

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE PRODUCCIÓN TÉRMICA A
TRAVÉS DE TECNOLOGÍA SAGD EN UN BLOQUE DE LA EMPRESA
MIXTA PETROINDEPENDENCIA, CAMPO CERRO NEGRO, FPO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Oswaldo J. Puerta S.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE PRODUCCIÓN TÉRMICA A
TRAVÉS DE TECNOLOGÍA SAGD EN UN BLOQUE DE LA EMPRESA
MIXTA PETROINDEPENDENCIA, CAMPO CERRO NEGRO, FPO**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Manfre Diego

TUTORA INDUSTRIAL: Ing. Zambrano Adriana

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Oswaldo J. Puerta S.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

Caracas, Octubre de 2015

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Oswaldo J, Puerta S. titulado:

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE PRODUCCIÓN TÉRMICA A TRAVÉS DE TECNOLOGÍA SAGD EN UN BLOQUE DE LA EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA, CAMPO CERRO NEGRO, FPO

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

Prof. Edgar Cotte
Jurado

Prof. Pedro Martorano
Jurado

Prof. Diego Manfre
Tutor Académico

Prof. Adriana Zambrano
Tutora Industrial

DEDICATORIA

A mis Padres.

A mi Novia.

Por y para ustedes.

AGRADECIMIENTOS

A La Universidad Central de Venezuela, por ser mí casa de estudios y darme la oportunidad de aprender conceptos técnicos, sociales y morales.

A mis tutores, que sin ellos no se hubiese podido realizar este trabajo, a la Prof. Zambrano, por haberme dado esta oportunidad de trabajar en este proyecto. Al Prof. Manfre por su asesoría y apoyo prestado durante toda la investigación.

A Dios Todopoderoso por disponer el sendero por el cual camino a diario, por siempre estar presente en las buenas y en las malas, por colocar a mi lado a grandes personas y por sobre todas las cosas por darme vida y salud para cumplir una tras una mis metas.

A mis Abuelos, Ricardo, Juana, Vicenta, por permitirme sentir la alegría y júbilo de compartir momentos amenos junto a ustedes.

A mi Papá, Oswaldo Puerta, por ser mi modelo de vida, incansable, apoyo incondicional, tus sabios consejos, gracias por brindarme educación y sabiduría.

A mi Mamá linda, Belkys De Puerta, por siempre estar atenta, por tu apoyo, por darme educación, por tus regaños que siempre me han ayudado a abrir los ojos y volver al buen sendero.

A mi novia hermosa, Alaila Ladera, por tu apoyo, por estar allí siempre que te necesito, por darme esa fuerza extra para superar los obstáculos.

A todos ustedes, Gracias.

Oswaldo J, Puerta S

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE PRODUCCIÓN TÉRMICA A TRAVÉS DE TECNOLOGÍA SAGD EN UN BLOQUE DE LA EMPRESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA, CAMPO CERRO NEGRO, FPO

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Diego Manfre.

TUTORA INDUSTRIAL: Ing. Adriana Zambrano.

Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, 2015.

Palabras clave: Faja Petrolífera del Orinoco, Simulación Numérica de Yacimientos, Recuperación Térmica, Proceso SAGD

RESUMEN. El desarrollo de campos de petróleo extra-pesado hoy en día representa una alternativa para dar abasto a la demanda de crudo mundial, pero no hay que dejar de lado que debido a las altas viscosidades que caracterizan este tipo de crudos, su explotación eficiente está asociada a superar grandes retos ingenieriles, aplicar procesos mejorados de recobro, transporte y mejoramiento de crudo, entre otros. Esta investigación se centra en dar apoyo a la explotación de estos campos petrolíferos no convencionales al evaluar, con apoyo de la simulación numérica de yacimientos, el comportamiento de un campo de petróleo extra-pesado que se tiene planificado implemente procesos térmicos de recobro mejorado a través de la tecnología de segregación gravitacional asistida por vapor. Durante la verificación del esquema de completación de los pozos en estudio se encontraron deficiencias que no permiten implementar procesos térmicos de forma eficiente, por lo cual se estudiaron algunas alternativas que permitan desarrollar el campo bajo procesos térmicos sin sacrificar así cantidades importantes de hidrocarburos. Para realizar de manera acertada estudios térmicos de simulación numérica de yacimientos es imprescindible conocer a fondo el tipo de software a utilizar, sus fortalezas y debilidades, entre otros detalles; por otra parte, es de vital importancia contar con información puntual que permita emular las condiciones del yacimiento, fluidos, interacciones roca-fluidos, intercambio de temperatura y características necesarias que conlleven a reproducir correctamente el comportamiento del sistema en general. El esquema de explotación evaluado en esta investigación demostró grandes beneficios, al mismo tiempo que dejó importantes e interesantes lecciones aprendidas.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
1. EL PROBLEMA	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.2.1. Objetivo General	5
1.2.2. Objetivos Específicos	5
1.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.4. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
CAPÍTULO II	
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
2.2. CONCEPTOS BÁSICOS	8
2.2.1. Gravedad API	8
2.2.2. Crudos Extra-pesados.....	8
2.2.3. Clúster	10
2.3. PERFORACIÓN DE POZOS.....	11
2.3.1. Perforación Horizontal	11
2.3.2. Tipos de Terminación de Pozos Horizontales.....	12
2.3.2.1. Terminación de Pozos Térmicos Horizontales.....	13
2.4. TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS	17
2.4.1. Recuperación Primaria	17
2.4.2. Mecanismos de Recuperación Secundarios.....	17

2.4.3.	Mecanismos de Recuperación Mejorada.....	18
2.4.3.1.	Métodos de Recuperación por Inyección de Químicos.....	18
2.4.3.2.	Métodos de Recuperación por Inyección de Gases Miscibles	18
2.4.3.3.	Métodos de Recuperación Térmicos	19
2.4.3.3.1.	Inyección Alternada de Vapor (IAV)	20
2.4.3.3.2.	Inyección Continua de Vapor (ICV).....	20
2.4.3.3.3.	Combustión In Situ	21
2.4.3.3.4.	Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)	22
2.5.	TECNOLOGÍA DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR.....	23
2.5.1.	Historia	24
2.5.2.	Principios y Fundamentos	24
2.5.3.	Arquitectura de Pozos	26
2.6.	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS ^[10, 11]	27
2.6.1.	Clasificación de los Simuladores Numéricos de Yacimientos	27
2.6.1.1.	Simulador de Petróleo Negro o Black Oil.....	28
2.6.1.2.	Simulador Composicional	28
2.6.1.3.	Simuladores Químicos	29
2.6.1.4.	Simuladores Térmicos.....	29
2.6.2.	Principios de Funcionamiento de los Simuladores Térmicos	30
2.6.2.1.	Variables Primarias	30
2.6.2.2.	Ecuaciones de Conservación.....	31
2.6.2.3.	Condición de Equilibrio Termodinámico.....	32
2.6.2.4.	Fracciones Molares Totales.....	33
2.6.2.5.	Variables Flash	34

2.6.2.6.	Volumen de Fluido.....	34
2.6.2.7.	Flujo entre Celdas.....	35
2.6.2.8.	Flujo hacia los Pozos.....	37
2.6.2.9.	Conducción de Calor.....	37
2.6.2.10.	Método de Solución.....	38

CAPÍTULO III

3.	ÁREA DE ESTUDIO.....	39
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	39
3.1.1.	Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”.....	39
3.1.2.	Área de Carabobo.....	40
3.1.3.	Características Geológicas.....	42
3.1.4.	Estratigrafía Regional.....	43
3.1.4.1.	Basamento.....	43
3.1.4.2.	Formación Oficina.....	44
3.1.4.2.1.	Miembro Morichal.....	44
3.1.4.2.2.	Miembro Yabo.....	44
3.1.4.2.3.	Miembro Jobo.....	45
3.1.4.2.4.	Miembro Pilon.....	45
3.1.4.3.	Formación Freites.....	45
3.1.4.4.	Formación Mesa-Las Piedras.....	46
3.1.5.	Estratigrafía Local.....	47
3.1.6.	Configuración Estructural.....	48
3.1.7.	Características de los Yacimientos.....	49
3.1.8.	Volúmenes de Hidrocarburos.....	49

CAPÍTULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO	51
4.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	51
4.2. TIPO DE LA INVESTIGACIÓN.....	51
4.3. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	52
4.3.1. Recopilación de Información	52
4.3.1.1. Tópicos a considerar en Pozos Horizontales Térmicos.....	53
4.3.1.1.1. Efecto de Retrogresión en la Resistencia de los Cementos.....	53
4.3.1.1.2. Dilatación y Re-compactación en Arenas No Consolidadas.....	54
4.3.1.2. Esquema Óptimo de Completación para Pozos Horizontales Destinados a Procesos Térmicos.....	55
4.3.1.3. Esquema de Perforación y Completación para los Pozos de Petroindependencia S.A.	57
4.3.1.4. Ventana de Aplicación para la Tecnología SAGD.....	60
4.3.1.5. Propiedades del Yacimiento.....	61
4.3.1.6. Propiedades de los Fluidos	62
4.3.1.7. Propiedades Roca-Fluidos.....	63
4.3.2. Simulador de Yacimientos Seleccionado para el Estudio	63
4.3.2.1. Simulador Numérico de Yacimientos STARS® de CMG	63
4.3.3. Modelo Geocelular de Yacimiento.....	64
4.3.3.1. Distribución de Propiedades de Yacimiento en el Modelo Geocelular	66
4.3.4. Extracción de Sub-Modelo de Yacimiento	70
4.3.4.1. Primer Corte: Unidades Geológicas	70
4.3.4.2. Segundo Corte: Zona del Clúster	71

4.3.4.3.	Tercer Corte: Espesor Neto de Arena.....	73
4.3.4.4.	Cuarto Corte: Índices de Oportunidad	75
4.3.5.	Propiedades de los Fluidos	81
4.3.6.	Propiedades Roca – Fluidos	85
4.3.7.	Completación de la Sección Horizontal de los Pozos	87
4.3.8.	Fases de Desarrollo del Yacimiento	90
4.3.8.1.	Producción en Frío	90
4.3.8.2.	Inyección Cíclica de Vapor	91
4.3.8.3.	Inyección Continua de Vapor.....	92
4.3.9.	Optimización de Parámetros.....	94
4.3.10.	Controles Especiales sobre el Proceso SAGD.....	95

CAPÍTULO V

5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	97
5.1.	COMPLETACIÓN DE POZOS DEL CLÚSTER MAC-B	97
5.2.	MODELO NUMÉRICO DE YACIMIENTO	98
5.2.1.	Propiedades del Yacimiento	98
5.2.2.	Propiedades de los Fluidos	99
5.2.3.	Propiedades Roca - Fluidos.....	107
5.2.4.	Inicialización	112
5.3.	FASES DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO.....	113
5.3.1.	Primera Fase	113
5.3.2.	Segunda Fase.....	116
5.3.3.	Tercera Fase	121
5.3.3.1.	Primer Tramo de la Tercera Fase	126

5.3.4. Segundo Tramo de la Tercera Fase	129
5.4. COMPILACIÓN DE LAS FASES.....	133
5.5. CONOCIMIENTOS ADQUIRIDOS	135
CONCLUSIONES.....	140
RECOMENDACIONES.....	142
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	143
BIBLIOGRAFÍA.....	146

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ejemplo de la estrategia de construcción de Clústeres.....	10
Figura 2.2 Perforación Horizontal	12
Figura 2.3 Falla del cemento al ser sometido a esfuerzos de compresión por expansión térmica.....	15
Figura 2.4 Falla del cemento al ser sometido a esfuerzos de tensión por expansión térmica.....	15
Figura 2.5 Fenómeno de retrogresión que afecta a los cementos	16
Figura 2.6 Viscosidad del crudo vs temperatura.....	19
Figura 2.7 Inyección alternada de vapor	20
Figura 2.8 Inyección continua de vapor.....	21
Figura 2.9 Combustión in situ.....	22
Figura 2.10 Segregación gravitacional asistida por vapor	23
Figura 2.11 Pares de pozos SAGD.....	25
Figura 2.12 Cámara de vapor SAGD.....	25
Figura 2.13 Posicionamiento y guía de pareja de pozos SAGD	26
Figura 3.1 Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez", República Bolivariana de Venezuela.....	39
Figura 3.2 Área de Carabobo y sus límites territoriales.....	40
Figura 3.3 Área de la E.M. Petroindependencia S.A. y su división por bloques.....	41
Figura 3.4 Linderos del Bloque Carabobo 5 de Petroindependencia S.A.....	42
Figura 3.5 Cuencas Petrolíferas de la República Bolivariana de Venezuela.....	43
Figura 3.6 Columna estratigráfica tipo del área de Carabobo.....	46
Figura 4.1 Fases de la metodología aplicada	52
Figura 4.2 Metamorfismo hidrotermal en los cementos según su formulación.....	54
Figura 4.3 Modelo de dilatación y re-compactación de los granos en arenas no consolidadas	55
Figura 4.4 Esquema básico de completación óptima necesario para pozos horizontales térmicos	57

Figura 4.5 Arreglo de pozos en los clústeres de Petroindependencia S.A.....	58
Figura 4.6 Configuración de clústeres por cada unidad geológica de producción	59
Figura 4.7 Diseño de los pozos horizontales de producción de Petroindependencia S.A.....	60
Figura 4.8 Etiqueta del simulador numérico STARS® de CMG	64
Figura 4.9 Polígono correspondiente a la ubicación del modelo geocelular desarrollado por la empresa mixta	64
Figura 4.10 Profundidad del yacimiento apreciada desde el modelo geocelular.....	65
Figura 4.11 Planos de falla caracterizados en el modelo geocelular	66
Figura 4.12 Primer corte del modelo geocelular.....	70
Figura 4.13 Formato ".wdb" para introducir las trayectorias de pozos al simulador.	71
Figura 4.14 Configuración del clúster MAC-B proyectado en el plano IxJ	72
Figura 4.15 Segundo corte del modelo geocelular.....	73
Figura 4.16 Vista en plano IxJ & IxK de la distribución de arenas y lutitas en el sub-modelo.....	74
Figura 4.17 Tercer corte del modelo geocelular	74
Figura 4.18 Normalización de los valores de "Fracción Neta de Petróleo"	76
Figura 4.19 Normalización de los valores de "Capacidad de Flujo"	77
Figura 4.20 Índices de oportunidad caracterizados en el sub-modelo	78
Figura 4.21 Pozos candidatos para evaluación minuciosa por índices de oportunidad	79
Figura 4.22 Cuarto corte del modelo geocelular.....	80
Figura 4.23 Características del sub-modelo seleccionado para el estudio.....	80
Figura 4.24 Viscosidad del crudo muerto caracterizado por los expertos de la empresa mixta	81
Figura 4.25 Comparación de datos de permeabilidad relativa entre Petropiar y Petromonagas	87
Figura 4.26 Esquema de trayectorias planificadas para este estudio	88
Figura 4.27 Formato ".perf" para introducir las completaciones al simulador	88
Figura 4.28 Diagrama de trayectoria y completación del pozo P2A-NE generado...	89

Figura 4.29 Completación selectiva en pozos horizontales	89
Figura 4.30 Fases de desarrollo del yacimiento en estudio.....	90
Figura 4.31 Fases de desarrollo del campo de acuerdo al tipo de pozo.....	93
Figura 4.32 Esquema de producción esperado durante el desarrollo de las distintas fases de explotación	94
Figura 5.1 Aspecto externo del modelo de yacimiento construido.....	99
Figura 5.2 Factor volumétrico de formación del agua.....	101
Figura 5.3 Densidad del agua.....	102
Figura 5.4 Viscosidad del agua.....	102
Figura 5.5 Factor volumétrico de formación del petróleo	103
Figura 5.6 Viscosidad del petróleo	104
Figura 5.7 Densidad del petróleo	104
Figura 5.8 Relación gas – petróleo	105
Figura 5.9 Factor volumétrico de formación del gas	105
Figura 5.10 Densidad del gas.....	106
Figura 5.11 Curvas de permeabilidades relativas del sistema agua - petróleo	108
Figura 5.12 Curvas de permeabilidades relativas del sistema gas - líquido	108
Figura 5.13 Diagrama ternario representando las permeabilidades relativas trifásicas a condiciones iniciales de yacimiento.....	109
Figura 5.14 Viscosidad del componente “agua” respecto a la temperatura.....	110
Figura 5.15 Viscosidad del componente “petróleo muerto” con respecto a la temperatura.....	110
Figura 5.16 Viscosidad del componente “gas en solución” con respecto a la temperatura.....	111
Figura 5.17 Diagrama ternario representando las permeabilidades relativas trifásicas a temperatura de 500 °F	111
Figura 5.18 Presión de yacimiento vs tiempo durante el período de inicialización. 112	
Figura 5.19 Producción de líquido del pozo P2A-NE bajo los parámetros de operación propuestos por la empresa mixta.....	113

Figura 5.20 Producción acumulada de líquidos del pozo PA2-NE y presión de yacimiento bajo los parámetros de operación de la empresa mixta	114
Figura 5.21 Comportamiento de la producción del pozo P2A-NE bajo los parámetros operacionales recomendados en este estudio	115
Figura 5.22 Ciclos de producción del pozo P2A-NE bajo los parámetros de operación de la empresa mixta.....	116
Figura 5.23 Comportamiento de producción de los pozos de relleno bajo los parámetros de operación de la empresa mixta	117
Figura 5.24 Descenso de la presión del yacimiento durante la primera y segunda fase de desarrollo	118
Figura 5.25 Producción de líquidos del pozo P2A-NE durante la inyección cíclica de vapor bajo los parámetros operacionales recomendados en este estudio.....	119
Figura 5.26 Inyección del pozo P2A-NE durante el proceso de inyección cíclica de vapor.....	119
Figura 5.27 Comportamiento de producción de los pozos de relleno bajo los parámetros operacionales recomendados en este estudio	120
Figura 5.28 Evidencia de irrupción de vapor en el pozo productor del par SAGD sometido a los parámetros de operación propuestos por la empresa mixta	121
Figura 5.29 Isosuperficies de temperatura generadas durante el desarrollo del proceso SAGD.....	123
Figura 5.30 Eficiencia de barrido de la cámara de vapor conforme avanza el proceso SAGD.....	124
Figura 5.31 Viscosidad de petróleo en torno a la cámara de vapor durante el proceso SAGD.....	125
Figura 5.32 Influencia de las condiciones geológicas del yacimiento sobre la eficiencia del proceso SAGD	125
Figura 5.33 Comportamiento de producción del pozo P2A-NE durante el primer tramo de la tercera fase del desarrollo del yacimiento.....	127
Figura 5.34 Producción de líquidos durante la inyección cíclica de vapor sobre el pozo de relleno ubicado al norte	128

Figura 5.35 Producción de líquidos durante la inyección cíclica de vapor sobre el pozo de relleno ubicado al sur.....	128
Figura 5.36 Comportamiento de producción del pozo P2A-NE durante el segundo tramo de la tercera fase	130
Figura 5.37 Comportamiento de producción durante el segundo tramo de la tercera fase del pozo de relleno ubicado al norte	131
Figura 5.38 Comportamiento de producción durante el segundo tramo de la tercera fase del pozo de relleno ubicado al sur	132
Figura 5.39 Inyección de vapor del pozo P2A-NE durante el proceso de inyección continua de vapor bajo los principios de la tecnología SAGD	133
Figura 5.40 Esquema de producción final obtenido para el yacimiento en estudio.	134
Figura 5.41 Producción acumulada de petróleo obtenida bajo el esquema de explotación desarrollado	135
Figura 5.42 Efecto sobre la viscosidad del petróleo durante el proceso SAGD implementado en el yacimiento en estudio	136
Figura 5.43 Fusión de la cámara de vapor entre el pozo P2A-NE y el pozo de relleno ubicado al norte	137
Figura 5.44 Evidencia de migración de vapor a través de los planos de falla	138
Figura 5.45 Eficiencia de barrido de petróleo obtenido durante la implementación de la tecnología SAGD	139

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Propiedades de los crudos en la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”	9
Tabla 2.2 Variedad de crudos en la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”	9
Tabla 3.1 Volúmenes originales en sitio para el miembro Morichal de la formación Oficina en el área de la E.M. Petroindependencia S.A.	50
Tabla 4.1 Ventana de aplicación de la tecnología SAGD	61
Tabla 4.2 Valores típicos de las propiedades del yacimiento en estudio	62
Tabla 4.3 Fases en la que es posible encontrar cada componente del modelo de fluido	84
Tabla 4.4 Parámetros caracterizados por la empresa mixta para la estimación de permeabilidades relativas	86
Tabla 4.5 Dependencia de la saturación residual de petróleo y la saturación de agua connata respecto a la temperatura	87
Tabla 4.6 Condiciones de producción durante la primera fase de desarrollo del yacimiento	91
Tabla 4.7 Condiciones de producción durante la segunda fase de desarrollo del yacimiento	92
Tabla 4.8 Condiciones de producción durante la tercera fase de desarrollo del yacimiento	93
Tabla 5.1 Simulación de prueba PVT por liberación instantánea a partir de data confiable manejada por la empresa mixta	100
Tabla 5.2 Composición de la fase oleica calculada por el simulador a partir de las propiedades PVT	106
Tabla 5.3 Curvas de permeabilidad relativa obtenidas para caracterizar la interacción roca-fluido	107

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos es por excelencia la metodología aplicada para establecer la comunicación entre un yacimiento de petróleo y la superficie, obteniendo de esta forma el sendero que permite el desarrollo del mismo. Para perforar un pozo petrolero se requiere de las herramientas adecuadas y un vasto conocimiento de técnicas especiales que permitan realizar esta tarea de forma eficaz. De la eficiencia del proceso de perforación va a depender la productividad que pueda alcanzar el pozo a lo largo de su vida útil como productor de petróleo; sin embargo, cuando el crudo presenta altas viscosidades en subsuelo, resulta bastante complicado mantener una producción económicamente viable de este crudo. Con el tiempo han evolucionado diversas técnicas que permiten aumentar la productividad en pozos que producen estos crudos altamente viscosos, y una de las más revolucionarias técnicas fue la perforación de pozos horizontales.

Los pozos horizontales permiten aumentar la superficie del hoyo que está en contacto con la formación, esto aumenta el radio de drenaje y con ello el flujo de crudo desde el yacimiento hasta el pozo logrando así mantener una productividad mucho más viable económicamente si se compara con un pozo vertical. Aunque es un avance bastante significativo, no es suficiente. Las altas viscosidades no permiten que el crudo migre fácilmente hacia el hoyo, grandes cantidades de petróleo quedan atrapadas en el seno de la formación. Una vez más la evolución de novedosas técnicas permite que estos problemas vayan mermando ya que se conoce que la temperatura es capaz de influir directamente sobre la viscosidad de un fluido y, para mayor beneficio, las altas viscosidades de los crudos pueden descender bruscamente con pequeños aumentos de temperatura.

Una de las técnicas actuales más eficientes para aumentar el recobro en yacimientos petrolíferos implementando procesos térmicos es la Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, conocida comúnmente por sus siglas en inglés como SAGD, obteniéndose porcentajes de extracción de hasta 80% del petróleo original en sitio.

Pero este tipo de técnicas térmicas requieren de estudios profundos que corroboren que el yacimiento es candidato a este tipo de procesos y, aún más importante, se necesita de grandes inversiones que cubran los requerimientos de dicho proceso.

En la industria petrolera la rentabilidad de los proyectos es el objetivo vital. No se produce petróleo a un costo superior al precio de su venta; por lo tanto, cualquier técnica que evolucione para aumentar la rentabilidad de los proyectos petroleros será apetecible para la industria.

Esta investigación se presenta como alternativa para disminuir los costos de producción en procesos que involucran la posible implementación de la tecnología SAGD. La intención es evaluar las condiciones de completación de pozos horizontales que se encuentren produciendo crudo sin procesos térmicos, con el propósito de determinar cuál será el efecto sobre el mismo si se somete a procesos térmicos.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las altas viscosidades que presentan los crudos del tipo extra-pesado representan uno de los problemas más relevantes para su adecuada explotación. En la actualidad, los yacimientos de este tipo de crudo se han convertido en una opción bastante viable para continuar el desarrollo de la industria petrolera. Estas altas viscosidades no sólo dificultan los procesos de extracción y transporte sino que también reduce los volúmenes de crudo móviles dentro del yacimiento, afectando notablemente los porcentajes de recobro.

Innovadoras tecnologías se han desarrollado a lo largo de las dos últimas décadas con el propósito fundamental de aumentar los volúmenes móviles de hidrocarburos dentro de los yacimientos. La rentabilidad de este tipo de proyectos es limitada ya que depende de la certeza que se posea en cuanto a los porcentajes reales de extracción de volúmenes de crudo y los riesgos asociados a esto.

La producción de crudo que involucran procesos térmicos es mucho más costosa que los procesos convencionales, sin embargo, los procesos de recuperación térmica aumentan significativamente el porcentaje de recobro de crudo, por tal motivo fácilmente se convierten en una opción rentable para desarrollar los campos petroleros. Como todo plan, estos proyectos térmicos deben ser efectuados de manera efectiva para cubrir las expectativas económicas.

Existen yacimientos de crudos extra pesados que tienen un volumen importante que puede ser recuperado a través de producción en frío, sin embargo otro volumen bastante considerable puede ser extraído sólo a través de recuperación mejorada. Por tal razón, una adecuada gerencia de yacimientos debe considerar la combinación de ambos métodos, de manera tal que se maximice el factor de recobro final, pero que a su vez sea factible desde el punto de vista técnico-económico y en consecuencia

tomar las medidas necesarias para combinar ambos métodos durante la etapa inicial de construcción de los pozos que inicialmente producirán en frío.

En el bloque 5 del campo Cerro Negro, en la Faja Petrolífera del Orinoco, actualmente se lleva a cabo el desarrollo de tres (3) clústeres de 32 pozos horizontales cada uno, en los cuales, la arquitectura de los pozos contempló inicialmente la completación de pozos con los componentes básicos a fin de que los pozos sean capaces de soportar altas temperaturas en el futuro y así hacer factible la futura producción a través de procesos térmicos.

Las propiedades de los yacimientos en los cuales los clústeres fueron construidos tienen propiedades de yacimiento que hacen factible la aplicación de tecnología de inyección continua asistida por drenaje de vapor, “SAGD” por sus siglas en inglés, por tal razón los pozos inicialmente a producir en frío fueron completados en la base de los yacimientos para que en el futuro puedan ser combinados con pozos inyectoros de vapor a ser completados en el tope y así construir el par de pozos que formará la combinación apta para la tecnología SAGD y alcanzar factores de recobro en las zonas de drenaje de al menos 60%, por lo tanto, se propone a través de éste trabajo de investigación evaluar la posibilidad de implementar dichos procesos térmicos en los pozos ya completados de los clúster MAC-A, y MAC-B considerando las condiciones actuales bajo las cuales se completaron los pozos productores y posteriormente simular numéricamente la factibilidad de combinar la tecnología SAGD una vez se alcancen las condiciones mínimas para comenzar a aplicar dicha tecnología. A la vez, se pretende recomendar cómo se debe realizar el proceso de análisis de factibilidad para combinar ambos esquemas de producción y completación en los nuevos clústeres a completar tomando como referencia uno de los cuales aún se encuentra en fase inicial para la construcción de pozos y de esta manera se obtenga el máximo recobro en la vida útil de producción de los pozos a completar en la Empresa Mixta Petroindependencia.

1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad de producción térmica a través de la tecnología SAGD en pozos inicialmente bajo producción en frío en un bloque de la Empresa Mixta Petroindependencia, Campo Cerro Negro, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Recopilar casos históricos en los cuales se hayan realizado propuestas similares de producción en frío y posterior cambio a térmico.
- Analizar la arquitectura de los pozos completados en el clúster MAC-B y realizar propuestas para futuras completaciones.
- Evaluar la factibilidad de que los pozos diseñados para producir en frío en el clúster MAC-B soporten procesos térmicos en el futuro una vez se alcancen los límites mínimos necesarios.
- Determinar mediante índices de oportunidad el área del yacimiento apropiado para la combinación de métodos primarios e inyección de vapor.
- Desarrollar el modelo numérico representativo del yacimiento implementando el simulador numérico STARS de CMG.
- Realizar una simulación dinámica a fin de analizar la factibilidad de producir con arreglo SAGD en un clúster combinando ésta técnica con producción inicial en frío.
- Proponer una estrategia para la perforación y completación de pozos a desarrollar en los futuros clústeres de la Empresa Mixta Petroindependencia.

1.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La demanda de crudo a nivel mundial han incrementado con el paso del tiempo y las reservas de hidrocarburos son cada vez menores, dando paso a la rentabilidad en el desarrollo de reservas no convencionales como lo son los yacimientos de crudo extra-

pesado, basados en ésta premisa los planes estratégicos de PDVSA contemplan que en los nuevos desarrollos de la Faja petrolífera del Orinoco, es necesario la combinación de métodos de producción primaria y recuperación mejorada con el propósito de maximizar el factor de recobro y así extender la vida útil de los yacimientos.

En la Empresa Mixta Petroindependencia los planes de desarrollo contemplan la aplicación futura de tecnologías de recuperación térmica, sin embargo, desde el año 2013 se inició la producción en frío de algunos pozos y por lo tanto se requiere realizar un análisis exhaustivo a fin de estudiar la factibilidad de producir a través de métodos térmicos considerando los diseños actuales de construcción de pozos, esto permitirá alertar a las diferentes gerencias encargadas de desarrollo acerca de los componentes básicos y las medidas preventivas necesarias para la producción futura sin que se sacrifiquen reservas recuperables de los yacimientos.

1.4. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación es una propuesta dirigida a incentivar el desarrollo de campos petrolíferos de crudo extra-pesado al implementar procesos térmicos, ya sea que inicialmente hayan sido planificados a ser desarrollados bajo este tipo de régimen o no; todo esto con el propósito de ofrecer oportunidades de expansión en los proyectos de explotación de crudos extra-pesados.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Para finales del año 1970 el concepto de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) fue introducido por Roger Butler y desarrollado hipotéticamente como método para la recuperación mejorada en yacimientos de bitumen. Teoría que se llevaría a la práctica para el año 1978 en el campo Cold Lake, Athabasca, Canadá. A partir de la propuesta de Butler, se han realizado numerosos estudios sobre la tecnología SAGD que tienen, entre otros objetivos, lograr la mayor eficiencia al llevar a cabo el desarrollo de esta tecnología. Estos estudios se han ampliado en diferentes países, en especial en aquellos donde se localizan campos de petróleo pesado muy viscoso. Entre otras investigaciones es conveniente destacar las citadas a continuación:

Monter, F. (2010). Universidad Autónoma de México. El autor realizó su investigación para determinar los parámetros que influyen en una adecuada y eficiente aplicación del proceso SAGD, una de las conclusiones de este trabajo es que se deberá tener vasto conocimiento sobre la geología del área y a su vez realizar numerosos estudios de núcleos, contar con registros geofísicos, análisis de los esfuerzos, entre otros, debido a que la permeabilidad de la roca juega un papel importante para el proceso. Todo esto es importante ya que para que exista el drenaje gravitacional se deben tener condiciones propicias en la roca que permitan el paso de forma vertical del hidrocarburo precalentado a través de los poros interconectados.

Montes, E.; Pacheco, H. (2006). Universidad Industrial de Santander. En esta investigación los autores concluyen que para un proyecto SAGD la irrupción temprana del vapor en el pozo productor ocasiona una disminución a largo plazo del petróleo recuperado, así como un aumento de la relación vapor-petróleo, afectando la rentabilidad del proyecto. Para evitar esta situación, es conveniente iniciar la

inyección de vapor a bajas tasas, e ir incrementando paulatinamente la cantidad de vapor suministrada al yacimiento.

Nelson, E.; Barlet-Gouédard, V. (2011). Schlumberger. En este artículo se determinan las distintas composiciones para los cementos que se utilizaran en los pozos térmicos, demostrando que los cementos térmicos abarcan una amplia variedad de condiciones de pozo y procesos químicos complejos. Diversos factores deben ser considerados para determinar la composición óptima de cemento para una situación particular. Sin embargo, hay varios puntos técnicos que el ingeniero debe recordar al momento de que las temperaturas estáticas excedan los 230°F [110 °C], en el cual entre un 35% a 40% BWOC de sílice debe ser añadido a los cementos Portland con el fin de evitar los efectos causados por el fenómeno conocido como retrogresión.

2.2. CONCEPTOS BÁSICOS ^[1, 2]

2.2.1. Gravedad API

Es una forma particular de expresar la densidad de los crudos y sus derivados. Ésta es una propiedad fundamental para la caracterización y comercialización del petróleo y sus productos. La clasificación del crudo según API se muestra a continuación:

- Crudos Volátiles > 40°
- Crudos Livianos 30,0 - 40,0°
- Crudos Medianos 22,0 - 29,9°
- Crudos Pesados 10,0 - 21,9°
- Crudos Extra-pesados < 10°

2.2.2. Crudos Extra-pesados

El término se refiere a todo tipo de crudo cuya densidad medida en Gravedad API es menor que 10°API, es más pesado que el agua y su viscosidad libre de gas está por debajo de los 10.000 cP a temperatura de yacimiento y a presión atmosférica. Posee además, un contenido aproximado de azufre de 3,5 %, y un contenido de metales de aproximadamente 488 ppm (V, Ni, entre otros). Debido a estas características el

crudo extra-pesado tiene problemas de movilidad tanto en el yacimiento como en la superficie.

Tanto los crudos pesados como los extra-pesados se caracterizan, entre otras cosas, por contener una elevada porción de fracciones de hidrocarburos de alto peso molecular y tener un mayor contenido de heteroátomos indeseables (S, N, O, entre otros).

En el oriente de la República Bolivariana de Venezuela se encuentran las mayores reservas de este tipo de crudo en el mundo, depósito conocido actualmente como Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”. En dicho depósito, las propiedades y calidades de los fluidos varían considerablemente de norte a sur, pudiéndose encontrar hacia el norte crudos pesados de unos 17°API y al sur crudos extra-pesados de hasta 4°API. La **Tabla 2.1** y **Tabla 2.2** exhiben los rangos de propiedades y calidades de los fluidos encontrados en este enorme depósito de crudo.

Tabla 2.1 Propiedades de los crudos en la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”
(Fuente: Fiorillo, 1987)

PROPIEDAD	VALOR
GRAVEDAD API (°API)	4 - 17
DENSIDAD (g/cm ³ a 15,6°C)	1,044 - 0,934
CONTENIDO DE AZUFRE (%)	3 - 4
CONTENIDO DE METALES (ppm)	500

Tabla 2.2 Variedad de crudos en la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”
(Fuente: Fiorillo, 1987)

CALIDAD	GRAVEDAD API (°API)	VISCOSIDAD (cSt a 210°F)	AZUFRE (%)	VANADIO (ppm)
A	>13	<60	<1,6	<250
B	10 - 13	60 - 230	1,60 - 3,24	250 - 380
C	8,5 - 10	230 - 300	3,24 - 3,80	380 - 450
D	<8,5	>300	>3,80	>450

2.2.3. Clúster

Desde hace ya algunas décadas se ha evolucionado en la estrategia de perforar varios pozos horizontales partiendo desde una misma área a nivel superficial, estrategia que se conoce con el nombre de clúster. El clúster permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un solo sitio se pueden perforar varios pozos. Además, se logran economías en construcción de caminos, instalaciones, en utilización de transporte de carga y personal y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto. Por lo general los clústeres están conformados tanto por pozos en dos dimensiones, como por pozos en tres dimensiones, buscando siempre utilizar un arreglo que cumpla con las exigencias requeridas para un óptimo drenaje de la zona y a la vez conseguir los parámetros operacionales más sencillos. Según el arreglo que presenten en superficie podemos encontrar clústeres de una sola fila, de dos filas o en forma de “L”. El número de pozos que puede tener un clúster es variable y depende de muchos parámetros que por lo general verifican el equipo de yacimientos y son estos los que determinan comúnmente cuantos pozos se perforaran. En la **Figura 2.1** es posible observar el mecanismo de construcción general de un clúster.

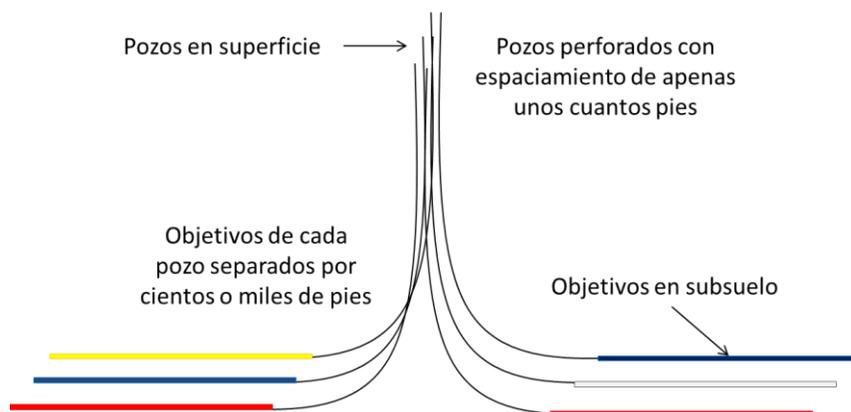


Figura 2.1 Ejemplo de la estrategia de construcción de Clústeres

2.3. PERFORACIÓN DE POZOS ^[3,4]

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros. Por ejemplo, la predicción de presión de fractura requiere que la presión de formación sea determinada previamente.

2.3.1. Perforación Horizontal

Los pozos horizontales son perforados idealmente paralelos a los planos horizontales de un yacimiento de determinado espesor. Esta técnica se utiliza para aumentar el área de contacto del pozo con el yacimiento, lo cual conlleva a la optimización de la productividad y del recobro de reservas, tienen amplia aplicación en yacimientos que muestran alta permeabilidad vertical, o exhiben problemas de conificación de agua y/o gas. La longitud de la sección horizontal dependerá de la extensión del yacimiento, del área que se estime drenar y las condiciones tanto de perforación como de producción. Generalmente esta sección no está cementada. Los pozos horizontales pueden acelerar el proceso de recobro por segregación gravitacional, esto debe ser considerado cuando se planifica el desarrollo de un campo. Este tipo de pozos son utilizados para proyectos que requieren la inyección de fluidos, en donde existe una amplia área de drenaje y como consecuencia un aumento en la inyectividad, lo cual se traduce en un aumento en el recobro de las reservas. El término “pozo horizontal” se refiere a pozos de 90 grados de inclinación con respecto a la vertical, pero también se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de desviación no menor de 86 grados tal y como lo detalla la **Figura 2.2**, dónde además puede apreciarse que la sección horizontal del pozo representa el objetivo, el cual es considerado como una fractura de conductividad infinita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo.

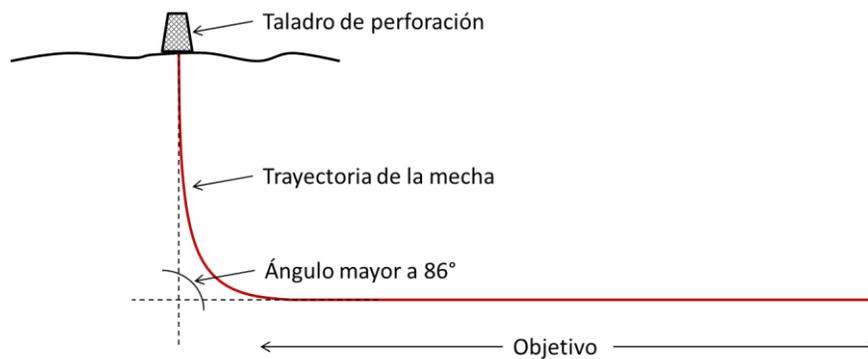


Figura 2.2 Perforación Horizontal

2.3.2. Tipos de Terminación de Pozos Horizontales

El comportamiento y rendimiento efectivo de los pozos dependen en forma directa no solo de las características geológicas y petrofísicas del yacimiento, sino también del esquema de terminación planificada.

