

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



**“EVALUACIÓN DINÁMICA DEL NUEVO MODELO ESTÁTICO QUE  
UNIFICA LOS YACIMIENTOS NAE1/JM15 Y NAE1/JM 38,  
PERTENECIENTES A LOS DOMOS CENTRAL-NORTE DEL CAMPO SAN  
JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO”**

REALIZADO POR:  
**GABRIEL JESÚS NORIEGA CEDEÑO**

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito Parcial  
para optar al Título de:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

Barcelona, Noviembre de 2011.

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



**“EVALUACIÓN DINÁMICA DEL NUEVO MODELO ESTÁTICO QUE  
UNIFICA LOS YACIMIENTOS NAE1/JM15 Y NAE1/JM 38,  
PERTENECIENTES A LOS DOMOS CENTRAL-NORTE DEL CAMPO SAN  
JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO”**

**ASESORES**

Ing. Carmen Velásquez

Tutor Académico

\_\_\_\_\_  
Firma

Ing. Juan Goncalves

Tutor Industrial

\_\_\_\_\_  
Firma

Barcelona, Noviembre de 2011

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



**“EVALUACIÓN DINÁMICA DEL NUEVO MODELO ESTÁTICO QUE  
UNIFICA LOS YACIMIENTOS NAE1/JM15 Y NAE1/JM 38,  
PERTENECIENTES A LOS DOMOS CENTRAL-NORTE DEL CAMPO SAN  
JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO”**

**JURADO**

El Jurado hace constar que ha asignado a esta Tesis la calificación de:

---

Ing. Carmen Velásquez  
Tutor Académico

---

Ing. José Rodríguez  
Jurado Principal

---

Ing. Karla Rodríguez  
Jurado Principal

Barcelona, Noviembre de 2011

## **RESOLUCIÓN**

### **Artículo 41:**

Del reglamento de trabajos de grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al consejo Universitario”.

## **DEDICATORIA**

A mi Dios Todopoderoso, Mi eterno Padre, hermano, amigo y compañero inseparable. Esa fuerza divina que me impulsa y me ha impulsado cada día a luchar por mis sueños. Ese poder maravilloso que ha colmado mi vida de bienaventuranzas. Que me tiende su mano en mis caídas y llena mi corazón de humildad en mis logros. Infinitas son mis gracias Padre mío por sentirte a mi lado siempre, por no soltar mi mano, por se guía e iluminar los caminos de esta vida maravillosa que me has regalado. Mis alabanzas sean eternas para ti.

A los que nunca me desamparan ni de noche ni de día, la Santísima Trinidad, las tres divinas personas (Padre, Hijo y Espíritu Santo).

A mi madre, mi digna representante de amor de Dios en la tierra. La vida entera no me alcanzará para retribuirle todo ese amor que me ha brindado, este triunfo es solo un poquito de esa tarea. Mil gracias por todo tu apoyo incondicional, por estar siempre a mi lado, llenándome de optimismo y ganas de seguir luchando, no hubiese logrado tanto de no ser por ti. Te amo con todo mi corazón.

A mi hermano, para que este logro le sirva como ejemplo que cuando se pone perseverancia, tesón y mucho corazón a un sueño este se hace realidad.

A mi hermano Freddy Noriega, a mi tía Carmen y a mi abuelo Gabriel Cedeño que desde el cielo sé que me están apoyando y dándome esa protección, sabiduría y discernimiento que hicieron posible este logro alcanzado.

A todos los que de una u otra forma creyeron en mí.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi Dios, la Santísima Trinidad y Francisca Duarte (Anima del Taguapire) por ser mis guías protectores, siempre estando a mi lado llenándome de fortaleza, constancia, serenidad, confianza y protección, en mi mismo y amor por lo que hago. Gracias por su infinito amor.

A mi madre bella, la persona más importante en mi vida. Estas líneas son pocas para decirte la gran admiración que te tengo, por esa fortaleza, tenacidad y perseverancia que tienes ante la vida. No existen palabras que expresen todo lo que mi corazón siente por ti. Te amo con todas mis fuerzas. Gracias le doy a Dios por ese privilegio de tenerte a mi lado.

A mi hermano Gustavo. Por su cariño y comprensión. Te quiero mucho.

A mi abuela María Antonia por todo el cariño y apoyo que han brindado, no solo a lo largo de mi carrera sino de toda mi vida.

A mi novia bella y a su familia por brindarme todo su apoyo incondicional y colaboración.

A mis tías y tíos (Modesta, Nelly, Guillermo, José y Juvenal) por toda la ayuda prestada y estar siempre pendiente de mi.

A mi tutor industrial el Ing. Juan Goncalves por la excelente asesoría prestada, por brindarme lo conocimientos necesarios para la realización de este trabajo y haber tenido siempre esa disposición para conmigo, además de brindarme su amistad y confianza. Mil gracias Juan, sin tu ayuda este trabajo no hubiese sido posible.

A la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Gas Distrito Anaco, especialmente a la Ing. María Álvarez, Ing. Zahily Bastardo, Ing. Thaidee Davila, Ing. Verdalis Campos por toda su ayuda, colaboración, y por haberme permitido formar parte de su equipo y proporcionarme los instrumentos necesarios para llevar a cabo este trabajo.

A mi tutor Académico, por toda la paciencia, colaboración prestada y conocimientos compartidos.

A mis amigos: Junior, Reinaldo (cabezón), Manuel (Barato), José Vásquez, Francisco, a mis amigas: Michaelle, Astrid, Carolina, por brindarme una gran y sincera amistad verdadera e incondicional, demostrándome las grandes personas que son, por compartir conmigo a lo largo de mi carrera, porque sus consejos como amigos y estudiantes me han hecho un mejor estudiante de Ingeniería y especialmente un mejor ser humano. Los quiero mucho a todos.

## **RESUMEN**

El objetivo Principal de este trabajo fue realizar un estudio del comportamiento dinámico de los yacimientos JM-15 y JM-38 arena NA E1, formación Oficina del campo San Joaquín, evaluando una metodología que permita determinar si yacimientos ubicados en un mismo nivel estratigráfico pueden conformar una unidad hidráulica. Con el fin de generar un esquema de explotación que facilitara la recuperación de una manera eficiente y en un menor tiempo las reservas remanentes del nuevo yacimiento. Para lograr el objetivo planteado, se consideró un análisis integrado entre Ingeniería de Yacimientos y Geología, lo que permitió una mejor caracterización de los yacimientos involucrados.

Primeramente, se analizó el modelo estático de los yacimientos, donde de acuerdo a conclusiones aportadas por el geólogo, se infirió que existe una comunicación hidráulica entre estos yacimientos, y a su vez con yacimientos ubicados en la arena NA E2. Seguidamente, se validó la información de los yacimientos, tales como históricos de producción, datos de presión y pruebas PVT, con la finalidad de partir de una data real y confiable para obtener resultados con un mayor grado de confiabilidad. Se procedió a generar y analizar el comportamiento de producción y presión, así como las propiedades de los fluidos presentes en los yacimientos en estudio (gravedad API, relación gas-condensado, entre otros), lo cual permitió validar mediante el modelo dinámico, la comunicación hidráulica entre los yacimientos JM-15 y JM-38 arena NA E1 y yacimientos JM-15, JM-62, JM 46 Y G-14 ubicados en la arena NA E2, definiendo así un nuevo yacimiento JM-15 NA E1,2. A partir de esto se estimaron los Volúmenes Originales en Sitio para el nuevo yacimiento generado, a través del método Volumétrico y declinación energética y las reservas a través de las curvas de declinación de presión y Producción.

Como resultado del modelo dinámico se obtuvieron volúmenes de 124.92 MMMPCN de GCOES mediante el método volumétrico, así como también un GOES de 109.96 MMM PCN y un COES de 22.88 MMBN. El GCOES fue comparado por el método de declinación de presión P/Z2F Vs. Gas Producido Acumulado Total (Gp<sub>tt</sub>); con un porcentaje de error de 2.5 %. Además de esto se determinó que el yacimiento produce principalmente por expansión de los fluidos aportando un porcentaje aproximado de 85% de la energía. Se calcularon reservas recuperables y remanentes mediante el método de declinación de presión, obteniéndose para el gas unas reservas de 104,31 MMMPCN y 14,31 MMMPCN respectivamente, para el condensado 4.038 MBN en las reservas recuperables y 132 MBN para las reservas remanentes; estas reservas fueron validadas por el método de declinación de producción con un porcentaje de error de 3.5% para el gas y 1 % para el condensado.

Se propuso seguir drenando las reservas remanentes con los 4 pozos que se encuentran activo en el yacimiento JM-15 NA E1,2. Ya que fueron evaluados posibles nuevos puntos de drenaje por medio de las herramientas Eclipse y Petrel, escogiendo los pozos JM-198 y JM-101, ya que fueron los más prospectos de acuerdo a propiedades petrofísicas, los cuales no fueron satisfactorios, debido a que la tasa de producción disminuye al cabo de dos años de activados estos nuevos puntos. Para al final obtener el mismo recobro con los 4 pozos actuales del yacimiento.

## CONTENIDO

|                                                               |      |
|---------------------------------------------------------------|------|
| RESOLUCIÓN .....                                              | iv   |
| DEDICATORIA .....                                             | v    |
| AGRADECIMIENTOS .....                                         | vi   |
| RESUMEN.....                                                  | viii |
| CONTENIDO .....                                               | x    |
| LISTA DE FIGURAS.....                                         | xvi  |
| LISTA DE TABLAS .....                                         | xx   |
| CAPITULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....                  | 21   |
| 1.1. Planteamiento del Problema.....                          | 21   |
| 1.2. Objetivos de la Investigación .....                      | 23   |
| 1.2.1. Objetivo General .....                                 | 23   |
| 1.2.2. Objetivos Específicos.....                             | 23   |
| CAPITULO II. MARCO TEORICO .....                              | 24   |
| 2.1. Antecedentes .....                                       | 24   |
| 2.2. Cuenca Oriental de Venezuela .....                       | 24   |
| 2.2.1. Subcuenca de Guárico .....                             | 27   |
| 2.2.2 Subcuenca de Maturín.....                               | 28   |
| 2.3. Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco (AMA) ..... | 32   |
| 2.4. Geología Estructural.....                                | 33   |
| 2.5. Estratigrafía del Área Mayor de Anaco.....               | 35   |
| 2.5.1. Características de las Formaciones.....                | 36   |
| 2.5.1.1. Formación Mesa.....                                  | 36   |
| 2.5.1.2. Formación las Piedras.....                           | 36   |
| 2.5.1.3. Formación Oficina.....                               | 36   |
| 2.5.1.4. Formación Merecure.....                              | 37   |
| 2.5.1.5. Formación Vidoño .....                               | 38   |
| 2.5.1.6. Formación San Juan.....                              | 38   |

|                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.5.1.7. Formación San Antonio.....                                                                | 38 |
| 2.6. Características de las Acumulaciones del Área.....                                            | 39 |
| 2.7. Estratigrafía del Área de Estudio .....                                                       | 40 |
| 2.7.1. Formación San Antonio (Cretácico Tardío).....                                               | 42 |
| 2.7.2 Formación San Juan (Maastrichtiense Tardío):.....                                            | 42 |
| 2.7.3 Formación Vidoño (Campaniense - Eoceno Temprano).....                                        | 42 |
| 2.7.4 Formación Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano) .....                                      | 42 |
| 2.7.5 Formación Oficina (Mioceno Temprano - Medio).....                                            | 43 |
| 2.7.6. Formación Las Piedras (Mioceno Tardío - Plioceno): .....                                    | 45 |
| 2.7.7. Formación Mesa (Pleistoceno):.....                                                          | 45 |
| 2.8. Ubicación del Área en Estudio. Campo San Joaquín.....                                         | 45 |
| 2.9. Ingeniería de Yacimientos.....                                                                | 48 |
| 2.10. Caracterización de Yacimientos.....                                                          | 48 |
| 2.10.1. Modelo Estructural.....                                                                    | 50 |
| 2.10.2. Modelo Estratigráfico.....                                                                 | 50 |
| 2.10.3. Modelo Petrofísico .....                                                                   | 51 |
| 2.10.4. Modelo Dinámico de Fluidos.....                                                            | 51 |
| 2.11. Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos .....                                      | 52 |
| 2.11.1. Clasificación Geológica .....                                                              | 52 |
| 2.11.1.1 Trampas Estructurales.....                                                                | 52 |
| 2.11.1.2 Trampas Estratigráficas.....                                                              | 53 |
| 2.11.2. Clasificación de los Yacimientos en Base a la Mezcla de<br>Hidrocarburos que contiene..... | 53 |
| 2.11.2.1. Yacimiento de Gas Seco .....                                                             | 54 |
| 2.11.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo .....                                                           | 55 |
| 2.11.2.3. Yacimiento de Gas Condensado .....                                                       | 55 |
| 2.11.2.3.1. Yacimiento de Gas Condensado con Pierna de Petróleo.....                               | 57 |
| 2.11.2.4. Yacimiento de Petróleo Volátil.....                                                      | 58 |

|                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------|----|
| 2.11.2.5. Yacimiento de Petróleo Negro .....                        | 59 |
| 2.12. Energías en el Yacimiento.....                                | 59 |
| 2.13. Fuerzas Activas en el Yacimiento.....                         | 60 |
| 2.14. Mecanismo de Producción .....                                 | 61 |
| 2.14.1. Desplazamiento con Empuje Hidráulico.....                   | 61 |
| 2.14.2. Desplazamiento con Empuje de Gas en Solución .....          | 61 |
| 2.14.3. Desplazamiento con Expansión de la Capa de Gas.....         | 62 |
| 2.14.4. Desplazamiento con Expansión de la Roca y los Fluidos ..... | 62 |
| 2.14.5. Desplazamiento con Segregación Gravitacional.....           | 63 |
| 2.14.6. Yacimientos con Empuje Combinado.....                       | 63 |
| 2.15. Análisis PVT .....                                            | 64 |
| 2.15.1 Pruebas PVT de Gas Condensado.....                           | 66 |
| 2.15.2. Información Obtenible de las Pruebas PVT .....              | 66 |
| 2.15.3. Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio.....             | 67 |
| 2.15.4. Validación de Pruebas PVT para Gas Condensado.....          | 68 |
| 2.16. Presión Estática de Fondo (BHP).....                          | 70 |
| 2.17. Presiones Estáticas al Datum.....                             | 73 |
| 2.18. Gradiente de Presión .....                                    | 74 |
| 2.19. Reservas .....                                                | 75 |
| 2.19.1. Reservas Remanentes .....                                   | 75 |
| 2.20. Clasificación de las Reservas .....                           | 75 |
| 2.20.1 Reservas Probadas.....                                       | 75 |
| 2.20.1.1. Reservas Probadas Desarrolladas.....                      | 77 |
| 2.20.1.2. Reservas Probadas No Desarrolladas.....                   | 77 |
| 2.20.1.3. Reservas Semiprobadas o Probables.....                    | 77 |
| 2.20.2. Reservas no Probadas o Posibles.....                        | 78 |
| 2.21. Métodos para el Cálculo de Reservas .....                     | 80 |
| 2.21.1. Método Volumétrico .....                                    | 81 |

|                                                                                                                                                   |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2.21.2. Balance de Materiales .....                                                                                                               | 83         |
| 2.21.2.1. Yacimientos Volumétricos ( $We = 0$ ) .....                                                                                             | 86         |
| 2.21.2.2. Yacimientos con Desplazamiento Hidráulico.....                                                                                          | 88         |
| 2.21.3. Curvas de Declinación de Producción.....                                                                                                  | 95         |
| 2.21.3.1. Factores que afectan las Curvas de Declinación de Producción.....                                                                       | 96         |
| 2.21.3.2. Tipos de Curvas de Declinación .....                                                                                                    | 99         |
| 2.21.3.2.1. Curva de Declinación Exponencial .....                                                                                                | 99         |
| 2.21.3.2.2. Curva de Declinación Hiperbólica .....                                                                                                | 101        |
| 2.21.3.2.3. Curva de Declinación Armónica .....                                                                                                   | 104        |
| 2.21.4. Simulación Numérica.....                                                                                                                  | 106        |
| 2.22. Análisis Nodal.....                                                                                                                         | 107        |
| <b>CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO .....</b>                                                                                                     | <b>111</b> |
| 3.1. Consulta Bibliográfica.....                                                                                                                  | 111        |
| 3.2. Validación del Histórico de Producción, Presión, y Pruebas PVT de los<br>Yacimientos en Estudio.....                                         | 113        |
| 3.2.1. Datos de Producción.....                                                                                                                   | 113        |
| 3.2.2. Datos de Presión.....                                                                                                                      | 117        |
| 3.3. Ubicación de los Contactos Originales de Fluidos.....                                                                                        | 119        |
| 3.4. Cálculo de GPTT.....                                                                                                                         | 119        |
| 3.5 Corrección del Agua Producida Acumulada ( $W_p$ ) .....                                                                                       | 119        |
| 3.6. Generación de un Modelo de Presiones para el Nuevo Yacimiento<br>Unificado .....                                                             | 123        |
| 3.7. Cálculo de las Permeabilidades Relativas.....                                                                                                | 125        |
| 3.8. Datos PVT .....                                                                                                                              | 125        |
| 3.9. Estimación de los Volúmenes Originales de Hidrocarburos en Sitio para el<br>Nuevo Modelo, mediante la Técnica de Balance de Materiales ..... | 126        |
| 3.9.1. Método Volumétrico .....                                                                                                                   | 127        |
| 3.9.2. Balance de Materiales .....                                                                                                                | 128        |

|                                                                                                                                                                        |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.9.2.1. Método de Declinación de Presión .....                                                                                                                        | 128 |
| 3.9.2.2. Simulación Realizada por el Programa Mbal.....                                                                                                                | 128 |
| 3.10. Reservas Recuperables y Actuales de Hidrocarburos del Nuevo Modelo<br>mediante la Aplicación de las Técnicas de las Curvas de Declinación de<br>Producción.....  | 134 |
| 3.10.1. Curvas de Declinación de Producción.....                                                                                                                       | 134 |
| 3.10.2. Condiciones de Abandono y Curvas de Declinación de Presión .....                                                                                               | 135 |
| 3.11. Evaluación de Nuevas Estrategias de Explotación para el Desarrollo de las<br>Reservas Asociadas del Nuevo Modelo .....                                           | 136 |
| 3.11.1. Utilización de la Herramienta Pipesim en los 4 Pozos Activos del<br>Yacimiento NA EL,2 JM-15 para la Optimización de la Producción.....                        | 136 |
| 3.11.1.1. Análisis nodal.....                                                                                                                                          | 136 |
| 3.11.2. Aplicación de las Herramientas Petrel y Eclipse. Para Definir Posibles<br>Nuevos Puntos de Drenaje .....                                                       | 141 |
| CAPITULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....                                                                                                                             | 146 |
| 4.1. Modelo Dinámico.....                                                                                                                                              | 147 |
| 4.1.1. Generación Del Modelo De Presión Para El Nuevo Yacimiento.....                                                                                                  | 152 |
| 4.1.2. Volúmenes Originales de Hidrocarburos en Sitio para el Nuevo<br>Modelo, mediante la Técnica de Balance de Materiales .....                                      | 161 |
| 4.1.2.1. Método Volumétrico .....                                                                                                                                      | 161 |
| 4.1.2.2. Método Balance de Materiales.....                                                                                                                             | 161 |
| 4.1.2.2.1. Método de Declinación de Presión.....                                                                                                                       | 161 |
| 4.1.3. Reservas Recuperables y Actuales de Hidrocarburos del Nuevo Modelo<br>mediante la Aplicación de las Técnicas de las Curvas de Declinación de<br>Producción..... | 167 |
| 4.2.3.1. Método De Declinación Energética .....                                                                                                                        | 167 |
| 4.2.3.2. Método de Declinación de Producción .....                                                                                                                     | 171 |

|                                                                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.1.4. Evaluación de Nuevas Estrategias de Explotación para el Desarrollo de las Reservas Asociadas del Nuevo Modelo..... | 173 |
| CONCLUSIONES .....                                                                                                        | 182 |
| RECOMENDACIONES.....                                                                                                      | 183 |
| BIBLIOGRAFÍA CITADA .....                                                                                                 | 184 |
| METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....                                                                    | 187 |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela <sup>[4]</sup> .....                                                        | 25 |
| Figura 2.2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela [5].....                                                                  | 26 |
| Figura 2.3. Corte Geológico Conceptual Noreste-Sureste Desde la Plataforma de Margarita-Los Testigos Hasta el Río Orinoco. <sup>[5]</sup> ..... | 28 |
| Figura 2.4. Campos del Área Mayor de Anaco (AMA) <sup>[6]</sup> .....                                                                           | 32 |
| Figura 2.5. Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco <sup>[7]</sup> .....                                                                 | 35 |
| Figura 2.6 Columna Estratigráfica Campo San Joaquín <sup>[8]</sup> .....                                                                        | 41 |
| Figura 2.7. Ubicación del Campo San Joaquín <sup>[7]</sup> .....                                                                                | 47 |
| Figura 2.8. Trampas Estructurales <sup>[9]</sup> .....                                                                                          | 52 |
| Figura 2.9. Trampa Estratigráfica <sup>[9]</sup> .....                                                                                          | 53 |
| Figura 2.10. Clasificación de los Yacimientos en Base a la Mezcla de Hidrocarburos que Contiene <sup>[9]</sup> .....                            | 54 |
| Figura 2.11. Clasificación de los Yacimientos en base al Diagrama de Fases <sup>[9]</sup> .....                                                 | 57 |
| Figura 2.12. Influencia del Mecanismo de Producción Primario en el Porcentaje de Recobro y Presión del Yacimiento <sup>[11]</sup> .....         | 64 |
| Figura 2.13. Proceso de separación diferencial de un gas condensado.....                                                                        | 65 |
| Figura 2.14. Proceso de separación instantánea (Flash) de un gas condensado.....                                                                | 66 |
| Figura 2.15. “P/Z” Vs. Gpt Yacimientos de Gas Seco <sup>[15]</sup> .....                                                                        | 86 |
| Figura 2.16. Desviación del comportamiento normal de la declinación energética <sup>[15]</sup> .....                                            | 87 |
| Figura 2.17. Método de Cole para determinar presencia de acuíferos en yacimientos de gas. <sup>[15]</sup> .....                                 | 88 |
| Figura 2.18. Representación Gráfica del Balance de Masa en el Yacimiento <sup>[15]</sup> .....                                                  | 89 |
| Figura 2.19. Modelo Gráfico para el Cálculo del GCOES para un Yacimiento de Gas Condensado <sup>[15]</sup> .....                                | 93 |

|                                                                                                                                  |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 2.20. Método gráfico para estimar reservas en yacimientos de gas condensado <sup>[15]</sup> .....                         | 94  |
| Figura 2.21. Curvas tipo de Fetkovich. <sup>[16]</sup> .....                                                                     | 106 |
| Figura 2.22. Pérdidas de Presión que ocurren en un Sistema Pozo-Yacimiento <sup>[17]</sup> .                                     | 108 |
| Figura 2.23. Curva de oferta y demanda <sup>[17]</sup> .....                                                                     | 110 |
| Figura 3.1. Pantalla principal programa Oil Field Manager (OFM) <sup>[18]</sup> .....                                            | 114 |
| Figura 3.2. Tasa de Gas Vs. Tiempo del pozo JM-38, Yacimiento JM-38 NAE1 ..                                                      | 115 |
| Figura 3.3. Tasa de Gas corregida Vs. Tiempo del pozo JM-38, Yacimiento JM-38 NAE1 .....                                         | 116 |
| Figura 3.4. Solubilidad del Agua en el .Gas Natural, Incluyendo Compresión del Gas y Efectos de Salinidad. <sup>[12]</sup> ..... | 120 |
| Figura 3.5. Contenido de Agua en el Gas a 170 °F.....                                                                            | 121 |
| Figura 3.6. Generación PVT sintético a través de la herramienta MBAL <sup>[19]</sup> .....                                       | 126 |
| Figura 3.7. Ventana de datos de entrada del tanque en el simulador MBAL <sup>[19]</sup> ....                                     | 130 |
| Figura 3.8. Ventana de datos para modelar el acuífero en el simulador MBAL <sup>[19]</sup> .                                     | 131 |
| Figura 3.9. Ventana de datos para ingresar las propiedades de la roca <sup>[19]</sup> .....                                      | 132 |
| Figura 3.10. Ventana de datos para ingresar los valores de permeabilidad relativa <sup>[19]</sup> .....                          | 132 |
| Figura 3.11. Ventana de datos de presión y producción del yacimiento <sup>[19]</sup> .....                                       | 133 |
| Figura 3.12. Programa OFM, Modulo Forecast <sup>[18]</sup> .....                                                                 | 134 |
| Figura 3.13. Ventana de ubicación del Modulo Well Performace Analysis <sup>[17]</sup> .....                                      | 138 |
| Figura 3.14. Barras de herramientas de Modulo Well Performance Analysis <sup>[17]</sup> ....                                     | 139 |
| Figura 3.15. Sistema realizado del Yacimiento al Separador <sup>[17]</sup> .....                                                 | 140 |
| Figura 3.16. Presión vs Tasa de Gas <sup>[17]</sup> .....                                                                        | 140 |
| Figura 3.17. Perfil de Profundidad Vs. Presión del pozo <sup>[17]</sup> .....                                                    | 141 |
| Figura 3.18. Pantalla principal de la herramienta PETREL <sup>[21]</sup> .....                                                   | 143 |
| Figura 3.19. Pantalla principal de la herramienta ECLIPSE <sup>[22]</sup> .....                                                  | 144 |
| Figura 3.20. Ejecución realizada con herramienta ECLIPSE <sup>[22]</sup> .....                                                   | 144 |
| Figura 3.21. Escenario de las Estrategias de Explotación <sup>[21]</sup> .....                                                   | 145 |

|                                                                                                                         |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 4.1 Comportamiento de producción del yacimiento JM-15 NA-E1.....                                                 | 149 |
| Figura 4.2. Comportamiento de producción del yacimiento JM-38 NA-E1.....                                                | 151 |
| Figura 4.3. Modelo de Presiones de los yacimientos JM.38 NAE1; NAE2 JM-62 y<br>NAE2 JM-62 contra tiempo.....            | 154 |
| Figura 4.4. Comportamiento de la API y RGC con tiempo de los yacimientos JM-<br>15 NAE1 y JM-38 NAE1.....               | 155 |
| Figura 4.5. Modelo de Presiones de los yacimientos JM.38 NAE1; NAE2 JM-62 y<br>NAE2 JM-62 contra G <sub>ptt</sub> ..... | 156 |
| Figura 4.6. Comportamiento de presión y los pozos activos con el tiempo<br>yacimiento JM-15 NAE1,2.....                 | 157 |
| Figura 4.7. Comportamiento de relación gas condensado contra el tiempo<br>yacimiento JM-15 NAE1,2.....                  | 158 |
| Figura 4.8. Comportamiento de la °API contra el tiempo yacimiento JM-15<br>NAE1,2.....                                  | 158 |
| Figura 4.9. Estimación de la presión de rocío del yacimiento JM-15 NAE1,2.....                                          | 159 |
| Figura 4.10. Factor de compresibilidad (Z <sub>2F</sub> ) yacimiento JM-15 NAE1,2.....                                  | 160 |
| Figura 4.11. Factor volumétrico inicial yacimiento JM-15 NAE1,2.....                                                    | 160 |
| Figura 4.12 Método de Declinación de Presión del Yacimiento JM-15 NAE1,2....                                            | 162 |
| Figura 4.13. Método de Cole Plot para determinar la Actividad del Acuífero en el<br>yacimiento JM-15 NAE1,2.....        | 163 |
| Figura 4.14. Método de Declinación de Presión generado por MBal para el<br>Yacimiento JM-15 NAE1,2.....                 | 164 |
| Figura 4.15. Método Analítico generado por MBal para el Yacimiento JM-15<br>NAE1,2.....                                 | 165 |
| Figura 4.16. Mecanismos de producción generado por MBal para el Yacimiento<br>JM-15 NAE1,2.....                         | 166 |
| Tabla 4.5. Resultados de GCOES Mediante la aplicación de Balance de<br>Materiales.....                                  | 166 |

|                                                                                                                                                               |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 4.17. Cálculo de $G_{ptt)_{ab}}$ para la Estimación de las Reservas Mediante el Método de Declinación Energética para el Yacimiento JM-15 NAE1,2 ..... | 167 |
| Figura 4.18. $G_p/N_c)_{ab}$ vs. $G_{ptt}$ para el cálculo de las reservas por el método de Declinación de Presión.....                                       | 168 |
| Figura 4.19. $W_e/N_c)_{ab}$ vs. $G_{ptt}$ para el cálculo de las reservas por el método de Declinación de Presión.....                                       | 169 |
| Figura 4.20. $W_p/N_c)_{ab}$ vs. $G_{ptt}$ para el cálculo de las reservas por el método de Declinación de Presión.....                                       | 170 |
| Figura 4.21. Declinación de producción de la fase gaseosa para el Yacimiento JM-15 NAE1,2 .....                                                               | 171 |
| Figura 4.22. Declinación de producción de la fase de condensado para el Yacimiento JM-15 NAE1,2 .....                                                         | 172 |
| Figura 4.23. Mapa de Producción Grilla y de Burbuja de Gas del Yacimiento JM-15 NAE1,2 .....                                                                  | 174 |
| Figura 4.24. Mapa de Producción Grilla y de Burbuja de Petróleo del Yacimiento JM-15 NAE1,2 .....                                                             | 174 |
| Figura 4.25. Mapa de Producción Grilla y de Burbuja de Agua del Yacimiento JM-15 NAE1,2 .....                                                                 | 175 |
| Figura 4.26. Análisis nodal pozo JM-18 del Yacimiento JM-15 NAE1,2. Condensado .....                                                                          | 176 |
| Figura 4.27. Distribución de Facies del Modelo. ....                                                                                                          | 178 |
| Figura 4.28. Ajuste de la Tasa de Gas.....                                                                                                                    | 179 |
| Figura 4.29 Ajuste de la Producción Acumulada de Gas.....                                                                                                     | 179 |
| Figura 4.30. Producción Acumulada de Gas y Líquido. ....                                                                                                      | 180 |
| Figura 4.31. Tasa de Producción de Gas.....                                                                                                                   | 181 |

## LISTA DE TABLAS

|                                                                                                              |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 2.1 Gradientes Normales de Presión. <sup>[13]</sup> .....                                              | 74  |
| Tabla 2.2. Cálculos para la Aplicación de la Definición de la Declinación Exponencial. <sup>[16]</sup> ..... | 100 |
| Tabla 2.3. Cálculos para la obtención del valor de “a” <sup>[16]</sup> .....                                 | 102 |
| Tabla 3.1. Datos Oficiales de los Yacimientos en Estudio. ....                                               | 112 |
| Tabla 3.2. Datos más relevantes para realizar el Análisis Nodal de los Pozos Activos. ....                   | 137 |
| Tabla 4.1. Valores promedios obtenidos de la evaluación petrofísica <sup>[20]</sup> .....                    | 146 |
| Tabla 4.2. Información oficial de los yacimientos. ....                                                      | 152 |
| Tabla 4.3. Presiones medidas en los pozos. ....                                                              | 154 |
| Tabla 4.4. Resultados obtenidos mediante el Método Volumétrico. ....                                         | 161 |
| Tabla 4.6 Reservas Calculadas mediante la Aplicación del Método de Declinación de Presión .....              | 170 |
| Tabla 4.7. Reservas Calculadas mediante la Aplicación del Método de Declinación de Producción .....          | 173 |
| Tabla 4.8. Relación de las pruebas actuales y optimizadas del yacimiento JM-15 NAE1,2 .....                  | 177 |

# **CAPITULO I.**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1. Planteamiento del Problema**

Con el aumento de la utilización de los combustibles fósiles, que son derivados del petróleo, en nuestro modo de vida, la importancia de éste ha sido de tal magnitud que se ha llegado a convertir en base fundamental y primordial de la economía global, tanto para nuestro país como para los del resto del mundo. El aumento de la demanda a nivel mundial de los hidrocarburos ha suscitado la necesidad de emplear herramientas que nos den mayor comprensión de las formaciones que los contienen, de la cantidad que disponemos de ellos y la mejor manera de producirlos. La industria del petróleo surge de la necesidad de suplir la creciente demanda energética del mercado nacional e internacional bajo grandes esfuerzos de estudios, investigación y aplicación de métodos que nos llevan a una sola dirección, una mayor recuperación, durante la primera y segunda etapa de producción y quizás, si fuese posible, hasta una tercera etapa.

Para una posible recuperación y producción de estos hidrocarburos se crea la empresa PDVSA GAS ANACO, que es la encargada de la exploración y explotación del gas no asociado, así mismo se encarga de la extracción y fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural (LGN), al transporte, distribución y comercialización del Metano. Esta empresa se encuentra localizada en el DISTRITO ANACO. Este Distrito se encuentra ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte de los estados Monagas y Guárico, con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>.

El Distrito Anaco fue nombrado “Centro Gasífero de Venezuela” en el año 1999, consolidándose progresivamente como el centro de producción y manejo de gas

para el país. Es un distrito importante porque posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural.

Este Distrito se encuentra formado por dos grandes áreas operacionales: el ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O), integrada por los Campos Soto - Mapirí, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay y, el ÁREA MAYOR DE ANACO (A.M.A), integrada por los Campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble.

Actualmente, en el Campo San Joaquín existen varios yacimientos, entre los cuales se encuentran el JM-15 y JM-38 (ambos pertenecientes a la Formación Oficina, Arena NAE1) en los domos central y norte respectivamente. Para dichos yacimientos se creó un nuevo modelo estático en el cual se plantea su unificación, estableciéndolos como una sola unidad hidráulica. Esto permitirá un aporte de reservas, razón por el cual se quiere demostrar dinámicamente dicha unificación y la creación de nuevas estrategias de explotación. Esto implica utilizar las técnicas de balance de materiales para definir los mecanismos de producción entre los cuales están (Expansión de las Rocas, Gas en Solución, Capa de Gas, Hidráulico y por Gravedad), además la determinación de reservas mediante curvas de declinación bien sea por Declinación Exponencial, Hiperbólica y/o Armónica y la generación de un modelo de presiones el cual nos permitirá estimar la energía del yacimiento a futuro.

Por esta razón el objetivo principal de esta investigación es evaluar dinámicamente un nuevo modelo estático que unifica los Yacimientos NAE1-JM15 y NAE1-JM38, ambos pertenecientes a los domos central – norte del Campo San Joaquín, Distrito Gas, Anaco.

## **1.2. Objetivos de la Investigación**

### **1.2.1. Objetivo General**

Evaluar dinámicamente el nuevo modelo estático que unifica los Yacimientos NAE1-JM15 y NAE1-JM38, pertenecientes a los domos central-norte del Campo San Joaquín, Distrito Gas, Anaco.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

1. Validar la historia de producción, presión, y pruebas PVT de los yacimientos en estudio.
2. Generar un modelo de presiones para el nuevo yacimiento unificado.
3. Estimar los Volúmenes Originales de Hidrocarburos en Sitio para el nuevo modelo, mediante la técnica de Balance de Materiales.
4. Calcular las reservas recuperables y actuales de hidrocarburos del nuevo modelo mediante la aplicación de las técnicas de las curvas de declinación de producción.
5. Evaluar nuevas estrategias de explotación para el desarrollo de las reservas asociadas del nuevo modelo.

## **CAPITULO II.**

### **MARCO TEORICO**

#### **2.1. Antecedentes**

❖ **CARREÑO.** En su trabajo de grado, analizó el comportamiento de producción y presión así como también las propiedades de los fluidos, lo que permitió validar mediante el modelo dinámico, la conclusión arrojada por el modelo estático, determinando la comunicación hidráulica entre los yacimientos en estudio.<sup>[1]</sup>

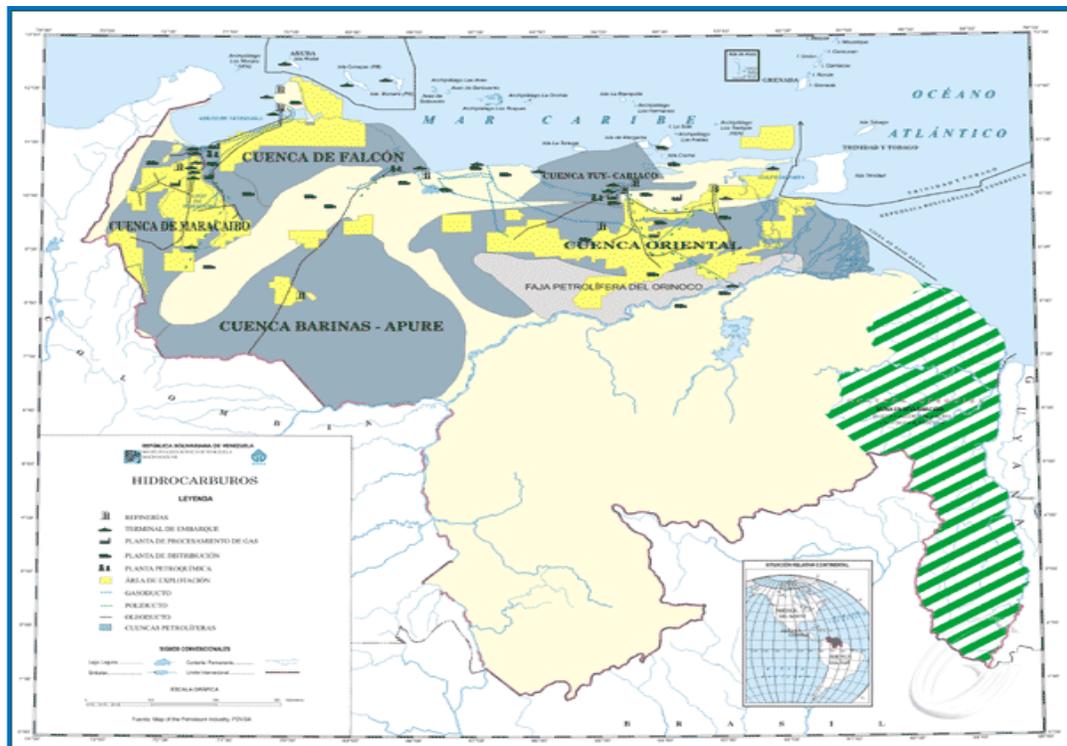
❖ **MOLERO.** En su trabajo de investigación, realizó un modelo dinámico dirigido a conocer las propiedades dinámicas que permiten reproducir de manera eficiente el comportamiento energético de los hidrocarburos presentes en un yacimiento.<sup>[2]</sup>

❖ **BANDRES.** En su investigación, afirmó que para que exista una comunicación areal y vertical entre las unidades de flujo con el fin de establecer zonas que puedan ser unificadas, es necesario la integración de diferentes disciplinas como geología, ingeniería de yacimientos y petrofísica, las cuales permitirán tener una visión amplia sobre el comportamiento real de los yacimientos.<sup>[3]</sup>

#### **2.2. Cuenca Oriental de Venezuela**

La Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, cuya extensión es de Oeste a Este por los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre (Figura 2.1); prolongándose por la Plataforma Deltaica hasta el Sur de

Trinidad. Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 800 km. En sentido Oeste, una anchura de 2.200 km. De Norte a Sur y un área total aproximada 165.000 km<sup>[4]</sup>.



**Figura 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela** <sup>[4]</sup>

Topográficamente, presenta extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 km<sup>2</sup>; limita al Sur por el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Norte por el cinturón móvil de la Serranía del Interior Central y al Oeste por el levantamiento del Baúl. Estratigráficamente contiene 30.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos, Terciarios y Recientes.

La Cuenca Oriental contiene más de 20.000 pies de sedimentación de edad precretácea y terciaria (Figura 2.2), entre las cadenas montañosas terciarias situadas al norte y el Escudo Guayanés emplazado al sur, su columna estratigráfica consta casi

exclusivamente de areniscas y lutitas con edades que van desde el Cámbrico Inferior al Pleistoceno<sup>[4]</sup>.

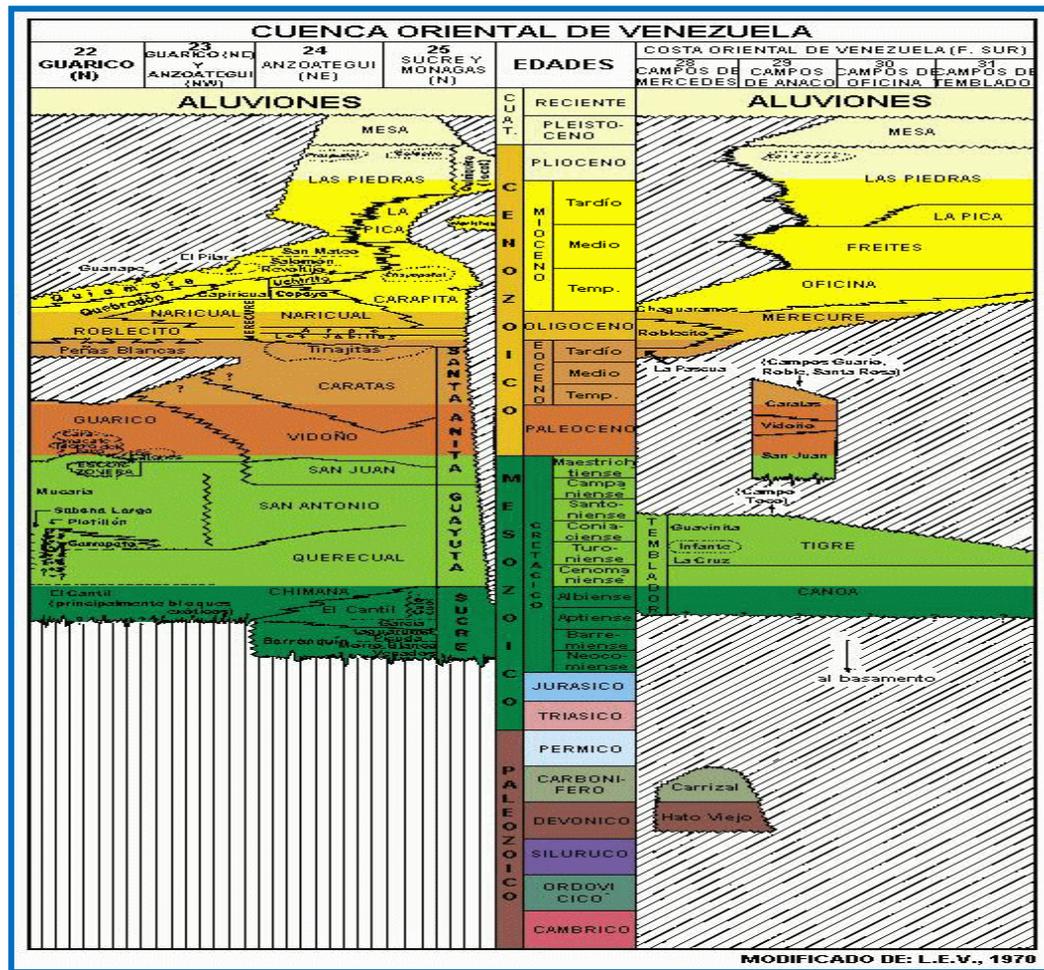


Figura 2.2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela [5]

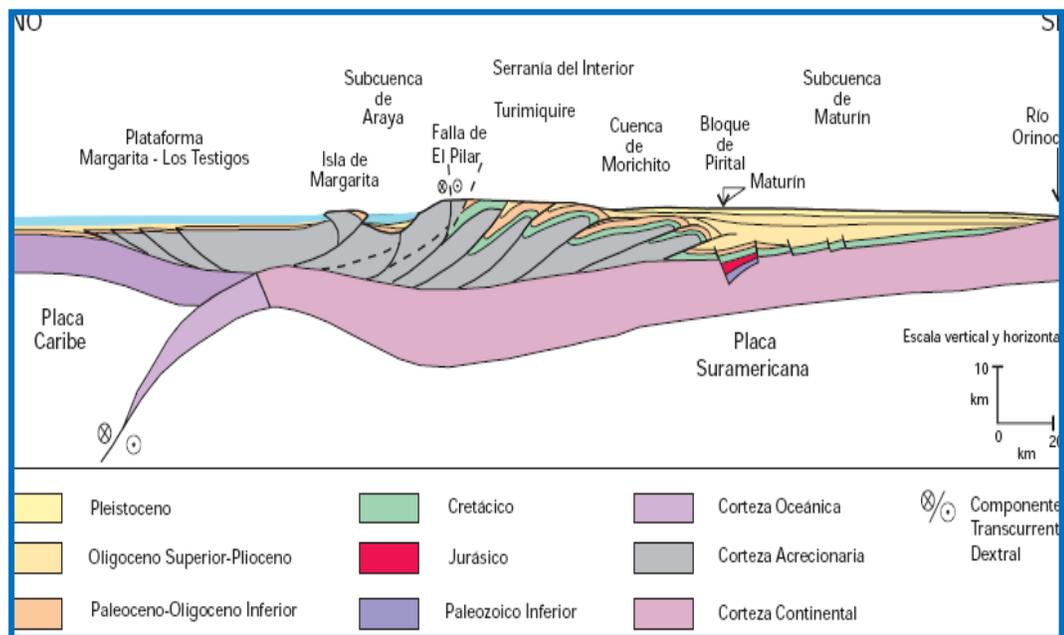
A nivel petrolífero la Cuenca Oriental de Venezuela puede considerarse como un evento de edad terciaria. Por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológica ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico, al Oeste; y Subcuenca de Maturín, al Este, siendo esta la última donde se expondrán sus características en una forma más amplia y detallada ya que en ella se encuentra el área en estudio.

