

Evaluación técnica y económica de esquemas de explotación para un yacimiento ubicado en la cuenca del valle superior del Magdalena sometido a inyección de agua

Ronald Mauricio Roa Beltrán

Tesis de aplicación para optar el título de Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

Alberto Raúl Pinzón Díaz

Magister en ingeniería de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería De Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A Dios todo poderoso por darme su bendición y salud,

A mi compañera de vida por su incondicional soporte,

A Samuel y Sarahi Sofía que son y serán mi amor verdadero

A mi adorada madre Luz Dary por su carisma y berraquera,

A mis hermanos con quienes tuve que aprender a qué sabe la vida.

Agradecimientos

Expreso mis agradecimientos a todas las personas y organizaciones que de una u otra forma hicieron posible la realización de este trabajo, principalmente a:

A CNOOC Petroleum Colombia Ltd por el apoyo económico, disposición de la información y flexibilidad de tiempo.

Al ingeniero Alberto Raúl Pinzón, por su oportuna colaboración.

Al Dr. Emiliano Ariza y al ingeniero Francisco García, por todo el soporte requerido durante el proceso de realización de la maestría y proyecto de aplicación.

A los profesores M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro y la Dra. Olga Patricia Ortiz Cancino por su valiosa revisión y aporte al desarrollo de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander.

A CMG en especial al Ing. Víctor Salazar y su equipo de trabajo que estuvieron siempre disponibles para el soporte técnico requerido.

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Marco de referencia	18
2.1 Marco Práctico	18
2.1.1 Localización del Campo	18
2.1.2 Ingeniería de Yacimientos.	19
2.1.2.1 Descripción del Yacimiento.....	19
2.1.2.1.1 Descripción Geológica.....	19
2.1.2.1.2 Propiedades de la Roca.	25
2.1.2.1.3 Propiedades de los Fluidos.....	35
2.1.2.2 Historia de producción e inyección.....	46
2.2 Antecedentes Investigativos.....	51
2.3 Marco Teórico.....	55
2.3.1 Recuperación Primaria.....	55
2.3.2 Inyección de agua como método de recuperación secundaria	56
2.3.2.1 Inyección de Agua.	56
2.3.2.2 Factores que controlan el recobro por inyección de agua.	57

2.3.2.3 Control de Movilidad.....	57
2.3.3 Simulación Numérica de Yacimientos.....	59
2.3.4 Inteligencia Artificial y Machine Learning.....	59
2.3.4.1 Inteligencia Artificial.....	60
2.3.4.2 Extracción de datos (Data Mining).....	60
2.3.4.3 Machine Learning.....	60
3. Metodología.....	61
3.1 Modelo Estático.....	61
3.2 Ajuste histórico del modelo.....	66
3.2.1 Análisis de sensibilidad.....	70
3.2.2 Determinación del menor Error Global.....	75
3.3 Definición del Caso Base.....	86
3.3.1 Pronostico Probabilístico.....	87
3.4 Escenarios de esquemas de explotación.....	90
3.4.1 Escenario 1 o escenario de mayor inversión de capital:.....	91
3.4.2 Escenario 2 o de menor inversión de capital:.....	96
4. Análisis de Resultados.....	98
4.1 Resultados escenario 1.....	98
4.2 Resultados escenarios 2.....	108
5. Análisis Económico de los escenarios.....	111
5.1 Evaluación Económica Escenario 1.....	113
5.1.1 Distribución probabilística de los casos positivos.....	115
5.1 Evaluación Económica Escenario 2.....	117

6. Conclusiones 119

7. Recomendaciones 120

Referencias Bibliográficas 121

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica del campo estudio.	18
Figura 2. Correlación estructural a través de todo el campo.....	22
Figura 3. Correlación en profundidad de los pozos P-5, 3, 14, 1 y 7.....	23
Figura 4. Registro del pozo P-1 con intervalos probados en agua y en aceite.....	25
Figura 5. Grafica Fracción capacidad de flujo versus la fracción del volumen de poro.....	27
Figura 6 Gráfico semilogarítmico de porosidad versus permeabilidad. Arenas-1-2&3.	28
Figura 7. Gráfico semilogarítmico de porosidad versus permeabilidad. Arenas-4&5 pozos P-47 y P-73 del campo análogo.	29
Figura 8 Comparación por grupo de arenas datos de porosidad-permeabilidad de corazones (Izquierda) y mediante correlaciones y registros eléctricos (Derecha).....	30
Figura 9. Relación Kv/kh para ARSU.	32
Figura 10. Curva de permeabilidades relativas de las arenas superiores.....	33
Figura 11. Curvas de permeabilidad Relativa, ARSU – P-047 Campo análogo.	34
Figura 12. Compresibilidad del volumen poroso, ARSU pozo P-47.....	35
Figura 13. Relación factor volumétrico del aceite (B_o) versus presión. Pozo P-1.	37
Figura 14. Relación R_s versus presión. Pozo P-1.	37
Figura 15. Relación B_g versus presión. Pozo P-1.....	38
Figura 16. Viscosidad del crudo versus presión. Pozo P-1.....	38
Figura 17. Compresibilidad del versus presión, Pozo P-1.....	39

Figura 18. Comportamiento de los cloruros, pozo P-01	40
Figura 19. Resumen de los contactos de todos pozos.....	42
Figura 20. Datos MDT obtenidos en toda la columna investigada pozo P-1	44
Figura 21. Calculo gradiente inicial, ARSU – Pozo P-1.	45
Figura 22. Información MDT para areniscas superiores por intervalos. P-01.....	46
Figura 23. Mapa estructural del campo al tope de las arenas.	48
Figura 24. Comparación Inyección y Producción de los pozos P-3 (Productor) y P-5 (Inyector).....	49
Figura 25. Historia de producción e inyección del campo.....	50
Figura 26. Definiciones propuestas de EOR e IOR.	53
Figura 27. Vista planta de la estructura del modelo.....	62
Figura 28. Correlación de pozo utilizada para la definición de capas.	63
Figura 29. Zonas de equilibrio del campo.	65
Figura 30. Gráfica presión vs tiempo incluida en el modelo base de ajuste.....	67
Figura 31. Corrida base del modelo actualizado.....	69
Figura 32. Resultado presión simulada en la corrida base.....	70
Figura 33. Porcentajes de influencia de cada parámetro sobre la producción de aceite acumulado.	72
Figura 34. Porcentajes de influencia de cada parámetro sobre la producción de agua acumulada.	73
Figura 35. Porcentajes de influencia de cada parámetro sobre la producción de gas acumulada.	74
Figura 36. Volumen de agua acumulada por variación de los parámetros.	75

Figura 37. Variación de la porosidad durante la sensibilidad y ajuste histórico.....	78
Figura 38. Número de casos corridos en CMOST y solución óptima.	79
Figura 39. Histograma de frecuencia Error Global.....	80
Figura 40. Histograma de frecuencia Error Aceite Acumulado.	81
Figura 41. Histograma de frecuencia Error Agua Acumulado	82
Figura 42. Histograma de frecuencia Error Gas Acumulado.....	83
Figura 43. Ajuste de fluidos del campo.	84
Figura 44. Ajuste histórico de la presión promedio de yacimiento.	85
Figura 45. Proyección caso base para producción de fluidos.	87
Figura 46. Producción acumulada de los 100 mejores casos.....	89
Figura 47. Histograma de frecuencias acumulado de petróleo del pronóstico probabilístico.	90
Figura 48. Posiciones evaluadas para los pozos P-17 y P12.....	93
Figura 49. Posiciones evaluadas para los pozos P-15 y P-16.	94
Figura 50. Estado final elegido para el pozo P-12.....	99
Figura 51. Estado final elegido para el pozo P-15.....	100
Figura 52. Estado final elegido para el pozo P-16.....	101
Figura 53. Estado final elegido para el pozo P-17.....	102
Figura 54. Trayectorias y estados de los pozos seleccionados.	103
Figura 55. Perfiles de producción de aceite evaluados.	104
Figura 56. Producción de agua acumulada de los escenarios evaluados.	105
Figura 57. Producción de aceite acumulada (Np) versus Tiempo. Escenario 1.	106
Figura 58. Produccion e Inyección del Caso base Vs Caso Seleccionado.....	107
Figura 59. Presión de Yacimiento Caso Base Vs Presión Caso seleccionado.....	108

Figura 60. Perfil de producción aceite casos corrido – escenario baja inversión.	110
Figura 61. Perfil de producción agua casos corrido – escenario baja inversión.	110
Figura 62. Produccion acumulada de aceite NP vs tiempo, escenario 2.....	111
Figura 63. Valores presentes netos calculados para el escenario 1.....	114
Figura 64. Histograma de frecuencias valor presente neto escenario 1.....	115
Figura 65. Distribución acumulada de probabilidad de VPN positivos, escenario 1.	116
Figura 66. Valores presentes netos calculados para el escenario 2.....	118

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Distribución porcentual de las litologías en las diferentes Formaciones.....	20
Tabla 2. Resumen de las pruebas iniciales para el pozo P-1.	24
Tabla 3. Resultados petrofísica básica realizada al corazón del pozo P-2.....	26
Tabla 4. Propiedades de rocas de corazones.....	31
Tabla 5. Gravedad API de las muestras crudo intervalos 5-8 Pozo P-1.	36
Tabla 6. Propiedades de los fluidos	36
Tabla 7. Propiedades del agua de formación durante las pruebas iniciales. Pozo P-1.	41
Tabla 8. Capas del modelo campo estudio.....	64
Tabla 9. Zonas de Equilibrio del Campo	64
Tabla 10. Valores seleccionados para alcanzar el ajuste histórico.	86
Tabla 11. Parámetros evaluado en el escenario 1.	95
Tabla 12. Parámetros de variación en el escenario 2.	97
Tabla 13. Configuración final seleccionada.....	109
Tabla 14. Datos de entrada al modelo económico.	112
Tabla 15. Indicadores económicos CNOOC Petroleum Colombia Limited.....	114
Tabla 16. Indicadores Económicos Percentil P50 de los VPN positivos.....	116

Glosario

ARIN: arenas inferiores.

ARSU: arenas superiores.

Boi: factor volumétrico del petróleo.

EOR: enhanced oil recovery

Infill: entre pozos.

IOR: improved oil recovery.

MDT: modular dynamic tester

OOIP: original oil in place – aceite original en sitio.

PVT: abreviatura para presión, volumen, temperatura.

Rsi: relación de gas en solución inicial

TVDss: profundidad vertical sobre el nivel del mar o true vertical depth sub sea.

VPN: valor presente neto.

Resumen

Título: Evaluación técnica y económica de esquemas de explotación para un yacimiento ubicado en la cuenca del valle superior del Magdalena sometido a inyección de agua *.

Autor: Ronald Mauricio Roa Beltrán**

Palabras Claves: Esquemas de explotación, simulación numérica, inyección de agua.

Descripción:

Considerando la necesidad de suplir la demanda energética nacional, es imperativo generar opciones de explotación para los activos colombianos, que permitan poder incrementar el factor de recobro, contribuir en el incremento de reservas probadas del país. y que, a su vez, resulten económicamente atractivas para las compañías operadoras. Para ello, se evaluaron dos estrategias para determinar el mayor volumen de aceite incremental o incremento del factor de recobro último esperado para un tiempo de evaluación de 10 años en un yacimiento sometido a inyección de agua y que tiene como característica especial una baja presión inicial. La herramienta implementada para poder llevar a cabo el análisis fue la simulación de yacimientos y complementado con un modelo económico integrado que permitía no solo buscar el mayor volumen incremental, pero también la economicidad de cada caso evaluado. La primera estrategia nombrada como *escenario de mayor inversión de capital*, contemplaba la perforación de 4 pozos hacia los extremos del yacimiento. En este escenario se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de la ubicación o trayectorias de cada pozo, así como su estado inicial de productor o inyector y una optimización de los parámetros de operación de los pozos inyectores dependiendo de su estado inicial definido. Para la segunda estrategia nombrada como *escenario de menor inversión de capital*, se contemplaba la evaluación de conversión de todos los pozos productores actuales y la optimización de los parámetros de inyección y el mejor tiempo de conversión definido entre un rango de 0 a 6 meses.

