

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS INTEGRAL DE YACIMIENTO PARA LA
REACTIVACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO LAS MERCEDES,
EN LOS YACIMIENTOS LPBB ME 2, KOPQ ME 230, DEL
DISTRITO GUÁRICO.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Nieves A, Francia A.
Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

Caracas, Marzo de 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS INTEGRAL DE YACIMIENTO PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO LAS MERCEDES, EN LOS YACIMIENTOS LPBB ME 2, KOPQ ME 230, DEL DISTRITO GUÁRICO.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Evelyn Azuaje

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Rolando Vivas Ballén.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Nieves A, Francia A.

Para optar al Título
de Ingeniera de Petróleo

Caracas, Marzo de 2012

Caracas, Marzo de 2012

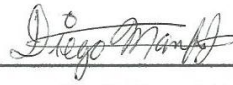
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el trabajo especial de Grado presentado por la Bachiller Francia Amanda Nieves Aquino, titulado:

“ANÁLISIS INTEGRAL DE YACIMIENTO PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO LAS MERCEDES, EN LOS YACIMIENTOS LPBB ME 2, KOPQ ME 230, DEL DISTRITO GUÁRICO”.

Considerando que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniera de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



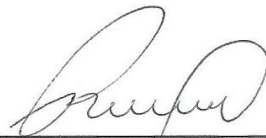
Prof. Alida Padrón
Miembro del Jurado



Prof. Diego Manfre
Miembro del Jurado



Prof. Evelyn Azuaje
Tutor Académico



Ing. Rolando Vivas Ballén
Tutor Industrial



DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y permitirme crecer con la familia que tengo, por darme más vida y salud, iluminar mi camino, ser mi guía, mi fortaleza y enriquecerme de sabiduría para lograr este triunfo de hoy.

A mi madre y mi padre por hacer de mí una mujer con unos buenos principios morales, luchadora, optimista y de fé, gracias por estar siempre en los momentos que los necesite.

A mi esposo, por darme el apoyo incondicional, para que pudiera terminar mi carrera, gracias por confiar en mí.

A mis hermanos por ser como mis segundos padres por apoyarme todas las veces que fueron necesarias, siendo pieza clave para mi inicio en la universidad.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela por haberme impartido todos los conocimientos para ser hoy en día una profesional de esta Casa que vence la sombra.

A la Empresa PDVSA División Boyacá, por darme la oportunidad de realizar el Trabajo Especial de Grado siendo éste un requisito necesario para optar al título de Ingeniera de Petróleo y por los conocimientos prácticos aprendidos durante mi estadía en la empresa los cuales me permitieron crecer profesionalmente.

Seguidamente quiero darle las gracias a mis Tutores Industriales, el Ing. Rolando Vivas Ballén y Ana Sepúlveda por el apoyo prestado, gracias por confiar en mí y poner en mis manos esta gran responsabilidad.

Igualmente a la profesora Evelyn Azuaje, Tutor Académico, por su dedicación y apoyo para que éste Trabajo Especial de Grado se realizara con un máximo nivel de excelencia. Gracias por su interés y su motivación.

Por otra parte, al equipo de Estudios Integrados de Yacimiento especialmente a Valmore Iragorri, Oscar Sánchez, Luis Campos, Johaly Castillo, Javier Nieto y todos los que en algún momento me impartieron de sus conocimientos, a ustedes les debo gran parte de mi experiencia laboral en la empresa y mi iniciación como Ingeniera de Petróleo.

Al equipo de Operaciones de Yacimiento por prestarme su apoyo en los momentos que lo necesité y porque de cada uno de ustedes me llevo una enseñanza.

Al personal que labora en el Centro de Información Técnica (CIT), Vitelio Izarra, Dennis Rondón, Asdrúbal Díaz y Francis Márquez por el apoyo prestado durante los requerimientos de trabajos, informes y carpeta de pozos que permitieran cumplir con el desarrollo de éste estudio.

A todos mis amigos de la Universidad Central de Venezuela por brindarme su apoyo en los momentos más difíciles de la carrera y en los más felices también.

A mis primos, mis tíos y mis tías por estar pendiente de mi, siempre confiaron en mí y me desearon todo lo mejor, gracias.

Finalmente, quisiera agradecer a las personas más importantes en mi vida y por las cuales siento deseos de superarme todos los días, mi mamá, mi esposo, mis hermanos y mi papá. A ellos les agradezco infinitamente por apoyarme en todo momento y más durante el transcurso de mi carrera, cada uno de ustedes fueron piezas valiosas que llenaron mi día a día de voluntad, fé y optimismo, gracias por enseñarme que el querer es poder y que nada en la vida es difícil.

A Todos Muchas Gracias

Nieves A. Francia A

**ANÁLISIS INTEGRAL DE YACIMIENTO PARA LA REACTIVACIÓN DE
POZOS EN EL CAMPO LAS MERCEDES, EN LOS YACIMIENTOS
LPBB ME 2, KOPQ ME 230, DEL DISTRITO GUÁRICO.**

**Tutor Académico: Prof. Evelyn Azuaje. Tutor Industrial: Ing. Rolando
Vivas Ballén. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2012, 145 pág.**

Palabras Clave: Rehabilitación de pozos, Reacondicionamiento de pozos, corte de agua, análisis integral, Campo Las Mercedes (Distrito Guárico).

Resumen. El análisis integral de cada uno de los Yacimientos en estudio se realizó con la finalidad de proponer oportunidades de reactivación de pozos para trabajos de servicio o Ra/Rc, que permitan aumentar la productividad del Campo Las Mercedes y de igual forma se estará apalancando la producción de crudo pesado del bloque 8 (Boyacá). Para cada uno de los yacimientos se clasificaron los pozos por categorías con la herramienta Centinela tomando para el proceso de reactivación los pozos con categoría 2,3 y 5. Se revisó las propiedades petrofísicas de los yacimientos en estudio a partir de pruebas convencionales de núcleos y la base de datos de PDVSA. Se realizó el estudio de Ingeniería de Yacimientos: comportamiento del histórico de producción y presión, diagnóstico de la procedencia del agua por curvas de Chan, análisis del historial de Pruebas DST (*Drill Stem Test*), declinación de producción, cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES), el cual también se estimó a través de la herramienta Mbal por la Ecuación de Balance de Materiales obteniendo un POES por el método gráfico y el analítico, los cuales fueron comparados con el valor del libro de reservas, se observó los mecanismos de producción predominante, generación de un PVT sintético por medio de la herramienta Mbal a partir de los siguientes datos: solubilidad inicial del gas, ° API, temperatura, gravedad específica del gas, presión inicial y salinidad del agua de formación. Realizado el análisis integral de los yacimientos LPBB ME 2 y KOPQ ME 230, se concluye que los únicos pozos factibles a reactivación son el ME 147 y ME 446 de cada yacimiento respectivamente.

ÍNDICE

<u>CONTENIDO</u>	<u>PÁG.</u>
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE.....	vii
LISTA DE TABLAS.....	xiii
LISTA DE FIGURAS.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
 CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
1.1. Planteamiento del Problema.....	3
1.2. Objetivos.....	4
1.2.1. Objetivo General.....	4
1.2.2. Objetivos Específicos.....	4
1.3. Alcance.....	5
1.4. Aportes.....	5

1.5. Limitaciones.....	6
 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	
2.1. Antecedentes de la Investigación.....	7
2.2. Cuenca Oriental de Venezuela (COV).....	8
2.3. Descripción General de la Subcuenta de Guárico.....	9
2.4. Descripción General del Campo Las Mercedes.....	11
2.4.1. Antecedentes del Campo.....	11
2.4.2. Ubicación Geográfica.....	12
2.5. Descripción de los Yacimientos.....	13
2.5.1 Yacimiento KOPQ ME 230.....	13
2.5.2 Yacimiento LPBB ME 2.....	13
2.6. Estratigrafía Regional del Área.....	14
• Formación Chaguaramas.....	14
• Formación Roblecito.....	14
• Formación La Pascua.....	15
• Formación Tigre.....	16
a) Miembro La Cruz (inferior).....	16
b) El Miembro Infante (medio).....	17

c) El Miembro Guavinita (Superior).....	17
• Formación Canoa.....	18
2.7. Fundamentos Teóricos.....	20
2.7.1. Mecanismos de Producción del Yacimiento.....	21
• Empuje por Gas en Solución.....	21
• Empuje por Gas o Capa de Gas.....	22
• Empuje por Agua o Hidráulico.....	24
• Empuje por Gravedad.....	26
2.7.2. Levantamiento Artificial.....	26
2.7.3. Análisis PVT.....	27
2.7.4. Reservas de Hidrocarburos.....	28
2.7.5. Métodos para el Cálculo de Reservas.....	32
2.7.6. Ecuación de Balance de Materiales (EBM).....	35
2.7.7. Reacondicionamiento de Pozos.....	38
• Reparación.....	39
• Estimulación de Pozos.....	40
2.7.8. Problemas de Pozo.....	43
• Factores que Deben Considerarse Para Identificar un Pozo Problema.....	44

• Problemas Típicos Encontrados en los Pozos.....	47
CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO	
3.1. Tipo de Investigación.....	53
3.2. Diseño de la Investigación.....	54
3.3. Población y Muestra.....	54
3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	55
3.5. Revisión Bibliográfica.....	59
3.6. Clasificación de los Pozos por Categorías.....	59
3.6.1. Base de Datos Centinela – POZO 2000.....	59
3.6.2. Proceso de Carga de Datos Operacionales Centinela Pozo.....	60
3.7. Análisis de la Historia de Producción de los Pozos.....	62
3.7.1. Reconstrucción del Histórico de Producción de los Pozo.	62
3.7.2. Análisis del Histórico de Producción de los Yacimientos en Estudio.....	62
3.7.3. Análisis del Histórico de Producción de los Pozos.....	64
3.7.4. Diagnóstico de la Procedencia del Agua por Curvas de Chan.....	64
3.8. Análisis del historial de pruebas DST (Drill Stem Test).....	68
3.9. Declinación de Producción.....	68

3.10. Cuantificación del POES por Diferentes Métodos.....	69
3.10.1. Reconstrucción del Histórico de Presión.....	69
3.10.2. Generar PVT Sintético.....	71
3.10.3. Calculo de Petróleo original en sitio (POES).....	71
• Poes Volumétrico.....	72
• Poes por Balance de Materiales (Mbal).....	72
3.11. Recomendación de oportunidades de trabajos de reactivación (servicio o Ra/Rc).....	73
 CAPITULO IV: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	
Clasificación de los Pozos por Categoría.....	74
I. Análisis de la Historia de Producción de los Pozos.....	79
a) Reconstrucción del Histórico de Producción de los Pozo.....	79
b) Análisis del Histórico de Producción de los Yacimientos en Estudio.....	80
c) Análisis del Histórico de Producción de los Pozos.....	83
d) Análisis de la procedencia del agua de formación.....	97
II. Análisis del historial de pruebas DST (Drill Stem Test).....	102
III. Declinación de Producción de los Pozos.....	103

IV. Declinación de Producción de los Yacimientos.....	104
V. Cuantificación del POES por Diferentes Métodos.....	107
a) Reconstrucción del Histórico de Presión.....	107
b) Generar PVT Sintético.....	109
c) Cálculo de Petróleo original en sitio (POES).....	115
• Poes Volumétrico.....	115
• Poes por Balance de Materiales (Mbal).....	116
VI. Recomendaciones de Pozos a Reactivación.....	123
Conclusiones.....	128
Recomendaciones.....	130
Glosario.....	131
Bibliografía.....	135
Apéndice.....	138

LISTA DE TABLAS

<u>TABLA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
2.1	Características del Empuje por Gas Disuelto.....	22
2.2.	Características del Empuje por Capa de Gas.....	23
2.3	Características del Empuje de Agua o Hidráulico.....	25
2.4	Clasificación de Reservas de Hidrocarburo.....	29
4.1	Tipo de categoría según base de datos Centinela.....	74
4.2	Clasificación de los pozos pertenecientes al Yacimiento KOPQ ME 230 por categoría.....	75
4.3	Clasificación de los pozos pertenecientes al Yacimiento LPBB ME 2 por categoría.....	77
4.4	Clasificación de los pozos pertenecientes al Yacimiento KP ME 803 por categoría.....	78
4.5	Categorías por cada pozo pertenecientes al Yacimiento KOPQ ME 230.....	98
4.6	Análisis de pruebas DST de los pozos pertenecientes al Yacimiento KOPQ ME 230.....	103
4.7	Datos de entrada para generar PVT Yacimiento KOPQ ME 230.....	112
4.8	PVT obtenido por las correlaciones de Lasater-Beggs et al para el Yacimiento KOPQ ME 230.....	113
4.9	Datos de entrada para generar PVT Yacimiento LPBB ME 2.....	114
4.10	PVT obtenido por las correlaciones de Vázquez-Beggs et al para el Yacimiento LPBB ME 2.....	115

4.11	Resultados del Poes volumétrico de los Yacimientos en estudio.....	116
4.12	Comparación del POES calculado con el Oficial Yacimiento KOPQ ME 230.....	119
4.13	Comparación del POES calculado con el Oficial Yacimiento LPBB ME 2.....	122
4.14	Comparación del POES volumétrico con el método gráfico y el analítico.....	122
4.15	Pozos seleccionados para realizar trabajos de servicio o Ra/Rc.....	124

LISTA DE FIGURAS

<u>FIGURA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>PÁG.</u>
2.1	Cuencas Petrolíferas de Venezuela. Ubicación de la COV.	8
2.2	Cuencas Petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias.....	10
2.3	Roca Madre del campo Las Mercedes.....	10
2.4	Ubicación Geográfica del campo Las Mercedes.....	12
2.5	Columna Estratigráfica del campo Las Mercedes.....	19
2.6	Diagrama Causa-Efecto debía a tasa limitada de producción.....	49
2.7	Diagrama Causa-Efecto debido a la alta producción de agua.....	51
3.1	Descripción de los instrumentos de Recolección de Datos..	57
3.2	Pasos seguidos para el desarrollo del tema en estudio.....	58
3.3	Curvas diagnóstico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por Conificación.....	66
3.4	Curvas diagnóstico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por Comunicación Mecánica.....	66
3.5	Curvas diagnóstico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por Canalización o Adedamiento.....	67
3.6	Curvas diagnostico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por Avance normal del agua.....	67
4.1	Clasificación de pozos candidatos para trabajos de servicio o Ra/Rc del yacimiento KOPQ ME 230.....	76

4.2	Clasificación de pozos candidatos para trabajos de servicio o Ra/Rc del yacimiento LPBB ME 2.....	78
4.3	Clasificación de pozos candidatos para trabajos de servicio o Ra/Rc del yacimiento KP ME 803.....	79
4.4	Reconstrucción del histórico de producción del pozo ME 207.....	80
4.5	Comportamiento de Producción del Yacimiento KOPQ ME 230.....	81
4.6	Comportamiento de Producción del Yacimiento LPBB ME 2.....	83
4.7	Comportamiento de Producción del pozo ME 207.....	85
4.8	Comportamiento de Producción del pozo ME 263 A.....	87
4.9	Comportamiento de Producción del pozo ME 372.....	89
4.10	Comportamiento de Producción del pozo ME 379.....	90
4.11	Comportamiento de Producción del pozo ME 381.....	91
4.12	Comportamiento de Producción del pozo ME 413.....	92
4.13	Comportamiento de Producción del pozo ME 446.....	94
4.14	Comportamiento de Producción del pozo ME 147.....	96
4.15	Porcentaje de avance normal, datos insuficientes y otros para el yacimiento KOPQ ME 230.....	99
4.16	Análisis de la procedencia del agua del pozo ME 207 por curvas de Chan.....	100
4.17	Análisis de la procedencia del agua del pozo ME 147 por curvas de Chan.....	102
4.18	Declinación de producción del pozo ME 207 correspondiente al yacimiento KOPQ ME 230.....	104
4.19	Declinación de producción del Yacimiento KOPQ ME 230..	106
4.20	Declinación de producción del Yacimiento LPBB ME 2.....	107

4.21	Presión inicial del Yacimiento KOPQ ME 230.....	108
4.22	Presión inicial del Yacimiento LPBB ME 2.....	109
4.23	Relación gas-petróleo promedio del Yacimiento KOPQ ME 230.....	110
4.24	Temperatura inicial promedio del Yacimiento KOPQ ME 230.....	111
4.25	°API promedio del Yacimiento KOPQ ME 230.....	111
4.26	Cotejo entre el histórico de presión del Yacimiento KOPQ ME 230 y el simulado.....	117
4.27	Estimación del Poes por el método gráfico para el Yacimiento KOPQ ME 230.....	117
4.28	Estimación del Poes por el método analítico para el Yacimiento KOPQ ME 230.....	118
4.29	Mecanismos de producción predominante en el Yacimiento KOPQ ME 230.....	120
4.30	Cotejo entre el histórico de presión del Yacimiento LPBB ME 2 y el simulado.....	120
4.31	Estimación del Poes por el método gráfico para el Yacimiento LPBB ME 2.....	121
4.32	Mecanismos de producción predominante en el Yacimiento LPBB ME 2.....	123
4.33	Diagrama de flujo para la selección de pozos candidatos a reactivación para trabajos de servicio o Ra/Rc.....	124
4.34	Diagrama mecánico actual del Pozo ME 446.....	125
4.35	Sección estructural noroeste-sureste del pozo ME 446 Yacimiento KOPQ ME 230.....	126
4.36	Diagrama mecánico actual del Pozo ME 147.....	127
4.37	Sección estructural suroeste-noreste del pozo ME 147 Yacimiento LPBB ME 2.....	127

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos con petróleo convencional (Crudo Liviano o Mediano con un bajo contenido de azufre), poco a poco están agotando sus reservas y en vista a la gran demanda mundial de petróleo, se le está tomando mucha importancia a los no convencionales (Crudo Pesado o Extrapesado con un alto contenido de azufre), tomando en cuenta los avances tecnológicos para la explotación de este tipo de crudo, los cuales permiten reducir los costos de extracción, logrando así la explotación del petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco transformando este evento en una realidad.

La Faja Petrolífera del Orinoco, es considerada oficialmente la fuente con las reserva de hidrocarburos Pesado y Extrapesado más grande del mundo, colocando a Venezuela como el primer país con las reservas mundiales de crudo Pesado y Extrapesado (P, XP), se ubica en la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, ocupando 55.314 km² a lo largo del norte del Orinoco. Está área se encuentra dividida en cuatro (4) grandes campos: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo

Los yacimientos maduros representan un reto a la gerencia de yacimientos en cuanto a maximización del factor de recobro, con un sentido económico que permita el mantenimiento de costos de desarrollo competitivos, es por ello que la División Boyacá se encuentra en la reactivación de los pozos inactivos del Campo Las Mercedes, pertenecientes al Guárico Occidental que actualmente se encuentra en la etapa de madurez, para extraer el crudo liviano de estos pozos a corto plazo, que servirán de diluyente para soportar la producción del crudo Extrapesado del Bloque 8 (Boyacá).

Para la reactivación de los pozos del Campo Las Mercedes de Guárico Occidental se realizará un análisis que permitirá identificar los pozos con problemas, sus causas y condiciones de ocurrencia, la programación óptima de equipos de levantamiento y completación e identificación de riesgos, para recomendar a cuáles se le puede aplicar un reacondicionamiento o un programa de rehabilitación, con miras al sostenimiento de la producción de petróleo y la cuantificación de reservas.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

PDVSA División Boyacá, se enfoca en el desarrollo y aplicación de los proyectos para la exploración y explotación de yacimientos petrolíferos del estado Guárico, cumpliendo con la normativa actual en materia de hidrocarburos, economía, seguridad, higiene y ambiente. La empresa constantemente concentra y dirige sus acciones hacia el crecimiento óptimo mediante la formulación de planes de desarrollo, que permitan mejorar todos los procesos, consolidando así su posición dentro del mercado competitivo y cambiante de los hidrocarburos.

Entre los proyectos actuales que tiene la empresa se encuentra el desarrollo de los recursos de hidrocarburos existentes en el estado Guárico, para la consolidación de un Distrito petrolero con la reactivación de pozos y la ejecución de estudios que puedan apalancar su crecimiento.

Este Proyecto se fortalece en esta región llanera con el arranque de las actividades en las áreas de Guárico Occidental y Bloque 8 (Boyacá), pertenecientes a la División Boyacá. En su primera fase, se inicia con Guárico occidental la cual ocupa un área de 4874 Km², la misma comprende 11 campos denominados: Las Mercedes, Palacio, Belén, Grico, Dakoa, Lechozo, Piragua, Guavinita, Valle y Punzón, con un total de 850 pozos y 463 yacimientos en los campos anteriormente mencionados.

Debido a la necesidad de reactivar los pozos del área de Guárico Occidental específicamente del Campo Las Mercedes, que servirán de diluyente para soportar la producción del crudo Extrapesada del Bloque 8 (Boyacá), en el

siguiente estudio se analizarán los yacimientos LPBB ME 2, KOPQ ME 230, del Campo Las Mercedes del Distrito Guárico, para la reactivación de pozos.

El Campo Las Mercedes de Guárico Occidental, se encuentran en su etapa de madurez con aproximadamente 60 años de producción, razón por la cual ya han dado el máximo de su producción, encontrándose la gran mayoría de los pozos inactivos, cerrados o abandonados.

1.2. Objetivos

Los objetivos planteados para este TEG (Trabajo Especial de Grado) se muestran a continuación:

1.2.1. Objetivo General

Analizar de forma integral el Yacimiento para la reactivación de pozos en el Campo Las Mercedes, en los Yacimientos LPBB ME 2, KOPQ ME 230, del Distrito Guárico.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Analizar la historia de producción de los pozos en el área de estudio.
2. Analizar el historial de pruebas DST de los pozos en el área de estudio.
3. Analizar curvas de declinación de producción de los pozos existentes.
4. Realizar curvas de declinación de producción del yacimiento a condiciones actuales.
5. Cuantificar el POES de los diferentes yacimientos a través de diversos métodos.
6. Recomendar oportunidades de rehabilitaciones, reacondicionamiento y completaciones de los pozos inactivos para incrementar la producción.

1.3. Alcance

El siguiente trabajo de investigación tiene como objetivo realizar un estudio de los pozos específicamente en los Yacimientos LPBB ME 2, KOPQ ME 230 de Guárico Occidental (Campo Las Mercedes) del Distrito Guárico, que conjuntamente con la información del comportamiento de producción, observar cuáles pozos inactivos pertenecientes a estas arenas se les puede recomendar un servicio o reacondicionamiento (Ra/Rc) de pozo con la finalidad de intensificar la producción.

1.4. Aportes

Este trabajo es el primero que se realiza en la Gerencia de Operaciones de Yacimientos del Distrito Guárico, debido a que esta área fue entregada a la División Boyacá en enero de 2010 para la iniciación del proyecto de la producción de crudo extrapesado del Bloque 8 (Boyacá) del Distrito Guárico, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, el cual requiere de la reactivación de pozos del área de Guárico Occidental, para la producción de crudo liviano, que servirán de diluyente en la producción extrapesada del Bloque 8 (Boyacá).

El análisis realizado a cada uno de los pozos en Categoría 2 (Estados de Pozos inactivos capaces de producir inmediatamente), Categoría 3 (Estados de Pozos inactivos no capaces de producir inmediatamente), Categoría 5 (Estados de Pozos no económicos actualmente) pertenecientes a los Yacimientos LPBB ME 2, KOPQ ME 230 posiblemente pueda conllevar a la reactivación (servicio o reacondicionamiento (Ra/Rc)) de estos, lo cual permitiría incluirlos para la cesta de pozos del 2012 con previo análisis de los Ingenieros de operaciones de yacimientos.

El análisis del yacimiento LPBB ME 2, el cual cuenta con reservas negativas actualmente, será de utilidad al equipo de Estudio Integrado de Yacimientos

para el sometimiento de reservas del Yacimiento y para futuros trabajos de servicio o reacondicionamiento de pozos pertenecientes al mismo.

1.5. Limitaciones

El área de Guárico Occidental fue descubierta en 1940 y actualmente se encuentran 10 pozos activos del Campo Las Mercedes, dichas áreas han pasado por la empresa nacional PDVSA y contratistas tales como: Texaco y Mosbacher, en sus 60 años aproximadamente de producción.

Del Yacimiento KP ME 803 no se encontraron datos de pruebas de presión y de uno de los pozos perteneciente a este yacimiento no se tiene información, razón por la cual se dificultó reconstruir el histórico de producción y de presión del mismo para la estimación del POES.

El Campo las Mercedes fue descubierto en 1941, teniendo aproximadamente 60 años de producción y toda la información que aparece en carpeta de pozo no cuenta su historial completo por lo antes expuesto, es por ello que existe incertidumbre con sus diagramas mecánicos y los trabajos realizados en cada uno de los pozos.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

Para este estudio se realizó una revisión de investigaciones relacionados con el objetivo general y los objetivos específicos establecidos para el desarrollo del trabajo en estudio.

Según Gómez (2008) en su trabajo titulado “Análisis convencional para la reactivación de los pozos inactivos (categoría 2) de los campos de producción Maporal, Silvestre y Silvan del Distrito Barinas”, en función de un análisis convencional de yacimientos generó propuestas de reactivación de pozos para incrementar la producción y selección de nuevas localizaciones en zonas poco drenadas.

Por otra parte Guillen (2009) en su trabajo titulado “Análisis integral de yacimientos para la reactivación de campos maduros Hato Viejo y Sinco de la cuenca Barinas”, generó un estudio convencional de yacimientos para la reactivación de pozos inactivos con la finalidad de proponer oportunidades de trabajo a pozos que permitan aumentar la producción e incrementar el factor de recobro de los yacimientos en estudio aplicando nuevas tecnologías.

Sin embargo García (1996) en su trabajo titulado “Propuesta de perforación de la localización ME-380B”, realizó un análisis de los aspectos técnicos relacionados con esta propuesta alterna de perforación entre ellos: Descripción geológica, estudio y descripción del yacimiento con el objetivo de proporcionar un punto de drenaje para el yacimiento KOPQ ME 230.

2.2. Cuenca Oriental de Venezuela (COV)

Según González (1985) 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 (Figura 2.1).



Figura 2.1. Cuencas Petrolíferas de Venezuela. Ubicación de la COV
(<http://3.bp.blogspot.com>)

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 Monadas. 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 límite 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 divide en 2 subcuencas: Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín.

2.3. Descripción General de la Subcuenca de Guárico

La Subcuenca de Guárico abarca el estado Guárico y parte del estado Anzoátegui, tiene 49895Km² de extensión y contiene un máximo de 7000m de sedimentos del Cretácico y Post-Cretácico. Limita al norte con la Faja Piemontina de la Cordillera del Caribe, al Sur con el Escudo de Guayana, al Oeste con el Arco de El Baúl y al Este con la Subcuenca de Maturín, (Figura 2.2, Schlumberger 1997), también es asimétrica, con el flanco norte sobrecorrido por terrenos alóctonos compuestos principalmente por sedimentos y rocas metamórficas del Mesozoico, Paleoceno y Eoceno de la Cordillera del Caribe. Su eje estructural actual está cubierto por los corrimientos del Norte del Estado Guárico y su rumbo varía de Noroeste-Sureste en el Cretácico y Norte-Sur en el Mioceno (Kiser, 1987).



Figura 2.2. Cuencas Petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias (SCHLUMBERGER, 1997)

La Roca Madre está formada por el Grupo Temblador, con características de materia orgánica de origen marino y de migración cercana. Los sellos lutíticos más importantes se encuentran en las unidades de Yacimiento como La Pascua (Terciario), Roblecito (Eoceno Superior - Oligoceno Medio.) y Chaguaramas (Mioceno Inferior).

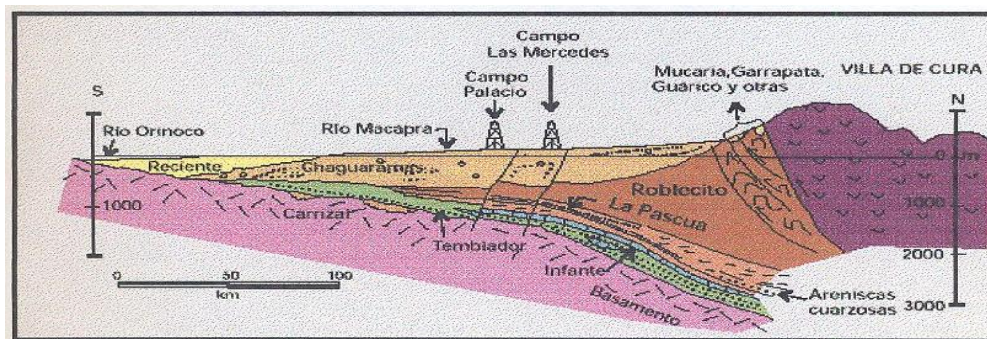


Figura 2.3. Roca Madre del Campo las Mercedes (Schlumberger Surencó. CA, 1997)

2.4. Descripción General del Campo Las Mercedes

2.4.1. Antecedentes del Campo

El Campo Las Mercedes fue descubierto por la sociedad anónima petrolera las Mercedes, partiendo de datos de geología de superficie e información sísmica, con la perforación del pozo Mercedes 2, que se inició en Noviembre de 1941. Anteriormente se tenía evidencia de la existencia de hidrocarburos en la zona, con la perforación exploratoria de los pozos Guayabo 1, 2 y Mercedes 1.

El Hallazgo de acumulaciones comerciales de petróleo en los grupos de arenisca terciarias de la formación Roblecito y La Pascua, inició el desarrollo del campo en diferentes bloques alcanzando su máxima producción de 25000 Bls/d en 1952. La actividad de perforación del campo alcanzó su máximo nivel en 1957 y continuó hasta 1975 cuando se consideró casi completamente desarrollado el campo. Posteriormente, se perforaron algunos pozos adicionales, pero ya el campo estaba en su fase de declinación.

En 1962 las concesiones de la sociedad anónima petrolera Las Mercedes (Texas Petroleum, Caracas Petroleum y Coro Petroleum) fueron transferidas a la petrolera Las Mercedes y en 1976 se transfirieron a la Nación, bajo la operación de S.A MENEVEN. El campo fue cerrado en Marzo de 1987, cuando había 23 pozos produciendo 479 Bls/d por levantamiento artificial por gas.

CORPOVEN, S.A continuó con el desarrollo y la explotación hasta el año 1994 cuando se ejecutaron los Convenios de Servicios de Operación.

En 1995 fue adjudicado en la Segunda Ronda a Mosbacher como Convenio de Servicios Operativos, luego a UNION PACIFIC RESOURCES VENEZUELA, S.A., Repsol YPF Venezuela y posteriormente Petrolera Coral, C.A. (COREPLI) hasta Mayo de 2006, cuando son entregados nuevamente a la Nación.

En Enero del 2010, PDVSA recibe el control de los 12 Campos que Conforman el área de Guárico Occidental, con un (1) campo activo (Las Mercedes).

2.4.2. Ubicación Geográfica

El Campo Las Mercedes está situado al noroeste del Municipio Infante del estado Guárico, entre las poblaciones de Chaguaramas al norte y las Mercedes del Llano al sur y a 42 Kms al Oeste de Valle La Pascua (Figura 2.4), se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela. Abarcan un área aproximada de 34.986 Acres. Fue descubierto en el año 1941 por el pozo ME 2 y hasta la fecha se han perforado 919 Pozos.



Figura 2.4. Ubicación Geográfica del Campo Las Mercedes (Nieves, 2011)

El Campo Las Mercedes consiste de una serie de yacimientos maduros (con 196 yacimientos independientes de edades Mioceno y Oligoceno, Formaciones Chaguaramas, Roblecito, La Pascua y Cretácica), cuyas arenas tienen origen costero fluvial. Los niveles productores están ubicados en los miembros de las Formaciones La Pascua y Cretácico.