### 2.2.1. Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del Estado Guárico y parte del Norte del Estado Anzoátegui. El flanco Norte de la cuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencia de presiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, y con acuíferos de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimiento. La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del Norte de Guárico. La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al Sur del frente de montañas sea de gas y no de petróleo líquido. Los principales campos petroleros, de Oeste a Este: Palacios, Las Mercedes, Yucal-El Placer, Tupido, El Jobal y Mocoya. En especial, Yucal-El Placer es un campo de gas por excelencia. Hacia el Sur del Estado Guárico, las unidades Cretácicas y Terciarias se acuíferos gradualmente, generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado La Faja del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya emigración parece haber ocurrido de Norte a Sur, sino también de noreste a suroeste. Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades de yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina. Las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales)<sup>[5]</sup>.

### 2.2.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuíñamientos de las unidades estratigráficas hacia el Sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur (Figura 2.3).



**Figura 2.3. Corte Geológico Conceptual Noreste-Sureste Desde la Plataforma de Margarita-Los Testigos Hasta el Río Orinoco.** [5]

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco de la Subcuenca de Maturín: Una expensa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador, en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros hasta su relleno final de ambientes continentales. En la

Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble del espesor que su equivalente (Formación La Luna) en Venezuela Occidental, con similares características de roca madre. Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco norte de la Subcuenca, no se puede establecer con claridad cómo se produce el cambio lateral de las unidades cretácicas hacia el Grupo Temblador del sur; sin embargo, se estima que para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre cercana.<sup>[5]</sup>

Para los campos del Norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido cretácica (Grupo Guayuta) aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes con materia orgánica de afinidad continental, la superficie de la Formación Naricual es muy carbonosa, por ejemplo.

Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las Formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácicos Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras – Quiriquire (molasa mio – plioceno) revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, con las del campo El Furrial, Para los entrapamientos de hidrocarburos.

Las unidades sello regionales, para la secuencia Cretácico – Terciaria en el flanco norte de la subcuenca, son las formaciones Vidoño, Areo, Carapita. Estas dos últimas también pueden ser contenedores de yacimientos lenticulares. Son de particular importancia los glóbulos turbidíticos de la Formación Carapita (Miembro Chapapotal).

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

Los principales campos petrolíferos, de este a oeste y en el norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepin, El Furrial, Oricual, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.

En su límite Sur, la Subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre cretácica con migración distinta a lo largo y a través de la discordancia Cretácico – Neógeno y Basamento – Neógeno. La gravedad de los crudos es bastante diversa: en los campos de El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare – La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41 °API; en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; en la Faja del Orinoco los crudos pesados y extrapesados constituye la característica esencial. En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la Subcuenca y hacia los yacimientos más someros: La Faja del Orinoco en flanco sur, y los campos de Quiriquire, Manresa y Guanoco en el flanco norte (estos dos últimos contienen crudos extrapesados).

Estructuralmente, la cuenca Oriental de Venezuela es asimétrica, presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada que sirve de límite para la cuenca.

Por su contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca de América del Sur, solo sobrepasada por la cuenca del Lago del Maracaibo. Si se añaden a estos

recursos las reservas estimadas por su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, pasarían a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del sur.<sup>[5]</sup>

En esta cuenca se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo:

1. Área Guárico.
2. Área Mayor de Oficina.
3. Área Mayor de Anaco.
4. Área Mayor de Urica (Zona Noroeste de Anzoátegui).
5. Área Mayor de Santa Barbara (Noroccidental de Monagas).
6. Área Mayor de Jusepin (Región Noroccidental de Monagas).
7. Área Mayor de Quiriquire (Región Noroccidental de Monagas).
8. Área de Pedernales.

Topográficamente se caracterizan por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas que en conjunto abarca unos 164.000 km<sup>2</sup> de superficie, lo cual la hace la primera en extensión superficial, además de que lo es en importancia en cuanto a reservas petrolíferas, incluidas las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Es también una de las cuencas más prolíficas en el mundo. Desde el punto de vista hidrocarburífero, existen dentro de la cuenca unos ochenta campos donde se han perforado unos doce mil pozos (excluye costa afuera). La Cuenca Oriental se ha dividido en seis Sub-regiones, las cuales se diferencian entre sí, ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas, ellas son:<sup>[5]</sup>

1. Área Mayor de Oficina.
2. Norte de Anzoátegui.
3. Norte de Monagas.
4. Guárico.
5. Área Temblador.
6. Área Mayor de Anaco.

### 2.3. Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco (AMA)

La región Norte de Anzoátegui se extiende por 10.500 km<sup>2</sup> a partir del corrimiento frontal de la Serranía del Interior en el norte hasta el corrimiento de Anaco en el Sur; termina al Este en el sistema de fallas de Urica, y su final occidental se coloca 30 km al Oeste del límite entre los estados Anzoátegui y Guárico. Comprende el área Mayor de Anaco al sur, el Área Mayor de Urica hacia el noreste y el Área Guaribe-Chaparro en el extremo noreste.

El área de estudio abarca los campos petrolíferos de Santa Rosa, San Joaquín, Guarío, Santa Ana, El Toco, son conocidos en su conjunto como el Área Mayor de Anaco (Figura 2.4). Se encuentran situados en la parte central del estado Anzoátegui, dentro del sector norte del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. <sup>[6]</sup>



Figura 2.4. Campos del Área Mayor de Anaco (AMA) <sup>[6]</sup>

Desde los comienzos de la exploración petrolera en Anzoátegui las cuadrillas de geología de superficie reconocieron manifestaciones gasíferas y algunos pequeños volcanes de lodo, en cercanía de las poblaciones Santa Ana y San Joaquín. Las formaciones miocenas se encontraban aflorando en las cimas de unos domos, y los ríos Guarío y Aragua desviaban su rumbo rodeando las estructuras.

La presencia de hidrocarburos fue descubierta en 1936 con la perforación de pozo Santa Ana N° 1 (AM-1) de la Mene Grande Oil Company, ubicado mediante geología de superficie, hasta profundidad de 2.591 metros.

Durante 1.934-1.936 los geólogos de la Creole y Mene Grande desarrollaron un detallado trabajo de superficie sobre los domos de San Joaquín y realizaron extensos programas sísmicos, lo que permitió establecer un buen patrón estructural de la zona para 1.937.

La geología de superficie, las fotografías aéreas y, más tarde, los levantamientos sismográficos y los sondeos estructurales aportaron la información que justificaba la exploración por taladro. Se mencionaron flujos de gas, de hasta 400.000 pies<sup>3</sup>/día, en la perforación de los puntos de disparo que efectuaban las cuadrillas sismográficas<sup>[6]</sup>.

#### **2.4. Geología Estructural**

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica cordillerana del norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Producto de esta tectónica se produce el corrimiento de Anaco, unas series de pliegues anticlinales y domos, así como también un conjunto de fallas normales, inversas y transcurrentes.

El corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui con una longitud de 85 km, desde el sur del Campo de El Toco hasta este del Campo de La Ceiba. Se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo noreste y buzamiento promedio de  $45^\circ$  al noroeste, en cuyo lado norte se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea del corrimiento, que enumerados de suroeste a noreste son: el Campo de El toco, desarrollado sobre el domo del mismo nombre, el Campo de Santa Ana, que se desarrolla sobre un domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores; el Campo de San Joaquín con tres culminaciones y un pronunciado declive al noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo de Guarario; más al noreste se emplaza el domo de Santa Rosa, en el cual se localiza el campo del mismo nombre. Hacia el este se observa un fuerte declive hacia la parte más profunda de la cuenca, cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y La Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia del fallamiento transversal extenso.

El levantamiento de Anaco, que comprende las culminaciones dómicas enumeradas, es en su conjunto asimétrico con buzamientos que alcanzan  $25^\circ$ - $27^\circ$  en el flanco sur en contraste con solo  $2^\circ$ - $5^\circ$  en el flanco norte, particularmente en el Campo El Roble donde se llega a observar una verdadera terraza tectónica.

Funkhouser (1948) y Murany (1972) han sugerido que el buzamiento del plano de falla decrece a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamiento. El desplazamiento de esta falla decrece de este a oeste, desde un máximo de 7000' en Santa Rosa hasta unos 700' en Santa Ana; hacia el oeste del Campo de El Toco tiende a desaparecer<sup>[6]</sup>.

## 2.5. Estratigrafía del Área Mayor de Anaco

Geológicamente, el Área Mayor de Anaco está representada por una columna estratigráfica muy variada, (figura 2.5) ya que su estructura parte desde el Cretáceo de la era Mesozoica pasando por el Oligoceno, Mioceno, Plioceno, y por último el más joven Pleistoceno.

Está constituido por las siguientes formaciones de edad más temprana a más antigua: Mesa, Las Piedras, Oficina, Merecure, Vidoño, San Juan y San Antonio. De estas formaciones las más prospectivas son: Oficina, y Merecure, con sellos de lutitas extensas dentro de las mismas unidades. La formación Freites también constituye un sello regional de gran importancia.<sup>[7]</sup>

| EDAD                         | DESCRIPCION                                       |                                                                                                                   |
|------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| PLEISTOCENO                  | Conglomerados gruesos.<br>Areniscas ferruginosas. | MESA                                                                                                              |
|                              | PLIOCENO                                          | Areniscas, limolitas y arcillas.<br>Algunos lignitos.                                                             |
| MIOCENO<br>INFERIOR<br>MEDIO |                                                   | Areniscas y limos separados por lutitas y algunos lignitos.<br><br>Los cuerpos de arena son:<br>canales y barras. |
|                              | F AZUL                                            |                                                                                                                   |
|                              | I MORENO                                          |                                                                                                                   |
|                              | C NARANJA                                         |                                                                                                                   |
|                              | I VERDE                                           |                                                                                                                   |
|                              | N AMARILLO                                        |                                                                                                                   |
| OLIGOCENO                    | Areniscas masivas y lutitas carbónáceas delgadas  | A COLORADO                                                                                                        |
|                              |                                                   | MERECURE (A-T4,5)                                                                                                 |
|                              |                                                   | VIDOÑO                                                                                                            |
|                              |                                                   | SAN JUAN                                                                                                          |
|                              |                                                   | SAN ANTONIO                                                                                                       |

Figura 2.5. Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco <sup>[7]</sup>

## **2.5.1. Características de las Formaciones**

### **2.5.1.1. Formación Mesa**

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

### **2.5.1.2. Formación las Piedras.**

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

### **2.5.1.3. Formación Oficina.**

Del período Mioceno Temprano - Medio, está presente en el subsuelo de todo el flanco sur de los estados Anzoátegui y Monagas. El espesor de la Formación Oficina aumenta desde su acuñamiento en el borde sur de la Cuenca hacia su eje. El área oficina tiene alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3-90 pies, algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por  $\text{km}^2$ . Otras son arenas depositadas por un canal situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables.

Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y lutitas parálicas, con abundantes lignitos de muy poco espesor pero de gran extensión lateral. Individualmente las areniscas son lenticulares, pero los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la Cuenca.

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante de la cuenca oriental de Venezuela. De hecho, son de Oficina las principales arenas que producen hidrocarburos desde la faja petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la cuenca.

Por conveniencia en el trabajo estratigráfico, la formación Oficina ha sido subdividida en 7 miembros individuales, basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, entre otros, las cuales, en orden estratigráfico descendente son conocidas con los nombres de: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

#### **2.5.1.4. Formación Merecure**

Esta formación se desarrolló durante el Oligoceno - Mioceno Inferior, y se caracteriza por poseer una secuencia de arenas que van desde ME-A hasta ME-T4,5.

El área se compone en más de 50% de areniscas de color gris a oscuro, que varían de macizas a mal estratificadas, duras de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una muy amplia variedad de permeabilidad y porosidad, las cuales se encuentran separadas por laminas lutíticas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas ferruginosas y ocasionales lignitos, lo cual indica que la deposición fue de origen continental y fluvial.

#### **2.5.1.5. Formación Vidoño**

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

#### **2.5.1.6. Formación San Juan.**

Pertenece al Cretácico Superior – Terciario Inferior. Está constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, Se caracteriza por la presencia de areniscas masivas grises bien estratificadas, de grano fino a medio, bien escogido, localmente glauconíticas y a veces calcáreas. Representa el primer horizonte Cretáceo. El contacto con la infrayacente Formación San Antonio es concordante y transicional.

La formación San Juan es de ambiente nerítico – costero donde el aporte arenoso, uniforme, lento y constante originó la regularidad en la distribución, la buena estratificación y el gran porcentaje de arenas de la formación.

#### **2.5.1.7. Formación San Antonio.**

De edad Cretácica, en esta formación predominan las lutitas oscuras o negras y laminadas sobre las calizas, pero el elemento más distintivo es la presencia de areniscas grises, duras, finas y frecuentemente calcáreas. Una característica típica es la presencia de diques de areniscas gris claro. Su contacto superior es diacrónico y su ambiente de sedimentación es pelágico.<sup>[7]</sup>

## 2.6. Características de las Acumulaciones del Área

La producción y reservas de petróleo y gas son más típicas de trampas controladas estructuralmente, los crudos livianos consistentemente parafinoso y los condensados presentan relativamente pequeñas diferencias laterales o verticales en gravedad API, dentro del mismo campo, lo cual sugiere el efecto unificador de una fuente cercana bien organizada y relativamente poca influencia de funciones diferenciales de trampa, que a veces se aplican a cada yacimiento.

La composición relativamente uniforme de los crudos en el área Mayor de Anaco sugiere un origen común y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora. El acceso a una fuente más profunda, más joven y menos marina puede ser mas proporcionado por la falla inversa en Anaco, que coloca las facies marinas sobre facies terrestres y probablemente permite la intercomunicación de múltiples fuentes profundas. Ésta interpretación es apoyada por la semejanza de los petróleos parafínicos que están por encima y por debajo de la zona de falla en el campo San Joaquín.

En el alineamiento de Anaco, desde el Campo San Joaquín al Norte hasta El Toco al Sureste, se encuentra una serie de hasta ocho acumulaciones dómicas situado sobre el lado levantado de una falla de corrimiento de dirección Noreste – Sureste y buzamiento al Noreste. Los desarrollos dómicos delimitan los campos petrolíferos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín (dos domos bien diferenciados), Santa Ana (tres domos pobremente diferenciados) y El Toco. En las sillas tectónicas principales se encuentran fallas transcurrentes de dirección Noreste que completan el sistema de corrimientos.

El entrapamiento de hidrocarburos en las arenas de los campos mencionados presentan distintas modalidades: entrapamiento puramente anticlinal en el cual el contacto agua – petróleo es paralelo a una curva estructural. Los canales rellenos de arena, tan importantes en el Área Mayor Oficina, se prolongan hasta el levantamiento de Anaco con dirección general Sur a Norte. Estos canales son factor importante en el Campo San Joaquín y en forma similar, en el entrapamiento del Campo Aragua.

El corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo en el entrapamiento de arenas petrolíferas de la Formación Oficina, porque el contacto petróleo – Agua está por encima del contacto falla – arena, ya que en ciertas arenas productoras de la formación Merecure el contacto petróleo – agua del flanco Noreste está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla indicando que la falla participa de modo directo en el entrapamiento. Las sillas tectónicas entre los domos mayores contienen petróleo en algunos casos particulares pero no por regla general.

Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noreste del levantamiento San Joaquín – Guarío. Al Noroeste del Campo Santa Ana se encuentra los Campos San Roque y Aragua ambos desarrollado sobre el flanco Noroeste del Domo Santa Ana. El entrapamiento parece deberse a lenticularidad de arenas y presencia de canales Norte – Sur.<sup>[7]</sup>

## **2.7. Estratigrafía del Área de Estudio**

La secuencia estratigráfica que enmarca el área en estudio, se extiende desde el Cretácico hasta el Mioceno Inferior-Medio (Figura 2.6) y está constituido por las siguientes formaciones de edad más temprana a más antigua: Mesa, Las Piedras, Oficina, Merecure, Vidoño, San Juan y San Antonio. Las principales formaciones

productoras por excelencia en el área de Anaco son la Formación Merecure (Oligoceno) y Oficina (Mioceno).

El área Oficina ha sido subdividida en siete intervalos, basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, entre otros, mal llamados miembros, que en orden estratigráfico de más antiguo a más joven se designan con los nombres de: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco.

Esta área tiene alrededor de 120 arenas de diferentes espesores, variables entre 3-90 pies, algunas de ellas se extienden como verdaderos mantos por km<sup>2</sup>. Otras son arenas depositadas por un canal situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables.<sup>[8]</sup>

| EDAD                   | FORMACION          | MIEMBRO           | DESCRIPCIÓN                                                                                 | ESTRATIGRAFIA |
|------------------------|--------------------|-------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| MIOCENO INFERIOR-MEDIO | OFICINA 1000-5000' | BLANCO            | Lutitas v areniscas alternadas.<br>limolitas v lignitos<br>Los cuerpos de arena son canales |               |
|                        |                    | AZUL              |                                                                                             |               |
|                        |                    | MORENO            |                                                                                             |               |
|                        |                    | NARANJA           |                                                                                             |               |
|                        |                    | VERDE             |                                                                                             |               |
|                        |                    | AMARILLO          |                                                                                             |               |
|                        |                    | COLORADO          |                                                                                             |               |
| OLIGOCENO              | MERECURE           | ME-A / ME- 4,5    | Areniscas masivas y lutitas carbonaceas delgadas                                            |               |
| CRETACICO              | SAN JUAN           | SAN JUAN-A / N    | Lutitas con areniscas<br>Areniscas duras grises de grano fino a medio                       |               |
|                        | SAN ANTONIO        | SAN ANTONIO A / X | Calizas y lutitas negras con                                                                |               |

Figura 2.6 Columna Estratigráfica Campo San Joaquín <sup>[8]</sup>

### **2.7.1. Formación San Antonio (Cretácico Tardío)**

La unidad consiste esencialmente de calizas y lutitas negras, como la Formación Querecual, infrayacente, pero además contiene numerosas capas de areniscas duras de color gris claro. Una característica típica es la presencia de diques anastomósicos de areniscas, analizados detalladamente por Laubscher (1961).

### **2.7.2 Formación San Juan (Maastrichtiense Tardío):**

Alternancia monótona de capas de areniscas de 0,3 a 1 m de espesor, muy duras, gris a gris claro de grano fino, bien escogidas, escasamente glauconíticas y localmente calcáreas. Estas capas de areniscas se intercalan con capas centimétricas de lutitas negras, arenáceas, localmente calcáreas y limolitas negras.

### **2.7.3 Formación Vidoño (Campaniense - Eoceno Temprano)**

Según Hedberg y Pyre (1944) la formación está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita.

### **2.7.4 Formación Merecure (Oligoceno - Mioceno Temprano)**

Funkhouser et al. (op. cit.) la formación se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos.

### 2.7.5 Formación Oficina (Mioceno Temprano - Medio)

Hedberg *et al.* (*op. cit.*), describen la Formación Oficina como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras como en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. La Formación Oficina del área de Anaco tiene más lutitas que en el área tipo (Funkhouser *et al.*; *op. cit.*) y se divide en varios miembros los cuales son:

- ❖ **Miembro Colorado:** el término Miembro Colorado fue publicado originalmente por Funkhouser *et al.* (1948), para designar el más inferior de los siete miembros informales en que dividieron a la Formación Oficina, en el Área Mayor de Anaco, Anzoátegui Central. Consiste principalmente en lutitas, con varios intervalos de areniscas de grano fino a grueso. El espesor varía entre 335 y 480 m.
- ❖ **Miembro Amarillo:** Funkhouser *et al.* (1948) publicó originalmente el término Miembro Amarillo, para designar el sexto, en orden descendente, de los siete miembros informales en los que subdividieron la Formación Oficina, en el Área Mayor de Anaco, Anzoátegui Central. Está formado predominantemente por lutitas gris oscuro y lutitas y areniscas interlaminadas, aumentando el desarrollo de arenas hacia el norte. El espesor varía entre 198 y 275 m.

- ❖ **Miembro Verde:** el término Miembro Verde fue publicado originalmente por Funkhouser *et al.* (1948), para designar el quinto, en orden descendente, de los siete miembros informales en que subdividieron a la Formación Oficina en el Área Mayor de Anaco, Anzoátegui Central. Consiste en lutitas gris oscuro, areniscas y lutitas interlaminadas y areniscas delgadas de grano fino a medio y además, algunas calizas y lutitas ligníticas. El espesor varía de 271 a 350 m.
- ❖ **Miembro Naranja:** Funkhouser *et al.* (1948), publicó originalmente el término Miembro Naranja, para designar el cuarto, en orden descendente, de los siete miembros informales en que subdividieron a la Formación Oficina, en el Área Mayor de Anaco, Anzoátegui Central. Litológicamente, consiste en lutitas fisiles color gris, lutitas y areniscas interlaminadas, areniscas y calizas delgadas y lignitos. El espesor varía entre 375 y 549 m.
- ❖ **Miembro Moreno:** el término Miembro Moreno fue originalmente publicado por Funkhouser *et al.* (1948), para designar el tercero, en orden descendente, de los siete miembros informales en que se subdividieron la Formación Oficina en el Área Mayor de Anaco, Anzoátegui Central. Consiste predominantemente, en lutitas fisiles, gris oscuro, con algunas areniscas calcáreas, calizas delgadas con estructuras de cono en cono, lignitos y arcillitas gris. El espesor va desde 213 a 518 m.
- ❖ **Miembro Azul:** este es uno de los siete miembros de la Formación Oficina, descritos por Funkhouser *et al.* (1948) en los campos petrolíferos de Anaco, Estado Anzoátegui.
- ❖ **Miembro Blanco:** Este término designa uno de los siete miembros de la Formación Oficina, establecidos por Funkhouser *et al.* (1948) en los campos petrolíferos de Anaco con nomenclatura informal.

### **2.7.6. Formación Las Piedras (Mioceno Tardío - Plioceno):**

En la localidad tipo, la Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg (1950). También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde.

### **2.7.7. Formación Mesa (Pleistoceno):**

En los límites norte y sur de la Mesa de Guanipa (González de Juana, 1946), la Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita.<sup>[6]</sup>

## **2.8. Ubicación del Área en Estudio. Campo San Joaquín**

El Campo San Joaquín está ubicado en la cuenca Oriental de Venezuela, descrita anteriormente, se extiende en su mayor parte por los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. En forma resumida, esta gran depresión de régimen tectónico, se encuentra subdividida por el sistema de fallas Anaco-Altamira, en dos subcuencas sedimentarias: la de Guárico, localizada al Oeste de la estructura y la de Maturín, situada al Este de la misma.<sup>[7]</sup>

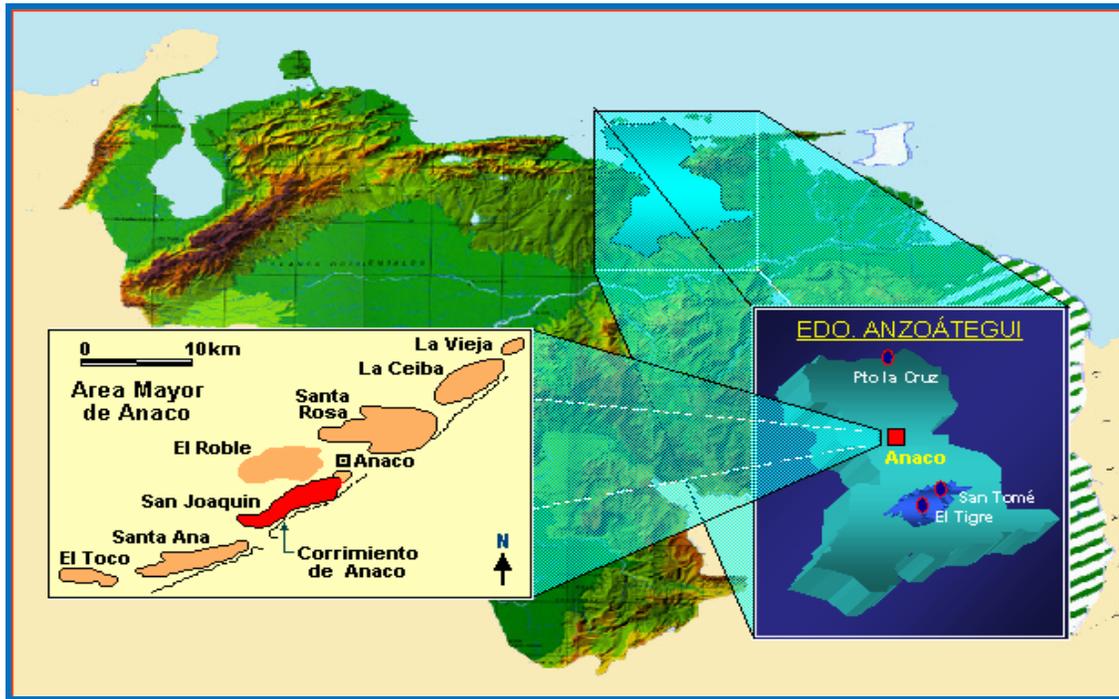
La primera de ellas es atravesada por el corrimiento de Anaco, el cual divide el área en dos grandes sectores, el Área Mayor de Anaco (AMA), y el Área Mayor de Oficina (AMO). El campo en estudio se encuentra ubicado en el Área Mayor de Anaco, aproximadamente a 8 Km (Figura 2.7). Del Suroeste de la Ciudad de Anaco, y a 150 km. al sureste de Maturín.

El Campo San Joaquín, constituye una de las mas grandes e importantes acumulaciones de gas condensado, es uno de los campos mas largos pertenecientes al Área Mayor de Anaco., abarcando un área aproximada de 450 Km<sup>2</sup>.

Este campo esta conformado por tres domos bien diferenciados asociados, en cuyas crestas aflora la Formación Oficina. Estos domos son asimétricos y se han encontrado fallas normales con desplazamientos de 150 pies aproximadamente, y una profunda silla tectónica está presente entre los domos norte y sur del campo, cuyas discrepancias en la acumulación y espesores de la zona productora indican que estos domos están definitivamente separados.

Las unidades estudiadas se encuentran en el campo San Joaquín, Formación Oficina, Miembro Naranja. Las características particulares de esta formación son las siguientes: alternancia monótona de arenas y lutitas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente las arenisas son lenticulares, pero extendidas a grandes distancias. El ambiente sedimentario corresponde a un complejo fluviodeltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos.

El miembro Naranja presenta arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limonitas marrones.<sup>[7]</sup>



**Figura 2.7. Ubicación del Campo San Joaquín [7]**

El yacimiento JM-15 fue descubierto el 28 de Diciembre de 1940, con la completación del pozo JM-15 en las Arenas NAE1 y NAE2 (fueron completadas conjuntamente) con un espesor neto de 94 pies. La acumulación de hidrocarburos fue clasificada como un yacimiento de gas condensado. La prueba inicial de producción fue realizada el 2 de Noviembre de 1941 con reductor de 1/8, con el que se obtuvo una tasa de 17 BPD, RGP de 8555 PCN/BN, °API de 57.8 y Pi de 1537 lpc.

El yacimiento JM-38 por su parte, inicio producción Enero de 1948 donde fue completado con doble zona con la Arena Colorado F fluyendo por tubería y la Arena Naranja E1 por el espacio anular con espesor de 26 pies. Las pruebas de producción inicial clasifican al fluido como gas condensado reportando una tasa de 349 BPD, RGP de 13800 PCN/BN, °API de 52 y Pi de 1600 lpc

## **2.9. Ingeniería de Yacimientos**

La meta del Ingeniero de Yacimientos es suministrar hechos, información y conocimientos necesarios para controlar las operaciones y obtener el máximo recobro posible de un yacimiento. Al “menor costo”.

El campo de acción del ingeniero de petróleo está formado fundamentalmente por tres partes:

- Perforación y Operación de los pozos y yacimientos.
- Manejo superficial de los fluidos.
- Caracterización de la roca y fluidos presentes en el yacimiento y su comportamiento.

Las dos primeras dependen de la tercera. Para una ingeniería efectiva las partes mencionadas no pueden ser tratadas por separado, ya que ellas están relacionadas a un sistema unificado. La ingeniería de de petróleo se aplica al sistema total y que está controlado totalmente por esa unidad que es el yacimiento. <sup>[8]</sup>

## **2.10. Caracterización de Yacimientos**

Las mejores prácticas en caracterización de yacimientos incluyen ciertas fases que están íntimamente ligadas y que deben ser integradas por los diferentes profesionales que realizan el proyecto. <sup>[8]</sup>

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico, donde se debe tener en cuenta como primera instancia el objetivo y el alcance del mismo, dependiendo del propósito, complejidad y tiempo requerido. Una vez definido el objetivo y tomando en cuenta las características y tipo de yacimiento se deben realizar análisis de los

datos disponibles y compararlo con el objetivo que se desea desarrollar, incluyendo la problemática planteada y determinar si la cantidad y calidad de los datos es suficiente para caracterizarlo.

El estudio integrado de un yacimiento no puede comenzar hasta no haber recopilado la mayor información posible sobre el mismo y sobre todo tener una concepción sólida y clara de él, que le permita realizar una evaluación confiable y así obtener un excelente plan de explotación y un alto recobro al menor costo. Para lograrlo se necesita de datos petrofísicos, historia de presión y producción, estudios geológicos previos, análisis PVT, entre otros. Así como también programas que contengan modelos matemáticos capaces de estimar eficientemente las reservas del yacimiento y predecir su comportamiento.

Una vez recopilada la información anterior se procede a validar el material que se tiene disponible para garantizar la cantidad y calidad de los datos. Cumplidos cada uno de estos pasos, se procede a calcular y/o determinar los parámetros fundamentales los cuales van a revelar el tipo de fluido presente en el yacimiento. Se consideran como variables importantes a la hora de determinar el fluido presente en el yacimiento: la  $\rho$ API y relación gas-petróleo.

También es importante identificar el estado actual del yacimiento:

- **Saturado:** Cuando la presión de yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo.
- **Subsaturado:** Cuando la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbujeo

Finalmente con la fusión de los datos recopilados se aplican las ecuaciones necesarias para determinar la cantidad de hidrocarburo en sitio (GOES, GCOES,

POES). Cuando se habla de fusión, esta implica la creación de parámetros cuantificables: factor volumétrico, viscosidad y saturación tanto del petróleo como del gas; que muestren el comportamiento del yacimiento a partir de la información geológica, petrofísica y datos de presión y producción recopilados [8]

### **2.10.1. Modelo Estructural**

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio, el cual se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos (discordancia y superficie de inundación), los cuales han sido previamente interpretados de registros de pozos, análisis sedimentológico y bioestratigráficos de núcleos, muestras de canal y de pared.

Los contornos estructurales indican la orientación del estrato mapeado (rumbo), la inclinación y magnitud del estrato en relación al plano horizontal (pliegues, anticlinales, homoclinales, etc.), el desplazamiento de las fallas, etc. [8]

### **2.10.2. Modelo Estratigráfico**

El primer paso para la construcción de este modelo consiste en realizar una correlación regional con perfiles o registros eléctricos de pozos y a la vez una correlación detallada del horizonte estratigráfico prospectivo basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestren buena continuidad en la secuencia sedimentaria y se aprecian fácilmente en los registros.

En estudios de subsuelo la herramienta más valiosa de observación directa de la roca es el núcleo convencional, con el cual se puede identificar la litología, ambientes de deposición, estructuras sedimentarias, actividad de organismos, etc. El núcleo es

muy útil para determinar la mejor visión de la distribución cualitativa de la porosidad y permeabilidad de la roca y de la distribución del tamaño de grano. <sup>[8]</sup>

### **2.10.3. Modelo Petrofísico**

La elaboración de este modelo se basa en el análisis de núcleos, de datos de registros, de datos de producción, en el cálculo de los más importantes parámetros petrofísicos y de calidad del yacimiento tales como resistividad de la formación ( $R_t$ ), resistividad del agua de la formación ( $R_w$ ), temperatura de la formación, porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad ( $K$ ), litología, movilidad de hidrocarburos, volumen de arcilla ( $V_sL$ ), saturación de agua ( $S_w$ ), distribución entre gas y petróleo, etc., y en el cálculo de espesores para construir mapas isópacos de arena total, neta y petrolífera. <sup>[8]</sup>

### **2.10.4. Modelo Dinámico de Fluidos**

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: Datos PVT, composición, permeabilidades relativas, presiones capilares e historias de producción, inyección y presión.

La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción, y las reservas totales.

Una vez establecidas las condiciones dinámicas de los fluidos (PVT) y su relación con la roca ( $K_r$ ), deben procederse al Balance Materiales. Este Balance permite determinar los volúmenes de hidrocarburos horizontales en sitio en el yacimiento (COES, GOES, GCOES). <sup>[9]</sup>

## 2.11. Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos

### 2.11.1. Clasificación Geológica

Los criterios geológicos de clasificación se basan en las formas físicas de la parte sólida del yacimiento, tipificándolos como trampas dentro de las cuales destacan:

#### 2.11.1.1 Trampas Estructurales

Es aquella en la que el límite superior se ha vuelto cóncavo, visto desde abajo, por alguna deformación local, como puede ser, plegamiento o fallamiento, o ambos, de roca reservorio. Las trampas estructurales son las más comunes, consideradas de gran importancia en el aumento de reservas de petróleo en el mundo entero. Los procesos de deformación de los estratos pueden ser compresionales, gravitacionales, intrusivos o por levantamientos rejuvenecidos. (Figura 2.8)

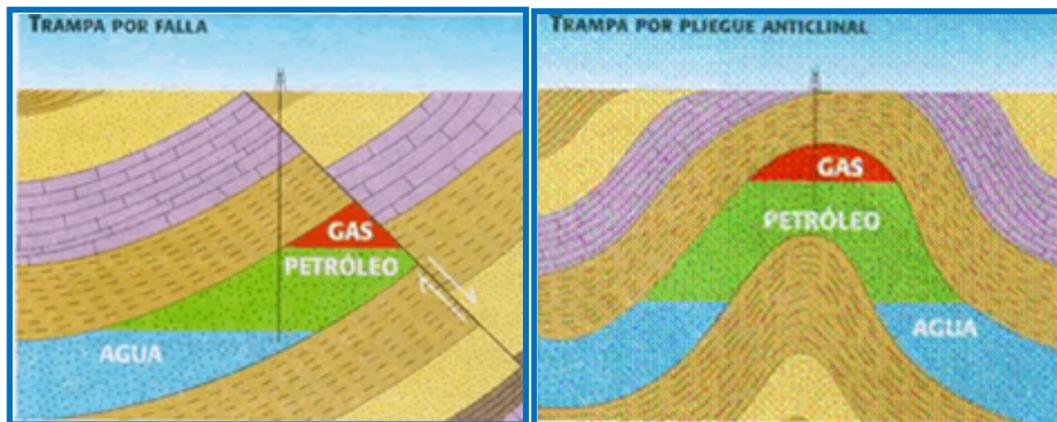
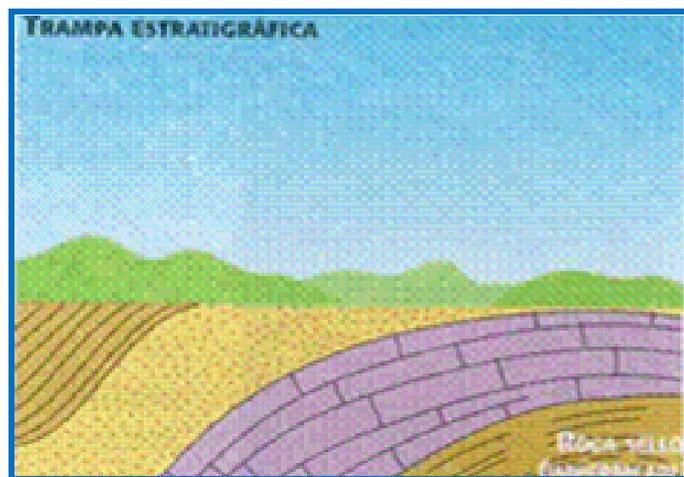


Figura 2.8. Trampas Estructurales <sup>[9]</sup>

### 2.11.1.2 Trampas Estratigráficas

Es el resultado de un proceso de concentración y de repetidas erosiones de sedimentos depositados previamente y o de cambios posteriores a la deposición. Ya que en una trampa de esta clase siempre se encuentran elementos estructurales, se puede definir una trampa estratigráfica como aquella donde la deformación estructural posterior tiene gran importancia sobre la acumulación, migración y retención de petróleo y gas.(Figura 2.9)



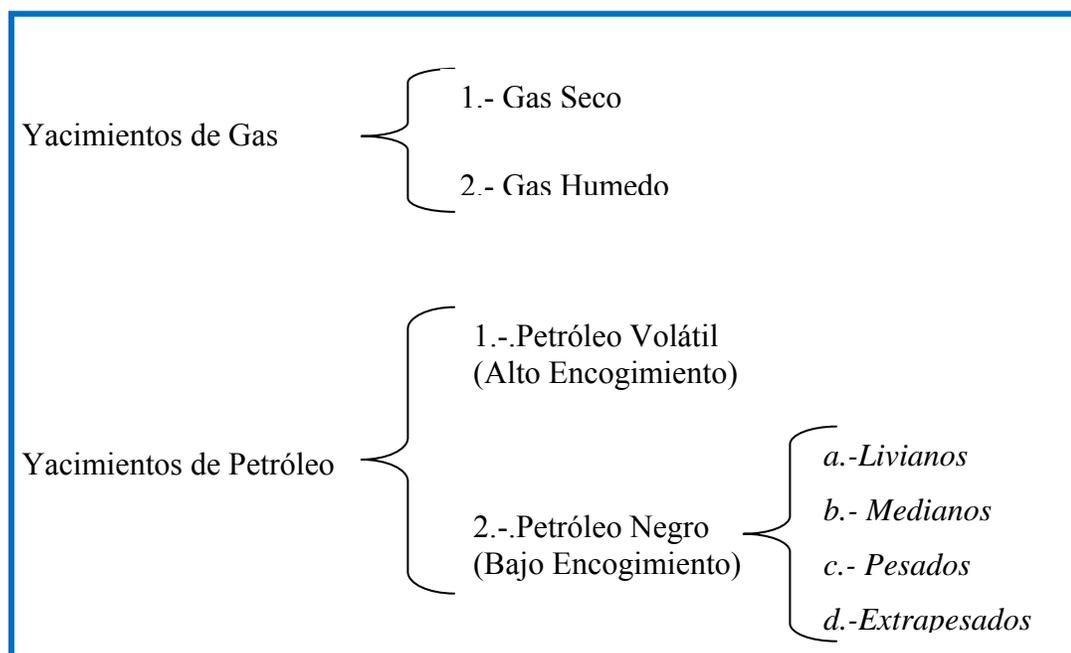
**Figura 2.9. Trampa Estratigráfica** <sup>[9]</sup>

### 2.11.2. Clasificación de los Yacimientos en Base a la Mezcla de Hidrocarburos que contiene

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas - petróleo (o condensado), gravedad API y color del líquido del tanque, etc.

- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.
- Dependiendo del estado en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos en los yacimientos, en forma general se pueden clasificar en yacimientos de gas y yacimientos de líquido <sup>[9]</sup>, (Figura 2.10).



**Figura 2.10. Clasificación de los Yacimientos en Base a la Mezcla de Hidrocarburos que Contiene <sup>[9]</sup>**

### 2.11.2.1. Yacimiento de Gas Seco

Son aquellos que contienen principalmente metano ( $C_1 > 90\%$ ) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ( $C_5^+ < 1\%$ ), debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación de líquido sólo se alcanza bajo  $0^\circ\text{F}$ .

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura crincondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra en la fase gaseosa. La diferencia establecida entre estos yacimientos y los de gas húmedo es arbitraria, no obstante, un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas – líquido (RGL) mayor de 100000 PCN/BN se considera seco.<sup>[9]</sup>

#### **2.11.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo**

Se caracterizan por contener gas con mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “húmedo” proviene de, que a las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas - líquido que varían entre 60000 y 100000 PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas es menor de 30 BN/MMPCN.<sup>[9]</sup>

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 condensada en el separador es menor.

#### **2.11.2.3. Yacimiento de Gas Condensado**

Se definen por las propiedades termodinámicas que los distinguen y el diagrama de fases del yacimiento (Figura 2.11). Sin embargo, es posible lograr una definición adecuada de los mismos en base a las características de los fluidos producidos en superficie. Los yacimientos de gas condensado se encuentran en fase

gaseosa a las condiciones iniciales de presión y temperatura y su producción es predominantemente gas, del cual se condensa líquido en los separadores en superficie, lo que origina el nombre de gas condensado.

Este tipo de yacimiento, se caracteriza por producir líquidos pálidos e incoloros, cuyas gravedades API son superiores a los 45° y sus relaciones gas-petróleo de superficie se encuentran comprendidas en un rango de 5000 a 10000 PCN/BN. No obstante, ciertos autores consideran inapropiado clasificar a los yacimientos en base a la relación gas - petróleo de superficie, pues la forma adecuada de catalogar a los mismos depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos y de la presión y temperatura a la cual se encuentran en el yacimiento.

La mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado está formada principalmente por metano (>60 %), y la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es menor a 12,5 %. En consecuencia un gas condensado puede ser considerado como un gas que contiene una cantidad considerable de hidrocarburos vaporizados, los cuales son recuperables como líquidos en la superficie.

Esta mezcla de hidrocarburos normalmente se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío a las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento. Al ocurrir una reducción isotérmica de la presión, y producirse un decremento de ésta por debajo de la presión de rocío se entra en la región de dos fases ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias.

Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca y no logran fluir hacia los pozos, ya que normalmente no alcanzan la saturación crítica del líquido. La consecuencia al alcanzar la condensación retrógrada, es el depósito de las fracciones más pesadas de la mezcla,

quedando en el yacimiento la mayor parte de los líquidos, por lo que el líquido recuperado en superficie se empobrece de tales fracciones.<sup>[9]</sup>

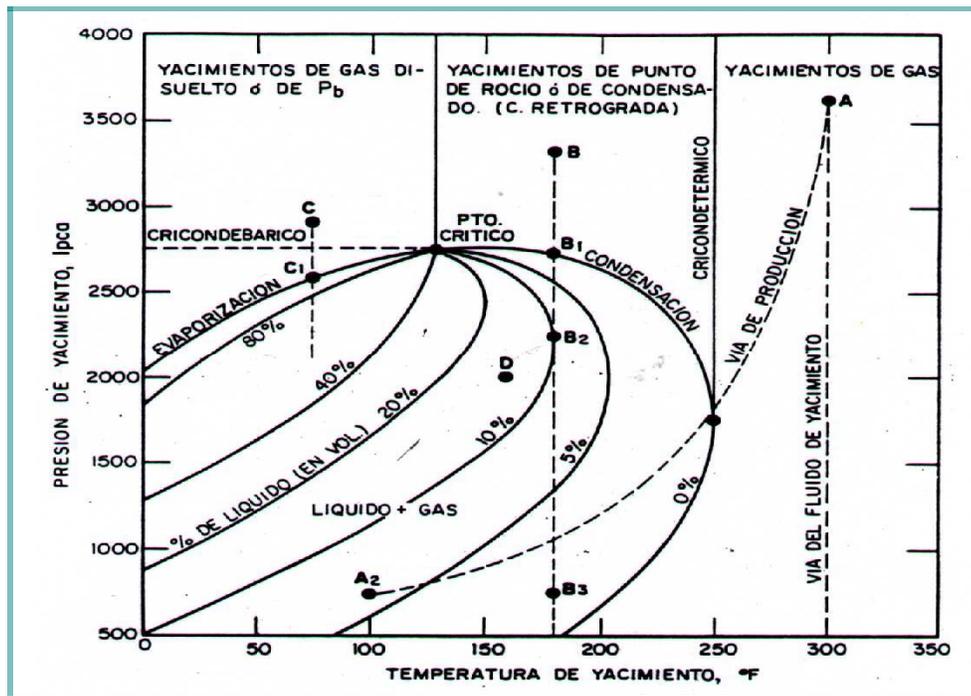


Figura 2.11. Clasificación de los Yacimientos en base al Diagrama de Fases<sup>[9]</sup>

### 2.11.2.3.1. Yacimiento de Gas Condensado con Pierna de Petróleo

Es común encontrar una pequeña pierna de petróleo en yacimientos de gas condensado, en este caso el gas condensado se encuentra saturado en su punto de burbujeo por lo que una disminución de presión en el yacimiento produce condensación retrógrada en la capa de gas y liberación de gas en la pierna de petróleo.<sup>[9]</sup>

#### 2.11.2.4. Yacimiento de Petróleo Volátil

Estos yacimientos tienen una temperatura menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos, además, la presión crítica ( $P_c$ ) es aproximadamente igual a la presión cricondembárica ( $P_{cdb}$ ). Debido a lo anterior, el equilibrio de fases en estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta de un 45 %) 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  $C_1$  60 % y  $C_{7+} > 12,5$  %. de acuerdo a este contenido de  $C_{7+}$  el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento. Los crudos volátiles 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 1,5 BY/BN.

En la mayoría de los 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. Los yacimientos de petróleo volátil pueden ser saturados o subsaturados.

En el primer caso la presión inicial es igual a la presión de burbujeo ( $P_i = P_b$ ), se tiene en el yacimiento una capa de gas en equilibrio con el petróleo y a medida que ocurren pequeñas declinaciones de presión hay liberación de gas en solución. El gas del casquete es del tipo gas condensado y presenta condensación retrógrada. En el caso cuando la presión inicial es mayor que la presión de burbujeo ( $P_i > P_b$ ) no ocurre liberación de gas hasta tanto la presión del yacimiento no sea igual a la de burbujeo.<sup>[9]</sup>

### 2.11.2.5. Yacimiento de Petróleo Negro

Se caracterizan por tener un alto contenido de  $C_7^+ > 40\%$  y bajo contenido de metano  $< 50\%$ . 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  $40^\circ$  y un factor volumétrico inferior a 1,5 BY/BN.

Como en el caso anterior los yacimientos de petróleo negro pueden ser saturados ( $P_i \leq P_b$ ) o subsaturados  $P_i > P_b$ . Cuando  $P_i$  se hace igual a  $P_b$ , se forma una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo. Regularmente este gas es húmedo y seco y no presenta condensación retrógrada. Dependiendo de la gravedad (o densidad) del petróleo, los petróleos negros se pueden clasificar en: <sup>[9]</sup>

- Livianos:  $30^\circ < \text{API} \leq 40^\circ$
- Medianos  $20^\circ < \text{API} \leq 30^\circ$
- Pesados  $10^\circ \leq \text{API} \leq 20^\circ$
- Extrapesados  $^\circ \text{API} < 10^\circ$ .

### 2.12. Energías en el Yacimiento

**La existencia de las fuerzas activas trae como consecuencia que se disponga de varias fuentes naturales de energía, las cuales hacen posible el movimiento de los fluidos en el medio poroso hacia los pozos y de éstos a la superficie. Estas energías son <sup>[10]</sup>:**

- Expansión de los fluidos y roca del yacimiento (como consecuencia de las fuerzas de presión).
- Desplazamiento natural (o artificial mediante la inyección) de los fluidos.

- Drenaje gravitacional.
- Energía expulsiva capilar.

### 2.13. Fuerzas Activas en el Yacimiento

Los fluidos bajo condiciones de yacimientos están sujetos a la acción de varias fuerzas naturales que actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento <sup>[10]</sup>. Estas fuerzas son:

- **Fuerzas de Masa**, de ellas la más importante es la fuerza gravitacional.
- **Fuerzas de Presión**, la presión de un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio antes o después de una producción dada. En general, aumenta linealmente con profundidad y es el resultado del estado de las rocas bajo el peso de la columna geostática o comunicación con el acuífero. Su gradiente pone en movimiento a los fluidos en el yacimiento.
- **Fuerzas Capilares**, resultan del efecto combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquidos, forma y tamaño de los poros y de las propiedades humectantes de las rocas.
- **Fuerzas Viscosas**, son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna en la masa del fluido. <sup>[10]</sup>

## **2.14. Mecanismo de Producción**

### **2.14.1. Desplazamiento con Empuje Hidráulico**

En estos yacimientos la presión se transmite desde el acuífero circundante al contacto entre el agua y el petróleo o entre el agua y el gas, en los bordes y en el fondo del yacimiento. La disminución de la presión del yacimiento origina la expansión del acuífero, el cual puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluidos del acuífero al yacimiento, y lateral o de fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.

La recuperación por empuje hidráulico activo suele ser mayor que la de los yacimientos en los que el empuje es proporcionado por cualquier otro mecanismo. Las probabilidades de un acuífero activo disminuye cuando la roca reservorio es lenticular o si está cortada por bloques o fallas.<sup>[11]</sup>

### **2.14.2. Desplazamiento con Empuje de Gas en Solución**

El gas disuelto en el petróleo es generalmente la forma predominante de energía disponible en yacimientos aislados y sellados, tales como los formados por lentes y bloques fallados. Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la gran mayoría de los yacimientos. Cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión la cual origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido.

La eficiencia del mecanismo de empuje por gas en solución es mucho menor que los otros mecanismos de producción primaria.<sup>[11]</sup>

### **2.14.3. Desplazamiento con Expansión de la Capa de Gas**

Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentren sometidos a presiones menores que la de burbujeo (Yacimientos Saturados).

En este caso, los componentes livianos de los hidrocarburos (Gas) se irán separando de la fase líquida y todos o buena parte de ellos migrarán, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. De esta manera se conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, normalmente llamada, Capa de Gas.

Durante su formación, la capa desplazará hidrocarburos líquidos hacia los pozos y, simultáneamente, ejercerá una presión sobre la zona de petróleo.

A diferencia del Empuje por Gas en Solución donde la expansión del gas es en la zona de hidrocarburos líquidos o interna, aquí dicho efecto puede verse sobre la zona de hidrocarburos líquidos, gaseosos o externa. La detección de un contacto gas-petróleo es un claro indicador de la existencia de este tipo de empuje.<sup>[11]</sup>

### **2.14.4. Desplazamiento con Expansión de la Roca y los Fluidos**

Son yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción de presión, y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de impulsión, la producción será debido a la expansión de la roca y los fluidos del mismo.<sup>[11]</sup>

#### **2.14.5. Desplazamiento con Segregación Gravitacional**

Son los yacimientos que producen como resultado del drenaje gravitacional del petróleo de los niveles superiores a los inferiores, en este caso existe un alto buzamiento que favorece la segregación por gravedad del petróleo y gas. Esta segregación es un flujo contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad. Con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento, es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura, ayudando al drenaje total del yacimiento.<sup>[11]</sup>

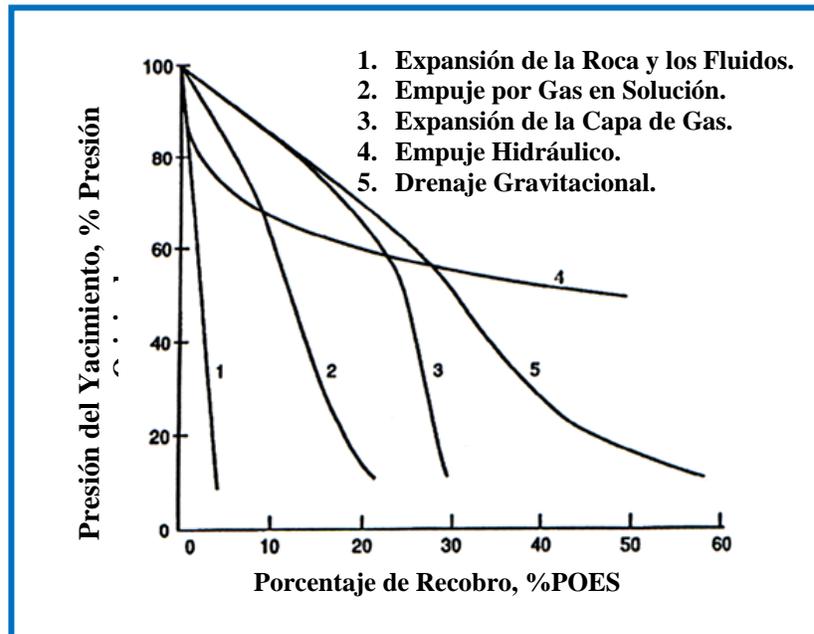
En estos casos la producción de petróleo es mayor cuando:

- El petróleo es menos viscoso.
- En yacimientos con alta permeabilidad al petróleo.
- Donde la presión del yacimiento es suficiente para proporcionar una presión de desplazamiento que venza la presión capilar de la interfase agua petróleo y empuje al petróleo fuera de los poros.<sup>[11]</sup>

#### **2.14.6. Yacimientos con Empuje Combinado**

Cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de producción simultáneamente.

La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio de yacimientos. La Figura 2.12 muestra en forma comparativa, el comportamiento de yacimientos sometidos a los diferentes mecanismos de producción.<sup>[11]</sup>



**Figura 2.12. Influencia del Mecanismo de Producción Primario en el Porcentaje de Recobro y Presión del Yacimiento <sup>[11]</sup>**

### 2.15. Análisis PVT

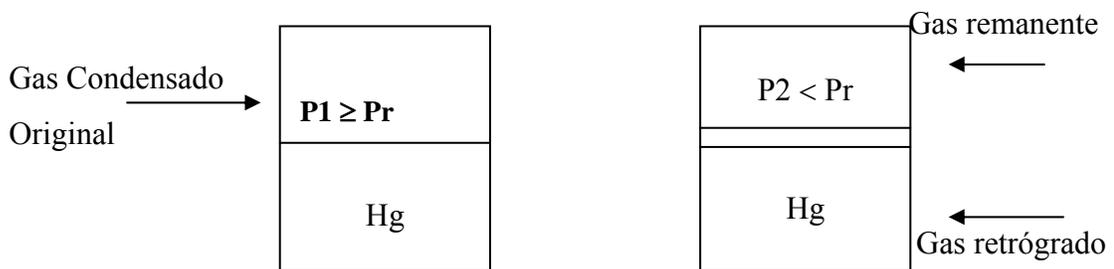
Se llama análisis ó estudio PVT al conjunto de pruebas de laboratorio que se le hacen a una muestra representativa del fluido del yacimiento. Estas pruebas consisten en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico, midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada declinación de presión. De esta manera se pueden determinar las propiedades termodinámicas del fluido del yacimiento, permitiendo la selección del método más apropiado de producción y la predicción de su comportamiento a través de su vida productiva.

Las pruebas de laboratorio que se realizan para obtener el comportamiento PVT, simulan los tipos de separación gas-líquido que ocurren durante la producción

de los fluidos desde el yacimiento hasta los separadores. Así, dos tipos de separación se pueden presentar: Separación diferencial y separación instantánea. <sup>[12]</sup>

➤ **Separación Diferencial.**

Por definición, separación diferencial es aquella donde la composición total del sistema varía durante el proceso. En este caso el gas separado es removido total o parcialmente del contacto con el condensado retrógrado. Manteniendo el volumen de mercurio (Hg) constante en la celda, se retira gas hasta alcanzar una  $P_2$  ( $P_2 < P_1$ ). Al caer  $P_2$  por debajo de la presión de rocío, ocurre condensación retrógrada; el líquido formado se acumula debajo del gas. La presión se sigue disminuyendo a volumen constante (gas + líquido) hasta alcanzar la presión de abandono. Este proceso se muestra en la figura 2.13.

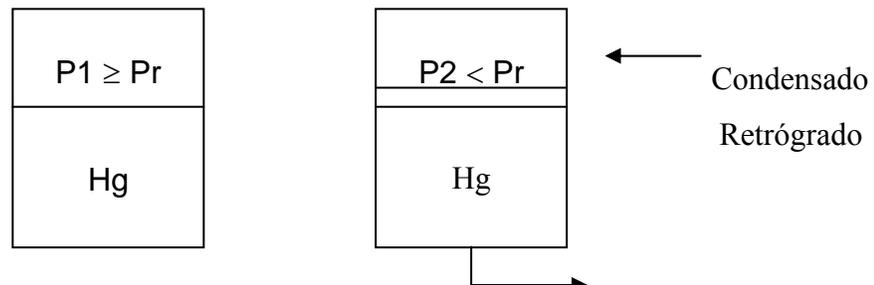


**Figura 2.13. Proceso de separación diferencial de un gas condensado**

➤ **Separación Instantánea.**

En la separación instantánea todo el gas permanece en contacto con el líquido, lo que significa que la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión. La disminución de presión durante el proceso se obtiene expandiendo la mezcla. Más líquido se condensa en la separación instantánea que en la diferencial, debido a que en la separación instantánea permanece mayor cantidad

de gas en el sistema del cual más y más componentes pesados se pueden condensar al disminuir presión. Este proceso se muestra en la figura 2.14 .



**Figura 2.14. Proceso de separación instantánea (Flash) de un gas condensado**

### 2.15.1 Pruebas PVT de Gas Condensado

Simulan un proceso de separación diferencial donde la fase líquida (condensado retrógrado) permanece inmóvil en la celda y la fase gaseosa se expande por disminución de la presión manteniendo constante el volumen de la celda (gas + líquido). El agotamiento de presión se alcanza retirando gas de la celda.

El proceso simulado en el laboratorio es igual al que ocurre durante el agotamiento de un yacimiento volumétrico de gas condensado, del cual se produce únicamente la fase gaseosa y el líquido retrógrado queda retenido en el yacimiento. [12]

### 2.15.2. Información Obtenible de las Pruebas PVT

- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento, incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes mas pesados.
- Comportamiento isotérmico presión- volumen a temperatura constante del yacimiento. Determinación del punto de rocío, en el caso de gas condensado, en el caso de petróleo se obtiene punto de burbuja.

- Agotamiento isovolumétrico e isotérmico de presión del fluido del yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Determinación del GPM del gas producido a las presiones de agotamiento.
- Variación del porcentaje de condensado retrógrado con la presión.
- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla remanente en la celda.<sup>[12]</sup>

### **2.15.3. Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio**

- El proceso de separación diferencial isovolumétrico de las pruebas de laboratorio no simulan la producción de condensado retrógrado del yacimiento, la cual puede ocurrir en yacimientos de gas condensado rico (alta condensación retrógrada).
- Es bastante difícil tomar una muestra representativa del fluido original del yacimiento.
- La extrapolación de resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas, producen graves errores en la predicción del comportamiento de yacimientos de gas condensado.<sup>[12]</sup>
- No siempre es posible determinar experimentalmente el efecto de la presión y temperatura sobre las propiedades y volúmenes de las fases a presiones bajas a las cuales trabajan los separadores. Limitaciones en cuanto al tamaño de las celdas PVT que imposibilitan expandir el sistema gas-condensado a presiones del

orden 250 lpc ya que el volumen de liquido es tan pequeño que impide su medida adecuadamente, sobre todo en gases condensados pobres.

#### **2.15.4. Validación de Pruebas PVT para Gas Condensado**

La validación de pruebas PVT comprende dos etapas básicas; primero la representatividad del análisis PVT y segundo, la revisión de la consistencia de dicho análisis.

La primera etapa se refiere a confirmar que el fluido analizado representa apropiadamente al fluido contenido en el yacimiento y que los experimentos simulen correctamente las condiciones del mismo. Así, se deben verificar las condiciones de muestreo del gas y el líquido del separador, comparar el punto de rocío determinado experimentalmente con la presión actual del yacimiento y que la temperatura de los ensayos experimentales sea la misma del yacimiento.

La segunda etapa tiene como objetivo validar la parte experimental de las pruebas; esto comprende la verificación de que dichas muestras hayan sido recombinadas apropiadamente en el laboratorio y la revisión de la consistencia interna del proceso de agotamiento de presión a volumen constante, mediante la realización de un balance molar o balance de materiales. Si el informe PVT muestra cualquier deficiencia en algún punto de la primera etapa de la revisión, se dice que es no representativo, mientras que si se muestra con errores experimentales durante la segunda etapa de la revisión, se dice que es inconsistente. Así, los informes PVT pueden ser clasificados de acuerdo a la validación en: Representativos y consistentes, representativos pero inconsistente, no representativos pero consistentes y en no representativos e inconsistentes.<sup>[12]</sup>

Para hacer la validación se recomienda el siguiente procedimiento:

➤ **Representatividad de las muestras.**

Revisar si las muestras de gas y líquidos fueron tomadas a las mismas condiciones de presión y temperatura y si fueron recombinadas en una proporción volumétrica similar a la relación gas –condensado medida en superficie. Se debe considerar poco confiable las pruebas que utilizan gas y líquido tomadas a diferentes condiciones de temperatura y/o presión de separador.

Verificar si las muestras fueron recombinadas apropiadamente en el laboratorio. Para ello se compara la composición total experimental con la calculada en base a una recombinación matemática de los fluidos del separador. Si la composición experimental presenta diferencias del 5 y 2% para el C7+ y el C1 respectivamente, se considera que el fluido experimental no representa suficientemente bien el fluido del yacimiento.

➤ **Consistencia de los Resultados.**

Observar si los resultados muestran la presencia de un punto de rocío retrógrado el cual corresponde a una presión a partir de la cual se observa formación de líquido retrógrado por expansión. Si los resultados muestran punto de burbujeo en vez de punto de rocío es porque:

- El yacimiento es de petróleo volátil en vez de gas condensado.
- La muestra recombinada tiene más líquido que la muestra representativa del yacimiento.

Y si en cambio los resultados no muestran punto de rocío es porque:

- El yacimiento es de gas húmedo en vez de gas condensado.
- La muestra tiene menos componentes pesados que la muestra representativa del yacimiento. <sup>[12]</sup>

### **2.16. Presión Estática de Fondo (BHP)**

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

Por consiguiente, la presión del yacimiento, es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

La presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la diferencia en elevación entre el afloramiento y el petróleo en el yacimiento. En muchos campos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel hidrostático por el gradiente de la columna de agua (0,435 libras por pulgada cuadrada/pie).

Existen sin embargo, muchas excepciones a esta regla, especialmente a profundidades mayores de 7000 pies, teniendo como explicación muy probable, el

estado de fluencia de las rocas bajo el peso de los sedimentos superpuestos. A estas profundidades el límite elástico de algunos de los componentes de la roca es excedido estando expuesto a deformaciones plásticas.

Para determinar la presión de fondo, se requieren instrumentos de gran precisión, si se considera que en ciertos casos, los cambios de presión en un período de tiempo relativamente largo durante la historia de producción de un campo, pueden ser solamente de 1 a 4 lbs/lpc, cuando la presión original del yacimiento es de 2000 lpc. Por consiguiente, en estas condiciones se requiere precisión en la medida de presión, con aproximación mínima de 0,1 por ciento. Hoy en día, y con los instrumentos comúnmente en uso, es imposible obtener tal aproximación. <sup>[13]</sup>

**La presión estática de fondo**, tomada en un pozo viene a ser la presión del yacimiento en el área influenciada por el pozo.

La presión requerida en estudios de ingeniería de yacimientos, es la presión promedio del yacimiento. Generalmente, la presión promedio de un yacimiento se obtiene mediante la extrapolación de las líneas rectas apropiadas, usando cualquiera de los métodos convencionales de análisis: el método de Horner, el método de Muskat, etc.

La presión promedio de un yacimiento después de iniciada la producción, depende de la presión estática tomada en cada uno de los pozos del mismo, y se calcula utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Presión Promedio por Pozo} = \frac{\sum P_i}{n} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$\text{Presión Promedio por Unidad Areal} = \sum \frac{P_i * A_i}{A_i} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$\text{Presión Prom. por Unidad Volumen.} = \sum \frac{P_i * A_i * h_i}{A_i * h_i} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

- n = número de pozos.
- $A_i$  = número de unidades del yacimiento: área de drenaje en acres.
- $A_i * h_i$  = volumen en acres-pie.

La aplicación en estudios geológicos y de ingeniería de producción que aporta la información de **presión de fondo** del pozo se resume a continuación:<sup>[13]</sup>

- Determinación de fallas en un yacimiento y la efectividad con que el sistema de fallas sella los diferentes bloques del mismo.
- Pruebas de productividad y determinación de las curvas de presión diferencial.
- Determinación del potencial del pozo por medio de las curvas de presión diferencial.
- Determinación de la presión de flujo mínima requerida.
- Obtención del tamaño del equipo de bombeo que se debe usar.
- Prueba en la eficiencia de los tratamientos de acidificación.
- Control y determinación de la migración de petróleo a través de los límites de las propiedades o concesiones.
- Determinación del área de drenaje de un pozo y también la interferencia entre pozos.
- Cálculo de los índices de productividad de los pozos.
- Determinación de la presencia de obstrucciones en la permeabilidad de la formación como lo indicaría una reducción en el índice de productividad.
- Determinación de la tasa óptima de producción.

## 2.17. Presiones Estáticas al Datum

Las presiones estáticas medidas en los pozos, generalmente se corrigen al tope del intervalo perforado de producción empleando gradientes medidos en el pozo, y de allí hacia abajo o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento. El nivel de referencia es generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos.

Las presiones promedio a utilizar para el estudio, son aquellas referidas a un plano de referencia denominado Datum, de tal manera que el promedio de presiones a este Datum se aproximará a la presión actual en todos los puntos del yacimiento.<sup>[13]</sup>

Para efectuar el cálculo de presiones al Datum se requiere hacer una revisión de los siguientes parámetros:

- Gradiente estático de yacimiento (Gryac: lpc/pie).
- Gradiente estático del pozo (Grp: lpc/pie).
- Profundidad de perforación (Hp: pbmr).
- Profundidad de medición (Hm: pbmr).
- Presión estática a la profundidad de medición (Prm: lpc).
- Profundidad del plano de referencia (Datum: pbnm).
- Elevación de la mesa rotaria (RTE).

Estos datos generalmente son tomados del archivo del histórico de presiones.

La ecuación para el cálculo de presiones con respecto a un plano de referencia es la siguiente:

$$P_{\text{Datum}} = \text{Pres (PMP)} + (\text{Gryac} * (\text{Datum} + \text{RTE} - \text{Prof. medida})) \quad (\text{Ec 2.4})$$

Donde:

- $P_{\text{Datum}}$ : Presión al Datum (lpc)  
 Pres(PMP): Presión al punto medio de las perforaciones (lpc).  
 Prof. Medida: Profundidad de medición (pie).  
 Gryac.: Gradiente de yacimiento  
 Datum: Profundidad de referencia bajo el nivel del mar (pie).  
 RTE: Elevación de la mesa rotaria (pie).

## 2.18. Gradiente de Presión

Se le conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie.

Los gradientes normales en los yacimientos, varían de un máximo alrededor de 0,5 lpc/pie para salmueras a 0,433 lpc/pie para agua dulce a 60°F (tabla 3.3), y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0,10 y 0,30 lpc/pie, además su variación dependerá de la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,002 lpc/pie para gas natural a 100 lpc. [13]

**Tabla 2.1 Gradientes Normales de Presión.** <sup>[13]</sup>

| <b>FLUIDOS</b> | <b>GRADIENTES</b>    |
|----------------|----------------------|
| Agua Dulce     | 0.433 lpc/pie        |
| Agua Salada    | 0.46 – 0.50 lpc/pie  |
| Petróleos      | 0.24 – 0.40 lpc/pie  |
| Gas            | 0.075 – 0.20 lpc/pie |

## **2.19. Reservas**

Son volúmenes de hidrocarburo presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente, empleando técnicas conocidas. Ellos constituyen el capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia.<sup>[14]</sup>

### **2.19.1. Reservas Remanentes**

Son, en el momento en que se efectúa la estimación o el cálculo, la porción de reservas que no ha sido extraída hasta entonces, mediante la aplicación de los mejores métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen extraído para la fecha del volumen calculado como recuperable.

$$\text{Res.remanentes} = \text{Reservas Recuperables} - \text{Hidrocarburos Producidos} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

## **2.20. Clasificación de las Reservas**

Considerando los criterios básicos establecidos por el Ministerio de Energía y Petróleo (MEMPET) se clasifican en<sup>[6]</sup>:

### **2.20.1 Reservas Probadas**

Es el volumen de hidrocarburos contenidos en yacimientos en los cuales haya sido constatado mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponibles, pueden ser producidos comercialmente.

Dentro de estas categorías se incluyen:

- ❖ Los volúmenes contenidos en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- ❖ Los volúmenes producibles del área de un yacimiento que ha sido delimitado por la información estructural, estratigráfica, de contactos de fluidos de los pozos perforados en ellas o por límites arbitrarios razonables.
- ❖ Los volúmenes producibles de las áreas adyacentes a un yacimiento ya perforado, cuando exista razonable certeza de su productividad comercial.
- ❖ Los volúmenes producibles de las áreas aún no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, en donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- ❖ Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, métodos térmicos, etc.)
- ❖ Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria siempre y cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto exitoso en ese yacimiento, o en una respuesta favorable a un proyecto de recuperación adicional de un yacimiento análogo en las áreas cercanas, con características de rocas, de fluidos y mecanismos de desplazamiento similares. La similitud de estas características debe estar respaldada por estudios de geología e ingeniería.

❖ En ciertas ocasiones, se considerarán como Reservas Probadas los volúmenes producibles de pozos cuyos análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo en el mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

Tomando en consideración el estado de producción, las reservas probadas se pueden clasificar en:

#### **2.20.1.1. Reservas Probadas Desarrolladas**

Son aquellas reservas sujetas a explotación comercial a través de las instalaciones existentes en el yacimiento.

#### **2.20.1.2. Reservas Probadas No Desarrolladas**

Son aquellas reservas probadas que no han sido sometidas a explotación.

#### **2.20.1.3. Reservas Semiprobadas o Probables**

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que pudieran ser producidos bajo las condiciones económicas existentes en el momento de hacer la estimación, en las áreas de las cuales se tiene conocimiento de la existencia de hidrocarburos, pero no ha evidenciado la presencia de los mismos en toda su extensión <sup>[6]</sup>.

Dentro de esta categoría se encuentran:

❖ Aquellas cantidades de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos, los cuales han sido detectados

por registros tomados en los mismos, pero no han sido evaluados por pruebas de producción.

❖ Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de éstos por fallas sellantes, siempre que en dicha área haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.

❖ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc).

❖ Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.

❖ Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, en donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo y en donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más bajo.

### **2.20.2. Reservas no Probadas o Posibles**

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en el futuro, en áreas que tienen condiciones geológicas para contener hidrocarburos, según la información disponible en el momento de hacer la evaluación de reservas, pero no has sido determinados con la perforación de pozos. Cuando se comienza la

explotación de una nueva área en una cuenca sedimentaria es necesario, a pesar de tener muy poca información técnica al respecto, estimar las posibles reservas en el área, ya que la empresa estaría haciendo una inversión y debe conocer los riesgos y las posibles ganancias que pudiera obtener en su esfuerzo exploratorio <sup>[6]</sup>.

Dentro de esta categoría se encuentran:

- ❖ Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- ❖ Los volúmenes que podrían existir en formaciones cuyos perfiles de pozos o núcleos de formación tienen características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- ❖ Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables y la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.
- ❖ Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe una duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- ❖ Los volúmenes adicionales en yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito si son sometidos a métodos de recuperación suplementaria.

- ❖ Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambios en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc).

### **2.21. Métodos para el Cálculo de Reservas**

Los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos son a grandes rasgos, la estimación de los fluidos originales en sitio POES, GCOES, GOES y COES, el cálculo del porcentaje de recobro (%R), la predicción del comportamiento futuro de producción y el análisis de alternativas para mejorar el recobro. <sup>[13]</sup>

Las herramientas utilizadas para hacer los estudios de yacimientos están basadas en la mecánica que rige el flujo de fluidos a través de medios porosos, en el comportamiento termodinámico de los fluidos del yacimiento (expansión, compresión, cambios de fase, etc.) y en la mecánica de las rocas del yacimiento (compresibilidad de la formación, compactación, etc).

El cálculo de reservas y la predicción del comportamiento del yacimiento se puede hacer por los siguientes métodos:

- ❖ Método volumétrico
- ❖ Balance de Materiales
- ❖ Curvas de declinación
- ❖ Simulación numérica

### 2.21.1. Método Volumétrico

Este método permite la estimación de fluidos originalmente en sitio, a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de los pozos del yacimiento, y estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre, por lo que se habla de estimación de reservas. El método volumétrico permite estimar: GCOES, GOES, COES y POES, y luego las reservas multiplicando los volúmenes de fluido en sitio por un factor de recobro obtenido por correlaciones.<sup>[13]</sup>

La ecuación del método volumétrico para yacimientos de petróleo es la siguiente:

$$POES = \frac{7.758 * \phi * A * hp * (1 - Swi)}{Boi} \quad (BN) \quad (Ec 2.6)$$

Donde:

$\phi$  = Porosidad del Yacimiento (fracción)

A = Área de arena neta Petrolífera (acres)

hp = Espesor de arena neta petrolífera (pie)

Swi = Saturación de agua inicial (fracción)

Boi = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)

El gas que se encuentra en solución en el petróleo, es decir, gas original en sitio (GOES) se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$GOES = POES * Rsi \quad (PCN) \quad (Ec 2.7)$$

Donde:  $R_{si}$  es la razón gas - petróleo en solución inicial (PCN/BN).

Para yacimientos de gas condensado las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

El gas condensado original en sitio (GCOES), el gas original en sitio (GOES) y el condensado original en sitio (COES) de yacimientos de gas condensado (con o sin condensación retrógrada), de gas húmedo o de capa de gas condensado (asociadas a zonas de petróleo) se pueden determinar a partir de las siguientes ecuaciones:

$$GCOES = \frac{43.560 * \phi * h_g * A * (1 - S_{wi})}{B_{gci}} \quad (PCN) \quad (Ec.2.8)$$

Donde la  $\phi$ ,  $S_{wi}$ ,  $B_{gci}$  son valores de porosidad, saturación inicial de agua y factor volumétrico de gas condensado respectivamente,  $h_g$  es el espesor de la zona de gas y  $A$  es el áreas de arena neta gasífera.

El factor volumétrico promedio del gas condensado ( $B_{gci}$ ), es el factor promedio a  $P_i$  y  $T_y$  en PCY/PCN suponiendo que éste permanezca en fase gaseosa en superficie.

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

$$GOES = GCOES * f_g \quad (PCN) \quad (Ec 2.9)$$

$$f_g = \frac{RG_{ci}}{RG_{ci} + 132.800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (Ec. 2.10)$$

Dividiendo el GOES por la RGCi (relación gas – condensado inicial, PCN/BN) se obtiene el COES.

$$COES = \frac{GOES}{RGC} (BN) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

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

$M_c$  = Peso molecular del condensado de tanque.

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

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

### 2.21.2. Balance de Materiales

En ausencia de una data volumétrica confiable, la cantidad de petróleo o gas en sitio puede algunas veces ser determinada mediante el Método de Balance de Materiales. El estimado realizado a partir de Balance de Materiales es función de la producción, mientras que los estimados volumétricos son determinados a partir de los mapas de arena neta, los cuales muchas veces no toman en consideración el efecto de la discontinuidad de las arenas en producción. La diferencia entre ambos métodos da una idea del grado de discontinuidad de un yacimiento en particular.<sup>[13]</sup>

Este método está basado en la premisa de que el volumen poroso del yacimiento permanece constante o cambia de una manera predecible con la presión del yacimiento cuando los fluidos (petróleo, gas y/o agua) son producidos. Esto hace posible igualar la expansión de los fluidos del yacimiento al espacio vacío causado por la producción de petróleo, gas, agua menos el influjo de agua. Para una aplicación de este método se requiere de una historia precisa de las presiones promedios del

yacimiento, así como también de una confiable data de producción de petróleo, gas, agua y datos PVT de los fluidos del yacimiento.

En este sentido, un balance de los fluidos del yacimiento podría ser expresado de la siguiente manera:

El volumen de los fluidos presentes en el yacimiento en un momento determinado será igual al volumen de los fluidos iniciales menos el volumen de los fluidos producidos. En este balance los volúmenes de los fluidos deben calcularse a una misma condición de presión y temperatura para que tenga validez.

Las suposiciones de este método son:

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

### Ecuación General: Yacimiento de Gas Seco <sup>[15]</sup>

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right) + \frac{B_{gi}}{B_g} \left[ \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + 5,615 \frac{W_e - W_p B_w}{G B_g} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

$G$  = Gas original en sitio, PCN.

$G_p$  = Gas producido acumulado hasta una presión  $p$ , PCN.

$B_{gi}$ ,  $B_g$  = Factores volumétricos del gas a  $(P_i, T_y)$  y  $(P, T_y)$ , PCY/PCN.

$C_w$ ,  $C_f$  = Compresibilidad del agua y de la formación,  $lpc^{-1}$ .

$S_{wi}$  = Saturación inicial del agua, frac.

$\Delta P$  =  $P_i - P$  = Cambio en la presión promedio del yacimiento,  $lpca$ .

$W_e$  = intrusión de agua, BY.

$W_p$  = Agua producida acumulada, BN.

$B_w$  = Factor volumétrico del agua, BY/BN.

$NP$  = Volumen de petróleo producido acumulado, BN.

$B_{ti}$ ,  $B_t$  = Factores volumétricos total a  $(P_i, T_y)$  y  $(P, T_y)$ , BY/BN.

$R_p$  = Relación gas petróleo acumulado producido, PCN/BN.

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

$N$  = Volumen de petróleo inicial del yacimiento, BN.

$R_{si}$  = Relación gas petróleo en solución inicial, PCN/BN.

$m$  = Razón entre el volumen inicial del gas de la capa de gas y el volumen inicial de petróleo.

Sustituyendo el factor volumétrico en la ecuación general de balance de materiales para yacimientos de gas seco por la Ecuación 3.12, se obtiene la ecuación base del método de declinación de presión <sup>[15]</sup>:

$$\frac{P}{Z} = \frac{\frac{P_i}{Z_i} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right)}{1 - \left( \frac{C_w * S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) * \Delta P - \frac{(W_e - W_p * B_w) * P_i}{0,0054 * Z_i * t * G}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

La compresibilidad de la formación ( $C_f$ ) varía entre  $3-6 * 10^{-6}$  para arenas muy consolidadas y  $100 * 10^{-6}$  para arenas no consolidadas. Este método puede ser aplicado

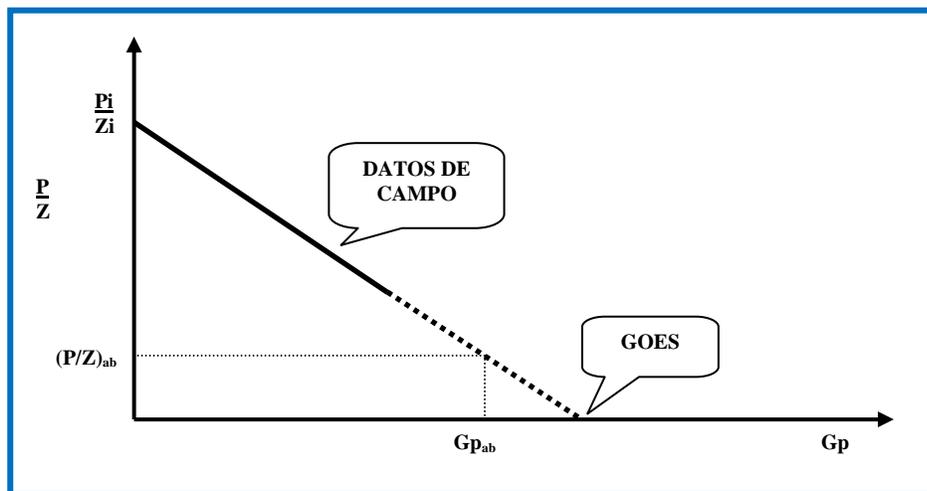
tanto para yacimientos volumétricos como para yacimientos con desplazamiento hidráulico.

### 2.21.2.1. Yacimientos Volumétricos ( $W_e = 0$ )

a.- Haciendo  $C_f$  y  $C_w$  igual a cero ( $C_f$  y  $C_w = 0$ ).

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (\text{Ec. 2.14})$$

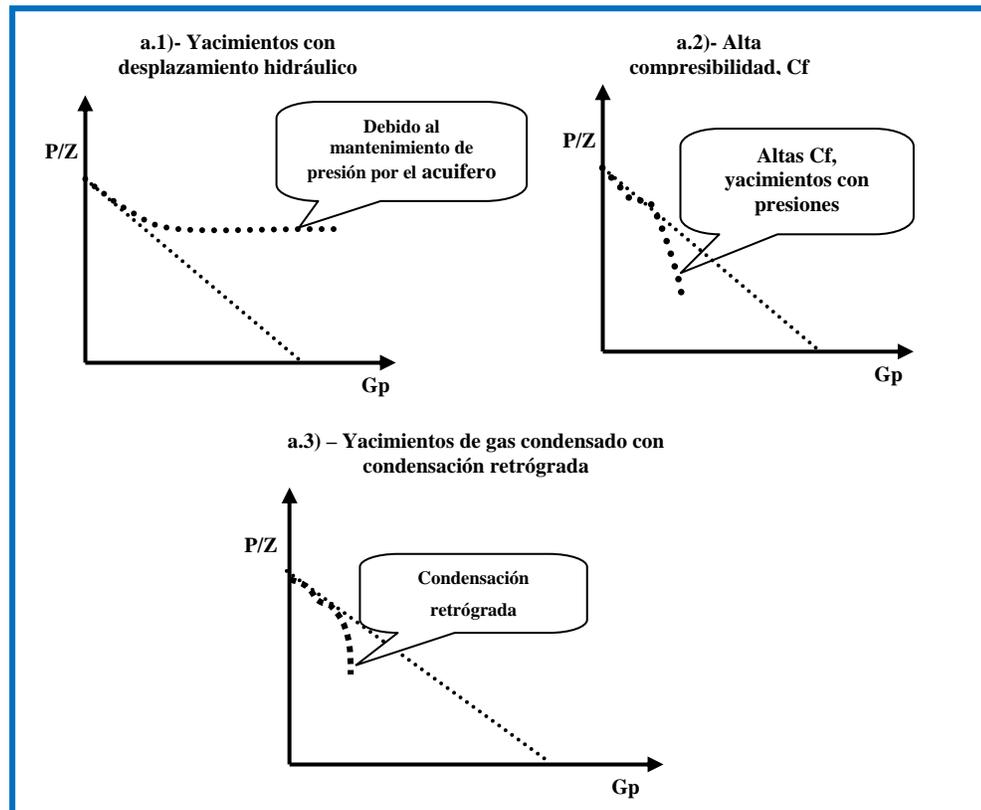
Se grafica  $P/Z$  Vs  $G_p$  y se obtiene una línea recta, sobre todo en yacimientos donde predomina principalmente la expansión del gas como mecanismo de recobro (Figura 2.15).



**Figura 2.15. “P/Z” Vs.  $G_p$  Yacimientos de Gas Seco <sup>[15]</sup>.**

Para calcular las reservas se fija una presión de abandono, se calcula  $Z$  de abandono y se lee en la gráfica el gas producido a condiciones de abandono. Las reservas remanentes es el gas producido al abandono menos el gas producido actual.

En la figura se muestra algunos comportamientos y sus posibles causas (Figura 2.16)



**Figura 2.16. Desviación del comportamiento normal de la declinación energética**

[15]

b.- Yacimientos con alta compresibilidad, Cf y Cw.

We = 0

$$\frac{P}{Z} \left[ 1 - \underbrace{\left( \frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) * \Delta P}_{C_{pa}} \right] = \frac{P_i}{Z_i} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Se grafica  $(P/Z)*C_{pa}$  Vs  $G_p$  y se obtiene una línea recta, el procedimiento para el cálculo de reservas es el mismo que en el caso anterior.

