

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PÉTROLEO EN EL YACIMIENTO POST EOCENO CAMPO DEL CAMPO CABIMAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. De Santis, Saccha D.

Para optar por el título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PÉTROLEO EN EL YACIMIENTO POST EOCENO CAMPO DEL CAMPO CABIMAS

TUTORA ACADÉMICA: Prof. Violeta Wills.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Denny Reyes.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. De Santis., Saccha D.
Para optar por el título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a toda la Universidad Central de Venezuela por permitirme ser parte de ella durante toda esta carrera; especialmente a la Escuela de Ingeniería de Petróleo y a todos sus profesores los cuales me formaron los últimos 3 años con bastos conocimiento en el área.

A la Prof. Violeta Wills por ser la Tutora Académica de este trabajo de investigación y al Tutor Industrial, el Ing. Denny Reyes, por aportarme todos los conocimientos e ideas que se requirieron para finalizar este trabajo.

A mis padres y amigos por ser la gran familia con la que cuento día a día y un gran apoyo personal.

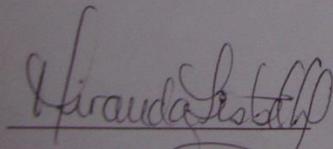
¡Gracias a todos!

Caracas, Octubre de 2014

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 Saccha De Santis, titulado:

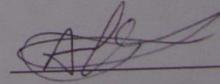
**“IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN PARA
INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PÉTROLEO EN EL YACIMIENTO
POST EOCENO CAMPO DEL CAMPO CABIMAS”**

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



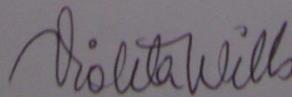
Prof. Lisbeth Miranda

Jurado



Prof. Alberto Vegas

Jurado



Prof. Violeta Wills

Tutor Académico



DE SANTIS C., SACCHA D.

**IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN PARA
INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PÉTROLEO EN EL
YACIMIENTO POST EOCENO CAMPO DEL CAMPO CABIMAS**

Tutora Académica: Prof. Violeta Wills. Tutor Industrial: Ing. Denny Reyes.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. 2014, 88 p.**

Palabras Claves: Campo Cabimas, Yacimiento Post Eoceno Campo, Escenarios de Explotación

Resumen. El yacimiento Post Eoceno Campo forma parte del Campo Cabimas; el cual, se encuentra ubicado en la costa oriental del Lago de Maracaibo, estado Zulia. En los últimos años el campo no ha podido cumplir con los Planes de Desarrollo que propone la Empresa Mixta operadora; es decir, la producción diaria de petróleo ha sido mucho menor a la que se plantea o en su defecto a la que se estimó según el comportamiento de declinación del yacimiento. Este desarrollo se ha visto afectado, entre otros aspectos, principalmente por el hecho de que el yacimiento se encuentre debajo de la Ciudad de Cabimas, lo que complica la realización de cualquier operación o actividad que se requiera efectuar. Asimismo, se ve afectado en el cumplimiento de las reservas producidas estipulada para este yacimiento en el Plan de Remediación 2013-2026 la cual, es aproximadamente de 9,28 millones de barriles de petróleo para el período 2014-2019. Por lo tanto, en la siguiente investigación, dada la necesidad de cumplir con una cuota diaria de barriles, se identificaran escenarios de producción, basados en la realidad del campo, para determinar la mejor viabilidad de un plan de explotación, tomando en cuenta los riesgos y las

incertidumbres que se puedan presentar, a fin de verificar la factibilidad o no de
cumplir con los 9,28 MMBNP.

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICES DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Objetivos	5
1.2.1 Objetivo general.....	5
1.2.2 Objetivos específicos	5
1.3 Alcance	6
1.4 Justificación.....	6
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Definiciones Básicas	7
2.1.1 Yacimiento.....	7
2.1.2 Clasificación de los yacimientos de acuerdo al punto de burbuja	7
2.1.3 Mecanismos naturales de producción	8
2.1.4 Métodos de levantamiento artificial	10
2.2 Antecedentes de la investigación.....	11
2.3 La Empresa Mixta como esquema de negocio	12
2.4 Estrategia de explotación.....	14
2.5 Declinación de producción	15
2.5.1 Curvas de declinación de producción	16
2.6 Reservas de Hidrocarburos.....	21
2.6.1 Reservas Probadas	22
2.6.2 Reservas Probables	23
2.6.3 Reservas Posibles.....	23

2.6.4 Reservas Primarias.....	23
2.6.5 Reservas Suplementarias	23
2.7 Trabajos de pozos	24
2.7.1 Reacondicionamientos	24
2.7.2 Reparaciones.....	24
CAPÍTULO III.....	26
MARCO METODOLÓGICO.....	26
3.1 Tipo o nivel de investigación	26
3.2 Diseño de investigación.....	26
3.3 Población y muestra	26
3.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	27
3.5 Procedimiento metodológico.....	28
3.5.1 Fase I. Búsqueda y recolección de información	28
3.5.2 Fase II. Generación del historial de producción	29
3.5.3 Fase III. Cálculo de Reservas Remanentes Recuperables	33
3.5.4 Fase IV. Cálculo de la ecuación de declinación	34
3.5.5 Fase IV. Identificación de escenarios de producción	37
CAPÍTULO IV	48
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	48
4.1 Ubicación Geográfica del Campo Cabimas	48
4.2 Ubicación Geográfica del Yacimiento Post Eoceno Campo	49
4.3 Características y Propiedades del Yacimiento Post Eoceno Campo	50
4.3.1 Estructura geológica	51
4.3.2 Columna estratigráfica.....	53
4.3.3 Propiedades del yacimiento	55
CAPÍTULO V	57
ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
5.1 Análisis del historial de producción	57
5.2 Análisis de los volúmenes cuantificados de reservas de hidrocarburos	62
5.3 Identificación de escenarios de producción.....	63

5.3.1 Escenario A.....	63
5.3.2 Escenario B.....	65
5.3.3 Escenario C.....	68
5.3.4 Escenario A + C.....	73
CONCLUSIONES	74
RECOMENDACIONES.....	76
BIBLIOGRAFÍA	77

ÍNDICES DE FIGURAS

Figura 2.1 Curvas de declinación graficadas en distintas escalas.....	20
Figura 3.1 Editor de variables para gráficas de OFM.....	29
Figura 3.2 Editor de variables OFM. Nueva función “Decl_perodo”.....	30
Figura 3.3 Retorno del programa a la función creada “Decl_perodo”.....	31
Figura 3.4 Panal de filtros con la opción Ofm Query.....	33
Figura 3.5 Gráfica de declinación arrojada por OFM.....	34
Figura 3.6 Editor de las opciones del Forecast de OFM.....	36
Figura 3.7 Ventana de la regresión histórica del Yacimiento Post Eoceno Campo....	37
Figura 3.8 Aplicación Google Earth.....	41
Figura 3.9 Proceso de selección de producción acumulada para cada pozo.....	47
Figura 4.1 Ubicación geográfica del Campo Cabimas.....	48
Figura 4.2 Área del Campo Cabimas.....	49
Figura 4.3 Área del yacimiento Post Eoceno Campo.....	50
Figura 4.4 Completación tipo OHGP.....	51
Figura 4.5 Marco estructural regional.....	52
Figura 4.6. Marco estructural local.....	53
Figura 4.7 Estratigrafía del Mioceno-Oligoceno.....	54
Figura 5.1 Historial de producción de petróleo, agua y gas.....	58
Figura 5.2 Historial tasas de declinación de petróleo.....	59
Figura 5.3 Comportamiento de producción del pozo R-271 y R-271 ST (OHGP).....	61
Figura 5.4 Curva de declinación para los pozos activos en el período 2014-2019.....	64
Figura 5.5 Curva de declinación para el periodo 2014-2022.....	65
Figura 5.6 Ubicación de algunos pozos categoría 3 en la ciudad de Cabimas.....	67
Figura 5.7 Imagen satelital de un área de la ciudad de Cabimas.....	67
Figura 5.8 Imagen satelital de un área de la ciudad de Cabimas.....	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos	22
Tabla 3.1 Pozos activos (categoría 1) para el 31-12-2013	38
Tabla 3.2 Pozos inactivos (categoría 2 y 3) para el 31-12-2013	40
Tabla 3.3 Secuencia de perforación	42
Tabla 3.4 Tabla tipo del tiempo de producción por pozo	43
Tabla 3.5 Tabla tipo de tasas finales de producción por mes.....	43
Tabla 3.6 Tabla tipo de producción mensual	44
Tabla 3.7 Tabla tipo de producción acumulada por cada tiempo	45
Tabla 3.8 Tabla tipo de producción acumulada por pozo	46
Tabla 4.1 Propiedades de la Form. La Raso-Icotea y la Form. Lagunillas Inferior....	56
Tabla 5.1 Pozos reparados tipo ST-OHGP	60
Tabla 5.2 Reservas de Petróleo del yacimiento Post Eoceno Campo	62
Tabla 5.3 Resultados para el cálculo total de pozos.....	70
Tabla 5.4 Tiempos de producción por pozo.....	71
Tabla 5.5 Secuencia de perforación	71
Tabla 5.6 Resultados de las reservas drenadas.....	72

INTRODUCCIÓN

El campo Cabimas fue descubierto en 1917 por la empresa Shell con la perforación del pozo R-2 (descubridor del yacimiento Post Eoceno Campo) y el cual se mantiene en producción en la actualidad. En 1922 se perfora el pozo Barroso 2, pozo que proyecta a Venezuela a nivel mundial al producir descontroladamente más de 100.000 barriles de petróleo por día. Shell perforó más de 830 pozos en el área. La mayor tasa de producción (sobre los 70 mil barriles por día) fue registrada en 1930 cuando se perforaron alrededor de 300 pozos.

En el año 1925 se empieza a contabilizar la producción diaria del yacimiento Post Eoceno Campo por lo que se cuentan con casi 90 años de explotación. Asimismo se puede decir que se cuenta con un yacimiento maduro del cual se ha logrado drenar un 76% de las reservas recuperables primarias; el resto de las reservas por drenar cada día resulta más complicado. El yacimiento se encuentra justo debajo de la ciudad de Cabimas donde los habitantes han llegado a construir sus viviendas sobre áreas que contienen pozos cerrados o inactivos por lo que resultan complicadas realizar las actividades de reparación o de perforación pozos dada la falta de disponibilidad en superficie.

En el año 2006 el sistema de negocio de Convenios Operativos pasó bajo ciertas condiciones a Empresas Mixtas, donde se realizaron Planes de Negocio a 20 años, es decir, un plan de negocio 2006-2026 dividido en tres planes; planes a corto, mediano y largo plazo. En cada uno de estos planes se detalló las actividades de reparación, estimulación, perforación, entre otras, que se deberían llevar a cabo para cumplir con una producción de barriles de petróleo (también determinada), todo esto bajo el concepto del Plan Siembra Petrolera el cual está alineado con la política petrolera definida por el Estado.

El objetivo de este trabajo de investigación es identificar escenarios de explotación que ayuden a mantener activo el yacimiento Post Eoceno Campo y cumplir con una cuota de barriles de petróleo estipulada en el Plan de Remediación 2013-2026 dada la desviación con respecto al Plan Original de 7.1 MMBls en el período 2006-2012. Para ello se deberá evaluar aquellos escenarios de explotación que sean factibles aplicar en el yacimiento Post Eoceno Campo que ayuden a mantener y aumentar la producción de petróleo; los resultados se mostraran de forma metodológica definiendo las cantidades de barriles que puede generar cada escenario según un comportamiento histórico de declinación de producción, es decir, el siguiente trabajo tendrá un enfoque netamente desde el punto de vista de producción.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

El presente capítulo muestra de forma ampliada todo el contexto que le da base a la problemática que se plantea en este trabajo de investigación, la cual se busca desarrollar para dar con una solución. Así mismo, se exponen los objetivos, tanto el objetivo general como los objetivos específicos, que ayudarán a resolver dicha problemática y por último se expone el alcance y la justificación de dicha investigación.

1.1 Planteamiento del problema

El campo Cabimas está situado en la costa oriental del Lago de Maracaibo, estado Zulia. Este campo abarca 3 municipios: Santa Rita, Cabimas y Simón Bolívar; cuenta actualmente con 3 yacimientos activos, dentro de los cuales se encuentra el yacimiento Post Eoceno Campo. Este yacimiento fue descubierto en 1917 y puesto en producción comercial alrededor del año 1925, por lo que tiene un historial de producción de unos 90 años con una presión de yacimiento que se sitúa actualmente entre los 300 y 100 lpc dependiendo de la zona. Su producción el cierre del mes de diciembre del año 2012 es de 3159 barriles de petróleo por día con 121 pozos activos. Este yacimiento presenta un crudo que varía de pesado a mediano con una °API de entre 11 y 21 grados. Su profundidad varía entre 300 y 3500 pies, siendo este bastante somero y de edad Mioceno. Las reservas remanentes para el 31 de diciembre del 2013 están en el orden de los 116.89 millones de barriles de crudo.

En la actualidad dicho yacimiento no ha alcanzado la producción propuesta en los planes; uno de los motivos por el cual el desarrollo del yacimiento se ha visto afectado es por el crecimiento urbano de la ciudad de Cabimas (uno de los municipios localizado directamente sobre al yacimiento) donde la invasión de las zonas de

seguridad de las localizaciones y la poca disponibilidad de terreno donde pudieran perforarse pozos, representan un problema.

En vista del potencial que aún queda por explotar, de las limitaciones debido al crecimiento urbano y la necesidad de cumplir con las cuotas de producción estipulada en los planes, surge la necesidad de evaluar aquellos escenarios de explotación que sean factibles aplicar en el yacimiento Post Eoceno Campo y que ayuden a mantener y aumentar la producción de petróleo. De tal manera surge la siguiente interrogante ¿Será posible crear escenarios de explotación que ayuden a aumentar la producción de petróleo en el yacimiento Post Eoceno Campo del campo Cabimas para cumplir con las cuotas estipulada en el Plan de Remediación 2014-2019 la cual es de 9,28 MMBNP

Ante esta situación, surgió la presente investigación cuyo propósito fundamental fue buscar proponer varios escenarios de producción en el yacimiento Post Eoceno Campo del campo Cabimas para aumentar la producción diaria de petróleo en dicho yacimiento.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Identificar escenarios de explotación para incrementar la producción de petróleo en el yacimiento Post Eoceno Campo del Campo Cabimas.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Describir las características y propiedades geológicas (estructurales y estratigráficas) y la de los fluidos del yacimiento Post Eoceno Campo.
2. Definir la capacidad de producción actual del yacimiento Post Eoceno Campo.
3. Analizar los volúmenes cuantificados de reservas de hidrocarburo para el yacimiento Post Eoceno Campo.
4. Generar escenarios de producción para el yacimiento Post Eoceno Campo.

1.3 Alcance

Con la realización de este estudio se pretende evaluar escenarios de explotación viables para el yacimiento Post Eoceno Campo que ayuden a aumentar la producción de petróleo para así alcanzar las cuotas propuestas en el Plan de Remediación 2013-2026, todo esto bajo el punto de vista de producción.

1.4 Justificación

Las principales razones por las cuales se realiza la siguiente investigación son primero: seguir produciendo el yacimiento Post Eoceno Campo el cual a pesar de tener unos 90 años de explotación cuenta aún con 116,89 millones de barriles de reservas remanentes recuperables; segundo: verificar la factibilidad de alcanzar las cuotas estipuladas en el Plan de Remediación 2014-2019; y por último contribuir con el desarrollo nacional y por ende con la economía de la Nación ya que las reservas internacionales del país que administra el Banco Central de Venezuela provienen fundamentalmente de las exportaciones petroleras que realiza PDVSA.

Es por esto que la importancia del análisis que se quiere mostrar radica en que el plan servirá para presentar algunos escenarios que determinarán la viabilidad del plan de explotación del yacimiento Post Eoceno Campo, tomando en cuenta los riesgos y las incertidumbres que se pueden presentar, a fin de seleccionar aquel escenario que minimice estos elementos para así dejar abierto a expertos el análisis económico del mismo y determinar la dimensión del valor del escenario seleccionado el cual podría pasar a convertirse en el nuevo plan de explotación del yacimiento para seguir con el desarrollo del mismo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta primeramente unas definiciones básicas que ayudarán a orientar a los lectores que desconocen el área de ingeniería petrolera. Posteriormente se presenta los antecedentes de la investigación donde se hará mención a los estudios previos y trabajos especial de grado relacionadas con el problema planteado, bien sea estudios donde el foco sea el yacimiento Post Eoceno Campo o estudios que, a pesar de trabajar con un yacimiento diferente, planteen objetivos similares a los expuestos en este trabajo. Finalmente se presentan una serie de ideas y conceptos relacionados directamente con la problemática que se desarrollará en este trabajo de investigación.

2.1 Definiciones Básicas

2.1.1 Yacimiento^[10]

Se entiende por yacimiento como una unidad geológica de volumen limitado, conectada hidráulicamente, porosa y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y gaseoso a una determinada presión y temperatura. Los cinco componentes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: fuente, migración, trampa, almacenaje (porosidad) y transmisibilidad (permeabilidad).

2.1.2 Clasificación de los yacimientos de acuerdo al punto de burbuja^[10]

- Subsaturados

Son yacimientos cuya presión inicial es mayor a la presión de burbuja, inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza.

- Saturados

Son yacimientos cuya presión es igual o menor que la presión de burbuja, este yacimiento bifásico consiste en una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida. La composición del gas y crudo son completamente diferentes estas se pueden representar en diagramas de fases individuales.

2.1.3 Mecanismos naturales de producción [7]

Cuando la energía natural de un yacimiento es suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, y de allí hasta la superficie, se dice que el pozo fluye “naturalmente”, es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo. Esta energía está gobernada por los siguientes mecanismos de producción:

- Empuje hidráulico

El cual se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento, origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. El influjo de agua puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero al yacimiento; y lateral o de fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.

