

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



**“ELABORACIÓN DE ANÁLISIS CONVENCIONALES DE LOS
YACIMIENTOS OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, UBICADOS EN EL CAMPO
CERRO NEGRO, DEL DISTRITO MORICHAL, PARA FUTUROS PLANES
DE EXPLOTACIÓN”**

REALIZADO POR:

MILEIBA EVELYN CHAVEZ MEDINA

**Trabajo Especial De Grado Presentado Ante la Universidad
De Oriente Como Requisito Parcial Para Optar Al Título De:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Agosto del 2011

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



**“ELABORACIÓN DE ANÁLISIS CONVENCIONALES DE LOS
YACIMIENTOS OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, UBICADOS EN EL CAMPO
CERRO NEGRO, DEL DISTRITO MORICHAL, PARA FUTUROS PLANES
DE EXPLOTACIÓN”**

REALIZADO POR:

MILEIBA EVELYN CHAVEZ MEDINA

ASESOR:

ING. RAID A PATIÑO

Asesor Académico

Barcelona, Agosto del 2011

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



**“ELABORACIÓN DE ANÁLISIS CONVENCIONALES DE LOS
YACIMIENTOS OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, UBICADOS EN EL CAMPO
CERRO NEGRO, DEL DISTRITO MORICHAL, PARA FUTUROS PLANES
DE EXPLOTACIÓN”**

JURADO

ING. RAID A PATIÑO
Asesor Académico

Ing. SIMÓN RUIZ
Jurado Principal

Ing. KARLA RODRIGUEZ
Jurado Principal

Barcelona, Agosto del 2011

RESOLUCIÓN

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

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual lo notificará al Consejo Universitario.”

DEDICATORIA

Primeramente a mi Dios Todo poderoso, por su fidelidad y bondad en todo momento, y por haberme dado las fuerzas y sabiduría para alcanzar este gran logro. Él me lleno de su Santo Espíritu, con su poder pude vencer los obstáculos y las barreras que se me presentaron en el camino, y con su luz pude salir adelante.

A mi Padre Evelio Chavez, por ser el mejor padre del mundo, por apoyo incondicional no solo económicamente, sino por su gran amor sincero. Eres un fiel ejemplo de humildad, responsabilidad y perseverancia. Te amo papito lindo no hay otro como tu, eres único.

A mi madre Mileiba de Chavez, que me ha dado mucho amor y me ha enseñado a caminar en este mundo lleno de tantos peligros, y me ha inculcado los valores que me han permitido ser una persona íntegra y humilde. Te amo mucho.

A mi hermana Pamela Chavez, por ser una súper hermana, su presencia ha sido de gran fortaleza y me ha dado la oportunidad de sentirme que debo luchar por ser mejor cada día, ya que me ves como ejemplo. No me imagino mi vida sin ti. Te quiero muchísimo.

A mis abuelitas Vicente y Amarilis, por sus consejos y su cariño, son grandes mujeres fuertes y trabajadoras, y de gran ejemplo para cualquier persona.

AGRADECIMIENTOS

Le doy gracias a mi Dios, por amarme a pesar de no merecerlo, perdonarme y darme la oportunidad de ser llamada su hija. Reconozco que sin ti nunca lo hubiese logrado, y esto lo debo a ti y a tu poder. Todo lo puedo en Cristo que me fortalece. Filipenses 4:13.

A mis padres, que han sido el pilar fundamental de ejemplo a seguir. Su amor y sus consejos son los que me han formado como persona, y me han dado todas las herramientas para que logre grandes cosas en la vida. Estaré eternamente agradecida de ustedes.

A mi hermana linda, le agradezco por toda su ayuda y apoyo moral, por su compañía y por amarme tanto. Te amo hermana.

A mi hermano Jesús Herrera, por su cariño y porque desde pequeña me cuidaba y siempre estuvo.

A la Universidad de Oriente, por abrirme sus puertas y permitirme realizar mi formación profesional, así como a todos mis profesores por sus enseñanzas.

A PDVSA, que me permitió realizar mi trabajo de grado, por su asesoría, y la experiencia que logre obtener a través de este trabajo.

A los Ingenieros, Luís Valera, José Fernández, Yesica Salas, Luisa Ugas, Dionarys García, Marbelys, Marianny, Elio Rodríguez, y a todos los que integran Estudios integrados de Exploración y Producción, sala 44 y 46, muchas gracias por todo el apoyo.

A la Ing. Liliana Hernández, porque no solo me ayudo sino que se convirtió en una gran amiga, y parte de mi familia.

A la profesora Raida Patiño por soportarme y ser de ayuda en todo momento. Muchas gracias profe la quiero mucho.

A mis jurados, por su asesoría y apoyo.

A mi amigo, Israel Fermín así como a su Familia (Mirian, Erasmo, Erika, Samuel y Desire), porque han sido como otra familia, me han brindado cariño y han sido una bendición de Dios para mi vida. Los quiero mucho.

A mis amigas Maria Azocar y Delis guilarte, porque han sido una buenas amigas me han querido tal como soy, sus consejos y su presencia en mis vidas me han hecho muy feliz y me han ayudado.

A mis amigos Alejandro Chaparro, Zulimar Pérez, Romiriz, Víctor, Clyde, Geraldin, y familia, Maria de Millán, Catherine, Pedro Millán, La Familia Codallo (Doris, Fernanda, Maria, Vanesa y Doemi), Irene, muchísimas gracias por su amistad.

Pastor Heine Pérez, por sus sabios consejos y por ser una persona de gran apoyo y con la que he podido aprender muchas cosas.

A todos los que de alguna u otra forma han sido parte de mi vida y han contribuido a llevar a cabo este gran sueño, los quiero.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
CONTENIDO.....	VIII
LISTA DE FIGURAS.....	XVII
LISTA DE TABLAS.....	XIX
RESUMEN.....	XXI
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA.....	22
1.1. Planteamiento del Problema.....	22
1.2. Objetivos	23
1.2.1. Objetivo General	23
1.2.2. Objetivos Específicos	23
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	24
2.1 Antecedentes de la Investigación	24
2.2. Ubicación y Geología del Área	25
2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela	25
2.2.1.1. Geología Histórica.....	26
2.2.1.2. Modelo Tectónico Actual	27
2.2.1.3. Proceso Evolutivo Sedimentario	28
2.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco	28
2.2.2.1. Características de la Faja Petrolífera del Orinoco	30
2.2.3. Campo Cerro Negro	31
2.3. Resumen de Conocimientos Previos	33
2.3.1. Ingeniería de Yacimiento	33
2.3.2. Estudios Integrados	33
2.3.2.1 Modelo Estático de Yacimiento	34

2.3.2.1.1. Modelo Estructural	34
2.3.2.1.2. Modelo Estratigráfico	35
2.3.2.2. Modelo Petrofísico	35
2.3.2.3. Modelo de fluidos	36
2.3.3. Definición de yacimiento	36
2.3.4. Comportamiento Del Yacimiento.....	37
2.3.5. Clasificación de los Yacimientos	37
2.3.5.1. Clasificación Geológica.....	37
2.3.5.2. Clasificación Según el Diagrama de Fases.....	38
2.3.6. Clasificación de los mecanismos de producción de los yacimientos según el tipo de empuje	38
2.3.6.1. Empuje por Expansión del Sistema Roca – Fluido	38
2.3.6.2. Empuje Hidráulico.....	39
2.3.6.3. Empuje por Gas en Solución	40
2.3.6.4. Empuje por Capa de Gas	41
2.3.6.5. Empuje por Gravedad.....	41
2.3.6.6. Empuje por Compactación	42
2.3.6.7. Empuje Combinado	42
2.3.6.8. Método De Levantamiento Artificial	42
2.3.7. Clasificación de los métodos de producción de los yacimientos	43
2.3.7.1. Bombeo Mecánico.....	43
2.3.7.2. Bombeo Electrosumergible	45
2.3.7.3. Bombeo de Cavidad Progresiva	46
2.3.7.4. Levantamiento Artificial por gas.....	47
2.3.8. Propiedades Básicas de las Rocas y los Fluidos.....	47
2.3.8.1. Propiedades de las Rocas.....	48
2.3.8.1.1. Porosidad (ϕ).....	48
2.3.8.1.2. Permeabilidad (K).....	49

2.3.8.1.3. Saturación de Fluidos (S).....	50
2.3.8.2. Propiedades de los fluidos	51
2.3.8.2.1. Presión de Burbujeo (Pb).....	51
2.3.8.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)	52
2.3.8.2.3. Factor Volumétrico del Gas (Bg)	52
2.3.8.2.4. Factor volumétrico Total (Bt).....	52
2.3.8.2.5. Gas en Solución (Rs)	53
2.3.8.2.6. Compresibilidad del Petróleo (Co).	54
2.3.8.2.7. Viscosidad del Petróleo (μ_o)	54
2.3.8.2.8. Gravedad API	55
2.3.9.1. Composición del Fluido de Yacimiento	56
2.3.9.2. Prueba de Expansión a Composición Constante	56
2.3.9.3. Prueba de Liberación Diferencial	57
2.3.9.4. Prueba de Separadores.....	58
2.3.9.5. Prueba de Viscosidad.....	58
2.3.9.6. Validación de Pruebas PVT.....	58
2.3.9.7. Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio.....	59
2.3.10. Reservas de Hidrocarburos.....	59
2.3.11. Factor de Recuperación del Petróleo.....	60
2.3.12. Clasificación de la Reservas.....	60
2.3.12.1. Reservas Probadas	60
2.3.12.2. Reservas Probables	61
2.3.12.3. Reservas Posibles	62
2.3.13. Pruebas de Presión.....	63
2.3.13.1. Tipo de Pruebas Según Objetivos de Evaluación	64
2.3.13.2. Determinación de los Parámetros de yacimiento y pozo.....	66
2.3.14. Balance de Materiales.....	68
2.3.14.1. Solución de la Ecuación de BM	70
2.3.14.2. Condiciones Necesarias para Aplicación de BM	72

2.3.14.3. Validación de Datos y Cálculos de Promedias.....	73
2.3.14.3.1. Datos de Producción	73
2.3.14.3.2. Datos de Presión	74
2.3.14.4. Presión Promedia en el Área de Drenaje Régimen Seudo-permanente.....	76
2.3.15. Evaluación Económica	76
2.3.15.1. Análisis económico.....	76
2.3.15.2. Horizonte económico.....	77
2.3.15.3. Tasa de Descuento	77
2.3.15.4. Indicadores Económicos.....	77
2.3.15.4.1. Valor Presente Neto (VPN)	77
2.3.15.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	77
2.3.15.4.3. Tiempo de Pago (Tp).....	78
2.3.15.4.4. Eficiencia de inversión (Ei)	78
2.3.15.4.5. Costos de Operación y Mantenimiento.....	78
2.3.15.4.6 Inversiones Asociadas	79
CAPÍTULO III. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	80
3.1 Realizar Análisis Petrofísico de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3	80
3.1.1. Modelo Geológico De Los Yacimientos OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3 ...	80
3.1.1.1. Correlaciones Estratigráficas.....	80
3.1.1.2. Generación de Mapas de Espesor Total	81
3.1.1.3. Generación de Secciones Estratigráficas.....	81
3.1.1.4. Codificación de facies interpretativas.....	82
3.1.1.5. Características de los Miembros: Pilón, Jobo, Yabo y Morichal (unidades: A, B, C, D y Basamento) pertenecientes a la Formación Oficina	82
3.1.2 Análisis Petrofísico de los Yacimientos OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3	83
3.1.2.1. Recopilación de la información.....	83
3.1.2.2. Descripción de la Herramienta Oil Field Manager (OFM)	83

3.1.2.3. Conversión de la información a formato OFM	84
3.1.2.4. Conversión de polígonos y conversión de archivos de mapas sigemap a archivos de OFM	84
3.1.2.5. Generación de Mapas	85
3.2. Validar la Distribución de los Fluidos en los Miembros Morichal y Jobo de los dos Yacimientos en Estudio, pertenecientes al Campo Cerro Negro, a través de un PVT.....	85
3.2.1. Inventario de los estudios PVT	85
3.2.2. Validación de la información disponible.....	86
3.2.2.1. Representatividad de las muestras	86
3.2.2.2. Consistencia de los resultados del análisis PVT.....	87
3.3. Interpretar en Comportamiento de Presiones del Área en Estudio	89
3.3.1. Análisis de Pruebas BHP-BHT	89
3.3.1.1. Actualización de Inventario y Base de Datos	89
3.3.1.2. Validación y Premisas Consideradas.....	91
3.3.2. Análisis de Pruebas RFT/MDT	92
3.3.2.1. Actualización de Inventario y Base de Datos	92
3.3.2.2. Construcción de Gráficas.....	92
3.4. Efectuar Validación y Análisis del Histórico de Producción.....	93
3.4.1. Comparar Base De Datos Centinela Y OFM	93
3.4.1.1. Centinela.....	93
3.4.2. Revisión de Eventos de Pozos, utilizando Centinela.....	94
3.4.3. Recopilación de Información Sobre Proceso de IAV.....	94
3.4.4. Preparación de la Data de Producción para la Creación del Proyecto en OFM	94
3.4.5. Identificación de Zonas de Alta y Baja Producción	94
3.5. Aplicar Balance de Materiales para la Caracterización de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, del Campo Cerro Negro	95
3.5.2. Validación de Datos de Entrada	95

3.5.3. Uso de Mbal 6.0 (Programa de Balance de Materiales).....	95
3.5.4. Cargas de Datos a Mbal.....	97
3.5.5. Cotejo Histórico.....	97
3.6. Diseñar un Nuevo Plan de Explotación para el Área de Interés, sustentado con un Análisis Económico.....	97
3.6.1. Pozos Activos e Inactivos.....	98
3.6.2. Utilización De SIMDE (Carpeta De Pozos).....	98
3.6.3. Revisión de Base de Datos y Características de los Pozos a Seleccionar ...	99
3.6.4. Mapas Petrofísicos.....	100
3.6.5. SEEPLUS (Programa de Evaluaciones Económicas)	100
3.6.6. Análisis Económico que Sustente las Nuevas Estrategias de Explotación	101
CAPITULO IV. ANALISIS DE RESULTADOS.....	103
4.1. Realizar Análisis Petrofísico de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3	103
4.1.1. Revisar Modelo Geológico de los Yacimientos	103
4.1.1.1. Modelo Estructural	105
4.1.1.2. Modelo Sedimentológico.....	107
4.1.2. Análisis Petrofísico.....	108
4.1.2.1. OFIM CN 42 y OFIM CNX 3	108
4.1.2.1.1. Unidad A.....	108
4.1.2.1.2. Unidad B	111
4.1.2.1.3. Unidad C	113
4.1.2.1.4. Unidad D.....	115
4.2 Validar la Distribución de los Fluidos en los Miembros Morichal y Jobo de los dos Yacimientos en Estudio, pertenecientes al Campo Cerro Negro, a través de un PVT.....	118
4.2.1. Representatividad de las Muestras de Fluidos.....	118
4.2.1.1. Temperatura.....	118
4.2.1.2. Condiciones Estables del Pozo	121

4.2.1.3. Relación Gas Petróleo (RGP)	122
4.2.1.4. Condiciones del Separador	126
4.2.1.5. Presión de Fondo Fluyente	126
4.2.2. Consistencia de los Resultados del Análisis PVT	127
4.2.2.1. Prueba de la Linealidad de la Función “Y”	127
4.2.2.2. Prueba de Balance de Masa (Muestras de Crudo negro).....	129
4.2.2.3. Prueba de Densidad	133
4.2.2.4. Prueba de Desigualdad (Muestras de Crudo negro)	133
4.2.2.5. PVT Combinado, Corrección de los Bod y Rsd por Efecto de las Condiciones de Separación.....	134
4.3. Interpretar en Comportamiento de Presiones del Área en Estudio	135
4.3.1. Análisis De Pruebas BHP-BHT.....	135
4.3.1.1. OFIM CN 42 PRUEBAS BHP/BHT.....	136
4.3.1.2. OFIM CNX 3 Pruebas BHP/BHT	140
4.3.2. Análisis De Pruebas RFT/MDT.	142
4.4 Efectuar Validación y Análisis del Histórico de Producción.....	145
4.4.1. Data de Producción, Base de Datos Centinela y OFM.....	145
4.4.2. Revisión de Eventos de Pozos	147
4.4.3. Preparación de la Data de Producción para la Creación del Proyeco en OFM	149
4.4.4. Comportamiento de Producción	150
4.4.5. Identificación de Zonas de Alta y Baja Producción	151
4.4.6. Análisis de Declinación de Producción.....	155
4.4.6.1. Declinación de OFIM CN 42.....	156
4.4.6.2. Declinación de OFIM CNX 3.....	159
4.5. Aplicar Balance de Materiales para la Caracterización de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, del Campo Cerro Negro	162
4.5.1. MBAL, OFIM CN 42	163
4.5.1.1. Datos del Tanque	163

4.5.1.1.1. Parámetros básicos del Yacimiento	163
4.5.1.1.2. Modelo de Acuífero	164
4.5.1.1.3. Propiedades de las Rocas	165
4.5.1.1.4. Permeabilidad Relativa	165
4.5.1.1.5 Historia de Producción y Presión	166
4.5.1.1.6. Propiedades de los Fluidos	166
4.5.1.1.7. Cotejo Histórico	167
4.5.2. MBAL, OFIM CNX 3	170
4.5.2.1 Datos del Tanque	170
4.5.2.1.1. Parámetros básicos del Yacimiento	170
4.5.2.2.2. Modelo de Acuífero	171
4.5.1.2.3. Propiedades de las Rocas	172
4.5.1.2.4. Permeabilidad Relativa	172
4.5.1.2.5. Historia de Producción y Presión	172
4.5.1.2.6. Propiedades de los Fluidos	173
4.5.1.2.7. Cotejo Histórico	173
4.6. Diseñar un Nuevo Plan de Explotación para el Área de Interés, sustentado con un Análisis Económico	177
4.6.1. Pozos Activos e Inactivos	177
4.6.2. Pozos Propuestos para Plan de Explotación	179
4.6.2.1. Plan de Explotación OFIM CN 42	179
4.6.2.1.1. Pozo CI-24	179
4.6.2.1.2. Pozo CI-28	182
4.6.2.1.3. Pozo CI-46	184
4.6.2.2. Plan de Explotación OFIM CNX 3	186
4.6.2.2.1. Pozo CI-63	186
4.6.2.2.2. Pozo CI-219	188
4.6.2.2.3. Pozo CO-1	190
4.6.3. Evaluación Económica	191

4.6.3.1. Pozo CI-28.....	192
4.6.3.2. Pozo CI-46.....	194
CONCLUSIONES.....	196
RECOMENDACIONES.....	198
BIBLIOGRAFIA CITADA.....	199
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	201

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....	26
Figura 2.2. Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela.....	29
Figura. 2.3. Desplazamiento Hidráulico.....	39
Figura. 2.4. Desplazamiento por gas en solución.....	40
Figura 2.5. Desplazamiento por expansión de la capa de gas.....	41
Figura 2.6. Esquema del mecanismo y partes del Bombeo Mecánico tipo Balancín.....	44
Figura 2.7. Bombeo Electro sumergible (Fuente: Márquez, 2000).....	45
Figura 2.8. Bombeo por cavidades progresivas.....	46
Figura 2.9. Levantamiento artificial por gas (LAG).....	47
Figura 2.10. Declinación de Presión en dos Yacimientos.....	75
Figura 3.3. Ventana Principal de MBAL.....	97
Figura 3.5. Ventana Principal del SEEPLUS.....	101
Figura 4.1. Mapa Estructural Tope del Miembro Morichal.....	106
Figura 4.2. Mapa de Arena Neta Miembro Morichal.....	107
Figura 4.3. Mapa petrofísico de ANP, unidad A.....	109
Figura 4.4. Mapa petrofísico de K*H, unidad A.....	109
Figura 4.5. Mapa petrofísico Sw, unidad A.....	110
Figura 4.6. Mapa petrofísico de ANP, unidad B.....	111
Figura 4.7. Mapa petrofísico de K*H, unidad B.....	112
Figura 4.8. Mapa petrofísico de Sw, unidad B.....	112
Figura 4.9. Mapa petrofísico de ANP, unidad C.....	113
Figura 4.10. Mapa petrofísico de K*H, unidad C.....	114
Figura 4.11. Mapa petrofísico de Sw, unidad C.....	114
Figura 4.12. Mapa petrofísico de ANP, unidad D.....	115
Figura 4.13. Mapa petrofísico de K*H, unidad D.....	116
Figura 4.14. Mapa petrofísico de Sw, unidad D.....	117

Figura 4.15. Efecto del tiempo de producción previo al muestreo.....	124
Figura 4.16. Distribución de bloques en el Campo Cerro Negro.....	135
Figura 4.17. Distribución de Petróleo Acumulado, Área J-20.....	152
Figura 4.18. Distribución de Tasa Promedio de Crudo, Área J-20.....	153
Figura 4.19. Identificación de Zonas de Alto y Bajo Aporte. OFIM CN 42.....	153
Figura 4.20. Identificación de Zonas de Alto y Bajo Aporte. OFIM CNX 3.....	154
Figura 4.21. Índice de Heterogeneidad, Campo Cerro Negro, Area J-20.....	155
Figura 4.15. Permeabilidades Relativas, Mbal, OFIM CN 42.....	165
Figura 4.22. Pozos activos e inactivos. Yacimiento OFIM CN 42.....	178
Figura 4.23. Pozos activos e inactivos. Yacimiento OFIM CNX 3.....	179

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Tipos de Pruebas de Presión.....	65
Tabla 2.2. Parámetros de la Ecuación de BM.....	70
Tabla 3.1. Información Petrofísica en Formato OFM.....	84
Tabla 3.2. Base de Datos de Pruebas BHP-BHT.....	90
Tabla 4.1. Propiedades generales de las unidades A, B, C y D.....	117
Tabla 4.2. Evaluación representatividad por Temperatura de las Muestras PVT...	120
Tabla 4.3. Evaluación representatividad por Condiciones Estables de los pozos muestreados PVT.....	122
Tabla 4.4. Evaluación de la representatividad del RGP de recombinación de las muestras PVT.....	125
Tabla 4.5. Prueba Balance de Masas.....	130
Tabla 4.6. Resultado de consistencia por prueba de Balance de Masas.....	132
Tabla 4.7 Resultados de la Prueba de Desigualdad de los PVT Representativos.....	133
Tabla 4.8. Pozos del Campo Cerro Negro con inconsistencia entre la base de Datos Centinela y OFM.....	146
Tabla 4.9. Eventos de pozos.....	147
Tabla 4.10. Recopilación de información sobre IAV.....	148
Tabla 4.11. Formato para crear Proyecto en OFM, Pozo CI-63.....	149
Tabla 4.12. Datos Básicos de Yacimiento, Mbal.....	164
Tabla 4.13. Modelo de Acuífero, Mbal.....	164
Tabla 4.14. Propiedades de las Rocas, OFIM CN 42.....	165
Tabla 4.16. Histórico de Producción y Presión, Mbal, OFIM CN 42.....	166
Tabla 4.17. Datos de Propiedades de los Fluidos, Mbal, OFIM CN 42.....	166
Tabla 4.18. Otros datos PVT, Mbal, OFIM CN 42.....	167
Tabla 4.19. Datos Básicos de Yacimiento, Mbal.....	171
Tabla 4.20. Modelo de Acuífero, Mbal, OFIM CNX 3.....	171

Tabla 4.21. Propiedades de las Rocas, OFIM CNX 3.....	172
Tabla 4.22. Histórico de Producción y Presión, Mbal, OFIM CNX 3.....	173
Tabla 4.24. Plan de Explotación. Pozo CI-28.....	184
Tabla 4.25. Plan de Explotación. Pozo CI-46.....	186
Tabla 4.26. Plan de Explotación. Pozo CI-63.....	188
Tabla 4.27. Plan de Explotación. Pozo CI-219.....	190
Tabla 4.28. Plan de Explotación. Pozo CO-1.....	191
Tabla 4.29. Indicadores Económicos, Pozo CI-28.....	192
Tabla 4.30. Indicadores Económicos, Pozo CI-46.....	194

RESUMEN

Los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal, constituye un proyecto activo con grandes oportunidades para la extracción de hidrocarburos en el oriente del país. Lo que se planteó con este estudio fue caracterizar estos 2 yacimientos, en todas las áreas a través de un análisis convencional de yacimientos.

La metodología planteada en su primera etapa se basó en generar mapas de isopropiedades que permitieran realizar un análisis petrofísico, luego se validó la información de PVT existente en el área, se interpretó el comportamiento de presiones con el estudio de las pruebas BHPBHT y RFT/MDT, se realizó un análisis de los datos de pozos, historia de producción, inyección y declinación de los yacimientos, posteriormente se aplicó balance de materiales usando como herramienta Mbal para verificar el POES reportado y conocer los principales mecanismos de producción, y por último, se generó un plan de explotación sustentado con una evaluación económica para drenar las reservas remanentes de los yacimientos en estudio.

Finalmente se ratificó que el yacimiento, tiene un crudo Extrapesado, que inicialmente se encontraba subsaturado, con un POES estimado según Mbal de 3217 MMBls para el yacimiento OFIM CN 42 y 2000 MMBls, por lo tanto se propuso un plan de explotación en el cual se integran 6 nuevos pozos para el drenaje de las reservas del yacimiento, ratificando este proyecto en una evaluación económica con horizonte óptimo de producción.

CAPÍTULO I.

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

PDVSA, División Oriente, Gerencia de Exploración y Producción, es una empresa dedicada a construir planes que permitan aumentar la producción de los yacimientos y mejorar la recuperación de reservas, así como también proponer nuevos escenarios de explotación; con la finalidad de asegurar el desarrollo y la estabilidad del negocio, el cual genera al país los recursos económicos que este necesita. Es por ello, que la Unidad de Estudios integrados Pesado y extrapesado Cerro Negro, Distrito Morichal, tiene la tarea de mantener una búsqueda constante de nuevas técnicas que conlleven a la eficiencia en la creación de modelos estáticos y dinámicos de los diferentes yacimientos.

El Campo Cerro Negro se localiza en la zona Centro-Sur del Estado Monagas y Sur-Este del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela. Este campo se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente pertenece al Área Carabobo y tiene una extensión de 124 Km², el cual esta subdividido por tres Áreas (M-19, O-16 y J-20). Dentro del Área Carabobo cuya extensión es de 7100 Km², la localidad de Extrapesado Morichal, Campo Cerro Negro, representa una de las zonas más prospectivas de la Faja del Orinoco con arenas de gran espesor y buenas propiedades petrofísicas, con una superficie aproximada de 270 Km², y dos (2) de sus Yacimientos (OFIM CN 42, OFIM CNX 3) poseen un total de 207 y 59 pozos respectivamente.

Para la aplicación de todos aquellos Análisis Convencionales de Yacimientos se seleccionaron los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, situados en el Campo

Cerro Negro, debido a que estos poseen grandes reservas de Crudo Pesado y Extrapesado con gravedad API entre 7-18°, que se desean desarrollar de la manera más óptima posible, razón lo cual se debe caracterizar eficientemente los dos yacimientos en estudio. Para llevarlo a cabo se requiere de un Análisis Petrofísico, de Histórico de Producción y de Presiones; Validación de los Fluidos mediante el PVT; y la realización de un Balance de Materiales, con la finalidad de entender el comportamiento energético de los yacimientos.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Elaborar análisis convencionales de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, ubicados en el Campo Cerro Negro, del Distrito Morichal, para futuros planes de explotación.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Realizar análisis Petrofísico de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX3.
2. Validar la Distribución de los Fluidos en los Miembros Morichal y Jobo de los dos yacimientos en estudio, pertenecientes al Campo Cerro Negro, a través de un PVT.
3. Interpretar el comportamiento de Presiones del Área en Estudio.
4. Efectuar validación y análisis del Histórico de Producción.
5. Aplicar Balance de Materiales para la caracterización de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, del Campo Cerro Negro.
6. Diseñar un Nuevo Plan de Explotación para el área de interés, sustentado con un análisis Económico.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación

Salas, aplicó la técnica de Balance de Materiales en el Campo Cerro Negro, para lo cual fue necesario recopilar información referente a presiones promedio por año, análisis PVT, datos petrofísicos, permeabilidad relativas e historia de producción para posteriormente ser validados e introducidos en la herramienta Mbal. De acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene que el 80% de la energía del yacimiento viene dado por el gas en solución y en cuanto al POES dinámico calculado por Mbal el mismo se estimó en 10573 MMBN, del cual 8123 MMBN está al asociado a las áreas O-16 y J-20, y el resto corresponde al área M-19, de reciente explotación (año 2000). [1]

Salas, y Ortiz, generaron un modelo de Distribución de Fluidos, que permitiera establecer los límites de los yacimientos y en consecuencia tener un conocimiento más sólido de los mismos, observar el desplazamiento de los fluidos y su distribución areal en el campo, con base de la información de los análisis especiales de núcleos recientemente muestreados y que servirá de insumo en la construcción del modelo de simulación; lo que será de gran utilidad para las estimaciones de reservas. [2]

Figueroa, y Perfecto, efectuaron una integración de los resultados de diferentes disciplinas geológicas y petrofísicas (Estratigrafía, sedimentología, petrofísica y micropaleontología) del Miembro Morichal del área M-19 y se extrapola la información mediante correlaciones litoestratigráficas hacia las áreas O-16 y J-20 del campo Cerro Negro, a fin de generar un marco geológico referencial que permitirá elaborar un Modelo Estático con la distribución tridimensional de los yacimientos de

hidrocarburos, con el propósito de evaluar la factibilidad de generar nuevas propuestas exploratorias en el área. [3]

Fleitas, y Colaboradores, uniformizaron la correlación estratigráfica del Área BITOR, estableciendo un modelo sedimentario tomando en cuenta el conocimiento que se tiene de la geología regional del Sector Cerro Negro (hasta Abril de 1996). [4]

2.2. Ubicación y Geología del Área

2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país, con una longitud de 800 Km. de extensión aproximadamente en dirección oeste-este y 200 Km. de ancho de norte a sur, a través de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y sur de Trinidad. Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco, y al oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao.

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Su superficie abarca 164.000 Km² y 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte del Escudo de Guayana como limite sur. La cuenca

actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el norte, y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria. [5]

2.2.1.1. Geología Histórica

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela es relativamente simple, por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamientos y hundimientos de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. (Figura 2.1).



Figura 2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

Aunque la Cuenca Oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno tardío, ni alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno temprano (aproximadamente 20 M.a.). El cuadro tectónico en la región del Estado Monagas se postula con levantamientos espasmódicos y empujes recurrentes en el tiempo y espacio, todos con fuertes componentes norte-sur. [5]

2.2.1.2. Modelo Tectónico Actual

En la actualidad el modelo tectónico de la cuenca evidencia una complejidad tectónica, destacándose fallamientos como el de Úrica y Anaco, la Falla Furrial-Carito, el Domo de Tonoro y el Corrimiento de Pirital (Bloque Alóctono) que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión, se divide en tres bloques estructurales:

- ❖ Bloque Alóctono: que aflora en la Serranía del Interior y cuyo límite sur es el Corrimiento de Pirital, observándose pliegues concéntricos de gran escala además de marcar el acuñaamiento del cinturón plegado, alcanzando la superficie. Este corrimiento posee un desplazamiento horizontal estimado de 20 a 30 Km. y un desplazamiento de 4 a 5 Km. (Di Croce, 1995).
- ❖ Bloque Parautóctono: está constituido por el alineamiento Tejero-Furrial, corresponde a una zona de transición representada por un conjunto de escamas o imbricaciones frontales y corrimientos que se horizontalizan en profundidad y a los cuales están asociados las grandes acumulaciones de petróleo en el norte de Monagas y donde las estructuras principales son fallas de corrimiento que no llegan a la superficie y cuya terminación está asociada con volcanes de lodo que deforman los sedimentos en el Mioceno tardío.
- ❖ Bloque Autóctono: se encuentra en el flanco sur de la cuenca o provincia extensiva, donde predominan las fallas normales de rumbo oeste-este.

Dentro de este modelo, el Campo Santa Bárbara-Piritral pertenece junto a los campos Furrial y Carito a un tren o lineamiento de anticlinales, a lo largo de la cuña de la cuenca alóctona que posee el cabalgamiento más profundo, llamado la Falla Jusepín-Quiriquire (Lilliu, 1990). [5]

2.2.1.3. Proceso Evolutivo Sedimentario

El proceso evolutivo sedimentario de la Cuenca Oriental de Venezuela se sitúa desde el Devono- Carbonífero (González de Juana et al., 1980), hace unos 350 millones de años. Durante este período se reconocen tres períodos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico medio- tardío y tardío, el segundo comienza en el Cretácico medio y se hace regresivo durante el Terciario temprano, y el tercero, se desarrolló durante el Terciario tardío y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. Ellos tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente pleniplanadas. [5]

2.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco

La acumulación de hidrocarburos pesados y extra pesados, se ubican principalmente en 281 cuencas distribuidas en todo el planeta, siendo la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, la que ocupa el primer lugar, con un 30% de recursos mundiales de este tipo de hidrocarburos, mientras que Canadá ocupa el segundo lugar con un 27% de los recursos.

Podemos decir entonces, que la Faja Petrolífera del Orinoco, es la reserva de petróleo pesado y extra pesado más grande del mundo. Esta se encuentra localizada al

norte del río Orinoco, ocupando la zona sur de la cuenca Oriental de Venezuela, con un área aproximada entre 40000 y 50000 Km².

Exploración y Producción División Faja del Orinoco tiene un área geográfica de 55 mil kilómetros cuadrados, abarca las Áreas Carabobo, Ayacucho, Boyacá y Junín, y está ubicada en los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. Está integrada por los Distrito Morichal, localidad donde se realizó el pase satelital; Distrito San Tomé y Distrito Cabrutica. Tiene una producción real de 517 mil 500 barriles diarios; una producción plan anual de 523 mil 300 barriles diarios y reservas probadas estimadas en 5 mil 650 millones de barriles.

La Faja Petrolífera del Orinoco contiene alrededor de 1360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES), y como reservas primarias se estiman 235.000 millones de barriles de petróleo, reservas que estan actualmente en cuantificación y certificación. La porción de la Faja del Orinoco explorada en estos momentos está conformada por cuatro campos (figura 2.2):

- ❖ **Campo Carabobo** con reservas de 227.000 millones de barriles.
- ❖ **Campo Boyacá** con 489.000 millones de barriles.
- ❖ **Campo Junín** con 557.000 millones de barriles.
- ❖ **Campo Ayacucho** con 87.000 millones de barriles.

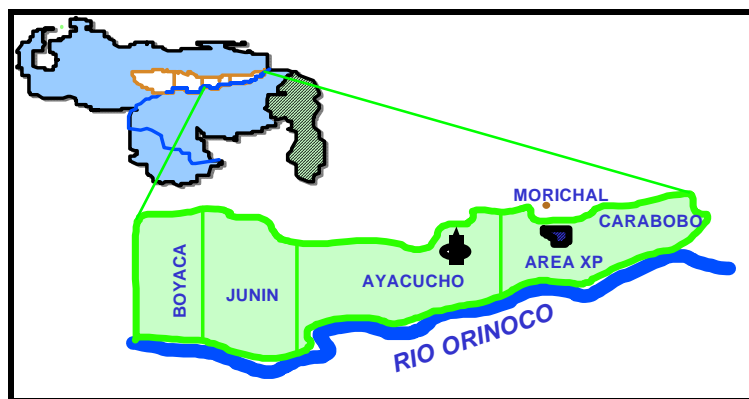


Figura 2.2. Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela

El primer campo en probar suerte con la producción en masa de la FPO fue Zuata (Petrozuata), hoy llamado Junín, quien a partir de 1997, inicio el estudio de sus áreas observando que el campo se compone de extensos depósitos de fluviales, que formaron cuerpos de areniscas continuos y bien conectados, con espesores de 50 pies en promedio, y canales de varios Km. de extensión. Cada pozo perforado en Zuata, poseía entre 1200 y 1500 m de sección horizontal, con el fin de atravesar gran parte del canal, además estaban equipados con una BCP o una BES, para llevar el crudo hasta la superficie

Al llegar el crudo a superficie y luego de pasar por los separadores, se procede a inyectar un diluyente de Nafta o petróleo liviano de unos 47 API, con el propósito de reducir la viscosidad, disminuir la deshidratación y obtener una mezcla de unos 16 API, para luego ser enviado a unas instalaciones de mejoramiento de crudo.

Con la perforación de pozos horizontales en Zuata, se esperaba producir entre 1200 y 1500 Bbl /día, pero la producción promedio alcanzó unos 800 Bbl/día, dando indicios de que algo estaba sucediendo. El problema fue resuelto por el análisis de registros eléctricos, los cuales mostraron que los pozos horizontales, en ocasiones penetraban areniscas intercaladas con limonitas, es decir, yacimientos delgados con poco volumen de petróleo, dando indicios de una geología más complicada. [6]

2.2.2.1. Características de la Faja Petrolífera del Orinoco

Los estudios hasta ahora realizados indican que dicha faja posee inmensas reservas, sobre todo de petróleos pesados, y que constituyen una de las áreas petroleras potenciales más ricas del mundo.

- ❖ Las reservas se estiman para unos 700.000 millones de barriles.

- ❖ En las perforaciones de pozos que hasta el presente se han realizado, se podría extraer, con tecnología actual, unos 100.000 millones, o sea, el 10% y con los progresos futuros podría llegar entre unos 20% y 25%.
- ❖ La condición del petróleo pesado y extrapesado dificulta su extracción, transporte y refinación, esto incide directamente en los costos de explotación y procesamiento industrial; sin embargo, como consecuencia del vertiginoso aumento del precio del petróleo, hoy su explotación e industrialización se hace cada vez más rentable.
- ❖ La rentabilidad de su explotación e industrialización es precisamente lo que ha hecho que el estado venezolano haya vuelto la cara hacia la Faja y puesto mucho interés en su estudio a partir de 1979. [6]

2.2.3. Campo Cerro Negro

El Campo Cerro Negro esta ubicado Centro-Sur del Estado Monagas y Sur-Este del Estado Anzoátegui, y posee grandes reservas de Petróleo Pesado y Extrapesado. Este Campo se localiza en la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente pertenece al bloque Carabobo y tiene un área de 124 Km² y está subdividido por tres áreas (M-19, O-16 Y J-20).

Área O-16

La explotación del área O-16, se inició a comienzos de los años 80 mediante la perforación de pozos verticales. A medida que transcurría el tiempo y avanzaba la tecnología se comenzaron a perforar pozos desviados e inclinados, los cuales fueron direccionados desde macollas para luego ser sometidos a inyección alterna de vapor hasta el año 1995, cuando se continuó con el desarrollo del campo mediante la perforación de pozos horizontales en frío (1990) y multilaterales (2001).

Área M-19

El área M-19, actualmente en desarrollo se comenzó a explotar en el año 2000, bajo el esquema de pozos horizontales en arreglos de macolla y dispone de 80 Km² de sísmica 3D, la cual fue adquirida durante el año 1996, y la misma fue reinterpretada durante el año 2005, dando como resultado el modelo estructural que actualmente es utilizado en el proceso de caracterización del área.

Área J-20

El área J-20 inició su fase de explotación a comienzos del año 1980 mediante la perforación de pozos exploratorios y en el año 2000 con pozos construidos a partir de arreglos de macollas en superficie; hasta el presente, se continúa con el desarrollo del campo mediante la perforación de pozos horizontales.

El Campo Cerro Negro, está conformado por un total de 4 yacimientos asociados al Miembro Jobo, los cuales no se encuentran actualmente en producción OFIM CN 42, OFIM CNX 24, OFIM CNX 9 y OFIM CNX 3.

Los dos miembros de interés para el estudio que se desea realizar son:

- ❖ Miembro Morichal: contiene arenas básicas de la formación Oficina. Son arenas masivas, las cuales almacenan el mayor potencial petrolífero de Cerro Negro. Generalmente son arenas cuarzosas de color marrón, de grano medio subangular, con escogimiento pobre y depositado en un ambiente Fluvio-Deltaico. En es sector Oeste donde se profundiza la Cuenca, el espesor del miembro Morichal es mayor, pero los desarrollos de arena son escasos.
- ❖ Miembro Jobo: se conocía anteriormente como grupo en los campos de Norte, donde es buen productor de petróleo de 14 grados API. Este miembro al igual

que Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra en alto de Uverito. [7]

2.3. Resumen de Conocimientos Previos

2.3.1. Ingeniería de Yacimiento

La ingeniería de yacimiento, es la parte de la ingeniería de petróleo dedicada a estudiar los hechos, información y conocimiento con la finalidad de controlar las operaciones para obtener la máxima recuperación de un yacimiento a un costo mínimo. Puede definirse como la aplicación de los principios científicos a los problemas que surgen durante el desarrollo y la producción de los yacimientos de petróleo y gas. [8]

2.3.2. Estudios Integrados

La integración de información mediante sistemas dentro de los diferentes estudios y disciplinas, se conoce como estudios integrados; donde el aporte de conocimientos y experiencias de profesionales de diferentes áreas de trabajo tales como: geología, geofísica, petrofísica, ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción trabajan en equipo con la finalidad de obtener una estrategia óptima de explotación de un yacimiento disminuyendo los costos operacionales.

El estudio integrado de un yacimiento consiste en la caracterización y simulación de yacimientos generando los modelos estático y dinámico mediante la interpretación e integración de la geociencia e ingeniería de yacimientos las cuales permitirán la predicción del comportamiento de producción y presión del yacimiento. [8]

2.3.2.1 Modelo Estático de Yacimiento

El modelo estático de yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos (datos de presión, producción, pruebas de presión), permiten definir con mayor claridad el yacimiento.

La caracterización de yacimientos (descripción de las propiedades del sistema, roca-fluido) es una tarea compleja, en las que intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, producción, etc. Si tomamos en cuenta la integración de equipos, los avances realizados en visualización, la generación de nuevas técnicas de análisis e interpretación en las diferentes disciplina, la posibilidad de manejar mayores volúmenes de datos así como la incorporación de una serie de técnicas geoestadísticas para la integración de información de diferentes fuentes y escalas y diferentes grados de incertidumbres (núcleos, registro, sísmica, pruebas de pozos y datos de producción), se observa que la realización de estudios integrados ha evolucionados a grandes pasos, abriendo nuevos horizontes que permiten desarrollar procedimientos y estudios cada vez más sofisticados, los cuales han permitido obtener una mejor comprensión del sistema roca-fluido. [8]

El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos son los siguientes

2.3.2.1.1. Modelo Estructural

Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. La construcción de secciones estructurales a partir de perfiles de pozos nos indica:

- ❖ Ubicación de un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar).
- ❖ Interpretación de la estructura actual (buzamiento, pliegues, fallas).
- ❖ Identificación de trampas potenciales de hidrocarburos.

Este modelo se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, los lentes que los conforman, además definir orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar y general planos de fallas, mapas estructurales. [8]

2.3.2.1.2. Modelo Estratigráfico

El objetivo de hacer secciones estratigráficas, es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos.

Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos, este modelo define la arquitectura interna del yacimiento. Para realizarlo se correlacionan los reflectores intrayacimiento de los lentes que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo y análisis de estratigrafía secuencial. [8]

2.3.2.2. Modelo Petrofísico

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio analizando sus núcleos.

Una interpretación petrofísica de las rocas está basada en la aplicación de un método adecuado, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que relacionan las características de la formación con algunos factores obtenidos de registros de pozos, pueden obtenerse ciertas informaciones como: arcillosidad, porosidad efectiva, intervalos permeables, espesor de arena neta, profundidades de los intervalos de interés y localización de los contactos entre fluidos. Los principales parámetros físicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico son: saturación de agua e hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor de la capa permeable. [8]

2.3.2.3. Modelo de fluidos

En esta fase del estudio integrado de yacimientos se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de hidrocarburos en sitio. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades P.V.T, el análisis de las permeabilidades relativas, de las presiones capilares, la determinación de los contactos iniciales de fluidos y el cálculo de P.O.E.S. /G.O.E.S. /C.O.E.S. y reservas. [8]

2.3.3. Definición de yacimiento

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráficos o la combinación de ambos. Estas acumulaciones se presentan en formaciones porosas y permeables constituidas principalmente por arenas, areniscas, calizas o dolomitas.[9]

2.3.4. Comportamiento Del Yacimiento

El comportamiento de un yacimiento es caracterizado mediante ciertos elementos o parámetros, los cuales, son clasificados como sigue:

- ❖ Elementos esenciales o fundamentales:
 - ❖ Presión.
 - ❖ Relación gas-petróleo (RGP).
 - ❖ Índice de productividad (IP).
- ❖ Elementos derivados:
 - ❖ Tasa de producción o tasa de recobro.
 - ❖ Producción acumulada de fluidos.
 - ❖ Recobro final.
 - ❖ Reservas (uno de los elementos más importantes). [9]

2.3.5. Clasificación de los Yacimientos

2.3.5.1. 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:

- ❖ Trampas Estructurales: Es consecuencia directa de las formaciones producidas por las fuerzas subterráneas y la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre este tipo se encuentran los pliegues y las fallas.
- ❖ Trampas estratigráficas: Son aquellas en el que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que

ocurre a lo largo de un estrato o de una formación, su presencia esta relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos. [9]

2.3.5.2. Clasificación Según el Diagrama de Fases

- ❖ Yacimientos de Petróleo: Sus condiciones iniciales de presión y temperatura caen en la región líquida de una sola fase, el yacimiento es conocido como sub-saturado y al bajar la presión el fluido retiene todo el gas en solución hasta que llega al punto de burbujeo a partir del cual comienza la liberación de gas.
- ❖ Yacimiento de Gas Seco: Se caracterizan porque su temperatura es mucho mayor que la temperatura crítica y no ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción.
- ❖ Yacimiento de Gas Húmedo: Presenta características similares a las del caso anterior solo que aquí durante la producción puede condensarse cierto porcentaje de gas al alcanzarse la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura.
- ❖ Yacimiento de Gas Condensado: Son aquellos cuya temperatura esta entre la crítica y la cricondentermica, prevalecen las condiciones bifásicas. [9]

2.3.6. Clasificación de los mecanismos de producción de los yacimientos según el tipo de empuje

2.3.6.1. Empuje por Expansión del Sistema Roca – Fluido

Dadas las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, cualquier reducción de la presión causará una expansión de los fluidos en el mismo y una reducción del volumen poroso. Este mecanismo está presente en todos los

yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos subsaturados) y, por tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida. [9]

2.3.6.2. Empuje Hidráulico

La presencia del agua durante el proceso de formación de las rocas que almacenan hidrocarburos, permite identificar la expansión del agua como mecanismo de empuje. Este mecanismo de empuje debe ser considerado cuando exista, asociada a la zona de petróleo, una porción de roca con una alta saturación de agua. Esta porción del yacimiento recibe el nombre de acuífero. A medida que transcurre la explotación del yacimiento y su presión se va reduciendo, al igual que todos los otros fluidos, el agua presente en el acuífero se ira expandiendo. Esta expansión del agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción. Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el agua-petróleo del acuífero se agote, (figura 2.3). [9]

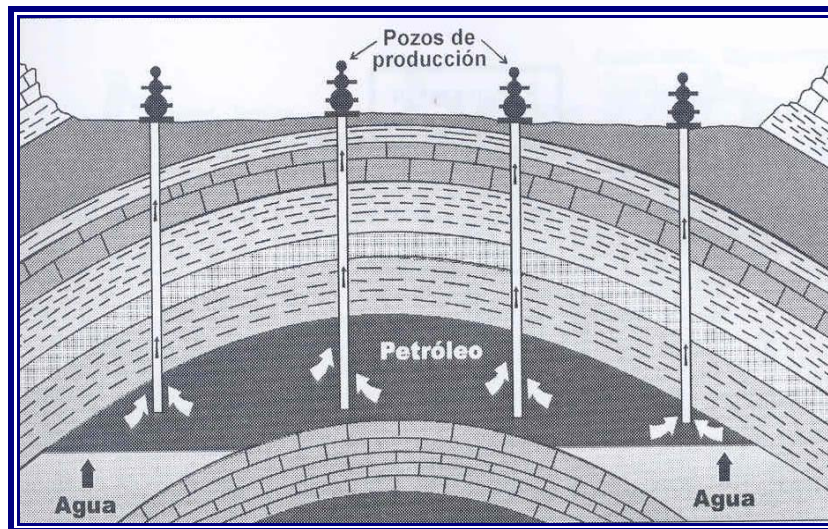


Figura. 2.3. Desplazamiento Hidráulico.