Entre las opciones de terminación figuran la terminación a hoyo desnudo, terminación con camisa ranurada con o sin empaque de grava, terminación con camisa ranurada y empacadura externa, y terminación con revestidor cementado y cañoneado. La selección de la terminación dependerá de las necesidades y experiencia que se tenga sobre el yacimiento o campo.

Para la selección del método de terminación a usar en un determinado pozo horizontal, es de suma importancia la consideración de factores tales como:

- Tipo de formación perforada.
- Método de perforación usado.
- Tipo de fluido de perforación usado.
- Requerimiento de estimulación.
- Requerimientos de mecanismos de producción.
- Condiciones del yacimiento.
- Condiciones de abandono.

2.3.2.1. Terminación de Pozos Térmicos Horizontales

Un factor muy importante para el éxito de un proyecto en el que se involucre pozos horizontales y métodos de recuperación térmica de hidrocarburos es la realización de una adecuada completación y la puesta en práctica de técnicas correctas de cementación que permitan obtener pozos más estables y duraderos. Dichos pozos deben asegurar que el mecanismo de recobro mejorado sea ejecutado de acuerdo con el diseño realizado y con la duración requerida para alcanzar el factor de recobro planificado.

La forma más común para revestir la sección horizontal de un pozo consiste en el uso del liner ranurado, y en el caso de pozos en los que se presenta una alta producción de arena se realiza empaquetamiento con grava. Una vez que estas tuberías son ubicadas dentro del pozo y se ha iniciado la inyección de vapor, los cambios de temperatura pueden expandir, contraer o pandear la tubería; por lo tanto, al momento de diseñar el plan de completación del pozo debe tomarse en cuenta esta situación debido a que puede ocasionar serios problemas sobre la estabilidad e integridad del mismo.

En el caso de los procesos térmicos, se hace necesario conocer la variación de temperatura durante la vida del proyecto de inyección de vapor, por lo que deben bajarse al pozo herramientas de monitoreo para realizar una constante medición de la temperatura. Las razones por las que deben vigilarse la temperatura son variadas; por ejemplo, en el caso de la técnica SAGD, el monitoreo de temperatura permite vigilar el crecimiento de la cámara de vapor durante el proceso.

En general, la principal función del cemento consiste en aislar unas zonas de otras, lo cual debe mantenerse a lo largo de toda la vida del pozo, pues esto asegura que no ocurra la producción de fluidos no deseados. Un adecuado aislamiento es alcanzado en la mayoría de los casos asegurando que todo el lodo sea removido del anular y se reemplace por cemento con una permeabilidad suficientemente baja para evitar el flujo de fluidos a través de él. Sin embargo, el hecho de que inicialmente el cemento se encuentre en las condiciones adecuadas para permitir el aislamiento de las zonas

no asegura que durante la vida útil del pozo éste aislamiento persista. Diferentes tipos de esfuerzos pueden ocasionar fracturas en el cemento, las cuales actuarán como canales de flujo que comunicarán las diferentes zonas con el pozo. Los esfuerzos más comunes son de tipo tectónico y de tipo térmicos, siendo estos últimos los que se deben a cambios en la temperatura del cemento.

Los esfuerzos térmicos más importantes son el de tensión, el esfuerzo que sufre el cemento debido a dos fuerzas que actúan sobre él en sentidos opuestos tendiendo a incrementar su volumen; y el de compresión, en el que éstas fuerzas opuestas tienden a disminuir el volumen del cemento. El esfuerzo de tensión ocurre generalmente cuando el pozo se enfría mientras que el de compresión se presenta en las ocasiones en que existe un calentamiento en el pozo.

Cuando se encuentra sometido a alguno de estos esfuerzos, el cemento ofrece una resistencia a la deformación la cual depende del tipo de cemento y de los aditivos agregados para combatir la retrogresión. Estas resistencias que ofrece el cemento son, correspondientemente, la resistencia a la tensión y la resistencia a la compresión.

La resistencia a la compresión puede ser definida como la cantidad máxima de esfuerzo compresivo que puede resistir el cemento bajo confinamiento, es decir, se encuentra bajo la acción de dos fuerzas que tienden a reducir su volumen mientras que el cemento no puede expandirse lateralmente, lo cual ocurre cuando la formación adyacente al cemento tiene un Módulo de Young (E) relativamente alto, lo cual implica que sea necesario aplicar un esfuerzo muy grande para producir una pequeña deformación en la roca. En ésta condición ocurre que el cemento, al intentar expandirse, se vería impedido para hacerlo por la formación que lo rodea, lo cual desembocará en un excesivo esfuerzo compresivo en el cemento, que de alcanzar un valor mayor que el de la resistencia a la compresión del cemento terminará ocasionando su ruptura. La **Figura 2.3** representa de manera didáctica este proceso.

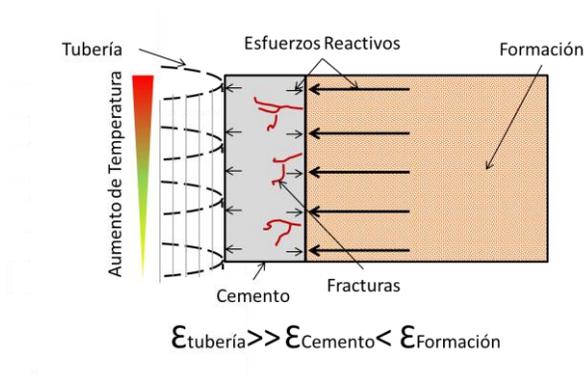


Figura 2.3 Falla del cemento al ser sometido a esfuerzos de compresión por expansión térmica

La resistencia a la tensión puede ser definida como la cantidad máxima de esfuerzo de tensión que puede resistir el cemento sin estar en condiciones de confinamiento. La falla por tensión ocurre cuando la resistencia a la tensión o límite elástico del cemento es superado. Esto es como cuando hay un importante cambio de temperatura y la formación adyacente al cemento tiene un Módulo de Young (ϵ) relativamente bajo, por lo que el cemento se expande gradualmente sin verse detenido, hasta que finalmente llega al límite elástico y sucede su ruptura, como muestra la **Figura 2.4**.

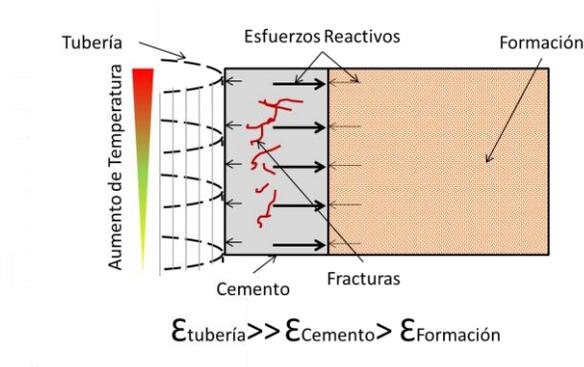


Figura 2.4 Falla del cemento al ser sometido a esfuerzos de tensión por expansión térmica

Este tipo de fallas son muy comunes en pozos que se encuentran sometidos a grandes cambios de temperatura, lo cual puede presentarse indudablemente en pozos usados

en procesos de recobro térmico, pues en estos casos, por ejemplo, un revestimiento que se encuentra cementado a las paredes de un pozo en una formación cuya temperatura es de unos 180°F perfectamente puede ser usado para conducir vapor que se encuentra a unos 300°F, lo cual generará esfuerzos que pueden conducir a alguna falla del cemento.

Hasta 1954, no se había dado demasiada importancia al problema de la inestabilidad de la resistencia del cemento a altas temperaturas, antes de esta fecha se consideraba que la resistencia del cemento a la compresión aumentaba con la temperatura, hasta que algunos estudios determinaron que lo anterior era correcto hasta una temperatura aproximada de 230°F y que por encima de este valor la disminución de esta resistencia es mayor mientras más alta es la temperatura. A este fenómeno se le conoce con el nombre de retrogresión, y en la **Figura 2.5** es posible observar cómo actúa este fenómeno y el efecto que posee sobre la integridad del cemento.

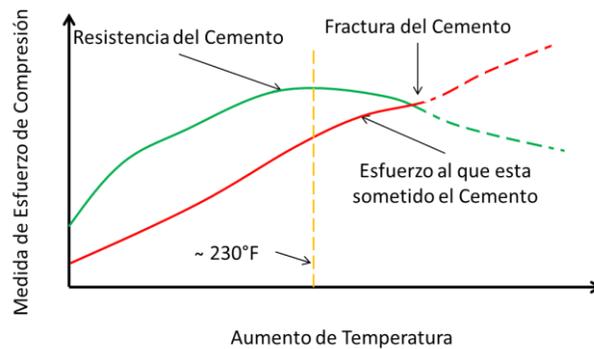


Figura 2.5 Fenómeno de retrogresión que afecta a los cementos

Los estudios realizados permitieron concluir que este fenómeno de disminución de la resistencia del cemento al incrementar la temperatura, conocido como retrogresión, es común a todos los cementos tipo Portland (los más empleados en las operaciones de completación de pozos), y que estos cementos pueden perder más del 50% de su resistencia a la compresión en 24 horas cuando son fraguados a altas temperaturas. Se demostró que también la máxima pérdida de resistencia ocurre en el intervalo

comprendido entre el séptimo y el vigésimo octavo día después de ser realizada la cementación, dependiendo de la magnitud de la temperatura.

2.4. TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS ^[5, 6]

Son aquellas técnicas que son aplicadas en los yacimientos para extraer la mayor cantidad de crudo presente en la formación, existen dos tipos distintos de recuperación de crudo las cuales se clasifican en:

- Recuperación Primaria.
- Recuperación Secundaria.
- Recuperación Mejorada.

2.4.1. Recuperación Primaria

Es la primera técnica aplicada en campo y consiste en aprovechar la energía natural del yacimiento para desplazar el crudo hacia los pozos productores bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo del pozo y el seno del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el crudo llegue a la superficie. La recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite obtener información sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de las venideras explotaciones.

Esta técnica culmina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo grandes cantidades de otros fluidos, como por ejemplo gas y agua. El porcentaje de recuperación primaria del crudo en sitio está en el orden del 10 al 15% pero puede ser tan bajo como un 5% en yacimiento sin gas disuelto o alcanzar un 20%.

2.4.2. Mecanismos de Recuperación Secundarios

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismo de recuperación de petróleo, generalmente se han complementado mediante la inyección

de agua como proceso secundario de recobro con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro. Durante este tipo de procesos no son alteradas las características físicas y químicas de los fluidos ni de la roca.

2.4.3. Mecanismos de Recuperación Mejorada

Después de la recuperación primaria, el yacimiento contiene todavía un 60 – 80 por ciento del crudo originalmente en sitio. Existen técnicas que permiten modificar las propiedades de los fluidos y de la roca de manera que se pueda extraer parte del crudo que no pudo ser recobrado por los mecanismos anteriores. Estos métodos son:

- Inyección de químicos.
- Inyección de gases miscibles.
- Térmicos.

2.4.3.1. Métodos de Recuperación por Inyección de Químicos

La inyección de químicos implica la inyección de sustancias al yacimiento que alteran las propiedades de la roca y los fluidos, tales como tensión interfacial, permeabilidades relativas y viscosidades, cuyo propósito es la de mejorar la eficiencia de desplazamiento del crudo hacia los pozos productores.

2.4.3.2. Métodos de Recuperación por Inyección de Gases Miscibles

La inyección de gas usa gases que se expanden en el yacimiento y se disuelven en el petróleo para adelgazarlo y mejorar su velocidad de flujo, es decir, que existe miscibilidad en la zona de contacto del crudo y el gas inyectado produciendo alteraciones en la composición de este contacto. Entre éstos tenemos:

- Inyección de nitrógeno (N_2).
- Inyección hidrocarburos.
- Inyección de dióxido de carbono (CO_2).

2.4.3.3. Métodos de Recuperación Térmicos

Los métodos de recuperación térmica tales como la inyección cíclica y continua de vapor, han demostrado ser los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito en los últimos años. El objetivo básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del crudo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente adecuados para crudos viscosos (5-15°API), aunque también se emplean para crudos livianos de 45°API. Su alta aplicabilidad en yacimientos de crudos viscosos se debe a que este tipo de crudo reduce significativamente su viscosidad con pequeños cambios de temperatura. La **Figura 2.6** representa un ejemplo gráfico de la viscosidad que puede presentar un crudo en el yacimiento y la que adquiriría posteriormente al aplicar algún proceso térmico que le agregue un diferencial de temperatura extra al yacimiento.

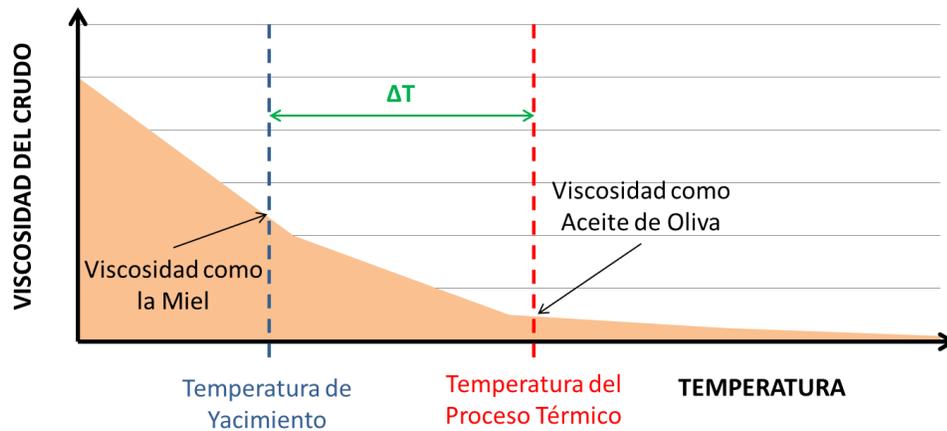


Figura 2.6 Viscosidad del crudo vs temperatura

Otros beneficios obtenidos con los métodos térmicos son la reducción de la saturación del crudo residual a consecuencia de la expansión térmica, aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón movilidad, destilación con vapor y craqueo térmico.

2.4.3.3.1. Inyección Alternada de Vapor (IAV)

Este método consiste en inyectar en un determinado pozo un volumen preestablecido de vapor por un periodo que va de una a tres semanas y posterior a este tiempo se abre a producción. Una vez culminado el proceso de inyección, se cierra el pozo y se deja en la fase de remojo con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse alrededor del pozo. Luego, como se ilustra en la **Figura 2.7**, se abre nuevamente el pozo a producción y se repite el proceso hasta que deje de ser económicamente rentable.

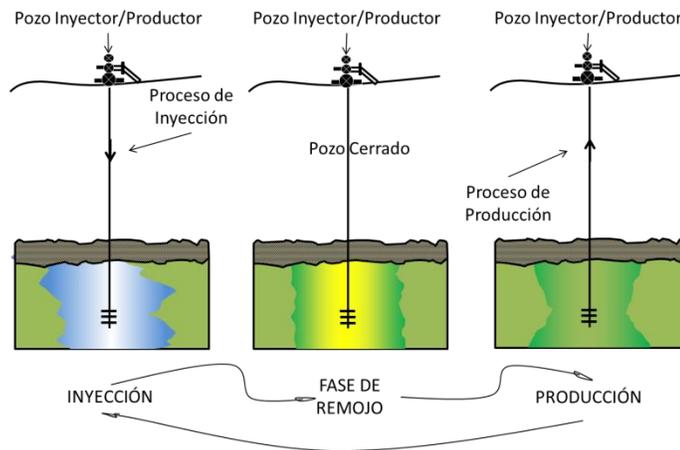


Figura 2.7 Inyección alternada de vapor

Este método se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante la fase de producción primaria. Durante este tiempo se ayuda a la energía natural del yacimiento porque el vapor reduce la viscosidad del petróleo, facilitando su movimiento a través de la formación y aumentando la producción de los pozos.

2.4.3.3.2. Inyección Continua de Vapor (ICV)

La inyección continua de vapor es un proceso por el cual se suministra calor al yacimiento para incrementar su temperatura y aumentar la energía necesaria para desplazar el crudo. Debe contarse con un pozo inyector y un pozo productor. Donde

el proceso consiste en que desde el pozo inyector se suministre vapor a la formación, este vapor pudo haber sido generado bien sea con generadores de vapor en superficie o con el uso de generadores especiales en el hoyo que mediante combustión calientan el agua suministrada y proveen el vapor para la técnica. Al llegar a la formación el vapor se mueve a través de los poros interconectados y en las zonas más cercanas al pozo el crudo se vaporiza y es empujado hacia adelante. A medida que avanza el frente de crudo también avanza el frente de vapor, parte del cual eventualmente se condensará debido a las pérdidas de calor dentro de la formación al entrar en contacto con el crudo y la roca. El agua condensada se encontrará a la misma temperatura del vapor y generará un banco de condensado caliente como se puede apreciar en la **Figura 2.8**, dicho banco permite el empuje del crudo, generando con esto una reducción de la viscosidad del crudo que a su vez permite mejorar la eficiencia del barrido y el flujo hacia los pozos productores.

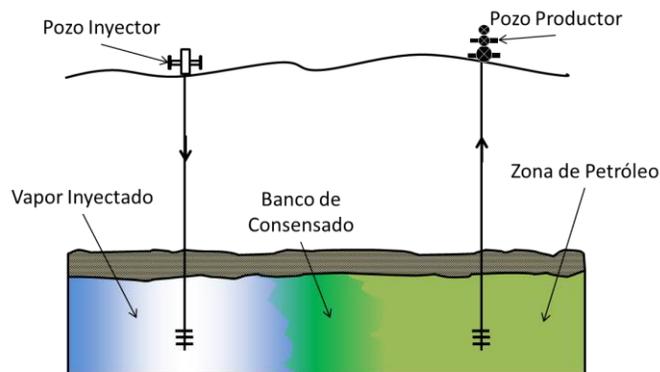


Figura 2.8 Inyección continua de vapor

2.4.3.3.3. Combustión In Situ

La combustión in situ o invasión con fuego, es un método único debido a que una porción del crudo en el yacimiento, aproximadamente el 10%, se quema para generar el calor obteniendo una alta eficiencia térmica. Este método de recuperación mejorada involucra la inyección de un oxidante, comúnmente aire, dentro del

yacimiento, el cual agrega energía de empuje, genera calor y dióxido de carbono. El principio general de esta técnica consiste en crear un frente de combustión dentro del yacimiento empleando aire como medio necesario para la combustión y transmisor de la energía de empuje del frente, el combustible es el propio crudo confinado en subsuelo. Este proceso tiene la particularidad de que al ser quemado el crudo se genera una “zona de coke”, como residuo del propio proceso, justo delante del frente de combustión. Este proceso se detalla en la **Figura 2.9**.

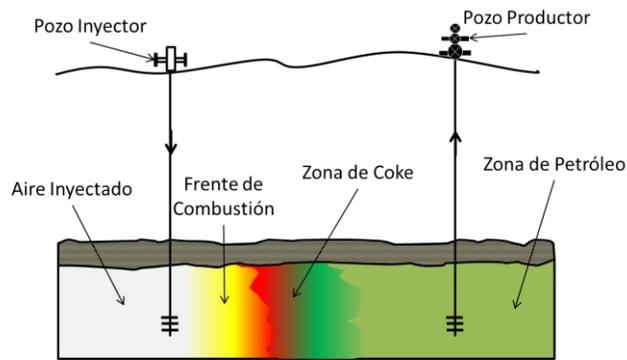


Figura 2.9 Combustión in situ

Existen tres tipos de procesos de combustión in situ. El primero se denomina combustión convencional o “hacia delante”, debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos. El segundo es denominado combustión en reverso o en “contracorriente”, en donde la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos. El tercer tipo es la combustión húmeda en el cual se inyecta agua en forma alternada con el aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire.

2.4.3.3.4. Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)

El proceso SAGD surgió como alternativa para la producción de arenas bituminosas en las cuales no es posible ejecutar procesos de inyección continua de vapor debido a

que la inexistente movilidad del bitumen impide que se pueda establecer un frente de vapor que realice un barrido de los hidrocarburos. El funcionamiento de esta tecnología consiste en generar una cámara de vapor con una temperatura específica dentro del yacimiento la cual permita el intercambio de calor entre el vapor y el crudo en los límites de la cámara, permitiendo con esto mejorar la movilidad del crudo que por acción de la gravedad descenderá a la base del yacimiento. Este proceso se logra optimizar con el apoyo de la perforación horizontal, ya que al perforar dos pozos horizontales en el mismo plano vertical es posible inyectar vapor en el pozo superior, formando la cámara de vapor, y producir crudo caliente y agua condensada a través del pozo inferior como se ilustra en la **Figura 2.10**.

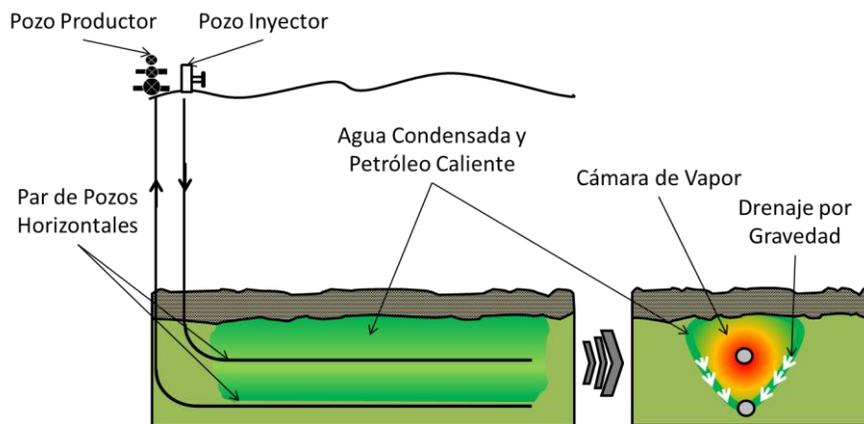


Figura 2.10 Segregación gravitacional asistida por vapor

2.5. TECNOLOGÍA DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR [7, 8, 9]

Iniciado en Canadá y difundido en Venezuela, Estados Unidos y China, la Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD, por sus siglas en inglés) constituye una opción muy llamativa para incrementar la recuperación de crudos pesados a nivel mundial, debido a que presenta grandes ventajas desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental.

2.5.1. Historia

El primer intento de proyecto SAGD fue realizado en Canadá, en el año 1978, por la compañía Imperial Oil y el Dr. Roger Butler, pero solo hasta 1987 fueron perforados los dos pozos que constituyeron el primer piloto de esta técnica, proyecto realizado en Fort McMurray, Alberta, Canadá, donde los pozos fueron perforados desde un túnel subterráneo, con una distancia de cinco metros entre sí, en un yacimiento muy somero de unos trescientos pies de profundidad.

Posteriormente, la implementación de modernas prácticas de perforación horizontal permitió que los pozos comenzaran a ser perforados desde superficie con equipos que permitieron llevar la técnica SAGD a formaciones un poco más profundas.

Países como Canadá y Venezuela son los líderes mundiales de la técnica SAGD, debido a la gran cantidad de proyectos implementados y los buenos resultados obtenidos por medio de estos, en campos como Athabasca, Cold Lake, Tía Juana y Bare, en los cuales se han conseguido incrementos significativos del factor de recobro de petróleo junto a las altas tasas de producción de crudo y bajas relaciones vapor-crudo, factores que tornan atractiva la implementación de esta técnica en proyectos ambiciosos de la industria petrolera.

2.5.2. Principios y Fundamentos

La Segregación Gravitacional Asistida por Vapor es una técnica que emplea como único mecanismo de producción de petróleo el drenaje gravitacional, mientras aprovecha de manera combinada los mecanismos de conducción y convección del calor proporcionado por una cantidad de vapor que es inyectada a una formación que contiene crudo pesado. Debido a la diferencia de densidades, el vapor tendera a ascender hasta el tope de la formación, mientras que el crudo y el condensado se movilizaran en sentido contrario.

Un sistema SAGD se compone de dos pozos horizontales y paralelos, ubicados uno encima del otro, cuya longitud horizontal puede superar los 5.000 pies de acuerdo sea

el caso. Debido a la poca movilidad que usualmente poseen estos crudos se utiliza una distancia de unos pocos pies entre los pozos, generalmente no más de 50 pies, para que el petróleo pueda fluir hacia el pozo inferior. Estas distancias son bien representadas en la **Figura 2.11**.

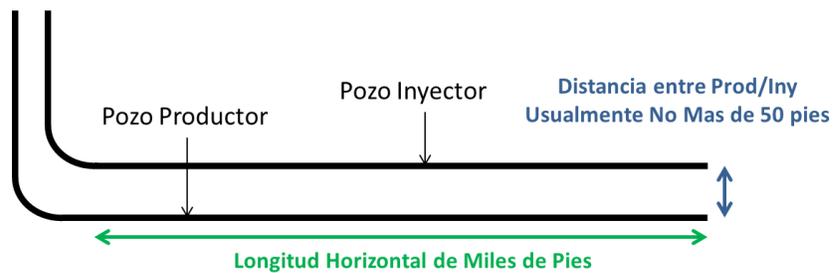


Figura 2.11 Pares de pozos SAGD

Para el funcionamiento del sistema, una cierta cantidad de vapor es inyectada de manera continua a través del pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor de este pozo. Este vapor servirá para calentar el crudo y reducir su viscosidad haciendo que fluya hacia abajo y sea producido a través del pozo inferior.

El flujo del vapor ocurre hacia arriba y lateralmente, lo cual hace que la cámara de vapor tenga una forma de pirámide invertida, limitada por una zona denominada interfase en donde ocurre la condensación del vapor. De esta manera, el agua condensada y el petróleo calentado fluyen por gravedad hacia el pozo inferior como puede apreciarse en la **Figura 2.12**.

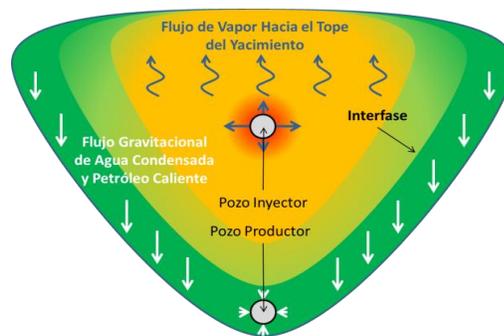


Figura 2.12 Cámara de vapor SAGD

La máxima temperatura de la cámara de vapor se encuentra en las adyacencias del pozo inyector ya que una vez que el vapor entra en contacto con la formación y el crudo, ocurre inmediatamente el intercambio de calor, es decir, la temperatura de la cámara de vapor decrece desde el centro hacia afuera. En los límites de la cámara de vapor la temperatura es igual a la temperatura del yacimiento. En el interior de la cámara de vapor la saturación de petróleo no es cero, existe una saturación residual, que obedece a fenómenos como los de tensión interfacial y superficial, y que a pesar de las altas temperaturas del vapor en esta región continúa existiendo una cantidad de petróleo no móvil; por otra parte, entre la interfase y los límites de la cámara de vapor existe la mezcla entre el agua condensada y el petróleo caliente, por lo tanto en esta región la saturación de petróleo es menor a la inicial pero con la peculiaridad de que el petróleo posee gran movilidad, propia del proceso térmico.

2.5.3. Arquitectura de Pozos

Como se ha dicho, los pozos utilizados en el proceso SAGD son horizontales y dispuestos uno sobre el otro en el mismo plano vertical. La perforación del primer pozo, que generalmente es el pozo inferior o productor, debe realizarse tomando en cuenta la distancia con la base del yacimiento ya que a medida que esta distancia aumenta, el futuro proceso SAGD perderá eficiencia. Posteriormente se perfora el segundo pozo utilizando herramientas de posicionamiento y guía en ambos pozos con el objetivo de que la distancia entre la pareja de pozos se mantenga constante a lo largo de las secciones horizontales de los mismos. La **Figura 2.13** explica de manera didáctica la metodología de perforación del par de pozos para el proceso SAGD.

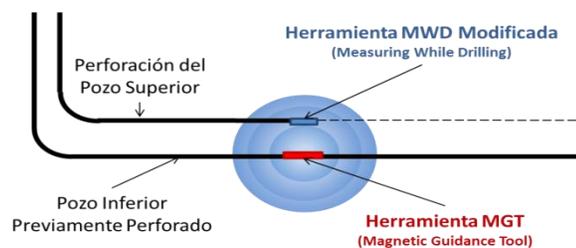


Figura 2.13 Posicionamiento y guía de pareja de pozos SAGD

Una vez perforada la pareja de pozos, debe seleccionarse el grado de la tubería con la que se completaran, para lo cual deben tomarse en cuenta los esfuerzos térmicos a los que se verá sometido cada pozo. En el completamiento de los pozos horizontales normalmente se utiliza un revestimiento en la sección vertical y liner ranurado en la sección horizontal, que permite el control del arenamiento de los pozos. Además, debe ubicarse una sarta de tubing en cada pozo con el fin de realizar a través de ella la circulación de vapor requerida en la fase inicial del proceso SAGD.

2.6. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS ^[10,11]

La simulación de yacimientos puede definirse como el proceso mediante el cual se integran una serie de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento, a través de un modelo matemático.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos, consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acoplado de ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través de medios porosos.

El objetivo primordial al hacer uso de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base a los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación de volúmenes de crudo.

La selección del modelo a utilizar, además del aspecto económico, se realiza en función de lo que se desea simular y de la información con que se cuenta para realizar la simulación, pero una regla general es utilizar el modelo más simple capaz de resolver el problema planteado.

2.6.1. Clasificación de los Simuladores Numéricos de Yacimientos

Debido a la necesidad de la industria petrolera en el desarrollo de procesos de recuperación más complejos, se han desarrollado una serie de simuladores, los cuales pueden clasificarse en función de las características del yacimiento que se desea

estudiar o el tipo del proceso físico que se desea reproducir. Estos pueden ser del tipo Petróleo Negro, Composicional, Químico y Térmico.

2.6.1.1. Simulador de Petróleo Negro o Black Oil

Este modelo se basa en la suposición de que los fluidos del yacimiento pueden representarse de solo tres pseudo-componentes (petróleo, gas y agua). Cuenta con los mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de petróleo como la expansión del sistema roca-fluido, desplazamiento, segregación gravitacional e imbibición. El término Petróleo Negro se utiliza cuando se define que las fases de hidrocarburos se consideran como un líquido único y gas, y no existe cambio en la composición química. Los modelos de petróleo negro regularmente se utilizan para estimar los siguientes efectos y parámetros durante la recuperación de petróleo:

- Espaciamiento y arreglo de pozos.
- Conificación del gas y/o el agua como función de la tasa de producción.
- Tasa de producción.
- Mejorar el mecanismo de entrada de agua mediante inyección de la misma y conocer el beneficio de inyectar por los flancos del yacimiento o inyectar con un arreglo de pozos determinado.
- Intervalos a cañonear.
- Pozos innecesarios.

2.6.1.2. Simulador Composicional

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones hechas en el modelo de petróleo negro. En esta categoría se incluyen los yacimientos de gas y condensado con condensación retrograda y los yacimientos de petróleo volátil, cuya composición

varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y/o temperatura. Algunos ejemplos de procesos en los cuales son utilizados estos modelos son los siguientes:

- Agotamiento de un yacimiento de petróleo volátil o de gas y condensado donde la composición de fase y sus propiedades varían de manera significativa, con presiones por debajo de la presión de burbujeo o de rocío.
- Inyección de gas a un yacimiento de petróleo para lograr su miscibilidad, ya sea total o parcial.
- Inyección de CO₂ a un yacimiento de petróleo.

2.6.1.3. Simuladores Químicos

Estos modelos consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios de comportamiento de fases. Se utilizan en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos.

Los modelos que se utilizan en este tipo de estudios, presentan un mayor grado de complejidad pues deben considerar tanto la interacción que existe entre los propios fluidos químicos, como la que hay entre dichos fluidos y el medio poroso.

2.6.1.4. Simuladores Térmicos

Este tipo de modelos se utiliza para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada, por medio de métodos térmicos cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica al petróleo con el fin de disminuir su viscosidad y de esta forma facilitar su flujo hacia los pozos productores. Este tipo de métodos pueden clasificarse en:

- Inyección de fluidos calientes, que pueden ser agua o vapor.
- Combustión in-situ.

- Calentamiento electromagnético.

Por otro lado, este tipo de modelos es capaz de estimar, de acuerdo al mecanismo que se esté simulando, factores como:

- Inyección óptima de fluidos.
- Presión de inyección.
- Eficiencia térmica de los procesos.

2.6.2. Principios de Funcionamiento de los Simuladores Térmicos

Este tipo de simulaciones funcionan respetando los principios de la ley del balance volumétrico de la masa, la ley de Darcy y la ley de conservación de la energía. Estas leyes serán desarrolladas de acuerdo a su aplicabilidad dentro del simulador numérico como sigue a continuación.

2.6.2.1. Variables Primarias

Las variables primarias usadas en las celdas para todas las fases son:

$$X = (P, m_1, \dots, m_n, m_w, e) \quad (1)$$

Donde:

P : Presión.

m_1, \dots, m_n : Densidades molares de cada componente hidrocarburo.

m_w : Densidad molar del componente agua.

e : Densidad de energía interna.

Las densidades molares de los componentes del fluido son medidas como moles por unidad de volumen de reservorio, mientras que la densidad de energía interna es

medida como energía por unidad de volumen bruto. El volumen bruto incluye el volumen de reservorio y el volumen de roca.

2.6.2.2. Ecuaciones de Conservación

Las variables primarias se encuentran resolviendo ecuaciones de conservación para cada componente, para la energía y para el volumen. Estas ecuaciones son calculadas usando el esquema totalmente implícito.

El residual no lineal, R_{fl} , es derivado de la ecuación de conservación de componente para cada componente del fluido (hidrocarburo y agua) en cada celda y para cada paso de tiempo:

$$R_{fl} = \frac{d}{dt}(V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad (2)$$

Donde:

V_p : Volumen Poroso.

F_{fl} : Tasa neta de flujo hacia las celdas vecinas.

Q_{fl} : Tasa neta de flujo hacia los pozos durante el paso de tiempo.

El residual no lineal, R_e , es derivado de la ecuación de la conservación de la energía en cada celda para cada paso de tiempo:

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_l = 0 \quad (3)$$

Donde:

V_b : Volumen bruto.

F_e : Tasa de flujo convectiva de entalpía hacia las celdas vecinas.

C_e : Tasa de flujo de energía conductiva hacia las celdas vecinas.

Q_{HL} : Tasa de energía conductiva hacia las rocas adyacentes (pérdidas de calor).

Q_e : Tasa neta de flujo de entalpía hacia los pozos durante el paso de tiempo.

El residual no lineal, R_v , es derivado de la conservación de volumen en cada celda a cada paso de tiempo:

$$R_w = V_p - V_f = 0 \quad (4)$$

Donde:

V_f : Volumen del fluido.

2.6.2.3. Condición de Equilibrio Termodinámico

Las propiedades de las fases usadas en las ecuaciones de residual y jacobiano (volumen de fluido y los términos de flujo) pueden ser calculadas de las propiedades de los componentes una vez que las fracciones molares de cada componente en cada fase han sido determinadas. El número de moles de cada componente (incluyendo el agua) puede ser escrito como:

$$m_e = m_t * L * X_o^c + m_t * V * X_g^c + m_t * W * X_w^c \quad (5)$$

Donde:

$m_t * L * X_o^c$: Número de moles en el petróleo.

$m_t * V * X_g^c$: Número de moles en el vapor.

$m_t * W * X_w^c$: Número de moles en el agua.

m_t : Densidad molar total del fluido, dada por: $m_t = \sum_c m_c + m_w$

L, V, W : Fracciones molares del petróleo, vapor y agua, respectivamente.

X_p^c : Fracciones del componente en la fase.

Dos condiciones simplificadoras son impuestas, que no hay agua en la fase petróleo y no hay hidrocarburo en la fase agua, de donde:

$$\begin{aligned} X_o^w &= 0 \\ X_w^c &= 0, \text{ para } c = 0, \dots, N \\ X_w^w &= 1, \text{ si } W > 0 \end{aligned}$$

Además, se asume que las tres fases están en equilibrio termodinámico, determinado por los valores K :

$$X_g^c = K^c(P, T) * X_o^c \quad (6)$$

$$X_g^w = K^w(P, T) * X_w^w \quad (7)$$

Tal como se observa, los valores K solamente dependen de la presión y la temperatura.

Usando estas ecuaciones, las fracciones molares de cada componente en cada fase pueden ser expresadas en términos de las variables primarias y de L , V , W y T :

$$X_o^c = \frac{m_c}{m_t} * \frac{1}{L+K^c*V}, (c = 1, \dots, N), (L > 0) \quad (8)$$

$$X_g^c = \frac{m_c}{m_t} * \frac{K^c}{L+K^c*V}, (c = 1, \dots, N), (L > 0) \quad (9)$$

$$X_g^w = K^w, (V > 0), (W > 0) \quad (10)$$

2.6.2.4. Fracciones Molares Totales

Las fracciones molares totales que se usan en las ecuaciones anteriores se definen como:

$$Z_c = \frac{m_c}{m_t} \quad (11)$$

$$Z_w = \frac{m_w}{m_t} \quad (12)$$

De donde:

$$\sum_c Z_c + Z_w = 1 \quad (13)$$

Destacando que las fracciones molares totales difieren de las fracciones molares de hidrocarburo:

$$\zeta_c = \frac{m_c}{m_t + m_w} = \frac{Z_c}{1 - Z_w} \quad (14)$$

Y se deduce que:

$$\sum_c \zeta_c = 1 \quad (15)$$

2.6.2.5. Variables Flash

Las cuatro variables flash pueden ser encontradas de las variables primarias resolviendo las cuatro ecuaciones flash en cada celda:

$$\sum_c X_o^c = 1, (L > 0) \quad (16)$$

$$\sum_c X_g^c + X_g^w = 1, (L > 0) \quad (17)$$

$$L + V + W = 1 \quad (18)$$

$$V_b * e = V_p * m_t * (L * e_o + V * e_g + W * e_w) + (V_b - V_p) * e_r \quad (19)$$

Donde:

e_o, e_g, e_w : Energías molares de las fases petróleo, gas y agua, respectivamente.

e_r : Energía por unidad de volumen de roca.

