

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR
EN EL ÁREA ESTE DEL CAMPO PETROCEDENO, BLOQUE
JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Ing. Goyo M., Gilmar H.

Para optar al Título de
Especialista en Gerencia
Integrada de Yacimientos

Caracas, 2023

© Goyo Medina Gilmar Holanda, 2023
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito Legal MI2023000326

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR EN EL ÁREA ESTE DEL CAMPO PETROCEDENO, BLOQUE JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: MSc. Sandro Gasbarri

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Ing. Goyo M., Gilmar H.

Para optar al Título de
Especialista en Gerencia
Integrada de Yacimientos

Caracas, 2023



VEREDICTO

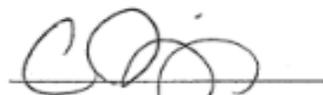
Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el Trabajo de Grado presentado por la Ing. Gilmar Goyo, portador de la Cédula de Identidad No 16.709.227 bajo el título **"EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR EN EL ÁREA ESTE DEL CAMPO PETROCEDENO, BLOQUE JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO"**, a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de **Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos Hidrocarburos**; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 23 de mayo de 2023 a las 10:00 AM., para que la autora lo defendiera en forma pública en el salón 235 de la escuela de petróleo, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió **satisfactoriamente** a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió **aprobarlo**, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

3.- El jurado MSc. Sandro Gasbarri, MSc Carelia Rojas y MSc Enrique Rondón, por unanimidad estimó que el trabajo examinado está muy completo desde el punto de vista de modelado de un sistema de yacimientos y que representa un

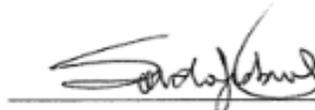
En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los veintitrés (23) días del mes de mayo del año 2023, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado. Actuó como Coordinador del Jurado el MSc Sandro Gasbarri


MSc Carelia Rojas

CI 15165859


MSc Enrique Rondón

CI 4944799



MSc Sandro Gasbarri

CI 7805310

EG
ER
CR

DEDICATORIA

A mi Madre...Mujer luchadora e incansable, la cual me ha llenado de amor a lo largo de mi vida y de la cual estoy muy orgullosa...

A mi Padre...Quien desde mis primeros años se ha preocupado por enseñarme a alcanzar mis metas y siempre me ha dado palabras de aliento en los momentos difíciles...

A mis Hermanos...Guillermo y Geraldine, quienes siempre me han brindado apoyo y cariño incondicional...

A mi Esposo...quien me apoya incondicionalmente y me motiva a seguir adelante y a dar lo mejor de mí...

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso y a La Virgen del Valle, quienes siempre han sido guía en mi camino.

A la Universidad Central de Venezuela, la Facultad de Ingeniería y a la Escuela de Petróleo, por formarme como ingeniero.

A mi tutor académico Profesor Sandro Gasbarri, por todos los conocimientos que compartió conmigo, por su paciencia, tiempo y dedicación.

A Pdvs Petrocedeño, por darme la oportunidad de realizar este Trabajo Especial de Grado.

A mis Padres, a quienes les debo todo lo que soy y quienes son pilar fundamental en mi vida, no existe manera de retribuir todo lo que me han dado.

A mi Esposo Domingo, por su apoyo, consejos y amor incondicional.

A todos los amigos que me ha regalado la vida, en especial a Ismael Delgado por su apoyo durante el desarrollo de esta especialización.

A todos lo que en este momento no vienen a mi mente, pero han tenido un aporte positivo en mí.

Goyo G., Gilmar H.

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR
EN EL ÁREA ESTE DEL CAMPO PETROCEDEÑO, BLOQUE
JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas,
U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Año 2023, 299 p.**

Palabras Claves: PETRÓLEO, INYECCIÓN, VAPOR, RECOBRO.

Resumen. El presente trabajo tiene por objeto la evaluación de la Inyección Alternada de Vapor en el Área Este del Campo Petrocedeño, Bloque Junín, Faja Petrolífera del Orinoco. El estudio parte de la revisión del modelo estático existente y el posterior desarrollo del modelo de simulación numérica para estimar la producción del campo y obtener el factor de recobro. El yacimiento B22 de petróleo extra pesado de 8,5 °API está presente en areniscas no consolidadas con permeabilidades entre los 20 y 40 Darcys, una profundidad alrededor de 2000 pies TVD, presión inicial de 550 psi. En el año 2000 se inició las operaciones de la empresa Sincor con la perforación de nuevos pozos en las macollas VB, VC y SD, luego a partir del año 2009 se inició una nueva campaña de perforación en el área Sur, iniciando con la macolla P1. Los objetivos de este trabajo se basan en recopilar la información para validar el modelo estático y construir el modelo dinámico para determinar el volumen de POES, realizar el cotejo histórico de los pozos productores de las macollas VB, VC, SD y P1 determinando la tasa de petróleo y presión de fondo fluyente entre 2002 y 2014, realizar el pronóstico de producción hasta el 2040 y finalmente desarrollar un proyecto de Inyección Alternada de Vapor (IAV) en la macolla VB, para evaluar el consumo de vapor necesario para incrementar el factor de recobro. Los resultados muestran que inyectando 1250 bbl/d de vapor, 6 ciclos de 1 mes y 8 días de remojo, se obtiene un factor de recobro de 6,4%, representando un 23% adicional contra el caso producción en frío de 5,2%. El análisis económico, determinó buena rentabilidad al obtener un VPN diferencial igual a 9.12MM\$, TIR de 37.5% y una producción adicional de petróleo de 2 MMbbl.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
TABLA DE CONTENIDO	iv
LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABLAS	ix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 ALCANCE.....	4
1.3 OBJETIVOS	5
1.3.1 Objetivo General	5
1.3.2 Objetivos Específicos	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 EL PETRÓLEO PESADO	6
2.1.1 Definición y Clasificación.....	6
2.1.2 Reservas	7
2.1.3 Explotación del Petróleo pesado en Venezuela.....	8
2.1.3.1 Campo Tía Juana.....	9
2.1.3.2 Faja Petrolífera del Orinoco	9
2.2 PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	9
2.2.1 Inyección de Agua Caliente: ^[11]	12
2.2.2 Combustión In Situ: ^[11]	13
2.2.3 Inyección Continua de Vapor ^[11]	13
2.2.4 Inyección Alterna de Vapor	14
2.2.4.2 Antecedentes	15
2.2.4.3 Etapas en un proceso de Inyección Alternada de Vapor	16
2.2.4.4 Mecanismos de Recuperación en la Inyección Alternada de Vapor	18
2.2.4.5 Parámetros involucrados en el proceso de IAV	19
2.2.4.6 Criterios de Diseño para la Inyección Alternada de Vapor. ^[19]	20
2.2.4.7 Ventajas de la Inyección Alternada de Vapor	21

2.2.4.8 Desventajas de la Inyección Alternada de Vapor	21
2.3 POZOS HORIZONTALES ^[11]	22
2.3.1 Aplicaciones de los pozos Horizontales	22
2.3.2 Tipos de Pozos Horizontales ^[11]	23
2.3.2.1 De radio largo.....	24
2.3.2.2 De radio mediano	24
2.3.2.3 De radio corto.....	25
2.3.3 Ventajas de los Pozos Horizontales	25
2.3.4 Desventajas de los Pozos Horizontales	26
2.4 SIMULACIÓN DE PROCESOS TÉRMICOS	26
2.4.1 Simulación de Yacimientos ^[6]	26
2.4.2 Modelos de Simulación	28
2.4.3 Uso del Simulador CMG STARS	29
2.4.3.1 Datos de entrada del Simulador	29
2.4.3.2 Tipos de Mallas	30
2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA	31
CAPÍTULO III	33
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	33
3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA	33
3.2 GEOLOGÍA REGIONAL.....	35
3.2.1 Cuenca oriental de Venezuela	35
3.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco	38
3.2.3 Contexto Estructural y Tectónico de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	39
3.2.4 Contexto Sedimentológico de la Faja Petrolífera del Orinoco	40
3.2.5 Contexto estratigráfico de la Faja Petrolífera del Orinoco	43
3.3 GEOLOGÍA LOCAL.....	43
3.3.1 Descripción Estratigráfica	43
3.3.2 Descripción Estructural Local	46
3.4 PETROFÍSICA:	47
CAPÍTULO IV.....	49
MARCO METODOLÓGICO	49
4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	49
4.2 REVISION DEL MODELO ESTATICO	49
4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO.....	50

4.3.1 Inicialización del Modelo Dinámico:	50
4.3.2 Cotejo Histórico de Producción	50
4.3.3 Pronósticos de Producción:	51
4.4 INYECCION ALTERNADA DE VAPOR.....	52
4.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA	53
CAPÍTULO V.....	54
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	54
5.1 MODELO ESTATICO	54
5.1.1 Modelo estructural	54
5.1.2 Modelo sedimentológico y estratigráfico	55
5.1.3 Modelo Petrofísico	58
5.1.4 Modelo Geo estadístico	59
5.2 SINTESIS DINAMICA	60
5.2.1 Curvas de Permeabilidad Relativa:	60
5.2.2 Modelo de Fluidos:	62
5.2.3 Modelo de Presiones:	64
5.2.4 Data de Producción:	65
5.3 MODELO DE SIMULACION NUMERICA	67
5.3.1 Generalidades:.....	67
5.3.2 Cálculo de Petróleo Original en Sitio:.....	69
5.2.3 Cotejo Histórico:	69
5.3.4 Pronósticos de Producción.	70
5.4 PROYECTO PILOTO IAV	74
5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO	79
CAPÍTULO VI.....	82
CONCLUSIONES.....	¡Error! Marcador no definido.
RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFIA.....	84
APENDICES.....	86

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Total de Reservas de petróleo en el mundo.....	8
FIGURA 2. Etapas de la vida productiva de un Yacimiento.....	10
FIGURA 3. Proceso de Inyección Continua de Vapor.....	14
FIGURA 4. Proceso de Inyección Alternada de Vapor	17
FIGURA 5. Respuestas de producción de la Inyección Alternada de Vapor.....	18
FIGURA 6. Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura.....	24
FIGURA 7. Ubicación de la Faja del Orinoco dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	33
FIGURA 8. Corte transversal con orientación Oeste-Este mostrando la estratigrafía regional de la faja Petrolífera del Orinoco y las 4 zonas operativas.....	34
FIGURA 9. Ubicación Geográfica del Campo Petrocedeño.....	35
FIGURA 10. Mapa de ubicación de las cuencas sedimentarias de Venezuela.....	36
FIGURA 11. Perfil estructural N-S de la Cuenca Oriental.....	37
FIGURA 12. Configuración estructural de la Faja del Orinoco.....	40
FIGURA 13. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	42
FIGURA 14. Sección sísmica con orientación sur-norte del área de Petrocedeño.....	44
FIGURA 15. Arquitectura de los reservorios de la Formación Oficina en el área de Petrocedeño.....	45
FIGURA 16. Sección estratigráfico/estructural del Campo Petrocedeño.....	46
FIGURA 17. Núcleos tomados en el campo Petrocedeño y en sus límites.....	47
FIGURA 18. Registro Tipo.....	48
FIGURA 19. Vista en planta con la ubicación de los pozos con VSP y Checkshots.....	54
FIGURA 20. Sección sísmica con dirección Norte – Sur.....	55
FIGURA 21. Vista en planta con la ubicación de los pozos.....	56
FIGURA 22. Comparación Mapa de ANT con respecto al mapa con la distribución de depofacies.....	56
FIGURA 23. Modelo de depofacies como dato de entrada para Modelo de Litofacies.....	57
FIGURA 24. Correspondencia de los datos de entrada y el modelo Global).....	57
FIGURA 25. Propiedades petrofísicas modeladas para la arena B22.....	58
FIGURA 26. Codificación y corte de parámetros de litofacies.....	59
FIGURA 27. Curvas de Permeabilidad relativa Kro y Krw vs saturación de agua.....	62
FIGURA 28. Muestras PVT del Campo Petrocedeño.....	63
FIGURA 29. Propiedades PVT de la Arena B22.....	63
FIGURA 30. Presión (psi) vs profundidades (pies) pozos estratigráficos con.....	65
FIGURA 31. Vista 3D del submodelo de Simulación en el yacimiento B22 - Porosidad.....	67

FIGURA 32. Vista 3D del submodelo de Simulación en el yacimiento B22 - Permeabilidad.....	68
FIGURA 33. Vista 3D del submodelo de Simulación en el yacimiento B22 - Permeabilidad.....	68
FIGURA 34. Cotejo Histórico Submodelo B22 (Macollas VB, VC, SD y P1).....	70
FIGURA 35. Pronóstico de Producción de la macolla VB (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	71
FIGURA 36. Pronóstico de Producción de la macolla VC (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	72
FIGURA 37. Pronóstico de Producción de la macolla P1 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	73
FIGURA 38. Pronóstico de Producción de la macolla SD (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	73
FIGURA 39. Sensibilidad tiempo de Inyección en pozos de la macolla VB (Qoil, Wcut, Rgp, Np)....	75
FIGURA 40. Resultados del caso de inyección: 6 ciclos de inyección de 1 mes.....	77
FIGURA 41. Resultados del caso de inyección: 6 ciclos de inyección de 2 mes.....	77
FIGURA 42. Resultados del caso de inyección: 6 ciclos de inyección de 3 mes.....	78
FIGURA 43. Comportamiento del VPN Diferencial del proyecto	81
FIGURA A.1 Cotejo Histórico del pozo productor P100 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	86
FIGURA A.2 Cotejo Histórico del pozo productor P108 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	86
FIGURA A.3 Cotejo Histórico del pozo productor P112 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	87
FIGURA A.4 Cotejo Histórico del pozo productor P116 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	87
FIGURA A.5 Cotejo Histórico del pozo productor SD15 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	88
FIGURA A.6 Cotejo Histórico del pozo productor SD19 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	88
FIGURA A.7 Cotejo Histórico del pozo productor SD21 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	89
FIGURA A.8 Cotejo Histórico del pozo productor SD22 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	89
FIGURA A.9 Cotejo Histórico del pozo productor SD29 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	90
FIGURA A.10 Cotejo Histórico del pozo productor SD30 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	90
FIGURA A.11 Cotejo Histórico del pozo productor VB03 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	91
FIGURA A.12 Cotejo Histórico del pozo productor VB14 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	91
FIGURA A.13 Cotejo Histórico del pozo productor VB17 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	92
FIGURA A.14 Cotejo Histórico del pozo productor VB22 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	92
FIGURA A.15 Cotejo Histórico del pozo productor VC12 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	93
FIGURA A.16 Cotejo Histórico del pozo productor VC18 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	93
FIGURA A.17 Cotejo Histórico del pozo productor VC21 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	94
FIGURA A.18 Cotejo Histórico del pozo productor VC27 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	94
FIGURA A.19 Cotejo Histórico del pozo productor VC31 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp).....	95
FIGURA A.20 Flujo de Caja y VPN del Proyecto de Producción en Frío (Macolla VB).....	95
FIGURA A.21 Flujo de Caja y VPN del Proyecto de Producción con IAV (Macolla VB).....	96

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Clasificación del Menpet para los crudos.....	7
TABLA 2. Criterios de selección para la aplicación de Inyección Alternada de Vapor.....	21
TABLA 3. Tipos de Roca por Swc.....	60
TABLA 4. Exponentes Corey y “endpoints” para un sistema Agua – Petróleo.....	61
TABLA 5. Exponentes Corey y “endpoints” para un sistema Gas – Petróleo.....	61
TABLA 6. Evaluación de los Análisis PVT de la arena B22.....	62
TABLA 7. Pozos Estratigráficos con RFT.....	64
TABLA 8. Pozos Productores del submodelo dinámico.....	65
TABLA 9. Producción disponible de la macolla VB	66
TABLA 10. Poes del Submodelo B22, luego de la inicialización.....	69
TABLA 11. Factor de Recobro en Frío de las macollas de producción.....	74
TABLA 12. Poes de la macolla VB dentro del Submodelo B22	74
TABLA 13. Sensibilidad sobre el tiempo de Inyección en primer ciclo.....	75
TABLA 14. Planificación de inyección y producción para cada escenario.....	76
TABLA 15. Resultados de Factor de Recobro para los (3) casos de Inyección.....	79
TABLA 16. Materiales para la Inyección Alterna de Vapor en 4 pozos.....	80

INTRODUCCIÓN

Las reservas de petróleo a nivel mundial en su mayoría son de crudos pesados y extra pesados, principalmente en Venezuela, siendo el proceso de recuperación primaria mucho más complejo por las altas viscosidades y poca movilidad de estos fluidos. Por esta razón, surge la idea de la aplicación de procesos térmicos que permitan recuperar de una forma más efectiva y eficiente el crudo. Los procesos térmicos consisten en incrementar proporcionalmente la temperatura del yacimiento, para obtener una disminución importante de la viscosidad. Entre los métodos de recuperación térmica la inyección de vapor es el proceso más ampliamente usado, siendo su mayor ventaja el alto porcentaje de recobro.

Asimismo, el proceso de inyección de vapor se puede realizar de forma continua o de forma cíclica o alternada. La inyección continua de vapor, consiste en inyectar vapor a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes, mientras que en IAV se inyecta vapor a un pozo por un período de una o más semanas, posterior al cual el pozo es cerrado por un lapso de tiempo, luego nuevamente el pozo se abre a producción por un período de 4 a 6 meses.

El proceso de IAV fue descubierto accidentalmente en Venezuela en 1959, al fallar un proyecto piloto de inyección continua de vapor que estaba llevando a cabo la compañía Shell de Venezuela en el campo Mene Grande. Se produjo una erupción de vapor cerca de uno de los pozos inyectores, por lo que se detuvo la inyección, un corto tiempo después, los pozos que eran inyectores comenzaron a producir naturalmente a altas tasas. Luego del descubrimiento de esta técnica se continuó su uso en Venezuela y en otros países como Argentina, Brasil, Canadá y Estados Unidos.

En el caso de Venezuela la inyección de vapor ha sido aplicada en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, y data de 1959. Luego de su descubrimiento accidental, la IAV

fue aplicada en el este del campo Tía Juana, en 1961 con excelentes resultados. Las tasas iniciales de producción en frío eran de 50 – 115 BPD (barriles por día), luego del remojo con vapor se alcanzaron tasas de 700 – 900 BPD. En ese mismo año se llevó a cabo un proyecto de inyección continua, en los bloques C-3 y C-4 del mismo campo, el proyecto tuvo una duración de seis años. ^[1]

En el año 1983, se aplicó inyección cíclica de vapor en San Diego Norte, Faja Petrolífera del Orinoco llevando las tasas de producción de 100-150 BPD a 1000-1500 BPD. En 1985 se aplicó el mismo proceso en el campo Bare, lográndose también un incremento en las tasas de producción de los pozos.

En Julio de 2011, se probó IAV en Distrito Cabrutica Petro San Félix. El pozo seleccionado fue el CD14-04, el cual es de geometría horizontal, completado térmicamente en la arena BWS3; para secuencia 6PS50/6PS60. Posee una longitud horizontal de 5272 pies, con 82% de arena contactada, porosidad promedio de 30% y una permeabilidad de 12000 mD. Los resultados mostraron un aumento del 50% del índice de productividad. ^[2]

Por todo lo antes expuesto y tomando en cuenta que la Faja Petrolífera del Orinoco está caracterizada por ser un área con una amplia reserva de crudos pesados y extra pesados, la IAV es un proceso que resulta aplicable, por lo cual se plantea realizar una evaluación de este proceso en un área seleccionada del Área Este del Campo Petrocedeño y así contribuir a incrementar el factor de recobro en esta área.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, existe una gran demanda de energía dada la escasez de crudos medianos y livianos, debido a esto surge la necesidad de enfocar la producción en crudos pesados y extra pesados, pues ellos constituyen la mayor parte de las reservas a nivel mundial. Esto no es un trabajo fácil, porque las condiciones que estos crudos poseen requieren de grandes inversiones de capital y tecnologías por parte de las empresas petroleras.

A nivel mundial, Venezuela, es uno de los países que posee mayor volumen de reservas de crudos pesados y extra pesados, las cuales se encuentran concentradas en la Faja Petrolífera del Orinoco, por lo cual es de gran importancia la implementación de tecnologías para la extracción de estos crudos.

La Faja Petrolífera del Orinoco es la acumulación de hidrocarburos pesados y extra pesados más grande del mundo, con un Petróleo Original en Sitio [1] (POES) aproximado de 1.360 MMMbbl., distribuidos en un área de 55.314 Km² en el margen Sur de La Cuenca Oriental de Venezuela y dividida en cuatro áreas de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, que debido a la estructura geológica presente, las arenas petrolíferas se encuentran a poca profundidad, originando cambios de viscosidad, que oscilan entre 2.000 y 30.000 Cp. a condiciones de yacimiento.

El Campo Petrocedeño, perteneciente al Área Junín es bastante maduro, tiene aproximadamente 20 años de producción en su área principal y presenta actualmente una fuerte declinación de producción de sus yacimientos. Esta situación es crítica debido a que las zonas con mayor calidad de reservorio (arenas inferiores de la sección estratigráfica), se han drenado con esquemas de producción por agotamiento natural y pozos horizontales con patrón radial, ocasionando problemas de conificación de agua

y producción de arena, lo cual ha originado niveles de producción bajos. Por esta razón y debido a que en el campo ya prácticamente quedan muy pocos pozos por perforar, ya que el área se encuentra explotada casi en su totalidad, se ha considerado desde hace algunos años implementar procesos de recuperación mejorada, para así obtener el crudo remanente del campo.

Debido a todo lo planteado anteriormente, surge la necesidad de realizar estudios integrados de yacimientos que permitan caracterizar las arenas del campo y a través de los proyectos de simulación numérica proporcionen una idea del comportamiento de los yacimientos con la aplicación de nuevas tecnologías. Dentro del marco descrito anteriormente, se encuentra la arena B22, perteneciente al yacimiento OFIIA SDZ0002, miembro Mioceno Temprano, la cual cuenta con 160 pozos horizontales productores.

La arena B22 posee dos desarrollos dentro del campo, uno de tipo marginal ubicado al Oeste y al Este un depocentro o área de la cuenca sedimentaria en la que la unidad estratigráfica alcanza el máximo de 50 pies ubicado al Este, en el cual se enfocará dicho estudio, este último posee la mayor densidad de pozos y mejores propiedades de yacimiento para la implementación de métodos de recuperación mejorada y en especial para la aplicación de la Inyección Alternada de Vapor.

1.2 ALCANCE

La finalidad de éste trabajo de investigación es evaluar la factibilidad de la aplicación de la Inyección Alternada de Vapor, como alternativa para el incremento del factor de recobro, a través de una integración del modelo estático con el modelo dinámico de simulación.

Asimismo, este estudio puede formar parte de un plan de masificación futuro de IAV si este proyecto piloto resulta exitoso en el campo de Petrocedeño y en otros campos de la faja donde las condiciones de yacimiento sean equivalentes.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Evaluar el proceso de Inyección Alternada de Vapor, como alternativa para el incremento del factor de recobro, mediante simulación numérica de yacimiento, en un área seleccionada de la arena B22 en el Área Este del Campo Petrocedeño, Bloque Junín, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisar el modelo estático con la información disponible.
- Generar el modelo dinámico del área seleccionada dentro de la arena B22.
- Determinar el volumen de petróleo presente en el área de estudio.
- Cotejar y pronosticar la producción de los pozos presentes en el área de estudio.
- Evaluar mediante simulación de yacimientos la IAV como un proyecto piloto dentro del área de estudio.
- Evaluar la rentabilidad económica del proyecto IAV.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 EL PETRÓLEO PESADO

2.1.1 Definición y Clasificación

El petróleo pesado es un crudo denso y viscoso cuya composición química está caracterizada por su alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados, además de su alta acidez. El petróleo extra pesado es igualmente un crudo pesado, pero con una gravedad específica inferior a los 10 °API.

Básicamente, el petróleo pesado y el bitumen natural difieren del petróleo liviano por sus altas viscosidades a la temperatura del yacimiento, sus altas densidades y su significativo contenido de componentes de nitrógeno, oxígeno y azufre e inclusive componentes de metales pesados. El petróleo pesado y el bitumen natural usualmente deben ser mejorados mediante la reducción del contenido de carbono o añadiendo hidrógeno a su composición molecular antes de que puedan ser usados en una refinería convencional o para la venta ^[1].

El bitumen natural es definido como un petróleo pesado con una viscosidad dinámica igual o mayor a 10.000 cP a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas. Se considera entonces como petróleo crudo pesado al petróleo con una viscosidad dinámica de entre 100 y 10.000 cP a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas ^[1]. Estas definiciones pueden servir para diferenciar el bitumen del petróleo crudo pesado ya que hay quienes no consideran al bitumen como un petróleo crudo pesado.

Cada país tiene su propia clasificación de los crudos. El petróleo que en Venezuela se puede considerar como mediano puede considerarse como pesado para otros países

productores. En Venezuela, para clasificar los crudos se aplican las definiciones oficiales del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET).

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el American Petroleum Institute. En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado es el crudo, menor será su gravedad API. El agua tiene una gravedad específica de 10 °API. Los crudos venezolanos varían en su gravedad. Por ejemplo, los del Zulia pueden estar entre 15,8 y 39 °API, los de Monagas (sin incluir el furrial) varían desde 10,3 a 28,2 °API y en Anzoátegui se encuentran crudos en su mayoría de unos 7,8 °API en promedio ^[3]. En la tabla 1, se muestra la clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad API.

Tabla 1. Clasificación del Menpet para los crudos ^[3]

Tipo de Crudo	Tipo de Crudo
Condesado	a partir de 42
Liviano	más de 30
Mediano	de 22 hasta 29
Pesado	de 10 hasta 21
Extrapesado	hasta 9
Bitumen	menor a 8

2.1.2 Reservas

Estudios recientes confirman una vez más que las reservas petroleras a nivel mundial están dominadas por petróleo pesado y extra pesado. Se espera además que en un futuro no muy lejano la explotación de hidrocarburos líquidos pudiera eventualmente ser casi exclusivamente de este tipo de crudos, pero serán los factores de tipo económico los que determinarán el momento. En el presente, por otro lado, el mercado petrolero aún es, y por algún tiempo continuará siendo, dominado por la refinación y comercio de petróleos livianos. Esta situación y el futuro agotamiento no muy lejano de las reservas

mundiales de crudos livianos claramente apuntan hacia nuevas oportunidades de negocios basadas en la explotación del petróleo pesado, oportunidades que en muchos casos ya han sido emprendidas. En la figura 1, se observa la cantidad de reservas que existe de cada tipo de crudo a nivel mundial:

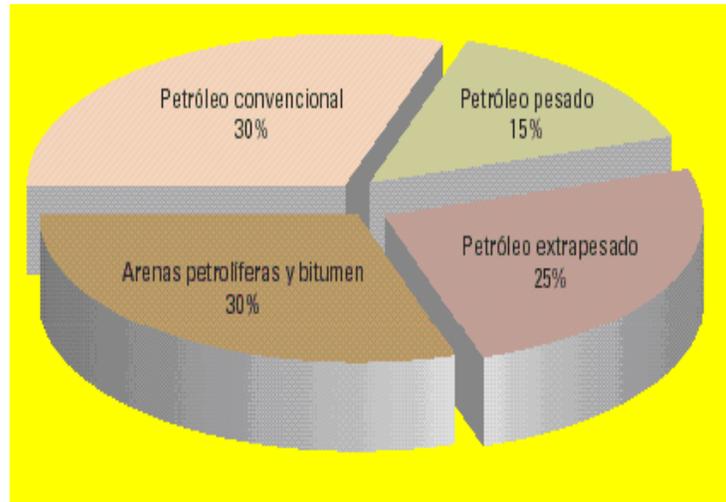


Figura1. Total de Reservas de petróleo en el mundo ^[6]

A nivel mundial, la mayor cantidad de reservas de crudos extra pesados se encuentran concentradas entre Canadá y Venezuela. No obstante, extraer y convertir estas reservas de petróleo extra pesado en crudos mejorados requiere de grandes inversiones y mejoramientos en tecnología por parte de las empresas petroleras. Esto se debe a las características desfavorables de las reservas, como lo son las altas viscosidades que dificultan la extracción del subsuelo y su posterior transporte, además de los costos en el mejoramiento o refinación al producir mayor cantidad de dióxido de sulfuro, dióxido de carbono y otros gases que para el caso de petróleo convencional.

2.1.3 Explotación del Petróleo pesado en Venezuela

En Venezuela, una amplia variedad de yacimientos se encuentra presentes para el propósito de explotación de petróleo pesado y extra pesado. Los principales

yacimientos de petróleo pesado están localizados en el oeste, en la cuenca del Lago de Maracaibo, y al este, al norte del río Orinoco.

2.1.3.1 Campo Tía Juana

Los yacimientos en el oeste de Venezuela se encuentran a profundidades alrededor de 1270 pies bajo el nivel del mar con altas permeabilidades y porosidades, características que los hacen candidatos ideales para los procesos de recobro mejorado como la inyección de vapor, que tienen como objetivo el aumento en el recobro final del petróleo. Un ejemplo es el campo Tía Juana, el cual tiene un estimado de 11.000 millones de barriles de petróleo en sitio. La producción acumulada desde los años cincuenta es sólo por el orden de 1.800 millones de barriles con 2.500 pozos, la mayoría de los cuales usan métodos de levantamiento artificial por bombeo mecánico o balancín.

2.1.3.2 Faja Petrolífera del Orinoco

En esta región en el este de Venezuela, justo al norte de la cuenca del río Orinoco, existe la mayor concentración de hidrocarburos del hemisferio. Las características de los yacimientos les han dado el impulso para el uso de diferentes tecnologías en la perforación de pozos, que incluyen también cambios en el diseño de pozos ya perforados. En mayor medida que el campo de Tía Juana, numerosas tecnologías de producción han sido probadas y llevadas a pruebas piloto en la Faja, muchas de manera exitosa, desde la inyección de vapor bajo diferentes formas hasta la combustión in situ.

2.2 PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

A través de los años, la industria de los hidrocarburos ha buscado métodos y maneras de conseguir el mayor recobro posible de petróleo para así obtener mejores beneficios económicos. Es allí cuando surge el concepto de recuperación mejorada de petróleo.

La recuperación mejorada de petróleo o recuperación terciaria (Enhanced Oil Recovery, EOR) ha desarrollado alternativas que ayudan a producir petróleo después de que métodos tradicionales ya no son capaces de aportar los recursos hidrocarburos que permanecen en el subsuelo.