2.5. Descripción de los Yacimientos

2.5.1 Yacimiento KOPQ ME 230

La litología observada en núcleos del área M-8, consiste en intercalaciones de areniscas de grano fino a muy fino, lutitas y algunas capas de caliza. De acuerdo a las características electrográficas de los registros de pozos, la mencionada secuencia está asociada predominantemente a sistemas de canales, orientados en dirección Sur-Sureste – Norte-Noroeste para las arenas K-O y K-P, y en sentido Sur-Suroeste – Norte-Noreste para la arena K-Q.

La estructura predominante en el área de estudio consiste en un domo “doble”, cuyo eje está orientado en dirección Suroeste-Noreste, la estructura descrita se encuentra limitada al Sur y al Sureste, por una falla normal de carácter regional, con rumbo Oeste – Este.

2.5.2 Yacimiento LPBB ME 2

La estructura es un domo alargado de este a oeste, limitado hacia el sur por una falla normal de buzamiento sur, con una componente vertical de rechazo de unos 300 pies en su punto máximo. Este domo comprende dos estructuras parcialmente separadas por una silla estructural confirmada por el pozo viejo ME 120.

2.6. Estratigrafía Regional del Área.

- **Formación Chaguaramas**

Se considera concordante por encima de la Formación (Fm) Quebradón, y discordante por debajo de la Fm. Cucharó. Paterson y Wilsón (1.953, Léxico) definen la Fm. Chaguaramas en la región de Las Mercedes del llano estado Guárico, compuesta por las capas desde el límite superior de la Fm. Roblecito, hasta la base de la Fm. Freites. La base de Chaguaramas corresponde, por correlación de electrofacies, con la base de la Fm. Periquito (Fm. Merecure), y el tope de Chaguaramas coincide con el tope de la Fm. Oficina. En 1.953 (Léxico), describieron la formación como básicamente una secuencia de areniscas-lutita-lignito.

En general consiste de una alternancia de areniscas, lutitas y lignitos de agua salobre, con desarrollos de arcillas de agua fresca y conglomerados de guijarros arcillosos similares a los de la Fm. Quiama. Los datos geoquímicos indican que la parte inferior de la Formación, ha alcanzado madurez termal y puede ser roca generadora de hidrocarburos.

- **Formación Roblecito**

Se describe como la continuación de la depositación iniciada por la Fm. La Pascua y predominantemente, una unidad de lutita marina que es transicional con las areniscas de La Pascua y gradacional hacia arriba con areniscas y lutitas menos marinas de la Fm. Chaguaramas.

Está compuesta básicamente por lutitas. En el tope lutitas de color gris oscuro, en partes verdosa, laminar, en parte sublimaran, moderadamente dura, levemente calcárea. Hacia la base lutitas de color gris, gris oscuro, moderadamente dura, laminar, en partes en bloques, micropirita, carbonosa, no calcárea.

- **Formación La Pascua**

Formación caracterizada por más del 50% de arenisca, intercalada con lutitas y capas de carbón hacia el tope. Constituye un clástico basal asociado con la transgresión marina sobre una amplia extensión del norte de Venezuela durante el Eoceno Tardío-Oligoceno (González, 1951)

Patterson y Wilson (1953), en el Área Mayor de Las Mercedes, dividieron la formación informalmente en ocho areniscas principales, nombradas en orden descendiente, LPA, LPB, LPBB, LPC, LPD, LPE, LPF y LPG. Describieron a las areniscas como de color gris a gris marrón, de grano muy fino a muy grueso, de escogimiento pobre a bueno y con crecimiento secundario de cristales de cuarzo, cemento calcáreo y silicio, y la presencia común de caolín. Lentas de lignito son comunes en los intervalos A, B, BB, C y G.

Los cuerpos arenosos tienden a orientarse en canales norte-sur, con un ancho de hasta 2.450 m. Las lutitas son de color gris negruzco a negro, masivas a finamente laminadas, localmente calcáreas, con algunos granos de pirita y laminas de lignito. Contienen foraminíferos, moluscos e impresiones de plantas.

Bolívar y Vierma (1990) concluyeron que la Formación La Pascua, o sus facies transicionales, contienen posibles rocas madre para el gas húmedo de origen termogénico que se ha producido de arenas de la Formación Roblecito en el campo Yucal-Placer y el campo Copa-Macoya. Interpretaron que ese gas proviene de material orgánico constituido de una mezcla de material marino y continental. Las areniscas de esta formación constituyen significantes yacimientos para petróleos livianos, pesados y gas, en diversas partes de la subcuenca.

- **Formación Tigre**

En la región tipo, en Monagas meridional, la formación es una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas (Hedberg 1947). Hay intercaladas en la sección, calizas dolomíticas y dolomias en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Se presentan pocos intervalos de arcillitas blancas y moteadas (Hedberg), de edad cretácico.

La presencia en forma persistente en la región de Guárico de un nivel de calizas (Patterson y Wilson) ha dado lugar a una división de la formación en tres miembros:

a) Miembro La Cruz (inferior): Con sección tipo en el pozo Mercedes N° 8 (estructura de La Cruz en el área de Las Mercedes). Está Subdividido en 6 tramos de arriba hacia abajo: K-O, K-P, K-Q, K-R, K-S y K-T. Se caracteriza por intercalaciones de arenisca y lutita en el tope; hacia la parte inferior presenta arenisca de grano medio a grueso con intercalaciones de limolita y lutita.

En la parte superior la arenisca es de color marrón, beige, en parte gris, grano fino a muy fino, sub-angular a sub-redondeado, buena selección, bien consolidada, buena porosidad visual, cemento calcáreo. Hacia la parte media inferior la arenisca es de color marrón, negra, en parte gris, grano fino a muy fino, bien seleccionada, glauconítica. Limolita marrón claro, gris oscuro, en parte beige, en bloques, moderadamente dura, en partes carbonosa, ocasiones glauconítica, en partes calcárea.

La lutita, en la parte superior, es de color gris oscuro, gris, en bloques, en parte laminar, moderadamente dura, micropiritica; hacia la base la lutita es de color gris, negra, en partes marrón, en bloques, en partes laminar, moderadamente dura, muy limosa, en partes calcáreas.

b) El Miembro Infante (medio): con sección tipo en el pozo Guayabo 2, constituido por una caliza densa, compacta y fosilífera, gris, localmente glauconítica. Hacia el sur y noroeste se va haciendo más arenoso hasta convertirse en areniscas que no se pueden diferenciar de los miembros infra- y suprayacentes (Patterson y Wilson).

Villain y Cabrera (1988), destacan al norte de la subcuenca de Guárico el carácter marcadamente margoso de este intervalo. El nombre de este miembro deriva del Municipio Infante del estado Guárico, y equivale a la caliza "N", excelente horizonte de reflexión sísmica en estudios geofísicos.

c) El Miembro Guavinita (Superior): cuya sección tipo está en el pozo Mercedes N° 8, toma su nombre del campo Guavinita, y está constituido por un intervalo basal lutítico de unos 15 m de espesor, seguido de intercalaciones de areniscas, lutitas, margas, calizas delgadas y fanitas negras, todas con restos de peces y/o nódulos fosfáticos, con un espesor de unos 30 m (Patterson y Wilson, 1953).

El intervalo inferior, con variable cambio de litofacies, incluye desarrollos masivos y locales de areniscas masivas, de grano grueso con brechas del tipo de flujo de detritos, interpretados como influjos turbidíticos asociados a un ambiente profundo de talud y detectados en pozos en el área de Macaira-Uveral. Hacia el norte de esta área, se desarrolla una sección marcadamente

lutácea con delgados niveles de areniscas de grano fino. En el tope de este intervalo inferior, se desarrolla un fondo endurecido de composición fosfática (nódulos) cementado por calcita, que aparentemente representa el hiatus cronológico (Villain y Cabrera, 1988). El intervalo superior, está caracterizado por lutitas arenosas o limolitas, que se adelgazan y desaparecen hacia el SSE (Sur-SE) del área de Macaira-Uveral.

Los conjuntos de minerales pesados, característicos tanto del Miembro Infante como Guavinita, son una asociación compuesta de magnetita-ilmenita-zircón-turmalina-estauroлита-epidoto y glaucofano (Escalona, 1985).

- **Formación Canoa**

Consta de lutitas y arcillas irregularmente estratificadas, típicamente abigarradas, en tonos de gris, verde, rojo, amarillo y morado, con algunas areniscas moteadas (Patterson y Wilson, 1953).

El conjunto de minerales pesados característicos de esta unidad, corresponden a una suite verde (magnetita-ilmenita-zircón-turmalina-epídoto-zoisita); y menores cantidades de estauroлита y anfíboles sin diferenciar (Escalona, 1985).

Kiser (1987) describió a la Formación Canoa en el área de Machete como predominantemente arenas fluviales masivas, no consolidadas. En la figura 2.5 se puede observar la columna estratigráfica del Campo Las Mercedes.

Columna Estratigráfica del Campo Las Mercedes									
Epoca	Formación	Grupo	Miembro	Unidad	Descripción Litológica	Espesor	Contactos	Paleoambiente	
Moceno Temprano	Chaguaramas				Alternancia irregular de arenas, lutitas y lignitos, con arcillas y conglomerados de guijarros arcillosos.	500-890 Mts.	Concordante y transicional con Roblecito	Barras de desembocaduras, depósitos de pantano, bahías interdistributarias.	
Oligoceno	Roblecito				Lutitas gris a gris oscuro, medianamente duras, fisiles, limosas, no-calcareas, glauconíticas y microfósilíferas.	460-580 Mts.	Transicional con la Formación La Pascua	Plataforma media, a plataforma externa, con periodos de ambiente de talud	
Eoceno Tardío	La Pascua			LP-A	P1	Areniscas de color gris a marrón, de grano muy fino a muy grueso, con crecimiento secundario de cristales de cuarzo, cemento calcáreo y silíceo, lentes de lignito son comunes en los intervalos A, B, BB, C y G.	150 Mts.	Discordante angular sobre estratos cretácicos, o pre-cretácicos y transicional con la suprayacente Formación Roblecito.	Barras litorales, depósitos de zona de marea o de playa, con algunas lutitas de lagunas o estuarios
				LP-B	P2				
				LP-BB	P3				
				LP-C	P4				
				LP-D	P5				
				LP-E	P6				
				LP-F	P7				
LP-G	P8								
Coniaciese (Cretácico)	TIGRE	TEMBLADOR	Guavinita	K-A		Intervalo basal lutítico de intercalaciones de areniscas, lutitas, margas, calizas delgadas y fñanitas negras, todas con restos de peces y/o nódulos fosfáticos, por encima la sección es predominantemente arenacea.	45 Mts.	Discordante, de carácter erosional, por debajo de la Formación La Pascua.	Ambiente de plataforma que varia hacia arriba desde plataforma exterior a talud.
				K-B					
				K-C					
				K-D					
				K-E					
				K-F					
				K-G					
				K-H					
				K-I					
				K-J					
				K-L					
K-M									
Turoniense (Cretácico)	TIGRE	TEMBLADOR	Infante	K-N	Caliza densa gris a marrón, localmente glauconítica, compacta y fosilífera.	0-20 Mts.		Ambiente marino costero.	
			La Cruz	K-O	K-3	En su parte inferior presenta espesas areniscas lenticulares, caolíníticas, intercaladas con cantidades menores de lutitas negras carbonáceas, con fragmentos de moluscos; la parte superior comienza con una Lutita negra con amonites y foraminíferos, seguid	330 Mts	Diacrónico y transicional sobre los sedimentos continentales de la Formación Canoa	Facies predominantemente marinas
				K-P	K-4				
				K-Q1	K-5				
				K-Q2	K-6				
				K-Q3	K-7				
				K-R1,2	K-8				
				K-R3	K-9				
				K-S0	K-10				
				K-SS					
				K-S1	K-11				
				K-12					
				K-S2	K-13				
				K-S3	K-14				
				KS-3/4					
				K-T1	K-15				
				K-T2	K-16				
K-T3	K-17								
K-T4	K-18								
K-19									
Aptiense-Albiense (Cretácico)	Canoa				Lutitas y arcillitas irregularmente estratificadas, abigarradas, en tonos de gris, verde, rojo, amarillo y morado, con algunas areniscas moteadas	90 Mts.	Discordante sobre carrizal	Fluvial, bajo clima árido y topografía plana.	
Cambrico Temprano	Carrizal				Arcillitas verdosas a gris oscuro, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas.	1800 Mts.	Erosional.	Ambiente Marino (Nerítico) en aguas someras.	

Figura 2.5. Columna Estratigráfica del Campo Las Mercedes (Léxico Estratigráfico de Venezuela)

En este capítulo se presenta en forma detallada la definición de los términos que permitieron entender el tema en estudio, para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado.

2.7. Fundamentos Teóricos

Un **Yacimiento** puede definirse como una roca de unidad geológica, con propiedades físicas definidas tales como: porosidad, permeabilidad y saturación. Capaz de contener cierto volumen significativo de hidrocarburos, que pueden ser extraídos por la energía natural del yacimiento o por otro mecanismo de producción secundaria.

Las fuentes naturales de energía están representadas por la PRESIÓN, a la cual se encuentra la roca y sus fluidos (petróleo, gas y agua) en el yacimiento.

Según Schlumberger (1997) La temperatura y la presión afectan de distintas maneras la producción de hidrocarburos. En el yacimiento, la temperatura y la presión controlan las viscosidades y las solubilidades mutuas de los tres fluidos: petróleo, gas y agua. Por esta razón, la relación de fase de la solución petróleo/gas puede verse sometida a variaciones muy significativas en respuesta a cambios de temperatura y presión.

Comúnmente, la temperatura de un yacimiento productivo no varía demasiado, aunque algunas técnicas de recuperación (como la inyección de vapor o combustión) representan una clara excepción a la regla. Sin embargo, es inevitable una baja de presión entre el yacimiento virgen y el pozo. Esta caída de presión varía de una fuerza de algunas libras por pulgada cuadrada (psi) hasta la presión total de un yacimiento.

2.7.1. Mecanismos de Producción del Yacimiento

Cuando el yacimiento posee la suficiente energía (presión) como para levantar la columna de fluido desde la zona cañoneada hasta la superficie del pozo sin necesidad de usar ningún equipo adicional de levantamiento artificial, se dice que el pozo produce por flujo natural. Esta energía se puede manifestar de diferentes maneras dentro del yacimiento, las cuales pueden ser:

- **Empuje por Gas en Solución**

También llamado a veces Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Agotamiento, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos.

Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Eventualmente, a medida que se extrae petróleo, se manifiesta la presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a desarrollarse el casquete o capa de gas en el yacimiento, inducida por la mecánica de flujo. En la tabla 2.1 se puede observar las características de este mecanismo de producción.

Tabla 2.1. Características del Empuje por Gas Disuelto (Carrillo, 2006)

EMPUJE POR GAS DISUELTO	
CARACTERISTICAS	TENDENCIA
Presión del Yacimiento	Declina continuamente
GOR de Superficie	El GOR es fijo hasta que la presión del yacimiento alcance la presión del punto de burbuja. Por debajo de la presión del punto de burbuja, el GOR se eleva hasta un máximo y después cae.
Producción de Agua	Ninguna o insignificante.
Comportamiento del Pozo	Requiere levantamiento artificial temprano en la vida productiva.
Proceso del Mecanismo	Cuando el yacimiento está a una presión por encima de la presión de punto de burbuja, impera el mecanismo de expansión de fluidos con baja eficiencia de recuperación (1% a 3%). Para una presión del yacimiento por debajo del punto de burbuja, el gas sale de solución y este exhibe dos fases (gas libre y petróleo) generándose un mecanismo por el arrastre que genera el gas sobre el petróleo, en su viaje hacia superficie.
Recuperación Esperada	20 al 40%

- **Empuje por Gas o Capa de Gas**

Sucede cuando el gas acumulado sobre el petróleo, ubicado en la parte más alta de la trampa genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos.

Según Carrillo (2006) las características de yacimiento que originan que la expansión de una capa de gas recupere más petróleo son:

- a) Baja viscosidad del petróleo.
- b) Alta gravedad API del petróleo.
- c) Alta permeabilidad de la formación.
- d) Alto relieve estructural.
- e) Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

La predicción de la recuperación puede ser obtenida por técnicas de simulación numérica o por cálculos de balance de materiales. En la tabla 2.2 se puede observar las características de este mecanismo de producción.

Tabla 2.2. Características del Empuje por Capa de Gas (Carrillo, 2006)

EMPUJE POR CAPA DE GAS	
CARACTERISTICAS	TENDENCIA
Presión del Yacimiento	Declina suave y continuamente. El nivel de soporte de presión depende del tamaño de la capa de gas.
GOR de superficie	Se eleva continuamente en los pozos ubicados en la parte alta de la estructura.
Producción de Agua	Ninguna o insignificante.
Comportamiento del Pozo	A medida que la presión se reduce como consecuencia de la producción de petróleo, la capa de gas se expande. Largo tiempo de vida fluyente, dependiendo del tamaño de la capa.
Recuperación Esperada	15 a 25%

- **Empuje por Agua o Hidráulico.**

Según Carrillo (2006) en este tipo de yacimiento no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al yacimiento de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al yacimiento de petróleo, los yacimientos por empuje de agua se denominan:

- a) **Yacimientos por empuje de fondo:** en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de yacimientos la conificación puede convertirse en un gran problema.
- b) **Yacimientos por empuje lateral:** en la cual el agua se mueve hacia el yacimiento desde los lados.

En la tabla 2.3 se observa como es la tendencia en las características del yacimiento cuando se está en presencia de un empuje de agua o hidráulico.

Tabla 2.3. Características del Empuje de Agua o Hidráulico (Carrillo, 2006)

EMPUJE DE AGUA O HIDRÁULICO	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Yacimiento	Permanece alta, dependiendo del tamaño del acuífero y del soporte de presión por el influjo de agua.
GOR de superficie	Permanece bajo y se mantiene casi constante, hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbuja.
Producción de Agua	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables. La rapidez del incremento depende si es empuje de fondo o empuje lateral o fenómenos (<i>coning o fingering</i>). Los costos de la disposición del agua pueden ser altos, dependiendo del medio ambiente en el cual se desarrolla la actividad.
Comportamiento del Pozo	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva. Por aspectos económicos se instala BES (Bomba Electrosumergible) desde el inicio en la mayoría de los casos.
Fuente de Energía	Proporcionada por la entrada de agua, desde un acuífero conectado hacia la zona de petróleo.
Tamaño de la Fuerza	Generalmente la zona con agua (acuífero) es mucho más grande que la zona de petróleo. Si se estima un radio de acuífero mayor a 10 veces el radio de la zona de petróleo, se espera un completo soporte de presión. Si se estima un radio de acuífero menor a 10 veces el radio de la zona de petróleo, se debería esperar un soporte parcial de presión.
Proceso del Mecanismo	Como resultado de la producción, el agua del acuífero se expande y se mueve para reemplazar el petróleo producido y mantener la presión.
Recuperación Esperada	Entre 20% a 60%.

- **Empuje por Gravedad**

Según Carrillo (2006) En un yacimiento de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del yacimiento mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del yacimiento. Aunque algunos de estos yacimientos no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe.

Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el yacimiento tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a éste. En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo.

La segregación gravitacional ocurre en yacimientos que tienen un alto relieve vertical, buena comunicación vertical y donde existan fluidos de baja viscosidad.

Si no se considera el aspecto económico, éste es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80%.

2.7.3. Levantamiento Artificial

Según Rodríguez (2006) cuando un pozo deja de producir por flujo natural, se debe generalmente al incremento en el porcentaje de agua o a una declinación de presión del yacimiento. En ese momento, se requiere de una fuente externa de energía para adicionarle energía al yacimiento para

levantar el fluido hasta superficie y promover un aumento en la producción de los pozos o para poner pozos nuevamente dentro de la producción.

Los métodos de Levantamiento Artificial son:

1. Levantamiento Artificial por Gas (LAG)
2. Bombeo Mecánico (BM)
3. Bombeo Electrosumergible (BES)
4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)
5. Bombeo Hidráulico

2.7.3. Análisis PVT

Según Essinfeld (1979) es importante describir los fluidos que se encuentran en el yacimiento antes de querer evaluar el comportamiento a esperarse del mismo. Los fluidos (petróleo, agua y gas) en el yacimiento tienen propiedades que dependen de la presión y temperatura a la cual se encuentren sometidos. Además la temperatura y presión inciden notablemente sobre la solubilidad del gas en los líquidos, y este gas disuelto afecta todas las otras propiedades de los fluidos.

Un análisis PVT se ejecuta cuando se dispone de un grupo de pruebas de laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas que permiten evaluar las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento.

En el campo se toman muestras de fluidos que son llevadas al laboratorio para analizarlas como un todo y en partes. La separación de los líquidos y gases es el método esencial para apreciar su comportamiento y características; las pruebas que se realizan en base a la liberación de gas son:

- **Prueba de Separación o Liberación Flash o Instantánea:** en este tipo de liberación todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión se mantienen en contacto íntimo y en equilibrio con la fase líquida de la que se liberaron, hay mayor liberación de gas, por lo tanto el volumen de líquido obtenido es inferior al obtenido en un proceso diferencial.

- **Prueba de Separación o Liberación Diferencial:** en la liberación diferencial todos los gases liberados de la fase líquida durante una reducción de presión son retirados continuamente del contacto con la misma tan pronto se van liberando.

2.7.4. Reservas de Hidrocarburos

Según Ministerio Popular para la Energía y Petróleo (2006), los Recursos de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y sustancias asociadas, identificados o por descubrir, que se estima puede existir en el subsuelo. Los recursos por descubrir se clasifican en hipotéticos y especulativos y los recursos identificados se denominan RESERVAS DE HIDROCARBUROS, las cuales se clasifican en RESERVAS PROBADAS, RESERVAS PROBABLES Y RESERVAS POSIBLES y se diferencian fundamentalmente en la certidumbre de ocurrencia aportada por la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales específicas.

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

- **Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos**

Según la certidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción o el método de recuperación, las reservas se clasifican según se muestra en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Clasificación de Reservas de Hidrocarburos (Ministerio Popular para la Energía y Petróleo, 2006)

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Probadas ❖ Probables ❖ Posibles
Facilidades de Producción	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Posibles ❖ Probadas Desarrolladas ❖ Probadas No Desarrolladas
Método de Producción	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Primarias ❖ Suplementarias

Según la certidumbre de ocurrencia, las reservas se clasifican en:

a) Reservas Probadas

Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.

b) Reservas Probables

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

c) Reservas Posibles

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

Según las facilidades de producción, las reservas probadas se clasifican en:

a) Reservas probadas desarrolladas

Las Reservas Probadas Desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles.

Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.

b) Reservas probadas no desarrolladas

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

Las empresas deben mantener actualizada la información sobre la proporción entre las Reservas Probadas No Desarrolladas y Las Reservas Probadas Desarrolladas y además deben realizar un esfuerzo significativo en desarrollar estas últimas.

Clasificación de las reservas de acuerdo al método de recuperación

a) Reservas Primarias

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

b) Reservas Suplementarias

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

2.7.5. Métodos para el Cálculo de Reservas

Según Da Silva (2008) Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos.

El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos. A continuación se nombran los siguientes métodos para el cálculo de reservas:

- **Método Volumétrico:** Permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca.

- **Curvas de Declinación de Producción:** La declinación de producción de un pozo no es más que la disminución progresiva de la tasa. A nivel del yacimiento completo los únicos periodos de tiempo en los cuales aplica rigurosamente el concepto de declinación de producción son aquellos en los cuales se mantiene invariable la cantidad de pozos activos y no se hacen mayores cambios en sus condiciones operacionales mecánicas.

Las curvas de declinación permiten estimar el tiempo de producción de un yacimiento, las reservas recuperables y por ende, el factor de recobro de los mismos. Generalmente se usa para verificar otros métodos de cálculo de reservas recuperables, especialmente en aquellos yacimientos donde las propiedades de las rocas son muy variables como para calcular un promedio representativo.

Tipos de Curvas de Declinación

a) Curva de declinación Exponencial: se dice que ocurre una declinación exponencial de la tasa de producción cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo expresada como una fracción de ella misma es una constante. Matemáticamente este tipo de declinación se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$-D = \frac{(dq/dt)}{q}$$

Ecuación 2.1

Donde:

q = Tasa de producción (BPD)

t = Tiempo de producción (Días)

D = Tasa de declinación (Días⁻¹)

b) Curva de declinación Hiperbólica: es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con el tiempo es una constante. La definición matemática de la declinación hiperbólica es representada en la ecuación 2.2.

$$a = 1/D = \frac{-q}{dq/dt}$$

Ecuación 2.2

Donde:

D = Tasa de declinación (Días⁻¹)

q = Tasa de producción (BPD)

t = tiempo de producción (Días)

a = Inverso de la declinación (Días)

c) Curva de declinación Armónica: la declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando a=1. La definición matemática de este tipo de declinación es la misma que la declinación hiperbólica.

- **Balance de Materiales:** Se fundamenta en el principio de conservación de la masa.

Para poder usar este método es necesario disponer de historias de presiones, datos de producción y análisis de los fluidos PVT del yacimiento que permitan predecir el petróleo recuperable.

- **Simulación de Yacimientos:** Según Ministerio Popular para la Energía y Petróleo (2006) consiste en la utilización de modelos matemáticos que simulan los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Se basa en la disgregación del yacimiento en un número de bloques, lo cual permite considerar sus heterogeneidades y predecir su comportamiento. La validez de este método requiere de una buena definición geológica del yacimiento y de las características de sus fluidos.

Según Da Silva (2008) el objetivo central de la Ingeniería de Yacimiento es tratar de predecir las tasas de producción de los pozos, con el objetivo de hacer una estimación de las reservas del yacimiento. Es importante destacar que la simulación de yacimientos es mucho más relevante para casos de estudios complejos de yacimientos. Es capaz de tomar en cuenta todas las variaciones que puedan ocurrir en el yacimiento, por lo tanto con esta herramienta se pueden obtener resultados más satisfactorios que los que se pueden obtener con curvas de declinación de producción o balance de materiales.

2.7.6. Ecuación de Balance de Materiales (EBM)

Según Da Silva (2008) La producción de petróleo y gas de un yacimiento es una operación donde se aplica la Ley de la Conservación de la Masa, en general se hace un balance entre los materiales en el yacimiento y los

materiales producidos. Este balance se acostumbra hacerlo en base volumétrica, aunque no es estrictamente necesario.

Ecuación General de Balance de Materiales:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w = N [B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) B_g] + Nm B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + N B_{oi} (1 + m) \left(\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P + W_e$$

Ecuación 2.3

Donde:

N_p = Petróleo producido acumulado a condiciones estándar (MBN)

N = Poes (MBN)

R_p = Relación gas-petróleo acumulado (MPCN/BN)

R_s = Relación gas disuelto-petróleo, (PCN/BN)

W_p = Agua producida acumulada (MMBN)

W_e = Intrusión acumulada de agua (MMbbl)

B_o, B_w = Factor volumétrico de formación del petróleo y del agua, (BY/BN)

B_g = Factor volumétrico de formación del gas (bbl/PCS)

S_w = Saturación de agua (fracción)

c_w = Compresibilidad del agua, del petróleo y de gas (1/LPC)

c_f = Compresibilidad del volumen poroso (1/LPC)

ΔP = $P_i - P$

i = Estado condición inicial

P = Presión estática del yacimiento, (LPC)

m = Relación entre volumen inicial de gas en la capa de gas y el volumen inicial de petróleo mas gas disuelto en la zona de petróleo (adimensional)

La forma general de la Ecuación de Balance de Materiales fue presentada por Schilthuis en el año de 1936. La ecuación se deriva como un balance volumétrico igualando la producción acumulada de fluidos del yacimiento a la expansión de los fluidos en el mismo como resultado de una caída de presión finita.

Usos de la ecuación de balance de materiales:

- a) Determinar el petróleo originalmente en sitio (POES).
- b) Calcular la intrusión o influjo de agua al yacimiento por expansión de un acuífero.
- c) Predecir el comportamiento de presión/producción del yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación.

Limitaciones de la ecuación de balance de materiales

- i. El yacimiento se considera como un volumen poroso constante (cero- dimensional) y todos los cálculos se efectúan a una profundidad predeterminada que en muchos coinciden con el datum.
- ii. El petróleo y gas existentes (excluyendo el gas de la capa de gas) se encuentra siempre en equilibrio a la temperatura y presión promedio existente en el yacimiento. Generalmente se usa una presión estática promediada volumétricamente.
- iii. Los datos P.V.T disponibles o estimados simulan el comportamiento dentro del yacimiento y relacionan la producción superficial al vaciamiento del yacimiento.

- iv. La expansión del agua connata o de la roca yacimiento generalmente se suponen despreciables. Sin embargo, esta expansión puede tenerse en cuenta en la Ecuación de Balance de Materiales, siempre y cuando estos datos sean lo suficientemente exactos para garantizarla.
- v. Se supone que no existe flujo de fluidos de una región a otra dentro del yacimiento. Sin embargo, estos movimientos de fluidos pueden ser incorporados en los cálculos a través de la historia de producción (acumulados).
- vi. No se considera el factor geométrico del yacimiento ya que resulta casi imposible determinar la distribución de los fluidos en la estructura o en los pozos.
- vii. Se requiere cierto grado de explotación del yacimiento a fin de disponer de suficientes datos de producción y presiones.
- viii. Generalmente, tanto para yacimientos de gas seco como para yacimientos de petróleo, el factor volumétrico del agua y la solubilidad (razón gas disuelto-agua), se consideran igual a la unidad y a cero respectivamente.
- ix. La temperatura del yacimiento se considera constante (comportamiento isotérmico).

2.7.7. Reacondicionamiento de Pozos

Según Martorano (2009) se entiende por reacondicionamiento de pozos todo trabajo que se realiza a un pozo con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección y que involucre cambios o acciones en la zona productora, después de su terminación original (control de arena, gas, arenas adicionales en el mismo yacimiento, recompletación en otro yacimiento, etc).

Estos trabajos pueden ser:

a) Temporales

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo que ocasionen cambios del horizonte productor o en el intervalo productor de dicho pozo, a este tipo de trabajo se le llama **REHABILITACIÓN**. Este tipo de trabajos incluye: apertura de arenas adicionales, recompletación y aislamiento de intervalos.

b) Permanentes

Son aquellos trabajos que realizan cambios en el pozo mediante dispositivos mecánicos que permiten la apertura o cierre de intervalos en un mismo horizonte productor o para cambiar de horizontes productores.

- **Reparación**

Según Barberii (1998) una reparación de pozos se define como el trabajo realizado para corregir las fallas mecánicas en el equipo de fondo e incrementar la producción sin involucrar acciones en la zona productora. Estos trabajos comprenden el reemplazo, reparación e instalación de equipos de superficie o subsuelo y puede involucrar cambios en el método de producción del pozo, sin agregar volúmenes adicionales a las reservas.

La reparación de un pozo sin duda alguna involucra una amplia variedad de trabajos, pero el mayor riesgo, sin embargo, está asociado con los aspectos mecánicos de la reparación, los cuales incluyen la habilidad para completar exitosamente las reparaciones requeridas dentro del presupuesto estimado y devolver el pozo a su nivel anterior o uno mayor de producción. Por ejemplo, un cambio en el método de producción como lo es convertir un pozo que produce por flujo natural a producir por levantamiento artificial por gas, por bombeo electrosumergible, o por cualquier otro método de levantamiento

artificial, donde se requiere la instalación de las bombas, la limpieza del hoyo, etc., es considerado como un servicio al pozo. De igual manera, el cambio de válvulas de gas lift, el reemplazo de una bomba dañada o la reparación de un agujero en el revestidor son considerado como una reparación.

- **Estimulación de Pozos**

Son aquellos trabajos efectuados al pozo con la finalidad de restaurar o aumentar la producción de hidrocarburos mediante trabajos mecánicos o estimulación al estrato productor que ocasionan un incremento en la permeabilidad efectiva que se producen o se inyectan. Ejemplos: succión, inyección de fluidos, fracturamiento hidráulico, acidificación, entre otros.