- Empuje por gas en solución

Es el mecanismo de producción más común y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. Cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión la cual origina una

expansión de los fluidos, liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido.

- Empuje por expansión de una capa de gas

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

- Empuje por expansión de la roca y de los fluidos

Ocurre principalmente en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no se libera hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de expulsión, la producción será debido a la expansión del petróleo y el agua connata y reducción del volumen poroso.

- Empuje por segregación gravitacional

Se debe al flujo en contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad, con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura.

- Empuje por mecanismos combinado

Ocurre cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de expulsión simultáneamente. La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio de yacimientos.

2.1.4 Métodos de levantamiento artificial [7]

Después que el yacimiento es explotado por medios naturales la presión de éste disminuye, esto implica que la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí que surja la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, a este proceso se le denomina levantamiento artificial. Existen diversos métodos de levantamiento artificial entre los cuales se encuentran los siguientes:

- **Bombeo Mecánico**

Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

- **Bombeo Electrosumergible**

Este método es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso.

- **Bombeo de Cavidad Progresiva**

Las bombas de cavidad progresiva son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de cavidades sucesivas e independientes que se desplazan desde la succión hasta la descarga de la bomba a medida que el rotor gira dentro del estator. El movimiento es transmitido por medio de una sarta de cabillas desde la

superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor – reductor acoplado a las cabillas.

- **Bombeo Hidráulico**

Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten su potencia al pozo mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

- **Levantamiento Artificial por Gas (LAG)**

Este método opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente). Como variantes de estos métodos, también se han desarrollado otros como la Cámara de acumulación, el Pistón metálico y el Flujo pistón.

2.2 Antecedentes de la investigación

Alvarez R., Argenis J. (2002), realizaron un trabajo especial de grado titulado: *Identificación de Planes de Explotación Para el Yacimiento C7 del Área VLA-31, Flanco Oeste, Campo Lagomar, Estado Zulia*; donde el objetivo principal de este estudio fue evaluar el número óptimo de pozos adicionales y sus respectivas localizaciones, que se deben perforar en este yacimiento, para definir el esquema más apropiado de explotación que maximice las reservas remanentes del mismo, tomando en cuenta la evaluación económica de cada escenario. Para esto el autor realizó una

evaluación de distintos escenarios los cuales fueron: rehabilitación de pozos, perforación de pozos multilaterales y perforación de pozos horizontales. Finalmente el nuevo esquema de explotación que se propone contempla tanto un programa de reacondicionamiento como un programa de perforación de pozos multilaterales. Así mismo concluyen que los pozos que resultan más atractivos desde el punto de vista de la producción de petróleo total, no necesariamente son los más atractivos al momento de realizar la evaluación económica de la inversión.

Carballo, E. y Izquierdo, C. (2005), realizaron un trabajo especial de grado titulado: *Análisis Económico de los Escenarios de Producción del Área Mayor de Socororo*; donde el objetivo principal de este estudio fue el diseño y desarrollo de un modelo matemático y estadístico que sirva de herramienta generadora de información y de soporte al proceso de análisis económico de los diferentes escenarios de producción. Para esto se propusieron primero 4 escenarios: reacondicionamiento de pozos, perforación de pozos horizontales y de alto ángulo, la sumatoria de los escenarios anteriores más los pozos ya existentes en el campo y por último un escenario igual al anterior pero que producirá las reservas probadas, probables y posibles (los escenarios anteriores solo producen las reservas probadas); posteriormente procedieron a realizar el análisis económico de estos escenarios concluyendo que la mejor propuesta de estos escenarios planteados es el escenario E, la cual genera a la empresa los mayores dividendos económicos pero el escenario más realista es el D, ya que proyecta la mayor producción de reservas probadas del campo y no presenta la incertidumbre que puedan generar las reservas probables y posibles.

2.3 La Empresa Mixta como esquema de negocio [15]

Debido al interés de PDVSA en cuanto a los descubrimientos de nuevos yacimientos, se dejó en segundo plano aquellos campos ya agotados, por ello el 1990, por disposición del Ejecutivo Nacional, se encomendó a PDVSA proceder con la reactivación de los campos inactivos bajo la figura de Convenios Operativos. Según las condiciones que regulaban estos convenios, PDVSA debía pagar honorarios de

operación y de capital, intereses de capital e incentivos de producción a los operadores de esos convenios, razón por la cual resultaban sumamente onerosos para la nación.

Debido a sus altos costos, esta clase de negocio perjudicó a PDVSA porque se planteó y ejecutó en forma abiertamente favorable a las operadoras extranjeras. En algunos casos, los montos pagados a las operadoras eran muy superiores a los costos invertidos para producir, generándose ganancias importantes para los socios privados, en su mayoría empresas transnacionales. En ciertos convenios, las ganancias obtenidas por las operadoras superaban los ingresos obtenidos por PDVSA por la venta del crudo, algo totalmente desproporcionado, en perjuicio de PDVSA y del Estado.

En el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, el 12 de abril de 2005, el antes llamado Ministerio de Energía y Petróleo emitió instrucciones a la Junta Directiva de PDVSA para que se corrigieran las omisiones o fallas de todos y cada uno de los convenios operativos en materia de hidrocarburos, y se evaluarán los mecanismos legales para extinguir dichos convenios en un período no mayor a un año. En el último trimestre del año 2005 la mayoría de las empresas operadoras de estos acuerdos suscribieron los denominados convenios transitorios, con el objetivo de revisar los acuerdos originales y conformar las nuevas empresas mixtas. El 31 de marzo de 2006 la Asamblea Nacional aprobó y publicó en Gaceta Oficial los términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas, así como el modelo de contrato para la conversión a empresa mixta que suscribiría con las entidades privadas que lo decidieran. Ante todo esto, la figura de empresa mixta tienen como objetivo fundamental revertir los efectos negativos económicos, legales y políticos, generados por el antiguo esquema de negociación, donde dentro del marco legal fueron numerosos cambios los que se hicieron para beneficiar a PDVSA.

De esta manera, nace en el 2006 la Empresa Mixta Petrocabimas donde el 60% es propiedad de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de PDVSA y 40% propiedad de Suelopetrol, que posee los derechos de operación de los campos: Tía Juana, Cabimas Tradicional, Cabimas Este, Cabimas Este 2 y Cabimas Sur por un período 25 años.

2.4 Estrategia de explotación y la creación de escenarios como uno de sus elementos [6][9]

Una estrategia de explotación contiene todos los elementos requeridos para el desarrollo del yacimiento, desde el número óptimo de puntos de drenaje, como el diseño de los pozos a perforar y los costos asociados a la construcción de los mismos, así como las inversiones asociadas a las instalaciones requeridas para su producción, transporte, recolección y almacenamiento en el destino final seleccionado dentro del análisis de opciones hechos en las diferentes etapas del proceso.

No existen procedimientos ni normas específicas para elaborar un plan o estrategia de explotación, ya que cada yacimiento responde a políticas particulares e individuales no obstante se puede decir que una estrategia de explotación de un campo o yacimiento petrolero cuenta con dos elementos básicos que ayudarán a desarrollar la base de la estrategia. El primer elemento se trata de toda la información del yacimiento desde el proceso de exploración hasta la toma de núcleos durante la perforación de los pozos, para el análisis del tipo de formaciones y para caracterizar el yacimiento en su conjunto, es decir, las propiedades de la roca y de los fluidos que son fundamentales para entender el yacimiento y establecer una estrategia. Esta información es la base de la simulación del yacimiento o campo la cual en la medida en que se disponga de información real obtenida de los pozos por medio de las pruebas de presión y del análisis continuo de fluidos, estas simulaciones se convierten en predicciones y pasan a ser un mecanismo de optimización de la explotación del yacimiento.

El segundo elemento de la estrategia lo representa la creación de diferentes escenarios para determinar la mejor viabilidad del plan de explotación, tomando en cuenta los riesgos y las incertidumbres que se puedan presentar, a fin de seleccionar aquel escenario que minimice estos elementos para finalmente someterlo al análisis económico y así determinar la dimensión de creación de valor del escenario seleccionado, que pasa a convertirse en el plan de explotación a proponerse para el yacimiento.

Con esto se puede decir que las estrategias de explotación son el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en los procesos de recuperación de las reservas de hidrocarburos. Las mismas tratan de delinear políticas de agotamiento dirigidas a maximizar el valor de las reservas.

2.5 Declinación de producción [11][12][13]

A medida que se produce un yacimiento ciertas propiedades, tanto del yacimiento como del fluido van variando (P_i , S_o , μ_o , K_o) lo que lleva a una disminución en la tasa natural de producción de los pozos de un yacimiento a medida que avanza el tiempo de producción; es a este proceso lo llamamos declinación de la producción de un pozo o yacimiento.

La tasa de producción de petróleo de los pozos puede verse afectada por factores del propio yacimiento, así como por factores externos al yacimiento que contribuyen a hacer declinar o disminuir la tasa de producción. Es por esto que se suelen mencionar tres declinaciones: una energética, asociada a los factores del yacimiento, otra mecánica asociada a los factores externos del yacimiento y una total que resulta de la sumatoria de las dos anteriores; por lo tanto se tiene que $\text{Declinación Total} = \text{Declinación Energética} + \text{Declinación Mecánica}$.

2.5.1 Curvas de declinación de producción [11][12][13]

Las curvas de declinación de producción no son más que un método gráfico, probablemente el más usado, para la predicción del comportamiento futuro de producción de un pozo, yacimiento o campo. A su vez sirve para estimar las reservas remanentes recuperables durante la vida productiva de un pozo, yacimiento o campo, las cuales pueden ser comparadas con otros métodos como el balance de materiales.

El análisis de las curvas de declinación constituye a diferencia del método de balance de materiales, una técnica simple que da resultados satisfactorios, siempre que no ocurran cambios bruscos de producción. Si bien es cierto que el método de balance de materiales permite determinar con mayor exactitud la producción acumulada a cierto tiempo también es cierto que necesita una amplia y variada información la cual en ocasiones se desconoce trayendo como consecuencia una estimación aproximada o en el peor de los casos una estimación totalmente errada.

Básicamente, las dos cantidades usualmente estimadas mediante estas curvas son las reservas remanentes de crudo y/o el tiempo de vida productiva remanente. La producción acumulada y el tiempo, generalmente, se seleccionan como variables independientes y se grafican en el eje de las abscisas; para el otro eje debe seleccionarse una variable dependiente. Cuando no existen restricciones en la producción, entre las distintas variables dependientes, la más utilizada es la tasa de producción petróleo. En tales casos, se hace referencia a curvas de declinación de la tasa de producción. En este procedimiento destacan las curvas tasa versus tiempo y tasa versus producción acumulada. La tasa de producción de petróleo como variable dependiente tiene las ventajas de estar disponible como dato registrado continuamente y que puede ser medida en forma confiable.

Una vez obtenida alguna de las gráficas mencionadas, hallar el punto final resulta fácil, sólo debe extrapolarse gráficamente la tendencia aparente que lleva la curva hasta alcanzar este punto final el cual puede ser la tasa económica límite de petróleo,

el año de expiración del contrato de la empresa mixta o cualquier tiempo o tasa en específico del cual se requiera la información.

Sobre la tendencia aparente que lleva la curva se han reconocido básicamente tres tipos que son la declinación exponencial, la declinación hiperbólica y la declinación armónica. Estas tendencias obedecen a ciertas ecuaciones determinadas años atrás donde aparece un término en común llamado tasa de declinación o simplemente declinación y representado por la letra “d” o “D” (generalmente) la cual representa el cambio del caudal de producción con el tiempo. Esta se expresa en unidades de tiempo a la menos uno, debido a la pendiente negativa de la curva.

Existen dos formas de expresar la tasa de declinación: nominal o efectiva. La declinación nominal es la declinación de la tasa de producción de petróleo por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción. Es una función continua y gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo de la tasa de producción en función del tiempo (q_0 en función de t). La siguiente ecuación define la declinación nominal:

$$D = -\frac{d(\ln(q))}{dt} = -\frac{dq/dt}{q} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

D: Tasa de declinación nominal, tiempo -1 .

q: Tasa inicial de producción, (barriles por día, mes o año).

t: Tiempo de producción, días, meses o años.

La declinación efectiva es la caída de producción de petróleo desde una tasa q_i hasta q_{i+1} en un período de tiempo igual a la unidad (1 mes o 1 año), dividido entre la tasa de producción al comienzo del período q_i . Si el período de tiempo es un mes, la tasa

de declinación es mensual efectiva, si el período es un año, la declinación será anual efectiva.

$$D = \frac{q_i - q_1}{q_i} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

D: Tasa de declinación efectiva, adimensional.

qi: Tasa inicial de producción, (barriles por día, mes o año).

q1: Tasa de producción al final del período considerado, (barriles por día, mes o año).

Se prefiere el uso de la declinación nominal sobre la declinación efectiva, debido al cambio de las unidades de tiempo sobre la tasa de declinación. Con la tasa de declinación nominal, la tasa a un año puede ser cambiada a una tasa mensual por una simple división por 12. A continuación se muestra las ecuaciones que rigen cada tendencia, expresadas en relación del caudal en función del tiempo q(t).

Donde:

t: tiempo (meses)

q(t): caudal al tiempo t (bbl/d)

qi: caudal de producción inicial (bbl/d) a t=0

Di: tasa de declinación inicial

- **Declinación Exponencial**

Bajo la suposición de una declinación exponencial con un porcentaje de la tasa de declinación constante, se puede expresar la relación tasa/tiempo de la siguiente manera:

$$q = q_i e^{-dt} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

- **Declinación Hiperbólica**

Bajo declinación hiperbólica la tasa de declinación es proporcional a una potencia fraccional “b” de la tasa de producción, así se obtiene la siguiente ecuación del caudal en función del tiempo:

$$q = q_i(1 + bd_it)^{-1/b} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

- **Declinación Armónica**

En esta declinación la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción, por lo tanto se puede expresar la relación del caudal en función del tiempo así:

$$q = \frac{q_i}{1 + d_it} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

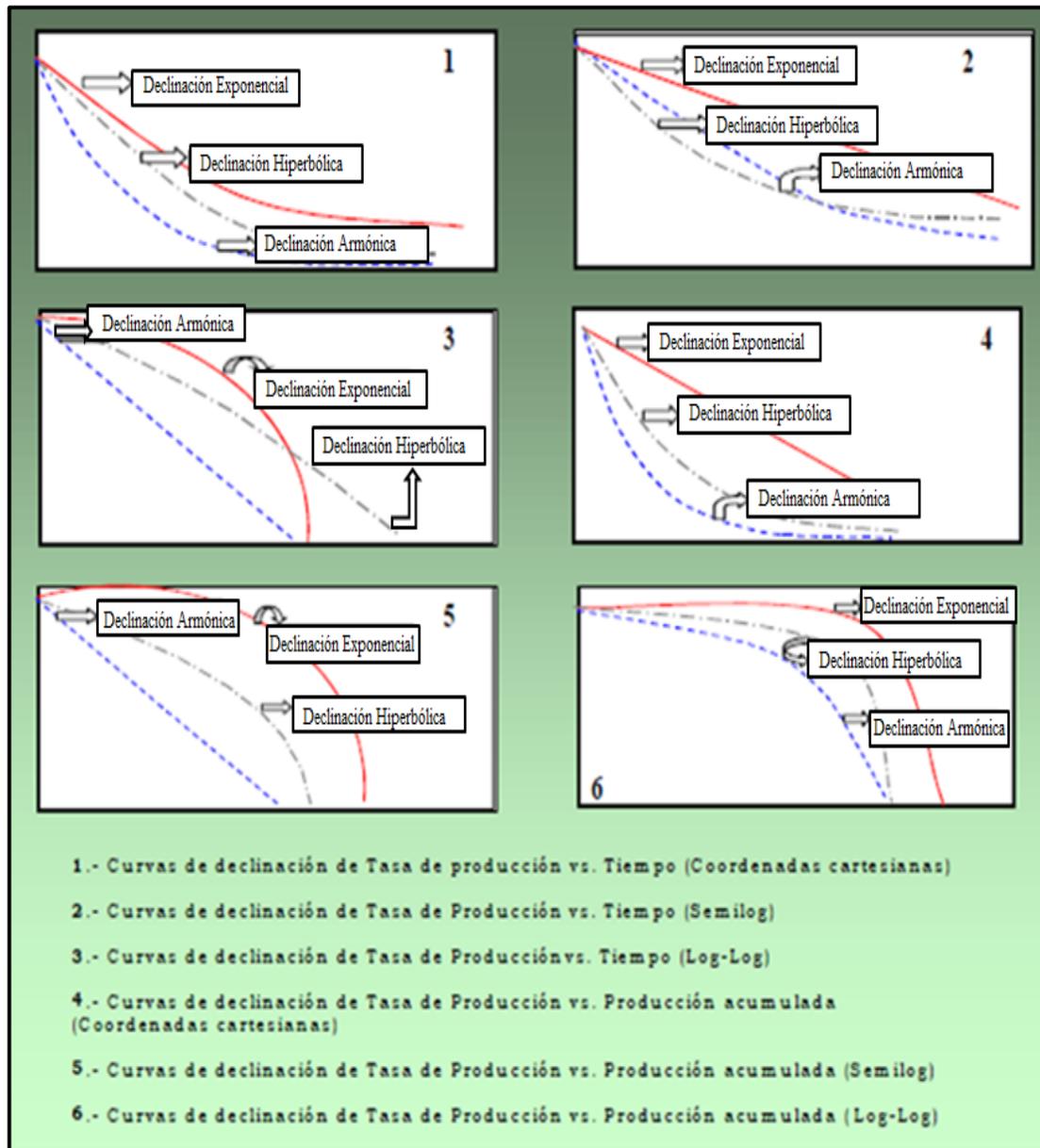


Figura 2.1. Curvas de declinación graficadas en distintas escalas. [Betancourt,2009]

Como se puede observar cada uno de los tipos de curvas de declinación está representado por una ecuación diferente lo que implica que cada gráfica tendrá una curvatura diferente. En la figura 2.1, se muestran gráficas de la tasa de producción de petróleo vs. el tiempo y vs. la producción acumulada y se pueden observar dos cosas;

la primera es que la forma de la curvatura varía dependiendo de la tendencia de la misma y la segunda es que la forma de la curvatura de cada tendencia va a variar dependiendo de la escala donde este graficada por ejemplo una escala cartesiana, una semi-logarítmica (semi-log) o una logarítmica (log-log). Así por ejemplo se observa que en el recuadro 1 donde la gráfica está hecha en una escala cartesiana se tiene que la tendencia o declinación exponencial es una curva mientras que en el recuadro 2 donde la gráfica está hecha en una escala semi-log se tiene que la tendencia o declinación exponencial es lineal.