Las operaciones de recobro de petróleo se pueden dividir tradicionalmente en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. En la figura 2, se muestra las etapas de la vida productiva de un yacimiento de acuerdo a sus reservas y como se asocian estas a los procesos de recuperación mejorada.

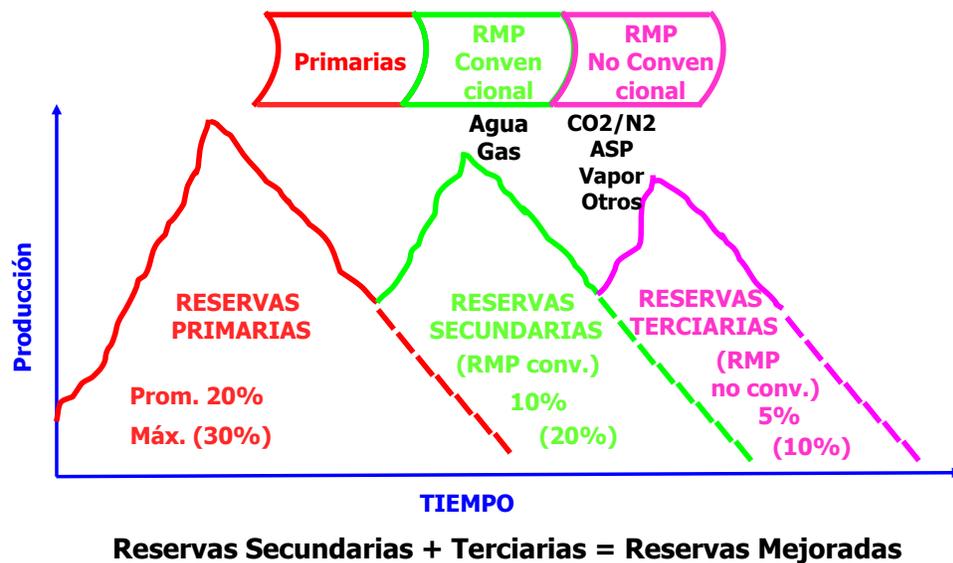


Figura 2. Etapas de la vida productiva de un Yacimiento (Rojas, 2012)

La recuperación primaria utiliza la energía natural y original del yacimiento para producir los hidrocarburos a superficie. Entre los mecanismos que actúan en este proceso se pueden mencionar: expansión del gas liberado de solución, expansión del fluido y la roca, expansión de la capa de gas, expansión o empuje por acuífero (hidráulico), segregación gravitacional y procesos combinados.

La recuperación secundaria utiliza una metodología donde se aporta energía al yacimiento, logrando incrementar la energía natural del mismo y provocando un

incremento en el recobro y en la vida del yacimiento. Entre los métodos utilizados de recuperación secundaria se encuentran: la inyección de agua para desplazar petróleo (waterflooding), inyección de gas, inyección alternada de agua y gas, y mantenimiento de presión por inyección de fluidos.

Sin embargo, existen tres factores físicos que contribuyen a que parte de ese petróleo no se pueda producir, quedando altas saturaciones remanentes de hidrocarburo en el yacimiento. Entre estos factores se tienen:

- Alta viscosidad del petróleo.
- Fuerzas capilares grandes.
- Heterogeneidad del yacimiento.

La recuperación terciaria o mejorada de petróleo surge a raíz de la necesidad de recuperar los volúmenes remanentes de petróleo en el yacimiento. La recuperación mejorada incluye métodos que utilizan recursos externos, energía y materiales para recobrar petróleo que con métodos convencionales no es posible obtener. La recuperación mejorada de petróleo puede ser clasificada de la siguiente manera ^[11]:

Métodos térmicos: Consisten en utilizar calor para mejorar la eficiencia de desplazamiento y de la extracción. Además, la reducción de la viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente, sino que también resulta en una relación de movilidad más favorable. Entre los métodos térmicos se pueden citar la estimulación con vapor (IAV e inyección continua de vapor), inyección de agua caliente, inyección de gases calientes, explosiones nucleares, electricidad y combustión en sitio.

Métodos químicos: Consisten en la inyección de productos químicos líquidos específicos que desplazan de una manera efectiva el petróleo debido a su comportamiento de eliminación de propiedades, que resultan en la disminución de la tensión interfacial entre el líquido desplazante y el petróleo que reduce la presión

capilar y saturación residual de petróleo. Entre los métodos químicos están la inyección de polímeros, surfactantes, soda cáustica, álcalis y geles entre otros.

Métodos miscibles: Consisten en desplazar el petróleo con un líquido que es miscible con el petróleo (es decir, forma una sola fase cuando es mezclado en todas las proporciones con el petróleo) en las condiciones existentes en la interfaz entre la inyección del fluido y el banco de petróleo para ser desplazado. Entre los métodos de desplazamiento miscible se presentan la inyección de gases hidrocarburos, dióxido de carbono y nitrógeno.

El objetivo de la recuperación mejorada de petróleo es movilizar el petróleo residual que queda en el yacimiento. Esto se puede lograr mejorando el desplazamiento microscópico del petróleo y la eficiencia volumétrica de barrido. La eficiencia en el desplazamiento del petróleo se puede lograr por la disminución de la viscosidad en la recuperación térmica.

2.2.1 Inyección de Agua Caliente: ^[11]

La inyección de agua caliente involucra el flujo de dos fases: agua y petróleo. Los procesos a vapor y los de combustión siempre envuelven una tercera fase: gas. En este sentido, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Exceptuando los efectos de la temperatura y el hecho de que generalmente se aplica a crudos viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección convencional de agua.

Debido a la difundida presencia del agua en todos los yacimientos petrolíferos, el desplazamiento por agua caliente debe ocurrir en cierto grado en todos los procesos de extracción térmica. Se conoce que este mecanismo contribuye al desplazamiento del

petróleo en las zonas corriente abajo tanto en la inyección continua de vapor como en la combustión in situ.

2.2.2 Combustión In Situ: ^[11]

Implica la inyección de aire caliente dentro del yacimiento, el cual, mediante combustión espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del yacimiento. La combustión genera energía térmica que da lugar a una serie de reacciones químicas como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización. Esto contribuye simultáneamente con otros mecanismos como el empuje por gas, condensación, desplazamientos miscibles, empuje por vapor y vaporización. Este proceso puede llevarse a cabo en distintas modalidades que persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento y aumentar la rentabilidad.

2.2.3 Inyección Continua de Vapor ^[11]

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento y como tal más eficiente, desde el punto de vista de recuperación final, que la estimulación con vapor. Consiste en inyectar vapor en forma continua a través de algunos pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la inyección de agua.

Donde el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia del barrido. Así, el efecto neto es que la extracción por inyección continua de vapor es apreciablemente mayor que la obtenida por inyección de agua caliente. En la figura 3 se muestra un esquema del proceso de Inyección Continua de Vapor:

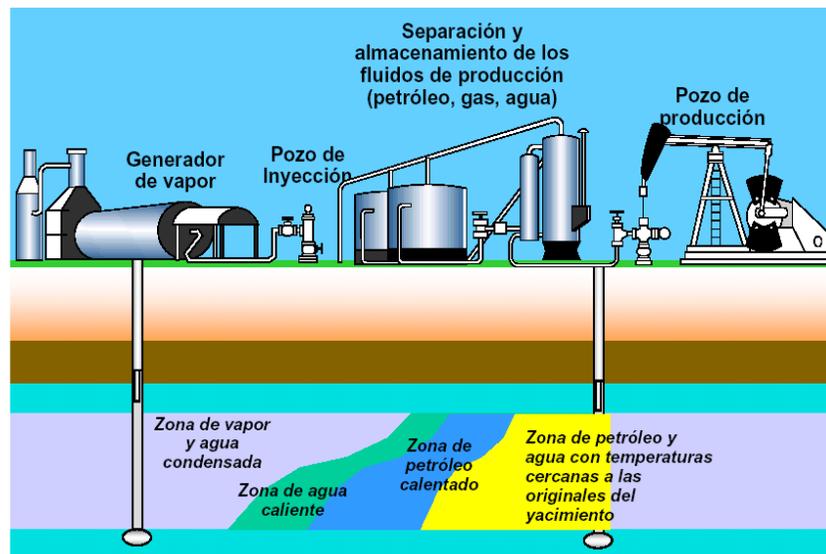


Figura 3. Proceso de Inyección Continua de Vapor (Medina & Rodríguez, 2006)

2.2.4 Inyección Alternada de Vapor

2.2.4.1 Introducción

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos de recuperación de petróleos pesados más implementado en la actualidad, ya que ofrece ciertas ventajas económicas, al requerir una baja inversión y una recuperación de la misma en un breve período de tiempo.

Este proceso consiste básicamente en la inyección de vapor a un pozo por un período de una o más semanas, posterior al cual el pozo es cerrado por un lapso de tiempo, conocido como período de remojo, el cual puede variar de días (3-5) a semanas, luego nuevamente el pozo se abre a producción por un período de 4 a 6 meses, obteniéndose una mayor tasa de crudo producido por semanas o meses hasta que se implemente un nuevo ciclo de inyección.

Se pueden emplear varios ciclos de inyección, la tasa de petróleo recuperado a medida que se incrementen los ciclos irá declinando, pero en general se habrá obtenido una mayor recuperación de crudo que con producción en frío. La cantidad de ciclos a

realizar, dependerá del estudio de las condiciones operacionales y económicas existentes, así como la posible implementación de otros métodos de recuperación en un futuro.

2.2.4.2 Antecedentes

El proceso de IAV fue descubierto accidentalmente en Venezuela en 1959, al fallar un proyecto piloto de inyección continua de vapor que estaba llevando a cabo la compañía Shell de Venezuela en el campo Mene Grande. Se produjo una erupción de vapor cerca de uno de los pozos inyectores, por lo que se detuvo la inyección, un corto tiempo después, los pozos ex-inyectores comenzaron a producir naturalmente a altas tasas. Luego del descubrimiento de esta técnica se continuó su uso en Venezuela y en otros países como Argentina, Brasil, Canadá y Estados Unidos.

En el caso de Venezuela la inyección de vapor ha sido aplicada en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, y data de 1959. Luego de su descubrimiento accidental, la IAV fue aplicada en el este del campo Tía Juana, en 1961 con excelentes resultados. Las tasas iniciales de producción en frío eran de 50 – 115 BPD (barriles por día), luego del remojo con vapor se alcanzaron tasas de 700 – 900 BPD. En ese mismo año se llevó a cabo un proyecto de inyección continua, en los bloques C-3 y C-4 del mismo campo, el proyecto tuvo una duración de seis años. ^[1]

En el año 1983, se aplicó inyección cíclica de vapor en San Diego Norte, Faja Petrolífera del Orinoco llevando las tasas de producción de 100-150 BPD a 1000-1500 BPD. En 1985 se aplicó el mismo proceso en el campo Bare, lográndose también un incremento en las tasas de producción de los pozos.

En Julio de 2011, se probó IAV en Distrito Cabrutica Petro San Félix. El pozo seleccionado fue el CD14-04, el cual es de geometría horizontal, completado térmicamente en la arena BWS3; para secuencia 6PS50/6PS60. Posee una longitud horizontal de 5272 pies, con 82% de arena contactada, porosidad promedio de 30% y

una permeabilidad de 12000 mD. Los resultados mostraron un aumento del 50% del índice de productividad. [2]

2.2.4.3 Etapas en un proceso de Inyección Alternada de Vapor

El proceso de IAV consta de tres etapas descritas a continuación y reflejadas en la Figura 4.

- **Etapas de inyección**

Durante ésta etapa se inyecta vapor de agua por 2 o 3 semanas en el pozo inyector/productor. La tasa debe ser lo suficientemente elevada, de manera que se produzcan las menores pérdidas de calor durante el proceso y se alcance una temperatura elevada en el pozo. Para determinar la tasa de inyección por ciclo se deben tomar en cuenta aspectos del yacimiento, como su espesor, la distribución del vapor, la viscosidad del crudo, saturación de petróleo, saturación de agua, entre otros.

- **Etapas de remojo**

Esta etapa es clave en el proceso de IAV, porque determina la distribución del vapor en las adyacencias del pozo y el yacimiento. Durante éste período el pozo permanece cerrado, su duración depende de la experiencia de campo y del yacimiento. Para yacimientos en los que se encuentran activos los mecanismos de recuperación primaria, se recomiendan tiempos de remojo elevados que permitan al vapor desplazar por medio del medio poroso y disipe la mayor cantidad de vapor posible en el yacimiento, sin embargo, este período no debe ser muy prolongado ya que esto ocasionaría la condensación del vapor, aumentando la saturación de agua en el yacimiento. Por otro lado, si los mecanismos primarios de recuperación están ausentes y la presión es baja, el tiempo de remojo debe ser breve, de manera que se aproveche el aumento de presión en la vecindad del pozo para la producción del petróleo.

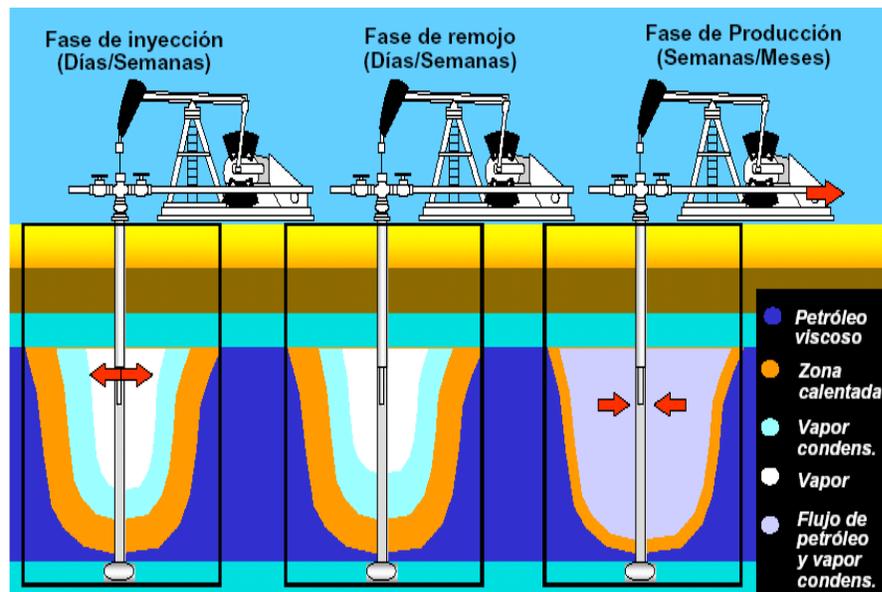


Figura 4. Proceso de Inyección Alternada de Vapor. (Medina & Rodríguez, 2006)

• Etapa de Producción

En esta etapa el pozo se abre a producción por un período de varios meses, al inicio se observa un alto corte de agua, debido a la condensación del vapor en las adyacencias del pozo, luego de eso se comenzará a producir petróleo, hasta que las tasas de producción sean similares a la producción en frío o no sean rentables. Un indicador de la rentabilidad de un proceso de IAV es la Razón Vapor/Petróleo, la cual es la relación entre la cantidad de vapor inyectada en barriles equivalentes de agua y el petróleo producido. Se considera que una razón vapor/petróleo debe ser mucho menor que 15 para considerar un proyecto rentable.

Todas las etapas anteriormente descritas conforman un ciclo, en el proceso de IAV. A medida que se repiten los ciclos la producción irá declinando, como se puede observar en la Figura 5.

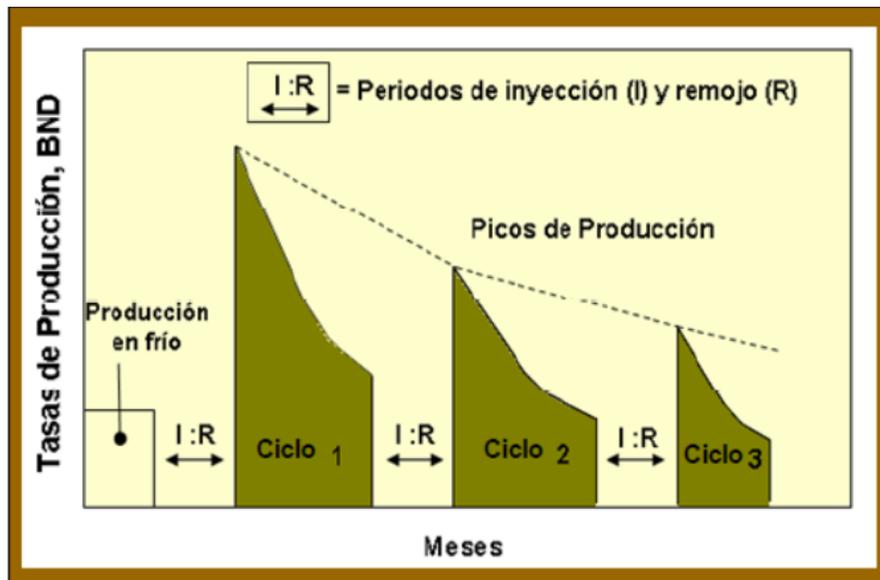


Figura 5. Respuestas de producción de la IAV.
(Manfre 2009)

2.2.4.4 Mecanismos de Recuperación en la IAV

Durante la aplicación las inyecciones alternadas de vapor actúan diversos mecanismos que contribuyen a la recuperación de crudo del yacimiento, estos son:

- Reducción de la viscosidad, que evidentemente se produce cuando el vapor hace contacto con el crudo de la formación lo que aumenta la movilidad del mismo, haciendo que fluya con mayor facilidad hacia el pozo y a tasas aún mayores si la presión es elevada.
- Gas en solución, en la IAV el gas libre que se encuentre es forzado en solución, por el incremento de la presión en la formación, lo cual hace que una mayor cantidad de gas disuelto se encuentre en el crudo para impulsarlo a fluir hacia el pozo. Este mecanismo suele ser efectivo solo en el primer ciclo de inyección, ya que para los ciclos posteriores habrá menos cantidad de gas disuelto, ya que probablemente se ha producido con el crudo en el ciclo anterior.
- Imbibición del agua, el vapor que se condensa y se transforma en agua caliente desplaza el petróleo hacia los estratos más permeables.

- Segregación gravitacional, si se está en presencia de estratos de gran espesor y con pocas barreras horizontales, el crudo fluirá por efecto de la gravedad, una vez que el crudo es desplazado de la zona calentada una cantidad de crudo de las zonas adyacentes pasará a ocupar su lugar calentándose.
- El aumento de temperatura disminuye la permeabilidad relativa al agua, aumenta la permeabilidad relativa al petróleo y disminuye la saturación residual de petróleo.
- Efecto del calentamiento más allá de la zona contactada.
- Compactación de la roca, en caso de que exista.

2.2.4.5 Parámetros involucrados en el proceso de IAV

Los parámetros que inciden en el proceso de IAV se dividen en dos grandes grupos:

a) Controlables:

- La calidad del vapor
- Tiempo de remojo
- Frecuencia y número de ciclos
- Volumen de vapor a inyectar

b) No Controlables (asociados al pozo o al yacimiento)

- Presión del yacimiento
- Espesor de la arena
- Permeabilidad de la formación
- Viscosidad y gravedad API del petróleo
- Tamaño del acuífero y del yacimiento
- Heterogeneidad del yacimiento
- Volumen del petróleo a drenar
- Características humectantes de la roca y su variación con temperatura

2.2.4.6 Criterios de Diseño para la IAV. ^[19]

A continuación, se describen los criterios clásicos (Mannucci, J) para la selección de los pozos candidatos.

- **Petróleo en sitio:** Debe ser del orden de los 1200 BN/acre-pie, para que el proyecto sea económicamente atractivo.
- **Permeabilidad:** Los yacimientos deben tener permeabilidades suficientemente altas para permitir una rápida inyección de vapor y una alta tasa de flujo de crudo.
- **Viscosidad:** La viscosidad debe estar en el orden de los 4000 cP a condiciones de yacimiento, sin embargo, hay casos exitosos con viscosidad más bajas, hasta del orden 200 cP.
- **Gravedad API:** la gravedad del crudo más conveniente es entre 8 a 15 °API.
- **Profundidad:** Este tipo de proyecto es conveniente aplicarlo a profundidades menores o iguales a 3000 pies, ya que a medida que se incrementa la profundidad se acentúan las pérdidas de calor y aumenta la presión a la que se debe inyectar el vapor.
- **Tasa de inyección:** Debe ser de valores altos, ya que de esa manera se logra inyectar el vapor requerido en el menor tiempo posible, atenuando las pérdidas de calor.
- **Presión del yacimiento:** Es conveniente que sea de valores moderados altos, aunque se ha aplicado a yacimientos con presiones de 40 lpc.
- **Espesor de la arena:** Debe ser mayor de 20 pies.
- **Tiempo de remojo:** Puede variar de 4 a 7 días, hasta períodos más largos de semanas.
- **Producción estimulada:** Se puede extender hasta por 24 meses, aunque en algunos casos dura muy poco.
- **Tiempo de inyección:** Por lo general, tiene una duración de 3 a 4 semanas, y el número de ciclos es 3.
- **Cantidad de vapor:** Es una variable que debe ser establecida de acuerdo al radio calentado que se desee obtener.

En la tabla 2 se presenta un resumen de los criterios de selección para los pozos seleccionados para IAV dentro del área Junín de la Faja Petrolífera.

Tabla 2. Criterios de selección para la aplicación de IAV ^[2]

Espesor de la arena, pies	≥ 20
Profundidad, pies	< 4500
Porosidad, %	> 20
Permeabilidad, mD.	> 500
K_v, Kh	> 0.6
Presión, Psi	< 1500
Corte de Agua Producido, %	< 30
Saturación de petróleo actual	> 0.5
Contenido de Arcilla	Bajo
Gravedad, °API	< 15
Viscosidad del petróleo (cond. Yac), Cp.	< 5000

2.2.4.7 Ventajas de la Inyección Alternada de Vapor

- Permite acelerar la producción de petróleo
- La respuesta del yacimiento es inmediata
- En pozos verticales, el proceso no se ve afectado muy significativamente por las heterogeneidades del yacimiento
- Debido al poco tiempo de contacto del vapor con el crudo, ocurre menos producción de H₂S que en el caso de la inyección continua de vapor
- La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es corto

2.2.4.8 Desventajas de la Inyección Alternada de Vapor

- La inyección cíclica de vapor es fundamentalmente un proceso de estimulación y generalmente se obtiene un incremento en el factor de recobro final de petróleo del yacimiento. Apenas en yacimientos con crudos pesados, donde el recobro primario es del orden de 10% la recuperación por estimulación con vapor, incluida la primaria, será del orden del 15, a corto plazo, siempre y

cuando se considere presente la energía natural que aporta la compactación de la roca.

- Sólo una parte (30 a 50%) del agua inyectada como vapor es producida nuevamente. De modo que en el yacimiento se forman zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos, lo cual en un futuro si se quieren aplicar procesos de desplazamiento, no es deseable ya que la eficiencia areal del barrido será afectada negativamente.
- En caso de existir arcillas sensibles al agua, la inyección de vapor de agua producirá la expansión de las mismas, deteriorando la permeabilidad del yacimiento.
- La estimulación con vapor puede ser indeseable en yacimientos con problemas de compactación, ya que se reflejará en la superficie de esa región (subsistencia).
- Hay riesgo de que la expansión térmica cause daños al revestimiento (casing) mientras el vapor está siendo inyectado, si no se toman las previsiones necesarias de aislamiento y cabezales térmicos.
- Se requiere de completaciones que soporten las altas temperaturas, es decir, condiciones especiales durante la cementación, la completación y los materiales utilizados.

2.3 POZOS HORIZONTALES ^[11]

Son aquellos que son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento.

2.3.1 Aplicaciones de los pozos horizontales

- En yacimientos de crudos pesados, ya que en la producción mediante un pozo horizontal las caídas de presión son más bajas y permiten que se retarde la

conificación del agua y el gas, al presentar éstos una mayor movilidad que el crudo por tener menor viscosidad que el petróleo.

- En yacimientos de espesor delgado, ya que el pozo se comporta como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal.
- En la recuperación mejorada de petróleo, en procesos tales como: inyección de agua, fluidos miscibles y recuperación de petróleo por métodos térmicos, ya que este tipo de pozo puede ser empleado como productor o inyector.
- Para reducir el número de localizaciones, para reducir costos en zonas donde se requiere minimizar el número de pozos para drenar un volumen dado del yacimiento.
- En yacimientos naturalmente fracturados, puede lograrse el contacto del pozo con las fracturas de una manera más fácil que con pozos verticales, si éste (pozo horizontal) es perforado con un ángulo adecuado; mejorando la productividad del pozo al interceptar mayor número de fracturas.
- En yacimientos con empuje de agua o capa de gas, el pozo horizontal tiene mayor contacto con la formación, por lo que la caída de presión para la misma tasa de producción es menor que en caso de un pozo vertical. Esto reduce la tendencia del agua o gas a conificarse.
- En localizaciones inaccesibles, zonas urbanas, industriales o áreas para las cuales las actividades de perforación representan un riesgo ambiental.

2.3.2 Tipos de Pozos Horizontales ^[11]

Para propósitos de clasificación en la ingeniería de petróleo se ha desarrollado una categoría para los pozos horizontales de acuerdo a los radios del arco descritos por el hoyo en el paso de la dirección vertical a la horizontal. Estos tipos de pozos horizontales, son definidos también como métodos de perforación. En la figura 6, se muestra los tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura:

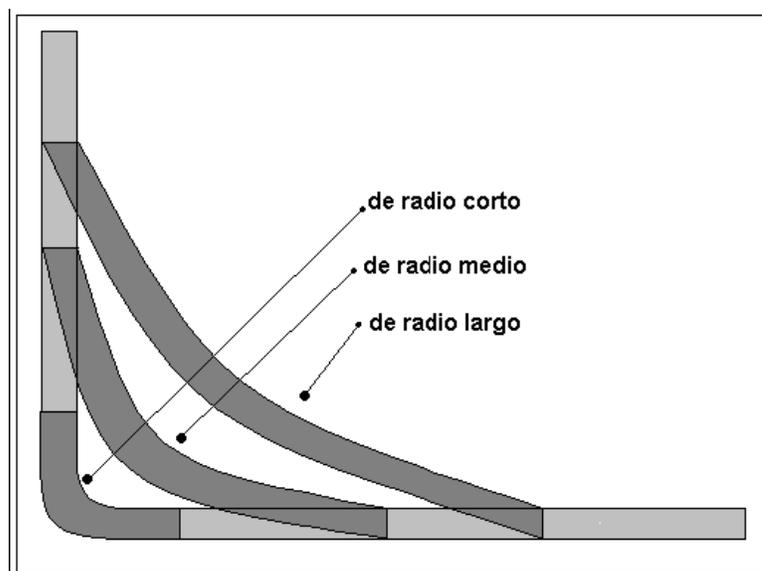


Figura 6. Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura (Medina & Rodríguez, 2006)

2.3.2.1 De radio largo

El primer método desarrollado fue el método de radio largo, el cual es una extensión de las técnicas de perforación direccional desarrolladas por más de 30 años. El radio de curvatura es típicamente de 1000 pies o más, con longitudes máximas horizontales de hasta 8200 pies.

2.3.2.2 De radio mediano

El método de radio mediano fue desarrollado a comienzos de los años 80 con radios de curvatura entre 400 y 900 pies. Este método combina las ventajas de tener distancias cortas (menores a 1000 pies) en la sección vertical del pozo y tener aún la capacidad de interceptar el yacimiento objetivo con la perforación de secciones horizontales largas de 3000 y 4000 pies. La mayoría de los pozos horizontales en el mundo en la industria del petróleo y del gas en la actualidad, son perforados usando éste método.

2.3.2.3 De radio corto

También fue desarrollado en los años 80 el método de radio corto, con radios de curvatura de 30 a 60 pies. Una ventaja de este método es la intersección con la formación dentro de una distancia muy corta del punto de partida (kickoff point). El método de radio corto es menos costoso comparado con los demás métodos, debido a que las secciones curvas del pozo entre la sección horizontal y la vertical requieren de una longitud del hoyo menor y, en consecuencia, un menor tiempo durante la perforación. Sin embargo, entre las limitaciones de este método se encuentran la máxima longitud del pozo y el diámetro del hoyo. La tasa de curvatura relativamente alta se traduce en que las herramientas de perforación son típicamente menores a las 4,5 pulgadas de diámetro restringiendo las opciones de completación. Las longitudes máximas están alrededor de los 800 a 1000 pies.

2.3.3 Ventajas de los Pozos Horizontales

- Mejoran la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de petróleo
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces para una misma caída de presión
- Aumentan la inyectividad, en casos de inyección de fluidos
- Incrementan el área de drenaje por pozo en el yacimiento
- Dan la factibilidad de producir yacimientos en los que con pozos verticales no resulta económico su desarrollo
- Aceleran el recobro debido a las altas tasas de producción, además de que se reduce el número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento
- Pueden hacerse perforaciones horizontales perpendiculares a las fracturas, en yacimientos naturalmente fracturados para aumentar la productividad
- Reducen la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interface de fluidos y producción de arena

2.3.4 Desventajas de los Pozos Horizontales

- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- El daño a la formación, la excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión podrían dificultar la limpieza del mismo. En formaciones con producción de arena, las secciones onduladas pueden ser taponadas por acumulación de arena.
- Las opciones de re-completación son limitadas en los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo.
- Se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones hay un incremento del riesgo a presentarse problemas operacionales. Esto ocasiona también mayor costo de perforación y completación.

2.4 SIMULACIÓN DE PROCESOS TÉRMICOS

2.4.1 Simulación de Yacimientos ^[6]

La simulación numérica de yacimientos se basa en el desarrollo y ejecución de un modelo matemático, el cual representa las características originales del yacimiento. El modelo matemático que lo representa, consta de un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales las cuales, sujetas a las condiciones iniciales y de bordes específicas del yacimiento, describen los principios físicos básicos que aplican al yacimiento, tales como: conservación de la energía, conservación del momento y ecuaciones de estado. Frecuentemente las ecuaciones con las que trabaja los simuladores no son lineales y por ello la utilización de computadoras facilita la solución numérica de éstas.

El objetivo de la simulación es predecir el comportamiento a futuro de los yacimientos, que estén sometidos a diferentes mecanismos de producción, basándose en su historial y en su comportamiento actual. Mientras un yacimiento es desarrollado una vez, un

simulador puede ejecutarse múltiples veces hasta llegar a resultados representativos para los diferentes esquemas de desarrollo y producción, lo cual nos facilita el desarrollo de la selección óptima de explotación del yacimiento.