### 2.21.2.2. Yacimientos con Desplazamiento Hidráulico.

$$\underbrace{G_p B_g + 5,615 W_p B_w}_{\mathbf{F}} = \underbrace{G(B_g - B_{gi})}_{\mathbf{G*E_g}} + \underbrace{\frac{(C_f + C_w S_w) * \Delta P * B_{gi}}{1 - S_{wi}} * G}_{\mathbf{G*E_{fw}}} + 5,615 W_e \quad (\text{Ec 2.16})$$

$$\frac{F}{E_g + E_{fw}} = G + \frac{5,615 * W_e}{E_g + E_{fw}} \quad (\text{Ec 2.17})$$

La presencia de un acuífero se determina graficando  $F/(E_g + E_{fw})$  Vs  $G_p$ , suponiendo  $W_p = 0$  y  $W_e = 0$  (Figura 2.17)

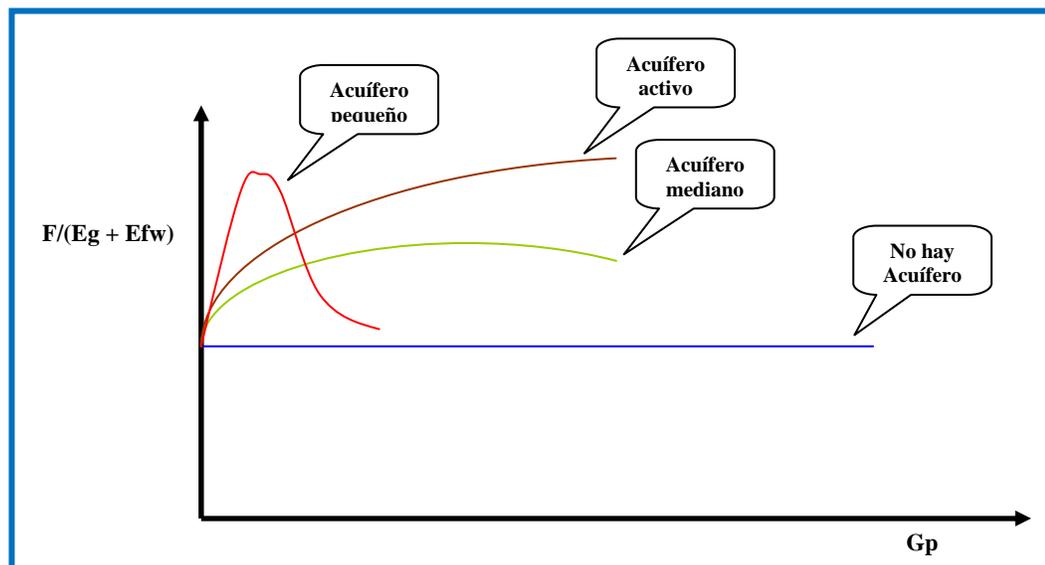
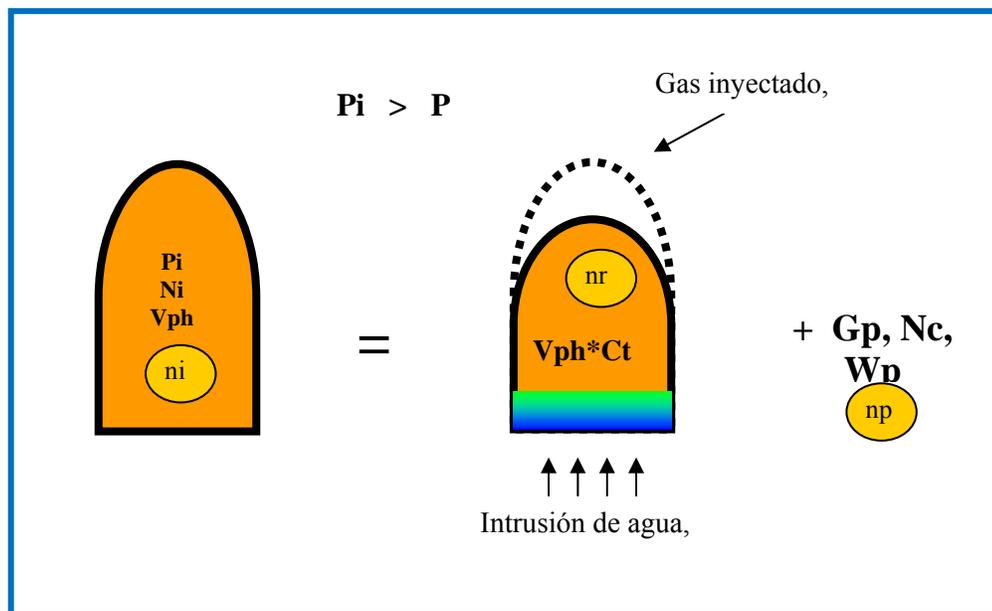


Figura 2.17. Método de Cole para determinar presencia de acuíferos en yacimientos de gas. <sup>[15]</sup>

Para llevar a cabo el método de declinación de presión se parte de la deducción siguiente balance molar y gráficamente se observa en la figura 2.18:

$$n_i = n_r + n_p \quad (\text{Ec.2.18})$$

Para determinar las reservas en yacimientos de gas condensado con intrusión de agua e inyección de gas, se diseñó un método de declinación energética realizando un balance molar tomando en cuenta los fluidos producidos, inyectados y remanentes en el yacimiento (Figura 3.18).



**Figura 2.18. Representación Gráfica del Balance de Masa en el Yacimiento** <sup>[15]</sup>

Partiendo de la ecuación general se realizó la siguiente deducción con la inclusión de los términos de intrusión de agua y gas de inyección de siguiente manera:

$$n_i = n_p + n_r - n_{iny_{Gas}} - n_{iny_{Agua}} - n_{inf} \quad (\text{Ec.2.19})$$

Donde:

$n_i$  : Gas Condensado Original en sitio, (lbmol).

$n_p$  : Fluidos producidos (Gas separador + Condensado + Vapor de agua + Agua producida), (lbmol).

$n_r$  : Fluidos remanentes (Gas Condensado + Condensado Retrógrado), (lbmol).

$n_{iny_{Gas}}$  : Inyección de Gas, (lbmol).

$n_{iny_{Agua}}$  : Inyección de Agua, (lbmol).

$n_{inf}$  : Influjo de Agua (We), (lbmol).

Entonces:

$$n_i = \frac{G(PCN)}{379.4(PCN / lbmol)} = \frac{G}{379.4} (lbmol) \quad (Ec.2.20)$$

$$n_p = \frac{G_p(PCN)}{379.4(PCN / lbmol)} + \frac{N_p(BN) * 350.5(lb / Bls) * \gamma_c}{M_c(lb / lbmol)} + \frac{W_p(BN) * 350.5(lb / Bls) * \gamma_w}{M_w(lb / lbmol)} =$$

$$\left( \frac{G_p}{379.4} + 350.5 \left( \frac{W_p * \gamma_w}{M_w} + \frac{N_p * \gamma_c}{M_c} \right) \right) (lbmol) \quad (Ec.2.21)$$

$$n_r = VPH * C_t * \left( \frac{(1 - V_c) * P}{Z_{gc} * R * T} + \frac{V_c * \rho_c}{M_c} \right) (lbmol) \quad (Ec.2.22)$$

$$n_{iny_{Gas}} = \frac{G_{iny}(PCN)}{379.4(PCN / lbmol)} = \frac{G_{iny}}{379.4} (lbmol) \quad (Ec.2.23)$$

$$n_{iny_{Agua}} = \frac{W_{iny}(Bls) * 350.5(lb / Bls)}{M_w(lb / lbmol)} = \frac{W_{iny} * 350.5}{M_w} (lbmol) \quad (Ec.2.24)$$

$$n_{\text{inf}} = \frac{We(Bls) * 350.5(lb / Bls)}{Mw(lb / lbmol)} = \frac{We * 350.5}{Mw} (lbmol) \quad (\text{Ec.2.25})$$

Remplazando en la ecuación 2.19. y llevando acabo una serie de simplificaciones se obtiene la ecuación general de Balance de Materiales:<sup>[15]</sup>

$$Ct \left( \frac{(1-Vc)*P}{Zgc} + \frac{Vc*\rho_c * R * Tf}{Mc} \right) = \left( 1 - \frac{1}{G} \left( Gp - Giny + 13300 \left( \frac{Np * \gamma_c}{Mc} - \frac{(We + Winy - Wp)}{Mw} \right) \right) \right) \frac{Pi}{Zgc} \quad (\text{Ec.2.26})$$

Donde:

$V_c$  = Volumen de condensado.

R = Constante Universal de los gases.

Donde esta ecuación puede ser solucionada como una línea recta, representada por:

$$Y = b - m * X \quad (\text{Ec.2.27})$$

Donde:

$$Y = F \left( \frac{P}{Zgc} \right) = Ct \left( \frac{(1-Vc)*P}{Zgc} + \frac{Vc*\rho_c * R * Tf}{Mc} \right) \quad (\text{Ec.2.28})$$

$$b = \frac{Pi}{Zgc}, \text{ (Intercepto con el eje vertical)} \quad (\text{Ec.2.29})$$

$$m = \frac{Pi}{Zgc * G}, \text{ (Pendiente)} \quad (\text{Ec.2.30})$$

$$X = GPTT = Gp - Giny + 132800 \left( \frac{Np * \gamma_c}{Mc} - \frac{(We + Winy - Wp)}{Mw} \right) \quad (\text{Ec.2.31})$$

$$\text{Entonces: } F\left(\frac{P}{Z_{gc}}\right) = b - m * GPTT \quad (\text{Ec.2.32})$$

Casos Especiales:

- Si no hay condensación retrógrada ( $P > P_{roc}$ ) o ésta es muy pequeña (despreciable),  $V_c = 0$ .

$$F\left(\frac{P}{Z_{gc}}\right) = \frac{P * C_t}{Z_{gc}} \quad (\text{Ec.2.33})$$

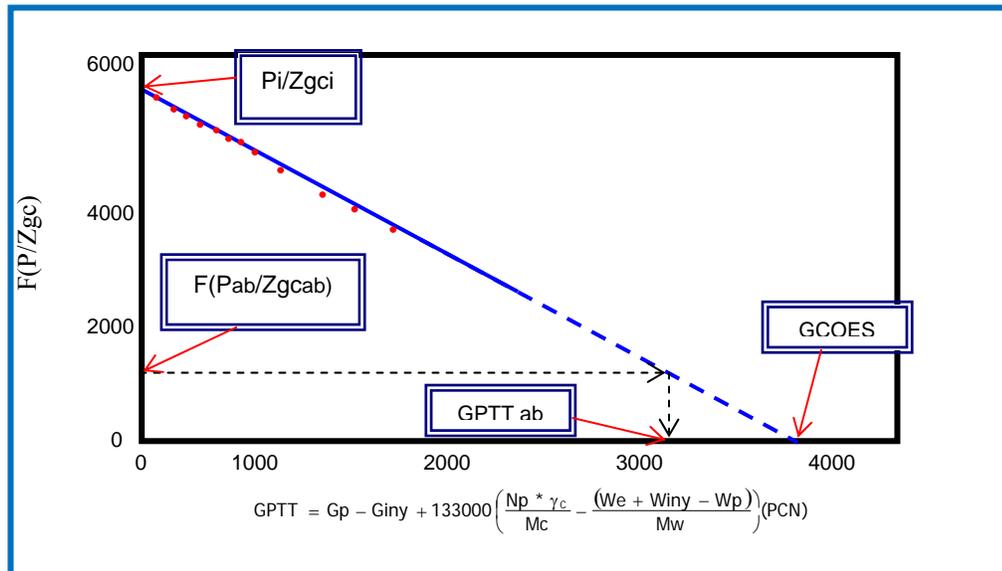
- Si la presión es normal y la compactación de la formación es despreciable,  $C_t = 1$ , tenemos:

$$F\left(\frac{P}{Z_{gc}}\right) = \left( \frac{(1 - V_c) * P}{Z_{gc}} + \frac{V_c * \rho_c * R * T_f}{M_c} \right) \quad (\text{Ec.2.34})$$

- Si se cumple simultáneamente las condiciones anteriores:  $C_t = 1$  y  $V_c = 0$ .

$$F\left(\frac{P}{Z_{gc}}\right) = \frac{P}{Z_{gc}} \quad (\text{Ec.2.35})$$

Evaluando la gráfica  $F\left(\frac{P}{Z_{gc}}\right)$  vs. GPTT, se obtiene una línea recta como se muestra en la Figura 2.19, de la cual se puede ver la información que ofrece el gráfico.



**Figura 2.19. Modelo Gráfico para el Cálculo del GCOES para un Yacimiento de Gas Condensado <sup>[15]</sup>**

Donde en la figura anterior se puede observar:

- Intercepción con el eje vertical:  $Gp = 0$ ,  $Np = 0$ ,  $Giny = 0$ ,  $Winy = 0$ ,  $We = 0$ ,  $Wp = 0$ , tenemos:

$$F\left(\frac{P}{Z_{gc}}\right) = \frac{P_i}{Z_{gci}} \quad (\text{Ec.2.36})$$

- Intercepción con el eje horizontal:  $P = 0$ ,  $V_c = 0$ ,  $F(P/Z_{gc}) = 0$ , tenemos:

$$GCOES = GPTT = Gp - Giny + 132800 \left( \frac{Np * \gamma_c}{Mc} - \frac{(We + Winy - Wp)}{Mw} \right) \quad (\text{Ec.2.37})$$

Es decir que el intercepción en el eje horizontal se puede obtener el volumen original de hidrocarburo para un yacimiento de gas condensado.

Para calcular las reservas en yacimientos volumétricos sin inyección de gas se fija una presión de abandono y se calcula  $F(P/Zgc)$  a esa presión y se corta obteniendo  $G_{pt}$  a presión de abandono.

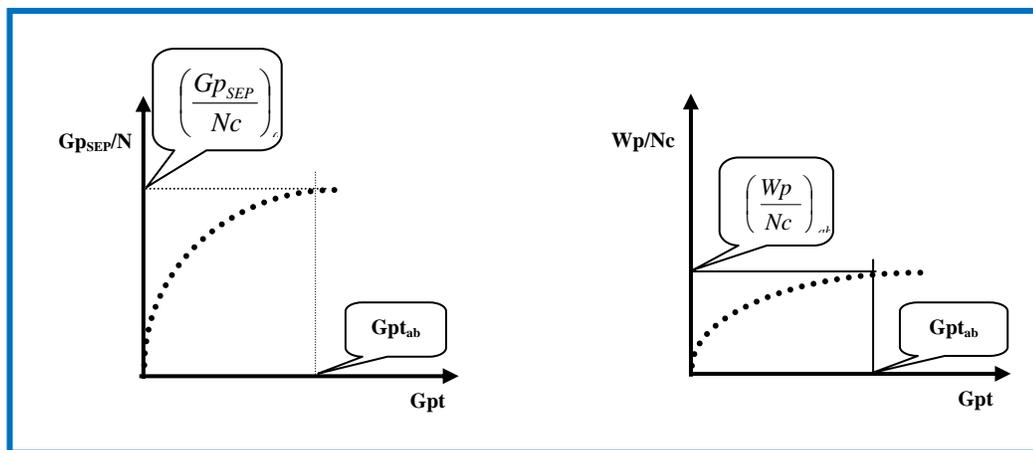
Para obtener las reservas de gas y de condensado se realiza el siguiente procedimiento <sup>[12]</sup>:

Agrupando la Ec. 2.31 y despreciando  $G_i$  y  $W_e$  se obtiene:

$$\frac{G_{pt_{ab}}}{N_{c_{ab}}} = \left( \frac{G_{p_{SEP}}}{N_c} \right)_{ab} + 132.800 \frac{\gamma_c}{M_c} + 132.800 \left( \frac{W_p}{N_c} \right)_{ab} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Se debe conocer:

$$\left( \frac{G_{p_{SEP}}}{N_c} \right)_{ab} \quad \text{Y} \quad \left( \frac{W_p}{N_c} \right)_{ab}$$



**Figura 2.20. Método gráfico para estimar reservas en yacimientos de gas condensado<sup>[15]</sup>**

Con los valores obtenidos en las gráficas (figura 3.13) y la Ec. 2.38 se calcula las reservas de condensado:

$$Nc_{ab} = \frac{Gp_{tt_{ab}}}{\left(\frac{Gp}{Nc}\right)_{ab} + 132800 \left( \frac{\gamma_c}{Mc} - \frac{1}{18} \left( \frac{We - Wp * Bw}{Nc} \right)_{ab} \right)} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

Las reservas de gas se calculan:

$$Gp_{SEP_{ab}} = \left( \frac{Gp_{SEP}}{Nc} \right)_{ab} * Nc_{ab} \quad (\text{Ec. 2.40})$$

Reservas remanentes de condensado = Reservas de condensado – Nc actual  
(Ec. 2.41)

$$\%R \text{ Actual Condensado} = \frac{Nc_{REM}}{COES} * 100 \quad (\text{Ec.2.42})$$

$$\%R \text{ Final (a } P_{ab}) = \frac{Nc_{ab}}{COES} * 100 \quad (\text{Ec.2.43})$$

$$\%R \text{ Actual de gas} = \frac{Gp_{SEP \text{ actual}}}{GOES} * 100 \quad (\text{Ec.2.44})$$

$$\%R \text{ Final (a } P_{ab}) = \frac{Gp_{ab}}{GOES} * 100 \quad (\text{Ec.2.45})$$

### 2.21.3. Curvas de Declinación de Producción

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de reservas recuperables de un yacimiento. Su característica dinámica

proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para estimación de reservas recuperables.

La aplicación del método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dichas tendencias. En general se busca un tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal para facilitar su extrapolación.<sup>[16]</sup>

Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”.

“La declinación de producción se define como la disminución de la capacidad de producción de un pozo, grupos de pozos o yacimientos en el tiempo, cuando se ven alteradas las condiciones originales de presión y movilidad de los fluidos en el yacimiento, o cuando las condiciones mecánicas de los pozos han experimentado deterioros que limitan su eficacia operacional”.

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 respuesta rápida por excelencia, capaces de brindar representaciones razonables del comportamiento futuro, cuando son empleadas apropiadamente<sup>[16]</sup>.

#### **2.21.3.1. Factores que afectan las Curvas de Declinación de Producción**

Dado que la aplicación de este método requiere el establecimiento de una tendencia de comportamiento para el pozo o yacimiento, cualquier factor que altere o modifique esa tendencia limitará la aplicación del método<sup>[16]</sup>.

Entre estos factores tenemos:

➤ **Presión de Saturación**

Debe determinarse si el yacimiento se encuentra saturado o subsaturado, ya que la extrapolación de datos a través del punto de burbujeo dará resultados erróneos, debido al cambio en el mecanismo de producción.

➤ **Prorrateo**

La declinación de la producción es ficticia o aparente cuando los equipos de levantamiento no operan eficientemente o existen restricciones y los pozos se producen a tasas controladas, es decir inferiores al potencial de producción.

➤ **Veracidad de la Información**

Los datos de producción deben ser validados con el fin de establecer su confiabilidad y por ende la de los ajustes y extrapolaciones mediante las técnicas de declinación.

➤ **Retardo en la Adquisición de Medidas de Producción**

Se produce cuando no existe o no se cumple el programa de captura periódica de la información (pruebas de producción, muestras, medidas de presiones, etc.), provocando la existencia de registros mensuales de producción no actualizados.

### ➤ **Mejoras de Productividad de los Pozos**

Dada la declinación natural de la producción de los pozos, estos son sometidos a trabajos de reparación o rehabilitación, con lo cual su productividad puede variar, al estimular, abrir a producción o taponar arenas, cambiar métodos de levantamiento artificial, etc.

**Problemas Mecánicos y Reducción del Índice de Productividad:** Estos problemas generalmente se producen cuando quedan pescados o se produce arenamiento de los pozos, taponamiento de las zonas productoras; fallas en sistemas de levantamiento artificial, deposición de ceras o asfáltenos, conificación de gas o agua, etc.

**Terminación de Pozos Nuevos o Reactivación de Pozos Existentes:** Cuando se aplican las técnicas a grupos de pozos o yacimientos, es necesario considerar que la activación de pozos nuevos o preexistentes incrementan la tasa total de producción, enmascarando la tasa de declinación total.

**Producción Inicial de los Pozos:** Generalmente los pozos se inician con tasas de producción y declinación elevadas, antes de alcanzar flujos estabilizados. Los ajustes en estos períodos y extrapolaciones a partir de estos comportamientos pueden acarrear errores importantes.

**Interrupción de los Programas de Producción de los Yacimientos:** Los períodos de cierre total o parcial de producción podrían implicar variaciones en las tasas de producción al momento de la reapertura de pozos, de manera que las predicciones pueden ser cuestionables <sup>[16]</sup>.

### 2.21.3.2. Tipos de Curvas de Declinación

#### 2.21.3.2.1. Curva de Declinación Exponencial

Se dice que ocurre una declinación exponencial de la tasa de producción cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo expresada como una fracción de ella misma es una constante. <sup>[16]</sup>.

**Ecuación:** Matemáticamente, este tipo de declinación se expresa de la siguiente manera:

$$-D = \frac{(dq / dt)}{q} \quad (\text{Ec.2.46})$$

Donde:

q= Tasa de producción, bls/día.

t= Tiempo de producción, días.

D= Es la constante de declinación exponencial, día<sup>-1</sup>.

**Reconocimiento:** Dada la historia de producción de un pozo o yacimiento, el reconocimiento del tipo de declinación exponencial puede hacerse mediante su definición. Este cálculo se presenta en la tabla 2.2, lo que permite obtener como resultado un conjunto de valores de la constante de declinación D. Si estos valores se presentan alrededor de un cierto valor, estaremos en presencia de una declinación exponencial y podríamos determinar el valor promedio de la constante D, de la siguiente forma:

$$D_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{n} \quad (\text{Ec. 2.47})$$

De lo contrario, tendríamos que probar otro tipo de declinación. La tabla 2.4 muestra los cálculos para la aplicación de la definición de la declinación exponencial:

*Ecuación de la Curva de Declinación Exponencial:*

Al desarrollar la ecuación que define la declinación exponencial se podrá encontrar expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo, las cuales permitirán identificar este tipo de declinación y calcular las reservas recuperables del pozo o yacimiento.

**Tabla 2.2. Cálculos para la Aplicación de la Definición de la Declinación Exponencial.** <sup>[16]</sup>

| T<br>(días)    | Q <sub>0</sub><br>(bls/día) | Δq<br>(bls/día)                | Δt<br>(días)                     | Δq/Δt<br>(bls/día/día)                                                | (bls/día)                             | D<br>(día <sup>-1</sup> ) |
|----------------|-----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|
| T <sub>0</sub> | q <sub>0</sub>              | -                              | -                                | -                                                                     | -                                     | -                         |
| T <sub>1</sub> | q <sub>1</sub>              | Q <sub>1</sub> -q <sub>0</sub> | t <sub>1</sub> -t <sub>0</sub>   | q <sub>1</sub> -q <sub>0</sub> /(t <sub>1</sub> -t <sub>0</sub> )     | (q <sub>0</sub> +q <sub>1</sub> )/2   | D <sub>1</sub>            |
| T <sub>2</sub> | q <sub>2</sub>              | Q <sub>2</sub> -q <sub>1</sub> | t <sub>2</sub> -t <sub>1</sub>   | q <sub>2</sub> -q <sub>1</sub> /(t <sub>2</sub> -t <sub>1</sub> )     | (q <sub>1</sub> +q <sub>2</sub> )/2   | D <sub>2</sub>            |
| T <sub>3</sub> | q <sub>3</sub>              | Q <sub>3</sub> -q <sub>2</sub> | t <sub>3</sub> -t <sub>2</sub>   | q <sub>3</sub> -q <sub>2</sub> /(t <sub>3</sub> -t <sub>2</sub> )     | (q <sub>2</sub> +q <sub>3</sub> )/2   | D <sub>3</sub>            |
| t <sub>n</sub> | q <sub>n</sub>              | q <sub>n</sub>                 | t <sub>n</sub> -t <sub>n-1</sub> | Q <sub>n</sub> -q <sub>n-1</sub> /(t <sub>n</sub> -t <sub>n-1</sub> ) | (q <sub>n</sub> +q <sub>n-1</sub> )/2 | D <sub>n</sub>            |

**Tasa de producción:** la ecuación para la tasa de producción bajo este tipo de declinación se obtendrá a partir de su definición. De esta definición se obtiene:

$$q = q_i * e^{-D(t-t_i)} \quad (\text{Ec. 2.48})$$

**Producción Acumulada de Petróleo:** Por definición, la producción acumulada de petróleo en forma diferencial puede obtenerse de la siguiente manera:

$$dN_p = q dt \quad (\text{Ec.2.49})$$

Integrando y despejando  $Np$  se tiene:

$$Np = \frac{qi - q}{D} \Rightarrow Np = \frac{(qi - q) * t}{Ln\left(\frac{qi}{q}\right)} \quad (\text{Ec. 2.50})$$

### 2.21.3.2.2. Curva de Declinación Hiperbólica

**Descripción:** Es aquella donde la variación del inverso de la tasa de declinación con tiempo es una constante.

**Ecuación:** La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$b = \frac{da}{dt} = \frac{d}{dt} = \frac{-q}{\left(\frac{dq}{dt}\right)} \quad (\text{Ec. 2.51})$$

Donde:

$b$ = constante de declinación hiperbólica

$q$ = tasa de producción, bls/día.

$t$ = tiempo de producción, día.

$a$ = inverso de la declinación, día.

**Reconocimiento:** Dada la historia de producción de un pozo o yacimiento, el tipo de declinación hiperbólico puede reconocerse usando su definición. La tabla 2.5 muestra la secuencia de cálculos para obtener los valores de "a".

Si estos valores se encuentran ordenados en forma creciente, entonces la variación de estos con tiempo, identificada en la columna 9, se presentarán alrededor de un cierto valor cuyo promedio puede calcularse como:

$$\bar{b} = \frac{\sum_{i=1}^n b_i}{n-1} \quad (\text{Ec. 2.52})$$

**Tabla 2.3. Cálculos para la obtención del valor de “a” [16]**

| T<br>Días      | Q <sub>o</sub><br>Bls/día | Δq<br>Bls/día                    | Δt<br>días                       | Δq/Δt<br>Bls/día/día                                                  | $\bar{q}$                             | $a = \frac{\bar{q}}{\Delta q / \Delta t}$ | Δa                | $b = \frac{\Delta a}{\Delta t}$ |
|----------------|---------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------|---------------------------------|
| T <sub>0</sub> | Q <sub>0</sub>            | -                                | -                                | -                                                                     | -                                     | -                                         | -                 | -                               |
| T <sub>1</sub> | Q <sub>1</sub>            | Q <sub>1</sub> -q <sub>0</sub>   | t <sub>1</sub> -t <sub>0</sub>   | q <sub>1</sub> -q <sub>0</sub> /(t <sub>1</sub> -t <sub>0</sub> )     | (q <sub>1</sub> +q <sub>0</sub> )/2   | a <sub>1</sub>                            | -                 | -                               |
| T <sub>2</sub> | Q <sub>2</sub>            | Q <sub>2</sub> -q <sub>1</sub>   | t <sub>2</sub> -t <sub>1</sub>   | -                                                                     | -                                     | a <sub>2</sub>                            | Δa <sub>1</sub>   | b <sub>1</sub>                  |
| -              | -                         | -                                | -                                | -                                                                     | -                                     | -                                         | Δa <sub>2</sub>   | b <sub>2</sub>                  |
| T <sub>n</sub> | Q <sub>n</sub>            | q <sub>n</sub> -q <sub>n-1</sub> | t <sub>n</sub> -t <sub>n-1</sub> | Q <sub>n</sub> -q <sub>n-1</sub> /(t <sub>n</sub> -t <sub>n-1</sub> ) | (q <sub>n</sub> +q <sub>n-1</sub> )/2 | a <sub>n</sub>                            | Δa <sub>n-1</sub> | b <sub>n-1</sub>                |

**Ecuación de la Curva de Declinación Hiperbólica:** Al desarrollar la ecuación de la declinación hiperbólica podremos encontrar expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo.

**Tasa de Producción:** Al derivar la ecuación que define la declinación hiperbólica con respecto al tiempo tenemos que:

$$da/dt = \frac{d[-q/(dq/dt)]}{dt} = b \quad (\text{Ec. 2.53})$$

Luego de desarrollar esta derivada nos queda:

$$q = q_i * (Dibt + 1)^{\frac{-1}{b}} \quad (\text{Ec. 2.54})$$

La función de la ecuación de la tasa de producción de petróleo es predecir el comportamiento de la tasa de producción de petróleo del pozo o yacimiento una vez que los parámetros  $D_i$  y  $b$  han sido determinados.

**Aplicación:** La predicción de la tasa de producción de petróleo se realiza al sustituir el tiempo, al cual se quiere estimar dicha tasa, en el lado derecho de la expresión anterior.

La misma expresión puede utilizarse para calcular el tiempo en el cual el pozo o yacimiento alcanzará una tasa de producción de petróleo límite económico o de abandono. A este tiempo se le conoce como tiempo de abandono y se expresa como:

$$t_a = \frac{1}{D_i b} \left[ \left( \frac{q_a}{q_i} \right) - 1 \right] \quad (\text{Ec.2.55})$$

**Producción Acumulada de Petróleo:** La ecuación de la producción acumulada de petróleo para este tipo de declinación puede deducirse al sustituir la ecuación de la tasa de producción de petróleo, desarrollada anteriormente en la definición de producción acumulada de petróleo:

$$dN_p = q dt = q_i * (D_i b t + 1)^{\frac{-1}{b}} dt \quad (\text{Ec. 2.56})$$

Luego de desarrollar esta ecuación tenemos:

$$N_p = \frac{q_i}{[D_i * (b - 1)] * \left[ \left( \frac{q}{q_i} \right)^{1-b} - 1 \right]} \quad (\text{Ec. 2.57})$$

La función de la ecuación de producción acumulada de petróleo es predecir la producción acumulada de petróleo a reservas recuperables del pozo o yacimiento una vez que los parámetros  $D_i$  y  $b$  han sido determinados.

**Aplicación:** La aplicación de la ecuación anterior permite calcular la producción acumulada de petróleo o reservas recuperables cuando se sustituye la tasa de producción de petróleo de abandono en el lado derecho de dicha ecuación.

### 2.21.3.2.3. Curva de Declinación Armónica

**Descripción:** Es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando  $b=1$ .

**Ecuación:** La definición matemática de este tipo de declinación es la misma que la declinación hiperbólica. <sup>[16]</sup>

**Reconocimiento:** La declinación armónica puede ser reconocida al construir una tabla idéntica a la que se describió cuando se discutió la declinación hiperbólica. En dicha tabla, si los valores de “ $b$ ” (columna 8) se presentan alrededor de 1, diremos que estamos en presencia de una declinación del tipo armónica.

**Ecuación de la Curva de Declinación Armónica:** Al desarrollar la ecuación de la declinación armónica podremos encontrar expresiones para la tasa de producción y la producción acumulada de petróleo.

**Tasa de producción:** La ecuación de la tasa de producción de petróleo, para esta declinación se obtiene a partir de la ecuación para la declinación hiperbólica, al asignarle al parámetro  $b$  el valor de 1. Así tendremos que:

$$q = q_i(D_i t + 1)^{-1} \quad \text{ó} \quad q = \frac{q_i}{(D_i t + 1)} \quad (\text{Ec. 2.58})$$

La función de la ecuación de la tasa de producción de petróleo es predecir la tasa de producción de petróleo a un tiempo determinado.

**Aplicación:** La ecuación anterior puede aplicarse para obtener la tasa de producción de petróleo que se obtendría a un tiempo determinado, así mismo, definida la tasa de producción de petróleo al abandono ( $q_a$ ), la ecuación anterior permite calcular el tiempo ( $t_a$ ) en que se calcularía dicha tasa. Para esto basta con despejar el tiempo en la referida ecuación:

$$t_a = \frac{1}{D_i} \left[ \frac{q_i}{q_a} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 2.59})$$

**Producción Acumulada de Petróleo:** La ecuación de la producción acumulada de petróleo se obtendrá al sustituir la ecuación de la tasa de producción de petróleo. Así, tendremos:

$$dN_p = q dt = q_i (D_i t + 1)^{-1} dt \quad (\text{Ec. 2.60})$$

Luego de desarrollar la ecuación nos queda:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln q_i - \frac{q_i}{D_i} \ln q = 2,303 \frac{q_i}{D_i} \log_{10} q_i - 2,303 \frac{q_i}{D_i} \log_{10} q \quad (\text{Ec. 2.61})$$

Esta ecuación se utiliza para identificar el tipo de declinación armónica y predecir la producción acumulada de petróleo o reservas recuperables del pozo o yacimiento.

Existe un método gráfico desarrollado por Fetkovich por medio del cual se puede determinar que tipo de declinación de producción es la más apropiada además de que determina cual es el valor de  $b$  para introducirlo en las ecuaciones. El procedimiento consiste en graficar en papel cebolla el logaritmo de la tasa de producción Vs logaritmo del tiempo acumulado y cotejar dicha curva con una curva tipo que determina el valor de  $b$ .(Figura 2.21).

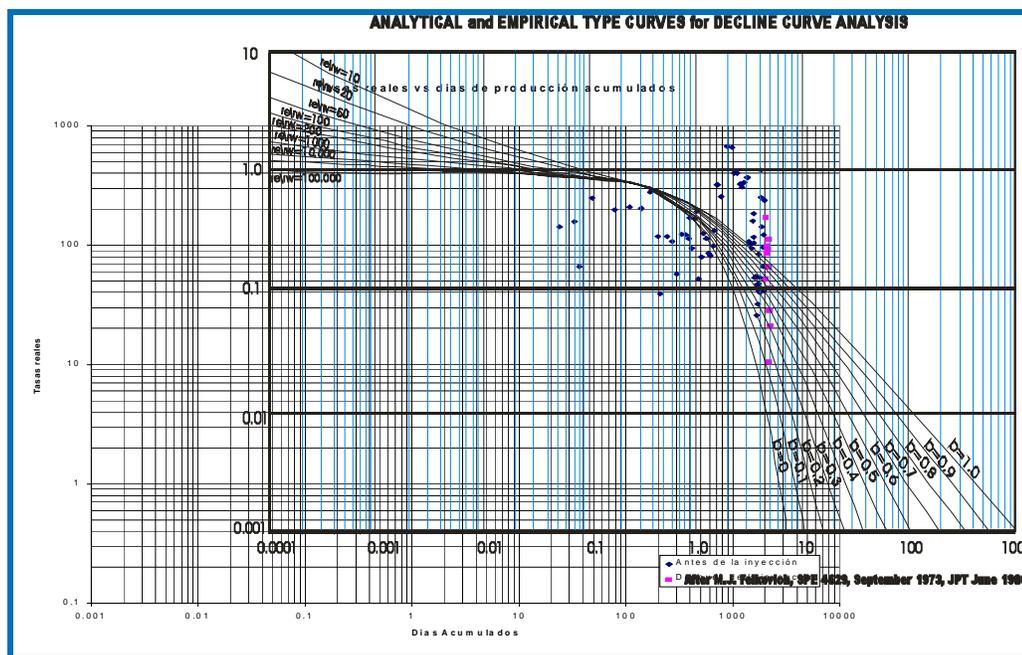


Figura 2.21. Curvas tipo de Fetkovich. [16]

#### 2.21.4. Simulación Numérica

Consiste en la construcción y operación de un modelo numérico, cuyo comportamiento reproduzca las condiciones del yacimiento. Este modelo numérico simula un sistema físico a través de un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía que describen adecuadamente el significado de los procesos que tienen lugar en el yacimiento. [16]

Es una herramienta de gran utilidad para estimar reservas de hidrocarburos y determinar los métodos a usar para optimizar el recobro de un yacimiento. En este proceso, el ingeniero de yacimientos incluye un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento integrándolos simultáneamente.

Esto se logra a través de modelos matemáticos que poseen un conjunto de ecuaciones las cuales simulan el comportamiento termodinámico de sistema y envuelven el uso de ecuaciones diferenciales parciales que son resueltas usando diferencias finitas. El yacimiento es subdividido en elementos o bloques mallados y la solución del sistema de ecuaciones de flujo es obtenida de cada nodo del mallado. Los parámetros dependientes obtenidos para cada nodo del mallado representan el valor promedio para el elemento.

Un simulador numérico puede ser usado para modelar cualquier yacimiento. Los datos de entrada para el simulador describen un modelo único para un yacimiento en particular. <sup>[16]</sup>

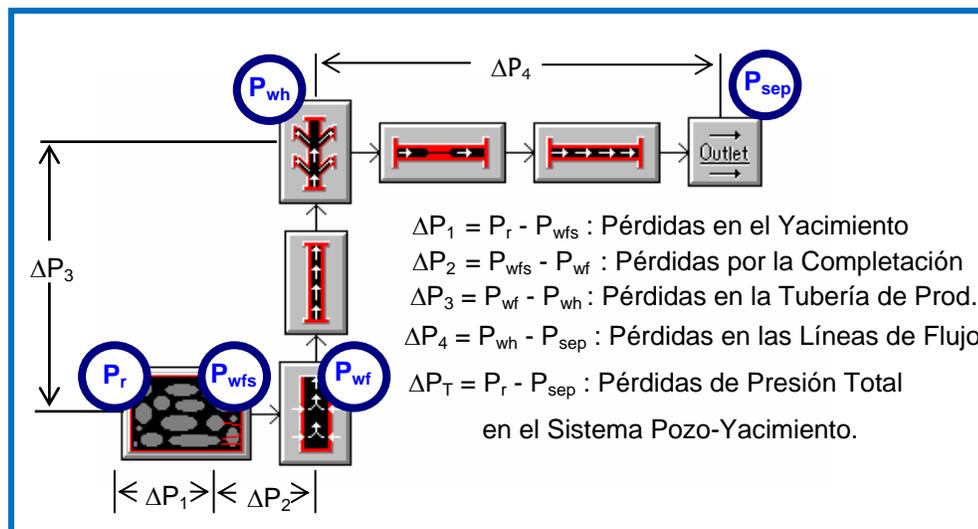
## **2.22. Análisis Nodal**

El análisis nodal es un procedimiento para determinar a cual tasa de flujo producirá un pozo de petróleo o gas, evaluando con esto el efecto de varios componentes, tales como, el tamaño de la sarta de tubería, el tamaño de la línea de flujo. La presión del separador, situación del estrangulador, válvula de seguridad, restricciones hoyo abajo y las técnicas de completación del pozo incluyendo empaques con grava y pozos perforados normalmente. <sup>[17]</sup>

Estos componentes son entonces combinados para optimizar el sistema completo obteniendo la más eficiente tasa de flujo objetiva. Cada componente es

evaluado separadamente, luego el sistema completo es combinado para optimizar el sistema efectivamente.

La optimización consiste en minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera la mayor afluencia de fluidos sin que se generen problemas de producción. Para ello se debe realizar un análisis de sensibilidad de las variables más importantes que intervienen en el proceso de producción y cuantificar su impacto sobre la tasa de producción mediante el balance entre la energía ofertada por el yacimiento y la demanda del pozo. Observada en la figura 2.22 <sup>[17]</sup>



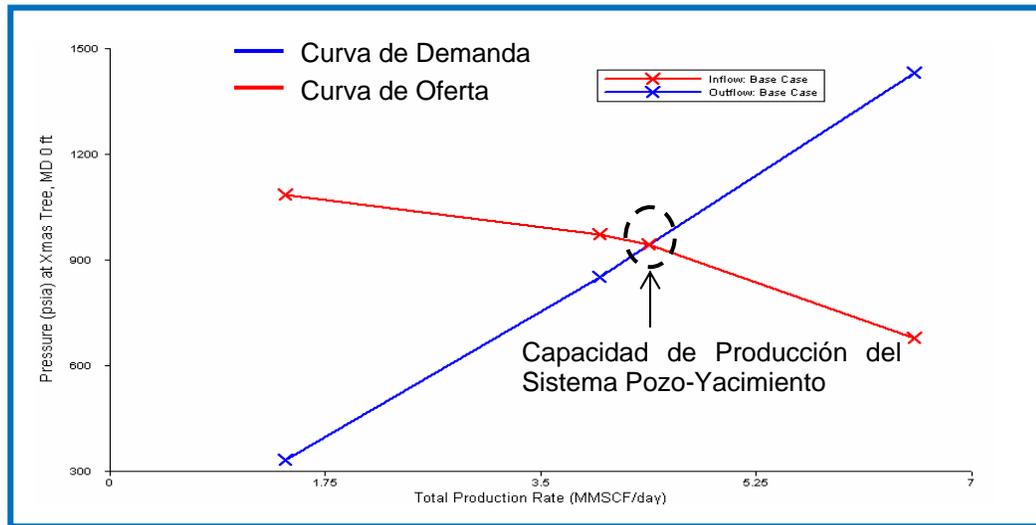
**Figura 2.22. Pérdidas de Presión que ocurren en un Sistema Pozo-Yacimiento** <sup>[17]</sup>

En la Figura 2.22. Se muestra la ubicación de los distintos nodos en el sistema pozo-yacimiento. Un nodo se clasifica como funcional cuando existe una presión diferencial a través de él y la respuesta de presión o tasa de flujo puede representarse mediante alguna función matemática o física.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente es función de las características propias de cada componente, de los fluidos producidos y especialmente del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde en un balance de energía donde la suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida y la presión final.

El balance de energía generalmente se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria: cabezal del pozo, separador, entre otros. Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con que el yacimiento entrega dicho caudal de fluido al nodo y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a la presión del separador.

La representación gráfica (Figura 2.23.) desde la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía o de fluidos del yacimiento y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía o de fluidos de la instalación, la intersección de ambas curvas establece la capacidad de producción del sistema.



**Figura 2.23. Curva de oferta y demanda** <sup>[17]</sup>

Cuando la demanda de energía de la instalación en el nodo es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, se requiere el uso de cualquier fuente externa de energía para lograr conciliar la Oferta con la Demanda de energía, la utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de Levantamiento Artificial. El propósito de cualquier método de levantamiento artificial es generar una curva de demanda de tal forma que permita al yacimiento responder a los requerimientos de producción preestablecidos.<sup>[17]</sup>

## **CAPITULO III.**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1. Consulta Bibliográfica**

El desarrollo de la metodología aplicada comienza con la revisión bibliográfica existente, mediante la búsqueda de trabajos en el área en estudio, congresos, revistas, textos, Internet, y todo aquel material que fuese necesario para clarificar concepto y enfatizar sobre aspectos generales del área en estudio. El objetivo primordial de esta etapa es el de obtener los fundamentos teóricos necesarios que sustenten los procedimientos utilizados en el presente trabajo, así como también, las ecuaciones para llevar a cabo los cálculos necesarios para alcanzar los objetivos propuestos. Esta consulta y revisión bibliográfica se desarrollo de manera continua durante todas las etapas subsiguientes en esta metodología.

Se procedió a revisar todos los pozos que hayan penetrado los yacimientos en estudio ya sea completados o interpretados, mediante carpeta de pozos, las cuales se encuentran en los archivos centrales del Distrito Anaco. De las carpetas de pozos se extrajo información amplia y detallada acerca del estado actual de los pozos, ubicación exacta, así como trabajos de reparación y/o reacondicionamiento efectuados en los mismos. También, de estas carpetas se pudo extraer las pruebas estáticas de presión de fondo, registros de todos los pozos, pruebas iniciales de producción, históricos y sumarios de producción, diagrama de completación, pruebas PVT, entre otros datos de igual relevancia.