- a) Succión**

Durante la terminación, la estimulación más sencilla es la succión. Mientras dura la perforación y la terminación, el fluido de perforación impone contra la pared del hoyo una presión algo mayor que la mayor presión que pueda tener cualquier estrato. Esta diferencia de presión hace que la parte líquida del fluido así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtren hacia la periferia del hoyo. Si esta invasión es muy severa y extensa deteriora marcadamente la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del hoyo.

Por tanto, cuando se hagan los intentos de poner el pozo a producir no se logrará el flujo anticipado. Entonces, para remediar la situación se trata de inducir el pozo a fluir succionándolo.

Para esto se utiliza la misma tubería de educación y un cable en cuyo extremo va colgado un émbolo especial de succión. El émbolo se introduce a una cierta profundidad en la tubería, y al sacarlo facilita la extracción de cierto volumen de fluido de la tubería y a la vez impone una fuerza de succión al estrato productor. La succión del estrato se va haciendo más fuerte a medida que el émbolo va achicando el pozo a mayor profundidad.

La aplicación de la succión tiene como propósito limpiar la periferia o zona invadida del pozo y establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo utilizando la energía natural del yacimiento.

b) Inyección de Fluidos

Si durante las tareas de terminación el estrato productor no permite que el petróleo fluya con facilidad, esto significa que el daño a la permeabilidad en la periferia del hoyo debe ser corregido.

La inyección de fluidos como petróleo liviano, querosén o destilados puede lograr arrancar o desplazar las obstrucciones y facilitar la limpieza de los canales de flujo durante el contraflujo que se produce al poner el pozo en pruebas de producción. Para coadyuvar la acción desplazante del fluido inyectado, se puede optar por agregarle desmulsificantes o agentes que activen su desplazamiento y su acción de barrido del material que obstruye los poros.

El volumen de fluidos y aditivos y la presión de inyección dependerán del espesor del estrato, de la competencia y características de la roca, según las apreciaciones derivadas de los datos logrados por análisis de ripio, núcleos y registros petrofísicos.

c) Fracturamiento de Estratos

En ciertas ocasiones, la inyección de fluidos a un determinado estrato puede hacerse con la deliberada intención de fracturarlo, es decir, abrir canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá.

Otra modalidad de fracturamiento es que al fluido se le agrega, en relación de volumen por volumen, un material sólido y competente, generalmente arena de determinadas especificaciones con respecto a tamaño de granos, circularidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla al estrato, la arena va depositándose en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impedirá el asentamiento del estrato al desvanecerse la presión de ruptura y, por ende, mantendrá los canales de flujo abiertos.

d) Acidificación

La acidificación de estratos petrolíferos constituye una de las aplicaciones más viejas empleadas por la industria petrolera en la estimulación de pozos. Empezó a utilizarse desde 1895. Como las rocas petrolíferas pueden contener carbonato de calcio (CaCO_3 , caliza), el ácido clorhídrico (HCl) en solución de 15 %, ha sido un buen disolvente que ayuda a abrir canales de flujo en el estrato productor.

La cantidad de ácido requerida está en función del volumen de roca que se propone tratar. Para apreciar ese volumen se recurre a ensayos de laboratorio, utilizando ripio y/o núcleos del estrato, como también otros datos petrofísicos y experiencias de acidificaciones anteriores en el área o sitio de operaciones.

Durante los años, el diseño y realización de tareas de acidificación de pozos petrolíferos han evolucionado en todos los aspectos. Los análisis básicos de laboratorio son más extensos y fundamentales para determinar las características físicas y químicas de las rocas y sus reacciones a los diferentes tipos de ácidos aplicables como: puros, concentrados, diluidos o gelatinosos. Factores como la viscosidad, densidad, temperatura, presión, penetración y celeridad o amortiguación de la reacción son evaluadas con miras a obtener el mejor resultado posible. Como los ácidos clorhídricos y fórmicos son corrosivos, se dispone de inhibidores y otros aditivos que permiten aminorar su corrosividad en el equipo de acidificación y las tuberías del pozo mismo.

2.7.8. Problemas de Pozo

Según Rodríguez (2006) durante la vida productiva de los pozos de petróleo ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: alta relación gas –petróleo (RGP), alta producción de agua (RAP), pérdida de producción específica, las cuales obligan en un momento determinado a clasificar al pozo como no económico.

Cuando los pozos llegan a la categoría de pozos problemas, deberá llevarse a cabo un análisis a fondo con las recomendaciones necesarias para cumplir con:

1. Reparar el pozo /Rehabilitación.
2. Continuar produciendo hasta su límite económico.
3. Mantener presión con inyección.

4. Operaciones de Recobro mejorado.
5. Abandono del pozo.

El analizar un pozo problema puede incluir un estudio de yacimientos y en algunos casos tomar registros de producción, limpiezas u otros trabajos pequeños, para obtener datos ya sea para estudio del pozo o del yacimiento.

De aquí, la necesidad de mantener una constante “planificación sobre los pozos por reparar”, para lo cual se deben analizar los problemas específicos en cada pozo e identificar el pozo problema y el tipo de reparación que se ha de realizar para el mantenimiento o generación del potencial.

- **Factores que deben considerarse para identificar un pozo problema**

Durante la vida productiva de un pozo se presentan ciertos problemas que impiden que éste siga produciendo hasta un límite económico, es por ello, que se procede analizar las causas que no permitieron seguir factiblemente con la producción del pozo, para luego hacer las recomendaciones necesarias para continuar con su producción, a continuación se presentan las principales herramientas que se deben visualizar para detectar la causa.

i. Problema aparente del pozo: Se analiza basándose en su comportamiento durante la vida productiva.

ii. Revisar la Historia del pozo: Es la base principal para el diagnóstico del problema y la recomendación del trabajo a realizar, se deben tomar en cuenta los siguientes puntos:

- a) **Completación Original:** Se deben considerar los procedimientos utilizados en la perforación de las zonas productoras, incluyendo los fluidos utilizados, trabajos de cementación (ubicar cuello flotador y tope del cemento), fecha de completación e intervalos cañoneados (tipo de cañón y su penetración) y detalle de la completación final (tubería de producción, empacaduras, revestidores).

 - b) **Trabajos Posteriores:** Se analizan con detalles todos los trabajos efectuados en el pozo, motivo por el cual fue efectuado, fluidos utilizados, estimulaciones, detalles de tubería de producción y resultados del trabajo.

 - c) **Historia de Producción:** Presenta el comportamiento de producción del pozo, pruebas de producción actual de petróleo, agua y RGP. Se reportan todos los cambios como estranguladores usados, métodos de producción y acumulados de petróleo, agua y gas.

 - d) **Presión del Yacimiento:** Se estudia el comportamiento de presión del yacimiento, los cambios de producción en conjunto con los de presión de yacimiento. Se compara la historia de presión del pozo problema con los pozos del mismo yacimiento.
- iii. **Diagnóstico del equipo de producción:** Conocer las condiciones de operación de un equipo de producción, ya que muchas veces el bajo rendimiento de determinados pozos se debe a un mal funcionamiento de dicho equipo, lo cual se corrige sin que se requiera la entrada de un taladro de reacondicionamiento.

iv. Condición mecánica: Verificar el estado mecánico del pozo mediante la revisión de trabajos anteriores en los cuales se hayan corrido herramientas de calibración del revestimiento y que se hayan realizado pruebas de revestimiento incrementando presión por el anular.

v. Pozos vecinos: Se revisan los problemas presentes en los pozos vecinos, los trabajos realizados anteriormente y su comportamiento de producción después de cada trabajo. Su posición estructural, zonas abiertas a producción y correlación con la del pozo estudio, zonas aisladas por problemas de agua y/o gas.

vi. Análisis de Estudio, Pruebas y Registro de Producción: Se analizan mapas estructurales, isópacos, isobáricos, porcentaje de agua y sedimento (% AyS), se analizan los registros de producción, pruebas de restauración de presión, caída de presión, pruebas de inyectividad, análisis de agua, pruebas de comunicación, chequeos de fondo y análisis de muestras de sedimentos.

vii. Análisis de datos geológicos: Se ubica la posición estructural del pozo en el yacimiento, se realizan análisis estratigráficos de los cortes transversales, identificación de los contactos agua-petróleo (CAP) y gas-petróleo (CGP) y se analizan las correlaciones.

viii. Consideraciones de yacimiento: En estas consideraciones se deben tomar los datos de permeabilidad y porosidad, saturación de agua, permeabilidad relativa, naturaleza de las rocas del yacimiento, efectividad de los diversos mecanismos de empuje del yacimiento, futuro pronóstico del comportamiento del yacimiento, futuros proyectos de recuperación secundaria.

ix. Análisis Económico: Este análisis es muy importante y necesario para la planificación y elaboración de los trabajos a realizarle al pozo, ya que es la parte donde se consideran los factores esenciales en el análisis del proyecto.

La tasa de flujo de caja y el rendimiento de pago de los trabajos a realizarse en los pozos se utilizan frecuentemente para calcular la rentabilidad de los trabajos.

- **Problemas Típicos Encontrados en los Pozos:**

- i. Tasa de producción limitada**

Los problemas de baja tasa de producción pueden resultar de varios factores, a nivel de yacimiento o del mismo pozo, que alteran la normal producción del sistema pozo-yacimiento (ver figura 2.6). Estos factores son:

- a) Baja permeabilidad de la formación:** Puede ser local o regional. Se identifica por una rápida declinación de producción. Se comprueba con pruebas de producción y presión para diferenciar entre baja permeabilidad y daño.
- b) Baja presión del yacimiento:** Para un pozo sin aparente daño pero con baja permeabilidad existe una estabilización lenta de la presión (días o semanas). Para un pozo con daño y con alta permeabilidad, la presión se estabiliza en poco tiempo y el efecto del daño se determina con pruebas de restauración.
- c) Taponamiento en la vecindad del pozo o tubería de producción:** el taponamiento puede ocurrir por empaque inadecuado de grava, fracturamiento con arena, lodo, daño de formación, tubería colapsada, etc.

- d) Alta viscosidad del crudo:** La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del crudo. Es típico en los yacimientos que producen por gas en solución (se libera el gas y la viscosidad tiende a incrementar). También por la formación de emulsiones agua petróleo aumenta la viscosidad. Se trata con la inyección de surfactantes para romper la emulsión.
- e) Excesiva contrapresión sobre la formación:** La excesiva contrapresión sobre la formación puede causar una apreciable reducción de la producción y, más aún, la inactividad del pozo. Puede ser causado por taponamiento de los agujeros del cañoneo, líneas, reductores de fondo y superficie, separadores de gas, tubing o revestidor de pocas dimensiones.
- f) Sistema inadecuado de levantamiento:** Diseño inadecuado, método inadecuado o mal funcionamiento del equipo. Se debe revisar el sistema de levantamiento para determinar causa (bombeo mecánico, levantamiento con gas, bombas electrosumergibles, cavidad progresiva, flujo natural).

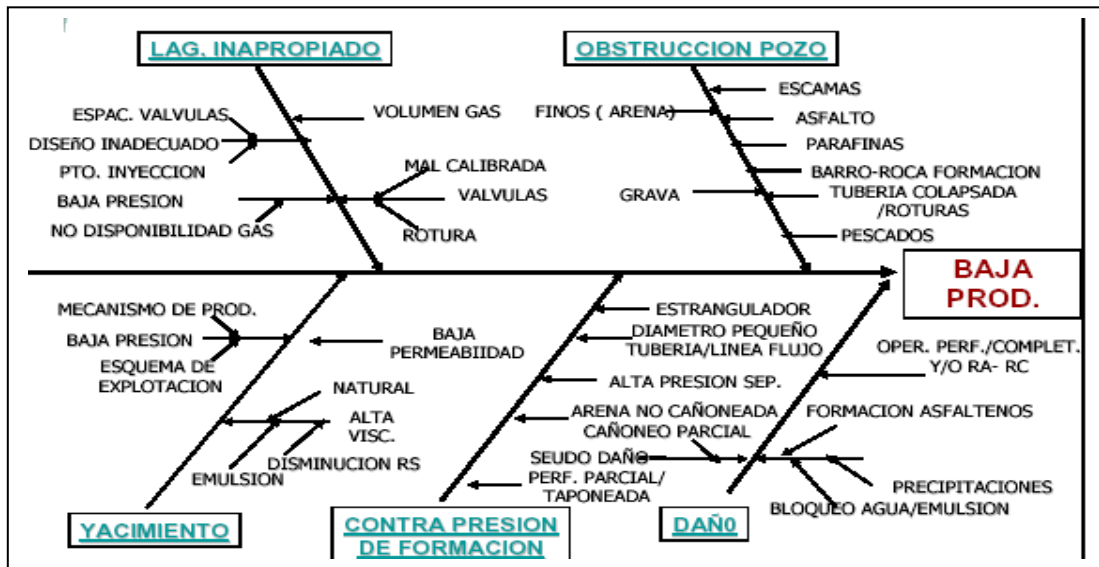


Figura 2.6. Diagrama Causa – Efecto debido a tasa limitada de Producción (Rodríguez, 2006)

ii. Alta producción de agua

Ocurre generalmente en los yacimientos cuyo mecanismo predominante de producción es por empuje hidráulico. Existen otros factores que inciden en dichos problemas como adedamiento, conificación y comunicación mecánica.

a) Adedamiento del agua

Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, presentándose algunos estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estos estratos o lentes más permeables, formando adedamientos.

Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de completaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de producción y hace menos costosa la operación de producción: pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo.

Otra manera de completación podría ser en forma sencilla en una zona, lo cual facilita el drenaje homogéneo de cada lente, pero con mayores costos de operación.

b) Conificación

En un yacimiento con empuje de agua, la caída de presión en los alrededores del pozo puede tender a empujar el agua hacia arriba. Cuando diferenciales extremos de presión existen en un pozo vertical, la forma resultante del contacto agua petróleo en las cercanías del pozo es cónica, en un pozo horizontal la forma es más parecida a la cresta de una ola.

La conificación y *cresting* provienen de una baja presión en el fondo del pozo resultando en un ascenso del contacto agua-petróleo (CAP). Las técnicas para prevenirlas involucran formas de minimizar la caída de presión en dicho contacto, manteniendo las tasas de producción por debajo de la crítica, la cual es la tasa máxima de producción de agua libre. Sin embargo, limitar la producción minimiza el coning, pero también los ingresos. Otros métodos para prevenir la conificación involucran el maximizar la tasa crítica.

c) Comunicación mecánica

- Una pobre adherencia cemento/casing o cemento/formación son la principal causa de canales en el anular entre el casing y la formación.
- Estos canales pueden ocurrir en cualquier etapa de la vida de un pozo, pero son usualmente observados debido a un rápido incremento en la producción de agua después de una estimulación o un corte de agua inesperado después de una completación.

- Los canales detrás del casing son mucho más comunes que las fallas o fugas en el revestidor.
- Un buen trabajo de cementación primaria usualmente previene canales detrás del casing.
- Métodos para alcanzar una buena adherencia entre el yacimiento y el casing han sido establecidos; sin embargo, pobre calidad en los trabajos de cementación primaria son muy frecuentes.

En la Figura 2.7 se puede observar un diagrama causa-efecto debido a la alta producción de agua.

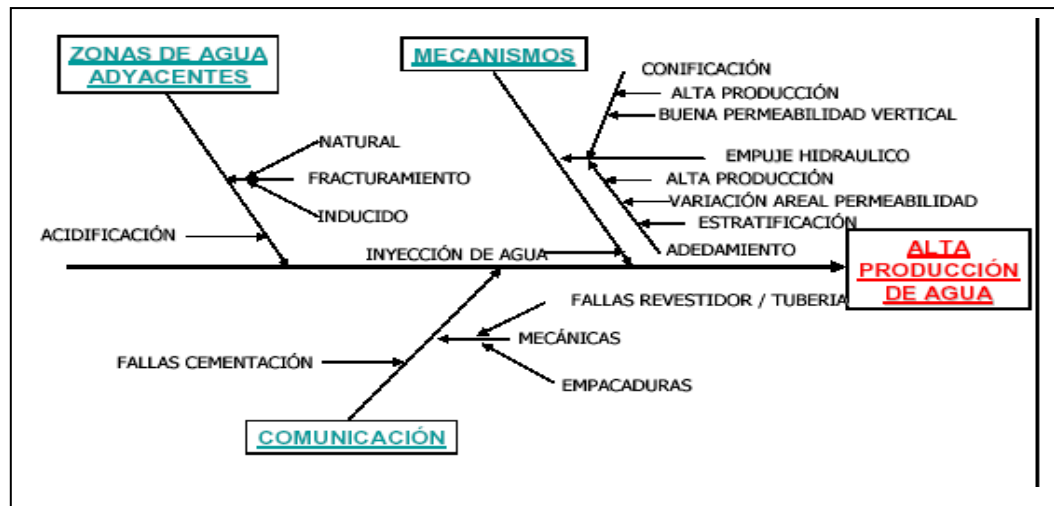


Figura 2.7. Diagrama causa – efecto debido a la alta producción de agua (Rodríguez, 2006)

iii. Alta producción de gas

Para el caso de problemas de pozos con alta producción de gas, la metodología para diagnosticar y controlar el gas, se realiza de manera similar al problema de alta producción de agua, con la diferencia que se realizan análisis cromatográficos de muestras de gas a fin de definir el patrón del mismo.

- **Gas disuelto en el crudo:** En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de petróleo y la declinación de presión de yacimiento. Cuando el gas se libera, fluye y adquiere gran movilidad en el yacimiento.
- **Capas de gas primaria o secundaria:** Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento con capa de gas, cuando la presión declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse.
- **Flujo de gas de zonas infra o suprayacentes:** En yacimientos estratificados, también puede ocurrir barrido preferencial del gas o adedamiento por altas caídas de presión. Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas. En yacimientos lenticulares, el flujo de gas de zonas, puede ocurrir por encima o por debajo de la zona de petróleo, y en estos casos puede haber falla del cemento, comunicación de fracturas con la zona de gas, y rupturas o comunicación durante la acidificación de la zona de gas.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se presenta en forma detallada la metodología utilizada y todas actividades realizadas para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado (TEG).

3.1. Tipo de Investigación

Según el planteamiento del problema y los objetivos de este estudio, la presente investigación inicialmente es de tipo exploratoria debido a que durante la revisión de la literatura se encontró que se han realizado estudios similares e iguales con respecto al tema de estudio pero en otros campos, los cuales servirán para visualizar como fue abordado el desarrollo de la investigación, como el tópico de la investigación ha sido poco estudiado este tipo de estudio permitirá familiarizarnos con fenómenos desconocidos.

Sin embargo, la investigación de exploratorio pasa a ser de tipo descriptiva, debido a que en la misma se describieron y analizaron como se manifestaron los fenómenos en estudio. Hernández, Fernández y Baptista (1998) establecen la investigación con diseño descriptivo como “Aquella que busca dar de una forma específica las propiedades importantes del fenómeno que sea sometido a análisis”. Desde el punto de vista científico describir es medir; esto es, en un estudio descriptivo seleccionar una serie de variables y medir cada una de ellos independientemente, para realizar la caracterización del yacimiento con la información de cada uno de los pozos perteneciente a él, con la finalidad de estudiar su comportamiento a través del tiempo, por lo tanto la investigación pasa a ser de tipo explicativo porque se buscaron las

causas que provocaron ciertos fenómenos, como por ejemplo los alto cortes de agua.

3.2. Diseño de la Investigación

Tomando en cuenta el diseño de la investigación, se considera no experimental, Según Sampieri, Collado y Batista (1998) “La investigación no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente variables. Es decir, es investigación donde no hacemos variar intencionalmente las variables independientes. Lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos”. En vista de que la mayoría de las variables que rigen el comportamiento de un yacimiento son la permeabilidad, porosidad, presiones, saturaciones y son variables que no se pueden modificar en el desarrollo de un análisis integral que engloban un modelo dinámico, a través de las cuales se realiza un análisis de como ha sido la variación de las propiedades del yacimiento en el tiempo desde el inicio de su explotación hasta la actualidad.

Se puede añadir como lo expresa Tamayo M. (1996): “La investigación no experimental es cuando el investigador parte de acontecimientos ya realizados; por lo tanto, sus datos tienen fundamentos en hechos cumplidos, y de ahí su nombre”.

3.3. Población y Muestra

Al respecto, Busot, A. (1999) establece que “Las características de la población se deben delimitar con la finalidad de delinear los parámetros muestrales”. Se incluyen en esta totalidad los sujetos, objetos y fenómenos o situaciones que se desean investigar.

De acuerdo a la definición de Población, en este estudio se puede definir la población como todo el conjunto total de pozos perforados que integran los Yacimientos LPBB ME 2 ubicado estratigráficamente en la Formación La Pascua perteneciente al Oligoceno Inferior – Eoceno Superior, KOPQ ME 230 y KP ME 803 ubicado estratigráficamente en la Formación Tigre miembro la Cruz perteneciente al cretácico, quedando la población conformada por 46 pozos.

La muestra se define como un subgrupo de la población. De la población es conveniente extraer muestras representativas del Universo. Se debe definir en el plan, y justificar, los universos en estudio, el tamaño de la muestra, el método a utilizar, y el proceso de selección de las unidades de análisis.

Sin embargo, los pozos que fueron completados y que además de ello produjeron Oficialmente de éstos yacimientos en estudio, son los que representan la mejor fuente de información para realizar el análisis de producción, presión, propiedades de la roca, propiedades de los fluidos para al final recomendar las oportunidades de reactivación o Ra/Rc de éstos pozos. En general, todos los pozos que penetraron a los yacimientos antes mencionado constituyen la “Muestra” dentro de éstos se encontraron un total de 35 pozos productores de los cuales 26 pozos representan el Yacimiento KOPQ ME 230, 7 pozos el Yacimiento LPBB ME 2 y 2 pozos del yacimiento KP ME 803

3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

La técnica de recolección de datos para este estudio se llevó a cabo a partir de la recopilación y análisis de datos secundarios que se fundamentan en información disponible recolectada por otras personas.

Esta técnica para recabar los datos puede subdividirse en:

- a) Datos estadísticos provenientes de fuentes oficiales.
- b) Datos para meta-análisis.

En ambos casos se acude a bases de información que pueden encontrarse en una o varias fuentes y que son útiles para los propósitos del estudio. La diferencia entre éstos dos tipos estriba en que los primeros recogen estadísticas.

En cambio, la meta-análisis recopila estudios efectuados por otros sobre el planteamiento del problema, los evalúa y puede volver a analizar sus datos e integrarlos en una base mayor de información; o bien, adicionarlos y compararlos.

Para lograr un desarrollo exitoso de los objetivos específicos planteados en el siguiente Trabajo Especial de Grado, se dispuso por parte de la empresa PDVSA División Boyacá de una serie de Software y herramientas que permitieron recopilar, validar, analizar e interpretar la información que se requería para el análisis integral de cada uno de los yacimientos en estudio (ver figura 3.1).

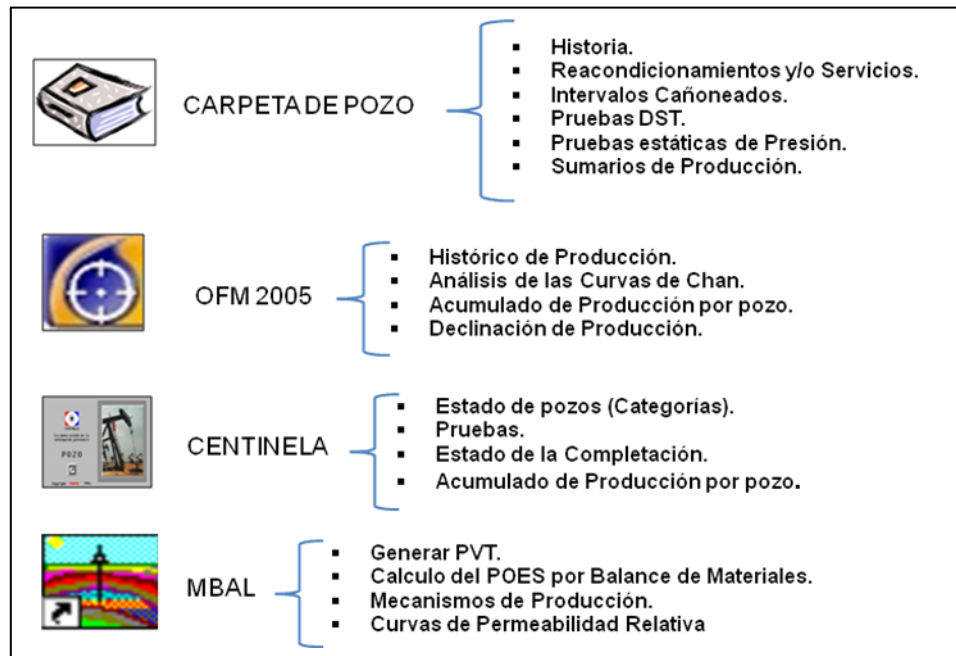


Figura 3.1. Descripción de los Instrumentos de Recolección de Datos (Nieves, 2011)

En cuanto a la información técnica requerida, como análisis de registros, mapas, análisis PVT, entre otros, fueron suministrados por el Centro de Información Técnica (CIT) de PDVSA División Boyacá, Distrito Guárico.

En la figura 3.2, se muestra los pasos seguidos durante el desarrollo de este estudio, para cumplir con cada uno de los objetivos planteados.

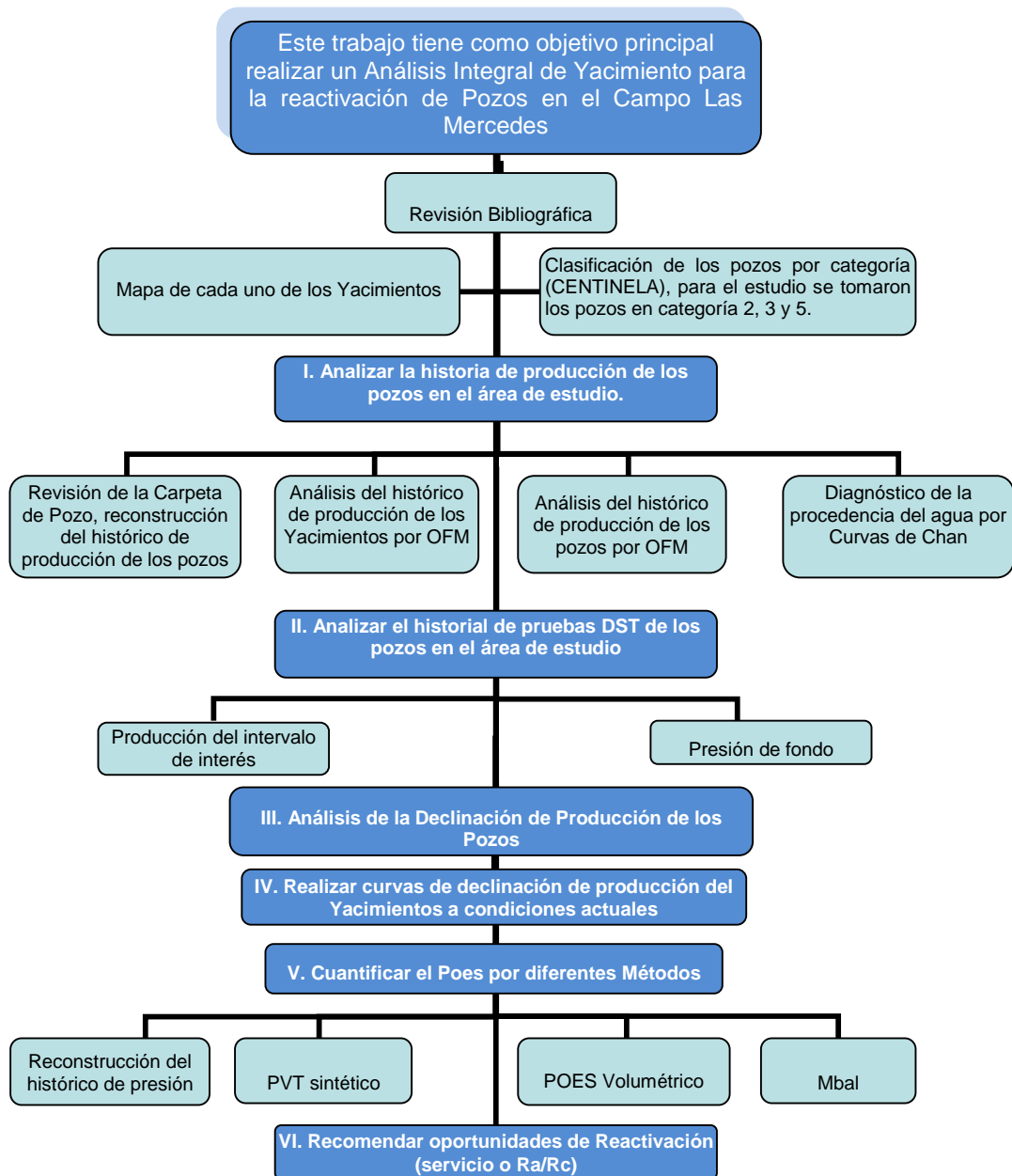


Figura 3.2. Pasos seguidos para el desarrollo del tema en estudio (Nieves, 2011)

Según la figura anterior se describe en detalle y en orden cada uno de los pasos:

3.5. Revisión Bibliográfica

En esta etapa de la investigación se recopilaron trabajos previos o similares relacionados con análisis integral de campos para la reactivación de pozos, informes técnicos, revistas, folletos, entre otros. De manera tal que permitan enfatizar y aclarar conceptos sobre el tema de estudio, así como también conocer aspectos generales del área.

Para la recopilación de información sobre el Campo Las Mercedes se utilizó como apoyo el Centro de Información Técnica (CIT), en el cual se facilitó el acceso a toda la información registrada sobre el Campo Las Mercedes, específicamente de los yacimientos en estudio, tales como: análisis PVT, historia de producción, gravedad API, presiones del yacimiento, mapas previos, análisis especiales y convencionales de núcleos, carpetas de pozos, registros eléctricos, entre otros.

3.6. Clasificación de los Pozos por Categorías

Para esta etapa del estudio con el mapa de cada uno de los yacimientos se pudo cuantificar cuantos pozos correspondían para cada uno de ellos y luego con la herramienta Centinela se clasificaron por categorías, tomando para el proceso de reactivación los pozos con categoría 2,3 y 5.

3.6.1. Base de Datos Centinela – POZO 2000

Sistema adoptado por PDVSA para la captura y manejo de la información del negocio petrolero.

Permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos, procesamiento y

utilización del gas, contabilización de crudos y productos, además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de superficie.

Características de Centinela

- Centraliza la información de producción.
- Permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones y al comportamiento de producción de cada pozo y de los proyectos de recuperación secundaria.
- Posee un modelo matemático que ejecuta cálculos automáticos para obtener la producción diaria y mensual.
- Permite la incorporación de nuevas aplicaciones y se integra fácilmente con otros productos.

3.6.2. Proceso de Carga de Datos Operacionales Centinela Pozo

Según el manual de Centinela (2000), el Módulo Pozo “es el que facilita el control y seguimiento diario de parámetros del comportamiento de producción de los pozos”.

Características del Módulo Pozo

- Facilita la información del comportamiento de producción de los pozos.
- Utiliza un módulo matemático para calificar muestras y pruebas de producción.
- Soporta diversa información relacionada con los datos básicos de los pozos y sus yacimientos.

Los pozos de acuerdo al estado están divididos en las siguientes Categorías:

Categoría 1: (Estados de pozos activos): son los pozos que producen naturalmente o con algún método de producción secundaria.

