TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

REVISIÓN DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO NARS,M COT 2, UBICADO EN EL CAMPO COTOPERÍ, DIVISIÓN FURRIAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Guevara N. Lennies M.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Febrero de 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

REVISIÓN DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO NARS,M COT 2, UBICADO EN EL CAMPO COTOPERÍ, DIVISIÓN FURRIAL

Tutor académico: Profa. Evelyn Azuaje
Tutor Industrial: Ing. Marco Rivero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Guevara N. Lennies M.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Febrero de 2012

Caracas, Marzo de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Lennies M. Guevara N., titulado:

"REVISIÓN DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO NARS,M COT 2, UBICADO EN EL CAMPO COTOPERÍ, DIVISIÓN FURRIAL"

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

Prof. René Rojas
Jurado Principal

Prof. Miguel Castillejo
Jurado Principal

Profa. Evelyn Azuaje
Tutora Académica

DEDICATORIA

A mi madre, Meudys Nieves, por ser mi inspiración y razón para luchar. Por ser mi amiga incondicional y estar a mi lado siempre, por enseñarme que los sueños exigen sacrificios pero lograr el éxito es la mejor recompensa.

Eres una mujer incomparable. Por ti todo vale la pena, te amo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por ser mí guía y darme la fortaleza día a día para superar todos los obstáculos. Al Divino Niño, por responder a todas mis oraciones y permitirme salir adelante y alcanzar el éxito.

A la Universidad Central de Venezuela, por permitirme crecer entre sus muros como profesional y ser humano. A la Escuela de Ingeniería de Petróleo y todo el personal que en ella labora, por contribuir en mi formación integral.

A mis padres Meudys Nieves e Yrvin Guevara, por sus sabios consejos y su lucha incansable para hacer de mí una persona de bien, por apoyarme en todo momento y siempre creer en mí. A mis hermanas, Leslies Guevara y Lissette Guevara, por ser mis compañeras de vida y enseñarme que a pesar de lo difícil que pueda ser todo, siempre tendré dos manos derechas.

A mi tutor industrial Marco Rivero, por ayudarme a pesar de todos los obstáculos y limitaciones, gracias por creer en mí. A mi tutora académica Evelyn Azuaje, por la paciencia, tiempo y el apoyo que me brindó para lograr esta meta.

A PDVSA, por darme la oportunidad de vivir mi primera experiencia profesional; un agradecimiento especial a la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos y a la Gerencia de Estudios Integrados, por ayudarme a desarrollar mi Trabajo Especial de Grado.

A Efraín Aristimuño, por llegar a mi vida en el momento preciso y mostrarme que siempre hay un camino, por su continuo apoyo y palabras de aliento.

A mis compañeros de carrera Ydarmis Martins, Génesis Toro, Alejandra Moreno, Orlando Rodríguez, Raúl Rodríguez, Héctor Busnego y Javier Ramos, gracias a ustedes la vida en la universidad fue una experiencia maravillosa y divertida, junto a ustedes viví experiencias que jamás olvidaré. A mis amigos Miguel Hidalgo y Carlos Luna, por ser mis hermanos de corazón y estar conmigo a pesar de todo.

A Pedro Díaz, por ser mucho más que un profesor y ofrecerme su amistad. A Alexis Gammiero, por su apoyo y conocimientos brindados.

A todas las personas que de una u otra forma influyeron en mi vida y me ayudaron a cumplir este sueño.

Guevara N., Lennies M.

REVISIÓN DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO NARS,M COT 2, UBICADO EN EL CAMPO COTOPERÍ, DIVISIÓN FURRIAL

Tutor Académico: Profa. Evelyn Azuaje. Tutor Industrial: Ing. Marco Rivero Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 180p.

Palabras clave: Campo Cotoperí del Distrito Furrial, caracterización de yacimientos, Modelo Estático, Modelo Dinámico.

Resumen: El presente trabajo de investigación tuvo por objeto determinar las reservas recuperables del yacimiento NARS, M COT 2 perteneciente al Campo Cotoperí del Distrito Furrial, mediante la actualización de los modelos estático y dinámico. El modelo estático está compuesto por: a) caracterización estratigráfica, en la que se identificaron e interpretaron de las unidades lito-estratigráficas a partir de la correlación de los registros de pozo, b) caracterización sedimentológica, donde se definió el ambiente de depositación del yacimiento utilizando los análisis de núcleos, c) caracterización petrofísica, en la cual se usaron los registros eléctricos para determinar las propiedades físicas de la roca y el espesor de arena neta petrolífera, d) caracterización estructural, donde se estudiaron las fallas y pliegues. En el modelo dinámico se determinó el gradiente de presión del yacimiento, pudiendo así identificar los fluidos presentes, se estimó la presión actual del mismo y se estudió el comportamiento de producción del pozo que drena el yacimiento (COT-2). Adicionalmente, se interpretó una prueba de presión transiente que permitió estimar límites, capacidad de flujo y daño. Se determinó el Petróleo Original en Sitio (POES), Gas Original en Solución (GOESS) y reservas recuperables mediante la aplicación de: a) Método Volumétrico, utilizando los valores promedio de las propiedades del yacimiento; se calculó un POES estocástico y se determinaron las variables de mayor influencia empleando la aplicación *Crystal Ball*,; b) Curvas de Declinación, se analizó el comportamiento de producción respecto al tiempo, determinando el factor de declinación anual; c) Balance de Materiales, con los valores de las propiedades termodinámicas e historial de presión y producción, haciendo uso de la Ecuación de Balance de Materiales, se determinó el valor del volumen de hidrocarburos en sitio y el impacto de los diferentes mecanismos de producción actuantes.

Las reservas recuperables de petróleo y gas disuelto, se incrementaron en comparación con los valores registrados en el Libro de Reservas en 20,25 MMBN y 69,42 MMMPCN respectivamente, posteriormente se calcularon las reservas remanentes de petróleo y gas disuelto del yacimiento que se encontraban negativas y con este estudio se llevaron a positivas. Finalmente se hicieron recomendaciones para mejorar la producción actual del yacimiento.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS xi

ÍNDICE DE FIGURAS xiii

INTRODUCCIÓN xi

CAPITULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 3

1.2 OBJETIVOS 4

1.2.1 Objetivo General 4

1.2.2 Objetivos Específicos 4

1.3 ALCANCE 4

1.4 JUSTIFICACIÓN 5

1.5 LIMITACIONES 6

CAPITULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES 7

2.2 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS 8

2.2.1 Modelo Estático 8

- *Modelo Estratigráfico* 9
- *Modelo Sedimentológico* 9
- *Modelo Petrofísico* 10
- *Modelo Estructural* 10

2.2.2 Modelo Dinámico 11

- *Propiedades de los fluidos* 11

- *Comportamiento de producción* 12
- *Comportamiento de presión* 12

2.3 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS 12

- *Yacimientos de gas seco* 13
- *Yacimientos de gas húmedo* 13
- *Yacimientos de gas condensado* 14
- *Yacimientos de gas condensado con zona de petróleo* 15
- *Yacimientos de petróleo volátil* 15
- *Yacimientos de petróleo negro* 15

2.4 RESERVAS DE HIDROCARBUROS 16

2.4.1 Según la Certidumbre de Ocurrencia 16

- *Probadas* 16
- *Probables* 17
- *Posibles* 17

2.4.2 Según las Facilidades de Producción 17

- *Desarrolladas* 17
- *No Desarrolladas* 18

2.4.3 Según el Método de Recuperación 18

- *Primarias* 18
- *Suplementarias* 18

2.5 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR MÉTODO VOLUMÉTRICO 18

- *Cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES)* 19
- *Cálculo del Gas Original En Sitio (GOES)* 19
- *Cálculo del Gas Original En Solución (GOESS)* 20

2.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR CURVAS DE DECLINACIÓN 20

2.6.1 Tipos de Declinación de Producción 21

- *De acuerdo a la naturaleza de la declinación*.....21
  Declinación energética 21
  Declinación mecánica 21
  Declinación total.....22
- *De acuerdo con la expresión matemática* 22
  Declinación nominal 22
  Declinación efectiva.....22
- *De acuerdo con el comportamiento de la tasa de producción* 23
  Declinación exponencial 23
  Declinación hiperbólica.....23
  Declinación armónica.....23

2.6.2 Factores que Afectan las Curvas de Declinación.....24

2.6.3 Factores que Atenúan la Declinación de la Producción 26

2.6.4 Análisis de Curvas de Declinación 27

- *Métodos gráficos*.....27
- *Método de Arps*.....27
- *Método de Fetkovich*.....28
- *Métodos matemáticos*.....28
  Métodos de la pendiente intersección 28
  Método de los puntos notables 28
  Método de los mínimos cuadrados 29

2.7 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIALES 29

2.7.1 Suposiciones del Balance de Materiales 30

2.7.2 Fuentes de Error en la Ecuación de Balance de Materiales.....30

2.7.3 Ecuaciones de Balance de Materiales 31

- *Yacimientos de petróleo saturado*.....31
- *Yacimientos de petróleo subsaturado* 33
- *Yacimientos de gas*.....34

2.8 ESTIMACIÓN DE FACTORES DE RECOBRO.....35

- *Para gas en solución*.....35
- *Para empuje de agua* 36

2.9 ANÁLISIS PVT.....36

2.9.1 Toma de Muestras.....37

2.9.2 Número de Muestras 38

2.9.3 Tipos de Muestreo.....38

- *Muestreo de fondo*.....38
- *Muestreo de separador* 39
- *Muestreo de cabezal*.....39

2.9.4 Escogencia del Pozo para Muestreo.....40

2.9.5 Pruebas de Laboratorio.....40

- *Liberación Instantánea o Flash*.....41
- *Liberación Diferencial*.....42

2.9.6 Validación del Análisis PVT 43

- *Representatividad de la muestra*.....43
  Yacimientos de petróleo.....44
  Yacimientos de gas 44
- *Consistencia del análisis PVT* 45
  Yacimientos de petróleo.....45
  1. Linealidad de la Función Y.....45
  2. Prueba de Densidad.....46
  3. Prueba de Balance de Materiales 47
  4. Prueba de Desigualdad 48

  Yacimientos de gas 48
  1. Recombinación Matemática 48
  2. Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott.....51
  3. Balance Molar.....53
- *Inconsistencia del análisis PVT*.....55

2.10 PRUEBAS DE PRESIÓN 56

2.10.1 Usos y Aplicaciones de las Pruebas de Presión 57

2.10.2 Tipos de Pruebas de Presión 57

- *Pruebas de restauración de presión "Build up test"* 57
- *Pruebas de arrastre "Drawdown tests"* 58
- *Pruebas a tasas de flujo múltiple* 58
- *Pruebas de disipación de presión en pozos inyectores "Fall off tests"* 59
- *Pruebas de interferencia* 59
- *Pruebas de pulso* 60
- *Pruebas de producción DST (Drill Stem Test* 60

2.10.3 Interpretación de Pruebas de Presión 61

- *Método de Curvas Tipo* 61
- *Método de la Derivada de Bourdet* 62

CAPITULO III. MARCO GEOLÓGICO

3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA 64

3.1.1 Subcuenca de Maturín 65

3.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO 65

3.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL 66

3.4 SEDIMENTOLOGÍA 67

3.5 ESTRATIGRAFÍA 67

3.6 DATOS GENERALES DEL YACIMIENTO 71

CAPITULO IV. MARCO METODOLÓGICO

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN 72

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN 72

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA 73

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS 73

- *Técnicas de recolección de datos* 73
- *Instrumentos de recolección de datos* 74

4.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO 76

4.6 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA 77

4.7 ELABORACIÓN DE HISTORIA-FICHA Y DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO 78

4.8 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO 79

4.8.1 Modelo Estratigráfico 79

4.8.2 Modelo Sedimentológico 80

4.8.3 Modelo Petrofísico 80

- *Modelo de arcillosidad* 81
- *Modelo de porosidad* 82
- *Modelo de saturación* 82
- *Modelo de permeabilidad* 83
- *Modelo de permeabilidades relativas* 84
- *Parámetros de corte (Cut Off)* 87

4.8.4 Modelo Estructural 87

4.9 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO 88

4.9.1 Propiedades de los fluidos 88

- *Verificación de representatividad de las muestras* 88
- *Verificación de consistencia del análisis* 89

4.9.2 Comportamiento de Producción 90

4.9.3 Comportamiento de Presión 91

4.9.4 Análisis de Presión-Producción 93

4.9.5 Análisis de Pruebas de Presión Transientes 94

4.10 ESTIMACIÓN DE FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODO VOLUMÉTRICO 95

4.11 ESTIMACIÓN DE FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODOS DINÁMICOS 97

4.11.1 Curvas de Declinación.....97

4.11.2 Balance de Materiales 98

4.12 COMPARACIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES, OBTENIDOS CON LOS DIFERENTES MÉTODOS.....99

4.13 RECOMENDACIÓN DE OPORTUNIDADES, REPARACIONES Y SERVICIOS A POZO.....99

CAPITULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 HISTORIA-FICHA Y DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO 101

5.2 MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO.....103

5.2.1 Modelo Estratigráfico 103

5.2.2 Modelo Sedimentológico.....107

5.2.3 Modelo Petrofísico 109

- *Parámetros petrofísicos* 110
- *Permeabilidades relativas* 112
- *Parámetros de corte (Cut Off)*.....114

5.2.4 Modelo Estructural.....115

5.3 MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO.....117

5.3.1 Propiedades de los Fluidos 117

- *Verificación de representatividad de las muestras* 117
- *Verificación de consistencia del análisis* 118

Yacimientos de petróleo 118

1. Linealidad de la Función Y 118
2. Prueba de Densidad 119
3. Prueba de Balance de Materiales 119
4. Prueba de Desigualdad 120

5.3.2 Comportamiento de Producción 121

5.3.3 Comportamiento de Presión 123

5.3.4 Análisis de Presión-Producción 126

5.3.5 Análisis de pruebas de Presión Transientes 128

5.4 ESTIMACIÓN DE FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODO VOLUMÉTRICO 130

5.5 ESTIMACIÓN DE FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODOS DINÁMICOS 133

5.5.1 Análisis de Curvas de Declinación 133

5.5.2 Análisis de Balance de Materiales 135

5.6 COMPARACIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES, OBTENIDOS CON LOS DIFERENTES MÉTODOS 139

5.7 RECOMENDACIÓN DE OPORTUNIDADES, REPARACIONES Y SERVICIOS A POZO 140

CONCLUSIONES 142

RECOMENDACIONES 144

BIBLIOGRAFÍA 145

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 146

APÉNDICES 148

Apéndice 1. Perfil de producción inicial del pozo COT-2.....149

Apéndice 2. Historia-ficha del pozo COT-2. 151

Apéndice 3. Diagrama mecánico del pozo COT-2.....157

Apéndice 4. Análisis de núcleos, pozos COT-2 y COT-3. 159

Apéndice 5. Validación de Análisis PVT N°2 167

Apéndice 6. Validación de pruebas de presión del pozo COT-2.....172

Apéndice 7. Comportamiento de producción del pozo COT-2.....176

Apéndice 8. Ubicación relativa de los campos Jusepín, Cotoperí y Chaguaramal ...179

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores de bi y Tbi (Rojas, 2003)…… 52

Tabla 3.1 Propiedades del yacimiento NARS,M COT 2 (Gerencia de Yacimientos-PDVSA, 2007)…… 71

Tabla 4.1 Pruebas DST realizadas al pozo COT-2…… 88

Tabla 5.1 Resumen de eventos/trabajos realizados al pozo COT-2…… 102

Tabla 5.2 Topes y bases de las unidades estratigráficas…… 105

Tabla 5.3 Interpretación de ambientes sedimentarios, arenas superiores…… 108

Tabla 5.4 Interpretación de ambientes sedimentarios, arenas inferiores…… 108

Tabla 5.5 Parámetros petríficos determinados para el Campo Cotoperí…… 110

Tabla 5.6 Permeabilidades relativas para el yacimiento NARS,M COT 2…… 112

Tabla 5.7 Parámetros de corte para el yacimiento NARS,M COT 2…… 114

Tabla 5.8 Sumario de propiedades petrofísicas para el yacimiento NARS,M COT 2…… 115

Tabla 5.9 Verificación de representatividad de las muestras de fluidos…… 117

Tabla 5.10 Verificación de Función Y…… 118

Tabla 5.11 Cálculo de la densidad del petróleo…… 119

Tabla 5.12 Balance de materiales…… 120

Tabla 5.13 Prueba de desigualdad…… 121

Tabla 5.14 Resultados de la validación de los análisis PVT…… 121

Tabla 5.15 Puntos de presión para cálculo de gradiente estático…… 124

Tabla 5.16 Datos de presión estática y profundidad…… 125

Tabla 5.17 Determinación de volúmenes en sitio…… 131

Tabla 5.18 Determinación de Factor de Recobro…… 131

Tabla 5.19 Reservas recuperables y remanentes del yacimiento NARS, M COT2…… 131

Tabla 5.20 Estadística y percentiles, cálculo POES…… 132

Tabla 5.21 Períodos de estudio…… 134

Tabla 5.22 Valores de declinación de producción, período 4…… 135

Tabla 5.23 Resumen de estimaciones realizadas para petróleo……..... 139
Tabla 5.24 Resumen de estimaciones realizadas para gas……..……..... 139
Tabla 5.25 Resumen de porcentajes de error entre los métodos de estimación de reservas……..... 141
Tabla 5.26 Comparación entre los métodos de estimación de reservas…..... 141
Tabla 5.27 Resumen de estimaciones de reservas……..... 141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama de fases para yacimientos de hidrocarburos (Rivera, s.f.).. 13

Figura 2.2 Tipos de declinación de producción (Modificado de Barani, F.; Villamil, A., 2005)…….. 24

Figura 2.3 Comportamiento del acuífero (Modificado de Azuaje, 2011)…… 41

Figura 2.4 Proceso de liberación instantánea (Da Silva, 2010)……..…. 42

Figura 2.5 Proceso de liberación diferencial (Da Silva, 2010)……..….. 37

Figura 2.6 Función Y (Martínez, 2009)……..... 46

Figura 2.7 Arreglo de separador y tanque de prueba (Rojas, 2003)……. 49

Figura 2.8 Verificación de consistencia, criterio de Hoffman (Martínez, 2009).. 46

Figura 2.9 Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k (Modificado de Rojas, 2003)…….... 54

Figura 2.10 Comportamiento de prueba de restauración de presión (Azuaje, 2011)…… 58

Figura 2.11 Comportamiento de presión y tasa en una prueba de disipación de presión (Azuaje, 2011)……..……..… 59

Figura 2.12 Comportamiento de presión en una prueba de pulso (Azuaje, 2011)……..…….... 60

Figura 2.13 Comportamiento de presión en una prueba DST (Azuaje, 2011)….. 61

Figura 2.14 Gráfica logarítmica de la Derivada de Bourdet (Salazar, 2011)……. 62

Figura 2.15 Características generales de la Curva Tipo de la Derivada (Salazar, 2011)…… 63

Figura 3.1 Cuencas petrolíferas de Venezuela (Marcelo, 2009)……..…… 64

Figura 3.2 Ubicación relativa del Campo Cotoperí (Guevara, 2011)……..…… 65

Figura 3.3 Mapa oficial del Campo Cotoperí (Gerencia de Yacimientos-PDVSA, 2007)……..……..…… 66

Figura 3.4 Geología estructural del Campo Cotoperí (Gerencia de Yacimientos-PDVSA, 2007)…….... 66

Figura 3.5 Columna estratigráfica típica del Campo Cotoperí (Modificado de

Desarrollo de Yacimientos-PDVSA, 2009)…….…… 68
Figura 4.1 Flujograma de trabajo (Guevara, 2011)……..……..... 77
Figura 4.2 Datos de entrada en hoja de cálculo Excel usada para validación de análisis PVT. Yacimientos de petróleo……...……...……. 89
Figura 4.3 Ventana de pruebas de producción, Centinela 2000……..…. 90
Figura 4.4 Registro MDT. A la izquierda punto de presión estable, a la derecha punto no estabilizado……..... 92
Figura 4.5 Ventana de aplicaciones, Saphir. ……...…. 94
Figura 4.6 Galería de distribuciones de la herramienta *Crystal Ball*…… 96
Figura 4.7 Ventana *OFM* para estudio de declinación……. 97
Figura 4.8 Ventana *Mbal* para estudio de Balance de Materiales…… 99
Figura 5.1 Diagrama mecánico del pozo COT-2. A la izquierda el original y a la derecha el generado en este estudio……... 103
Figura 5.2 Correlación estratigráfica de los pozos COT-2 y COT-3…… 104
Figura 5.3 Registro tipo del pozo COT-2, definición de topes y bases…… 106
Figura 5.4 Ambientes sedimentarios del Norte de Monagas (Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA, 2009)…… 109
Figura 5.5 Distribución de núcleos por unidad estratigráfica, campos Jusepín y Cotoperí (Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA, 2009)……. 109
Figura 5.6 Registro compuesto del pozo COT-2……..……..…….. 111
Figura 5.7 Permeabilidades relativas. Sistema Agua-Petróleo……. 113
Figura 5.8 Permeabilidades relativas. Sistema Gas-Petróleo……...…… 113
Figura 5.9 Sección sísmica NO-SE, yacimiento NARS,M COT 2……..…… 116
Figura 5.10 Mapa isópaco-estructural del NARS,M COT 2……...…….. 116
Figura 5.11 Verificación de Función Y……..…… 119
Figura 5.12 Gráfica Rs de la prueba y calculado……...……. 120
Figura 5.13 Producción Arenas C y D. Desde Mayo 1999 hasta Septiembre 2001. ……..……. 122
Figura 5.14 Producción Arenas A_1 y A_2. Desde Agosto 2001 hasta Septiembre 2003……...……...……...……...…..... 122

Figura 5.15 Producción Arenas C y D. Desde Agosto 2003 hasta Septiembre 2011……..... 123
Figura 5.16 Gradientes de presión del yacimiento……..... 124
Figura 5.17 Historia de presión del yacimiento respecto al tiempo……...…… 126
Figura 5.18 Histórico de producción respecto al tiempo……..... 127
Figura 5.19 Análisis de prueba de restauración de presión realizada al pozo COT-2…….. 130
Figura 5.20 Sistema fallado interpretado de prueba de presión……..... 130
Figura 5.21 Histograma de frecuencia POES en *Cristal Ball*…… 132
Figura 5.22 Gráfico de Tornado……..... 133
Figura 5.23 Comportamiento de producción del pozo COT-2……... 134
Figura 5.24 Comportamiento de producción, período 4……. 135
Figura 5.25 Método Analítico del BM, yacimiento NARS,M COT 2……... 136
Figura 5.26 Mecanismos de producción del yacimiento NARS, M COT2…… 137
Figura 5.27 Linealización de la EBM……...…….. 137
Figura 5.28 Método Analítico del BM, escenarios de estudio……. 138

INTRODUCCIÓN

El área Norte de Monagas constituye una de las zonas operacionales de mayor importancia que posee Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, Exploración y Producción (PDVSA EYP) en el ámbito Nacional, siendo actualmente uno de los principales ejes de desarrollo petrolero del Oriente de país. Está ubicada al Este de Venezuela, y se encuentra dividida en diferentes campos de gran importancia, dentro de los cuales destacan: El Furrial, Jusepín, Cotoperí, Orocual, entre otros.

Los yacimientos localizados en esta zona se caracterizan por ser de grandes dimensiones y profundidades, por presentar altas presiones, elevadas temperaturas, y grandes heterogeneidades. El área de estudio se encuentra ubicada dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Sub-cuenca de Maturín. Pertenece a la Formación Merecure en sus tramos superior y medio, la litología característica del área son areniscas gruesas intercaladas con lutitas grises no-fosilíferas y algunos carbones.

El yacimiento NARS,M COT 2 tiene un área de 8,45 km^2, con arenas petrolíferas netas de poco espesor y porosidad baja, se encuentra en estado sub-saturado y produce de forma natural a través de un único pozo (COT-2), empleando principalmente la energía del gas en solución y expansión de roca y fluidos. El pozo COT-2, fue completado en Julio de 1998 y puesto en producción en Mayo de 1999. Para Septiembre 2011 ha producido mayor cantidad de hidrocarburos de lo estimado, lo que evidencia inconsistencia entre los modelos estático y dinámico y el comportamiento actual del yacimiento, que muestra un perfil de presión-producción estable.

El presente Trabajo Especial de Grado, tiene como objetivo estimar las reservas remanentes del yacimiento NARS,M COT 2, ubicado en el Campo Cotoperí, División Furrial; para ello es importante contar con los modelos estático y dinámico actuales del mismo, que permitan definir su comportamiento real y con ello tener una mejor visión del tipo de interacción roca-fluido existente y establecer un volumen de

hidrocarburos recuperables, con la intención de generar planes de explotación óptimos utilizando las mejores técnicas ingenieriles.

El trabajo que a continuación se presenta, consta de: Los fundamentos de la investigación enmarcados en el Capítulo I, un marco geológico del yacimiento estudiado donde se describen las características del área de interés, presentado en el Capítulo II; los aspectos teóricos necesarios para la elaboración del trabajo al igual que los antecedentes del mismo, presentados en el Capítulo III. Seguidamente el Capítulo IV desarrolla la metodología empleada para la consecución de cada objetivo planteado, y el Capítulo V muestra los resultados alcanzados. Finalmente se exponen conclusiones y recomendaciones pertinentes a la investigación realizada.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La caracterización de un yacimiento, es el análisis interpretativo y multidisciplinario del mismo, como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos.

La metodología de caracterización de yacimientos se desarrolla en dos etapas: Una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera etapa, se define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos. En la segunda etapa, se analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento.

El yacimiento NARS,M COT 2 produce bajo recuperación primaria por agotamiento natural, se estimó un volumen de petróleo original en sitio (POES) de 40,86 MMBN y reservas recuperables estimadas en 6,78 MMBN, considerando un factor de recuperación primario (FRp) de 16,6%. Para Septiembre de 2011 tiene una producción acumulada de 8,08 MMBN, por lo cual las reservas remanentes del yacimiento se encuentran en el orden de -1,30 MMBN (aproximadamente un 120% de las reservas recuperables), permitiendo inferir que existe discrepancia entre las reservas recuperables calculadas y el comportamiento de producción actual del yacimiento.

La diferencia existente entre las reservas recuperables calculadas y la producción actual del yacimiento dan indicio de una posible subestimación de las reservas actuales, ya que presenta un comportamiento de presión y producción estable, con tasa de crudo promedio de 1575 BPD y un presión promedio de 6671 lpca.

Es por ello que se hace necesaria la revisión del modelo estático y dinámico, a fin de determinar cuál es el modelo que realmente describe el yacimiento, y de esta forma poder calcular el volumen de fluidos en sitio y las reservas del mismo.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Estimar las reservas recuperables del yacimiento NARS,M COT 2, ubicado en el Campo Cotoperí, División Furrial.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Elaborar historia-ficha y diagrama mecánico del pozo.
- Actualizar el modelo estático del yacimiento.
- Actualizar el modelo dinámico del yacimiento.
- Estimar fluidos originales en sitio y reservas recuperables por Método Volumétrico.
- Estimar fluidos originales en sitio y reservas recuperables por métodos dinámicos.
- Comparar el volumen de hidrocarburos en sitio y reservas recuperables, obtenidos con los diferentes métodos.

1.3 ALCANCE

El objetivo de este proyecto, es realizar una evaluación del yacimiento NARS,M COT 2 que ya cuenta con una caracterización, pero que requiere una reinterpretación y reevaluación de las propiedades del mismo debido a las inconsistencias presentes.

Para cumplir con dicho objetivo, se hará un estudio completo que abarca desde la revisión de datos geológicos y petrofísicos, hasta el análisis del comportamiento de

producción y presiones, esto con la finalidad de determinar la cantidad de hidrocarburo recuperable del área.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La diferencia existente entre las reservas recuperables del yacimiento y la producción acumulada del mismo (-1,30 MMBN para Septiembre 2011), permite deducir que existe inconsistencia entre los modelos estático y dinámico, y el comportamiento real del yacimiento.

Actualmente PDVSA EYP tiene grandes compromisos de producción en el área Norte de Monagas, por lo cual el mantenimiento de la productividad es una actividad de gran importancia, así como también la cuantificación de reservas recuperables y remanentes de los yacimientos del área. En el Campo Cotoperí la información disponible es escasa puesto que sólo se han perforado dos pozos (COT-2 y COT-3), lo cual ha sido la causa fundamental para que esta zona no pueda desarrollarse plenamente.

Por lo antes descrito, surge la iniciativa de realizar la evaluación del yacimiento NARS,M COT 2, con miras a incrementar las certidumbres de las características estáticas y dinámicas del mismo y de esta forma predecir confiablemente su comportamiento productivo, permitiendo tomar mejores decisiones para la elaboración de proyectos futuros a desarrollarse en el yacimiento; tomando en cuenta además la excelente calidad de los hidrocarburos que se pueden recuperar en el área (33 °API).

Mediante la realización de este tipo de estudio, es posible caracterizar los fluidos presentes, así como validar los datos de presión y producción, necesarios para el cálculo efectivo de los volúmenes originales en sitio y las reservas remanentes.

1.5 LIMITACIONES

La mayor limitación de este proyecto es la poca información del área, puesto que el yacimiento está siendo producido a través de un único pozo, lo cual no permite efectuar una caracterización geológica y petrofísica adecuada, restringiendo así la calidad del modelo estático y dinámico a generar.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Según informe técnico realizado por la **Gerencia de Yacimientos-PDVSA** (2007), titulado: "Sometimiento de reservas por revisión de los yacimientos NARS,M COT 2 y NARS,M COT 3 del Campo Cotoperí", se sometió a revisión las reservas del yacimiento NARS,M COT 2 como resultado del Estudio de Yacimientos del Campo Cotoperí en los yacimientos NAR-S COT 2 y NAR-M COT 3. De igual manera, se sometió por revisión las reservas probadas por el pozo COT-3, descubriendo un nuevo yacimiento denominado NARS,M COT 3. En este estudio se sugirió someter las reservas de petróleo y gas, debido a que las mismas variaron en 2 MMBN y 14 MMMPCN, respectivamente para el campo Cotoperí. Dichos cálculos fueron realizados a través de la ecuación de balance de materiales simplificada a los yacimientos Volumétrico.

En el año 2009, **Correa F.** realizó un Trabajo Especial de Grado (TEG) titulado: "Determinación de las reservas recuperables de los yacimientos pertenecientes a los Campos Melones y Miga del Distrito San Tomé". Determinó las reservas recuperables de 22 yacimientos pertenecientes a los Campos Melones y Miga del Distrito San Tomé, desarrollando objetivos relacionados con la realización de un estudio petrofísico. Determinó las reservas recuperables de petróleo y gas disuelto, que incrementaron en comparación con los valores registrados en el libro de reservas en 5626 MBN y 2225 MMPCN respectivamente.

En el año 2010, **Caña J.** presentó un TEG titulado: "Validación de los modelos estático y dinámico de los yacimientos con reservas subestimada, pertenecientes a los Campos Guara y Levas. Distrito San Tomé". Actualizó la información de los yacimientos en estudio identificando las causas que generaron la subestimación de las

reservas, utilizó el método volumétrico para la certificación de las reservas. Asimismo, se logró validar los modelos de yacimientos. Finalmente las reservas remanentes recuperables de 9 yacimientos de los 17 estudiados sufrieron un incremento de 2.563 MMBN de petróleo y 7.491 MMMPCN de gas.

2.2 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS [1], [2], [3]

El primer paso de un estudio de caracterización de yacimientos es definir el objetivo y alcance del mismo dependiendo del propósito, complejidad del yacimiento y el tiempo requerido. Una vez definido el objetivo y tomando en cuenta las características y tipo de yacimiento, se debe realizar un análisis de los datos disponibles y compararlos con el objetivo que se desea desarrollar.

> La caracterización de yacimientos es un análisis interpretativo y multidisciplinario del mismo, como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas. (Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA, 2007).

Para realizar la caracterización, es necesario definir las propiedades fundamentales del yacimiento, esto a través de los modelos estático y dinámico.

2.2.1 Modelo Estático

Es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, limites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca.

El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, dichos modelos son los siguientes:

- ***Modelo Estratigráfico***

El objetivo es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico.

"El estudio se inicia con la identificación e interpretación de las unidades lito-estratigráficas a partir de la correlación de los registros de pozo" (Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA, 2007). La correlación se apoya en los principios de estratigrafía secuencial, la cual hace uso de la bioestratigrafía, sedimentología y análisis de perfiles para definir los marcadores de interés.

- ***Modelo Sedimentológico***

De acuerdo con lo descrito por Goncalves (2004) este modelo "comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos". Esta información es posteriormente integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de unidades de flujos y los yacimientos presentes en el área.

El proceso se comienza con la identificación y codificación de las facies las unidades sedimentarias a partir de afloramientos, muestras de los núcleos, muestras de canal y pared. Posteriormente, se realiza la calibración núcleo-perfil cuyo objetivo es extrapolar la información hacia los pozos vecinos. Se identifican además las superficies de máxima inundación, discordancias y superficies transgresivas con el fin de establecer los límites del yacimiento.

- ***Modelo Petrofísico***

El estudio se inicia con el análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos o para recalibrar algunos perfiles. Se pasa luego a una fase de edición y normalización, incluyendo la de perfiles viejos. Goncalves (2004) expresa que "este procedimiento está basado en aplicaciones estadísticas y permite reutilizar e incorporar datos viejos a la caracterización de yacimientos. La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico generado en el proyecto para delimitar verticalmente los intervalos y extrapolar algunos parámetros, basados en el origen y ambiente sedimentario común. Luego se realiza la correlación núcleo-perfil con el fin de obtener relaciones para porosidad (ϕ), volumen de arcilla (VCL), exponente de saturación (n), coeficiente de cementación (m), etc., que permitan ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y extrapolar estas relaciones a los pozos sin datos de núcleos.

A continuación se procede a determinar las diferentes petrofacies existentes en cada zona, mediante parámetros como porosidad, permeabilidad, tamaño de garganta de poros, tamaño de grano, entre otros, y utilizando datos de núcleos y/o de perfiles y tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico.

- ***Modelo Estructural***

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues, altos y bajos estructurales) del área de estudio.

El manual de Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA, (2007) describe que "este estudio se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos, los cuales han sido previamente interpretados de registros de pozos, análisis sedimentológicos y bioestratigráficos de núcleos, muestras de canal y de pared".

2.2.2 Modelo Dinámico

En este proceso se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de los datos dinámicos.

> En esta fase del estudio se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de hidrocarburos en sitio. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades PVT, el análisis de las permeabilidades relativas, de las presiones capilares, la determinación de los contactos iniciales de fluidos y el cálculo de POES/GOES y reservas. (Estudios Integrados de Yacimientos, 2009).

- ***Propiedades de los fluidos***

Consiste en definir las características físicas y químicas de los fluidos presentes en el yacimiento. De manera general los fluidos están clasificados como gases y líquidos, dependiendo de la presión y temperatura a la cual el fluido este sometido.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar las propiedades termodinámicas del yacimiento, se denomina análisis Presión - Volumen – Temperatura (PVT), y consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión.

Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento, es fundamental que la muestra sea representativa de la mezcla de hidrocarburos original en el yacimiento.

- ***Comportamiento de producción***

La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos. A través de pruebas de producción, se estudia el perfil de producción del yacimiento a fin de evaluar las zonas que aportan fluidos, la eficiencia de flujo, además se puede predecir el comportamiento de producción a futuro.

- ***Comportamiento de presión***

Uno de los parámetros más importantes en la caracterización de yacimientos es la presión, ya que de ésta depende la energía con que el yacimiento va a producir; conocer su valor desde el descubrimiento del mismo y durante su vida productiva, permite inferir qué tipo de yacimiento se está estudiando y predecir su comportamiento a futuro.

A través de las pruebas de presión, se estudia el perfil de presión del yacimiento a fin de evaluar la declinación de energía del mismo respecto al tiempo y la producción, así como determinar a través éstas la presión inicial y el volumen original de hidrocarburo.

2.3 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS [4], [5], [6]

Los fluidos en un yacimiento consisten de mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la misma y de las condiciones de presión y temperaturas existentes en el yacimiento. Para una composición fija de mezcla, un diagrama de presión-temperatura permite clasificar los yacimientos como se observa en la Figura 2.1.