Se puede definir a un simulador de yacimientos como un sofisticado software que resuelve ecuaciones en derivadas parciales, por medio de los métodos numéricos, que describe el flujo de fluidos multifásicos (agua-petróleo-gas) en un medio poroso.

Los simuladores se clasifican de múltiples maneras, siendo la más común la clasificación por el tipo de proceso que realizan:

- Simuladores de petróleo negro.
- Simuladores composicionales.
- Simuladores de recuperación térmica o recuperación mejorada.

Otra manera de clasificar a los simuladores es por medio del número de fases que puedan manejar el simulador (una, dos o tres fases), a las direcciones de flujo (unidimensionales, bidimensionales y tridimensionales) y por medio de la formulación creada para resolver el sistema de ecuaciones (IMPES, totalmente implícita, etc.).

El simulador de petróleo negro es el más usado, ya que puede describir el flujo multifásico en el medio poroso, siendo esto una simplificación que aporta una ventaja con respecto a simuladores que necesiten la composición, ya que no siempre se tiene toda la información específica del yacimiento y de los fluidos que se encuentren en él.

Ya que las condiciones del yacimiento y del fluido pueden variar con respecto al tiempo, se puede recurrir a modelos matemáticos más complejos y especializados, como lo son los simuladores composicionales o los simuladores térmicos. El primer paso de la simulación debe ser la definición del área o mapa de la estructura del yacimiento a simular, las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en él. Normalmente el volumen total del yacimiento es dividido en pequeños volúmenes que se llaman celdas, en las cuales se realiza la interacción del fluido con el medio. Los

cálculos se llevan a cabo en cada celda a tiempos discretizados según lo requiera el proceso de simulación; estos tiempos se conocen como “time step”.

La tasa de fluido de entrada o salida de estas celdas es función de la permeabilidad de las paredes y del diferencial de presión que existe entre ellas; las propiedades de los fluidos son uniformes e independientes en cada celda de la posición que ocupen, y por esto cada bloque tendrá un valor único de saturación para cada una de las fases presentes al igual que las propiedades dependientes de las saturaciones; es por eso que para representar las variaciones de ciertas propiedades del yacimiento es necesario subdividirlo en varias celdas.

La historia del yacimiento puede ser discretizada en intervalos de tiempo, el simulador calcula las variaciones de flujo, presiones, saturaciones, entre otros, en cada uno de los intervalos de tiempo finito.

Como consecuencia, pueden existir cambios abruptos en las propiedades de una celda entre un intervalo de tiempo y por esto se debe controlar la extensión de los “time step” para que permita cambios razonables y analizables de las propiedades.

2.4.2 Modelos de Simulación

Los métodos de recuperación térmica son normalmente usados en yacimientos que poseen petróleo pesado, donde su viscosidad es alta, mayor de 100 cP estando a temperatura de yacimiento.

Sin embargo, a medida que se incrementa la temperatura la viscosidad disminuye. Un gran número de procesos de recuperación térmica pueden ser simulados en STARS, entre los cuales se incluyen:

- Proceso de inyección de vapor.

- Inyección de fluidos calientes, a condiciones ambientales, así como inyección de gas.
- Combustión simple entre otros.

2.4.3 Uso del Simulador CMG STARS

El simulador STARS constituye la nueva generación de simuladores de procesos avanzados para yacimientos de CMG (Computer Modelling Group). Este simulador se califica actualmente como uno de los mejores para representar el comportamiento de yacimientos de crudo pesado y extra pesado sometido a procesos térmicos. STARS es un simulador trifásico, multicomponente, composicional y térmico, con gran versatilidad en el uso de mallas cilíndricas, cartesianas, de espesor y/o profundidad variable. Una de sus propiedades fundamentales, es evaluar los cambios en la composición de las fases, la cual varía cuando la presión desciende por debajo de la presión de burbujeo, o de rocío en yacimientos de gas condensado, permitiendo simular cualquier tipo de yacimiento. STARS fue desarrollado para simular múltiples procesos, como son: flujo de vapor, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor con aditivos, combustión en sitio y combustión seca y húmeda, entre otros.

2.4.3.1 Datos de entrada del simulador

Los datos de entrada para un simulador convencional de petróleo negro generalmente comprenden características generales del yacimiento, y son obtenidos de mapas de contornos de yacimiento, análisis de núcleos y perfiles, y pruebas de productividad de pozos.

Datos de fluidos y roca

- Presión inicial del yacimiento
- Profundidad de los contactos iniciales petróleo-agua y gas-petróleo
- Permeabilidades relativas

- Presiones capilares
- Compresibilidad de la roca
- Datos PVT, obtenidos de ensayos de laboratorio y correlaciones

Datos de la malla

- Definición de la malla
- Número de capas
- Datos geológicos (elevaciones, espesores netos de la arena petrolífera, permeabilidades, porosidades y saturaciones iniciales de los fluidos).

Datos de producción e inyección por pozos

- Producción de petróleo, gas y agua
- Historia de inyección
- Localizaciones de los pozos
- Índice de productividad
- Factor de daño
- Intervalos completados por cada pozo

2.4.3.2 Tipos de mallas

Existe una gran variedad de sistemas de mallado unidimensionales, multicapas, mallas tridimensionales, o mallas de geometría radial. La selección del tipo de malla depende del objetivo específico del estudio de simulación. Existen mallas radiales, también diferentes tipos de mallas cartesianas:

- Unidimensional horizontal: son utilizadas para adelantar cálculos simples de balance de materiales, simulación de secciones de yacimientos, comportamiento de acuíferos, estudios especializados del comportamiento de empuje lineal y simulación de experimentos de laboratorios.

- Unidimensional vertical: son usadas para simular sistemas drenados por gravedad, análisis de equilibrio vertical, operaciones de un pozo y simulaciones de eficiencia de influjo vertical de agua.
- Bidimensional horizontal: son útiles en estudios de grandes estructuras con muchos pozos, heterogeneidades areales en las propiedades de la roca, pequeñas variaciones verticales de las propiedades de la roca y fluidos, y selección de procesos de mantenimiento óptimo de presión y recuperación secundaria.
- Tridimensionales: son usadas para simulación de yacimientos perforados con varios pozos, secciones del yacimiento con espesores productivos variables, sistemas estratificados con comunicación parcial o presencia de un acuífero y existencia de flujo de fluidos entre las capas.
- Las mallas tridimensionales, sin comunicación entre capas, son ampliamente usadas para grandes yacimientos con varios horizontes productores, pozos con múltiples completaciones, patrones de flujo estratificado y existencia de barreras de flujo vertical como lutita, anhidrita o dolomita impermeable.
- Las mallas radiales son utilizadas frecuentemente para estudios específicos en pozos como comportamiento de afluencia, estudios de conificación de gas o agua en los pozos, etc.

2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El proyecto es un conjunto de antecedentes que permite predecir o estimar las ventajas y desventajas económicas. El objetivo básico de un proyecto es la evaluación económica, que permite calificarlo como rentable o no rentable. Los criterios básicos para evaluar un proyecto se explican a continuación.

- **Interés:** es lo que se paga por el uso del dinero que se toma en préstamo.
- **Ingresos:** definidos como el volumen de producción y por los precios de venta de los bienes y servicios que se produzcan.

- **Costo de capital:** es la tasa de rendimiento que debe obtener la empresa sobre sus inversiones para que su valor en el mercado permanezca inalterado, teniendo en cuenta que este costo es también la tasa de descuento de las utilidades empresariales futuras, es por ello, que el administrador de las finanzas empresariales debe proveerse de las herramientas necesarias para tomar las decisiones sobre las inversiones a realizar y por ende las que más le convengan a la organización.
- **Tasa de Descuento (TD):** es el porcentaje de beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar o costo de oportunidad y representa la medida del valor del dinero en el tiempo.
- **Valor Presente Neto (VPN):** se refiere al valor en el presente de una cantidad de dinero futura o pagos dada a una tasa de interés. Esto se refiere a la equivalencia de valor de un flujo futuro y la actualidad, ya que existe la devaluación de dinero, el valor en la actualidad de un dinero no es en número lo mismo en el futuro, por tal motivo se practica en los proyectos el valor presente neto para así poder saber la rentabilidad del mismo al periodo cero. Equivale a decir que es la tasa que hace el valor presente neto igual a cero.
- **Período de recuperación (PR):** Es el tiempo que se debe emplear para poder recuperar la inversión sin tomar en cuenta los intereses. La inversión se podrá recuperar en el año en el cual los ingresos acumulados superan a la inversión hecha inicialmente.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto o empresa, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA

La Cuenca Oriental de Venezuela, por su contenido de hidrocarburos, constituye la segunda cuenca petrolífera de América del Sur, sólo superada por la Cuenca Occidental del Lago de Maracaibo en el estado Zulia (Reina, 2002). Está situada específicamente en la zona centro-este de Venezuela, que incluye a los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro, como se puede observar en la figura 7. Todos los campos petrolíferos de esta cuenca presentan una estratigrafía común, siendo la Formación Oficina la principal roca productora. Dentro de esta cuenca se encuentra ubicada la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual está constituida por una cuña sedimentaria Oligo – Miocena depositada en ambientes de formación fluviales y teóricamente deltaicos (ver figura 8).

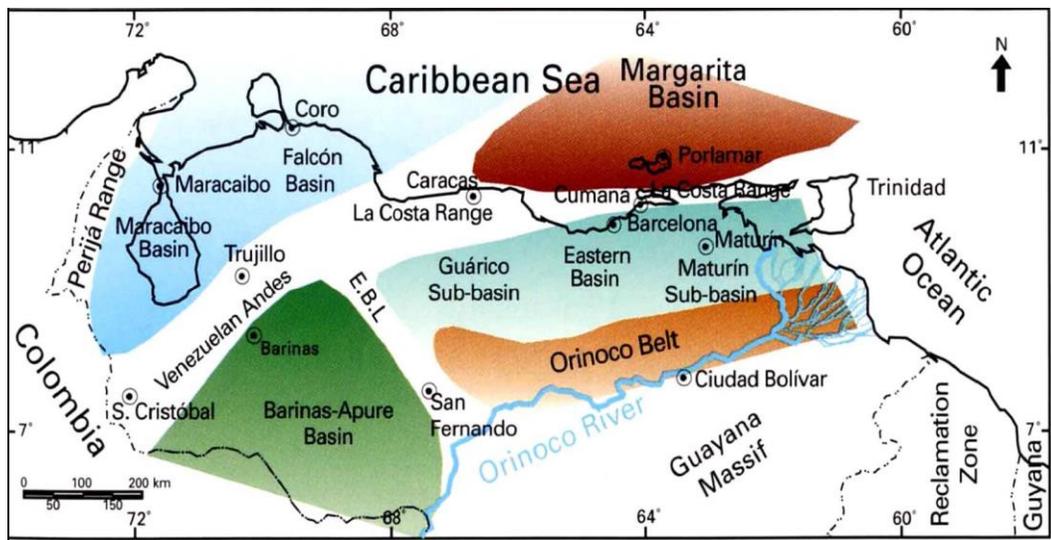


Figura 7. Ubicación de la Faja del Orinoco dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela (Pérez, 1980).

Este yacimiento es la fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprendiendo una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual

de 11.593 km², ubicada al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Para fines de su explotación y cuantificación de reservas fue dividido en cuatro (4) grandes bloques, siendo estos de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

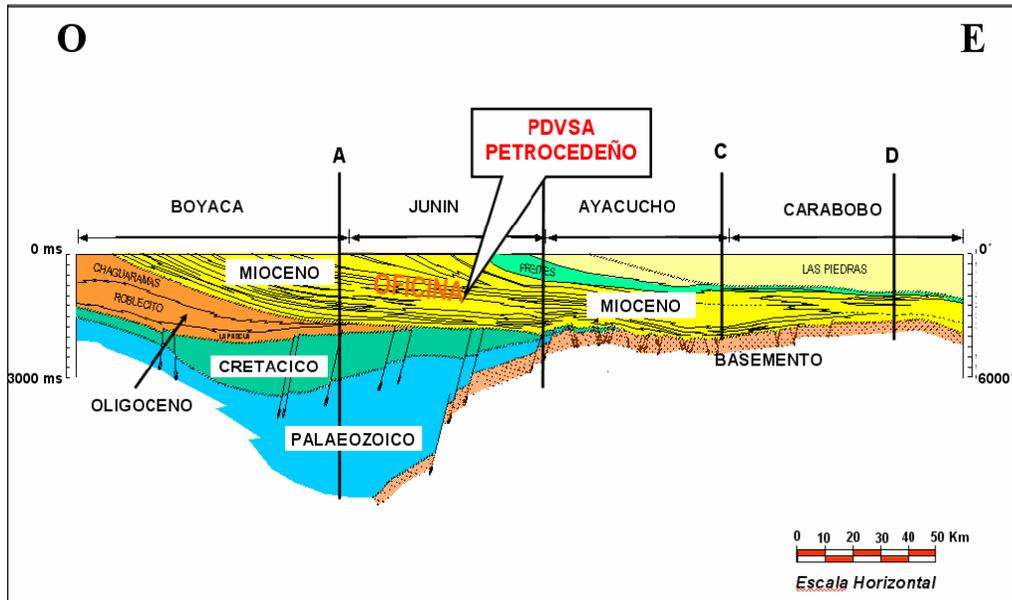


Figura 8. Corte transversal con orientación Oeste-Este mostrando la estratigrafía regional de la faja Petrolífera del Orinoco y las 4 zonas operativas.

Este informe se encuentra enfocado en uno de estos campos petroleros: Petrocedeño, ubicado dentro del Bloque Junín, encontrándose al sur del Estado Anzoátegui, como se puede observar en la Figura 9, cuenta con 400 Km², limitado cartográficamente entre las coordenadas geográficas 8°30' y 8°50' Latitud Norte y 65°00' y 64°80' Longitud Oeste.

Petrocedeño es una empresa mixta entre PDVSA, Total y Statoil, orientada hacia la producción, mejoramiento y comercialización de petróleo, localizada en el Flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en la Faja Petrolífera del Orinoco con un área de 400Km². Sus depósitos pertenecen a la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano a Medio, constituidos principalmente por sedimentos siliciclásticos no consolidados,

conformando dos sistemas sedimentarios principales, uno inferior caracterizado por depósitos de tipo fluvial y uno superior interpretado como depósitos transicionales.

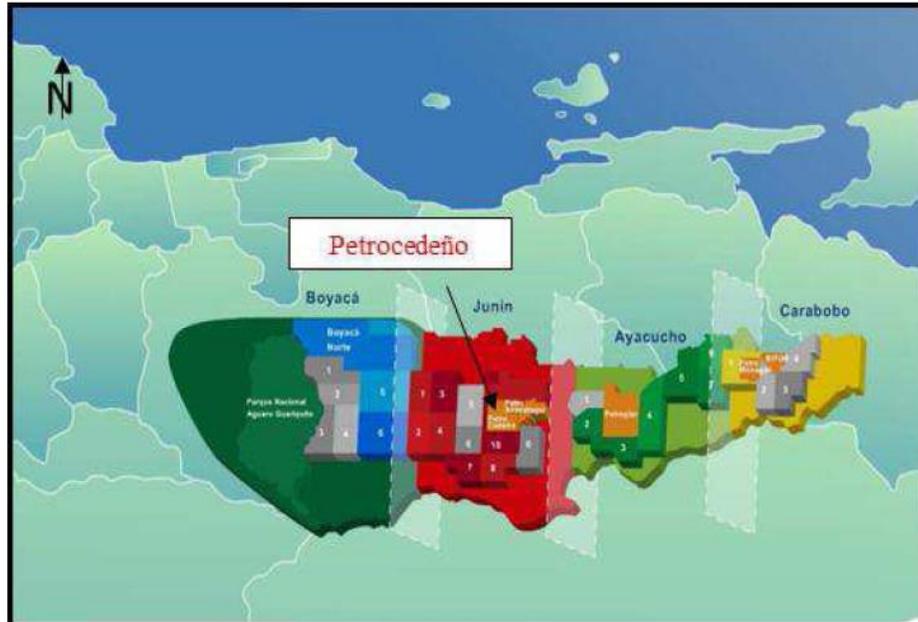


Figura 9. Ubicación Geográfica del Campo Petrocedeño (Fuenmayor, 2017).

3.2 GEOLOGÍA REGIONAL

3.2.1 Cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela como se muestra en la figura 10 se encuentra limitada al norte por el cinturón de plegamiento y fallamiento de la Serranía del Interior y por la falla del Pilar. Al este por la plataforma del Delta del Orinoco, al oeste por el lineamiento de El Baúl y hacia el sur la cuenca se extiende hasta el río Orinoco (González de Juana y otros, 1980). Esta cuenca es del tipo “foreland” o cuenca de ante país y se desarrolló durante el Neógeno sobre el margen pasivo del Mesozoico tardío del cratón de Sur América (Parnaud y otros., 1995).



Figura 10. Mapa de ubicación de las cuencas sedimentarias de Venezuela (Quilen, K. 2006).

La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido dividida en 7 subregiones en función del tipo de acumulación de hidrocarburo y/o los rasgos geológicos que la definen estas regiones son las siguientes.

- Área Mayor de Oficina.
- Norte de Anzoátegui.
- Norte de Monagas.
- Guárico.
- Área de Temblador.
- Delta.
- Faja Petrolífera del Orinoco.

Las principales formaciones productoras presentes en la Cuenca Oriental son la Formación Oficina de edad mioceno temprano y Formación Merecure de edad eoceno tardío a oligoceno, la cuales fueron sedimentadas en ambientes transgresivos sobre el flanco Sur de la cuenca (ver figura 11), y presentan muy bajo relieve en ambientes de llanuras deltaicas con extensas áreas pantanosas, abundante vegetación, intercalaciones de aguas salobres y sistemas de caños con dirección generalizada al Norte y ocasionales

incursiones de aguas marinas. Presenta un engrosamiento de las formaciones de Sur a Norte y desaparición de las arenas hacia el Noreste (González de Juana y otros, 1980).

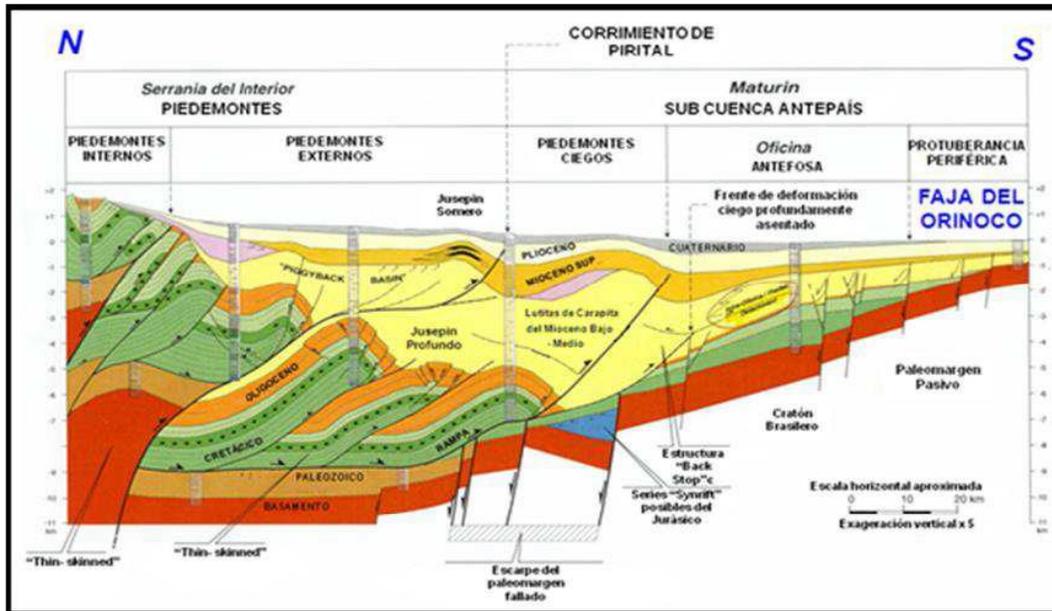


Figura 11. Perfil estructural N-S de la Cuenca Oriental. Tomado de Martin, R., (2002).

La Formación Merecure se depositó sobre la superficie cretácica pleniplanada. Suprayacente a dicha unidad se encuentra la Formación Oficina donde en el Área Mayor de Oficina no se presentan grandes cambios de los ambientes someros. Luego el proceso de retrogradación hacia el Sur con muchas o pocas oscilaciones Norte- Sur se generó la Formación Freites (Beltrán y Quijada, 2001).

El Área de Oficina presenta casi 100 arenas diferentes con espesores que varían entre 20 y 150 pies. Algunas de ellas son arenas de canal de longitudes considerables, con un rumbo Norte aproximadamente, pero lateralmente no sobrepasa los centenares de metros; las demás arenas se extienden por muchos kilómetros cuadrados (González de Juana y otros, 1980).

3.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco representa el borde meridional extremo de la Cuenca Oriental de Venezuela. Esta Cuenca está situada en la zona centro-este de Venezuela formando una depresión geográfica topográfica estructural, limitada al sur por el río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el mencionado cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao, y al norte por la línea que demarca el pie de monte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental (González de Juana, 1981).

La Cuenca Oriental es asimétrica con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte. La estructura de la Faja es similar en toda el área de Oficina: los sedimentos tienen un rumbo regional este-oeste y alrededor de 3° de buzamiento en la parte Sur. En el área se encuentran fallas de carácter regional normales con rumbos este-oeste, con planos de falla inclinados aproximadamente 45°, como González de Juana (1981) expuso, la Faja Petrolífera del Orinoco está dividida en cuatro grandes áreas de crudos pesados y extra pesados como son:

- Boyacá (anteriormente Machete): ubicada al Centro Sur del Estado Guárico.
- Junín (anteriormente Zuata): ubicada al Sur – Este del Estado Guárico y el Sur - Oeste del Estado Anzoátegui.
- Ayacucho (anteriormente Hamaca): ubicado en la zona Centro – Sur del estado Monagas y Sur – Este del estado Anzoátegui.
- Carabobo (anteriormente Cerro Negro): ubicado en la zona Centro – Sur del estado Monagas y Sur – Este del estado Anzoátegui.

3.2.3 Contexto estructural y tectónico de la Faja Petrolífera del Orinoco

El marco regional de la Faja Petrolífera del Orinoco está caracterizado por un acuñaamiento en dirección sur de los sedimentos terciarios, supra yacentes al basamento ígneo- metamórfico del Cratón de Guayana, el cual se encuentra al sur del Río Orinoco (Audemard y otros, 1985).

El marco estructural de la Faja está caracterizado por importantes sistemas de fallas de rumbo orientadas en dirección Este- Oeste (lo cual se observa en la figura 12), cuyo fallamiento afecta principalmente las rocas del Paleozoico sin perturbar los sedimentos del Terciario, aunque otras fallas como las de Hato Viejo y Sabán evidencian desplazamiento durante el Paleozoico y afectan a los sedimentos del Terciario (Audemard y otros, 1985). El sistema de fallas de Hato Viejo se divide en dos provincias estructurales: una al oeste y otra al este. Según Talwani (2002), en los bloques Boyacá y Junín (al oeste del sistema de fallas) las secuencias sedimentarias del Terciario descansan inconformemente sobre las rocas cretácicas y paleozoicas, las cuales fueron depositadas en una depresión estructural profunda; mientras que al este del sistema de fallas las rocas del Terciario descansan sobre el basamento ígneo- metamórfico Precámbrico del Escudo de Guayana. La configuración regional del basamento ígneo metamórfica en el área.

Talwani (2002) afirma que, hacia el oeste, la Faja Petrolífera del Orinoco está limitada por el alto estructural de Machete, el cual se orienta en dirección NESO. En la provincia oriental las fallas extensionales tienen tres direcciones preferenciales: (1) Orientación este-oeste en los bloques Ayacucho y Carabobo, (2) N 60° - 70° E, siendo una tendencia paralela a la dirección predominante de las rocas más antiguas del Escudo de Guayana y (3) N 30° - 45° O, como orientación predominante de las tendencias topográficas Pre-Terciarias.

Según Talwani (2002) en la provincia del oeste las direcciones preferenciales de fallamiento son E – O y NE – SO. El desplazamiento vertical de las fallas es cercano a los 60 m. Las arenas están asociadas con meandros de ríos que fluyeron desde el norte

hacia la plataforma de Guayana, sirviendo muchas veces como reservorios. Los sellos están relacionados con fallas que interceptan a las lutitas de Carapita.

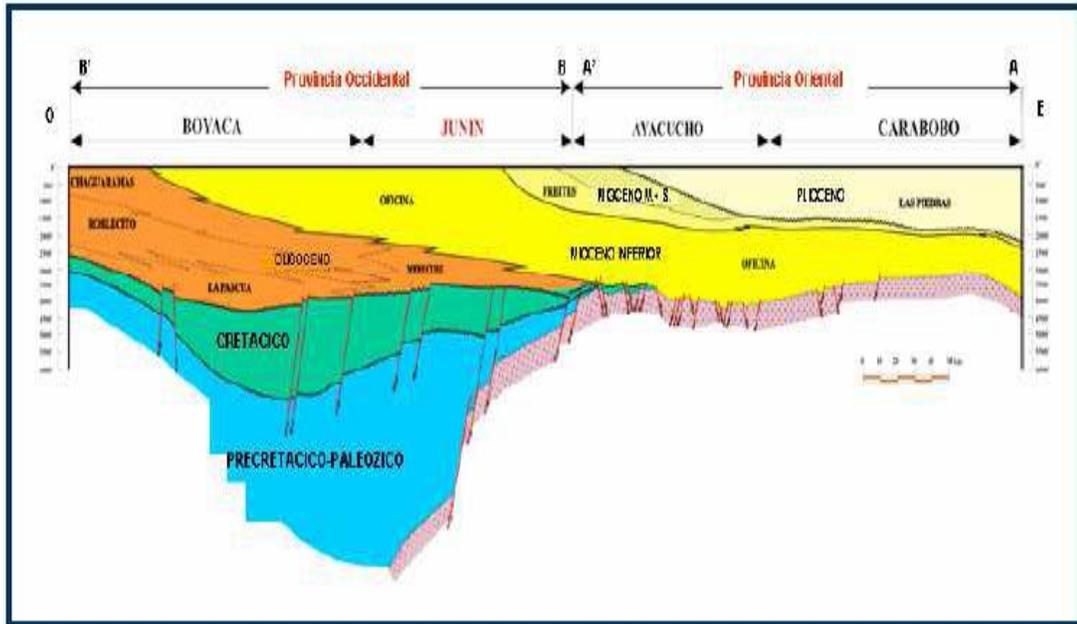


Figura 12. Configuración estructural de la Faja del Orinoco (Audemard y otros, 1985).

El entrapamiento en la Cuenca Oriental es el resultado de mecanismos trampas pueden ser acñamientos estratigráficos o truncamientos estructurales. Por la parte estructural se encuentra una falla normal al sur, con un buzamiento regional hacia el noreste y acñamiento arenoso lateral. Sin embargo, el entrapamiento estratigráfico, se debe por desaparición lateral de arenas en el borde de los canales, cambios de permeabilidad o barreras de permeabilidad (Audemard y otros, 1985).

3.2.4 Contexto Sedimentológico de la Faja Petrolífera del Orinoco

Las columnas sedimentarias que se perforan en la Faja del Orinoco comprenden tres ciclos distintos (Audemard y otros, 1985).

Primer ciclo de edad Paleozoico Superior: que se encuentra en contacto discordante sobre complejos ígneos metamórficos de la provincia cratónica de Guayana y comprende las Formaciones Hato Viejo y Carrizal.

Segundo ciclo sedimentario: que corresponde a la trasgresión cretácica que se desarrolló sobre un sustrato peniplanado en ambientes sedimentarios típicos de pequeñas profundidades cuyas unidades clásicas vienen representadas por la Formación Canoa y la Formación Tigre de ambientes moderadamente marinos.

Durante el tercer ciclo Los mares del cretácico: se retiraron de la zona que se conoce como la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual fue afectada por un nuevo periodo de erosión ciclo del Terciario se depositaron formaciones transgresivas cubriendo anacrónicamente toda el área hasta una línea cercana al curso del río Orinoco.

La nomenclatura formacional en el área abarca la Formación Oficina atribuida al Mioceno. Esta formación está presente en los Estados Anzoátegui y Monagas, cuya litología característica consiste en una alternancia de arenas y lutitas parálicas, con abundantes lignitos de poco espesor, pero de gran extensión lateral.

Desde el punto de vista de generación y acumulación de hidrocarburo la Formación Oficina es de gran relevancia en la Cuenca Oriental de Venezuela (ver figura 13), siendo la principal productora de hidrocarburo en la Faja Petrolífera del Orinoco hasta los campos en el eje de la cuenca. Méndez O, (1985) hace mención que las lutitas de esta Formación han sido consideradas como rocas madres de petróleo para las arenas de la misma y parte del petróleo acumulado de la Faja Petrolífera del Orinoco.

González de Juana (1981) expone que los crudos de la Faja son migrados desde áreas donde las columnas sedimentarias alcanzaron mayor espesor, más al norte; siendo un crudo degradado por procesos biogénicos u oxidantes. Puede ser por las hipótesis de degradación biogénica o por oxidación de aguas meteóricas con pH de bajo grado.

3.2.5 Contexto estratigráfico de la Faja Petrolífera del Orinoco

La nomenclatura formacional dentro de la Faja en el sector oriental abarca las Formaciones Merecure y Oficina. Debido a la extensión diacrónica hacia el sur de la transgresión del ciclo Terciario Superior se estima que las formaciones de la Faja Petrolífera podrían atribuirse al Mioceno (González de Juana y otros, 1980).

La Formación Merecure y Oficina fueron depositadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca, que, por su bajo relieve, fue inundada por las aguas. Estas formaciones se extendieron considerablemente de norte a sur, lentamente con suaves oscilaciones que favorecieron el avance y retroceso de las aguas (González de Juana y otros, 1980).

El entrapamiento de petróleo en el área de estudio se produce por razones netamente estratigráficas: por desaparición lateral de arenas en el borde de los canales, cambios de permeabilidad o barreras de permeabilidad. (Audemard y otros, 1985).