Categoría 2: (Estados de pozos inactivos capaces de producir inmediatamente): son aquellos pozos que se encuentran inactivos por un periodo de tiempo corto pero está disponible para producir en cualquier momento. Dentro de éstos se pueden mencionar los que están esperando instalaciones de superficie, esperando inicio de flujo, cerrando temporalmente por estudio de yacimiento, otros servicios, por mencionar algunos.

Categoría 3: (Estados de pozos inactivos no capaces de producir inmediatamente): son aquellos pozos que se encuentran inactivos por periodos de tiempo más prolongados y no son capaces de producir durante ese tiempo. Dentro de éstos se encuentran los pozos que están esperando levantamiento artificial, cerrado por investigación, cerrado por alta RAP (Relación Agua- Petróleo), esperando instalación se subsuelo, entre otros.

Categoría 5: (Estados de pozos no económicos actualmente): son aquellos pozos que por algunas razones no es rentable mantenerlos produciendo. Entre ellos se encuentran los pozos esperando abandono, alta RAP antieconómico, entre otros.

Categoría 6: (Estados de pozos de Alivio de Gas Superficial): son aquellos que se utilizan para el alivio de gas en la superficie, de los pozos que presentan gas asociado a petróleo.

Categoría 7: (Estados de pozos de gas): son aquellos pozos que toda su producción es de gas. Dentro de éstos se encuentran productor de gas cerrado.

Categoría 8: (Estados de pozos de Inyección): son aquellos pozos utilizados para la inyección de gas, agua o petróleo.

Categoría 9: (Estado de pozos abandonados): son los pozos que se encuentran devueltos a la Nación, abandonados por razones económicas, pozo suspendido, perforando, abandonado por razones de yacimiento, devuelto abandonado, abandonado con tubería de revestimiento, abandonado sin tubería de revestimiento, entre otros.

3.7. Análisis de la Historia de Producción de los Pozos

3.7.1. Reconstrucción del Histórico de Producción de los Pozos

Se validó la historia de producción de los pozos correspondientes a cada uno de los Yacimientos, dado que algunos no reportaban información de producción cargada en la herramienta OFM (Oil Field Manager) al comienzo de su vida productiva, permitiendo así actualizar la producción acumulada para cada uno de los yacimientos en estudio, esta reconstrucción se llevo a cabo a partir de sumarios de producción localizados en las carpetas de pozo, historia de producción y pruebas cargadas en la base de datos centinela.

3.7.2. Análisis del Histórico de Producción de los Yacimientos en Estudio

A partir de la herramienta OFM se realizó los gráficos, en escala lineal para evaluar la producción de cada uno de los yacimientos, cada uno de los gráficos contenían:

- Tasa de petróleo, Petróleo acumulado Versus Tiempo.
- Corte de agua mensual, Agua acumulada Versus Tiempo.
- Relación gas petróleo, gas acumulado Versus Tiempo.
- Número de pozos activos Versus Tiempo.

Oil Field Manager (OFM): Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos adoptada por PDVSA, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación. Ofrece la flexibilidad para integrar datos de producción y yacimiento suministrados o generados por productos de diferentes compañías de servicio.

Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se le puede utilizar para análisis de pozos y campos; programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento, administración del flujo de caja y Balance de Materiales.

OFM permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, identificar anomalías, y pronosticar producción. Éstos tipos de datos son los siguientes:

- Datos dependientes del tiempo (mensual, diaria y esporádica).
- Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).
- Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de las operaciones).

La información que se maneja en OFM está almacenada en tablas, estas tablas son nombradas, preferiblemente, de acuerdo al tipo de datos que almacena.

3.7.3. Análisis del Histórico de Producción de los Pozos

Para analizar la historia de producción de los pozos es necesario revisar el archivo del pozo donde se contemplan los siguientes datos: correspondencias Oficiales, operaciones, geología, perforación, producción, análisis y misceláneos, entre otros. En la carpeta del pozo se puede observar toda la información correspondiente desde el inicio de perforación del pozo hasta el último estado. Se encuentran datos de la fecha de completación, intervalos de las arenas cañoneadas, elevación de la mesa rotaría, pruebas DST, pruebas de presión estática o dinámicas, registros, trabajos realizados durante toda la vida productiva del pozo como: recompletaciones, cañoneo de nuevos intervalos, fracturamientos, estimulaciones con ácido clorhídrico al 15% (HCl), entre otros.

3.7.4. Diagnóstico de la Procedencia del Agua por Curvas de Chan

Con este proceso se pretendió, empleando OFM de una manera rápida, diagnosticar la procedencia de la producción de agua perjudicial en los pozos cuya producción excesiva se puede reducir si se determina su procedencia.

En algunos casos se han realizado interpretaciones erróneas, como diagnosticar la elevación del contacto agua-petróleo, lo que puede conducir abandonar prematuramente un yacimiento.

Como se sabe el origen del agua perjudicial puede estar dado por ciertas condiciones intrínsecas del yacimiento o por problemas existentes en las cercanías del pozo. Por lo general, el flujo proveniente de las cercanías del pozo es la causa más crítica, sin embargo, por el hecho de estar relacionado con la completación del pozo no deja de ser una de las causas con más oportunidades de tratamiento.

Para la creación de este proceso se utilizó la metodología desarrollada por K. S. Chan en el año 1995, la cual se basa en visualizar sobre un gráfico logarítmico la tendencia que describen las curvas de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), con respecto al tiempo acumulado de producción de cada pozo. Para cada caso del posible origen del agua en el pozo, el análisis presenta una combinación de tendencias características, las cuales serán descritas seguidamente.

Para obtener los datos de RAP, RAP' y tiempo acumulado de producción se empleó la aplicación OFM, con éstos datos se realizaron gráficas para cada uno de los pozos en estudio, las cuales contenían:

- Corte de petróleo, Corte de agua y RAP Versus días de producción acumulados (escala lineal).
- RAP y RAP' Versus días de producción acumulada (escala logarítmica).

A continuación se muestra la respuesta simulada de los casos tomados en cuenta para este proceso:

- a) Si se observa que la curva de la derivada (RAP') disminuye con el tiempo, entonces se está hablando de una **CONIFICACIÓN** (figura 3.3).

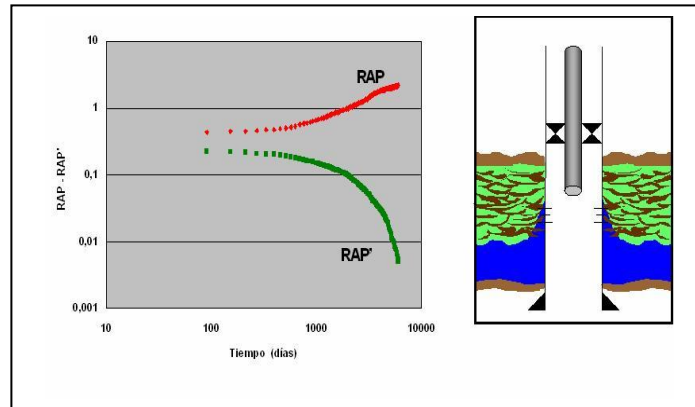


Figura 3.3. Curva diagnóstico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por conificación (Base de Datos PDVSA)

- b) Aumento abrupto de ambas curvas RAP y RAP' , indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, tal como problemas de **COMUNICACIÓN MECÁNICA** (figura 3.4).

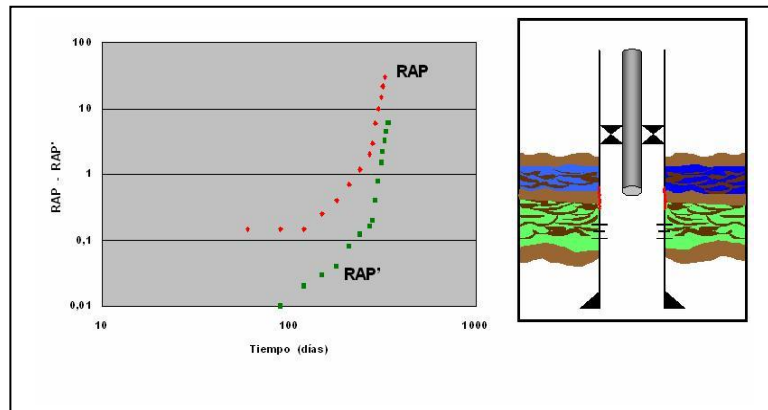


Figura 3.4. Curva diagnóstico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por comunicación mecánica (Base de Datos PDVSA)

- c) El siguiente caso muestra un comportamiento de **CANALIZACIÓN** o **ADEDAMIENTO** (figura 3.5).

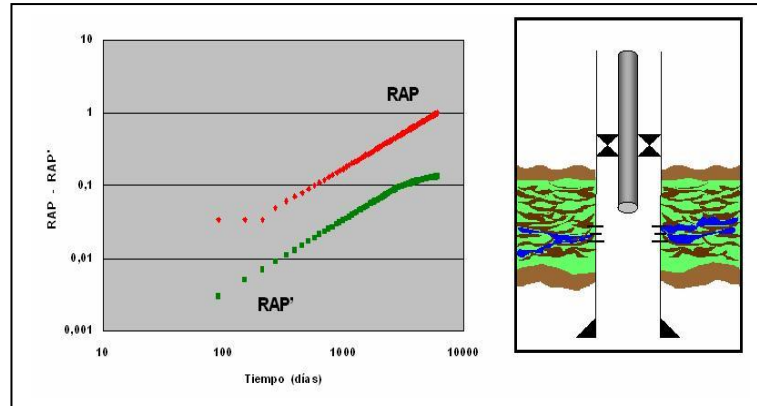


Figura 3.5. Curva diagnóstico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por canalización o adedamiento (Base de Datos PDVSA)

- d) Por último en este gráfico se representa un barrido normal del yacimiento por efecto del agua corte de agua > 60 % (figura 3.6).

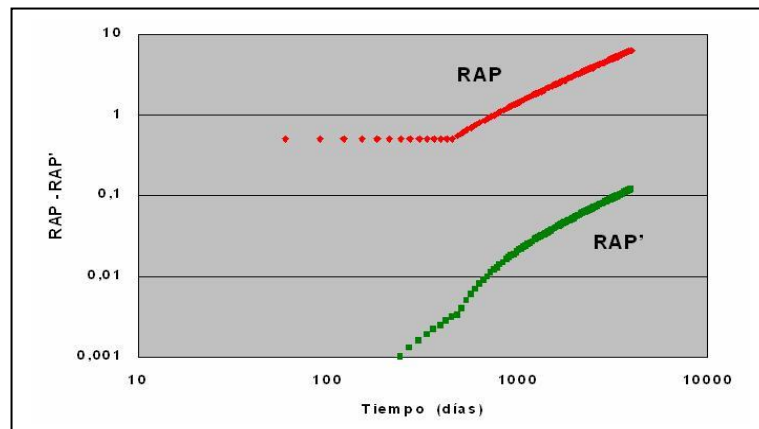


Figura 3.6. Curva diagnóstico para identificar la procedencia del agua a través de las curvas de Chan por avance normal del agua (Base de Datos PDVSA)

3.8. Análisis del Historial de Pruebas DST (Drill Stem Test)

Básicamente, la DST (*Drill Stem Test*) es una completación temporal de un pozo, que se utiliza para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación a pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.

Por consiguiente, este tipo de pruebas sirvieron para evaluar los intervalos de interés correspondiente a cada una de las arenas en estudio y analizar las presiones de fondo.

3.9. Declinación de Producción

El análisis de declinación de producción es uno de los métodos dinámicos más utilizados para predecir el comportamiento futuro de un pozo o de un yacimiento a partir de una actividad (Trabajo de reactivación para un servicio o Ra/Rc) permitiendo estimar reservas recuperables o áreas a drenar, la declinación anual efectiva de los pozos y los yacimientos a partir de un periodo de tiempo estabilizado en los cuales se mantiene constante el número de pozos activos y no se hacen cambios mayores en sus condiciones mecánicas.

Para el estudio de la declinación de producción, se utilizó el módulo declinación (*Forecast*) de la herramienta OFM, este módulo permite realizar análisis de curvas de declinación tanto para pozos como para yacimientos, utilizando varios métodos de declinación como por ejemplo: Empírico,

Fetkovich, *Analytical Transient Solution* y exponencial. Se realizaron los siguientes gráficos:

- Tasa de petróleo Versus Tiempo en escala logarítmica.
- Tasa de petróleo Versus Tiempo en escala lineal.

3.10. Cuantificación del POES por Diferentes Métodos

3.10.1. Reconstrucción del Histórico de Presión

En la evaluación del comportamiento histórico de presión de los yacimientos en estudio se dispuso de medidas de presión para definir el comportamiento de la energía asociada a los yacimientos. Este análisis se realizó partiendo de los datos registrados en las pruebas reportadas en carpetas de pozos: BHP (*Bottom Hole Pressure*), y niveles estáticos. La prueba de BHP permite tomar muestra de medidas en diferentes puntos de la formación, debido a que la presión se mide a la profundidad en que se toma la muestra es necesario llevarlas a una profundidad de referencia o Datum para compararlas a un mismo plano isobárico.

Con datos de punto de presión obtenidos en los informes de pruebas y registros de presión se realizaron diferentes estimaciones entre ellos:

- En caso de observarse un gradiente de presión que no fuera representativo del crudo, se corrigieron tomando el gradiente del yacimiento, a partir de la siguiente ecuación:

$$G_{teYac} = 0,433 * \frac{\left(141,5 * 5,607 * \frac{62,04}{131,5 + ^\circ API} + RGP * G_e * 0,0763267 \right)}{Boi * 5,607 * 62,4} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde:

GteYac = Gradiente corregido del Yacimiento (LPC/PIE)

°API = Gravedad del crudo

RGP = Relación gas-petróleo (PCN/BN)

Ge = Gravedad específica

β_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)

- Las presiones medidas se llevaron al punto medio de las perforaciones a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{pm} = P_{medida} + Gradiente * (Prof_{pm} - Prof_{medida}) \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde:

P_{pm} = Presión en el punto medio de las perforaciones (LPC)

P_{medida} = Presión medida en la prueba (LPC)

Gradiente = Gradiente del pozo (LPC/PIE)

$Prof_{pm}$ = Profundidad en el punto medio de las perforaciones (PIE)

$Prof_{medida}$ = Profundidad de la prueba (PIE)

- Finalmente fueron llevados a un plano de referencia (Datum), aplicando la siguiente ecuación:

$$P_{datum} = P_{pm} + Grad.Yac * (Prof_{pm} - Prof_{datum}) \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Donde:

P_{datum} = Presión al nivel del plano de referencia o Datum (LPC)

P_{pm} = Presión en el punto medio de las perforaciones (LPC)

Grad.Yac = Gradiente del yacimiento (LPC/PIE)

$Prof_{pm}$ = Profundidad en el punto medio de las perforaciones (PIE)

Prof_{datum} = Profundidad al nivel del plano de referencia o Datum (PIE)

El gradiente de presión se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$G_{yac} = 0.433 * \gamma_o \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Donde la gravedad del petróleo se obtiene de la siguiente manera:

$$\gamma_o = \frac{131.5}{141.5 + \text{°API}} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Donde:

°API = Gravedad API

3.10.2. Generar PVT Sintético

Debido a que no se dispuso de un PVT correspondiente a los pozos pertenecientes a los yacimientos, fue necesario generar uno a partir de correlaciones empíricas para el petróleo como las de: Lasater, Vázquez y Beggs et al, en el apéndice B se muestra el detalle de cada una de las correlaciones aquí mencionadas. Mediante la herramienta MBAL (Balance de Materiales) se pudo calcular un PVT representativo a las características del crudo, para cada uno de los yacimientos en estudio, los datos de entrada suministrados al programa fueron solubilidad inicial del gas, temperatura del yacimiento, gravedad API del crudo, Gravedad específica del gas, salinidad del agua de formación y presión inicial del yacimiento.

3.10.3. Cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES)

En esta etapa se calculó el potencial de hidrocarburo de los Yacimientos en estudio, El petróleo original en sitio (POES) se estimó utilizando diferentes métodos tales como:

- **Poes Volumétrico**

El método volumétrico utiliza valores promedios de los parámetros petrofísicos de la roca y de fluidos tales como: espesor de arena petrolífera, la porosidad, la saturación inicial de petróleo, factor volumétrico del petróleo.

El método volumétrico consiste en determinar el POES a través de la ecuación volumétrica siguiente:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - Swi)}{\beta_{oi}} \quad \text{ECUACIÓN 3.6}$$

Donde:

A= Área (ACRE)

h= Espesor (PIE)

ϕ = Porosidad (FRACCIÓN)

Swi= Saturación inicial de Agua (FRACCIÓN)

β_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN)

- **Poes por Balance de Materiales**

El Balance de Materiales es una de las herramientas indispensables en la Ingeniería de Yacimientos, a partir de datos de producción, datos básicos de los fluidos y la roca es posible estimar el POES, mecanismos de producción, obtener un modelo de acuífero analítico si lo hubiere, la intrusión de agua y estimar el tamaño de la capa de gas si fuera el caso.

El balance de materiales del yacimiento KOPQ ME 230 y LPBB ME 2 se efectuó apoyándose en la herramienta MBAL. En este software se encuentran técnicas y métodos tradicionales e iterativos para estimar el volumen de petróleo original en sitio y las características del acuífero.

En este simulador, se introdujo la información referente a la producción mensual acumulada (petróleo, agua, y gas), el comportamiento histórico de presión, propiedades PVT y demás información del yacimiento bajo estudio.

Se definieron las características del acuífero asociado al yacimiento, se realizaron diferentes corridas de simulación, haciendo sensibilidades en el tamaño del acuífero, luego se ajustaron las presiones en función del comportamiento energético y producción del yacimiento a través del tiempo.

Una vez logrado el cotejo histórico de presión, se obtuvo una estimación del petróleo originalmente en sitio (POES), por el método gráfico y el analítico además, se conoció el mecanismo de producción predominante en cada uno de los yacimientos en estudio.

3.11. Recomendación de oportunidades de trabajos de reactivación (servicio o Ra/Rc)

Para recomendar los pozos a reactivación se realizó un análisis de las tasas de petróleo y los cortes de agua, luego por curvas de Chan se analizó la procedencia del agua a los pozos que presentaron altos cortes de agua. De igual forma se estudió la historia de producción de pozos vecinos, la configuración mecánica de los pozos. Por último, se realizó un análisis geológico estructural de cada uno de los yacimientos con la finalidad de ubicar las zonas despresurizadas a raíz de la alta producción de gas y a nivel estructural como se encontraba un pozo con respecto a otro. Para reactivar un pozo la tasa de cierre debió ser mayor a 15 BNPD.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En éste Capítulo se presenta el análisis de los resultados relacionados con los objetivos planteados, utilizando la metodología descrita en el capítulo III.

Para analizar el histórico de producción de los pozos que pertenecen a los yacimientos en estudio, se clasificó los pozos por categorías, para ser analizados los que correspondieran a las categorías 2, 3 y 5, ver tabla 4.1.

Tabla 4.1. Tipo de categoría según base de datos Centinela (Nieves, 2011)

Tipos de Categoría	Nombre de la Categoría
CATEGORÍA 1	Pozos Activos
CATEGORÍA 2	Estados de pozos inactivos capaces de producir inmediatamente.
CATEGORÍA 3	Estados de pozos inactivos no capaces de producir inmediatamente.
CATEGORÍA 5	Estados de pozos no económicos actualmente.
CATEGORÍA 9	Se refiere a los pozos abandonados o que se encuentran suspendidos.

En la tabla 4.2 se puede observar los pozos que integran el yacimiento KOPQ ME 230, su estado de acuerdo al Ministerio Popular para la Energía y Petróleo (M.P.P.E.P) y PDVSA para luego ser clasificados por categoría de acuerdo a la base de datos de Centinela y su descripción correspondiente.

Tabla 4.2. Clasificación de los pozos pertenecientes al Yacimiento KOPQ ME 230 por categoría, según su estado ante el MPPEP y PDVSA.

Pozo	MPPEP	PDVSA	Categoría	COMENTARIO
ME 205	PE	PE	1	Bombeo Mecánico
ME 257	PM	PP	1	Bombeo Mecánico
ME 383	PM	PP	1	Bombeo Mecánico
ME 1112	PM	PP	1	Bombeo Mecánico
ME 207	CS	AS	3	Cerrado esperando repaciones menores de subsuelo
ME 263A	EW	HW	3	Cerrado por alta relación agua-petróleo/ Relación alta de agua-petróleo
ME 372	EE	EE	5	Cerrado por razones económicas
ME 379	EW	HW	3	Cerrado por alta relación agua-petróleo/ Relación alta de agua-petróleo
ME 381	EW	HW	3	Cerrado por alta relación agua-petróleo/ Relación alta de agua-petróleo
ME 413	CS	AS	3	Cerrado esperando repaciones menores de subsuelo
ME 426	EE	EE	5	Cerrado por razones económicas
ME 446	CG	FS	2	Cerrado falla del sistema de reco/compres de gas
ME 131	AY	AY	9	Abandonado por razones del Yacimiento
ME 159	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 208	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 227	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 230	AE	A1	9	Abandonado por razones económicas
ME 315	AE	A1	9	Abandonado por razones económicas
ME 317	AE	A1	9	Abandonado por razones económicas
ME 370	AE	A1	9	Abandonado por razones económicas
ME 371	AE	A1	9	Abandonado por razones económicas
ME 382	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 411	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 412	AE	A1	9	Abandonado por razones económicas
ME 414	AE	A1	9	Abandonado por razones económicas
ME 440	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 218	Sin categoría, llegó hasta los Yacimientos LPBB ME 9 y LPD1 ME 227			
ME 288	Sin categoría, CON PESCADO @ 5295, llegó hasta el Yacimiento LPC ME 39			
ME 316	Sin categoría, OFICIALMENTE ABANDONADO CON PESCADO @4055, llegó hasta el Yacimiento LPA ME 185 *			
ME 380	Sin categoría, llegó hasta el Yacimiento LPD1 ME 227			
ME 384	Sin categoría, llegó hasta el yacimiento KS1 ME 370			
ME 425	Sin categoría, llegó hasta el Yacimiento LPBB ME 9			
ME 445	Sin categoría, OFICIALMENTE ABANDONADO EN OCTUBRE DE 1957. Llegó hasta el Yacimiento LPC ME 39 *			
ME 463	Sin categoría, OFICIALMETE ABANDONADO EN MAYO DE 1959. Llegó al Yacimiento KS1 ME 370 *			

Una vez clasificados los pozos se procedió a totalizar los posibles candidatos a reactivación, servicio o Ra/Rc, con la finalidad de analizar el historial de producción de cada uno de ellos.

Como se observa en la figura 4.1, el mayor porcentaje de pozos pertenece a la categoría 9, mientras que el 24% de los pozos se encontraron sin categoría debido a que no fueron completados a nivel de la arena KOPQ, por otra parte se encontró que el menor porcentaje corresponde a los pozos en categoría 1.

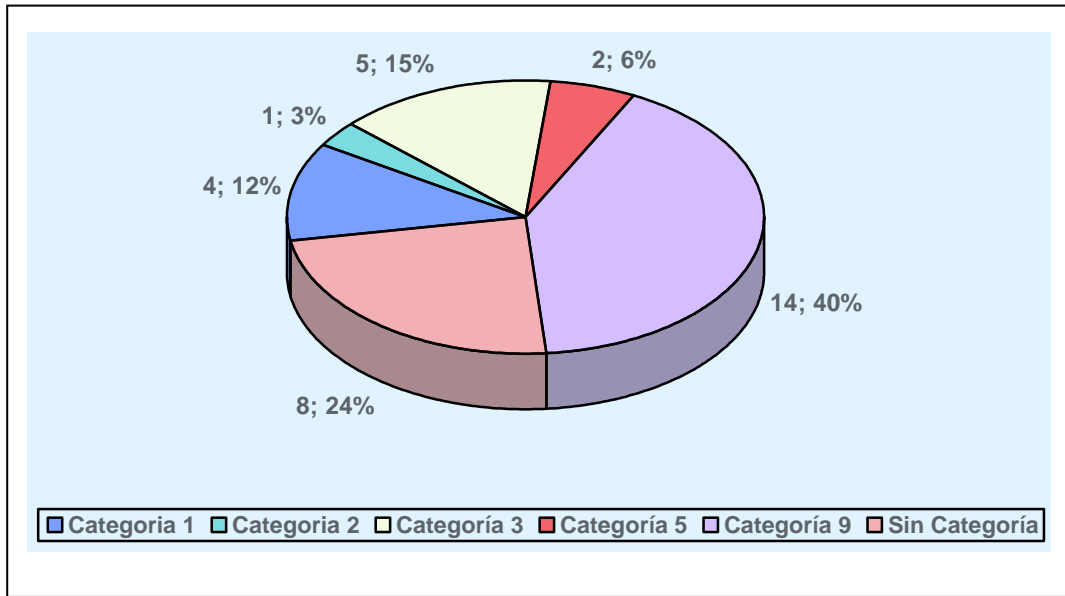


Figura 4.1. Clasificación de pozos candidatos para trabajos de servicio o Ra/Rc del Yacimiento KOPQ ME 230.

En la tabla 4.3 se puede observar los pozos que integran el yacimiento LPBB ME 2, su estado de acuerdo al M.P.P.E.P y PDVSA para luego ser clasificados por categoría de acuerdo a la base de datos de Centinela y su descripción correspondiente.

Tabla 4.3. Clasificación de los pozos pertenecientes al Yacimiento LPBB ME 2 por categoría, según su estado ante el MPPEP y PDVSA.

Pozo	MPPEP	PDVSA	Categoría	COMENTARIO
ME 147	EW	HW	3	Cerrado por alta relación agua-petróleo/ Relación alta de agua-petróleo
ME 2	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 45	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 55A	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 163	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 454	AW	A3	9	Abandonado por alta relación agua/petróleo.
ME 1118	PT	NF	1	Flujo natural
ME 120	Sin categoría, llegó hasta el Yacimiento LPB ME 45			
ME 170	Sin categoría, OFICIALMENTE ABANDONADO EN MAYO DE 1965. Llegó hasta el Yacimiento LPB ME 45			
ME 514	Sin categoría, llegó hasta el Yacimiento LPD1 ME 2, KR1 ME 514			

Una vez clasificados los pozos se procedió a totalizar los posibles candidatos a reactivación, servicio o Ra/Rc, con la finalidad de analizar el historial de producción de cada uno de ellos.

Como se observa en la figura 4.2 el mayor porcentaje de pozos pertenece a la categoría 9, mientras que el 27% de los pozos se encontraron sin categoría debido a que no fueron completados a nivel de la arena LPBB, por otra parte se encontró que el menor porcentaje corresponde a los pozos en categorías 1 y 3, no se reportaron pozos en categorías 2 y 5.

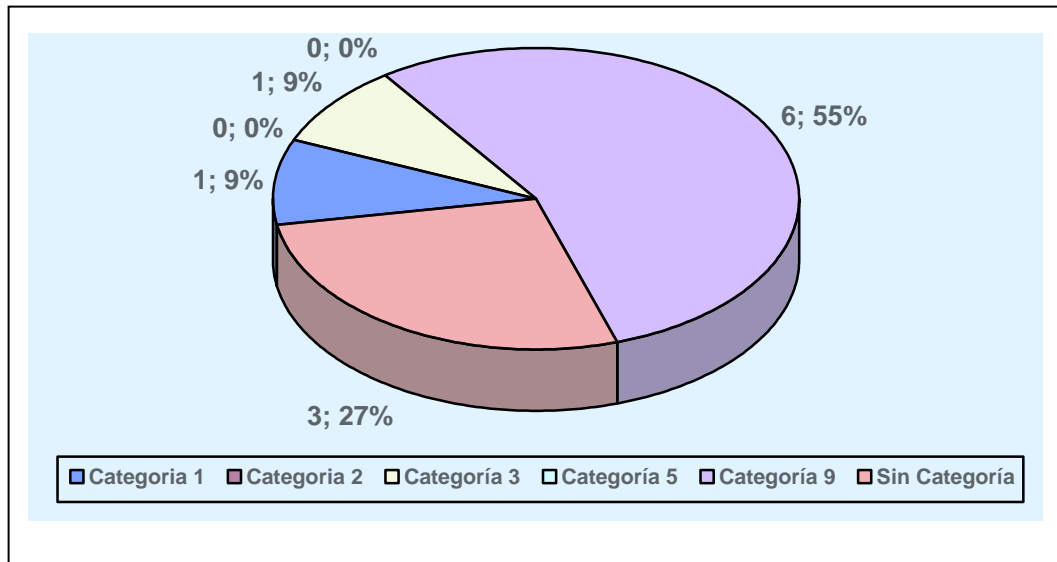


Figura 4.2. Clasificación de pozos candidatos para trabajos de servicio o Ra/Rc del Yacimiento LPBB ME 2.

En la tabla 4.4 se puede observar los pozos que integran el yacimiento KP ME 803, su estado de acuerdo al M.P.P.E.P y PDVSA para luego ser clasificados por categoría de acuerdo a la base de datos de Centinela y su descripción correspondiente.

Tabla 4.4. Clasificación de los pozos pertenecientes al Yacimiento KP ME 803 por categoría, según su estado ante el MPPEP y PDVSA.

Pozo	MPPEP	PDVSA	Categoría	COMENTARIO
ME 802	EE	EE	5	Cerrado por razones económicas
ME 803	EW	HW	3	Cerrado por alta relación agua-petróleo/ Relación alta de agua-petróleo

Una vez clasificados los pozos se procedió a totalizar los posibles candidatos a reactivación, servicio o Ra/Rc, con la finalidad de analizar el historial de producción de cada uno de ellos.

Como se observa en la figura 4.3 las categorías 3 y 5 tienen el mismo porcentaje de 50%, para las otras categorías no se obtuvieron porcentajes.

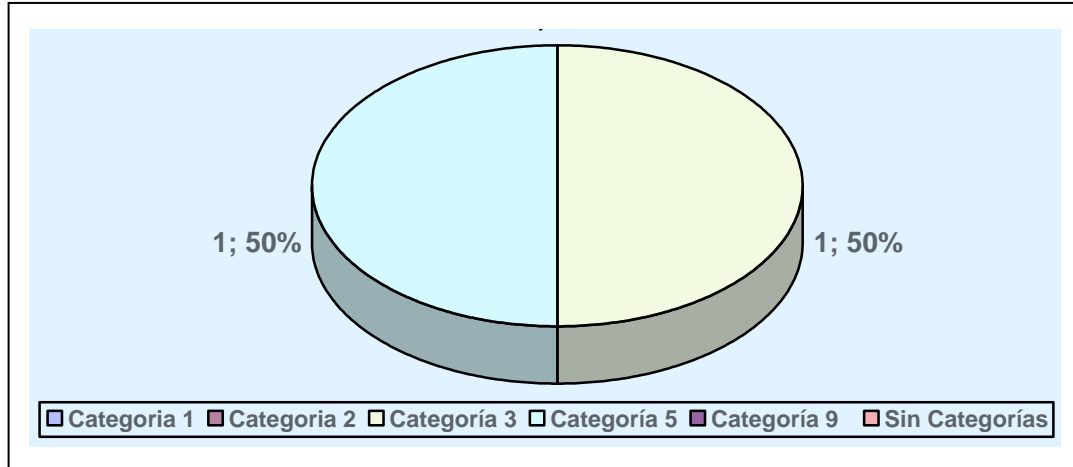


Figura 4.3. Clasificación de pozos candidatos para trabajos de servicio o reacondicionamiento del Yacimiento KP ME 803.

I. Análisis de la Historia de Producción de los Pozos en el Área de Estudio

a) Reconstrucción del Histórico de Producción de los Pozos Pertenecientes a los Yacimientos en Estudio

Debido a que se encontraron algunos pozos que no registraban cargas de producción al inicio de su completación a nivel de las arenas de interés, dando como resultado esto, una diferencia entre la producción de los pozos con la base de datos OFM y Centinela, se procedió a validar la producción de todos los pozos y reconstruir el histórico con las pruebas o sumarios de producción que se encontraban en la carpeta de pozo y en la base de datos Centinela.

