

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN EN  
FRÍO PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN  
YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRA-PESADO CON  
ACUÍFERO ASOCIADO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Guerra M., María A.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN EN  
FRÍO PARA AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN  
YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRA-PESADO CON  
ACUÍFERO ASOCIADO**

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Lemniz Zerpa.

Ing. Juan C. Villar

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Sandro Gasbarri

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Guerra M., María A.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

*A Dios, por darme la oportunidad de lograr una de mis principales metas.*

*A mis padres, quienes fueron mi norte en estos años.  
Gracias a ustedes siempre mantuve las ganas de lograr este sueño.*

*Agradezco a Dios por darme la fuerza para cumplir mis metas.*

*Agradezco a la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela por la formación profesional y personal. A los profesores que compartieron con nosotros sus conocimientos y siempre mantuvieron sus ganas de enseñar.*

*Agradezco a Sincor por la oportunidad y la confianza brindada.*

*Gracias mamá por estar siempre a mi lado, gracias papá por querer siempre darnos lo mejor, gracias Fer por comprenderme siempre y tenerme paciencia, gracias José por los momentos de felicidad.*

*Gracias Roni y Michi, por ser mis hermanos incondicionales. Gracias Oda por brindarme tu apoyo en estos cinco años y compartir conmigo tantas cosas.*

*Gracias Ali, Maria José, Andre Q, Manu, Rosi, Ysa, Edu por ofrecerme su amistad y aguantar mi estrés diario.*

*Gracias a mi profe Sandro, que además de ser mi tutor, considero un gran amigo a quien agradezco por estar siempre pendiente de mí en todos los aspectos.*

*Gracias a mis grandiosos jefes: Lemniz, Eve, Joel, Miguel, Gerardo; por su apoyo y cariño incondicional. Los quiero muchísimo.*

*Gracias a Juan Carlos Villar, Pablo Salazar, Raiza Caraballo, Maria Mercedes Camacho, Miguel Expósito y en especial a Rigo, por su gran ayuda.*

*Gracias a mis amigos del Departamento de Protección, en especial a Jorge y a Julio, por brindarme esa sonrisa diaria.*

**Guerra M., María A.**

**EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN EN FRÍO PARA  
AUMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS DE  
CRUDO EXTRA-PESADO CON ACUÍFERO ASOCIADO**

**Tutor Industrial: Ing. Lemniz Zerpa e Ing. Juan C. Villar, Tutor Académico:  
Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería.  
Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2007. 123 p.**

**Palabras Claves:** Recobro de Petróleo, Producción No Térmica,  
Petróleo Extra-Pesado, Acuíferos.

**Resumen:** En la Faja Petrolífera del Orinoco, existen yacimientos cuya explotación no se ha llevado a cabo por sus cercanías a un acuífero existente y al alto riesgo de producir agua. El presente Trabajo Especial de Grado tiene como objetivo general evaluar estrategias de producción en frío para aumentar el factor de recobro en estos yacimientos de crudo extra-pesado con acuífero asociado. La investigación bibliográfica realizada ofreció pocas alternativas no térmicas, ya que los métodos térmicos son los más recomendables para este tipo de crudo. Entre las encontradas se pueden mencionar: CHOPS, Separadores en Fondo, Pozos Productores de Agua, Pulso de Presión, Inyección de Gases, Inyección de Polímeros y Soluciones ASP. A partir de la evaluación teórica de las mismas en función de los criterios y parámetros de aplicación, la mayoría no resultaron ser apropiadas para ser aplicadas a este tipo de yacimiento, ya sea por su poca madurez, poca efectividad en yacimientos con acuífero asociado o sencillamente por no resultar efectivos bajo la adversa relación de movilidades agua-petróleo o gas-petróleo característicos de este tipo de yacimiento. Sin embargo, la estrategia de pozos productores de agua resultó aplicable teóricamente, ya que al producir el agua del acuífero, se logra reducir el corte de agua en los productores de petróleo y aumentar el recobro. La misma se evaluó en un área particular del campo explotado actualmente por Sincor (bloque Junín), en donde existe gran riesgo de producción de agua, ya que el yacimiento se encuentra poco protegido del acuífero. La evaluación se llevó a cabo mediante simulación numérica. Los resultados obtenidos reflejan que se puede obtener un recobro adicional al perforar pozos productores de agua por debajo del acuífero. La efectividad de la estrategia depende de la cantidad de agua que puedan producir, siendo mayor el recobro mientras sean capaces de producir altas tasas de agua. Adicionalmente, depende de la geología del yacimiento, ya que conocer la trayectoria del agua hacia los pozos productores es indispensable, para identificar la ubicación de los pozos productores de agua y así garantizar la reducción de los cortes de agua por tiempos más largos.

---

---

## ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS .....	x
LISTA DE FIGURAS.....	xii
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.1 El Problema.....	3
1.2 Objetivo General .....	3
1.3 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Alcance.....	4
1.5 Justificación.....	5
CAPÍTULO II .....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo .....	6
2.2 Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo Primaria .....	6
2.2.1 Producción en Frío de Petróleo Pesado con Arena .....	7
2.2.2 Separación Agua – Petróleo en Fondo con Hidrociclones.....	7
2.2.3 Pozos Productores de Agua o Sumideros de Agua en Fondo .....	9
2.2.4 Pulsos de Presión .....	10
2.3 Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo Secundaria y Terciaria .....	10
2.3.1 Métodos Térmicos de Recuperación Mejorada .....	12
2.3.1.1 Inyección Alternada de Vapor .....	12
2.3.1.2 Inyección Continua de Vapor .....	13
2.3.1.3 Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor .....	13
2.3.1.4 Combustión In - Situ .....	14
2.3.1.5 Calentamiento Eléctrico .....	14
2.3.2 Métodos de Recuperación Mejorada No Térmicos .....	15
2.3.2.1 Métodos Químicos .....	15
2.3.2.1.1 Inyección de Polímeros .....	15
2.3.2.1.2 Inyección de Soluciones Alcalinas/ Surfactantes/Polímeros .....	16

2.3.2.2 Inyección de Gases .....	17
2.3.2.2.1 Inyección de Gases de Hidrocarburos .....	18
2.3.2.2.2 Inyección de Nitrógeno .....	18
2.3.2.2.3 Inyección de Dióxido de Carbono .....	18
CAPÍTULO III.....	20
ÁREA DE ESTUDIO .....	20
3.1 Descripción de la Empresa.....	20
3.2 Ubicación Geográfica del Área asignada a Sincor .....	21
3.3 Antecedentes del Campo.....	21
3.4 Distribución Oficial del Campo .....	22
3.5 Esquema de Producción del Campo.....	23
3.6 Características de la Roca y Fluidos del Yacimiento de Sincor.....	24
3.7 Descripción de la Estratigrafía correspondiente al Yacimiento explotado por Sincor .....	24
3.8 Área Seleccionada para el Estudio.....	25
CAPÍTULO IV.....	29
METODOLOGÍA .....	29
4.1 Revisión Bibliográfica .....	29
4.2 Clasificación de las Estrategias en Frío y Creación de Matrices de Diseño para la Evaluación de las mismas en Yacimientos de Petróleo Extra – Pesado .....	30
4.3 Evaluación de la Aplicación de las Estrategias en Yacimientos de Crudo Extra - Pesado .....	38
4.3.1 Evaluación de la Aplicabilidad en el Yacimiento de Petróleo Extra-Pesado Explotado por Sincor .....	38
4.3.2 Selección de la Técnica a Aplicar en el Yacimiento de Sincor....	43
4.4 Simulación Numérica.....	46
4.4.1 Familiarización con las Herramientas Computacionales .....	46
4.4.2 Diseño del Modelo Piloto .....	46
4.4.2.1 Mallado .....	47
4.4.2.2 Propiedades del Mallado .....	48
4.4.2.2.1 Porcentajes de Arena Neta .....	49

4.4.2.2.2 Porosidad .....	49
4.4.2.2.3 Permeabilidad .....	49
4.4.2.3 Características y Distribución Inicial de los Fluidos .....	50
4.4.2.3.1 Saturación de Agua Irreducible .....	50
4.4.2.3.2 Distribución Inicial de la Saturación de Agua ..	51
4.4.2.4 Pozos Productores Existentes. Trayectoria e Historia de Producción .....	53
4.4.2.5 Cotejo Histórico .....	54
4.4.2.6 Predicciones. Evaluación de Estrategias de Producción para Aumentar el Recobro en la Macolla GA a nivel de Simulación Numérica .....	55
4.4.2.6.1 Evaluación de la Estrategia de Pozos Productores de Agua .....	55
4.4.2.6.1.1 Defiición y Diseño del Caso Base .....	57
4.4.2.6.1.2 Diseño de los Pozos Productores de Agua .....	57
4.4.2.6.1.3 Sensibilidad a la Tasa de Líquido de los Pozos Productores de Agua.....	60
4.4.2.6.1.4 Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua .....	60
4.4.2.6.2 Estrategia de Producción No Acelerada con Pozos Interespaciados .....	61
CAPÍTULO V .....	63
ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	63
5.1 Análisis de Resultados del Cotejo Histórico.....	63
5.1.1 Cotejo General del Área de Estudio .....	63
5.1.2 Cotejo de los Pozos Existentes en el Área de Estudio .....	64
5.1.2.1 Pozos Cotejados .....	64
5.1.2.2 Pozos No Cotejados .....	72
5.2 Análisis de Resultados de la Evaluación de la Estrategias de Producción en la Macolla GA. ....	81

5.2.1 Evaluación de la Estrategia de Pozos Productores de Agua .....	82
5.1.1.1 Definición y Diseño del Caso Base .....	82
5.1.1.2 Evaluación con Pozos Horizontales y Verticales Productores de Agua .....	82
5.1.1.3 Sensibilidad a la Tasa de Producción de los Pozos Productores de Agua .....	88
5.1.1.4 Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua .....	91
5.2.2 Producción No Acelerada con Pozos Interespaciados .....	99
CONCLUSIONES .....	104
RECOMENDACIONES .....	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	107
ANEXOS .....	110
ANEXO 1: Datos utilizados en la definición del modelo .....	110
ANEXO 2: Distribución de los pozos cotejados .....	115
ANEXO 3: Resultados de las simulaciones realizadas para la evaluación de la estrategia de producción no acelerada con pozos interestaciados .....	116
NOMENCLATURA .....	120
GLOSARIO .....	122

---

---

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla 4.1	Matriz de Evaluación del Método de Inyección ASP .....	32
Tabla 4.2	Matriz de Evaluación del Método de Inyección de Polímeros .....	33
Tabla 4.3	Matriz de Evaluación del Método de Inyección de Gases de Hidrocarburos.....	34
Tabla 4.4	Matriz de Evaluación del Método de Inyección de Nitrógeno .....	35
Tabla 4.5	Matriz de Evaluación del Método de Inyección de CO2 .....	36
Tabla 4.6	Tabla Resumen de los Criterios de las Estrategias de Recuperación Secundaria y Terciaria.....	37
Tabla 4.7	Características del Crudo y del Yacimiento asignado a Sincor .....	38
Tabla 4.8-A	Fortalezas, Debilidades y Comentarios sobre la Aplicación de las Estrategias de Recuperación Primaria en Yacimientos de Petróleo Extra-Pesado .....	40
Tabla 4.8-B	Fortalezas, Debilidades y Comentarios sobre la Aplicación de las Técnicas de Recuperación Mejorada en Yacimientos de Petróleo Extra-Pesado .....	41
Tabla 4.9	Matriz de Evaluación de las Técnicas de Pozos Productores de Agua e Inyección de CO2.....	45
Tabla 5.1	Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base.....	82
Tabla 5.2	Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base y de la Estrategia de Pozos Productores de Agua Horizontales y Verticales. Nueve Años de Producción .....	83
Tabla 5.3	Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base y de la Estrategia de Pozos Productores de Agua Horizontales y Verticales. Dos Años de Producción .....	85
Tabla 5.4	Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del Pozo G275 para los Casos Evaluados. Nueve Años de Producción .....	88
Tabla 5.5	Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del Pozo G275 para los Casos Evaluados. Dos Años de Producción .....	88
Tabla 5.6	Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base y de la Estrategia de Pozos de Agua Verticales a 5000 y 10000 BND de Líquido .....	89

Tabla 5.7	Recobro Adicional de Petróleo, Diferencia de Agua y Relaciones Agua/Petróleo. Sensibilidad a la Tasa de los Productores de Agua. Dos Años de Producción .....	91
Tabla 5.8	Acumulado de Petróleo, Agua y Gas. Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua .....	94
Tabla 5.9	Acumulado de Petróleo, Agua y Gas del Pozo G196 para los Casos Evaluados .....	97
Tabla 5.10	Resultados obtenidos de las Simulaciones de la Estrategia No Acelerada con Pozos Interespaciados sin Limitaciones de Levantamiento .....	99
Tabla 5.11	Resultados obtenidos de las Simulaciones de la Estrategia No Acelerada con Pozos Interespaciados con Limitaciones de Levantamiento .....	101
Tabla A.1	Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo .....	110
Tabla A.2	Permeabilidades Relativas Gas-Petróleo.....	111
Tabla A.3	Propiedades Roca-Fluidos.....	112
Tabla A.4	Condiciones Iniciales .....	112
Tabla A.5	Propiedades PVT del Petróleo .....	112
Tabla A.6	Propiedades PVT del Gas .....	113
Tabla A.7	Propiedades PVT del Agua. ....	113
Tabla A.8	Viscosidad en función de la Temperatura.....	113
Tabla A.9	Gradiente de Temperatura del Área .....	114

---

---

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Esquema de la Técnica CHOPS .....	7
Figura 2.2	Esquema de un Hidrociclón.....	8
Figura 2.3	Downhole Water Sink, Tail-Pipe Water Sink y Bilateral Water Sink .....	9
Figura 2.4	Esquema de los Métodos de Recuperación Mejorada (EOR) .....	11
Figura 2.5	Inyección Alterna de Vapor.....	12
Figura 2.6	Inyección Continua de Vapor .....	13
Figura 2.7	Método SAGD.....	14
Figura 2.8	Efecto de los Polímeros en las Curvas de Flujo de Permeabilidades Relativas y de Flujo Fraccional.....	15
Figura 2.9	Presión Mínima de Miscibilidad en Función de la Profundidad y la Gravedad del Petróleo .....	19
Figura 3.1	Proceso de Producción de la Empresa Sincor.....	20
Figura 3.2	Mapa de Ubicación del Área Asignada a Sincor .....	21
Figura 3.3	Distribución del Área Asignada a Sincor .....	22
Figura 3.4	Esquema de una Macolla.....	22
Figura 3.5	Distribución Radial Típica de los Pozos Horizontales del Campo de Sincor .....	23
Figura 3.6	Estratigrafía de las Arenas del Área de Sincor. Modificada.....	24
Figura 3.7	Ubicación del Área de Interés. Modificada .....	25
Figura 3.8	Presencia del Acuífero en la Zona Norte del Yacimiento. Modificada .....	26
Figura 3.9	Registros tomados del Pozo Observador GA00 .....	28
Figura 4.1	Clasificación de las Estrategias en Función de su Madurez .....	42
Figura 4.2	Evaluación de las Estrategias en Función del Impacto y del Tiempo de Aplicación .....	42
Figura 4.3	Mallado Resultante .....	48
Figura 4.4	Distribución de Arenas y Lutitas del Modelo Piloto .....	48
Figura 4.5	Histograma de Frecuencia Referentes a la Saturación de Agua Irreducible .....	50

Figura 4.6	Perfil de Saturaciones Interpretadas de Registros de Pozos .....	51
Figura 4.7	Seudo-Curva de Presión Capilar. Ajuste Polinómico.....	52
Figura 4.8	Patrón #1 de Pozos Productores Horizontales de Agua y Petróleo .....	59
Figura 4.9	Patrón #2 de Pozos Verticales Productores de Agua y Horizontales de Petróleo .....	60
Figura 5.1	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del Área de Estudio .....	64
Figura 5.2	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX02 .....	65
Figura 5.3	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX03 .....	66
Figura 5.4	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX04 .....	67
Figura 5.5	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX08 .....	67
Figura 5.6	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX10 .....	68
Figura 5.7	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX11 .....	69
Figura 5.8	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX12 .....	69
Figura 5.9	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX01 .....	70
Figura 5.10	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX03.....	71
Figura 5.11	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX06.....	72
Figura 5.12	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX07 .....	74
Figura 5.13	Corte de Agua del Pozo HX07 por MFM y Factor de Locación y por Pruebas de Laboratorio .....	74
Figura 5.14	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX09 .....	75
Figura 5.15	Corte de Agua del HX09 por MFM y por Pruebas de Laboratorio..	76
Figura 5.16	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX13 .....	77
Figura 5.17	Tasa de Petróleo del HX13 por Método de Locación y por Pruebas de Laboratorio .....	78
Figura 5.18	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX04.....	78
Figura 5.19	Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX05.....	79
Figura 5.20	Corte de Agua del pozo MX05 por MFM y por Pruebas de Laboratorio.....	80
Figura 5.21	Diferencias en las Tasas de Petróleo entre los Casos Estudiados y el Caso Base.....	84

Figura 5.22 Diferencias en las Tasas de Agua entre los Casos Estudiados y el Caso Base .....	84
Figura 5.23 Comportamiento de las Tasas de Líquido vs. Acumulado de Petróleo del Pozo G275 .....	86
Figura 5.24 Comportamiento de la Presión en el Área de Drenaje del Pozo G275 .....	87
Figura 5.25 Diferencias en las Tasas de Petróleo entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Tasa de Producción de los Productores de Agua....	89
Figura 5.26 Diferencias en las Tasas de Agua entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Tasa de Producción de los Productores de Agua....	90
Figura 5.27 Posiciones Estratégicas de los Pozos Productores de Agua .....	92
Figura 5.28 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua .....	93
Figura 5.29 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua.....	93
Figura 5.30 Acumulado de Gas vs. Tiempo. Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua.....	94
Figura 5.31 Diferencias en las Tasas de Petróleo entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Ubicación de los Productores de Agua .....	95
Figura 5.32 Diferencias en las Tasas de Agua entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Ubicación de los Productores de Agua .....	96
Figura 5.33 Tasa y Acumulado de Petróleo del Pozo G196. Sensibilidad a la Ubicación de los Productores de Agua .....	96
Figura 5.34 Corte y Acumulado de Agua del Pozo G196. Sensibilidad a la Ubicación de los Productores de Agua .....	97
Figura 5.35 Comparación de las Distribuciones de los Productores de Agua alrededor del Pozo G196.....	98
Figura 5.36 Comportamiento del Acumulado de Petróleo vs. el Diferencial de Presión de la Macolla GA. Sin Restricciones de Levantamiento.....	100
Figura 5.37 Comportamiento del Acumulado de Agua vs. el Diferencial de Presión de la Macolla GA. Sin Restricciones de Levantamiento.....	100

Figura 5.38 Comportamiento del Acumulado de Petróleo vs. el Diferencial de Presión de la Macolla GA. Con Restricciones de Levantamiento .....	102
Figura 5.39 Comportamiento del Acumulado de Agua vs. el Diferencial de Presión de la Macolla GA. Con Restricciones de Levantamiento .....	102
Figura A.1 Curvas de Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo.....	110
Figura A.2 Curvas de Permeabilidades Relativas Gas-Petróleo .....	111
Figura A.3 Distribución de los Pozos de las Macollas HX y MX .....	115
Figura A.4 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Base. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	116
Figura A.5 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Base. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	116
Figura A.6 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Prueba. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	117
Figura A.7 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Prueba. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	117
Figura A.8 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Base. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	118
Figura A.9 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Base. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	118
Figura A.10 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Prueba. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	119
Figura A.11 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Prueba. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento .....	119

## INTRODUCCIÓN

La explotación de yacimientos de crudo pesado y extra-pesado ha tomado importancia en los últimos años debido a la escasa disponibilidad de crudos livianos y problemas con el futuro abastecimiento energético. Adicionalmente, el surgimiento de grandes reservas de este tipo de crudo en la escena mundial (Venezuela, México, China y Canadá), los avances tecnológicos y el gran valor del barril de crudo sintético, permiten la ejecución de proyectos que en años anteriores no habían sido considerados rentables.

Tradicionalmente, parte de estos yacimientos son producidos mediante métodos primarios durante su etapa inicial de recuperación (como es el caso de la Faja Petrolífera). Valores de recobro entre 1 y 12% son reportados, dependiendo de las condiciones del yacimiento (presión, temperatura y viscosidad), de la estrategia de producción inicial establecida y el desarrollo de una gerencia flexible durante la vida del yacimiento, que tome en cuenta técnicas y métodos de recuperación mejorada (“*Improved Oil Recovery*”, *IOR* y “*Enhanced Oil Recovery*”, *EOR*).

La otra parte de estos yacimientos son explotados desde un comienzo mediante métodos de recuperación térmica. La energía adicional que proporcionan y la capacidad de mejorar la efectividad del desplazamiento de los fluidos, permiten lograr factores de recobro mucho más elevados que los alcanzados por métodos primarios.

A pesar de que estas dos estrategias son las que tradicionalmente se aplican para este tipo de crudo, existen otras que podrían ofrecer mayores factores de recobro que las primarias convencionales, cuando los métodos térmicos no se encuentran disponibles a nivel práctico por estar en etapa de estudio para su futura aplicación (como es el caso de Sincor).

Para el caso del yacimiento asignado a Sincor, la presencia del acuífero asociado cerca de zonas productoras con poca protección o sellos lutíticos, podría justificar

la evaluación de estas nuevas estrategias. Se ha tratado de evitar esta producción de agua con técnicas de control. Pero, en vista de que el control no es la solución, se intenta manejar la producción de agua como una filosofía de producción.

Considerando la exposición previa, el trabajo que se realizará pretende investigar y evaluar posibles estrategias no térmicas que permitan optimizar la recuperación en estos yacimientos de crudo extra-pesado con acuífero asociado, específicamente en el campo asignado a Sincor, ubicado en la zona nororiental de Venezuela, al sur del Estado Anzoátegui, en el bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco.

# **CAPÍTULO I**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### ***1.1 El Problema***

Debido al bajo recobro del volumen de petróleo original en sitio y el efecto negativo que implica, sobre la extracción del mismo, la existencia de un acuífero en zonas con poca protección o sellos lutíticos, surge el interés de realizar una evaluación general de estrategias no térmicas que puedan asumir el reto de la producción de agua en yacimientos de crudo extra-pesado, como el asignado a Sincor y que puedan ser aplicadas en un futuro para aumentar el factor de recobro.

### ***1.2 Objetivo General***

Evaluar estrategias de producción en frío para aumentar el factor de recobro en yacimientos de petróleo extra-pesado con acuífero asociado.

### ***1.3 Objetivos Específicos***

- Realizar una revisión bibliográfica o estado del arte sobre las estrategias de recuperación de petróleo en frío, que puedan aumentar el factor de recobro de los yacimientos de petróleo.
- Clasificar las estrategias encontradas en base a sus criterios de diseño, fortalezas, debilidades y evaluar su aplicación en yacimientos de petróleo extra-pesado con acuífero asociado.
- Seleccionar la estrategia de mayor efectividad, considerando las características del yacimiento de petróleo extra-pesado asignado a Sincor.
- Generar un modelo piloto que represente al área de estudio y calibrar el modelo con los datos de producción de los pozos existentes en el área.

- Desarrollar la estrategia seleccionada a través del modelo de simulación, bajo diferentes escenarios de explotación que mejoren el factor de recobro del mismo.

#### **1.4 Alcance**

El presente Trabajo Especial de Grado tiene como fin la evaluación de estrategias de producción no térmicas en yacimientos de crudo extra-pesado con acuífero asociado.

Para ello, se realizará una evaluación teórica sobre la aplicabilidad de varias estrategias no térmicas de producción en este tipo de yacimiento y que en un futuro, pudieran ser complementadas y desarrolladas a través de las Líneas de Investigación de la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.

Adicionalmente, se llevará a cabo una evaluación a nivel de simulación de la estrategia de mayor efectividad según la evaluación anterior. Se estudiará la factibilidad de aumentar el factor de recobro en un área seleccionada del yacimiento asignado a Sincor, bajo diferentes esquemas de explotación que incluyan la estrategia seleccionada.

Para ello, se diseñará un modelo piloto a partir del modelo de simulación utilizado por Sincor para el modelaje de las arenas del campo correspondientes al ambiente fluvial. Para ello, se utilizará el programa “Petrel”, el cual servirá para exportar lo correspondiente al modelo estático que incluye el mallado del área de interés, las propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad) y distribución inicial de los fluidos (contacto agua-petróleo inclinado, zona de transición, saturaciones de agua inicial). Adicionalmente, se recolectarán tanto los datos PVT de los fluidos característicos del área, como los datos de los pozos productores correspondientes a las macollas HX y MX, ubicados dentro del área seleccionada, que encierra sus trayectorias, historias de producción, historia de presión de fondo y eventos. Una

vez recopilados todos los datos, se cargarán en el simulador comercial “Eclipse” en donde se calibrará el modelo por medio de un cotejo de historia y seguidamente, se realizarán las predicciones para definir y proponer el mejor escenario de explotación del área utilizando la técnica seleccionada.

### ***1.5 Justificación***

La investigación y evaluación de estrategias no térmicas permitirán crear nuevas oportunidades de recuperación en yacimientos de crudo extra-pesado, que no sean los tradicionales métodos térmicos, que puedan enfrentar la irrupción temprana de agua, atribuida a la desfavorable relación de movilidad agua-crudo y a las características geológicas del campo, como la ausencia de sellos lutíticos en zonas cercanas al acuífero, las cuales pueden limitar substancialmente la producción de crudo y por ende el recobro de reservas de crudo extra-pesado.

---

---

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

Este capítulo contiene una revisión bibliográfica sobre estrategias de recuperación de petróleo con la finalidad de conocer las posibles alternativas no térmicas que existen actualmente a nivel mundial para la explotación de yacimientos de hidrocarburos, especialmente del tipo extra-pesado.

#### **REVISIÓN DE LAS TÉCNICAS DE RECUPERACION DE PETRÓLEO**

##### ***2.1 Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo***

Las Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo son todas aquéllas que consideren cambios del plan de explotación original que logren mejorar e incrementar de cualquier forma la explotación del yacimiento y aumentar el factor de recobro del mismo (*Improved Oil Recovery, IOR*)<sup>[1]</sup>.

Las principales técnicas para mejorar la recuperación de petróleo e incrementar el recobro de petróleo pesado o extra-pesado, que han sido empleadas en los últimos años a nivel mundial, se resumen en aquéllas que se dedican a la modificación de las propiedades de los fluidos del yacimiento, con el objetivo de controlar y mejorar la relación de movilidades agua-petróleo y aquellas técnicas a nivel de pozo, es decir, configuraciones o instalaciones capaces de lograr recuperar esas reservas sin realizar modificaciones a los fluidos del yacimiento. A continuación se presentarán algunas de ellas.

##### ***2.2 Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo Primaria***

Son aquéllas que aprovechan de mejor manera las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para aumentar la recuperación de petróleo.

### 2.2.1 Producción en Frío de Petróleo Pesado con Arena (“Cold Heavy Oil Production with Sand”, CHOPS) <sup>[2]</sup>

Es un mecanismo de producción primario basado en el agotamiento natural del yacimiento, en el cual se propicia la producción de arena para mejorar la producción. Como se observa esquemáticamente en la figura 2.1, con la producción de arena se forman conductos en el yacimiento por donde posiblemente circula el crudo hasta ser extraído. Sin embargo, es necesario disponer de pozos verticales y equipos de superficie que permitan la producción de la arena sin ocasionar daños. Es una técnica madura que ha sido probada e implementada a gran escala en algunos países, especialmente en Canadá. En Venezuela (Sincor), se espera la aprobación de un proyecto piloto.

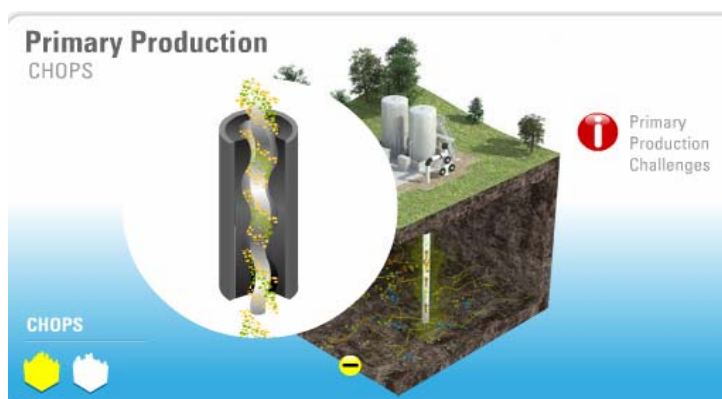


Figura 2.1 Técnica CHOPS <sup>[3]</sup>

### 2.2.2 Separación Agua-Petróleo en Fondo con Hidrociclones (“Downhole Hydrocyclonic Oil Water Separation”, DHOWS) <sup>[4]</sup>

Tiene como objetivo fundamental separar una fracción considerable de agua del petróleo dentro del pozo y reinyectar el agua separada por el mismo pozo hacia el acuífero. Si ayuda a mantener la presión de la zona productora, podría considerarse no sólo como técnica para mejorar la productividad del pozo, sino como un método que ayude a aumentar el factor de recobro del yacimiento, sin realizar cambios en las propiedades de los fluidos del mismo.

Entre algunas de sus ventajas se pueden mencionar la reducción del agua producida en superficie y como consecuencia menores problemas de manejo, tratamiento y disposición. Pero es importante verificar la inyektividad de la zona receptora (baja presión, buena permeabilidad y espesor) y la compatibilidad entre el agua inyectada y la de la formación receptora para evitar precipitados que taponen la formación. En pozos horizontales o inclinados se tiene que evitar colocar el equipo en lugares donde el fluido entre por baches al separador y disminuya la eficiencia de separación. Adicionalmente, garantizar el paso de los equipos (100 pies aprox.).

Esta separación se lleva a cabo mediante hidrociclones, los cuales hacen uso de la fuerza centrífuga para separar dos fases inmiscibles de diferente densidad. En la figura 2.2, se muestra el esquema de un hidrociclón. Es importante tomar en cuenta la normativa de regulación ambiental y de hidrocarburos para conocer los valores máximos permisibles de PPM (contenido de crudo) en el agua reinyectada ya que el hidrociclón no realiza una separación completa (ésta depende de factores como: diferencia de densidades, corte de agua, patrón de flujo, tamaño de la gota, esfuerzo de corte, viscosidad de la mezcla, fracción de gas, contenido de sólidos). Para ello, existen hidrociclones de *volumen bruto*, *deshidratadores* y *deolificantes* que se pueden usar de manera paralela. El hidrociclón de volumen bruto es el principal divisor de la mezcla y los otros dos hidrociclones priorizan una fase, agua o crudo, para lograr especificaciones requeridas.

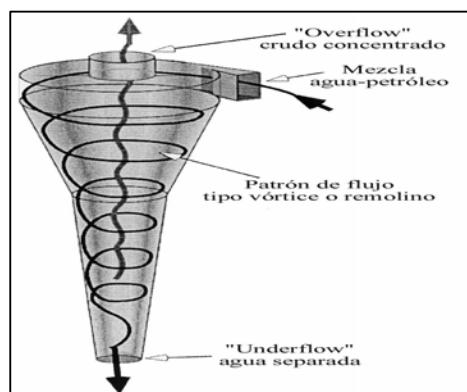


Figura 2.2 Esquema de un hidrociclón <sup>[4]</sup>.

En Venezuela, se han realizado proyectos pilotos en yacimientos de petróleo pesado y no se han obtenido buenos resultados en cuanto a la eficiencia de separación. Es por ello, que al tratarse de yacimientos de petróleo extra-pesado, en donde la diferencia de densidades agua-petróleo es pequeña, se recomienda hacer pruebas en superficie que simulen las condiciones de fondo para garantizar una separación exitosa.

### 2.2.3 Pozos Productores de Agua o Sumideros de Agua en Fondo (“Downhole Water Sink”, DWS) <sup>[4,5,6,7,8]</sup>

Consiste en la terminación de un pozo productor dentro del acuífero con el propósito de mantener el contacto agua-petróleo en su nivel original y evitar la irrupción del agua en pozos productores de petróleo y mejorar así el recobro del yacimiento. Esta técnica puede desarrollarse bajo diferentes escenarios, inclusive bajo una doble terminación en el mismo pozo productor de petróleo como se muestra en la figura 2.3.

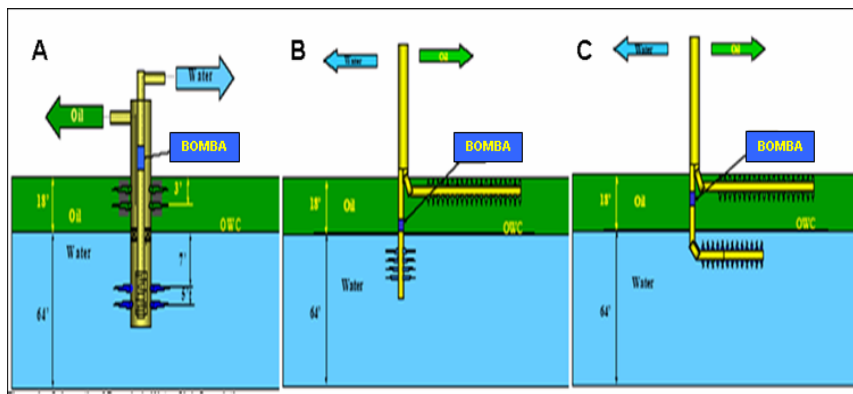


Figura 2.3 Downhole Water Sink (A), Tail-Pipe Water Sink (B) y Bilateral Water Sink (C) <sup>[6]</sup>

Personajes como Solomon O. Inikori y Andrew K. Wojtanowicz <sup>[6]</sup>, han ingeniado terminaciones inteligentes como la llamada “Tail-Pipe Water Sink, (TWS)”, la cual consiste en una extensión vertical del pozo hacia la zona de agua y una sección superior horizontal hacia el tope del espesor de arena para garantizar el máximo recobro y la “Bilateral Water Sink, (BWS)”, que consiste en dos pozos

---

---

horizontales paralelos, uno encima del otro, en donde el superior está dirigido hacia el tope del espesor de petróleo y el inferior unos pies por debajo del contacto agua-petróleo. Éstas se muestran en la figura 2.3 señaladas como A, B y C respectivamente.

Esta técnica ha sido denominada por los chinos *Dos Terminaciones en una Sola Formación* (“*Two Sinks in One Formation, TSIOF*”<sup>[7]</sup>) y estudios de simulación de la misma en China, han demostrado que manteniendo altas tasas de producción de agua en el pozo ubicado por debajo del contacto agua-petróleo, se obtienen mayores incrementos en la tasa de producción de petróleo y menores cortes de agua en el pozo productor de la zona de petróleo. Adicionalmente, exponen que su aplicación no sólo se orienta a pozos viejos invadidos por el agua, sino también en pozos nuevos y que su efectividad debe ser más evaluada en yacimientos de petróleo extra-pesado asociados a acuíferos, debido a la adversa relación de movilidades agua-petróleo.

#### **2.2.4 Pulsos de Presión (“Pressure Pulse Technology”, PPT)<sup>[9]</sup>**

Es un mecanismo que incrementa la recuperación de crudo por medio de la compactación de las arenas a través de ondas sónicas que pueden ser generadas en la superficie o en el pozo, usando en algunos casos bombas como generadores. Al compactar los granos de arena se liberan los poros bloqueados y se facilita el flujo de los fluidos a través del medio poroso. Se recomienda como técnica de estimulación junto con la estrategia de *CHOPS*.