2.3.6.3. Empuje por Gas en Solución

Debido a las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, los componentes livianos de los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa y se mantiene en la zona de hidrocarburos líquidos lo cual produce el empuje por gas en solución. Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. Está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbujeo, (yacimiento saturado). Debido a esta condición, a medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos (gas) presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa. De esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase, lo cual contribuye a su empuje hacia los pozos, (figura 2.4). [9]

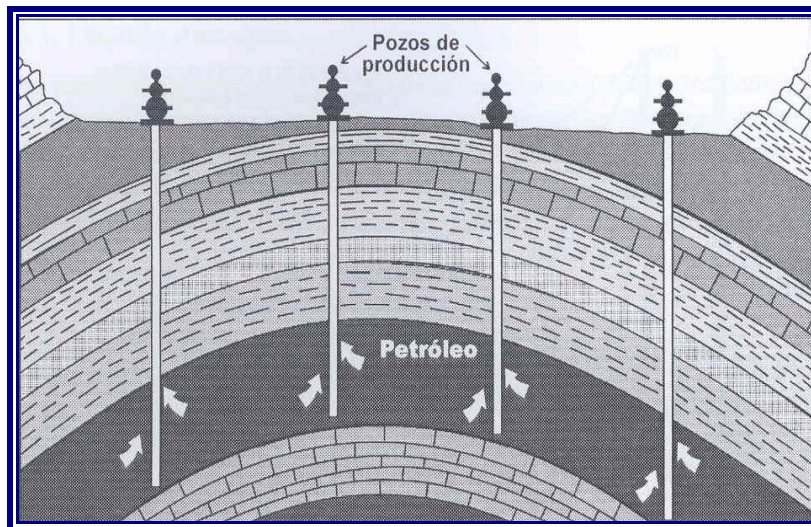


Figura. 2.4. Desplazamiento por gas en solución

2.3.6.4. Empuje por Capa de Gas

En el empuje por capa de gas, los componentes livianos de los hidrocarburos que pasan a la fase gaseosa se desplazan hacia la parte alta del yacimiento lo cual conforma una zona de alta saturación de gas o capa de gas. Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentren sometidos a presiones menores que la de burbuja, (yacimientos saturados). En este caso, los componentes livianos de los hidrocarburos (gas) se irán separando de la fase líquida y todas o buena parte de ellos migrarán, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura, (Figura 2.5). [9]

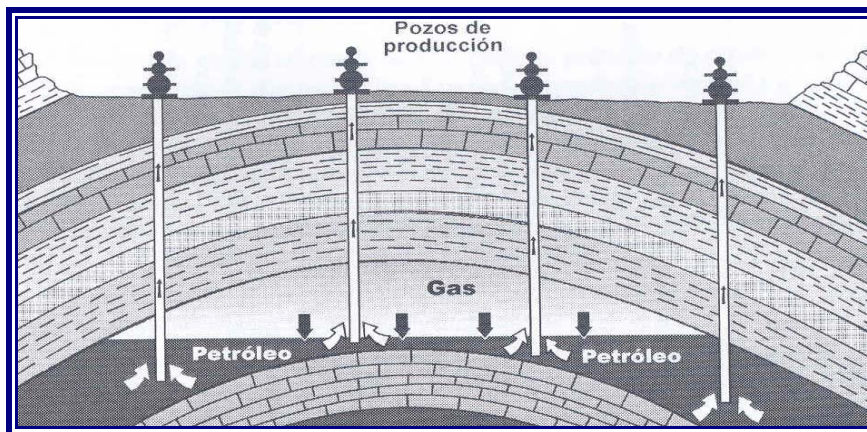


Figura 2.5. Desplazamiento por expansión de la capa de gas

2.3.6.5. Empuje por Gravedad

Se origina cuando los yacimientos presentan un alto grado de inclinación. Este tipo de empuje es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones

de diferencia de densidad. Este tipo de yacimientos es frecuente, con el desarrollo de la explotación, la formación de una capa de gas secundaria. [9]

2.3.6.6. Empuje por Compactación

Mecanismo a través del cual la roca y los fluidos se expanden al liberarse de la presión confinante original. Este mecanismo participa en un tiempo relativamente corto a partir del momento en que se perfora y se pone a producir el pozo. [9]

2.3.6.7. Empuje Combinado

Los mismos mecanismos de producción en la mayoría de los yacimientos son una combinación de los mencionados anteriormente. Estos mecanismos pueden estar activos en forma simultánea o en forma secuencial siendo importante su determinación para la optimización de la explotación del yacimiento. [9]

2.3.6.8. Método De Levantamiento Artificial

Cuando la energía natural de un yacimiento ya no es suficiente para levantar la columna de fluido desde el fondo de un determinado pozo hasta la superficie, se deben emplear métodos alternativos que permitan extraer dichos fluidos. En la selección de un método de levantamiento artificial privan una serie de criterios que deben ser considerados previamente. Entre los más importantes se pueden señalar los siguientes:

- ❖ Productividad del pozo.
- ❖ Profundidad de la arena productora.
- ❖ Tipos de fluidos presentes en el yacimiento.
- ❖ Temperatura de los fluidos en el fondo del pozo.

- ❖ Costo de los equipos y costos de mantenimiento.

Se ha demostrado que los principales factores que disminuyen la producción de un pozo son:

- ❖ Sistema mecánico ineficiente.
- ❖ Baja permeabilidad del yacimiento.
- ❖ Restricciones alrededor del pozo debido a daños o pseudo-daños.

Si el sistema mecánico en el levantamiento esta trabajando ineficientemente, se observara una alta presión en el fondo del pozo (alto nivel de fluido en el pozo de bombeo) lo cual aunado a bajas tasas de producción nos indicara que habrá que revisar el diseño del equipo. Cuando el yacimiento es de baja permeabilidad y no se detecta la presencia del daño, este no será candidato a una estimulación matricial, sino posiblemente a un fracturamiento. [9]

2.3.7. Clasificación de los métodos de producción de los yacimientos

2.3.7.1. Bombeo Mecánico

Consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que es abastecida con energía producida a través de una sarta de cabillas. La energía es suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna colocada en la superficie. Tiene su mayor aplicación mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se utiliza en la producción de crudos medianos y livianos. Los componentes que conforman el sistema de bombeo mecánico se dividen en 2 categorías: equipo de superficie y equipo de subsuelo.

La unidad de bombeo, en su movimiento, tiene dos puntos muy bien definidos: muerte superior y muerte inferior. Cuando el balancín esta en el punto muerto inferior, las válvulas fija y viajera se hallan cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el efecto de succión del pistón permite la apertura de la válvula fija; el fluido pasa del pozo hacia el interior de la bomba. Al mismo tiempo, la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente. El fluido continúa llenando la bomba hasta que el pistón llega al punto muerto superior. La válvula fija cierra y comienza la carrera descendente, el pistón se mueve hacia abajo y produce un efecto de compresión. Cuando la presión interna es superior a la que existe sobre la válvula viajera, esta se abre y el fluido es trasferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite el ciclo de bombeo, como se muestra en la figura 2.6. [9]

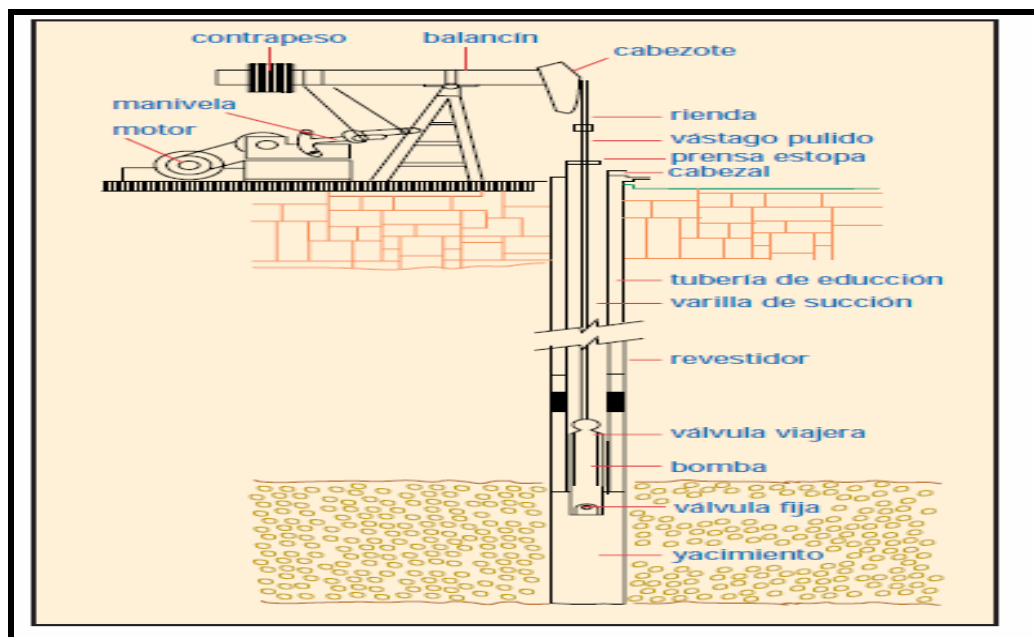


Figura 2.6. Esquema del mecanismo y partes del Bombeo Mecánico tipo Balancín

2.3.7.2. Bombeo Electrosumergible

Es considerado un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo. El método consiste en una señal eléctrica emitida desde el transformador en superficie que viaja a lo largo del sistema hasta llegar al motor el cual es accionado por esta señal y comienza a rotar activando el mecanismo de la bomba centrífuga permitiendo la succión del petróleo previamente separado del gas (a través de un separador) hasta la superficie, (Figura 2.7). [9]

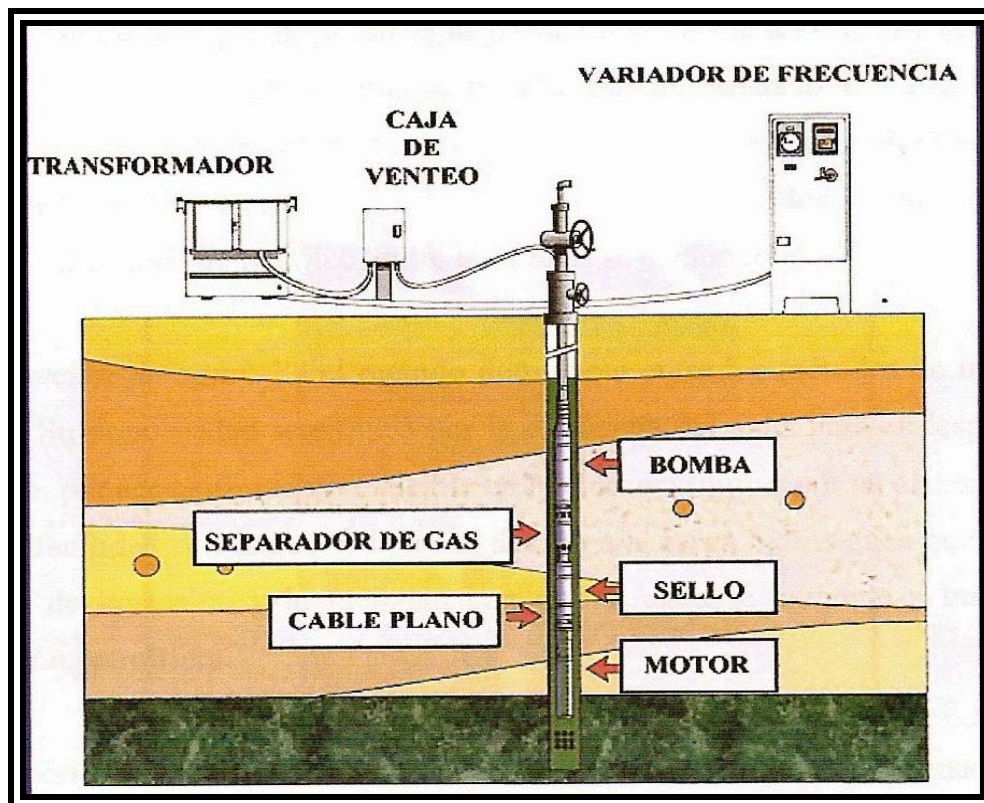


Figura 2.7. Bombeo Electro sumergible (Fuente: Márquez, 2000)

2.3.7.3. Bombeo de Cavidad Progresiva

La Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) se fundamenta en el principio del capsulismo, que consiste en el aislamiento de un cierto y determinado volumen de fluido y su posterior desplazamiento desde una zona de baja presión a una zona de alta presión (succión-descarga). El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de cabillas la cual se encuentra conectada al rotor. El estator es el componente estático de la bomba de subsuelo y está conformado por un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero.

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau, la BCP utiliza un rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro del estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba de subsuelo, hasta su descarga (figura 2.8). [9]

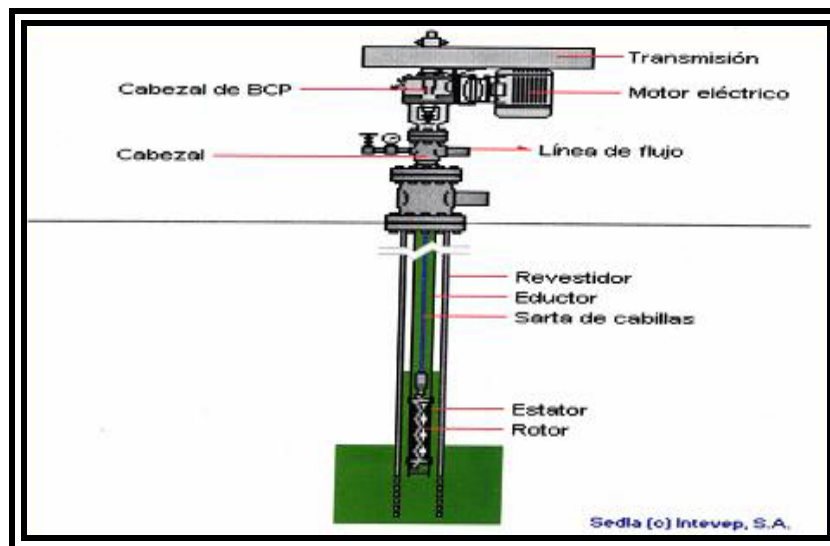


Figura 2.8. Bombeo por cavidades progresivas

2.3.7.4. Levantamiento Artificial por gas

El levantamiento artificial por gas es un método de producción el cual consiste en inyectar gas a alta presión en la columna de fluido del pozo. El proceso comienza cuando todas las válvulas (operadas por presión de gas) están abiertas y cubiertas de fluido de carga. La inyección de gas se inicia en forma lenta para transferir gradualmente la presión del sistema en el nivel del pozo (presión de arranque) hacia el anular como se cita en la figura 2.9. [9]

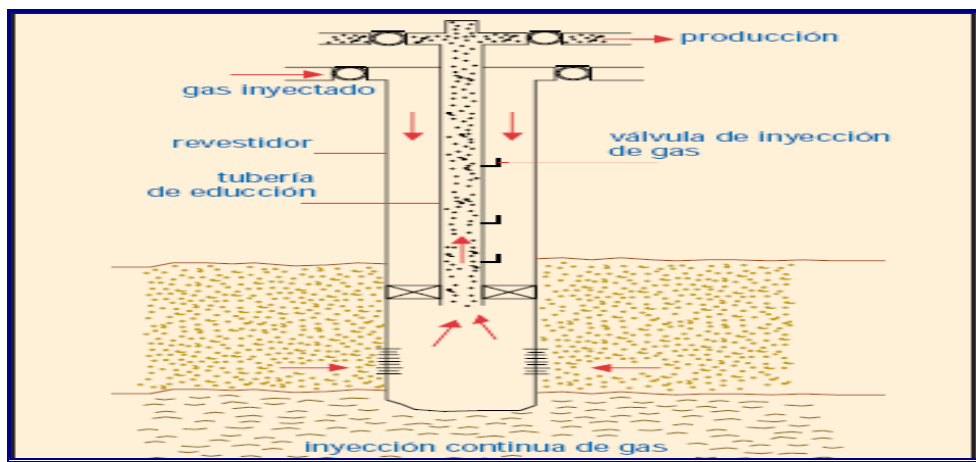


Figura 2.9. Levantamiento artificial por gas (LAG)

2.3.8. Propiedades Básicas de las Rocas y los Fluidos

La ingeniería de yacimientos tiene como función cuantificar el contenido de hidrocarburos, además de determinar la forma más eficiente, desde el punto de vista técnico-económico, de extraer la mayor cantidad posible de hidrocarburos de los yacimientos. [10]

2.3.8.1. Propiedades de las Rocas

Para lograr cuantificar el contenido de hidrocarburo presente en el yacimiento, es necesario determinar propiedades de la roca que integra al mismo, y que intervienen de una forma u otra en la acumulación y recobro de dichos hidrocarburos. [10]

2.3.8.1.1. Porosidad (ϕ)

La porosidad es la fracción del volumen total de la roca no ocupada por material sólido. Este espacio es el porcentaje del volumen total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Es la característica física más conocida de un yacimiento, determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. Generalmente en los yacimientos la porosidad se encuentra en un rango de 5 a 35 %, pero la mayoría está entre 10 y 20 %. Cuando se trata de una porosidad menor a un 5 % se considera no comercial y en caso de ser mayor a 35 % son extremadamente raras. La porosidad se clasifica en dos tipos:

La **porosidad primaria** es aquella que se origina en el momento de depositación de los estratos. Los factores que afectan la porosidad primaria son: el empaquetamiento, selección, cemento, angularidad/redondez y compactación.

La selección se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas. Una roca bien seleccionada es aquella compuesta por partículas con tamaño y forma uniforme, en tanto que una roca pobremente seleccionada es aquella compuesta por partículas con tamaño y forma variable. El cemento es una sustancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas. Muy a menudo este cemento está compuesto de sílice, carbonato de calcio, arcilla y otros minerales. Es obvio que una roca bien

cementada tiene una porosidad menor que aquella mal cementada. La angularidad y redondez de los granos junto con el empaquetamiento y selección, afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como al relleno de los espacios vacíos. La compactación es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas, debido de la presión de las rocas suprayacentes. Es lógico que con el tiempo la sobrecarga reduzca la porosidad. Sin embargo se puede decir que la porosidad disminuye con el aumento en la profundidad o en la edad de la roca.

La **porosidad secundaria** es muy importante y es consecuencia de agentes geológicos tales como la lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación. Por ejemplo cuando ocurre la disolución de la caliza o dolomitas por aguas subterráneas es un proceso de disolución que produce cavidades o cavernas. Debido a su fragilidad así como a la composición química, los carbonatos son ejemplo excelente de la porosidad secundaria. En rocas productivas calcáreas los poros pueden ser bastante grandes. Sin embargo, cuando se obtiene un promedio, la porosidad en rocas calcáreas es inferior a la de las areniscas. Por otro lado, las dolomitas normalmente presentan una porosidad elevada debido a la disminución del volumen de roca por la transformación de calcita en dolomitas. [10]

2.3.8.1.2. Permeabilidad (K)

Es la facilidad con que la roca permite que se muevan los fluidos a través de la red de poros interconectados. Cuando no hay interconexión entre los poros, el paso de los fluidos a través de la roca se encuentra limitado estableciendo una relación directa entre la permeabilidad y la porosidad efectiva. Así como la porosidad es una medida de la capacidad de almacenar fluidos en la roca, la permeabilidad tiene efecto sobre la tasa a la cual los fluidos pueden ser producidos o desplazado de este medio poroso. La unidad básica de la permeabilidad se llama Darcy, se dice que un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido de una sola fase con una

viscosidad de un centipoise y que satura totalmente el medio poroso, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un cm^3 por segundo, por un área transversal de un cm^2 por cm. de longitud y bajo una diferencial de presión de una atmósfera. Según las fases presentes en el medio poroso, se tienen los siguientes tipos de permeabilidad:

Permeabilidad absoluta (k): Es aquella que tiene un medio poroso saturado 100% por una única fase.

Permeabilidad efectiva (kei): Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyan en el medio poroso dos o más fases. Es una función de la saturación del fluido en consideración y su valor siempre es menor que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa (kri): Es la relación que hay entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la absoluta. Depende de la saturación del fluido y siempre es menor a la unidad (ecuación 2.1). [10]

$$Kri = \frac{Kei}{K}$$

Ec. 2.1

Donde:

Kri: Permeabilidad relativa (petróleo, agua, gas).

Kei: Permeabilidad efectiva (petróleo, agua, gas).

K: Permeabilidad absoluta.

2.3.8.1.3. Saturación de Fluidos (S)

La Saturación de un fluido en una roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros con respecto al volumen total de los poros. En un yacimiento de hidrocarburo

se puede encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas. Sin embargo, debido a los efectos de la gravedad, los fluidos se segregan o separan en el yacimiento. Parte de los fluidos del yacimiento no pueden extraerse; esta parte de los fluidos reciben el nombre de saturación residual o irreducible. Al estudiar un intervalo productor, aquella fracción del espacio en los poros que no contiene agua se supone que contiene hidrocarburos. Los fluidos en un yacimiento pueden expresarse matemáticamente mediante la ecuación 2.2. [10]

$$\boxed{S_o = 1 - S_g - S_w} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

S_o : Saturación de petróleo, (fracción).

S_g : Saturación de gas, (fracción).

S_w : Saturación de agua, (fracción).

2.3.8.2. Propiedades de los fluidos

Un yacimiento de hidrocarburos básicamente consiste en un depósito que contiene a esos hidrocarburos almacenados. Se puede afirmarse que los fluidos presentes en un yacimiento son petróleo, gas y agua. A continuación se presenta las propiedades más relevantes de los fluidos presentes en los yacimientos. [10]

2.3.8.2.1. Presión de Burbujeo (P_b)

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo del punto de burbujeo se forman dos fases líquida y gaseosa las cuales se encuentran en equilibrio. [10]

2.3.8.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)

El factor volumétrico del petróleo se designa por el símbolo Bo, y se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más el gas en solución. El factor volumétrico del petróleo se obtiene mediante la ecuación 2.3. [10]

$$B_o = \frac{\text{Volumen de (petróleo + gas disuelto) @ } P_y \text{ } T_y(BY)}{\text{Volumen de petróleo @ CN (BN)}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

2.3.8.2.3. Factor Volumétrico del Gas (Bg)

El factor volumétrico del gas, se designa con el símbolo Bg, se define como el volumen en barriles (ó pies cúbicos) que un pie cúbico normal de gas ocupara como gas libre en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes. El factor volumétrico del gas se obtiene mediante la ecuación 2.4. [10]

$$B_g = \frac{\text{Volumen_de_gas_libre @_P_} T_y(BY)}{\text{Volumen_de_gas_libre @CN(PCN)}} \quad \text{Ec. 2.4}$$

2.3.8.2.4. Factor volumétrico Total (Bt)

El factor volumétrico total ó bifásico, el cual se designa por el símbolo Bt, se define como el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente (inicialmente) en solución. En otras

palabras, incluye el volumen líquido, B_o , más el volumen de la diferencia entre la razón gas-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento. El factor bifásico se obtiene mediante las siguientes ecuaciones 2.5 y 2.6. [10]

$$B_t = \frac{\text{Volumen_de_ (petróleo + gas_disuelto + gas_liberado@Pb)}}{\text{Volumen_de_ petróleo@ CN(BN)}}$$

Ec. 2.5

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) * B_g$$

Ec. 2.6

Donde:

B_o : Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

R_{si} : Razón gas disuelto-petróleo a la P_b , (PCN/BN).

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a la presión de interés, (PCN/BN).

B_g : Factor volumétrico del gas, (PCY/PCN).

2.3.8.2.5. Gas en Solución (R_s)

La relación gas en solución petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, se designa por el símbolo r_s , y se define como los pies cúbicos normales de gas natural (pcn) en solución en un barril normal (BN) de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento. La relación gas en solución petróleo se obtiene mediante la ecuación 2.7. [10]

$$R_s = \frac{\text{Volumen_de_ gas_disuelto@CN(PCN)}}{\text{Volumen_de_ petróleo@ CN(BN)}}$$

Ec.2.7

2.3.8.2.6. Compresibilidad del Petróleo (Co).

La compresibilidad o coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo es el cambio unitario de volumen con variación de presión a temperatura constante, lo cual se representa mediante la siguiente ecuación (2.8) para un yacimiento subsaturado. [10]

$$C_o = \frac{\ln B_{ob} - \ln B_o}{P - P_b}$$

Ec. 2.8

Donde:

Bob: Factor volumétrico en el punto de burbuja, (BY/BN).

Bo: Factor volumétrico a determinada condición de presión, (BY/BN).

Pb: Presión de saturación o burbuja, (lpca).

P: Presión tomada por encima de la presión de burbuja, (lpca).

2.3.8.2.7. Viscosidad del Petróleo (μ)

Se define como viscosidad de fluido a la fricción interna o resistencia ofrecida por el fluido al movimiento relativo de sus partes. Es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez. La viscosidad del petróleo disminuye con aumento de temperatura y con aumento de la razón gas disuelto – petróleo, pero aumenta en presión. Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento de presión debido al efecto del gas que entra en solución. Otro índice de apreciación de la fluidez de los crudos es la gravedad API, que mientras más alta sea indica más fluidez. [10]

2.3.8.2.8. Gravedad API

La densidad, la gravedad específica o los grados API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. [10]

2.3.9 Pruebas Presión Volumen y Temperatura (PVT).

Se llama análisis PVT al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades y su variación con los cambios de presión que sufren los fluidos de un yacimiento de hidrocarburos. Estas pruebas consisten en simular en el laboratorio el agotamiento de presión de un yacimiento volumétrico e isotérmico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión, manteniendo el volumen y la temperatura constantes. Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento se requiere que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original del yacimiento.

Las pruebas de laboratorio se realizan basándose en que dos procesos termodinámicos diferentes ocurren al mismo tiempo:

- ❖ Separación instantánea de los fluidos (petróleo y gas) en la superficie durante la producción.
- ❖ Separación diferencial de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión.

De estas pruebas se obtiene:

- ❖ Temperatura del yacimiento.

- ❖ Gravedad API del crudo.
- ❖ Factor volumétrico de la formación del petróleo en función de la presión $B_o)_p$.
- ❖ Gravedad específica de los gases obtenidos en cada etapa de la liberación diferencial $GE)_p$.
- ❖ Densidad del petróleo en función de presión $\rho_o)_p$.
- ❖ Relación gas petróleo en solución $R_s)_p$.
- ❖ Factor de compresibilidad del gas durante el agotamiento $Z)_p$.

Una prueba PVT típica de crudos de baja volatilidad incluye las siguientes pruebas:

- ❖ Composición de las muestras del fluido en el yacimiento.
- ❖ Prueba de expansión a composición constante.
- ❖ Prueba de liberación diferencial (isotérmica).
- ❖ Prueba de separadores (separación instantánea). [11]

2.3.9.1. Composición del Fluido de Yacimiento

Las técnicas en la determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos incluyen cromatografía y destilación. Las muestras gaseosas son analizadas únicamente por cromatografía desde C_1 hasta el C_{11} . Muchas veces el análisis sólo alcanza hasta el C_6^+ o C_7^+ . [11]

2.3.9.2. Prueba de Expansión a Composición Constante

Es una prueba de liberación instantánea donde la muestra original es sometida a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (igual a la temperatura de la muestra en el yacimiento). El gas liberado se mantiene en contacto

con el crudo. La prueba se realiza en un celda de acero con volumen del orden de ½ litro, la cual resiste alta presión (> 10.000 lpc) y temperaturas (>350 °F). De esta prueba se obtienen las siguientes propiedades del crudo:

- ❖ Presión de burbujeo.
- ❖ Volumen relativo en función de presión.
- ❖ Función “Y”.
- ❖ Compresibilidad del Petróleo. [11]

2.3.9.3. Prueba de Liberación Diferencial

Es un estudio de expansión a composición variable, la cual se realiza en el laboratorio para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión. En el laboratorio se efectúa un proceso diferencial aproximado a través de una serie de separaciones instantáneas a la temperatura del yacimiento. De esta prueba es posible obtener las siguientes propiedades del petróleo y gas:

- ❖ Relación gas-petróleo en solución.
- ❖ Factor volumétrico del petróleo.
- ❖ Factor volumétrico total.
- ❖ Densidad del petróleo.
- ❖ Factor de compresibilidad del gas.
- ❖ Factor volumétrico del gas.
- ❖ Gravedad específica del gas.
- ❖ Gravedad API del crudo Residual. [11]

2.3.9.4. Prueba de Separadores

Son pruebas de liberación instantánea que se realizan en un separador en el laboratorio con el objeto de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (p,t) en superficie sobre las propiedades del crudo (B_o y R_s). Al variar la presión del separador se puede obtener una presión óptima que produzca la mayor cantidad de petróleo en el tanque.

La muestra del crudo saturado a la presión de burbujeo y temperatura del yacimiento es pasada a través de un separador y luego expandida a presión atmosférica. De esta prueba se obtienen, para cada una de las presiones de separador, los siguientes parámetros:

- ❖ Factor Volumétrico del Petróleo a la presión de burbujeo.
- ❖ Relación gas-petróleo en solución a presión de burbujeo.
- ❖ Gravedad API del petróleo de tanque. [11]

2.3.9.5. Prueba de Viscosidad

Se usa un equipo especial para determinar la viscosidad del petróleo con gas en solución a cualquier presión y temperatura. El agotamiento de presión se realiza siguiendo un proceso de liberación diferencial. La variación de la viscosidad del gas con presión se calcula por medio de correlaciones. [11]

2.3.9.6. Validación de Pruebas PVT

Incluye desde la revisión de la representatividad de la muestra hasta la comprobación de la consistencia en los resultados de laboratorio.

Esto incluye las siguientes pruebas:

- ❖ Representatividad de la Muestra.
- ❖ Validación de la prueba de Expansión a Composición Constante.
- ❖ Validación de la prueba de Liberación Diferencial.
- ❖ Verificación de la Densidad.
- ❖ Prueba de Desigualdad. [11]

2.3.9.7. Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio

Cuando la muestra se toma a presiones del yacimiento menores que la de burbujeo, o el pozo produce agua y/o gas libre, la muestra de fluido tomada no representa adecuadamente la composición original de los fluidos del yacimiento. Los procesos de liberación del laboratorio no simulan exactamente el proceso combinado diferencial instantáneo que ocurre en el yacimiento. La extrapolación de los resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado, debido a que pequeños errores en las pruebas producen graves errores en los cálculos balance de materiales, cotejo y predicción de yacimiento. En el muestreo de separador, pequeños errores (5 %) en las tasas de petróleo y gas producen errores en la presión de burbujeo del orden de 150 lpc. [11]

2.3.10. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente. 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. No obstante, cuando se relacionan las reservas con los volúmenes de hidrocarburos producidos se obtiene un indicador del grado de

agotamiento del yacimiento, y de la eficiencia de los mecanismos de empuje activos.
[11]

2.3.11. Factor de Recuperación del Petróleo

Sólo una fracción del volumen total de hidrocarburos presente en el yacimiento (POES), puede ser llevada a superficie, esto debido a fuerzas retentivas de fluidos en el yacimiento (presión capilar). La estimación de este factor es de gran importancia para evaluar la rentabilidad económica de cualquier proyecto, debido a que permitirá calcular el volumen de hidrocarburos recuperables. [11]

2.3.12. Clasificación de la Reservas

Según el grado de certidumbre se clasifican en: probadas, probables y posibles.

2.3.12.1. Reservas Probadas

Cantidad de condensado, petróleo crudo, betumen, gas natural y sustancias asociadas estimadas con razonable certeza, recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible para un momento determinado. La utilización del termino razonable certeza indica un alto grado de certidumbre (mayor al 90%).

Dentro de esta categoría se incluye:

- ❖ Aquellas reservas contenidas en yacimiento con producción comercial o donde se haya realizado con éxito prueba de producción o formación.
- ❖ Las reservas contenida en yacimientos delimitados estructurales y estatigraficamente y/o por contacto de fluidos.

- ❖ Las reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.
- ❖ Los volúmenes producibles de áreas aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos.
- ❖ Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria. (Inyección de gas, de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otro).
- ❖ Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto esta basada en un proyecto piloto con éxito o una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.
- ❖ En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otro que esta produciendo del mismo horizonte. [11]

2.3.12.2. Reservas Probables

Cantidades estimadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica un grado de menor certeza en su recuperación, comparado con el de reservas probadas. En este caso se habla de un 50% de probabilidades de éxito.

Dentro de esta categoría se incluyen:

- ❖ Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.

- ❖ Los volúmenes que podría recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente mas bajo.
- ❖ Los volúmenes que podrían contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separado de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- ❖ Los volúmenes estimados en estudio 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 adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambio de patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal etc.). [11]

2.3.12.3. Reservas Posibles

Cantidades estimadas de condensado, petróleo crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica que su recuperación es factible, pero con un grado menor de certeza al de las Reservas Probables. Deben tener por lo menos un 10% de probabilidades de éxito.

Dentro de esta categoría se incluye:

- ❖ 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 con perfiles de pozo o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- ❖ Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indican la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de las reservas probadas y probables.
- ❖ Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- ❖ Los volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluido indiquen probabilidad de éxito de ser sometido 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, cambio en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal etc.). [11]

2.3.13. Pruebas de Presión

Desde el punto de vista operacional y de campo, una prueba de presión consiste en la adquisición de datos presión, producción así como muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas. La completación del pozo objeto de prueba puede ser temporal ó permanente.

La prueba multi tasa consiste en fluir el pozo a diferentes tasas (lo que se logra cambiando los reductores de pruebas) y se registra la presión de fondo fluyente así como la de cierre durante todo el periodo de duración de la prueba.

El análisis de los datos de presión y tasas, permite obtener el índice de productividad del pozo, así como el valor de la capacidad de flujo de la formación (producto permeabilidad-espesor), el valor de daño asociado con el pozo y la presión actual del área de drenaje involucrada con la producción del pozo. La duración de los periodos de fluencia y cierre se determinan, según diseño previo de la prueba.

Dependiendo de los objetivos específicos de evaluación, tanto el equipo a usar, así como los procedimientos de prueba varían. Por ejemplo, en el caso de pozos productores y provistos de sensores de presión de fondo permanentes, los datos de presión se obtienen en tiempo real, y el análisis de los mismos se realiza a diario. En el caso de pozos exploratorios, las pruebas son por lo general de corta duración. [12]

2.3.13.1. Tipo de Pruebas Según Objetivos de Evaluación

Un resumen de la información relevante de yacimiento y pozo que se deriva de la interpretación de datos de presión y producción obtenidos de las pruebas de presión se presenta a continuación:

- ❖ Presión actual de la capa o conjunto de capas.
- ❖ Permeabilidad efectiva y producto permeabilidad-espesor.
- ❖ Daño de pozo. Conectividad hidráulica entre pozos.
- ❖ Heterogeneidades y límites asociados con el área de drenaje.
- ❖ Estrategias de completación óptima del pozo.
- ❖ Análisis de productividad del pozo (índice de productividad).
- ❖ Comercialidad ó no del pozo.

- ❖ Presión media actual en patrón de inyectores de agua.
- ❖ Evaluación eficiencia de fractura hidráulica.
- ❖ Confirmación o validación de los valores de presión a esperar en el pozo según los resultados de simulador numérico de yacimiento.
- ❖ Confirmación o validación de modelo geológico y sísmico que caracteriza el área de drenaje asociado con el pozo.

Un resumen del tipo de pruebas así como la información derivada de la interpretación de los datos de las mismas, se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Tipos de Pruebas de Presión

Pozo	Tipo de Prueba	Información que se obtiene
Exploratorio	DST (con taladro)	Presión
	Muestreo	Muestra de Fluido para análisis PVT
	Prueba sin taladro	Permeabilidad y daño
	Probador de Formación	Potencial del pozo e índice de productividad
Productor	Restauración, multitasa	Permeabilidad y daño
	Interferencia	Presión actual y promedio
	Sensores de presión permanentes	Tipo de límites asociados con el área de drenaje
	Gradientes de presión	Monitoreo continuo de presión de fondo
Inyector	Inyectividad	Índice de inyectividad por capa
	Fall off	Presión actual del área de inyección Distancia al pozo del frente del banco de agua

La importancia de las pruebas y cuando deben realizarse las mismas, durante la vida del pozo, se resumen a continuación:

Pozo Exploratorio: definir los parámetros del yacimiento y pozo en el área de drenaje investigada y probar comercialidad del pozo (de ser posible).

Pozo Productor: obtener el valor de la presión actual del área de drenaje así como evaluar la eficiencia de flujo del pozo. Determinar los límites del área de drenaje. Probar comunicación hidráulica (interferencia) entre pozos.

El departamento de ingeniería de yacimientos y producción define la frecuencia en que deben hacerse las pruebas en estos pozos.

Pozo Inyector: determinación de los parámetros de yacimiento que caracterizan el área de inyección. El valor de la presión media del área de inyección permite monitorear la eficiencia del proceso de inyección. Caracterización dinámica de los bancos de agua y petróleo.

Al igual que el caso de los pozos productores, el departamento de ingeniería de yacimientos y producción define la frecuencia en que deben hacerse las pruebas. [12]

2.3.13.2. Determinación de los Parámetros de yacimiento y pozo

En muchos casos las pruebas se realizan de acuerdo con determinados objetivos de evaluación (por ejemplo, determinar si el pozo está dañado, debido a caída en su potencial, o determinar cuál es la presión del área de drenaje al momento de realizar la prueba y luego de un acumulado de producción importante), en otros casos como el de los pozos exploratorios las pruebas forman parte del proceso de evaluación

exploratorio, es decir no sabemos sino solo después del cañoneo de la formación, si la misma es productiva o no y de serlo, el análisis de los datos de presión y producción obtenidos de las pruebas, permite confirmar las expectativas de exploración.

Las pruebas de presión se aplican también en pozos que forman parte del proceso de recuperación secundaria, inyectoros de agua por ejemplo. El análisis de los datos de presión registrados en el pozo inyector, durante el periodo de cierre de la inyección (periodo denominado fall off) permite determinar el valor de la presión media del patrón de inyección al momento de realizar la prueba, valor este muy importante y asociado con la eficiencia del barrido de petróleo por agua.

En general las pruebas pueden ser de corta duración (segundos, minutos, horas) o de días o meses como el caso de las pruebas tipo extendidas. Podemos decir que la duración de la prueba tiene su impacto en cuanto a la escala de valides de los parámetros determinados del análisis. Es decir en algunos casos la escala puede ser de unos cuantos pies alrededor del pozo, mientras que en otros puede ser de metros e inclusive abarca toda el área de drenaje del pozo incluyendo los límites de la misma. Dependiendo de los objetivos de evaluación, lo ideal es realizar el diseño de la prueba, con el fin de asegurar el tiempo de duración de la misma, según la escala de investigación requerida.

La metodología básica usada en el análisis de los datos de presión consiste en comparar la respuesta de los datos de presión en función del tiempo adquirido en el pozo o pozos durante la prueba, con la esperada según las soluciones a la ecuación de difusividad, que es la que rige el comportamiento dinámico del flujo de fluidos en el medio poroso con el tiempo, e incorporando efectos asociados con el entorno del pozo y el pozo mismo, como lo son el efecto de almacenamiento de pozo y daño.

En general, los datos de presión que se usan para el análisis son los que provienen debido a cambios en las condiciones del régimen de flujo existente o actual del yacimiento y pozo (o pozos). Inducen cambios en la presión que son dependientes de los parámetros particulares del yacimiento y pozo bajo prueba.

Resumiendo, podemos decir, que las pruebas por lo general consisten en inducir cambios en la tasa actual de producción del pozo o pozos del campo, lo que perturba o cambia (esta perturbación no es del tipo onda) las condiciones dinámicas presentes (presión, flujo) asociadas con el área de drenaje del pozo. El análisis de los cambios de presión y flujo en función del tiempo, permite la determinación de los parámetros de yacimiento. Dependiendo de las características dinámicas del yacimiento, es posible del logro de todos los objetivos de evaluación propuestos, siempre y cuando la duración de la prueba, así como el procedimiento usado en la realización de la misma lo permita. [12]

2.3.14. Balance de Materiales

El método de balance de materiales constituye una de las herramientas más usadas en la interpretación y análisis de los yacimientos. Su aplicación permite el cálculo del petróleo original en sitio (POES), y la identificación y grado de importancia relativa de los mecanismos de empuje.

Ecuación General: para la deducción de la ecuación de balance de materiales consideremos un yacimiento, con capa de gas y un acuífero activo. Supongamos que después de un cierto tiempo de haber sido puesto en producción, la presión del yacimiento ha caído desde la presión inicial P_i hasta una presión promedio P . En este intervalo de presión, el balance volumétrico de los fluidos del yacimiento puede ser expresado de la siguiente manera a través de las ecuaciones 2.9 y 2.10:

Volúmenes producidos = expansión de los fluidos + instrucción de agua.

Ec. 2.9

Ecuación General de Balance de Materiales:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w = N [(B_o - B_o) + (R_{si} - R_s) B_g] + m N B \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + N B (\alpha_w S_w + c_f) \Delta p (1 - S_w) + W_e B$$

Ec. 2.10

Donde:

N_p = volumen acumulado de petróleo (BN).

G_p = volumen acumulado de gas (PCN).

W_p = volumen acumulado de agua (BN).

R_p = relación gas-petróleo acumulado.

$$R_p = (G_p / N_p) \text{ (PCN/BN).} \quad \text{Ec.2.11}$$

$N_p * B_o$ = volumen de petróleo más gas en solución (BY).

$N_p * R_s * B_g$ = gas disuelto producido (BY).

$N_p * R_p * B_g$ = gas total producido (BY).

$W_p * B_w$ = agua producida (BY).

M = tamaño de la capa de gas.

S_w = saturación de agua connata (frac).

C_w = compresibilidad del agua (lpc^{-1}).

C_f = compresibilidad de la formación (lpc^{-1}).

B_o = factor volumétrico de petróleo (BY/BN).

B_g = factor volumétrico del gas (BY/PCN).

La ecuación de balance de materiales anteriormente mostrada debe ser evaluada en un rango de presiones comprendido entre la presión inicial del yacimiento y cualquier otra presión donde se tengan valores de producción acumulada, obteniéndose los parámetros B_o , B_g y R_s de los datos PVT a la presión inicial del yacimiento. Debe tomarse en consideración que en caso de existir en el yacimiento inyección de agua y/o gas, estos valores deben sumarse al lado derecho de la ecuación. Esta ecuación se fundamenta en el principio de conservación de la energía, es decir el volumen poroso de un yacimiento (volumen de control) permanece constante o puede ser determinado cada vez que se produce una reducción de la presión del yacimiento como consecuencia de la producción de los fluidos. [13]

2.3.14.1. Solución de la Ecuación de BM

Los parámetros presentes en la ecuación de BM pueden ser divididos en conocidos y desconocidos, como se cita en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Parámetros de la Ecuación de BM

Parámetros conocidos	Parámetros desconocidos
N_p	N
R_p	W_e
W_p	m
c_w	presión
S_{wc}	B_o, R_s, B_g
B_w	c_f

N_p es siempre bien conocido pero por veces la R_p (o el gas producido) y W_p no son medidos con rigor sobretodo cuando no tienen valor comercial. En este caso estos dos parámetros “pasan” para la columna de los desconocidos y los cálculos de BM se tornan prácticamente imposibles.

Desde el inicio de la explotación de un yacimiento hay una estimación volumétrica del POES. Este valor es una referencia a tomar en cuenta pero los cálculos de BM permiten determinar el POES que está conectado a los pozos productores, o sea el POES “efectivo”. El POES de un bloque aislado que no contiene pozos nunca será “visto” o detectado por el BM.

El parámetro con mayor incertidumbre es el influjo de agua que podrá ser estimado si hay pozos con irrupción de agua pero esto no se pasa en muchos casos. Lo mismo se podrá decir de m (razón de volúmenes de la capa de gas) pero en muchos casos se puede detectar la presencia de la capa de gas y determinar el contacto gas-aceite (con pruebas de presión y RFT/MDT, registros eléctricos, y datos PVT).

Las presiones son medidas en los pozos fluyentes o cerrados y en esto sentido son parámetros conocidos pero las presiones promedias utilizadas en los cálculos son estimadas en dos etapas:

- ❖ Es necesario interpretar la prueba de presión de cada pozo para determinar la presión promedio en el área de drenaje y de seguida convertir esta presión promedio al Datum del yacimiento.
- ❖ Estimar la presión promedio al Datum para el yacimiento (todos los pozos) a partir de las presiones promedias de cada pozo.

Los errores cometidos en estos cálculos se reflejen en la calidad de los cálculos de BM. Veremos más adelante que tipo de errores se pueden cometer en estos cálculos en particular en la interpretación de las pruebas de presión (“build-up” en inglés). Lo mismo aplica a las propiedades PVT (B_o , R_s y B_g) que resultan de una síntesis de varias pruebas de laboratorio calculadas a un Datum.

La compresibilidad de poros es muchas veces considerada sin importancia (de hecho Schilts no la consideró en su ecuación original) pero esto puede revelarse un grave error. De notar que la compresibilidad de los poros decrece con la disminución de la presión del yacimiento o de poros ($c_f \downarrow$ cuando $p \downarrow$). Hay dos formas de “resolver” la ecuación de BM:

- ❖ Calcular las presiones a partir de los datos de producción y PVT y compararlas con las presiones promedias medidas (método usado en la hoja Excel recomendada que veremos más adelante)
- ❖ Calcular el parámetro que se busca a determinar a partir de las presiones medidas y compararlo con valores reales.

Como dice Laurie Dake¹ no hay una solución convencional para la ecuación de BM, considerando el número de variables (parámetros desconocidos). Todo depende del parámetro que se procura estimar, puede ser el POES, la entrada de agua, el volumen de la capa de gas, la compresibilidad de poros o mismo la presión. [13]

2.3.14.2. Condiciones Necesarias para Aplicación de BM

No hay condiciones suficientes para aplicar la ecuación de BM (Laurie Dake, obra citada) pero hay dos condiciones necesarias para poder aplicarla, a saber:

- ❖ Existencia de datos (de presión, de producción y PVT) adecuados en términos de calidad y cantidad.
- ❖ Ser posible definir una declinación de la presión promedia para el yacimiento. Un yacimiento con alta difusividad hidráulica, es decir, con alto valor de “ $k/\phi\mu c$ ” presenta valores más uniformes de presión. Cuanto más baja es la difusividad más grandes son las diferencias de presión entre pozos.

El hecho que un yacimiento presente presiones diferentes en varias regiones no es impeditivo de la aplicación de cálculos de BM, pero débese evitar incluir en el cálculo bloques aislados con regímenes de declinación de presión diferentes. [13]

2.3.14.3. Validación de Datos y Cálculos de Promedias

En esta sección se detallan algunos procedimientos para validar los datos a utilizar y recomendaciones para calcular valores promedios. [13]

2.3.14.3.1. Datos de Producción

Los datos de producción de crudo, agua y gas a utilizar en los cálculos son los valores netos, es decir son los valores efectivamente producidos menos los valores de inyección de agua o de gas, si existen.

Se debe construir gráficas de las producciones y de las razones gas-petróleo, RGP, y agua-petróleo, RAP, para detectar anomalías. Los valores de RGP y RAP (o corte de agua) tienden a aumentar en cada pozo con el tiempo excepto si hay conificación. Esto puede ser detectado con algunas reglas como las son: la RGP o Corte de Agua dependen de la tasa de crudo, la RGP o Corte de Agua disminuyen

después de un cierre temporal del pozo y con recurso a gráficos de Chan (“conificación” de agua).