En la figura 4.4. Se tiene un ejemplo de la reconstrucción del histórico de producción del pozo ME 207, se puede observar que a partir del año de 1950 que fue la completación original hasta mediados de 1957 éste pozo en la

base de datos Centinela y en la herramienta OFM no reportó producción, mientras que en la carpeta de pozo se encontró pruebas y sumarios de producción que permitió validar la información para estos años.

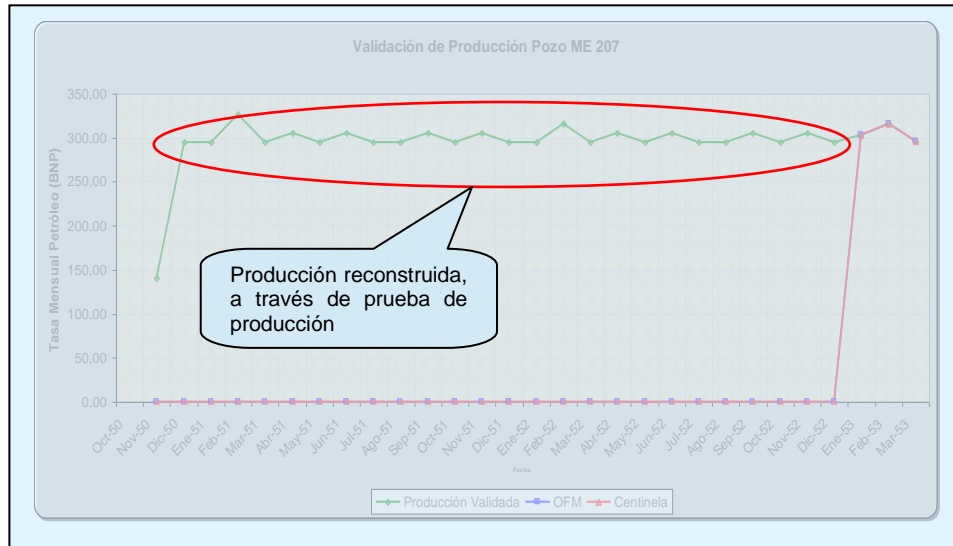


Figura 4.4. Reconstrucción del histórico de producción del pozo ME 207

b) Análisis del Histórico de Producción de los Yacimientos en Estudio

En la Figura 4.5 se puede observar como fue el comportamiento de producción del Yacimiento KOPQ ME 230, éste inició su producción en Diciembre de 1949 con la perforación y completación original del pozo ME-159 en el yacimiento KP ME 159, con la siguiente prueba inicial: 236 BNPD, 797 PCN/BN, corte de agua de 0,4% y 33,4 °API de petróleo. El pozo estuvo en producción hasta Agosto de 1950 debido a un aumento en el corte de agua. En Junio de 1951 con la completación del pozo ME 230, fue descubierto el Yacimiento KOPQ ME 230 con la producción de 4 pozos (ME 131, ME 205, ME 207, ME 208), las arenas KO, KP, KQ se unificaron para formar un solo yacimiento KOPQ ME 230. Para el año de 1956 se

obtuvo el máximo número de pozos completados a nivel de la arena, siendo 19 pozos los perforados para la fecha, la producción en el yacimiento fue de 1800 BNPD y un corte de agua 0,2%. Luego fue declinando la producción a raíz del cierre de muchos pozos.

Entre Marzo de 1987 - Noviembre de 1995 el campo estuvo cerrado debido que el Campo Las Mercedes pasó a la empresa CORPOVEN. Después en 1996 con la reactivación el campo se inicio la producción en el yacimiento con la apertura de 5 pozos: ME 205, ME 207, ME 257, ME 379, ME 383.

Entre los años 1996 - 2002 el corte de agua aumentó entre 20-75%. Actualmente, el yacimiento se encuentra con 3 pozos activos con tasas de petróleo por debajo de los 100 BNPD, corte de agua entre 60-75%, con método de producción por bombeo mecánico.

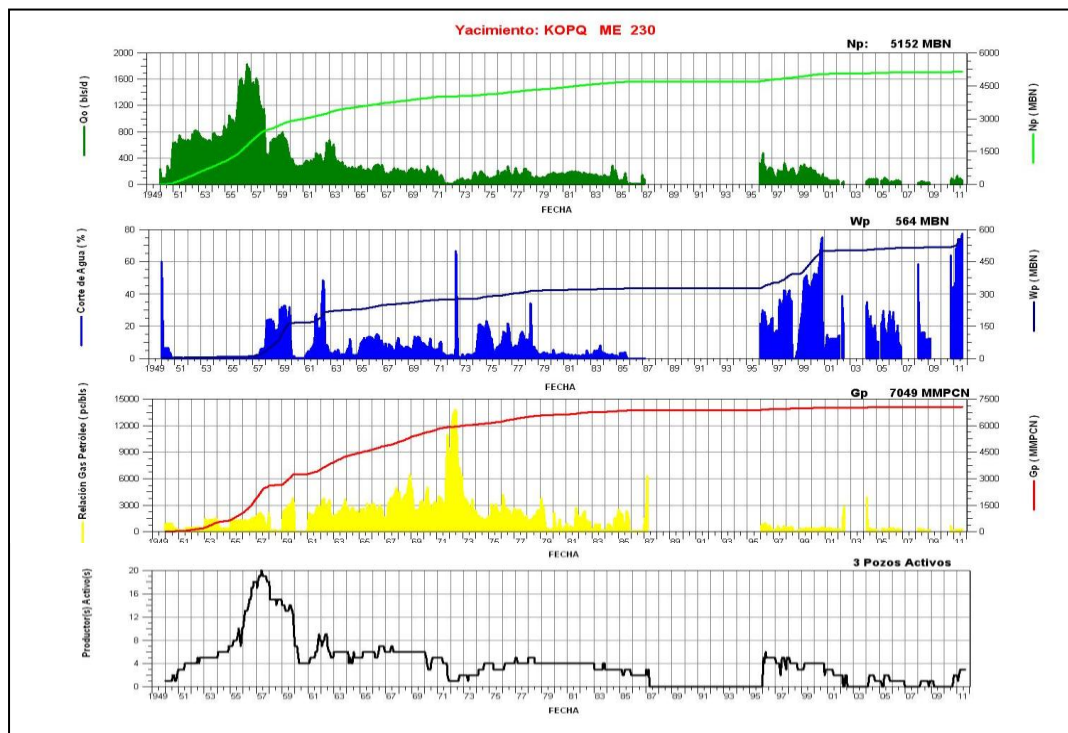


Figura 4.5. Comportamiento de producción del Yacimiento KOPQ ME 230 (Herramienta OFM 2005)

En la Figura 4.6 se puede observar como fue el comportamiento de producción del Yacimiento LPBB ME 2, fue descubierto en febrero del año 1942 con la perforación y completación original del pozo ME-2, con la siguiente prueba inicial: 370 BNPD, 230 PCN/BN de RGP, corte de agua de 1,4% y 32,5 °API de petróleo. El pozo ME-2 estuvo produciendo hasta el año 1953, debido que el corte de agua se incrementó a 80%. Para el periodo de 1950 al 1954, el yacimiento se encuentra con cuatro pozos perforados y completados (ME-2, ME-55A, ME-147, ME-163), todos los pozos produciendo simultáneamente, con un corte de agua por encima de 82%. Para el año de 1954 cierran todos los pozos por alto corte de agua, hasta 1955. Para febrero del 1955 se aperturan tres pozos, sin embargo, la tasa de petróleo comienza a declinar, y en 1957 la tasa de petróleo llegó a 100 BNPD. Luego comienzan una campaña de cierre de pozos por efecto del alto corte de agua, superior al 85%.

Para 1966 sólo se encontraba un pozo activo con una tasa de petróleo de menor a 42 BNPD y un corte de agua de 95%, razón por la cual se decide cerrar el yacimiento, el cual estuvo inactivo hasta 1998. En Marzo de 1999, se perfora y se completa el pozo ME 1118, éste es el único pozo actual activo en el yacimiento LPBB ME 2, con una producción de 89 BNPD, corte de agua de 85%, RGP = 520 PCN/BN, °API = 34, con método de producción por flujo natural.

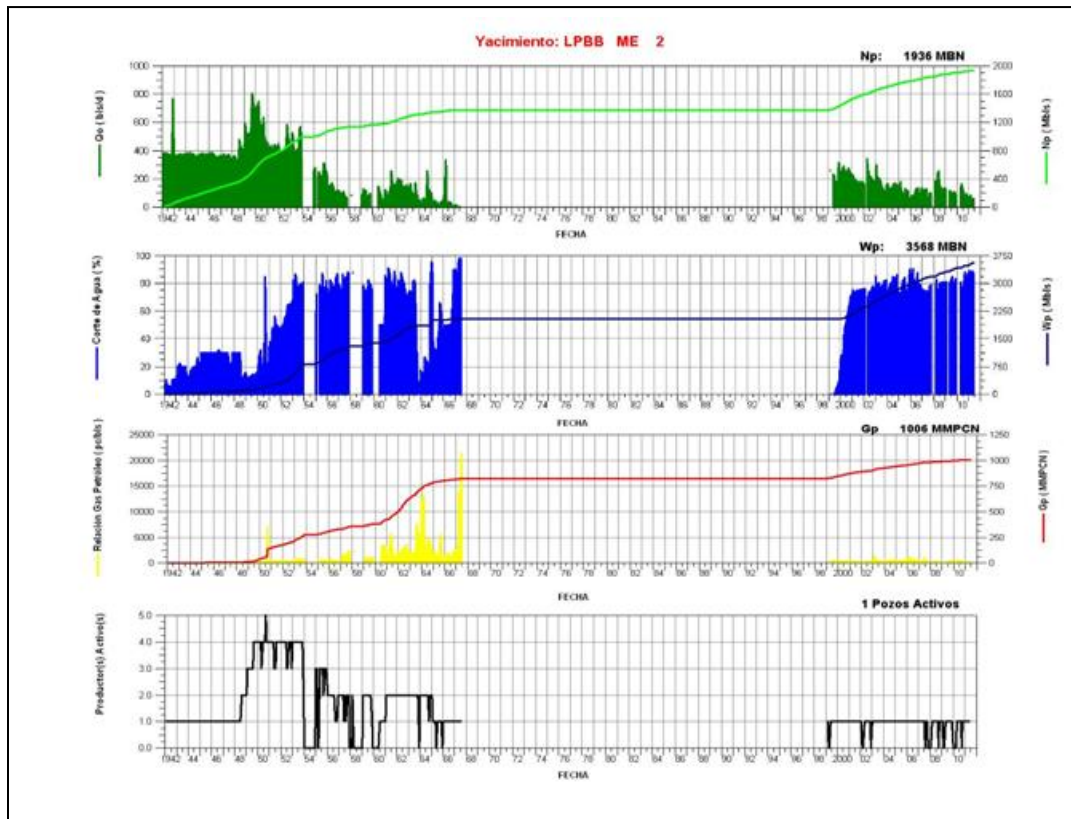


Figura 4.6. Comportamiento de producción del Yacimiento LPBB ME 2 (Herramienta OFM 2005)

c) Análisis del Histórico de Producción de los Pozos de Interés.

Para analizar el histórico de producción de los pozos fue necesario validar la producción de cada uno de ellos con la ayuda de la carpeta de pozo y la base de datos Centinela, una vez validada la información se procedió a realizar la carga de la producción en OFM para luego realizar los gráficos que permitieran observar el comportamiento de producción de los pozos hasta la última fecha donde se encontraron activos.

Comportamiento de Producción de los Pozos Seleccionados del Yacimiento KOPQ ME 230.

- **Pozo ME 207** (Cerrado esperando reparaciones menores de subsuelo).

En la Figura 4.7 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-207 el mismo fue completado en la arena KOPQ (hoyo desnudo) como productor de petróleo por flujo natural desde Noviembre de 1950 hasta diciembre de 1963 con una producción promedio de 150 BNPD, corte de agua 1% y RGP 1500 PCN/BN.

Enero de 1964 dejó de fluir, se instaló equipo de bomba y produjo 37 BNPD, corte de agua 0.6% y una RGP 2000 PCN/BN, la producción fue decayendo paulatinamente hasta producir 29 BNPD, corte de agua 0.8% con una RGP de 1138 PCN/BN en noviembre del 1965. El pozo fue cerrado.

Entre Mayo 1966 - Noviembre 1969, se cambió el método de producción de bombeo mecánico a LAG (levantamiento artificial por gas) y se realizó un fracturamiento con arena-petróleo, alcanzándose una producción promedio de 50 BNPD, corte de agua 15% y una RGP de 8000 PCN/BN. La producción disminuyó y el incremento de la RGP produjo el cierre del pozo, debido que la RGP máximo permitido por el M.P.P.E.P es de 10000 PCN/BN.

Entre Febrero 1976 – Enero 1983, se realizó un servicio al pozo y cambió equipo de LAG, obteniéndose una producción promedio de 29 BNPD y un corte de agua de 7%. El pozo fue cerrado.

Entre Noviembre 1983 – Octubre 1985, se limpió el pozo y completó nuevamente por LAG alcanzándose posteriormente 19 BNPD y un corte de agua de 2.5%.

Entre Enero 1996 – Enero de 1998, se realizó una estimulación en el pozo a nivel de las arenas KOPQ mediante la inyección de ácido clorhídrico al 15% y se completó por bombeo mecánico alcanzándose una producción de 50 BNPD y un corte de agua de 60%. El pozo fue cerrado con 30 BNPD, corte de agua 0% y una RGP de 36 PCN/BN. Anterior al cierre produjo con un corte de agua promedio de 50%.

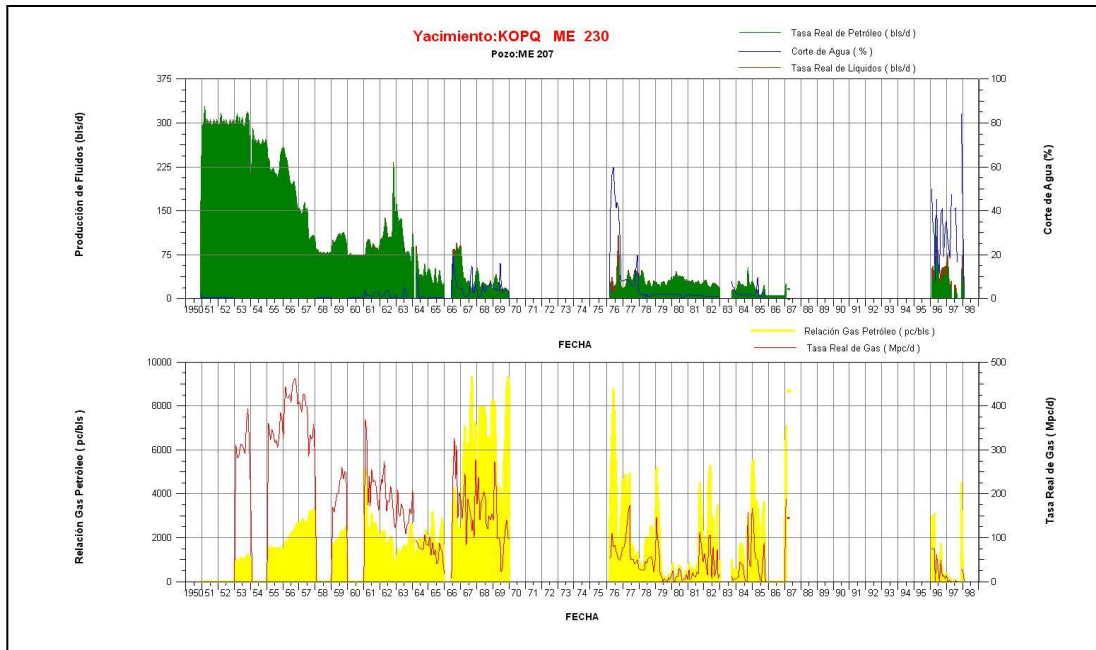


Figura 4.7. Comportamiento de producción del pozo ME-207 (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se puede concluir que acuerdo a las tasas de petróleo obtenidas durante las veces que fue completado por bombeo mecánico éste pozo sería un buen candidato para realizar un Ra/Rc esperando con su reactivación una tasa promedio de 30 BNPD. Sin embargo, sería de suma importancia, realizar el diagnóstico de

las curvas de Chan para evaluar la procedencia del agua, producción de pozos vecinos, condición mecánica del pozo, entre otros.

- **Pozo ME 263A** (Cerrada por alta relación agua-petróleo)

En la Figura 4.8 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-263A el mismo fue completado en la arena KOPQ como productor de petróleo por flujo natural desde Julio de 1956 hasta Febrero de 1960 alcanzándose una producción promedio de 65 BNPD, corte de agua de 0.2% y una RGP de 6000 PCN/BN.

Entre Julio 1961 – Septiembre 1966, se cambió el método de producción de flujo natural a LAG, se realizó una estimulación y produjo 40 BNPD, corte de agua 7% y una RGP de 5000 PCN/BN.

Entre Diciembre 1977 – Abril 1978, se limpió el pozo y produjo por LAG 50 BNPD, con un corte de agua de 35%. El 1 de Mayo de 1978 el corte de agua alcanzó un valor de 83% razón por la cual se cerró el pozo.

En Diciembre de 1995 se reinició la reactivación del pozo mediante la re-entrada al pozo para realizar una estimulación. La arena KOPQ se re-cañoneó y completó por bombeo mecánico una prueba posterior indicó 100% agua.

Entre Marzo 1996 – Agosto 1996, se re-cañoneó la arena KOPQ y se completó mediante bombeo mecánico, alcanzándose una producción de 19 BNPD, corte de agua de 72% y una RGP de 7500 PCN/BN. El pozo fue cerrado debido al alto corte de agua llegando a 78% y una tasa de petróleo de 6 BNPD.

Un análisis realizado a muestras del pozo 263A y un reporte de estimulación se determinó el porcentaje de crudo, agua y cantidad de sólidos presentes en la muestra: crudo 0%, agua 99.34%, sólidos 0.66%.

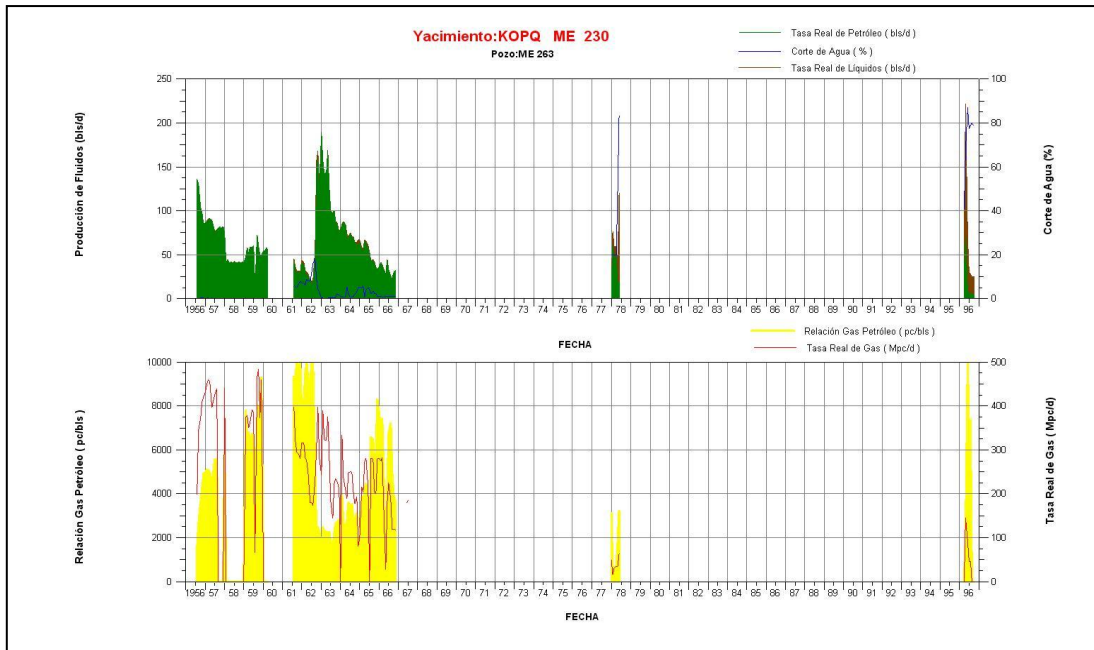


Figura 4.8. Comportamiento de producción del pozo ME-263A (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se observó que en la primera estimulación realizada y completado por LAG se logró aumentar la tasa de petróleo pero la RGP aumentó al igual que el corte de agua, en un trabajo posterior se logró disminuir la RGP sin embargo, el corte de agua llegó a 83% razón por la cual se cerró. Por último, se realizó otra estimulación y se completó por Bombeo Mecánico pero el trabajo no fue exitoso, la RGP aumentó, el corte de agua se registró en 78% y cerró con una tasa 6 BNPD. Éste pozo no se ve prospectivo para una reactivación de servicio o Ra/Rc.

- **Pozo ME 372** (Cerrado por razones económicas)

En la Figura 4.9 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-372 el mismo fue completado en la arena KOPQ como productor de petróleo por bombeo mecánico en Julio de 1955 alcanzándose una producción de 21 BNPD, corte de agua 0% y una RGP de 330 PCN/BN.

Entre Mayo 1956 - Mayo 1957, produjo por bomba 100 BNPD y un corte de agua de 0.1%, la tasa de producción declinó y el pozo fue cerrado.

Junio 1966 - Agosto 1971, se realizó un fracturamiento en la arena KOPQ y produjo en promedio por levantamiento artificial 17 BNPD, corte de agua de 21% y una RGP de 7426 PCN/BN.

Entre Julio 1974 - Octubre 1983, se completó el pozo por LAG y produjo 60 BNPD, corte de agua de 30% y una RGP de 3031 PCN/BN.

Éste pozo tuvo dos (2) intervenciones, la primera entre 22-28 de Noviembre de 1995. Se recuperaron en total un estimado de 79 bbls con 100% agua salada. Esta arena fue acidificada para aumentar la productividad. La arena OPQ está programada para las operaciones de inyección de agua en pozos vecinos.

La segunda intervención entre 23-27 de Mayo de 1996. Tiene poca información, aquí se propone recuperar equipo de subsuelo.

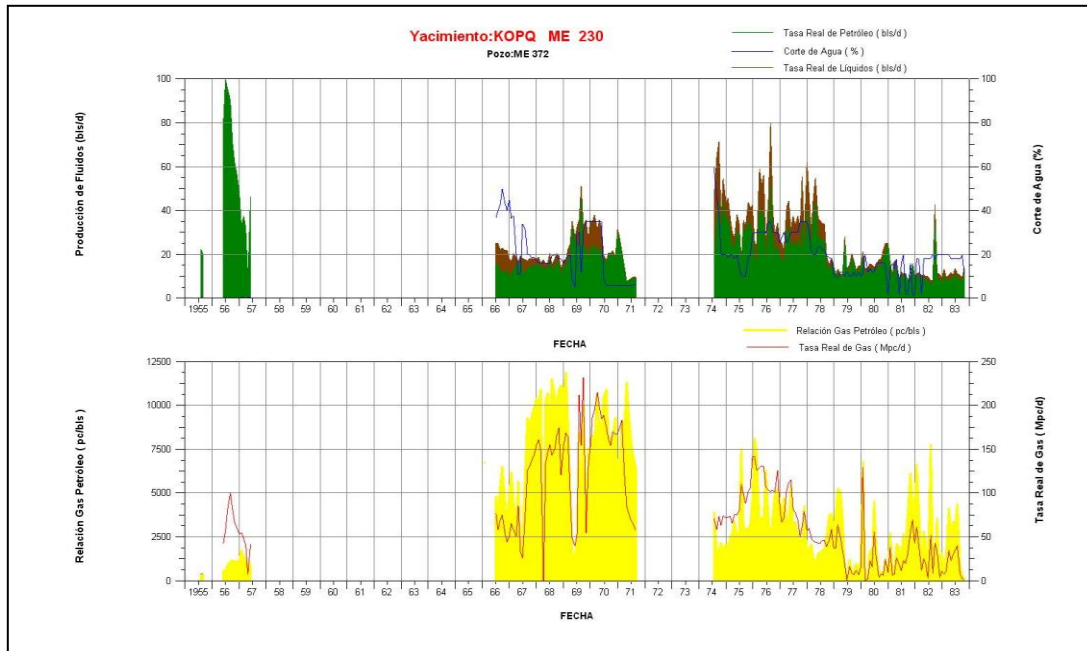


Figura 4.9. Comportamiento de producción del pozo ME-372 (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se puede concluir, de acuerdo al último trabajo realizado al pozo donde se recuperaron 79 bls con 100% de agua, que éste pozo no se ve prospectivo para una reactivación de servicio o Ra/Rc.

- **Pozo ME 379** (Cerrado por alta relación agua-petróleo)

En la Figura 4.10 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-379 el mismo fue completado en la arena KOPQ como productor de petróleo por flujo natural desde Febrero 1956 hasta Noviembre 1958 alcanzándose una producción promedio de: 59 BNPD, corte de agua de 0,2% y 1500 PCN/BN.

Durante Enero de 1996 se realizó estimulación y cañearon otros intervalos de la arena KOPQ y la prueba de completación mostró 2 BFPD y 92% de agua por bombeo mecánico.

En Marzo de 1996 se recompletó la arena KOPQ mediante bombeo mecánico. El pozo probó 100% agua. El pozo fue cerrado por antieconómico.

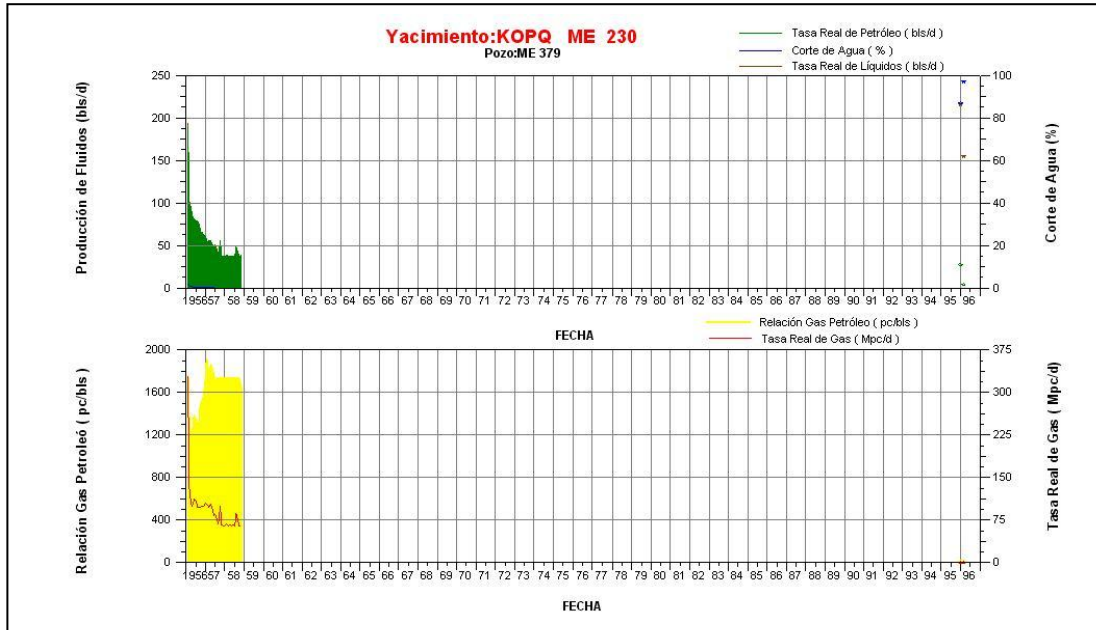


Figura 4.10. Comportamiento de producción del pozo ME-379 (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se puede concluir, de acuerdo a las dos intervenciones realizadas al pozo donde se registraron cortes de agua entre 92-100%, que éste pozo no se ve prospectivo para una reactivación de servicio o Ra/Rc.

- **Pozo ME 381** (Cerrado por alta relación agua-petróleo)

En la Figura 4.11 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-381 el mismo fue completado en la arena KOPQ como productor de petróleo por flujo natural desde Enero 1956 hasta Julio 1957 con una producción promedio de 149 BNPD, corte de agua de 0.5% y una RGP de 1150 PCN/BN.

Entre Agosto 1958 - Mayo 1962, se cambió el método de producción de flujo natural a bombeo mecánico, alcanzándose 160 BNPD, con un corte de agua de 0%. Luego el corte de agua fue aumentando y el pozo se cerró.

En Octubre de 1962, se cañoneó la sección inferior y superior de la arena KOPQ, no obstante a pesar de la claridad observada del intervalo en el registro *Microlog*, se achicó el intervalo y no reportó fluidos. El pozo fue cerrado el 4 de octubre de 1962.

Durante Mayo de 1998 se perforó la arena KOPQ se achicó y probó 100% agua, se volvió achicar y se produjo nuevamente 100% agua.

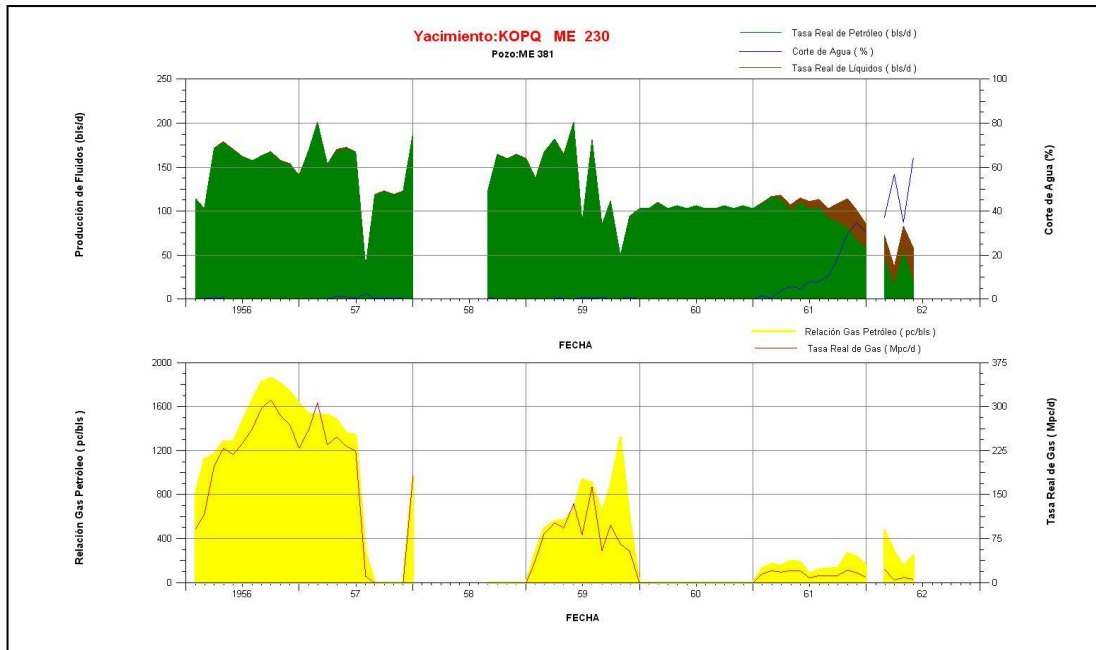


Figura 4.11. Comportamiento de producción del pozo ME-381 (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se puede concluir, de acuerdo al último trabajo realizado al pozo donde probó con 100% de agua, que éste pozo no se ve prospectivo para una reactivación de servicio o Ra/Rc.

- **Pozo ME 413** (Cerrado esperando reparaciones menores se subsuelo).

En la Figura 4.12 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-413 el mismo fue completado en la arena KOPQ como productor de petróleo por flujo natural desde Octubre 1956 hasta Mayo 1957 alcanzándose una producción de 198 BNPD y una RGP de 750 PCN/BN. La producción disminuyó y el pozo fue cerrado.