De acuerdo con los resultados de los escenarios evaluados, se estableció que la mejor opción de explotación a proponer en el campo es la perforación de 2 pozos productores y dos pozos inyectores periféricos presentando indicadores económicos interesantes para la compañía.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería De Petróleos Maestría en Ingeniería De Yacimientos Director Alberto Raúl Pinzón Magister en ingeniería de hidrocarburos.

Summary

Title: Technical and economic evaluation of exploitation schemes for a reservoir located in the upper Magdalena basing under water injection*.

Author: Ronald Mauricio Roa Beltrán**

Keywords: Exploitation schemes, numerical simulation, water injection.

Description:

Considering the need to meet the national energy demand, it is imperative to generate exploitation options for Colombian assets, which will allow the recovery factor to be increased and contribute to the increase of the proven reserves in the country, and in turn, be economically attractive to operating companies. To this end, two strategies were evaluated to determine the highest volume of incremental oil or increase the estimated ultimate recovery for an evaluation time of 10 years in a field under water injection and which has a special characteristic of low initial reservoir pressure. The implemented tool to carry out this study was the reservoir simulation and complemented with an integrated economic model allowing not only looking for the highest oil incremental, but also the profitability of every evaluated case. The first strategy called *higher capital investment scenario*, included the drilling of 4 wells toward the ends of the reservoir. In this scenario, a sensitivity analysis to the well locations or trajectories was performed as well as their initial producer or injector status and an optimization of the operating parameters of the injector wells depending on their defined initial status. The second strategy named *lower capital investment scenario*, it was evaluated the conversion of existing producing wells and the operational optimization of the injectors and the best conversion time evaluated in a range of 0 to 6 months.

According to the results of the evaluated scenarios, it was established that the best exploitation option to proposed in the field, is the drilling of two producer wells and two peripheral injector wells presenting interesting economic indicators for the company.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería De Petróleos Maestría en Ingeniería De Yacimientos Director Alberto Raúl Pinzón Magister en ingeniería de hidrocarburos.

Introducción

Debido a la necesidad de poder alcanzar el mayor factor de recobro esperado en el campo estudio, es importante entender las condiciones físicas del yacimiento, y los posibles efectos que genera en la producción de fluidos, haciendo conveniente representarlo, mediante un ajuste histórico en simulación de yacimientos que, permitirá generar recomendaciones para la toma de decisiones para conseguir el objetivo de incremento de reservas. Implícitamente, ante cualquier operación que se proponga, siempre está la variable económica que entra a jugar un papel importante en la economicidad de las opciones evaluadas haciendo indispensable integrar un modelo económico de evaluación.

El panorama de desarrollo del campo inicialmente establecido contemplaba como la mejor manera de explotación del yacimiento la inyección periférica de agua para alcanzar el mayor factor de recobro, esto debido a la particularidad que presenta el yacimiento de una presión inicial baja de 650 psi a +275 pies verticales sobre el nivel del mar, condición que limita el potencial de los pozos y traza pautas operativas para la perforación, operaciones de completamiento y para su desarrollo. Actualmente es incierto poder afirmar cual va a ser la mejor manera de recuperar el petróleo, pero se intuye que la inyección periférica sigue siendo la mejor opción técnica y económica, debido a ángulo de las capas de alrededor de los 25° y dado a la infraestructura ya instalada en superficie, la cual, tiene capacidad de inyección de agua hasta 140,000 barriles por día y una disponibilidad de captación de agua cubierta por la licencia ambiental del bloque de explotación al cual pertenece el campo.

El pronóstico de producción determinístico del campo muestra un factor máximo de recobro a alcanzar de cerca del 20% bajo las condiciones operativas actuales, dejando sin producirse un volumen importante de hidrocarburos. Es por eso que, en el presente estudio se busca establecer la mejor opción de explotación del campo y, mediante simulación de yacimiento poder disminuir en cierta forma la incertidumbre de dichas opciones. A pesar de que la simulación de yacimientos se puede representar como plataforma numérica experimental, al lograr alcanzar un ajuste histórico numérico basado en el menor error de mínimos cuadrados entre las condiciones reales y simuladas, se estaría reduciendo la incertidumbre a los escenarios que se pronostiquen bajo los quemas establecidos.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se llevarán a cabo dos estrategias de evaluación como son: la evaluación de perforación de nuevos pozos (Productores e inyectores) altamente desviados, dado que esta técnica ha permitido poder alcanzar mayores áreas de las arenas objetivos y en consecuencia mejores productividades como es el caso del pozo P-4, y la conversión de pozos existentes a inyectores de agua. Un aspecto importante para tener en cuenta serán los parámetros operacionales cuando se evalúen los pozos inyectores nuevos o convertidos, así que se realizarán sensibilidades de la tasa y presión de inyección, generando múltiples respuestas a evaluar.

Finalmente, y no menos importante, los resultados de los escenarios propuestos serán evaluados económicamente para determinar su factibilidad de implementación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente esquemas de explotación para un yacimiento ubicado en la cuenca del valle superior del Magdalena sometido a inyección de agua.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar el ajuste histórico del modelo base de simulación del bloque norte del campo en estudio construido en el software de la compañía CMG, a partir de la inclusión de los eventos y pozos añadidos hasta la última campaña de perforación.
- Determinar el escenario que permita la obtención del máximo factor de recobro a partir de la sensibilización de la ubicación de nuevos pozos inyectores y productores.
- Efectuar un análisis de sensibilidad que permita la obtención de la mayor producción incremental por pozo a partir de la conversión de pozos productores a inyectores y la variación de los parámetros operacionales.
- Seleccionar el escenario que ofrezca la mayor rentabilidad a partir del análisis económico de los escenarios evaluados con simulación numérica.

2. Marco de referencia

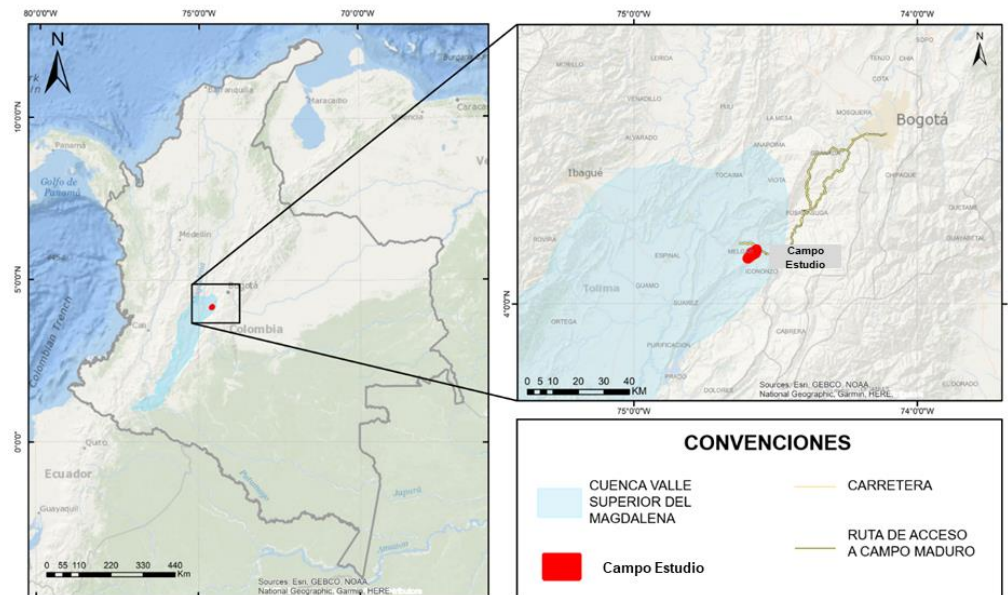
2.1 Marco Práctico

2.1.1 Localización del Campo

El campo estudio está localizado en la cuenca del valle superior del Magdalena en el departamento del Tolima municipio de Melgar a 100 kilómetros de Bogotá, geográficamente se encuentra en la cordillera central a una altura de aproximadamente 1000 metros sobre el nivel del mar. Figura 1

Figura 1.

Localización geográfica del campo estudio.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

2.1.2 Ingeniería de Yacimientos.

A continuación, se presenta la información básica de ingeniería de yacimientos del campo.

2.1.2.1 Descripción del Yacimiento.

2.1.2.1.1 Descripción Geológica. El campo está ubicado en la subcuenca de Girardot del Valle Superior del Magdalena, caracterizada por presentar sinclinales amplios de NNE A SSW y anticlinales en la misma dirección relacionados a fallas de cabalgamiento convergencia noroeste. La trampa estructural del campo en estudio es de tipo “subthrust”, y está formada por el sistema de cabalgamiento de escama delgada (*Thin skinned thrust system*) del Boquerón con vergencia hacia el occidente y rumbo NE-SW. En el campo la falla de Boquerón sobrepone los shales del Villeta sobre las arenas de la formación Guadalupe formando un sello efectivo al yacimiento, así como los shales del Guaduas sellan efectivamente la trampa en el bloque yacente.

El grupo Guadalupe son un conjunto de rocas sedimentarias acumuladas durante el Cretáceo Superior, estratigráficamente dividido en cuatro unidades con rangos de formación de base a tope denominadas como formación arenisca dura, Plaeners, Arenisca de labor y Arenisca tierna Pérez, G., & Salazar, A. (1978). Estas formaciones se distribuyen litológicamente de la siguiente manera tal como se muestra en la tabla 1:

Tabla 1.*Distribución porcentual de las litologías en las diferentes Formaciones*

	Arenisca Dura	Plaeners	Arenisca de Labor	Arenisca Tierna
	%	%	%	%
Areniscas	63.8	4.6	62.16	86.3
Limolitas	8.7	18.1	0.8	-
Arcillolitas	3	41.6	4.69	0.8
Liditas	3.2	20.6	-	-
Interestrat, Finas	21.3	15.1	32.35	12.9

Nota: Adaptado de Pérez, G., & Salazar, A. (1978). Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. *Geología Colombiana*, 10, 6-85.

Operativamente, y de manera informal, estas fueron rebautizadas de la siguiente manera: Arenisca de Labor y la Arenisca Tierna fueron denominadas Arenisca Superiores o ARSU (Con 5 subdivisiones), la formación conocida como Plaeners se denominó Guadalupe Medio o CHIN y el paquete correspondiente a la Arenisca Dura como Areniscas Inferiores o ARIN (Con 6 subdivisiones).

La información obtenida en el campo ha permitido determinar que el Grupo Guadalupe se depositó de base a tope en ambientes sedimentarios marinos someros hasta continentales con influencia marina. Las areniscas inferiores se acumularon en la parte más distal de un frente de playa inferior a medio, conformado por depósitos de isla barrera los cuales son cortados por canales de marea. Los “Plaeners” (CHIN) se formaron en ambientes someros restringidos de baja energía (pantanos). Por otro lado, las areniscas superiores representarían depósitos de frente de playa hacia la base pasando a ambientes continentales con influencia marina en los estratos más superiores. Litológicamente son areniscas cuarzosas muy limpias, de grano fino a medio, para la cuales se ha