Los valores promedios de RGP o RAP para un yacimiento tienden pues a aumentar con el tiempo excepto cuando se cierran los pozos más afectados por gas o agua. Debe verificarse si es esta la situación.

La RGP por ejemplo no puede ser superior al valor del gas en solución si la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja. Por otro lado la RGP tampoco puede ser muy inferior al valor de gas en solución. La RGP puede ser mal reportada en casos de pozos con levantamiento artificial con gas, LAG (en inglés “artificial gas-lift”). [13]

2.3.14.3.2. Datos de Presión

Para calcular una presión promedio para el yacimiento, para cada fecha donde hay presiones medidas: se calcula la presión promedio en el área de drenaje de cada pozo, se convierten estas presiones al Datum y se calcula la presión promedio del yacimiento al Datum (todos los pozos).

No es necesario que la presión sea uniforme en todo el yacimiento para se poder calcular una presión promedio pero uno debe asegurarse que todos los pozos drenan un mismo bloque.

Para evaluar el grado de comunicación entre los pozos debe construirse una gráfica con la evolución de las presiones promedias de cada pozo en función del tiempo como se muestra en la figura 2.10.

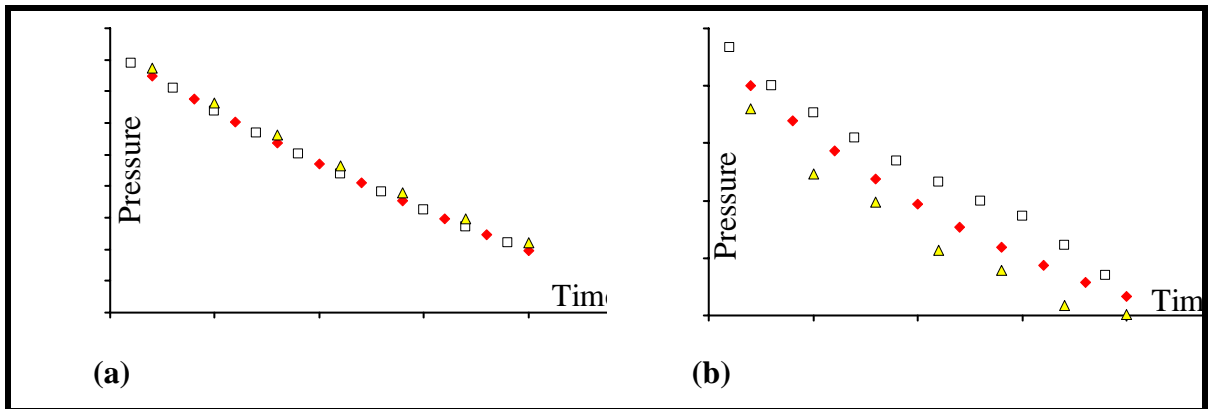


Figura 2.10. Declinación de Presión en dos Yacimientos

En el caso (a) hay un buen equilibrio entre las diferentes regiones del yacimiento mientras que en el caso (b) tal no ocurre. Esta falta de equilibrio no es impeditiva de la aplicación de cálculos de BM pero es importante uno asegurarse que todos los pozos pertenecen al mismo yacimiento o bloque.

Un yacimiento en producción (desarrollado) presenta un régimen de presión: pseudo-permanente cuando no hay soporte externo de presión (yacimiento cerrado), y uno permanente cuando hay soporte de presión de un acuífero o de un sistema de inyección de gas por ejemplo.

En las pruebas de pozo estos nunca son cerrados por un tiempo suficientemente largo para determinar la presión promedio en el área de drenaje. Por esa razón es necesario aplicar algunos métodos para estimar la presión promedio a partir de las presiones registradas durante el cierre de los pozos. Estos cálculos son sobretodo necesarios en el caso de yacimientos con baja difusividad hidráulica “ $k/\phi\mu c$ ” en particular los que tienen baja permeabilidad y / o alta viscosidad. [13]

2.3.14.4. Presión Promedia en el Área de Drenaje Régimen Seudo-permanente.

Para el cálculo de la presión promedia en el área de drenaje de un pozo en el caso pseudo-permanente se puede utilizar dos métodos alternativos:

Método de Horner - MBH (Matthews, Brons y Hazebroek).

Método de MDH (Miller, Dyes y Hutchison) – Dietz.

En el primer método se utilizan gráficas de $p_D(\text{MBH})$ en función de t_{DA} (tiempo adimensional) para calcular la presión promedia (P_{prom}). En el método MDH-Dietz se utilizan los factores de forma introducidos por Dietz² en 1965 para evitar el uso de los gráficos de MBH. [13]

2.3.15. Evaluación Económica

2.3.15.1. Análisis económico

Los análisis económicos que se refieren principalmente a proyectos técnicos y de ingeniería se conocen por lo general como estudios de ingeniería económica. Las técnicas que en gran medida se desarrollaron en el campo de la ingeniería económica.

El análisis económico de decisiones, es la aplicación de la teoría económica orientada hacia el estudio económico de proyectos industriales y de servicio. El principio fundamental de la Ingeniería Económica es el de sistematizar la visión del ingeniero, para que éste pueda evaluar todas aquellas opciones que sean pertinentes con el fin de recomendar la mejor decisión. [14]

2.3.15.2. Horizonte económico.

Se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calcularán los flujos de caja de una propuesta de inversión. Este horizonte económico incluye el periodo de inversiones y el período de operación. [14]

2.3.15.3. Tasa de Descuento

Es la tasa que representa el valor al cual un inversionista esta dispuesto a arriesgar su capital, siendo uno de sus componentes, el costo de oportunidad. [14]

2.3.15.4. Indicadores Económicos

2.3.15.4.1. Valor Presente Neto (VPN)

Este indicador se conoce también como el flujo total de caja descontado, valor capital de inversión, valor actual neto, entre otros. Se entiende por valor presente neto (VPN), el valor actual de todos los rendimientos futuros esperados, es decir, la suma de todos los flujos anuales descontados al año base. [14]

2.3.15.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se denomina tasa interna de retorno, a la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Este indicador representa el interés compuesto promedio al cual se reinvierten los excedentes de tesorería de un proyecto, independientemente del costo de capital de la empresa. A este indicador se le conoce también como eficiencia marginal de la inversión. La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del

proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros. [14]

2.3.15.4.3. Tiempo de Pago (Tp)

El criterio del período de recuperación dinámico, considera el valor del dinero en el tiempo. El período de recuperación dinámico, es el tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados equie la inversión inicial. [14]

2.3.15.4.4. Eficiencia de inversión (Ei)

Se define por eficiencia de la inversión, la rentabilidad que se obtiene en términos reales, por cada unidad tributaria invertida. Este indicador es ampliamente utilizado en la jerarquización de proyectos pues, para un capital disponible, permite seleccionar los proyectos que rendirán una mayor rentabilidad. [14]

2.3.15.4.5. Costos de Operación y Mantenimiento

Se incluyen bajo esta sección, todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta (proyecto o programa) en evaluación. con el objeto de lograr una buena estimación en estos costos, es recomendable tener presente: un análisis del comportamiento histórico de costos similares, la aplicación de técnicas de predicción que suavicen la variación de las estimaciones, la información de las normas y procedimientos existentes en la industria para determinados elementos, como: labor, depreciación y servicios interfiliales. [14]

2.3.15.4.6 Inversiones Asociadas

Bajo esta sección deben incluirse el costo total del programa o proyecto sujeto a evaluación. A manera de ejemplo, entre los renglones más importantes que tradicionalmente forman parte del costo de una inversión, se encuentran: estudio de factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalle, adquisición de materiales y equipos, construcción e instalación de propiedades, plantas y otros sistemas de operación. Los renglones detallados anteriormente se aplican tanto a propuestas originales como a modificaciones a dichas propuestas. [14]

CAPÍTULO III.

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Realizar Análisis Petrofísico de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3

Para desarrollar el análisis petrofísico, así como los siguientes objetivos es indispensable conocer la geología del área estudiada para así comprender el comportamiento general de los yacimientos estudiados en todos sus aspectos.

3.1.1. Modelo Geológico De Los Yacimientos OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3

Se generó un Modelo Estratigráfico-Sedimentológico con la nueva interpretación Crono-litoestratigráfica, involucrando un detalle más refinado debido a la disponibilidad de la interpretación sedimentológica y bioestratigráfica obtenida de los pozos COB-08E, CIB-06E, CIB-07E Y CCB-17E (1800 pies de núcleo adquiridos en el año 2004 y 2007) y analizados durante los años 2007-2009.

Con la realización del modelo se identificarán e interpretarán las unidades crono-estratigráfico y litoestratigráficas, definiendo ciclos de sedimentación, sus límites y extensión areal, a partir del análisis de núcleos, muestras de canal, pared y perfiles de pozos, para determinar la geometría interna de los yacimientos.

3.1.1.1. Correlaciones Estratigráficas

Para la integración de geológica entre los campos Morichal y Cerro Negro se partió de la revisión de la descripción de los núcleos MPG-241E, MPG-243E, MPG-244E, MPG-252E del Campo Morichal, y CIB-07E, CIB-06E, CCB-17E y COB-08E

del Campo Cerro Negro realizada por el Asesor sedimentólogo Mounir Mahmoudi y los geólogos Romelia Muñoz, Ariana Contreras y Zaida Perfecto, en el 2009. Para las correlaciones estratigráficas, fue utilizada la nomenclatura generada en el estudio de Integración Geológico-petrofísica de las unidades litoestratigráficas del Miembro Morichal, área M-19, realizado por el Sedimentólogo Nicolás Escalona (asesor), Zaida Perfecto (Geólogo), Laura Rodríguez (petrofísico) y Figueroa (Sedimentólogo) en Marzo del año 2006 donde se interpretaron las unidades A, B, C, D.

3.1.1.2. Generación de Mapas de Espesor Total

Se realizaron seis (8) Mapas de Espesor Total de las Unidades del Miembro Morichal (A, B, C, D), en el Software Mapview de Openworks fue generado el mapa base con los valores del espesor correspondiente a los pozos en cada unidad, y luego se realizó la interpretación a mano alzada, identificándose las zonas con anomalías que luego fueron corregidas y validando simultáneamente con los topes interpretados.

3.1.1.3. Generación de Secciones Estratigráficas

Se generaron dieciséis (16) secciones estratigráficas en dirección Noroeste-Sureste y veinte (20) en dirección Suroeste-Noreste, con la finalidad de observar la extensión lateral de los cuerpos arenosos y de las lutitas, así como también, la comunicación vertical existente entre los canales, en ciertas zonas del campo.

Para realizar las secciones estratigráficas se procedió de la siguiente manera:

- Se inició con una Sección matriz con dirección Noroeste _ sureste, que integra los núcleos de los pozos tanto del Campo Morichal como de Cerro Negro.

- Se realizó el mallado en dirección Noroeste-Sureste (16) y Suroeste-Noreste (20) de las secciones estratigráficas a realizar (36 en total). A partir de la sección matriz que extrapola la interpretación de los topes.

- Se tomó como punto de referencia el marcador lutítico Tope del Miembro Pílon.

Todo este Modelo Estratigráfico se realizó en Plataforma Openworks, luego estos topes interpretados se cargaron en plataforma Petrel, para la realización del Modelo Geoestadístico.

3.1.1.4. Codificación de facies interpretativas

La codificación de las facies sedimentarias interpretativas se inició con la revisión de la base de datos de la aplicación Openworks, correspondiente a todos los pozos del Campo Cero Negro. Durante éste análisis inicial, se chequearon un total de 747 pozos (verticales, tipo slant, horizontales y desviados). La metodología utilizada para la codificación de facies interpretativas para todos los pozos, estuvo enmarcada en la definición de las facies sedimentarias en los pozos CCB-17E, CIB-06E y el CIB-07E, en el trabajo de Integración estratigráfica de los pozos con núcleo CCB-17E, CIB-06E y el CIB-07E.

3.1.1.5. Características de los Miembros: Pílon, Jobo, Yabo y Morichal (unidades: A, B, C, D y Basamento) pertenecientes a la Formación Oficina

Se revisó las características litológicas con sus respectivos espesores promedios para cada miembro de la Formación Oficina, así como también, de las unidades interpretadas correspondientes al miembro Morichal (unidades A, B, C, D y Basamento), con el fin de obtener una descripción e integración de la información geológica y petrofísica existente de cada unidad.

3.1.2 Análisis Petrofísico de los Yacimientos OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3

3.1.2.1. Recopilación de la información

Se recopiló toda la información necesaria sobre parámetros petrofísicos, los cuales fueron suministrados por los ingenieros encargados de esta área.

3.1.2.2. Descripción de la Herramienta Oil Field Manager (OFM)

El OFM (Oil Field Manager) es una herramienta informática especialmente diseñada para el monitoreo y control permanente de yacimientos que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar y analizar datos de yacimientos (Figura 3.10). OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Esta aplicación de base de datos, desarrollada por Geoquest-Schlumberger es utilizada actualmente por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).(figura 3.1).

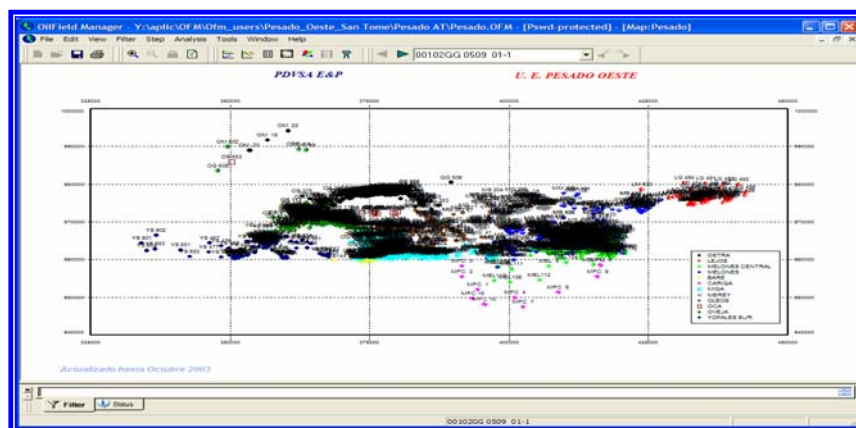


Figura 3.1. Ventana Principal de OFM

3.1.2.3. Conversión de la información a formato OFM

Luego de agrupar la información petrofísica, se procedió a trasformarla en un formato especial, para ser introducida en OFM, (tabla 3.1).

Tabla 3.1. Información Petrofísica en Formato OFM

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
TABLENAME	IPETROFISICA	YACIMIENTO	UNIDAD	PIES	PIES	PIES	%	%	%	mD	PIES	%	%
PROZ	FECHA			TOPE	BASE	ANT	VSH_ANT	POR_ANT	SW_ANT	PERM_ANT	ANP	VSH_ANP	POR_ANP
00108RS 0729 01-1*	20070430	-99999	L3	8864	8861.5	17.5	39.16	5.86	5.97	2.68	7	23.96	12.15
005 2CI 1 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2351.19	2370.57	1.82	0.23	0.206	---	0	0	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	B	2370.57	2438.27	62.68	0.083	0.291	0.261	2092.1	46.00	0.072	0.301
	20071203	MORICHAL 26*	C	2438.27	2473.32	35.05	0.156	0.212	0.619	784.29	0.60	0.12	0.245
	20071203	MORICHAL 26*	D	2473.32	2606.85	319.6	0.045	0.351	0.162	3453.6	276	0.031	0.371
005 2CI 3 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2363.68	2386.02	1.5	0.235	0.214	---	0	0	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	B	2386.02	2448.39	47	0.128	0.274	0.431	1827.4	26.5	0.09	0.296
	20071203	MORICHAL 26*	C	2448.39	2487.08	8	0.176	0.243	0.82	935.28	0	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	D	2487.08	2843	306	0.07	0.314	0.187	3203.3	242.50	0.046	0.331
005 2CI 4 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2357.42	2394.45	0	---	---	---	0	0	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	B	2394.45	2449.92	32	0.141	0.265	0.538	1626.8	10	0.088	0.298
	20071203	MORICHAL 26*	C	2449.92	2492.12	6	0.227	0.218	0.947	734.98	0	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	D	2492.12	2813.97	288	0.052	0.326	0.107	3325.6	272.00	0.046	0.33
005 2CI 5 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2350.43	2386.52	7.77	0.203	0.241	0.889	1695.4	0.00	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	B	2386.52	2438.84	30.73	0.085	0.299	0.299	2623.8	21.50	0.058	0.32
	20071203	MORICHAL 26*	C	2438.84	2469.51	4.5	0.243	0.166	0.564	0	0.00	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	D	2469.51	2843	357.25	0.051	0.243	0.167	1639.9	264.00	0.042	0.281
005 2CI 7 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2383.11	2419.06	8	0.168	0.275	0.84	1633.7	1.5	0.114	0.298
	20071203	MORICHAL 26*	B	2419.06	2468.25	26	0.187	0.258	0.672	1123.7	1	0.136	0.285
	20071203	MORICHAL 26*	C	2468.25	2501.51	23	0.071	0.33	0.16	3904.8	19.5	0.045	0.346
	20071203	MORICHAL 26*	D	2501.51	2630.79	129.54	0.066	0.331	0.139	4046	115.54	0.056	0.337
005 2CI 8 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2384.85	2417.8	7.4	0.147	0.353	0.55	3197.6	3	0.106	0.378
	20071203	MORICHAL 26*	B	2417.8	2487.46	24	0.187	0.328	0.679	1287.6	1.00	0.142	0.364
	20071203	MORICHAL 26*	C	2487.46	2503.77	23.02	0.044	0.434	0.142	4515.2	29	0.026	0.448
	20071203	MORICHAL 26*	D	2503.77	2860	347.23	0.025	0.49	0.114	4720.3	331.00	0.021	0.49
005 2CI 9 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2336.07	2376.2	8.5	0.153	0.266	0.511	1656.3	2	0.101	0.297
	20071203	MORICHAL 26*	B	2376.2	2447.03	32	0.186	0.246	0.715	1292.4	2.00	0.108	0.292
	20071203	MORICHAL 26*	C	2447.03	2501.18	9.5	0.218	0.228	0.754	772.69	0.00	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	D	2501.18	2795.08	290	0.086	0.324	0.137	3223.8	269.5	0.059	0.329
005 2CI 10 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2332.7	2364.62	10.5	0.133	0.277	0.478	1726.8	5.5	0.111	0.289
	20071203	MORICHAL 26*	B	2364.62	2452.03	62	0.112	0.293	0.363	2673.4	31.00	0.086	0.323
	20071203	MORICHAL 26*	C	2452.03	2503.32	15.5	0.191	0.249	0.679	1601.7	3.00	0.102	0.297
	20071203	MORICHAL 26*	D	2503.32	2775	247.75	0.081	0.312	0.182	2774	216.75	0.072	0.319
005 2CI 11 0-1*	20071203	MORICHAL 26*	A	2346.44	2366.52	0	---	---	---	0	0	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	B	2366.52	2455.7	65	0.121	0.288	0.336	2661.4	37.5	0.064	0.324
	20071203	MORICHAL 26*	C	2455.7	2495.85	0	---	---	---	0	0	---	---
	20071203	MORICHAL 26*	D	2495.85	2775	267.75	0.067	0.324	0.139	3257.1	241.5	0.057	0.33

3.1.2.4. Conversión de polígonos y conversión de archivos de mapas sigemap a archivos de OFM

El departamento de la gerencia de operaciones de datos es el encargado de este procedimiento, cuyo soporte es la información anteriormente suministrada, para así cargarla en el programa (OFM).

3.1.2.5. Generación de Mapas

Por medio de la herramienta OFM se procede a realizar mapas de isopropiedades, para así visualizar las mejores y peores zonas, desde el punto vista petrofísica. Estos mapas permiten analizar de una manera general la distribución de las propiedades petrofísicas en toda la extensión de los 2 yacimientos en estudio.

3.2. Validar la Distribución de los Fluidos en los Miembros Morichal y Jobo de los dos Yacimientos en Estudio, pertenecientes al Campo Cerro Negro, a través de un PVT

La construcción de un modelo termodinámico tiene como finalidad la reproducción del comportamiento de fluidos a condiciones de yacimiento y/o superficie, a través de la información experimental. Esto con el propósito de optimizar las estrategias de explotación del campo y/o yacimiento, para realizar futuras predicciones o diagnósticos a través análisis nodales, entre otros.

El procedimiento o metodología recomendada para la elaboración de un modelo termodinámico líquido - vapor en una columna de fluidos cuando se dispone de información PVT se menciona a continuación:

3.2.1. Inventario de los estudios PVT

La información relacionada al estudio del comportamiento termodinámico de los fluidos, disponible en el Campo Cerro Negro, fue recopilada mediante el uso de carpetas de pozos, reclasificándose por área, yacimiento y fecha de muestreo.

3.2.2. Validación de la información disponible

Para la adecuada representación del comportamiento termodinámico de los fluidos presentes en un área determinada, es esencial analizar la calidad de la información disponible. Los datos reportados en los informes PVT deben ser sometidos a un proceso de validación mediante la evaluación de la representatividad de las muestras de fluidos y consistencia interna de los experimentos de laboratorio.

3.2.2.1. Representatividad de las muestras

Consiste en chequear los siguientes aspectos:

Temperatura:

La temperatura utilizada en los experimentos PVT debe ser igual a la temperatura del yacimiento, con una desviación no mayor a 10°F.

Condiciones Estables del Pozo:

Uno de los criterios más importantes para asegurar una muestra de fluidos monofásica en el fondo del pozo, es lograr condiciones estables durante el muestreo. El procedimiento consiste en monitorear la tasa de producción de petróleo y gas y la presión en el cabezal del pozo, tratando diferentes reductores desde el más grande hasta el más pequeño, hasta alcanzar las condiciones estables. Si esas condiciones estables no son alcanzadas, entonces la muestra obtenida no es representativa del fluido original en el yacimiento y debe ser descartada.

Relación gas petróleo (RGP):

La RGP utilizada para recombinar las muestras de líquido y gas de separador en los experimentos PVT, debe ser similar a la RGP obtenida bajo condiciones estables en el pozo (desviación máx. del 5%). Se considera la RGP del separador de alta presión.

Condiciones del separador:

El muestreo del líquido y el gas debe ser a las mismas condiciones de presión y temperatura para garantizar el equilibrio termodinámico de las muestras, se recomienda tomarlo del separador de alta presión. Si las muestras se toman a diferentes tiempos, las condiciones de separación quizás no sean las mismas y por lo tanto la muestra recombinada no reproducirá la composición del fluido original.

Presión de fondo fluyente:

La presión de fondo fluyente del pozo debe ser mayor a la presión de saturación para garantizar las condiciones monofásicas del fluido. En casos de muestreos de cabezal, se debe cumplir la misma condición.

3.2.2.2. Consistencia de los resultados del análisis PVT

La consistencia interna de cada estudio de comportamiento termodinámico de fases (PVT) debe ser determinada mediante la revisión y análisis de las siguientes pruebas:

Prueba de la Linealidad de la Función “Y”

Para verificar la consistencia interna del experimento de Expansión a Composición Constante de la prueba de liberación instantánea se deben graficar los valores de Función Y con presión con los valores experimentales y determinar por mínimos cuadrados, la mejor recta que pasa a través de ellos. Si el crudo presenta poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio son hechas con precisión se debe obtener una línea recta. Los valores de la Función “Y” usan una relación de presión y volumen relativo, la cual viene expresada con la siguiente ecuación (2.11).

$$\boxed{\text{Función "Y"} = \frac{P_b - P}{P_{abs} \cdot (V_r - 1)}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Prueba de Balance de Masa (Muestras de Crudo negro):

Esta prueba consiste en verificar si el gas en solución (Rs) de la prueba de Liberación Diferencial es igual al calculado con la ecuación de Balance de Masa basado en datos de densidad del crudo, factor volumétrico de formación del petróleo en función de la presión y gravedad específica del gas liberado en cada etapa, suponiendo como base de cálculo un litro de crudo residual. La diferencia entre los dos valores de Rs no debe exceder al 5%.

Prueba de densidad:

Esta prueba consiste en comparar la densidad del petróleo en el punto de burbujeo, calculada a partir de datos de separadores, con la densidad del petróleo en

el punto de burbujeo obtenida a partir de la prueba de Liberación Diferencial, la diferencia no debe exceder del 5%.

Prueba de desigualdad:

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

PVT combinado:

Consiste en la corrección de los Rsd y Bod de la prueba de liberación diferencial por efecto de las condiciones de separador.

3.3. Interpretar en Comportamiento de Presiones del Área en Estudio

En esta fase se muestra detalladamente cada una de las metodologías aplicadas para analizar e interpretar, las distintas pruebas de presión (BHP-BHT, RFT/MDT), de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3 del campo Cerro Negro.

3.3.1. Análisis de Pruebas BHP-BHT

El análisis de las pruebas BHP-BHT, se realizó, partiendo de una base de datos existente, donde se revisó alrededor de 154 pruebas, tomadas en el Campo durante su vida productiva.

3.3.1.1. Actualización de Inventario y Base de Datos

Se ubicó información de pruebas BHP-BHT realizadas en la campaña de captura de Información 2007-2008.

Se calculó gradiente de presión del yacimiento, considerando la densidad del petróleo (0,9573 gr/cc) tomada del PVT del pozo CI 210 (0,9556 gr/cc) y se obtuvo un gradiente de yacimiento de 0,415 0,414 lpc/pie.

Se llevaron las presiones a la profundidad del intervalo, considerando el gradiente del pozo.

Se llevaron las presiones a la profundidad Datum, considerando el gradiente de yacimiento y el bloque al cual corresponden, (tabla 3.2).

Tabla 3.2. Base de Datos de Pruebas BHP-BHT

Yacimiento	POZO	FECH	PROF MED PIES	ELEV MR PIES	PRES MED (LPC)	INTERV VERT (PIES)	PROF MEDIC SS	GRAD YAC (LPC/P IE)	INTERV VERT SS(PIES)	TIPO POZO	TIPO PRUEBA	ESTAC FLUJO	TEMP (°F)	INTERV V MED SS (PIE)	PRES @ INTERV M (PIE) MEDIO	PROF DATUM (LPC)	PROF MED SS (PIE)	PRES DAT (LPC)	NP YAC FECHA BHP (BLS)	NP POZO FECH A BHP (BLS)				
OFDM CN 42	CI-141	1992	3330	267	1259	2350	2962	3063	0.475	0.415	2083	2695	DESV	Estática	J-20	133	2389	939	2200	860	3063	901	33136427	0
OFDM CN 42	CI-141	1992	3330	270	1259	2350	2962	3060	0.433	0.415	2080	2692	DESV	Estática	J-20	133	2386	967	2200	890	3060	902	35113592	0
OFDM CN 42	CI-150	2006	3230	267	988	2405	2956	2963	0.378	0.415	2138	2689	DESV	Estática	J-20	115.4	2414	780	2200	692	2963	671	316823594	659695
OFDM CN 42	CI-166	1996	2890	281	1174	2745	2982	2609	0.433	0.415	2464	2701	V	Estática	J-20	132	2583	1163	2200	1004	2609	1004	95568221	90454
OFDM CN 42	CI-172	2008	3200	272	820	2943	3272	2928	0.383	0.415	2671	3000		Estática		138	2836	785	2200	521	2928	518	1029880	1E+06
OFDM CN 42	CI-174	2006	2930	330	802.6	2752	2991	2600	0.430	0.415	2422	2661	V	Estática	J-20	115.3	2542	777	2200	636	2600	637	316823594	668083
OFDM CN 42	CN-049	1980	3110	245	1296	3000	3114	2865	0.417	0.415	2755	2869	V	Estática	J-20	123	2812	1274	2200		2865	1020	61147	0
OFDM CN 42	CNX-004	1979	2914	270	1158	2900	2928	2644	0.547	0.415	2630	2658	V	Estática	J-20	118	2644	1158	2200		2644			0
OFDM CN 42	CI-004	1991	2770	291	924	2690	2790	2479	0.433	0.415	2399	2499	RE	Estática	J-20	137	2449	911	2200	808	2479	808	26814634	111755
OFDM CN 42	CI-005	1982	2780	305	1178	2690	2790	2475	0.433	0.415	2385	2485	V	Estática	J-20	115	2435	1161	2200	1063	2475	1064	380907	4653
OFDM CN 42	CI-005	1985	2780	305	1034	2690	2790	2475	0.440	0.415	2385	2485	V	Estática	J-20	116	2435	1016	2200	919	2475	920	3281346	12524
OFDM CN 42	CI-006	1986	2810	307	1094	2696	2600	2503	0.442	0.415	2389	2293	V	Estática	J-20	124	2341	1022	2200	963	2503	968	13250973	51572
OFDM CN 42	CI-006	1990	2600	307	936	2550	2820	2293	0.400	0.415	2243	2513	V	Estática	J-20	113	2378	970	2200	896	2293	897	25607624	148680
OFDM CN 42	CI-006	1993	2600	307	1019	2550	2820	2293	0.450	0.415	2243	2513	V	Estática	J-20	145	2378	1057	2200	983	2293	980	40287269	154050
OFDM CN 42	CI-007	1985	2830	307	1094	2760	2846	2523	0.450	0.415	2453	2539	V	Estática	J-20	145	2496	1082	2200	959	2523	960	4172258	34378
OFDM CN 42	CI-008	1982	2737	308	1150	2724	2820	2429	0.433	0.415	2416	2512	V	Estática	J-20	116	2464	1165	2200		2429	1055	380907	0
OFDM CN 42	CI-008	1983	3000	308	1208	2724	2820	2692	0.400	0.415	2416	2512	V	Estática	J-20	114	2464	1117	2200	1007	2692	1004	630410	621
OFDM CN 42	CI-008	1985	2745	308	1087	2724	2820	2437	0.533	0.415	2416	2512	V	Estática	J-20	130	2464	1101	2200	992	2437	989	4172258	17174
OFDM CN 42	CI-009	1982	2770	306	1184	2680	2780	2464	0.450	0.415	2374	2474	V	Estática	J-20	115.2	2424	1166	2200		2464	1074	415058	0
OFDM CN 42	CI-009	1991	2750	306	1085.4	2680	2780	2444	0.413	0.415	2374	2474	V	Estática	J-20	129.5	2424	1077	2200	984	2444	984	27207118	135394
OFDM CN 42	CI-011	1982	2670	306	1143	2670	2770	2364	0.441	0.415	2364	2464	V	Estática	J-20	117	2414	1165	2200		2364	1075	415058	0
OFDM CN 42	CI-011	1993	2630	306	1001	2420	2770	2324	0.433	0.415	2114	2464	V	Estática	J-20	142	2289	986	2200	949	2324	950	40287269	95112
OFDM CN 42	CI-012	1982	2770	309	1131	2677	2790	2461	0.458	0.415	2368	2481	V	Estática	J-20	119	2425	1114	2200		2461	1023	357176	0
OFDM CN 42	CI-012	1982	2746	309	1119	2677	2790	2437	0.421	0.415	2368	2481	V	Estática	J-20	119	2425	1114	2200		2437	1021	357176	0
OFDM CN 42	CI-012	1990	2770	309	1025	2677	2790	2461	0.433	0.415	2368	2481	V	Estática	J-20	129	2425	1009	2200	916	2461	917	23867507	224806
OFDM CN 42	CI-012	1991	2620	309	965	2665	2786	2311	0.450	0.415	2356	2477	ST	Estática	J-20	129	2417	1012	2200	923	2311	919	26814634	237272
OFDM CN 42	CI-012	2004	2720	309	661	2665	2786	2411	0.420	0.415	2356	2477	ST	Estática	J-20	119	2417	663	2200	573	2411	573	267006523	730290
OFDM CN 42	CI-012	2005	2760	309	686	2665	2786	2451	0.451	0.415	2356	2477	ST	Estática	J-20	122	2417	671	2200	581	2451	582	293477861	743220
OFDM CN 42	CI-013	1982	2741	305	1118	2660	2778	2436	0.421	0.415	2355	2473	V	Estática	J-20	121	2414	1109	2200		2436	1020	357176	0

3.3.1.2. Validación y Premisas Consideradas

Para validar las pruebas BHP-BHT, se consideraron las siguientes premisas.

Se evaluaron un total de 463 pruebas BHP-BHT del Campo Cerro Negro y luego se seleccionaron las correspondientes a los yacimientos de interés, quedando 260 pruebas, de las cuales a través de una segunda selección se trabajó en base a 154 pruebas.

Se consideró principalmente, que en la columna del pozo pueden estar presentes fluidos tales como: lodo, agua, crudo y/o emulsión de agua-crudo, los cuales se encuentran en equilibrio, ejerciendo un peso sobre la misma.

Puesto que la tendencia de agotamiento de presión en el tiempo, varía considerablemente por el efecto de estimulación en el pozo a través de la inyección de vapor, se descartaron 77 pruebas que mostraban altos valores de temperatura, como consecuencia de:

La inyección de vapor durante la captura de información, lo cual desvía la tendencia, por el efecto de estimulación que ejerce la misma.

Pruebas realizadas en pozos que habían sido sometidos a procesos de Inyección de Vapor y en periodos de tiempo muy corto se le realizó prueba BHP-BHT.

Pozos con pruebas BHP-BHT, influenciados por el vapor inyectado en pozos vecinos.

- ❖ Se descartaron pruebas que no mostraban gradientes de pozos representativos

- Tendencia con profundidad.
- Gradientes de pozos no característicos de los fluidos.
- ❖ Se descartaron pruebas por mostrar:
 - Presiones no representativas en zonas de mayor drenaje.
 - Presiones no coherentes, con los puntos de presión de pozos vecinos para una misma fecha.

Finalmente, se tomaron como mediciones representativas para elaborar graficas y realizar análisis de presión, 102 pruebas BHP-BHT.

3.3.2. Análisis de Pruebas RFT/MDT

3.3.2.1. Actualización de Inventario y Base de Datos

Se recopiló toda la información necesaria sobre los registros RFT/MDT, y luego se seleccionó cuáles fueron los registros de este tipo, que estuviesen ubicados en los yacimientos OFIM CN 42 y OFIN CNX 3, del campo Cerro Negro. De esta selección solo se identificó un registro en el pozo CIB-271.

3.3.2.2. Construcción de Gráficas

Se generaron una serie de graficas de presión vs. Profundidad, variando ciertos parámetros, con el objetivo de obtener datos importantes como lo es la presión inicial.

3.4. Efectuar Validación y Análisis del Histórico de Producción

3.4.1. Comparar Base De Datos Centinela Y OFM

Consiste en descargar archivos con la información correspondiente a la producción mensual y acumulada, para posteriormente comparar la información en ambas bases de datos. OFM se describe en el punto anterior.

3.4.1.1. Centinela

Es un sistema, actualmente conformado por quince aplicaciones, su objetivo principal es asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Yacimientos y Producción, en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción. Apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras (Figura 3.2).



Figura 3.2. Ventana Principal de Centinela

3.4.2. Revisión de Eventos de Pozos, utilizando Centinela

Tomando como referencia la información existente en cuanto a eventos de pozo en la base de datos Centinela, se procedió a verificar los cierres efectuados a los pozos considerando cierres mayores a tres (03) meses.

3.4.3. Recopilación de Información Sobre Proceso de IAV

Creación de una data que especifique todo lo referente al proceso de inyección alterna de vapor organizada con sus respectivos periodos, desde el inicio hasta la última fecha de inyección.

3.4.4. Preparación de la Data de Producción para la Creación del Proyecto en OFM

Una vez culminado el proceso de validación de la data de producción efectuado, tomando como base la información existente de pruebas realizadas a los pozos, se prosiguió con la creación de un nuevo proyecto en OFM, y con ello facilitar la continuación de las actividades de análisis de comportamiento de producción.

3.4.5. Identificación de Zonas de Alta y Baja Producción

Durante esta fase se elaboraron mapas de grid, considerando el petróleo acumulado hasta la fecha para todo el campo, así como por área.

3.4.6 Análisis de Declinación de Producción

En este análisis, se determinó la Declinación Energética de las áreas estudiadas del Campo Cerro Negro, la cual está asociada al agotamiento de energía del

yacimiento y/o disminución de la saturación de petróleo alrededor del pozo. El análisis se realizó por área trazando una tendencia donde se observe una declinación de producción representativa del yacimiento.

3.5. Aplicar Balance de Materiales para la Caracterización de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, del Campo Cerro Negro

3.5.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN:

Se ubica y reúne toda la información y datos de las siguientes áreas:

- ❖ Datos básicos.
- ❖ PVT.
- ❖ Datos de presión y cálculo de presión promedio.
- ❖ Producción de fluidos (Petróleo, agua, gas e inyección en caso de existir).

3.5.2. Validación de Datos de Entrada

Una vez recopilada la información necesaria para la ejecución del Balance de Materiales, los mismos fueron validados con el fin de que la carga en Mbal (software utilizado para el cálculo del balance de materiales) fuese lo más efectiva posible, para ello se empleó la hoja de cálculo Excel para el análisis de balance de materiales, disponible en el equipo de trabajo de estudios de yacimientos.

3.5.3. Uso de Mbal 6.0 (Programa de Balance de Materiales)

Mbal es un programa de balance de materiales diseñado por la empresa Petroleum Experts, Edimburg Scotland. Este software se fundamenta en el principio

de conservación de la masa y de la energía y utiliza como base la ecuación general de balance de materiales, tiene como opciones principales:

- ❖ Ajuste de historia de producción e inyección.
- ❖ Estimación de reservas.
- ❖ Cotejo de la historia de presiones del yacimiento.
- ❖ Estimación de hidrocarburos originales en sitio.
- ❖ Predicciones tipo tanque.
- ❖ Análisis de declinación.

Mbal es un simulador 0D (cero dimensional) de balance de materiales que permite realizar el balance de fluidos del yacimiento y fluidos producidos, tomando en cuenta las diferentes fuentes de energía del mismo, tales como la intrusión de agua, desplazamiento por gas en solución y por capa de gas, expansión de las rocas y los fluidos. El programa cuenta con tres ambientes o módulos de trabajo a saber:

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

Para ello el sistema no toma en cuenta la geometría del yacimiento, áreas de drenaje, posición y orientación de los pozos. Supone que el volumen poroso es constante para todo el yacimiento, establece que el acuífero es homogéneo si existe, además toma la temperatura constante para todo el yacimiento y considera que la distribución de presión y saturación de fluidos es uniforme e instantánea. Además supone el hecho que el gas inyectado al yacimiento permanece en fase gaseosa. La ventana principal de Mbal se puede apreciar en la Figura 3.3.

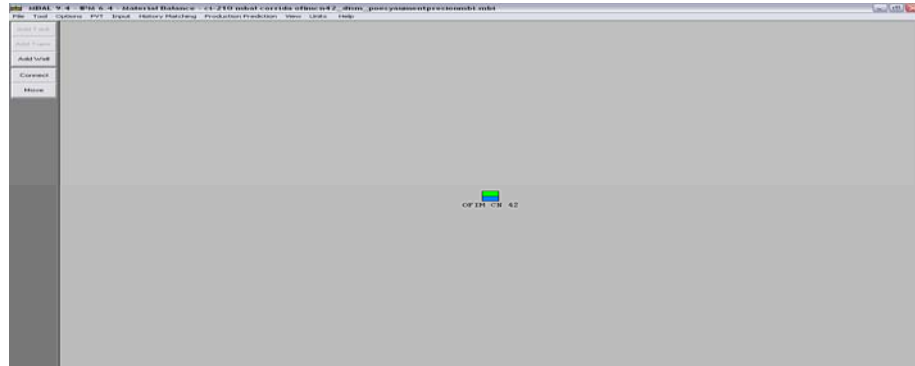


Figura 3.3. Ventana Principal de MBAL

3.5.4. Cargas de Datos a Mbal

Los datos requeridos para ser cargados en el software a utilizar son los nombrados a continuación:

- ❖ Propiedades de los fluidos (Tabla con datos PVT).
- ❖ Datos del tanque (Datos del yacimiento. Modelo del acuífero, permeabilidades relativas, compresibilidad de la roca, histórico de producción y presión).

3.5.5. Cotejo Histórico

Mbal realiza el cotejo mediante 2 métodos: analítico y grafico.

3.6. Diseñar un Nuevo Plan de Explotación para el Área de Interés, sustentado con un Análisis Económico

En la elaboración de un nuevo plan de explotación se trabajo en base a los pozos existentes en los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, pertenecientes al campo cerro negro; y no en proponer la perforación de pozos nuevos. El motivo de

esto, se debe a las necesidades de la empresa, cuyo objetivo es aprovechar los pozos ya perforados, estudiar la razón de su cierre, el estado en que se encuentran los pozos desde el punto de vista mecánico para verificar si estaban disponibles para ser habilitados en aquellas zonas que se consideren como prospectivas. . Luego se propuestos estos se le realizara un análisis económico que permita avalar el plan realizado, y que estudie rentabilidad del proyecto.

3.6.1. Pozos Activos e Inactivos

Se genero un mapa de los 2 yacimientos estudiados, para diferenciar visualmente cuales son los pozos activos e inactivos en el campo. Los pozos énfasis a tomar son los inactivos de los cuales serán analizados para realizar las propuestas.

3.6.2. Utilización De SIMDE (Carpeta De Pozos)

Es un sistema que permite visualizar archivos digitalizados de los pozos (Figura 3.8), en el cual se encuentran los documentos en formato de imagen, de los eventos más importantes ocurridos en los pozos en determinada área, así como también las especificaciones de todos los trabajos realizados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, en las áreas operacionales se disponen de un archivo físico de las carpetas históricas de los pozos existentes, los cuales son procesados y reproducidos en forma digital y así llevados a los accesos de red, por medio de una base de datos, (figura 3.4).

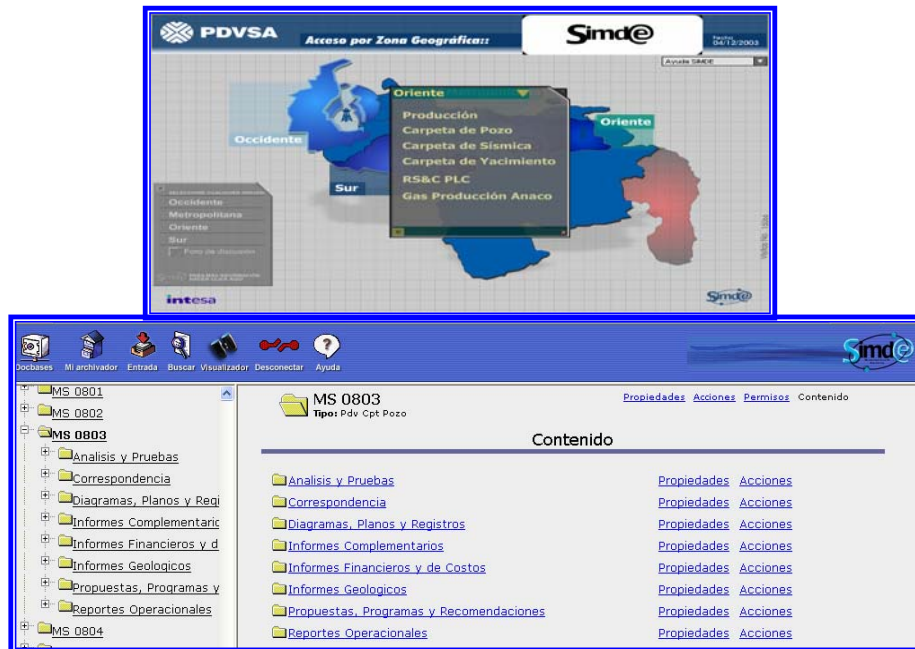


Figura 3.4. Ventanas Principales de SIMDE

3.6.3. Revisión de Base de Datos y Características de los Pozos a Seleccionar

Esta etapa consistió en revisar los archivos y carpetas de pozos (inactivos), para verificar los motivos por los cuales fueron cerrados e identificar los problemas que presento cada pozo, y el potencial que puede generar.

De igual manera se evaluó la factibilidad de reparaciones del pozo y de abandono de la arena, o del intervalo completado inicialmente para abrir otro intervalo que presente menos dificultades, tomando en cuenta el estado de los pozos vecinos con respecto a su producción y en caso de no tener pozos vecinos que estuviesen a producción, estudiar si realizar un trabajo es rentable.

3.6.4. Mapas Petrofísicos

Para la realización de este plan, que se fundamenta en proponer pozos inactivos nuevamente a producción, ya sea por reparaciones o reactivación, se comparo los 2 pasos anteriormente realizados con los mapas de isopropiedades.

Esto permite verificar si los pozos propuestos se encuentran en una zona de buenas propiedades petrofísicas, y de esta manera tener mucha mas probabilidad del adecuado desempeño de estos.

3.6.5. SEEPLUS (Programa de Evaluaciones Económicas)

El sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS es una herramienta económica que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de Inversión a través de los siguientes indicadores económicos:

- ❖ Valor Presente Neto (V.P.N).
- ❖ Tasa Interna de Retorno (T.I.R).
- ❖ Tasa Interna de Retorno Modificada (T.I.R.M).
- ❖ Eficiencia de la Inversión (E.I).

El sistema cuenta además con la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos, entre otras, así como de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuán susceptible es el Valor Presente Neto (V.P.N.) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversiones, Costos e Ingresos.

El programa funciona bajo el sistema operativo Windows y está desarrollado en la herramienta PowerBuilder 7.02, siendo compatible con ambientes Windows 95, 98,

2000, NT y XP, y bajo la plataforma Multiusuario ORACLE (Manejador de Base de Datos), haciendo que el mismo pueda ser accesado a través de la Intranet de PDVSA (Figura 3.5).



Figura 3.5. Ventana Principal del SEEPLUS

3.6.6. Análisis Económico que Sustente las Nuevas Estrategias de Explotación

Luego de haber establecido algunas alternativas para la explotación del yacimiento se procedió a realizar la evaluación económica en función al tiempo de retorno y de la ganancia de la inversión, para lo cual se utilizó el programa “Sistema Evaluación Económica” (SEEPLUS), el cual toma en consideración los siguientes indicadores económicos:

- ❖ Valor Presento Neto (VPN): Se refiere al valor descontado a la tasa de descuento del portafolio de PDVSA, del flujo de efectivo neto del proyecto al año de la inversión (año cero). Un VPN Positivo o mayor a cero (0) indica que es más rentable usar el capital en el proyecto que invertirlo a la tasa de descuento utilizado. Por lo contrario, un VPN negativo indica que se obtendrá un rendimiento superior invirtiendo el capital a la tasa de descuento.

- ❖ Tasa interna de retorno (T.I.R.): Es la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. La importancia de este indicador es que es intrínseco al proyecto y no depende de otros factores. La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros. Los proyectos con una TIR mayor que la tasa de descuento son considerados aceptables. La tasa de descuento utilizada en evaluaciones económicas es del diez por ciento.
- ❖ Eficiencia de la inversión tradicional (E.I): Es la relación existente entre el flujo neto descontado y las inversiones realizadas durante la vida útil del proyecto. Representa la rentabilidad que se obtiene en términos reales por cada unidad monetaria invertida.
- ❖ Tiempo de Pago no descontado (T.P): Indica el tiempo que se necesita para recuperar la inversión, sin descontar el flujo efectivo.

CAPITULO IV.

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1. Realizar Análisis Petrofísico de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX

3

Previamente del análisis del modelo petrofísico se realizó una revisión del modelo geológico, para conocer la geología del campo, y su comportamiento sedimentológico y estructural. De esta manera poder entender los posteriores objetivos y modelos realizados.

4.1.1. Revisar Modelo Geológico de los Yacimientos

El modelo geológico fue un proyecto realizado por personal especializado que trabajó de manera alterna, para proporcionar la información indispensable para la caracterización geológica del área, garantizando la validez de los resultados.

Se efectuó una integración de los resultados de diferentes disciplinas (Estratigrafía, Sedimentología, Petrofísica y Micropaleontología) de la Formación Oficina y se extrapolaron la información mediante correlaciones litoestratigráficas hacia todos los pozos del campo Cerro Negro, a fin de generar un marco geológico referencial que permitirá elaborar un Modelo Estático con la distribución tridimensional de los yacimientos de hidrocarburos, con el propósito de evaluar la factibilidad de generar nuevas propuestas exploratorias en el área.