Además, se consultó la base de datos del programa maestro Centinela y OFM (reportes generados), los cuales son la base de datos oficiales de PDVSA. Datos

oficiales de los yacimientos NAE1 JM-15 y NAE1 JM-38, extraídos del libro de reservas del Distrito pueden ser observados en la tabla 3.1

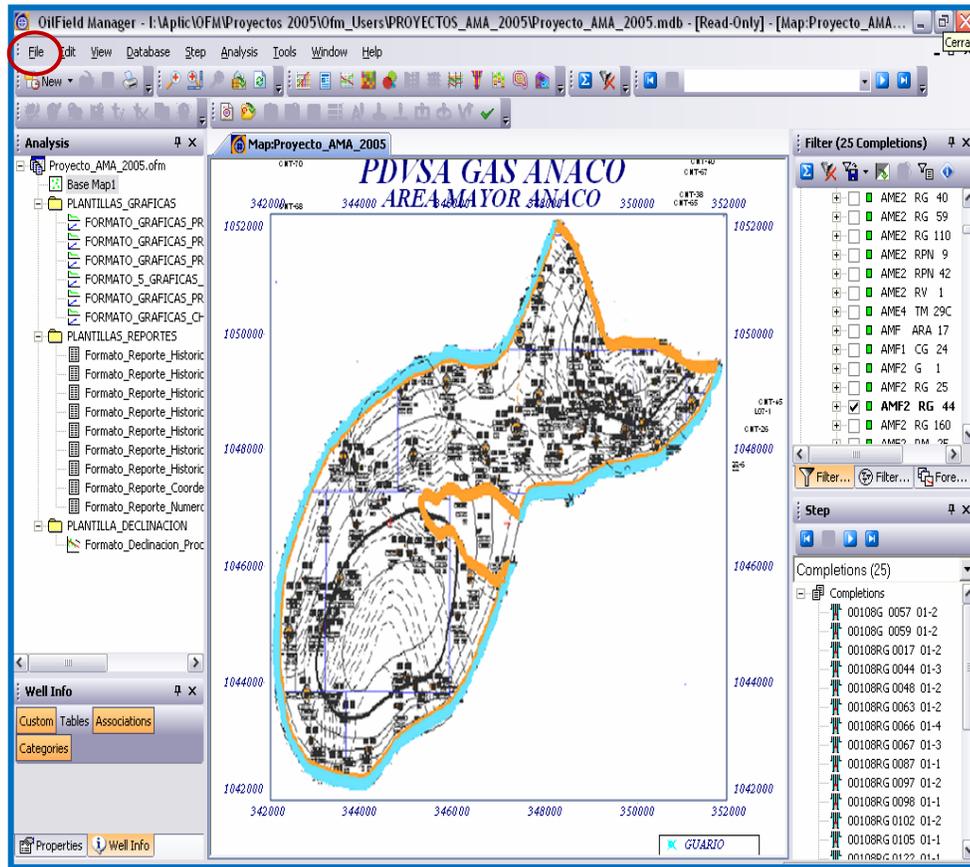
**Tabla 3.1. Datos Oficiales de los Yacimientos en Estudio.**

| YACIMIENTO NAE1 JM-15 Y YACIMIENTO NAE1 JM-38<br>(LIBRO DE RESERVAS) |             |             |
|----------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|
|                                                                      | NAE1 JM-15  | NAE1 JM-38  |
| Tipo de Material                                                     | CONDENSADO  | CONDENSADO  |
| Gravedad °API                                                        | 42.4        | 43.8        |
| Gravedad Especifica                                                  | 0.737       | 0.737       |
| Porosidad (Fracción)                                                 | 16          | 22          |
| Permeabilidad del Gas                                                | 214         | 554         |
| Saturación de Condensado (Fracción)                                  | 85          | 85          |
| Área (Acres)                                                         | 839         | 2441        |
| Volumen (Acres-pies)                                                 | 20030       | 81375       |
| Datum (Pies)                                                         | 3100        | 3105        |
| Factor Volumétrico Inicial                                           | 0.0036      | 0.0091      |
| Temperatura Original (°F)                                            | 142         | 171         |
| Presión Original (Lpc)                                               | 1300        | 1406        |
| Presión Roscio (Lpc)                                                 | 1300        | 1406        |
| Presión de Abandono (Lpc)                                            | 260         | 270         |
| COES (MBN)                                                           | 3805        | 21108       |
| FR. (Fracción)                                                       | 32          | 30          |
| Reservas Primarias de Condesado (MBN)                                | 1218        | 5295        |
| GCOES (MMPCN)                                                        | 33230       | 62983       |
| FR. (Fracción)                                                       | 85          | 87          |
| Reservas Primarias de Gas (MMPCN)                                    | 28246       | 53728       |
| Producción Acumulada de Gas (MMPCN)                                  | 10856       | 40196       |
| Producción Acumulada de condensado (MBN)                             | 491         | 2248        |
| Reservas Remanentes de Condensado (MBN)                              | 727         | 3047        |
| Reservas Remanentes de Gas (MMPCN)                                   | 17390       | 13532       |
| Tipo de Declinación                                                  | Exponencial | Exponencial |

## **3.2. Validación del Histórico de Producción, Presión, y Pruebas PVT de los Yacimientos en Estudio**

### **3.2.1. Datos de Producción**

Una vez recolectada toda información disponible, se procedió a validar a través de un análisis riguroso de estos datos, comparando pozo a pozo la información extraída de las diferentes fuentes consultadas, como carpeta de pozo, CENTINELA, OFM, reservas oficiales, con la finalidad de localizar diferencias en alguna de ellas con respecto a las otras, así como verificando la consistencia de las producciones mensuales en relación con las acumuladas. Esta verificación es fundamental, porque para realizar una buena caracterización es necesario revisar de manera minuciosa toda la información disponible de la data de producción y ver si presenta un comportamiento a normal al que tenía previo el yacimiento. Se puede observar la pantalla principal del programa Oil Field Manager (OFM) (Figura3.1). En la cual accediendo en la barra de herramientas en el modulo de FILE y entrando en el PROYECTO AMA 2005, se puede tener acceso a los reportes y graficas de producción de cada uno de los yacimientos correspondientes al AREA MAYOR DE ANACO.



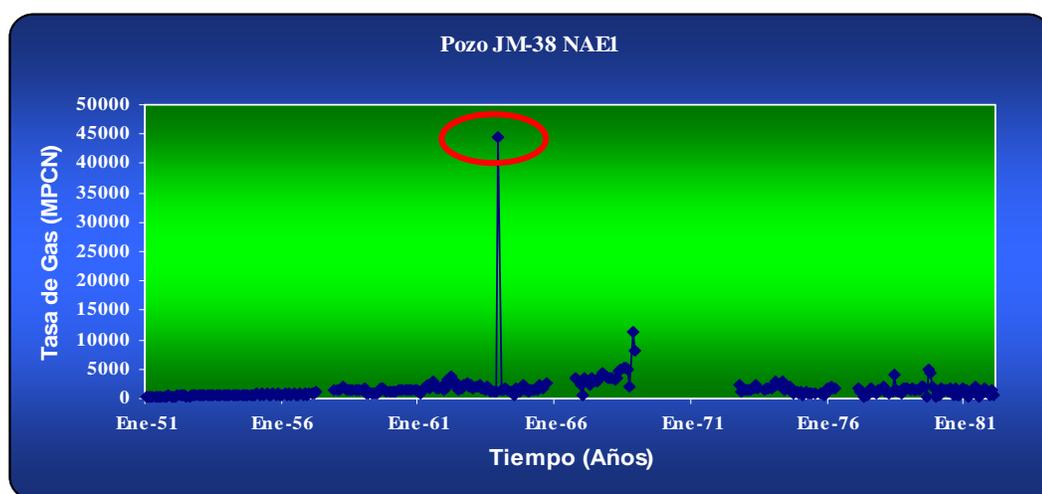
**Figura 3.1. Pantalla principal programa Oil Field Manager (OFM)<sup>[18]</sup>**

Para ello, se realizaron gráficas de tasas y producción acumulada de condensado, gas y agua contra tiempo de relación gas-condensado contra tiempo para observar si existen puntos anómalos en su comportamiento.

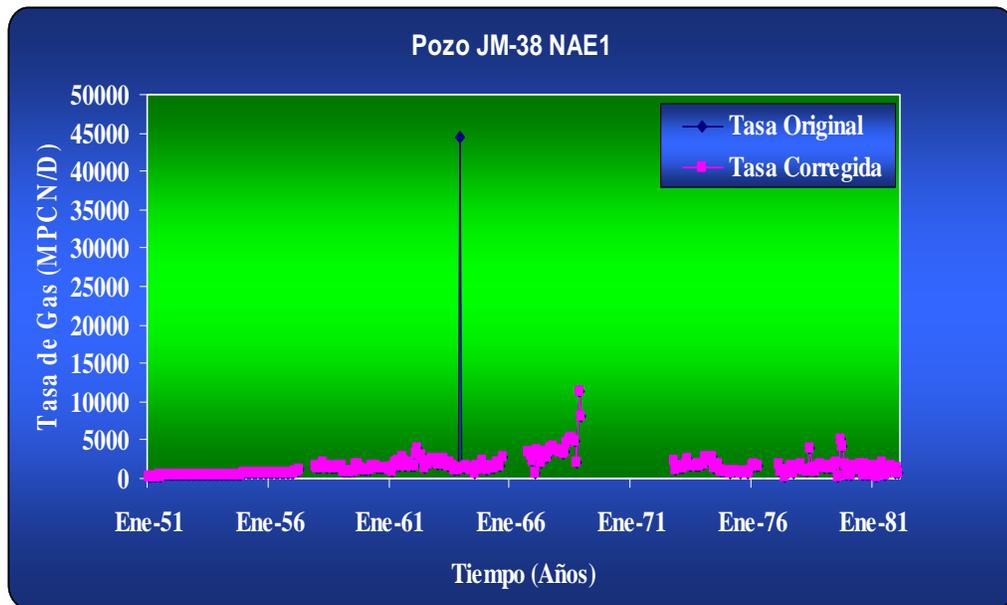
Al graficar los datos de producción se pudieron visualizar comportamientos anormales, los cuales son definidos como puntos que se alejan de la tendencia lógica de la variable considerada y que a menos que sean causadas por agentes externos como el cambio de reductor, estimulación, fractura, ampliación del intervalo de cañoneo entre otros, podría tratarse de una prueba de producción no representativa, por lo tanto ese punto debe ser corregido

Para corregir puntos que se consideran errados, fue necesario calcular en caso de tratarse de gas o agua, la relación gas-condensado (RGC) o relación agua-condensado (RAC) promedios de los puntos inmediatamente anterior y posterior al punto de corregir, y posteriormente a partir de ese nuevo valor de RGC o RAC y las tasas de condensado respectivas, se calcularon las tasas de gas o agua corregidas. Para ilustrar en forma más detallada este procedimiento efectuado, este caso es mostrado con el pozo JM-38 NAE1 en la figura 3.2

La Figura 3.2 muestra la tasa de gas del pozo JM-38 en un tiempo comprendido entre Enero de 1951 y Enero de 1981, durante el cual estuvo abierto a producción. En esta gráfica se encuentran señalados puntos en la tasa de gas que se salen completamente de la tendencia que traía el comportamiento de producción. Uno de esos puntos es el tomado para la fecha de Diciembre de 1963, donde la tasa de gas reportada es de 44368 (MPCN/D), mientras que para Noviembre del mismo año fue de 1217.4 (MPCN/D) y para Enero de 1964 la tasa fue de 1357.1 (MPCN/D). Para este caso en cuestión, se procedió a calcular un RGC con los puntos anterior y posterior al punto anormal, luego con el valor obtenido se calcula la nueva tasa como se observa en la figura 3.3



**Figura 3.2. Tasa de Gas Vs. Tiempo del pozo JM-38, Yacimiento JM-38 NAE1**



**Figura 3.3. Tasa de Gas corregida Vs. Tiempo del pozo JM-38, Yacimiento JM-38 NAE1**

El RGC promedio fue obtenido por la siguiente ecuación:

$$RGC_i = \frac{RGC_{i-1} + RGC_{i+1}}{2} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

$RGC_i$ : Relación gas-condensado del punto a corregir, PCN/BN

$RGC_{(i+1)}$ : Relación gas-condensado del punto posterior al punto a corregir, PCN/BN

$RGC_{(i-1)}$ : Relación gas-condensado del punto anterior al punto a corregir, PCN/BN

Posteriormente, partiendo del resultado arrojado por la ecuación anterior se calculó la nueva tasa corregida mediante la ecuación 3.2:

$$Q_{g_i} = RGC_i * Q_{c_i} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

$Q_{gi}$ : Tasa de gas del punto corregido, PCN/D

$Q_{ci}$ : Tasa de condensado del punto corregido, Bls/D.

$RGC_i$ : Relación gas-condensado del punto corregido, PCN/BN

Igualmente fue aplicado el procedimiento anterior en la corrección de las tasas de agua de los pozos que presentaran puntos anormales en su comportamiento de producción. La ecuación generada es igual a la ecuación 3.1, con la salvedad de que en lugar de RGC, esta es sustituida por RAC y  $Q_g$  por  $Q_w$ .

En el caso de la tasa de condensado se corrigió el punto anormal sustituyendo la tasa en cuestión por un promedio de las tasas inmediatamente anterior y posterior. Este promedio se calculó utilizando la siguiente ecuación:

$$Q_{ci} = \frac{Q_{c(i-1)} + Q_{c(i+1)}}{2} \quad (\text{Ec.3.3})$$

Donde:

$Q_{ci}$ : Tasa de condensado del punto corregido, Bls/D.

$Q_{c(i-1)}$ : Tasa de condensado del punto anterior al punto a corregir, PCN/BN

$Q_{c(i+1)}$ : Tasa de condensado del punto posterior al punto a corregir, PCN/BN

### 3.2.2. Datos de Presión

Uno de los datos más importantes en la caracterización de yacimientos lo representa la presión, así como también es fundamental en la identificación de arenas en comunicación ya que de esta depende la energía del yacimiento y su comportamiento de producción. Conocer el valor de la presión desde el mismo momento de descubrir el yacimiento y durante su vida productiva, se puede inferir

que tipo de yacimiento se está estudiando y cuáles son los métodos de producción que se deben aplicar para mantener dicha presión y obtener mayor recobro al menor tiempo posible. Además un comportamiento de presión con el tiempo análogo entre zonas adyacentes de un campo gasífero o petrolífero, es indicativo de la existencia de posibles unidades hidráulicas, puesto que el sistema responde como una unidad cuando es sometido a explotación.

Estos datos fueron obtenidos de pruebas estáticas de presión de fondo BHP-BHT localizadas en las carpetas que contienen la historia de los pozos completados en los yacimientos en cuestión, o de pruebas tomadas con las herramientas RFT (Repeat Formación Tester). MDT (Modular Formation Dynamics Tester).

En el primero de los casos, el reporte de la prueba indica el horizonte probado, sin embargo, en vista de la posibilidad de errores en los nombres de las arenas reportadas en las pruebas, o por la posibilidad de que algún yacimiento haya cambiado de nombre por haberse descubierto coalescencia, es necesario confirmar que la prueba haya sido tomada en el horizonte de interés. Para ello, fue necesario confirmar en la historia del pozo cual horizonte estaba completado para la fecha en que la prueba de presión fue tomada, además se ratificó que el intervalo perforado de la arena probada coincidiera con el intervalo de dicha arena en los perfiles correlacionados de rayos gamma y resistividad.

Con respecto a las presiones tomadas con la herramienta RFT similarmente se confirmó que los intervalos probados coincidieran con los intervalos interpretados en los perfiles del horizonte en cuestión.

Debido a que no se dispone de la suficiente data representativa de presiones, estos datos de presiones disponibles no cubren el comportamiento inicial de los yacimientos, el cual es simulado en una forma más real por puntos de presión

tomados en esta etapa, permitiendo generar una extrapolación más exacta en el modelo de presión a crear en la siguiente etapa a partir de puntos de presión al DATUM contra el gas producido acumulado, obteniendo así una presión original representativa del o los yacimientos.

### **3.3. Ubicación de los Contactos Originales de Fluidos**

El pozo JM-43 según el mapa oficial del nivel NAE1 es un pozo probado agua, por lo que se revisó la historia de dicho pozo en búsqueda de los resultados de dicha prueba, la cual muestra que “Se recobraron 35 parejas de agua salada” por lo que se estimó el contacto Agua-Condensado (CCAO) a @ -3410 pies. Observado en la figura C.11, Apéndice C

### **3.4. Cálculo de GPTT**

Las tasas que se presentan en los sumarios de producción, se obtienen en superficie sin tomar en consideración la cantidad de líquido que se condensa en la formación. Esto sucede en yacimientos de gas condensado, donde ocurre condensación de líquido por efecto de la declinación de la presión, la cual es un limitante para calcular el Gas Original en Sitio, ya que si solo se toma en cuenta las tasas reportadas sin considerar el condensado y el agua, se incurriría en un error al calcular la cantidad de hidrocarburo original del yacimiento. Para solucionar esta limitante se utilizó la ecuación 2.37 para el cálculo de Gptt.

### **3.5 Corrección del Agua Producida Acumulada (Wp)**

Antes de sustituir las producciones reportadas para calcular el equivalente en gas (Gpt), es necesario hacer una corrección en la producción de agua. Con este propósito se calcula el contenido de agua de acuerdo con la figura 3.4, lo que permite

diferenciar la cantidad de agua producida de condensación y el agua proveniente del acuífero.

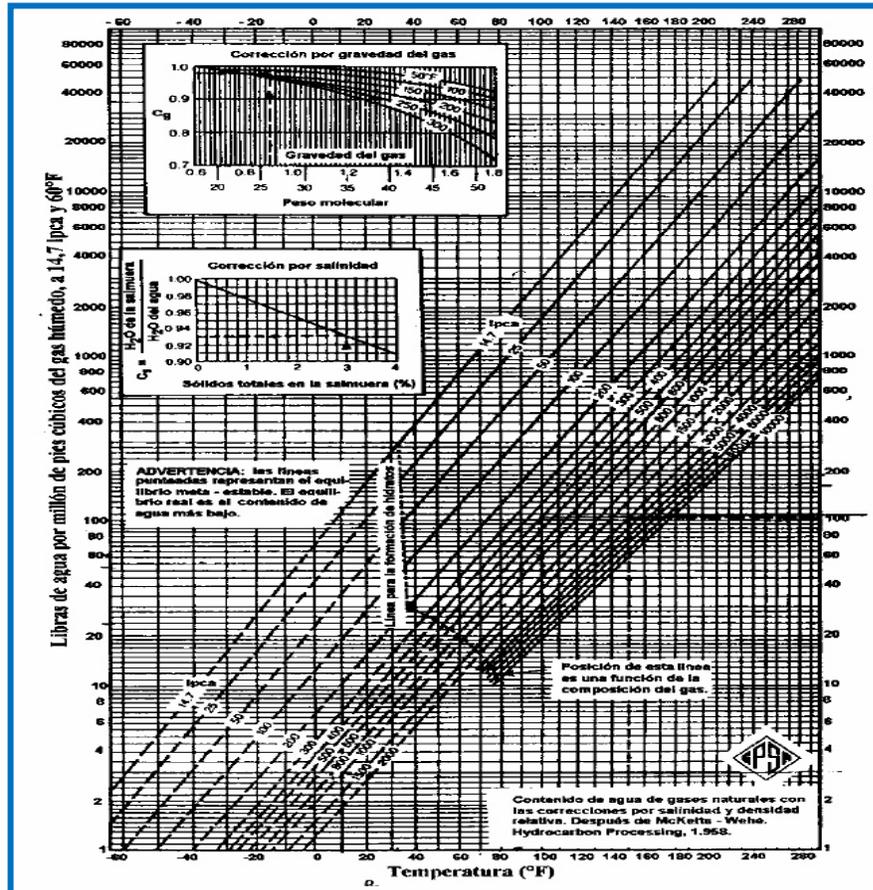
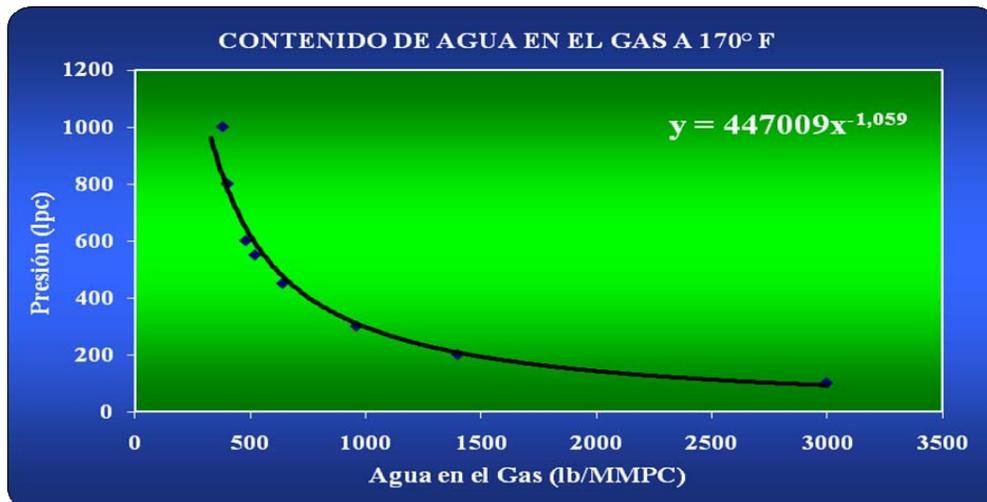


Figura 3.4. Solubilidad del Agua en el Gas Natural, Incluyendo Compresión del Gas y Efectos de Salinidad.<sup>[12]</sup>

En la figura 3.5 se indica el contenido de agua en el gas a diferentes condiciones de presión y temperatura realizada por **McKetta y Wehe**. Para calcular este contenido de agua a condiciones de yacimiento, se generó una tendencia a partir de puntos leídos en la figura a diferentes presiones manteniendo la temperatura constante e igual a la del yacimiento, (170 °F).



**Figura 3.5. Contenido de Agua en el Gas a 170 °F**

La ecuación de esta tendencia se utilizó para determinar el contenido de agua en el gas a una presión promedio de cada intervalo de tiempo. Luego, se puede obtener el contenido de agua en el gas en Lb/MMPC a una presión promedio en Lpc, mostrado en la ecuación 3.4.

$$\text{Agua en el gas} = 447009P^{-1,059} \quad (\text{Ec.3.4})$$

Posteriormente, se multiplicó por la producción de gas correspondiente al intervalo de tiempo  $t_{i-1}$  y  $t_i$  para obtener el agua contenida en el gas producido.

$$W_{\text{cond}} = G_p * \text{Agua en el Gas} \quad (\text{Ec.3.5})$$

Al restar a la producción de agua total producida el intervalo de producción de agua proveniente de la condensación se obtuvo el agua producida proveniente del acuífero. Este procedimiento se aplicó a toda historia de producción.

Para el cálculo de la intrusión de agua ( $W_e$ ) se utilizó el método de Everding y Hurst, donde la mayoría de los datos empleados en este método fueron aportados por el modelo estático, previamente establecido.

El factor volumétrico del agua se calculó mediante la correlación de **Numero**, **Brigham y Standing**, ecuación 3.6, mostrada a continuación:

$$B_w = (A + BP + CP^2) * C_{sal} \quad (\text{Ec.3.6})$$

Donde:

$$A = 0,9911 + 6,5E^{-5} * T_y + 8,5E^{-7} * T_y^2 \quad (\text{Ec.3.7})$$

$$B = -1,093E^{-6} - 3,497E^{-9} * T_y + 4,57E^{-12} * T_y^2 \quad (\text{Ec.3.8})$$

$$C = -5E^{-11} + 6,429E^{-13} * T_y - 1,43E^{-15} * T_y^2 \quad (\text{Ec.3.9})$$

El NaCl es una constante equivalente a la unidad, (1)

La concentración de sal se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$C_{sal} = 1 + NaCl * (5,1E^{-8} * P + (5,47E^{-6} - 1,195E^{-10} * P) * (T_y - 60) + (-3,23E^{-8} + 8,5E^{-13} * P) * (T_y - 60)^2) \quad (\text{Ec.3.10})$$

### 3.6. Generación de un Modelo de Presiones para el Nuevo Yacimiento Unificado

Partiendo de la data de presiones recopilada, bien sea de pruebas estáticas de fondo (BHP) así como de pruebas de formación (RFT,MDT), se procedió a realizar el modelo de presión.

Una vez validada la data depresión, se procedió a llevar todas las presiones registradas hasta un mismo nivel de referencia para el total de los pozos y así estudiar el comportamiento de cada uno de ellos. Esto se hizo llevando la profundidad medida hasta la profundidad bajo el nivel del mar (pbnm), utilizando la data direccional de la desviación de cada pozo. La ecuación 3.11 fue utilizada para calcular las presiones al mismo nivel de referencia.

$$P_{Datum} = P_{(PMP)} + (Gr_{yac} * (DATUM + RTE - Prof_{medida})) \quad (Ec. 3.11)$$

Donde:

P.Datum= Presión al Datum

P.(PMP)= Presión al punto medio de las perforaciones (Lpc)

Gr.yac = Gradiente de yacimiento.

Datum= Profundidad de referencia bajo el nivel del mar (pie).

RTE= Elevación de la mesa rotaria (Pie).

Prof. medida= Profundidad medida.

$$P_{(PMP)} = P_{medida} + GP * (Pa - Prof_{medida}) \quad (Ec. 3.12)$$

Donde:

P.(PMP)= Presión en el punto medio de la perforación (lpc).

P.medida= Presión medida (lpc).

$G_p$ = Gradiente de presión del pozo (lpc/pie).

$P_a$ = Punto medio de la perforación (pie).

Prof. medida= Profundidad medida (pie).

El cálculo del gradiente del yacimiento se realizó a través de las ecuaciones que se muestran a continuación, las cuales son funciones de las propiedades de los fluidos que se encuentran en el yacimiento.

$$M_c = \frac{6084}{API - 5,9} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

$$\gamma_c = \frac{141,5}{131,5 + API} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$\gamma_{gc} = \frac{4584 * \gamma_c + RGC_i + \gamma_c}{RGC_i + 132800 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

$$\rho_{gc} = \frac{28,93 * P_i * \gamma_{gc}}{Z_{gc} * R * T} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

$$Gradyac = \frac{\rho_{gc}}{144} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

La gravedad API se determinó graficando las gravedades API reportadas en las pruebas de producción efectuadas en los pozos completados productores en función del tiempo. Este gráfico es discutido en el capítulo siguiente.

Por último, se procedió a generar el modelo de presiones graficando las presiones al Datum calculadas en función del Gas producido total acumulado, es decir, (P vs. GPTT), para luego, determinar a través de las funciones estadísticas de excel la mejor tendencia que se ajuste al comportamiento de la historia de presiones dadas.

### **3.7. Cálculo de las Permeabilidades Relativas**

El Cálculo de las permeabilidades relativas se realizó a través de una hoja de Excel utilizando, para el caso de un medio Gas-Agua las correlaciones **Corey** sugeridas por **Hornapour y Cols**, y para un medio Gas-Condensado, las ecuaciones de **Sampath y Keighin**, donde dichas correlaciones ya están establecidas en la industria petrolera. Tabla A-3 (Apéndice A). Este estudio permitió establecer el rango de saturaciones en las que el hidrocarburo va a tener movilidad dentro de la zona porosa, siendo este delimitado por los valores de saturación de agua crítica y saturación de agua máxima.

### **3.8. Datos PVT**

La herramienta **Mbal** es de gran utilidad, puede ser empleada para el análisis de yacimiento, desde modelos convencionales (petróleo negro) hasta su aplicación para la creación de un PVT sintético en yacimientos de gas condensando. El programa de balance de materiales MBAL requiere de la carga de diversos datos PVT que describan las propiedades del fluido para predecir apropiadamente los cambios de saturación y presión en el yacimiento. Dada la situación de no contar con un análisis PVT para el yacimiento, se generó el PVT sintético, ingresando los datos de la primera prueba correspondiente al primer pozo completado en la zona y descubridor del yacimiento.

La correlación utilizada fue: **Lee et al**: a través de la cual se calculó la viscosidad del gas.

En la figura 3.6 se observa la pagina inicial del programa *MBAL*, ingresando al modulo de PVT en la barra de herramientas, seguido a esto en la opción *calculator*, luego ingresando los datos de la primera prueba correspondiente al primer pozo completado en la zona y descubridor del nuevo yacimiento, se procede a generar el PVT sintético en el modulo de *Calc.* en la barra de herramientas. Los resultados del PVT se pueden observar en la tabla C-2 Apéndice C.

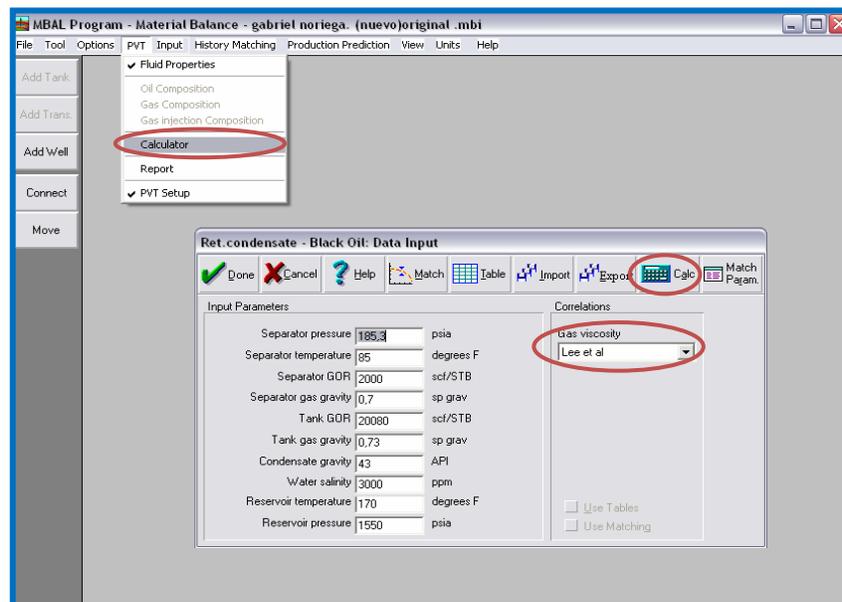


Figura 3.6. Generación PVT sintético a través de la herramienta MBAL<sup>[19]</sup>

### 3.9. Estimación de los Volúmenes Originales de Hidrocarburos en Sitio para el Nuevo Modelo, mediante la Técnica de Balance de Materiales

Cumpliendo con los objetivos del proyecto se realizó el cálculo para determinar los volúmenes originales en sitio a través de la técnica de Balance de Materiales, a su

vez fueron comparados estos volúmenes con el Método Volumétrico y Declinación de Presión.

### 3.9.1. Método Volumétrico

A través de este método, el Gas Condensado Original en Sitio (GCOES), fue calculado utilizando la ecuación 2.8, partiendo de los valores de porosidad promedio ( $\Phi$ ) y saturación de agua inicial promedio ( $S_{wi}$ ) para todo el yacimiento calculados previamente mediante el modelo petrofísico y el factor volumétrico del gas condensado calculado mediante la ecuación 3.18 mostrada a continuación:

$$B_{gi} = 0,02829 * \frac{P * T}{Z_{2f}} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Donde:

$B_{gi}$ = Factor volumétrico del gas a condiciones iniciales, PCY/PCN.

$Z_i$ = Factor de compresibilidad del gas a presión inicial, Adimensional.

$P_i$ = Presión Inicial, Lpca.

$T_i$ = Temperatura inicial, °R.

Luego utilizando la ecuación 2.9 se calculó el Gas Original en Sitio (GOES), la RGC fue establecida previamente, la gravedad específica del condensado ( $\gamma_c$ ) y la masa del condensado ( $M_c$ ) se calcularon con las ecuaciones 3.6 y 3.7 utilizadas en la generación del modelo de presión. Para el cálculo del Condensado Original en Sitio (COES), se utilizó la ecuación 2.11, donde todas las variables empleadas ya son conocidas.

### **3.9.2. Balance de Materiales**

Con la finalidad de validar los resultados arrojados por el método volumétrico, se utilizaron dos métodos basados en la ecuación de balance de materiales adaptados a yacimientos de gas condensado con condensación retrograda. Estos métodos utilizados fueron el de declinación de presión y la simulación realizada por el programa MBAL, ambos escogidos, con el objeto de obtener las reservas originales y comparar entre los resultados obtenidos. Antes de aplicar estos dos métodos y debido a la ausencia de un análisis PVT que se fuese consistente y representativo, fue creado un PVT sintético, a través de la herramienta MBAL, para conocer las propiedades iniciales del fluido, el procedimiento utilizado fue el siguiente:

#### **3.9.2.1. Método de Declinación de Presión**

Este método consistió en graficar  $P/Z_{2f}$  vs  $G_{ptt}$ , donde las presiones utilizadas son las obtenidas mediante el modelo de presión generado anteriormente, mientras que el factor de compresibilidad bifásico utilizado fue el obtenido por el PVT sintético generado anteriormente. Este factor de compresibilidad fue validado con la correlación de Reyes, Piper y McCain. Fue utilizada esta correlación debido a que la concentración inicial de heptanos en el fluido del nuevo yacimiento es superior a 4 %, apreciándose en la composición del gas condensado en estudio un porcentaje de 9,63 %, (calculado con la correlación de Marrufo, Maita, Him y Rojas).

#### **3.9.2.2. Simulación Realizada por el Programa Mbal**

Se utilizó la herramienta *Mbal* para obtener los volúmenes originales. Este software permite calcular el Gas Condensado Original en sitio (GCOES), mediante diferentes métodos y de acuerdo al tipo de yacimiento analizado. El programa fue usado también para definir los mecanismos de producción.

Este programa básicamente se divide en tres módulos para realizar balance de materiales: 1) Sección de entrada de datos, 2) Cotejo histórico de presión y producción, 3)

Predicciones. De los cuales se utilizarán los dos primeros módulos.

1.- Datos de entrada:

En esta sección se definieron los diferentes parámetros relacionados con el yacimiento, los cuales están incluidos en la ecuación de balance de materiales, observados en la figura 3.7, estos son:

**a.- Datos básicos del yacimiento:**

- Presión inicial.
- Temperatura.
- Porosidad.
- Saturación inicial de agua.
- G.O.E.S. volumétrico.
- Fecha de inicio de producción.

**Tank Input Data - Tank Parameters**

Done Cancel Help Import

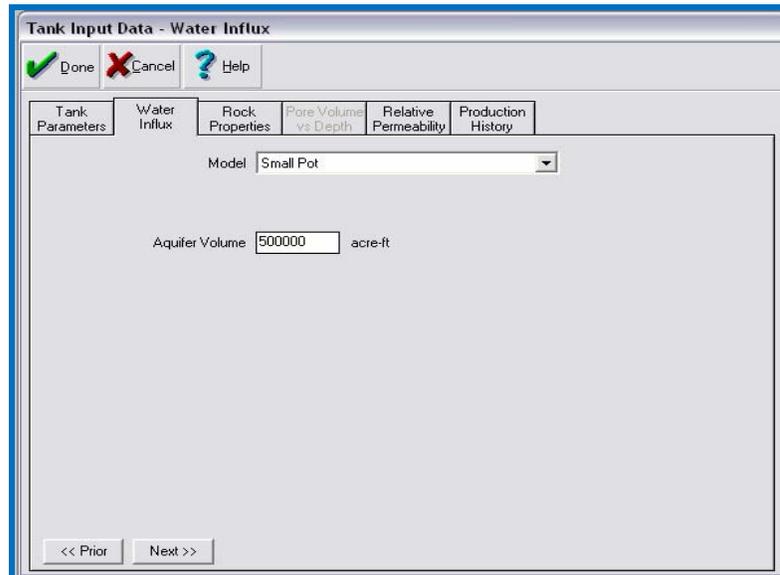
| Tank Parameters          | Water Influx | Rock Properties | Pore Volume vs Depth | Relative Permeability | Production History                        |
|--------------------------|--------------|-----------------|----------------------|-----------------------|-------------------------------------------|
| Tank Type                |              |                 |                      |                       | <input type="checkbox"/> Monitor Contacts |
| Temperature              |              |                 |                      |                       |                                           |
| Initial Pressure         |              |                 |                      |                       |                                           |
| Porosity                 |              |                 |                      |                       |                                           |
| Connate Water Saturation |              |                 |                      |                       |                                           |
| Water Compressibility    |              |                 |                      |                       |                                           |
| Original Gas In Place    |              |                 |                      |                       |                                           |
| Start of Production      |              |                 |                      |                       |                                           |

<< Prior Next >> Validate

**Figura 3.7. Ventana de datos de entrada del tanque en el simulador MBAL** <sup>[19]</sup>

**b.- Métodos para la caracterización de acuíferos asociados:**

El yacimiento en estudio presenta acuífero débil por lo que se seleccionó la opción “Smoll Pot” para este campo de datos, (figura 3.8).



**Figura 3.8.** Ventana de datos para modelar el acuífero en el simulador MBAL<sup>[19]</sup>

### c.- Propiedades de la roca:

- Compresibilidad de la formación.

En caso de que no se conozca la compresibilidad de la formación, el simulador MBAL permite el uso de correlaciones internas, las cuales varían en función de la porosidad del yacimiento, (figura 3.9).

El yacimiento NA E1,2 JM-15 tiene una porosidad menor del 30%, por lo tanto, se utilizó la siguiente ecuación:

$$C_f = 2,6^{-6} + (0,3 - \phi)^{2,415} * 7,8E^{-5} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Figura 3.9. Ventana de datos para ingresar las propiedades de la roca<sup>[19]</sup>

#### d.- Permeabilidad relativa:

En esta opción se introducen los valores de permeabilidad relativa de los fluidos existentes en el yacimiento, obtenidas por correlaciones que se ajusten al comportamiento de fluido, (figura 3.10).

| Water    |          | Oil      |          | Gas      |          |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Sw       | Krw      | So       | Kro      | Sg       | Krg      |
| fraction | fraction | fraction | fraction | fraction | fraction |
| 0.14     | 0        | 0        | 0        | 0.26     | 0        |
| 0.19     | 0.0004   | 0.05     | 0        | 0.31     | 0.0004   |
| 0.24     | 0.0023   | 0.1      | 0        | 0.36     | 0.0051   |
| 0.29     | 0.0067   | 0.15     | 0        | 0.41     | 0.0152   |
| 0.34     | 0.0143   | 0.31     | 0        | 0.46     | 0.0308   |
| 0.39     | 0.0258   | 0.36     | 0.0525   | 0.51     | 0.052    |
| 0.44     | 0.0418   | 0.41     | 0.1025   | 0.56     | 0.0788   |
| 0.49     | 0.0628   | 0.46     | 0.1525   | 0.61     | 0.1112   |
| 0.54     | 0.0895   | 0.51     | 0.2025   | 0.66     | 0.1494   |
| 0.59     | 0.1223   | 0.56     | 0.2525   | 0.71     | 0.1934   |

Figura 3.10. Ventana de datos para ingresar los valores de permeabilidad relativa<sup>[19]</sup>

#### d.- Historia de presión-producción:

Esta data se cargó en intervalos de tiempo mensuales tomando en cuenta el modelo de presión previamente obtenido y ajustándole la producción del yacimiento hasta diciembre de 2010, observada en la figura 3.11. Estos son datos importantes a considerar durante el balance de materiales, ya que éste es función directa de la presión y de la producción del yacimiento.

|    | Time       | Reservoir Pressure | Cum Oil Produced | Cum Gas Produced | Cum Wat. Produced | Cum Gas Injected | Cum Wat. Injected |
|----|------------|--------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
|    | date d/m/y | psia               | MSTB             | MMscf            | MSTB              | Mscf             | MMSTB             |
| 1  | 31/12/1950 | 1550               | 0                | 0                | 0                 | 0                | 0                 |
| 2  | 31/12/1951 | 1512               | 1071             | 4619,32          | 2                 | 0                | 0                 |
| 3  | 31/12/1952 | 1505               | 1232             | 5385,27          | 3                 | 0                | 0                 |
| 4  | 31/12/1953 | 1499               | 1380             | 6085,97          | 4                 | 0                | 0                 |
| 5  | 31/12/1954 | 1495               | 1497             | 6476,78          | 4                 | 0                | 0                 |
| 6  | 31/12/1955 | 1492               | 1602             | 6810,74          | 4                 | 0                | 0                 |
| 7  | 31/12/1956 | 1488               | 1706             | 7138,25          | 4                 | 0                | 0                 |
| 8  | 31/12/1957 | 1483               | 1770             | 7741,12          | 5                 | 0                | 0                 |
| 9  | 31/12/1958 | 1473               | 1837             | 8950,21          | 6                 | 0                | 0                 |
| 10 | 31/12/1959 | 1377               | 1912             | 19889,8          | 14                | 0                | 0                 |
| 11 | 31/12/1960 | 1363               | 1982             | 21359,7          | 26                | 0                | 0                 |
| 12 | 31/12/1961 | 1346               | 2044             | 23008,6          | 36                | 0                | 0                 |
| 13 | 31/12/1962 | 1326               | 2104             | 24945,7          | 52                | 0                | 0                 |
| 14 | 31/12/1963 | 1316               | 2144             | 26023,4          | 56                | 0                | 0                 |

Figura 3.11. Ventana de datos de presión y producción del yacimiento <sup>[19]</sup>

#### ➤ Método Analítico (Analytical method).

Este método aplica regresión no lineal iterativa de todos los datos del yacimiento introducidos en MBAL, generando una mínima diferencia entre el modelo obtenido y el modelo de producción.

➤ **Método Gráfico (Graphical method).**

Con este método se obtiene el GCOES dinámico y las propiedades del acuífero. Basándose principalmente en la ecuación  $F = N E t + W e$  para determinar las variables desconocidas.

### 3.10. Reservas Recuperables y Actuales de Hidrocarburos del Nuevo Modelo mediante la Aplicación de las Técnicas de las Curvas de Declinación de Producción

#### 3.10.1. Curvas de Declinación de Producción

Este método es realizado mediante el programa Oil Field Manager (OFM). Al hacer click en la opción Forecast (figura 3.12) del menú análisis se encontraran una serie de opciones que permiten especificar la técnica que será utilizada y las características de la predicción, presentadas en la ventana de Scenario.

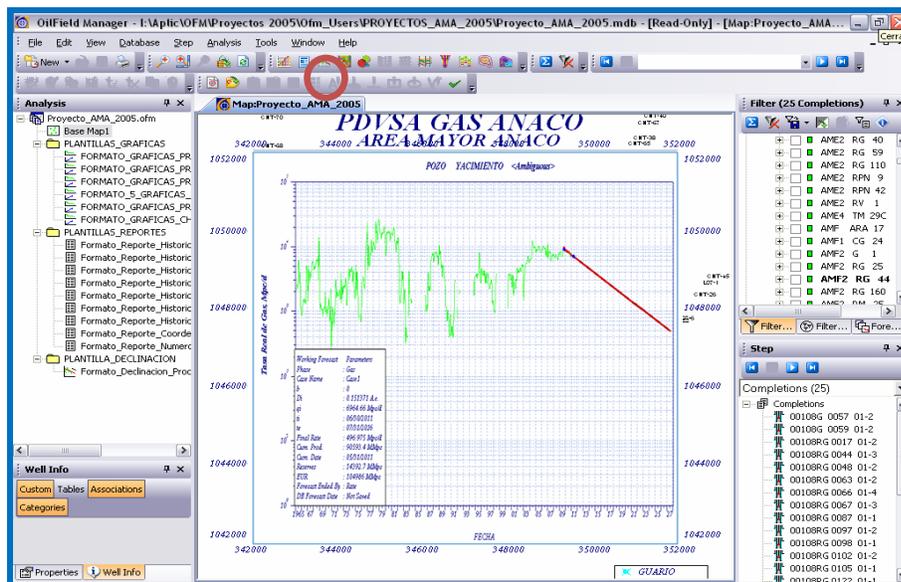


Figura 3.12. Programa OFM, Modulo Forecast [18]

En la ventana de Forecast de este programa, se seleccionaron las opciones de predicción. La declinación fue iniciada a partir de la última tasa de producción, tomándose como límite económico 500.000 PCN/D de producción para el yacimiento, ya que éste es el límite económico fijado por la empresa para el área.

Adicionalmente al método de declinación de producción, se utilizó otro método adicional para el cálculo de las reservas, el cual consistió en combinar las condiciones de abandono con las curvas de declinación de presión.

### **3.10.2. Condiciones de Abandono y Curvas de Declinación de Presión**

En este método de declinación, la presión de abandono utilizada fue la calculada a través de la ecuación 3.20, aportada por el departamento de yacimientos de PDVSA Gas anaco, donde para el yacimiento es estudio el Datum se encuentra a 3114 pies, por lo que se selecciono la presión de abandono de 206 Lpc.

$$\text{Presión Abandono} = 50 + 0,05 * (\text{Datum}) \quad (\text{Ec.3.20})$$

Con el valor de Z previamente calculado y la presión de abandono se obtiene  $P/Z_{ab}$ , con el cual se entra a la gráfica de  $P/Z$  vs.  $G_{p_{tt}}$  y se obtiene  $G_{p_{tt}_{ab}}$ ; Con esa magnitud y el uso de la ecuación 2.39 se calculan las reservas totales de condensado. Para obtener las magnitudes de  $(G_p/N_c)_{ab}$ ,  $(W_p/N_c)_{ab}$ , y  $(W_e/N_c)_{ab}$ , dichas variables son graficadas contra  $G_{p_{tt}}$ , entrando con  $G_{p_{tt}_{ab}}$  y leer las respectivas magnitudes.

Posteriormente, una vez conocidas todas las variables necesarias, con la ecuación 2.40 se calculó las reservas totales de gas ( $G_{p_{ab}}$ ). Finalmente, al restar a estas reservas totales las producciones ajustadas de gas y condensado se obtienen las reservas remanentes.