3.3 GEOLOGÍA LOCAL

3.3.1 Descripción Estratigráfica

La arquitectura de los sedimentos depositados en el campo Petrocedeño está determinada principalmente por la acomodación, suministro de sedimentos y las características hidráulicas de los diferentes sistemas de depositación. La configuración de la secuencia estratigráfica que ha sido establecida es basada a través del reconocimiento de las superficies estratigráficas claves que son correlacionables a lo largo de todo el campo de Petrocedeño y ha sido mapeada en sísmica 3D (ver Figura 14).

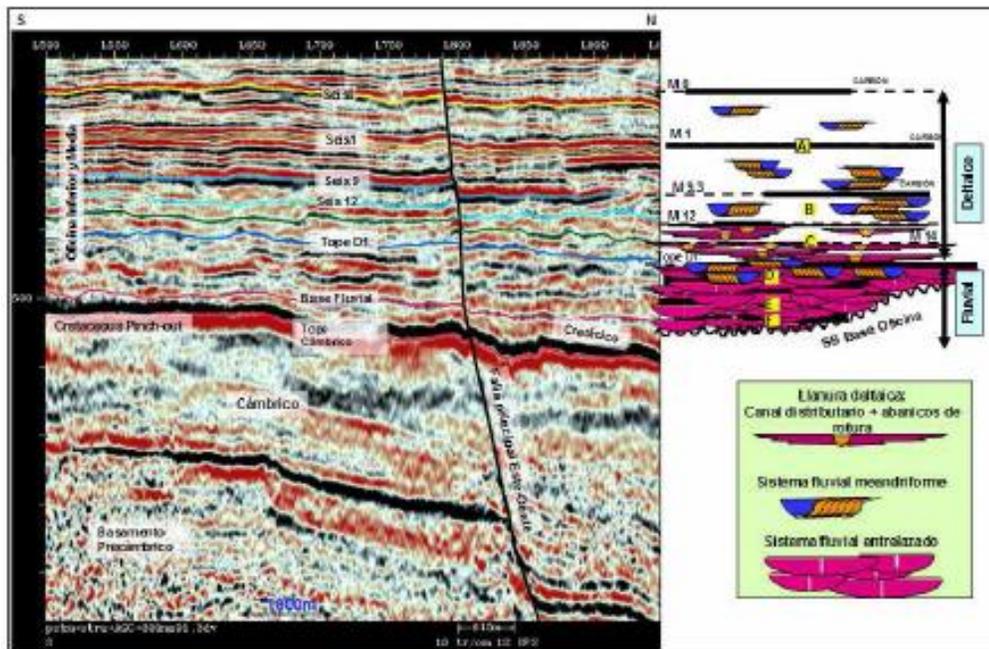


Figura 14. Sección sísmica con orientación sur-norte del área de Petrocedeño.

En el campo Petrocedeño, los sedimentos de la Formación Oficina, del Mioceno Inferior, corresponden a la zona de borde de una cuenca ante país y estos depósitos se encuentran solapando de forma onlaps hacia el Sur sobre sedimentos paleozoicos y cretácicos. Al sur, suprayacen depósitos de las Formaciones Hato Viejo y Carrizal (Basamento Paleozoico) y al norte, subyacen depósitos de las formaciones cretácicas del Grupo Temblador (Formación Tigre y Formación Canoa). La discordancia que separa la Formación Oficina de las rocas del basamento es de edad Terciaria y produjo una paleo topografía irregular que luego fue rellenada por los sedimentos fluviales y transicionales de la Formación Oficina. En el área Junín suprayacente a Oficina se encuentra la Formación Mesa (Pleistoceno).

La secuencia estratigráfica en el campo Petrocedeño está dividida en una secuencia inferior y una superior, ambas secuencias a su vez poseen tres subdivisiones informales y están basadas sobre la distinción de cambios hacia arriba desde un ambiente netamente continental a un ambiente marino marginal (ver figura 15). El cambio transicional entre estos dos ambientes puede ser observado a través de la aparición de

los primeros carbones de amplia extensión lateral y de las primeras incursiones salobres.

La secuencia inferior pertenece a ambientes fluviales el cual es dominado por depósitos de relleno de canales entrelazados apilados entre si y canales meandriformes con alto contenido arenoso y la secuencia superior pertenece a ambientes transicionales de tipo estuarinos con dominio de marea y baja proporción de arenas. La dirección de transporte, en general, es de Sur a Norte a la escala del área de estudio (Audermard, *et al*, 1985; Bellowini, *et al* 2003; Casas, 2004). A nivel de yacimiento y siguiendo la nomenclatura usada originalmente por Maraven (Filial de PDVSA), se han establecido unidades estratigráficas codificadas con letras, donde F, E y D (de base a tope) para la secuencia fluvial y C, B y A para la secuencia transicionales.

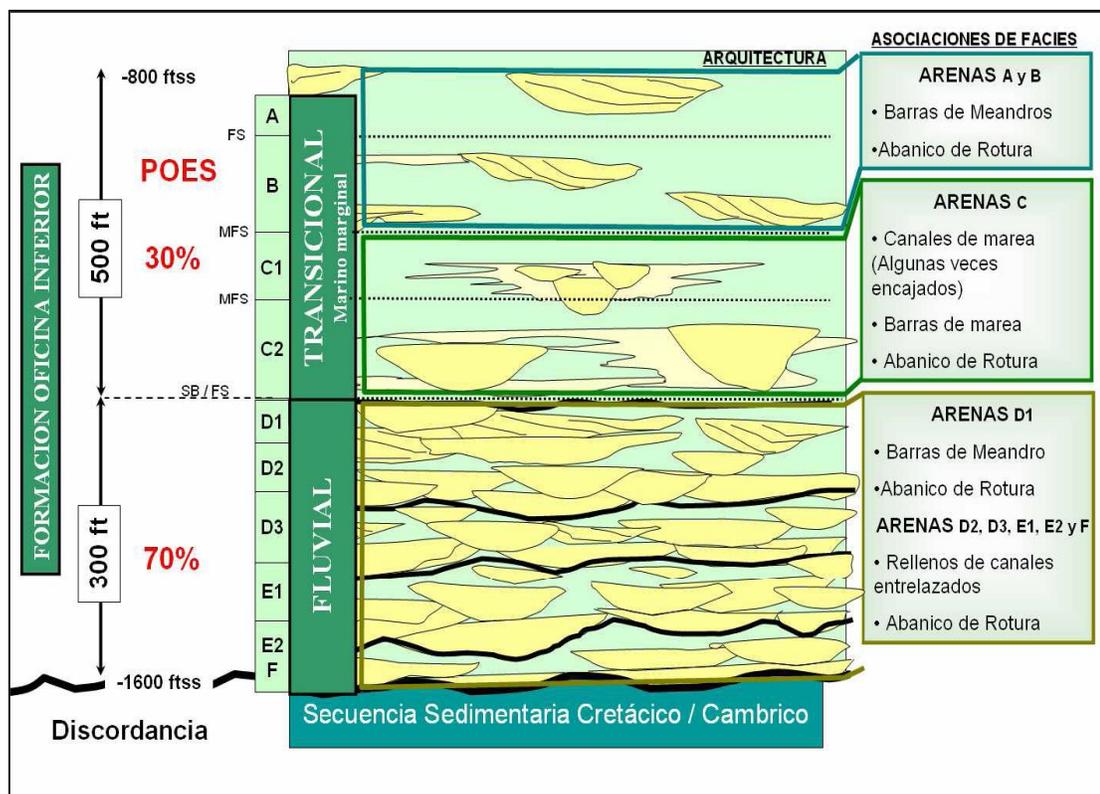


Figura 15. Arquitectura de los reservorios de la Formación Oficina en el área de Petrocedaño

3.3.2 Descripción Estructural Local

La geología estructural del área asignada a Petrocedeño se puede interpretar partiendo de la discordancia pre terciaria presente en la zona la cual tiene un rumbo generalizado Este-Oeste y un buzamiento suave hacia el Norte tanto en las zonas Sur y Central de Junín. Hacia el Norte, el buzamiento se hace más pronunciado, reflejando probablemente el inicio de la zona de bisagra. En el área bajo estudio, se encuentra sobre un monoclinal con rumbo Este- Oeste y un buzamiento muy suave al noreste (ver figura16).

A partir de esta zona y en dirección Norte, el Terciario comienza a aumentar de espesor. Los rasgos estructurales importantes son las zonas de fallas de Hato Viejo al Este y Altamira al Oeste, accidentes estructurales muy prominentes; que afectaron y probablemente condicionaron la sedimentación del intervalo Terciario en el bloque.

A gran escala la dinámica de la faja corresponde a una tectónica de fallas normales sin evidenciar plegamientos definidos.

El área bajo estudio, se encuentra sobre una serie de monoclinales apilados con rumbo NE - SO y un buzamiento muy suave al NO. La interpretación sísmica ha permitido inferir fallas que involucran al basamento Precámbrico y al Mioceno.

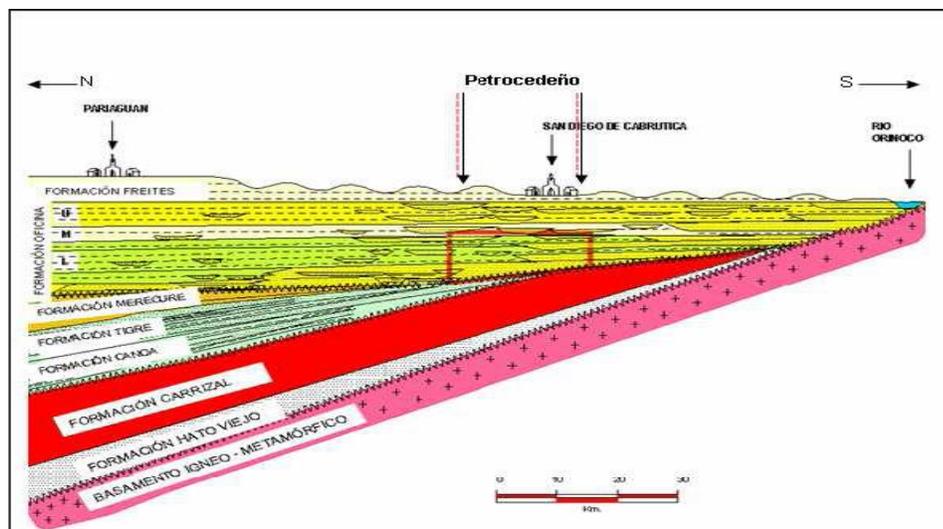


Figura 16. Sección estratigráfica/estructural del Campo Petrocedeño (Modificado de Liu, D., 2007).

El modelo de volumen de arcilla está calibrado con los valores de arcillosidad medidos por difracción de rayos X en los núcleos. En cuanto a la porosidad, existe una buena correspondencia entre los valores de porosidad total estimados por el modelo a partir de las curvas de densidad y neutrón con la porosidad de núcleos.

Los valores de permeabilidad derivados a partir de la correlación establecida de permeabilidad en función de la porosidad total y el volumen de arcilla, se ajustan razonablemente a los medidos en los núcleos.

La salinidad representativa del agua de formación original presente en la columna de hidrocarburo del campo se estableció a partir de los análisis físico - químico del agua de formación y los análisis de núcleos. La distribución de saturación de agua se ajusta muy bien con los núcleos y fue derivada usando el modelo de Indonesia.

En la Figura 18, se puede observar un registro tipo del Campo Petrocedeño.

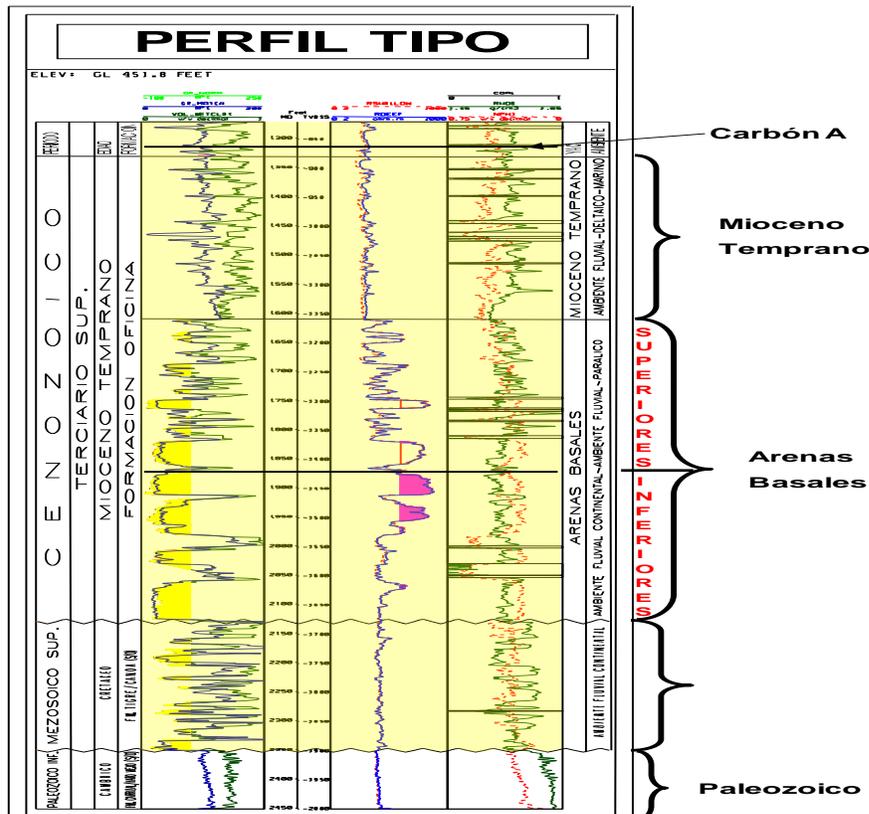


Figura 18. Registro Tipo (Tomado de Wagner 2013)

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta fase estuvo basada en la consulta de diversas fuentes de información relacionadas al tema desarrollado en este trabajo especial de grado, tales como: textos, artículos, publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), manuales, trabajos especiales de grado y todo tipo de información referente al proceso de IAV y otros procesos de recuperación térmica.

4.2 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

Existen distintas técnicas modernas de ingeniería que proveen numerosas herramientas y procedimientos para caracterizar un yacimiento y pueden proporcionar un diagnóstico muy valioso de las condiciones y el comportamiento de éste. La idea principal es representar los mecanismos de producción activos en los yacimientos, que permitan reproducir adecuadamente el movimiento de los fluidos en el yacimiento. Mientras mayor sea la cantidad de información o de características del modelo, mejor va a ser su representatividad. Es importante que la información obtenida para el modelaje de yacimientos sea confiable y que considere los aportes de las diferentes disciplinas involucradas, que son: Geología, Geofísica, Petrofísica y Yacimientos.

La integración de las tres primeras disciplinas, Geología, Geofísica y Petrofísica permiten construir un modelo estático a partir de información proporcionada por el área de estudio de cada una; mientras que la información proveniente de la Ingeniería de Yacimientos proporcionará la información necesaria para la construcción de un modelo dinámico.

De esta manera, el modelo estático integra toda la información disponible del área (espesor de arena, porosidad, permeabilidad, presión de yacimiento, saturación de los fluidos y el mapa estructural de las formaciones presentes en el área). Finalmente, este

modelo generado a través del software PETREL, fue cargado en el simulador IMEX para ser utilizado en la construcción del Modelo Dinámico.

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO

La construcción del modelo de simulación numérica requiere de un conjunto de datos dinámicos como: parámetros PVT, curvas de permeabilidad relativa, histórico de producción y presión, los cuales permiten desarrollar la fase de inicialización y posterior cotejo histórico para llevar a cabo las predicciones de producción en agotamiento natural o con la implementación de una técnica de recuperación mejorada de petróleo, en este último caso es necesario definir los parámetros para simular el proceso.

4.3.1 Inicialización del Modelo Dinámico

Después de completar la preparación de los datos del yacimiento y antes de comenzar el proceso de cotejo histórico, es necesario inicializar el modelo mediante el cálculo de los volúmenes de fluidos originales en sitio. La inicialización del modelo consiste en establecer la distribución inicial de saturación y presión existentes en el yacimiento. El cotejo de las condiciones iniciales es realizado ajustando los datos a través de un procedimiento de ensayo y error cambiando principalmente los parámetros que presentan mayor incertidumbre y que definen las condiciones iniciales del yacimiento.

4.3.2 Cotejo Histórico de Producción

La forma común de reproducir el comportamiento histórico de un yacimiento, consiste en especificar las tasas de producción de petróleo e inyección de fluidos y dejar que el modelo simule el comportamiento de presión, de la relación gas-petróleo y del porcentaje de agua. Generalmente, para lograr esto es necesario hacer ajustes o cambios en algunos parámetros del yacimiento (geológicos o de fluidos, mediante sensibilidades de los mismos).

Inicialmente el simulador calcula el comportamiento del yacimiento utilizando la mejor información disponible. Si los resultados calculados no corresponden al comportamiento histórico, los datos del modelo deben ser modificados hasta obtener un cotejo satisfactorio entre los resultados computados y el comportamiento observado del yacimiento. Este procedimiento, conocido como “cotejo histórico”, conlleva a una representación matemática del yacimiento, la cual permite predecir su comportamiento futuro sujeto a diferentes esquemas de explotación.

Después de cotejar el comportamiento del yacimiento, se procede a validar el modelo del yacimiento para comprobar si éste reproduce el comportamiento de los pozos. Esto se realiza simulando los últimos años de historia sin asignar valores a las tasas de producción de petróleo, sino seguir las restricciones impuestas por el sistema de producción. La reproducción satisfactoria de las tasas de petróleo confirmará, que el modelo es adecuado para simular el comportamiento del yacimiento.

4.3.3 Pronósticos de Producción

Luego de un ajuste histórico exitoso, se debe contar con un modelo capaz de predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Las características del yacimiento, el conocimiento del ingeniero acerca del área de estudio, las líneas de producción y el programa estratégico determinarán las opciones de explotación que serán tomadas en cuenta para el yacimiento.

Las predicciones de la simulación de yacimientos proveen la base para el análisis económico que permitirá establecer el esquema óptimo de explotación.

La metodología indica que se debe obligatoriamente definir el caso base, que consiste en definir las proyecciones de fluidos, sin realizar inversiones que vayan a modificar la producción, ya que éstas estarán consideradas en los casos siguientes. Los casos futuros deben de seleccionar la combinación de elementos técnicos, tecnológicos y

financieros, que van a generar el escenario óptimo, con inversión razonable y alta recuperación final de hidrocarburos.

4.4 INYECCION ALTERNADA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos de recuperación de petróleo pesados más implementado en la actualidad, ya que ofrece ciertas ventajas económicas al requerir una baja inversión y una recuperación de la misma en un breve período de tiempo.

Luego de tener un modelo dinámico que representa la producción actual y el pronóstico del campo, se procede a elegir un área o macolla para desarrollar el proyecto piloto de IAV, que cumpla las condiciones mínimas para su implementación. Algunos criterios para el Diseño para la IAV son:

- **Espesor de la arena:** Debe ser mayor de 20 pies.
- **Permeabilidad:** Los yacimientos deben tener permeabilidades suficientemente altas para permitir una rápida inyección de vapor y una alta tasa de flujo de crudo.
- **Viscosidad:** La viscosidad debe ser superior a los 1000 cP a condiciones de yacimiento.
- **Profundidad:** Este tipo de proyecto es conveniente aplicarlo a profundidades menores o iguales a 3000 pies, ya que a medida que se incrementa la profundidad se acentúan las pérdidas de calor y aumenta la presión a la que se debe inyectar el vapor.
- **Tasa de inyección:** Debe ser de valores entre los 500 y 1500 BPD, ya que de esa manera se logra inyectar el vapor requerido en el menor tiempo posible, atenuando las pérdidas de calor.
- **Presión del yacimiento:** Es conveniente que sea de valores bajos o zonas donde ya exista agotamiento del yacimiento.

4.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para localizarnos en un escenario de inversión posible para la explotación del campo petrolero en el cual se esté realizando nuestra simulación de yacimiento, debemos saber que existen varios factores a tomar en cuenta en cuanto a su utilidad, funcionalidad, y en general en la rentabilidad que tendrá dicho yacimiento. Para detallar un escenario de inversión hay que tener bien claro los objetivos para una evaluación económica de yacimientos, los cuales son:

- Determinar el valor económico intrínseco de una alternativa de inversión o asimilación industrial de un yacimiento por motivo de compra venta y explotación.
- Escoger la mejor alternativa entre un conjunto de posibilidades mutuamente excluyentes.
- Escoger la combinación óptima de alternativas independientes entre sí y si los recursos exigidos son compatibles con los recursos disponibles de la empresa.

Para el caso de estudio de esta investigación, se van a comparar las alternativas de producir en frío como se está haciendo en la actualidad, con las alternativas de usar IAV a distintas tasas de inyección. El ingreso considerado sería la resta de la producción con IAV menos la producción en frío, asumiendo una tasa de descuento del 15% para el cálculo de los indicadores económicos (VPN, TIR y tiempo de pago) del proyecto.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 MODELO ESTÁTICO

5.1.1 Modelo estructural

La información de checkshots disponible tanto para los pozos que se encuentran dentro del área de interés como en las adyacencias del campo se presenta en la figura 19.

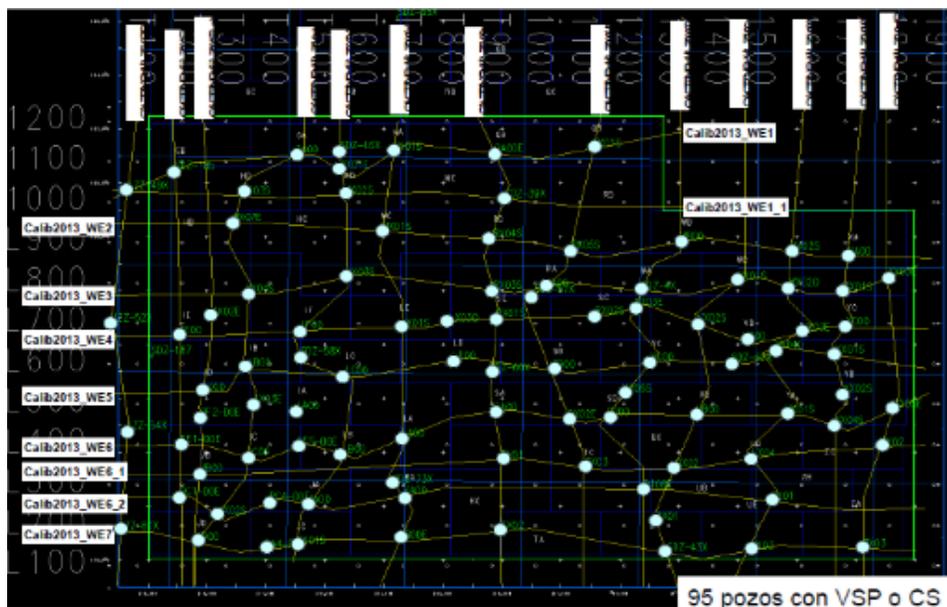


Figura 19. Vista en planta con la ubicación de los pozos con VSP y Checkshots

La ubicación de estos pozos con checkshots, fue la base para que se definieran las primeras secciones que servirían de guía para la interpretación de horizontes en el resto de las zonas que no tenían un amarre tan confiable. Asimismo, para la interpretación de los horizontes se cuenta con líneas sísmicas interpretadas conectando los pozos claves (usados para la calibración, ver figura 20). A partir de esto, el equipo de geofísicos realizó un mallado más fino para los horizontes de la unidad deltaica (A0, B22, C12).

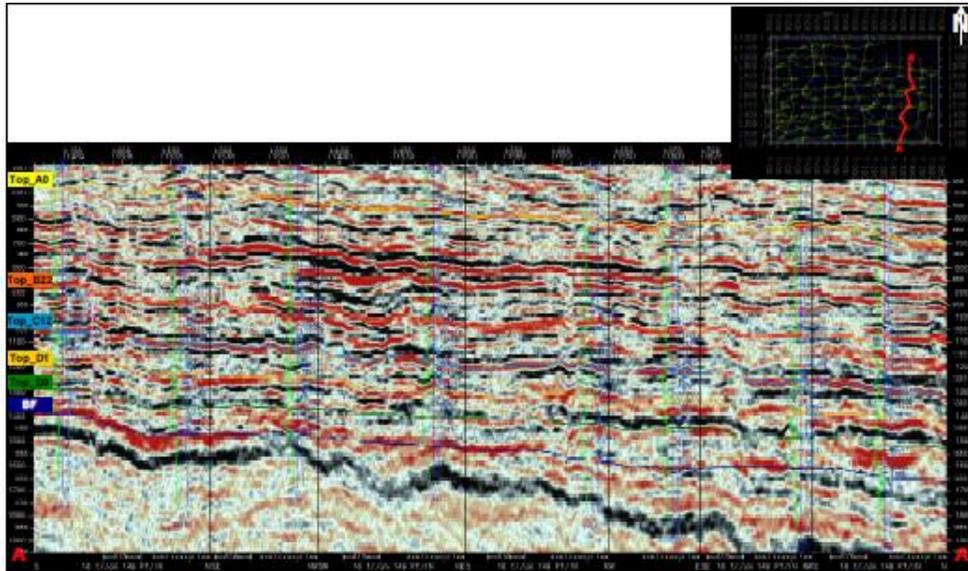


Figura 20. Sección sísmica con dirección Norte – Sur

La interpretación de fallas fue realizada sobre las líneas verticales del cubo sísmico usando un mallado grueso, el cual posteriormente lo convirtieron en un mallado más pequeño, dándole prioridad a las líneas o trazas que fuesen perpendiculares a cada falla.

5.1.2 Modelo sedimentológico y estratigráfico

En el Campo Petrocedeño, existe una gran cantidad de información de pozos con núcleos (40 pozos). En base a esta información, existen descripciones sedimentológicas de núcleos, definición de facies sedimentarias presentes e interpretación de ambientes de sedimentación (por ejemplo, facies de barra de meandro, planicie de inundación, abanicos de rotura). En la figura 21 se puede visualizar la ubicación de los núcleos.

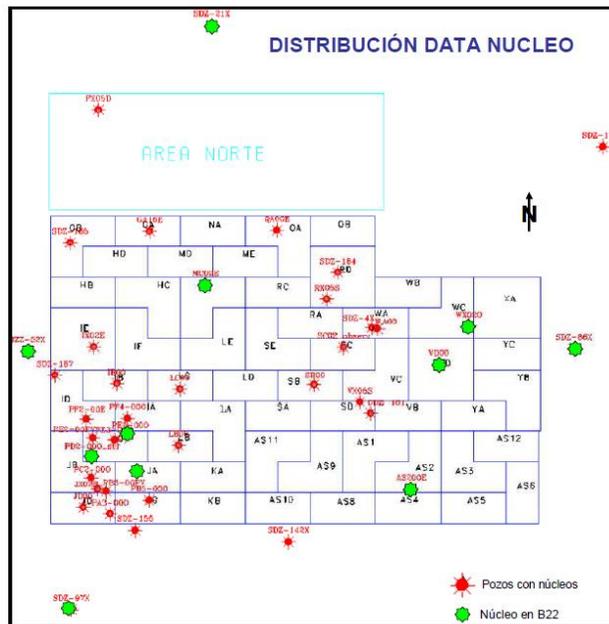


Figura 21. Vista en planta con la ubicación de los pozos

En la figura 22 se visualiza el resultado del modelo de simulación de facies de la unidad estratigráfica B22 a nivel de tope, mostrando depósitos de canales meandriformes representando la dirección preferencial de aporte de sedimentos suroeste – noreste, pero con un ángulo menor (aproximadamente 10 grados). En la misma figura es apreciable los depósitos de barras de meandro, los abanicos de rotura y la llanura de inundación en menor proporción. En la unidad estratigráfica B22, se observan arenas prospectivas para la aplicación de la tecnología de inyección alternada de Vapor.

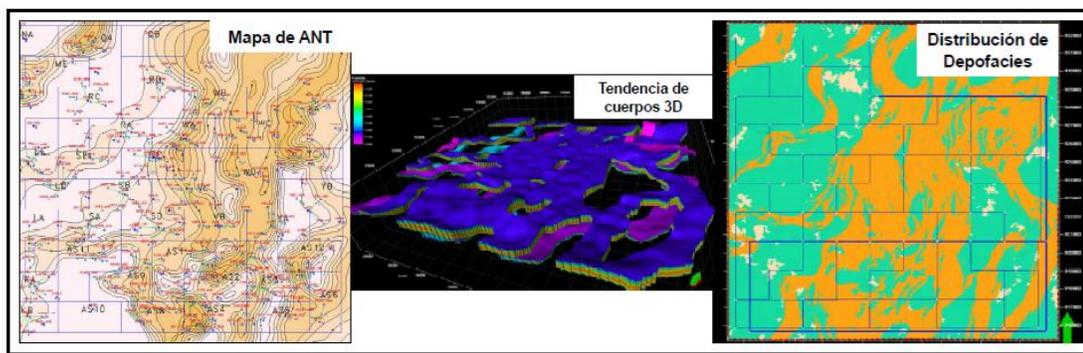


Figura 22. Comparación Mapa de ANT con respecto al mapa con la distribución de depofacies.

Los cuerpos sedimentarios presentan las facies asociadas de arena buena, arena media, heterolítica, lutita y carbón. (Figura 23). Fue respetada la heterogeneidad de facies dentro de los cuerpos sedimentarios, como es el caso de las facies heterolíticas que se encuentran dentro de la llanura de inundación. En cuanto a la arena media, se distribuye principalmente en los abanicos de rotura y bordes de canal para finalmente distribuir la arena buena en el centro de las barras de meandro.

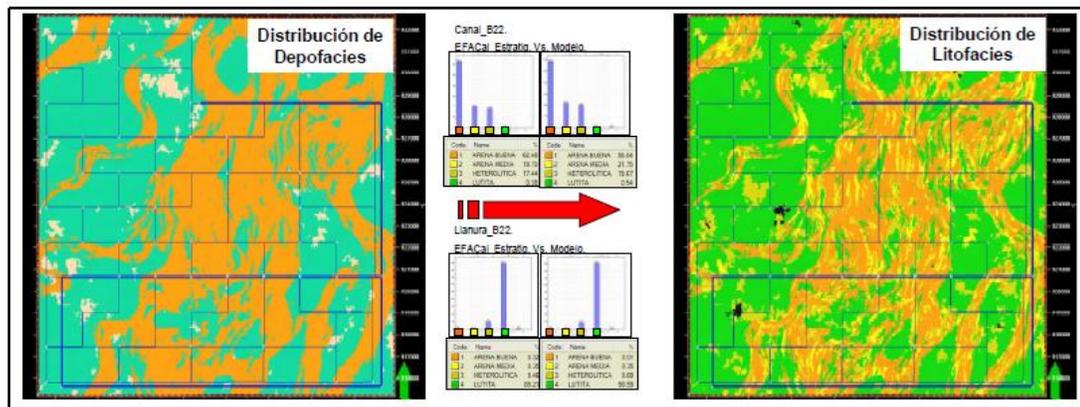


Figura 23. Modelo de depofacies como dato de entrada para Modelo de Litofacies.

