

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO PARA LA RECUPERACIÓN TÉRMICA DE CRUDOS EXTRAPESADOS EN LA ARENA TL DEL YACIMIENTO MFB-15, CAMPO BARE

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Moreno M., Alejandra E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO PARA LA RECUPERACIÓN TÉRMICA DE CRUDOS EXTRAPESADOS EN LA ARENA TL DEL YACIMIENTO MFB-15, CAMPO BARE

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Mariana Prado

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Diógenes Lugo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Moreno M., Alejandra E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2012

Caracas, Noviembre de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Alejandra Moreno, titulado:

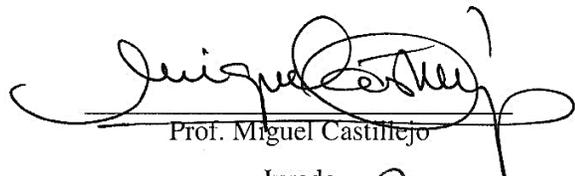
“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO PARA LA RECUPERACIÓN TÉRMICA DE CRUDOS EXTRAPESADOS EN LA ARENA TL DEL YACIMIENTO MFB-15, CAMPO BARE”

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



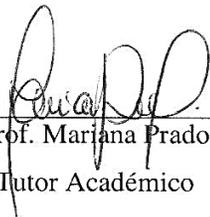
Prof. Carlos Gil

Jurado



Prof. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. Mariana Prado

Tutor Académico



Ing. Diógenes Lugo

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A mi madre **Zenaida Marcano**, por darme tanto a cambio de tan poco, ejemplo de lucha y perseverancia ante las adversidades, te amo. A mi padre **Boanerges Moreno**, que de una forma muy singular me ha enseñado el valor de las cosas y lo imprescindible que es luchar por lo que se quiere. Este logro es de ustedes.

A mis hermanos **Zenimar, y Boanerges**, sientan este logro suyo, porque su apoyo incondicional me levantó el ánimo para seguir adelante y me enseñaron que los verdaderos amigos, son los hermanos, LOS AMO.

A mis sobrinos **Vladimir, Sabrina, Boita y Lenin**, espero les sirva de ejemplo y motivación a lo largo de su vida. Todo lo que se quiere se puede lograr si se lucha con el corazón.

A todos mis familiares y aquellas personas especiales que me han manifestado su cariño, amistad y palabras de aliento.

Alejandra E. Moreno M

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a **DIOS** y a la **Virgen** que me protegen, por darme cada día de mi vida, y colmarme de bendiciones, fortaleza y sabiduría para alcanzar esta meta.

A mis **padres, hermanos, sobrinos, cuñados, familia**, por creer en mí y apoyarme en el logro de mí meta. Porque lo vivido siempre me ha hecho feliz, con la dicha de compartir todo en cantidades industriales, gracias por la vida que me han dado, puedo decir con toda certeza, que ha sido LA MEJOR.

A la **Casa que Vence las Sombras**, la **Universidad Central de Venezuela**, mi segunda casa de formación personal; por brindarme la oportunidad de desarrollar mi carrera universitaria y llenarme de una cantidad de vivencias y aprendizajes de vida que no cambiaría por nada del mundo. Siempre te llevaré en mi corazón y mantendré tu nombre en alto.

A mi tutora académica, **Mariana Prado** por brindarme todo su apoyo, transmitirme sus conocimientos, y principalmente por su paciencia y dedicación para realizar la culminación de este trabajo de grado.

A mi tutor industrial **Ing. Diógenes Lugo**, por su paciencia, sabiduría, profesionalismo, sabios consejos y por sobre todas las cosas, enseñarme que al caernos sólo queda algo por hacer, levantarnos y seguir adelante.

Al gremio de profesores de la **Escuela de Ingeniería de Petróleo**, por formarme como profesional y permitirme cumplir uno de mis más grandes sueños.

A **PDVSA San Tomé**, por brindarme la oportunidad de desarrollar este Trabajo Especial de Grado en sus instalaciones y otorgarme esa valiosa experiencia.

A la compañía **CMG**, por su valiosa ayuda en el aprendizaje del uso del simulador STARS, y por cada momento de su tiempo que dedicaron para ayudarme cuando presenté dudas con el simulador.

Al **Ing. Raúl Guzmán**, porque me enseñaste que existen personas buenas capaces de brindar apoyo sin obtener nada a cambio; fuiste, eres y serás siempre mi cotutor. Y es un grato placer agradecer a la **Ing. Eucaris Rodríguez**, porque a pesar de no tener barita mágica, fuiste como un hada madrina para mí, te quiero mucho.

A los Ingenieros **María Muñoz, Jesús Rodríguez Jr., Ismael Anaya, Miguel Ramírez, Raúl Flores, Juan Del Castillo, Ramón Yéndez, Carlos Díaz, Wilfredo Quijada, Luis Tabares, Víctor Irigorri y Rosvelys González**, gracias por el apoyo.

A mis amigos tesistas (**Marianny, Roselys, Carlin, Angela, Arquimedes, Marcos, Nicolás, Jhonnathan, José, Miguel**), por brindarme su amistad y por compartir esos momentos únicos e inigualables; siempre los recordaré.

A mis compañeras de residencia (**Lourdes, Glexi y Sharon**), por ser como unas hermanas para mí, gracias por el cariño y la amistad que me brindaron y por ayudarme a levantar en los momentos más duros, las quiero chicas.

A **Orlando Rodríguez**, porque fuiste mi compañero y amigo en todo el trayecto de nuestra vida universitaria. Y a mis amigos de la universidad (**Alejandra, Saraí, Javier, Jean Pierre, Efrain, César, Robersy, Lennies**), siempre guardaré los buenos momentos que compartimos juntos.

A mi madre **Gladys**, porque siempre estuviste conmigo en las buenas y malas en toda mi experiencia universitaria. Y a todas aquellas personas que me brindaron su apoyo, y contribuyeron conmigo para alcanzar tan apreciada meta de manera desinteresada

Alejandra E. Moreno M.

Moreno M., Alejandra E.

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO PARA LA RECUPERACIÓN TÉRMICA DE CRUDOS EXTRAPESADOS EN LA ARENA TL DEL YACIMIENTO MFB-15, CAMPO BARE

Tutor Académico: Prof. Mariana Prado. Tutor Industrial: Ing. Diógenes Lugo. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. 2012, 125 p.

Palabras Claves: Nitrógeno Sobrecalentado, SW-SAGD, Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor en un solo Pozo, Inyección de nitrógeno alternada con vapor, Evaluación Económica, Simulación Numérica, Campo Bare (Edo. Anzoátegui).

Resumen: En la búsqueda por encontrar nuevas tecnologías que puedan aumentar la recuperación de crudos pesados y extrapesados, y a su vez disminuir los problemas que traen consigo la producción de los mismos, como es el caso de la generación de H₂S, se plantea el estudio de la factibilidad técnica-económica de la inyección de nitrógeno sobrecalentado como una alternativa a la inyección de vapor para la recuperación de crudos extrapesados mediante el uso de la tecnología de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor en un solo pozo (SW-SAGD por sus siglas en inglés). Para ello se realiza un estudio de simulación numérica a nivel de pozo con el simulador STARS de la compañía CMG, que permita predecir cómo se verá afectada la producción en la arena TL del yacimiento MFB-15 para diversos escenarios luego de ser sometido a un proceso de inyección continua de nitrógeno mediante la comparación con el esquema de explotación de inyección de vapor para este yacimiento. Se evaluaron los diferentes parámetros que pueden influir en el mejoramiento del recobro como lo son: la tasa de inyección, temperatura y presión de inyección; de igual manera se hicieron sensibilidades para un escenario en el cual se evaluó el tiempo de los ciclos de una inyección de nitrógeno alternada con vapor. No se pudo establecer la factibilidad por fallas en el modelo; sin embargo, un estudio de sensibilidad bajo condiciones similares a las del yacimiento, arrojó que el nitrógeno es capaz de otorgar la energía suficiente para calentar el crudo presente en las cercanías del pozo, lo que conlleva a la disminución de la saturación de petróleo en esa zona, producto de la disminución de la viscosidad del crudo. La evaluación económica del proyecto se llevó a cabo tomando en cuenta la producción acumulada, el precio del barril y el costo de inversión del proyecto, en el cual los resultados manifestaron que es económicamente rentable la inyección de nitrógeno, siendo los costos de inversión mayores para el caso de la inyección de vapor.

ÍNDICE GENERAL

Contenido	Página
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE TABLAS	XVII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
2 OBJETIVOS	5
2.1 <i>Objetivo General</i>	5
2.2 <i>Objetivos Específicos</i>	5
3 ALCANCE.....	6
4 JUSTIFICACIÓN	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	8
1.1 <i>Recuperación de Petróleo</i>	8
1.1.1 Recuperación Primaria	8
1.1.2 Recuperación Secundaria	9
1.1.3 Recuperación Mejorada	9
1.2 <i>Recuperación Térmica</i>	10
1.2.1 Inyección de Agua Caliente	11
1.2.2 Combustión In Situ	12
1.2.3 Inyección de vapor	13
1.2.4 Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)	15
1.2.5 Antecedentes	16
1.2.6 Consideraciones generales para la aplicación de procesos térmicos ..	18
1.3 <i>Mecanismos de Transferencia de Calor</i>	20
1.3.1 Conducción	20
1.3.2 Convección.....	21

1.3.3 Radiación.....	21
1.4 <i>Propiedades Térmicas del Agua y del Vapor</i>	21
1.4.1 Temperatura de Saturación del Agua.....	21
1.4.2 Calor Específico del Agua y del Vapor.....	22
1.4.3 Calor Sensible del Agua.....	23
1.4.4 Calor Latente de Vaporización	23
1.4.5 Calor Total o Entalpía del Vapor Seco y Saturado	24
1.4.6 Calidad del Vapor Seco y Vapor Húmedo.....	24
1.4.7 Volumen Específico	25
1.4.8 Densidad del Vapor.....	25
1.4.9 Vapor Sobrecalentado	25
2 TECNOLOGÍA DE DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR EN UN SOLO POZO (SW-SAGD)	26
2.1 <i>Criterios de selección para SW-SAGD</i>	27
2.2 <i>Completación del Pozo SW-SAGD</i>	29
2.3 <i>Mecanismos potenciales del SW-SAGD</i>	30
2.4 <i>Ventajas de la Tecnología SW-SAGD</i>	31
3 PROPIEDADES DEL NITRÓGENO.....	32
4 OBTENCIÓN DEL NITRÓGENO.....	33
4.1 <i>Destilación fraccionada del aire</i>	33
4.2 <i>PSA “Pressure Swing Adsorption” (Adsorción por balance de presiones)</i> .	34
4.3 <i>Sistema de Membranas</i>	35
4.4 <i>A partir de sus compuestos</i>	35
4.4.1 Por descomposición del Nitrito de Amonio	35
5 EQUIPOS GENERADORES DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO	36
6 VENTAJAS DEL NITRÓGENO EN LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS.....	37
7 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	37
7.1 <i>Ventajas de la Simulación Numérica</i>	38
7.2 <i>Herramienta de la Simulación</i>	39

8	TIPOS DE SIMULADORES DE YACIMIENTOS.....	40
	8.1 <i>Simuladores de Petróleo Negro</i>	40
	8.2 <i>Simuladores Composicionales</i>	40
	8.3 <i>Simuladores Químicos</i>	41
	8.4 <i>Simuladores Térmicos</i>	41
9	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS	41
	9.1 <i>Análisis Económico</i>	41
	9.2 <i>Horizonte Económico</i>	42
	9.3 <i>Tasa de Descuento</i>	42
	9.4 <i>Indicadores Económicos</i>	42
	9.4.1 <i>Valor Presente Neto (VPN)</i>	42
	9.4.2 <i>Tasa Interna de Retorno (TIR)</i>	43
	9.4.3 <i>Tiempo de Pago (Tp)</i>	43
	9.4.4 <i>Eficiencia de Inversión (EI)</i>	44
	9.4.5 <i>Costos de operación y mantenimiento</i>	44
	9.4.6 <i>Inversiones Asociadas</i>	45
	CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA	46
1	CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	46
2	FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	47
	2.1 <i>Área Boyacá (Machete)</i>	49
	2.2 <i>Área Junín (Zuata)</i>	49
	2.3 <i>Área Ayacucho (Hamaca)</i>	49
	2.4 <i>Área Carabobo (Cerro Negro)</i>	50
3	ESTRATIGRAFÍA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	50
	3.1 <i>Formación Merecure</i>	50
	3.2 <i>Formación Oficina</i>	51
	3.3 <i>Formación Freites</i>	51
	3.4 <i>Formación Las Piedras</i>	52
	3.5 <i>Formación Mesa</i>	52
4	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE AYACUCHO	53

5	DESCRIPCIÓN DEL CUADRÁNGULO BARE.....	54
5.1	<i>Estratigrafía del Campo Bare</i>	55
5.2	<i>Tectónica y Entrampamiento</i>	56
6	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	57
CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO.....		60
1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	60
2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	60
3	POBLACIÓN	61
4	MUESTRA.....	61
5	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	61
5.1	<i>SIMDE (Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos)</i>	62
5.2	<i>CENTINELA</i>	62
5.3	<i>OFM (Oil Field Manager)</i>	63
5.4	<i>SISUB</i>	64
5.5	<i>STARS (Steam Termal Advanced Processos Reservoir Simulator)</i>	65
5.6	<i>SEE PLUS (Sistema de Evaluación Económica)</i>	65
6	PROCEDIMIENTO	66
6.1	<i>Revisión Bibliográfica</i>	67
6.2	<i>Revisión del modelo sectorial y recopilación de la información del yacimiento y los pozos candidatos pertenecientes al mismo</i>	68
6.3	<i>Simulación del proceso de inyección de nitrógeno y vapor</i>	71
6.3.1	<i>Cotejo histórico</i>	71
6.3.2	<i>Caso Base: Inyección de Vapor mediante la tecnología SW-SAGD</i> ..	72
6.3.3	<i>Caso A: Inyección Continua de Nitrógeno mediante la tecnología SW-SAGD</i>	72
6.3.4	<i>Caso B: Inyección de Nitrógeno alternada con Vapor mediante la tecnología SW-SAGD</i>	73
6.3.5	<i>Caso C: Pozos productores en frío</i>	73
6.4	<i>Evaluación económica</i>	74
6.5	<i>Selección del escenario óptimo de inyección</i>	74

CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	75
1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS AL PROYECTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	75
2 REVISIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL MODELO SECTORIAL DE LA ARENA TL DEL YACIMIENTO MFB-15 Y COTEJO HISTÓRICO DEL MISMO .	77
2.1 <i>Revisión del modelo de la arena TL yacimiento MFB-15</i>	77
2.1.1 Actualización del modelo.....	77
2.1.2 Ajuste Histórico	79
3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO	86
3.1 <i>Estudio de Sensibilidades</i>	86
3.1.1 Caso Base: Inyección de Vapor en los pozos SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852).....	86
3.1.2 Caso A: Inyección de Nitrógeno Sobrecalentado en los pozos SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852).....	87
3.1.3 Caso B: Inyección de Nitrógeno Alternado con Vapor en los pozos SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852)	99
3.1.4 Caso C: Producción en frío de los pozos MFB-617 y MFB-852.....	107
4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO	115
CONCLUSIONES.....	119
RECOMENDACIONES.....	121
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	122

LISTA DE FIGURAS

Contenido	Página
Figura 1. Diagrama esquemático de un proceso de Inyección Agua Caliente.....	12
Figura 2. Diagrama esquemático de un proceso de Combustión In Situ	13
Figura 3. Diagrama esquemático de un proceso de Inyección Alternada de Vapor .	14
Figura 4. Diagrama esquemático de un proceso de Inyección Continua de Vapor ..	15
Figura 5. Diagrama esquemático del Proceso SAGD y la formación de la cámara de vapor.....	16
Figura 6. Temperatura de Saturación del Agua a diferentes Presiones.....	22
Figura 7. Calor Sensible, Calor Latente de Vaporización y Entalpía Del Vapor Seco y Saturado en función de la Presión de Saturación	24
Figura 8. Diagrama Temperatura-Entalpía para el Agua	26
Figura 9. Configuración de un pozo SW-SAGD	27
Figura 10. Configuración típica de un pozo SW-SAGD (MFB-617)	29
Figura 11. Herramientas utilizadas en la completación del pozo.....	30
Figura 12. Obtención del nitrógeno mediante Adsorción por balance de presiones...	34
Figura 13. Obtención del nitrógeno mediante el sistema de membramas.....	35
Figura 14. Proceso de generación de nitrógeno caliente para soldadura	36
Figura 15. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	46
Figura 16. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco	48
Figura 17. Columna estratigráfica, Faja Petrolífera del Orinoco	53
Figura 18. Ubicación geográfica del Campo Bare	55
Figura 19. Columna estratigráfica del Campo Bare.....	56
Figura 20. Trampas presentes en el Cuadrángulo Bare.....	57
Figura 21. Mapa Isópaco-Estructural de la Arena TL del Yacimiento MFB-15	58
Figura 22. Pantalla inicial de SIMDE	62
Figura 23. Pantalla inicial del módulo POZO de CENTINELA.....	63
Figura 24. Pantalla inicial de OFM.....	64

Figura 25. Pantalla inicial de SISUB	64
Figura 26. Pantalla de inicio de STARS	65
Figura 27. Pantalla de inicio de SEE PLUS.....	66
Figura 28. Organigrama de la metodología empleada	67
Figura 29. Vista de planta de la propiedad "Grid Top" del modelo del sector del yacimiento.....	68
Figura 30. Ficha del pozo MFB-617.....	70
Figura 31. Histórico de Producción del Pozo MFB-617.....	76
Figura 32. Vista de planta (a) y 3D (b) de la propiedad "Grid Top" del modelo del sector del yacimiento de la Arena TL Yacimiento MFB-15.....	79
Figura 33. Historia de Producción de Petróleo del Sector del Yacimiento.....	80
Figura 34. Historia de Producción de Agua del Sector del Yacimiento	81
Figura 35. Historia de Producción de Gas del Sector del Yacimiento.....	82
Figura 36. Historia de Producción de Petróleo del Pozo MFB-617.....	83
Figura 37. Historia de Producción de Agua del Pozo MFB-617	84
Figura 38. Historia de Producción de Gas del Pozo MFB-617.....	85
Figura 39. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A	88
Figura 40. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A	89
Figura 41. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A	90
Figura 42. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A	91
Figura 43. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A	92
Figura 44. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A	93
Figura 45. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A	94

Figura 46. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A 95

Figura 47. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Temperatura) 96

Figura 48. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Temperatura) 97

Figura 49. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Presión)..... 98

Figura 50. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Presión)..... 98

Figura 51. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B 100

Figura 52. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B 101

Figura 53. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B 102

Figura 54. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B 103

Figura 55. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B 104

Figura 56. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B 105

Figura 57. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B 106

Figura 58. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B 106

Figura 59. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados 108

Figura 60. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados..... 108

Figura 61. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-852 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados..... 109

Figura 62. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados..... 111

Figura 63. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-617 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados..... 111

Figura 64. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-617 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados..... 112

Figura 65. Comparación de los cambios de temperatura entre la inyección continua de vapor (a) y nitrógeno (b) a lo largo del período de estudio..... 114

Figura 66. Diagrama araña de la inyección continua de nitrógeno del pozo MFB-852 118

LISTA DE TABLAS

Contenido	Página
Tabla 1. Criterios de selección para la tecnología SW-SAGD	28
Tabla 2. Propiedades del Nitrógeno y Vapor	32
Tabla 3. Características de la Arena TL del Yacimiento MFB-15	59
Tabla 4. Casos que reflejaron mejor factibilidad	116
Tabla 5. Evaluación Económica de los escenarios estudiados.....	117

INTRODUCCIÓN

Venezuela representa el país con la mayor cantidad de reservas probadas de crudo a nivel mundial (296,5 MMBN) ^[18], siendo en su mayoría reservas de crudos pesados y extrapesados. La extracción y transporte de los crudos pesados y extrapesados representan un reto debido a las altas viscosidades de este tipo de crudo.

El aumento del factor de recobro (FR) asociado a las reservas de crudos pesados y extrapesados de Venezuela, en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), está ligado íntimamente a la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada para producir yacimientos.

Los proyectos térmicos juegan un papel importante para el aumento del FR por encima del 20 %, tal y como ha sido establecido por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Entre los proyectos de recuperación térmica se pueden mencionar: Inyección Continua de Vapor (ICV), Inyección Alternada de Vapor (IAV), Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor en un solo pozo (SW-SAGD), entre otros.

El aumento de temperatura del sistema roca-fluido ocurre como consecuencia del intercambio de calor con el vapor inyectado, lo cual resulta en la disminución de la viscosidad del crudo y el incremento de su movilidad en el yacimiento. En el caso particular del SAGD y sus variantes, el vapor inyectado forma una cámara cuyo calor es transferido por conducción a los alrededores del yacimiento, el petróleo es calentado y desplazado por gravedad hacia la base de la arena donde es producido por el pozo productor.

La inyección tradicional de vapor (ICV) en el Distrito San Tomé ha traído consigo beneficios a nivel del aumento de la productividad de los pozos. Sin embargo, la

inyección de vapor acarrea la formación de sulfuro de hidrógeno (H_2S) en el yacimiento, el cual es un producto indeseable, que desde el punto de vista ambiental y de seguridad, se puede tornar en un problema crítico por ser altamente corrosivo. Esto trajo como consecuencia la interrupción de la inyección de vapor, ocasionando la disminución de la producción asociada al recobro en caliente.

En la industria petrolera, se utiliza gas nitrógeno dadas sus características químicas de ser 100 % inerte, y que al ser inyectado a temperatura ambiente o con mayor temperatura, sirve para arrastrar impurezas como la humedad y oxígeno remanentes del aire en la tubería, obteniendo con esto un manejo seguro y eficiente. Tanto para la perforación de nuevos pozos como para mantener la producción de los pozos petroleros, cuando por alguna razón éstos se taponan, se realizan diversas operaciones en las que la aplicación del nitrógeno a alta presión es fundamental. Estas operaciones van desde la perforación bajo balance, la cementación espumada, hasta la estimulación, fracturación e inyección continua. El nitrógeno constituye el 78 % del aire atmosférico, este último se emplea para la obtención del nitrógeno; mientras que el vapor requiere de una fuente de agua que generalmente está asociada a los acuíferos de agua dulce de consumo humano, cuyo uso está restringido.

Las tendencias actuales de recuperación térmica se orientan a la combinación de vapor con nitrógeno o la inyección de nitrógeno sobrecalentado, ya que su calor latente es inferior al del vapor. El uso combinado de inyección de vapor con gases no condensables se realiza con el fin de disminuir la relación vapor-petróleo durante la producción de los pozos ^[3, 9, 21].

El presente Trabajo Especial de Grado se encuentra distribuido en cinco capítulos. En el CAPÍTULO I se expone con detalle el planteamiento del problema y los objetivos definidos para dar solución a la problemática planteada, así como la justificación y el alcance del trabajo. En el CAPÍTULO II se hace referencia a las bases teóricas requeridas para la comprensión del tema, definiendo conceptos y todo lo referente al

proceso SW-SAGD. En el CAPÍTULO III se presenta una breve descripción del área de estudio, específicamente las propiedades del yacimiento donde se llevará a cabo el estudio presentado en este trabajo. El CAPÍTULO IV está conformado por el marco metodológico en el cual se hace referencia a los métodos, técnicas y procedimientos llevados a cabo para alcanzar los objetivos. Los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología son expuestos y analizados en el CAPÍTULO V. Finalmente, se presentarán las conclusiones y recomendaciones que serán de utilidad para futuras investigaciones respecto al presente tópico.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los trabajos realizados recientemente, orientados a la extracción de crudos pesados y extrapesados han demostrado que los procesos térmicos son eficientes para la producción de estos crudos, ya que contribuyen a la reducción de la saturación de petróleo residual, mejoran las propiedades del crudo durante su extracción al bajar la viscosidad del mismo, y aumentan la eficiencia de barrido.

La inyección de vapor en un momento determinado llega a ser considerada como un proceso no rentable para la producción de petróleo, debido al aumento de la relación vapor-petróleo durante el desarrollo del yacimiento. Otras problemáticas que se presentan durante la inyección de vapor radican en la generación de vapor a ser inyectado, la cual se realiza a través de la perforación de pozos para producir acuíferos superficiales de consumo humano. Como el vapor de agua se condensa, introduce una saturación de agua que provoca la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y con esto la irrupción del agua en el pozo durante la producción. Igualmente, la inyección de vapor aplicado en cualquiera de sus formas, además de disminuir la viscosidad del crudo, tiene un efecto secundario como es la generación de sulfuro de hidrógeno (H_2S). Si bien aún no se conoce con exactitud el origen de este fenómeno, estudios recientes sugieren que los yacimientos de crudo contienen los denominados contaminantes, dentro de los cuales se encuentra el azufre contenido en la matriz de la roca ^[13, 23], el cual al combinarse con moléculas de hidrógeno conforma el sulfuro de hidrógeno, que se libera en forma gaseosa de los

hidrocarburos en la medida en que se le suministra calor y vapor de agua al yacimiento.

Este Trabajo Especial de Grado está orientado a la búsqueda de un fluido sustituto total y/o parcial del vapor cuya inyección permita alcanzar los mismos niveles de producción a un costo económico, ambiental y social más bajo.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

- Determinar la factibilidad técnica-económica de la inyección de nitrógeno sobrecalentado sólo o con vapor, como mecanismo de recuperación térmica de crudos extrapesados de la arena TL yacimiento MFB-15 del Campo Bare perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

2.2 Objetivos Específicos

1. Analizar la información de los pozos candidatos a ser sometidos al proyecto de recuperación mejorada.
2. Revisar las propiedades del modelo sectorial de la arena TL del yacimiento MFB-15 y el cotejo histórico del mismo.
3. Realizar la simulación numérica del proceso de inyección de nitrógeno sobrecalentado, utilizando como caso base la inyección continua de vapor

mediante la tecnología SW-SAGD y optimizar las condiciones de inyección del nitrógeno sobrecalentado.

4. Realizar una evaluación económica del proyecto de inyección de nitrógeno sobrecalentado.

3 ALCANCE

Analizar el impacto de la inyección de nitrógeno sobrecalentado total y/o parcial en los pozos completados para la tecnología SW-SAGD en el yacimiento MFB-15 (pozos MFB-617 y MFB-852) del campo Bare, División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Se estudiará sólo el impacto en la producción acumulada (FR) y en la relación vapor/petróleo producida. No se considerarán otros aspectos como la formación de H₂S porque se desconoce la fenomenología precisa y por tanto los parámetros cinéticos para su modelaje.

4 JUSTIFICACIÓN

Actualmente en el Distrito San Tomé, los procesos de generación de vapor se llevan a cabo a través de la perforación de pozos que extraen agua de los acuíferos superficiales ó poco profundos, siendo éstas las únicas reservas de agua de consumo humano de la región. Estas aguas debido a su origen y composición requieren de un leve tratamiento, que consiste básicamente en un ablandado, para su posterior uso en la generación de vapor. Sin embargo, el uso de las reservas de agua fresca para la generación de vapor se hace cada vez más restringido debido a los impactos ambientales, legales y sociales asociados. Por esta razón se busca la manera de reducir el consumo de agua dulce necesario para la generación de vapor.

Las tendencias actuales de recuperación térmica se orientan a la combinación de nitrógeno con vapor ^[3, 9, 21], con el objetivo de disminuir la relación vapor-petróleo y así obtener una reducción de los costos del proceso. Esto debido a que el nitrógeno es un gas no condensable, ligeramente inerte, abundante, que es regularmente empleado en yacimientos para el mantenimiento de presión, empuje de la capa de gas, miscibilidad, drenaje gravitacional, y porque además su calor latente es inferior al del vapor.

Los resultados obtenidos en esta investigación servirán de base a PDVSA Distrito San Tomé para la realización del diseño de un proyecto piloto de la tecnología de inyección de nitrógeno sobrecalentado como método de recuperación mejorada en el pozo MFB-852 del Campo Bare.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Se define como *yacimiento* a la roca ubicada en el subsuelo, la cual posea suficiente porosidad y permeabilidad para almacenar y conducir fluidos, y que además contribuye una unidad hidráulica conectada. Las rocas sedimentarias son las más comunes en donde se forman los yacimientos porque tienen más porosidad que la mayoría de las ígneas y metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en la que los hidrocarburos pueden ser conservados. Una roca reservorio es un componente crítico de un sistema completo de petróleo.

1.1 Recuperación de Petróleo ^[1]

Es el proceso mediante el cual se extrae petróleo del yacimiento de manera intencional, por medio de diferentes procesos o métodos. De manera general los podemos clasificar en tres grupos: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación mejorada, siendo esta última la de interés para este estudio.

1.1.1 Recuperación Primaria

Se define como el estado inicial de producción de petróleo que se encuentra entrampado en un yacimiento, en la cual dicha producción fluye utilizando la energía inicialmente presente en el yacimiento, la cual puede ser por una o varias de las siguientes fuentes: expansión de los fluidos y de la roca, empuje por gas en solución,

empuje hidráulico, expansión del casquete de gas, compactación y drenaje gravitacional.

Al declinar la presión en el yacimiento la producción de petróleo tiende a disminuir, por lo que es necesario de la ayuda de métodos de levantamiento artificial para continuar extrayendo el petróleo.

Existen diferentes tipos de mecanismos de levantamiento artificial entre los cuales están: el bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electro sumergible, bombeo de cavidad progresiva y el método de levantamiento artificial por gas conocido como *gas lift*, dichos métodos se van a utilizar de acuerdo al crudo que se encuentre en el yacimiento

1.1.2 Recuperación Secundaria

Proceso que se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Consiste en aumentar la energía natural del yacimiento al inyectar agua o gas para favorecer el barrido del petróleo hacia los pozos productores.

1.1.3 Recuperación Mejorada

Estos procesos se pueden aplicar después de haber realizado los procesos de recuperación anteriormente mencionados, no siendo esto un lineamiento estricto. Consisten en la inyección de un fluido para complementar la energía natural presente en el yacimiento y mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo hacia un pozo productor mediante una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de las fases. Con este método se busca incrementar el recobro aumentando la eficiencia volumétrica y microscópica de barrido.

Entre los diferentes procesos que abarca la recuperación mejorada se tiene:

- *Métodos Térmicos:* Inyección alterna de vapor (IAV), inyección continua de vapor (ICV), inyección de agua caliente, combustión en sitio, SAGD, THAI, CAPRI, microondas, electromagnéticos, etc.
- *Métodos Químicos:* Alcalis (A), surfactantes (S), polímeros (P), combinados (AS, AP, SP, ASP), espumas.
- *Método de Inyección de Gases:* CO₂, N₂, Gases de combustión.
- *Otros Métodos:* Microorganismos, emulsiones, vibrosísmica.

Los métodos de recuperación térmica son los procesos de interés para este estudio y se mencionan a continuación:

1.2 Recuperación Térmica ^[1]

Se define la *recuperación térmica* como el proceso por medio del cual, se le introduce calor al yacimiento de hidrocarburo para así aumentar la temperatura. Con esto, se disminuye la viscosidad del crudo y aumenta la movilidad del mismo, mejorándose la recuperación del hidrocarburo presente. Se clasifican como: los que implican la inyección de un fluido caliente al yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el yacimiento, siendo estos conocidos como procesos “In Situ”, donde el más conocido es el proceso de Combustión en Sitio. Otra clasificación para los procesos térmicos es la de desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación.

Los procesos de desplazamiento térmico son aquellos en los que se inyecta algún fluido de manera continua a través de pozos inyectoros con el objetivo de crear un frente que suministre calor y desplace el petróleo hacia los pozos productores. Son aplicados, por lo general, en yacimientos que contienen crudo pesado o extrapesado.

Para los tratamientos mediante la estimulación térmica, el calentamiento en el yacimiento es realizado sólo en la zona cercana a los pozos productores envueltos en el proceso. Fuerzas existentes dentro del yacimiento como la gravedad, el empuje por gas en solución o el empuje por agua pueden llegar a actuar de manera considerable una vez que la viscosidad del petróleo ha sido reducida de su valor original.

1.2.1 Inyección de Agua Caliente

La inyección de agua caliente es un proceso de desplazamiento. Consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, con el fin de obtener un barrido efectivo del hidrocarburo por el agua en el yacimiento. En la **Figura 1** se puede apreciar el esquema del proceso de inyección de agua caliente.