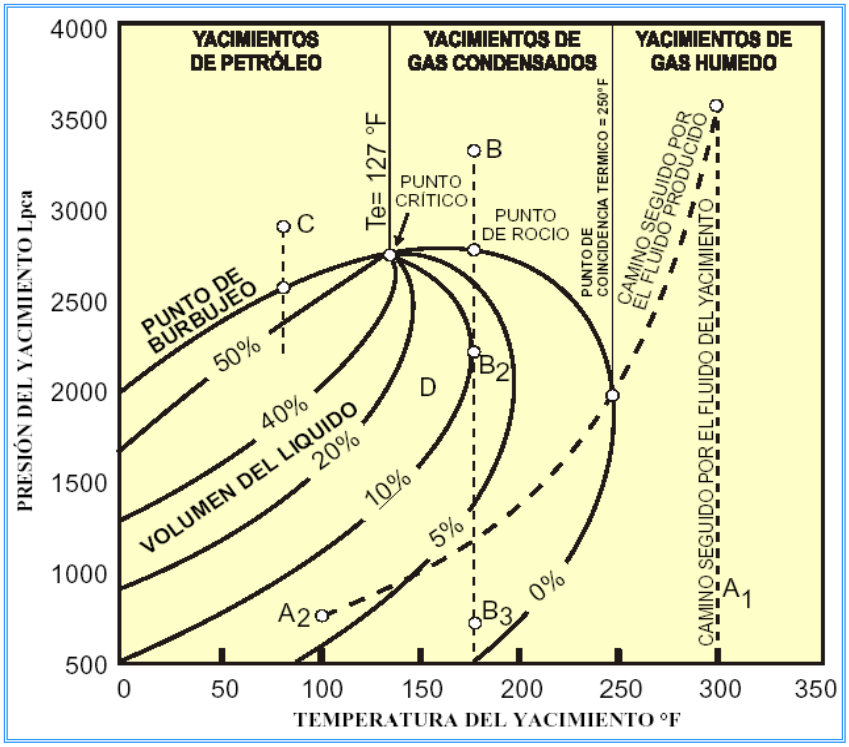

Figura 2.1 Diagrama de fases para yacimientos de hidrocarburos (Rivera, s.f.)

- ***Yacimientos de gas seco***

Se caracterizan por su alto contenido de metano (C_1>90%), pequeñas cantidades de pentano (C_{5+}<1%) y baja proporción de componentes más pesados. La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica, y durante el agotamiento de presión la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en estado gaseoso tanto a nivel de yacimiento como en el sistema de producción.

Generalmente los yacimientos de hidrocarburos que producen con una relación gas-petróleo (RGP) mayor de 100 MPCN/BN son considerados de gas seco.

- ***Yacimientos de gas húmedo***

Se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término húmedo proviene de que a las condiciones de separación

en superficie, donde la mezcla cae en la región de dos fases, generando relaciones gas-petróleo que varían entre (60-100) MPCN/BN.

El líquido en el tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN, los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente: No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión. Tienen menos cantidad de componentes pesados. La cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

- ***Yacimientos de gas condensado***

También se les llama de condensación retrógrada, existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica. Bajo ésta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío y se produce una condensación de parte de la mezcla. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío.

La curva de rocío retrógrado es típica para un gas condensado y la importancia de su conocimiento reside en que a presiones por debajo de la presión de rocío retrógrada empieza a ocurrir la condensación retrógrada. En la composición de la mezcla de este tipo de hidrocarburos el contenido de metano es alto (C_1>60%) mientras que el de heptano es bajo (C_{7+}<12,5%).

En su 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 la superficie con las siguientes características: Relación Gas Condensado (RGC) de (5000-100000) PCN/BN, gravedad API mayor de 45°, incoloro - amarillo claro.

- ***Yacimientos de gas condensado con zona de petróleo***

Es común encontrar una pequeña zona de petróleo en yacimientos de gas condensado. En este caso el gas condensado se encuentra saturado en un punto de rocío retrógrado y el crudo también se encuentra saturado en su punto de burbujeo. Una disminución de presión en este yacimiento produce condensación retrógrada, en la capa de gas y liberación de gas en la zona de petróleo. El gas liberado se mezcla con el gas de la capa de gas condensado y el condensado retrógrado con el crudo de la zona.

- ***Yacimientos de petróleo volátil***

Los yacimientos de petróleo volátil presentan una temperatura menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. Además, la presión crítica es aproximadamente igual a la presión cricondembárica, por lo que, el crudo de este tipo de yacimiento presenta un alto encogimiento cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo.

El crudo proveniente de este tipo de yacimientos presenta una composición típica de metano en su mayoría (C_1=60%) y heptano en menor proporción (C_{7+}>12,5%), de acuerdo a este contenido de heptano el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento. Se caracterizan por presentar una RGP en el rango de 2000 a 5000 PCN/BN, un color amarillo oscuro a negro, gravedad API superior a los 40° y un factor volumétrico mayor a 1,5 BY/BN.

En algunos casos es difícil saber si un yacimiento es de petróleo volátil o de gas condensado, porque en ambos la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla.

- ***Yacimientos de petróleo negro***

Estos yacimientos se caracterizan por tener un alto contenido de heptano (C_{7+}>40%) y bajo contenido de metano (C_1<50%). La temperatura de estos yacimientos es

inferior a la temperatura crítica de la mezcla y los fluidos producidos generalmente presentan relaciones gas – petróleo por debajo de los 2000 PCN/BN de color negro o verde oscuro, gravedades API iguales o menores a 40° y un factor volumétrico inferior a 1,5 BY/BN. Ellos pueden ser: saturados (presión igual a la presión de burbujeo) o sub-saturados (presión inicial mayor a la presión de burbujeo). Cuando la presión inicial es menor a la presión de burbujeo, se forma una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo, que generalmente, es húmedo o seco.

2.4 RESERVAS DE HIDROCARBUROS [7], [8], [9]

Las reservas de hidrocarburos "son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante" (DGERT, 2005).

El volumen de reserva se obtiene multiplicando el volumen en sitio por el factor de recuperación o recobro. En Venezuela, oficialmente, las reservas pueden ser clasificadas según los siguientes criterios:

2.4.1 Según la Certidumbre de Ocurrencia

- ***Probadas***

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. El término razonable certeza, indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.

- ***Probables***

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

- ***Posibles***

Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

2.4.2 Según las Facilidades de Producción

- ***Desarrolladas***

Las Reservas Probadas Desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.

- ***No Desarrolladas***

Las Reservas Probadas No Desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

2.4.3 Según el Método de Recuperación

- ***Primarias***

Son las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

- ***Suplementarias***

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

2.5 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR MÉTODO VOLUMÉTRICO [7], [8], [9]

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos.

El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y

el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos.

"El método volumétrico se utiliza para calcular el hidrocarburo original en sitio con base en el modelo geológico que geométricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos" (DGERT, 2005). Es el método adoptado por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo como Método Oficial para el cálculo de las reservas, estos cálculos pueden estar apoyados por cualquier otro método.

A continuación se muestran las ecuaciones empleadas para las estimaciones volumétricas:

- ***Cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES)***

Ec. 2.1

Donde:
N: POES (BN)
A: Área (acres)
h: Espesor (pies)
ϕ: Porosidad (fracción)
S_{oi}: Saturación de petróleo inicial (fracción)
β_{oi}: Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)

- ***Cálculo del Gas Original en Sitio (GOES)***

Ec. 2.2

Donde:
G: GOES (PCN)

A: Área (acres)

h: Espesor (pies)

ϕ: Porosidad (fracción)

S_{gi}: Saturación de gas inicial (fracción)

β_{gi}: Factor volumétrico inicial del gas (PCY/PCN)

- ***Cálculo del Gas Original en Solución (GOESS)***

Ec. 2.3

Donde:

G: GOESS (PCN)

Rsi: Relación gas disuelto-petróleo inicial (PCN/BN)

2.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR CURVAS DE DECLINACIÓN [8], [9]

La declinación es el descenso en la capacidad de producción de crudo y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de una disminución de la presión interna del yacimiento debido al vaciamiento de éste, lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos.

El estudio de las curvas de declinación es un método muy dinámico para la estimación de reservas recuperables de un yacimiento, su característica dinámica proviene del hecho que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables. Barberii, (2005) expresó "Ciertamente, es mucho más deseable disponer de pronósticos fundamentados en mecanismos de comportamiento para cada acumulación"

La aplicación de este método parte de la existencia suficiente de historia de producción para establecer la tendencia del comportamiento y entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia. Este

procedimiento lleva implícito una suposición básica: Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en futuro. Según DGERT (2005) las curvas de declinación "se utilizan con frecuencia para estimar las reservas remanentes mediante la extrapolación del comportamiento de producción y ayudan en el diagnóstico del mecanismo de empuje en los yacimientos cuando se dispone de suficiente historia de producción-presión".

Su uso, además de la estimación de reservas, está orientado hacia el pronóstico del comportamiento futuro de pozos / yacimientos. Su simplicidad, las convierte en herramientas de respuestas rápidas por excelencia, capaces de brindar representaciones razonables del comportamiento futuro, cuando son empleadas apropiadamente.

2.6.1 Tipos de Declinación de Producción

- ***De acuerdo a la naturaleza de la declinación***

  Declinación energética: Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento natural del yacimiento (caída de presión). Tomando en cuenta todos los pozos activos o inactivos con disponibilidad inmediata durante todo el período evaluado y que no fueron rehabilitados o estimulados, ni se les hizo cambio en el método de producción, ni se les modificó el tamaño del reductor en la línea de flujo. En este caso el número de pozos a principio y a final del período debe ser el mismo.

  Declinación mecánica: La declinación mecánica se refiere a la disminución de la capacidad de producción del yacimiento a causa de pozos que salen anualmente del programa de producción, debido a que requieren ser reparados o que pasaron a producir en otra zona. Está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción por causas inherentes a la formación y otros problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empacaduras, entre otros.

Declinación total: Es la declinación de producción provocada tanto por el efecto energético como mecánico, en este tipo de declinación se toman en cuenta los pozos activos e inactivos con disponibilidad inmediata, al comienzo del período evaluado.

- ***De acuerdo con la expresión matemática***

Declinación Nominal (D): Es el cambio relativo de la tasa de producción por unidad de tiempo, expresada como una función de la tasa de producción. Se define como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural de la tasa de producción versus el tiempo, está se expresa mediante la ecuación:

Ec. 2.4

Donde:

D: Factor de declinación nominal (1/años)

Q_o: Tasa de petróleo (BPD)

$\delta Q/\delta t$: Derivada de la tasa en función del tiempo (BPD/años)

Declinación Efectiva (De): La declinación efectiva (De), viene dada por la caída de la tasa de producción (Δq) dividida por la tasa de producción al comienzo del período, Q_{oi}, es decir:

Ec. 2.5

Donde:

De: Factor de declinación efectiva (adim.)

Q_{ot}: Tasa de petróleo total (BPD)

Q_{oi}: Tasa de petróleo inicial (BPD)

- ***De acuerdo con el comportamiento de la tasa de producción***

  Declinación exponencial: Casos de agotamiento natural, donde la saturación de petróleo no se ve afectada por la entrada de agua. Se representa por la siguiente ecuación:

  Ec. 2.6

  Donde:

  Q_o: Tasa de petróleo (BPD)

  Q_{oi}: Tasa de petróleo inicial (BPD)

  t: Tiempo (años)

  D: Factor de declinación (1/años)

  Declinación hiperbólica: Usado para yacimientos que producen por gas en solución.

  Ec. 2.7

  Donde:

  Q_o: Tasa de petróleo (BPD)

  Q_{oi}: Tasa de petróleo inicial (BPD)

  n: Exponente de declinación, valor entre 0-1 (adim)

  D: Factor de declinación (1/años)

  t: Tiempo (años)

  Declinación armónica: Usada en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional. Es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde el exponente de declinación es igual a la unidad (n=1).

  Ec. 2.8

Donde:

Q_o: Tasa de petróleo (BPD)

Q_{oi}: Tasa de petróleo inicial (BPD)

D: Factor de declinación (1/años)

t: Tiempo (años)

La Figura 2.2 muestra el comportamiento típico de la declinación exponencial, hiperbólica y armónica.

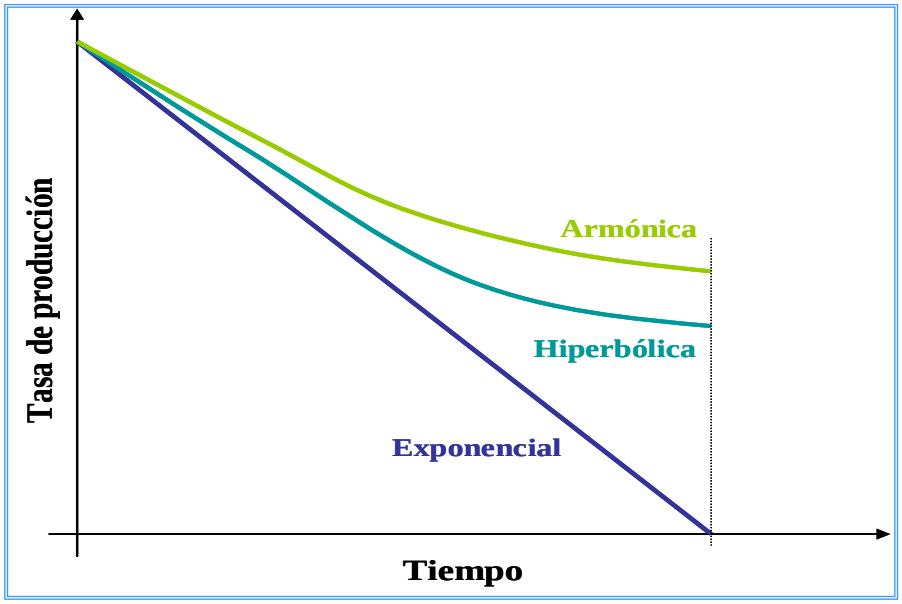

Figura 2.2 Tipos de declinación de producción (Modificado de Barani, F.; Villamil, A., 2005)

2.6.2 Factores que Afectan las Curvas de Declinación [10]

Existen ciertos eventos que pueden perturbar el comportamiento de declinación de un pozo o yacimiento, dificultando la tarea de estudiarlos, estos son:

- ***Períodos desiguales de tiempo***

La prueba de los pozos, mediciones, entre otros, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los

promedios entre diferentes tiempos no estén bien ponderados. Lo ideal es efectuar siempre las pruebas en lapsos de tiempo igual y a todos los pozos al mismo momento. Sin embargo, este es un factor que no afecta mucho al estudio de la declinación.

- ***Cambio de productividad de los pozos***

La producción de los pozos se ve afectada por una declinación natural. Cuando en determinados pozos su producción llega a valores bajos, son sometidos a reparaciones con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Generalmente estos cambios no se pueden tomar en cuenta porque no se puede predecir cuando ello ocurrirá.

- ***Terminación de nuevos pozos***

Al terminar un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento incrementará inicialmente; en este caso no se podrá extrapolar la curva porque no se sabe si la declinación de producción continuará según el misma comportamiento.

- ***Interrupción de los programas de producción***

Cuando dentro de la vida productiva de un yacimiento existen cierres de producción (total o parcial) por razones de carencia de mercado, problemas en los equipos de superficie, etc., se desconocerá la nueva tasa de producción del yacimiento cuando se reactive (por lo general hay aumento) y si continuará con el mismo comportamiento anterior al cierre. Esto causa notables problemas en el estudio de las curvas de declinación.

- ***Veracidad de datos***

Cuando no se tiene certeza sobre la información disponible como representativa del comportamiento de un yacimiento, caso frecuente para campos muy antiguos donde se desconoce cómo se efectuaban las mediciones, no se debe hacer cálculos en base a

tales datos. Siempre es aconsejable trabajar con datos recientes, sobre los cuales se tiene mayor certeza.

- ***Prorrateo***

Se refiere a estaciones compartidas por varias unidades de producción, donde convergen pozos de diferentes campos. La producción diaria es dividida en función a un porcentaje estadístico asignado para cada campo de acuerdo a pruebas realizadas sin representar la verdadera declinación de sus pozos, en especial si no se cuenta con pruebas recientes.

2.6.3 Factores que Atenúan la Declinación de la Producción

Tal como existen eventos que pueden afectar la declinación de producción, hay un grupo de factores que pueden lograr un incremento en la productividad, algunos son:

- ***Reparación y reacondicionamiento de pozos (RA/RC)***

Son trabajos realizados en pozos de petróleo o gas, después de haberse cumplido la perforación y completación inicial, generalmente para cambiar piezas dañadas o acondicionar el pozo para una actividad diferente a la cual está diseñado. Al cambiar las condiciones mecánicas, la declinación del pozo cambia, generalmente manteniéndose.

- ***Estimulación de pozos***

La estimulación de pozos se logra por cañoneo, acidificación, fracturamiento hidráulico y por el uso de agentes tales como bactericidas, compuestos reductores de la tensión superficial, emulsificantes, disolventes de parafinas, etc. Origina el aumento de la permeabilidad en la vecindad del pozo, disminuyendo el daño y aumentando el flujo.

- ***Actividades de mantenimiento de potencial***

Son aquellas que ayudan al mantenimiento o restitución, sin que haya generación adicional de potencial por este concepto. Los mismos se refieren a actividades que se realizan en pozos activos e inactivos, con el objetivo principal de mejorar sus condiciones productivas.

2.6.4 Análisis de Curvas de Declinación

El estudio de la declinación de producción de un yacimiento o pozo en particular, puede hacerse de acuerdo a dos procedimientos, en forma gráfica o matemática.

- ***Métodos gráficos***

La vida del yacimiento se representa gráficamente en diferentes tipos de papel (normal, logarítmico, semi-logarítmico, etc.), una vez determinada la gráfica que mejor se ajusta al comportamiento del mismo, es posible efectuar las predicciones correspondientes hasta las condiciones de abandono. En general, lo que se persigue en el método gráfico es encontrar en algún tipo de gráfica en la cual el comportamiento siga una línea recta. Esto tiene una ventaja inmediata, manejo fácil y rápido. Su uso es recomendable cuando no requiere mucha precisión, ya que tiene como desventaja que a través de los puntos se pueden trazar muchas rectas.

- ***Método de Arps***

En 1944 J. J. Arps mostró tanto que los datos históricos de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel semi- logarítmico, como las historias de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel logarítmico, eran dos miembros de una familia de curvas de declinación hiperbólica que podían ser llevadas hasta una ecuación diferencial original. También desarrolló una serie de escalas gráficas especiales utilizadas para representar historias de producción en forma de curvas. El análisis de

las curvas de declinación ha sido uno de los métodos más usados para predecir el futuro comportamiento de producción de los campos, yacimientos y pozos.

- ***Método de Fetkovich***

Durante sus investigaciones Fetkovich demostró que tanto la solución analítica de la acción infinita y las soluciones para yacimientos finitos, a presiones constantes, pueden ser representadas en una misma curva adimensional en escala logarítmica (log-log) con todas las ecuaciones empíricas desarrolladas por Arps. A partir de esto, construyó las denominadas curvas tipo adimensionales y empleó estas curvas en el estudio de la historia de producción de diferentes pozos.

- ***Métodos matemáticos***

Por medio de este método se trata de encontrar una expresión matemática en base a la información disponible hasta la fecha y luego utilizar dicha expresión para predecir (reservas existentes, tiempo de abandono, etc.). Realmente es el mismo método gráfico pero obteniendo la mejor línea recta (u otra curva) que pase a través de los puntos o datos. Para hallar esta mejor línea recta, se utilizan diferentes métodos estadísticos entre los que tenemos:

Método de la pendiente-intersección: Consiste en trazar una recta cualquiera a través de los puntos ploteados y entonces determinar su pendiente y su intersección con el eje Y. Esos valores definen la ecuación de esa recta.

Método de los puntos notables: De la información disponible ya graficada, se eliminan aquellos puntos que posiblemente, y en relación a la gran mayoría, presenten error (muy distantes de la posible solución) y con los puntos restantes, se determina la ecuación de la línea recta.

Método de los promedios: Considera a los puntos que están sobre la línea recta como una serie de puntos y a los que están abajo como otra serie.

Método de los mínimos cuadrados: Se realiza una regresión lineal de los puntos ploteados, donde la pendiente de la recta determinada será el factor de declinación.

2.7 ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR BALANCE DE MATERIALES [4], [8], [11]

Uno de los principios fundamentales utilizados en ingeniería es la Ley de la Conservación de la Masa. La aplicación de este principio a un yacimiento con el propósito de realizar la deducción cuantitativa del volumen de hidrocarburos presentes originalmente en dicho yacimiento y para la predicción del comportamiento del fluido y la presión en el mismo, es lo que se conoce como: El Método de Balance de Materiales.

Cuando el yacimiento ha producido durante un periodo de tiempo, y se dispone de historia, tanto de producción como de presión, el ingeniero de yacimientos, tiene la opción de recurrir a otras herramientas, que son complementarias para cotejar y validar las reservas disponibles del yacimiento a su responsabilidad. Un Balance de Materiales de los fluidos presentes y producidos, permite determinar el Petróleo Original En Sito (POES) y/o el Gas Original En Sito (GOES). Luego puede hacerse una comparación, cotejando con el método volumétrico para verificar con el geólogo el verdadero volumen del yacimiento, haciendo los ajustes pertinentes en el tiempo.

> El método de balance de materiales provee una simple, pero efectiva alternativa para la estimación volumétrica no solamente del POES y el GOES, sino de las reservas en cualquier etapa, conociendo el agotamiento del yacimiento como consecuencia del vaciamiento del mismo. Una Ecuación de Balance de Materiales (EBM) es un planteamiento de los principios de conservación de masas. Rivera

2.7.1 Suposiciones del Balance de Materiales

Para aplicar el balance de materiales, es necesario tomar en cuenta ciertos criterios sobre los cuales está basado y que pudieran limitar de alguna manera su uso, estas suposiciones son:

- Modelo Cero Dimensión, no considera el factor geométrico del yacimiento ya que resulta casi imposible determinar la distribución de los fluidos en la estructura o en los pozos.
- Propiedades de la roca constante, considera que el yacimiento tiene un volumen poroso constante ocupado por diferentes fluidos.
- Propiedades de los fluidos constantes, considera que existe condiciones de equilibrio en el yacimiento en cualquier tiempo, es decir, supone que la presión es uniforme y, en consecuencia, las propiedades de los fluidos en cualquier tiempo no varían con su ubicación en el yacimiento. Esto significa que los efectos de caída de presión alrededor del pozo no se toman en cuenta y que la saturación de líquido es uniforme a través de la zona de petróleo.
- Yacimientos isotérmicos, supone constante la temperatura del yacimiento, esto es, que en el proceso de producción no ocurre un cambio considerable de temperatura cuando se extrae petróleo y gas.
- Generalmente, tanto para yacimientos de gas seco como para yacimientos de petróleo, el factor volumétrico del agua en la formación y la solubilidad (razón gas disuelto-agua) se consideran iguales a la unidad y a cero, respectivamente.

2.7.2 Fuentes de error en la Ecuación de Balance de Materiales

Al aplicar la ecuación de balance de materiales, es necesario tomar en cuenta algunas consideraciones, a fin de no introducir errores y de esta forma tener el mejor estimado del comportamiento de yacimiento:

- Equilibrio total e instantáneo entre las fases.

- Selección inadecuada del análisis PVT.
- Errores en las mediciones de los fluidos producidos.
- Presión promedio del yacimiento, se supone que la totalidad de los hidrocarburos del yacimiento en un momento dado se encuentra a la misma presión. Entonces, debe tratarse en lo posible de utilizar ponderaciones volumétricas de las presiones medidas.
- Acuíferos activos; representan una fuente de energía adicional al yacimiento, por lo cual es necesario realizar un estimado del aporte de energético del mismo para aplicar el balance de materiales de forma correcta.
- Bajas caídas de presión; la Ecuación de Balance de Materiales involucra propiedades de los fluidos que se desarrollan con la variación de presión. Cuando la presión no disminuye considerablemente, estas propiedades no muestran cambios significativos por lo cual es imposible realizar el balance deseado.
- Estimados del tamaño de la capa de gas (m); en ciertas oportunidades hay saturación de petróleo en la zona de gas libre y hay gas libre en la zona de petróleo. El valor de "m" tiene que ser computado utilizando todo el gas libre y todo el petróleo en estado liquido contenido en el volumen poroso, independientemente de donde se encuentre.
- Concepto de petróleo activo, cuando la caída de presión generada por la producción que ha ocurrido, no se ha reflejado en la totalidad del volumen de hidrocarburo contenido en el yacimiento, entonces para el momento de los cálculos el valor reflejado, sería una fracción del total denominado "POES activo", el cual es el valor obtenido por balance de materiales y no el POES del yacimiento.

2.7.3 Ecuaciones de Balance de Materiales

- ***Yacimientos de petróleo saturado***

Si se dispone de una historia de presión versus producción aunado a un análisis PVT, la aplicación repetitiva del la Ecuación 2.9, permite estimar y/o verificar los

volúmenes de hidrocarburo original en sitio mediante el grafico Petróleo Original En Sitio (POES o N) versus la producción acumulada de petróleo (Np), que se muestra en la Figura 2.3 y verificar la interpretación del acuífero.

Ec. 2.9

Donde:

Np: Producción acumulada de petróleo (BN)

βo: Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

Rp: Relación gas-petróleo producido (PCN/BN)

Rs: Relación gas disuelto-petróleo (PCN/BN)

βg: Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

Wp: Producción acumulada de agua (BN)

βw: Factor volumétrico del agua (BY/BN)

N: Petróleo original en sitio, POES (BN)

βoi: Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)

Rsi: Relación gas disuelto-petróleo inicial (PCN/BN)

m: Tamaño de la capa de gas (adim)

βgi: Factor volumétrico inicial del gas (PCY/PCN)

Cw: Compresibilidad del agua de formación (1/lpc)

Swi: Saturación de agua inicial (fracción)

Cf: Compresibilidad de la formación (1/lpc)

Pi: Presión inicial (lpc)

Pe: Presión estática (lpc)

We: Influjo de agua (BN)

En la Ecuación 2.9 se muestran términos que describen las fuentes de energía presentes en el yacimiento, donde:

: Vaciamiento

: Gas en solución

— : Capa de gas

———— : Compresibilidad de la roca-fluido

: Influjo de agua

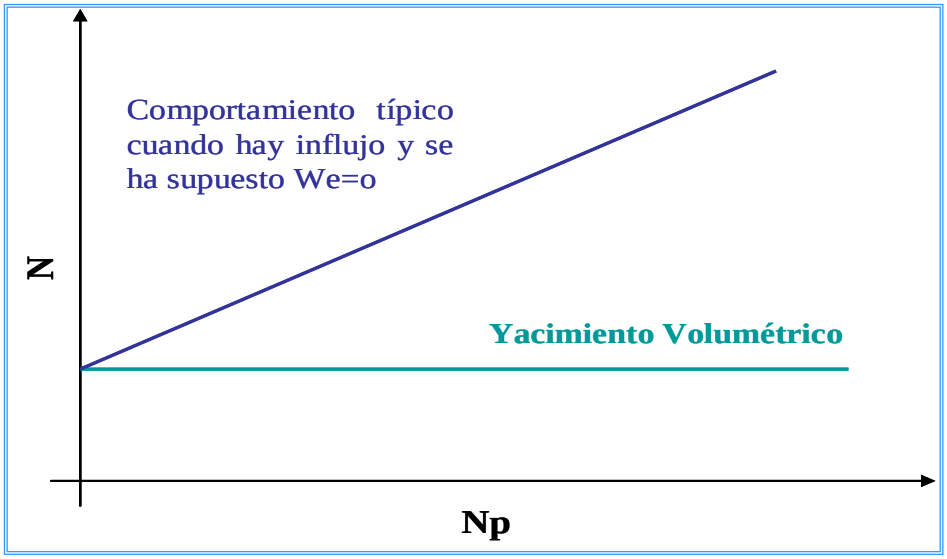

Figura 2.3 Comportamiento del acuífero (Modificado de Azuaje, 2011)

- ***Yacimientos de petróleo subsaturado***

Suponiendo que no existe inyección de fluido al yacimiento, la forma lineal de la EBM se expresa en la Ecuación 2.10:

———— Ec. 2.10

Donde:

Np: Producción acumulada de petróleo (BN)

βo: Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

Wp: Producción acumulada de agua (BN)

βw: Factor volumétrico del agua (BY/BN)

N: Petróleo original en sitio (BN)

βoi: Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)

Cw: Compresibilidad del agua de formación (1/lpc)

Swi: Saturación de agua inicial (fracción)

Cf: Compresibilidad de la formación (1/lpc)

Pi: Presión inicial (lpc)

Pe: Presión estática (lpc)

We: Influjo de agua (BN)

- ***Yacimientos de gas***

La forma lineal de la EBM se expresa en la Ecuación 2.11:

Ec. 2.11

Donde:

Gp: Producción acumulada de gas (PCN)

βg: Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

Wp: Producción acumulada de agua (BN)

βw: Factor volumétrico del agua (BY/BN)

G: Gas original en sitio (PCN)

βgi: Factor volumétrico inicial del gas (PCY/PCN)

We: Influjo de agua (BN)

Cw: Compresibilidad del agua de formación (1/lpc)

Swi: Saturación de agua inicial (fracción)

Cf: Compresibilidad de la formación (1/lpc)

Pi: Presión inicial (lpc)

Pe: Presión estática (lpc)

2.8 ESTIMACIÓN DE FACTORES DE RECOBRO [12]

El Factor de Recobro o Factor de Recuperación (FR) indica la fracción de crudo y de gas que puede recuperarse desde un yacimiento dado cuando se alcanzan las condiciones de abandono. Hay varias metodologías para estimar los factores de recobro de los diferentes yacimientos, dependiendo de sus características de producción relacionadas con los mecanismos de empuje prevalecientes en cada caso.

Las correlaciones API, que fueron extensamente evaluadas por J. J. Arps, son ampliamente utilizadas en la industria pues proporcionan valores del factor de recobro que son usualmente significativos. Estas correlaciones fueron el resultado de un análisis estadístico llevado a cabo por un subcomité de la API para yacimientos que producían a través de diferentes mecanismos naturales.

Para yacimientos que producen por empuje de gas y de agua, el factor de recobro se expresa de la manera siguiente:

- ***Para yacimientos con gas en solución***

Ec. 2.12

Donde:
FR: Factor de recobre (fracción)
Swi: Saturación de agua inicial (fracción)
βob: Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbujeo (BY/BN)
K: Permeabilidad (mD)
μob: Viscosidad del petróleo a la presión de burbujeo (cP)
Pb: Presión de burbujeo (lpc)
Pa: Presión de abandono (lpc)

- ***Para yacimientos con empuje de agua***

Ec. 2.13

Donde:

FR: Factor de recobre (fracción)

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

β_{ob}: Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbujeo (BY/BN)

K: Permeabilidad (mD)

μ_{ob}: Viscosidad del petróleo a la presión de burbujeo (cP)

μ_{wi}: Viscosidad inicial del agua (cP)

P_b: Presión de burbujeo (lpc)

P_a: Presión de abandono (lpc)

2.9 ANÁLISIS PVT [6], [11], [13], [14], [15]

Los fluidos en el yacimiento (petróleo, gas y agua) tienen propiedades que dependen de la presión y de la temperatura a la que están sometidos, por lo tanto es muy importante conocer las propiedades de los fluidos a las diferentes condiciones desde el yacimiento en el subsuelo hasta la superficie.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar las propiedades físicas de los fluidos se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT) como comúnmente se llama, y consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico midiendo los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión.

Un análisis PVT, ayuda a obtener información tal como:

- Análisis composicional de los fluidos del yacimiento, incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes más pesados.
- Comportamiento isotérmico de la presión y volumen.

- Factores volumétricos y de compresibilidad del liquido y gas producido, también de la mezcla remanente de la celda.

Escobar (2002) expresa que un análisis PVT "consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura".

2.9.1 Toma de Muestras

PDVSA-CIED en el año 1999, expresó que "el proceso de muestreo constituye un factor determinante para obtener una calidad global en el análisis del fluido, el objetivo es tomar una muestra de fluido que sea representativa del flujo original del yacimiento".

Las muestras se deben tomar los primeros días de producción, antes que ocurra una apreciable caída de presión del yacimiento, o al menos hasta que la presión sea mayor o igual a la de burbujeo del crudo original (Pyac≥Pb). Si la muestra se toma cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo (Pyac< Pb) puede ocurrir:

- Si el gas libre no es móvil, es decir aún no se ha alcanzado la saturación de gas crítica (Sgc), la muestra tomada presenta una composición menos rica en componentes pesados que la original del yacimiento. Así la presión de burbujeo medida es menor que la presión actual del yacimiento.
- Si el gas libre tiene movilidad, es decir aún la saturación de gas (Sg) es mayor a la saturación de gas crítica (Sgc), la muestra tomada puede tener exceso de gas y presentar una presión de burbujeo mayor que la presión actual del yacimiento, y eventualmente mayor que la presión original del yacimiento.

2.9.2 Número de Muestras

Cuando un yacimiento es pequeño, una muestra es representativa del fluido almacenado en el mismo. Si el yacimiento es grande o muy heterogéneo, se requieren varias muestras de diferentes pozos para caracterizar correctamente los fluidos del yacimiento.

Las propiedades del petróleo en yacimiento de gran espesor pueden variar significativamente con la profundidad. El muestreo para determinar esta variación requiere de técnicas especiales para permitir tomar muestras representativas de un intervalo dado de profundidad.

2.9.3 Tipos de Muestreo

Esencialmente hay tres técnicas de muestreo para obtener muestras de fluidos de yacimientos para el análisis de la relación PVT. Estas técnicas se conocen comúnmente como:

- ***Muestreo de fondo***

Para realizar las muestras de fondo primero hay que reducir las tasas de producción progresivamente, a través de cambios de reductores por un periodo de uno a cuatro días; y segundo se debe cerrar el pozo para restaurar la presión del yacimiento. La estabilización de presión puede observarse utilizando pruebas de presión u observando la presión del cabezal del pozo.

El mejor lugar de muestreo es el punto más profundo en el pozo por donde pasa el fluido que viene de la formación y donde la presión no sea menor que la presión estática del yacimiento (presión estimada de saturación). Se debe tomar como mínimo tres (3) muestras representativas para el estudio PVT. Este tipo de muestreo se emplea generalmente cuando la presión fluyente del pozo es mayor que la presión de

burbujeo del petróleo, pues en estos casos el fluido en el yacimiento se encuentra en una sola fase líquida y seria representativo del fluido del yacimiento.

El muestreo de fondo no se recomienda para yacimientos de condensado ni tampoco para los yacimientos de petróleo que estén produciendo cantidades sustanciales de agua.

- ***Muestreo de separador***

Consiste en tomar muestras de petróleo y gas en el separador de alta presión, medir las tasas correspondientes y recombinar las muestras de acuerdo a la relación gas-petróleo (RGP) medida. Es generalmente satisfactorio para todos los tipos de crudo y condensado. Las muestras de gas y petróleo son tomadas al mismo tiempo y bajo las mismas condiciones de presión y temperatura. La diferencia en tiempo no debe ser mayor de una hora, porque pueden ocurrir cambios significativos en las condiciones de separación, particularmente en la temperatura.

Se debe cumplir tres condiciones para tener éxito en el muestreo de separador: Una producción estabilizada a baja tasa de fluido. Medición precisa de las tasas de flujo de gas y líquido. Toma de muestra representativa de gas y liquido de la primera etapa de separación.

- ***Muestreo de cabezal***

Este tipo de muestreo es principalmente usado en el muestreo de pozos de gas condensado siempre que la presión del cabezal de pozo estabilizada exceda a la presión de saturación del fluido de yacimiento, ya que en este caso el fluido se presenta en una sola fase.

2.9.4 Escogencia del Pozo para Muestreo

- Un pozo nuevo con alto índice de productividad, de tal manera que la presión alrededor del pozo sea lo más alto posible.
- Se debe evitar el muestreo de pozos dañados o estimularlos antes del muestreo.
- El pozo no debe producir agua libre, si el pozo de prueba está produciendo agua se debe tener cuidado en muestrear únicamente la columna de petróleo con el pozo cerrado, o tomar muestras en superficie en el separador trifásico.
- El fluido producido debe tener valores que sean representativos de varios pozos.
- Evitar el muestreo de pozos cercanos a los contactos entre fluidos.

De igual manera, el pozo debe ser preparado para realizar la prueba de muestreo y el aspecto más importante a considerar es la estabilización, es decir, el pozo debe tener estable las presiones de cabezal, de fondo y la tasa de producción, ésta última que sea tan baja tal que se generen pequeñas diferencias de presión (presión del yacimiento – presión del fondo fluyente) con el objetivo de disminuir la liberación de gas y flujo bifásico cerca del pozo.