Todo esto fue afinado por un control de calidad que conllevó a comparar la proporción de estas facies en los pozos estratigráficos con respecto al modelo geo estadístico de litofacies, manteniendo un margen de diferencia menos de 1%. Ver (Figura 24).

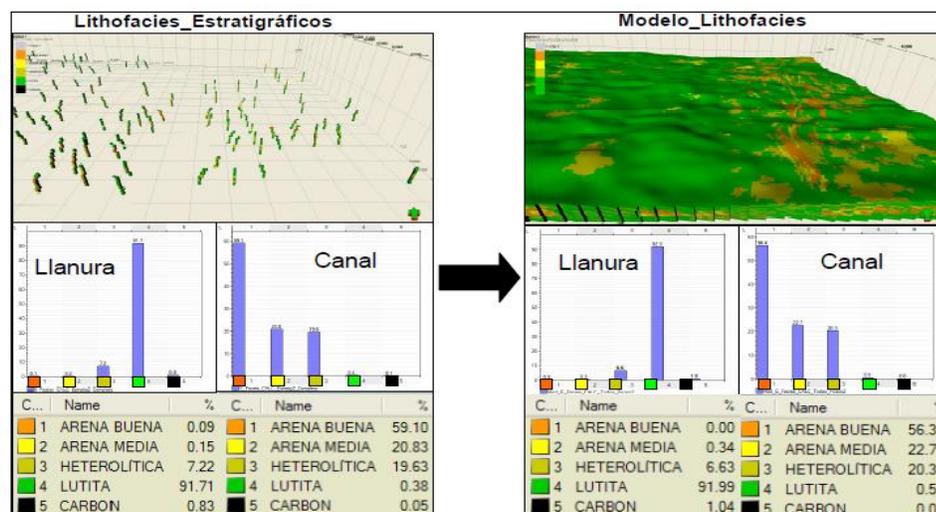


Figura 24. Correspondencia de los datos de entrada y el modelo Global)

5.1.3 Modelo Petrofísico

Se pudo observar que, a través del modelo petrofísico, se le asignó a cada celda un valor para las diferentes variables petrofísicas como Volumen de arcilla, Porosidad efectiva, Permeabilidad, NTG y Saturación de agua. Todas estas propiedades petrofísicas modeladas para la arena B22, se pueden visualizar en la Figura 25.

Para el análisis geo estadísticos de los datos, se utilizaron facies como variable condicionante, haciéndose dicho análisis para cada facies y para cada unidad estratigráfica.

En el caso particular del modelado de Permeabilidad, se tiene que el mismo fue calculado utilizando las facies y la porosidad efectiva como variables condicionantes; sin embargo, la misma proviene de la aplicación de la ley matemática usada en los registros y del modelado de porosidad. Al igual que el modelo de litofacies se cuenta con un control de calidad de los datos arrojados por el modelo geo estadístico en comparación con los datos de entrada provenientes de los pozos estratigráficos.

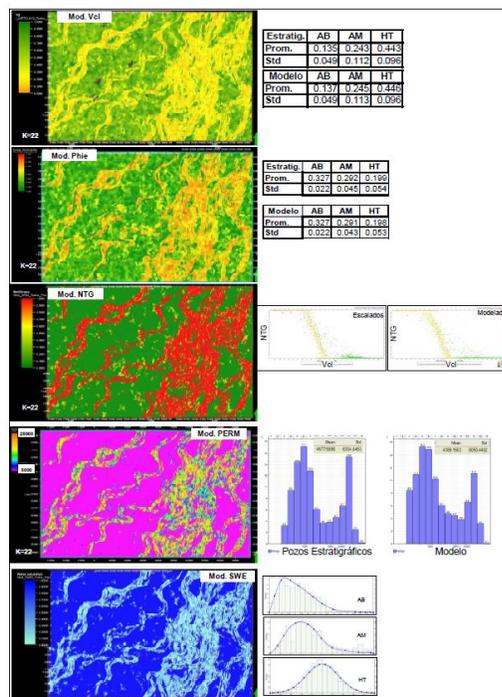


Figura 25. Propiedades petrofísicas modeladas para la arena B22

5.1.4 Modelo Geoestadístico

Este modelo involucra todos los pozos verticales y desviados dentro del área de estudio con información de los registros básicos (Gamma Ray, Volumen de Arcilla, Resistividad) y calculados (Porosidad y Permeabilidad). Una interpretación de cuerpos sedimentarios existentes en 373 pozos y registros de facies en 233 pozos. (Ver Figura 26)

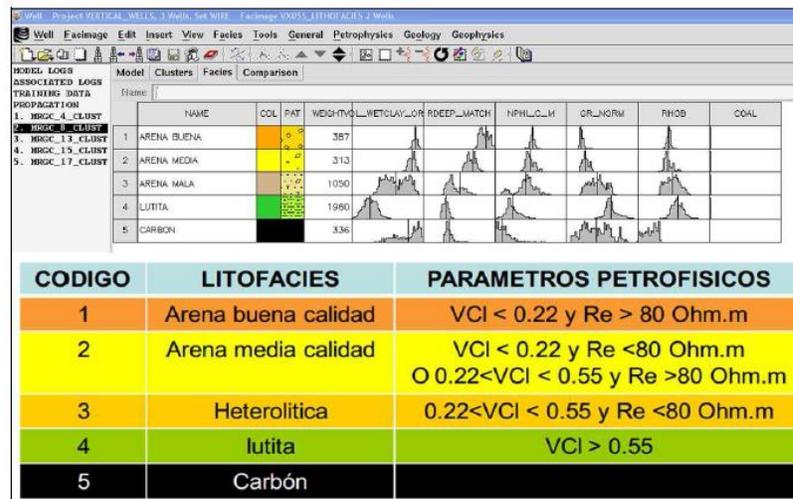


Figura 26. Codificación y corte de parámetros de litofacies.

Se utilizaron todas las trayectorias de los pozos verticales, desviados y horizontales, las superficies sísmicas y los topes de los yacimientos de interés. El geomodelo final obtenido consistió de una malla estratigráfica que representa la geometría de los cuerpos sedimentarios, un modelo de litofacies basado en las electrofacies calculadas en los pozos y un modelo petrofísico con la distribución de las propiedades Volumen de arcilla, porosidad, NTG, Permeabilidad y Saturación de agua modelado. Geométricamente la malla presenta los siguientes parámetros:

- Resolución vertical: 5 pies.
- Resolución lateral: 50 x 50 metros
- Celdas Totales: 7.008.171
- Celdas Activas: 2.376.424

5.2 SÍNTESIS DINÁMICA

5.2.1 Curvas de Permeabilidad Relativa

Para la definición de las curvas de permeabilidad relativa agua - petróleo a utilizar en el modelo dinámico, se tomaron en cuenta los resultados de un estudio realizado en el área [20], el cual estuvo enfocado en el impacto de la temperatura en las curvas de permeabilidad relativa. Asimismo, para la generación de las curvas se consideraron los tres tipos de rocas definidos en el modelo: arena de buena calidad, mediana calidad y heterolítica. En la tabla 3 se puede observar la definición de estos tipos de roca:

Tabla 3. Tipos de Roca por Swc

Tipo de Roca	Agua Connata (fracción)
Buena Calidad	0,06
Mediana Calidad	0,11
Heterolítica	0,24

Es importante resaltar que los tipos de roca para la sección productora del campo, se definieron de acuerdo a rangos de permeabilidad y rangos de volumen del espacio poroso originado por los radios de garganta de poros de mayor tamaño. A continuación, se muestran estos rangos para cada tipo de roca:

Tipo de Roca 1:

Permeabilidad > 10.000 mD y

Volumen poroso (en radios de garganta de poros > 35 mc) > 0.55

Tipo de Roca 2:

5.000 mD $<$ Permeabilidad ≤ 10.000 mD y

Volumen poroso (en radios de garganta de poros > 35 mc) < 0.40 y < 0.55

Tipo de Roca 3:

1.000 mD. $<$ Permeabilidad ≤ 5.000 mD y

Volumen poroso (en radios de garganta de poros > 35 mc) < 0.05 y < 0.35

Finalmente, se generaron 3 grupos de curvas de permeabilidad relativa agua - petróleo considerando los siguientes valores de endpoint, como se puede observar en la tabla 4.

Tabla 4. Exponentes Corey y endpoints para un sistema Agua - Petróleo

	TR1	TR2	TR3
Exponente Corey para el agua (nw)	2.85	1.8	1.42
Exponente Corey Petróleo - Agua (no)	1.98	2.5	1.33
K_{rw}, max	0.592	0.327	0.001
K_{ro}, max	0.94	0.785	0.438
Saturación residual de petróleo al agua	0.214	0.247	0.418

En cuanto a las curvas de permeabilidad relativa para un sistema gas - petróleo fueron empleadas de igual manera las ecuaciones de Corey y los parámetros utilizados se pueden visualizar en la tabla 5.

Tabla 5. Exponentes Corey y endpoints para un sistema Gas - Petróleo

	TR1	TR2	TR3
Exponente Corey para el gas (ng)	2.8	3.1	3.58
Exponente Corey Petróleo - Gas (no)	2.58	2.82	2
K_{rog}, max	0.878	0.596	0.515
K_{rg}, max	0.138	0.099	0.055
Saturación residual de petróleo al agua	0.498	0.43	0.392

Es importante mencionar que durante la etapa de cotejo histórico estos parámetros pueden ser modificados de acuerdo al comportamiento dinámico de los pozos productores. A continuación, en la figura 27, se puede apreciar las curvas de permeabilidad relativa de agua y petróleo.

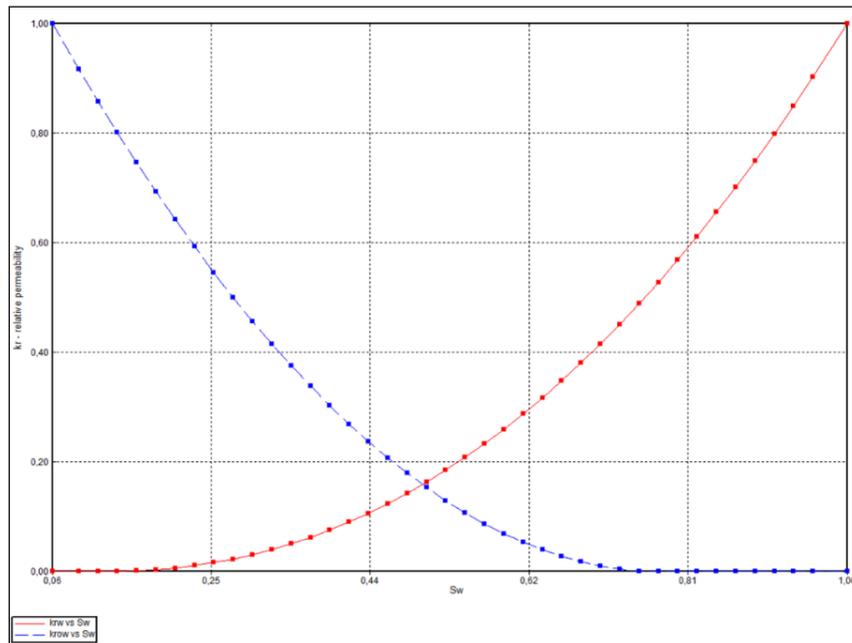


Figura 27. Curvas de Permeabilidad relativa Kro y Krw vs saturación de agua

5.2.2 Modelo de Fluidos

Las propiedades de los fluidos utilizadas en este modelo se obtuvieron como resultado de una revisión de los análisis PVT disponibles en el Campo Petrocedaño, en la figura 28 se puede observar la distribución de estos análisis en el campo. Asimismo, en el caso de la Arena B22 se cuenta con cinco (5) muestras correspondientes a cuatro (4) pozos: VD03, YC02, XA06 y MC02, las cuales fueron realizadas en el año 2003; y el resultado del análisis realizado se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Evaluación de los Análisis PVT de la arena B22

Pozo	Tipo de Muestra	Resultado del Análisis PVT
VD03	BHS	Buen ajuste
VD03	WHS	Incertidumbre con la presión de saturación
YC02	WHS	Buen ajuste
XA06	WHS	Incongruencias en el análisis composicional
MC02	WHS	Descartado ubicación y análisis fingerprint

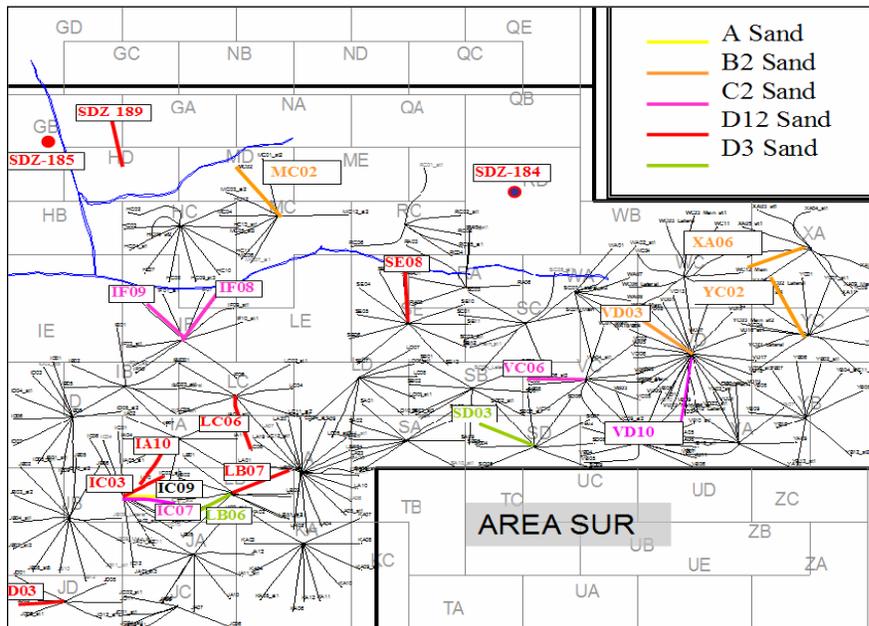


Figura 28. Muestras PVT del Campo Petrocedeno

Debido a inconsistencias observadas en algunos análisis, se definió la data PVT con los análisis de los pozos VD03 (WHS) y YC02 (WHS), ya que presentaron buen ajuste de la ecuación de estado, como se puede observar en la figura 29.

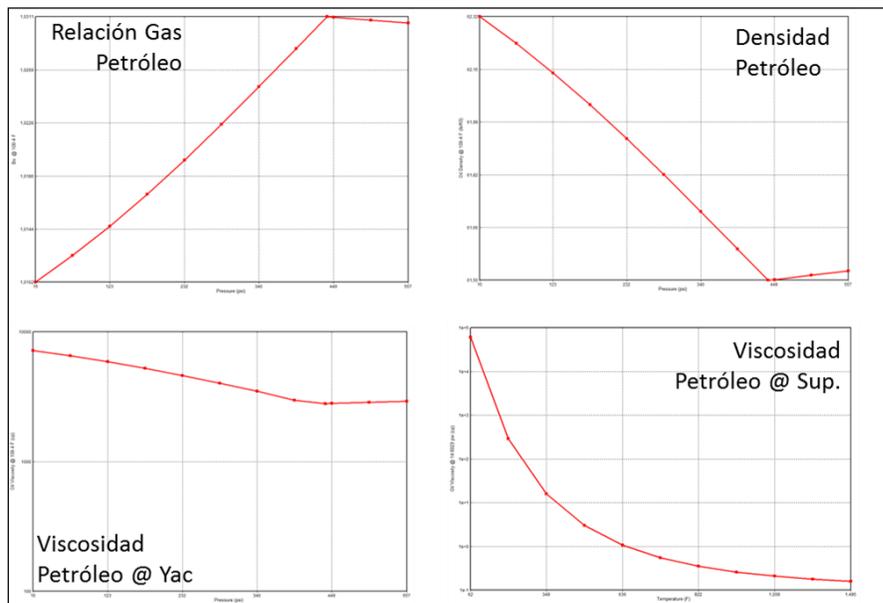


Figura 29. Propiedades PVT de la Arena B22

5.2.3 Modelo de Presiones:

Se realizó una revisión y control de calidad de las presiones estáticas tomadas en los pozos estratigráficos que cuentan con RFT dentro del submodelo. En total se tienen trece (13) pozos con RFT perforados entre los años 2000 y 2012, de los cuales doce (12) se encuentran en zona virgen y uno (1) en zona agotada. (VC28_SLSE). A continuación, se puede observar en la tabla 7 un detalle de los puntos de presión tomados en cada uno de los pozos mencionados.

Tabla 7. Pozos Estratigráficos con RFT

Pozo	Fecha del RFT (dd/mm/aa)	No. de puntos de presión en arenas B2
P108E	40991	3 en B22, 2 en B23
RX02S	36596	1 en B23
SDZ-180	37539	2 en B22
SDZ-181	37663	1 en B22, 1 en B23
SX01S	36601	4 en B23
TX03	37711	8 en B22
UX02	37691	9 en B22, 3 en B23
VB00	36894	4 en B22, 3 en B23
VC00	36888	3 en B22, 2 en B23
VD00	37170	8 en B22, 1 en B23
VX02S	36839	5 en B22, 1 en B23
VX05S	38995	5 en B22
VC28_SLSE	38951	29 en B22

Es importante resaltar que la densidad de puntos de presión tomados en zona virgen permitió definir la presión original del yacimiento requerida para la inicialización del modelo, mediante la obtención de un gradiente de presiones al datum de referencia de -1000 ft TVDSS. A continuación, en la figura 30, se pueden apreciar los puntos de presión tomados.

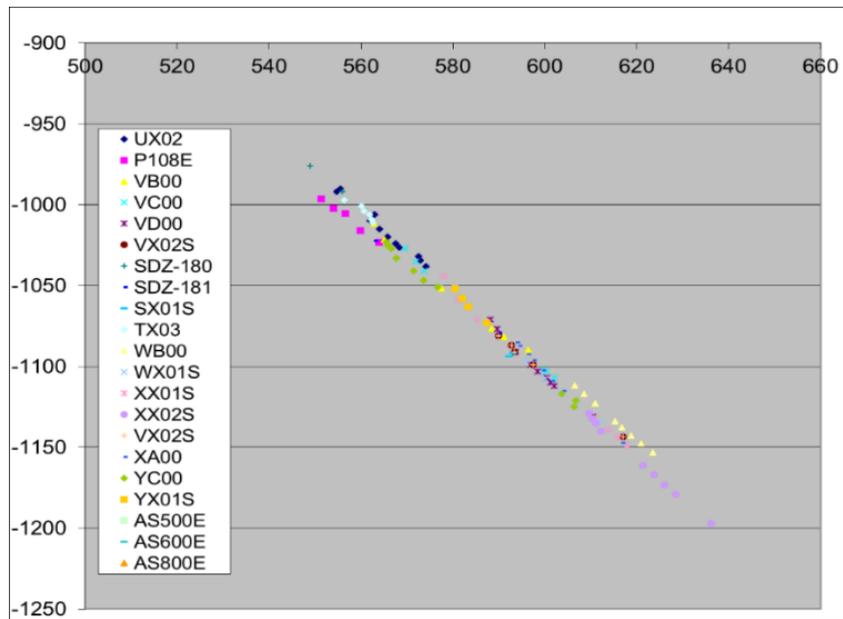


Figura 30: Presión (psi) vs profundidades (pies) pozos estratigráficos con RFT

5.2.4 Data de Producción:

El submodelo dinámico cuenta con diecinueve (19) pozos productores horizontales perforados entre los años 2002 y 2014, distribuidos en un total de 4 macollas. En la tabla 8, se muestran los pozos y sus fechas de producción:

Tabla 8. Pozos Productores del submodelo dinámico

Macolla	Pozo	Fecha de Producción (dd/mm/aa)
P1	P100	24/03/2013
	P108	20/05/2013
	P112_ST1	18/06/2013
	P116	01/09/2013
SD	SD15	10/02/2010
	SD19	29/09/2009
	SD21	29/09/2009
	SD22_ST1	29/09/2009
	SD29	11/11/2010
	SD30	11/11/2010
VB	VB03	16/03/2002
	VB14	15/06/2007

	VB17	01/03/2009
	VB22_ST1	15/06/2007
VC	VC12	14/03/2002
	VC18	04/02/2008
	VC21	15/04/2008
	VC27	05/06/2008
	VC31	01/07/2011

Se realizó un análisis de los valores de producción y presión de estos pozos y fueron referenciadas las presiones de fondo a la profundidad de la zapata de 9 5/8” y se identificaron los eventos y períodos de incertidumbre por fallas de asignación.

A continuación, se puede observar en la Tabla 9, un ejemplo de la data de producción disponible para la macolla VB, desde su inicio de producción en 2002 hasta el 2021.

Tabla 9. Producción disponible de la macolla VB.

Año	Tasa de Petróleo (BBL/D)	Petróleo Acumulado (BBL)
2002	155	56.490
2003	1.480	596.769
2004	1.484	1.138.266
2005	913	1.471.605
2006	809	1.766.932
2007	1.658	2.372.190
2008	2.333	3.223.843
2009	2.156	4.010.690
2010	1.673	4.621.171
2011	1.582	5.198.725
2012	1.047	5.581.005
2013	872	5.899.285
2014	626	6.127.845
2015	473	6.300.391
2016	468	6.471.242
2017	446	6.634.063
2018	429	6.790.814
2019	416	6.942.747
2020	393	7.086.110
2021	368	7.220.459

5.3 MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

5.3.1 Generalidades:

A continuación, se describen las características principales del modelo de simulación:

- Tamaño de las celdas: 50m x 50m x 5ft
- Números de celdas totales: 105 X * 101 Y * 47 Z = 566.923
- Número de celdas activas: 130.358
- Resolución vertical de celda: 5 ft.
- Porosidad, permeabilidad, saturación de agua y gas: modelo estático.
- Facies y relación arena neta sobre espesor (NTG): modelo estático.

A continuación, en la Figura 31, 32 y 33 se puede apreciar una vista 3D con la representación de la porosidad, permeabilidad y net-to-gross del yacimiento B22 dentro del modelo de simulación numérica del campo Petrocedeño.

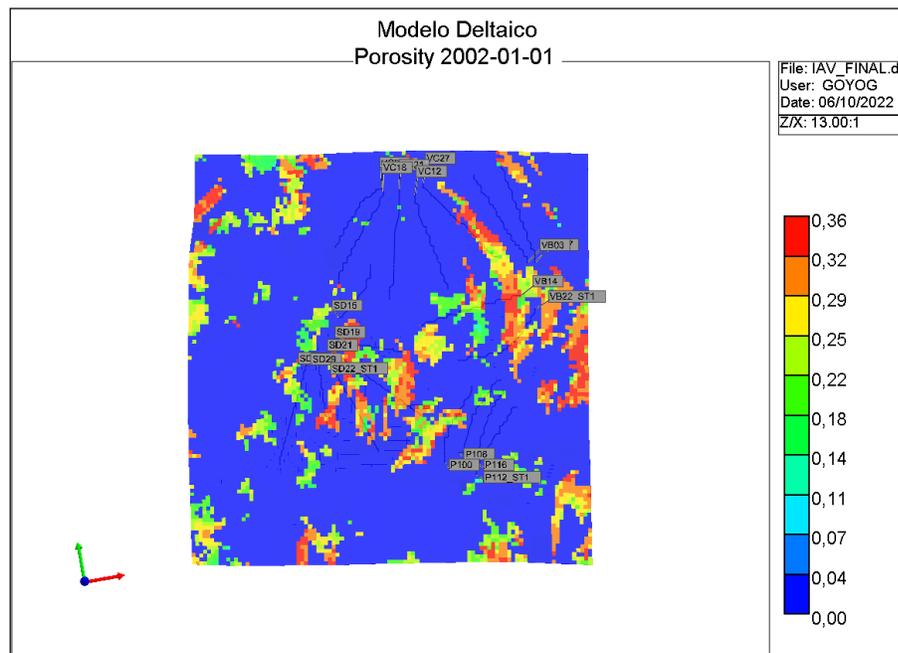


Figura 31. Vista 3D del submodelo de Simulación en el yacimiento B22 - Porosidad.

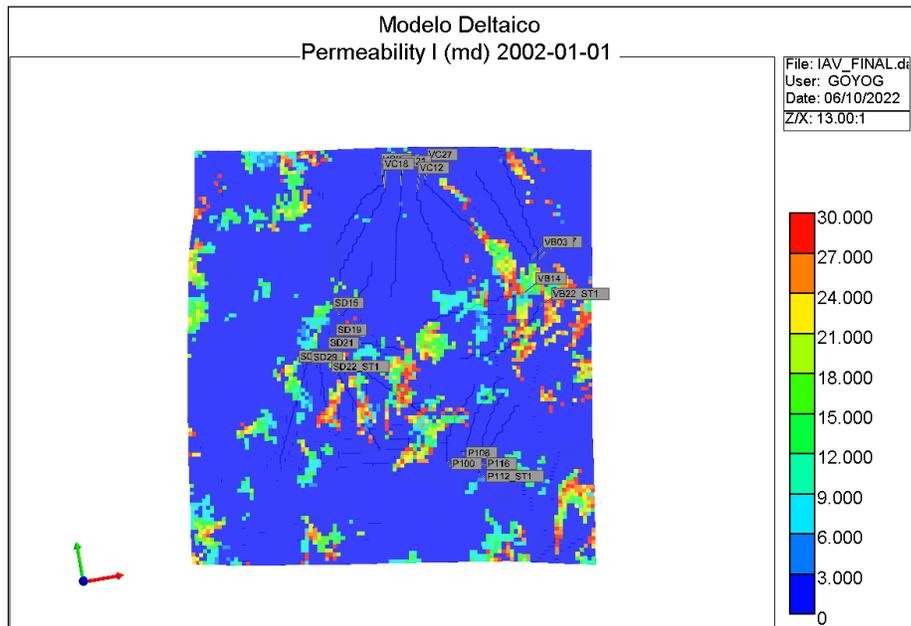


Figura 32. Vista 3D del submodelo de Simulación en el yacimiento B22 – Permeabilidad

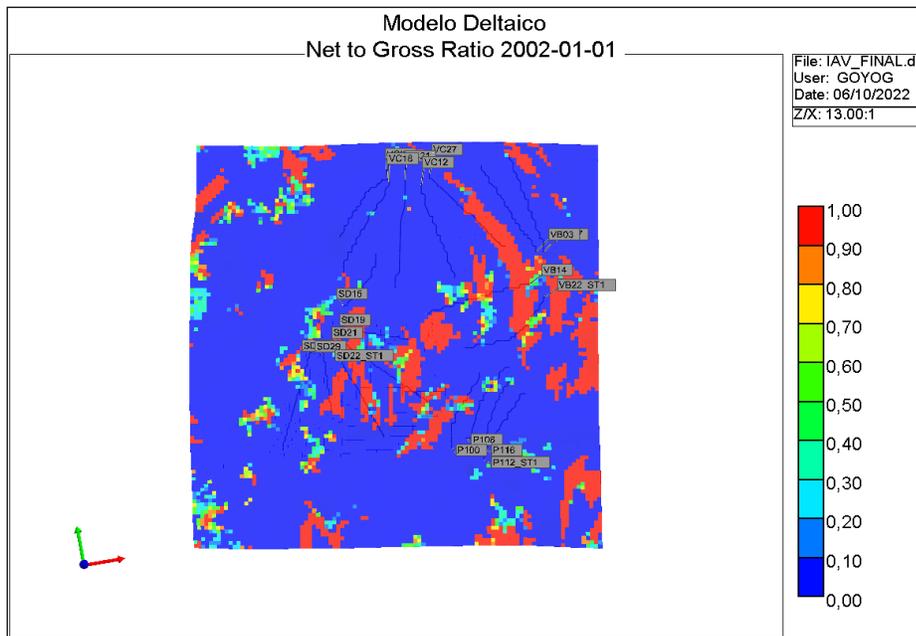


Figura 33. Vista 3D del submodelo de Simulación en el yacimiento B22 - Net-to-gross.

5.3.2 Cálculo de Petróleo Original en Sitio:

Para establecer el cálculo del petróleo original en sitio (POES), se validó el modelo estático, las propiedades petrofísicas (porosidad, saturación de agua, saturación de crudo), se cargaron las propiedades de los fluidos y las curvas de permeabilidad relativa y se colocaron condiciones iniciales de presión y temperatura de yacimiento a la profundidad de referencia según el gradiente indicado en la síntesis dinámica.

A continuación, en la Tabla 10 se puede apreciar que el POES del submodelo dinámico mostrado en las Figuras 31, 32 y 33 dentro del yacimiento o arena B22 es de 551,48 MMbbl.

Tabla 10. POES del submodelo B22, luego de la inicialización.

Yacimiento	POES (MMbbl)		Diferencia
	Estático	Dinámico	
B22	568,58	551,48	3,0%

Finamente al comparar el POES obtenido por volumetría mediante el modelo estático contra el calculado a través del modelo de simulación numérica se observó una diferencia del 3%, lo cual se considera aceptable para seguir con el estudio.

5.2.3 Cotejo Histórico

A continuación, se observan los resultados del cotejo histórico para los pozos productores del submodelo B22, indicando las siguientes variables: tasa de producción de líquido, tasa de producción de crudo, corte de agua y relación gas petróleo. En la figura 34 se aprecia en color rojo los resultados del simulador y en color azul la data medida para la sumatoria de los (19) pozos del submodelo B22, el detalle de cada pozo productor se encuentra en el Apéndice A, donde se puede verificar además de estas variables el cotejo histórico de la presión de fondo fluyente. Cabe destacar que las simulaciones se extienden hasta el año 2040 colocando una presión fluyente mínima de 100psi.