Se estudiaron los pozos CCB-17E, CIB-06E, CIB-07E y COB-08E, ubicados en el campo Cerro Negro, Estado Monagas, en el área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

A través de la descripción macroscópica de aprox. 1995' de núcleos se identificaron un total de veintidós (22) facies sedimentarias descriptivas: nueve (9) facies arenosas: S, S3, S3B, S2, S2B, S11, S11B, S11BC y S11C, dos (2) facies limosas: ST y STB, ocho (8) facies arcillosas: LCG, LF, L, L1, LS, LG, LAG y LC, una (1) facies carbonosa: C y dos (2) facies heterolíticas: H y HB; adicionalmente se identificó Basamento: BAS. Las facies sedimentarias S, S3 y S11 presentan una excelente impregnación de hidrocarburos, las facies S2 presentan una buena a moderada impregnación de hidrocarburos. El análisis petrográfico permitió identificar las siguientes microfacies: arenitas cuarzosas, sublitarenitas, litarenitas, arenitas líticas, wacas líticas, subarcosas, calcarenitas con bioclastos, micritas arenosas, micritas arenosas con bioclastos, areniscas micríticas, areniscas micríticas con bioclastos. Los carbonatos de mezcla son característicos de las unidades informales superiores (C, B y A) del Miembro Morichal, Miembro Yabo y Miembro Jobo de la Formación Oficina. De igual manera se identificaron filitas y esquistos cuarzo micáceos anfibolíticos, correspondientes al basamento cristalino.

A partir de la determinación de los eventos diagenéticos, se concluyó que las rocas correspondientes a la Formación Oficina estuvieron sometidas a una diagénesis de soterramiento somero, con algunos indicadores incipientes de soterramiento intermedio.

El análisis e interpretación de las facies sedimentarias, así como las estructuras sedimentarias, asociaciones verticales y laterales de facies sedimentarias e icnofósiles, permiten interpretar el ambiente de sedimentación de la sección estratigráfica analizada correspondiente al Miembro Morichal de la Formación

Oficina (unidades informales H, G, F, E, D, C, B y A, de base a tope), como deltáico dominado por procesos fluviales, variando desde plano deltáico alto en la base a plano deltáico bajo y prodelta hacia el tope, y de Sur a Norte del área de estudio, constituyendo una secuencia de carácter transgresivo, cuya máxima superficie de inundación (MFS) se ubica en el tope del Miembro Morichal (15.6 m.a).

Las asociaciones de facies interpretadas corresponden a Canales Fluviales Apilados, Canales Fluviales Individuales, Llanura Interdistributaria/Bahías, Abanicos de Rotura, Barras de Desembocadura/Frente Deltáico y Prodelta/Marino Somero. Las asociaciones de canales fluviales (apilados e individuales) y barras de desembocadura constituyen los reservorios por excelencia. Las areniscas de los abanicos de rotura presentan una calidad moderada a buena y las areniscas y facies heterolíticas de las asociaciones de llanura interdistributaria/bahía muestran una calidad moderada a pobre.

El ambiente deltáico (plano deltáico alto) de la Formación Oficina está caracterizado por depósitos apilados de canales fluviales, llanura interdistributaria y abanicos de rotura, además de la presencia de carbones (facies C y LC) y paleosuelos; mientras que el ambiente deltáico (plano deltáico bajo) de la Formación Oficina está caracterizado por depósitos de canales distributarios individuales dentro de depósitos de grano fino de llanura interdistributaria/bahía, abanicos de rotura y prodelta/marino somero, barras de desembocadura y frente deltáico.

4.1.1.1. Modelo Estructural

La estructura del Campo Cerro Negro esta constituida por un Monoclinal densamente fallado con buzamiento suave hacia el Noroeste, de acuerdo a la interpretación de la Sísmica 3D se graficaron 43 fallas aproximadamente de dirección

Este-Oeste, de corta magnitud y longitud, las cuales cortan toda la secuencia sedimentaria y parte del basamento.

Estas Fallas Normales son contemporáneas con la sedimentación y tienen un carácter no sellante por lo que las acumulaciones de hidrocarburos están controladas por cambios de Facies laterales. En el área existen 26 fallas con buzamiento Sur y 17 con buzamiento Norte, el desplazamiento de dichas fallas varía para las principales de igual o mayor a 100 pies, las intermedias entre 60 y 40 pies y las menores entre 30 y 20 pies. Hacia el norte del área se observa la presencia de un alto estructural con dirección Noroeste-Suroeste y con presencia de fallamiento de tipo escalonado (figura 4.1).

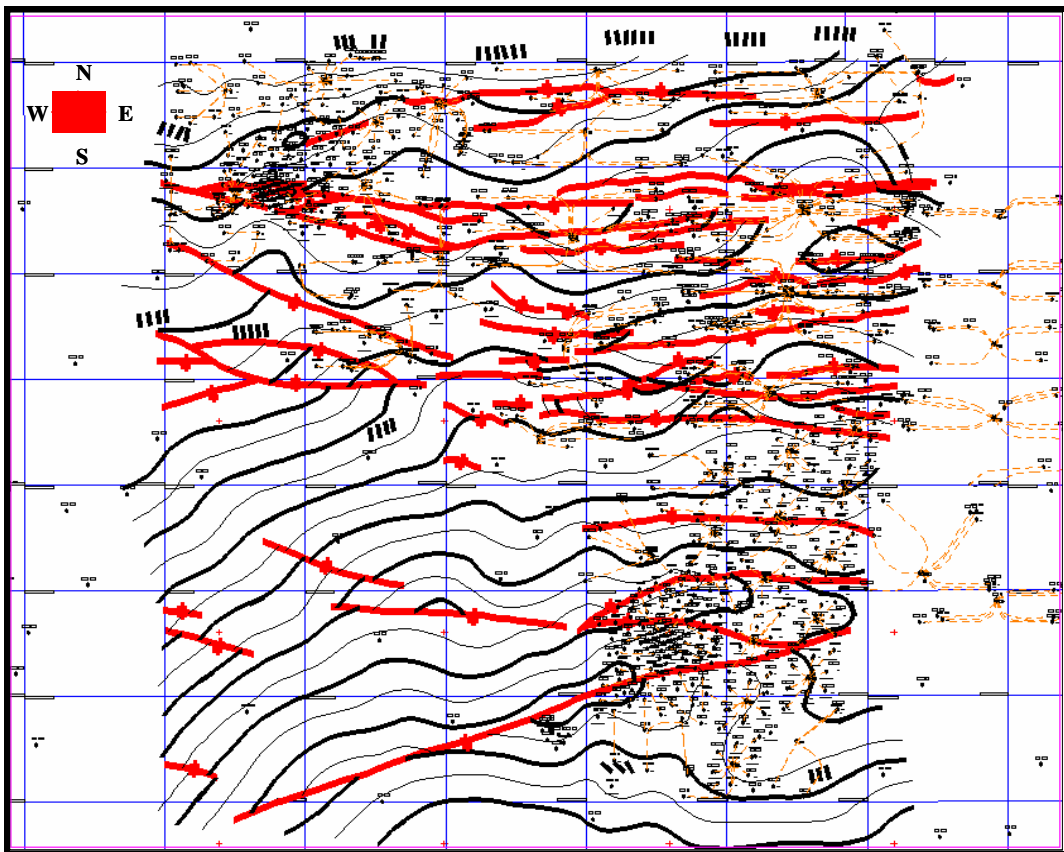


Figura 4.1. Mapa Estructural Tope del Miembro Morichal

4.1.1.2. Modelo Sedimentológico

En el campo Cerro Negro, el Miembro Morichal está formado por arenas macizas de grano fino a grueso y escogimiento variable, que forman paquetes de 70 a 100 pies, separados por delgados intervalos lutíticos. En el pozo CI-61 (sección de referencia), el Miembro Morichal se presenta con espesor total de 426 pies.

El miembro yace discordantemente sobre el basamento y ocasionalmente sobre los sedimentos cretácicos del Grupo Temblador. Hacia arriba, es concordante bajo la lutita del Miembro Yabo. Las areniscas que lo conforman pertenecen mayoritariamente a canales fluviales apilados hacia la parte inferior e intermedia de la columna estratigráfica y depósitos de barra y canal de marea hacia la parte superior. El ambiente de sedimentación es predominantemente de planicie deltaica y costera influenciado por régimen de marea (figura 4.2).

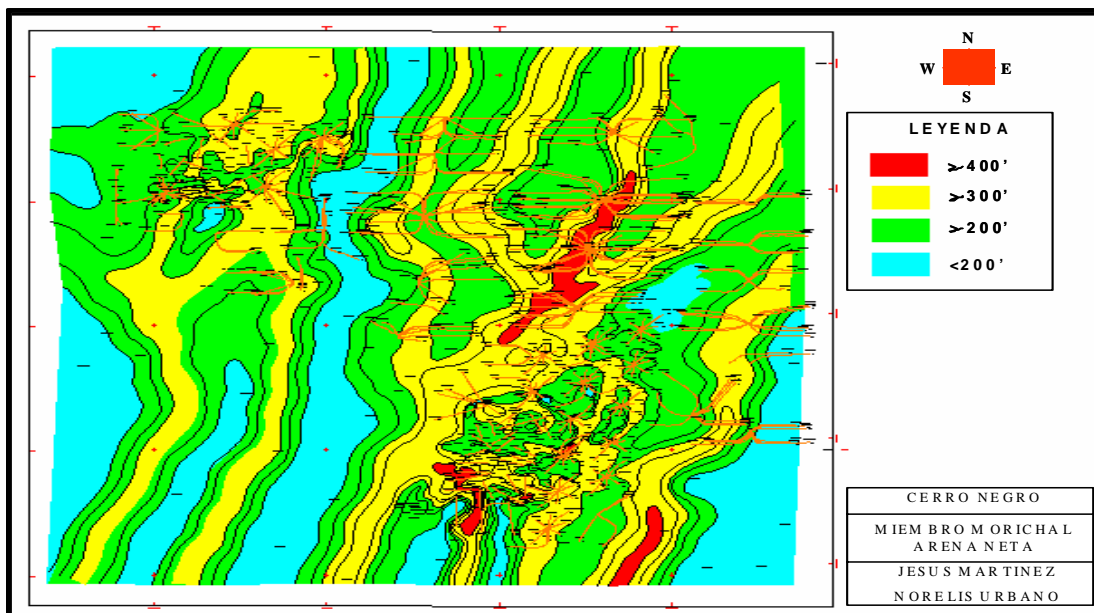


Figura 4.2. Mapa de Arena Neta Miembro Morichal

4.1.2. Análisis Petrofísico

Para realizar el análisis petrofísico se generaron mapas de isopropiedades que abarcan los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3 en conjuntos, a lo largo de las unidades A, B, C y D. Para la construcción de los mapas se tomo 3 parámetros como base: arena neta petrolífera (ANP), permeabilidad por espesor (K^*H) y saturación de agua (SW).

Estos mapas son de gran importancia ya que a través de ellos se pueden observar e identificar las zonas con las mejores propiedades petrofísicas y las más deficientes. A continuación se presentaran los resultados de dichos mapas.

4.1.2.1. OFIM CN 42 y OFIM CNX 3

Los mapas de isopropiedades en estos 2 yacimientos pertenecientes al área de J-20, muestran el comportamiento de ANP, K^*H y SW, en cada una de las unidades.

4.1.2.1.1. Unidad A

Los mapas que se muestran a continuación (figura 4.3, 4.4 y 4.5), muestran el comportamiento de las propiedades petrofísicas de los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3 a nivel de la unidad A.

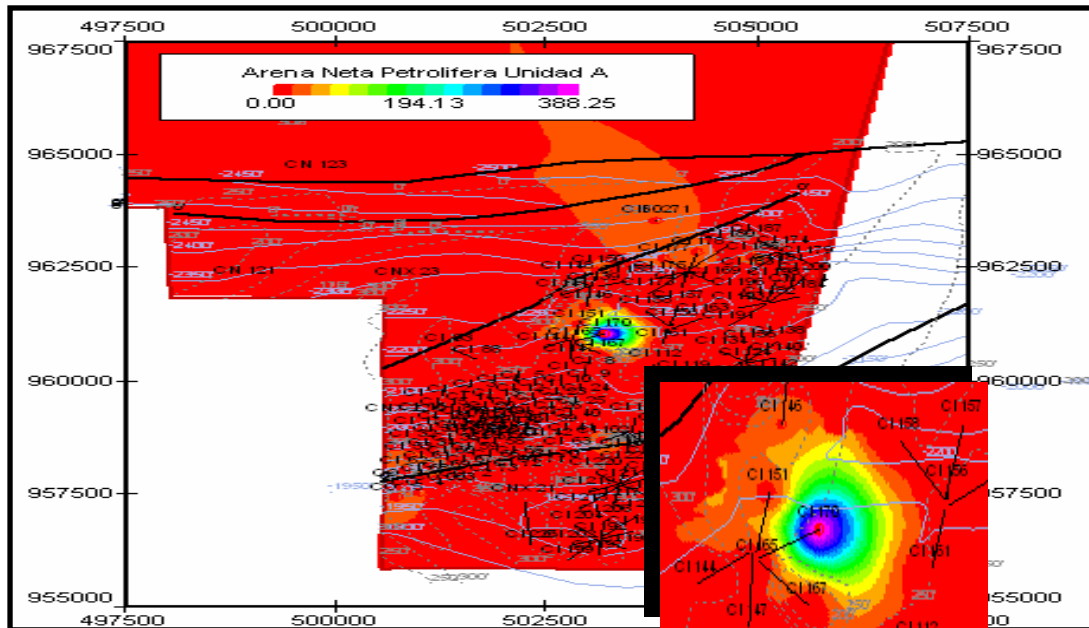


Figura 4.3. Mapa petrofísico de ANP, unidad A

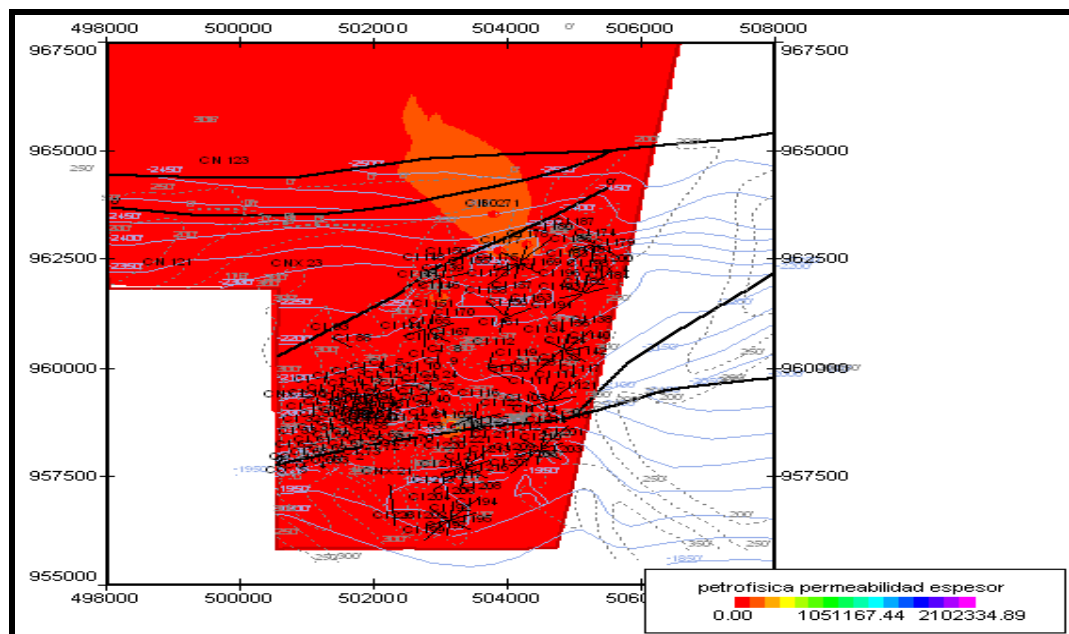


Figura 4.4. Mapa petrofísico de $K \cdot H$, unidad A

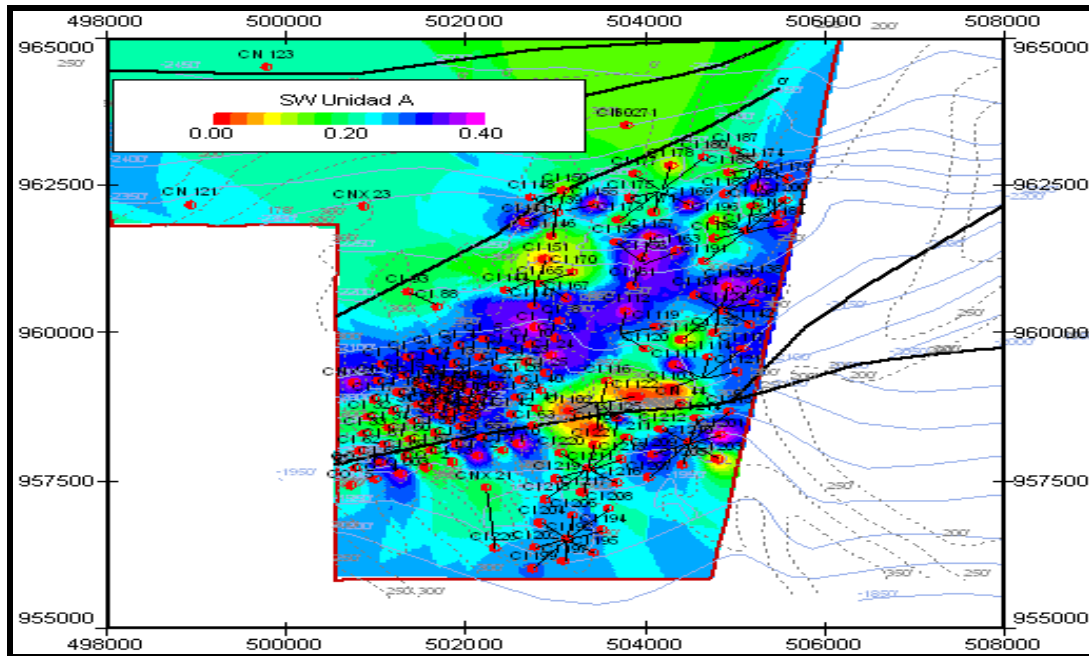


Figura 4.5. Mapa petrofísico Sw, unidad A

En esta unidad se puede observar que las propiedades no son buenas ya que de arena neta petrolífera y la permeabilidad por espesor es pobre en casi toda el área, y se encuentran zonas con altas saturaciones de agua.

Haciendo un análisis más específico, se puede ver que alrededor del pozo CI-170 Pertenciente a la macolla K-20-2 se encuentra fluyendo una buena porción de Petróleo, pero en esa zona la roca tiene pobres propiedades de Permeabilidad por espesor, lo que muestra que hay poca transmisibilidad debido a la lenticularidad de la arena A, y la Saturación de Agua es baja, de hecho menor a la saturación de agua irreductible, lo que quiere decir que el agua que aquí se encuentra no fluye. Esto puede deberse a que la Unidad A se encuentra situada al tope del miembro Morichal, la cual se caracteriza por ser una zona altamente arcillosa y lenticular.

4.1.2.1.2. Unidad B

En la unidad B, las propiedades petrofísicas mejoran con respecto a la unidad A. Como se visualiza en la figura 4.6, 4.7 y 4.8, alrededor de las macollas K-20-4 y J-21-4, así como de los pozos CNX 23, CI-93, CI-88, CI-144, CI- 179, CI-200, CI-122, CI-163 Y CI-194, se tiene una porción de arena neta petrolífera. Lo que quiere decir que en esta zona fluye petróleo.

En las áreas y pozos anteriormente mencionados, se nota que existe buena transmisibilidad, ya que los valores de permeabilidad por espesor son altos, además, la saturación de agua en estos sectores es baja, lo que los convierte en productivos y de buenas características a nivel petrofísico.

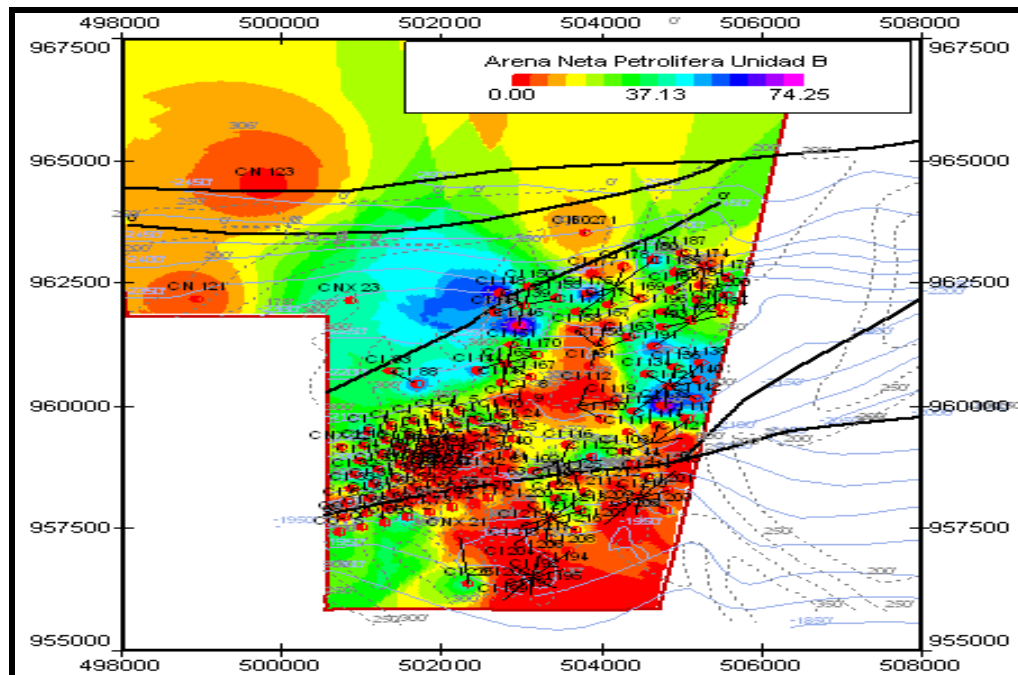


Figura 4.6. Mapa petrofísico de ANP, unidad B

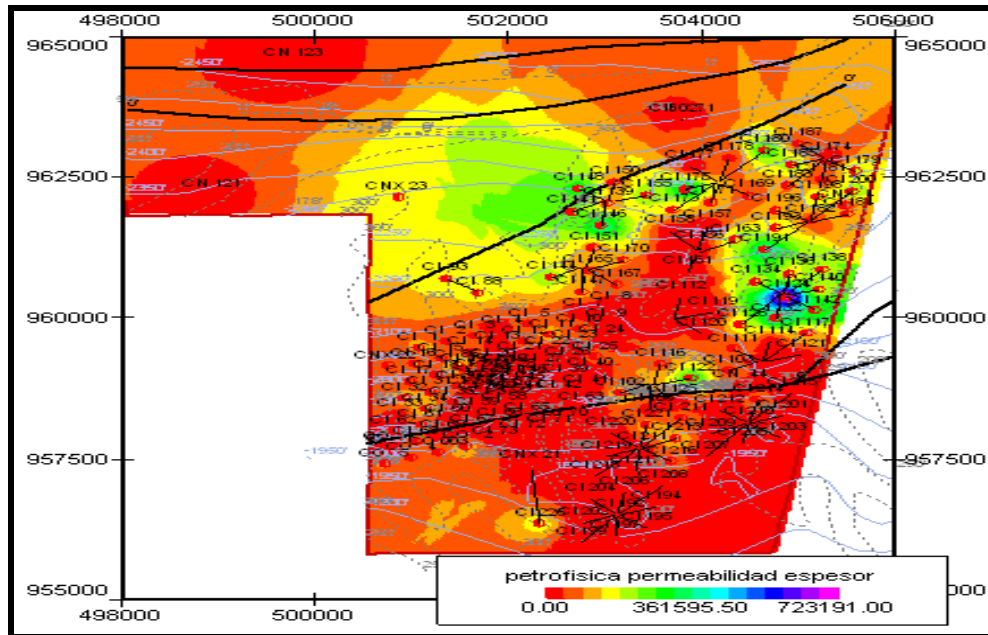


Figura 4.7. Mapa petrofísico de $K \cdot H$, unidad B

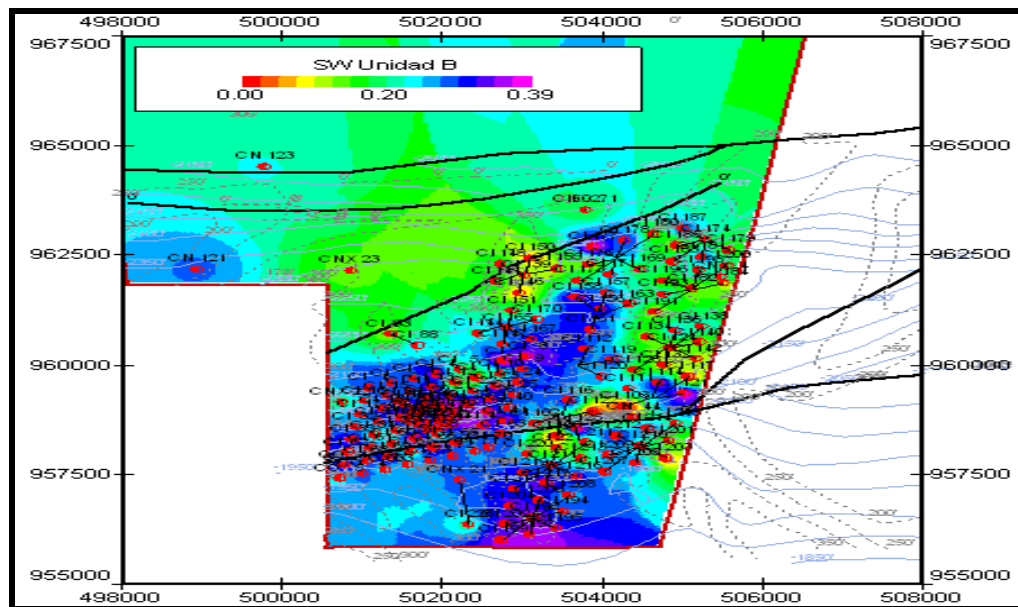


Figura 4.8. Mapa petrofísico de S_w , unidad B.

4.1.2.1.3. Unidad C

Se puede visualizar con facilidad que a medida que se profundiza en el yacimiento, se obtienen mejores propiedades de las rocas, en esta unidad se verán dichas mejoras, (Figura 4.9).

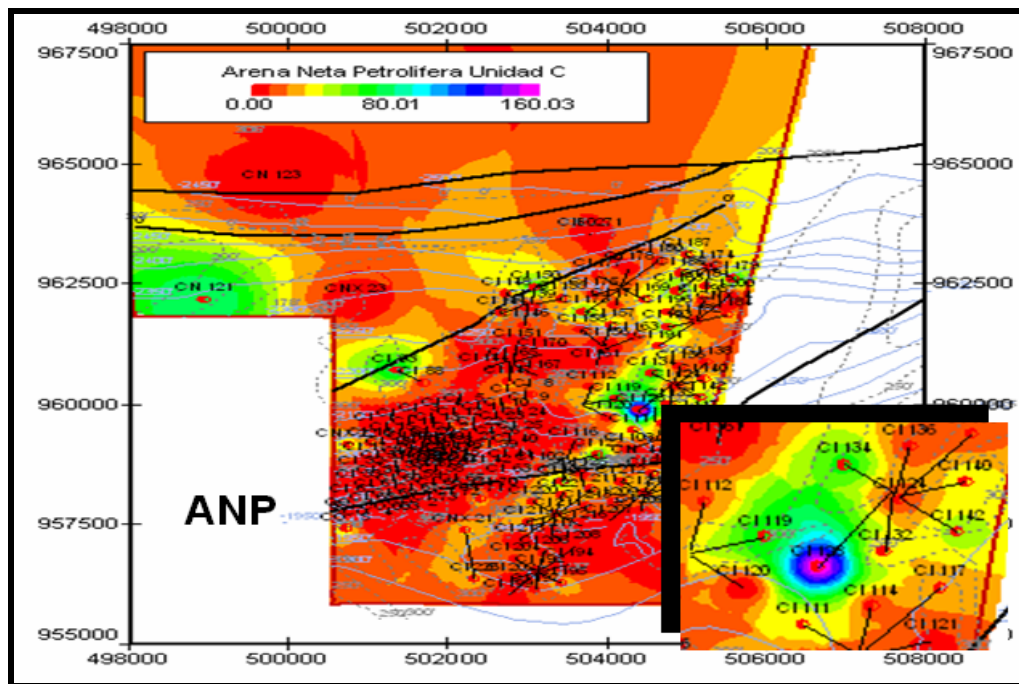


Figura 4.9. Mapa petrofísico de ANP, unidad C

Alrededor del pozo CN-121 se tiene un buen espesor de Arena Neta Petrolífera de más o menos 80 pies, la transmisibilidad es alta y la saturación de agua es menor al 20%. Esto representa que es una buena zona.

En el pozo CI-128 y en sus cercanías se visualiza espesores de ANP entre 80 y 160 pies, con bajos valores de S_w de 10% (el agua no tiene movilidad) aproximadamente y buena propiedades de la roca. Se nota además, que el

entrapamiento es de tipo estratigráfico, esto se demuestra en las figuras 4.10 y 4.11.

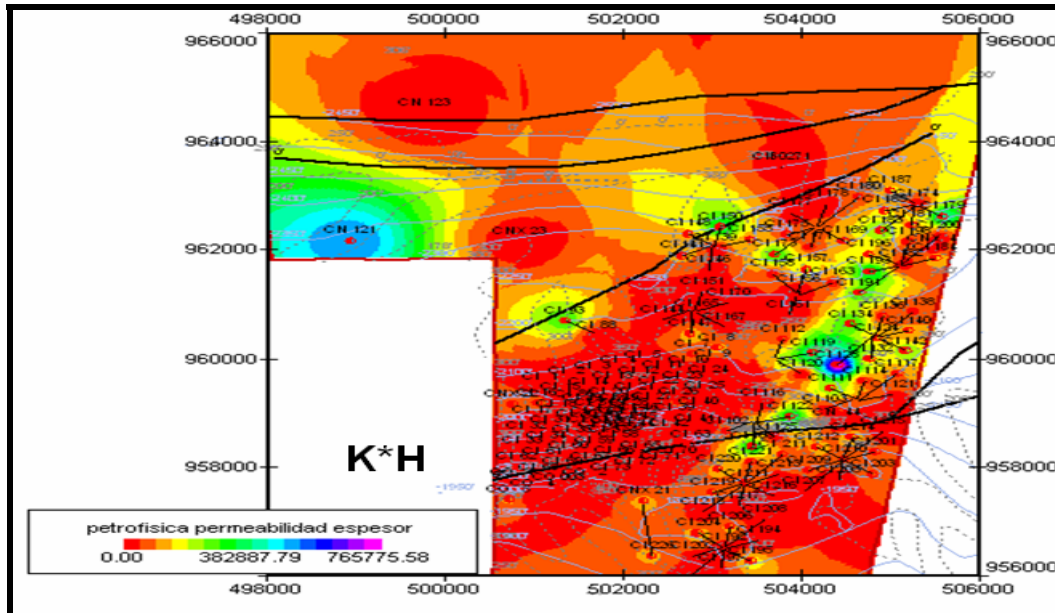


Figura 4.10. Mapa petrofísico de K^*H , unidad C

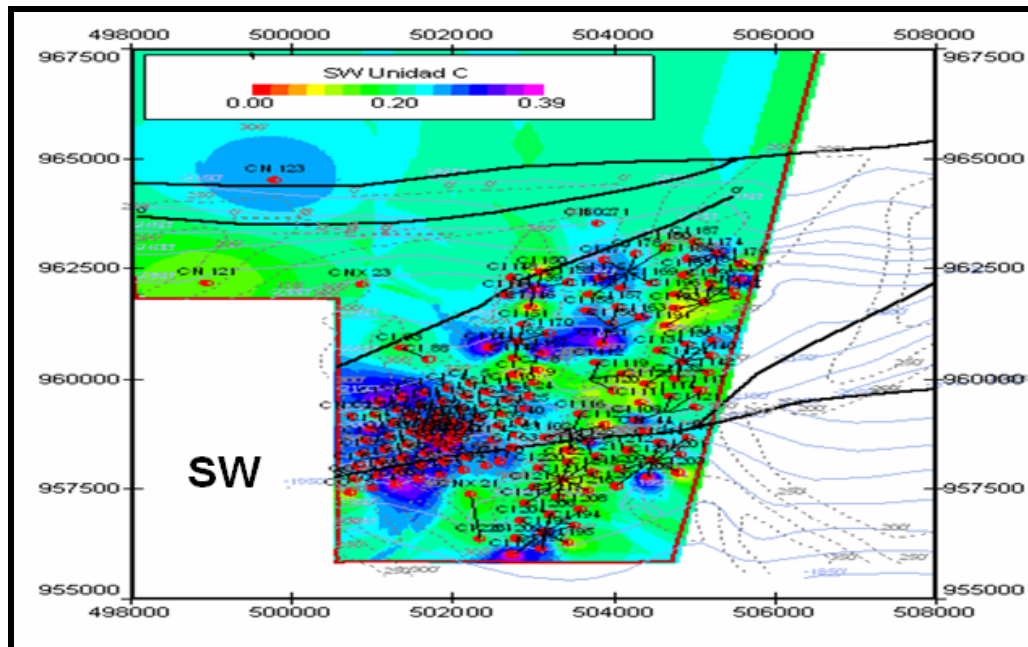


Figura 4.11. Mapa petrofísico de Sw , unidad C

4.1.2.1.4. Unidad D

Esta unidad es la más prospectiva de todas, como se hizo mención anteriormente a medida que se profundiza en el yacimiento, las propiedades mejoran. (Figuras 4.12, 4.13 y 4.14).

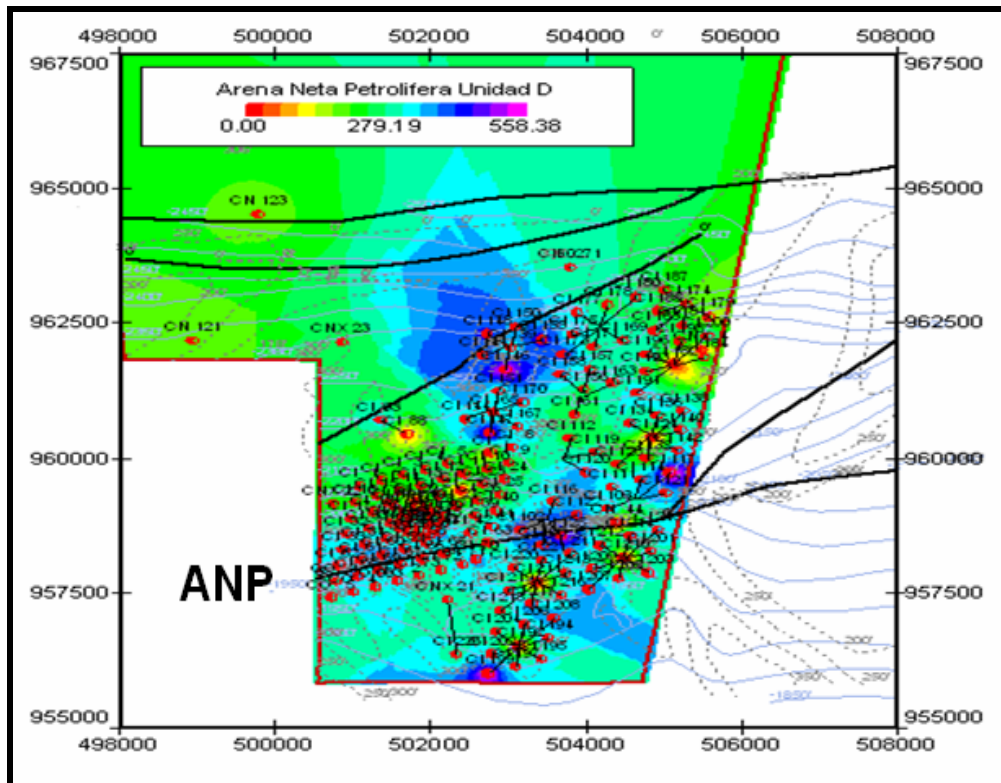


Figura 4.12. Mapa petrofísico de ANP, unidad D

Para esta unidad las zonas con mayores espesores de ANP están comprendidas entre 300 a 500 pies, y estas mismas zonas poseen alta transmisibilidad y muy baja S_w .

Es necesario mencionar que la unidad D esta formada principalmente por paquete de arena masiva, que corresponden a un ambiente fluvial. Es por esto que en esta unidad mejoran todas las propiedades estudiadas.

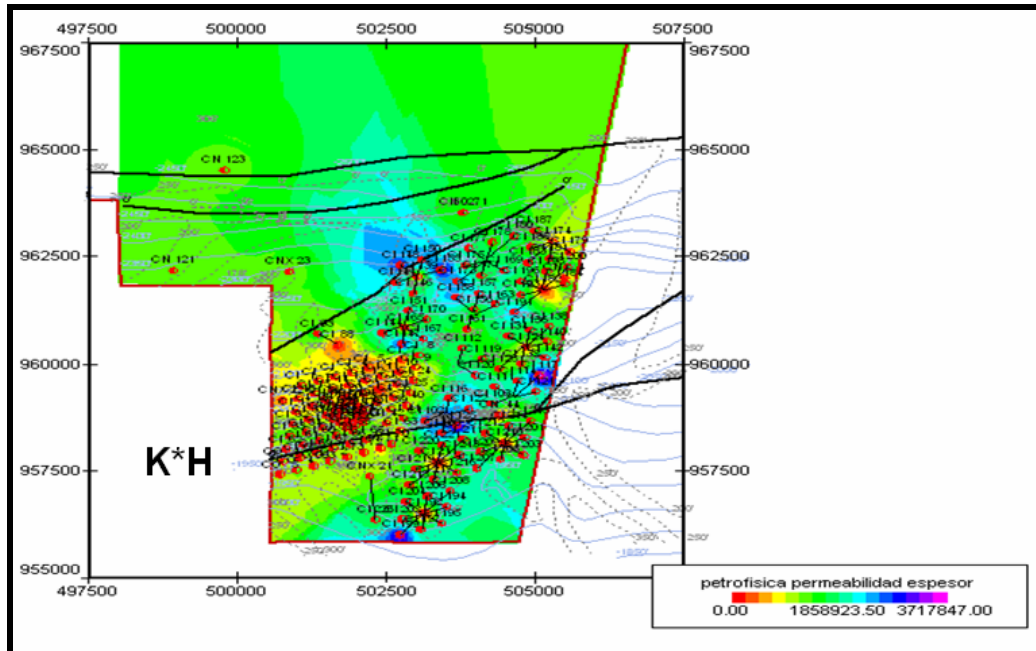


Figura 4.13. Mapa petrofísico de K^*H , unidad D

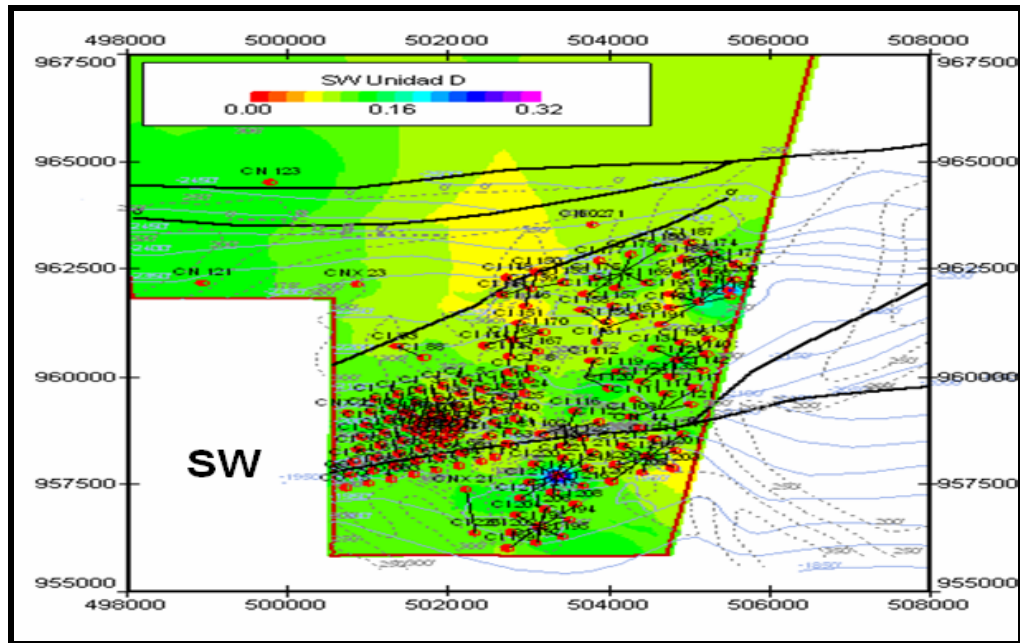


Figura 4.14. Mapa petrofísico de Sw, unidad D

La tabla (4.1), muestra un cuadro comparativo del comportamiento de cada una de las unidades analizadas.

Tabla 4.1. Propiedades generales de las unidades A, B, C y D

Propiedades	Mejores Zonas	
	Unidades A,B y C	Unidad D
ANP (pies)	60-360	300-550
K*H (md*pies)	360.000-750.000	2.000.000-3.500.000
Sw (%)	< 20	10

4.2 Validar la Distribución de los Fluidos en los Miembros Morichal y Jobo de los dos Yacimientos en Estudio, pertenecientes al Campo Cerro Negro, a través de un PVT

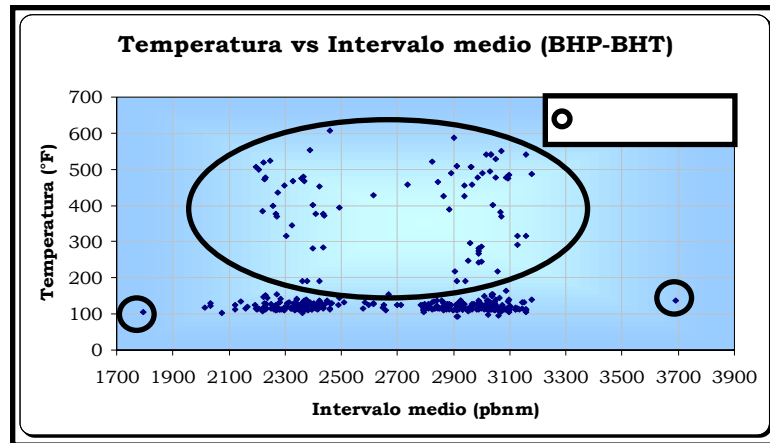
Se validó la distribución de fluidos con el fin de construir un modelo termodinámico que sea representativo del sistema de fluidos presentes en el Campo Cerro Negro Miembro Morichal a través de la Revisión de la consistencia y representatividad de las muestras de análisis PVT existentes, el análisis del comportamiento de los fluidos con profundidad. Dicho modelo debe ser capaz de reproducir el comportamiento de las propiedades de los fluidos en todo el Campo Cerro Negro, tanto areal como verticalmente.

4.2.1. Representatividad de las Muestras de Fluidos

Para garantizar una muestra de fluido con las mismas características del fluido original de yacimiento es esencial verificar su representatividad, lo cual consiste en chequear los aspectos que veremos en los siguientes pasos.

4.2.1.1. Temperatura

Para verificar que la temperatura utilizada en los experimentos PVT sea igual a la temperatura del yacimiento, se evaluaron 415 medidas de temperatura obtenidas de pruebas BHP/BHT. Grafica 4.1.

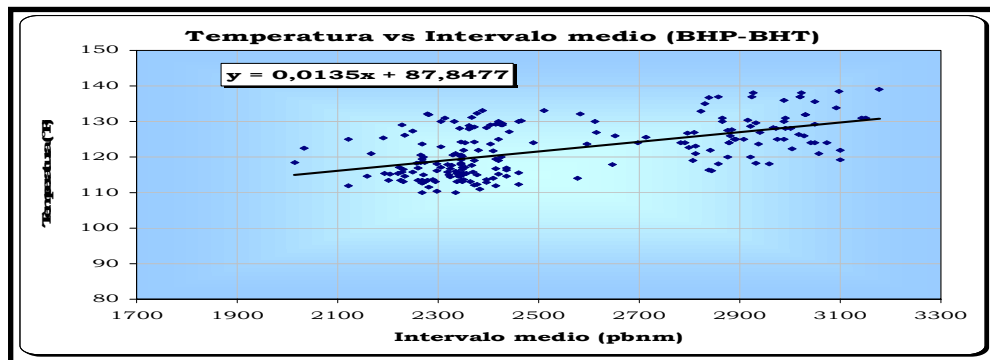


Grafica 4.1. Temperatura vs. Intervalo medio (BHP-BHT) sin ajustar

Se eliminaron muestras consideradas no representativas por presentar valores demasiado altos o demasiado bajos para lo esperado. Quedando, un total de 210 medidas, que se ajustan al gradiente geotérmico del área. Con ellas se obtuvo la siguiente correlación de temperatura para el área:

$$T(^{\circ}F) = 87,848 + 0,0135 \times D \rightarrow D(\text{pie})$$

En la grafica 4.2, se muestra la correlación, a partir de las cuales se generó la ecuación antes señalada.



Grafica 4.2. Temperatura vs. Intervalo medio (BHP-BHT) ajustado

La Temperatura del Yacimiento para el área J-20 (que comprende los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3) obtenida a partir de la correlación antes generada fue de 119 °F. Con la información generada a partir de correlaciones se chequeó el valor de temperatura de yacimiento reportada en los PVT validados, según el área en que se realizó el muestreo, para así evaluar la representatividad de la prueba (tabla 4.2).

Tabla 4.2. Evaluación representatividad por Temperatura de las Muestras PVT

POZO	AREA	FECHA DE	TOPE	BASE	EMR	PMP	T YAC POR	T YAC	° DIF T YAC
		MUESTREO	TVD	TVD	(PIES)	(PIES)	TVDS	CORRELACIÓN	MUESTRA
			(PIES)	(PIES)	(PIES)	(PIES)	(°F)	LAB (°F)	(°F)
CI-210*	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	119	129	10
CI-210**	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	119	129	10
CI-210***	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	119	129	10
CI-210***	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	119	129	10
CI-74	J-20	17/11/1985	2580	2725	299	2354	121	119	-2
CNX-22	J-20	24/07/1980	2600	2670	291	2344	121	116	-5
CNX-3	J-20	27/12/1979	2580	2715	287	2361	121	124	3
CNX-4	J-20	05/01/1980	2900	2928	270	2644	125	118	-7
CO-4	J-20	22/10/1985	2680	2760	307	2413	122	126	4

* Muestra Recombinada (Convencional)

** Muestra Recombinada (No Convencional)

*** Muestra de Fondo (Convencional)

**** Muestra de Fondo (No Convencional)

Cuando se evaluó la diferencia entre la Temperatura de yacimiento de la muestra de laboratorio y la Temperatura de yacimiento por la correlación generada para el área (la cual debe tener una diferencia no mayor de 10), no se descartaron las muestras, ya que las mismas no fueron re combinadas a temperaturas menores a las estimadas para la profundidad a la que fueron muestreadas.

4.2.1.2. Condiciones Estables del Pozo

Para verificar si el pozo esta en condiciones estables se debe monitorear la tasa de producción de petróleo y gas y la presión en el cabezal del pozo, tratando diferentes reductores desde el más grande hasta el más pequeño, hasta alcanzar las condiciones estables, para que entonces la muestra obtenida sea representativa del fluido original en el yacimiento de lo contrario debe ser descartada.

En cuanto a esta condición, no se menciona en los reportes PVT disponibles, si los pozos fueron sometidos a procesos de acondicionamiento adecuados, que permitieran el establecimiento de condiciones que garantizaran flujo estable al momento de los muestreos. Sin embargo, a través de las tasas de producción y los RGP, se pudo inferir cuales pozos se encontraban con producción continua al momento de la fecha de muestreo. Por otra parte, las tasas de petróleo y RGP fueron verificadas con las pruebas de producción efectuadas en esos pozos durante esa fecha. (Apéndice C).

