidad.

Para poder predecir el comportamiento de un yacimiento de gas condensado es preciso clasificarlo de acuerdo a su comportamiento físico. Para ello es necesario realizar el cálculo de la presión de saturación del yacimiento y crear un análisis de las propiedades PVT.

La validación de los datos PVT es indispensable para lograr una buena caracterización del yacimiento en estudio. Para yacimientos de gas condensado es necesario tener un PVT representativo de la zona. No obstante, el yacimiento no contó con esta valiosa información y se generó, a través de correlaciones, un PVT sintético en base a datos de producción iniciales del yacimiento.

En primera instancia, para justificar el tipo de fluido presente en el yacimiento se graficó la Gravedad API en función de las pruebas de los pozos durante los primeros años de producción del yacimiento.

La Figura 4.6 muestra el comportamiento de la gravedad API reportada en todas las pruebas de producción realizadas a los pozos. Sobre esta gráfica se trazó una línea de tendencia que atravesó el mayor número de puntos y se obtuvo que la gravedad API fue de 44, valor que ubica al fluido dentro del rango de un gas condensado. Los gases condensados se caracterizan por una relación gas/condensado (RGC) que oscila entre los 3.000 a 150.0000 PCN/BN, con una gravedad API del líquido que se encuentra en un rango desde los 40 a 60 °API.



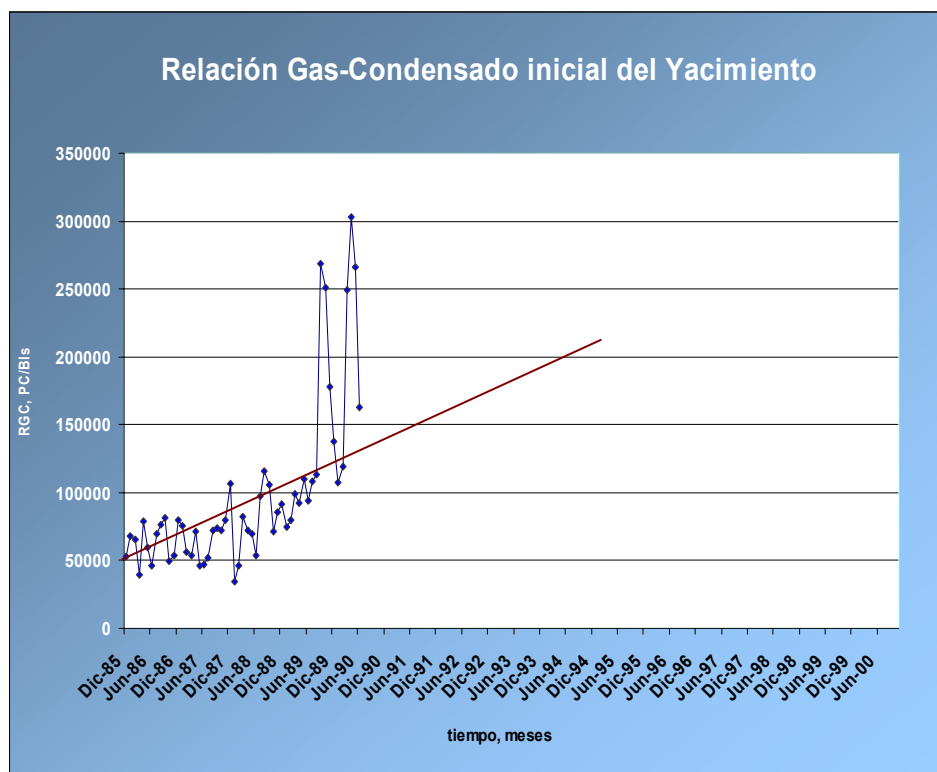
**Figura 4.6.** Gravedad API del fluido inicial del Yacimiento.

Se puede notar en la gráfica (Figura 4.6) que la gravedad API va aumentando con el tiempo de producción del yacimiento, debido al agotamiento de presión y al proceso de toma de muestras o pruebas realizadas a los pozos. En los yacimientos de gas condensados las muestras deben ser tomadas en los primeros días de producción del yacimiento, antes de que ocurra una pérdida de presión importante. Una vez la presión de yacimiento declina por debajo de la presión de rocío original, no es posible obtener muestras representativas del fluido original del yacimiento.

Seguidamente, para validar la RGC inicial del yacimiento se realizó un gráfico (Figura 4.7) de Relación Gas – Condensado (RGC) en función del tiempo productivo inicial del yacimiento, tiempo durante el cual sólo estuvo abierto a producción en este horizonte el pozo JM-104, según se verificó a través de la validación de la producción, pozo descubridor del yacimiento, que produjo a partir del año 1985, durante cinco (5) años, y en enero de 1990 se sumó a la producción el pozo JM-143.

En base a estos primeros cinco (5) años de producción fue graficada la tendencia de la relación gas-condensado del yacimiento, la cual mostró una curva siempre ascendente desde el primer punto, lo que hace concluir que el yacimiento estuvo inicialmente saturado en el punto de rocío, es decir, la mezcla de gas se encontraba inicialmente en fase gaseosa, en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. En estos casos se toma como inicial el primer valor reportado en la gráfica, el cual es de 55.313 PCN/BN, según la primera prueba de producción. Cuando cae la presión por debajo de la presión de rocío ocurre formación de líquido en el yacimiento y este líquido es llamado condensado.

Cuando la presión de yacimiento se encuentra por debajo de la presión de rocío, se empieza a formar líquido dentro del yacimiento. Inicialmente este líquido no tiene la capacidad para fluir, y sólo el gas fluye hacia el pozo. Si se toma una muestra de fluido bajo estas condiciones de flujo, y el gas es posteriormente recombinado con el líquido a la RGP con la que produce, la presión de rocío debería ser igual a la presión actual del yacimiento.



**Figura 4.7.** Relación Gas Condensado inicial del Yacimiento:

Para aseverar este comportamiento se realizó el cálculo de la Presión de Rocío del yacimiento a través de correlaciones. La ecuación de Marrufo, Maita, Him y Rojas, dependiente de la gravedad API y de la Relación Gas Condensado inicial del yacimiento dio como resultado un valor de 3.675 lpc.

Para realizar el cálculo de esta dimensión se construyó una hoja de cálculo en Microsoft Excell, donde además se dedujeron otras variables dependientes como las condiciones de Presión y Temperatura Seudorrecidas del yacimiento, la Gravedad Específica del gas, entre otras propiedades que resultaron además necesarias para el cálculo de las propiedades PVT. El Apéndice A (Ecuaciones 4.3-4.10) contiene una muestra de cálculo de la presión de rocío y propiedades PVT calculadas. La Tabla 4.3 presenta una muestra de cálculo del Factor Volumétrico y Desviación del Gas para las pruebas de presión disponibles.

**Tabla 4.3.** Factor Volumétrico ( $B_{gc}$ ) y Factor de Desviación del Gas Condensado ( $Z_{2f}$ ) calculado para distintas presiones.

Pozo	Fecha	Presión, lpc	Gpt (MMPCN)	$Z_{2f}$	Psr	$B_g$ (PCY/PCN)
P yac	01/10/1985	3.262	22.109,0717	0,9109991	4,982197	0,0058915
G-85	17/07/2001	3.255	22.452,3437	0,9042967	4,972265	0,00590041
JM-193	02/09/2001	3.143	22.717,5884	0,8921744	4,801585	0,00605944
JM-193	02/09/2001	3.050	22.717,5884	0,8823857	4,658829	0,00620165
JM-193	02/09/2001	2.951	22.717,5884	0,8807363	4,508140	0,00636179
JMN-194	12/11/2001	2.772	22.879,2862	0,8806117	4,233416	0,00668382
JMN-194	12/11/2001	2.625	22.879,2862	0,8805727	4,009477	0,0069797
JM-202	20/01/2002	2.600	22.997,3769	0,8779555	3,971557	0,00703317
JM-202	11/02/2002	2.598	23.114,0863	0,8737338	3,968689	0,00703726
JM-200	25/03/2002	2.597	23.236,4004	0,8693380	3,967791	0,00703854
JM-200	25/03/2002	2.558	23.236,4004	0,8660261	3,907497	0,0071259
JM-209	03/08/2003	2.494	26.075,3302	0,8616367	3,809945	0,00727322
JM-210	06/11/2003	2.428	26.983,8908	0,8564129	3,707978	0,00743562

Es de hacer notar que, aunque entre la presión de rocío estimada de 3.675 lpc y la presión inicial del yacimiento estimada de 3.262 lpc existe un vacío, se tomó como terminante el valor de 3.262 lpc ya que se trata de datos más confiables, pues son de campo, mientras que el valor de 3.675 lpc fue obtenido a través de correlaciones. Asimismo, se acepta como cierto que

el yacimiento estuvo saturado inicialmente en el punto de rocío y que la presión de rocío es igual a 3.262 lpc para efectos de caracterización del yacimiento y fue a partir de esta magnitud que se generaron los cálculos más importantes, representativos y característicos del yacimiento.

Para la presión inicial del yacimiento se obtuvo un Factor Volumétrico (Bgci) igual a 0,00589 PCY/PCN y un Factor de Desviación del Gas inicial ( $Z_{2fi}$ ) de 0,91099. Posteriormente estos datos fueron comparados con el programa MBAL a través del módulo para el cálculo de Propiedades PVT.

El factor de compresibilidad bifásico del fluido es muy útil en la industria del hidrocarburo y aunque no es muy comprendido por la mayoría de los ingenieros de yacimiento, uno de sus principales usos está en la ecuación de balance de materiales composicional ( $P/Z_{2f}$  vs. Gpt) para el cálculo de gas original en sitio y reservas recuperables. El factor de desviación usado debe ser el factor de desviación de todos los hidrocarburos que permanecen en el yacimiento. Esta incluye la fase remanente de gas y la fase del líquido retrógrado. El factor de compresibilidad bifásico proporciona esta información.

## **4.2 Cálculo de Volúmenes Originales en Sitio de Petróleo y Gas, a través de la Técnica de Balance de Materiales**

### **4.2.1 Método Volumétrico**

Para la determinación del GCOES, GOES y COES, se utilizó el método volumétrico y sus valores fueron comparados con el cálculo hecho a través del balance de materiales y el método de declinación de producción. Las reservas fueron calculadas utilizando las curvas de declinación de producción, y la herramienta MBAL permitió a su vez conocer el aporte de los mecanismos de recobro y realizar la predicción del comportamiento futuro del yacimiento, en base a la declinación del yacimiento.

Partiendo del estudio de las características de Presión, Volumen y Temperatura del yacimiento, y de los parámetros petrofísicos se obtuvieron los datos necesarios para el cálculo de los hidrocarburos originales en sitio.

En el Apéndice B (Tabla 4.4), se muestra la data de petrofísica suministrada por el equipo de PDVSA Gas Anaco, específicamente de los ingenieros de yacimiento encargados del Campo San Joaquín del Área Mayor de Anaco, ubicado en la Gerencia de Yacimientos.

En base a estos datos se estimó una Porosidad para la Arena/Yacimiento ME-M2/JM-104C basándose en Promedios Ponderados Por Espesor. 13% fue el valor estimado para la porosidad del yacimiento ( $\Phi$ ). De las Ecuaciones 3.19, 3.20, 3.21 y 3.22 reseñadas en el Marco Metodológico se obtuvo que:

$$GCOES = \frac{43.560 * 0,13 * (1 - 0,13) * 20 * 4.715}{0,0058} = 96,63MMPCN$$

$$fg = \frac{55.313}{55.313 + 132.800 * \frac{0,8}{159,6}} = 0,98$$

$$GOES = 96.633.009.158 * 0,98 = 95,48MMMMPCN$$

$$COES = \frac{95.483.908.302}{55.313} = 1,726MMBN$$

Se obtuvieron dimensiones para el Gas Condensado Original En Sitio de 96,63 Millardos de Pies Cúbicos. Un 98 % de la fracción molar del gas condensado es producida en superficie en forma de gas (fg) para un volumen de Gas Original En Sitio de 95,48 Millardos de Pies Cúbicos, y un Condensado Original En Sitio o fracción producida en superficie como líquido



igual a 1 Millón 726 Mil Barriles. La Tabla 4.5 muestra los datos utilizados para el cálculo realizado.

**Tabla 4.5.** Datos utilizados para el cálculo de los Volúmenes Originales En Sitio.

$\Phi =$	0,13	Área =	4.715 acres
Swi =	0,13	h =	20,8 pies
Bgci =	0,005 PCY/PCN	RGCi =	5.5313 PCN/BN
Yc/Mc =	0,0050125	fg =	0,98810861

#### 4.2.2 Balance de Materiales

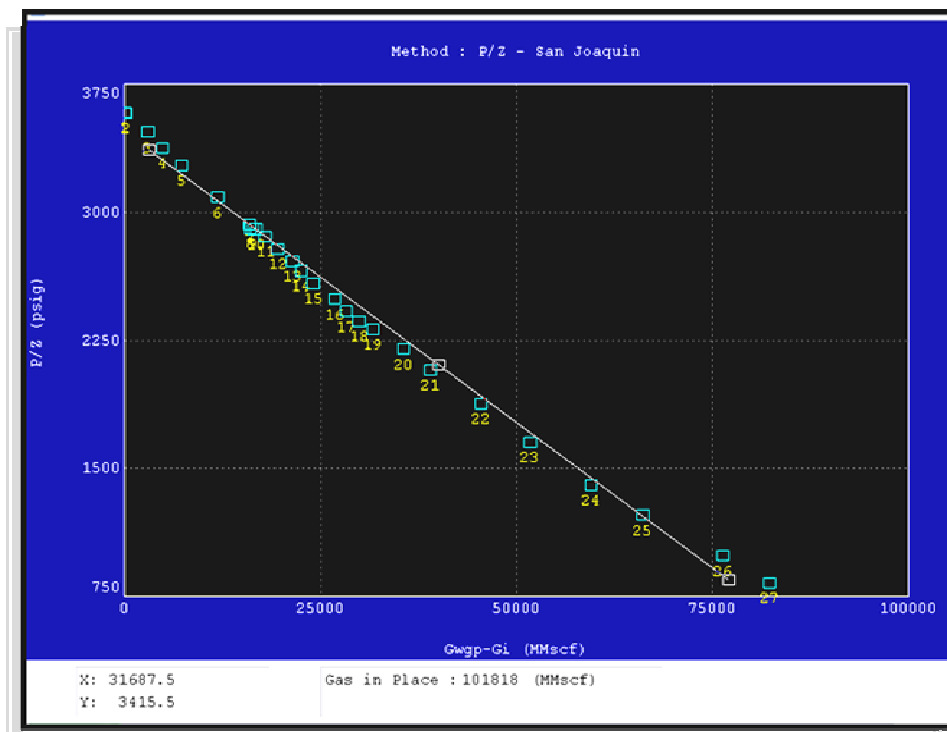
Se calculó el GCOES mediante el simulador cero dimensional MBAL, con el fin principal de validar el GCOES volumétrico anteriormente determinado y conocer de manera general los mecanismos de producción del yacimiento durante su historia de producción. Este simulador se fundamenta en el principio de la conservación de la masa y sus cálculos se basan en la ecuación general de balance de materiales (Ecuación 2.1) descrita en el Capítulo II o Marco Teórico.

El modelo MBAL requirió la entrada de los datos corregidos y validados en las secciones anteriores, es decir, la historia de producción de condensado, agua y gas, comportamiento de la presión estática del yacimiento, datos básicos como porosidad, permeabilidad, saturación, permeabilidades relativas, tipo de yacimiento y se definió si existía actividad del acuífero. La forma de introducir estos datos se escogió para un yacimiento de gas condensado.

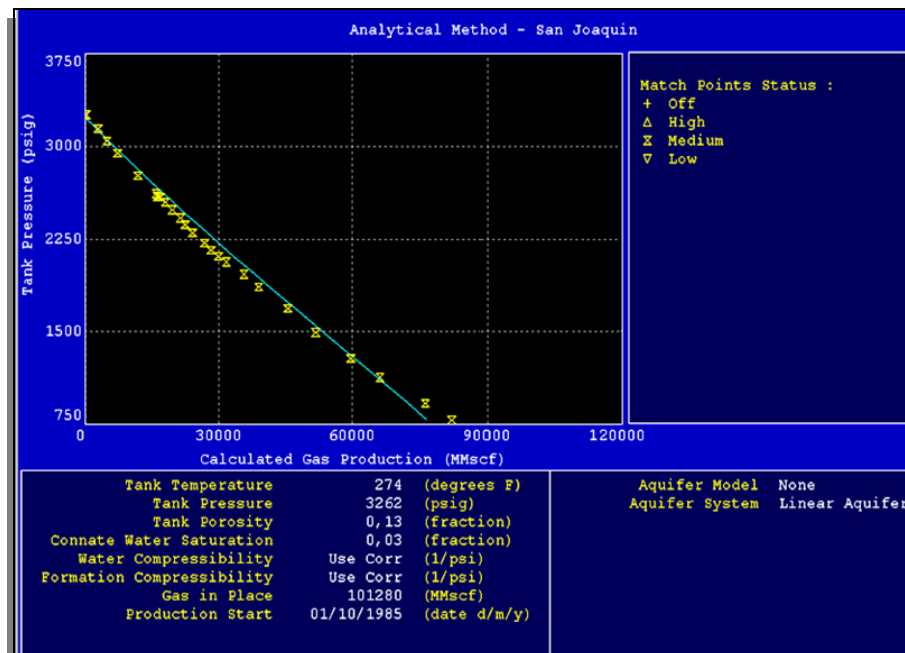
Una vez realizado el modelo y las corridas de Balance de Materiales con el MBAL, se obtuvo que el gas condensado original en sitio, determinado a través de método gráfico, se ubicó en el orden de 101,818 MMMPCN. Al

comparar este valor con el calculado volumétricamente de 96,63 MMMPCN, se obtuvo una diferencia de 5,36%, por lo que se certifica que el modelo oficial del yacimiento ameritaba una revisión (Figura 4.8).

La Figura 4.9, por su parte, muestra el comportamiento de presión del yacimiento en función de la producción acumulada de gas, realizada a través del método analítico. En ella se aprecia la continua caída de presión durante toda la vida productiva del yacimiento, lo cual puede atribuirse a la no existencia de un acuífero ya que no fue capaz de lograr el mantenimiento de la presión. Esto certificó además que el yacimiento no presenta acuífero asociado y que se trata de un yacimiento volumétrico de gas condensado.