Entre Agosto 1957 - Enero 1959, se cambió el método de producción de flujo natural a LAG con una producción promedio de 38 BNPD, un corte de agua 5% y una RGP de 1240 PCN/BN. La producción disminuyó gradualmente y el pozo fue cerrado y recuperado en enero de 1959 una prueba posterior alcanzó 1 BNPD y corte de agua de 50%.

En enero de 1960 se fracturó la arena KOPQ con arena y petróleo. Una prueba posterior, el pozo probó 95% de agua, sin éxito debido al alto porcentaje de agua, el pozo fue cerrado.

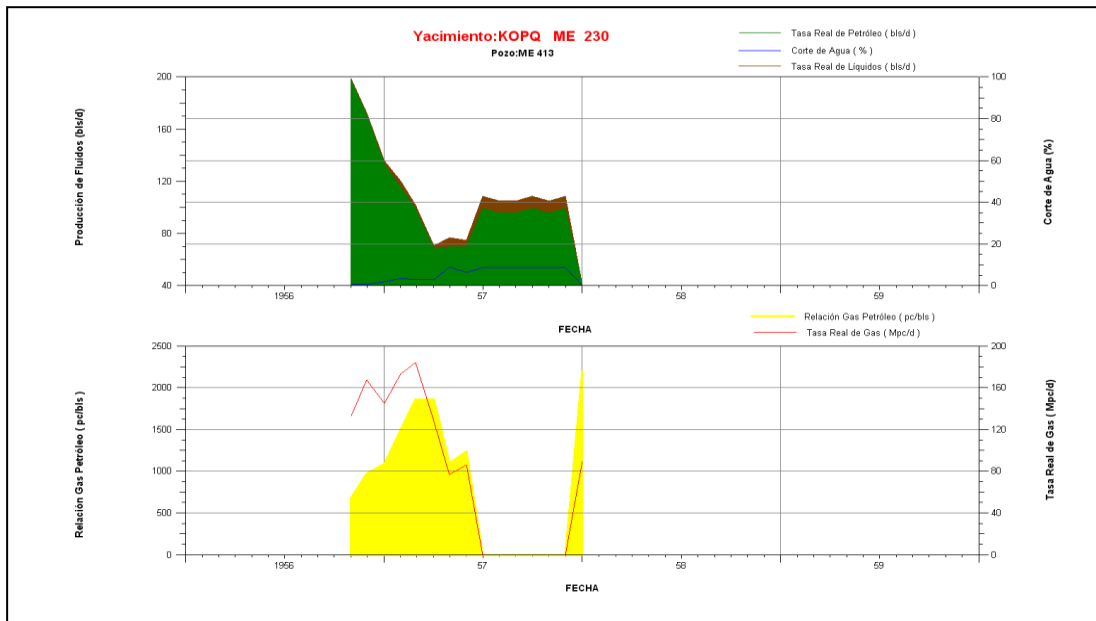


Figura 4.12. Comportamiento de producción del pozo ME-413 (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se puede concluir, que éste pozo durante su producción en la arena KOPQ reporta una buena producción hasta que disminuyó gradualmente y llegó a 1 BNPD, sin embargo, éste pozo nunca se completó por Bombeo Mecánico y se puede considerar prospectivo para reactivarlo para un Ra/Rc, esperando con su reactivación una tasa promedio de 30 BNPD. Sería de suma importancia, realizar el diagnóstico de las curvas de Chan para evaluar la procedencia del agua, producción de pozos vecinos, condición mecánica del pozo, entre otros.

- **Pozo ME 426 (Cerrado por razones económicas).**

El pozo fue completado en la arena KOPQ en Junio de 1957, se realizó un fracturamiento, produjo por bomba dos (2) meses y fue cerrado debido a la baja entrada de fluido, razón por la cual fue abandonada la arena y aislada. Antes de ser cerrado probó 10 BNPD, corte de agua de 0.4% y una RGP de 800 PCN/BN.

Luego de analizar el histórico de producción del pozo se puede concluir que de acuerdo a las tasas de petróleo obtenidas durante los dos (2) meses que estuvo en producción por bombeo mecánico, éste pozo sería un buen candidato para realizar un servicio esperando con su reactivación una tasa promedio de 10 BNPD. Sería de suma importancia, evaluar la producción de pozos vecinos, la condición mecánica del pozo, entre otros.

- **Pozo ME 446 (Cerrado por falla del sistema de recolección).**

En la Figura 4.13 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-446 el mismo fue completado en la arena KOPQ luego de realizar un fracturamiento como productor de petróleo por flujo natural en Enero 1956 alcanzándose una producción de 142 BNPD, corte de agua de 0% y una RGP de 500 PCN/BN.

En Enero de 1959 se instaló bomba y el pozo continuó produciendo 34 BNPD, con un corte de agua de 10% y una RGP de 1500 PCN/BN.

En Febrero 1960 se cerró el pozo y se recuperó equipo después de una prueba de sólo 5 BNPD con un corte de agua de 80%.

En Marzo de 1965, se corrieron válvulas de gas lig y el pozo produjo con un corte de agua de 80% hasta Abril de 1965. A partir de Abril el corte de agua disminuyó gradualmente hasta alcanzar 40% en Junio de 1965 y luego aumentó, volviendo después a disminuir.

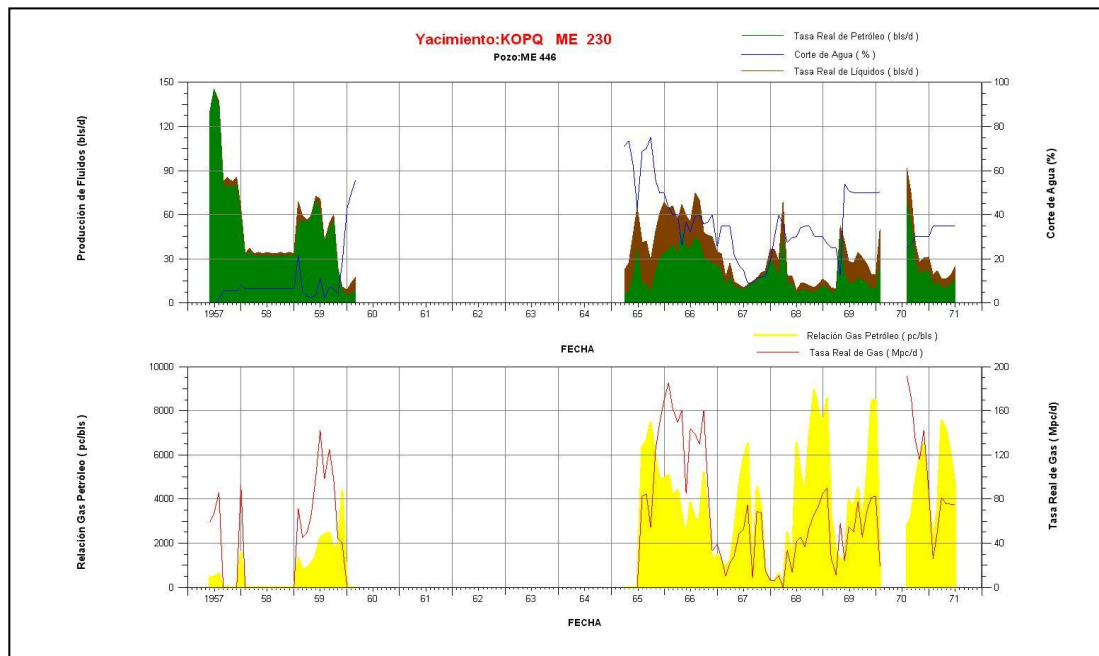


Figura 4.13. Comportamiento de producción del pozo ME-446 (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se puede concluir que acuerdo a las tasas de petróleo obtenidas durante el tiempo que fue completado por bombeo mecánico y como se encuentra en categoría 2, éste pozo sería un buen candidato para realizar un servicio esperando con su

reactivación una tasa promedio de 30 BNPD. Sin embargo, sería de suma importancia, realizar el diagnóstico de las curvas de Chan para evaluar la procedencia del agua, producción de pozos vecinos, condición mecánica del pozo, entre otros.

Comportamiento de Producción de los Pozos Seleccionados del Yacimiento LPBB ME 2

- **Pozo ME 147**

En la Figura 4.14 se puede observar el comportamiento de producción del pozo ME-147 el mismo fue completado en la arena LPBB ME 2 luego de realizar un fracturamiento como productor de petróleo por flujo natural desde Febrero 1949 hasta Mayo 1951 con una producción promedio de 113 BNPD, corte de agua de 7% y una RGP de 333 PCN/BN. Durante éste tiempo en Octubre de 1949 se realizó *squeezed* en la arena LPBB y se re-cañoneó en otro intervalo.

Entre Agosto 1951 - Noviembre 1953, se realizó un *squeezed* en la arena LPBB y se re-cañoneó en otro intervalo, alcanzándose una producción promedio de 117 BNPD, corte de agua de 9% y RGP de 448 PCN/BN. En Noviembre de 1952 se completó en dos intervalos existentes de la arena LPBB produciendo por el *tubing* y la arena LPA por el *casing*. Durante Enero de 1953 la arena LPBB no fluyó y fue instalado equipo de bombeo. La prueba de producción indicó en la arena LPBB que produjo después del servicio con la bomba 122 BNPD, corte de agua de 2% y RGP 656 PCN/BN.

Entre Mayo 1955 - Agosto 1956, el intervalo cañoneado de la arena LPA aumentó el corte de agua llegando a 100% y se cerró el intervalo en Abril de 1956. La arena LPBB continuó produciendo por bomba. Durante éste tiempo se tuvo una producción promedio de 101 BNPD, corte de agua de 8% y RGP de 512 PCN/BN.

Entre Diciembre 1956 - Noviembre 1957, se realizó un servicio y completó la arena LPBB con válvulas de gas lift, la arena LPA se aisló entre una empaadura, la producción promedio durante éste periodo fue de 41 BNPD, corte de agua de 28% y RGP de 1950 PCN/BN.

Entre Febrero 1959 - Octubre 1959, la arena continuó produciendo por gas lift con una producción promedio de 39 BNPD, corte de agua de 42% y RGP de 1528 PCN/BN. EN 1960 fue cerrado con una tasa 37 BNPD, corte de agua de 72% y RGP de 2264 PCN/BN.

El 24 de Marzo de 1964 se autorizó el trabajo de profundización de éste pozo a fin de completarlo en la arena “D-3”.

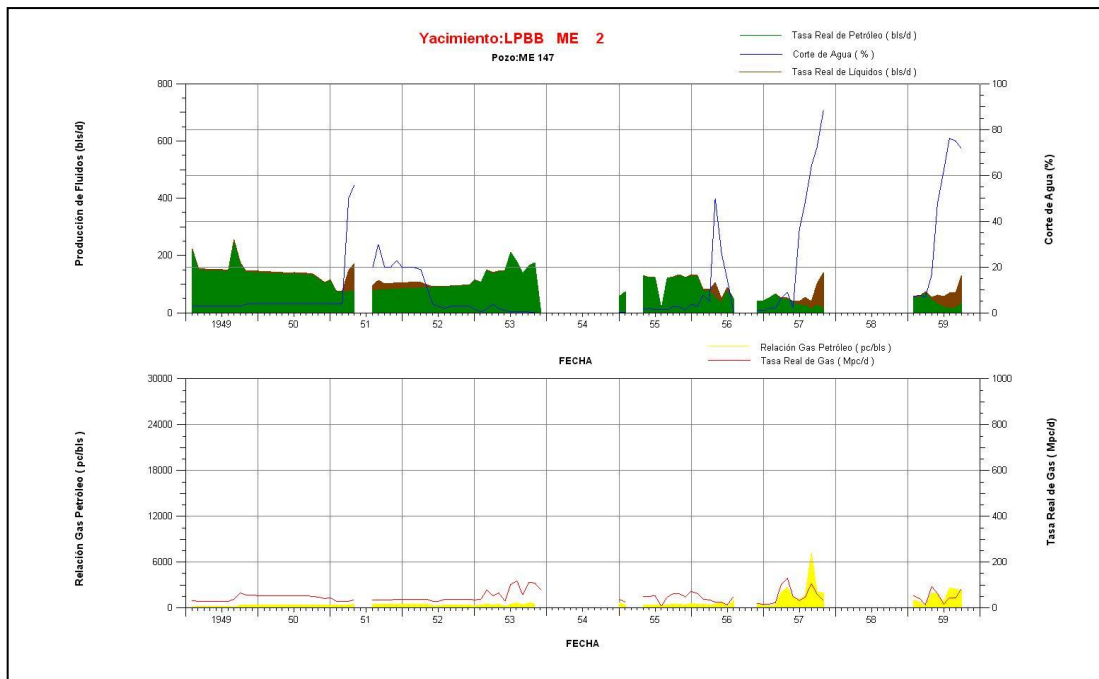


Figura 4.14. Comportamiento de producción del pozo ME-147 (Herramienta OFM 2005)

Luego de analizar todo el histórico de producción del pozo se observó que, a pesar que se tuvieron altos cortes de agua en la arena LPBB las tasa de petróleo se mantuvieron en un rango de 249-16 BNPD y la relación gas

petróleo en el pozo aumentó debido que se completó el pozo por LAG, el corte de agua llegó a 72% razón por la cual se cerró el pozo. Sin embargo, la última tasa reportada a nivel de la arena de interés fue de 37 BNPD. Éste pozo se considera prospectivo para una reactivación de Ra/Rc, esperando con su reactivación una tasa promedio de 35 BNPD. Por otra parte, se debe realizar el diagnóstico de las curvas de Chan para evaluar la procedencia del agua, producción de pozos vecinos, condición mecánica del pozo, entre otros.

d) Análisis de la Procedencia del Agua de Formación

Para éste análisis se utilizó la técnica desarrollada por K.S Chan (1995), dicha técnica permite de manera rápida diagnosticar el origen de la producción de agua perjudicial en los pozos, causada por ciertas condiciones intrínsecas del yacimiento o por problemas existentes en las cercanías del pozo. La producción excesiva de agua puede ser disminuida si se logra identificar su procedencia.

La construcción de estos gráficos doble logarítmicos se pudo realizar con la herramienta OFM donde se representa la relación agua-petróleo (RAP) Versus Derivada (RAP') con respecto al tiempo acumulado de producción, logrando así identificar de acuerdo a los comportamiento (Conificación, canalización o adedamiento, avance normal, comunicación mecánica) la procedencia del agua.

Yacimiento KOPQ ME 230

El análisis de la procedencia del agua por curvas de Chan sólo se realizó al pozo ME 207, dado que los otros pozos que presentaron altos cortes de agua no tenían datos suficientes para realizar éste tipo de análisis.

En la tabla 4.5 se muestra los pozos clasificados por categoría donde solo un pozo de acuerdo al análisis presentó un avance normal, por otra parte 4 pozos tenían datos insuficientes lo cual no permitió realizar el diagnostico de la procedencia del agua, dado que las curvas de Chan son insensible a periodos de tiempos de producción cortos. Por último tres (3) pozos presentaron otras razones tales como: alto corte de agua por cambio de método de producción, no presentaron alto corte de agua como es el caso del pozo ME 426.

Tabla 4.5. Categorías por cada pozo pertenecientes al Yacimiento KOPQ ME 230

Avance Normal	Datos Insuficiente	Otras Razones
ME-207	ME-263A	ME-381
	ME-372	ME-426
	ME-379	ME-446
	ME-413	

En la Figura 4.15, se puede observar el porcentaje de cada caso obtenido de los comportamientos definidos por las curvas de Chan para el yacimiento KOPQ ME 230. Donde el 49% de los pozos no tenían información suficiente para realizar el análisis, 38 % se cerraron por otras condiciones tales como baja entrada de fluido, entre otros.

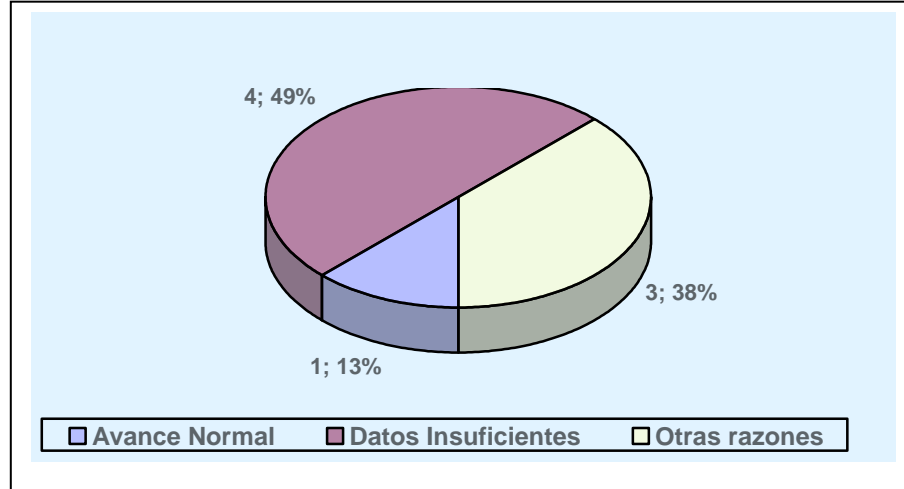


Figura 4.15. Porcentaje de avance normal, datos insuficientes y otros para Yacimiento KOPQ ME 230

- **Pozo ME 207**

En la Figura 4.16 se puede observar el comportamiento de la curva de Chan para el análisis de la procedencia del agua del pozo ME-207 en comparación con el comportamiento de producción, éste pozo presentó un comportamiento normal a los 1425 días de producción acumulada cuando producía por flujo natural, la curva de relación agua-petróleo empezó a aumentar llegando al máximo punto de inflexión, luego hubo un cambio de método a LAG y la curva RAP empezó a disminuir y se mantuvo unos días constante, cuando se tenían 8026 días de producción acumulada se le realizó una estimulación al pozo dando como resultado un aumento brusco en el corte de agua, dados que los cambios de la curva RAP empezaron en un periodo largo de tiempo, la disminución de la misma se debió a cambios de método de producción y aumento brusco debido a una estimulación, se concluye que el alto corte de agua en éste pozo se debe de acuerdo a las curvas de Chan a un barrido normal del Yacimiento por efecto del agua (corte de agua > 60%).

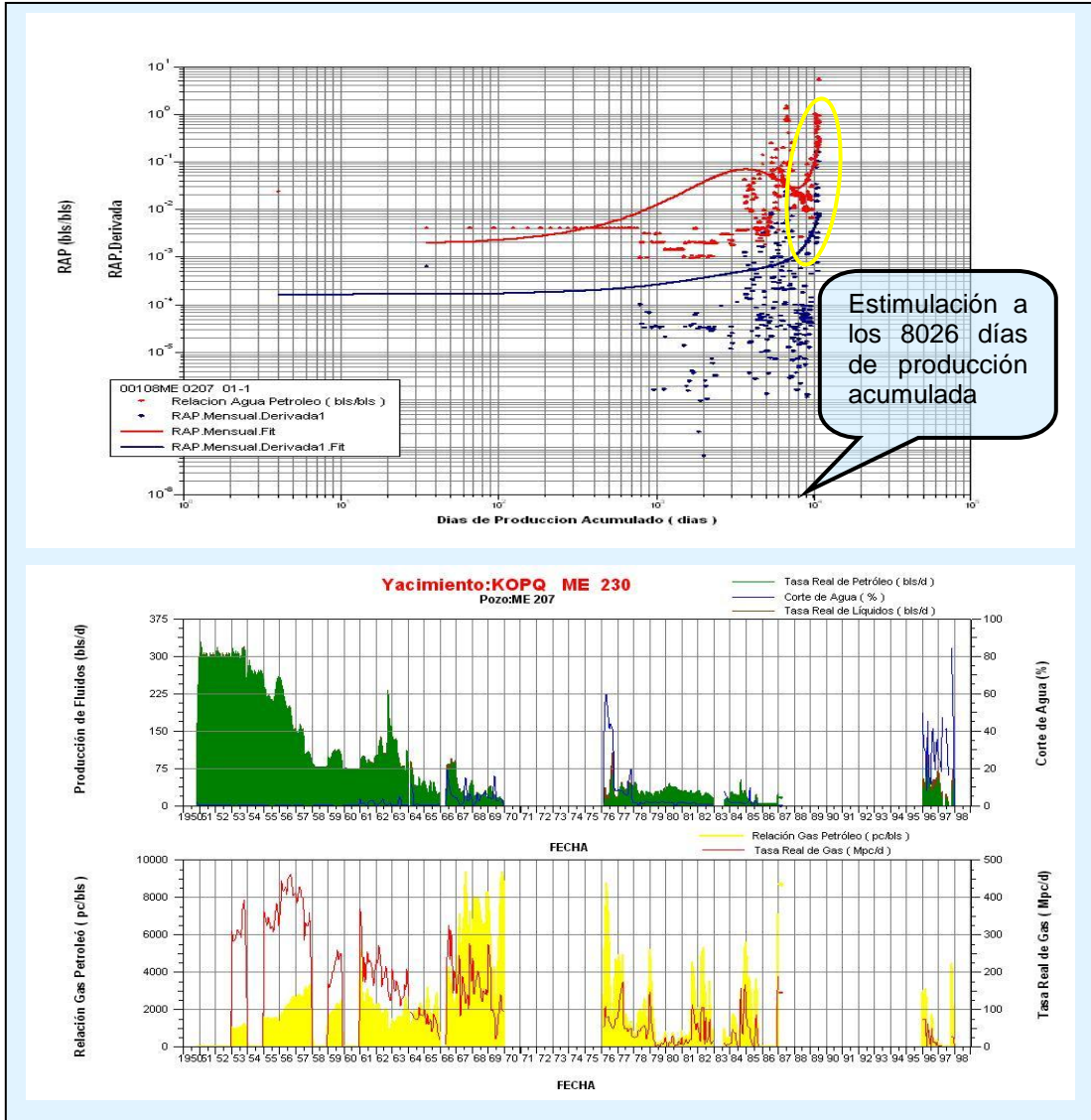


Figura 4.16. Análisis de la procedencia del agua del Pozo ME-207 por Curvas de Chan

Yacimiento LPBB ME 2

El análisis de la procedencia del agua para Curvas de Chan sólo se realizó al pozo ME 147 dado que los demás pozos pertenecientes al yacimiento LPBB ME 2 se encontraban en categoría 9 y para el estudio de reactivación se tomaron los que se encuentran en categoría 2,3 y 5.

En la figura 4.17 se puede observar que el pozo ME 147 presentaba un comportamiento normal de las curvas RAP Versus RAP' a los 758 días de producción acumulada las curvas empezaron a disminuir hasta alcanzar los 1692 días de producción acumulada, éste cambio en las curvas se originó una vez que se realizó en el pozo un cambio del intervalo de la arena LPBB, luego con 1880 días de producción acumulada volvió aumentar debido a un cambio en el método de producción de bombeo mecánico a LAG, se concluye que el alto corte de agua en éste pozo se debe, de acuerdo a las curvas de Chan, a un barrido normal del Yacimiento por efecto del agua (corte de agua > 60%).

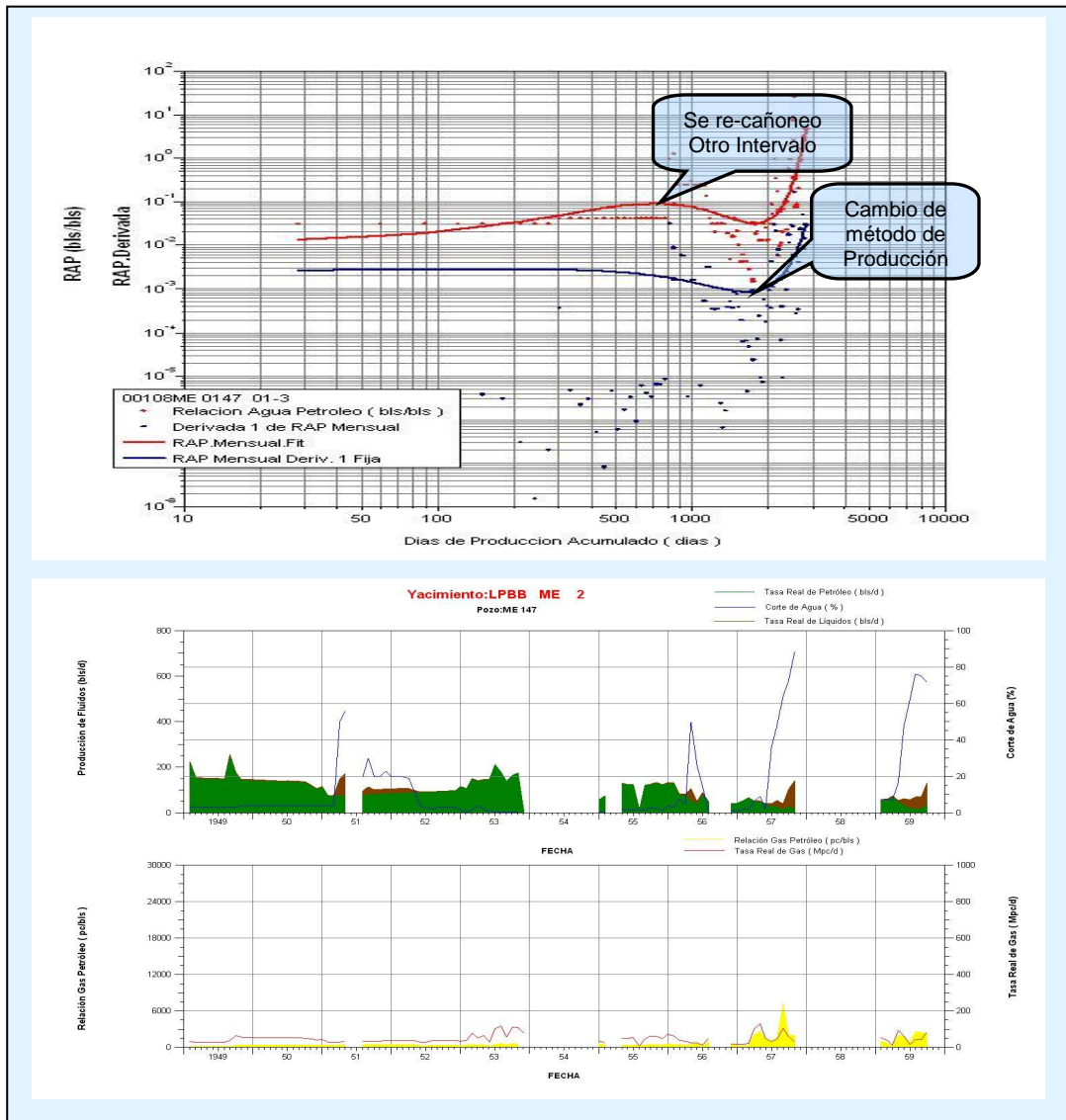


Figura 4.17. Análisis de la procedencia del agua por del pozo ME 147 Curvas de Chan

II. Análisis del Historial de Pruebas DST de los Pozos en el área de Estudio

En la tabla 4.6 se puede observar un breve resumen de los resultados de las pruebas DST realizadas en los pozos correspondientes al Yacimiento KOPQ ME 230, los cuales sirven para observar como es la producción en los intervalos cañoneados a nivel de la arena KOPQ los cuales permitirán tomar

conclusiones en el momento de la selección de los pozos a reactivar para un servicio o Ra/Rc.

Tabla 4.6. Análisis de pruebas DST de los pozos pertenecientes Yacimiento KOPQ ME 230

Pozo	Comentarios
ME-207	De la pruebas DST realizadas a nivel de la arena KOPQ, reportaron tasas de petróleo entre 80-140 BNPD con bajos cortes de agua.
ME-263A	Se obtuvieron pruebas con tasas de petróleo entre 0-77 BNPD con cortes de agua entre 44-100%.
ME-372	Entre los barriles recuperados durante las pruebas siempre se obtuvieron más de agua que petróleo.
ME-379	Los resultados arrojaron buenas tasas de petróleo con bajos cortes de agua a nivel de varios intervalos cañoneados de la arena KOPQ.
ME-381	Los resultados arrojaron buenas tasas de petróleo entre 14-185 BNPD con cortes de agua entre 0,2-92%.
ME-413	Del intervalo 5096'-5104' se recuperaron 2420 pies de agua mientras que el intervalo 5053'-5089' se recuperaron 1800 pie de petróleo
ME-446	En el intervalo 5068'-5079' los resultados mostraron 2440 pie de petróleo con 0.4% de agua.

III. Análisis de las curvas de declinación de producción de los pozos existentes

La declinación de producción se le realizó al pozo ME 207 del Yacimiento KOPQ ME 230, ajustándose para éste pozo una declinación de tipo exponencial de 20% anual efectivo, para drenar del pozo 40 Mbls de petróleo, con un límite económico de diez años.

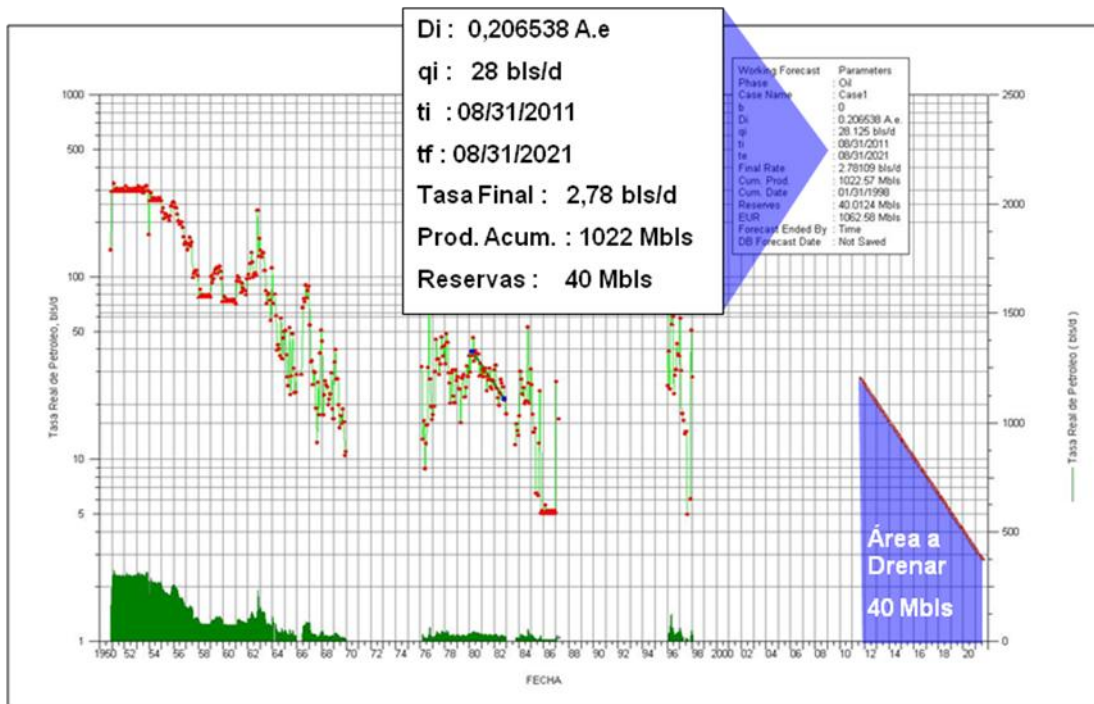


Figura 4.18. Declinación de producción del pozo ME 207 correspondiente al Yacimiento KOPQ ME 230 (Herramienta OFM)

IV. Realizar curvas de declinación de producción del yacimiento a condiciones actuales

El análisis de declinación supone que todos los factores que han afectado al pozo y/o yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro. Esto implica que el esquema de explotación durante el período de producción del pozo o yacimiento debería continuar en el futuro, ya que cualquier cambio en la estrategia de explotación afectará el pronóstico.