En su forma más sencilla, la inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases: agua y petróleo, mientras que otros procesos envuelven una fase gaseosa como es el caso de la inyección de vapor y combustión en sitio. En este sentido, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se tratan básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente tanto por agua caliente como por fría. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente básicamente son: reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

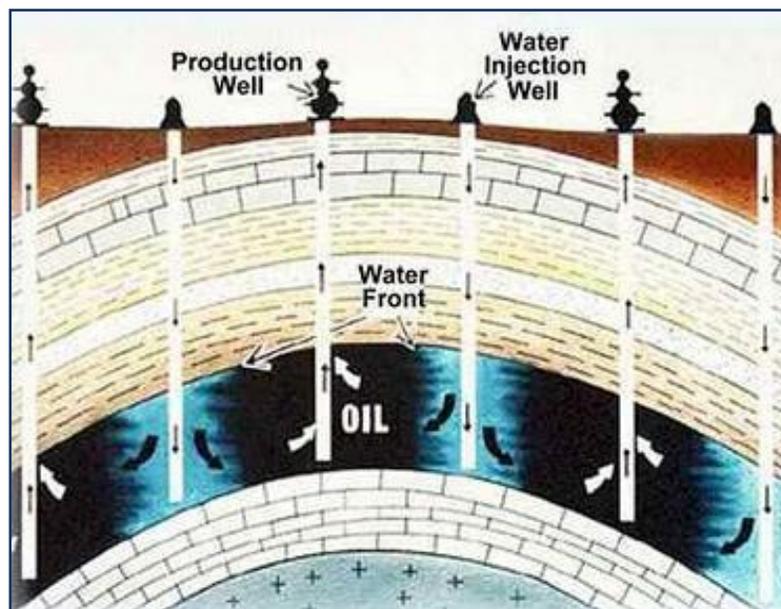


Figura 1. Diagrama esquemático de un proceso de Inyección Agua Caliente ^[1]

1.2.2 Combustión In Situ

La combustión in situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores. Este proceso puede llevarse a cabo en distintas modalidades que persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento y aumentar la rentabilidad. En la **Figura 2** se puede apreciar el esquema del proceso de combustión in situ.

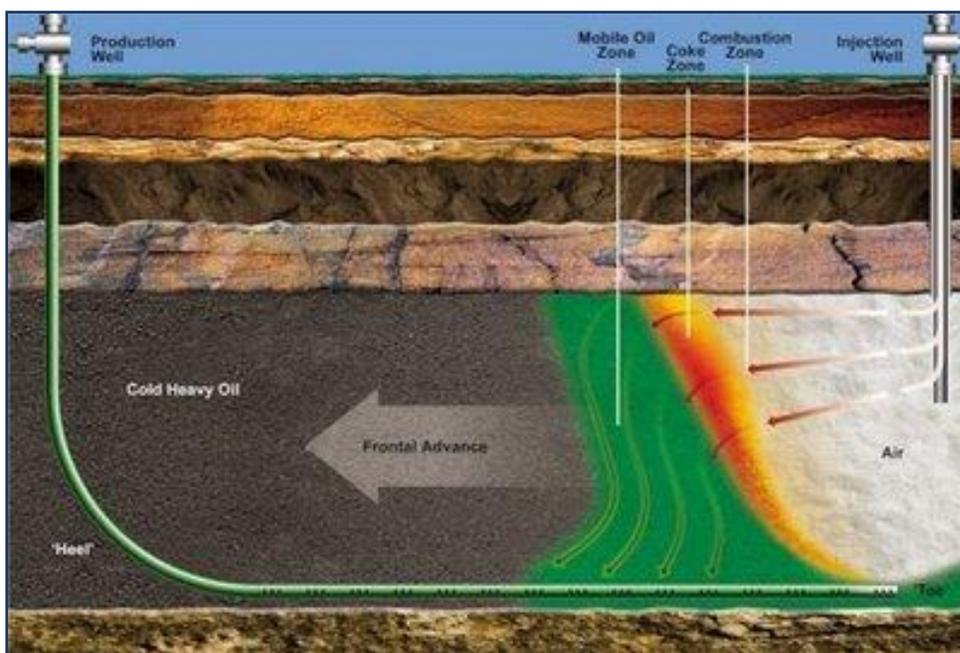


Figura 2. Diagrama esquemático de un proceso de Combustión In Situ ^[1]

1.2.3 Inyección de vapor

La inyección de vapor es el método de recuperación térmica más usado en la industria petrolera. Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser principalmente de dos formas: alternada y continua.

En la inyección alternada de vapor, también conocida como Inyección Cíclica de Vapor, el vapor es inyectado a una formación productora a través de un pozo productor por un tiempo determinado; posterior a esto, el pozo es cerrado y entra en un período de remojo en el cual se busca que el calor se distribuya lo más posible, y después de esto el pozo es puesto a producción; siendo la disminución de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos los mecanismos de desplazamiento del petróleo. En la **Figura 3** se puede apreciar el esquema del proceso de inyección cíclica de vapor.

Cabe mencionar, que este es uno de los métodos térmicos considerado por muchos como de estimulación y no de recuperación mejorada, ya que su efecto se ve apreciable sólo cuando se mantienen activos los ciclos, más no perdura en el tiempo.

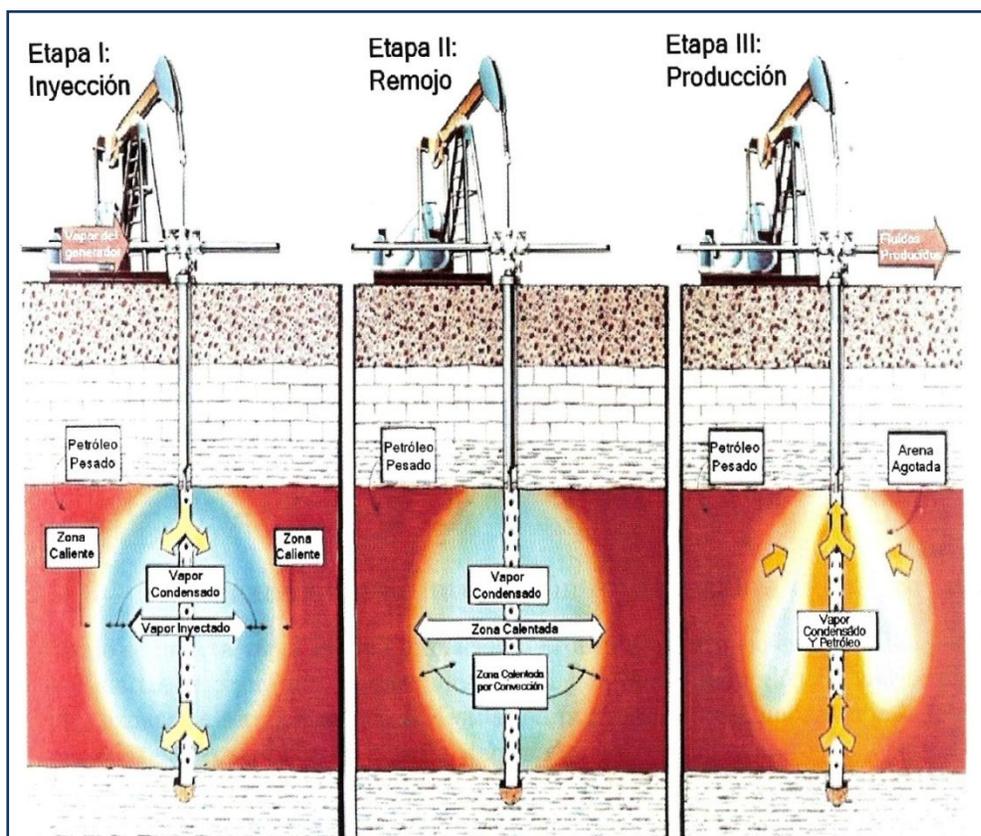


Figura 3. Diagrama esquemático de un proceso de Inyección Alternada de Vapor ^[1]

En la inyección continua de vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos por empuje por gas y por extracción de solventes. En la **Figura 4** se puede apreciar el esquema del proceso de inyección continua de vapor.

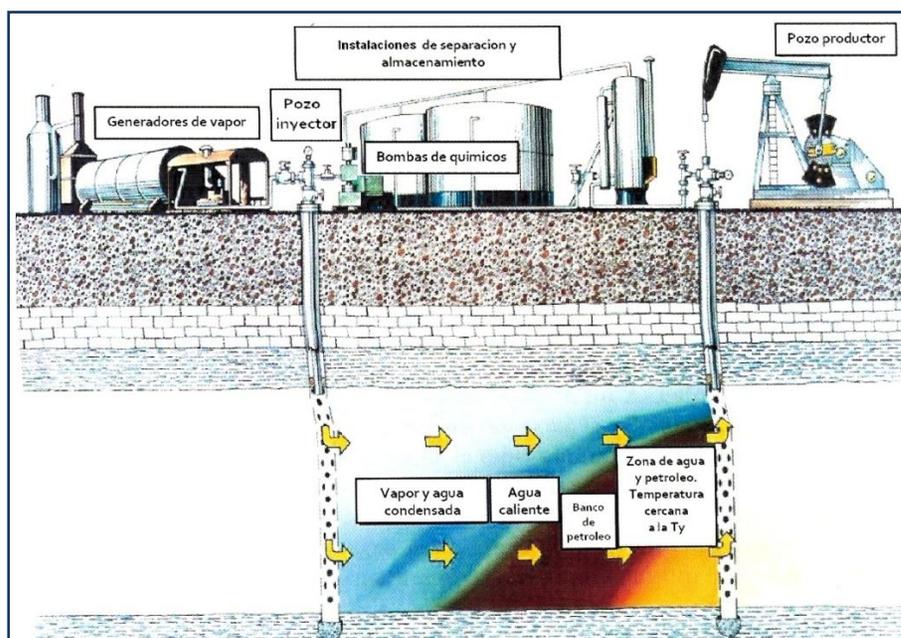


Figura 4. Diagrama esquemático de un proceso de Inyección Continua de Vapor ^[1]

1.2.4 Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)

El Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor o SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) constituye uno de los procesos de recuperación térmica más efectivos para la producción de petróleo pesado y bitumen dentro de los métodos de recobro mejorado.

Es un proceso de inyección continua de vapor que implica el uso de dos pozos horizontales, uno productor colocado en la parte inferior del yacimiento y otro inyector colocado en forma paralela a unos pocos metros sobre el pozo productor. El vapor inyectado tiende a elevarse y el petróleo calentado drena hacia el pozo productor formando una cámara de vapor; el vapor fluye dentro de la cámara y condensa en la interfase liberando calor, el cual es transferido principalmente por conducción a los alrededores del yacimiento. El petróleo en la vecindad de la cámara es calentado, reduciendo su viscosidad y aumentando su movilidad. En la **Figura 5** se muestra el diagrama esquemático del proceso SAGD.

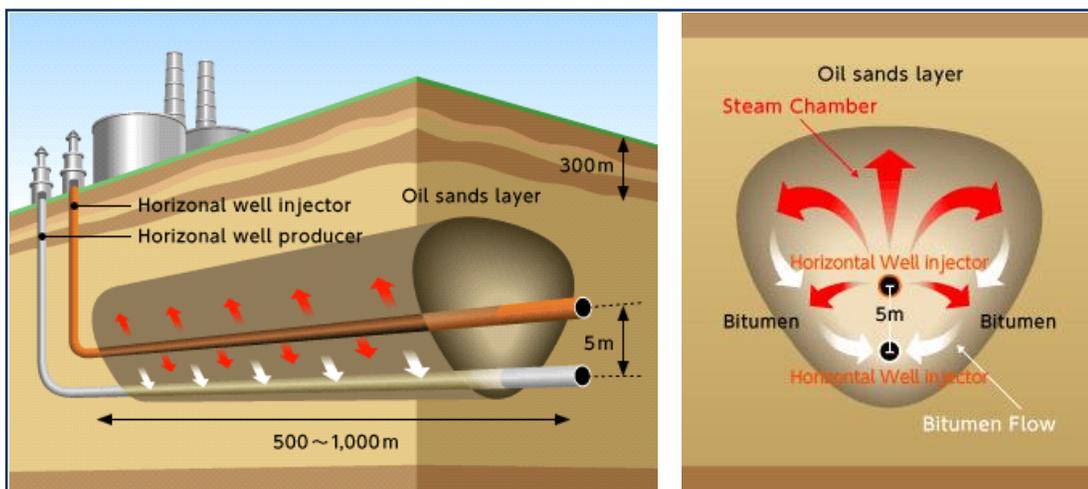


Figura 5. Diagrama esquemático del Proceso SAGD y la formación de la cámara de vapor ^[11]

1.2.5 Antecedentes

Partiendo de la historia de inyección de fluidos para la recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, que datan de los años 30 con la inyección continua de vapor, seguida de la inyección alternada de vapor descubierta accidentalmente en 1959 en el Estado Zulia, Venezuela, se decide evolucionar la forma de producir los crudos, con la aplicación de las nuevas tecnologías como SAGD y SW-SAGD, entre otras. Estas tecnologías resultaron muy beneficiosas a nivel mundial, aunque el afán por seguir encontrando tecnologías que puedan aumentar cada vez más la producción de crudos extrapesados ha sido cada vez más notoria. Las tendencias actuales se rigen por la combinación de inyectar vapor y gases no condensables para la obtención de mejores resultados. A continuación se mencionan algunos estudios de investigación y evaluación enfocados en la inyección de vapor y gases no condensables en el proceso SAGD:

V. Rios; P. Laboissière; O. Trevisan (2010), muestran en su trabajo un estudio de simulación de inyección de vapor y nitrógeno en el proceso SAGD, en el cual el modelo del yacimiento estaba representado por las propiedades obtenidas de un Campo en Brasil. El estudio abarcaba un período de simulación de 15 años. Uno de

los escenarios planteados se basó en la inyección continua de vapor durante 7 años seguida de la inyección de nitrógeno sobrecalentado (200 °F) durante los 8 años restantes. Los resultados mostrados por el simulador reportaron un beneficio por parte del nitrógeno en cuanto a la disminución de la relación vapor-petróleo (RVP), aunque la producción de petróleo se ve un poco reducida en la etapa de inyección de nitrógeno comparado con la inyección continua de vapor durante los 15 años del período, debido principalmente a que la energía inyectada fue menor que la suministrada durante la inyección de vapor en el proceso SAGD. En líneas generales, la incorporación del nitrógeno durante la inyección causó un factor positivo en cuanto a la disminución de los costos en la inyección continua de vapor y la importancia del estudio de la optimización de los parámetros críticos de inyección; de igual manera la RVP fue mejorado, sin embargo, a costa de la reducción de la producción.

S. Canbolat; S. Akin; M. Polikar (2004), realizaron un estudio analítico para evaluar el rendimiento del proceso SAGD en presencia de gases no condensables en el cual determinaron que el gas puede formar una delgada capa de aislamiento que retrasa la formación de la cámara de vapor y disminuye las pérdidas de calor a las zonas suprayacentes.

L. Zhao; D. Law; R. Coates (2003), realizaron un estudio económico de los métodos de cierre del proceso SAGD con gas natural, en el cual determinaron que en un tiempo determinado la inyección continua de vapor resultaba antieconómica para la producción de hidrocarburos, ya que la relación vapor-petróleo aumentaba considerablemente; por lo que era más rentable aprovechar la energía que todavía se mantenía en el yacimiento ya calentado mediante la inyección de un gas no condensable que puede prolongar la producción del yacimiento.

1.2.6 Consideraciones generales para la aplicación de procesos térmicos

En los procesos de recuperación térmica es necesario tener en consideración una serie de parámetros básicos del yacimiento para justificar la aplicación de algún método de recuperación térmica y garantizar la producción de hidrocarburos. Los criterios a considerar son los siguientes:

- Profundidad:

Esta es una consideración primordial. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para vapor, esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación. Para aire, se traduce en un mayor número de etapas de compresión.

- Petróleo in situ:

Una de las preguntas más frecuentes es cuánto petróleo debe existir en sitio para iniciar un proyecto de recuperación térmica. No existe aún una respuesta sencilla a esta pregunta. Sin embargo, como regla práctica, la cual tiene muchas excepciones, se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1000 BY/acre-pie de petróleo in situ ^[1].

- Porosidad:

Además de su influencia en la cantidad de petróleo in situ, la porosidad tiene un papel importante en recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo y menor el volumen de roca que se calienta.

- Saturación de agua:

Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje hidráulico natural podrían ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja. Así por ejemplo, si en un yacimiento de

petróleo pesado que produce por empuje hidráulico, la recuperación es sólo del 7 % del POES, éste se podría considerar como un candidato para recuperación térmica.

- Segregación:

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando son sometidos a procesos térmicos. Así por ejemplo, si un yacimiento con estas características es sometido a inyección de vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena, resultando una ruptura temprana del vapor inyectado. Aunque las situaciones de este tipo no son ideales, ellas pueden ser toleradas y en algunos casos puede sacarse ventaja de las mismas. Por ejemplo, la inyección de vapor en la zona de gas de un yacimiento segregado puede ser aprovechada para calentar y recuperar parte del petróleo existente.

- Heterogeneidad del yacimiento:

La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento hace difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos del petróleo in situ, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical. Se favorecen las canalizaciones e irrupciones tempranas del fluido inyectado, baja eficiencia vertical de barrido, entre otros.

- Espesor de la arena:

Este es un parámetro importante en todos los procesos térmicos. Para inyección de vapor o de agua caliente, es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas. En yacimientos de poco espesor, el uso de pozos horizontales combinado con la inyección de vapor puede resultar en una estrategia muy favorable.

- Movilidad del petróleo:

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre, es difícil, sino imposible, el iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El incremento de temperatura resultante hace que el petróleo se haga móvil en otras áreas del yacimiento.

En otros yacimientos, el petróleo tiene alguna movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso, los pozos productores requieren alguna forma de estimulación térmica previa con calentadores eléctricos, recirculación de vapor, etc.

1.3 Mecanismos de Transferencia de Calor ^[1]

Por definición, calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura. Matemáticamente es una cantidad vectorial, en el sentido que fluye de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas.

Los mecanismos básicos de transferencia de calor son: conducción, convección y radiación.

1.3.1 Conducción

Es la transferencia de calor de un cuerpo que se encuentre a alta temperatura a otro cuerpo con una temperatura menor o a las secciones de un mismo cuerpo que se encuentren a diferentes temperaturas (una alta y otra baja), en contacto físico.

1.3.2 Convección

Es la transferencia de calor que se produce por el contacto físico entre una superficie a alta temperatura con un fluido en movimiento a baja temperatura o en el caso contrario, un fluido a alta temperatura en movimiento en contacto físico con una superficie a baja temperatura. Existen dos tipos de convección: la convección forzada y la convección libre; en la primera el fluido se mueve por la aplicación de una fuerza (bomba, abanico, etc.) y en la segunda el fluido se mueve por la diferencia de densidades a diferentes temperaturas.

1.3.3 Radiación

Es el proceso por el cual el calor es transferido de un cuerpo a otro pero la propagación se hace por medio de ondas electromagnéticas. Al caer sobre la superficie de otro medio la radiación emitida puede ser reflejada, o transmitida si el medio es transparente, o absorbida, es decir, transformada de nuevo en calor.

1.4 Propiedades Térmicas del Agua y del Vapor ^[1]

El gran interés en el uso del agua caliente y del vapor en los procesos de recuperación térmica de petróleo, radica en las excelentes propiedades térmicas del agua, bien sea en su estado líquido o de vapor y en la abundancia de ella sobre la tierra. Un cabal entendimiento de las propiedades térmicas del agua, es por tanto, básico para la eficiente utilización de la energía calorífica en tales operaciones.

1.4.1 Temperatura de Saturación del Agua

Es la temperatura a la cual se produce la ebullición (vaporización) del agua a una determinada presión; se puede obtener de valores tabulados en tablas de uso común.

También se le denomina punto de ebullición y aumenta al aumentar la presión, tal como se muestra en la **Figura 6**.

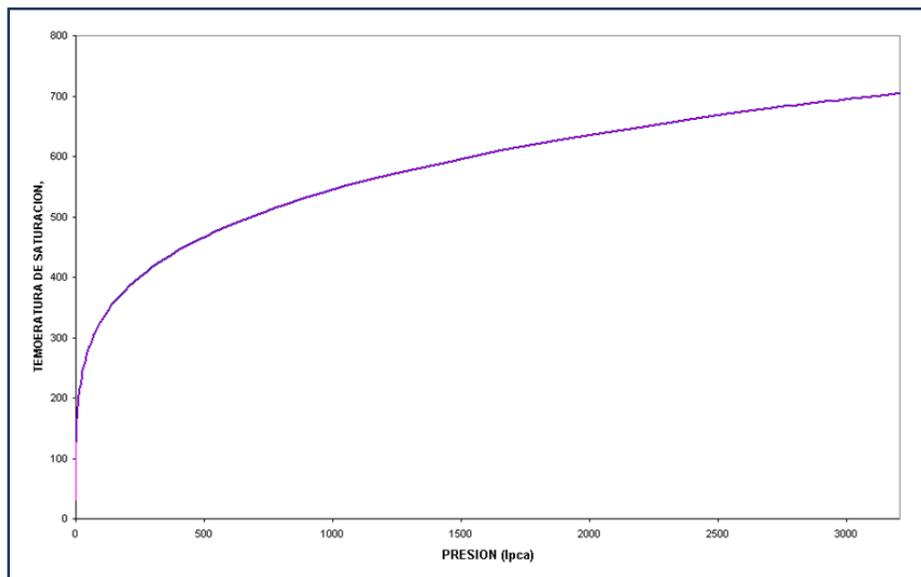


Figura 6. Temperatura de Saturación del Agua a diferentes Presiones ^[1]

1.4.2 Calor Específico del Agua y del Vapor

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de una libra de sustancia en 1°F, entre mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse.

Excepto por el amoníaco líquido, el agua es el líquido con mayor calor específico (1 $\frac{BTU}{lb * F}$ a 14,7 lpca y 60 °F). Así, el agua es capaz de contener y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura. Para el vapor, el calor específico

es mucho menor, del orden de $0,56 \frac{BTU}{lb * F}$, y al igual que el agua, varía muy poco con la temperatura, por lo que para propósitos prácticos puede considerarse constante.

1.4.3 Calor Sensible del Agua

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Puesto que la temperatura de saturación es función de la presión, es evidente que el calor sensible también lo será. La **Figura 7** muestra esta variación.

1.4.4 Calor Latente de Vaporización

Es la cantidad de calor que debe suministrársele a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Es el calor que lleva el vapor, y esta forma de energía disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema la energía del vapor saturado es menor. La **Figura 7** muestra la variación del calor latente de vaporización del agua en función de la presión.

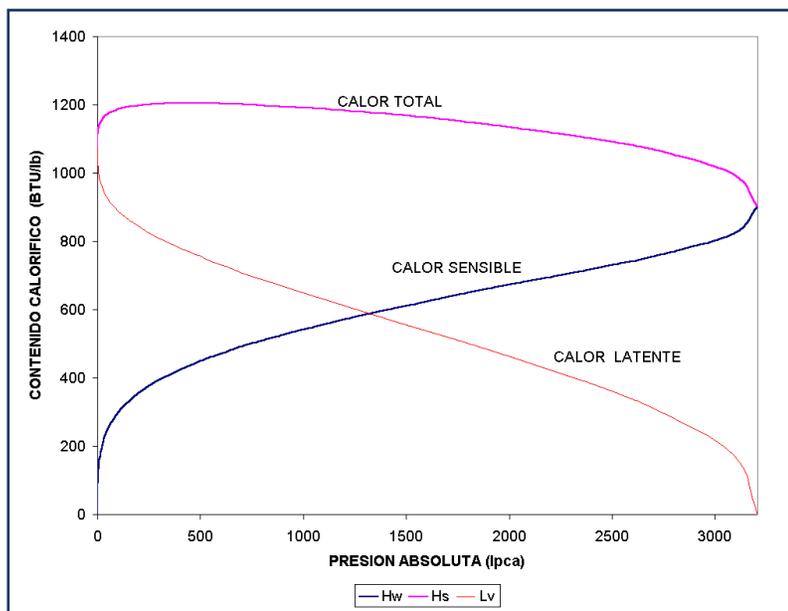


Figura 7. Calor Sensible, Calor Latente de Vaporización y Entalpía Del Vapor Seco y Saturado en función de la Presión de Saturación ^[1]

1.4.5 Calor Total o Entalpía del Vapor Seco y Saturado

Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, es decir, que es la cantidad de calor contenido en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación (constituye la entalpía del vapor seco y saturado). Dado que la entalpía del vapor seco y saturado depende del calor sensible y del calor latente de vaporización, entonces el calor total también depende de la presión tal como se muestra en la **Figura 7**.

1.4.6 Calidad del Vapor Seco y Vapor Húmedo

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina Vapor Húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad, el vapor seco y saturado tiene una

calidad de 100 % puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0 %. Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo.

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a baja presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja.

1.4.7 Volumen Específico

Se refiere al volumen ocupado por unidad de masa de una sustancia a determinadas condiciones de presión y temperatura.

1.4.8 Densidad del Vapor

Es el peso de un volumen de vapor o gas puro (sin aire presente) comparado con el peso de un volumen igual de aire seco, a la misma temperatura y presión. Una densidad de vapor menor a 1 indica que el vapor es más ligero que el aire y que tenderá a elevarse. Una densidad de vapor mayor a 1 indica que el vapor es más pesado que el aire y tenderá a descender hacia el suelo.

1.4.9 Vapor Sobrecalentado

Se sabe que a una presión dada el vapor tiene una temperatura de saturación definida. Sin embargo, es posible aumentar su temperatura por encima de la saturación, agregando calor al vapor seco y saturado, como se muestra en la **Figura 8**. Bajo estas condiciones, el vapor se denomina Vapor sobrecalentado.

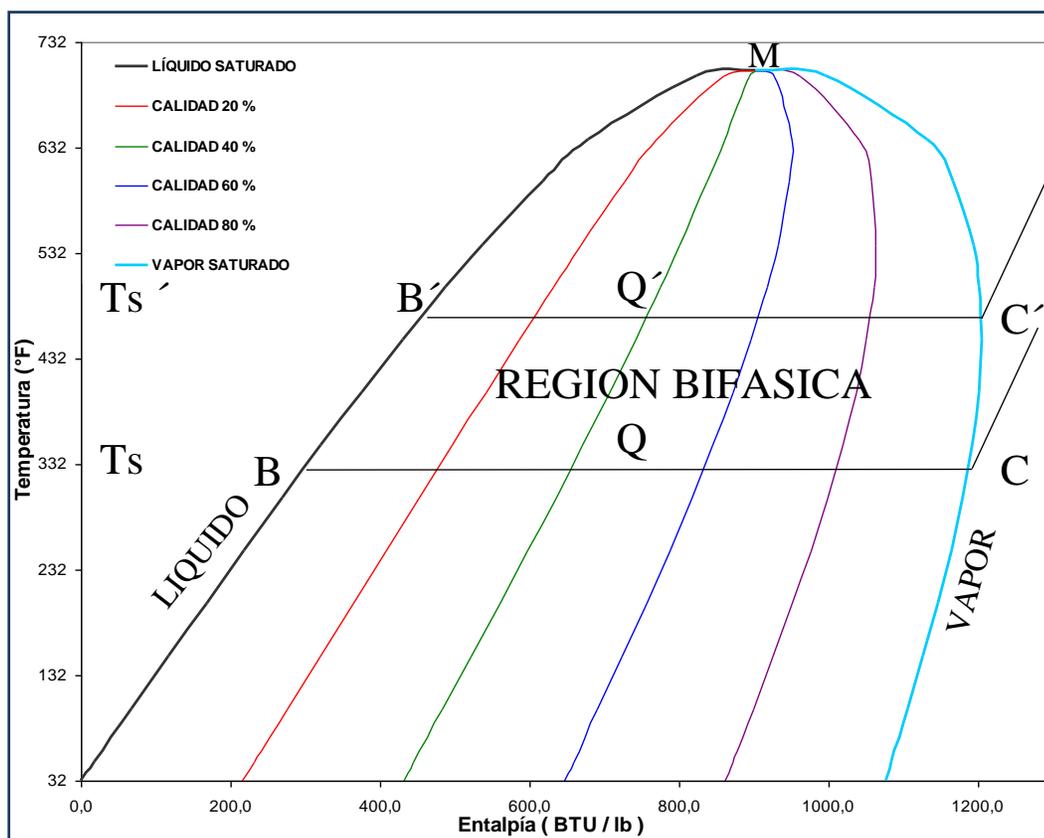


Figura 8. Diagrama Temperatura-Entalpía para el Agua ^[1]

2 TECNOLOGÍA DE DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR EN UN SOLO POZO (SW-SAGD)

El proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor en un solo pozo o Single Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD por sus siglas en inglés), es una variante de la tecnología SAGD, pero que se realiza usando un solo pozo horizontal que asume el rol de inyector y productor.

El principio básico del proceso SW-SAGD es inyectar vapor de forma continua en el extremo más alejado (punta o toe) de la sección horizontal del pozo por medio de una tubería delgada, aislada y concéntrica, y simultáneamente producir los fluidos por el anular a través de una sarta de producción con la ayuda de un método de

levantamiento artificial, ubicado en la sección vertical del pozo, justo por encima del talón del mismo. Durante este proceso se estimula la formación de una cámara de vapor donde la interface vapor-crudo drena por gravedad el petróleo calentado. Esta tecnología ha sido implantada desde el año 2006 con resultados exitosos en el Yacimiento TL MFB-15, del Campo Bare, Área Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. La configuración de un pozo SW-SAGD se ilustra a continuación en la **Figura 9**.



Figura 9. Configuración de un pozo SW-SAGD. Fuente PDVSA

2.1 Criterios de selección para SW-SAGD

En la **Tabla 1** se muestran los criterios que se deben tomar en cuenta al elegir el yacimiento donde se aplicará la tecnología SW-SAGD.

Tabla 1. Criterios de selección para la tecnología SW-SAGD

CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA SW-SAGD	
Profundidad	<4600'
Presión Actual	< 1500 psi
Porosidad	> 26 %
Espesor Neto	>20'
AyS	< 15 %
Corte de Agua	< 70%
Bajo contenido de arcilla	

De forma más detallada:

- Los yacimientos deben poseer al menos un 10 % de arcillas, debido a que estas se hinchan al absorber el agua fresca que se condensa del vapor.
- Se prefiere a los yacimientos someros debido a que se minimizan las pérdidas de calor a través del pozo; formaciones más profundas poseen mayor temperatura y no se aprovecha del todo el calor del vapor.
- La presión es mayor en yacimientos más profundos, por lo que se necesita suministrar más presión de inyección, lo que aumenta el riesgo de fallas operacionales.
- El espesor de la arena influye en la pérdida de calor a las formaciones adyacentes, por lo tanto mientras más gruesa la formación, mejor el desempeño del proceso.
- Se requiere de buenas porosidades que aseguren mayor contenido de petróleo para hacer del método rentable económicamente.
- El corte de agua es un indicativo de que lo que se está produciendo es petróleo, por lo que altos cortes de agua puede incidir en el cierre del pozo productor.

2.2 Completación del Pozo SW-SAGD

Gran parte del éxito del proyecto corresponde el lograr bajar la completación dual planificada, esta consiste de dos sarta, una de producción y otra de inyección, esta última con 6 capilares flejados donde está incorporada la fibra óptica, dos termocuplas y dos medidores de presión; siendo esta una configuración especial aplicada en la primera prueba piloto SW-SAGD, específicamente en la arena TL del yacimiento MFB-15, ubicado en el Campo Bare. A continuación se muestra en la **Figura 10** el diagrama final del pozo MFB-617:

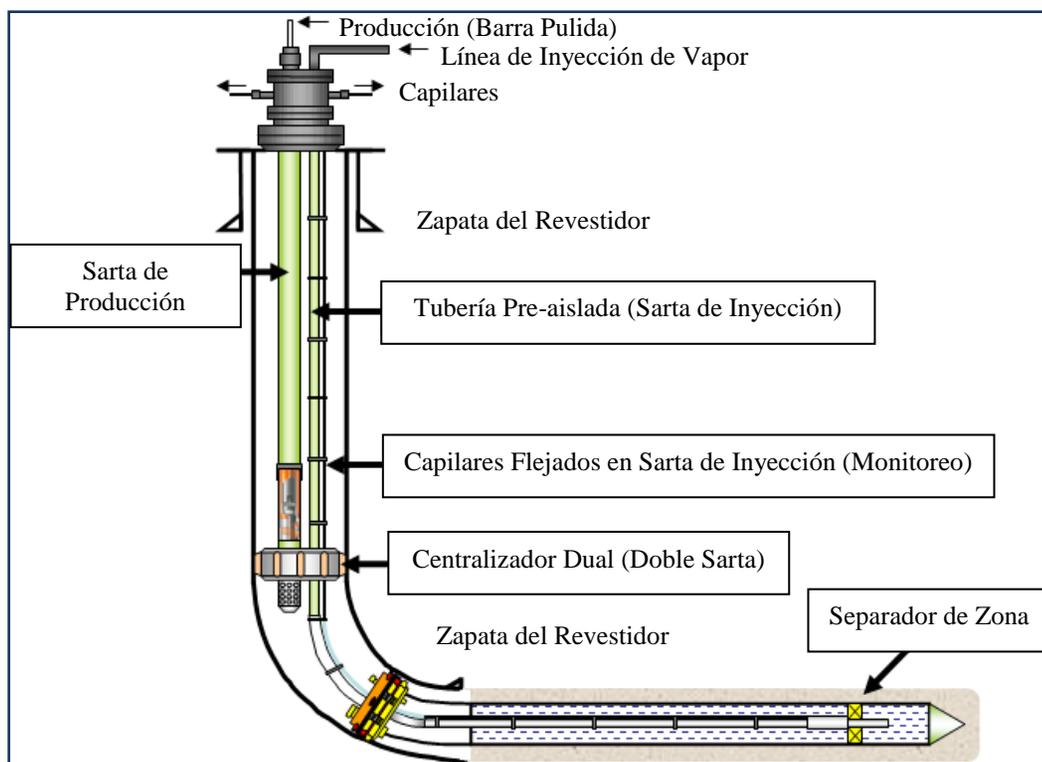


Figura 10. Configuración típica de un pozo SW-SAGD (MFB-617). Fuente PDVSA

Observando el diagrama anterior, ha de destacarse la utilidad de cada herramienta: la tubería pre-aislada inyecta vapor al yacimiento reduciendo las pérdidas de calor en todo su recorrido, el separador de zona cumple la función de evitar el reflujo del vapor a superficie obligándolo a penetrar en el yacimiento, el centralizador dual

mantiene centralizadas ambas sartas durante la inyección de vapor contrarrestando los efectos expansivos originados por la inyección, los capilares flejados a la sarta pre-aislada permite la incorporación de fibra óptica al pozo, así como su reemplazo a la hora de la degradación de ésta. La **Figura 11** muestra las herramientas utilizadas en la completación del pozo MFB-617, donde se representa la tubería pre-aislada (a), capilares flejados (b), fibra óptica (c), separador de zona (d), centralizador dual (e) y la tubería de producción (f).