### **2.3 Técnicas para Incrementar la Recuperación de Petróleo Secundaria y Terciaria**

Entre las más comunes se encuentran los Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo (“*Enhanced Oil Recovery*”, *EOR*). Este término agrupa todos aquellos métodos que al modificar las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, logren recuperar mayor cantidad de crudo y realicen un barrido más

efectivo que por recuperación primaria o por simple inyección de agua al yacimiento <sup>[10]</sup>. Pueden enfocarse a mejorar tanto los métodos de recuperación secundaria (Recuperación Secundaria Mejorada) como los terciaria (Recuperación Terciaria Mejorada).

La manera más sencilla de clasificar algunos de estos métodos es en base a la aplicación de calor en sus procesos, es decir, en dos grandes grupos: térmicos y no térmicos. Los térmicos se emplean generalmente en crudos pesados y extra-pesados, mientras que los no térmicos generalmente pueden utilizarse en crudos livianos y en algunos casos, después de pruebas de laboratorio y estudios profundos, en crudos pesados o extra-pesados. Las características del fluido y la geología de los yacimientos pueden determinar cuál método es el adecuado, aún cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlos <sup>[11]</sup>.

En la figura 2.4 se muestra una clasificación sencilla de algunos métodos de recuperación mejorada en base a los dos grupos mencionados anteriormente.

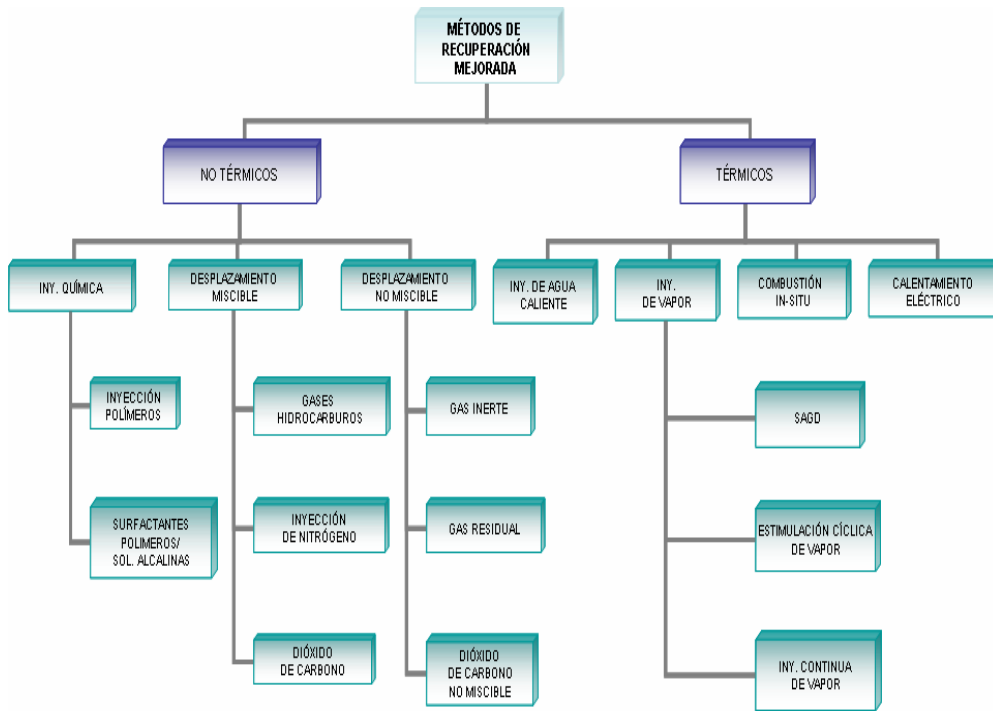


Figura 2.4 Esquema de los Métodos de Recuperación Mejorada (EOR)

### 2.3.1 Métodos Térmicos de Recuperación Mejorada

Se ha enfocado tradicionalmente a yacimientos de crudos viscosos pesados y extra-pesados. El calor produce una reducción de la viscosidad del petróleo, permitiendo no sólo que el petróleo fluya más fácil, sino que también resulte una razón de movilidad más favorable, logrando mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. Gran parte de las reservas de estos tipos de crudos en Venezuela han sido recuperadas inicialmente a través de producción no térmica (alrededor de 10%) en una primera fase. Sin embargo, la industria se ha propuesto un gran reto tecnológico en pro de incrementar los factores de recobro y ha desarrollado técnicas que proporcionan energía térmica para ser aplicadas como *Segunda Fase de Producción*.

#### 2.3.1.1 Inyección Alternada de Vapor (IAV)

Esta tecnología emplea un solo pozo para inyectar el vapor y producir el crudo. Cada ciclo está formado por tres períodos: inyección, remojo y producción como se puede observar en la figura 2.5 y el inicio de cada ciclo está dictado por la declinación de la tasa de producción. Este método se ha complementado con la inyección de solventes líquidos (hidrocarburos C5+) dando origen a la tecnología de *Adición de Líquidos al Vapor para Mejorar el Recobro* (“*Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery*”, *LASER*)<sup>[12]</sup>, que ha sido evaluada por “*Alberta Research Council*” de Canadá y ha sido ejecutada en el campo “*Cold Lake*” en Canadá dando resultados exitosos.

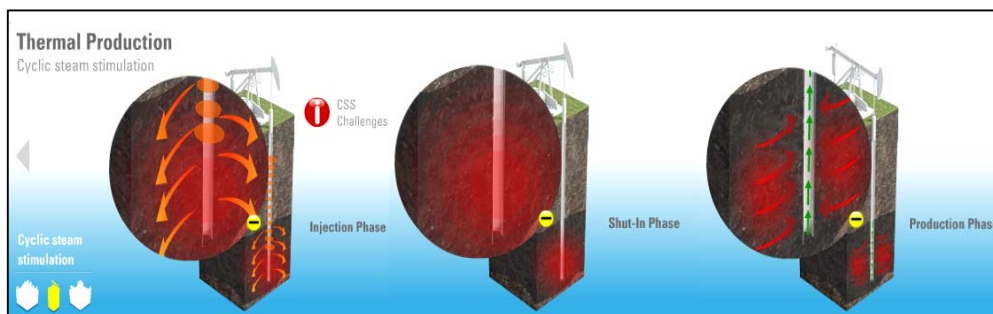


Figura 2.5 Inyección Alternada de Vapor<sup>[3]</sup>

### 2.3.1.2 Inyección Continua de Vapor (ICV)

Esta tecnología consiste en la inyección de vapor en el yacimiento a través de dos pozos paralelos (inyector-productor) como se observa en la figura 2.6, para aumentar la temperatura del mismo y así poder disminuir tanto la viscosidad como la densidad del crudo y consecuentemente, mejorar su movilidad hacia el pozo productor y optimizar la eficiencia de barrido.

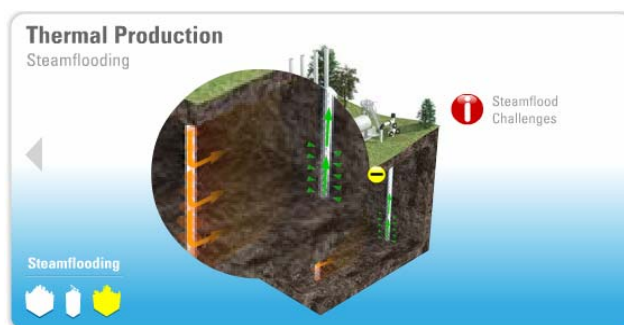


Figura 2.6 Inyección Continua de Vapor <sup>[3]</sup>

La combinación de las técnicas IAV e ICV, incorporando pozos horizontales, ha dado origen a la *Inyección Continua de Vapor de Forma Alternada entre Pozos Horizontales (HASD)*. Este mecanismo consta de 2 pozos horizontales paralelos uno al lado del otro, en el cual se alterna la inyección y la producción por un largo período.

### 2.3.1.3 Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor (“Steam Assisted Gravity Drainage”, SAGD)

Esta tecnología consiste en pares de pozos horizontales, en paralelo, uno sobre el otro como se muestra en la figura 2.7. El productor se ubica en la base de la zona productora y el inyector a cierta distancia por encima del productor. El vapor es inyectado continuamente dentro del yacimiento, creando una cámara de vapor que hace que tanto el crudo caliente como el vapor condensado, sea drenado por gravedad al pozo productor.

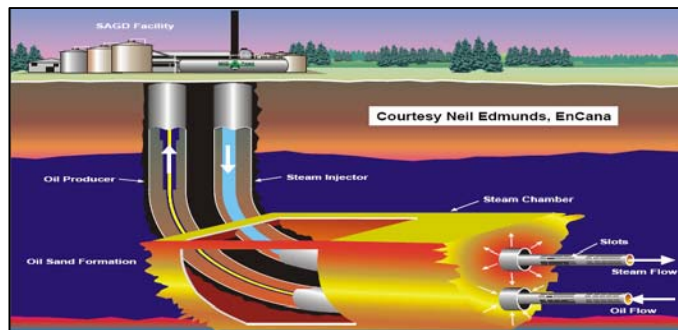


Figura 2.7 Método SAGD <sup>[13]</sup>

Esta tecnología se ha combinado con solventes dando origen al método “*Expanding Solvent-SAGD, ES -SAGD*” <sup>[12]</sup>, en donde son inyectadas bajas concentraciones de solventes (hidrocarburos livianos), que puedan disminuir la densidad del petróleo y en conjunto con el vapor, reducir su viscosidad.

#### 2.3.1.4 Combustión In-Situ <sup>[11]</sup>

Esta tecnología consiste en quemar una porción del petróleo en el yacimiento para generar calor y obtener una alta eficiencia de recobro. Se genera inicialmente bajando un calentador o quemador en el pozo inyector, se inyecta aire y una vez logrado el encendido se calientan los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador y la inyección de aire continúa para mantener el avance del frente de combustión.

#### 2.3.1.5 Calentamiento Eléctrico <sup>[14,15]</sup>

Es una tecnología basada en energía eléctrica, para transferir calor en formaciones profundas, delgadas y de baja permeabilidad. Dependiendo de la frecuencia del evento eléctrico, se pueden clasificar en *Microondas* y *Radiofrecuencia*, *Calor Resistivo* y *Calentamiento Inductivo*. En todos los casos, el principal efecto es la estimulación, no se obtendrá un incremento considerable en la recuperación, al menos que se inyecte un fluido simultáneamente. Se puede emplear como método alternativo en yacimientos profundos de petróleo pesado en donde no se justifique la aplicación de inyección de vapor.

2.3.2 Métodos de Recuperación Mejorada No Térmicos

2.3.2.1 Métodos Químicos <sup>[4]</sup>

Son aquéllos que involucran la inyección de sustancias especiales tales como polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos, para modificar las propiedades de los fluidos del yacimiento y así mejorar la relación de movilidades y la eficiencia de barrido del petróleo hacia el pozo productor. De la información analizada, se observa que los sistemas químicos aplicables a crudos livianos pueden ser adaptados a crudos pesados y el reto lo constituye el aspecto económico (cantidad y concentración).

2.3.2.1.1 Inyección de Polímeros

Es un de recuperación mejorada que aumenta la eficiencia de barrido del agua inyectada, basándose en el aumento de la viscosidad de la misma y en la disminución de la relación de movilidades agua-petróleo. Como se muestra en la figura 2.8, el efecto de los polímeros es disminuir la permeabilidad relativa al agua y aumentar la relativa al petróleo, para poder modificar la curva de flujo fraccional y mejorar el barrido de petróleo.

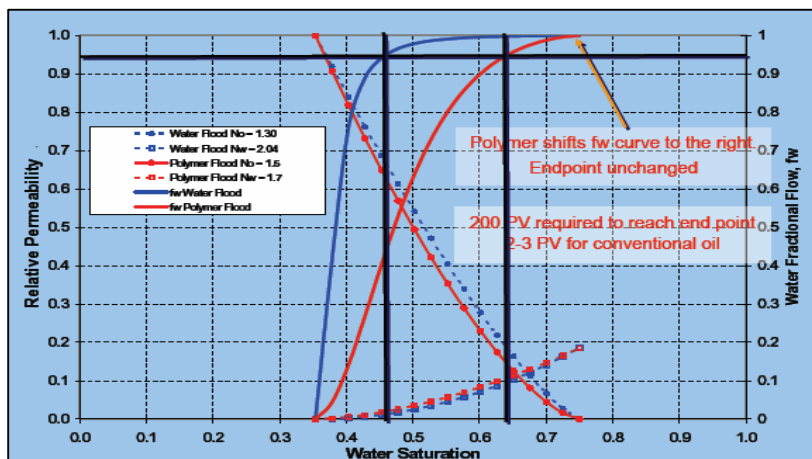


Figura 2.8 Efecto de los polímeros en las curvas de flujo de permeabilidades relativas y de flujo fraccional <sup>[16]</sup>.

Existen ciertos parámetros que influyen notablemente en la eficiencia y rentabilidad de este método como lo es la adsorción de los polímeros por la roca, la cantidad de polímeros para lograr la reducción de la relación de las movilidades, la degradación de los mismos a altas temperaturas y la inyectividad de las arenas.

Este método generalmente se ha aplicado con éxito en crudos medianos y livianos. Sin embargo, según el “*Workshop Veracruz 2007*” de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, Canadá se encuentra evaluando la aplicación de este método *EOR* en sus yacimientos de petróleo pesado (14° API y 1000 cp) y para este año planean la ejecución del proyecto piloto <sup>[16]</sup>.

#### ***2.3.2.1.2 Inyección de Soluciones Alcalinas/Surfactantes/Polímeros (ASP)***

Es un método de recuperación mejorada que consiste en inyectar una primera lechada que contenga principalmente surfactantes y soluciones alcalinas que al contacto con el petróleo, reducen la tensión interfacial agua-petróleo y desplazan las gotas del mismo con mayor facilidad. Seguidamente, una segunda lechada que contenga polímeros, con el objetivo de aumentar la viscosidad del agua y desplazar efectivamente tanto la primera lechada como el petróleo móvil <sup>[10]</sup>.

Existen algunos proyectos exitosos en crudos livianos y en base a ellos se consideran algunos parámetros importantes para la aplicación del mismo, como por ejemplo la existencia de un área barrida por agua (50% aproximadamente), la cantidad de surfactante en la lechada (entre 5-15% del volumen poroso para altas concentraciones y de 15-50% del volumen poroso para bajas concentraciones), concentración de polímeros (entre 500 y 2000 mg/L), concentración de cloruros (<20.000 ppm), iones de  $\text{Ca}^{++}$  y de  $\text{Mg}^{++}$  (<500 ppm) y la degradación de las sustancias químicas por altas temperaturas. Adicionalmente, la eficiencia del mismo en crudos pesados y extra-pesados, depende estrictamente de pruebas de laboratorio y de la creación de soluciones ASP específicas para este tipo de crudo.

### 2.3.2.2 *Inyección de Gases* <sup>[17]</sup>

Es un método de recuperación mejorada comprendido por los gases de hidrocarburos, nitrógeno y dióxido de carbono. La selección de los mismos depende del costo, disponibilidad del gas y del efecto en la recuperación del petróleo. La inyección de gases se puede realizar bajo condiciones miscibles e inmiscibles. Sin embargo, experiencias muestran que la primera condición logra recuperar mayor cantidad de petróleo (aproximadamente un 10% adicional) <sup>[18]</sup>.

La condición de miscibilidad depende de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) la cual obedece a la profundidad, presión del yacimiento, composición de los fluidos. La efectividad de desplazamiento es función de la razón de movilidades, heterogeneidad del yacimiento y la segregación gravitacional.

El desplazamiento miscible se puede lograr de diferentes maneras:

- **Miscibilidad de Primer Contacto:** es aquella en donde el fluido inyectado y el petróleo forman una sola fase para todas las proporciones de mezcla. La presión del yacimiento es mayor que la presión mínima de miscibilidad.
- **Miscibilidad por Múltiples Contactos:** es aquella en donde se logra después de múltiples contactos entre ambos fluidos. Se clasifican en:
  - Vaporización: El gas se mezcla con los componentes livianos del crudo y crean una zona miscible de transición que podría mezclarse nuevamente con los componentes pesados.
  - Condensación o enriquecimiento: consiste en la disolución de los componentes C2-C6 del gas de inyección en el crudo, formando una zona miscible.
  - Inyección de gases licuados de petróleo, GLP (como el propano): al mezclarse con el petróleo de formación actúa como solvente disminuyendo la densidad y viscosidad del crudo.

### **2.3.2.2.1 Inyección de Gases de Hidrocarburos**

Es un método de recuperación mejorada que emplea hidrocarburos livianos bajo condiciones de miscibilidad o no, con la finalidad de reducir la viscosidad del petróleo y mejorar el flujo del mismo hacia los pozos productores. Según las investigaciones realizadas <sup>[10]</sup>, es el segundo método de recuperación mejorada empleado a nivel mundial en crudos livianos.

La presión de miscibilidad necesaria tiende a ser mayor que la requerida por el CO<sub>2</sub>, pero menor que la requerida por los gases inertes (nitrógeno). Sin embargo, por materia de disponibilidad, este método ha sido empleado en Canadá con éxito en ciertos yacimientos de petróleo mediano.

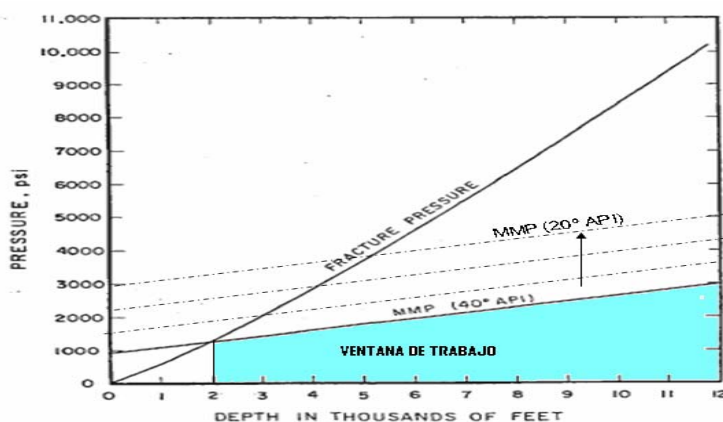
### **2.3.2.2.2 Inyección de Nitrógeno <sup>[19]</sup>**

Es un método de recuperación mejorada que emplea gases inorgánicos económicos y que puede funcionar de manera miscible o inmisible dependiendo de las presiones y composición del petróleo dentro del yacimiento. Desde el punto de vista de la eficiencia de desplazamiento, no son tan efectivos como el CO<sub>2</sub> o los gases de hidrocarburos en condiciones de miscibilidad, ya que presenta baja viscosidad y pobre solubilidad en el petróleo, por lo que requiere de presiones más altas. Generalmente, se aplican en yacimientos de petróleo liviano y no se han encontrado referencias de su aplicación en crudos pesados o extra-pesados.

### **2.3.2.2.3 Inyección de Dióxido de Carbono <sup>[10,19,20]</sup>**

Es el método de recuperación mejorada que emplea CO<sub>2</sub> como fluido de inyección. Presenta altas densidades y debido a sus bajas propiedades críticas de presión y temperatura, comparado con otros gases de inyección (excluyendo el N<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>), podría presentarse en forma líquida dentro del yacimiento si la temperatura lo permite. Por esta razón se considera un buen extractor de petróleo.

Este gas puede funcionar de forma miscible o inmisible, dependiendo de las condiciones del yacimiento. La profundidad del yacimiento y la gravedad del petróleo son los principales parámetros que influyen en la presión de miscibilidad (ver figura 2.9). A medida que aumenta la temperatura, la densidad del  $\text{CO}_2$  disminuye y se hace más difícil lograr la miscibilidad con el petróleo, especialmente si es de baja gravedad. El control de la movilidad se hace más crítico a bajas presiones de yacimiento y puede causar canalización y reducción de las propiedades del gas como solvente.



**Figura 2.9 Presión Mínima de Miscibilidad en Función de la Profundidad y la Gravedad del Petróleo <sup>[10]</sup>.**

Es el método *EOR* más empleado para los crudos medianos y livianos de los Estados Unidos, debido a la gran disponibilidad de este gas en algunos de sus campos (*Permian Basin*) <sup>[10]</sup>. Para yacimientos de petróleo pesado o extra-pesado, no existen aplicaciones en condición de miscibilidad, debido a las altas presiones requeridas. Sin embargo, si se ha aplicado en crudos de 12 API (Turquía- Bati-Raman <sup>[21]</sup>) en condición no miscible.

## CAPÍTULO III

### ÁREA DE ESTUDIO

#### 3.1 Descripción de la Empresa

“SINCOR”, Sincrudos de Oriente C.A., fue una asociación estratégica constituida en el año de 1998 por las empresas TOTAL de Francia, PDVSA de Venezuela y STATOIL de Noruega y que en este año pasó a ser Empresa Mixta Petrocedeño.

La empresa tiene como objetivo la producción de 200 MBPD de un petróleo extra-pesado de 8,5 °API proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco, por un período de 35 años a partir del comienzo de la producción iniciada en el año 2001, el cual se transporta hasta el Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero “General de División José Antonio Anzoátegui” en el estado Anzoátegui, después de ser diluido con nafta de 41 °API para obtener un petróleo mejorado. Luego de ser procesado, se obtienen hasta 180 MBPD de un petróleo sintético de 32 °API llamado *Zuata Sweet* con un bajo contenido de azufre y listo para su comercialización <sup>[22]</sup>. El proceso de producción se muestra en la figura 3.1.

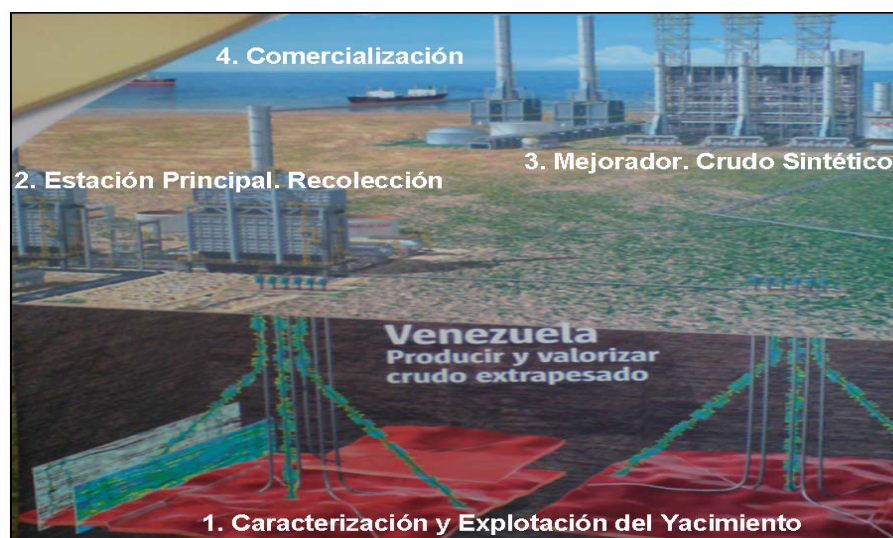


Figura 3.1 Proceso de Producción de la Empresa Sincor <sup>[23]</sup>.

### 3.2 Ubicación Geográfica del Área asignada a Sincor.

La ubicación geográfica del área explotada por Sincor se muestra en la figura 3.2 y representa la zona nororiental de Venezuela, específicamente en San Diego de Cabrutica, al sur del Estado Anzoátegui, en el bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. Presenta una extensión total de 500 Km<sup>2</sup> aproximadamente.



Figura 3.2 Mapa de ubicación del área asignada a Sincor <sup>[22]</sup>

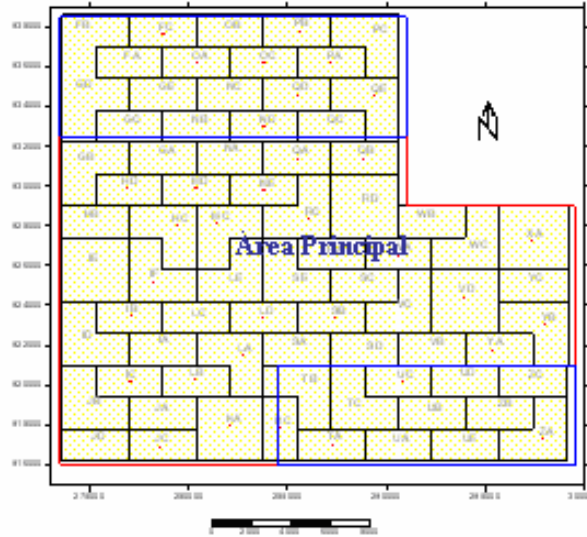
### 3.3 Antecedentes del Campo

Sincor comenzó la producción de este campo en el 2001. Sin embargo, los primeros pozos puestos en producción fueron perforados a partir del año 1980, por Maraven, filial de PDVSA para esos momentos. Estos pozos y los subsiguientes fueron pozos verticales completados con empaque de grava a hoyo abierto y con empaque de grava interno. La perforación de estos pozos fue realizada con el objetivo principal de delimitar las áreas prospectivas y obtener información geológica y petrofísica a partir de los núcleos obtenidos de los pozos.

Otro proyecto de estudio fue llevado a cabo en esta zona a partir del año 1982, y se denominó “Proyecto de inyección alternada de vapor en pozos dispersos”. Este fue realizado con el objetivo de estudiar la respuesta del yacimiento descubierto a la inyección de vapor <sup>[22]</sup>.

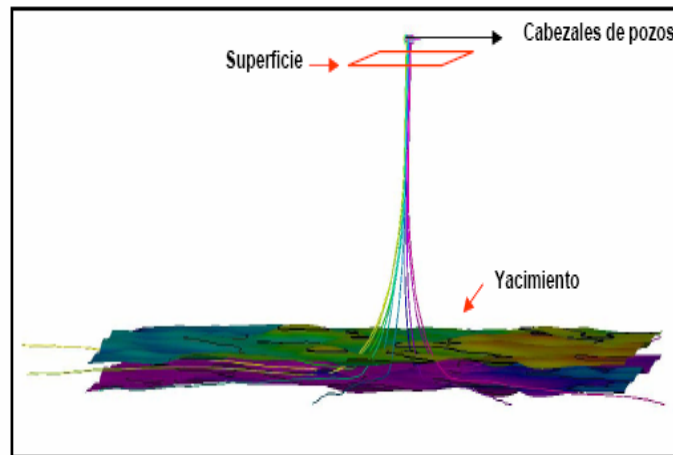
**3.4 Distribución Oficial del Campo**

La figura 3.3 muestra la distribución oficial del área principal asignada a Sincor, según las 42 parcelas existentes actualmente.



**Figura 3.3 Distribución del área asignada a Sincor** <sup>[22]</sup>

En estas parcelas son construidas macollas de pozos horizontales que sirven para explotar el campo minimizando el impacto ecológico y optimizando el uso de facilidades de superficie (ver figura 3.4).



**Figura 3.4 Esquema de una macolla** <sup>[22]</sup>

### 3.5 Esquema de Producción del Campo

Para desarrollar el área asignada, Sincor implementó pozos horizontales completados tanto en la zona perteneciente al ambiente fluvial como a la zona perteneciente al deltaico. Existe un total de 320 pozos horizontales perforados, los cuales producen con la ayuda de inyección de diluyente (al comienzo o al final de la sección horizontal) y se encuentran distribuidos en fondo de manera radial hacia las diferentes arenas, partiendo desde las macollas en superficie como se puede observar en la figura 3.5.

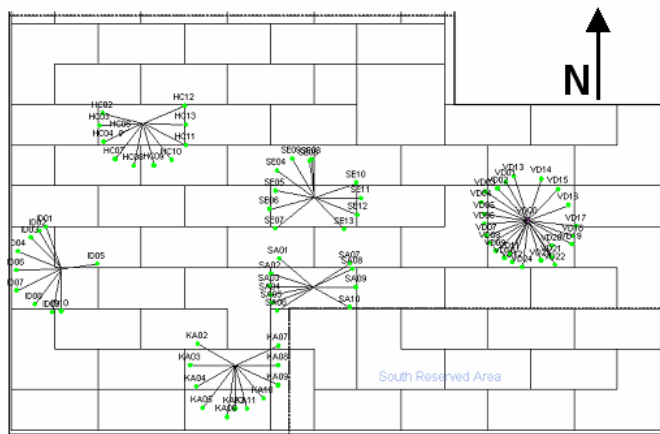


Figura 3.5 Distribución radial típica de los pozos horizontales del campo de Sincor <sup>[23]</sup>

La perforación de los pozos horizontales se busca que sea en arenas masivas, de buena continuidad lateral y de espesor de arena neta mayor a 20 pies, con la finalidad de que puedan ser buenos productores y que puedan drenar la mayor cantidad de hidrocarburo posible. Sin embargo, debido a la incertidumbre geológica de algunas zonas, hay pozos que se han perforado en arenas delgadas, originando varias salidas y reentradas a la arena de interés, ocasionando que el pozo contenga varios intervalos con arena de calidad pobre.

Por esta razón, se ha buscado desarrollar en primer lugar las arenas con buenos espesores, a pesar de que las arenas delgadas contengan una cantidad importante de hidrocarburos <sup>[22]</sup>.

**3.6 Características de la Roca y Fluidos del Yacimiento de Sincor**

Las acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en las arenas del campo de Sincor son del tipo petróleo extra-pesado. Presentan una gravedad que varía entre 7 y 9,5 °API, una viscosidad entre 2000 y 2500 cp (a condiciones de yacimiento), una temperatura promedio de 120 °F, una relación de gas en solución de 62 PCN/BN y una presión de burbujeo aproximadamente igual a la presión inicial del campo de 625 lpsca. Por otra parte, el yacimiento posee una porosidad promedio de 30%, con permeabilidades que varían entre los 5 y 40 Darcy, debido a que son yacimientos de arenas no consolidadas.

**3.7 Descripción de la Estratigrafía correspondiente al Yacimiento de Sincor**

El área asignada a Sincor está separada en varios cuerpos arenosos de diferentes características, debido a la influencia predominante bajo la cual los sedimentos fueron depositados. En general, las arenas forman parte de la Formación Oficina y se dividen en A, B, C, D, E y F. Como se muestra en la figura 3.6, las arenas A y B pertenecen a la zona superior y fueron depositadas bajo un régimen deltaico, la arena C pertenece a la zona media o deltaica inferior, mientras que las arenas D, E y F pertenecen a la zona inferior y fueron depositadas bajo un régimen fluvial.

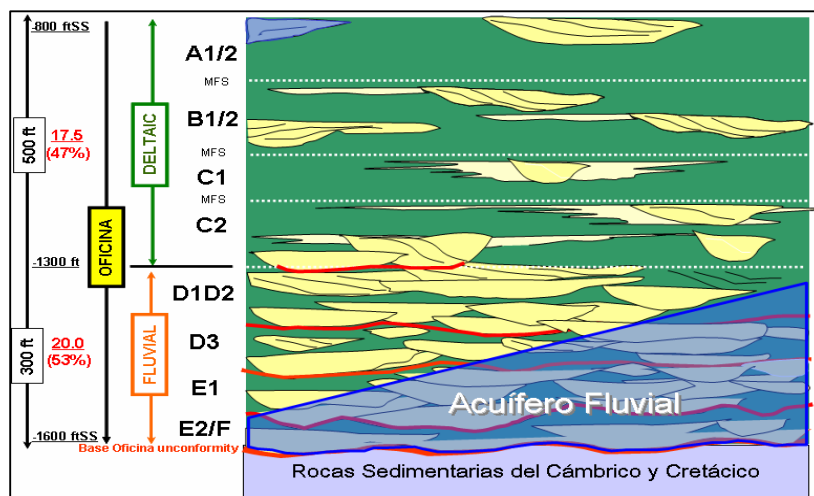


Figura 3.6 Estratigrafía de las arenas del área de Sincor. Modificada [24]

En la figura anterior se puede ver claramente el cambio vertical bien definido de un ambiente continental fluvial a un ambiente deltaico. Los canales presentes en la zona fluvial están bastante agrupados, con buena comunicación lateral y buen espesor vertical, característicos de este ambiente sedimentario, mientras que en la zona superior correspondiente a la zona deltaica están dispuestos en forma de lentes aislados <sup>[22]</sup>.

### 3.8 Área Seleccionada para el Estudio

Para la realización del estudio o evaluación de la técnica seleccionada se escogió un área al noroeste del campo explotado por Sincor. Ésta se encuentra enmarcada con un cuadro de color naranja en la figura 3.7. Comprende ocho macollas, de las cuales sólo dos de ellas están siendo explotadas actualmente. El resto de las mismas se encuentran en proceso de interpretación con la ayuda de la perforación de pozos estratigráficos y hoyos pilotos desviados, los cuales suministran la información necesaria para la actualización del modelo estático y caracterización geológica del yacimiento.

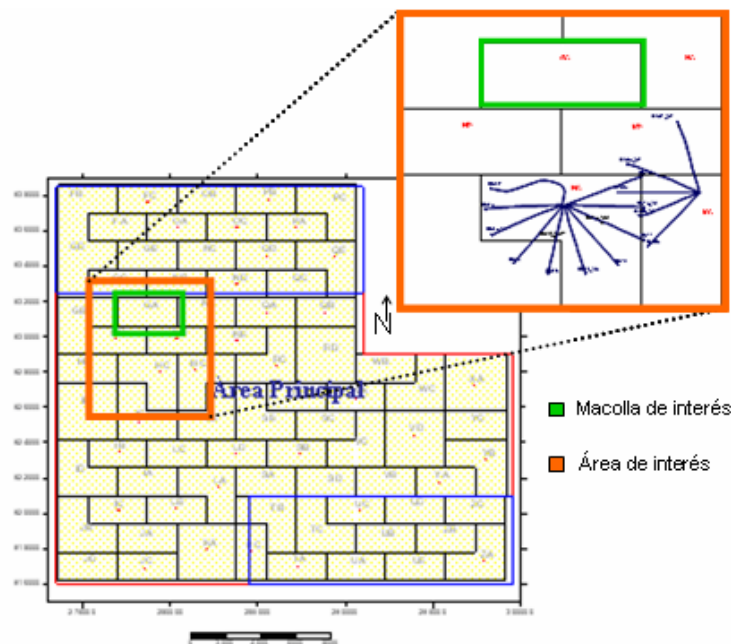


Figura 3.7 Ubicación del área de interés. Modificada <sup>[22]</sup>

A pesar de que es una zona que todavía no se ha explotado y que no posee suficiente información para su caracterización, se considera un área estratégica para cumplir con el objetivo de este trabajo. Gracias a la poca información que se ha recolectado, se conoce que son zonas de alto riesgo de producción de agua, ubicadas al norte del yacimiento, donde se conoce la existencia cercana de un acuífero posiblemente activo.

La figura 3.8 describe claramente la presencia del acuífero. En ella se observa la falla existente (señalada con la línea de color rojo). La misma separa dos zonas con una distribución de fluidos diferente. Al sur de la falla se observa la presencia del acuífero y de una zona lavada o de transición consecuencia de eventos geológicos que tuvieron lugar en esta zona. Y al norte de la misma (lado deprimido) se observa, según el perfil de resistividad, que no existe una extensa gradación de la saturación de agua-petróleo en función de la profundidad, sino un cambio brusco de saturaciones, lo que se puede interpretar como una zona de transición muy delgada.