Por último, con respecto a las curvas de declinación, en lo que respecta a uso más frecuente, es usual intentar primero ajustar un polinomio exponencial a los datos reales históricos de producción. Sin embargo, cada historial de producción versus tiempo, en cada pozo, de cada yacimiento objeto de estudio, tendrá sus propias características. Es por eso, que lo más aconsejable al intentar ajustar polinomios a datos de campo para cuantificar y concluir sobre “declinación histórica” para luego usarla a fines de pronóstico, es hacer una revisión de calidad de ajuste y error para los distintos tipos de declinación sobre los datos disponibles. Luego de este análisis, se elige como más conveniente el tipo de polinomio que genere la menor desviación (error) durante el período de ajuste histórico, entre los valores de tasa que genere el polinomio ajustado y las mediciones de campo hechas.

2.6 Reservas de Hidrocarburos [14]

Según el Manual de las Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburo elaborado por la Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra del Ministerio de Energía y Petróleo en 2005 (actualmente llamado Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, MPPPM) 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. Así mismo clasifican las reservas según tres criterios como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	– Probadas – Probables – Posibles
Facilidades de Producción	– Probadas Desarrolladas – Probadas No Desarrolladas
Método de Recuperación	– Primarias – Suplementarias

2.6.1 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.

- **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.

- **Reservas probadas no desarrolladas**

Son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción

disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

2.6.2 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.

2.6.3 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 probadas.

2.6.4 Reservas Primarias

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

2.6.5 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 Trabajos de pozos [8]

Los trabajos de pozos son llamados también trabajos adicionales y tienen la finalidad de mantener o aumentar la eficiencia de producción o inyección según sea la naturaleza del pozo. Estos trabajos se clasifican en:

2.7.1 Reacondicionamientos

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo que ocasionan cambios del horizonte productor o en el intervalo productor de dicho pozo; a este tipo de trabajo se le llama rehabilitación, estos trabajos podrían ser: aperturas de arenas adicionales, recompletación, aislamiento de intervalos, entre otros.

2.7.2 Reparaciones

Son trabajos realizados a los pozos, con el propósito de reemplazar o instalar herramientas de subsuelo para aumentar la eficiencia del método de producción y/o disminuir la producción de arena asociada al crudo. Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerá de la magnitud del problema que lo afecte, es por esto que existen dos tipos de reparaciones que son:

- Reparación Mayores

Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas. En este tipo de reparaciones se pueden incluir toma de registros, cañoneo, estimulación, pesca (limpieza), completación mecánica, entre otros.

- Reparaciones Menores

Su objetivo principal es trabajar el pozo sin sacar la tubería de producción, en este tipo de reparaciones se pueden incluir trabajos como: cambios de zona, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambio de reductor, limpieza, optimizar el LAG, entre otros.

La nomenclatura usada entre PDVSA, las empresas mixtas y el MPPPM para los trabajos de reacondicionamiento y reparaciones es RA/RC.

- Estimulación de pozos

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo con la finalidad de aumentar la producción de hidrocarburos mediante el uso de algunos dispositivos mecánicos o estímulo a la formación que ocasione un incremento en la permeabilidad efectiva a los fluidos que se producen o se inyectan. Algunos tipos de estimulaciones son: inyección de surfactante, acidificación, acidificación (fracturas), fracturamiento hidráulico, cambio de método (BES / BCP), entre otros.

2.8 Categoría de pozos

Designación numérica que se le da a todos los pozos existentes de un campo, tanto activos como inactivos, para saber su estado actual. Según PDVSA son 11 estados, para fines prácticos de la siguiente investigación se tiene que los tres primeros consisten en:

- Categoría 1: pozos activos
- Categoría 2: pozos inactivos para producción inmediata
- Categoría 3: pozos inactivos para producción no inmediata

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En éste capítulo se presentan los aspectos relacionados a la metodología utilizada durante la elaboración de este trabajo; el cómo se realizó el estudio para responder al problema planteado. Así mismo los aspectos que se presentan son: el tipo y diseño de investigación, característica de la población y muestra, técnicas e instrumentos de recolección de datos y el procedimiento metodológico.

3.1 Tipo o nivel de investigación

La mayoría de los autores especialistas en metodología de la investigación, se refieren a tres tipos de investigación: exploratoria, descriptiva y explicativa. Bajo este concepto se considera que el presente trabajo se ubica en una investigación descriptiva-explicativa ya que se procedió a caracterizar y estructurar los escenarios de explotación posibles, del yacimiento Post Eoceno Campo.

3.2 Diseño de investigación

Para el cumplimiento de los objetivos de este trabajo se adoptó un diseño de investigación documental debido que la investigación se basó en la revisión de toda la información existente del yacimiento Post Eoceno Campo. De esta manera se extrajeron, junto con la utilización de herramientas computacionales elementos considerados pertinentes para la elaboración de los escenarios de producción.

3.3 Población y muestra

Para la población se obtuvo información de los 840 pozos del yacimiento Post Eoceno Campo y como muestra se utilizaron aquellos pozos categoría 1 y categoría 3 lo que hace un total de 150 pozos.

3.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Las técnicas e instrumentos para la recolección de los datos que fueron utilizados en la elaboración del presente estudio son las siguientes:

3.4.1 Bibliografía: se fundamentó en la búsqueda de información para dar con el contenido del marco teórico; se revisó proyectos previos relacionados con el problema planteado en este trabajo, libros sobre declinación de la producción de un yacimiento o un pozo, artículos relacionados a escenarios, propuestas o planes de explotación o producción, normas venezolanas de reservas de hidrocarburos e información sobre la modalidad operativa de Empresa Mixta.

3.4.2 Carpeta de pozos: cada pozo perforado cuenta con una carpeta donde se recopilan los datos operacionales del pozo, desde el inicio de su etapa productiva hasta la actualidad. (registros hechos, oficios aprobados, la localización, la terminación, los trabajos adiciones, entre otros).

3.4.3 Mapas oficiales del yacimiento: son los mapas estructurales e isópacos del yacimiento. Aquí se visualizó la estructura del yacimiento, se ubicaron los pozos que forman parte de la muestra, para posteriormente proceder con la generación de los escenarios de producción.

3.4.4 Microsoft Office Excel: se utilizó para recopilar datos, hacer tablas y generar gráficas.

3.4.5 Centinela: sistema de información operacional oficial de PDVSA para soportar los procesos de extracción, control y contabilidad de crudo, agua y gas.

3.4.6 AICO: el Ambiente Integrado de Consultas Operacionales es la herramienta que permite filtrar y extraer información de la base de datos de Centinela.

3.4.7 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. Esta herramienta fue útil para el cálculo de radios de drenaje a través de una variable calculada y la generación de mapas de burbuja. Existe interfase entre este sistema y Centinela, debido que OFM es alimentado por la base de datos de Centinela.

3.4.8 Consultas: realizadas a los ingenieros del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería y de Petrocabimas.

3.4.9 Google Earth: aplicación de la empresa Google en la cual se localizan lugares mediante coordenadas e imágenes satelitales.

3.5 Procedimiento metodológico

El siguiente trabajo de investigación se propone cinco fases del procedimiento metodológico las cuales se realizaron en función de los objetivos planteados:

3.5.1 Fase I. Búsqueda y recolección de información

En esta primera fase se realizó un sumario bibliográfico. La información fue obtenida de informes técnicos, trabajos de grado y proyectos desarrollados anteriormente sobre el campo Cabimas y el yacimiento Post Eoceno Campo. En primera instancia esta búsqueda de información estuvo enfocada en buscar trabajos de grado que tuvieran un enfoque igual o parecido al del presente trabajo, esto con la finalidad de obtener conocimientos acerca de la metodología empleada para realizar escenarios de explotación. Posteriormente la búsqueda estuvo orientada en definir conceptos que ayudaran a enmarcar las bases teóricas del problema planteado así como en dicho

contexto. Por último se recopiló información de los aspectos generales del yacimiento Post Eoceno Campo que ayudaron a desarrollar completamente el primer objetivo planteado y ayudó en ciertos aspectos con el desarrollo del resto de los objetivos.

3.5.2 Fase II. Generación del historial de producción

Para generar el historial de producción del yacimiento Post Eoceno Campo fue necesario contar con la data de producción desde el año 1926 hasta finales del año 2013. Para ello se recurrió a la empresa mixta encargada de operar el campo para que suministrara el proyecto en OFM que contenía los datos. Luego de obtener la data se realizó la gráfica tiempo vs producción diaria en OFM mediante el icono Plot y se seleccionó como variable independiente: Fecha y como variables dependientes: Petroleo.Tasa.Real, Gas.Tasa.Real y Agua.Tasa.Real como se muestra en la figura 3.1. La gráfica que se genera aquí representa la cantidad de barriles de petróleo, gas y agua que fueron producidos diariamente en promedio desde 1926 hasta el 2013.

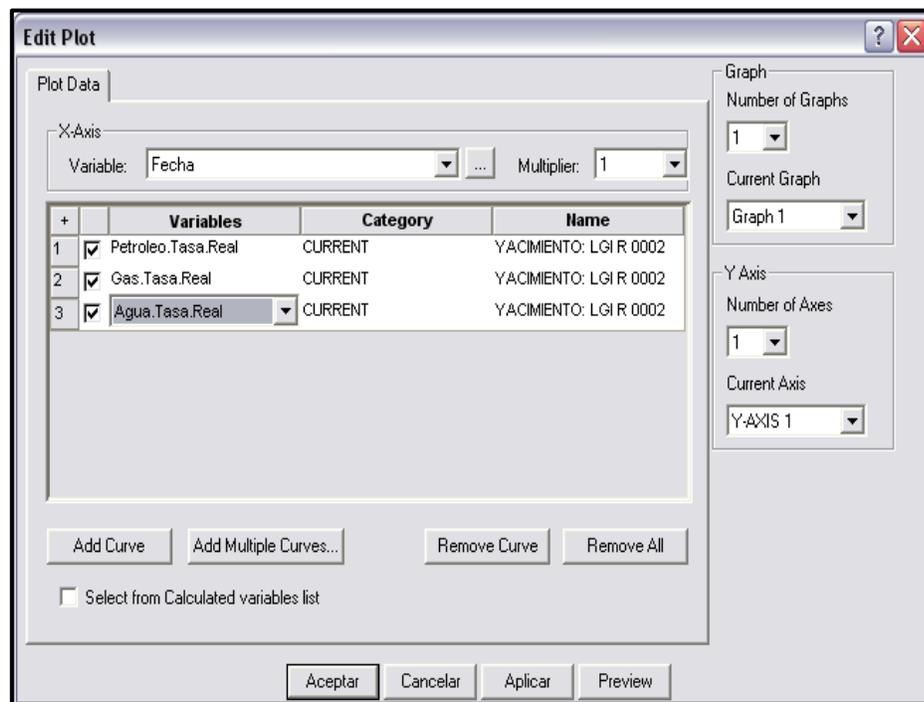


Figura 3.1. Editor de variables para gráficas de OFM

Posteriormente se procedió a analizar los altos y bajos que se presentaban para luego calcular la tasa de declinación que correspondían con 3 periodos identificados a lo largo de la historia de producción. Para el cálculo de estas declinaciones se procedió a crear una nueva función en OFM (user function) por medio de la cual se indicará la fecha inicial del estudio y el número de meses que se desea. Para crear esta función se debe seleccionar en la barra de herramientas del programa OFM la opción Database, luego User Functions e indicar el nombre de la función, en este caso se llamó “Decl_periodo”, y marcamos el botón ADD donde posteriormente aparecerá una ventana llamada Edit User Function (figura 3.2) donde se escribió la siguiente función:

DECL_PERIODO()

IF (@RECALL(11) <= 0)

@ASKTOSTORE(11,"FECHA INICIAL (YYYYMM): ",1 ,12 ,"NUMERO DE MESES : ", 1);

DECL_PERIODO="Iniciando en " + @FMTDATE(@RECALL(11), "Mmm-YYYY") + " y por " + @NTOA(@RECALL(12),3,0) +" meses";

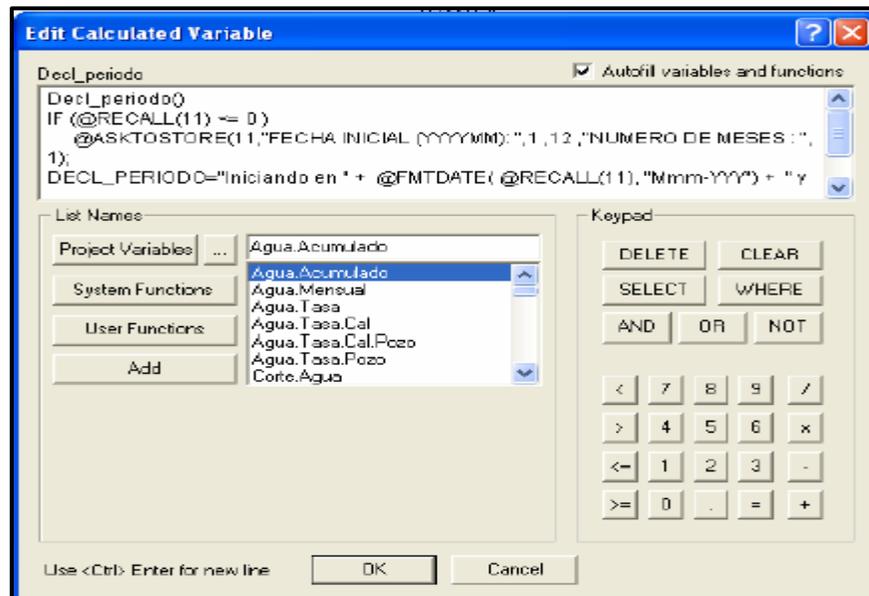


Figura 2.2. Editor de variables OFM. Nueva función “Decl_periodo”

Esta función a su vez chequea si se ha indicado previamente un período de estudio o sino solicita el nuevo período. La función retorna un texto indicando lo seleccionado de manera de que el usuario indique el período en forma directa al ejecutar el reporte tal como se muestra en la figura 3.3, donde el usuario debe indicar la fecha de inicio del estudio y la cantidad de meses que se desean analizar.



Figura 3.3. Retorno del programa a la función creada “Decl_periodo”

Posteriormente se procedió a determinar la continuidad de los pozos para esto es necesario crear una serie de variables calculadas que permitirán averiguar si el pozo estuvo activo o no en un mes y una vez que el pozo pasó a un estado inactivo considerarlo desde allí en adelante como inactivo, de esta forma se eliminan los efectos de reparaciones que pueden afectar el análisis de declinación.

Para crear nuevas variables seleccionamos la opción Database, luego Calculated Variables y se presentará una ventana con todas las variables calculadas; aquí se seleccionó el botón de New donde se abrirá la misma ventana de la figura 3 y se indicaron las fórmulas de las variables que deseamos crear; al seleccionar el botón de OK, aparecer una nueva ventana en la cual se indicará el nombre de la variable y donde se pueden indicar los valores de unidades asociados a la variable. Las variables calculadas fueron las siguientes:

DECL.FECHA=@RECALL(11) la cual indica la fecha de inicio del estudio.

DECL.MESES= @RECALL(12) la cual indica cuantos meses comprende el estudio.

DECL.MESES.TRANSCURRIDOS=@ELAPSEDMONTHS(FECHA,DECL.FECHA) la cual permite indicar cuantos meses han transcurrido entre la fecha actual y la fecha de inicio del estudio.

DECL.CATEG=@IF(DECL.MESES.TRANSCURRIDOS>=0&(@DOM(FECHA) – @NZ(PRD.DIAS)<= 5),1,0) la cual de acuerdo a si el pozo está inactivo por más de 5 días o si la fecha es menor a la fecha inicial del estudio toma el valor de 0.

DECL.ACTIVO=@IF(@RSUM(DECL.CATEG)=@ABS(DECL.MESES.TRANSCURRIDOS) +1 ,1,0) esta variable es la que determina si el pozo fue cerrado en algún mes de producción en cuyo caso a partir de este mes en adelante se considera en 0.

Para proceder al cálculo de la declinación se debió primero determinar los pozos que se consideran activos al principio del período de análisis, para ellos se hizo el siguiente filtro, se seleccionó el panel de FILTER la opción de OFM QUERY como se muestra en la figura 3.4. Luego se seleccionó el botón Edit y se indicó las condiciones del filtro que se desearon. Posteriormente se deben agrupar los datos con los cuales se trabajará.