2.6.2.6. Volumen de Fluido

El volumen específico de cada fase puede ser determinado de las densidades molares de cada fase (b_o, b_g, b_w):

$$V_o = \frac{m_t L}{b_o} \quad (20)$$

$$V_g = \frac{m_t V}{b_g} \quad (21)$$

$$V_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (22)$$

El balance del volumen residual se puede escribir como:

$$R_v = V_p - V_p * (V_o + V_g + V_w) = 0 \quad (23)$$

Las saturaciones de las fases (S_o , S_g , S_w) se definen como:

$$S_o = \frac{V_o}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t L}{b_o} \quad (24)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t V}{b_g} \quad (25)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_o + V_g + V_w} = \frac{m_t W}{b_w} \quad (26)$$

Ahora el número de moles de cada componente y la densidad de energía pueden ser escritos como:

$$m_c = S_o * b_o * X_o^c + S_g * b_g * X_g^c + S_w * b_w * X_w^c \quad (27)$$

$$V_b * e = V_p * (S_o * b_o * e_o + S_g * b_g * e_g + S_w * b_w * e_w) + (V_b - V_p) * e_r \quad (28)$$

Estas dos ecuaciones se utilizan para inicializar la simulación, cuando las variables primarias necesitan ser calculadas de las saturaciones definidas.

2.6.2.7. Flujo entre Celdas

La tasa de flujo neta de un componente hidrocarburo o agua c de una celda i hacia celdas vecinas es obtenida sumando el flujo del componente sobre todas las fases p y sobre todas las celdas vecinas n :

$$F_{ci} = \sum_n \Gamma_{ni} \sum_p M_p^c * dP_{pni} \quad (21)$$

La tasa de flujo neta de energía de una celda i hacia las celdas vecinas es obtenida de forma similar:

$$F_{ei} = \sum_n \Gamma_{ni} \sum_p M_p^e * dP_{pni} \quad (22)$$

Donde:

Γ_{ni} : Transmisibilidad entre las celdas n e i .

M_p^c : Movilidad del componente c en la fase p .

M_p^e : Movilidad de entalpía en la fase p .

dP_{pni} : es la diferencia de potencial de la fase p entre las celdas n e i .

Las movilidades están dadas por:

$$M_p^c = X_p^c * K_{rp}(S_p) * \frac{b_p}{\mu_p} \quad (23)$$

$$M_p^e = H_p * K_{rp}(S_p) * \frac{b_p}{\mu_p} \quad (24)$$

Donde:

X_p^c : Fracción molar del componente c en la fase p .

H_p : Entalpía molar en la fase p .

K_{rp} : Permeabilidad relativa de la fase p .

S_p : Saturación de la fase p .

b_p : Densidad molar de la fase p .

μ_p : Viscosidad de la fase p .

Las movilidades del fluido son evaluadas en la celda origen del fluido para cada fase p separadamente (celda n si dP_{pni} es positivo, celda i si dP_{pni} es negativo). Los cálculos basados en la celda origen del fluido se aplican separadamente para cada fase (petróleo, agua y gas), de este modo, el petróleo puede fluir de la celda i a la celda n mientras que el agua fluye de la celda n a la celda i , por ejemplo.

La diferencia de potencial está constituida de un término de presión, un término de presión capilar y un término hidrostático:

$$dP_{pni} = P_n - P_i + P_{cpn} - P_{cpi} - \rho_{pni}G(D_n - D_i) \quad (25)$$

Donde:

P_{cp} : Presión capilar para la fase p .

ρ_p : Densidad en masa de la fase p .

G : Aceleración de gravedad.

D : Profundidad del centro de la celda.

2.6.2.8. Flujo hacia los Pozos

La tasa de flujo de un componente c a un pozo productor w desde una celda i es obtenida sumando todos los componentes de flujo de todas las fases p :

$$Q_{cwi} = -\Gamma_{wi} * \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{bh}) * M_{pi}^c \quad (26)$$

De forma similar, la tasa de flujo de energía hacia un pozo productor w desde una celda i es:

$$Q_{ewi} = -\Gamma_{wi} * \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{bh}) * M_{pi}^e \quad (27)$$

Donde:

Γ_{wi} : es el factor de transmisibilidad de la conexión del pozo.

H : es la corrección hidrostática.

P_{bh} : es la presión de fondo del pozo.

M_{pi}^c : es la movilidad del componente c en la fase p .

M_{pi}^e : es la movilidad de entalpía en la fase p .

2.6.2.9. Conducción de Calor

El término de conducción de calor para cada celda i se obtiene sumando la conducción entre todas las celdas vecinas n :

$$C_{ei} = - \sum_n \psi_{ni} * \Lambda * (T_i - T_n) \quad (28)$$

Donde:

ψ_{ni} : Transmisibilidad de conducción entre las celdas n e i .

Λ : es el multiplicador de la conductividad dependiente de la saturación de la celda origen del flujo.

2.6.2.10. Método de Solución

Para cada celda hay $N+3$ variables (presión, N componentes hidrocarburos, un componente agua, y la energía) y $N+3$ ecuaciones ($N+1$ ecuaciones de conservación de componentes (incluyendo el agua), la conservación de la energía y el balance de volumen).

Las ecuaciones de conservación de componentes son escritas como:

$$R_{fl} = \frac{V_p(P_{t+\Delta t}) * m_{fl}(t+\Delta t) - V_p(P_t) * m_{fl}(t)}{\Delta t} + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad (29)$$

En donde, en una celda implícita los términos de flujo y los términos de pozos son evaluados en un nuevo tiempo:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad (30)$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad (31)$$

CAPÍTULO III

3. ÁREA DE ESTUDIO

3.1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1.1. Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”

La Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez” (FPO) se encuentra localizada en el área central de la República Bolivariana de Venezuela y se extiende entre los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico a unos 450 Km de Caracas, Distrito Capital de la República. Como puede observarse en la **Figura 3.1**, en la actualidad se encuentra dividida en cuatro (4) áreas de producción denominadas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, con una extensión total de 55.314 Km² (de los cuales 11.555 Km² se encuentran bajo producción de crudo extra-pesado) y limita al sur con el río Orinoco. Parte del volumen del crudo producido es mejorado por cuatro (4) empresas mixtas ubicadas al norte del estado Anzoátegui.



Figura 3.1 Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez", República Bolivariana de Venezuela

3.1.2. Área de Carabobo

El área correspondiente a Carabobo consiste en una franja que se extiende desde el sureste del Estado Anzoátegui cubriendo toda la parte meridional del estado Monagas, con una longitud de alrededor de 160 Km por unos 45 Km de ancho, en promedio, cubriendo una zona aproximada de 2.370 Km². Como puede apreciarse en la **Figura 3.2**, el área Carabobo limita al norte con las llanuras sureñas del estado Monagas, al sur con el río Orinoco, al este con el estado Delta Amacuro y al oeste con el área Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”.



Figura 3.2 Área de Carabobo y sus límites territoriales

Entre las empresas mixtas conformadas dentro del área de Carabobo destaca la presencia de Petroindependencia S.A. sobre la cual la Corporación Venezolana de Petróleo, filial de Petróleos de Venezuela S.A., posee un 60% de participación, mientras que el restante 40% lo comparte un consorcio integrado por Chevron Corporation (34%), Japón Carabobo UK (5%) y Suelopetrol Internacional SL (1%). Petroindependencia S.A. posee un área asignada de 534 Km² la cual a su vez se encuentra dividida en los bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5 como puede observarse en la **Figura 3.3**.



Figura 3.3 Área de la E.M. Petroindependencia S.A. y su división por bloques

El bloque Carabobo 2 Sur abarca un área de 221 Km² y se encuentra a unos 60 Km al noreste de Ciudad Bolívar y 70 Km al noroeste de la ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica en su parte noreste y este dentro de la jurisdicción de Maturín en el Estado Monagas y sus partes noroeste, suroeste, sur y sureste, dentro de la jurisdicción de Barcelona en el estado Anzoátegui.

El bloque Carabobo 3 Norte abarca un área de 203 Km² y se encuentra al noreste del área de Carabobo a unos 30 Km al norte de la Ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica dentro de la jurisdicción de Maturín en el estado Monagas.

El bloque Carabobo 5 abarca un área de 110 Km² y se encuentra a unos 55 Km al noreste de Ciudad Bolívar y 65 Km al noroeste de la Ciudad de Puerto Ordaz. Se ubica dentro de la jurisdicción de Barcelona en el Estado Anzoátegui. Colinda al norte con la empresa mixta Petromonagas, al noroeste con la empresa mixta Petrocarabobo, al sur con el bloque Carabobo 1 Sur, al sureste con el bloque Carabobo 2 Sur y al noroeste con el bloque Carabobo 2 Norte, tal y como puede detallarse en la **Figura 3.4**.

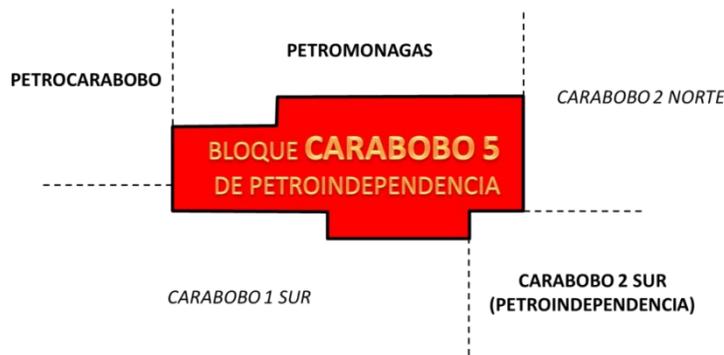


Figura 3.4 Linderos del Bloque Carabobo 5 de Petroindependencia S.A.

El Bloque Carabobo 5 corresponde al área de estudio de esta investigación motivado a que esta área, perteneciente a Petroindependencia S.A., es la que actualmente se encuentra con mayores avances en cuanto al nivel de información petrofísica y sísmica, entre otras, y además allí se ubican los yacimientos con mayor prospectividad de toda el área asignada a la empresa mixta.

3.1.3. Características Geológicas

El área de Carabobo forma parte del flanco sur de la Cuenca Sedimentaria Oriental de Venezuela. Ésta es una cuenca asimétrica cuyo eje mayor va en dirección este-oeste, su origen se remonta al período Paleozoico y que en los períodos siguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el presente.

La Cuenca Oriental de Venezuela constituye la segunda cuenca petrolífera en importancia para el país, entre las cuatro existentes, y está delimitada hacia el norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el Macizo Guayanés, al este por la plataforma del Delta del Orinoco y al oeste por el lineamiento de El Baúl, tal y como se puede apreciar en la **Figura 3.5**.



Figura 3.5 Cuencas Petrolíferas de la República Bolivariana de Venezuela

3.1.4. Estratigrafía Regional

La columna estratigráfica de Carabobo comienza con un complejo ígneo-metamórfico de edad pre-cámbrica que se constituye como Basamento. Le sigue en contacto discordante la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatros miembros como son: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon; siguiendo la Formación Freites de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones Las Piedras-Mesa que corresponden al Plioceno-Pleistoceno y que no es posible diferenciarlas en el área.

3.1.4.1. Basamento

Está representado por rocas ígneas y metamórficas con edades mayores a los 1.300 m.a., la litología que predomina está definida por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos. Constituye una superficie erosionada de forma irregular, fallada y con paleorelieves más fuertes hacia el sur que en la región norte.

3.1.4.2. Formación Oficina

En el área de Carabobo, la Formación Oficina mantiene la condición de ser la más importante desde el punto de vista petrolífero. También permanece la subdivisión estratigráfica que se estableció en los campos tradicionales del Norte en 4 miembros: Miembro Morichal para las arenas basales, Miembro Yabo para el intervalo lutítico que separa al Miembro Morichal del Miembro Jobo, que a su vez contiene las arenas superiores de la formación Oficina. Por último un intervalo predominantemente lutítico denominado miembro Pílon que va desde el tope del miembro Jobo hasta el tope de la Formación Oficina.

3.1.4.2.1. Miembro Morichal

Es el más profundo de todos, representado por una secuencia de arenas transgresivas cuarzosas de color marrón, de grano medio con pobre escogimiento, poco consolidadas, intercaladas con capas de lutitas y limolitas con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo existen arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde pueden encontrarse espesores importantes, mientras que en la sección media y superior se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones que fueron depositados en un ambiente deltaico en el que los espesores de arena son menores.

Hacia el este de Carabobo el miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer y acuñarse contra el Alto de Uverito. El contacto inferior es discordante con el basamento ígneo-metamórfico al sur y con el Cretácico al norte y concordante en el tope con el miembro Yabo de la misma formación.

3.1.4.2.2. Miembro Yabo

Está conformado por una sección lutítica que separa los miembros Morichal y Jobo. Es una lutita transgresiva de color gris verdoso con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas. Este miembro está definido muy claramente en

campos localizados al norte del bloque, pero hacia el sur se vuelve más arenoso, en donde en ocasiones la arena asociada a dicho miembro presenta saturación de petróleo. Los contactos inferior y superior de Yabo son concordantes con las arenas del miembro Morichal y con las secuencias de lutitas carbonosas y arenas del Miembro Jobo.

3.1.4.2.3. Miembro Jobo

Está constituido por una alternancia de arenas, lutitas y limolitas que tienden a hacerse más arenoso hacia el tope mostrando buenas saturaciones de petróleo, por lo que este miembro constituye el segundo en importancia dentro de la formación Oficina después del Miembro Morichal. Este miembro al igual que Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra el Alto de Uverito.

3.1.4.2.4. Miembro Pílon

Representa la parte superior de la Formación Oficina que suele caracterizarse hacia los campos del Norte por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes de arena, en dirección al Sur (dentro del área de Carabobo) esta unidad sedimentaria incrementa su carácter arenoso mostrando espesores de arena neta petrolífera de 140 pies hacia el este del área. Los contactos tanto superior e inferior son transicionales.

3.1.4.3. Formación Freites

Suprayacente y concordante con la formación Oficina, la formación Freites está definida como un intervalo lutítico (en los campos ubicados al norte del bloque Carabobo) que a medida que se aproxima al sur se vuelve más arenoso. Suele resultar difícil separar Oficina de Freites usando solamente perfiles eléctricos, dado que el Miembro Pílon (tope de la formación Oficina) y la formación Freites son lutíticos y además sus contactos son concordantes, por lo que es necesario la utilización de otros métodos como bioestratigrafía. La formación Freites representa el sello regional para los yacimientos de hidrocarburos de la Faja y por debajo de éste se encuentran los

primeros reservorios de hidrocarburo como son los miembros Jobo y Pilón que suelen entrapar ocurrencias menores de crudo pesado.

3.1.4.4. Formación Mesa-Las Piedras

De edad Pleistoceno a Plioceno constituye la formación más somera por debajo de la superficie del área de Carabobo. Ocupan el tope de la columna sedimentaria en toda el área de la Faja y además, estas formaciones no se diferencian entre sí, por lo que suelen considerarse como una sola unidad. La litología es homogénea, consistiendo en gruesos paquetes de arena de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso con menores cantidades de limolitas carbonosas y lutitas. Estas formaciones no contienen hidrocarburos, pero sí almacenan grandes cantidades agua dulce que puede utilizarse para uso doméstico, en procesos de generación de vapor, entre otros.

A continuación se muestra en la **Figura 3.6** la columna estratigráfica tipo para el área de Carabobo, presentado en profundidad y edad geológica.

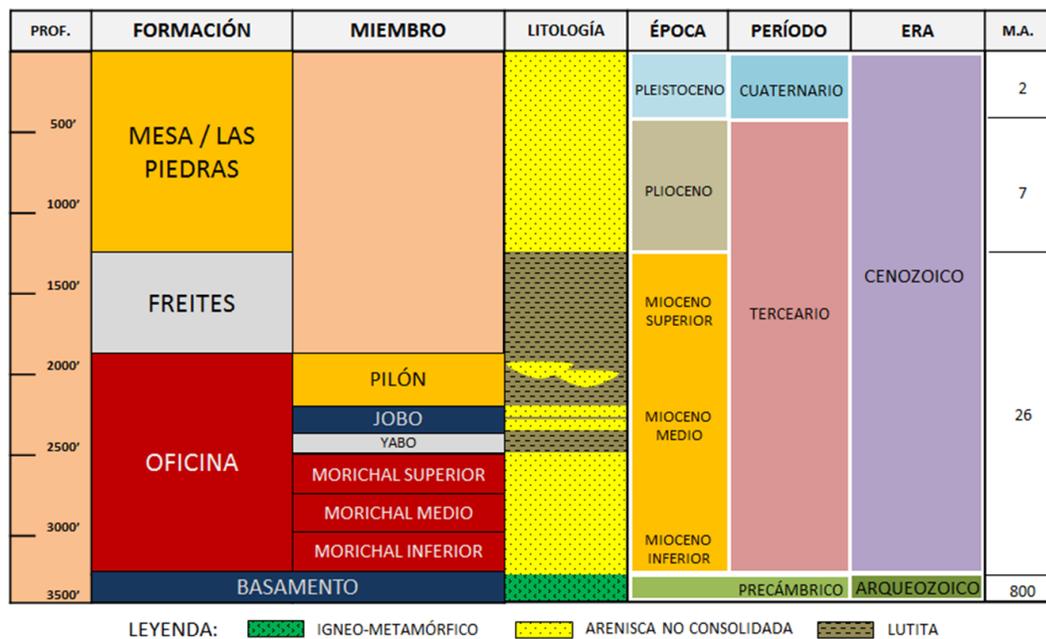


Figura 3.6 Columna estratigráfica tipo del área de Carabobo (Fuente: Archivos de Petroindependencia S.A.)

3.1.5. Estratigrafía Local

Según los estudios de núcleos realizados en los bloques Carabobo 2, Carabobo 3 y Carabobo 5, el ambiente de sedimentación para esta unidad se asocia a un ambiente fluvio-deltaico donde las facies deltaicas predominantes se asocian a deltas dominados por procesos de marea. En ocasiones se reportan sedimentos depositados en ambientes deltaicos dominados por procesos de ríos. Los intervalos productores en las áreas seleccionadas están asociados a la formación Oficina de edad Mioceno. La misma está dividida en cuatro miembros principales los cuales de más viejo a más joven se definen como Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. Hacia el este del área Carabobo, el espesor del Miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer al acuñarse contra el alto de Uverito, lo mismo sucede hacia el sur donde dichas unidades sedimentarias se acuñan contra el Basamento ígneo metamórfico. La zona más prospectiva del Miembro Morichal se localiza en su parte superior hacia el sector central-norte, donde se observan espesores promedios entre 220' y 250' de arena neta petrolífera. El miembro morichal está ubicado en la sección basal de dicha formación y representa el intervalo de roca más prospectivo desde el punto de vista de hidrocarburos. El mismo está representado por una secuencia de arenas poco consolidadas intercaladas con niveles lutíticos y limolíticos con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo denominado como “Morichal inferior” existen paquetes de arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde se definen espesores de arena importantes (60 a 80 pies), mientras en él la sección media denominada “Morichal Medio” y la sección superior dominada “Morichal Superior” se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones donde existe una disminución de los espesores de las arenas (10 a 40 pies aproximadamente). Esta disminución de los espesores de las arenas se debe al paso de un ambiente de sedimentación fluvial (Morichal Inferior) a deltaico (Morichal Medio y Superior). Se maneja un sistema depositacional asociado a un sistema retrogradante donde el ambiente de sedimentación es de tipo fluvial en la sección inferior, y deltaico-marino en las secciones medio y superior con la influencia

de pulsos continuos de variaciones del nivel del mar como respuesta a eventos de subsidencia de la cuenca.

Para el bloque Carabobo 5, al igual que para los bloques Carabobo 2 y 3, continua la subdivisión del Miembro Morichal en paquetes o yacimientos principales, los cuales son Superior, Medio e Inferior. El comportamiento de los espesores de las unidades sedimentarias disminuye de norte a sur, mientras que en sentido oeste-este existe una alta complejidad estratigráfica y los espesores varían poco. El evento retrogradacional avanzó desde el noroeste al sureste generando para cada unidad un límite de sedimentación contra el intervalo discordante infrayacente. Hacia la parte centro norte del área existe un espesor mayor que hacia la parte sur. La unidad basal del miembro Morichal depositada en la parte norte y central del área, no se depositó en la parte sur ya que esta unidad hacia esta zona del bloque se acuña contra el basamento. Es importante mencionar que el Miembro Morichal representa el horizonte más prospectivo desde el punto de vista de reservas.

3.1.6. Configuración Estructural

En cuanto a la configuración estructural se interpreta, mediante información sísmica, que consiste en un suave e irregular homoclinal fallado de rumbo este-oeste a noreste-suroeste con un buzamiento general al norte-noroeste, con un ángulo que oscila entre 2° y 4°. Fallas de tipo normal afectan principalmente al basamento y la parte inferior de la Formación Oficina por lo que se interpreta que éstas se originaron antes de la sedimentación de las formaciones terciarias y se reactivaron con cada evento tectónico que ocurrió desde el Mioceno hasta el presente, así como también se formaron nuevas fallas que afectan únicamente la secuencia sedimentaria. El callamiento principal tiene orientación noreste-suroeste y buzamientos al suroeste y sureste. También se observan algunas fallas de orientación noroeste-sureste, este-oeste y norte-sur, con buzamientos de orientación variable. Las fallas del basamento se formaron antes de la sedimentación de las formaciones terciarias y se reactivaron con cada evento tectónico que ocurrió al norte de Venezuela, entre las placas Caribe y

Sudamérica, desde el Mioceno al presente, así como también, se formaron nuevas fallas que solo afectan a la secuencia sedimentaria. El desplazamiento vertical de las fallas que afectan el basamento y la parte inferior de la secuencia sedimentaria varía de 50 a 200 pies.

3.1.7. Características de los Yacimientos

Los principales yacimientos del área de Carabobo corresponden a las unidades inferior, medio y superior del miembro Morichal de la Formación Oficina, dicha sección posee desde 200 hasta 1100 pies de espesor a lo largo de toda el área. Estas arenas fueron originadas de las tierras altas de Guayana al Sur del Orinoco en donde los ríos que fluían hacia el norte arrastraron las arenas y fueron depositadas como una sucesión de canales fluviales, deltas y ambientes marinos someros. La zona más profunda, Morichal Inferior, es un depósito fluvial de arenas que por lo general presenta una orientación Norte-Sur. Morichal Medio por su parte es una unidad de arena de origen fluvio-deltaico que se acuña hacia la zona central de las áreas sur y noreste. La unidad Superior es una sección de arena deltaica a marino somera que predomina en las áreas sur y este de Carabobo. En el caso de los miembros Jobo y Pilón, éstos también poseen acumulaciones de hidrocarburos importantes pero se consideran como secundarias en el área de la empresa mixta.

3.1.8. Volúmenes de Hidrocarburos

El desarrollo actual de los proyectos planificados por parte de la empresa mixta Petroindependencia S.A. estima significativas cifras en cuanto a volúmenes de petróleo original en sitio aplicando métodos bastante precisos al considerar información obtenida de los pozos y sísmica, permitiendo generar modelos geocelulares que permiten a su vez cuantificar estos volúmenes. En la **Tabla 3.1** es posible detallar los volúmenes de petróleo original en sitio que se estiman en el área del bloque Carabobo 5 con respecto a los estimados para el área total de la empresa mixta, más específicamente para los yacimientos caracterizados en el miembro Morichal de la formación Oficina.

Tabla 3.1 Volúmenes originales en sitio para el miembro Morichal de la formación Oficina en el área de la E.M. Petroindependencia S.A. (Fuente: Archivos de Petroindependencia S.A.)

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO EN MMBN		
MIEMBRO DE LA FORMACIÓN OFICINA	BLOQUE CARABOBO 5 DE PETROINDEPENDENCIA	ÁREA TOTAL DE PETROINDEPENDENCIA
MORICHAL SUPERIOR	8.204	27.680
MORICHAL MEDIO	2.933	10.441
MORICHAL INFERIOR	1.845	2.421
	12.982	40.542

Los volúmenes originales en sitio estimados para el bloque Carabobo 5 representan el 32% del total para el área de la empresa mixta, resultando el miembro Morichal Superior como la unidad geológica que contiene la mayor cantidad de petróleo original en sitio con un 63% de los volúmenes contenidos en el miembro Morichal para el área del bloque Carabobo 5.

CAPÍTULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO

4.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN ^[12]

La investigación se fundamenta bajo los principios de un diseño experimental. Según el autor (F. Arias (2012)), define:

“El diseño experimental es aquel según el cual el investigador manipula una variable experimental no comprobada, bajo condiciones estrictamente controladas. Su objetivo es describir de qué modo y porque causa se produce o puede producirse un fenómeno. Busca predecir el futuro, elaborar pronósticos que una vez confirmados, se convierten en leyes y generalizaciones tendentes a incrementar el cúmulo de conocimientos pedagógicos y el mejoramiento de la acción educativa.”

4.2. TIPO DE LA INVESTIGACIÓN ^[12]

La modalidad de la investigación cumple con las características del tipo descriptivo. Según el autor (Palella y Martins (2010)), define:

“La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere.”

4.3. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

El presente estudio está conformado en esencia por tres fases las cuales a su vez se componen internamente en diferentes etapas que cumplen con funciones vitales para alcanzar de manera eficaz el objetivo de la investigación. En la **Figura 4.1** es posible observar el avance del estudio de acuerdo a sus tres fases.

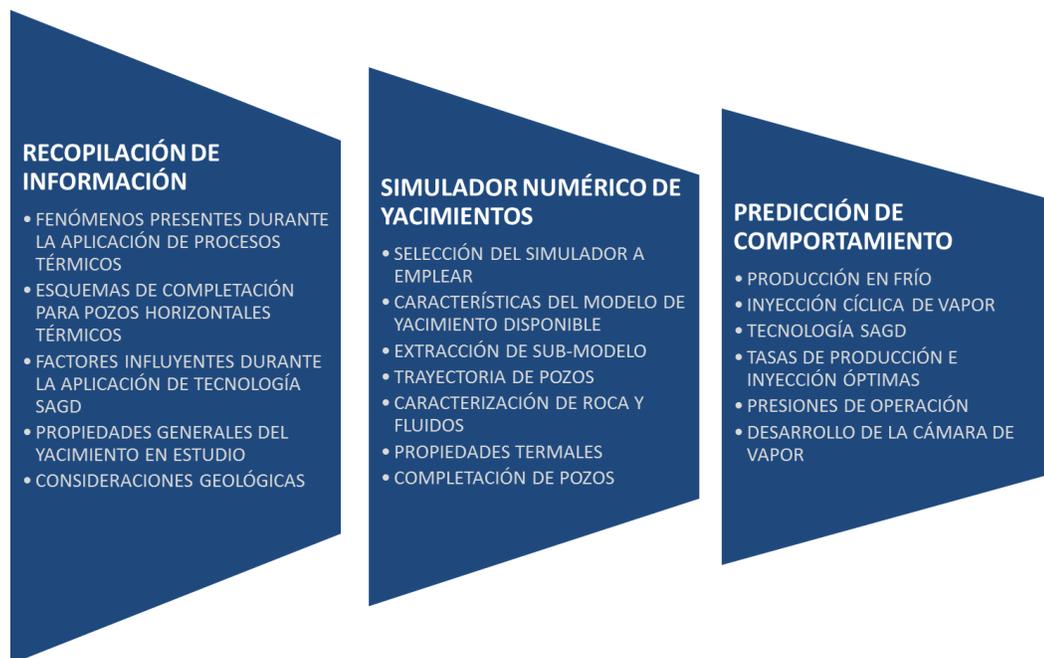


Figura 4.1 Fases de la metodología aplicada

4.3.1. Recopilación de Información ^[13, 14]

En esta fase se busca recolectar la información suficiente para aplicar de manera eficiente el proceso de producción de crudo en pozos horizontales, tanto en frío como bajo procesos térmicos, a partir de publicaciones documentarias, revistas técnicas, entre otros. Comparar las condiciones de completación de pozos a producir en frío en la zona de estudio con las condiciones de completación óptimas para el desarrollo de procesos térmicos, con lo cual se busca establecer si los pozos completados para

producir en frío son también candidatos para la posterior aplicación de procesos térmicos. También se busca agrupar lo referente a las características geológicas del área en estudio, propiedades de los fluidos, datos de los yacimientos, entre otros.

4.3.1.1. Tópicos a considerar en Pozos Horizontales Térmicos

Existen diversos fenómenos que ocurren dentro de los componentes de un pozo horizontal cuando son sometidos a altas presiones y altas temperaturas, entre ellos destacan el efecto de retrogresión del cemento causado por el incremento de la temperatura, y el efecto de dilatación y re-compactación de la roca en arenas no consolidadas al ser sometidas a altas presiones.

4.3.1.1.1. Efecto de Retrogresión en la Resistencia de los Cementos

Actualmente, es bien sabido que la resistencia a la compresión que presentan los cementos del tipo Portland no aumenta siempre que aumenta la temperatura. La resistencia a la compresión aumenta con el incremento de energía calórica sólo hasta una temperatura de aproximadamente 230 °F, a partir de la cual esta resistencia se ve mermada a medida que aumenta la temperatura. Este fenómeno puede atribuirse a la metamorfosis que sufre la fase de silicato de calcio hidratado que compone el cemento, la cual se transforma en una fase altamente cristalina y más densa que la fase anterior, aumentando con esto su porosidad y en consecuencia disminuyen tanto la resistencia a la compresión como la impermeabilidad del cemento.

Con el fin de mitigar este fenómeno, durante la formulación de cementos que serán empleados para procesos de completación de pozos térmicos deben añadirse aditivos a base de harina de sílice con la finalidad de inhibir la metamorfosis de la fase de silicato de calcio hidratado a la fase cristalina y en lugar de eso propiciar a la transformación a la fase tobermorita, un inosilicato que ofrece mejores propiedades mecánicas. En la **Figura 4.2** puede observarse el funcionamiento básico de la harina de sílice, ya que con ésta lo que se busca es compensar el contenido de sílice con respecto a la de calcio con el objetivo de que la relación entre éstos sea cercana a la

unidad y evitar así que exista la fase de cálcica libre y con esto inhibir la formación de la fase altamente cristalina.

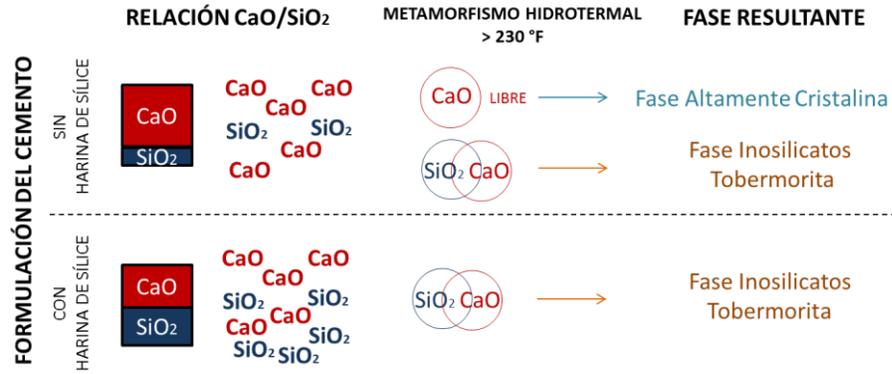


Figura 4.2 Metamorfismo hidrotérmal en los cementos según su formulación

4.3.1.1.2. Dilatación y Re-compactación en Arenas No Consolidadas

Las temperaturas elevadas dilatan la matriz de las rocas, es decir que su volumen incrementa y aunque este incremento es realmente insignificante el fenómeno de dilatación está presente, y su efecto sobre las propiedades petrofísicas de las arenas no consolidadas si es bastante significativo ya que aunado a esto interviene el factor de re-compactación de los paquetes de arena. Estos cambios de las propiedades petrofísicas, específicamente porosidad y permeabilidad, no se debe sólo a las altas temperaturas sino que también interviene de manera efectiva la presión poral la cual es la causante principal del reacomodo de los granos en la matriz propiciando un incremento en el volumen de poro debido a la expansión de los fluidos que ocupan dicho volumen.

En la **Figura 4.3** puede apreciarse un diagrama didáctico que reproduce el efecto que tienen sobre las propiedades petrofísicas factores como el incremento de la presión poral, la dilatación de roca y fluidos, y la posterior re-compactación de los granos.

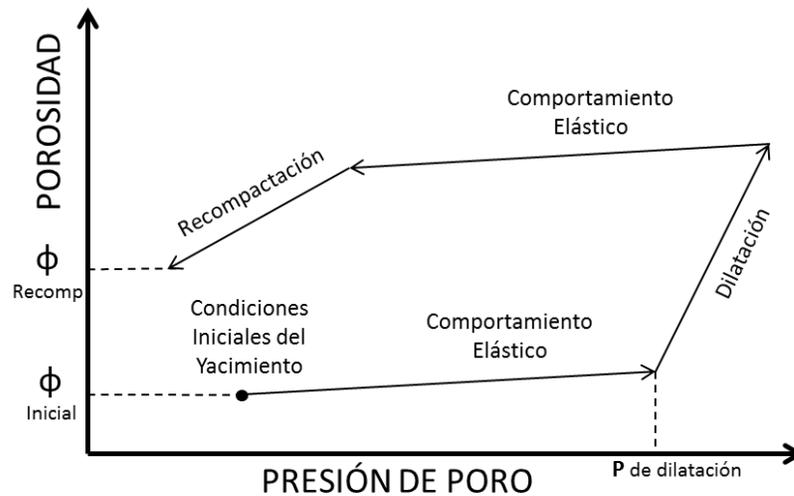


Figura 4.3 Modelo de dilatación y re-compactación de los granos en arenas no consolidadas

4.3.1.2. Esquema Óptimo de Completación para Pozos Horizontales Destinados a Procesos Térmicos

Uno de los puntos fuertes a considerar dentro de una completación de pozos que serán destinados a soportar procesos térmicos es que desde el inicio de la vida productiva del pozo debe considerarse el hecho de que serán sometidos a altas temperaturas durante toda su vida útil, es decir, que un pozo que haya sido completado sin tomar en cuenta procesos térmicos no podrá ser re-completado para soportar altas temperaturas en un futuro durante su vida productiva. Teniendo esto en cuenta, es posible establecer la primera parte del esquema de completación para pozos horizontales térmicos.

Existen cuatro (4) puntos decisivos que deben tomarse en cuenta al inicio de la completación de un pozo que será sometido a procesos térmicos y que no podrán ser modificados en el futuro, como se detalla a continuación:

- Todo el sistema colgador del revestidor debe ser capaz de soportar altas temperaturas y fluctuaciones de temperatura.

- Debe colocarse cemento detrás de la tubería de revestimiento hasta superficie y diseñar esta lechada de cemento de tal forma que una vez fraguada sea capaz de soportar procesos térmicos al mitigar los efectos del fenómeno de retrogresión en la resistencia del mismo.
- Los colgadores se apoyan en el cabezal del pozo, por lo cual no pueden quitarse después de la cementación de la tubería de revestimiento. El cabezal del pozo debe conservar la integridad del pozo durante los procesos térmicos.
- La tubería de revestimiento debe estar diseñada para soportar temperaturas elevadas y sustancias corrosivas ya que al elevarse la temperatura también se eleva la liberación de gases corrosivos.

Una vez considerados los tópicos del apartado anterior, es momento de enfocar el rumbo hacia la completación de pozos horizontales. Las secciones horizontales deben ser completadas con tuberías ranuradas que soporten temperaturas elevadas, lo más recomendable es colgar esta tubería sin empaquetamiento con grava ya que está demostrado que la eficiencia de este tipo de sistema disminuye al incrementar la temperatura debido a que los granos de cuarzo se degradan con mayor rapidez y además la fluctuación de la temperatura permite que ocurra el fenómeno de recompactación de los granos lo que se traduce en un aumento de porosidad y permeabilidad en el empaque, afectando con eso su funcionalidad original. Otro argumento válido para no implementar el empaque con grava es la dificultad que presenta el reacomodo de los granos en el espacio anular de la sección horizontal debido a que la gravedad no permite que la grava alcance la parte superior del pozo, motivo por el cual debe recurrirse a métodos no convencionales de empaquetamiento y que generalmente resulta en un empaquetamiento con grava poco eficiente y muy costoso. A pesar de no usar el empaquetamiento con grava en la completación de los pozos, debe realizarse un análisis granulométrico de la matriz no consolidada de la formación ya que las ranuras de la tubería deben ser eficientes al momento de retener la mayor cantidad de granos de arena y mantener la productividad del pozo. La producción de arena es inminente bajo este arreglo, sin embargo, es posible

controlarlo con técnicas avanzadas de producción de manera muy eficiente y con una reducción bastante significativa en los costos con respecto al empaquetamiento con grava. En **Figura 4.4** se resume de manera ilustrada el esquema básico de completación óptima para pozos que serán sometidos a procesos térmicos.

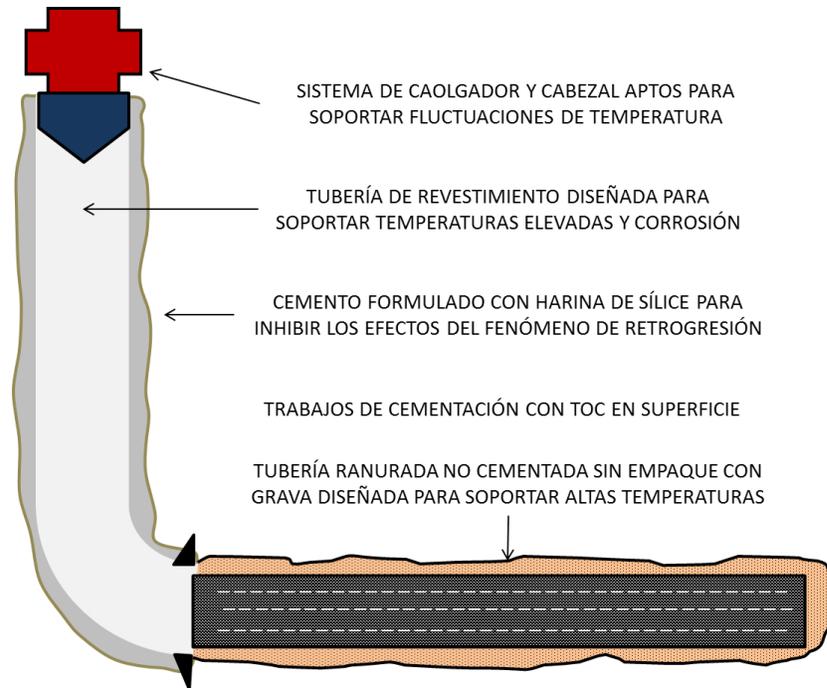


Figura 4.4 Esquema básico de completación óptima necesario para pozos horizontales térmicos

4.3.1.3. Esquema de Perforación y Completación para los Pozos de Petroindependencia S.A.

El plan de producción petrolera que actualmente desarrolla la empresa mixta en el área de estudio para cada unidad geológica del miembro Morichal consta principalmente de dos etapas bien definidas como lo son la Producción Temprana que tiene como objetivo reducir la presión del yacimiento al producir crudo extra-pesado en frío empleando como método de levantamiento artificial sistemas de bombeo tipo

cavidad progresiva, comúnmente conocidos como BCP. Una vez que la energía del yacimiento disminuya al nivel planeado para implementar procesos de inyección de forma rentable es donde inicia la segunda etapa denominada Producción Térmica, la cual está planificada para implementar procesos de Inyección Alternada de Vapor para disminuir rápidamente la energía del yacimiento y posteriormente implementar la inyección de vapor continua siguiendo la metodología de la tecnología SAGD y emplear BCP metal-metal como mecanismo de levantamiento artificial. La vida productiva del campo se estima que será de unos 40 años, donde los primeros 15 años corresponden a la producción temprana y el resto a la producción térmica.