**Figura 4.8.** Método Gráfico de la Herramienta MBAL.



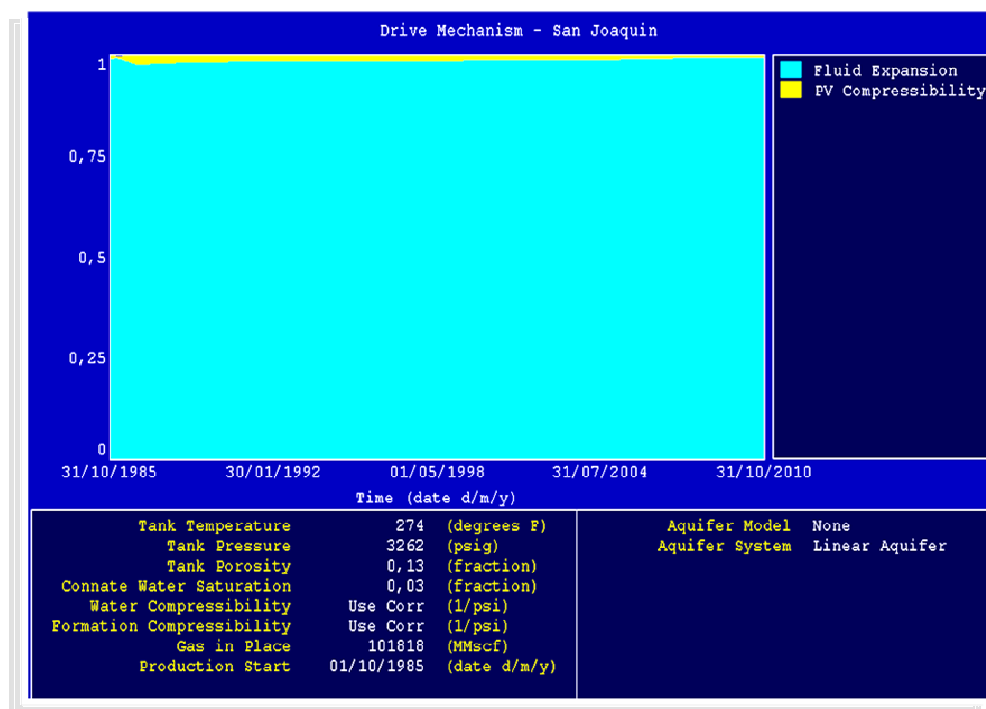
**Figura 4.9.** Método Analítico de la Herramienta MBAL.

En este sentido, el método gráfico y el método analítico (Figuras 4.8 y 4.9), al igual que la historia de presión del yacimiento lograron cotejar con la historia real del mismo, aumentando en un 5% el gas acumulado, pues según el modelo MBAL, el volumen de gas reportado debía ser mayor al que realmente se encontraba en el yacimiento a través del Método Volumétrico.

Una vez realizado esto se procedió a generar los datos PVT del yacimiento a través de esta herramienta. El PVT fue generado en el MBAL, a través de un proceso iterativo basado en el uso de correlaciones. Este fue comparado con el calculado manualmente a través de las correlaciones descritas anteriormente, observando que los dos PVT son muy similares. De acuerdo a las figuras generadas (Apéndice B, Figuras 4.10 y 4.11) se comparó el valor inicial de  $Z_2F$  generado a través del MBAL para la presión inicial del yacimiento que fue de 0,910997, mientras que el calculado de forma manual por correlaciones fue casi el mismo con un valor de 0,910991, para un factor volumétrico inicial del gas generado por MBAL de 0,00578165

PCY/PCN y, el estimado manualmente de 0,0058915 PCY/PCN. A su vez, estos datos cotejaron perfectamente con la temperatura del yacimiento de 274°F como puede ser observado en la Tabla 4.6 del Apéndice B.

Los mecanismos responsables de la producción de los fluidos o mecanismos de empuje en el yacimiento pueden cambiar durante su tiempo de explotación. En la Figura 4.12 se observan los principales mecanismos de producción que actuaron durante la vida productiva del yacimiento en estudio, siendo el que más predomina la Expansión de los Fluidos (97 % aproximadamente), seguido en menor magnitud por la compresibilidad de la roca (3 %).



**Figura 4.12.** Mecanismos de Producción de la Arena ME-M2/  
Yacimiento JM-104C.

#### **4.2.3 Método de Declinación de Presión ( $P/Z_2^f$ vs Gpt).**

Una vez validada la producción y generado el Modelo de Presiones del yacimiento, se ubicó dentro de la historia de producción del yacimiento, el Gas producido acumulado (Gp) anualmente asociado a una presión de yacimiento. De esta forma y teniendo en cuenta la metodología explicada previamente para el Método de Declinación de Presión, se estimaron volúmenes de gas totales, que incluyeron el agua producida en superficie asociada a vapor de agua del gas condensado en el término Gpt. Para Yacimientos volumétricos se utiliza el Gpt mientras que para yacimientos no volumétricos se utiliza el término Gppt. El caso en estudio se trata de un yacimiento Volumétrico, certificado a través de la herramienta MBAL.

El cálculo del vaciamiento total fue realizado a través de una hoja de cálculo hecha en Microsoft Excell, que permitió de forma rápida y eficaz agrupar el largo historial de producción de todos los pozos del yacimiento. El Apéndice B (Ecuación 4.11) presenta una muestra de cálculo para la obtención de la expresión Gpt.

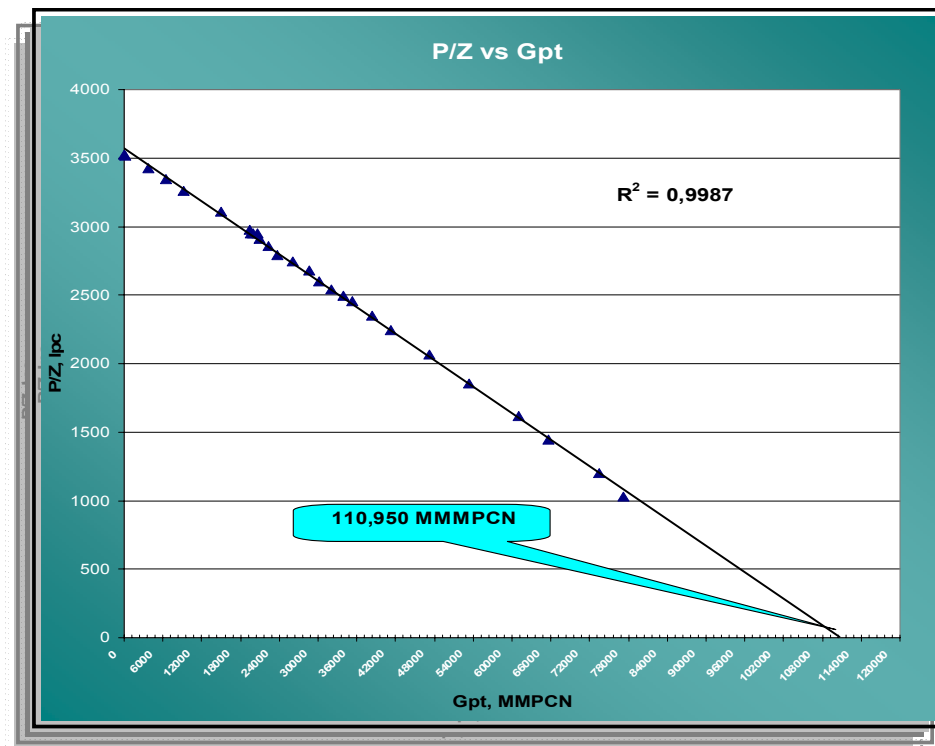
En la Tabla 4.7 se aprecia el Gpt para cada valor de presión anual en el yacimiento. A su vez se muestra el cálculo del cociente de la Presión por el factor de desviación del gas para los valores de presión anuales.

A través de esta tabla fue graficada la expresión  $P/Z_2^f$  en función de los fluidos producidos en el yacimiento (Gpt), mediante el cual se estimó un Gas Condensado Original En Sitio extrapolando la tendencia de los puntos hasta un valor de  $P/Z_2^f$  igual a cero (0) dando como resultado un valor de 110,950 MMMPCG.

**Tabla 4.7.** Gpt y  $P/Z_{2f}$  asociado a cada punto de presión anual durante el tiempo de producción del yacimiento.

Fecha	Presión	Gpt	Z <sub>2f</sub>	P/Z
01-Oct-85	3262	0	0,9109991	3524,54696
31-Ene-85	3255	104,730526	0,9042967	3519,22518
31-Ene-86	3144	3722,49163	0,8921745	3426,86336
31-Ene-87	3050	6516,91731	0,8823857	3348,28057
31-Ene-88	2952	9244,57336	0,8807364	3263,99457
31-Ene-89	2772	14921,2866	0,8806117	3106,73514
31-Ene-90	2625	19498,8937	0,8805727	2975,03672
31-Ene-91	2600	19623,6004	0,8779555	2952,41819
31-Ene-92	2598	20568,7776	0,8737339	2950,70416
31-Ene-93	2598	22181,2159	0,869338	2950,16704
31-Ene-94	2558	20989,8481	0,8660261	2913,99755
31-Ene-95	2494	23679,8009	0,8616367	2854,97677
31-Ene-96	2428	25486,4406	0,8564129	2792,61822
31-Ene-97	2377	27782,8953	0,8523673	2745,01742
31-Ene-98	2310	29852,2372	0,8491931	2681,09641
31-Ene-99	2230	31462,5979	0,8464368	2603,76169
31-Ene-00	2167	33527,2593	0,8399463	2542,90694
31-Ene-01	2118	34940,7517	0,8332645	2494,56191
31-Ene-02	2076	36444,0901	0,8225272	2452,14899
31-Ene-03	1974	40781,1718	0,8103498	2350,65516
31-Ene-04	1870	43467,4466	0,7971037	2243,73808
31-Ene-05	1700	47153,2362	0,7878158	2066,56692
31-Ene-06	1505	53358,8233	0,7751998	1857,27304
31-Ene-07	1290	60941,5216	0,766836	1618,93925

Este valor de GCOES calculado a través del Método de Declinación de Presión difiere del Método Volumétrico en un 14,8% y al compararlo con el Método de Balance de Materiales genera una diferencia menor al uno por ciento (1%) La gráfica se puede apreciar a través de la Figura 4.13.



**Figura 4.13.** Método de Declinación  $P/Z_{2f}$ .

La comparación de los volúmenes originales y su desviación se señalan de forma resumida en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8.** Porcentaje de Desviación del Método en comparación con el Método Volumétrico.

	Método Volumétrico	MBAL	$P/Z_{2f}$
<b>GCOES</b>	96,63 MMMPCG	101,818 MMMPCG	101,950 MMMPCG
<b>Desviación</b>	--	5,36 %	5,50 %

Una vez obtenido el gráfico, se hizo la estimación de las reservas recuperables a un límite económico o Presión de abandono del yacimiento en estudio. La presión de abandono del yacimiento para yacimientos volumétricos es común estimarla a través del 10% de la profundidad del yacimiento. Es decir, la Profundidad al Datum del yacimiento es de 7.900 pies lo que supone una Presión de Abandono de 790 lpc.

La Presión Oficial de Yacimiento según el Libro Oficial de Reservas del Año 2010 supone para el Yacimiento JM-104C, Arena ME-M2, una Presión de Abandono de 880 lpc. Sin embargo, ambos valores fueron descartados tomando en consideración diversos factores que condicionan la vida actual del yacimiento y es que el yacimiento hasta la fecha presenta 4 pozos que fluyen a un nivel de separación de 450 lpc, para una Presión de Yacimiento Actual estimada de 850 lpc; esto conduce a deducir que existe un diferencial de Presión desde el yacimiento hacia superficie de 400 lpc.

El nivel mínimo de separación que se requiere para que un pozo se mantenga activo a producción es de 60 lpc. Por lo tanto se estimó una presión de abandono de 430 lpc suponiendo que en un futuro no muy lejano se programe un nuevo nivel de separación de 30 lpc, que alimentará la producción del Distrito en el nivel de baja.

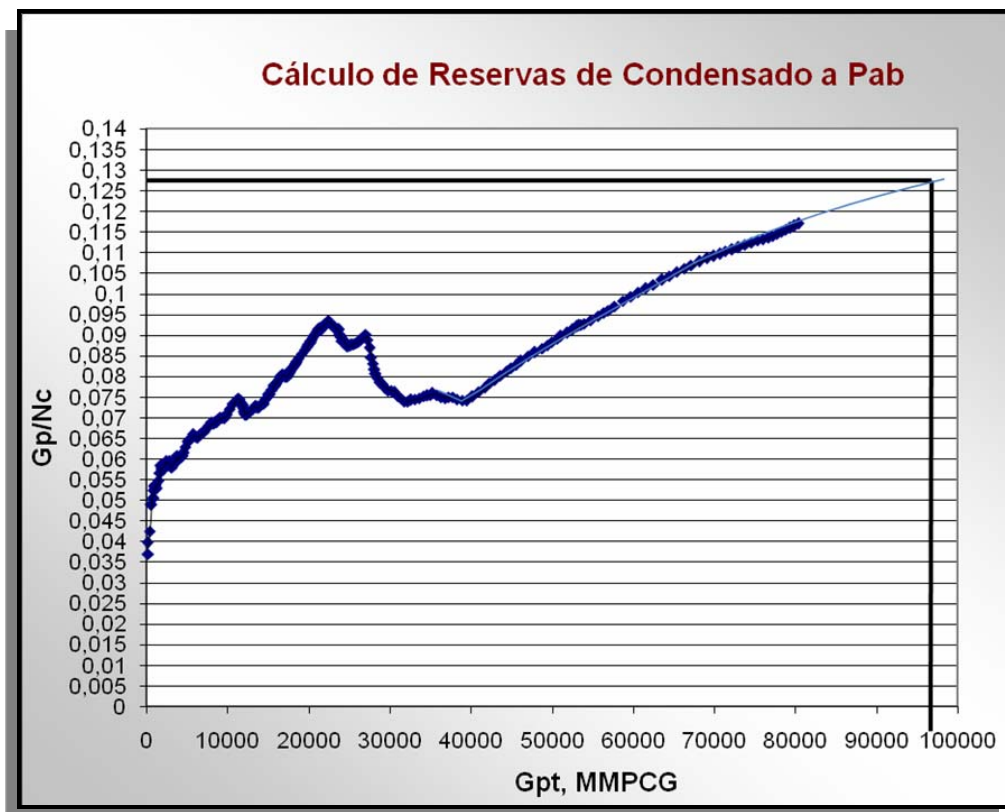
Para esta Presión de Abandono se estimó el valor de  $P/Z_{2f})_{ab}$  igual a 576 lpc, luego se ingresó al gráfico de Declinación de Presión (Figura 4.13) y se estimó un valor de  $G_{pt})_{ab} = 96$  MMMPCG.

Este valor es necesario para el cálculo de las reservas de Gas Condensado, Gas y Condensado recuperables del yacimiento.

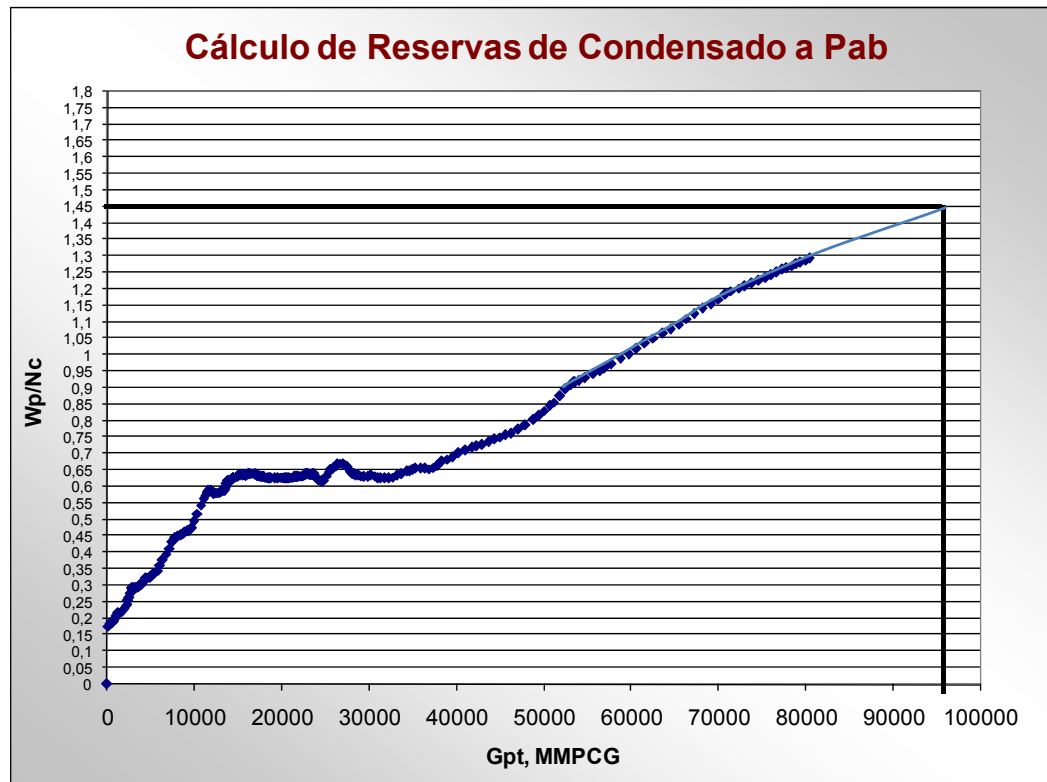


A través de las gráficas de  $G_p/N_c$  (Gas producido versus Condensado producido) y  $W_p/N_c$  (Agua producida versus Condensado producido) se estiman términos necesarios para su inclusión en la Ecuación 3.27, lo cual genera unas reservas recuperables de Condensado a una presión de abandono de 430 lpc igual a 780 MBN. (Figuras 4.14 y 4.15) (Apéndice B, Ecuación 4.12)

Multiplicando el valor de  $G_p/N_c$  de la gráfica, por el valor obtenido de reservas de condensado ( $N_{c_{ab}}$ ) se obtienen reservas recuperables de gas condensado  $G_{p_{ab}} = 99,45$  MMMPCN.



**Figura 4.14.**  $G_p/N_c$  para el cálculo de reservas de condensado del yacimiento



**Figura 4.15.** Wp/Nc para el cálculo de reservas de condensado del yacimiento

Esto hace deducir un Factor de Recobro del Yacimiento a una Pab a través de la Ecuación 4.13

$$\% Rab = \left( \frac{Gpab}{GCOES} \right) * 100 = \frac{99,45}{101,95} * 100 = 97\% \quad (\text{Ec. 4.13})$$

El factor de recobro de 97 % es distinto del valor oficial de 80 %, debido a la nueva presión de abandono asumida, valor que ocasiona en gran parte que las reservas estimadas oficialmente se encuentren en revisión (negativas). Con la obtención del nuevo factor de recobro, las reservas recuperables pasan a ser de 99 MMMPCNG. Al sustraer de estas reservas el

acumulado hasta ahora del yacimiento, de 73,8 MMPCNG quedarían como reservas por recuperar unos 25 MMMPCN de gas.

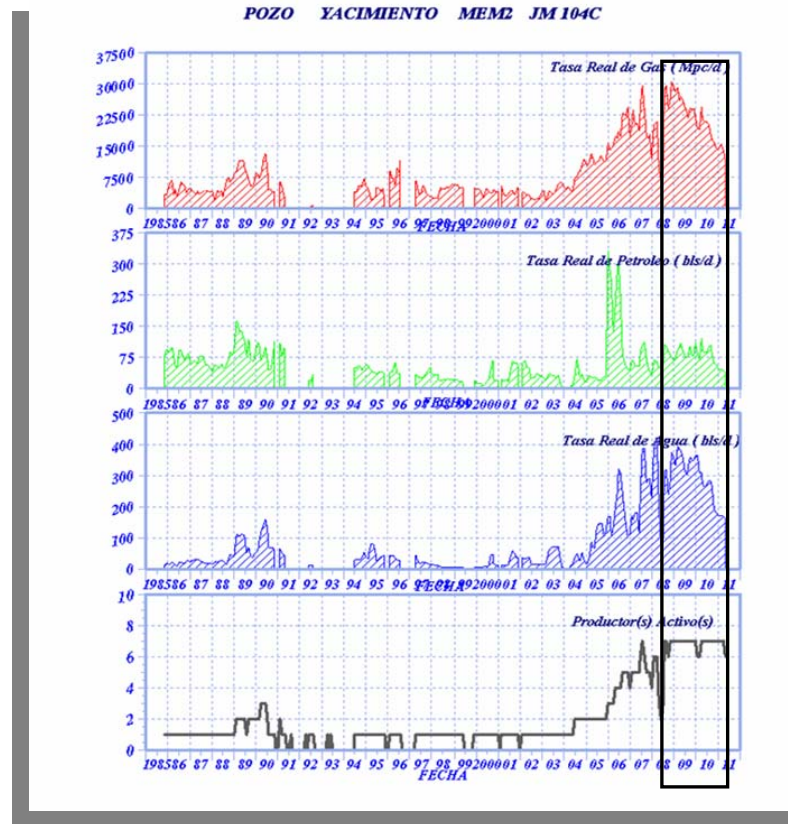
#### **4.3 Establecimiento de la Tasa de Declinación Natural del Yacimiento, a través de un Estudio de Curvas de Declinación de Producción**

En primer lugar, luego de estudiar el histórico de producción de cada pozo a partir de la herramienta OFM y la revisión de carpeta de pozos para observar los trabajos realizados a cada uno de los pozos activos para la selección del período de producción a declinar, se emplearon los siguientes criterios:

- Declinación de la producción en un periodo mínimo de 8 meses.
- Promedio de pozos activos relativamente constante.
- Ningún trabajo de RA/RC o estimulación aplicado durante el periodo seleccionado.
- La actividad de los pozos seleccionados dentro del período del yacimiento en estudio debía ser mayor al 80% del tiempo de producción.

La aplicación del método partió de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia.

En el caso de encontrar a lo largo de esta etapa alguna discrepancia en cuanto a las premisas establecidas inicialmente, por ejemplo algún trabajo de RA/RC realizado durante el periodo en estudio, cambios de reductor, presencia de escala o acumulación de líquido, fue necesario volver al histórico de producción y hacer la selección de un nuevo periodo de estudio acorde con los criterios de selección. (Figura 4.16)

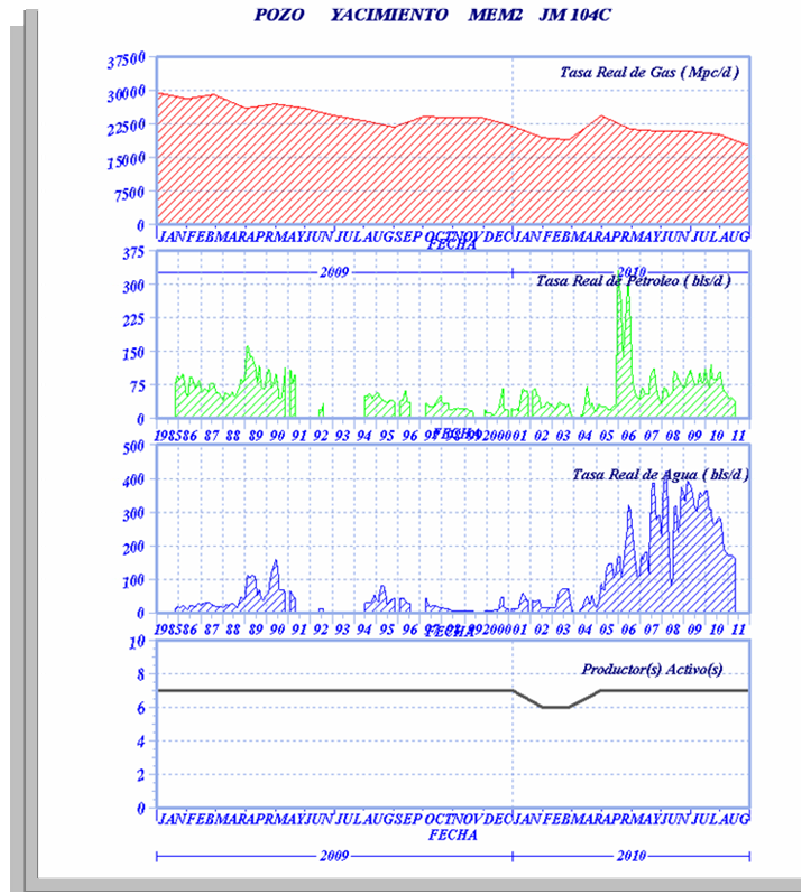


**Figura 4.16.** Período de Producción seleccionado para la declinación del yacimiento.

El período que cumplió con las premisas mencionadas anteriormente comprendió desde Enero de 2009 a Agosto 2010, durante el cual se encontraban siete (7) pozos activos en el yacimiento y se notaba manifiestamente la declinación progresiva del yacimiento. (Figura 4.17)

Con certeza de la información asociada al periodo seleccionado para realizar el estudio de declinación, la etapa siguiente fue graficar la producción a través del módulo FORECAST de la herramienta OFM, la cual proporciona un valor puntual del Exponente de Declinación “b”, indicando el tipo de declinación existente para el yacimiento en estudio, considerando los valores de “b” de 0 y 1: 0 indica una declinación de tipo exponencial, y 1 una

declinación armónica, mientras que los valores entre 0 y 1 corresponden a una declinación hiperbólica.

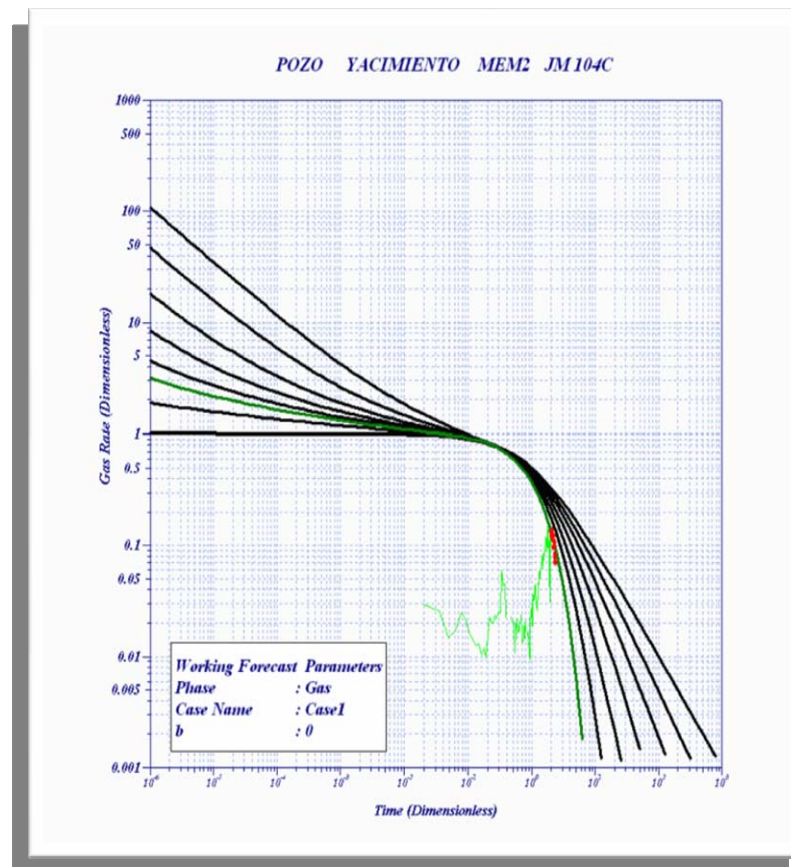


**Figura 4.17.** Período de Producción ampliado Enero 2009 – Agosto 2010

Mediante el estudio de curvas de declinación se obtuvo una tasa de declinación del yacimiento de 24% para el período seleccionado, cuyo exponente  $b$  fue igual a 0, declarando una declinación de tipo exponencial. (Figura 4.18)



Cabe destacar que para este tipo de análisis debe buscarse la mejor tendencia que se adapte al mejor comportamiento de declinación de la curva. Dicha declinación fue realizada para el gas presente en el yacimiento.



**Figura 4.19.** Ajuste de la Producción en estudio del Yacimiento MEM2 JM-104 a las Curvas Tipo de Fetkovich.

Todos los resultados obtenidos mediante la elaboración del modelo dinámico comparados con los datos oficiales se muestran en la Tabla 4.9 del Apéndice C.

#### **4.4 Determinación de Nuevas Alternativas de Explotación para el Recobro de las Reservas Actuales del Yacimiento.**

En esta etapa se procedió a analizar los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto, con la finalidad de establecer escenarios que indiquen la mejor estrategia de explotación aplicable al yacimiento. En este caso se reunieron los parámetros más importantes para poder identificar dentro del yacimiento los pozos más indicados para la fase de optimización, los que son factibles para un trabajo menor o aquéllos candidatos para un futuro RA/RC y por último determinar la factibilidad de una futura Completación Original en el Yacimiento.

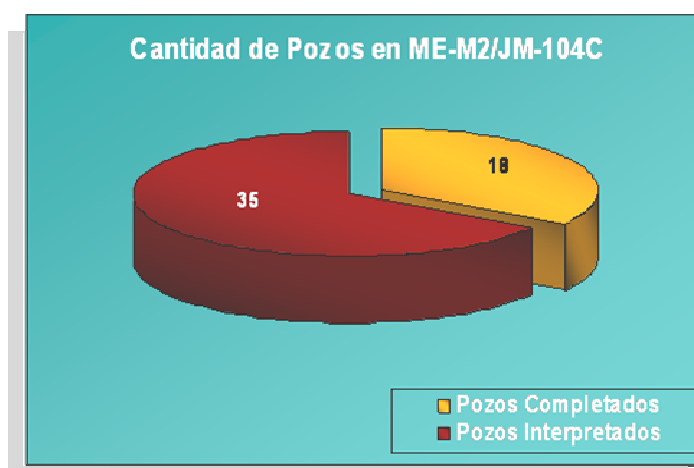
Integrando el estudio dinámico, datos de superficie y la condición mecánica de los pozos, se procedió a generar el plan de explotación a través de diferentes escenarios:

1. En primer lugar, para la fase de Optimización se logró filtrar aquellos pozos que se encuentran activos en estado PTN (Fluyendo por Tubería de Producción de forma Natural) en el yacimiento.

En el Yacimiento existen dieciocho (18) pozos completados y treinta y cinco (35) interpretados (Figura 4.20) Las propuestas de un plan de explotación adecuado, que pueda garantizar el justo aprovechamiento de los hidrocarburos del yacimiento, buscando siempre acelerar el barrido pero de forma continua y gerenciando la extracción con la mayor sensatez, ingeniería y eficiencia en el trabajo, se inició por la etapa más sencilla, rentable y de carácter inmediato que generara aumento de potencial en un corto plazo. Para ello el objeto de análisis se centró en los pozos que se encuentran activos en la Arena ME-M2/Yacimiento JM-104C.

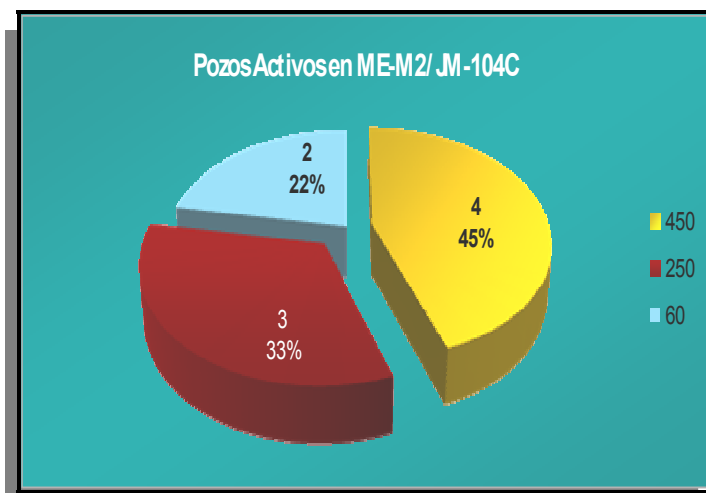


De dieciocho (18) pozos completados, existen nueve (9) pozos activos en la arena de estudio: cuatro (4) de ellos fluyen a un nivel de separación de 450 lpc, tres (3) a 250 lpc y dos (2) a Nivel de 60 lpc (Figura 4.21). La Tabla 4.10 muestra las Pruebas de Producción para los pozos donde se aprecia la tasa de gas y condensado aportado, la presión de cabezal y de línea, el reductor y la fecha en la cual se realizó esta prueba.



**Figura 4.20.** Número de pozos perforados en la Arena/Yacimiento ME-M2/JM-104C.

En la Tabla 4.8 se puede observar que los pozos JM-162L (la letra L corresponde a un pozo cuya completación es doble sarta y se encuentra fluyendo en ese horizonte a través de la sarta larga), JM-256L y JM-237L presentan las menores tasas de gas, lo que representa un trabajo para el ingeniero del campo monitorear su producción y realizar algún trabajo de optimización como cambio de reductor, reubicación del nivel de separación del pozo o simplemente acondicionar el pozo en superficie y/o remediar cualquier inconveniente que esté ocasionando su baja productividad.



**Figura 4.21.** Número de pozos perforados en la Arena/Yacimiento ME-M2/JM-104C.

**Tabla 4.8.** Datos de Producción de los nueve (9) pozos activos.

Activos en ME-M2		Qo (BN)	Qg (MMPCG)	Pcab	Plin	Reductor	Fecha
Nivel	Pozo						
450	JM-162L	2	0,4	500	450	3/8"	13-May-11
450	JM-213L	20	2,0	460	430	3/4"	17-Jun-10
450	JM-242L	4	1,8	440	420	7/8"	04-Jul-11
450	JM-256L	1	0,7	460	420	1/2"	11-Ago-11
250	JM-104	16	1,3	370	280	1/2"	13-Jul-11
250	JM-218L	3	2,1	320	300	3/4"	08-Ago-11
250	JM-237L	3	0,7	420	410	3/4"	25-Jul-11
60	JM-220L	1	1,7	390	120	1/2"	19-Mar-11
60	JM-238L	1	2,7	395	120	3/4"	15-Ago-11
<b>Volumen Aportado</b>		<b>51</b>	<b>13,5</b>				

Actualmente el yacimiento aporta un volumen a la producción del Distrito de 13,5 MMPC y 51 BN de gas y condensado, respectivamente. Haciendo uso del Simulador PIPESIM – versión Año 2008, se desarrolló el Análisis Nodal de dichos pozos y se determinó la tasa de flujo óptima a la cual deben fluir, basada en una evaluación del sistema de producción.

La Tabla 4.9 muestra un resumen de las propuestas realizadas a los pozos, presentando el aporte por pozo actual, el potencial esperado y el ganancial obtenido, soportado por el respectivo Análisis Nodal.

**Tabla 4.9.** Aporte esperado de los nueve (9) pozos activos.

Nivel	Pozo	Propuesta	Actual		Optimizada		Ganancial por Otros	
			Qo (BN)	Qg (MMPCG)	Qo (BN)	Qg (MMPCG)	Qo (BN)	Qg (MMPCG)
450	JM-162L	Reubicar en 250 con reductor 1/2"	2	0,4	6	1,2	4	0,8
450	JM-213L	Facilidad en Superficie en S.L.	20	2,0	20	2,0	0	0,0
450	JM 242L	Reubicar en 250lpc	4	1,7	4	2,6	0	0,9
450	JM-256L	Reubicar en 250 con reductor 3/4"	0,9	1,1	2,4	2,9	1,5	1,8
250	JM-104	Aumentar red a 3/4"	16	1,3	23	1,8	7	0,5
250	JM-218L	Mantener Condiciones actuales	3	2,1	3	2,1	0	0,0
250	JM-237L	Reubicar en 250lpc	3	0,7	4	3	1	2,3
60	JM-220L	Aumentar red a 3/4"	1	1,7	1	2,5	0	0,8
60	JM-238L	Mantener Condiciones actuales	1,5	2,7	1,5	2,7	0	0,0
			<b>50,9</b>	<b>13,7</b>	<b>64,6</b>	<b>20,8</b>	<b>13,5</b>	<b>7,1</b>

#### 4.4.1 Análisis del Pozo JM-162L

El pozo se encuentra deficiente a nivel de 450 con 0,4 MMPCG. La propuesta para este pozo es un aumento en el reductor y reubicarlo a nivel de 250 lpc debido a que se encuentra igualizado a nivel de 450.

**Tabla 4.10.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-162L	7	70	2,0	0,4	500	3/8"	13-May-11

Con cambio de reductor de 0,375 a 0,5 no se obtienen mayores variaciones de tasas, de 0,7 BND y de 0,1 MMPCND. Se cotejó la última prueba del pozo en potencial de Agosto de 2011 realizada en Mayo de 2011.

Se usaron datos de permeabilidad de 34 md, un espesor cañoneado de 20 pies y un daño de 5. (Figuras 4.22 y 4.23 del Apéndice D).

Se realizaron sensibilidades para un cambio de nivel de separación de 450 a 250 lpc con una Presión de Cabezal de 500 lpc: sin cambio de reductor se esperan variaciones de tasas de 2 a 4 BND y de 0,4 a 0,9 MMPCND. Sin embargo, reubicando el pozo a este nivel y haciendo un cambio en el reductor de 0,375 a 0,5 se obtienen mejores variaciones de tasas con respecto a las condiciones actuales de 2 BND a 6 BND y de 0,4 a 1,2 MMPCND. (Figuras 4.24 y 4.25 del Apéndice D)

#### 4.4.2 Análisis del Pozo JM-213L

**Tabla 4.11.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-213L	65	92	20	2,0	460	3/4"	17-Jun-10

Pozo que fluye por la sarta corta junto con la sarta larga (ME-M2), debido a que la línea de flujo fue tomada para fluir el pozo JM-262.

Se propone para este pozo actualizar prueba de producción para cotejar Modelo de Fluido Actual y su capacidad de producción real con las recientes condiciones de energía del yacimiento y realizar facilidades en superficie para el tendido de línea de la Sarta Larga. No se comprometió potencial para la optimización de este pozo debido a los inconvenientes operacionales que posee el pozo actualmente, al cual no se le realiza una prueba de producción desde Junio de 2010.

#### 4.4.3 Análisis del Pozo JM-242L

La Prueba cotejó con una permeabilidad de 73 md, 12' de espesor cañoneado, una tasa de gas de 1,7 MMPCN y 4 BN, 90% de AyS y RGC de 439.024 PCN/BN. La prueba es del Potencial de Agosto de 2011 y fue hecha en Julio 2011.

**Tabla 4.12.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-242L	41	90	4	1,7	460	7/8"	04-Jul-11

El pozo tiene una presión de cabezal de 460 lpc y la prueba no coteja al nivel de 450 lpc ya que las curvas de oferta y demanda del sistema no coinciden entre sí para tal nivel de separación (Figuras 4.26 y 4.27 del Apéndice D) Bajándolo al nivel de 250 lpc, la prueba coteja perfectamente por lo que se propone su reubicación a este nivel. Este pozo produce por baches y no se considera un flujo estable a este nivel. A una presión de fondo fluyente por debajo de 550 lpc el pozo comienza a acumular líquido.

El reductor del pozo es el de mayor diámetro, se recomienda realizar una reubicación de nivel del pozo para una tasa esperada de 4 BN y 2,6 MMPCG de condensado y gas, respectivamente. (Figuras 4.28 y 4.29 del Apéndice D).

#### 4.4.4 Análisis del Pozo JM-256L

**Tabla 4.13.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-256L	9	90	0,9	1,1	460	1/2"	1-Jul-11

El pozo JM-256 es un pozo desviado cuya prueba de producción fue cotejada con el Potencial de Julio de 2011. El pozo se encuentra en el tope de la estructura en un área medianamente drenada con una permeabilidad efectiva de 50 md y un daño de 3.

Se realizaron variaciones de Nivel de Separación del pozo de 450 lpc a 250 lpc observando variaciones en la tasa de gas de 1,1 a 1,9 MMPCG y de 0,9 a 1,5 BN de condensado (Figuras 4.28 y 4.29 del Apéndice D).

Sin embargo al hacer el cambio de nivel se hizo la sensibilidad para el diámetro de reductor una vez el pozo esté en el nivel de 250 lpc. Para un cambio de reductor de 0,5 mm a 0,75 mm se tienen nuevas tasas de 2,9 MMPCG y 2,4 BN de condensado. (Figuras 4.30 y 4.31 del Apéndice D)

#### 4.4.5 Análisis del Pozo JM-104

**Tabla 4.14.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-104	42	60	16	1,3	370	1/2"	13-Jul-11

El pozo posee buenas propiedades petrofísicas, fue cotejado con una permeabilidad de 28 md y un daño de 5.

Se realizó cambio de reductor simplemente. Ya el pozo fluye a 250 lpc de separación. Se cambio de 0,5 mm a 0,75 mm. No se cambia a 0,875 mm debido a que la variación de tasas no es significativa y en cambio se estaría contribuyendo a la rápida depleción de la presión del yacimiento a través de un diámetro mayor. Se propone para este pozo un aumento de reductor y se

espera un potencial de 23 BN y 1,8 MMPCNG (Figuras 4.32 y 4.33 del Apéndice D).

#### 4.4.6 Análisis del Pozo JM-218L

**Tabla 4.15.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-218L	20	85	3	2,1	320	3/4"	08-Ago-11

El pozo fue cotejado con una prueba del comienzo de la producción en Mayo de 2009 y cotejó con un daño de 18, a Agosto del 2011 se cotejó la prueba con un daño de 28, lo que supone que el pozo ha estado dañado desde sus comienzos de producción. Para este pozo se propone un cambio de reductor, luego que se reduzca el daño a través de una estimulación o acidificación; es probable que por el alto corte de agua el pozo tenga obstrucción en la tubería por formación de hidratos. Se propone realizar un chequeo mecánico al pozo. Al ser estimulado, el pozo puede dar mayores tasas, así lo refleja la simulación para distintos daños y con un cambio de reductor a 7/8" (Figuras 4.34 y 4.35 del Apéndice D).

Sin embargo, es riesgoso comprometer el pozo a una estimulación en las condiciones en las que se encuentra, produciendo por encima de la media aceptada como crítico o deficiente, por lo que se recomienda mantener las condiciones actuales y monitorear su producción.

Si la tubería se encuentra obstruida por existencia de escala, se puede proponer una limpieza a nivel de toda la sarta larga para aumentar el diámetro de flujo efectivo.

#### 4.4.7 Análisis del Pozo JM-237L

El pozo cotejó con una prueba de Mayo de 2011, con una tasa de 1 BN y 1,1 MMPCN con un reductor de 7/8" (R28), RGC de 1.100.000 PCN/BN, permeabilidad de 70 md.

La presión actual del yacimiento se ubica en 850 lpca y la Presión de cabezal del pozo es de 460 lpc y se ubica en el nivel de 450 lpc.

**Tabla 4.16.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-237L	16	92	1,3	1,8	460	7/8"	16-May-11

Se conoce que el pozo es desalojado constantemente, se baja al nivel de separación de 250 lpc, se desaloja y lo vuelven a ubicar a 450 lpc. El pozo se encuentra deficiente a nivel de 450 debido a la baja presión de cabezal. Se propone una reubicación del pozo a nivel de 250, esperando tasas de 4 BN y 3 MMPCNG de condensado y gas, respectivamente. (Figuras 4.36 y 4.37).

No se hizo cambio en el reductor, debido a que con el que opera es el máximo.

#### 4.4.8 Análisis del Pozo JM-220L

**Tabla 4.17.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-220L	5	90	0,5	1,7	460	1/2"	17-Mar-10



El programa cotejó con una prueba de potencial de Junio 2011 realizada en Marzo de 2011 con tasas de 1,7 MMPCN y 0,5 BND con 90 % de AyS y un daño de 5.

Al nivel de separación de 60 lpc, con cambio de reductor de 1/2" a 3/4", se esperan variaciones de tasas desde 0,5 a 1 BND y de 1,7 a 2,5 MMPCGD. Se utilizaron valores de permeabilidad de 39 md, un espesor cañoneado de 27 pies y un daño de 5. (Figuras 4.38 y 4.39 del Apéndice D)

Sin embargo, al cambiar el nivel de separación a 250 se esperan tasas menores, por lo que se recomienda mantener el pozo fluyendo a las condiciones actuales solo con cambios de reductor. (Figuras 4.40 y 4.41 del Apéndice D)

#### 4.4.9 Análisis del Pozo JM-238L

**Tabla 4.18.** Prueba de Producción para cotejo del Pozo.

Pozo	BBPD	%AyS	BNPD	MMPCGD	P.cab	RED	FECHA
JM-238L	30	95	1,5	2,7	450	3/4"	15-Ago-11

Con reductor de 3/4" se sensibilizó el nivel de separación de 60 a 250 lpc y se obtuvieron tasas menores desde 1,5 a 1,2 BN y desde 2,7 a 2,2 MMPCND con acumulación de líquido en la columna del pozo. (Figuras 4.42 y 4.43).

La barra en la simulación del Nodal indica una alerta que da el simulador, en la cual refleja la presión de fondo fluyente mínima a la cual presiones por debajo de esta formarán gotas de líquido que resbalarán por la tubería y se depositarán en el fondo del pozo debido a la poca fuerza con que la columna

desplaza el fluido productor. El área por debajo de esta curva es un área crítica.

Para el Nivel de 60 lpc se hizo sensibilidades con reductores de 3/4" a 3/8", 1/2" y 7/8" sin cambio en las tasas y con acumulación de líquido una vez caiga la presión a 300 lpc. (Figuras 4.44 y 4.45) Al cambiar de nivel de separación a 250 lpc se esperan tasas menores, por lo que se recomienda mantener el pozo fluyendo a las condiciones actuales.

2. Seguidamente, para la fase de Trabajos Menores Propuestos, fueron considerados los pozos que se encuentran en estado inactivo en la Arena ME-M2/ Yacimiento JM-104C.

Al pasar la primera fase, que comprendió la optimización de los nueve (9) pozos activos (PTN) del yacimiento, se realizó la evaluación de los nueve (9) restantes que están completados bajo estado EZN (Aislado selectivamente por manga o camisa, fluyendo de forma Natural) pero activos en otros horizontes. La Figura 4.46 muestra la discretización realizada de los pozos inactivos en la arena en estudio.



**Figura 4.46.** Número de pozos inactivos en la Arena/Yacimiento ME-M2/JM-104C.

De estos nueve (9) pozos restantes, el pozo JM-143 se encuentra en estado AMN (Abandonado Mecánicamente, que producía de forma Natural), a pesar que este pozo fue completado en la arena de interés, no fue tomado en consideración para la realización de propuestas. Del resto de ocho (8) pozos, dos (2) de ellos se encuentran No Disponibles mecánicamente de manera temporal, ya que según el diagrama de Completación no hay acceso a la profundidad de la arena por hallarse un TDH (Tapón De Hierro) a profundidades previas.

La Tabla 4.19 muestra los seis (6) pozos objeto de análisis para esta segunda etapa que contempla la generación de propuestas de Trabajos Menores a corto y mediano plazo. Estos trabajos incluyen un Cambio de Zona (C/Z), Estimulación del Pozo entre otros.

**Tabla 4.19.** Datos de producción de los seis (6) pozos activos en otro horizonte.

Activos con EDO EZN en ME-M2, activos en Otro Horizonte								
Nivel	Pozo	Arena/Yac	Qo (BN)	Qg (MMPCG)	Pcab	Plin	Red	Fecha
N/A	JM-244	Pozo en Evaluación						
450	JM-239L	SJA / JM-99	3	1,21	450	440	3/4"	17-Ago-11
250	JM-194	MEL / JM-88C	7	1,01	260	250	1/2"	19-Ago-11
250	JM-200	MEJ1L / G-3	7	2,66	300	260	3/4"	13-Ago-11
60	JM-136L	ME-L / JM-116	1	0,11	80	80	1/2"	28-May-11
60	JM-158L	MEJ1L / JM-19	16	1,97	120	120	S/R	30-Ago-11
<b>Volumen Aportado</b>			<b>34,0</b>	<b>7,0</b>				

Los seis (6) pozos disponibles mecánicamente generan un aporte volumétrico significativo en otros horizontes rentables como la arena SJ-A y la arena ME-J1L, por lo que no fue viable realizar acciones inmediatas a

estos puntos de drenaje. Se proponen estos trabajos una vez se haya agotado el potencial de los horizontes actualmente activos en dichos pozos.

La Tabla 4.20 muestra en resumen, el aporte estimado a producir por la puesta en marcha de las propuestas.

**Tabla 4.20.** Aporte esperado de los nueve (9) pozos activos.

			<b>Nuevo Aporte (ME-M2)</b>	
<b>Nivel</b>	<b>Pozo</b>	<b>Trabajo</b>	<b>Qo (BN)</b>	<b>Qg (MMPCG)</b>
N/A	JM-244L	Cambio de Zona	5	0,7
60	JM-136L	Cambio de Zona	1	1,2
60	JM-158L	Cambio de Zona	20	2,7
450	JM-239L	C/Z a Mediano Plazo	3	1,21
250	JM-200	C/Z a Largo Plazo	7	2,66
			<b>31,0</b>	<b>7,8</b>

3. En tercer lugar se evaluaron los pozos candidatos para un Trabajo de Rehabilitación y/o Reacondicionamiento (RA/RC) que supone un alto coste en la inversión, por lo que esta etapa le seguía a las anteriores.

Para generar propuestas de explotación en el yacimiento en estudio se evaluaron los dieciocho (18) pozos completados como se verificó anteriormente. Esta tercera fase comprendió el análisis de los treinta y cinco (35) pozos que se encuentran en estado interpretado en el yacimiento para ser candidatos a un trabajo Mayor.

El trabajo de RA/RC comprende la tercera opción más viable para seguir drenando las reservas una vez se hayan agotado las estrategias de optimización y trabajos menores que comprendieron la primera y segunda fase de este último objetivo.

De estos treinta y cinco (35) pozos analizados, sólo veintitrés (23) pozos se encontraron disponibles mecánicamente de forma temporal en la arena en estudio. El estudio se centró en estos pozos por tener acceso de forma inmediata al horizonte, los demás pozos suponen un trabajo adicional para mular el TDH y poder tener acceso a la arena en estudio, muchos de los cuales tenían hasta un número de tres (3) tapones antes de llegar al intervalo de la arena.

La Tabla 4.21 mostrada en el Apéndice D presenta los pozos evaluados para el trabajo propuesto.

Es de hacer notar que estos trabajos son para ser llevados a cabo en un largo plazo, muy probablemente para alimentar los niveles de baja y son propuestos como un objetivo secundario debido a los bajos niveles de presión que tendrá el yacimiento en un futuro, por lo que estos trabajos deben ser apalancados con otros horizontes de mayor prospectividad según la columna estratigráfica del pozo.

4. Por último, la última fase de propuestas del plan de explotación se basó en la oportunidad de Completación Original en el Yacimiento. Sin embargo, en vista de la gama de oportunidades que se tienen y se proponen para el mantenimiento del yacimiento y para la extracción de sus reservas, y debido al bajo nivel de energía que se tiene, la inversión en un trabajo de este nivel no se justificó.

## CONCLUSIONES

1. El yacimiento presenta un acumulado de 73,885 MMMPCN de Gas y 631,648 MBN de Condensado hasta la fecha 30/04/2011, lo cual presenta una diferencia con el oficial de 5,224 MMMPCN de gas y 92,732 MBN de petróleo.
2. El fluido se encuentra inicialmente saturado en el punto de rocío, para una Presión de Yacimiento de 3.262 lpc.
3. El valor de RGC inicial del Yacimiento ME-M2/JM-104C es de 55.313 PCN/BN, Factor de Compresibilidad Bifásico Inicial ( $Z_{2fi}$ ) de 0,92 y un Factor Volumétrico Inicial del Gas Condensado igual a 0,00589 PCY/PCN.
4. Los volúmenes originales en sitio estimados del yacimiento son GCOES = 96.663 MMMPC, GOES = 95,483 MMMPC y COES = 1,726 MMBN según cálculos realizados a través del Método Volumétrico.
5. Según el cálculo de Balance de Materiales (Mbal), el Mecanismo de Producción predominante en el yacimiento es la Expansión de los Fluidos con un 97%, seguido de la Compresibilidad de la Roca con un 3%.
6. El yacimiento posee una presión actual estimada de 850 lpc, una presión de abandono de 420 lpc, estimada a través del Modelo de Presiones, presión hasta la cual se asocian reservas aproximadas del yacimiento de 25 MMMPCN de gas y 780 MBN de condensado.

7. Se planteó seis (6) propuestas para optimización de forma inmediata, cinco (5) trabajos menores a través de cambios de zona, tres (3) pozos candidatos para trabajos futuros de RA/RC y no se justificó la perforación de un nuevo punto de drenaje (C.O.).

8. Se determinó que manteniendo las condiciones actuales de drenaje y considerando sus nuevos valores estimados de reservas, el yacimiento ME-M2/JM-104C mantendrá actividad durante los próximos 3,2 años.

## **RECOMENDACIONES**

1. Hacer efectivas las propuestas de Optimización, Trabajos Menores y RA/RC, para garantizar el efectivo drenaje de las reservas del yacimiento.
2. Realizar Pruebas de Producción mensual a todos los pozos activos de la arena ME-M2, Yacimiento JM-104C, para un mejor monitoreo y gerencia de yacimiento de cada uno de los puntos de drenaje.
3. Mantener el drenaje del yacimiento con un promedio pozo/pozos activos entre 9 y 10, de forma optimizada, para garantizar un mejor barrido de las reservas entrampadas.

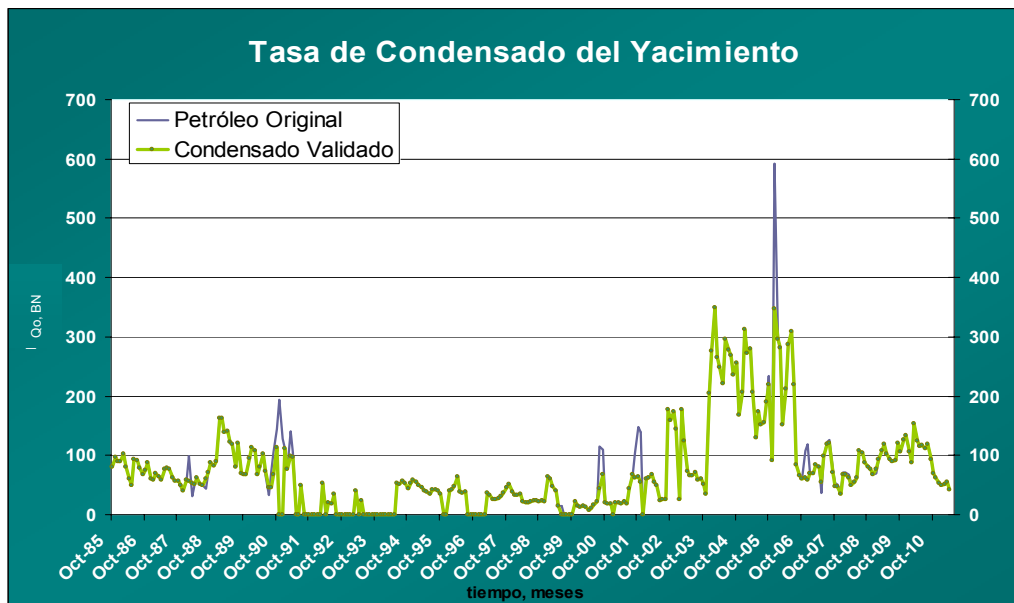


## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

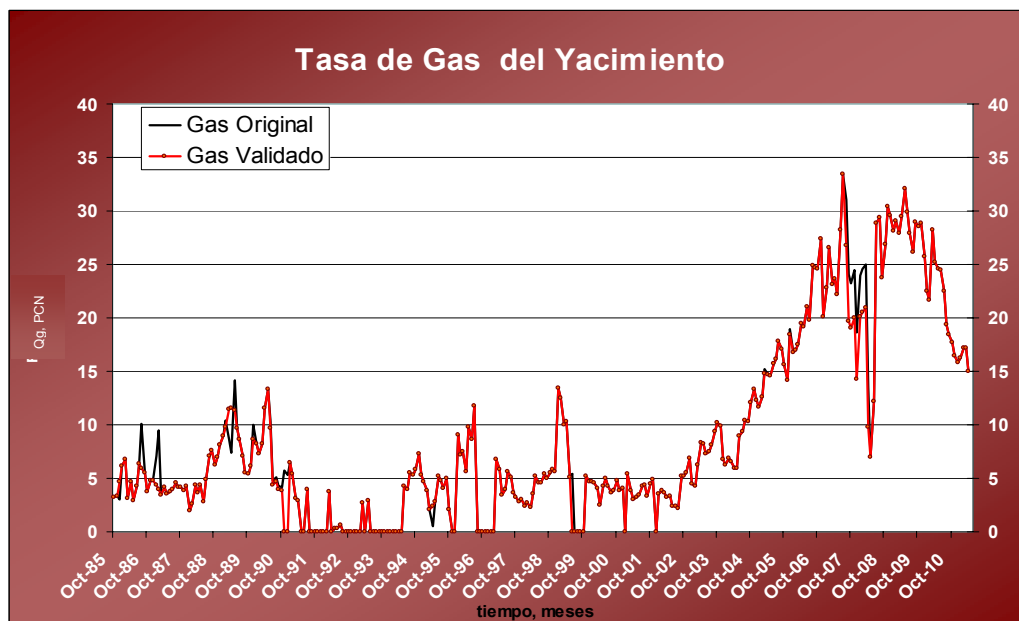
1. TOVAR, F. **“Caracterización del modelo dinámico del yacimiento JMN-110, Arena San Juan del Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente – Puerto la Cruz, Venezuela (2004).
2. TUÁREZ, E. **“Caracterización del Yacimiento RG-12, Arena NA-K2, Campo Santa Rosa, a través de un modelo dinámico que permite el desarrollo de un plan óptimo de explotación”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente – Puerto la Cruz, Venezuela (2005).
3. RENGIFO, P. **“Determinación del esquema óptimo de explotación de la Arena CO-R2, Yacimiento JM-32, Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco, mediante una caracterización del modelo dinámico”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente – Maturín, Venezuela (2005).
4. GONZÁLEZ, C. **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”**. Tomos I y II, Editorial Foninves, Caracas, Venezuela (1980).
5. MENDOZA, V. **“Geología de Venezuela Ciclo Terciario Superior o Tardío”**. Tomo II, Ciudad Bolívar, Venezuela (2005).
6. ROJAS, A. **“Modelo Esquemático de la Subcuenca de Maturín”**. Puerto La Cruz, Venezuela (1996).

7. RODRÍGUEZ, Y. **“Evaluación de la Tasa De Declinación Existente En Los Principales Yacimientos Del Campo San Joaquín, Domo Norte Y Central Del Distrito Gas Anaco”**. Trabajo de Grado. UDO, Maturín (2011).
8. ESCOBAR F., **“Fundamentos de ingeniería de yacimientos”**, Huila, Colombia (2000).
9. CIED, **“Caracterización Energética de Yacimientos”**. PDVSA – Puerto la Cruz, Venezuela (1997).
10. CIED, **“Reservas y Comportamiento de Producción de Yacimientos de Gas “**, PDVSA – Puerto La Cruz, Venezuela (1999).
11. CORPOVEN, **“Manual para el Cálculo de Reservas”**. Anaco, Venezuela (1989).
12. FARIÑAS, J. **“Análisis estadístico del comportamiento de presiones de yacimientos de crudo volátil y condensado del campo Santa Rosa”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente – Puerto la Cruz, Venezuela (1996).
13. GÓMEZ, V. **“Análisis Nodal”**. CORPOVEN. Puerto La Cruz, Venezuela (1989).
14. PDVSA, **“Manual para el Manejo de OFM”**. Anaco, Venezuela (2005).
15. ROJAS G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Puerto La Cruz, Venezuela (2003).

16. VALBUENA E., **“Determinación de Unidades Litohidráulicas en la Formación Merecure Campo Zapatos”**, Tesis de Grado. Universidad de Oriente – Puerto la Cruz, Venezuela (2000).
17. BARBERII E., **“El Pozo Ilustrado”**. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). Caracas, Venezuela (1998).
18. BALESTRINI M., **“Cómo se elabora un Proyecto de Investigación”**. Servicio editorial B.L Consultores Asociados. Caracas, Venezuela (1997).
19. CRAFT B., **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**. Tecnos, Madrid, (1968).



**Figura 4.4.** Comportamiento de Condensado Validado en el tiempo del Yacimiento.



**Figura 4.5.** Comportamiento de Gas Validado en el tiempo del Yacimiento.

**Tabla 4.1.** Pruebas de Formación llevadas al Plano de Referencia.

PRUEBA DE FORMACIÓN							
Pozo	Fecha	EMR (pies)	Prof. Medida (pies)	Presion Medida (lpc)	Grad Yacimiento	Profundidad Datum	Presión Datum (lpc)
JM-210	06-Nov-03	549	8855	1921	0,09	7900,00	2049
JM-210	06-Nov-03	549	8861	1860	0,09	7900,00	1988
JM-210	06-Nov-03	549	8876	1848	0,09	7900,00	1978
JM-218	30-Jul-04	533	8507	1805	0,09	7900,00	1902
JM-218	30-Jul-04	533	8522	1805	0,09	7900,00	1904
JM-220	07-Oct-04	581	8933	1749	0,09	7900,00	1886
JM-220	07-Oct-04	581	8946	1750	0,09	7900,00	1889
JM-227	02-Ene-05	584	8446	1743	0,09	7900,00	1839
JM-231	08-Jun-05	598	9636	2252	0,09	7900,00	2450
JM-233	04-Jun-05	543	9169	1711	0,09	7900,00	1865
JM-233	04-Jun-05	543	9180	1719	0,09	7900,00	1874
JM-239	26-Mar-06	561	8506	1569	0,09	7900,00	1668
JM-239	26-Mar-06	561	8524	1560	0,09	7900,00	1660
JM-239	26-Mar-06	561	8536	1570	0,09	7900,00	1672
JM-240	21-Mar-06	539	8718	1571	0,09	7900,00	1687
JM-240	21-Mar-06	539	8729	1574	0,09	7900,00	1690
JM-240	21-Mar-06	539	8740	1575	0,09	7900,00	1692
JM-241	10-Sep-06	545	8550	1500	0,09	7900,00	1602
JM-242	12-Jun-06	542	8833	1529	0,09	7900,00	1654
JM-244	22-Nov-06	570	9618	2169	0,09	7900,00	2363
JM-244	22-Nov-06	570	9627	2171	0,09	7900,00	2366
JM-256	08-Ene-07	530	8605	1211	0,09	7900,00	1316

**Tabla 4.2.** Pruebas de BHP-BHT llevadas al Plano de Referencia.

BHP-BHT										
Pozo	Fecha	EMR (pies)	Prof. Medida (pies)	Presion Medida (lpc)	Profundidad de la Arena	Presión de la Arena	Gradiente Pozo	Grad Yacimiento	Datum (pies)	Presión Datum (lpc)
JM-136	27-Sep-05	615	8740	1589	8854	1593	0,031	0,09	7900,00	1726
JM-213	13-Jul-06	535	8470	1521	8544	1523	0,031	0,09	7900,00	1624
JM-238	29-Ago-08	534	8400	1096	8470	1098	0,030	0,09	7900,00	1192
JM-213	30-Sep-08	535	8500	1077	8544	1077	0,020	0,09	7900,00	1178
JM-104	08-Nov-83	584	8550	3838	8765	3855	0,080	0,09	7900,00	3978
JM-238	10-Abr-07	534	8400	1350	8470	1352	0,030	0,09	7900,00	1446

### Muestra de cálculo de Proc, Z<sub>2f</sub> y Bgci

$$Pr oc = K_1 * \left[ \frac{RGC^{K_2}}{(\% C_7 +)^{K_3}} * K_8 * API^A \right] \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$Pr oc = 346,7764 * \left[ \frac{55.313^{0,09741}}{1,17^{-0,2947}} * 8,4176 * 44^{-0,2328} \right]$$

$$Proc = 3675,15036 \text{ lpc}$$

$$A = K_4 * Temp^{K_5} - K_6 * (\% C_7 +)^{K_7} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$A = -0,04783 * 274^{0,28125} - 0,000683 * (1,17)^{1,906328}$$

$$A = -0,23286218$$

Donde:

*%C7+=porcentaje de C7+ de la mezcla (gas condensado)*

*RGC= relación gas condensado, PCN/BN*

*yg= gravedad específica del gas de separador (aire=1)*

*API= gravedad API del condensado de tanque*

*Temp= temperatura del yacimiento, °F*

*Proc= presión de rocío, lpca*

$$K_1 = 346.7764689 \quad K_5 = 0.281255219$$

$$K_2 = 0.0974139 \quad K_6 = 0.00068358$$

$$K_3 = -0.294782419 \quad K_7 = 1.906328237$$

$$K_4 = -0.047833243 \quad K_8 = 8.417626216$$

### Factor de desviación del gas (Z<sub>2f</sub>).

$$P_{sc} = 706 + 51.7 \cdot \gamma_{gc} - 11.1 \cdot \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$P_{sc} = 706 + 51.7 * 0,8401 - 11.1 * 0,8401^2$$

$$P_{sc} = 654,73 \text{ lpc}$$

$$T_{sc} = 187 + 330 \cdot \gamma_{gc} - 71.5 \cdot \gamma_{gc}^2 \quad (\text{Ec. 4.6})$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * 0,8401 - 71.5 * 0,8401^2$$

$$T_{sc} = 413,77^\circ F$$

$$P_{sr} = \frac{P_i}{P_{sc}} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$P_{sr} = \frac{3262}{654,73} = 4,98219$$

$$T_{sr} = \frac{(T_f + 460)}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$T_{sr} = \frac{(274 + 460)}{413,77} = 1,7739$$

$$Z_{2f} = A_0 + A_1(P_{sr}) + A_2\left(\frac{1}{T_{sr}}\right) + A_3(P_{sr})^2 + A_4\left(\frac{1}{T_{sr}}\right)^2 + A_5\left(\frac{P_{sr}}{T_{sr}}\right) \quad (\text{Ec. 4.9})$$

$$Z_{2f} = 2,24 + -0,03(4,98) + -3,56\left(\frac{1}{1,77}\right) + 0,0008(4,98)^2 + 1,53\left(\frac{1}{1,77}\right)^2 + 0,131\left(\frac{4,98}{1,77}\right)$$

$$Z_{2f\text{inicial}} = 0,91099$$

$$A_0 = 2.24353$$

$$A_3 = 0.000829231$$

$$A_1 = -0.0375281$$

$$A_4 = 1.53428$$

$$A_2 = -3.56539$$

$$A_5 = 0.131987$$

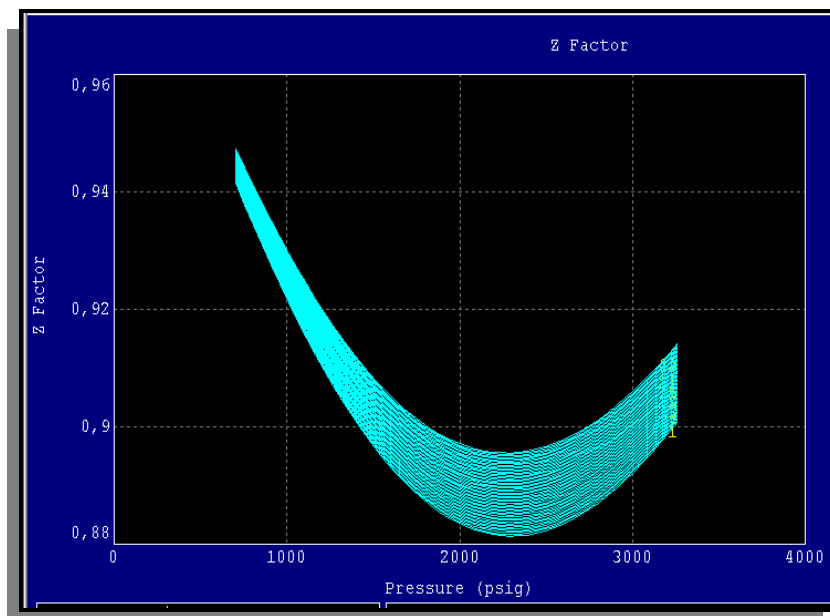
**Factor Volumétrico del Gas Condensado ( $B_{gc}$ ).**

$$B_g = 0.02829 \frac{Z * T}{P}, PCY/PCN \quad (\text{Ec. 4.10})$$

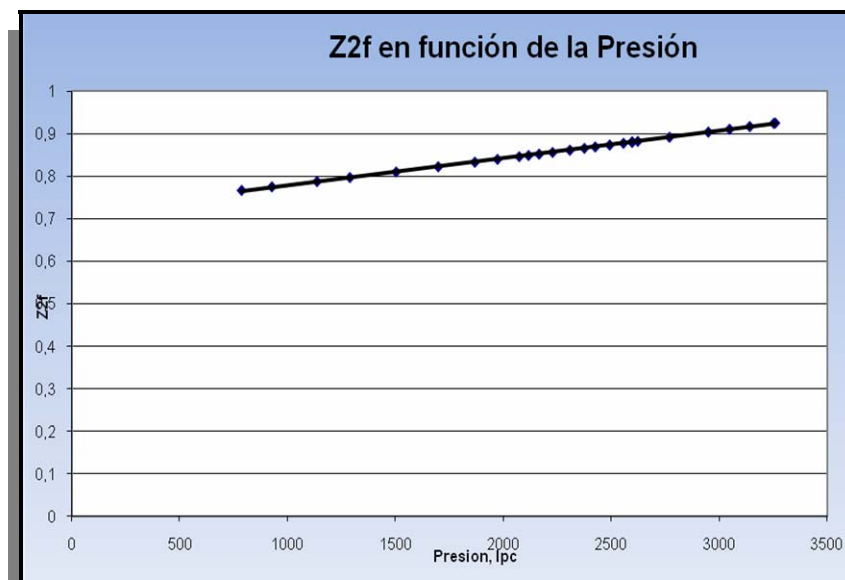
$$B_{gci} = 0.02829 \frac{0,91099 * 734}{3262} = 0,00589 PCY / PCN$$







**Figura 4.10.** Gráfica de Desviación del Gas del Yacimiento generada por MBAL.



**Figura 4.11.** Gráfica de Desviación del Gas del Yacimiento generada por Correlaciones.

**Tabla 4.6.** Análisis PVT generado a través de la Herramienta MBAL.

Temperature	Pressure	Dew Point	Reservoir CGR	Z Factor	Gas FVF	Gas Viscosity	Gas Density	Pseudo Pressure	Oil FVF	Oil Viscosity	Oil Density	Water FVF
degrees F	psig	psig	STB/MMscf		ft <sup>3</sup> /scf	cp	lb/ft <sup>3</sup>	psi <sup>2</sup> /cp	RB/STB	cp	lb/ft <sup>3</sup>	RB/STB
274.8	1981	3676.65	8.48122	0.893922	0.00931485	0.0177857	6.72093	2.6956e+8	1.35384	0.282505	41.3986	1.06521
274.8	2032.24	3676.65	8.3309	0.893318	0.00907555	0.0179389	6.90159	2.82514e+8	1.36283	0.279679	41.2552	1.06501
274.8	2083.48	3676.65	8.17397	0.892832	0.00884909	0.0180946	7.08192	2.9574e+8	1.37191	0.276919	41.1119	1.06482
274.8	2134.72	3676.65	8.01043	0.892462	0.00863456	0.0182528	7.26185	3.09168e+8	1.3811	0.274223	40.9687	1.06462
274.8	2185.96	3676.65	7.84029	0.892207	0.0084311	0.0184134	7.44135	3.22788e+8	1.39039	0.271588	40.8256	1.06442
274.8	2237.2	3676.65	7.66355	0.892067	0.00823797	0.0185765	7.62036	3.36593e+8	1.39978	0.269011	40.6826	1.06422
274.8	2288.44	3676.65	7.48021	0.89204	0.00805445	0.0187419	7.79883	3.50617e+8	1.40926	0.26649	40.5399	1.06403
274.8	2339.68	3676.65	7.29026	0.892125	0.00787991	0.0189096	7.97672	3.64846e+8	1.41884	0.264023	40.3974	1.06383
274.8	2390.92	3676.65	7.0937	0.892322	0.00771376	0.0190797	8.15398	3.79235e+8	1.42853	0.261607	40.2552	1.06363
274.8	2442.16	3676.65	6.89055	0.892627	0.00755547	0.019252	8.33059	3.93777e+8	1.43831	0.259241	40.1133	1.06343
274.8	2493.4	3676.65	6.68079	0.893041	0.00740454	0.0194265	8.50649	4.08519e+8	1.44819	0.256923	39.9717	1.06324
274.8	2544.64	3676.65	6.46442	0.89356	0.00726052	0.0196032	8.68167	4.23427e+8	1.45817	0.254652	39.8306	1.06304
274.8	2595.88	3676.65	6.24146	0.894185	0.00712298	0.019782	8.85607	4.38466e+8	1.46824	0.252424	39.6898	1.06284
274.8	2647.12	3676.65	6.01189	0.894912	0.00699155	0.0199629	9.02968	4.5364e+8	1.47842	0.25024	39.5495	1.06264
274.8	2698.36	3676.65	5.77571	0.895741	0.00686585	0.0201459	9.20247	4.69004e+8	1.4887	0.248097	39.4096	1.06245
274.8	2749.6	3676.65	5.53293	0.896689	0.00674557	0.0203309	9.37441	4.84476e+8	1.49907	0.245994	39.2702	1.06225
274.8	2800.84	3676.65	5.28355	0.897694	0.00663038	0.020518	9.54547	5.00052e+8	1.50954	0.24393	39.1314	1.06205
274.8	2852.08	3676.65	5.02757	0.898815	0.00652	0.0207069	9.71565	5.15797e+8	1.52011	0.241903	38.9931	1.06185
274.8	2903.32	3676.65	4.76498	0.90003	0.00641417	0.0208978	9.88492	5.31642e+8	1.53078	0.239912	38.8554	1.06166
274.8	2954.56	3676.65	4.49578	0.901337	0.00631263	0.0210906	10.0533	5.47572e+8	1.54155	0.237956	38.7183	1.06146
274.8	3005.8	3676.65	4.21999	0.902733	0.00621516	0.0212853	10.2207	5.63646e+8	1.55241	0.236035	38.5818	1.06126
274.8	3057.04	3676.65	3.93759	0.904218	0.00612153	0.0214818	10.3872	5.79806e+8	1.56337	0.234145	38.446	1.06106
274.8	3108.28	3676.65	3.64859	0.905788	0.00603155	0.0216801	10.5527	5.96034e+8	1.57444	0.232288	38.3108	1.06087
274.8	3159.52	3676.65	3.35298	0.907443	0.00594503	0.0218803	10.7172	6.12393e+8	1.5856	0.230462	38.1763	1.06067
274.8	3210.76	3676.65	3.05077	0.90918	0.00586178	0.0220821	10.8808	6.28815e+8	1.59685	0.228665	38.0426	1.06047
274.8	3262	3676.65	2.74195	0.910997	0.00578165	0.0222858	11.0434	6.453e+8	1.60821	0.226898	37.9095	1.06027

### Muestra de cálculos de Vaciamiento Total

$$F\left(\frac{P}{Z2f}\right) = \frac{Pi}{Z2f_i} \left(1 - \frac{Gpt}{G}\right) \quad (\text{Ec. 4.11})$$

$$Gp.equiv.líq. = 132800 \left( \frac{\gamma_c}{Mc} Nc + \frac{\gamma_w}{Mw} Wp \right), PCN$$

$$Gp.equiv.líq. = 132800 \left( \frac{0,8}{160} * 2515 + \frac{1}{18} * 443 \right), PCN$$

$$Gpt. = 104,73, PCN$$

### Muestra de cálculos de Vaciamiento Total

$$Ncab = \left( \frac{96.000.000.000}{0,1275 + 132.800(0,00505 + 0,0555 * 1,45)} \right) \quad (\text{Ec. 4.12})$$

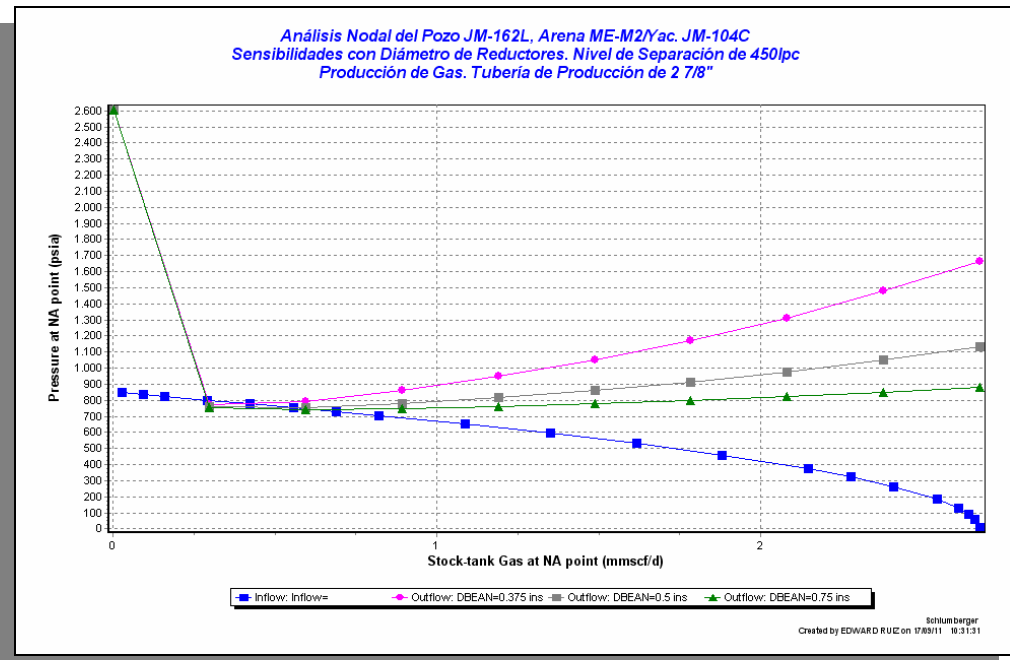
$$Ncab = \left( \frac{96.000.000.000}{123076,4755} \right) = 780 MBN$$

$$Gpab = \left( \frac{Gp}{Nc} \right)_{ab} * Ncab$$

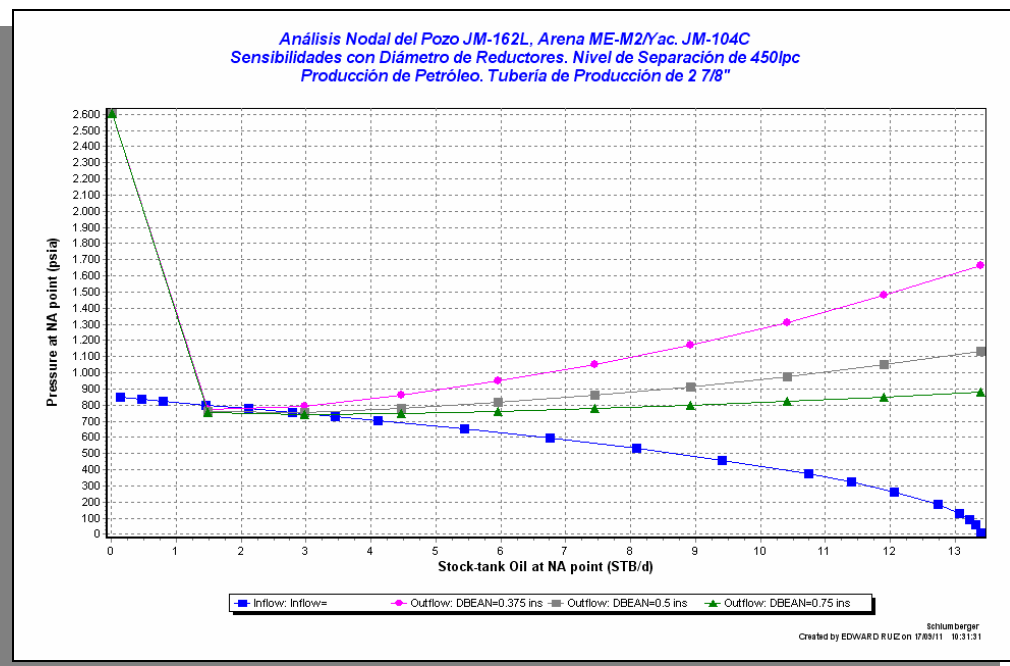
$$Gpab = 0,1275 * 780.000 = 99,450 MMMPCG$$

**Tabla 4.9.** Comparación de Datos Oficiales con los obtenidos en este estudio.

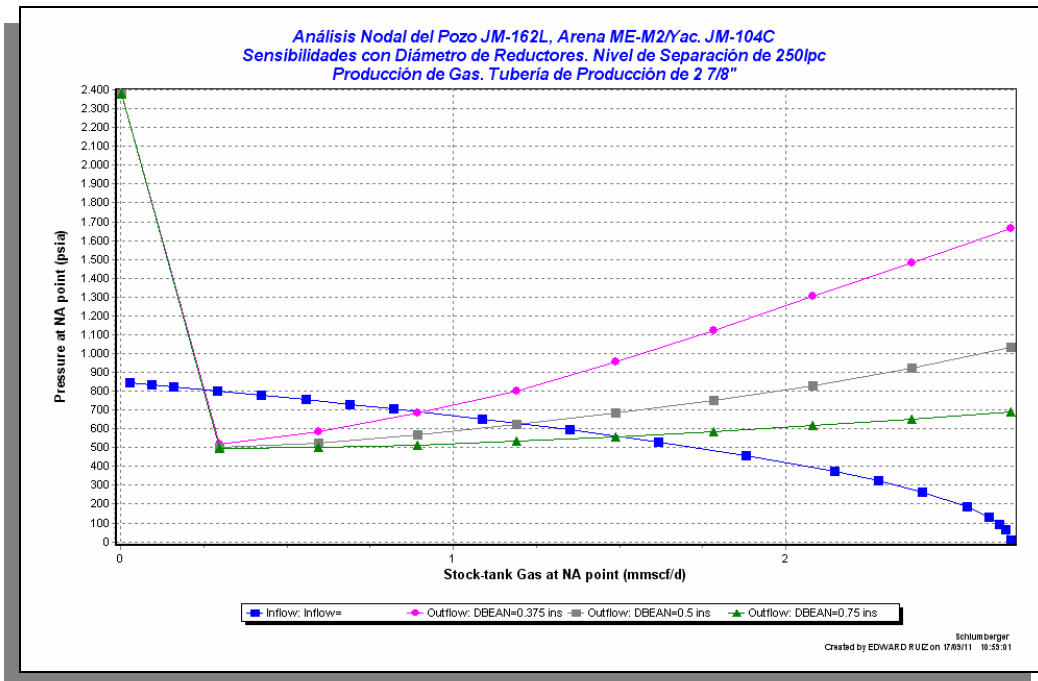
Parámetro	Oficiales	Estudio
GCOES (MMMPCG)	96,116	96,63
GOES (MMMPCG)	84,774	95,48
COES (MMBN)	16,954	1,726
Reservas Rem. Recup. de líq.	3,524 MMBN	0,780 MMBN
Reservas Rem. Recup. de gas	-9,362 MMMPCG	25 MMMPCG
FR (%)	80	97
API	44	44
Presión inicial de Yac.	4400 lpc	3262 lpc
Fg (%)	88	98
Tipo de Declinación	Exponencial	Exponencial
Tasa de Declinación	12 %	24 %
Factor Volumétrico Inicial	0,005 PCY/PCN	0,005 PCY/PCN
Presión de Rocío	4515 lpc	3675 lpc
Presión de Abandono	880 lpc	430 lpc



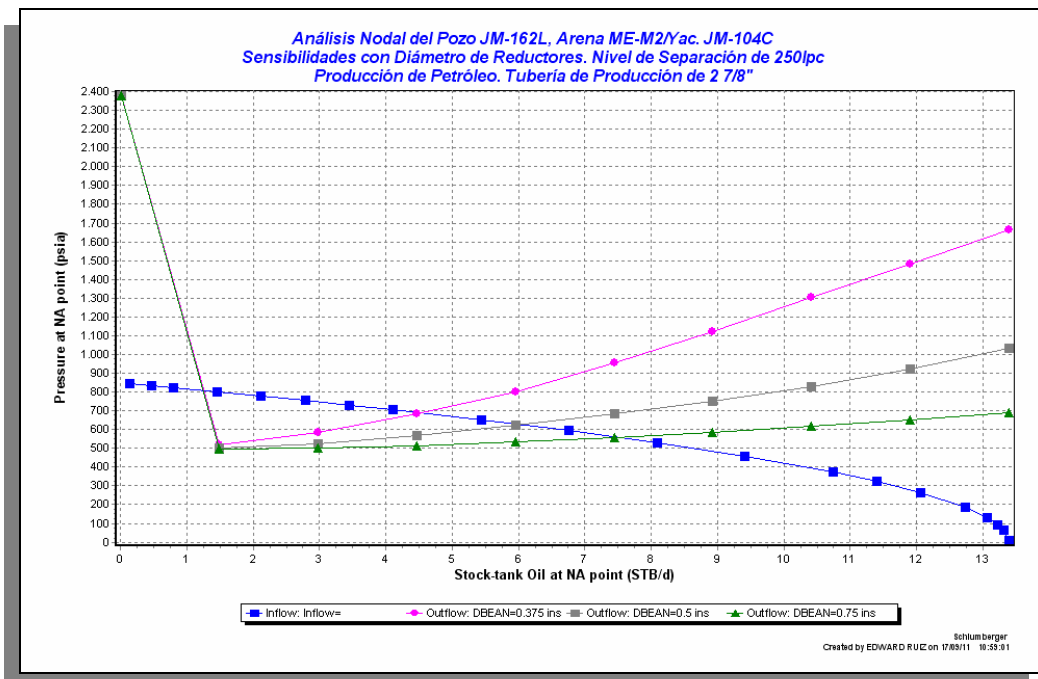
**Figura 4.22.** Pozo JM-162L. Tasa de Gas con cambio de reductor a Nivel de 450 lpc.



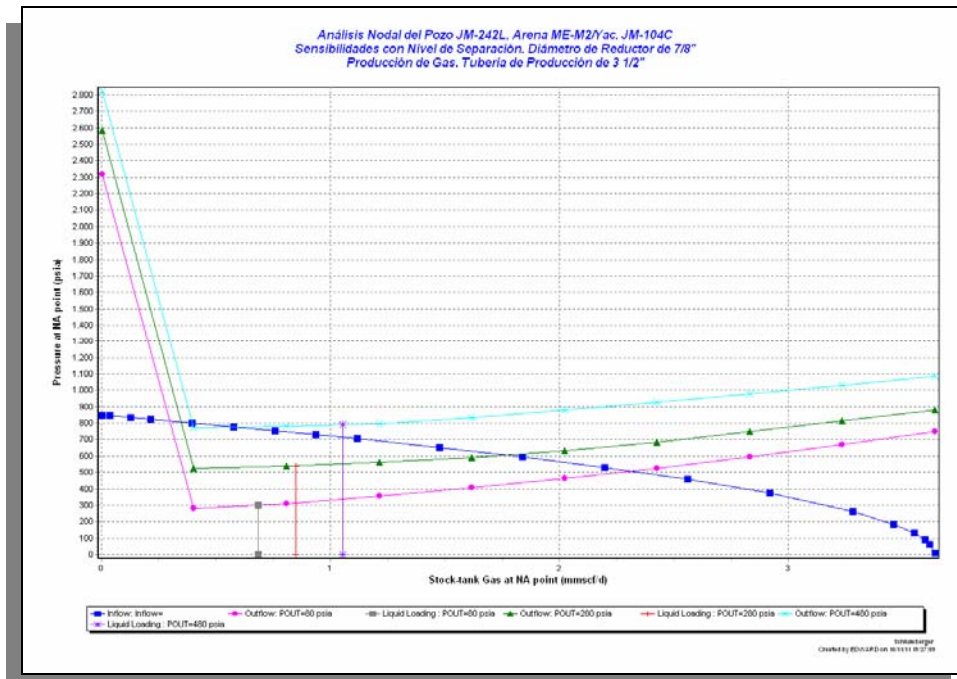
**Figura 4.23.** Pozo JM-162L. Tasa de Condensado con cambio de reductor a Nivel de 450 lpc.



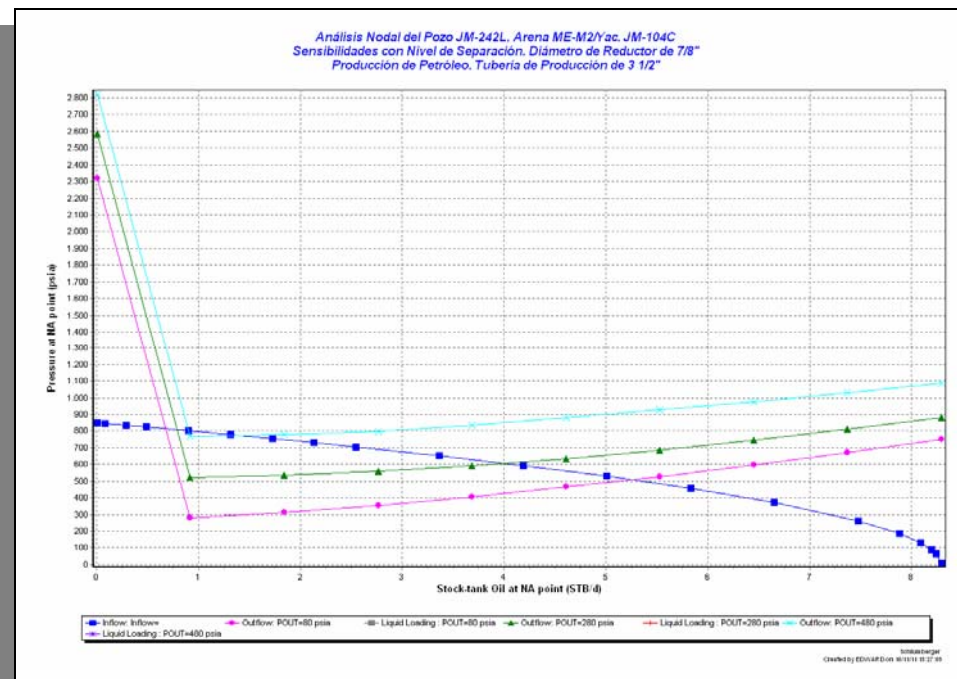
**Figura 4.24.** Pozo JM-162L. Tasa de Gas con cambio de reductor a nivel de 250 lpc.



**Figura 4.25.** Pozo JM-162L. Tasa de Condensado con cambio de reductor a nivel de 250 lpc.

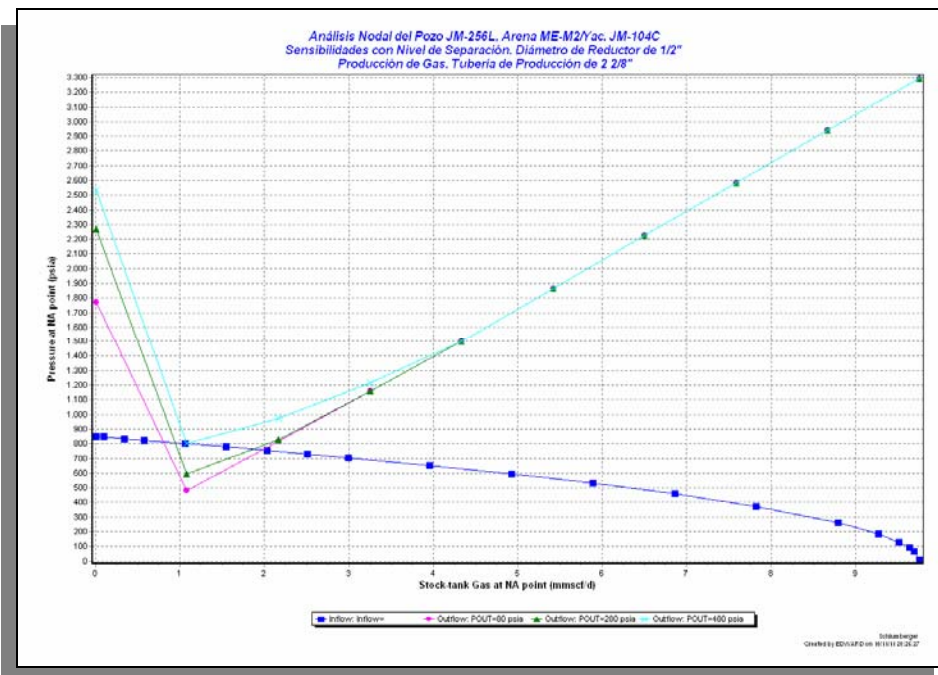


**Figura 4.26.** Pozo JM-242L. Tasa de Gas con cambios en el Nivel de Separación.

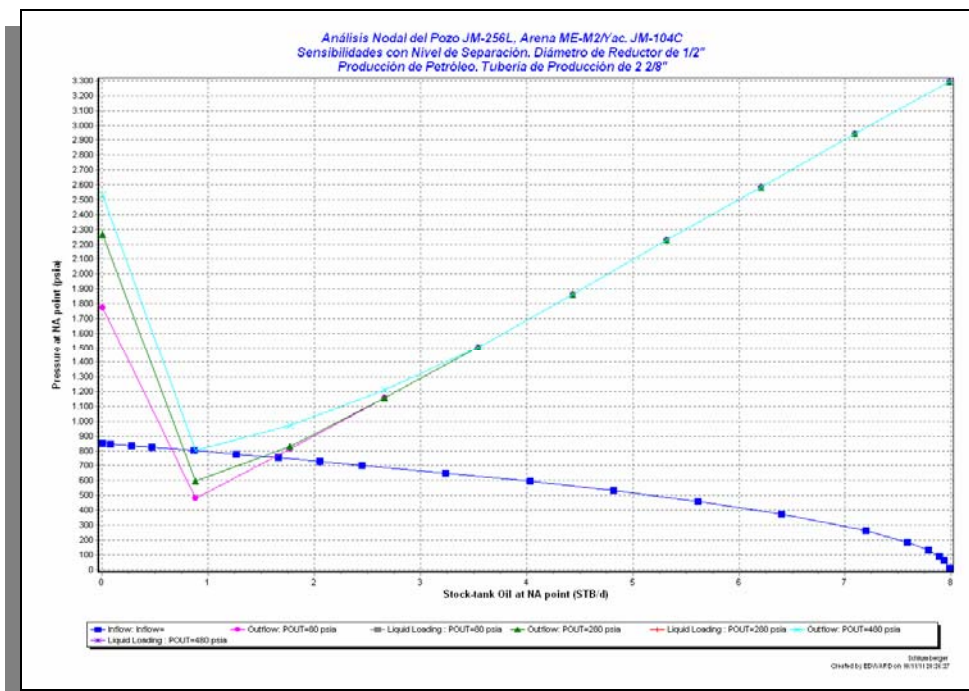


**Figura 4.27.** Pozo JM-242L. Tasa de Condensado con cambios en el Nivel de Separación.

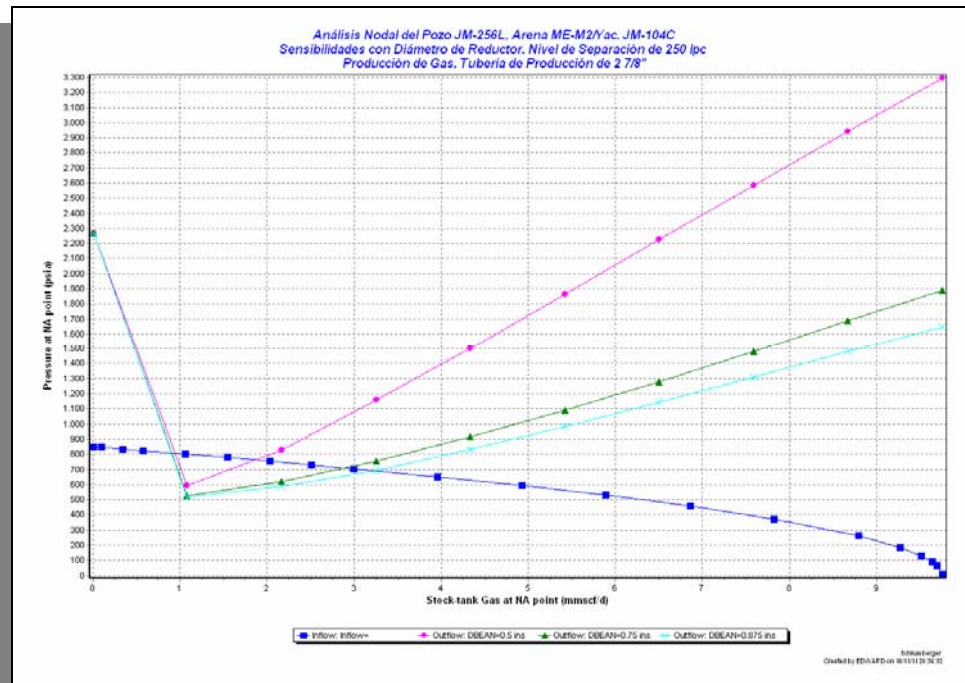




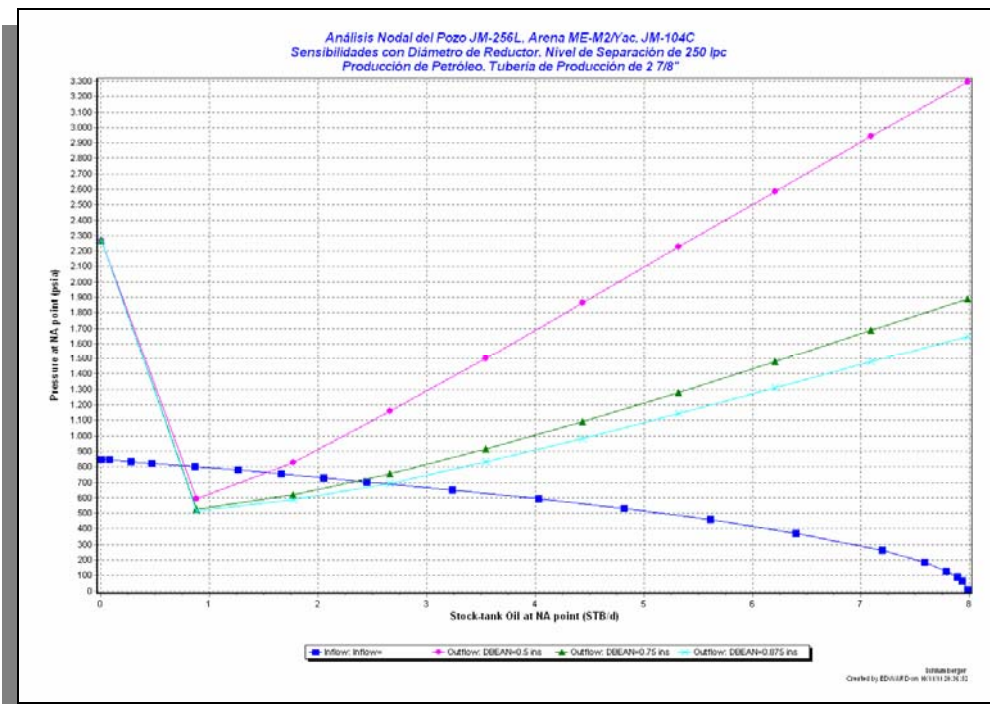
**Figura 4.28.** Pozo JM-256L. Tasa de Gas con cambios en el Nivel de Separación.



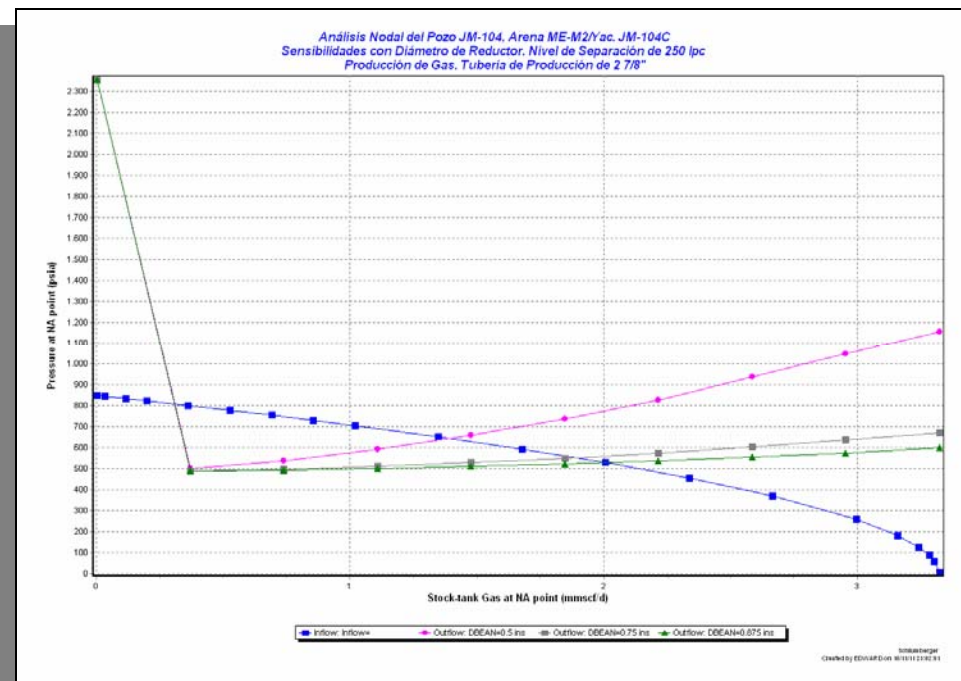
**Figura 4.29.** Pozo JM-256L. Tasa de Condensado con cambios en el Nivel de Separación.



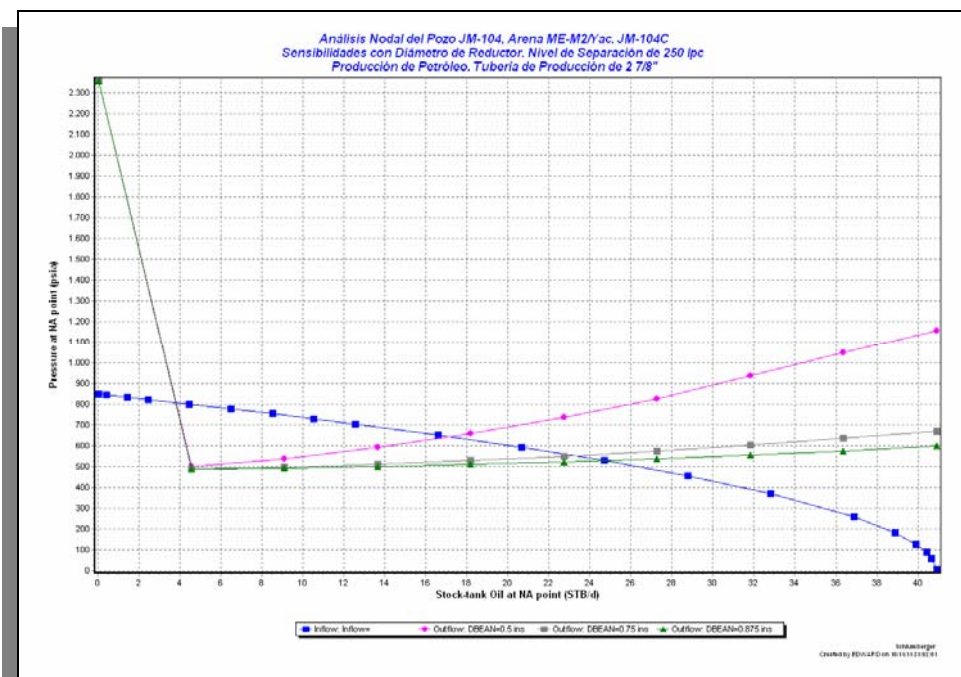
**Figura 4.30.** Pozo JM-256L. Tasa de Gas con cambios en el reductor a nivel de 250 lpc.



**Figura 4.31.** Pozo JM-256L. Tasa de Condensado con cambios en el reductor a nivel de 250 lpc.

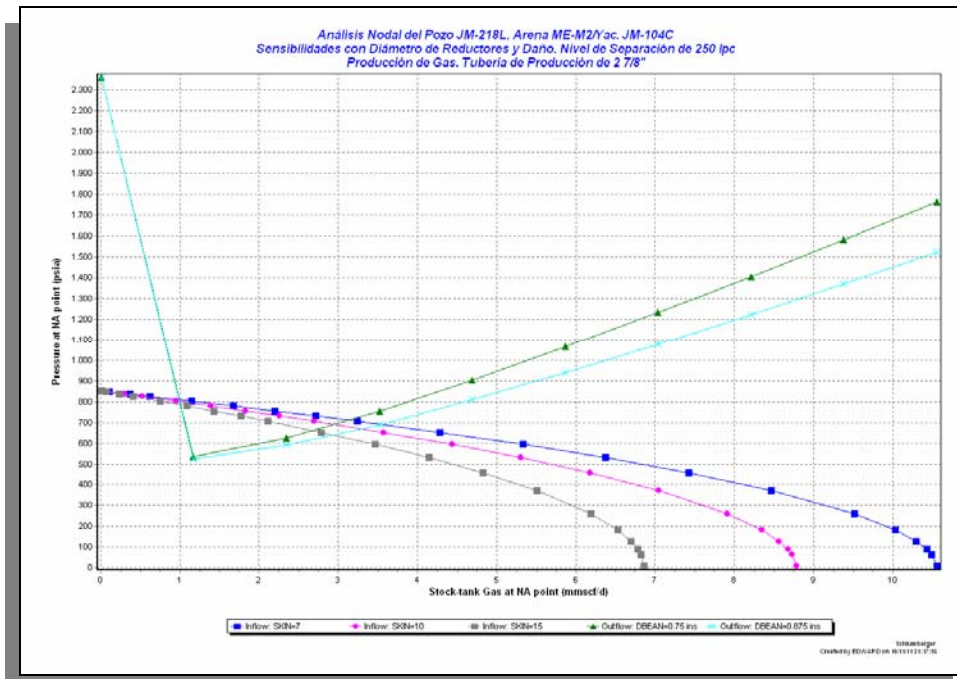


**Figura 4.32.** Pozo JM-104. Tasa de Gas con cambios en el reductor (nivel de 250 lpc).

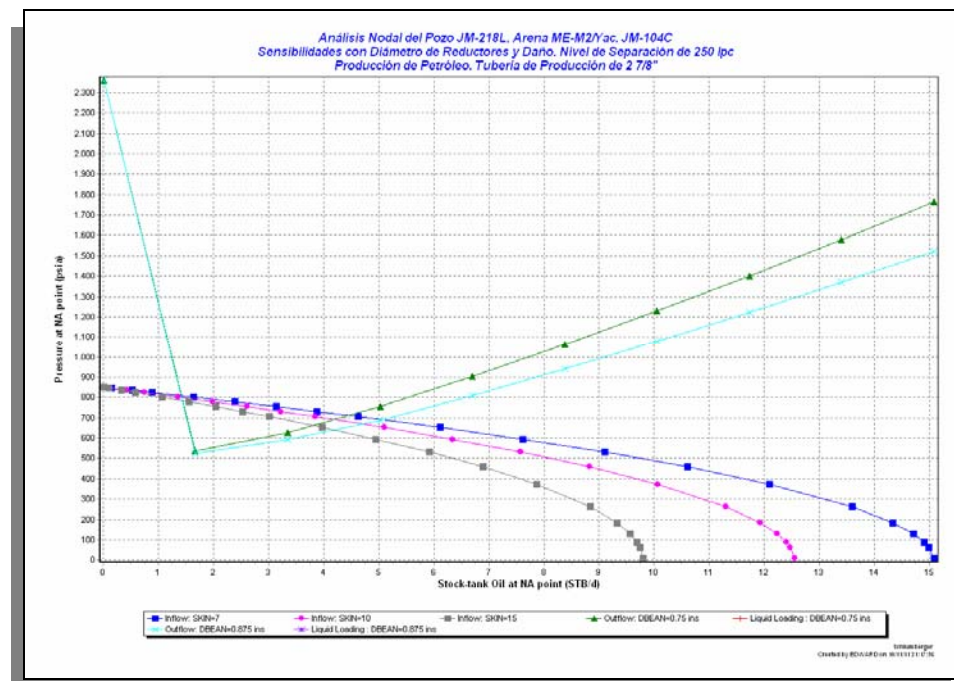


**Figura 4.33.** Pozo JM-104. Tasa de Condensado con cambios en el reductor (nivel de 250 lpc).

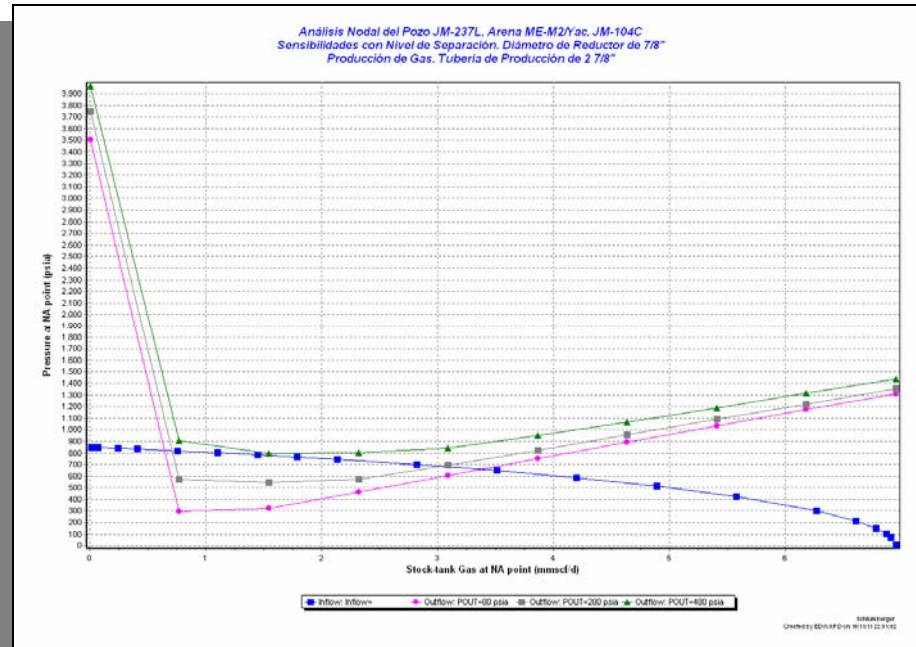




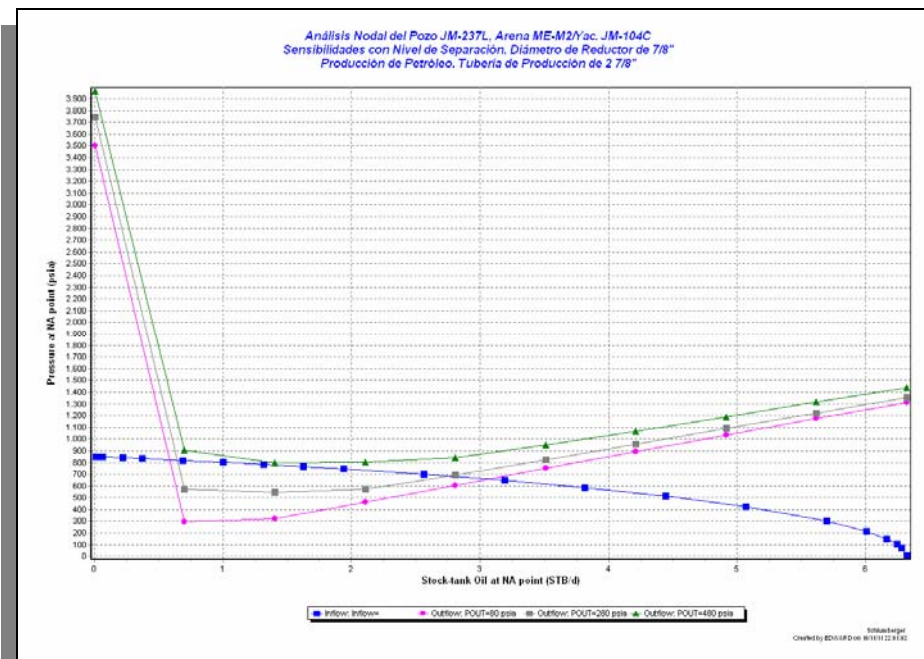
**Figura 4.34.** Pozo JM-218L. Tasa de Gas con cambios en el reductor y daño (nivel de 250 lpc).



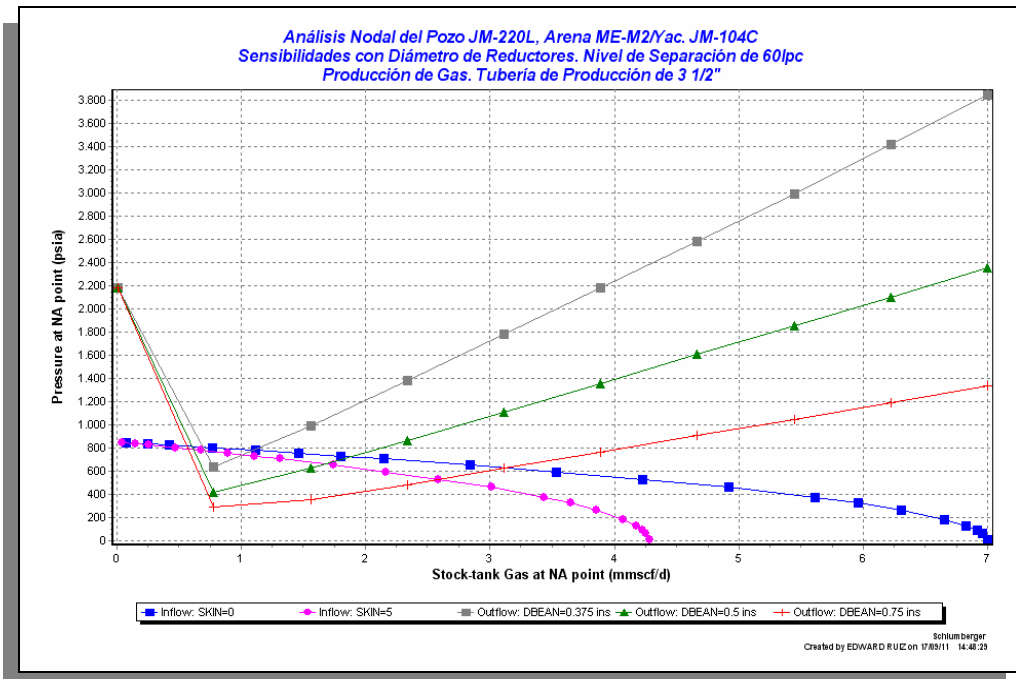
**Figura 4.35.** Pozo JM-218L. Tasa de Condensado con cambios en el reductor y daño (nivel de 250 lpc).



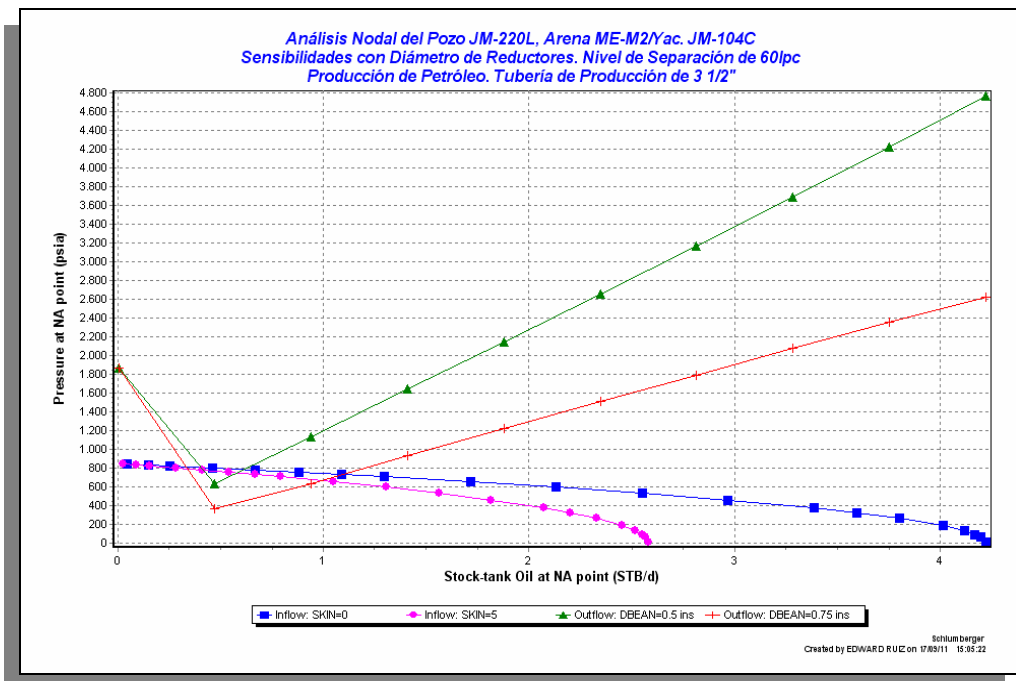
**Figura 4.36.** Pozo JM-237L. Tasa de Gas con cambios en el Nivel de separación (reductor de 7/8”).



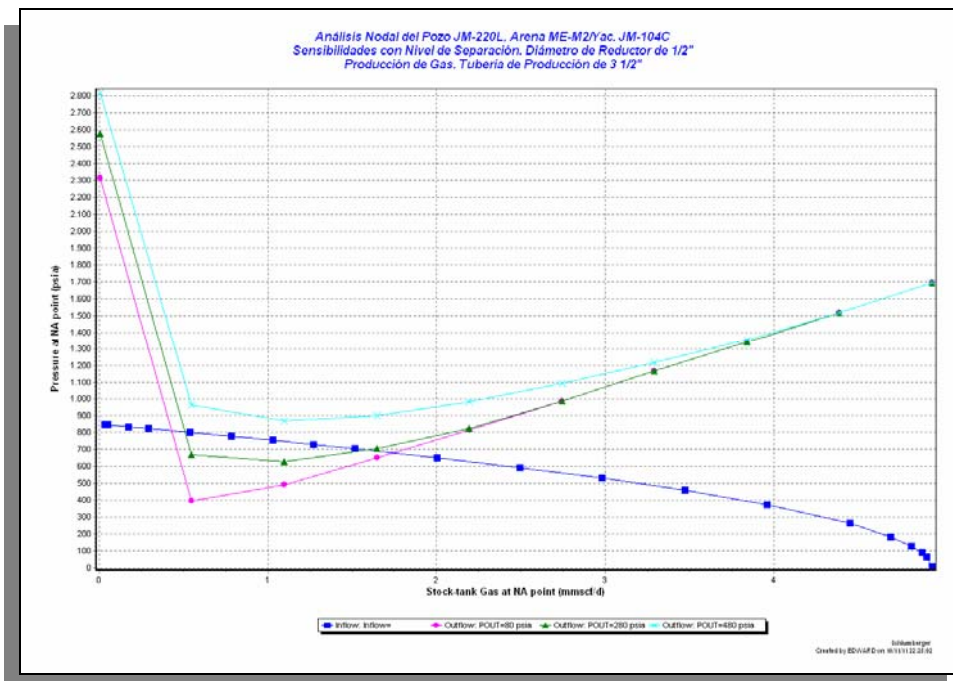
**Figura 4.37.** Pozo JM-237L. Tasa de Condensado con cambios en el Nivel de separación (reductor de 7/8”).



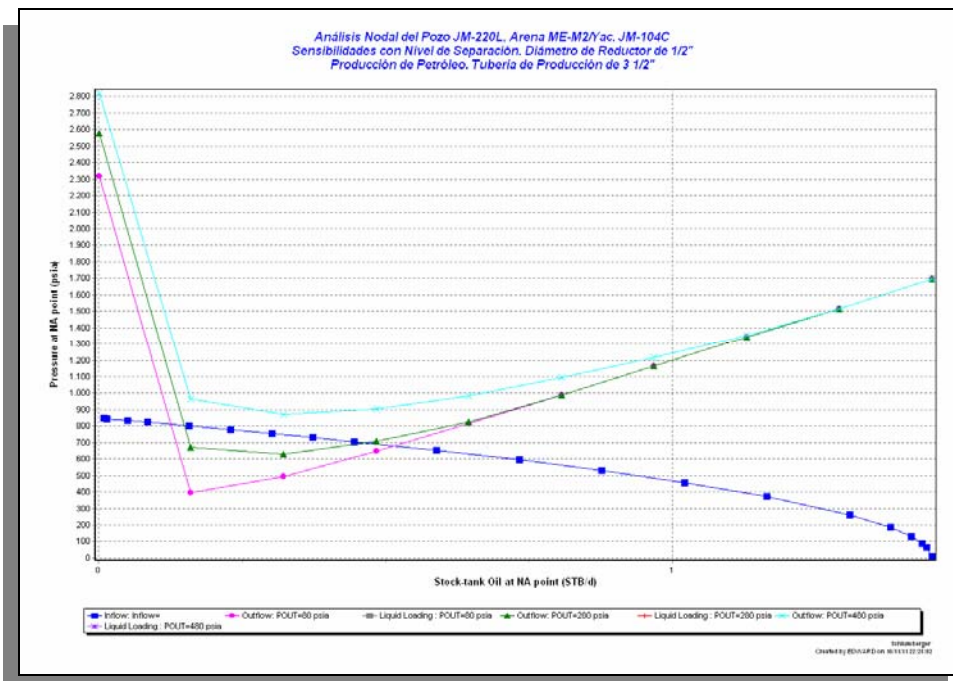
**Figura 4.38.** Pozo JM-220L. Tasa de Gas con cambios diámetro de reductor (Nivel de 60 lpc).



**Figura 4.39.** Pozo JM-220L. Tasa de Condensado con cambios en el diámetro del reductor (Nivel de 60 lpc).

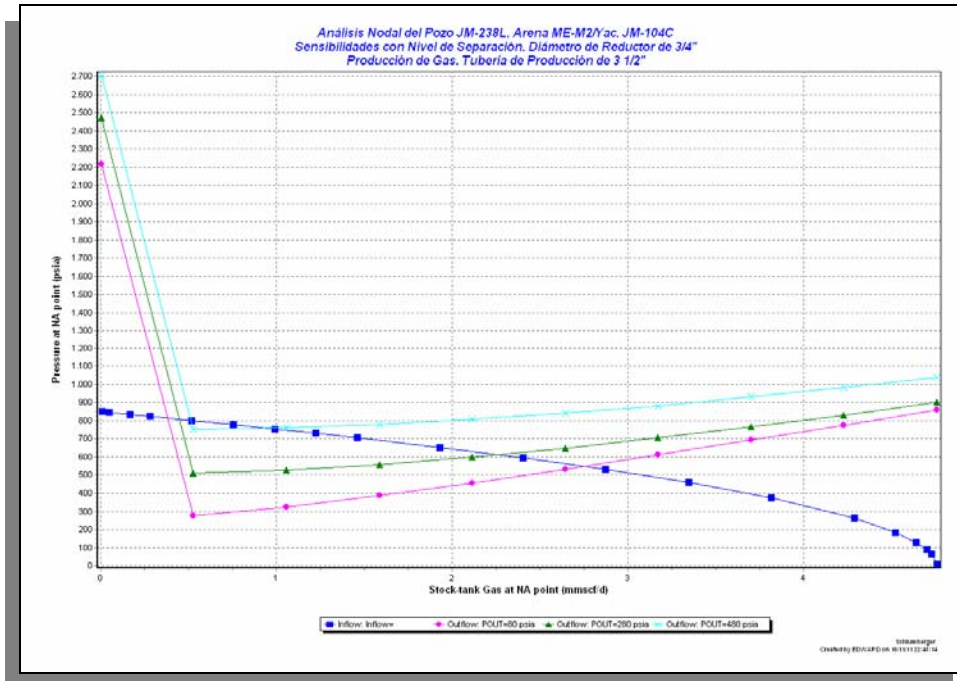


**Figura 4.40.** Pozo JM-220L. Tasa de Gas con cambios en el Nivel de Separación (Reductor de 1/2").

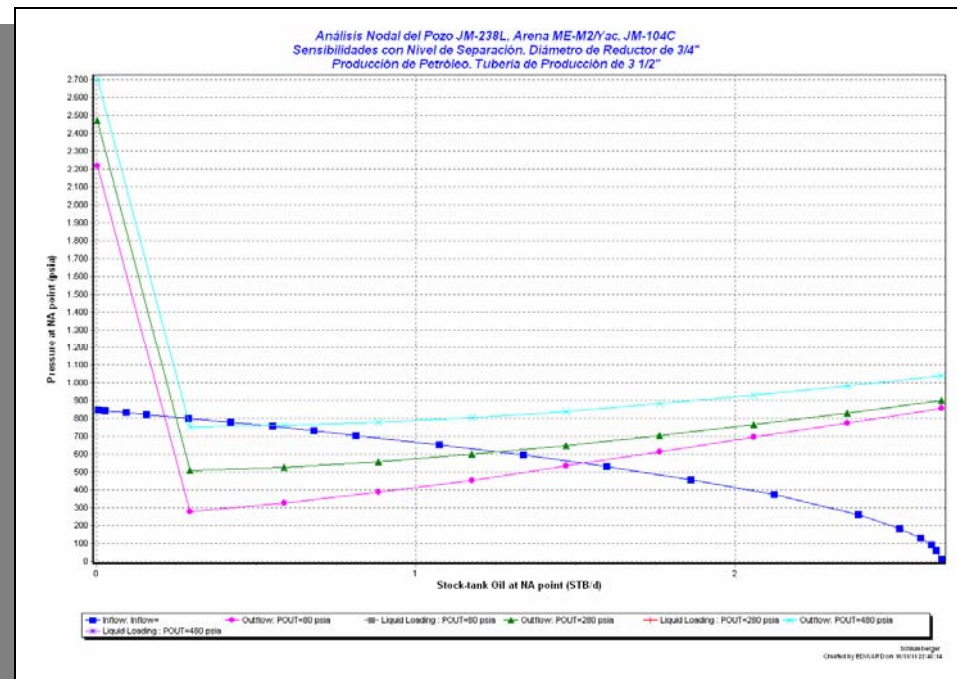


**Figura 4.41.** Pozo JM-220L. Tasa de Condensado con cambios en el Nivel de Separación (Reductor de 1/2").



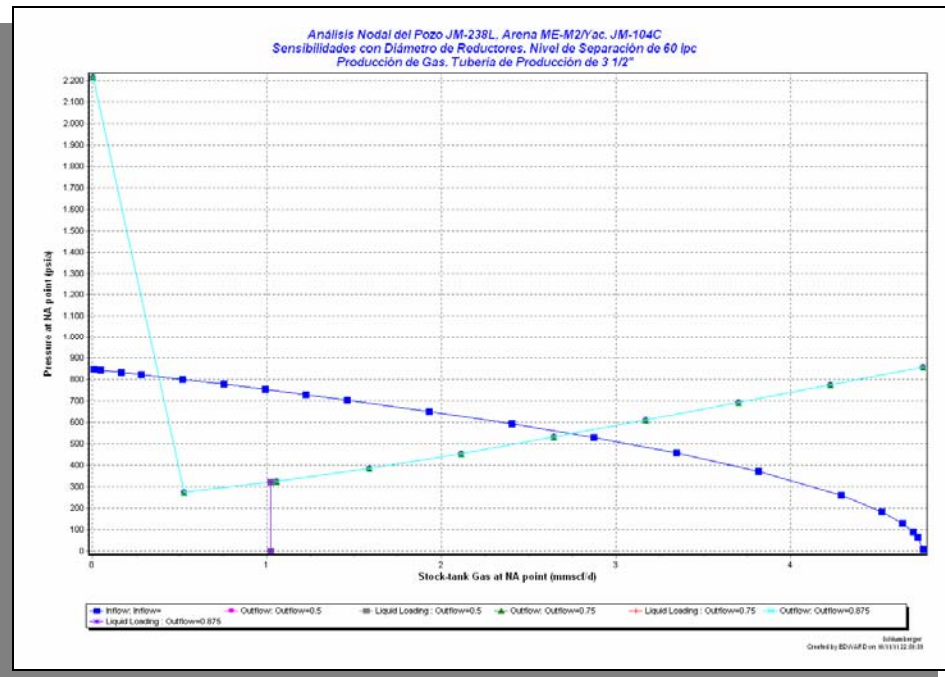


**Figura 4.42.** Pozo JM-238L. Tasa de Gas con cambios en el Nivel de Separación (Reductor de 3/4").

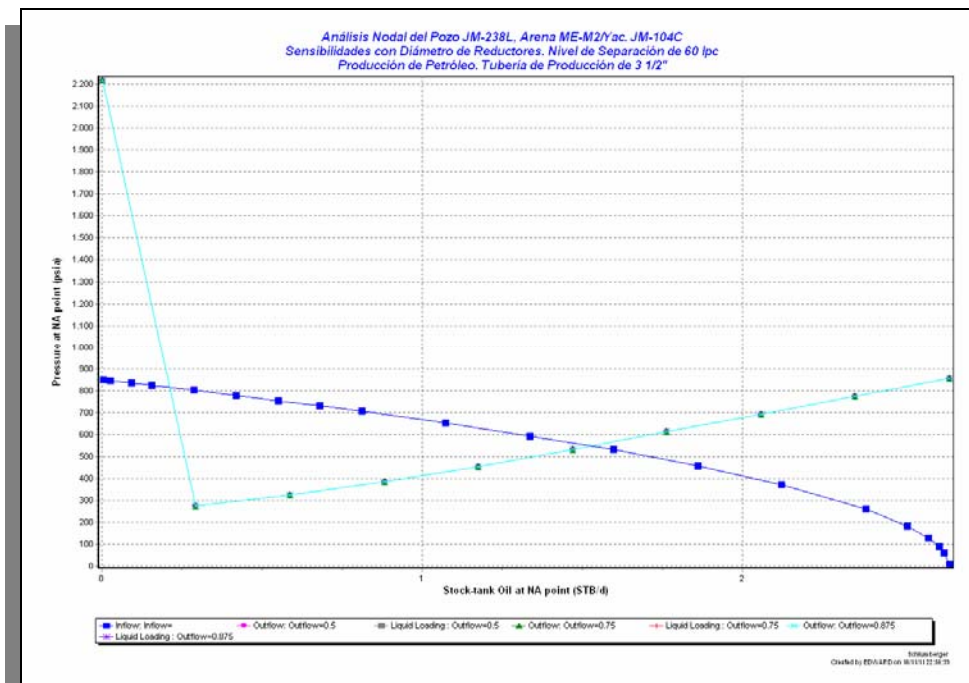


**Figura 4.43.** Pozo JM-238L. Tasa de Condensado con cambios en el Nivel de Separación (Reductor de 3/4").





**Figura 4.44.** Pozo JM-238L. Tasa de Gas con cambios en el diámetro del reductor (Nivel de 60 lpc).



**Figura 4.45.** Pozo JM-238L. Tasa de Condensado con cambios en el diámetro del reductor (Nivel de 60 lpc).

**Tabla 4.21. Pozos a ser candidatos para trabajos de RA/RC.**

Interpretados Disponibles en la Arena ME-M2								
Nivel	Pozo	Arena/Yac	Qo (BN)	Qg (MMPCG)	Pcab	Plin	Reductor	Fecha
250	JM-99	SJA / JM-99	12	1,6	310	280	1/2"	21-Ago-11
S.C.	JM-106L	SJB / JM 101	2	0,12	70	70	1/2"	Muerto
60	JM-109	SJA/ JM-99	11	1,0	260	100	1/2"	10-Ago-11
60	JM-116	MEJ1L/ G-3	3	1,2	180	90	3/4"	27-Ago-11
450	JM-131	MEG / G-3	10	1,4	470	455	3/4"	23-Abr-11
60	JM-159L	MEJ1L / JM-19	6	2,8	130	125	S/R	12-Ago-11
450	JM-181L	MEJ1L / G-3	1	2,1	500	480	3/8"	27-Ago-11
F.P.	JM-190L	SJA / JM-99	30	3,00	550	500	3/4"	Muerto
60	JM-191L	SJA / JM-99	9	1,2	120	85	3/4"	05-Jul-10
250	JM-192	SJA / JM-99	4	4,0	320	320	S/R	30-Jun-11
60	JM-201L	MET45 / G-68	6	0,6	130	80	1/2"	14-Ago-11
250	JM-202	SJA / JM-99	2	4,3	480	480	S/R	26-Ago-11
450	JM-206 L	SJA / JM-99	2	3,4	470	455	3/4"	23-Ago-11
250	JM-207	SJA / JM-99	4	4,2	430	430	S/R	27-Jun-11
450	JM 208L	SJA / JM-99	2	1,0	475	435	1/2"	02-Jul-11
F.P.	JM-210	SJA / JM-99	2	3,539	255	255	SR	Eval.
450	JM-227L	SJA / JM-99	3	2,1	440	430	3/4"	23-Ago-11
250	JM-233L	SJA / JM-99	1	1,5	320	250	5/8"	24-May-11
F.P. (H2S)	JM-235L	SJA / JM-99	18	1,85	700	550	1/2"	Muerto
450	JM-240L	SJA / JM-99	6	1,6	435	425	7/8"	31-Ago-11
60	JM-241L	SJA / JM-99	2	1,3	155	110	1/2"	16-Ago-11
250	G-85	SJA / JM 99	21	6,53	330	330	S/R	16-Oct-11
60	G-96L	MEL / JM-116	3	0,77	130	100	3/4"	08-Jul-11
<b>Volumen Aportado</b>			<b>160</b>	<b>50,96</b>				

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO (1/5):**

TÍTULO	<b>Evaluación de Nuevas Estrategias de Explotación de la Arena ME-M2, Yacimiento JM-104C, perteneciente al Campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco</b>
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
<b>Ruiz P., Edward A.</b>	CVLAC: <b>18.043.473</b> E MAIL: <b><u>edAugust_1@hotmail.com</u></b>
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Modelo Dinámico
Modelo de Presiones
Plan de Explotación
Cálculo de Reservas
Balance de Materiales
MBAL
Análisis Nodal
Campo San Joaquín
Distrito Gas Anaco

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO (2/5):**

ÀREA	SUBÀREA
<b>Ingeniería y Ciencias Aplicadas</b>	
	<b>Ingeniería de Petróleo</b>

## RESUMEN (ABSTRACT):

Este estudio se basó en revisar el comportamiento dinámico de la arena ME-M2, yacimiento JM-104C del campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco, el cual cuenta con reservas oficiales de gas condensado en revisión (negativas). Esto con el fin de actualizar dichas reservas y generar un nuevo esquema de explotación que permitiera recuperar de manera más eficiente y en menor tiempo las reservas remanentes reales del yacimiento. Para tal fin fue necesaria la validación de la producción del yacimiento, conocer el estado y condición actual de los pozos y calcular volúmenes originales en sitio, lo que condujo a recalcular las reservas, las cuales fueron determinadas partiendo del GCOES volumétrico, validado mediante el Método de Balance de Materiales y el de Declinación Energética, utilizando datos de producción de los pozos completados en el yacimiento; Esto sirvió para finalmente crear una matriz de oportunidades de explotación adecuada de los hidrocarburos presentes.

---



---



---



---



---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO (3/5):**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
<b>Mota, Rafael</b>	ROL	CA	AS x	TU	JU
	CVLAC:	V- 15.289.506			
	E_MAIL	<u>motars@pdvsa.com</u>			
	E_MAIL				
<b>Salas, Roberto</b>	ROL	CA	AS	TU x	JU
	CVLAC:	V- 3.413.775			
	E_MAIL	<u>rsalasalfaro@gmail.com</u>			
	E_MAIL				
<b>Arditi, Lorenzo</b>	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
<b>González, Tania</b>	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011 AÑO	12 MES	08 DÍA
-------------	-----------	-----------

LENGUAJE. ESP

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO (4/5):**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de Nuevas Estrategias de Explotación de la Arena ME-M2, Yacimiento JM-104C, perteneciente al Campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Ingeniero de Petróleo**

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Pregrado**

ÁREA DE ESTUDIO:

**Departamento de Ingeniería de Petróleo**

INSTITUCIÓN:

**Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO (5/5):**

## DERECHOS

**De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:**

*“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”*

AUTOR

**Edward Augusto Ruiz Pérez**

TUTOR

**Ing. Roberto Salas**

JURADO

**Ing. Lorenzo Arditi**

JURADO

**Ing. Tania González**

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

**Prof. Aura Vilela**