El acondicionamiento del pozo se logra reduciendo la tasa de producción. Esto permite aumentar la presión de fondo fluyente a valores cercanos a la presión de burbujeo, para que no ocurra liberación de gas dentro del yacimiento y lograr tener una muestra representativa del petróleo original.

2.9.5 Pruebas de Laboratorio

Las pruebas de laboratorio se realizan basándose en que dos procesos termodinámicos diferentes ocurren al mismo tiempo: La separación instantánea de los fluidos (petróleo y gas) en la superficie durante la producción y la separación diferencial de los fluidos en el yacimiento durante la declinación de presión. Las pruebas PVT se clasifican en pruebas de liberación instantánea o flash y pruebas de liberación diferencial.

- ***Liberación Instantánea o Flash***

En este tipo de separación, la presión del petróleo es ligeramente menor que la de burbujeo, el gas liberado es poco y la saturación de gas no es tal como para alcanzar la saturación critica e iniciar su movimiento hacia los canales porosos; por lo tanto, todos los gases liberados de la fase liquida durante la reducción de presión se mantienen en contacto intimo y en equilibrio con la fase liquida.

El proceso, mostrado en la Figura 2.4, consiste en tomar una celda PVT con cierto volumen de petróleo a determinada temperatura (temperatura de yacimiento) y presión (presión mayor a la de burbujeo), se comienza a expandir el liquido isotérmicamente en varias etapas hasta que se alcanza la presión de burbujeo (Pb); luego continua la expansión por debajo de la Pb y el gas liberado se mantiene dentro de la celda, en contacto con el liquido.

Se pueden graficar los volúmenes obtenidos en función de la presión. Se obtiene tramos de rectas con pendientes diferentes, si se interceptan dichas rectas, en un intervalo de presión razonable, se obtiene un punto de corte que es la presión de burbujeo (Pb). De esta prueba se obtiene: Factor volumétrico del petróleo (βo), densidad del petróleo (ρo), compresibilidad del petróleo (Co), relación gas-petróleo (RGP), composiciones de los fluidos y la gravedad API del liquido residual.

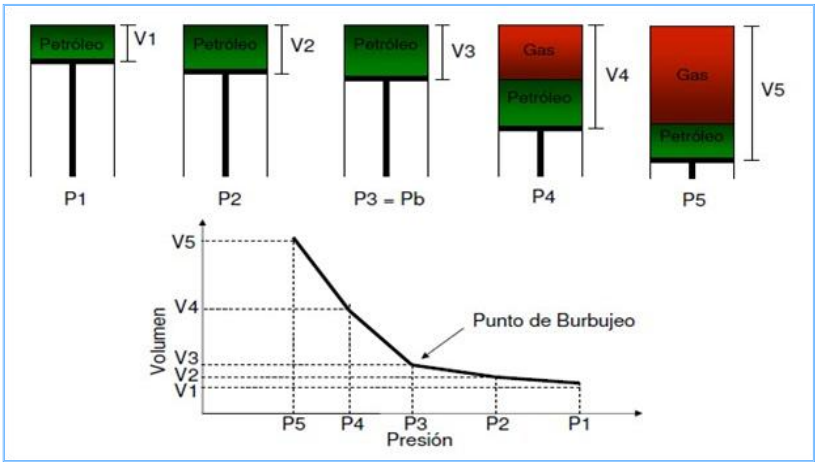

Figura 2.4 Proceso de liberación instantánea (Da Silva, 2010)

Este proceso ocurre generalmente al comienzo de la vida productiva del yacimiento o cuando el mismo se encuentra asociado a un acuífero muy activo que permite que se mantenga la presión.

- ***Liberación Diferencial***

La composición total del sistema varía durante el agotamiento de presión. Todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión son removidos parcial o totalmente del contacto con el petróleo.

El proceso, mostrado en la Figura 2.5, consiste en tomar una celda PVT con cierto volumen de petróleo a determinada temperatura (temperatura de yacimiento) y presión (mayor o igual a la de burbujeo), la presión es disminuida aumentando el espacio disponible para el fluido y ocurre liberación de gas, el cual es removido de la celda manteniendo la presión constante. El proceso es repetido varias veces hasta alcanzar la presión atmosférica; el gas que se retira de la celda a presión se mide su volumen y determinada la composición. El factor de compresibilidad (z) del gas retirado y de la mezcla bifásica remanentes en la celda así como el volumen depositado en el fondo de la celda, se determinan para cada paso de presión. El volumen de líquido remanente que se obtiene en esta liberación es mayor al que se obtiene en la instantánea, puesto que la liberación de gas de la fase líquida es poca.

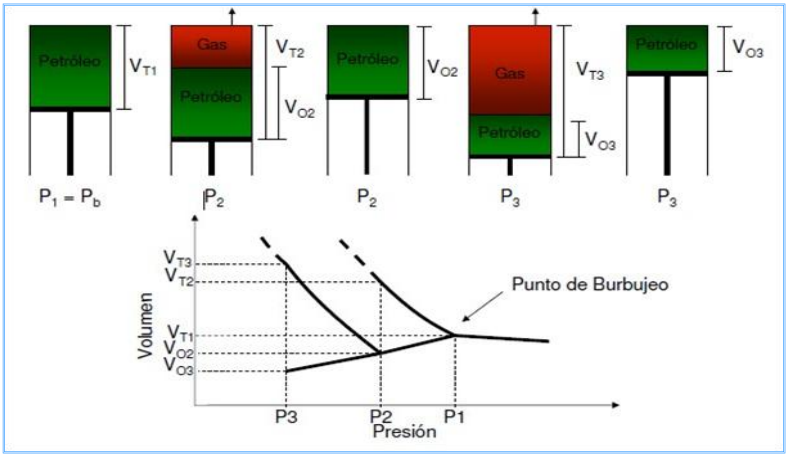

Figura 2.5 Proceso de liberación diferencial (Da Silva, 2010)

De este ensayo se obtiene: Relación gas en solución-petróleo (Rs), factor volumétrico del petróleo (βo), factor volumétrico del gas (βg), factor volumétrico total (βt) densidad del petróleo(ρo), gravedad API del crudo residual, compresibilidad del gas (z).

2.9.6 Validación del Análisis PVT

La información presentada en el estudio PVT puede estar influenciada por una serie de eventos que pueden alterar su validez y representatividad de los fluidos de un yacimiento. Estos eventos incluyen las condiciones de tomas de muestras de los fluidos, la forma como se realiza el transporte de la misma hasta el laboratorio, y las condiciones bajo las cuales se realizan los experimentos. En vista de esto, se hace necesario realizar un proceso de validación con la finalidad de determinar la representatividad de las muestras y la consistencia de las pruebas de laboratorio.

"Un paso previo a un buen análisis PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo" Escobar (2002).

La validación del análisis PVT se debe iniciar con una revisión minuciosa de dicha representatividad, a partir de los datos suministrados en el informe PVT.

- ***Representatividad de la muestra***

Para obtener una simulación correcta del comportamiento de un yacimiento a partir de un análisis PVT, es necesario validar la información PVT disponible. Lo principal es determinar si los datos experimentales de laboratorio representan adecuadamente los fluidos y las condiciones existentes en el yacimiento. Para determinar la representatividad se debe analizar la siguiente información:

Yacimientos de petróleo

1. Si la muestra es de fondo, se debe verificar si las presiones de burbujeo, la temperatura ambiente o la presión apertura de la herramienta en cada una de las muestras sean similares.
2. Si es de superficie, se debe verificar que las muestras de líquido y gas hayan sido tomadas en las mismas condiciones de presión y temperatura.
3. Verificar que la temperatura a la que se efectuó el análisis corresponda a la temperatura del yacimiento.
4. Verificar los datos de la formación (del pozo y de la muestra) se correspondan. La relación gas-petróleo medida experimentalmente no sea más de 10% mayor o menor que la medida en el pozo al momento del muestreo, siempre y cuando no exista capa de gas en el yacimiento para dicho momento.

Si alguna de estas condiciones no se cumplen debe descartarse el análisis ya que no se considera representativo de las condiciones del yacimiento para el momento de la toma de muestra.

Yacimientos de gas

1. Las condiciones de temperatura y presión de separador a las cuales fueron tomadas las muestras de líquido y gas deben ser iguales. Si este no es el caso, entonces el gas y el líquido utilizados para la recombinación no estaban en equilibrio y por lo tanto, la muestra no es representativa. Esto es suficiente para afirmar que el resto de los datos reportados no son consistentes.
2. Comparar la presión de rocío reportada con la presión estática del yacimiento en el momento de la toma de la muestra. La presión de rocío debe ser menor o igual a la presión estática; en caso contrario, la muestra de fluido no es representativa.

- ***Consistencia del análisis PVT***

Son un conjunto de procedimientos teóricos que se aplican al análisis PVT para determinar si los valores arrojados son correctos y pueden utilizarse con confianza. Para determinar la consistencia se deben realizar las siguientes pruebas:

Yacimiento de petróleo

1. Linealidad de la Función Y: Frecuentemente los datos de volumen relativo obtenidos en las pruebas de laboratorio requieren una normalización debido a la inexactitud en la medición del volumen total de hidrocarburo cuando este se encuentra por debajo de la presión de saturación y bajas presiones.

   Una función de compresibilidad adimensional, comúnmente llamada Función Y es usada para suavizar los valores de volumen relativo. La forma matemática de esta función se utiliza solamente por debajo de la presión de saturación y viene dada por la siguiente ecuación:

   Ec. 2.14

   Donde:
   P: Presión (lpc)
   Pb: Presión de burbujeo (lpc)
   V_{rel}: Volumen relativo (adim.)

   Cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron realizadas correctamente, los valores de la función Y reportados en el informe de la prueba PVT al graficarlos contra la presión se obtiene una línea recta, como se muestra en la Figura 2.6.

   Algunas veces, cuando existe gran cantidad de componentes no hidrocarburos se presenta una dispersión en los puntos la cual aumenta cerca del punto

de burbujeo y define una curva leve; si la presión de burbujeo (Pb) del informe es mayor que la real los puntos estarán por encima de la curva definida; si por el contrario esta subestimada los valores de la función Y tenderán a disminuir bruscamente.

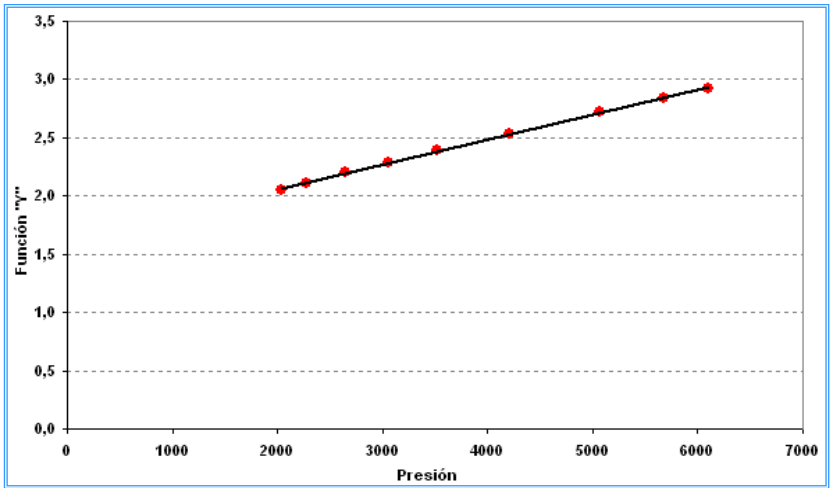

Figura 2.6 Función Y (Martínez, 2009)

2. Prueba de Densidad: Esta prueba simple "consiste en comparar que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja durante la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos obtenidos a las condiciones de separación" (Martínez, 2009). Esta prueba se considera consistente cuando la diferencia de ambos valores obtenidos no exceda un 5%.

   Las ecuaciones para calcular la densidad recombinada son:

   Ec. 2.15

   Ec. 2.16

   Donde:

   $M_{O\ Tanque}$: Masa de petróleo en el tanque

$M_{G\ Separador}$: Masa de gas en el separador

$M_{G\ Tanque}$: Masa de gas en el tanque

ρ_{odf}: Densidad del petróleo de la prueba de liberación diferencial (gr/cc)

: Gravedad Específica del petróleo en tanque (adim.)

ρ_w: Densidad del agua (gr/cc)

β_{ob}: Factor volumétrico de petróleo a la presión de burbujeo (BY/BN)

γ_g: Gravedad específica del gas (adim.)

Rs: Relación gas disuelto-petróleo (PCN/BN)

3. Prueba de Balance de Materiales: Esta prueba "consiste en determinar si la relación gas disuelto-petróleo (Rs) calculada en la prueba de liberación diferencial es igual a la calculada por balance de materiales" (Martínez, 2009). Para poder realizar esta prueba se debe tener del informe PVT, gravedad °API, relación gas disuelto-petróleo (Rs) y factor volumétrico de formación del petróleo (βo) a varias presiones, además de la gravedad especifica del gas liberado en cada etapa de liberación. Se considera válida la prueba si la diferencia entre los valores no exceda un 5%.

   Se emplean las siguientes ecuaciones para calcular el valor de Rs:

Ec. 2.17

Ec. 2.18

Ec. 2.19

Ec. 2.20

Donde:

Rsd: Relación gas disuelto-petróleo en la prueba de liberación diferencial (PCN/BN)

ρ_{od}: Densidad del petróleo de la prueba de liberación diferencial (gr/ cc)

β_{obd}: Factor volumétrico del petróleo de la prueba de liberación diferencial a presión de burbujeo (BY/BN)

γ_{gdi}: Gravedad específica del gas de la prueba de liberación diferencial (adim)

4. Prueba de Desigualdad: Esta prueba se debe cumplir que la derivada del factor volumétrico con respecto a la presión debe ser menor al producto del factor volumétrico del gas y la derivada de la relación gas disuelto-petróleo con respecto a la presión. En resumen, se debe cumplir la siguiente relación:

Ec. 2.21

Donde:

δβo/δP: Derivada del factor volumétrico del petróleo respecto a la presión (BY/BN*lpc)

βg: Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)

δRs/δP: Derivada de la relación gas disuelto-petróleo respecto a la presión (PCN/BN*lpc)

Yacimientos de gas condensado

1. Recombinación matemática: En esta prueba se recombina matemáticamente la mezcla de hidrocarburos por medio de un balance molar de las muestras de gas y liquido tomadas en el separador a una presión y temperatura.

   En la Figura 2.7 se muestra un arreglo típico de separador y tanque de prueba.

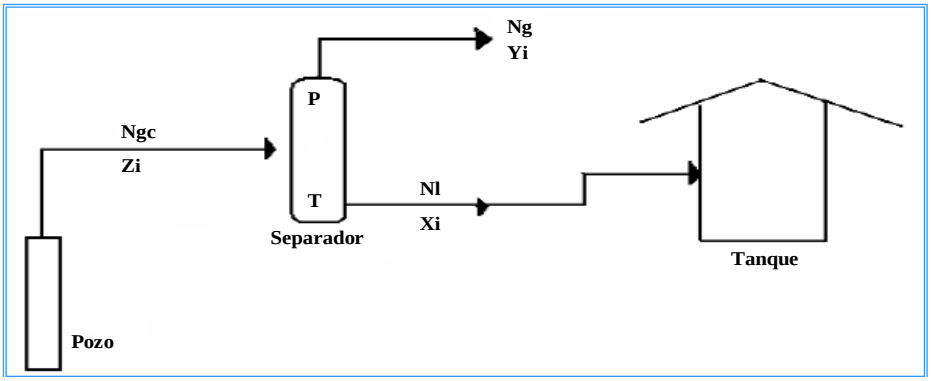

Figura 2.7 Arreglo de separador y tanque de prueba (Modificado de Rojas, 2003)

Partiendo de la Figura 2.7; se tiene el balance molar por compuesto:

Ec. 2.22

Ec. 2.23

Donde:

Y_i: Composición del gas del separador (fracción)

RGC_{sep}: Relación Gas Condensado medida en separador (PCN/BN)

X_i: Composición del liquido del separador (fracción)

ρl_{sep}: Densidad de la mezcla a P y T (gr/cc)

M_i: Peso molecular del componente i (lbm/lbmol)

βl: Factor volumétrico del líquido (BY/BN)

La densidad del líquido en el separador se determina por el método de Standing y Katz mencionado en la Ecuación 2.24.

Ec. 2.24

Donde:

ρl: Densidad de la mezcla a presión y temperatura (gr/cc)

ρlcn: Densidad pseudolíquida de la mezcla a 14.7 lpca y 60 ºF (gr/cc)

$\Delta\rho_P$: Corrección por efecto de presión (gr/cc)

$\Delta\rho_T$: Corrección por efecto de temperatura (gr/cc)

La pseudodensidad de la mezcla a condiciones normales se calcula en base a mezclas de soluciones ideales, suponiendo que a 14.7 lpca y 60ºF el propano se encuentra en fase líquida.

Ec. 2.25

Ec. 2.26

Ec. 2.27

Donde:

ρ_{3+}: Densidad de la mezcla de propano (C_3) y componentes más pesados a condiciones normales (lb/pie^3)

ρ_{2+}: Densidad de la mezcla de etano y componentes más pesados a condiciones normales (lb/pie^3)

ρ_{li}: Densidad de líquida del componente i a condiciones normales (lb/pie^3)

M_i: Peso molecular del componente i (lb/lbmol)

X_i: Fracción molar del componente i en la mezcla (fracción)

El porcentaje en peso (W) de metano y etano en la mezcla, puede calcularse de la siguiente manera:

Ec. 2.28

Ec. 2.29

Donde:

W_1: Porcentaje en peso de metano ($C_{1)}$ en la mezcla

W_2: Porcentaje en peso de etano ($C_{2)}$ en la mezcla

Xi: Fracción molar del componente i en la mezcla (fracción)

Mi: Peso molecular del componente i (lb/lbmol)

Las ecuaciones antes expuestas dan buenos resultados cuando:

$$40 < \rho_l \text{ (gr/cc)} < 60$$

$$0 < W_1 \text{ (\%)} < 16$$

$$0 < W_2 \text{ (\%)} < 10$$

Una vez obtenidos los parámetros anteriormente explicados se procede a calcular los valores del factor de compresibilidad del gas (z), se comparan con los valores experimentales y se debe cumplir que:

Ec. 2.30

Ec. 2.31

2. Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott: Es un método para correlacionar valores de Ki (constante de equilibrio de un componente i) de mezclas de hidrocarburos que ha tenido gran uso en la validación de pruebas PVT. Consiste en Graficar el valor de Log (Ki*P) vs. Fi:

Ec. 2.32

Ec. 2.33

$$\frac{\overline{\qquad\qquad\qquad}}{\overline{\quad}\quad\overline{\quad}}$$ Ec. 2.34

Donde:

K_i: Constante de equilibrio del componente i (fracción)

Y_i: Fracción de gas del componente i (fracción)

X_i: Fracción de líquido del componente i (fracción)

F_i: Factor de caracterización del componente i (lpc)

bi: Factor de caracterización termodinámico del componente i (lpc*R)

T_{bi}: Temperatura normal de ebullición del componente i (R)

T: Temperatura del componente i (R)

P_{ci}: Presión crítica del componente i (lpc)

T_{ci}: Temperatura crítica del componente i (R)

En Tabla 2.1 se muestran los valores de bi y T_{bi} para los componentes donde estos parámetros no cambian, para luego ser usados en las ecuaciones anteriores.

Tabla 2.1 Valores de bi y T_{bi} (Rojas, 2003)

Componente	bi (lpc*R)	Tbi (R)	Componente	bi (lpc*R)	Tbi (R)
N_2	555	140	iC_5	2368	542
CO_2	1819	351	nC_5	2480	557
H_2S	1742	384	C_6	2780	616
C_1	805	201	C_7	3068	669
C_2	1412	332	C_8	3335	718
C_3	1799	416	C_9	3590	763
iC_4	2037	471	C_{10}	3828	805
nC_4	2153	491			

A una presión dada, los puntos log(Ki*P,Fi) correspondiente a varios componentes deben alinearse a través de una recta. Así, al aplicar este criterio a la prueba CVD (por sus siglas en inglés, Constant Volume Depletion o Agotamiento a Volumen constante) se debe obtener un número de rectas iguales al número de presiones del agotamiento, como se muestra en a Figura 2.8, y usando el criterio de Hoffman-Separador da como resultado solo una recta debido a que se usa la presión del separador. Dispersión de los puntos

muestra malas mediciones y/o deficiencia en el equilibrio termodinámico entre las fases. Alta dispersión de los puntos muestra inconsistencia de los resultados.

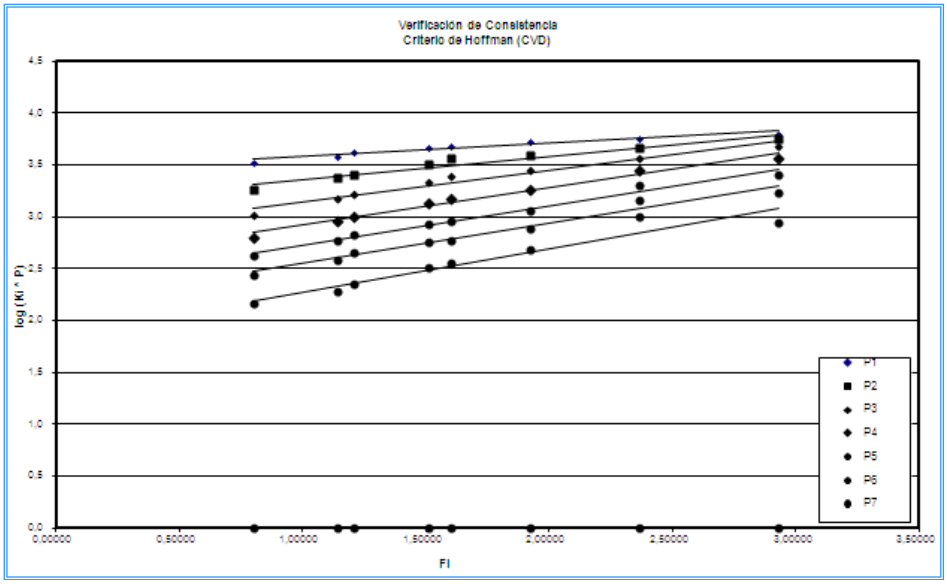

Figura 2.8 Verificación de consistencia, criterio de Hoffman (Martínez, 2009)

3. Balance Molar: Consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrógrado (W_i) haciendo un balance molar de fluidos en las diferentes etapas de agotamiento de la prueba CVD. El balance se puede hacer en forma directa desde la presión de burbuja hasta la presión de abandono de la prueba, o en reversa desde la presión de abandono a la de rocío. En ambos casos la consistencia de los datos se comprueba si se cumple la condición de que $X_i>0$.

   Partiendo de un volumen base de muestra (Vs) a una presión igual a la de rocío (Pr), se tiene:

   Ec. 2.35

   Donde:

   Nt: Masa de gas condensado inicial (lbmol)

   Pr: Presión de rocío (lpc)

Vs: Volumen de muestra (pie^3)

Z_{gc}: Factor de compresibilidad del gas condensado a Pr y T (adim.)

R: Constante, 10.73 ($lpc*pie^3$/ lbmol*R)

T: Temperatura del yacimiento (R)

En la prueba CVD, se expande el gas a una presión menor a la de rocío y luego se extrae un volumen de gas, hasta alcanzar nuevamente el volumen inicial. Debido a la disminución de presión por debajo de la presión de rocío se genera un volumen de líquido retrógrado.

En la Figura 2.9 se muestra un esquema de la prueba CVD. La composición del líquido retrógrado se determina haciendo un balance de masa global entre las presiones P_{k-1} y P_k ($P_{k-1} > P_k$).

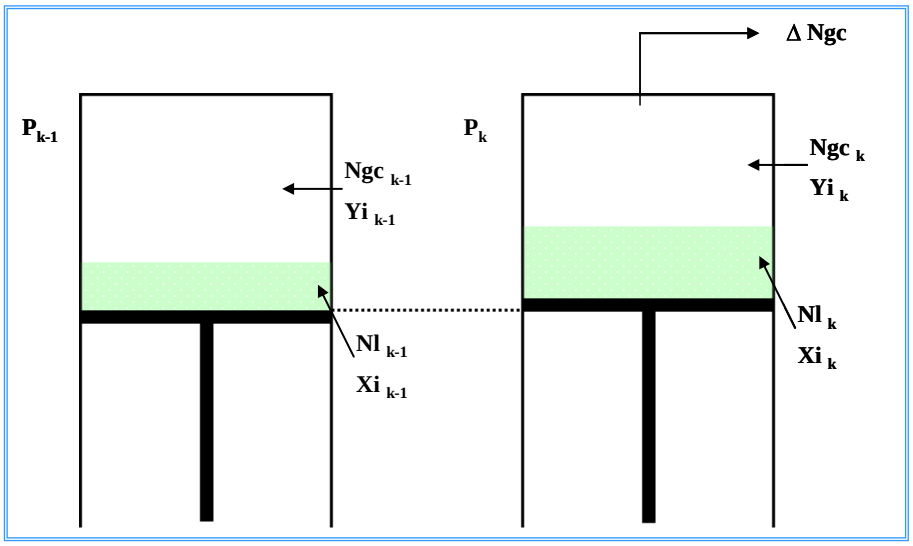

Figura 2.9 Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k (Modificado de Rojas, 2003)

La fracción líquida (X_i) es:

Ec. 2.36

Donde:

Xi_k: Composición del líquido del separador a P_k (fracción)

Ngc_{k-1}: Masa de gas condensado en la celda a P_{k-1} (lbmol)

Yi_{k-1}: Composición del gas del separador a P_{k-1} (fracción)

Nl_{k-1}: Masa de líquido retrógrado en la celda a P_{k-1} (lbmol)

Xi_{k-1}: Composición del líquido del separador a P_{k-1} (fracción)

ΔNgc: Masa de gas condensado retirado de la celda (lbmol)

Ngc_k = Masa de gas condensado en la celda a P_k (lbmol)

Yi_k: Composición del gas del separador a P_k (fracción)

Nl_k: Masa de líquido retrógrado en la celda a P_k (lbmol)

Luego de calcular las X_i, se determinan las constantes de equilibrio (K_i).

Ec. 2.37

- ***Inconsistencia del análisis PVT***

El análisis PVT en algunos casos puede reportar valores que no corresponden al comportamiento típico del fluido por lo cual las pruebas para determinar su consistencia resultan no válidas, algunos casos son:

Composición del fluido recombinado: Con frecuencia se reporta una composición del fluido analizado que coincide totalmente con la composición del fluido obtenida por recombinación matemática; si ésta no corresponde a la del fluido analizado, la composición del fluido producido en cada etapa de agotamiento, tampoco corresponderá con la reportada inicialmente.

Presión del punto de rocío: La diferenciación de estas tres fases dentro de las celdas requiere de un trabajo cuidadoso, especialmente cuando el fluido analizado está lejos del punto crítico y no condensa líquido en cantidades importantes. No existe forma de verificar el valor reportado para la presión de

rocío, cualquier método o modelo conocido da resultados menos confiables que la información experimental.

Medición de volumen y composición del fluido producido en cada etapa de agotamiento: El volumen del fluido producido se mide a condiciones ambientales. Generalmente se produce condensación de líquido al disminuir la presión y la temperatura desde las condiciones de la celda hasta las condiciones de medición, lo que obliga a utilizar un artificio para convertir un líquido en vapor equivalente. Para hacer esta transformación se debe conocer la composición y las características de la fracción pesada del líquido. El error mayor en estas determinaciones se introduce en la evaluación de las densidades.

2.10 PRUEBAS DE PRESIÓN [8], [16], [17]

Son herramienta estándar para la caracterización del sistema pozo-yacimiento, ya que los cambios en la producción producen disturbios de presión en el pozo y en su área de drenaje y esta respuesta de presión depende de las características propias del yacimiento. Las propiedades del yacimiento son determinadas por las pruebas de pozos, utilizando mediciones de dos variables, tasa de producción y presión del mismo.

Salazar (2011), dice: "Las pruebas de presión representan un análisis de flujo de fluidos que se utiliza para determinar, de forma indirecta, algunas características del yacimiento".

Se introduce un disturbio o perturbación en el yacimiento, cambiando una de las dos variables (generalmente la tasa de flujo) y se registran sus efectos sobre la otra variable (presión). La forma característica del comportamiento de la presión en función del tiempo obtenida como resultado, refleja las propiedades del yacimiento.

Las pruebas de presión sirven, entre otras cosas para obtener características y/o propiedades del yacimiento, tales como permeabilidad y presión estática; también

para estimar parámetros adicionales de flujo como límites del yacimiento (fallas, fracturas), daño de formación y comunicación entre pozos.

2.10.1 Usos y Aplicaciones de las Pruebas de Presión

La información obtenida de las pruebas de presión es utilizada para reducir el riesgo económico de un amplio rango de decisiones a ser tomadas durante la vida productiva del pozo y del yacimiento. Entre los parámetros que se obtienen a partir de una prueba de presión adecuadamente diseñada, ejecutada y analizada se tienen:

- Presión promedio del yacimiento o presión promedio en el área de drenaje del pozo.
- Transmisibilidad de la formación.
- Factor de daño total de la formación.
- Evaluación de estimulaciones por fracturamiento hidráulico.
- Área de drenaje y volumen poroso.
- Modelo geométrico del área de drenaje.
- Caracterización de los efectos de llene.
- Presencia de flujo no Darcy.
- Heterogeneidad de la roca o la estructura y anisotropía, entre otras.

2.10.2 Tipos de Pruebas de Presión

- ***Pruebas de restauración de presión "Build up tests"***

Se realizan en pozos productores y consisten en hacer producir el pozo a una tasa estabilizada para luego cerrarlo. Luego el incremento de la presión de fondo es medida como función del tiempo.

Al cerrar el pozo, la presión comienza a restaurarse partiendo de la presión de fondo fluyente, hasta que luego de un tiempo considerado de cierre, la presión registrada de fondo alcanza el valor estático, como se muestra en la Figura 2.10. Salazar (2001)

expresó que "la presión de restauración es la que se registra en un pozo productor que se cierra temporalmente".

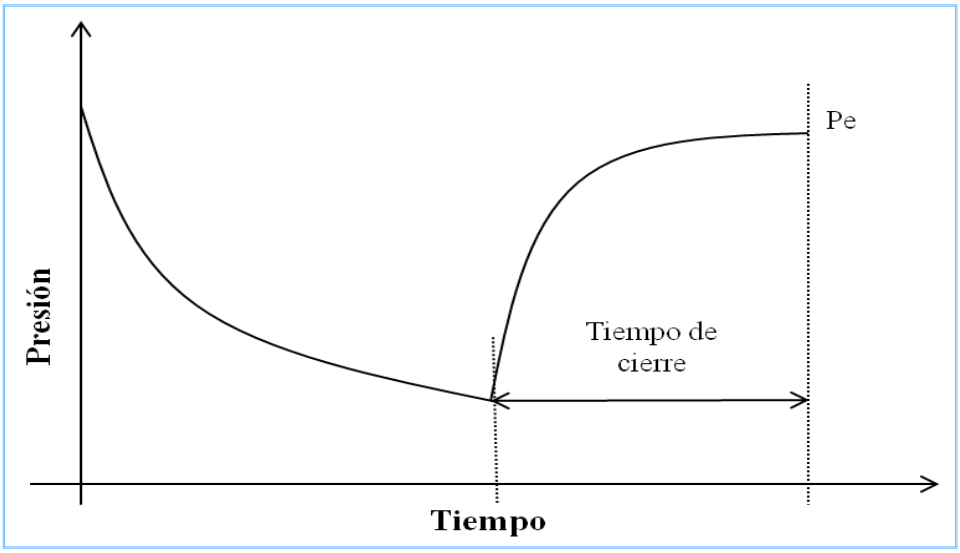

Figura 2.10 Comportamiento de prueba de restauración de presión (Azuaje, 2011)

Sirve para estimar la permeabilidad del yacimiento, determinar la presencia de daño, estimar la presión estática del yacimiento, geometría del yacimiento.

- ***Pruebas de arrastre "Drawdown tests"***

Se realizan haciendo producir un pozo a tasa constante y registrando la presión como función del tiempo. Sirve para estimar la permeabilidad del yacimiento, determinar la presencia de daño, geometría del yacimiento.

- ***Pruebas a tasa de flujo múltiple***

Son pruebas que se realizan a tasa de flujo variable, midiendo la presión por períodos estabilizados de flujo. Estas pruebas son útiles en la determinación del índice de productividad del pozo y para hacer un análisis nodal del mismo.

- ***Pruebas de disipación de presión en pozos inyectores "Fall off tests"***

Diseñadas para el seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada. Permiten determinar las condiciones del yacimiento en las adyacencias del pozo inyector.

Las pruebas de presión se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes del cierre del pozo. El comportamiento de estas pruebas de presión es mostrado en la Figura 2.11.

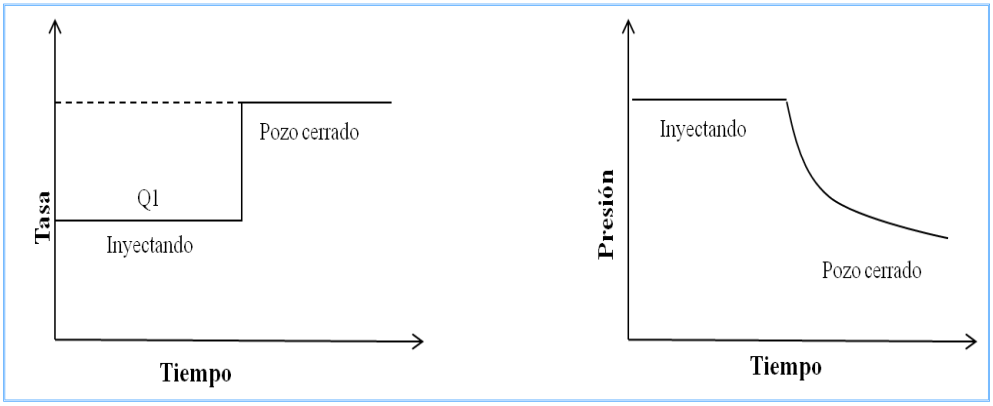

Figura 2. 11 Comportamiento de presión y tasa en una prueba de disipación de presión (Azuaje, 2011)

- ***Pruebas de interferencia***

Tienen como finalidad comprobar la comunicación entre pozos en un mismo yacimiento.

La interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas. En este caso, el objetivo de la prueba es medir la presión a una distancia "r" del pozo; siendo "r" la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

- ***Pruebas de pulso***

Constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre.

Se mide la respuesta de presión en el pozo de observación. El comportamiento de estas pruebas de presión es mostrado en la Figura 2.12.

"Son pruebas de corta duración, lo cual representa una ventaja. Los tiempos de flujo deben ser iguales a los tiempos de cierre" (Salazar, 2011).

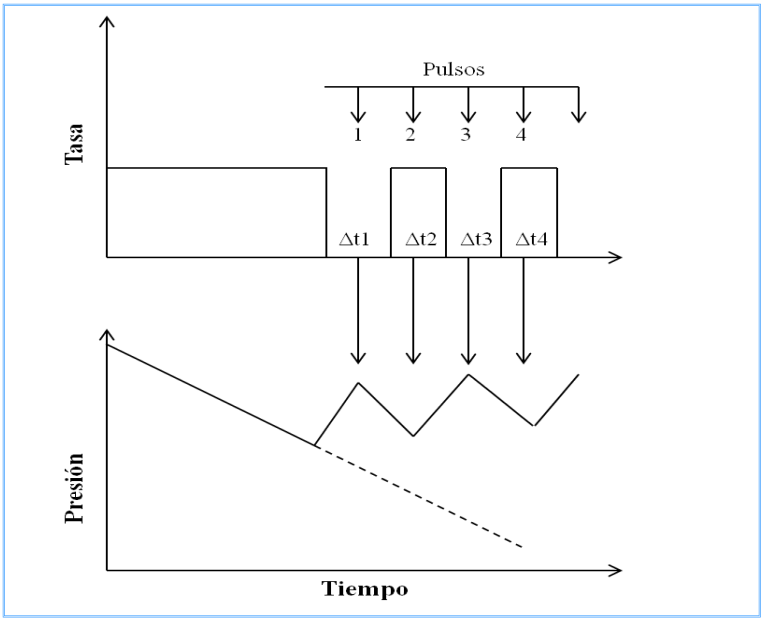

Figura 2.12 Comportamiento de presión en una prueba de pulso (Azuaje, 2011)

- ***Pruebas de producción DST (Drill Stem Test)***

Tienen como objetivo evaluar los horizontes prospectivos encontrados en el pozo a medida que se realiza la perforación. Se realizan en pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas. En la Figura 2.13, se muestran las etapas que componen a este tipo de prueba.