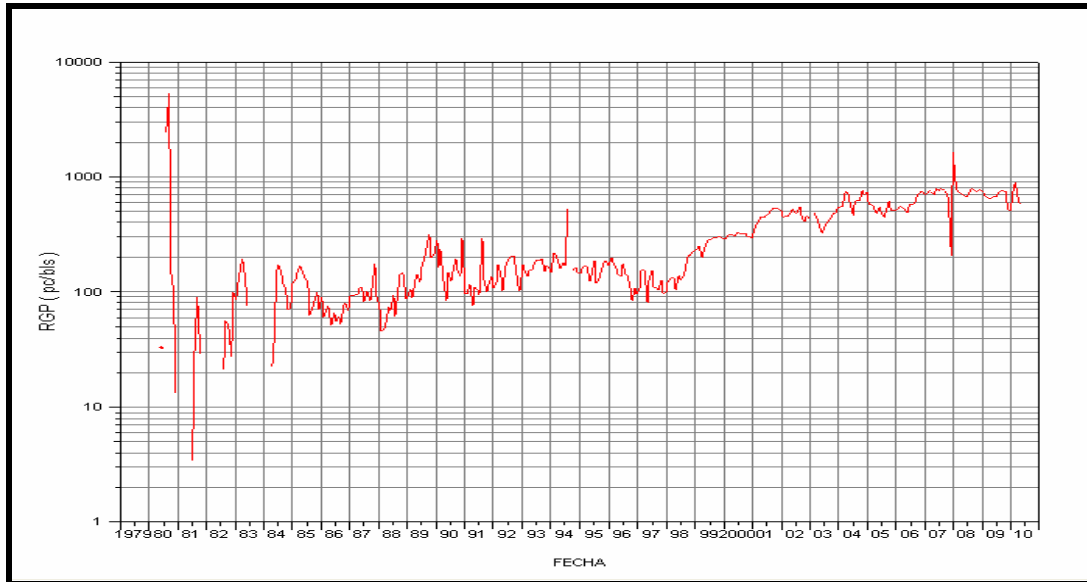
Luego de realizar un análisis de los gráficos generados con la herramienta OFM y Centinela, se descartaron los análisis PVT de 5 pozos (CI-74 y CNX-4), tal como se muestra en la Tabla 4, debido a que dichos PVT fueron muestreados a partir de pozos estratigráficos que referencia valores puntuales de producción distribuidos arealmente en todo el campo y las cuales no fueron tomadas por un período de tiempo prolongado previo a la toma de la muestra PVT (3 – 5 días), que permitiese visualizar y garantizar una estabilización tanto de las tasas de petróleo como de los RGP, tomando en cuenta dicho criterio estas pruebas no son representativas de la condición inicial del yacimiento y por ende tampoco representan el fluido original en el yacimiento. Los gráficos que soportan ésta evaluación por pozo se encuentran en el Apéndice C.

Tabla 4.3. Evaluación representatividad por Condiciones Estables de los pozos muestreados PVT

POZO	AREA	FECHA DE MUESTREO	TIPO DE MUESTRA	CONDICIONES DE ESTABILIDAD DEL POZO
CI-210*	J-20	19/01/1997	Recombinada Convencional	Estable
CI-210**	J-20	19/01/1997	Recombinada No Convencional	Estable
CI-210***	J-20	19/01/1997	De Fondo Convencional	Estable
CI-210****	J-20	19/01/1997	De Fondo No Convencional	Estable
CI-74	J-20	17/11/1985	Recombinada	No Estable
CNX-22	J-20	24/07/1980	Recombinada	Estable
CNX-3	J-20	27/12/1979	Recombinada	Estable
CNX-4	J-20	05/01/1980	Recombinada	No Estable
CO-4	J-20	22/10/1985	Recombinada	Estable

4.2.1.3. Relación Gas Petróleo (RGP)

La RGP utilizada para recombinar las muestras de líquido y gas de separador en los experimentos PVT, debe ser similar a la RGP obtenida bajo condiciones estables en el pozo (desviación máxima del 5%). Se debe considerar la RGP del separador de alta presión. Con el propósito de validar el valor de RGP inicial del yacimiento, se generó un gráfico de RGP vs Tiempo para toda el área J-20 (Grafica 4.3).



Gráfica 4.3. Relación Gas Petróleo en función del tiempo, Área J-20

Pero la gráfica generada no permite establecer un rango de estabilidad para definir el RGP del yacimiento (gráfica 4.3); debido a esto se procedió a realizar los gráficos de Relación Gas Petróleo Acumulado en función del Petróleo Acumulado para los pozos completados en el Campo (gráfica 4.4), dicho gráfico permitiría evaluar la R_s inicial para el comienzo de producción de la zona tal como lo evidencia la teoría citada a continuación, el cual representa un comportamiento estadístico del efecto del tiempo de producción previo al muestreo, extraído del curso “Introducción a las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento”, dictado por el Ing. Manuel Flores (Schlumberger). Figura 4.15.

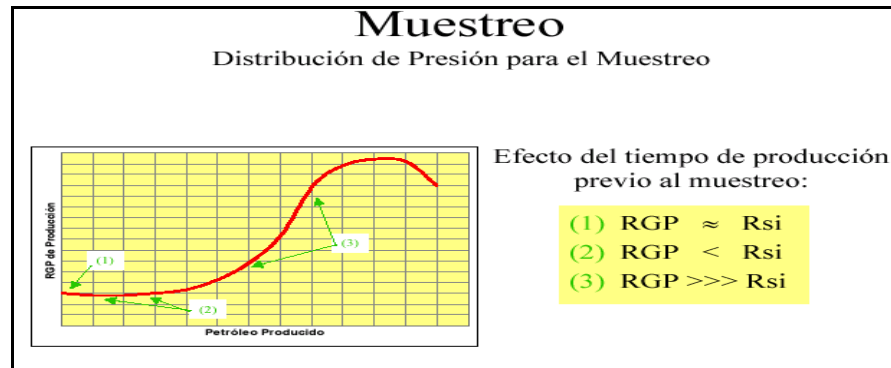
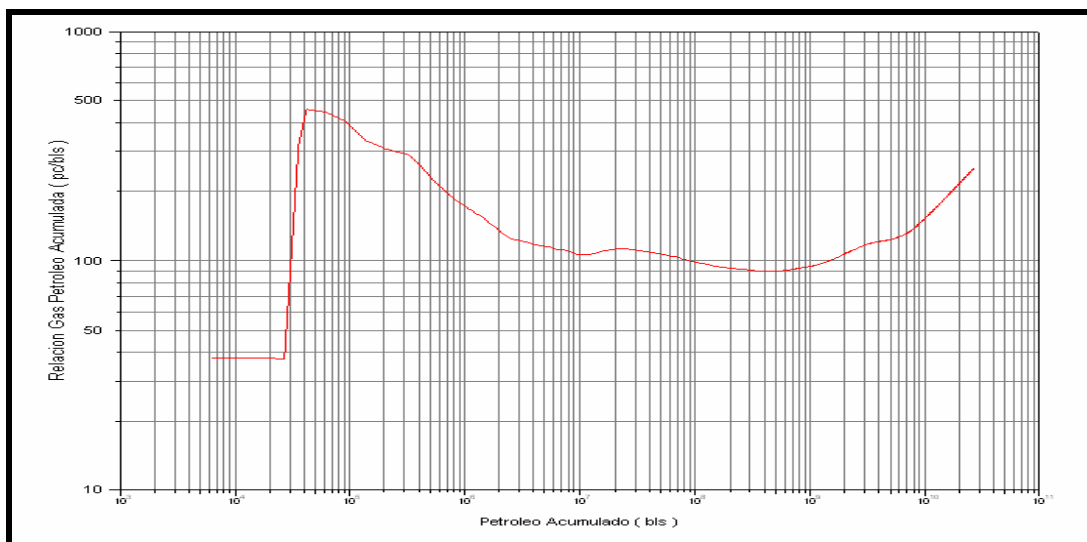
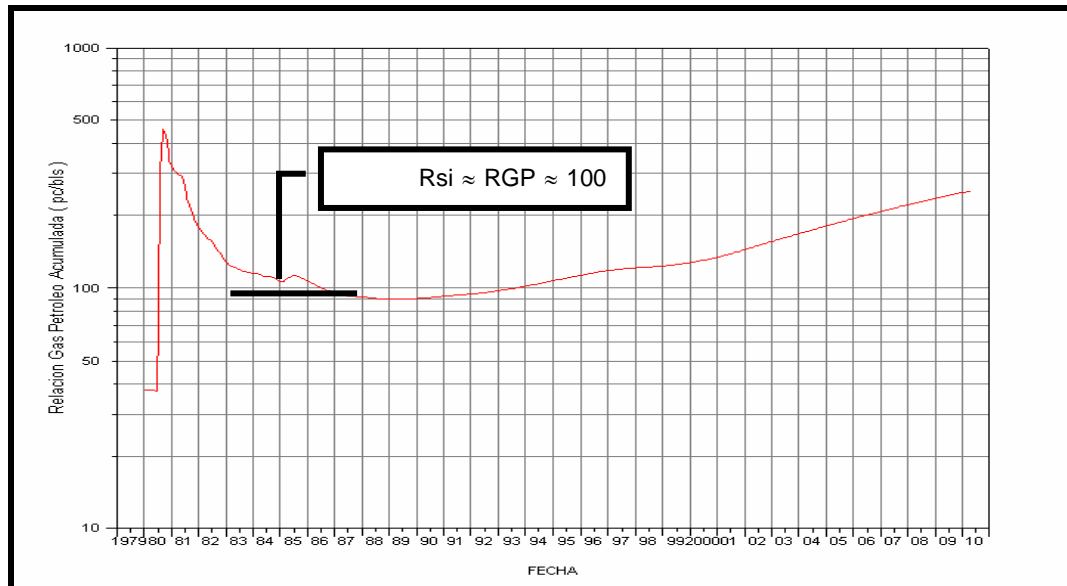


Figura 4.15. Efecto del tiempo de producción previo al muestreo



Grafica 4.4. Relación Gas Petróleo Acumulado vs del Petróleo Acumulado

Al comparar este gráfico con el de Relación Gas Petróleo Acumulado vs. Tiempo (grafica 4.5), se puede observar cierta similitud en el comportamiento, por lo que con un $RSI \approx 100$ PCN/BN, se verificó la representatividad de las muestras recombinadas.



Gráfica 4.5. Relación Gas Petróleo Acumulado vs Tiempo

Tabla 4.4. Evaluación de la representatividad del RGP de recombinación de las muestras PVT

POZO	AREA	FECHA DE MUESTREO (PIES)	TOPE TVD (PIES)	BASE TVD (PIES)	PMP TVDSS (PIES)	RS (PCN/BN)	RSI (PCN/BN)	% DIF RSI VS RS MUESTRA	
								LAB (°F)	MUESTRA
CI-210*	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	100	100	0
CI-210**	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	100	100	0
CI-210***	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	100	100	0
CI-210****	J-20	19/01/1997	2492	2547	296	2224	100	100	0
CNX-22	J-20	24/07/1980	2600	2670	291	2344	81	100	19
CNX-3	J-20	27/12/1979	2580	2715	287	2361	37	100	63
CO-4	J-20	22/10/1985	2680	2760	307	2413	80	100	20

* Muestra Recombinada (Convencional)

** Muestra Recombinada (No Convencional)

*** Muestra de Fondo (Convencional)

**** Muestra de Fondo (No Convencional)

Como se observa en la tabla 4.4 se descarto uno de los pozos por presentar una gran diferencia entre el Rs inicial y el Rs de la muestra de laboratorio.

Por tal razón y considerando que, el tipo de crudo que en este estudio se hace referencia, “Crudo Extrapesado” (Gravedades API en un rango entre 7° y 8°), donde se evidencia el efecto de crudo espumante, el cual conlleva a la retención de gas en el crudo, se consideraran validas RGP que se alejen en un máximo de 20% de la desviación de $R_{S_{inicial}}$ observada en los gráficos de producción del campo.

4.2.1.4. Condiciones del Separador

El muestreo del líquido y el gas debe ser a las mismas condiciones de presión y temperatura para garantizar el equilibrio termodinámico de las muestras, se recomienda tomarlo del separador de alta presión. Si las muestras se toman a diferentes tiempos, las condiciones de separación quizás no sean las mismas y por lo tanto la muestra recombinada no reproducirá la composición del fluido original del yacimiento.

La presión y temperatura a la cual se recombinaron las muestras fueron las mismas condiciones de presión y temperatura del separador.

4.2.1.5. Presión de Fondo Fluyente

La presión de fondo fluyente del pozo debe ser mayor a la presión de saturación para garantizar las condiciones monofásicas del fluido. En casos de muestreos de cabezal, se debe cumplir la misma condición. Las Presiones de Fondo Fluyente reportadas en la carpeta de pozo son superiores a la presión de saturación.

4.2.2. Consistencia de los Resultados del Análisis PVT

La consistencia interna de cada estudio de comportamiento termodinámico de fases (PVT) debe ser determinada mediante la revisión y análisis de las siguientes pruebas.

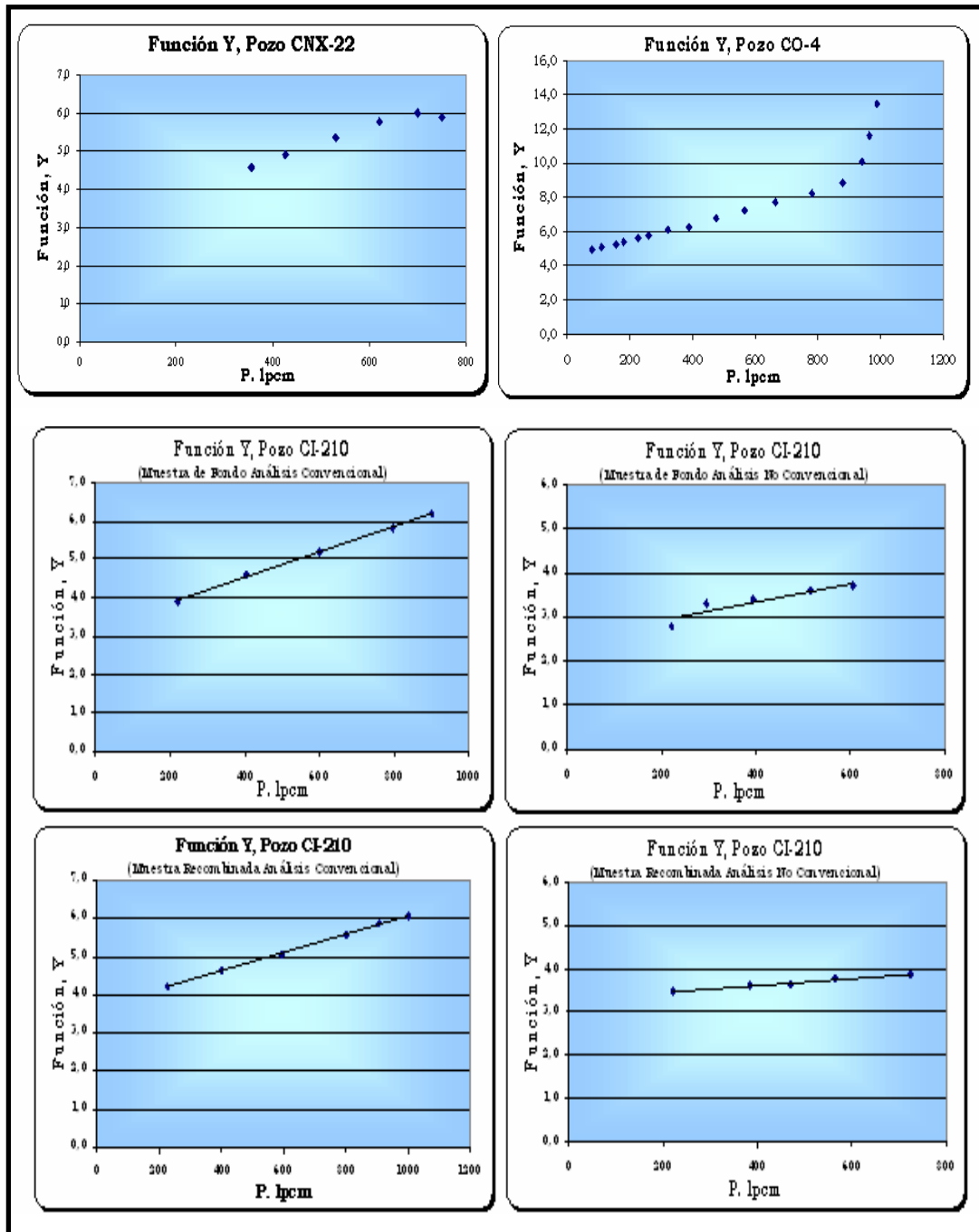
4.2.2.1. Prueba de la Linealidad de la Función “Y”

Para verificar la consistencia interna del experimento de Expansión a Composición Constante de la prueba de liberación instantánea se deben graficar los valores de Función Y con presión con los valores experimentales y determinar por mínimos cuadrados, la mejor recta que pasa a través de ellos. Si el crudo presenta poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio son hechas con precisión se debe obtener una línea recta.

Los valores de la Función “Y” usan una relación de presión y volumen relativo, la cual viene expresada con ecuación 3.1.

Observando el comportamiento de la Función Y cerca del punto de burbujeo, se puede determinar si la presión de burbujeo en el laboratorio ha sido subestimada o sobrestimada con respecto a la presión de burbujeo real del crudo del yacimiento. Si la presión de burbujeo en el laboratorio es superior a la real, los puntos de la función Y se alejan por encima de la línea recta, se dice entonces que está sobrestimada. Si por el contrario, la presión es menor, los puntos de la función Y se alejan por debajo de la línea entonces se habla de una presión de burbuja subestimada. Si la función Y representa una línea recta, entonces se dice que existe consistencia entre la presión de burbujeo experimental y real.

Este proceso se realizó para los PVT representativos disponibles en el área, con los resultados que se muestran a continuación. (Graficas 4.6).



Graficas 4.6. Resultados de la Función “Y” en función de la Presión.

Como se puede observar en los resultados de la función “Y” reportados en las gráficas anteriores, el PVT del CO-4 presenta una Función Y con tendencia a valores crecientes (Sobrestimada), sugiriendo que es necesario un ajuste de la presión de burbujeo a valores menores que el medido. Para este caso específico la presión de burbujeo se ajustó a 1038 lpc en lugar de las 1040 lpc originalmente reportadas, lo cual obviamente, representa un cambio despreciable; asimismo, el PVT del pozo CNX-22 presenta una Función Y con tendencia a valores crecientes (Sobrestimada), sugiriendo, al igual que para el pozo CO-4, que la presión de burbujeo es menor a la real. En consecuencia luego de realizar el respectivo ajuste la presión de burbujeo resultó con un valor de 794 lpc en lugar de las 795 lpc (valor reportado en el PVT), lo cual, al igual que para el pozo ajustado anteriormente, representa un cambio despreciable.

Para las muestras del pozo CI-210 (Recombinada y de Fondo, Análisis Convencional y no Convencional), el gráfico de la función Y es una recta perfecta lo que indica que la medición de laboratorio fue realizada con precisión y no es necesario efectuar ninguna corrección.

4.2.2.2. Prueba de Balance de Masa (Muestras de Crudo negro)

Esta prueba consiste en verificar si el gas en solución (Rs) de la prueba de Liberación Diferencial es igual al calculado con la ecuación de Balance de Masa basado en datos de densidad del crudo, factor volumétrico de formación del petróleo en función de la presión y gravedad específica del gas liberado en cada etapa, suponiendo como base de cálculo un litro de crudo residual. La diferencia entre los dos valores de Rs no debe exceder al 5%. Para realizar el balance de masas fue indispensable que la prueba de liberación diferencial, de cada análisis PVT, disponga de los siguientes datos:

- ❖ Gravedad API del crudo residual.
- ❖ Relación Gas-Petróleo en solución a diferentes presiones (Rs).
- ❖ Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones (Bo).
- ❖ Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación (γ_g).

El procedimiento utilizado para obtener la Rs en cada etapa de liberación, mediante el balance de masas, se tomó de la referencia “Caracterización Física de los Yacimientos del CIED” corregido por G. Rojas (1997). Las consideraciones y deducciones de las ecuaciones utilizadas se citan en apéndice A.

Se realizaron pruebas de validación por balance de masas a los PVT considerados representativos, siguiendo el procedimiento antes descrito, con el fin de obtener un valor de Rs en cada nivel de presión (etapa de liberación), el cual fue comparado con el valor de Rs reportado en el análisis PVT, tal como se puede observar en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Prueba Balance de Masas

POZO CNX-22 MUESTRA RECOMBINADA											
P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14,7	60	1	-	1,0122	1011,1633					
	14,7	116	1,0202	0,807	0,9912	1011,1633					
355	369,7	116	1,0346	0,665	0,9852	1019,2879	8,1247	0,2901	46,12	45,00	2,48
795	809,7	116	1,0469		0,9781	1023,9729	4,6850	0,2030	78,39	78,00	0,50
POZO CO-4 MUESTRA RECOMBINADA											
P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14,7	60	1	-	1,0158	1014,7927					
	14,7	126	1,024	1,034	0,9913	1014,7927					
100	114,7	126	1,027	0,882	0,9904	1017,1408	2,3481	0,0654	10,40	16,00	34,98
400	414,7	126	1,035	0,799	0,9879	1022,4765	5,3357	0,1743	38,11	40,00	4,71
700	714,7	126	1,041	0,794	0,9855	1025,9055	3,4290	0,1236	57,77	56,00	3,17
1040	1054,7	126	1,047		0,9831	1029,3057	3,4002	0,1234	77,39	79,00	2,04

POZO CI-210 MUESTRA DE FONDO ANÁLISIS CONVENCIONAL

P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14.7	60	1	-	1.0100	1008,9980					
-2	13	129	1,0241	1,130	1.0100	1008,9980					
85	100	129	1,0309	0,829	0,9828	1013,1685	4,1705	0,1063	16,91	17,00	0,55
285	300	129	1,0374	0,721	0,9803	1016,9632	7,9652	0,2768	60,92	38,00	60,31
485	500	129	1,0432	0,692	0,9777	1019,9366	2,9734	0,1188	79,81	57,00	40,02
685	700	129	1,0490	0,675	0,9749	1022,6701	2,7335	0,1138	97,91	75,00	30,54
885	900	129	1,0585	0,657	0,9739	1030,8732	8,2030	0,3501	153,57	86,00	78,57
980	995	129	1,0739		0,9556	1026,2188	-4,6543	-0,2041	121,12	100,00	21,12

POZO CI-210 MUESTRA DE FONDO ANÁLISIS NO CONVENCIONAL

P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14.7	60	1	-	1.0180	1016,9829					
-2	13	129	1,0241	1,150	1.0180	1016,9829					
85	100	129	1,0432	0,829	0,9818	1024,2138	7,2309	0,1811	28,80	28,00	2,87
285	300	129	1,0481	0,720	0,9793	1026,4043	2,1906	0,0761	40,91	41,00	0,23
485	500	129	1,0545	0,692	0,9762	1029,4029	2,9986	0,1200	59,98	60,00	0,03
585	600	129	1,0581	0,680	0,9756	1032,2824	2,8795	0,1199	79,05	79,00	0,06
690	705	129	1,0847		0,9545	1035,3462	3,0638	0,1298	99,68	100,00	0,32

POZO CI-210 MUESTRA RECOMBINADA ANÁLISIS CONVENCIONAL

P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14.7	60	1	-	1.0050	1003,9817					
-2	13	129	1,0241	1,205	1.0050	1003,9817				0,0000	
85	100	129	1,0442	0,836	0,9648	1007,4442	3,4625	0,0828	13,16	13,00	1,25
285	300	129	1,0529	0,738	0,9606	1011,4157	3,9716	0,1369	34,92	35,00	0,22
485	500	129	1,0569	0,702	0,9599	1014,5183	3,1026	0,1211	54,18	54,00	0,34
685	700	129	1,0653	0,685	0,9550	1017,3615	2,8432	0,1167	72,73	73,00	0,36
885	900	129	1,0716	0,668	0,9518	1019,9489	2,5874	0,1088	90,04	90,00	0,04
1095	1110	129	1,0764		0,9497	1022,2571	2,3082	0,0995	105,87	106,00	0,13

POZO CI-210 MUESTRA RECOMBINADA ANÁLISIS NO CONVENCIONAL

P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14.7	60	1	-	1.0129	1011,8871					
-2	13	129	1,0241	1,198	1.0129	1011,8871					
85	100	129	1,0556	0,820	0,9621	1015,5928	3,7057	0,0891	14,17	14,00	1,21
285	300	129	1,0630	0,702	0,9597	1020,1611	4,5683	0,1605	39,69	40,00	0,78
485	500	129	1,0695	0,700	0,9567	1023,1907	3,0295	0,1243	59,46	60,00	0,90
735	750	129	1,0772	0,670	0,9533	1026,8948	3,7041	0,1525	83,70	84,00	0,36
890	905	129	1,0867		0,9481	1030,3003	3,4055	0,1464	106,98	107,00	0,02

Luego de realizar la revisión de consistencia por Balance de Masas se seleccionaron los PVT cuyo porcentaje de error no excedió el 5% de diferencia entre el Rs calculado y el experimental. Luego de efectuar dicho análisis, los PVT considerados como validados fueron los análisis de los pozos CNX-22, CI-210 (Recombinado Análisis Convencional) y el del pozo CI-210 (Muestra de Fondo y Muestra Recombinada ambos por Análisis No Convencional). Estos últimos fueron considerados para los datos de Pseudo burbuja, cuando se considera los efectos de crudo espumante. De los análisis PVT considerados consistentes por la prueba de Balance de Masas la muestra del pozo CNX-22 fue descartada por alejarse de la

tendencia general de data de Presión de burbujeo. En la tabla citada (4.6) se muestra los PVT seleccionados.

Tabla 4.6. Resultado de consistencia por prueba de Balance de Masas

POZO CI-210 MUESTRA RECOMBINADA ANÁLISIS CONVENCIONAL											
P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14,7	60	1	-	1,0050	1003,9817					
-2	13	129	1,0241	1,205		1003,9817				0,0000	
85	100	129	1,0442	0,836	0,9648	1007,4442	3,4625	0,0828	13,16	13,00	1,25
285	300	129	1,0529	0,738	0,9606	1011,4157	3,9716	0,1369	34,92	35,00	0,22
485	500	129	1,0569	0,702	0,9599	1014,5183	3,1026	0,1211	54,18	54,00	0,34
685	700	129	1,0653	0,685	0,9550	1017,3615	2,8432	0,1167	72,73	73,00	0,36
885	900	129	1,0716	0,668	0,9518	1019,9489	2,5874	0,1088	90,04	90,00	0,04
1095	1110	129	1,0764		0,9497	1022,2571	2,3082	0,0995	105,87	106,00	0,13

Análisis No Convencionales Considerados para estimación de la presión de pseudo burbuja, en el caso de efecto de crudo espumante.

POZO CI-210 MUESTRA DE FONDO ANÁLISIS NO CONVENCIONAL											
P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14,7	60	1	-	1,0180	1016,9829					
-2	13	129	1,0241	1,150		1016,9829					
85	100	129	1,0432	0,829	0,9818	1024,2138	7,2309	0,1811	28,80	28,00	2,87
285	300	129	1,0481	0,720	0,9793	1026,4043	2,1906	0,0761	40,91	41,00	0,23
485	500	129	1,0545	0,692	0,9762	1029,4029	2,9986	0,1200	59,98	60,00	0,03
585	600	129	1,0581	0,680	0,9756	1032,2824	2,8795	0,1199	79,05	79,00	0,06
690	705	129	1,0847		0,9545	1035,3462	3,0638	0,1298	99,68	100,00	0,32

POZO CI-210 MUESTRA RECOMBINADA ANÁLISIS NO CONVENCIONAL											
P, psig	P, psia	T, °F	Bo, (BY/BN)	GravGas	DensidadCrudo, gr/cc	mo (gm)	Delta mg (gm)	Vg, (PCN)	Rscalcado, (PCN/BN)	Rspvt, (PCN/BN)	% Error
	14,7	60	1	-	1,0129	1011,8871					
-2	13	129	1,0241	1,198		1011,8871					
85	100	129	1,0556	0,820	0,9621	1015,5928	3,7057	0,0891	14,17	14,00	1,21
285	300	129	1,0630	0,702	0,9597	1020,1611	4,5683	0,1605	39,69	40,00	0,78
485	500	129	1,0695	0,700	0,9567	1023,1907	3,0295	0,1243	59,46	60,00	0,90
735	750	129	1,0772	0,670	0,9533	1026,8948	3,7041	0,1525	83,70	84,00	0,36
890	905	129	1,0867		0,9481	1030,3003	3,4055	0,1464	106,98	107,00	0,02

4.2.2.3. Prueba de Densidad

Esta prueba consiste en comparar la densidad del petróleo en el punto de burbujeo, calculada a partir de datos de separadores, con la densidad del petróleo en el punto de burbujeo obtenida a partir de la prueba de Liberación Diferencial, la diferencia no debe exceder del 5%. Sin embargo, para el análisis PVT del pozo CI-210 no se dispone de información de una prueba de separador que permita efectuar la evaluación de consistencia a través de la prueba de densidad.

4.2.2.4. Prueba de Desigualdad (Muestras de Crudo negro)

Los datos PVT para que sean consistentes deben cumplir con la siguiente restricción $\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \partial \beta_g \cdot \frac{\partial R_{sd}}{\partial P}$. La finalidad de esta prueba es verificar la consistencia en los cambios de volúmenes de líquido y gas. (Ver tabla 4.7).

Tabla 4.7 Resultados de la Prueba de Desigualdad de los PVT Representativos

PRUEBA DE DESIGUALDAD POZO CI-210 MUESTRA RECOMBINADA ANÁLISIS CONVENCIONAL							
<i>P</i> , psig	<i>T</i> , °F	<i>B</i> _o , BY/BN	<i>B</i> _g , PCY/PCN	<i>R</i> _{spvt} , PCN/BN	(<i>B</i> _{o2} - <i>B</i> _{o1})/ (<i>P</i> ₂ - <i>P</i> ₁)	<i>B</i> _g [*] (<i>R</i> _{s2} - <i>R</i> _{s1})/ (<i>P</i> ₂ - <i>P</i> ₁)	(<i>B</i> _{o2} - <i>B</i> _{o1})/ (<i>P</i> ₂ - <i>P</i> ₁) > <i>B</i> _g [*] (<i>R</i> _{s2} - <i>R</i> _{s1})/(<i>P</i> ₂ - <i>P</i> ₁)
1095,3	129	1,0764		106,00			
885,3	129	1,0716	0,016698	90,00	0,00003150	0,000252775	Ok
685,3	129	1,0653	0,022015	73,00	0,00004200	0,000372471	Ok
485,3	129	1,0569	0,030835	54,00	0,00002000	0,000521696	Ok
285,3	129	1,0529	0,050703	35,00	0,00004350	0,000993291	Ok
85,3	129	1,0442	0,148497	13,00	0,00023024	0,003938193	Ok
-2	129	1,0241	1,132728	0,00	-0,01205000	0,000000000	Ok
	60	1					

Análisis No Convencionales Considerados para estimación de la presión de pseudo burbuja, en el caso de efecto de crudo espumante.

Como se puede observar en la tabla de resultados anteriores estos PVT fueron considerados consistentes por la prueba de desigualdad, lo que en consecuencia, valida los cambios de volúmenes de líquido y gas de cada etapa.

4.2.2.5. PVT Combinado, Corrección de los Bod y Rsd por Efecto de las Condiciones de Separación

Generalmente en los análisis PVT no se incluye la corrección de los Rsd y Bod de la prueba de liberación diferencial por efecto de las condiciones de separador. Desde el yacimiento hasta el tanque ocurren dos procesos de liberación, la liberación que ocurre en el yacimiento se asemeja más al tipo diferencial, pero al llegar el petróleo a los separadores ocurre liberación instantánea, por esta razón es necesario corregir los datos de liberación diferencial por efecto de las condiciones de separación, es decir, construir un PVT combinado.

PRUEBA DE DESIGUALDAD POZO CI-210 MUESTRA DE FONDO ANÁLISIS NO CONVENCIONAL							
P, psig	T, °F	Bo, BY/BN	Bg, PCY/PCN	Rspvt, PCN/BN	$(Bo_2-Bo_1)/(P_2-P_1)$	$Bg^*(Rs_2-Rs_1)/(P_2-P_1)$	$(Bo_2-Bo_1)/(P_2-P_1) > Bg^*(Rs_2-Rs_1)/(P_2-P_1)$
690,3	129	1,0847		100,00			
585,3	129	1,0581	0,0207	79,00	0,00003600	0,000700445	Ok
485,3	129	1,0545	0,026825	60,00	0,00003200	0,000453851	Ok
285,3	129	1,0481	0,047836	41,00	0,00002500	0,000553756	Ok
85,3	129	1,0431	0,153218	28,00	0,00021764	0,00875193	Ok
-2	129	1,0241	1,132728	0,00	-0,01205000	0,000000000	Ok
	60	1					

PRUEBA DE DESIGUALDAD POZO CI-210 MUESTRA RECOMBINADA ANÁLISIS NO CONVENCIONAL							
P, psig	T, °F	Bo, BY/BN	Bg, PCY/PCN	Rspvt, PCN/BN	$(Bo_2-Bo_1)/(P_2-P_1)$	$Bg^*(Rs_2-Rs_1)/(P_2-P_1)$	$(Bo_2-Bo_1)/(P_2-P_1) > Bg^*(Rs_2-Rs_1)/(P_2-P_1)$
890,3	129	1,0867		107,00			
735,3	129	1,0772	0,019967	84,00	0,00003080	0,000341377	Ok
485,3	129	1,0695	0,030734	60,00	0,00003250	0,000547355	Ok
285,3	129	1,063	0,051511	40,00	0,00003700	0,001192597	Ok
85,3	129	1,0556	0,155762	14,00	0,00036082	0,004448622	Ok
-2	129	1,0241	1,132728	0,00	-0,01205000	0,000000000	Ok
	60	1					

Para el análisis PVT del pozo CI-210 no se dispone de información de una prueba de separador que permita efectuar la corrección de Rsb y Bob, para considerar

dicha data para generación de modelos dinámicos; sin embargo dicho PVT sigue considerándose representativo y consistente.

4.3. Interpretar en Comportamiento de Presiones del Área en Estudio

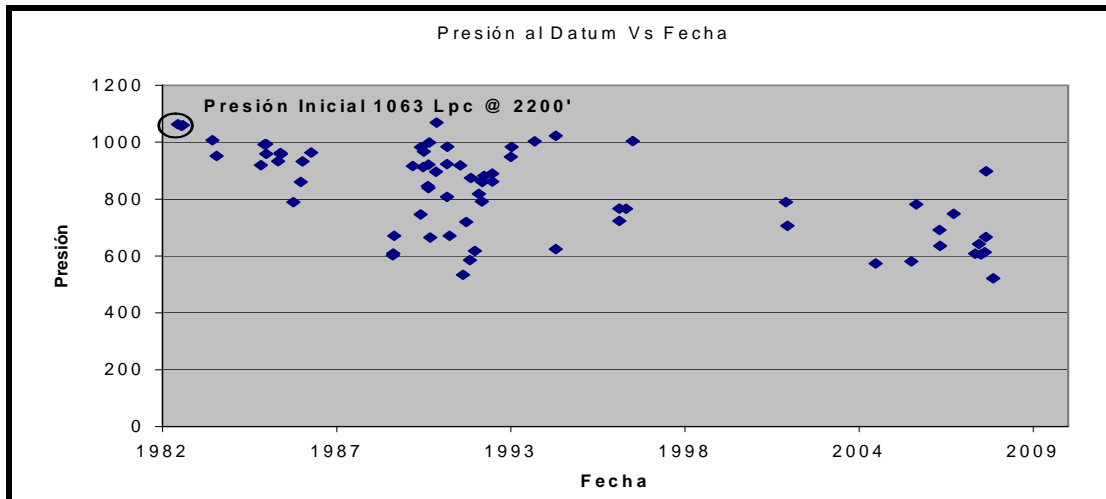
4.3.1. Análisis De Pruebas BHP-BHT

Se elaboraron graficas de tendencias por área; según la interpretación desde el punto de vista geológico que divide al campo Cerro Negro en 3 áreas, de la cual los 2 yacimientos en estudio (OFIM CN 42 y OFIM CNX 3) pertenecen al sector J-20 y una pequeña parte de M-19, (Figura 4.16).



Figura 4.16. Distribución de bloques en el Campo Cerro Negro

4.3.1.1. OFIM CN 42 PRUEBAS BHP/BHT



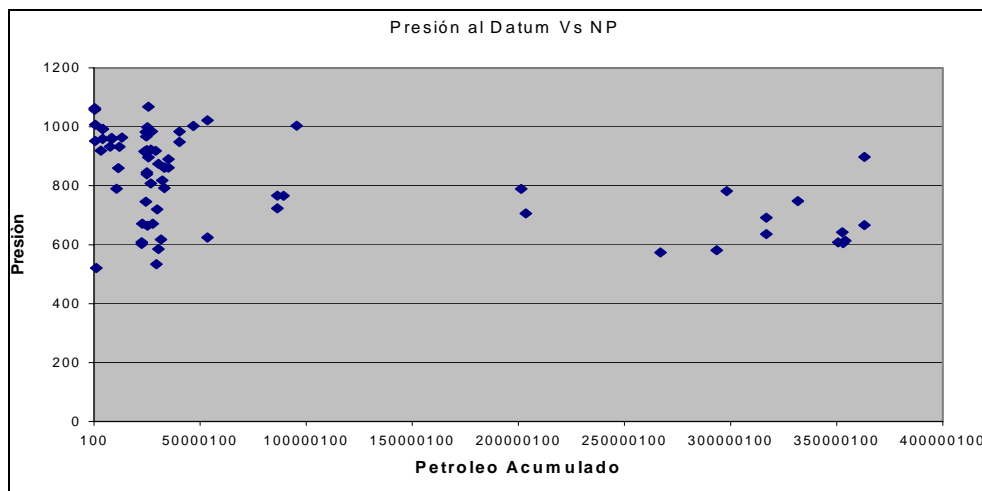
Gráfica 4.7. Presión Datum vs. Fecha, Yacimiento OFIM CN 42, Campo Negro

El análisis de éste yacimiento, está conformado por 124 pruebas BHP-BHT, tomados en el periodo 1982-2008, llevadas a la profundidad Datum de 2200'. A continuación se muestran las graficas realizadas (4.7), de las cuales se estimó la presión inicial y actual del Yacimiento.

De acuerdo a lo observado en la figura 4.7, se estima que la presión inicial para este yacimiento, es de aproximadamente 1063 lpc a 2200', también se nota la falta de información durante los periodos (1987-1989) y (1997-2001). Además, se puede ver que para los primeros años de explotación del yacimiento, los niveles de presión están en el orden de 1063 Lpc a 2200 pies, luego declina desordenadamente en el tiempo debido a la explotación acelerada de las arenas; adicionalmente se visualizan diferentes niveles de presión a lo largo de la vida productiva del yacimiento y se presume que este comportamiento es característico de áreas más drenadas con respecto a otras, al espaciamiento entre los pozos que varía desde 150 mts a 300 mts,

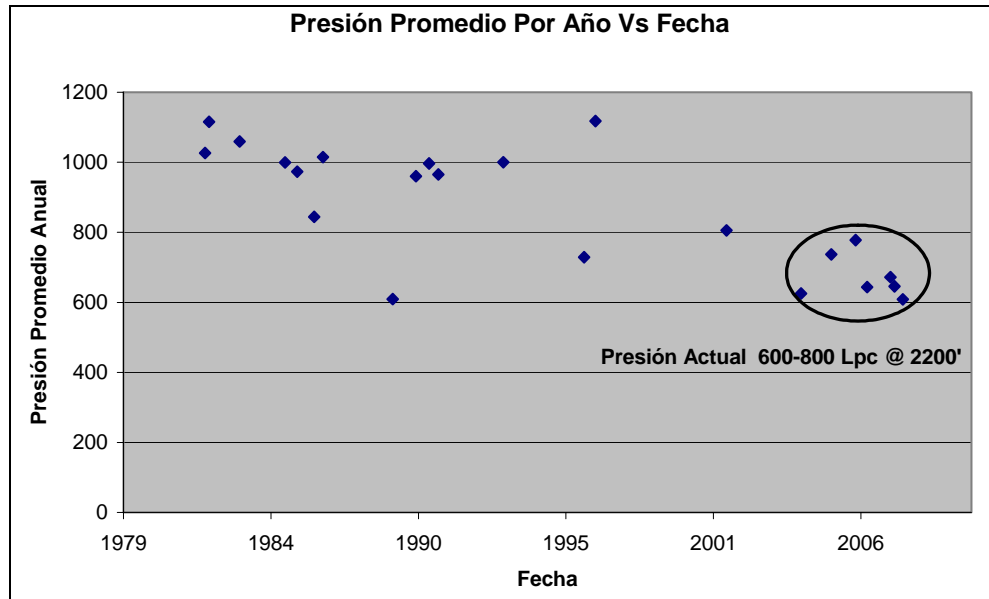
aunado al incremento de presión, por el efecto de estimulación ocasionado por la inyección de vapor realizada en el periodo 1985-1994.

Con el propósito de verificar la presión inicial y visualizar la declinación de presión en el tiempo se realizó gráfica de Presión Datum vs. Producción Acumulada (grafica 4.8), al igual que en la figura anterior se observa un rango de presión mantenido en el tiempo y se estima una presión actual entre 600-800 lpc.



Grafica 4.8. Presión Datum vs. N_p , Yacimiento OFIM CN 42, Campo Negro

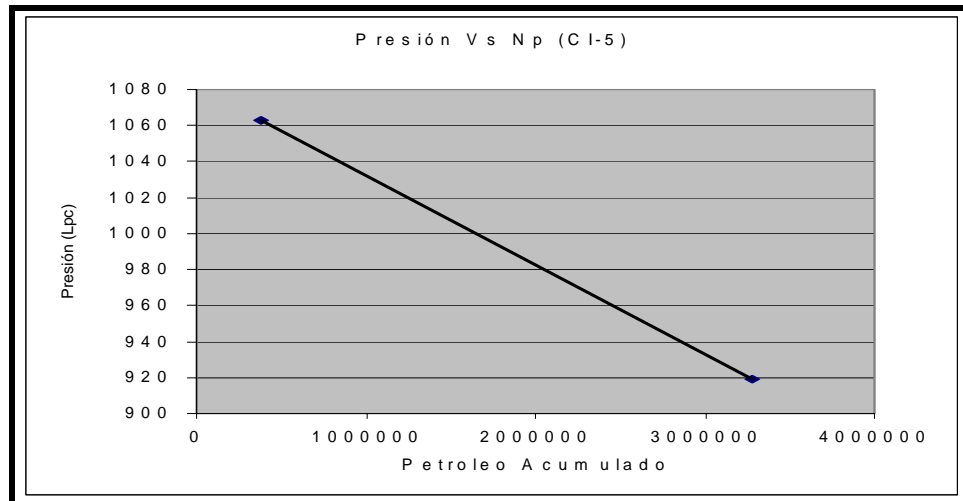
Posteriormente, considerando la producción acumulada del pozo, durante la fecha de la prueba BHP-BHT, se realizó gráfica de presión promedio por año (grafica 4.9), la cual muestra una presión inicial de 1063 Lpc y presión actual ente (600-800) Lpc a la profundidad de 2200'.



Grafica 4.9. Presión promedio por año vs. F. Yacimiento OFIM CN 42, Campo Negro

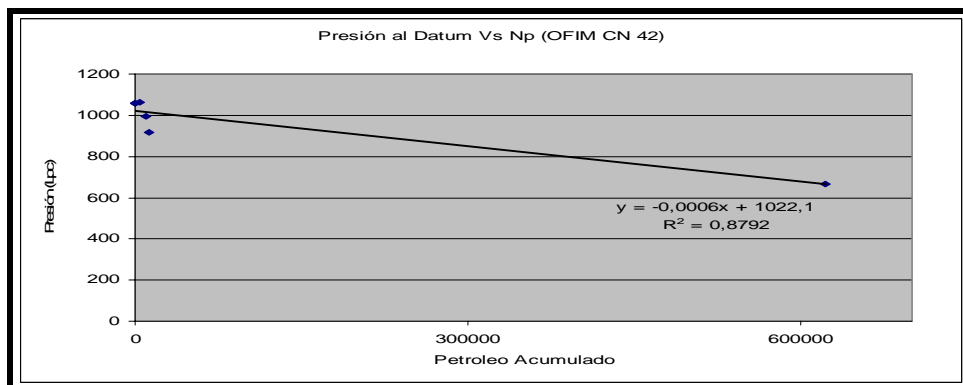
Adicionalmente, se generó una ecuación, que permite calcular la presión de yacimiento, considerando la producción acumulada del mismo en una determinada fecha, utilizando la siguiente metodología:

- ❖ Se seleccionaron, pozos con varias pruebas en una misma completación, donde la primera medición fuese mayor a las siguientes mediciones, es decir donde se visualizara el efecto de declinación en el tiempo.
- ❖ Se realizó gráfica de Presión vs. Producción Acumulada para la fecha cuando se realizó la medición. Esta grafica fue realizada para todos los pozos previamente seleccionados (grafica 4.10).



Gráfica 4.10. Gráfica de Presión Datum Vs F. Producción Acumulad, Pozo CI 5

- ❖ Se graficaron todos los pozos que cumplieron con la condición anterior, y se obtuvo la siguiente ecuación que muestra la gráfica 4.11, con un coeficiente de correlación de 0.88.



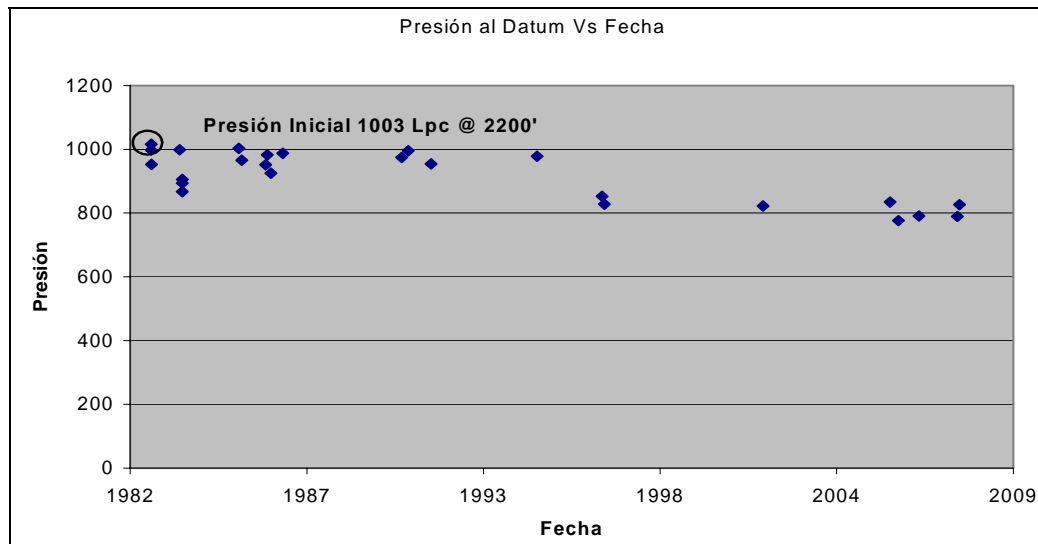
Gráfica 4.11. Presión Datum vs. Np, pozos seleccionados (OFIM CN 42)

- ❖ Se ubican pozos con información de sensor de presión (posibles Build-Up) y se realiza base de datos considerando: presión de fondo fluyente, presión de yacimiento estimada, tasa de petróleo y presión de yacimiento calculada mediante la ecuación. Este procedimiento no pudo llevarse a cabo debido a que no existen pozos con información de sensores de fondo permanente en este yacimiento; para

generar ecuación que permita calcular presión de yacimiento a través de la producción acumulada de crudo y estimar el diferencial de presión del área.