Los pozos fueron perforados empleando la estrategia de arreglo por clústeres, los cuales cuentan con 32 pozos cada uno agrupado a su vez en hileras de 16 pozos. La separación entre hileras es de unos 70 m y la separación por pozo de unos 8 m como puede detallarse en la **Figura 4.5**.



Figura 4.5 Arreglo de pozos en los clústeres de Petroindependencia S.A.

Los clústeres en sí serán divididos en Clúster de Pozo Central y Clúster de Pozo Térmico Adyacente, los cuales tendrán una relación de 1:2 organizados de manera que cada clúster de pozo central de 32 pozos tendrá asociado 1 clúster de pozo térmico adyacente por cada lado y además se debe considerar el hecho de que por cada unidad geológica de producción se estima que el clúster de pozo central perfora 10 pozos, como se muestra en la **Figura 4.6**, donde el espaciamiento por pozo del clúster central es de unos 1.000' los cuales serán perforados para desarrollar el campo

en su primera etapa y posteriormente serán perforados pozos de relleno con el propósito de reducir este espaciamiento a la mitad. Los pozos de relleno serán perforados desde el clúster térmico adyacente el cual a su vez proveerá los pozos de inyección necesarios para constituir los pares SAGD con un espaciamiento vertical de unos 30’.

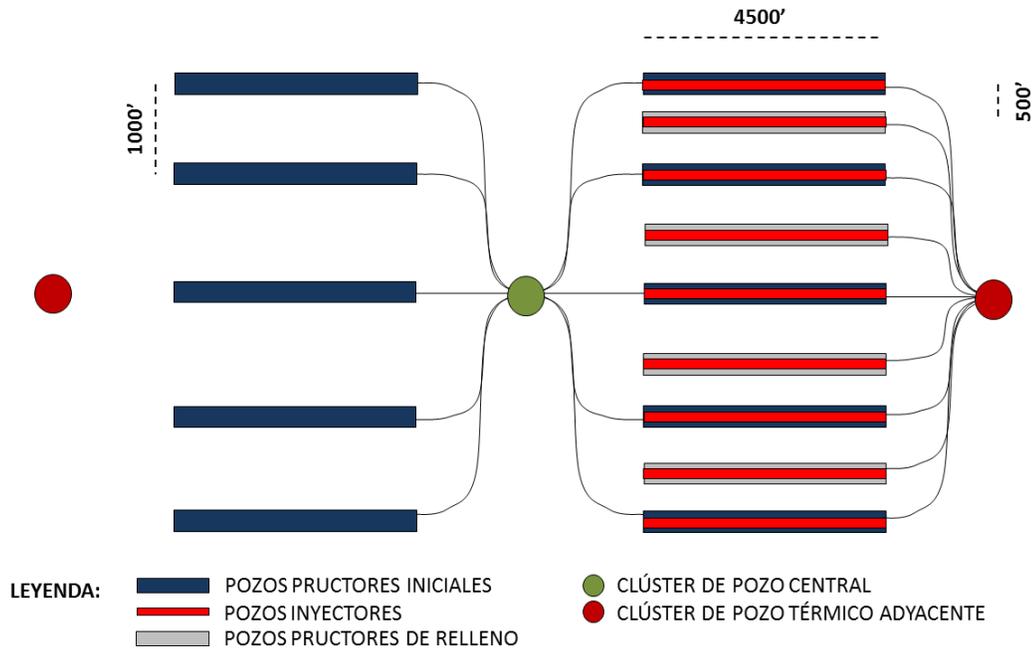


Figura 4.6 Configuración de clústeres por cada unidad geológica de producción

En cuanto al diseño de los pozos, cabe destacar que los pozos perforados durante la etapa de producción temprana deben ser diseñados de manera similar a los de la etapa de producción térmica ya que los primeros también serán sometidos a procesos térmicos una vez que se alcancen las condiciones planificadas para implementar la inyección de vapor. La única diferencia entre los pozos de la producción temprana y la térmica es que los primeros no serán sometidos a temperaturas elevadas durante los primeros años de producción. Los pozos fueron completados con equipos y tuberías aptos para soportar procesos térmicos, sin embargo, por problemas de facilidades el cemento fue formulado sin el complemento necesario de harina de sílice.

Con el propósito de proteger el acuífero somero caracterizado en la zona los pozos se inician perforando un hoyo superficial de 17 1/2” de unos 500’ de profundidad y revestido con tubería de 13 3/8”. Posteriormente se perfora el hoyo intermedio de 12 1/4” hasta la TVD planificada, aproximadamente unos 3.000’ de profundidad con revestimiento de 9 5/8”. Finalmente se perfora la sección horizontal de unos 4.500’ en MD con hoyo de 8 1/2” y tubería ranurada de 7”. En la **Figura 4.7** puede observarse el diseño de los pozos sin incluir la tubería de producción y el sistema de levantamiento artificial.

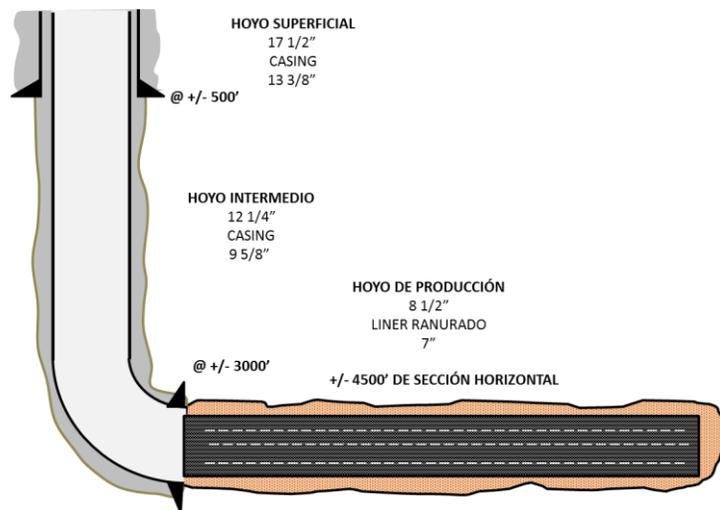


Figura 4.7 Diseño de los pozos horizontales de producción de Petroindependencia S.A.

4.3.1.4. Ventana de Aplicación para la Tecnología SAGD

Según estudios minuciosos realizados por parte de PDVSA INTEVEP, filial de Petróleos de Venezuela S.A., existen ciertas condiciones mínimas en las características del yacimiento y los fluidos contenidos en él, para que se pueda aplicar de manera eficaz la tecnología SAGD. Uno de los más obvios requerimientos es que el espesor del yacimiento debe ser suficiente para que puedan disponerse el par de pozo dentro del mismo. Otro de requisito importante es que debe existir buena comunicación vertical dentro del yacimiento ya que el mecanismo principal de

producción es la segregación por gravedad. En la **Tabla 4.1** pueden detallarse los requerimientos mínimos para la eficaz aplicación de esta tecnología.

Tabla 4.1 Ventana de aplicación de la tecnología SAGD

MÉTODO EOR	CRITERIOS							OBSERVACIONES
	PROFUNDIDAD (PIES)	PRESIÓN (LPC)	Vsh	μ (cP)	ϕ	ANP (PIES)	Sw	
SAGD	< 4500	< 1800	< 0,35	> 200	> 0,2	> 50	< 0,40	DEBE EXISTIR BUENA COMUNICACIÓN VERTICAL EN EL YACIMIENTO

4.3.1.5. Propiedades del Yacimiento

Antes que nada, no está de más recordar q el yacimiento en cuestión corresponde a las arenas del miembro Morichal de la formación Oficina, cuyas unidades geológicas de producción se diferencian según su evolución, entiéndase Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior. Para este yacimiento se conoce que la presión se correlaciona muy bien con la profundidad y que para la zona norte del área de estudio la presión inicial oscila entre los 1.200 psi y para la zona sur entre los 700 psi. En cuanto a la temperatura, ésta oscila entre los 100 y 150 °F sin zonas de gradientes geotérmicos anormales.

Por otra parte, las propiedades petrofísicas del yacimiento en el área de estudio se obtuvieron a partir de los registros de rayos gamma, densidad y resistividad principalmente. El análisis petrofísico básico hace hincapié en la determinación de tres propiedades como lo son el porcentaje de arcilla, la porosidad efectiva y la saturación efectiva de agua efectiva.

Para la distribución de las propiedades sobre el volumen total del yacimiento, la empresa mixta desarrolló un modelo geocelular a partir de la información interpretada a través de los perfiles sísmicos adquiridos en el área de estudio. Esta información no sólo permite la reconstrucción modular de la estructura sino que al aplicar métodos

complejos de interpretación, como los atributos sísmicos, es posible establecer una distribución de facies que a su vez permite relacionarlas con las propiedades petrofísicas estimadas y de esta manera contar con un modelo geocelular el cual permite realizar estudios de simulación numérica representativos para el yacimiento en cuestión.

En la **Tabla 4.2** se pueden observar los valores típicos estimados de las propiedades para las arenas no consolidadas que corresponden al yacimiento del presente estudio.

Tabla 4.2 Valores típicos de las propiedades del yacimiento en estudio

PROPIEDAD	VALOR
PRESIÓN	700 – 1200 LPC
TEMPERATURA	100 - 150 °F
POROSIDAD EFECTIVA	0,31
SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE	0,18
ARENA NETA PETROLÍFERA	90 PIES

4.3.1.6. Propiedades de los Fluidos

Los fluidos presentes en el área de estudio fueron caracterizados tomando en cuenta la información recolectada en las zonas adyacentes ya que es bien conocido que a nivel regional el crudo extra-pesado disminuye su calidad de norte a sur.

La gravedad API oscila entre 7,5 y 9 °API con promedio de 8,4 °API y con viscosidades promedio de 2000 cp. Por otro lado, la presión de burbuja oscila entre los 1.100 y 1.300 lpc con una relación gas petróleo promedio de 80 PCN/BN y un factor volumétrico de formación del petróleo que oscila entre 1,05 y 1,09 BY/BN.

4.3.1.7. Propiedades Roca-Fluidos

La compresibilidad del volumen poroso se estima para la región en un promedio de unos $64 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$, con un rango de valores que oscilan entre 50 y $84 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$.

En cuanto a permeabilidades relativas, se estima un comportamiento de roca mojada por agua con saturación de agua irreducible de 0,18 y saturación residual de petróleo de 0,2. La saturación crítica de gas se estima en un valor medio de 0,03 con rango de 0,02 a 0,04.

4.3.2. Simulador de Yacimientos Seleccionado para el Estudio

Actualmente, en la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, afortunadamente se cuenta con uno de los simuladores numéricos para procesos térmicos más avanzados a nivel comercial caracterizado por proporcionar resultados más acertados en tiempos de simulación reducidos en comparación con otros simuladores.

4.3.2.1. Simulador Numérico de Yacimientos STARS® de CMG

El simulador STARS® (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) es un simulador de procesos avanzados para yacimientos de CMG (*Computer Modelling Group*). Este simulador se califica actualmente como uno de los mejores para representar el comportamiento de yacimientos de crudo pesado y extra-pesado sometido a procesos térmicos.

STARS® es un simulador trifásico, multi-componente, composicional y térmico, con gran versatilidad en el uso de mallas cilíndricas, cartesianas, de espesor y/o profundidad variable. Una de sus propiedades fundamentales es evaluar los cambios en la composición de las fases, la cual varía cuando la presión desciende por debajo de la presión de burbujeo, o de rocío en yacimientos de gas condensado, permitiendo simular cualquier tipo de yacimiento. STARS® fue desarrollado con el propósito de

simular múltiples procesos, como son: flujo de vapor, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor con aditivos, combustión en sitio y combustión seca y húmeda, entre otros. La etiqueta actual del simulador puede apreciarse en la **Figura 4.8**.



Figura 4.8 Etiqueta del simulador numérico STARS® de CMG

4.3.3. Modelo Geocelular de Yacimiento

El modelo geocelular desarrollado por la empresa mixta es la base principal para realizar los estudios de simulación numérica que permitan evaluar los distintos comportamientos que tenga el yacimiento durante el desarrollo hipotético del campo, evaluar la eficiencia de los distintos mecanismos de recobro, entre otros estudios.

El mencionado modelo corresponde a la primera zona de desarrollo planificada por la empresa mixta para el área de estudio, es decir, la zona noreste del bloque Carabobo 5 como se observa en la **Figura 4.9**.

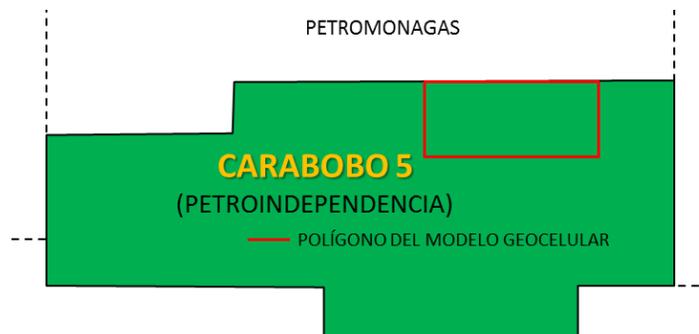


Figura 4.9 Polígono correspondiente a la ubicación del modelo geocelular desarrollado por la empresa mixta

La información interpretada a partir de la sísmica permite reconstruir numéricamente la estructura del yacimiento, generar los planos de fallas, e incluso con técnicas bastante complejas aplicando atributos sísmicos y correlacionarlos con la información obtenida de los registros de pozos es posible reconstruir la distribución de las distintas facies presentes en subsuelo, interpretar ambientes de sedimentación y aún más importante generar un modelo estático de yacimiento al caracterizar, entre otras propiedades, porosidad, porcentaje de arcilla y saturación de agua y petróleo inicial. Con el propósito de exhibir la estructura del yacimiento generada a partir de herramientas numéricas se muestra en la **Figura 4.10** el modelo geocelular con una proporción de 10:1 del eje Z con respecto al eje X donde puede apreciarse la profundidad del tope y la base del miembro Morichal de la formación Oficina.

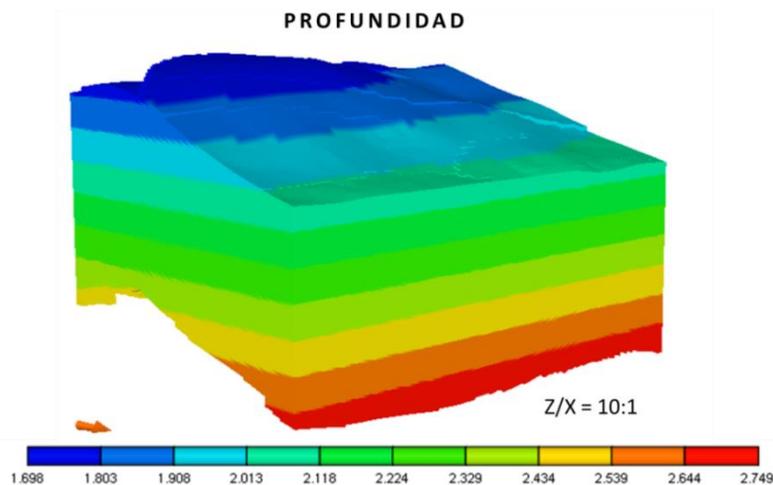


Figura 4.10 Profundidad del yacimiento apreciada desde el modelo geocelular

Esta profundidad es medida tomando como referencia de medida el nivel del mar, es decir, lo que se conoce como *True Vertical Depth Sub Sea* (TVDSS). El modelo geocelular identifica un total de nueve planos de falla, de los cuales siete corresponden a fallas locales de poca incidencia en cuanto a transmisibilidad y sin saltos significativos, mientras que por el contrario dos de estos planos son de magnitud regional con salto de hasta 50 pies, motivo por el cual deben considerarse a

la hora de proponer nuevas trayectorias de pozos. En la **Figura 4.11** pueden observarse los distintos planos de falla e incluso detallar la ubicación de las fallas regionales que atraviesan el modelo geocelular.

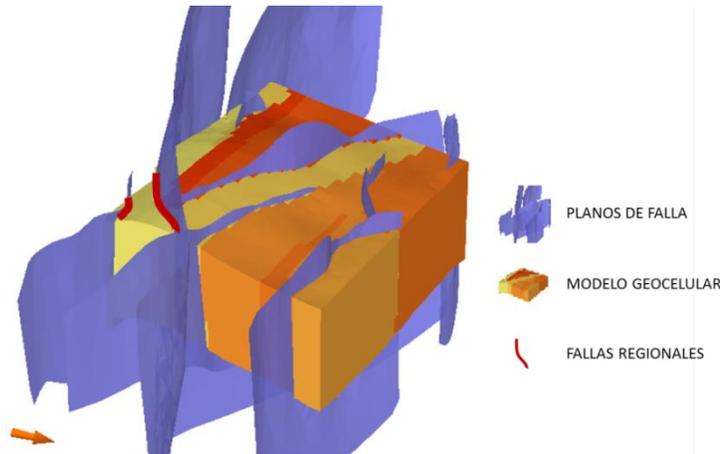


Figura 4.11 Planos de falla caracterizados en el modelo geocelular

4.3.3.1. Distribución de Propiedades de Yacimiento en el Modelo Geocelular

Entre las características geológicas y petrofísicas de interés interpretadas por los expertos de la empresa mixta en el modelo base se tienen las descritas a continuación:

- Distribución de las facies: diferenciando desde arenas de grano grueso, medio, fino, limos e intercalaciones de lutitas.
- Porcentaje de arcillas (V_{sh}): correspondiente a la porción de la celda ocupada por arcilla.
- Porosidad (ϕ): referente al valor de porosidad interconectada o efectiva.
- Saturación de agua (S_w): correspondiente a la saturación de agua inicial.

Las propiedades descritas anteriormente no son suficientes para realizar un estudio de simulación numérica de yacimientos, pero representan una base sólida para estimar las propiedades mínimas necesarias para llevar a cabo un estudio de estas características. El simulador numérico empleado en este estudio posee la versatilidad

de calcular propiedades a partir de otras previamente definidas, este procedimiento se realiza a través de fórmulas introducidas por el usuario que pueden involucrar funciones lógicas, funciones matemáticas e incluso funciones especiales que permiten relacionar celdas de acuerdo a una instrucción específica.

A continuación se desarrollarán las fórmulas y correlaciones empleadas para calcular las propiedades necesarias para iniciar los trabajos de simulación.

- Saturación de petróleo (S_o): en este caso, dentro del yacimiento en estudio no existe gas libre, por lo tanto la saturación de petróleo corresponde a la contraparte de la saturación de agua, es decir:

$$S_o = 1 - S_w \quad (32)$$

- Volumen neto vs bruto (N/G): *Net to Gross Ratio* es la relación entre el volumen bruto de la celda con respecto al volumen neto que ocupa la arena dentro de la celda. Cada celda básicamente se encuentra ocupada por una porción de arena y una de arcilla, por lo tanto:

$$N/G = 1 - V_{sh} \quad (33)$$

- Permeabilidad horizontal (K_h): es la permeabilidad de cada celda en dirección IxJ . Para calcular esta propiedad resulta un poco más complejo, en primer lugar no se cuenta con registros de pozos que corroboren la certeza de los valores que se puedan obtener a lo largo y ancho del modelo, sino que se cuenta con información de que la permeabilidad se encuentra entre rangos de 9000 y 18000 mD ^[15]. Basado en esto, se evaluaron distintas correlaciones de permeabilidad de diversos autores resultando como la más adecuada la desarrollada por la empresa Schlumberger ^[16] para arenas no consolidadas en la cual se toma en cuenta la porosidad, la saturación de agua irreducible y la distribución de los granos, dicha correlación se muestra a continuación:

$$K_h = \left(\frac{C * \phi^{2.25}}{S_{wi}} \right)^2 \quad (34)$$

Donde “C” es una constante que representa la distribución de los granos, la cual se definió por tanteo con el fin de cumplir de la manera más acertada posible con los rangos de permeabilidad estimados para la zona en estudio. Esta constante toma un valor de doscientos para arenas de grano grueso a fino y de cien para arenas de grano fino a muy fino. En cuanto a la saturación de agua irreducible, ésta toma un valor fijo de 0,18. Cabe destacar que este cálculo de permeabilidades corresponde sólo a litología de tipo arena ya que para las lutitas se estableció un valor fijo de 0,01 mD a modo de definir su impermeabilidad.

- Permeabilidad vertical (K_v): al igual que para la permeabilidad horizontal, no se tienen las pruebas petrofísicas pertinentes para corroborar la certidumbre de esta propiedad, sino que se cuenta con información de que la relación K_v/K_h oscila entre valores de 0,92 y 0,46 ^[15]. Motivado a esto, se estableció de manera lineal el mayor valor para las arenas de grano grueso y el mínimo para las arenas de grano muy fino.

Hasta ahora las características mínimas del yacimiento que necesita el simulador para su correcto funcionamiento están definidas, pero para el caso de estudio no es suficiente ya que es necesario establecer las propiedades termales de la roca, es decir, su comportamiento al ser sometida a cambios considerables de temperatura. La particularidad con las propiedades termales de los yacimientos es que este tipo de pruebas no se realiza a nivel comercial ya que son valores estandarizados y aceptados comercialmente de acuerdo al tipo de material, en este caso los elementos materiales corresponden a la matriz del yacimiento y los fluidos presentes en el mismo. Para el caso en estudio se aplicarán algunos estándares ^[17] implementados por la compañía responsable del desarrollo del simulador numérico de yacimientos, *Computer Modelling Group* (CMG).

Los procedimientos descritos por Somerton (1992) ^[18] permiten corroborar las propiedades estándar que serán implementadas, y que se muestran a continuación:

- Compresibilidad de la formación: $64 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
- Capacidad calorífica volumétrica de la roca: $35 \text{ Btu}/(\text{pie}^3 \times ^\circ\text{F})$
- Conductividad calorífica de las fases:
 - Roca yacimiento: $106 \text{ Btu}/(\text{pie} \times \text{día} \times ^\circ\text{F})$
 - Agua: $8,6 \text{ Btu}/(\text{pie} \times \text{día} \times ^\circ\text{F})$
 - Petróleo: $1,3 \text{ Btu}/(\text{pie} \times \text{día} \times ^\circ\text{F})$
 - Gas: $0,32 \text{ Btu}/(\text{pie} \times \text{día} \times ^\circ\text{F})$
- Modelo de dilatación y re-compactación:
 - Presión de referencia: 900 lpc
 - Compresibilidad de la roca en dilatación: $0,00124 \text{ lpc}^{-1}$
 - Fracción residual de dilatación: 0,9
 - Inicio de dilatación: 1000 lpc
 - Inicio de re-compactación: 950 lpc
 - Máximo aumento proporcional de porosidad permitido: 30%
 - Multiplicador de permeabilidad: 3

Los parámetros del modelo de dilatación y re-compactación permitirán reproducir los cambios en porosidad y permeabilidad que ocurren durante la inyección de fluidos.

Por último, se aprovechará la información de los gradientes de presión y temperatura que se posee de la región con el propósito de evitar que el simulador calcule presiones fuera de los rangos normales al intentar mantener el equilibrio vertical de las fases dentro del yacimiento, y a su vez reproducir lo más fiel posible la temperatura del yacimiento ya que ligeros cambios de temperatura producen grandes cambios de viscosidad en los crudos extra-pesados.

$$P(\text{lpc}) = 0,442 * (\text{TVDSS en pie}) - 89,121 \quad (35)$$

$$T(^{\circ}\text{F}) = 0,012 * (\text{TVDSS en pie}) + 88,51 \quad (36)$$

4.3.4. Extracción de Sub-Modelo de Yacimiento

El modelo geocelular en estudio es bastante robusto, está compuesto de más de 200.000 celdas, y esto para un trabajo de simulación se traduce en altos tiempos de labor. El objetivo de extraer un sub-modelo es reducir los tiempos de simulación sin restarle profundidad al estudio en cuestión, es decir, obtener un modelo más práctico que no altere las condiciones de la zona en estudio.

4.3.4.1. Primer Corte: Unidades Geológicas

El primer corte se llevará a cabo tomando en cuenta las unidades geológicas en estudio y seleccionando las dos más prospectivas en cuanto a volúmenes de petróleo originalmente en sitio susceptibles a ser desarrollados a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Morichal Superior posee el 60 por ciento del potencial del recurso, Morichal Medio posee el 22 por ciento y Morichal Inferior apenas el 3 por ciento para un total de 85 por ciento de POES susceptible a ser desarrollado, por lo tanto, como puede observarse en la **Figura 4.12**, las unidades seleccionadas para el estudio son Morichal Superior y Morichal Medio.

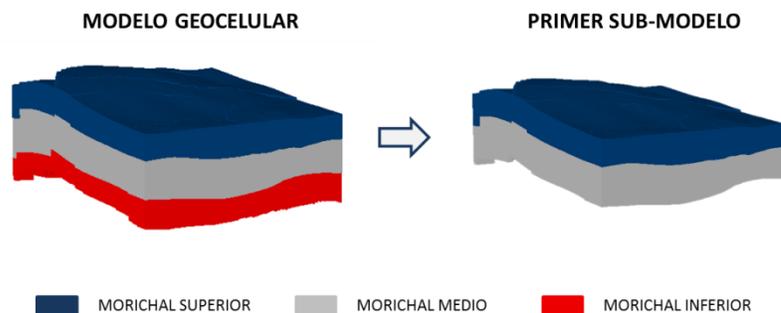


Figura 4.12 Primer corte del modelo geocelular

Con este primer corte el modelo se redujo a 175.032 celdas, lo cual es bastante significativo pero no suficiente.

4.3.4.2. Segundo Corte: Zona del Clúster

El segundo corte se tomará luego de evaluar el área abarcada por el clúster en estudio y para esto es necesario definir las trayectorias de los pozos dentro del modelo geocelular. El clúster será denominado MAC-B de aquí en adelante y corresponde al segundo clúster planificado por la empresa mixta en el área de estudio.

Las trayectorias de los pozos que componen el clúster MAC-B fueron definidas previamente en el trabajo realizado por Barreto y García (2012) ^[19], la información aprovechada contempla desde las coordenadas de área hasta las medidas de profundidad. Una vez organizada la información es preciso seleccionar el formato más cómodo y eficaz para introducir dicha información al simulador.

Las trayectorias fueron preparadas en un archivo de texto tipo “.wdb” que consiste en un formato estándar donde deben especificarse las unidades en las que se encuentra la información y se debe respetar el orden en la que se despliega la misma de modo que el simulador sea capaz de reproducir la información correctamente. El formato básicamente consiste en 5 columnas ordenadas que indiquen nombre del pozo, coordenada horizontal, coordenada vertical, TVDSS y profundidad medida (MD), como puede observarse en la **Figura 4.13**.

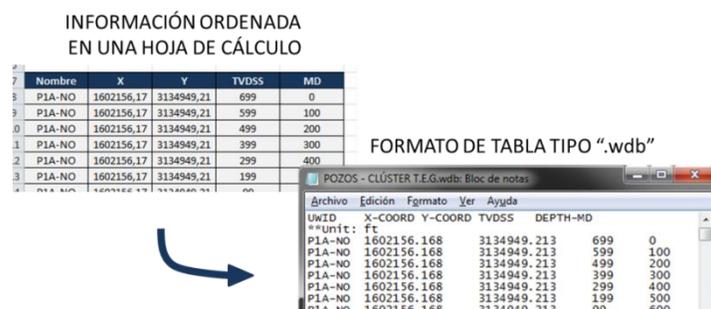


Figura 4.13 Formato “.wdb” para introducir las trayectorias de pozos al simulador

Se cargaron un total de 18 pozos de los cuales 9 de ellos corresponden a Morichal Superior y los 9 restantes a Morichal Medio. Visto en plano IxJ los pozos de ambas

unidades geológicas poseen casi las mismas coordenadas de área y lo que cambia significativamente es la profundidad a la que se encuentra la sección horizontal.

Los nombres de los pozos fueron modificados con el propósito de ordenarlos según su posición a fin de facilitar su identificación al hacer referencia según sea el caso. Todos los pozos tendrán de inicio la letra “P” haciendo honores al nombre de la empresa mixta, luego le seguirá un número según la posición de norte a sur y la letra “A” si la sección horizontal se encuentra en Morichal Superior y “B” si se encuentra en Morichal Medio. Por último, separado por un guion, se identifica la hilera del clúster desde donde sale el pozo con “N” si es la hilera al norte y “S” si es la hilera del sur, acompañado de la letra “O” si el pozo sale hacia el oeste y “E” si sale hacia el este. En la **Figura 4.14** es posible detallar la configuración del clúster MAC-B y los nombres de los pozos vistos en plano IxJ perforados para los miembros Morichal Superior y Morichal Medio.

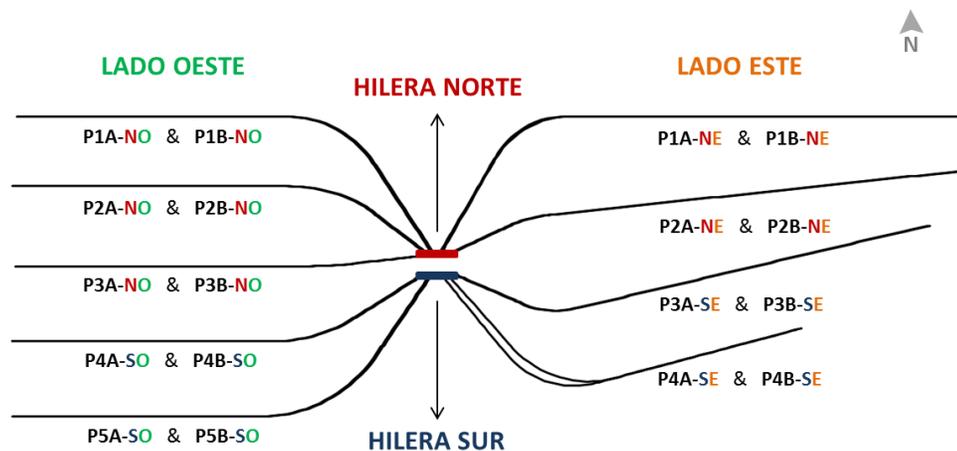


Figura 4.14 Configuración del clúster MAC-B proyectado en el plano IxJ

Una vez cargadas las trayectorias de los pozos en el simulador, es posible cerrar la zona donde se encuentra el clúster MAC-B y realizar de esta forma el segundo corte tal y como se muestra en la **Figura 4.15**.

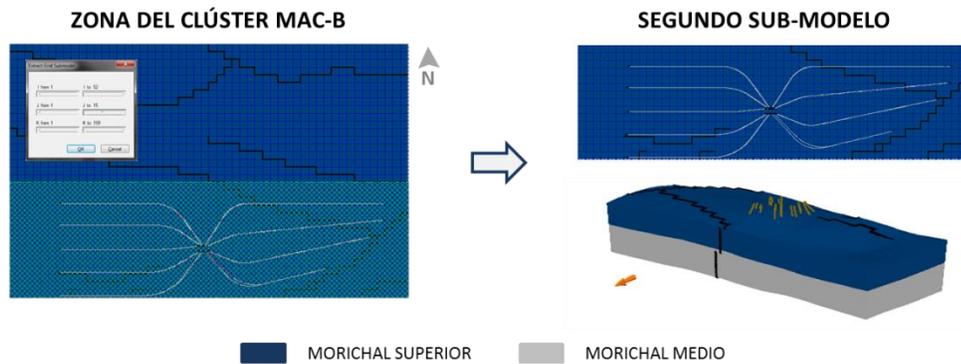


Figura 4.15 Segundo corte del modelo geocelular

Con este segundo corte el modelo se reduce a 79.560 celdas, lo cual representa una reducción de más del 60 por ciento con respecto al modelo geocelular base.

4.3.4.3. Tercer Corte: Espesor Neto de Arena

El espesor de arena neta productiva es uno de los puntos fuertes a tomar en cuenta en el yacimiento en estudio, tanto para la producción de crudo en frío como para térmico. Los expertos de la empresa mixta determinaron que los intervalos productivos continuos deben ser mayores de 20 pies para la producción en frío y mayores de 40 pies para implementar la tecnología SAGD, donde los límites de estos intervalos productivos son definidos por zonas no productivas de más de 5 pies de espesor, es decir, que si estas zonas no productivas no superan los 5 pies de espesor se considera que es local y no lateralmente extensiva de manera que no define el intervalo productivo continuo.

Para definir estos intervalos productivos continuos dentro del sub-modelo geocelular se tomará como dato fuerte la información de las distintas facies caracterizadas en el modelo, donde los intervalos continuos corresponderán a las facies de arena de grano grueso a fino y los no productivos a las facies de limo y lutita que serán corroborados con apoyo de la propiedad de porcentaje de arcilla con valores mayores al 70 por ciento. El espesor típico de las celdas del modelo supera los 5 pies, por lo tanto, cada celda con facie tipo limo o lutita corresponderá a una barrera extensiva.

En la **Figura 4.16** puede apreciarse la continuidad productiva de las arenas de Morichal Medio, cuyos espesores superan incluso los 200 pies, mientras que por el contrario, Morichal Superior presenta abundantes intercalaciones de intervalos no productivos.

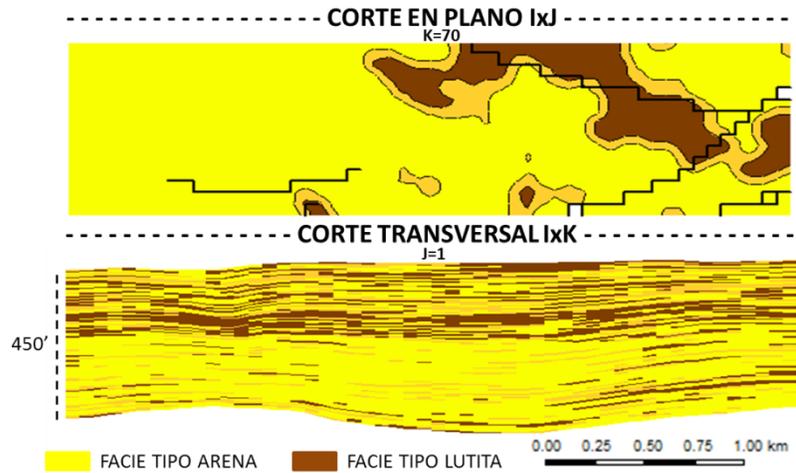


Figura 4.16 Vista en plano IxJ & IxK de la distribución de arenas y lutitas en el sub-modelo

El tercer corte se llevará a cabo tomando en cuenta los intervalos productivos continuos del miembro Morichal Medio, dejando por encima de éstos un total de tres planos IxJ predominados por intervalos no productivos a modo de caracterizar el sello regional del yacimiento como puede apreciarse en la **Figura 4.17**.

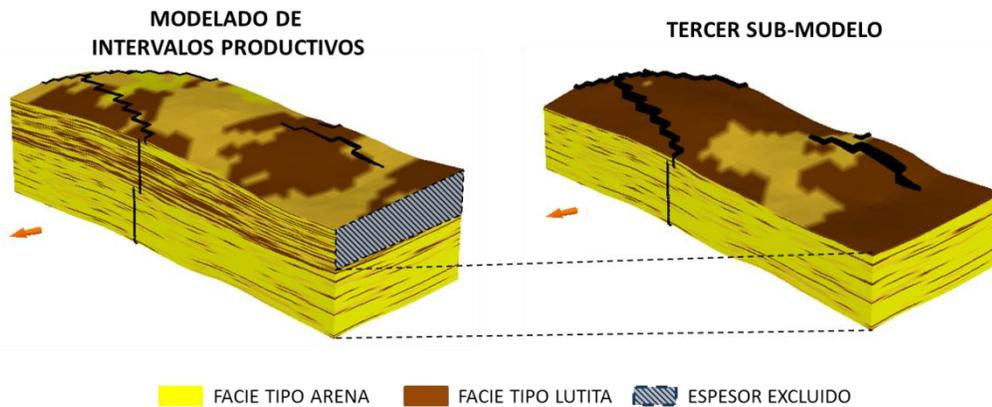


Figura 4.17 Tercer corte del modelo geocelular

Con este tercer corte el modelo se reduce a 46.800 celdas, lo cual lo convierte en un modelo relativamente práctico pero que para el alcance de este estudio aún representa un número considerable de celdas.

4.3.4.4. Cuarto Corte: Índices de Oportunidad

Apoyados en la metodología de Índices de Oportunidad ^[20] se realizará el cuarto y último corte del modelo geocelular. Esta metodología consiste en tomar a consideración los distintos parámetros que afectan un determinado proceso a manera de identificar las zonas más prospectivas y de esta forma incrementar el rendimiento o eficiencia del proceso en estudio.

La empresa mixta tiene dentro de sus planes una etapa de producción primaria en frío y posteriormente la implementación de procesos térmicos, por lo tanto los parámetros que deben considerarse estarán intrínsecamente relacionados con estos procesos. En primer lugar se tomará en cuenta el potencial de petróleo a modo de diferenciar las zonas de petróleo de las zonas de agua y las zonas de altos volúmenes de petróleo con las zonas de menor volumen, todo esto implementando una relación directa entre la saturación de petróleo y la porosidad, que denominaremos Fracción Neta de Petróleo por celda “FNP”, desarrollado de la siguiente manera dentro del simulador:

$$FNP = S_o * \varphi \quad (37)$$

En segundo lugar se tomará en cuenta la capacidad de flujo que posee el yacimiento ya que esta es una de las principales propiedades a tener en cuenta dentro de la aplicación de tecnología SAGD debido a que el drenaje por gravedad es el mecanismo de desplazamiento predominante. Dentro de la capacidad de flujo, denotada “CF” para el simulador, se toman en cuenta la permeabilidad, el espesor de la celda y el volumen neto vs bruto como se muestra a continuación:

$$CF = K * \text{Espesor de Celda} * \left(\frac{N}{G}\right) \quad (38)$$

Cabe destacar que, debido a que en este caso de estudio la permeabilidad vertical depende linealmente de la horizontal, no es necesario establecer una capacidad de flujo horizontal y otra vertical.

Los valores obtenidos por cada relación se diferencian en siete órdenes de magnitud, por lo tanto es necesario normalizar estos valores. La normalización se lleva a cabo tomando en cuenta un valor máximo y un valor mínimo, que para el caso de “FNP” serán 0,34 y 0,03 respectivamente, los cuales corresponden al percentil 95 y percentil 5 de la distribución; y para el caso de “CF” serán 55.000 como máximo y 2.000 como mínimo, correspondientes al percentil 95 y percentil 25 de la distribución total de datos. Los percentiles se toman de tal forma que la cantidad de datos detrás de ellos no sean determinantes en los resultados evitando con esto los efectos de la dispersión de datos, de modo que el motivo por el cual se toma en percentil 25 en la relación “CF” es debido a que existe una significativa distribución concentrada hacia valores nulos dentro de ese rango. En la **Figura 4.18** se puede apreciar la normalización de la “FNP”.

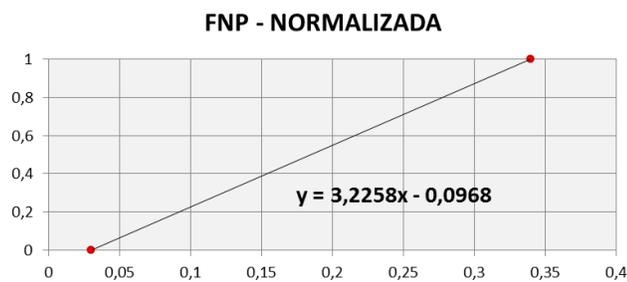


Figura 4.18 Normalización de los valores de "Fracción Neta de Petróleo"

Esta información es introducida al simulador a manera de que para valores menores al mínimo arroje un cero, para valores entre el máximo y el mínimo emplee la ecuación $y = 3,2258 * FNP - 0,0968$ y para valores mayores al máximo arroje uno como valor. De manera similar funciona para “CF”, con la variante de que en este caso la ecuación a emplear es $y = 0,00001886 * CF - 0,0377$ como puede apreciarse en la **Figura 4.19**.