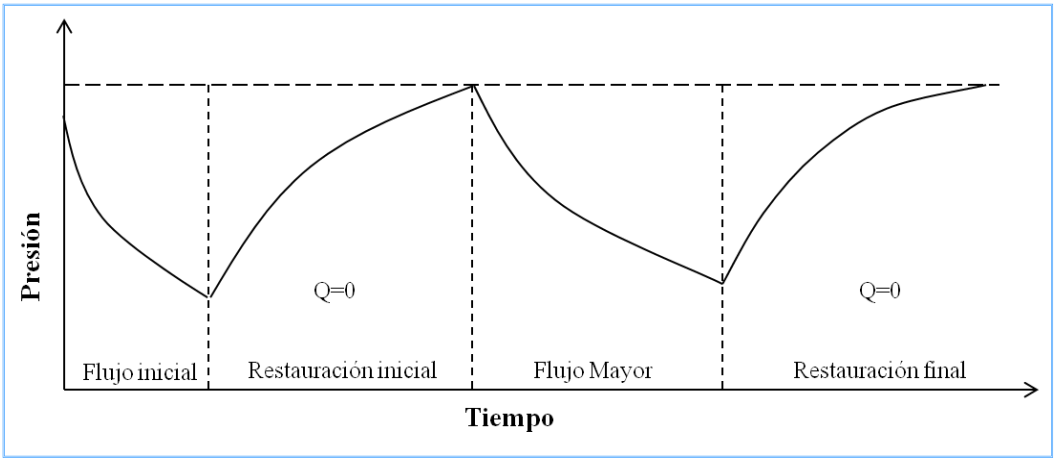

Figura 2.13 Comportamiento de presión en una prueba DST (Azuaje, 2011)

"Constituye una completación temporal y permite registrar la presión de fondo y tomar muestra de fluido. Permite determinar propiedades del yacimiento y de los fluidos presentes" (Salazar, 2001).

2.10.3 Interpretación de Pruebas de Presión

La selección del modelo de interpretación del yacimiento es el paso más importante en el análisis de pruebas de presión. Generalmente, los métodos de análisis convencional (Curvas Tipo) son insensibles a los cambios de presión, por lo cual el Método de la Derivada se ha probado como la mejor herramienta de diagnóstico, ya que magnifica pequeños cambios de presión y diferencia claramente los regímenes de flujo y modelos de yacimiento

- ***Método de Curvas Tipo***

Las curvas tipo son representaciones gráficas de soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo. El método consiste en encontrar, dentro de una familia de curvas, la curva teórica que mejor coteje con la respuesta real que se obtiene durante la prueba de presión. Este cotejo se realiza en forma gráfica, superponiendo la data real con la curva teórica.

Tienen una gran desventaja pues presentan problemas de unicidad, es decir, se pueden obtener dos o más respuestas a un mismo planteamiento.

- ***Método de la Derivada de Bourdet***

Cuando los datos reales cotejan adecuadamente con una Curva Tipo, se supone que el modelo del yacimiento es similar al utilizado para desarrollar dicha curva tipo. Sin embargo, este principio no es infalible, dado que varios tipos de yacimientos pueden desarrollar una respuesta de presión con características similares. Por esta razón, es necesario que el analista se familiarice con el área estudiada y maneje toda la información disponible, (geología, registros, núcleos, pruebas en pozos vecinos, etc.), para poder emitir una opinión conclusiva con respecto al modelo del yacimiento analizado.

La curva tipo de la derivada es introducida en 1982 por Bourdet, como un método para el análisis de presiones, debido a los problemas de unicidad en el Método de Curvas Tipo; propone que los regímenes de flujo pueden ser mejor caracterizados si se grafica la derivada de la presión en lugar de la presión misma, en un gráfico logarítmico, como se muestra en la Figura 2.14

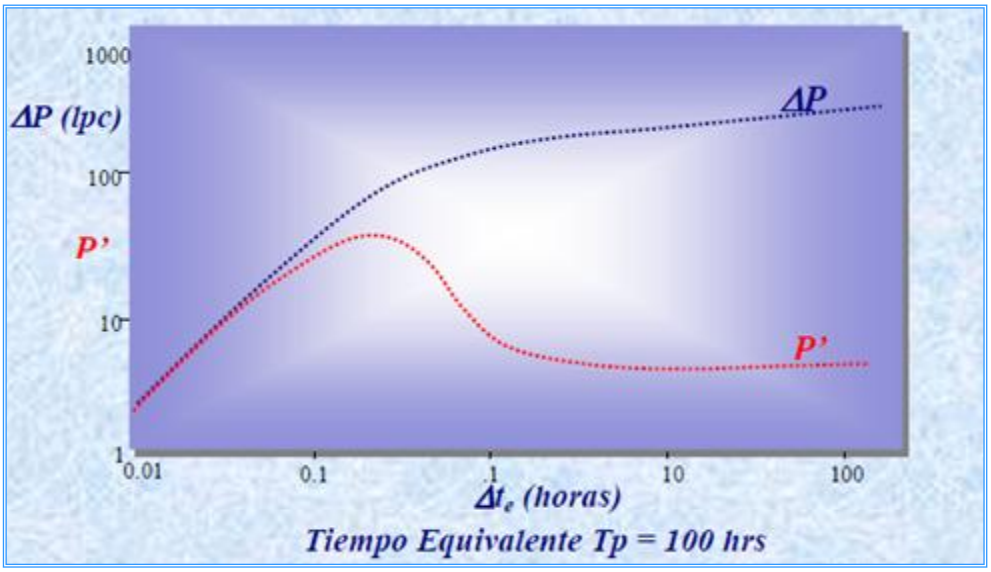

Figura 2.14 Gráfica logarítmica de la Derivada de Bourdet (Salazar, 2011)

La ventaja de utilizar esta curva tipo, radica en que puede detectar cambios bruscos de pendiente debido a la gran sensibilidad de la misma, así como también detectar características y comportamiento del sistema pozo-yacimiento.

De estudios realizados y aplicando las diferentes ecuaciones de flujo a yacimientos de distintos tipos se han podido generalizar las siguientes características de la curva tipo de la Derivada de Bourdet, mostradas en la Figura 2.15, entre la que tenemos:

1. Máximo en la curva tipo a cortos tiempos de cierre o de flujo, este máximo indica la presencia de almacenamiento y daño en la formación alrededor del pozo. La ausencia de un máximo indica que la formación se encuentra estimulada.
2. Mínimo en la curva a tiempos intermedios, este mínimo indica heterogeneidad en el yacimiento, doble porosidad.
3. Tendencias ascendentes o descendentes a períodos de tiempos grandes durante la prueba, la tendencia ascendente indica la presencia de una barrera de flujo pero existe flujo en alguna otra dirección. La tendencia descendente indica yacimiento cerrado, volumétrico o límite de presión constante.

Figura 2.15 Características generales de la Curva Tipo de la Derivada (Salazar, 2011)

CAPITULO III

MARCO GEOLÓGICO

3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA [18]

La Cuenca Oriental de Venezuela, cuya ubicación se puede observar en la Figura 3.1, es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región Centro-Este del país, con una longitud de 800 Km. de extensión aproximadamente en dirección Oeste-Este, y 200 Km. de ancho de Norte a Sur, a través de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad.

Figura 3.1 Cuencas petrolíferas de Venezuela (Marcelo, 2009)

Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al Sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde Septentrional del Cratón de Guayana; al Este de 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, y al Oeste, limita

con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao.

3.1.1 Subcuenca de Maturín

"La Subcuenca de Maturín constituye la principal área petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela" Marcelo (2009). Esta subcuenca es asimétrica y paralela a la Serranía del Interior, con el flanco sur apoyado en el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana, caracterizado por un régimen extensivo y su flanco Norte caracterizado por la presencia de estructuras compresivas asociadas a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana. Los elementos tectónicos, se presentan en efectos deformantes de intensidad decreciente a partir de la zona orogénica principal.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO [19]

El Campo Cotoperí se encuentra localizado en la Sub-cuenca de Maturín al Noreste de Venezuela, 30 Km. al Oeste de la ciudad de Maturín. Limita al Norte con el Campo Manresa, al Sur con el campo Jusepín, al Este con el Campo Orocual, y al Oeste con el Campo Muri-Mulata, como se observa en la Figura 3.2.

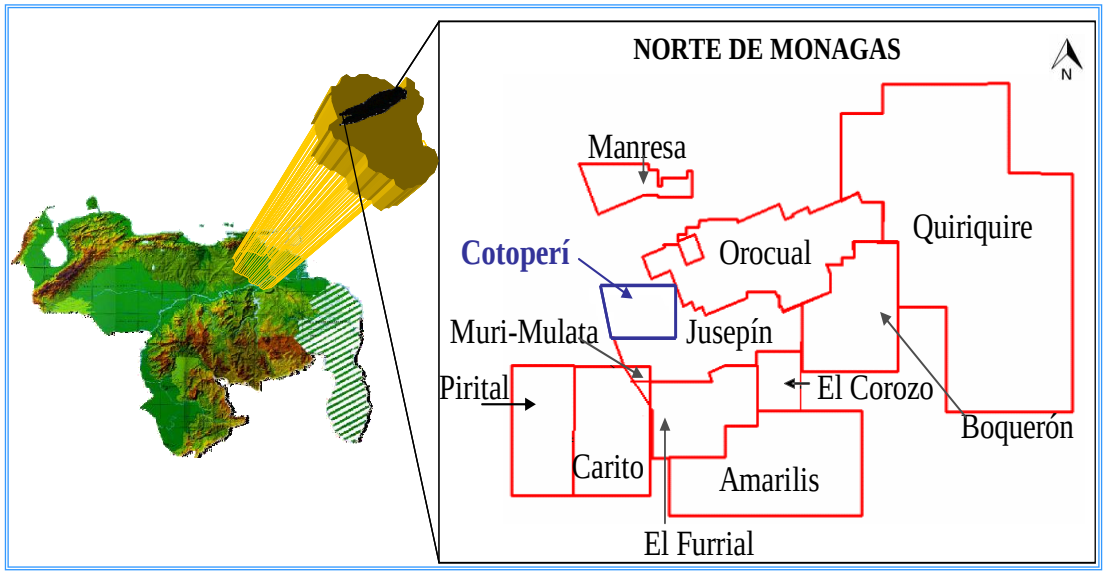

Figura 3.2 Ubicación relativa del Campo Cotoperí (Guevara, 2011)

La Formación Merecure del Campo Cotoperí, comprende los yacimientos NARS,M COT 2 y NARS,M COT 3. En la Figura 3.3 se muestra el mapa Oficial del Campo Cotoperí, obtenido a partir de la interpretación sísmica realizada por Total Oil and Gas Venezuela (TOGV).

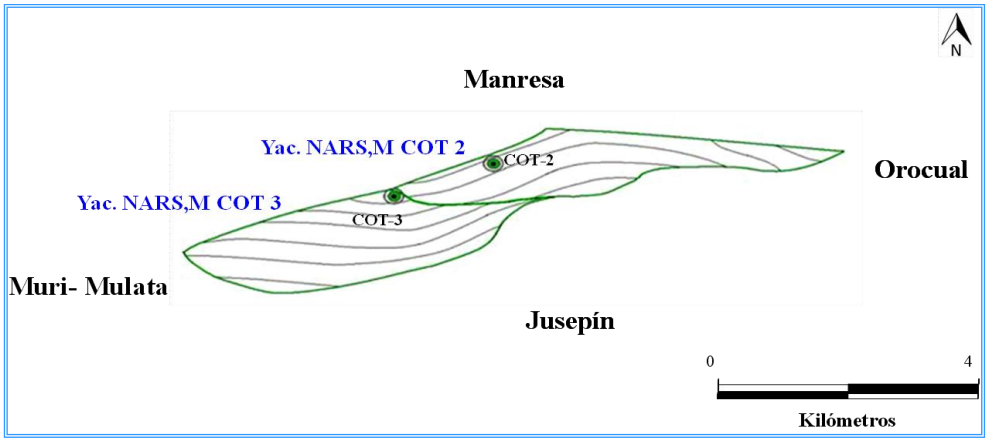

Figura 3.3 Mapa oficial del Campo Cotoperí (Gerencia de Yacimientos-PDVSA, 2007)

3.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL [3], [19]

La estructura del Campo Cotoperí puede ser observada en la Figura 3.4, ésta se define como una rampa anticlinal, limitada al Sur por un corrimiento frontal, al Norte y al Oeste por un cierre arbitrario con profundidad y al Noreste por una rampa lateral, la cual ha sido altamente afectada por una tectónica compresiva. Las superficies de despegue sobreponen sedimentos alóctonos sobre formaciones autóctonas, lo que dificulta la evaluación del volumen de fluidos y las presiones de yacimiento.

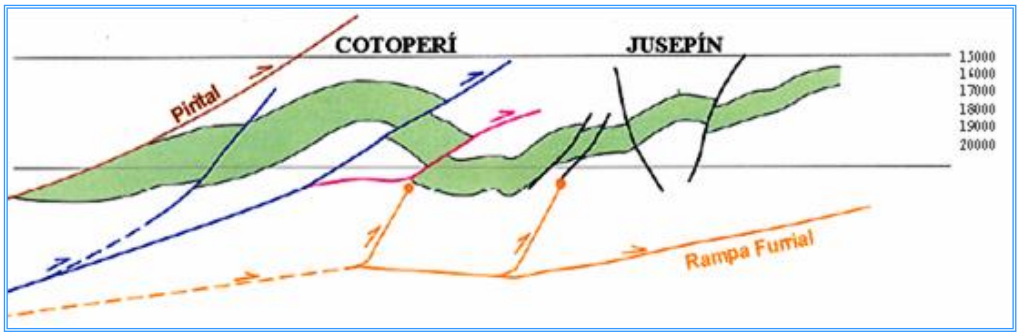

Figura 3.4 Geología estructural del Campo Cotoperí (Gerencia de Yacimientos-PDVSA, 2007)

Una convergencia doble de los empujes y pliegues es clara en el área de Cotoperí. Mientras que la convergencia hacia el Norte, domina en la zona Oriental Cotoperí; la convergencia hacia el Sur, domina en la parte Central de la hoja de empuje Cotoperí.

3.4 SEDIMENTOLOGÍA [3], [19]

La Formación Merecure en el Campo Cotoperí está definida como un complejo deltáico que representa un amplio período progradante con cambios locales que definen sub-ciclos menores transgresivos-regresivos, los cuales definen superficies de inundación menores.

El modelo sedimentológico del área se basó en la interpretación de facies a partir de núcleos y luego extrapolado a los registros. Se definieron cinco facies sedimentarias diferentes: Canales distributarios, barras de desembocadura o litorales, inframareal, prodelta y arcillas de bahía.

3.5 ESTRATIGRAFÍA [3], [19], [20]

De acuerdo al análisis de estratigrafía secuencial, la Formación Merecure el Campo Jusepín está limitada en la base por una Sección Condensada regional que representa el tope de la formación Caratas del Eoceno y caracterizado por un enriquecimiento de glauconita. Hacia el tope, la Formación Merecure está limitada por una Superficie de Máxima Inundación, la cual marca el comienzo de la sedimentación de las lutitas de la formación Carapita de edad Mioceno.

El espesor promedio total de la Formación Merecure puede llegar a 2000 pies en el área de Cotoperí, y el espesor promedio de arena neta petrolífera varía entre 130 y 250 pies.

La columna estratigráfica típica del Campo Cotoperí, que se muestra en la Figura 3.5, incluye la sección geológica desde el Pleistoceno reciente hasta el Cretáceo.

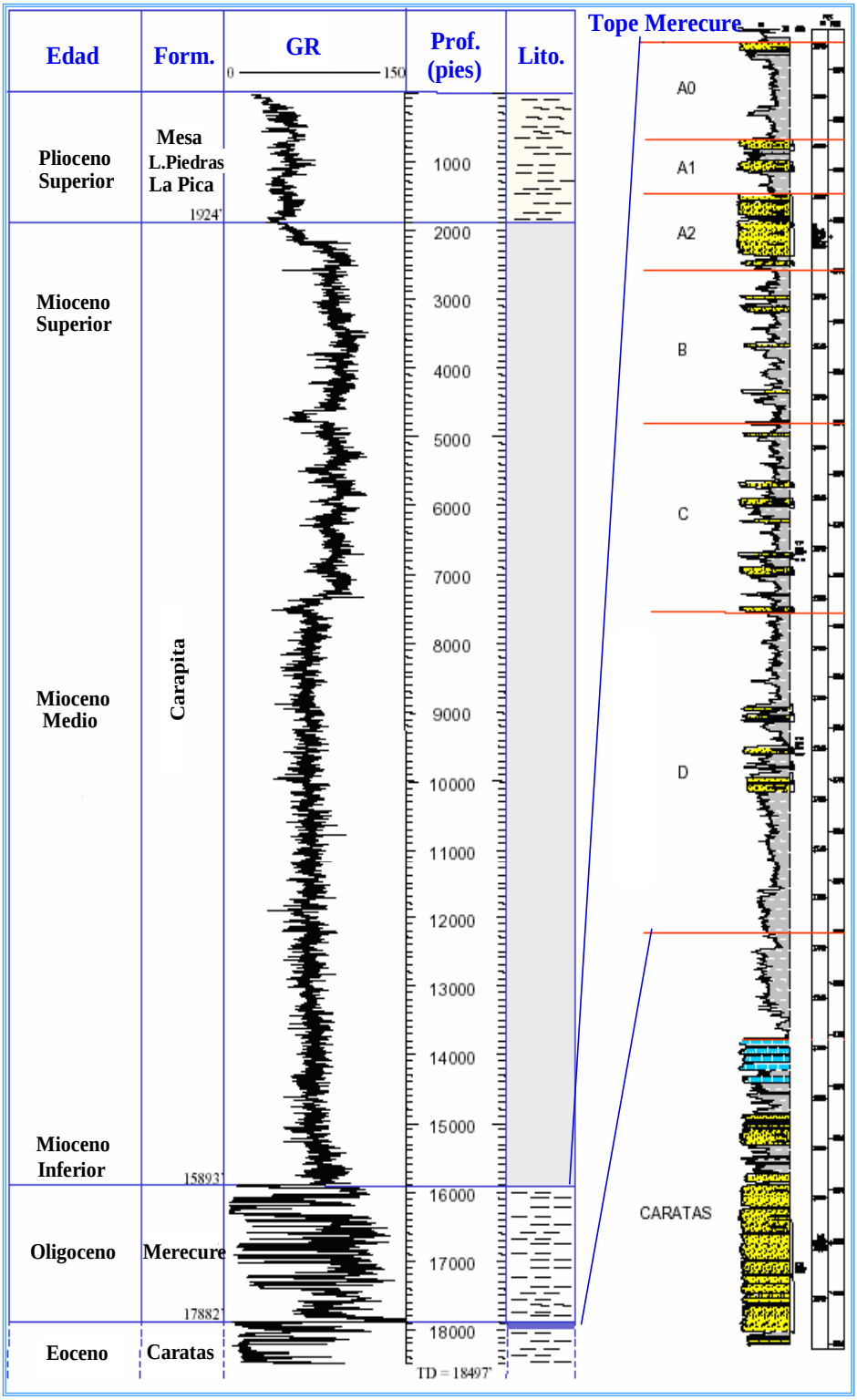

Figura 3.5 Columna estratigráfica típica del Campo Cotoperí (Modificado de Desarrollo de Yacimientos-PDVSA, 2009)

- ***Formación Mesa***

De edad Plioceno Superior; con ambiente de sedimentación considerado como fluvio-deltaico y paludal, consiste de arenas de grano grueso y gravas, cementadas y muy duras con estratificación cruzada; además contiene lentes discontínuos de arcilla fina arenosa y lentes de limonita.

- ***Formación Las Piedras***

De edad Mioceno Superior al Plioceno Superior; depositada en un ambiente de llanura deltaica (Aguas dulces a salobres). Esta caracterizada principalmente por sedimentos finos mal consolidados que incluyen areniscas micáceas, friables, de grano, interlaminada con lutitas, arcilitas sideríticas, lutitas ligníticas y lignitos.

- ***Formación La Pica***

De edad Mioceno Superior, depositada en un ambiente marino somero cercano a la costa. Se caracteriza por lutitas grises, limolitas, con desarrollos importantes de areniscas arcillosas de grano fino.

- ***Formación Carapita***

De edad Mioceno Inferior a Medio, se caracteriza por presentar lutitas color gris oscuro o negro, depositado en un ambiente marino de aguas profundas.

- ***Formación Merecure***

De edad Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano; el ambiente de sedimentación es variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. Se compone más del 50% de areniscas masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de

lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos.

- ***Formación Aero/Los Jabillos/Caratas***

De edad Eoceno Medio a Paleoceno; consiste en una secuencia compleja de limolitas pluridecamétricas y areniscas plurimétricas. Fue depositada en varios ambientes sedimentarios, que representan una regresión con respecto a la Formación Vidoño, infrayacente y marino, de aguas someras, que se tornan más marinas hacia el este.

La sección del Oligoceno (Formación Merecure) fue subdividida en cinco capas, mostradas en la Figura 3.5, las cuales tiene las siguientes características:

Capa A: Este lente superior es el de mejores características petrofísica, se divide en A_0, A_1 y A_2. La relación arena neta petrolífera-espesor total está entre (40-80)%, con buena continuidad lateral.

Capa B: Generalmente arcilloso, con cuerpos de areniscas muy finos. La relación arena neta petrolífera-espesor total está alrededor de 17%.

Capa C: Intermedio entre los lentes A y B. La relación arena neta petrolífera-espesor total está alrededor de 17%.

Capa D: Muy arcillosa, presenta pobres características de yacimiento.

Capa E: No se han encontrado arenas en el área de Cotoperí. Está conformada por arcillas subyacentes a las areniscas carbonatadas/calizas que definen la base de la formación Merecure.

Las mejores arenas productoras (A_1, A_2) fueron depositadas durante periodos de máxima progradación deltáica. Las arenas (B y C) fueron depositadas durante periodos de retrogradación deltáica.

3.6 DATOS GENERALES DEL YACIMIENTO [19], [21]

En los yacimientos del Campo Cotoperí se observan variaciones de las condiciones de presión y temperatura con la profundidad. En la Tabla 3.1 se muestra un resumen de las propiedades petrofísicas y otros datos de interés del yacimiento NARS,M COT 2; las cuales fueron estimadas en el estudio inicial realizado por TOGV y luego validadas por PDVSA en 2007.

Tabla 3.1 Propiedades del yacimiento NARS,M COT 2 (Gerencia de Yacimientos-PDVSA, 2007)

Porosidad (ϕ)	6,8%
Permeabilidad (K)	13 mD
Gravedad API	33°API
Profundidad de Referencia	15685 pies
Presión inicial (Pi)	11267 lpca
Presión de burbujeo (Pb)	6329 lpca
Mecanismo de producción	Gas en solución Expansión roca-fluidos
POES (N)	40,8 MMBN
Factor de Recobro del petróleo (FRp)	16,6%
Reservas recuperables de petróleo	6,78 MMBN
GOESS (G)	150,23 MMMPCN
Factor de Recobro del gas (FRp)	50%
Reservas recuperables de gas	75,11 MMMPCN

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación desarrollada se define como descriptiva, ya que este tipo de investigación "consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Mide de forma independiente las variables, y aún cuando no se formulen hipótesis, aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación." (Arias, 2005).

Con este estudio se describió la situación actual del yacimiento NARS,M COT 2 del Campo Cotoperí mediante una caracterización estática y dinámica, estableciendo la estructura, comportamiento e identificando el volumen de hidrocarburos recuperables y remanentes del yacimiento.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según las estrategias planteadas para responder a las principales interrogantes que fundamentan el estudio de investigación y alcanzar los objetivos propuestos, se formuló un diseño de investigación documental y de campo, ya que la misma se llevó a cabo a partir de la adquisición directa de datos existentes, así como también de libros, publicaciones, manuales que fueron necesarios para la realización de esta investigación.

En cuanto a la investigación de campo, Tamayo (1999) expresa: "Cuando los datos se recogen directamente de la realidad, de tal manera que se puedan analizar e interpretar los resultados, su valor radica en que permiten cerciorarse de las verdaderas condiciones en que se han obtenido los resultados".

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

En la investigación, la población estuvo constituida por todos los yacimientos del Área Norte de Monagas, específicamente los pertenecientes a la Sub-cuenca de Maturín. Cuando se toma algún elemento con la intención de estudiar algún detalle sobre la población, se está refiriendo a la muestra, en el estudio la muestra estuvo constituida por el yacimiento NARS,M COT 2 del Campo Cotoperí.

Según Arias (2005), la población o universo "se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan" y la muestra "es un subconjunto representativo de un universo o población".

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

- ***Técnicas de recolección de datos***

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información, las utilizadas en esta investigación fueron:

Entrevistas no estructuradas: Se contó con la asesoría del personal del Departamento de Desarrollo de Yacimientos de la División Furrial y de los profesores de la Universidad Central de Venezuela, para adquirir conocimientos de las características del área de estudio y el apoyo para el mejor desarrollo de cada uno de los objetivos. Puente (2000) señala que la entrevista no estructurada o libre "es aquella en la que trabaja con preguntas abiertas, sin un orden preestablecido, adquiriendo características de conversación".

Observación Directa: Se tuvo contacto personal con fenómeno investigado, esto gracias a la recolección de datos provenientes del pozo. Sobre este tipo de observación, Puente (2000) expresa: "Es aquella en que el investigador se pone en contacto personalmente con el hecho o fenómeno que trata de investigar"

Para el procesamiento de datos se utilizaron técnicas lógicas que consistieron en la inducción, deducción, análisis y síntesis, las cuales fueron empleadas para descifrar lo que revelan los datos recogidos una vez tabulados y graficados.

- ***Instrumentos de recolección de datos***

Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información, para el desarrollo del Trabajo Especial de Grado se utilizaron:

Bases de datos consultadas de PDVSA

1. CHAIMA, Ambiente integrado de pozos: Es una base de datos en línea de visualización interna de PDVSA, en el cual se tiene información acerca de todos los trabajos que se le realizan a los pozos, con solo ingresar el nombre del pozo se tendrá información referente a cambio de zonas, historia de producción, la historia de perforación, etc.
2. SIMDE (Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos): Es un sistema con el que cuenta la empresa PDVSA, en el que se almacena toda la documentación técnica. Entre estos documentos está la información de cada pozo y yacimiento, registros corridos, pruebas realizadas, entre otros.
3. Centinela 2000: Es un visualizador de información petrolera que permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización actualizada de las instalaciones y equipos de las distintas Divisiones del país, así como el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras, adaptados a la necesidad del usuario. Es considerada la base de datos oficial de PDVSA.
4. Carpeta física de pozo: Contiene informes como a) Propuesta de perforación COT-2X; se establece la localización del campo y yacimiento, descripción del pozo a perforar, arenas objetivo, diseño mecánico inicial, b) Reporte de

perforación:; reposan las actividades suscitadas durante dicho proceso, diámetro y profundidad de cada sección, tipo de lodo utilizado por sección, problemas operacionales, desviación del pozo. También aparece la tubería de revestimiento utilizada para cada sección y otras herramientas utilizadas, c) Reporte de cañoneo; donde se identifican las arenas que fueron abiertas a producción y cuáles de los disparos resultaron efectivos, d) Reportes de captura de información; se encuentran registros de presión y temperatura de yacimiento, registros de producción y registros petrofísicos.

Herramientas computacionales utilizadas

1. OpenWorks: Es una herramienta de trabajo computarizada que opera bajo el ambiente UNIX, donde se puede trabajar en las diferentes disciplinas vinculadas a la geología de subsuelo, entre ellas: petrofísica (*PetroWorks*), sísmica (*SeisWorks*), geología general (*SratWorks*), entre otros.
2. Oil Field Manager™ (OFM): Este software perteneciente a la compañía Schlumberger es una poderosa aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y yacimiento. Se emplea para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización de campos; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración de flujos de caja, entre otros. Además, permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, identificar anomalías y pronosticar producción.
3. Crystal Ball ™: Desarrollado por Oracle, es un programa de análisis de riesgo y de pronóstico orientado a través de gráficos, y que está destinado a quitar la incertidumbre en la toma de decisiones. El software Crystal Ball TM transforma hojas de cálculo de Microsoft Excel en modelos dinámicos que soluciona en gran manera los problemas relacionados con la incertidumbre, la variabilidad y el riesgo.
4. Mbal: Este programa fue diseñado por la compañía "Petroleum Experts, Ediburgh-Scotland", bajo ambiente Windows, utiliza un modelo conceptual

del yacimiento para predecir el comportamiento futuro del mismo; basado en los efectos de la producción e inyección de fluidos. Dicha herramienta puede ser empleada para el análisis de yacimientos, desde modelos convencionales (petróleo negro) hasta su aplicación para yacimientos donde se tienen cambios de las propiedades PVT con profundidad (composicional).

5. Saphir: Este programa fue diseñado por la compañía Kappa, es usado para el análisis de presiones transientes, tanto para pozos verticales como horizontales. La metodología Saphir se basa en la derivada de Bourdet como la herramienta de diagnóstico principal, correspondiente a los datos medidos en el modelo teniendo en cuenta la historia detallada de la producción.

4.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

El diagrama expuesto en la Figura 4.1, muestra esquemáticamente la metodología efectuada durante el período de desarrollo del Trabajo Especial de Grado.

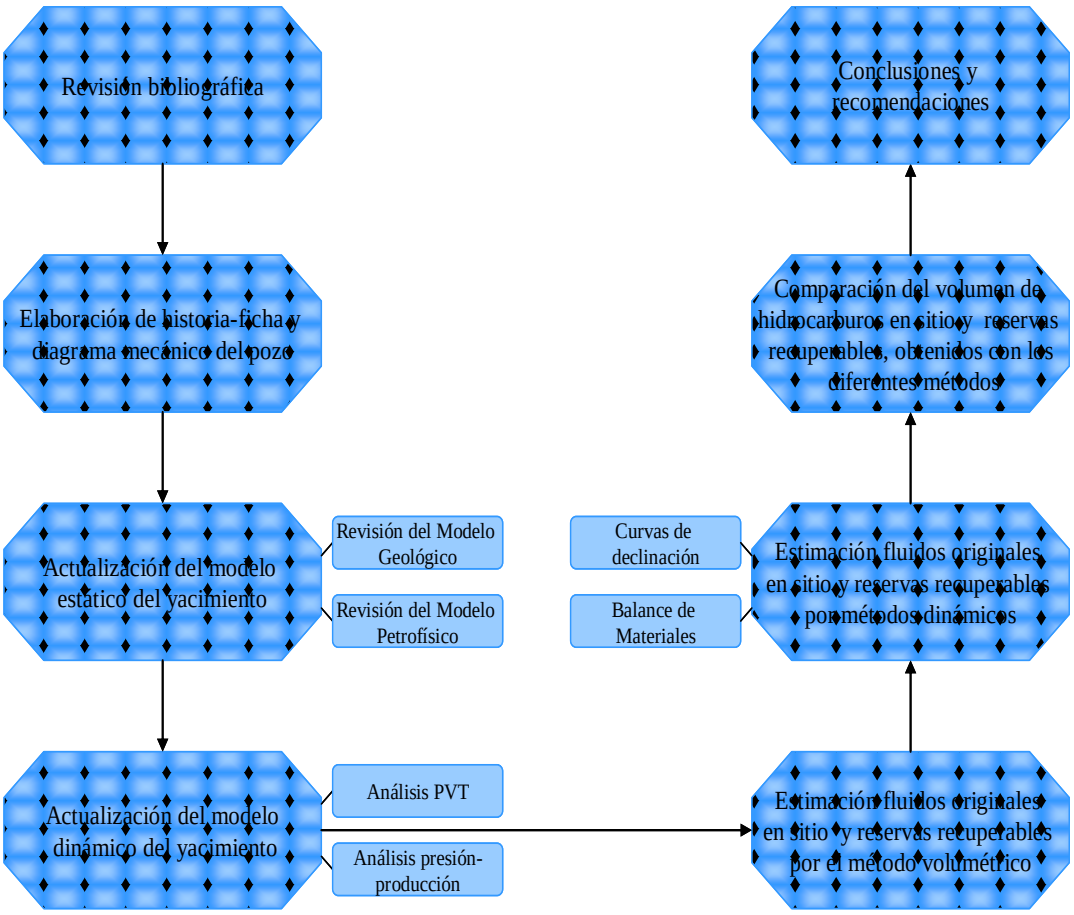

Figura 4.1 Flujograma de trabajo (Guevara, 2011)

4.6 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En esta etapa de la investigación se establecieron las bases teóricas que sustentan el Trabajo Especial de Grado. A fin de mejorar el rendimiento, se subdividió el proceso en etapas que facilitaron el estudio:

- ***Etapa 1***

Búsqueda de los modelos que permiten definir el yacimiento en condiciones estáticas, incluyendo las variables que modelan su comportamiento.

- ***Etapa 2***

Búsqueda de los elementos necesarios para realizar la caracterización dinámica del yacimiento, los parámetros que involucra y sus métodos de validación.

- ***Etapa 3***

Búsqueda de los principales métodos de estimación de reservas y los parámetros necesarios para ser aplicados.

4.7 ELABORACIÓN DE HISTORIA- FICHA Y DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO

Para realizar la historia-ficha y diagrama mecánico del pozo, incluyendo el detalle de revestidor y tubería, fue de vital importancia revisar y clasificar la información contenida en la carpeta física del pozo de acuerdo a los siguientes criterios:

- ***Justificación de perforación del pozo COT-2X***

Informes sobre la localización del campo, yacimiento y pozo; argumentos para realizar la perforación del pozo y características mecánicas del mismo, al igual que los permisos otorgados a la empresa operadora por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo para llevar a cabo tal acción.

- ***Reportes de perforación***

Informes diarios sobre el proceso de perforación, donde se evidencia la duración de esta actividad y los eventos suscitados durante la misma. También aparece información sobre la sarta y fluido de perforación, tubería revestimiento, y tipo de cemento utilizado en la construcción de cada fase del pozo.

- ***Reporte de completación y cañoneo***

Informe donde queda asentado el fin del proceso de perforación y Completación del pozo según las exigencias de la empresa operadora. Asimismo informes sobre el cañoneo de las arenas objetivo.

- ***Reportes de captura de información***

Informes sobre las pruebas realizadas al pozo, separándolos por tipo: Pruebas de presión y producción, registros de temperatura y registros petrofísicos.

Además de utilizar la carpeta física del pozo como fuente principal de información, se utilizó ***CHAIMA***, donde aparecen los reportes de todas las pruebas/capturas realizadas al pozo y los resultados de los mismos; de igual forma se revisó la información disponible en ***Centinela 2000***, para verificar que todos los datos obtenidos fuesen válidos.

4.8 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

4.8.1 Modelo Estratigráfico

El estudio se inició con la identificación e interpretación de las unidades lito-estratigráficas a partir de la correlación de los registros físicos de pozo. Se utilizó el pozo COT-3, que se encuentra dentro del Campo Cotoperí, en el yacimiento vecino NARS,M COT 3 para realizar dicha correlación.

Adicionalmente, se comparó la correlación hecha entre los pozos del Campo Cotoperí con un pozo del Campo Jusepín (J-479); el cual fue utilizado para esta correlación como pozo control, pues atraviesa la Formación Merecure y en él están presente todas las unidades estratigráficas definidas para la misma, además que ha sido correlacionado con otros pozos del Campo Jusepín y los topes definidos han sido validados en varias oportunidades.

Luego de tener la correlación verificada, se llevaron los topes y bases definidos al programa ***OpenWorks***, a fin de facilitar los estudios posteriores que necesiten dicha información.

4.8.2 Modelo Sedimentológico

Al momento de realizar la actualización de este modelo, se detectó que no existía una descripción consolidada de los ambientes de depositación del yacimiento y no se contaba con un mapa de paleoambientes para el campo en particular, por lo cual fue necesario partir desde el análisis de los núcleos e integrar esta información con los registros de pozo.

El objetivo principal de esto es proporcionar un marco depositational con el fin de desarrollar una interpretación detallada de los sedimentos.

4.8.3 Modelo Petrofísico

Para este estudio, se recopilaron todos los registros del área tanto en físico como digital. Se utilizó la herramienta computacional ***OpenWorks***, específicamente la sección ***PetroWorks*** donde se cargaron los registros disponibles. Las curvas fueron editadas para unir los segmentos provenientes de diferentes corridas, eliminar picos abruptos y ajustar profundidad.