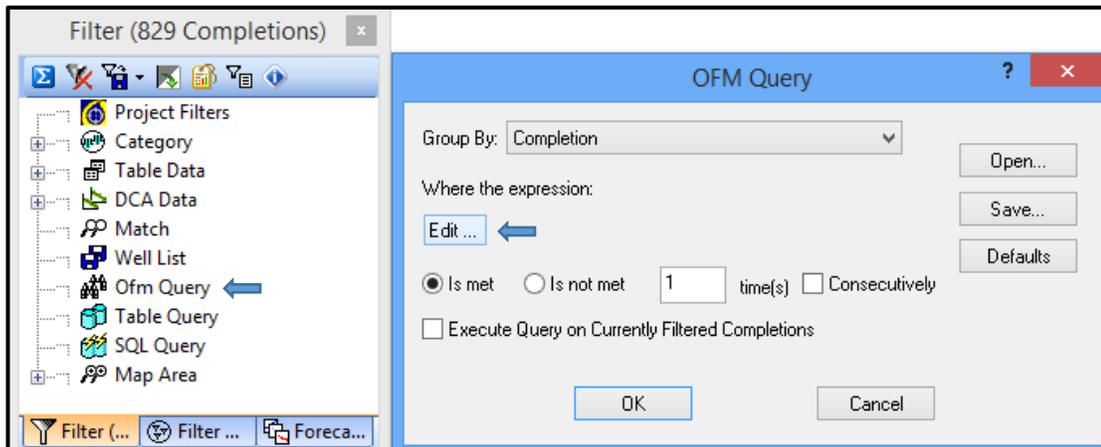


Figura 3.4. Panel de filtros con la opción Ofm Query

Para concluir con el desarrollo del segundo objetivo se adicionó una búsqueda de información de 21 pozos reparados en los años 70 para escoger el pozo más representativo y se evaluó su comportamiento antes y después de la campaña de reparación mediante una gráfica del historial de producción de dicho pozo, esto con el fin de observar la importancia de la campaña de reparación, asimismo se procedió con el resto de los 20 pozos.

3.5.3 Fase III. Cálculo de Reservas Remanentes Recuperables

Para calcular las Reservas Remanentes Recuperables del yacimiento Post Eoceno Campo se realizó un cálculo sencillo restando el valor de las Reservas Recuperables Primarias menos la Producción Acumulada (N_p) del yacimiento hasta el año 2013. El valor de las Reservas Recuperables Primarias se obtuvo del producto del Petróleo Original en Sitio (POES), sacado del libro de reservas; por el Factor de Recobro Primario (FR) obtenido de un estudio hecho en el año 2009 el cual fue 23,9%, por último la producción acumulada fue adquirida de la base de datos AICO.

Por otro lado, en el año 2006 con la creación del nuevo sistema de negocio con las empresas transnacionales donde se pasa de Convenios Operativos a Empresas Mixtas, se crean los Planes de Negocios 2006-2026 donde se expone detalladamente las actividades (de mantenimiento, reparación y perforación) que debe cumplir cada

empresa para lograr producir con la cuota de barriles pautada para cada campo y a su vez cumplir con la cuota del Plan Siembra Petrolera. Para el Campo Cabimas en este Plan de Negocio fue sobreestimada la capacidad de producción del campo o en su defecto la capacidad de operación, lo que se notó con el transcurso de los años donde en el 2012 se solicitó la actualización de este plan llamándose ahora Plan de Remediación 2013-2026, dada la desviación con respecto al Plan de Negocios Original de 7.1 MMBls en el período 2006-2012. De este modo, se revisó este último plan actualizado y se extrajo la producción diaria y la acumulada para el período de estudio.

3.5.4 Fase IV. Cálculo de la ecuación de declinación

En esta fase se calculó la declinación del campo que luego fue utilizada para los cálculos del escenario C. Para calcular la declinación se seleccionó en la barra de herramientas del programa OFM la opción Analysis y se selecciona la opción Forecats donde posteriormente se arroja la figura 3.5.

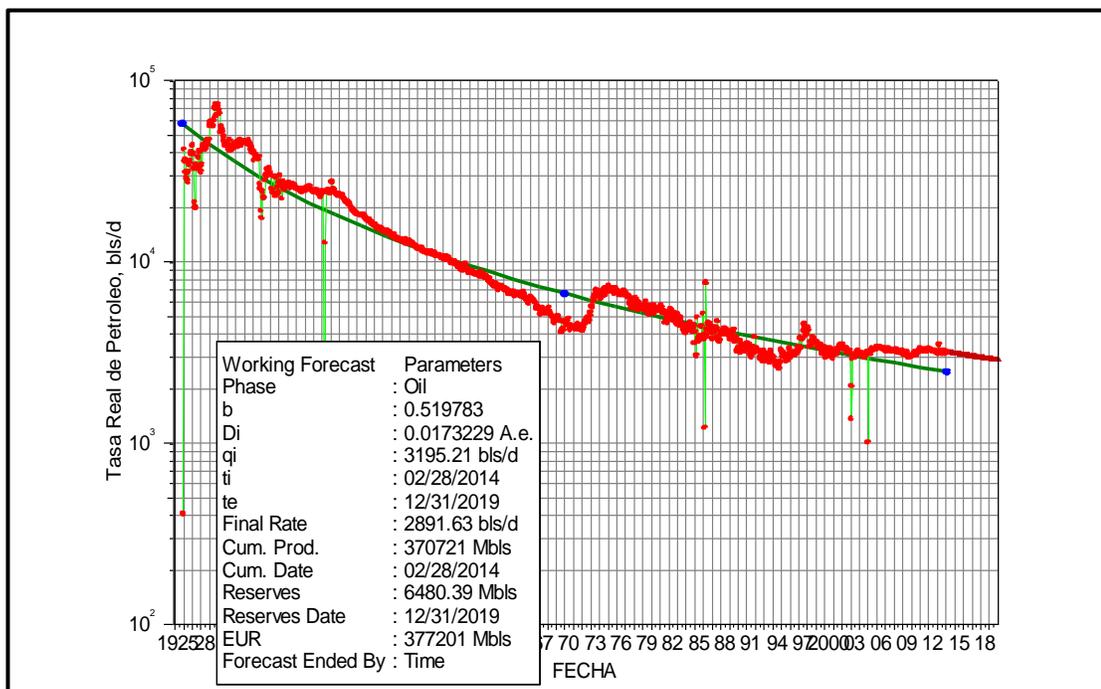


Figura 3.5. Gráfica de declinación arrojada por OFM

Esta gráfica muestra el historial de producción del yacimiento y un recuadro donde aparecen los siguientes datos:

Phase: indica el tipo de fluido	b: constante usada en la ecuación
Di: la declinación en fracción.	qi: tasa inicial
ti: tiempo inicial	te: tiempo final
Final Rate: tasa final	
Cum. Prod: producción acumulada para ti	Cum. Date: tiempo de Cum. Prod
Reserves: producción acumulada entre el ti y te.	
Reserves Date: tiempo final	EUR: producción acumulada total
Forecast Ended By: por lo que se para el proceso (tasa límite económica o tiempo)	

Al hacer doble clic en la gráfica se abre una ventana, donde se colocaron las condiciones que se desean como se muestra en la figura 3.6.

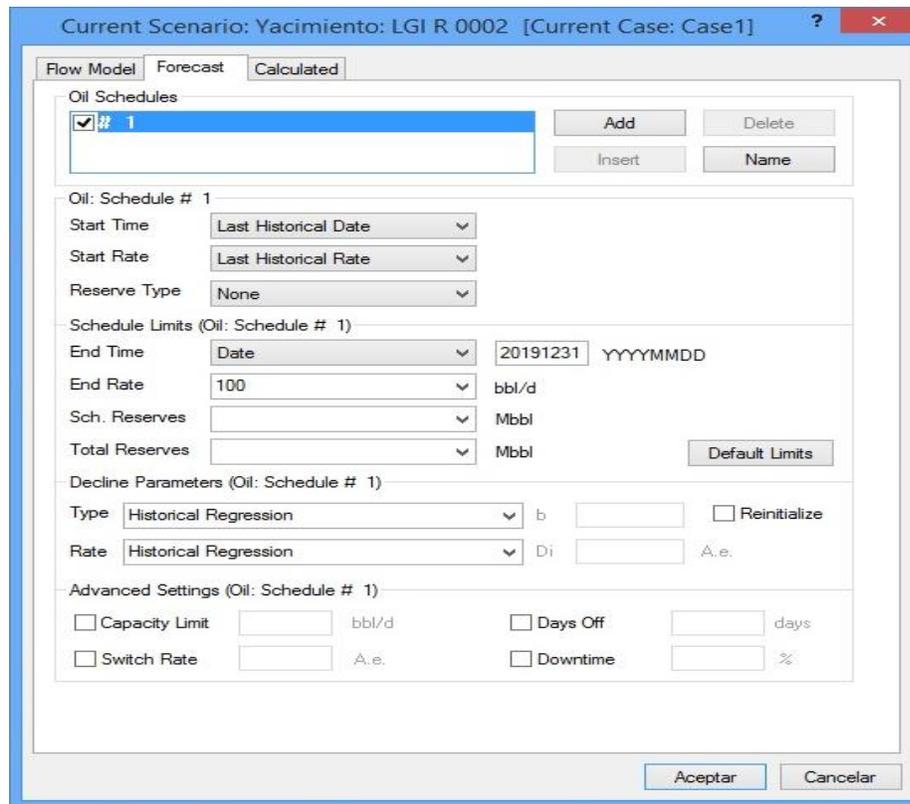


Figura 3.6. Editor de las opciones del Forecast de OFM

Asimismo OFM arroja la ecuación de declinación y los datos usados para los cálculos del recuadro blanco que aparecen en la figura 3.5 junto con la gráfica. El programa arroja por defecto la declinación con la que obtuvo un mejor R^2 .

En la figura 3.7 se puede observar que para el yacimiento Post Eoceno Campo la curva de declinación que mejor se ajusta es la hiperbólica ya que el valor de b se encuentra entre 0 y 1 y con un R^2 igual a 0,910247 y la siguiente ecuación:

$$q(t) = qi(1 + bDit)^{\left(-\frac{1}{b}\right)}$$

$b = 0,519783 \quad Di = 0,00750937$ (declinación mensual)

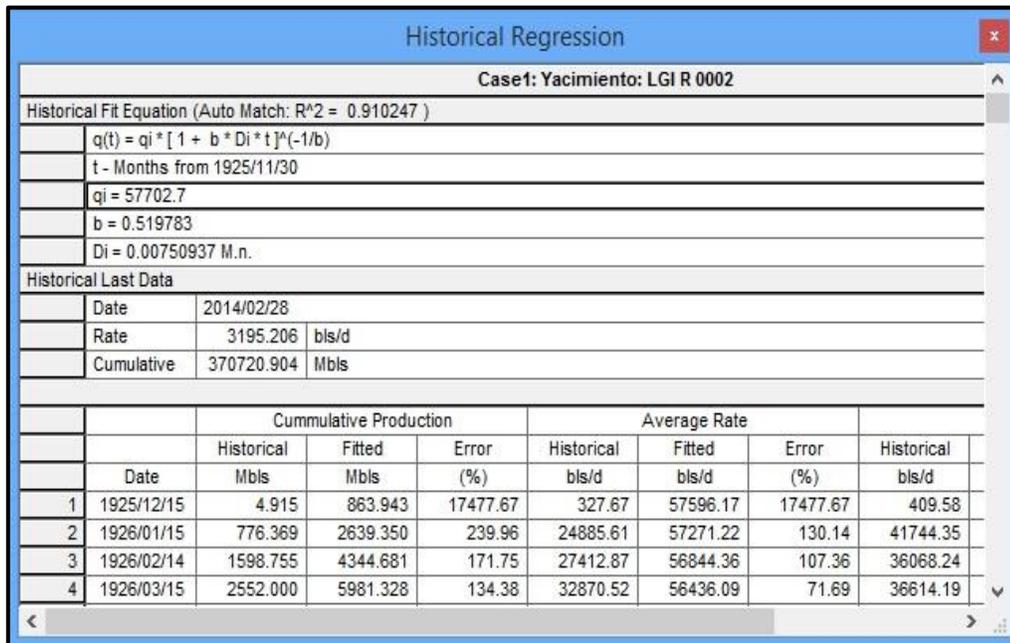


Figura 3.7. Ventana de la regresión histórica del Yacimiento Post Eoceno Campo

3.5.5 Fase V. Identificación de escenarios de producción

Esta fase corresponde a identificar aquellas posibles acciones que ayuden a aumentar la producción de petróleo en los próximos 6 años (período 2014-2019), no obstante vale la pena resaltar que la empresa mixta Petrocabimas tiene contrato para operar el campo hasta el año 2026.

La limitante al momento de calcular las reservas a drenar será la vida útil de los pozos, es decir, la tasa límite económica la cual es de 6 barriles por día o el límite de tiempo propuesto (año 2019) lo que probablemente ocurrirá primero ya que solo son 5 años de producción. De cada escenario se deberá calcular las reservas que se pueden drenar en el período seleccionado para esto se utilizará OFM y/o Excel.

- Escenario A

En este escenario se establece que las reservas serán drenas únicamente por los 121 pozos activos (pruebas de actividad del campo hechas para el mes de diciembre del año 2013), teniendo como limitación el fin del período de estudio (año 2019) o la

vida útil de los pozos (6 bbls). Esto con la finalidad de reactivar, desarrollar y producir las reservas probadas del área. En la tabla 3.1 se muestran los 121 pozos activos para la fecha mencionada con su última prueba de producción.

Tabla 3.1. Pozos activos (categoría 1) para el 31-12-2013

Pozo	Bls Bruto Día	BNPD	RGP	% AYS
R 0271	145	142	547	0,8
R 0032	111	108	1245	0,4
R 0137	86	85	2461	0,3
R 0335	84	83	1316	0,3
R 0435	83	81	1261	0,6
R 0159	76	75	945	0,6
R 0316	77	70	116	1,8
R 0091	68	66	1545	0,3
R 0511	74	64	424	38
R 0411	65	62	183	3,1
R 0349	54	53	1415	1
R 0385	54	53	68	0,8
R 0166	52	51	3200	2,8
R 0358	51	51	9966	0,7
R 0149	51	50	490	0,6
R 0299	48	47	1043	1,5
R 0287	44	43	700	0,8
R 0409	52	43	5261	1,8
R 0030A	43	42	1022	0,4
R 0027	42	41	1000	0,5
R 0181	42	41	100	0,1
R 0294	43	41	432	0,3
R 0363	41	40	73	0,2
R 0112	40	39	1379	0,7
R 0050A	39	38	457	0,9
Pozo	Bls Bruto Día	BNPD	RGP	% AYS
R 0605	39	38	1415	0,8
R 0037	37	37	75	0,5
R 0331	41	37	1757	6
R 0138	36	36	3390	0,1
R 0420	147	36	158	38
R 0129	34	34	2857	0,2
R 0044	33	33	8912	0,4
R 0187	34	33	150	0,2
R 0275	34	33	1111	0,8
Pozo	Bls Bruto Día	BNPD	RGP	% AYS
R 0647	21	21	1278	1,8
R 0376	20	20	3909	0,3
R 0042A	21	19	316	1
R 0413	19	19	182	1
R 0571	19	19	174	2,3
R 0108	18	18	7421	0,5
R 0278	17	17	900	2,9
R 0292	17	17	200	0,2
R 0318	18	17	2083	2
R 0034	16	16	1300	0,9
R 0447	16	16	250	0
R 0495	16	16	214	0,6
R 0029	19	15	3259	0,3
R 0353	16	15	786	0,6
R 0416	15	15	200	0
R 0388	14	14	0	4
R 0460	15	14	176	0,2
R 0621	14	14	231	0,8
R 0017	13	13	1875	0,9
R 0509	13	13	400	1
R 0097	12	12	750	2,4
R 0798	12	12	545	1,7
R 0019	11	11	200	0,2
R 0039	11	11	2800	1,2
R 0080	12	11	5000	0,1
Pozo	Bls Bruto Día	BNPD	RGP	% AYS
R 0155	11	11	375	0,2
R 0141	10	10	750	0,2
R 0445	10	10	1688	0,4
R 0582	11	10	857	0,2
R 0152	9	9	2889	0
R 0300	9	9	500	0
R 0317	36	9	375	1
R 0361	9	9	1000	0,6
R 0369	9	9	4000	0,5

R 0291	35	33	2167	4,2	R 0371	9	9	857	0,4
R 0307	34	33	2097	1,5	R 0425	9	9	667	3,8
R 0604	36	33	118	3,8	R 0453	9	9	273	0,8
R 0090	33	32	3208	1,6	R 0743	9	9	875	0,2
R 0139	32	32	1525	1,4	R 0302	9	8	714	12
R 0290	33	32	769	0,7	R 0344	8	7	1286	24
R 0367	32	31	206	1,6	R 0566	7	7	429	1,4
R 0386A	30	30	692	0,9	R 0584	7	7	1600	0,3
R 0161	29	29	2500	0,8	R 0051	6	6	571	1
R 0408	30	29	3368	1,4	R 0319	6	6	3500	0,4
R 0431	30	29	3120	0,7	R 0463	6	6	7500	1,6
R 0113	28	28	6095	3	R 0640	6	6	375	0,7
R 0315	28	28	323	0,8	R 0329A	5	5	455	0,5
R 0440	28	28	136	3,1	R 0424	6	5	1870	6
R 0132	27	27	2333	0,1	R 0706	5	5	1600	0,7
R 0025	27	26	3900	0	R 0775	5	5	600	0,1
R 0276	27	26	120	1,5	R 0606	4	4	1000	2,2
R 0377	26	26	821	0,2	R 0770	4	4	3750	0,6
R 0457	27	26	219	1,4	R 0778	4	4	1000	0,4
R 0502	24	24	700	1,2	R 0381	3	3	1333	1
R 0585	24	24	4850	1	R 0035	1	1	1000	0
R 0320	24	23	818	0,6	R 0455A			475	0
R 0439	24	23	1714	1,6	R 0829			4000	0
R 0285	23	22	3063	0,4	R 0837			20143	0
R 0160	21	21	1818	0,6	R 0874			11722	1,4
R 0311	22	21	167	1	R 0875			4043	0,4
R 0394	22	21	500	0,5	R 0877			45	3,2

Las reservas drenadas fueron calculadas directamente del recuadro blanco que arroja la gráfica de declinación como se mostró en la fase III.