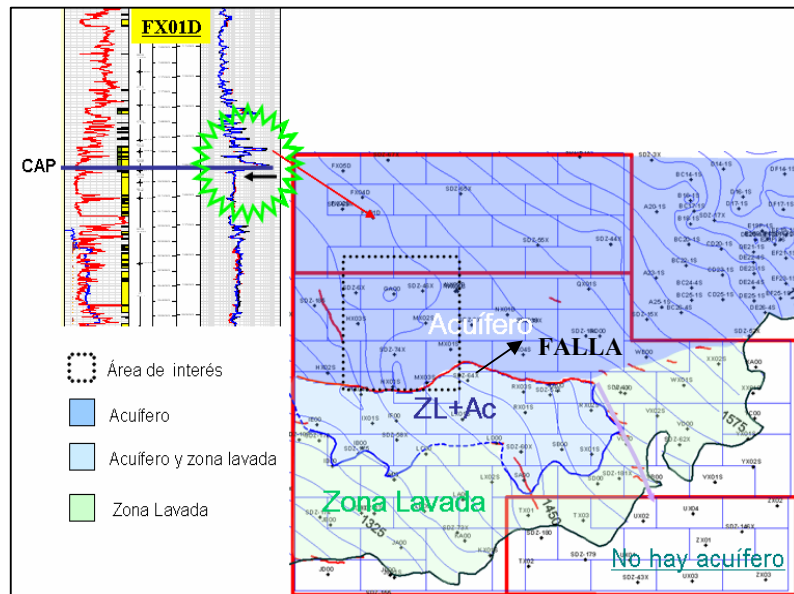


Figura 3.8 Presencia del Acuífero en la Zona Norte del Yacimiento. Modificada <sup>[24]</sup>

A pesar de seleccionar toda esta área, se le otorgó mayor interés a la macolla GA (enmarcada con un cuadro de color verde en la figura 3.7). En esta macolla es principalmente donde se evaluará la estrategia seleccionada. Los registros rayo gamma, resistividad y resonancia magnética, obtenidos del hoyo observador existente en esta macolla (ver figura 3.9) permiten describir las distribución de los estratos y petrofísica característica.

A partir de los resultados del perfil de resonancia magnética y el de resistividades, se puede interpretar que existe un contacto agua-petróleo a 1500 pies de profundidad (línea horizontal azul). Por debajo del mismo, se observan arenas saturadas 100% de agua móvil, correspondientes al acuífero mencionado (óvalo inferior). Por encima del contacto, se pueden identificar las arenas del ambiente fluvial, saturadas con petróleo móvil (óvalo superior). Adicionalmente, a través del registro rayo gamma se puede observar que estas arenas se encuentran amalgamadas, formando un espesor de 150 pies y de buena calidad. Lo más crítico que evidencia este punto de control, es que no se identifican sellos lutíticos entre el grupo de arenas y el acuífero, que puedan proteger y separar la zona productora de petróleo del agua.

Es por ello que surge el interés de evaluar escenarios de producción con nuevas técnicas que enfrenten el reto de la producción de agua, ya que para el año 2008 se pretende comenzar la explotación de estas arenas de buena calidad próximas al acuífero y con la estrategia actual (convencional con pozos horizontales), no se obtendría el recobro deseado.

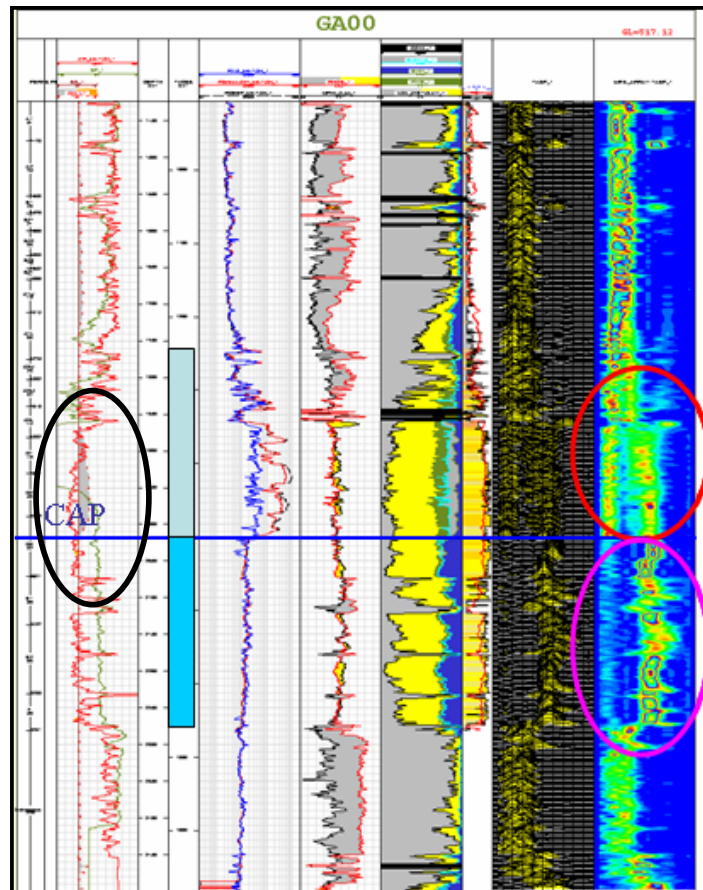


Figura 3.9 Registros tomados del pozo observador GA00.

---

---

## CAPÍTULO IV

### METODOLOGÍA

La metodología constituye la parte del proceso de investigación que permite sistematizar mediante un número definido de etapas, aquellos métodos y técnicas utilizados en el desarrollo del Trabajo Especial de Grado.

A continuación se explicarán las etapas necesarias para el cumplimiento de cada uno de los objetivos propuestos.

#### **4.1 Revisión Bibliográfica**

Esta etapa consistió en la realización de un estado del arte sobre las estrategias de recuperación de petróleo no térmicas existentes a nivel mundial. La consulta del material bibliográfico (artículos técnicos de la página oficial de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, textos académicos e investigaciones publicadas en Internet), abarcó los siguientes aspectos:

- *Estudios realizados sobre estrategias para aumentar el factor de recobro de yacimientos de petróleo tanto a nivel de yacimiento como a nivel de pozo (“Improved Oil Recovery, IOR”).*
- *Estudios realizados sobre métodos de recuperación mejorada de petróleo (“Enhanced Oil Recovery, EOR”).*

Este estado del arte permitió adquirir una visión general sobre las estrategias existentes que son aplicadas en yacimientos de crudo liviano, mediano, pesado y extra-pesado. Se observó que a nivel mundial, los métodos térmicos y la producción convencional con pozos horizontales, son los que tradicionalmente se emplean en crudos extra-pesados y que la aplicación del resto de las estrategias sólo existe a nivel de investigación.

Profundizando la investigación, se revisó un proyecto realizado por Intevep<sup>[9]</sup>, el cual consistía en la evaluación de un conjunto de estrategias para la explotación del área de Sincor. Aunque en su mayoría eran estrategias térmicas, se encontraron algunas no térmicas que resultaron ser buenas candidatas.

#### ***4.2 Clasificación de las Estrategias No Térmicas y Creación de Matrices de Diseño para su Evaluación en Yacimientos de Petróleo Extra-Pesado.***

Según la revisión bibliográfica realizada, las estrategias encontradas se clasificaron en:

- Estrategias para incrementar la recuperación de petróleo *primaria* (CHOPS, Productores de Agua, Separación en Fondo y Pulsos de Presión).
- Estrategias para incrementar la recuperación *secundaria y terciaria* (principalmente los Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo).

Una vez realizada la clasificación, se apreció que para poder evaluar la aplicabilidad de las estrategias del segundo grupo en crudo extra-pesado, se requería conocer ciertos parámetros o criterios de diseño para poder compararlos con los característicos del crudo de la Faja. En consecuencia, con la ayuda de los resultados de la investigación bibliográfica, se crearon matrices sobre los criterios de diseño de las estrategias de este grupo (tablas 4.1 – 4.6).

Las mismas fueron validadas con los estudios de autores como *Taber, Martin, Seright*<sup>[10, 19,20]</sup>, M. de Paris<sup>[11]</sup> y la Gerencia de Crudos Pesados y Extra-Pesados de Intevep del año 2002<sup>[9]</sup>, quienes se dedicaron a la evaluación y a la realización de un sumario con todas las características tanto de yacimiento como de fluidos, que requiere el desarrollo exitoso de cualquiera de estos métodos de recuperación, en base a experiencias mundiales tanto a nivel de laboratorio como proyectos pilotos. Estos estudios fueron desarrollados por años para facilitarle al ingeniero de petróleo la selección de la mejor técnica y las mejores sustancias de inyección

para recobrar la mayor cantidad de crudo. Sin embargo, las características del fluido y la geología de los yacimientos pueden determinar cual método es el adecuado, aún cuando los conocimientos puedan descartarlos <sup>[11]</sup>.

Por otra parte, las estrategias del primer grupo presentaron un escenario diferente. No se encontraron rangos de aplicabilidad publicados que permitieran hacer un descarte inicial. Para evaluar su aplicabilidad en crudos extra-pesados se debe evaluar en base a estudios de simulación, pruebas de laboratorio y experiencias mundiales.

**Tabla 4.1 Matriz de Evaluación del Método de Inyección ASP**

Mecanismos de Inyección de Químicos															
<b>DESCRIPCIÓN</b>	La inyección de químicos incluye polímeros, surfactantes y soluciones alcalinas, que serán mezclados con agua para lograr viscosificar el agua, reducir la relación de movilidades y la tensión interfacial entre el agua y el crudo. Mejora la eficiencia de barrido. Son más eficientes que la inyección de gases en crudos viscosos. Deben evitarse formaciones con alto contenido de arcilla porque pueden aumentar la adsorción de las sustancias químicas a la roca. Inyección de Polímeros (EOR) >< geles poliméricos (control de agua)														
Inyección de Sol. Alcalinas/Surfactantes/Polímeros															
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Consiste en inyectar una lechada que contenga agua, surfactante, electrolitos, un cosolvente (alcohol) y posiblemente un hidrocarburo, con el objetivo principal de reducir la tensión interfacial agua-petróleo para recuperar saturaciones residuales de petróleo. Para reducir costos se colocan menos surfactantes y más soluciones alcalinas o solventes. (se han tenido buenos resultados). Cantidad de surfactante en la lechada: 5-15% del volumen poroso (VP) para altas concentraciones y de 15-50% VP para bajas concentraciones. La concentración de polímeros puede variar de 500 a 2000 mg/L y la cantidad a inyectar puede ser de un 50% o más del VP.														
<b>MECANISMOS DE RECUBRO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Reducen la tensión interfacial entre el agua y el crudo.</li> <li>2.- Emulsificación del crudo y del agua</li> <li>3.- Solubilización del crudo.</li> <li>4.- Mejoramiento de la movilidad.</li> </ol>														
<b>RANGOS DE APLICACIÓN</b>	<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #fff2cc;">CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO</th> <th style="background-color: #fff2cc;">CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gravedad API &gt; 25</td> <td>Saturación Oil (%) &gt; 30</td> </tr> <tr> <td>Viscosidad (cp) &lt; 30</td> <td>Tipo de Formación Arenas preferiblemente</td> </tr> <tr> <td>Composición hidrocarburos intermedios y livianos</td> <td>Espesor de arena (ft) &gt; 10</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Permeabilidad (md) &gt; 20</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Profundidad (pies) &lt; 8000</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Temperatura (°F) &lt; 175</td> </tr> </tbody> </table>	CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Gravedad API > 25	Saturación Oil (%) > 30	Viscosidad (cp) < 30	Tipo de Formación Arenas preferiblemente	Composición hidrocarburos intermedios y livianos	Espesor de arena (ft) > 10		Permeabilidad (md) > 20		Profundidad (pies) < 8000		Temperatura (°F) < 175
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO														
Gravedad API > 25	Saturación Oil (%) > 30														
Viscosidad (cp) < 30	Tipo de Formación Arenas preferiblemente														
Composición hidrocarburos intermedios y livianos	Espesor de arena (ft) > 10														
	Permeabilidad (md) > 20														
	Profundidad (pies) < 8000														
	Temperatura (°F) < 175														
<b>LIMITACIONES</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Debe existir más de un 50% en área barrida por agua.</li> <li>2.- Preferiblemente formación homogénea.</li> <li>3.- Concentración de cloruros &lt;20.000 ppm, iones de Ca++ y Mg++ &lt;500 ppm</li> <li>4.- Preferiblemente pocas cantidades de anhídrido, arcillas y gypsum</li> </ol>														
<b>PROBLEMAS</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.- Sistemas complejos y poco económicos. (1,5 a 3,5 \$/bbl en Wyoming)</li> <li>2.- Alta adsorción de los surfactantes.</li> <li>3.- Degradación de los químicos en altas temperaturas.</li> <li>4.- Interacción entre los surfactantes y los polímeros.</li> </ol>														

**Tabla 4.2 Matriz de Evaluación del Método de Inyección de Polímeros**

Inyección de Polímeros																							
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Tiene como objetivo mejorar la relación de movilidades agua-petróleo sin la necesidad de hacerla favorable, aumentando la viscosidad del agua. Es una técnica que se aplica para mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de agua y no para producir crudo atrapado por agua. Generalmente, tienen mayor éxito en zonas con baja saturación de agua. * los polímeros de alto peso molecular tienen alto valores de retención y bajas tasas de propagación en zonas de baja permeabilidad (menores a 100md). Es por ello que se recomienda disminuir el peso molecular en esas zonas. Sin embargo al disminuir el PM, disminuye la capacidad de viscosificar el agua. Por lo tanto en zonas de baja permeabilidad es necesario disminuir el PM y aumentar la cantidad de polímeros a inyectar.																						
<b>MECANISMOS DE RECUBRO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Incrementan la viscosidad del agua.</li> <li>2-. Tener mayor volumen de contacto en la formación.</li> <li>3-. Mejoramiento de la movilidad.</li> </ol>																						
<b>RANGOS DE APLICACIÓN</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gravedad API</td> <td>&gt; 25</td> </tr> <tr> <td>Viscosidad (cp)</td> <td>&lt; 150</td> </tr> <tr> <td>Composición</td> <td>No es crítico</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Saturación Oil (%)</td> <td>&gt; 10 (movible)</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Formación</td> <td>Arenas preferiblemente</td> </tr> <tr> <td>Espesor de arena (ft)</td> <td>No es crítico</td> </tr> <tr> <td>Permeabilidad (md)</td> <td>&gt; 10</td> </tr> <tr> <td>Profundidad (pies)</td> <td>&lt; 9000</td> </tr> <tr> <td>Temperatura (°F)</td> <td>&lt; 200</td> </tr> </tbody> </table>	CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO		Gravedad API	> 25	Viscosidad (cp)	< 150	Composición	No es crítico	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO		Saturación Oil (%)	> 10 (movible)	Tipo de Formación	Arenas preferiblemente	Espesor de arena (ft)	No es crítico	Permeabilidad (md)	> 10	Profundidad (pies)	< 9000	Temperatura (°F)	< 200
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO																							
Gravedad API	> 25																						
Viscosidad (cp)	< 150																						
Composición	No es crítico																						
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO																							
Saturación Oil (%)	> 10 (movible)																						
Tipo de Formación	Arenas preferiblemente																						
Espesor de arena (ft)	No es crítico																						
Permeabilidad (md)	> 10																						
Profundidad (pies)	< 9000																						
Temperatura (°F)	< 200																						
<b>LIMITACIONES</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Si la viscosidad del crudo es alta, se deben inyectar altas concentraciones de polímeros para poder controlar la reducción de la relación de movilidades.</li> <li>2-. Arcillas aumentan la adsorción de los polímeros.</li> <li>3-. Preferiblemente yacimiento homogéneo y sin fracturas.</li> <li>4-. Preferiblemente pocas cantidades de anhídrida, arcillas y gypsum</li> </ol>																						
<b>PROBLEMAS</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Se debe mantener la inyectividad porque sino se pierde la efectividad de método.</li> <li>2-. Los polímeros de tipo Acrilamida pierden viscosidad cuando comienzan a degradarse debido a la salinidad de los fluidos y las temperaturas</li> <li>3-. Alta adsorción de los surfactantes.</li> <li>4-. Degradación de los químicos en altas temperaturas.</li> <li>5-. Interacción entre los surfactantes y los polímeros.</li> </ol>																						

**Tabla 4.3 Matriz de Evaluación del Método de Inyección de Gases de Hidrocarburos**

Mecanismos de Inyección de Gas															
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Mecanismos de desplazamiento bien conocidos. El desplazamiento del CO <sub>2</sub> es el más efectivo de los tres, pero la inyección de hidrocarburos es el segundo de mayor importancia después del de inyección de vapor. Su factibilidad depende del costo del gas y del suministro del mismo.														
Inyección de Gases de Hidrocarburos															
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Es un método de recobro que emplea la inyección de hidrocarburos livianos en el reservorio para formar una mezcla que desplace al crudo miscible o inmisciblemente. Esto lo puede lograr mediante tres métodos: Inyección de gases licuados de petróleo (GLP) como propano (5% del espacio poroso) para disminuir la densidad y la viscosidad, Condensación o enriquecimiento: inyección de gases enriquecidos con C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub> , los cuales son transferidos luego al crudo en condiciones de yacimiento y el de Alta Presión o Vaporización: inyección de gases a altas presiones para vaporizar los componentes C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub> del crudo mientras se desplaza el mismo. La presión necesaria para logra la miscibilidad depende de la composición del crudo y del gas a inyectar, de la profundidad y presión del yacimiento														
<b>MECANISMOS DE RECObRO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Generar miscibilidad (a través de la Condensación y la Vaporización).</li> <li>2-. Reduciendo la viscosidad del crudo.</li> <li>3-. Transferencia de masa que reduce la tensión interfacial.</li> </ol>														
<b>RANGOS DE APLICACIÓN</b>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #fff2cc;">CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO</th> <th style="background-color: #fff2cc;">CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gravedad API</td> <td>Saturación Oil (%)</td> </tr> <tr> <td>Viscosidad (cP)</td> <td>Tipo de Formación</td> </tr> <tr> <td>Composición</td> <td>Esposor de arena (ft)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Permeabilidad (md)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Profundidad (pies)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Temperatura (°F)</td> </tr> </tbody> </table>	CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Gravedad API	Saturación Oil (%)	Viscosidad (cP)	Tipo de Formación	Composición	Esposor de arena (ft)		Permeabilidad (md)		Profundidad (pies)		Temperatura (°F)
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO														
Gravedad API	Saturación Oil (%)														
Viscosidad (cP)	Tipo de Formación														
Composición	Esposor de arena (ft)														
	Permeabilidad (md)														
	Profundidad (pies)														
	Temperatura (°F)														
<b>PROBLEMAS</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Pobres barridos verticales y horizontales producto de adedamientos</li> <li>2-. Se necesitan cantidades grandes de productos pocos económicos al emplear GLP.</li> <li>3-. Los solventes pueden quedarse atrapados en el yacimiento.</li> </ol>														

**Tabla 4.4 Matriz de Evaluación del Método de Inyección de Nitrógeno**

Inyección de Nitrógeno																							
<b>DESCRIPCIÓN</b>	Es un método de recobro que emplea gases inorgánicos económicos y que puede funcionar de manera miscible o inmisible dependiendo de las presiones y composición del petróleo dentro del yacimiento. Son más económicos que los gases de hidrocarburos y son menos compresibles que el CO <sub>2</sub> y el metano (ocupa más espacio a condiciones de yacimiento, por lo tanto las cantidades de manejo son menores). Desde el punto de vista de la eficiencia de desplazamiento, no son tan efectivos como el CO <sub>2</sub> o los gases de hidrocarburos, ya que tiene baja viscosidad y pobre solubilidad en el petróleo, por lo cual requiere de presiones más altas (de 4 a 5 veces) o mayor profundidad para lograr la miscibilidad. Nitrógeno es gas inerte no reacciona con nada.																						
<b>MECANISMOS DE RECOBRO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Vaporización de los componentes más livianos del crudo en yacimiento y también por miscibilidad si la presión es suficiente.</li> <li>2-. Provee un mecanismo de empuje cuando una porción significativa del yacimiento está saturado con gas.</li> </ol>																						
<b>RANGOS DE APLICACIÓN</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #FFD700;">CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gravedad API</td> <td>&gt; 24</td> </tr> <tr> <td>Viscosidad (cp)</td> <td>&lt; 10</td> </tr> <tr> <td>Composición</td> <td>(C1 - C7) Alto porcentaje de hidrocarburos livianos</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #FFD700;">CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Saturación Oil (%)</td> <td>&gt; 30</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Formación</td> <td>Arenas o carbonatos sin fracturas.</td> </tr> <tr> <td>Espesor de arena (ft)</td> <td>Delgadas si son someras</td> </tr> <tr> <td>Permeabilidad (md)</td> <td>No es crítico</td> </tr> <tr> <td>Profundidad (pies)</td> <td>&gt; 4500</td> </tr> <tr> <td>Temperatura (°F)</td> <td>No es crítico</td> </tr> </tbody> </table>	CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO		Gravedad API	> 24	Viscosidad (cp)	< 10	Composición	(C1 - C7) Alto porcentaje de hidrocarburos livianos	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO		Saturación Oil (%)	> 30	Tipo de Formación	Arenas o carbonatos sin fracturas.	Espesor de arena (ft)	Delgadas si son someras	Permeabilidad (md)	No es crítico	Profundidad (pies)	> 4500	Temperatura (°F)	No es crítico
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO																							
Gravedad API	> 24																						
Viscosidad (cp)	< 10																						
Composición	(C1 - C7) Alto porcentaje de hidrocarburos livianos																						
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO																							
Saturación Oil (%)	> 30																						
Tipo de Formación	Arenas o carbonatos sin fracturas.																						
Espesor de arena (ft)	Delgadas si son someras																						
Permeabilidad (md)	No es crítico																						
Profundidad (pies)	> 4500																						
Temperatura (°F)	No es crítico																						
<b>LIMITACIONES</b>	Para lograr la miscibilidad es necesario crudos livianos y altas presiones, por lo tanto los mejores candidatos son los yacimientos profundos.																						
<b>PROBLEMAS</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Pobres barridos verticales y horizontales producto de adedamientos</li> <li>2-. Los gases inorgánicos deben ser separados luego de producir el crudo</li> </ol>																						

**Tabla 4.5 Matriz de Evaluación del Método de Inyección de CO<sub>2</sub>**

<b>Inyección de CO<sub>2</sub></b>																							
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<p>Es un método de recobro que emplea grandes cantidades de CO<sub>2</sub> (1,2 del volumen poroso del yacimiento para lograr miscibilidad) como fluido de inyección ya que es muy soluble en crudos a condiciones de yacimiento, logrando reducir la tensión interfacial gas-petróleo y disminuir su viscosidad incluso antes de lograr la miscibilidad. Sin embargo, al alcanzar miscibilidad, tanto la fase petróleo como la fase CO<sub>2</sub> (que contiene algunos de los componentes intermedios del petróleo) pueden fluir juntos gracias a la baja tensión interfacial. No necesita presiones tan altas para el proceso miscible. Mientras mayor sea la presión, la densidad del CO<sub>2</sub> será menor y servirá mejor como solvente del crudo. Logra mejor eficiencia de desplazamiento en comparación con los gases de hidrocarburos, no sólo porque es más solubles en el crudo sino también en el agua, logrando difundirse hasta estar en contacto con el crudo.</p>																						
<b>MECANISMOS DE RECOBRO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Por miscibilidad que se logra por vaporización de los componentes livianos del crudo en yacimiento</li> <li>2-. Por miscibilidad que se logra por condensación y actúa como solvente de los componentes intermedios al condensarse.</li> <li>3-. Reducción de la tensión interfacial entre la fase CO<sub>2</sub> y la fase petróleo.</li> <li>4-. Reducción de la viscosidad del crudo.</li> <li>5-. Expansión del crudo a condiciones de fondo.</li> </ol>																						
<b>RANGOS DE APLICACIÓN</b>	<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gravedad API</td> <td>&gt; 26</td> </tr> <tr> <td>Viscosidad (cp)</td> <td>&lt; 15</td> </tr> <tr> <td>Composición</td> <td>(C5 - C20) Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Saturación Oil (%)</td> <td>&gt; 30</td> </tr> <tr> <td>Tipo de Formación</td> <td>Arenas o carbonatos sin fracturas.</td> </tr> <tr> <td>Espesor de arena (ft)</td> <td>Delgadas si son someras</td> </tr> <tr> <td>Permeabilidad (md)</td> <td>No es crítico si se puede lograr</td> </tr> <tr> <td>Profundidad (pies)</td> <td>Suficiente para alcanzar presiones</td> </tr> <tr> <td>Temperatura (°F)</td> <td>No es crítico, pero el requerimiento de</td> </tr> </tbody> </table>	CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO		Gravedad API	> 26	Viscosidad (cp)	< 15	Composición	(C5 - C20) Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO		Saturación Oil (%)	> 30	Tipo de Formación	Arenas o carbonatos sin fracturas.	Espesor de arena (ft)	Delgadas si son someras	Permeabilidad (md)	No es crítico si se puede lograr	Profundidad (pies)	Suficiente para alcanzar presiones	Temperatura (°F)	No es crítico, pero el requerimiento de
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO																							
Gravedad API	> 26																						
Viscosidad (cp)	< 15																						
Composición	(C5 - C20) Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios																						
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO																							
Saturación Oil (%)	> 30																						
Tipo de Formación	Arenas o carbonatos sin fracturas.																						
Espesor de arena (ft)	Delgadas si son someras																						
Permeabilidad (md)	No es crítico si se puede lograr																						
Profundidad (pies)	Suficiente para alcanzar presiones																						
Temperatura (°F)	No es crítico, pero el requerimiento de																						
<b>LIMITACIONES</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Suministro de CO<sub>2</sub>.</li> <li>2-. La baja viscosidad del CO<sub>2</sub> y la no miscibilidad puede ocasionar un pobre control de las mobilities.</li> </ol>																						
<b>PROBLEMAS</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-. Altas cantidades de CO<sub>2</sub> por barril de crudo adicional.</li> <li>2-. Inrupción temprana de CO<sub>2</sub> puede ocasionar corrosión en los pozos productores.</li> <li>3-. Necesidad de planta compresora para reprimir el CO<sub>2</sub>.</li> <li>4-. Separar el CO<sub>2</sub> del crudo producido. Planta de endulzamiento. Pureza del CO<sub>2</sub> inyectado.</li> </ol>																						

Tabla 4.6 Tabla Resumen de los Criterios de Diseño de las Estrategias de Recuperación Secundaria y Terciaria

MÉTODOS EOR		INYECCIÓN POLÍMEROS	INYECCIÓN ASP	INYECCIÓN GASES HIDROCARBUROS MISCIBLES	INYECCIÓN NITRÓGENO MISCIBLE	INYECCIÓN CO <sub>2</sub> MISCIBLE	INYECCIÓN GASES INMISCIBLES
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	Gravedad API	> 25	> 25	> 35	> 24	> 26	> 12
	Viscosidad (cp)	< 150	< 30	< 10	< 10	< 15	< 600
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Composición	No es crítico	Livianos / Intermedios	livianos (C2 - C7)	livianos (C1 - C7)	Intermedios (C5 - C30)	No es crítico
	Saturación Petróleo (%)	> 10	> 30	> 30	> 30	> 30	> 35-70
	Tipo de Formación	Arenas preferible	Arenas preferible	Arenas preferible	Arenas preferible	Arenas preferible	No es crítico
	Espesor de arena (pies)	No es crítico	> 10	Delgadas si son someras	Delgadas si son someras	Delgadas si son someras	No es crítico si hay buena permeabilidad vertical.
	Permeabilidad (md)	> 10	> 20	No es crítico si se puede lograr mantener la inyectividad.	No es crítico	No es crítico si se puede lograr mantener la inyectividad.	No es crítico
	Profundidad (pies)	< 9000	< 8000	> 2000 pies (LGP) > 5000 (Altas Prestiones) Depende de la presión necesaria y de la gravedad del crudo	> 4500	Suficiente para alcanzar PMM	> 1800
		< 200	< 175	No es crítico, pero la PMM aumenta con ella	No es crítico, pero la PMM aumenta con ella	No es crítico, pero la PMM aumenta con ella	No es crítico

### 4.3 Evaluación de la Aplicabilidad de las Estrategias en Yacimientos de Crudo Extra-Pesado.

En esta etapa se analizaron los resultados de las matrices creadas sobre los parámetros básicos para la aplicación de las estrategias del segundo grupo. Adicionalmente, se evaluaron las del primer grupo según las informaciones obtenidas de las investigaciones. Finalmente, se hicieron comparaciones entre ellas tomando en cuenta sus fortalezas, debilidades, madurez, tiempo de aplicación e impacto en la recuperación de este tipo de crudo.

#### 4.3.1 Evaluación de la Aplicabilidad en el Yacimiento de Petróleo Extra-Pesado Explotado por Sincor.

En esta etapa del trabajo, se compararon los rangos de aplicabilidad expuestos en las matrices de evaluación con las características del yacimiento de crudo extra-pesado asignado a Sincor (parte de la Faja), mostrados en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Características del Crudo y del Yacimiento asignado a Sincor

<b>CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO</b>	
Gravedad API	8,5
Viscosidad (cp)	2000 - 2500
Composición	Hidrocarburos Pesados
<b>CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</b>	
Saturación inicial de petróleo (%)	75-80
Tipo de Formación	Arenas no Consolidadas
Espesor de arena (pies)	20-100
Permeabilidad (D)	5-20
Profundidad (pies)	1100-1500
Temperatura (°F)	120

Se pudo observar que éstas no son aplicables conceptualmente, debido a que las características del fluido de este yacimiento se encuentran fuera del rango establecido por los investigadores. Sin embargo, como se dijo anteriormente, las características propias de la geología y los fluidos del yacimiento pueden aprobar algunos métodos que las experiencias puedan descartar rápidamente.

Adicional a los rangos de aplicabilidad mostrados en la sección 4.2, se realizaron otras investigaciones para complementar los conocimientos sobre los parámetros básicos de aplicabilidad tanto de las estrategias de recuperación primaria como de las secundarias y terciarias, en yacimientos de crudo extra-pesados en general. Con esto se pretende no descartar totalmente las estrategias estudiadas, sino proponer la extensión de las investigaciones a un nivel de laboratorio y así desarrollar nuevas oportunidades para la explotación de este tipo de yacimiento.

Los resultados obtenidos se resumen en las tablas 4.8-A y 4.8-B, las cuales muestran ciertas fortalezas y debilidades de la aplicación de cada estrategia y comentarios acerca de su posible aplicación en yacimientos de crudo extra-pesado. La figura 4.1 muestra la evaluación en función de la madurez de las mismas.

Finalmente, se creó un cuadro comparativo de las estrategias (figura 4.2), el cual permitió seleccionar la de mayor efectividad en yacimientos de crudo extra-pesado con acuífero asociado. Este análisis se llevó a cabo bajo dos parámetros: Impacto y Tiempo de Aplicación. El primero representa todas las ventajas y desventajas de la estrategia en crudo extra-pesado, según los análisis realizados en las secciones anteriores y el segundo, el tiempo requerido para poder aplicar el mismo, considerando también el tiempo requerido para el desarrollo e investigación de la estrategia.

Tabla 4.8-A. Fortalezas, Debilidades y Comentarios sobre la Aplicación de las Estrategias de Recuperación Primaria en Yacimientos de Petróleo Extra-Pesado.

TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA	FORTALEZAS	DEBILIDADES	COMENTARIOS
CHOPS	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Configuración de pozo especial.</li> <li>* Arenas delgadas, buena porosidad y no consolidadas.</li> <li>* FR de 15% dependiendo del RGP y la viscosidad.</li> <li>* En Alberta más de 80 proyectos con éxito.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Sensible a presencia de capa de gas y de acuífero.</li> <li>* No aplica en pozos horizontales</li> <li>* No soporta presión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Posible aplicación en crudo extra-pesado, pero en zonas alejadas del agua</li> </ul>
SEPARACIÓN EN FONDO	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Configuración de pozo especial</li> <li>* Reduce el %Ays en superficie y con ello costos de manejo, tratamiento. Menos pozos de disposición.</li> <li>* Reduce el peso de la columna hidrostática, mejorando la productividad del pozo. Inyección de diluyente.</li> <li>* Puede mantener presión si se reinyecta en el acuífero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Eficiencia de separación del hidrociación.</li> <li>* Inclinación del pozo.</li> <li>* Mantener la inyectividad del agua separada.</li> <li>* Compatibilidad con el agua del acuífero (PPM)</li> <li>* Deficiente a altos RGP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Para poder aplicarlo en crudo extra-pesado es recomendable realizar pruebas de separación en laboratorio para estudiar la eficiencia de separación</li> </ul>
POZOS PRODUCTORES DE AGUA	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Enfrenta el reto de la producción de agua.</li> <li>* Reduce el %Ays en los pozos productores de petróleo</li> <li>* Permite completación de pozos cerca del acuífero</li> <li>* Mejora la eficiencia del sistema de levantamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mayor manejo de agua en superficie y pozos de disposición</li> <li>* No mantiene presión al menos de que se coloque pozos de disposición en el mismo acuífero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Es buena opción para evaluar en crudo extra-pesado ya que enfrenta el reto de la producción de agua.</li> </ul>
PULSOS DE PRESIÓN (PPT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Se considera un método de estimulación para aumentar la productividad de los pozos</li> <li>* Se puede emplear seguidamente de la técnica de CHOPS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* No es maduro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* No se recomienda por su inmadurez</li> </ul>

Tabla 4.8-B Fortalezas, Debilidades y Comentarios sobre la Aplicación de las Técnicas de Recuperación Mejorada en Yacimientos de Petróleo Extra-Pesado

TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	FORTALEZAS	DEBILIDADES	COMENTARIOS
INYECCIÓN DE QUÍMICOS (POLÍMEROS/ASP)	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mejora la movilidad del petróleo (aumentando la del fluido desplazante y reduciendo la tensión interfacial)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Generalmente aplicable en crudos livianos y medianos de viscosidades &lt;100 cp.</li> <li>* Poco económicos.</li> <li>* Complejidad de diseño de la sustancia</li> <li>* Altas PMM (&gt;2000 lppc)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Para crudo extra-pesado se recomienda pruebas de laboratorio para formular el polímero o solución ASP</li> <li>* Estudiar el impacto económico</li> </ul>
INYECCIÓN DE GASES DE HIDROCARBUROS	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Capacidad de reducir saturaciones residuales de</li> <li>* Si existe miscibilidad, los factores de recobro son altos.</li> <li>* Si el flujo es no miscible la permeabilidad trifásica en el yacimiento, reduce la K<sub>rw</sub></li> <li>* VAPEX podría mejorar el crudo en sitio y facilitar su producción.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Complejidad de diseño</li> <li>* Difícil control del frente por la alta relación de movilidades</li> <li>* Para implementar VAPEX, es necesario estudios de laboratorio para elaborar el solvente adecuado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* La PMM es muy alta para el yacimiento de Sincor. Se recomiendan pruebas de laboratorio</li> <li>* No se recomienda como proceso no miscible por la alta relación de movilidades.</li> </ul>
INYECCIÓN DE CO2	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mejora la movilidad del petróleo (disminuyendo la viscosidad del petróleo y reduciendo la tensión interfacial). Acepta saturaciones de agua</li> <li>* Si logra miscibilidad, se considera el mejor gas extractor de petróleo.</li> <li>* Posible solución del efecto invernadero debido al efecto "Storage" en zonas de agua.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Altas PMM (&gt;1400 lppc)</li> <li>* Complejidad de diseño</li> <li>* Producen asfaltenos y carbonato de calcio que taponan la formación y equipos</li> <li>* Efecto negativo de las impurezas.</li> <li>* Fuente de suministro.</li> <li>* Necesidad de equipos anticorrosivos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* La PMM es muy alta para el yacimiento de Sincor. Se recomiendan pruebas de laboratorio</li> <li>* Se puede evaluar como proceso no miscible en zonas de transición para estudiar el efecto de recobro y de almacenamiento del CO2.</li> </ul>

**ESTADO DE LAS TECNOLOGÍAS**  
*Madurez*

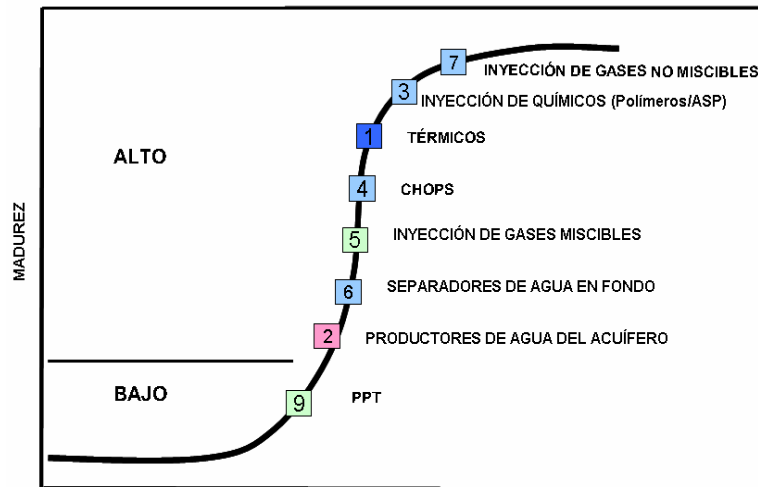


Figura 4.1 Clasificación de las Estrategias en Función de su Madurez.