Para realizar la caracterización petrofísica fue necesario tener definidas ciertas constantes como el exponente de saturación, cementación, resistividad del agua de formación y densidad del grano. Luego se establecieron los modelos de: Arcillosidad porosidad, saturación, permeabilidad y presión capilar.

De la revisión y desarrollo del modelo petrofísico realizado por PDVSA en el año 2007, se generaron los modelos de arcillosidad (VCL), porosidad (PHIE), saturación de agua (SWE) ajustados con valores de núcleos que validan las curvas de entregadas por la operadora Total Oil and Gas Venezuela (TOGV). En cuanto al modelo de

permeabilidad, se definió un modelo de permeabilidad multivariable, el cual es aplicable de manera general a toda la Formación Merecure.

- ***Modelo de arcillosidad***

Es importante puesto que a medida que el contenido de arcilla se hace mayor, la calidad de la roca para ser yacimiento disminuye. Se utilizó el modelo lineal de la Ecuación 4.1 (usando registro Gamma Ray) y Ecuación 4.2 (usando registro Potencial Espontáneo), para calcular el volumen de arcilla (VCL).

Las correcciones ambientales fueron necesarias para mitigar los efectos que causan sobre la medición, diversos factores como tamaño de hoyo, características del fluido de perforación, presión, entre otros.

Ec. 4.1

Donde:
VCL: Volumen de arcilla (fracción)
GR: Lectura de Rayos Gamma a la profundidad de interés (API)
GRmax: Lectura máxima de Rayos Gamma en la arena de estudio (API)
GRmin: Lectura máxima de Rayos Gamma en la arena de estudio (API)

Ec. 4.2

Donde:
VCL: Volumen de arcilla (fracción)
SP: Lectura de Potencial Espontáneo a la profundidad de interés (mV)
SPmax: Lectura máxima del Potencial Espontáneo en la arena de estudio (mV)
SPmin: Lectura máxima del Potencial Espontáneo en la arena de estudio (mV)

- ***Modelo de porosidad***

Se calculó la curva de densidad y a través de ésta se determinó la porosidad total de las arenas de formación (PHID), haciendo uso de la Ecuación 4.3. La porosidad fue determinada usando los registros de densidad en la aplicación ***PetroWorks***.

Ec. 4.3

Donde:

PHID: Porosidad total de las arenas de formación (fracción)

ρ_{ma}: Densidad de la matriz (gr/cc)

ρ_b: Densidad bruta o total (gr/cc)

ρ_f: Densidad del fluido (gr/cc)

La porosidad efectiva (PHIE) es derivada del registro de densidad corregido por volumen de arcilla, cuya expresión es definida a continuación:

Ec. 4.4

- ***Modelo de saturación***

La saturación de agua fue estimada utilizando la ecuación de Simandoux Modificada, pues es el modelo que mejor describe el comportamiento de esta propiedad en arenas arcillosas, además que es ampliamente utilizado y aceptado en la actualidad. Tiene la siguiente expresión:

Ec. 4.5

Donde:

Sw: Saturación de agua (fracción)

Rsh: Resistividad de la arcilla, valor máximo de la curva (Ohm-m)

Rw: Resistividad del agua de formación (Ohm-m)

Rt= Resistividad de la formación (Ohm-m)

PHIE: Porosidad efectiva (fracción)

VCL: Volumen de arcilla (fracción)

a: Constante 1(adim.)

m: Exponente de cementación (adim.)

n: Exponente de saturación (adim.)

- ***Modelo de permeabilidad***

Se determinó mediante el Modelo de Permeabilidad Multivariable, el cual relaciona fundamentalmente dos parámetros: El indicador de zona de flujo, FZI (por sus siglas en inglés, Flow Zone Indicator) y el índice de calidad de roca, RQI (por sus siglas en inglés, Reservoir Quality Indicator).

Este modelo fue elegido ya que permite identificar la capacidad porosa y permeable de una zona respecto a otra y además permite distinguir entre intervalos hidráulicamente similares.

Para simular el comportamiento del FZI por medio de datos de perfiles de pozos, se consideró el uso de un modelo determinístico, ajustado mediante un proceso de optimización no lineal, que correlaciona las medidas de resistividad de la formación, densidad total, porosidad y Gamma Ray, a través de las siguientes ecuaciones:

Unidad A_1

$$\text{Ln(FZI)} = 0{,}1965 * \text{Ln(Rt)} - 0{,}5592 * \rho b + \frac{579{,}9998}{105{,}0001 + 21{,}0029 * \text{GR}} \qquad \text{Ec. 4.6}$$

Unidad A_2

$$\text{Ln(FZI)} = 0{,}1294 \times \text{Ln(Rt)} - 0{,}1933 \times \rho b + \frac{615{,}9470}{110{,}6650 + 21{,}6079 * \text{GR}} \qquad \text{Ec. 4.7}$$

Unidad B

$$\text{Ln(FZI)} = 0{,}1410 \times \text{Ln(Rt)} - 0{,}1712 \times \rho b + \frac{615{,}9470}{110{,}661 + 21{,}6080 * GR} \qquad \text{Ec. 4.8}$$

Unidad C

$$\text{Ln(FZI)} = -0{,}2067 \times \text{Ln(Rt)} - 0{,}4173 \times \rho b + \frac{615{,}9478}{110{,}6625 + 21{,}5881 * GR} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Unidad D

$$\text{Ln(FZI)} = 0{,}2827 \times \text{Ln(Rt)} - 0{,}5645 \times \rho b + \frac{615{,}9471}{110{,}6651 + 21{,}6048 * GR} \quad \text{Ec. 4.10}$$

Donde:

FZI: Indicador de zona de flujo (adim.)

Rt= Resistividad de la formación (Ohm-m)

ρ_b: Densidad bruta o total (gr/cc)

GR: Lectura de Rayos Gamma a la profundidad de interés (API)

Luego de obtener el indicador de zona de flujo para cada arena de interés, es posible determinar la permeabilidad haciendo uso de la siguiente relación:

Ec. 4.11

Donde:

K: Permeabilidad (mD)

FZI: Indicador de zona de flujo (adim.)

Ø= Porosidad (fracción)

- ***Modelo de permeabilidades relativas***

La permeabilidad relativa, corresponde a la relación entre permeabilidad absoluta y efectiva. Para un fluido dado varía en función directa con la saturación de éste en la roca.

Para este estudio fue necesario considerar algunos parámetros importantes para que los análisis de las muestras de núcleos fuesen representativos como: El conocimiento del lodo de perforación, el método del corte, preservación y la metodología

experimental empleada (estado estacionario, desplazamiento, centrifuga) para realizar dichos análisis.

Sistema Gas Petróleo: Se tuvo disponible los análisis realizados a los pozos J-476, J-481 y J-485 (pertenecientes al Campo Jusepín).

Sistema Agua Petróleo: Se tuvo disponible los análisis de los pozos J-476 y el pozo J-485 (pertenecientes al Campo Jusepín).

Para obtener las curvas de permeabilidad promedio para el campo, fue necesario realizar un refinamiento de las mismas, lo que consiste en generar curvas suavizadas ajustadas a funciones matemáticas que permiten modelar todo el rango de saturación accesible para disminuir las inconsistencias.

Para proceder con el refinamiento de las curvas de permeabilidad relativa fue necesario conocer la información experimental como porosidad, permeabilidad absoluta, el tipo de lodo empleado, los valores de permeabilidad al agua y al crudo obtenidos para las muestras de los pozos antes mencionados.

La metodología aplicada se basó en las ecuaciones de Corey las cuales se presentan a continuación para los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo.

Sistema agua-petróleo:

Ec. 4.12

Ec. 4.13

Ec. 4.14

Ec. 4.15

Ec. 4.16

Ec. 4.17

Donde:

Krw: Permeabilidad relativa al agua (mD)

Kro: Permeabilidad relative al petróleo (mD)

Sw: Saturación de agua (fracción)

Swi: Saturación inicial de agua (fracción)

Sor: Saturación residual de petróleo (fracción)

Para un sistema gas–petróleo:

Ec. 4.18

Ec. 4.19

Ec. 4.20

Ec. 4.21

Ec. 4.22

Ec. 4.23

Donde:

Krg: Permeabilidad relativa al gas (mD)

Kro: Permeabilidad relativa al petróleo (mD)

Sg: Saturación de gas (fracción)

Sgc: Saturación de gas crítica (fracción)

Swi: Saturación inicial de agua (fracción)

Sor: Saturación residual de petróleo (fracción)

- ***Parámetros de corte (Cut Off)***

Fueron determinados principalmente para la separación de facies (Arena y Lutita) y el cálculo de arena neta petrolífera (ANP). Se fijaron con ayuda del reporte de producción inicial del yacimiento (mostrado en el Apéndice 1), de acuerdo a la siguiente metodología:

1. Se verificó en el reporte de producción, los intervalos cañoneados que fluyeron.
2. Se generaron las curvas de saturación, porosidad, volumen de arcilla definidas anteriormente para este pozo.
3. Para cada intervalo productor, se midieron los valores puntuales de cada una de las propiedades.
4. Luego de tener los valores, se realiza un estudio de estadística descriptiva donde se determinaron los máximos y mínimos de cada propiedad, en cada intervalo.
5. Se estudiaron los máximos y mínimos obtenidos en todos los intervalos, para determinar cuáles fueron críticos para el flujo.

4.8.4 Modelo Estructural

La construcción de este modelo se basó en la revisión de la interpretación del cubo sísmico disponible del Campo Cotoperí, llamado Cotoperí 99G 3D; en base a esta migración se realizó la interpretacion sobre la cual se fundamentó este estudio. El límite teórico de resolución está entre 150-230 pies, ubicando esta sísmica, si se compara con los levantamientos del Norte de Monagas, como de baja calidad. Con esta revisión se identificaron los principales reflectores regionales, a fin de definir la estructura del yacimiento y poder obtener el área que abarca el mismo.

Luego de tener bien definida el área del yacimiento, fue necesario hacer uso de los resultados obtenidos en la evaluación petrofísica, específicamente el espesor de Arena

Neta Petrolífera (ANP) para realizar el mapa isópaco-estructural y posteriormente calcular el área y volumen del yacimiento, estos valores fueron utilizados de forma directa en el cálculo del volumen de hidrocarburos originales en sitio.

4.9 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO

En este proceso se definieron los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven, incluyó: Estudio de las propiedades de los fluidos, análisis del comportamiento de presiones y producción, entre otras.

4.9.1 Propiedades de los Fluidos

Para determinar las propiedades y características de los fluidos del yacimiento, se contó con el análisis PVT. Este pozo cuenta con dos análisis PVT de crudo negro, realizados a las muestras tomadas durante las pruebas DST. En la Tabla 4.1 se muestra la relación de pruebas DST, intervalos en las que fueron realizadas las mismas, arenas a las que corresponden y muestras de fluidos tomadas para realización de análisis PVT.

Tabla 4.1 Pruebas DST realizadas al pozo COT-2

Prueba	Intervalo	Arena	Análisis PVT
DST I	18240´- 18497´	Formación Eoceno	-
DST II	17213´- 17384´	D	1
DST III	16770´- 17028´	C	2
DST IV	16086´- 16334´	A_1+A_2	-

En primer lugar se realizaron las diferentes metodologías empleadas en la industria petrolera para la validación de los mismos. La metodología de validación consta de:

- ***Verificación de representatividad de las muestras***

Para esto fue necesario revisar los valores de presión, temperatura del yacimiento y el informe PVT; también relación gas-petróleo del análisis y la reportada para el pozo al momento de la prueba.

- ***Verificación de consistencia del análisis***

La verificación de la consistencia del análisis se realizó mediante diferentes procedimientos matemáticos, característicos para yacimientos de petróleo; haciendo uso de las ecuaciones descritas en el Capítulo II, sección 2.9.6.

Yacimientos de petróleo

1. Linealidad de la Función Y.
2. Prueba de densidad.
3. Balance de materiales.
4. Prueba de desigualdad.

Se consideró como válido aquel análisis PVT en el que resultaron consistentes al menos tres de las cuatro pruebas realizadas. Esta validación se hizo a través de una hoja de cálculo Excel (cuyos datos de entrada se muestran en la Figura 4.2) con la cual el personal del Departamento de Desarrollo de Yacimientos trabaja de forma rutinaria; fue modificada pues presentaba errores como inconsistencia de unidades y ecuaciones erróneas.

Figura 4.2 Datos de entrada en hoja de cálculo Excel usada para validación de análisis PVT. Yacimientos de petróleo

4.9.2 Comportamiento de Producción

Para realizar este análisis, es importante contar con el historial de producción, por ello se realizó una revisión exhaustiva de las pruebas y reportes de producción del pozo, los cuales se encuentran en ***Centinela 2000,*** la Figura 4.3 muestra la ventana de pruebas de producción utilizada. Para realizar el historial se tomaron ciertas consideraciones:

- La validación se basó en descartar aquellas pruebas que no se encontraran reportadas en la base de datos oficial y/o que estuviesen fuera del rango de producción mostrado en las demás pruebas.
- En los meses que no se hicieron pruebas de producción, se tomó el resultado correspondiente a la prueba del mes anterior.
- Se asoció la historia de producción mensual con los eventos de cambio de zona en el pozo, en función de la fecha de dichos eventos.

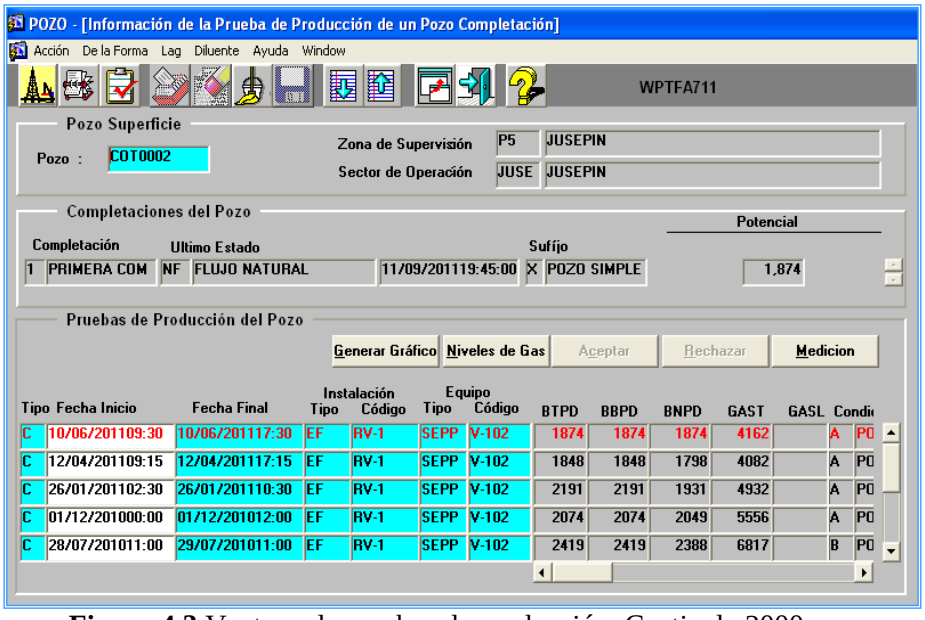

Figura 4.3 Ventana de pruebas de producción, Centinela 2000

4.9.3 Comportamiento Presión

La historia de presión del yacimiento es una de las herramientas más importantes para conocer el estado de agotamiento del mismo. Por lo tanto, se prestó especial atención a la recopilación y validación de esta información.

El proceso de registro de presión consiste en efectuar paradas, bajando y subiendo un registrador de presión dentro del pozo (comúnmente una herramienta amerada convencional) y de esta forma se pueden obtener medias de presión a diferentes profundidades. Previo al análisis del comportamiento de presión, fue importante validar la información disponible de las diferentes pruebas estáticas realizadas al pozo:

- ***Registro MDT***

Es el primer registro de presión que se toma al pozo y permite estimar con gran certidumbre la presión inicial del yacimiento al igual que el tipo de fluido presente (por el gradiente de presión). Para la validación de este registro, se tomaron en cuenta ciertos criterios, como:

1. Los puntos de presión tomados, debían corresponder al yacimiento en estudio y en especial, a las arenas de interés.
2. La presión hidrostática registrada antes y después del *pre-test*, debían ser similares, de lo contrario se consideró el punto como no válido.
3. La presión de restauración, luego de tomar el *pre-test* debe registrase como estabilizada en cierto rango de tiempo (definido para cara arena) como se muestra en la Figura 4.4, de lo contrario se tomó el punto de presión como no válido.
4. En los casos donde se hicieron varias paradas a la misma profundidad, se tomó como válido el punto que tuviera mayor movilidad.

5. Luego de validar los puntos de presión, se construyó una y gráfica de Presión vs Profundidad, donde se observaron los trenes de presión para el yacimiento en general y para cada arena.

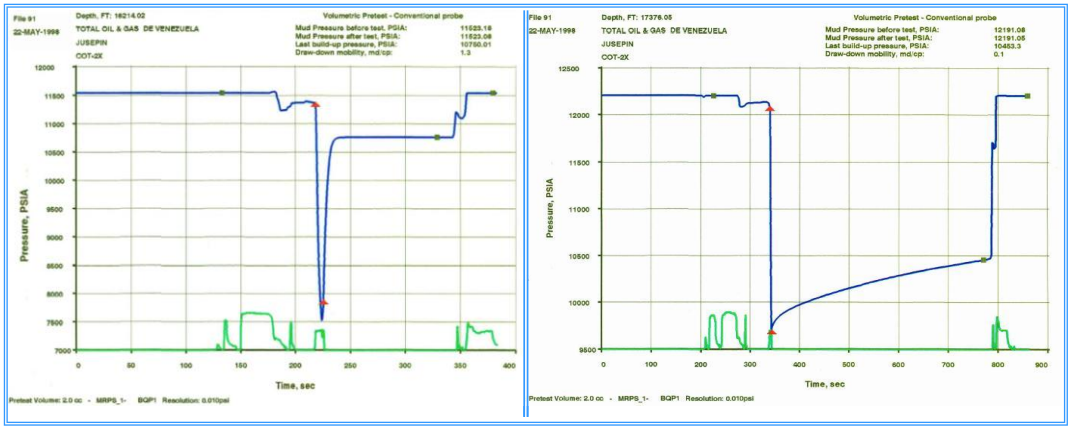

Figura 4.4 Registro MDT. A la izquierda punto de presión estable, a la derecha punto no estabilizado

- ***Pruebas BHP-BHT / Gradiente Estático***

Permiten determinar la presión estática del yacimiento mediante un cierre temporal del pozo.

Se consideró como válida aquella prueba en que el registro de presión se realizó a las profundidades de interés, además de reportar valores de presión ascendentes en función del tiempo y profundidad.

Luego de validar todas las pruebas de presión, se procedió al cálculo de los gradientes de presión estática y a realizar las gráficas de Presión en función de Profundidad para observar los trenes de presión existentes. El procedimiento a seguir fue el siguiente:

1. Verticalizar todas las profundidades haciendo uso de los datos de desviación, y reportarlas respecto al nivel del mar (pbnm).
2. Calcular el gradiente de presión con los datos de presión y profundidad, para luego compararlo con el reportado en la prueba y verificar la igualdad del mismo.

3. Gradientes de presión válidos: Para gas <0.15 lpca/pie, para crudo (0.15-0.43) lpca/pie y para agua >0.45 lpca/pie.
4. Gradientes de presión anómalos: Aquellos que presentaron valores negativos o mayores a 0,5 lpca/pie.

Para determinar la presión estática promedio al momento de la prueba, se utilizó el plano de referencia o datum establecido para el yacimiento (15685 pbnm), y la Ecuación 4.24:

Ec. 4.24

Donde:

P_{Datum}: Presión al plano de referencia (lpca)

P_i: Presión a la profundidad de interés (lpca)

∇P: Gradiente de presión (lpca/pie)

$Prof_{Datum}$: Profundidad del plano de referencia (pies)

$Prof_i$: Profundidad de interés (pies)

4.9.4 Análisis Presión-Producción

A nivel de yacimiento, la relación entre la presión y el tiempo no es determinante, a pesar que ambos parámetros se miden en forma concurrente; en cambio la producción acumulada está relacionada en forma determinante con la presión del yacimiento.

Antes de comenzar este análisis, se hizo una sincronización del historial de producción con el historial de presión, es decir, se asignó a cada prueba de presión validada, la producción correspondiente a dicha fecha; de esta forma fue posible tener la base de datos necesaria para realizar la gráfica de presión en función de la producción acumulada.

4.9.5 Análisis de pruebas de Presión Transientes

Entre los tipos de pruebas de presión transientes que se pueden llevar a cabo en un pozo petrolífero, el de restauración de presión es el mayormente ejecutado por su facilidad de aplicación en términos operacionales. El proceso consiste en bajar dos o más elementos de presión hasta el tope de las perforaciones, luego de su ubicación se cierra el pozo y se deja restaurar la presión, por un período de tiempo establecido en el diseño de la prueba, con la finalidad de obtener en el área de drenaje del pozo la presión de pozo, permeabilidad efectiva, daño o estimulación, índice de productividad, límites o barreras de permeabilidad en el yacimiento.

Solo se tenía disponible una prueba transiente (Build Up), realizada en Marzo de 2005, el análisis e interpretación fue realizado a través del software Saphir, cuya ventana de aplicaciones es mostrada en la Figura 4.5.

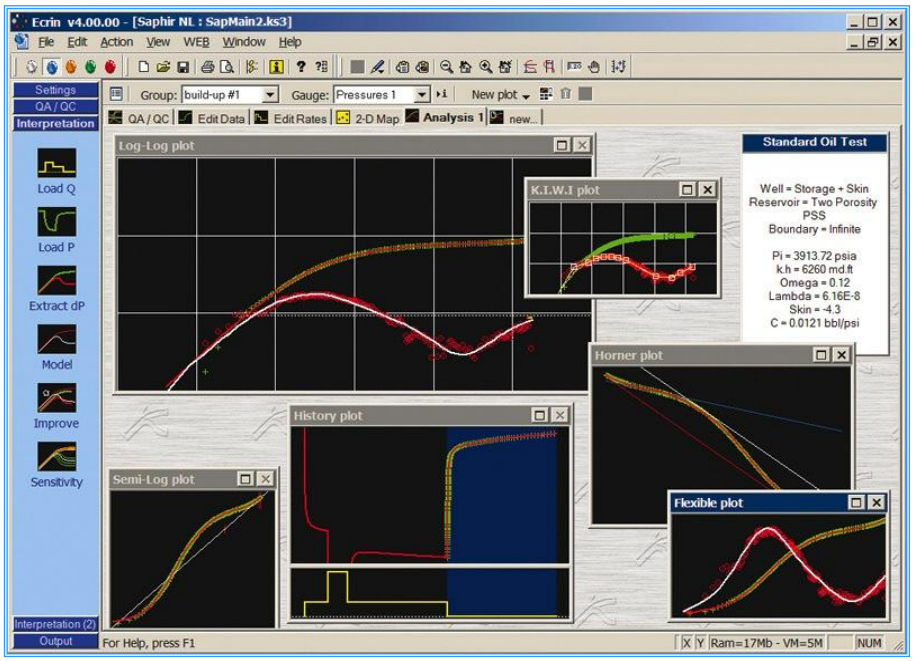

Figura 4.5 Ventana de aplicaciones, Saphir.

Se revisaron los datos crudos e interpretación original reportada de la prueba, evaluando lo siguiente:

1. Medidas de presiones en función del tiempo, ascendentes y no repetidas en intervalos de tiempo constante.
2. Tasas de producción estabilizadas y con bajo corte de agua, en caso de varias tasas de producción de petróleo se considera la más baja para el análisis.
3. Profundidad del registro de presión cercano al intervalo de producción y con el cierre de fondo, de lo contrario las medidas se pueden ver afectadas por segregación de fases y largos efectos de llene.
4. Tiempo de cierre prolongado para asegurar el alcance del flujo radial y posible efecto de borde, además de varias medidas de presión después del cierre para caracterizar el efecto de llene.
5. Las propiedades PVT de los fluidos fueron calculadas utilizando las correlaciones del programa pues para cargar las ya existentes y validadas, el archivo debía tener un formato particular (.ASCII) y no se tenía disponible. Se compararon los resultados con los obtenidos de los reportes PVT originales, resultando similares.
6. De las evaluaciones petrofísicas se tomaron el espesor de la arena y las saturaciones de las fases en el intervalo abierto para la prueba de presión.
7. Para las presiones estáticas, se verificó el intervalo abierto cañoneado en el reporte original de la prueba.

4.10 ESTIMACIÓN FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODO VOLUMÉTRICO

Después de caracterizar estática y dinámicamente el yacimiento se procedió a calcular el Petróleo Original En Sitio (POES) y el Gas en Solución Original En Sitio (GOESS) haciendo uso de la Ecuación 2.1 y Ecuación 2.3 respectivamente, ambas descritas en el Capítulo II, sección 2.5, estos se conocen como valores determinísticos.

Como no se dispuso de otra fuente de información para determinar el Factor de Recuperación Primario (FRp), se tomó la Ecuación 2.12, descrita en el Capítulo II, sección 2.7, la cual fue desarrollada por un comité del American Petroleum Institute

(API) para yacimientos cuyo mecanismo de producción principal es el empuje por gas en solución. Luego de obtener el FR, lo siguiente fue calcular las reservas recuperables del yacimiento.

Adicionalmente, se hizo un cálculo de POES probabilístico a través de la herramienta ***Crystal Ball***, que emplea simulación de Monte Carlo; ésta es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y los ordenadores para imitar el comportamiento aleatorio de sistemas reales, mediante modelos matemáticos. Para este cálculo se utilizan como datos de entrada los resultados del modelo estático, empleando una distribución normal para la saturación de agua (Sw), log-normal para la Arena Neta Petrolífera (ANP) y triangular para la porosidad (ϕ); estas distribuciones fueron escogidas pues son las que mejor representan el comportamiento de dichas variables. En la Figura 4.6 se muestra la galería de distribuciones disponibles de la herramienta.

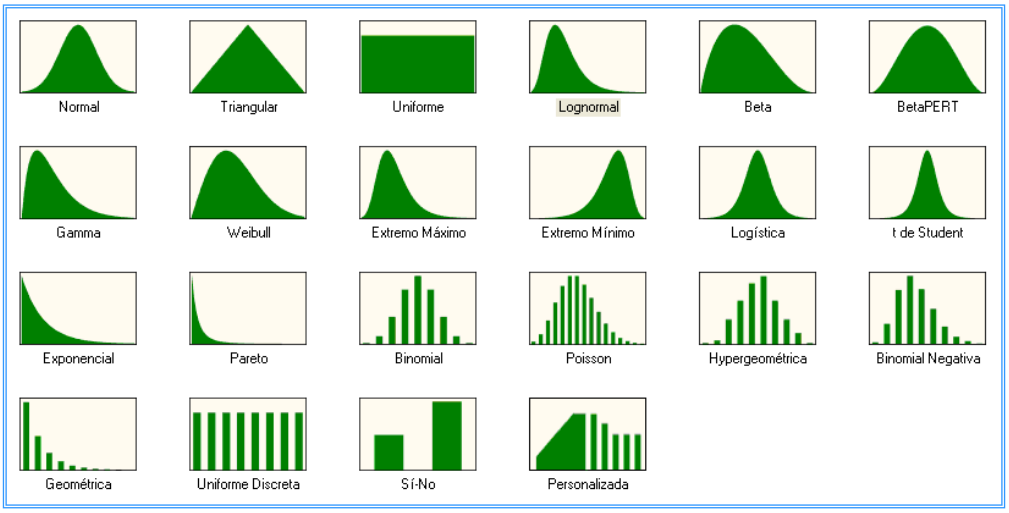

Figura 4.6 Galería de distribuciones de la herramienta ***Crystal Ball***

4.11 ESTIMACIÓN FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODOS DINÁMICOS

4.11.1 Curvas de Declinación

Este análisis es un método dinámico para la estimación de reservas recuperables de un yacimiento y del factor de recobro; su característica dinámica proviene del hecho que utiliza la historia de producción de los fluidos por pozo o por yacimiento.

Este estudio se realizó utilizando la herramienta ***OFM,*** en la cual se cargó la historia de producción y de presión, para luego hacer el estudio de declinación a partir de una gráfica de tiempo contra tasa de producción. En la Figura 4.7 se muestra la ventana utilizada para este estudio.

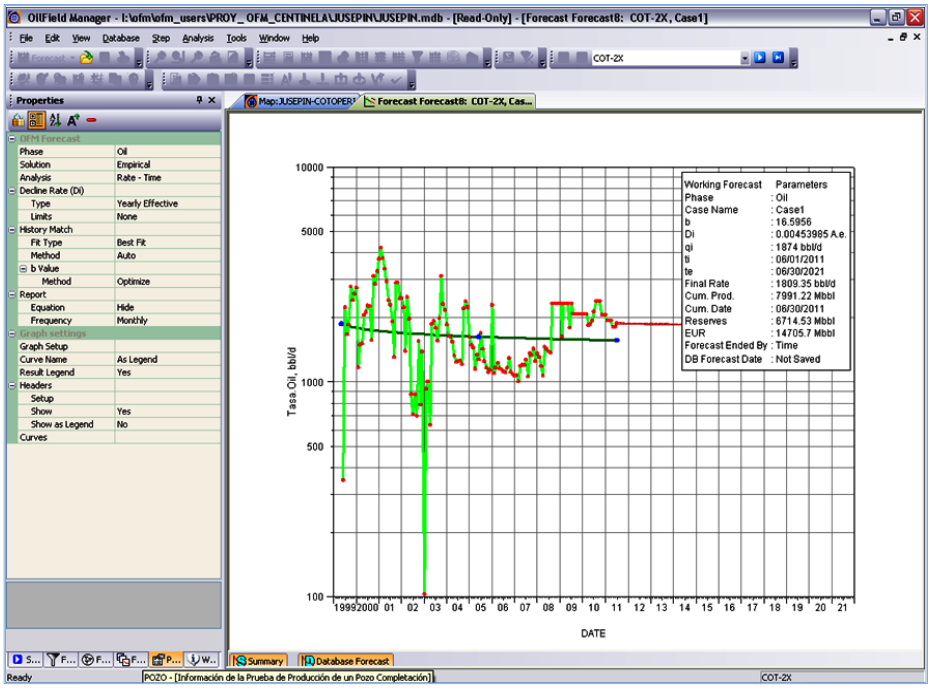

Figura 4.7 Ventana ***OFM*** para estudio de declinación

Se establecieron 4 períodos de estudio, a partir del año 2006 hasta mediados de 2011, aquellos en los cuales el pozo permaneció sin cambio de reductor, sin trabajos de

generación de potencial y sin cambios en el método de producción, con la finalidad de realizar un estudio detallado de la declinación en la producción.

Para los períodos establecidos, se generaron gráficos de producción contra el tiempo para determinar de manera gráfica el comportamiento de producción con las curvas propuestas por Arps, a fin de determinar el factor de declinación del yacimiento.

Con las curvas y factores de declinación de producción del yacimiento obtenido, se hicieron las respectivas predicciones de reservas recuperables y remanentes del yacimiento y del factor de recuperación primario.

4.11.2 Balance de Materiales

El balance de materiales provee una simple, pero efectiva alternativa para la estimación volumétrica no solamente de los volúmenes originales en sitio (POES y GOES), sino de las reservas en cualquier etapa, conociendo el agotamiento del yacimiento como consecuencia del vaciamiento del mismo. Este estudio fue realizado utilizando la ecuación 2.10, descrita en el Capítulo II, sección 2.7.3; para lo cual fue necesario tener disponible información de análisis PVT, historial de presión y producción.

Se utilizó la herramienta ***Mbal*** para realizar este estudio, con lo cual fue posible estimar volumen de hidrocarburo original en sitio, pronosticar reservas recuperables y remanentes del yacimiento; adicionalmente se estimó el grado de influencia de los mecanismos de producción presentes. En la Figura 4.8 se muestran las ventanas principales de ***Mbal***, donde se carga la información necesaria.

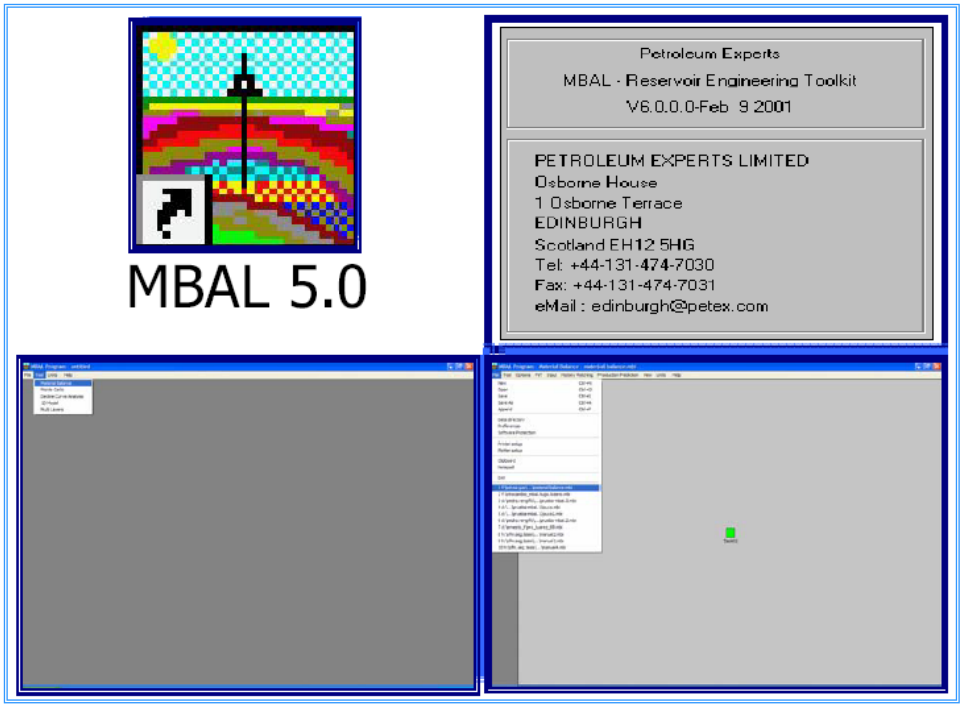

Figura 4.8 Ventana ***Mbal*** para estudio de Balance de Materiales

4.12 COMPARACIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES, OBTENIDOS CON LOS DIFERENTES MÉTODOS

Luego de realizar las estimaciones pertinentes a esta investigación, se procedió a realizar un análisis de los resultados obtenidos con la finalidad de definir si son o no representativos del yacimiento y cuál de los métodos aplicados definen el comportamiento actual del mismo.

4.13 RECOMENDACIÓN DE OPORTUNIDADES, REPARACIONES Y SERVICIOS A POZO

Luego de realizar las estimaciones de reservas del yacimiento, fue importante determinar las condiciones bajo las cuales se recuperaría el hidrocarburo remanente en el mismo; algunas de las opciones estudiadas fueron: Determinar nuevos puntos de

drenajes, reparaciones, recompletaciones u otro servicio que se pueda realizar al pozo existente para incrementar la producción.

Esto se realizó mediante la evaluación de las condiciones mecánicas actuales de pozo, además del análisis del escenario de producción actual y futuro del yacimiento, sin olvidar el aspecto económico que implica cada posibilidad.

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 HISTORIA-FICHA Y DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO

La historia-ficha del pozo es de gran importancia para el Ingeniero de Yacimientos pues en ella residen los cambios efectuados durante la vida operacional del pozo, lo cual reduce significativamente el tiempo de investigación. La historia-ficha se muestra en el Apéndice 2, y quedó estructurada de la siguiente manera:

- ***Información General***

En esta sección se muestra el nombre, tipo y clasificación del pozo, nombre del taladro con el cual fue perforado, fecha de completación, método de producción y área donde se ubica (yacimiento-campo).

- ***Trabajos/Actividades realizadas***

Se encuentra información detallada de todas las actividades a las cuales ha sido sometido el pozo; partiendo desde la fecha de compleción hasta la actualidad. Esta incluye: Toma de registros petrofísicos, toma de muestras de fluidos, pruebas de producción y pruebas de presión, cambio de zonas, limpiezas, intervenciones, recañoneo, recompletaciones, entre otras.

- ***Detalle de Tubería***

Incluye información de la tubería utilizada para cada sección (tipo, diámetro, longitud), herramientas de completación, intervalos cañoneados y tipo de carga utilizada.