- Escenario B

En este escenario se planteó la activación de producción asociada a pozos cerrados, con capacidad de producción por problemas de superficie, líneas de flujo, entre otros (categoría 2), y pozos que requieren trabajos a nivel del yacimiento objetivo para recuperación de potencial (categoría 3), es decir, los pozos que se encuentran en categoría 2 y 3 son pozos que necesitan trabajos de pozos, valga la redundancia, estos pozos son aquellos que para la fecha del 31/12/2013 se encontraban inactivos los cuales fueron tomados de la base de datos contenidos en el programa AICO, estos 25 pozos se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 1.2. Pozos inactivos (categoría 2 y 3) para el 31-12-2013

Pozo	Estado	Fecha	Bls Bruto Día	BNPD
R 0534	ER	14-OCT-71	40	39
R 0395	EM	01-AUG-99	36	35
R 0393	ER	20-JUL-97	29	29
R 0390	EM	01-MAY-99	26	25
R 0400	ER	10-MAY-99	25	25
R 0049A	ER	10-MAY-02	32	20
R 0071A	EX	15-NOV-05	19	19
R 0167	EM	18-JUL-87	20	19
R 0487	ER	01-OCT-65	19	18
R 0482	ER	25-JUN-99	13	13
R 0134	ER	10-MAR-81	10	9
R 0185	EM	18-OCT-76	10	9
R 0427	ER	22-MAY-01	9	9
R 0543	EM	03-MAR-97	9	9
R 0520	EG	03-JUN-97	8	8
R 0480	EX	23-AUG-79	8	7
R 0322	EX	21-FEB-88	7	6
R 0146	ER	01-APR-99	5	5
R 0456	ER	01-APR-67	6	5
R 0470	EM	02-OCT-97	5	5
R 0472	ER	15-MAR-76	10	4
R 0465	ER	01-SEP-67	4	3
R 0476	ER	01-NOV-65	3	2
R 0124	ER	01-SEP-57	6	0
R 0477	ER	01-JAN-57	12	0

En este escenario se verificó primeramente la factibilidad de la entrada de taladros a las zonas. Para esto se utilizó la aplicación en línea del buscador Google, Google Earth, el cual se procedió a colocar las coordenadas Este y Norte como se muestra en la figura 3.8 de cada uno de estos pozos y así visualizar su ubicación y alrededores.

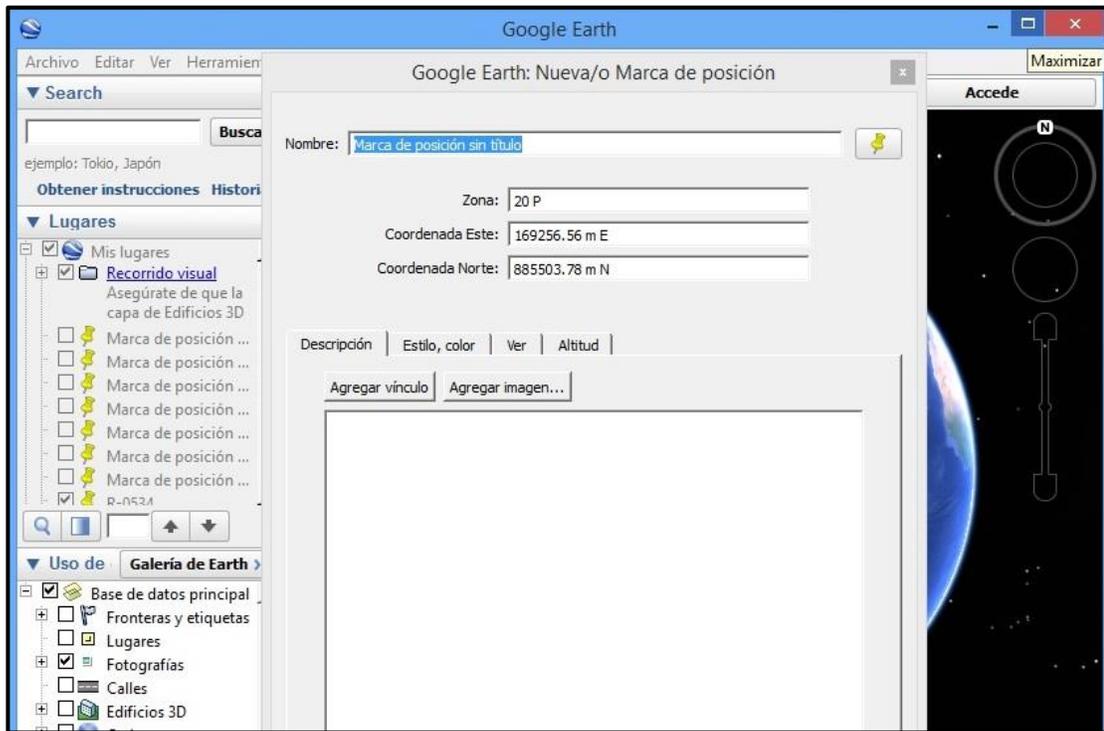


Figura 3.8. Aplicación Google Earth

Debido a que los resultados arrojados en este escenario no fueron positivos, no se expone con una metodología para cálculos de reservas.

- Escenario C

En este escenario se plantean la perforación de 42 nuevos pozos los cuales fueron determinados en función de la disponibilidad de taladro que posee Petrocabimas para perforar en el Campo Cabimas y donde el potencial esperado para cada uno de estos nuevos pozos será de 40 barriles de petróleo.

Para calcular el número de pozos a perforar en el período 2014-2019 se procedió de la siguiente manera:

- Se verificó la disponibilidad de taladros para perforar el yacimiento Post Eoceno Campo.

- Se verificó tiempo de duración de perforación del taladro.
- Se calculó el número de pozos que se puede perforar en un año dividiendo la cantidad en días que opera el taladro al año entre el tiempo de duración de perforación por pozo del mismo.
- Se calculó el número de pozos que pueden ser perforados en el período 2014-2019, por lo tanto se múltiplo el número de pozos que se puede perforar en un año por 6 años.
- Se supondrá que las perforaciones empiezan en enero de cada año y son sucesivas, es decir, a lo que se termine de perforar el primer pozo se comenzará el segundo y así sucesivamente hasta el séptimo como se muestra en la tabla 4.

Tabla 3.3. Secuencia de perforación

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Días	1 al 25	26 al 19	20 al 17	18 al 12	13 al 8	9 al 3	4 al 29
Pozo	1	2	3	4	5	6	7

Para calcular la cantidad de reservas que se pueden drenar en el período 2014-2019 con estos 42 nuevos pozos se procedió de la siguiente manera:

- Se calculó el tiempo en meses que estaría produciendo cada uno de los 42 pozos a perforar durante el período seleccionado (2014-2019); por ejemplo, el primer pozo perforada en el año 2014 estaría produciendo a partir del 26 de enero como se muestra en la tabla 3.3, ya que su perforación termina el 25 de enero, por lo tanto este pozo produciría por 5 años, 11 meses y los 5 días restante del mes de enero pero ya que el valor debe ser tomado en meses se tomarán 5 años y 11 meses lo que corresponde a 71 meses, así sucesivamente para cada pozo. Estos cálculos fueron realizados en una tabla de Excel como se muestra en la tabla 3.4 en la cual se observa que para las celdas de los segundos pozos la fórmula para

calcular el tiempo es el tiempo del pozo uno menos uno el cual representa un mes que correspondería realmente a los 25 días que tardo perforándose ese pozo que como se explicó anteriormente el tiempo debe estar en meses y no en día por eso se resta un mes.

Tabla 3.4. Tabla tipo del tiempo de producción por pozo

Año 2014		Año 2015		Año 2016	
Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)
P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 5\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 4\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 3\text{años})$
P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$
P3	.	P3	.	P3	.
P4	.	P4	.	P4	.
P5	.	P5	.	P5	.
P6	.	P6	.	P6	.
P7	.	P7	.	P7	.

Año 2017		Año 2018		Año 2019	
Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)
P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 2\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 1\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses}$
P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$
P3	.	P3	.	P3	.
P4	.	P4	.	P4	.
P5	.	P5	.	P5	.
P6	.	P6	.	P6	.
P7	.	P7	.	P7	.

- Posteriormente se procedió a calcular las tasas finales de cada mes de producción por pozo utilizando la ecuación de declinación que arroja la figura 3.7. Nótese en esta figura que la declinación contiene un “M.n” lo que quiere decir que es una declinación nominal mensual es por ello que los tiempos de producción calculados en el ítems anterior deben hacerse en meses. Estos cálculos se realizaron en una hoja Excel como se muestra en la tabla 3.5, donde la columna tiempo va de 1 mes hasta 71 meses que representa el máximo de meses que va a estar produciendo un pozo y columna q_{final} lleva la fórmula de declinación ya mencionada en los ítems anteriores donde t corresponderá a la columna tiempo y q_i será la q_{final} calculada en cada paso anterior.

Tabla 3.5. Tabla tipo de tasas finales de producción por mes.

tiempo (meses)	qfinal (BNPD)
1	$q_i = q_{f1} = 40$
2	$q_{f2} = q_i * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$
3	$q_{f3} = q_{f2} * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$
.	.
.	.
.	.
n = 71	$q_n = q_{n-1} * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$

- Luego de tener los barriles por día se multiplicaran por 30 días para obtener la producción por mes como se muestra en la tabla 3.6 a la cual se le adiciona la columna de producción mensual al cuadro de la tabla 3.5.

Tabla 3.6. Tabla tipo de producción mensual

tiempo (meses)	qfinal (BNPD)	Prod. Mensual (bbls/mes)
1	$q_i = q_{f1} = 40$	$q_1 = q_i * 30 \text{ días}$
2	$q_{f2} = q_i * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$	$q_2 = q_{f1} * 30 \text{ días}$
3	$q_{f3} = q_{f2} * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$	$q_3 = q_{f2} * 30 \text{ días}$
.	.	.
.	.	.
.	.	.
n = 71	$q_n = q_{n-1} * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$	$q_{pn} = q_n * 30 \text{ días}$

- Para calcular el total de reservas (producción acumulada, N_p) que produjo cada pozo se suman las producciones mensuales mes a mes hasta llegar a los 71 meses para luego facilitar el cálculo final. En la tabla 3.7 se adiciona una columna más

al cuadro de la tabla 3.6 donde se suma la q1 con q2, en la siguiente celda se suma Np1 con q2 y así sucesivamente.

Tabla 3.7. Tabla tipo de producción acumulada por cada tiempo

tiempo (meses)	qfinal (BNPD)	Prod. Mensual (bbls/mes)	Np (BNP)
1	$q_i = q_{f1} = 40$	$q_1 = q_i * 30 \text{ días}$	$N_{p1} = q_0$
2	$q_{f2} = q_i * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$	$q_2 = q_{f1} * 30 \text{ días}$	$N_{p2} = N_{p0} + q_1$
3	$q_{f3} = q_{f2} * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$	$q_3 = q_{f2} * 30 \text{ días}$	$N_{p3} = N_{p1} + q_2$
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
n = 71	$q_n = q_{n-1} * (1 + b * D_i * (t-1))^{-(b-1)}$	$q_{pn} = q_n * 30 \text{ días}$	$N_{pn} = N_{pn-1} + q_{pn}$

- Por último, para calcular las reservas que se drenaran con este escenario se suman los Np totales de cada pozo, para ello se verifican los tiempo calculados en la tabla 3.4 de cada pozo para luego ubicarlos en la tabla 3.7 y localizar el Np correspondiente a ese número de meses, posteriormente se hace una nueva tabla como la tabla 3.8 donde se coloca el pozo y la cantidad de reservas que drenará; de este manera se tendrán al final 42 producciones acumuladas (un Np por pozo) para luego sumarlos todos y así obtener el total de reservas drenadas en el escenario C.

Tabla 3.8. Tabla tipo de producción acumulada por pozo

Año 2014		Año 2015		Año 2016	
Pozo	N _p total	Pozo	N _p total	Pozo	N _p total
P1	N _p correspondiente a cada pozo según la cantidad de meses en producción	P1	N _p correspondiente a cada pozo según la cantidad de meses en producción	P1	N _p correspondiente a cada pozo según la cantidad de meses en producción
P2					
P3					
P4					
P5					
P6					
P7					
Año 2017		Año 2018		Año 2019	
Pozo	N _p total	Pozo	N _p total	Pozo	N _p total
P1	N _p correspondiente a cada pozo según la cantidad de meses en producción	P1	N _p correspondiente a cada pozo según la cantidad de meses en producción	P1	N _p correspondiente a cada pozo según la cantidad
P2					
P3					
P4		N _p 9			
P5				de meses en producción	
P6					
P7					

- En la figura 3.9 se observa metódicamente el proceso recién descrito.

Año 2014		Año 2015		Año 2016	
Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)
P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 5\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 4\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 3\text{años})$
P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$
P3	.	P3	.	P3	.
P4	.	P4	.	P4	.
P5	.	P5	.	P5	.
P6	.	P6	.	P6	.
P7	.	P7	.	P7	.

Año 2017		Año 2018		Año 2019	
Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)
P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 2\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses} + (12\text{meses} * 1\text{años})$	P1	$t_1 = 11\text{meses}$
P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$	P2	$t_2 = t_1 - 1$
P3	.	P3	.	P3	.
P4	.	P4	.	P4	9
P5	.	P5	.	P5	.
P6	.	P6	.	P6	.
P7	.	P7	.	P7	.

tiempo (meses)	q _{final} (BNPD)	Prod. Mensual (bbls/mes)	N _p (BNP)
0	q _i	q ₀	N _{p0}
1	q _{f1}	q ₁	N _{p1}
2	q _{f2}	q ₂	N _{p2}
.	.	.	.
9	q _{f9}	q ₉	N _{p9}
.	.	.	.
.	.	.	.
n = 71	q _n	q _{pn}	N _{pn}

Figura 3.9. Proceso de selección de producción acumulada para cada pozo

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

En este capítulo se desarrolla el primer objetivo planteado en el capítulo I el cual está orientado a ofrecer una descripción del área de estudio, presentando de manera general los aspectos geográficos, estructurales y estratigráficos del yacimiento en estudio.

4.1 Ubicación Geográfica del Campo Cabimas

El Campo Cabimas se encuentra localizado en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Edo. Zulia y abarca los municipios Santa Rita, Cabimas y Simón Bolívar como se observa en la figura 4.1.



Figura 4.1. Ubicación geográfica del Campo Cabimas. [Petrocabimas, 2009]

El campo cubre una extensión de 252.72 Km² de los cuales 78 Km² son de área tradicional y 174.72 Km² corresponden a nuevas áreas exploratorias asignadas entre los años 2006 y 2013. En la figura 4.2 se muestra la división de cada área del campo donde el área sin colorear representa el campo tradicional (área que fue delimitada al momento

que empezó la explotación comercial del campo) y las áreas de colores representan las nuevas zonas exploratorias: el área rosada fue asignada a la empresa en el año 2006 y las áreas de color azul y verde fueron asignadas en el año 2013.

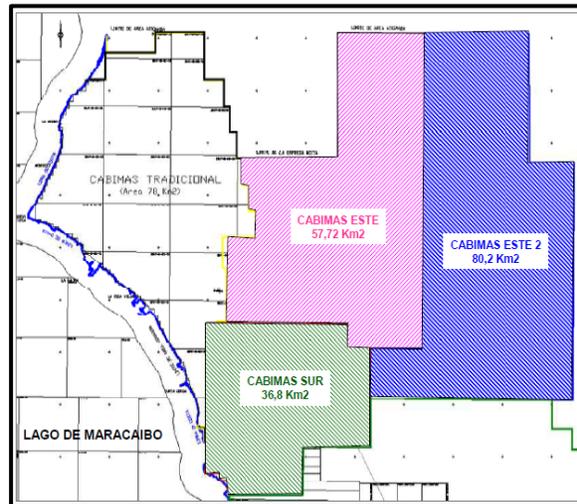


Figura 3. Área del Campo Cabimas. [Petrocabimas, 2009]

4.2 Ubicación Geográfica del Yacimiento Post Eoceno Campo

El yacimiento Post Eoceno Campo es uno de los tres yacimientos que están activos actualmente en el Campo Cabimas el cual forma parte del área tradicional del campo. Los límites del yacimiento se ubican en un área geográfica definida por una poligonal cerrada como se puede ver en la figura 4.3, asignada a la empresa mixta Petrocabimas, S.A. Los vértices de la poligonal están definidos por coordenadas UTM, Huso 19, Datum la Canoa y Datum Sirgas-Regven, sus valores se indican en la gaceta oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 347.272, Oficio 165 de fecha 27 de junio 2006.

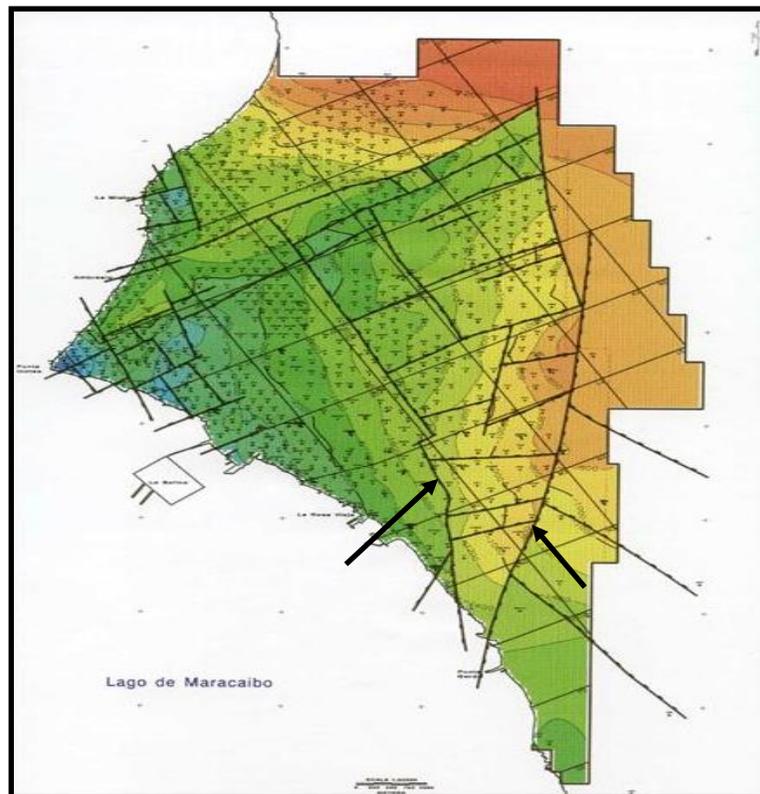


Figura 4. Área del yacimiento Post Eoceno Campo. [Petrocabimas, 2009]

4.3 Características y Propiedades del Yacimiento Post Eoceno Campo

Desde el inicio del desarrollo del campo la característica de roca poco consolidada ha ocasionado que algunos yacimientos (como el Post Eoceno Campo) sean proclives a producir arena, por ello se utilizó como método de control de arena la instalación de un forro ranurado. Este sistema fue medianamente útil, ya que los pozos mostraron inicialmente tasas de producción relativamente altas por flujo natural (de 150 a 600 barriles por día) y alta declinación (10-20%) indicativo de la reducción de presión por el mecanismo de producción predominante y el taponamiento del forro; además, de repetidos trabajos de limpieza de arena.