		TIEMPO DE APLICACIÓN		
		1 a 2 años	2 a 3 años	> de 3 años
IMPACTO	Alto Impacto	1	2	3,4,6,7
	Medio Impacto	5	6	8
	Bajo Impacto	9	1	2

1 MÉTODOS TÉRMICOS	5 INYECCIÓN DE GASES MISCIBLES
2 PRODUCTORES DE AGUA	6 SEPARACIÓN EN FONDO
3 INYECCIÓN DE QUÍMICOS	7 INYECCIÓN DE GASES NO MISCIBLES
4 CHOPS	8 PPT

Figura 4.2 Evaluación de las Estrategias en Función del Impacto y del Tiempo de Aplicación

#### 4.3.2 Selección de la Técnica a Aplicar en el Yacimiento de Sincor

Según estos resultados, se pudo analizar que para poder aplicar las estrategias de recuperación secundaria y terciaria y algunas de recuperación primaria en yacimientos de crudo extra-pesado, incluyendo el de Sincor, es esencial realizar pruebas de laboratorio que permitan:

- Crear sustancias químicas como polímeros o soluciones ASP especiales, que sean efectivas en crudos extra-pesado. Estudios en Canadá demuestran la aplicabilidad de inyección de polímeros en crudos extra-pesados (14°API).
- Crear mezclas de gases efectivas para la recuperación del crudo extra-pesado en condición no miscible bajo rangos de temperatura y presión, en donde se optimice el efecto del desplazamiento.
- Conocer la presión de miscibilidad de los gases, especialmente el del CO<sub>2</sub>, ya que es el que requiere menos presión.
- Evaluar la efectividad de la separación en fondo con hidrociclones en crudos extra-pesados.
- Desarrollar más la técnica de Pulso de Presión.

Con respecto a las técnicas de CHOPS y pozos productores de agua, se concluyó que un estudio de simulación podría resultar apropiado y se podrían obtener resultados aceptables sin realizar pruebas de laboratorio.

En vista de esto, como la técnica CHOPS no sería eficiente en zonas de alto riesgo de producción de agua, se propuso principalmente la evaluación de la técnica de pozos productores de agua del acuífero través de herramientas computacionales, enfocada particularmente al yacimiento explotado por Sincor para observar los resultados en la producción del mismo. Según los resultados de la figura 4.1 y 4.2, se observó que presentaba madurez suficiente como para ser aplicada y adicionalmente era una técnica de *medio impacto*, que requería poco tiempo para su aplicación

Por otro lado, las investigaciones sobre la inyección de CO<sub>2</sub> resultaron interesantes a pesar de su baja recuperación y bajo impacto, como mecanismo de recuperación no miscible en yacimientos de crudo extra-pesado. La inyección de CO<sub>2</sub> en la zona de transición se observó como una estrategia atractiva, no sólo por la idea de explotar nuevas zonas de alto riesgo de producción de agua que representa uno de los objetivos de este trabajo, sino por ofrecer una solución al problema del calentamiento global debido al efecto de los gases de invernadero.

A continuación se mostrará en la tabla 4.9, una matriz de evaluación más detallada sobre los criterios de diseño de las tecnologías de Pozos Productores de Agua del Acuífero y de Inyección de CO<sub>2</sub>, requeridos para su aplicación en los yacimientos de crudo extra-pesado apropiados. Ésta se basó en investigaciones realizadas sobre experiencias a nivel mundial y permitieron comparar la técnica seleccionada y la técnica que pudiera ser considerada como innovadora en este tipo de yacimiento.

Tabla 4.9 Matriz de Evaluación de las Técnicas de Pozos Productores de Agua e Inyección de CO<sub>2</sub>

DEFINICIÓN 0 DESCALIFICANTE / 3 NEUTRO / 5 MUY POSITIVO		MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA		
CRITERIOS DE DISEÑO		INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub>		
		METODOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA		
		POZOS PRODUCTORES DE AGUA / POZOS SUMIDORES		
CARACTERÍSTICAS INTRÍNECAS	Susceptible a la heterogeneidad vertical	0 - 5 Dentro de los cuerpos de arena (5 = no susceptible)	3 KinP>Ksaup mejor barrido CO <sub>2</sub> +foamy menor movilidad	Ref. 17 Ref. 22
	Susceptible a la heterogeneidad lateral	0 - 5 Dentro de los cuerpos de arena (5 = no susceptible)	3	Ref. 22
	Susceptible al agotamiento	0 - 5 5 = no susceptible	2	Ref. 22
	Susceptible a zonas de agua	0 - 5 5 = no susceptible	5	Ref. 18
	Susceptible a la presión del yacimiento	0 - 5 5 = no susceptible	4	Ref. 18
	Susceptible a la estrategia	SI / NO	SI	Ref. 18
	Madurez	SI / NO	SI	Ref. 18
	Experiencia	Vzla / Exterior / Simul / Simul /	Vzla / Exterior / Simul / Pilotos En Louisiana estudios profundos Ref. 7 y 8	Ref. 10
	Factor de Recuperación	%	> 10%	Ref. 8
	Efecto positivo al agregarle calor	0 - 5	5	Ref. 8
CARACTERÍSTICAS EXTRÍNECAS	Aspectos SHA	0 - 5 5 = sin problemas	5	Ref. 18
	Complejidad / Estabilidad de las tasas de producción	SI / NO	SI	Ref. 25
	Tiempo de respuesta	(5) < 1 año (3) 1-3 años (1) > 3 años	5	Ref. 18
	Compatibilidad con instalaciones existentes	0 - 5 5 = completa compatibilidad	4	Ref. 18

---

---

#### **4.4 Simulación Numérica**

Esta etapa se realizó con el objetivo de evaluar la factibilidad de aumentar el factor de recobro en el área seleccionada con la aplicación de la técnica de pozos productores de agua del acuífero. Para ello, se diseñó un modelo representativo de la realidad del área y se calibró a partir del cotejo de la historia de producción de los quince pozos más cercanos a la macolla de interés, para brindar confiabilidad a las predicciones de su comportamiento bajo nuevos escenarios de producción. Esta etapa se llevó a cabo mediante el desarrollo de una serie de fases, las cuales se explican a continuación:

##### **4.4.1 Familiarización con las Herramientas Computacionales.**

En esta fase se llevó a cabo la familiarización con las herramientas computacionales empleadas para el desarrollo de este trabajo, las cuales fueron Petrel (2005) y Eclipse100 (2006). Con la primera herramienta, sólo fue un aprendizaje básico, ya que con ella únicamente se exportó lo referente al modelo estático del área de estudio (mallado, propiedades de la roca y distribución inicial de los fluidos). La familiarización con Eclipse100 fue más profunda, ya que por medio de éste se evaluó la parte dinámica del modelo, es decir, la calibración del modelo a través del cotejo de la historia de producción y las predicciones correspondientes a los diferentes escenarios de producción aplicados en el área. Esta fase se consumió de forma paralela con el desarrollo de todas las fases correspondientes a la etapa de simulación numérica.

##### **4.4.2 Diseño del Modelo Piloto.**

Esta fase comprende la recolección de todos los datos necesarios para el diseño del modelo piloto representativo del área de estudio. A continuación se describirá de manera general todos los pasos llevados a cabo para cubrir esta fase.

#### 4.4.2.1 Mallado

El mallado se diseñó para cubrir el área seleccionada, descrita en el capítulo III, respetando una distancia mínima de 2000 metros alrededor de la macolla de interés GA para evitar efectos de borde en la simulación. Adicionalmente, se incluyeron los pozos productores más cercanos a esta macolla para poder validar y calibrar el modelo piloto y brindar predicciones confiables.

Una característica importante de este mallado es que además de presentar un mallado tipo “*Corner Point*”, todas sus celdas se encuentran rotadas hacia una dirección preferencial N30°E. Esta orientación se fundamenta en la reinterpretación de las pruebas de restauración de presión de los pozos existentes. Con sus resultados, se pudieron determinar las anisotropías de la permeabilidad horizontal y con ello, conocer la dirección de máxima y mínima permeabilidad, es decir, las direcciones preferenciales de los canales fluviales.

Es importante resaltar que la rotación del mallado y la forma rectangular del campo de Sincor, trajeron como consecuencia un número adicional de celdas en la región comprendida entre el interior del borde del mallado y el exterior del área seleccionada, las cuales inevitablemente fueron desactivadas.

El mallado resultante comprende 81 celdas, tanto en la dirección “X” como en “Y”, con un promedio de tamaño de celda de 150 pies y 36 celdas en la dirección “Z” con un tamaño de celda promedio de 12 pies.

Finalmente, se empleó el mallado completo que se muestra en la figura 4.3 junto con el *Keyword ACTNUM* para que el simulador Eclipse pudiera reconocer las celdas desactivadas.

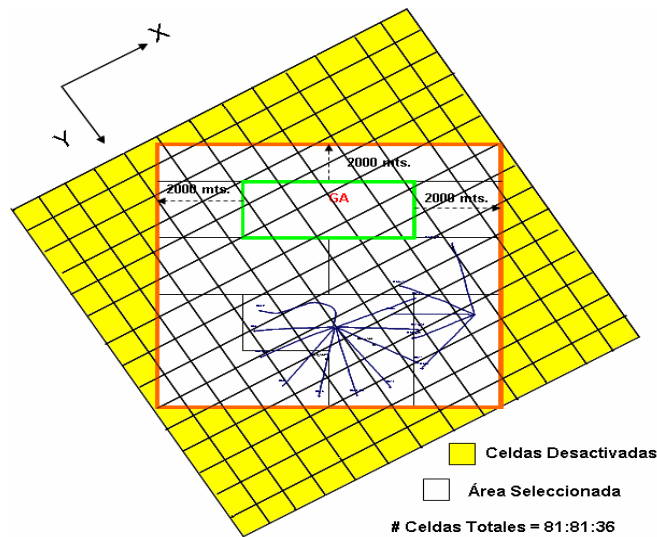


Figura 4.3 Mallado Resultante

4.4.2.2 Propiedades del Mallado.

El modelo piloto está dividido en diferentes grupos de capas para representar de la mejor manera posible la distribución de las arenas y lutitas del área. El modelaje de las mismas se basó en los mapas estructurales del tope de cada arena, mapas de espesor de lutitas definidas por geólogos y en los datos de las variaciones de los gradientes de presión (*RFT*) para incorporar las barreras de flujo. En la figura 4.4, se puede observar la división resultante.

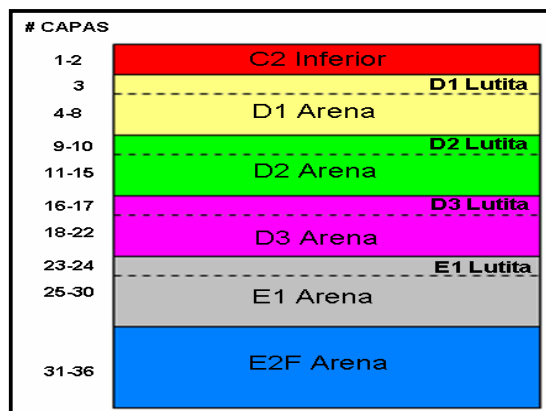


Figura 4.4 Distribución de arenas y lutitas del modelo piloto

#### **4.4.2.2.1 Porcentaje de Arena Neta (“Net to Gross”, NTG)**

La propiedad de arena neta fue proporcionada por los geomodeladores de Sincor. La misma está representada en el área de estudio, con valores discretos de cero y uno, en donde el cero representa presencia de lutitas y uno, de arenas. La representación de esta propiedad en el modelo piloto es muy importante, ya que el buen diseño de los sellos lutíticos o barreras de flujo existentes en el área, podrían facilitar la reproducción de la historia de producción.

#### **4.4.2.2.2 Porosidad.**

La propiedad de porosidad fue proporcionada por los geomodeladores (resultados del modelo entre 12% y 40%). La fuente de los datos de estos mapas se halla en los resultados puntuales de las evaluaciones petrofísicas de los pozos del campo y la asignación del valor de la propiedad al resto de las celdas, se realiza mediante Simulación Secuencial Gaussiana.

#### **4.4.2.2.3 Permeabilidad.**

La propiedad de permeabilidad fue suministrada por los geomodeladores de Sincor (resultados del modelo entre 195 y 57000 mD). La misma es calculada a partir de correlaciones en función de la porosidad y es corregida con los valores de permeabilidad que arrojan las pruebas de restauración de presión. Una vez obtenido el valor corregido de permeabilidad, se descomponen en sus componentes  $K_x$  y  $K_y$ , dependiendo de la orientación del pozo con respecto a los ejes principales del mallado. Mediante técnicas geoestadísticas se procede a la distribución de ambas propiedades a lo largo de todo el yacimiento, condicionando las mismas a los valores de porosidad previamente distribuidos en el modelo.

#### 4.4.2.3 Características y Distribución Inicial de los Fluidos.

Los datos concernientes a las características de los fluidos, como lo son los datos PVT, las curvas de permeabilidades relativas, compresibilidades de los fluidos, entre otros, fueron proporcionados y corresponden a valores apropiados para caracterizar los fluidos presentes en el yacimiento de Sincor. Los mismos se pueden observar en el anexo 1 al final del trabajo. Con respecto al diseño de la distribución inicial de los fluidos en el modelo se puede mencionar lo siguiente:

##### 4.4.2.3.1 Saturación de Agua Irreducible.

En vista de que la saturación de agua irreducible es función del tamaño de la garganta de los poros y por ende de la presión capilar, para modelar esta propiedad por celda se emplearon los resultados de saturación de agua irreducible obtenidos de las pruebas de presión capilar en núcleos de pozos y los histogramas de frecuencia creados para ciertos rangos de porosidad, basados en la información proporcionada por los registros de pozos. En la figura 4.5, se muestran los histogramas resultantes de la integración de ambas fuentes.

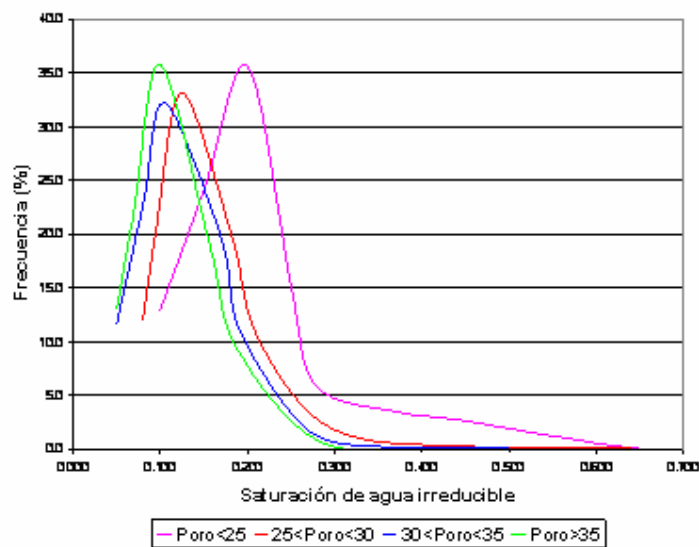


Figura 4.5 Histogramas de frecuencia referentes a la saturación de agua irreducible <sup>[25]</sup>.

Finalmente, esta información sirvió para asignar los valores de saturación de agua irreducible, dependiendo de la porosidad de cada celda del modelo por encima del contacto agua-petróleo (entre 7% a 24%).

**4.4.2.3.2 Distribución Inicial de la Saturación de Agua.**

El contacto agua-petróleo en el área de Sincor posee la particularidad de ser inclinado en dirección noroeste, según los resultados del monitoreo del mismo a través de los pozos estratigráficos y hoyos inclinados perforados en el campo. De igual forma, este monitoreo permitió identificar zonas de transición de altura variable a lo largo del todo el área.

Para poder modelar el contacto agua-petróleo inclinado, se empleó el mapa de profundidad de la superficie de contacto. Por debajo del mismo se asignaron valores de 100% agua y por encima, valores de saturación variables dependiendo de la distancia de la celda al contacto, del espesor de la zona de transición y la distribución de saturación en la zona de transición.

En la figura 4.6 se muestra un perfil de saturaciones, interpretado por los resultados de los registros de varios pozos. Claramente se puede observar, un comportamiento definido para los pozos de norte del campo.

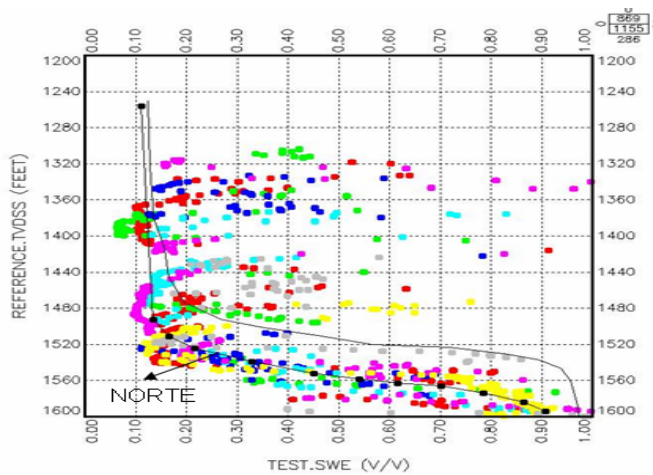


Figura 4.6 Perfil de saturaciones interpretadas de registros de pozos <sup>[25]</sup>

Esta distribución se logró representar con un ajuste polinómico denominado pseudo-curva de presión capilar y el mismo se muestra en la figura 4.7. Este ajuste se realizó en una gráfica de distancia promedio al contacto agua-petróleo versus la saturación de agua y representa la distribución de saturaciones en la zona de transición.

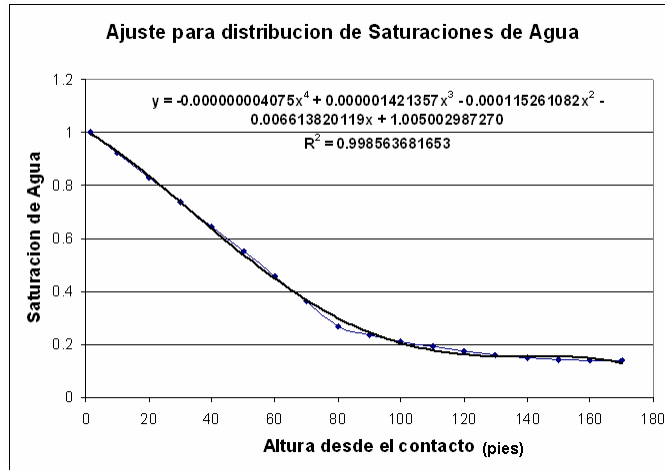


Figura 4.7 Seudo-curva de presión capilar. Ajuste Polinómico [25].

Seguidamente, a partir del mapa de profundidad del contacto se calculó la distancia entre cada celda y el contacto. Con esta distancia, el espesor de la zona de transición para cada celda y una saturación irreducible del 16%, se pudo escalar esta distribución de saturación para cada celda a partir de la ecuación que se muestra a continuación:

*Ecuación para el cálculo de la saturación inicial de agua.*

$$\begin{aligned}
 SWATINIT = & -4.075E^{-9} * \left( \frac{Dist\_OWC*120}{H\_ZT} \right)^4 + 1.4214E^{-6} * \left( \frac{Dist\_OWC*120}{H\_ZT} \right)^3 \\
 & - 1.1526E^{-4} * \left( \frac{Dist\_OWC*120}{H\_ZT} \right)^2 - 6.6138E^{-3} * \left( \frac{Dist\_OWC*120}{H\_ZT} \right) + 1.005
 \end{aligned}$$

Ecuación (1)

Donde:

$SW_{ATINIT}$  = Saturación inicial de agua.

$Dist\_OWC$  = Distancia al Contacto Agua-Petróleo.

$H\_ZT$  = Altura de la Zona de Transición.

Una vez escalada la distribución de saturaciones de agua en función del espesor de la zona de transición, se procedió a realizar un segundo escalamiento en función del valor de saturación irreducible de las celdas al tope de la zona de transición.

#### *Escalamiento de la Saturación de Agua en la Zona de Transición*

$$S_w = S_{w_{irred}} + \frac{(S_{w_2} - S_{w_{2\_min}})}{(1 - S_{w_{2\_min}})} \cdot (1 - S_{w_{irred}}) \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

$S_w$  = Saturación inicial en las celdas de la zona de transición.

$S_{w_{irred}}$  = Saturación irreducible de agua en la celda próxima a la zona de transición.

$S_{w_2}$  = Saturación inicial de agua a escalar.

$S_{w_{2\_min}}$  = Saturación irreducible de agua en la celda próxima a la zona de transición a escalar (para este caso 16%).

Una vez realizada la distribución inicial de las saturaciones de agua, se exportaron las propiedades de saturación de agua connata, crítica e inicial de todas las celdas.

Las referentes a la saturación de petróleo residual al agua y al gas y saturación máxima de gas, fueron proporcionados y corresponden a valores aproximados que son apropiados para los yacimientos con características como el de Sincor.

#### **4.4.2.4 Pozos Productores Existentes. Trayectoria e Historia de Producción.**

Los quince pozos existentes en el área de estudio, fueron modelados a partir de sus datos de trayectoria y eventos. Por medio del programa *Schedule*, se lograron

---

---

calcular las nuevas transmisibilidades de las celdas completadas según la información suministrada. Seguidamente, se incorporaron los datos históricos de producción de petróleo, agua y gas, la historia de la presión de fondo, inyección de diluyente y los datos referentes a las pérdidas de presión por fricción en la sección horizontal de cada pozo. Una vez incorporada esta sección al modelo, se inició la fase del estudio dinámico que comprende el Cotejo Histórico y las Predicciones.

#### **4.4.2.5 Cotejo Histórico.**

Una vez diseñado el modelo era necesario validar los datos PVT utilizados, propiedades dinámicas del yacimiento y el comportamiento del acuífero, para poder calibrar el modelo y ofrecer predicciones confiables. Esta validación se llevó a cabo mediante un cotejo histórico. En vista de que en la macolla GA aún no se han perforado pozos productores, el cotejo se realizó a partir de los 15 pozos más cercanos a la macolla de interés, pero que igualmente se encuentran drenando las mismas arenas (yacimiento) y en la misma zona.

El período de historia a cotejar comprende aproximadamente 5 años, desde el inicio de producción de cada pozo (en general año 2002) hasta el mes de marzo del 2007.

Para llevar a cabo el cotejo principalmente fue necesario revisar y validar la información de producción obtenida con la almacenada en la base de datos (programa “*Oil Field Manager*”, *OFM*), revisar los eventos ocurridos en ese período de tiempo como son los cambios de ubicación de la inyección de diluyente que podría afectar las pérdidas de presión por fricción, los cambios de los equipos de levantamiento que influyen en la profundidad de referencia, en donde está ubicado el sensor que mide las presiones de fondo y a la cual estarán referenciadas las presiones generadas por el simulador, las medidas de las presiones de fondo que eventualmente no son realizadas por dichos sensores sino que son calculadas a partir de los registros *Sonolog*, que son de poca confianza.

Adicionalmente, se buscó información referente a la confiabilidad de las medidas de gas durante el período, resultando poco confiables a partir del año 2006 producto del cambio de metodología para producir el gas (eliminación de los mechurrios). Por otro lado, se revisó la información validada sobre los pozos que producen considerables cortes de agua llamados “mojados”, para poder certificar la historia de agua empleada por pozo.

El cotejo se realizó utilizando la tasa de petróleo como limitante, ya que su medición es la más confiable, quedando la presión de fondo ( $P_{wf}$ ), el corte de agua (%AyS) y la relación de gas-petróleo ( $RGP$ ) como variables a cotejar. La presión del yacimiento no pudo ser un parámetro a cotejar, debido a que no se tiene un monitoreo de la misma a lo largo del tiempo.

#### ***4.4.2.6 Predicciones. Evaluación de Estrategias de Producción para Aumentar el Recobro en la Macolla GA a nivel de Simulación Numérica.***

En esta sección se comentará la metodología utilizada para lograr desarrollar estrategias de producción, que permitan aumentar el factor de recobro en yacimientos como el que se pretende explotar desde la macolla GA.

##### ***4.4.2.6.1 Evaluación de la Estrategia de Pozos Productores de Agua.***

En esta etapa se evaluó la factibilidad de aumentar el factor de recobro de petróleo en el área de estudio aplicando la estrategia en frío seleccionada: *Perforación de Pozos Productores de Agua del Acuífero*. El objetivo principal del desarrollo de esta estrategia es extraer cantidades substanciales del agua del acuífero, lo más cercano posible al contacto agua-petróleo, para mitigar el adedamiento o canalización del agua hacia los pozos productores de petróleo. Con esta desviación del agua, se busca la reducción del corte de agua en los pozos productores de petróleo, disminuir los volúmenes de petróleo entrampado en la zona productora, aumentar el drenaje del área y en definitiva, mejorar el recobro de petróleo.

---

Existen estudios sobre de la aplicación de esta estrategia en yacimientos de crudo extra-pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco <sup>[8,27]</sup>, específicamente en el campo Morichal y en el campo Zuata Principal (área asignada a Sincor). Estos estudios resumen un conjunto de escenarios bajo los cuales la estrategia resulta más efectiva. Los mismos se sintetizan en lo siguiente:

- Mientras se pueda extraer mayor cantidad de agua del acuífero, se obtendrá mayor recobro de petróleo.
- La efectividad de la estrategia se optimiza al posicionar los pozos productores de agua de manera que restrinjan el agua proveniente del acuífero. Adicionalmente, si se logra identificar la trayectoria preferencial del agua, se podrían ubicar los pozos productores de agua lo más alejados posibles de los productores de petróleo y en una distribución particular, que optimice costos y recobro de petróleo.

En base a estos estudios, se puede notar que existen limitaciones y deficiencias en el geomodelo empleado, que resultan ser puntos claves para la aplicación exitosa de la estrategia en la zona estudiada. El mismo no resulta el más adecuado para proponer un plan de explotación confiable de la macolla GA. Esto se debe a lo siguiente:

- El geomodelo empleado para representar la geología correspondiente a esta macolla, no presenta suficientes puntos de control o de información, que permita una buena representación geológica.
- Se conoce que el acuífero proviene del noroeste, con respecto a la ubicación del bloque asignado a Sincor. Sin embargo, el modelo no lo representa así. Para este caso, la rotación del mallado no resultó ventajosa, ya que la conexión correcta del acuífero al mallado implica un trabajo laborioso, debido a que en algunos casos, las tres caras de una misma celda resultan expuestas al acuífero. Por razones de tiempo, no se pudo modelar la entrada del agua correctamente, sino que se realizó la conexión a través de la fila más al norte

de la última capa del modelo, correspondiente a la arena E2F, saturada 100% de agua.

#### **4.4.2.6.1.1 Definición y Diseño del Caso Base.**

- Se tomaron ocho trayectorias de pozos productores de petróleo propuestas por el departamento de geología y se incluyeron en el modelo a través de la herramienta *Schedule* del Simulador. Esta herramienta permite conectar el pozo a las celdas correspondientes y calcular los factores de conexión (Kh).
- Se modelaron las pérdidas de presión por fricción en la sección horizontal del pozo a través de la opción de fricción del simulador. Esta es una propiedad de vital importancia en la producción de crudos viscosos. Las mismas generan un gradiente de presión a lo largo de la sección horizontal, que finalmente originan cambios en la caída de presión entre el yacimiento y el pozo y como consecuencia en la tasa de producción.
- La tasa de producción de líquido máxima fue de 3500 bbl/d y fue tomada a partir de la capacidad máxima de las bombas de cavidad progresiva, que actualmente se encuentran disponibles en Sincor (bomba tipo 1000TP860, desplazamiento de 13,2 bpd/rpm, eficiencia de 90% y RPM máximo para pozos de crudo es de 300).
- Un tiempo de predicción de 9 años.

#### **4.4.2.6.1.2 Diseño de los Pozos Productores de Agua.**

En esta sección se incorporaron al modelo los pozos productores de agua en el acuífero con la finalidad de evaluar si la estrategia permite aumentar el recobro en el yacimiento de crudo extra-pesado estudiado.

##### **a) Evaluación con Pozos Horizontales Productores de Agua en el Acuífero**

Esta primera evaluación se llevó a cabo incorporando pozos horizontales productores de agua en el acuífero al modelo. Según los estudios realizados <sup>[5,6,27]</sup>,

se conoce que además de la tasa de producción y la ubicación de los pozos productores de agua, los parámetros como la longitud de la sección horizontal y la distancia del pozo al contacto agua-petróleo son muy importantes e influyentes, para la optimización de la efectividad de la técnica. Estos autores demostraron que mientras la sección horizontal del pozo es mayor, se logra cubrir mayor espacio y proteger mejor la zona productora de las entradas de agua. Adicionalmente, demostraron que la distancia del pozo productor de agua al contacto agua-petróleo tiene que ser aquella, que minimice la producción de petróleo por el mismo y maximice el efecto de la desviación del agua.

Conocidos estos parámetros, se hicieron varias sensibilidades para optimizar la incorporación de los pozos horizontales productores de agua en el acuífero. Finalmente, se colocaron a una profundidad de 1500 pies (aproximadamente la profundidad promedio del contacto agua-petróleo en la zona), con una longitud de sección horizontal de 3000 pies, una tasa de líquido de 10000 bbl/d y una presión fluyente mínima de 150 lppc. Esta tasa de producción se puede alcanzar empleando la tecnología existente en bombas electrosumergibles y asumiendo que el acuífero es capaz de proporcionar siempre estas tasas de líquido en el tiempo.

Con respecto a su ubicación, inicialmente se trabajó con patrones de pozos productores de petróleo y productores de agua en el acuífero para observar el comportamiento de la producción ante la estrategia seleccionada. Se empleó un patrón sencillo de un pozo productor de agua horizontal en el acuífero entre dos pozos productores de petróleo.

El mismo se puede observar en la figura 4.8, en donde los pozos de color verde corresponden a los productores de petróleo y los amarillos a los productores de agua perforados en el acuífero.





---

---

No sólo se reubicaron, sino también se disminuyó el número equivalente de pozos, resultando menor la sumatoria total de las tasas de agua producida por ellos, al compararlo con el caso de los verticales. Esto se hizo con el objetivo de evaluar la importancia e influencia del parámetro de ubicación.

#### **4.4.2.6.2 Estrategia de Producción No Acelerada con Pozos Interespaciados**

Esta estrategia no se había considerado en la etapa de evaluación teórica, debido a que su efectividad sólo podría evaluarse a nivel de simulación, observando el comportamiento de la producción del yacimiento ante estos dos parámetros: mayor número de pozos con menor diferencial de presión.

Con ella se pretende evaluar si es posible reducir los volúmenes de agua producidos y aumentar el recobro de petróleo, al trabajar con diferenciales de presiones menores por pozo, pero con un mayor número de ellos.

Para poder evaluar la efectividad de esta estrategia, se crearon dos casos:

**Caso Base:** comprende de 11 pozos productores de petróleo controlados por diferenciales de presión a lo largo de la producción y sin restricciones de levantamiento.

**Caso Prueba:** comprende de 21 pozos productores de petróleo, controlados por diferenciales de presión a lo largo de la producción y sin restricciones de levantamiento.

Se realizaron varias sensibilidades al diferencial de presión aplicado para ambos casos. A través del programa Excel y los resultados obtenidos, se crearon gráficos que reflejaron el comportamiento de los acumulados de petróleo y agua de la macolla en los nueve años de predicción, en función de los diferentes diferenciales de presión aplicados. A partir de estas gráficas se realizaron los análisis correspondientes.

Adicionalmente, se realizó una sensibilidad a la capacidad del sistema de levantamiento para evaluar un caso más realista, en donde se limitara la producción según la capacidad máxima de levantamiento de las bombas de cavidades progresivas, disponibles actualmente en Sincor.

---

---

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### *5.1 Análisis de Resultados del Cotejo Histórico.*

La fase de validación del modelo fue realizada a través del cotejo de la historia de producción de los quince pozos más cercanos a la macolla de interés, en vista de que en la misma aún no se han perforado pozos productores. Los pozos a cotejar, igualmente se encuentran drenando las mismas arenas o yacimientos (D1/D2).

En vista de su importancia, a continuación se presentan y analizan los resultados obtenidos tanto del área general como por pozo y los respectivos comentarios acerca de los cambios realizados y la justificación de los mismos.

Para facilitar el entendimiento de las gráficas, la leyenda fue realizada con los colores representativos de cada fase, como lo son el color verde para el petróleo, el rojo para el gas y el azul para el agua. Adicionalmente, las de color anaranjado representan las presiones de fondo fluyente. Las líneas continuas representan las respuestas proporcionadas por el simulador para el caso cotejado, mientras que los puntos representan los datos de la historia. Las líneas de color gris, representan las respuestas del simulador para el caso base y se encuentran reflejadas para visualizar las diferencias entre éste y el caso cotejado.

#### *5.1.1 Cotejo General del Área de Estudio.*

La figura 5.1 muestra los resultados del cotejo del área de estudio. En ella se puede observar que la tasa de petróleo es la variable limitante que se logró reproducir con exactitud. La representación del agua y del gas es considerada buena. Existe sólo una diferencia de 100 Mbbls de agua acumulada en los cinco años de producción, lo cual es aceptable comparado con los resultados del caso base (menos del 10% de error).