- ***Detalle de revestidor***

En esta sección se colocan los intervalos perforados, tipo de tubería de revestimiento utilizada, profundidad de asentamiento de la misma, fluido de perforación utilizado por sección, desviación del pozo y captura de información. También se incluye información de las arenas donde se completó en pozo.

En la Tabla 5.1 se muestra un resumen de la información relevante de la historia-ficha del pozo.

Tabla 5.1 Resumen de eventos/trabajos realizados al pozo COT-2

Fecha	Evento
Mayo 1999	Inicio de producción del pozo COT-2, arenas inferiores C y D
Septiembre 2001	Cambio de zona de producción del pozo COT-2 de las arenas inferiores a las arenas superiores A_1 y A_2
Septiembre 2003	Producción conjunta de las arenas inferiores y superiores del pozo COT-2
Mayo 2008	Durante chequeo mecánico se bajó con toma-muestra y trajo residuos de asfaltenos
Octubre 2008	Durante chequeo mecánico se dejó pez de 14000 pies de guaya mas calibrador
Abril 2009	Operaciones de pesca rescataron 3950 pies de guaya

Realizar el diagrama mecánico del pozo permitió tener una visión del estado actual del mismo, muestra profundidad de cada herramienta que se encuentra en él como válvulas, mangas, empacaduras y cualquier información que se considere necesaria.

Para el pozo en estudio, no se había realizado una actualización del diagrama mecánico desde su completación inicial. En la Figura 5.1 se muestra una comparación del diagrama mecánico original y el actualizado en este estudio, el cual puede ser apreciado en detalle en el Apéndice 3.

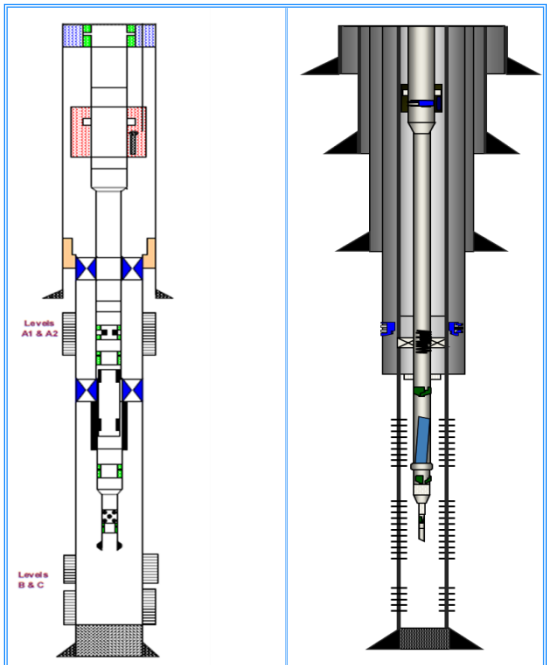

Figura 5.1 Diagrama mecánico del pozo COT-2. A la izquierda el original y a la derecha el generado en este estudio.

5.2 MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

5.2.1 Modelo Estratigráfico

Con la correlación de registros petrofísicos (Gamma Ray y Resistividad) realizada entre los pozos COT-2, COT-3 y J-479, fue posible determinar las unidades estratigráficas que componen el yacimiento NARS,M COT 2. La correlación mostrada en la Figura 5.2 corresponde a la hecha entre los pozos COT-2 y COT-3 que pertenecen al área de estudio.

Es posible observar en la Figura 5.2 que las unidades estratigráficas identificadas en el pozo COT-2 se encuentran definidas de igual forma en los pozos COT-3 y J-479. A pesar de la distancia existente entre los pozos correlacionados, todos pertenecen a la misma Formación y atraviesan las mismas unidades, por lo cual se consideró valedero correlacionar de esta forma.

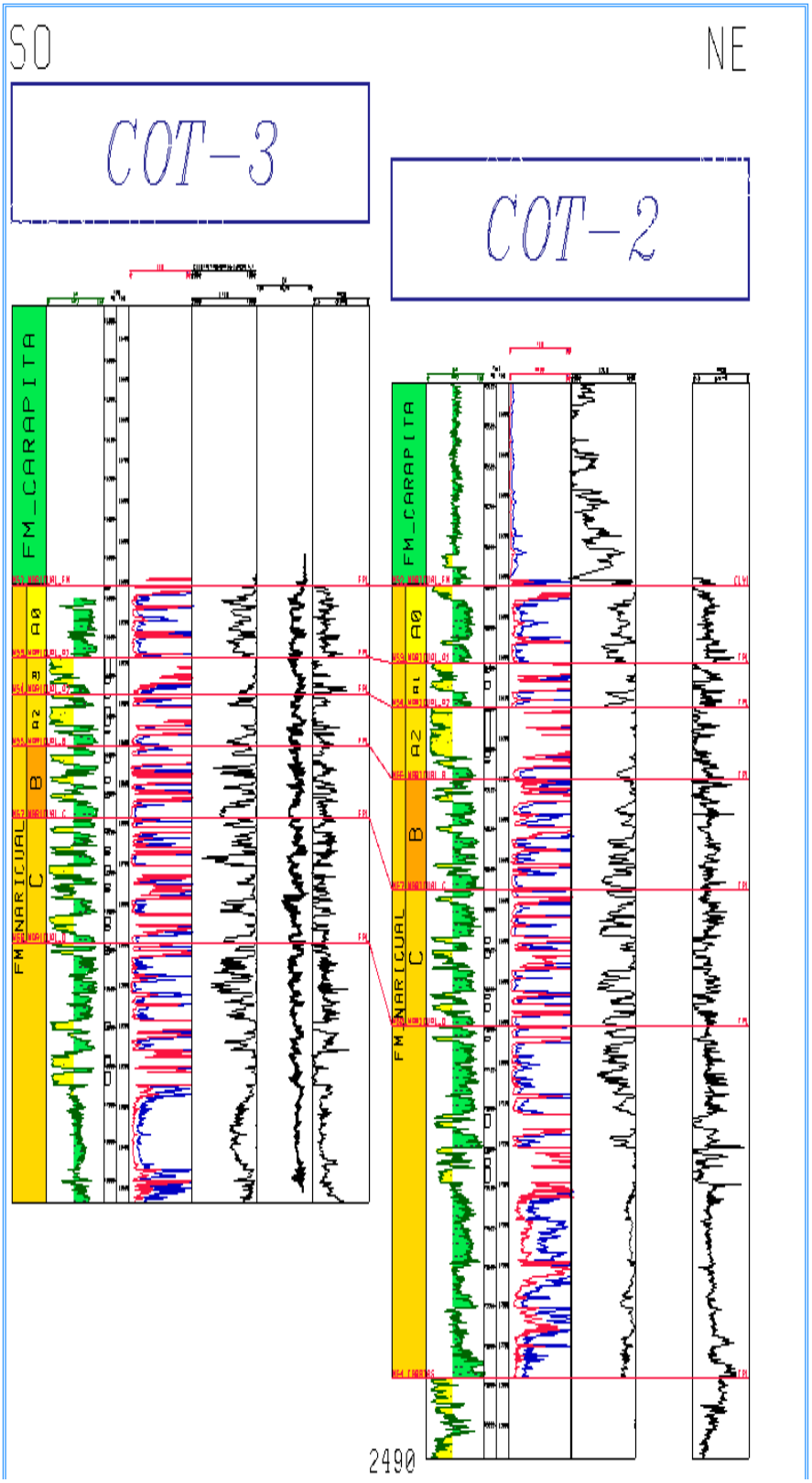

Figura 5.2 Correlación estratigráfica de los pozos COT-2 y COT-3

Con la correlación realizada, se pudieron definir nuevamente los topes y bases de las arenas de la Formación Merecure, quedando establecidos de la manera que se muestra en la Tabla 5.2, para el pozo COT-2.

Tabla 5.2 Topes y bases de las unidades estratigráficas

Unidad	PDVSA		Estudio	
	Tope (pies)	Base (pies)	Tope (pies)	Base (pies)
A_0	15875	16047	15875	16047
A_1	16086	16152	16071	16161
A_2	16196	16334	16193	16323
B	16349	16550	16323	16692
C	16770	17028	16754	17249
D	17213	17384	17292	17387

En la Figura 5.3 puede observar un registro de rayos gamma (GR) del pozo COT-2; se muestran definidos los topes de las arenas del yacimiento en estudio (NARS,M COT 2), presenta variación de colores para diferenciar las litologías, en amarillo las areniscas y verde las lutitas. Las arenas superiores son arenas limpias mientras que las inferiores son arenas con intercalaciones de lutitas.

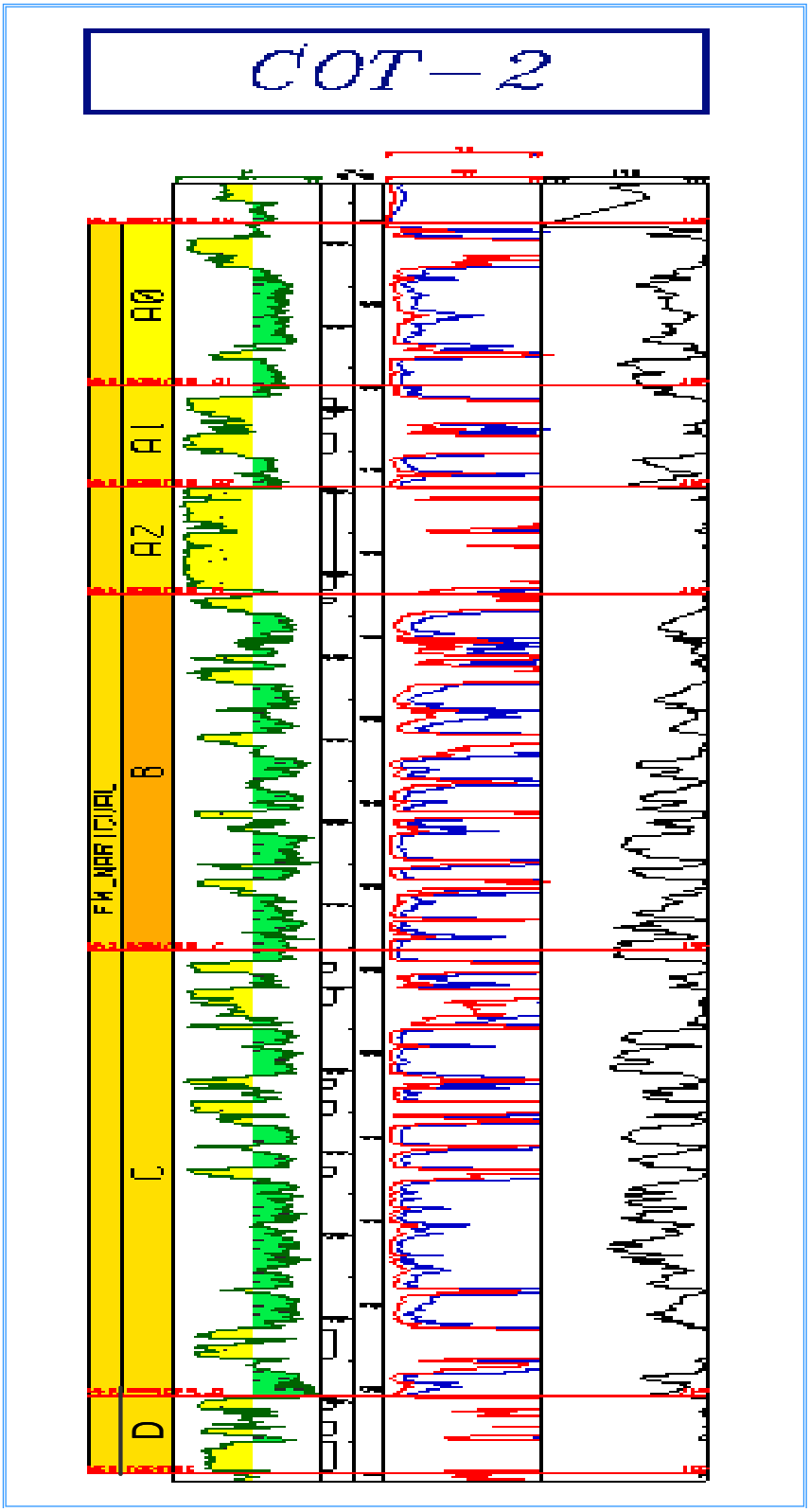

Figura 5.3 Registro tipo del pozo COT-2, definición de topes y bases

4.2.2 Modelo Sedimentológico

Luego de integrar la información obtenida en el estudio del Modelo Estratigráfico con los registros petrofísicos y los análisis de núcleos de la zona (que se muestran en el Apéndice 4), fue posible obtener la siguiente descripción sedimentológica:

- ***Pozo COT-2***

  15900´-16325´: Consiste en pequeñas secuencias de relleno de canal apiladas. Al identificar las estructuras sedimentarias y cambios en la textura, se interpreta como depositados por un sistema de canales entrelazados.

  17380´-16325´: Las observaciones determinaron un ambiente de transición entre el continente y las condiciones del mar con variaciones del nivel de agua y por lo tanto, estas areniscas fueron depositadas en la parte alta de la llanura deltaica.

- ***Pozo COT-3***

  16483´-16492´: La asociación de corresponde a sedimentos de la parte baja de una línea de costa a depósitos costa afuera.

  16492´-16502´: La asociación de corresponde a sedimentos de la parte alta de una línea de costa a depósitos costa afuera.

  16672´-16705´: La asociación de facies muestra areniscas masivas, que corresponden a depósitos de canales

  16776´-16799´: La asociación de facies muestra areniscas masivas, que corresponden a depósitos de canales

  16799´-1811´: Corresponde a depósitos de barra de desembocadura.

17332´-17347´: Corresponde a depósitos de barra de desembocadura.

De acuerdo a las interpretaciones sedimentológicas obtenidas de los estudios a núcleos, fue posible realizar una aproximación a interpretación de ambientes de sedimentación, que es descrita en las Tablas 5.3 y 5.4.

Tabla 5.3 Interpretación de ambientes sedimentarios, arenas superiores

Intervalos analizados	15900´-16325	16672´-16811´
Arenas correspondientes	A_1, A_2	
Pozo	COT-2	COT-3
Descripción	Canales distributarios de un delta	Canales distributarios de un delta
Ambiente sedimentario	Delta	

Tabla 5.4 Interpretación de ambientes sedimentarios, arenas inferiores

Intervalos analizados	16325´-17380´	17332´-17347´
Arenas correspondientes	C, D	
Pozo	COT-2	COT-3
Descripción	Parte alta de llanura deltaica	Barras de desembocadura
Ambiente sedimentario	Delta	

Obtener un mapa de ambientes de sedimentación bajo las condiciones que se tienen, de poca información y con tan solo dos pozos en el campo, genera un alto nivel de incertidumbre. Para apoyar y ampliar la propuesta realizada, es requerida información adicional.

En la Figura 5.4, se muestra el ambiente de sedimentación definido para el Norte de Monagas, que se define como un complejo deltaico representado por un amplio ciclo progradante, con cambios locales formados por ciclos secundarios regresivos-transgresivos de menor importancia. Esto fortalece la propuesta realizada.

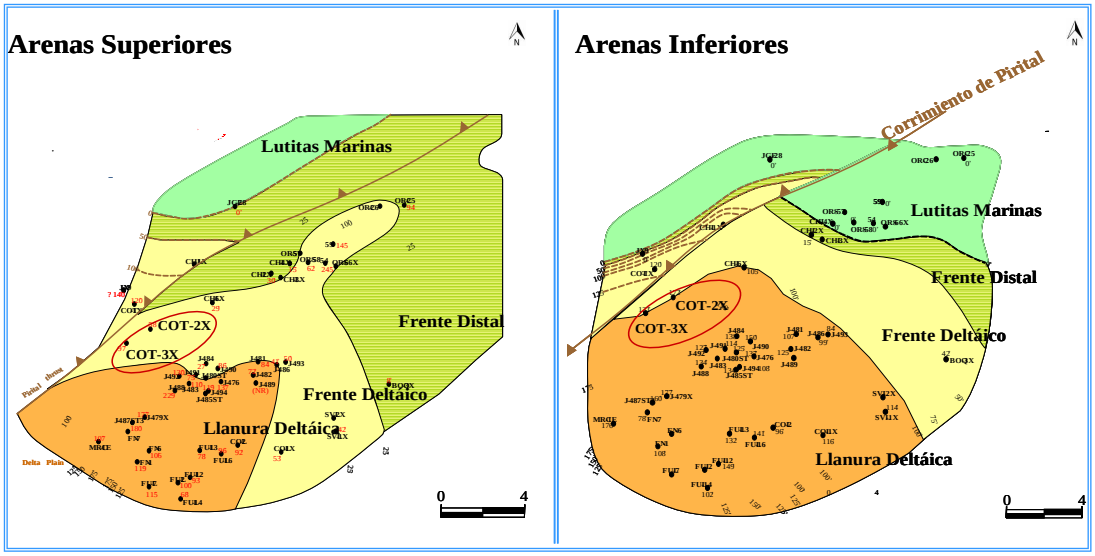

Figura 5.4 Ambientes sedimentarios del Norte de Monagas (Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA, 2009)

5.2.3 Modelo Petrofísico

El desarrollo del modelo petrofísico estuvo fundamentado en la información de 12 pozos con información de núcleos, los cuales se encuentran distribuidos en las áreas del Campo Jusepín (10 pozos) y Cotoperí (2 pozos), que se muestran en la Figura 5.5; se evaluaron utilizando un modelo para las áreas Central, Oeste y Este del Campo Jusepín, el cual fue extrapolado al Campo Cotoperí; logrando de esta manera la estandarización de los resultados, los cuales fueron calibrados y validados con los datos de núcleos en ambos campos.

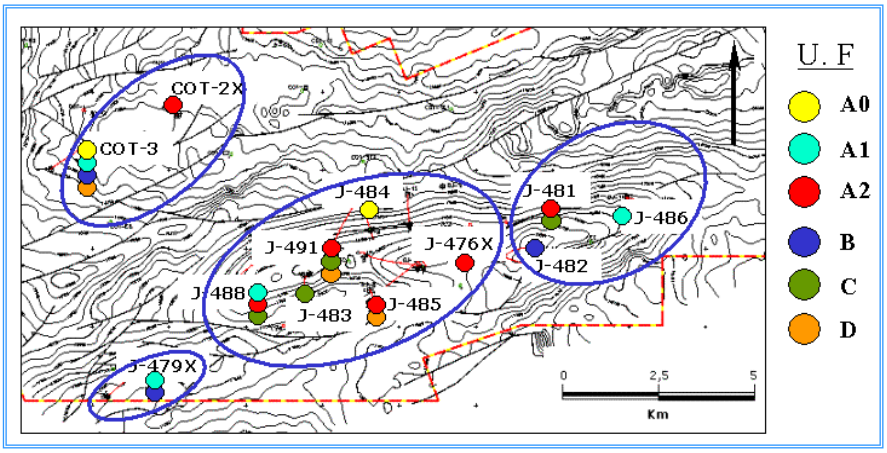

Figura 5.5 Distribución de núcleos por unidad estratigráfica, campos Jusepín y Cotoperí (Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA, 2009)

- ***Parámetros petrofísicos***

La determinación de estos valores, que se muestran en la Tabla 5.5, se realizó de acuerdo al estudio realizado por la TOGV en 2005, los cuales permanecen vigentes hasta la actualidad.

Tabla 5.5 Parámetros petríficos determinados para el Campo Cotoperí

Exponente de cementación (m)	1,8
Exponente de saturación (n)	1,8
Constante (a)	1
Resistividad del agua de formación (Rw)	0,09 ohm-m
Densidad de matriz (ρm)	2,65 gr/cc

En la Figura 5.6, se muestra el registro compuesto, generado luego de la determinación de los modelos de saturación, porosidad y permeabilidad. Este fue utilizado para realizar la evaluación petrofísica del yacimiento en estudio (que se muestra en este mismo capítulo en la Tabla 5.8).

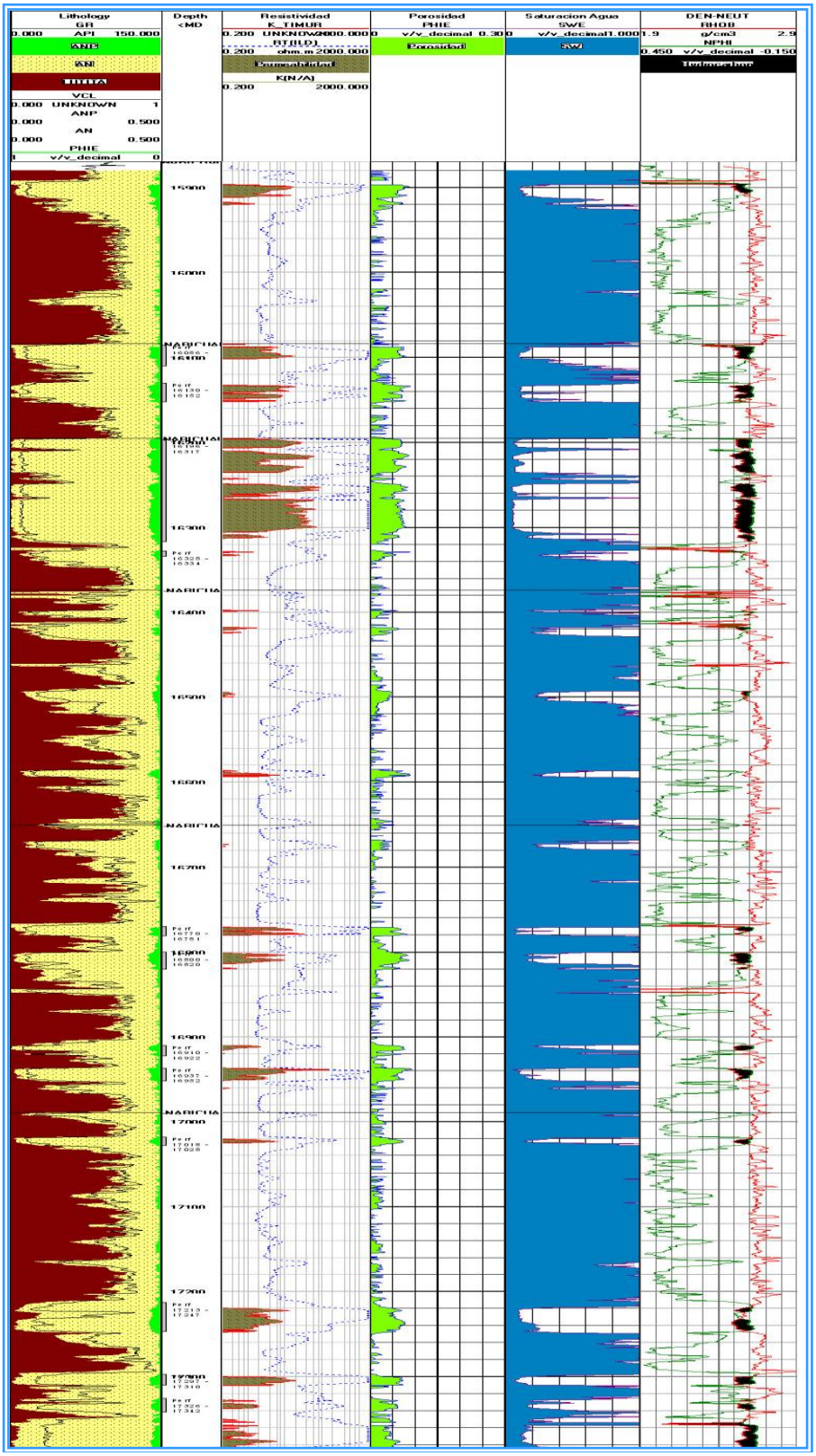

Figura 5.6 Registro compuesto del pozo COT-2

- ***Permeabilidades relativas***

Según la información obtenida en los informes de análisis de núcleos realizados por Total Oil and Gas Venezuela (TOGV), el tipo de lodo utilizado para preservar las muestras de núcleo fue base aceite y no fueron preservadas sólo 2 muestras del pozo J-476, las cuales fueron sometidas a un proceso de restauración de mojabilidad. A través de las pruebas especiales de núcleo, se determinaron las permeabilidades relativas de los sistemas agua-petróleo (Figura 5.7) y gas-petróleo (Figura 5.8).

En la Tabla 5.6 se muestran los valores obtenidos al utilizar las ecuaciones de Corey para el cálculo de permeabilidades relativas de los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo.

Tabla 5.6 Permeabilidades relativas para el yacimiento NARS,M COT 2

Sistema agua- petróleo		
Sw	**Kro**	**Krw**
0,077	0,4476	0,0000
0,1181	0,3590	0,0095
0,1392	0,2845	0,0218
0,1703	0,2225	0,0354
0,2014	0,1715	0,0500
0,2325	0,1299	0,0654
0,2636	0,0966	0,0814
0,2947	0,0702	0,0979
0,3258	0,0498	0,1149
0,3569	0,0342	0,1324
0,3880	0,0227	0,1502
0,4191	0,0144	0,1684
0,4502	0,0087	0,1869
0,4813	0,0049	0,2058
0,5124	0,0025	0,2249
0,5435	0,0012	0,2443
0,5746	0,0004	0,2640
0,6057	0,0001	0,2839
0,6368	0,0000	0,3041
0,6679	0,0000	0,3245
0,6990	0,0000	0,3451

No=	4,3
Nw=	1,2
Sor=	0,3943

Sistema gas- petróleo		
Sg	**Krog**	**Krg**
0,0000	0,7258	0,0000
0,0227	0,5335	0,0173
0,0453	0,3857	0,0361
0,0680	0,2737	0,0555
0,0906	0,1903	0,0753
0,1133	0,1292	0,0953
0,1359	0,0854	0,1157
0,1586	0,0547	0,1362
0,1812	0,0339	0,1569
0,2039	0,0201	0,1778
0,2265	0,0113	0,1988
0,2492	0,0060	0,2199
0,2718	0,0030	0,2412
0,2945	0,0013	0,2625
0,3171	0,0005	0,2840
0,3398	0,0002	0,3055
0,3624	0,0000	0,3271
0,3851	0,0000	0,3489
0,4077	0,0000	0,3706
0,4304	0,0000	0,3925
0,4530	0,0000	0,4144

No=	6
Ng=	1,06

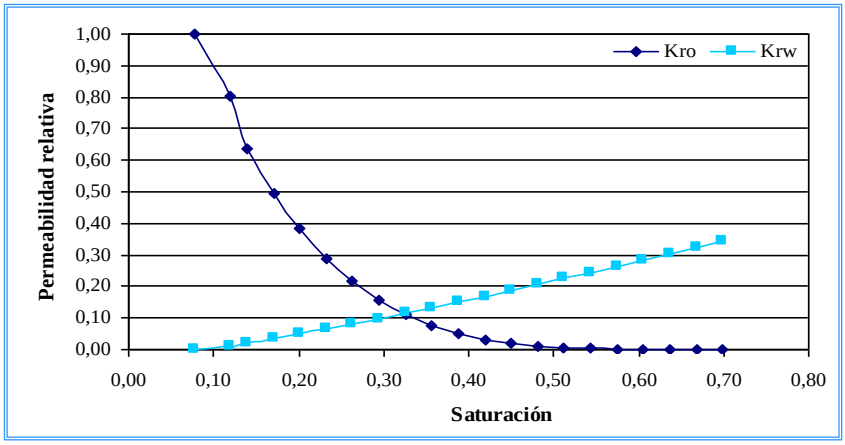

Figura 5.7 Permeabilidades relativas. Sistema Agua-Petróleo

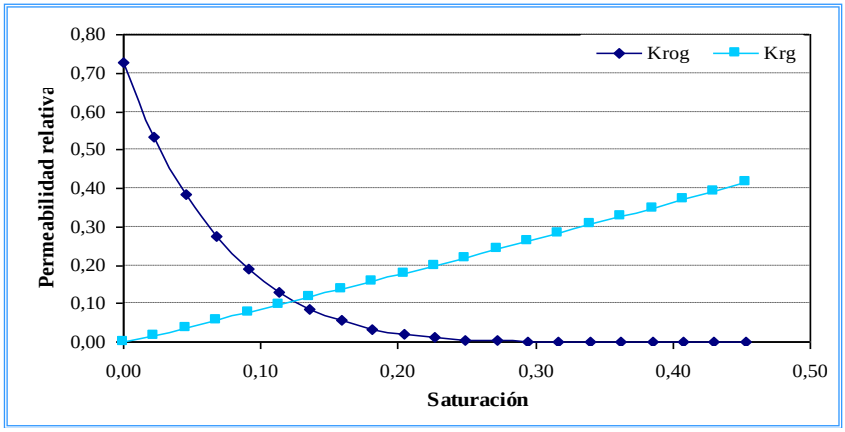

Figura 5.8 Permeabilidades relativas. Sistema Gas-Petróleo

En las Figuras 5.8 y 5.9 se muestra el comportamiento de los sistemas presentes en el yacimiento: Agua-Petróleo y Gas-Petróleo; es importante acotar que el modelo fue realizado tomando Saturación de agua inicial (Swi) constante y al no tener zona de transición, se suprimieron las curvas de presión capilar.

Estudiando el sistema Agua-Petróleo, es posible determinar que el yacimiento se encuentra mojado por petróleo, lo cual puede atribuirse a la presencia de asfaltenos, además, se muestra una saturación de petróleo residual (Sor) baja, de 30%, que representa buenas oportunidades de recuperación del mismo.

- ***Parámetros de Corte (Cut Off)***

Son los parámetros críticos para definir las características petrofísicas del yacimiento. El modelo petrofísico manejado por PDVSA para este yacimiento utilizaba *Cut Off* correspondientes a las características del Campo Jusepín, por lo cual se hizo necesaria una sensibilización de dichos valores tomando en cuenta los modelos establecidos en este estudio.

Partiendo de un registro tipo del pozo, se midieron puntualmente las propiedades para cada intervalo cañoneado, luego se hizo un estudio de valores mínimos y máximos para tener un rango en el que actúa cada variable, resultando: Arcillosidad (0-15)%, Saturación de agua (2,5-50)% y porosidad (3-7,3)%. De acuerdo al criterio petrofísico utilizado por el Departamento de Desarrollo de Yacimientos, se utilizan como valores críticos el mayor para arcillosidad y saturación de agua, y el menor para la porosidad. En la Tabla 5.7 se muestran los parámetros de corte usados por PDVSA y los establecidos en este estudio.

Tabla 5.7 Parámetros de corte para el yacimientos NARS,M COT 2

Cut Off	PDVSA	Estudio
Arcillosidad (VCL)	≤ 15%	≤ 25%
Saturación de agua (SWE)	≤ 50%	≤ 50%
Porosidad (PHIE)	≥ 3%	≥ 3%

De los parámetros mostrados anteriormente, el que sufrió modificación fue el volumen de arcilla (VCL) en vista de que es el de mayor influencia en la evaluación de las arenas. El modelo manejado PDVSA se considera muy restrictivo, sólo toma las arenas limpias en la evaluación. Pero, según reportes de producción los intervalos considerados como no prospectivos fluyeron en algún momento de la vida del yacimiento, por lo cual fue necesario realizar un ajuste que permitiera tomar en cuenta arenas que no estuviesen completamente limpias.

Una vez obtenidos todos los parámetros, valores y modelos necesarios, se realizó la evaluación petrofísica, con la cual se pretendió determinar las zonas prospectivas para acumulación de hidrocarburos. El primer paso fue determinar las facies para luego

aplicar los modelos de saturación, porosidad y permeabilidad (mostrados en el Capitulo 4, sección 4.8.3). En la Tabla 5.8 se presenta el sumario de propiedades petrofísicas generado.

Tabla 5.8 Sumario de propiedades petrofísicas para el yacimiento NARS,M COT 2

Unidad	Tope (pies)	Base (pies)	He (pies)	AN (pies)	AN			ANP (pies)	ANP			
					PHIE (%)	VCL (%)	K (mD)		PHIE (%)	SWE (%)	VCL (%)	K (mD)
A_1	16086	16110	24	16,00	6,50	4,33	5,45	16,00	6,50	15,40	4,33	5,45
	16130	16152	22	21,00	6,37	4,95	5,60	17,75	6,84	15,63	4,19	6,54
A_2	16196	16237	41	37,75	6,65	2,18	15,21	36,75	6,71	10,83	1,92	15,62
	16237	16277	40	30,25	6,24	2,96	22,02	28,25	6,42	10,06	2,13	23,57
	16277	16317	40	38,75	6,49	2,11	24,63	34,75	6,81	8,83	1,44	27,47
C	16770	16781	11	9,50	6,42	7,05	9,26	9,50	6,42	14,21	7,05	9,25
	16800	16820	20	18,75	6,52	7,37	2,32	13,25	7,27	26,32	4,89	3,26
	16910	16922	12	8,25	6,73	6,39	0,69	3,50	6,99	31,95	2,83	1,29
	16937	16952	15	15,00	6,84	7,03	11,14	14,50	6,89	17,57	6,51	11,14
D	17297	17310	13	10,25	6,58	4,12	8,57	10,25	6,58	11,72	4,12	8,57

Propiedad	ANP	PHIE	VCL	K
Valor promedio	201 pies	6,8%	3,94%	13 mD

Como se observa en el sumario, las propiedades petrofísicas son muy parecidas en todas las arenas evaluadas, la arena B no fue incluida en la evaluación pues no cumplió los parámetros mínimos establecidos en la evaluación inicial realizada por la Total Oil and Gas Venezuela (TOGV), ni por PDVSA en el año 2007; además no se tenía información nueva de la misma que justificara su inclusión.

5.2.4 Modelo Estructural

En la revisión del cubo sísmico Cotoperí 99G 3D, sólo se interpretaron fallas mayores correspondientes a los corrimientos principales que delimitan el campo, por lo que fallas por debajo de la resolución sísmica no fueron interpretadas. La geometría, buzamiento y posición relativa de los planos de fallas por debajo del horizonte interpretado no están claramente definidos, incrementando la incertidumbre y el riesgo geológico en estos yacimientos.

En la Figura 5.9 se muestra la estructura yacimiento NARS,M COT 2, interpretada en la sísmica, la cual coincide con la estructura Oficial. Adicionalmente, se muestran los topes de la Formación Merecure y Formación Caratas, que delimitan el yacimiento en estudio.

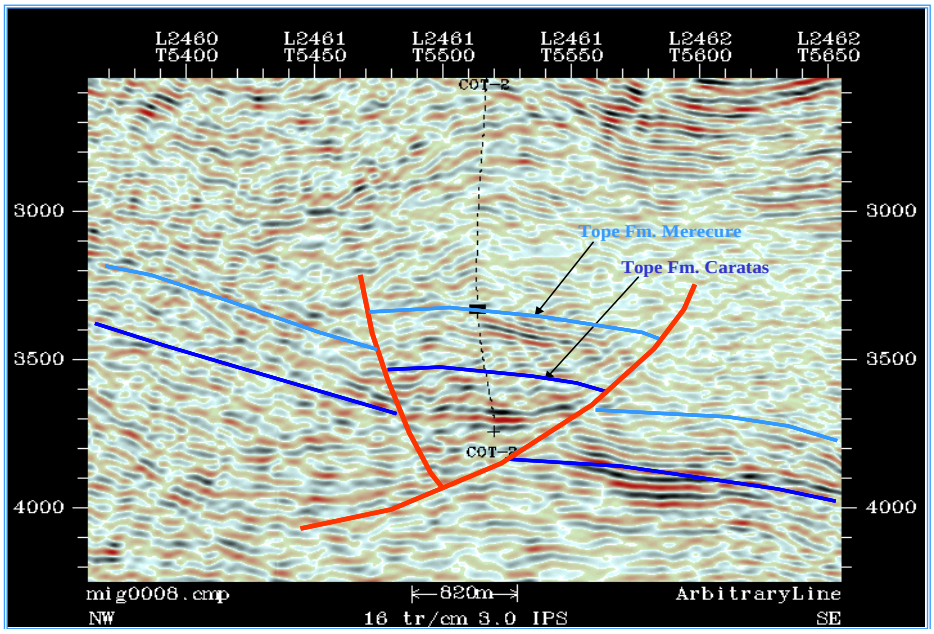

Figura 5.9 Sección sísmica NO-SE, yacimiento NARS,M COT 2

Luego de tener la estructura del yacimiento definida y haciendo uso del valor de Arena Neta Petrolífera obtenido en la evaluación petrofísica, se actualizó el mapa isópaco-estructural que se muestra en la Figura 5.10; a partir de este mapa fue posible calcular el área y volumen del yacimiento, resultando 2087 acres y 420523,13 acres-pies, respectivamente.