La completación típica de un pozo que produce arena incluye la colocación de un forro ranurado frente a la sección productora, por ejemplo, para el yacimiento Post Eoceno Campo iría desde el miembro LLS hasta Icotea como se muestra en la figura

4.4, y la realización de un empaque con grava para controlar la producción de arena. Este esquema comenzó a utilizarse desde los años 70 (anterior a esa fecha las terminaciones no incluían el empaque con grava)

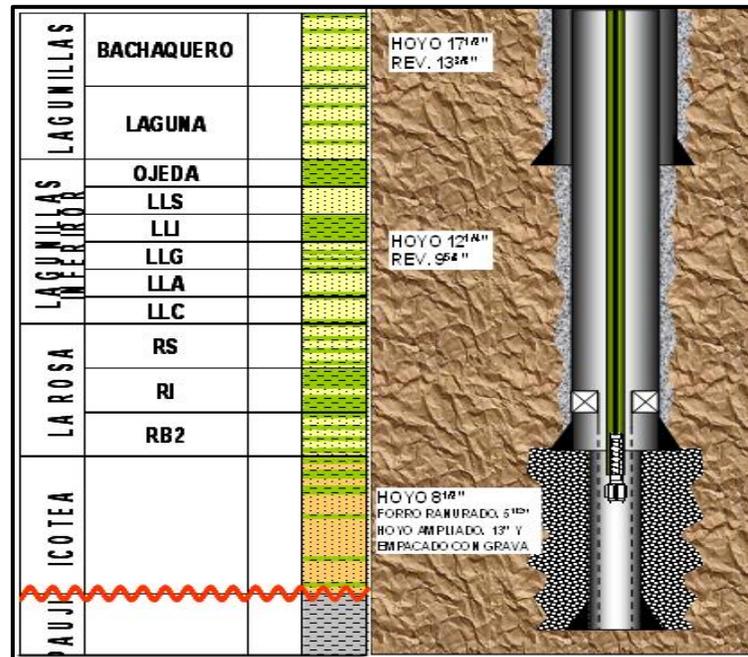


Figura 5. Completación tipo OHGP para pozos tipo del yacimiento Post Eoceno Campo (Open Hole Gravel Pack - Hoyo Abierto Empacado con Grava). [Petrocabimas, 2009]

4.3.1 Estructura geológica

Estructuralmente las acumulaciones en el Campo Cabimas se asocian con la intersección de dos sistemas principales de fallas, el de Icoatea/Urdaneta, de dirección NE-SO y el de Burro Negro/TJ/Pueblo Viejo, de dirección NO-SE las cuales se pueden observar en la figura 4.5; ambos sistemas son responsables de grandes acumulaciones de petróleo en el Lago de Maracaibo. La estructura se presenta como un gran monoclinal con buzamiento que oscila entre 2 y 10 grados con dirección SO-O/NE-E.

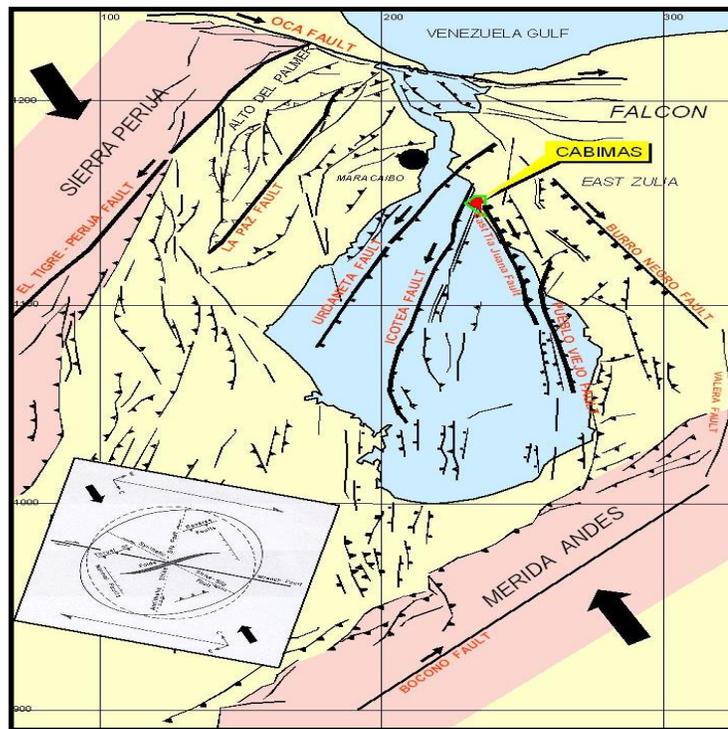


Figura 6. Marco estructural regional. [Petrocabimas, 2009]

La intersección de estos sistemas de fallas produjo en el área de Cabimas una sucesión de deslizamientos que sirven de marco estructural a las acumulaciones del Campo Cabimas, dividiéndolo a su vez en cinco estructuras, seccionadas por tres grandes sistemas de fallas como se puede observar en la figura 4.6 donde el primer sistema está constituido por la Falla Principal de Cabimas (FPC) que se extiende a lo largo de todo el campo, en dirección NO-SE; el segundo sistema está constituido por la Falla Límite de Cabimas (FLC) que se extiende en el borde oriental del campo con una orientación N-S y el tercer grupo está conformado por un conjunto de fallas secundarias de menor corte estructural a las dos primeras las cuales seccionan el campo en pequeños bloques logrando la compartimentalización del yacimiento.

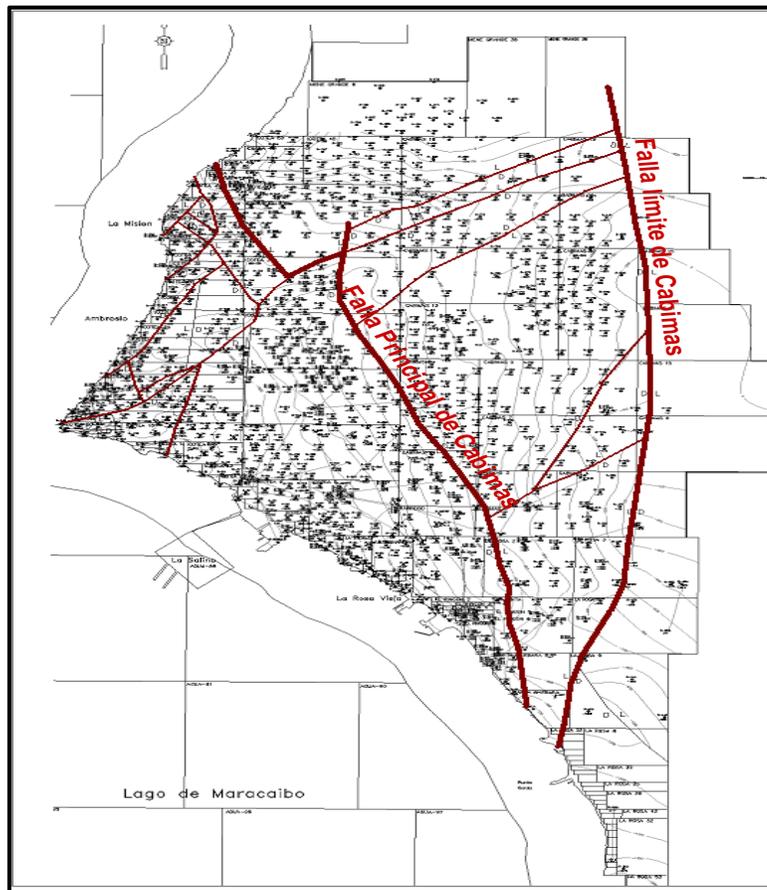


Figura 7. Marco estructural local. [Petrocabimas, 2009]

4.3.2 Columna estratigráfica

La estratigrafía está conformada por la sección inferior de la formación Lagunillas, la formación La Rosa y la formación Icotea. El Miembro Lagunillas Inferior Superior y el Miembro Lagunillas Inferior Inferior son unos de los miembros de la Formación Lagunillas, estos a su vez constan de cinco unidades (entre los dos miembros) que de tope a base corresponden a Lagunillas Inferior Arenas Superiores, Lagunillas Lutitas, Lagunillas Inferior Arenas Inferiores, Arena Las Salinas y Arena Cabimas. En general están constituidas por secciones de arenas y lutitas intercaladas, impregnadas de petróleo, las secciones de mayor espesor de arenas se presentan altamente bioturbadas y poco consolidadas.

La Formación La Rosa se subdivide, de base a tope, en los miembros La Rosa Basal, denominada Santa Bárbara, La Rosa Intermedia y La Rosa Superior. En general se muestran como arenas de grano fino a muy fino, las arenas son poco consolidadas y están impregnadas de petróleo. Por último se tiene a la formación Icotea, del Oligoceno que está formada por arenas de grano fino intercaladas con lutitas de color blanco y negro, se presentan impregnadas de petróleo. En la figura 4.7 se observa la distribución de la columna estratigráfica del yacimiento.

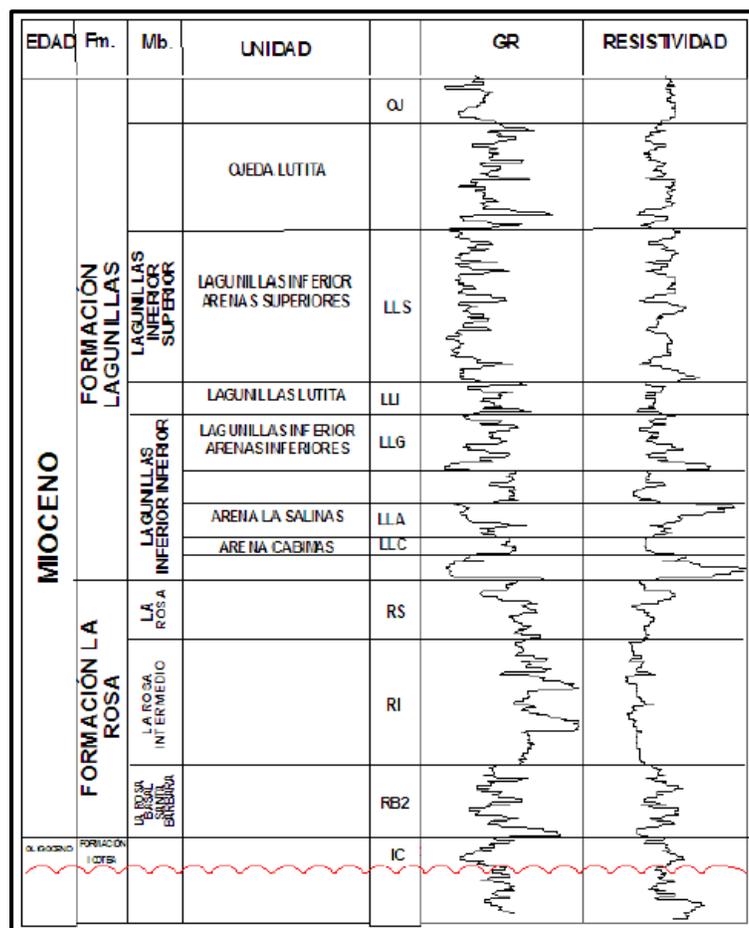


Figura 8. Estratigrafía del Mioceno-Oligoceno. [Espinoza, 2003]

En general, en todo el Mioceno y parte del Oligoceno se observan intercalaciones de arenas y lutitas, el contenido de lutitas en el yacimiento representan de 15% a 20% del volumen total y prevalecen las del tipo Monmorillonita/Esmecita con 74% y un 26% de

Caolinita/Clorita. La presencia de la arcilla debe ser tomada en cuenta cuando se realizan trabajos de reparación de pozos, para controlar el hinchamiento y la migración de las arcillas y el taponamiento de la garganta poral.

Existe comunicación hidráulica entre las formaciones La Rosa Inferior (RB) del Mioceno y la formación Icotea (IC) del Oligoceno, igualmente entre Lagunillas Inferior y La Rosa Superior, producto de coalescencia durante el período de depositación.

En vista de esta comunicación vertical entre los yacimientos del Mioceno y para efectos de cuantificación de reservas, se han integrado todas las arenas productoras como yacimientos del Post Eoceno Campo, aunque estratigráficamente se pueden diferenciar tres unidades hidráulicas, una integrada por las formaciones La Rosa Inferior del Mioceno y la formación Icotea del Oligoceno, otra constituida por Lagunillas Inferior y La Rosa Superior y una tercera integrada por el miembro LLS el cual es candidato a desarrollo. Es por ello que desde sus inicios las unidades estratigráficas que conforman el yacimiento Post Eoceno Campo se han operado como una unidad integrada donde se han completado y producido en forma individual y combinada.

4.3.3 Propiedades del yacimiento [5]

La presión inicial del yacimiento se midió en unos 870 lpc, la presión de burbujeo en 200 lpc, la relación gas petróleo en solución inicial (Rsi) en 281 pcn/bn, definiendo un estado subsaturado sin presencia de capa de gas; el mecanismo de empuje predominante es la expansión por gas en solución, aunque también está presente la segregación gravitacional. En la tabla 4.1 se observan los valores de ciertas propiedades para la formación La Rosa-Icotea y para la formación Lagunillas Inferior.

Tabla 4.1. Propiedades roca-fluido de la Form. La Raso-Icotea y la Form. Lagunillas Inferior

Formación	Propiedades	Dato	Formación	Propiedades	Dato
	La Rosa-Icotea	Profundidad (pies)		500 – 3500	Lagunillas Inferior
	Espesor (pies)	80 - 160		Espesor (pies)	150 – 400
	Porosidad (%)	20 – 28		Porosidad (%)	30 - 35
	Permeabilidad (mD)	100 - 1000		Permeabilidad (mD)	100 – 2000
	°API	19 – 23		°API	11 – 17
	P. Hidroestática (lpc)	150 - 300		P. Hidroestática (lpc)	200 – 400
	Sat. Agua (%)	15 – 25		Sat. Agua (%)	25 – 30
	FVP (BY/BN)	1.15		FVP (BY/BN)	1.05
	Viscosidad (cp)	50 – 300		Viscosidad (cp)	500 - 3000

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se exponen tanto los resultados obtenidos como el análisis de los mismos. Estos resultados son los efectos de desarrollar los tres últimos objetivos específicos planteados en el Capítulo I los cuales se presentarán en secuencia para facilitar el seguimiento del trabajo al lector a excepción del primer objetivo el cual se desarrolló por completo en el Capítulo IV.

5.1 Análisis del historial de producción

El yacimiento Post Eoceno Campo pertenece a uno de los campos más antiguos del país el cual empieza su producción contabilizada en enero del año 1926 como se observa en la figura 5.1, produciendo para finales de ese mes unos 41.000 barriles de petróleo diario. A finales del mes de Enero del año 1930 el yacimiento alcanzó su mayor tasa de petróleo diaria en la historia, más de 73 mil barriles diarios fueron producidos; esto debido a que la empresa Shell perforó alrededor de 300 pozos ese año. A partir de esa fecha empieza la declinación del campo con sólo 5 años de producción registrada.