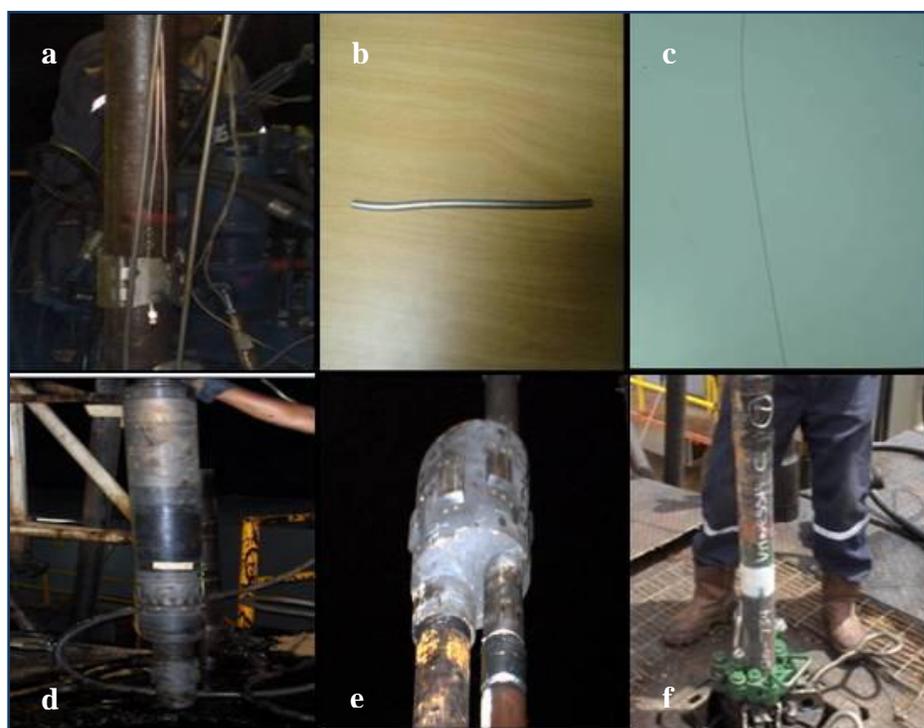


Figura 11. Herramientas utilizadas en la completación del pozo. Fuente PDVSA

2.3 Mecanismos potenciales del SW-SAGD

Desde el punto de vista fundamental, los posibles mecanismos que ocurren en el SW-SAGD incluyen:

- Conducción directa de calor a la región cercana del pozo, permitiendo el incremento de la producción.
- Drenaje por gravedad del petróleo desde la cámara de vapor.
- Mecanismo de drenaje/empuje inducido por agua caliente.

Aproximadamente un tercio de la producción de los pozos exitosos se deben al mecanismo de conducción de calor, y el proceso SW-SAGD ha mostrado un mejor comportamiento en yacimientos con presencia de agua móvil inicial, y yacimientos donde existe una excesiva saturación de gas ^[12].

El comportamiento de campo del SW-SAGD, ha indicado la presencia de tasas de producción relativamente altas en yacimientos de crudos pesados, con espesores de 8 a 15 metros durante períodos de 1 a 2 años. El comportamiento mejora cuando hay presencia de agua móvil en el yacimiento, debido a que existe entonces una mayor cantidad de fluidos calientes que ayudan a su vez a calentar y desplazar el petróleo.

2.4 Ventajas de la Tecnología SW-SAGD

- Su utilidad en yacimientos relativamente delgados donde no es posible perforar dos pozos espaciados verticalmente
- El flujo contra-corriente del vapor y petróleo caliente a lo largo del pozo horizontal depende de la estabilidad gravitacional. El petróleo caliente fluye directamente al pozo horizontal y no necesita desplazar petróleo sin calentar.
- El uso de un único pozo en vez de dos, incrementa la viabilidad económica, ya que disminuyen los costos en perforación y completación.

3 PROPIEDADES DEL NITRÓGENO

Para hablar de nitrógeno caliente es necesario conocer primeramente las propiedades del nitrógeno, cómo se obtiene, qué se necesita para calentarlo. Es por ello que surge la necesidad de indagar sobre estas incógnitas que se presentan al momento de utilizar este gas como suplemento de recuperación de crudos pesados y extrapesados.

Es de conocimientos básicos que el nitrógeno es un gas ligeramente inerte, incoloro, no condensable. Constituye el 78 % del volumen de la atmósfera, es abundante en estado de combinación como es el caso del nitrato de sodio y salitres, de igual manera se puede encontrar en la naturaleza en forma de amoníaco y sales amoníacas por la descomposición de la materia orgánica. En la **Tabla 2** se listan las propiedades del nitrógeno y del vapor.

Tabla 2. Propiedades del Nitrógeno y Vapor

PROPIEDADES DEL NITRÓGENO (N₂) Y VAPOR		
Símbolo Químico	N ₂	H ₂ O
Peso Molecular	28,0134 g/mol	18,02 g/mol
γ_g	0,9672	1
Punto de Ebullición	-195,8 °C (-320,44 °F)	100 °C (212 °F)
Calor Latente de Vapor	198,6 kJ/kg @ -195,8 °C	2260 kJ/kg @ 100 °C
Propiedades en Fase Gas		
γ_g	0,9737	0,622
Calor Específico	1,04 kJ/kg °C	2,08 kJ/kg °C
Propiedades en Fase Líquida		
γ_g	0,8086	1
Calor Específico	2,042 kJ/kg.°C	4,1813kJ/kg °C
Punto Triple		
Temperatura	-210 °C (-346 °F)	0 °C (32 °F)

Presión	12,5 KPa (1,81 lpc)	0,61 KPa (0,09 lpc)
Punto Crítico		
Temperatura	-147 °C (-232,6 °F)	374 °C (705,6 °F)
Presión	3,399 MPa (493 lpc)	22,1 MPa (3208 lpc)

4 OBTENCIÓN DEL NITRÓGENO

En la actualidad existen diversas maneras de obtener el nitrógeno, bien sea mediante el uso de plantas industriales, a nivel de laboratorio o con equipos portátiles. Como el nitrógeno se encuentra en gran parte en el aire, éste último se emplea para la obtención del nitrógeno, además que es de fácil adquisición y se encuentra en grandes proporciones.

La obtención del nitrógeno se lleva a cabo mediante los siguientes procesos:

4.1 Destilación fraccionada del aire

El cual consiste en recolectar el aire atmosférico en grandes depósitos que se conocen con el nombre de torres de lavado. El aire una vez que está seco, limpio y sometido a elevadas presiones, se pasa a las torres de rectificación donde el mismo es enfriado y se expande hasta presiones atmosférica, produciendo la licuefacción del mismo. Luego, debido a las diferencias de temperatura de ebullición de los distintos componentes del aire, provoca la separación de estos y como el nitrógeno es el que posee menor temperatura de ebullición, es el primero en evaporarse dejando un residuo de oxígeno líquido en el fondo del condensador.

4.2 PSA “Pressure Swing Adsorption” (Adsorción por balance de presiones)

Se lleva a cabo mediante el empleo de carbón molecular para separar las moléculas de aire.

Consiste en comprimir el aire en un compresor, luego se seca con un secador de aire y finalmente filtrado antes de entrar a los tubos del proceso. Luego se pasa a una torre que contiene carbón molecular, el cual absorbe las moléculas de oxígeno que se ponen en contacto con su superficie lográndose la liberación del nitrógeno en la torre (**Figura 12**). Antes de que la capacidad de adsorción de las moléculas de carbón se consuma en su totalidad, el proceso de obtención del nitrógeno es interrumpido para cambiar los tubos adsorbentes que trabajan con el ciclo inverso al mencionado.

Las moléculas de carbón saturadas son regeneradas, es decir, los gases absorbidos son liberados a la atmósfera mediante la disminución de la presión por debajo de la presión de absorción. Las moléculas de carbón regeneradas ahora pueden ser utilizadas nuevamente para la generación de nitrógeno. Por lo general se obtiene nitrógeno con una pureza entre 97-99.99 % ^[5].

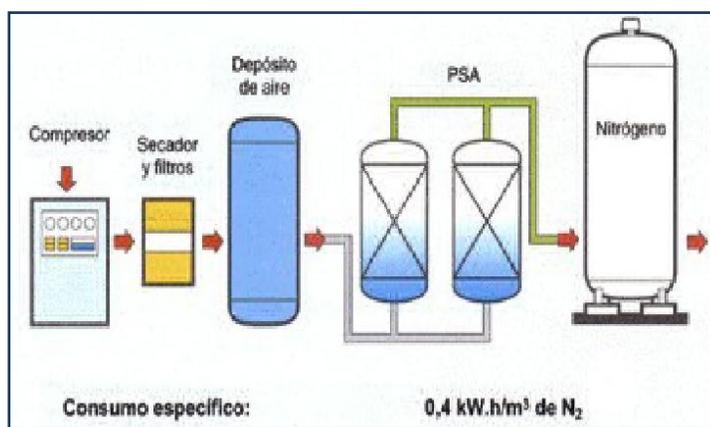


Figura 12. Obtención del nitrógeno mediante Adsorción por balance de presiones

4.3 Sistema de Membranas

Se hace pasar aire comprimido, seco y limpio por unos haces tubulares (membranas) que poseen diferentes permeabilidades para cada uno de los gases que componen el aire. De esta manera el fluido que se libera a la salida de la membrana es nitrógeno comprimido en estado gaseoso, y el aire con alto contenido de oxígeno se libera a la atmósfera por medio de las paredes de la membrana (**Figura 13**). La mayor pureza del nitrógeno alcanzada con este proceso es de 99.95 % ^[5].

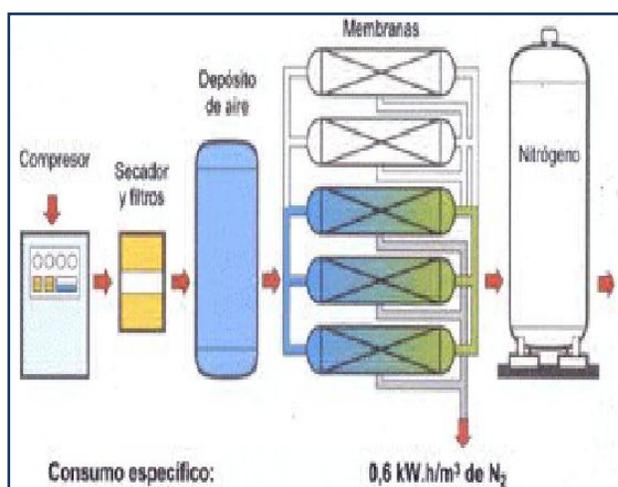


Figura 13. Obtención del nitrógeno mediante el sistema de membranas

4.4 A partir de sus compuestos

4.4.1 Por descomposición del Nitrito de Amonio

Es inestable y se descompone fácilmente en agua dando como resultado el nitrógeno. Cuando se calienta suavemente una disolución que contiene una mezcla de cloruro de amonio y nitrito de sodio, se desprende nitrógeno.

5 EQUIPOS GENERADORES DE NITRÓGENO SOBREALENTADO

Una vez conocidas las maneras de obtener el nitrógeno es necesario entender o conocer el proceso para calentar el mismo.

Existen industrias que emplean nitrógeno caliente para beneficios de sus productos, como es el caso de soldadura Bielec, la misma es una compañía dedicada a la venta de herramientas para la industria electrónica, ellos cuentan con un generador de nitrógeno caliente esencial para efectuar soldaduras perfectas en casos difíciles, soldaduras a altas temperaturas, etc. Utilizan el mecanismo de sistema de membranas para la obtención del nitrógeno, adicionalmente cuentan con medidores de caudal con regulador, doble resistencia y un regulador de temperatura, lográndose la generación de nitrógeno caliente (ver Figura 14).

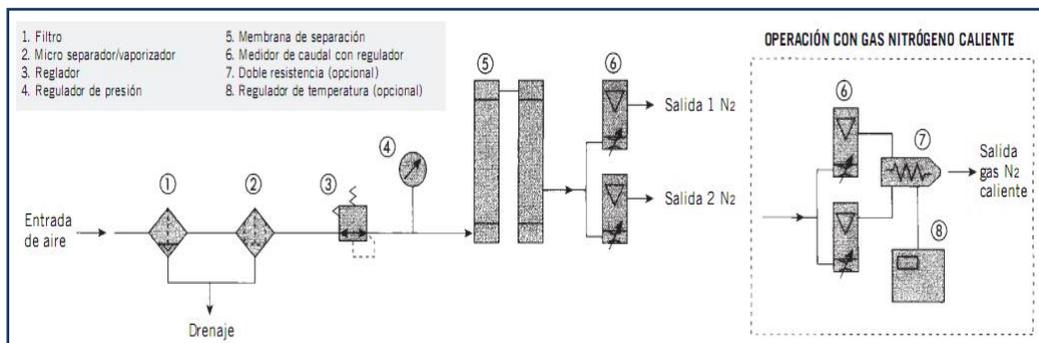


Figura 14. Proceso de generación de nitrógeno caliente para soldadura

Otras compañías que prestan servicios de equipos generadores de nitrógeno caliente, como es el caso de Praxair, la cual es una compañía generadora de gases industriales. Cuenta con equipos portátiles para la obtención de nitrógeno caliente, mediante el tratado de aire atmosférico utilizando el sistema de membranas. Prestan un servicio llamado “Mobile Nitrogen Pumping Service” mediante el cual surten nitrógeno a un rango de temperaturas de -320° a 600° F y a presiones hasta 6000 psi.

6 VENTAJAS DEL NITRÓGENO EN LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS PESADOS

- No se forman emulsiones que reducen la permeabilidad absoluta.
- La permeabilidad relativa al petróleo no se ve reducida por la saturación de agua, ya que no se introduce agua al sistema.
- No hay pérdidas de calor por el proceso de condensación. (Calor latente).
- El consumo de combustible para calentamiento es menor.
- No hay gastos por tratamientos de agua, ni por limpieza de escamas en los equipos de superficie.
- No es explosivo, por lo tanto bajos costos de pólizas de seguro.
- No requiere endulzamiento.
- No es contaminante

7 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo que puede ser físico, conceptual o numérico, y consiste en describir el yacimiento, realizar el cotejo histórico y predecir el desempeño futuro del yacimiento bajo una variedad de escenarios. Los simuladores son ampliamente usados en el análisis del yacimiento y el estudio de métodos para el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos. La observación del comportamiento del modelo en diferentes condiciones de producción permitirá seleccionar el esquema óptimo de explotación del yacimiento.

El objetivo de la simulación de yacimientos petrolíferos es la estimación del comportamiento futuro del campo bajo uno o varios esquemas de producción. Este modelo permitirá obtener resultados aproximados de diferentes esquemas de

desarrollo y producción, lo cual es el principal insumo en la evaluación técnica-económica de un proyecto. El modelo deberá ser capaz de reproducir el comportamiento de producción y presión del yacimiento y validar POES/GOES, para garantizar la validez de los resultados.

La confiabilidad de los simuladores modernos y la disponibilidad de los enormes avances tecnológicos en materia computacional han convertido a la simulación de yacimientos en una alternativa para estimar el comportamiento de yacimientos de cualquier tamaño y un elemento de decisión importante tanto para la planificación a corto, mediano y largo plazo como para las decisiones que a diario deben tomarse en las operaciones de producción.

7.1 Ventajas de la Simulación Numérica

La simulación numérica de un yacimiento permite observar varios escenarios de explotación del mismo, entre los cuales tenemos:

- Determinar su comportamiento bajo agotamiento natural, inyección de agua, vapor y/o gas y procesos de recuperación térmica.
- Evaluar las ventajas de un proyecto de inyección de agua de flanco, contra un proyecto de inyección por arreglos.
- Determinar el efecto de la ubicación de los pozos.
- Investigar el efecto sobre el recobro de variaciones en las tasas de inyección y/o producción.
- Optimizar el esquema de explotación de un yacimiento o campo.

7.2 Herramienta de la Simulación

Los simuladores de yacimientos son herramientas computacionales usadas para los estudios de ellos, en los cuales se pueden obtener los valores de los volúmenes de fluidos en el yacimiento así como predecir el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento que se encuentre bajo un esquema de explotación, o un esquema que se desee probar para su posterior implementación. Estas herramientas son usadas hoy en día para procesos simples y complejos como lo son los de recuperación secundaria y de recuperación mejorada.

Los simuladores de yacimientos presentan 2 tipos principales de cálculo:

- *Cálculo de inicialización (tiempo cero):* este cálculo da razón de las condiciones iniciales de presión y saturación del yacimiento (en cada celda del modelo numérico).
- *Cálculo a medida que avanza el tiempo:* este cálculo da razón de la situación del yacimiento en distintos momentos de su historia (el pasado) o de las predicciones (futuro).

En los estudios de simulación se pueden distinguir tres etapas:

- *Etapas de inicialización*, donde el principal resultado es el POES.
- *Etapas de ajuste histórico*, donde su principal resultado es la descripción confiable del yacimiento y de sus fluidos.
- *Etapas de predicciones*, su principal resultado es el mejor escenario obtenido para seguir la explotación del yacimiento.

Existen diferentes tipos de simuladores, los cuales son usados según las características del hidrocarburo (petróleo o gas) y los cuales se resumen a continuación:

8 TIPOS DE SIMULADORES DE YACIMIENTOS

Los simuladores de yacimientos son generalmente clasificados en petróleo negro, composicional, químico y térmico, dependiendo de las características de flujo de fluidos y el comportamiento de la transferencia de masa y calor.

8.1 Simuladores de Petróleo Negro

Son capaces de simular sistemas donde están presentes máximo tres fases inmiscibles en el yacimiento: gas, petróleo y agua en cualquier proporción. Este es el simulador más comúnmente usado en yacimientos de petróleo y la principal suposición es que las composiciones del petróleo y el gas no cambian significativamente con la depleción. Son útiles en procesos de simulación de inyección de agua o gas inmiscible donde no se esperan cambios en la composición de fluidos.

8.2 Simuladores Composicionales

Toman en cuenta las variaciones de las composiciones de las fases presentes respecto a la presión. Se usan para los estudios de yacimientos de petróleo volátiles, de gas condensado y en procesos de recuperación mejorada en los cuales se involucre cambio de la composición de los fluidos.

8.3 Simuladores Químicos

Consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios del comportamiento de fases. Son usados en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos.

8.4 Simuladores Térmicos

Toman en cuenta el flujo de fluidos en conjunto con la transferencia de calor y reacciones químicas, siendo usados en la predicción en procesos de inyección de vapor, agua caliente y procesos de combustión en sitio.

9 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

9.1 Análisis Económico

Las evaluaciones económicas son usadas fundamentalmente para la toma de decisiones gerenciales. En el caso de un proyecto cualquiera, son ellas quienes determinan si continuar con su desarrollo o cancelarlo, a pesar de que técnicamente sea viable. Cuando se pregunta si se debe continuar un proyecto o si debe ser cancelado, es con los indicadores económicos que se toma tal resolución. No obstante, dichos indicadores pueden sugerir una decisión equivocada si las inversiones del proyecto han sido mal determinadas. Por esto, es vital tener un estimado de costo de calidad y así garantizar un análisis económico confiable que proporcione los niveles de información más acertada posible.

9.2 Horizonte Económico

El horizonte económico de un proyecto, se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calculan los flujos de caja de una propuesta de inversión. Este horizonte económico incluye el período de inversión y el período de operación.

9.3 Tasa de Descuento

Es la tasa que representa el valor al cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital, siendo uno de sus componentes, el costo de oportunidad.

9.4 Indicadores Económicos

9.4.1 Valor Presente Neto (VPN)

Este indicador se conoce también como el flujo total de caja descontado, valor capital de inversión, valor actual neto, entre otros. Se entiende por valor presente neto (VPN), al valor actual de todos los rendimientos futuros esperados, es decir, la suma de todos los flujos anuales descontados al año base.

$$VPN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto.

CF_t: Flujo neto de efectivo esperado en cada período de tiempo.

r: Costo de capital de la propuesta.

t: Diferentes años del horizonte económico.

n: Horizonte económico.

9.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Este indicador representa el interés compuesto promedio al cual se reinvierten los excedentes de tesorería de un proyecto, independientemente del costo de capital de la empresa. A este indicador se le conoce también como eficiencia marginal de la inversión. La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros.

$$VPN = 0 = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

TIR: Tasa Interna de Retorno.

CF_t: Flujo neto de efectivo esperado en cada período de tiempo.

VPN: Valor Presente Neto.

t: Diferentes años del horizonte económico.

n: Horizonte económico.

9.4.3 Tiempo de Pago (Tp)

El criterio del período de recuperación dinámico, considera el valor del dinero en el tiempo. El período de recuperación dinámico, se define como el tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados equiparen la inversión inicial.

9.4.4 Eficiencia de Inversión (EI)

Se define por eficiencia de inversión a la rentabilidad que se obtiene en términos reales, por cada unidad tributaria invertida. Este indicador es ampliamente utilizado en la jerarquización de proyectos pues, para un capital disponible, permite seleccionar los proyectos que rendirán una mayor rentabilidad.

$$EI = \frac{VPN}{I} \qquad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

EI: Eficiencia de Inversión.

VPN: Valor Presente Neto.

I: Inversión Total.

9.4.5 Costos de operación y mantenimiento ^[4]

Se incluyen bajo este rubro, todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta (proyecto o programa) en evaluación. Con el objeto de lograr una buena estimación en estos costos, es recomendable tener presente:

- Un análisis del comportamiento histórico de costos similares.
- La aplicación de técnicas de predicción que suavicen la variación de las estimaciones.
- La información de las normas y procedimientos existenciales en la industria para determinados elementos, como: labor, depreciación, servicios interfiliales, etc.

9.4.6 Inversiones Asociadas

Bajo este rubro deben incluirse el costo total del programa o proyecto sujeto a evaluación. A manera de ejemplo, entre los renglones más importantes que tradicionalmente forman parte del costo de una inversión, se encuentran: estudio de factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalle, adquisición de materiales y equipos, construcción e instalación de propiedades, plantas y otros sistemas de operación. Los renglones detallados anteriormente se aplican tanto a propuestas originales como a modificaciones a dichas propuestas.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental, al sur por el Río Orinoco, al este se prolonga hasta la Plataforma Deltana y al oeste la limita el levantamiento de El Baúl. En la **Figura 15** se puede apreciar la ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.



Figura 15. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. La superficie abarca 164.000 Km² y un promedio de 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos y Terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte y el Escudo de Guayana emplazado al sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan con la Cuenca Oriental de Venezuela hacia el norte.

Toda la Cuenca Oriental de Venezuela se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentran al NE, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos.

2 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO ^[7, 8, 14, 17]

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) ocupa la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Abarca una zona de 600 Km de largo con un promedio de 70 Km de ancho, lo cual da un área de 55.314 Km² en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Limita al norte con las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes, al sur con el Río Orinoco, al este con la Región Deltana y al oeste con el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure. En la **Figura 16** se puede apreciar la ubicación de la FPO.

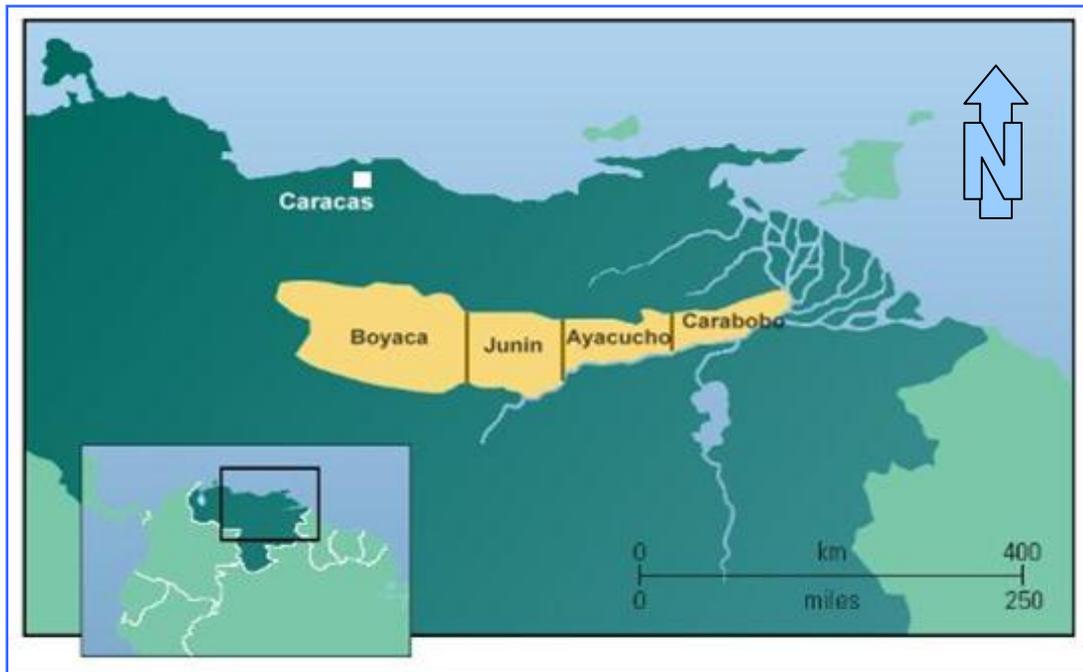


Figura 16. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Fuente PDVSA

Las formaciones que constituyen estos yacimientos de crudos pesados y extrapesados son arenas no consolidadas, es decir los granos de arena tienen poca adhesión entre sí y por lo tanto son bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre elevada porosidad, encontrándose porosidades de 30 % y en algunos casos hasta 38 % y 40 %; así como también alta permeabilidad.

Con la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que yacen en arenas no consolidadas de origen fluvio-deltaico. Estas acumulaciones petrolíferas se encuentran en las áreas de Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, constituyendo una de las acumulaciones de hidrocarburo más grande del mundo.

2.1 Área Boyacá (Machete)

Ubicada al centro-sur del Estado Guárico. Pertenecce a la zona más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km². Las acumulaciones principales de hidrocarburos se encuentran en las Formaciones Roblecitos-La Pascua y Chaguaramas Basal.

2.2 Área Junín (Zuata)

Ubicada al SE del Estado Guárico y al SO del Estado Anzoátegui. Esta acumulación se encuentra en las arenas basales no consolidadas de la Formación Oficina y es la de mayor extensión de las cuatro acumulaciones de primer orden de la Faja Petrolífera del Orinoco. Existen cuatro sectores que definen la calidad de los sedimentos en Junín: a) un área prioritaria (área de San Diego), cuyas arenas son altamente petrolíferas y pertenecen a la sección basal de la Formación Oficina; b) un conjunto de lentes que constituyen en gran parte las acumulaciones de segundo orden; c) el sector occidental denominado sector de Guárico, que tiene petróleo extrapesado en arenas arcillosas, intercaladas con niveles acuíferos y , finalmente, el Cretáceo que aporta mínimo volumen en el cómputo de reservas.

2.3 Área Ayacucho (Hamaca)

El área Ayacucho tiene una extensión de 8.763 Km² formando parte del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al sur del Estado Anzoátegui. Limita por el norte con los campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos; al sur con el río Orinoco, por el este con el Área de Carabobo y al oeste con el Área de Junín.

Esta área puede definirse estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias que se incrementa y buza hacia el norte, suprayacente al basamento ígneo-metamórfico de edad Precámbrica.

2.4 Área Carabobo (Cerro Negro)

Ubicada en la zona centro-sur del Estado Monagas y SE del Estado Anzoátegui. Se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pilon. Al igual que el resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del Miembro Morichal. Los crudos de Carabobo tienen gravedad de 9° API, son de base nafténica y poseen un alto contenido de azufre y metales.

3 ESTRATIGRAFÍA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO [6, 8, 10, 15]

La columna litoestratigráfica del área incluye, de menor a mayor edad, las Formaciones: Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, y Merecure de Edades Pleistoceno, Plioceno, Mioceno Superior, Medio e Inferior y Oligoceno respectivamente. A continuación se hace una breve descripción de las formaciones geológicas mencionadas anteriormente:

3.1 Formación Merecure

Está formada aproximadamente por 50 % de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Generalmente su ambiente es típico de clásticos basales transgresivos

depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición más distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido aproximadamente norte-sur.

3.2 Formación Oficina

Presenta una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y granos finos a gruesos. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucioníticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. El material carbonoso es común.

Presenta lutitas intercaladas en la sección basal con areniscas de granos finos, constituye el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina en el Área Mayor de Oficina.

3.3 Formación Freites

Se extiende, en el subsuelo, a través de todo el Flanco Sur de la Subcuenca de Maturín, casi hasta el río Orinoco. Funkhouser *et al.* (1948) afirmaron que aflora en Los Domos de Santa Ana y San Joaquín del área de Anaco y en una faja amplia al oeste del Campo Santa Ana y al norte hasta Aragua de Barcelona. En la localidad tipo, Hedberg (1950) describe lutitas físciles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior de unos 100 m, con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glaucóníticas y muy persistentes lateralmente. Un intervalo predominantemente lutítico, y un intervalo inferior de aproximadamente

100 m de lutitas intercaladas con areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas. En las lutitas, a través de toda la formación, son frecuentes concreciones amarillentas, calcáreo-ferruginosas.

3.4 Formación Las Piedras

Esta Formación aflora en la porción septentrional de los Estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al este hasta Pedernales, Territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del Río Orinoco en la Faja Petrolífera. En la localidad tipo, la Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg 1950). También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. Su ambiente es continental.

3.5 Formación Mesa

Se extiende por los Llanos Centro-Orientales y Orientales (Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas). Se encuentran algunos afloramientos en los Estados Sucre y Bolívar, inmediatamente al sur del Río Orinoco. En los límites norte y sur de la Mesa de Guanipa, la Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso segmentado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada. Además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. En la Mesa de Tonoro se observan capas lenticulares de conglomerado, arenas, y algunas arcillas. Al NO de Santa Rosa existe una capa lenticular de conglomerado, de más de 25 m de espesor, con delgadas intercalaciones de arenas.

En la **Figura 17** se muestra la columna estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.

EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	OBSERVACIONES
PLEISTOCENO	MESA		Conglomerados gruesos, areniscas ferruginosas
PLIOCENO	LAS PIEDRAS		Areniscas, limolitas y lignitos
	LA PICA		
MIOCENO	FREITES		Lutitas marinas verde oliva
	OFICINA		Areniscas, limolitas, lutitas alternadas y algunos lignitos Los cuerpos de arenas son canales, barras y lentes característicos de ambientes fluvio-deltaicos
OLIGOCENO	MERECURE		Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas
EOCENO			Los cuerpos de arenas son canales amalgamados. Barras de desembocadura en la parte superior de Merecure
PALEOCENO			
CRETACEO	TIGRE		Areniscas calcáreas, limolitas glauconíticas verde gris y lutitas carbonáceas.
	CANOA		Areniscas, limolitas verde gris y lutitas carbonáceas
PRE-CRETACEO	BASAMENTO		

Figura 17. Columna estratigráfica, Faja Petrolífera del Orinoco. Fuente PDVSA

4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE AYACUCHO

El área de Ayacucho se encuentra ubicada en la zona meridional del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Tiene un área de 8700 Km² subdividida en 25 cuadrángulos, lo cual representa el 27 % del área asignada a PDVSA, limita al sur con el Río Orinoco, al este con el área de Carabobo, al oeste con el área de Junín y al norte con áreas tradicionales de Crudos Pesados.

La estratigrafía presente en la región comprende rocas que van desde el Precámbrico hasta el Reciente y están afectadas por varios períodos de tectonismo que dieron lugar a eventos regionales que al combinarse entre sí, favorecieron la acumulación estratigráfica de petróleo en gran magnitud.

El área está dividida en 25 bloques o cuadrángulos identificados con una letra que va desde la A hasta la Y, la cual representa la inicial del nombre de cada uno. Estos cuadrángulos son: Arecuna (A), Bare (B), Cariña (C), Dobokubi (D), Eñepa (E), Farante (F), Guahibo (G), Huyapari (H), Irapa (I), Japreria (J), Kuripaco (K), Lache (L), Makiritare (M), Ninan (N), Orichicano (O), Piaroa (P), Quiriquire (Q), Rionegrino (R), Sanema (S), Taurepaca (T), Uaica (U), Viakchi (V), Warao (W), Xamatari (X) y Yaruro (Y).