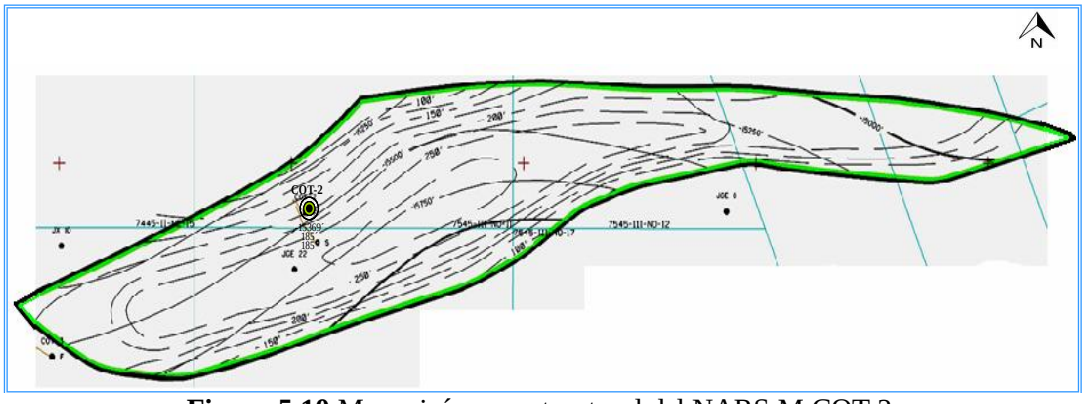

Figura 5.10 Mapa isópaco-estructural del NARS,M COT 2

5.3 MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO

5.3.1 Propiedades de los Fluidos

Para la determinación de las propiedades de los fluidos a través de estudios de laboratorio, se contó con dos (2) análisis PVT, tomados en el mismo pozo pero en diferentes intervalos.

- ***Verificación de representatividad de las muestras***

Los dos (2) análisis PVT cumplieron con los requisitos necesarios para ser considerados como válidos:

1. Las muestras de líquido y gas fueron tomadas en las mismas condiciones de presión (P) y temperatura (T).
2. La temperatura a la que se efectuó el análisis corresponde a la temperatura del yacimiento.
3. La Relación Gas-Petróleo (RGP) medida experimentalmente no difiere en más de 10% respecto a medida en el pozo al momento del muestreo.
4. La presión de saturación era menor a la presión del yacimiento en el momento del muestreo.

En la Tabla 5.9 se muestra un resumen de las propiedades estudiadas para determinar la representatividad de las muestras de fluidos utilizadas para realizar los análisis PVT.

Tabla 5.9 Verificación de representatividad de las muestras de fluidos

Análisis PVT Nª 1	
Presión (muestra líquida y gaseosa) = 167 lpca Temperatura (muestra líquida y gaseosa) = 96 ºF	
T yacimiento= 306 ºF	T análisis= 306 ºF
RGP pozo= 2256 PCN/BN	RGP experimental= 2171 PCN/BN
P saturación= 6290 lpca	P yacimiento= 11208 lpca

Continuación Tabla 5.9

Análisis PVT Nª 2	
Presión (muestra líquida y gaseosa) = 219 lpca Temperatura (muestra líquida y gaseosa) = 155 ºF	
T yacimiento= 304,7 ºF	T análisis= 304,7 ºF
RGP pozo= 2411 PCN/BN	RGP experimental= 2201 PCN/BN
P saturación= 6332 lpca	P yacimiento= 11208 lpca

- ***Verificación de consistencia del análisis***

La verificación de la consistencia del análisis se realizó mediante diferentes procedimientos matemáticos, característicos para yacimientos de petróleo y gas:

Análisis Nº 1. Yacimiento de petróleo

1. Linealidad de la Función Y: En la Tabla 5.10 se observan los valores utilizados para graficar la Función Y.

Tabla 5.10 Verificación de Función Y

Presión (lpca)	**Volumen Relativo**	**Función Y**	**Función Y Ajustada**	**Error (%)**
6290	1,0000	-	-	-
6106	1,0103	2,9257	2,9342	0,2906
5683	1,0376	2,8407	2,8440	0,1153
5062	1,0893	2,7166	2,7115	0,1861
4205	1,1955	2,5363	2,5288	0,2944
3517	1,3304	2,3864	2,3821	0,1796
3052	1,4634	2,2895	2,2829	0,2861
2645	1,6261	2,2010	2,1961	0,2228
2277	1,8338	2,1137	2,1177	0,1874
2035	2,0182	2,0535	2,0661	0,6100

Como puede observarse en la Figura 5.11, la tendencia que sigue la Función Y es lineal, con lo cual se verifica que los valores de volumen y presión han sido bien medidos durante la prueba de agotamiento isotérmico de presión en el laboratorio, ya que se proyecta una línea recta al graficar la Función Y contra la Presión. Por lo tanto esta prueba indica consistencia.

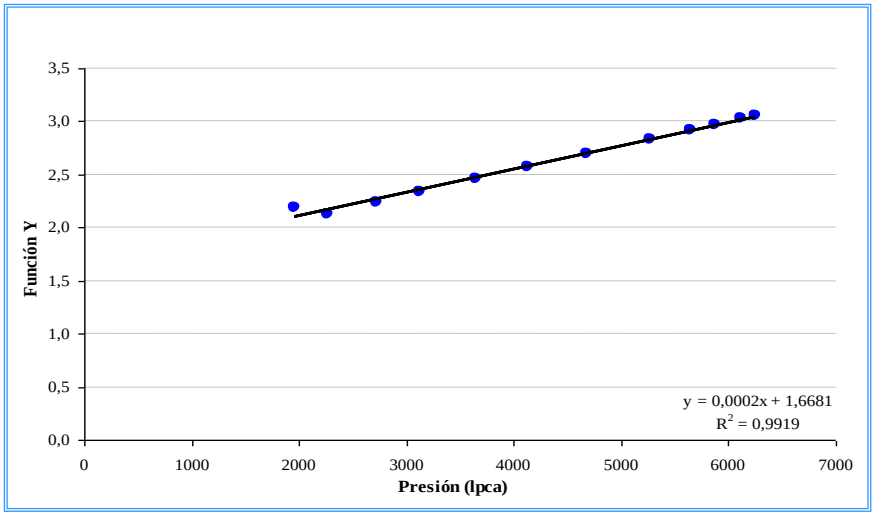

Figura 5.11 Verificación de Función Y

2. Prueba de Densidad: En la Tabla 5.11 se observan los valores necesarios para calcular la densidad del petróleo. Se puede observar que el error obtenido al comparar la densidad del petróleo de la prueba diferencial y la calculada con este método es aproximadamente 25%, por lo cual la prueba se consideró como no consistente.

Tabla 5.11 Cálculo de la densidad del petróleo

Densidad del Petróleo prueba diferencial (gr/cc)	0,497	**Masa de gas Separador 4 (lb/PCN)**	0,57
GE petróleo	0,883	**Masa de gas del Tanque (lb/BY)**	0,43
Masa de petróleo (lb/BN)	87,32	**Densidad del petróleo calculada (lb/BY)**	130,58
Masa de gas-Separador 1 (lb/PCN)	36,47	**Densidad del petróleo calculada (gr/cc)**	0,373
Masa de gas-Separador 2 (lb/PCN)	4,05	**Error (%)**	24,93
Masa de Gas-Separador 3 (lb/PCN)	1,73		

3. Balance de materiales: En la Tabla 5.12 se observa que el error obtenido al comparar la Relación gas disuelto-petróleo (Rs) calculada en la prueba de liberación diferencial con la calculada por este método, varía entre 0,35% y 1,45%; por lo cual la prueba fue considerada como consistente. Este comportamiento también puede apreciarse en la Figura 5.12.

Tabla 5.12 Balance de materiales

Presión (lpca)	Rsd (PCN/BN)	βod (BY/BN)	Densidad Petróleo (gr/cc)	GE gas	Masa Petróleo (gr)	Masa Gas (gr)	Dif. Vol. Gas (PCN)	Rsd Calc (PCN/BN)	Error (%)
14,7	0	-	-	-	881,85	-	-	-	-
15	0	1,11	0,80	2,27	881,85	62,75	22,75	0,00	-
476	126	1,38	0,68	1,10	944,60	57,73	65,95	127,72	1,36
1496	365	1,55	0,65	1,00	1002,33	52,08	108,74	370,28	1,45
2501	606	1,68	0,63	0,95	1054,41	58,22	158,89	610,58	0,76
3497	889	1,82	0,61	0,99	1112,63	80,34	225,57	892,14	0,35
4435	1260	2,01	0,60	1,05	1192,98	138,10	333,44	1266,58	0,52
5508	1857	2,32	0,57	1,13	1331,08	427,31	644,44	1872,27	0,82
6290	3600	3,54	0,50	-	1758,39	-	-	3618,51	0,51

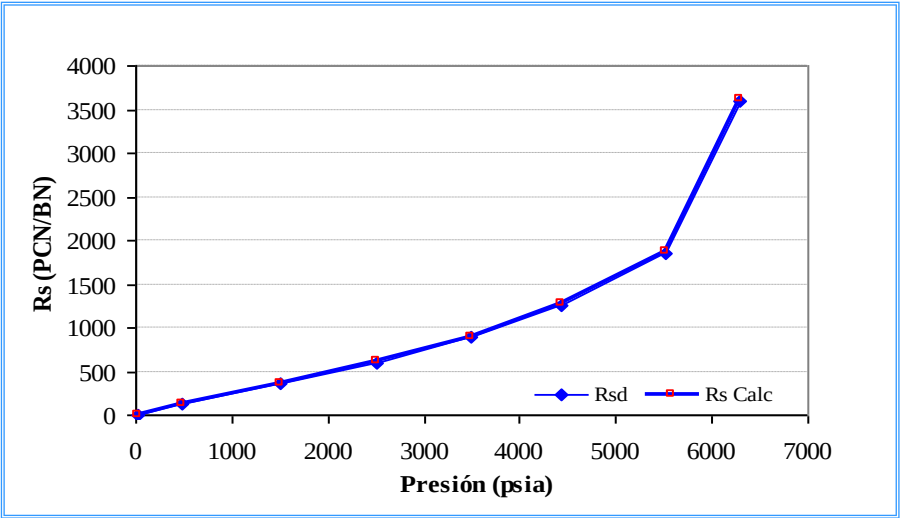

Figura 5.12 Gráfica Rs de la prueba y calculado

4. Prueba de desigualdad: Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.13, donde se evidencia que se cumple la relación teórica establecida: La derivada del factor volumétrico con respecto a la presión debe es menor al producto del factor volumétrico del gas y la derivada de la relación gas disuelto-petróleo con respecto a la presión ($\delta\beta o/\delta P < \beta g(\delta Rs/\delta P)$; por lo cual la prueba fue considerada consistente.

Tabla 5.13 Prueba de desigualdad

Presión (lpca)	βod (BY/BN)	βg (PCY/PCN)	Rsd (PCN/BN)	δβo/δP	βg(δRs/δP)	Condición
15	1,111	1,434700	0	0,00059	-	-
476	1,381	0,04320	126	0,00017	0,00180	**Válido**
1496	1,554	0,013300	365	0,00012	0,00057	**Válido**
2501	1,679	0,008000	606	0,00014	0,00040	**Válido**
3497	1,821	0,005800	889	0,00020	0,00041	**Válido**
4435	2,005	0,004800	1260	0,00030	0,00048	**Válido**
5508	2,323	0,00420	1857	0,00155	0,00167	**Válido**
6290	3,538	-	3600	-	-	-

De las cuatro (4) pruebas aplicadas al Análisis PVT Nº 1 de crudo negro, resultaron consistentes tres (3) por lo cual se consideró como válido. El procedimiento de validación para el análisis PVT N°2 se encuentra en el Apéndice 5, el cual resultó válido. En la Tabla 5.14 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en los análisis PVT.

Tabla 5.14 Resultados de la validación de los análisis PVT

	PVT 1	PVT 2
Prueba	DST-II	DST-III
Tipo de muestra	Separador	Separador
Representatividad y Consistencia	Si	Si
Tipo de fluido	Petróleo liviano	Petróleo liviano
°API	28,8	36
Resultados	Pb= 6290 lpca Tyac= 306°F Bo= 3,538 μo= 0,09 cP Rs= 3600 PCN/BN	Pb= 6332 lpca Tyac= 304,7°F Bo= 3,435 μo= 0,10 cP Rs= 3594 PCN/BN

5.3.2 Comportamiento de Producción

Luego de validar todas las pruebas de producción disponibles, fue posible construir el historial de producción del yacimiento; teniendo en cuenta los periodos en los que estuvieron abiertas diferentes zonas. En las Figuras 5.13, 5.14 y 5.15, se muestra el comportamiento de producción de cada período identificado en la historia-ficha del pozo, que se mencionó al inicio de este capítulo en la sección 5.1.

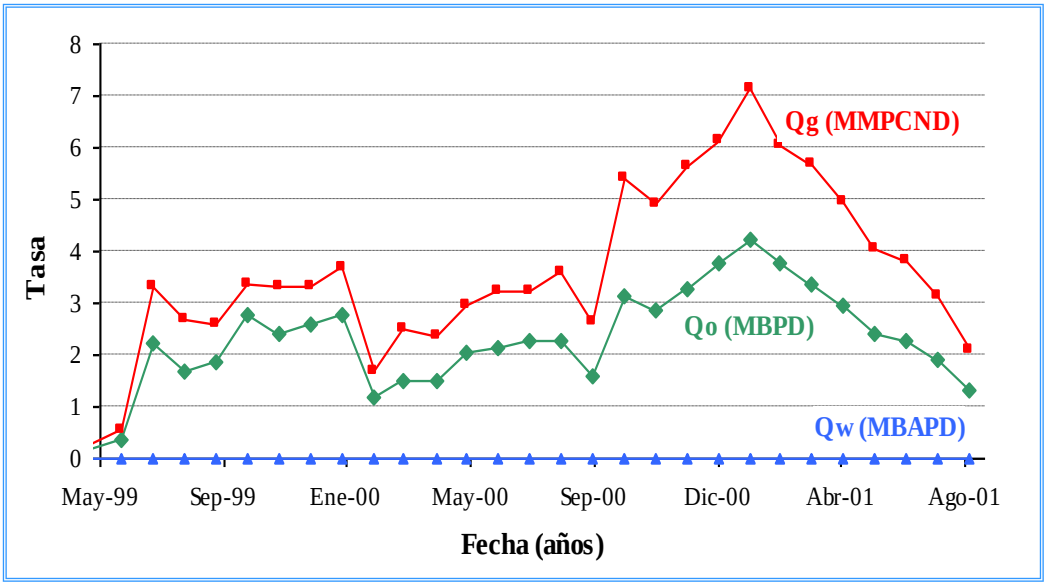

Figura 5.13 Producción Arenas C y D. Desde Mayo 1999 hasta Agosto 2001

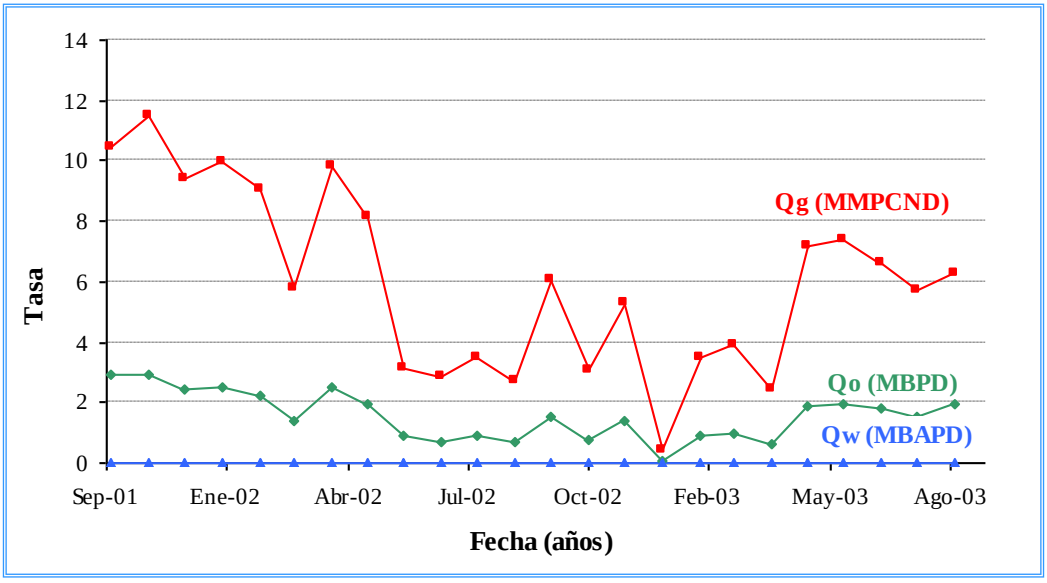

Figura 5.14 Producción Arenas A_1 y A_2. Desde Septiembre 2001 hasta Agosto 2003

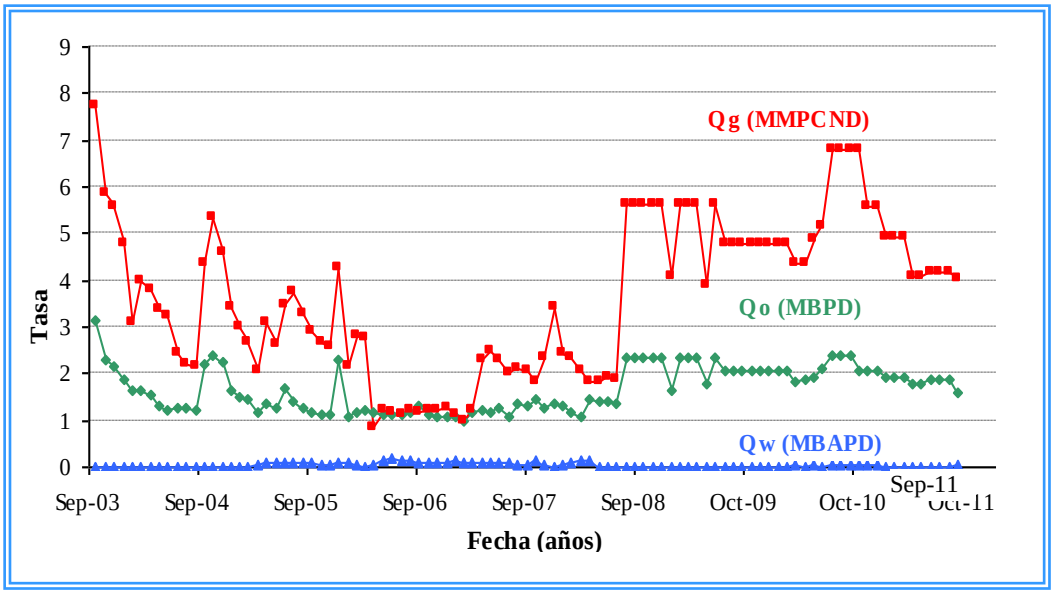

Figura 5.15 Producción Arenas C y D. Desde Septiembre 2003 hasta Septiembre 2011

Como puede observarse en las figuras anteriores, el pozo ha producido con altas tasas de petróleo (máxima de 4235 BPD y mínima de 103 BPD), gas (máxima de 11500 MPCND y mínima de 369 MPCND), mientras que la tasa de agua ha sido mínima durante toda la vida productiva del mismo (máxima de 203 BAPD). Esto es referencia de un yacimiento con gran energía pues el método de producción utilizado hasta la actualidad ha sido agotamiento natural.

5.3.3 Comportamiento de Presión

Haciendo uso del registro MDT, se pudieron calcular los gradientes de presión para identificar el tipo de fluido presente en el yacimiento. En la Tabla 5.15 se muestra el resumen de los puntos de presión que resultaron válidos para el cálculo del gradiente. En la Figura 5.16, muestra el comportamiento de la presión con respecto a la profundidad.

Tabla 5.15 Puntos de presión para cálculo de gradiente estático

Arena	Profundidad (pbnm)	Presión (lpca)	Pprom (lpca)	Gradiente P (lpca/pie)	Validación
A_1	15409	10720	10727	-	-
	15419	10723		0,2824	Válido
	15455	10731		0,2241	Válido
	15465	10733		0,2130	Válido
A_2	15520	10750	10752	-	
	15534	10753		0,2222	Válido
C	16121	11049	11087	-	-
	16528	11098		0,6518	No válido
	16530	11099		0,2490	Válido
	16542	11102		0,3022	Válido
D	16609	11385	11390	-	-
	16641	11394		0,2797	Válido

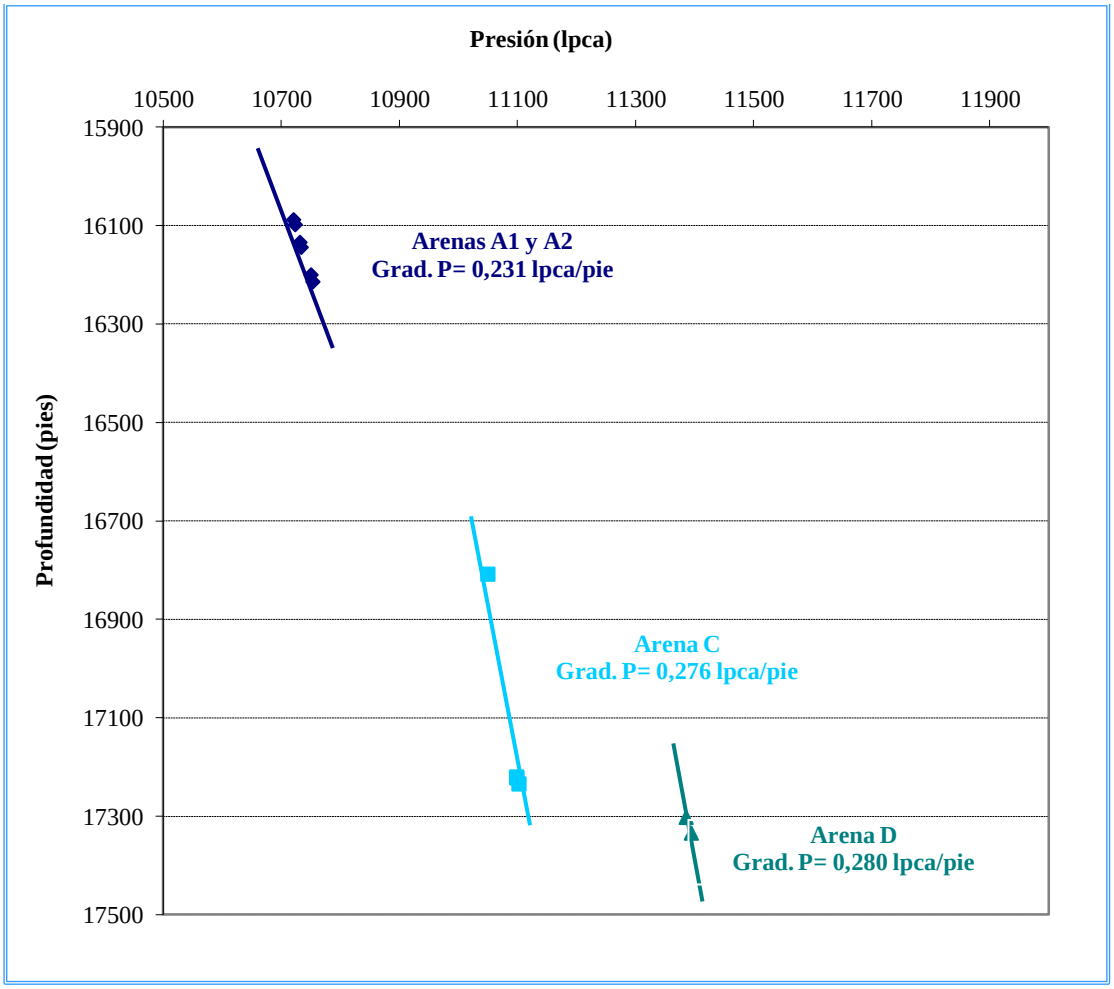

Figura 5.16 Gradientes de presión del yacimiento

Es posible observar en la Figura 5.16, que existen diferentes trenes de presión entre las arenas superiores (A_1 y A_2) y las inferiores (C y D); pero aún así representan un mismo fluido (crudo liviano).

Una vez validadas todas las pruebas de presión existentes de este pozo, fueron llevadas a un nivel de referencia de 15685 pies (Datum), resultando un total de catorce (14) pruebas de presión aptas para el estudio, entre ellas están MDT, BHP-BHT, gradiente estático y dinámico, DST, MPLT, PLT y restauración de presión (Build-up), en el Apéndice 6 se muestra el procedimiento de validación de seis (6) pruebas de presión.

En la Tabla 5.16 se muestra un resumen del historial de presión estática del yacimiento.

Tabla 5.16 Datos de presión estática y profundidad

Fecha	P (lpca)	Fecha	P (lpca)
Abr-99	11208	Jun-02	8513
Jun-99	10811	Ene-03	7800
Nov-99	10295	Ago-03	6626
Feb-00	9866	Feb-04	6891
Sep-01	10700	Mar-05	6889
Dic-01	9101	Feb-07	6676
Mar-02	8747	Feb-08	6656

En la Figura 5.17 puede observarse que existen tres (3) comportamientos de presiones diferentes, los primeros corresponden a los periodos en que el pozo estuvo abierto a producción a través de diferentes zonas y el otro período con producción en conjunto

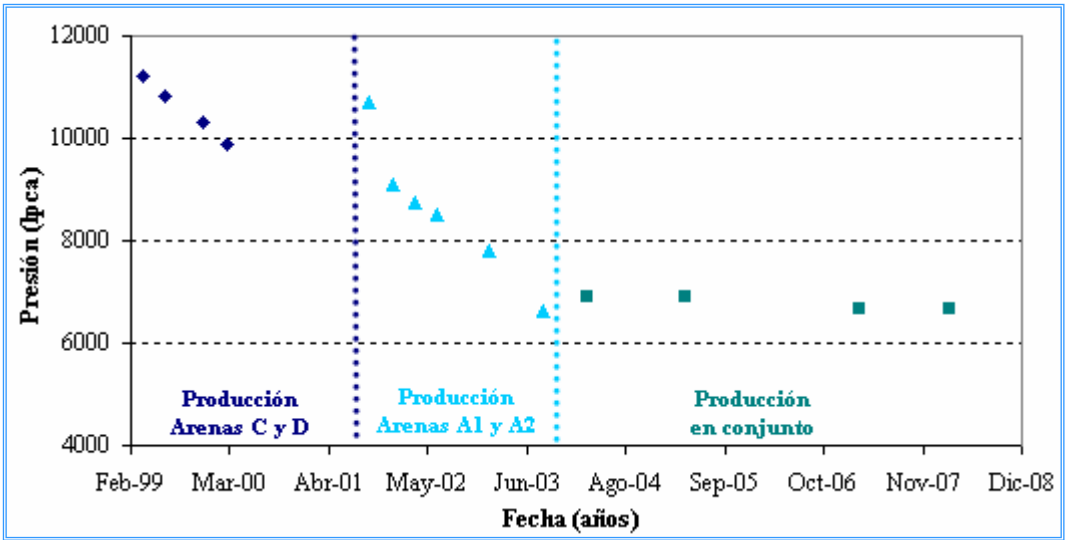

Figura 5.17 Historia de presión del yacimiento respecto al tiempo

En la primera y segunda etapa, hubo una fuerte declinación mientras que en la última la presión ha declinado levemente, esto es indicio que existe alguna energía adicional actuando en el yacimiento.

5.3.4 Análisis Presión-Producción

Luego de realizar la sincronización del historial de producción con el historial de presión, se generaron gráficas de presión versus producción acumulada para cada uno de los fluidos del yacimiento, que se muestran en la Figura 5.18.

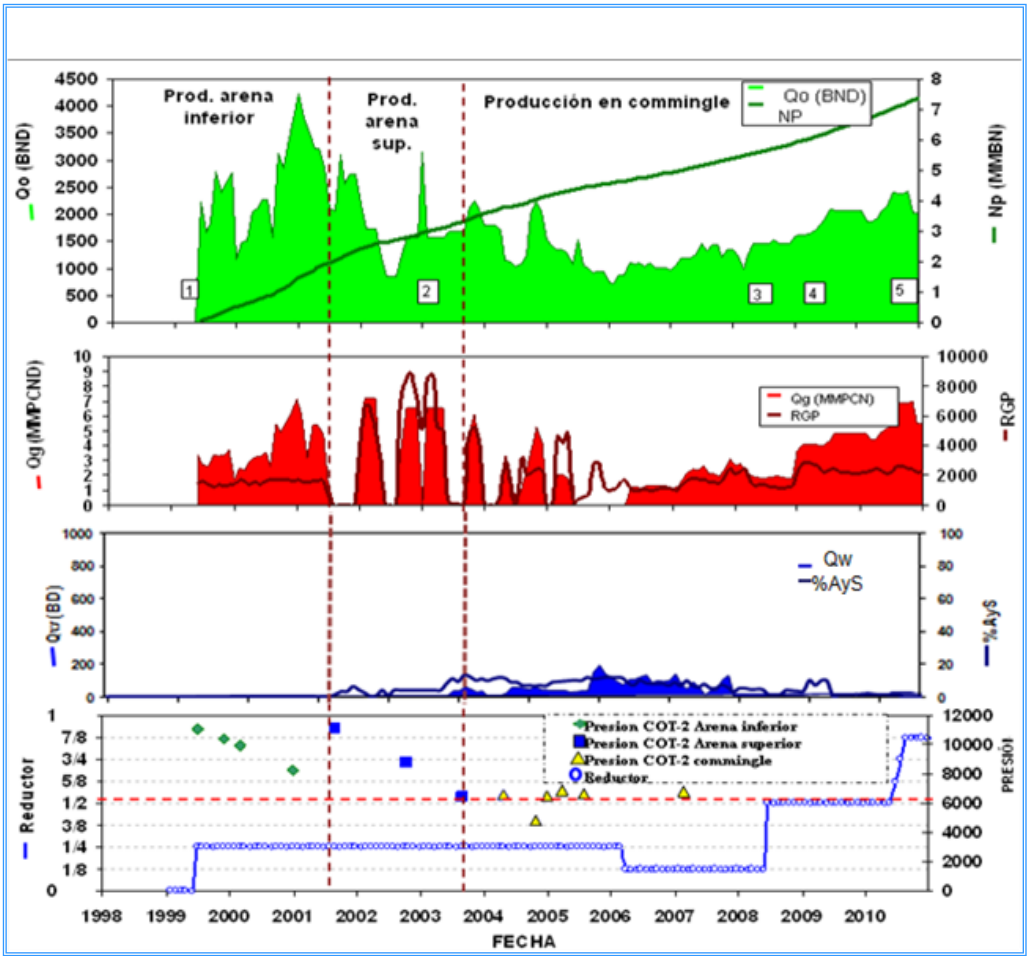

Figura 5.18 Histórico de producción respecto al tiempo

El pozo COT-2 fue completado en Octubre de 1998, con una completación de tipo selectivo en la Formación Merecure Superior y Merecure Inferior. Inicialmente se abrieron a producción las arenas C y D, correspondientes a las arenas inferiores del yacimiento. Desde el inicio de la producción, este pozo presentó problemas de asfáltenos y producción de arena, además se notó una declinación de presión-producción fuerte, acumulando 2 MMBN de crudo. El factor de declinación durante este período fue de 2086 lpc/MMBN

En agosto del 2001 se decidió asentar un tapón para aislar la parte inferior de la completación y abrir la parte superior a producción. Durante las operaciones fue necesario efectuar actividades de re-cañoneo, experimentando el pozo fuerte

disminución del índice de productividad. A partir de Marzo de 2003 el yacimiento presentó una fuerte disminución de la producción, con una marcada declinación en la presión, estimada en 3620 lpc/MMBN.

Considerando la declinación de presión- producción experimentada en el yacimiento, se realizó un cambio en la filosofía de producción en este pozo con el fin de maximizar el recobro, y al mismo tiempo extender su vida productiva. En Septiembre de 2003 fueron abiertos a producción las capas superiores e inferiores del yacimiento para producir en conjunto.

En mayo de 2008 se bajó herramienta para tomar muestra, extrayendo residuos de asfalteno. En Octubre 2008 durante un chequeo mecánico ocurrió un paro de planta ocasionando el cierre de la válvula maestra y el corte de la guaya fina, por tal motivo se dejó un pez de 14000 pies de guaya. En abril de 2009 se lograron recuperar 3950 pies de guaya durante trabajos de pesca. Durante este período de producción ha presentado un factor de declinación de 140 lpc/MMBN y un perfil de producción de 750 MBN/año.

Durante su vida productiva se le han practicado ocho (8) chequeos mecánicos, una limpieza con tubería continua (*coiled tubing*), tres (3) registros de producción multitasas, entre otros trabajos, necesarios para el estudio del comportamiento de producción.

5.3.5 Análisis de Pruebas de Presión Transientes

Una vez cargados los datos en ***Saphir*** y realizadas las pruebas para determinar el modelo de mejor ajuste, se obtuvo una interpretación de la prueba de presión que describe de mejor manera el comportamiento del yacimiento. Los resultados arrojados por esta interpretación son los siguientes:

- El modelo de prueba que mejor ajusta es el de fallas paralelas, lo cual permite deducir que existen dos límites cercanos al pozo. Esto se evidencia con un doble

cambio de pendiente en la curva de la variación de presión (ΔP), que se muestra en la Figura 5.19.

Los límites se encuentran distanciados del pozo aproximadamente: Al Norte a 154,264 pies y el otro al Sur a 169,017 pies. Cotejando esta información con el mapa geológico y la sísmica disponible, se infiere que estos límites corresponden a un sistema de fallas menores, tal como es mostrado en la Figura 5.20.

- El efecto de almacenamiento en la prueba es pequeño y no completa un ciclo, lo que indica que no hay capa de gas inicial en el yacimiento. Este comportamiento se observa en el *Tiempo Temprano* de la prueba puesto que la curva de la variación de presión (ΔP) y su derivada (ΔP′) toman una pendiente unitaria.
- Se evidencia un flujo radial, pues en el *Tiempo Medio* de la prueba, la curva ΔP′ forma una línea recta paralela al eje x.
- De acuerdo al comportamiento de las curvas en el *Tiempo Tardío* de la prueba, se infiere que los límites determinados pudieran tener transmisibilidad, puesto que la curva de la derivada mantuvo su pendiente en aumento, lo que indica que la presión no estabilizó durante la realización de la prueba.
- Se estimó un daño de -1,38, lo que representa que el yacimiento se encuentra estimulado. El valor estimado corresponde al modelo simulado debido a que la distancia entre las curvas ΔP y ΔP′ es grande en más de un ciclo de la prueba.
- Adicionalmente se estimó: Presión de 7121 lpca al datum, capacidad de 10526,9 mD*pie y una compresibilidad de fluidos de 0,035 BN/lpc.