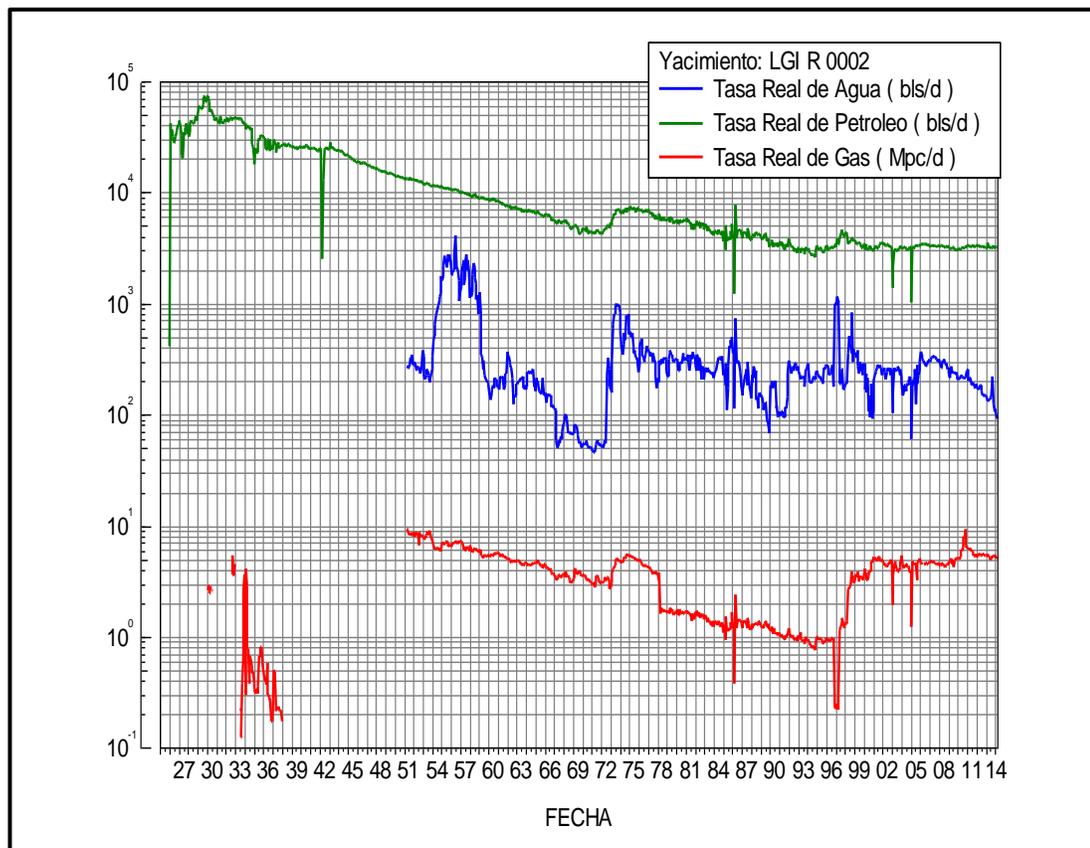


Figura 5.1. Historial de producción de petróleo, agua o gas del yacimiento Post Eoceno Campo (semilog)

En el año 1942 para finales del mes de marzo la producción cae abruptamente a unos 2.500 barriles diarios después de haber estado rondando el mes anterior los 24.400 barriles por día, esto debido al desenlace de la segunda guerra mundial la cual afectó negativamente a Venezuela (para ese preciso momento) puesto que fueron bombardeados por Alemania buques petroleros de la flota nacional. En el mes de mayo de ese mismo año la producción vuelve a subir llegando a los 12.800 barriles diarios de petróleo y estabilizándose el siguiente mes con los 24.400 barriles que venía produciendo antes del ataque; sigue la declinación del yacimiento gradualmente con una tasa de declinación de petróleo del 3,9% hasta el año 1970 como se observa en la figura 5.2. Adicionalmente en el 1951 empieza a contabilizarse la producción de agua y gas en el yacimiento.

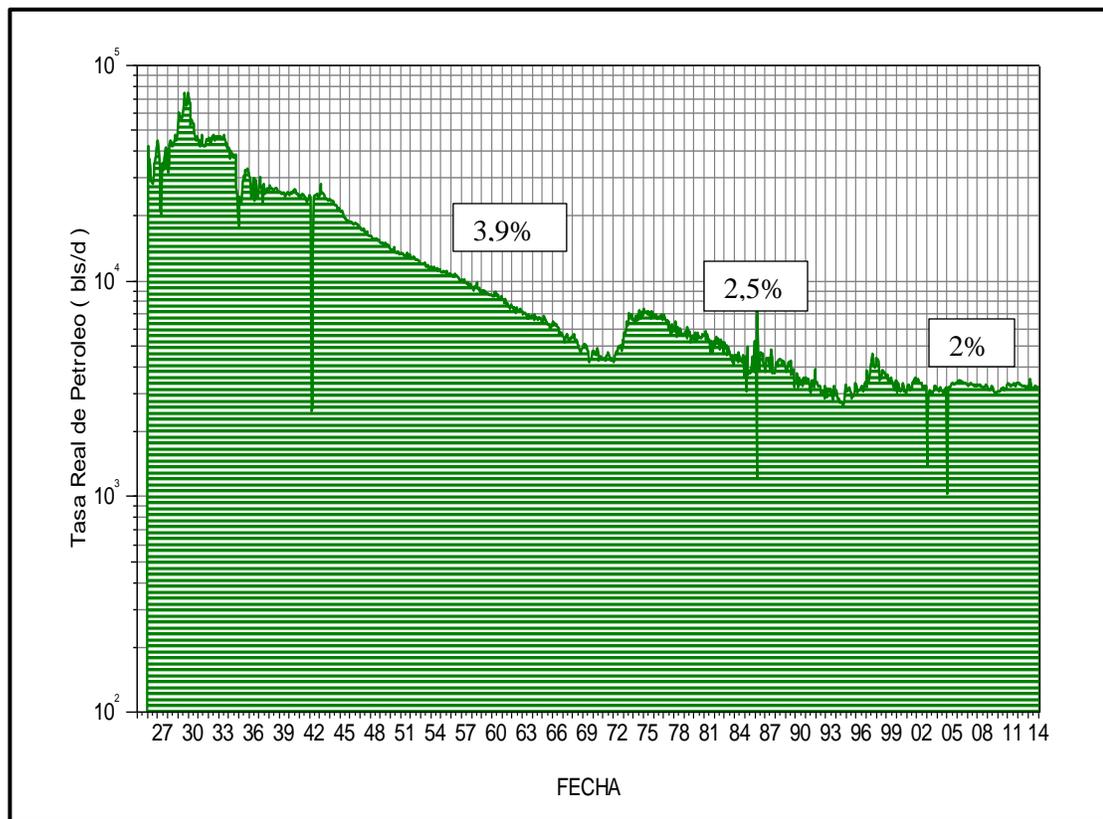


Figura 5.2. Historial tasas de declinación de petróleo del yacimiento Post Eoceno Campo (semilog)

Alrededor del año 1972 la producción deja de caer para alcanzar un nuevo pico a mediados del año 1973 manteniendo la producción entre 6500 y 7000 barriles por día aproximadamente hasta el año 1976 donde empieza a decaer la producción de petróleo nuevamente con una tasa de declinación de 2,5%. Este aumento repentino en la producción en el año 72 se debe a que desde el inicio del desarrollo del yacimiento la característica de roca poco consolidada había ocasionado problemas de arenamiento y la terminación típica usada para los pozos a pesar de incluir un forro ranurado no incluían un empaque con grava.

A principio de los años 70 se empezó una exitosa campaña de reparaciones tipo ST-OHGP (*Side Track – Over Hole Gravel Packed*) donde un grupo de 21 pozos perforados durante el período 1928-1933 mostraron incremento de producción entre

200-1000% con relación a la última prueba estabilizada antes del trabajo y se redujo las intervenciones por limpieza de arena, todos estos pozos se encuentran activos para finales del año 2013 (después de 40 años de producción). En la tabla 5.1, se muestran 6 pozos de estos 21 con sus tasas al momento del cierre y al momento de la apertura luego de estar estabilizados.

Tabla 5.1. Pozos reparados tipo ST-OHGP en el año 1970

Pozo	Última prueba antes de cerrarse (BNP)	Prueba luego de abrirse y estabilizarse (BNP)
R-0271	7	140
R-0270	5	50
R-0275	6	90
R-0285	6	70
R-0287	6	130
R-0290	6	70

En la figura 5.3 se presenta el caso de uno de estos pozos, el pozo R-271 y R-271ST (renombrado así después de su reparación y posterior reactivación), perforado en el año 1929 el cual produjo con una tasa inicial de 1000 bpd con flujo natural; en 1967 (39 años después) es cerrado por arenamiento; su última tasa de petróleo registrada fue de 8 bpd. En 1973 se repara tipo ST-OHGP iniciando su producción con 200 bpd y siendo su última tasa registrada, el 28 diciembre de 2013, de 126 bpd siendo este el pozo con mayor producción actual en todo el yacimiento.

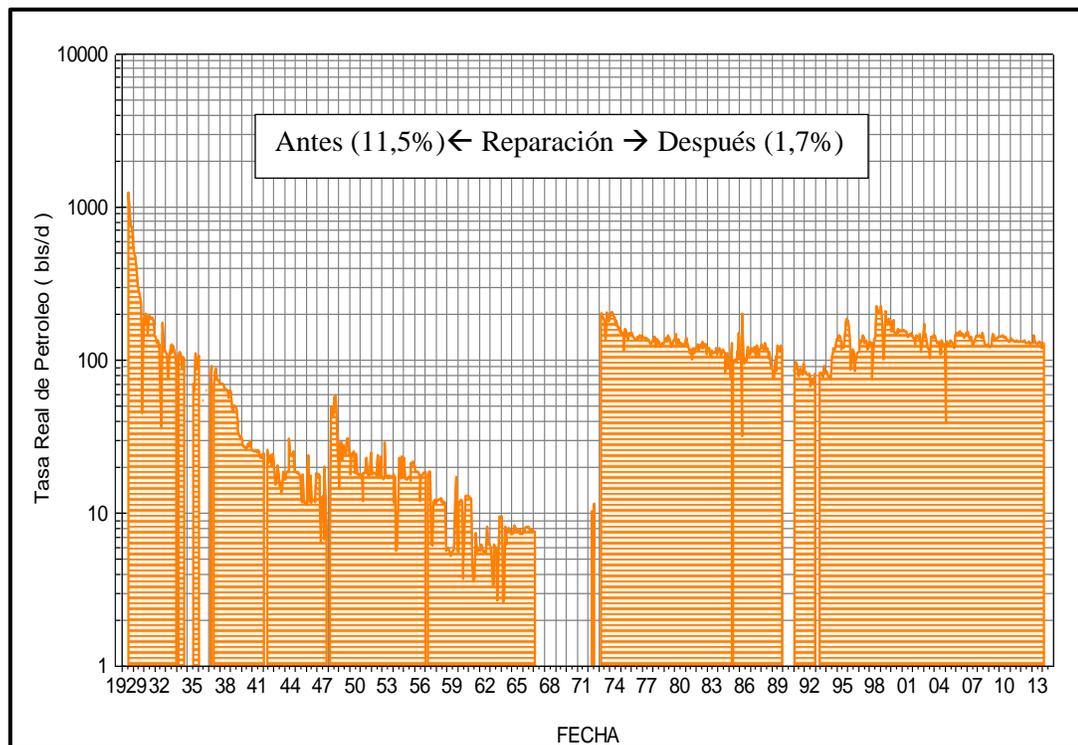


Figura5.3. Comportamiento de producción del pozo R-271 y R-271 ST (OHGP).

Continua el desarrollo del yacimiento entre 1974 y 1976 Shell perforó 45 pozos desviados con el nuevo diseño de terminación motivo por el cual la producción aumenta para mantenerse en esos años entre 3500 y 3600 barriles por día. En el año 86 se nota un pico decreciente debido a una reducción de las actividades por ser un año crítico en el mercado petrolero internacional debido a que Arabia Saudita elevó su producción lo que provocó un desplome del precio del barril de petróleo.

Entre los años 1994 y 1997 se nota como la producción adquiere una tendencia creciente nuevamente, este se debió a que a principios de los años 90 se inició un proceso llamado “Apertura Petrolera”. En el año 2003 la producción cae debido al llamado Paro Petrolero realizado por los trabajadores de PDVSA en repuestas a ciertas leyes habilitantes que había promulgado el presidente de la República; igualmente para finales del año 2005 se observa que la producción cae esto debido al

cambio de políticas de negocio donde se pasa de Convenios Operativos a Empresas Mixtas.

Desde finales de los años 90 la producción cae unos pocos barriles para mantenerse fluctuante desde entonces hasta el presente entre unos 3.200 y 3.250 barriles por día con una declinación del 2%.

5.2 Análisis de los volúmenes cuantificados de reservas de hidrocarburos

Las reservas remanente recuperable de petróleo del yacimiento Post Eoceno Campo están en el orden de los 116,893 MMBN para el 31 de diciembre del 2013 como se puede observar en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Reservas de Petróleo del yacimiento Post Eoceno Campo

Datos	MBN
Petróleo Original en Sitio	2.400.224
Reservas Recuperables Primarias	487.614
Producción Acumulada	370.721
Reservas Remanente Recuperable	116.893

Esta producción acumulada representa el 76,03% de las reservas recuperables primarias lo que indica que aún queda por recuperar un 24%. Debido a que el horizonte económico de este trabajo es un período de 6 años comprendidos entre 2014 y 2019, no se trabajará con el 24% restante de reservas ya que de ser así se debería elaborar un proyecto más grande para recuperar esa cantidad en tan poco tiempo unido a las condiciones del campo; por lo tanto se trabajará con la cuota

enmarcada en el Plan de Remediación 2013-2026 donde se obtuvo que el Campo Cabimas debe recuperar 23,3 MMBLS para este período donde el yacimiento Post Eoceno Campo debería aportar un 40% por lo tanto se deben recuperar 9,28 MMBLS de dicho yacimiento.

5.3 Identificación de escenarios de producción

5.3.1 Escenario A

En la figura 5.4 se muestra la curva de declinación del yacimiento Post Eoceno Campo calculada en OFM para el período 2014-2019 en cual se observa que las reservas recuperadas en ese tiempo serán de 6,48 MMBNP, logrando una producción acumulada total (desde inicios de producción del campo) de 377,2 MMBNP para el año 2019 lográndose así recobrar 77,36% de las reservas recuperables primarias.

Al evaluar este escenario con respecto a la producción comprometida en el Plan de Remediación de 9,28 MMBNP se observa que se tendrá un déficit de 3,2 MMBN, es decir, se recobrará un 64% de la producción comprometida.

El valor obtenido de reservas recuperadas para el período seleccionado es un valor sobrestimado ya que en este escenario se supone un caso ideal en el que el número de pozos activos para el año 2013 será el mismo número de pozos para el año 2019 exceptuando aquellos pozos que se cerrarían por llegar a su tasa límite económica establecida, es decir, se tiene la premisa que no se presentarán problemas operacionales en el campo durante este período, por lo tanto se estaría presentado el mejor de los casos lo que implica la mayor recuperación posible que puede tenerse con este escenario.

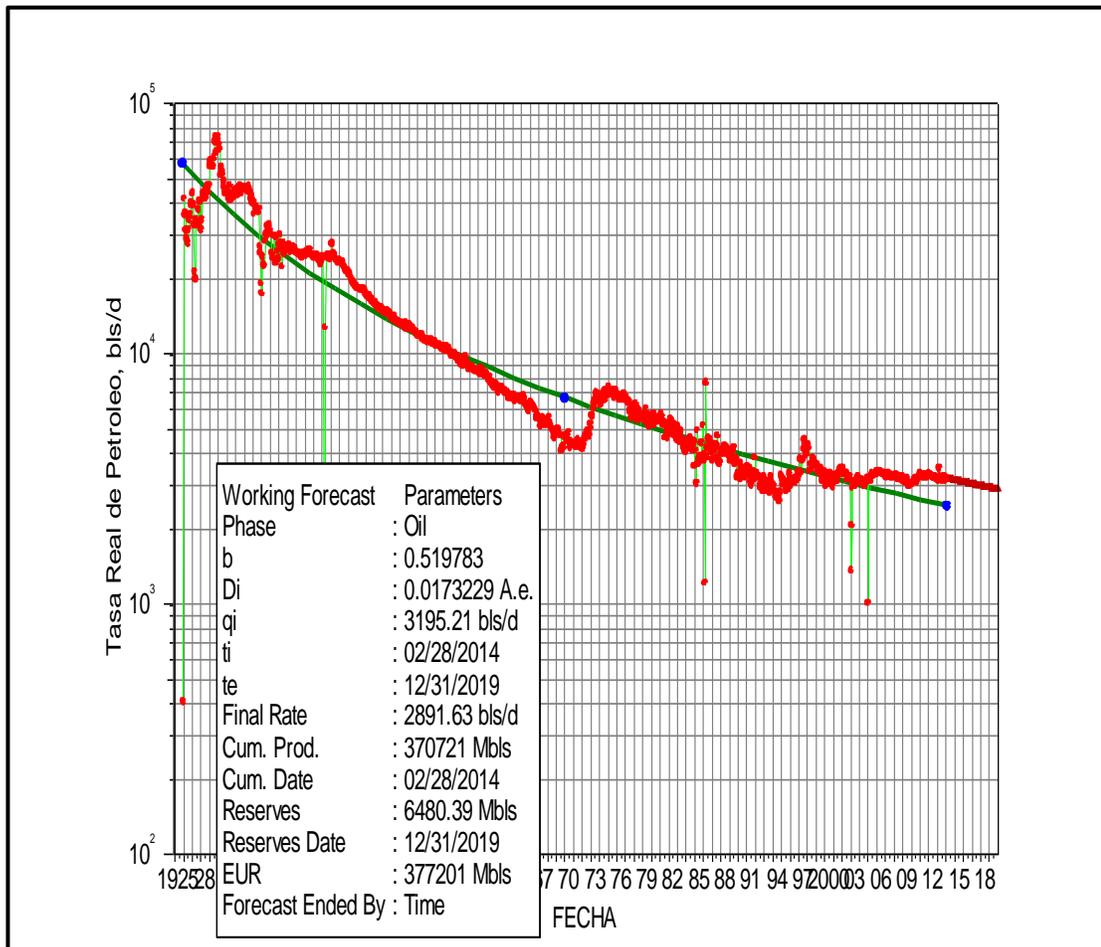


Figura 5.4. Curva de declinación para los pozos activos en el período 2014-2019.

En la figura 5.5 se muestra la curva de declinación en el caso tal donde se quisieran recuperar los 9,28 MMBNP con este escenario. Se puede observar que esto ocurriría en el año 2022 donde para el 31 de agosto se drenarían 9,24 MMBNP desde principios del año 2014. De tal forma se puede asegurar que es necesario incluir otro escenario que ayude a drenar la mayor cantidad de reservas posibles ya que de lo contrario sería imposible cumplir con la cantidad asignada para el período 2014-2019.