La mayoría de las acumulaciones petrolíferas pertenecientes a esta área se encuentran en la Formación Merecure y en la sección media y basal de la Formación Oficina. La información petrofísica procedente de la evaluación de núcleos, revela similitud de las características de roca a lo largo de toda el Área Ayacucho, presentando una porosidad promedio de 32 %, permeabilidad en un rango de 8 a 10 Darcys, saturación de agua connata de 13 % y contenido de arcillas de 5 %.

5 DESCRIPCIÓN DEL CUADRÁNGULO BARE

El Cuadrángulo Bare está ubicado geográficamente en el estado Anzoátegui, a unos 40 Km al sur de la ciudad de El Tigre, y a unos 70 Km al norte del río Orinoco. Abarca una superficie de unos 487 Km² con una longitud de 27 Km y un ancho de 18 Km aproximadamente. Se encuentra en el sector nor-occidental del área Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco, presentando un rumbo este-oeste. Limita al norte con los campos Miga y Yopales Sur, al sur con el Cuadrángulo Huyapari, al este por los Cuadrángulos Cariña e Irapa y al oeste con el Cuadrángulo Arecuna. (**Figura 18**).

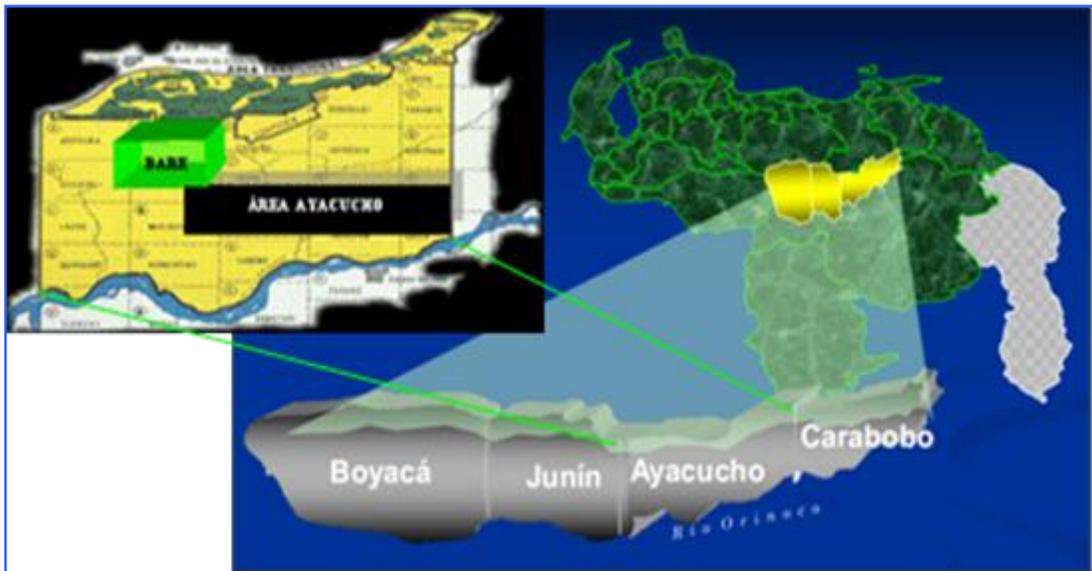


Figura 18. Ubicación geográfica del Campo Bare

El entrapamiento en el cuadrángulo Bare es de tipo combinado, es decir, fallas y controles litológicos laterales. La estructura está representada por un homoclinal cuyo buzamiento es menor de un grado hacia el norte, por lo que en términos generales, la secuencia está poco deformada. La mayoría de las fallas son de origen tensional y están asociadas al hundimiento de sedimentos hacia el centro de la cuenca y por levantamiento diferencial del Escudo de Guayana en el sur, con una orientación preferencial de los sistemas de fallas este-oeste y NE-SO.

5.1 Estratigrafía del Campo Bare

La secuencia sedimentaria presente en el área se inicia con las arenas de la Formación Merecure depositadas discordantemente sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana. Estas arenas constituyen una secuencia de canales apilados depositados sobre una planicie deltaica superior.

Suprayacente a Merecure sigue una secuencia alternante de areniscas no consolidadas, lutitas, limolitas y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina, depositados en ambientes deltaicos y marinos someros. Por encima de esta sección se encuentra la Formación Freites, constituida por lutitas y limolitas transgresivas, de ambientes marino poco profundo. La parte superior está compuesta por arenas y arcillas de la Formación Las Piedras de origen continental fluvial y de la Formación Mesa de origen fluvial. Las formaciones productoras son Oficina y Merecure. En la **Figura 19** se muestra la columna estratigráfica del Campo Bare.

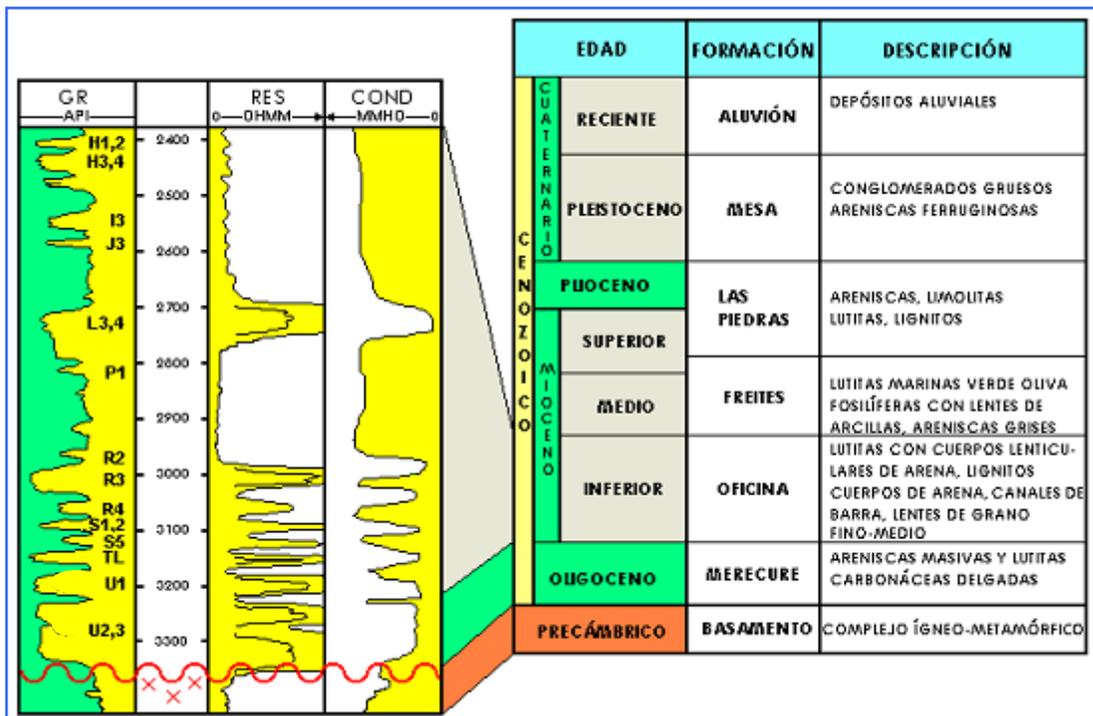


Figura 19. Columna estratigráfica del Campo Bare. Fuente PDVSA

5.2 Tectónica y Entrampamiento

Los yacimientos más prospectivos del Campo Bare los constituyen las arenas basales de la Formación Oficina (R, S, T, U1) y las arenas U2,3 de la Formación Merecure,

confinadas en las trampas: MFB-5, MFB-8, MFB-14, MFB-15, MFB-16, MFB-24, MFB-31 y MFB-32, las cuales son de tipo estructural-estratigráfica (**Figura 20**).

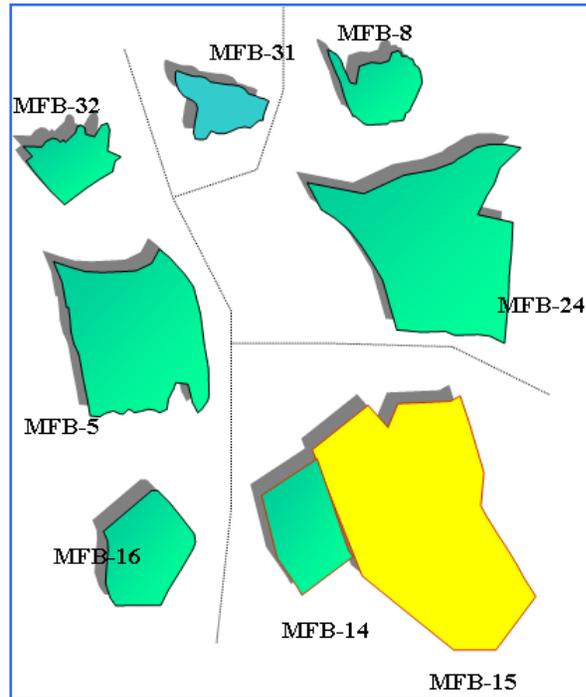


Figura 20. Trampas presentes en el Cuadrángulo Bare. Fuente PDVSA

6 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El Yacimiento MFB-15 debe su nombre al primer pozo perforado en el área. Posee oficialmente un POES de 643,78 MMBN, con unas reservas recuperables de petróleo de 83,7 MMBN, de las cuales se han producido hasta la fecha (30/06/11) 18,8 MMBN de petróleo, resultando unas reservas remanentes de petróleo de 64,9 MMBN. El GOES es de 63,09 MMMPCN, con unas reservas recuperables de gas de 31,55 MMMPCN, de las que se han producido hasta la fecha (30/06/11) 4,38 MMMPCN de gas, resultando unas reservas remanentes de gas de 27,17 MMMPCN.

Está ubicado al sur del Estado Anzoátegui, en el Bloque Bare del área Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, en la trampa 15. El yacimiento presenta un patrón de sedimentación típico del ambiente fluvio-deltaico (Formación Oficina), se caracteriza por la presencia de canales de arena con intercalaciones delgadas de limolita, llegando a tener un espesor promedio de 30 pies, de dirección NE-SO, específicamente en el área de interés.

El yacimiento MFB-15 Arena TL, limita al norte por un límite de roca, al sur por un límite arbitrario de concesión con la Empresa Petropiar, al este presenta una falla normal de dirección NO-SE, al oeste está limitada igualmente por un conjunto de fallas normales de orientación NO-SE. Estructuralmente el área está caracterizada por ser un homoclinal fallado con un buzamiento suave de 2° a 3° hacia el norte. En la **Figura 21** se presenta el mapa isópaco-estructural del yacimiento.

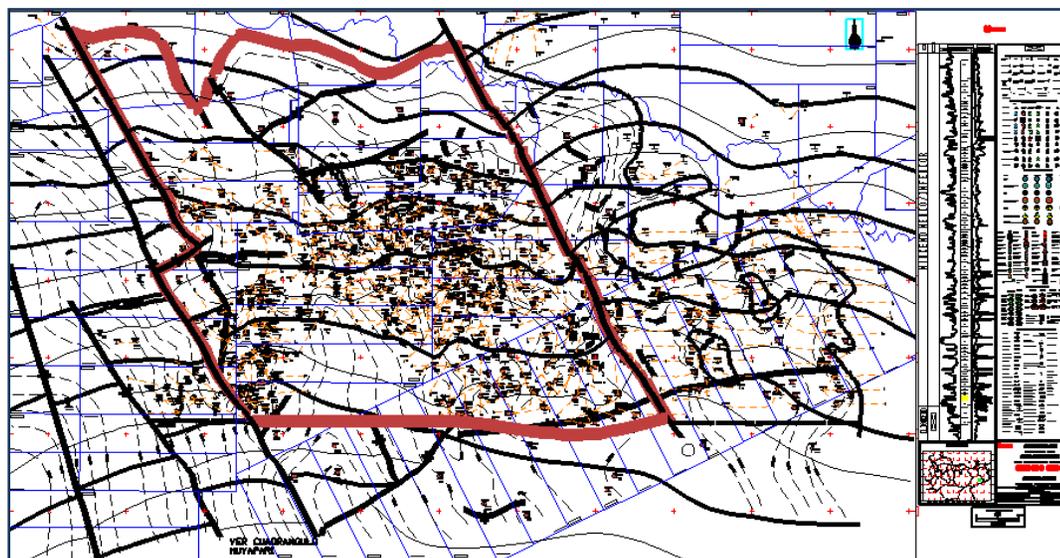


Figura 21. Mapa Isópaco-Estructural de la Arena TL del Yacimiento MFB-15

El mecanismo principal de producción de este yacimiento es el empuje por gas en solución, el cual está asociado al comportamiento espumante del crudo. El petróleo presenta una gravedad API de 9° a condiciones estándar, y el yacimiento presenta una temperatura de 129 °F, compuesto principalmente de hidrocarburos pesados (C7+) en

un 71 %, metano en un 26 % y etano, propano, isobutano, n-butano e isopentano en proporciones muy pequeñas. El yacimiento en estudio presenta las características mostradas en la **Tabla 3**:

Tabla 3. Características de la Arena TL del Yacimiento MFB-15

CARACTERÍSTICAS DE LA ARENA TL, YACIMIENTO MFB-15	
POES	643,78 MMBN
Reservas Recuperables	83,7 MMBN
N_p	18,8 MMBN
Reservas Remanentes	64,9 MMBN
FR promedio	13 %
h promedio	30 '
\emptyset promedio	25 %
k absoluta	4682 mD
S_o	80 %
Gravedad API	9 °API
γ_g	0,63
Presión inicial	1120 lpca
Presión actual	900 lpca
Temperatura	129 °F
μ_o	1200 cP
β_{oi}	1,0672 BY/BN
R_{si}	98 PCN/BN

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

1 TIPO DE INVESTIGACIÓN ^[2]

Para realizar el TEG se manejó un procedimiento de Investigación Descriptiva, ya que se precisó puntualizar las características fundamentales del fenómeno existente, buscar los rasgos propios del mismo y decir la forma en que se manifiesta. En tal sentido, la investigación se enfocó en el Estudio de la Factibilidad Técnico-Económica de la Inyección de Nitrógeno Sobrecalentado como Método de Recuperación Térmica de Crudos Extrapesados del Yacimiento TL MFB-15 del Campo Bare, con el propósito de tener un conocimiento preciso y detallado del comportamiento del mismo, así como determinar los parámetros óptimos para llevar a cabo dicha inyección.

2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN ^[2]

Se estableció un diseño de investigación documental y de campo para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación, debido a que se ejecuta a partir de informes o pruebas ya realizadas y datos que provienen de la realidad, de igual manera, se sustrajo información de libros, folletos y los manuales necesarios para la ejecución de este trabajo.

3 POBLACIÓN

Para realizar esta investigación se tomó como población los pozos completados en la arena TL, yacimiento MFB-15, ubicado en el Campo Bare perteneciente a la FPO. La población está representada por un total de 58 pozos completados.

4 MUESTRA

La muestra se conformó por 2 pozos completados en la arena TL del yacimiento MFB-15, los mismos son: MFB-617 y MFB-852; los cuales están completados para la tecnología SW-SAGD.

5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas que se emplearon para la recolección de datos se enfocaron en el análisis documental de los informes técnicos o antecedentes de los proyectos ejecutados en yacimientos de crudos extrapesados, así como en la revisión de las carpetas de los pozos y el libro de reservas que se encuentran en las instalaciones de PDVSA San Tomé, con el fin de obtener datos que reflejen la historia de producción de los pozos, el estado actual de los mismos, el diagrama mecánico, las operaciones de perforación y completación, datos característicos del yacimiento, entre otros.

El uso de herramientas como OFM (*“Oil Field Manager”*), CENTINELA, SIMDE (carpeta de los pozos en digital), SISUB, igualmente para la recolección de datos de los pozos y su posterior uso en el simulador STARS de la compañía CMG, mediante el cual se llevó a cabo la simulación de la inyección de nitrógeno sobrecalentado.

5.1 SIMDE (Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos)

Es una herramienta en la cual se encuentra recopilada toda la información de las carpetas de los pozos en forma digital. Este programa permite acceder a cualquier información referente al pozo (reporte de perforación, informe de completación, registros PVT, análisis de núcleo, análisis de crudo, etc.), sin la necesidad de tener físicamente la carpeta del pozo. En la **Figura 22** se muestra la pantalla inicial de SIMDE.

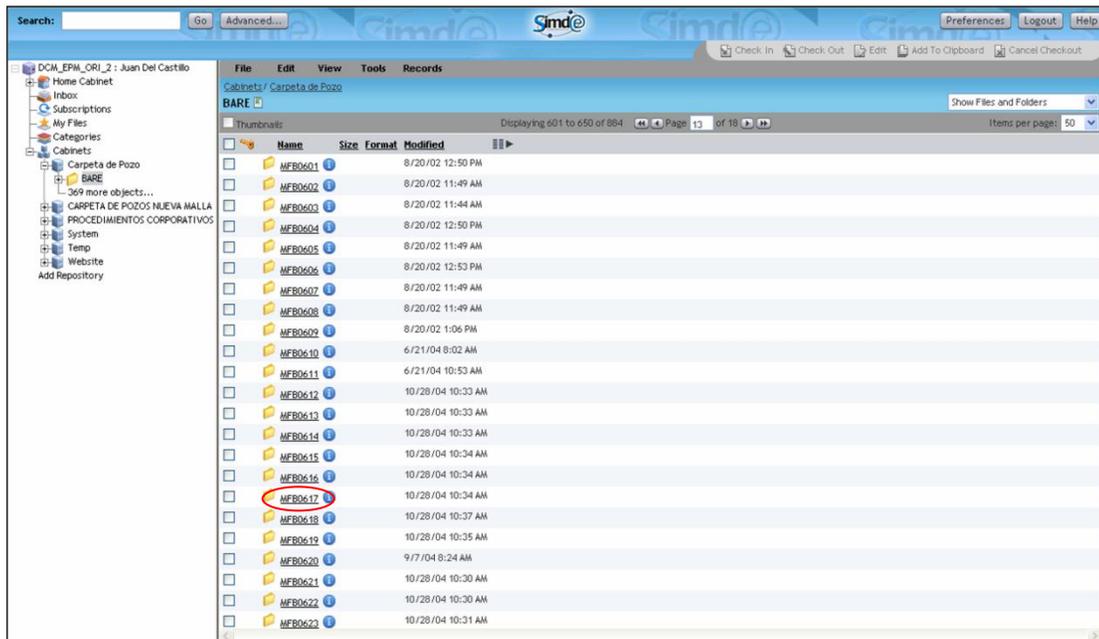


Figura 22. Pantalla inicial de SIMDE

5.2 CENTINELA

Es una herramienta automatizada conformada por diversos módulos (11), que tiene como objetivo principal facilitar la información operacional y contable de gran importancia en los procesos de exploración y producción de petróleo y gas. Centinela 2000 es una herramienta de apoyo que permite tomar decisiones acertadas para

satisfacer las distintas necesidades que puedan presentarse en el negocio petrolero. El módulo Pozo facilita el control y seguimiento diario de los parámetros del comportamiento de producción de los pozos, y permite la actualización de los datos históricos de pruebas y muestras. Además, consolida los resultados contables del resto de los módulos para realizar los balances oficiales de crudo y gas. Se puede observar en la **Figura 23** la pantalla inicial de Centinela.



Figura 23. Pantalla inicial del módulo POZO de CENTINELA

5.3 OFM (Oil Field Manager)

Es una herramienta, desarrollada por la compañía Schlumberger Geoquest, que permite al usuario visualizar, relacionar y analizar datos de yacimiento y producción del yacimiento. Incluye características como un mapa base activo, reportes, gráficos, y análisis de curvas de declinación, entre otros. A través de una continua actualización de la información, la herramienta permite generar nuevos esquemas de explotación ajustados a las condiciones imperantes en el yacimiento. La **Figura 24** muestra la pantalla inicial de la herramienta.

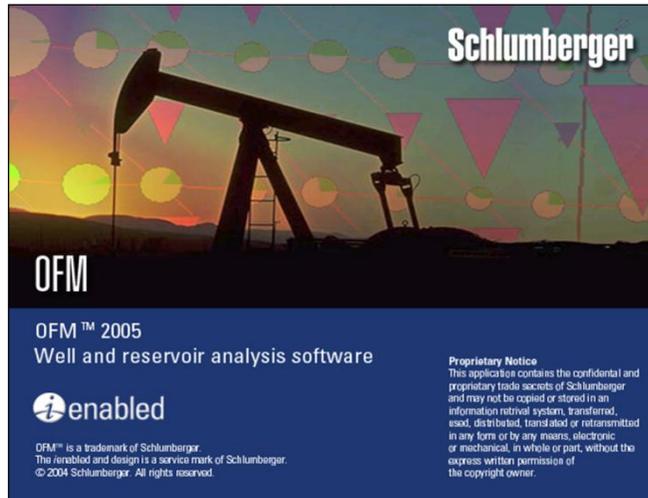


Figura 24. Pantalla inicial de OFM

5.4 SISUB

Es una herramienta automatizada que tiene como objetivo principal facilitar la información operacional que se lleve a cabo en los pozos, desde la perforación del mismo hasta su completación, incluyendo los cambios relevantes que se le ejecuten a los pozos. Se puede observar en la **Figura 25** la pantalla inicial de SISUB.



Figura 25. Pantalla inicial de SISUB

5.5 STARS (Steam Termal Advanced Processes Reservoir Simulator)

Es un simulador numérico de yacimientos trifásico, de múltiples componentes capaz de modelar procesos térmicos como son: inyección continua y alterna de vapor, drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), calentamiento eléctrico y procesos avanzados que incluyen modelos de pozos discretizados, crudo espumante, geles, polímeros, entre otros. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o híbridos. Con cualquiera de estos sistemas de enmallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales. La **Figura 26** muestra la pantalla de inicio de STARS.

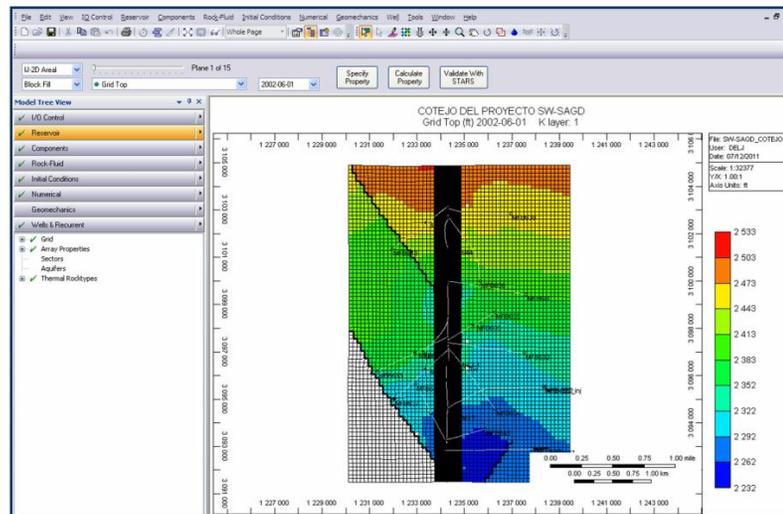


Figura 26. Pantalla de inicio de STARS

5.6 SEE PLUS (Sistema de Evaluación Económica)

Es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de Inversión a través de los indicadores económicos: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM), Eficiencia de la Inversión (EI) y Tiempo de Pago Dinámico (TPD). El sistema cuenta además con

la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos, así como de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuan susceptible es el VPN del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversiones, Costos e Ingresos. En la **Figura 27** se muestra la ventana de inicio de la herramienta SEE PLUS

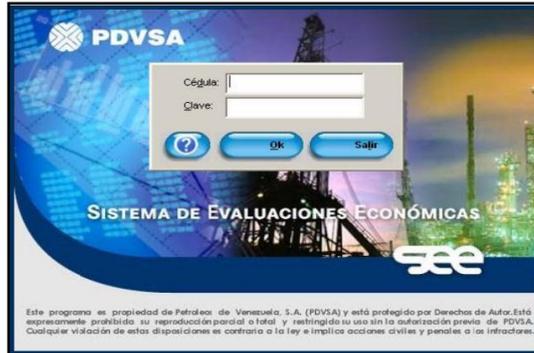


Figura 27. Pantalla de inicio de SEE PLUS

6 PROCEDIMIENTO

Se estableció un procedimiento metodológico con el objetivo de estructurar de una manera ordenada y consecutiva todos los pasos ejecutados para el logro de los objetivos planteados en esta investigación.

La metodología empleada para el logro de los objetivos se muestra en la **Figura 28**.



Figura 28. Organigrama de la metodología empleada

6.1 Revisión Bibliográfica

Durante esta etapa se realizó la búsqueda y recopilación de información referida al proceso de recuperación mejorada en el Oriente del País, como es el caso del SW-SAGD, específicamente en el Distrito San Tomé; igualmente se englobó todo lo relacionado con la extracción, calentamiento del nitrógeno, equipos, proceso y costos asociados en la inyección de nitrógeno y vapor. Posteriormente, con la data necesaria que fue obtenida a través de libros de textos, trabajos de grado, artículos, publicaciones, informes de carácter técnico, entre otros, se escogió y examinó de forma detallada la información correspondiente al Yacimiento MFB-15, Arena TL, lo cual sirvió de sustento para el desarrollo del presente trabajo.

6.2 Revisión del modelo sectorial y recopilación de la información del yacimiento y los pozos candidatos pertenecientes al mismo

La recopilación de la información del yacimiento en estudio es una de las etapas de mayor importancia, ya que permite conocer la evolución del yacimiento. Durante esta etapa se procedió a recolectar toda la información disponible referente al yacimiento TL MFB-15; es decir, las características del yacimiento, así como los pozos que están completados para la tecnología SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852) en el yacimiento.

De igual manera, el modelo dinámico del sector del yacimiento TL MFB-15 donde se encuentran los pozos MFB-617 y MFB-852 fue suministrado por el personal adscrito a la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos. El modelo consta de un mallado cartesiano con las siguientes dimensiones: 161 celdas en la dirección “i”, 82 celdas en la dirección “j” y 15 celdas en la dirección “k” para un total de 198030 bloques cartesianos. En la **Figura 29** se muestra el modelo del sector del yacimiento.

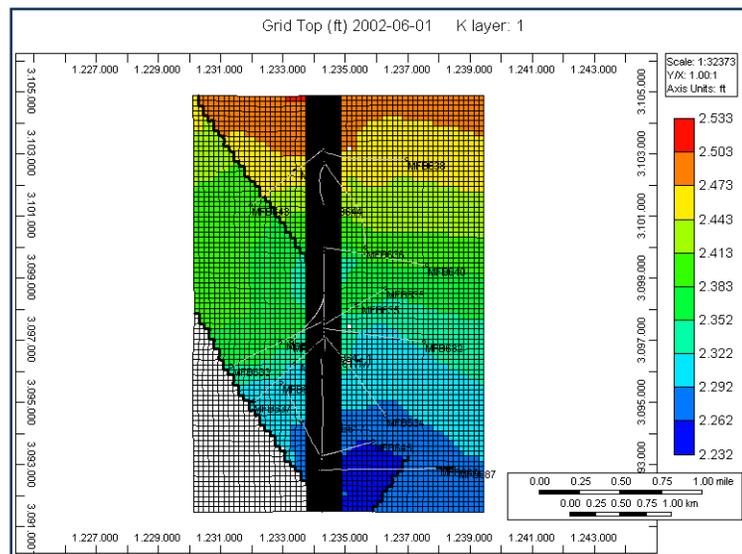


Figura 29. Vista de planta de la propiedad "Grid Top" del modelo del sector del yacimiento

Estas celdas tienen dimensiones variables y en cierta forma definen una zona más refinada cercana al pozo MFB-617, es decir, las celdas cercanas al pozo son de menor tamaño para lograr representar los fenómenos de transferencias de fluidos y calor que ocurren durante el proceso de calentamiento y producción de los pozos modelos.

El modelo contaba con la integración de 15 pozos (MFB-617, MFB-632, MFB-633, MFB-634, MFB-635, MFB-636, MFB-637, MFB-638, MFB-640, MFB-641, MFB-642, MFB-643, MFB-644, MFB-645, MFB-687), por lo que fue necesario validar la información (producción de petróleo, agua y gas, completación de los pozos, entre otros) cargada en el simulador mediante el libro de reservas, las carpetas de los pozos, las herramientas CENTINELA y OFM.

Inicialmente fue necesario verificar el estado actual de los pozos, para lo cual fue de gran utilidad analizar los trabajos previamente realizados a los mismos, cómo ha sido su comportamiento de producción y de encontrarse cerrados cuales fueron las razones que originaron el cierre. Para desarrollar lo anterior es necesario hacer uso de las carpetas de pozos, sumarios geológicos, post-mortem, informe de seguimiento de yacimientos sometidos a proyectos de inyección de vapor, entre otros documentos técnicos.

Los trabajos, pruebas realizadas, informes, elevación de la mesa rotaria, parcela, profundidad de completación de la arena, registros tomados, tipo de pozo, fecha y diagramas de completación de los pozos, pruebas de presión/temperatura, valores oficiales de reservas, fueron hallados por medio de la aplicación SIMDE, específicamente en Carpetas de Pozo y con la herramienta SISUB; por último, para facilitar el manejo de la información se realizaron las fichas correspondientes a los pozos completados (**Figura 30**) en el área de estudio, donde se refleja el acumulado de cada uno, estado actual en que se encuentran (cerrados, abandonados, activos, entre otros), además de todos los trabajos de reparación y de RA/RC a los cuales han sido sometidos.

Posteriormente, a través de la base de datos corporativa de la empresa, CENTINELA, se extrajeron los reportes de producción correspondientes al Yacimiento TL, Arena MFB-15. Fueron revisados los reportes generados por medio de la herramienta OFM, para luego compararlos con los obtenidos a través de CENTINELA y generar la base de datos a emplear en el proyecto.