### **3.11. Evaluación de Nuevas Estrategias de Explotación para el Desarrollo de las Reservas Asociadas del Nuevo Modelo**

La Evaluación de nuevas estrategias de explotación se puede dividir en dos etapas:

- Utilización de la herramienta PIPESIM en los 4 pozos activos del yacimiento NAE1,2 JM-15 para la optimización de la Producción.
- Aplicación de las herramientas PETREL y ECLIPSE. Para definir posibles nuevos puntos de drenaje.

#### **3.11.1. Utilización de la Herramienta Pipesim en los 4 Pozos Activos del Yacimiento NA EL,2 JM-15 para la Optimización de la Producción**

Haciendo uso de la herramienta PIPESIM se realizó la optimización de los pozos activos del yacimiento NAE1,2 JM-15. Verificando que el reductor y el nivel de separación actualmente utilizado por cada uno de los pozos fuese el más adecuado para el drenaje de las reservas.

##### **3.11.1.1. Análisis nodal**

El análisis nodal fue realizado utilizando la herramienta PIPESIM 2008. Los datos requeridos por este programa para que los resultados arrojados sean representativos, es necesario disponer de una prueba de producción actual de cada uno de los pozos activos.

Para realizar el cotejo y el análisis nodal los pozos productores activos, los principales datos requeridos por pozo para realizar dicho análisis fueron la gravedad

específica del condensado ( $\gamma_c$ ), la relación condensado-gas (RCG), porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), gravedad API, diámetros de reductor y tubería de producción, entre otros. En la tabla 3.2 se aprecian estos datos ya nombrados anteriormente.

**Tabla 3.2. Datos más relevantes para realizar el Análisis Nodal de los Pozos Activos.**

| POZO   | ARENA / YAC    | %AyS | BNPD | MMPCGD | API | P.cab | P.lin | RED  | FECHA     |
|--------|----------------|------|------|--------|-----|-------|-------|------|-----------|
| JM-18  | NAEI,2 / JM-15 | 70   | 13   | 1,8    | 42  | 260   | 240   | 7/8" | 23-nov-10 |
| JM-52  | NAEI,2 / JM-15 | 10   | 36   | 1,1    | 44  | 180   | 165   | 3/4" | 01-jun-11 |
| JM-32  | NAEI,2 / JM-15 | 40   | 6    | 1,1    | 51  | 170   | 130   | 3/4" | 03-jun-11 |
| JM-259 | NAEI,2 / JM-15 | 65   | 15   | 1,7    | 51  | 275   | 250   | 3/8" | 26-jun-11 |

Donde:

BNPD= Barriles Normales Por Día.

MMPCGD= Millones de Pies Cúbicos de Gas Diario.

P.cab= Presión de Cabezal

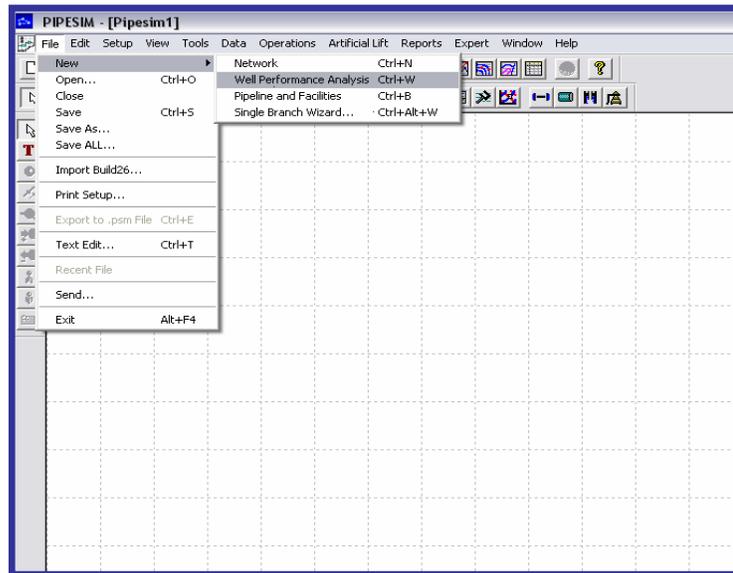
P.lin= Presión en la Línea de flujo.

RED= Reductor.

La herramienta PIPESIM 2008 es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows, para la optimización de sistema de producción (pozos y redes) creado para la empresa Schlumberger, para solucionar problemas de flujo, permitiendo obtener resultados puntuales a la hora de interpretar sistemas de flujo multifásico. A su vez, es capaz de representar el flujo de sistema de producción de hidrocarburos así como el análisis gráfico de los fenómenos que con llevan al flujo de más de una fase.

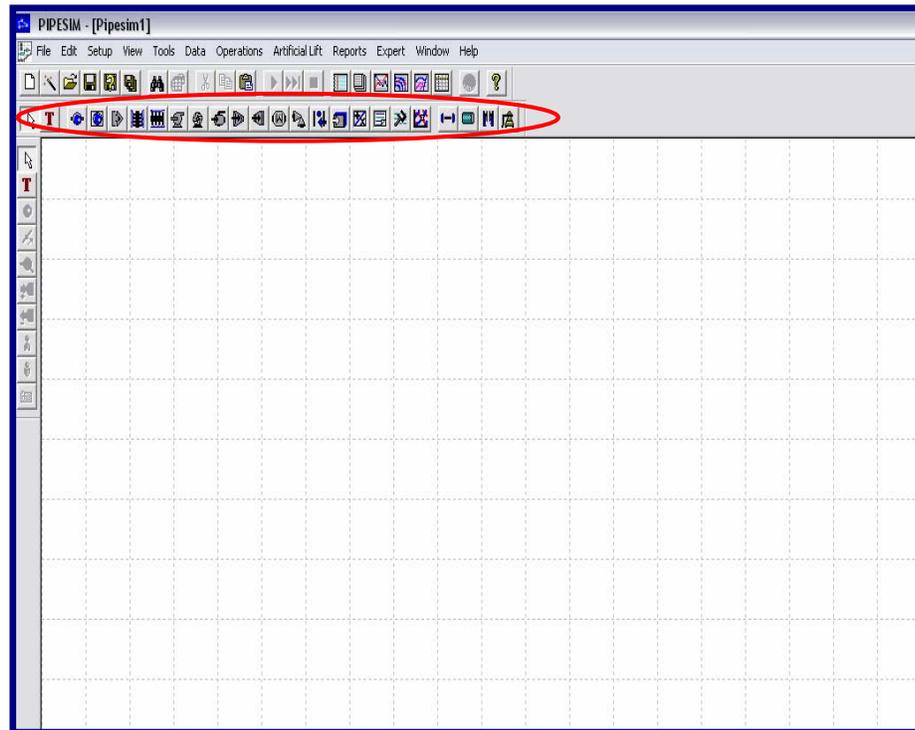
Para el uso de esta herramienta, una vez ingresado al simulador, se indicó el módulo en el que se deseaba trabajar. Para el análisis de esta parte del proyecto se

utilizó el módulo Well Performance Analysis (Figura 3.13), para el diseño y la optimización del sistema de producción.



**Figura 3.13. Ventana de ubicación del Modulo Well Performace Analysis<sup>[17]</sup>**

Este módulo sirvió de complemento para el estudio de los pozos, dando un análisis eficiente y rápido del flujo multifásico que va desde el yacimiento hasta su destino final. Este módulo incluye además, modelos de completaciones detalladas (múltiple zonas), perfiles de tuberías, choques de cabezal, y puede ser extendido hasta las tuberías de superficie. Una vez ingresado al módulo, se desplegó una ventana en donde se encontraba las barras de herramientas que permitieron construir el modelo del pozo (Figura 3.14), en función de todos los elementos que lo conformaban e integraban al sistema de producción. Este diseño involucraba los datos estáticos y de producción suministrados por la empresa para modelar dicho sistema.



**Figura 3.14. Barras de herramientas de Modulo Well Performance Analysis<sup>[17]</sup>**

Luego de realizar el sistema del yacimiento al separador es cargó la información en el simulador (figura 3.15) y se seleccionó la correlación correspondiente. Se realizó el análisis nodal, colocando el nodo solución en el fondo del pozo, generando la gráfica de presión Vs. tasa de gas (Figura 3.16) con diferentes curvas de oferta (Inflow), representando diferentes valores de daño (dato desconocido) y la curva de demanda (Outflow) que corresponde al reductor, obteniéndose de esta manera el valor de daño que más se ajuste a las condiciones de presión reales de cada uno de los pozos evaluados. La curva de oferta representa el aporte de producción que puede ofrecer la arena productora, mientras que la curva de demanda corresponde a la producción que puede ser extraída por la completación del pozo y las instalaciones de superficie.

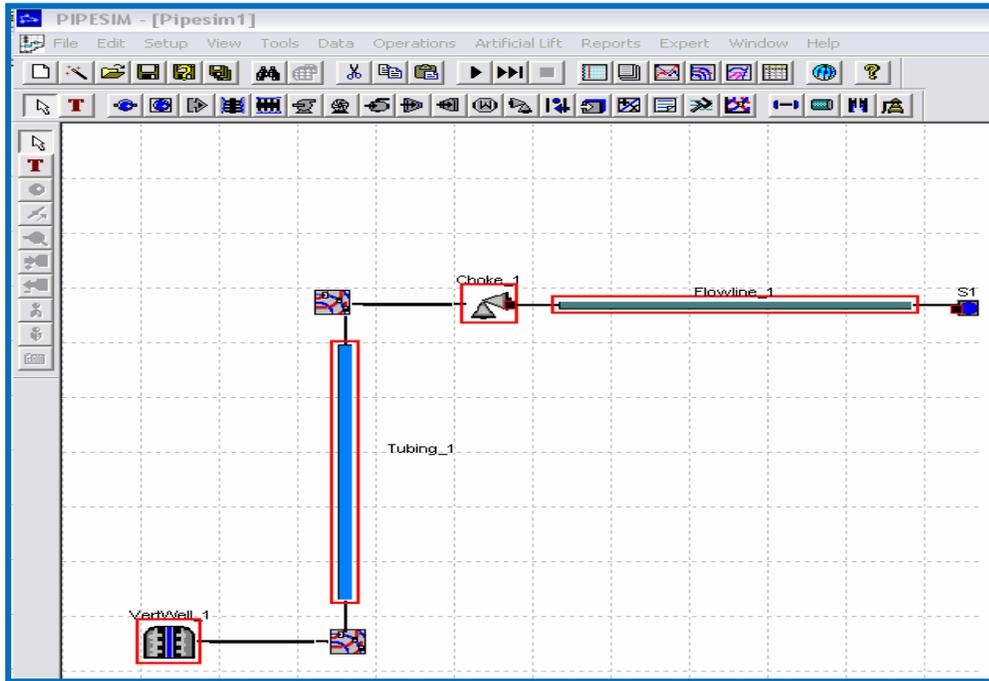


Figura 3.15. Sistema realizado del Yacimiento al Separador<sup>[17]</sup>

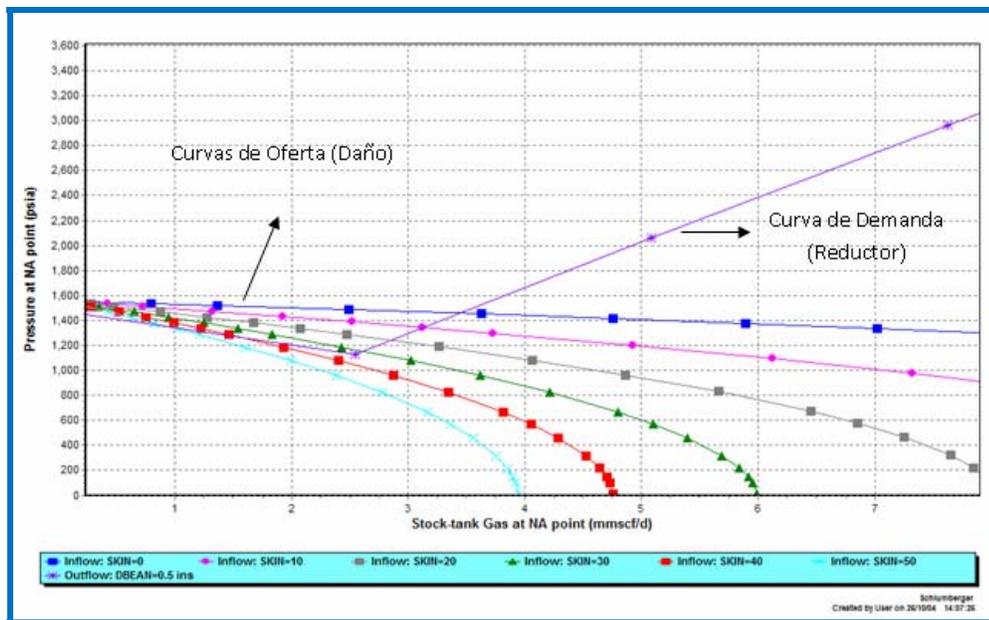


Figura 3.16. Presión vs Tasa de Gas<sup>[17]</sup>

Una vez que se logra reproducir la tasa de gas y líquido en el pozo se generó el perfil de presión para validar y cotejar la presión de cabezal y línea del mismo (agua abajo del reductor). Además se pudo observar en esta gráfica el comportamiento de las caídas de presión que ocurren en desde el yacimiento hasta la superficie (Figura 3.17). A través de este procedimiento se logró ajustar cada pozo a las condiciones de operación que actualmente tienen en el campo.

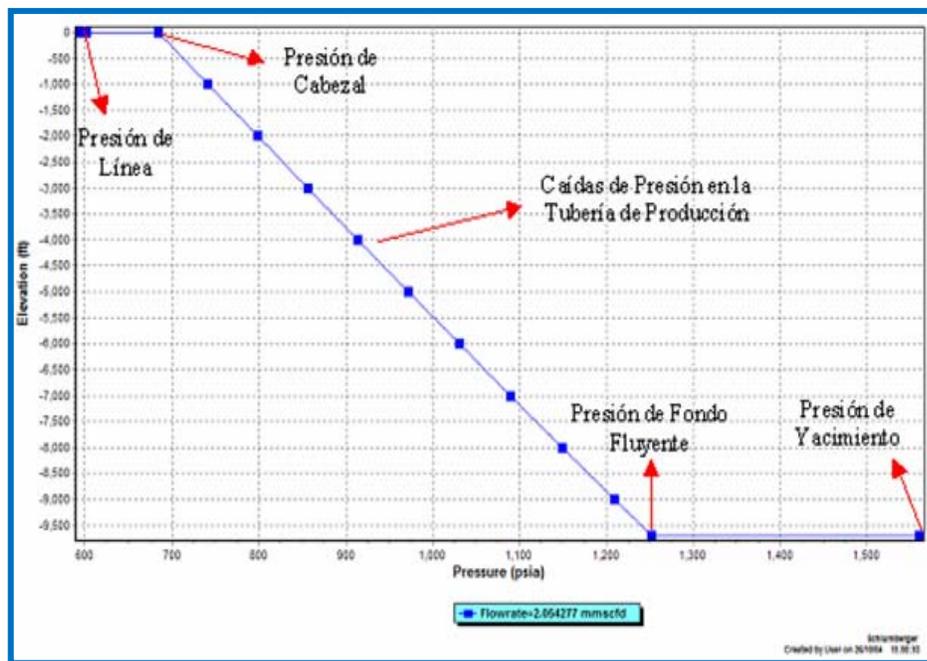


Figura 3.17. Perfil de Profundidad Vs. Presión del pozo <sup>[17]</sup>

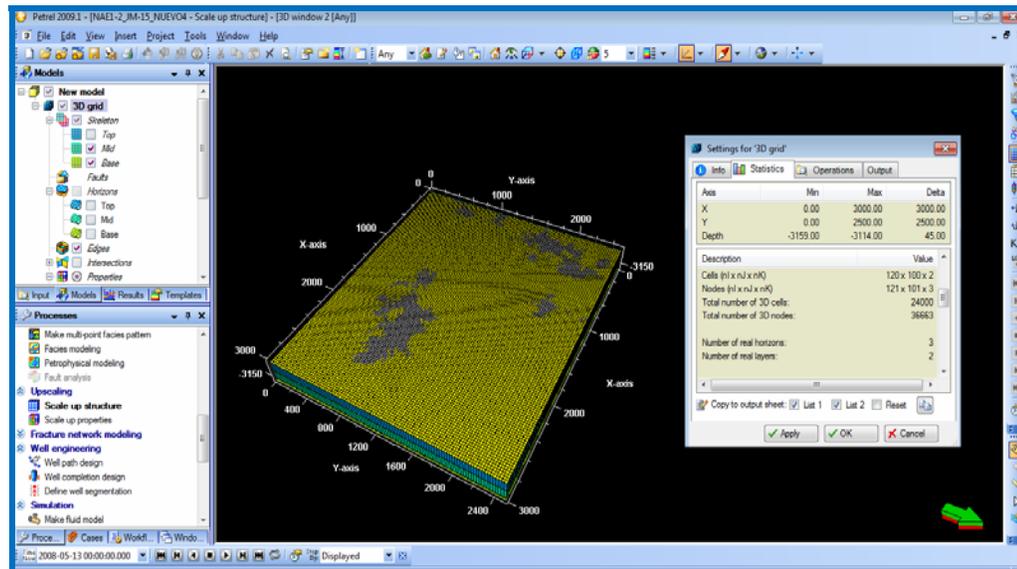
### 3.11.2. Aplicación de las Herramientas Petrel y Eclipse. Para Definir Posibles Nuevos Puntos de Drenaje

Utilizando las herramientas PETREL Y ECLIPSE se procedió a realizar el cotejo y la predicción del nuevo yacimiento a partir de los 10 últimos años de producción para definir el comportamiento de la producción a futuro. Por último se

realizó una predicción a 16 años desde el 2000 hasta el 2016 para observar el comportamiento de producción, y/o presión.

Inicialmente se realizó un ajuste de la producción observada en los últimos 10 años en los pozos activos en el yacimiento JM-15 NAE1,2, de modo de representar el comportamiento de la producción, para la cual se utilizaron en forma conjunta los simuladores PETREL Y ECLIPSE.

Para elaboración de este objetivo fue necesario modelar un mallado que se ajustara al volumen del área a drenar, este mallado se realizó mediante la herramienta PETREL, el cual es un simulador de yacimientos de diferencia finita, capaz de modelar a condiciones de yacimiento gran cantidad de situaciones que se presentan en un yacimiento. Este simulador está integrado con otras aplicaciones de geología, que permiten aumentar la complejidad del modelo geológico del yacimiento así como obtener visualizaciones de mayor calidad de los gráficos y representaciones 2D y 3D del yacimiento estudiado. En este simulador se declararon las propiedades petrofísicas obtenidas del estudio previo para la unificación del yacimiento JM-15 NAE1,2. También fueron declarados otros parámetros tales como: Presión Datum, contactos de fluidos Originales, compresibilidad de la roca, entre otras. También se suministró la producción real de los pozos activos del yacimiento JM-15 NAE1,2, así como las tasas desde año 2000 hasta el año 2010. En la figura 3,18 se puede observar la pantalla principal del simulador PETREL, donde se muestra el mallado creado y las dimensiones del mismo.



**Figura 3.18. Pantalla principal de la herramienta PETREL [21]**

Para el modelo dinámico del proyecto se utilizó la herramienta ECLIPSE, en su versión ECLIPSE 300 para fluidos composicional. La cual es una herramienta que tiene como objetivo principal integrar información de geología, geofísica e ingeniería de yacimiento para desarrollar modelos tridimensionales de yacimientos, lo que permite reducir considerablemente la incertidumbre y adecuar la planificación de los pozos. Entre las propiedades declaradas se encuentran la permeabilidad relativa, la caracterización del fluido mediante Ecuaciones de Estado en el modulo PVTi de este simulador, a través de la composición cromatográfica del gas natural obtenida de los pozos completados en este yacimiento. En la figura 3.19 se muestra la interfase principal de este simulador.

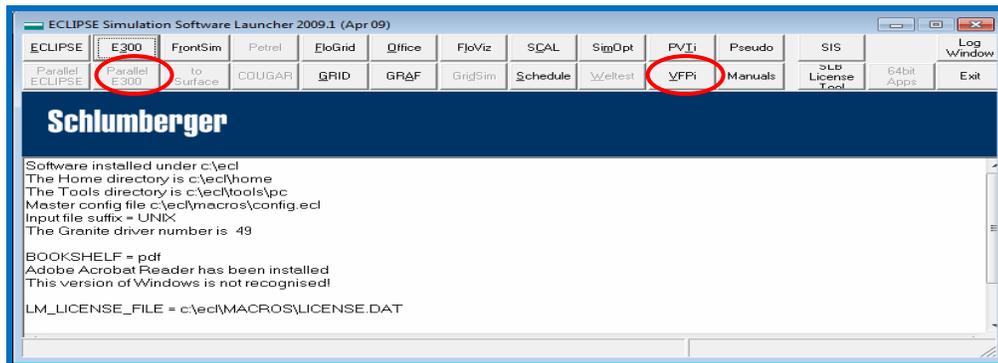


Figura 3.19. Pantalla principal de la herramienta ECLIPSE [22]

Una vez obtenido y cargado todos los datos necesarios en los dos simuladores se procedió a realizar una serie de simulaciones para obtener el mejor ajuste con respecto al comportamiento de producción de los pozos activos del yacimiento en estudio, observada en la figura 3.20

```

C:\Windows\system32\cmd.exe - c:\ecl\home\launcher.bat
@ because it has not yet been solved
185 Reading WCONHIST
186 Reading WELTARG
187 Reading DATES
Advancing simulation to 394.0 Days Cp/EI/Mem:24.4/26.0/87Mb
@--Message at 366.00000 Days 31 Jan 2001
@ Reducing MaxW<Rep> timestep to 14.00 due to:
@ Throughput 12.31357 > limit 1.00000
It %imp Time Step GOR WCI OPR WPR GPR PPRP WIR GIR
Days Days Mscf stb/ stb/ stb/ Mscf Psi stb/ Mscf
/stb /stb /Day /Day /Day /Day /Day /Day
-----
Redu; 380.0 14.00 79.689 0.0 28.873 0.0 2300.8 6000.4 0.0 0.0
2 5%
Rep ; 394.0 14.00 79.689 0.0 28.872 0.0 2300.8 5997.9 0.0 0.0
2 5%
Reached report at 394.0 Days Cp/EI/Mem:31.3/33.0/110Mb <28-Feb-20
01>
RESTART written Step 13 time 394.000 28 Feb 2001
188 Reading WCONHIST
189 Reading DATES
Advancing simulation to 425.0 Days Cp/EI/Mem:31.4/33.0/110Mb

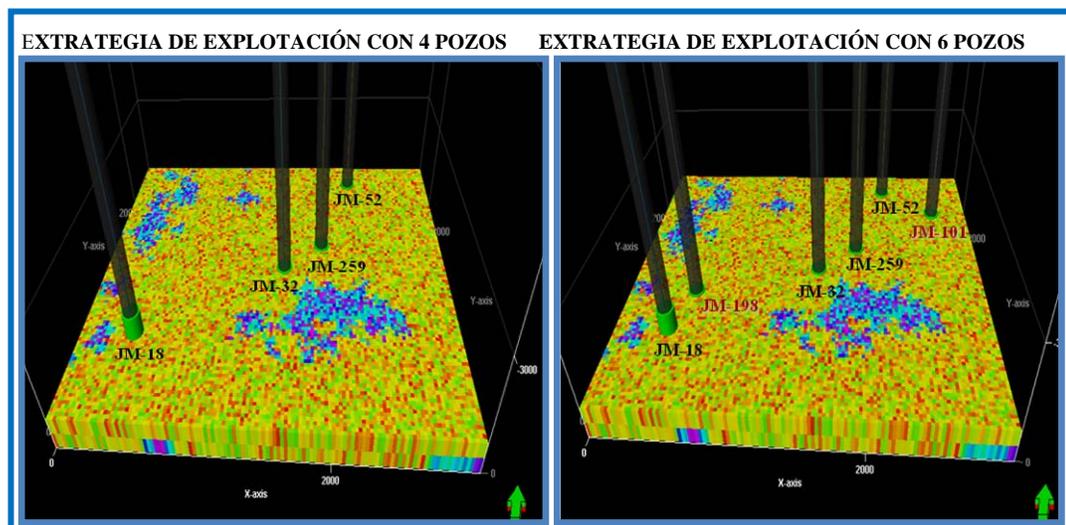
```

Figura 3.20. Ejecución realizada con herramienta ECLIPSE [22]

Luego de varias simulaciones realizadas por la herramienta ECLIPSE, se obtuvieron una serie de gráficos donde se observaron el ajuste entre la producción cargada y la producción de la simulación obtenida. Entre los parámetros ajustados se obtuvieron tasas de gas y tasas de condensado.

Una vez que se confirmó que el modelo era representativo del comportamiento de producción del yacimiento JM-15 NAE1,2 se procedió a realizar dos estrategias de explotación, la primera con cuatro puntos de drenaje activos actualmente en el yacimiento y una segunda estrategia de explotación considerando la apertura de dos nuevos puntos de drenaje para una total de seis pozos activos.

Para la segunda estrategia se analizaron todos los pozos interpretados del yacimiento JM-15 NAE1,2 de los cuales se propusieron 2 pozos los cuales se encontraban en las mejores zonas de acuerdo a las propiedades petrofísicas generadas de un estudio geológico previo, tales como: Mapa de Arena Neta, mapa de Isoporosidad y mapa de Isopermeabilidad, (observados en las figuras B-1 a B-4 del Apéndice B). En la figura 3.21 se puede observar las estrategias de explotación con cuatro puntos de drenaje y seis puntos de drenaje.



**Figura 3.21. Escenario de las Estrategias de Explotación** [21]

## CAPITULO IV.

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Una vez recolectada la información necesaria de la evaluación de un modelo estático realizado en un estudio anterior, así como para la generación del modelo dinámico de los yacimientos JM-15 arena NA-E1 y JM-38 arena NA-E1 del campo San Joaquín, se procedió a la discusión e interpretación de los resultados obtenidos en las diferentes etapas del proyecto. Antes de proceder a la generación del modelo dinámico, se evaluó los resultados obtenidos del modelo estático realizado en un estudio anterior, verificando los parámetros petrofísicos como porosidad, saturación de agua, permeabilidad y volumen de arcilla, así como también la comunicación vertical entre las arenas de estudio obtenidas de las secciones estratigráficas y estructurales. Observadas en las figuras (A.1, a A.6 del Apéndice A)

En la tabla 4.1 se observan los valores petrofísicos ponderados para los yacimientos en estudio.

**Tabla 4.1. Valores promedios obtenidos de la evaluación petrofísica <sup>[20]</sup>**

| Nivel NAE1                       |       |
|----------------------------------|-------|
| Yacimientos JM-15 y JM-38        |       |
| Porosidad Promedio (%)           | 21.08 |
| Saturación de Agua Promedio (%)  | 31.89 |
| Permeabilidad Promedio (mD)      | 65.3  |
| Volumen de Arcilla Promedio (%)  | 21    |
| Nivel NAE2                       |       |
| Yacimientos JM-15, JM-62 y JM-46 |       |
| Porosidad Promedio (%)           | 21    |
| Saturación de Agua Promedio (%)  | 35    |
| Permeabilidad Promedio (mD)      | 47.70 |
| Volumen de Arcilla Promedio (%)  | 19    |
| Nivel NAE1,2                     |       |
| Yacimiento JM-15                 |       |
| Porosidad Promedio (%)           | 21    |
| Saturación de Agua Promedio (%)  | 32    |
| Permeabilidad Promedio (mD)      | 58.73 |
| Volumen de Arcilla Promedio (%)  | 21    |

#### **4.1. Modelo Dinámico**

La producción de hidrocarburos es uno de los parámetros más importantes que intervienen en la caracterización del yacimiento, su conocimiento permite estimar el tipo de mecanismo de producción presente en el yacimiento.

El análisis de producción se realizó a manera de estudiar en detalle el comportamiento del yacimiento, tomando en cuenta la distribución de fluido por cada pozo.

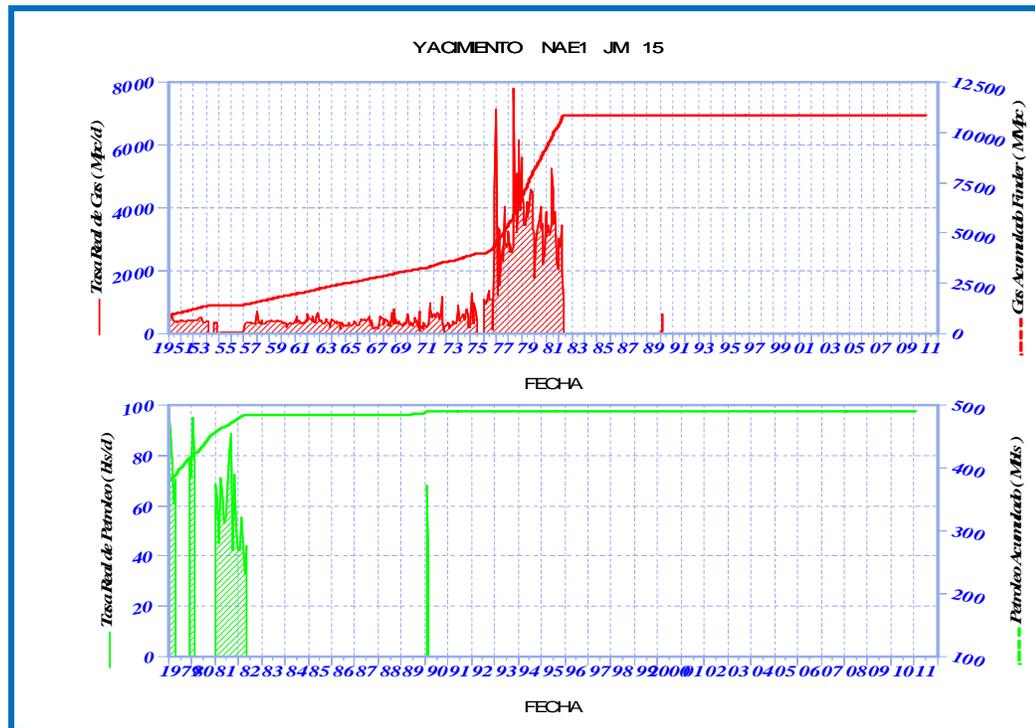
Se elaboraron diferentes gráficos en donde intervienen las variables responsables en afectar el comportamiento de producción, tales como: Tasa de producción de petróleo, tasa de producción de gas, tasa de producción de agua, acumulado de petróleo, acumulado de gas, acumulado de agua, relación gas – petróleo, entre otros.

Los datos de producción obtenidos de las diversas fuentes fueron comparados y corregidos como indicado en el capítulo anterior, donde, en vista de las múltiples correcciones realizadas debido al problema presentado con este importante parámetro, se cuenta con históricos de producción que si bien no necesariamente son fieles a la producción real de lo yacimiento estudiados, por lo menos son consistentes y han sido depurados de incongruencias.

La afirmación de que los datos de producción recopilados no necesariamente son fieles a la producción de los yacimientos se debe a que, a pesar que el Distrito PDVSA Anaco tiene un largo historial de producción, hace solo escasos años se trataba de un distrito netamente productor de petróleo, por lo que la producción de gas no parecía tener gran importancia y se consideraba un producto secundario, no se

prestaba atención y cuidado a la medición de sus tasas de producción y era común reportar tasa que no se correspondían con la realidad de la producción.

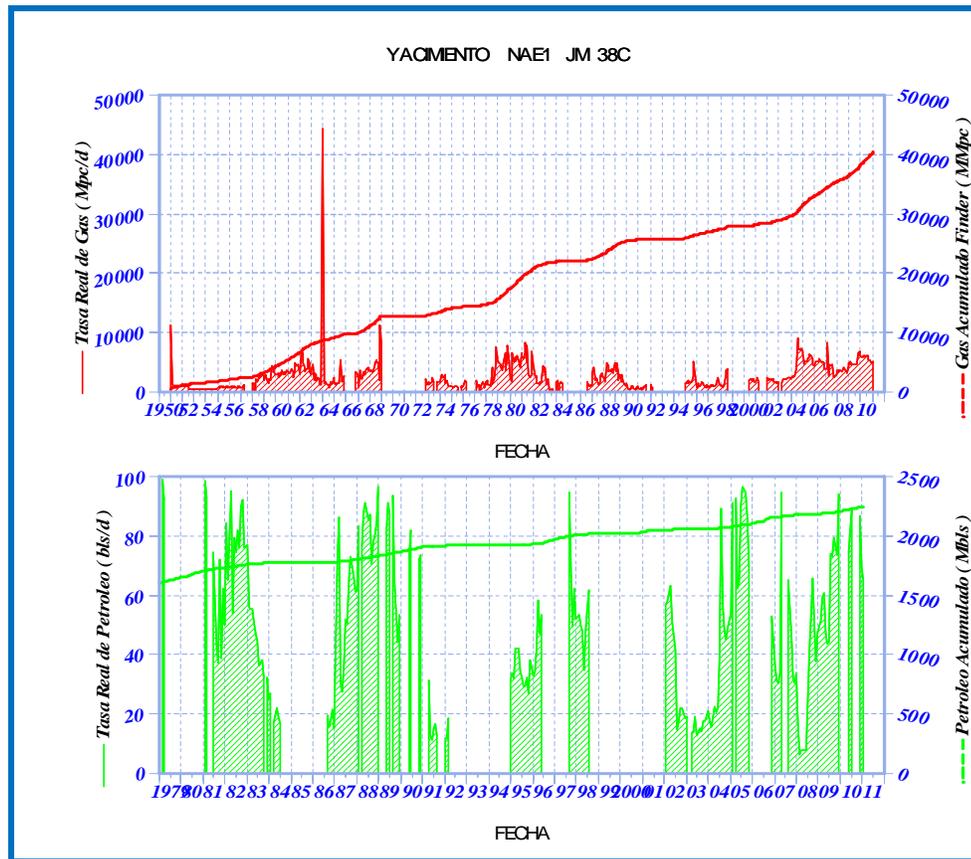
El yacimiento JM-15 fue descubierto con la perforación del pozo JM-15 en la arena NAE1 el 28 de Diciembre de 1940, como pozo productor de condensado natural a 3942'. La prueba inicial de producción fue realizada el 21-04-1949 con reductor de 1/8 obteniéndose 27 BPD, GOR (8555), gravedad API (50.8). Luego en Julio de 1975 se realizó el Reacondicionamiento Permanente # 1, donde fue completado el pozo JM-18, en la arena NAE2. **Los datos de producción de este pozo son los mismos arrojados tanto en la NAE1 como en la NAE2, debido a que los intervalos que fueron cañoneados son pertenecientes a la NAE2 en los intervalos (3568'-3586')**. En Julio de 1976 se realizó el Reacondicionamiento Permanente #2 donde fue completado el pozo JM-20 en las arenas NAE1 en los intervalos (3536'-3541') y NAE2 (3577'-3582') (completadas conjuntamente). **Las arenas NAE1 Y NAE2 Fueron completadas en el mismo panel, pero cada una con producciones diferentes.** La figura 4.1 muestra el comportamiento de producción del yacimiento JM-15 NA-E1 durante toda su vida productiva.



**Figura 4.1 Comportamiento de producción del yacimiento JM-15 NA-E1.**

El yacimiento JM-38 inicio su producción con el pozo JM 38 completado originalmente en Enero de 1947, con doble zona con la arena colorado F23 fluyendo por tubería y la arena NA E1 por el espacio anular (tubing- casing) de 5 1/2 ". Las pruebas de producción inicial clasifican al fluido como gas condensado reportando una tasa de 349 (BPD), RGC de 13800 PCN/BN, °API de 52 y una presión inicial igual a 1600 lpc. Luego el 31 de Mayo de 1952 fue completado el pozo JM-62, como productor doble en las arenas VEB3 (Tubing) y NAE1 (casing), esta ultima obteniendo una producción de 23 (BOPD), 1/4 Red, 59304 RGC. La arena NAE1 no tuvo producción debido a que no era rentable económicamente, el pozo solo producía por la arena VEB3. Para Julio de 1976 se realizó el reacondicionamiento Permanente N° 4 donde fue completado el pozo JM-28 el cual contaba con una presión de fondo de 1600 Lpc. Fue completado sencillo, selectivo de flujo natural. Luego para la fecha

12-09-78 donde se produce el Reacondicionamiento Permanente N°1 fue completado el pozo JM-32 la arena NAE1 con una producción de 100 Bls/d, RGC de 12000 PCN/BN, Red de 3/8, Presión de 800 lpc, API de 50, %AyS de 0,1. En Marzo de 1979 se realizó el Reacondicionamiento Permanente # 1, donde fue completado el pozo JM-45 obteniendo una producción de 20 BPD con Red. 3/8, RGC de 14257 PCN/BN, Presión de 1000 lpc y 60.3 de API. El pozo JM-30 fue completado en la arena NAE1 en el Reacondicionamiento Permanente #1 realizado en Septiembre de 1981, donde no pudo ser producida (no apporto fluido), razón por la cual fue reperforada y evaluada con cabria en sitio durante el trabajo de Reacondicionamiento Permanente #2 donde fluyo al quemador con 700 lpc, Red 1/4, gas condensado. Una vez completado el pozo se trato de inducir la arena a producción con resultados negativos, se sospecho de daño de formación causado por invasión de fluidos de completación durante la RP #2 por lo que fue estimulada con solvente y surfactante. El pozo JM-259 Fue completado en Julio de 2008. La figura 4.15 muestra el comportamiento de producción del yacimiento JM-38 NA-E1 durante toda su vida productiva.



**Figura 4.2. Comportamiento de producción del yacimiento JM-38 NA-E1**

Inicialmente el estudio se basó en los yacimientos pertenecientes al nivel NAE1, sin embargo de acuerdo a la parte estática y conclusiones arrojadas por el geólogo, se pudo constatar que también existía una posible coalescencia con los yacimientos del nivel NAE2 (JM-15; JM-62; JM-46), de aquí en adelante se demostró la unificación de los yacimientos tanto de la arena NAE1 como de la arena NAE2. La tabla siguiente muestra la información oficial de los yacimientos JM-15 NAE1, JM-38 NAE1, JM-15 NAE2, JM-62 NAE2 Y JM-46 NAE2.

**Tabla 4.2. Información oficial de los yacimientos.**

| YACIMIENTOS JM-15 JM-38 (NAE1) y YACIMIENTOS JM-15, JM-62- JM-46<br>(Libro de |            |            |            |            |            |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                                                               | JM-15 NAE1 | JM-38 NAE1 | JM-15 NAE2 | JM-62 NAE2 | JM-46 NAE2 |
| <b>Área (acres)</b>                                                           | 83         | 244        | 92         | 97         | 16         |
| <b>Volumen (acres.pie)</b>                                                    | 2003       | 8137       | 1169       | 1300       | 152        |
| <b>Presión Inicial (lpc)</b>                                                  | 130        | 140        | 135        | 142        | 146        |
| <b>Temperatura (°F)</b>                                                       | 14         | 17         | 14         | 14         | 17         |
| <b>Gravedad (°API)</b>                                                        | 5          | 53,        |            | 3          | 5          |
| <b>Porosidad (%)</b>                                                          | 1          | 2          | 2          | 2          | 2          |
| <b>Permeabilidad (md)</b>                                                     | 21         | 55         | 14         | 55         | 55         |
| <b>Viscosidad (CY)</b>                                                        | 0,01       | 0,01       | 0,01       | 0,02       | 0,02       |
| <b>Reservas Recuperables de Gas (MPCN)</b>                                    | 2824600    | 5372800    | 3167900    | 230300     | 126100     |
| <b>Reservas Remanentes de Gas (MPCN)</b>                                      | 1738991    | 1353228    | 207319     | 229351     | 126100     |
| <b>Reservas Recuperables de Petroleo (Bls/d)</b>                              | 12180      | 529500     | 137100     | 105000     | 11200      |
| <b>Reservas Remanentes de Petroleo (Bls/d)</b>                                | 72724      | 304733     | 14485      | 104987     | 11200      |

#### 4.1.1. Generación Del Modelo De Presión Para El Nuevo Yacimiento

Al igual que en la validación de las historias de producción, se recopiló datos de las pruebas de presiones estáticas en las carpetas de los pozos completados. Como fue explicado en el capítulo anterior, no se contó con pruebas de presión a lo largo de producción así que se tomaron las presiones iniciales reportadas oficiales para los yacimientos en estudio y el nuevo Datum calculado.

Para establecer el modelo de presiones, fue necesario la gravedad API fijada anteriormente para cada yacimiento. En función de esta gravedad API determinada, se calcularon una serie de propiedades tales como la masa del condensado ( $M_c$ ), su gravedad específica ( $\gamma_c$ ) entre otras, todas estas propiedades en conjunto con el factor de compresibilidad inicial del gas condensado permitieron calcular la densidad del

gas condensado ( $\rho_{gc}$ ) el cual es fundamental para el cálculo del gradiente del yacimiento.

El factor de compresibilidad inicial del gas utilizado fue el obtenido por la correlación de **Marrufo, Maita, Him y Rojas**, ya que el (%C<sub>7+</sub>) que presenta el fluido para los yacimientos en estudio es superior a 4 %. Para el yacimiento JM-15 NAE1 se obtuvo un valor de 4,5 % y para el yacimiento JM-38 NAE1 de 5,8 %. En tal sentido se utilizó esta correlación para determinar el Z<sub>2F</sub>, como fue expuesto en el capítulo anterior.

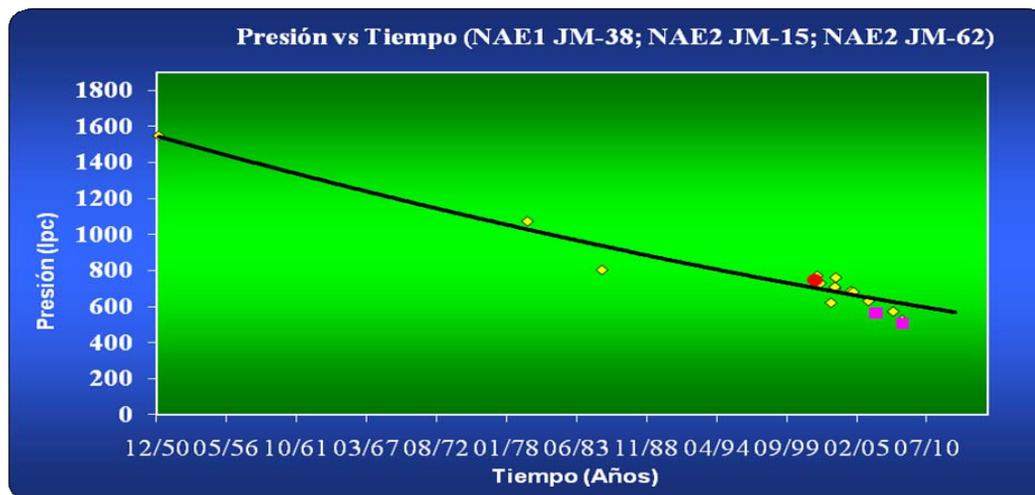
El gradiente de yacimiento calculado permitió llevar las presiones a una misma profundidad de referencia.

El modelo de presión permite obtener una mejor representación del comportamiento de producción del yacimiento y por ende, facilitará su caracterización. Sin embargo, para este estudio este modelo representa algo más, ya que mediante la comparación del comportamiento de presión de los yacimientos tanto en el nivel NAE1 Como en el nivel NAE2, se dan los primeros pasos para determinar, si ambos yacimientos presentan coalescencia desde el punto de vista dinámico. Para ello, las presiones medidas en los pozos del nivel 1 y nivel 2 se ven reflejados en la tabla 4.3. En las tablas A-1 y A-2 del Apéndice A se pueden observar las pruebas realizadas a los pozos JM.18 y JM-195.