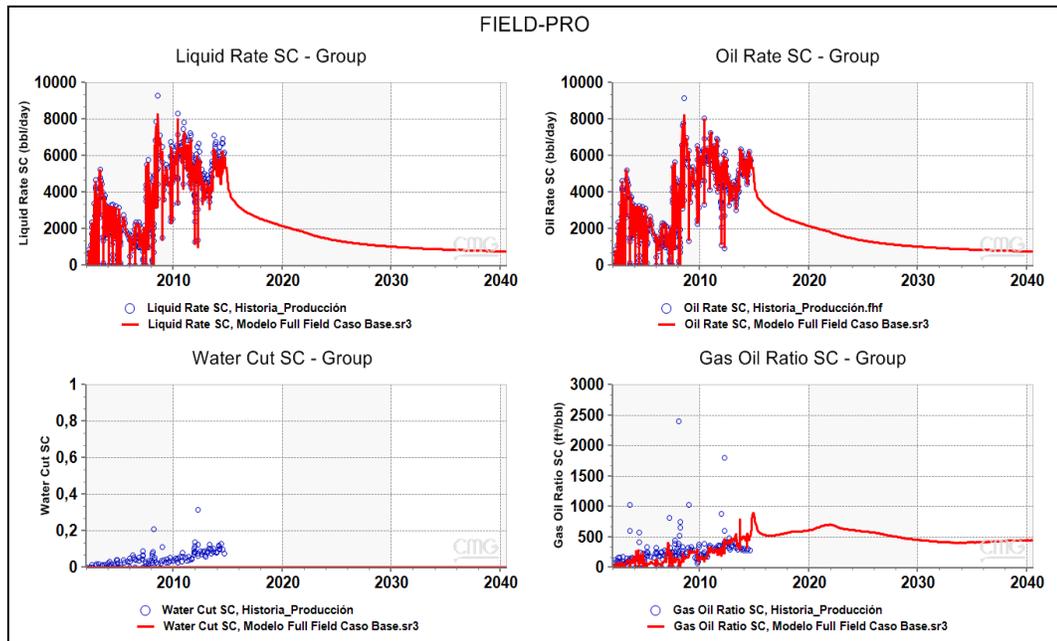


Figura 34. Cotejo histórico submodelo B22 (Macollas VB, VC, SD y P1)

5.3.4 Pronósticos de Producción

En esta sección, se indica el pronóstico de producción de cada macolla siguiendo un esquema de recuperación primaria en frío, como se muestran en las figuras 27, 28, 29 y 30. Se observa el perfil de producción a futuro con el detalle de la tasa de producción de petróleo, corte de agua y relación gas petróleo para los pozos productores presentes en las macollas VB, VC, SD y P1 dentro del submodelo B22. El detalle de los pozos pertenecientes a cada macolla de la arena estudiada, se describen a continuación.

- Macolla VB: Pozos (VB03, VB14, VB17, VB22)
- Macolla VC: Pozos (VC12, VC18, VC21, VC27, VC31)
- Macolla SD: Pozos (SD15, SD19, SD21, SD22, SD29, SD30)
- Macolla P1: Pozos (P100, P108, P112, P116)

Para las macollas VB y VC se observan en las Figuras 35 y 36 que existe una pequeña diferencia entre las variables (Corte de Agua y Relación Gas Petróleo) evaluadas entre el simulador y las pruebas de producción multifásicas.

En la macolla VB, con respecto al corte de agua, el yacimiento B22, ubicado en la unidad más somera o deltáico, se caracterizó desde el principio de la explotación en el año 2002 por ser un yacimiento con un porcentaje de agua muy bajo menor al 5%, sin embargo, después del año 2010, se empezó a observar corte de agua mayores al 10%, lo que llevó a una revisión exhaustiva del modelo estático, observando que existen lulas inferiores que no tenía una continuidad lateral del 100% para servir de sellos y evitar el paso vertical del agua desde los yacimientos más profundos de la unidad fluvial. Por esta razón se sigue trabajando en un nuevo modelo que permitirá reducir esta incertidumbre.

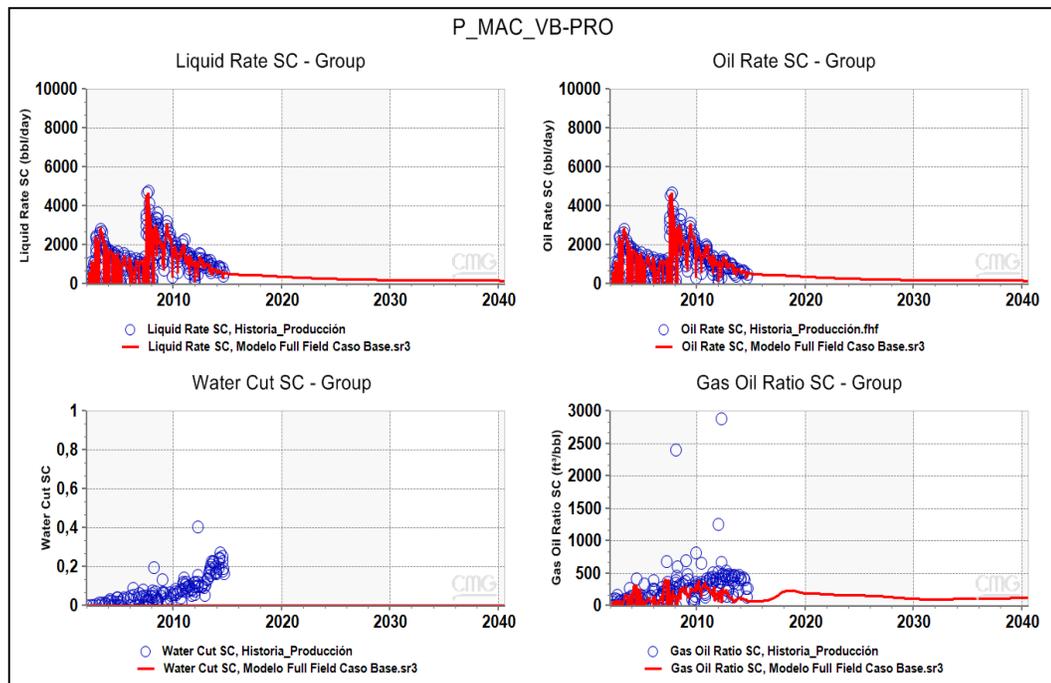


Figura 35. Pronóstico de producción de la macolla VB (tasa de producción de líquido y petróleo, corte de agua y relación gas petróleo)

En la macolla VC, con respecto a la relación gas petróleo después del año 2012, se empezó a observar en los resultados del simulador valores de RGP mayores a 1000 PCN/BN y presión de yacimiento menores a 250 psi. Adicionalmente en el campo a partir del año 2012, la mayoría de los medidores multifásicos se encontraban fuera de servicio por falta de mantenimiento y repuestos, lo que generó la necesidad que el equipo multidisciplinario de medición en campo generara pruebas de producción ficticia con RGP menores a 500 PCN/BN siguiendo la tendencia normal, sin tomar en cuenta que el RGP en realidad era mayor por el incremento del agotamiento natural del yacimiento. Por esta razón se sigue trabajando en la corrección de la medición de las pruebas de producción medidas en campo para reducir esta incertidumbre.

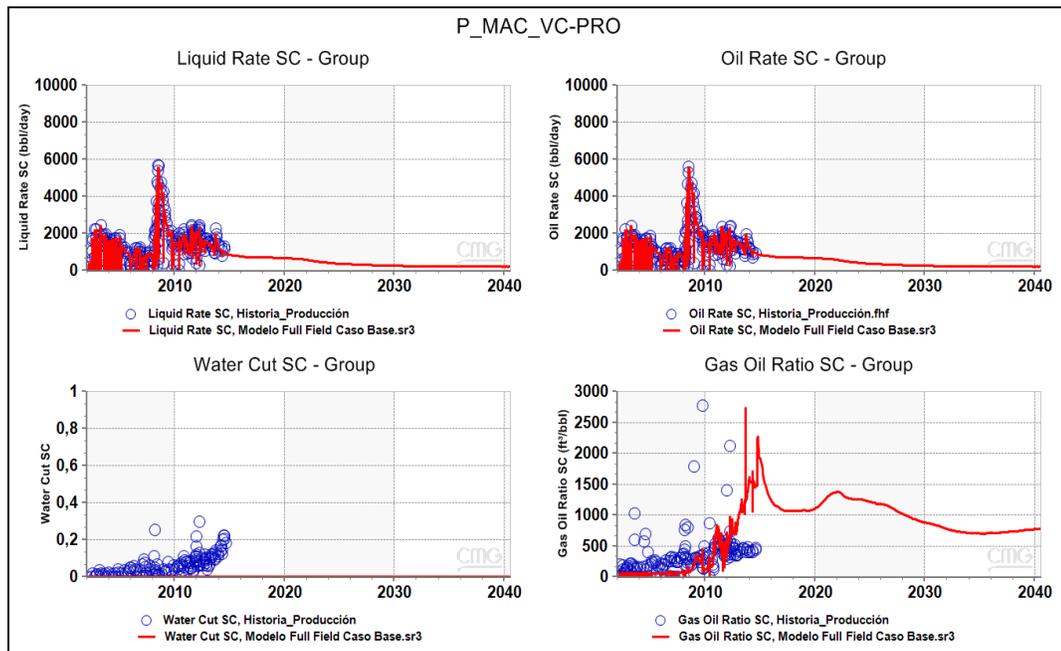


Figura 36. Pronóstico de producción de la macolla VC (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

Para las macollas SD y P1 donde su producción es más reciente que las macollas VB y VC explicadas anteriormente, se observan en las Figuras 37 y 38 que coincide muy bien las variables evaluadas entre el simulador y las pruebas de producción multifásicas, éstas son las siguientes: tasa de petróleo, tasa de líquido, corte de agua y relación gas petróleo.

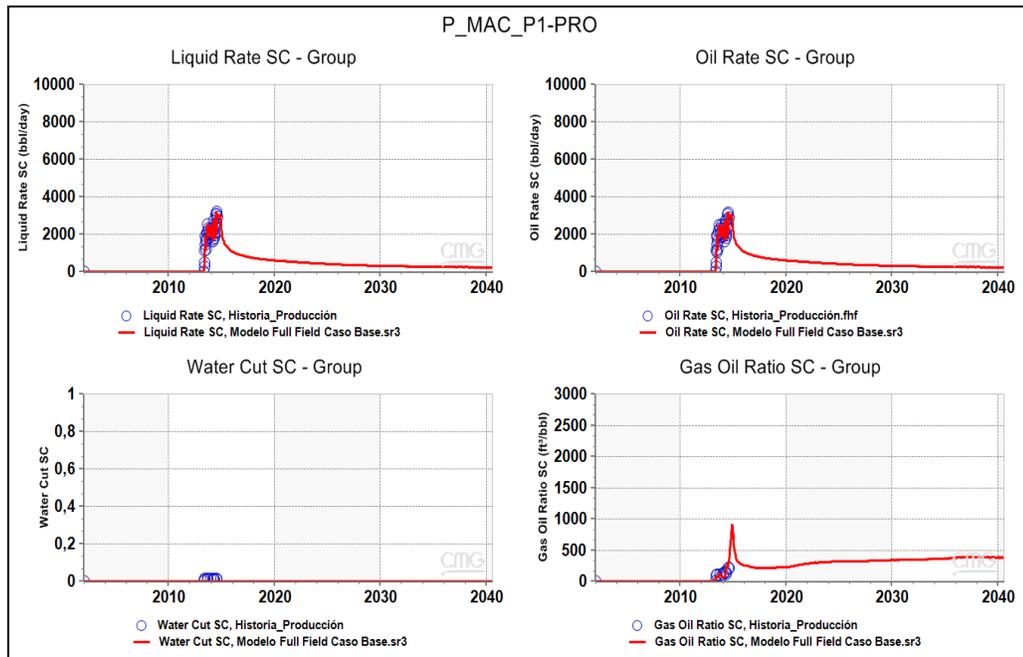


Figura 37. Pronóstico de producción de la macolla P1 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

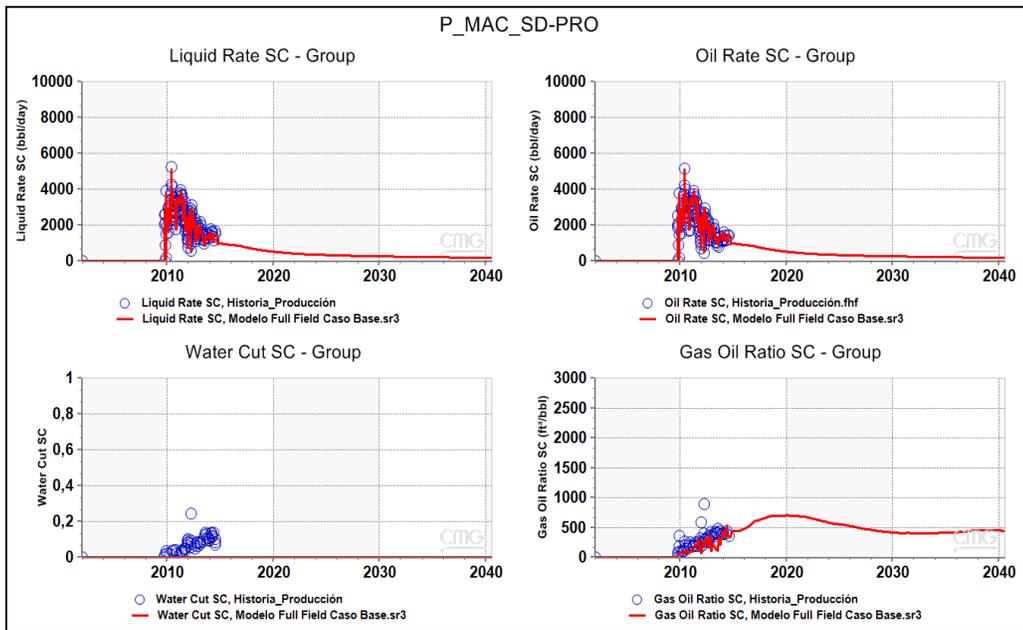


Figura 38. Pronóstico de producción de la macolla SD (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

Cabe destacar que el factor de recobro simulado con los pozos en frío para las macollas estudiadas hasta el año 2040 con 38 años de producción son los siguientes:

Tabla 11. Factor de Recobro en frío de las macollas en producción

	Np (MMbbl)	POES (MMbbl)	FR (%)
Submodelo	29,29	551,5	5,3%
VB	9,24	176,2	5,2%
VC	10,89	184,2	5,9%
SD	7,23	120,2	6,0%
P1	1,93	70,9	2,7%

5.4 PROYECTO PILOTO IAV

Durante la visualización del proyecto IAV, se seleccionó la macolla VB ubicada dentro del submodelo para aplicar dicha tecnología. Es importante destacar que el petróleo original de la macolla VB es de 176 MMbbl, lo que representa alrededor de un 32% del submodelo original que contiene las 4 macollas (VB, VC, SD y P1).

Tabla 12. POES de la macolla VB dentro del Submodelo B22, IAV

Volumen Bruto (bbl)	Volumen Poroso (bbl)	POES (bbl)
718.079.110	207.859.967	176.152.514

Para el desarrollo de esta técnica de IAV se tomaron premisas fijas basadas en estudios previos dentro del campo.

- Tasa de Inyección por pozo: 1250 BPD.
- Presión de Inyección de Vapor en fondo de pozo: 750 psig
- Tiempo de remojo: 7 días
- Calidad del vapor: 0,8
- Temperatura de inyección: 500 F (513°F por la presión de vapor)
- Todos los pozos de la misma macolla para análisis de IAV

El siguiente paso fue realizar un análisis de sensibilidad sobre el tiempo de inyección por ciclo de los cuatro (4) pozos donde se realiza la inyección alternada de vapor, para verificar el impacto sobre la producción acumulada y el factor de recobro final. Para el corte de agua y la relación agua petróleo se muestra el resultado promedio para cada caso. A continuación, en la tabla 13 se aprecia lo antes descrito.

Tabla 13. Sensibilidad sobre el tiempo de inyección en primer ciclo.

Caso	# ciclos	Tiempo iny (días)	Np (bbl)	Fr	WOR	Water Cut (%)
Sin Vapor	No	No	9.240.234	5,2%	0,0	0
Caso IAV_1mes	1	30	11.250.235	6,4%	1,1	46
Caso IAV_2meses	1	60	11.452.412	6,5%	1,5	60
Caso IAV_3meses	1	90	11.616.184	6,6%	2,0	67

A continuación, en la figura 39 se aprecian los resultados de esta sensibilidad.

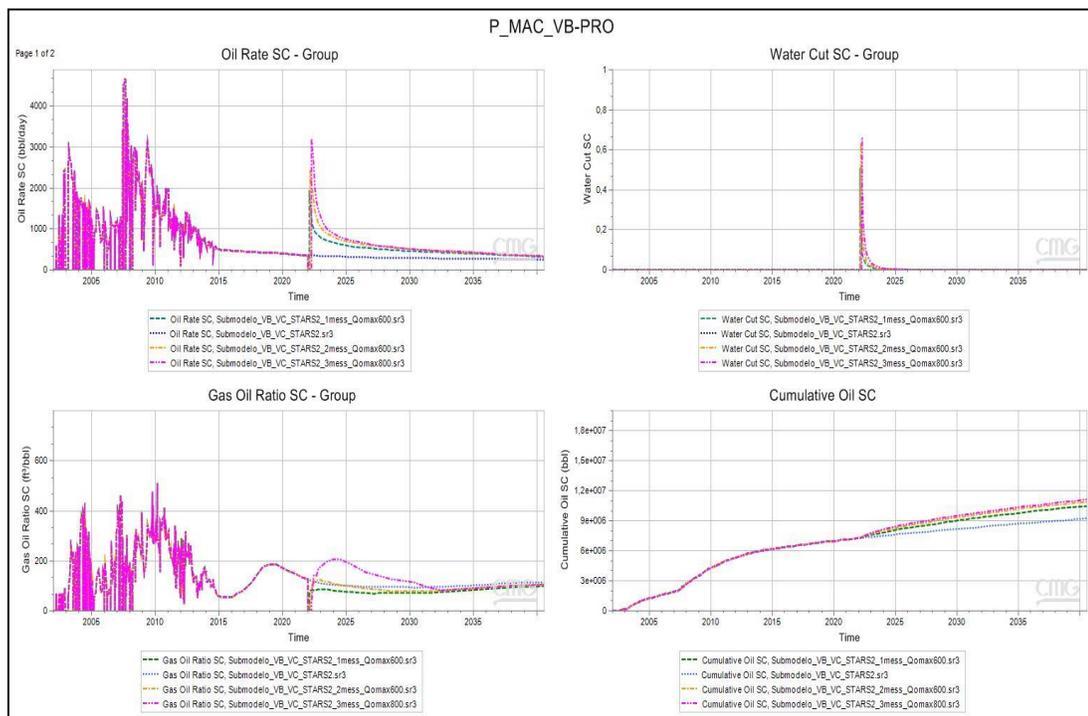


Figura 39. Sensibilidad sobre el tiempo de inyección en los (4) pozos de la macolla VB (Coil, Wcut, Rgp, Np)

En este caso, con solo un ciclo de inyección, se aprecia que el incremento del tiempo de inyección incrementa el corte de agua y la relación agua petróleo. No es muy satisfactorio el aumento del factor de recobro para los pozos donde se aplica esta tecnología, por esta razón se analizan tres escenarios de inyección con distintos tiempos, pero con el mismo volumen total de vapor inyectado como se describen a continuación.

- Caso Inyección: 6 ciclos de inyección de 1 mes
- Caso Inyección: 3 ciclos de inyección de 2 meses
- Caso Inyección: 2 ciclos de inyección de 3 meses.

A continuación, en la tabla 14, se aprecia la planificación de inyección y producción de los pozos para cada escenario.

Tabla 14. Planificación de inyección y producción para cada escenario.

CASO 1 MES		Inyector		Productor	
# ciclos	OPEN	SHUTIN	OPEN	SHUTIN	SHUTIN
1	01/01/2022	01/02/2022	31/12/2021	08/02/2022	
2	01/01/2025	01/02/2025	31/12/2024	08/02/2025	
3	01/01/2028	01/02/2028	31/12/2027	08/02/2028	
4	01/01/2031	01/02/2031	31/12/2030	08/02/2031	
5	01/01/2034	01/02/2034	31/12/2033	08/02/2034	
6	01/01/2037	01/02/2037	31/12/2036	08/02/2037	
CASO 2 MESES		Inyector		Productor	
Ciclo	OPEN	SHUTIN	SHUTIN	OPEN	OPEN
1	01/01/2022	01/03/2022	31/12/2021	08/03/2022	
2	01/01/2028	01/03/2028	31/12/2027	08/03/2028	
3	01/01/2034	01/03/2034	31/12/2033	08/03/2034	
CASO 3 MESES		Inyector		Productor	
Ciclo	OPEN	SHUTIN	SHUTIN	OPEN	OPEN
1	01/01/2022	01/04/2022	31/12/2021	08/04/2022	
2	01/01/2031	01/04/2031	31/12/2030	08/04/2031	

En las siguientes figuras 40, 41 y 42 pueden apreciar de manera gráfica los resultados de los tres escenarios planteados.

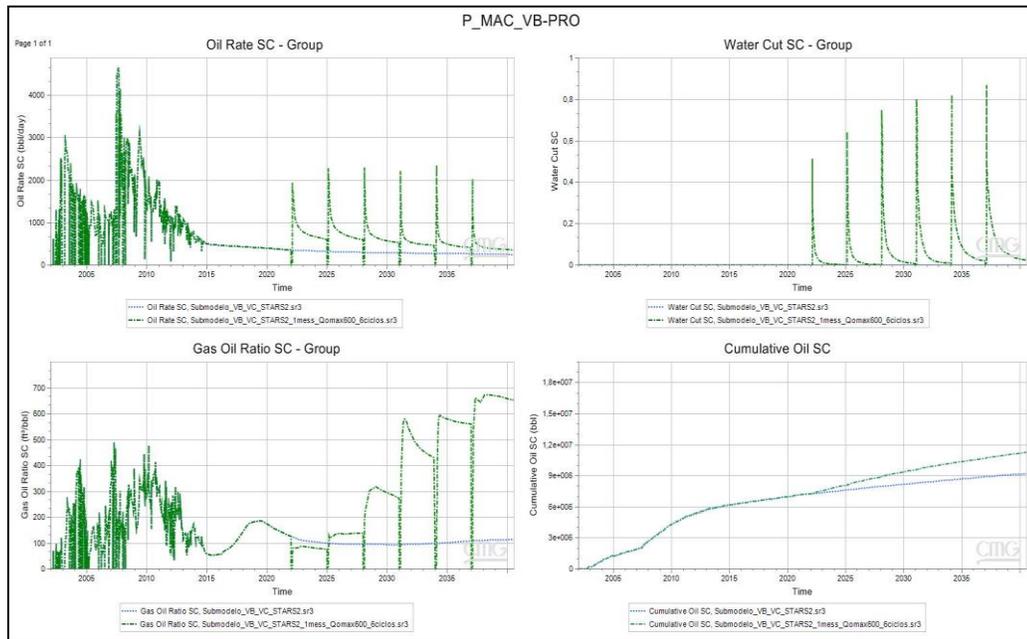


Figura 40. Resultados del caso de inyección: 6 ciclos de inyección de 1 mes

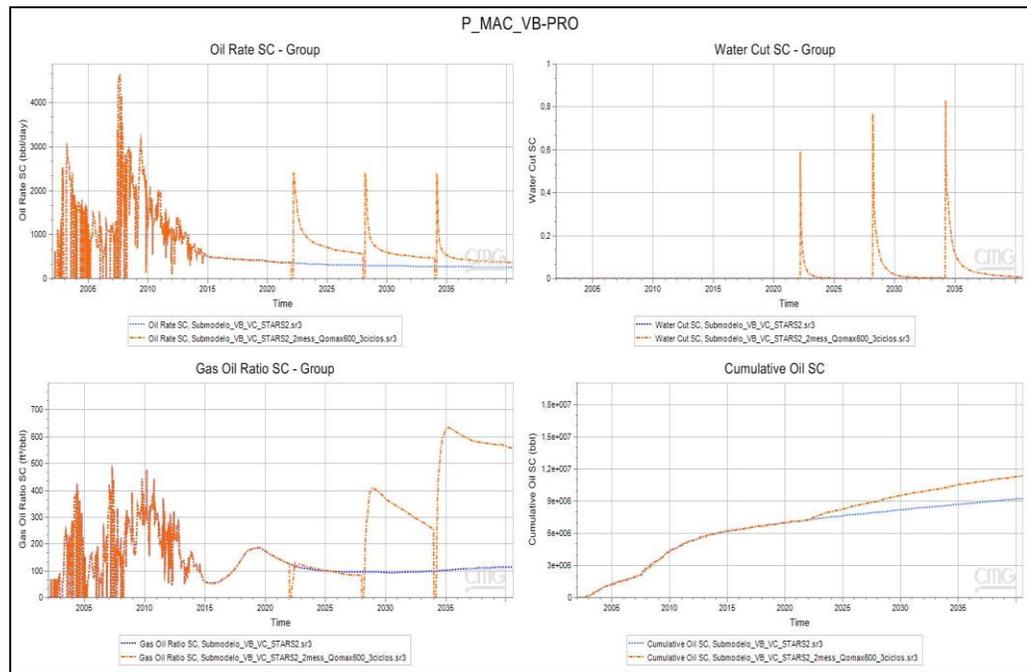


Figura 41. Resultados del caso de inyección: 3 ciclos de inyección de 2 meses

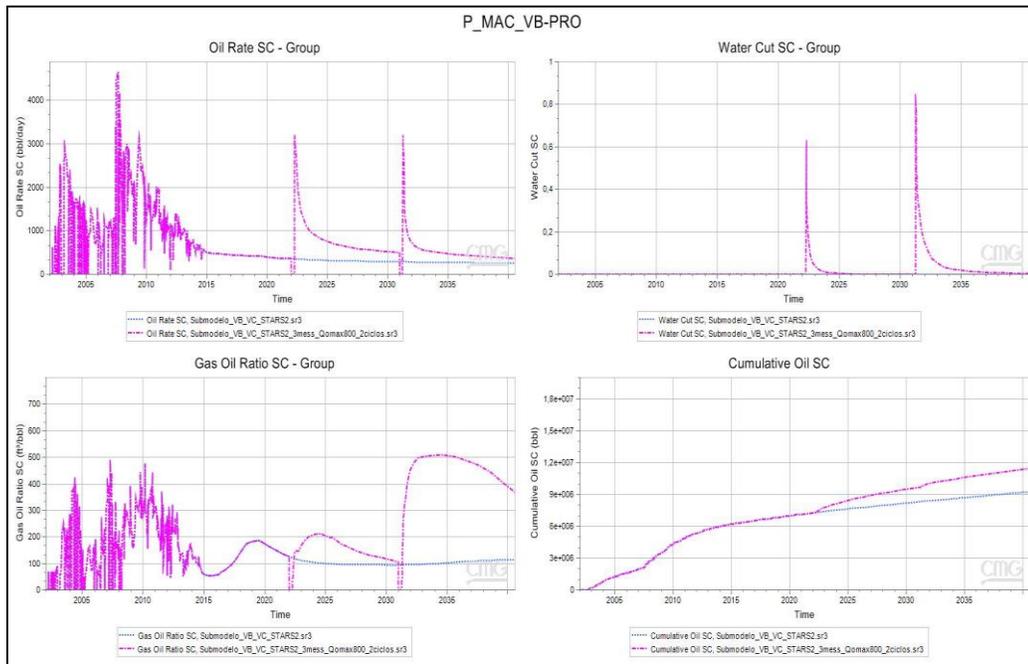


Figura 42. Resultados del caso de inyección: 2 ciclos de inyección de 3 meses

Al analizar los 3 casos de estudio se observa que la variable que genera un mayor impacto sobre el corte de agua y relación agua petróleo luego de cada ciclo es el tiempo de inyección de agua. A medida que el tiempo de inyección es mayor, estas variables antes descritas incrementan de manera exponencial y no se aprecia un incremento del factor de recobro que sustente dicha operación.

Finalmente, se observa que usando 6 ciclos de un mes cada uno, se obtiene un incremento del factor de recobro del 23% (de 5,2 a 6,4%) y a nivel de superficie en la macolla se obtiene un corte de agua de 46% y una relación agua-petróleo de 1,1, lo que hace viable la inyección de IAV y representa valores de producción de fluidos (petróleo, gas y agua) manejables para las instalaciones de superficies presentes actualmente en la macolla.

A continuación, en la Tabla 15, se puede apreciar el factor de recobro final de cada uno de los escenarios y su comparación con el caso Sin Vapor.

Tabla 15. Resultados de Factor de Recobro para los (3) casos de Inyección.

Caso	# ciclos	Tiempo iny (días)	Np (bbl)	Fr
Sin Vapor	NA	NA	9.240.234	5,2%
Caso IAV_1mes_6 ciclos	6	180	11.250.235	6,4%
Caso IAV_2meses_3 ciclos	3	180	11.452.412	6,5%
Caso IAV_3meses_2 ciclos	2	180	11.616.184	6,6%

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico de proyectos es importante para determinar la rentabilidad de los proyectos petroleros, ya que representa una guía para el equipo multidisciplinario en la toma de decisiones para invertir antes o durante la vida del mismo.

Adicionalmente, es fundamental para determinar el VPN, el tiempo de pago, la tasa interna de retorno y el flujo de caja que se obtendrá al momento de emplear una estrategia de explotación que dependa económicamente de inversiones y gastos necesarios para la materialización en físico de estos proyectos.

Para el proyecto de explotación planteado, se realizará un análisis de los indicadores económicos que determinan la rentabilidad del proyecto de IAV. A continuación, se describen los datos de entrada necesarios para realizar el análisis económico y adicionalmente, en la tabla 16, se pueden observar los materiales requeridos para la aplicación de IAV en 4 pozos.

Ingresos:

Pronóstico del proyecto: 19 años entre (2022-2040)

Precio del petróleo: 80 \$/bbl

Egresos:

Inversión Inicial de \$3,36 MM (materiales para la inyección de vapor en 4 pozos. Ver Tabla 16 con el detalle).

Costo de producción del barril de petróleo: 10 \$/bbl.

Costo de inyección por ciclo (4 pozos): \$0,6 MM.

Regalías = Volumen de petróleo* Precio del gas * 0.3

Aporte Legal = 10% *(Ingresos – Costos – Regalías – Depreciación).

Renta Gravable = (Ingresos – Costos – Regalías – Depreciación – Aporte Legal).

ISLR = 0,5 * Renta Gravable.