 DISTRITO SAN TOME SPTCIA. DE TECNOLOGÍA DE SUBSUELO GERENCIA DE TECNOLOGÍA		ANÁLISIS DE POZOS ACTIVOS E INACTIVOS		Fecha de Revisión: 12/07/2011																															
POZO: MFB-617 CAMPO: BARE MUNICIPIO: MIRANDA BLOQUE: BARE PARCELA: ANZO-081 ESTACIÓN: BARED-05			ESTADO DE: LOCACION: MFB-APY VIA: QUEMADOR: ARBOLITO:																																
EMR: 635.83' ET: 620.83' PROF. FINAL: 5522' T. COMP.: BM			B = BUENA R = REGULAR M = MALA C = COMPLETO D = DESMANTELADO																																
CATEGORIA DEL POZO: 2																																			
FECHA DE PERFORACIÓN: 20-Abr-02 FECHA DE COMPLETACIÓN: 07-Jun-02 TALADRO PERF. / COMPLETACION: LGV-002 TIPO DE POZO: HORIZONTAL		<table border="1"> <thead> <tr> <th>REV</th> <th>DIAM. (PULG.)</th> <th>PESO (LBS/PIE)</th> <th>GRADO</th> <th>PROF. (PIES)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SUPERFICIE</td> <td>13 3/8</td> <td>54.5</td> <td>J-55</td> <td>666</td> </tr> <tr> <td>PRODUCCION</td> <td>9 5/8</td> <td>43.5</td> <td>N-80</td> <td>3469</td> </tr> <tr> <td>LINER</td> <td>7</td> <td>23</td> <td>N-80</td> <td>5516</td> </tr> </tbody> </table>				REV	DIAM. (PULG.)	PESO (LBS/PIE)	GRADO	PROF. (PIES)	SUPERFICIE	13 3/8	54.5	J-55	666	PRODUCCION	9 5/8	43.5	N-80	3469	LINER	7	23	N-80	5516										
REV	DIAM. (PULG.)	PESO (LBS/PIE)	GRADO	PROF. (PIES)																															
SUPERFICIE	13 3/8	54.5	J-55	666																															
PRODUCCION	9 5/8	43.5	N-80	3469																															
LINER	7	23	N-80	5516																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">COORDENADAS DE SUPERFICIE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PLANAS NORTE:</td> <td>122,832.47</td> <td>ESTE:</td> <td>561,362.46</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>UTM NORTE:</td> <td>942,800.00</td> <td>ESTE:</td> <td>376,200.00</td> <td colspan="2"></td> </tr> </tbody> </table>						COORDENADAS DE SUPERFICIE						PLANAS NORTE:	122,832.47	ESTE:	561,362.46			UTM NORTE:	942,800.00	ESTE:	376,200.00														
COORDENADAS DE SUPERFICIE																																			
PLANAS NORTE:	122,832.47	ESTE:	561,362.46																																
UTM NORTE:	942,800.00	ESTE:	376,200.00																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">COORDENADAS DE FONDO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PLANAS NORTE:</td> <td>123,932.58</td> <td>ESTE:</td> <td>561,351.57</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>UTM NORTE:</td> <td>943,800.19</td> <td>ESTE:</td> <td>376,189.11</td> <td colspan="2"></td> </tr> </tbody> </table>						COORDENADAS DE FONDO						PLANAS NORTE:	123,932.58	ESTE:	561,351.57			UTM NORTE:	943,800.19	ESTE:	376,189.11														
COORDENADAS DE FONDO																																			
PLANAS NORTE:	123,932.58	ESTE:	561,351.57																																
UTM NORTE:	943,800.19	ESTE:	376,189.11																																
PROF. TOPE DE LA ARENA: 2929' TVD (3413' MD) HISTORIA DE ARENAS COMPLETADAS Y PROBADAS																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>ARENA</th> <th>YAC.</th> <th>INTERVALO</th> <th>INTERVALO CAÑONEADO</th> <th>ESPESOR NETO</th> <th>EDO</th> <th>Np (Bis)</th> <th>Wp (Bis)</th> <th>Gp (MPCN)</th> <th>RES. REM.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TL</td> <td>MFB-15</td> <td>3469' - 5516'</td> <td>LINER</td> <td>48'</td> <td>IT</td> <td>833613</td> <td>214383</td> <td>106437</td> <td>64883988</td> </tr> <tr> <td></td> </tr> </tbody> </table>						ARENA	YAC.	INTERVALO	INTERVALO CAÑONEADO	ESPESOR NETO	EDO	Np (Bis)	Wp (Bis)	Gp (MPCN)	RES. REM.	TL	MFB-15	3469' - 5516'	LINER	48'	IT	833613	214383	106437	64883988										
ARENA	YAC.	INTERVALO	INTERVALO CAÑONEADO	ESPESOR NETO	EDO	Np (Bis)	Wp (Bis)	Gp (MPCN)	RES. REM.																										
TL	MFB-15	3469' - 5516'	LINER	48'	IT	833613	214383	106437	64883988																										
EVENTOS RESALTANTES																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>OPERACIÓN</th> <th>FECHA</th> <th>DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE TRABAJO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>07-Jun-02</td> <td>COMPLETACIÓN SIMPLE Y SENCILLA EN ARENA TL CON BES</td> </tr> <tr> <td>RA/RC#1</td> <td>02-Jul-03</td> <td>SE CAMBIO EQUIPO BES POR BCP</td> </tr> <tr> <td>RA/RC#2</td> <td>15-Jun-06</td> <td>SE CAMBIO METODO BCP A BM CON COMPLETACIÓN SW-SAGD</td> </tr> </tbody> </table>						OPERACIÓN	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE TRABAJO	CO	07-Jun-02	COMPLETACIÓN SIMPLE Y SENCILLA EN ARENA TL CON BES	RA/RC#1	02-Jul-03	SE CAMBIO EQUIPO BES POR BCP	RA/RC#2	15-Jun-06	SE CAMBIO METODO BCP A BM CON COMPLETACIÓN SW-SAGD																		
OPERACIÓN	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE TRABAJO																																	
CO	07-Jun-02	COMPLETACIÓN SIMPLE Y SENCILLA EN ARENA TL CON BES																																	
RA/RC#1	02-Jul-03	SE CAMBIO EQUIPO BES POR BCP																																	
RA/RC#2	15-Jun-06	SE CAMBIO METODO BCP A BM CON COMPLETACIÓN SW-SAGD																																	
INYECCIÓN DE VAPOR																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>ARENA / YAC.</th> <th>CICLO</th> <th>FECHA DE INICIO</th> <th>FECHA FIN</th> <th>Qiny. TON/DÍA</th> <th>TON. ACUM. PLAN</th> <th>TON. ACUM. REAL</th> <th>Qo en frio BNPd</th> <th>Qo en caliente BNPd</th> <th>OBSERVACIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TL MFB-15</td> <td></td> <td>15-Ago-06</td> <td>01-Jul-09</td> <td>100</td> <td></td> <td>88275</td> <td>100</td> <td>300</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						ARENA / YAC.	CICLO	FECHA DE INICIO	FECHA FIN	Qiny. TON/DÍA	TON. ACUM. PLAN	TON. ACUM. REAL	Qo en frio BNPd	Qo en caliente BNPd	OBSERVACIÓN	TL MFB-15		15-Ago-06	01-Jul-09	100		88275	100	300											
ARENA / YAC.	CICLO	FECHA DE INICIO	FECHA FIN	Qiny. TON/DÍA	TON. ACUM. PLAN	TON. ACUM. REAL	Qo en frio BNPd	Qo en caliente BNPd	OBSERVACIÓN																										
TL MFB-15		15-Ago-06	01-Jul-09	100		88275	100	300																											
ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN REPRESENTATIVA																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>ARENA</th> <th>YAC.</th> <th>Qf(BBPD)</th> <th>Qo (BNPD)</th> <th>%AyS</th> <th>RGP (PCN/BN)</th> <th>°API</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12-May-11</td> <td>TL</td> <td>MFB-15</td> <td>34</td> <td>31</td> <td>3.8</td> <td>806</td> <td>8.7</td> </tr> </tbody> </table>						FECHA	ARENA	YAC.	Qf(BBPD)	Qo (BNPD)	%AyS	RGP (PCN/BN)	°API	12-May-11	TL	MFB-15	34	31	3.8	806	8.7														
FECHA	ARENA	YAC.	Qf(BBPD)	Qo (BNPD)	%AyS	RGP (PCN/BN)	°API																												
12-May-11	TL	MFB-15	34	31	3.8	806	8.7																												
OTROS PROSPECTOS				REGISTROS CORRIDOS																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>ARENA</th> <th>INTRV.</th> <th>ANP</th> <th>R. REM</th> <th>P.I.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>44</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				ARENA	INTRV.	ANP	R. REM	P.I.	44					DPIL, GR, SP, ZDL, CN, MAC, MRL, VPC, FMT, SL, SWC, GRS																					
ARENA	INTRV.	ANP	R. REM	P.I.																															
44																																			
PRUEBAS BHP-T																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>PRESIÓN (lpc)</th> <th>GRAD. P. (lpc/pie)</th> <th>TEMP. °F</th> <th>GRAD. T. (°F/pie)</th> <th>NIVEL LIQ. (pbnm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>02-Feb-05</td> <td>669.23</td> <td>0.43</td> <td></td> <td>0.014</td> <td>1400</td> </tr> </tbody> </table>						FECHA	PRESIÓN (lpc)	GRAD. P. (lpc/pie)	TEMP. °F	GRAD. T. (°F/pie)	NIVEL LIQ. (pbnm)	02-Feb-05	669.23	0.43		0.014	1400																		
FECHA	PRESIÓN (lpc)	GRAD. P. (lpc/pie)	TEMP. °F	GRAD. T. (°F/pie)	NIVEL LIQ. (pbnm)																														
02-Feb-05	669.23	0.43		0.014	1400																														

Figura 30. Ficha del pozo MFB-617

Además, se hizo uso del informe de avance del proyecto SW-SAGD, en la arena TL yacimiento MFB-15 del Campo Bare de Marzo del 2010, con el fin de extraer el histórico de inyección (Mensual). Igualmente, se realizó una base de datos con el histórico de producción e inyección de los pozos, para luego cargarlos al simulador y así lograr la actualización del mismo.

6.3 Simulación del proceso de inyección de nitrógeno y vapor

6.3.1 Cotejo histórico

Para todo estudio de producción a futuro, es necesario tener una representación del comportamiento histórico del yacimiento en estudio, ajustando una serie de parámetros, para tratar de reproducir de la manera más aproximada posible el período de producción que estuvo comprendido entre Junio de 2002 hasta Junio de 2011, porque este representa el tiempo en que estuvo produciendo el pozo MFB-617. Todo esto con la finalidad de tener mayor confianza al momento de obtener las predicciones.

Para lograr la reproducción del comportamiento de producción de los pozos y el yacimiento, se le impuso al simulador un parámetro de control, el cual para este caso en específico fue la tasa de petróleo, reportada mes a mes.

El estudio del cotejo histórico se basó en la comparación de producciones acumuladas y tasas de producción reales contra las generadas por el simulador.

Una vez logrado un buen cotejo para la historia de producción del sector del yacimiento se procedió a estimar su comportamiento futuro bajo diferentes esquemas de explotación usando un tiempo de predicción de 10 años a partir del año 2013. El período comprendido entre Julio 2011 y Enero 2013, los pozos se encontraban

produciendo en frío, a excepción de los pozos MFB-617 y MFB-852 que permanecieron cerrados, ya que se consideró ese tiempo para llevar a cabo la completación del pozo MFB-852, instalación de los equipos de inyección y realización de las pruebas de laboratorio pertinentes.

Se realizaron estudios de sensibilidad a diferentes parámetros de inyección de los pozos modelos para observar el efecto de cada una de las variables sobre el comportamiento de los mismos. Los casos que se evaluaron para el estudio de la tecnología son los siguientes:

6.3.2 Caso Base: Inyección de Vapor mediante la tecnología SW-SAGD

Se realizó utilizando los parámetros identificados como óptimos, obtenidos de estudios previos sobre la aplicabilidad de inyección de vapor mediante la tecnología SW-SAGD llevado a cabo en el mismo yacimiento, en el cual determinaron los parámetros de inyección de vapor de calidad de 0.8, obteniéndose una tasa de inyección óptima de 100 Ton/D, Presión de inyección de 1200 psi, Temperatura de inyección de 560 °F; se utilizaron dichos parámetros en los pozos MFB-617 y MFB-852 para llevar a cabo la simulación de lo que representaría el caso base para la comparación de los diferentes escenarios de inyección de nitrógeno.

6.3.3 Caso A: Inyección Continua de Nitrógeno mediante la tecnología SW-SAGD

Se realizó un estudio de sensibilidad de inyección de nitrógeno sobrecalentado en los pozos completados para la tecnología SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852), más la producción en frío de los pozos existentes en el sector del yacimiento. Las sensibilidades de la tasa de inyección de nitrógeno fueron llevadas a cabo tomando valores de 1, 2.5 y 5 MMPCD de nitrógeno inyectado. Al sensibilizar este parámetro se tomó en cuenta su incidencia en las variables: producción acumulada de petróleo, tasa de petróleo, corte de agua y relación gas-petróleo producido. Luego el parámetro

a estudiar era la temperatura de inyección, tomando en cuenta la tasa óptima de inyección, empleando valores de 500, 400 y 300 °F; y se sensibilizó el parámetro de presión de inyección manteniendo constante la tasa de inyección y temperatura óptimas.

6.3.4 Caso B: Inyección de Nitrógeno alternada con Vapor mediante la tecnología SW-SAGD

Se realizó un estudio de sensibilidad de inyección de nitrógeno alternado con vapor en los pozos MFB-617 y MFB-852 con los parámetros óptimos de inyección del caso base y el caso A, más la producción en frío de los pozos existentes en el sector del yacimiento. Usando como parámetro de sensibilidad el tiempo de inyección de cada fluido, los valores empleados fueron: 2 meses nitrógeno - 2 meses vapor hasta completar el período de simulación, e igualmente se hizo para los escenarios de 6 meses nitrógeno - 6 meses vapor y 1 año nitrógeno – 1 año vapor.

6.3.5 Caso C: Pozos productores en frío

La producción en frío se basa en la producción de los pozos sin implementar ningún mecanismo de recuperación térmica. Por lo que se realizó una corrida de los pozos productores en condiciones normales, considerando para los pozos productores en el modelo un comportamiento promedio de acuerdo a la tendencia que traían durante su historia de producción, despreciando posibles inconvenientes operacionales que son impredecibles mediante simulación numérica; estos fueron los mismos que se emplearon para los demás escenarios.

Se determinó en sí, cual es la ganancia en Barriles de Petróleo Producido que pueden otorgar dichos escenarios, por lo cual se hizo una comparación entre el caso base, el mejor escenario obtenido en los casos A y B, con el caso de los pozos productores en frío.

6.4 Evaluación económica

Con el fin de tener una idea de rentabilidad de los planes estudiados en el modelo de simulación, se realizó una evaluación económica a los diferentes escenarios que resultaron más atractivos, para lo cual se utilizó la herramienta SEE PLUS. Para la evaluación económica se consideraron las inversiones y gastos asociados al proyecto, así como la producción esperada, a fin de determinar si es o no rentable la aplicación de nitrógeno sobrecalentado en el yacimiento.

Se contemplaron una serie de premisas al momento de realizar la evaluación económica entre ellas tenemos:

- Horizonte Económico: 10 años, tiempo considerado para las predicciones.
- Tasa de Cambio: 4.30 BsF/\$.
- Escenario de Evaluación de Cesta: 100.71 \$ por barril (octubre 2012).
- Tasa de Descuento: 10 %.
- Costo de Inyección de Vapor: 14.72 MMBsF por pie cúbico.
- Costo de Inyección de Nitrógeno: 5.48 MMBsF por pie cúbico.
- Costo de Inyección de Nitrógeno + Vapor: 20.20 MMBsF por pie cúbico.

6.5 Selección del escenario óptimo de inyección

Se realizó una comparación detallada de los diferentes escenarios planteados, evaluando sus ventajas y desventajas a nivel técnico y económico, para la escogencia de la mejor alternativa a la inyección de vapor en el yacimiento TL MFB-15.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS AL PROYECTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los datos de producción del yacimiento fueron validados mediante la revisión de los valores que aparecen reportados en las herramientas Centinela y OFM, en ambas fuentes dichos valores coincidieron, siendo Centinela la herramienta más confiable ya que los datos son introducidos al momento de obtenerlas por las mediciones realizadas en campo, y la herramienta OFM se alimenta de los datos introducidos en Centinela.

Una vez que se obtuvo toda la información de los pozos (producción, diagrama mecánico, estado actual del pozo, etc), se pudo observar que actualmente sólo existe un pozo completado para la tecnología SW-SAGD en el yacimiento TL MFB-15, el cual es el pozo MFB-617 que se encuentra cerrado por baja productividad; y está el pozo MFB-852 que es un pozo nuevo que está esperando por completación para la tecnología SW-SAGD.

Los pozos MFB-617 y MFB-852 navegaron en la arena un total de 2053 y 2300 pies respectivamente; poseen un ANP de 100 %, con porosidades entre 25 – 35 % y permeabilidades entre 2800 – 3500 mD. El espesor del intervalo es de 30 pies aproximadamente, indicando excelentes condiciones de yacimiento. Ambos pozos están cementados hasta superficie. Esta información fue obtenida por medio de la herramienta SIMDE.

En la **Figura 31** se puede apreciar la historia de producción del pozo MFB-617.

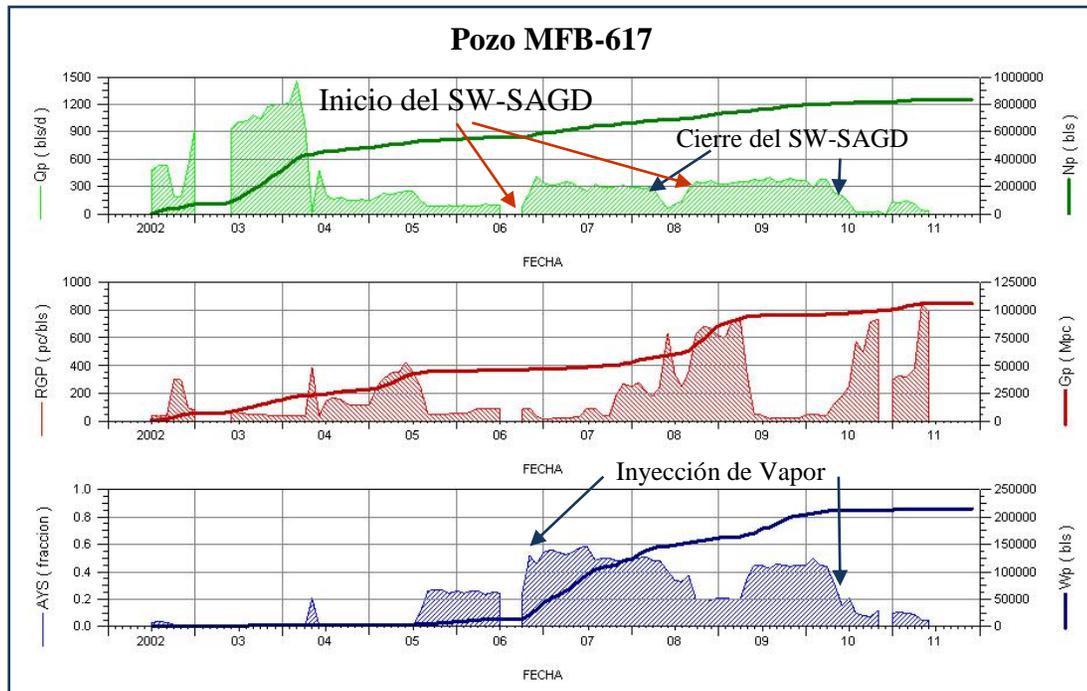


Figura 31. Histórico de Producción del Pozo MFB-617

Del gráfico de producción de petróleo del pozo MFB-617 (**Figura 31**) se observa claramente que antes de iniciar con el proyecto piloto SW-SAGD el pozo mantenía una tasa de petróleo de 100 BPD, y al momento iniciar la inyección de vapor a mediados del año 2006, se vio un aumento de la tasa de petróleo a 300 BPD. Para el año 2008 la inyección de vapor fue suspendida por problemas de producción de H₂S en un pozo vecino (MFB-642), por lo que fue necesaria la inyección de secuestrante en el fondo del pozo, la situación fue controlada y la inyección de vapor fue restablecida obteniéndose una tasa de petróleo de 300 Bbl/D. Para el año 2010 la inyección de vapor fue suspendida por presentarse una fuga de petróleo por el stuffing box, por lo que se decidió poner a producir el pozo en frío. La producción declinó bruscamente, lo que conllevó a cerrar el pozo por baja productividad y se diagnosticó una posible tubería rota, alcanzándose 840 MBN de petróleo acumulado.

Con respecto al % AyS, se evidencia un aumento por encima del 50% a partir del año 2006 que es cuando se inicia la inyección de vapor, dicho valor se mantiene hasta el año 2010 al momento de finalizar la inyección, cabe acotar que a mediados del año 2008 se ve una disminución del porcentaje de agua y sedimento, el cual corresponde a la fecha que se detuvo la inyección de vapor para solucionar el problema con la producción de H₂S. Estos datos reflejan que una parte del vapor en el yacimiento se condensaba y era producido en conjunto con el petróleo. De igual manera, el aumento de agua en las zonas adyacentes al pozo, de acuerdo con algunas teorías ^[13, 23], pudieran haber influenciado la alta producción de H₂S en el pozo MFB-642.

2 REVISIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL MODELO SECTORIAL DE LA ARENA TL DEL YACIMIENTO MFB-15 Y COTEJO HISTÓRICO DEL MISMO

2.1 Revisión del modelo de la arena TL yacimiento MFB-15

Se hizo una revisión de las propiedades del modelo, las cuales corresponden con las propiedades petrofísicas del yacimiento. Igualmente se revisó el PVT incorporado en el modelo, el cual se ajusta con el PVT que se le realizó al pozo MFB-617 en el 2006. Las curvas de permeabilidades relativas están representadas por las pruebas de núcleos tomadas de los pozos MFB-596 y MFB-598, los cuales se encuentran en el yacimiento TL MFB-15.

2.1.1 Actualización del modelo

Se hizo una prueba de corrida con el sector del yacimiento para ver si el modelo ya estaba cotejado. Se observaron unos picos de producción de petróleo que no correspondían con la data de petróleo obtenida a través de la herramienta Centinela,

por lo que se revisaron los datos de producción suministrados al modelo inicialmente y ésta contenía una producción en determinadas fechas que no pertenecía a ciertos pozos. De igual manera se revisaron las completaciones de los pozos presentes en el modelo y estas correspondían con las realizadas actualmente a dichos pozos.

Otro punto importante es que el modelo presentaba la data de producción hasta el año 2008, por lo que fue necesario la actualización del mismo mediante la incorporación de 4 pozos (MFB-569, MFB-586, MFB-720, MFB-806) que fueron perforados y completados en el sector del yacimiento de estudio desde esa fecha, e igualmente anexar el pozo MFB-852 que es el pozo en estudio para la tecnología SW-SAGD.

Ya teniendo la data de producción actual de los pozos (Junio 2011), se procedió a cargar esta información en el simulador STARS a través del pre-procesador Builder, en la sección de *Well and Recurrent*. De igual manera se incorporó la trayectoria y completación de los pozos MFB-569, MFB-856, MFB-720, MFB-806 y MFB-852, y los datos de producción de los mismos. El pozo MFB-852 es un pozo nuevo, que aún no se ha puesto a producir en frío desde la perforación del mismo, por lo que no posee data de producción; actualmente está esperando por completación para la tecnología SW-SAGD. Como se harán pruebas de transferencia de calor en las zonas cercanas al pozo, fue necesario realizar un refinamiento local en el área del pozo para poder visualizar los cambios de transferencia de fluido y calor durante el proceso de inyección de vapor o nitrógeno. Quedando finalmente el modelo como se muestra en la **Figura 32**.

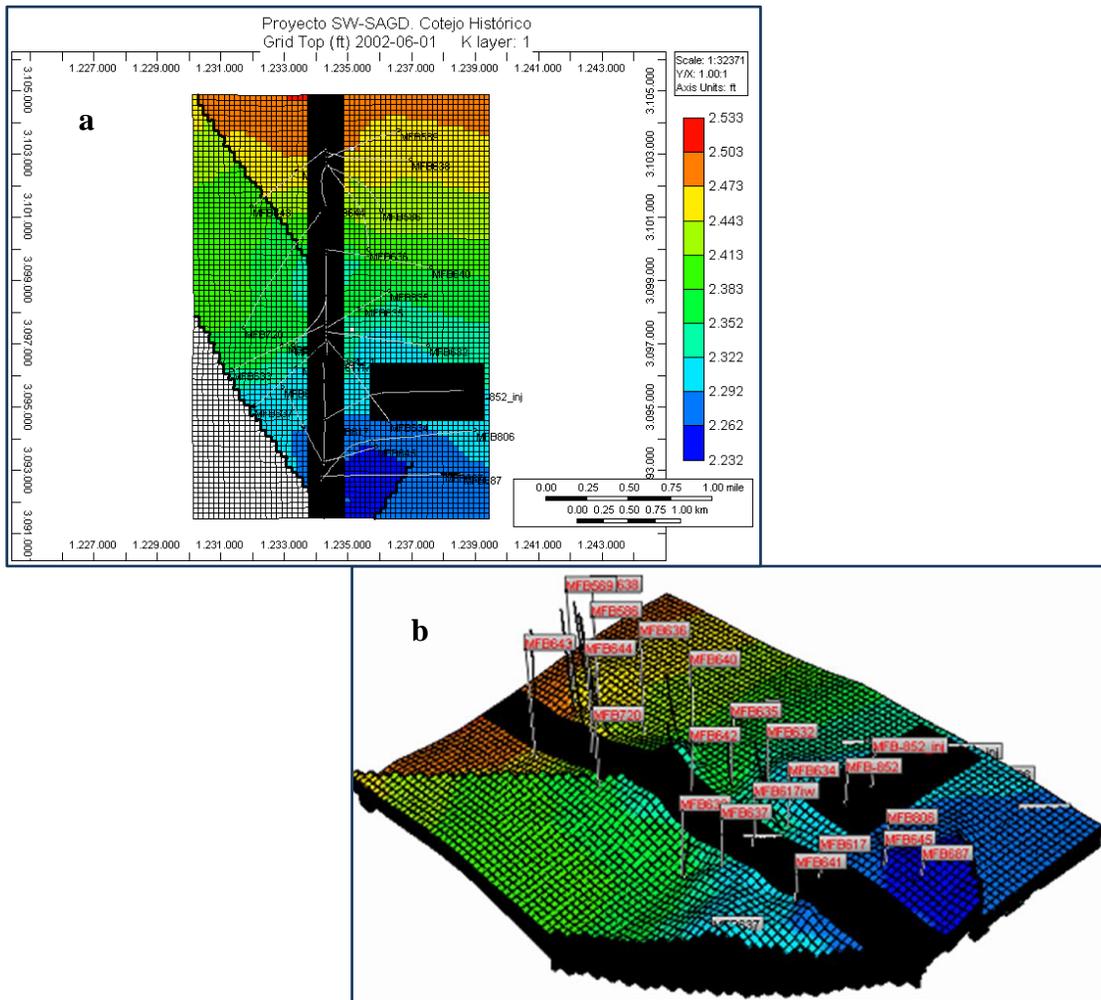


Figura 32. Vista de planta (a) y 3D (b) de la propiedad “Grid Top” del modelo del sector del yacimiento de la Arena TL Yacimiento MFB-15

Esta etapa del estudio sirvió para verificar el comportamiento de producción del yacimiento, realizar el cotejo de la misma y en base a esto evaluar los diferentes escenarios planteados en este estudio.

2.1.2 Ajuste Histórico

El cotejo histórico se basó en la comparación de producciones acumuladas y tasas de producción de petróleo, agua y gas reales contra las generadas por el simulador para los pozos ubicados dentro del modelo.

Para reproducir el comportamiento de producción de los pozos o las condiciones iniciales del yacimiento en el cotejo, fue necesario realizar ajustes de datos a través de un procedimiento de ensayo y error. Principalmente se realizaron sensibilidades con los puntos extremos de las curvas de permeabilidades relativas de los análisis de núcleo de los pozos MFB-596 y MFB-598. Estos cambios, aunque fueron muy leves, sirvieron para reproducir la producción de petróleo y cotejar lo mejor posible tanto el agua como el gas, quedando el modelo con una mejor base para las predicciones.

Se puede observar en las **Figuras 33, 34 y 35** el resultado del cotejo del sector del yacimiento con los gráficos de historia de producción de petróleo, agua y gas representado por el simulador.

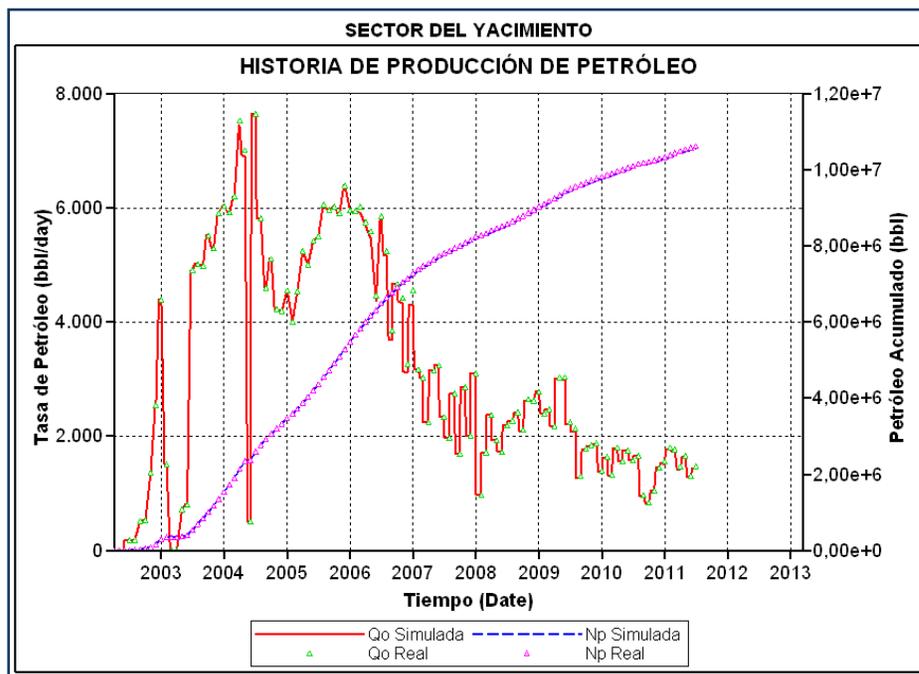


Figura 33. Historia de Producción de Petróleo del Sector del Yacimiento

En la **Figura 33** se muestra el amarre de la tasa y producción acumulada de petróleo del sector del yacimiento, la cual fue reproducida en un 100%, lo que indica, que el

simulador logra reproducir las tasas históricas de petróleo de los pozos productores existentes.

Con respecto al cotejo del agua, se realizaron sensibilidades en las curvas de permeabilidad relativa al agua, variando la saturación de agua crítica entre 0.13 y 0.16, obteniendo así la producción de agua para el sector del yacimiento, el cual se puede observar en la **Figura 34**. Aunque se puede apreciar que después del año 2010 la producción de agua real es mayor a la arrojada por el simulador, lo cual coincide con la fecha del cierre de inyección de vapor en el pozo MFB-617. El simulador debería reproducir el comportamiento de la producción de agua si el modelo no tuviera problemas; en otras palabras esto indica que el modelo tiene fallas. Este fue el mejor resultado que se pudo obtener, comparado con los que se obtuvieron al inicio de las pruebas de cotejo, pero no es realmente el más representativo de la realidad del yacimiento.

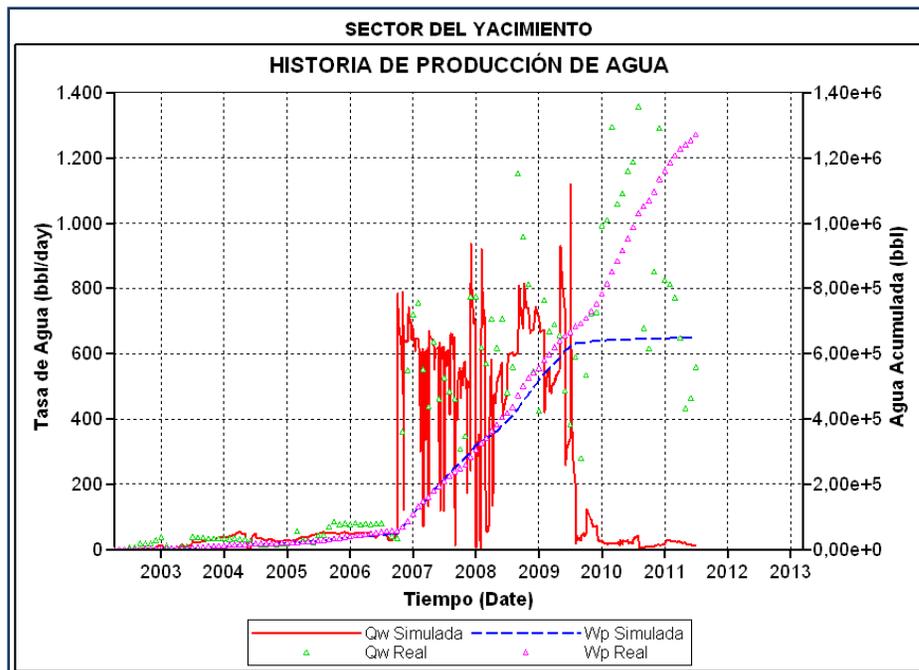


Figura 34. Historia de Producción de Agua del Sector del Yacimiento

En relación con el ajuste de producción del gas en el sector del yacimiento, se obtuvo un cotejo aceptable, como se aprecia en la **Figura 35**; el ajuste del gas para el sector del yacimiento por el simulador se logró realizando sensibilidades en la curva de permeabilidad relativa al gas, variando la saturación de gas crítica hasta un máximo de 10 %.

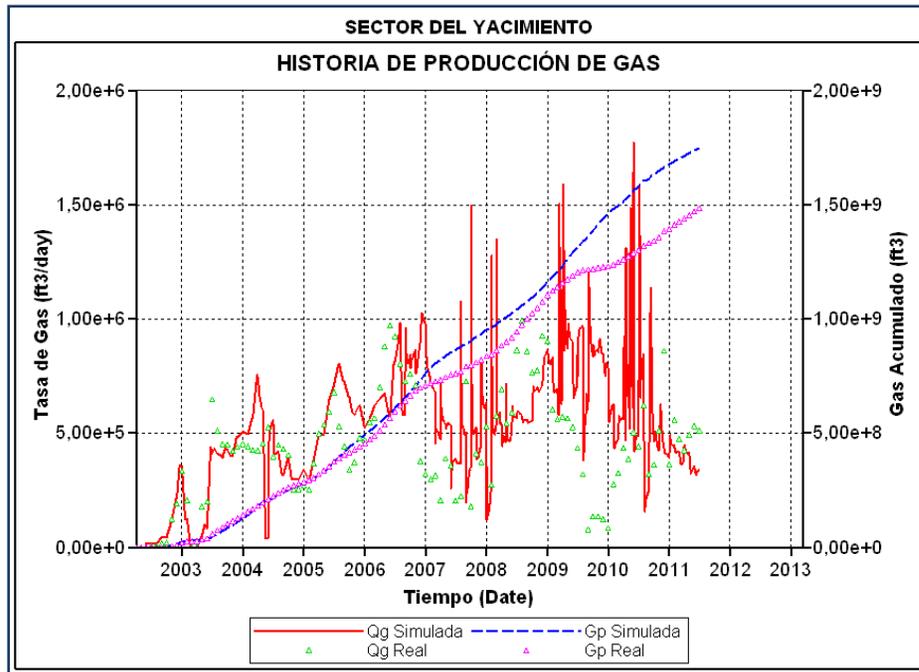


Figura 35. Historia de Producción de Gas del Sector del Yacimiento

Cabe destacar que la diferencia que existe entre la producción de gas real y la arrojada por el simulador se debe a que en la industria las mediciones no son tomadas con mucha exactitud debido a la falta de medidores apropiados y a que una parte del gas producido es quemado o venteado, en consecuencia al no tener mediciones precisas en las tasas de gas, los resultados reportados por el simulador no cotejaran satisfactoriamente con el comportamiento de la producción de gas reportada por la industria.