**Tabla 4.3. Presiones medidas en los pozos.**

| Pozo   | Yacimiento arena | Fuente  | Fecha      | Grad. Pozo | Prof. Medida | Pres. Medida | Datum  | P Datum |
|--------|------------------|---------|------------|------------|--------------|--------------|--------|---------|
|        |                  |         |            | (Lpc/pie)  | (Pies)       | (Lpc)        | (Pbnm) | (Lpc)   |
| JM-18  | JM-15 NAE2       | BHP/BHT | 08/08/2006 | 0,014      | 3530         | 559          | 3114   | 565     |
| JM-18  | JM-15 NAE2       | BHP/BHT | 03/09/2008 | 0,013      | 3530         | 502          | 3114   | 508     |
| JM-52  | JM-38 NAE1       | BHP/BHT | 03/09/2008 | 0,012      | 3800         | 544          | 3114   | 526     |
| JM-28  | JM-38 NAE1       | BHP/BHT | 03/06/1985 | 0,010      | 3600         | 807          | 3114   | 804     |
| G-14   | JM-38 NAE1       | BHP/BHT | 26/08/1979 | 0,037      | 3750         | 1086         | 3114   | 1074    |
| JM-208 | JM-38 NAE1       | RFT     | 17/06/2003 | 0,011      | 3785         | 713          | 3114   | 700     |
| JM-208 | JM-38 NAE1       | RFT     | 17/06/2003 | 0,011      | 3822         | 722          | 3114   | 709     |
| JM-201 | JM-38 NAE1       | RFT     | 02/02/2002 | 0,062      | 3474         | 758          | 3114   | 771     |
| JM-195 | JM-38 NAE1       | MDT     | 26/11/2001 | 0,010      | 3793         | 760          | 3114   | 751     |
| JM-195 | JM-62 NAE2       | MDT     | 26/11/2001 | 0,010      | 3810         | 761          | 3114   | 749     |
| JM-220 | JM-38 NAE1       | MDT     | 15/09/2004 | 0,012      | 3640         | 683          | 3114   | 685     |
| JM-238 | JM-38 NAE1       | MDT     | 23/01/2006 | 0,010      | 3524         | 621          | 3114   | 631     |
| JM-239 | JM-38 NAE1       | MDT     | 02/03/2003 | 0,010      | 3675         | 621          | 3114   | 621     |

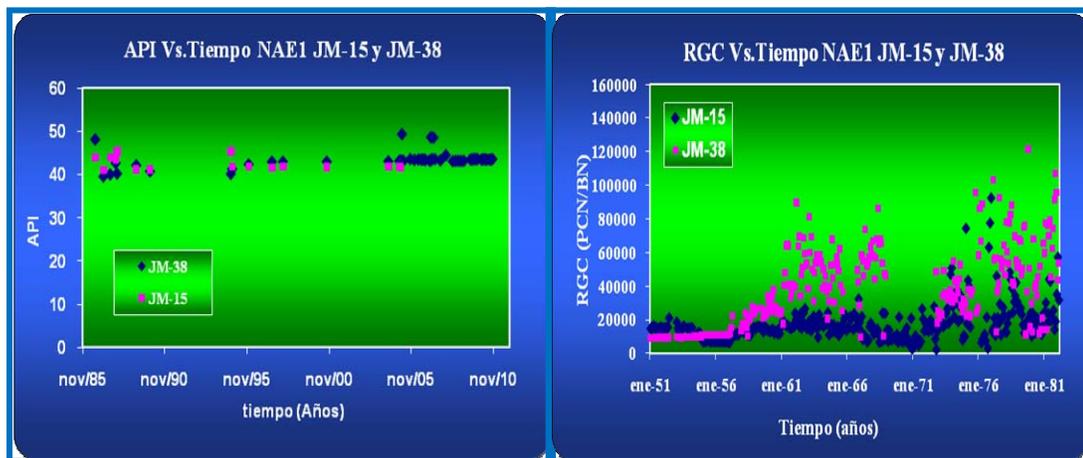
Todos los datos de presión de los yacimientos fueron llevados a la profundidad al Datum utilizando el mismo gradiente de yacimiento siendo este igual a 0,07710 Lpc/ pie; Las presiones al Datum resultantes fueron graficados en función del tiempo para ser comparados en la figura 4.3



**Figura 4.3. Modelo de Presiones de los yacimientos JM.38 NAE1; NAE2 JM-62 y NAE2 JM-62 contra tiempo**

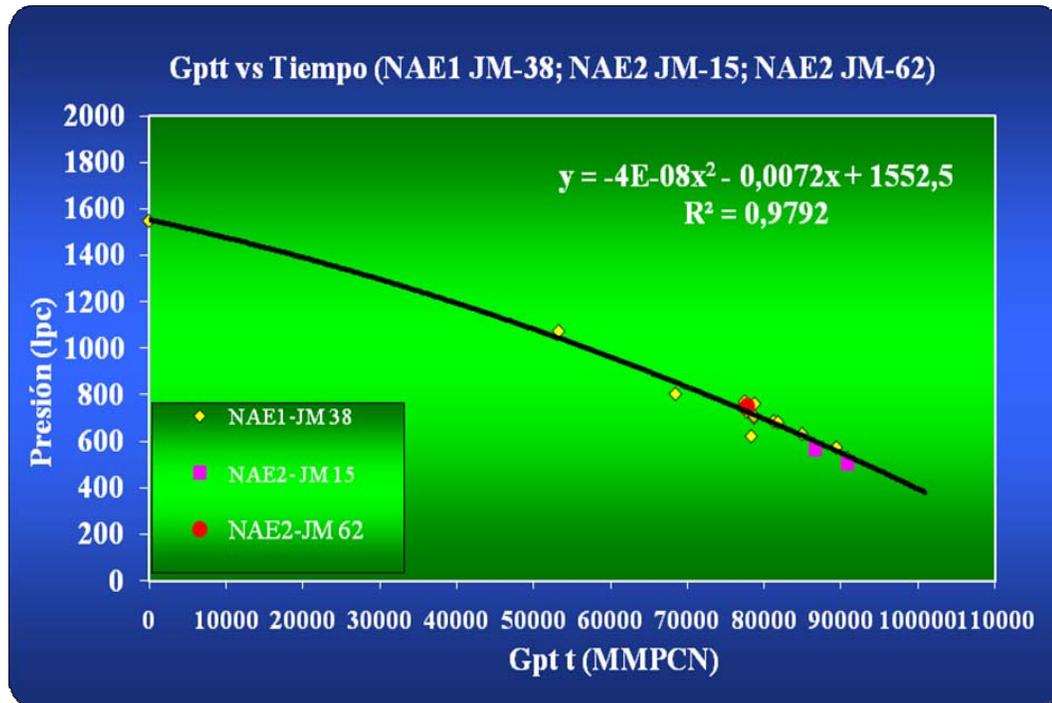
En la Figura 4.3, los puntos en amarillo representan las presiones del yacimiento NAE1 JM-38, los puntos de rojo representan las presiones del yacimiento NAE2 JM-62, así como los puntos de color fucsia representan al yacimiento NAE2 JM-15, donde se observa que las tendencias de los yacimientos se encuentran bastantes cercanas. Adicionalmente a eso, la figura cuenta con una línea de tendencia exponencial con un buen ajuste a estos puntos.

En la figura 4.4 se muestra el comportamiento de la RGC así como la gravedad  $^{\circ}$ API con tiempo de los yacimientos graficados en conjunto, con el fin de observar las semejanzas de estas importantes propiedades.



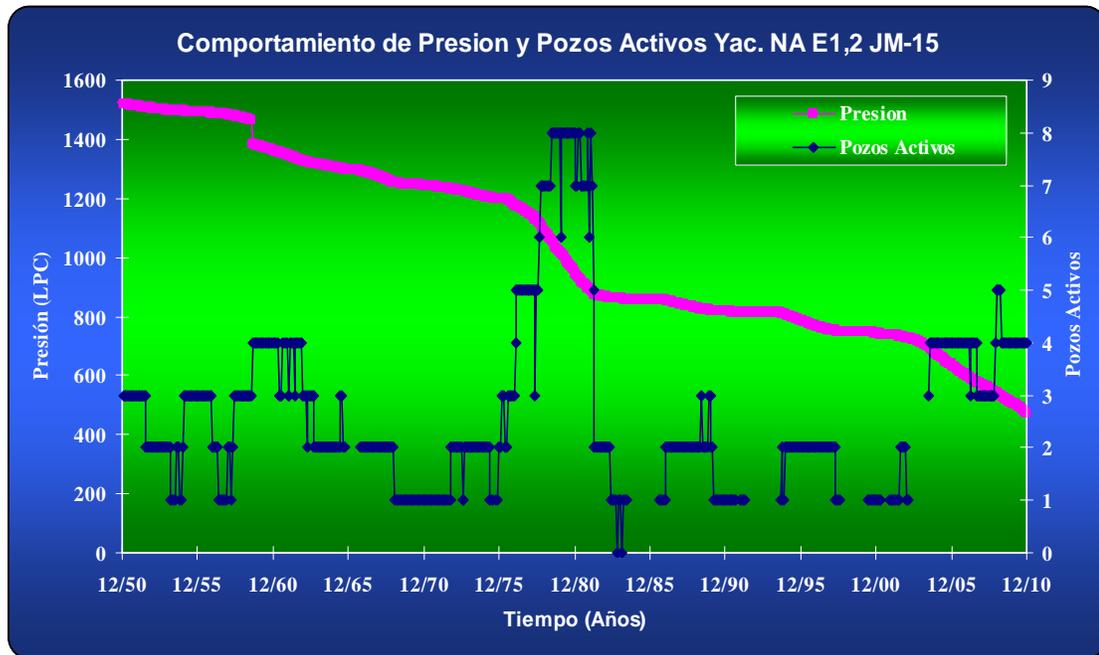
**Figura 4.4. Comportamiento de la API y RGC con tiempo de los yacimientos JM-15 NAE1 y JM-38 NAE1.**

Considerando todos los yacimientos como uno solo en base a lo expuesto anteriormente, se generó la figura 4.5, la cual muestra el comportamiento de presión con la producción total de gas acumulado (Gp<sub>tt</sub>). La tendencia trazada que más se ajusto es de tipo polinomial, puede observarse que muestra un excelente ajuste a los puntos.



**Figura 4.5. Modelo de Presiones de los yacimientos JM.38 NAE1; NAE2 JM-62 y NAE2 JM-62 contra Gp<sub>tt</sub>**

La figura 4.6 muestra un modelo de presión con tiempo para el nuevo yacimiento, JM-15 NAE1,2 , que ha sido generada a partir de la ecuación obtenida por el modelo de presión de la figura 4.5, donde este modelo de presiones junto con los pozos activos en función del tiempo reproduce bastante bien el comportamiento del yacimiento JM-15 NAE1,2, observando que la mayor caída de presión fue entre los años 1975 y 1983.



**Figura 4.6. Comportamiento de presión y los pozos activos con el tiempo yacimiento JM-15 NAE1,2**

### ***DATOS PVT***

Debido a que no existe una prueba PVT realizada en ninguno de los yacimientos analizados, se generó un PVT sintético a través de la herramienta MBal. Luego de varias simulaciones realizadas por la herramienta se escogió la que más se ajustaba a las condiciones del nuevo yacimiento obteniendo las propiedades iniciales. Estas a su vez, fueron comparadas con correlaciones realizadas en Microsoft Excel. Las iteraciones realizadas con la herramienta se pueden apreciar en la tabla C-1 en el apéndice C.

Considerando todos los yacimientos como uno solo se graficó la relación gas – condensado (RGC) del primer pozo productor de cada yacimiento vs. Tiempo,

tomando un promedio de los primeros 2 años de producción, teniendo como resultado un valor de 4946 PCN/BN. De acuerdo a la gráfica la producción se mantuvo relativamente constante durante los primeros años de producción lo que da indicio de que el yacimiento se encuentra inicialmente subsaturado (figura 4.7). De igual forma fue graficada la gravedad °API vs. Tiempo obteniendo un valor de °API de 43,1. (Figura 4.8)

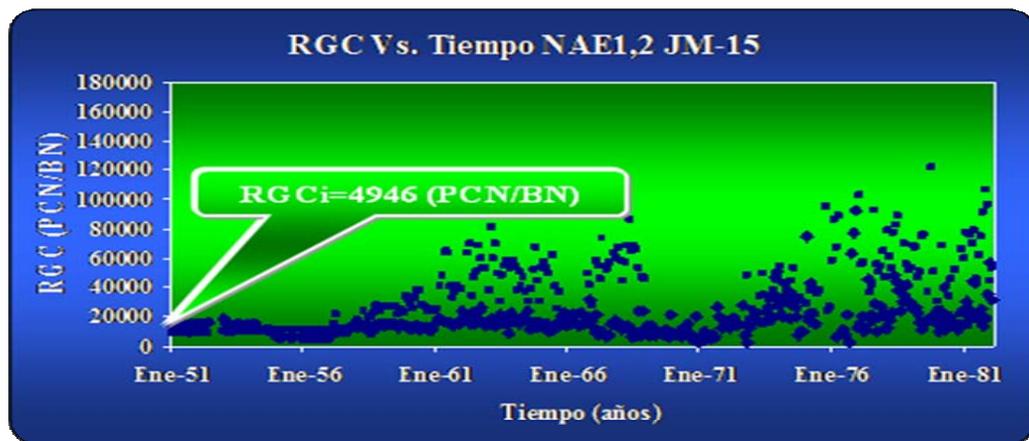


Figura 4.7. Comportamiento de relación gas condensado contra el tiempo yacimiento JM-15 NAE1,2

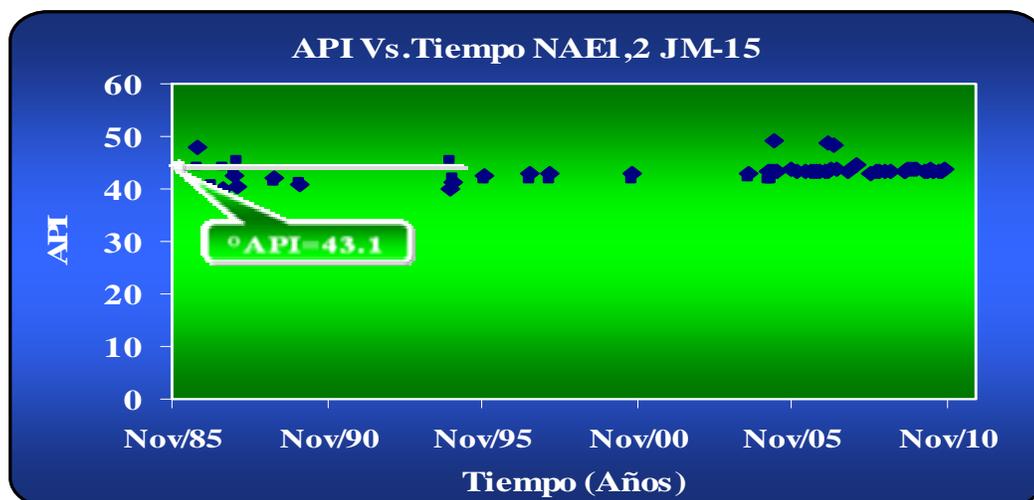
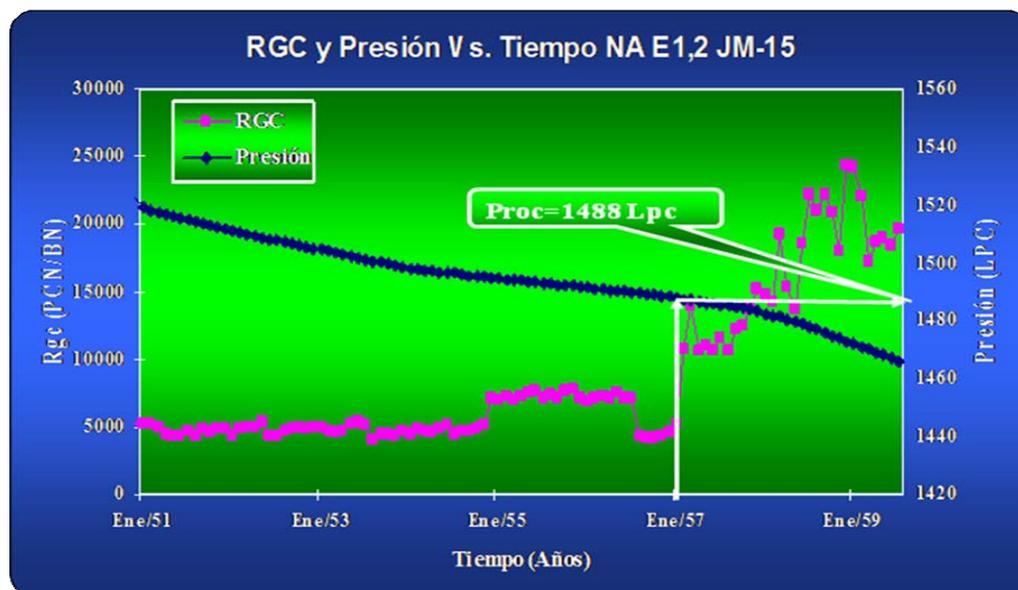


Figura 4.8. Comportamiento de la °API contra el tiempo yacimiento JM-15 NAE1,2

Debido a la ausencia de una correlación que se ajustara a los rangos de valores establecidos en el nuevo yacimiento, la presión de rocío fue calculada generando la gráfica de relación gas condensado (RGC) y el comportamiento de la presión contra el tiempo Cortanto en la fecha en que se produce el cambio de fase de subsaturado a saturado obteniendo un valor de 1488 Lpc. Observado en la figura 4.9

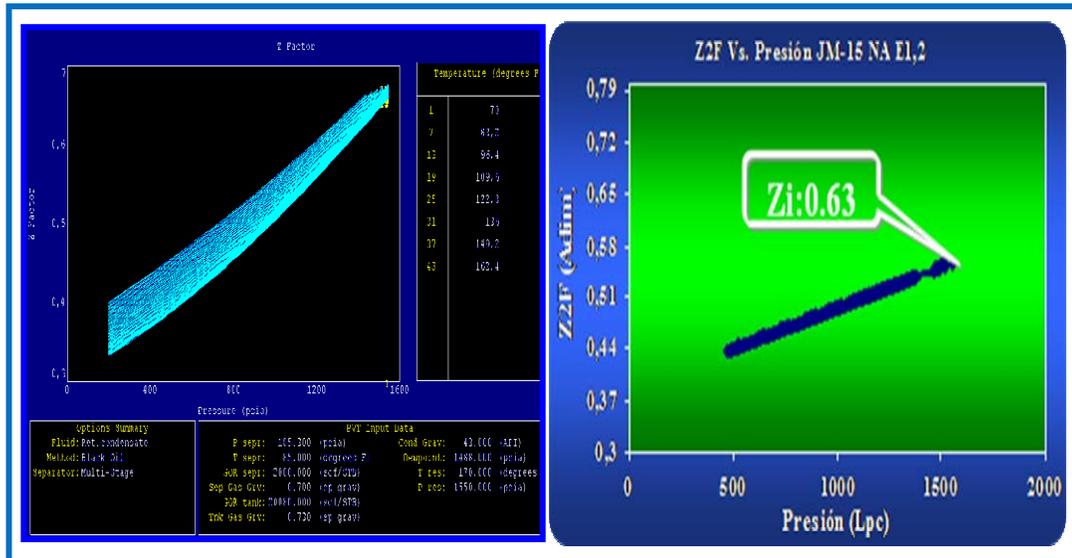


**Figura 4.9. Estimación de la presión de rocío del yacimiento JM-15 NAE1,2.**

Los parámetros cuyos resultados fueron mostrados anteriormente, son necesarios para determinar las propiedades PVT de los fluidos, como el factor de compresibilidad ( $Z_2F$ ) y factor volumétrico inicial ( $B_{gi}$ ), los cuales permitirán determinar los volúmenes originales en sitio por el método volumétrico. Estas dos importantes propiedades son mostradas a continuación.

El factor de compresibilidad ( $Z_2F$ ) generada por la herramienta MBal arrojó un valor de 0.69 y fue comparada con la correlación de Reyes, Piper y McCain en la cual se obtuvo un valor de 0.63. (Figura 4.10). El factor volumétrico inicial a través de la herramienta arrojó un valor de 0,0076 (PCY/PCN), fue comparada con la gráfica

realizada en Microsoft Excel obteniéndose un valor de 0.0068 (PCY/PCN) (figura 4.11)



**Figura 4.10. Factor de compresibilidad (Z2F) yacimiento JM-15 NAE1,2**



**Figura 4.11. Factor volumétrico inicial yacimiento JM-15 NAE1,2**

#### **4.1.2. Volúmenes Originales de Hidrocarburos en Sitio para el Nuevo Modelo, mediante la Técnica de Balance de Materiales**

##### **4.1.2.1. Método Volumétrico**

La determinación del Gas Condensado Original en Sitio (GCOES), el Gas Original en Sitio (GOES) y el Condensado Original en sitio (COES), se realizó empleando las ecuaciones 2,8, 2,9 y 2.11 respectivamente descritas en el capítulo II. La tabla 4.4 muestra los resultados obtenidos mediante la aplicación de este método.

**Tabla 4.4. Resultados obtenidos mediante el Método Volumétrico.**

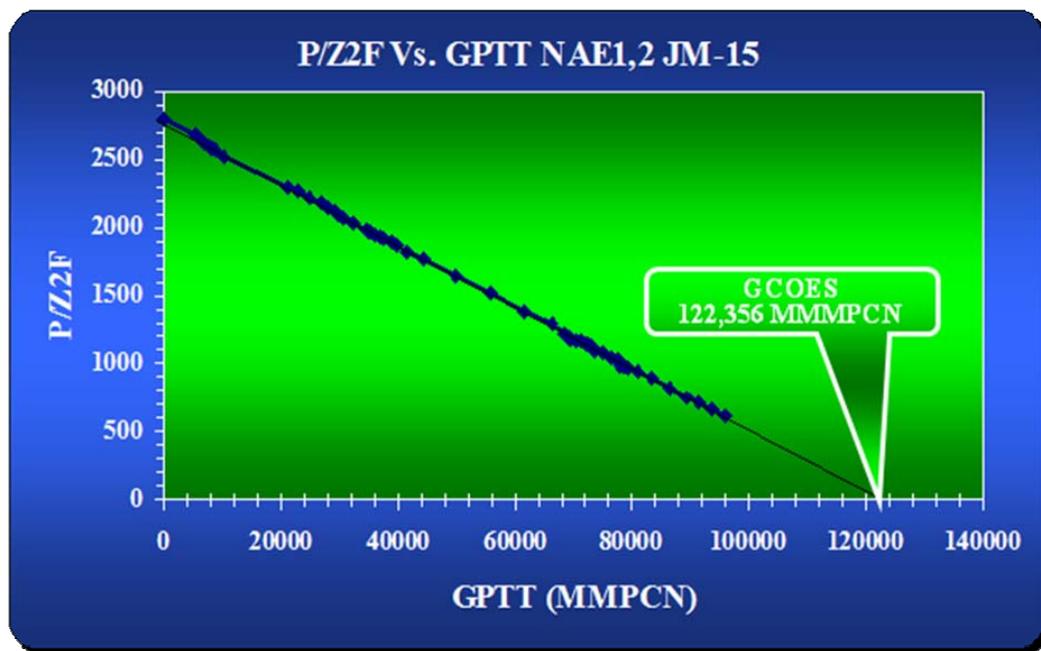
|                        |        |
|------------------------|--------|
| <b>GCOES (MMMMPCN)</b> | 124,92 |
| <b>GOES (MMMMPCN)</b>  | 109,96 |
| <b>COES (MMBN)</b>     | 22,88  |

##### **4.1.2.2. Método Balance de Materiales**

###### **4.1.2.2.1. Método de Declinación de Presión**

También fue utilizado para el cálculo del Gas Condensado Original del Sitio (GCOES), un programa bajo ambiente Windows MBal con la entrada de todas las propiedades del yacimiento en cuestión (capítulo III). En el uso de MBal hay dos formas de realizar el cálculo de reservas, uno sin el uso de la composición del gas y otro con el uso de la composición del gas, teóricamente se puede decir que da mejores resultados cuando se usa la composición del gas, ya que no es necesario que el programa cree un PVT sintético para obtener el cálculo de GCOES. En este caso se utilizó la opción de que el programa cree un PVT sintético.

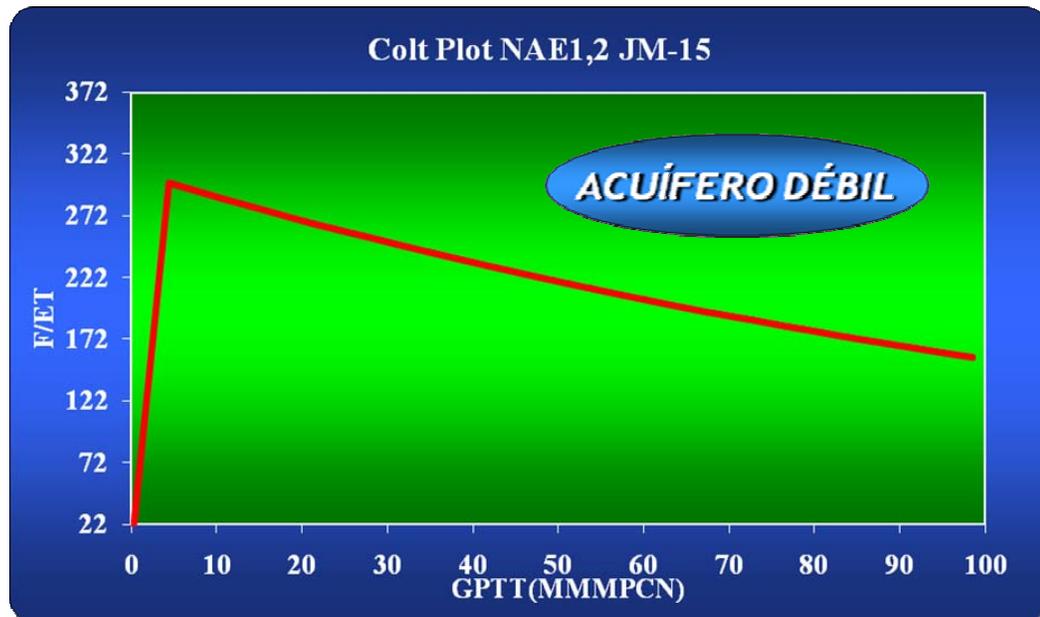
Luego de determinar los volúmenes originales en sitio del yacimiento JM-15 NAE1,2, se procedió a realizar la declinación energética considerando intrusión de agua. Este método consistió en graficar  $P/Z^2F$  vs.  $G_{pt}$  (figura 4.12) con la finalidad de obtener una línea recta que extrapolada a presión igual a cero, se obtiene el valor de Gas Condensado Original en Sitio.



**Figura 4.12 Método de Declinación de Presión del Yacimiento JM-15 NAE1,2.**

La figura 4.12 muestra el comportamiento gráfico de la declinación de presión para el yacimiento JM-15 NAE1,2. El valor de GCOES obtenido por el método de declinación de presión resultó igual a 122,35 MMPCN con una diferencia de 2.5 % con respecto a los resultados obtenidos mediante el método volumétrico.

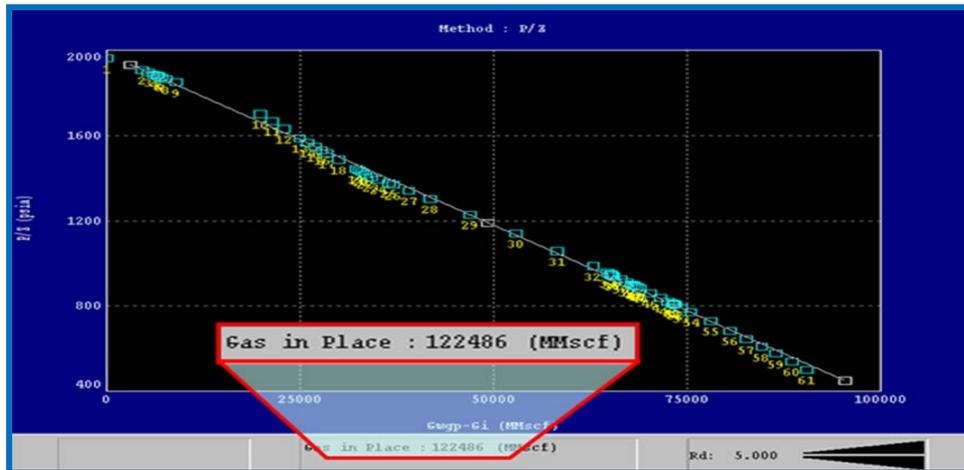
Con el fin de verificar la poca o despreciable influenciada del acuífero sobre el mantenimiento de presión, fue utilizado el método de **Cole Plot**, graficando los fluidos producidos sobre la expansión versus el gas producido total. La figura 4.13 muestra el comportamiento del acuífero obtenido por Cole Plot.



**Figura 4.13. Método de Cole Plot para determinar la Actividad del Acuífero en el yacimiento JM-15 NAE1,2**

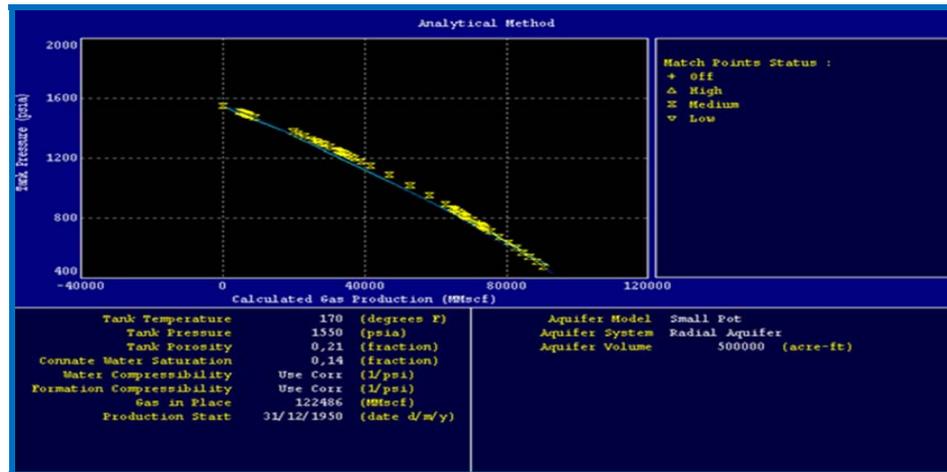
El comportamiento gráfico demuestra que el acuífero en contacto con el yacimiento no ejerce influencia durante la vida productiva del mismo. Se observa que ocurre un comportamiento descendiente a lo largo de la producción, lo que demuestra que el acuífero libera su energía por lo que su compresibilidad disminuye a tal punto que se considera despreciable o muy inferior a la compresibilidad de la formación. De acuerdo a lo anteriormente planteado la actividad del acuífero puede clasificarse como débil.

En la figura 4.14 es mostrado el método de declinación de presión generado por la herramienta MBal, donde el resultado obtenido mediante esta aplicación resultó un GCOES de 122.44 MMPCN con una diferencia de 2,4 con respecto al volumétrico.



**Figura 4.14. Método de Declinación de Presión generado por MBal para el Yacimiento JM-15 NAE1,2**

La figura 4.15 muestra el gráfico del ajuste del método analítico de balance de materiales. Como puede observarse el método presenta un buen cotejo de los puntos, donde la línea punteada de azul oscuro representa la aplicación utilizando influjo de agua, mientras que la línea punteada de azul claro lo muestra sin influjo de agua. Es posible apreciar en la figura que no hay gran diferencia entre las líneas, es decir, el aporte del mecanismo de empuje hidráulico no posee un aporte importante, lo que es consistente con los yacimientos del Campo San Joaquín, donde este mecanismo no ejerce considerable influencia en el mantenimiento de presión de los yacimientos.



**Figura 4.15. Método Analítico generado por MBal para el Yacimiento JM-15 NAE1,2.**

La figura 4.16 muestra gráficamente los diferentes mecanismos de producción que influyen en el desplazamiento de los fluidos. El color azul claro representa el influjo de agua, donde el aporte de este mecanismo es muy poco, representando el 13 %, el cual se corresponde con los resultados analizados anteriormente para dicho mecanismo. El color amarillo representa el mecanismo correspondiente a la compresibilidad del volumen poroso, donde el aporte es de aproximadamente 2 %, lo cual es lo esperado ya que la compresibilidad normalmente no aporta gran energía al yacimiento con excepciones en casos de los yacimientos con compactación los cuales son altamente compresibles. Por último, se encuentra el mecanismo por expansión de los fluidos representado por el color verde claro, aportando un porcentaje aproximado de 85 % de la energía. Esto es normal en yacimientos de gas volumétrico, sin embargo, en vista de la muy baja actividad del acuífero tiene sentido que la expansión de los fluidos sea el principal mecanismo de producción.



**Figura 4.16. Mecanismos de producción generado por MBal para el Yacimiento JM-15 NAE1,2**

La tabla 4.5 presenta un resumen con los resultados obtenidos mediante la aplicación de balance de materiales.

**Tabla 4.5. Resultados de GCOES Mediante la aplicación de Balance de Materiales**

| <i>Método</i>         | <i>Volumétrico</i> | <i>Balace De Materiales</i> | <i>Declinación de Presión</i> |
|-----------------------|--------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| <i>GCOES (MMMPCN)</i> | <i>124,92</i>      | <i>122,49</i>               | <i>122,36</i>                 |
| <i>% DIFERENCIA</i>   |                    | <i>2,4</i>                  | <i>2,5</i>                    |

### 4.1.3. Reservas Recuperables y Actuales de Hidrocarburos del Nuevo Modelo mediante la Aplicación de las Técnicas de las Curvas de Declinación de Producción

#### 4.2.3.1. Método De Declinación Energética

Se estimaron las reservas haciendo declinación hasta Diciembre de 2010, fecha hasta la cual se contaba con producción oficial cargada para el yacimiento, habiendo acumulado de 90,45 MMMPCN de gas, 3906 MBN de condensado y 401 MBN de agua, a continuación se muestran las gráficas por medio de las cuales se estimaron las reservas por el método de declinación energética, estableciendo una presión de abandono de 206 lpc, por medio de la cual se obtuvo un gas producido total al abandono ( $G_{ptt})_{ab}$  de 111 MMMPCN. (Figura 4.17).

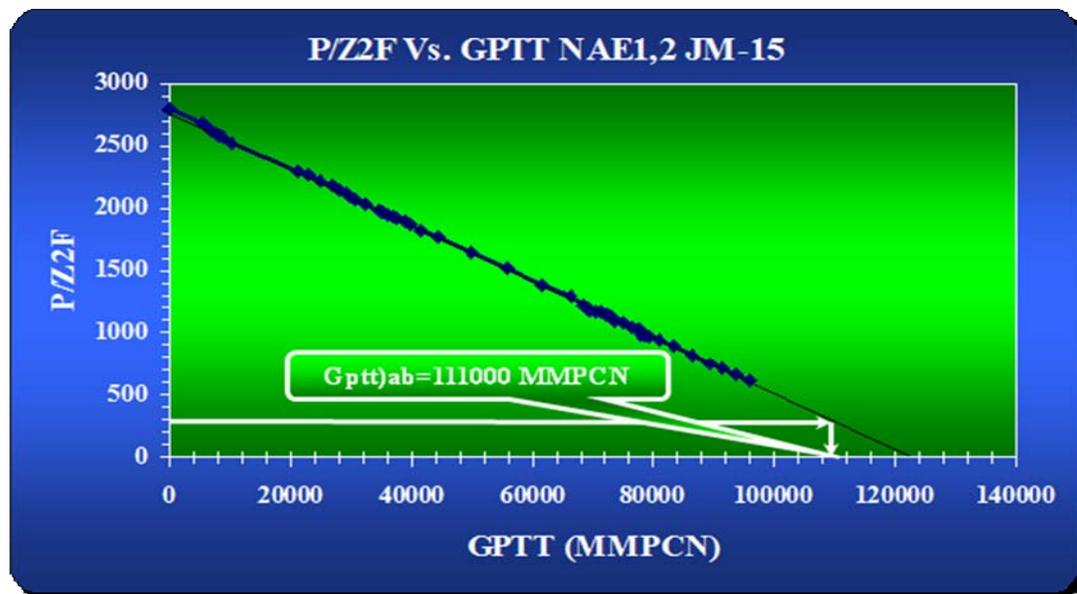
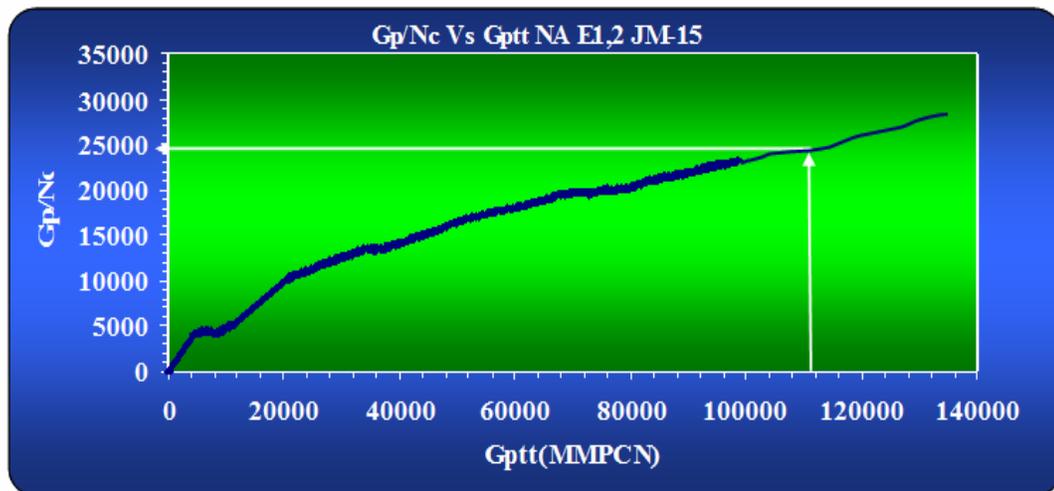


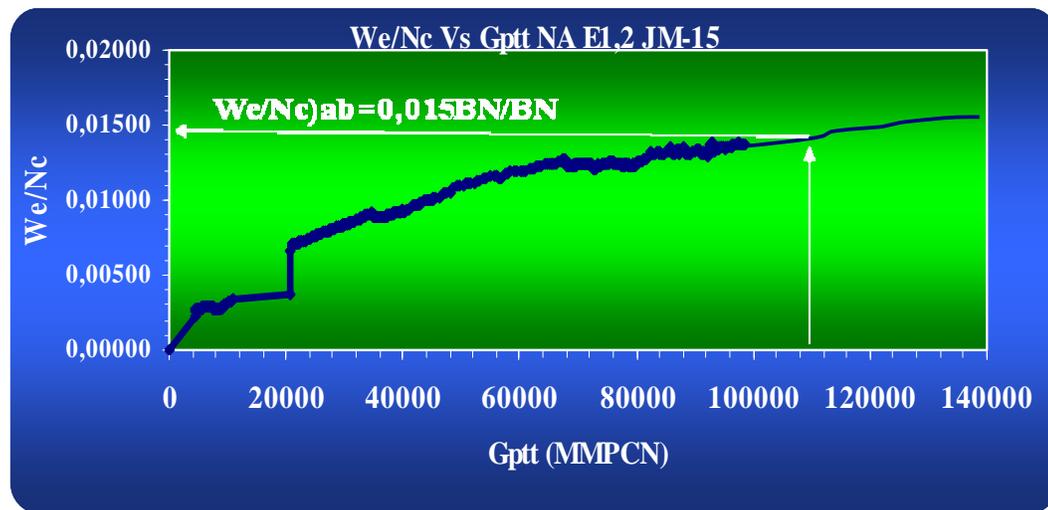
Figura 4.17. Cálculo de  $G_{ptt})_{ab}$  para la Estimación de las Reservas Mediante el Método de Declinación Energética para el Yacimiento JM-15 NAE1,2

La figura 4.17 muestra el cálculo de  $G_{ptt}$  a condiciones de abandono para el yacimiento JM-15 NAE1,2 y de las figuras 4.18, 4.19, 4.20 tal y como se indicó en el capítulo anterior, se calcularon las reservas de gas.

La figura 4.18 muestra una grafica de  $G_p/N_c$  contra  $G_{ptt}$ , donde puede observarse que la fracción presenta una tendencia ascendente constante a lo largo de toda la producción. Este aumento es debido al estado de saturación que posee el yacimiento, que por presentar condensación retrograda en el yacimiento, las tasas de condensado son muy bajas y por ende estas tasas de condensado pobre tienen una fuerte influencia en la producción acumulada del mismo.

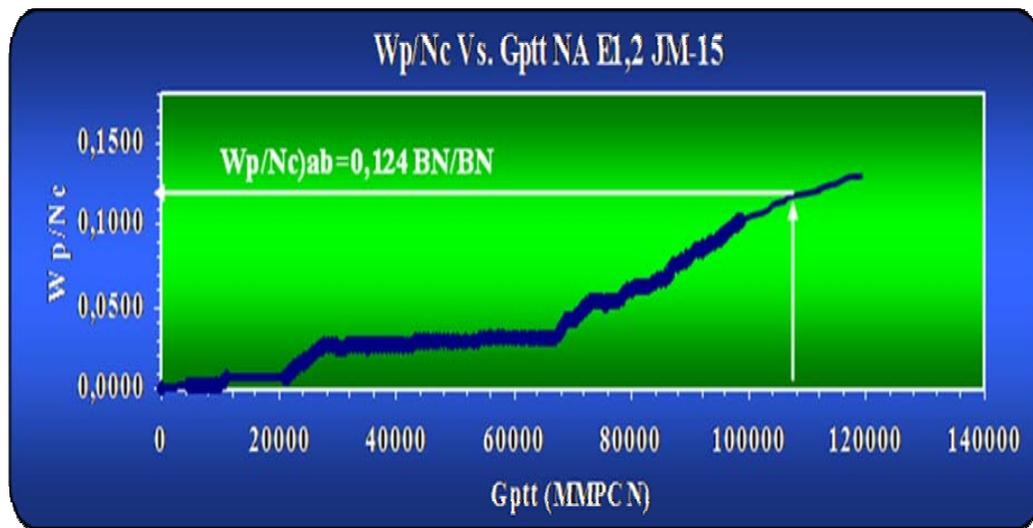


**Figura 4.18.  $G_p/N_c$ <sub>ab</sub> vs.  $G_{ptt}$  para el cálculo de las reservas por el método de Declinación de Presión**



**Figura 4.19.  $We/Nc)_{ab}$  vs.  $Gpdt$  para el cálculo de las reservas por el método de Declinación de Presión**

Las figuras 4.19 y 4.20 evidencian un aumento de las fracciones  $We/Nc$  y  $Wp/Nc$ , sin embargo, esta tendencia ascendente no es muy significativa puesto que, como ya se dijo anteriormente, el mecanismo de intrusión de agua no ejerce influencia sobre el yacimiento, por lo que los volúmenes de agua que entran al mismo son muy bajos. Así también, para el caso de  $Wp/Nc$  se ve influenciado por las bajas tasas de producción de condensado.