La tendencia de la producción en un pozo y/o yacimiento es el reflejo de las características a la formación, fluidos presentes en las mismas, las condiciones mecánicas del pozo, el mecanismo de empuje o combinación de estos, por el cual el fluido es conducido hacia el pozo y el método de levantamiento del fluido hasta la superficie. Si realmente estas características permanecen constantes o si los cambios de estos parámetros persisten por

un período significativo se podrá tener confianza en el método de análisis de declinación para predecir el comportamiento futuro.

A través de la herramienta OFM se determinó la declinación de producción de los yacimientos en estudio, permitiendo calcular las reservas totales y remanentes que se encuentran en cada uno de los yacimientos. Para éste análisis fue necesario tomar un periodo de tiempo estabilizado para cada yacimiento y un límite económico de 5 BNPD. Esto, con el propósito de obtener las reservas totales del yacimiento para un futuro y de esta manera de predecir su comportamiento, hasta que deje de ser económicamente rentable, se tomó una declinación de tipo exponencial debido a la naturaleza de cada uno de los yacimientos.

Yacimiento KOPQ ME 230

A partir de la Figura 4.19 se puede observar que el yacimiento presenta una declinación de 20% anual efectiva, ajustado a un comportamiento de tipo exponencial. Sin embargo, con la actividad del pozo ME 446 que iniciará la producción en febrero del 2012 y un potencial inicial de 30 BNPD se estará drenando del Yacimiento 128 MBN de petróleo, para un límite económico de producción establecido en función a 11 años.

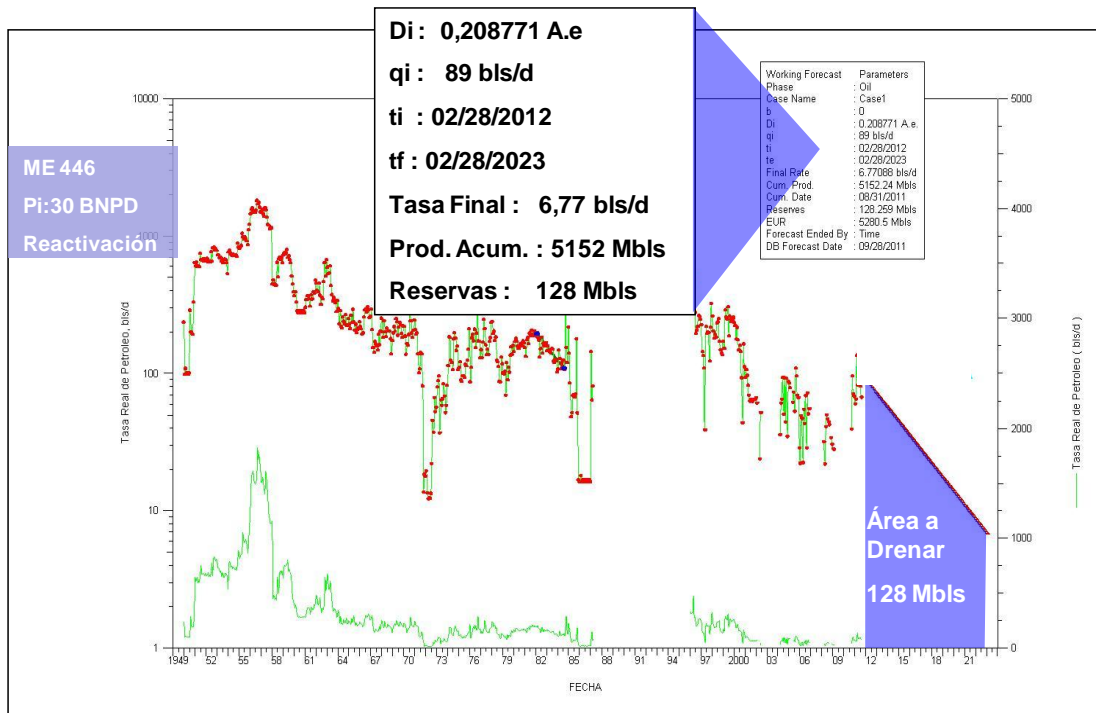


Figura 4.19. Declinación de producción del Yacimiento KOPQ ME 230

Yacimiento LPBB ME 2

A partir de la Figura 4.20 se puede observar que el yacimiento presenta una declinación de 20% anual efectiva, ajustado a un comportamiento de tipo exponencial. Sin embargo, con la actividad del pozo ME 147 que iniciará la producción en febrero del 2012 y un potencial inicial de 35 BNPD se estará drenando del Yacimiento 122 MBN de petróleo, para un límite económico de producción establecido en función a 10 años.

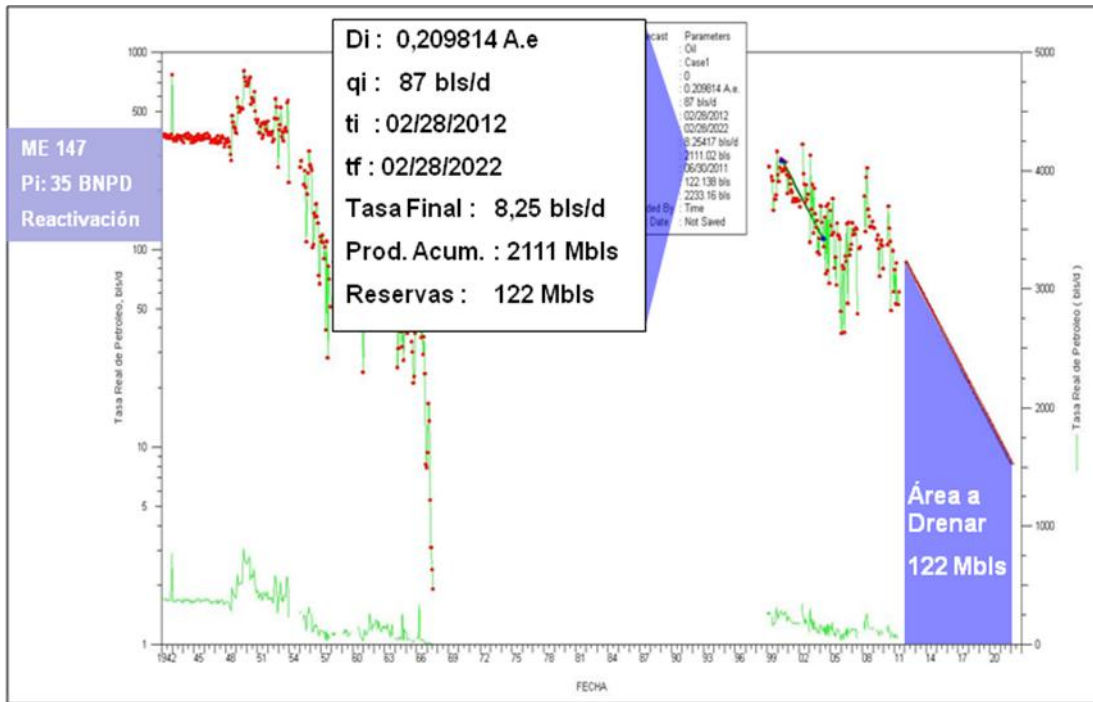


Figura 4.20. Declinación de producción del Yacimiento LPBB ME 2

V. Cuantificación del POES de los diferentes yacimientos a través de diversos métodos

a) Reconstrucción del histórico de presión de los Yacimientos en estudio

Para conocer la presión inicial de los yacimientos en estudios se procedió a construir con los valores de presión de las pruebas BHP en función del tiempo (Figuras 4.21, 4.22), encontradas en la carpeta de pozo o en carpetas de registros de presión realizadas a pozos pertenecientes al Campo Las Mercedes. Estas presiones fueron previamente validadas en función del gradiente de presión y llevadas al datum del Yacimiento, luego se realizó una extrapolación de la línea de mejor tendencia hasta la fecha de inicio de

producción para estimar la presión inicial correspondiente a cada uno de los yacimientos.

Para el Yacimiento KOPQ ME 230 se encontraron en total 18 pruebas BHP correspondiente a 5 pozos: ME 131, ME 159, ME 207, ME 208, ME 227. Luego de validadas 6 pruebas se tomaron como representativas del comportamiento de presión para el yacimiento, dando la presión estimada en 2000 LPC a 4500 PIE (Datum).

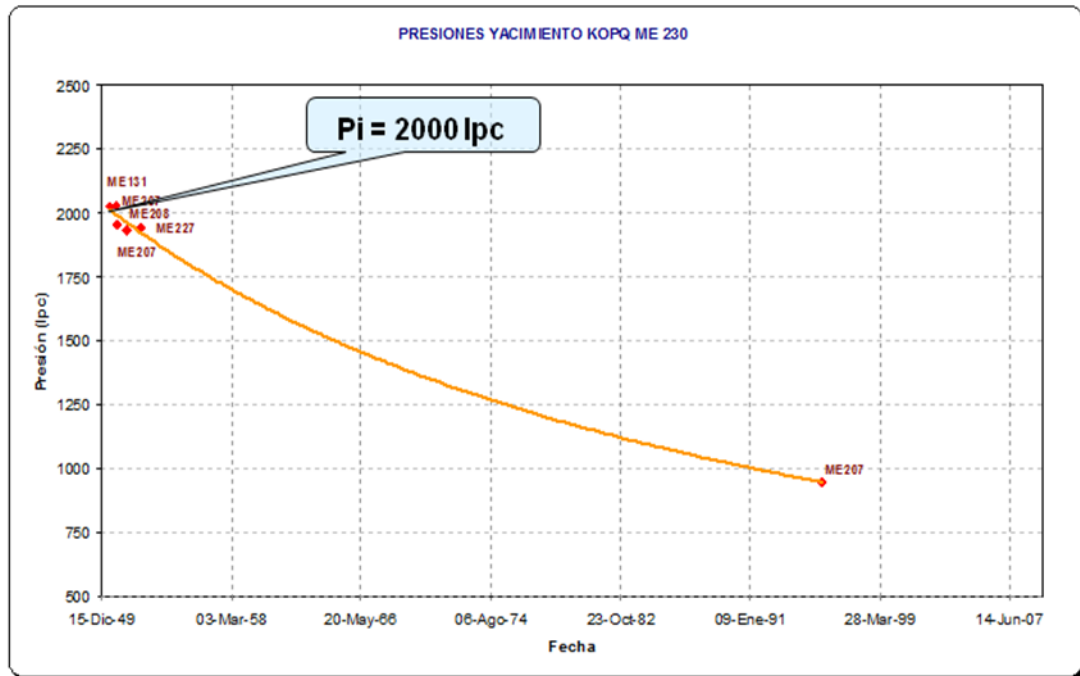


Figura 4.21. Presión inicial del Yacimiento KOPQ ME 230

Para el Yacimiento LPBB ME 2 se dispone de un total de cinco pruebas de presión BHP tomados en los pozos: ME 55A, ME 147, ME 163, ME 1118, las cuales fueron validadas y fueron representativas para el comportamiento de presión del yacimiento, dando la presión estimada en 1780 LPC a 3941 PIE (Datum).

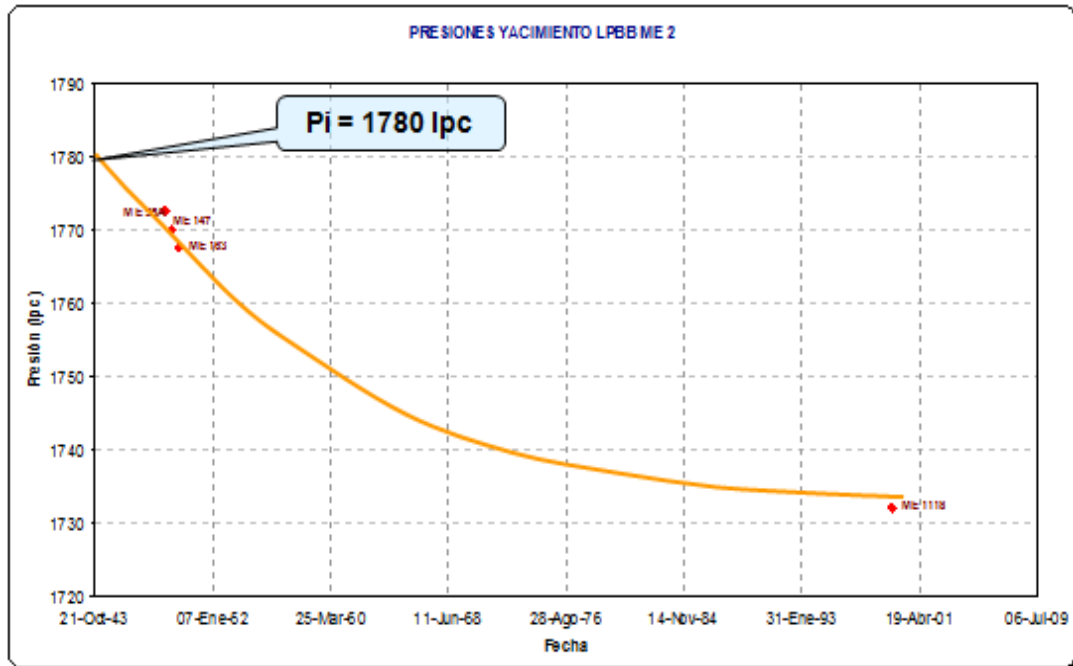


Figura 4.22. Presión inicial del Yacimiento LPBB ME 2

b) Generación de un PVT sintético

Debido a que no se disponía de un PVT correspondiente a los pozos pertenecientes a los yacimientos, fue necesario generar uno a partir de correlaciones empíricas, mediante la herramienta MBAL (Balance de Materiales). Los datos de entrada suministrados al programa fueron solubilidad inicial del gas, temperatura del yacimiento, gravedad API del crudo, Gravedad específica del gas, salinidad del agua de formación y presión inicial del yacimiento.

Yacimiento KOPQ ME 230

- **Solubilidad Inicial del Gas (Rsi):** el valor de la solubilidad inicial del gas en el yacimiento se obtuvo al graficar la RGP (PCN/BN) Versus Tiempo (mes/año) de los pozos en los primeros años de producción. Una vez obtenido el gráfico se procedió a trazar la recta que mejor se ajustara al comportamiento para luego extrapolarla hasta la fecha de inicio de la producción (ver Figura 4.23). Las variaciones observadas en la RGP en el yacimiento de petróleo negro corresponden a un yacimiento subsaturado.

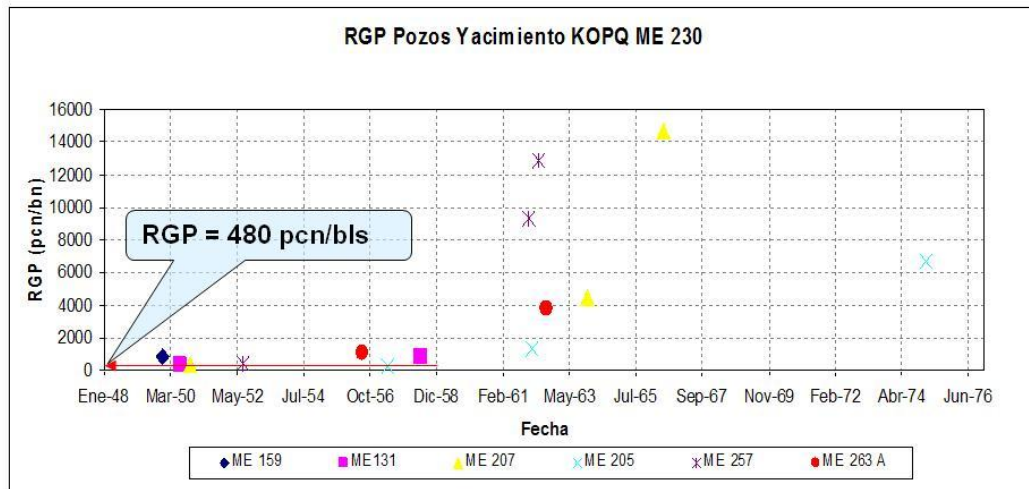


Figura 4.23. Relación Gas Petróleo promedio del Yacimiento KOPQ ME 230

- **Temperatura inicial del Yacimiento:** el valor fue obtenido al graficar los valores de temperaturas obtenidas de la pruebas BHP tomadas a pozos del yacimiento Versus Tiempo, una vez obtenido el gráfico se procedió a trazar la recta que mejor se ajustara al comportamiento para luego extrapolarla hasta la fecha de inicio de la producción (ver Figura 4.24).

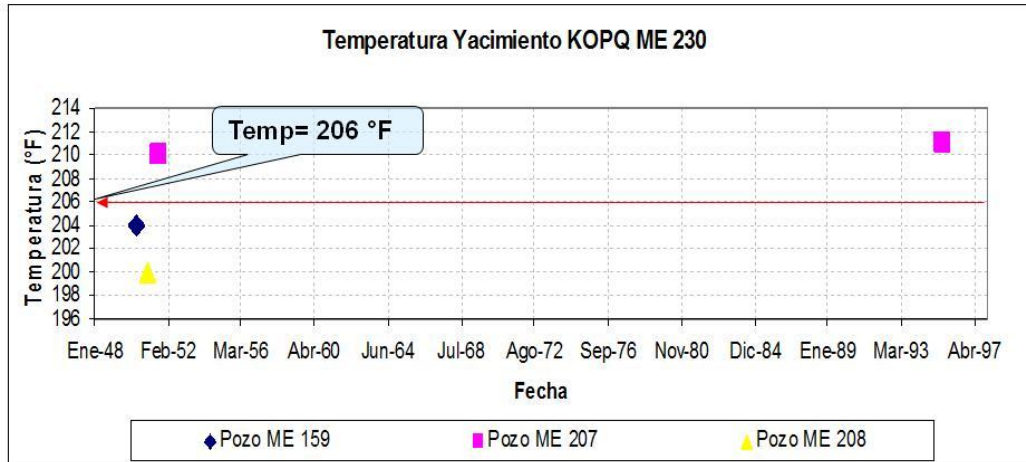


Figura 4.24. Temperatura Inicial promedio del Yacimiento KOPQ ME 230

- Gravedad API del crudo (°API):** el valor de la °API del crudo se obtuvo al graficar °API Versus Tiempo (mes/año) a partir de valores de pruebas validadas por carpeta de pozo y la base de datos Centinela. Una vez obtenido el gráfico se procedió a trazar la recta que mejor se ajustara al comportamiento para luego extrapolarla hasta la fecha de inicio de la producción (ver Figura 4.25). El valor de °API estimado es representativo de un crudo liviano.

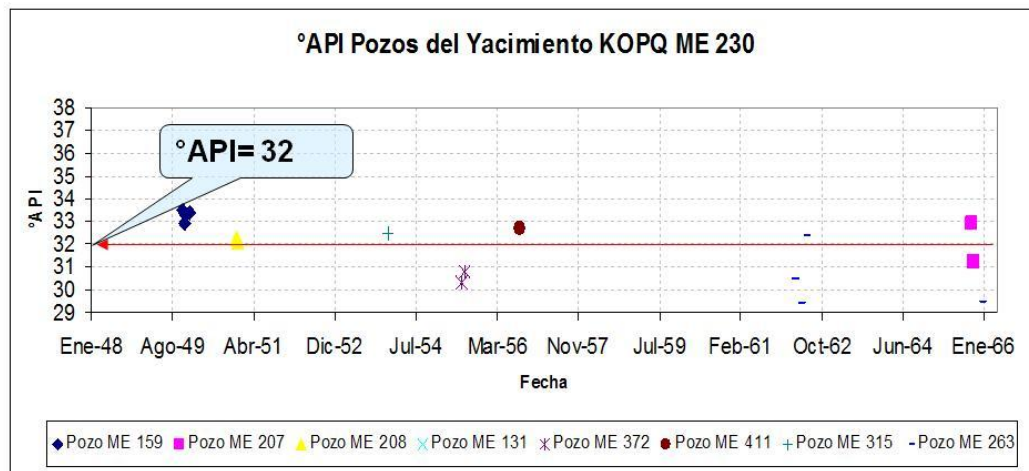


Figura 4.25. °API promedio del Yacimiento KOPQ ME 230

- **Salinidad del agua de Formación:** el valor de la salinidad del agua de formación se tomó de las pruebas DST realizada, para ello se usó el valor promedio de todos los valores reportados en algunos pozos, dando como resultado 26000 ppm.

Una vez validados todas las variables antes estimadas se procedió a generar el PVT sintético a partir de correlaciones empíricas, mediante la herramienta Mbal por balance de materiales. Los datos de entrada suministrados al programa se muestran en la tabla 4.7

Tabla 4.7. Datos de entrada para generar PVT Yacimiento KOPQ ME 230

Yacimiento KOPQ ME 230	
Rsi (PCN/BN)	480
°API	32
Gravedad específica del Gas	0,825
Salinidad (ppm)	26000
Pyacimiento (LPC)	2000
Tyacimiento (°F)	206

Las propiedades PVT tales como, presión de burbujeo (P_b), factor volumétrico del petróleo (B_o) y solubilidad del gas (R_s) se calcularon por las correlaciones de **Lasater** y la viscosidad del petróleo por **Beggs et al** (ver apéndice B), dado que éstas fueron las que mejor modelaron el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Los resultados obtenidos del

PVT sintético generado a partir de los datos mostrados en la tabla 4.7, se muestran en la tabla 4.8:

Tabla 4.8. PVT obtenido por las correlaciones de Lasater - Beggs et al para el Yacimiento KOPQ ME 230

PVT Generado Yacimiento KOPQ ME 230	
Boi (BY/BN)	1,3061
Pi (LPC)	2000
Pb (LPC)	1844
Rsi (PCN/BN)	480
Tyac (°F)	206
μ_o (cP)	0,722047

Yacimiento LPBB ME 2

Para éste yacimiento se realizaron los mismos procedimientos que para el yacimiento KOPQ ME 230, los valores de entrada para generar el PVT sintético se muestran a continuación en la tabla 4.9:

Tabla 4.9. Datos de entrada para generar PVT Yacimiento LPBB ME 2

Yacimiento LPBB ME 2	
Rsi (PCN/BN)	335
°API	34
Gravedad específica del Gas	0,858
Salinidad (ppm)	7000
Pyacimiento (LPC)	1780
Tyacimiento (°F)	200

Las propiedades PVT tales como, presión de burbujeo (P_b), factor volumétrico del petróleo (B_o) y solubilidad del gas (R_s) se calcularon por las correlaciones de **Vázquez-Beggs** y la viscosidad del petróleo por **Beggs et al** (ver apéndice B), dado que éstas fueron las que mejor modelaron el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Los resultados obtenidos del PVT sintético generado a partir de los datos mostrados en la tabla 4.9, se muestran en la tabla 4.10:

Tabla 4.10. PVT obtenido por las correlaciones de Vázquez - Beggs et al para el Yacimiento LPBB ME 2

PVT Generado Yacimiento LPBB ME 2	
Boi (BY/BN)	1,22708
Pi (LPC)	1780
Pb (LPC)	1755
Rsi (PCN/BN)	335
Tyac (°F)	200
μ_o (cP)	0,7303

c) Cálculo del POES Volumétrico

Para el Yacimiento KOPQ ME 230 se calculó el promedio de las propiedades petrofísicas a través de análisis de núcleos de tipo convencional realizadas a los pozos: ME 131, ME 207, ME 208, ME 230, ME 315, ME 317, ME 383. Las propiedades PVT generadas a las condiciones iniciales del yacimiento. Se calculó el Petróleo Original en Sitio (POES), por el método volumétrico, para posteriormente compararlo con los valores Oficiales y los obtenidos en el Balance de Materiales. Para el Yacimiento LPBB ME 2 se tomaron los valores petrofísicos de la base de datos de PDVSA, en la tabla 4.11 se muestran los resultados obtenidos a partir de la ecuación 3.6:

Tabla 4.11. Resultados del Poes volumétrico de los Yacimientos en estudio

Yacimiento	Área (ACRES)	Espesor (PIES)	ϕ (%)	Swi (FRACCIÓN)	Boi (BY/BN)	Poes Calculado (MBN)
KOPQ ME 230	1535	23	15	0,247	1,2	25788
LPBB ME 2	270	36	23	0,12	1,2195	12515

d) Cálculo del POES Mediante Balance de Materiales (Mbal)

Una vez suministrados los datos básicos del yacimiento, PVT generado, curvas de permeabilidades relativas, históricos de presión, producción validada, se procedió a calcular el POES por el método de balance de materiales a través de la herramienta Mbal para cada uno de los yacimientos en estudio.

Yacimiento KOPQ ME 230

El comportamiento de presión simulado se ajustó satisfactoriamente al comportamiento del histórico de presión del yacimiento (ver Figura 4.26), éste permitió estimar una presión inicial de 2000 LPC.

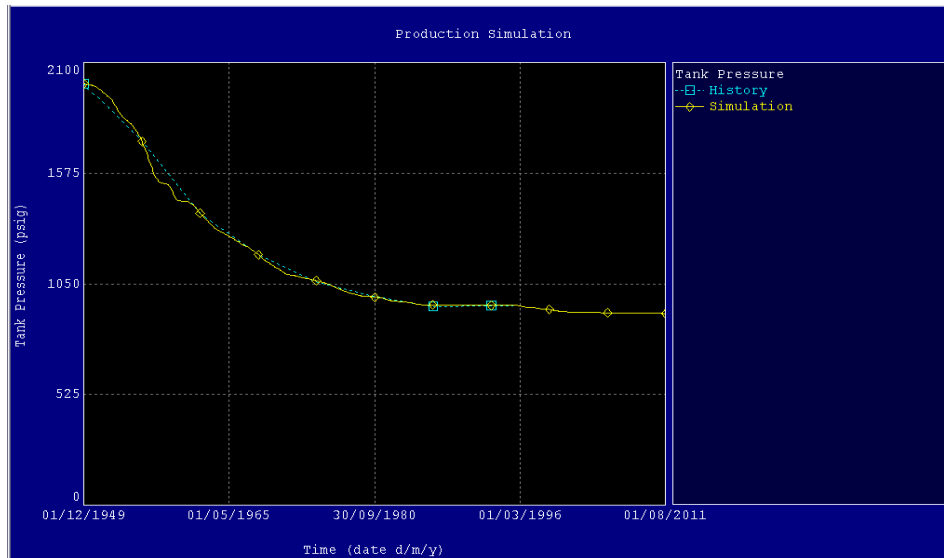


Figura 4.26. Cotejo entre el Histórico de Presión del Yacimiento KOPQ ME 230 y el Simulado (Herramienta MBAL)

El POES calculado a través de Balance de Materiales, a partir del método gráfico fue de 25795 MBN (ver figura 4.27), con un radio de drenaje de 5 (Rd=5) se puede identificar la presencia de un acuífero de bajo (Rd<10) y alto potencial (Rd>10), para éste yacimiento por ser menor a 10, indica la presencia de un acuífero asociado al yacimiento de bajo potencial.

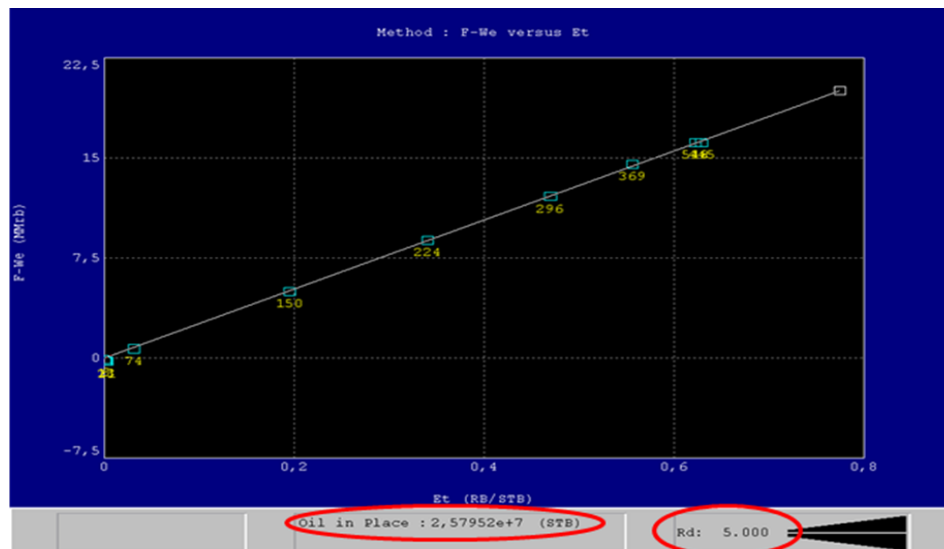


Figura 4.27. Estimación del POES por el Método Gráfico para el Yacimiento KOPQ ME 230 (Herramienta Mbal)

A través del método analítico se pudo estimar el valor del POES, el cual utiliza una regresión no lineal que relaciona el agotamiento de presión con la producción acumulada del yacimiento (ver Figura 4.28), el valor obtenido por éste método fue de 26276 MBN.

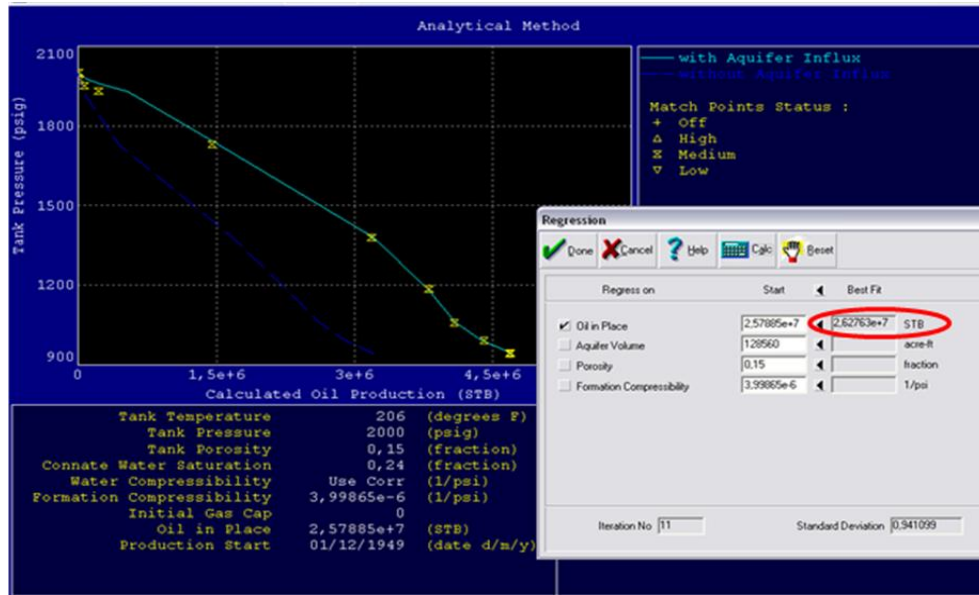


Figura 4.28. Estimado del POES por el Método Analítico para el Yacimiento KOPQ ME 230 (Herramienta Mbal)

En la tabla 4.12 se muestra la comparación de POES calculado por los diferentes métodos (volumétrico, gráfico y analítico) con el Oficial (Libro de Reservas 2010, base de datos PDVSA), se puede observar que el obtenido por método gráfico presenta un porcentaje de error menor en comparación con los otros métodos, sin embargo, los tres valores obtenidos son válidos, debido a que el porcentaje de error es menor al 5%.

Tabla 4.12. Comparación de los POES calculados con el Oficial Yacimiento KOPQ ME 230

COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS	POES (MBN)	% Error
Libro Reservas 2010	25.862	—
Volumétrico	25.788	0,29
Gráfico	25.795	0,26
Analítico	26.276	1,60

Los diferentes mecanismos de producción en los yacimientos pueden presentarse combinados, es decir, éstos pueden estar asociados al yacimiento en forma simultánea o en forma secuencial, estos mecanismos actúan una vez que el yacimiento no tiene la energía (presión) necesaria para llevar los fluidos a la superficie, permitiendo obtener un mayor factor de recobro.