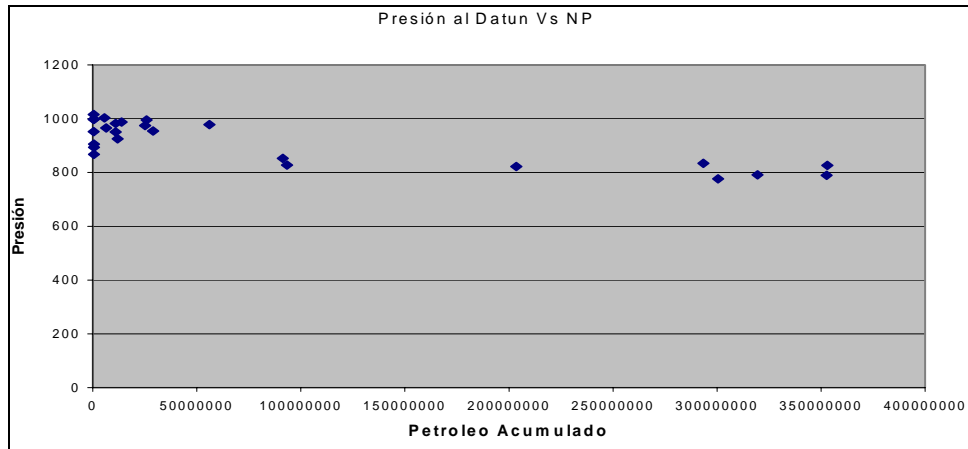
4.3.1.2. OFIM CNX 3 Pruebas BHP/BHT

Para el análisis de este yacimiento es importante mencionar, que esta conformado por 29 pruebas BHP-BHT, tomados en el periodo 1982-2008, llevadas a la profundidad Datum de 2200'. A continuación se muestran las graficas realizadas 4.12, 4.13 y 4.14, de las cuales se estimó la presión inicial y actual del Yacimiento.

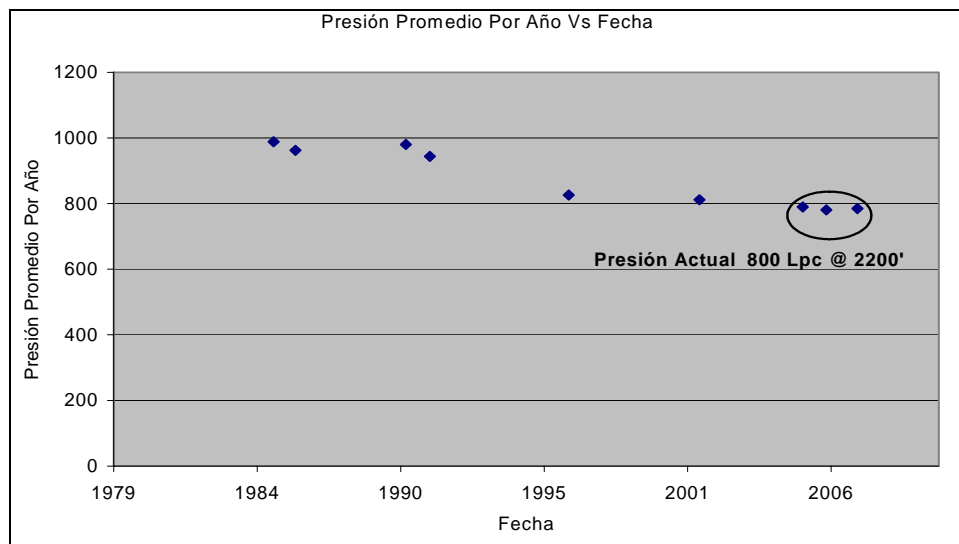


Grafica 4.12. Presión Datum vs. Fecha, Yacimiento OFIM CNX 3.

En este caso el yacimiento OFIM CNX 3 a diferencia del OFIM CN 42, posee una tendencia mas clara de declinación con el tiempo, donde se nota un vacío debido a la falta de información en los periodos (1986-1990) y (1997-2002). En dicha grafica 4.13 se puede estimar que la presión inicial es de 1003 Lpc a 2200'.



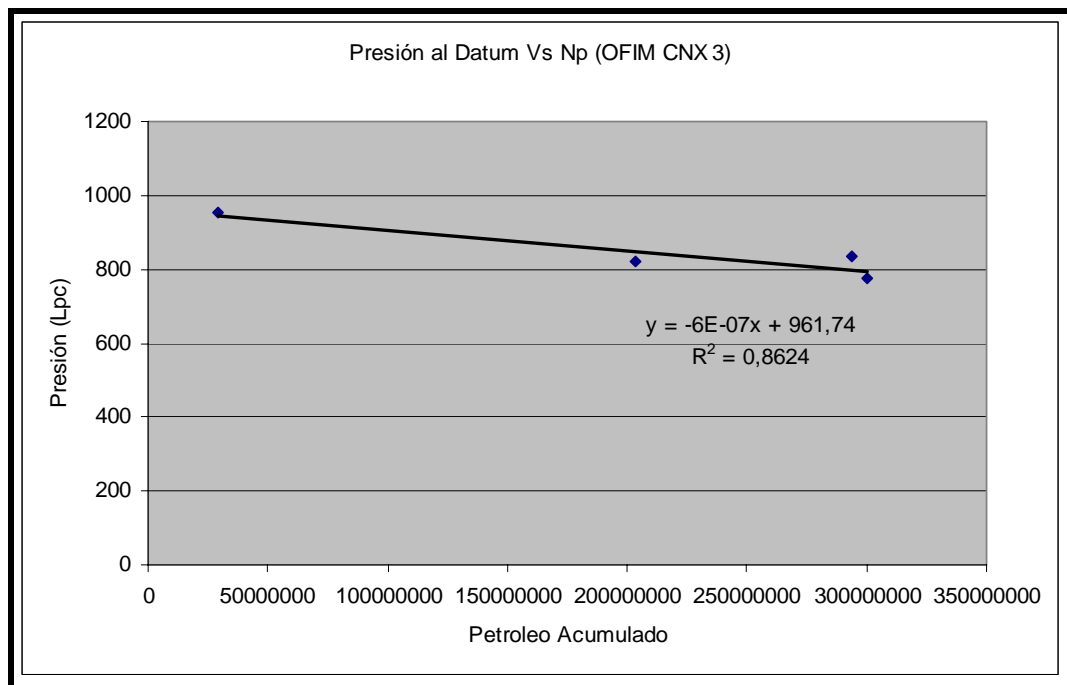
Gráfica 4.13. Presión Datum vs N_p , Yacimiento OFIM CNX3



Gráfica 4.14. Presión Promedio por año vs. Fecha OFIM CNX 3, Campo Negro

Mediante estas graficas (4.13 y 4.14), se puede estimar que la presión actual de este yacimiento esta alrededor de los 800 Lpc, ya que existen varias medidas de presión que mantienen una tendencia constante.

Para calcular la presión de yacimiento con producción acumulada, para una determinada fecha, se utilizó el mismo procedimiento descrito en el yacimiento OFIM CN 42, del cual se obtuvo una ecuación (gráfica 4.15), y el coeficiente de correlación calculado es de 0.86.



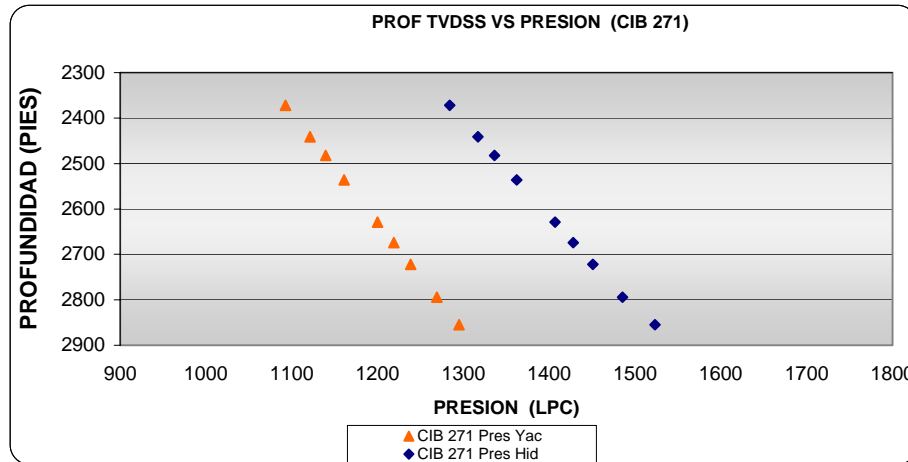
Gráfica 4.15. Presión Datum vs. Np, pozos seleccionados (OFIM CNX 3)

En este caso tampoco se pudo calcular la presión de yacimiento, ya que no se cuenta con datos de sensores de fondo permanente en esta área, lo que impide continuar con el procedimiento.

4.3.2. Análisis De Pruebas RFT/MDT.

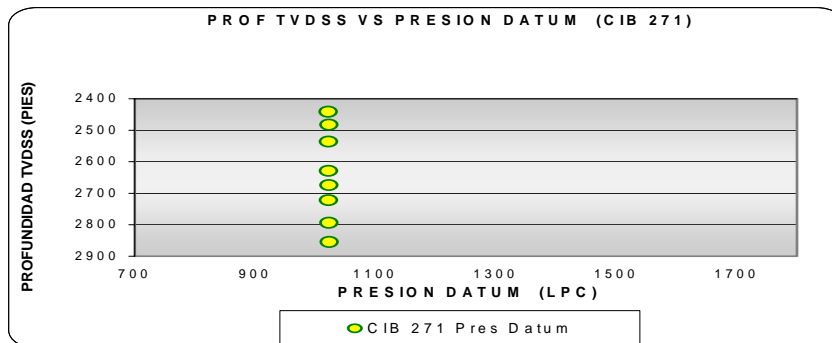
En el Área J-20 (OFIM CN 42), el pozo CIB-271, cuentan con información de presión medida a través de registros (MDT/RFT), con el propósito de validar los puntos de presión, se realizó gráfica de presión de yacimiento y presión hidrostática

vs. Profundidad TVDss, se llevaron los puntos de presión a la profundidad Datum de 2200' y se gráfico con profundidad, así como se observa en las graficas 4.16 y 4.17.



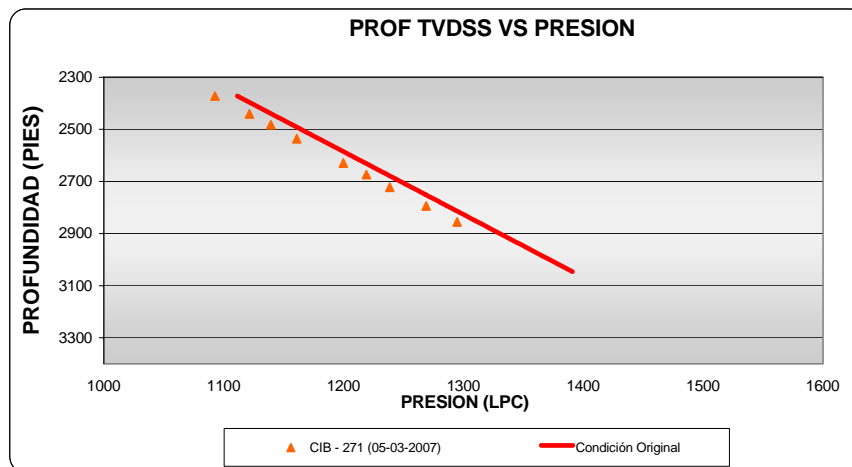
Gráfica 4.16. Presión de Yac. Y Presión Hidrostática vs. Prof.TVD ss, del pozo CIB-271 del Área J-20 del Campo Cerro Negro.

La grafica 4.16, indica que existe un equilibrio entre la presión hidrostática y la presión de yacimiento, lo cual confirma la validación de las mediciones en ambos pozos y la figura 4.17 indica, que todas las mediciones llevadas a la profundidad de 2200' (Profundidad Datum) están en el mismo orden de presión.



Gráfica 4.17. Presión Datum vs. Prof. TVD ss, del pozos CIB- 271.

Bajo la premisa de analizar niveles de presión inicial en esta área del Campo, se realizó cálculo para establecer condición original, la cual esta representada por la línea roja mostrada en la figura 4.18, para tal fin se consideró, gradiente de Yacimiento de 0.415 lpc/pie, profundidad datum de 2200', profundidad TVDss y se obtuvo lo siguiente.



Gráfica 4.18. Presión Vs Profundidad TVDss, Área J-20

En el gráfico anterior se observa:

- ❖ El pozo muestra una misma tendencia.
- ❖ Gradiente de 0,415 Lpc/pie, característico para el crudo de esta área (8° API).
- ❖ El pozo CIB 271 mantiene condiciones muy aproximadas a la condición original. Muestra comunicación areal y vertical en las diferentes arenas, ya que se observa una misma tendencia.
- ❖ La presión inicial en éste bloque, se estima en el orden de 1040 Lpc.

4.4 Efectuar Validación y Análisis del Histórico de Producción

4.4.1. Data de Producción, Base de Datos Centinela y OFM

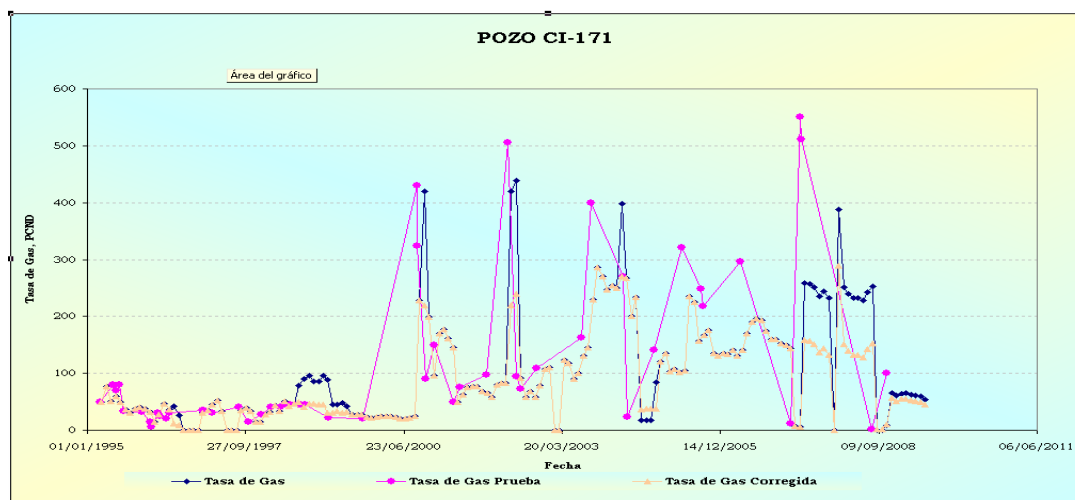
Se realizó la descarga de archivos con la información correspondiente a la producción (Petróleo, Agua y Gas) mensual y acumulada provenientes de Centinela y OFM, para posteriormente comparar la información en ambas bases de datos, de 248 pozos del Campo Cerro Negro, que pertenecen a los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3 (los cuales 195 son de OFIM CN 42 y 53 de OFIM CNX 3), correspondientes al Miembro Morichal.

Se encontraron diferencias en cuanto a la producción mensual reportada al 31/07/2002, puesto que, en Centinela existe producción para esa fecha, en tanto que, en OFM se encuentra cero (0). Es posible, que OFM este tomando como cierre, desde Centinela, la correspondiente al 30/07/2002 en vez de 31/07/2002. Además, para el cierre de enero del 2003, en algunos pozos se evidenció inconsistencia en cuanto a los acumulados de OFM con respecto a centinela. En general, se observaron diferencias en 12 pozos (Tabla 4.8).

Se comparó el histórico de producción con las pruebas realizadas a los pozos con el fin de ajustar las mediciones de gas, en los casos que fuese necesario, e incrementar el grado de confiabilidad de dicha data (grafica 4.19).

Tabla 4.8. Pozos del Campo Cerro Negro con inconsistencia entre la base de Datos Centinela y OFM

POZO	YACIMIENTO	COMENTARIO
CI-12	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-26	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual del Agua al cierre de Agosto de 1991.
CI-27A	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-182	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual del Gas al cierre de Septiembre 2007.
CI-202	OFIM CNX 3	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-210	OFIM CNX 3	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-223	OFIM CNX 3	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-236	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual del Gas al cierre de Junio del 2007.
CI-241	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-242	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-243	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.
CI-244	OFIM CN 42	Inconsistencia en la Producción mensual al cierre de Julio del 2002.



Grafica 4.19. Tasa de Gas Corregida, Pozo CI-171

4.4.2. Revisión de Eventos de Pozos

Tomando como referencia la información existente en cuanto a eventos de pozo en la base de datos Centinela, se procedió a verificar los cierres efectuados a los pozos considerando cierres mayores a tres meses (tabla 4.9).

Tabla 4.9. Eventos de pozos

WELL	DATE	DATE IP	MD_START	MD_END	STATUS	DIAM	SKIP	ARENA	Tipo Pozo	YACIMIENTO	Comentario
CI-1'	13/09/1982	01/10/1984	2680	2780	PERF	0,583	EMR=304		Vertical	OFIM CN 42	En julio de 1990 se propuso cañonear todas
	17/08/1990	01/03/1991	2494	2522	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	las arenas prospectivas del miembro
	17/08/1990	01/03/1991	2544	2586	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	Morichal, para aumentar potencial de
	17/08/1990	01/03/1991	2616	2664	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	acuerdo a los requerimientos de
	01/01/1999	01/01/1999	2680	2780	CEM_SQZ	0,583			Vertical	OFIM CN 42	producción. Entre el 25 de septiembre y el 02
	01/01/1999	01/01/1999	2494	2522	CEM_SQZ	0,583			Vertical	OFIM CN 42	de noviembre de 1990 se inyectó 7889
	01/01/1999	01/01/1999	2544	2586	CEM_SQZ	0,583			Vertical	OFIM CN 42	TMVS (10091 TMVH) para completar un
01/01/1999	01/01/1999	2616	2664	CEM_SQZ	0,583			Vertical	OFIM CN 42	primer ciclo de inyección alternada.	
CI-1A'	01/01/1999	01/01/1999	2949	4469	PERF	0,375	EMR=304		Reentry	OFIM CN 42	Marzo/2007 EDO: PD/DP
CI-2'	07/09/1982	01/01/1983	2668	2704	PERF	0,583	EMR=299		Vertical	OFIM CN 42	Para 1985 Debido al bajo potencial mostrado
	07/09/1982	01/01/1983	2713	2718	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	por el pozo se decidió estimularlo con
	07/09/1982	01/01/1983	2724	2733	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	vapor. El 01-10-85 se corrió registro BHP-
	07/09/1982	01/01/1983	2748	2774	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	BHT. En abril de 1987 el porcentaje de AyS en
	27/08/1990	27/08/1990	2520	2532	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	emulsión se mantiene en 34%. El 08-08-90 se
	27/08/1990	27/08/1990	2536	2550	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	reporta el pozo fuera de servicio debido a la
	27/08/1990	27/08/1990	2556	2586	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	baja producción, clasificación AS. El 02-09-90
	27/08/1990	27/08/1990	2600	2610	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	se inició el segundo ciclo de inyección de
	27/08/1990	27/08/1990	2615	2644	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	vapor terminado la inyección el 01-10-90 con
	27/08/1990	27/08/1990	2650	2656	PERF	0,583			Vertical	OFIM CN 42	un acumulado de 5890 TMVS, Marzo/2007

En esta tabla montada anteriormente, se muestra 2 pozos el CI-1 y el CI-2, con datos que permiten saber que tipo de pozo y a que yacimiento pertenece, y una breve explicación del estado en que se encuentra.

De igual manera, se recopiló la información existente sobre la inyección de vapor efectuada en el campo, la cual fue ingresada en la tabla (4.10) que se muestra a continuación.

Tabla 4.10. Recopilación de información sobre IAV

POZO	YACIMIENTO	INICIO	FIN		ESTADO	BBPD	BNPD	RGB	BDPD	HRAS	API
CI-1	OFIM CN 42	25/09/1990	02/11/1990	7889 TMVS	-	698	349	450	-	24	8.1
CI-61	OFIM CN 42	18/10/1989	04/12/1989	9476 TMVS	AC-CT	698	344	149	-	24.0	-
CI-64	OFIM CNX 3	03/02/1988	21/03/1988	7432 TMVS	AR-NP	436	472	44	-	-	-
CI-65	OFIM CNX 3		20/07/1985	1806 TMVH		385	385	78		24	

Es necesario acotar que la información acerca de este proceso es bastante escasa lo que dificulta el análisis en cuanto al éxito del mismo en el campo. Al tratar de ubicar las pruebas previas y posteriores a la inyección se tienen que con porcentaje menor al treinta por ciento de los pozos tardaron de 10-12 meses para ser probados o en algunos casos no se tiene ninguna prueba previa que indique la producción en frío del pozo, dado que el mismo fue estimulado inmediatamente después de su completación, y por ende no se puede estimar la relación vapor - petróleo adicional. Por otra parte, aunque la IAV duplicó la tasa de producción en el 40% de los pozos, éstos declinaron a su tasa inicial antes de cumplirse el año de haber sido estimulados.

Para efectuar un análisis que evalúe la eficacia de un proceso de IAV, se requiere de datos como Volumen de Inyección, Tasas de Inyección, Tiempo de Remojo, Calidad del Vapor con el fin de obtener un perfil de inyección característico del campo, aunque por el comportamiento de producción se puede decir, que este proceso no fue efectivo.

Es importante resaltar, que esta información es de gran relevancia como parámetro de entrada en la generación de un modelo de simulación, que represente a partir de un cotejo histórico, el comportamiento de Producción/Inyección del campo.

4.4.3. Preparación de la Data de Producción para la Creación del Proyecto en OFM

Una vez culminado el proceso de validación de la data de producción efectuado, tomando como base la información existente de pruebas realizadas a los pozos, se prosiguió con la creación de un nuevo proyecto en OFM (tabla 4.11), y con ello facilitar la continuación de las actividades del análisis de producción.

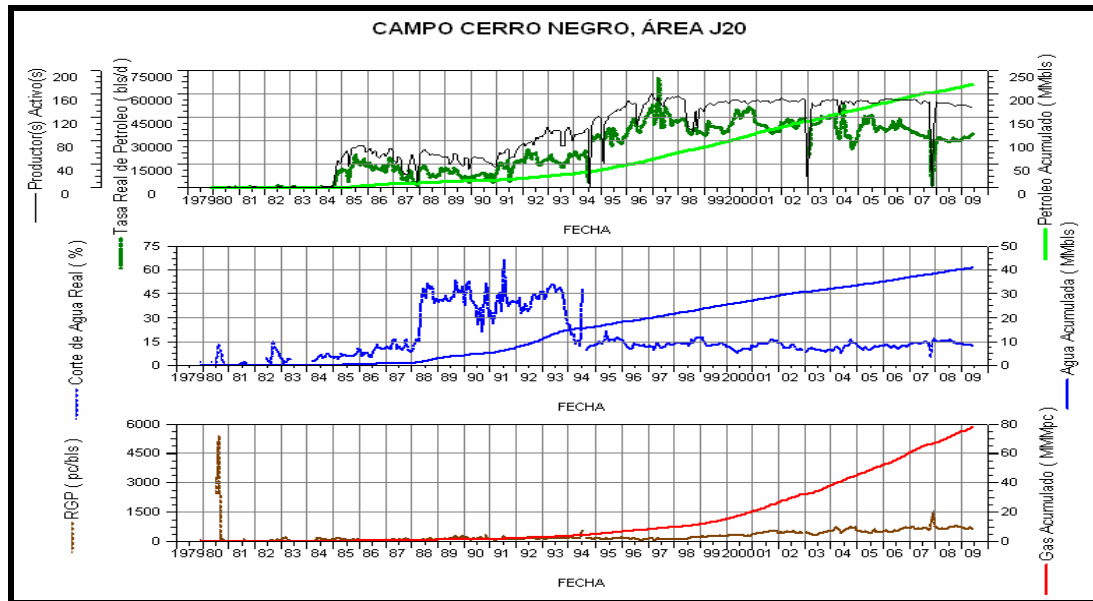
Tabla 4.11. Formato para crear Proyecto en OFM, Pozo CI-63

*TABLENAME	ZPROD						
*POZO	*FECHA	*DAS	*PETROLEO	*ACUM_PETROLEO	*AGUA	*ACUM_AGUA	*GAS
"005 2CI 63 0-1"	19841130	22	5792	5792	351	351	374
"005 2CI 63 0-1"	19841231	31	4048	9840	669	1020	267
"005 2CI 63 0-1"	19850131	15	624	10464	74	1094	120

4.4.4. Comportamiento de Producción

En la gráfica que se muestra a continuación se visualiza el comportamiento de producción del Campo Cerro Negro, teniéndose que la explotación del mismo se inició durante el año 1979, en tanto que la campaña masiva de perforación de pozos a producción se efectuó durante el año 1984, con una tasa promedio de alrededor de 11 MBLS. El campo ha sido sometido a diferentes geometrías de pozos: verticales, desviados y horizontales.

Durante el año 1985 los pozos fueron sometidos a inyección alterna de vapor hasta el año 1995. Además, durante el periodo 1986-1994 se aplicó el proceso de emulsión primaria, el cual se desarrolló debido a la necesidad de transportar un fluido de alta viscosidad en uno menos viscoso y mejorar aquellos aspectos relacionados con problemas de flotación de cabillas, altas presiones en el cabezal del pozo, etc. El efecto de los procesos antes mencionados se observa en el incremento de corte de agua durante esos periodos, el cual declina una vez finalizados los mismos, sin embargo al observar la tendencia de tasa de petróleo no se visualiza ningún impacto de la inyección de vapor en el área (gráfica 4.20).



Gráfica 4.20. Comportamiento de Producción, Área J-20

Con respecto, a la relación gas-petróleo del campo, se observa tendencia a incrementar a partir del año 1998, por lo que se procedió a revisar los niveles de presión para esa fecha observando mediciones de presión al datum, en el área J-20 por debajo 1095 Lpc, la cual es considerada como el valor de presión de burbujeo, de acuerdo al PVT del Pozo CI-210, representativo del campo.

En cuanto a los cierres observados en su mayoría se deben al incremento de producción de agua, arenamiento, problemas con bombas, válvulas y otros.

4.4.5. Identificación de Zonas de Alta y Baja Producción

Durante esta fase se elaboraron mapas de grid, considerando el petróleo acumulado hasta la fecha para todo el campo, así como por área. Sin embargo, fue necesario generar los mapas en función a una tasa promedio, para con ello evitar

comparar el acumulado de pozos con mayor tiempo de producción con pozos recientes.

La variable de tasa promedio de crudo por pozo generada, viene dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Tasa Promedio, BNPD} = \frac{\text{Petróleo Acumulado, BN}}{\text{Días Prod. Acumul.}}$$

Ec.4.1

Los mapas Grip generados para identificar la distribución de la producción en los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3 se muestran en las figuras 4.17, 4.18, 4.19 y 4.20.

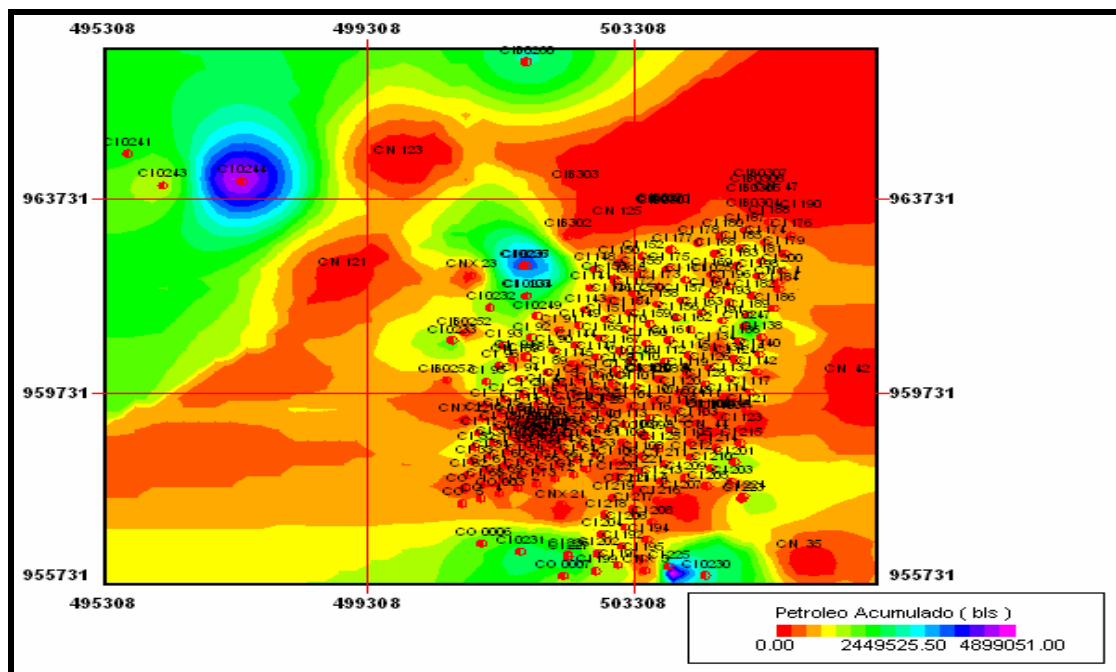


Figura 4.17. Distribución de Petróleo Acumulado, Área J-20

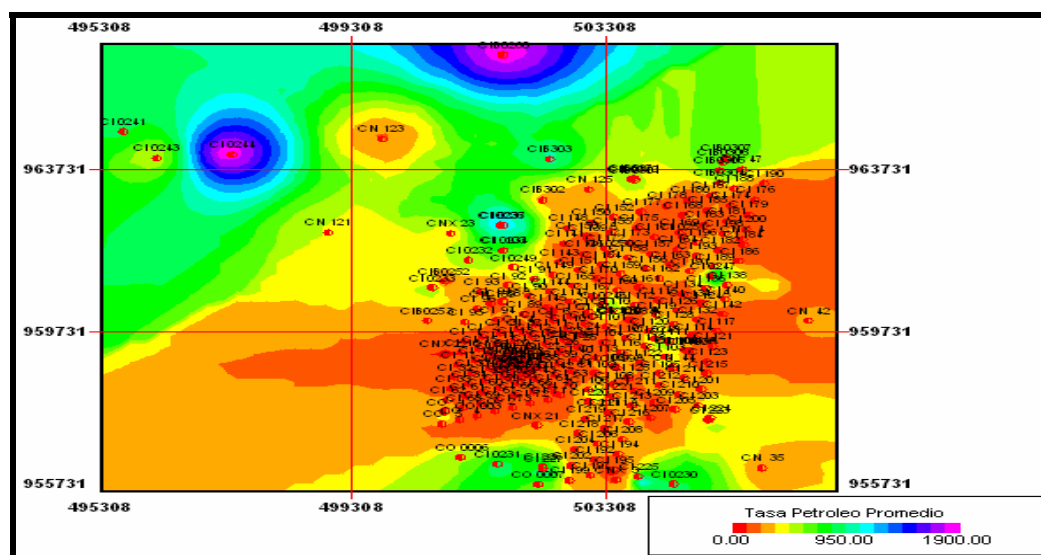


Figura 4.18. Distribución de Tasa Promedio de Crudo, Área J-20

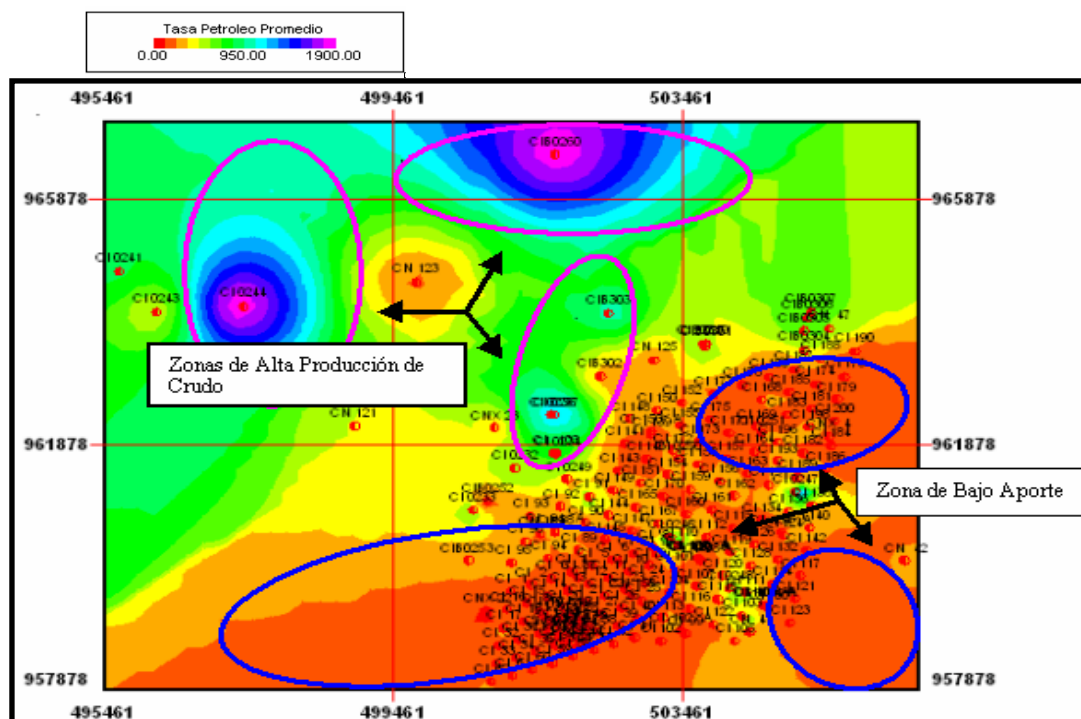


Figura 4.19. Identificación de Zonas de Alto y Bajo Aporte. OFIM CN 42

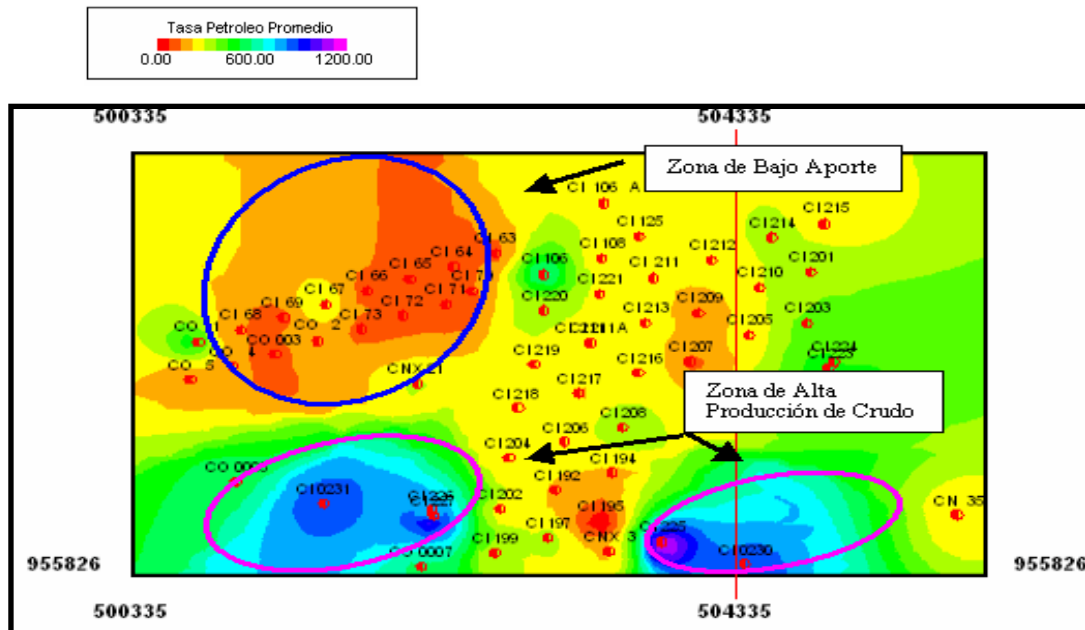


Figura 4.20. Identificación de Zonas de Alto y Bajo Aporte. OFIM CNX 3

En la figura 4.18 y 4.19, se identifica en base a la tasa promedio de petróleo, las mejores zonas y las de bajo aporte de los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, cada uno por separado. Se observa que las dos mejores áreas resultantes del reporte de Producción del yacimiento OFIM CN 42 son las que están alrededor de los pozos CI 0244 y CIB 0260. Del yacimiento OFIM CNX 3 las zonas de más alta producción se encuentran alrededor de los pozos CI 0230, CI 0231, CI 225 y CI 227.

Con la finalidad de identificar zonas con alto corte de agua y zonas prospectivas se determinó el Índice de Heterogeneidad, el cual está definido como el cociente entre el valor puntual y el valor promedio de una variable menos uno (1). Para elaborar este gráfico se procedió a comparar el valor individual de una variable de pozo, contra el valor promedio; en este caso se hizo en función de la tasa de petróleo y tasa de agua; con la finalidad de clasificar los pozos del yacimiento en 4 categorías: mejores productores, buenos productores, bajo aporte y elevado corte de agua (figura 4.20).

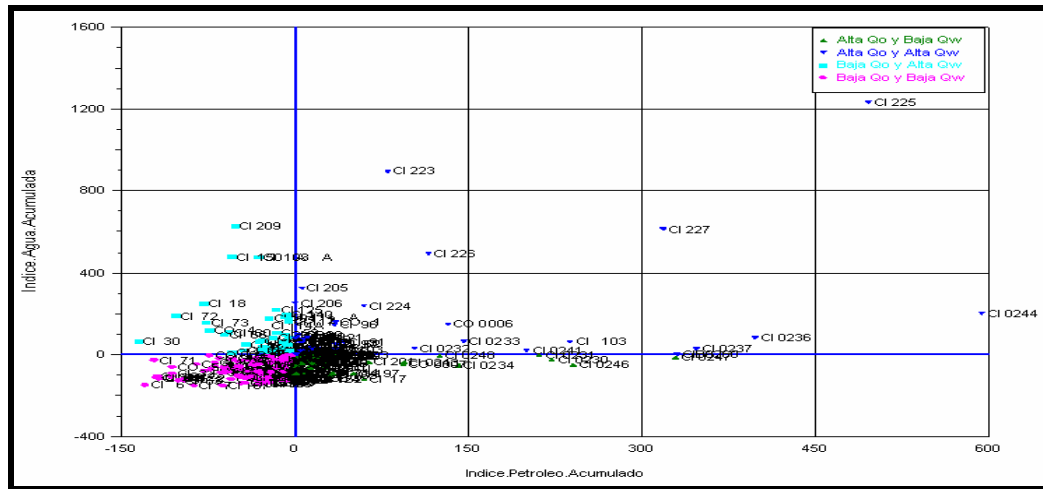


Figura 4.21. Índice de Heterogeneidad, Campo Cerro Negro, Area J-20

4.4.6. Análisis de Declinación de Producción

Representa la pérdida de la capacidad de producción de crudo y/o gas de un pozo o un conjunto de pozos, debido a la ocurrencia de uno o varios factores. Estos cambios en la tasa de declinación se deben a diferentes factores tales como: incrementos en los cortes de agua y de la relación gas petróleo en algunos pozos, arenamiento, perforación de nuevos pozos, reacondicionamientos, cambios de métodos, etc.

La disminución de la capacidad de producción del yacimiento se conoce como declinación energética, debido al agotamiento de la energía del yacimiento (caída de presión) o disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos. Las otras dos causas conforman la declinación mecánica, la cual está asociada a la disminución de la efectividad de los métodos de producción y problemas inherentes a la formación. La suma de ambas es la declinación total. Para

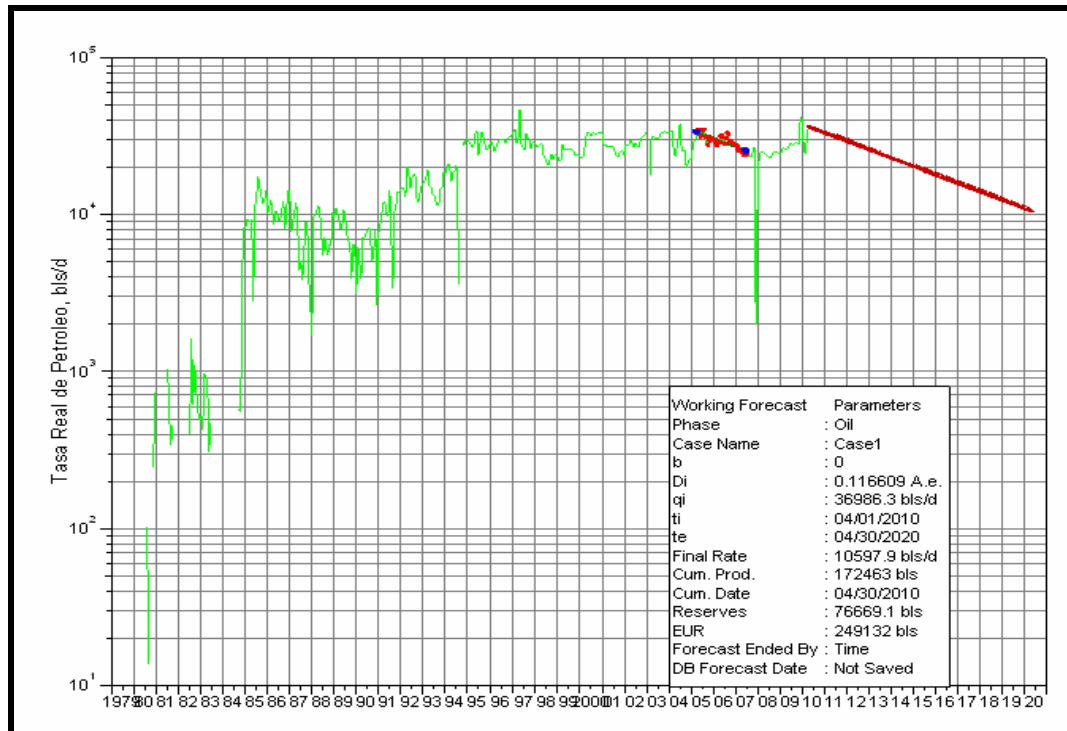
efectos prácticos, en primera instancia, se calculan las declinaciones total y energética, obteniéndose la declinación mecánica por diferencia.

En este estudio, se determinó la Declinación Energética del Campo Cerro Negro, la cual está asociada al agotamiento de energía del yacimiento y/o disminución de la saturación de petróleo alrededor del pozo. El análisis se realizó por área trazando una tendencia donde se observe una declinación de producción representativa del yacimiento, siguiendo las premisas citadas a continuación:

- ❖ Selección por Miembro.
- ❖ Periodo representativo, en el cual no haya exclusión ó inclusión de pozos; es decir que durante el periodo seleccionado, el número de pozos activos sea constante.
- ❖ Periodo de producción mínimo de 1 año.

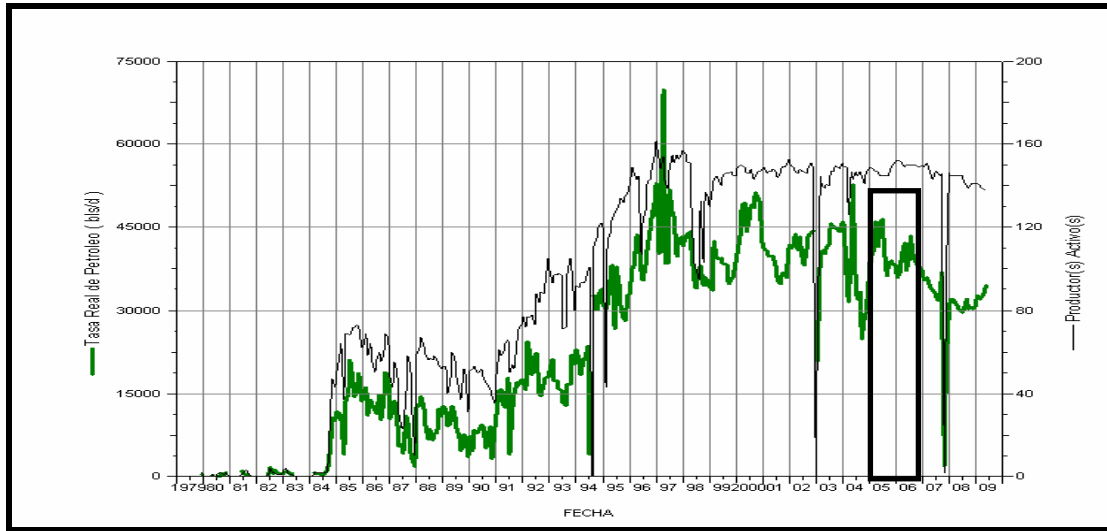
4.4.6.1. Declinación de OFIM CN 42

Usando la herramienta de OFM se calculo la declinación del yacimiento OFIM CN 42 y dio como resultado 12 % (grafica 4.21).



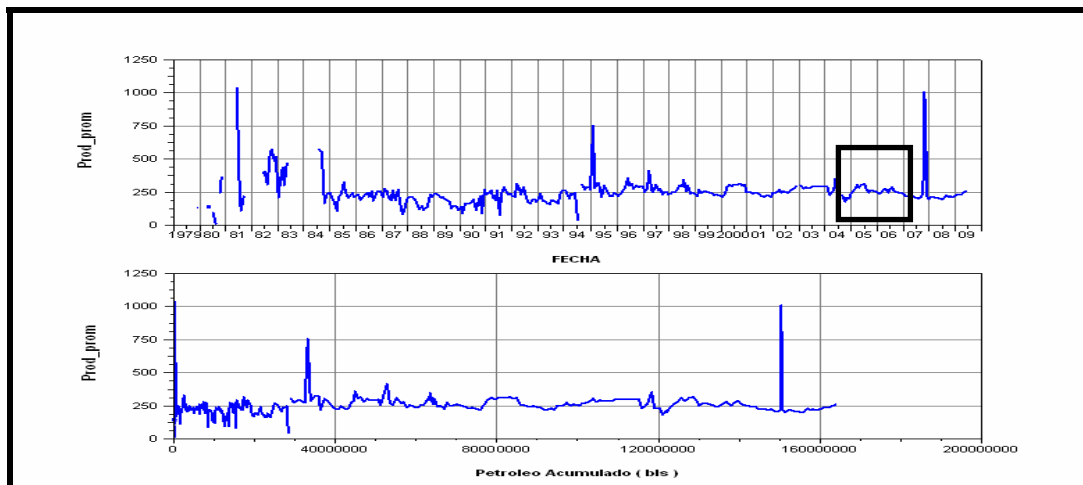
Grafica 4.21. Declinación Yacimiento OFIM CN 42.

Para el cálculo de esta declinación se tomo el periodo de mediados del 2005 hasta julio del 2007. Este periodo se calculo a través del análisis del comportamiento de la tasa de petróleo en el tiempo, tomando en cuenta que el número de pozos en este intervalo donde se realiza el cálculo de declinación sea relativamente constante. Cabe destacar, que se descarto el periodo de 1985-1995 ya que en estas fechas fue realizada la inyección alterna de vapor en esta área. (Grafica 4.22).