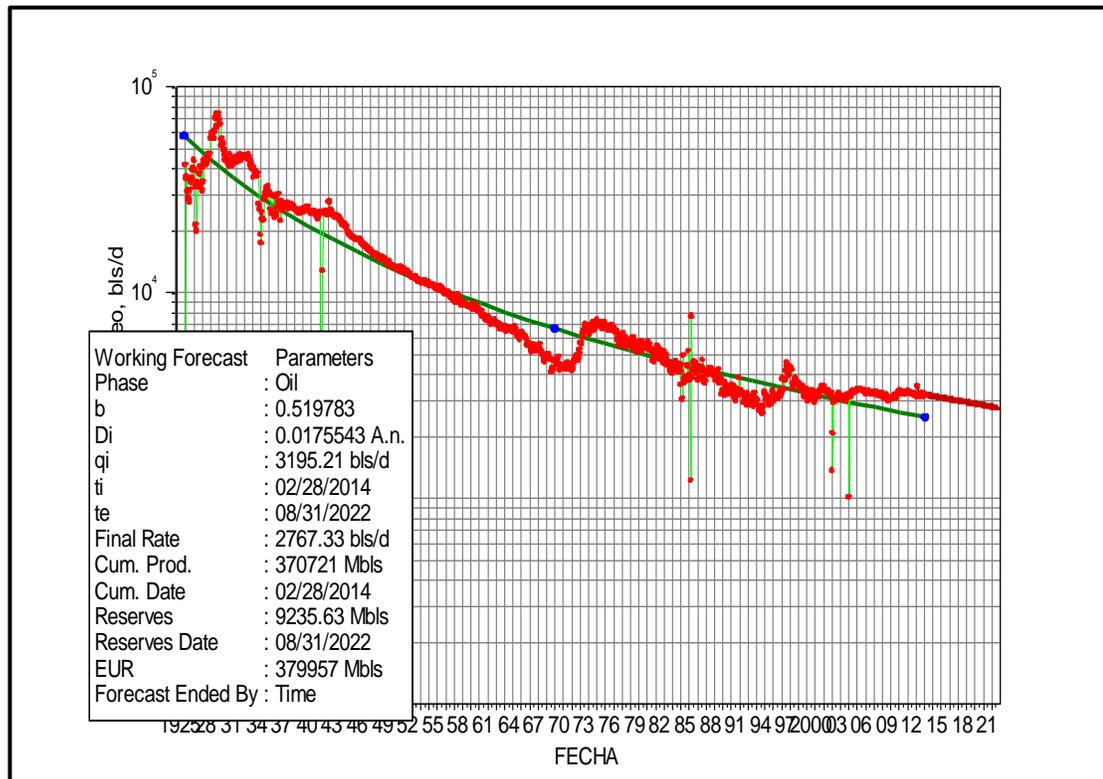


Figura 5.5. Curva de declinación para el período 2014-2022.

5.3.2 Escenario B

En este escenario se cuenta con 27 pozos categoría 3 en el yacimiento Post Eoceno Campo donde es relevante recordar que el mismo se encuentra en explotación desde 1917, por lo que la mayoría de estos pozos fueron perforados bajo las limitaciones tecnológicas de la época, en la que resalta el método de terminación sin empaque que solventa el problema de arenamiento; no fue sino hasta 1972 cuando se inició la aplicación del método para control de arenas (OHGP), esto explica porque la mayoría de estos pozos categoría 3 no cuentan con este sistema; aunado esto se suman las condiciones de degradación mecánica tanto de los revestidores como del cemento, minimizando así el éxito volumétrico y operacional de las intervenciones para llevar a cabo la reactivación de estos pozos.

Vale la pena destacar que durante campañas de reactivación en años anteriores, después de intentar cañonear, bajar bomba y rejillas e inclusive hacer *Side Track* y *Gras-Root*, el éxito fue menor al 5% debido a las malas condiciones mecánicas.

A pesar de lo anterior la circunstancia que principalmente dificulta este tipo de actividad se debe a las limitaciones de superficie, ya que la comunidad ha ido ocupando los perímetros dentro de las localizaciones de los pozos inactivos generando conflictos en cuanto a seguridad y el acceso a los mismos.

Adicionalmente, con las consultas que se realizaron a los ingenieros sobre la factibilidad de la entrada de un taladro al área donde se hallan los pozos inactivos respondieron que se han encontrado casos donde los pozos están dentro de las viviendas (baños, cocina, patios, entre otros) o pozos que a pesar de no encontrarse dentro de las viviendas el área necesaria para que el taladro acceda y opere no era suficiente como para garantizar la seguridad operacional.

Por todas estas circunstancias se descarta la posibilidad de aplicar este escenario de explotación en el yacimiento Post Eoceno Campo, abandonando así el estudio (cálculos y generación de resultados) de dicho escenario para este trabajo de investigación.

En la figura 5.6 se muestra una imagen satelital de la Ciudad de Cabimas con la ubicación de algunos pozos categoría 3 y en la figura 5.7 y 5.8 se muestra un acercamiento de ciertas áreas de la ciudad de Cabimas con la ubicación de ciertos pozos.



Figura 5.6. Ubicación de algunos pozos categoría 3 en la ciudad de Cabimas



Figura 5.7. Imagen satelital de un área de la ciudad de Cabimas



Figura 5.8. Imagen satelital de un área de la ciudad de Cabimas

5.3.3 Escenario C

En este escenario se producirán las reservas por medio de nuevas perforaciones, por lo cual la producción del área deberá aumentar significativamente. Siguiendo con la metodología descrita para este escenario se obtuvieron los siguientes resultados para calcular el número de pozos que se perforaran:

- Se verificó la disponibilidad de taladros para perforar el yacimiento Post Eoceno Campo dando como resultado un taladro de 500 HP llamado PVD-30 el cual opera en promedio 7 meses al año, es decir, 210 días.
- Según las propuestas de perforación que llegan a la institución el tiempo estimado de perforación del taladro es de 20 días. Para verificar esto se consultó en la base de datos de intranet COPyR los pozos perforados en el yacimiento Post Eoceno Campo durante los últimos 4 años; se verificó el tiempo de perforación del taladro en cada uno de estos pozos descartando

aquellos donde el tiempo excediera los 28 días ya que esto significaba que estaba implícito un problema en la perforación y por último se procedió a sacar un promedio del tiempo de duración de perforación del taladro el cual resulto ser de 24,7 días tomando por exceso 25 días, es decir, cinco días más del tiempo estimado en las propuestas de perforación.

- Debido a que las nuevas propuestas de perforación de todo el Campo Cabimas en su mayoría se están realizando en forma de macollas en terrenos obtenidos por la Empresa Mixta (debido a la problemática con respecto a la falta de espacio en superficie por la invasión urbana) se supondrá que el tiempo de mudanza solo será significativo cuanto el taladro se mude de macolla, para ello se dispondrá de 30 días. Por lo tanto el taladra perforará 6 meses al año para un total de 180 días.
- El número de pozos que se puede perforar en un año es de 7 pozos.
- El número de pozos que pueden ser perforados en el período 2014-2019 dio como resultado 42 pozos.
- Según estudios de perforación hechos por la empresa mixta en potencial esperado, en promedio, para el yacimiento Post Eoceno Campo es de 40 BNP por pozo.

En la tabla 5.3 se muestra el resumen de los resultados descritos en los ítems anteriores.

Tabla 5.3. Resultados para el cálculo total de pozos

N° de taladros disponibles	1
Días de perforación por taladro	180
Días estimado de perforación por pozo	25
N° de pozos por año a perforar	7
N° de pozos totales a perforar	42

Por lo tanto el siguiente escenario contara con 42 nuevas perforaciones, perforándose 7 pozos por año durante el período seleccionado.

En la tabla 5.4 se muestra el tiempo en meses que estará produciendo cada pozo durante el período 2014-2019 y donde se estimó que las perforaciones comenzarían en el mes de enero de cada año; por ejemplo, para el pozo P6 del año 2016 se tiene que estará 42 meses en producción ya que se terminará de perforar el 3 de junio del 2016 como se observa en la tabla 5.5, ya que los tiempos deben estar en meses no se puede tomar en cuenta los 27 días restantes del mes de junio sino a partir del mes de julio hasta el mes de diciembre del 2016 y 3 años más correspondientes a los años 2017, 2018 y 2019 resultando un total de 42 meses como se observa en la tabla 5.4.

Tabla 2.4. Tiempos de producción por pozo

Año 2014		Año 2015		Año 2016	
Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)
P1	71	P1	59	P1	47
P2	70	P2	58	P2	46
P3	69	P3	57	P3	45
P4	68	P4	56	P4	44
P5	67	P5	55	P5	43
P6	66	P6	54	P6	42
P7	65	P7	53	P7	41
Año 2017		Año 2018		Año 2019	
Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)	Pozo	Tiempo (Meses)
P1	35	P1	23	P1	11
P2	34	P2	22	P2	11
P3	33	P3	21	P3	10
P4	32	P4	20	P4	9
P5	31	P5	19	P5	8
P6	30	P6	18	P6	7
P7	29	P7	17	P7	6

Tabla 5.5. Secuencia de perforación

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Días	1 al 25	26 al 19	20 al 17	18 al 12	13 al 8	9 al 3
Pozo	1	2	3	4	5	6

En la tabla 5.6, se pueden observar la cantidad de barriles que drenarán cada pozo; es evidente que el pozo P1 del año 2014 será el que más barriles aporte ya que es el que tiene más tiempo en producción; de la misma forma el que menos aportará para el

período seleccionado será el pozo P7 del año 2019 ya que solo se contabilizará 5 meses de su producción.

Asimismo, se puede observar en la tabla 5.6 que el total de reservas que se drenarán con este escenario es de 1,66 millones de barriles logrando una producción acumulada de 372,38 millones de barriles lo que representaría un 76,39% de las reservas recuperables primarias y un 17,89% de la producción comprometida según el plan de remediación.

Tabla 5.6. Resultados de las reservas drenadas

Año 2014			Año 2015			Año 2016		
Pozo	Tiempo (Meses)	Nptotal (Bls)	Pozo	Tiempo (Meses)	Nptotal (Bls)	Pozo	Tiempo (Meses)	Nptotal (Bls)
P1	71	68287	P1	59	58991	P1	47	48990
P2	70	67537	P2	58	58186	P2	46	48122
P3	69	66783	P3	57	57375	P3	45	47248
P4	68	66025	P4	56	56560	P4	44	46369
P5	67	65262	P5	55	55739	P5	43	45485
P6	66	64494	P6	54	54914	P6	42	44594
P7	65	63722	P7	53	54083	P7	41	43698
Año 2017			Año 2018			Año 2019		
Pozo	Tiempo (Meses)	Nptotal (Bls)	Pozo	Tiempo (Meses)	Nptotal (Bls)	Pozo	Tiempo (Meses)	Nptotal (Bls)
P1	35	38198	P1	23	26517	P1	11	13830
P2	34	37260	P2	22	25500	P2	10	12723
P3	33	36316	P3	21	24476	P3	9	11609
P4	32	35365	P4	20	23444	P4	8	10486
P5	31	34408	P5	19	22406	P5	7	9355
P6	30	33445	P6	18	21360	P6	6	8215
P7	29	32475	P7	17	20307	P7	5	7068
Total de reservas a drenar (MMBNP)					1,66			

Al igual que en el escenario A, en este escenario se tiene la máxima premisa que estos 42 pozos perforados drenaran sin inconvenientes durante el período seleccionado, es decir, no se tendrán problemas operacionales ni mecánicos, de esta forma los resultados obtenidos de reservas drenadas representan el mejor de los casos que se pudiese aportar con este escenario.

5.3.4 Escenario A + C

En el escenario A se tiene que con los pozos activos hasta la fecha del 31 de diciembre del año 2013 se pueden drenar 6,48 MMBNP y en el escenario C se tiene que con los 42 pozos a perforar se pueden drenar 1,66 MMBNP sumando ambas producciones acumuladas se tiene que se podrán drenar un total de 8,14 MMBNP lográndose una producción acumulada total de 378,86 MMBNP representando esto un 77,7% de las reservas recuperables primarias.

Se puede observar que igualmente sumando ambos escenarios se tiene un déficit de 1,14 MMBNP con respecto a los 9,28 MMBNP, dicho de otra manera se logra drenar un 87,7% de esos 9,28 MMBNP y dejando por drenar aun 108,753 MMBNP por lo tanto se puede concluir que bajo estos dos escenarios no se puede alcanzar la cuota estipulada en el Plan de Remediación 2013-2026 ya que estos escenarios propuestos representan el mejor de todos los casos que ya no se toman en cuenta problemas operacionales, es decir, los pozos producirían durante estos 6 años sin estar inactivos en ningún momento.

Tomando en cuenta una nueva suposición para el escenario C donde se tuviese un taladro más para perforar en conjunto con el ya existente, se lograrían drenar 3,32 millones de barriles de petróleo, sumado a los 6,48 millones producidos con el escenario A se obtendría un total de 9,8 millones de barriles de petróleo logrando así llegar y sobrepasar la producción comprometida.

CONCLUSIONES

1. El yacimiento Post Eoceno Campo presenta una presión actual de entre 150 y 400 Lpc, una gravedad API de entre 11 y 21 grados para profundidades máximas de 3500 pies.
2. En el yacimiento Post Eoceno Campo se identificaron 3 períodos con diferentes declinaciones. El primero de 1930 hasta 1972 con una declinación de 3,9%, el segundo de 1976 a 1994 con un 2,5% y el tercero de 1996 al 2013 con 1,3%.
3. El yacimiento Post Eoceno Campo cuenta con 487,61 MMBbl de petróleo de reservas recuperables primarias de las cuales para la fecha del 31 de diciembre del 2013 se han recuperado 370,72 millones lo que indican que aún quedan por recuperar 116,89 millones de barriles, es decir lo que representa un 24% de las reservas recuperables primarias.
4. Se pueden recuperar con los 121 pozos activos del yacimiento un total de 6,48 millones de barriles de petróleo en el periodo 2014-2019 (escenario A), para un total de 377,2 millones de barriles de reservas producidas totales lo que representaría un 77,36% de las reservas recuperables primarias.
5. Con las reservas recuperadas de los 121 pozos activos en el período 2014-2019 se tendría un déficit de 3,2 millones de barriles de petróleo con respecto a la producción comprometida en el Plan de Remediación 2013-2026 de 9,28 millones; visto de otra forma se logra recuperar un 64% de la producción comprometida.
6. Debido a las circunstancias presentadas y la complejidad de las operaciones no posee un plan de recuperación de pozos categoría 3.

7. Perforándose los 42 nuevos pozos (escenario C) durante el período 2014-2019 se podrán drenar 1,66 millones de barriles de petróleo, lográndose una producción acumulada total de 372,38 millones de barriles de petróleo lo que representa un 76,39% de las reservas recuperables primarias.
8. Con las reservas recuperadas de los 42 nuevos pozos en el período 2014-2019, se tendría un déficit de 7,62 millones de barriles de petróleo con respecto a la producción comprometida de 9,28 millones, es decir, se logra recuperar un 17,89% de dicha producción.
9. Bajo los esquemas planteados en los escenarios A y C se logra drenar entre el año 2014 y 2019, 8,14 MMBNP lo que indica que igualmente se tiene un déficit de 1,14 MMBNP respecto a la producción comprometida de 9,28MMNBP, por lo que no se logra alcanzar la meta establecida.

RECOMENDACIONES

1. Adquirir un taladro más que opere en el campo Cabimas, de manera tal de poder lograr drenar más reservas para alcanzar la producción comprometida en el Plan de Remediación 2013-2026.
2. Sincerar la cantidad de reservas estipuladas en el Plan de Remediación ya que aun poniéndose a perforar un taladro más en el campo de Cabimas, los cálculos de reservas drenadas son ideales, puesto que se asume que no hay problemas en los pozos y estarían activos todo el período seleccionado lo que representa un caso totalmente ideal puesto que todo pozo petrolero presenta problemas operacionales.
3. Generar un plan de recuperación mejorada ya que actualmente el yacimiento sigue siendo drenado únicamente con equipos de levantamiento artificial y su presión ronda entre 150 y 300 libras por pulgada cuadrada, de esta manera se le daría una energía adicional al yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Arias, F. (2006) El Proyecto de Investigación: Introducción a la Metodología Científica. Caracas: EPISTEME.
- [2] Balestrini. M, (2001) Como se elabora un proyecto de investigación (5ta Edición). Caracas: B.L Consultores Asociados.
- [3] Padilla, J.R. (2003). Material de apoyo para la Cátedra de Producción I. Instituto Universitario de Nuevas Profesiones. Caracas. Venezuela.
- [4] PDVSA- Intevp (1997). Campos Petrolíferos de Venezuela. . [Documento en línea] Disponible: <http://www.pdvsa.com/lexico/camposp/cp023.htm> [Consulta: 2010 abril, 15].
- [5] Espinoza, R. (2003). Cabimas Field Miocen / Oligocene Integrated Reservoir Studies. Preussag Energie-Suelopetrol. Maracaibo. Venezuela.
- [6] Vielma, L., (2010). La estrategia de explotación: programa de vida del yacimiento. Junio, 2010, <http://energiaadebate.com/la-estrategia-de-explotacion-programa-de-vida-del-yacimiento/>
- [7] Morales, Omar E. (2013). Estimación del factor de recobro de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscan. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [8] PDVSA (s.f). Sumario mensual de producción por pozo-zonas.
- [9] Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. (2008). Estrategía Petrolera Venezolana a Largo.

- [10] Escobar, M., F. (s.f). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia: Universidad Surcolombiana. 331 p.
- [11] Betancourt B, Yarelhys J. (2004). “Análisis estadístico de las curvas declinación de producción de petróleo de las áreas Bare, Zuata y Hamaca, Faja del Orinoco”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [12] Essenfeld, M y Benzaquen, I., (2006). “Yacimientos de hidrocarburos. Tomo III”. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.
- [13] Essenfeld, M y Benzaquen, I., (2006). “Yacimientos de hidrocarburos. Tomo II”. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra.
- [14] Manual de las Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburo, (Decreto N°). (2005, noviembre).
- [15] Empresa Mixta al Servicio del Pueblo. Serie Plena Soberanía Petrolera. Ministerio de Petróleo y Minería, PDVSA. (2006, marzo) (Material Multimedia)