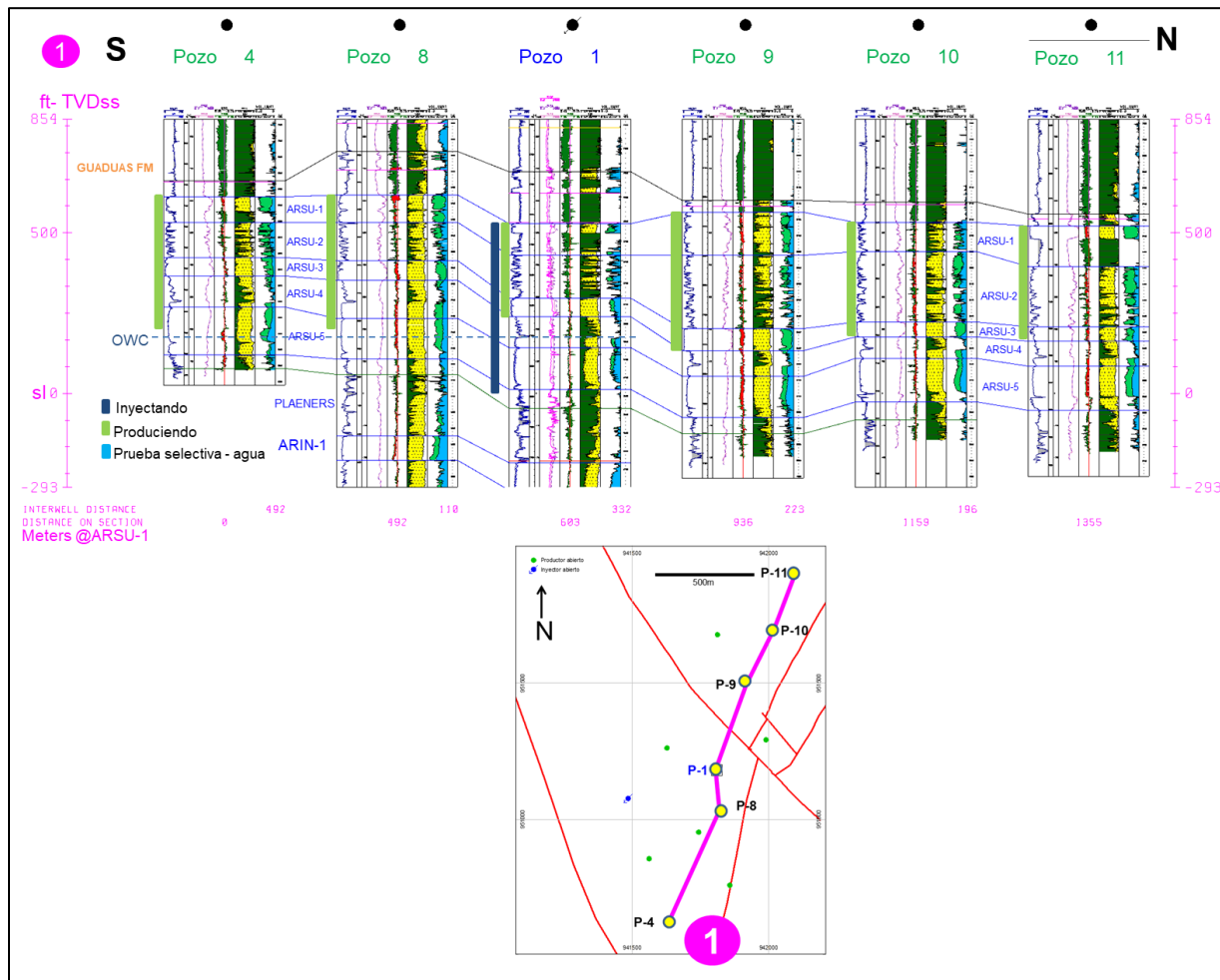
interpretado un ambiente de playa. Generalmente presentan características petrofísicas muy buenas con porosidades de 18% o superiores.

Los niveles arcillosos de la Formación Guaduas y del Grupo Villeta conforman efectivos sellos para las acumulaciones. La Formación Guaduas suprayace al Grupo Guadalupe y constituye el sello vertical. Está compuesto principalmente por lodolitas que se caracterizan por su coloración rojiza y su efectividad se comprueba en el campo estudio. Por otra parte, el Grupo Villeta se encuentra en contacto fallado con las Areniscas Superiores, conformando el sello lateral.

Las areniscas superiores (ARSU) del grupo Guadalupe constituyen el reservorio productor del campo el cual presenta un grado de variación lateral a través de todo el campo Figura 2, pero mantiene excelentes propiedades de yacimiento.

Figura 2.

Correlación estructural a través de todo el campo.

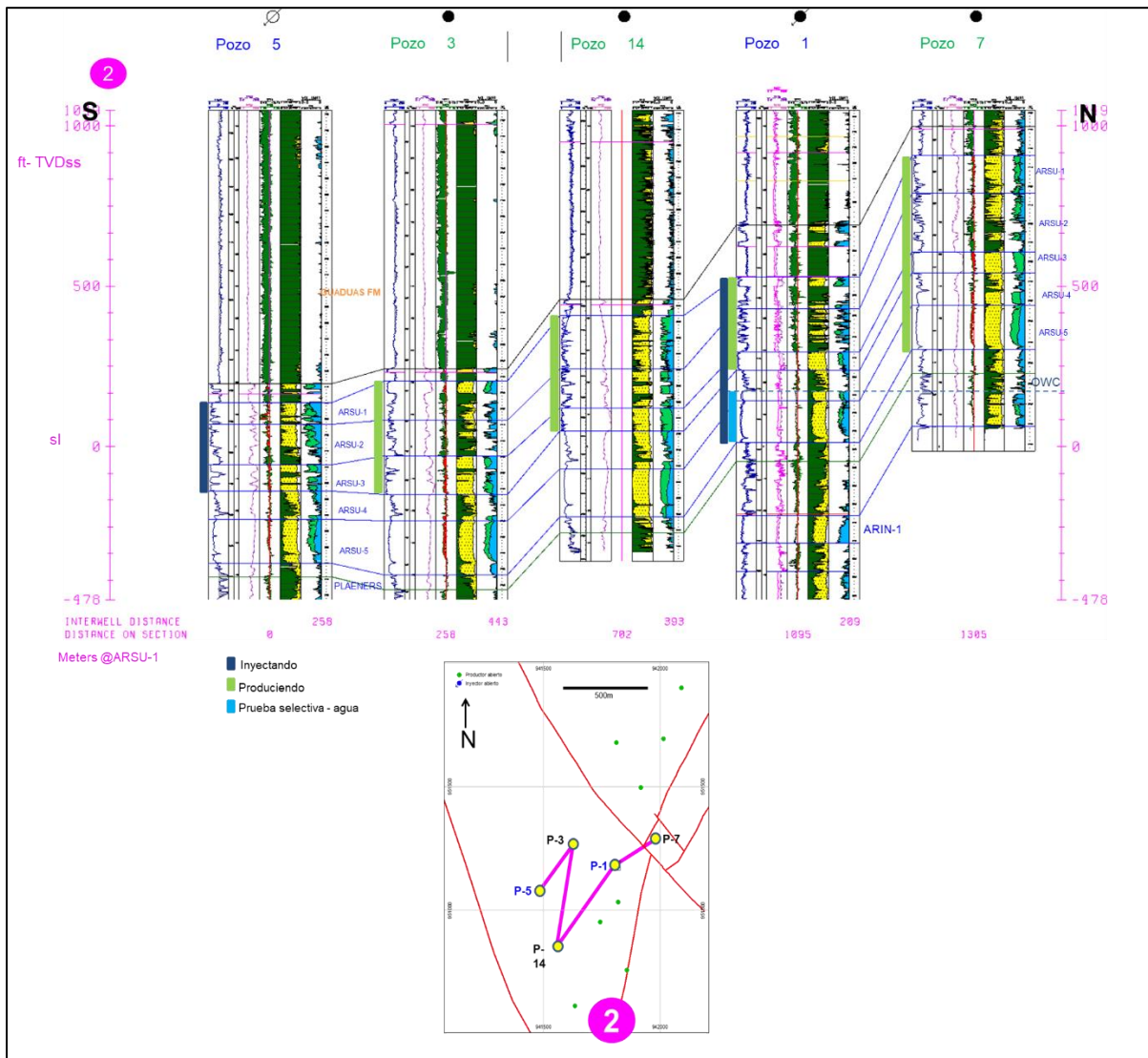


Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

En la siguiente figura 3, se presenta una correlación estructural en profundidad que permite apreciar de izquierda a derecha de mayor a menor profundidad la ubicación del yacimiento, siendo el pozo P-5 inyector el pozo más bajo estructuralmente y el pozo P-7 el más alto. Según los análisis realizados, se estima un ángulo de capas de 25 grados.

Figura 3.

Correlación en profundidad de los pozos P-5, 3, 14, 1 y 7.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

Durante las pruebas extensas del pozo descubridor P-1, se probaron selectivamente 8 intervalos que se resumen en la tabla 2, indicando la existencia de crudo solamente en las arenas superiores del grupo Guadalupe (Específicamente en Arsu-1, 2 y 3) y un nivel contacto agua aceite cerca de los + 200 a 270ft TVDss. Desde entonces, ningún otro pozo ha sido probado

selectivamente para poder confirmar el nivel del contacto agua aceite en todo el campo y solo se ha inferido el nivel con base en los registros tomados durante las perforación de los pozos.

Tabla 2.

Resumen de las pruebas iniciales para el pozo P-1.

Arena	Test	Intervalo ft			Producción	Producción	Corte Agua %	Cloruros ppm
		MD		h, pies	Fluidos barriles diarios	aceite barriles diarios		
Guaduas	8	3210	3227	17	86	84	2.0%	
Miembro Superior Arsu-1	7	3330	3360	30	163	161	1.2%	
Miembro Superior Arsu-2	6	3424	3436	12	161	160	0.6%	
Miembro Superior Arsu-3	5	3584	3600	16	261	256	1.8%	244
Miembro Superior Arsu-4	4	3710	3735	25	47	0	100%	150
Miembro Superior Arsu-5	3	3820	3834	14	138	0	100%	90
Miembro Inferior Arin-1	2	4110	4130	20	662	0	100%	200
Miembro Inferior Arin-3	1	4320	4350	30	438	0	100%	120

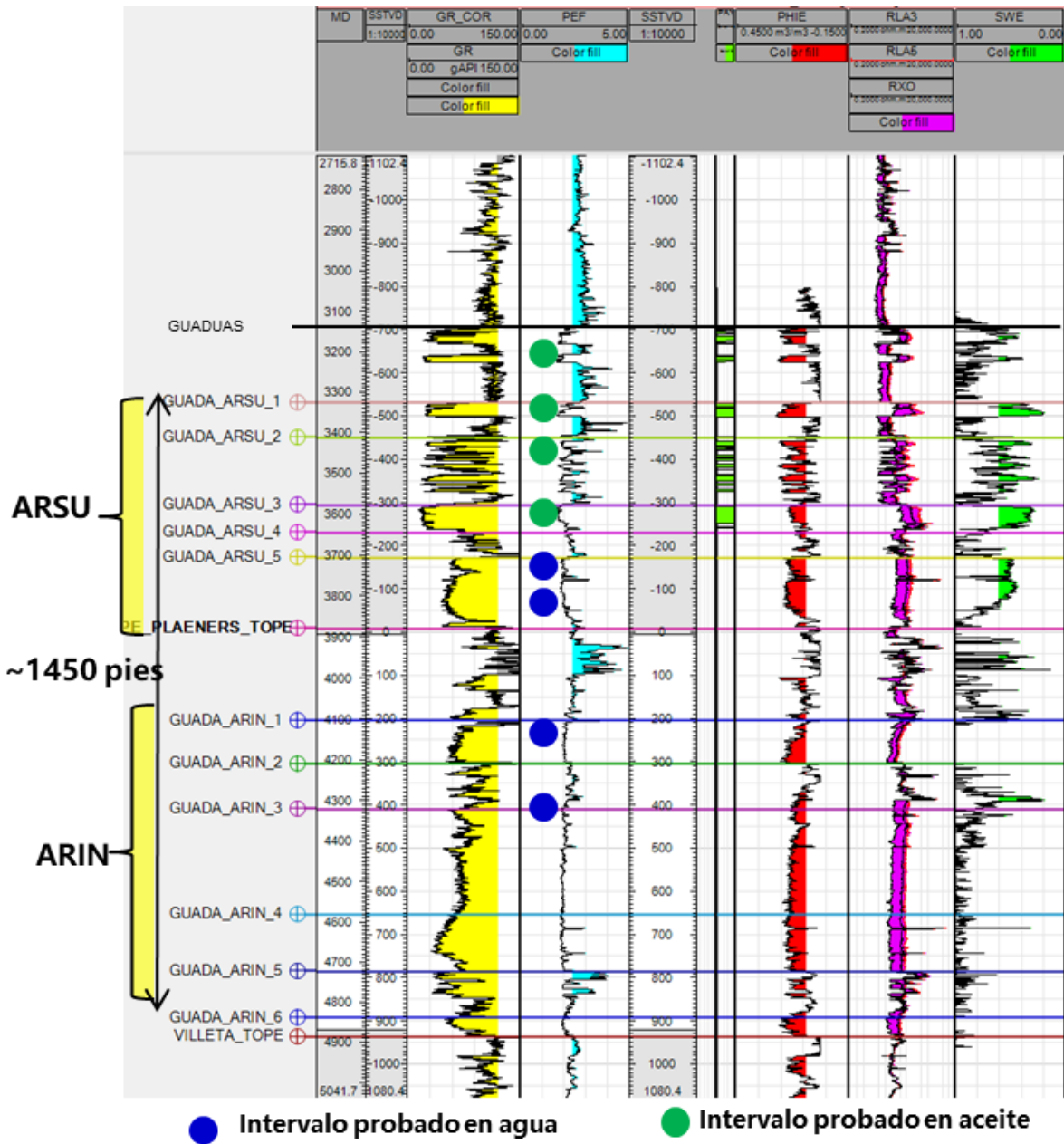
Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

Los intervalos probados están representados en el registro de pozo P-1 que se muestra en la figura 4.

Dado que solo se ha probado selectivamente las areniscas de Arin en el pozo P-1, y como resultado se obtuvo un 100% de producción de agua, la volumetría realizada en el campo está centrada exclusivamente en las arenas de ARSU.

Figura 4.

Registro del pozo P-1 con intervalos probados en agua y en aceite.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

2.1.2.1.2 *Propiedades de la Roca.* En el campo estudio, solo se ha corazonado un poco menos de 80 pies dentro del intervalo 3590 a 3814 ft en las arenas superiores del pozo P-2,

específicamente en Arsu-1-2 y 3. Dado que el núcleo estaba bastante fracturado al momento de la toma de los *plugs*, solamente fueron seleccionados 18 puntos de muestreo para realización de la petrofísica básica, además, no fue posible realizar un muestreo más denso que permita un análisis estadístico detallado para identificar zonas de flujo, tipos de roca o correlaciones estratigráficas.

La tabla 3 muestra el resultado de la petrofísica básica realizada:

Tabla 3.

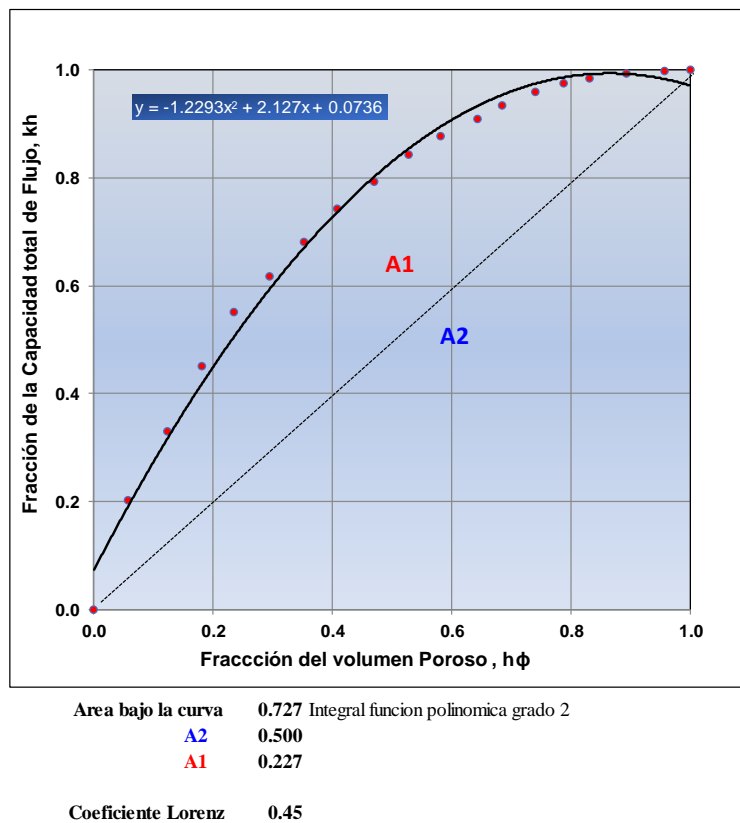
Resultados petrofísica básica realizada al corazón del pozo P-2.

Plug	Profundidad	ϕ @ 800 psi	k @ 800 psi	Pore Vol @ 800 psi	ϕ @ 2640 psi	k @ 2640 psi	Pore Vol @ 3500 psi	Sw/ Vp	So/ Vp	Densidad de grano
No	ft	%	Md	cm³	%	md	cm³	%	%	g/cm³
1	3,595.1	20.9	1,060	16,673	20.6	1,031	16,531	25.20	28.30	2.67
2	3,598.6	20.0	2,083	15,598	19.7	2,032	15,287	-	19.50	2.65
3	3,598.8	21.3	1,726	16,991	20.7	1,662	16,634	35.30	23.60	2.67
4	3,600.7	20.9	2,250	16,601	20.7	2,184	16,384	-	19.10	2.66
5	3,602.2	20.1	1,724	15,775	19.9	1,684	15.6	-	22.90	2.66
6	3,607.9	18.9	1,124	15,057	18.5	1,089	14,846	43.20	23.60	2.67
7	3,610.7	16.4	487	13	16.2	471	12,737	36.40	28.20	2.67
8	3,622.0	15.1	88	12,182	14.9	84	11,997	-	20.30	2.66
9	3,625.8	15.0	355	11,988	14.7	344	11,844	33.40	31.60	2.67
10	3,629.0	18.8	3,400	13,252	18.6	3,254	13,037	-	16.90	2.66
11	3,631.5	19.9	842	15,614	19.6	804	15.45	42.90	27.10	2.67
12	3,646.7	22.8	4,314	18,202	22.4	4,157	17.96	36.80	30.00	2.67
13	3,646.9	22.0	142	17,366	21.8	134	17,191	-	22.00	2.66
14	3,650.6	19.5	2,161	15,529	19.0	2,142	15,184	39.90	29.20	2.68
15	3,650.8	21.5	286	17,311	20.9	266	16,895	40.40	26.20	2.67
16	3,659.6	20.2	4,130	16,349	20.0	4,060	16,182	42.80	26.70	2.67
17	3,660.5	19.8	6,882	16	19.6	6,870	15,684	-	18.80	2.66
18	3,810.0	14.3	923	10,886	14.0	891	10,651	-	23.40	2.67

Con la información petrofísica básica se calculó un factor de Lorenz de 0.45, figura 5, que puede llegar a presentar buenas inundaciones de agua en el yacimiento. El coeficiente de Disktra & Parson es de 0.7.

Figura 5.

Grafica Fracción capacidad de flujo versus la fracción del volumen de poro.

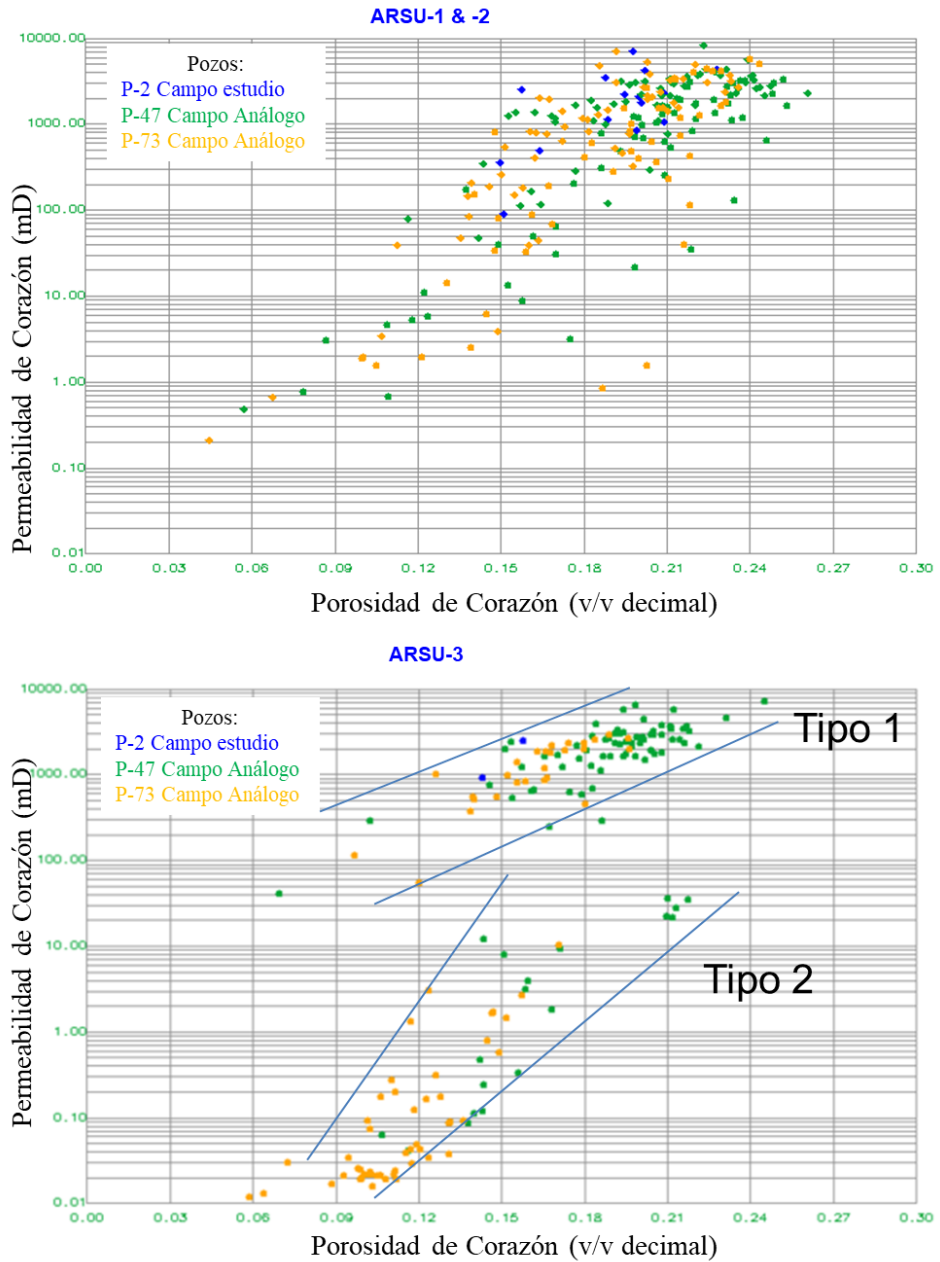


Teniendo en cuenta el bajo muestreo del corazón del pozo P-2, los datos de permeabilidad y porosidad obtenidos fueron graficados y comparados con los valores de los corazones del campo más análogo que se encuentra contiguo y sobre el mismo tren estructural, figura 6. Este campo, ya es considerado como un campo maduro y fue sometido a inyección de agua desde el inicio de su producción y también produce de las areniscas superiores ARSU del grupo Guadalupe. El campo

cuenta con 841.25 pies de corazón para las unidades ARSU y un mayor número de muestras analizadas.

Figura 6

Gráfico semilogarítmico de porosidad versus permeabilidad. Arenas-1-2&3.



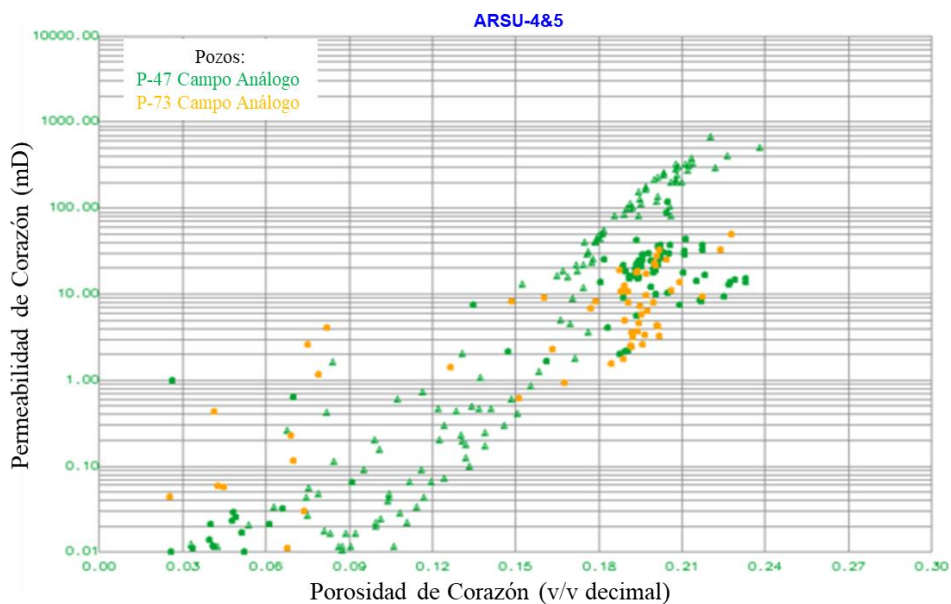
Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

Los datos del pozo P-2 presentan una gran dispersión y no es posible poder obtener una correlación porosidad-permeabilidad, sin embargo, se puede notar que se encuentran en las zonas de buenas propiedades petrofísicas y correlacionables con los datos de los pozos análogos. En ARSU-3 se identifican dos tipos de rocas con buenas y regulares propiedades en los corazones de los pozos P-47 y P-73 donde los datos del pozo P-2 caen sobre la mejor zona o Tipo 1.

Por otro lado, para las arenas Arsu-4&5 no se tienen datos de porosidad y permeabilidad de núcleos en el campo estudio, sin embargo, en la figura 7 se aprecian los datos adquiridos en los pozos del campo análogo y que se utilizaron como base de cálculo de estas propiedades mediante la integración de las correlaciones obtenidas y de los registros en hueco abierto durante la perforación de todos los pozos.

Figura 7.

Gráfico semilogarítmico de porosidad versus permeabilidad. Arenas-4&5 pozos P-47 y P-73 del campo análogo.

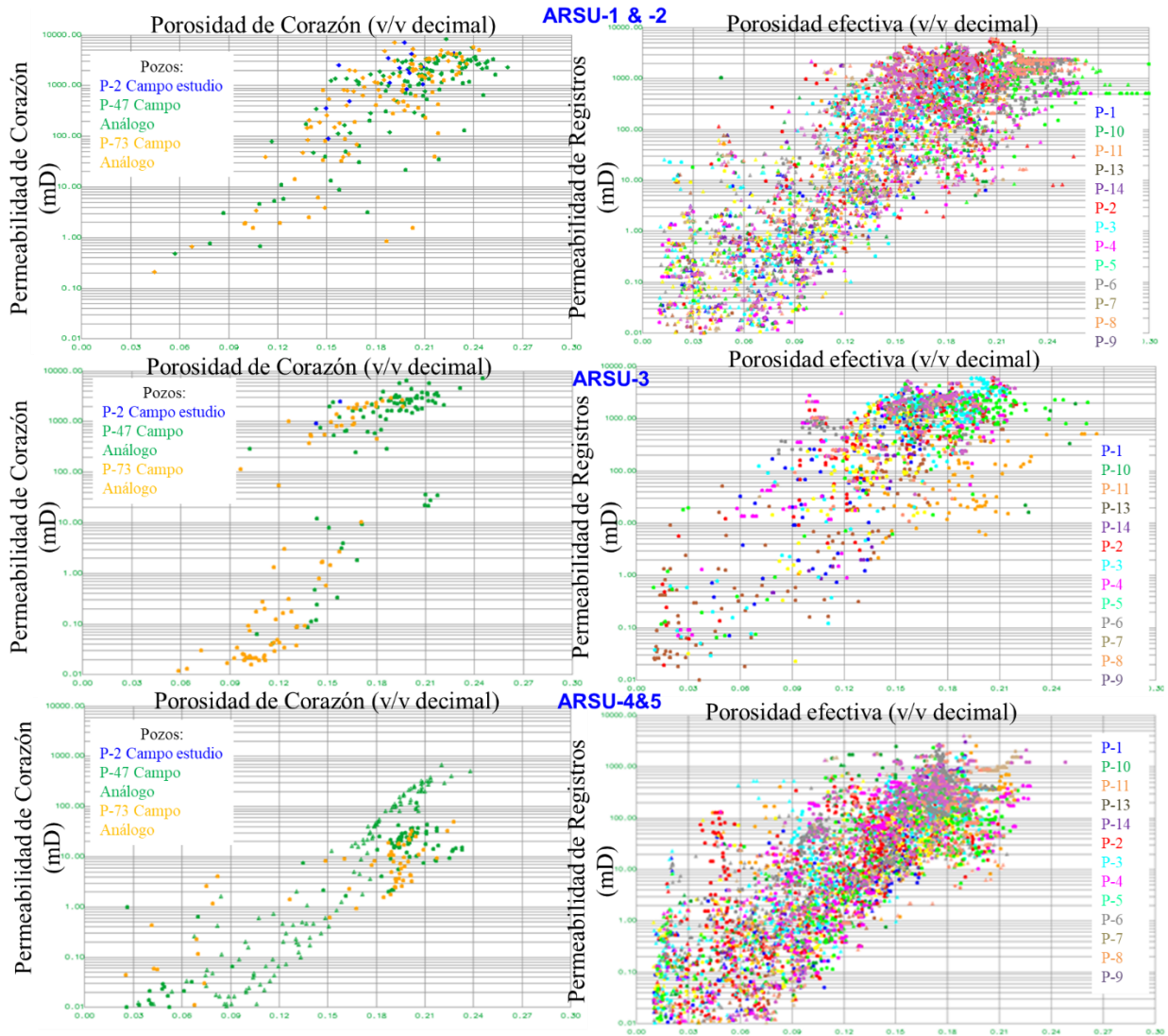


Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

La figura 8 muestra una comparación por grupo de arenas de los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos por corazones (Izquierda) y los estimados por registros y correlaciones (Derecha).

Figura 8

Comparación por grupo de arenas datos de porosidad-permeabilidad de corazones (Izquierda) y mediante correlaciones y registros eléctricos (Derecha).



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

Los datos de permeabilidad para todos los pozos han sido calculados teniendo en cuenta el resultado del corazón P-2, los registros obtenidos durante la perforación y correlaciones porosidad-permeabilidad soportadas por los datos de los corazones de los pozos P-47 y P-73 del campo análogo.

En la tabla 5 se resumen las porosidades y permeabilidades promedio de cada Arena.

Tabla 4.

Propiedades de rocas de corazones

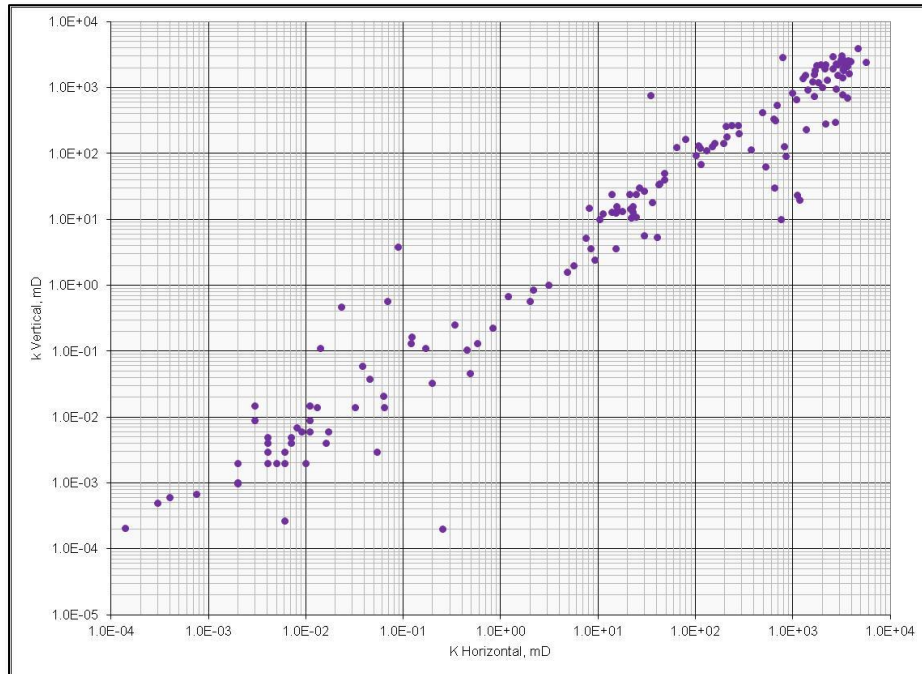
Zona	Φ [%]	K [md]
ARSU 1	18.8	1081
ARSU 2	19.5	2577
ARSU 3	15.2	1665
ARSU 4	14.8	22
ARSU 5	12.5	91

Nota: Tomado del operador del campo.

La información relacionada con medidas de permeabilidad vertical y horizontal se resumen en la figura 9. Esta información indica una correlación variable entre 0.6 a bajos valores de permeabilidad hasta 1 para valores altos de este parámetro con una buen tendencia para la permeabilidad vertical con respecto a la horizontal.

Figura 9.

Relación Kv/kh para ARSU.



Nota. Tomado del operador del campo.

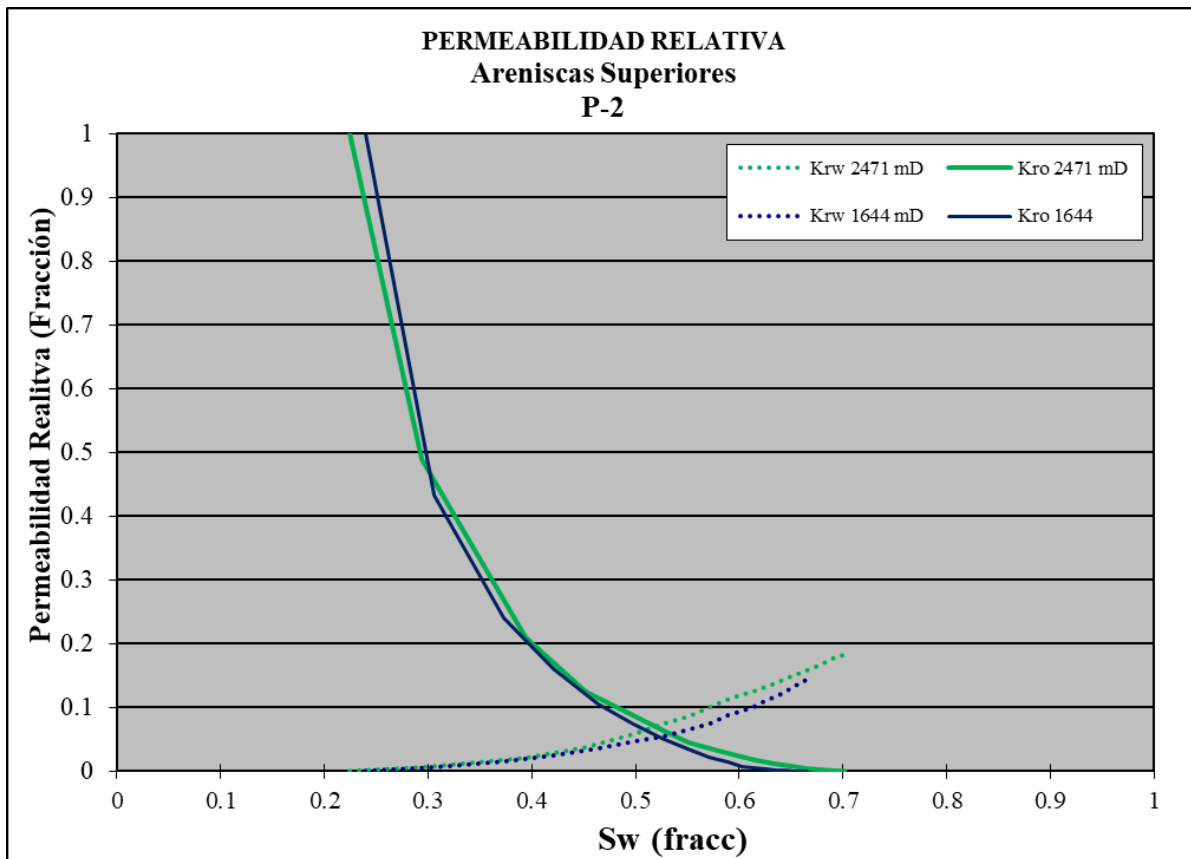
Las areniscas superiores ARSU, presentan un espesor que oscila entre 400 y 700 ft (Promedio de 500ft) a través de todo el campo con un net to gross promedio de 0.48. Para efectos de cálculos volumétricos y construcción de modelo estático, las arenas fueron agrupadas de la siguiente manera Arsu-1&2, Arsu-3-4 y Arsu-5. Cerca del 70% de volumen original en sitio OOIP, de 48.8 millones de barriles de aceite, se encuentra estimado en las arenas Arsu-1&2 debido a su buenas propiedades de flujo y almacenamiento.

Permeabilidad Relativa

Los análisis relativos a las curvas de permeabilidad relativa se realizaron en el pozo P-2. Los análisis se realizaron para dos valores de permeabilidad, los resultados se muestran gráficamente en la figura 10.

Figura 10.

Curva de permeabilidades relativas de las arenas superiores.

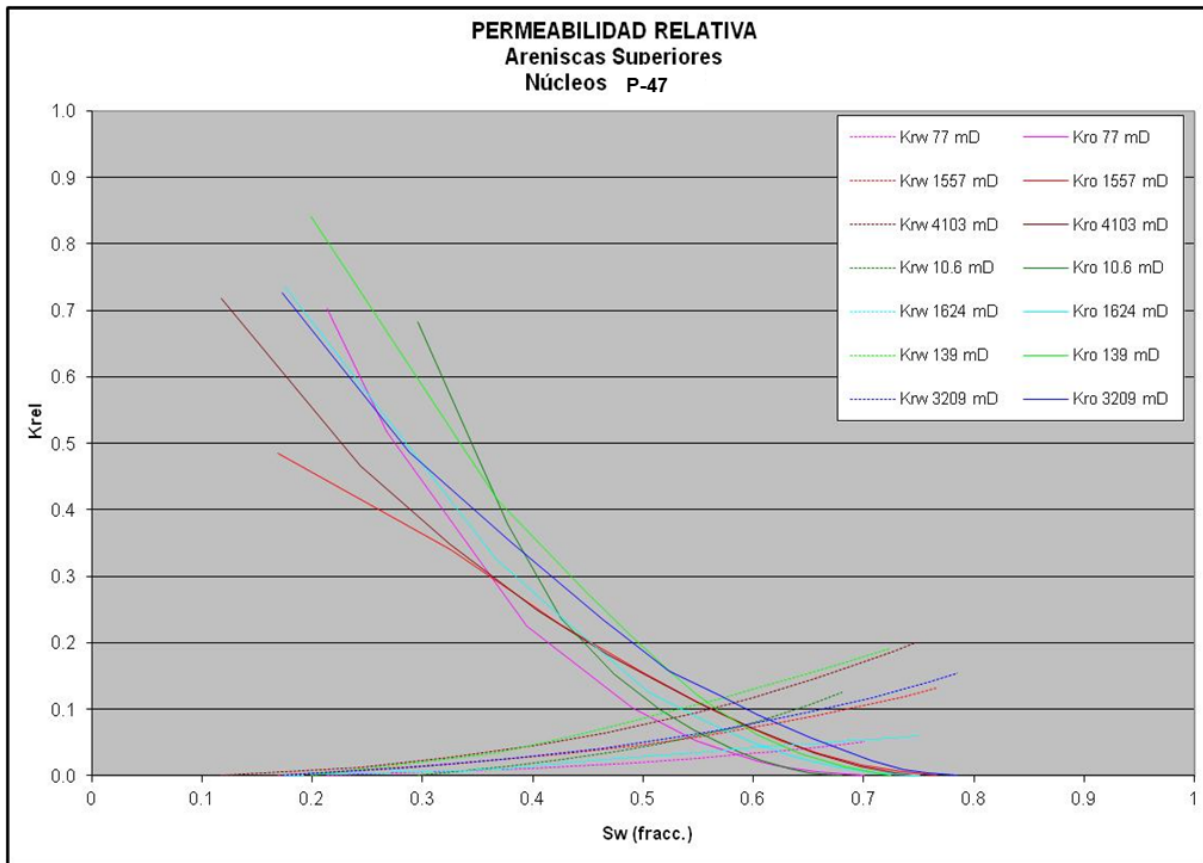


Nota: Tomado del Operador del Campo.

En el campo análogo, los análisis de permeabilidad relativa se realizaron en el pozo P-47 en ocho (8) núcleos de ARSU con un amplio rango en permeabilidades. La figura 11 presenta los resultados. Los análisis indican que los “end-points” al aceite varían entre 0.5 y 0.8 y para el agua son menores a 0.2 con tendencias muy homogéneas en forma y puntos terminales especialmente para el agua. Con base en la información anterior y de acuerdo con el corte de las curvas de permeabilidad, se observa entonces que hay una tendencia humectante hacia la fase acuosa.

Figura 11.

Curvas de permeabilidad Relativa, ARSU – P-047 Campo análogo.



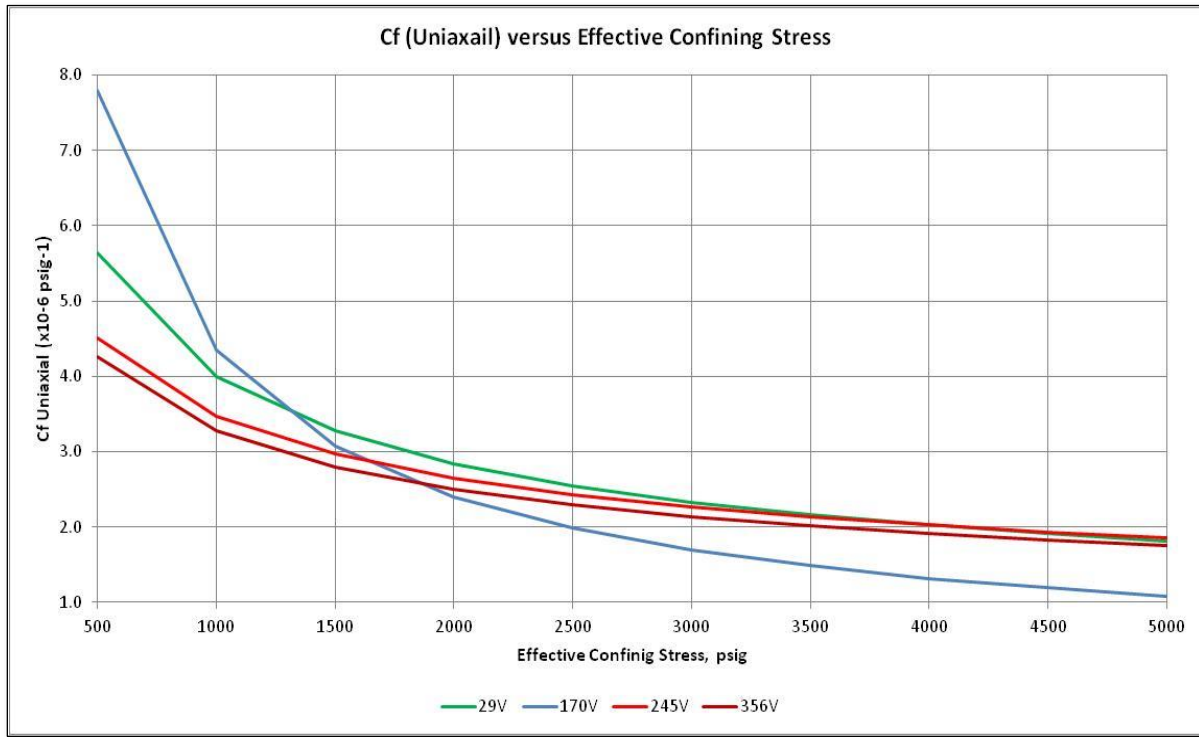
Nota. Tomado del operador de campo.

Compresibilidad del Volumen Poroso

Los datos de compresibilidad se tomaron de los análisis de laboratorio del volumen poroso efectuados en cuatro (4) muestras tomadas del pozo P-47 del campo análogo, dado a que no se cuenta con una medida directa del campo estudio. La figura 12 presenta los resultados del laboratorio.

Figura 12.

Compresibilidad del volumen poroso, ARSU pozo P-47.



Nota: Tomado del Operador del Campo.

Para el campo estudio se tiene un valor de compresibilidad estimado de alrededor de 4.1401×10^{-6} psi⁻¹ para una presión de referencia de 650 psi.

2.1.2.1.3 Propiedades de los Fluidos

Crudo

Durante el periodo de pruebas extensas del pozo P-1, se tomaron muestras de crudo para los intervalos probados 5 al 8 y se midió la gravedad API de cada una de las muestras. Los resultados se presentan en la tabla 5.

Tabla 5.

Gravedad API de las muestras crudo intervalos 5-8 Pozo P-1.

Formación	Intervalo	Intervalo		API
		Tope ft	Base ft	
Arsu	8	3,210	3,227	25.9
Arsu	7	3,330	3,360	27.0
Arsu	6	3,424	3,436	26.5
Arsu	5	3,584	3,600	24.0

Posteriormente, se realizó un estudio PVT a una de las muestras obteniendo los siguientes resultados, tabla 6:

Tabla 6.

Propiedades de los fluidos

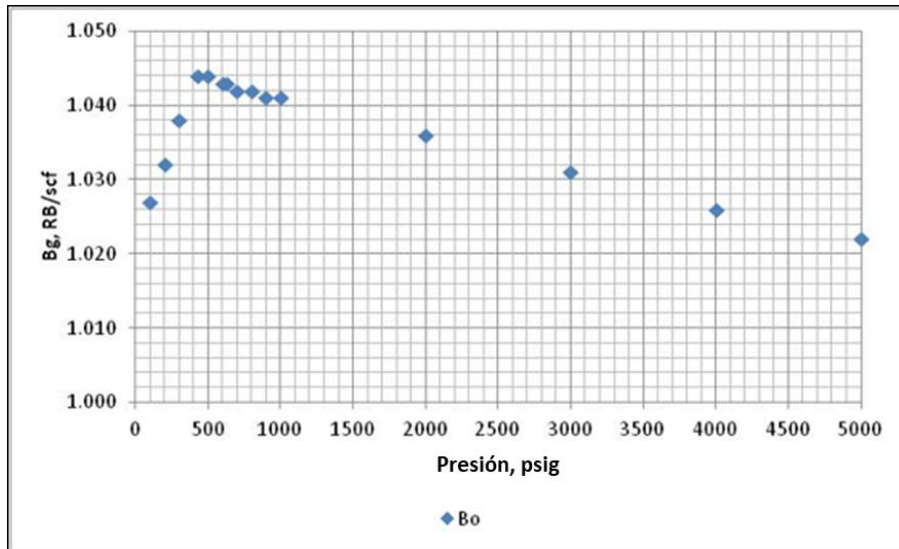
Gravedad API	°API	24.8
Rsi	scf/bbl	64
Boi at 60°F	rb/stb	1.043 at 200 psig
Viscosidad	cP	10.086 a 426 psig y 105°F
Presión de Saturación	psia	426
Gravedad Específica del Gas		0.707
Temperatura de Yacimiento	°F	105

Nota: Tomado del operador del campo.

Del comportamiento del gas de producción, la relación gas-aceite y la caracterización del crudo se concluye que es un crudo negro con baja relación de gas disuelto. En las gráficas 13, 14, 15, 16 y 17 se presenta el comportamiento de las principales variables volumétricas obtenidas del estudio de PVT tales como, Bo, Rs, Bg μ_o y c_o .

Figura 13.

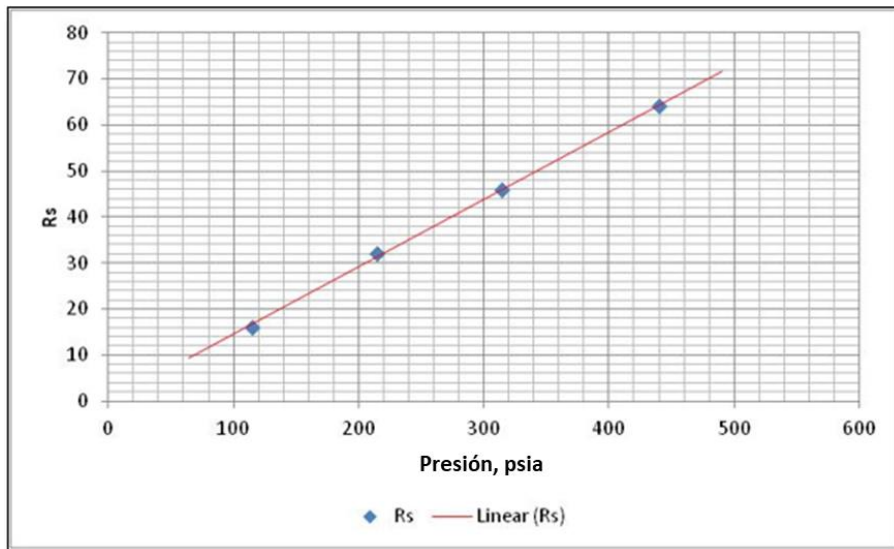
Relación factor volumétrico del aceite (Bo) versus presión. Pozo P-1.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

Figura 14.

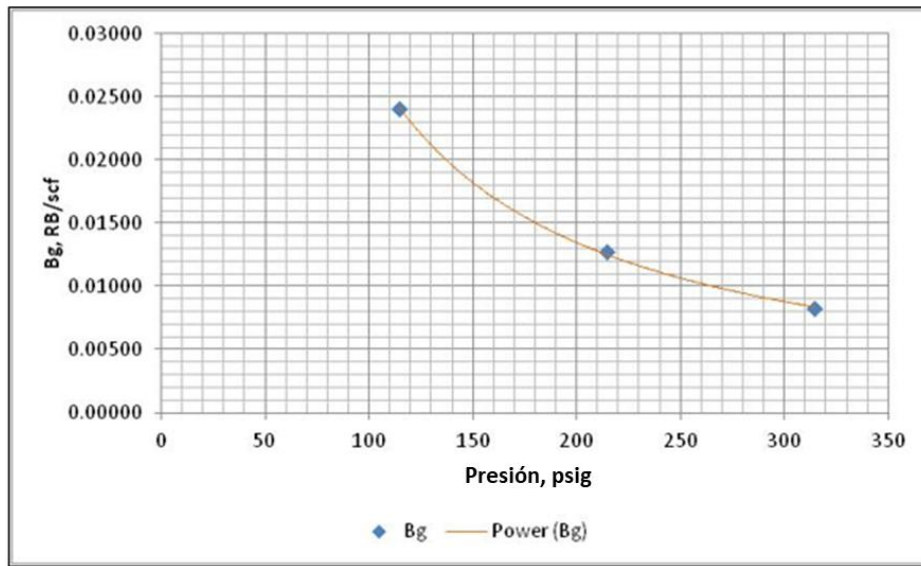
Relación Rs versus presión. Pozo P-1.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

Figura 15.

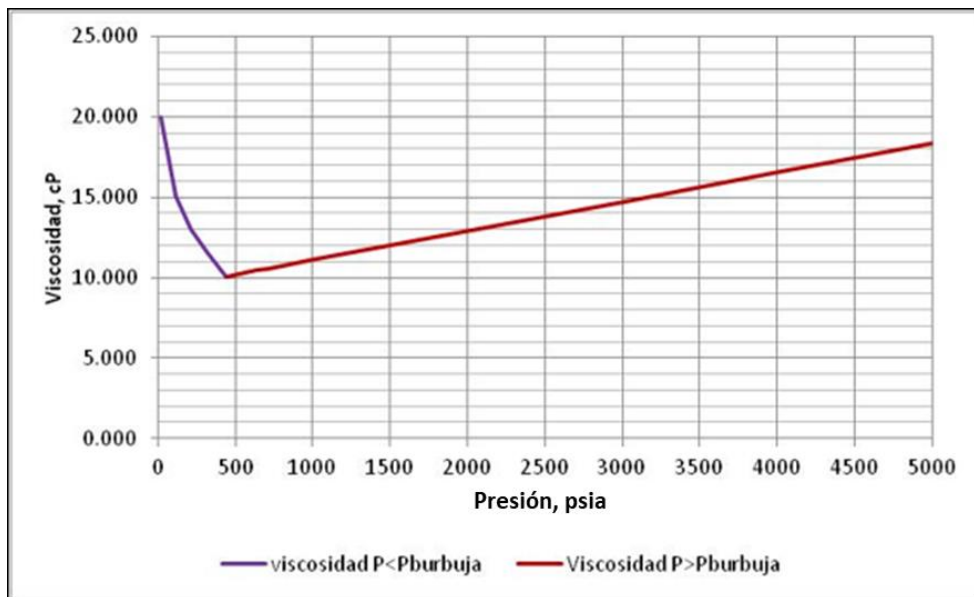
Relación Bg versus presión. Pozo P-1.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

Figura 16.

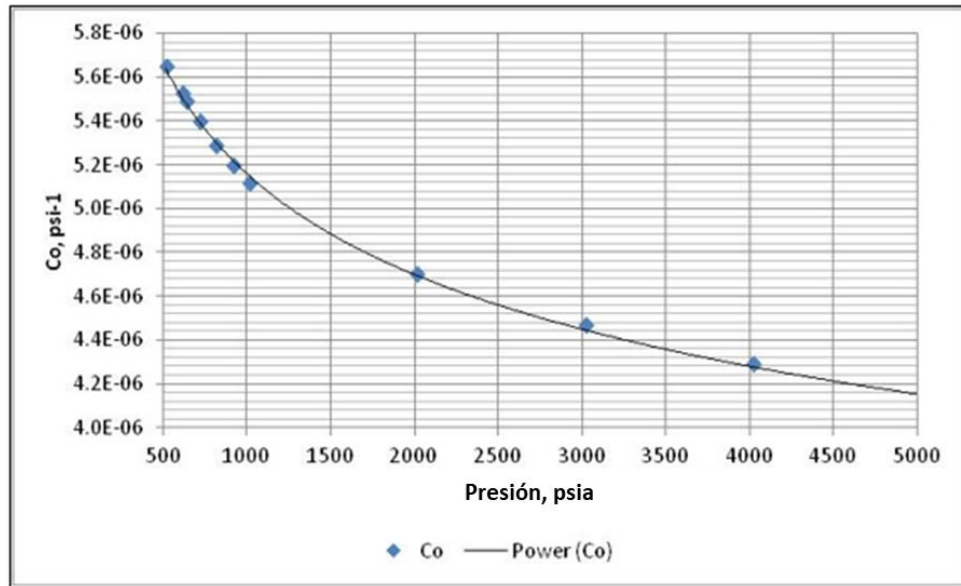
Viscosidad del crudo versus presión. Pozo P-1.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

Figura 17.

Compresibilidad del versus presión, Pozo P-1.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

Gas

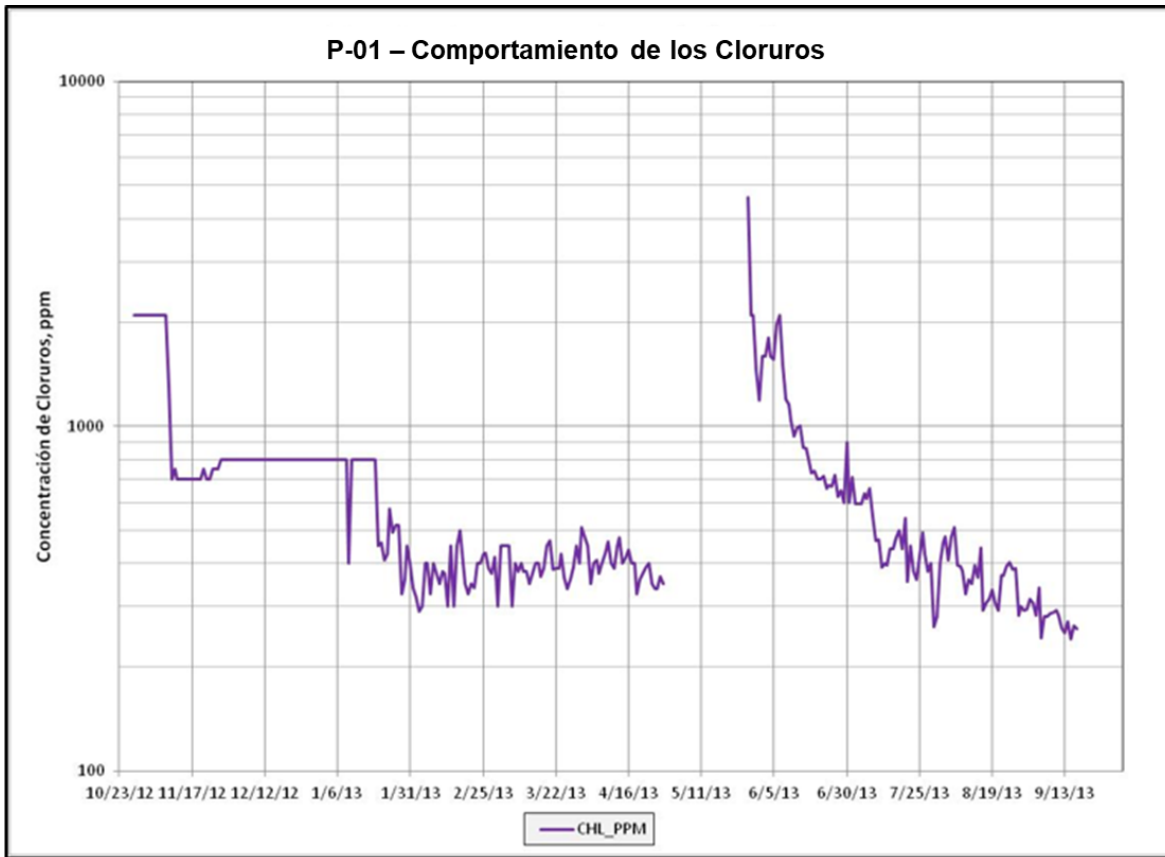
En el campo no se ha identificado una capa de gas por lo que el gas producido estaba en producción. Para el análisis detallado de gas se tomaron muestras en separador durante las pruebas del pozo P-1. Los resultados indican una gravedad específica del orden de 0.7095, con un contenido de metano del 83.95% (molar), contenido calorífico del orden de 1162 BTU/ft³ y un GPM (C3+) máximo de 2,03.

Agua

Los valores obtenidos durante las pruebas iniciales diarias de producción del pozo P-1 confirman que el agua es dulce con valores de salinidad entre 200 y 500 ppm de CL-, tal como se observa en la figura 18. Existen algunos valores de salinidad altos, pero estos están afectados por los fluidos de completamiento.

Figura 18.

Comportamiento de los cloruros, pozo P-01



Nota. Tomado de: Operador del campo.

La concentración de cloruros del campo estudio son similares a los valores producidos en el campo análogo (Bajas concentraciones), dato muy importante para la definición de las propiedades petrofísicas realizadas a partir de registros eléctricos.

A continuación, se presentan algunos datos adicionales del agua de formación, importantes para los cálculos volumétricos, (asumiendo una salinidad de 300 ppm) tabla 7:

Tabla 7.

Propiedades del agua de formación durante las pruebas iniciales. Pozo P-1.

Propiedad	Valor
Densidad (@ 104°F, 624 psi)	0.99 gr/cc
Viscosidad del agua	0.636 cP @ 104 °F y 624 psig
Solubilidad del gas (CH ₄), R_{sw}	6.8 scf/bbl
Compresibilidad isotérmica	3.023×10^{-6} psi ⁻¹
B_w (sin gas)	1.004 rb/stb @ 624 psig, 104°F
B_w (saturado con CH ₄)	1.006 rb/stb @ 624 psig, 104°F

Contactos entre fluidos.

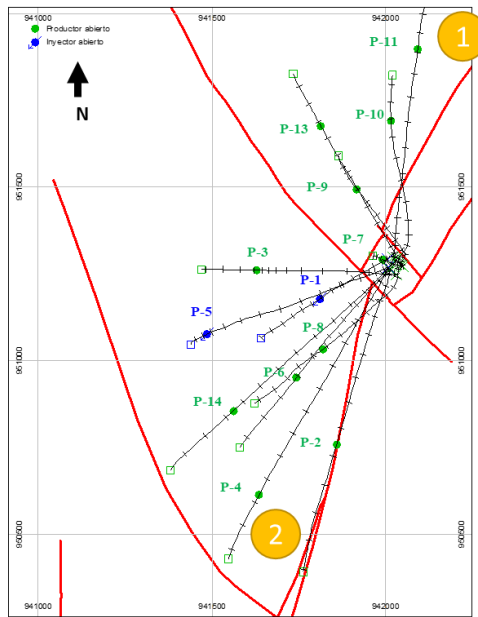
Actualmente no se tiene evidencia de un contacto gas aceite. Por otro lado, a la fecha solo se cuenta con una prueba selectiva realizada en el pozo P-1 que muestra las arenas inferiores están en agua. Para las arenas superiores, se tiene que Arsu-5 está en agua y la unidad Arsu-3 es productora de crudo, con este resultado se acota la posición del contacto agua aceite en una profundidad de + 254 ftTVDss. Para todos los demás pozos, el contacto agua aceite es asumido por registro o tomando en cuenta el ultimo intervalo abierto, por lo que existe un grado de incertidumbre sobre dicho contacto a través de todo el campo. En la figura 19 se presenta un resumen de todos contactos por pozo.