Por eso es que a la hora de trabajar con simuladores, el parámetro control para realizar el cotejo es la tasa de petróleo, ya que éste es el parámetro más certero al momento de efectuar la toma de datos en campo.

En la **Figura 36** también se aprecia el amarre de los resultados de producción de petróleo realizados por el simulador en comparación con la historia real del pozo MFB-617. Es decir, el simulador logra representar el efecto de la inyección de vapor sobre la producción de petróleo.

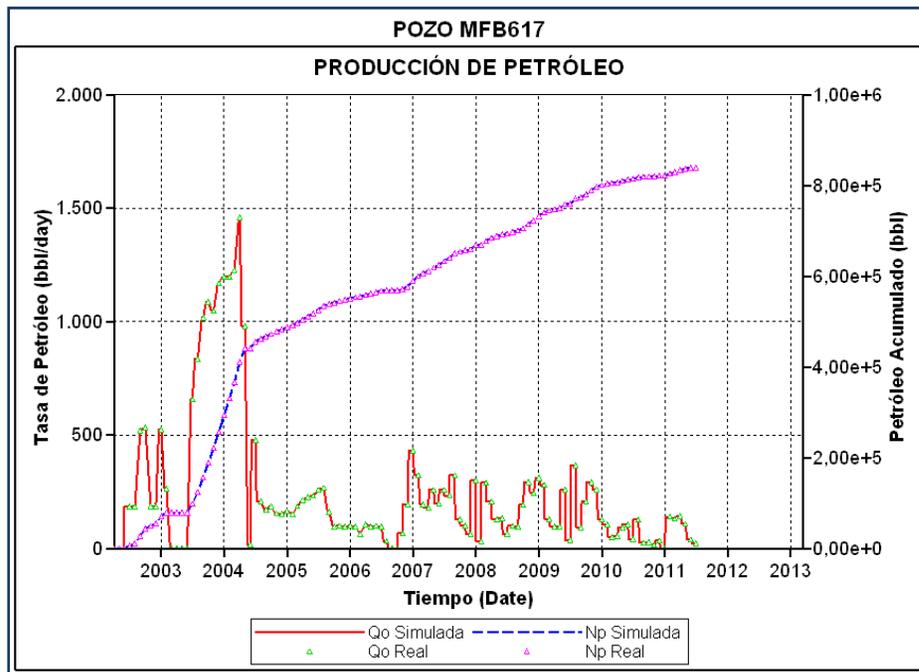


Figura 36. Historia de Producción de Petróleo del Pozo MFB-617

De la **Figura 36** se observa el aumento de la producción una vez que inicia la inyección de vapor a mediados de 2006, la cual se mantenía hasta finales del 2010 que es cuando se realiza el cierre de la inyección de vapor. A partir de esa fecha comienza a disminuir la producción debido a la ausencia de energía que antes era aportada por el vapor, lo que condujo a su cierre en Junio 2011.

Con respecto al cotejo del agua para el pozo MFB-617 (**Figura 37**), las sensibilidades realizadas variando la saturación de agua crítica, como se mencionó anteriormente, se muestra que en dicho pozo no se tiene un 100 % de ajuste, sin embargo, estos fueron los mejores resultados obtenidos de las sensibilidades del cotejo en función a este pozo.

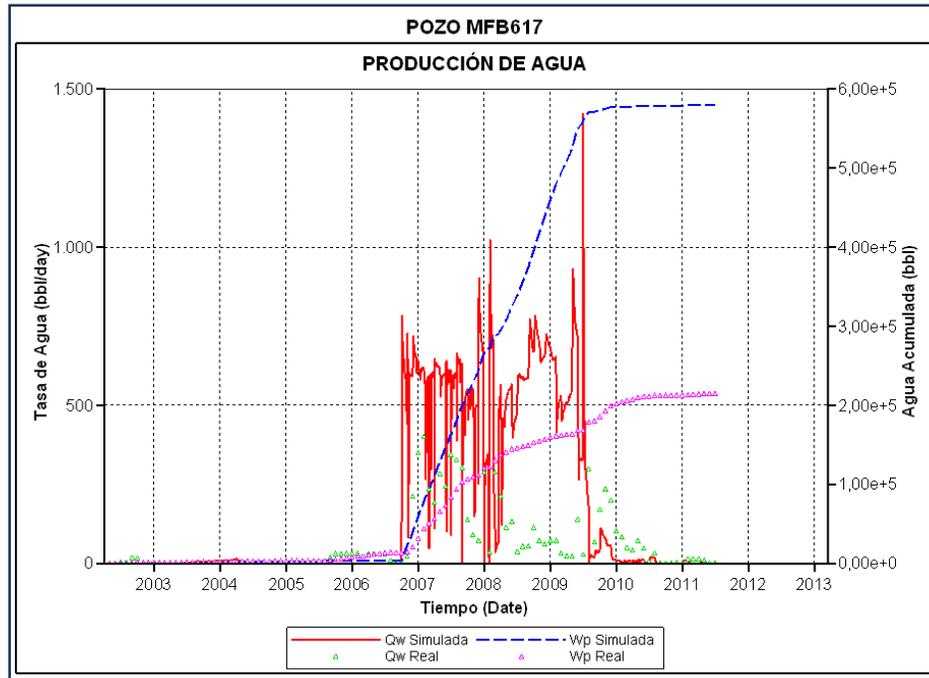


Figura 37. Historia de Producción de Agua del Pozo MFB-617

Se puede observar que en el pozo MFB-617 entre las fechas del 2002 hasta el 2007 se mantienen valores bajos en las tasas de agua, tanto para el simulador como para los datos reales del pozo, y al final de 2011 el acumulado de agua del simulador es de 575 MBls, el cual es un valor más alto respecto a la historia real que es de 215 MBls, esto quiere decir que el modelo no está bien construido. A pesar de que existe una diferencia de 360 MBls entre los acumulados de agua del simulador y los datos reales del pozo, este ajuste fue el mejor que se pudo obtener para realizar sensibilidades para el proyecto.

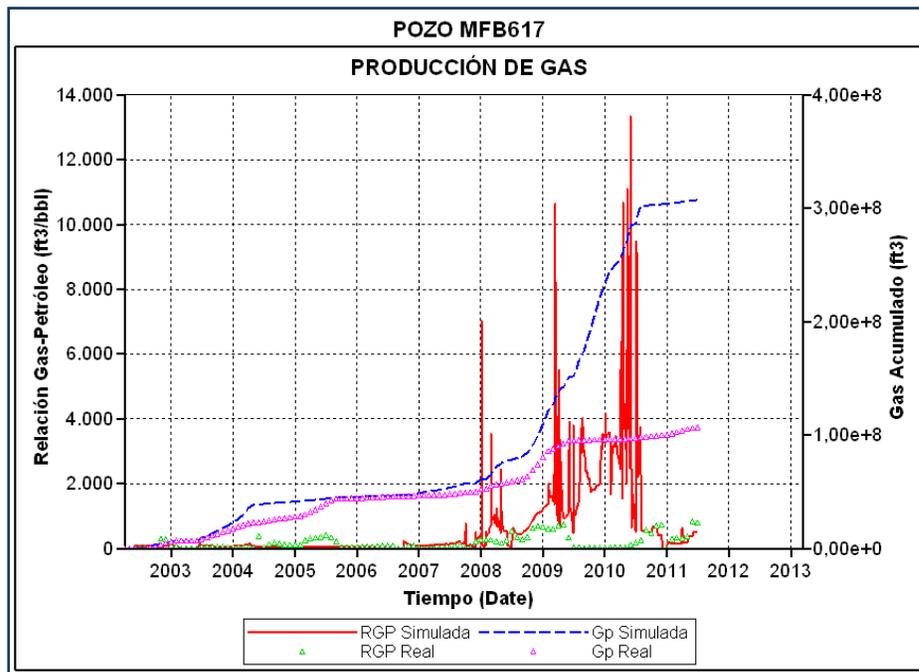


Figura 38. Historia de Producción de Gas del Pozo MFB-617

Ante todo es importante señalar, que existe incertidumbre en la historia de producción del gas reportada como se mencionó anteriormente; sin embargo, se pudo obtener un ajuste aceptable para el sector del yacimiento como se observa en la **Figura 35**. El ajuste del pozo de interés no fue de un 100 % como se puede apreciar en la **Figura 38**, sin embargo, por lo antes expuesto, este ajuste se consideró el mejor, de todas las sensibilidades hechas al cotejo, para realizar sensibilidades en el proyecto.

Pese a la deficiencia en el cotejo y que no se pudo alcanzar un mejor resultado en el tiempo disponible, se decidió continuar con las sensibilidades en las predicciones y se hicieron como un ejercicio teórico académico que no tiene aplicación práctica.

3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO

3.1 Estudio de Sensibilidades

El ejercicio de sensibilidad se hizo con fines académicos puramente y no con fines prácticos, pues no hay un cotejo que sea totalmente confiable. Las sensibilidades se llevaron a cabo bajo ciertos esquemas de explotación del yacimiento y con ciertas premisas para la inyección de vapor y nitrógeno basándose en un tiempo de predicción de 10 años y tomando como límite de monitoreo del pozo una tasa mínima de petróleo de 20 Bbl/D; considerando además un tiempo de año y medio para: la completación del pozo MFB-852 y realización de las pruebas de laboratorio pertinentes, estando los demás pozos produciendo en frío durante este período. Por lo que se consideró iniciar la producción-inyección de los pozos a tratar (MFB-617 y MFB-852) a partir de enero 2013 hasta diciembre 2023.

Para los distintos escenarios de predicciones fueron planteados los siguientes arreglos de pozos:

3.1.1 Caso Base: Inyección de Vapor en los pozos SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852)

Inyección de vapor mediante la tecnología SW-SAGD en los pozos MFB-617 y MFB-852, con los parámetros óptimos de inyección ($Q=100$ Ton/D, $T=560$ °F y $P=1200$ psi, calidad 80 %) obtenidos de un estudio de simulación de SW-SAGD en el mismo yacimiento ^[22], más la producción en frío de los pozos existentes en el sector del yacimiento. Los resultados se muestran en conjunto con los obtenidos de la inyección de nitrógeno.

3.1.2 Caso A: Inyección de Nitrógeno Sobrecalentado en los pozos SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852)

En la **Figura 39** se puede observar el comportamiento de producción de petróleo del pozo MFB-617 para las diferentes tasas de inyección de nitrógeno comparado con el caso base (inyección de vapor), en el cual las tasas de petróleo iniciaban con 600 BPD y luego declinan progresivamente hasta el año 2015 donde se mantiene una tasa de petróleo de 228, 230, 239 BPD hasta el final del período para las tasas de inyección de nitrógeno de 1, 2.5 y 5 MMPCN respectivamente. Es decir, que a medida que se aumenta la cantidad de volumen de nitrógeno a inyectar, la eficiencia del proceso se mantiene. Al compararlo con los resultados del caso base, se observa una disminución de 50 BPD en la tasa de petróleo con respecto a la inyección de vapor, donde las tasas de petróleo obtenidas al mantenerse estable la producción, son de 290 BPD. Aunque la diferencia en la producción entre la inyección de vapor y nitrógeno, es considerada para muchos no significativa, resultando la inyección de nitrógeno un proceso ventajoso para la obtención de crudo extrapesado.

Las tasas de petróleo obtenidas para el pozo MFB-617 durante la simulación del caso base, corresponden a las obtenidas en campo cuando se llevó a cabo el proyecto piloto del SW-SAGD en el año 2006; es decir, que a pesar de no contar con un buen cotejo del modelo, se logró establecer el comportamiento real del pozo cuando es aplicado un proceso de inyección de vapor, en el cual se obtienen tasas de petróleo de 300 BPD.

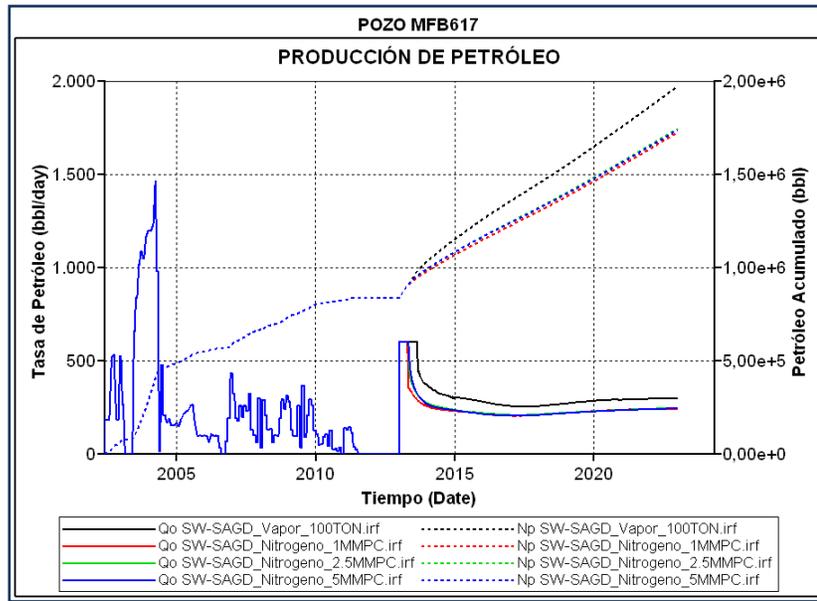


Figura 39. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A

El petróleo acumulado para las diferentes tasas de inyección corresponden a: 1.1 MMBN para una tasa de 100 TON/D de vapor, 0.88 MMBN para una tasa de 1 MMPCD de nitrógeno, 0.89 MMBN para una tasa de 2.5 MMPCD y 0.9 MMBN para una tasa de 5 MMPCD, es decir 0.2 MMBN de diferencia con respecto al caso base.

En la **Figura 40** se muestra el comportamiento de producción de gas para el pozo MFB-617 a diferentes tasas de inyección para el caso base y caso A, en el cual se evidencia que a medida que se aumenta la inyección de gas, mayor será la producción de gas en el pozo, lo que se puede interpretar a que una parte del gas inyectado en el yacimiento está siendo producido instantáneamente al entrar en contacto con el pozo.

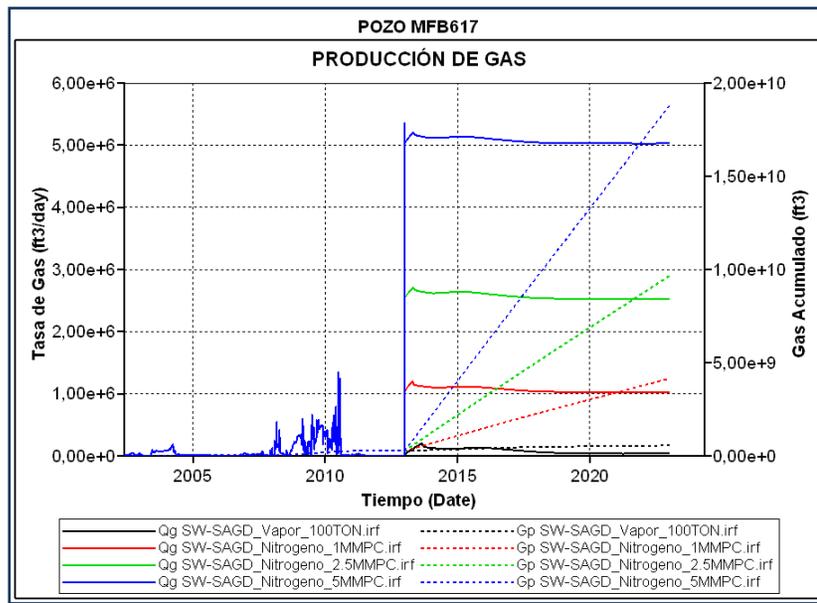


Figura 40. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A

Se observan bajas tasas de gas, por debajo de los 120 MPCD, cuando se inyecta vapor; mientras que durante la inyección de nitrógeno las tasas de gas producidas eran de 1095, 2570 y 5080 MPCD para las tasas de nitrógeno de 1, 2.5 y 5 MMPCD respectivamente. El aumentar los volúmenes de nitrógeno a inyectar, conducen a altos costos de inversión al llevar a cabo el proceso, por la incorporación de equipos generadores-compresores de nitrógeno.

Con respecto a la producción de agua en el pozo MFB-617 (**Figura 41**), se reportaron bajas tasas de agua durante la inyección de nitrógeno por debajo de los 10 BPD y un acumulado de agua final de 40 MBN; mientras que durante la inyección de vapor las tasas de agua eran de 630 BPD y un acumulado de agua final de 2.87 MMBN; siendo la cantidad de agua real acumulada de 2.3 MMBN durante el período de inyección de vapor.

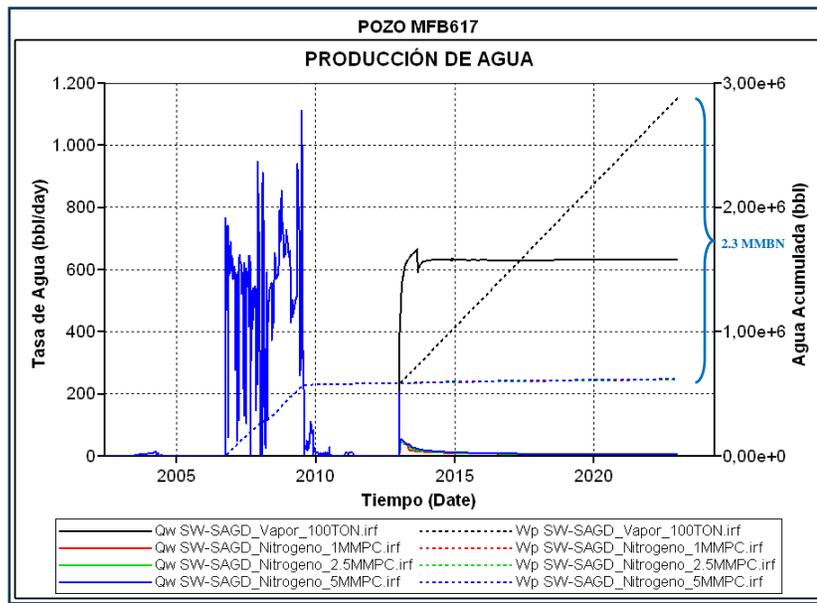


Figura 41. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A

Las altas tasas de agua producidas durante la inyección de vapor puede indicar, que una parte del vapor inyectado luego de calentar el crudo en las zonas cercanas al pozo, se condensa y es producido simultáneamente con el crudo de baja viscosidad, obteniéndose al final del período un acumulado de agua de 2.3 MMBN. Esto puede traer problemas futuros como es el caso de la producción de H_2S , ya que de acuerdo con los estudios realizados por INTEVEP, el agua es un factor importante para la generación de H_2S [13, 23].

En la **Figura 42** se muestra la inyección de nitrógeno y vapor para los diferentes escenarios. Para las tasas de inyección de nitrógeno de 1, 2.5 y 5 MMPCD se tiene un acumulado de nitrógeno inyectado al final del período de 3652, 9130 y 18260 MMPCN respectivamente; y la inyección de vapor de 100 TON/D tiene un acumulado de 2.9 MMBN de vapor, siendo el acumulado real de 2.3 MMBN. A medida que se aumenta el volumen de nitrógeno a inyectar, trae consigo la necesidad de instalar otros equipos generadores de nitrógeno, lo que aumenta el costo del proyecto para la obtención de petróleo extrapesado.

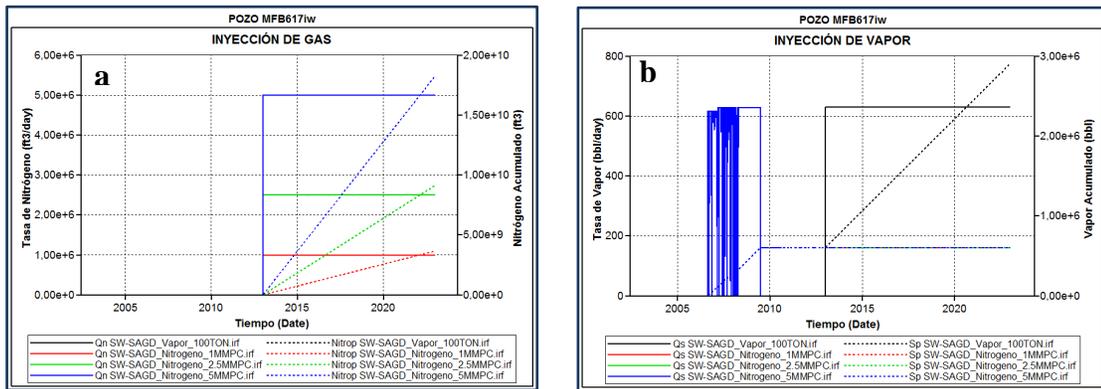


Figura 42. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A

Durante el estudio de la producción del pozo MFB-852, por ser un pozo nuevo, fue necesario realizar un agotamiento natural del mismo para determinar la presión de fondo fluyente en el pozo hasta obtener tasas de petróleo que correspondían con la producción en frío de pozos nuevos en el yacimiento. Después de definir la presión de agotamiento, fue utilizada esta condición para evaluar los escenarios de inyección en el pozo MFB-852.

Para el caso de estudio del pozo los resultados manifestados fueron diferentes comparados con los del pozo MFB-617. Del gráfico de producción de petróleo del pozo MFB-852 en función del tiempo a diferentes tasas de inyección, (ver **Figura 43**), se puede observar que al inyectar 1 MMPCD (curva roja) de nitrógeno la producción de petróleo inicia con una tasa de 700 BPD declinando progresivamente hasta mantener una tasa de 407 BPD a partir del año 2016, lográndose al final del período un acumulado de 1.59 MMBN; para una tasa de nitrógeno de 2.5 MMPCD (curva verde) alcanza una tasa constante a partir del año 2016 de 411 BPD y al final del período se obtiene un acumulado de 1.61 MMBN; y para una tasa de inyección de nitrógeno de 5 MMPCD (curva azul) a partir del año 2016 se mantiene una tasa de petróleo de 428 BPD y al final de la vida del proceso se alcanza un acumulado de 1.65 MMBN. La declinación progresiva al inicio de la producción, se debe al

decaimiento de la presión del yacimiento en las cercanías del pozo, producto de la apertura del mismo para iniciar su producción.

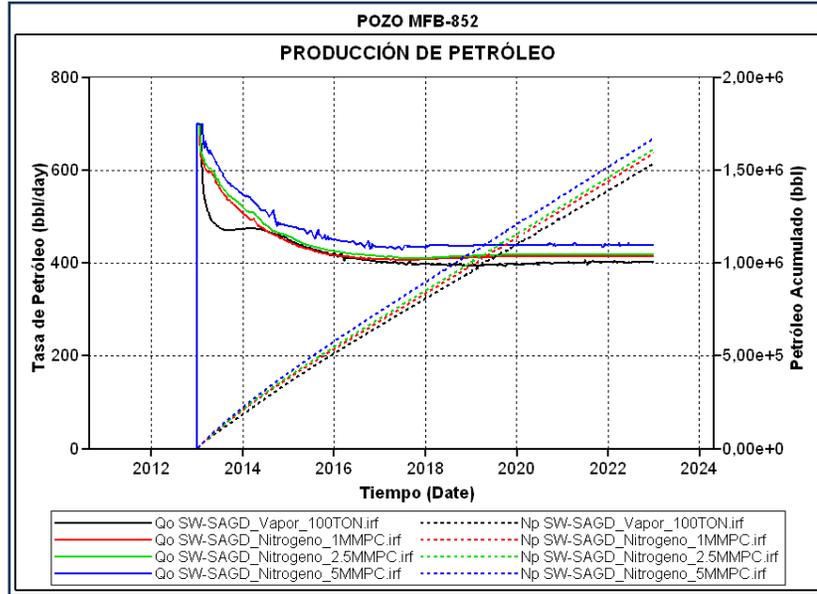


Figura 43. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A

El aumentar la tasa de inyección por encima de 1 MMPCD no proporciona un aumento considerable en la producción al final de los 10 años. Por ejemplo, una tasa de inyección 2.5 MMPCD representa un aumento en la producción acumulada de 20 MBN; y una tasa de inyección de 5 MMPCD de nitrógeno representa un aumento de 60 MBN en la producción acumulada al final del período. Al compararlo con los resultados obtenidos de la inyección de vapor (curva negra), que igualmente inicia la producción de petróleo con una tasa de 700 BPD, declinando progresivamente hasta alcanzar una tasa de 400 BPD a partir del año 2016 hasta el final del período, la producción total acumulada de acuerdo al caso base es de 1.53 MMBN; es decir 60 MBN menos que la obtenida por la inyección de nitrógeno de 1 MMPCD.

La diferencia de producción acumulada entre los pozos puede deberse principalmente a que el pozo MFB-617 cuenta con una inyección de vapor previa, pudiendo ser que

el nitrógeno pierde su eficiencia al entrar en contacto con el vapor en el yacimiento. Además, de acuerdo con algunas teorías [3, 9, 21], al inyectar nitrógeno luego de una inyección previa de vapor, la producción de petróleo obtenida fue menor con respecto a la inyección continua de vapor, ya que la cantidad de energía calórica suministrada era menor. Por eso es indispensable la realización de pruebas de laboratorio para determinar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

En la **Figura 44**, de la producción de gas del pozo MFB-852 a las diferentes tasas de inyección de nitrógeno, se observa que a medida que se aumenta la tasa de inyección de nitrógeno de 1 a 2.5 y 5 MMPCD, mayor es la relación gas-petróleo producida, ya que la cantidad a inyectar es mayor.

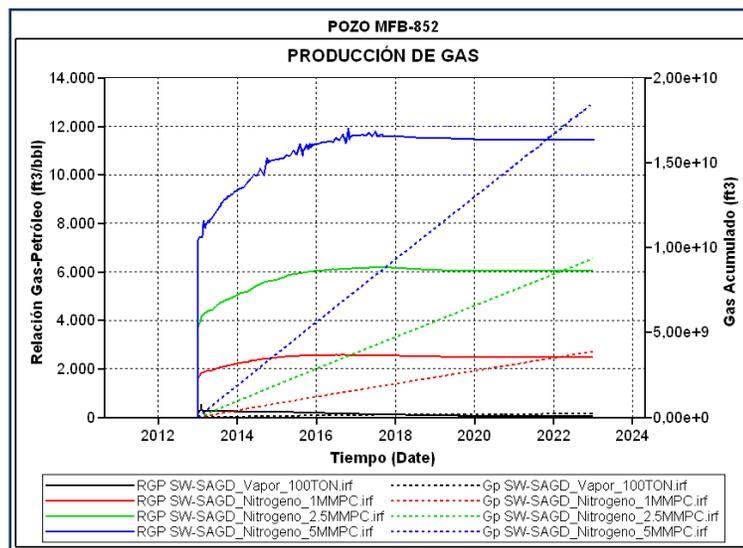


Figura 44. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A

Para una tasa de nitrógeno 1 MMPCD la RGP máxima alcanzada es de 2550 PCN/BN y el gas acumulado es de 3890 MMPCN; para una tasa de nitrógeno de 2.5 MMPCD la RGP máxima es de 6170 PCN/BN y el gas acumulado al final del período es de 9360 MMPCN, lo que representa un aumento de la producción de gas de 5470 MMPCN. En el caso de una tasa de 5 MMPCD la RGP máxima reportada

por el simulador fue de 11600 PCN/BN con un acumulado de gas de 18510 MMPCN, representando un aumento de 14620 MMPCN con respecto al acumulado obtenido de la inyección de 1 MMPCD. Para la inyección de vapor, la RGP máxima fue de 200 PCN/BN y un gas acumulado de 220 MMPCN, ya que el gas producido es el que se encuentra en solución.

De igual manera, es necesario evaluar la producción de agua para las diferentes tasas de inyección, la cual se puede apreciar en la **Figura 45**. La producción de agua durante la inyección de nitrógeno es baja, con valores de tasas de agua que oscilan de 3.7 a 4.3 BPD para las diferentes tasas de inyección; y un acumulado de agua a los 10 años de 13.7 MBN para una tasa de inyección de nitrógeno de 1 MMPCD. Caso contrario ocurre durante la inyección de vapor, en el cual las tasas reportadas eran de 633 BPD, es decir, que una parte del vapor inyectado luego de calentar el crudo en las zonas cercanas al pozo, se condensa y es producido simultáneamente con el crudo de baja viscosidad, obteniéndose al final del período un acumulado de agua de 2.3 MMBN.

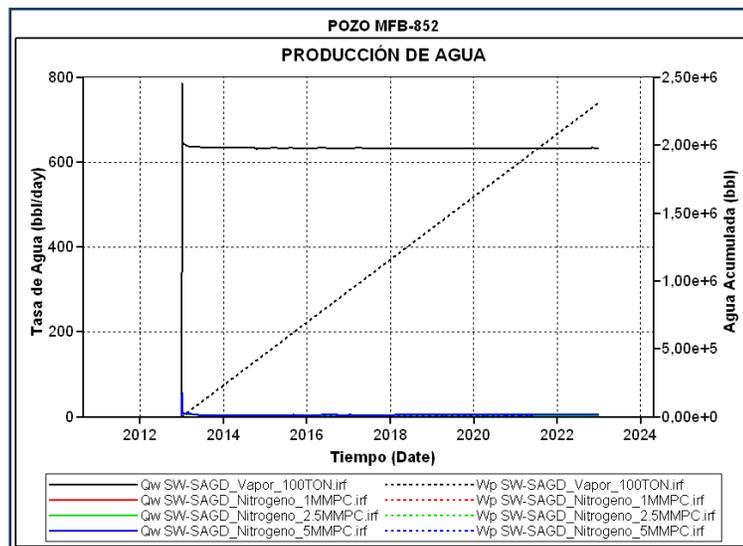


Figura 45. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A

En la **Figura 46** se muestran las tasas y el acumulado de la inyección de nitrógeno y vapor para los diferentes escenarios. Para las tasas de inyección de nitrógeno de 1, 2.5 y 5 MMPCD se tiene un acumulado de nitrógeno inyectado al final del período de 3652, 9130 y 18260 MMPCN respectivamente; y la inyección de vapor de 100 TON/D tiene un acumulado de 2.3 MMBN de vapor.

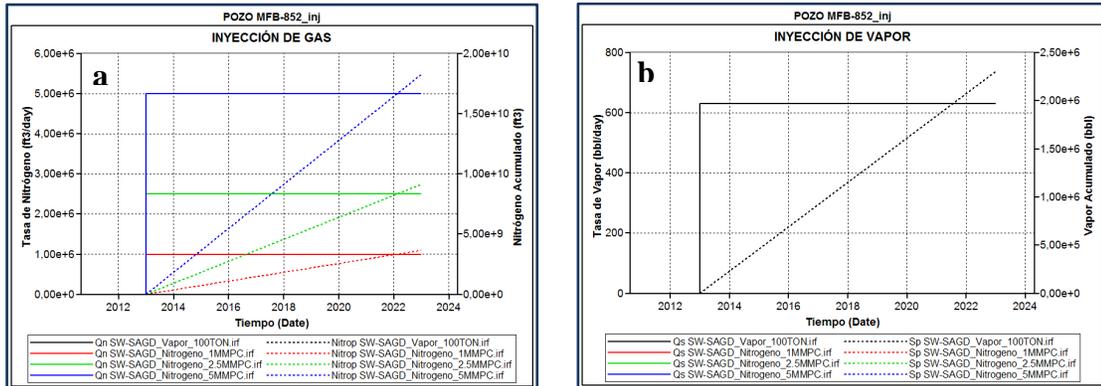


Figura 46. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A

De acuerdo a las sensibilidades analizadas, se puede evidenciar que la tasa óptima de inyección de nitrógeno es de 1 MMPCD, por ser la que generaba tasas de petróleo cercanas a las obtenidas por la inyección de vapor, y a menor producción de gas entre las distintas tasas de inyección.

Para la sensibilización del parámetro de temperatura de inyección, se utilizaron valores que permitan aprovechar al máximo la energía aportada por el gas caliente. Los valores fueron: 300, 400 y 500 °F; manteniendo constante la tasa óptima de inyección de nitrógeno. Se hizo el estudio en el pozo MFB-852 ya que el pozo MFB-617 no presentaba alguna diferencia relevante entre las distintas sensibilidades de temperatura, lo cual pueda deberse a que el cotejo no era totalmente representativo; llegando a la conclusión que no importa cuál sea la temperatura de inyección empleada en el pozo MFB-617, los resultados serán los mismos.

Al sensibilizar la temperatura de inyección se puede evidenciar que la producción de petróleo en el pozo MFB-852 era mayor al aumentar la temperatura de inyección (Figura 47), logrando obtenerse una tasa de 407 BPD máxima cuando se empleó una temperatura de inyección (Tiny) de 500 °F y una tasa mínima de 280 BPD para una Tiny de 300 °F, eso se debe a que la energía transmitida al yacimiento es mayor al aumentar la temperatura a este fluido.

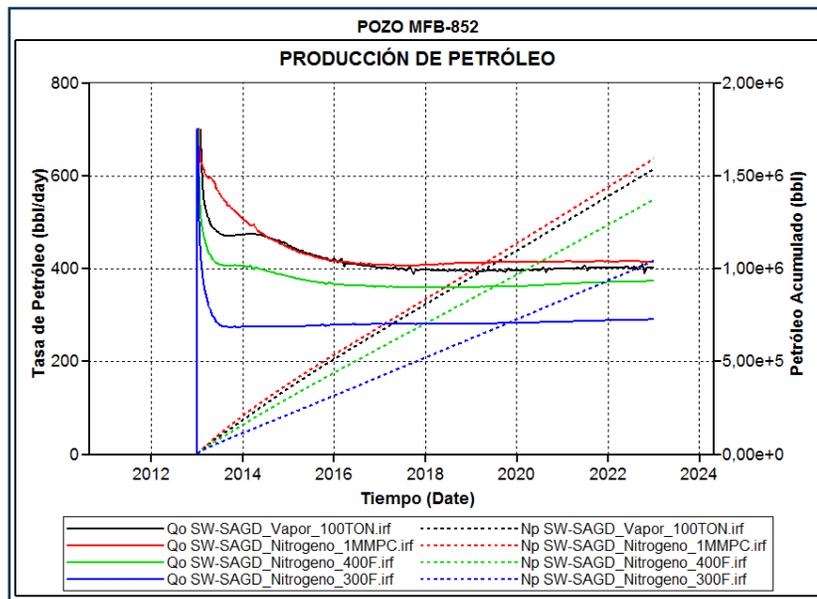


Figura 47. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Temperatura)

Con respecto al comportamiento de la producción de gas al variar la temperatura de inyección de nitrógeno, se puede apreciar que no hay diferencia notoria al incrementar la temperatura de inyección de 300 a 500 °F (Figura 48).

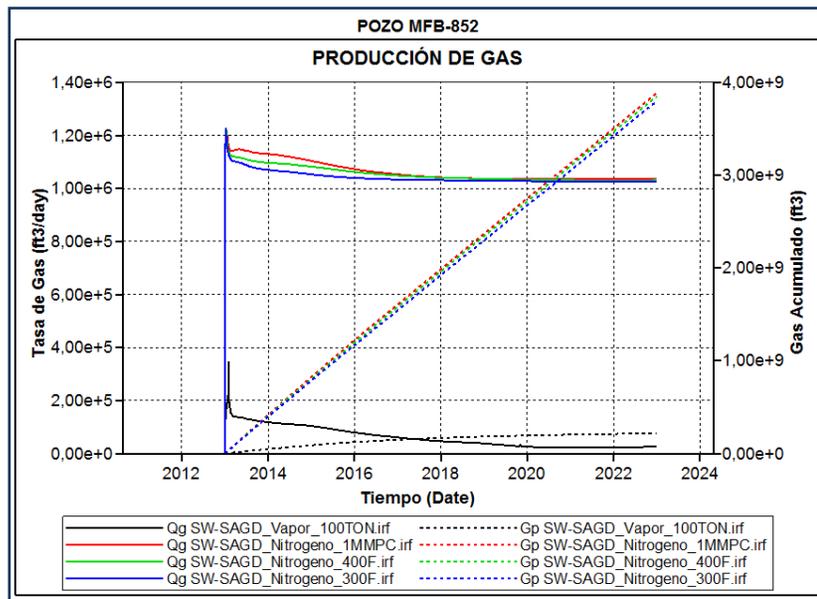


Figura 48. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Temperatura)

Tomando en cuenta la incidencia de la temperatura en la producción de petróleo y en la producción de gas, es evidente que la temperatura óptima de inyección es de 500 °F, ya que se obtienen mayores tasas de petróleo manteniendo la producción de gas.

Para la sensibilización del parámetro de presión de inyección, se utilizaron valores de 1200, 1500 y 2000 lpc; manteniendo constante la tasa óptima de inyección de nitrógeno y la temperatura óptima de inyección. Se inició con una presión de inyección de 1200 lpc, por ser ésta la óptima para inyectar vapor.

Para el comportamiento del petróleo producido acumulado al variar la presión de inyección de nitrógeno en ambos pozos (MFB-852 y MFB-617), se observa que no hay diferencia relevante al variar la presión de 1200 a 2000 lpc (**Figuras 49 y 50**).

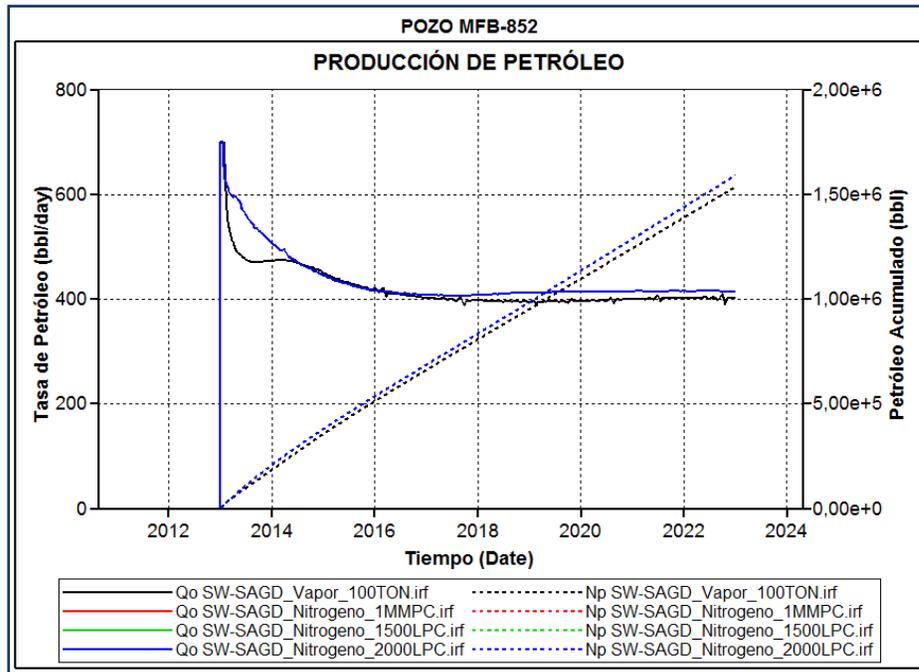


Figura 49. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Presión)

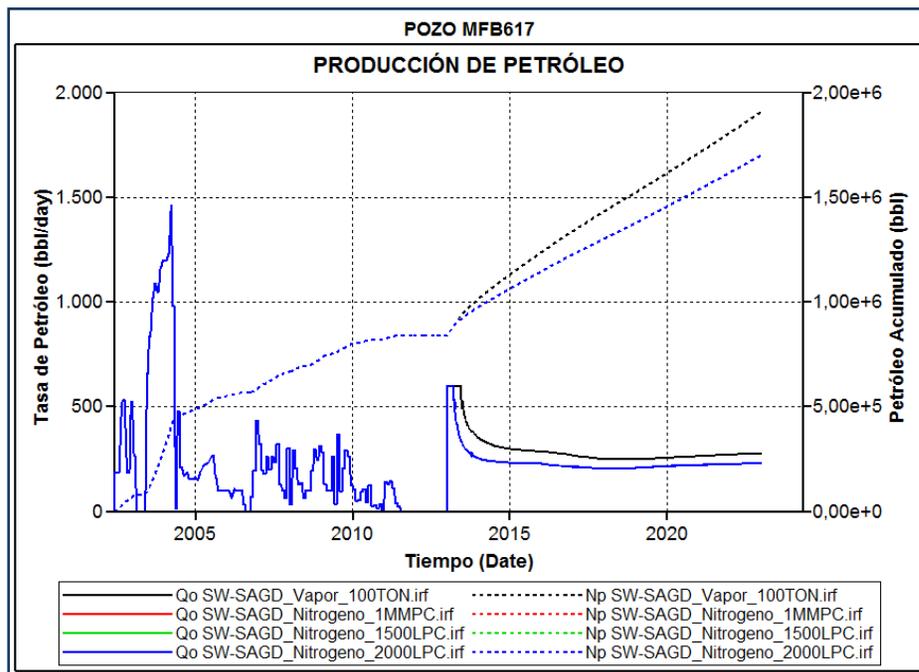


Figura 50. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso A (Sensibilidad de Presión)

De las sensibilidades analizadas anteriormente se puede observar que la tasa óptima de inyección de nitrógeno es de 1 MMPCD a una temperatura de 500 °F y a una presión de inyección de 1200 lpc.

3.1.3 Caso B: Inyección de Nitrógeno Alternado con Vapor en los pozos SW-SAGD (MFB-617 y MFB-852)

Una vez definida los parámetros óptimos de inyección de nitrógeno en el caso A, se procedió a realizar sensibilidades con el tiempo de inyección de nitrógeno alternado con vapor de 2, 6 y 12 meses en los pozos MFB-617 y MFB-852, manteniendo constante los parámetros de inyección, iniciando con la inyección de nitrógeno.

En la **Figura 51** se puede apreciar el comportamiento de la producción de petróleo en el pozo MFB-852 al variar el tiempo de inyección de cada fluido, en el cual todos los escenarios inician con una tasa de 700 BN declinando progresivamente hasta que culmina el primer ciclo de nitrógeno y se continua con la inyección de vapor, a partir de la cual sigue disminuyendo la producción de petróleo. Una vez culminado el primer ciclo, se observa un aumento continuo en la tasa de petróleo en el segundo ciclo de inyección de nitrógeno hasta iniciar el segundo ciclo de vapor, en el cual se ve una disminución progresiva de la tasa. Este comportamiento se mantiene durante los siguientes ciclos hasta mediados del 2015, donde al iniciar el ciclo de inyección de vapor, cae la tasa de petróleo, pero va aumentando sucesivamente hasta culminar el ciclo e iniciar la inyección de nitrógeno con un aumento brusco de la tasa, para luego continuar declinando progresivamente. Este comportamiento se observa durante todo el período de inyección para los distintos tiempos de inyección.

Esto podría explicarse a que existe alrededor del pozo una zona o frente de petróleo caliente por efecto de la temperatura al inyectar vapor, esto hace que disminuya la viscosidad en la vecindad del pozo, y al inyectar el nitrógeno caliente, este logra

disminuir aún más la viscosidad del crudo, provocando el aumento de la tasa de petróleo causando una disminución de la saturación de petróleo.

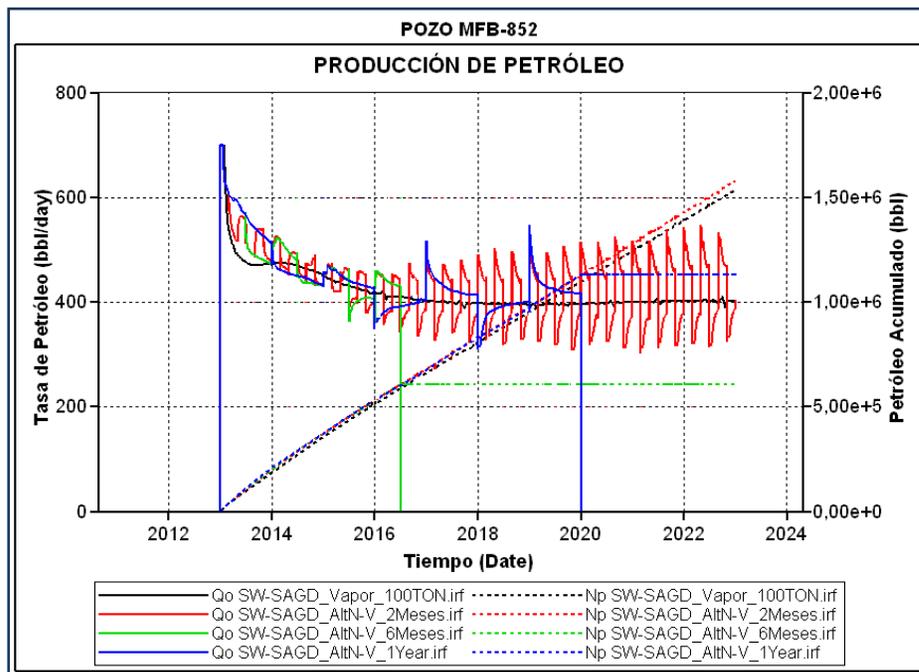


Figura 51. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B

A mediados del año 2016 ocurrió un cierre del pozo en el escenario con ciclos de 6 meses, ya que alcanzó tasas de petróleo por debajo de los 20 BPD, el cual fue uno de los parámetros de control del pozo que resulta ser un límite económico para la empresa. Igualmente ocurre en el año 2020 con el escenario de ciclos de 12 meses.

Del escenario de inyección de nitrógeno alternado con vapor para ciclos de 2 meses se obtuvo un acumulado de 1.58 MMBN de petróleo; seguido del escenario con ciclos de 12 meses con 1.13 MMBN de petróleo acumulado, y el escenario de ciclos de 6 meses con un acumulado de 0.61 MMBN.

La producción de gas para los distintos escenarios se muestra en la **Figura 52**, en la cual se observa que las tasas de gas oscilan entre 1 y 1.3 MMPCD, las cuales suben al

momento de iniciar el ciclo de inyección de nitrógeno y bajan al iniciar el ciclo de inyección de vapor. Lo que da por sentado que gran parte del gas que se está inyectando, está siendo producido por el pozo.

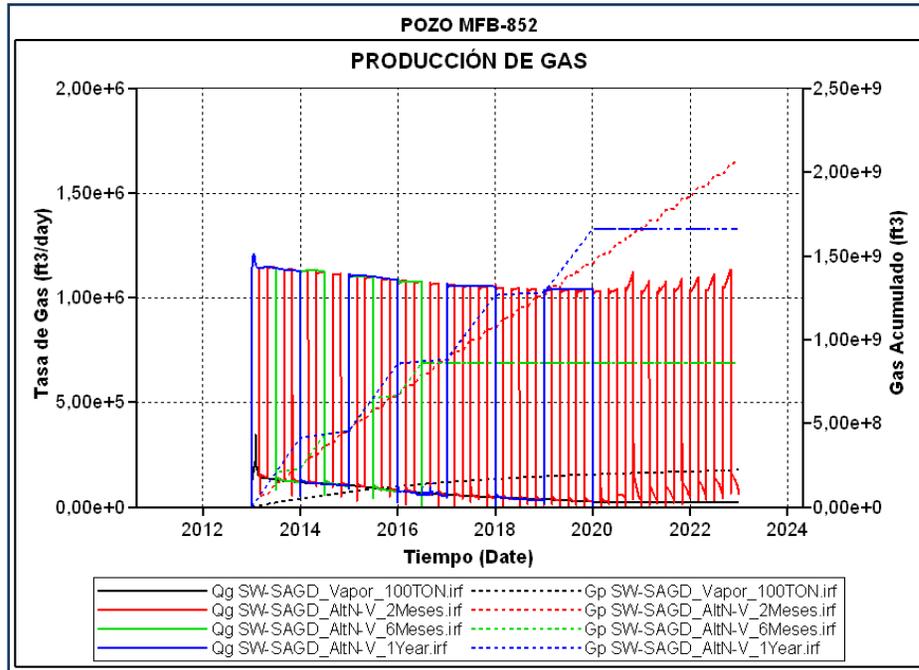


Figura 52. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B

Los acumulados de gas para cada escenario son: 2059 MMPCN para ciclos de 2 meses, 861 MMPCN para ciclos de 6 meses y 1660 MMPCN para ciclos de 12 meses. El escenario de ciclos de inyección de 2 meses presenta mayor acumulado de gas, ya que el pozo se mantuvo abierto en todo el período de estudio; mientras que los otros escenarios fueron cerrados a mediados del 2016 el de ciclos de 6 meses y en el año 2020 el escenario de ciclos de 12 meses.

En la **Figura 53** se presenta la producción de agua en función del tiempo para los distintos ciclos de inyección, en el cual se alcanzan tasas de agua de 630 BPD al momento de iniciar el ciclo de inyección de vapor y luego declinando bruscamente al iniciar el ciclo de inyección de nitrógeno a tasas por debajo de los 30 BPD.

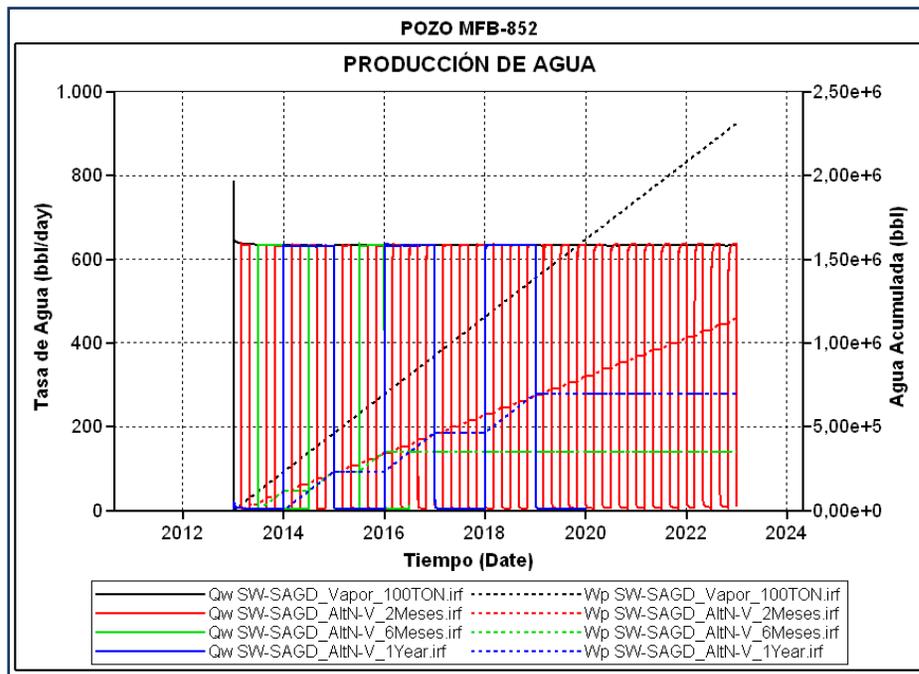


Figura 53. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B

De igual manera el mayor acumulado de agua se presenta para el escenario de ciclos de inyección de 2 meses con un valor de 11.5 MMBN, seguido por el escenario de ciclos de 12 meses con un acumulado de agua producida de 0.69 MMBN y por último el escenario de ciclos de 6 meses con 0.35 MMBN de agua acumulada.

En la **Figura 54** se muestran los ciclos de inyección de nitrógeno y vapor para los diferentes escenarios. Para ciclos de 2, 6 y 12 meses de inyección de nitrógeno se tiene un acumulado de nitrógeno inyectado al final del período de 1782, 1802 y 1820 MMPCN respectivamente; y un acumulado de vapor inyectado de 1.14, 1.15 y 1.15 MMBN para cada uno de los ciclos. Al comparar ambas gráficas, se observa cuando ocurre el inicio del ciclo de nitrógeno y el del vapor.

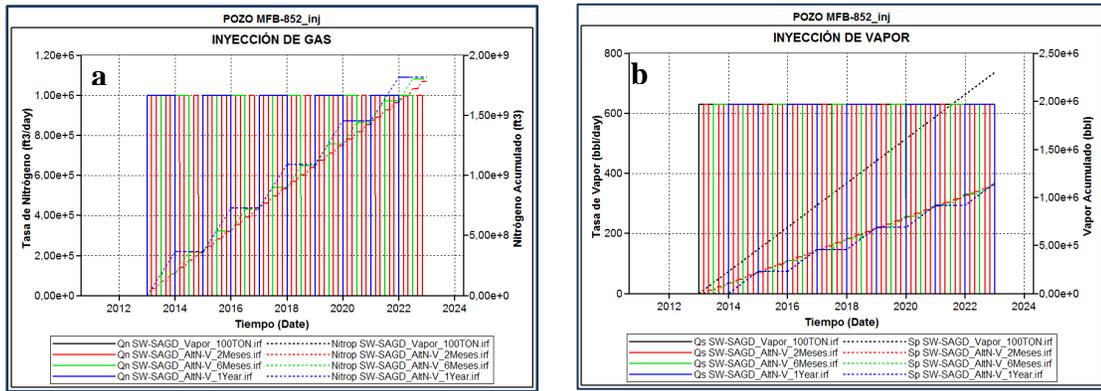


Figura 54. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-852 en función del tiempo para el caso Base y caso B

Para el caso de estudio del pozo MFB-617 los resultados manifestados fueron diferentes comparados con los del pozo MFB-852. En la **Figura 55** se puede observar el comportamiento de producción de petróleo del pozo MFB-617 para los diferentes ciclos de inyección, en el cual las tasas de petróleo inicia con 600 BPD y luego declinan progresivamente hasta que culmina el primer ciclo de nitrógeno y se continua con la inyección de vapor, a partir de la cual se observa un aumento de la producción. Una vez culminado el primer ciclo, se observa un descenso continuo en la tasa de petróleo en el segundo ciclo de inyección de nitrógeno hasta iniciar el segundo ciclo de vapor en el cual se ve un aumento progresivo de la tasa, así sucesivamente hasta finalizar el período de estudio. Este comportamiento se observa durante todo el período de inyección para los distintos tiempos de inyección.

Del escenario de inyección de nitrógeno alternado con vapor para ciclos de 2 meses se obtuvo un acumulado de 0.93 MMBN de petróleo; seguido del escenario con ciclos de 6 meses con 0.94 MMBN de petróleo acumulado, y el escenario de ciclos de 12 meses con un acumulado de 0.943 MMBN. Y al compararlos con el escenario de inyección de vapor continua (caso base), éste último tiene un aumento de la producción de 200 MBN más que los escenarios de inyección de nitrógeno alternada con vapor. No hubo ningún cierre en los escenarios del pozo MFB-617, es decir, que durante la producción no se alcanzaron tasas por debajo de los 20 BN.

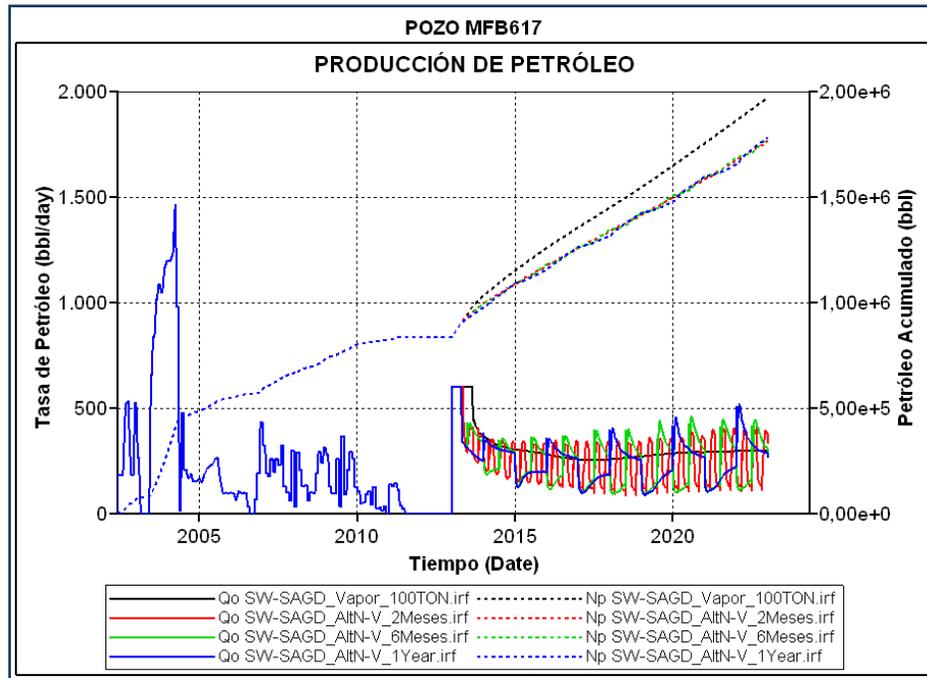


Figura 55. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B

La producción de gas para los distintos escenarios se muestra en la **Figura 56**, en la cual se observa que las tasas de gas oscilan entre 1 y 1.3 MMPCD, las cuales suben al momento de iniciar el ciclo de inyección de nitrógeno y bajan al iniciar el ciclo de inyección de vapor. Lo que da por sentado que gran parte del gas que se está inyectando, está siendo producido por el pozo.

Los acumulados de gas real, es decir, los obtenidos durante el estudio del período de cada escenario son: 1985 MMPCN para ciclos de 2 meses, 2000 MMPCN para ciclos de 6 meses y 2014 MMPCN para ciclos de 12 meses.

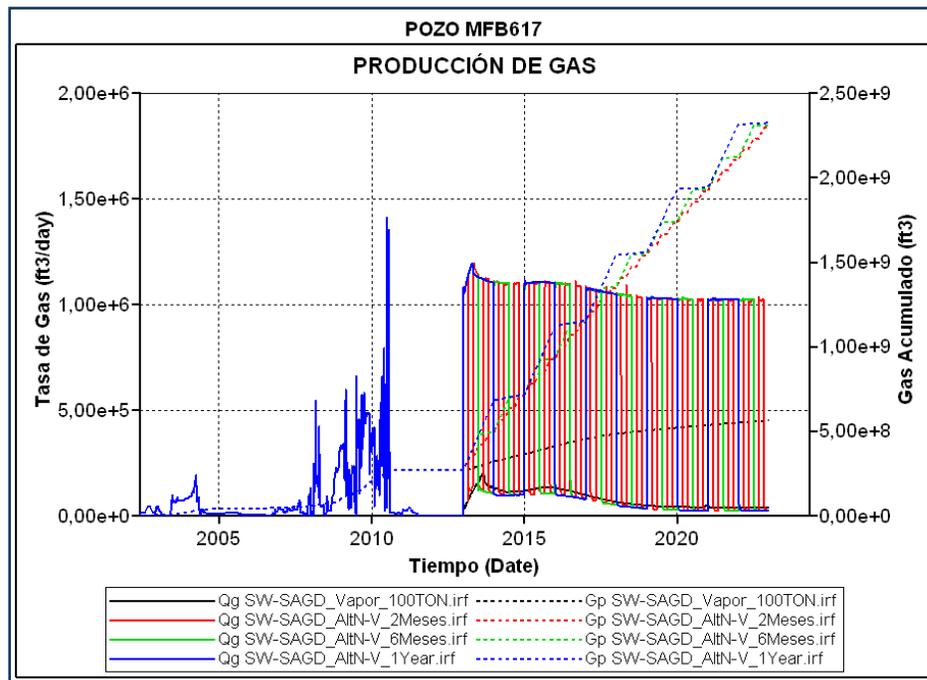


Figura 56. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B

En la **Figura 57** se presenta la producción de agua en función del tiempo para los distintos ciclos de inyección, en el cual se alcanzan tasas de agua de 630 BPD al momento de iniciar el ciclo de inyección de vapor y luego declinando bruscamente al iniciar el ciclo de inyección de nitrógeno a tasas por debajo de los 50 BPD.

Los valores de agua acumulada obtenidos para los distintos escenarios de ciclos de inyección son: de 2 meses con un valor de 1.11 MMBN, seguido por el escenario de ciclos de 6 meses con un acumulado de agua producida de 1.15 MMBN y por último el escenario de ciclos de 12 meses con 1.15 MMBN de agua acumulada. La inyección de vapor continua logró un acumulado de 2.3 MMBN, con una tasa de agua que se mantuvo durante el período de estudio de 630 BN.

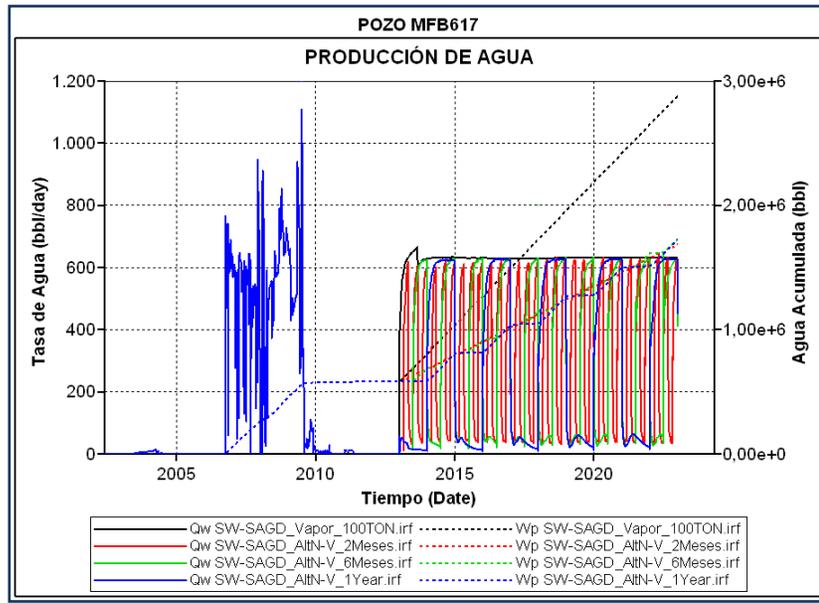


Figura 57. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B

En la **Figura 58** se muestran los ciclos de inyección de nitrógeno y vapor para los diferentes escenarios. Para ciclos de 2, 6 y 12 meses de inyección de nitrógeno se tiene un acumulado de nitrógeno inyectado al final del período de 1782, 1802 y 1820 MMPCN respectivamente; y un acumulado de vapor inyectado de 1.14, 1.15 y 1.15 MMBN para cada uno de los ciclos. Al comparar ambas gráficas, se observa cuando ocurre el inicio del ciclo de nitrógeno y el del vapor.

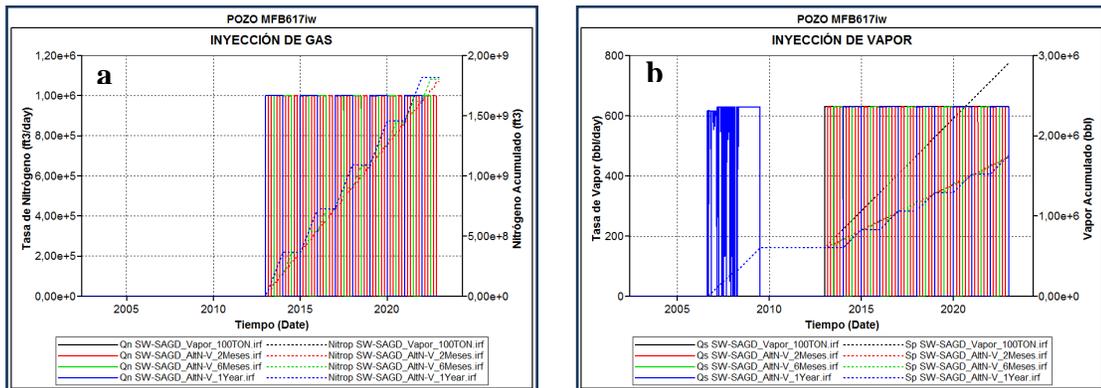


Figura 58. Inyección de Nitrógeno (a) y Vapor (b) en el pozo MFB-617 en función del tiempo para el caso Base y caso B

De acuerdo a las sensibilidades analizadas, se puede evidenciar que el tiempo óptimo de inyección de nitrógeno alternado con vapor es de 2 meses, por ser el que acumula mayor volumen de petróleo y se mantiene a lo largo de todo el período de estudio, también porque es el que reporta menor producción de agua.

La diferencia entre la producción de los pozos puede deberse, como se ha mencionado anteriormente, a que el nitrógeno disminuye su eficiencia de transferencia de calor al estar la zona precalentada con vapor. Actuando el nitrógeno en este caso como un aislante y conservando la energía que ya se encuentra en el yacimiento.

3.1.4 Caso C: Producción en frío de los pozos MFB-617 y MFB-852

Con este escenario se quiere determinar cuál es el ganancial en barriles de petróleo que trae consigo la inyección de nitrógeno sobrecalentado, bien sea de manera continua o alternada con vapor.

En la **Figura 59** se puede observar que el pozo MFB-852 modelado bajo condiciones normales de producción en frío, inicia con una tasa de petróleo de 400 BPD y luego disminuye progresivamente hasta el año 2014 cuando logra mantener una tasa de 156 BPD hasta finales del período de estudio, obteniéndose un petróleo acumulado de 595 MBN. Al comparar este valor con los diferentes casos se evidencia que hay un aumento en la producción de 0.94 MMBN cuando se realiza una inyección continua de vapor, un aumento de 1 MMBN cuando efectúa una inyección continua de nitrógeno y 0.99 MMBN de aumento de la producción cuando se lleva a cabo una inyección de nitrógeno alternado con vapor. Es decir un aumento del 60 % de la producción de petróleo.

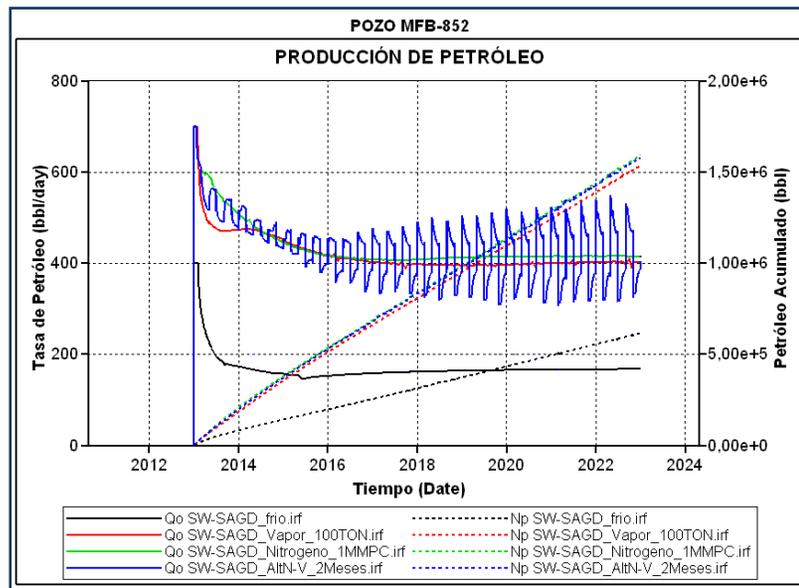


Figura 59. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-852 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados

En la **Figura 60** se observa que durante la producción en frío del pozo, las RGP están por debajo de los 500 PCN/BN e igual sucede con el escenario de inyección de vapor, teniendo un acumulado de gas de 83 MMPCN y de 220 MMPCN respectivamente.

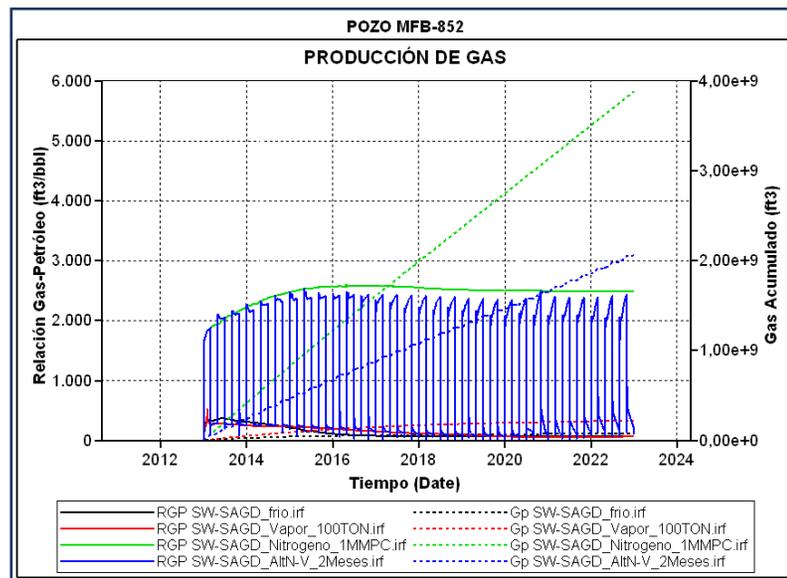


Figura 60. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-852 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados

Para los escenarios donde existía inyección de nitrógeno, las RGP reportadas oscilan entre 2000 a 2500 PCN/BN aproximadamente, observándose un gas acumulado de 3890 MMPCN para la inyección continua de nitrógeno y de 2059 MMPCN para el caso de la inyección de nitrógeno alternada con vapor. Lo que representa un aumento de 40 veces la producción de gas en frío.

La producción de agua durante la producción en frío del pozo MFB-852 (**Figura 61**) presentaba cortes de agua por debajo del 10 % alcanzando un acumulado de agua de 6100 BN, igual sucede con el escenario de inyección continua de nitrógeno que logró un valor de 13.745 MBN de agua acumulada durante el período de estudio.

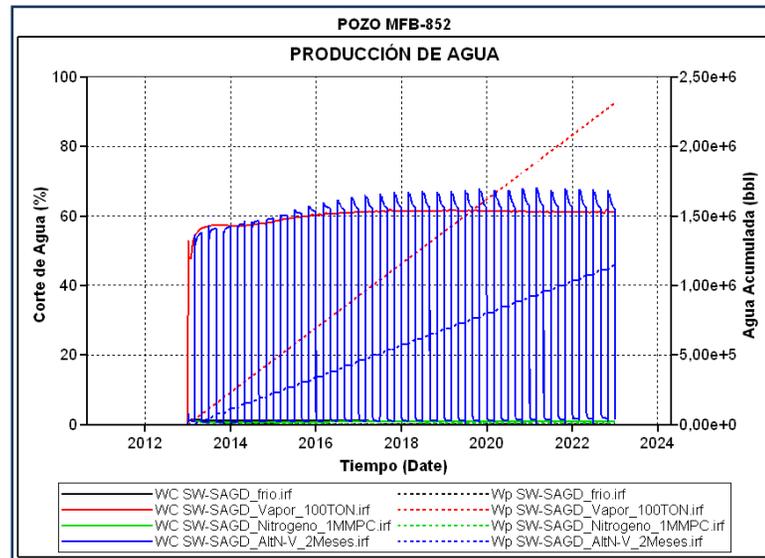


Figura 61. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-852 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados

Para los escenarios donde existía inyección de vapor, presentaban valores de cortes de agua entre 50 y 70 % aproximadamente, observándose un agua acumulado de 2.3 MMBN para la inyección continua de vapor y de 1.15 MMBN para el caso de la inyección de nitrógeno alternada con vapor. Lo que representa un aumento de más de 200 veces la producción de agua en frío durante la inyección de vapor, por lo tanto, este escenario no sería el más apropiado para el SW-SAGD ya que se quiere

disminuir la producción de agua en los pozos. Es importante resaltar que el H_2S es capaz de formarse, de acuerdo con algunas teorías ^[13, 23], con la interacción del azufre contenido en la roca y la presencia de agua en el sistema; por tal motivo en esta parte del estudio se trata de evitar o disminuir la alta producción de agua en los pozos.

En la **Figura 62** se puede observar que el pozo MFB-617 modelado bajo condiciones normales de producción en frío, inicia con una tasa de petróleo de 600 BPD y luego disminuye progresivamente hasta mediados del año 2015 cuando logra mantener una tasa de 220 BPD hasta finales del año 2017 donde mantiene una tasa de 213 BPD hasta el final del período de estudio, obteniéndose un petróleo acumulado de 829 MBN. Al comparar este valor con los diferentes casos se evidencia que hay un aumento en la producción de 0.3 MMBN cuando se realiza una inyección continua de vapor, un aumento de 0,05 MMBN cuando efectúa una inyección continua de nitrógeno y 0.1 MMBN de aumento de la producción cuando se lleva a cabo una inyección de nitrógeno alternado con vapor. Es decir un aumento del 20 % de la producción de petróleo.

La diferencia en la producción en frío de los pozos se debe a que el pozo MFB-617 está siendo drenado desde hace 10 años, por lo que la energía del yacimiento presente en esa zona es cada vez menor. Sin embargo para un pozo nuevo, como el caso del pozo MFB-852, inicialmente las tasas serán mayor producto de la conservación de energía presente y por la caída de la presión en esa zona.

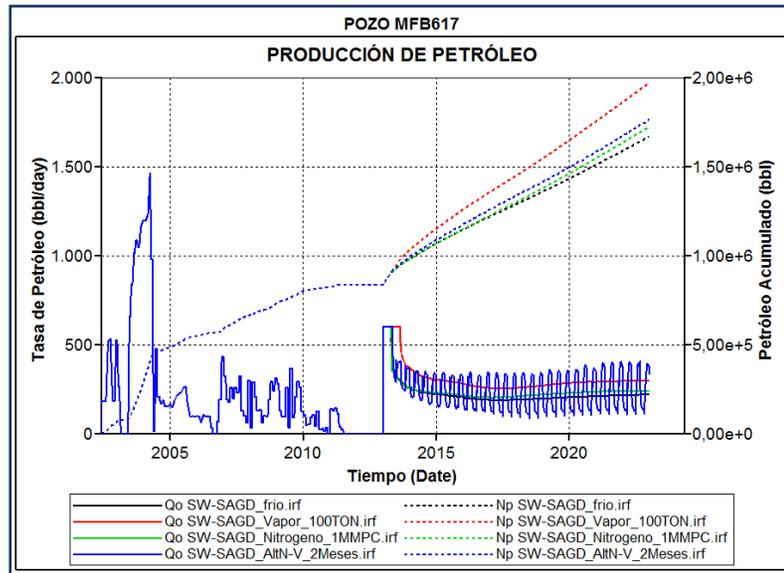


Figura 62. Comportamiento de producción de petróleo del Pozo MFB-617 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados

En la **Figura 63** se observa que durante la producción en frío del pozo, las RGP están por debajo de los 500 PCN/BN e igual sucede con el escenario de inyección de vapor, teniendo un acumulado de gas de 163 MMPCN y de 256 MMPCN respectivamente.

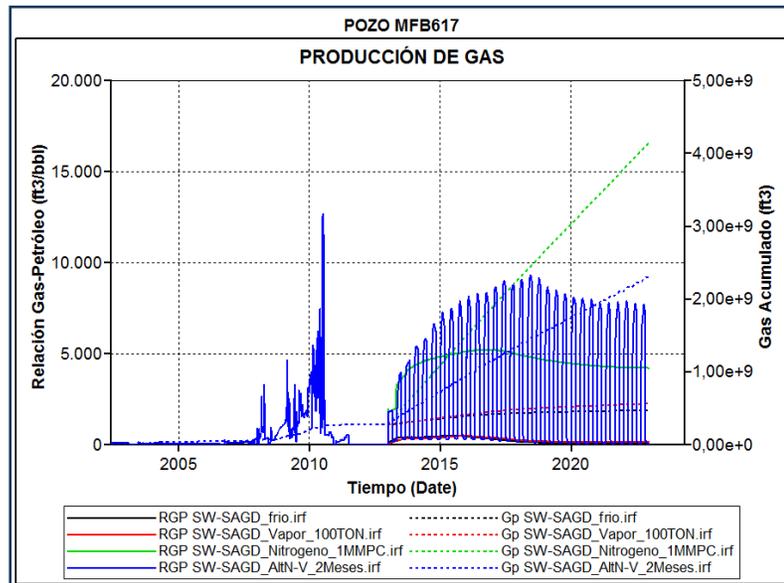


Figura 63. Comportamiento de producción de gas del Pozo MFB-617 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados

Para los escenarios donde existía inyección de nitrógeno, las RGP reportadas oscilan entre 5000 y 1000 PCN/BN aproximadamente, observándose un gas acumulado de 3840 MMPCN para la inyección continua de nitrógeno y de 1985 MMPCN para el caso de la inyección de nitrógeno alternada con vapor. Lo que representa un aumento de 20 veces la producción de gas en frío.

La producción de agua durante la producción en frío del pozo MFB-852 (**Figura 64**) presentaba cortes de agua por debajo del 10 % alcanzando un acumulado de agua de 36.6 MBN, igual sucede con el escenario de inyección continua de nitrógeno que logró un valor de 38.9 MBN de agua acumulada durante el período de estudio.

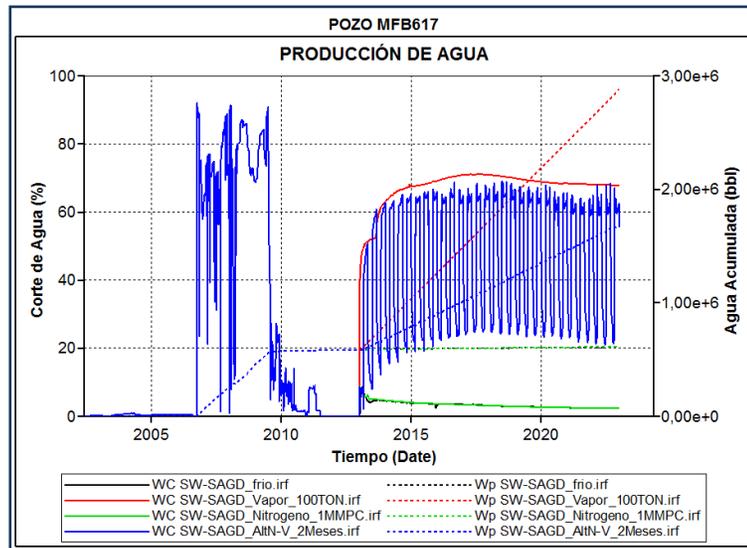


Figura 64. Comportamiento de producción de agua del Pozo MFB-617 en función del tiempo para los diferentes casos estudiados

Para los escenarios donde existía inyección de vapor, presentaban valores de cortes de agua entre 50 y 70 % aproximadamente, observándose un agua acumulado de 2.3 MMBN para la inyección continua de vapor y de 1.12 MMBN para el caso de la inyección de nitrógeno alternada con vapor. Lo que representa un aumento de más de 200 veces la producción de agua en frío durante la inyección de vapor, por lo tanto,

este escenario no sería el más apropiado para el SW-SAGD ya que se quiere disminuir la producción de agua en los pozos.

La inyección de vapor en el pozo MFB-617 arroja un mayor acumulado de petróleo que la inyección de nitrógeno, lo cual pueda deberse a que existe una inyección previa de vapor en el yacimiento, y que el crudo en las cercanías del pozo posee una viscosidad menor a la del pozo MFB-852. Otra diferencia entre estos pozos es la longitud de la zona abierta a inyección, el pozo MFB-617 cuenta con 2000 pies de longitud de sección horizontal, estando apenas 300 pies de este abiertos para inyección; mientras que el pozo MFB-852 tiene una longitud de sección horizontal de 2300 pies, de los cuales 1700 pies están abiertos para inyección, por lo que el nitrógeno tenga mayor incidencia para áreas más largas.

Se pueden observar los cambios de temperatura a lo largo del período de inyección de vapor y nitrógeno a los 6 meses de inyección, y a los 5 y 10 años de iniciada la inyección (**Figura.65**).

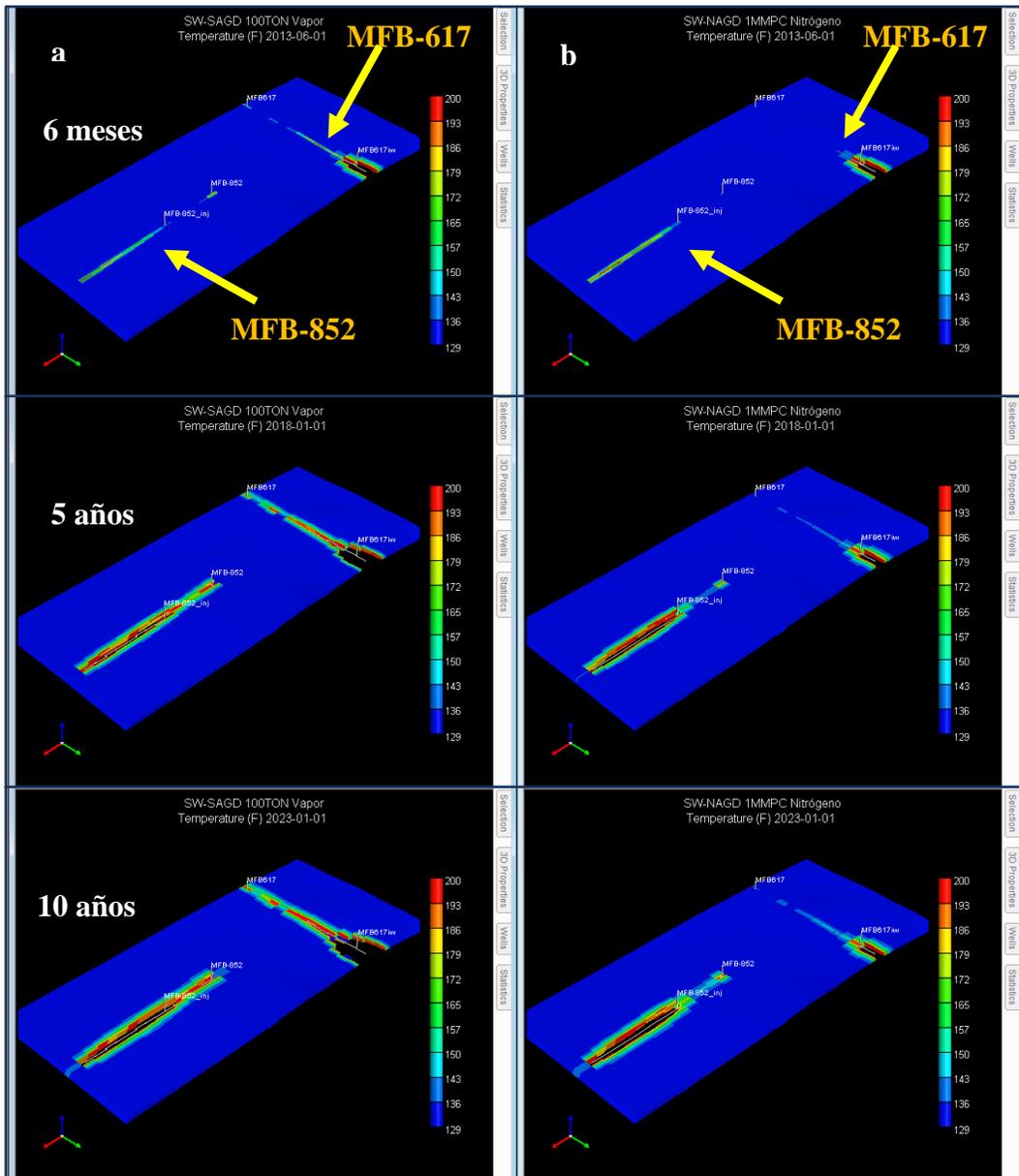


Figura 65. Comparación de los cambios de temperatura entre la inyección continua de vapor (a) y nitrógeno (b) a lo largo del período de estudio

Para los escenarios de inyección de vapor (a) y nitrógeno (b), el calentamiento es efectivo en el yacimiento. Se observa cómo el calor se origina desde la punta del pozo y se extiende en el yacimiento con el transcurrir del tiempo.

Se aprecia que en el pozo MFB-852 se logró formar tanto la cámara de vapor (**Figura 65.a**) como la de nitrógeno (**Figura 65.b**), siendo la cámara con mayor área de contacto, la generada por la inyección de nitrógeno. En el caso del pozo MFB-617, el vapor originó la formación de una cámara de vapor con mayor área al rededor del pozo (comparándola con el tamaño de la cámara de nitrógeno), logrando extenderse el vapor horizontalmente hasta el talón del pozo.

Esta diferencia puede deberse a que inicialmente el crudo cerca del pozo MFB-617 se encontraba caliente producto de la inyección de vapor desde el año 2006 hasta 2010; mientras que la zona cercana al pozo MFB-852 es una zona nueva. De igual manera se tiene que tomar en cuenta la completación de ambos pozos; a mayor longitud de inyección, mayor será la producción, ya que inicialmente el área de contacto entre el fluido inyectado y el crudo en las cercanías del pozo será mayor, hasta que el fluido logre propagarse por la sección horizontal del pozo.

Las temperaturas reportadas durante la inyección de nitrógeno y vapor oscilan entre los 150 °F en las zonas lejanas al pozo y cerca del talón del pozo; y de 430 °F en las zonas cercanas al pozo y en la punta del pozo.

4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO SOBRECALENTADO

Para cualquier proyecto en operación, los gastos deben ser justificados mediante un análisis económico y de riesgos, que involucre las variables que se encuentren incluidas en el proceso a implementar, para garantizar de alguna manera el retorno efectivo de la inversión realizada; sin embargo, en el caso de los proyectos en modalidad de prueba piloto para la aplicación de nuevas tecnologías, es conocido a nivel mundial que generalmente no involucran estos análisis, debido a que este tipo de proyecto, si bien, de ser exitoso puede producir ganancias económicas a la

empresa, ese no es su objetivo primordial, puesto que lo que se busca con la aplicación de este tipo de proyecto es la adquisición de conocimientos técnicos y de ingeniería sobre la tecnología, experiencia de campo en la aplicación del proceso y la obtención de parámetros que en un futuro sean de utilidad para determinar la posible aplicación netamente comercial de la tecnología estudiada mediante la prueba piloto.

Sin embargo, aun tomando en cuenta lo anteriormente expuesto, a este proyecto le fue realizado un análisis económico y de riesgos de la aplicación en campo de la tecnología estudiada, inyección continua de nitrógeno o alternada con vapor mediante el proceso SW-SAGD, a fin de tener alguna referencia económica y probabilística de la factibilidad de éxito o fracaso futuro del mismo.

Con todos los resultados obtenidos de los distintos escenarios, se realizó la evaluación económica de los 4 mejores casos que parecían más factibles (**Tabla 4**), todo esto tomando en cuenta los parámetros económicos indicados en la metodología. Estos permitieron evaluar la factibilidad de aplicación de los distintos escenarios estudiados.

Tabla 4. Casos que reflejaron mejor factibilidad

CASO EVALUADO	POZO	CANTIDAD	Np (MMBN)
Nitrógeno	MFB-617	1 MMPCD	0.89
Nitrógeno	MFB-852	1 MMPCD	1.59
N ₂ + Vapor	MFB-617	1 MMPCD + 100 TON/D	0.93
N ₂ + Vapor	MFB-852	1 MMPCD + 100 TON/D	1.58

Se realizó la evaluación económica utilizando el programa de evaluaciones económicas corporativo de PDVSA (See-Plus) tomando en cuenta los parámetros establecidos por la empresa, como son:

- Valor Presente Neto (VPN) > 0

- Tasa Interna de Retorno (TIR) > 15 %
- Eficiencia de Inversión (EI) > 1

Para la selección del mejor escenario se observaron: la producción acumulada de petróleo (Np), inversión, valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de inversión (EI) y el tiempo de pago del proyecto en cuestión (TDP)

En la **Tabla 5** se muestran los resultados obtenidos de la evaluación económica para los escenarios con mejor factibilidad.

Tabla 5. Evaluación Económica de los escenarios estudiados

ESCENARIO	POZO	COSTO TOTAL MBSF	Np (MMBN)	VPN (MBSF)	TIR	EI	TDP
Nitrógeno	MFB-617	5481	0.89	22.472	75,81	30,61	0,09
Nitrógeno	MFB-852	5481	1.59	44.419	77,6	33,79	0,04
N ₂ + Vapor	MFB-617	20202	0.93	23.938	25,76	20,98	2,36
N ₂ + Vapor	MFB-852	20202	1.58	43,5547	44,94	26,16	1,3

Se observa que los escenarios evaluados son rentables de acuerdo con los lineamientos de la empresa, uno más que otro, ya que el VPN para todos los escenarios está por encima de cero, siendo el escenario con mayor VPN (inyección de nitrógeno en el pozo MFB-852) el que posee mayor acumulado de petróleo y menor costo de inversión; el segundo escenario con un alto VPN es el de inyección de nitrógeno alternada con vapor en el pozo MFB-852, pero se evidencia que los costos con inyección de vapor son más caros pero igual de rentable.

Adicionalmente, se analizó el diagrama araña del escenario con mayor VPN y menor costo de inversión, para examinar la sensibilidad de los parámetros: producción, inversión, gastos y precios.

Al sensibilizar la pendiente de precios de 0 a 60 % se observa que se obtiene un VPN positivo (Figura 66) por lo que la aplicación de la inyección continua de nitrógeno resultaría factible tanto técnica como económicamente.

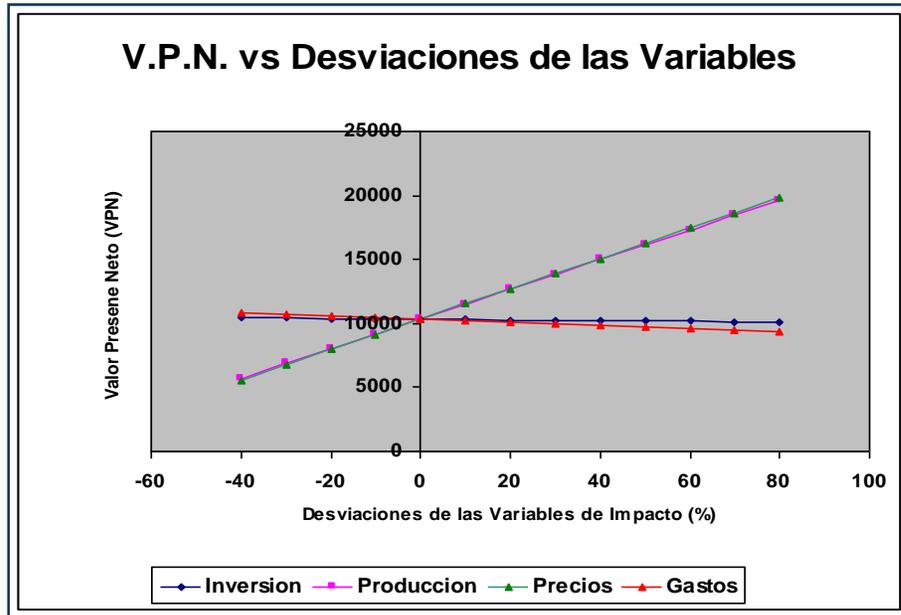


Figura 66. Diagrama araña de la inyección continua de nitrógeno del pozo MFB-852

De acuerdo a los resultados, la evaluación económica realizada al escenario de inyección de nitrógeno se considera satisfactoria, por encontrarse los indicadores económicos por encima de los valores mínimos establecidos para que un proyecto sea rentable, siendo este escenario seleccionado como el óptimo para la inyección de nitrógeno.

CONCLUSIONES

- No se pudo alcanzar un mejor cotejo en el tiempo disponible, por lo que el modelo no es representativo para el comportamiento real del yacimiento.
- Las sensibilidades de las predicciones se hicieron como un ejercicio para un modelo conceptual, en el cual se evidenció que el nitrógeno es capaz de otorgar la energía suficiente para calentar el crudo extrapesado presente en el yacimiento.
- La inyección de nitrógeno sobrecalentado, realizada con un procedimiento similar al proceso SW-SAGD, ayuda a incrementar la temperatura del crudo presente en las cercanías del pozo, lo que conlleva a la disminución de la saturación de petróleo en la zona entre pozos, producto de la disminución de la viscosidad del crudo.
- La tasa óptima de inyección continua de nitrógeno, para pozos con un procedimiento similar a la tecnología SW-SAGD, es de 1 MMPCD a una temperatura de 500 °F y 1200 lpc.
- Para las condiciones del yacimiento estudiado la inyección de nitrógeno resultó ser el mecanismo más favorable con respecto a la inyección de vapor y la inyección de nitrógeno alternada con vapor; obteniendo el recobro más alto, si se tiene en cuenta que el estudio se realiza con un pozo modelo de 2300 pies de sección horizontal.
- La producción de crudo se ve afectada por la longitud de la sección horizontal del pozo cuando se lleva a cabo una inyección de nitrógeno; ya que a medida que se disminuye la longitud de inyección del pozo, menor será la producción, debido a que inicialmente el área de contacto entre el fluido inyectado y el crudo en las cercanías del pozo será del largo de la sección abierta a inyección, hasta que el fluido logre propagarse por la sección horizontal del pozo.
- Con la inyección de nitrógeno sobrecalentado se alcanza un rango de temperaturas en las zonas cercanas al pozo, de aproximadamente 150 - 430 °F, el cual se va extendiendo a lo largo de la sección horizontal del pozo.

- El corte de agua durante la inyección de nitrógeno sobrecalentado es de 0.9 %, ya que no se cuenta con la adición de agua producto de la condensación del vapor.
- Realizar una inyección de nitrógeno alternada con vapor provee casi la misma producción de petróleo que la obtenida con la inyección continua de nitrógeno, con la diferencia que para el primer caso existen cortes de agua por encima del 60 %, debido a la inyección de vapor en el sistema.
- La evaluación económica realizada al escenario de inyección de nitrógeno se considera satisfactoria, por encontrarse los indicadores económicos por encima de los valores mínimos establecidos para que un proyecto sea rentable, siendo este escenario seleccionado como el óptimo para la inyección de nitrógeno.
- Los costos de inversión de la inyección de nitrógeno con vapor son más costosos, pero es igual de rentable como la inyección continua de nitrógeno.

RECOMENDACIONES

- Mejorar el modelo hasta alcanzar un buen cotejo para luego, utilizar la metodología y establecer la factibilidad real de la inyección de nitrógeno en el Campo Bare.
- Realizar una prueba de laboratorio para determinar el cambio de las propiedades del crudo extrapesado al entrar en contacto con el nitrógeno sobrecalentado a condiciones de yacimiento, es decir, cuánto es la variación de la temperatura en el yacimiento al suministrar calor sensible a la formación, para luego compararlas con los resultados obtenidos en este TEG.
- Realizar una prueba de laboratorio para estipular las propiedades críticas de una mezcla de vapor-nitrógeno sobrecalentado y determinar el porcentaje óptimo de la mezcla para la obtención de crudos pesados y extrapesados.
- Hacer pruebas con otros gases no condensables, como el Gas Natural, para aprovechar gran parte de este, el cual es venteadado durante la producción de crudos; y así instalar en las zonas cercanas al cabezal del pozo, los equipos portátiles de compresor de gas.
- Evaluar el efecto de la inyección de nitrógeno sobre la formación y producción del H₂S.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Alvarado, D. y Banzér, C. (2002). **Recuperación Térmica de Petróleo**. Segunda edición. Caracas: A.Rincón, 299 p.
2. Arias, F. (1999). **El Proyecto de Investigación: Guía para su elaboración**. 3ra ed (pág. 68 p). Caracas: Editorial Episteme.
3. Canbolat, S., Akin, S., Polikar, M. (2004). **Evaluation of SAGD Performance in the Presence of Non-Condensable Gases**. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 8 - 10 Junio, 2004. (Paper 2004-222).
4. Coss Bu, Raúl. (2005). **Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión** Segunda ed. México: Limusa.
5. Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán. (s.f.). **Obtención Industrial del Nitrógeno**. Recuperado el 26 de Mayo de 2011, de <http://es.scribd.com/doc/32484890/obtencion-industrial-del-nitrogeno>.
6. Funkhouser, H. J.; Sass, L. C.; Hedberg, H. D. (1948). **Santa Ana, San Joaquin, Guarico, and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoategui, Venezuela**. Estados Unidos: American Association of Petroleum Geologists.
7. González de Juana, C et al. (1980). **Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas (Vol. I y I)**. Caracas, Venezuela: Ediciones Foninves.

8. González de Juana, C. (1946). **Estudios sobre aguas subterráneas en los Llanos de Venezuela**. Caracas, Venezuela: Rev. de Fomento.
9. Harding, T. G., Farouq Ali, S. ., Flock, D. L. (1983). **Steamflood Performance In the Presence of Carbon Dioxide and Nitrogen**. Journal of Canadian Petroleum Technology, Alberta, Canadá, Septiembre-Octubre, 1983. (Paper 83-05-02).
10. Hedberg, H. D. (1950). **Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-eastern Guárico portion)**. Estados Unidos: Editorial Geological Society of America.
11. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (s.f.). **Oil Sands Development Using the SAGD Process**. Recuperado el 24 de Agosto de 2011, de <http://www.japex.co.jp/english/business/oversea/sadg.html>.
12. McCormack, M., Fitzgibbon, J. and Horbachewski, N. (1997). **Review of Single-Well SAGD Field Operating Experience**. Canadian Petroleum Society Publication, No. 97-191.
13. Paraco, M., Albornoz, O., Lara, M. (2008). **Asistencia Técnica Especializada para la determinación e inhibición de H₂S para el Proyecto ICV Bare**. Presentación realizada por INTEVEP, Caracas, Venezuela.
14. PDVSA. (s.f.). **Faja Petrolífera del Orinoco**. Informe Técnico.
15. PDVSA INTEVEP. (2010). **Código Geológico de Venezuela**. Recuperado el 24 de Agosto de 2011, de <http://www.pdvsa.com/lexico/index.html>.

16. Petróleos de Venezuela S.A. (2011). **OPEP reconoce crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco**. Recuperado el 21 de Julio de 2011, de <http://www.pdvsa.com/>.
17. Petróleos de Venezuela S.A. (s.f). **Faja Petrolífera del Orinoco**. Recuperado el 22 de Agosto de 2011, de <http://www.pdvsa.com>.
18. Petróleos de Venezuela. S.A. (s.f.). **OPEP certifica a Venezuela como el país con mayores reservas del mundo**. Recuperado el 21 de Julio de 2011, de <http://www.pdvsa.com/>.
19. PRAXAIR. (s.f.). **Mobile Nitrogen Pumping Service**. Recuperado el 03 de Junio de 2011, de <http://www.praxair.com/praxair.nsf/AllContent/7FA581B8EDF0ABBA85256566007DE326?OpenDocument>.
20. Regardiz, K. (2008). **Simulación de SW-SAGD en el Pozo MFB-617 en Bare Trampa 15: Evaluación del avance del vapor en el sector del yacimiento**. Puerto la Cruz, Venezuela, Noviembre 2008.
21. Rios, V. S., Laboissière, P., Trevisan, O. V. (2010). **Economic Evaluation of Steam and Nitrogen Injection on SAGD Process**. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Perú, 1-3 Diciembre, 2010. (Paper 139319-MS).
22. Rodríguez J., Franco, L., Mago, R., Sandoval, J., Armas, F. (2010). **Avance del Proyecto SW-SAGD en la arena TL yacimiento MFB-15 del Campo Bare**. PDVSA San Tomé, E&P / División Faja, Gerencia de Yacimientos. San Tomé, Venezuela, Marzo 2010.

23. Rojas, J. (2011). **Análisis de la Producción de Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) en pozos sometidos a Inyección de Vapor de Agua pertenecientes a los yacimientos del Campo Bare Distrito San Tomé.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Barcelona.
24. Zhao, L., Law, D. H. S., Coates, R. (2003). **Numerical Study and Economic Evaluation os SAGD Wind-Down Methods.** Journal of Canadian Petroleum Technology. Alberta, Canadá, Enero, 2003. (Paper 03-01-05).