Tasa de descuento = 15%

Tabla 16. Materiales para la IAV en 4 pozos.

Actividad - Materiales	Monto \$
Contrato de conversión	365.625
Contrato de instalación y mantenimiento de cabezales	18.750
Contrato de llave hidráulica	103.125
Contrato de operación de calderas	356.250
Conjunto de sellos	65.625
Empacadura térmica 9 5/8"	80.625
Receptáculo 7.5"	36.563
Arreglo de sellos 7.5" x 3 1/2" x 1/2" x 10'	103.125
Guía de entrada 3 1/2"	12.188
Red arreglo 7.5"	45.000
Sensores de fondo	661.875
Bombas BCP	393.750
Detectores H ₂ S / Máscaras	2.531
Cabezales térmicos	150.938
2 generadores de vapor + planta de tratamiento (resinas)	970.313
	3.366.281

5.4.1 Cálculo de Indicadores Económicos

Para realizar el análisis económico se utilizó las premisas antes mencionadas para calcular el flujo de caja y el valor presente neto entre los años 2022 y 2040 para el caso en frío y para el caso IAV en la macolla VB.

A continuación, en la Figura 43, se aprecia el comportamiento del VPN diferencial entre ambos proyectos.

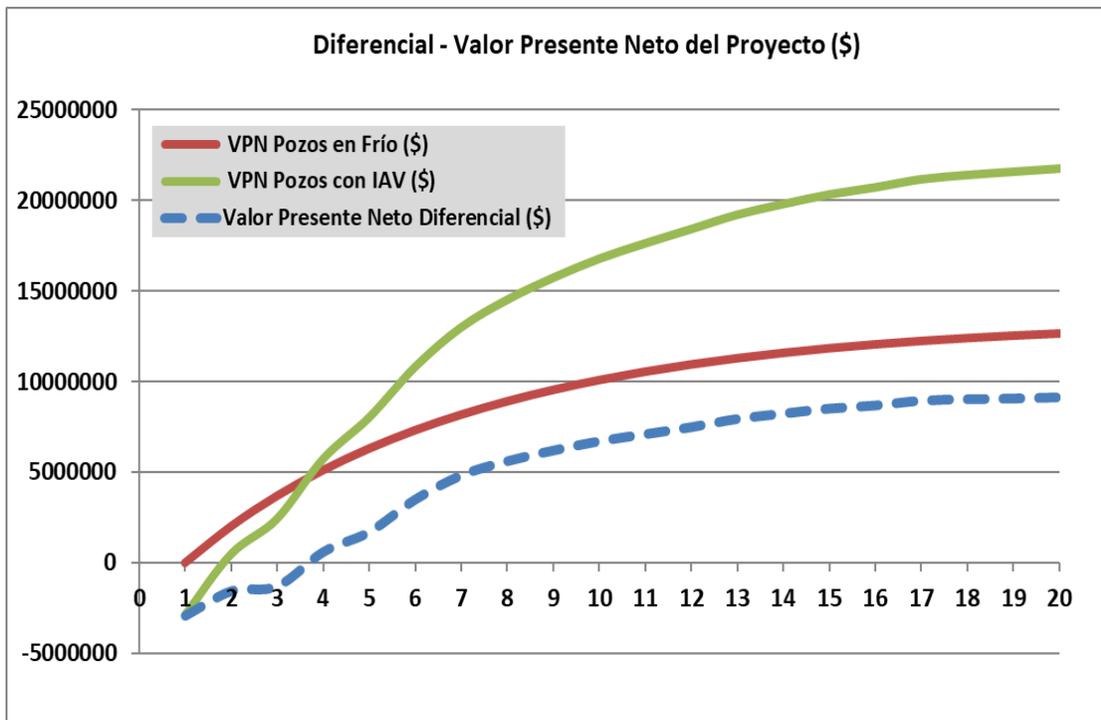


Figura 43. Comportamiento del VPN Diferencial del proyecto.

Para aplicar la tecnología IAV se debe realizar un análisis económico diferencial utilizando como base la producción en frío, es decir, se debe analizar la ganancia que aportaría la macolla VB con la aplicación de la tecnología IAV.

Finalmente se obtuvo un Valor Presente Neto Diferencial de (VPN) igual a \$9,12 MM y una tasa interna de retorno (TIR) de 37,5 % durante la vida productiva del proyecto y un tiempo de pago de 4 años.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

- En el campo Petrocedeño el factor de recobro en recuperación primaria es bajo, alrededor de 5,2% según lo simulado, motivado a la alta viscosidad y baja movilidad del petróleo, por lo cual es necesario aplicar métodos de IAV para acelerar la extracción de las reservas de hidrocarburo.
- El POES del área del submodelo en estudio para el yacimiento B22 es 551 MMbbl. Además, es importante señalar que la muestra estudiada, macolla VB, representa alrededor de un 32% de este petróleo en sitio.
- Para la macolla VB el perfil de producción tiene una declinación del 15% anual y una producción acumulada de petróleo de 9,24 MMbbl al 2040. Esto representa un factor de recobro del 5,2 %, lo cual sería relativamente bajo para un yacimiento de crudo extra pesado.
- El perfil de producción con la inclusión del proyecto IAV en la macolla VB a partir del año 2022, presenta una producción acumulada de petróleo de 11,26 MMbbl al año 2040, o equivalente a un factor de recobro del 6,4%, lo que representa un incremento del 23% con respecto al caso base 5,2%.
- Las sensibilidades realizadas variando los tiempos de inyección y el número de ciclos para la IAV, determinó que el escenario que presenta mayor recobro y menor impacto en la producción de agua es al aplicar 6 ciclos de 1 mes de inyección cada uno.
- Se obtuvo un Valor Presente Neto Diferencial de (VPN) igual a \$9,12 MM y una tasa interna de retorno (TIR) de 37,5 % durante la vida productiva del proyecto y un tiempo de pago de 4 años.

RECOMENDACIONES

- Proponer campañas de adquisición de nuevos datos como pruebas de restauración de presión y medición multifásica de la producción de los pozos, para mejorar el estimado de las reservas remanentes de cada yacimiento.
- Realizar un estudio detallado del daño a la formación por la presencia de asfáltenos a nivel del liner ranurado y analizar las posibles soluciones para recuperar el potencial de producción del campo.
- Realizar un análisis económico del mercado regional sobre las variables (precio de venta del petróleo, costo de producción y costo de instalaciones de superficie y completación térmica), para determinar el impacto sobre la rentabilidad del proyecto.
- Efectuar adicional al análisis económico, una evaluación de riesgos del proyecto. Análisis de sensibilidades de varias variables (Montecarlos - Crystal Ball), a fin de identificar los factores críticos que podrían impactar al proyecto de IAV (precio Oil, costo de producción, FR, flujo de vapor, etc) frío y la TIR.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Abou, F.; Obando, E.; Pastrán, A. (2015). Propuesta de un Esquema Óptimo de Explotación en frío y caliente en el Bloque Ayacucho 3, Formación Oficina de la Faja Petrolífera del Orinoco. TEG, Universidad Venezolana de los Hidrocarburos.
- [2] PDVSA, Exploración y Producción, División Junín, Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos – Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (2014). “Avance de Proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos”.
- [3] Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Recursos y Reservas de Petróleo Crudo, Bitumen Natural, Gas Natural, Condensado y Sustancias Asociadas, Caracas, 1997.
- [4] Farouq, A (2001). Practical Heavy Oil Recovery.
- [5] Fuenmayor, M.; Jurado, M.; Rendón, M.; Sue, L. (2017). Evaluación de la Inyección de Polímeros en el Área Este del Campo Petrocedño, Bloque Junín, Faja Petrolífera del Orinoco. TEG, Universidad Venezolana de los Hidrocarburos.
- [6] Goyo, M.; (2008). Evaluación del proceso SAGD, mediante Simulación Numérica de Yacimiento en el Bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco. TEG, Universidad Central de Venezuela.
- [7] Johns, R.; Ahmadi, K (2010). A practical Method for Minimum-Miscibility-Pressure Estimation of Contaminated CO₂ Mixtures. SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
- [8] Joshi, S. (1991). “Horizontal Well Technology”, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, p. 1.
- [9] Manfre J, Diego (2009). Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja Petrolífera del Orinoco aplicando técnicas de diseño experimental. TEG, Universidad Central de Venezuela.
- [10] Mannucci, J (2010). Recuperación Mejorada por Métodos Térmicos.

- [11] Medina, Gabriel & Rodríguez, Diego (2006). Simulación Numérica Conceptual de Procesos de Recuperación Térmica para la Optimización de la Producción del Yacimiento U4M,1 (Soc-5) del Campo Socororo Este. TEG, Universidad Central de Venezuela.
- [12] Osorio, O (2013). "Preselección de Procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos para Yacimientos Petroleros". TEG, Universidad Nacional Autónoma de México.
- [13] Pinto, L., Uleberg, K., (2012). Informe Técnico de Proyectos Pilotos de Recuperación Mejorada en el Campo Petrocedeño, Gerencia EOR. PDVSA Petrocedeño.
- [14] Pinto, L., Uleberg, K., Berger, E., Mulder, R (2013). Numerical Simulation of Cold and Thermal Production from the Petrocedeño Field. SPE-WVS-278.
- [15] Ramos, D.; (2003). Análisis de Sensibilidad de los Parámetros que afectan el proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales considerando un ciclo de inyección. TEG, Universidad Central de Venezuela.
- [16] Rojas, G.; Zhu, T.; Dyer, S.; Thomas, S.; Farouq, A (1991). Scaled Model Studies of CO₂ Floods. SPE Reservoir Engineering.
- [17] Rojas, G (2012). "La Ingeniería de Yacimientos y su Evolución en el Tiempo". Presentación UDO Anzoátegui.
- [18] D.F. Frizzell, (1990). Analysis of 15 Years of Thermal Laboratory Data: Relative Permeability and Saturation Endpoint Correlations for Heavy Oils. SPE 20528.
- [19] Mannucci, Jesús E. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos No Convencionales. Maracaibo, Venezuela: LUZ, Agosto de 1990. 1 v, (varias paginaciones).
- [20] Salcedo, M.; Carrasco, C.; Rojas, G (2019). Curvas de Permeabilidades Relativas W/O y G/O incorporando efecto de temperatura para estudios de simulación, Arenas del Campo Petrocedeño.

APÉNDICES

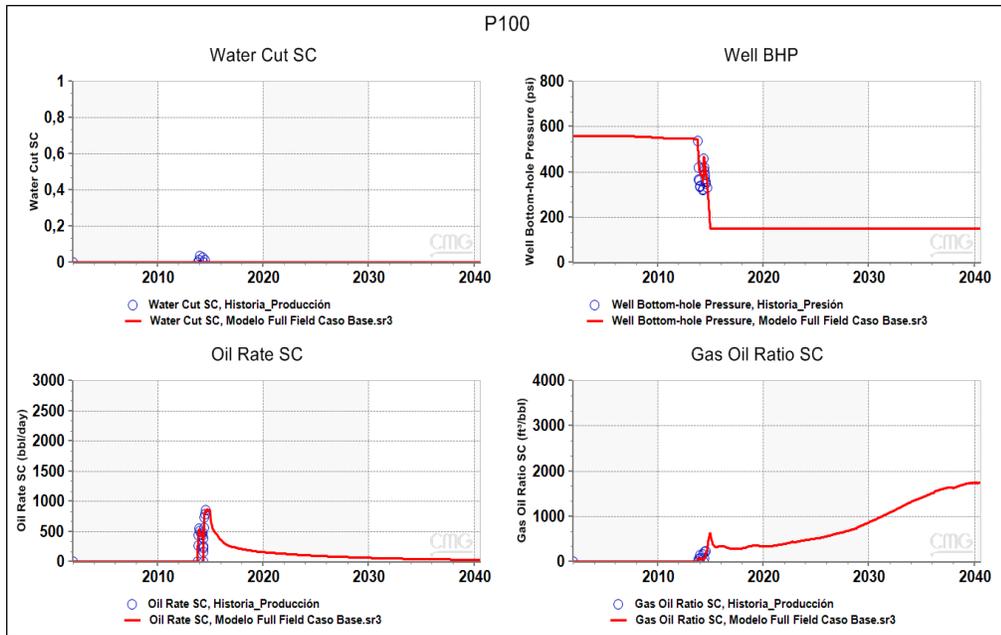


Figura A.1: Cotejo Histórico del pozo productor P100 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

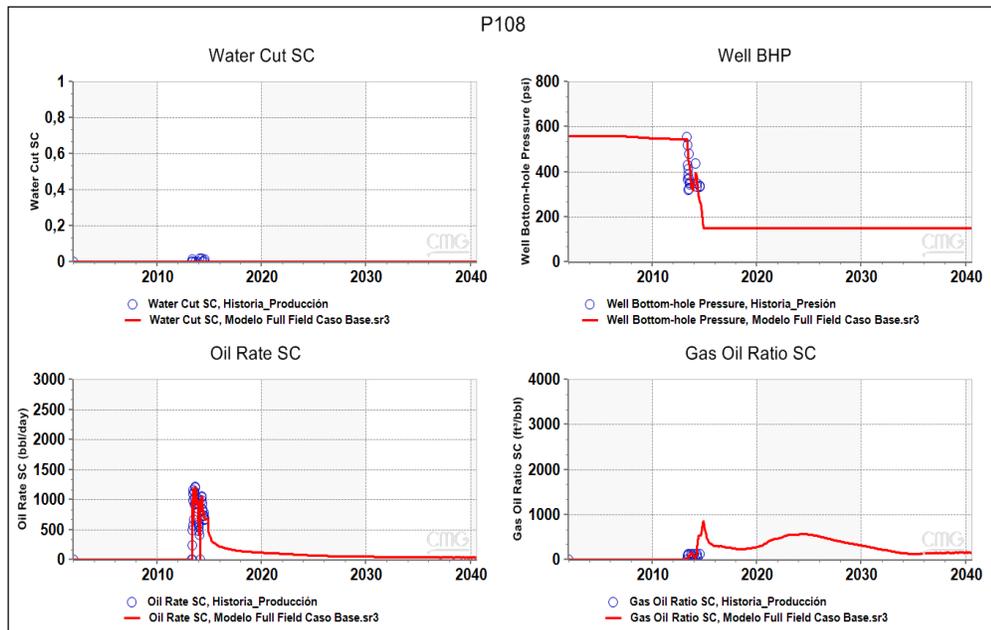


Figura A.2: Cotejo Histórico del pozo productor P108 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

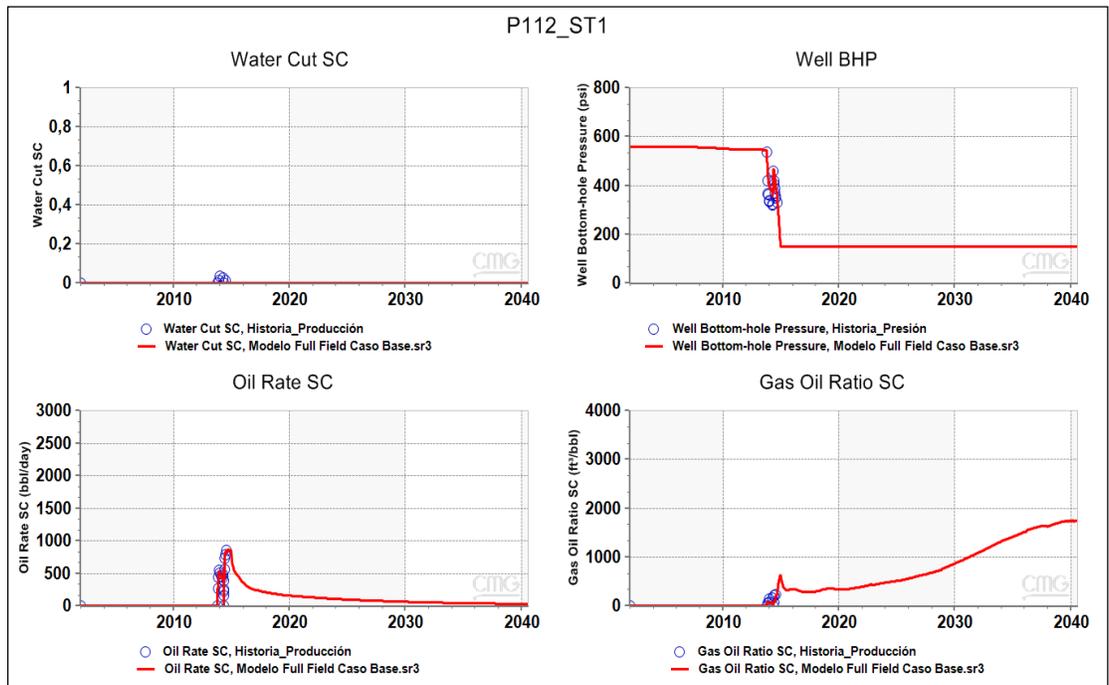


Figura A.3: Cotejo Histórico del pozo productor P112 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

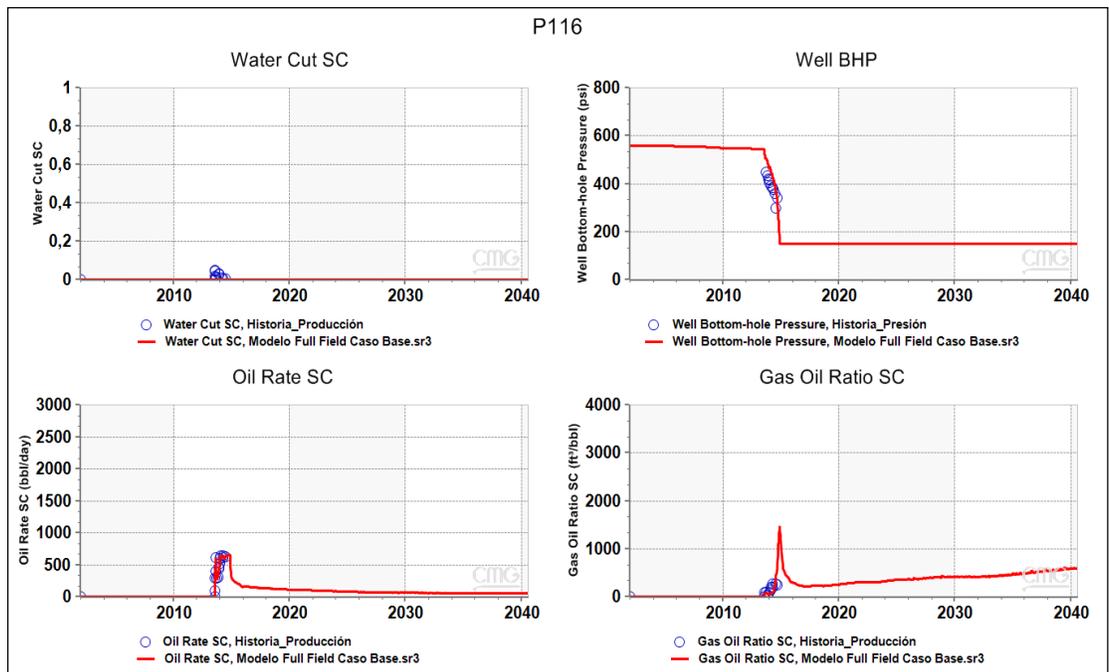


Figura A.4: Cotejo Histórico del pozo productor P116 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

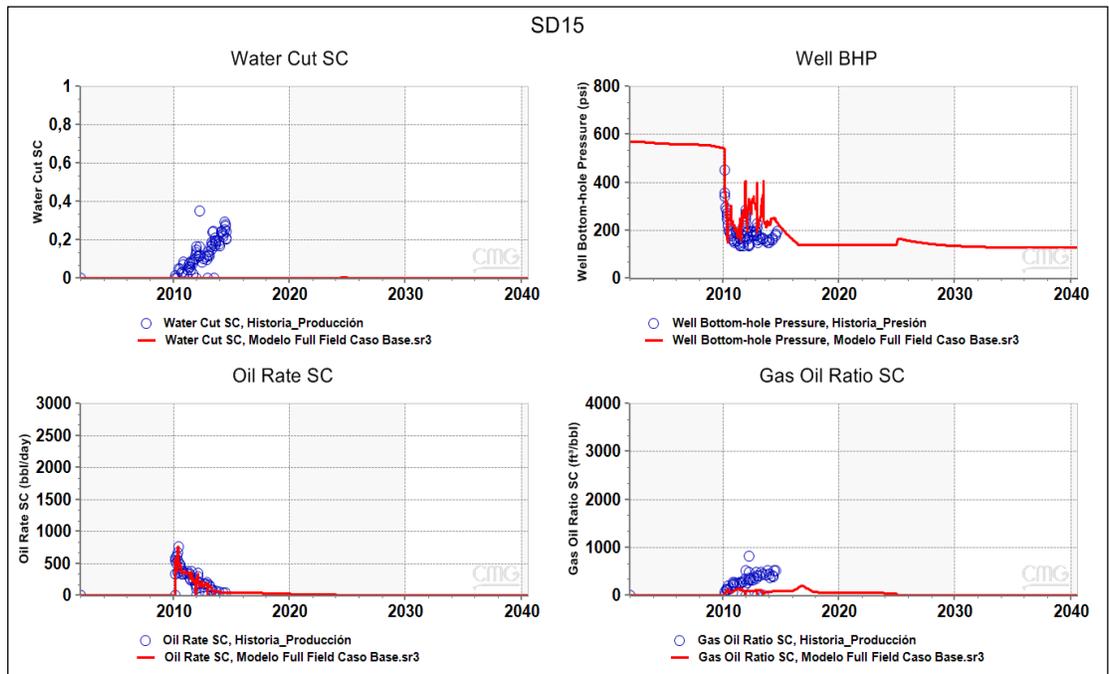


Figura A.5: Cotejo Histórico del pozo productor SD15 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

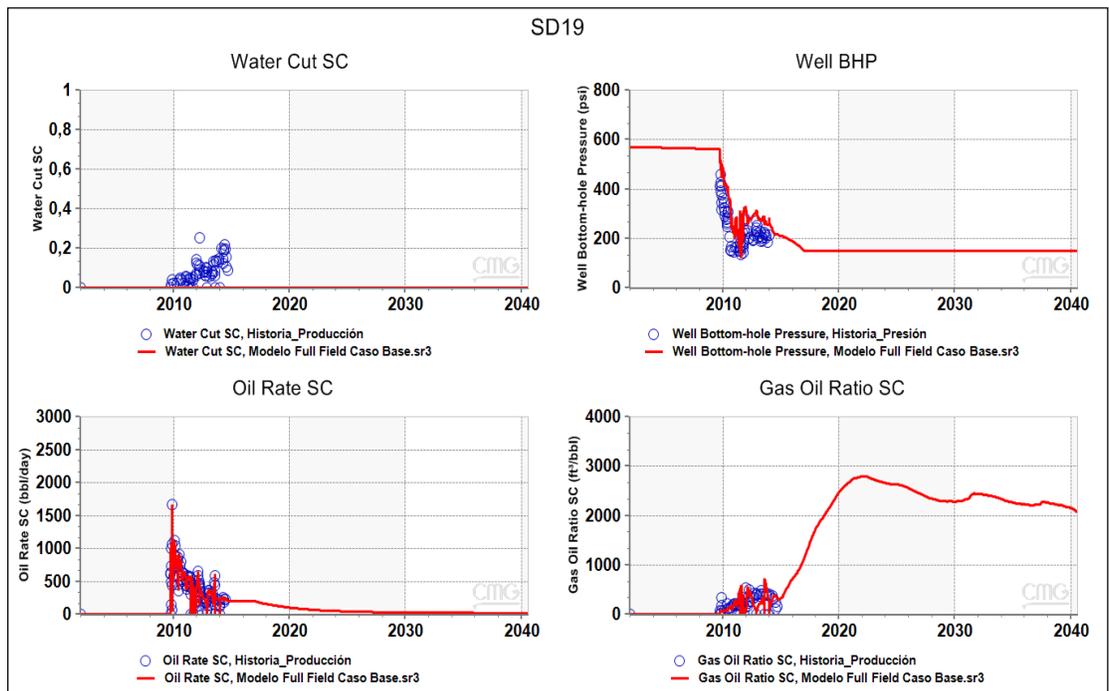


Figura A.6: Cotejo Histórico del pozo productor SD19 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

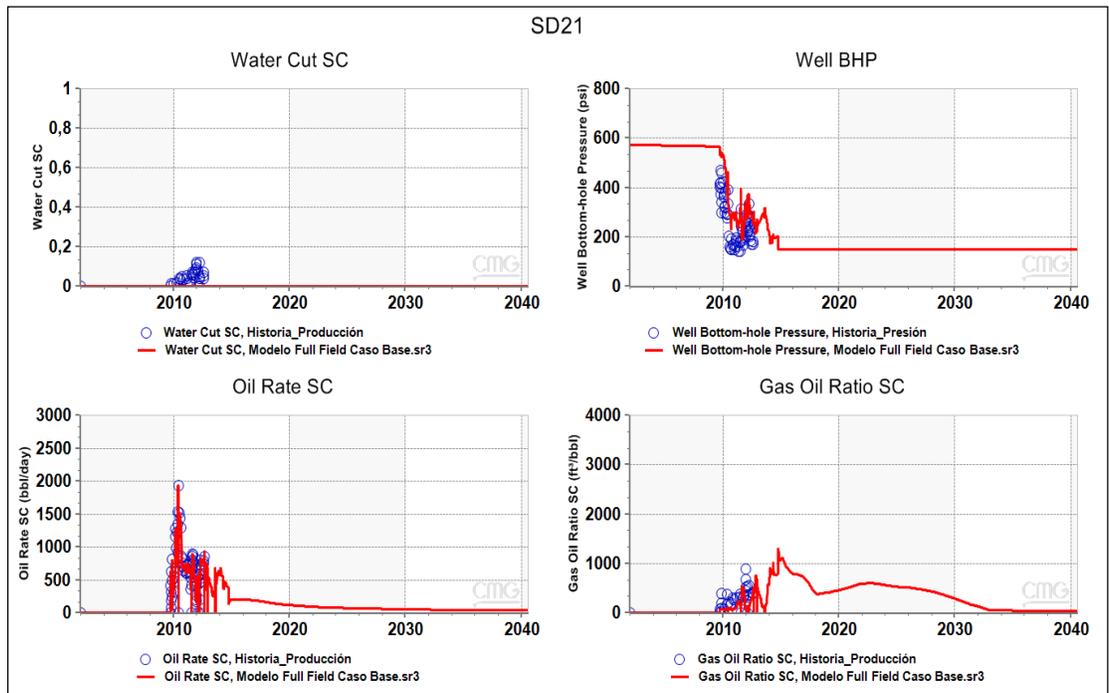


Figura A.7: Cotejo Histórico del pozo productor SD21 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

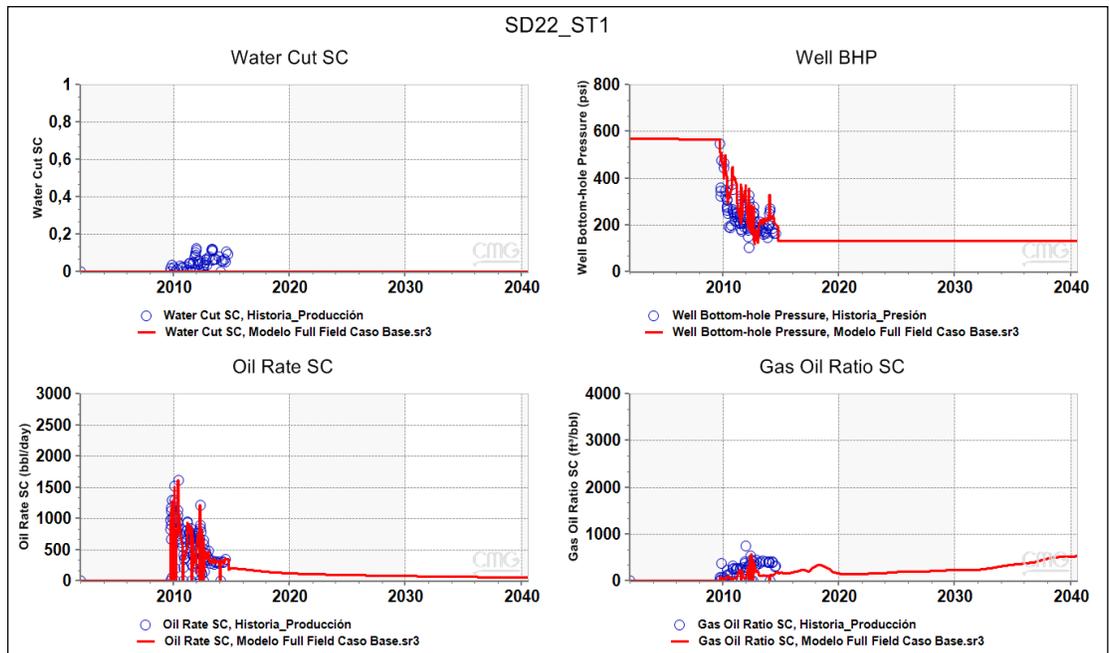


Figura A.8: Cotejo Histórico del pozo productor SD22 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

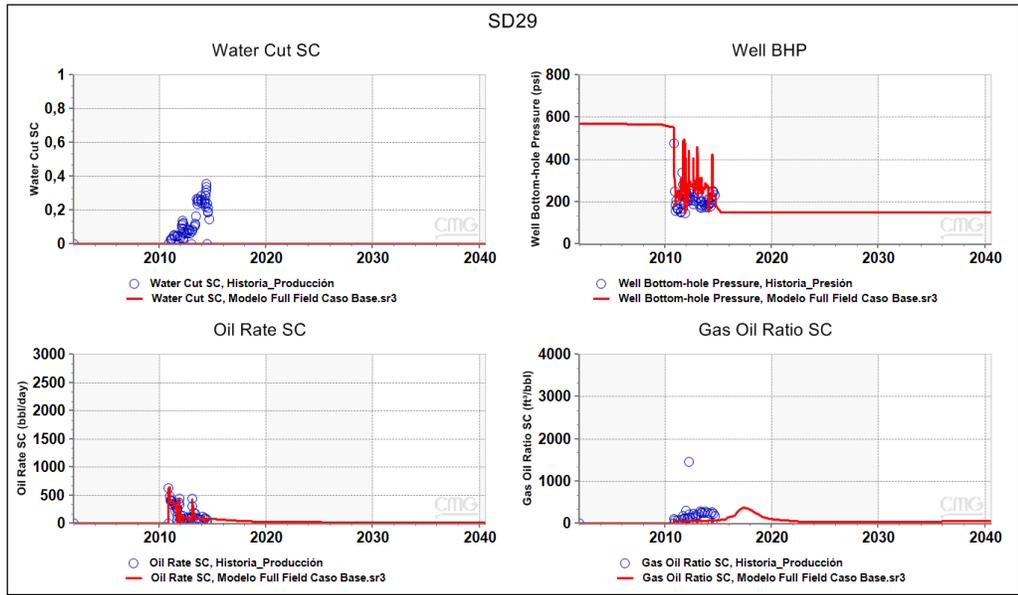


Figura A.9: Cotejo Histórico del pozo productor SD29 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