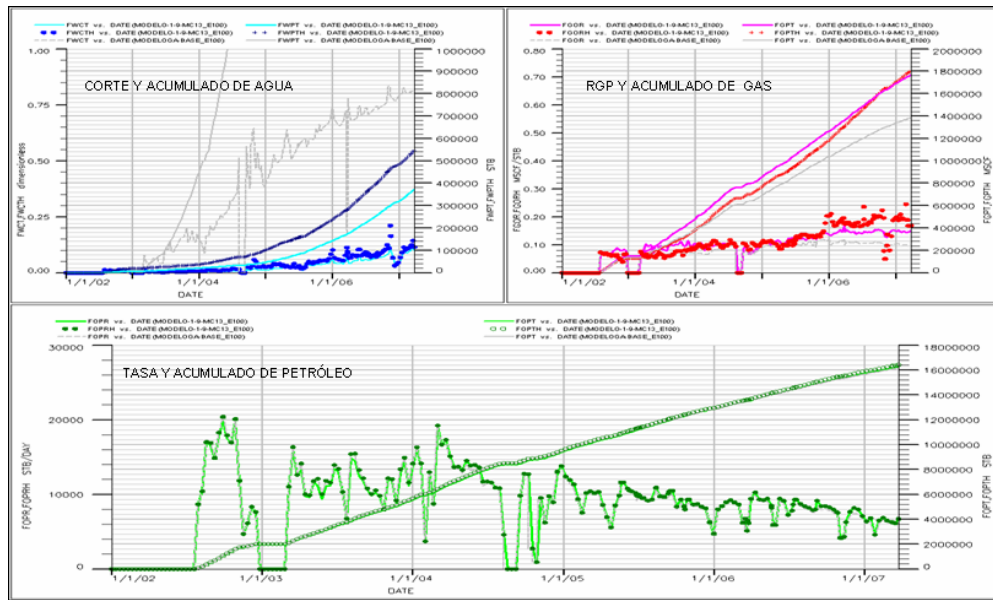


Figura 5.1 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del Área de Estudio

5.1.2 Cotejo de los Pozos Existentes en el Área de Estudio.

El ajuste de la historia de producción fue logrado para la mayoría de los pozos. De los quince tratados, sólo cinco no tuvieron éxito. Sin embargo, su comportamiento no se aleja del real y se podría justificar su comportamiento. En el anexo 2, se muestra la distribución de los pozos.

5.1.2.1 Pozos Cotejados.

En este grupo se encuentran los pozos HX02, HX03, HX04, HX08, HX10, HX11, HX12, MX01, MX03 y MX06. A continuación se muestran los resultados obtenidos y se describe brevemente la condición de cada pozo y los cambios realizados para lograr su cotejo.

Cotejo histórico del pozo HX02

- Las presiones de fondo fluyente resultaron ser muy bajas al compararlas con los datos de la historia. Se pensó que las permeabilidades en el modelo estaban siendo subestimadas y que por ello el simulador necesitaba disminuir las

presiones de fondo para poder producir la tasa de petróleo fijada. Al comparar los datos de permeabilidad del modelo con el obtenido de la prueba de restauración de presión del pozo, se notó una subestimación del parámetro. Para lograr el ajuste se aumentaron los valores, respetando la variación gradual de los mismos en la zona.

- Con respecto al corte de agua, el modelo inicial sobrestima su comportamiento. Se revisaron los mapas de lutitas y se observó que existía una lutita al tope de E1 que no se encontraba representada en el modelo. Se selló la capa correspondiente y se logró un cotejo aceptable para este pozo (como se muestra en la figura 5.2) y los de la zona.
- La relación gas-petróleo es aceptable, por lo cual no fue necesario realizar ajustes. La misma se puede observar en la figura 5.2.

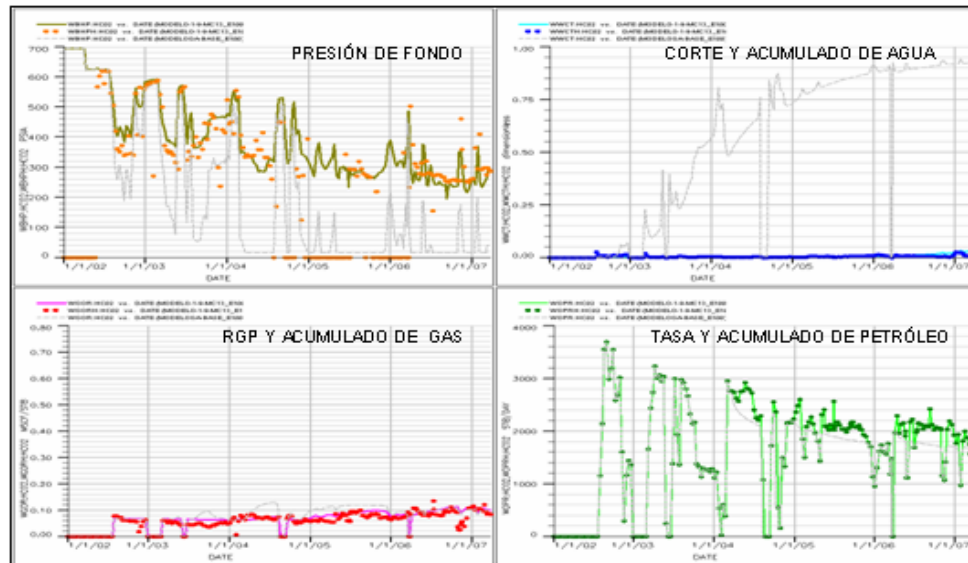


Figura 5.2 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX02

Cotejo histórico de los pozos HX03 y HX04

- El modelo base sobrestima la presión de fondo de ambos pozos. Como se ha podido observar, cuando el agua llega al pozo directamente, sin bordear sellos

lutíticos, las presiones de fondo tienden a aumentar. Esto quiere decir, que no se necesita el mismo diferencial de presión para producir las mismas tasas de crudo, debido al efecto del empuje del agua proveniente del acuífero. Para estos casos en donde no existe un ajuste de los cortes de agua y de las presiones de fondo, se decidió revisar primero la presencia de los sellos lutíticos que pudieran reducir estos cortes de agua tan elevados y el efecto del empuje del agua.

El cambio realizado de los sellos de lutitas para lograr el cotejo del pozo anterior, resultó también efectivo para éstos. Con ello se logró el cotejo que se muestra en la figura 5.3 y 5.4, para el HX03 y HX04, respectivamente. En el caso del HX04, existe una serie de medidas de presión que no son confiables, producto de que fueron obtenidas mediante registros sonolog, ya que el sensor no estaba en buenas condiciones. Lo importante es que al final de la historia se obtuvo un buen cotejo.

- La relación gas-petróleo es un poco menor que la histórica en el pozo HX03 debido a que la presión de fondo también es un poco mayor a la histórica. Sin embargo, se considera un buen cotejo y el mismo se muestra en la figura 5.3

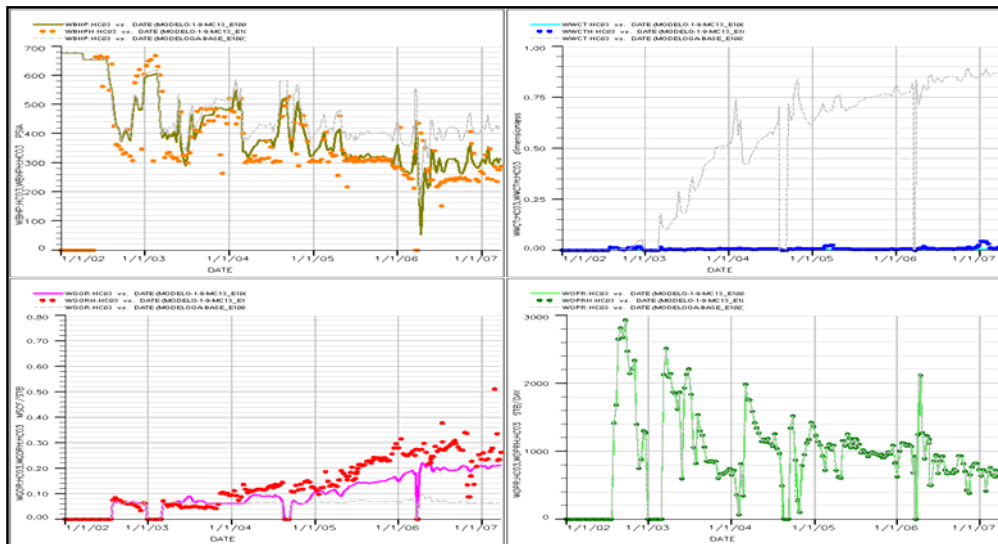


Figura 5.3 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX03

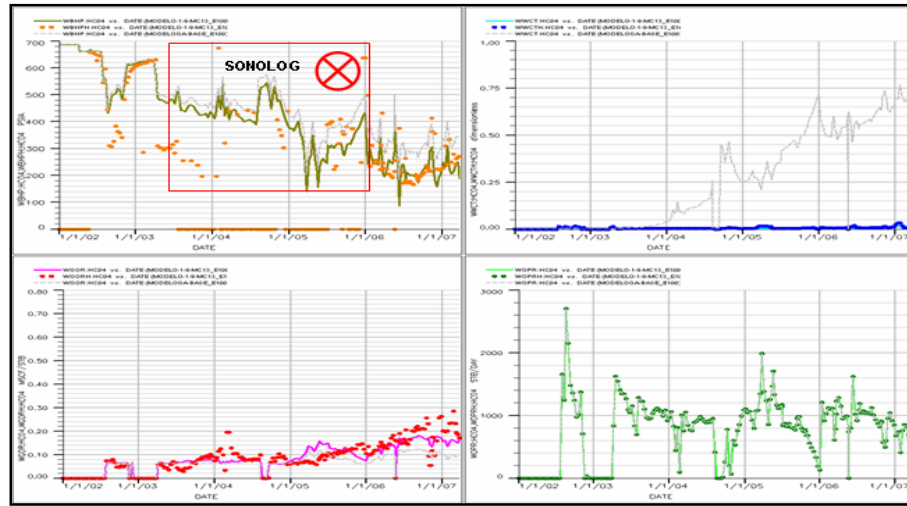


Figura 5.4 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX04

Cotejo histórico del pozo HX08

- Al igual que en los casos anteriores, el modelo base sobrestima la presión de fondo del pozo. Se consideró un problema de volumen de petróleo por lo cual fue necesario disminuir el mismo en sus cercanías. Con ello se logró el cotejo que se muestra en la figura 5.5. El comportamiento del agua y gas son aceptables. Los resultados se muestran en la figura 5.5.

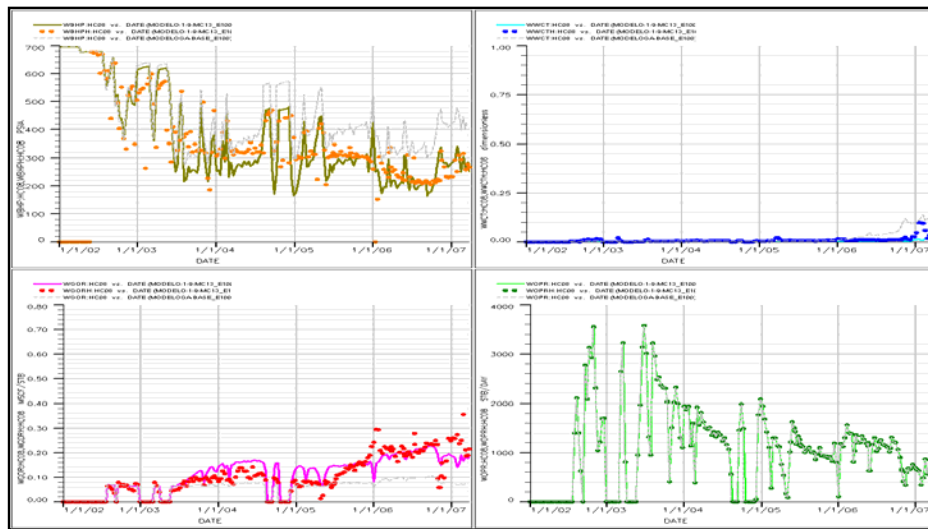


Figura 5.5 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX08

**Cotejo histórico del pozo HX10**

- Según la tasa de petróleo de este pozo (en promedio se mantiene en 100 BN/D sin producción de agua y gas importante) y los resultados del registro de su sección horizontal, se puede inferir que el área drenada no es de buena calidad. El modelo base sobrestimó la presión de fondo y como los cortes de agua no eran elevados, se consideró un problema de volumen de petróleo. Los cambios se realizaron en función de resultados de cotejos ya existentes de este pozo, por lo cual se procedió a disminuir el volumen de la zona disminuyendo las porosidades de la zona y a utilizar el *keyword* WEPIMULT para reducir el factor de conexión de este pozo en un 75%. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 5.6.
- El comportamiento de agua y del gas son aceptables y los resultados se muestran en la figura 5.6.

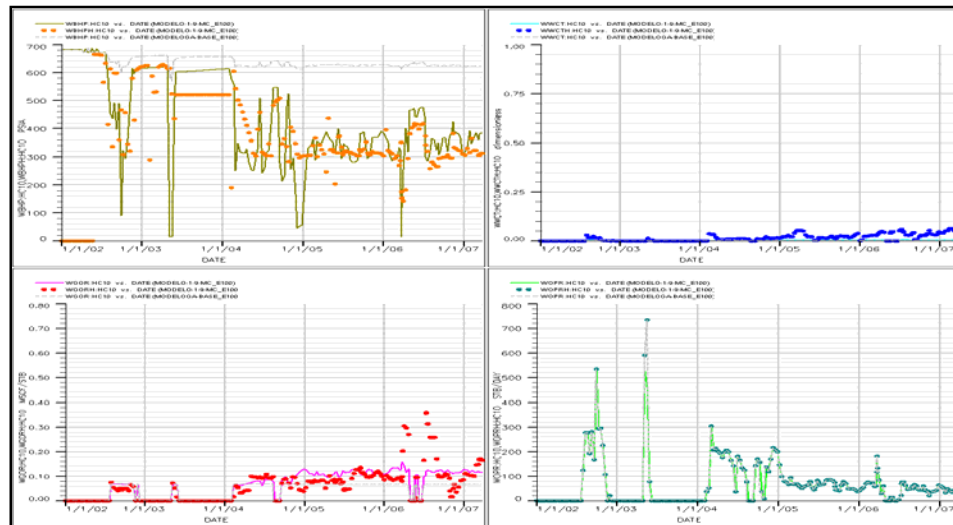


Figura 5.6 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX10

**Cotejo histórico de los pozos HX11 y HX12**

- Estos pozos se ubican en la misma área del pozo anterior. La disminución del volumen de petróleo del área que se realizó para el HX10, tuvo buen efecto en estos pozos y la presión de fondo logró un buen ajuste. Los resultados

obtenidos se pueden observar en la figura 5.7 y 5.8 para el HX11 y HX12, respectivamente. Existen una serie de medidas de presión que no son confiables producto de que fueron obtenidas mediante registros sonolog, pero lo importante es que logra reproducir gran parte del comportamiento de la historia.

- El comportamiento de agua y gas para ambos son aceptables y los resultados se muestran en las figuras 5.7 y 5.8.

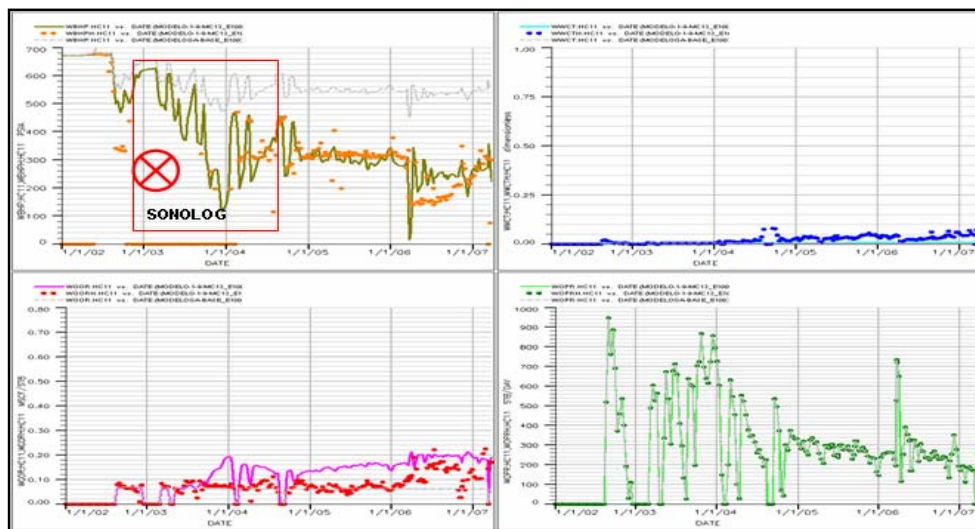


Figura 5.7 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX11

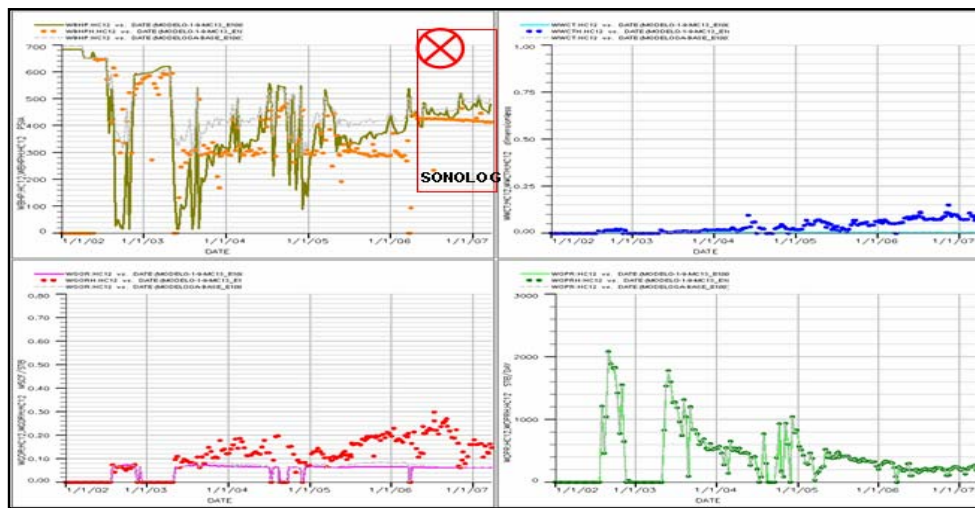
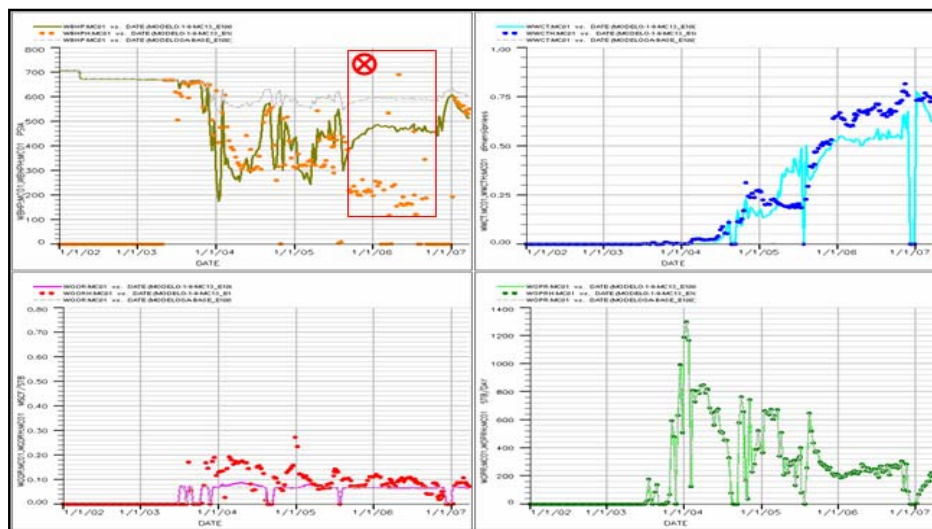


Figura 5.8 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX12

**Cotejo histórico del pozo MX01**

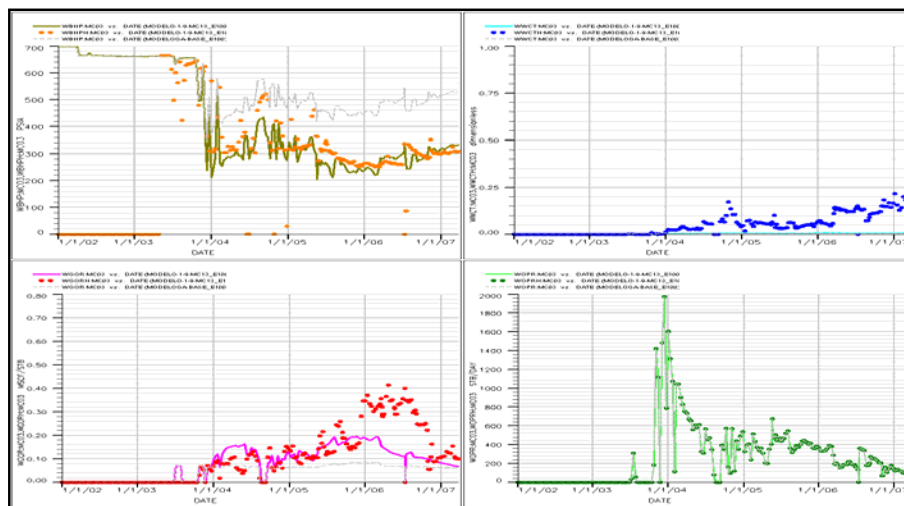
- El modelo base sobrestima la presión de fondo fluuyente a pesar de tener cortes de agua muy pequeños inicialmente. Se revisaron los valores de permeabilidad del modelo y los calculados a partir de las pruebas de restauración de presión y se observó una gran diferencia, que permitió justificar la disminución de la permeabilidad en esta zona. Este cambio permitió un buen cotejo de la presión de fondo, excepto en el período del 2006, debido a que quizás el sensor no estaba bien calibrado, motivo por el cual se tuvo que cambiar para comienzos del 2007. Sin embargo, para los últimos tres meses, el cotejo que se muestra en la figura 5.9 es aceptable.
- El modelo base no pudo representar el corte de agua, ya que tanto las lutitas en el tope de D3 y E1, se encontraban sellando el paso del agua hacia el pozo. Con la ayuda tanto de los mapas de lutitas como los mapas de comunicación se pudo observar que la entrada de agua para este pozo es vertical y por ello sus cortes de agua son elevados. Con ello, se justificó la eliminación de estos sellos y se obtuvo el resultado de la figura 5.9.
- El comportamiento de la relación gas-petróleo es similar a la histórica y la misma se muestra en la figura 5.9.



**Figura 5.9 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX01**

**Cotejo histórico del pozo MX03**

- El modelo base sobrestima la presión de fondo fluyente a pesar de que los cortes de agua son bajos inicialmente. La disminución del volumen de petróleo en la zona que se había comentado anteriormente, permitió obtener el cotejo que se muestra en la figura 5.10.
- El comportamiento de agua es aceptable y los resultados se muestran en la figura 5.10.
- El comportamiento de la relación gas-petróleo es buena. Sin embargo, para el año 2006, la historia se separa de los resultados del simulador. Esto es debido a que los datos de producción del gas no son confiables para esta fecha ya que la empresa tuvo cambios en la metodología de medición del gas, se eliminaron los mechurrios de las macollas y adicionalmente, el gas empezó a producirse por una línea individual. A pesar de este detalle, los resultados son aceptables y se muestran en la figura 5.10.



**Figura 5.10 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX03**

**Cotejo histórico del pozo MX06**

- El modelo base subestima la presión de fondo fluyente. Se aumentó el volumen de petróleo en el área cercana al pozo, sustituyendo lutitas por

arenas, respetando los mapas respectivos. Esto dio como resultado el cotejo obtenido y mostrado en la figura 5.11. El comportamiento de agua y el gas es aceptable y los resultados se muestran en la figura 5.11.

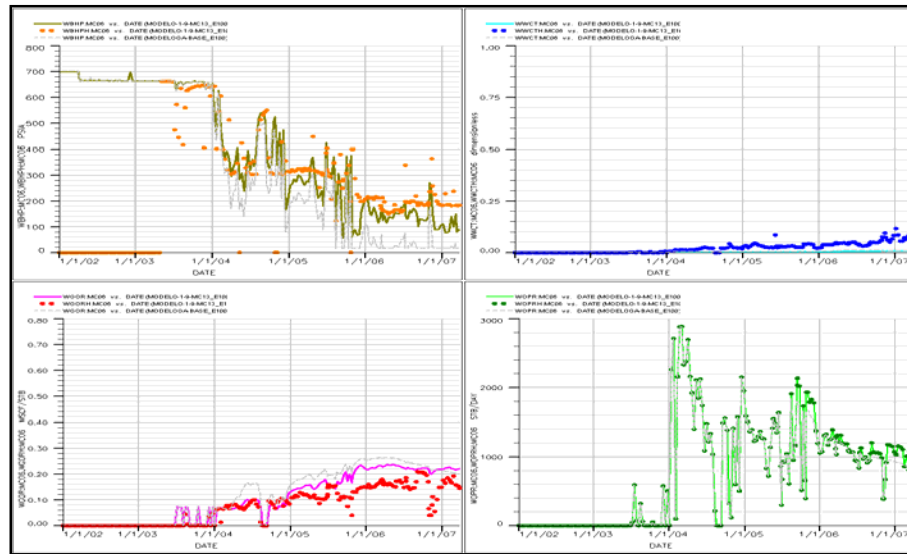


Figura 5.11 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX06

### 5.1.2.2 Pozos No Cotejados

Este grupo comprende aquellos pozos en los cuales el modelo no logró reproducir la historia de producción. Entre ellos podemos encontrar el HX07, HX09, HX13, MX04 y el MX05.

A primera vista se pudo observar que éstos presentan una característica en común, la cual es que todos son productores de bajas tasas de petróleo y por ello, las mediciones de estos datos presentan una gran incertidumbre que afecta los resultados del cotejo. Los medidores de flujo multifásico están calibrados para realizar lecturas confiables a un 15% de concentración de diluyente en la mezcla. Cuando las tasas de diluyentes son bajas, el rotámetro medidor de la misma no proporciona valores estables para realizar el cálculo de la concentración final y resultan valores alejados y menores del 15%, influyendo en las medidas del medidor de flujo multifásico.

Adicionalmente, es importante resaltar que la producción se mide por macolla y se distribuye a los pozos a través de factores de locación obtenidos de las pruebas de producción, que se realizan por pozo cada cierto tiempo. Esto implica que puede existir una sobrestimación o subestimación de la producción y que los datos empleados para el cotejo podrían tener gran incertidumbre.

Algunos de los pozos que comprenden este grupo se encuentran bajo estas condiciones y es por ello que no se obtuvo una buena representación. A continuación se mostrarán los resultados obtenidos y se describirá brevemente la condición de cada pozo.

#### **Cotejo histórico del pozo HX07**

- Como se puede observar en la figura 5.12, la presión de fondo fluyente es sobrestimada por el modelo base, debido a que no está representado el sello D2 que ocasiona la caída brusca de la tasa de petróleo para el año 2003 y permite la entrada más directa del agua del acuífero.

Se realizó el ajuste según los mapas de lutitas y se obtuvo una mejor curva. Sin embargo, no se pudo lograr un buen cotejo porque es sólo en los últimos meses cuando se tienen valores confiables de presión de fondo medidos por sensores y si se trata de cotejar estos últimos puntos, el modelo no podrá representar el petróleo producido en un período de la historia.

Adicionalmente, para el tiempo en donde se tienen datos confiables de presión, no se tienen para la tasa de petróleo y agua por lo comentado anteriormente sobre la incertidumbre de las mediciones del medidor multifásico. En la figura 5.13, se muestra un ejemplo de lo comentado. Se puede observar la diferencia del corte de agua calculado a partir de las mediciones del medidor de flujo multifásico y el factor de locación con las de laboratorio.

La pobre representación de los sellos lutíticos se considera la responsable de la sobrestimación de la producción de agua y por lo tanto de la presión de fondo, ya que mientras la entrada de agua sea más directa, se necesita menor diferencial de presión para producir las mismas bajas tasas de petróleo. Sin embargo, tanto la tasa de agua y la de petróleo presentan gran incertidumbre y resulta difícil generar el ajuste apropiado cuando los datos de entrada no son confiables.

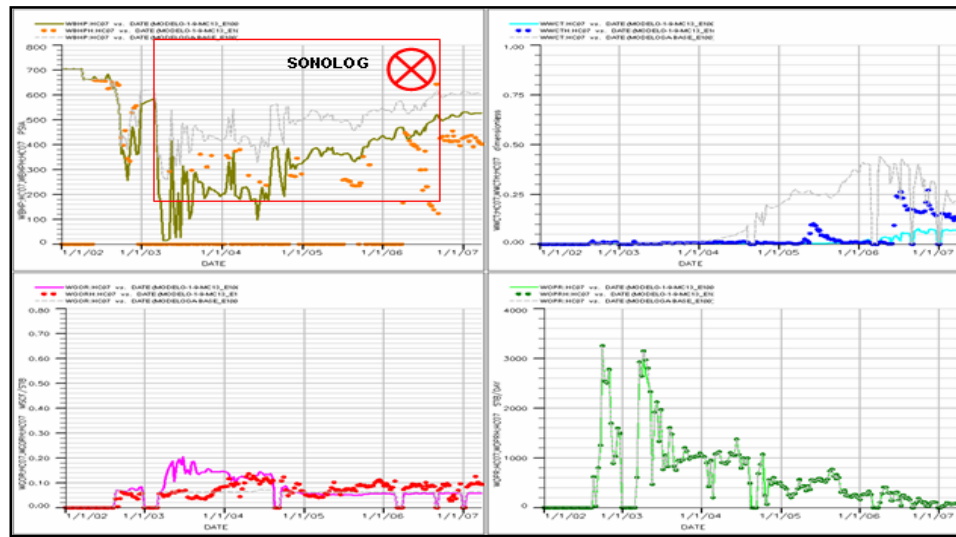


Figura 5.12 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX07

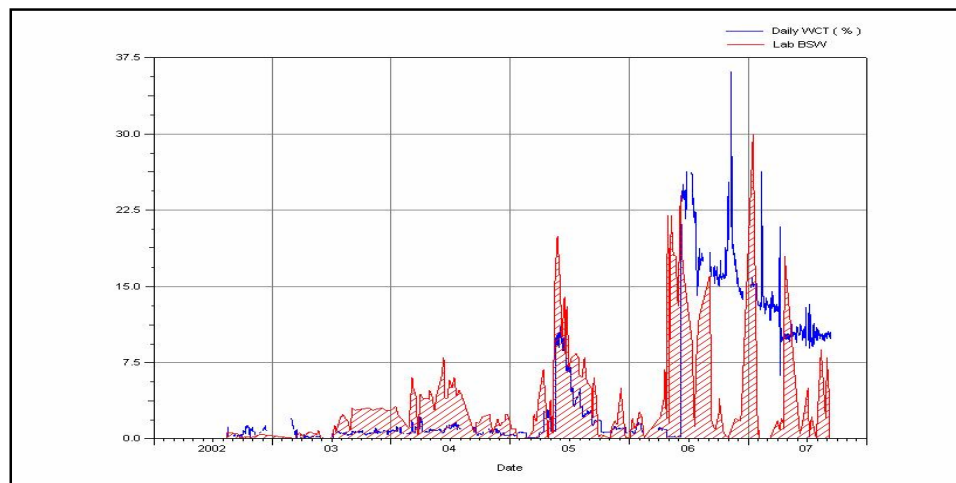


Figura 5.13 Corte de Agua del pozo HX07 por MFM y factor de locación y por Pruebas de Laboratorio

**Cotejo histórico del pozo HX09**

- La presión de fondo fluyente es sobrestimada por el modelo base a pesar de no tener altos cortes de agua, como se observa en la figura 5.14. Las arenas D1 y D2 para el este de la macolla HX no son de buena calidad, según la información de los hoyos desviados más cercanos (XX01S y XX03S). Esto no estaba representado inicialmente en el modelo y al realizar la disminución del volumen de petróleo mencionado anteriormente, se logró disminuir la presión de fondo como se muestra en la figura 5.14.

Adicionalmente, se puede observar que a partir del año 2005, el pozo empieza a producir bajas tasas de petróleo y los datos tanto de petróleo como de agua empiezan a no ser confiables, según lo comentado anteriormente. En la figura 5.15 se puede observar la diferencia entre el corte de agua calculado a partir del MFM y el factor de locación y las medidas en el laboratorio. Para el año 2007, sin tomar en cuenta los “baches” de agua, el corte de agua utilizado para realizar el cotejo es mayor que los datos de laboratorio y por lo tanto, se está sobrestimando la producción de la misma en el modelo. Esto influye en la presión de fondo del simulador y por ello, el pobre ajuste de la historia.

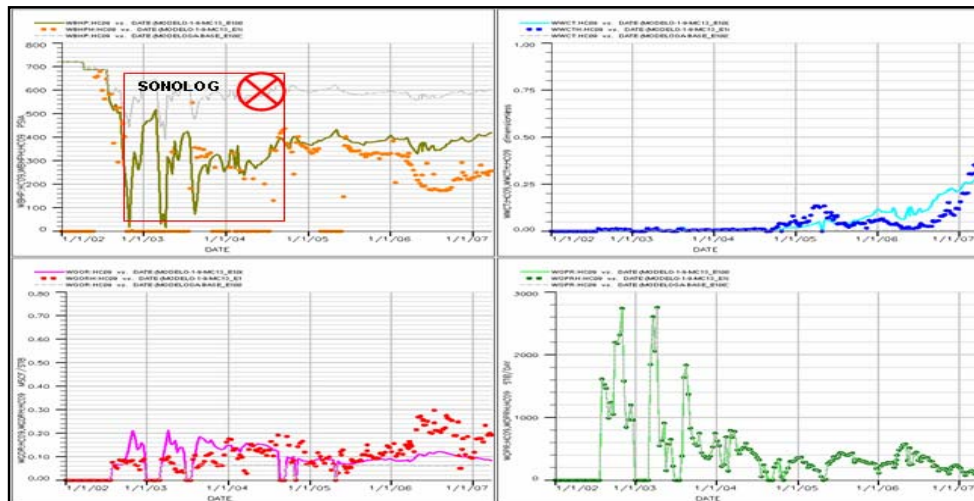


Figura 5.14 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX09

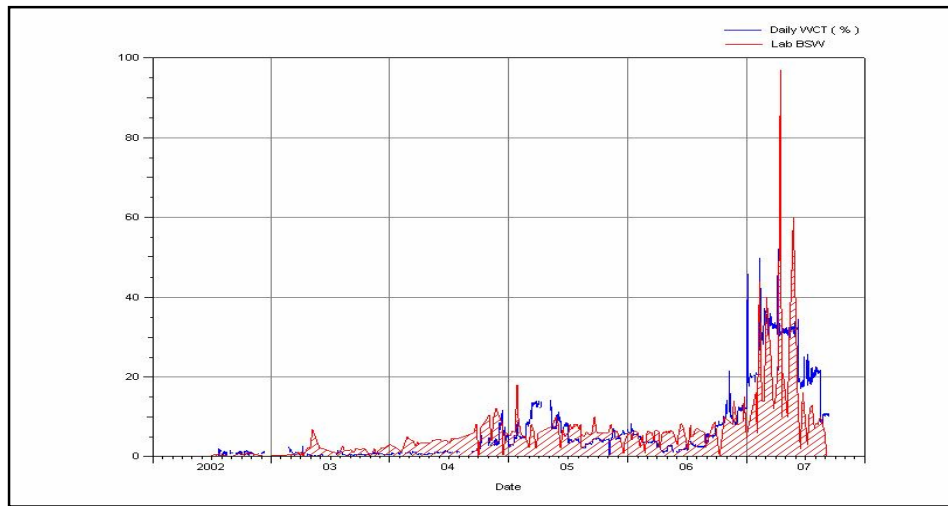


Figura 5.15 Corte de Agua del HX09 por MFM y por Pruebas de Laboratorio

### Cotejo histórico del pozo HX13

- El modelo base sobrestima la presión de fondo fluyente a lo largo de toda la historia como se puede observar en la figura 5.16, a pesar de que los cortes de agua inicialmente no son altos. Sin embargo, para su mayoría, los datos de presión no resultan confiables porque provienen de resultados del sonolog. Por ello, inicialmente se consideró tomar en cuenta sólo los últimos meses de la historia para realizar el ajuste, ya que realmente son medidas del sensor de fondo. La disminución del volumen de petróleo realizada, disminuyó los valores de presión de fondo en general, pero para el año 2003 el modelo no tenía suficiente volumen de petróleo y no logró el cotejo deseado para el final de la historia.