**Figura 4.20.  $Wp/Nc)_{ab}$  vs.  $Gp(t)$  para el cálculo de las reservas por el método de Declinación de Presión**

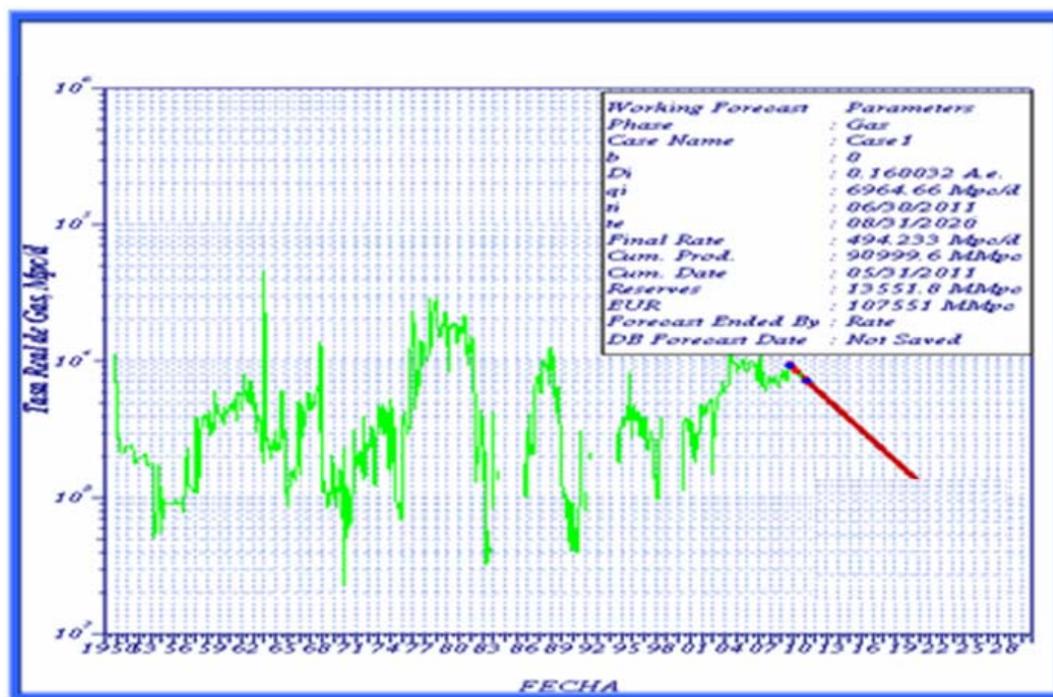
En la tabla 4.6 se presentan los resultados obtenidos en el cálculo de las reservas recuperables y remanentes mediante el método de declinación para el yacimiento JM-15 NAE1,2.

**Tabla 4.6 Reservas Calculadas mediante la Aplicación del Método de Declinación de Presión**

|                      | <i>Reservas Recuperables</i> | <i>Reservas Remanentes</i> | <i>% Recobro</i> |
|----------------------|------------------------------|----------------------------|------------------|
| <b>GAS (MMMMPCN)</b> | <b>104,31</b>                | <b>14,31</b>               | <b>89,2</b>      |
| <b>LÍQUIDO (MBN)</b> | <b>4.038</b>                 | <b>132</b>                 | <b>24,2</b>      |

#### 4.2.3.2. Método de Declinación de Producción

Para el cálculo de reservas a través de este método se utilizó la herramienta OFM. En la figura 4.21 puede observarse la declinación de la fase gaseosa. Las reservas recuperables de gas obtenidas por este método son de aproximadamente 107 MMMPCN. Las cuales serían producidas desde hoy hasta el año 2020 de acuerdo a este método.

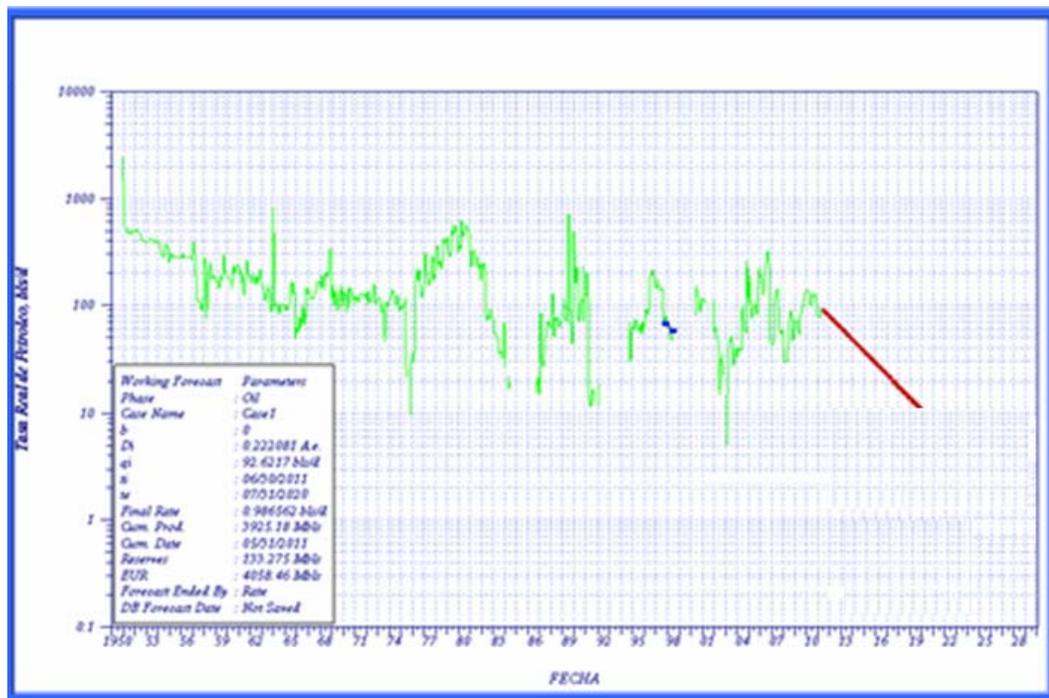


**Figura 4.21. Declinación de producción de la fase gaseosa para el Yacimiento JM-15 NAE1,2**

De acuerdo al ajuste de producción hecho a los históricos de producción, han sido producidos hasta la fecha aproximadamente 90,45 MMMPCN de gas, lo que nos daría unas reservas recuperables totales de gas según la gráfica anterior iguales a 107,55 MMMPCN para un factor de recobro de 89,2 %, el cual, se asemeja más a un yacimiento volumétrico de gas que producen principalmente por expansión de los

fluidos y llegan a alcanzar altos factores de recobro, sin embargo, se corresponde con lo real debido a la poca actividad del acuífero.

La figura 4.22 corresponde a la declinación de la fase de condensado, la cual arroja unas reservas recuperables de hidrocarburos líquidos de 4058,46 MBN, con unas reservas remanentes de 133,27 MBN, con un factor de recobro de 24,2 %, el bajo recobro de condensado se debe a que el yacimiento por ser de gas condensado saturado muy, el condensado no puede ser producido debido a la presencia de condensación retrógrada desde inicios de producción, lo cual ha generado cambios en la composición del gas condensado.



**Figura 4.22. Declinación de producción de la fase de condensado para el Yacimiento JM-15 NAE1,2**

La tabla 4.7 muestra un resumen de las reservas obtenidas por el método de declinación de producción

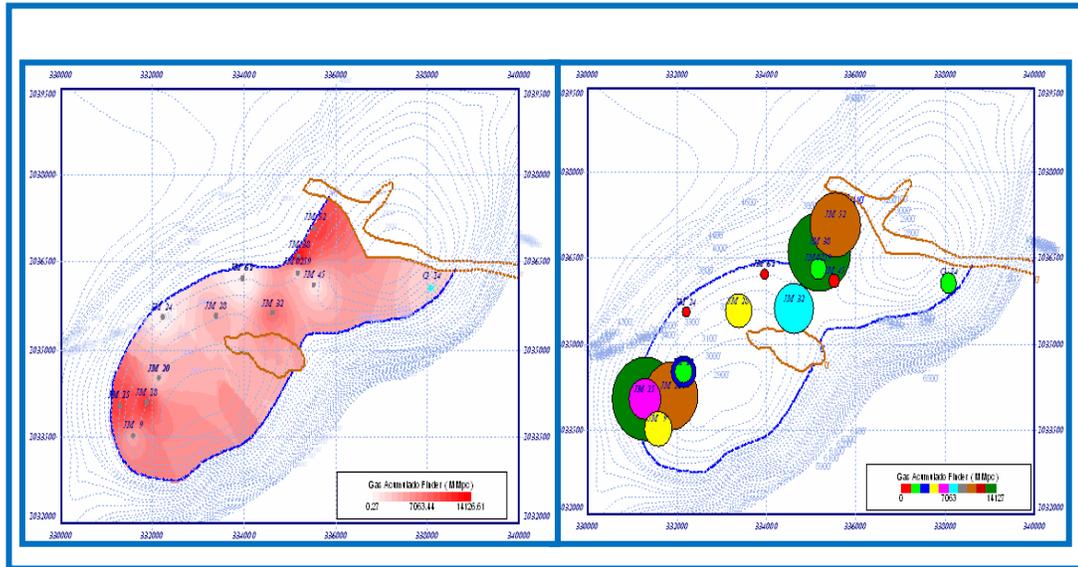
**Tabla 4.7. Reservas Calculadas mediante la Aplicación del Método de Declinación de Producción**

|                      | <i>Reservas Recuperables</i> | <i>Reservas Remanentes</i> | <i>% Recobro</i> |
|----------------------|------------------------------|----------------------------|------------------|
| <b>GAS (MMMMPCN)</b> | <b>104,31</b>                | <b>14,31</b>               | <b>89,2</b>      |
| <b>LÍQUIDO (MBN)</b> | <b>4.038</b>                 | <b>132</b>                 | <b>24,2</b>      |

#### **4.1.4. Evaluación de Nuevas Estrategias de Explotación para el Desarrollo de las Reservas Asociadas del Nuevo Modelo**

En esta parte del trabajo se evaluó la mejor forma de producir las reservas remanentes en el yacimiento. Para lograr tal fin se hicieron gráficos que muestran en forma cualitativa las zonas mayores drenadas del yacimiento para proponer algún trabajo de RA/RC o cambio de zona si así lo requiera.

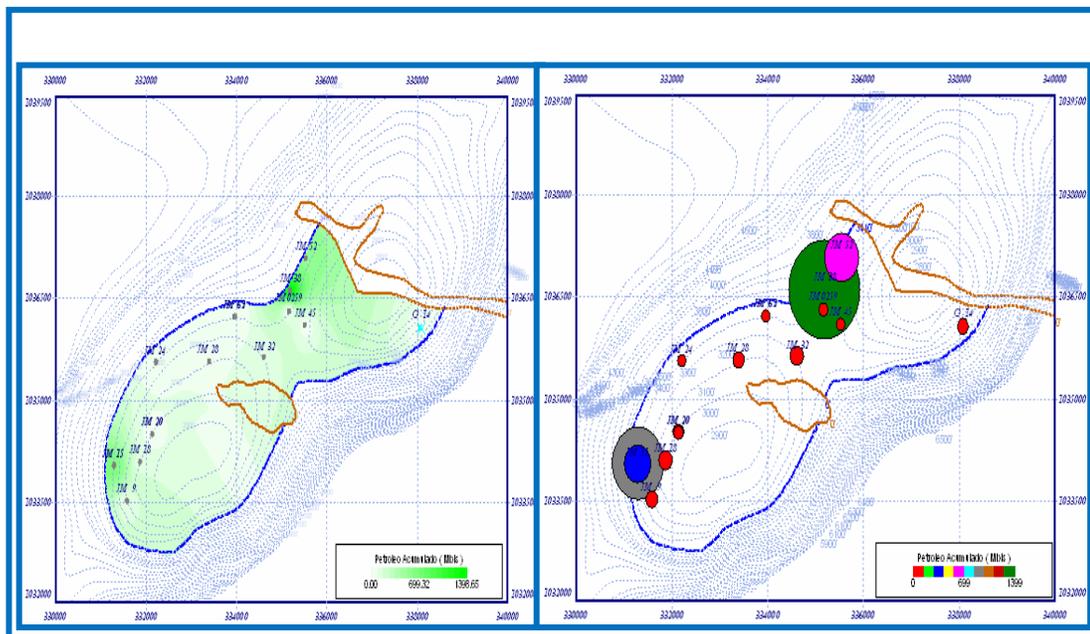
A continuación se muestran los gráficos de producción acumulada de gas, petróleo y agua en las figuras 4.23, 4.24, 4.25.



MAPA GRILLA DE GAS YAC. JM-15 NAE1,2

MAPA BURBUJA DE GAS YAC. JM-15 NAE1,2

**Figura 4.23. Mapa de Producción Grilla y de Burbuja de Gas del Yacimiento JM-15 NAE1,2**



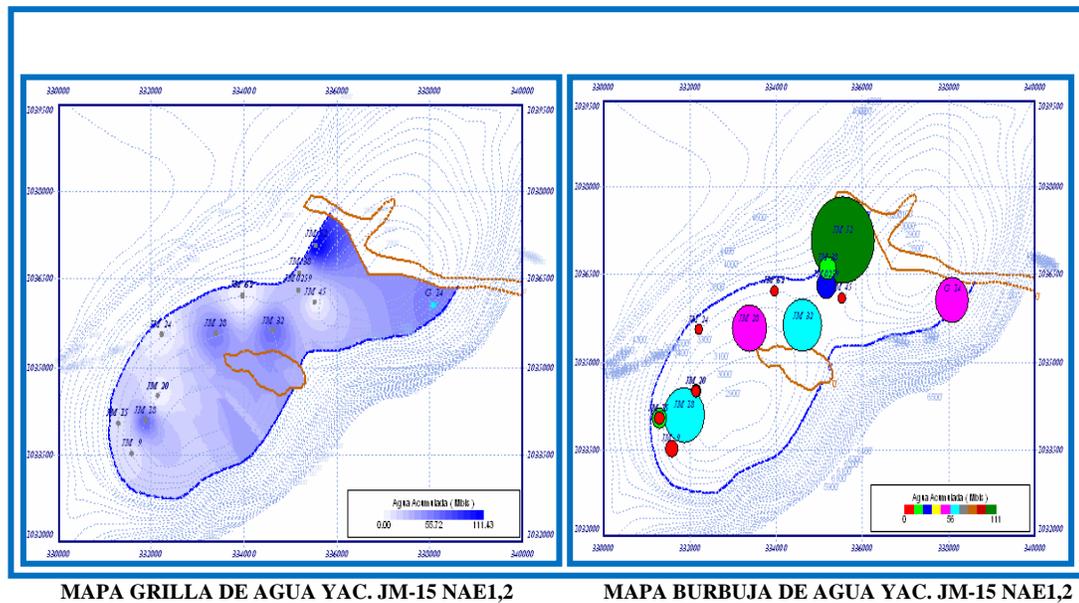
MAPA GRILLA DE PETROLEO YAC. JM-15 NAE1,2

MAPA BURBUJA DE PETROLEO YAC. JM-15 NAE1,2

**Figura 4.24. Mapa de Producción Grilla y de Burbuja de Petróleo del**

**Yacimiento**

**JM-15 NAE1,2**



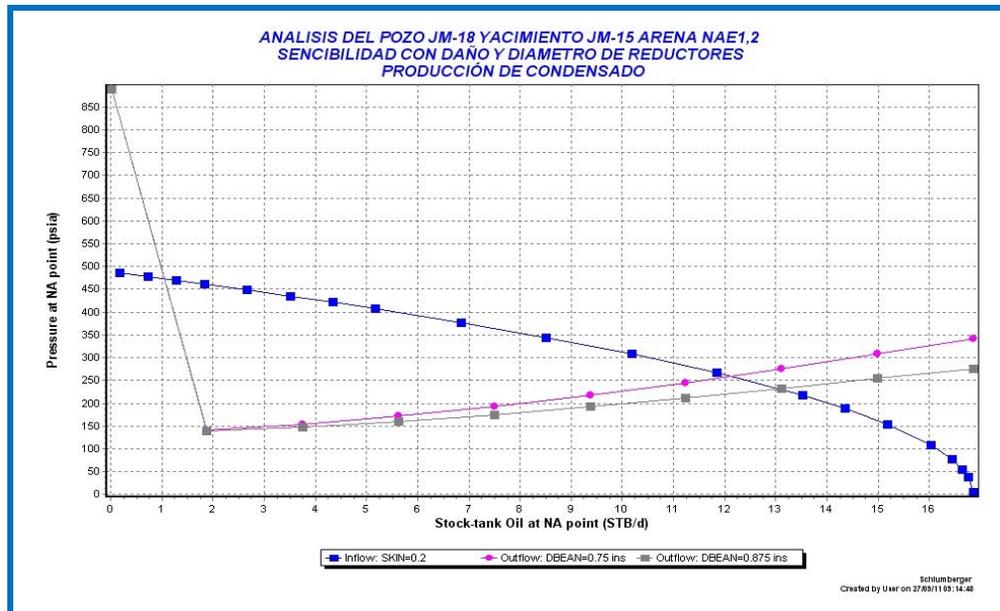
**Figura 4.25. Mapa de Producción Grilla y de Burbuja de Agua del Yacimiento JM-15 NAE1,2**

En las figuras anteriormente mostradas puede observarse que la zona mayormente drenada del yacimiento es la parte noreste y suroeste del mismo, drenaje realizado en su mayor proporción por los pozos JM-52 y JM-18 respectivamente.

Para el desarrollo de las estrategias de explotación en primera instancia se utilizó la herramienta PIPESIM para optimizar los pozos activos del yacimiento NAE1,2 JM-15, verificando que el reductor y el nivel de separación actualmente utilizado fuese el más adecuado para el drenaje de las reservas.

Para este estudio se seleccionaron los pozos JM-18, JM-52, JM-32, 259, que se encuentran activos actualmente en el yacimiento JM-15 NAE1,2, a los cuales se les realizó una análisis nodal y sensibilizaciones con el daño y el diámetro de reductores, tanto para la tasa de gas como para la de condensado.

En la figura 4.26 se observa el análisis nodal del pozo JM-18 NAE1,2 y las diferentes sensibilidades. Asumiendo un daño de 0,2, se obtuvo la curva de oferta (color azul) y variando los diferentes diámetros de reductores entre los valores de 3/4" y 7/8", se generaron dos curvas de demanda las cuales presentaron una intersección con la línea de oferta resultando en las tasas óptimas de 12 BND y 13 BND de condensado para cada reductor respectivamente. En las figuras C-1 a C-6 del Apéndice C se muestran los resultados del análisis nodal de los pozos restantes.



**Figura 4.26. Análisis nodal pozo JM-18 del Yacimiento JM-15 NAE1,2.  
 Condensado**

Estos resultados permitieron demostrar si los diámetros actuales de los reductores en los 4 pozos activos son los más adecuados para seguir drenando las reservas remanentes del yacimiento y poder desarrollar las mejores estrategias de explotación en el futuro.

En la tabla 4.8 se muestran las pruebas actuales y optimizadas de cada pozo y se puede observar en ella que las pruebas actuales coinciden con las pruebas optimizadas del análisis nodal, demostrando así que los diámetros actuales de los reductores son los más adecuados para el desarrollo de las reservas del yacimiento JM-15 NAE1,2

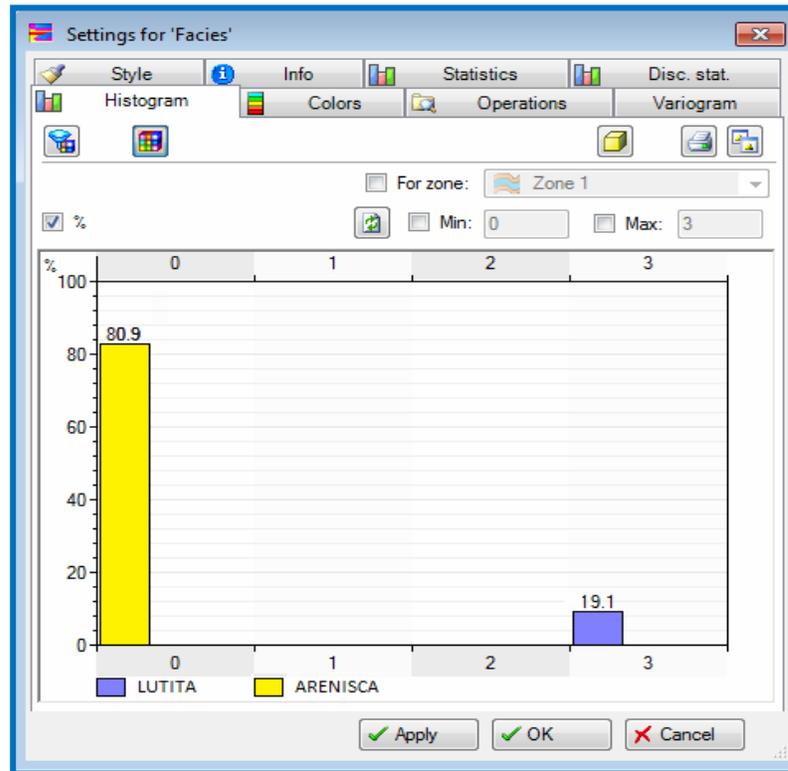
**Tabla 4.8. Relación de las pruebas actuales y optimizadas del yacimiento JM-15 NAE1,2**

| Pozo   | Arena/Yac | Prueba Actual |          |             |             | Prueba Optimizada |          |             |             | S   |
|--------|-----------|---------------|----------|-------------|-------------|-------------------|----------|-------------|-------------|-----|
|        |           | Qg (MMPCG)    | Qc (BND) | P.Cab (LPC) | P.Lin (LPC) | Qg (MMPCG)        | Qc (BND) | P.Cab (LPC) | P.Lin (LPC) |     |
| JM-18  | NA E1,2   | 1,8           | 13       | 260         | 240         | 1,6               | 13       | 148         | 90          | 0,2 |
| JM-52  | NA E1,2   | 1,1           | 36       | 180         | 165         | 1,1               | 38       | 140         | 96          | 0,5 |
| JM-32  | NA E1,2   | 1,1           | 6        | 170         | 130         | 1,2               | 6,6      | 160         | 92          | 0,5 |
| JM-259 | NA E1,2   | 1,7           | 15       | 275         | 250         | 1,6               | 13       | 260         | 223         | 0,7 |

Luego de haberse realizado la optimización de los pozos activos, se elaboró un modelo estático y dinámico representativo del yacimiento unificado con las herramientas PETREL Y ECLIPSE respectivamente, para realizar un cotejo y una predicción de la producción del yacimiento JM-15 NAE1,2.

El mallado realizado contó con las siguientes dimensiones en I; J; K de (120; 100; 2) abarcando un volumen de 24000 celdas siendo este un volumen equivalente al que presenta el área del yacimiento JM-15 NAE1,2.

Utilizando las propiedades petrofísicas obtenidas del yacimiento JM-15 NAE1,2, observadas en la tabla 4.1, se generaron a través del módulo *Property Modeling* del simulador PETREL, la distribución de las facies como se muestra en la figura 4.27.



**Figura 4.27. Distribución de Facies del Modelo.**

Las propiedades petrofísicas porosidad y permeabilidad resultantes del estudio del yacimiento JM-15 NAE1,2, también fueron ajustadas por el modelo, pueden ser observadas en la figura C-7 y C-8 del apéndice C.

De la producción cargada de los pozos JM-18, JM-32, JM-52 Y JM-259 se obtuvo un ajuste de la producción con un porcentaje de error del 10 % para el comportamiento de la tasa de gas (figura 4.28). También se tuvo un ajuste para la producción acumulada de gas de 95 % como se muestra en la figura 4.29. El ajuste para la tasa de condensado presentó un error porcentual de 15 % mientras que para la producción acumulada de condensado se tuvo un error porcentual de apenas 10 %, en la figura C-9 y C-10 del Apéndice C

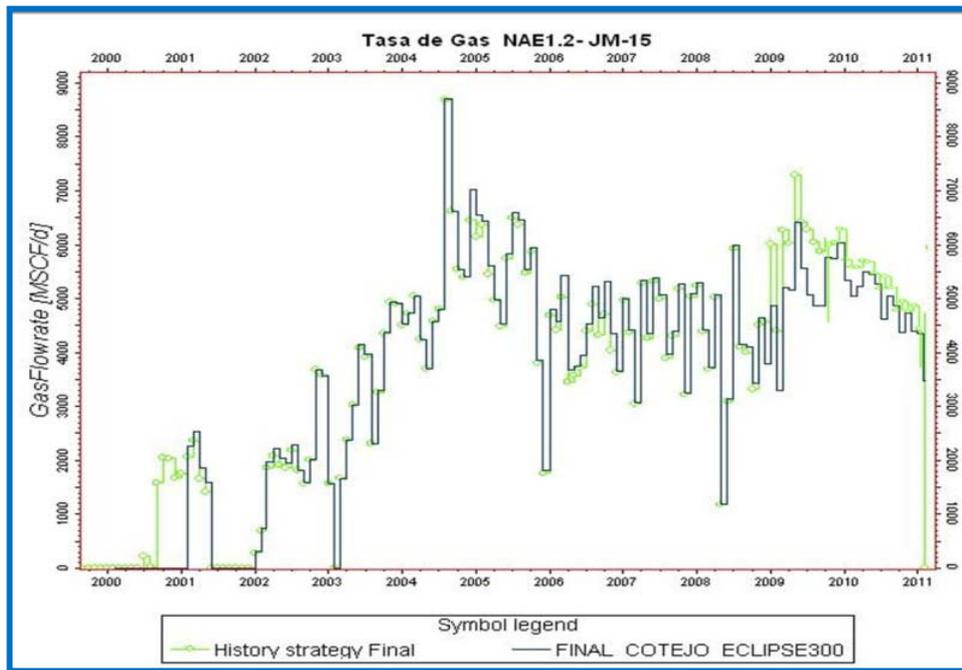


Figura 4.28. Ajuste de la Tasa de Gas

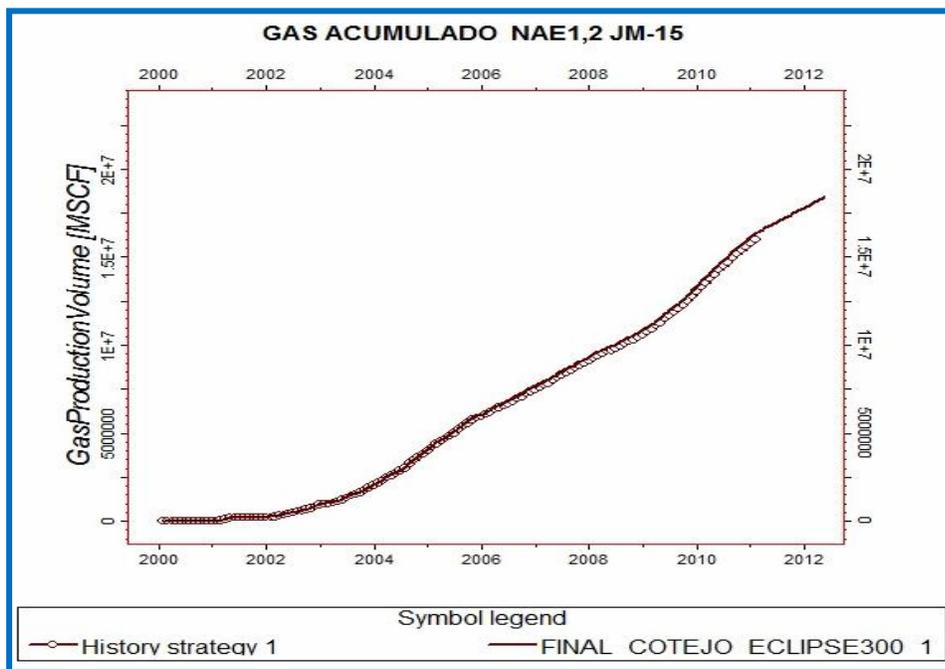
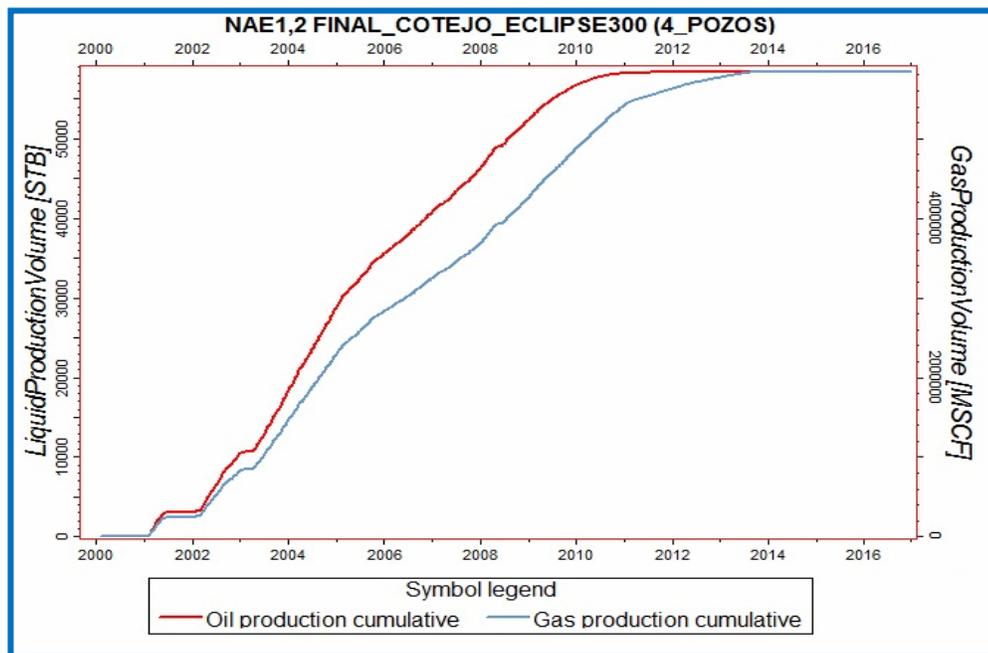


Figura 4.29 Ajuste de la Producción Acumulada de Gas

Una vez que se comprobó que el modelo diseñado se ajusta al comportamiento real de la producción del yacimiento JM-15 NAE1,2 se plantearon los siguientes escenarios:

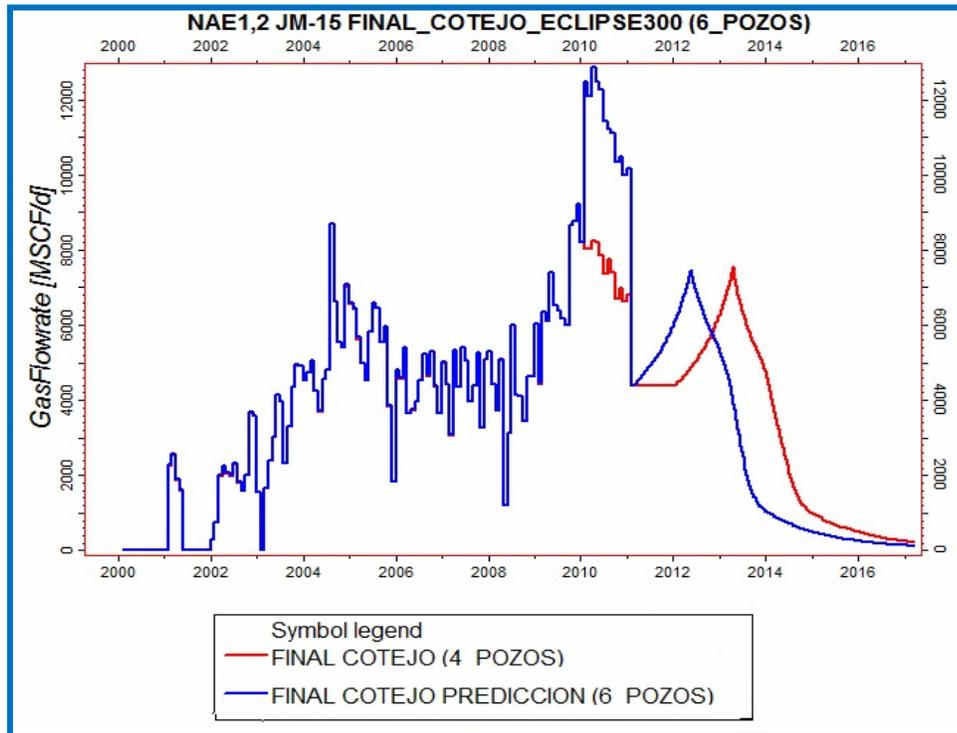
En el **escenario 1**, se consideraron los cuatros puntos activos de drenaje JM-18, JM-32, JM-52, JM-259 para un periodo de producción de 16 años hasta alcanzar las condiciones de abandono obteniéndose un recobro total de 6 MMMPCN de gas y 55 MBN de condensado (figura 4.30) y observándose un cierre de la producción a mediados de 2013.



**Figura 4.30. Producción Acumulada de Gas y Líquido.**

Mientras que para el **escenario 2**, se activaron dos nuevos puntos de drenaje JM-198 y JM-101, los cuales no fueron satisfactorios, debido a que la tasa de producción disminuye al cabo de 2 años aproximadamente de activados estos nuevos puntos. Para al final obtener el mismo recobro con los 4 pozos actuales del

yacimiento y alcanzando la tasa de abandono de 400 MPCND/pozo al principio de 2013. (Figura 4.31)



**Figura 4.31. Tasa de Producción de Gas**

Demostrando que por el potencial remanente del yacimiento de apenas 300 lpc para alcanzar las condiciones de abandono no es recomendable económicamente, ni técnicamente la completación de dos nuevos puntos de drenaje, ya que no aumentaría el recobro por lo cual no generaría ganancias, por tal motivo es más factible continuar drenando las reservas remanentes con los 4 puntos de drenaje actuales y manteniendo la optimización de los reductores para maximizar el recobro de los mismos.

## CONCLUSIONES

1. De acuerdo con los parámetros de producción, la relación gas condensado y, las características de fluido tales como la gravedad API y el porcentaje de C7+, muestra que el fluido que satura el yacimiento JM-15 NA E1, 2 se clasifica como gas condensado.
2. La presión inicial de yacimiento JM-15 NAE1,2 de acuerdo al modelo de presión construido es de 1550 lpca, encontrándose subsaturado a condiciones iniciales, la presión actual es de 474 lpca y la presión de abandono de 209 Lpc.
3. En función de los resultados analizados del modelo estático evaluado, así como la similitud en el comportamiento de presión y las características de los fluidos en los yacimientos en el nivel NAE1 y NAE2, estos conforman un yacimiento denominado JM-15 NA E1,2.
4. El yacimiento JM-15 NAE1,2 cuenta con un Gas Condensado Original en Sitio (GCOES) de 124,92 MMMPCN, un Gas Original en Sitio (GOES) de 109,96 MMMPCN y un Condensado Original en Sitio (COES) de 22,88 MMBN.
5. El yacimiento cuenta con reservas remanentes de gas de 14 MMMPCN y con 132 MBN de hidrocarburos líquidos para unas condiciones de abandono de 209 lpca y un factor de Recobro de 89,2 % para el gas y 24,2 % para el condensado.
6. El principal mecanismo de producción es la expansión de los fluidos con un 85
7. De acuerdo a los resultados arrojados por la simulación numérica, el yacimiento JM-15 NAE1,2 produce de manera óptima con los 4 puntos de drenaje actuales.

## RECOMENDACIONES

1. Realizar una prueba de interferencia, para corroborar los resultados obtenidos del modelo estático y dinámico.
2. Oficializar la unificación de los yacimientos JM-15 NA E1, JM-38 NA E1, JM-15 NA E2, JM-62 NAE2 Y JM-46 NAE2, ante el Ministerio para el Poder Popular de Energía y Petróleo.
3. Revisar la información contenida en los libros de reservas del distrito Anaco con la finalidad de hacer consistentes los mapas oficiales, así como cargar la producción corregida del yacimiento JM-15 NA E1, 2 a los programas OFM Y Centinela.
4. Seguir drenando las reservas con los 4 pozos activos en el yacimiento JM-15 NAE1,2.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. Carreño, N. **“Determinación de Coalescencia y Extensión Lateral en los niveles estratigráficos NA-E1 y NA-E2, Pertenecientes a la Formación Oficina del Campo Santa Rosa, Mediante la Realización de un Modelo Dinámico que permita Desarrollar un Plan Óptimo de Explotación”** Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui (2006).
2. Molero, D. **“Caracterización Dinámica del Yacimiento Oficina 1 Perteneciente a la Formación Oficina del Campo Pilón, Distrito Morichal”** Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui (2010).
3. Bandres, M. **“Evaluación de la Factibilidad de Unificación de las Unidades de Flujo de la Zona Este, Yacimiento Sbc-1, Campos Santa Bárbara y Pirital”** Universidad de Oriente, Núcleo Monagas (2008).
4. González de J., **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”** Ediciones FONINVES, Caracas (1980).
5. Boletín de Geología **“Geología de las Cuencas Sedimentarias de Venezuela y sus Campos Petrolíferos”**, Editorial Sucre (1956).
6. **“Well Evaluation Conference”**, Schlumberger, Venezuela (1997).
7. Ubicación del Campo San Joaquín (1950). Disponible. <http://www.pdvsa.com>
8. Iguaran, J., **“Generación de un Esquema de Explotación Óptimo Validado por el Modelo Estático y Dinámico, Para el Yacimiento RG-58, Arena**

- Colorado B1,2, Campo Santa Rosa, Sometido a Inyección de Gas**” Tesis de grado, Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui (2002)
9. Superintendencia de Explotación del Distrito Anaco **“Manual para el Geólogo de Operaciones del Mismo Distrito Anaco”**, CORPOVEN ANACO (1990).
  10. Machado, J. **“Generación de un Plan de Explotación Validado por el Estudio Energético y de potencialidad de Unidades Hidráulicas en la formación Merecure-Campo San Joaquín-Domo Sur”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, PDVSA Distrito Anaco, (1999).
  11. CIED. **“Caracterización Física de Yacimientos”**, PDVSA, Febrero, Puerto la Cruz, 1997.
  12. Rojas, G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Puerto La Cruz, (2003).
  13. CEPET. **“Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos”**, Centro de Información y Documentación. Oriente
  14. CORPOVEN. **“Manual para el cálculo de Reservas”**. Anaco, 1989
  15. Figueroa, M. y Aguilera, L., **“Monitoreo del Yacimiento NA-E1,2 JM 79, Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco, Distrito Anaco del Estado Anzoátegui, a Fin de que se Propongan Soluciones Integrales que Optimen su Productividad”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente Núcleos de Bolívar y Monagas (2003).

16. Vásquez, L., **“Caracterización del Modelo Dinámico del Yacimiento RG-52, Arena NA J1, Formación Oficina, Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco, Desarrollando una Metodología que permita evaluar Yacimientos de Gas Condensado con Zona de Petróleo”**. Tesis de Grado, Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui, (2004).
17. Superintendencia de Yacimientos Distrito Anaco. **“Análisis Nodal”**. Anaco. (2008).
18. Superintendencia de Yacimientos Distrito Anaco. **“Oil Field Manager (OFM)”**. Anaco, (2005).
19. Superintendencia de Yacimientos Distrito Anaco. **“Balance de Materiales (MBAL)”**, Anaco, (2005).
20. Marcano, G., **“Actualización de los Modelos Estáticos de los niveles NAE1 y NAE2 en los domos Central y Norte del Campo San Joaquín en el Área Mayor de Anaco Estado Anzoátegui”**, Tesis de Grado, Universidad de Oriente Núcleo Bolívar (2011).
21. Simulador **“PETREL”**. Puerto la Cruz. (2009)
22. Simulador **“ECLIPSE”**. Puerto La cruz (2009).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

|           |                                                                                                                                                                                      |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| TÍTULO    | EVALUACIÓN DINÁMICA DEL NUEVO MODELO ESTÁTICO QUE UNIFICA LOS YACIMIENTOS NAE1/JM15 Y NAE1/JM 38, PERTENECIENTES A LOS DOMOS CENTRAL-NORTE DEL CAMPO SAN JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO |
| SUBTÍTULO |                                                                                                                                                                                      |

AUTOR (ES):

| APELLIDOS Y NOMBRES                 | CÓDIGO CULAC / E MAIL |
|-------------------------------------|-----------------------|
| <b>Noriega Cedeño Gabriel Jesús</b> | CVLAC: V-<br>E MAIL:  |
|                                     | CVLAC:<br>E MAIL:     |
|                                     | CVLAC:<br>E MAIL:     |
|                                     | CVLAC:<br>E MAIL:     |

PALABRAS O FRASES CLAVES:

MODELO ESTÁTICO

---

YACIMIENTOS MADUROS

---

CAMPO SAN JOAQUIN

---

DOMO CENTRAL-NORTE

---

EVALUACIÓN DINÁMICA

---



---



---

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

| ÁREA                            | SUBÁREA                |
|---------------------------------|------------------------|
| INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS | INGENIERÍA DE PETRÓLEO |

### RESUMEN (ABSTRACT):

Primeramente, se analizó el modelo estático de los yacimientos, donde de acuerdo a conclusiones aportadas por el geólogo, se infirió que existe una comunicación hidráulica entre estos yacimientos, y a su vez con yacimientos ubicados en la arena NA E2. Seguidamente, se validó la información de los yacimientos, tales como históricos de producción, datos de presión y pruebas PVT, con la finalidad de partir de una data real y confiable para obtener resultados con un mayor grado de confiabilidad. Se procedió a generar y analizar el comportamiento de producción y presión, así como las propiedades de los fluidos presentes en los yacimientos en estudio (gravedad API, relación gas-condensado, entre otros), lo cual permitió validar mediante el modelo dinámico, la comunicación hidráulica entre los yacimientos JM-15 y JM-38 arena NA E1 y yacimientos JM-15, JM-62, JM 46 Y G-14 ubicados en la arena NA E2, definiendo así un nuevo yacimiento JM-15 NA E1,2. A partir de esto se estimaron los Volúmenes Originales en Sitio para el nuevo yacimiento generado, a través del método Volumétrico y declinación energética y las reservas a través de las curvas de declinación de presión y Producción.

Como resultado del modelo dinámico se obtuvieron volúmenes de 124.92 MMMPCN de GCOES mediante el método volumétrico, así como también un GOES de 109.96 MMM PCN y un COES de 22.88 MMBN. El GCOES fue comparado por el método de declinación de presión P/Z2F Vs. Gas Producido Acumulado Total (Gptt); con un porcentaje de error de 2.5 %. Además de esto se determinó que el yacimiento produce principalmente por expansión de los fluidos aportando un porcentaje aproximado de 85% de la energía. Se calcularon reservas recuperables y remanentes mediante el método de declinación de presión, obteniéndose para el gas unas reservas de 104,31 MMMPCN y 14,31 MMMPCN respectivamente, para el condensado 4.038 MBN en las reservas recuperables y 132 MBN para las reservas remanentes; estas reservas fueron validadas por el método de declinación de producción con un porcentaje de error de 3.5% para el gas y 1 % para el condensado.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### CONTRIBUIDORES

| APELLIDOS Y NOMBRES      | ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL |      |      |      |
|--------------------------|-----------------------------|------|------|------|
| <b>VELÁSQUEZ, CARMEN</b> | CA                          | AS   | TU X | JU   |
|                          | CVLAC:                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |
| <b>RODRIGUEZ, JOSE</b>   | CA                          | AS   | TU   | JU X |
|                          | CVLAC:                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |
| <b>RODRIGUEZ, KARLA</b>  | CA                          | AS   | TU   | JU X |
|                          | CVLAC:                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |
| <b>GONCALVES, JUAN</b>   | CA                          | AS X | TU   | JU   |
|                          | CVLAC:                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |
|                          | E_MAIL                      |      |      |      |

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

|      |     |     |
|------|-----|-----|
| 2011 | 11  | 10  |
| AÑO  | MES | DÍA |

LENGUAJE: ESPAÑOL

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

| NOMBRE DE ARCHIVO                                                                                          | TIPO MIME          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| TESIS. Evaluación Dinámica del Nuevo Modelo Estático que Unifica los Yacimientos NAE1/JM15 Y NAE1/JM38.doc | Application/msword |
|                                                                                                            |                    |

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_

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

Ingeniero de Petróleo

---

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

---

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería de Petróleo

---

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

---

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

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

*“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”*

---

**AUTOR**

**Noriega Cedeño Gabriel Jesús**

---

**TUTOR**

**Ing. Carmen Velásquez**

---

**JURADO**

**Ing. José Rodríguez**

---

**JURADO**

**Ing. Karla Rodríguez**

---

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**

**Prof. Rayda Patiño**