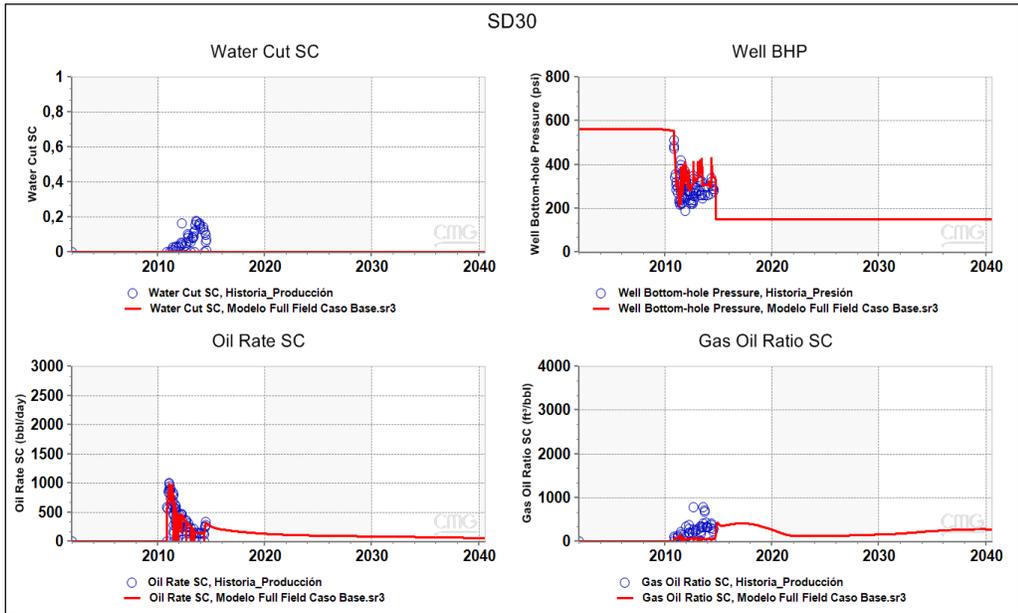


Figura A.10: Cotejo Histórico del pozo productor SD30 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

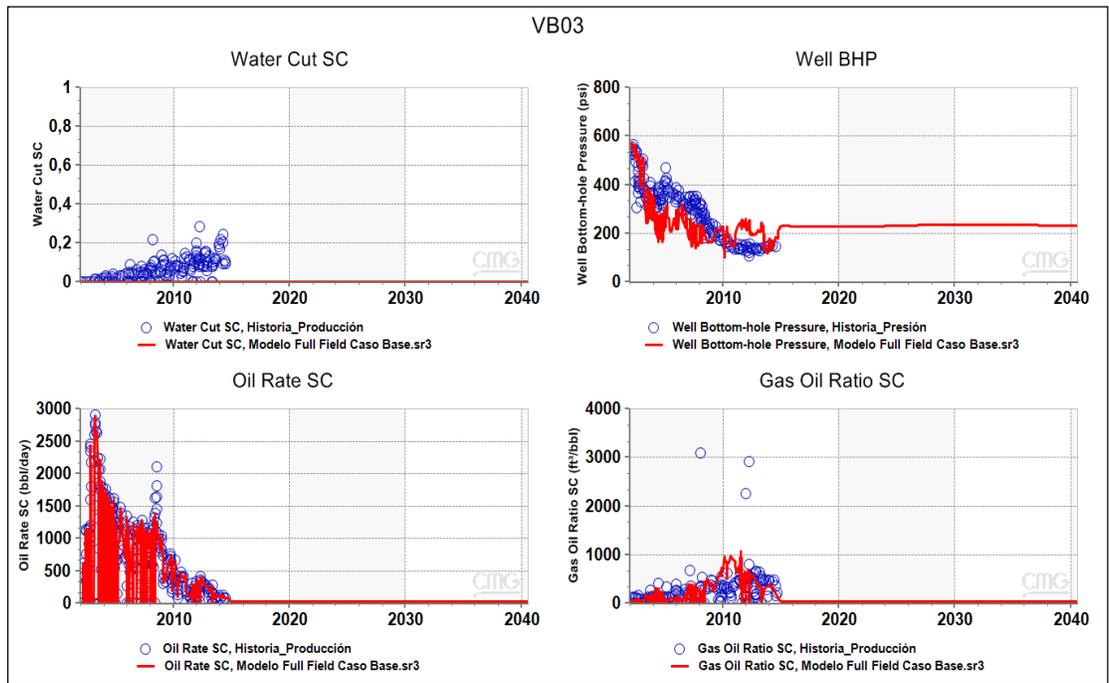


Figura A.11: Cotejo Histórico del pozo productor VB03 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

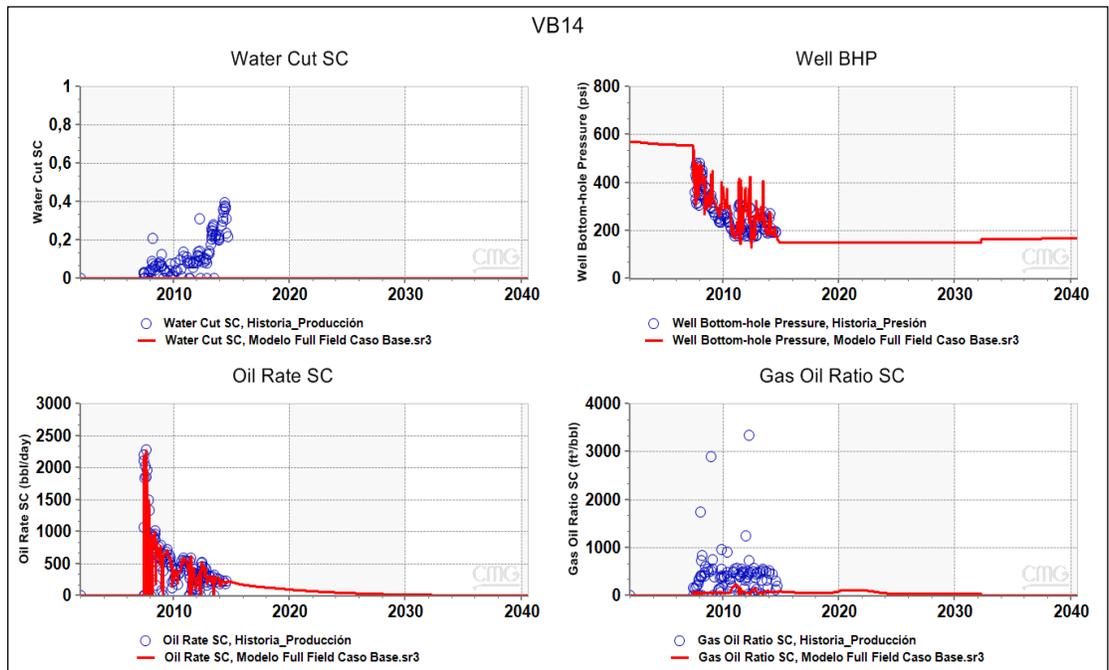


Figura A.12: Cotejo Histórico del pozo productor VB14 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

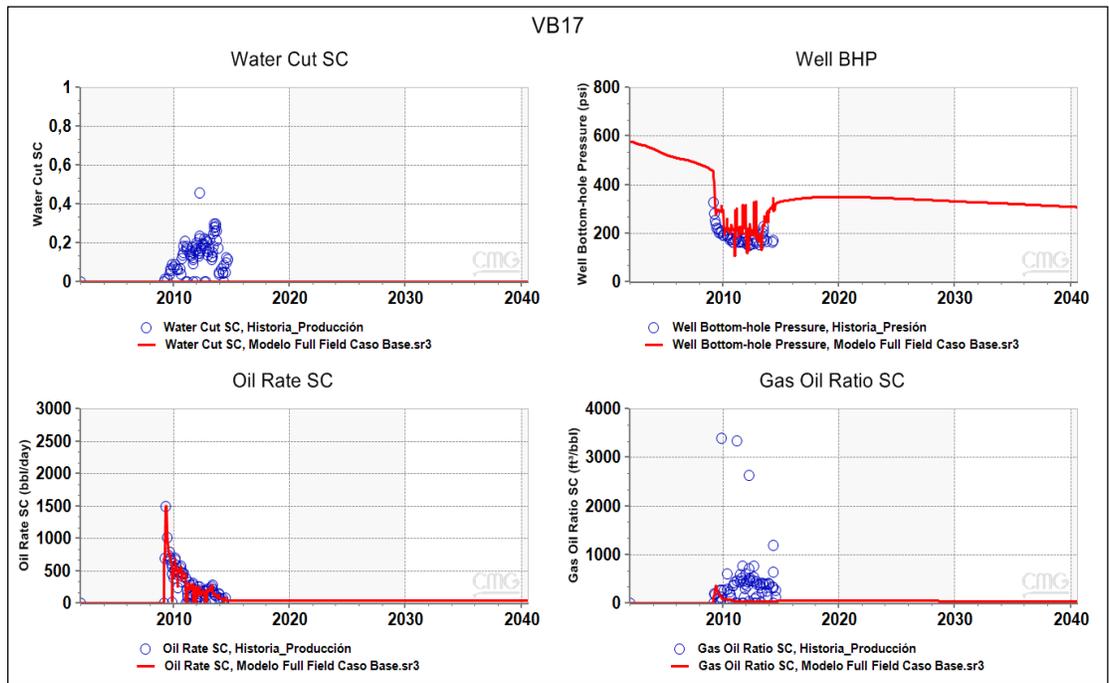


Figura A.13: Cotejo Histórico del pozo productor VB17 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

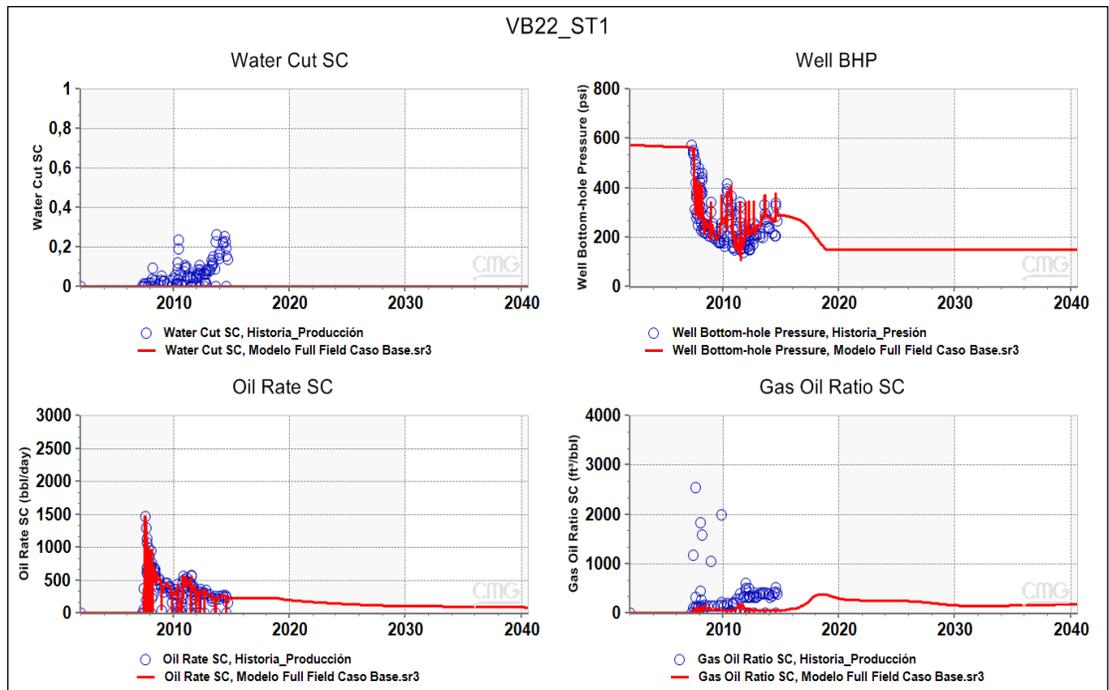


Figura A.14: Cotejo Histórico del pozo productor VB22 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

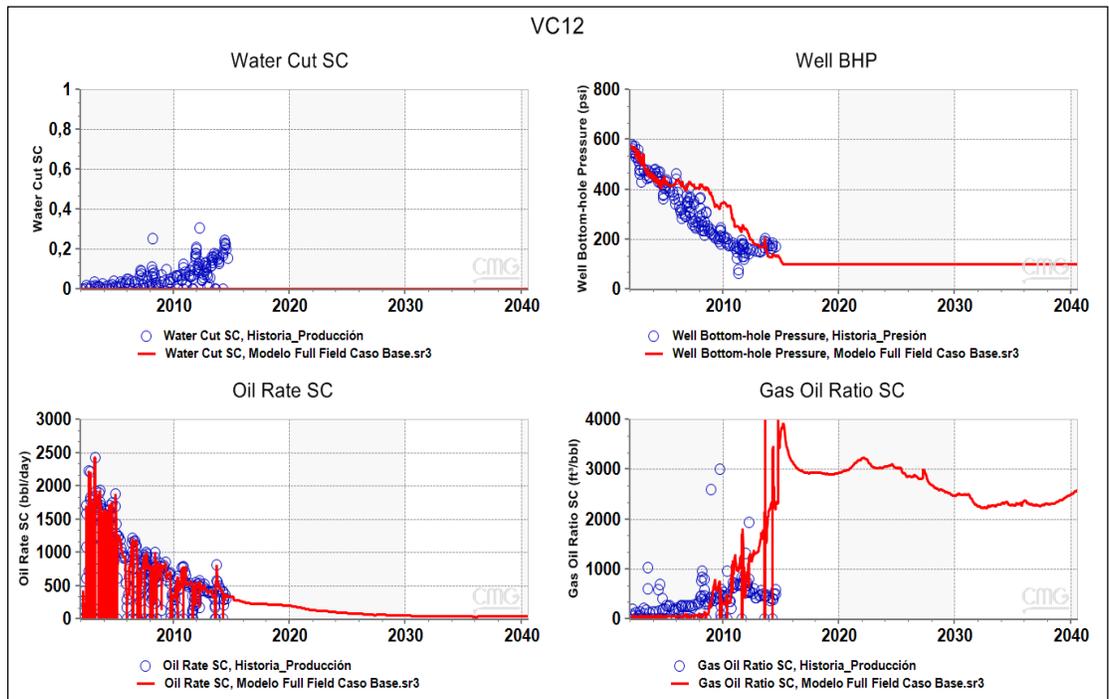


Figura A.15: Cotejo Histórico del pozo productor VC12 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

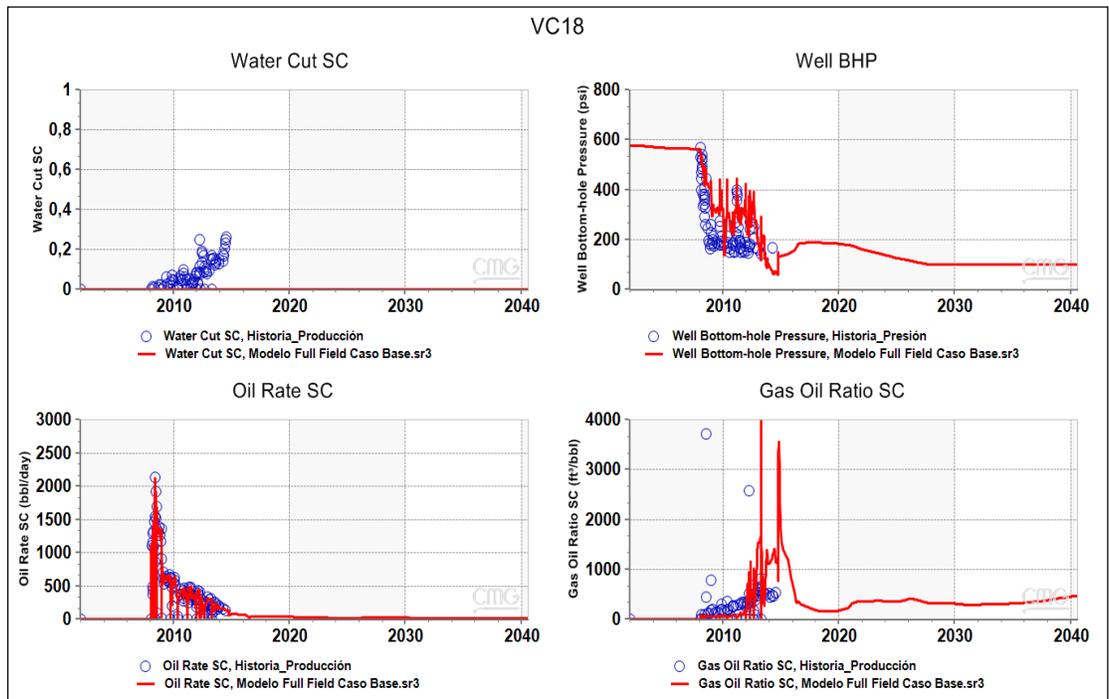


Figura A.16: Cotejo Histórico del pozo productor VC18 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

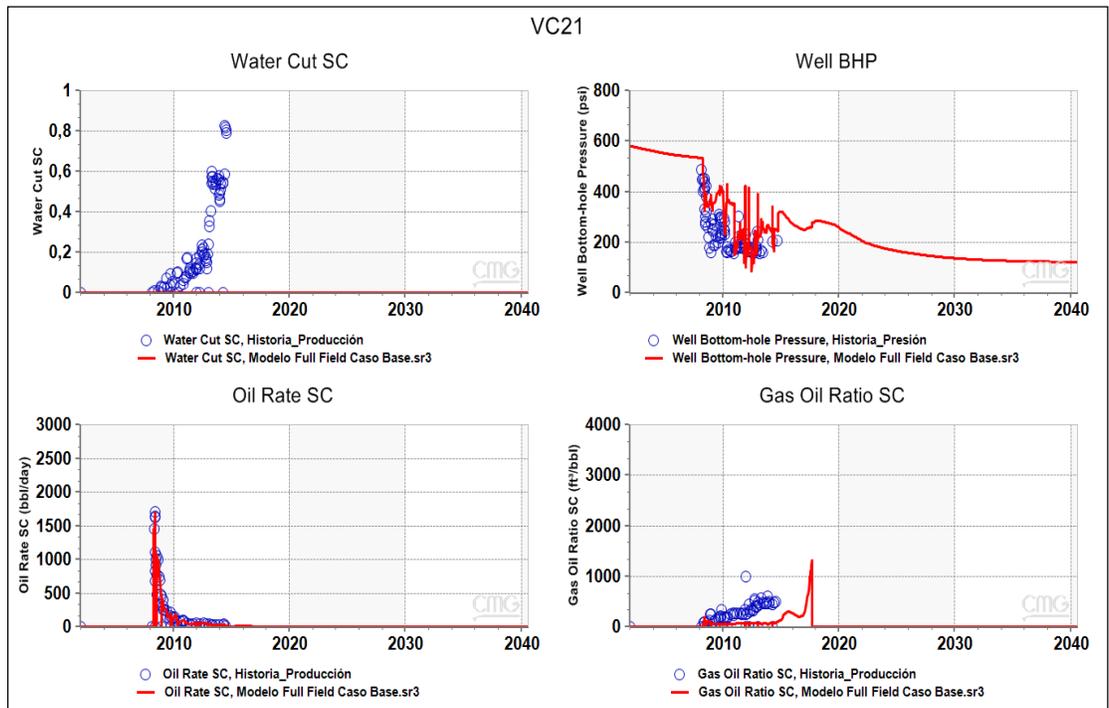


Figura A.17: Cotejo Histórico del pozo productor VC21 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

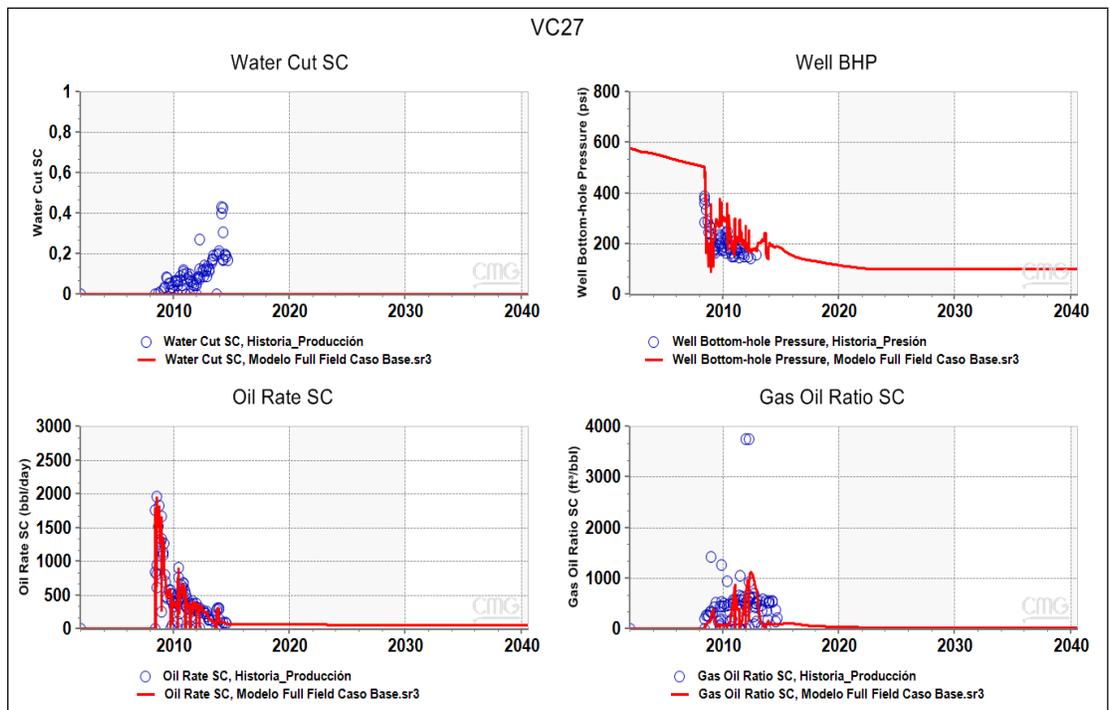


Figura A.18: Cotejo Histórico del pozo productor VC27 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

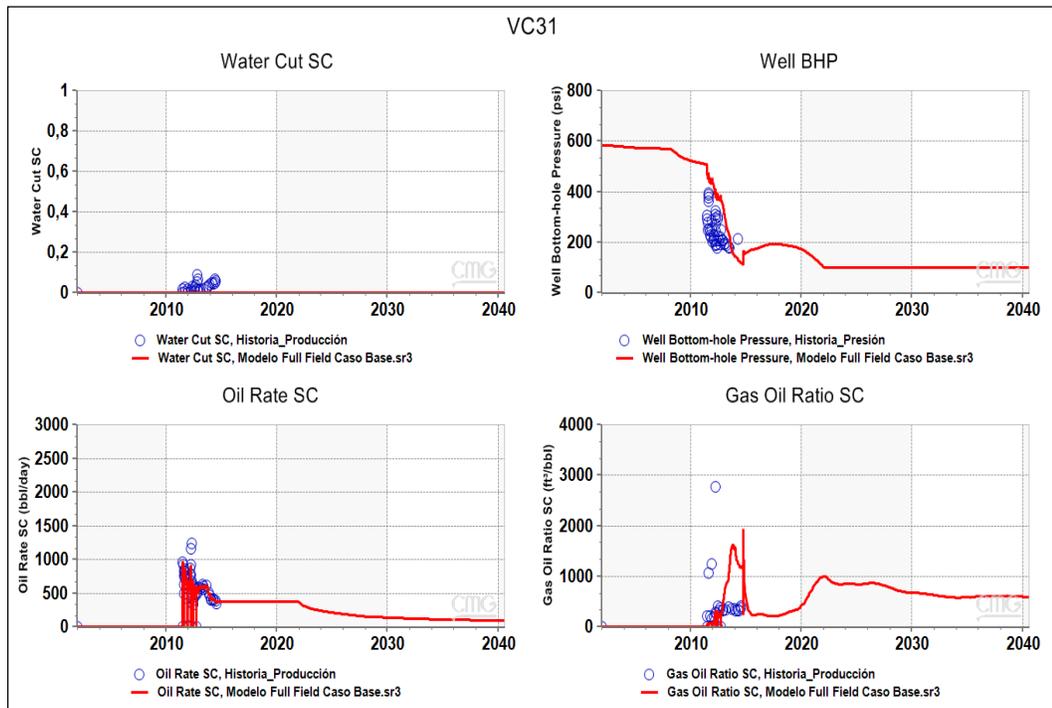


Figura A.19: Cotejo Histórico del pozo productor VC31 (Qliq, Qoil, Wcut, Rgp)

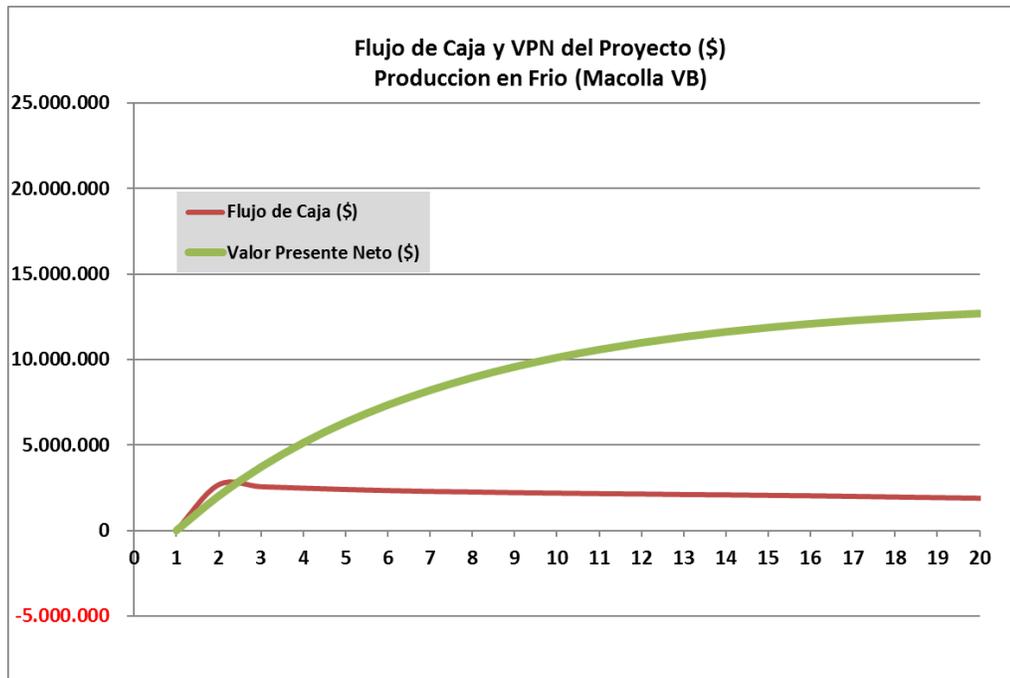


Figura A.20: Flujo de Caja y VPN del Proyecto de Producción en Frío (Macolla VB)

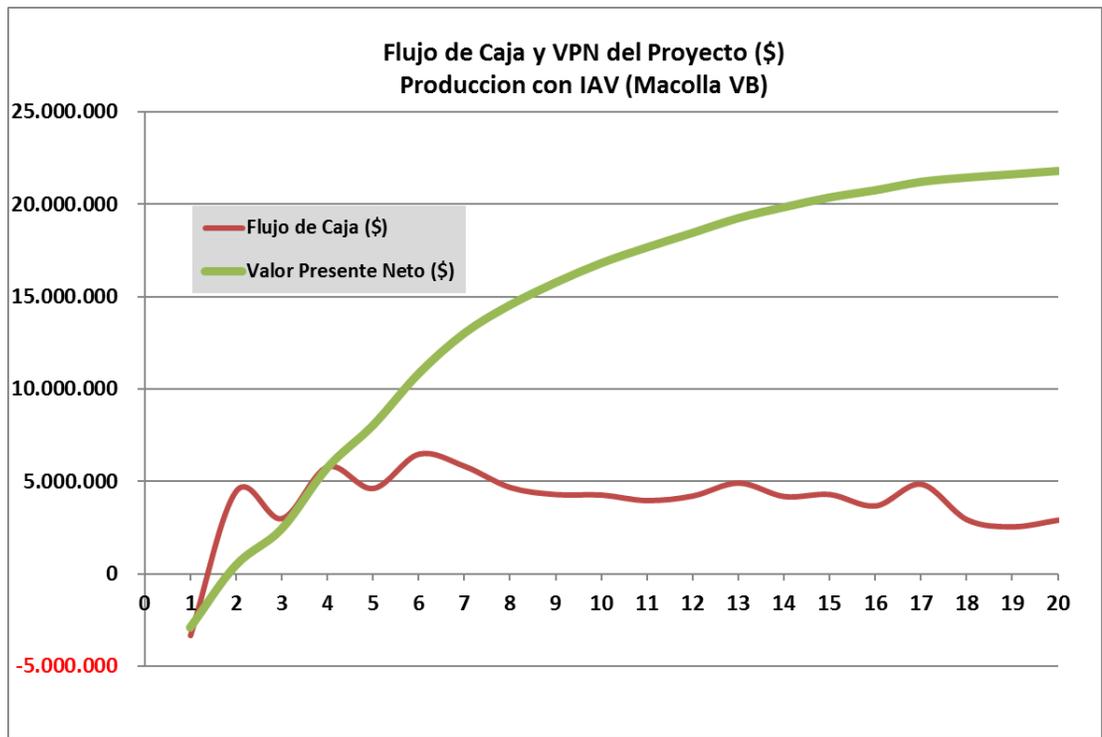


Figura A.21: Flujo de Caja y VPN del Proyecto de Producción con IAV (Macolla VB)