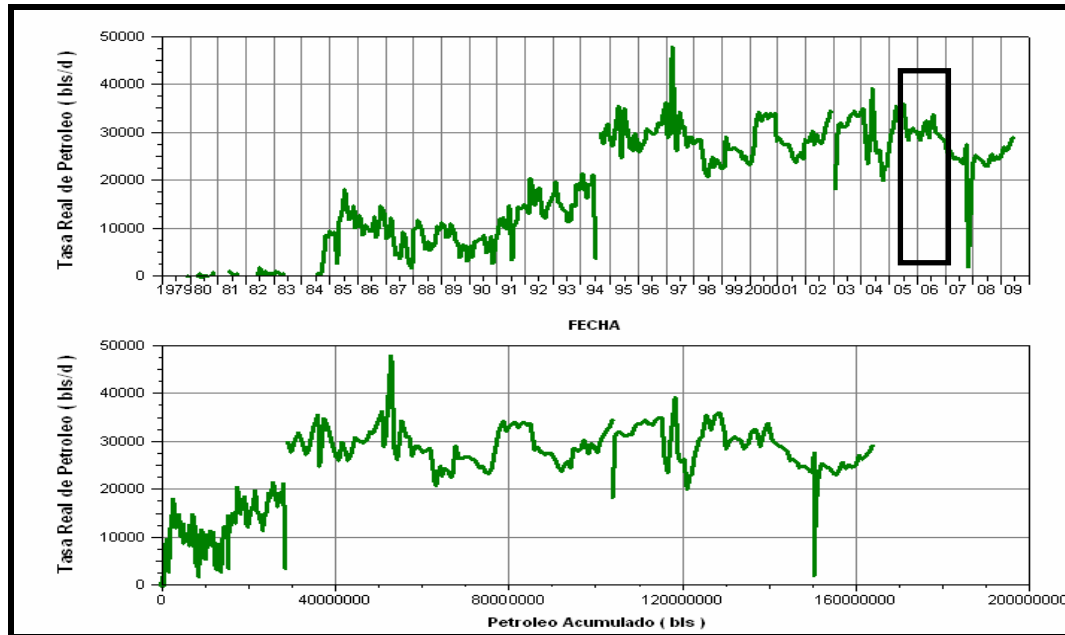


**Gráfica 4.22. Tasa real de petróleo y Número de pozos productores activos.
OFIM CN 42**

También, se realizaron otras graficas que permitieron calcular el intervalo de tiempo para la declinación. Grafica 4.23 y 4.24.



Gráfica 4.23. Qo/Numero de Pozos Activos Vs Fecha y Np. OFIM CN 42



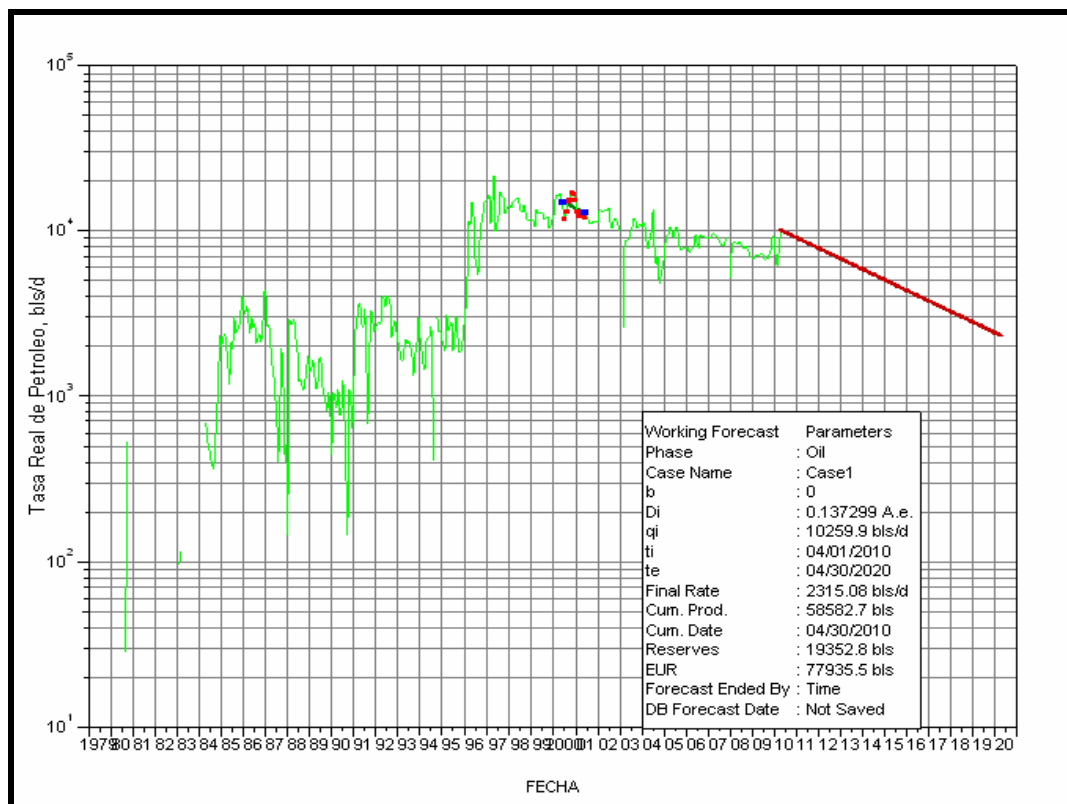
Gráfica 4.24. Tasa de Petróleo Vs Fecha y Np. OFIM CN 42

Estas graficas realizadas permiten ver más claramente la producción del yacimiento y se observa la tendencia de declinación del periodo seleccionado. Es importante destacar que este yacimiento presenta muchas variaciones en su comportamiento de producción, lo que dificulta ver con exactitud el intervalo de tiempo idóneo para determinar el agotamiento de energía del mismo. Pero a pesar de esta situación se logró estimar un periodo y se tuvo como resultado una declinación de producción de 12 %.

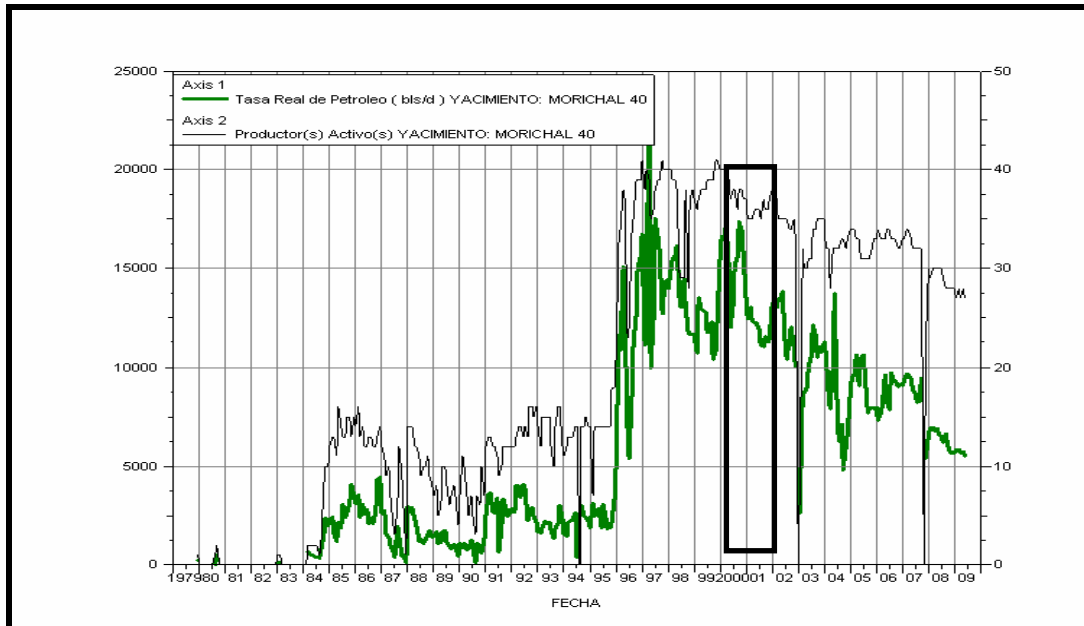
4.4.6.2. Declinación de OFIM CNX 3

En lo que respecta a este yacimiento, de igual manera se determino la declinación del yacimiento, usando la misma metodología anterior.

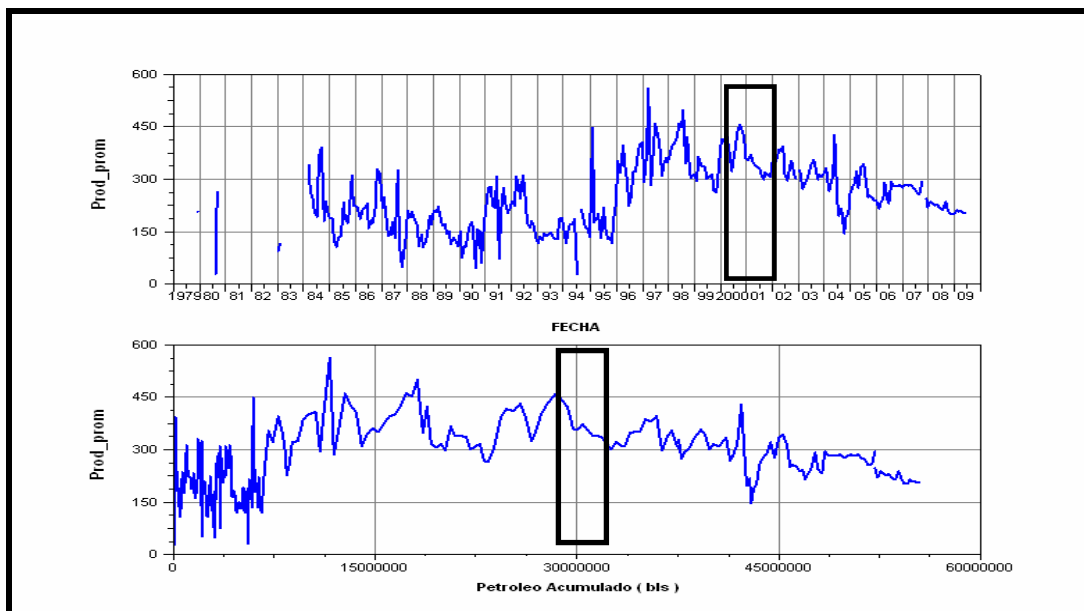
Como resultado se obtuvo una declinación 14 % en un periodo de agosto de 1999 a diciembre del 2001. Este periodo esta abalado por las graficas que se muestran a continuación, donde se observa como se determino la declinación (figura), así como el comportamiento de producción según varias variables, las cuales sirvieron como base para el cálculo del intervalo adecuado, que represente el agotamiento de energía del yacimiento. Así lo muestran las graficas 4.25, 4.26, 4.27 y 4.28.



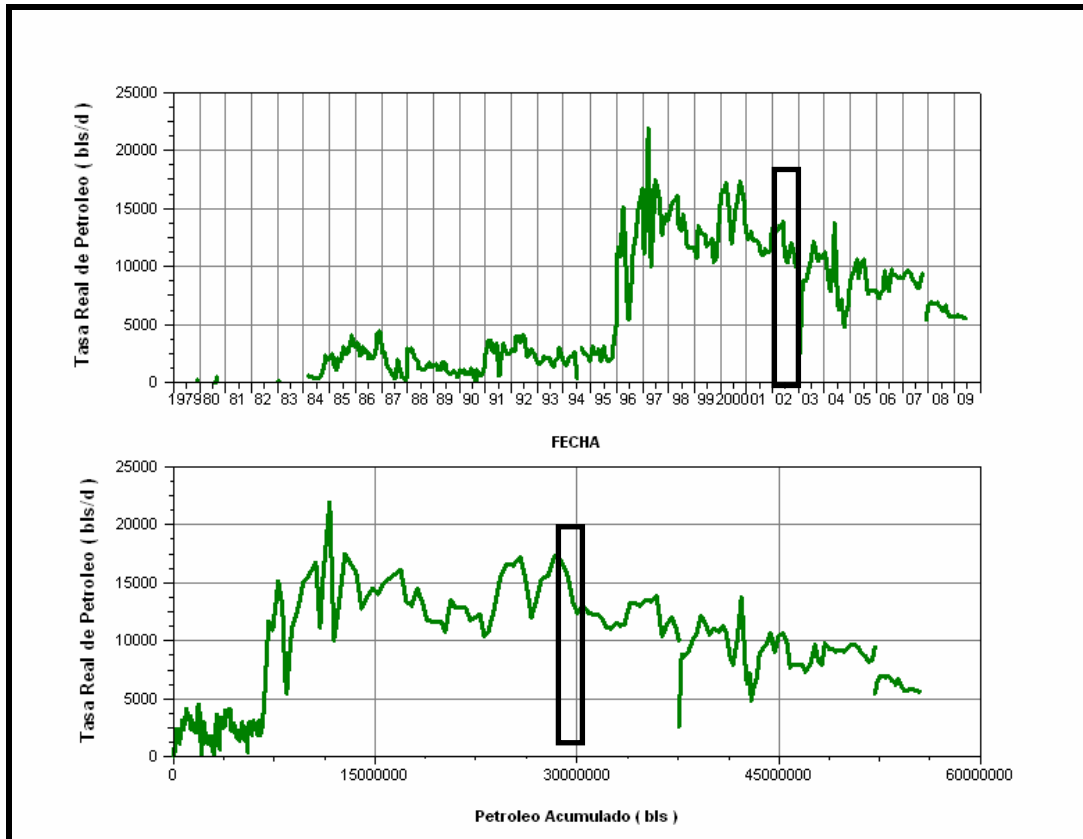
Grafica 4.25. Declinación Yacimiento OFIM CNX 3



**Grafica 4.26. Tasa real de petróleo y Número de pozos productores activos.
OFIM CNX 3**



Grafica 4.27. Qo/Numero de Pozos Activos Vs Fecha y Np. OFIM CNX 3



Gráfica 4.28. Tasa de Petróleo Vs Fecha y Np. OFIM CNX 3.

4.5. Aplicar Balance de Materiales para la Caracterización de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, del Campo Cerro Negro

En la aplicación de Balance de materiales a los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, fue necesario recopilar una serie de información, construida y validada en los objetivos anteriores, para ser introducidas en la herramienta MBAL. Esta información es: base de datos de pruebas de presión, datos PVT, petrofísicos, permeabilidades relativas (solo se requiere para realizar predicciones, en este caso no se requería de esta información) y histórico de producción de fluidos (Crudo, agua y gas). Toda esta información se encuentra en apéndice.

4.5.1. MBAL, OFIM CN 42

Una vez recopilada la información necesaria para la ejecución del Balance de Materiales, los mismos fueron cargados en MBAL, para así obtener los resultados que arroja dicha herramienta. Se considero un modelo de yacimiento tipo tanque, subsaturado sin capa de gas inicial. Los datos fueron introducidos como se muestra a continuación.

4.5.1.1. Datos del Tanque

En esta sección, se introdujo información básica de yacimientos, petrofísica, presión y producción, tal como se describe a continuación.

4.5.1.1.1. Parámetros básicos del Yacimiento

- ❖ Presión Inicial: 1063 psi.
- ❖ Porosidad: 0.30
- ❖ Saturación de agua connata: 0.1173
- ❖ Compresibilidad del agua: 3.24E-7 1/psi
- ❖ Tamaño de la capa de gas inicial: Sin capa de gas inicial
- ❖ POES Volumétrico: 5247 MMBls
- ❖ Fecha de inicio de producción: 01/12/1979. Tabla 4.12.

Tabla 4.12. Datos Básicos de Yacimiento, Mbal

4.5.1.1.2. Modelo de Acuífero

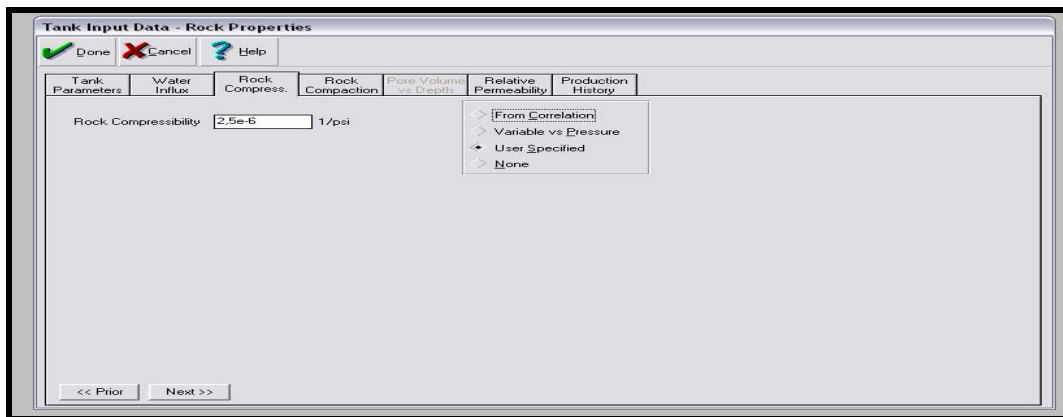
En esta opción, se considero el yacimiento con acuífero utilizado el modelo de Smal Pot (tabla 4.13).

Tabla 4.13. Modelo de Acuífero, Mbal

4.5.1.1.3. Propiedades de las Rocas

Se empleo el valor de compresibilidad de la roca estimado previamente de 2.5×10^{-6} 1/psi. (Tabla 4.14).

Tabla 4.14. Propiedades de las Rocas, OFIM CN 42



4.5.1.1.4. Permeabilidad Relativa

Se cargaron las curvas de permeabilidad relativa correspondientes a la roca RT1-2, la cual resultó ser la mayor ocurrencia en el campo (tabla 4.15).

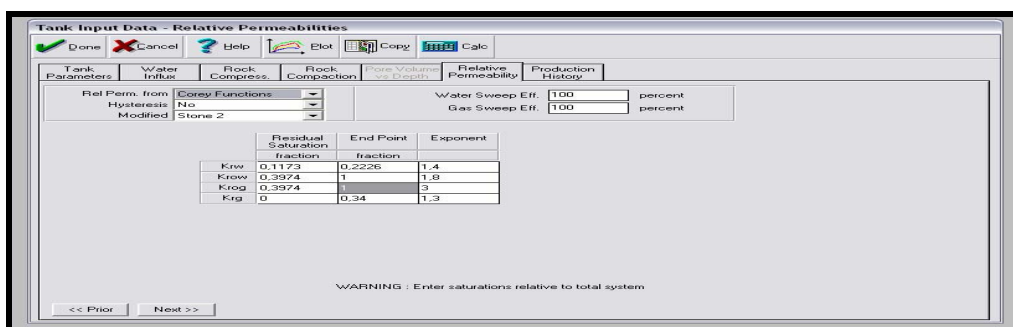


Figura 4.15. Permeabilidades Relativas, Mbal, OFIM CN 42

4.5.1.1.5 Historia de Producción y Presión

Se cargó la data histórica mensual de producción de crudo, agua y gas, así como la data previamente calculada de presión. (Tabla 4.16)

Tabla 4.16. Histórico de Producción y Presión, Mbal, OFIM CN 42

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History			
Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment	
date d/m/y	psig	STB	Mscf	STB	Mscf	STB			
1	01/12/1979		815	30	24		Medium	Edit.	
2	01/12/1980		23063	7134	395		Medium	Edit.	
3	01/12/1981		75286	8447	997		Medium	Edit.	
4	01/12/1982	1095	158147	12911	8721		Medium	Edit.	
5	01/12/1983	1007	221023	23277	10439		Medium	Edit.	
6	01/12/1984		678841	66554	32721		Medium	Edit.	
7	01/12/1985	992	4.19521e+6	427272	191276	57593	Medium	Edit.	
8	01/12/1986	953	7.1031e+6	525795	350907	253799	Medium	Edit.	
9	01/12/1987		8.33208e+6	750078	472359	266278	Medium	Edit.	
10	01/12/1988		1.07233e+7	955055	1.8365e+6	590502	Medium	Edit.	
11	01/12/1989		1.23415e+7	1.19765e+6	3.01352e+6	826284	Medium	Edit.	
12	01/12/1990	957	1.37494e+7	1.40154e+6	3.89861e+6	918720	Medium	Edit.	
13	01/12/1991	942	1.63691e+7	1.7199e+6	5.62934e+6	1.06136e+6	Medium	Edit.	
14	01/12/1992		2.06766e+7	2.39454e+6	8.64083e+6	1.72056e+6	Medium	Edit.	
15	01/12/1993	905	2.48844e+7	3.06749e+6	1.19833e+7		Medium	Edit.	
16	01/12/1994		3.15224e+7	4.17919e+6	1.30606e+7		Medium	Edit.	

4.5.1.1.6. Propiedades de los Fluidos

Se introdujo la data referente al análisis PVT representativo del Campo, correspondiente al pozo CI-210, tablas 4.17 y 4.18.

Tabla 4.17. Datos de Propiedades de los Fluidos, Mbal, OFIM CN 42

Oil - Black Oil: Data Input

Done Cancel Help Match Table Import Export Calc Match Param.

Input Parameters

Formation GOR: 100 scf/STB
 Oil gravity: 7.7 API
 Gas gravity: 0.7595 sp. gravity
 Water salinity: 16000 ppm
 Mole percent H2S: 0 percent
 Mole percent CO2: 0 percent
 Mole percent N2: 0 percent

Separator

Single-Stage

Correlations

Pb, Rs, Bo
 Glaso
 Oil Viscosity
 Beal et al

Use Tables
 Use Matching
 Controlled Miscibility

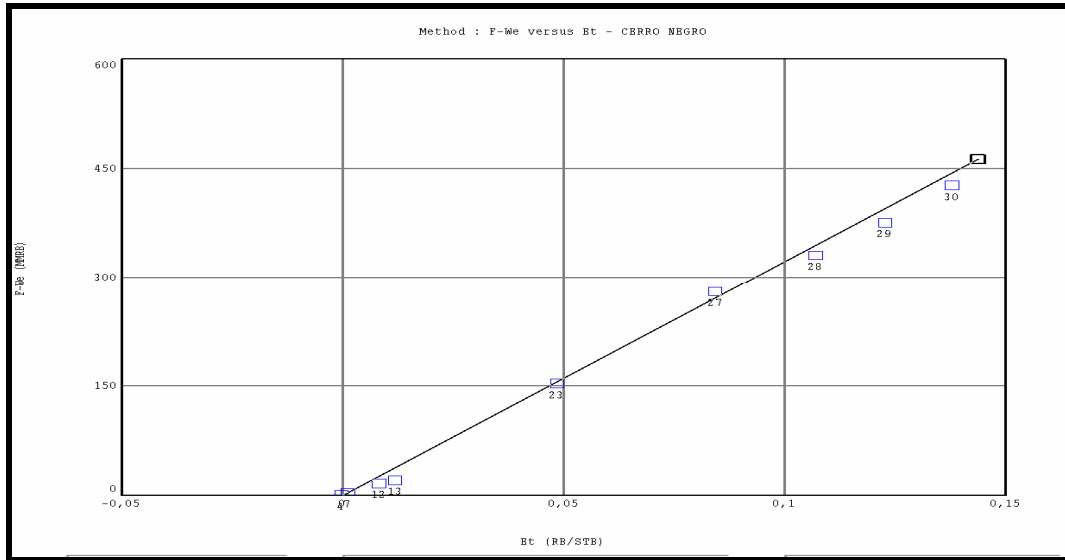
Tabla 4.18. Otros datos PVT, Mbal, OFIM CN 42

	Pressure psig	Gas Oil Ratio scf/STB	Oil FVF RB/STB	Oil Viscosity centipoise	Gas FVF ft3/scf	Gas Viscosity centipoise	Water FVF RB/STB
1	2600	100	1,0669	2116		0,0131	1
2	2400	100	1,0675	2067		0,0135	1
3	2200	100	1,0683	2015		0,0139	1
4	2000	100	1,0689	1960		0,0143	1
5	1800	100	1,0698	1900		0,0147	1
6	1600	100	1,0706	1836		0,0151	1
7	1400	100	1,0715	1766		0,0155	1
8	1200	100	1,0725	1688		0,0159	1
9	995	100	1,0739	1650		0,01359	1
10	900	86	1,0585	1736	0,01545	0,0134	1
11	700	75	1,049	2400	0,02188	0,013	1
12	500	57	1,0432	3066	0,0309	0,0126	1

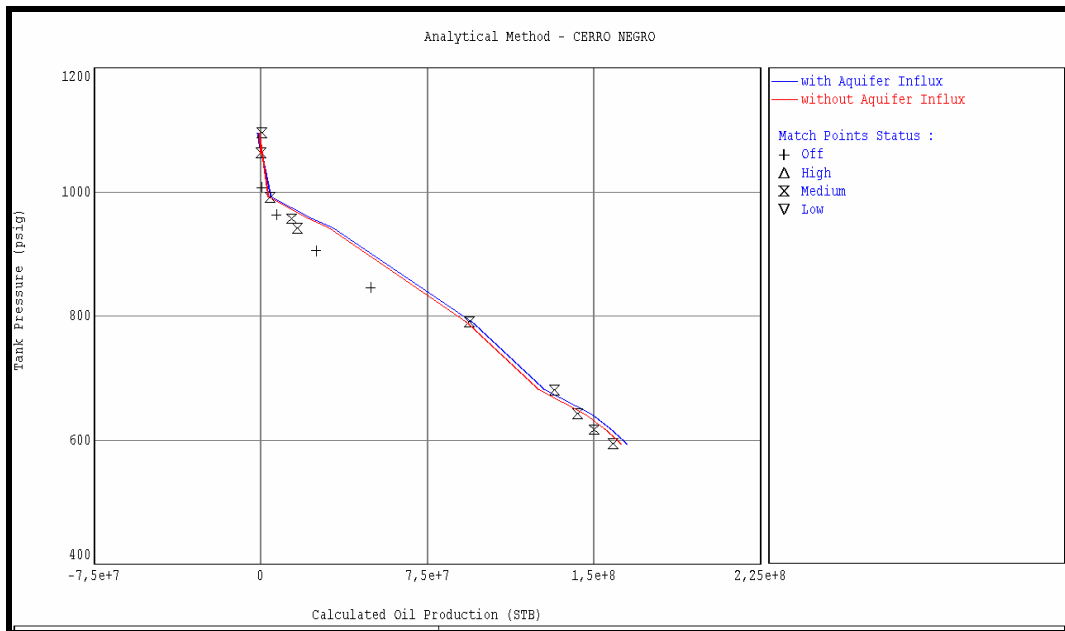
4.5.1.1.7. Cotejo Histórico

Finalizada la carga de datos, se procedió a efectuar la corrida de la misma, pero esta no coteja correctamente, para esto se hizo ajustes en el POES bajándolo de 5247 MMbbls a 3217 MMbbls, debido a que los valores reportados, son estimados y no exactos, y se debe encontrar un valor que no sea tan diferente del estimado pero que lograra cotejar el modelo. También fueron ajustados algunos valores de Presión y de tasa de gas.

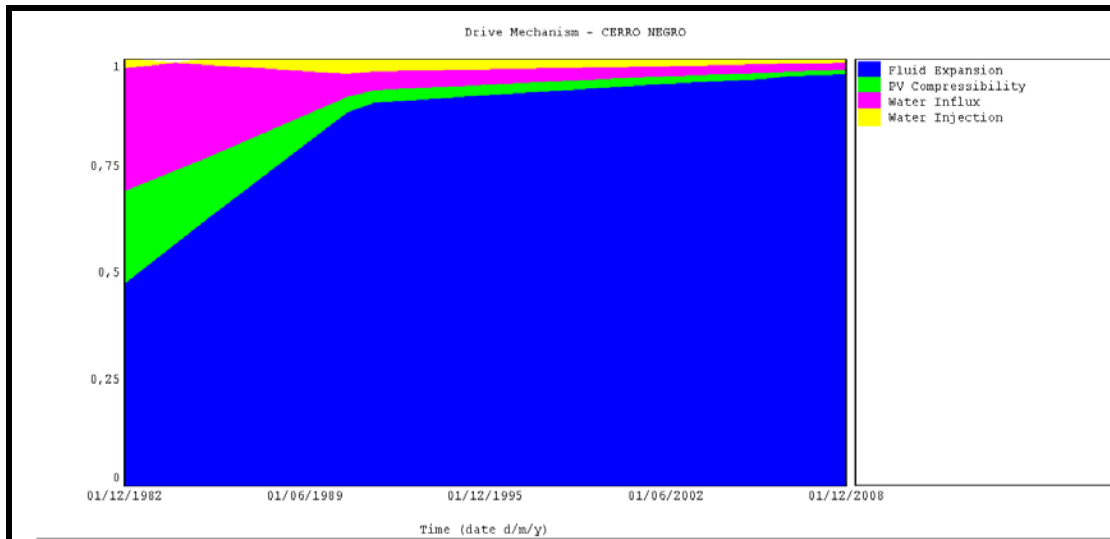
A continuación se presentan las graficas (4.29, 4.30, 4.31 y 4.32) obtenidas del modelo, después del ajuste final de los datos de producción y presión del yacimiento, como lo son las correspondientes al Acuífero, producción de Petróleo, mecanismos de producción y por ultimo la corrida de la simulación de todas las variaciones en conjunto.



Grafica 4.29. F-We Vs Bt, Mbal, OFIM CN 42

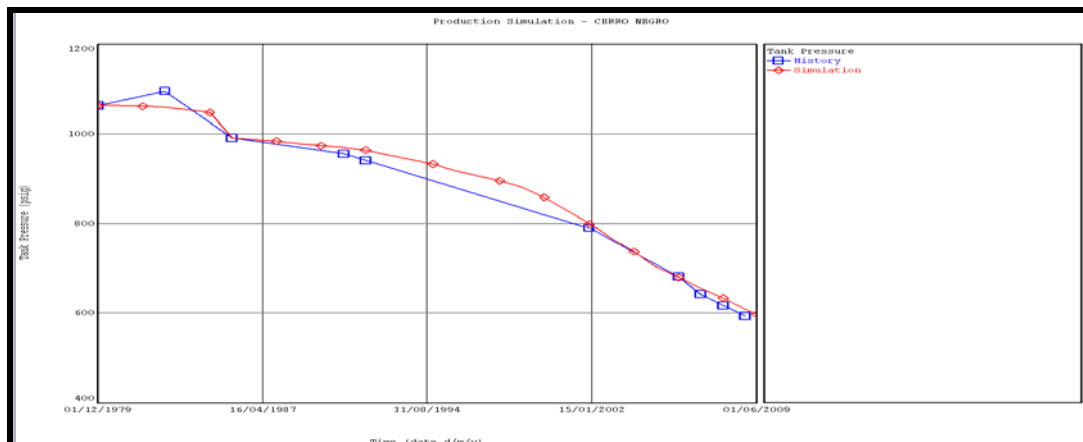


Grafica 4.30. Producción y Presión, Mbal, OFIM CN 42



Grafica 4.31. Mecanismos de Producción, Mbal, OFIM CN 42

Debido a que hasta la fecha se tiene un factor de recobro bajo en el yacimiento aún no es posible evaluar con precisión el impacto que pueda tener el acuífero en la recuperación de crudo dado el poco diferencial de presión. Por lo tanto, se tiene que el 80% de la energía en el yacimiento viene dado por la Expansión de la roca y de los fluidos.



Grafica 4.32. Cotejo de Mbal, OFIM CN 42

Al correr la simulación, se obtuvo un buen cotejo con un margen de error menor a 10 %, lo que permite concluir que es aceptable y característico del yacimiento, y el método tuvo éxito.

4.5.2. MBAL, OFIM CNX 3

El balance de materiales para este yacimiento se realizó con la misma metodología usada en el yacimiento OFIM CN 42. De igual manera, se considero un modelo de yacimiento tipo tanque, subsaturado sin capa de gas inicial.

4.5.2.1 Datos del Tanque

Se introdujo información básica de yacimientos, petrofísica, presión y producción.

4.5.2.1.1. Parámetros básicos del Yacimiento

- ❖ Presión Inicial: 1003 psi.
- ❖ Porosidad: 0.30.
- ❖ Saturación de agua connata: 0.1173.
- ❖ Compresibilidad del agua: 3.24E-7 1/psi.
- ❖ Tamaño de la capa de gas inicial: Sin capa de gas inicial.
- ❖ POES Volumétrico: 3000 MMBls.
- ❖ Fecha de inicio de Producción: 01/12/1979. Tabla 4.19

Tabla 4.19. Datos Básicos de Yacimiento, Mbal

Tank Input Data - Tank Parameters

Done Cancel Help Import

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

Tank Type: Oil

Name: OFIM CNX 3

Temperature: 129 deg F

Initial Pressure: 1003 psig

Porosity: 0.3 fraction

Connate Water Saturation: 0.1173 fraction

Water Compressibility: 3.24e-7 1/psi

Initial Gas Cap: 0

Original Oil In Place: 1.93361e+9 STB

Start of Production: 01/12/1979 date d/m/y

Monitor Contacts

Gas Coning

Water Coning

Calculate Pb...

<< Prior Next >> Validate

4.5.2.2.2. Modelo de Acuífero

Se considero el yacimiento con acuífero utilizado el modelo de Small Pot, con un volumen de 23355 MMR3, (tabla 4.20).

Tabla 4.20. Modelo de Acuífero, Mbal, OFIM CNX 3

Tank Input Data - Water Influx

Done Cancel Help

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

Model: Small Pot

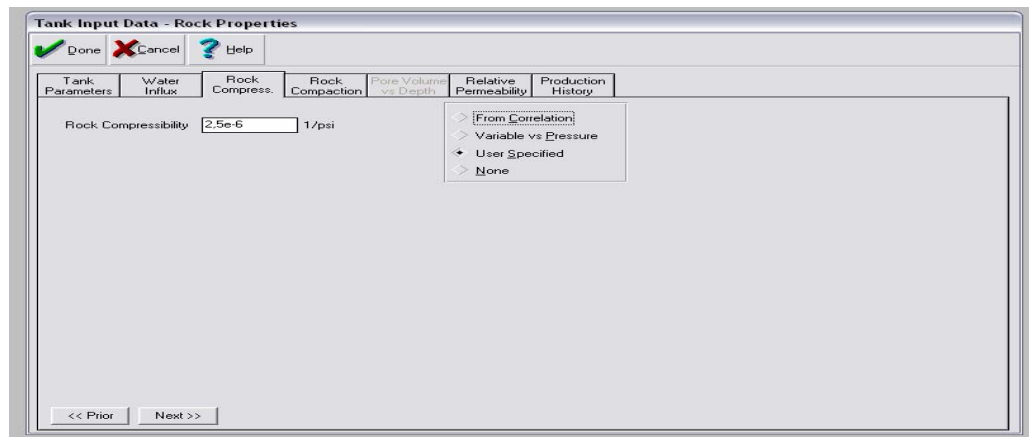
Aquifer Volume: 23355.6 MMR3

<< Prior Next >>

4.5.1.2.3. Propiedades de las Rocas

Al igual que en el yacimiento anterior, se uso un valor de compresibilidad de la roca estimado de $2.5e-6$ 1/psi. (Tabla 4.21).

Tabla 4.21. Propiedades de las Rocas, OFIM CNX 3



4.5.1.2.4. Permeabilidad Relativa

Se cargo la misma data de datos de permeabilidades relativas, mencionadas previamente. Debe aclararse que esta data no era necesaria y que sus valores no fueron tomados en cuenta por la herramienta Mbal, ya que el programa solo utiliza estos valores para el caso de predicciones. En este proyecto no se realizaron predicciones con Mbal.

4.5.1.2.5. Historia de Producción y Presión

Se cargó la data histórica mensual de producción de crudo, agua y gas, así como la data de presión ya validada. (Tabla 4.22).

Tabla 4.22. Histórico de Producción y Presión, Mbal, OFIM CNX 3

Tank Input Data - Production History

Done Cancel Help Import Plot Report Copy

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History			
Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting	Comment	
date d/m/y	psig	STB	Mscf	STB	Mscf	STB			
1	01/12/1979		2299	88	32			Medium	Edit.
2	01/12/1980		9443	1281	559			Medium	Edit.
3	01/12/1981		9443	1281	559			Medium	Edit.
4	01/12/1982		9443	1281	559			Medium	Edit.
5	01/12/1983		13415	1323	631			Medium	Edit.
6	01/12/1984		251453	23348	20910			Medium	Edit.
7	01/12/1985	1003	1,07052e+6	97923	142539			Medium	Edit.
8	01/12/1986	987	1,87968e+6	149691	338994	46773		Medium	Edit.
9	01/12/1987		2,1264e+6	173554	436109			Medium	Edit.
10	01/12/1988		2,63107e+6	207760	750220	93446		Medium	Edit.
11	01/12/1989		2,90093e+6	257041	972391			Medium	Edit.
12	01/12/1990	985	3,06879e+6	281367	1,13478e+6	221646		Medium	Edit.
13	01/12/1991		3,68601e+6	321949	1,60526e+6	293188		Medium	Edit.
14	01/12/1992		4,58295e+6	458128	2,22379e+6			Medium	Edit.
15	01/12/1993		5,16265e+6	569245	2,84797e+6			Medium	Edit.
16	01/12/1994	978	5,78094e+6	716687	3,03911e+6			Medium	Edit.

Work with GOR

<< Prior Next >>

4.5.1.2.6. Propiedades de los Fluidos

Se utilizo la misma data del yacimiento anterior, con los valores del PVT representativo y consistente, tomado en el pozo CI-210.

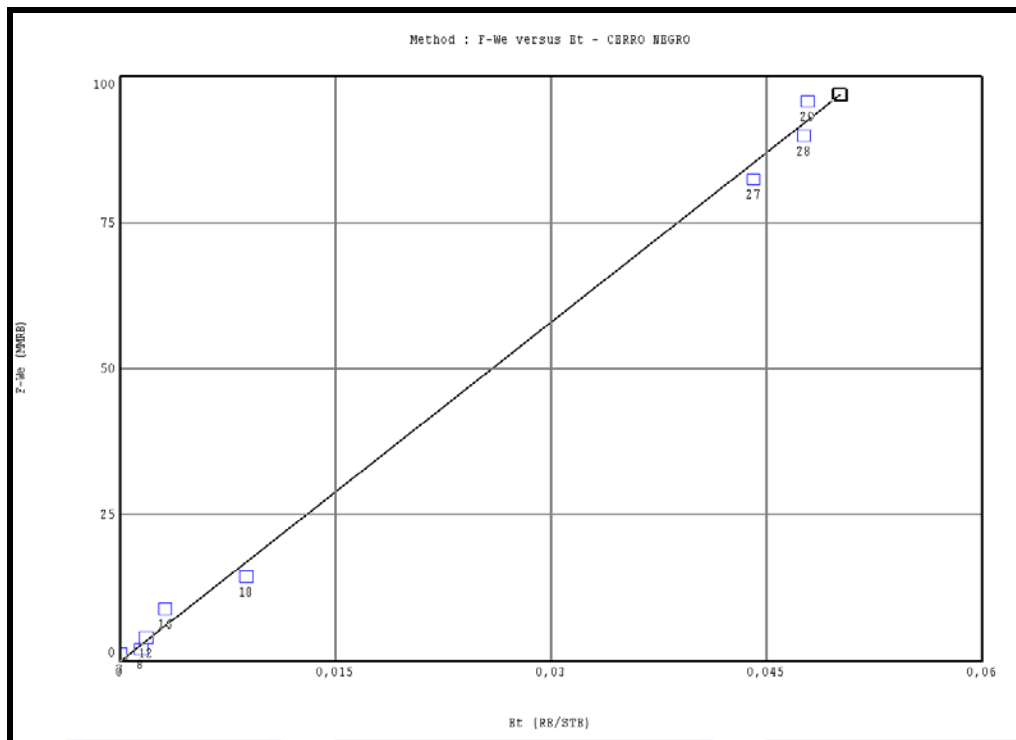
4.5.1.2.7. Cotejo Histórico

Al terminar de introducir todos los datos en dicha herramienta, se efectuó la corrida de la misma, pero esta al igual que el caso anterior no cotejo correctamente, para esto se hizo ajustes en el POES bajándolo de 3000 MMbbls a 2000 MMbbls, ya que el valor reportado es estimado y no exactamente el real, por esto se realizan otros

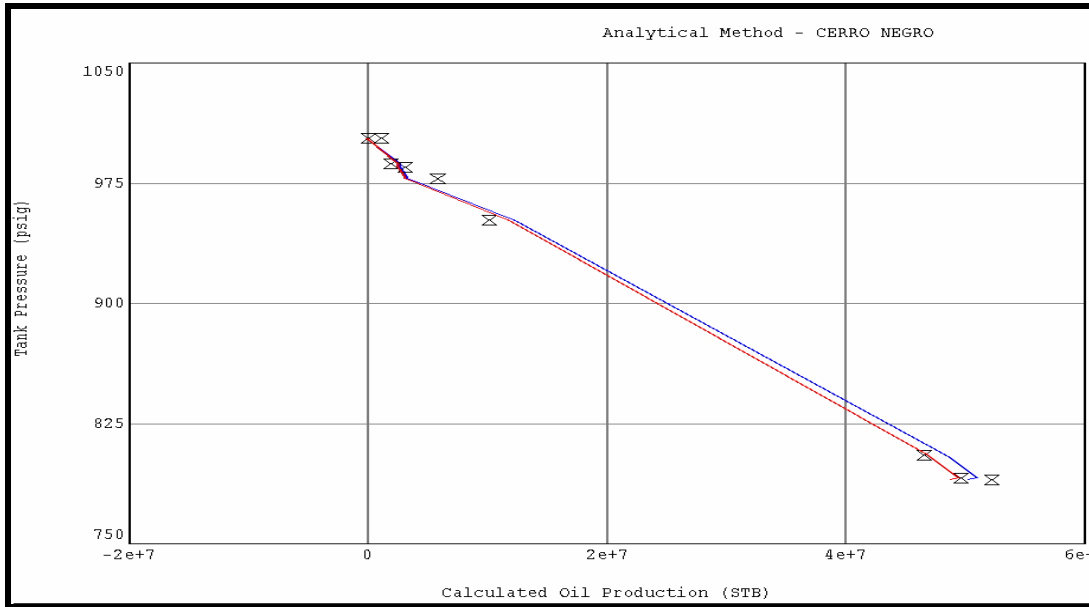
métodos como por ejemplo, balance de materiales, para verificar varios datos del yacimiento.

De igual manera se efectuaron algunos ajustes de los datos de producción de gas y presión del yacimiento, la de gas se aumento un poco debido a que al yacimiento le faltaba energía, y como el gas producido es el de menos interés, los datos de producción de este siempre son de incertidumbres y tienden por lo general a ser mas bajos de lo que realmente produce el yacimiento. Con respecto a la presión solo se ajustó una de las mediciones.

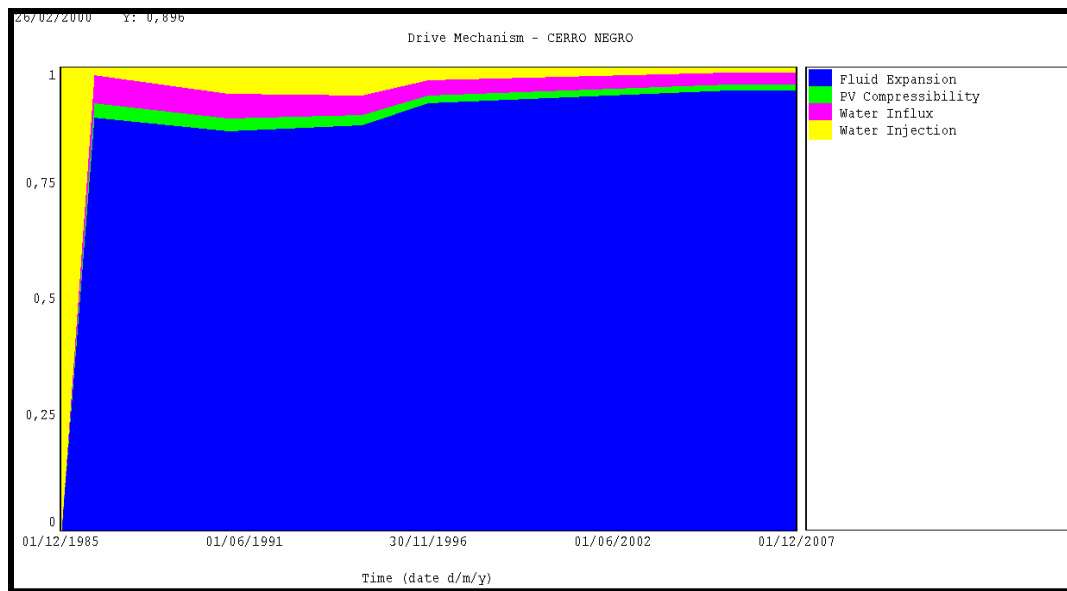
Las graficas (graficas 4.33, 4.34, 4.35 y 4.36) presentadas a continuación son las que resultaron de todos los pasos ejecutados con anterioridad.



Grafica 4.33. F-We Vs Bt, Mbal, OFIM CNX 3



Grafica 4.34. Producción y Presión, Mbal, OFIM CNX 3

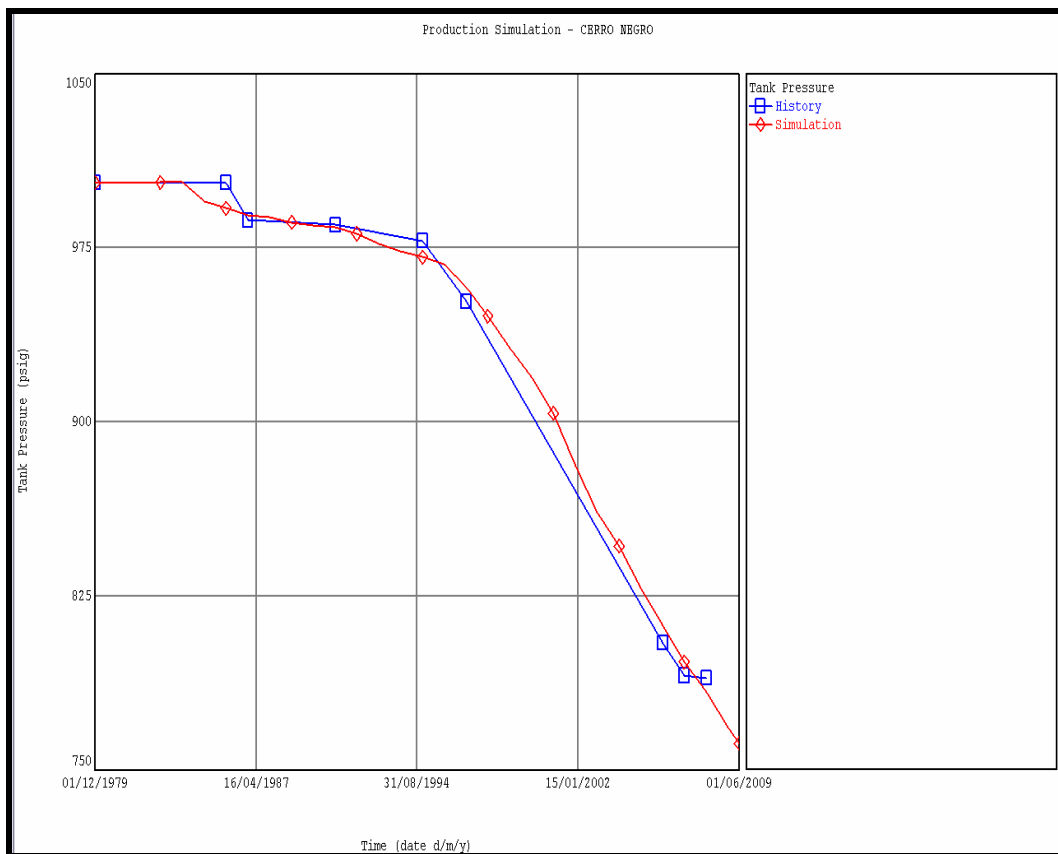


Grafica 4.35. Mecanismos de Producción, Mbal, OFIM CX 3

El yacimiento OFIM CNX 3, al igual que el OFIM CN 42, presenta como mecanismo principal de producción la expansión de las rocas y los fluidos. Este

mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos subsaturados), como es en este caso y, por tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida.

La siguiente grafica muestra la simulación hecha por Mbal, basándose en todos los datos introducidos, los cuales fueron validados y corregidos para obtener el siguiente resultado.



Grafica 4.36. Cotejo de Mbal, OFIM CN 42

4.6. Diseñar un Nuevo Plan de Explotación para el Área de Interés, sustentado con un Análisis Económico

Luego de conocer las características generales del campo, su comportamiento, y sus áreas mas prospectivas tanto a nivel de producción como petrofísico, se generó un plan de explotación para los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, cuya finalidad es reactivar la producción a través de puntos de drenajes ya existente para aumentar la producción, y por ende la vida productiva del campo.