Para tratar de entender lo ocurrido, se recurrió a la base de datos de producción. Allí se observó que las medidas de las tasas de petróleo para el final del año 2006 y comienzos del 2007 no son confiables. Como se observa en la figura 5.17, las calculadas por el factor de locación (curva verde) son mayores a las validadas por las pruebas para el 2006 (puntos rojos) y menores para el 2007. Adicionalmente, se tiene que considerar que las tasas son muy bajas y que las medidas proporcionadas por el medidor multifásico no son

confiables. El cotejo no se considera bueno y por razones de tiempo no se pudo realizar un análisis más detallado y hacer los cambios respectivos.

- El agua se subestimó en el modelo base, pero al realizar los ajustes en la presión de fondo, la entrada de agua aumentó inclusive más de lo deseado producto de los mayores diferenciales de presión. Los resultados se muestran en la figura 5.16.
- El comportamiento histórico de la relación gas-petróleo para el año 2006 se separa de los resultados del simulador. Esto es debido a lo mencionado sobre la incertidumbre de los datos de producción y a que la medición del gas no es confiable para esa fecha. Los resultados se muestran en la figura 5.16.

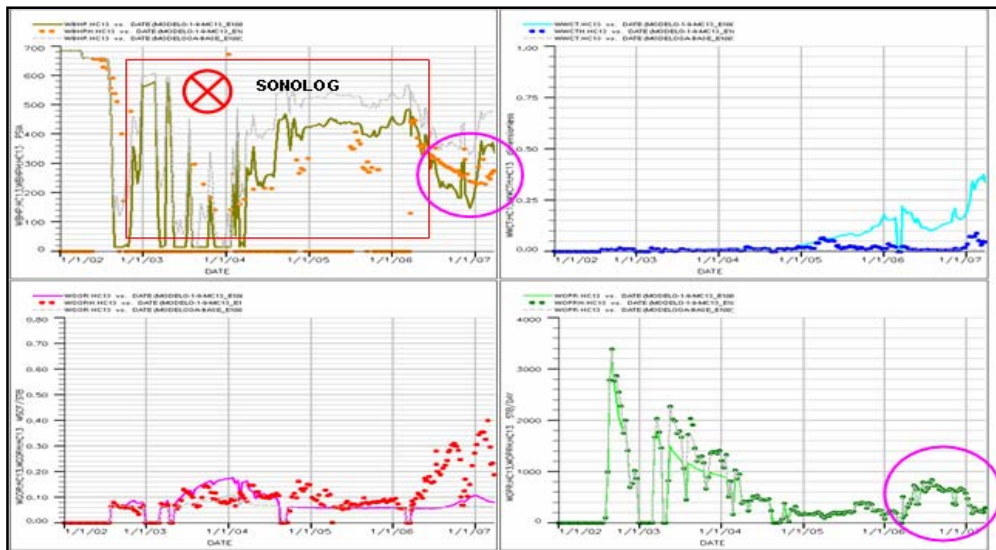


Figura 5.16 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo HX13



Figura 5.17 Tasa de Petróleo del HX13 por Método de Locación (curva verde) y por Pruebas de Producción (puntos rojos)

***Cotejo histórico del pozo MX04***

- El comportamiento de la presión de fondo se aceptó para los primeros años de producción y se consideró que la sobrestimación del agua en los últimos meses de la historia, producto de la pobre representación de los sellos, ocasionó el aumento en la presión de fondo. Adicionalmente, esta alta presión de fondo no permitió la producción adicional del gas tal como muestra la historia. Por razones de tiempo no se pudo realizar un análisis más detallado y hacer los cambios respectivos.

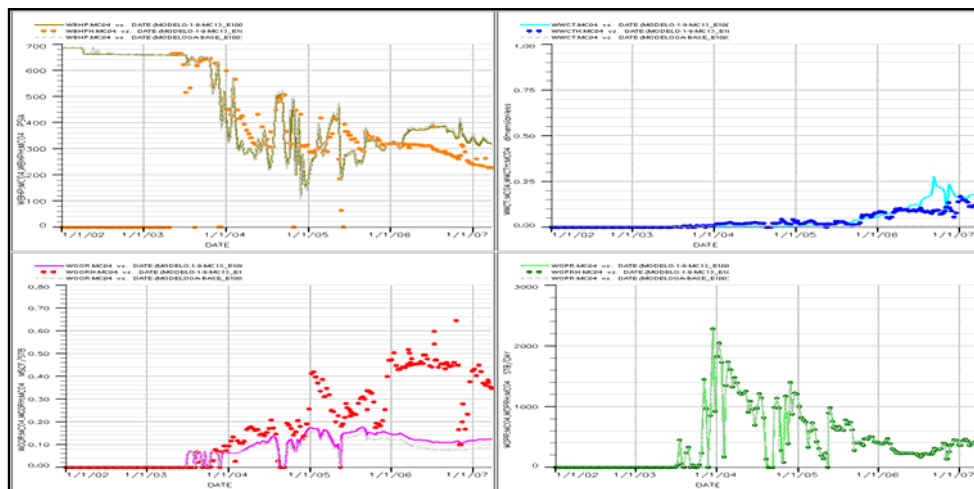
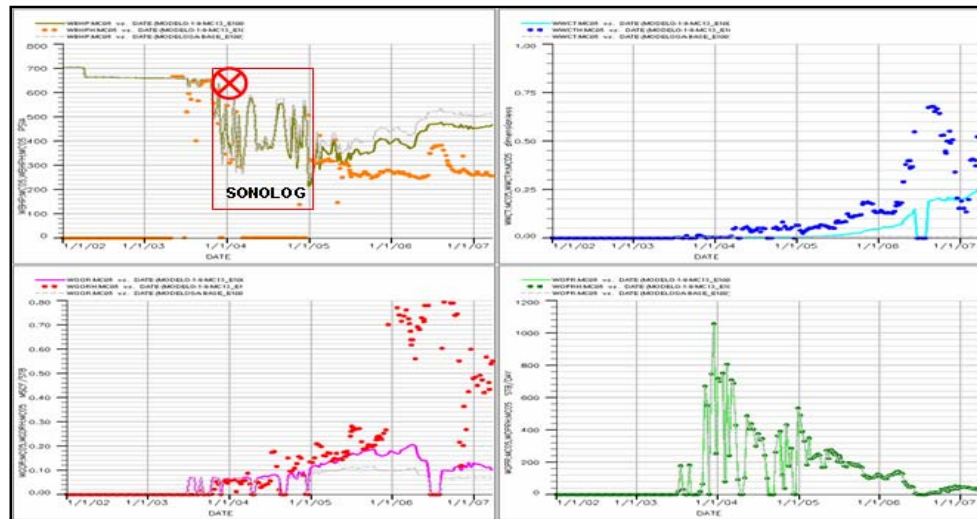


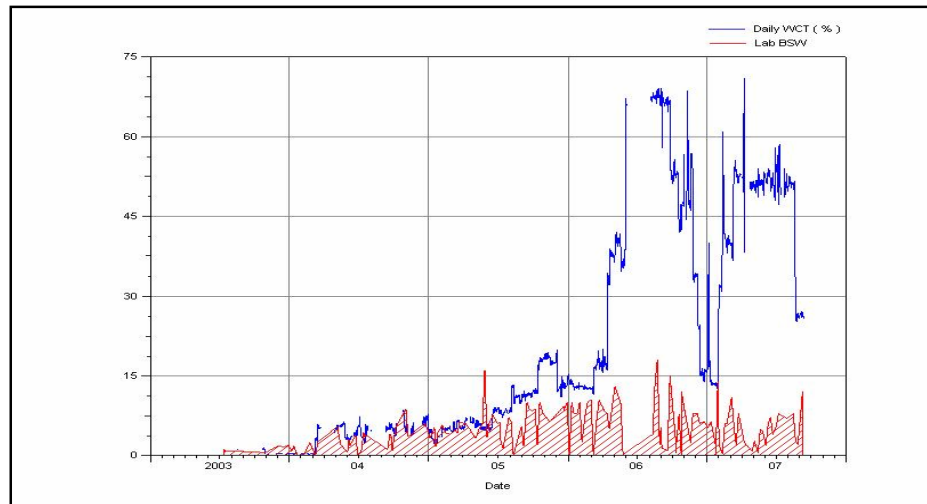
Figura 5.18 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX04

**Cotejo histórico del pozo MX05**

- El modelo sobrestimó la presión de fondo fluyente a lo largo de la historia como se puede observar en la figura 5.19. Con los resultados de los cambios de volumen de petróleo realizados en el área, se logró disminuir la presión pero sin lograr resultados exitosos. Para entender la situación se recurrió a la base de datos de la producción de agua y se observó, que los valores de corte de agua tomados (medidas del MFM y método de locación) eran mayores que los medidos en laboratorio (ver figura 5.20). Con ello, se piensa que el agua está sobrestimada en la historia y en el modelo final y por ello el aumento en la presión de fondo en los resultados del simulador.
- La relación gas-petróleo dado por el simulador es mucho menor a la historia producto de la presión de fondo y por problemas en las mediciones de gas a partir del 2006. Los resultados se muestran en la figura 5.19.



**Figura 5.19 Gráficas Resultantes del Cotejo Histórico del pozo MX05**



**Figura 5.20 Corte de Agua por MFM y por Pruebas de Laboratorio**

### Resultados Generales de la Calibración del Modelo

- Los datos PVT empleados resultaron ser adecuados ya que no se observaron problemas mayores con la producción de gas y con las viscosidades del crudo.
- No se necesitó hacer cambios en las permeabilidades relativas.
- Para poder cotejar las presiones de fondo se realizaron cambios en el volumen conectado, la capacidad de flujo y entradas de agua. Si era considerado problemas de volumen, se aumentaba o disminuía utilizando la propiedad de porcentaje de arena neta (NTG), si era problema de permeabilidad, se comparaban los valores de permeabilidad del modelo con los generados por la pruebas de restauración de presión y se realizaba el cambio respectivo con multiplicadores y si se consideraba problemas de sobrestimación de los cortes de agua, se mejoraban la representación de los sellos lutíticos de los topes de las arenas.
- Para poder realizar el cotejo del corte de agua se realizaron los cambios modificando el recorrido del agua con barreras de lutitas en los topes de las

arenas, especialmente en D3 y E1, para reducir o aumentar la comunicación con la zona de agua, en los casos en donde el agua simulada se sobreestimaba o subestimaba, respectivamente. Dichos cambios se realizaron en función de los mapas de lutitas del área, pozos estratigráficos y hoyos inclinados cercanos.

- Para poder realizar el cotejo de la relación gas-petróleo, no se hizo otro cambio diferente a ajustar la presión de fondo fluyente.
- Se observó a partir de este cotejo, que la producción de agua (y por lo tanto la de petróleo) está condicionada en mayor proporción a la geología del yacimiento. En algunos pozos se pudo observar un comportamiento particular del empuje de agua. Mientras la entrada de agua hacia los pozos era más directa, la presión de fondo del pozo requerida para lograr un ajuste de la tasa de petróleo resultaba mayor. A medida que la representación de los sellos era mejorada, este efecto de empuje del agua se reducía hasta lograr el comportamiento correcto del agua (adedamientos).

En definitiva, después de realizar este cotejo histórico y observar el comportamiento de los pozos de las macollas vecinas, se puede inferir que a la hora de evaluar alguna técnica en la macolla GA, los resultados obtenidos van a encontrarse muy alejados de los valores reales, ya que existe una gran incertidumbre geológica en esa área que influencia totalmente en el empuje hidráulico y en consecuencia en el recobro de petróleo.

### ***5.2 Análisis de Resultados de la Evaluación de Estrategias de Producción en la Macolla GA.***

En esta sección se mostrarán los resultados obtenidos de las evaluaciones realizadas y comentadas en el capítulo IV, sección 4.4.2.6 de predicciones.

### 5.2.1 Evaluación de la Estrategia de Pozos Productores de Agua

#### 5.2.1.1 Definición y Diseño del Caso Base.

Para llevar a cabo las evaluaciones y comparaciones necesarias, se diseñó un caso base como el descrito en la sección de 4.4.2.6, en donde la producción de los pozos productores de petróleo fue controlada por tasas de líquido, según el sistema de levantamiento disponible en Sincor (bombas de cavidad progresiva de 3500 bbl/d de líquido).

Los resultados obtenidos de la simulación del mismo se resumen en la tabla 5.1.

**Tabla 5.1 Acumulado de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base.**

CASOS	Acumulado Petróleo (MMBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Agua PP y PA (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Caso Base	9,35	-	83,20	83,20	706,91

**PP:** Productores de Petróleo.

**PA:** Productores de Agua.

Estos resultados corresponden a la sumatoria de la producción de los ocho pozos de la macolla para los nueve años de predicción.

#### 5.2.1.2 Evaluación con Pozos Horizontales y con Pozos Verticales Productores de Agua en el Acuífero.

Como se comentó en la metodología, se realizó una evaluación de la estrategia seleccionada, *Pozos Productores de Agua en el Acuífero*, con la finalidad de comprobar su efectividad en yacimientos de crudo extra pesado con acuífero asociados.

La primera evaluación se llevó a cabo incorporando 4 pozos horizontales productores de agua, a una tasa de 10000 bbl/d de líquido y bajo un patrón sencillo de un pozo productor de agua por cada par de productores de petróleo.

La segunda evaluación se llevó a cabo incorporando pozos verticales, equivalentes en costo a la construcción de los pozos horizontales del caso anterior (3 verticales equivalen a 1 horizontal aproximadamente), resultando en un número de 12 pozos verticales, bajo un patrón de tres pozos verticales por cada dos productores de petróleo. A cada pozo vertical productor de agua, se le asignó una tasa de 5000 bbl/d de líquido.

Los resultados obtenidos del acumulado de petróleo, agua y gas de la macolla en los nueve años de predicción, se muestran en la tabla 5.2. Como se puede observar, el recobro adicional de petróleo para los nueve años de producción no resulta atractivo (90 MBN para el caso de los pozos horizontales y 200 MBN para el caso de los pozos verticales). Sin embargo, se puede observar que al emplear estos productores de agua, el petróleo producido resulta más limpio, es decir, los volúmenes de agua extraídos por los productores de petróleo son menores y he allí la esencia de la estrategia.

Adicionalmente, como se refleja en la tabla, al emplear pozos verticales, la recuperación de petróleo es mayor, ya que en conjunto lograron extraer mayor cantidad de agua que utilizando pozos horizontales individuales.

**Tabla 5.2 Acumulado de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base y de la Estrategia de Pozos Productores de Agua Horizontales y Verticales. Nueve Años de Producción.**

Tiempo 9 años	Acumulado Petróleo (MMBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Agua PP y PA (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Caso Base	9,35	-	83,20	83,20	706,91
Con Pozos Horizontales	9,44	0,96	83,19	215,77	714,27
Con Pozos Verticales	9,57	2,35	83,01	281,92	723,21

Antes de realizar algún comentario que desacredite la efectividad de la estrategia, se realizará un análisis más detallado de los resultados obtenidos. A continuación, en las figuras 5.21 y 5.22, se muestran las diferencias de las tasas de petróleo y agua para los dos casos estudiados con respecto al caso base (sin productores de agua).

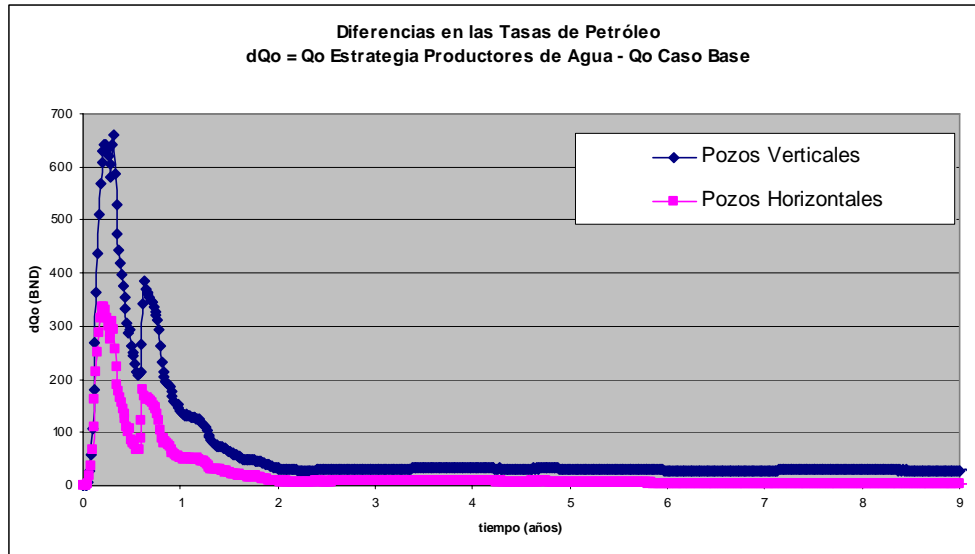


Figura 5.21 Diferencias en las Tasas de Petróleo entre los Casos Estudiados y el Caso Base.

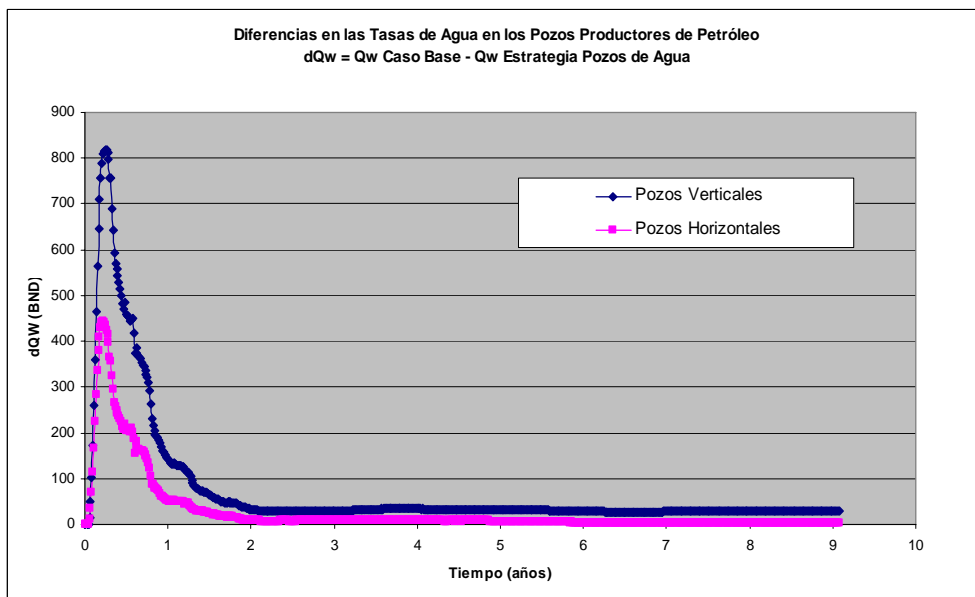


Figura 5.22 Diferencias en las Tasas de Agua entre los Casos Estudiados y el Caso Base.

Gracias a estas figuras se puede observar que la estrategia permite mantener las tasas iniciales de petróleo por más tiempo producto de la disminución de las tasas de agua en los productores de petróleo. Sin embargo, sólo se logra mantener esta efectividad en los primeros años de producción. La misma no resulta efectiva para los siguientes años y es por ello, que los acumulados comparados anteriormente resultaban bajos. A continuación se muestra una tabla como la 5.3, pero sólo con los acumulados para los dos primeros años de producción.

**Tabla 5.3 Acumulado de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base y de la Estrategia de Pozos Productores de Agua Horizontales y Verticales. Dos Años de Producción**

Tiempo 2 años	Acumulado Petróleo (MMBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Agua PP y PA (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Caso Base	5,31	-	14,95	14,95	438,5
Con Pozos Horizontales	5,37	1,13	14,87	44,07	445,62
Con Pozos Verticales	5,44	2,69	14,71	58,54	452,46

Como se observa, el porcentaje adicional de petróleo resulta mayor que al considerar los nueve años ya que como se había comentado anteriormente, en los dos primeros años es cuando la estrategia resulta eficiente.

Para el caso de los pozos horizontales, el recobro adicional resulta en 60MBN y para el caso de los verticales en 130 MBN, para ambos el 65% del recobro total obtenido en los nueve años.

Con estos resultados, se puede decir que el recobro adicional total depende de la efectividad de la estrategia en desviar el agua que llega a los pozos productores. Para estos casos estudiados, ya para el segundo año se alcanzan cortes de agua elevados (aproximadamente el 90%) y el agua ya logra invadir la zona productora lo suficiente para dejar a un lado el petróleo viscoso del yacimiento. Es por ello que en la medida de que se ubiquen correctamente estos pozos, se alargará el

tiempo de producción de petróleo limpio y se retardará las entradas de agua a la zona productora.

Para completar el análisis, se mostrará el comportamiento característico de los pozos de la macolla a partir de los resultados del pozo G275. La gráfica 5.23 describe el comportamiento de la tasa de líquido, agua y petróleo en función del acumulado de petróleo.

Las tasas de líquido corresponden a las líneas continuas, las tasas de petróleo a las líneas no continuas y la diferencia entre ellas corresponden a las tasas de agua. Las del color rojo corresponden al caso base, mientras que la verde al caso con productores de agua horizontales y la azul con verticales.

Como se puede observar, la tasa de líquido al inicio de la producción resulta ser casi en su totalidad 100% petróleo (3500 BND de petróleo). Las tasas de petróleo tienden a disminuir producto del agotamiento de la energía natural del yacimiento, que trae como consecuencia la entrada del agua del acuífero en los pozos productores de petróleo.

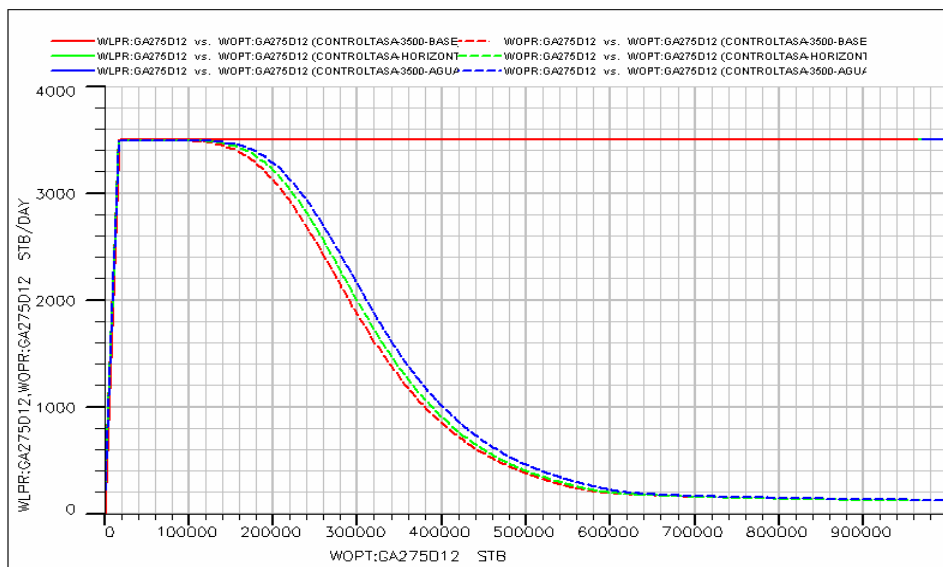


Figura 5.23 Comportamiento Tasas de Líquidos vs. Acumulado de Petróleo del Pozo G275

El agotamiento de la presión en el área de drenaje del pozo (ver figura 5.24) y de la presión de fondo del pozo, estimulan al agua del acuífero cercano, el cual responde al efecto del diferencial de presión.

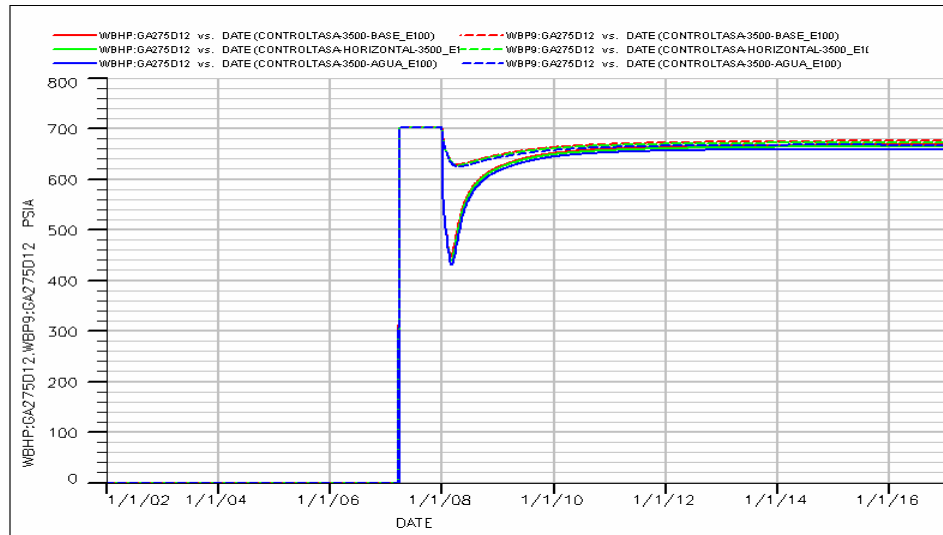


Figura 5.24 Comportamiento de la Presión en el Área de Drenaje del Pozo G275

Se puede observar (figura 5.23) que la estrategia logra disminuir las tasas de agua para acumulados tempranos, es decir, se vuelve a observar la efectividad de la estrategia para los primeros años de producción. Adicionalmente, mientras mayor sea la producción de agua en los pozos productores de agua, las tasas de agua en los productores de petróleo se reducen, permitiendo producir tasas de petróleo limpias por más tiempo.

Al comparar los porcentajes de petróleo adicional reflejados en las tablas que se presentan a continuación (5.4 y 5.5), se demuestra que la aplicación de la técnica por los patrones propuestos, no es capaz de extraer cantidades suficientes de agua para lograr mitigar su entrada en los pozos productores durante los nueve años de producción. A pesar de que conceptualmente la estrategia resulta efectiva y logre disminuir la invasión del agua y como tal el volumen de petróleo entrampado (*bypass*), la misma sólo refleja resultados satisfactorios en los primeros años.

**Tabla 5.4 Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del pozo G275 para los Casos Evaluados. Nueve Años de Producción**

Pozo G275 Tiempo 9 años	Acumulado Petróleo (MBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Caso Base	963,4	-	10,64	64,6
Con Pozos Horizontales	968,5	0,52	10,63	64,8
Con Pozos Verticales	996,9	3,47	10,60	66,4

**Tabla 5.5 Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del pozo G275 para los Casos Evaluados. Dos años de Producción**

Pozo G275 Tiempo 2 años	Acumulado Petróleo (MBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Caso Base	592,1	-	1,94	39,2
Con Pozos Horizontales	601,0	1,5	1,93	39,7
Con Pozos Verticales	617,6	4,31	1,95	40,7

### 5.2.1.3 Sensibilidad a la Tasa de Producción de los Pozos Productores de Agua

Esta sensibilidad se llevó a cabo para evaluar el recobro adicional que proporcionaría el aumento de la tasa de producción de los pozos productores de agua. Para ello, se tomó la estrategia con pozos productores de agua verticales evaluada anteriormente y se aumentó la tasa de producción de los mismos a 10000 bbl/d.

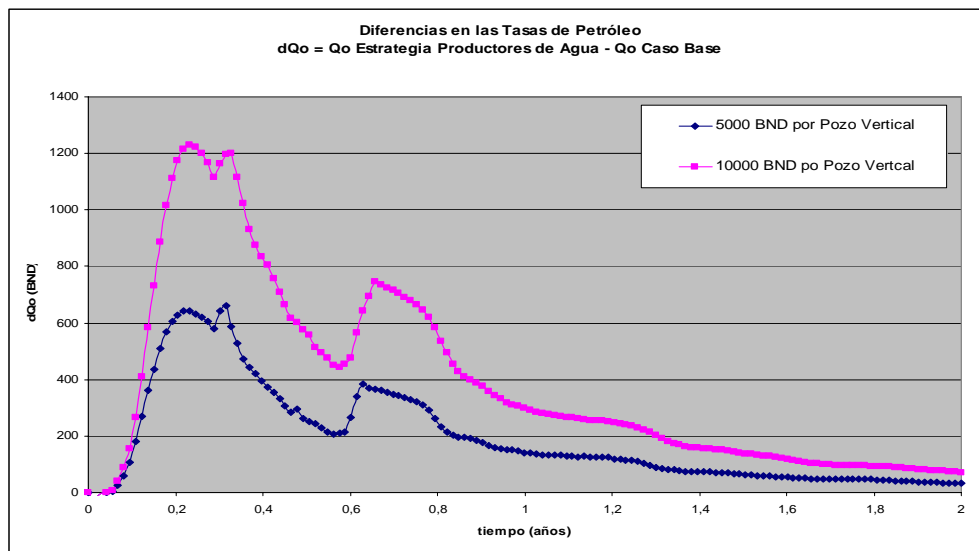
Los acumulados de petróleo, agua y gas del caso base y del caso en donde se aplica la estrategia con pozos verticales a 5000 bbl/d de líquido y a 10000 bbl/d, se muestran en la tabla 5.6.

**Tabla 5.6 Acumulado de Petróleo, Agua y Gas del Caso Base y de la Estrategia de Pozos Productores de Agua Verticales a 5000 y 10000 BND de Líquido**

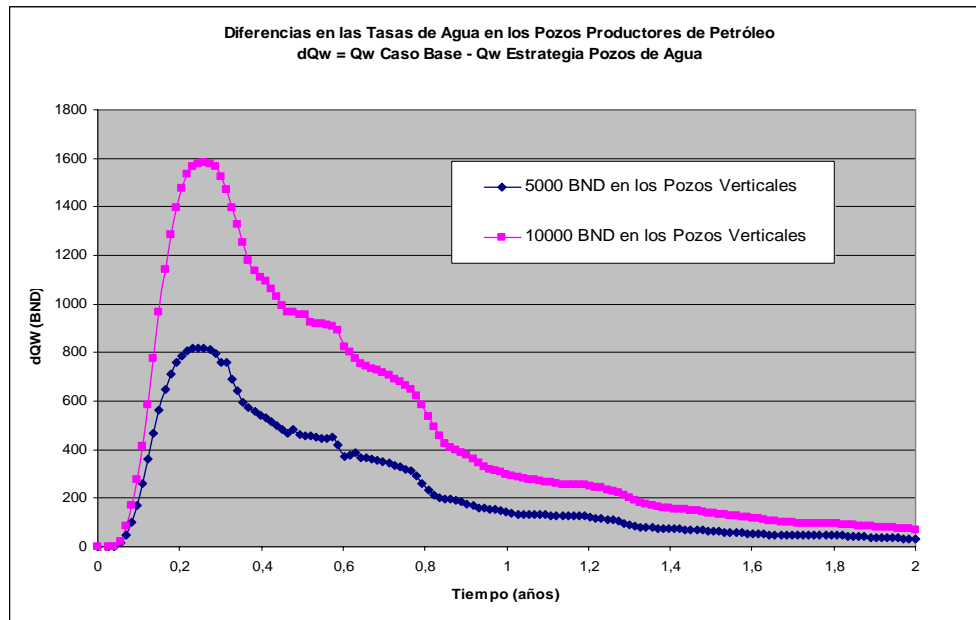
Tiempo 9 años	Acumulado Petróleo (MMBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Agua PP y PA (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Caso Base	9,35	-	83,2	83,2	706,9
Con Verticales 5000 BND	9,57	2,35	83,0	281,9	723,2
Con Verticales 10000 BND	9,79	4,71	82,7	480,5	739,6

Como se puede observar, el recobro de petróleo resulta en 440 MBN de petróleo adicional en los nueve años de predicción, con tasas de 10000 BN/d y corresponde al doble del producido por tasas de 5000 BN/d. Igualmente, ocurre para los acumulados de agua. Éste resulta en 500 MBN menor que el caso base.

Para detallar un poco más los resultados, se muestran las figuras 5.25 y 5.26. Las mismas corresponden a las diferencias de las tasas de petróleo y agua con respecto al caso base para los primeros años de producción, ya que según lo analizado en la sección anterior, la misma no era efectiva a lo largo de los nueve años de predicción.



**Figura 5.25 Diferencias en las Tasas de Petróleo entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Tasa de Producción de los Productores de Agua**



**Figura 5.26 Diferencias en las Tasas de Agua entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Tasa de Producción de los Productores de Agua**

Como se puede observar, al aumentar la tasa de los productores de agua, la diferencia de las tasas de petróleo con respecto al caso base, tienden a ser mayores y aproximadamente, el doble. Esto quiere decir, que al aumentar estas tasas en los productores de agua, se mejora el efecto de desviar el agua hacia los mismos y reducir la entrada de agua en los pozos productores. Esto trae como consecuencia que las tasas de petróleo se mantengan limpias (con %AyS pequeños) por más tiempo y se logren recuperar mayores recobros adicionales de petróleo.

En la tabla 5.7 que se muestra a continuación, se resumen los resultados obtenidos de las simulaciones correspondientes. La misma presenta el recobro adicional de petróleo, la diferencia de los volúmenes de agua en los productores de petróleo y unas relaciones agua/petróleo que permitirán hacer un análisis adicional.

**Tabla 5.7 Recobro Adicional de Petróleo, Diferencia de Agua y Relaciones Agua/Petróleo. Sensibilidad a la Tasa de los Productores de Agua. Dos años de Producción**

Tiempo 2 años	Adicional Petróleo (MBN)	% Adicional	Reducción Agua PP (MBN)	Adicional Agua PA (MMBN)	RAP dNP/dWp	RAA dWp/dWp
Con Verticales 5000 BND	142,55	2,69	173,36	43,6	3,25	3,95
Con Verticales 10000 BND	286,04	5,39	348,91	87,2	3,26	3,98

Como refleja la tabla creada, ambos casos presentan la misma relación *Petróleo Adicional / Agua Adicional de los Productores de Agua (RAP)*, esto quiere decir que al duplicar la tasa de los pozos productores de agua, se duplica el petróleo recuperado. Adicionalmente, presentan la misma relación *Agua Reducida de los Productores de Petróleo / Agua Adicional de los Productores de Agua (RAA)*, por lo tanto, se reduce en la mitad el acumulado de agua de los pozos productores de petróleo cuando se duplica la tasa de los productores de agua. En definitiva, mientras mayor sea la cantidad de agua producida por los pozos verticales productores de agua, mayor será el recobro de petróleo.

Como se puede observar, aproximadamente el 65% de recobro de los nueve años de producción se logran recuperar en los dos primeros años de producción, cuando el efecto de reducción de la entrada de agua a los mismos es eficiente. He allí la esencia de la estrategia y es por ello que se recomienda conocer con mayor seguridad los puntos o entradas del agua del acuífero, ya que la extracción de la misma resultaría más eficiente a lo largo del tiempo y se retardaría más la entrada del agua a los pozos productores y se podría mantener tasas de petróleo limpio por mucho más tiempo.

#### **5.2.1.2.1 Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua.**

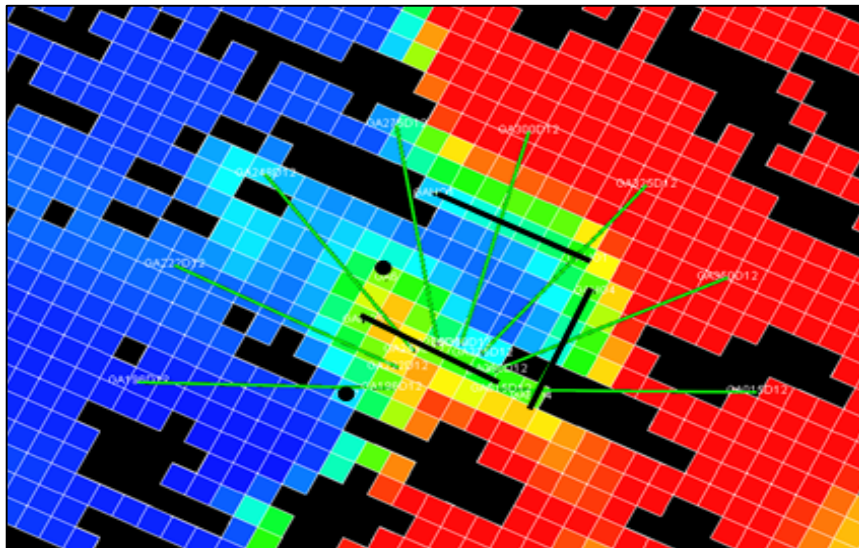
Observando los resultados de la sección anterior y el análisis correspondiente, se decidió hacer una evaluación más detallada ubicando los pozos productores de

agua en puntos estratégico,s por donde posiblemente se encontrarían las entradas de agua.

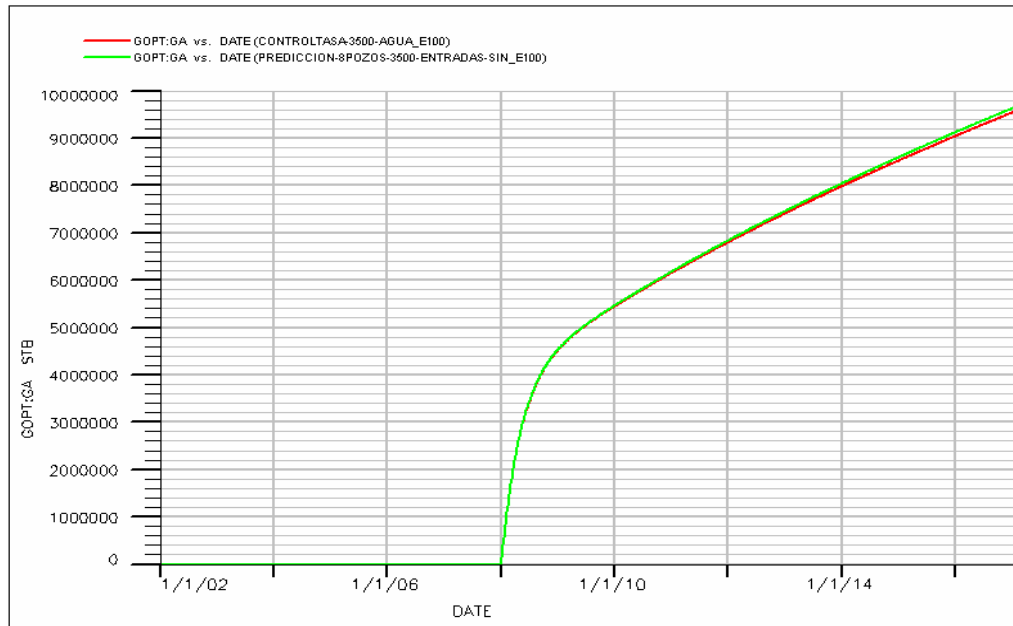
No sólo se reubicaron, sino también se disminuyó el número equivalente de pozos, resultando menor la sumatoria total de las tasas de agua producida por ellos, al compararlo con el caso de los verticales. Esto se hizo con el objetivo de evaluar la importancia e influencia del parámetro de ubicación.

Se ubicaron 3 pozos horizontales y 2 verticales productores de agua en las posiciones mostradas en la figura 5.27. Las mismas se identificaron, monitoreando las entradas de agua a partir de los cambios de saturaciones de agua de las celdas, a través de la herramienta *Flviz*. Como se puede observar, las posiciones resultaron con una distribución tal, que se lograra un bloqueo de las entradas más cercanas de agua.

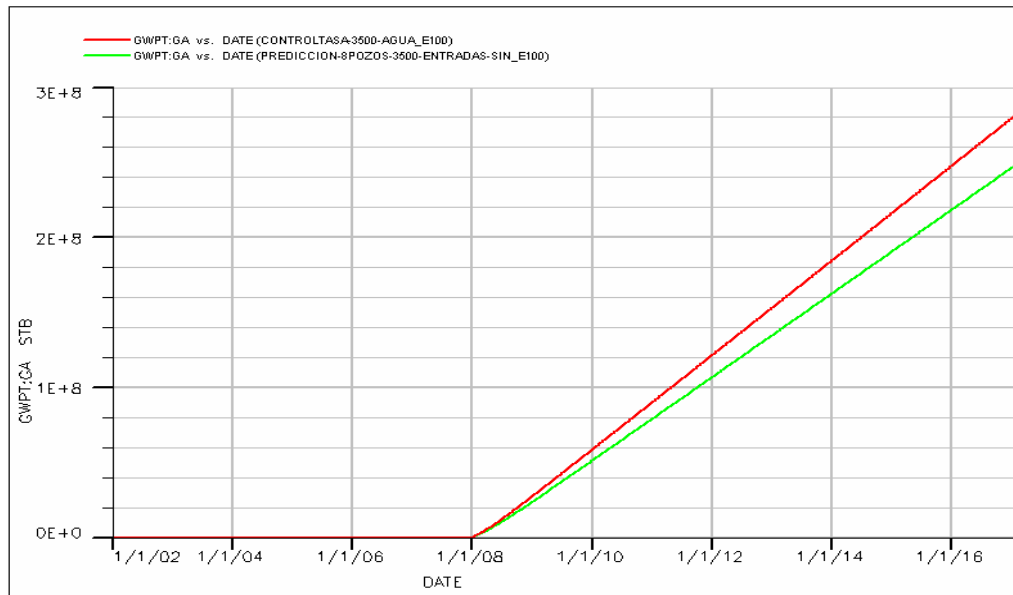
Los resultados de los acumulados de petróleo, agua y gas de la macolla se muestran en las figuras 5.28, 5.29 y 5.30, respectivamente y se resumen en la tabla 5.8.



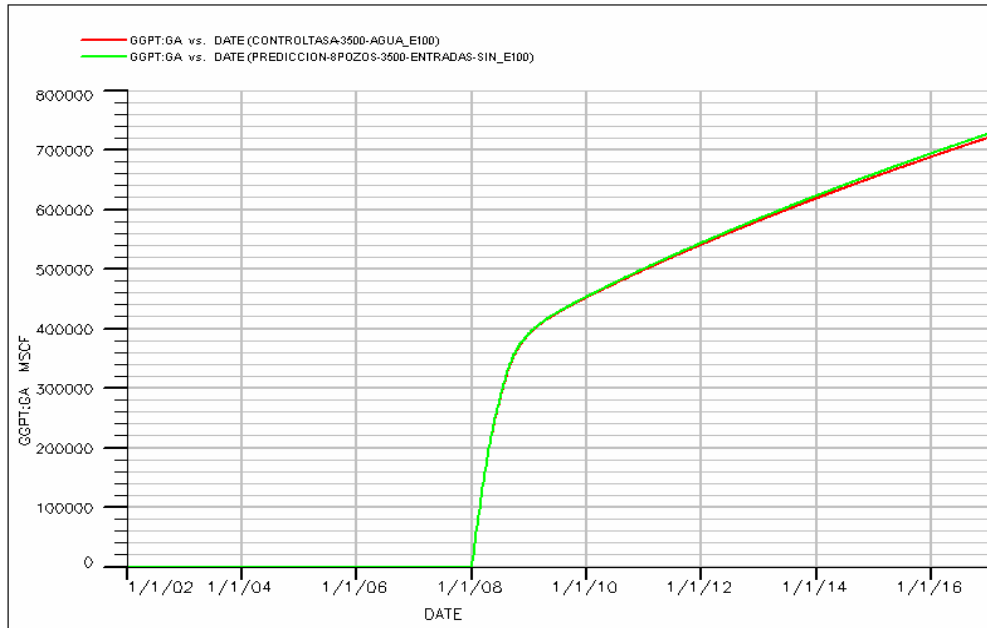
**Figura 5.27 Posiciones Estratégicas de los Pozos Productores de Agua.**



**Figura 5.28 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua**



**Figura 5.29 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua**



**Figura 5.30 Acumulado de Gas vs. Tiempo. Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua**

**Tabla 5.8 Acumulado de Petróleo, Agua y Gas de la Sensibilidad a la Ubicación de los Pozos Productores de Agua**

CASOS Tiempo 9 años	Acumulado Petróleo (MMBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Agua PP y PA (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Con Pozos Verticales	9,57	2,35	83,0	281,9	723,2
Ubicación	9,66	3,31	82,3	248,6	729,7

Al comparar estos resultados con el obtenido en el caso de patrones con pozos verticales, se puede observar que el recobro de petróleo es mayor a pesar de que el acumulado total de agua producida (PP y PA) resulta menor. Esto comprueba la gran influencia de la ubicación de los pozos productores de agua en el recobro adicional y en la cantidad de agua requerida.

Como se aprecia en las figuras 5.31 y 5.32, la diferencia de las tasas de petróleo con respecto al caso base resultan un poco mayores a la del caso de los pozos

verticales por patrones y la diferencia de las tasas de agua en los pozos productores de petróleo, muchos mayores también. Estos resultados son producto de una reducción de los volúmenes de agua más óptima producto de la reubicación de los pozos.

Sin embargo, esta reubicación y las tasas empleadas por los productores de agua no produjo una prolongación del tiempo de efectividad de la estrategia, la misma sigue actuando sólo en los primeros años de producción.

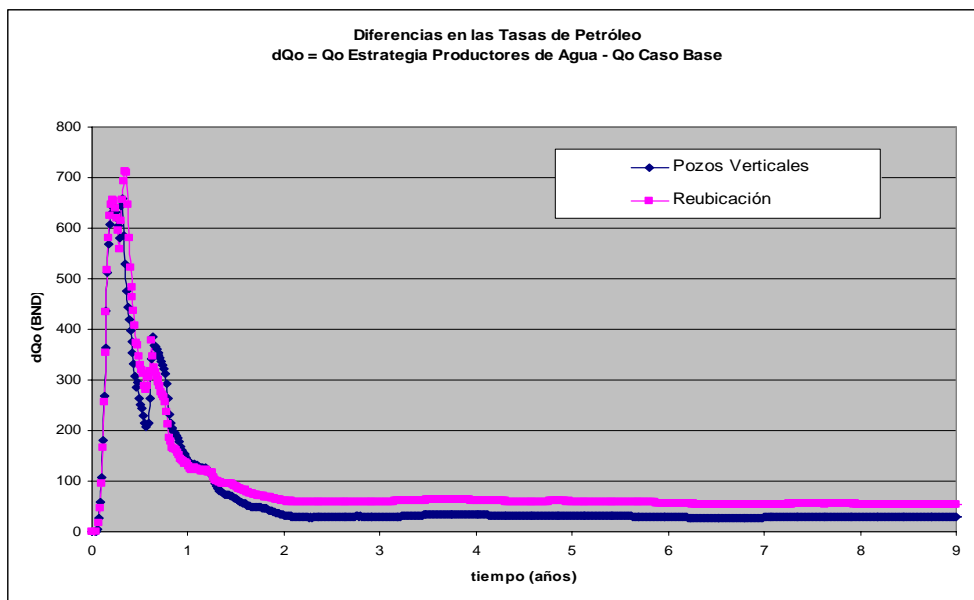
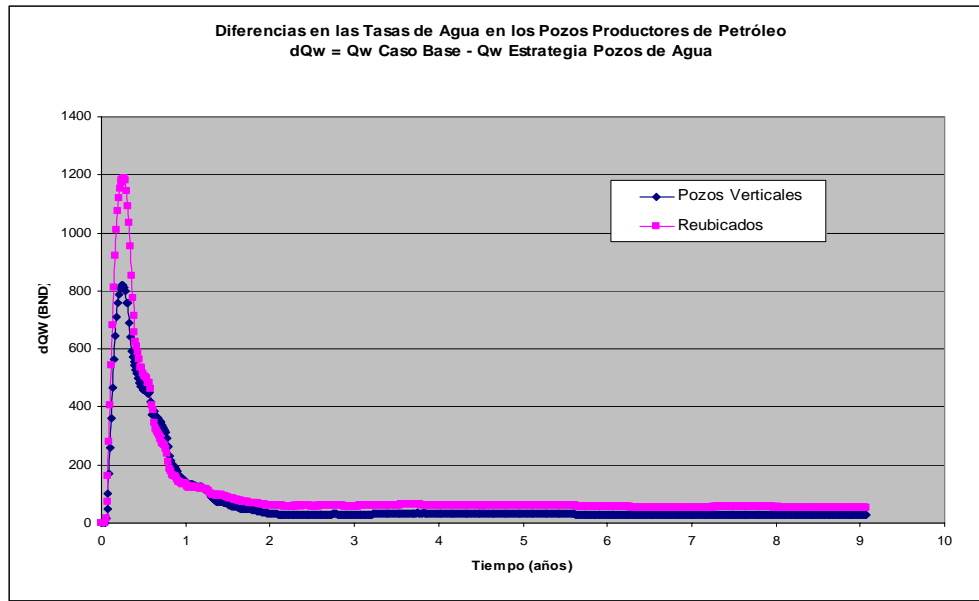


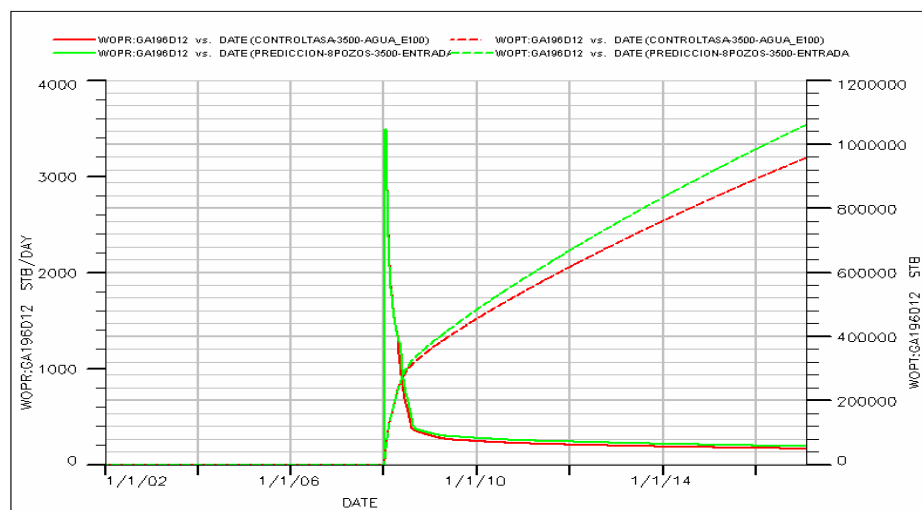
Figura 5.31 Diferencias en las Tasas de Petróleo entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Ubicación de los Productores de Agua



**Figura 5.32 Diferencias en las Tasas de Agua entre los Casos Estudiados y el Caso Base. Sensibilidad a la Ubicación de los Productores de Agua.**

Para complementar el análisis se presenta el comportamiento de uno de los pozos de la macolla, el G196, en el cual resultó más efectiva la distribución de los pozos.

La figura 5.33 muestra las tasas y acumulados de petróleo, la figura 5.34 muestra los cortes de agua y los acumulados de agua y la tabla 5.9 resume los resultados obtenidos para la sensibilidad realizada y el caso de patrones con pozos verticales.



**Figura 5.33 Tasa y Acumulado de Petróleo del Pozo G196. Sensibilidad a la Ubicación.**

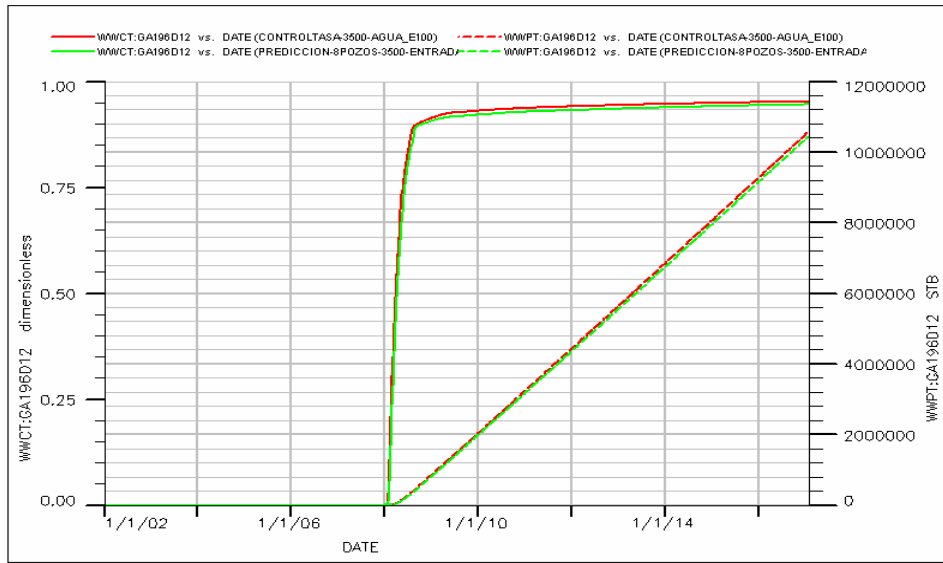


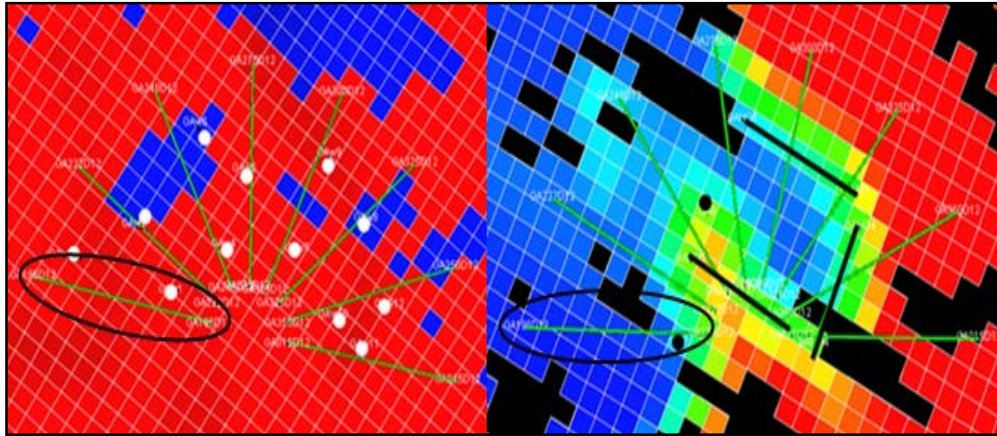
Figura 5.34 Corte y Acumulado de Agua del Pozo G196. Sensibilidad a la Ubicación.

Tabla 5.9 Acumulados de Petróleo, Agua y Gas del pozo G196 para los Casos Evaluados.

Pozo G196 Tiempo 9 años	Acumulado Petróleo (MBN)	% Adicional	Acumulado Agua PP (MMBN)	Acumulado Gas (MMPCN)
Caso Base	946,2	-	10,60	72,1
Con Pozos Verticales	957,8	1,23	10,58	73,0
Reubicados	1060,8	12,11	10,45	80,3

Como se observa en las figuras anteriores y la tabla 5.9, la estrategia logra aumentar el recobro en el pozo G196, ya que disminuye el acumulado de agua en 150 MBN.

La efectividad de la estrategia en este pozo no se debe a que se agrupó más pozos de agua alrededor del productor de petróleo, sino a que la distribución de los mismos permitió un buen bloqueo del agua e impidió su llegada al pozo G196 (ver figura 5.35).



**Figura 5.35 Comparación de las Distribuciones de Productores de Agua alrededor del G196.**

Con estos resultados se puede confirmar que la ubicación estratégica de los pozos es de vital importancia en la efectividad de la técnica, ya que no sólo permite optimizar el recobro, sino la cantidad de agua necesaria para ser producida por los pozos de agua.

Adicionalmente, es importante recordar que los resultados del cotejo de la historia arrojaron que cuando no se representaban los sellos lutíticos, existía un empuje de agua que ayudaba a producir las tasas de crudo con menores presiones de fondo (ligero mantenimiento de presión). En vista de ello, se puede resaltar que si la estrategia logró recuperar petróleo adicional en la macolla GA, con la pobre interpretación geológica que presenta el modelo en esta zona, en donde en mayoría el agua actúa como mecanismo de mantenimiento de presión, cuando se logre detallar la geología de la zona, se podrán ubicar puntos en donde la entrada resulte por adedamientos y he allí en donde la estrategia será mucho más efectiva.

Por lo tanto, si se lograra reducir la incertidumbre geológica existente en el modelo para esta zona y caracterizar mejor el acuífero, se podrían obtener resultados muchos más satisfactorios que los obtenidos en esta evaluación.

### 5.2.2 Producción No Acelerada con Pozos Interespaciados.

Esta estrategia se basa en la producción de un mayor número de pozos (pozos interespaciados), pero con diferenciales de presiones menores, que permitan disminuir los volúmenes de agua producidos por la macolla (menos invasión de la zona productora) y aumentar la vida productiva de la misma.

Para poder evaluar la efectividad de la estrategia, se modelaron dos casos:

**Caso Base:** comprende de 11 pozos productores de petróleo controlados por diferenciales de presión a lo largo de la producción y sin restricciones de levantamiento.

**Caso Prueba:** comprende de 21 pozos productores de petróleo, controlados por diferenciales de presión a lo largo de la producción y sin restricciones de levantamiento.

La figura 5.36 muestra los acumulados de petróleo en los nueve años de predicción, para ambos casos a diferentes diferenciales de presiones y la figura 5.37 muestra los acumulados de agua. Los datos empleados fueron obtenidos de las simulaciones pertinentes realizadas y los mismos se pueden observar con mayor detalle en el anexo 3 y en la tabla 5.10 que se muestra a continuación.

**Tabla 5.10 Resultados obtenidos de las Simulaciones de la Estrategia No Acelerada con Pozos Interespaciados sin Limitaciones de Levantamiento.**

	Base	Prueba	Base	Prueba	Base	Prueba
Dp (lppc)	NP (MMBN)		WP (MMBN)		RAP	
100	23,4	-	720	-	30,77	-
50	17,53	27,26	317,93	794,39	18,14	29,14
30	13,19	20,04	141,45	368,59	10,72	18,39
15	8,64	13,45	37,13	117,62	4,30	8,74

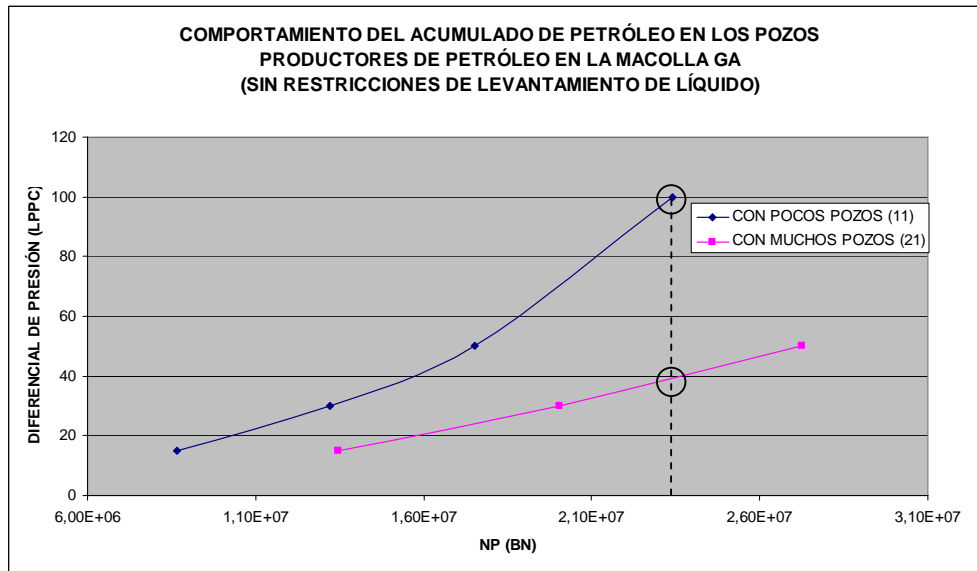


Figura 5.36 Comportamiento del Acumulado de Petr6leo vs. el Diferencial de Presi6n de la Macolla GA. Sin restricciones de Levantamiento.

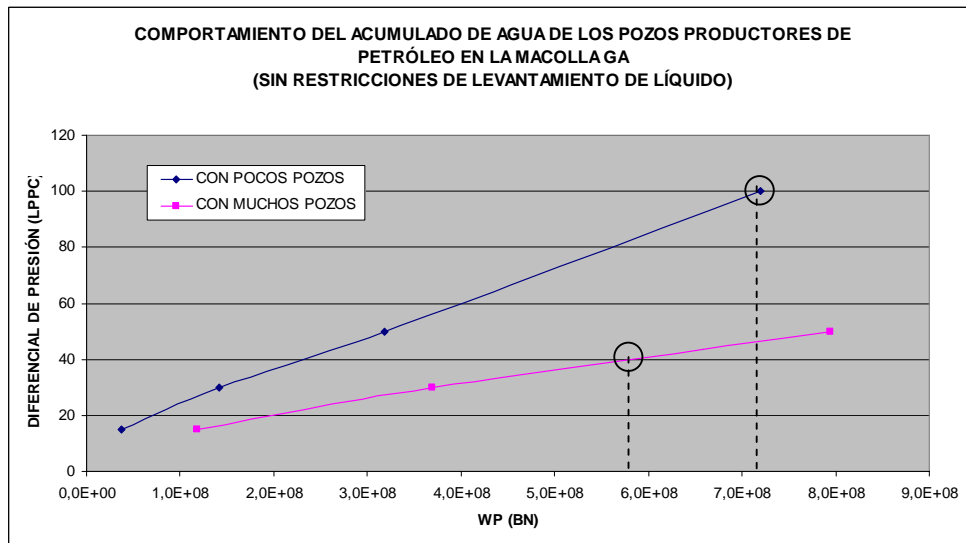


Figura 5.37 Comportamiento del Acumulado de Agua vs. el Diferencial de Presi6n de la Macolla GA. Sin restricciones de Levantamiento.

Como se puede observar en la figura 5.36, para diferenciales de presiones iguales, el caso prueba siempre logra recuperar mayor volumen de petr6leo y de agua, obviamente por tener mayor n6mero de pozos.

Al hacer una comparación más justa, se observa que para un mismo acumulado de petróleo por macolla (23,5 MMBN), el caso prueba bajo un diferencial de 40 lppc, menos de la mitad del empleado para el caso base, logra producir acumulados de agua mucho menores (más de 100 MMBN).

Con esto se demuestra lo ventajoso que resulta explotar esta macolla bajo una producción no acelerada con pozos interespaciados. La misma permite alargar la vida productiva de la macolla al disminuir los diferenciales de presiones, la producción de petróleo y la producción de agua por pozo.

Para observar unos resultados más realistas, se realizará una sensibilidad a la capacidad de levantamiento de los pozos. El caso anterior, se llevó a cabo sin limitaciones de levantamiento, pero para esta sensibilidad se tomará en cuenta la tasa máxima de levantamiento permisible por las bombas de cavidad progresivas disponibles actualmente en Sincor (3500 bbl/d).

Los resultados obtenidos se pueden observar en las figuras 5.38 y 5.39, las cuales corresponden a los acumulados de petróleo y agua, respectivamente tanto para el caso base como para el prueba, pero con la limitación de levantamiento. Los valores utilizados resultaron de las simulaciones realizadas, cuyos resultados se pueden observar en el anexo 3 y en la tabla 5.11 que se muestra a continuación.

**Tabla 5.11 Resultados obtenidos de las Simulaciones de la Estrategia No Acelerada con Pozos Interespaciados con Limitaciones de Levantamiento.**

	Base	Prueba	Base	Prueba	Base	Prueba
Dp (lppc)	NP (MMBN)		WP (MMBN)		RAP	
100	12,27	-	105,94	-	8,63	-
50	11,95	16,76	95,44	192,85	7,99	11,50
30	11,09	15,77	77,08	162,16	6,95	10,28
15	8,53	12,74	35,23	96,59	4,13	7,58

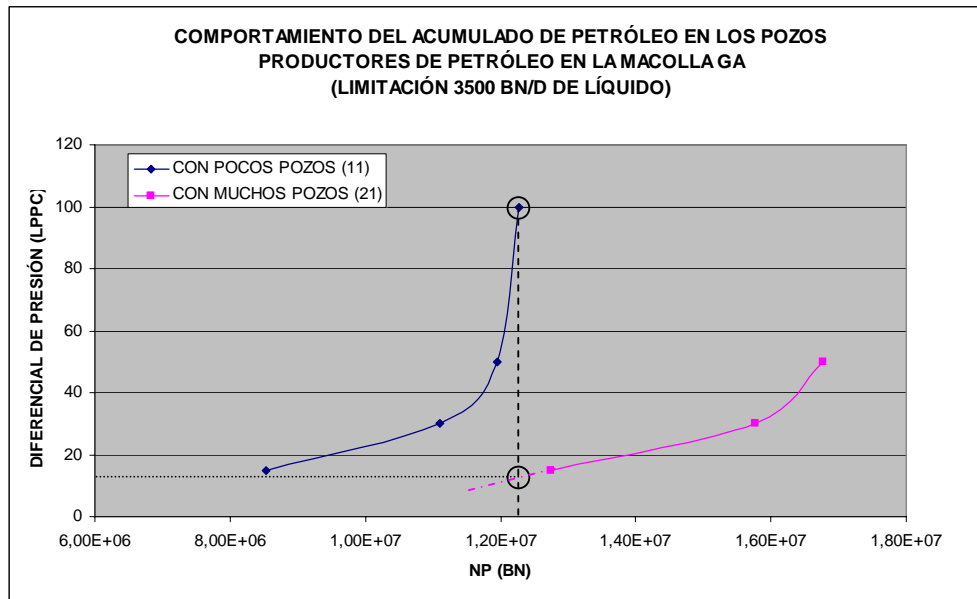


Figura 5.38 Comportamiento del Acumulado de Petróleo vs. el Diferencial de Presión de la Macolla GA. Con Restricciones de Levantamiento.

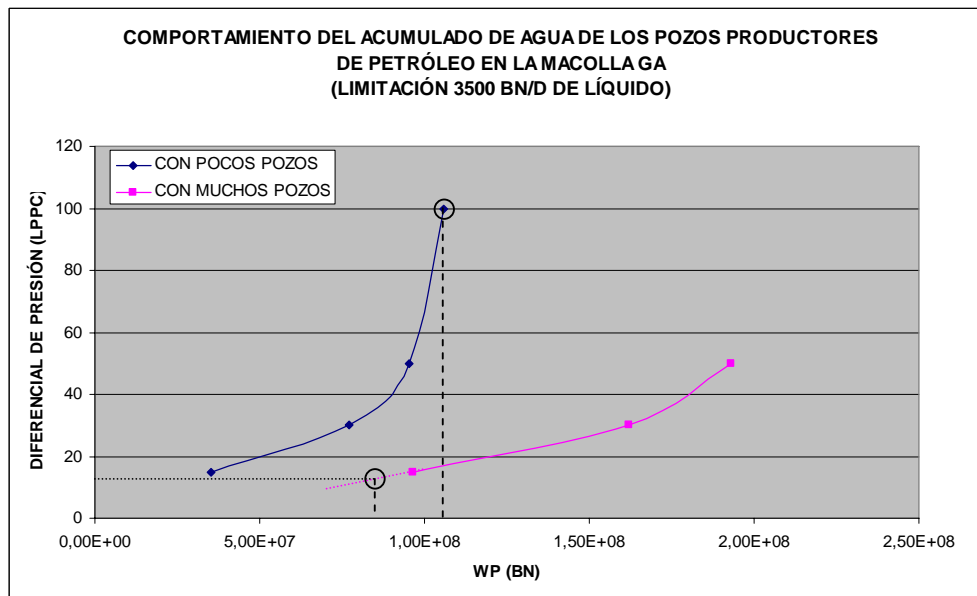


Figura 5.39 Comportamiento del Acumulado de Agua vs. el Diferencial de Presión de la Macolla GA. Con Restricciones de Levantamiento.

Como se puede observar los acumulados no resultan tan altos, como los del caso sin restricciones, producto de que existe una limitación de levantamiento de 3500 bbl/d. Sin embargo, la estrategia sigue siendo efectiva. Para un mismo recobro de

petróleo (12,27 MMBN), la reducción de los volúmenes de agua resultan en más de 20 MMBN.

Finalmente, con estos resultados se puede apreciar la efectividad de la estrategia de producción no acelerada con pozos interespaciados en yacimientos como éste, en donde la cercanía del acuífero y la alta relación de movilidades ponen en riesgo la rentabilidad de la explotación de la macolla GA. Ésta permite recuperar acumulados de petróleo con menores volúmenes de agua, que en consecuencia mejorarían la eficiencia de las bombas multifásicas y disminuirían el porcentaje de agua de las troncales o líneas de transporte de los líquidos, producidos desde la macolla hasta la estación principal.

## CONCLUSIONES

- Existen pocas estrategias de producción no térmicas con el nivel de desarrollo apropiado para ser aplicables en yacimientos de crudo extra-pesado con acuífero asociado.
- Para poder aplicar métodos de inyección de gases en condiciones miscibles en yacimientos de crudo extra-pesado como los de la Faja Petrolífera, es vital realizar pruebas de laboratorio para calcular la Presión Mínima de Miscibilidad, a pesar de que teóricamente se infiera que las presiones de estos yacimientos resulten sumamente bajas.
- La adversa relación de movilidades entre el crudo y el agua presentes en este tipo de yacimiento, no hacen atractivos los métodos de inyección de gases en condición no miscible y de agua con polímeros.
- La inyección de CO<sub>2</sub> en las zonas de transición se ha venido desarrollando a nivel mundial y para poder evaluarlo en este tipo de yacimiento, se necesita llevar a cabo una metodología inicialmente conceptual.
- La estrategia de separadores de fondo resulta atractiva en este tipo de yacimientos, si no existen capacidades de manejo de agua en superficie. Sin embargo, su efectividad en crudos extra-pesados debe ser evaluada.
- La producción no acelerada con pozos interespaciados en este tipo de yacimiento logra reducir el volumen de agua producida y alargar la vida productiva del mismo.
- La estrategia de pozos productores de agua en el acuífero, resultó ser atractiva para ser aplicada en este tipo de yacimientos, por su capacidad de proporcionar un recobro adicional de petróleo cerca del 4,7%, en nueve años

de producción, al compararse con la estrategia de explotación actual que maneja la empresa.

- Tanto los pozos horizontales productores de agua en el acuífero, como verticales, ofrecen recobros muy parecidos, siempre y cuando los verticales sean capaces de producir altas de agua y se perforen en grupos equivalentes a un pozo horizontales.
- La efectividad de la estrategia de pozos productores de agua en el acuífero, depende fuertemente de la ubicación estratégica de los mismos. Se obtuvo un recobro adicional del 12% en uno de los pozos productores de petróleo, producto del bloqueo efectivo del agua que se dirigía hacia el mismo. He allí, la importancia de una buena caracterización geológica del área y una buena representación del acuífero.
- Esta estrategia podría ser una solución a la alta producción de agua que se tiene en el campo y a la gran invasión de la zona productora de petróleo, que ya no puede tratarse con técnicas de control, sino es recomendable manejarlo como una filosofía de producción. Es necesario empezar a construir proyectos que incluyan plantas de tratamiento de agua o planes para su futuro uso, como son los sistemas de riego, creación de fertilizantes, entre otros, que a su vez permita integrar diferentes disciplinas para mejorar la producción del campo.