En la Figura 4.29, se puede observar que el mecanismo predominante en el yacimiento es la expansión de los fluidos y el influjo de agua, con una menor intervención de la compresibilidad de la roca, éste yacimiento se encuentra en estado subsaturado, razón por la cual estos mecanismos se hacen presentes en la producción del yacimiento.

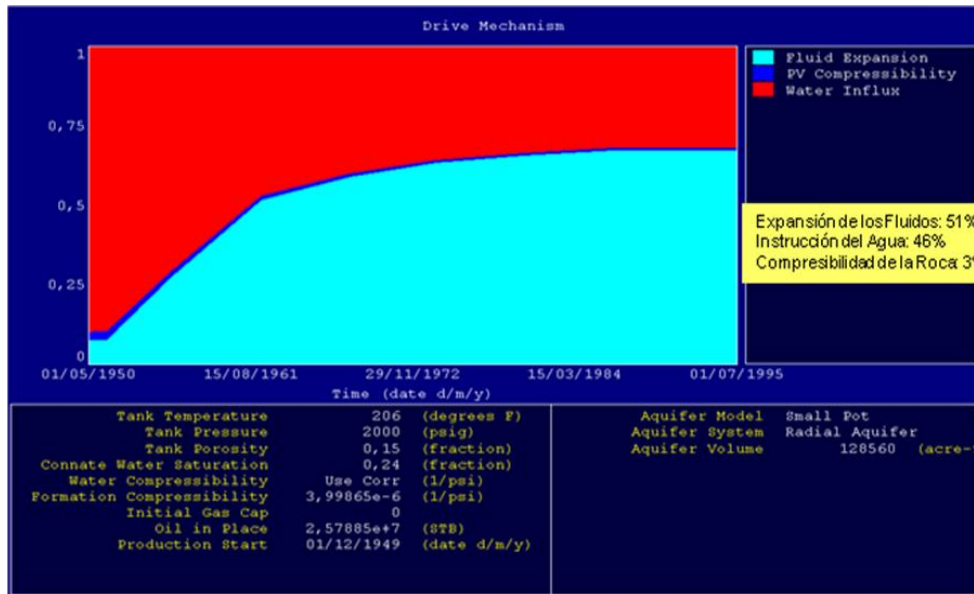


Figura 4.29. Mecanismos de producción predominante en el Yacimiento KOPQ ME 230 (Herramienta Mbal)

Yacimiento LPBB ME 2

El comportamiento de presión simulado se ajustó satisfactoriamente al comportamiento del histórico de presión del yacimiento (ver Figura 4.30), éste permitió estimar una presión actual igual a 1780 LPC.

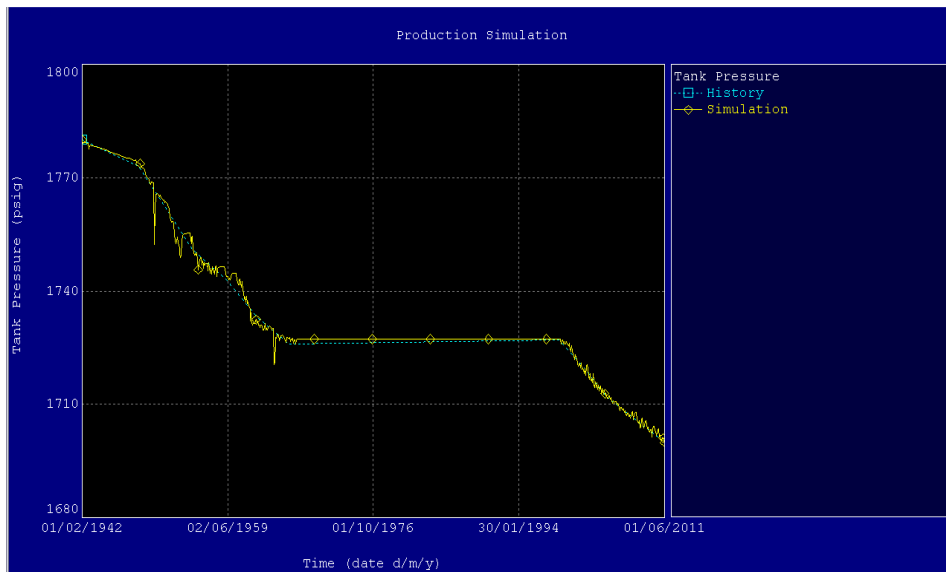


Figura 4.30. Cotejo entre el Histórico de Presión del Yacimiento LPBB ME 2 y el Simulado (Herramienta MBAL)

El POES calculado a través de Balance de Materiales, a partir del método gráfico fue de 15464 MBN (ver figura 4.31), con un radio de drenaje de 15 (Rd=15) se puede identificar la presencia de un acuífero de bajo (Rd<10) y alto potencial (Rd>10), para éste yacimiento por ser mayor a 10, indica la presencia de un acuífero asociado al yacimiento de alto potencial.

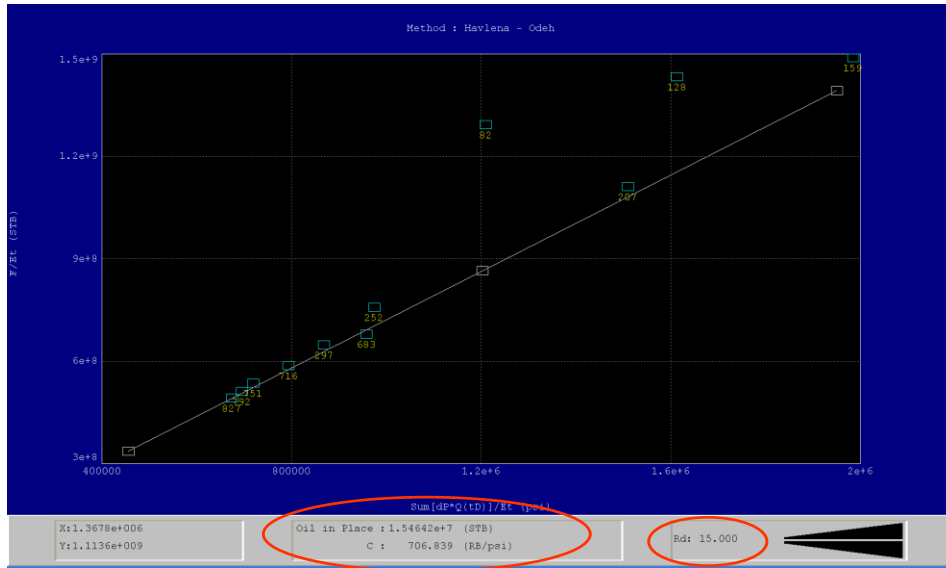


Figura 4.31. Estimación del POES por el Método Gráfico para el Yacimiento LPBB ME 2 (Herramienta Mbal)

A través del método analítico se pudo estimar el valor del POES, el cual utiliza una regresión no lineal que relaciona el agotamiento de presión con la producción acumulada del yacimiento, el valor obtenido por éste método fue de 15256 MBN.

En la tabla 4.13 se muestra la comparación de POES calculados por los diferentes métodos (volumétrico, gráfico y analítico) con el Oficial (Libro de Reservas 2010, base de datos PDVSA), éste yacimiento de acuerdo a los datos Oficiales presenta reservas negativas menor a 527 MBN, con un POES de 5228 MBN. Actualmente, se encuentra con un pozo activo (ME 1118) produciendo por flujo natural y una producción acumulada de 2111 MBN de petróleo, a partir de nuevos datos de área, valores petrofísicos

promedios de pruebas convencionales de núcleos y base de datos PDVSA se calculó un nuevo valor de POES volumétrico de 12515 MBN. En comparación con el Oficial está sobreestimado en un 140%. Esto implica que debe realizarse un nuevo sometimiento de reservas para el yacimiento LPBB ME 2.

Tabla 4.13. Comparación del POES calculado con el Oficial Yacimiento LPBB ME 2

COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS	POES (MBN)	% Error
Libro Reservas 2010	5.228	—
Volumétrico	12.515	140,00
Gráfico	15.464	196,00
Analítico	15.256	192,00

En la tabla 4.14 se muestra el porcentaje de error del POES volumétrico en comparación con el método gráfico y analítico, obteniéndose un menor porcentaje de error a través del método analítico en comparación al calculado por el método volumétrico. Para efectos de sometimiento de reservas se utiliza el POES volumétrico.

Tabla 4.14. Comparación del POES volumétrico con el método gráfico y el analítico

COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS	POES (MBN)	% Error
Volumétrico	12.515	—
Gráfico	15.464	23,56
Analítico	15.256	21,90

En la Figura 4.32, se puede observar que el mecanismo predominante es el influjo de agua por efecto de la dimensión del acuífero, éste yacimiento se encuentra en estado subsaturado, es por ello, que la expansión de los fluidos y la compresibilidad de la roca se hacen presente como mecanismo.

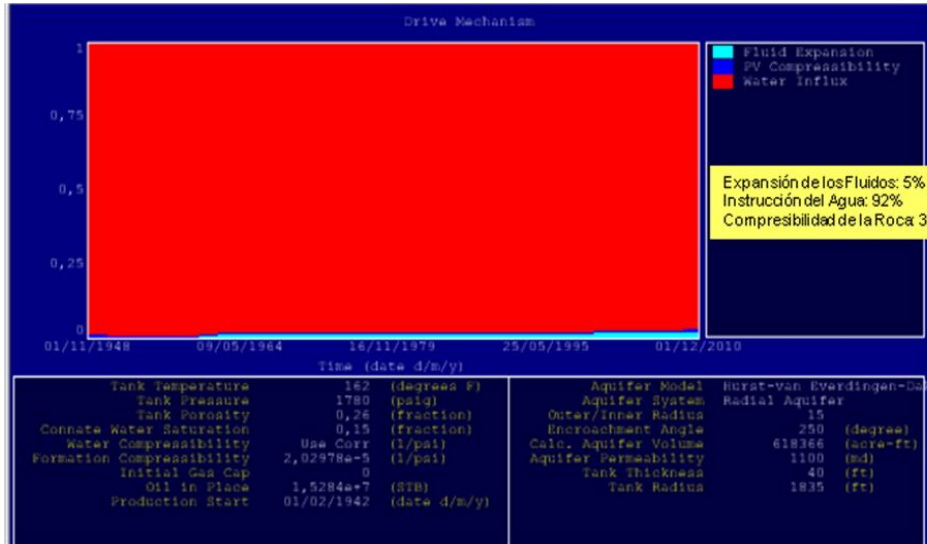


Figura 4.32. Mecanismos de producción predominante en el Yacimiento LPBB ME 2 (Herramienta Mbal)

VI. Oportunidades de rehabilitaciones, reacondicionamiento y completaciones de los pozos inactivos para incrementar la producción

En la figura 4.33, se puede observar un diagrama de flujo en el cual se representan los pasos a seguir para la selección de pozos candidatos a reactivación (servicio o Ra/Rc) a través del “Análisis Integral de Yacimientos”, con la finalidad de generar las recomendaciones necesarias para llevar a cabo el objetivo planteado.

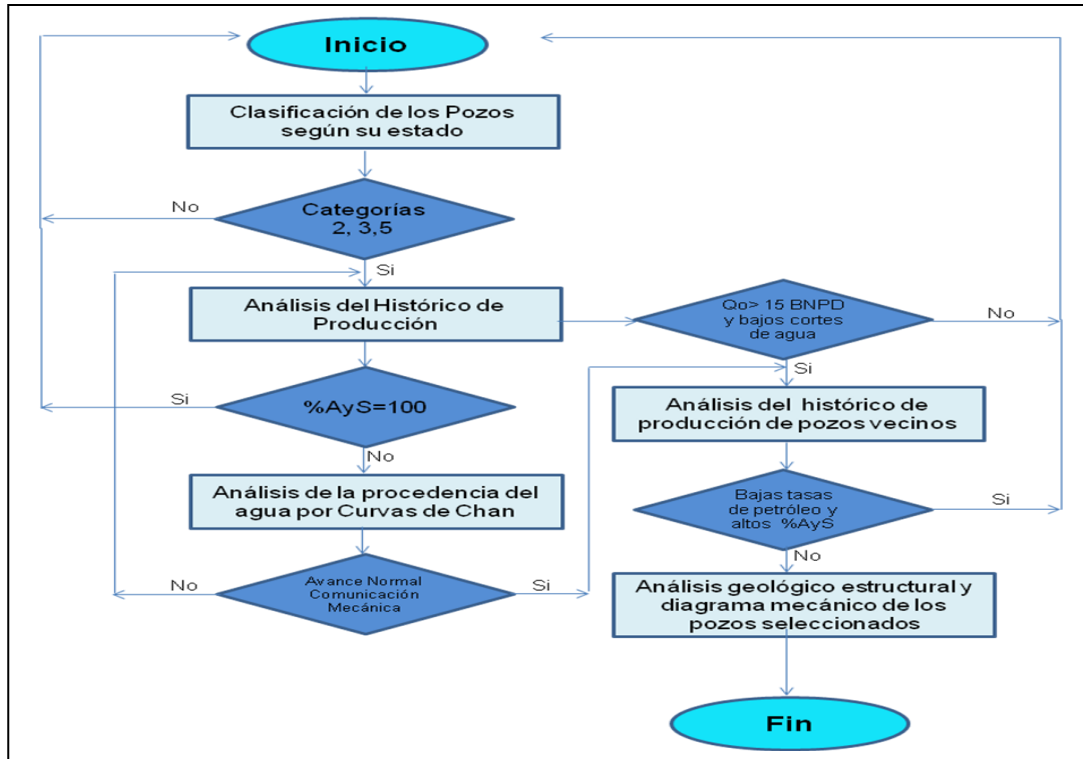


Figura 4.33. Diagrama de flujo para la selección de pozos candidatos a reactivación a través del Análisis Integral de Yacimientos (Nieves, 2011)

En la tabla 4.15, se puede observar los pozos que a través del análisis integral de cada yacimiento fueron seleccionados para trabajos de servicio o Ra/Rc.

Tabla 4.15. Pozos seleccionados para realizar trabajos de servicio o Ra/Rc

Pozo	Yacimiento	PI (BNPD)	Actividad	Reservas a Drenar
ME 446	KOPQ ME 230	30	Servicio	128 MBN
ME 147	LPBB ME 2	35	Ra/Rc	122 MBN

En la figura 4.35 se observa una sección estructural del pozo ME 446 en comparación con los pozos ME 413, ME 317 y ME 463.

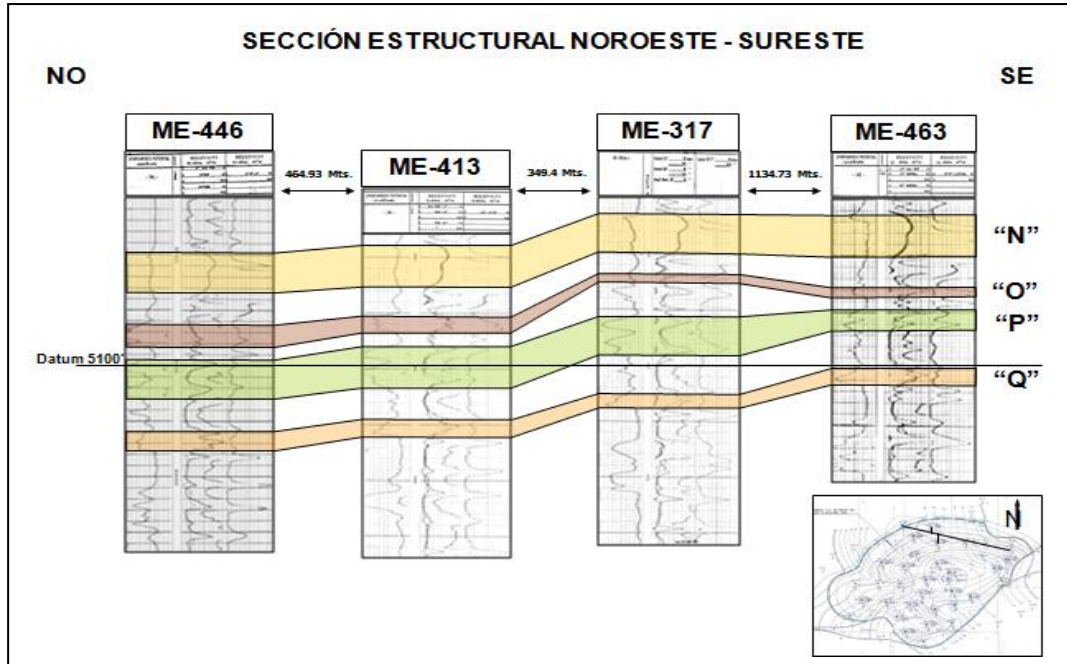


Figura 4.35. Sección estructural noroeste – sureste del pozo ME 446
Yacimiento KOPQ ME 230 (Gil, 2012)

Yacimiento LPBB ME 2

- **Pozo ME 147**

Se propone cementar el intervalo cañoneado de la arena LPA, dado que el corte de agua a nivel de esta arena llegó a 100% y recañonear los intervalos de la arena LPBB (ver figura 4.36), a pesar que los cortes de agua reportados en esta arena fueron menor al 80% y la tasa de petróleo más baja fue de 35 BNPD, con su reactivación se espera la producción de 35 BNPD.

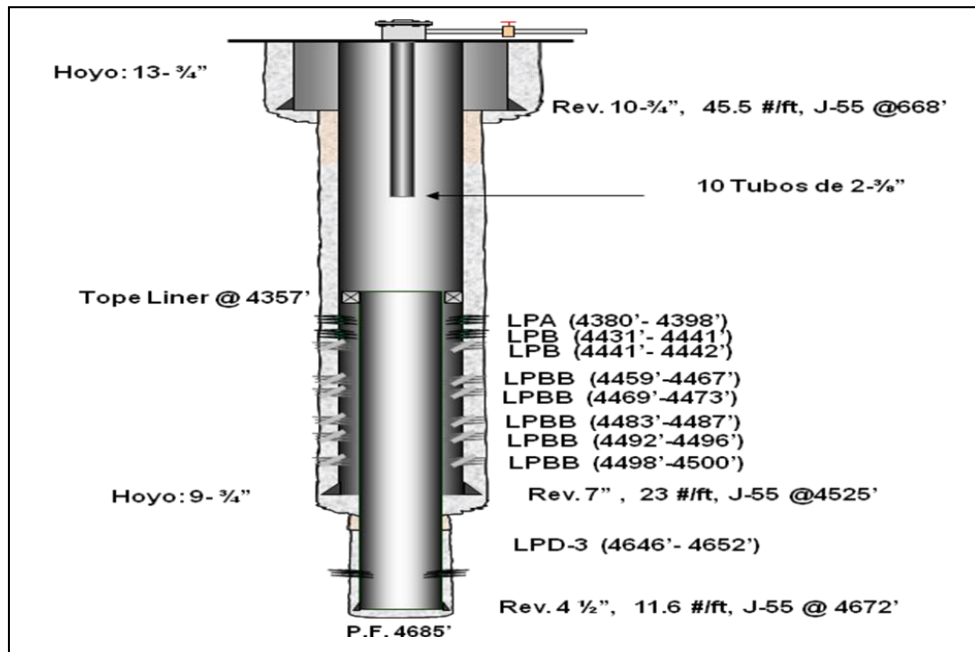


Figura 4.36. Diagrama mecánico actual del pozo ME 147 (Nieves, 2011)

En la figura 4.35 se observa una sección estructural del pozo ME 147 en comparación con los pozos ME 45, ME 120 y ME 1118.

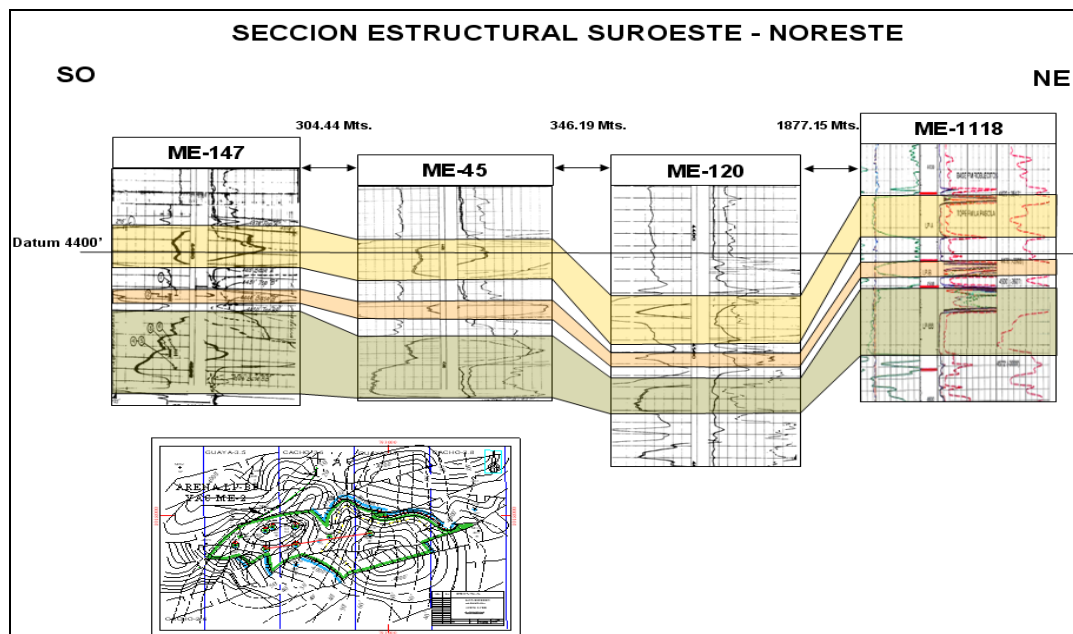


Figura 4.37. Sección estructural suroeste – noreste del pozo ME-147 Yacimiento LPBB ME 2 (Gil, 2012)

CONCLUSIONES

1. Realizado el análisis integral de los yacimientos LPBB ME 2 y KOPQ ME 230, se concluye que los únicos pozos factibles a reactivación son el ME 147 y ME 446 de cada yacimiento respectivamente. Al yacimiento KP ME 803 no se realizó el análisis de yacimiento por carecer de información.
2. El análisis de la historia de producción de los pozos del yacimiento LPBB ME 2, indicó que el pozo ME 147 es prospectivo para reactivación (servicio o Ra/Rc).
3. El análisis de la historia de producción de los pozos del yacimiento KOPQ ME 230, indicó que los pozos ME 207, ME 413, ME 426 y ME 446 son prospectivos para reactivación (servicio o Ra/Rc).
4. La principal causa de cierre de los pozos correspondientes a cada uno de los yacimientos fue el alto corte de agua y relación gas petróleo, se descartaron algunos pozos para el proceso de reactivación debido a que sus cortes de agua alcanzaron valores 92-100%.
5. A través del análisis de la procedencia del agua por Curvas de Chan se determinó que la principal causa del alto corte de agua en los yacimientos se debe al avance normal del acuífero.
6. El análisis del historial de pruebas DST permitió observar la producción en los intervalos de interés a nivel de las arenas en estudio.

7. La declinación de producción realizada a los pozos en estudio, a través de la herramienta OFM, reportó una declinación de 20% anual efectiva.
8. La declinación de producción realizada a los yacimientos en estudio, a través de la herramienta OFM, reportó para el yacimiento LPBB ME 2 una declinación total de 20%, mientras que para el yacimiento KOPQ ME 230 se obtuvo una declinación total de 20%.
9. Con el trabajo de Ra/Rc del pozo ME 147 se drenarán 122 MBN del Yacimiento LPBB ME 2.
10. Con el trabajo de servicio del pozo ME 446 se drenarán 128 MBN del Yacimiento KOPQ ME 230.
11. El yacimiento LPBB ME 2 de acuerdo a datos Oficiales presenta reservas negativas con un POES de 5228 MBN de petróleo y los nuevos cálculos señalan POES de 12515; 15464; 15256 MBN para los métodos volumétricos, gráfico y analítico respectivamente. Estos resultados indican que el POES se encuentra sobreestimado en más de 140%.
12. El yacimiento KOPQ ME 230 de acuerdo a datos Oficiales presenta un POES de 25862 MBN y los nuevos cálculos señalan POES de 25788; 25795; 26276 MBN para los métodos volumétrico, gráfico y analítico respectivamente, con porcentajes de error menor al 5% por lo tanto los tres valores se pueden tomar como válidos.

RECOMENDACIONES

1. Tomar pruebas de presión de fondo a los pozos por lo menos una vez al año, para conocer el nivel energético de los yacimiento.
2. Visualizar los mapas oficiales y de trabajo para actualizar los contactos de agua-petróleo, gas-petróleo, arena neta total (ANT), arena neta petrolífera (ANP), entre otros.
3. Estudiar la posibilidad de la perforación de nuevos pozos, para drenar las reservas del Yacimiento KOPQ ME 230.
4. Realizar el sometimiento de reservas al yacimiento LPBB ME 2, con el fin de ejecutar el trabajo de Ra/Rc en el pozo ME 147 y visualizar pozos nuevos que permitan caracterizar mejor el yacimiento.
5. Realizar el modelo petrofísico de cada uno de los yacimientos para visualizar mapas de Iso-propiedades, que permitan reconocer zonas de bajas permeabilidades, porosidad, espesores de arena neta petrolífera y zonas de altas arcillosidad.

GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS DE YACIMIENTO

API Gravity: Índice de gravedad API. Consiste en una unidad de densidad adoptada por el instituto Americano del Petróleo (API) desde años atrás. Según la escala API, cuanto más alto el índice, menor la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos.

Caracterización Estática: dedicada al desarrollo y adecuación de metodologías integradas que permitan una mayor conceptualización de los reservorios, en términos físicos y geológicos. Este concepto, permite definir con certeza la geometría del reservorio, describiendo sus características petrofísicas e integrando datos de diversas fuentes como: geología, registros geofísicos de pozos, sísmica y núcleos.

Caracterización dinámica: tiene como propósito investigar, desarrollar y adecuar metodologías que expliquen la interacción dinámica del sistema roca-fluido del reservorio, tratando de reflejar y comprender de la mejor manera cómo se desplazan los fluidos a través de las rocas. Los parámetros que se obtengan servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de reservorios, integrando de manera congruente el modelo estático.

Compresibilidad del petróleo (Co): coeficiente de compresibilidad del petróleo a los cambios fraccionales en el volumen del petróleo cuando la presión cambia, a temperatura constante.

Factor volumétrico de formación del petróleo (β_o): se define como el volumen en barriles más su gas en solución (a condiciones de P y T del yacimiento) ocupado por un barril normal de petróleo (a 14,7 LPCA y 60 °F). Sus unidades son BY/BN.

Factor volumétrico de formación del gas (β_g): es un factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento (a P y T) con el volumen de la misma masa de gas en superficie a condiciones normales (14.7 LPCA y 60°F).

Factor volumétrico total de dos fases o bifásico (β_t): volumen en barriles que ocupa un barril fiscal junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión y temperatura. En otras palabras, incluye el volumen líquido (β_o), más el volumen de la diferencia entre la razón gas-petróleo inicial (R_{si}) y la razón gas-petróleo a la presión especificada (R_s).

Por encima de la presión del punto de burbujeo $R_{si}=R_s$ el factor volumétrico total o bifásico es igual al factor volumétrico monofásico del petróleo. Por debajo del punto de burbujeo, sin embargo a medida que la presión disminuye el factor volumétrico del petróleo también disminuye y el factor volumétrico total aumenta debido a la liberación de gas de la solución y a la continua expansión del gas liberada de la misma.

Mojabilidad: capacidad de un líquido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmisible. Los fluidos son el petróleo y el agua y la superficie sólida es la superficie de la roca reservorio. La mojabilidad es afectada por varios factores (superficie sólida y tipo de fluido) tales como el tiempo de contacto entre los fluidos y la superficie de la roca, heterogeneidad de la superficie, rugosidad y mineralogía de la superficie de roca y composición del agua y del petróleo.

Porosidad: fracción entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

Permeabilidad: propiedad que posee la roca para permitir el paso de los fluidos a través de sus poros interconectados. Se dice que una roca tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido monofásico con una viscosidad de 1 cP y una densidad de 1 gr/cc que satura completamente el medio poroso, avanza a una velocidad de 1cm/seg bajo un gradiente de presión de 1 atm/cm.

Presión Capilar: diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles. Si se tiene conocimiento de la mojabilidad, la presión capilar será definida como la diferencia de presión entre las fases no-mojante y mojante (la presión capilar siempre será positiva).

Relación Gas-Petróleo inicial en solución (Rsi): número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevaleciente en el yacimiento.

Relación Gas-Petróleo de producción (Rp): pies cúbicos normales de gas (PCN) producidos entre los barriles normales (BN) de crudo producidos.

Saturación de Petróleo: fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por petróleo.

Saturación de Agua: fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por agua.

Saturación de Gas: fracción del Volumen poroso de un yacimiento ocupada por gas.

Viscosidad: medida de la resistencia de un fluido a fluir. Es afectada por la presión y la temperatura. El incremento de la temperatura o una caída de presión originan un decrecimiento de la viscosidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Banzer, Carlos S. "Correlaciones numéricas PVT, Maracaibo (1996).
2. Barberii, E. El Pozo Ilustrado, cuarta edición. Lagoven S.A, Caracas Febrero 1998.
3. Busot, A. Define la Población y Muestra como la "Las característica de la población se deben delimitar con la finalidad de delinear los parámetros muestrales 1999.
4. Carrillo B, L. Apuntes de Clase de Ingeniería de reservorio. Universidad Nacional de Ingeniería. Edición 2006.
5. Chang, K. "Water control diagnostic plots". SPE 30775 (1995).
6. CIED PDVSA. Completación y Reacondicionamientos de Pozos.
7. CIED PDVSA, "Ingeniería de Yacimientos". Nivel I. 1998.
8. Craft B y Harwkins M. "Ingeniería aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Editorial Tecnos, Madrid 1965.
9. Da Silva, Angel. "Clases de Ingeniería de Yacimientos II". Año 2008-2009.
10. Gerencia del Dato. Manual del Usuario OFM. PDVSA (2005).
11. Gómez, I. "Análisis convencional para la reactivación de los pozos inactivos (categoría 2) de los campos de producción Maporal, silvestre y Silvan del Distrito Barinas". Tesis de Grado LUZ; Cabimas (2008).

12. González de Juana C., Iturralde Arozena J. M. y Picard C. “Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”: Ediciones FONINVES. Tomos I y II. Caracas, 1980.
13. Guillen, Dubrasca. “Análisis integral de yacimientos para la reactivación de campos maduros Hato Viejo y Sinco de la cuenca de Barinas”. Tesis de Grado Luz; Cabimas (2010).
14. Hernández Fernández y Baptista establecen la Investigación como diseño descriptivo como “Aquella que busca dar una información específica las propiedades importantes del fenómeno que sea sometidos a análisis”. 1998.
15. Maldonado, D “Análisis Técnico operacional para el uso de las unidades multipropósito en la rehabilitación de pozos del distrito Sur, PDVSA Barinas”. Tesis de Grado UCV: Caracas (2002).
16. Martorano, P. “Clases de Pozos II”. Año 2008-2009.
17. Ministerio de Energía y Petróleo. “Definiciones y normas de las reservas de Hidrocarburos. Dirección General de Exploración, Reservas y Tierra. Noviembre 2005 (S.N).
18. Nilda Chávez “Define la Investigación descriptiva “Todas aquellas que se orientan a recolectar informaciones relacionadas con el estado real de las personas, objetos, situaciones o fenómenos, tal como se representaron en el momento de su recolección 1997.
19. Reyes, C “Metodología Integral para evaluar y diagnosticar pozos petroleros con producción de agua”. Tesis de Grado, UCV; Caracas (2007).

20. Rodríguez, L. completación y Reacondicionamiento de Pozos. Edición 2006.
21. Schlumberger Information solutions. Procesos en OFM (2005).
22. Tamayo y Tamayo Sostienen el Diseño Descriptivo como “el análisis de la naturaleza actual con posición de los fenómenos”1991.