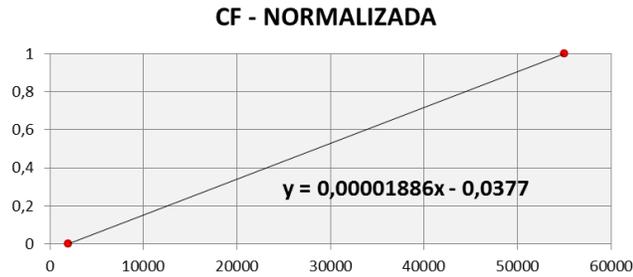


Figura 4.19 Normalización de los valores de "Capacidad de Flujo"

Entre las dos relaciones definidas anteriormente intervienen un total de tres propiedades de yacimiento como lo son la porosidad, la saturación de petróleo y la permeabilidad, por lo tanto, es posible establecer la afinidad de cada propiedad con respecto a los criterios óptimos necesarios para implementar la tecnología SAGD; por ejemplo, PDVSA INTEVEP recomienda que la saturación de petróleo sea mayor de 0,6 y la porosidad mayor del 20 por ciento, por lo tanto esto corresponde a un valor de "FNP" mayor que 0,12 que se traduce a 0,3 una vez normalizada. De manera similar ocurre para la "CF" que en este caso el valor normalizado corresponde a que debe ser mayor que 0,4.

El último paso en la metodología de índice de oportunidades se refiere a la generalización de los valores normalizados, la cual se obtiene al multiplicar las variables que fueron normalizadas y posteriormente obtener la función potencia con exponente inverso del número de variables, por lo tanto, en este caso la ecuación corresponde a la siguiente:

$$IO = (FNP_{NORMALIZADO} * CF_{NORMALIZADO})^{1/2} \quad (39)$$

El valor mínimo del índice de oportunidad prospectivo para implementar tecnología SAGD corresponde entonces a un 0,35 aproximadamente, por lo cual, la **Figura 4.20** muestra la caracterización de índices de oportunidad en el modelo de estudio empleando como filtro valores mayores que 0,35.

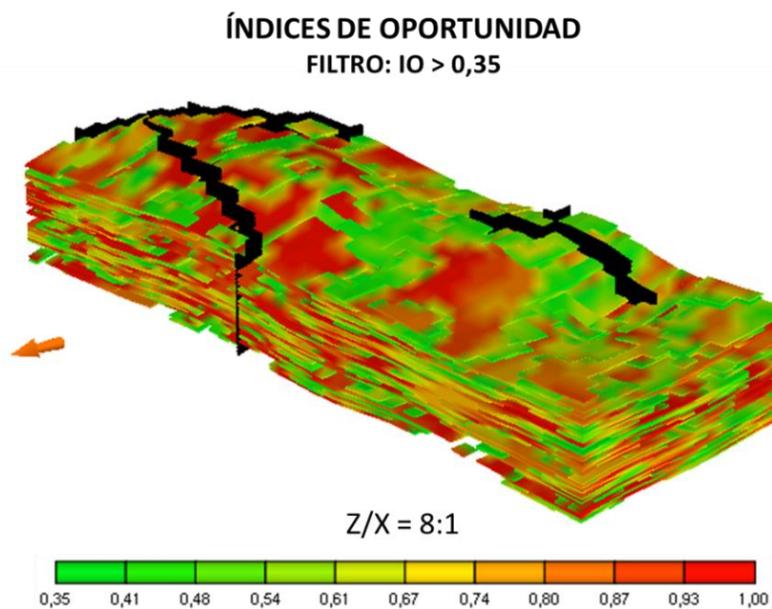


Figura 4.20 Índices de oportunidad caracterizados en el sub-modelo

El estudio de índices de oportunidad revela que gran parte del yacimiento está en condiciones de admitir procesos térmicos del tipo SAGD. Los valores de “IO” mayores a 0,70 son los más prospectivos, y por esta razón, una evaluación minuciosa permitirá detectar los pozos que atraviesen mayores zonas con altos índices prospectivos.

Debido a que hay que tomar en cuenta la presencia de un sello superior y otro inferior que permita desarrollar de forma eficaz la tecnología SAGD, no todos los pozos entran dentro de la evaluación por índices de oportunidad. Los pozos candidatos que cumplen el requisito de sello superior e inferior son P1A-NO, P1B-NO, P2A-NO, P2B-NE, P2A-NE y P3A-SE. La **Figura 4.21** muestra la localización de los pozos más prospectivos para el área de estudio, aplicando en este caso, tanto el filtro anterior como el filtro por bloques, que permitirán enfocar de manera muy acertada el área de interés.

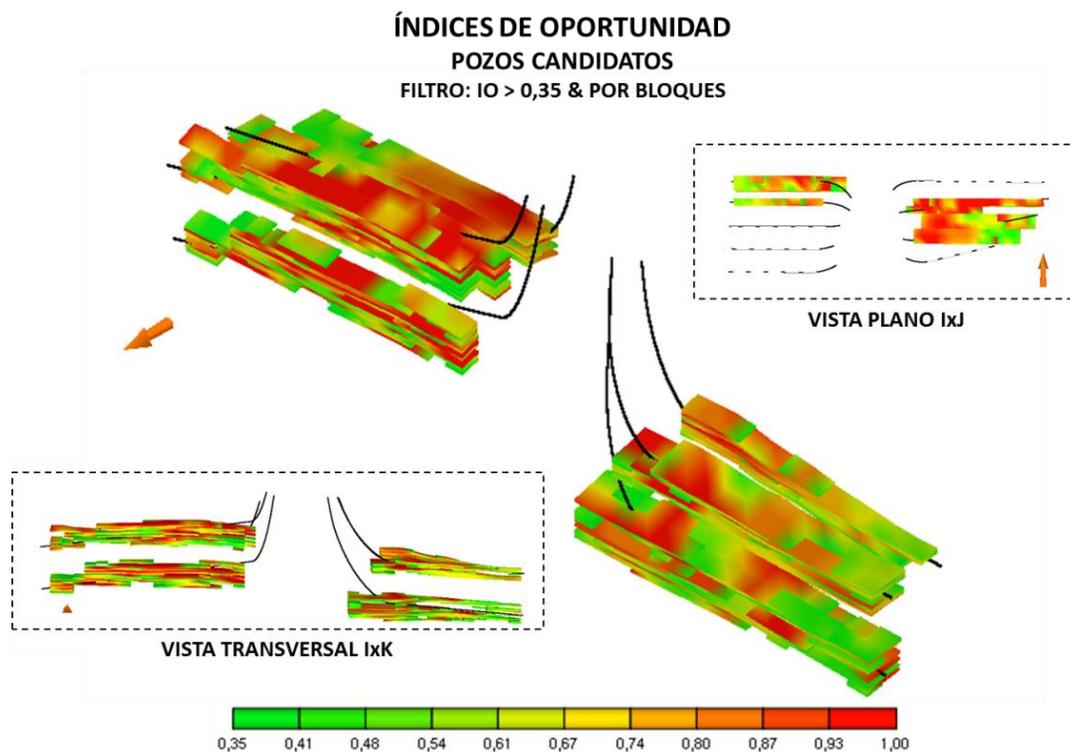


Figura 4.21 Pozos candidatos para evaluación minuciosa por índices de oportunidad

La evaluación minuciosa revela que el pozo P2A-NE posee los mejores calificativos para implementar la tecnología SAGD, es por esto que el último corte del modelo geocelular se llevará cabo en las adyacencias del mencionado pozo. Como tope y base para el corte se tomarán en cuenta los sellos superior e inferior respectivamente; por otro lado, los linderos se estructurarán de modo que los pozos de relleno puedan ser perforados dentro del sub-modelo, para esto, se tomará como referencia las trayectorias de los pozos adyacentes. En la **Figura 4.22** se observan a detalle los cierres finales del sub-modelo.

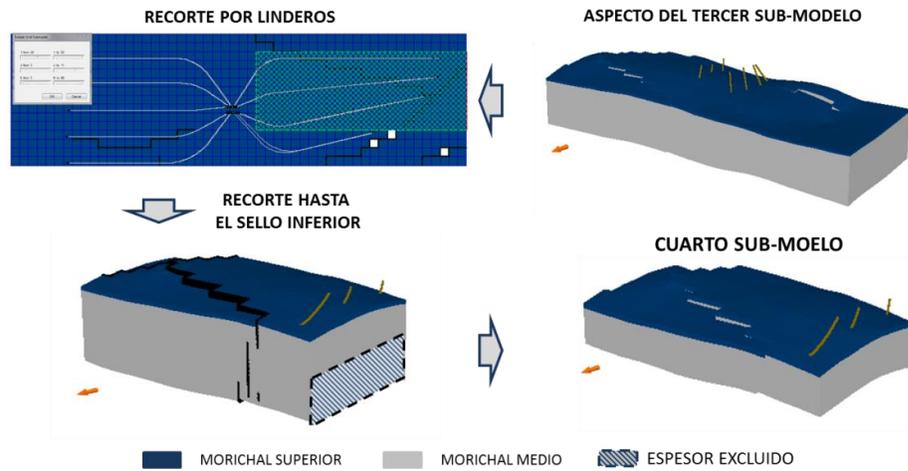


Figura 4.22 Cuarto corte del modelo geocelular

Con este último corte el modelo se reduce a un total de 5.850 celdas lo cual representa una reducción de aproximadamente el 97 por ciento con respecto al modelo base. Este número de celdas final resulta ser bastante práctico a la vez que se asegura mantener la fidelidad con respecto al modelo base. En la **Figura 4.23** se aprecian los sellos, el intervalo productivo continuo y los índices de oportunidad caracterizados en el sub-modelo.

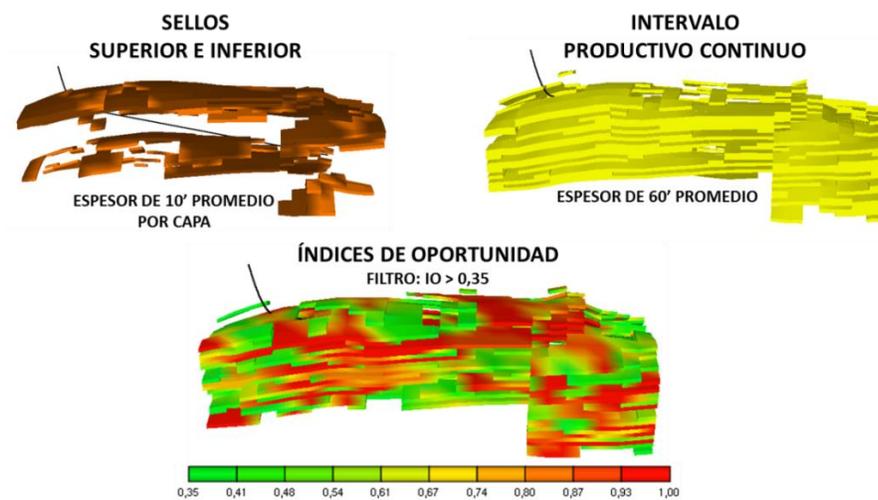


Figura 4.23 Características del sub-modelo seleccionado para el estudio

4.3.5. Propiedades de los Fluidos

Los fluidos contenidos en el miembro Morichal Medio de la Formación Oficina poseen características dentro de los rangos estimados para la región. Los expertos de la empresa mixta realizaron numerosos estudios que permitieron caracterizar los fluidos a lo largo y ancho del área y en cada una de las unidades geológicas presentes. Para el presente estudio es necesario contar con información local y precisa de los fluidos presentes en el área seleccionada, y de esta forma transmitir esta información al simulador de manera que sea posible representar lo más fiel posible el comportamiento del yacimiento ante los procesos planificados.

Estudios PVT estiman un crudo de 9 °API con presión de burbuja de unos 705 lpc, factor volumétrico de formación del petróleo de 1,048 BY/BN y una relación gas petróleo de 71 PCN/BN con gravedad específica del gas de 0,623. Por otro lado, las viscosidades a condiciones de yacimiento varían exponencialmente con respecto a la temperatura, caracterizándose valores de 1.832 y 2.265 cp para temperaturas de 115 y 109 °F respectivamente. En la **Figura 4.24** puede observarse el comportamiento de la viscosidad del petróleo muerto directamente extraído de los estudios físicos realizados por la empresa mixta.

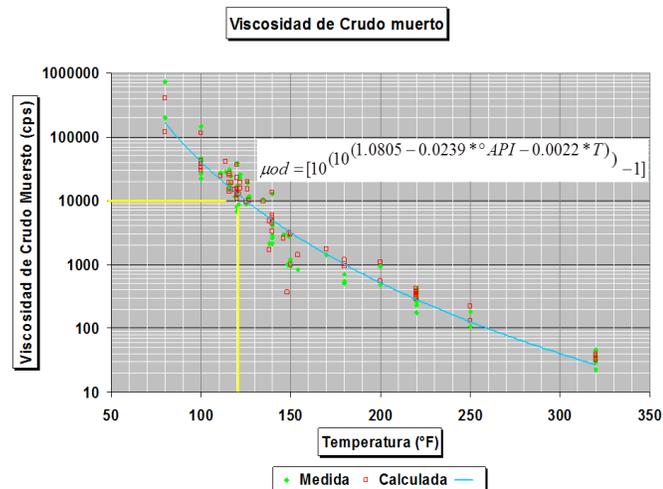


Figura 4.24 Viscosidad del crudo muerto caracterizado por los expertos de la empresa mixta (Fuente: Archivos de Petroindependencia S.A.)

Cabe destacar que STARS® es un simulador pseudo-composicional que para caracterizar los fluidos debe definir, entre otros parámetros, presión crítica, temperatura crítica, peso molecular, constantes de equilibrio, densidades y viscosidades, de cada componente o pseudo-componente para representar correctamente los fluidos existentes en el yacimiento.

Lo acotado en el párrafo anterior es una característica muy importante, la cual implica la necesidad de un trabajo adicional que permita que los parámetros de las tablas PVT comúnmente obtenidas en laboratorio, tales como Rs, Bo, Bg y viscosidad, sean modeladas, por ejemplo, a través de una ecuación de estado.

Los simuladores composicionales se caracterizan por implementar ecuaciones de estado para su funcionamiento. La ecuación que mejor se adapta al comportamiento de los crudos pesados es el modelo matemático de Peng-Robinson ^[21] desarrollado en 1976 el cual expresa sus parámetros en función de las propiedades críticas y el factor acéntrico, como se describe a continuación:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (40)$$

De donde:

$$a = \frac{0,45723553R^2T_c^2}{P_c} \quad (41)$$

$$b = \frac{0,07779607RT_c}{P_c} \quad (42)$$

$$\alpha = (1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}))^2 \quad (43)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (44)$$

Donde,

T_c : es la temperatura crítica.

P_c : es la presión crítica.

ω : es el factor acéntrico.

STARS® es denominado como simulador psuedo-composicional ^[22] ya que no emplea directamente ecuaciones de estado para representar el equilibrio de las fases, por el contrario, implementa las denominadas relaciones de equilibrio de fases. Para tres fases (acuosa, oleica y gaseosa) son necesarias tres relaciones de equilibrio que pueden definirse para cada componente.

$$K_i^{gw} = \frac{y_i}{w_i}, K_i^{go} = \frac{y_i}{x_i}, K_i^{ow} = \frac{x_i}{w_i} \quad (45)$$

Sólo dos de las relaciones mostradas anteriormente son independientes, la tercera es relación de las dos anteriores. Para reducir el número de relaciones de equilibrio no nulos requeridos, es oportuno definir cada componente a una fase de referencia.

Para los componentes acuosos, el agua es la fase de referencia.

$$K_i^{gl} \equiv \frac{y_i}{w_i}, K_i^{ll} \equiv \frac{x_i}{w_i} \quad (46)$$

Para los componentes oleicos, el petróleo es la fase de referencia.

$$K_i^{gl} \equiv \frac{y_i}{x_i}, K_i^{ll} \equiv \frac{w_i}{x_i} \quad (47)$$

Para los componentes gaseosos no condensables, el gas es la fase de referencia y las relaciones de equilibrio son igual a cero.

$$K_i^{wg} \equiv \frac{w_i}{y_i} \equiv 0, K_i^{og} \equiv \frac{x_i}{y_i} \equiv 0 \quad (48)$$

Para el caso en estudio, por tratarse de procesos de inyección de vapor donde se espera que el crudo muerto no pierda su composición, será implementada la opción que permite transformar los valores de las pruebas PVT, y la viscosidad del crudo muerto, a un sistema de tres (3) componentes en el cual estarían agrupadas dos (2) fases de referencia, típico de un modelo de fluido del tipo petróleo negro o “black oil”. La primera, es la fase acuosa con componente único y la segunda es la fase oleica con un componente que representa el petróleo muerto y el otro el gas en solución.

Los pseudo-componentes que pueden estar en estado líquido o gaseoso describen su comportamiento a nivel numérico mediante relaciones de equilibrio que dependen de la presión, la temperatura y la composición. Estas ecuaciones corresponden a modelos termodinámicos como los desarrollados previamente en el CAPÍTULO II en las secciones 2.6.2.3 y 2.6.2.4.

El componente único de la fase acuosa puede ser encontrado en estado líquido en forma de agua y en estado gaseoso en forma de vapor. El componente de petróleo muerto de la fase oleica únicamente puede ser encontrado en estado líquido, mientras que el componente de gas en solución puede ser encontrado en estado líquido como gas disuelto y en estado gaseoso en forma de gas libre como lo refleja la **Tabla 4.3**.

Tabla 4.3 Fases en la que es posible encontrar cada componente del modelo de fluido

COMPONENTE	FASES		
	ACUOSA	OLEICA	GASEOSA
AGUA	x		x
PETRÓELO MUERTO		x	
GAS EN SOLUCIÓN		x	x

Las relaciones de equilibrio para la fase acuosa no son calculadas por el simulador ya que en el mismo existen valores internos como densidad, viscosidad, entalpía y capacidad calorífica que permiten estimar el comportamiento termodinámico.

El simulador STARS® estima la relación de equilibrio para el componente “gas en solución” a partir de 5 constantes de equilibrio que serán determinadas de acuerdo al comportamiento de las pruebas PVT según la siguiente ecuación:

$$K = \left(\frac{a1}{P} + a2 * P + a3 \right) * e^{\left(\frac{b1}{T-b2} \right)} = \frac{y}{x} \quad (49)$$

Donde,

K : es la relación de equilibrio.

P : es la presión.

T : es la temperatura.

$a1, a2, a3, b1, b2$: son las constantes de equilibrio.

y : es la fracción molar en la fase gaseosa.

x : es la fracción molar en la fase oleica.

Las fracciones molares de los componentes “petróleo muerto” y “gas en solución”, que representarán el “petróleo vivo”, corresponderán al ajuste de densidad, compresibilidad y viscosidad que el simulador determine con el menor error posible a través de la metodología de mínimo cuadrados.

Finalmente, para cargar la información PVT al simulador se tomará como base la temperatura promedio del yacimiento, es decir, 115 °F. Para simular la prueba PVT por liberación instantánea se implementaron algunas de las correlaciones ofrecidas en el simulador, entre ellas destacan las correlaciones de Standing y Ng & Egbohah ^[23]. Cada resultado fue ajustado fielmente con el propósito de caracterizar de manera acertada la data dura con la que cuenta la empresa mixta.

4.3.6. Propiedades Roca – Fluidos

La información disponible para el presente estudio permite estimar la interacción entre la matriz no consolidada del yacimiento y los fluidos contenidos en él, esto es posible al implementar algunas correlaciones generales ^[24] para arenas no consolidadas usando como data de entrada la caracterizada por la empresa mixta.

Los parámetros caracterizados corresponden a los puntos iniciales y finales de las curvas de permeabilidad relativa, comúnmente denominados “*end points*”, los cuales representan los cimientos para construir acertadamente el comportamiento de las mencionadas curvas, teniendo como rumbo que es un sistema en el que la roca es

mojada por el agua. Los *end points* de las permeabilidades relativas petróleo-agua y líquido-gas pueden apreciarse en la **Tabla 4.4**.

Tabla 4.4 Parámetros caracterizados por la empresa mixta para la estimación de permeabilidades relativas (Fuente: Archivos de Petroindependencia S.A.)

END POINTS		VALOR
PROPIEDAD	SÍMBOLO	
SATURACIÓN DE AGUA CONNATA	S_{wirr}	0,18
SATURACIÓN DE AGUA CRÍTICA	S_{wc}	0,25
SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL EN AGUA	S_{or-w}	0,2
SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL EN GAS	S_{or-g}	0,3
SATURACIÓN DE GAS CRÍTICA	S_{gc}	0,03
PERMEABILIDAD RELATIVA DEL PETRÓLEO @ S_{wirr}	$K_{ro} @ S_{wirr}$	1
PERMEABILIDAD RELATIVA DEL AGUA @ $S_w = 1$	$K_{rw} @ S_w = 1$	0,52
PERMEABILIDAD RELATIVA DEL GAS @ S_{wirr}	$K_{rg} @ S_{wirr}$	0,3

Estos *end points* permiten estimar la tendencia de las curvas de permeabilidad relativa, con el apoyo de las correlaciones oportunas, y con esto reproducir numéricamente el comportamiento de la interacción roca-fluidos. El comportamiento esperado corresponde al de los crudos de Hamaca mostrado en la **Figura 4.25** proveniente de los resultados obtenidos a partir de las muestras de núcleo de la empresa mixta Petropiar, figura donde además puede observarse la diferencia entre las propiedades de los crudos de Petropiar y los de Petromonagas.

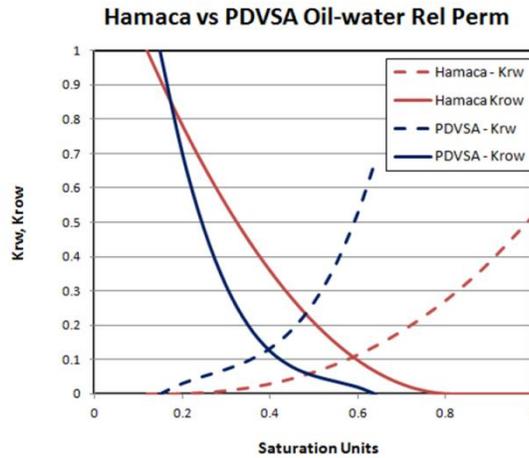


Figura 4.25 Comparación de datos de permeabilidad relativa entre Petropiar y Petromonagas (Fuente: Archivos de Petroindependencia S.A.)

Durante los procesos térmicos de recuperación de petróleo no sólo ocurre una reducción de la saturación de petróleo residual sino que a su vez aumenta la saturación de agua connata, hecho que impacta significativamente al momento de estimar los factores de recuperación según Toro y Martins (2011) ^[25]; por lo tanto, con el propósito de simular este comportamiento, se generó una dependencia lineal de las permeabilidades relativas respecto a la temperatura dentro del simulador ^[26]. En la **Tabla 4.5** puede detallarse la información suministrada al simulador correspondiente a la variación de los *end points* conforme aumenta la temperatura.

Tabla 4.5 Dependencia de la saturación residual de petróleo y la saturación de agua connata respecto a la temperatura (Fuente: García, 2007)

TEMPERATURA	S_{orw}	S_{org}	S_{rw}
115 °F	0,2	0,3	0,18
310 °F	0,12	0,1	0,22
500 °F	0,1	0,05	0,24

4.3.7. Completación de la Sección Horizontal de los Pozos

Los pares de pozos involucrados en el presente estudio corresponden a un total de tres (3) recordando que por cada lado del par principal se ubicarán los pares de relleno

perforados desde el clúster adyacente. Para reproducir el comportamiento del clúster adyacente se generó un archivo “.wdb” con trayectorias planificadas empleando como herramienta una hoja de cálculo, cuya planificación concierne a respetar los parámetros establecidos por la empresa mixta, es decir, perforación de un pozo de relleno con espacio de 500’ a cada lado del pozo principal y de tres pozos inyectoros espaciados 30’ verticalmente sobre los pozos existentes con el fin de formar los tres pares SAGD planificados, esquema que puede apreciarse a detalle en la **Figura 4.26**.

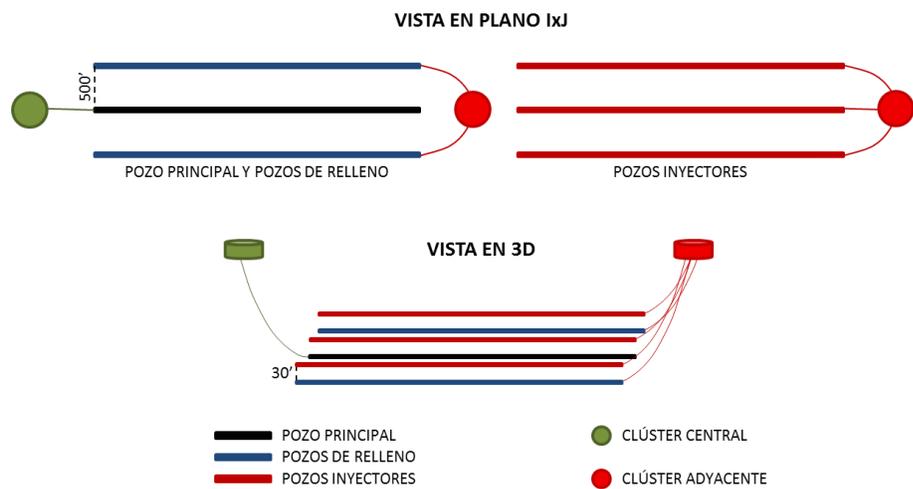


Figura 4.26 Esquema de trayectorias planificadas para este estudio

Las operaciones de completación serán introducidas al simulador a través de archivos “.perf”, los cuales deben construirse de manera que la información de la sección productiva del pozo esté ordenada por nombre del pozo, fecha, intervalo completado y estatus de la completación, tal y como puede apreciarse en la **Figura 4.27**.

ARCHIVO “.perf”

PERFORACIONES - POZO T.E.G.perf. Bloc de notas				
Archivo Edición Formato Ver Ayuda				
INUNIT	FIELD	INTERVALO COMPLETADO (MD EN PIE)		
DATE_FORMAT	YYYY/MM/DD	MD_START	MD_END	STATUS
WELL	DATE	MD_START	MD_END	STATUS
"P2A-NE"	2016/01/01	3840.000	9895.200	PERF

Figura 4.27 Formato “.perf” para introducir las completaciones al simulador

Básicamente, estos archivos lo que hacen es realizar una especie de perforación en cada celda involucrada en el intervalo productivo a manera de simular la comunicación entre el yacimiento y el pozo, como se aprecia en la **Figura 4.28**.

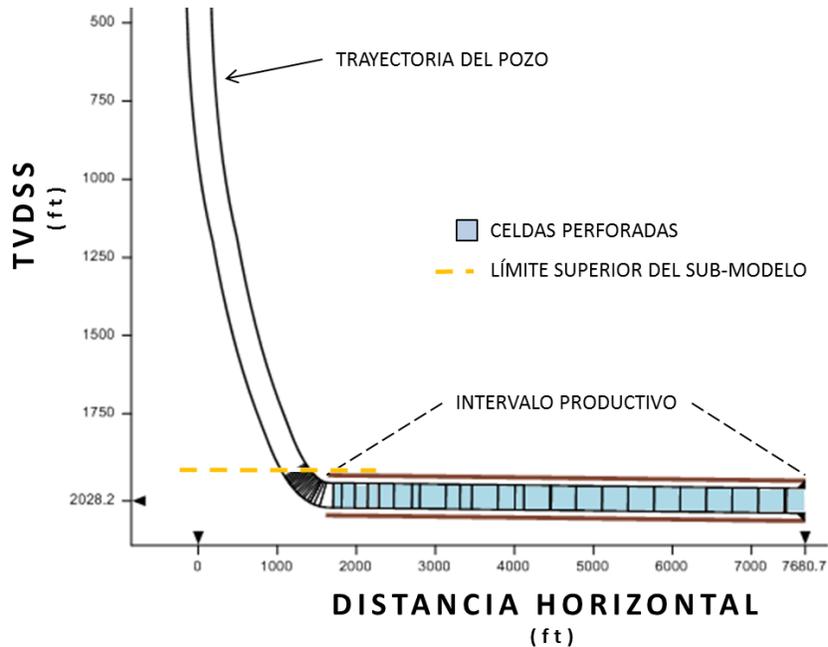


Figura 4.28 Diagrama de trayectoria y completación del pozo P2A-NE generado

Para el caso en estudio, los intervalos productivos corresponden a las secciones horizontales del pozo, con la particularidad de que las zonas productivas se completan con *liner* ranurado y las no productivas con *casing*, como lo muestra la **Figura 4.29**.

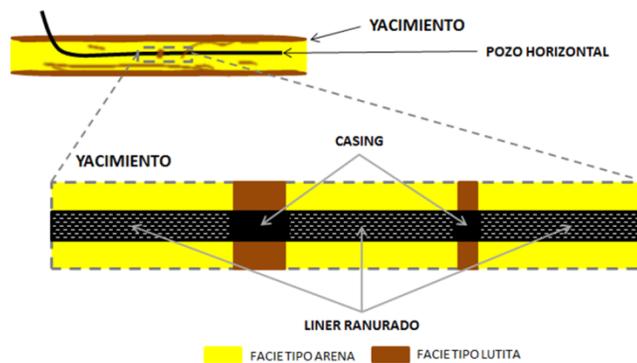


Figura 4.29 Completación selectiva en pozos horizontales

Para simular estas completaciones selectivas es preciso anular manualmente las perforaciones de las celdas que correspondan a intervalos no productivos, es decir, si una celda completada del sub-modelo corresponde a un intervalo no productivo, manualmente se cambiará su estatus de perforación abierta a cerrada.

Cabe destacar que este tipo de completaciones selectivas no se realiza con el propósito de aislar zonas, ya que la sección horizontal no está cementada, sino que se emplea principalmente para reducir el número de tuberías ranuradas, lo que a su vez se traduce en reducción de costos; sin embargo, hidráulicamente estas secciones completadas con tubería de revestimiento reducen su incidencia hacia el pozo a medida que aumenta la longitud de la sección en cuestión; por lo tanto, el hecho de cerrar las perforaciones no productivas dentro del sub-modelo de simulación representa una manera acertada de reproducir este comportamiento.

4.3.8. Fases de Desarrollo del Yacimiento

El yacimiento en estudio se desarrollará bajo el esquema de dos etapas, entiéndase producción en frío y producción térmica, donde esta última a su vez se divide en dos etapas como lo son la etapa de inyección cíclica de vapor y la etapa de inyección continua de vapor; por lo tanto, se puede distinguir que existen tres fases de desarrollo como se observa en la **Figura 4.30**.



Figura 4.30 Fases de desarrollo del yacimiento en estudio

4.3.8.1. Producción en Frío

El pozo P2A-NE será puesto en producción desde el primer día de simulación bajo las condiciones de que la máxima producción diaria de líquido sea igual a 1.500 BPD

con un límite económico de producción de crudo de 3.000.000 barriles acumulados, *draw-down* máximo de 300 lpc y una presión de fondo fluyente mínima de 350 lpc, que se refiere a la mínima presión que puede conseguirse con el mecanismo de levantamiento artificial planificado por la empresa mixta. Esta fase no tiene límite de tiempo planificado debido a que mientras la producción no llegue al límite económico el pozo permanecerá en la fase de producción en frío.

En la **Tabla 4.6** pueden observarse con mayor detalle las condiciones de producción durante la fase de producción en frío.

Tabla 4.6 Condiciones de producción durante la primera fase de desarrollo del yacimiento

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN FASE 1: PRODUCCIÓN EN FRÍO	
PARÁMETRO	VALOR
TASA PICO DE LÍQUIDO	1.500 BPD
ACUMULADO DE PETRÓLEO MÁXIMO	3 MMBBL
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE MÍNIMA	350 lpc
DRAW-DOWN MÁXIMO	300 lpc

Una vez se alcance el límite económico, el pozo pasará a la fase de inyección cíclica de vapor, pero a su vez se iniciará la producción a través de los pozos de relleno los cuales se mantendrán bajo producción en frío bajo las mismas condiciones anteriormente mencionadas, con la variante de que será dentro de un período definido de tres (3) años, a partir de los cuales entrarán en la fase de inyección cíclica de vapor.

4.3.8.2. Inyección Cíclica de Vapor

El objetivo principal de esta fase, aparte de mantener producción rentable, es acelerar el descenso en la presión del yacimiento y con esto lograr implementar con mayor eficiencia la fase posterior. La fase de inyección cíclica de vapor será implementada por un período definido de tres (3) años, tanto para el pozo central como para los pozos de relleno.

El vapor empleado se será caracterizado dentro del simulador con una calidad de 80 por ciento a temperatura de 465 °F el cual será inyectado a una tasa constante de 2.000 BPD durante tres (3) semanas, posteriormente le seguirá un período de remojo de cinco (5) días para finalmente abrir el pozo a producción durante ocho (8) meses a una tasa de líquido máxima de 2.000 BPD, una tasa de petróleo máxima de 1.000 BOPD y una presión de fondo fluyente mínima de 350 lpc. En la **Tabla 4.7** se resumen las condiciones de producción e inyección fijadas para esta fase.

Tabla 4.7 Condiciones de producción durante la segunda fase de desarrollo del yacimiento

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN / INYECCIÓN	
FASE 2: INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	
PARÁMETRO	VALOR
TEMPERATURA DEL VAPOR (CALIDAD: 0,8)	456 °F
TASA DE INYECCIÓN	2.000 BPD
TASA MÁXIMA DE LÍQUIDO PRODUCIDO	2.000 BPD
TASA MÁXIMA DE PETRÓLEO PRODUCIDO	1.000 BOPD
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE MÍNIMA	305 lpc

Cada ciclo tendría en total una duración de 274 días durante tres (3) años, lo cual corresponde a un total de cuatro (4) ciclos a lo largo de la fase. Una vez finalizados los tres años de esta fase automáticamente se iniciará la fase de inyección continua de vapor a través del pozo superior ubicado a 30' sobre el productor.

4.3.8.3. Inyección Continua de Vapor

Durante esta fase se implementará la tecnología SAGD en cada uno de los tres pares de pozos planificados. La temperatura y calidad del vapor empleado en esta fase serán las mismas que las de la fase previa con la diferencia de que en este caso el vapor será inyectado constantemente a través del pozo superior a una tasa de 3.000 BPD mientras que el pozo inferior producirá crudo inicialmente a 1.000 BOPD, es decir, una relación vapor-petróleo igual a 3, hasta que gradualmente la tasa de petróleo caiga a los 100 BOPD. Las condiciones del par SAGD pueden detallarse a continuación en la **Tabla 4.8**.

Tabla 4.8 Condiciones de producción durante la tercera fase de desarrollo del yacimiento

CONDICIONES DE PRODUCCIÓN / INYECCIÓN DEL PAR SAGD		
FASE 3: INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR		
PAR SAGD	PARÁMETRO	VALOR
POZO SUPERIOR	TEMPERATURA DEL VAPOR (CALIDAD: 0,8)	456 °F
	TASA DE INYECCIÓN	3.000 BPD
POZO INFERIOR	TASA MÁXIMA DE PETRÓLEO PRODUCIDO	1.000 BOPD
	PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE MÍNIMA	305 lpc
	TASA DE PETRÓLEO MÍNIMA	100 BOPD

El final de esta fase marca el final de la vida productiva de cada pozo, y debido a que este estudio se centra en el pozo P2A-NE, será éste el que marque el límite económico de la fase, es decir, que una vez que el pozo principal alcance su límite productivo, la simulación llegará a su fin.

En la **Figura 4.31** se aprecia a detalle las distintas actividades planificadas para la simulación en cada fase tanto para el pozo central como para los pozos de relleno.

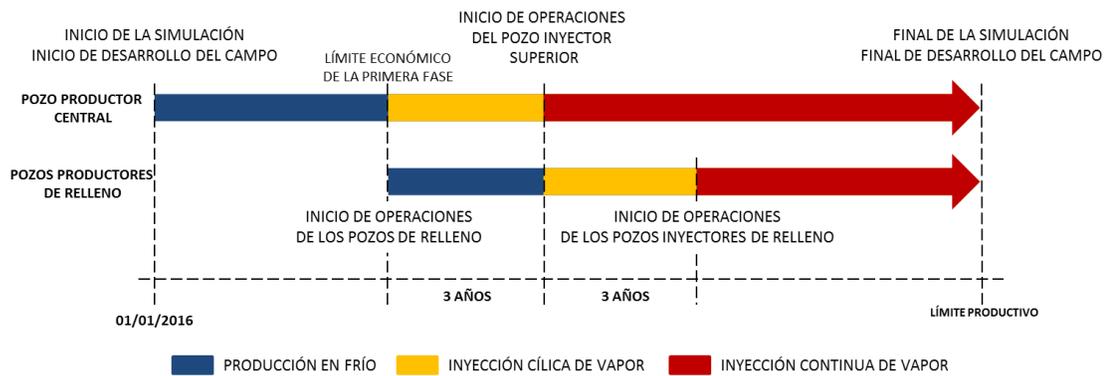


Figura 4.31 Fases de desarrollo del campo de acuerdo al tipo de pozo

4.3.9. Optimización de Parámetros

Con el propósito de optimizar los parámetros bajo los cuales serán operados los distintos pozos involucrados en este estudio, será preciso realizar pruebas numéricas del tipo ensayo y error según el caso lo requiera.

La sistemática aplicada para las referidas pruebas está centrada en obtener esquemas de explotación armónicos que permitan mantener una producción constante durante el inicio de la producción en frío de cada pozo, mantener producción constante durante los tres años sometidos a inyección cíclica de vapor, y permitir el correcto desarrollo de la cámara de vapor durante la implementación de la tecnología SAGD. Se espera que el comportamiento del plan de desarrollo se asemeje al mostrado en la **Figura 4.32**.

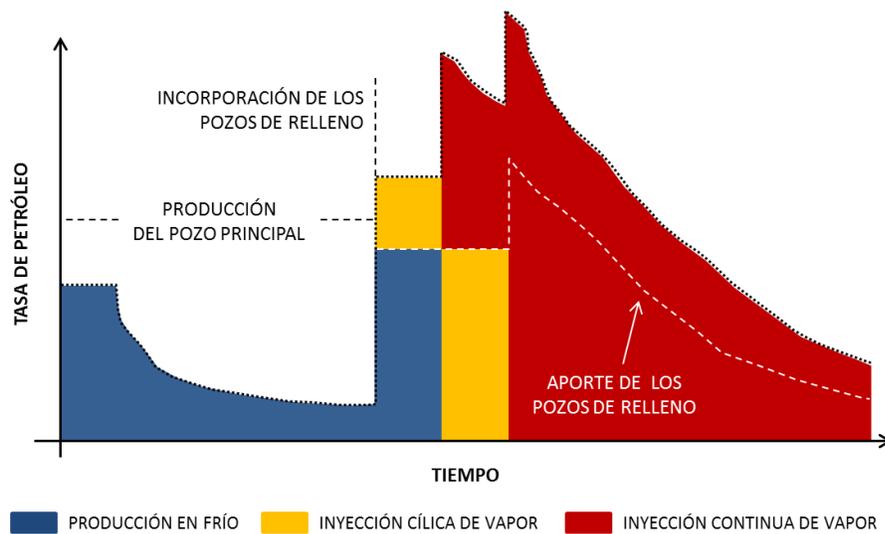


Figura 4.32 Esquema de producción esperada durante el desarrollo de las distintas fases de explotación

4.3.10. Controles Especiales sobre el Proceso SAGD

Para asegurar el correcto desarrollo de la cámara de vapor, característica principal del proceso SAGD, es importante y preciso considerar los posibles escenarios que pueden presentarse.