4.6.1. Pozos Activos e Inactivos

El primer paso para la propuesta de un el plan de explotación fue, ubicar los pozos activos e inactivos de cada uno de los yacimientos en estudio. A continuación (figura 4.22 y 4.23) se muestran los mapas de estos pozos.

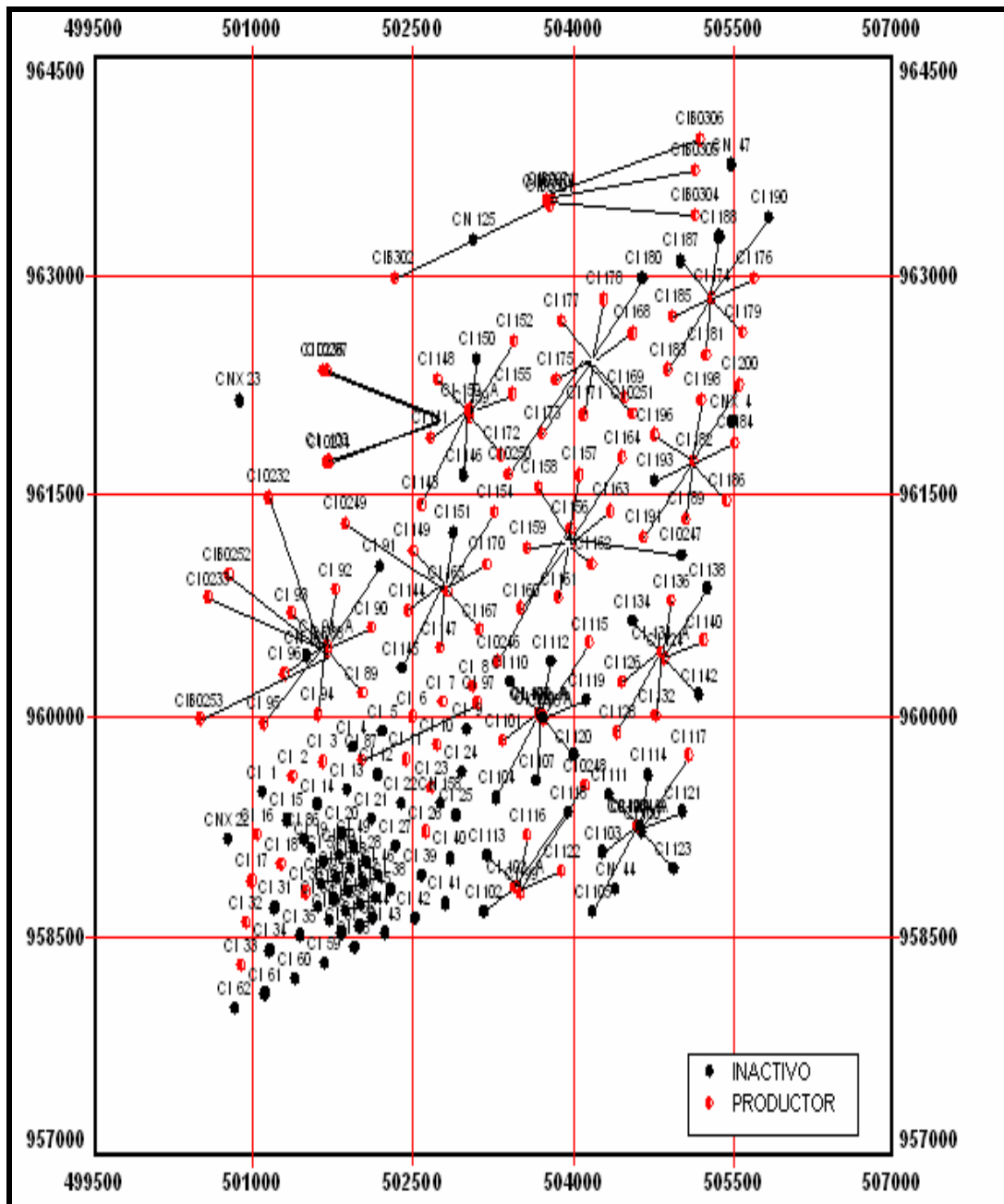


Figura 4.22. Pozos activos e inactivos. Yacimiento OFIM CN 42

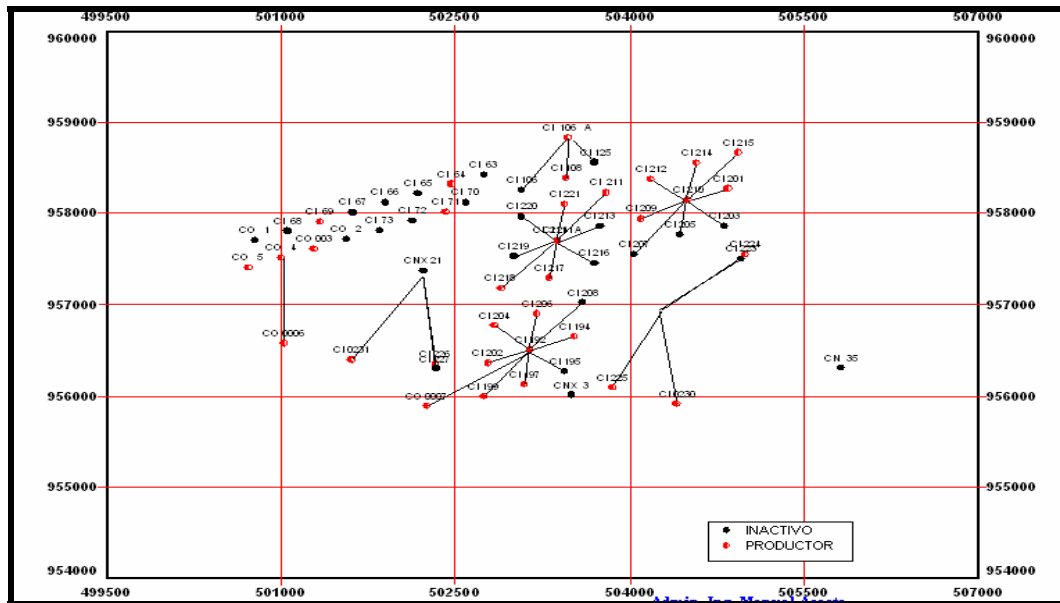


Figura 4.23. Pozos activos e inactivos. Yacimiento OFIM CNX 3

4.6.2. Pozos Propuestos para Plan de Explotación

En el desarrollo del plan de explotación se revisaron los eventos y fichas (SINDE carpeta de pozos) de todos los pozos inactivos del área, para conocer su estado, y la posibilidad de poder ser puestos a producción, ya sea con alguna, limpieza o reacondicionamiento. Los pozos que resultaron propuestos, y los motivos por los cuales se propusieron se presentan a continuación.

4.6.2.1. Plan de Explotación OFIM CN 42

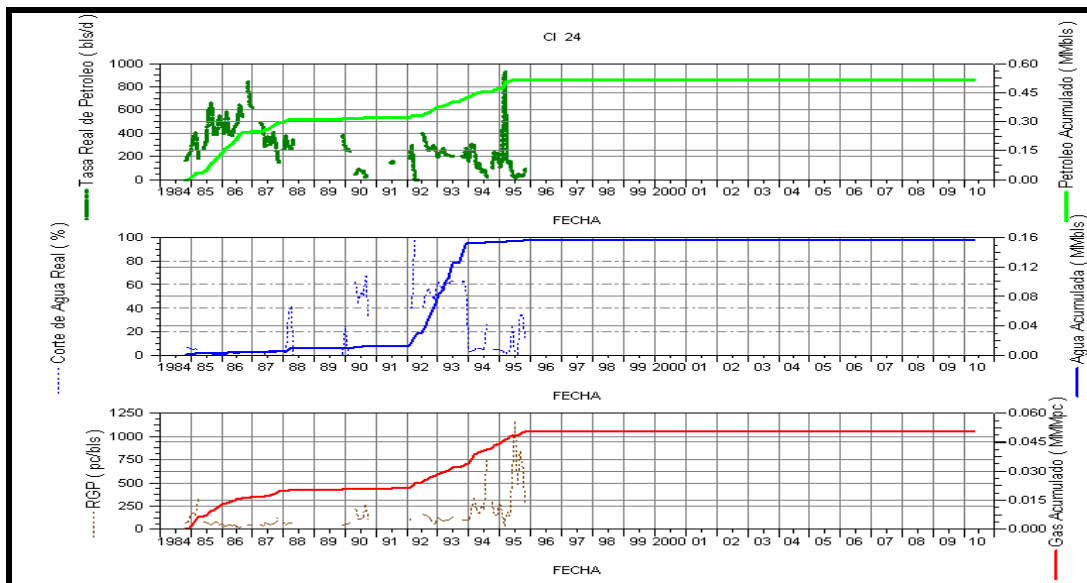
4.6.2.1.1. Pozo CI-24

La información de pruebas de producción para este pozo es escasa a partir de 1986. Por su productividad inicial y su producción acumulada se infiere un buen productor, aunque aparentemente problemas mecánicos no le permiten mayor

desarrollo de producción. Así se contabilizan 18 Servicios para corregir dificultades mecánicas. El pozo quedó completado el 16 de agosto de 1982 en el intervalo 2710'-2800', perteneciente casi a la base de la arena D. El pozo quedó suspendido SD-WO hasta octubre de 1984, cuando se inicia su evaluación para ser completado oficialmente en diciembre de ese año.

Este fue sometido a inyección de vapor (10/91) y debido a dificultades mecánicas no se logró cuantificar el efecto de la inyección mediante pruebas (las pruebas disponibles datan de diciembre de 1992). En agosto de 1995 se realizó Reentry, pero no se dispone de los resultados de la evaluación. Para el Reentry se bajó tapón de hierro a 1800' y abrió ventana desde 1698' hasta 1728'. Circuló hasta retornar limpio. Se Perforó horizontalmente hoyo hasta 2598'.

A continuación se muestra la grafica (4.37) del comportamiento de producción del pozo.



Grafica 4.37. Comportamiento de Producción Pozo CI-24

El pozo se encuentra inactivo desde 15/02/2001. Método de producción por bombeo mecánico, posee elevado corte de agua (70% prueba del 2001), a la fecha de 2001 fue de 204 BPD. En la siguiente tabla (4.23) se observa la propuesta para dicho pozo.

Campo	Yacimiento	Pozo	Tipo De Pozo	Plan De Propuesta
Cerro Negro	OFIM CN 42	CI-24	V- Reentry	Reactivación. Evaluar comportamiento de producción. De no ser prospectivo evaluación considerar previa revisión de oportunidades de pozo productor de agua para consumo humano. Poner a producción con equipo de Bombeo Mecánico.

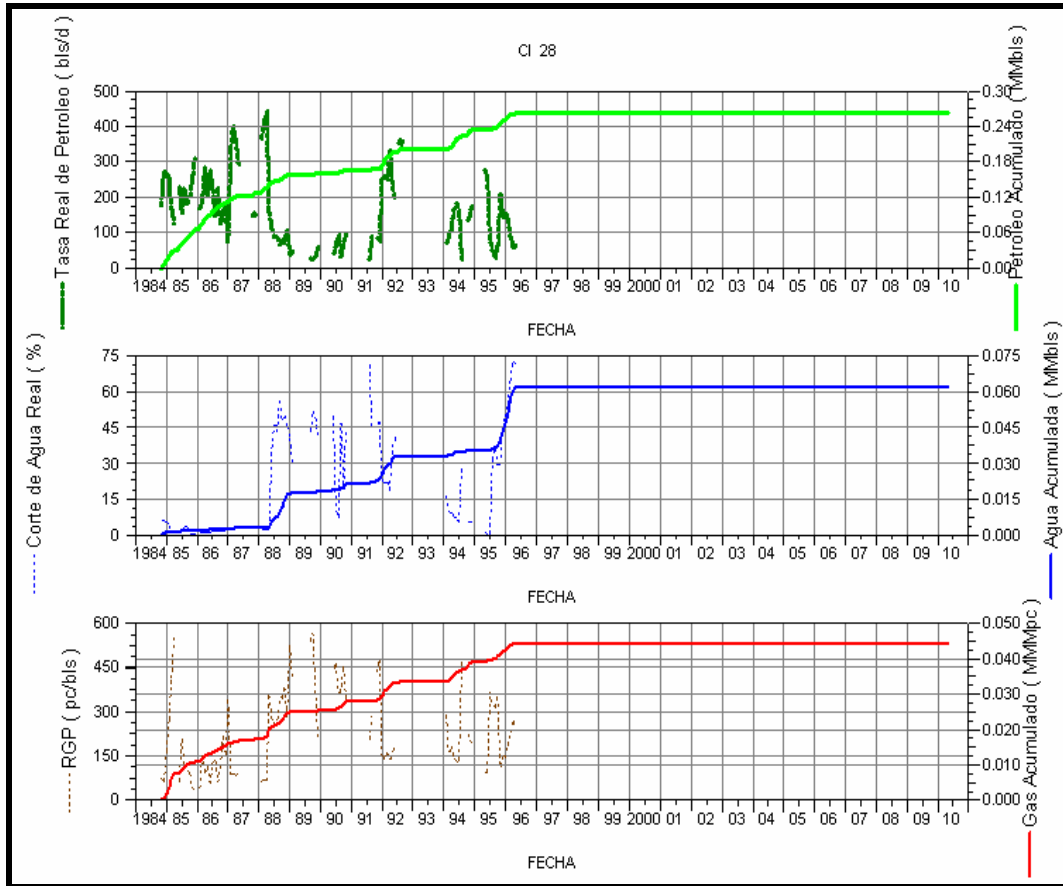
Tabla 4.23. Plan de Explotación. Pozo CI-24

El pozo se encuentra completado en la unidad D, la propuesta realizada en reabrirlo a producción nuevamente. Es importante acotar que esta unidad es la mas prospectiva según lo analizado en la parte petrofísica (figuras, unidad D).

4.6.2.1.2. Pozo CI-28

El pozo fue completado en el intervalo 2592'-2689'. Se amplió desde 2592' hasta 2690', Se realizó empaque con grava 12-16. Revestidor de 7" a 2590', colgador a 2490', liner 5", tope del liner ranurado 0.030" a 2536, zapata taponada a 2690'. Bomba de subsuelo ATH-138 a 2325' (topes) en fecha 27/08/82.

El 14/10/84 se trató de circular para ponerlo en producción (sin éxito). El 20/10/84 se sacó completación G-II con pistón atascado. Verifico fondo con cola lavadora de 2-3/8" a 2692', circuló a 2692' desplazando petróleo pesado para la estación, se observó retorno y no salió arena. Bajo complet. GR-II, en fecha 20/10/84 Con bba a 2322', Bajo sarta de cabillas con pistón. Espacio y probó. En la siguiente grafica (4.38) se muestra el comportamiento del pozo a lo largo de su vida.



Grafica 4.38. Comportamiento de Producción POCO CI-28.

En la tabla 4.24 se muestra la propuesta para este pozo.

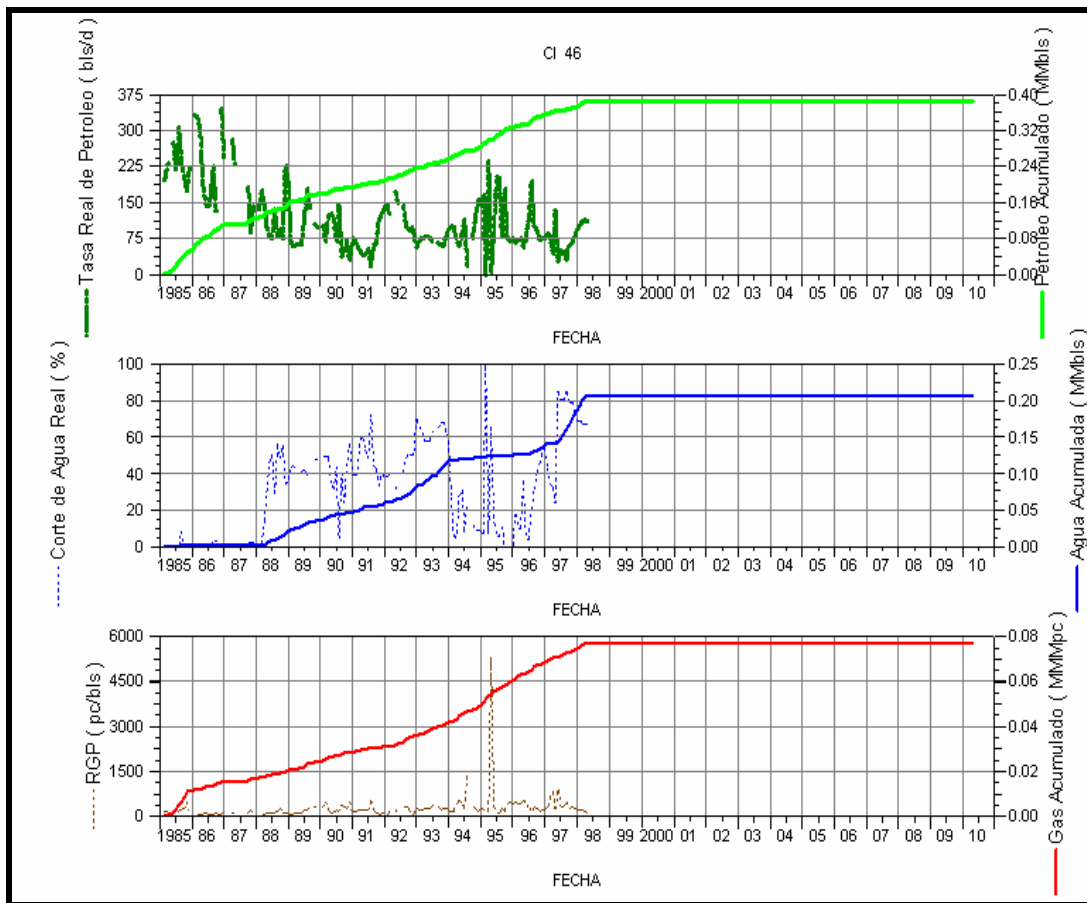
Tabla 4.24. Plan de Explotación. Pozo CI-28

Campo	Yacimiento	Pozo	Tipo De Pozo	Plan De Propuesta
Cerro Negro	OFIM CN 42	CI-28	V	Reacondicionamiento (RA/RC). Realizar reacondicionamiento, el cual consiste en aislar los intervalos 2592'-2692', y cañonear los intervalos 2412'-2454', 2465'-2482 y 2488'-2570'.

4.6.2.1.3. Pozo CI-46

Se perforó hoyo de 13 ¾" hasta 447'. Cementó Revestidor de 10 ¾" a 437'. (Zapata flotadora). Buena circulación. Retornaron 20 bls de cemento a la superficie. Perforó hoyo de 9 5/8" hasta 2694'. Corrió registro DLL/MSFL/GR/SP/CAL. Cementó Revestidor de 7" a 2576' (Zapata guía). Cuello flotador quedó a 2534'. Buena circulación. Retornaron 50 bls de cemento a la superficie. Tensionó revestimiento con 280 Mlbs. y elongó 21".

El pozo fue ampliado desde 2581' hasta 2689', se bajó equipo de empaque, colgador térmico 7" a 2481' de tope, tubo liso a 2488' de tope, tubo ranurado 5" (0.030") a 2527' de tope, zapata a 2677', grava 12-16, se corrieron registros BHP-BHT, se chequeo fondo a 2677', se bajó completación GR-II en fecha 28/09/82, bomba 3-1/2" API-0101 a 2286', obturador Baker "G" 7". El comportamiento de producción se muestra en la grafica 4.39



Grafica 4.39. Comportamiento de Producción Poco CI-46.

La tabla que se ve a continuación, presenta la propuesta para este pozo.

Tabla 4.25. Plan de Explotación. Pozo CI-46

Campo	Yacimiento	Pozo	Tipo	Plan
			De	De
			Pozo	Propuesta
Cerro Negro	OFIM 42	CN CI-46	V	Reacondicionamiento (RA/RC). Realizar reactivación, aislando el intervalo completado (con inyección forzada de cemento/retenedor de cemento) a la profundidad estimada de 2570', y cañonear a 12 TPP con cañones tipo Big Hole los intervalos 2410'-2482', 2500'-2550'. Completar con equipo de Bombeo Mecánico con inyección de diluyente.

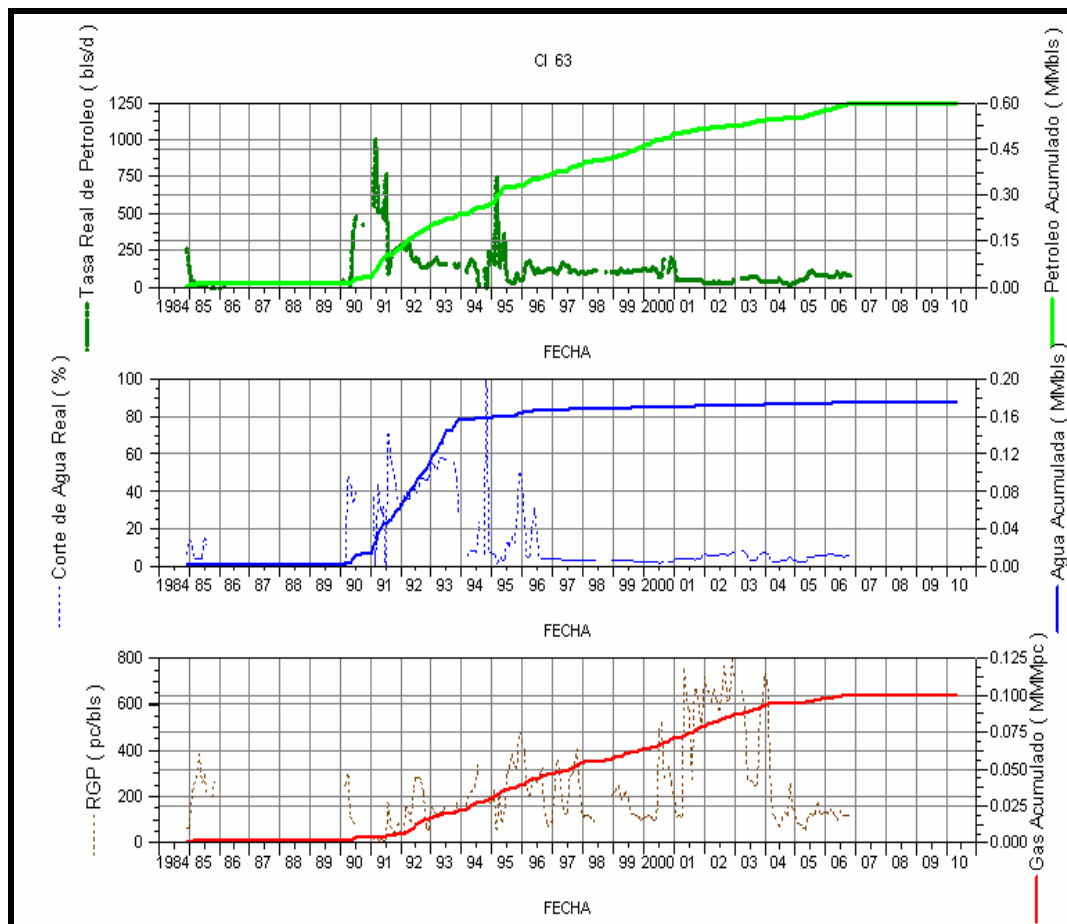
4.6.2.2. Plan de Explotación OFIM CNX 3

4.6.2.2.1. Pozo CI-63

Este pozo inicialmente fue completado en el intervalo 2470'-2690' hacia la base del miembro Morichal unidad D. Inicialmente mostró una tasa de 250 BN, pero rápidamente declino a tasas por el orden de 50 BNPD, debido a problemas de arenamiento (común en el área).

En noviembre de 1989 se ampliaron los cañoneos y se estimuló con vapor con resultados satisfactorios al mostrar tasas entre 300-400 BNPD hasta finales de julio de 1991. A partir de entonces la tasa se ha mantenido por el orden de 150 BNPD con bajo corte de agua. Este pozo se considera un buen productor en función de su acumulado y su tipo de completación.

De acuerdo con el último trabajo realizado en el año 2008, al pozo se le realizó chequeo de fondo e inyectividad, dejándose en pozo a espera de puesta de producción por facilidades de superficie. (Grafica 4.40)



Grafica 4.40. Comportamiento de Producción Poco CI-63.

La propuesta para este pozo se expone en la siguiente tabla.

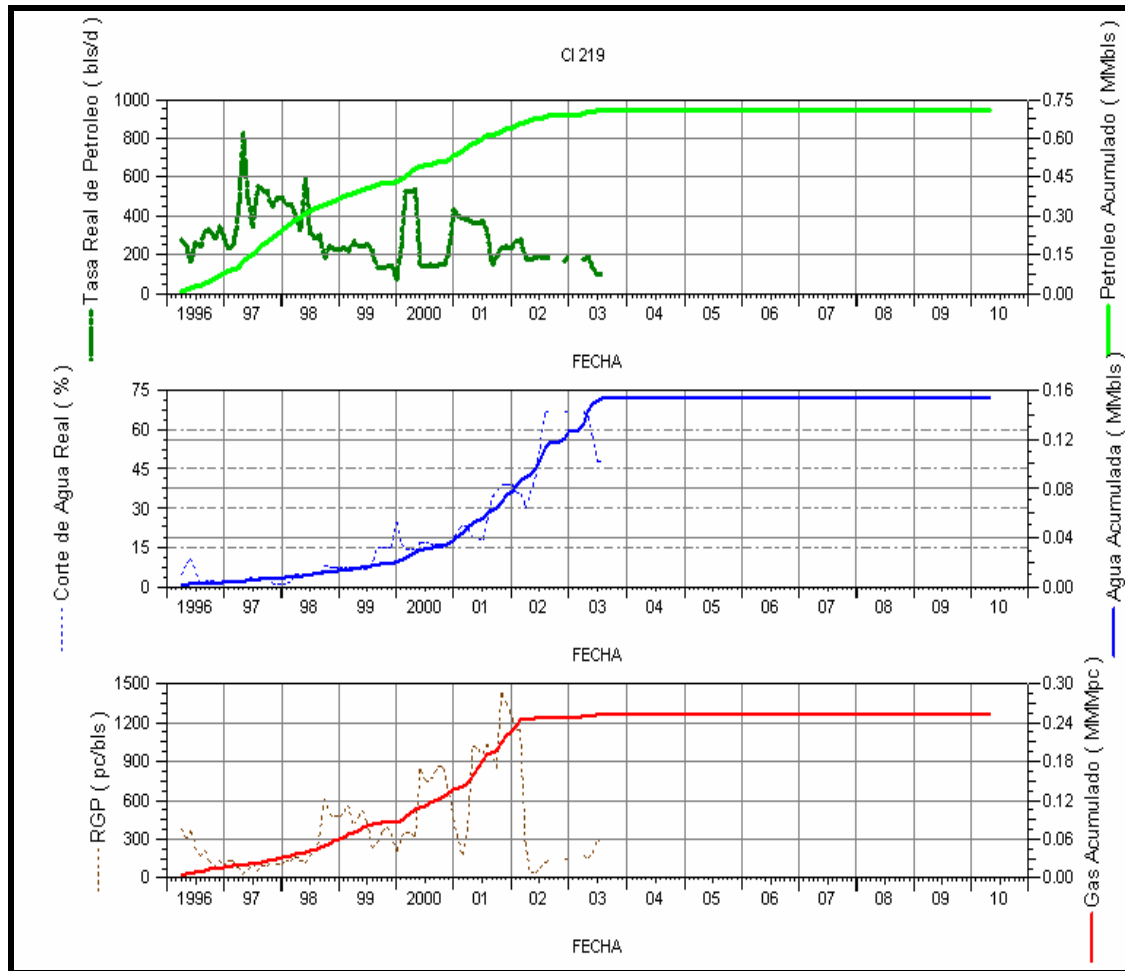
Tabla 4.26. Plan de Explotación. Pozo CI-63

Campo	Yacimiento	Pozo	Tipo De Pozo	Plan De Propuesta
Cerro Negro	OFIM CN 42	CI-63	V	Reactivación. Completar facilidades de superficie y abrir pozo a producción.

Se propone este pozo para ser reactivado, debido a que es un buen productor, se encuentra ubicado en la unidad D (figura, unidad D, análisis petrofísico), la cual es la que posee mejores características petrofísicas, en cuanto a Arena Neta Petrolífera, Transmisibilidad, y Saturación de Agua, y no requiere de gastos para ser puesto a producción. También se observó que los pozos que están a su alrededor como el CI-64 y CI-71 están actualmente produciendo y muestran producción regular. El método a producción para este pozo es el de Bombeo Mecánico.

4.6.2.2.2. Pozo CI-219

A continuación se muestra la grafica 4.41 que muestra el comportamiento de producción del pozo CI-219, el cual tuvo una buena tasa de petróleo mientras estuvo abierto.



Gráfica 4.41. Comportamiento de Producción Poco CI-219.

Pozo inclinado, de la macolla 1-21-1. Método por cavidad progresiva. Debido a que el pozo se encuentra inactivo desde el año 1999 y que los pozos cercanos CI 206 y 184, presentan un corte de agua actual (enero de 2010) entre 30 y 65% y una tasa de crudo entre 180 y 200 BPD, se recomienda abrir a producción, previa revisión de las facilidades de superficie. (Tabla 4.27)

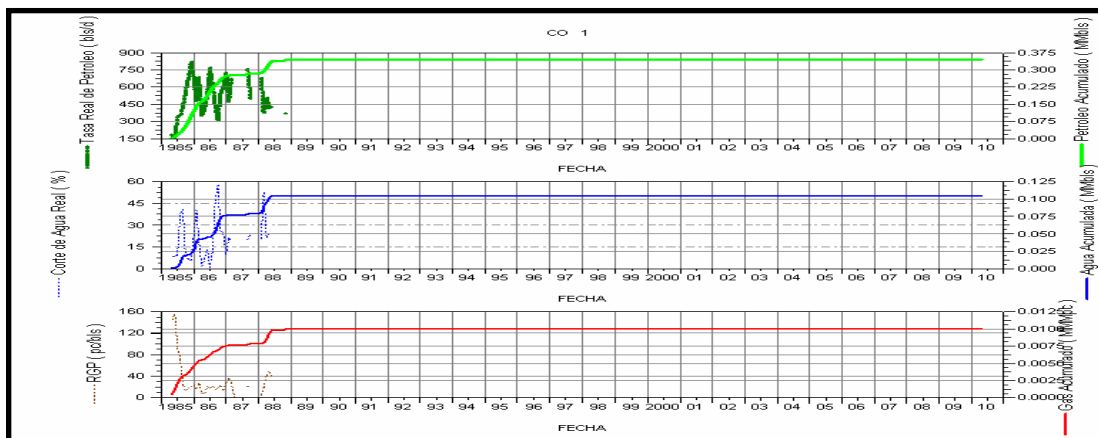
Tabla 4.27. Plan de Explotación. Pozo CI-219

Campo	Yacimiento	Pozo	Tipo De Pozo	Plan De Propuesta
Cerro Negro	OFIM 42	CN CI-219	Inclinado	Reactivación. Revisión de facilidades en superficie.

Este pozo se propone debido a que se encuentra completado en la arena D, que buenas propiedades petrofísicas, y una buena producción de petróleo Sus pozos vecinos (CI-218, CI-217 Y CI- 221) se encuentran activos y con una producción regular a nivel general. El Método de Producción recomendado es el de Cavidad Progresiva.

4.6.2.2.3. Pozo CO-1

En la grafica que se cita a continuación se muestra el comportamiento de producción del pozo CO-1



Grafica 4.42. Comportamiento de Producción Poco CO-001

Pozo con reentrada horizontal el 03/07/1994, miembro Morichal, cuello flotador a 2867' (tamaño de ranura del revestidor 0,030"). Ultimo trabajo 08/11/1996, servicio de limpieza y bomba (se realizó prueba de inyección, pozo recibió con 500 lpc). El pozo presento una caída de producción de $Q_0 = 643$ BPD, 38% AYS y RGP a 460 PCN/BN, a 20 BPD 02/1997. La tabla 4.28 presenta la propuesta.

Tabla 4.28. Plan de Explotación. Pozo CO-1

Campo	Yacimiento	Pozo	Tipo	Plan
			De	De
			Pozo	Propuesta
Cerro Negro	OFIM CN 42	CO-1	V	Reactivación.
			Reentry Horizontal	Revisión de facilidades en superficie y estado mecánico de pozo. Reactivar pozo.

4.6.3. Evaluación Económica

El análisis económico solo pudo realizar para 2 de los pozos pertenecientes al Yacimiento OFIM CN 42, del Campo Cerro Negro, ya que se propusieron para realizarles un proceso de reacondicionamiento (RA/RC). Los pozos planteados para reactivación no se les realizaron evaluación económica ya que no generan gastos.

La evaluación económica se realizó utilizando el programa de evaluaciones económicas corporativo de PDVSA (See-Plus) tomando en cuenta los parámetros establecidos por la empresa, como son:

- ❖ Tasa Interna de Retorno (TIR) > 15%
- ❖ Eficiencia de Inversión Modificada (EIM) > 1.
- ❖ Valor Presente Neto (VPN) > 0.

Se contemplaron una serie de premisas al momento de realizar la evaluación económica entre ellas tenemos:

- ❖ Horizonte Económico: 5 años, tiempo considerado para las predicciones.
- ❖ Tasa de Descuento: 10%.
- ❖ Tasa de Cambio: 2150 Bs/\$.
- ❖ Regalías: 30%.
- ❖ Escenario de Evaluación Cesta: 35 \$.

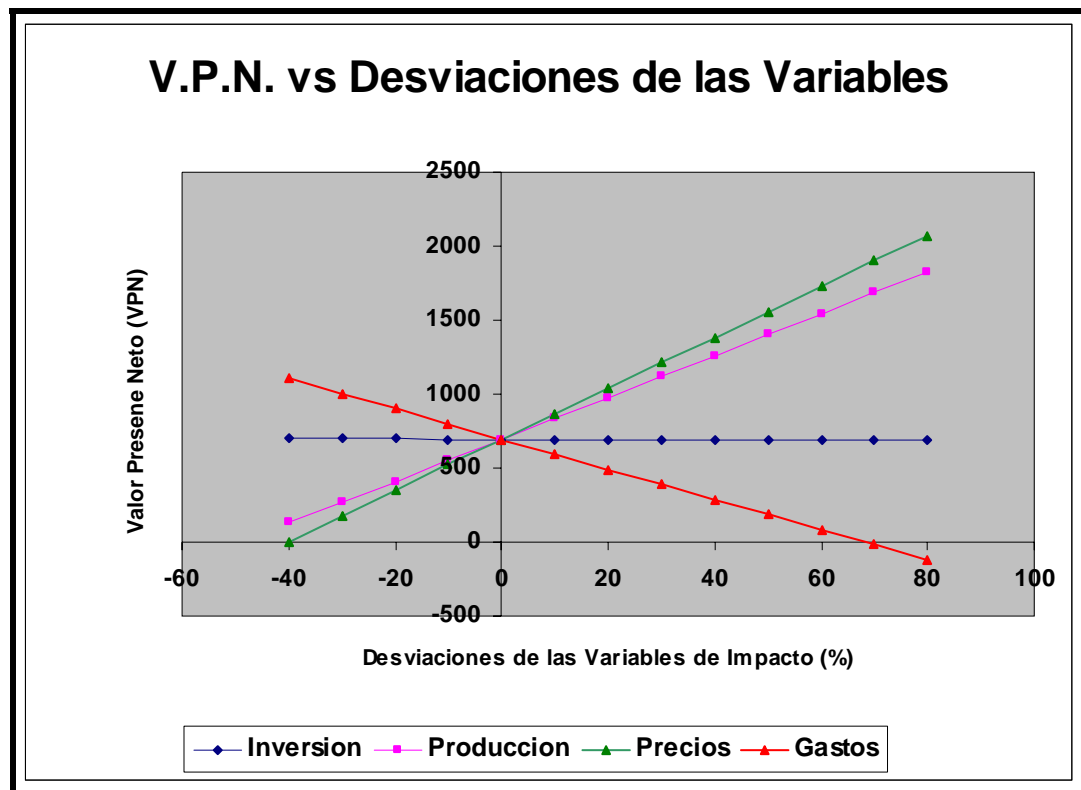
4.6.3.1. Pozo CI-28

El RA/RA genera un gasto de 3095 MBS, sin embargo es necesario evaluar si este gasto es rentable y en cuanto tiempo es recuperada la inversión. En la tabla 4.29 que se presenta a continuación se muestra los valores de los indicadores económicos.

Tabla 4.29. Indicadores Económicos, Pozo CI-28

INDICADORES ECONOMICOS	VALOR Y UNIDAD
Flujo Neto Descontado (VPN)	694,9 (M\$)
Tasa Interna de Retorno (TIR)	19 (%)
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	39,2 (%)
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	9.7 (\$/\$)
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,8 (años)

La evaluación económica realizada a este pozo resulto positiva, ya que cumple con todas las premisas establecidas por PDVSA, lo que convierte a la propuesta en económicamente rentable. En la siguiente grafica (4.43), se muestra el Diagrama Araña, resultado de la evaluación.



Grafica 4.43. Diagrama Araña. Evaluación económica, pozo CI-28.

- ❖ Si la producción desciende hasta un 30 % el proyecto continuaría siendo rentable con un VPN de 270,5 MBs.
- ❖ Si los precios bajarán un 30 %, el proyecto seguiría siendo rentable con un VPN de 178 MBs.
- ❖ Si los gastos aumentaran en un 40 % el proyecto continuaría siendo rentable con un VPN de 350 MBs.

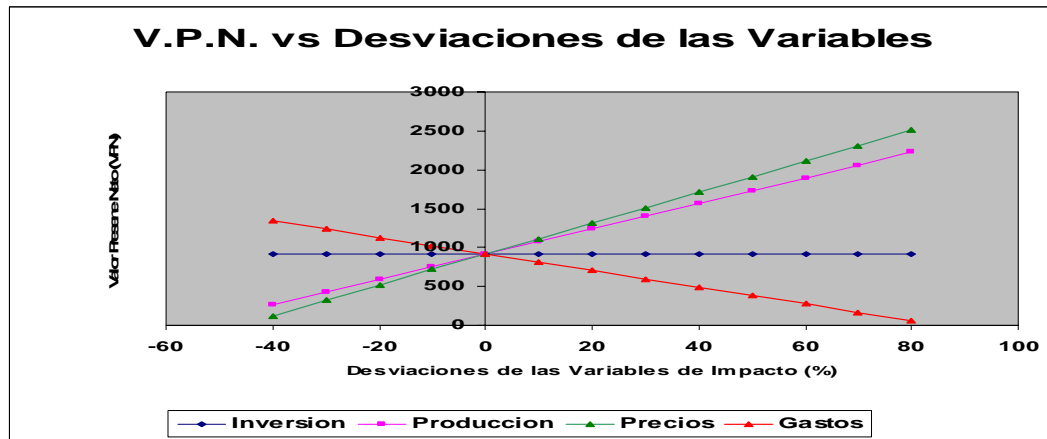
4.6.3.2. Pozo CI-46

En el caso de este pozo, también se propuso para realizar reacondicionamiento (RA/RC) con un costo de 3095 Mbs. En la Tabla 4.30 se observan los resultados.

Tabla 4.30. Indicadores Económicos, Pozo CI-46

INDICADORES ECONOMICOS	VALOR Y UNIDAD
Flujo Neto Descontado (VPN)	916 (M\$)
Tasa Interna de Retorno (TIR)	23 (%)
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	50,7 (%)
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	11 (\$/\$)
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,6 (años)

Con respecto al pozo CI-46 también cumplió con las premisas establecidas por Pdvsa, y la propuesta realizada esta firmemente sustentada por esta evaluación. En la Grafica 4.44 se muestra el diagrama araña del análisis económico.



Grafica 4.44. Diagrama Araña. Evaluación económica, pozo CI-46.

- ❖ Si la producción desciende hasta un 30 % la propuesta seguiría siendo rentable con un VPN de 425 MBs.
- ❖ Si los precios bajarán un 30 %, el proyecto continuaría siendo rentable con un VPN de 425 MBs.
- ❖ Si los gastos aumentaran en un 40 %, la evaluación sigue siendo positiva con un VPN de 1343,5 MBs.

CONCLUSIONES

1. Se generaron mapas de isopropiedades por unidad donde se localizaron las zonas más prospectivas del área en estudio, resultando la unidad D la más prospectiva.

2. Los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3 se encontraban inicialmente sub.- saturado de acuerdo a la caracterización dinámica realizada al mismo.

3. El PVT del Pozo CI- 210 perteneciente al Yacimiento OFIM CNX 3, Área J-20 es considerado consistente y representativo.

4. Según el Análisis de Presiones se estimo que para el Yacimiento OFIM CN 42 la Presión inicial es de 1063 Lpc y la Presión actual esta entre 600 a 800 Lpc, mientras que para el Yacimiento OFIM CNX 3 fue de 1003 Lpc la inicial y 800 la actual.

5. Inconsistencias en las mediciones de Tasas de Gas.

6. Se recopiló información referente al proceso de IAV, sin embargo, es insuficiente para obtener resultados concluyentes en cuanto al impacto de éste en el campo.

7. Se identificaron las zonas de más alta producción según mapas grip, resultando que para OFIM CN 42 son las que están alrededor de los pozos CI 0244 y CIB 0260. Del Yacimiento OFIM CNX 3 las zonas de más alta Producción se encuentran alrededor de los pozos CI 0230, CI 0231, CI 225 y CI 227.

8. La declinación de producción para el Yacimiento OFIM CN 42 fue de 12% en un periodo de 2005-2007, y para el Yacimiento OFIM CNX 3 fue 14% en el periodo de 1991-2000.

9. A través del balance de materiales se evidenció que el acuífero asociado a los 2 yacimientos en estudio es débil.

10. El Mecanismo de Producción Predominante es el de la expansión de la roca y los fluidos.

11. Para el plan de explotación se propusieron los pozos CI- 24, CI- 28, CI- 46, CI- 63, CI- 219 y CO- 1, de los cuales solo el CI- 28 y el CI- 46, se propusieron para RA/RC los demás se recomendaron para reactivación.

12. El análisis económico realizado a los pozos CI-28 y CI- 46, resulto rentable con un tiempo de pago de 1.8 y 1.6 respectivamente.

RECOMENDACIONES

1. Extender el estudio petrofísico a las demás arenas que conforman el Miembro Morichal, usando la nueva interpretación.
2. Planificar y elaborar un programa de toma de muestras de fluidos para análisis PVT en el Miembro Morichal en futuras localizaciones que se perforen en el Campo Cerro Negro, con la finalidad de validar la información disponible además de lograr una caracterización global del área.
3. Diseñar y programar pruebas de restauración de presión para pozos verticales, en las diferentes áreas.
4. Efectuar mensualmente pruebas a los pozos de manera que la revisión de producción de fluidos posea mayor grado de certidumbre.
5. Corregir las inconsistencias encontradas en la base de datos OFM, referente a acumulados de producción y desviaciones de pozos.
6. Incrementar las mediciones de tomas de presión estáticas y dinámicas.
7. Efectuar una campaña extensiva de toma de pruebas de presión (BHP-BHT) a lo largo del campo con el fin de evaluar el valor de presión promedio actual y así mejorar el cotejo histórico obtenido en el balance de materiales.
8. Considerar este estudio para una futura simulación para obtener resultados más confiables y más ajustados a la realidad.

BIBLIOGRAFIA CITADA

1. Salas, Y., “**Informe Técnico Balance de Materiales Campo Cerro Negro**”, PDVSA, Gerencia de Estudios Integrados, (2008).
2. Salas, Y.; Ortiz, C., “**Informe de Distribución de Fluidos Miembros Morichal-Jobo Campo Cerro Negro**”, PDVSA, Gerencia de Estudios Integrados, (2008).
3. Figueroa, H.; Perfecto, Z., “**Modelo Estratigráfico-Sedimentológico Proyecto Cero Negro**”, PDVSA, Gerencia de Estudios Integrados, (2007).
4. Geoexploración S.A., “**Estudios Integrados de las Áreas J-20 y O-16**”, PDVSA, Gerencia de Estudios Integrados, (1996).
5. Salas, Y.; Ortiz, C.; Patete, A., “**Análisis de Producción Campo Cerro Negro**”, PDVSA, Gerencia Estudios Integrados, (2008).
6. Sebastiano, R., “**Boletín Informativo de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas**”, Edición Numero 17, Caracas-Venezuela, (2010).
7. Ugas, L., “**Informe Técnico de Revisión y Actualización del Modelo de Presión, Campo Cerro Negro**”, PDVSA, Puerto la Cruz, Julio (2009).
8. Craft, B.; Hawkins Y., “**Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos**”, Editorial Técnicos, Madrid-España, (1965).

9. Fernández, J., **“Caracterización Geológica y Energética de los Yacimientos YS-251, YS-255, YS-257, YS-272, YS-276, Arena O2L, de la Formación Oficina del Campo Trico-Yopales”**, Trabajo de Grado, U.D.O., (2002).
10. Mannucci, J., **“Caracterización de Yacimientos”**, Instituto de Investigaciones Petroleras, Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. LUZ., (1980).
11. CIED., **“Caracterización Energética de Yacimientos”**, CIED, Agosto (1997).
12. Da Prat, G., **“Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión”**, SPE 81065, Abril (1999).
13. Pirson, S., **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones Omega, España (1965).
14. Agreda, A., **“Determinación De Un Esquema Óptimo De Explotación Para La Recuperación De Las Reservas Del Yacimiento S5,T MG 603 Del Campo Melones, Aplicando Distintos Procesos Térmicos Mediante Simulación Numérica De Yacimientos”**, Trabajo de Grado, U.D.O., (2007).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ELABORACIÓN DE ANÁLISIS CONVENCIONALES DE LOS YACIMIENTOS OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, UBICADOS EN EL CAMPO CERRO NEGRO, DEL DISTRITO MORICHAL, PARA FUTUROS PLANES DE EXPLOTACIÓN
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Mileiba Evelyn Chavez Medina	CVLAC: V- 17.435.167 E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Yacimientos

Cerro Negro

Morichal

Planes de Explotación

Producción

Crudo Extrapesado

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

Los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal, constituye un proyecto activo con grandes oportunidades para la extracción de hidrocarburos en el oriente del país. Lo que se planteó con este estudio fue caracterizar estos 2 yacimientos, en todas las áreas a través de un análisis convencional de yacimientos.

La metodología planteada en su primera etapa se basó en generar mapas de isopropiedades que permitieran realizar un análisis petrofísico, luego se validó la información de PVT existente en el área, se interpretó el comportamiento de presiones con el estudio de las pruebas BHPBHT y RFT/MDT, se realizó un análisis de los datos de pozos, historia de producción, inyección y declinación de los yacimientos, posteriormente se aplicó balance de materiales usando como herramienta Mbal para verificar el POES reportado y conocer los principales mecanismos de producción, y por último, se generó un plan de explotación sustentado con una evaluación económica para drenar las reservas remanentes de los yacimientos en estudio.

Finalmente se ratificó que el yacimiento, tiene un crudo Extrapesado, que inicialmente se encontraba subsaturado, con un POES estimado según Mbal de 3217 MMBls para el yacimiento OFIM CN 42 y 2000 MMBls, por lo tanto se propuso un plan de explotación en el cual se integran 6 nuevos pozos para el drenaje de las reservas del yacimiento, ratificando este proyecto en una evaluación económica con horizonte óptimo de producción.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
Ing. Rayda Patiño, M. Sc.	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
Ing. Simón Ruiz	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
Ing. Karla Rodríguez	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	08	15
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Elaboración de Análisis Convencionales de los Yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3.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

Mileiba Evelyn Chávez Medina

TUTOR

Prof. Rayda Patiño

JURADO

Prof. Simón Ruiz

JURADO

Prof. Karla Rodríguez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño