

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN UN
CAMPO DE LA CUENCA DEL CATATUMBO COLOMBIANO MEDIANTE
SIMULACIÓN ANALÍTICA

LUIS FELIPE BAQUERO VILLARREAL
JUAN DAVID VARGAS GALINDO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN UN
CAMPO DE LA CUENCA DEL CATATUMBO COLOMBIANO MEDIANTE
SIMULACIÓN ANALÍTICA

LUIS FELIPE BAQUERO VILLARREAL
JUAN DAVID VARGAS GALINDO

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JUAN MANUEL MONTOYA MORENO
Ingeniero de Petróleos

Orientador
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

Nota de aceptación

Jurado

Presidente del jurado
Ing. Yatnielah Isbel Pirela

Jurado

Jurado 1
Ing. Iván Eduardo Peñaloza Cristancho

Jurado

Jurado 2
Ing. Adriangela Romero Sanchez

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y rector del claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos:

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO

Las directivas de la universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A todas las personas que me apoyaron en seguir trabajando a pesar de los inconvenientes que se pueden presentar a lo largo de la vida.

Y a las personas que desean trabajar duro por un mejor futuro para la sociedad, no desfallezcan ante las adversidades.

Luis Felipe Baquero Villarreal

A mis padres Giovanni Vargas Gil y Miriam Galindo Becerra por acompañarme y brindarme su apoyo incondicional siempre que lo necesite, por el esfuerzo gigante que realizan a diario para que mis sueños se hagan realidad.

A mi hermana María Paula Vargas Galindo por estar en cada uno de los proyectos que emprendo y brindarme su compañía en todo momento.

Al Ingeniero Juan Manuel Montoya Moreno por la oportunidad que nos brindó junto con todo su equipo de trabajo, el cual fue fundamental para la realización del proyecto.

A cada uno de mis amigos y profesores que me alentaron a continuar en el desarrollo de mi vida estudiantil que hoy termina, para comenzar esta nueva etapa en mi vida.

Juan David Vargas Galindo

Agradecimientos

A nuestra orientadora *Ing. Yatnielah Pirela*, por su orientación y cooperación para la elaboración de este trabajo.

A nuestro director, *Ing. Juan Manuel Montoya*, por su dedicación, orientación y sus valiosas recomendaciones en la elaboración del proyecto.

Al equipo de yacimientos del Campo de estudio, por su gran apoyo en el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES	31
1.1 LOCALIZACIÓN	31
1.2 HISTORIA DEL CAMPO	31
1.2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO	32
1.3 GEOLOGÍA DE LA CUENCA	34
1.4 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL	35
1.4.1 Basamento	35
1.4.2 Grupo Uribante	36
1.4.3 Formación Tibú (Aptiano)	36
1.4.4 Formación Mercedes (Aptiano-Albiano Inferior)	36
1.4.5 Formación Aguardiente (Aptiano-Albiano)	36
1.4.6 Formación Cogollo (Albiano Superior-Cenomaniano)	37
1.4.7 Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano y Santoniano)	37
1.4.8 Formación Colón (Campaniano-Maestrichtiano)	37
1.4.9 Formación Mito-Juan (Maestrichtiano)	38
1.4.10 Formación Catatumbo (Maestrichtiano o Paleoceno)	38
1.4.11 Formación Barco (Paleoceno)	38
1.4.12 Formación Los Cuervos (Paleoceno)	38
1.4.13 Formación Mirador (Eoceno Inferior-Medio)	39
1.4.14 Formación Carbonera (Eoceno Superior-Oligoceno Inferior)	39
1.4.15 Formación León Shale (Oligoceno Superior-Mioceno; Oligoceno Medio a Superior)	39
1.4.16 Formación Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior-Mioceno)	39
1.4.17 Formación Necesidad (Plioceno-Pleistoceno)	40

1.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL	42
1.5.1 Estadio Extensional	44
1.5.2 Fase de Margen Pasiva	44
1.5.3 Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo	45
1.5.4 Fase Cuenca Foreland o Antepaís	45
1.6 MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN OBJETIVO	46
1.6.1 Ciclos estratigráficos	46
1.6.2 Ciclo I	49
1.6.3 Ciclo II	49
1.6.4 Ciclo III	49
1.6.5 Ciclo IV	50
1.7 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	50
1.7.1 Roca generadora	50
1.7.2 Roca almacén	51
1.7.3 Yacimientos Convencionales	51
1.7.4 Yacimientos Naturalmente Fracturados	51
1.7.5 Roca Sello	51
1.7.6 Trampas	52
2. INYECCIÓN DE AGUA Y SARTA SELECTIVA	53
2.1 PRODUCCIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y TERCIARIA	53
2.1.1 Mecanismos de producción primaria	54
2.1.2 Empuje por agua	54
2.1.3 Empuje por gas en solución	55
2.1.4 Expansión roca y fluidos	56
2.1.5 Empuje por capa de gas	56
2.1.6 Drenaje por gravedad	57
2.2 INYECCIÓN DE AGUA	58
2.2.1 Tipos de inyección	59
2.2.1.1 Inyección periférica o externa	59
2.2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa	60

2.2.1.3 Inyección de agua selectiva	61
2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA	62
2.3.1 Geometría del yacimiento	63
2.3.2 Propiedades petrofísicas	63
2.3.3 Profundidad del yacimiento	63
2.3.4 Continuidad de las propiedades de la roca	64
2.3.5 Permeabilidades relativas	64
2.3.6 Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos	64
2.3.7 Presión de yacimiento	64
2.4 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES	65
2.4.1 Tipos de desplazamiento	65
2.4.2 Desplazamiento pistón sin fugas	65
2.4.3 Desplazamiento pistón con fugas	65
2.5 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO	66
2.5.1 Condiciones iniciales	66
2.5.2 La invasión a un determinado tiempo	66
2.5.3 Llone	66
2.5.4 Ruptura	66
2.5.5 Posterior a la ruptura	66
2.6 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL	67
2.7 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO	69
2.7.1 Arreglos de pozo	70
2.8 FLUJO FRACCIONAL	71
2.8.1 Curva típica de flujo fraccional	73
2.9 OTROS MÉTODOS DE PREDICCIÓN	76
2.9.1 Método Craig, Geffen y Morse	76
2.9.2 Método Dykstra-Parsons	77
2.9.3 Método de Stiles	77
3. EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN	79
3.1.1 Simulación numérica	79

3.1.2 Simulación analítica	80
3.1.3 Generalidades del software de simulación analítica Sahara	81
3.1.4 Modelos de predicción utilizados en el simulador Sahara	82
3.1.4.1 Modelo de predicción Buckley & Leverett	82
3.1.4.2 Modelo de predicción Craig- Geffen y Morse	82
3.1.4.3 Curva característica	83
3.1.4.4 Método realizado mediante el análisis del WOR- Np	83
3.1.4.5 Método de flujo segregado	83
3.1.5 Tipos de herramientas	83
3.1.5.1 Mapas Burbuja	83
3.1.5.2 Conversión de pozos	84
3.1.5.3 Ventana de producciones	84
3.1.5.4 Datos pozo capa	86
3.1.5.5 Visualizador de registros	86
3.1.5.6 Ventana Grafico X-Y	87
3.1.5.7 Ventana 3D	87
3.1.5.8 Pronósticos	88
3.1.5.9 Simulador de mallas de inyección de agua	89
3.1.5.10 Cálculo del simulador	91
3.2 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO	93
3.2.1 Recopilación de información	93
3.2.2 Carga de información al software	96
3.2.3 Ajuste histórico	107
4. SELECCIÓN DEL PATRÓN DE MEJOR RENDIMIENTO	111
4.1 DEFINICIÓN Y EVALUACIÓN DE ESCENARIOS	111
4.1.1 Escenario 0 o Escenario base	111
4.1.2 Escenario 1: Continuidad operativa con incremento de tasa de inyección	113
4.1.3 Escenario 2: Reactivación de los patrones de inyección de siete pozos normal	116

4.1.4 Escenario 3: Reactivación de los patrones de inyección mediante la configuración de siete pozos invertido con reducción de espaciamiento a 40 acres	117
4.1.5 Escenario 4: Reactivación de los patrones de inyección de cinco pozos normal con reducción de espaciamiento a 40 acres	119
5. COMPARACIÓN PRODUCCIÓN SIMULADA CON HISTORIA DE PRODUCCIÓN	125
6. ANÁLISIS FINANCIERO	127
6.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PROPUESTA	128
6.1.1 CAPEX	128
6.1.2 OPEX	129
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA POR MEDIO DEL VALOR PRESENTE NETO	130
6.2.1 Valor presente neto	130
6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	133
6.4 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	135
7. CONCLUSIONES	136
8. RECOMENDACIONES	137
BIBLIOGRAFÍA	138
ANEXOS	140

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Ubicación Cuenca Catatumbo	31
Figura 2. Historia de producción de petróleo	33
Figura 3. Historia de producción versus número de pozos inyectores y productores	33
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo y tipos de roca	41
Figura 5. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica	42
Figura 6. Sección transversal de la estructura geológica de la Cuenca del Catatumbo	44
Figura 7. Relación entre ciclo A/S y tipos de depósito para la Formación	47
Figura 8. Estratigrafía de secuencias	48
Figura 9. Estratigrafía de secuencias	49
Figura 10. Mecanismos de recuperación	54
Figura 11. Yacimiento con acuífero activo.	55
Figura 12. Empuje por gas en solución.	56
Figura 13. Empuje por capa de gas.	57
Figura 14. Empuje combinado	57
Figura 15. Comportamiento del factor de recobro en función de mecanismos de empuje	58
Figura 16. Inyección de agua periférica.	60
Figura 17. Inyección de agua interna.	61
Figura 18. Posición del frente de invasión en el tiempo.	68
Figura 19. Patrones de inyección.	70
Figura 20. Ecuación de flujo fraccional simplificada.	73
Figura 21. Curvas de permeabilidades relativas	74
Figura 22. Curva típica de flujo fraccional	75
Figura 23. Efecto de la viscosidad del aceite en la curva	76
Figura 24. Visualización de mapa de burbujas	84
Figura 25. Visualización de ventana de producciones por pozos.	85
Figura 26. Visualización de ventana de registros de pozo.	87
Figura 27. Visualización de ventana 3D.	88
Figura 28. Ventana de predicciones.	89
Figura 29. Mallas de inyección de agua	90
Figura 30. Visualización mallas de inyección.	91
Figura 31. Ventana de cálculos del simulador.	92

Figura 32. Ventana de producciones después de realizar un cálculo.	93
Figura 33. Distribución actual de los pozos en la zona B del Campo.	95
Figura 34. Mapa de porosidad	97
Figura 35. Escala de colores Gama utilizado en el mapa de la porosidad.	98
Figura 36. Mapa de saturación de agua	99
Figura 37. Mapa espesor permeable	101
Figura 38. Volumen poroso	103
Figura 39. Mapa de OOIP	104
Figura 40. Permeabilidades relativas y flujo fraccional	105
Figura 41. Mallas generadas en el subciclo II.10	108
Figura 42. Ajuste histórico realizado en la producción de petróleo.	109
Figura 43. Ajuste histórico curva de agua	109
Figura 44. Escenario base	112
Figura 45. Resultados de producción de petróleo del escenario base	113
Figura 46. Escenario 1	114
Figura 47. Comparación de las curvas de petróleo obtenidas del escenario base y el escenario 1.	115
Figura 48. Escenario 2	116
Figura 49. Comparación curva de petróleo escenario base versus escenario 2.	117
Figura 50. Escenario 3	118
Figura 51. Comparación curvas de petróleo escenario base versus escenario 3.	119
Figura 52. Escenario 4	120
Figura 53. Comparación curvas de petróleo escenario 4 vs escenario base	121
Figura 54. Producción de agua para todos escenarios.	122
Figura 55. Comparación curva de petróleo resultante de escenarios.	123
Figura 56. Comparación historia de producción versus escenario 4	126

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos actuales del Bolque B del Campo.	34
Tabla 2. Síntesis del Modelo Tecnoestratigráfico de la Cuenca del Catatumbo	43
Tabla 3. Características de arreglos de pozo	71
Tabla 4. Datos iniciales para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas y flujo fraccional.	106
Tabla 5. Datos iniciales para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas y flujo fraccional.	106
Tabla 6. Comparativa de resultados de los escenarios	124
Tabla 7. Comparación escenario base con escenario 4	125
Tabla 8. Valores de constantes económicas utilizadas	127
Tabla 9. Costos de operaciones	129
Tabla 10. CAPEX inicial para cada uno de los escenarios planteados.	129
Tabla 11. Costo manejo de fluidos producidos	130
Tabla 12. Cálculo de liquidación de regalías para cada tipo de ingreso.	132
Tabla 13. VPN de los diferentes escenarios estudiados.	133
Tabla 14. Fechas de finalización de adecuación y recuperación de la inversión realizada.	133

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Eficiencia de barrido areal	67
Ecuación 2. Eficiencia de desplazamiento	69
Ecuación 3. Eficiencia de desplazamiento	69
Ecuación 4. Ecuación de flujo fraccional	71
Ecuación 5. Caudal total de los	72
Ecuación 6. Calculo de valor presente neto	131

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Producción de fluidos caso base	141
Anexo B. Producción de fluidos caso 5 pozos normales	142
Anexo C. Producción de fluidos caso 7 pozos normal	143
Anexo D. Producción de fluidos caso 7 pozos invertido	144
Anexo E. Producción de fluidos caso aumento en la tasa de inyección en un 50%.	145
Anexo F. Producción de fluidos caso aumento en la tasa de inyección en un 100%.	146
Anexo G. Estado mecánico actual de un pozo del bloque B del Campo cañoneado entre 4100 a 4700 ft.	147

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°	Grados
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
2D	2 Dimensiones
3D	3 Dimensiones
API	American Petroleum Institute
atm	Atmosfera
Bbl	Barril
BN	Barril Normal
BY	Barril de Yacimiento
cm	Centímetro
cm²	Centímetro cuadrado
cm³	Centímetro cúbico
cP	Centipoise
D	Darcy
ft	Pies
ft³	Pie cúbico
GOR	Gas Oil Ratio (Relación Gas-Petróleo)
gr	Gramo
IPR	Inflow Performance Relationship (Relación comportamiento de la producción)
K	Permeabilidad
K_h	Permeabilidad horizontal
Km	Kilómetros
Km²	Kilómetros cuadrados
K_v	Permeabilidad vertical
lb	Libra
mD	MiliDarcy
MD	Measured Depth (Profundidad Medida)
N	Norte
NE	Noreste
Np	Producción acumulada de petróleo
NW	Noroeste
Ohm.m	Ohmio.metro
P	Presión
Pb	Presión de burbuja
PCN	Pie cúbico normal
POES	Petróleo Original en Sitio
psi	Pound square inch (libra por pulgada cuadrada)
PVT	Presión-Volumen-Temperatura

qo	Caudal de petróleo
qw	Caudal de agua
qg	Caudal de gas
S	Sur
SE	Sureste
SW	Suroeste
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TOC	Total Organic Carbon
TVD	True Vertical Depth (Profundidad vertical real)
TVDSS	True Vertical Depth SubSea (Profundidad vertical real
por	debajo del nivel del mar)
US\$	United States Dollar (Dólar estadounidense)
VPN	Valor Presente Neto
Wi	Agua inyectada
Wp	Producción de agua acumulada
WTI	West Texas Intermediate

GLOSARIO

AJUSTE HISTÓRICO: es un proceso dentro de la simulación de yacimientos que se realiza con la finalidad de verificar si el simulador reproduce la información histórica de producción, de tal forma que el modelo pueda ser calibrado.

AMBIENTE DE SEDIMENTACIÓN: Punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales. Pueden ser continental, marina o de transición

ANTICLINAL: Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.

ARCOSAS: Areniscas detríticas muy poco estratificadas, en las que predominan sobre las arcillas el cuarzo (entre un 40 y un 80% de cuarzo) y los feldespatos. Poseen un cemento de tipo calcáreo.

ARENISCA: Rocas sedimentarias cuyos granos poseen un diámetro inferior a 2 mm. Se trata de arenas cementadas en una matriz que, aunque puede ser de naturaleza muy variada, es generalmente silíceas. La permeabilidad de estas rocas depende del número y tamaño de los poros que se intercomunican.

BASAMENTO: Base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.

BLOQUE: es una subdivisión en acres otorgada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH a compañías operadoras para su exploración y producción.

BUZAMIENTO: Ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

CALCÁREO: Roca sedimentaria formada por carbonato de calcio.

CALIZA: Es la misma roca calcárea, compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio, generalmente calcita, aunque frecuentemente presenta trazas de magnesita y otros carbonatos. También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita, cuarzo, etc., que modifican el color y el grado de coherencia de la roca.

CAMPO: Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo con los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

CELDA: es una unidad discreta que permite la subdivisión del yacimiento, a la cual le son asignadas propiedades petrofísicas para el modelamiento y simulación numérica del mismo.

CHERT: Roca silíceo de origen químico, de textura microcristalina y criptocristalina, que se presenta en rocas carbonatadas formando nódulos interestratificados. Se puede considerar sinónimo de sílex.

CICLOS ESTRATIGRÁFICOS: Ciclos estratigráficos asignados para la Formación Barco corresponden a ciclos estratigráficos de tercer orden. Los ciclos de tercer orden corresponden a ciclos de cambios relativos del nivel del mar que tienen una duración del orden de 1 a 10 millones de años. Son ciclos fundamentales que representan un hemicycle de caída y subida, por ello mismo, los ciclos de segundo y tercer están compuestos de más de un ciclo de tercer orden.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: Es la sucesión vertical de rocas sedimentarias existentes en una determinada área.

CONCORDANTE: Relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONGLOMERADO: Es una roca formada por piedras redondeadas de tamaños diversos (pequeños guijarros o grandes bloques) inmersos en una matriz de partículas mucho más pequeñas, como arenas o incluso arcillas. Así pues, una mezcla roca formada por tamaños diversos.

CONGLOMERADOS POLIMÍCTICOS: Cuando los guijarros tienen una composición diferente de la que presentan en un conglomerado.

CONTACTO DISCORDANTE: secuencias que presentan interrupción en la depositación y se presenta un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades y que representa el contacto.

CRETACIO: Tercer y último periodo de la era Mesozoica, que se extiende desde 135 hasta 65 millones de años.

CRUDO PESADO: Es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API. Son caracterizados por poseer un alto peso específico. Presenta viscosidades superiores o iguales a 10 cP. Está conformado por cadenas carbonadas de alto peso molecular y bajas relaciones hidrógeno carbono, presentan un alto contenido de asfáltenos, azufre y nitrógeno.

CUARZO: Mineral compuesto de sílice. Tras el feldespato es el mineral más común de la corteza terrestre estando presente en una gran cantidad de rocas

ígneas, metamórficas y sedimentarias. Destaca por su dureza y resistencia a la meteorización en la superficie terrestre.

CUENCA: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

DENSIDAD API: Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa, se expresa en grados.

DEPOSITACIÓN: Es la caída de partículas que han sido transportadas por el viento, el agua o el hielo hasta zonas de mínima energía donde se acumulan. La manera en que las partículas se acumulan depende del tamaño y origen de la partícula, además del agente que los transporta, la velocidad y dirección en que son transportados, y las condiciones ambientales del lugar en donde ocurre la acumulación.

DOLOMITA: Roca sedimentaria carbonática en cuya composición entra mínimo un 50% la mineral dolomita, o carbonato de composición parecida. Se origina por precipitación química (dolomita primaria), o durante la diagénesis (dolomita secundaria), la cual es la más frecuente.

EOCENO: Segunda época del periodo Paleógeno, que abarca desde 53 hasta 33,7 millones de años.

ESPESOR: Anchura o grosor de un cuerpo sólido.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: Serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de provisión de este.

ESTRATIGRAFÍA: Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.

ESTRATO: Cada una de las capas en que se presentan divididos los sedimentos, las rocas sedimentarias y las rocas, cuando esas capas se deben al proceso de sedimentación.

ESTRUCTURA: Distribución y orden de las partes más importantes que componen un todo.

EVENTOS: Es una secuencia cronológica de actividades realizadas en los pozos que deben ser tenidas en cuenta en el momento de realizar una simulación numérica de yacimientos. Entre estos se encuentran la fecha de perforación, trabajos de reacondicionamiento, y completamiento del pozo.

FACIES: Son las características que representan una unidad litoestratigráfica, reflejando su origen, generalmente se tienen en cuenta las propiedades petrofísicas que controlan el desplazamiento de los fluidos.

FALLA: Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.

FALLA INVERSA: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

FLUVIAL: Se refiere a todo aquello vinculado o en relación con los ríos.

FORMACIÓN: Unidad lito estratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: Aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección.

GEOLOGIA ESTRUCTURAL: Rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. Estudia la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

GLAUCONITAS: Es un mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las micas. Es un hidroxil-silicato con numerosos iones metálicos, dando muchas variedades, hasta el punto de que más que un mineral la glauconita casi es considerada como grupo de minerales.

GOR: Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (R_{si}) o instantánea (R_s).

GRUPO: Unidad lito estratigráfica formal de rango inmediatamente superior al de una formación, que está conformada, en general, por una sucesión de dos o más formaciones asociadas contiguas con rasgos litológicos importantes en común.

GUIJARROS: Fragmento rocoso con un diámetro comprendido entre 4 y 64 mm.

IMBRICADO: Conjunto de costras, láminas o escamas que, al sobreponerse en forma parcial una a otra, cubren sus bordes.

INCONFORMIDAD: Relación entre un conjunto de materiales estratificados con otros infrayacentes no estratificados (rocas ígneas o metamórficas).

INFRAYACENTE: Indica que es una formación o unidad de roca que se encuentra cubierta por otra.

INYECCIÓN CÍCLICA: Método de recobro mejorado de petróleo, el cual se conforma por tres etapas: inyección, remojo y producción.

KERÓGENO: Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

LACUSTRE: Relativo a los lagos.

LIMOLITA: Roca sedimentaria de grano fino que es transportada por acción del agua. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

LODOLITAS: Roca sedimentaria detrítica constituida por minerales de arcilla. Estas rocas guardan similitud con las pizarras arcillosas en cuanto a su carencia de plasticidad, cohesión y bajo contenido de agua.

LUTITA: Roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en estratos delgados relativamente impermeables. Se considera la roca sedimentaria más abundante.

MALLA: aproximación numérica que se realiza a los cuerpos de roca en el subsuelo mediante la subdivisión en unidades discretas o celdas, con la finalidad de representar la heterogeneidad del reservorio y su complejidad estructural.

MECANISMOS DE PRODUCCIÓN: Son aquellos que aportan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el yacimiento fluyan y se desplacen hacia donde se hallen zonas de menor presión que la existente en el yacimiento, para tal fin los mecanismos de producción hacen que los fluidos vayan hacia el fondo del pozo por medio del cual se llevaran a superficie.

MIEMBRO: Unidad lito estratigráfica de rango inferior a la formación y que siempre es parte de una formación.

MIOCENO: Primera época del periodo Neógeno, que abarca desde 23,5 hasta hace 5,3 millones de años.

MODELO ESTRUCTURAL: Distribución de los elementos verticales de soporte en una estructura, que permite elegir un sistema apropiado para la distribución interna de espacios. También llamada configuración estructural.

NEÓGENO: Unidad del tiempo geológico que pertenece a la era Cenozoica, abarca un periodo de 23 millones de años.

NERÍTICO: Describe el ambiente y las condiciones de la zona marina existente entre la marea baja y el borde de la plataforma continental con una profundidad de 656 ft.

NÚCLEOS: son muestras cilíndricas de la formación geológica extraídas durante o después de la perforación, permite un estudio más detallado de las propiedades de la roca y los fluidos que conforman el yacimiento.

PALEOCENO: Primera época del periodo Paleógeno, que se extiende desde 65 hasta hace 53 millones de años.

PERMEABILIDAD: Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y facilidad con la cual la roca permite el paso de fluidos a través de ella. Es una de

las propiedades más importantes de la roca porque controla el movimiento direccional y el caudal de los fluidos del yacimiento en la formación.

PERMEABILIDAD RELATIVA: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

PETRÓLEO: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

PLIEGUE: Deformación resultante de la flexión o torsión de rocas.

POES: Petróleo Original En Sitio, en inglés Original Oil In Place (OOIP) es el volumen inicial de petróleo acumulado en los yacimientos, de este volumen solo se puede recuperar un porcentaje dependiendo de las características del reservorio.

POROSIDAD: Relación entre el volumen de poroso existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

POZO: Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: son propiedades que se refieren al comportamiento de los fluidos en el medio poroso, tal como la porosidad, la permeabilidad, la presión capilar y la saturación.

REFLECTANCIA DE LA VITRINITA: Una medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

REVESTIMIENTO: sección armada de tubería de acero bajada a través del pozo para posteriormente ser cementada con el objetivo de aislar las formaciones adyacentes a la zona de interés.

ROCA GENERADORA: Una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, genera petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas, que contienen un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA RESERVORIO: Roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

SHALES: son minerales de arcilla con partículas menores de 0,004 mm. Los colores de estas rocas varían desde el blanco al marrón negruzco. El color negro predominante en muchas lutitas se debe a proporciones importantes de materia orgánica y el color rojo a la presencia de óxidos e hidróxidos de hierro.

SISTEMA PETROLÍFERO: Es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

SUPRAYACENTE: Material (estrato o roca) sobre el cual reposa otro material.

TOC: Es la medida del carbono presente en una roca, tanto en forma de kerógeno como de bitumen. Los valores de TOC de las rocas madres, suelen ser muy bajos (<2%).

TRAMPA: Geometría que permite la concentración de hidrocarburos.

YACIMIENTO: Porción de trampa o unidad geológica de volumen limitado poroso y permeable, que contiene hidrocarburos en estado líquido o gaseoso. Se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y en el cual los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos. Está conformado por una roca madre, una roca porosa y permeable, un proceso de migración, la trampa y el sello impermeable.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES: son yacimientos que contienen hidrocarburos con propiedades que permiten el flujo de petróleo y gas con cierta facilidad hacia los pozos. Sus propiedades petrofísicas tienden a tener buenos valores y las reservas de estos pueden ser explotadas en pocos años.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: son yacimientos generalmente asociados a lutitas independientes a la presencia de trampas estructurales o estratigráficas. Sus propiedades petrofísicas tienden a tener valores pobres y su explotación requiere el uso de nuevas tecnologías.

RESUMEN

El Campo estudiado fue descubierto en la década de 1940 aunque se inició su explotación para el año de 1945, está ubicado en el noreste colombiano en el departamento Norte de Santander, además, hace parte de la Cuenca del Catatumbo, por lo tanto, se describen las características geológicas y las generalidades con las cuales se ha trabajado este Campo a lo largo de los años.

Se actualizó el modelo geológico del Campo con los archivos que se encontraban en la base de datos de la empresa ECOPETROL S.A. este proceso incluyó la recopilación y organización de la información disponible acerca de producción y petrofísica del Campo, además de incluir los reportes de perforación, completamiento, registros de inyección, workovers y demás información disponible para cada uno de los pozos.

A partir de la definición de cada uno de conceptos básicos requeridos para realizar el proceso de inyección de agua e inyección de agua selectiva, se describen las herramientas con las que dispone el software SAHARA y la manera en que se realizará la simulación analítica, la cual empleará el método de flujo segregado para desarrollar cada una de las predicciones de inyección y producción necesarias para la elaboración del proyecto.

Finalmente, se realizará un análisis financiero para evaluar los costos e ingresos generados durante la aplicación del proyecto, además se evaluará la viabilidad de ejecución y la rentabilidad del proyecto para un período de 30 años.

PALABRAS CLAVE: Cuenca Catatumbo, Formación Barco, Inyección Agua Selectiva, Patrones Inyección, Software SAHARA.

INTRODUCCIÓN

La formulación de este proyecto de grado nace de la necesidad de optimizar el factor de recobro de un Campo de la Cuenca del Catatumbo por medio del uso de inyección selectiva de agua. Para conocer el efecto de la inyección de agua selectiva se realizó un estudio con simulación analítica para determinar el mejor escenario que incrementara el factor de recobro. Para el estudio se hizo uso de un simulador desarrollado por la empresa Interfaces, el nombre del software utilizado es Sahara, el cual brinda las herramientas para organizar los datos, manejar datos petrofísicos, construcción de modelos que incluyen información de la geología, petrofísica, datos de producción y de pozo.

Se estudiaron 4 escenarios de posible desarrollo para el campo. El primero es un escenario base, en el cual hay continuidad operativa con el estado actual del bloque. El segundo escenario consiste en la reactivación de pozos inactivos, tanto pozos productores como inyectoras, de manera que se obtenga un arreglo de inyección de 7 pozos normal, donde cada configuración geométrica estará conformada en un área aproximada de 90 acres, una de las condiciones con las que se desarrollará este escenario es que los patrones deben completarse sin la perforación de nuevos pozos. El tercer escenario consiste en la reactivación de los pozos por medio de una reducción de espaciamiento se perforarán nuevos pozos para formar arreglos de 7 pozos invertido. El cuarto escenario consiste en la reactivación y perforación de pozos formando un patrón de 5 pozos normal con reducción de espaciamiento, en el cual se quiere obtener un arreglo que disponga de un área menor a 70 acres. Adicionalmente, se realizará una comparación entre las producciones de los escenarios generados contra el historial de producción para poder visualizar los cambios y las ventajas de la inyección selectiva las cuales pueden ser factores determinantes para el desarrollo de proyectos futuros ya sea en el mismo Campo o en uno diferente. La inyección se realizará en la Formación Barco la cual es la formación objetivo del proyecto, se determinó que esta formación es la que contiene el potencial volumétrico que se desea aprovechar, además, según la historia del campo, el factor de recobro de dicha formación se encuentra en un 15% y con la inyección de agua se esperarían un aumento del factor de recobro aproximado entre 25% - 30%.

Finalmente, se evaluarán todos los escenarios propuestos de manera técnico-financiera mediante el uso del indicador financiero valor presente neto con el objetivo de determinar el escenario más adecuado como método de desarrollo del campo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente la inyección de agua en un Campo de la Cuenca del Catatumbo Colombiano mediante la simulación analítica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo.
2. Describir el proceso de inyección de agua selectiva como método de recobro secundario del Campo.
3. Evaluar el proceso de inyección de agua selectiva y el comportamiento del factor de recobro mediante la simulación analítica.
4. Seleccionar el patrón de inyección de agua que se ajuste al Campo.
5. Comparar la producción del Campo obtenido mediante simulación analítica con el historial de producción.
6. Evaluar financieramente el proyecto mediante el uso del indicador financiero valor presente neto.

1. GENERALIDADES

En este capítulo se describirán las características del campo en estudio, además, se detallarán las propiedades de la formación objetivo y por último se definirá el concepto de simulación de yacimientos y las herramientas con las que cuenta el software SAHARA.

1.1 LOCALIZACIÓN

El Campo de estudio se encuentra localizado en la cuenca del Catatumbo, la cual se extiende hacia el nororiente de Colombia y corresponde a la porción suroccidental de la Cuenca de Maracaibo formando una depresión estructural limitada por cordilleras Andinas que incluye al Sur y Oriente los Andes de Mérida. Se encuentra limitada, al Occidente y Suroccidente, por la Serranía de Perijá y el Macizo de Santander, y la extensión más norte la Cordillera Oriental de Colombia. El límite oriental de la Cuenca del Catatumbo está definido por el límite internacional de Venezuela-Colombia. **(Figura 1).**

Figura 1 Ubicación Cuenca Catatumbo



Fuente: Ecopetrol S.A. Informe Técnico Ministerio de Minas, Cuenca del Catatumbo 2017.

1.2 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo de estudio fue descubierto en la década de 1940, estuvo situado dentro de la Concesión de Barco, la cual fue otorgada por el gobierno colombiano al

General Virgilio Barco en 1905 que permitió la explotación de hidrocarburos del área del Catatumbo, pero rescindió en 1926 sin haber tenido lugar desarrollos importantes. La exploración de la región se inició bajo los auspicios de una nueva concesión otorgada a la Compañía Colombiana de Petróleos (COLPET) en 1931, de la cual el 55% del área tuvo que ser abandonada 10 años después. El pozo descubridor, Tres Bocas 1 se completó en la formación Barco.

El inicio de la explotación del campo comienza en el año 1945, el desarrollo del campo se hace en un espaciamiento de 90 Acres. Esta perforación agresiva trajo consigo que en el año 1951 se alcanzara la máxima producción con recuperación primaria (26000 BOPD). En el año 1955 comienza el primer piloto de inyección de agua y ya en el año 1960 se inicia en firme con la inyección. En el año de 1963 se alcanza la máxima tasa de recuperación secundaria (27000 BOPD). Entre los años 1976 y 1978 se realiza una reducción de espaciamiento a 30 Acres en el bloque A. En el año 1976 revierte a la Nación la concesión Barco y en el año 1978 se adquiere el programa sísmico Catatumbo-2D-1978.

En aras de reactivar la producción del campo, en el año 2006 se reactiva la inyección de agua. A la par con la activación de la inyección, Ecopetrol firma con la empresa Petrobras el denominado “*Contrato de colaboración empresarial para el desarrollo del Área Tibú*”. Durante este contrato se adquiere procesa e interpreta el programa sísmico Tibú-3D-2008¹. No obstante, gracias a la poca inversión en el bloque, la mayoría de los pozos se encuentran inactivos y/o abandonados. Debido a esto existen al menos 21 pozos productores y 5 inyectores activos actualmente. Su producción tan solo llega a ser de 500 BOPD y se mantiene una tasa de inyección de agua constante pero no de forma intensiva.

El campo actualmente cuenta con más de 500 pozos incluyendo pozos activos, inactivos, abandonados, productores, inyectores y abastecedores. Aunque en la región de interés del campo exista una inyección en la actualidad, esta no se realiza de manera intensa, lo cual es acorde a la actividad mínima que se realiza en esta zona del campo, en donde las campañas de perforación que se proyectan a futuro no son suficientes para explotar el máximo del potencial de producción que ofrece el campo.

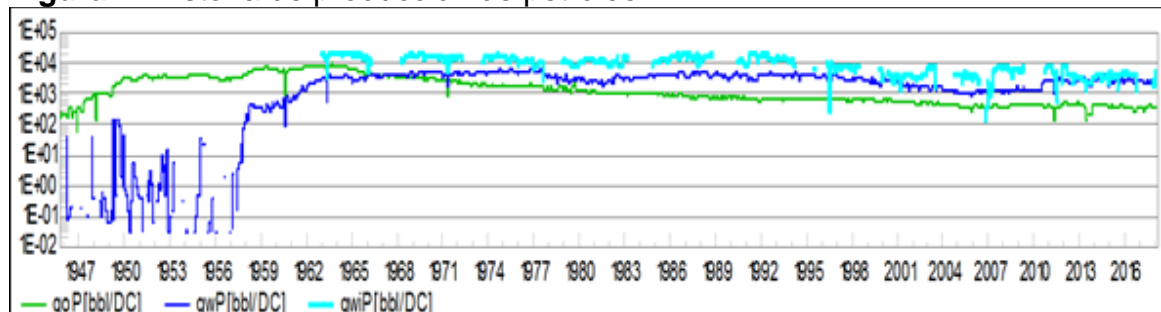
1.2.1 Antecedentes del campo. El campo cuenta con más de 500 pozos. El inicio de la explotación del campo comienza en el año 1945, el desarrollo del campo se hace en un espaciamiento de 90 Acres. Para el bloque B existen alrededor de 153 pozos perforados, tanto pozos productores como inyectores. No obstante, varios pozos fueron abandonados al poco tiempo de ser perforados ya que su producción no resultó rentable o simplemente no tuvo producción; algunos

1 ECOPETROL, 2017. Informe Técnico Ministerio de minas.

pozos fueron convertidos a pozos inyectoros, sin embargo, también resultaron abandonados ya sea por problemas financieros o mecánicos. Para el año 1963 se alcanzó la máxima producción con recuperación primaria, alrededor de 9200 BOPD. En el año 1963 se inicia en firme con la inyección de agua, con alrededor de unos 31 pozos inyectoros y 61 pozos productores, con un pico de producción de 9280 BOPD. Sin embargo, desde esta fecha la producción comienza a declinar, varios pozos tuvieron producción nula y otros no eran lo suficientemente rentables. Debido a esto, después de un tiempo la inversión en el desarrollo del bloque se detiene y la mayoría de los pozos productores e inyectoros se desactivan.

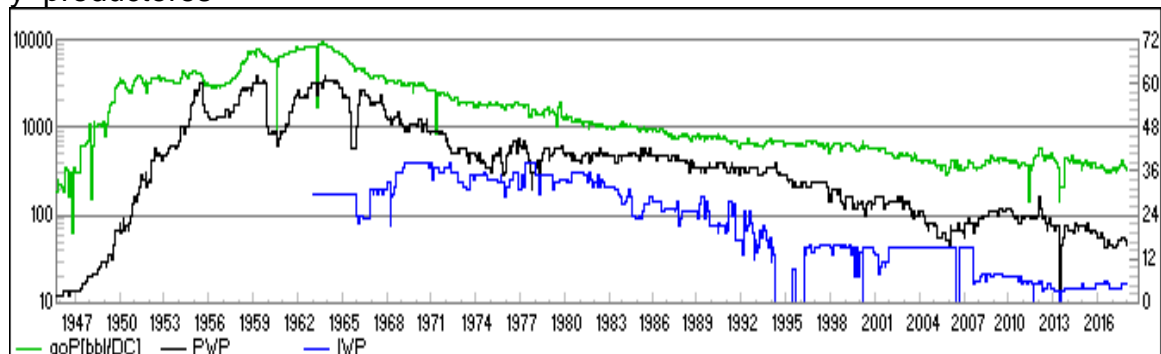
En la **Figura 2**, es posible apreciar la historia de producción del Campo, de manera que q_o representa la producción diaria de petróleo en la bloque B. La variable PWP, muestra el número de pozos productores activos a lo largo del tiempo y la variable IWP el número de pozos que inyectan agua en el transcurso de la historia de producción. Como es posible observar en la **Figura 2**, los métodos de recuperación secundaria se implementan en el momento en que se origina la declinación en la producción de petróleo. Se llega al pico de producción gracias a la perforación de los pozos nuevos y a la inyección de agua.

Figura 2. Historia de producción de petróleo



Fuente: INTERFACES, Simulador Sahara, gráfica de producciones.

Figura 3. Historia de producción versus número de pozos inyectoros y productores



Fuente: INTERFACES, Simulador Sahara, gráfica de producciones.

Además de las variables anteriormente mencionadas, en la **Figura 3**, se relacionó el comportamiento de la producción de petróleo con la tasa de inyección de agua representado en la gráfica como la variable qWIP. En primera instancia se observa que al igual que la producción de petróleo, la tasa de inyección de agua decae a medida que transcurre el tiempo, esto es debido al cierre paulatino de pozos inyectoros en el bloque B del Campo.

Como se puede apreciar en la **Figura 3**, el punto máximo de agua inyectada, 22600 BWI con 31 pozos inyectoros, se logra al comienzo de la inyección de agua en el Campo, momento en el que se alcanza un factor de recobro del 7%. Posteriormente, la curva tiende a declinar dado que el número de pozos inyectoros comienza a disminuir y se deja de incentivar los proyectos de inyección de agua del bloque.

En la actualidad el Campo cuenta con 21 pozos productores y unos 5 pozos inyectoros activos. Se tiene una tasa de producción de tan solo 340 BOPD y se tiene una tasa de inyección constante promedio de 5230 BWIPD, la producción de fluidos total es de 5570 BLPD. Hasta la fecha el factor de recobro del bloque es de aproximadamente 15.2, el cual se ha mantenido por 2 años.

Algunos de los datos actuales del Bloque B del Campo pueden observarse en la **Tabla 1**. La cual muestra los datos promedio de producción del año 2017.

Tabla 1. Datos actuales del Bloque B del Campo.

Producción de petróleo (BOPD)	340
Tasa de inyección de agua (QWIPD)	5230
Producción de fluidos (BL)	5570
Factor de recobro	15,2%

1.3 GEOLOGÍA DE LA CUENCA

La Cuenca del Catatumbo comprende el área Colombiana de la Cuenca del Maracaibo y constituye una depresión en la cual las estructuras presentes son en su mayoría pliegues asimétricos extensos los cuales se han venido configurando desde el Oligoceno²; en el Mioceno tardío-Plioceno ocurre la orogenia Andina³ durante la cual suceden los máximos levantamientos de la Serranía del Perijá y los

2 GALVIS et al, 1991. Revisión de algunos conceptos sobre la geología de la cuenca inferior del Catatumbo Colombiano. Bogotá. p.144.

3 VAN HOUTEN Y JAMES, 1984. Late Cenozoic Guayabo Delta Complex in Southwestern Maracaibo Basin, Northeastern Colombia. In Caribbean South America Plate Boundary and Regional Tectonics. Memoir 162. G.S.A. p.325.

Andes de Mérida y, probablemente, la formación de las estructuras actuales, esto refleja una compleja historia geológica durante el Mesozoico y Cenozoico.

En la Cuenca del Catatumbo el Mesozoico y el Cenozoico se encuentran representados por formaciones que van desde el Cretáceo medio hasta el presente; estas a su vez, presentan distintas propiedades y características que las constituyen como rocas sello, reservorio o trampas estratigráficas.

1.4 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

El registro sedimentario de la cuenca se inicia hacia finales del Cretácico Inferior durante el Aptiano, con la sedimentación de lutitas, lodolitas, calizas y areniscas depositadas sobre una plataforma marina somera en forma discordante sobre las rocas Triásicas y Jurásicas. En el área estos depósitos están representados por las formaciones Tibú, Mercedes, Aguardiente, Cogollo y La Luna.

A finales del Cretácico, como producto de la colisión de la placa pacífica contra la margen oeste de la placa Suramericana, se inicia la depositación de shales y algunos niveles de areniscas correspondientes a la formación Colón y Mito Juan, los cuales representan el sello regional de los reservorios Cretácicos.

A finales del Cretácico y comienzos del Terciario la progresiva colisión oblicua entre la placa Caribe y la margen del norte de Suramérica genera varios eventos de deformación. Como consecuencia en la Cuenca del Catatumbo, los ambientes de depositación se hacen más continentales. El registro sedimentario está representado por arcillolitas, areniscas y horizontes de carbón depositados en ambientes fluviales, parálidos y deltaicos, representados por las formaciones Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad. El área de la cuenca es de 7000 km² y el espesor aproximado de sedimentos es de 10000 pies⁴. La **Figura 4.** presenta la columna generalizada para la Cuenca del Catatumbo. A continuación, se describen las unidades geológicas presentes en la cuenca:

1.4.1 Basamento. Conjunto de rocas ígneas y metamórficas, afines a las presentes en el Macizo de Santander, la Sierra de Perijá y los Andes de Mérida⁵. En estos sectores las rocas ígneas están representadas por granodioritas y

4 ECOPETROL-ICP, 1991. Evaluación de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP Reporte interno División de Exploración y Explotación. 9 Volúmenes. ISN 20837

5 RICHARDS, 1968. Cretaceous Section in the Barco Area of Northeastern Colombia. AAPG Bulletin. Vol 52, No. 12. p. 2324-2336.

dioritas, y las rocas metamórficas consisten en gneises y esquistos cuyas edades van desde el Precámbrico al Triásico.

1.4.2 Grupo Uribante. En Colombia el grupo se subdivide en tres unidades: los cartografiados, Tibú, Mercedes y Aguardiente. El Grupo Uribante presenta un espesor de 1300 pies hacia el nororiente, llegando a alcanzar 1800 pies hacia el extremo Suroccidental de la cuenca.

1.4.3 Formación Tibú (Aptiano). La formación aflora en las cabeceras del río Tibú del cual toma su nombre⁶. Está conformada por lodolitas de color gris oscuro, negro y marrón con laminación plano-paralela, físilas, con abundantes restos de conchas y de peces; intercalada con pequeños niveles de calizas lumaquéticas en bancos de 30 cm con estratificación ondulosa y cuarzoarenitas grises, calcáreas, con abundantes fósiles, bioturbadas en bancos gruesos macizos. El espesor de la formación varía entre 341' a 544'. Descansa inconforme sobre el basamento y su límite superior es concordante con la Formación Mercedes. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como marino poco profundo⁷.

1.4.4 Formación Mercedes (Aptiano-Albiano Inferior). La sección tipo de esta unidad se encuentra localizada en el valle de las Mercedes en la Concesión Barco⁷. Consiste en calizas arenosas y fosilíferas intercaladas con shales, dolomitas y areniscas. Las calizas clasifican en un rango entre mudstones y grainstones. Se presentan en capas delgadas, ricas en materia orgánica con abundantes foraminíferos planctónicos⁸. El espesor varía entre 459' a 658'. Su contacto inferior es concordante y neto con la Formación Tibú, el contacto superior es transicional con la Formación Aguardiente. El ambiente de depositación es marino somero.

1.4.5 Formación Aguardiente (Aptiano-Albiano). El nombre proviene del filo del Aguardiente Concesión Barco. A escala regional consiste predominantemente de cuarzo-areniscas de grano grueso con niveles de glauconita y fosfatos intercalados con shales y calizas. El espesor de la formación varía entre 148' a 275' con tendencia de engrosamiento hacia el sur de la Cuenca del Catatumbo. El ambiente de depositación de esta unidad es marino de plataforma abierta⁶. La

6 NOTESTEIN et al, 1944. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia South America. Bulletin of Geological Society of America. Vol. 55-10. p. 1165-1216.

7 Op cit, NOTESTEIN. p. 1165-1216.

8 EXXON, 1993. Regional Petroleum Geology, Catatumbo Basin, Colombia. ISN 28750. Informe Interno. ECOPETROL.

base de aguardiente es transicional, el contacto superior con la Formación Cogollo es concordante y parcialmente gradacional.

1.4.6 Formación Cogollo (Albiano Superior-Cenomaniano). La sección tipo se localiza en la quebrada La Luna (Venezuela). Consiste en lodolitas grises oscuras a negras, con laminación plano-paralela a ondulosa, con impresiones de bivalvos a restos de peces, intercalados con lodolitas arenosas grises a marrones, calcáreas, bioturbadas, calizas lumaquélicas, (wackstone y packstone de bivalvos) grises, ondulosas y calizas micríticas en capas hasta de 70 cm, plano-paralelas⁹. El espesor de la formación es de 574' a 1427'. Sus contactos inferior y superior son concordantes. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero⁶.

1.4.7 Formación La Luna (Turoniano-Coniaciano y Santoniano). La sección tipo está localizada en La Luna (Venezuela). Consiste de calizas delgadas grises oscuros intercalados con shales. Hacia la parte inferior de la formación presenta mudstone gris oscuro que ocasionalmente se presentan como lentes o concreciones intercaladas con lodolitas calcáreas grises oscuros, laminadas en capas con estratificación plano-paralela a ondulosa, ricas en materia orgánica¹⁰. El espesor varía de 328' a 394'. Su contacto inferior con la Formación Cogollo es transicional y el contacto superior es concordante y definido por una capa glauconítica. Los sedimentos correspondientes a la Formación La Luna fueron acumulados sobre fondos anóxicos de plataforma marina externa, en ambientes pelágicos durante la máxima inundación de la cuenca registrada en el Cretáceo superior, según ECPICP. La formación La Luna varía dentro de la Cuenca del Catatumbo desde facies 100% calcáreas hasta calizas lodosas donde el contenido de clásticos finos no es superior al 30%, las facies menos calcáreas se concentran en la parte occidental de la cuenca y localmente aparecen en la zona de los campos Tibú y Carbonera.

1.4.8 Formación Colón (Campaniano-Maestrichtiano). La localidad tipo es el Anticlinal de Colón en Venezuela¹¹. Está constituida por un shale gris, localmente calcáreo; en la base presenta un nivel de arenisca glauconítica. El espesor de la formación varía entre 705' a 1509'. Su contacto inferior es concordante y el superior se asume transicional. El ambiente de depósito ha sido interpretado como marino somero superior y de pantanos.

9 ECOPETROL-ICP, 1998. Patronamiento Bioestratigráfico de un área en el sur de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP. Reporte interno División de Exploración y Producción. 6 Volúmenes.

10 Op cit., ECOPETROL-ICP, 6 Volúmenes.

11 Ibíd., NOTESTEIN. p. 1165-1216.

1.4.9 Formación Mito-Juan (Maestrichtiano). La localidad tipo está ubicada en la quebrada Mito Juan en el domo norte de Petrólea. Esta unidad consiste principalmente de shale gris-verdoso, shale limoso, limolita y caliza fosilífera arenosa y glauconítica. Este miembro tiene distribución local y desaparece al sur de la cuenca pasando a shale. El espesor de la formación varía entre 902' a 1378'. El contacto infrayacente de la Formación Mito Juan con la formación Colón es transicional y el suprayacente es concordante y gradacional con la Formación Catatumbo. El ambiente de depositación es de agua salobre y marino somero.

1.4.10 Formación Catatumbo (Maestrichtiano o Paleoceno). La sección tipo se encuentra localizada en el río Catatumbo y el pozo Río de Oro-3¹². Consiste en lodolita gris con pequeños nódulos, lentejones de arcilla ferruginosa; intercalaciones de arenisca de grano fino y limolita que constituyen secuencias granocrecientes en unas y granodecrecientes en otras. En la parte superior la lodolita es carbonosa y contiene delgadas capas de carbón. Su espesor varía de 328' a 656'. Los contactos inferior y superior de la unidad con las Formaciones Mito Juan y Barco son transicionales. El ambiente de depósito de transición entre ambientes de aguas marinas poco profundas a frentes deltaicos progradantes predominantemente lodosos con alguna influencia de marea y desarrollo local de pantanos salobres¹³.

1.4.11 Formación Barco (Paleoceno). Para el desarrollo de este proyecto se escogió la Formación Barco como la formación objetivo. La sección tipo se encuentra localizada en el flanco Oriental del Anticlinal de Petrólea. Está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y lodolitas. Con delgadas secuencias granocrecientes de areniscas de grano fino a medio bioturbadas y secuencias granodecrecientes de areniscas de grano fino con estratificación cruzada y lodolita gris café. Algunos horizontes de carbón están presentes principalmente hacia el tope de esta unidad. El espesor de la Formación Barco varía entre 500' en el nororiente a 700' hacia el suroriente de la cuenca. El contacto inferior de esta unidad es transicional con la infrayacente Formación Catatumbo y el contacto superior es concordante. El ambiente de depósito es deltaico. Para el desarrollo de este proyecto se escogió la Formación Barco como la formación objetivo.

1.4.12 Formación Los Cuervos (Paleoceno). La sección tipo se encuentra localizada en la quebrada Los Cuervos afluente del río Catatumbo. Litológicamente está constituida por intercalaciones de arcillolita verde a grisácea,

12 *Ibíd.*, NOTESTEIN. p. 1165-1216.

13 BOUMAN Y GIBSON, 1964. A Geological Review of the Barco Area. Reporte Interno Colpet. ISN 426.

limolita micácea carbonosa, capas de carbón y arenisca lodosa; hacia el tope el color de la arcillolita es roja. Su espesor es variable entre 804' a 1607' con aumento hacia el norte. Su contacto inferior con la Formación Barco se considera conforme y transicional; el contacto superior con Mirador es localmente discordante. El ambiente de depósito se ha interpretado como Albúfera¹⁴.

1.4.13 Formación Mirador (Eoceno Inferior-Medio). El nombre proviene del Cerro Mirador en la parte alta del río Lora en Venezuela. Está constituida por arenisca con algunas intercalaciones de shale y shale arenoso. Su espesor es variable entre 525' a 1312'; se aprecia un aumento de espesor hacia el occidente y el norte. Su contacto inferior es nítido y localmente discordante, y su contacto superior es concordante transicional con la Formación Carbonera. El ambiente deposicional es continental (fluvial y deltaico).

1.4.14 Formación Carbonera (Eoceno Superior-Oligoceno Inferior). El nombre de la formación se debe a la Quebrada Carbonera afluente del río Zulia¹⁵. Consiste en una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillas, shales grises, limolitas, areniscas de grano fino a grueso en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón. Hacia el tope y base de la formación se presentan capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas, las cuales registran incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre 1300' a 1900' hacia el suroriente y noroccidente de la Cuenca del Catatumbo respectivamente. El contacto con la suprayacente Formación León es concordante y gradacional¹⁶.

1.4.15 Formación León Shale (Oligoceno Superior-Mioceno; Oligoceno Medio a Superior). La sección tipo proviene de la quebrada León, afluente del río Zulia en el flanco oriental del Anticlinal Petrólea. Está constituida predominantemente por shale de color gris a gris verdoso con esporádicas intercalaciones de arenisca y láminas carbonosas. El espesor de la formación es variable entre 1673' a 2575'. Los contactos inferior y superior de la formación son concordantes y su ambiente de depósito es de agua salobre.

1.4.16 Formación Guayabo (Mioceno; Oligoceno Superior-Mioceno). El nombre proviene del Cerro Guayabo en Venezuela; en Colombia la sección tipo

14 NOTESTEIN et al., 1944. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia South America. Bulletin of Geological Society of America. Vol. 55-10. p. 1165-1216.

15 Op cit, NOTESTEIN. p. 1165-1216.

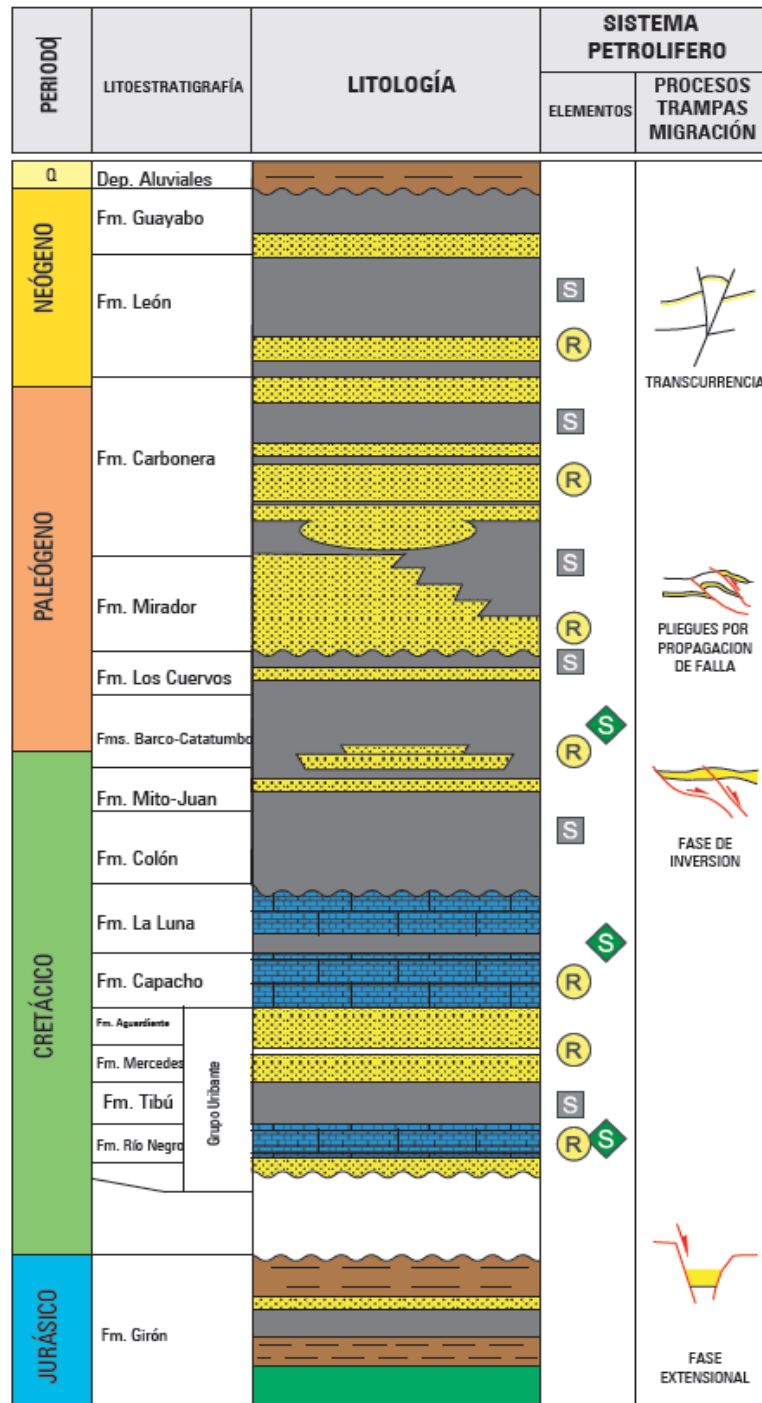
16 VAN DER HAMMEN, 1958, Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos. Ibíd., Vol. 6, No 1-3, p. 67-128.

está localizada en la quebrada León¹⁷. La formación consiste en intercalaciones de arenisca, limolita, shale arenoso y en menor proporción arcillolita. El espesor de la formación en la quebrada de León es de 2634', faltando su parte superior. El contacto inferior de la Formación Guayabo es concordante con la Formación León Shale; el contacto superior no está determinado. El ambiente de depósito es de tipo lagunar aluvial, de playa y general deltaico.

1.4.17 Formación Necesidad (Plioceno-Pleistoceno). El nombre deriva de la playa Necesidad del Río de Oro afluente del Río Catatumbo. Está constituida por arcillas pobremente consolidadas y areniscas gruesas y conglomeráticas. Su espesor es desconocido y el espesor observable en la playa Necesidad es 164'. Los contactos superior e inferior de la formación son discordantes y su ambiente de sedimentación es de tipo continental.

17 *Ibíd.*, VAN DER HAMMEN, Vol. 6, No 1-3, p. 67-128

Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Catatumbo y tipos de roca

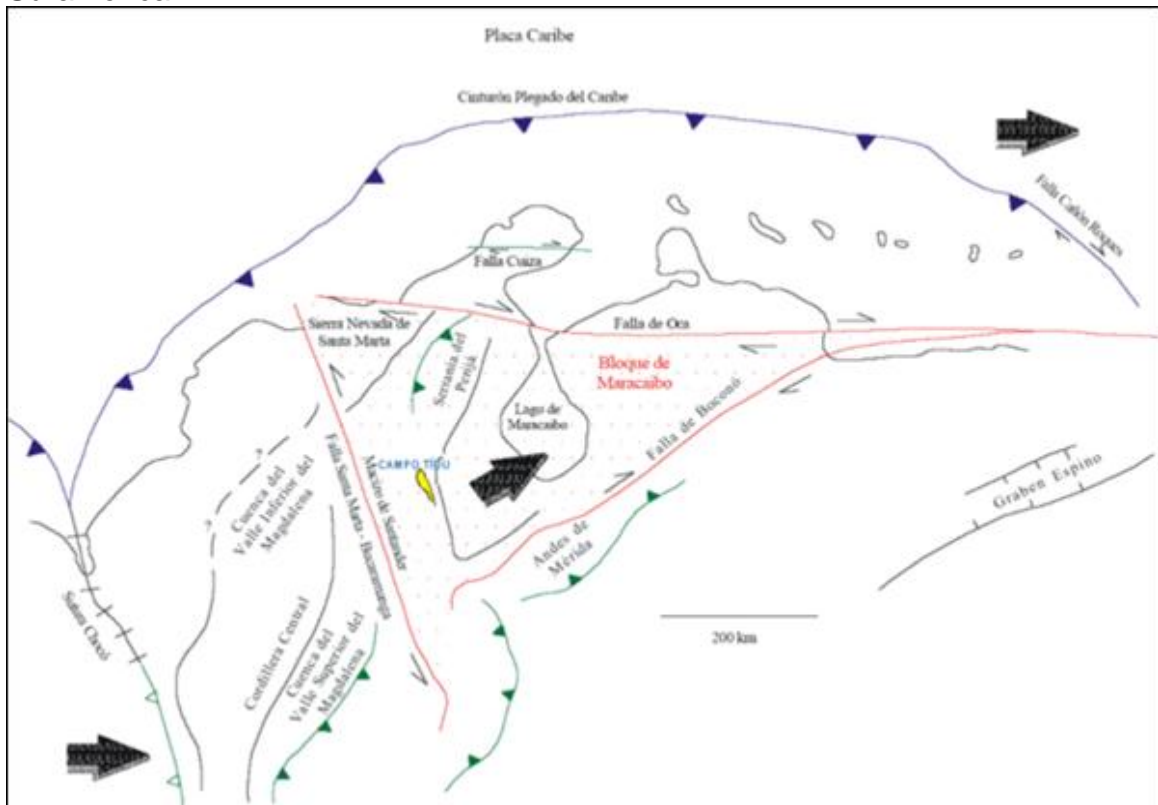


Fuente: EXXON EXPLORATION (1993)

1.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL

Tectónicamente la Cuenca del Catatumbo se localiza en el centro denominado Bloque Tectónico de Maracaibo (Lugo and Mann, 1995), una cuña tectónica que está escapando activamente hacia el norte por la acción conjugada entre los sistemas de de desplazamiento lateral y de escala regional, que incluye el sistema sinistral de Santa Marta-Bucaramanga, al oeste y el sistema dextral de Boconó al sur y este, como se puede ver en la **Figura 5**. Se estimó un desplazamiento sinistral de 110 km (Campbell, 1965) en Mondragon et al. (2002) Sobre el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta y de 150 km en la falla Boconó de desplazamiento dextral en los Andes de Mérida.

Figura 5. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica



Fuente: MINISTERIO DE MINAS, Informe Técnico Ministerio de Minas 2017. (Modificado de Villamil and Pindell, 1998, en Arias y Cardona, 2001).

La Cuenca del Catatumbo posee una columna estratigráfica que incluye rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta el Reciente, abarcando un registro sedimentario de tres etapas mayores de evolución tectónica así (**Tabla 2**).

1) Fase Extensional durante el Triásico - Jurásico, relacionada con la separación de Norte y Suramérica

2) Fase de margen pasivo durante el Cretácico y

3) Fase de Foreland o Antepaís, relacionada a la colisión oblicua de la Placa Caribe contra Suramérica durante el Terciario (Lugo and Mann, 1995; Parnaud et al., 1995; Pindell et al., 1998; entre otros en Arias y Cardona, 2001).

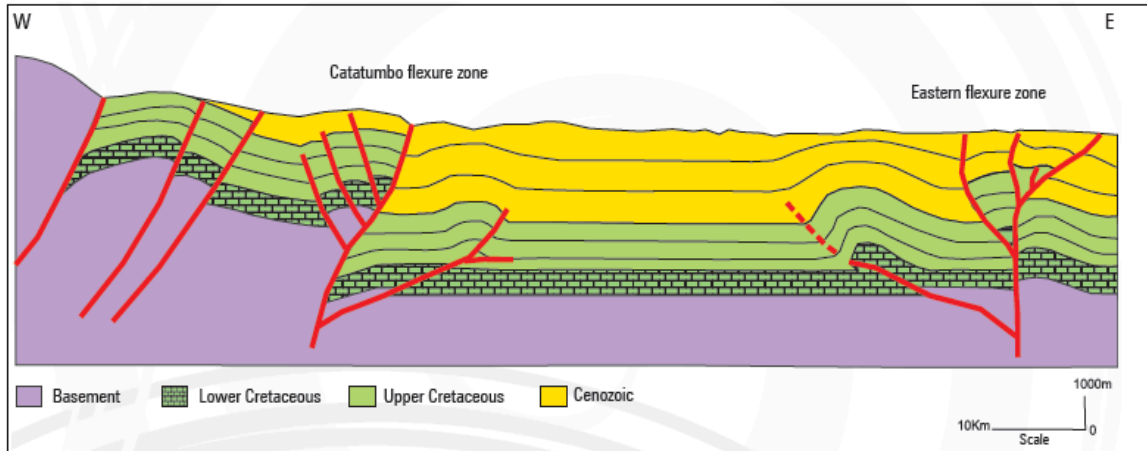
Tabla 2. Síntesis del Modelo Tecnoestratigráfico de la Cuenca del Catatumbo.

EVENTO TECTÓNICO	TIEMPO	REGISTRO SEDIMENTARIO ASOCIADO
DESARROLLO CUENCA ANTEPAÍS	Plioceno-Eoceno Tardío	Formaciones Carbonera, León y Guayabo.
	Eoceno	Formación Mirador
ESTADIO DE TRANSICIÓN (CUENCA PASIVA - ANTEPAÍS)	Paleoceno - Campaniano Tardío	Formaciones Catatumbo, Barco y Los Cuervos
		Formaciones Colón y Mito Juan
ESTADIO DE MARGEN PASIVA	Campaniano Temprano - Aptiano	Formaciones Capacho y La Luna
		Grupo Uribante
		Representada en zonas aledañas por la Formación Rio Negro
ESTADIO DE TECTÓNICA EXTENSIONAL RIFT	Cretáceo Temprano (?) Jurásico Triásico -	Representada en zonas aledañas a la cuenca del Catatumbo por las formaciones Girón, La Quinta y equivalentes.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS, Informe Técnico Ministerio de minas 2017. (Modificado de Alfonso y Mondragón (2001).

Además, en la **Figura 6.** Puede observarse la estructura geológica de la Cuenca del Catatumbo.

Figura 6. Sección transversal de la estructura geológica de la Cuenca del Catatumbo



Fuente: ANH, Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007.

1.5.1 Estadio Extensional. Durante el Triásico - Jurásico ocurrió una fuerte expansión (rifting) derivada de la separación de Norte y Suramérica y la apertura del Proto - Caribe. Esta extensión permitió la formación de un complejo mosaico de grabenes que incluyen Machiques, Trujillo, Uribante, Cocuy y Arcabuco creando depocentros en los cuales se dio una rápida acumulación en el Cretácico Temprano de sedimentos sin tectónicos principalmente arenas y shales de origen no marino excepto a lo largo del flanco oeste de la Cordillera Central y parte de la Península de la Guajira (Exxon, 1994; Pindell et al., 1998; Villamil y Pindell, 1998 en Arias y Cardona, 2001).

1.5.2 Fase de Margen Pasiva. La fase expansiva (rifting) cesó hacia el Cretácico Temprano y fue subsecuentemente seguida por un período de relativa quietud tectónica configurando una margen pasiva en el Norte de Suramérica. Villamil y Pindell (1998) señalan cuatro argumentos principales que evidencian esta fase evolutiva:

- 1) Las curvas de acumulación de sedimentos para varias regiones en la parte autóctona del Norte de Suramérica exhiben una acumulación típica de subsidencia térmica para la mayor parte del Cretácico.
- 2) Las unidades orogénicas de tipo *flysch* del Centro de Venezuela tales como las formaciones Paracotos y Garrapata han sido datadas como Paleoceno y Eoceno, soportando así la idea del emplazamiento terciario del alóctono sobre la margen pasiva Cretácica.
- 3) Los hiatos e inconformidades locales presentes en varias áreas en rocas del Cretácico consideradas como el producto de deformación, son mejor interpretadas como producto de erosión submarina en un margen pasivo.

4) Las interacciones entre la Placa Caribe y Suramérica no se iniciaron sino hasta el período Maestrichtiano/Paleoceno en la Península de la Guajira. Los terrenos alóctonos del Norte de Suramérica que contienen rocas metamórficas Cretácicas o de arco volcánico se originaron lejos de la margen pasiva como parte o de la Placa Caribe o de su prisma acrecionario para posteriormente emplazarse como producto de las interacciones Terciarias entre las dos placas.

Las rocas Cretácicas, de origen predominantemente marino, depositadas durante ésta fase evolutiva, reposan discordantemente sobre las rocas Jurásicas y registran la transgresión marina en la amplia plataforma que se extendía desde el oriente de Venezuela hasta Perú. (Exxon, 1994; Pindell et al., 1998).

1.5.3 Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo. Una nueva fase de evolución tectónica es marcada por la colisión de la placa pacífica y la margen occidental de la placa de Suramérica durante finales del Cretáceo. Este evento, transformó la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico, generando un sistema foreland con su asociado foredeep, al oeste del área de Perijá y su correspondiente alto periférico (peripheral forebulge) en el área de Barinas (Parnaud et al.1995; Pindell et al., 1998). El cierre del margen pasivo durante finales del Cretáceo y comienzos del Paleoceno, fue progresivo de oeste a este, lo cual permitió la existencia del margen pasivo en el noreste, hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en el norte de Maracaibo a finales del Paleoceno.

1.5.4 Fase Cuenca Foreland o Antepaís. La colisión del arco volcánico del Pacífico y el borde oeste de Suramérica a finales del Cretácico marca una nueva fase de evolución tectónica transformando la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico y generando una cuenca foreland o antepaís; no obstante, hacia la parte norte y noreste de la Cuenca de Maracaibo la margen pasiva persistió hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en Venezuela al final del Paleoceno (Parnaud et al., 1995). Durante el Paleoceno se inicia el levantamiento de la Cordillera Central, lo cual modificó los procesos de sedimentación en la cuenca pasando de procesos puramente marinos a procesos fluvio-deltáicos. El Paleógeno-Neógeno se caracteriza por la depositación de rocas siliciclásticas que registran el engrosamiento de los sistemas fluviales y deltaicos asociados al levantamiento y erosión del Orógeno Andino (Exxon, 1994; Pindell et al., 1998). Gran parte de las areniscas depositadas durante éste intervalo constituyen reservorios importantes en la cuenca e incluyen formaciones como Barco y Mirador (Exxon, 1994).

1.6 MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN OBJETIVO

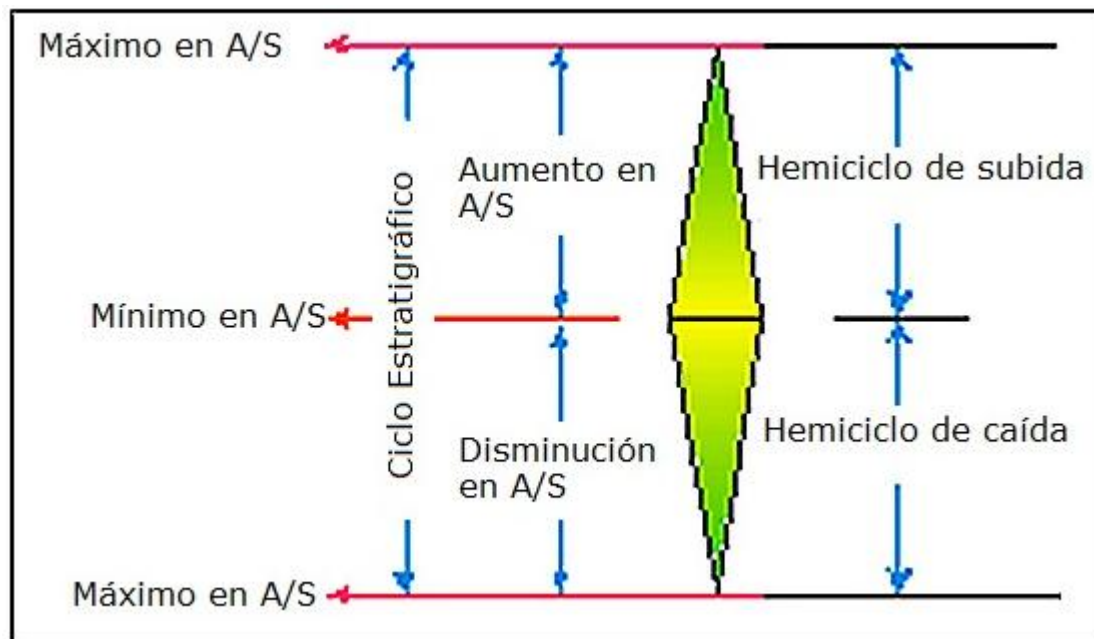
La formación objetivo del proyecto es la Formación Barco; diferentes estudios indican que esta formación tiene un gran potencial de producción el cual no ha sido aprovechado además de presentar características favorables para que la formación sea explotada.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó la metodología de estratigrafía de secuencias. Esta técnica es utilizada con la bioestratigrafía y el análisis tectónico para correlacionar y analizar las rocas sedimentarias desde la perspectiva del tiempo geológico. Permite la reconstrucción de la paleogeografía y la generación de modelos que ayuden a predecir la distribución de facies sedimentarias, particularmente aquellas asociadas con yacimientos de hidrocarburos, sus rocas generadoras y sellos.

1.6.1 Ciclos estratigráficos. Cada uno de los ciclos estratigráficos asignados para la Formación Barco corresponde a ciclos estratigráficos de tercer orden. Los ciclos de tercer orden corresponden a ciclos de cambios relativos del nivel del mar que tienen una duración del orden de 1 a 10 millones de años. Son ciclos fundamentales que representan un hemicycle de caída y subida, por ello mismo, los ciclos de segundo y tercer orden están compuestos de más de un ciclo de tercer orden. (Mitchum y Vail, 1977)

Cada ciclo estratigráfico se define entre dos superficies de máxima relación de espacio de acomodación versus suministro de sedimento (A/S). Se definió el ciclo estratigráfico de esta manera debido a que los límites crono-estratigráficos se localizan casi siempre en o cerca de máximos en A/S. Los máximos en A/S pueden coincidir con superficies de máxima inundación, los mínimos en A/S con superficies de inconformidad o también pueden marcar el punto de mayor progradación o somerización de la cuenca. Se propone que las rocas depositadas durante esta disminución de A/S corresponden a un hemicycle de caída de nivel base y las rocas depositadas durante el aumento en A/S corresponden a un hemicycle de subida de nivel base como se puede ver en la **Figura 7**.

Figura 7. Relación entre ciclo A/S y tipos de depósito para la Formación Barco

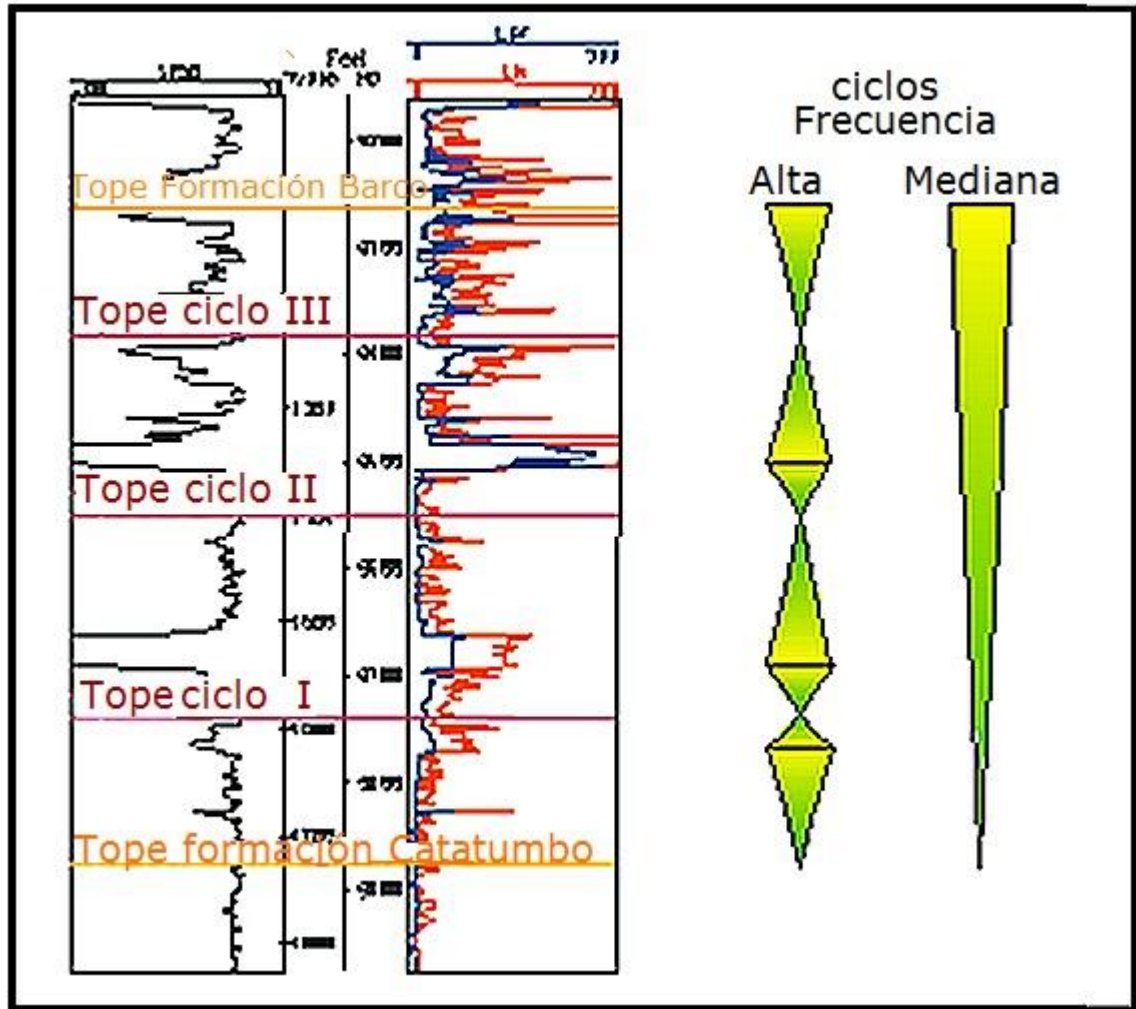


Fuente: PETROBRAS, Informe Geología Petrobras 2006 -Formación Barco

La caracterización de la Formación Barco fue definida en base a la respuesta de los registros de pozo, principalmente a partir del registro de potencial espontáneo, el registro de rayos gamma además de contar con soporte de los registros resistivos normal corto y registro resistivo normal largo; dentro de un marco de estratigrafía de secuencias.

Para la reconstrucción paleoambiental y estratigráfica de la Formación Barco en el campo se identificaron en los registros de pozo cuatro ciclos estratigráficos asimétricos de alta frecuencia (cuarto orden). Los ciclos desde más antiguo a más joven (Ciclo I-Ciclo IV), incluyen sedimentos depositados entre una marcada distinción de cambios faciales marinos a no marinos considerado como el límite inferior; y el límite superior un marcador litológico de niveles de carbón (Tope de la Formación Barco o Tope de la Unidad IV), reflejo del abandono de una secuencia deltaica. Cada uno de estos ciclos representa secuencias de somerización hacia el tope del ambiente de depósito y fueron correlacionados a lo largo del campo (Ver **Figura 8**).

Figura 8. Estratigrafía de secuencias

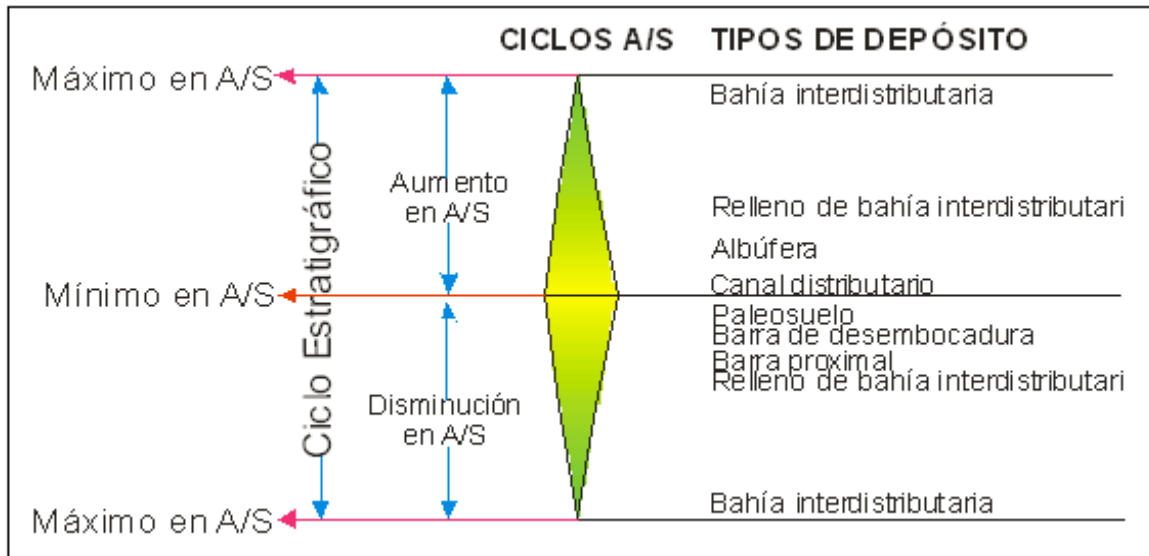


Fuente: PETROBRAS, Informe Geología Petrobras 2006-Formación Barco

El tope de cada una de las unidades fue definido para la Formación Barco en los pozos que conforman las áreas del campo, destacando que para el Ciclo IV sólo se presenta el hem ciclo de disminución de A/S, con los mínimos de A/S hacia el tope del mismo, que ayudan a marcar el contacto entre la Formación Barco con la suprayacente Formación Los Cuervos en los registros de pozo.

Los diferentes tipos de depósito definidos dentro del ambiente sedimentario ocurren en una posición específica de los ciclos A/S establecidos en los cuatro ciclos estratigráficos empleados para la caracterización de la Formación Barco. La **Figura 9** presenta de manera generalizada la relación entre los ciclos de A/S y la ocurrencia de los diferentes depósitos definidos en estos ciclos para la Formación Barco.

Figura 9. Estratigrafía de secuencias



Fuente: PETROBRAS, Informe Geología Petrobras 2006-Formación Barco

1.6.2 Ciclo I. El Ciclo I se caracteriza por un desarrollo amplio y dominante de depósitos correspondientes a depósitos de bahía interdistributaria, rellenos de bahía interdistributaria y barras proximales dentro de la planicie deltaica inferior a superior; está caracterizado por facies lodosas principalmente. Depósitos relacionados a canales abandonados también son frecuentes y pueden ser depósitos con buenas características como reservorio, lo que es frecuente hacia las áreas C y E del Campo.

Este ciclo estratigráfico está representado por predominio facies finas y por poco desarrollo de facies arenosas. Estos sedimentos arcillosos constituyen barreras de permeabilidad a unidades de flujo tanto verticalmente como horizontalmente. Sedimentos lodosos son depositados en las bahías entre los distributarios y canales mareales (Scruton, 1960 en Reineck, 1980).

1.6.3 Ciclo II. Este ciclo está caracterizado por depósitos asociados a una planicie deltaica inferior afectados por una influencia mareal y representan depósitos de canales distributarios, barras de desembocadura, barras proximales y rellenos de bahía interdistributaria principalmente. Está representado principalmente por facies arenosas. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granodecrecientes / secuencias granocrecientes de base a tope del ciclo. Presenta un buen desarrollo de facies arenosas y un bajo desarrollo de facies finas.

1.6.4 Ciclo III. El Ciclo III fue depositado en una situación similar al Ciclo II pero con predominio de condiciones deltaicas inferiores. Los principales tipos de depósito asociados a este ciclo corresponden a barras de desembocadura, barras proximales y en menor proporción rellenos de bahía interdistributaria y canales

distributarios abandonados. Está representado principalmente por facies arenosas. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granocrecientes/secuencias granodecrecientes de base a tope del ciclo. Presenta un buen desarrollo de facies arenosas y de facies finas en proporciones un tanto similares.

1.6.5 Ciclo IV. La secuencia deltaica se cierra en este ciclo por depósitos de planicie deltaica superior. Este ciclo está caracterizado por depósitos asociados a una planicie deltaica superior afectados por una influencia mareal representados por depósitos de relleno de bahía interdistributaria y bahía interdistributaria principalmente donde muy esporádicamente ocurren depósitos de barras proximales, paleosuelos y de albufera; este último depósito es relacionado con niveles de carbón (presentan altas resistividades) que ayuda en marcar el contacto entre la Formación Barco con la suprayacente Formación Los Cuervos.

Está representado principalmente por facies lodosas y por facies arenosas en menor grado. En este ciclo se observa un predominio de secuencias granodecrecientes / secuencias granocrecientes de base a tope del ciclo. Presenta un pobre desarrollo de facies de areniscas, pero un buen desarrollo de facies finas principalmente lo que puede actuar como barreras de permeabilidad.

Cada ciclo se compone de diferentes subciclos, estos fueron tomados como las capas para el desarrollo del proyecto, las cuales en total son 14 capas.

1.7 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Esta sección estará enfocada en describir y caracterizar la geología del Yacimiento que se encuentra en el campo de estudio.

1.7.1 Roca generadora. Análisis geoquímicos realizados en la Cuenca del Catatumbo indican que dentro de la secuencia estratigráfica existen varios niveles ricos en materia orgánica, no obstante, los de mayor potencial corresponden a las formaciones cretácicas La Luna y Cogollo, las cuales presentan valores promedios de %COT actuales de 4.5% y 1.27% respectivamente¹⁸.

La baja porosidad primaria y permeabilidad determinadas en las muestras de núcleos de las rocas del Cretáceo en los intervalos productores conducen a creer que la migración de hidrocarburos sobre grandes distancias es improbable. Las acumulaciones de hidrocarburos en estas formaciones posiblemente tuvieron lugar después del desarrollo de la porosidad secundaria debido al fracturamiento.¹⁶

18 MONDRAGÓN (J.C) et al, 2002. Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo. ECOPETROL-AEX. Reporte interno. p. 19-49.

1.7.2 Roca almacén. Con excepciones de las formaciones Colón y Lutita León, las acumulaciones comerciales de hidrocarburos se han encontrado a lo largo de toda la secuencia estratigráfica, incluyendo el basamento pre-Cretácico¹⁹.

Desde el punto de vista de yacimientos, las rocas almacén en la Cuenca se pueden clasificar en dos clases:

1.7.3 Yacimientos Convencionales. Este tipo de yacimiento está representado principalmente por rocas terciarias clásticas. Presentan un rango de porosidad entre el 7% y 27%, y de permeabilidad entre el 10 mD y 720 mD. Dentro de esta clasificación se encuentran las siguientes formaciones:

Formación Catatumbo
Formación Barco
Formación Mirador
Formación Carbonera
Formación Los Cuervos

1.7.4 Yacimientos Naturalmente Fracturados. Se encuentran representados por areniscas y calizas de edad cretácica, con porosidades bajas y permeabilidades que han sido mejoradas por procesos de fracturamiento natural. Dentro de esta clasificación se encuentran los siguientes intervalos:

Grupo Uribante
Formación Cogollo
Formación La Luna

1.7.5 Roca Sello. Los shale intraformacionales del Grupo Uribante parecen mostrar suficiente espesor para ser capas sello de las formaciones Tibú y Mercedes; los shales de la Formación Cogollo puede ser la capa sello de la Formación Aguardiente. La roca reservorio de la Formación La Luna está bien sellada por las Formaciones Colón y Mito Juan. Las formaciones terciarias (Catatumbo, Barco, Los Cuervos, Mirador y Carbonera) presentan delgadas intercalaciones de shale intraformacional que les sirve de capa sello. El sello más importante para las formaciones del Terciario es la Formación León Shale. La Formación Mirador es probablemente el único reservorio que no tiene un shale

19 EXXON, 1993. Regional Petroleum Geology, Catatumbo Basin, Colombia. ISN 28750. Informe Interno. ECOPETROL.

totalmente definido, ya que la arena basal de la Formación Carbonera descansa en contacto neto con la Formación Mirador²⁰.

1.7.6 Trampas. La Cuenca del Catatumbo en general presenta yacimientos de hidrocarburos asociados con estructuras anticlinales simétricas con el lado Occidental intensamente fallado, este tipo de trampas se podrían clasificar como de tipo estructural principalmente (anticlinal asociado a fallamiento) o de tipo combinado (estructural y estratigráfico). Las mayores acumulaciones posiblemente tuvieron lugar después del periodo de plegamiento y fallamiento ocurrido a finales del Terciario. De la distribución de la producción y otras evidencias, podría aseverarse que la mayoría de las trampas que dieron origen a las acumulaciones del Grupo Uribante corresponden a sistemas aislados de zonas con porosidades secundarias¹⁸.

20 MONDRAGÓN (J.C) et al, 2002. Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo. ECOPETROL-AEX. Reporte interno. p. 19-49.

2. INYECCIÓN DE AGUA Y SARTA SELECTIVA

En este capítulo se describirán los fundamentos de la inyección de agua y los conceptos primordiales que deben conocerse para realizar un análisis objetivo de la aplicación de este método de recuperación, además se definirá uno de los métodos alternativos para realizar este procedimiento, el cual es aplicar la inyección de agua mediante una sarta de inyección selectiva.

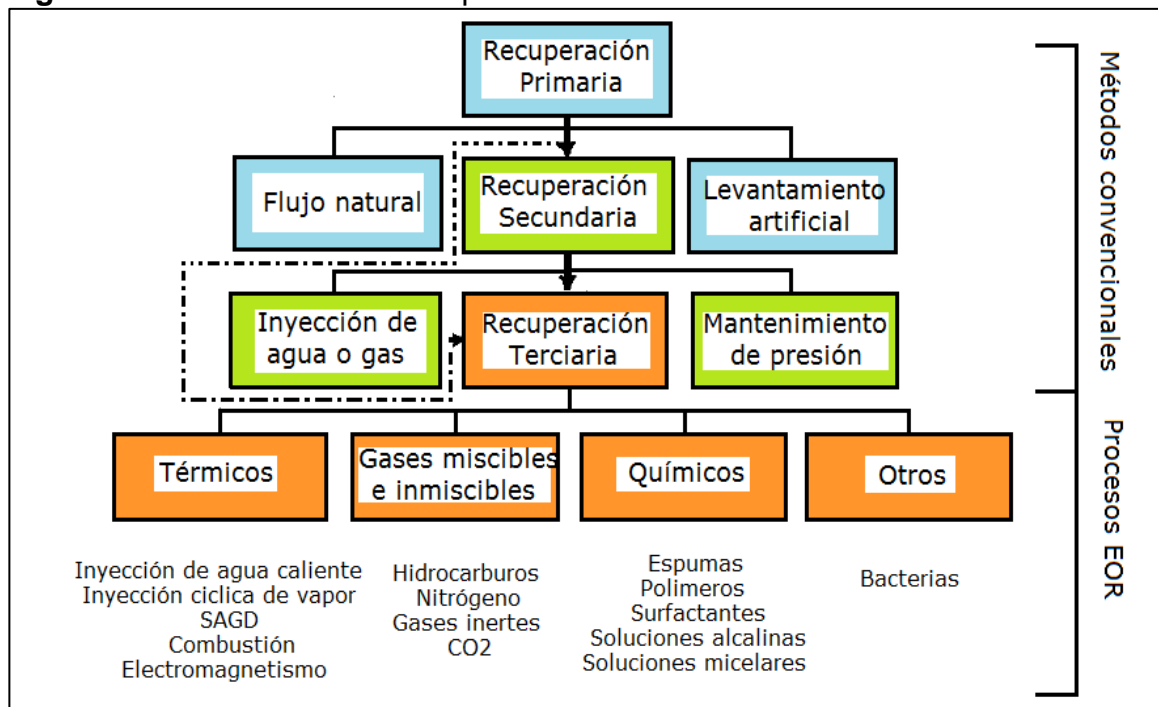
2.1 PRODUCCIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y TERCIARIA

La producción de petróleo de un yacimiento tradicionalmente se divide en producción primaria, secundaria y terciaria. Estas etapas describen la producción del yacimiento como una secuencia cronológica, sin embargo, el tiempo que tarda cada una de las etapas dependerá de las condiciones de producción, el plan de desarrollo, los objetivos de producción propuestos y las propiedades del campo, en algunos casos la secuencia cronológica desarrollada será diferente para cada pozo a pesar de pertenecer al mismo campo. La etapa primaria, de producción inicial, es originada por la energía natural existente en el yacimiento de manera que esta genere el desplazamiento natural de los fluidos de yacimiento. La recuperación secundaria se implementa luego de una declinación en la producción primaria, este procedimiento será efectuado siempre y cuando sea un proceso rentable y factible dentro de los aspectos técnicos y financieros de manera que sea conveniente su aplicación. Usualmente se trata de inyección de agua o de gas. La recuperación secundaria busca aumentar la energía natural del yacimiento al inyectar agua o gas con el fin de desplazar el petróleo hacia los pozos productores y mantener la presión del yacimiento. La eficiencia de la inyección de gas es mucho menor a la de inyección de agua, por ende, el método más usado, mundialmente, es la inyección de agua. Sin embargo, la elección del fluido a inyectar es diferente en cada caso en donde se desee realizar una inyección secundaria debido a que además deben considerarse aspectos como la disponibilidad del fluido, el pretratamiento requerido por el fluido para poder realizar la inyección y las características del yacimiento en donde se realizará el proceso de recuperación secundaria.

En algunos casos, la recuperación secundaria no es suficiente para alcanzar el objetivo de producción propuesto, de manera que se desarrolla la recuperación terciaria, la cual puede realizarse simultáneamente con la inyección de fluidos o si es conveniente luego de finalizada la recuperación secundaria. Los procesos terciarios pueden utilizar gases miscibles, entre ellos los más utilizados son el CO₂, el NO₂, o gases de combustión. Las estimulaciones químicas que hacen parte de la recuperación terciaria utilizan polímeros, surfactantes, emulsiones o la combinación estos productos químicos para aumentar el rendimiento del campo. Además, dentro de este tipo de recuperación se encuentran los tratamientos

térmicos en donde la inyección de vapor o la combustión in situ son los más comunes. Por último, a este tipo de recuperación se suman algunos procedimientos recientes y algunos de ellos aún se encuentran en una etapa de desarrollo, entre ellos se encuentran el tratamiento con el uso de microorganismos y la vibro-sísmica. La desventaja de considerar las tres etapas como secuencia cronológica es que muchas operaciones de producción de los yacimientos no se llevan a cabo en este orden. Un buen ejemplo es la producción de petróleo pesado el cual su viscosidad no permite que fluya a tasas económicas mediante empuje por energía natural, así mismo la inyección de agua sería poco factible, por lo que el uso de energía térmica sería la única opción para una recuperación significativa. En la **Figura 10** se puede observar un esquema resumido de los métodos de recuperación mencionados.

Figura 10. Mecanismos de recuperación



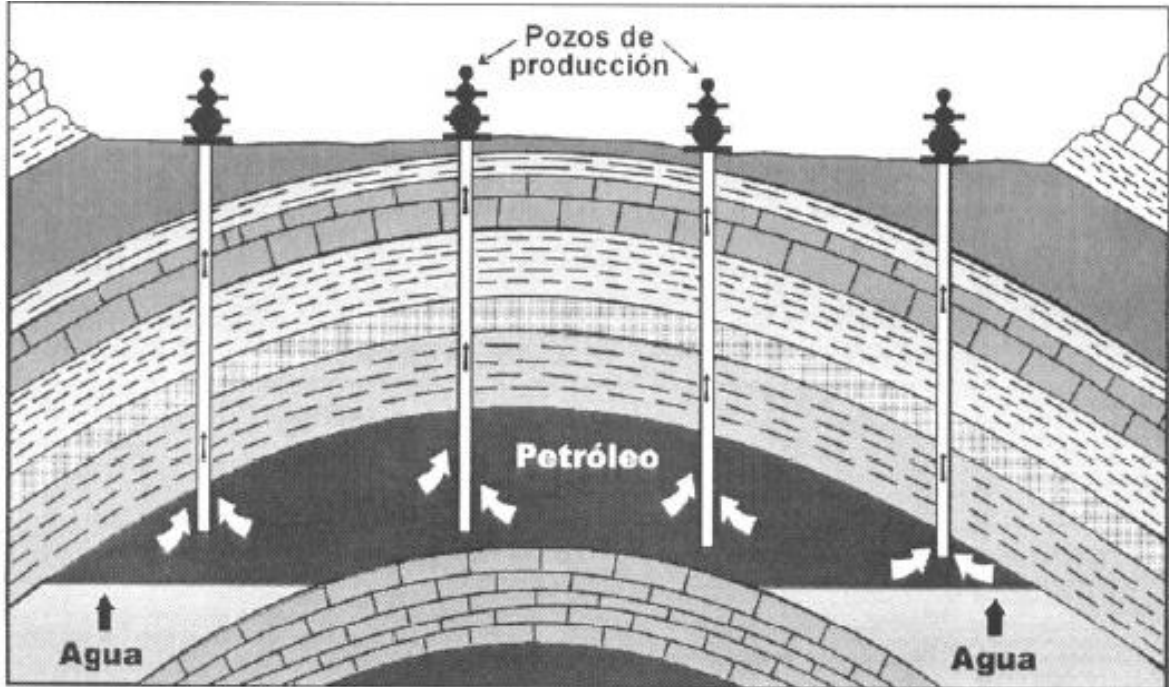
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo Venezuela, 2001. p 3, modificado por autores.

2.1.1 Mecanismos de producción primaria. La recuperación primaria resulta del uso de fuentes de energía natural del yacimiento para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

2.1.2 Empuje por agua. Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada de agua denominada acuífero que puede estar por debajo de todo el yacimiento o parte de él.

Generalmente se encuentra al margen del campo como se puede ver en la **Figura 11**.

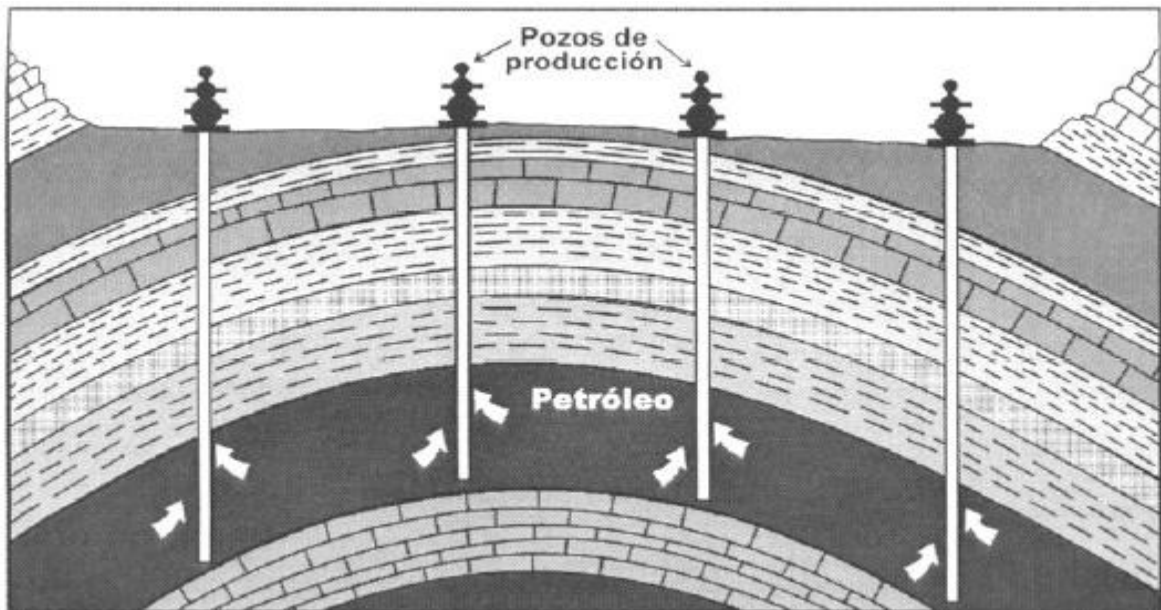
Figura 11. Yacimiento con acuífero activo.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.1.3 Empuje por gas en solución. El petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye, debido a la extracción de fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo hacia los pozos productores tal como se ve en la **Figura 12**.

Figura 12. Empuje por gas en solución.

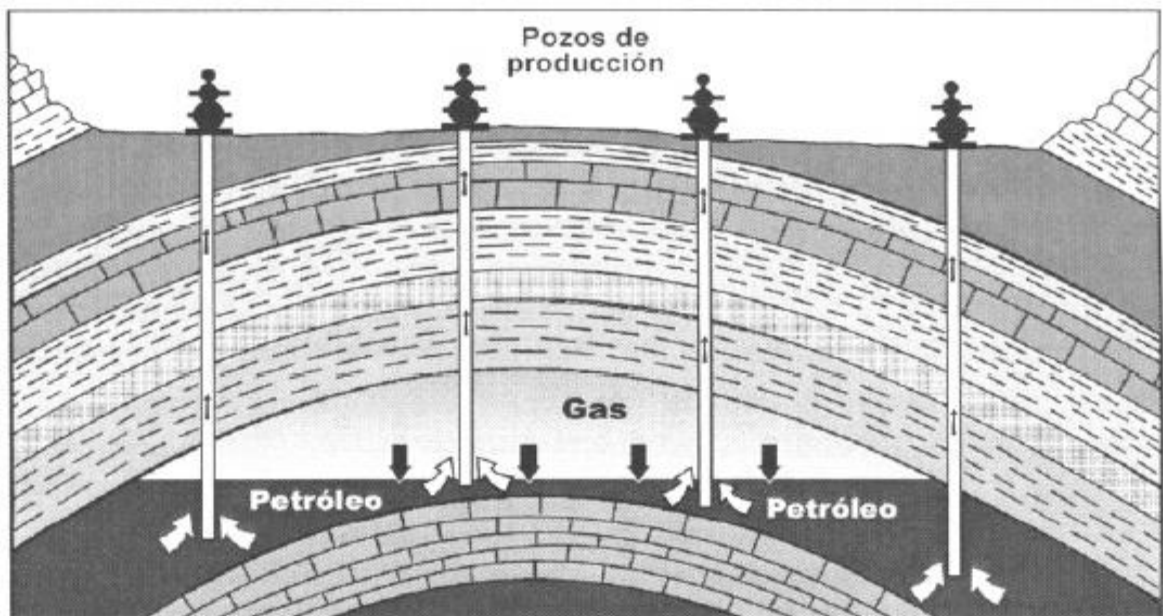


Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.1.4 Expansión roca y fluidos. Un petróleo crudo es subsaturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando el petróleo es altamente subsaturado, mucha de la energía se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos, gracias a esto la presión declina rápidamente a medida que se van extrayendo los fluidos hasta alcanzar la presión de burbuja. Estos yacimientos son buenos candidatos para la inyección de agua con el fin de mantener alta presión de yacimiento e incrementar la recuperación de petróleo.

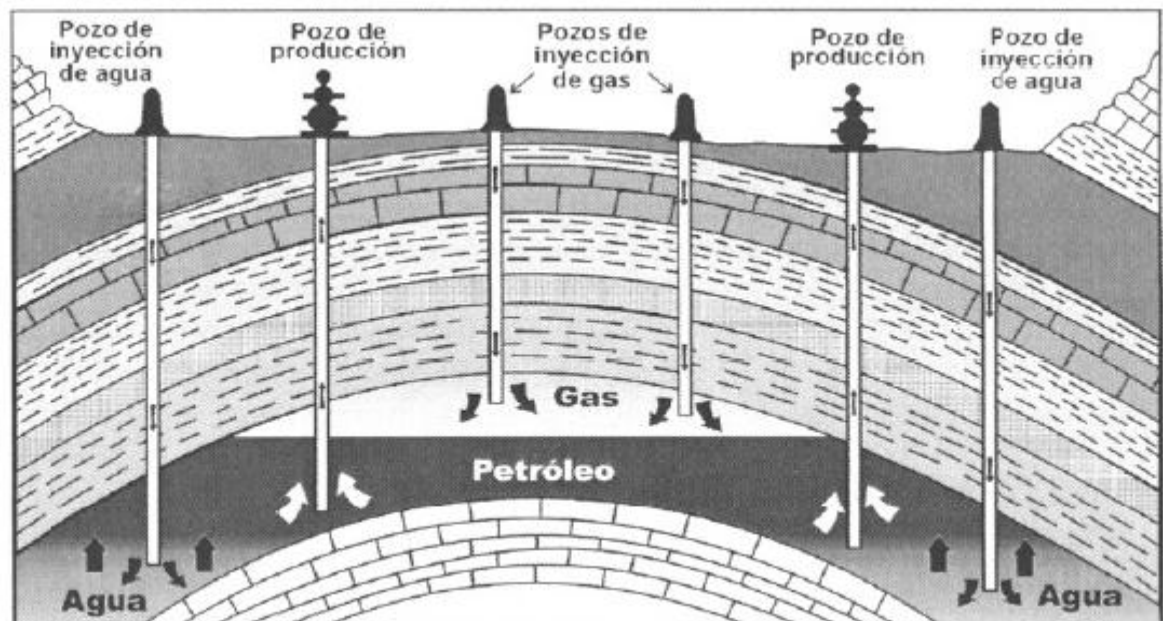
2.1.5 Empuje por capa de gas. Cuando un yacimiento contiene una capa de gas muy grande, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje por gravedad (ver **Figura 13**). La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas. Los yacimientos con capa de gas muy grande no son buenos candidatos para la inyección de agua, es preferible la inyección de gas para mantener la presión ejercida por dicha capa. En el caso de existir agua en el fondo, se puede aplicar un programa de empuje combinado como se puede ver en la **Figura 14**.

Figura 13. Empuje por capa de gas.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

Figura 14. Empuje combinado



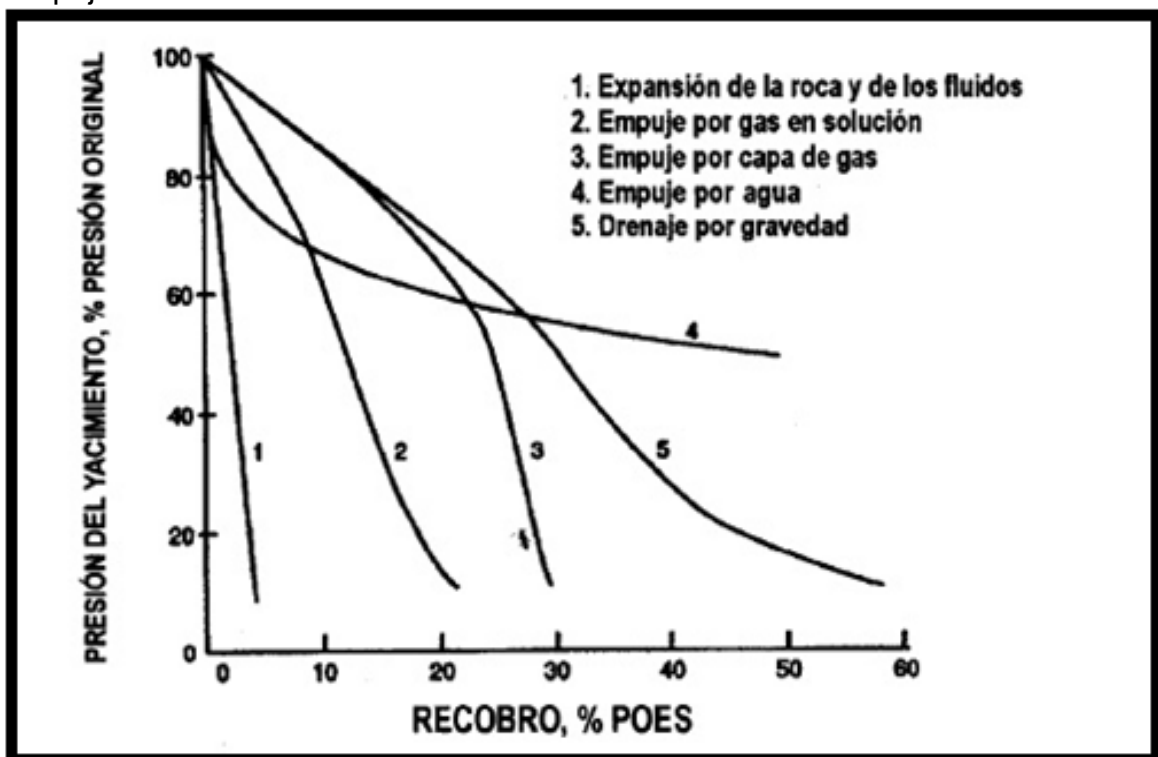
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.1.6. Drenaje por gravedad. El drenaje por gravedad puede ser un método de producción primaria en yacimientos de gran espesor que tienen buena

comunicación vertical y alto buzamiento. Este es un proceso lento ya que el gas debe migrar hacia la parte más alta de la estructura para llenar el espacio que fue ocupado por el petróleo y crear una capa de gas secundaria. La migración de gas es relativamente rápida comparada con el drenaje de petróleo, de forma que las tasas de petróleo son controladas por la tasa de drenaje de petróleo.

En la siguiente gráfica se puede apreciar el comportamiento del factor de recobro en función de cada mecanismo de empuje (ver **Figura 15**).

Figura 15. Comportamiento del factor de recobro en función de mecanismos de empuje



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.2 INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria, el cual consiste en inyectar agua a la formación del yacimiento con el objetivo de incrementar la producción de petróleo. El agua se inyecta por medio de pozos que han sido designados para este fin. Aunque inicialmente se creía que el único objetivo con el cual se aplicaba este método de recobro era mantener la presión del yacimiento, después de un tiempo se logró demostrar que la inyección de agua también se caracterizaba por desplazar los hidrocarburos presentes desde el medio en que se realiza la invasión hacia los pozos productores de petróleo. De manera que a

pesar de aplicar este método desde el año 1865, fue hasta el año 1890 en el que notaron que la producción aumentaba cuando el agua entraba a una zona productora²¹.

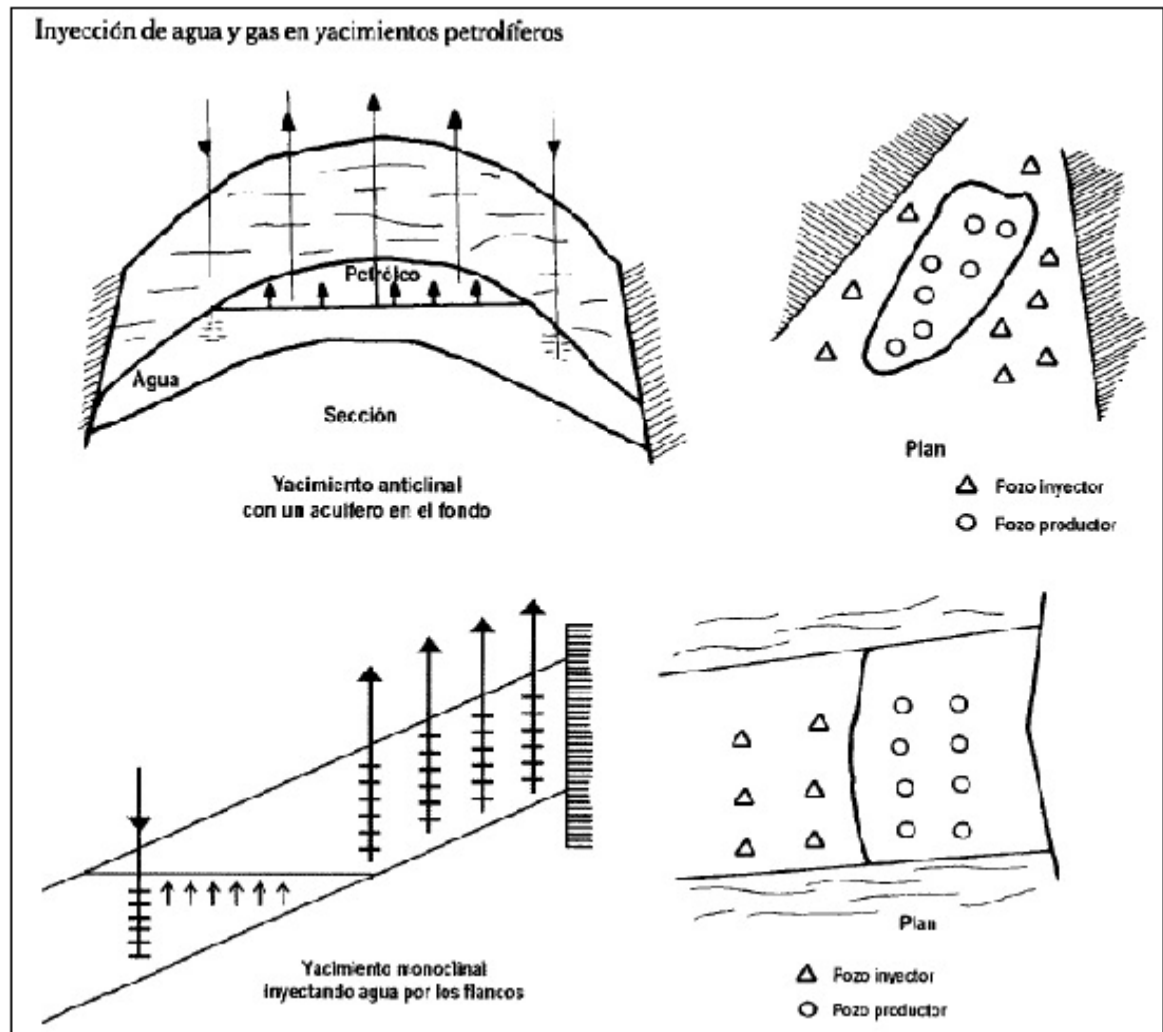
No obstante, este método de recuperación se ha desarrollado a lo largo del tiempo, de modo que han surgido nuevas maneras en que se aplica la inyección de agua. El tipo de inyección que se desee utilizar dependerá de las características del yacimiento en donde se realizará la inyección.

2.2.1 Tipos de inyección. De acuerdo con la posición de pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

2.2.1.1. Inyección periférica o externa. Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Esta es la forma tradicional; el agua se inyecta cerca al contacto agua petróleo. Es utilizada cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento (ver **Figura 16**).

²¹ MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, p. 11-12.

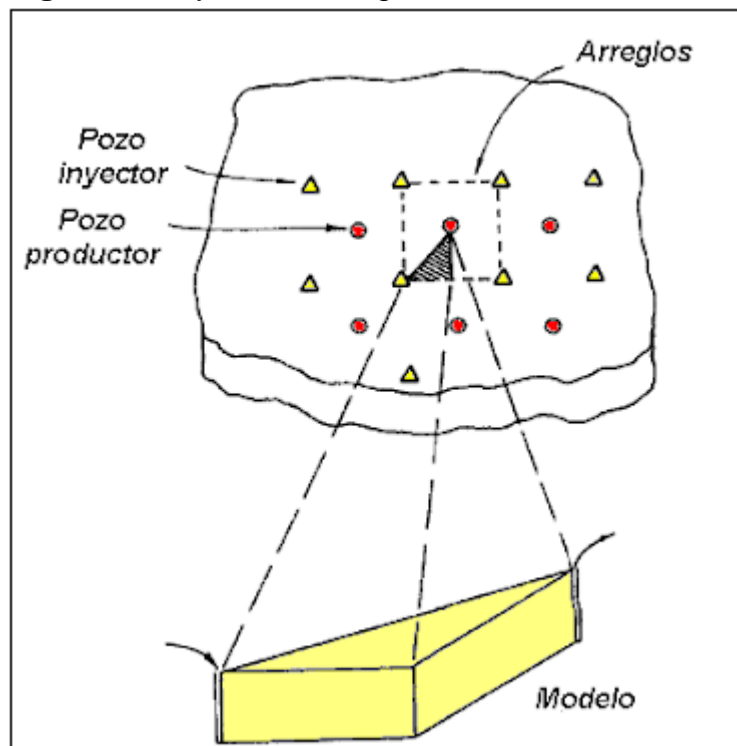
Figura 16. Inyección de agua periférica.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.2.1.2. Inyección en arreglos o dispersa. Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos hacia los pozos productores. También se conoce como inyección de agua interna ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, este tipo de inyección es utilizado en yacimientos homogéneos y de bajos buzamientos (ver **Figura 17**).

Figura 17. Inyección de agua interna.



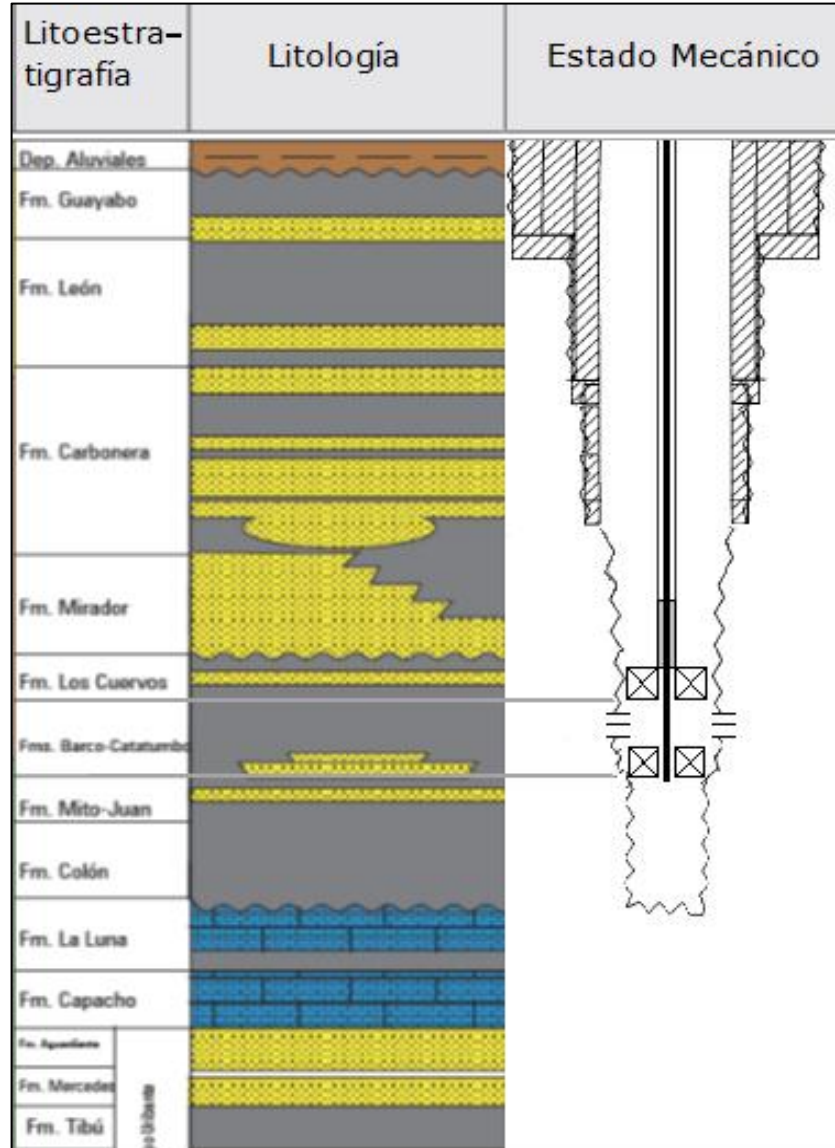
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena,
Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.2.1.3. Inyección de agua selectiva: Este método de recuperación es utilizado para optimizar el proceso de inyección de agua. Para realizar este tipo de inyección, se requiere de una sarta especial que permita regular y restringir la tasa de agua inyectada en determinadas capas con el objetivo de mejorar la eficiencia del barrido vertical y evitar la canalización de agua, por lo tanto, la producción de agua será menor comparada con la inyección realizada con una sarta convencional.

Debido a que la sarta de inyección de agua selectiva permite aislar zonas problemáticas que provocarían canales de agua indeseados es posible reducir el espaciamiento requerido entre otros pozos inyectores, sin embargo, debe considerarse que al realizar una reducción de espaciamiento entre pozos inyectores podría aumentar la presión a tal punto que se originen problemas como el aplastamiento de la tubería de revestimiento.

El diseño de la sarta de inyección selectiva debe incluir el análisis de los parámetros que condicionan la eficiencia en el flujo de fluidos en el yacimiento como lo son la presión, permeabilidad, el factor de daño y las propiedades petrofísicas de cada una de las formaciones y capas analizadas. En la **Figura 18** se observa una configuración de sarta selectiva en la Formación objetivo.

Figura 18. Sarta selectiva aplicada en la Formación Barco



Fuente: EXXON EXPLORATION (1993), modificado por los autores.

2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA

La recuperación de petróleo mediante la inyección de agua debe considerar las propiedades que caracterizan al yacimiento debido a que estas determinan la eficiencia en la aplicación de este método de recuperación, además, son estas propiedades las que establecerán las condiciones y parámetros bajo los cuales se realizará el proceso de inyección.

2.3.1 Geometría del yacimiento. Esta característica es fundamental para realizar el proceso de inyección, debido a que determina la ubicación y la manera en que se deben distribuir los pozos a lo largo del yacimiento. Además, la interacción que relaciona la geometría del yacimiento con los fluidos presentes en él determinará la manera en que ocurre la segregación gravitacional. Sin embargo, esta propiedad debe considerarse en conjunto con otras de las características presentes en el yacimiento al momento de realizar una inyección de agua, debido a que si no se realiza un análisis adecuado podrían ocasionarse reducciones en la saturación de petróleo como consecuencia de altas permeabilidades presentes en el yacimiento.

2.3.2 Propiedades petrofísicas. El proceso de inyección de fluidos debe diseñarse a partir del estudio de las propiedades petrofísicas del yacimiento, en donde la permeabilidad, el contenido de arcilla y la porosidad serán las principales propiedades litológicas que configurarán el comportamiento de un yacimiento, sin desconocer el rol que juegan características propias del yacimiento como lo son el ambiente de depositación y la relación que tienen entre sí. Estas propiedades serán importantes en el desarrollo del proceso de inyección debido a que estas influirán en el modo que se debe realizar la invasión, el desconocimiento de estas propiedades podría provocar efectos indeseados en el proyecto como lo son creación canales de flujo preferenciales o canalizaciones las cuales generan pérdidas en la rentabilidad del proceso, por otra parte un desarrollo óptimo de un proyecto de inyección estimularía un barrido eficiente y por lo tanto mejores rendimientos en la aplicación de la inyección.

2.3.3 Profundidad del yacimiento. Se debe considerar la profundidad del yacimiento, debido a que esta característica del yacimiento determinará los rangos de presión en los que se debe mantener la inyección de agua, es importante que la presión a la cual se realiza la inyección de agua no sea mayor a la presión de fractura debido a que fracturas indeseadas podrían generar canalizaciones de agua. Además, se debe evaluar el estado de cada uno de los pozos de manera que se logre el estado más conveniente para el desarrollo del campo, es decir si el pozo requiere de una conversión a productor o inyector para mejorar el rendimiento de la producción y si esta conversión es viable teniendo en cuenta la profundidad del yacimiento. Por otra parte, las saturaciones de petróleo residual en los yacimientos profundos son bajas en comparación de los yacimientos someros una vez se han realizado las operaciones de producción primarias, debido a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo en consecuencia, el factor de encogimiento es grande en comparación al yacimiento somero, y, por lo tanto, ha quedado menos petróleo. Finalmente, grandes profundidades permiten visualizar mayores presiones y un espaciamiento más amplio, si un yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral.

2.3.4 Continuidad de las propiedades de la roca. Es importante considerar la continuidad de las propiedades de la roca en relación con la permeabilidad y la continuidad vertical. Como el flujo de un fluido en un yacimiento ocurre en la dirección de los planos de estratificación, si el cuerpo del yacimiento está dividido en estratos separados por lutitas o rocas densas, el estudio de una sección transversal de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en distancias laterales relativamente cortas o si está presente una arena uniforme.

2.3.5 Permeabilidades relativas. Comprender el comportamiento de las permeabilidades relativas no debe limitarse únicamente al análisis de la saturación de los fluidos presentes en el yacimiento, debido a que deben incluirse los análisis del comportamiento de las saturaciones a lo largo de la historia de producción y si es posible la historia de desplazamientos previos realizados de igual manera deben añadirse la interpretación de la información disponible acerca de mojabilidad de los fluidos, viscosidades y los procesos de imbibición y drenaje. Por lo tanto, alterar el comportamiento de alguna de las variables mencionadas anteriormente afectaría la manera en que varían las permeabilidades relativas en el proceso de inyección. El cambio en el comportamiento de la permeabilidad relativa influenciará directamente en la manera que debe continuarse la inyección de agua porque una variación indeseada en el comportamiento de esta propiedad podría generar una disminución significativa en la rentabilidad del proceso generados por la baja producción de petróleo o cambios irreversibles en las saturaciones de fluidos y sus interacciones con el yacimiento y demás fluidos presentes. Actualmente se estudian diferentes alternativas para calcular el comportamiento de las permeabilidades relativas de un yacimiento de manera analítica, no obstante, la única fuente confiable para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa es de manera experimental mediante la reproducción de todas las condiciones iniciales en el yacimiento y bajo los cambios de saturaciones esperados para cada uno de los fluidos.

2.3.6 Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos. Este parámetro es importante en la determinación de la factibilidad de un proyecto de inyección de agua. En efecto, cuanto mayor sea la saturación de petróleo en el yacimiento al comienzo de la invasión, mayor será la eficiencia de recobro, y si este es elevado, el petróleo sobrepasado por el agua será menor y el retorno de la inversión será mayor. Igualmente, la saturación de petróleo residual que queda después de la invasión está relacionada con la adaptabilidad del proceso y mientras más se pueda reducir este valor, mayor será el recobro final y mayores las ganancias.

2.3.7 Presión de yacimiento. La presión del yacimiento se debe tener en consideración. Se debe verificar si la presión se encuentra debajo de la presión de

burbuja o por encima de la presión de burbuja ya que esto define la presión de inyección. Además, deben incluirse los análisis de las interferencias en la presión provocados por la interacción entre pozos aledaños o que intervienen la misma región del yacimiento. La interferencia en la presión es importante porque provoca cambios en los volúmenes de fluido producido y de igual manera en la tasa de inyección. Por otra parte, las pruebas de interferencia determinarán si el proceso de inyección se realiza de manera adecuada y si el desarrollo de este procedimiento está estimulando la producción de petróleo de manera esperada.

2.4 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

Es el proceso mediante el cual se realiza un desplazamiento del petróleo que se encuentra en el yacimiento, de manera que el aumento en la producción es generado por el empuje de un fluido inmisible proveniente de un proceso de inyección. Para determinar la manera en que ocurrirá el desplazamiento deben analizarse las mojabilidades de los fluidos implicados, la relación entre las presiones capilares.

2.4.1 Tipos de desplazamiento. El desplazamiento de los fluidos puede ser de dos tipos: pistón sin fugas y pistón con fugas. En ellos se distinguen dos fases: La fase inicial o antes de la ruptura, la cual es responsable de casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante.

La fase subordinada o después de la ruptura, donde existe producción de ambas fases, considerando que la fase desplazante arrastra a la desplazada por el camino de flujo.

2.4.2 Desplazamiento pistón sin fugas. Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha producido la ruptura.²²

2.4.3 Desplazamiento pistón con fugas. En este caso el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se siguen produciendo cantidades variables de petróleo.

22 MAGDALENA PARIS DE FERRER, 2001, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, p. 74-75.

2.5 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases. El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo se puede presentar en cuatro etapas:

1. Condiciones iniciales
2. La invasión
3. La ruptura del agua
4. Posterior a la ruptura

2.5.1 Condiciones iniciales. Las propiedades del yacimiento las cuales no han sido alteradas hasta el momento por ningún proceso de inyección o estimulación. De estas características iniciales depende el comportamiento futuro del yacimiento.

2.5.2 La invasión a un determinado tiempo. El comienzo de la inyección de agua está acompañado por un aumento de la presión en el yacimiento, que es mayor alrededor de los pozos inyectoros y declina hacia los pozos productores. A medida que continúa la inyección del agua, parte del petróleo se desplaza hacia adelante para crear un banco de petróleo. Este empuja con gran efectividad el gas que se encuentra adelante, aunque en algunos casos este gas puede quedar atrapado en el banco, y detrás del banco de petróleo se forma un banco de agua donde se encuentran el agua inyectada y el petróleo residual.

2.5.3 Llene. Todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza por la porción inundada del yacimiento antes de que se produzca el petróleo. Para lograr el "llene" la acumulación de agua inyectada debe ser igual a volumen del espacio ocupado por el gas móvil del yacimiento. Durante este periodo parte del gas se re-disuelve con el petróleo que va contactando mientras que el remanente fluye hacia los pozos productores.

2.5.4 Ruptura. Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continua, pero la tasa de petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua. Si la saturación inicial de la formación es menor a la requerida para fluir, la producción de petróleo durante esta fase estará libre de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo.

2.5.5 Posterior a la ruptura. La producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene

solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. Durante esta fase final de inyección, el área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. Finalmente, al llegar a la etapa de agotamiento de la inyección de agua, la porción inundada del yacimiento contendrá únicamente petróleo residual y agua.

2.6 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

Es conocida como la sección del área horizontal del yacimiento en donde ha ocurrido la invasión del agua inyectada. Generalmente se conoce con la abreviatura E_A y se representa con la **Ecuación 1**.

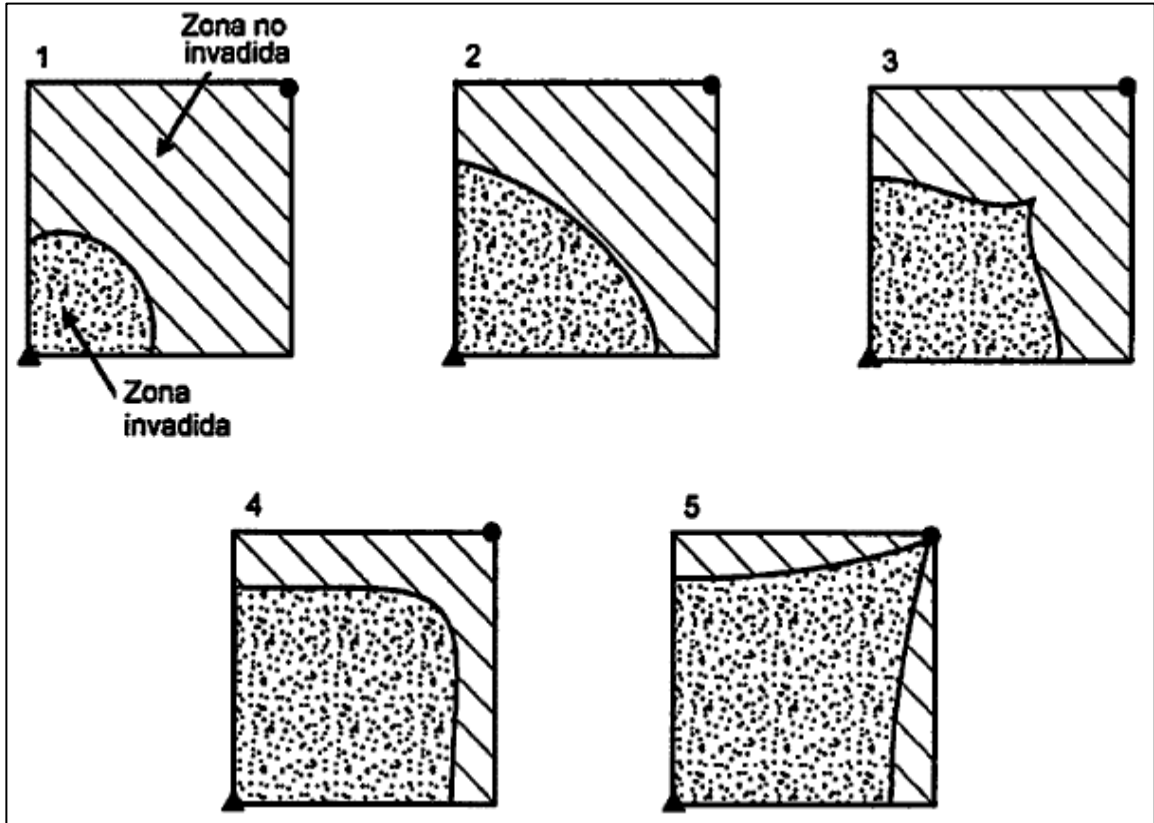
Ecuación 1. Eficiencia de barrido areal

$$E_A = \frac{\text{Zona invadida}}{\text{Zona invadida} + \text{Zona no invadida}}$$

Fuente: MAGDALENA PARIS DE FERRER, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 2001. p142.

La **Figura 18** representa la eficiencia de barrido areal, de manera que se muestra el frente de invasión a medida que transcurre el tiempo hasta el momento en que se llega a la ruptura para un arreglo de 5 pozos normal.

Figura 19. Posición del frente de invasión en el tiempo.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

La eficiencia de barrido areal es dependiente de las propiedades de la rocas, como lo son la porosidad y permeabilidad, por otra parte, la eficiencia también está relacionada con las propiedades del sistema roca-fluidos de manera que la presión capilar, las permeabilidades relativas, el ángulo de contacto, las saturaciones residuales y demás propiedades, afectarán el comportamiento de la invasión.

Aunque las propiedades mencionadas anteriormente corresponden a las propiedades del yacimiento, la eficiencia de barrido areal también puede configurarse a partir de las condiciones en que se desarrolle la inyección de agua, de manera que la distribución geométrica en que se encuentren los pozos de inyectores y/o productores a lo largo del yacimiento, junto con la tasa de agua inyectada influirán en el comportamiento de la zona invadida y en consecuencia en la eficiencia de barrido areal.

La eficiencia de barrido areal aumentará a medida que incremente la tasa de inyección de agua, sin embargo, el incremento en la tasa de inyección de agua no debe incrementarse al punto de generar una presión superior a la presión de fractura.

2.7 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

En un proyecto de inyección de agua se define como eficiencia de desplazamiento o E_D a la fracción de petróleo móvil que ha sido desplazada de la zona de barrido en algún tiempo. Aunque se realice un procedimiento de inyección de agua eficiente siempre quedará petróleo residual en el yacimiento, razón por la cual la eficiencia de desplazamiento siempre será menor a 1,0.

Matemáticamente, la eficiencia de desplazamiento es expresada como se describe en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Eficiencia de desplazamiento

$$E_D = \frac{\text{Volumen de petróleo al inicio de la inyección} - \text{Volumen de petróleo residual}}{\text{Volumen de petróleo al inicio de la inyección}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering. Houston. Texas: Gulf Professional Publishing. Segunda edición.2001. p.881

Si el factor volumétrico del petróleo se considera constante durante el proceso de inyección se puede, la eficiencia también podría describirse como se muestra en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Eficiencia de desplazamiento en términos de saturación de petróleo

$$E_D = \frac{S_{oi} - \bar{S}_o}{S_{oi}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering. Houston. Texas: Gulf Professional Publishing. Segunda edición.2001. p.881.

Dónde:

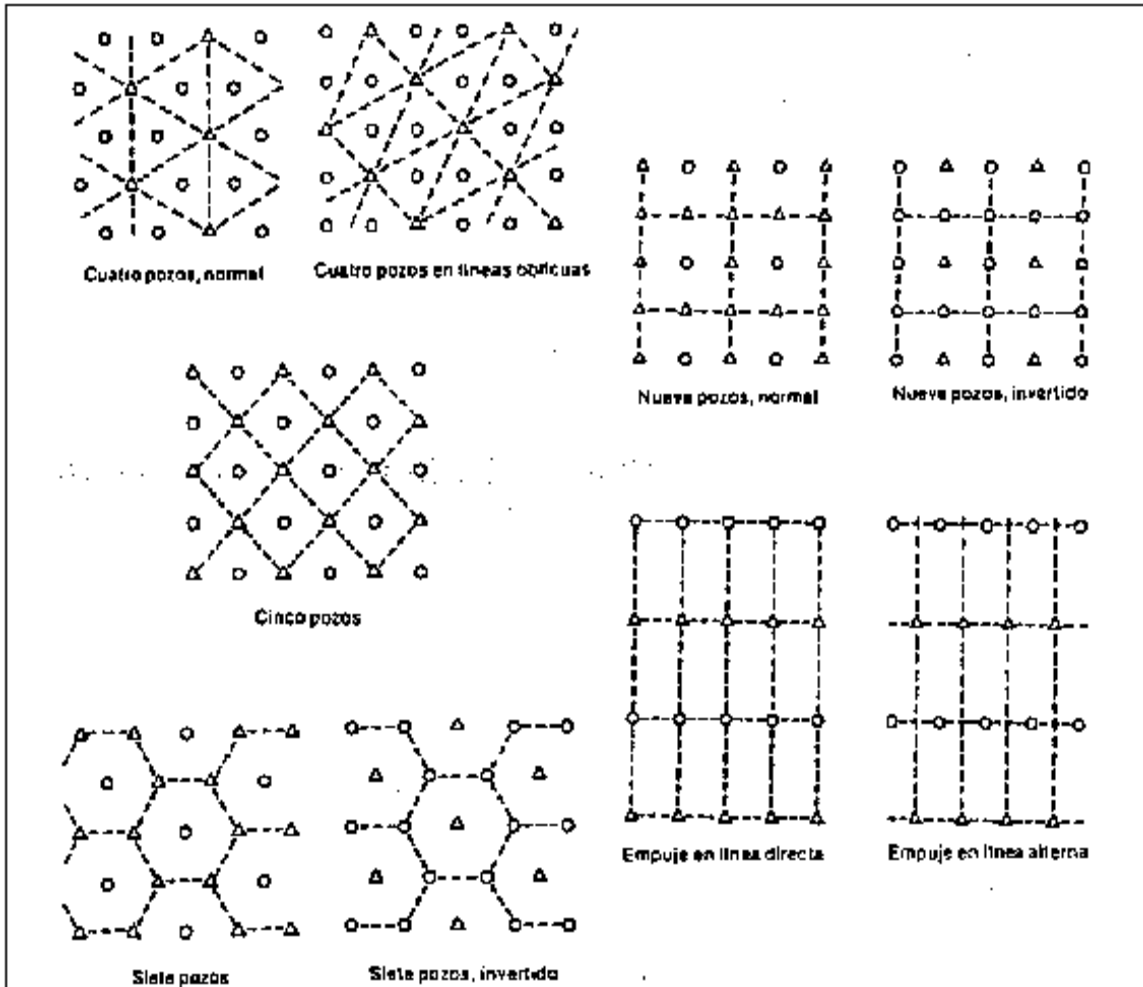
S_{oi} : Saturación inicial de petróleo al inicio de la inyección.

\bar{S}_o : Saturación promedio de petróleo en una región particular durante la inyección.

La eficiencia de desplazamiento incrementará a medida que aumente la zona invadida por el agua de inyección, de manera que la máxima eficiencia que puede obtenerse estará determinada por la saturación de agua promedio en el área barrida, lo cual es equivalente a la saturación de petróleo residual. El aumento en la saturación de agua promedio en el área de barrido dependerá de la tasa de inyección de agua y del volumen de agua inyectada que se acumula durante el proceso de invasión.

2.7.1 Arreglos de pozo. Un factor importante que controla las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectoros con respecto a los pozos productores y a los límites del yacimiento. Para el desarrollo de un proyecto de recuperación secundaria se tiene como base un arreglo regular donde los pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas. (Ver **Figura 19.**)

Figura 20. Patrones de inyección.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Magdalena Paris de Ferrer.

Existen un gran número de arreglos de pozos, la forma de estos arreglos depende de la localización del yacimiento y otros factores que a la vez afectan su eficiencia. Algunos de estos arreglos se pueden ver en la **Tabla 3.** Hoy en día se han implementado arreglos irregulares ya que se presentan yacimientos con estructuras muy variadas.

Tabla 3. Características de arreglos de pozo

Tipo de arreglo	Relación PI/PP	Elemento de arreglo
Empuje línea directa	1	Rectángulo
Empuje línea alterna	1	Líneas desfasadas de pozos
5 pozos	1	Cuadrado
7 pozos	2	Triángulo equilátero
7 pozos invertido o 4 pozos	1/2	Triángulo equilátero
9 pozos	3	Cuadrado
9 pozos invertido	1/3	Cuadrado

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.8 FLUJO FRACCIONAL

Para dos fluidos inmiscibles, agua y petróleo, se define el flujo fraccional como la relación que existe entre la tasa de flujo de agua respecto con la tasa total del flujo de fluidos, es decir, la suma entre el flujo de agua y petróleo. Esta relación fue descrita en 1941 por Leverett y se puede observar en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Ecuación de flujo fraccional

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering. Houston. Texas: Gulf Professional Publishing. Segunda edición.2001. p.884

Como los fluidos se consideran incompresibles e inmiscibles a través del medio poroso, el caudal total será definido como la suma de los caudales de agua y de petróleo. El caudal total, puede obtenerse por medio de la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Caudal total de los fluidos en el yacimiento

$$q_t = q_o + q_w$$

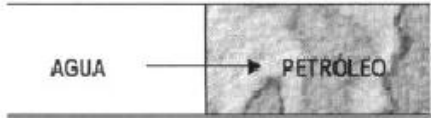
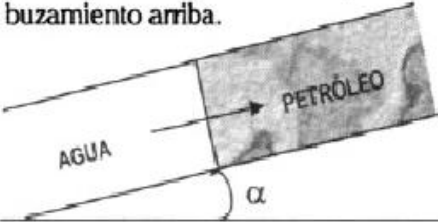
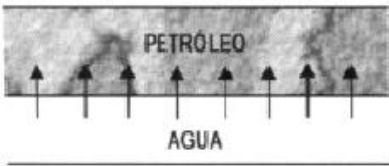
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos petrolíferos, cap. 4. Maracaibo, Venezuela, 2001, p.81.

Aunque el comportamiento del flujo fraccional está determinado por el caudal del agua y petróleo que fluyen en el yacimiento, es importante considerar que estos caudales a su vez son afectados por el sistema roca-fluidos en donde se realiza la invasión.

Debido que las condiciones de flujo son dependientes de las fuerzas gravitacionales y capilares, el flujo fraccional estará influenciado por la manera en que ocurre la invasión, de modo que la ecuación de flujo fraccional puede ser simplificada dependiendo de la forma en que se presenta el avance de frente de invasión del agua en el yacimiento, algunos de estos casos pueden ver en la **Figura 20**.

Como se muestra en la **Figura 20**, en caso de tener un buzamiento arriba el flujo fraccional de agua será menor a comparación de lo ocurrido en un desplazamiento de buzamiento abajo, este efecto se debe a que en el buzamiento arriba la gravedad tiende a disminuir el flujo de agua.

Figura 21. Ecuación de flujo fraccional simplificada.

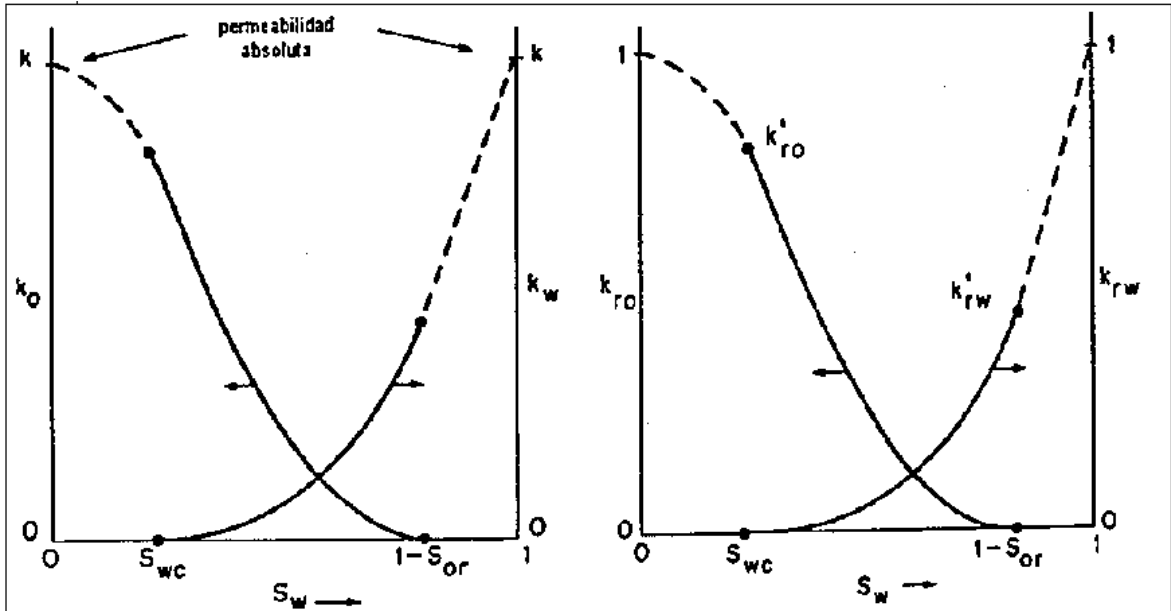
Casos	Ecuación
<p>Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales.</p> 	<p>En este caso $\alpha = 0$ y, además, se considera que los efectos capilares son muy pequeños, $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad \text{ó} \quad f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}}$ <p>la cual se reconoce como Fórmula Simplificada del Flujo Fraccional</p>
<p>Avance del frente de invasión, buzamiento arriba.</p> 	<p>En este caso $\alpha > 0^\circ$ y $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1 - 0,488 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \Delta \gamma \text{sen } \alpha}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$
<p>Avance vertical del frente de invasión.</p> 	<p>En este caso $\alpha = 90^\circ$, $\text{sen } \alpha = 1$ y $\frac{\partial P_c}{\partial x} \rightarrow 0$</p> $f_w = \frac{1 - 0,488 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \Delta \gamma}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}}$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

2.8.1 Curva típica de flujo fraccional. La ecuación de flujo fraccional es utilizada para determinar las tasas de flujo de petróleo y agua en cualquier punto del sistema de flujo considerado. De manera que la curva de flujo fraccional involucrará a todas las variables que inciden en la eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua. Por consiguiente, se evaluarán las propiedades de los fluidos, propiedades de la roca, tasas de inyección, gradientes de presión y las propiedades estructurales del yacimiento. La aplicación de la ecuación simplificada del flujo fraccional está desarrollada de manera que el flujo fraccional está determinado en función de la saturación de agua, esto se debe a que se asumirán tasas de flujo constantes, además porque se consideró al desplazamiento del petróleo como un proceso isotérmico, lo cual implica que las viscosidades del

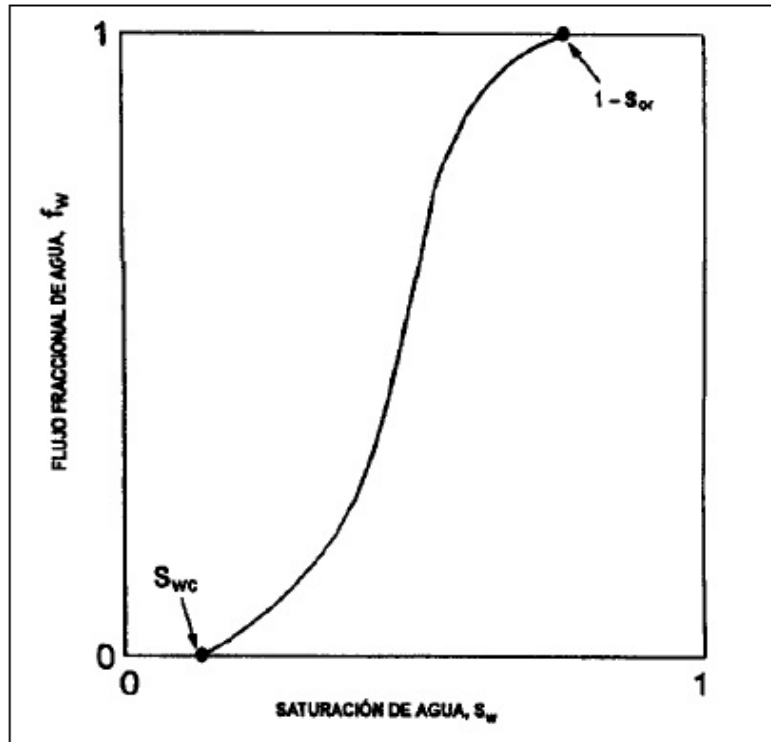
petróleo y agua se mantendrán a un valor constante. Para una serie de valores típicos de permeabilidades relativas, como se aprecia en la **Figura 21**. La curva de f_w vs S_w cuando se hace cero el gradiente de presión capilar toma la forma de una S como se puede ver en la **Figura 22**.

Figura 22. Curvas de permeabilidades relativas



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

Figura 23. Curva típica de flujo fraccional

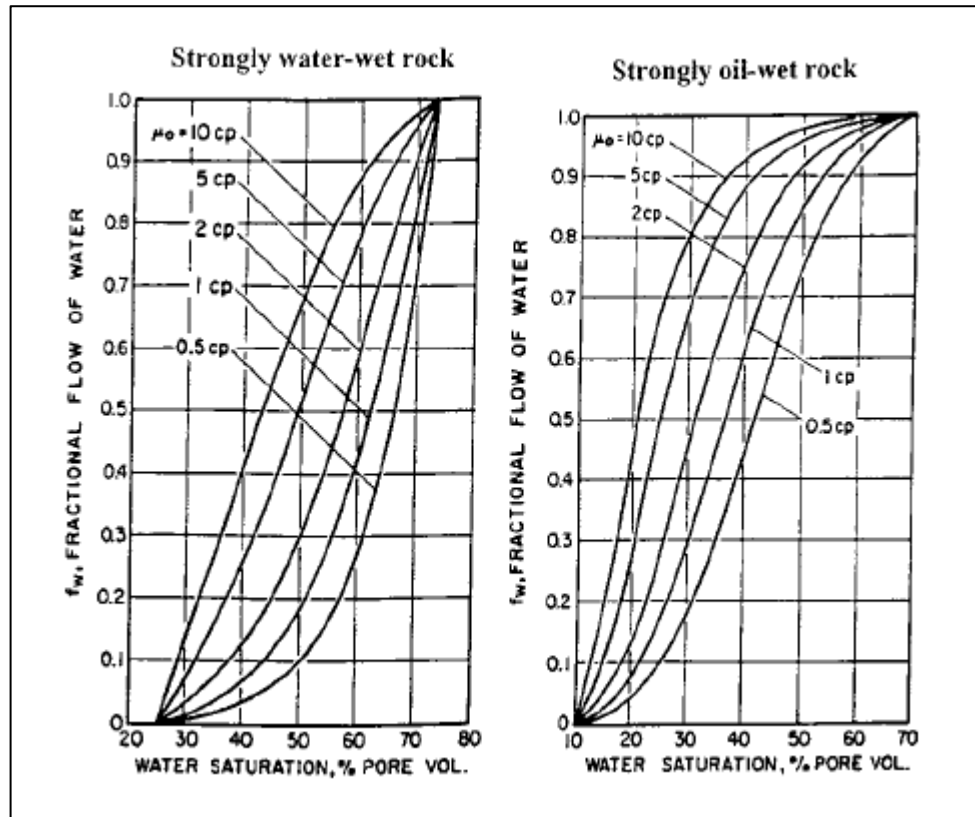


Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

En la **Figura 23** se puede apreciar el efecto general producido la viscosidad del aceite y la manera en que cambia el comportamiento de la curva de flujo fraccional, para sistemas de rocas mojadas por agua o por aceite. Esta ilustración revela que, independientemente de la humectabilidad del sistema, una mayor viscosidad del aceite resulta en un desplazamiento hacia arriba, es decir un aumento en la curva de flujo fraccional. El efecto aparente de la viscosidad del agua sobre el flujo fraccionario del agua resultará en un desplazamiento hacia abajo de la curva del flujo fraccional.²³

23 TAREK AHMED, 2001, Reservoir engineering handbook, p 889.

Figura 24. Efecto de la viscosidad del aceite en la curva de flujo fraccional



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering. Houston. Texas: Gulf Professional Publishing. Segunda edición.2001. p.889

2.9 OTROS MÉTODOS DE PREDICCIÓN

Además de los métodos de predicción mencionados anteriormente, es común emplear otros métodos de predicción como lo son el método de Craig, Geffen y Morse, el método de Dykstra Parsons y el método de Stiles.

2.9.1 Método Craig, Geffen y Morse. Este método considera eficiencia de barrido areal, mecanismo de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable para predecir el comportamiento de yacimientos con inyección de agua en arreglos de cinco pozos. El método es válido exista gas o no inicialmente. El método es válido, exista o no gas inicialmente, suponiendo las siguientes condiciones: que no queda gas atrapado detrás del frente de invasión; que los cálculos pueden ser adaptados a otros tipos de arreglos, pero sin tomar en cuenta la presencia de un influjo de agua lateral o de fondo; y, que se dé un cubrimiento vertical del 100% en cada capa del yacimiento estratificado. Derivaron ecuaciones y correlaciones experimentales que permiten determinar la eficiencia de barrido areal antes y después de la ruptura.

Los cálculos se realizan en cuatro etapas:

1. Etapa 1: Se inicia cuando comienza la inyección de agua, y finaliza cuando los bancos de petróleo formados alrededor de los pozos inyectoros adyacentes se ponen en contacto, encuentro que se denomina Interferencia. Esta etapa sólo tiene lugar si existe gas libre al comienzo de la invasión.
2. Etapa 2; Se extiende desde la interferencia hasta que todo el espacio dejado por el gas lo llene el agua inyectada.
3. Etapa 3: Se extiende desde el llene del gas hasta la ruptura de agua en los pozos productores. La producción de petróleo debido a la inyección de agua se inicia cuando comienza esta tercera etapa. Además, la producción de petróleo es una combinación del aumento de producción debido a la inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua comienza al final de la etapa 3.
4. Etapa 4: Comprende el período desde la ruptura del agua hasta el límite económico.

2.9.2 Método Dykstra-Parsons. En este método el yacimiento de petróleo se considera como un sistema estratificado formado por varios estratos y la recuperación de petróleo se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de permeabilidad del sistema. Se basa en las siguientes suposiciones:

1. El yacimiento consiste de estratos de permeabilidad uniforme aislados, es decir, se supone que no existe flujo cruzado entre las capas.
2. El desplazamiento es tipo pistón sin fugas; es decir, sólo existe una fase que fluye en un determinado volumen del sistema: detrás del frente sólo fluye agua y delante, sólo petróleo.
3. Flujo continuo y sistema lineal.
4. Todas las capas tienen la misma porosidad y permeabilidades relativas al petróleo y al agua, aunque tales propiedades pueden ser variables.

2.9.3 Método de Stiles. Este método predice el comportamiento de la inyección de agua en yacimientos de petróleo parcialmente agotados, el cual toma en cuenta la variación de la permeabilidad y la distribución vertical de la capacidad productiva, donde las distancias recorridas por los fluidos en las diferentes capas son proporcionales a las permeabilidades de cada una de ellas. Las suposiciones que lo fundamentan son:

1. Flujo lineal y continuo.
2. Las tasas de producción y de inyección en cada capa son proporcionales a su permeabilidad y a la movilidad del fluido producido a través de cada una de ellas.
3. Como la razón de movilidad es igual a uno, el avance del frente en cada capa es proporcional a su permeabilidad; sin embargo, en el cálculo del flujo fraccional de agua y de la razón agua-petróleo, la razón de movilidad puede tener cualquier valor.
4. Todas las capas tienen las mismas características con excepción de las permeabilidades.
5. En todas las capas los cambios de saturación de petróleo como consecuencia de la invasión son los mismos.
6. La eficiencia de barrido areal después de la ruptura se mantiene constante.
7. A un determinado tiempo sólo se está produciendo un fluido a través de cada capa.

3. EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN

En este capítulo se explicará cómo se realizó la evaluación de la inyección selectiva haciendo uso del simulador analítico Sahara.

3.1 SIMULACIÓN

La simulación de yacimientos es uno de los métodos utilizados para predecir el comportamiento de un yacimiento, partiendo de la información interpretada, analizada y descrita por el ingeniero, además de la información y base de datos con los que se dispone acerca de las características de geología, petrofísica, historial de producción, etc.

Por otra parte, el simulador es una de las herramientas utilizadas por el ingeniero mediante la cual se resolverán ecuaciones complejas y en la mayoría de los casos, realizará un gran número de cálculos en un corto periodo de tiempo para obtener las predicciones requeridas y brindar así medios de interpretación como gráficos, modelos 3D, mapas, etc.

En la simulación de yacimientos, los simuladores se clasifican en dos grandes grupos, los cuales son: Simuladores numéricos y simuladores analíticos. Estos difieren entre sí de acuerdo a la manera en que se ajusten los datos, los análisis previos requeridos y las diferentes asunciones que se deben realizar para obtener un modelo que permita continuar con la simulación.

3.1.1 Simulación numérica. En la simulación de Yacimientos, el comportamiento y características de los fluidos son modelados por las ecuaciones de Darcy y continuidad (conservación de la materia). Para el estudio termodinámico y volumétrico se pueden obtener los datos necesarios a través de ecuaciones de estado o análisis de pruebas PVT. A partir de la relación entre las variables de las ecuaciones anteriormente mencionadas, se obtiene la ecuación de difusividad, la cual describe el comportamiento del yacimiento en su totalidad.

Sin embargo, la obtención de la ecuación de difusividad requiere de aproximaciones que permitan transformar las ecuaciones diferenciales utilizadas en ecuaciones algebraicas que no alteren el significado matemático de ninguna variable, como consecuencia, el simulador reducirá el tratamiento matemático de un modelo de ecuaciones diferenciales a un modelo de ecuaciones algebraicas, este proceso se llama discretización y es utilizado por todos los simuladores analíticos.

Discretizar las ecuaciones puede generar errores en los resultados obtenidos, originados en aproximaciones que no se realizaron adecuadamente o no fueron lo

suficientemente precisas, sin embargo, este error no será significativo en el análisis de resultados siempre y cuando se encuentre en el margen de tolerancia establecido.

No obstante, el mayor problema que surge al realizar la discretización es la dificultad encontrada en representar fenómenos y propiedades físicas que afectarán el desarrollo y resultado final de la simulación.

Antes de realizar la simulación, es necesario caracterizar el yacimiento, en donde el primer paso es dividir el yacimiento en un número finito de celdas de tamaño definido por la persona que realiza la simulación, todas las celdas tendrán un mismo tamaño, pero variarán en sus características petrofísicas de acuerdo a la región del yacimiento, por lo tanto, el segundo paso será definir las condiciones iniciales y de frontera para cada una de las celdas que conforman el yacimiento. Luego de ello, podrá realizarse la simulación numérica.

Este tipo de simulación se subdivide en las siguientes clases de simuladores:

Según el tipo de hidrocarburo en el yacimiento:

1. Simuladores de gas.
2. Simuladores de black-oil (crudo negro).
3. Simuladores geotérmicos.
4. Simuladores composicionales.

Según proceso de recuperación mejorada:

1. Simuladores de i de inyección de miscibles.
2. Simuladores de inyección de químicos.
3. Simuladores de recuperación térmica.

Según el tipo de flujo:

1. Simulador monofásico.
2. Simulador bifásico.
3. Simuladores trifásicos.

3.1.2 Simulación analítica. Este tipo de simulación considera a todo el yacimiento como un bloque único con propiedades uniformes. A diferencia de la simulación numérica, no se realizará una discretización y las múltiples ecuaciones se resolverán analíticamente, por lo tanto, las diferentes iteraciones no ampliarán el porcentaje de error del resultado final.

3.1.3 Generalidades del software de simulación analítica Sahara. A continuación, se explicarán en breve las herramientas que posee el simulador, la forma en que describe los resultados, obtenidos a partir del uso de estas herramientas y el procedimiento necesario para generar un diseño de arreglo de pozos de inyección.

El software SAHARA es un simulador analítico que permite visualizar todas las características de un yacimiento luego de alguna alteración del estado inicial de este. Información como la descripción de cada uno de los pozos, donde se incluye el estado mecánico, las intervenciones realizadas, la historia de producción, el estado del pozo actual y a lo largo del lapso de tiempo requerido, además de predecir el comportamiento de la inyección en un campo, zona o región determinada. Puede adecuarse para observar solo una de las características de ser necesario o de ser necesario pueden visualizarse múltiples de estas características al mismo tiempo, de forma que permita integrar la información e interactuar con las herramientas de las que dispone el software.

La información inicial disponible para el simulador SAHARA debe importarse desde un documento en Excel o Access, este archivo será considerado como la base de datos a partir de la cual el software generará resultados gráficos y modelos que pueden visualizarse directamente mediante el uso de las herramientas gráficas disponibles en el programa o por medio de la exportación de documentos tipo Excel o .txt, además el software SAHARA maneja la información disponible mediante modelos de cálculo para realizar predicciones y analizar el comportamiento de las diferentes propiedades o procesos que ocurren dentro de la región estudiada, de igual manera, la información puede modificarse directamente en el simulador en caso de observarse algún error después de importar el documento y además, se encuentra la opción de actualizar la base de datos. Una vez construida la base de datos inicial en el simulador SAHARA, existe la posibilidad de importar archivos que ayudarán a la visualización de resultados y por lo tanto a realizar un análisis más adecuado al respecto, algunos de estos documentos son los mapas, fallas y registros. Los pozos de los que se disponga de información suficiente podrán agruparse según el estado en que se encuentren, el tipo de pozo, de acuerdo al bloque al cual pertenezcan o cualquier otro filtro que sea requerido o se considere conveniente.

“El software cuenta con 3 modelos de cálculo analíticos los cuales se basan en las ecuaciones de flujo segregado, Buckley & Leverett, Craig, Geffen y Morse, dos modelos empíricos, Curva característica y WOR-Np.”²⁴

3.1.4. Modelos de predicción utilizados en el simulador Sahara. A

continuación, se realizará una breve descripción de los modelos de predicción con los que cuenta el software SAHARA.

3.1.4.1. Modelo de predicción Buckley & Leverett. El modelo de Buckley & Leverett descrito detalladamente en el artículo “Mechanism of fluid displacement in sands” determina como sería el comportamiento del yacimiento luego realizar una inyección de agua o gas. Este método considera que la cantidad de petróleo recuperado depende en gran medida de la tasa a la cual se esté acumulando el agua o gas inyectado obteniendo como resultado un desplazamiento lineal.²⁵ El desarrollo del método incluye el análisis al momento de la ruptura, antes de la ruptura y después de la ruptura.

Las siguientes son las consideraciones que deben realizarse para el desarrollo del método:

1. El desplazamiento consecuente de la inyección es lineal.
2. Los fluidos son inmiscibles.
3. Ocurre como un proceso isotérmico e isobárico.
4. Se encuentra en estado estacionario.
5. El desplazamiento ocurre tipo pistón sin fugas.
6. La presión de desplazamiento es mayor a la del punto de burbuja.
7. La formación es homogénea.

3.1.4.2. Modelo de predicción Craig- Geffen y Morse Este modelo está descrito en el artículo “oil recovery performance of pattern gas or water injection operations from model tests” escrito en 1955. Este método inicio con estudios en el desarrollo de patrones de 5 pozos a nivel de laboratorio y luego se escaló a un tamaño en que resultara productivo en un campo.²⁶ Este método predice el rendimiento de la inyección mediante la relación entre la movilidad, la eficiencia de barrido y los valores de saturación de los fluidos presentes.

Por lo tanto, se realizaron las siguientes consideraciones para el desarrollo del modelo:

1. Patrón de 5 puntos.
2. No hay gas libre inicial.

25 Mechanism of fluid displacement in sands

26 Oil recovery performance of pattern gas or water injection operations from model tests

3. La saturación del gas sigue las operaciones normales de depletamiento.

3.1.4.3. Curva característica. Este método de predicción empírico realizado por el simulador Sahara requiere de la viscosidad de ambas fases, las saturaciones y permeabilidades terminales de manera que permitan ajustarse con otros datos disponibles para generar un ajuste en la información y luego obtener la curva de predicción del comportamiento de la inyección.²⁷

3.1.4.4. Método realizado mediante el análisis del WOR- Np. El simulador realiza una gráfica que permite observar el comportamiento del petróleo el cual dependerá de los volúmenes de agua inyectados, de manera que pueda predecirse la producción futura. Una de las ventajas para utilizar este método es que la gráfica es de escala logarítmica y por la tanto se puede observar como una tendencia lineal facilitando la interpretación de resultados.²⁸

3.1.4.5. Método de flujo segregado. Este método utilizado por el simulador Sahara realiza una difusión de fluidos de manera que se obtengan perfiles de concentración diferentes a los que se obtendrían en el equilibrio, es decir que el petróleo se desplazará en la región donde se encuentra el agua connata y el agua se desplazará en una zona de petróleo residual. En consecuencia, se obtendrán canalizaciones generadas por la segregación vertical.²⁹

3.1.5 Tipos de herramientas. A continuación, se describirán algunas de las herramientas con las que cuenta el software Sahara y con las que se realizarán los trabajos de simulación, de igual manera se detallarán los comandos que permiten configurar el modelo estático y dinámico del campo junto con los diferentes métodos de visualización de resultados.

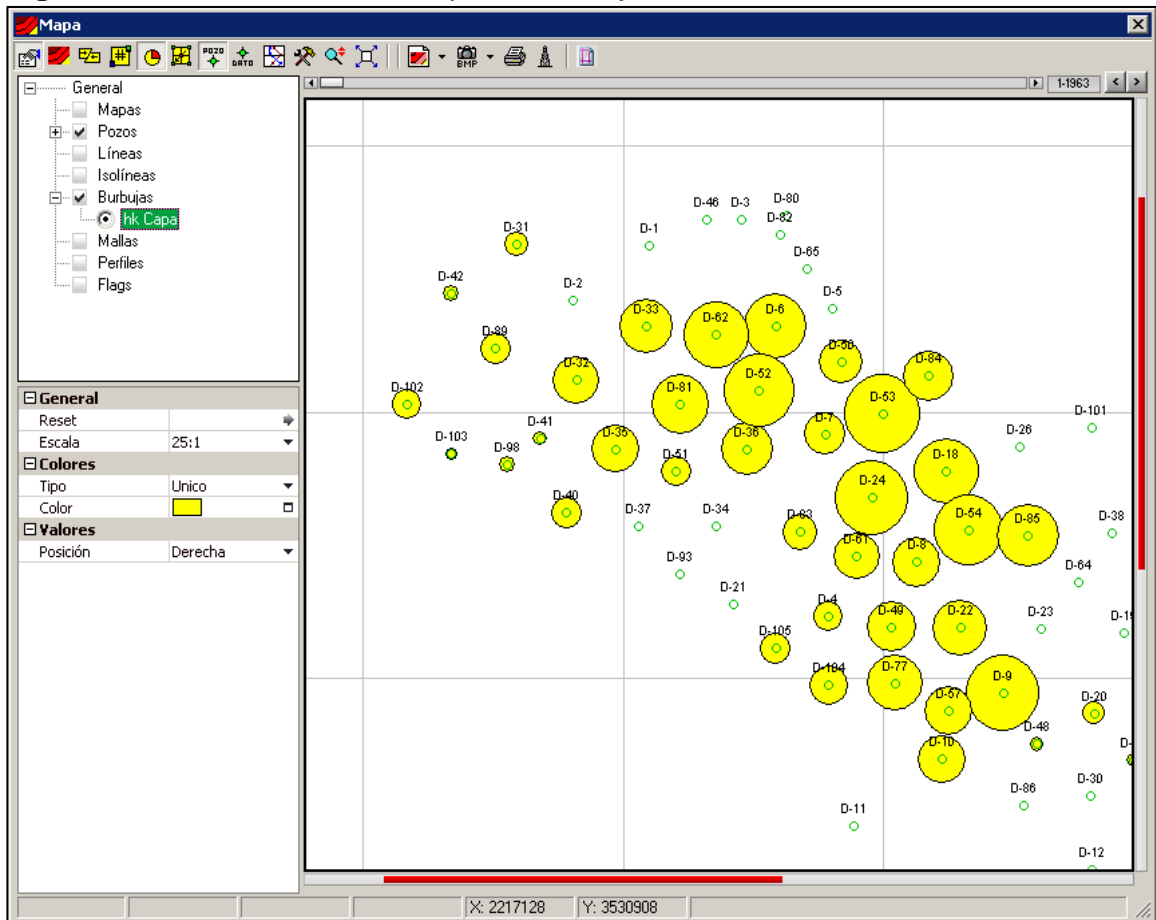
3.1.5.1 Mapas Burbuja. En primer lugar, se observará la herramienta de mapas burbuja, opción que permite visualizar alguna propiedad como la porosidad y permeabilidad del mapa o si es requerido de una capa en específico, esta visualización se detalla por medio de una escala autoajutable para cada una de las variables y si se considera necesario, también se puede añadir una escala de colores. **Figura 24.**

27 INTERFACES S.A. Manual de instrucciones y operación de la herramienta SAHARA. Buenos Aires: Interfaces, versión 3.2, 2011. P 459

28 Ibíd. 464p.

29 Ibíd. 465p.

Figura 25. Visualización de mapa de burbujas



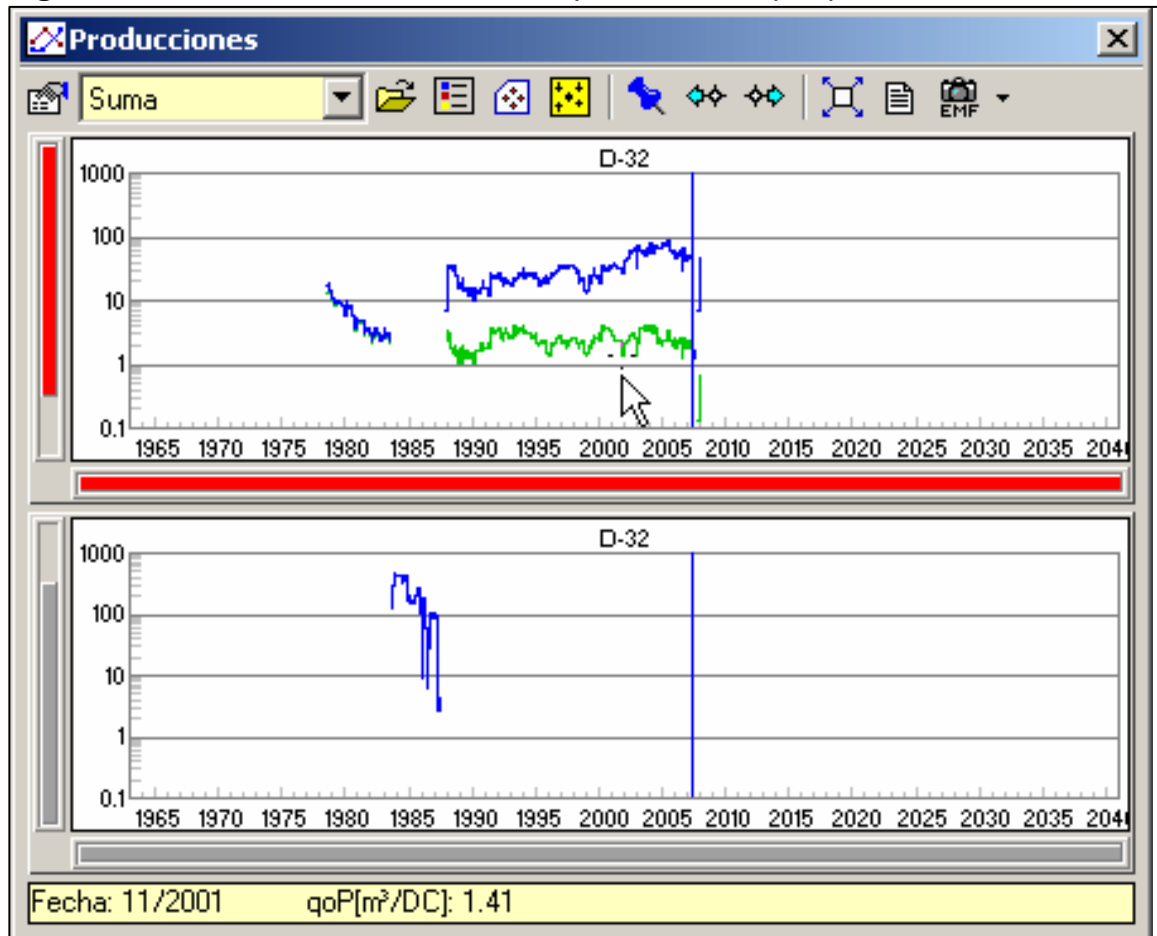
Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

3.1.5.2 Conversión de pozos. La herramienta conversión de pozos es útil para realizar los cambios pertinentes correspondientes a cada pozo, es decir modificará los pozos en inyectores, productores o cualquier otro estado, tomando como base la historia de producción suministrada. Los pozos productores son representados por círculos verdes y los pozos inyectores por círculos azules cruzados por una flecha. Cuando el pozo se encuentra activo este se visualiza completamente por su color característico, cuando se encuentra inactivo, se visualiza como vacío. Para representar los pozos desviados se visualizan las trayectorias de estos con líneas negras desde la posición inicial hasta su posición final.

3.1.5.3 Ventana de producciones. Por otra parte, la ventana de producciones puede graficar en 2 dimensiones un total de 12 variables entre las que se encuentran la producción acumulada, inyección acumulada y demás gráficas que serán especificadas más adelante. Es una herramienta dinámica que permite

comparar más de una variable al mismo tiempo y si se desea, también permite generar gráficas con ciertas restricciones como lo son un período de tiempo determinado, un pozo en específico o el detalle en una capa (Ver **Figura 25**).

Figura 26. Visualización de ventana de producciones por pozos.



Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

Además de ello, en la herramienta de producciones se pueden ejecutar las siguientes funciones:

1. Suma
2. Overlay
3. Stacked
4. Opciones promedio
5. Overlay capa
6. Stacked de capa
7. Normalización de pozo
8. Normalización de capa

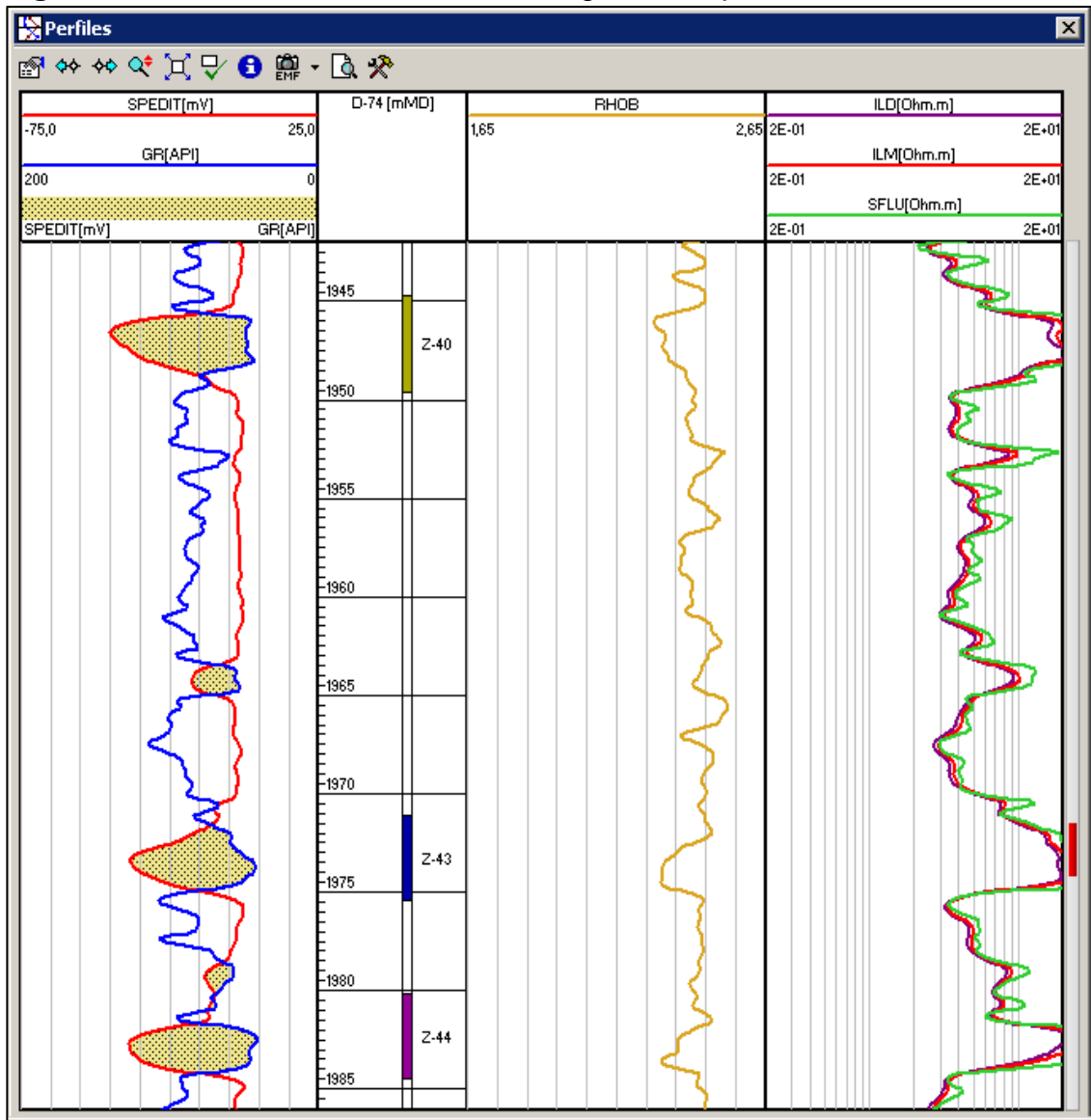
En donde la función suma indicará el resultado de la suma de variables seleccionadas con respecto a los pozos previamente indicados. En la opción Overlay se mostrarán curvas individuales de los pozos predeterminados. La función Stacked graficará los valores de cada pozo sumado a los valores de los pozos previos, como adición permite observar los momentos en que se abrieron los pozos, esta función presenta una pequeña variación que genera las opciones de normalización, donde su única diferencia es que la escala del eje y ha sido normalizada.

3.1.5.4 Datos pozo capa. A diferencia de las anteriores herramientas, esta opción permite configurar, filtrar y generar nuevas variables mediante una hoja de cálculo con la que cuenta el simulador, por lo tanto, permitirá corregir algún valor indeseado a partir de la base de datos que se ha trabajado hasta el momento. Además, es útil para establecer alguna relación desde la cual se pueda generar otra variable, esto es posible debido a que dispone de un generador de ecuaciones, aunque es diferente al método realizado por la simulación del programa, puede resultar útil cuando se conoce la relación o el patrón de comportamiento de alguna variable, evitando el aumento de la incertidumbre en los resultados.

3.1.5.5 Visualizador de registros. Es posible en el simulador observar los perfiles que se han realizado a cada uno de los pozos con sus resultados fraccionados por la curva generada en cada capa. Por lo tanto, se observarán los registros obtenidos de manera resumida en cada pozo, sin embargo, si se desea puede ajustarse la aplicación y de esta manera observar los registros completos que se han realizado a los pozos, además pueden compararse los resultados obtenidos para diferentes grupos de pozos en un intervalo o en la totalidad del registro.

Es importante asegurarse de que tipo registro se desea incluir debido a que en algunas ocasiones el exceso de perfiles podría generar confusiones en los resultados o no permitir un análisis adecuado de las características estudiadas (Ver **Figura 26**).

Figura 27. Visualización de ventana de registros de pozo.

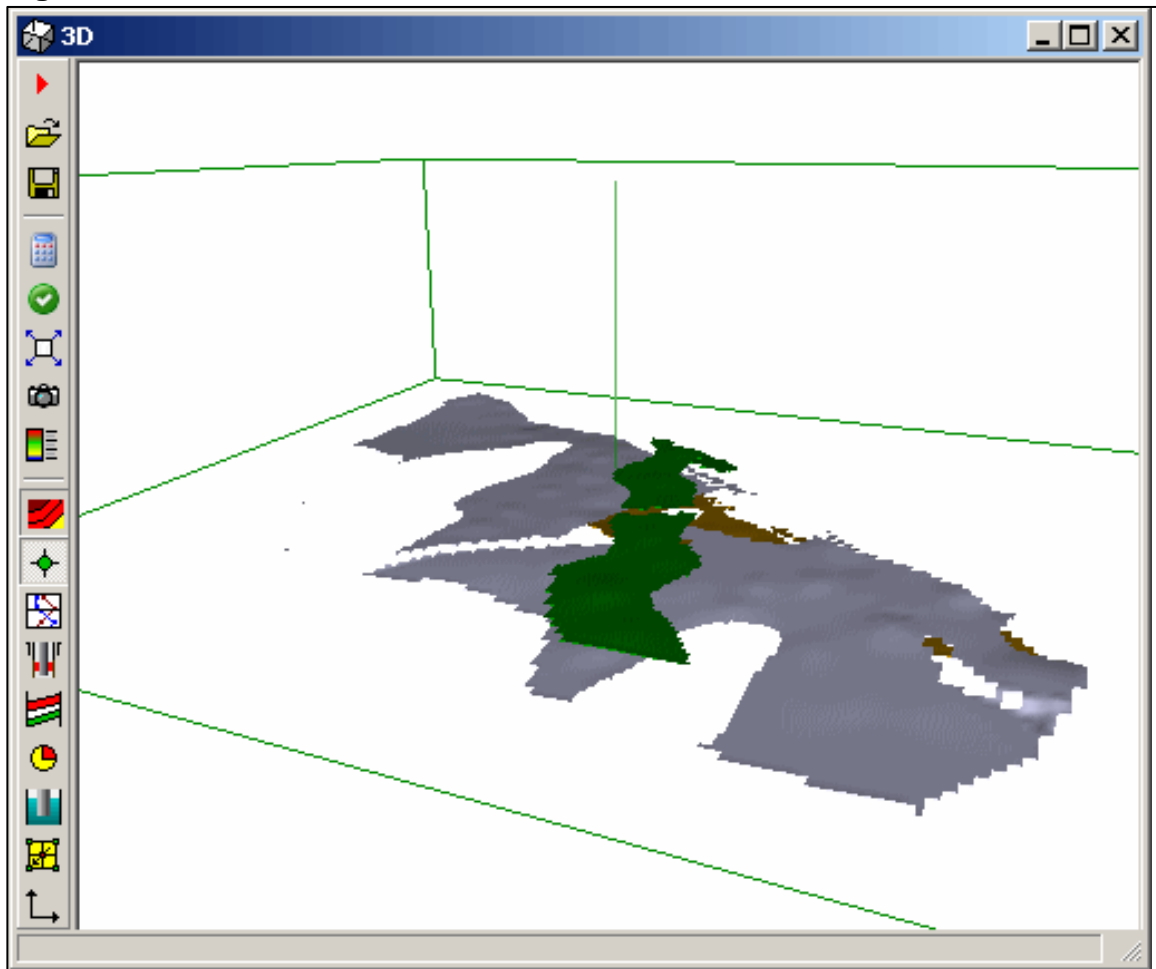


Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

3.1.5.6 Ventana Grafico X-Y. Se diferencia del gráfico generado por la ventana producciones en que esta opción permite seleccionar dos variables, asignarlas como ejes convenientes y graficarlas además es importante recordar que al igual que las anteriores gráficas, en esta herramienta también es posible filtrar los resultados obtenidos para detallar la información en una capa o pozo en específico.

3.1.5.7 Ventana 3D. Esta opción permite visualizar diferentes parámetros en tres dimensiones como las capas, perfiles de pozo o profundidades (Ver **Figura 27**).

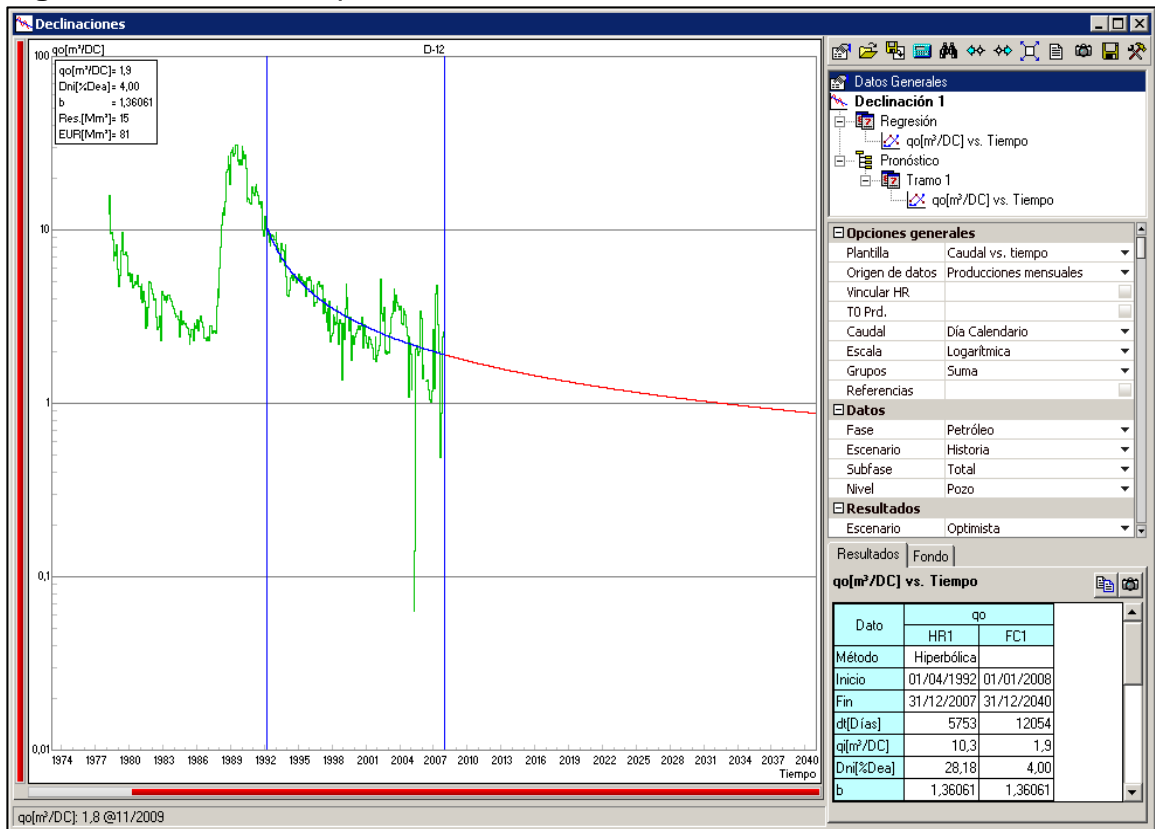
Figura 28. Visualización de ventana 3D.



Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

3.1.5.8 Pronósticos. El simulador permite plantear diferentes escenarios que permitan visualizar el comportamiento de la tasa de producción en un tiempo determinado. Estos escenarios pueden ser optimistas, pesimistas o en un rango o valor determinado (Ver **Figura 28**).

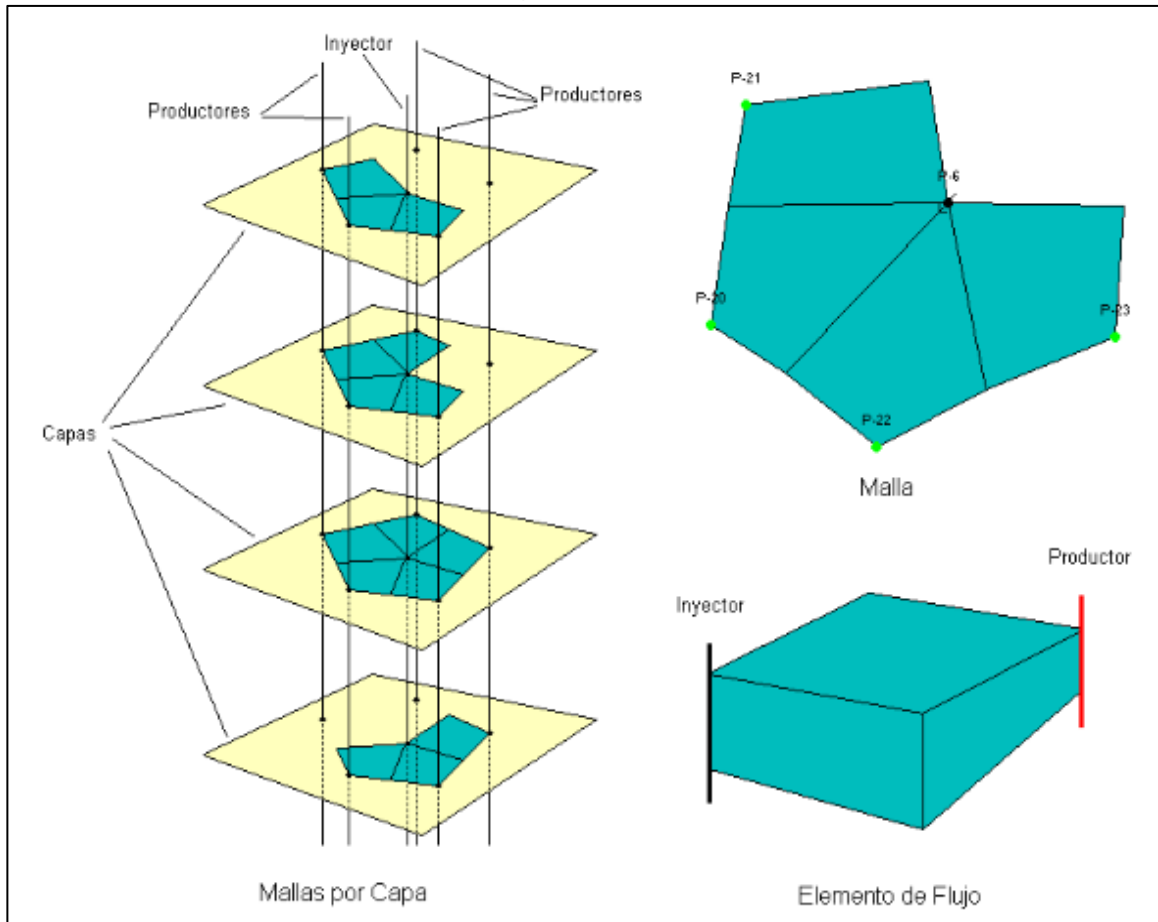
Figura 29. Ventana de predicciones.



Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

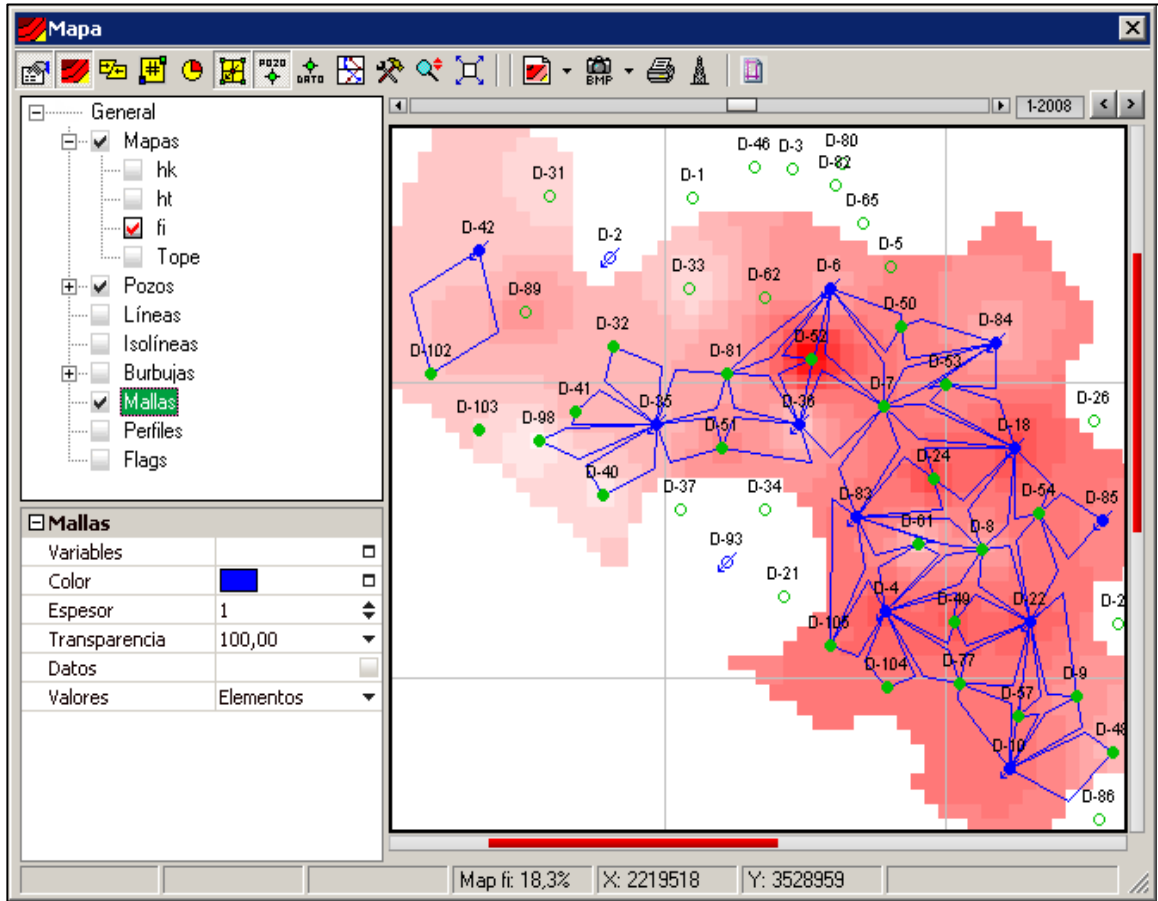
3.1.5.9 Simulador de mallas de inyección de agua. La unidad de cálculo es lo que denominamos elemento de flujo, que representa el volumen de reservorio en el que se produce el barrido desde un pozo inyector hacia un pozo productor. Una malla de inyección está compuesta por los elementos de flujo que conectan un pozo inyector con los productores vecinos en cada una de las capas donde están presentes (Ver **Figura 29**). Las mallas cuentan con tres variables que se pueden modificar. La primera es el coeficiente de malla, el cual indica en porcentaje de la cantidad de agua de inyección se está desplazando hacia el pozo productor. El área de flujo, en cuanto más grande el área, abarca más volumen poroso y puede barrer mayor cantidad de petróleo. Finalmente se puede modificar la tasa de inyección del pozo.

Figura 30. Mallas de inyección de agua



Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

Figura 31. Visualización mallas de inyección.

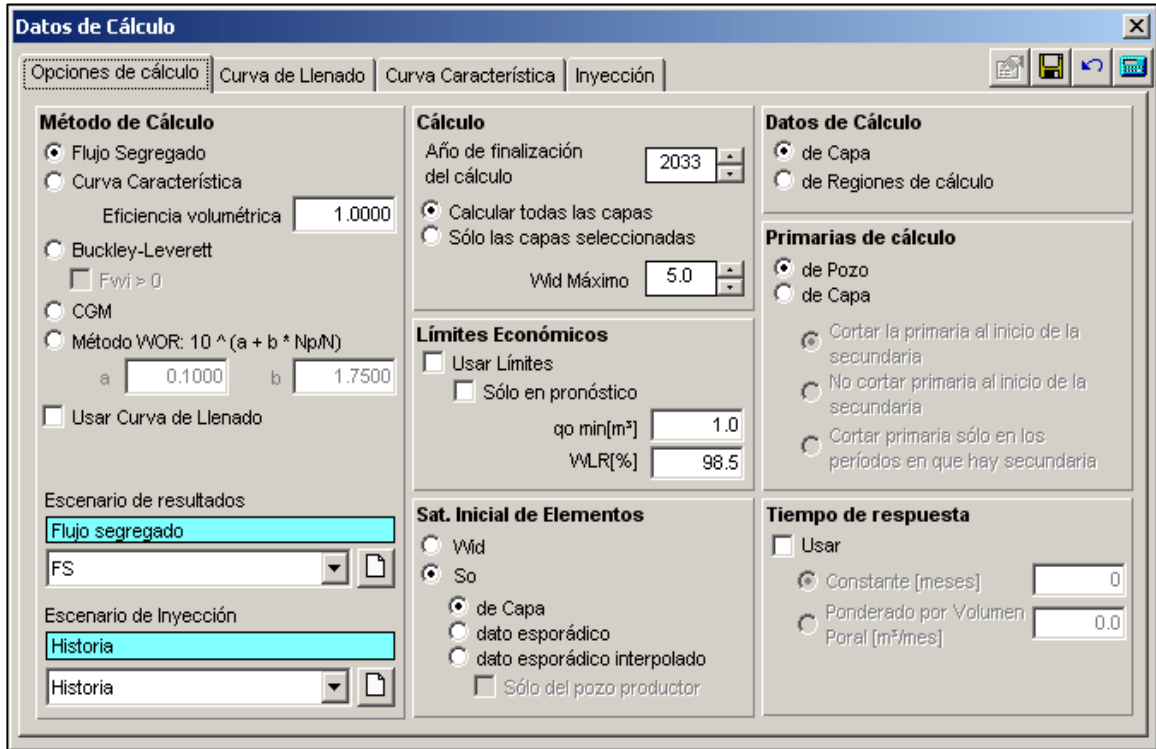


Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

En la **Figura 30** se puede ver el mallado automático, el simulador genera las mallas de inyección en el mapa y muestra que pozo inyector afecta a cada pozo productor dependiendo de la capa que esté seleccionada.

3.1.5.10 Cálculo del simulador. Los cálculos que permite hacer el simulador dependen inicialmente del método de cálculo que se desee utilizar, ya sea Buckley-Leverett, método WOR o flujo segregado. Los parámetros requeridos para el cálculo van desde las fechas de pronóstico, saturaciones, límites económicos, etc. (Ver **Figura 31**).

Figura 32. Ventana de cálculos del simulador.



Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

Los resultados de los cálculos realizados por el simulador se pueden ver en la ventana de producciones, en esta ventana se indicará la fecha límite en la cual se realizó el cálculo, los pozos escogidos, las capas, etc. Además, se puede ver el comportamiento de diferentes datos a la vez como caudal de petróleo, caudal de agua, etc., esto facilita hacer una comparación del comportamiento de cada parámetro vs el otro, como se puede apreciar en la **Figura 32**.

Figura 33. Ventana de producciones después de realizar un cálculo.



Fuente: INTERFACES, Tutorial Básico Sahara 3.2

3.2 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO

A continuación, se realizará la descripción del procedimiento realizado para actualizar el modelo petrofísico y geológico del Campo, de manera que se incluye la forma en que se recopila la información, el modo en que se cargó la información al software SAHARA y los demás pasos realizados con el objetivo de actualizar el modelo del Campo.

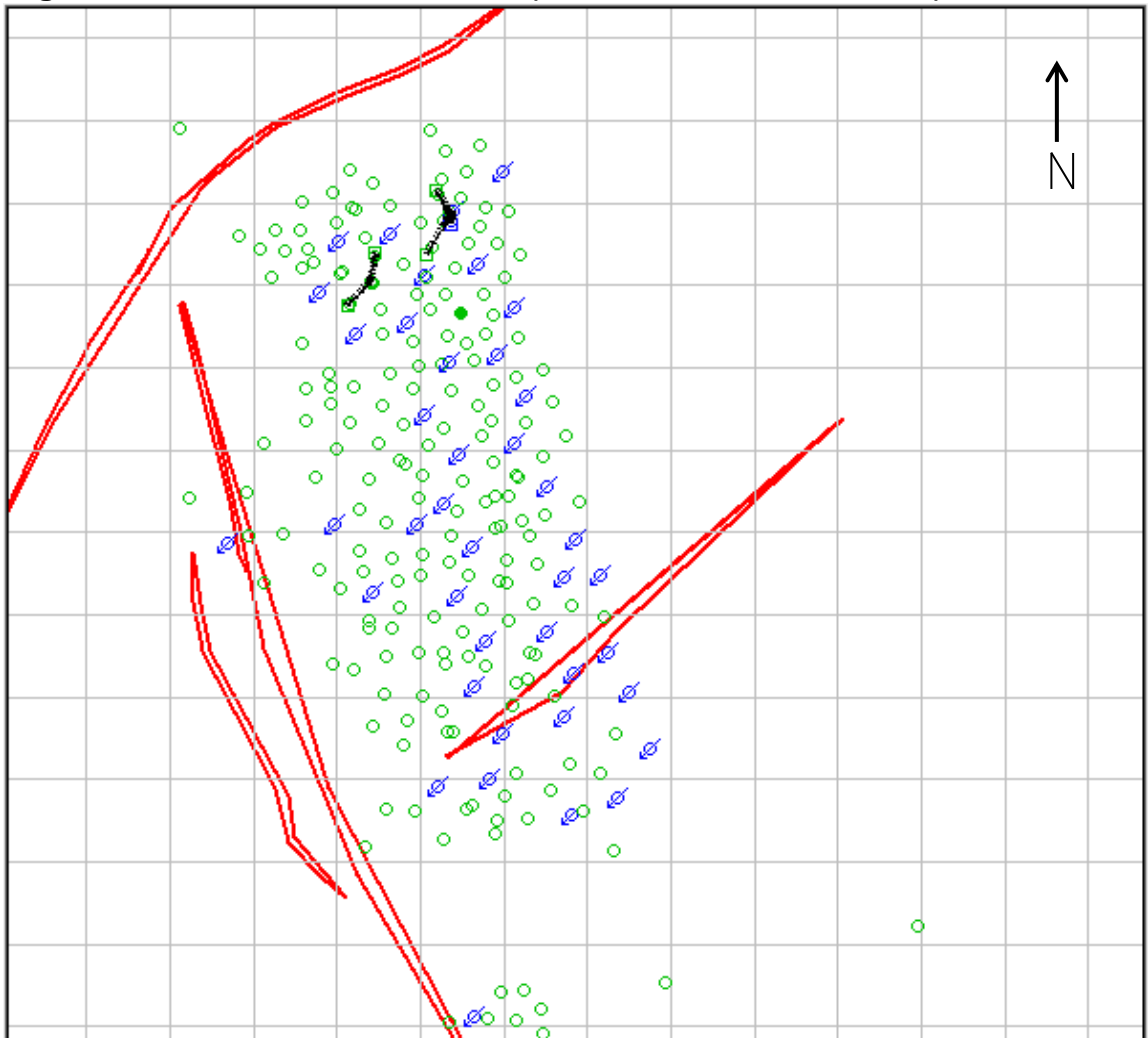
3.2.1 Recopilación de información. Los datos utilizados para la creación del proyecto en el simulador Sahara fueron obtenidos de la base de datos de la Empresa Ecopetrol S.A. Muchos de ellos fueron extraídos de reportes de inyección de agua, perforación, producción, completamientos, workover, etc.; se extrajeron datos requeridos para configurar condiciones iniciales del bloque B del Campo, así mismo con fechas de diferentes operaciones, datos petrofísicos, estados mecánicos, número de pozos, producciones, tasas, presiones, entre otros. En primer lugar, se recopilaron las fechas en que se realizaron los completamientos, workover, fracturas, estimulaciones ácidas, inicio de producción por medio de un bombeo mecánico, instalación de una unidad de levantamiento

gas lift, cierres de pozo, activación e inactivación de los pozos, abandonos, conversión a un diferente tipo de pozo y la fecha en la que se realizó la primera producción. Se realizó de esta manera como parte de una estrategia en donde se buscaba comprender la razón que generaba cada uno los cambios sufridos en el comportamiento de la tendencia en la historia de producción, además de vincular cada una de estas acciones a un comportamiento característico en la curva de producción del bloque B del Campo.

Por otra parte, las instalaciones realizadas y la profundidad se recopilaron a partir del estado mecánico de cada uno de los pozos y algunos informes o reportes escritos que daban constancia de la fecha y motivo por el cual se realizaban las instalaciones.

Una vez recolectados estos datos se rectificó la información obtenida en cada uno de los pozos, los cuales tienen asignado un nombre y un alias para su identificación. Además de la información de completamiento e historial del pozo, estos cuentan con un dato de localización único de manera que permite observar cómo están distribuidos a lo largo del Campo utilizando el sistema de coordenadas "X" y "Y". La distribución de los pozos en el bloque B del Campo se pueden observar en la **Figura 33** la cual incluye las líneas de las fallas presentes en esta zona del Campo.

Figura 34. Distribución actual de los pozos en la zona B del Campo.



Fuente: ECOPETROL S.A, Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA Versión 3.2. 2018; modificado por autores

Los cañoneos realizados en los pozos estudiados son de gran importancia, debido a que esta información permite reconocer el estado en que se encuentran las capas en determinado momento y el comportamiento de fluidos a determinadas profundidades para los procesos de inyección como de producción. Además, mediante el análisis de la información obtenida a partir de los cañoneos, la profundidad a la cual se realizaron y la historia de producción de cada uno de los pozos, es posible iniciar el diseño de la sarta de inyección selectiva que debe utilizar cada uno de los pozos inyectores, tomando en cuenta que a partir de esta información se conocerán las capas, profundidades y sectores del Campo que generan canalizaciones de agua al momento de realizar una inyección de agua.

La última etapa en la recolección de datos incluyó el análisis e interpretación de los registros de inyección disponibles para los pozos que realizaron algún

procedimiento de inyección durante el desarrollo del campo. Sin embargo, es importante resaltar que en algunos casos no se cuenta con la información completa de los resultados de estos registros, debido a que no se encuentran en la base de datos de la empresa por diversas razones como la pérdida de los documentos o la falta de clasificación de estos. No obstante, mediante el uso de los registros de inyección de agua disponibles puede obtenerse la información necesaria para diseñar la sarta de inyección de agua selectiva, la cual será complementada con la historia de producción, los caudales de inyección, los cañoneos realizados, información de petrofísica disponible y demás variables que influyan en el proceso de inyección.

La petrofísica del Campo se construyó mediante el uso de los datos los registros eléctricos disponibles para el bloque del campo estudiado, de manera que ayudaron a determinar los valores de espesor permeable, espesor total y espesor útil para cada uno de los ciclos. Además de la profundidad a la cual se encontraba el contacto agua petróleo. Algunos valores como porosidad y permeabilidad en el eje x fueron asumidos teniendo en cuenta valores promedio del Campo (entre 8%-12% y 30 a 40mD, respectivamente), esta información fue suministrada por reportes geológicos del año 2017. En el caso de la permeabilidad en dirección x, los valores fueron asumidos para algunos pozos del proyecto, para los pozos restantes fue necesario realizar un cálculo que permitiera obtener estos valores a partir de las curvas suministradas ya que varios pozos no contaban con información de registro eléctricos.

3.2.2 Carga de información al software. Luego de la recopilación de toda la información necesaria para crear el modelo en el software, esta es organizada en formatos .LAS y bases de datos en Microsoft Excel para ser cargados al programa. En estos archivos se debe especificar a qué tipo de información pertenece cada dato, ya sea una fecha, profundidad, nombre de pozo, además de especificar las unidades en caso de ser necesario.

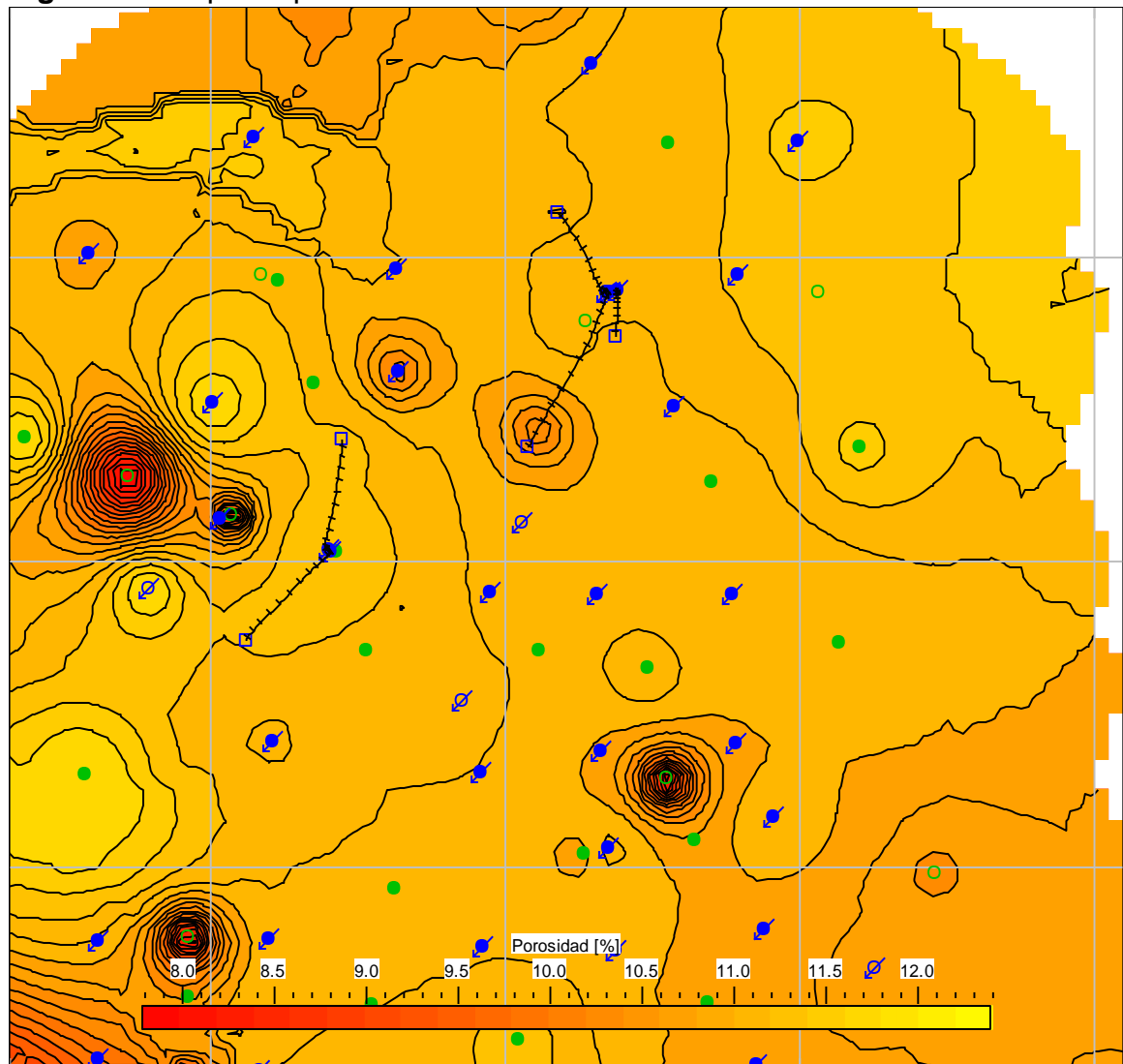
Luego, se establecieron las catorce capas respectivas a la Formación Barco, estas capas se diferencian por ciclos y subciclos abarcando desde el Ciclo IV hasta el Ciclo I como se había mencionado anteriormente. Una vez cargada la información, se realizaron algunos ajustes y correcciones en los valores de espesores útil y permeable en la información obtenida de la bloque B del Campo.

Una vez cargados los datos en el simulador, estos permiten generar mapas que muestran el comportamiento de la propiedad cargada a lo largo de la región, el simulador SAHARA permite visualizar estos datos de diferentes maneras, una de ellas es mediante el uso de colores tipo gama, es decir que se empleará el cambio en los colores del mapa para representar el comportamiento de la característica seleccionada. Los mapas presentados a continuación son de importante uso para

cálculos como el OOIP, la creación de las mallas y a la hora de realizar el pronóstico presente resultados cercanos a la realidad.

En la **Figura 34**, se observa el mapa generado de un subciclo que permite observar el comportamiento de la porosidad cargada en el simulador en donde se utiliza la escala básica de colores, es decir la tendencia a obtener un color rojo indica porosidades bajas o mínimas, en este caso cercanas al 8%. Por otra parte, la tendencia a obtener una coloración amarilla indica porosidades máximas, las cuales para este caso no superan el 12%. Estos valores varían por mapa de subciclo sin embargo, los valores de porosidad en cada uno de los subciclos se encuentran en el rango del 12 al 8%.

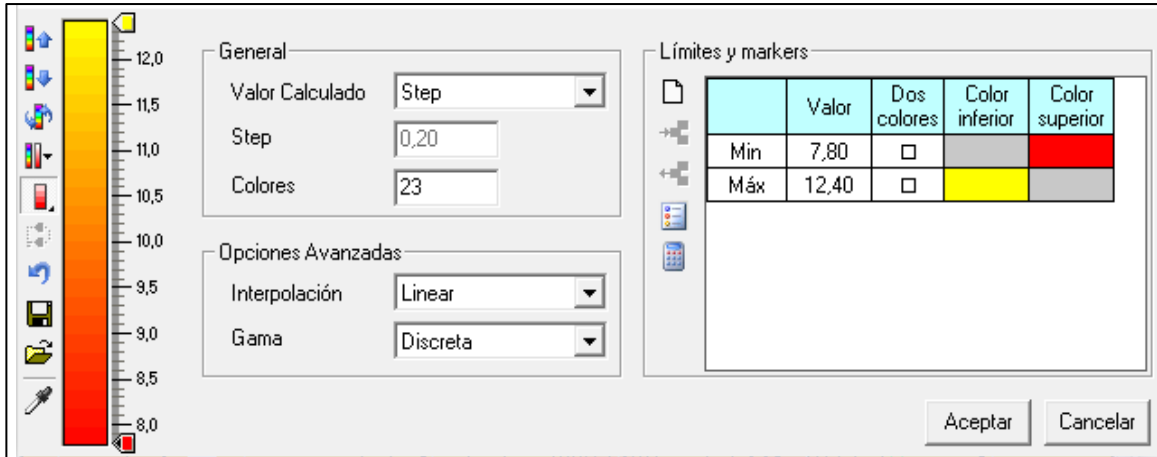
Figura 35. Mapa de porosidad



Fuente: ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA Versión 3.2.554, 2018; modificado por autores.

En la **Figura 35** puede visualizarse la escala de colores utilizada por el simulador para generar el mapa de porosidad y como mediante el ajuste de los valores mínimo y máximo podría ayudar a generar un contraste más adecuado para representar las propiedades petrofísicas.

Figura 36. Escala de colores Gama utilizado en el mapa de la porosidad.

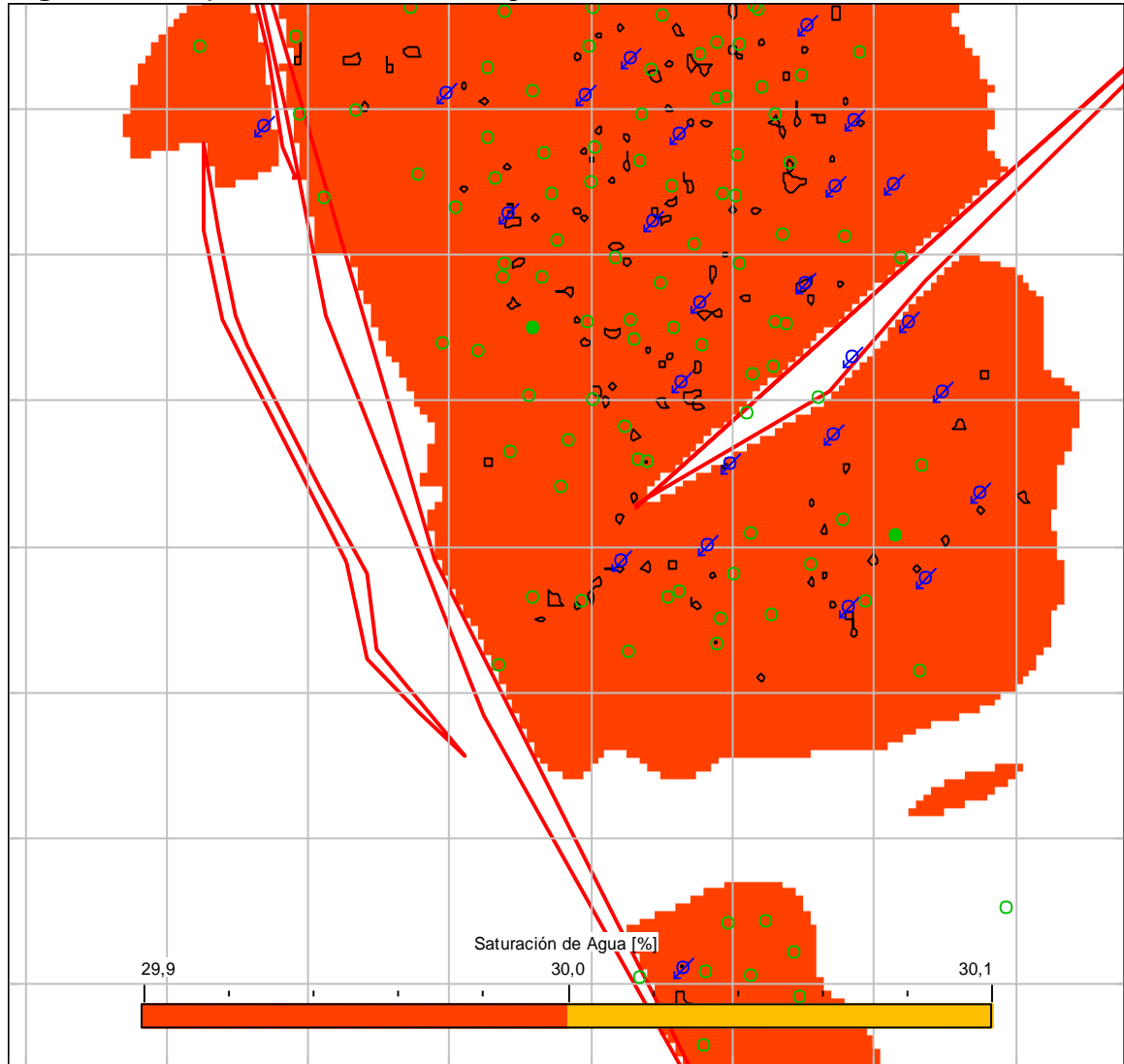


Fuente: INTERFACES, Simulador Sahara. Ventana configuración escala de colores; modificado por los autores.

Esta herramienta de generación de mapas también puede ser utilizada para visualizar el comportamiento de la saturación de agua (S_w) en el Campo, de manera que en la **Figura 36** se podrá apreciar el comportamiento inicial de esta variable en el Bloque B del Campo.

Debido a la falta de pruebas de laboratorio actuales en el Campo, la actualización del modelo requirió de la asunción de variables como la saturación inicial de agua, la cual se considera como un valor constante a lo largo de todo el Bloque B como se puede observar en la **Figura 36**. La razón por cual se asume como constante se debe a que se esperan pequeños cambios en el valor del porcentaje de saturación en la región y mediante un valor constante de saturación podría aproximarse a un valor promedio que represente adecuadamente el porcentaje de saturación de agua inicial para todo el Campo.

Figura 37. Mapa de saturación de agua



Fuente: ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA Versión 3.2. 2018; modificado por autores.

La actualización del modelo requirió de un ajuste en el cual se comparaban los datos de producción real y actual del campo junto con los datos de producción obtenidos a partir del simulador. Luego de realizar el ajuste adecuado en la actualización del modelo se consideraría la saturación de agua inicial con un valor del 29,9%.

No obstante, este valor de saturación también será igual para todos los subciclos, en consecuencia; en todos los subciclos, la saturación de petróleo inicial será mayor que la saturación de agua y en promedio será aproximadamente el doble de la saturación de agua, por lo tanto, se espera que el inicio de un proyecto de

inyección de agua este acompañado de una alta eficiencia de recobro, originada por la buena movilidad del petróleo en la fase inicial del proyecto.

La uniformidad que presenta un yacimiento es uno de los criterios más importantes a la hora de iniciar un proyecto de inyección, por lo tanto, la descripción de las propiedades petrofísicas como la permeabilidad y el espesor permeable, serán cruciales al momento de diseñar el plan de desarrollo e implementación de la inyección de agua.

En cuanto a la actualización del espesor permeable de la zona estudiada se requirió de un análisis detallado de los valores que se suministraron por parte de la empresa, debido a que en algunas regiones del Bloque B se requerían algunas correcciones consecuentes de una alta incertidumbre en los estudios previos realizados.

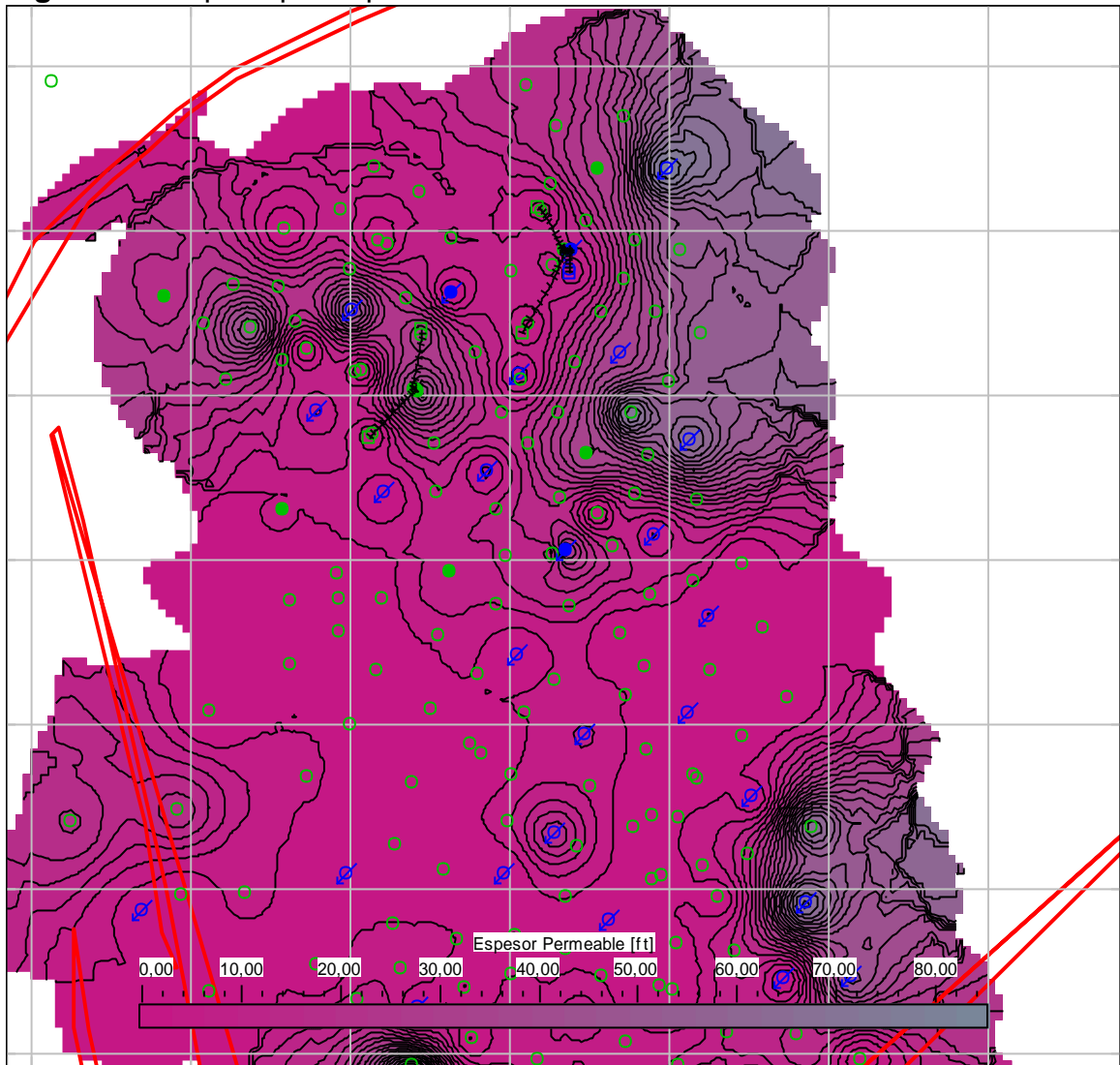
El mapa construido por el simulador SAHARA permite observar el resultado de la actualización del espesor permeable, esta actualización se observa en la **Figura 37**.

Los valores de espesor permeable se cargaron al simulador con información contenida en algunos de los reportes disponibles en la empresa Ecopetrol. Como se puede observar en la **Figura 37** esta propiedad petrofísica no es constante para todas las regiones del Campo y además la forma en que se comporta también puede variar según el ciclo y/o subciclo estudiado.

La heterogeneidad de propiedades petrofísicas en el yacimiento como lo son el espesor permeable o la permeabilidad podrían generar zonas ladronas y problemas de canalización en inyecciones de agua, por esta razón, el espesor permeable es uno de los criterios que deben considerarse para la construcción del plan de desarrollo del Campo. En la **Figura 37** se observa que la zona nororiental del Bloque B es la zona donde el espesor permeable presenta mayor variación y aunque, en esta zona se encuentran los mayores espesores permeables, el campo se desarrolló en el pasado con preferencia en los sectores donde el espesor permeable se mantiene constante.

Finalmente, el espesor permeable podría actualizarse completamente mediante análisis de laboratorio que complementen el modelo existente y que además brinden información que permita conocer los patrones de orientación del flujo como lo es la anisotropía del reservorio.

Figura 38. Mapa espesor permeable



Fuente: ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA Versión 3.2. 2018; modificado por autores.

Por otra parte, el simulador brinda la posibilidad de construir mapas del mismo estilo para variables que no han sido cargadas a la base de datos, un ejemplo de ello es la generación del mapa de volumen poroso.

El mapa de volumen poroso se construye multiplicando las grillas de espesor permeable por las de porosidad, de manera que deben realizarse las mismas consideraciones mencionadas para el mapa de espesor permeable.

Además, el simulador SAHARA considera al volumen poroso como uno de los elementos de flujo a partir de los cuales construyen las mallas de inyección, por lo

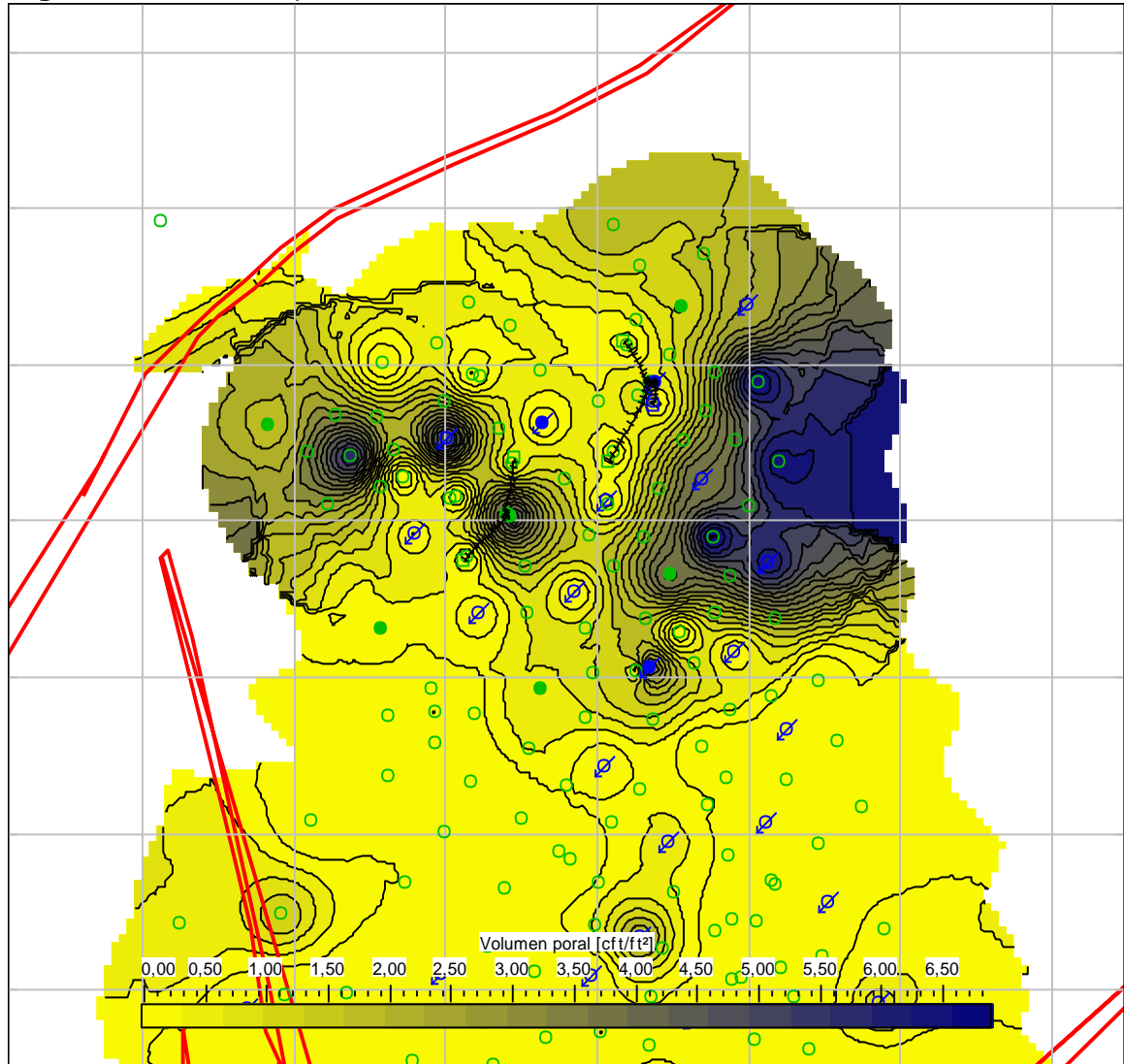
cual la construcción del mapa de volumen poroso ayudará a visualizar el comportamiento de la inyección.

El mapa generado puede observarse en la **Figura 38**. Al igual que en el mapa generado por el espesor permeable, este mapa que se construye para cada uno de los ciclos cargados y debe considerarse para el plan de desarrollo del Campo, debido a que la construcción de nuevos pozos debe realizarse en las zonas de baja heterogeneidad.

Una de las ventajas de la construcción del mapa de volumen poroso, es que permite observar los datos de porosidad y permeabilidad que se consideraron para la construcción de las mallas de inyección mediante la integración de los demás elementos de flujo en el área en dónde se realizó la inyección, de manera que los datos obtenidos en el mapa son de menor incertidumbre que aquellos que se calculen únicamente mediante la multiplicación entre la porosidad y espesor permeable.

Como se observa en la **Figura 38**, en el mapa de volumen poroso existen algunas regiones del Bloque B para las que no se generó ninguna coloración, lo que indica que en ese sector no existe información suficiente para la construcción del mapa, ya sea sobre el espesor permeable o porosidad. Por esta razón en las regiones en donde el mapa de volumen poroso no esté construido la incertidumbre del comportamiento de la inyección será mayor que las regiones en donde se tenga la información suficiente. No obstante, la mayor parte del Bloque B cuenta con la información suficiente para construir el mapa de volumen poroso en todos los ciclos cargados, aunque parte de esta información fue asumida o corregida con el propósito de obtener un modelo en el cual los datos de producción simulados fueran similares a los datos de producción actuales y de esta manera reducir el porcentaje de error en los pronósticos.

Figura 39. Volumen poroso



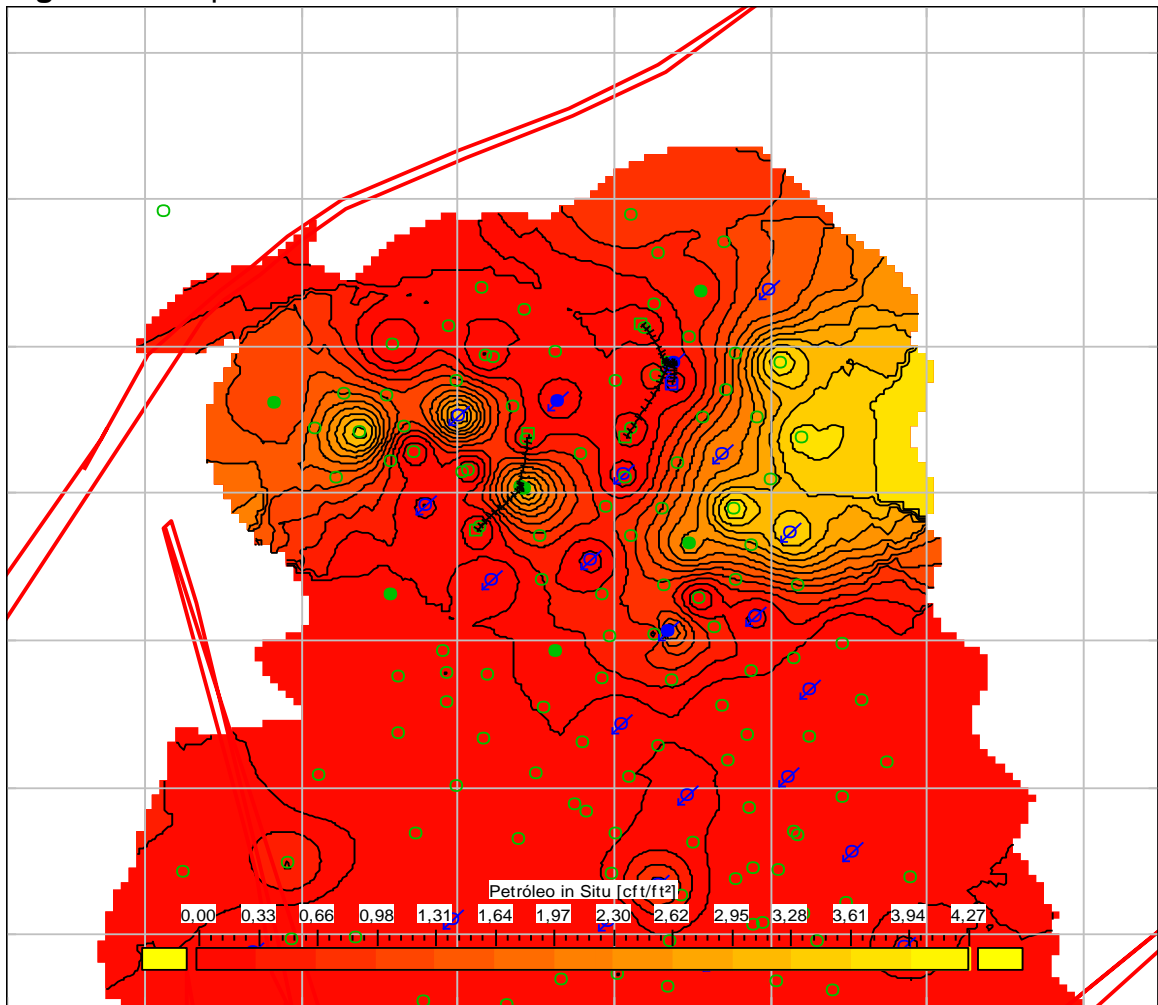
Fuente: ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA Versión 3.2. 2018; modificado por autores.

Después de cargar toda la información, la verificación se hizo comparando el OOIP con los calculados por Ecopetrol. Este método buscaba encontrar que, con la carga de la información en el simulador analítico, se obtuviera un OOIP similar al calculado. Esto aseguraría que se tendría el potencial de aceite en el modelo que permitiera el ajuste.

Una vez actualizado el modelo se construye el mapa de OOIP, de manera que se permita visualizar su variación y comportamiento en el campo, este mapa corta con los contactos de agua y petróleo definidos para el bloque B. El mapa se construye con los datos obtenidos en el mapa de volumen poroso, la saturación de petróleo original de cada capa y el factor volumétrico del petróleo. Puede

visualizarse en la **Figura39**, es fundamental para la ubicación de nuevos pozos porque muestra el potencial de aceite que podría recuperarse en las zonas donde el mapa está construido.

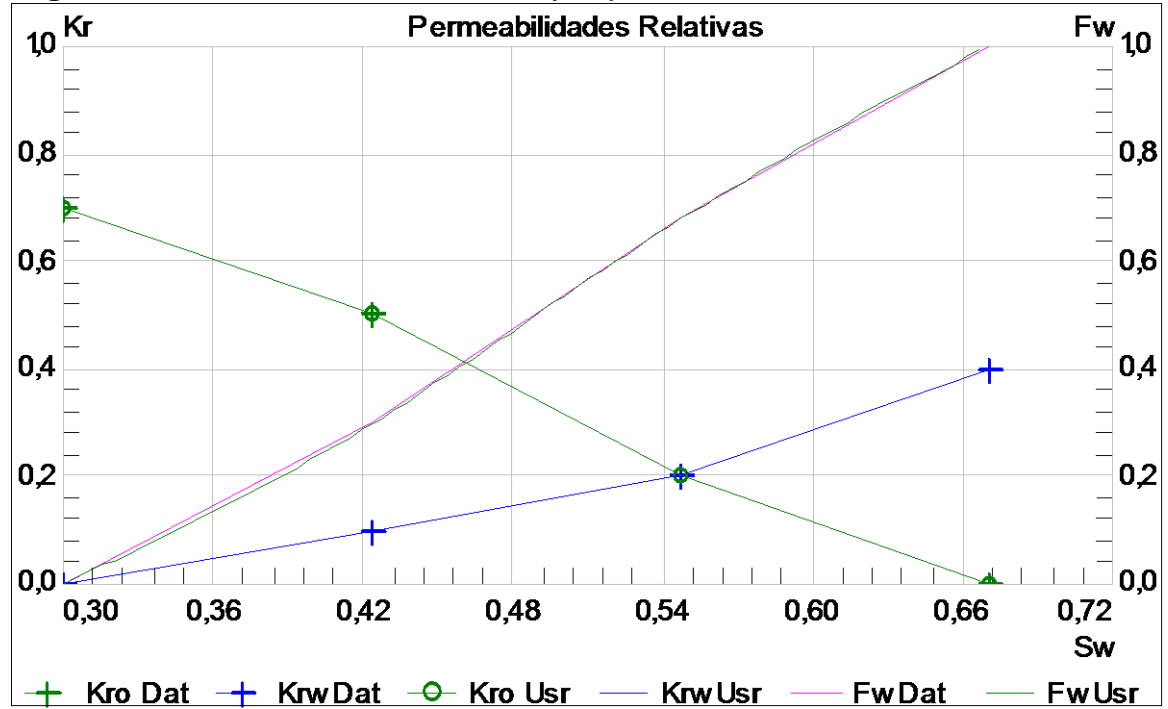
Figura 40. Mapa de OOIP



Fuente: ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA Versión 3.2. 2018; modificado por autores.

Con los datos suministrados de saturación de agua, permeabilidad relativa del agua y permeabilidad relativa del petróleo el software SAHARA construye la gráfica de permeabilidades relativas y flujo fraccional. Aunque estos valores deben encontrarse de manera experimental, el software genera estos *End Points* mediante el uso de correlaciones. En la **Figura 40** se puede apreciar las gráficas de las permeabilidades relativas y flujo fraccional.

Figura 41. Permeabilidades relativas y flujo fraccional



Fuente: ECOPETROL S.A., Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA Versión 3.2.55. 2018; modificado por autores.

Debido a que la inyección de agua que se realiza actualmente es a temperatura constante y se han asumido tasas constantes de inyección de agua, el flujo fraccional observado en la **Figura 40**, está descrito única en función de la saturación de agua.

De acuerdo con la forma de la curva de flujo fraccional, se determina que la roca del yacimiento presenta mojabilidad al agua, hecho que puede comprobarse al observar la tendencia a formar una curva cóncava de la saturación de agua en la gráfica de permeabilidad relativa, de manera que la inyección de agua es uno de los procedimientos que favorecerán el aumento en la producción de petróleo.

Para la construcción de las curvas expuestas anteriormente se partieron de los datos que se encuentran disponibles en las **Tabla 4** y **Tabla 5**. Estos datos fueron suministrados de la base de datos de la empresa, sus valores provienen de pruebas realizadas al inicio de la explotación del Campo y el simulador Sahara construye las curvas de permeabilidad relativa con el uso de las correlaciones de Corey.

Ecuación 6. Ecuaciones de Corey

$$k_{ro} = (1 - S_g)^4$$

$$k_{rg} = (S_g)(2 - S_g)$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering. Houston. Texas: Gulf Professional Publishing. Segunda edición.2001. p.291

Tabla 4. Datos iniciales para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas y flujo fraccional.

So Orig. [%]	Sor [%]	Swi sec. [%]	Swc [%]	Sgi sec. [%]	Boi sec. [rbbl/stb]	Bg [rbbl/scft]	Bw [rbbl/stb]
70	33	39	30	10	1.105	1.0469	1.01

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 5. Datos iniciales para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas y flujo fraccional.

Rs [scft/stb]	Krot	Kro exp.	Krwt	Krw exp.	Muo [cp]	Muw [cp]	M
619	0.7	2.5	0.35	3	1.048	0.485	1.687

Fuente: ECOPETROL S.A.

Aunque el método de flujo segregado, el cual es utilizado para realizar la simulación sea independiente de las curvas de permeabilidad relativa, estas ayudan a visualizar el comportamiento de los dos fluidos en la roca de la región estudiada, de manera que brinda una descripción más adecuada de cómo se debe realizar el procedimiento inyección.

La curva de flujo fraccional involucra las variables que inciden en el comportamiento de la inyección de manera que esta gráfica permite analizar la eficiencia del método de inyección utilizado. En este caso mediante el análisis de las curvas de permeabilidad relativas y las propiedades petrofísicas se busca aumentar la eficiencia de barrido de petróleo.

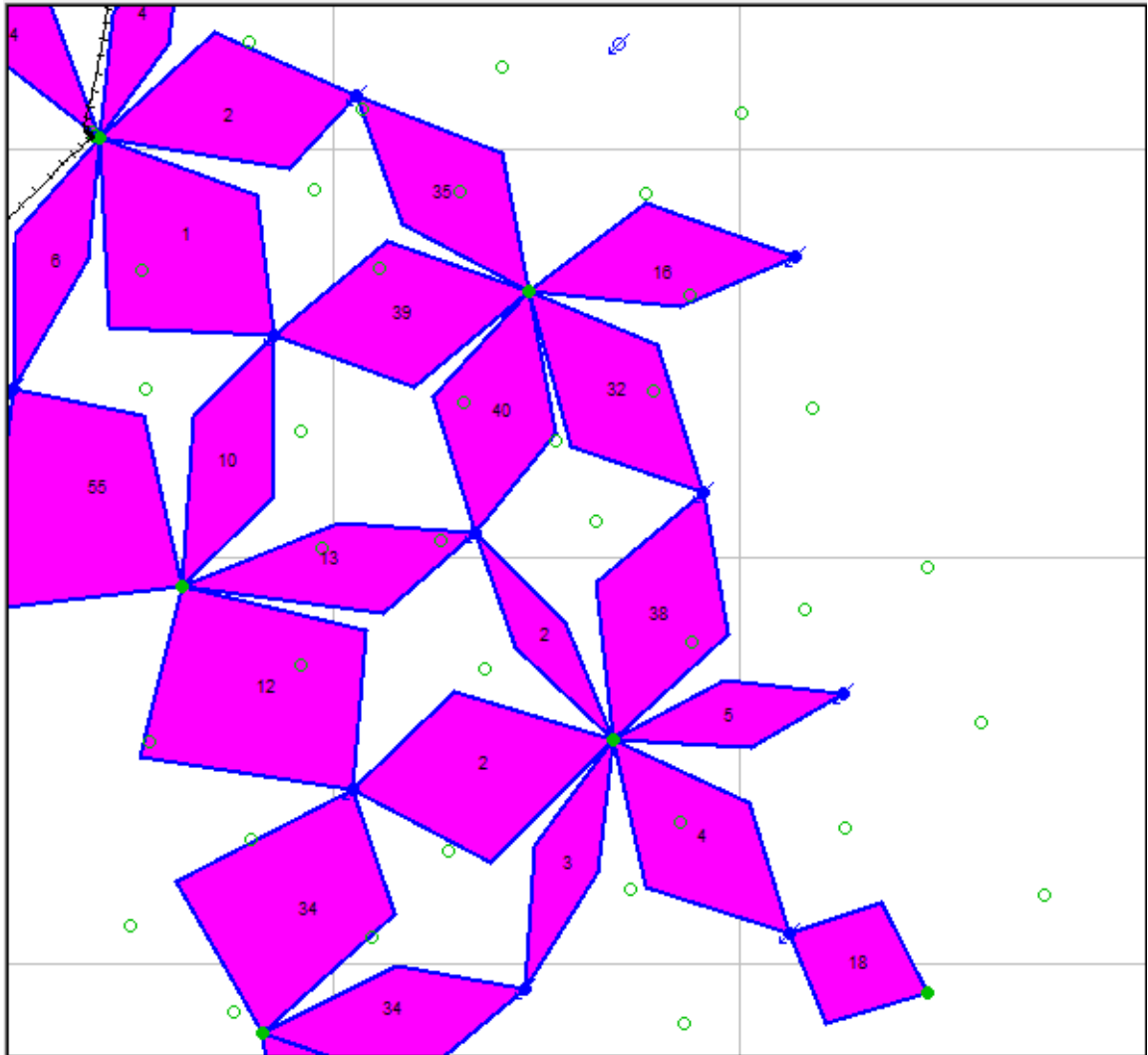
Por otra parte, el flujo fraccional dependerá de los valores de saturación de agua además de las viscosidades y densidades de los fluidos, sin embargo, es conveniente considerar que este proceso es isotérmico con el objetivo de mantener valores constantes de viscosidad y permeabilidad de manera que se eviten interpretaciones erróneas.

3.2.3 Ajuste histórico. Una vez cargada la información base del modelo se pueden generar mapas los cuales permiten calcular volúmenes tales como OOIP, volumen poroso, etc. Para esto es importante tener la información petrofísica, el área, espesores de capas, bases y topes. Debido a la falta de datos petrofísicos en algunos pozos, se hicieron aproximaciones desde el simulador con la información disponible de los pozos más cercanos a estos. Luego de obtener datos petrofísicos el simulador es capaz de generar los mapas necesarios para la obtención de los valores de volumen poroso, OOIP y otras variables que pueden ser muy útiles para los análisis de la historia del campo y los pronósticos del proyecto.

Adicionalmente, se verificó la localización de los pozos, los eventos de estos y que la historia de producción y/o inyección concordara con la base de datos con el fin de que a la hora de realizar el pronóstico se acercara a un valor aproximado a lo que pudiese ser obtenido en la realidad. Con estos datos de producción e inyección, se prosiguió a generar la distribución de inyección y producción por capa y los factores de dicha distribución. Las distribuciones de inyección/producción por pozo permiten conocer un balance entre la producción e inyección de cada malla. Estos procesos son requeridos para la generación de las mallas de inyección, además de requerir una distancia promedio entre el pozo productor e inyector la cual se estableció como 2300 ft.

Respecto a la manera en que se realiza la distribución de inyección de agua por capa se utilizaron los datos obtenidos a partir de los ILT's realizados en varios pozos inyectores a lo largo del desarrollo del Campo. Los ILT's realizados suministran información como el comportamiento de la presión en la relación con la tasa de agua inyectada o la manera en que se distribuyen los fluidos de inyección en el yacimiento, de manera que mediante un análisis adecuado que además utilice la información de la sarta de inyección de estos pozos podrían diseñarse las sartas de inyección de agua selectiva en nuevos pozos o en pozos productores que se conviertan a pozos de inyección, además de optimizar los diseños en las sartas de inyección existentes. Se tuvo en cuenta las fechas de las pruebas y la distribución de la inyección por capa. Para aquellos pozos inyectores que no contaban con estas pruebas, se prosiguió a hacer una distribución por las capas cañoneadas, se creó una variable denominada KH con el fin de realizar los cálculos. Los datos de la información de las pruebas ILT se cargaron en formato .LAS. En la **Figura 41** se observan algunas de las mallas generadas por el simulador en una de las capas del proyecto.

Figura 42. Mallas generadas en el subciclo II.10



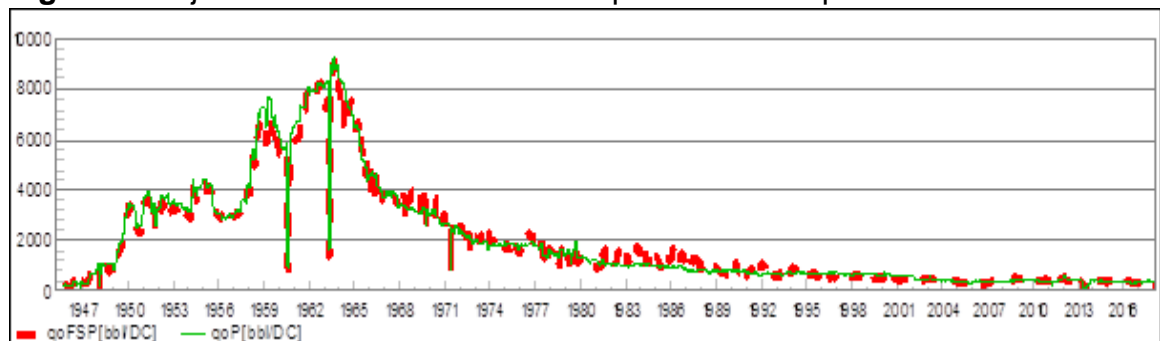
Fuente: ECOPETROL S.A., piso 14. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA. Versión 3.2.55. 2018; modificado por autores.

Cada malla generada tiene un coeficiente el cual indica, en porcentaje, la cantidad de agua que se desplaza hacia el pozo productor, este dato se puede observar al interior de cada una de las mallas en la **Figura 41**. A partir de la configuración de estos coeficientes y en parte del área de las mallas de inyección se comenzó a realizar el ajuste de las curvas de fluidos producidos y petróleo producido del proyecto. Para el ajuste y el desarrollo del proyecto se trabajó con el modelo de Flujo Segregado ya que tenía mejor aproximación a los datos reales de la historia de producción del Campo. Para que la curva simulada se ajustara a la curva de historia de producción se hicieron ensayos prueba y error en periodos de 6 meses a 1 año, manipulando dichos coeficientes y las áreas mencionadas anteriormente. Se cambiaban los valores observando los cambios en la curva de agua y de petróleo y de igual manera el área de las mallas, así entonces los valores de los

coeficientes difieren en gran medida, al igual que el tamaño de las mallas, como se pudo observar en la figura anterior, se encuentran mallas con coeficientes de 2 y algunas con coeficientes de 55. En la configuración de estos coeficientes se tomó como base un 85% de la inyección, esto quiere decir que la suma de los coeficientes de cada malla de un pozo inyector no podía superar este valor. En la **Figura 42** se puede apreciar la gráfica de historia de producción real y su comparación con la historia de producción simulada, la cual se obtuvo una vez realizado el ajuste histórico. En donde la variable qoFSP hace referencia a los barriles diarios de petróleo simulados mediante el método de flujo segregado. De manera que la variable qoP representa la tasa de producción real en barriles de petróleo por día.

También se realizó el ajuste correspondiente a las curvas de producción de agua y fluidos de la zona estudiada.

Figura 43. Ajuste histórico realizado en la producción de petróleo.

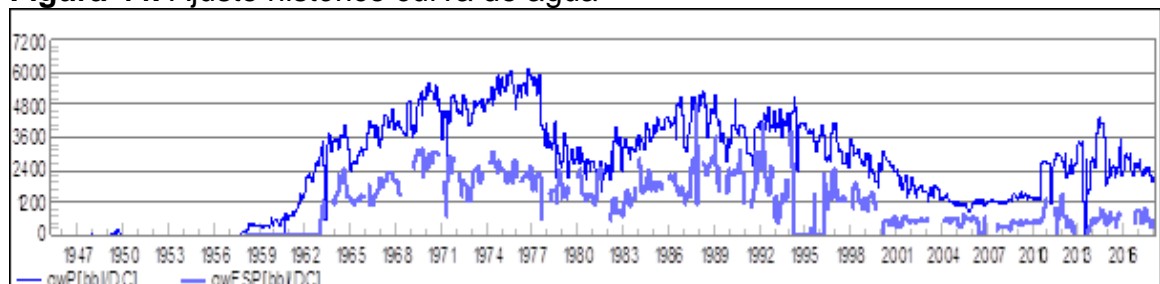


Fuente: elaboración propia. Simulador Sahara.

El ajuste tuvo un error aproximado del 5% respecto a la curva de la historia de producción. El ajuste se encuentra dentro de un rango adecuado para generar resultados próximos a la realidad.

El ajuste de la curva de producción de agua quedó de la siguiente manera (ver **Figura 43**).

Figura 44. Ajuste histórico curva de agua



Fuente: elaboración propia. Simulador Sahara.

Como se pudo apreciar en la figura anterior no se llegó al ajuste adecuado de la curva del agua, esto se debe a la activación intermitente de varios pozos de inyección en el Campo, muchos de estos permanecieron inactivos casi 3 años. A la vez por el principio del funcionamiento del simulador al existir pozos inyectoros inactivos no se reproducirán datos de producción de agua en la fecha de suspensión. Debido a lo anterior, para el ajuste histórico se hizo énfasis en lograr el mejor ajuste para la curva de petróleo.

4. SELECCIÓN DEL PATRÓN DE MEJOR RENDIMIENTO

A continuación se definirán los escenarios que se plantearon para el desarrollo del proyecto.

4.1 DEFINICIÓN Y EVALUACIÓN DE ESCENARIOS

Para el desarrollo del estudio realizado en el simulador Sahara, se evaluaron 4 escenarios los cuales fueron comparados respecto al escenario base, es decir, en el escenario en donde se continúa con el plan de desarrollo actual del yacimiento.

Todos los escenarios serán evaluados mediante las predicciones de producción e inyección que se realicen en el simulador Sahara, de igual manera la historia de producción inicial para cada escenario será la misma, es decir que todos los casos contarán con la historia inicial del campo hasta el mes de febrero de 2018.

Antes de iniciar la descripción de los escenarios que fueron evaluados de manera técnica y financiera, dentro los cuales se ejecutaron solamente el proyecto que resultó con el mejor indicador técnico económico. Es importante aclarar que cada caso se estudió para el mismo periodo de tiempo que inicia en enero del 2019 y termina en el año 2049, para un total de 30 años.

Además, si alguno de los escenarios requiere de la perforación o reactivación de uno o varios pozos, podrá realizarse a una tasa máxima de 3 pozos por mes calendario, teniendo en cuenta que históricamente en una campaña de desarrollo esta es la tasa a la cual se han realizado las perforaciones de pozos nuevos por parte del equipo de perforación, de manera que el proyecto se asumirá con solo un equipo de perforación.

Se realizó declinación exponencial por pozo, la curva del escenario base es la suma de las declinaciones realizadas por cada pozo. Se hizo uso de la declinación exponencial ya que es el método más conservador. al momento de evaluar escenarios de inyección de agua. Por otra parte, se escogieron estos patrones de inyección de agua porque son los más utilizados en la industria.

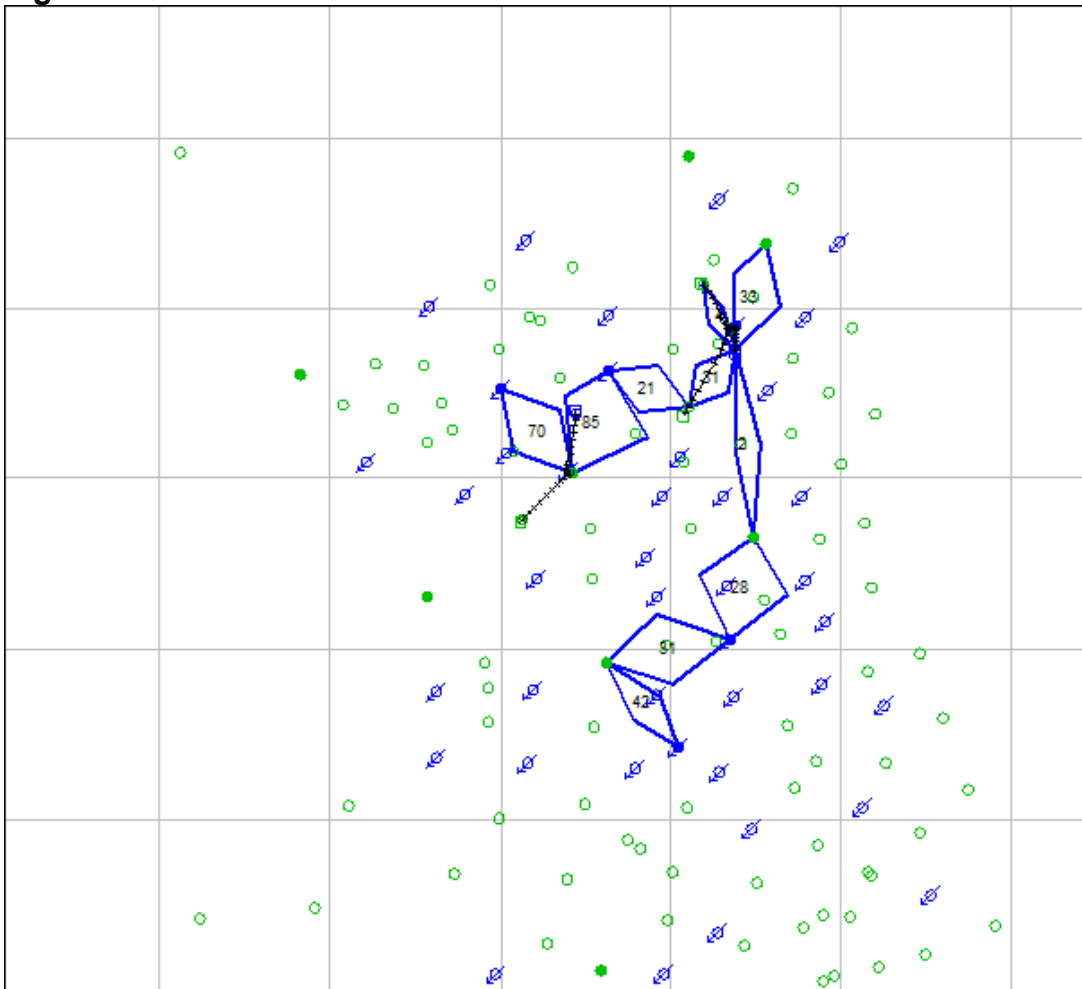
4.1.1 Escenario 0 o Escenario base. El escenario 0 o escenario base se realiza con el objetivo de comparar los demás escenarios propuestos y evaluar el rendimiento y proyección teórica de cada caso respecto al escenario base, de esta manera se logrará obtener un análisis más detallado de las situaciones propuestas.

El escenario base plantea la posibilidad de continuar únicamente con los pozos que se tienen actualmente en el campo, es decir que no se realizarán actividades de perforación, conversión de pozos, abandonos, incremento en la tasa de

inyección ni ninguna otra actividad que pueda afectar el comportamiento de la producción e inyección de la manera en que se realiza actualmente. El escenario se puede visualizar en la **Figura 44**.

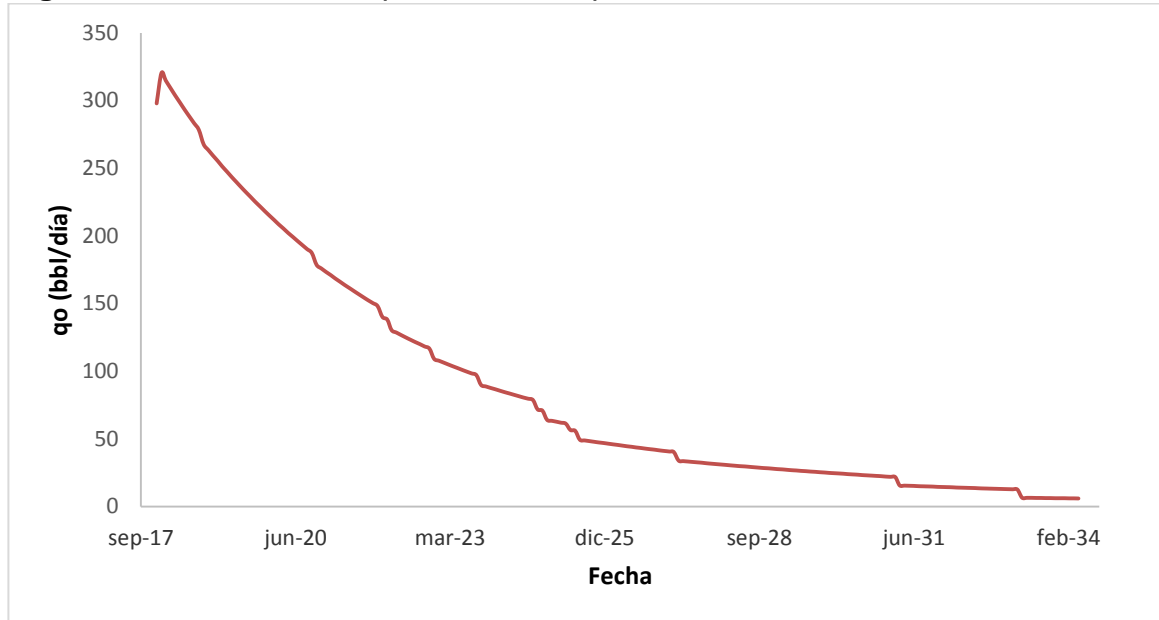
En la **Figura 45** puede apreciarse una gráfica realizada por los autores en el programa Excel a partir de los resultados obtenidos a partir del simulador Sahara para el escenario base.

Figura 45. Escenario base



Fuente: elaboración propia.Simulador Sahara.

Figura 46. Resultados de producción de petróleo del escenario base



Fuente: elaboración propia. Microsoft Excel.

La figura anterior fue obtenida a partir de la corrida del simulador del escenario base, desde el último dato de la historia de producción. Con este escenario se puede ver que el Campo tendría producción, aproximadamente, hasta el año 2034, un periodo de tiempo menor al esperado para finalizar el proyecto. Se calculó un volumen de petróleo recuperable de 0.3605 MBO y el petróleo producido es de 52331 MBO.

4.1.2 Escenario 1: Continuidad operativa con incremento de tasa de inyección.

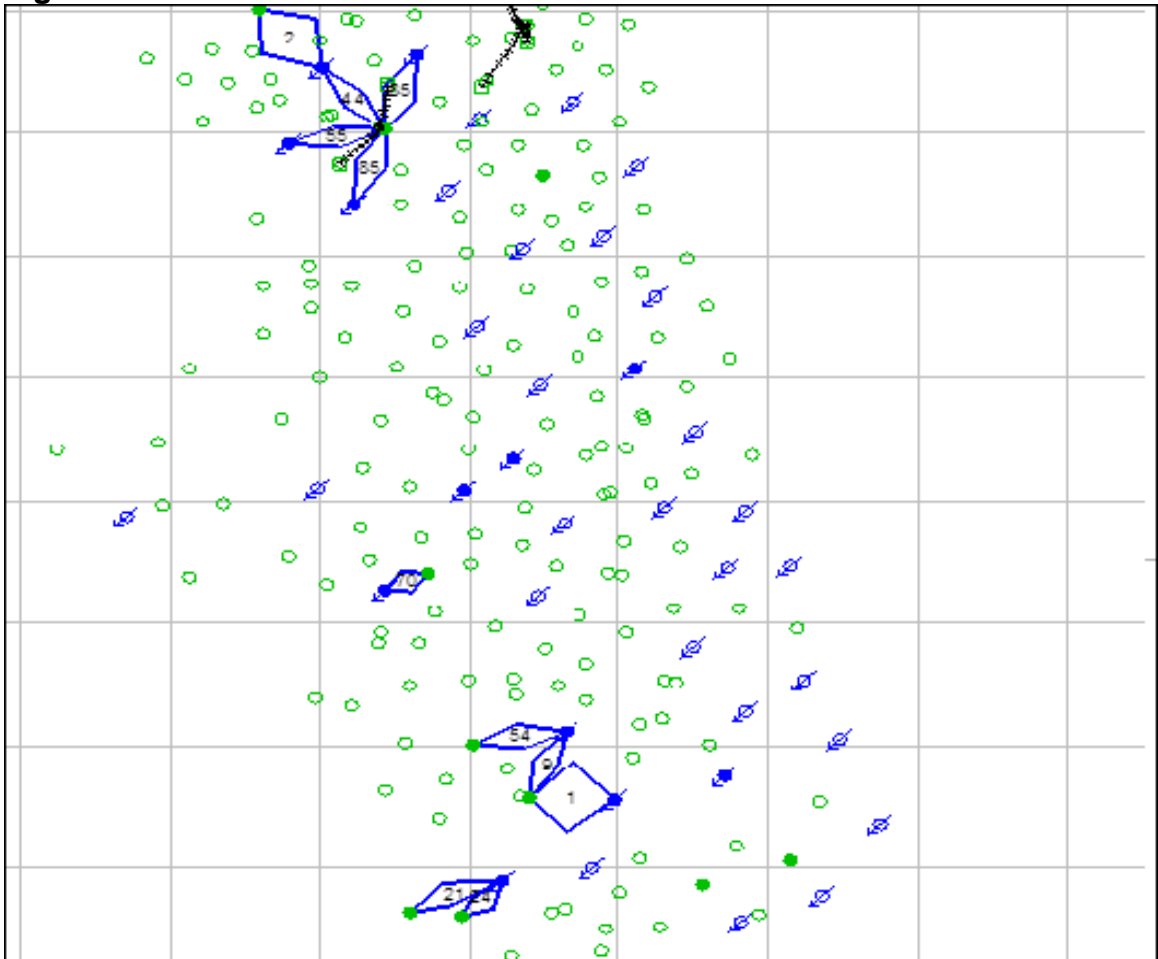
Este escenario consta de un aumento del 50% y el 100% de las tasas de inyección de los pozos inyectoros activos hasta la fecha. Se determinaron los valores de las tasas de inyección a partir del promedio de la tasa de inyección histórica de cada pozo, alrededor de 500 a 1700 BWI para el aumento del 50% y 630 a 3200 BWI para el de 100%. Este escenario tiene las mismas características del escenario base a diferencia del incremento en las tasas de inyección (ver **Figura 46**).

El objetivo de analizar estos escenarios de inyección es observar el comportamiento del yacimiento ante un eventual incremento de la tasa de inyección, de manera que brinde un parámetro inicial del cual se parte para analizar los posteriores casos de inyección. Además, los resultados obtenidos, indican que debe incrementarse la tasa de inyección de manera que se siga la tendencia en el comportamiento de la inyección reciente. Con los resultados obtenidos se podrán evaluar estos escenarios de desarrollo propuestos, los cuales

no requieren de una inversión inicial y podrían implementarse en los siguientes años.

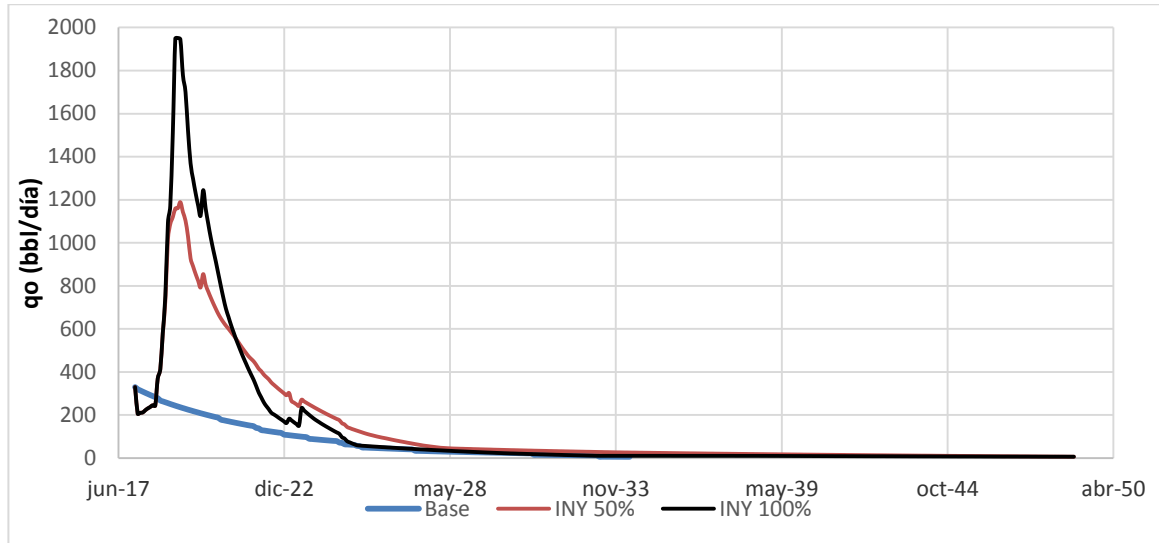
En el caso en que se decide incrementar la inyección en un 50%, la producción aumenta en los primeros años en que se implementa este método de recuperación como se observa en la **Figura 47** sin embargo, el bloque del Campo estudiado dejará de ser productivo en un período de tiempo menor a 30 años, de manera que no se considerará como uno de los posibles métodos de recuperación.

Figura 47. Escenario 1



Fuente: elaboración propia. Simulador Sahara.

Figura 48. Comparación de las curvas de petróleo obtenidas del escenario base y el escenario 1.



Fuente: elaboración propia. Microsoft Excel.

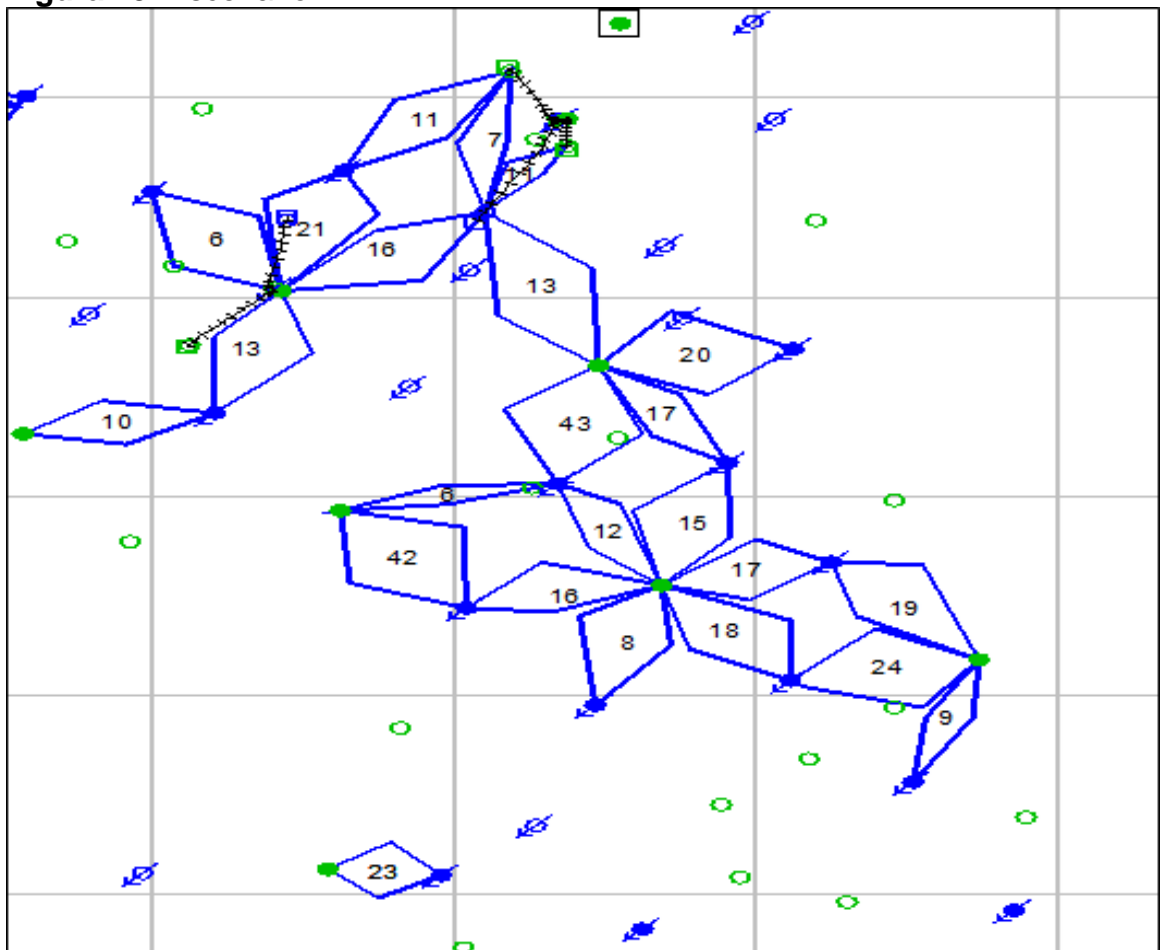
En la **Figura 47** puede apreciarse una gráfica realizada por los autores en el programa Excel a partir de los resultados obtenidos a partir del simulador Sahara para el escenario base.

Por otra parte, los resultados para el caso en que se aumenta la inyección en un 100% se pueden observar en la **Figura 47**. En donde al igual que en los escenarios anteriores, la producción se reducirá a cero en un periodo de tiempo menor a 30 años.

Tanto el caso de aumento del 50% como el de 100% tienen menor duración respecto al caso base, pero en ambos, existe un mayor volumen recuperable respecto al caso base. Para el caso de aumento del 50% se tiene un volumen de 1012.8 MBO, mientras que el caso de aumento de 100% se tiene un volumen de 1062.5 MBO. El factor de recobro resultante para los casos del escenario 1 es de 15.51% y 15.52% respectivamente. En ambos casos se puede notar un aumento de volúmenes recuperados y a la vez se acelera la obtención de estos. Estos casos del escenario 1, cuentan con el problema de canalización de agua a pesar de la aplicación de sartas de inyección selectivas en los pozos inyectoros, las canalizaciones son generadas por alta heterogeneidad de las propiedades petrofísicas existente en las zonas en que se encuentran los pozos productores e inyectoros de este escenario y entre cada uno de los ciclos de la Formación Barco, en consecuencia las curvas de petróleo del escenario 1 caen y mantienen una tasa baja pero pueden seguir produciendo después de la fecha proyectada.

4.1.3 Escenario 2: Reactivación de los patrones de inyección de siete pozos normal. El estudio del escenario 2 tomará en cuenta la reactivación de pozos que se encuentran inactivos o suspendidos actualmente, de esta manera se busca continuar con el desarrollo del patrón de siete pozos normal que se había propuesto en el pasado. Por otra parte, este plan de desarrollo no contempla la posibilidad de realizar perforaciones en esta zona del campo o de crear nuevos pozos en el periodo de tiempo estudiado, otra de las consideraciones que deben realizarse es que, debido a la distribución de los pozos en el Campo, en algunos casos no se construirá un arreglo de inyección completo. Se hizo uso del promedio de las tasas de inyección de la historia de los pozos inyectoros y para los pozos convertidos se les asignaron tasas de pozos vecinos (ver **Figura 48**)

Figura 49. Escenario 2

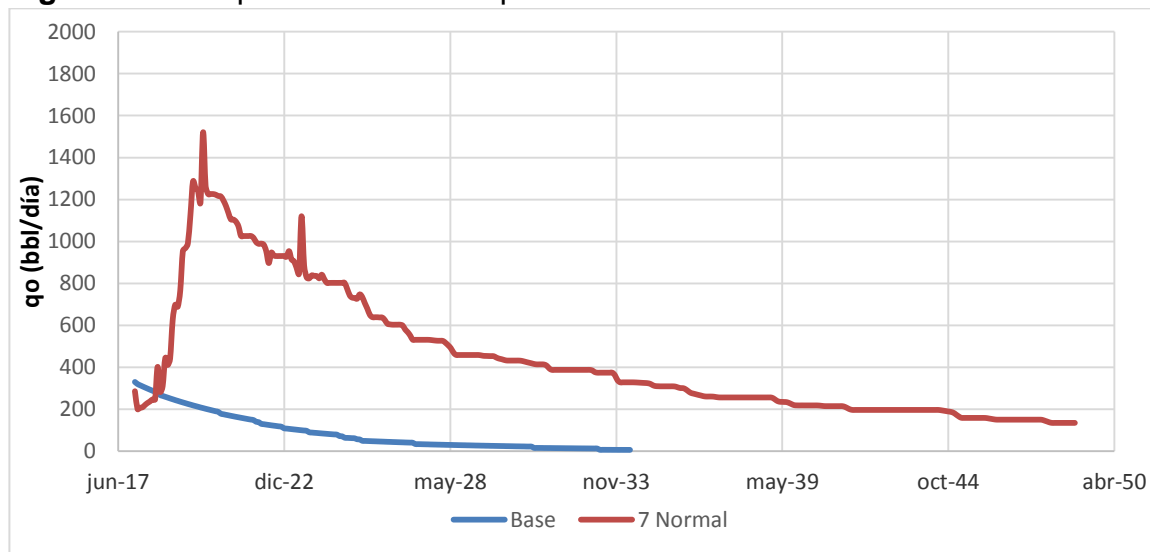


Fuente: elaboración propia. Simulador Sahara.

Los resultados que se observan en la **Figura 49** muestran el comportamiento resultante mediante la aplicación de este método de recuperación secundaria.

A diferencia de los escenarios en donde no se requiere de una inversión inicial, en este caso siempre existirá producción de petróleo durante el periodo de tiempo estudiado.

Figura 50. Comparación curva de petróleo escenario base versus escenario 2.



Fuente: elaboración propia. Simulador Sahara.

Este escenario tiene un aumento significativo respecto al escenario base, con un petróleo producido acumulado de 57332 MBO y un factor de recobro del 17%. Además, para la fecha de corte se producirán 75 barriles de petróleo diarios.

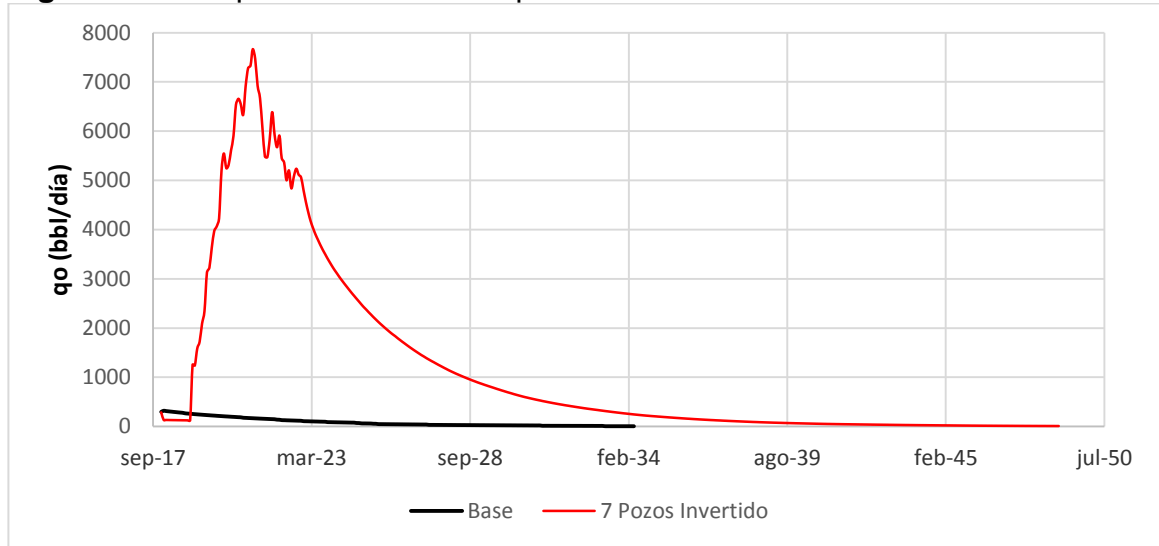
Comparado con el escenario base los valores de producción de agua no varían significativamente, indicando que este escenario no se producirá una canalización rápida como ocurría en el escenario 1 de manera que la inyección selectiva realizada es eficiente. Por otra parte, a comparación de los escenarios anteriores en este caso la implementación de este método de recuperación permitirá la producción de petróleo por al menos 30 años después de aplicado, siempre y cuando en el momento en que se decida aplicar el proyecto este posea datos de producción y declinación similares a los actuales.

4.1.4 Escenario 3: Reactivación de los patrones de inyección mediante la configuración de siete pozos invertido con reducción de espaciamiento a 40 acres. Este escenario plantea la posibilidad de realizar un patrón de siete pozos invertido y al mismo tiempo una reducción en la distancia que separa a cada uno de los pozos que conforman el patrón, de manera que la relación existente entre la distancia inyector-productor (d) y productor-productor (a) se vea afectada.

Se decide realizar una reducción de espaciamiento debido a que esta técnica ha obtenido resultados favorables de producción de petróleo en proyectos de

En la **Figura 51** puede apreciarse una gráfica de producción de petróleo realizada por los autores a partir de los resultados obtenidos del simulador Sahara para el escenario de 7 pozos invertido con reducción de espaciamento.

Figura 52. Comparación curvas de petróleo escenario base versus escenario 3.



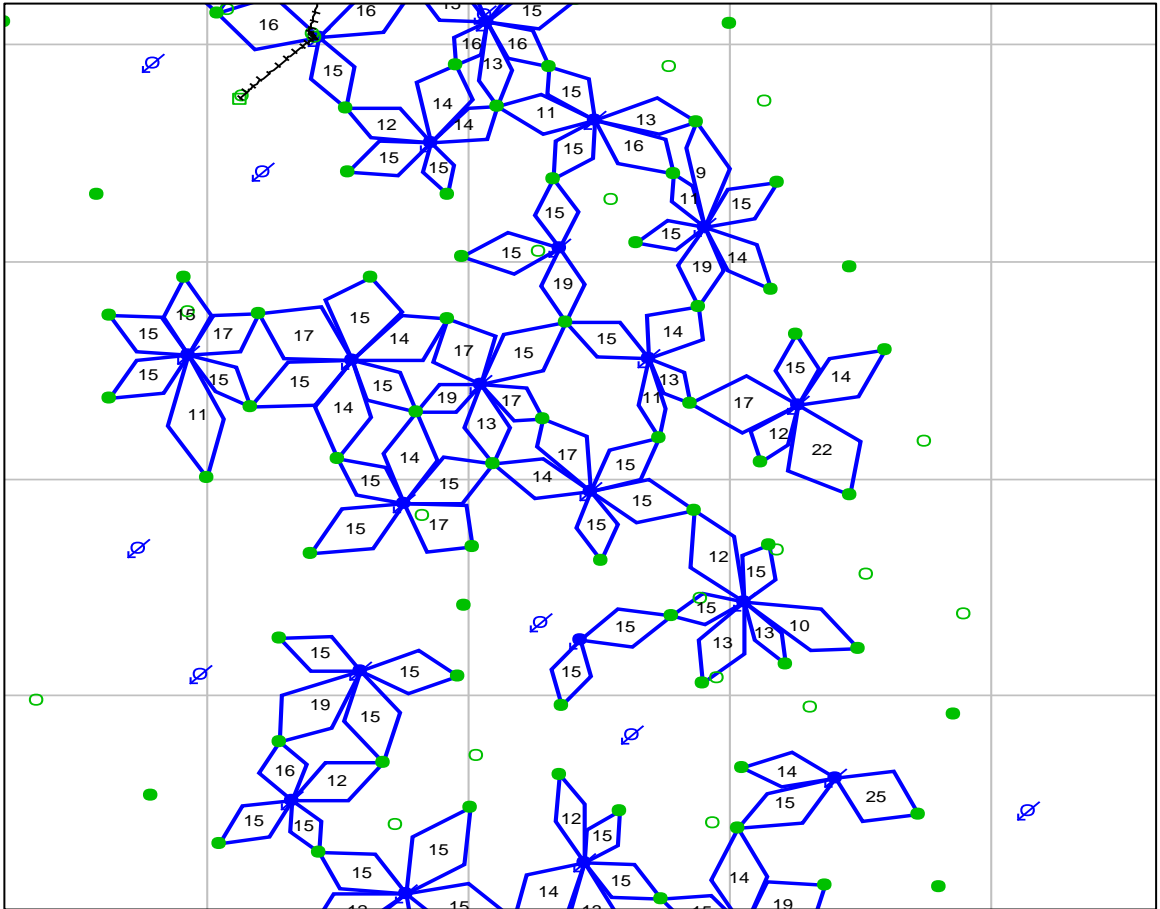
Fuente: elaboración propia. Microsoft Excel.

Este escenario cuenta con un petróleo producido acumulado de 59163 MBO, un factor de recobro de 17.2%. Se puede resaltar que este escenario podría seguir produciendo petróleo posteriormente a la fecha establecida en este trabajo.

4.1.5 Escenario 4: Reactivación de los patrones de inyección de cinco pozos normal con reducción de espaciamento a 40 acres. Por último, en el escenario 4 se plantea la posibilidad de generar un patrón de inyección de cinco pozos normal teniendo en cuenta que se realizará a partir de la reactivación de los pozos productores e inyectores inactivos. Para reducir el espaciamento del patrón de inyección a 40 acres se perforarán nuevos pozos en lugares adecuados y que permitan completar el arreglo de una manera que sea acorde a la geometría del arreglo y que de igual forma cumpla con las especificaciones de la reducción de espaciamento. Por el momento, no se considerará un número límite de actividades requeridas, con el fin de evaluar este escenario bajo las condiciones de desarrollo óptimo.

En este escenario se consideraron 62 pozos nuevos, 41 inyectores y 21 productores. El total de pozos utilizados fueron 113 y se utilizaron tasas de inyección de 1400 a 2100 BWI. Al igual que en el escenario 3, las tasas y diseños en la sarta de inyección en pozos inyectores nuevos o convertidos a inyectores considerarán las propiedades petrofísicas de la región en donde se encuentren y las tasas y diseños empleados por pozos cercanos a estos (ver **figura 52**).

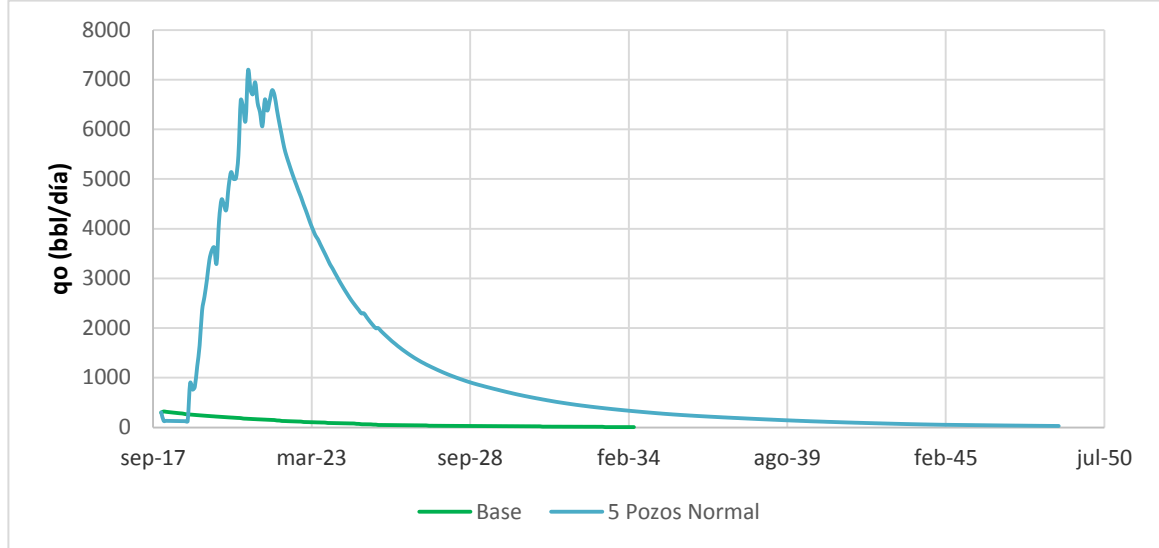
Figura 53. Escenario 4



Fuente: elaboración propia. Simulador Sahara.

En la **Figura 53** puede apreciarse una gráfica de producción de petróleo realizada por los autores a partir de los resultados obtenidos del simulador Sahara para el escenario de 5 pozos normal con reducción de espaciamiento.

Figura 54. Comparación curvas de petróleo escenario 4 vs escenario base



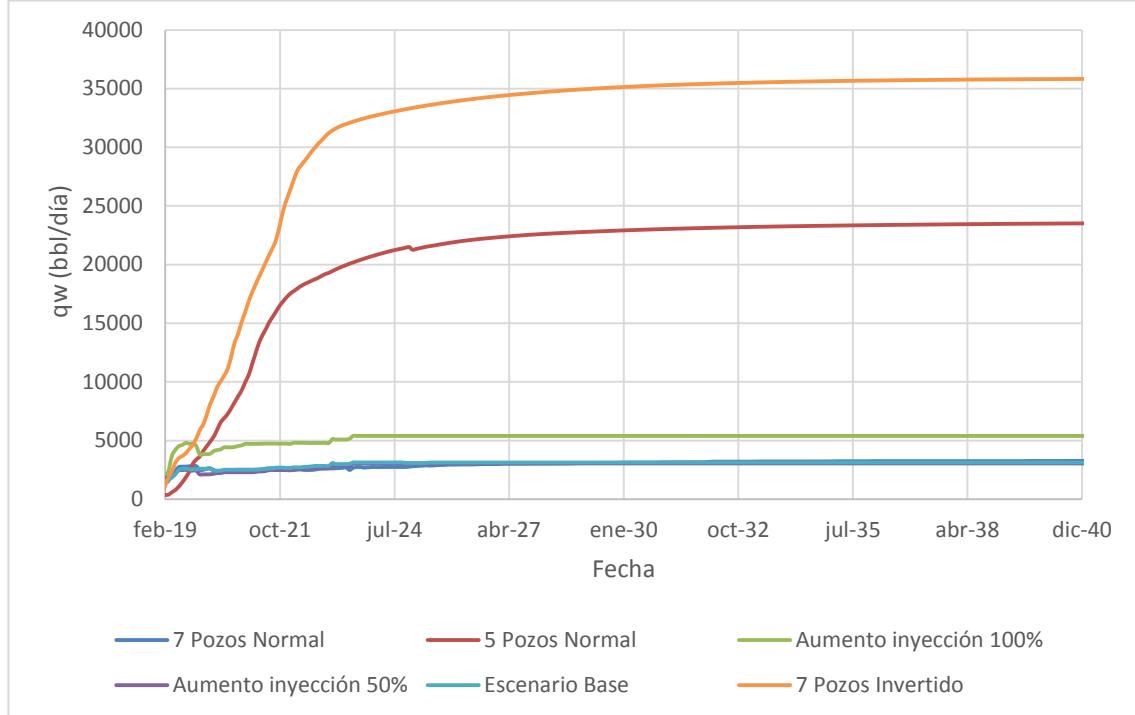
Fuente: elaboración propia. Microsoft Excel.

Al igual que los escenarios anteriores, en este caso la producción incrementa de manera rápida al inicio de la implementación del método de recuperación secundaria y luego declina exponencialmente. Este escenario presenta un valor de petróleo producido acumulado de 59824 MBO, un factor de recobro del 17.4%.

Como se puede ver en la figura anterior, el escenario 4 presenta un valor de petróleo producido mayor a los otros escenarios. Adicionalmente, como se vio anteriormente el escenario podría seguir produciendo después de la fecha establecida en el proyecto.

Aunque se aplicó una inyección de agua selectiva como método de recuperación secundaria, tanto en el escenario 3 como en el escenario 4 la canalización de agua iniciará en el año 2020 y a partir de este año, la producción de agua incrementará a medida que transcurra el proyecto. Al momento de comparar la producción de agua de estos escenarios, se observa que en el escenario 3 se produce más agua que en el escenario 4 sin embargo, las curvas de producción de agua respecto a tasa de inyección de agua son de comportamientos similares. Este comportamiento similar, es debido a que en ambos casos se utilizaron sartas de inyección similares, además, en los dos casos se empleó una reducción de espaciamiento al momento de construir los patrones de inyección. El comportamiento del agua producida puede observarse en la **Figura 54**, la cual compara el agua producida en cada uno de los escenarios.

Figura 55. Producción de agua para todos escenarios.

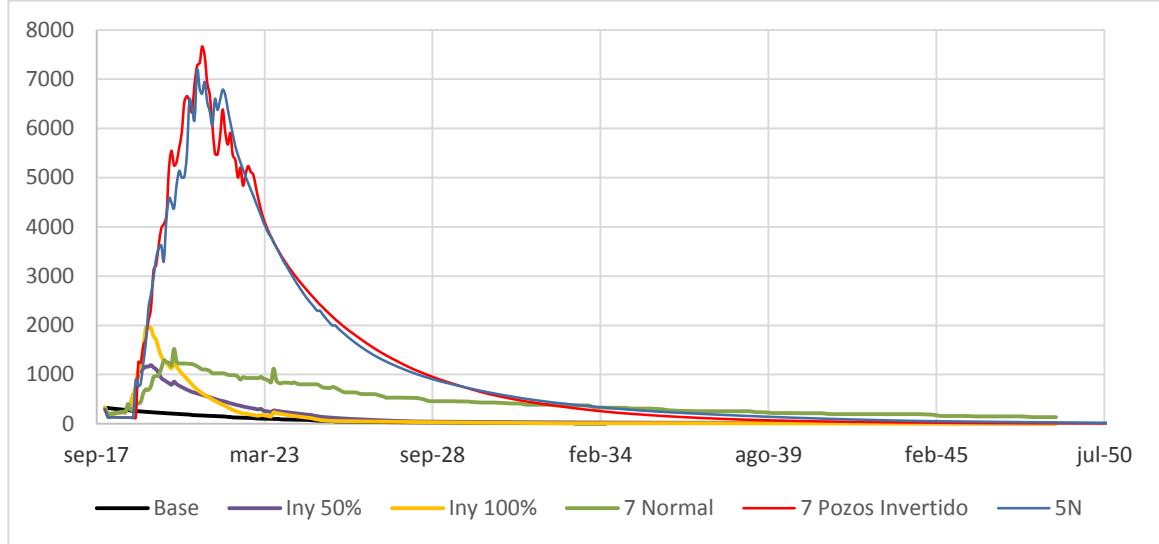


Fuente: elaboración propia. Microsoft Excel.

Al momento de comparar la producción de agua de todos los escenarios propuestos, como se observa en la **Figura 54**, es posible detallar que los escenarios de patrones 5 pozos normal y 7 pozos invertido son los escenarios que producen mayor cantidad de agua a comparación de los demás escenarios; esto se debe a que en los escenarios en donde se decide realizar la perforación de nuevos pozos tanto la reducción de espaciamiento como el aumento en el número de pozos inyectores son factores que influyen en el comportamiento del agua producida, de manera que los escenarios en donde no se reduce el espaciamiento para completar el arreglo de inyección, son los que menos agua producirán. Además, es posible observar que el escenario en donde se aumenta la tasa de inyección en un 50% a la tasa de inyección actual junto con el escenario son los escenarios que producen menor cantidad de agua y al mismo tiempo, no se presenta una canalización de agua significativa. No obstante, los escenarios que presentan menor producción de agua son aquellos que inyectan menores volúmenes de agua.

Una vez obtenidos los resultados de la producción de petróleo de todos los escenarios del Campo, se construye la **Figura 55**, la cual permite comparar los resultados de los escenarios, con el objetivo de evaluarlos desde el punto de vista técnico.

Figura 56. Comparación curva de petróleo resultante de escenarios.



Fuente: elaboración propia. Microsoft Excel.

En esta figura se puede ver el aumento de producción de petróleo de los escenarios 3 y 4 que es alrededor de 6 veces el valor resultante de los otros escenarios comparados. Por otra parte, se alcanzan picos de producción de aproximadamente 6000 BOPD. Cabe resaltar que el escenario 4, arreglo de 5 pozos normal, produciría un mayor volumen de petróleo que el escenario 3, 7 pozos invertido.

Aunque los escenarios 7 pozos invertido y 5 pozos normal son los escenarios de mayor producción de petróleo, también son los escenarios que más agua producen. A pesar de ello, las ventajas que presenta el escenario 4, donde se realiza un arreglo de 5 pozos normal, son: una producción de petróleo significativamente mayor a los escenarios en donde no se requiere la perforación de pozos nuevos además, de ser el escenario que más petróleo produce, otra de las ventajas de la aplicación de este escenario es que a pesar de las restricciones con que se debe implementar este escenario, el aumento en la producción de petróleo ocurre en un corto periodo de tiempo, inclusive antes de finalizar el plan de desarrollo del campo y por último, aunque su producción de agua es mayor respecto a los escenarios 1 y 2, su producción de agua es aproximadamente un 35% menor a la que presenta el escenario de 7 pozos invertido, el cual requiere de menos pozos inyectoras que el arreglo de 5 pozos normal.

Haciendo una comparación de los escenarios en términos del petróleo acumulado se parte del escenario base el cual tiene un valor de 52331 MBO. En la siguiente tabla (**Tabla 6**) se hace la comparación de los escenarios con un diferencial entre los resultados y este valor.

Tabla 6. Comparativa de resultados de los escenarios

Escenarios	Petróleo Acumulado Np (MBO)	Incremental de petróleo producido acumulado (MBO)	Factor de recobro (%)
Escenario base	52331	-	15.2
Inyección con aumento de 50% (Escenario 1)	53344	1012.8	15.51
Inyección con aumento de 100% (Escenario 1)	53393.7	1062.5	15.52
Arreglo 7 pozos normal	57332	5000.8	17
Arreglo 7 pozos invertido	59164	6832	17.2
Arreglo 5 pozos normal	59824	7493	17.4

Fuente: elaboración propia.

En los dos primeros casos se tiene un diferencial negativo ya que los valores de Np resultan siendo menores al caso base, esto ocurre ya que la producción de petróleo decrece en los años 2022 para el aumento de inyección de 100% y 2025 para el aumento al 50% como se observa en la **Figura 55**. Los siguientes dos escenarios, arreglos de 7 pozos, presentan un resultado favorable, el arreglo de 7 pozos invertido alcanza un valor mayor pero también no existe gran diferencia en el factor de recobro resultante, ya que se tiene que el primero es del 17% y el segundo es del 17.2%.

Ahora bien, el último caso se diferencia en mayor parte a los demás resultados. Su diferencial es de 500 MBO respecto al 7 pozos invertido, de manera que se alcanza un factor de recobro de aproximadamente el 17.4% y supera en 2500 MBO, o más, a los demás escenarios.

De acuerdo con lo mencionado y los resultados presentados en la **Figura 55** y en la **Tabla 6** anterior, el escenario óptimo desde el punto de vista técnico es el escenario 4, es decir el arreglo de 5 pozos normal, debido a que se prolonga más la vida del bloque, mejorando su FR, el comportamiento del caudal en el tiempo y el volumen recuperable de petróleo.

5. COMPARACIÓN PRODUCCIÓN SIMULADA CON HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación, se hará una comparación entre los resultados obtenidos con la historia de producción del Campo para visualizar el aumento de producción gracias a la implementación de la inyección de agua aplicando la configuración de sarta selectiva en un arreglo 5 pozos normal.

En la siguiente tabla tenemos los resultados obtenidos con el escenario escogido a nivel técnico (ver **Tabla 7**).

Tabla 7. Comparación escenario base con escenario 4

Escenarios	Petróleo Acumulado Np (MBO)	Incremental de petróleo producido acumulado (MBO)	Factor de recobro (%)
Escenario base	52331	-	15.2
Arreglo 5 pozos normal	59824	7493	17.4

Fuente: elaboración propia.

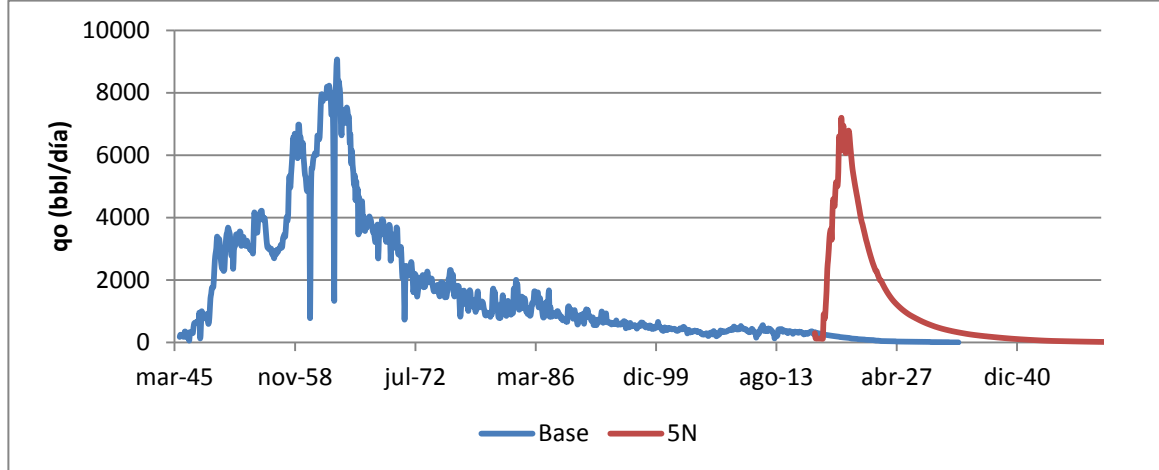
El aumento significativo del favor de recobro, el cual tiene un aumento del 2,2% representa un aumento en la producción de petróleo cercana a los 7500 MBO.

El aumento en la producción de petróleo obtenida por la aplicación del arreglo 5 pozos normal, no es la única ventaja de este escenario, debido a que otra de sus características es que puede seguirse produciendo petróleo por más de 30 años sin embargo, debe considerarse que esta característica es posible siempre y cuando la implementación del plan de desarrollo propuesto inicie en el año 2019, de lo contrario deberá realizarse un nuevo estudio que considere las limitaciones del Campo para el momento en que se desee iniciar el proyecto.

En la **Figura 56** se puede apreciar el pronóstico de la producción de petróleo tanto para el caso base como para el escenario 4. Esta gráfica permite comparar los dos escenarios y su comportamiento en el tiempo de evaluación del proyecto.

Como resultado de la construcción de la **Figura 56** es posible apreciar que, si se aplica el escenario de inyección 5 pozos normal, se lograría un pico de producción de petróleo menor al máximo pico de producción obtenido en 1963 el cual fue el mayor pico de producción obtenido por medio de recuperación secundaria. Sin embargo, el pico de producción que se lograría por medio de la aplicación del escenario 4 sería mayor que el máximo pico de producción obtenido en recuperación primaria.

Figura 57. Comparación historia de producción versus escenario 4



Fuente: elaboración propia.

El escenario 4 permite alcanzar una producción de 7200 BPO, es importante recordar que estos valores de producción únicamente se lograron en los inicios de la explotación del Campo.

Como se muestra en la **Figura 56** el aumento en la producción provocado por la aplicación del escenario 4 ocurre en un corto periodo de tiempo y se espera un pico de producción en un plazo menor a los 5 años de inicio de implementación del proyecto de inyección.

No obstante, una vez alcanzado el pico de producción, se inicia con la fase de declinación exponencial y no se alcanzarán nuevos picos de producción, ni se mantendrá la producción constante. A pesar de ello, incrementa el tiempo de vida del Bloque B, aumentando la producción de los siguientes años.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo estudiado es uno de los campos que ha producido petróleo de manera continua por más de 70 años, actualmente es operado por la empresa Ecopetrol S.A.

Para realizar el análisis financiero se estudiaron todos los escenarios propuestos en la sección 3.3 del documento. Se decidió realizar un análisis financiero para cada uno de los escenarios propuestos porque de esta manera podrán compararse en términos financieros cada uno de los métodos de recuperación secundaria planteados, de igual modo, la evaluación financiera brindará un criterio importante a la hora de elegir el plan de desarrollo del campo, en donde además se tendrán en cuenta aspectos como la viabilidad de ejecución y el punto de vista técnico.

Como punto de partida se definieron los valores que serán utilizados para el análisis, los cuales se mantendrán constantes a lo largo de la realización del proyecto. El precio del barril de petróleo empleado se encuentra dentro de los rangos de precio promedio al cual se ha cotizado durante los años previos a la realización de este proyecto, sin embargo, se decide considerar el precio del barril de crudo WTI del día 8 de febrero de 2018 como el adecuado para continuar con el estudio financiero del proyecto. Se empleó el dólar como moneda debido a que es la moneda en la cual es comercializado el petróleo. La tasa de interés de oportunidad (TIO) asumida será de un 11 % efectivo anual, debido a que es la tasa de rentabilidad mínima esperada para aplicar el proyecto. En la **Tabla 8**. Se encontrará un resumen con el contenido de la información y el valor de las variables necesarias para realizar el estudio, además se considerará que ninguna de estas variables cambiará su valor en el período de tiempo de realización del proyecto.

Tabla 8. Valores de constantes económicas utilizadas

Variable	Valor
Precio del barril de crudo	55 USD/bbl
Precio del dólar (TMR)	3000 COP/USD
Tasa de interés de oportunidad	11%

Fuente: elaboración propia.

La evaluación financiera del proyecto se realizó analizando el indicador financiero valor presente neto (VPN) para un periodo de 30 años con intervalos correspondientes a un año. Se eligió esta metodología como la apropiada para evaluar el proyecto debido a que permite observar los flujos de caja para cada

periodo de tiempo, estimar el tiempo en que tardaría en recuperarse la inversión inicial realizada y porque es posible organizar los resultados de modo que se puedan comparar y visualizar de manera sencilla.

6.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PROPUESTA

El desarrollo de todos los escenarios propuestos requiere de una inversión constante durante el tiempo que se ejecute el proyecto, la cual estará destinada a tratamiento de fluidos, mantenimientos y demás operaciones que requieran de alguna inversión para mantener el proceso en condiciones óptimas, además, salvo el escenario base todos requieren de una inversión inicial para generar el cambio de modelo propuesto en cada caso.

Uno de los criterios más importantes para la aplicación de un escenario de inyección es la evaluación de los costos generados por la implementación del proyecto y de los costos que se requieren para permitir la operación adecuada del escenario. Por esta razón, cada escenario planteado considera la disponibilidad de recursos requeridos y la forma en que pueden optimizarse las operaciones de campo realizadas como lo son la inclusión de mantenimientos periódicos y la instalación de facilidades de producción pertinentes a cada uno de los escenarios.

Los costos necesarios para realizar el proyecto se clasifican en costos de inversión a capital CAPEX y costos de operación OPEX.

6.1.1 CAPEX. por su abreviación en inglés (Capital expenditures) es un egreso realizado por la empresa para adquirir o mejorar los activos, por lo tanto, su inversión es necesaria para adquirir o remodelar los equipos, maquinaria y bienes raíces de los cuales disponga o requiera la empresa.

El valor del CAPEX que se utilizará para la evaluación financiera del proyecto incluye la perforación de nuevos pozos, los completamientos requeridos por los pozos nuevos, la instalación de facilidades de producción para cada uno de los escenarios, los workover, la compra de equipos requeridos y las intervenciones que necesiten los pozos de cada escenario para completar la construcción de los diferentes métodos de inyección de agua planteados.

En la **Tabla 9** pueden observarse los valores que se emplearon para la construcción del CAPEX de cada escenario.

Tabla 9. Costos de operaciones

Operación realizada	Costo (dólares)
Perforación pozo productor	2200000
Perforación pozo inyector	2200000
Completamiento pozo inyector	300000
Completamiento pozo productor	500000
Workover productor a inyector	350000
Workover inyector a productor	350000
Abandono de pozo	130000

Fuente: elaboración propia.

Para efectos de este estudio, se planteará un CAPEX que corresponda con cada uno de los escenarios y que permita su desarrollo adecuado, el valor final del CAPEX para cada escenario se encuentra descritos en la **Tabla 10**. Sin embargo, es importante mencionar que debido a que el proyecto se encuentra en una fase de planeación inicial este egreso podría variar al momento de la ejecución del proyecto.

Tabla 10. CAPEX inicial para cada uno de los escenarios planteados.

Escenario	Valor del CAPEX planteado (Dólares)
Escenario base	0
Escenario 1: Continuidad operativa con incremento de tasa de inyección.	500.000
Escenario 2: Reactivación de pozos para continuar el patrón de inyección de siete pozos normal.	14.250.000
Escenario 3: Reactivación de los patrones de inyección mediante la configuración de siete pozos invertido en una reducción de espaciamiento.	261.950.000
Escenario 4: Reactivación de los patrones de inyección de cinco pozos normal.	149.900.000

Fuente: elaboración propia.

6.1.2 OPEX. Por su abreviación en inglés (Operation expenditures) es un egreso permanente, necesario para el funcionamiento óptimo de las operaciones de la empresa, incluyendo el sueldo de los trabajadores, el costo de los procesos que

se realizan a diario como lo son el tratamiento realizado a los fluidos producidos y demás operaciones rutinarias, servicios públicos, y demás gastos.

Tomando en cuenta los egresos de operaciones similares realizadas en el pasado y por medio de un escalamiento apropiado en los gastos del bloque B del Campo, se podrán obtener valores pertinentes que sirvan de guía para estimar un OPEX adecuado para cada modelo, de igual manera, todos los escenarios propuestos contarán con el mismo OPEX inicial y este incrementará en los siguientes periodos de tiempo para cada caso. El OPEX actual del campo es de aproximadamente 180.000 dólares año para cada uno de los pozos activos, de manera que el OPEX actual del bloque B es de 4.500.000 dólares año.

Adicional al costo estimado que requiere un pozo para una óptima operación, al OPEX del proyecto se añade el tratamiento que requieren los fluidos producidos, de manera que en la **Tabla 11** se encuentra la información acerca del costo que requiere el tratamiento de un barril de fluido producido. El costo del manejo de cada uno de los fluidos producidos se considerará como un valor constante durante el periodo que se realiza la evaluación financiera.

Tabla 11. Costo manejo de fluidos producidos

Tratamiento realizado	Costo(\$ _{us})
Manejo barril de oil	0,19
Manejo barril de fluido	0,1
Manejo barril de agua	0,16

Fuente: elaboración propia.

El análisis de costos de inversión a capital CAPEX, costos de operación OPEX e ingresos serán descritos detalladamente en cada flujo de caja correspondiente a un período de tiempo específico. Una de las razones para mantener los valores constantes en estas variables es que de esta manera se brinda la posibilidad de observar cada uno de sus cambios en el comportamiento a medida que transcurre el tiempo.

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA POR MEDIO DEL VALOR PRESENTE NETO

En esta sección se describirá la evaluación financiera realizada para cada uno de los escenarios de inyección propuestos y por lo tanto se realizará un análisis detallado de los resultados obtenidos a partir de la simulación elaborada en el software SAHARA.

6.2.1 Valor presente neto. es un indicador financiero que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto mediante la relación de los egresos e ingresos futuros que tendrá una empresa en un periodo de tiempo definido. Una de las

características del uso de este método como evaluador financiero de un proyecto es que permite visualizar los flujos de caja para cada fracción de tiempo definida.

El VPN, por su manera de abreviación al español, puede calcularse por medio del uso de la **Ecuación 6**. Si el resultado es mayor a 0 indica que el proyecto es viable debido a que se generarán ganancias cercanas a las estimadas mediante este método, si por el contrario el resultado del análisis es menor o igual a 0 no existirán ganancias y el proyecto no debería continuar bajo los parámetros formulados.

Ecuación 7. Calculo de valor presente neto

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Fuente: BACA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. México: McGraw-Hill Interamericana. 2007. p90.

Donde:

1. VPN: Valor presente neto
FNE_n: Flujo neto de efectivo del año n, que corresponde al flujo neto de caja después de impuestos en el año n.
2. P: Inversión inicial en el año cero.
3. i: tasa de interés de oportunidad.

No se considerarán como métodos de recuperación viables los modelos en donde el VPN sea menor o igual a cero debido a que debe existir una rentabilidad mínima para considerar la realización del proyecto.

El objetivo de evaluar los diferentes escenarios propuestos es encontrar un método que permita incrementar la producción de petróleo de manera rentable, por lo tanto, debe analizarse detalladamente el comportamiento de los ingresos generados y su relación con los egresos, lo cual determinará si es financieramente viable la ejecución de un modelo de inyección de agua para el campo.

El cálculo realizado para determinar el aumento en la producción diaria para cada uno de los modelos evaluados fue determinado mediante la simulación del software Sahara quien mediante el método de flujo segregado se realizó la anterior predicción, de igual manera puede remitirse a la sección 3 para observar detalladamente la metodología empleada para determinar el valor incremental de producción.

Como primera medida, los ingresos provenientes del incremento de producción generados para cada uno de los modelos se sumarán a los que provienen de la

básica de producción, sin embargo, los dos tipos de ingreso deben considerarse por separado. Una de las razones para considerar los dos tipos de ingreso por separado, es la diferencia en la manera que se calcula la liquidación de regalías como parte del proceso que incentiva a generar más métodos de recobro secundario.

Las regalías, son una contraprestación económica que se debe pagar al Estado Colombiano a causa de la explotación de recursos naturales no renovables.³⁰ Debido a que el campo estudiado explota los hidrocarburos provenientes del subsuelo colombiano, debe considerarse el pago de regalías en el flujo de caja del proyecto.

El cálculo de las regalías se muestra a detalle en la **Tabla 12** la cual indica los diferentes tipos de impuestos y la manera en que se calcula.

Tabla 12. Cálculo de liquidación de regalías para cada tipo de ingreso.

Producción BPD	Porcentaje de liquidación en regalías
Hasta 5000	8%
De 5000 a 125000	$\% = 8 + (\text{producción} - 5000) * 0,10$
De 125000 a 400000	20%
De 400000 a 600000	$\% = 20 + (\text{producción} - 400000) * 0,25$
Más de 600000	25%

Fuente: Colombia. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. (23, Julio, 2002). Diario oficial, D.C., 2002.p 20; modificado por autores

Por otra parte, el impuesto de renta también debe ser considerado en el flujo de caja del proyecto debido a que se define como el impuesto que debe aplicarse a un contribuyente que es susceptible de producir un incremento neto del patrimonio en el momento de su percepción, de manera que se consideren los costos y gastos en que se incurre para producirlos. Este impuesto se calculará para un período de tiempo anual.

El impuesto de renta será calculado como el 33% de las utilidades gravables totales de cada uno de los escenarios del proyecto.

³⁰ Constitución Política de Colombia. Artículo 360. 1991.

6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Antes de establecer el escenario que debe implementarse en el campo estudiado, se realizó un ajuste en las condiciones técnicas que podrían implementarse, de manera que se encontró el método actual más rentable de realizar cada uno de estos escenarios, posteriormente se compararon los resultados provenientes del análisis técnico-financiero realizado, para ello se confrontaron los valores obtenidos para cada caso del indicador financiero VPN, a manera de resumen se encontrarán estos resultados en la **Tabla 13**.

Tabla 13. VPN de los diferentes escenarios estudiados.

Escenario	VPN
Base	677.000
Inyección selectiva 50%	-2.184.000
Inyección selectiva 100%	-5.522.000
7 pozos normal	4.081.000
7 pozos invertido	-87.571.000
5 pozos normal	4.408.000

Fuente: elaboración propia.

Adicional al estudio del VPN, se determinaron las fechas en que finalizaría la etapa de adecuación del proyecto y el tiempo de recuperación de la inversión realizada como aspectos técnico financieros que ayudaron en la elección del escenario más adecuado para la posterior implementación. En la **Tabla 14**. Se encuentran las fechas de finalización de adecuaciones y recuperación de la inversión. Debido a que el escenario base no requiere de ninguna inversión, la fecha de adecuación y recuperación de la inversión serán iguales y ambas se encontrarán en el período inicial del análisis.

Tabla 14. Fechas de finalización de adecuación y recuperación de la inversión realizada.

Escenario	Fecha finalización de adecuación	Fecha recuperación de la inversión realizada.
Escenario Base	01/01/2019	No se realizó inversión
Inyección selectiva 50%	01/01/2019	No se recupera inversión
Inyección selectiva 100%	01/01/2019	No se recupera inversión

7 pozos normal	01/02/2020	01/08/2021
7 pozos invertido	01/01/2022	No se recupera inversión
5 pozos normal	01/08/2021	01/10/2028

Fuente: elaboración propia.

Con los resultados previamente obtenidos y luego de analizar los resultados de la evaluación financiera que se encuentran en la **Tabla 13 y Tabla 14** se determinó que los escenarios 5 pozos normal y 7 pozos normal son los escenarios que mejor rendimiento ofrecen respecto a los demás escenarios evaluados.

Con respecto al escenario base, los resultados muestran un escenario en donde existe una rentabilidad para el periodo en el que transcurre el proyecto, sin embargo, en el análisis técnico no se obtienen los mejores resultados, debido a que si se continua el desarrollo del campo bajo este escenario, esta zona del campo dejará de ser productiva desde el año 2025, de manera que después del año mencionado no producirá más petróleo y por tanto no incrementará los ingresos de la empresa. La razón por la cual este escenario resulta con un VPN atractivo es debido a que no requiere de una inversión inicial para producir petróleo.

Los escenarios de incremento de inyección selectiva en una tasa incremental del 50% y 100% mostraron resultados poco deseados, debido a que en ambos casos el petróleo se agotó antes de terminar el periodo de estudio del proyecto, de manera que ninguno tendrá producción de aceite en el año 2039. En el caso de la inyección selectiva con incremento en la tasa de inyección en un 50% el periodo en el cual se espera que para el año 2025 se acabe la producción de petróleo, por otra parte, en el caso de aplicar una inyección selectiva con incremento en la tasa de inyección en un 100%, la producción se detendrá en el año 2023.

Sin embargo, debido a que la canalización que ocurre en el escenario de inyección en donde se aumenta la tasa de inyección en un 100% ocurre en un transcurso de tiempo menor a lo que ocurre en el escenario base produce un escenario que no será rentable y por lo tanto inviable desde el punto de vista financiero.

Los resultados obtenidos para el escenario en el que se realizaron conversiones y activaciones de pozos con el objetivo de ordenarlos en un patrón geométrico de 7 pozos normal son atractivos desde el punto de vista técnico y financiero, debido a que su implementación brinda una rentabilidad mayor a los escenarios anteriormente considerados, además de encontrar que a lo largo de su implementación y para el periodo estudiado la producción de petróleo no declinará hasta el punto en que se agote totalmente el yacimiento. Este escenario tiene la ventaja de ser el de menor inversión respecto a los tres escenarios en donde se

realiza una inversión inicial, además de ser el escenario que recupera la inversión en un período de tiempo más corto.

Por otra parte, el escenario 7 pozos invertido requiere de una inversión elevada comparado con los otros casos de inyección evaluados y aunque los volúmenes de producción de petróleo superen los volúmenes de producción obtenidos en los casos anteriores, la evaluación financiera realizada encontró que este caso no es rentable y en consecuencia no debe ser factible su aplicación.

Finalmente, el escenario 5 pozos normal, el cual es el escenario de mayor producción de petróleo requiere de una inversión menor que el escenario 7 pozos invertido, de manera que la evaluación financiera realizada demostrará que este escenario es rentable. Luego de realizar el análisis financiero, se encontró que el escenario 5 pozos normal es el más adecuado para una posterior implementación porque este escenario es el que posee el mejor desempeño a nivel técnico, además, la evaluación financiera indica que este escenario es rentable y este ofrece la ventaja de tener un período de recuperación de la inversión menor a 10 años. Razones por las cuales se elige como el mejor de los escenarios planteados para una posterior implementación.

6.4 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Luego de comparar los diferentes métodos de inyección mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), se concluye que el escenario 5 pozos normal, es el adecuado para continuar con el desarrollo del campo, por otra parte, se utiliza una tasa interna de oportunidad (TIO) del 11% con el objetivo de evaluar acertadamente el proyecto en términos financieros. Finalmente se requiere de una inversión de 149.900.000 millones de dólares, la cual será recuperada en un plazo de 6 años bajo las condiciones establecidas de operación.

7. CONCLUSIONES

A continuación, se hace un resumen de las principales conclusiones producto de la realización del presente trabajo.

- Se establecieron los subciclos de la Formación Barco como capas en el desarrollo del proyecto.
- Se aplicó la sarta selectiva en la Formación Barco, con esta configuración se puede controlar los ciclos que más aportan petróleo y a la vez los que más aportan agua. Se identificaron los ciclos que más aportaban petróleo fueron ciclo II y ciclo III, con aportes de 41 MBO y 10.8 MBO respectivamente.
- Se realizó el ajuste histórico con un error aproximado del 5% permitiendo así unos resultados muy cercanos a los que podrían obtenerse en la realidad.
- El factor de recobro del escenario 1 fue de 15.51% y 15.52%, del escenario 2 fue de 17%, del escenario 3 fue de 17.2% y del escenario 4 un 17.4%.
- Se determinó que el escenario 4 es la mejor opción técnica, teniendo en cuenta el aumento significativo del factor de recobro en 2.2%, con una producción de 59824.
- El indicador financiero VPN determinó que el escenario 4 es el más rentable de los casos estudiados, debido a que, en comparación con los otros escenarios, este escenario obtuvo el mayor VPN en caso de ser aplicado. Por otra parte, el resultado del VPN del escenario 4 es consecuencia a una inversión menor a 150.000.000 dólares, de manera que el aumento en la producción generado por este método de inyección brindará una recuperación en la inversión en un período de 9 años.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar la actualización del modelo geológico para todas las regiones del Campo, de manera que se obtenga un mejor modelamiento de las propiedades petrofísicas y sea más detallado.
- Evaluar la posibilidad de implementar una inyección mediante la reducción de espaciamiento en los patrones en las demás zonas del Campo, debido a que estos arreglos fueron los de mayor producción de petróleo y podrían generar más ganancias en general.
- Realizar una toma de registros ILT (Injection Log Test) en los pozos inyectoros activos antes de realizar la implementación de cualquier escenario, para determinar el comportamiento de la inyección y actualizar los datos de la estimulación realizada en la región B del Campo.
- Estudiar la posibilidad de realizar más cañoneos en diferentes zonas de pozos activos o inactivos actualmente en el Campo para mejorar la producción de petróleo, ya que varios pozos sólo cuentan con uno o tres cañoneos y estos solo abarcan un subciclo de toda la Formación Barco.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). IEP_Mayo_03_2018-1[Base de datos]. [Consultado 10 de abril de 2018]. Disponible en <<http://www.anh.gov.co/Cuencas-Sedimentarias.aspx>.

_____. Cuencas0sedimentarias colombianas.pdf.2007. [citado 20 Abril de2018].

BOUMAN Y GIBSON. A Geological Review of the Barco Área. Reporte Interno Colpet. ISN 426. 1964.

BACA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. México McGraw-Hill Interamericana, 2007.

CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Venezuela, 1997.

ECOPETROL-ICP. Evaluación de la Cuenca del Catatumbo. Reporte de exploración y producción. Colombia, 1991.

ECOPETROL S.A. Informe técnico Ministerio de Minas. Colombia, 2017.

ECOPETROL-ICP. Patronamiento Bioestratigráfico de un área en el sur de la Cuenca del Catatumbo. Ecopetrol-ICP. Reporte interno División de Exploración y Producción. 6 volúmenes. 1998.

EXXON. Regional Petroleum Geology, Catatumbo Basin, Colombia. Informe Interno. ECOPETROL. 1993.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá. ICONTEC, 2008. 33p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura NTC 5613. 1 ed. Bogotá. El instituto, 2008. 38p.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1ed. Bogotá. El instituto, 1998. 23p.

INTERFACES S.A. Manual de instrucciones y operación de la herramienta SAHARA. Buenos Aires: Interfaces, versión 3.2.554, 2011. [PDF].

LAKE, LW. SCHIMT, R.L. y VENUTO, P.B., A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1900s, 1992.

MONDRAGÓN, J.C. et al. Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo. ECOPETROL-AEX. Reporte interno. 2002.

MONROY ALVARADO, Brandol Jair; PERÉZ SANCHÉZ, José David; Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del Bloque V centro del Campo Yariguí-Cantagallo mediante el software SAHARA. Bogotá: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Proyecto de grado para optar al Título de Ingeniero de petróleos, 2016.

NOTESTEIN. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia South America. Bulletin of Geological Society of America. Vol. 55-10.1944.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001.

PETROBRAS. Informe geología Formación Barco. 2006.

RICHARDS. Cretaceous Section in the Barco Area of Northeastern Colombia. AAPG Bulletin. 1968.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea]. [14 de Febrero de 2018] disponible en:
www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/displacement_efficiency.aspx

TAREK Ahmed. Reservoir engineering handbook. 2001.

VAN DER HAMMEN. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos. *Ibíd.*, Vol. 6, No 1-3. 1958.

VAN HOUTEN, James. Late Cenozoic Guayabo Delta Complex in Southwestern Maracaibo Basin, Northeastern Colombia In Caribbean South America Plate Boundary and Regional Tectonics. Memoir, 1984.

VILLAMIL; PINDELL; ARIAS; CARDONA.; Informe técnico Ministerio de Minas. 2017.

ANEXOS

ANEXO A

PRODUCCIÓN POR AÑO Y ESCENARIO DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Anexo A. Producción de fluidos caso base

Caso Base			
Año	Producción Oil (Bo)	Producción Agua (BW)	Producción de Fluidos (BF)
2019	205.668	793.519	999.184
2020	156.844	917.332	1.074.179
2021	118.723	944.361	1.063.087
2022	44.861	1.008.706	1.053.568
2023	24.340	1.112.313	1.136.641
2024	20.341	1.141.340	1.161.682
2025	5.767	1.135.015	1.140.783

ANEXO B

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CASO 5 POZOS NORMALES

Anexo B. Producción de fluidos caso 5 pozos normales

Año	Producción Oil (Bo)	Producción Agua (BW)	Producción de Fluidos (BF)
2019	801.897	572.244	1.374.135
2020	921.241	2.285.797	4.024.848
2021	1.319.818	4.834.463	7.095.356
2022	1.155.943	6.381.517	8.180.024
2023	916.727	6.994.050	8.235.556
2024	774.867	7.432.883	8.302.039
2025	679.231	7.684.580	8.328.457
2026	593.386	7.870.315	8.351.013
2027	516.528	7.994.299	8.362.791
2028	449.958	8.075.416	8.370.510
2029	395.401	8.132.194	8.375.897
2030	349.782	8.178.698	8.380.321
2031	310.142	8.215.476	8.383.817
2032	275.900	8.245.032	8.386.623
2033	245.668	8.269.098	8.388.912
2034	219.720	8.288.221	8.390.727
2035	198.195	8.304.506	8.392.266
2036	180.316	8.317.692	8.393.527
2037	163.948	8.328.840	8.394.583
2038	149.039	8.339.021	8.395.546
2039	136.281	8.348.052	8.396.416
2040	125.306	8.355.860	8.397.152
2041	115.557	8.362.306	8.397.766
2042	106.779	8.367.895	8.398.298
2043	99.344	8.373.059	8.398.788
2044	92.626	8.377.577	8.399.214
2045	86.142	8.381.024	8.399.545
2046	80.340	8.383.758	8.399.810
2047	75.249	8.386.331	8.400.053
2048	70.334	8.388.645	8.400.269
2049	5.754	8.390.685	8.400.466

ANEXO C

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CASO 7 POZOS NORMAL

Anexo C. Producción de fluidos caso 7 pozos normal

Año	Producción Oil (Bo)	Producción Agua (BW)	Producción de Fluidos (BF)
2019	263.930	845.779	1.109.712
2020	406.904	906.397	1.313.298
2021	342.478	940.228	1.282.709
2022	300.909	923.584	1.224.500
2023	256.094	972.508	1.228.602
2024	225.577	1.001.623	1.227.197
2025	184.771	1.052.046	1.236.817
2026	159.778	1.084.835	1.244.613
2027	143.319	1.103.202	1.246.503
2028	135.226	1.112.128	1.247.357
2029	119.075	1.129.976	1.249.053
2030	110.691	1.139.244	1.249.935
2031	102.445	1.148.349	1.250.807
2032	86.133	1.166.378	1.252.511
2033	80.436	1.172.690	1.253.108
2034	79.056	1.174.209	1.253.252
2035	73.009	1.180.879	1.253.888
2036	69.578	1.184.671	1.254.250
2037	69.569	1.184.681	1.254.250
2038	69.569	1.184.681	1.254.250
2039	68.031	1.186.377	1.254.409
2040	64.530	1.190.243	1.254.773
2041	58.449	1.196.972	1.255.424
2042	55.772	1.199.938	1.255.710
2043	55.772	1.199.938	1.255.710
2044	55.772	1.199.938	1.255.710
2045	46.069	1.210.642	1.256.710
2046	43.435	1.213.552	1.256.987
2047	43.376	1.213.617	1.256.993
2048	37.882	1.219.698	1.257.580
2049	27.561	1.231.093	1.258.666

ANEXO D

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CASO 7 POZOS INVERTIDO

Anexo D. Producción de fluidos caso 7 pozos invertido

Año	Producción Oil (Bo)	Producción Agua (BW)	Producción de Fluidos (BF)
2019	758.321	654.462	1.412.787
2020	1.655.806	2.187.904	3.843.707
2021	1.817.779	4.636.911	6.454.702
2022	1.384.132	7.048.608	8.432.737
2023	1.066.135	7.841.476	8.907.618
2024	821.016	8.111.896	8.932.912
2025	653.393	8.297.118	8.950.512
2026	527.053	8.436.722	8.963.778
2027	426.798	8.547.508	8.974.309
2028	343.933	8.639.075	8.983.011
2029	275.784	8.714.381	8.990.162
2030	219.885	8.776.138	8.996.033
2031	177.087	8.823.441	9.000.522
2032	143.790	8.860.228	9.004.022
2033	116.540	8.890.343	9.006.877
2034	93.035	8.916.313	9.009.349
2035	75.147	8.936.077	9.011.230
2036	60.817	8.951.915	9.012.732
2037	48.798	8.965.199	9.013.994
2038	38.957	8.976.068	9.015.022
2039	31.427	8.984.391	9.015.818
2040	25.291	8.991.174	9.016.466
2041	20.382	8.996.597	9.016.979
2042	16.911	9.000.430	9.017.344
2043	13.882	9.003.781	9.017.660
2044	11.298	9.006.636	9.017.937
2045	9.038	9.009.136	9.018.171
2046	7.196	9.011.179	9.018.363
2047	5.782	9.012.750	9.018.515
2048	4.594	9.014.052	9.018.642
2049	3.633	9.015.107	9.018.746

ANEXO E

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CASO AUMENTO EN LA TASA DE INYECCIÓN EN UN 50%.

Anexo E. Producción de fluidos caso aumento en la tasa de inyección en un 50%.

Inyección selectiva 50%			
Año	Producción Oil (Bo)	Producción Agua (BW)	Producción de Fluidos (BF)
2019	205.668	41.060	999.185
2020	156.844	62.050	1.074.180
2021	118.723	62.050	1.063.087
2022	44.862	90.104	1.053.568
2023	24.341	98.112	1.136.642
2024	20.341	98.112	1.161.682
2025	5.768	98.112	1.140.783
2026	-	-	1.141.392

ANEXO F

PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CASO AUMENTO EN LA TASA DE INYECCIÓN EN UN 100%

Anexo F. Producción de fluidos caso aumento en la tasa de inyección en un 100%.

Inyección selectiva 100%			
Año	Producción Oil (Bo)	Producción Agua (BW)	Producción de Fluidos (BF)
2019	234.704	360.924	1.623.907
2020	145.094	454.974	1.695.608
2021	3.122	453.549	1.729.841
2022	216	453.549	1.747.234
2023	216	464.262	1.904.251

ANEXO G

ESTADO MECÁNICO ACTUAL DE UN POZO DEL BLOQUE B DEL CAMPO

Anexo G. Estado mecánico actual de un pozo del bloque B del Campo cañoneado entre 4100 a 4700 ft.