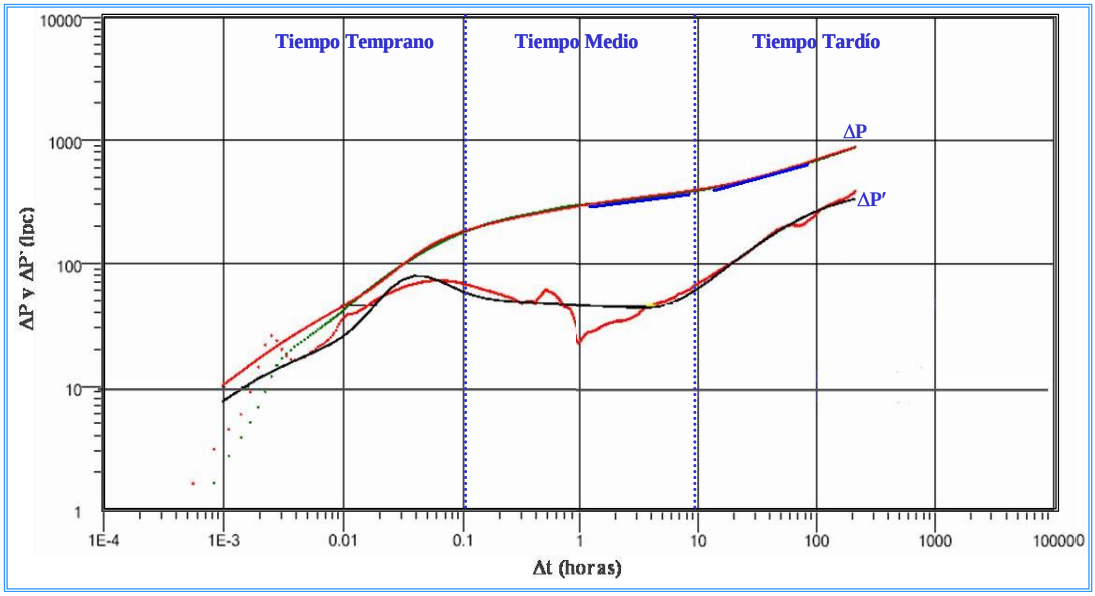

Figura 5.19 Análisis de prueba de restauración de presión realizada al pozo COT-2

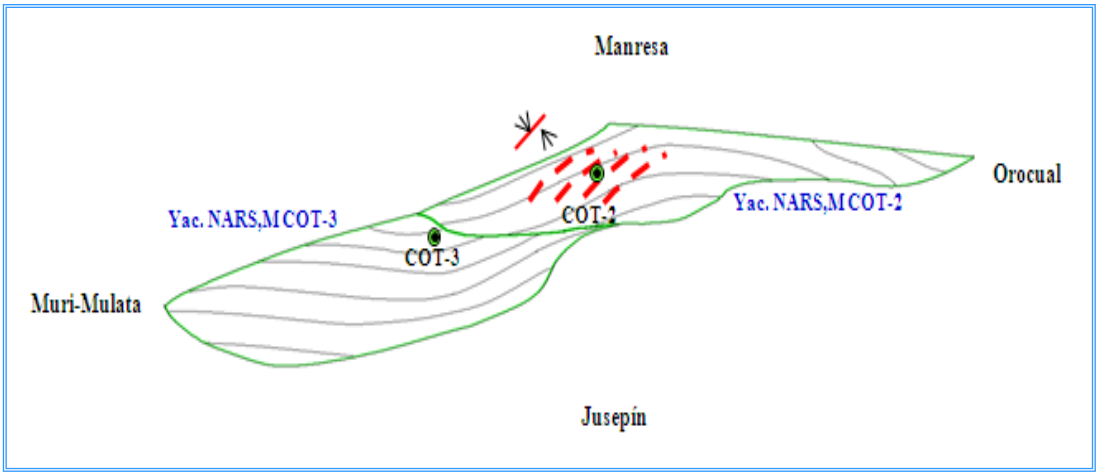

Figura 5.20 Sistema fallado interpretado de prueba de presión

5.4 ESTIMACIÓN FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODO VOLUMÉTRICO

Al aplicar la Ecuación 2.1 y Ecuación 2.3 descritas en el Capítulo II, para calcular el Petróleo Original En Sitio (POES) y el Gas en Solución Original En Sitio (GOESS) respectivamente, se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 5.17.

Tabla 5.17 Determinación de volúmenes en sitio

Datos		Resultados
βoi	3,0401 BY/BN	POES = 61,11 MMBN GOESS= 219,65 MMMPCN
Área (A)	2087 acres	
ANP (h)	201 pies	
Volumen (Vb)	420523,13 acres-pies	
Sw	0,1625	
Porosidad (ϕ)	0,0680	
Rsi	3594 PCN/BN	

A través de la Ecuación 2.12 se calculó el Factor de Recobro primario (FRp) para el petróleo, los valores utilizados y el resultado obtenido se encuentran la Tabla 5.18. Para el gas, se tomó el FRp reportado como Oficial (50%).

Tabla 5.18 Determinación de Factor de Recobro

Datos		Resultado
Porosidad (ϕ)	0,0680	FRp = 21,91%
Swi	0,1625	
Bob	3,435 BY/BN	
Permeabilidad (K)	11,22 mD	
Viscosidad (μ)	0,1 cP	
Presión de burbujeo (Pb)	6332 lpca	
Presión de abandono(Pa)	1700 lpca	

Como puede notarse, el FRp obtenido es optimista, por lo cual se decidió trabajar con un promedio entre dicho valor y el Oficial (16,6%), quedando entonces definido para el yacimiento un Factor de Recobro primario de 19,25 %.

Teniendo en cuenta el valor de POES, GOES y FRp calculados, es posible entonces determinar las reservas recuperables del yacimiento, recordando que:

$$\text{Reservas Recuperables} = \text{POES} * \text{FRp} \qquad \text{Ec. 5.1}$$

En la Tabla 5.19 se muestra un balance de los volúmenes originales en sitio, factores de recobro y reservas recuperables estimadas para el petróleo y gas.

Tabla 5.19 Reservas recuperables del yacimiento NARS,M COT 2

POES	61,11 MMBN	**GOESS**	219,65 MMMPCN
FRp	19,25 %	**FRp**	50,00 %
Reservas recuperables	11,76 MMBN	**Reservas recuperables**	109,82 MMMPCN

Mediante el uso de la herramienta ***Crystal Ball***, a través de las simulaciones de Monte Carlo se determinó el POES probabilístico. En la Figura 5.21 se muestra el histograma de distribución para la variación del POES, el cual presenta una distribución Normal.

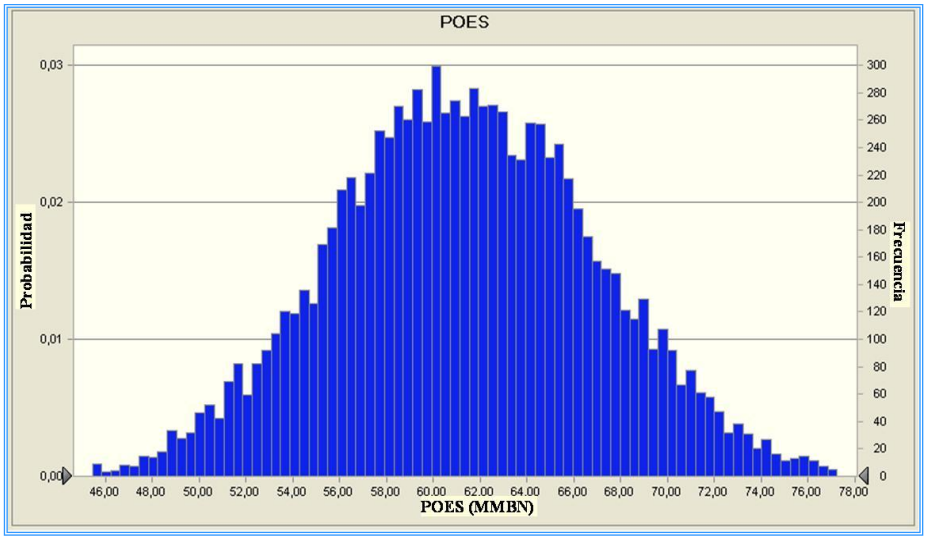

Figura 5.21 Histograma de frecuencia POES en ***Cristal Ball***

En la Tabla 5.20 se muestran los resultados obtenidos, resaltando los percentiles P10 (valor probable), P50 (mediana) y P90 (valor optimista), de acuerdo a esto el POES representa un intervalo que varía entre (54,00-68,69) MMBN, con media de 61,41 MMBN.

Tabla 5.20 Estadística y percentiles, cálculo POES

Estadísticas	Valores
Iteraciones	10.000
Media	61,38
Mediana	61,41
Moda	---
Desviación estándar	5,75
Varianza	33,05
Asimetría	0,0238
Curtosis	2,99
Coef. de variabilidad	0,0937
Mínimo	40,46
Máximo	83,69
Rango	43,23

Percentiles	Valores
P100	40,46
P90	54,00
P80	56,44
P70	58,34
P60	59,98
P50	61,41
P40	62,86
P30	64,35
P20	66,24
P10	68,69
P0	83,69

La Figura 5.22 representa un gráfico de tornado, el cual se muestra la influencia de cada variable en el cálculo del POES. Se observa que el incremento de la porosidad y disminución de la saturación de agua influyen de forma positiva en el cálculo del POES, siendo la saturación de agua la variable con mayor influencia.

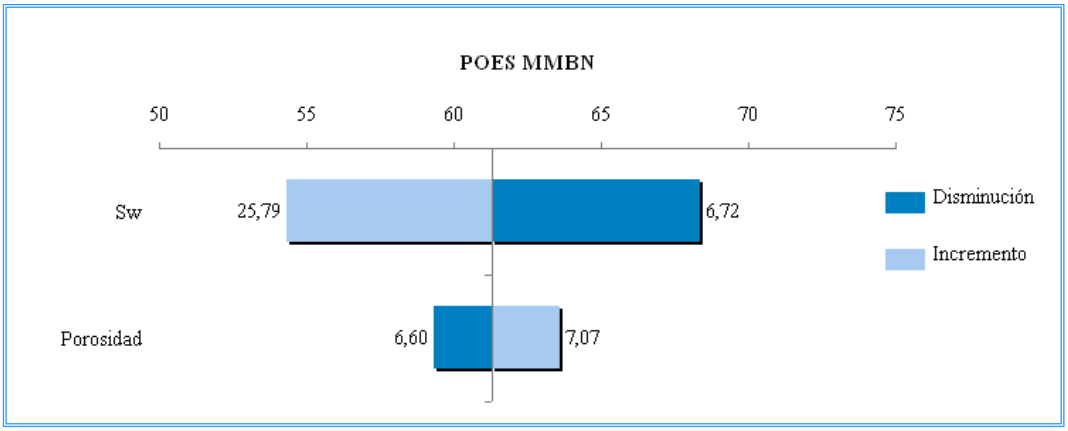

Figura 5.22 Gráfico de Tornado

5.5 ESTIMACIÓN FLUIDOS ORIGINALES EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES POR MÉTODOS DINÁMICOS

5.5.1 Análisis de Curvas de Declinación

El comportamiento de producción del pozo-yacimiento es mostrado en la Figura 5.23, donde puede observarse un período de aclinación, debido a este fenómeno se estima un volumen de hidrocarburos recuperables de 14,77 MMBN con un factor de declinación de 0,19%. Esta estimación no es válida pues es necesario tomar ciertas consideraciones teóricas, anteriormente descritas en el Capítulo II, sección 2.5.

Vale la pena acotar que los valores de producción acumulada mostrados en ***OFM*** presentan un atraso de hasta dos (2) meses respecto a lo reportado en ***Centinela***, por lo cual este valor no coincide con el utilizado a lo largo de la investigación (8,08 MMBN).

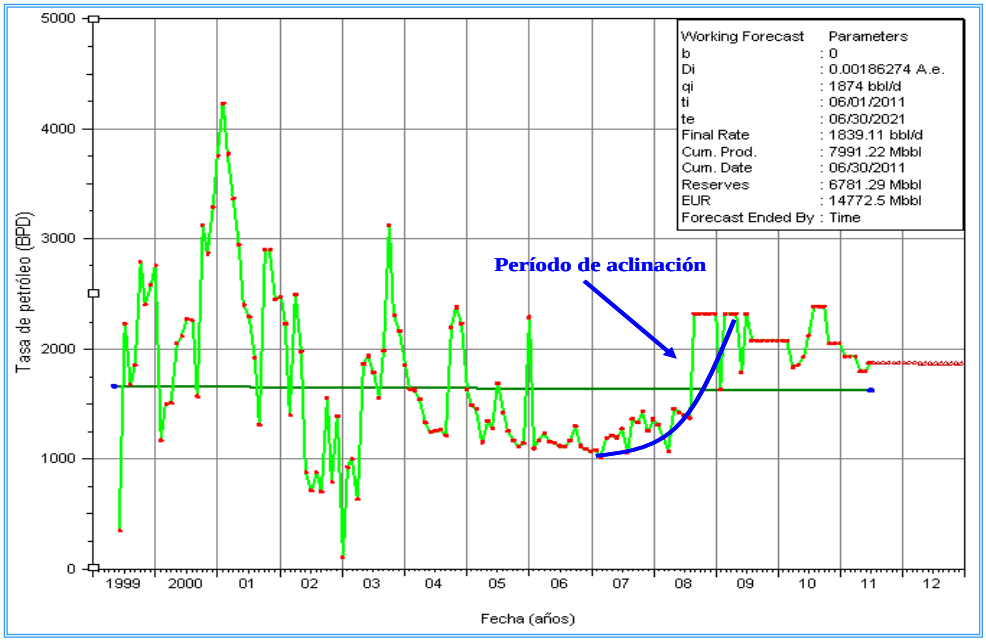

Figura 5.23 Comportamiento de producción del pozo COT-2

Se establecieron 4 períodos entre los años 2006 y 2011, donde fue posible realizar el estudio de declinación, las características tomadas en cuenta pueden ser vistas en la Tabla 5.21. El comportamiento de producción respecto al tiempo de los períodos 1, 2 y 3 se muestran en el Apéndice 7.

Tabla 5.21 Períodos de estudio

Período	Reductor (plg.)	Tiempo	
		Desde	Hasta
1	1/8	Abril 2006	Marzo 2007
2	1/8	Junio 2007	Mayo 2008
3	1/2	Junio 2009	Mayo 2010
4	7/8	Enero 2011	Junio 2011

El período 4 fue el utilizado para determinar el factor de declinación del pozo pues es el que describe el comportamiento actual del pozo-yacimiento y en teoría debería representarlo mejor, se tomó como parámetro de abandono una tasa de petróleo mínima de 250 BPD. En la Figura 5.24 puede observarse la variación de la tasa de producción de petróleo respecto al tiempo, los valores obtenidos de dicha gráfica se muestran en la Tabla 5.22.

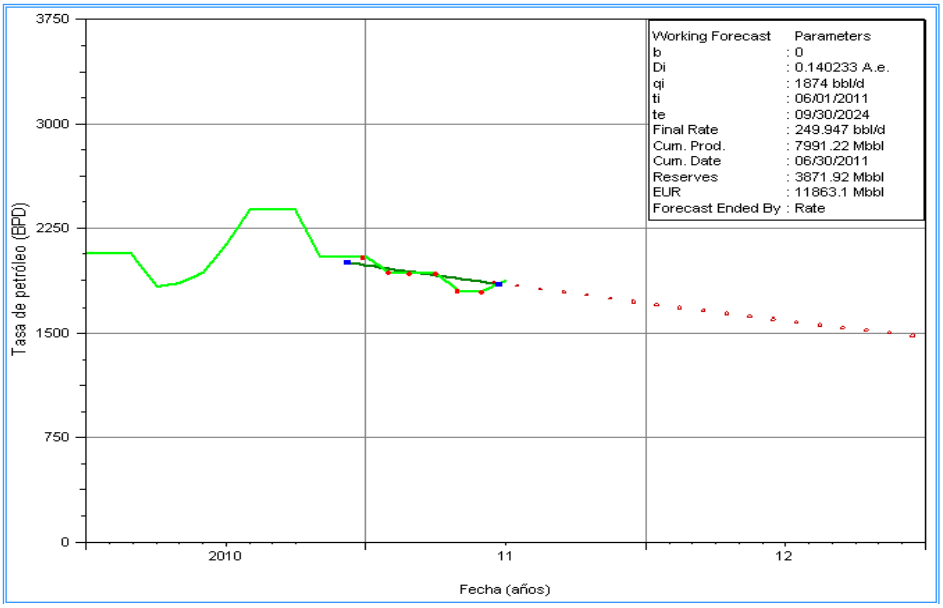

Figura 5.24 Comportamiento de producción, período 4

Tabla 5.22 Valores de declinación de producción, período 4

Declinación	Exponencial
b	0
Di (%A.e)	14,023
Qi (BPD)	1874
Producción acumulada (MMBN)	7,991
Reservas remanentes (MMBN)	3,871
Reservas recuperables (MMBN)	11,863

Haciendo uso del POES volumétrico, los valores reflejados en la Tabla 5.22 y recordando la Ecuación 5.1, fue posible determinar el Factor de Recobro primario para el petróleo, el cual se estimó en 19,41%.

5.5.2 Análisis de Balance de Materiales

Para realizar el ajuste de Balance de Materiales (BM) al yacimiento NARS,M COT 2, se decidió evaluar cada zona tomando en cuenta los períodos de producción identificados al inicio de este capítulo en la sección 5.1, tal como se muestra en la Figura 5.25. Se consideró el yacimiento sub-saturado, volumétrico y sin capa de gas inicial.

La línea azul mostrada en la Figura 5.25 corresponde a los cálculos realizados por el programa, mientras que los puntos amarillos representan los datos introducidos al mismo; es posible observar entonces que siguen un comportamiento similar, por lo cual se evidencia consistencia en la aplicación de este método.

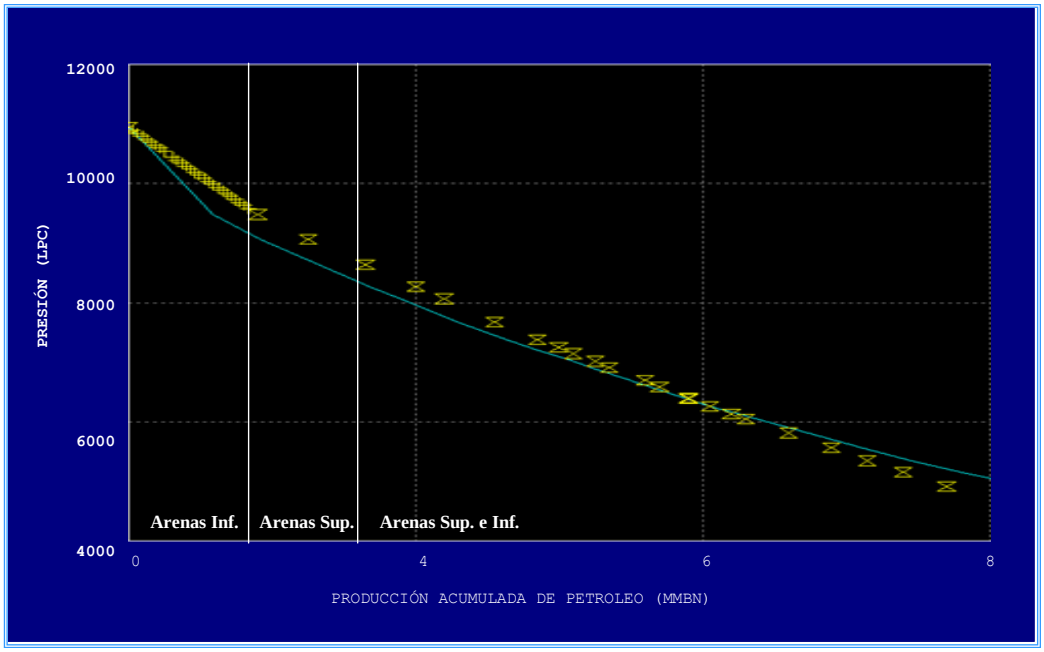

Figura 5.25 Método Analítico del BM, yacimiento NARS,M COT 2

Durante la etapa de agotamiento de las arenas inferiores ocurre una rápida declinación de presión, mientras que al producir a través de la zona superior y durante la producción en conjunto, la declinación ha sido más leve. Con la aplicación del Método Analítico, se estimó un Petróleo Original En Sitio (POES) de 65 MMBN.

El mecanismo de producción está liderizado por la expansión de los fluidos, con un 75% de influencia y la compresibilidad de la roca con el 25% restante, tal como se muestra en la Figura 5.26.

Figura 5.26 Mecanismos de producción del yacimiento NARS, M COT 2

Al realizar los métodos de linealización de la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) establecidos para este tipo de yacimiento (Método de Campbell), se obtuvo lo mostrado en la Figura 5.27. Dicha gráfica muestran un comportamiento típico para un yacimiento en el cual se ha supuesto que no hay un acuífero asociado, pero que si existe.

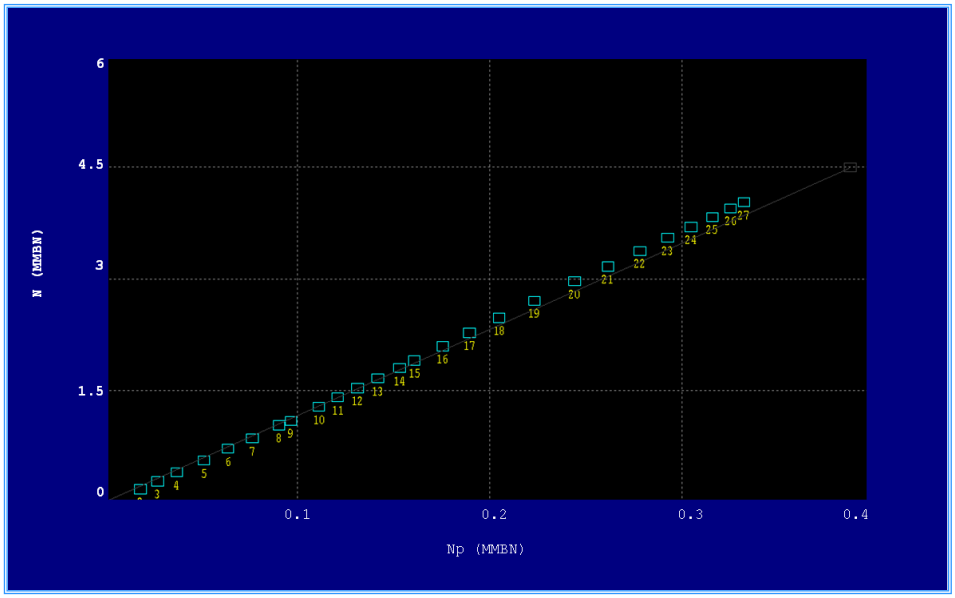

Figura 5.27 Linealización de la EBM

Lo obtenido en el Balance de Materiales apoya el supuesto realizado al estudiar el comportamiento de presión, el yacimiento posee una fuente de energía adicional que no ha sido contabilizada. En este caso se plantea la hipótesis de un acuífero poco activo, puesto que empezó a manifestarse luego de 11 años de vida productiva y cuando la presión del yacimiento ha caído a la mitad de la presión inicial.

La estimación de fluidos originales en sitio realizada por este método, no debe ser tomada como confiable pues es necesario realizar una estimación del aporte de energía que hace el acuífero al yacimiento y luego replantear el estudio de Balance de Materiales considerando todos los mecanismos energéticos actuantes.

Adicionalmente, se evaluó una posible comunicación con los yacimientos vecinos NARS,M CHL 6 y NARS,M CHL 8 (la ubicación relativa de estos yacimientos es mostrada en el Apéndice 8), a fin de determinar si existía alguna fuente de energía adicional al yacimiento, resultando negativos ambos casos planteados. En la Figura 5.28 se muestra el método analítico del Balance de Materiales, donde se evidencia que ninguno de los escenarios propuestos muestran un comportamiento similar al del yacimiento NARS,M COT 2, por lo cual no se considera que haya comunicación entre estos.

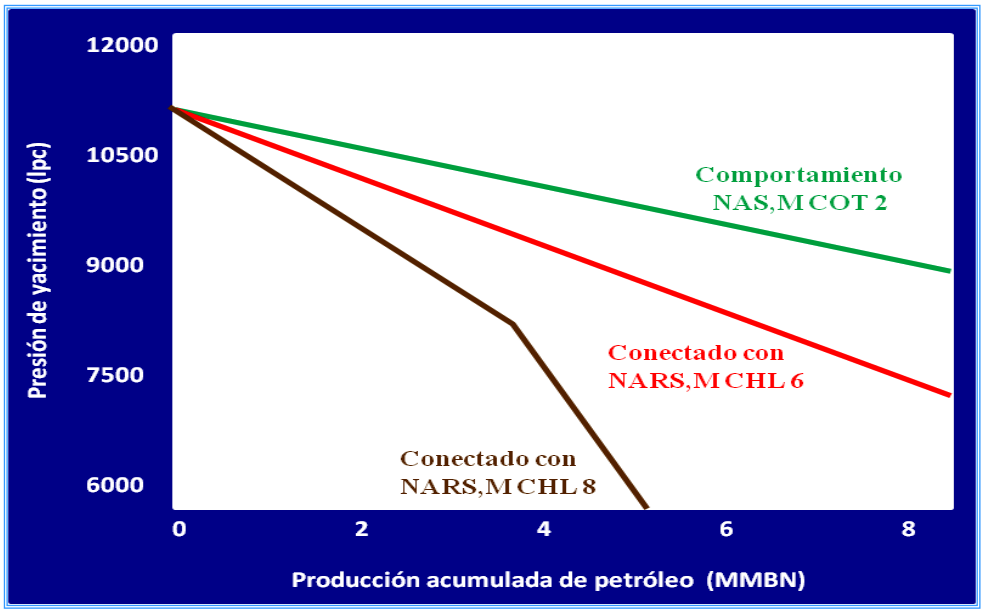

Figura 5.28 Método Analítico del BM, escenarios de estudio

5.6 COMPARACIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN SITIO Y RESERVAS RECUPERABLES, OBTENIDOS CON LOS DIFERENTES MÉTODOS

Luego de realizar la caracterización estática y dinámica del yacimiento NARS,M COT 2 fue posible realizar las estimaciones de volumen de hidrocarburos en sitio y reservas recuperables del mismo, haciendo uso de dos métodos ampliamente utilizados y aceptados por la industria petrolera: Método Volumétrico y Métodos dinámicos, adicionalmente se hizo un análisis de probabilidades utilizando ***Crystal Ball***; cada uno de estos métodos toma en cuenta parámetros diferentes para su aplicación, por lo cual representan una fuente de información que refleja el comportamiento del yacimiento desde puntos de vista diferentes.

En la Tabla 5.23 se muestra un resumen de los resultados obtenidos para el petróleo, mientras que en la Tabla 5.24 los resultados obtenidos para el gas.

Tabla 5.23 Resumen de estimaciones realizadas para petróleo

	Oficial	Método Volumétrico	Método Probabilístico	Curvas de Declinación	Balance de Materiales
POES (MMBN)	40,86	61,11	61,41	-	65
FRp (%)	16,6	19,25	-	19,41	-
Reservas recuperables (MMBN)	6,78	11,76	11,82	11,86	12,51

Tabla 5.24 Resumen de estimaciones realizadas para gas

	Oficial	Método Volumétrico	Método Probabilístico	Balance de Materiales
GOESS (MMMPCN)	150,23	219,65	220,70	233,61
FRp (%)	50	50	-	-
Reservas recuperables (MMMPCN)	75,11	109,82	110,35	116,81

El Método Volumétrico es el aceptado como Oficial por el Ministerio para los cálculos de de volumen original en sitio y reservas recuperables, es por ello que se da mayor peso a este cálculo.

En la aplicación del Método Probabilístico y Balance de Materiales se tomó el Factor de Recobro primario (FRp) obtenido por el Método Volumétrico, mientras que el

POES obtenido por este último se utilizó para la estimación por Curvas de Declinación.

Es posible observar en la Tabla 5.25, un balance del porcentaje de error entre los métodos de estimación de reservas, tomando como referencia el valor Oficial, donde se refleja que los valores obtenidos en este estudio exceden en más de 70% al valor Oficial para las reservas de petróleo y más de 45% para las reservas de gas. Esto se traduce en un incremento significativo de las reservas del yacimiento.

Tabla 5.25 Resumen de porcentaje de error entre los métodos de estimación de reservas

	Oficial	Método Volumétrico	Método Probabilístico	Curvas de Declinación	Balance de Materiales
Reservas recuperables de petróleo (MMBN)	6,78	73,45%	74,34%	74,93%	84,51%
Reservas recuperables de gas (MMMPCN)	75,11	46,21%	46,92%	-	55,52%

En la Tabla 5.26 se muestra una comparación entre los resultados de reservas obtenidos por los diferentes métodos, tomando como referencia el Método Volumétrico, se evidencia que son muy similares entre sí, con un error máximo de 6% en el caso del Balance de Materiales, lo cual refleja consistencia entre los resultados mostrados.

Tabla 5.26 Comparación entre los métodos de estimación de reservas

	Método Volumétrico	Método Probabilístico	Curvas de Declinación	Balance de Materiales
Reservas recuperables de petróleo (MMBN)	11,76	0.51%	0,85%	6,38%
Reservas recuperables de gas (MMMPCN)	109,82	0,48%	-	6,36%

5.7 RECOMENDACIÓN DE OPORTUNIDADES, REPARACIONES Y SERVICIOS A POZO

Luego de estimar las reservas recuperables del yacimiento y teniendo en cuenta la producción acumulada del mismo, es posible entonces conocer las reservas remanentes y en base a ello definir la manera de explotarlas. En la Tabla 5.27 se

muestra un balance de reservas recuperables y remanentes, calculadas con el valor obtenido mediante el Método Volumétrico.

Tabla 5.27 Resumen de estimaciones de reservas

	Petróleo	**Gas**
Reservas recuperables	11,76 MMBN	109,82 MMMPCN
Producción acumulada	8,08 MMBN	19,66 MMMPCN
Reservas remanentes	3,68 MMBN	90,16 MMMPCN

Los valores reflejados en la Tabla 5.27 evidencian que aún hay hidrocarburo remanente en el yacimiento, pero el volumen existente no justifica la perforación de nuevos puntos de drenaje si se toma en consideración que un pozo es perforado (en el Área Norte de Monagas) cuando su capacidad de drenaje será de 4 MMBN en 20 años; además el perfil de producción actual del pozo COT-2 es de 750 MBN/año, lo que significa que él consumirá por sí solo las reservas remanentes del yacimiento al cabo de 5 años.

En vista de lo anteriormente planteado, los esfuerzos se deberían enfocar en mantener y/o mejorar la producción del pozo COT-2, que actualmente drena el yacimiento. Tomando en cuenta la historia de producción del pozo, las actividades recomendadas serían: Pesca de calibrador y guaya, dejados durante chequeo mecánico en Octubre 2008 y limpieza con tubería continua, a fin de remover los asfaltenos depositados.

CONCLUSIONES

1. Con la aplicación del Método Volumétrico, se estimó: POES de 61,11 MMBN, GOESS de 219,65 MMMPCN, Factor de Recobro primario de 19,25% para el petróleo y reservas recuperables de 11,76 MMBN para el petróleo y 109,82 MMMPCN para el gas.
2. Con el estudio probabilístico se estimó un POES 61,41 MMBN y GOESS de 220,70 MMMPCN, reservas recuperables de 11,82 MMBN para el petróleo y 110,35 MMMPCN para el gas.
3. Las reservas recuperables estimadas por curvas de declinación para petróleo son de 11,86 MMBN y Factor de Recobro primario de 19,41%.
4. El Balance de Materiales realizado, arrojó que existe una fuente de energía adicional en el yacimiento, se infiere sea producto de un acuífero poco activo.
5. Los resultados obtenidos de reservas por Método Volumétrico, Método Probabilísimo y Curvas de Declinación son muy similares entre sí (diferencia de 6% aproximadamente), pero distan más de 70% al valor Oficial para las reservas de petróleo y más de 45% para las reservas de gas, esto debido a los cambios realizados en este estudio.
6. Los topes y bases de las unidades estratigráficas (A_1, A_2, B, C y D) fueron definidos nuevamente en función de marcadores regionales, presentado variaciones respecto al estudio original.
7. El ambiente de sedimentación del yacimiento NARS,M COT 2 se definió como un delta, donde las arenas superiores representan los canales distributarios y las arenas inferiores la parte alta de la llanura deltaica.
8. Del desarrollo del modelo petrofísico, se obtuvo que el volumen de arcilla (VCL) es el parámetro corte que mayor influencia tiene en la diferenciación de las facies del yacimiento. Con esta revisión, se incorporaron 73 pies de Arena Neta Petrolífera (ANP), resaltando que las unidades productoras más importantes son A_1 y A_2.

9. Las propiedades promedio del yacimiento son: Porosidad (ϕ) de 6,8%, saturación de agua (Sw) de 16,25%, espesor (h) de 201 pies, área (A) de 2087 acres.
10. Las propiedades PVT promedio del crudo son: Presión inicial (Pi) 11208 lpca, presión de burbujeo (Pb) 6332 lpca, Factor volumétrico inicial del petróleo (βoi) 3,0401 BY/BN, Factor volumétrico del petróleo a Pb (βb) 3,435 BY/BN, Relación gas disuelto-petróleo inicial (Rsi) 3594 PCN/BN, viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento (μo @ CY) 0,1 cP, temperatura del yacimiento (Ty) 301 °F, gravedad API del crudo de 33° aproximadamente.
11. En la interpretación de pruebas transientes, se identificaron dos límites que se encuentran distanciados del pozo aproximadamente: Al Norte a 154,264 pies y el otro al Sur a 169,017 pies, los cuales se interpretaron como un sistema fallado. Se estimó un daño de -1,38, capacidad de 10526,9 mD*ft y una compresibilidad de fluidos de 0,035 BN/lpc.
12. El cotejo del histórico de producción del Campo Cotoperí resultó ser un modelo exponencial de acuerdo a los métodos empleados para la determinación del modelo de declinación, con porcentaje de declinación anual efectivo de 14,02 %.
13. Los valores estimados de reservas remanentes no justifican la perforación de nuevos pozos bajo el perfil de producción actual.

RECOMENDACIONES

1. Mantener actualizados los eventos y trabajos realizados al pozo.
2. Revisar los datos de producción oficializados, debido a que se evidencia discrepancia entre las pruebas existentes.
3. Realizar pruebas de restauración de presión (Build Up) con la finalidad de estimar permeabilidad, determinar la presencia de daño, estimar la presión estática y geometría del yacimiento.
4. En busca de mejorar la productividad del yacimiento, es necesario realizar: Pesca de calibrador y guaya, dejados durante chequeo mecánico en Octubre 2008 y limpieza con tubería continua, a fin de remover los asfaltenos depositados.

BIBLIOGRAFÍA

- Arias, F (2005). **El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica**, 5ta edición. Editorial Epistame, Caracas, Venezuela.
- PDVSA-CIED (1999). **Sedimentología de clásticos y electrofacies**. Puerto La Cruz, Venezuela.
- Paris, M. (2009). **Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos**. Maracaibo. Astro Data.
- Puente, W. (2000). **Técnicas de investigación**. Consultado el 17 de Octubre de 2011, http://www.rrppnet.com.ar/tecnicasdeinvestigacion.htm.
- Craft, B. y Hawkins, M. (1991). **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. Segunda edición. Río de Janeiro, Pretice-Hall.
- González de Juana, C. (1980). **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**. Ediciones Foninves, Tomo I y II.
- Rojas, G. (2003).**Caracterización energética de yacimientos**. Universidad de Oriente, Venezuela.
- Tamayo, M. (1999). **El Proyecto de Investigación**. Tercera edición. Santa Fe de Bogotá. Colombia

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA (2007). **Caracterización de Yacimientos**. Maturín, Venezuela.
2. Goncalves, J. (2004). **Caracterización del yacimiento ZM 315, Arena S3U, Campo Zapatos, perteneciente al Área Mayor Oficina, mediante el estudio del modelo dinámico.** Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
3. Estudios Integrados de Yacimientos-PDVSA (2009). **Diagnóstico modelo estático y dinámico Campo Jusepín**. Puerto La Cruz, Venezuela.
4. Rivera, J (s.f.). **Prácticas de Ingeniería de Yacimientos.**
5. Rojas, G. (2003). **Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado**. Puerto La Cruz, Venezuela.
6. Escobar, M (2002). **Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.** Colombia Editorial Universidad Surcolombia.
7. Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra (DGERT) (2005). **Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos**.
8. Azuaje, E. (2011). **Clases de Ingeniería de Yacimientos IV**. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
9. Barberii, E.; Essenfeld, M. (2005). **Yacimientos de Hidrocarburos III.** Caracas, Venezuela.
10. Barani, F. y Villamil, A. (2005). **Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos**. Servicios Gerenciales de Proyectos.
11. Da Silva, A. (2010). **Clases de Ingeniería de Yacimientos II**. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
12. Garb, F; Smith, G. **Estimation of Oil and Gas Reserve**. Society of Petroleum Engineers.
13. Martínez, H. (2009). **Clases de Propiedades de las Rocas y de los Fluidos.** Universidad de Oriente.

14. PDVSA-CIED (1999). **Curso de Ingeniería de Yacimientos**. Maracaibo, Venezuela.
15. Rojas, D. (2011). **Caracterización y evaluación de los yacimientos del Eoceno, área 2 Norte, Bloque VII, Ceuta.** Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
16. Alvarado, D. (2004, septiembre 06-10). **Manual Análisis de Pruebas de Presión.** ESP Oil Engineering Consultans. Workshop. Maracaibo, Venezuela.
17. Salazar, P (2011). **Clases de Análisis de pruebas de presión**. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
18. Marcelo (2009). **Cuenca Petrolífera**. Consultado el 15 de Septiembre de 2011, http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/cuenca-oriental-de-venezuela-parte-i.html
19. Gerencia de Yacimientos-PDVSA (2007). **Sometimiento de reservas por revisión de los yacimientos NARS,M COT 2 y NARS,M COT 3 del Campo Cotoperí**. Maturín, Venezuela.
20. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1997). **Formación Merecure**. PDVSA. INTEVEP.
21. Desarrollo de Yacimientos, PDVSA (2009). **Informe Técnico**. Maturín, Venezuela.