La irrupción de vapor vivo en el pozo productor es un acontecimiento que prácticamente acaba con la vida del proceso y es por este motivo que deben evaluarse las condiciones necesarias para que esto no suceda durante el proceso. Existen diversos factores que influyen sobre este evento, entre ellos destacan las altas presiones y tasas de inyección, altas tasas de producción que pueden generar un descenso considerable de presión alrededor del pozo productor y con esto generar vías de escape del vapor a puntos de menor presión.

A nivel numérico, el simulador STARS® permite controlar la irrupción de vapor vivo hacia el pozo productor al generar lo que se conoce como trampa de vapor por medio de la función STEAMTRAP, la cual permite que el pozo quede limitado a una presión de fondo fluyente dependiente de la temperatura por medio de la siguiente ecuación:

$$BHP = P_{SAT}(T_{CELDA} + \Delta t) \quad (50)$$

Donde,

BHP: es la presión de fondo fluyente.

P_{SAT}: es la presión de saturación del vapor.

T_{CELDA}: es la temperatura de la celda.

Δt: es la temperatura de la trampa de vapor.

Las condiciones geológicas también juegan un papel crucial dentro de la eficiencia del proceso SAGD. Las barreras verticales y laterales pueden generar un desarrollo anormal de la cámara de vapor; por otro lado, las zonas de alta productividad podrían propiciar a que la inyección de vapor se realice de manera preferencial sobre esas

zonas, lo que deja fuera del proceso las zonas de baja productividad con posibles márgenes de volúmenes recuperables.

Todos estos eventos serán oportunamente abordados con el propósito de elevar la eficiencia de la tecnología SAGD y de esta manera obtener el mejor desarrollo del campo al evitar el sacrificio de cantidades considerables de reservas por desconocimiento de los posibles eventos que podrían presentarse durante el desarrollo de esta tecnología.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. COMPLETACIÓN DE POZOS DEL CLÚSTER MAC-B

Efectivamente, los pozos cumplen con sistemas de colgadores y tuberías aptos para soportar fluctuaciones significativas de temperatura, conservando de esta forma sus propiedades originales; sin embargo, aunque los trabajos de cementación se realizaron de manera acertada al cubrir el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación hasta superficie, el cemento empleado para esta tarea no fue formulado de manera correcta.

La falta del complemento de harina de sílice en la formulación de un tipo de cemento que se espera que resista procesos térmicos es un punto de quiebre realmente considerable. El complemento mencionado, tal y como se explicó en el CAPÍTULO IV en la sección 4.3.1.1.1, permite que el cemento una vez fraguado no se vea afectado por el fenómeno de retrogresión. Por lo tanto, al no formular de manera apropiada el cemento empleado en las labores de cementación, es incorrecto pensar que una vez que inicie la implementación de procesos térmicos el cemento no pierda su característica impermeabilizante al fracturarse debido a los esfuerzos a los que evidentemente se encuentre sometido.

Pensar en una corrección de la cementación parece una alternativa atractiva, pero en términos económicos no lo es. Los equipos y técnicas implementadas durante las operaciones de cementación secundaria contribuyen a que este tipo de trabajos sean muy costosos. En general, este tipo de trabajos se realiza para corregir algún desperfecto local ocurrido durante la cementación primaria, lo cual permite rescatar la integridad de todo el pozo y evitar su abandono. Un pozo candidato a recurrentes operaciones de cementación correctiva es un pozo que escapa de los planes de inversión de cualquier proyecto económico. En el caso en estudio, no se estaría refiriendo a un desperfecto local ya que el pozo podría fallar recurrentemente en

cualquier sección de la tubería cementada, es decir, que para solucionar el problema tendría que realizarse una cementación correctiva a lo largo de toda la tubería cementada, lo que podría equivaler fácilmente al costo de perforación y cementación de más de un par de pozos del mismo tipo, y aunque lo correcto sería realizar un estudio económico que corrobore lo anteriormente señalado, este hecho escapa de los objetivos del presente estudio.

El problema en sí se trata de que la sección cementada del pozo no es apta para soportar procesos térmicos, por lo tanto, no es descabellado pensar en desechar la sección cementada e intentar recuperar la sección horizontal del pozo la cual representa más del 60 por ciento en longitud del mismo. La planificación de la ubicación en superficie del o de los clústeres destinados para reentrar en la sección horizontal de los pozos del clúster MAC-B depende de las facilidades técnicas que se manejen en superficie y queda de parte de la empresa mixta, o de futuros estudios académicos, evaluar las distintas alternativas referentes a dicha planificación.

En resumen, la sección cementada de los pozos del clúster MAC-B no es apta para soportar los procesos térmicos planificados por la empresa mixta; sin embargo, es viable recuperar la sección horizontal de los mismos a través de nuevos pozos perforados desde ubicaciones que permitan lograr esta faena.

5.2. MODELO NUMÉRICO DE YACIMIENTO

Las características y procedimientos descritos en el capítulo anterior fueron abordados de manera exitosa para de esta forma construir el modelo numérico pertinente que permite reproducir lo más fiel posible las condiciones reales del yacimiento en estudio.

5.2.1. Propiedades del Yacimiento

Presión, temperatura, propiedades termales de la roca y los fluidos, compresibilidad de la roca, trayectorias de pozos, son solo algunas de las particularidades que exhibe el modelo numérico de yacimiento construido para llevar a cabo las evaluaciones

principales de esta investigación. En la **Figura 5.1** se observan las características externas del modelo de yacimiento en las cuales se detallan las trayectorias de los pozos involucrados en el presente estudio.

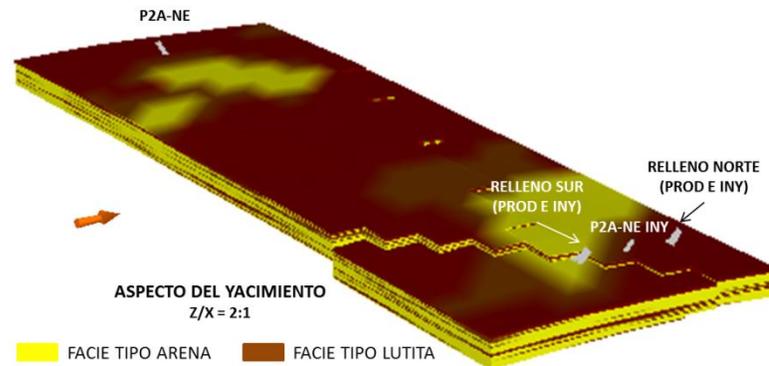


Figura 5.1 Aspecto externo del modelo de yacimiento construido

5.2.2. Propiedades de los Fluidos

La caracterización de los fluidos se llevó a cabo de manera general con el apoyo de las correlaciones proveídas por el simulador debido a que lamentablemente no se tuvo a disposición los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas por la empresa mixta para de esta forma intentar reproducir el comportamiento de los distintos parámetros que intervienen en las pruebas PVT; sin embargo, la data proveída, según la empresa mixta, es bastante confiable y suficiente para caracterizar de manera acertada los fluidos, correspondientemente a la profundidad de la investigación en curso. La **Tabla 5.1** muestra las líneas de tendencia ajustadas a partir de la estimación previa de cada propiedad indicando en cada caso la correlación utilizada.

Tabla 5.1 Simulación de prueba PVT por liberación instantánea a partir de data confiable manejada por la empresa mixta

ANÁLISIS PVT			
CRUDO EXTRA-PESADO: 9 °API; T _y : 115 °F; P _y : 943 lpc; P _B : 705 lpc; G.E.GAS: 0,623 SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN: 10.000 ppm			
PROPIEDAD	CORRELACIÓN	DATA CONFIABLE	CURVA AJUSTADA / VALOR
R_s	Standing	71 PCN/BN @ 705 lpc	$R_s (PCN/BN) = 24 \times 10^{-6} * (P \text{ en lpc})^2 + 0,0832 * (P \text{ en lpc}) + 0,04078$
β_o		1,048 BY/BN @ 705 lpc	$\beta_o (BY/BN) = 69 \times 10^{-10} * (P \text{ en lpc})^2 + 195 \times 10^{-7} * (P \text{ en lpc}) + 1,030765$
β_g		-	$\beta_g (BY/PCN) = 3,2898 * (P \text{ en lpc})^{-1,03323}$
μ_o	Beggs & Robinson	1832,4 cp @ 705 lpc	$\mu_o (cp) = 12.925,0747e^{-0,002072*(P \text{ en lpc})}$
μ_{od}	Ng & Rgbogah	12537,505 cp @ 115 °F	$\mu_{od} (cp) = 13.061,458 * e^{-0,002786*(T \text{ en } ^\circ F)}$
μ_g	Lee	-	$\mu_g (cp) = 8,0101 \times 10^{-10} * (P \text{ en lpc})^2 + 8,543 \times 10^{-7} * (P \text{ en lpc}) + 0,011756$
C_o	Glaso	-	$C_o (lpc^{-1}) = 0,00008e^{-0,001629*(P \text{ en lpc})}$
β_w @ T_y & P_y	McCain	-	1,00657 BY/BN @ 115 °F & 943 lpc
μ_w @ T_y & P_y		-	0,658 cp @ 115 °F & 943 lpc
C_w @ T_y & P_y	Osif	-	$3,078e^{-006} lpc^{-1} @ 115 ^\circ F \& 943 lpc$

Las curvas obtenidas son la base para caracterizar los fluidos dentro del simulador, ya que, como se desarrolló en el CAPÍTULO IV en la sección 4.3.1.6, la forma en la que STARS® procesa la información es empleando un modelo de fluido del tipo composicional, es decir, emplea una ecuación de estado. Se utilizó un sistema de 3 componentes distribuidos a manera de una fase acuosa de componente único, y una fase oleica de dos componentes. Las curvas importadas de manera manual al simulador permiten que el simulador recalculé las propiedades para de esta forma determinar las propiedades de cada componente y, en el caso de la fase oleica, determinar las fracciones molares de cada componente y la ecuación de estado que

reproducirá el comportamiento de cambio de estado del componente “gas en solución”.

Las propiedades del agua fueron recalculadas por el simulador sin desviaciones realmente significantes. En la **Figura 5.2**, **Figura 5.3** y **Figura 5.4** mostradas a continuación es posible apreciar el comportamiento final del factor volumétrico de formación, viscosidad y densidad del agua.

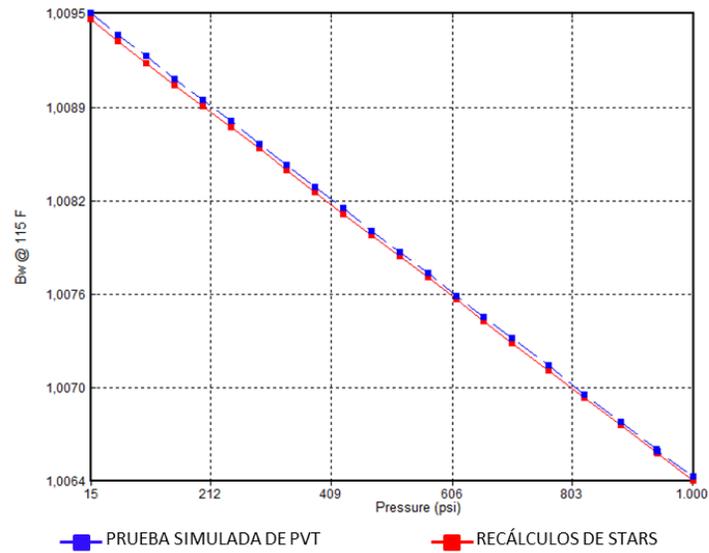


Figura 5.2 Factor volumétrico de formación del agua

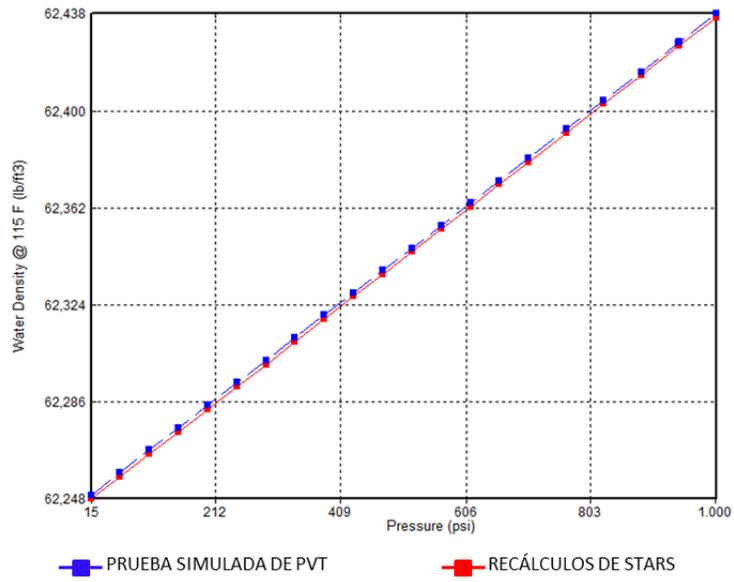


Figura 5.3 Densidad del agua

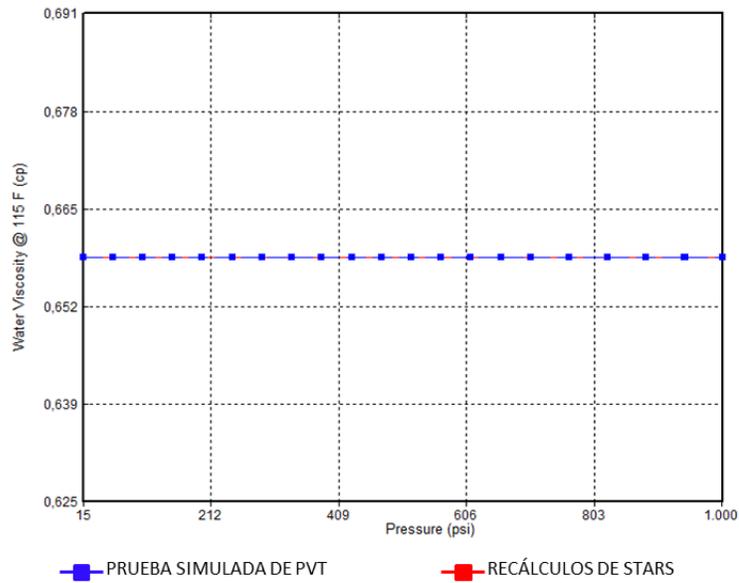


Figura 5.4 Viscosidad del agua

La fase oleica fue debidamente representada en un sistema de dos componentes, donde el primero corresponde a las propiedades del petróleo muerto (*Dead Oil*) y el segundo a las del gas en solución; en otras palabras, para el simulador, el petróleo vivo (*Live Oil*) está compuesto por fracciones de los componentes descritos anteriormente. Debido a que la fase oleica se distingue entre dos componentes, sus propiedades inevitablemente se procesan con cierta desviación, pero el simulador posee la versatilidad de recalcular algunas propiedades luego de variar cuidadosamente ciertos parámetros teóricos, como los coeficientes de expansión térmica, con el propósito de reducir esta desviación. Las desviaciones más altas fueron de apenas un 0,38 y 0,21 por ciento y corresponden al comportamiento de las densidades y al comportamiento del punto crítico respectivamente. En la **Figura 5.5**, **Figura 5.6**, **Figura 5.7**, **Figura 5.8**, **Figura 5.9** y la **Figura 5.10** se puede observar el comportamiento de las pruebas simuladas para el sistema gas petróleo y su comparación con las los re-cálculos realizados por STARS® para convertirlo en un modelo de fluido composicional de 3 componentes.

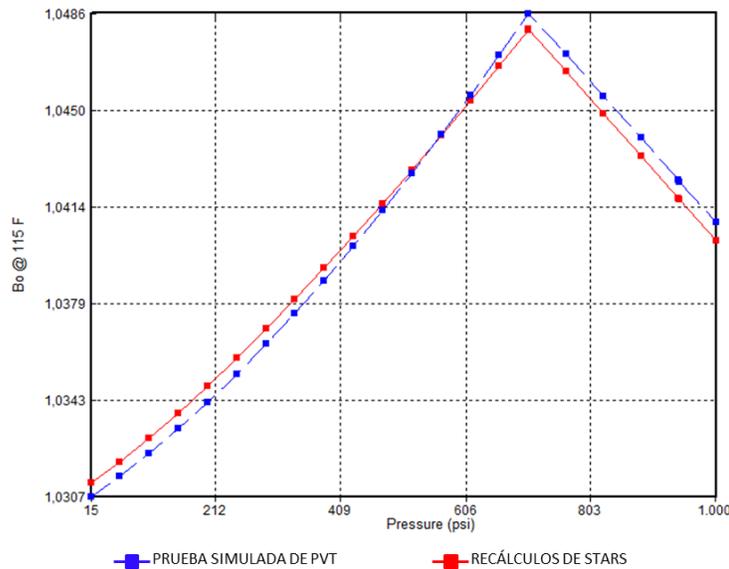


Figura 5.5 Factor volumétrico de formación del petróleo

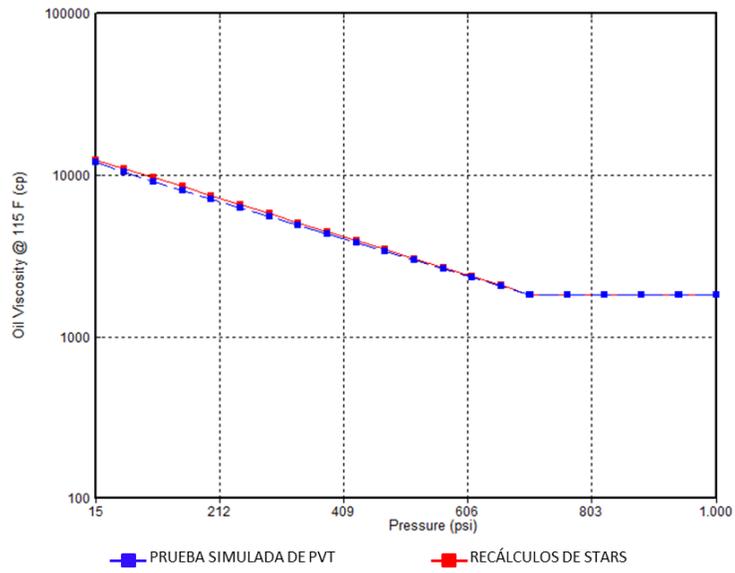


Figura 5.6 Viscosidad del petróleo

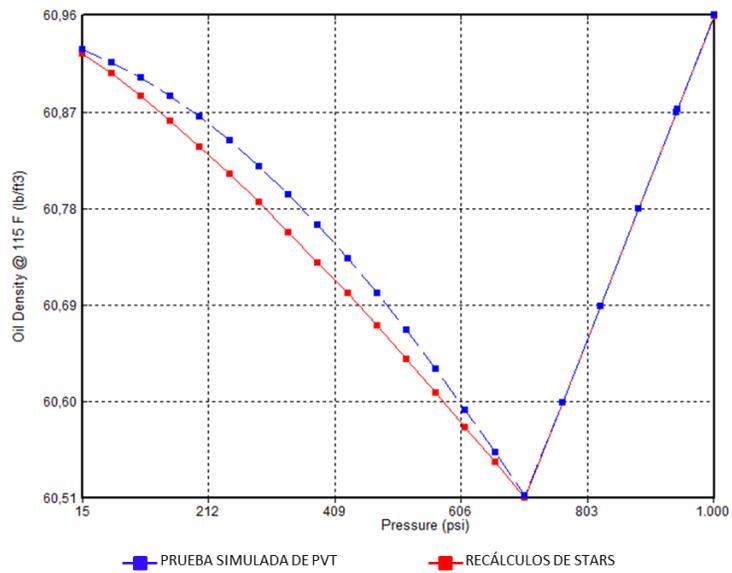


Figura 5.7 Densidad del petróleo

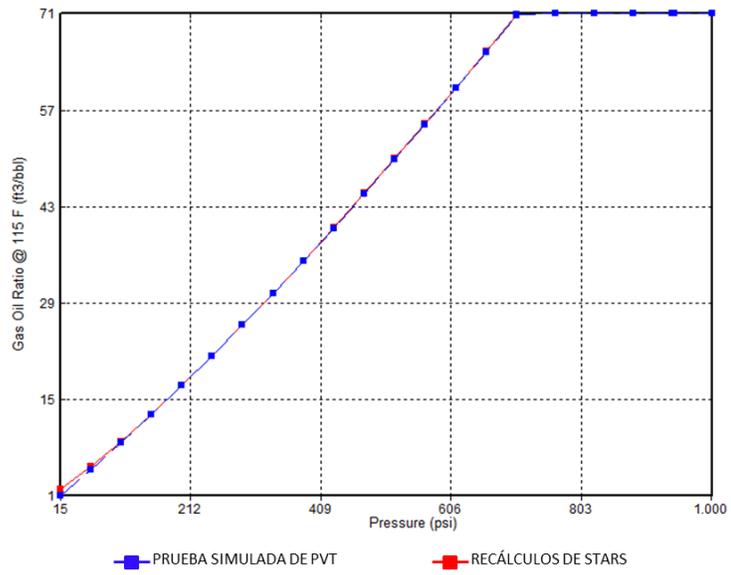


Figura 5.8 Relación gas – petróleo

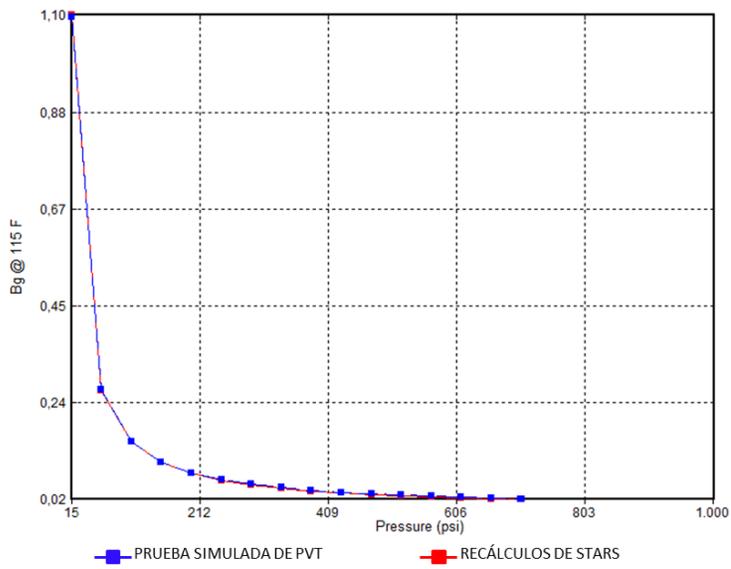


Figura 5.9 Factor volumétrico de formación del gas

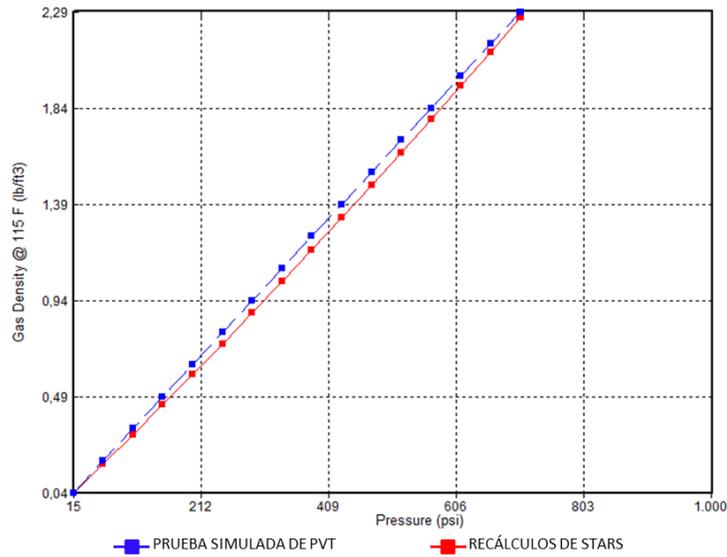


Figura 5.10 Densidad del gas

En la **Tabla 5.2** puede apreciarse la composición de la fase oleica determinada por STARS® a temperatura de yacimiento y para algunos puntos de presión característicos, al mismo tiempo que se muestra la ecuación ajustada a dicho comportamiento.

Tabla 5.2 Composición de la fase oleica calculada por el simulador a partir de las propiedades PVT

COMPOSICIÓN DE LA FASE OLEICA		
PRESIÓN	LIVE OIL	
	DEAD OIL	GAS EN SOLUCIÓN
$P_{ATMOSFÉRICA} = 14,7 \text{ lpc}$	0,99049	0,00950
$P_{BURBUJA} = 705 \text{ lpc}$	0,75991	0,24009
$P_{YACIMIENTO} = 943 \text{ lpc}$	0,69261	0,30738
ECUACIÓN AJUSTADA	DEAD OIL = -0,00032235*PRESIÓN + 0,991095	

5.2.3. Propiedades Roca - Fluidos

Estas propiedades fueron caracterizadas en el modelo numérico de manera certera, pudiéndose obtener un buen ajuste con respecto al comportamiento esperado, que a diferencia de la fase previa, en este caso si se encontraba disponible las curvas del comportamiento esperado. Otro punto a resaltar es que este tipo de caracterización depende netamente de las correlaciones empleadas ya que STARS® asimila directamente estos valores sin ningún tipo de conversión.

En la **Tabla 5.3** se muestran las correlaciones empleadas para el cálculo de las permeabilidades relativas y las ecuaciones de las curvas obtenidas en cada caso.

Tabla 5.3 Curvas de permeabilidad relativa obtenidas para caracterizar la interacción roca-fluido

PERMEABILIDADES RELATIVAS			
$S_w + S_o + S_g = 1 ; S_l = S_w + S_o$			
EPÍGRAFE DE CURVA	SÍMBOLO DE CURVA	CORRELACIONES (ARENISCA NO CONSOLIDADA)	CURVA OBTENIDA
PERMEABILIDAD RELATIVA DEL AGUA	K_{rw} vs S_w	$K_{rw} = K_{rw@S_w=1} * \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc})^2}$	$K_{rw} = \frac{S_w - 0,25}{1,08173}$
PERMEABILIDAD RELATIVA DEL PETRÓLEO EN AGUA	K_{row} vs S_w	$K_{row} = K_{ro@Swirr} * \frac{S_o - S_{or-w}}{(1 - S_{wirr} - S_{or-w})^2}$	$K_{row} = \frac{S_o - 0,2}{0,3844}$
PERMEABILIDAD RELATIVA DEL GAS	K_{rg} vs S_l	$K_{rg} = K_{rg@Swirr} * \frac{S_g - S_{gc}}{(1 - S_{gc} - S_{wirr})^2}$	$K_{rg} = \frac{S_g - 0,03}{2,0803}$
PERMEABILIDAD RELATIVA DEL PETRÓLEO EN GAS	K_{rog} vs S_l	$K_{rog} = \frac{S_l - S_{or-g} - S_{wirr}}{(1 - S_{or-g} - S_{wirr})^2}$	$K_{rog} = \frac{S_l - 0,48}{0,2704}$

Las curvas obtenidas para los sistemas agua – petróleo y gas - líquido pueden observarse en la **Figura 5.11** y la **Figura 5.12** respectivamente.

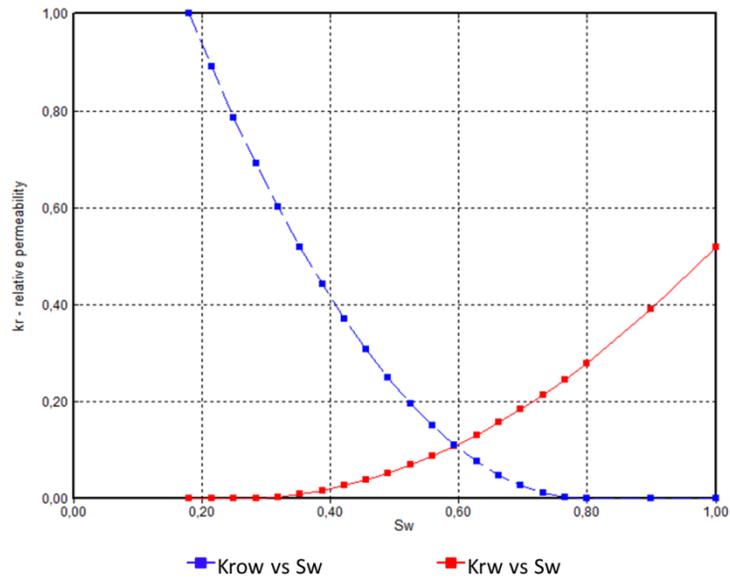


Figura 5.11 Curvas de permeabilidades relativas del sistema agua - petróleo

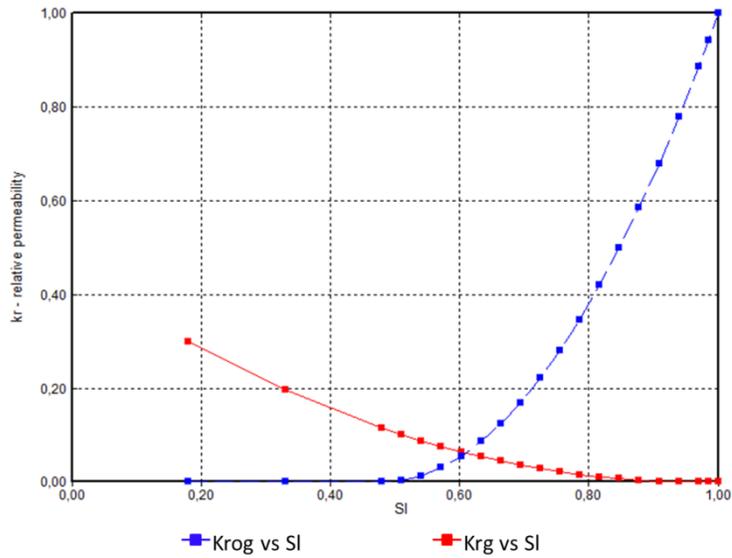


Figura 5.12 Curvas de permeabilidades relativas del sistema gas - líquido

Una vez caracterizadas las curvas de permeabilidad relativa en el simulador para los distintos sistemas, STARS® es capaz de estimar las permeabilidades relativas trifásicas aplicando el método empírico desarrollado por Stone en 1973 ^[27], generándose el diagrama ternario mostrado en la **Figura 5.13**.

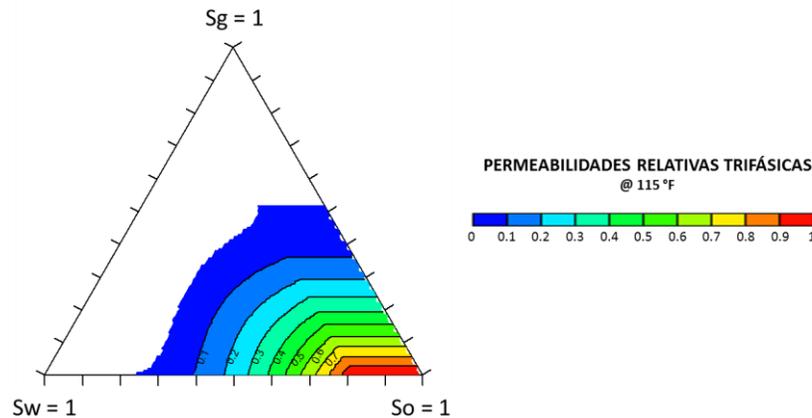


Figura 5.13 Diagrama ternario representando las permeabilidades relativas trifásicas a condiciones iniciales de yacimiento

El comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa eventualmente varía una vez sometida la roca a procesos térmicos. Las propiedades térmicas, desglosadas el CAPÍTULO IV en la sección 4.3.3.1, fueron cargadas al funcionamiento interno del simulador, lo cual le permitirá calcular, entre otras relaciones y parámetros, los efectos térmicos de los procesos de inyección de vapor tanto sobre la roca como sobre los fluidos.

Las variaciones de viscosidad de cada componente con respecto a la temperatura pueden apreciarse en la **Figura 5.14**, **Figura 5.15** y la **Figura 5.16**.

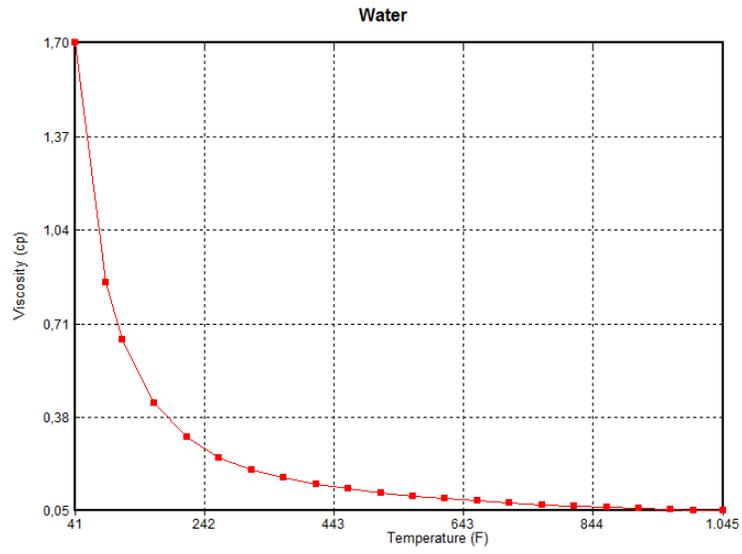


Figura 5.14 Viscosidad del componente “agua” respecto a la temperatura

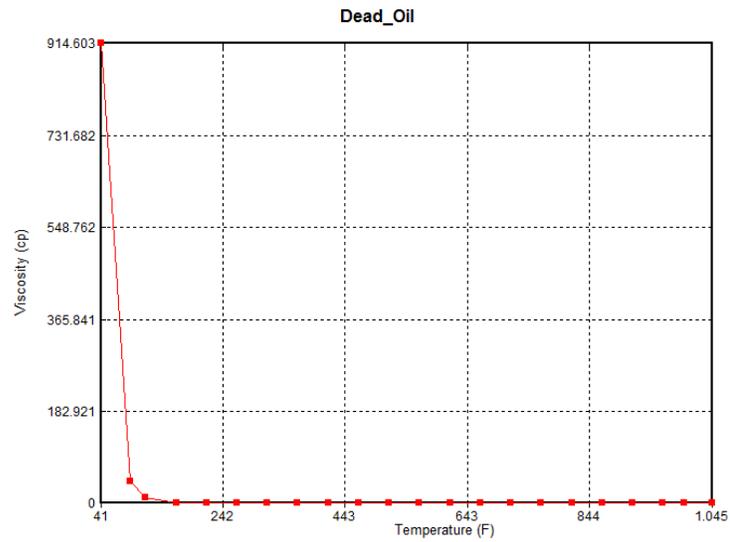


Figura 5.15 Viscosidad del componente “petróleo muerto” con respecto a la temperatura

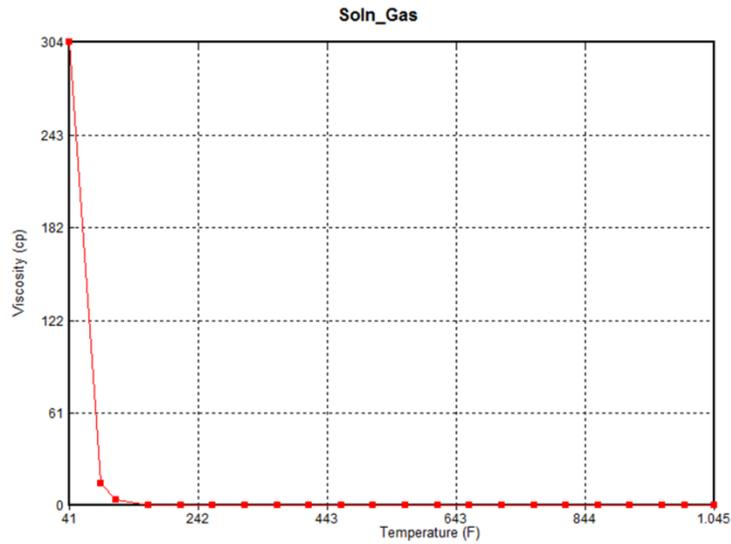


Figura 5.16 Viscosidad del componente “gas en solución” con respecto a la temperatura

En cuanto al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa una vez que se inicien los procesos térmicos, el diagrama ternario mostrado en la **Figura 5.17**, exhibe el comportamiento de las permeabilidades relativas trifásicas a una temperatura de 500 °F.

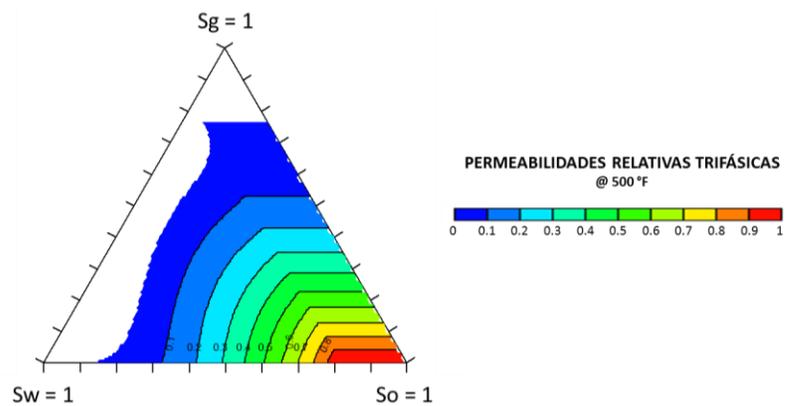


Figura 5.17 Diagrama ternario representando las permeabilidades relativas trifásicas a temperatura de 500 °F

STARS® estima el comportamiento trifásico de permeabilidades para otras temperaturas a través de interpolaciones lineales cuyos puntos de referencia son los previamente cargados para temperaturas de 115 °F, 310 °F y 500 °F.

5.2.4. Inicialización

Antes que nada debe corroborarse que existe equilibrio hidrostático dentro del modelo numérico ya que ésta es una de las características esenciales de un yacimiento.

Los parámetros de inicialización están basados en el gradiente de presión desarrollado en la sección 4.3.3.1, el cual a una profundidad de 2.019 pies arroja una presión de 762,897 lpc. Cabe destacar que al existir una distribución heterogénea de las saturaciones de fluidos dentro del modelo de yacimiento, característica propia de los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, no es posible fijar la profundidad de los contactos entre fluidos.

Se realizó la prueba de inicialización durante un período de cinco (5) años de simulación, partiendo desde el 2016, obteniéndose una presión constante de 756 lpc durante todo el período, tal y como se muestra en la **Figura 5.18**.



Figura 5.18 Presión de yacimiento vs tiempo durante el período de inicialización

Una vez corroborado el equilibrio hidrostático es posible continuar con la evaluación de las distintas fases de desarrollo del yacimiento.

5.3. FASES DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO

5.3.1. Primera Fase

Las condiciones de operación propuestas por la empresa mixta resultan en un plan de explotación en el que al inicio se obtiene una tasa pico de 1.500 BOPD que no se mantiene por más de cinco meses y que inmediatamente cae a poco menos de la mitad, unos 700 BOPD, y que continúa descendiendo anualmente en 70 BOPD hasta el año 2025 donde comienza un descenso de apenas 7 BOPD promedios durante un período de 30 años.

En la **Figura 5.19** puede observarse el comportamiento del flujo de líquidos durante 40 años de simulación, donde el corte de agua promedio no excede el 10 por ciento.

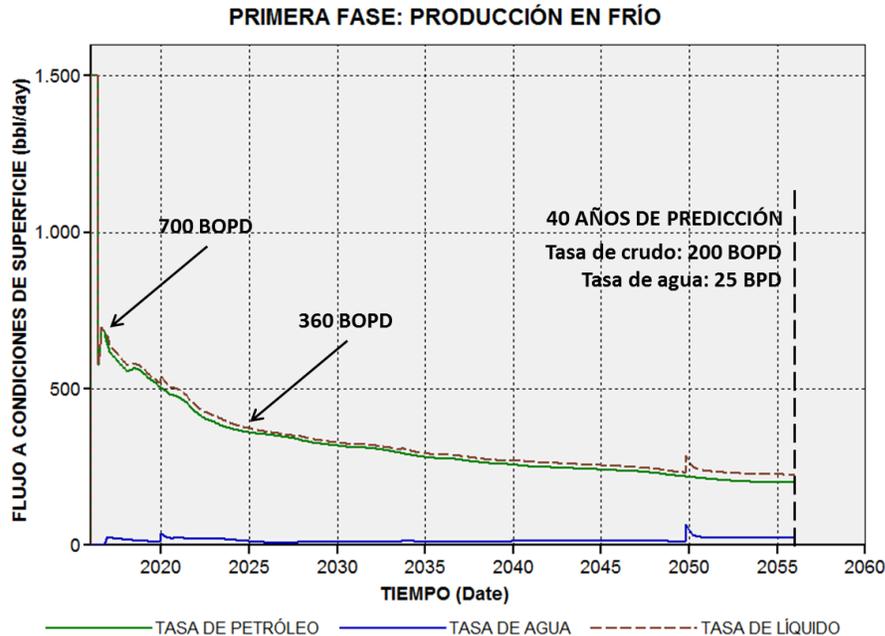


Figura 5.19 Producción de líquido del pozo P2A-NE bajo los parámetros de operación propuestos por la empresa mixta

La producción acumulada máxima planificada fue alcanzada en el año 2036 generando un declive en la presión promedio del yacimiento de 58 lpc con respecto a la inicial y un corte de agua acumulado de 3,33 por ciento.

La predicción del límite de esta fase puede detallarse en la **Figura 5.20**, donde en un lapso de 20 años se logra alcanzar el acumulado de petróleo planificado.

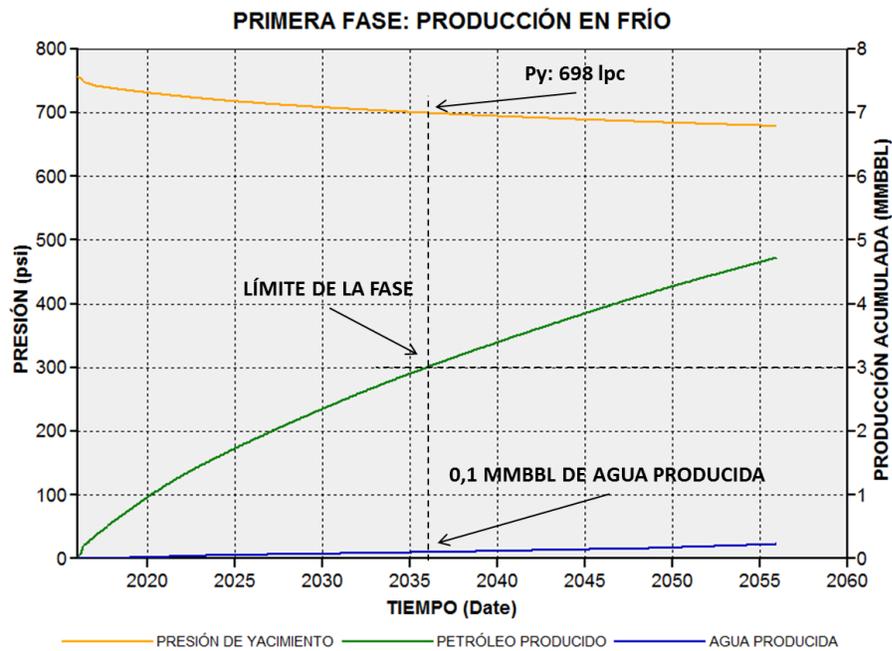


Figura 5.20 Producción acumulada de líquidos del pozo PA2-NE y presión de yacimiento bajo los parámetros de operación de la empresa mixta

Bajo los parámetros de operación propuestos por la empresa mixta las tasas de producción de petróleo al inicio de la fase son bastante inestables, lo que se traduce en alto riesgo de producción de arena, inestabilidad en los equipos de producción, entre otras adversidades.

En este estudio se propone cambiar estos parámetros de operación de modo que se mantenga el límite económico y de tiempo obtenido anteriormente. Esto con el propósito de generar un esquema de producción más afable que permita tener mayor control sobre la producción durante esta primera fase.

Se realizó el ensayo de optimización sobre la tasa de petróleo máxima inicial y se determinó que a 600 BOPD es posible mantener una producción constante durante poco más de 3 años y evitar la producción de agua durante los 2 primeros años; sin embargo, se extiende el límite de la fase a 21 años como lo resalta la **Figura 5.21**.

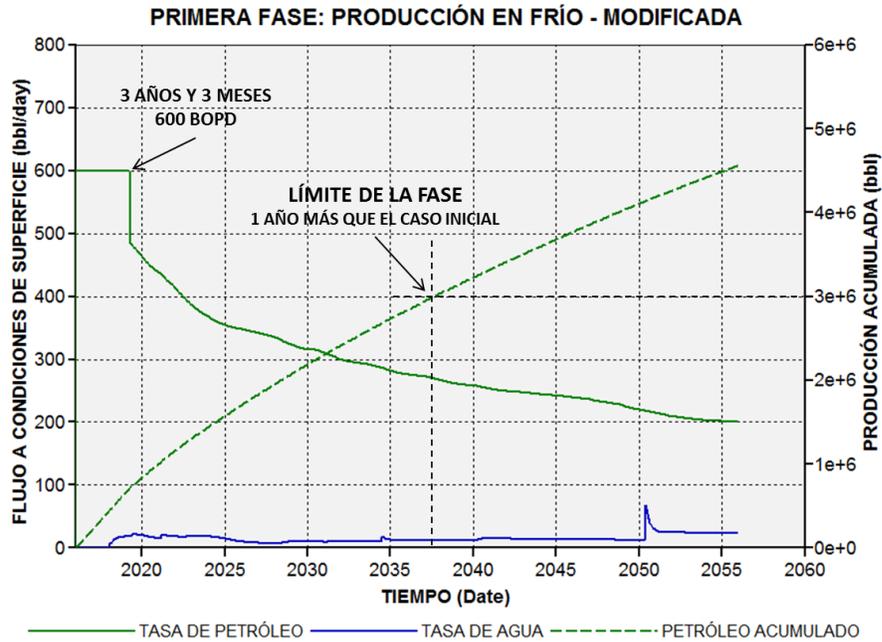


Figura 5.21 Comportamiento de la producción del pozo P2A-NE bajo los parámetros operacionales recomendados en este estudio

Extender la fase un año más podría verse como una desventaja ya que se estaría alargando el período en el cual se producirán los mismos volúmenes de crudo, pero, si tomamos en cuenta que el esquema de explotación ahora adquiere un comportamiento más estable donde se reduce el riesgo de inconvenientes durante la producción, entonces, es posible entender que modificar el esquema de producción resulta en más ventajas que desventajas.

En resumen, la primera fase del plan de explotación se predice con inicio en el año 2016 a una tasa de petróleo de 600 BOPD que se mantiene durante más de 3 años y

que paulatinamente descende hasta llegar a 270 BOPD para el final de la fase, que en total completa 21 años de duración.

5.3.2. Segunda Fase

Una vez que la fase previa llega a su fin inmediatamente inicia la producción en los pozos de relleno y la implementación de la inyección cíclica de vapor en el pozo principal, es decir, se tienen 2 pozos en producción en frío y 1 pozo bajo procesos térmicos.

Al igual que en la fase anterior, en esta fase los parámetros de operación propuestos por la empresa mixta son un tanto inadecuados. En la **Figura 5.22** se puede apreciar el comportamiento en la producción del pozo P2A-NE sometido a la inyección cíclica de vapor, donde al intentar mantener una producción constante lo que se logra es obtener picos de producción inicial que no favorecen al desarrollo del yacimiento.

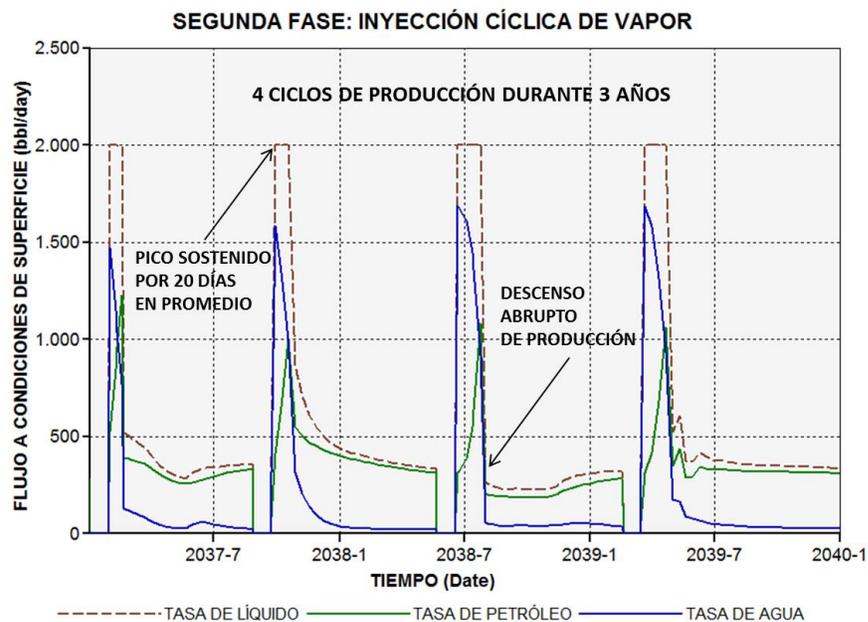


Figura 5.22 Ciclos de producción del pozo P2A-NE bajo los parámetros de operación de la empresa mixta

Por su parte, los pozos de relleno también demuestran un comportamiento de producción que puede ser mejorado a manera de obtener una producción constante durante los 3 años que se mantendrán bajo producción en frío. La **Figura 5.23** muestra la producción de petróleo de ambos pozos de relleno, para los cuales es pertinente aclarar que la diferencia en la producción de ambos se debe a la productividad y cantidad del intervalo productivo que cada sección horizontal fue capaz de atravesar.

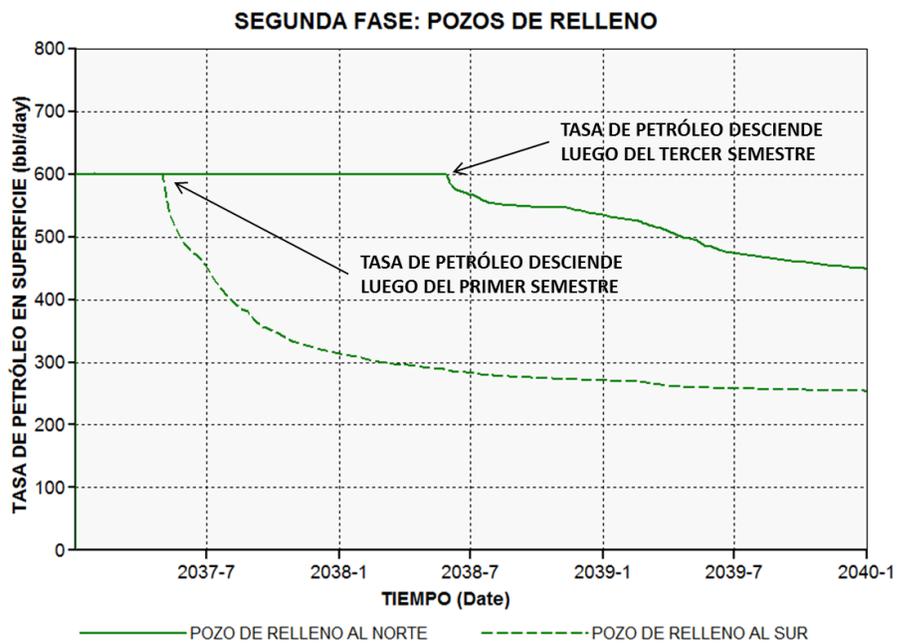


Figura 5.23 Comportamiento de producción de los pozos de relleno bajo los parámetros de operación de la empresa mixta

Hay que recordar que el objetivo principal de esta fase es acelerar el descenso de la presión del yacimiento, por lo cual la **Figura 5.24** muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento desde el inicio de la primera fase de desarrollo hasta el final de la segunda fase, observándose un descenso de casi 30 lpc durante los 3 años de la segunda fase comparado con los 58 lpc obtenidos a lo largo de los 21 años de la primera fase.

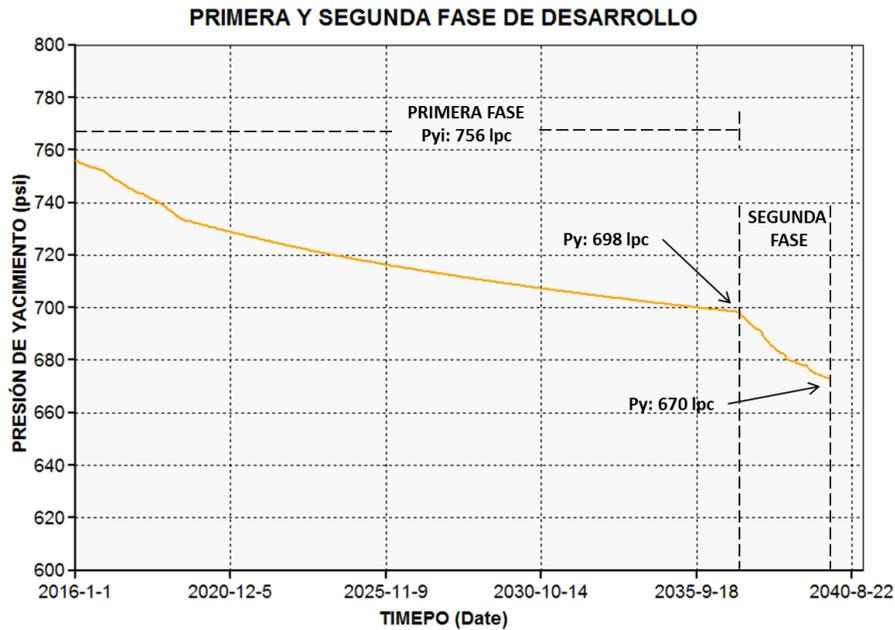


Figura 5.24 Descenso de la presión del yacimiento durante la primera y segunda fase de desarrollo

El declive de presión se generó correctamente en esta segunda fase bajo los parámetros operacionales propuestos por la empresa mixta; sin embargo, tanto la producción del pozo principal como la de los pozos de relleno, no arrojaron los resultados esperados, es decir, mantener una producción constante a lo largo de los 3 años de la fase.

De manera análoga a la fase previa, se realizó la prueba de optimización sobre la tasa de producción de petróleo de todos los pozos involucrados con el propósito de obtener el mismo descenso en la presión del yacimiento bajo un esquema de producción constante en todos los pozos durante toda la fase.

El pozo principal se desarrolla de manera más armónica si se trabaja a 450 BOPD, tasa de petróleo que se mantiene constante durante los 3 primeros ciclos y que para el cuarto ciclo cae ligeramente para el final de la fase como se aprecia en la **Figura 5.25**, donde además es posible observar los picos de producción de agua característicos durante la implementación de la inyección cíclica de vapor.

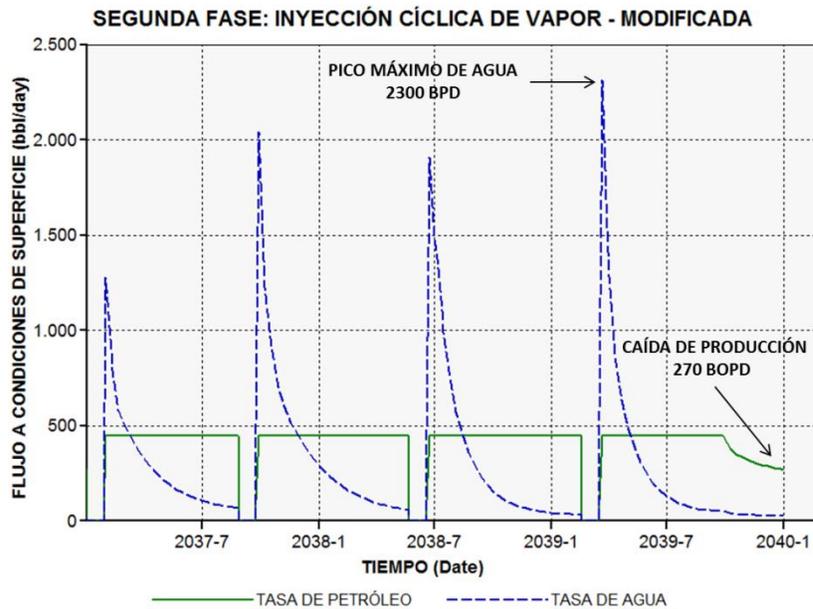


Figura 5.25 Producción de líquidos del pozo P2A-NE durante la inyección cíclica de vapor bajo los parámetros operacionales recomendados en este estudio

La **Figura 5.26** muestra que por cada ciclo son inyectados 7.360 toneladas de vapor correspondiente a una tasa constante de 350 ton/día.

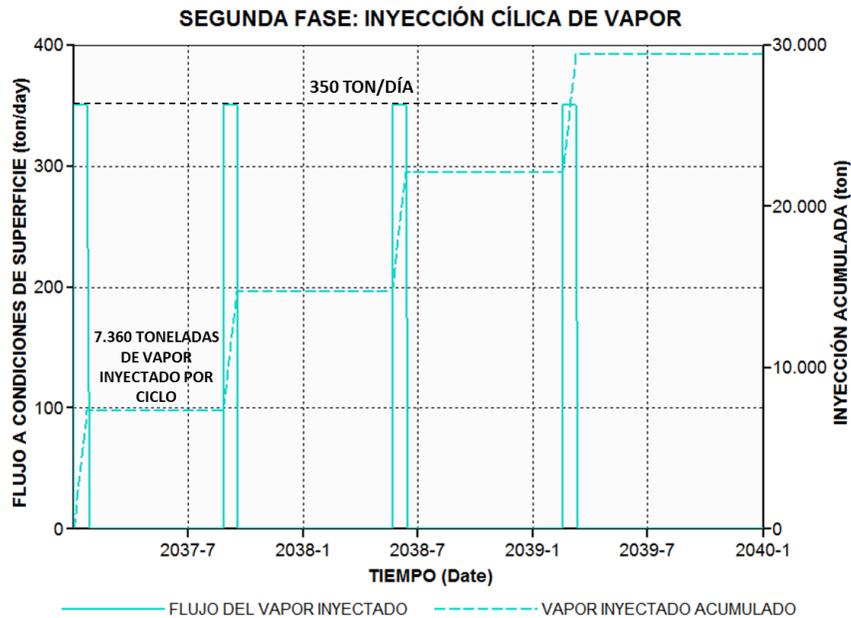


Figura 5.26 Inyección del pozo P2A-NE durante el proceso de inyección cíclica de vapor

Con respecto a los pozos de relleno se determinó que el pozo ubicado al norte es capaz de producir 530 BOPD hasta la última quincena de la fase para finalizar en unos 500 BOPD, mientras que el pozo ubicado al sur propiamente puede producir 300 BOPD hasta el último trimestre de la fase para completarla en 275 BOPD como se detalla en la **Figura 5.27**.

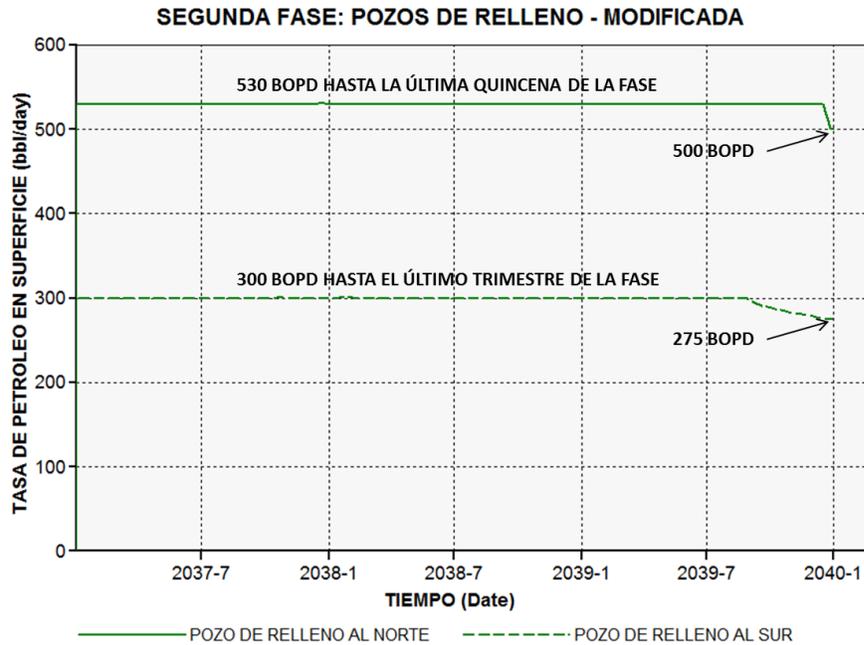


Figura 5.27 Comportamiento de producción de los pozos de relleno bajo los parámetros operacionales recomendados en este estudio

Los cambios realizados en el esquema de explotación de esta fase generan una presión de yacimiento para el final de la fase de 675 lpc, es decir, 5 lpc por encima de la obtenida bajo el esquema previo, pero que aún sigue siendo un descenso bastante efectivo sobre la presión del yacimiento.

Concisamente, esta segunda fase tiene un tiempo planificado de 3 años en los cuales se predice abrir a producción 2 pozos de relleno a 530 BOPD y 300 BOPD respectivamente, y a su vez implementar inyección cíclica de vapor en el pozo

principal a una tasa de inyección de 2.000 BPD y tasa de producción de 450 BOPD, con lo cual se estima reducir la presión promedio del yacimiento a unos 675 lpc y de esta forma efectuar con suma efectividad la inyección continua de vapor planificada para la fase final del esquema de explotación.

5.3.3. Tercera Fase

La inyección continua de vapor implementada durante esta fase será llevada a cabo bajo los principios de funcionamiento de la tecnología SAGD, por lo tanto, deben evaluarse detalladamente los parámetros operacionales bajo los cuales se pretende operar cada par de pozos que intervienen en el proceso. Uno de los eventos que debe evitarse a toda costa es el de generar un canal preferencial del vapor que permita la comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor, que la mayoría de las veces se origina a partir de peripecia a nivel operacional.

El evento descrito en el párrafo anterior es precisamente el que ocurre al predecir el comportamiento del yacimiento sometido a los parámetros operacionales propuestos por la empresa mixta. En la **Figura 5.28** puede evidenciarse la producción de vapor vivo a través del pozo productor apenas en el primer año de la fase.

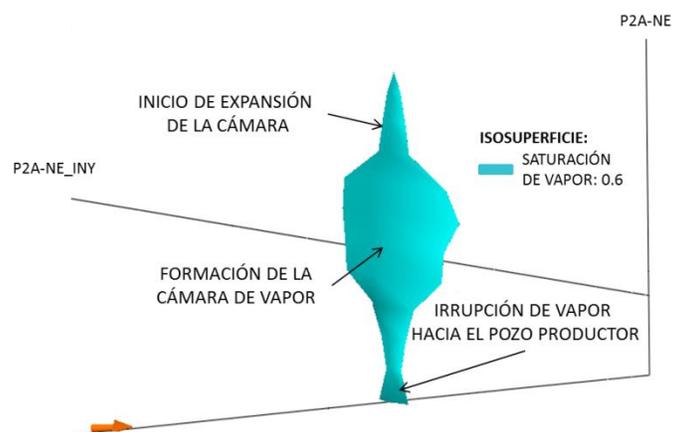


Figura 5.28 Evidencia de irrupción de vapor en el pozo productor del par SAGD sometido a los parámetros de operación propuestos por la empresa mixta

La irrupción del vapor vivo en el pozo productor ocurre principalmente por la falta de control sobre el par de pozos. El crecimiento de la cámara de vapor se puede ver entorpecido por diversos factores dentro del yacimiento entre los que destacan las barreras verticales que no permiten el avance vertical de la cámara, lo cual podría desencadenar la irrupción del vapor vivo en el pozo productor si no se tiene control sobre el proceso.

Un método de control muy efectivo en este tipo de proceso es la de monitorear la temperatura del pozo productor con la intención de controlar la tasa de producción de líquidos y de esta forma asegurar que hacia el pozo productor sólo fluya petróleo caliente y agua condensada.

Otro tópico que debe tomarse en cuenta sobre el desarrollo de la cámara de vapor es que en el caso en estudio el petróleo posee relativa movilidad y, aunado a que durante la fase anterior se implementó la inyección cíclica de vapor, el pozo productor queda muy propenso a desarrollar canales preferenciales al agua y que una vez iniciado el proceso de inyección continua de vapor pueden contribuir al desarrollo de canales preferenciales al vapor.

Para el correcto desarrollo de esta fase, en este estudio se propone establecer un control de temperatura en el pozo productor que permita regular la presión de fondo fluyente del mismo de tal forma que se evite la producción de vapor vivo, que traducido al lenguaje que maneja el simulador STARS® corresponde a la implementación del *keyword* STEAMTRAP, es decir, utilizar la función de la trampa de vapor.

Los ensayos de optimización para esta fase son un poco más complejos que los implementados en las fases anteriores debido a que en este caso incluso la geología interviene con gran peso sobre la efectividad de la inyección continua de vapor operada bajo los principios de la tecnología SAGD. El objetivo de la optimización en esta fase es lograr que se cumplan los parámetros operacionales propuestos

originalmente y con esto corroborar la viabilidad técnica y económica al implementar esta tecnología dentro de los yacimientos a ser desarrollados por la empresa mixta.

La trampa de vapor óptima se caracterizó con un valor de STEAMTRAP de 7 °F lo cual provocó que la presión del pozo inyector aumentara para así mantener la tasa de inyección planificada. Este aumento de presión en el pozo inyector se traduce, a nivel termodinámico, en un aumento de la temperatura del vapor inyectado el cual pasa de los 465 °F planificados a 500 °F, es decir, que la cámara de vapor se desarrolló a una temperatura 35 °F mayor a la planificada, que dentro de los objetivos de este estudio dicho evento no corresponde a un hecho restrictivo.

En la **Figura 5.29** puede observarse el aspecto final, en temperatura, de la cámara de vapor desarrollada solo con el pozo principal en operación durante la tercera fase con el propósito de compilar los aspectos más importantes del comportamiento del proceso para posteriormente aplicarlo en conjunto con los pozos restantes.

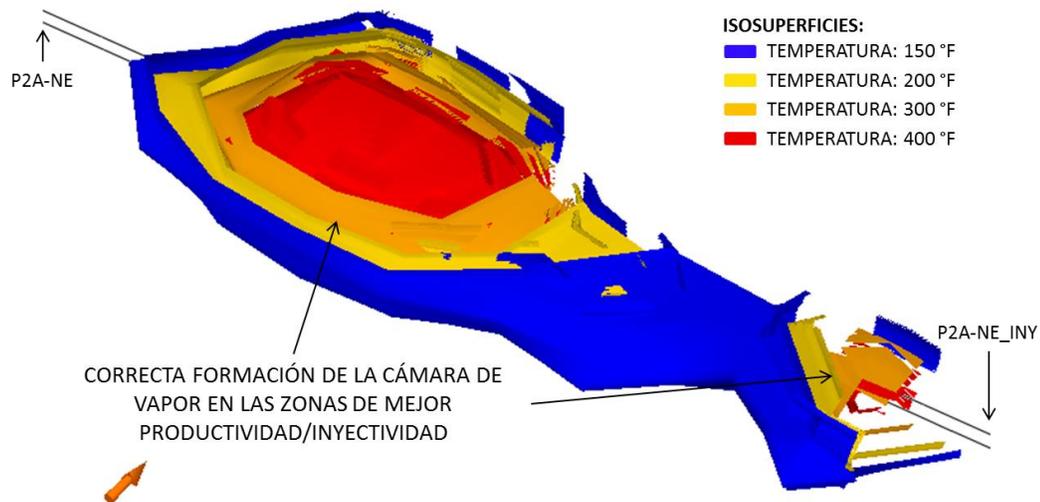


Figura 5.29 Isosuperficies de temperatura generadas durante el desarrollo del proceso SAGD

Entre los beneficios de aplicar esta tecnología, puede detallarse en la **Figura 5.30** la eficiencia con la que el vapor desplaza al petróleo a medida que avanza el desarrollo de la cámara de vapor.

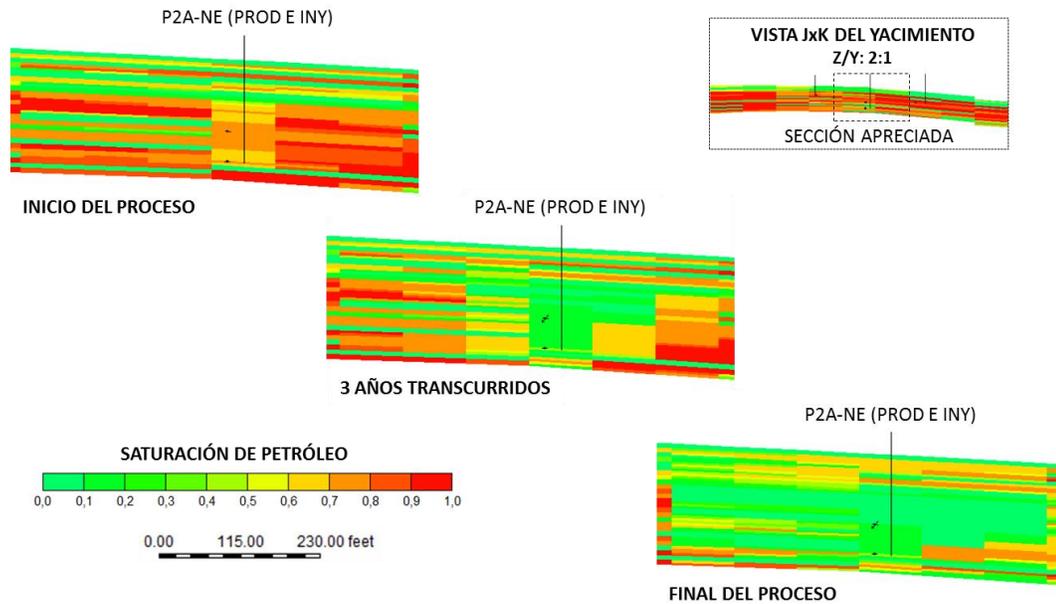


Figura 5.30 Eficiencia de barrido de la cámara de vapor conforme avanza el proceso SAGD

Otra característica puntual de este tipo de procesos es la drástica reducción de la viscosidad del petróleo debido al aumento de la temperatura. En la **Figura 5.31** puede apreciarse que en las fronteras de la cámara de vapor el petróleo caliente fluye a viscosidades alrededor de los 5 cp, lo que se traduce en una reducción de más 99,8 por ciento con respecto a la inicial, permitiendo así que el petróleo de alta movilidad fluya hacia el pozo productor por acción de la gravedad.

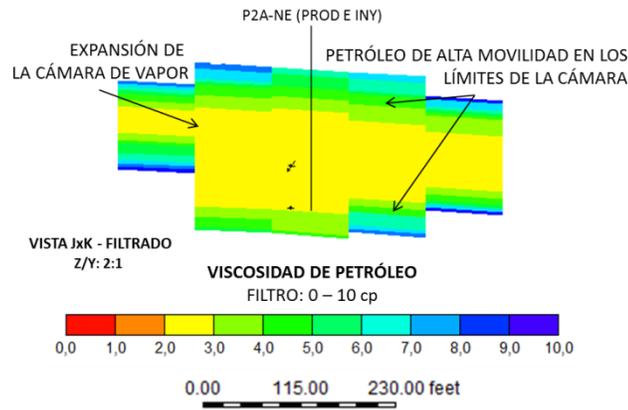


Figura 5.31 Viscosidad de petróleo en torno a la cámara de vapor durante el proceso SAGD

Fue posible identificar algunas intercalaciones de lutitas locales dentro de la zona prospectiva, lo que permitió evaluar la influencia que esta condición geológica tiene sobre la eficiencia del proceso. Si bien, es necesario contar con sellos superior e inferior bien definidos, las intercalaciones de secciones no prospectivas ciertamente dificultan la correcta formación de la cámara de vapor que a su vez se traduce en menos volúmenes de petróleo barridos durante el proceso. En la **Figura 5.32** se puede observar la manera en la que las intercalaciones de lutitas (saturación de agua igual a 1) no permiten que la cámara de vapor se expanda en forma de pirámide invertida lo cual no permite que esa sección sea barrida de forma eficiente.

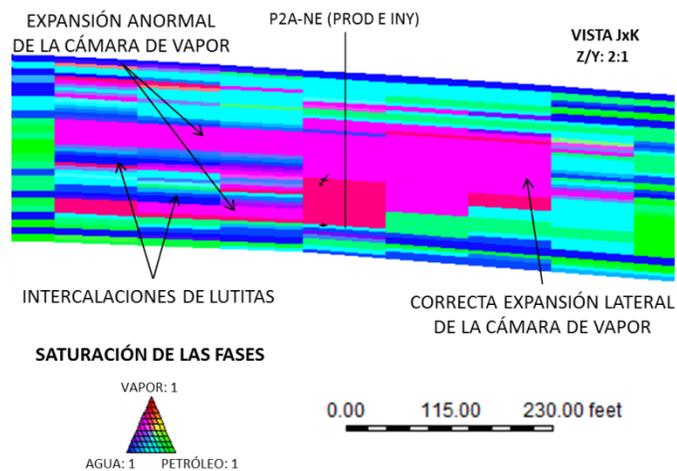


Figura 5.32 Influencia de las condiciones geológicas del yacimiento sobre la eficiencia del proceso SAGD

Hasta ahora, se han desarrollado los eventos más significativos que actúan durante la implementación de la tecnología SAGD, producto de las labores de simulación realizadas sobre el yacimiento en estudio. Teniendo en cuenta estos eventos y operando los pozos bajo los parámetros determinados previamente, es posible analizar el progreso de la tercera y última fase del plan de explotación en cuestión.

De manera oportuna, es preciso subdividir esta tercera fase en dos tramos con el propósito de facilitar el entendimiento de lo caracterizado durante esta última fase. El primer tramo corresponde a los 3 primeros años de la fase, durante los cuales los pozos de relleno se encuentran bajo los procesos de inyección cíclica de vapor y el pozo principal inicia la implementación de la tecnología SAGD.

5.3.3.1. Primer Tramo de la Tercera Fase

Efectivamente, al inicio de esta tercera fase el pozo principal es capaz de elevar su tasa de producción de petróleo a 1.000 BOPD y mantenerla por poco menos de un año, y que gradualmente emprende un descenso con algunos picos que son atribuidos a los aumentos de presión que originan los ciclos de inyección de vapor en los pozos de relleno como se aprecia en la **Figura 5.33**, donde además se observan los altos cortes de agua producto de la condensación del agua inyectada en forma de vapor.

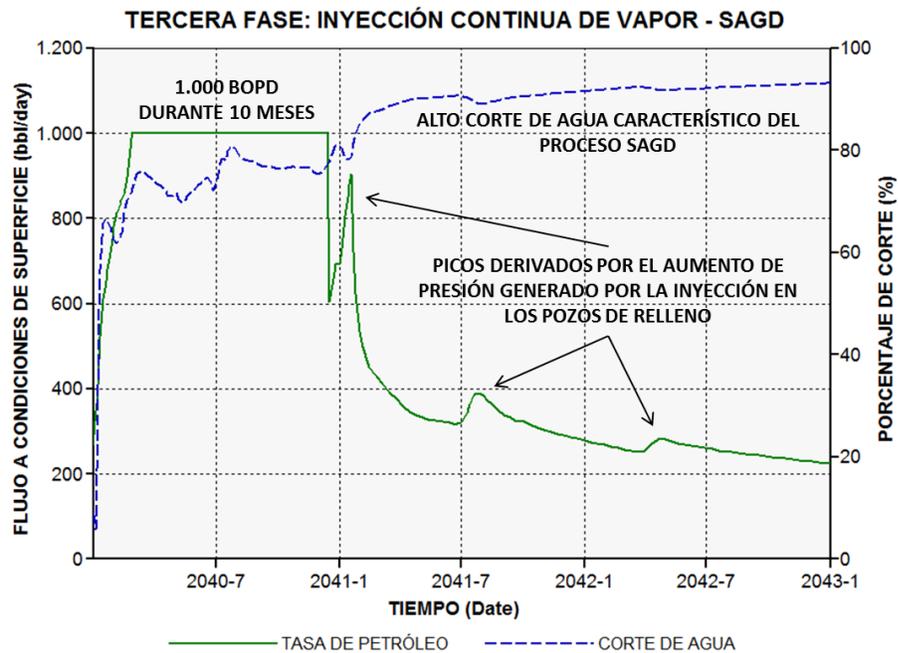


Figura 5.33 Comportamiento de producción del pozo P2A-NE durante el primer tramo de la tercera fase del desarrollo del yacimiento

Por su parte, los pozos de relleno logran mantener la producción inicial a lo largo del período en el que son sometidos a la inyección cíclica de vapor, lo cual contribuye al declive de presión al mismo tiempo que se mantiene un esquema de producción bastante armónico. En la **Figura 5.34** puede detallarse el desarrollo de la inyección cíclica de vapor sobre el pozo de relleno ubicado al norte en donde se mantienen 530 BOPD durante los cuatro ciclos del proceso.

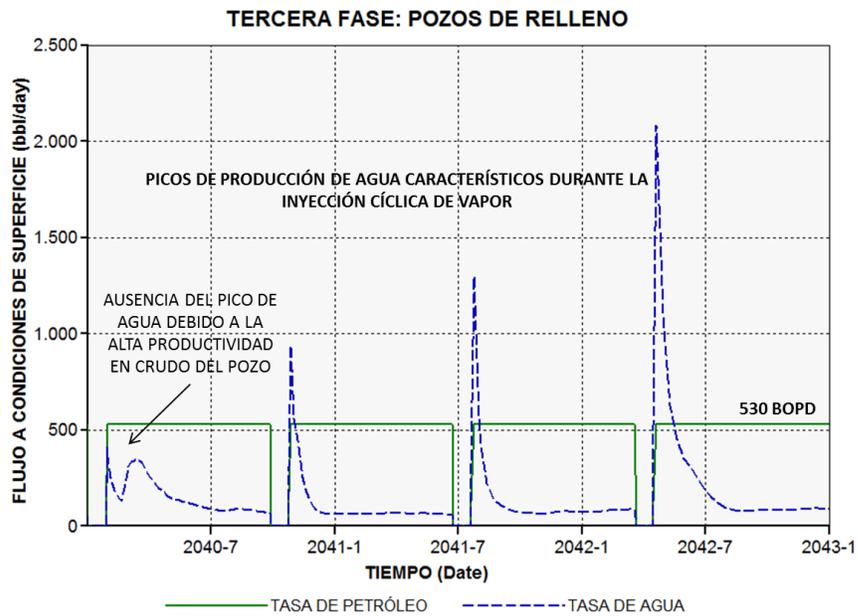


Figura 5.34 Producción de líquidos durante la inyección cíclica de vapor sobre el pozo de relleno ubicado al norte

El pozo de relleno ubicado al sur mantiene producción de 300 BOPD sin novedades como puede apreciarse en la **Figura 5.35**.

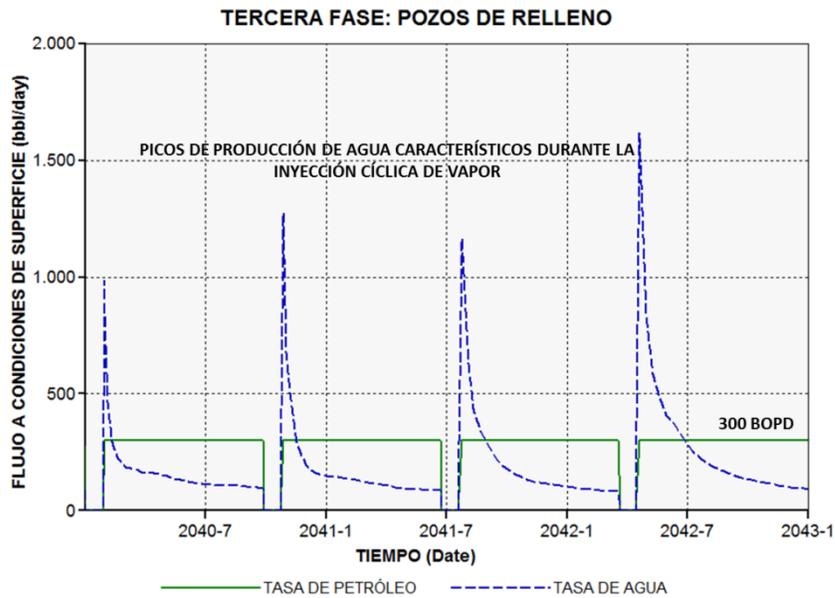


Figura 5.35 Producción de líquidos durante la inyección cíclica de vapor sobre el pozo de relleno ubicado al sur

El comportamiento de inyección de vapor durante el período inyección cíclica de vapor implementada sobre los pozos de relleno es similar al comportamiento mostrado anteriormente en la **Figura 5.26** debido a que los parámetros operacionales son exactamente los mismos.

En resumen, durante el primer tramo de la tercera fase de desarrollo del campo se cumple con la satisfactoria implementación de la inyección cíclica de vapor sobre los pozos de relleno y el correcto inicio de la inyección continua de vapor sobre el pozo principal, resaltando que la actividad de los pozos de relleno influye directamente sobre el desempeño del pozo principal.

5.3.4. Segundo Tramo de la Tercera Fase

Este tramo final se caracteriza por el hecho de que todos los pozos en estudio se encuentran sometidos al proceso de inyección continua de vapor bajo los principios de la tecnología SAGD. Como se evidenció en el primer tramo de esta tercera fase, la actividad de los pozos de relleno repercute sobre rendimiento del pozo principal, evento que se magnifica durante este tramo final como puede detallarse en la **Figura 5.36** donde se observa una repentina recuperación de producción en el pozo principal en la cual es capaz incluso de mantener 1.000 BOPD durante 2 meses pero manteniendo una producción de agua de unos 5.500 BPD, que supera la tasa de inyección de vapor, por lo tanto se infiere que este aumento de producción es producto de la fusión entre las cámaras de vapor desarrolladas en el proceso. La fase culmina en el primer semestre del año 2053 para completar un total de 13 años y 6 meses.

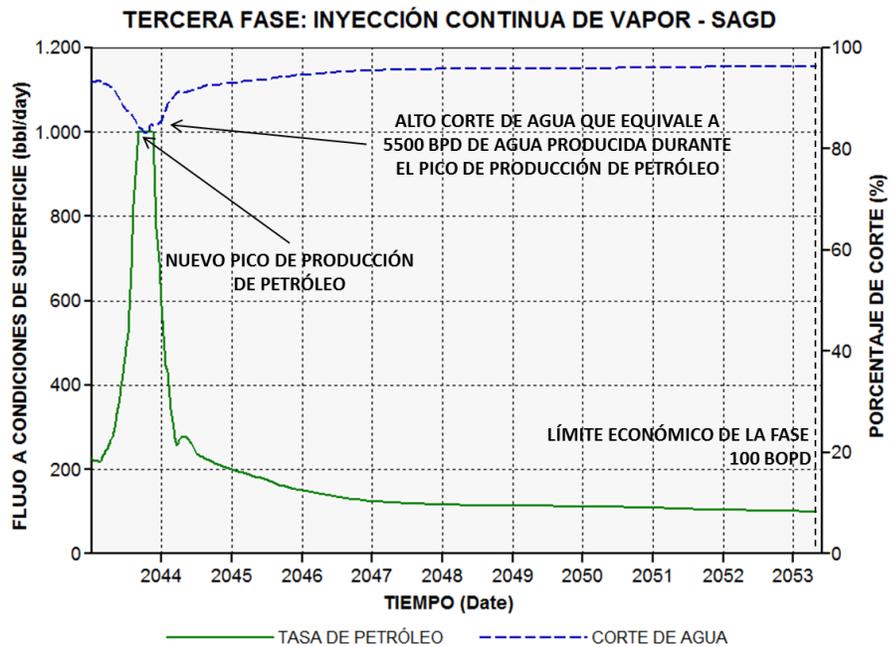


Figura 5.36 Comportamiento de producción del pozo P2A-NE durante el segundo tramo de la tercera fase

Efectivamente, la cámara de vapor del pozo de relleno ubicado al norte se fusionó con la del pozo principal lo cual, lejos de entorpecer el proceso SAGD, influye de manera positiva sobre la eficiencia del proceso. En la **Figura 5.37** puede observarse que el pozo de relleno ubicado al norte es capaz de mantener una tasa de petróleo de 1.000 BOPD por más de 1 año y además se demuestra la fusión de las cámaras de vapor, centrado en el bajo corte de agua que representa apenas un 20 por ciento del vapor inyectado.

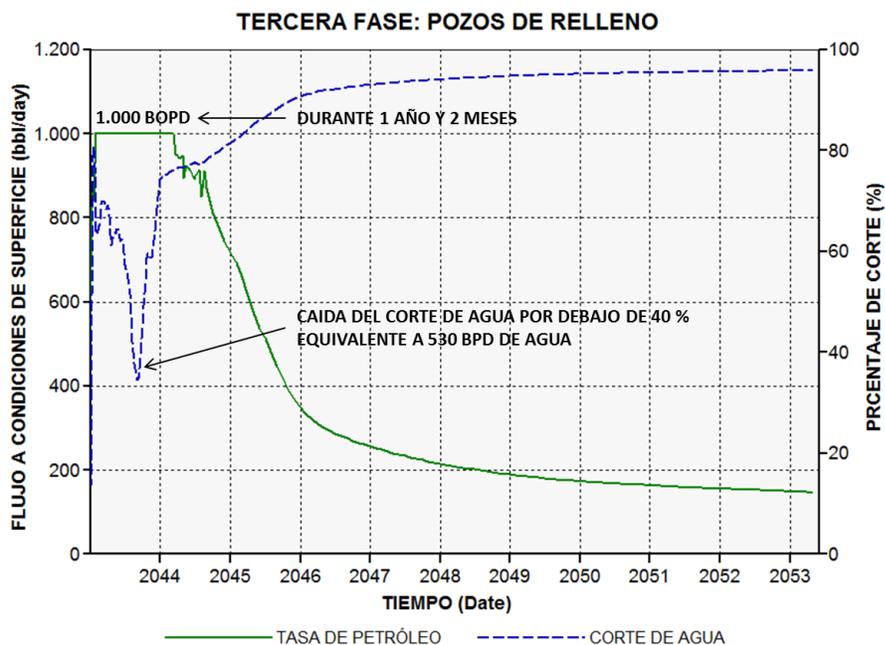


Figura 5.37 Comportamiento de producción durante el segundo tramo de la tercera fase del pozo de relleno ubicado al norte

El desarrollo del proceso SAGD en el pozo de relleno ubicado al sur se llevó a cabo sin fusión de la cámara de vapor, es decir, que aunque culminó con una correcta expansión de la cámara, dicha expansión no fue suficiente para lograr amalgamarse con la cámara de vapor del pozo principal. Esto ocurre principalmente por la presencia de barreras laterales o porque correspondan a zonas de mediana productividad. En la **Figura 5.38** puede observarse el comportamiento armónico de producción del pozo relleno ubicado al sur que logra mantener 1.000 BOPD durante 10 meses y que progresivamente decae sin ninguna eventualidad hasta el final de la fase.

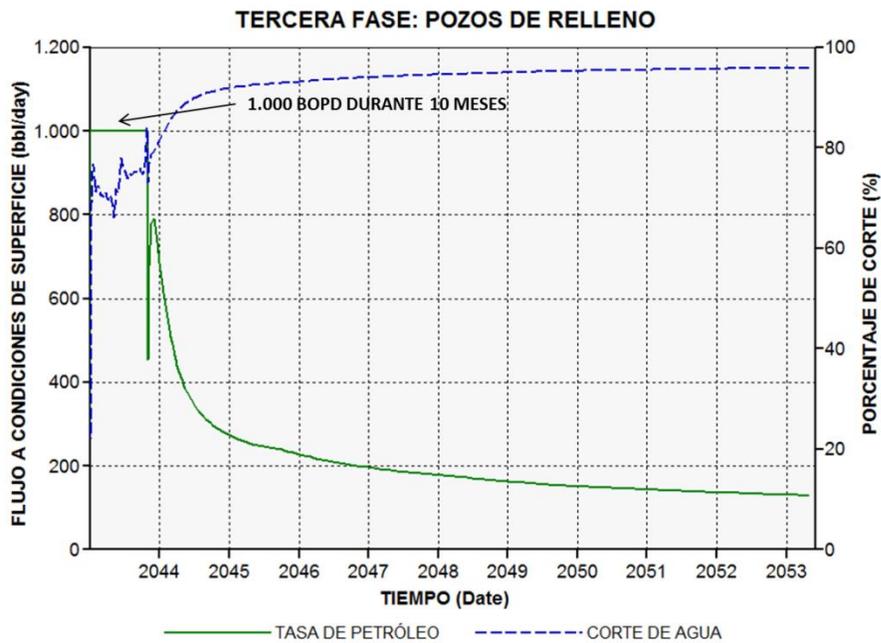


Figura 5.38 Comportamiento de producción durante el segundo tramo de la tercera fase del pozo de relleno ubicado al sur

La cantidad de vapor inyectado durante la implementación de la tecnología SAGD en el pozo P2A-NE puede apreciarse en la **Figura 5.39**, donde se observa al final de la fase se tiene un acumulado másico de vapor inyectado de 2.560.000 toneladas.

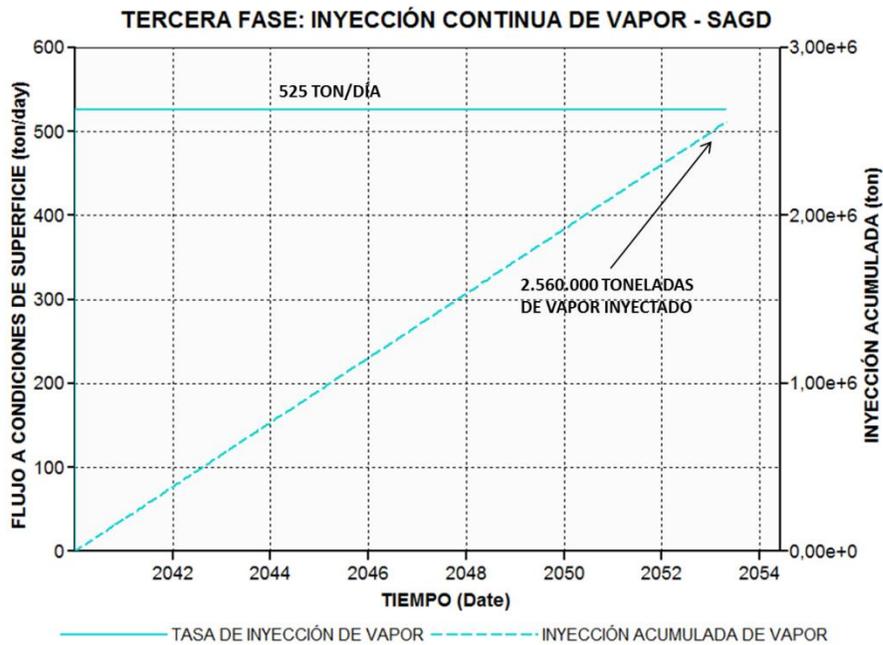


Figura 5.39 Inyección de vapor del pozo P2A-NE durante el proceso de inyección continua de vapor bajo los principios de la tecnología SAGD

El final de este segundo tramo concierne al final de la tercera fase y éste a su vez con el final del desarrollo del campo. La tecnología SAGD se implementó de manera eficiente en el yacimiento en estudio e incluso se demostró la ventaja que representa la fusión de las cámaras de vapor, con lo cual se logra desarrollar de manera más eficiente este tipo de yacimientos.

5.4. COMPILACIÓN DE LAS FASES

La optimización de los parámetros operacionales bajo los cuales se pretende ser desarrollado el yacimiento en estudio permitió completar de manera satisfactoria cada una de las fases en las que se divide el plan de explotación propuesto por la empresa mixta. En total, los pozos involucrados en este estudio cumplieron con su vida productiva en un período de 37 años y 6 meses durante los cuales la tasa de petróleo exhibió el comportamiento mostrado en la **Figura 5.40**.

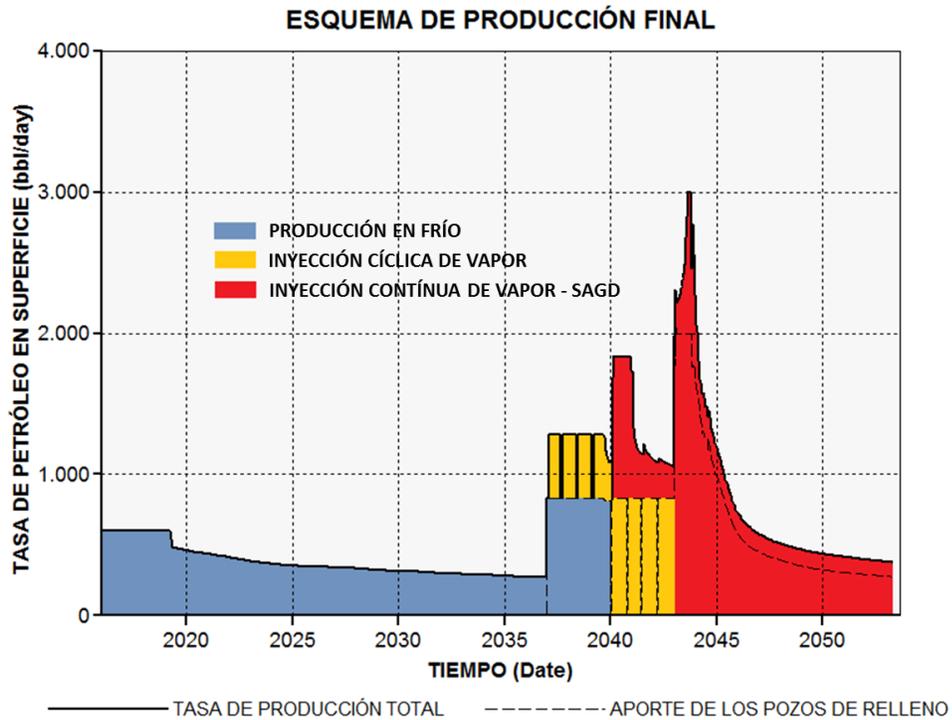


Figura 5.40 Esquema de producción final obtenido para el yacimiento en estudio

La producción acumulada de petróleo sufre un incremento hipotético del 40 por ciento al introducir en operación los pozos de relleno y un incremento extra de 25 por ciento al iniciar la implementación de la tecnología SAGD como se puede apreciar en la **Figura 5.41**, para obtener un total de 8,72 MMBBL de petróleo producido bajo el esquema de explotación ejecutado en el presente estudio.

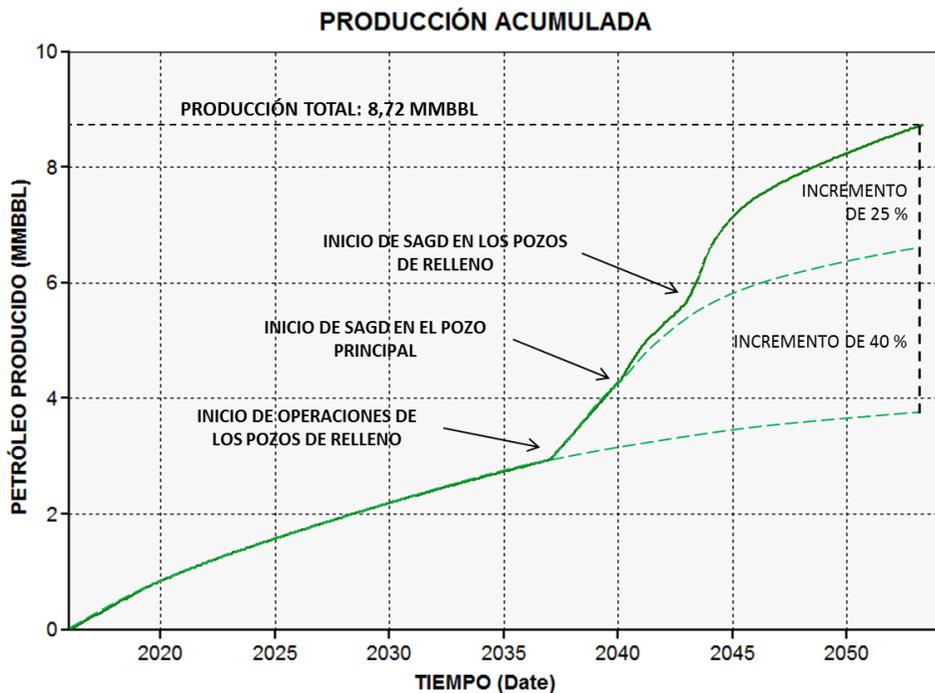


Figura 5.41 Producción acumulada de petróleo obtenida bajo el esquema de explotación desarrollado

5.5. CONOCIMIENTOS ADQUIRIDOS

La implementación de la tecnología SAGD es ampliamente efectiva en yacimientos con características similares al abordado en este estudio. La **Figura 5.42** muestra como ciertamente la tecnología cumple con la función principal de generar una región preferencial alrededor de los pozos inyectores en la cual el petróleo es segregado por la acción de la gravedad hacia los pozos productores debido a la reducción de la viscosidad que lo convierte en petróleo de alta movilidad.

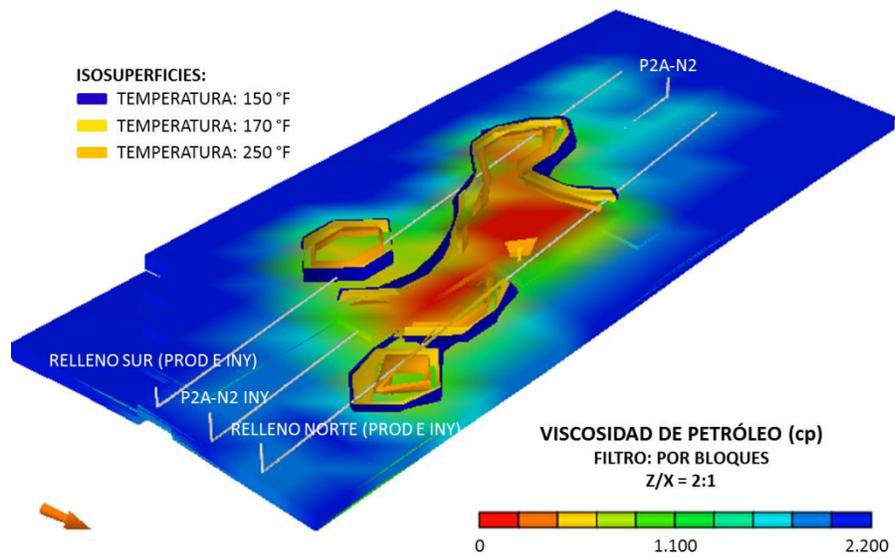


Figura 5.42 Efecto sobre la viscosidad del petróleo durante el proceso SAGD implementado en el yacimiento en estudio

Hay que tener en cuenta que las condiciones geológicas intervienen sobre la eficiencia del proceso SAGD, tanto de manera favorable como adversa. En líneas generales, el vapor será inyectado preferencialmente hacia las zonas de alta productividad, es decir, que siempre que dos o más secciones horizontales atraviesen una misma zona de alta productividad existen elevadas posibilidades de que se produzca la fusión de las cámaras de vapor y aumentar así la eficiencia del proceso. La **Figura 5.43** deja ver el evento descrito y evidenciado en párrafos anteriores en el que se produce el amalgamamiento de las cámaras de vapor del pozo principal y el pozo de relleno ubicado al norte, y en esta ocasión se puede observar que dicho evento se origina debido que ambos pozos comparten una misma sección de alta productividad.

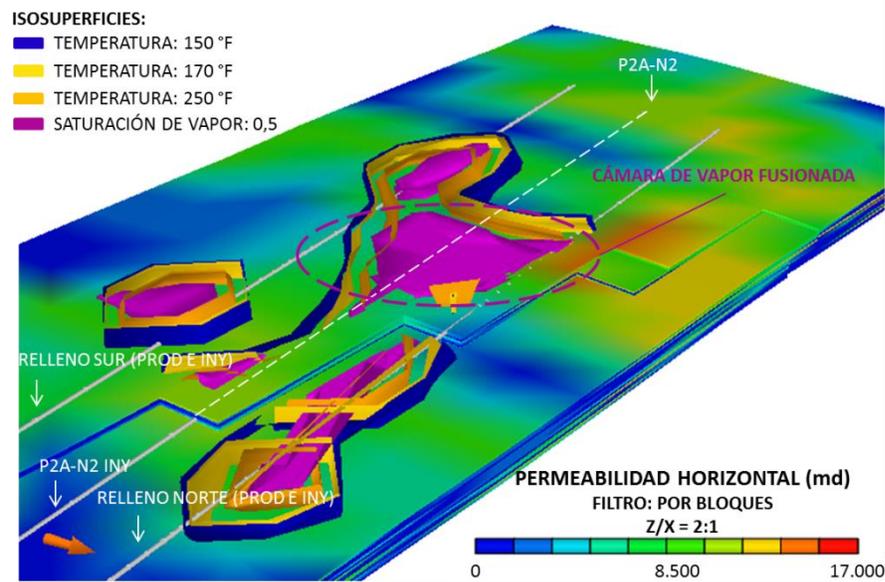


Figura 5.43 Fusión de la cámara de vapor entre el pozo P2A-NE y el pozo de relleno ubicado al norte

Una condición geológica adversa al proceso SAGD es la presencia de fallas que permitan la comunicación entre distintas zonas del yacimiento ya que, una vez que el vapor se acerque a estas zonas, el avance de la cámara de vapor se verá significativamente obstaculizado debido a que el vapor migrará preferencialmente a otras zonas de menor presión dentro del yacimiento a través de la entrega que ofrece la falla. Aún más alarmante resulta el hecho de que la falla permita la comunicación entre distintas unidades geológicas e incluso hasta superficie debido a las altas presiones a las que se encuentra sometido el vapor; lamentablemente las condiciones de este estudio no permiten profundizar sobre este último evento, aunque si permite evidenciar la migración del vapor hacia las zonas de menor presión dentro del yacimiento, tal y como lo muestra la **Figura 5.44**.

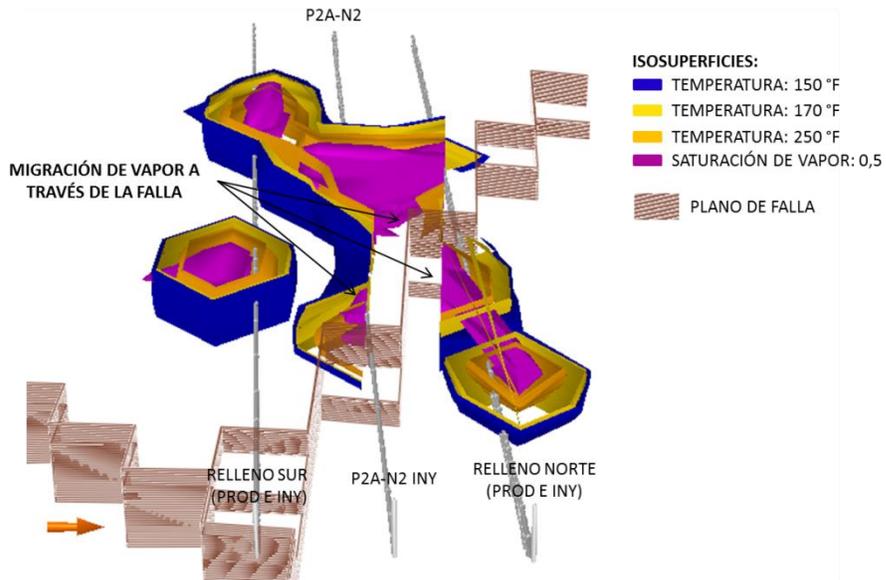


Figura 5.44 Evidencia de migración de vapor a través de los planos de falla

Para finalizar, es conveniente aclarar los alcances en cuanto a factor de recobro que ofrece la tecnología SAGD, la cual es capaz de barrer con gran eficiencia el petróleo a medida que se expande la cámara de vapor, dejando en el seno de la cámara saturaciones de petróleo mínimas que corresponden a los volúmenes residuales. Ciertamente, las saturaciones de petróleo dejadas en el seno de la cámara oscilan alrededor de 10 y 20 por ciento, con lo cual podría pensarse erradamente que los factores de recobro obtenidos a partir de la aplicación de esta tecnología estarían rondando sobre el 80 por ciento. En la **Figura 5.45** puede detallarse que la zona barrida eficientemente por la cámara de vapor durante el proceso SAGD corresponde solo a una porción del total del yacimiento en estudio, donde las zonas de alta productividad, las barreras verticales y horizontales, las fallas, entre otras condiciones geológicas, influyen tenazmente sobre la eficiencia del proceso.

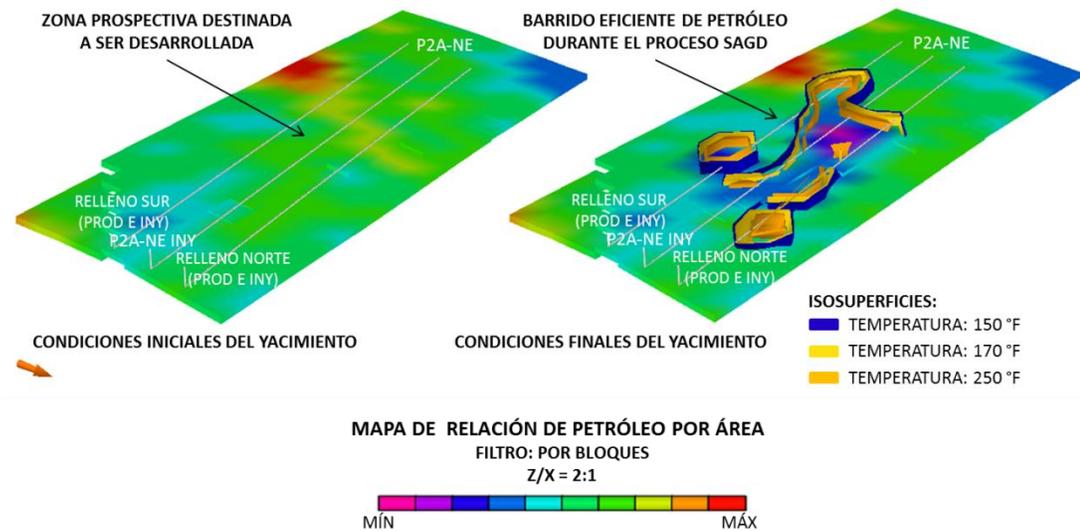


Figura 5.45 Eficiencia de barrido de petróleo obtenido durante la implementación de la tecnología SAGD

Los factores de recobro de un campo petrolífero en general deben estudiarse con suficiente prudencia a manera de no generar sobreestimaciones en los volúmenes recuperables que pudieran amenazar con la integridad de cualquier proyecto económico; por lo tanto, en el caso presentado en esta investigación es preciso hablar de la eficiencia del proceso SAGD y no del factor de recobro del yacimiento, exhibiéndose oportunamente la zona del yacimiento implicada en el proceso.

CONCLUSIONES

1. La experiencia demuestra que los pozos sobre los cuales se planifica un período inicial de producción en frío y posteriormente un período de producción térmica, deben ejecutar acciones desde el inicio de su completación, acciones que resultan irreversibles durante toda la vida útil del pozo, por lo cual es de vital importancia tomar las medidas pertinentes al momento de planificar este tipo de esquemas de producción.
2. Los pozos completados en el clúster MAC-B no cumplen con los requerimientos básicos para implementar procesos térmicos, pues los trabajos de cementación se llevaron a cabo con una formulación que no cumple con los estándares necesarios para soportar altas temperaturas; sin embargo, este hecho puede manejarse al intentar recuperar las secciones horizontales de los pozos, las cuales no están cementadas, y de esta forma evitar que se sacrifiquen volúmenes de crudo que bien pueden ser explotados bajo métodos térmicos de recuperación mejorada.
3. La implementación de la metodología de índices de oportunidad resulta bastante efectiva y apropiada para evaluar las condiciones a lo largo y ancho del yacimiento y de esta forma seleccionar el área más apropiada para el desarrollo de alguna investigación en específico, que en este caso se refiere a la implementación de procesos térmicos a través de la tecnología SAGD, permitiendo detectar las zonas con mayor capacidad de flujo, mayor volúmenes de crudo almacenados y con esto disminuir el grado de incertidumbre sobre las posibles zonas a ser desarrolladas.
4. El modelo de simulación numérica de yacimientos fue caracterizado de manera acertada a través del simulador numérico STARS®, cumpliendo con las propiedades y condiciones manejadas por los expertos de la empresa mixta, lo cual propició a la obtención de resultados de alta fidelidad, permitiendo que los parámetros operacionales propuestos por la empresa mixta para la explotación de los yacimientos de la formación oficina fueran

exitosamente optimizados, cumpliendo así con las tres fases de desarrollo planificadas.

5. La optimización de los parámetros de explotación permite que sea factible desarrollar el campo con una fase previa de producción en frío, una intermedia con inyección cíclica de vapor y finalmente implementar la tecnología SAGD durante el último período de desarrollo con el fin de incrementar los volúmenes recuperables de crudo.
6. Durante la implementación de inyección cíclica de vapor es justo evaluar las condiciones de presión del yacimiento y productividad del pozo para de esta manera establecer las tasas de producción e inyección óptimas durante este proceso. El agotamiento de la energía del yacimiento se logra consecuentemente durante este proceso, pero debe tenerse en cuenta que el abrupto descenso en la presión a los alrededores del pozo, una vez finalizado este proceso, podría desencadenar eventos de irrupción de vapor en el pozo productor al intentar implementar la inyección continua de vapor.
7. Los clústeres que se tenga planificado construir en un futuro por la empresa mixta deben ser completados tomando en cuenta los planes de desarrollo futuro que se tenga sobre cada pozo, destacando que los pozos que sean candidatos para implementar procesos térmicos deben ser planificados desde el inicio de su perforación con los componentes tubulares y equipos aptos para soportar fluctuaciones importantes de temperatura y, no menos importante, formular las lechadas de cemento con el componente de harina de sílice necesario para evitar el fenómeno de retrogresión; por su parte, para el esquema de completación debe considerarse que las altas temperaturas influyen en el desempeño de los empaquetamientos con grava, por lo tanto, lo más eficiente resulta completar con tubería ranurada apta para soportar procesos térmicos.

RECOMENDACIONES

1. Generar mesas de trabajo sinérgicas integradas por la mayor diversidad de personal posible que se encuentre dentro de los niveles de la industria petrolera, con el fin de evitar desaciertos e inconvenientes al momento de ejecutar acciones a corto y largo plazo.
2. Implementar la metodología desarrollada en esta investigación para evaluar las demás zonas prospectivas en jurisdicción de la empresa mixta y para el estudio en general de los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.
3. Antes de aplicar procesos de inyección cíclica de vapor deben tomarse en consideración la presión del yacimiento y la productividad de los pozos candidatos para evitar el incorrecto desenvolvimiento del proceso.
4. Es muy importante tomar en cuenta los riesgos asociados a los procesos de inyección continua de vapor debido a que las altas presiones de inyección son propias de este tipo de métodos y que, si no se toman las medidas necesarias, podrían desencadenar eventos que atenten contra la integridad de ecosistemas enteros.
5. Conocer, entender y reflexionar sobre los posibles eventos que pueden presentarse en subsuelo durante la aplicación de la tecnología SAGD para así despejar incertidumbres al momento de la toma de decisiones.
6. Incentivar al desarrollo de nuevas tecnologías, ya sea la adaptación y modificación de tecnologías ya existentes, así como también el nacimiento de tecnologías emprendedoras que se centren en el desarrollo eficiente de los campos petroleros propios de este país.
7. Tomar previsiones al momento de estimar los volúmenes recuperables de algún yacimiento en específico ya que es muy probable la sobreestimación de reservas cuando intervienen procesos de recobro mejorado en el desarrollo del plan de explotación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. MARTÍNEZ, A. (2002). *DICCIONARIO DEL PETRÓLEO VENEZOLANO*. CARACAS: EL NACIONAL.
2. BRADY, R., BAKER, A., BESHRY, M., & BROWN, G. (2006). LA IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO PESADO. *OILFIELD REVIEW*.
3. BARBERII, E. E. (1998). *EL POZO ILUSTRADO*. CARACAS: PDVSA.
4. CAMACHO, J., & PÉREZ, A. (2011). ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*. CARACAS: UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA.
5. PARÍS DE FERRER, M. (2001). *INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS*. MARACAIBO: EDICIONES ASTRO DATA.
6. ALVARADO, D., & BANZÉR, C. (2002). *RECUPERACIÓN TÉRMICA DE PETRÓLEO*. CARACAS.
7. CHEN, Q. (2009). *ASSESSING AND IMPROVING STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE*. STANFORD UNIVERSITY.
8. DAS, S. (2005). IMPROVING THE PERFORMANCE OF SAGD. *SPE/PS-CIM/CHOA 97921*. CALGARY.
9. MONTER, F. (2010). SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR, PROCESO SAGD. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*. MEXICO D.F.: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
10. SCHLUMBERGER. (2005). *ECLIPSE TECHNICAL DESCRIPTION*.
11. PDVSA-CIED. (2001). *SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEOS NEGROS*. CARACAS.

12. UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA EXPERIMENTAL LIBERTADOR. (2006). *MANUAL DE TRABAJOS DE GRADO DE ESPECIALIZACIÓN Y MAESTRÍA Y TESIS DOCTORALES*. CARACAS: FEDUPEL.

13. JARAMILLO, N., & PALACIOS HÉCTOR. (2004). EVALUACIÓN CRÍTICA DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA COMPACTACIÓN DE YACIMIENTOS. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*. CARACAS: UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA.

14. NELSON, E., & BARLET-GOUÉDARD, V. (2010). THERMAL CEMENTS. En *WELL CEMENTING*. SCHLUMBERGER.

15. RIVAS, J., SALAZAR, K., BUSNEGO, H., ZAMBRANO, A., ARIAS, A., & ARIZA, J. (2014). EXTRA-HEAVY OIL PVT SAMPLE RECOVERED FROM CERRO NEGRO FIELD IN OPEN HOLE WITH A NEW WIRELINE FORMATION TESTER PROBE: A CASE STUDY FROM FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, VENEZUELA. *HOLA14-165*. VENEZUELA.

16. SCHLUMBERGER. (2009). *LOG INTERPRETATION CHARTS*.

17. IVORY, J., CHANG, J., & AKINLADE, O. (2007). *HEAVY OIL RESERVOIR SIMULATION IN CANADA*. ALBERTA.

18. SOMERTON, W. H. (1992). *THERMAL PROPERTIES AND TEMPERATURE-RELATED BEHAVIOR OF ROCK-FLUID SYSTEMS*. CALIFORNIA: ELSEVIER.

19. BARRETO, D., & GARCÍA, A. (2012). DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE POZOS PARA MACOLLAS DEL ÁREA DE PETROINDEPENDENCIA DIVISIÓN CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*. CARACAS: UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA.

20. CHAZALI, M., & RAZIB, M. (2011). OPTIMIZING DEVELOPMENT STRATEGY AND MAXIMIZING FIELD ECONOMIC RECOVERY THROUGH SIMULATION OPPORTUNITY INDEX. *SPE 148103*. ABU DHABI.

21. WHITSON, C., & BRULÉ, M. (2000). PHASE BEHAVIOR. TEXAS: SPE.

22. COMPUTER MODELING GROUP LTD. (2015). *STARS USER GUIDE*.

23. BÁNZER, C. (1996). *CORRELACIONES NUMÉRICAS P.V.T.* MARACAIBO: UNIVERSIDAD DEL ZULIA.

24. AHMED, T. (2006). *RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK*. OXFORD: ELSEVIER.

25. TORO, G., & MARTINS, Y. (2011). EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN LA SIMULACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA SAGD. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*. CARACAS: UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA.

26. GARCÍA, E. (2007). OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO SAGD EN UN MODELO CONCEPTUAL DE YACIMIENTOS UTILIZANDO TÉCNICAS DE DISEÑO EXPERIMENTAL. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*.

27. STONE, L. (1973). *ESTIMATION OF THREE – PHASE RELATIVE PERMEABILITY AND RESIDUAL OIL DATA*. CANADÁ.

BIBLIOGRAFÍA

MONTER, F. (2010). SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR, PROCESO SAGD. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*. MEXICO D.F.: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

MONTES, E., & PACHECO HÉCTOR. (2006). APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS. *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO*. COLOMBIA.: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

NELSON, E., & BARLET-GOUÉDARD, V. (2010). THERMAL CEMENTS. En WELL CEMENTING. SCHLUMBERGER.