## **RECOMENDACIONES**

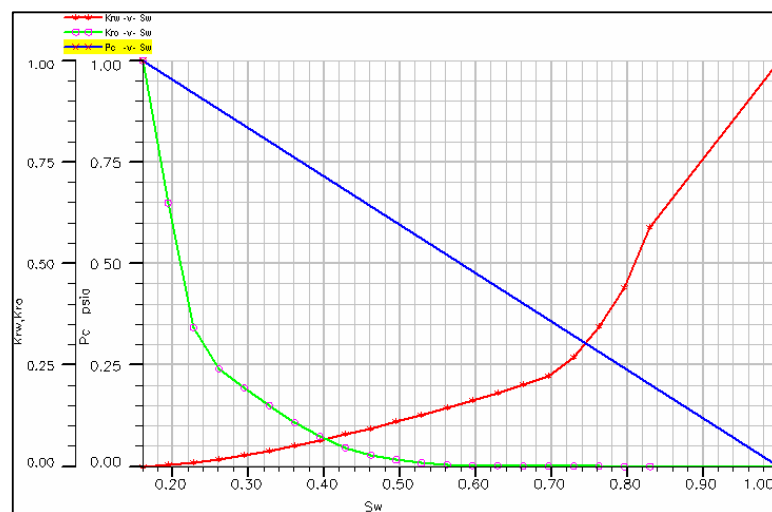
- Elaborar trabajos e investigaciones bibliográficas adicionales, dentro de las Líneas de Investigación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, referentes al desarrollo de nuevas estrategias de producción en frío que puedan ser evaluadas en yacimientos de crudo extra-pesado.
- Mejorar y reforzar tanto la caracterización o interpretación geológica del área estudiada como la representación del acuífero en el modelo utilizado, para reducir las incertidumbres y optimizar los resultados de la evaluación realizada a la estrategia de Pozos Productores de Agua en el Acuífero.
- Si se desarrolla a nivel de campo la estrategia de pozos productores de agua, es conveniente construir líneas de manejo de agua independientes, que permitan transportar tanto el agua de los pozos verticales de agua como el agua de los productores de petróleo, separada por cabezales especiales en la misma macolla.
- Realizar un análisis económico, que permita evaluar la factibilidad de la aplicación de la estrategia de pozos productores de agua en el acuífero, en el yacimiento explotado por Sincor.

## ANEXOS

*Anexo 1: Datos utilizados en la definición del modelo.*

**Tabla A.1 Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo.**

Sw	K <sub>rw</sub>	K <sub>ro</sub>	P <sub>c</sub> (psia)
0.16	0	1	1
0.1935	0.003455	0.64901	
0.227	0.009771	0.34201	
0.2605	0.017951	0.24001	
0.294	0.027638	0.19401	
0.3275	0.038625	0.15001	
0.361	0.050774	0.10801	
0.3945	0.063982	0.07301	
0.428	0.078172	0.046656	
0.4615	0.093278	0.027681	
0.495	0.109248	0.015625	
0.5285	0.126038	0.008304	
0.562	0.14361	0.004096	
0.5955	0.16193	0.001838	
0.629	0.18097	0.000729	
0.6625	0.200701	0.000244	
0.696	0.221102	6.4E-5	
0.7295	0.26901	1.1E-5	
0.763	0.34401	1E-6	
0.7965	0.44001	0	
0.83	0.58801	0	
1	1	0	0



**Figura A.1 Curvas de Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo**

Tabla A.2 Permeabilidades Relativas Gas-Petróleo.

SI	Krg	Kro	Pc (psia)
0.16	1	0	0
0.51	0.412	0	
0.5325	0.293	3E-5	
0.555	0.162	0.00024	
0.5775	0.108	0.00082	
0.6	0.052	0.009	
0.6225	0.033	0.012	
0.645	0.016	0.016	
0.6675	0.009	0.02	
0.69	0.005	0.026	
0.7125	0.00035	0.035	
0.735	0.00012	0.042	
0.7575	4E-5	0.049	
0.78	1E-5	0.066	
0.8025		0.077	
0.825		0.08366	
0.8475		0.1029	
0.87		0.12488	
0.8925		0.14979	
0.915		0.17781	
0.9375		0.20912	
0.96	0	0.24391	
1	0	1	0

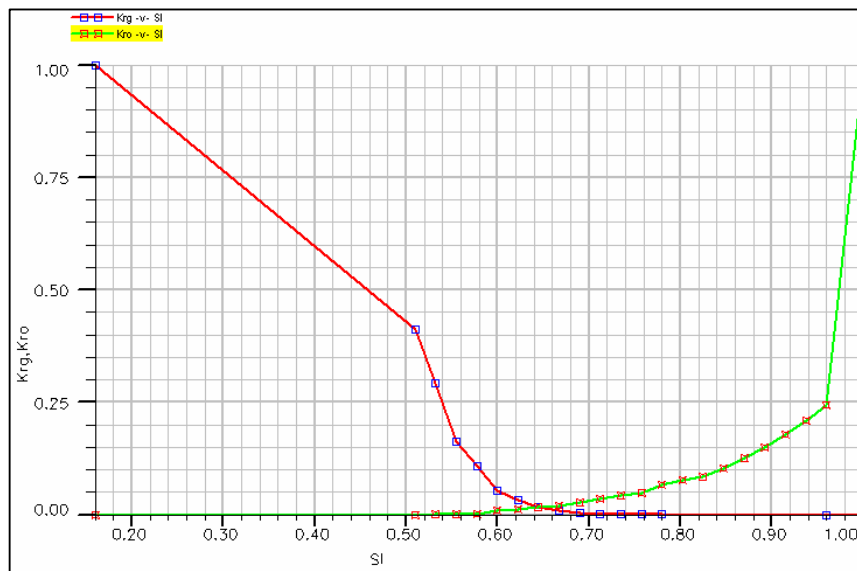


Figura A.2 Curvas de Permeabilidades Relativas Gas-Petróleo

Tabla A.3 Propiedades Roca-Fluidos

Cw (1 / lppc)	3,4 x 10 <sup>-6</sup>
Densidad del petróleo en el tanque (Lbm/PCN)	63,11
Densidad del agua en el tanque (Lbm/PCN)	64,3
Densidad del gas a cond. estándar (Lbm/PCN)	0,0375

Tabla A.4 Condiciones Iniciales

Profundidad del CAP (pies)	1785
Presión Capilar en el CAP (lppc)	0
Profundidad <i>DATUM</i> (pies)	1187
Presión al <i>DATUM</i> (lppc)	625
Temperatura Promedio del Yacimiento (°F)	120

Tabla A.5 Propiedades PVT del Petróleo

Rs (Mscf /stb)	Pbub (psia)	FVF (rb /stb)	Visc (cp)
0.008	100	1.0268	3354
0.016	200	1.029	2997
0.027	300	1.0306	2697
0.039	400	1.0336	2453
0.052	500	1.0363	2265
0.063	625	1.042	2100
	700	1.0417	2126
	800	1.0413	2160
0.091	875	1.0547	1946
	950	1.0544	1972
	1050	1.0537	2032

Tabla A.6 Propiedades PVT del Gas

Press (psia)	FVF (rb /Mscf)	Visc (cp)
98.7	29	0.013
197.3	14.4	0.013
296	9.5	0.013
394	7	0.013
493.4	5.4	0.013
592	4.1	0.013
690.7	3.47	0.013
789.4	2.94	0.013
888	2.49	0.013
936.7	2.24	0.013
1583.9	2.03	0.014

Tabla A.7 Propiedades PVT del Agua

Factor Volumétrico del Agua a 858 lppc (bbl/BN)	1,01
Viscosidad del agua a 858 lppc (cp)	0,6
Compresibilidad del Agua (1 / lppc)	$3,4 \times 10^{-6}$

Tabla A.8 Viscosidad en función de la Temperatura

Temp (F)	Visc (cp)
97.8	7923.8
101.6	6099.6
105.3	4783.7
109.1	3771.3
112.9	3008.3
116.7	2427.7
120.5	1981.9
124.2	1644.9
128	1373.9
131.8	1161
135.6	992.4
139.4	858.2
143.1	753.1
160	472

**Tabla A.9 Gradiente de Temperatura del Área.**

Depth (ft)	Temp (F)
200	97.8
400	101.6
600	105.3
800	109.1
1000	112.9
1200	116.7
1400	120.5
1600	124.2
1800	128
2000	131.8
2200	135.6
2400	139.4
2600	143.1

Anexo 2: Distribución de los pozos cotejados

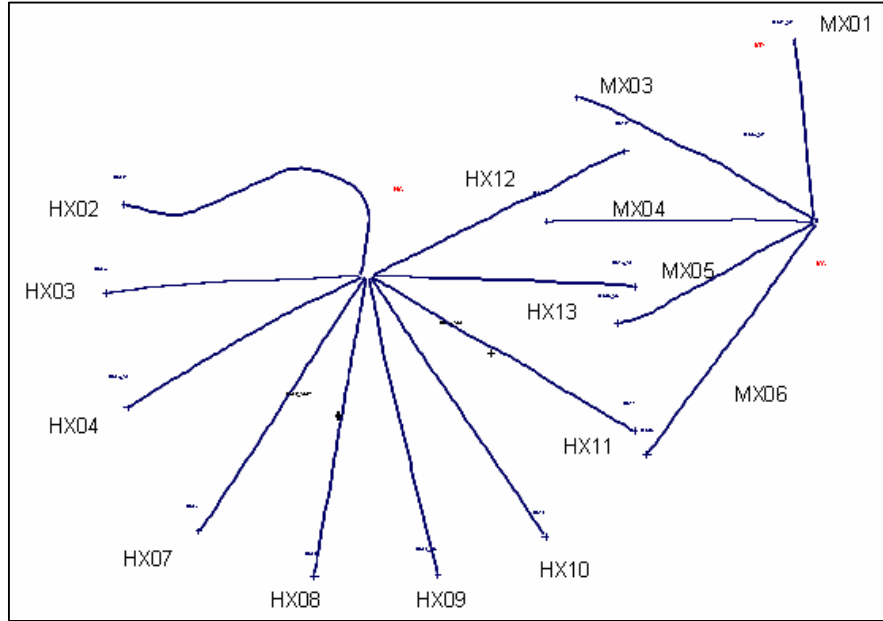
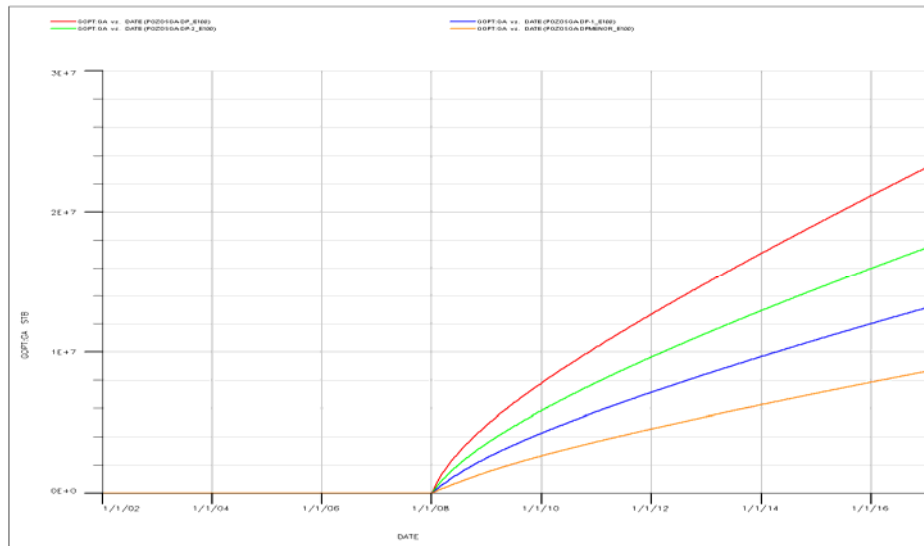


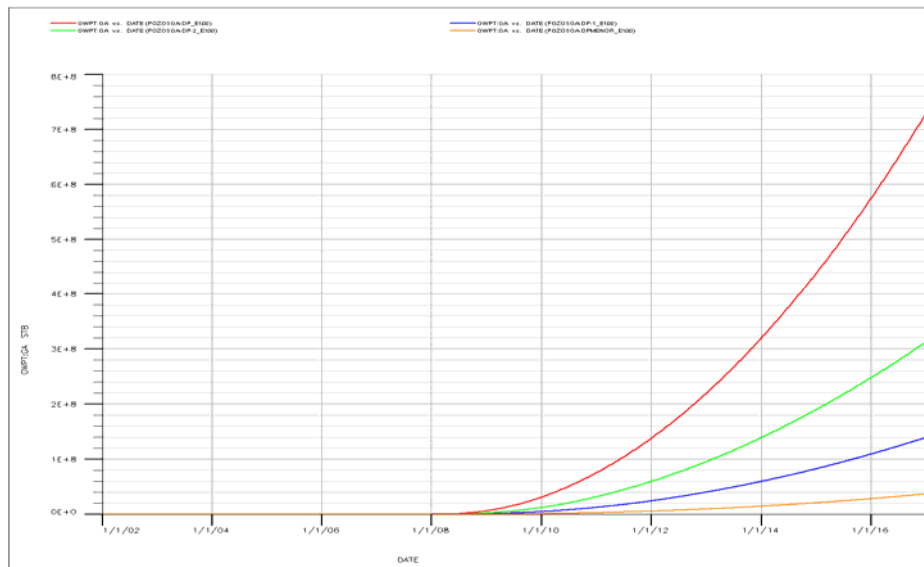
Figura A.3 Distribución de los Pozos de las Macollas HX y MX

**Anexo 3: Resultados de las Simulaciones Realizadas para la Evaluación de la Estrategia de Producción No Acelerada con Pozos Interespaciados.**

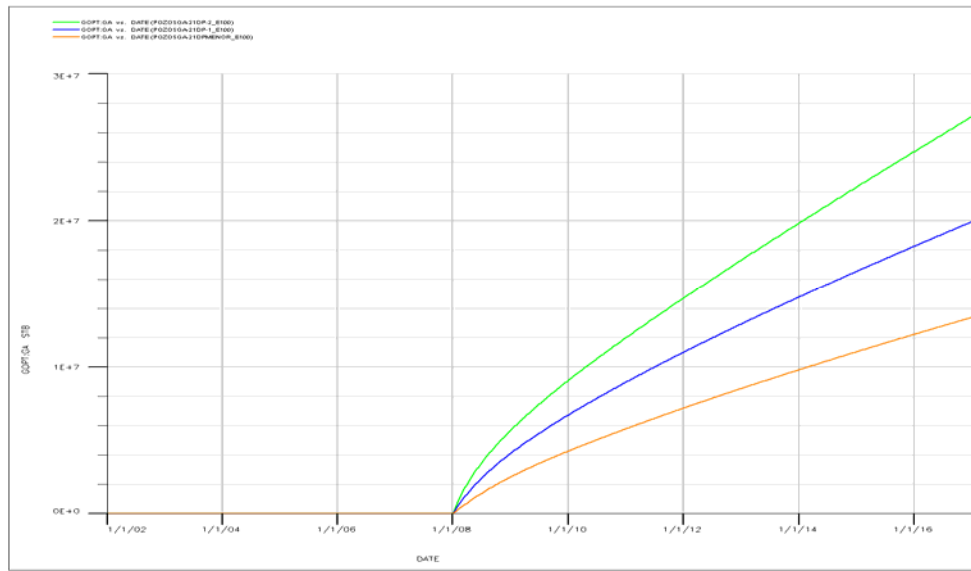
Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento:



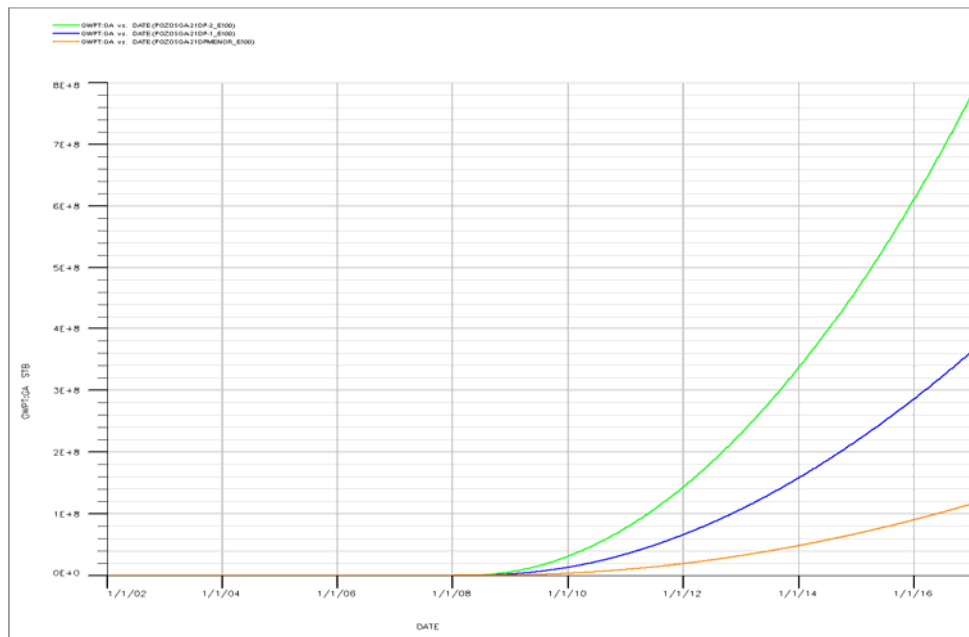
**Figura A.4 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Base. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento**



**Figura A.5 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Base. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento**

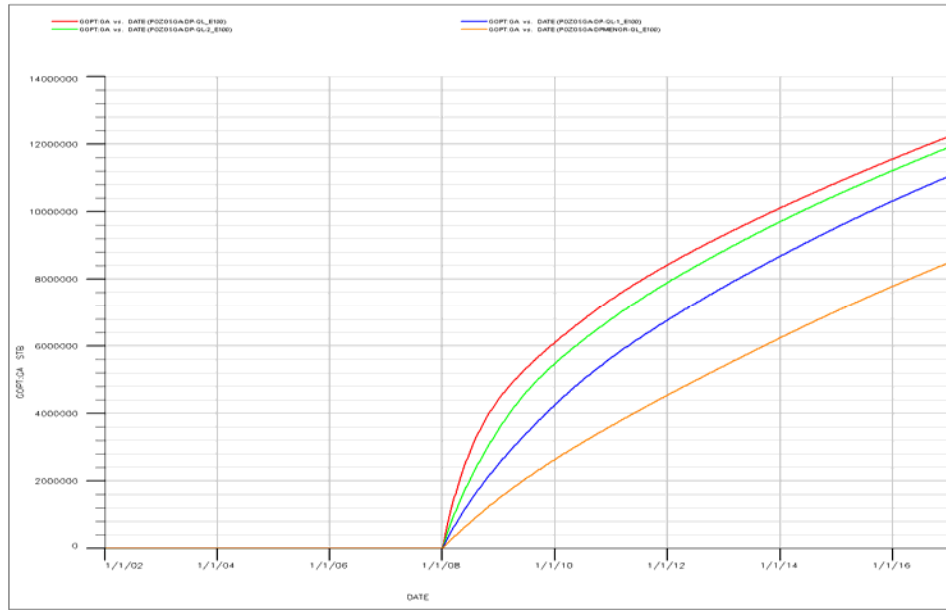


**Figura A.6 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Prueba. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento**

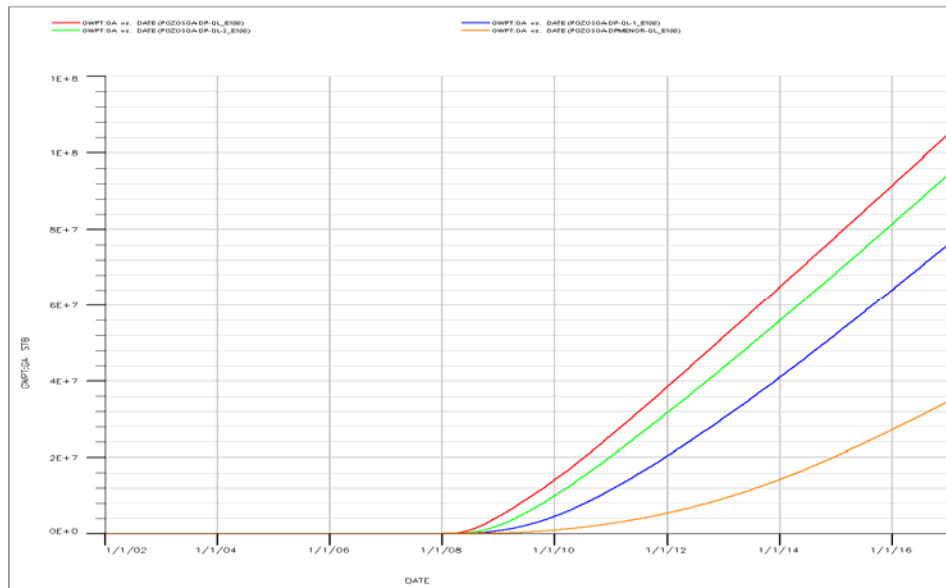


**Figura A.7 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Prueba. Sin Limitaciones del Sistema de Levantamiento**

Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento:



**Figura A.8 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Base. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento**



**Figura A.9 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Base. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento**

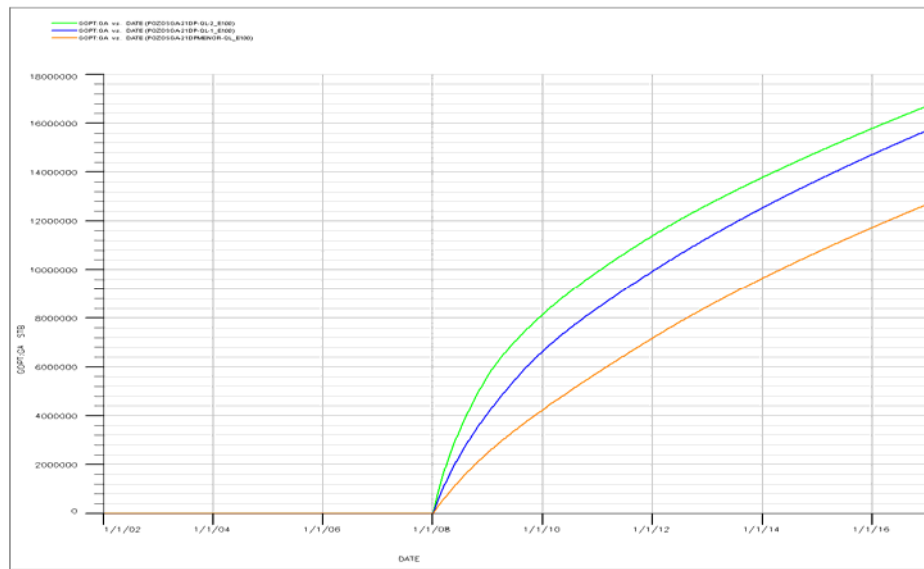


Figura A.10 Acumulado de Petróleo vs. Tiempo. Caso Prueba. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento

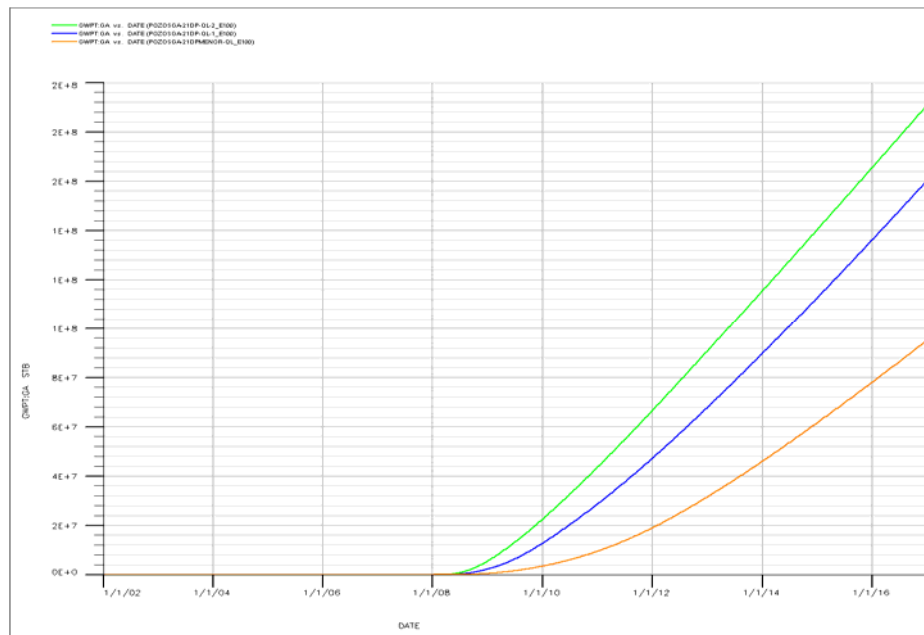


Figura A.11 Acumulado de Agua vs. Tiempo. Caso Prueba. Con Limitaciones del Sistema de Levantamiento

## NOMENCLATURA

### Lista de Símbolos

<b>API:</b>	American Petroleum Institute.
<b>BN:</b>	Barriles Normales.
<b>BPD:</b>	Barriles Por Día.
<b>C<sub>o</sub>:</b>	Compresibilidad del petróleo, lpc <sup>-1</sup> .
<b>Cr:</b>	Compresibilidad de la roca, lpc <sup>-1</sup> .
<b>Cw:</b>	Compresibilidad del agua, lpc <sup>-1</sup> .
<b>cP:</b>	Centipoise.
<b>h:</b>	Espesor ,pies.
<b>°F:</b>	Grados Fahrenheit
<b>K:</b>	Permeabilidad Absoluta, mD.
<b>K<sub>h</sub>:</b>	Permeabilidad Horizontal, mD.
<b>K<sub>rg</sub>:</b>	Permeabilidad relativa al gas.
<b>K<sub>ro</sub>:</b>	Permeabilidad relativa al petróleo.
<b>K<sub>rw</sub>:</b>	Permeabilidad relativa al agua.
<b>K<sub>v</sub>:</b>	Permeabilidad Vertical, mD.
<b>Kh:</b>	Capacidad de Flujo, md*pies
<b>Rs:</b>	Gas en Solución por barril normal de petróleo, MPCN/BN
<b>L:</b>	Longitud, pies.
<b>Lbm:</b>	Libra masa.
<b>Lppc:</b>	Libras por pulgada cuadrada.
<b>mD:</b>	Milidarys
<b>MMBN:</b>	1×10 <sup>6</sup> Barriles Normales.
<b>MMPCN:</b>	1×10 <sup>6</sup> Pies Cúbicos Normales.
<b>Np:</b>	Petróleo Producido.
<b>Pwf (BHP):</b>	Presión de fondo fluyente, lpc
<b>WBP9:</b>	Presión promedio de la celda conectada al pozo y ocho vecinas, lpc
<b>ΔP:</b>	Diferencial de Presión, lppc

<b>POES:</b>	Petróleo Original En Sitio
<b>PVT:</b>	Presión, Volumen y Temperatura.
<b>Qo:</b>	Tasa de Petróleo, BN/D.
<b>Ql:</b>	Tasa de líquido. BN/D
<b>RGP:</b>	Relación gas -petróleo, PCN/BN
<b>Sg:</b>	Saturación de gas
<b>So:</b>	Saturación de petróleo.
<b>Sw:</b>	Saturación de agua.
<b>T:</b>	Temperatura
<b>FVF:</b>	Factor Volumétrico de los Fluidos
<b>PMM:</b>	Presión Mínima de Miscibilidad, lppc
<b>BPC:</b>	Bombas de Cavidad Progresiva
<b>BES:</b>	Bombas Electrosumergibles
<b>MFM:</b>	Medidores de Flujo Multifásico
<b>%AyS:</b>	Porcentaje de Agua y Sedimentos, %
<b>RPM:</b>	Revoluciones por Minuto
<b>RFT:</b>	<i>Repeat Formation Test</i>
<b>NTG:</b>	<i>Net to Gross</i> , porcentaje de arena neta.
<b>PP:</b>	Productores de Petróleo.
<b>PA:</b>	Productores de Agua.

## GLOSARIO

**API:** American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria petrolera. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

**Corte de Agua:** Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

**Datum:** Nivel de profundidad tomado como referencia.

**Factor de Recobro:** Representa el porcentaje del hidrocarburo original en sitio que se puede recuperar económicamente.

**Reservas Recuperables:** La proporción de hidrocarburos que se puede recuperar de un yacimiento, empleando las técnicas existentes.

**Rayos Gamma:** Impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía, emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos.

**Resistividad:** dificultad que encuentran los electrones en sus desplazamientos, se mide en ohmios por metro.

**Registro de Resonancia Magnética Nuclear:** son registros que miden el momento magnético de los núcleos de hidrógeno en el agua y en el hidrocarburo.

**IOR:** son todas aquellas estrategias que se consideren cambios del plan de explotación original que logren mejorar e incrementar de cualquier forma la explotación del yacimiento y aumentar el factor de recobro del mismo.

**EOR:** son aquellos métodos que al modificar las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, logren recuperar mayor cantidad de crudo y realicen

un barrido más efectivo que por recuperación primaria o por simple inyección de agua al yacimiento. Pueden enfocarse a mejorar tanto los métodos de recuperación secundaria (Recuperación Secundaria Mejorada) como los terciaria (Recuperación Terciaria Mejorada).

***Pozos Interespaciados:*** Pozos cuya distancia de separación entre ellos mismos es menor a la estipulada por los reglamentos (menos de 25°).

***CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand):*** Estrategia de producción en yacimientos de crudo extra-pesado que propicia la producción de arena para mejorar la recuperación de petróleo.

***DHOWS (Downhole Hydrocyclonic Oil-Water Separation):*** Estrategia para mejorar la productividad de los pozos, que consiste en la separación del agua producida en el fondo del pozo y la reinyección de la misma en formaciones más profundas.

***DWS (Downhole Water Sink):*** Estrategia que consiste en la extracción del agua del acuífero para evitar la invasión del agua en la zona productora.

***PPT (Pressure Pulse Technology):*** Estrategia de pulsos de presión. Presenta dos aplicaciones principales: se aplica junto con la estrategia CHOPS para compactar los granos de arena y liberar los poros bloqueados y a nivel de laboratorio se tiene que los pulsos de presión permiten la ruptura de los adedamientos de agua en crudo pesado, mejorando la movilidad del crudo ya que el agua no dejaría de formar una fase continua.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Jayasekera, A.J. and Goodyear, S.G.: *The Development of Heavy Oil Fields in the United Kingdom Continental Shelf: Past, Present and Future*, SPE 54623, presentado en Oklahoma, 2002.
- [2] Cunha, L.B.: *Recent In-Situ Oil Recovery-Technologies for Heavy and Extra-heavy Oil Reserves*, Universidad de Alberta, SPE 94986, presentado en Río de Janeiro, Junio 2005.
- [3] Schlumberger en Línea: <http://heavyoilinfo.htm>. [Consulta: 21 de abril de 2007]
- [4] Rojas, L.: *Inteligencia Tecnológica en Control de la Producción de Agua Orientado a Crudos Pesados y Pozos Horizontales*, FUNINDES USB, Enero 2004.
- [5] Inikori, S., Wojtanowicz, A., Siddiqi, S.: *Water Control in Oil Wells With Downhole Oil-Free Water Drainage and Disposal*, SPE 77559, Louisiana State University, 2002.
- [6] Inikori, S., y Wojtanowicz, A.: *New Concepts of Dual-Completion for Water Cresting Control and Improved Oil Recovery in Horizontal Wells*, SPE 77416, Louisiana State University y A & M College, Baton Rouge 2002.
- [7] Ju, B., Dai, S., Fan, T. Y Wang, X.: *An Effective Method to Improve Recovery of Heavy Oil Reservoir With Bottom Water Drive*, IPTC 10521, presentado en Qatar, Noviembre 2005.
- [8] Boarman, D.W. y Zerpa, L.: *Horizontal Water Producers Increase Heavy Oil Recovery Factors*, SPE 69560, presentado en Argentina, Marzo 2001.

- [9] “Proyecto 5228”: *Pre-Screening for Optional Technologies for Sincor Area Exploitation*, Gerencia de Crudos Pesados y Extra-Pesados, Intevep, 2002.
- [10] Taber, J.J, Martin, F.D., Seright, R.S.: *EOR Screening Criteria Revisiting-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Fields*, SPE 35385, presentado en Oklahoma, Abril 1997.
- [11] Paris de Ferrer, M.: *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*, segunda edición, Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela (2001).
- [12] Nasr, T.N. and Ayodele O.R.: *New Hybrid Steam-Solvent Processes for the Recovery Oil and Bitumen*, Alberta Research Council, SPE 101717, presentado en una conferencia en Abu Dhabi, Noviembre 2006.
- [13] Dusseault M.: *New Production Technologies*, SPE Lecturas Distinguidas, University of Waterloo, Canadá, 2002-2003.
- [14] Sahni A., Kumar, M., Knapp R.: *Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs*, SPE 62550, presentado en California, Junio 2000.
- [15] Ovalles, C., Fonseca, A., Lara, A., Alvarado V., Urrecheaga, K., Ranson, A. y Mendoza, H.: *Opportunities of Downhole Dielectric Heating in Venezuela: Three Case Studies Involving Medium, Heavy and Extra-Heavy Crude Oil Reservoirs*, SPE 78980, Venezuela, Noviembre 2002.
- [16] SPE ATW, Offshore/Onshore Heavy Oil Operations, Veracruz Mexico, Marzo 2007. *Polymer Flooding Thin Oil Zones with Bottom Water*.
- [17] Iman F., Mahmood A.: *Evaluating Strategies in Miscible and Immiscible Gas-Injection Projects*, SPE 108014, presentado en Argentina, Abril 2007.

- [18] Malik, Q. e Islam, M.: *CO<sub>2</sub> Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhances Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage with Horizontal Wells*, SPE 59327, presentado en Oklahoma, Abril 2000.
- [19] Taber, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S.: *Technical Screening Guide for the Enhanced Oil Recovery*, SPE 12069, presentado en San Francisco, Octubre 1983.
- [20] Taber, J.J, Martin, F.D., Seright, R.S.: *EOR Screening Criteria Revisiting-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices*, SPE 39234, presentado en Oklahoma, Agosto, 1997.
- [21] Isserver K., Parir, N. y Tirek, A.: *Performance of a Heavy Oil Field Under CO<sub>2</sub> Injection, Bati Raman, Turkey*, SPE 20883, presentado en The Hague, Noviembre 1993.
- [22] SINCOR (2006). Producción en frío de petróleo pesado con arena. Proyecto piloto Fase I. Memoria descriptiva.
- [23] Revista Especial de la Visión y Misión de la Empresa Sincor.
- [24] SINCOR (2006). Descripción del modelo del Acuífero. Presentación del Workshop Petróleo de Junio del 2006.
- [25] SINCOR (2006). *Ajustes del Modelo de Simulación*. Estudio del Departamento de Petróleo.
- [26] Panahi, H.: *Improving the Recovery Factor of Heavy Crude Reservoirs by Co-Injecting and Other Convencional Gaseous Injeting Materials at Immiscibility Condition with Foam*, SPE 92011, presentado en Mexico, Noviembre 2004.
- [27] SINCOR (2005). Impact on D1D2 EHO production when new water producers are drilled in D3. Estudio del Departamento de Petróleo.