Figura 19.

Resumen de los contactos de todos pozos.

Arena	P-11	P-10	P-13	P-9	P-7	P-1 Inj	P-3	P-8	P-5 Inj	P-6	P-14	P-2	P-4
Arsu-1-2													
Arsu-3-4	ODT +125 Ultimo Intervalo	ODT +175 Ultimo Intervalo	ODT -26 Ultimo Intervalo	ODT +132 Ultimo intervalo 8		OWC +254 Base Arsu-3	ODT +42 Ultimo Intervalo		ODT -139 Assumido Base Arsu-3	ODT +291 Ultimo Intervalo	ODT +42 Ultimo Intervalo		
Arsu-5		No probado		No probado	ODT +388 Ultimo Intervalo	WUT +170 Tope Prueba 4		ODT +245 Ultimo Intervalo		No probado	No probado	ODT +520 Ultimo Intervalo	ODT +231

Intervalo Aceite
Intervalo Agua



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

Presión

El campo estudio tiene la particularidad de bajas presiones iniciales de yacimiento con alrededor de 650 psi a +275 ft TVDss (*True Vertical Depth subsea*), esta condición limita su potencial de producción. Con base en la información MDT tomada en el pozo P-1 se pudo

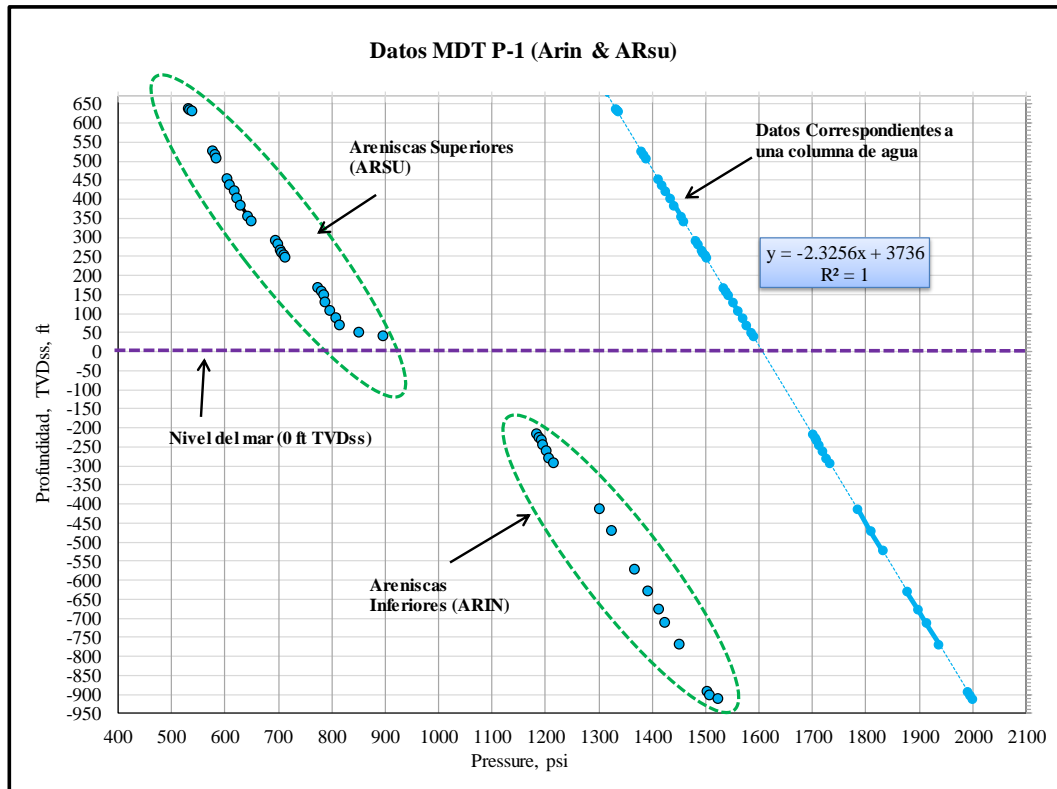
caracterizar toda la columna del Grupo Guadalupe (ARSU y ARIN), determinar la distribución de fluidos y una evaluación inicial de contactos agua aceite. En la figura 20 se presenta todos los resultados de las presiones tomadas, en donde se indica el nivel del mar como punto de referencia para todas las profundidades.

En la Figura 20 se han incluido los datos correspondientes a la presión de una columna de agua calculada a la profundidad de cada punto MDT. Se observa que el yacimiento presenta una presión más baja a la presentada por una columna de agua (calculo hecho punto a punto). El anterior comportamiento es similar al observado en el campo análogo, en el cual se observaron bajas presiones iniciales. También, en la figura mencionada, se identifican los datos de presión por cada una de las unidades principales del Guadalupe.

De la figura 20 se tiene que hay dos tendencias principales en la presión: las unidades ARIN se encuentra más presurizada con relación a la columna de agua (28% menos que la presión dada por la columna de agua). Para el caso de las unidades ARSU se tiene que la presión es 54% menor con relación a la columna de agua a esa profundidad y aproximadamente tienen la mitad de la presión observada en Arin. Esto hace que se tengan dos regímenes de presión bien diferenciados entre las unidades superiores e inferiores.

Figura 20.

Datos MDT obtenidos en toda la columna investigada pozo P-1

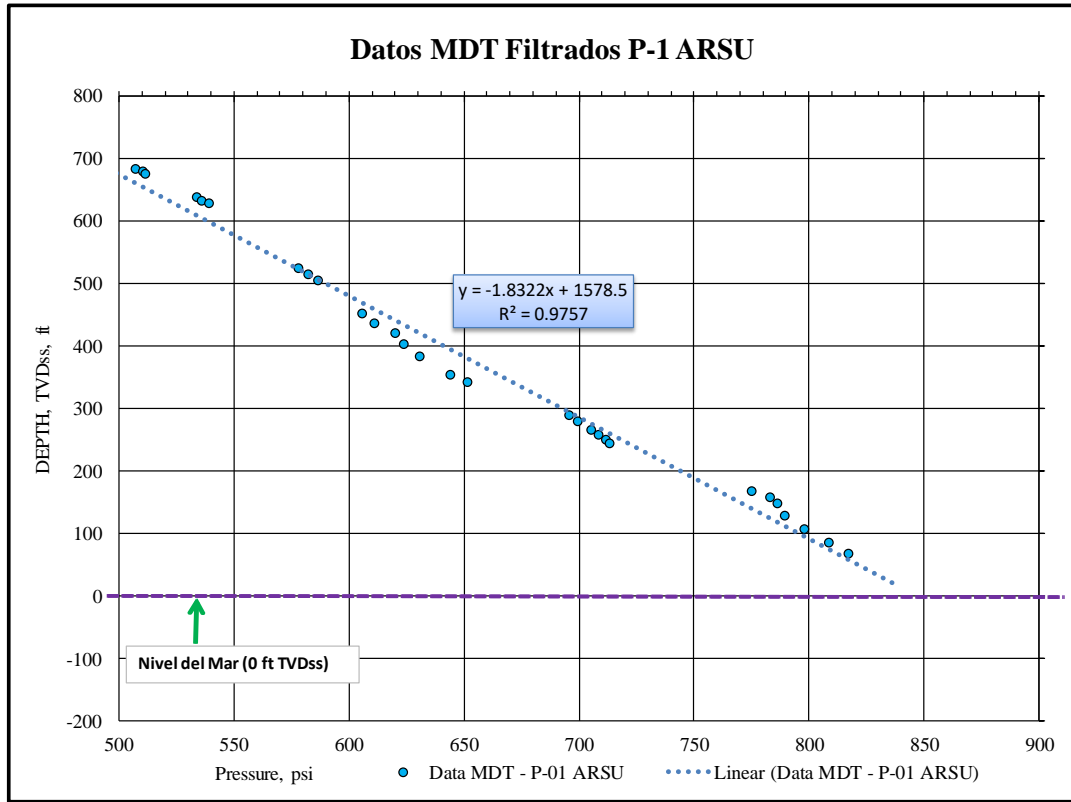


Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

Específicamente para las arenas superiores, si se calcula el gradiente para todo los intervalos en conjunto, se tiene que el gradiente da superior al gradiente del agua ($1.8322^{-1} \approx 0.546$ psi/ft), gradiente que es contradictorio con los resultados de las pruebas selectivas realizadas que indicaron presencia de aceite, figura 21. Al realizar una revisión más detallada, se tiene que la revisión de los gradientes iniciales de presión se debe hacer por intervalos, como se muestra en la figura 22, en la cual se resaltan tres conjuntos de puntos. Lo anterior muestra tres niveles hidráulicos diferentes a nivel de ARSU, indicando un pequeño grado de compartimentalización entre arenas, pero sin evidencia de identificación de algún contacto.

Figura 21.

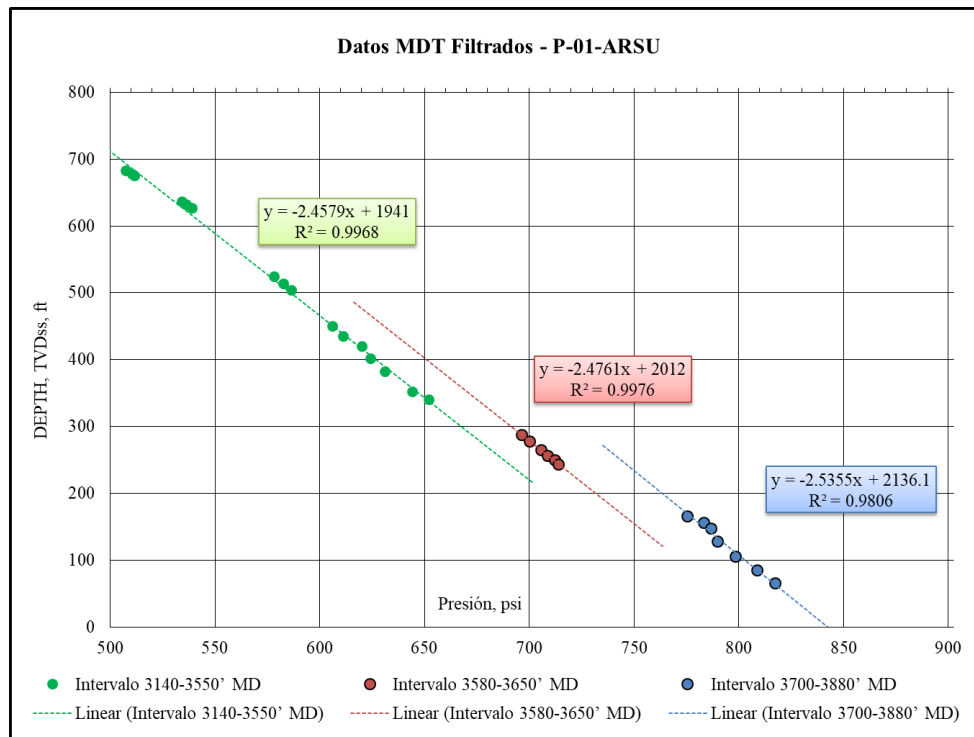
Calculo gradiente inicial, ARSU – Pozo P-1.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

Figura 22.

Información MDT para areniscas superiores por intervalos. P-01.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

De acuerdo con la figura 22, se calcularon los siguientes gradientes:

- Intervalo 3700-3880' MD: $2.5355^{-1} \approx 0.3943$ psi/ft
- Intervalo 3580-3650' MD: $2.4761^{-1} \approx 0.4038$ psi/ft
- Intervalo 3140-3550' MD: $1.9305^{-1} \approx 0.4036$ psi/ft

Estos gradientes son correlacionables con los resultados obtenidos en las pruebas iniciales selectivas de las unidades superiores en las que se evidencia producción de aceite.

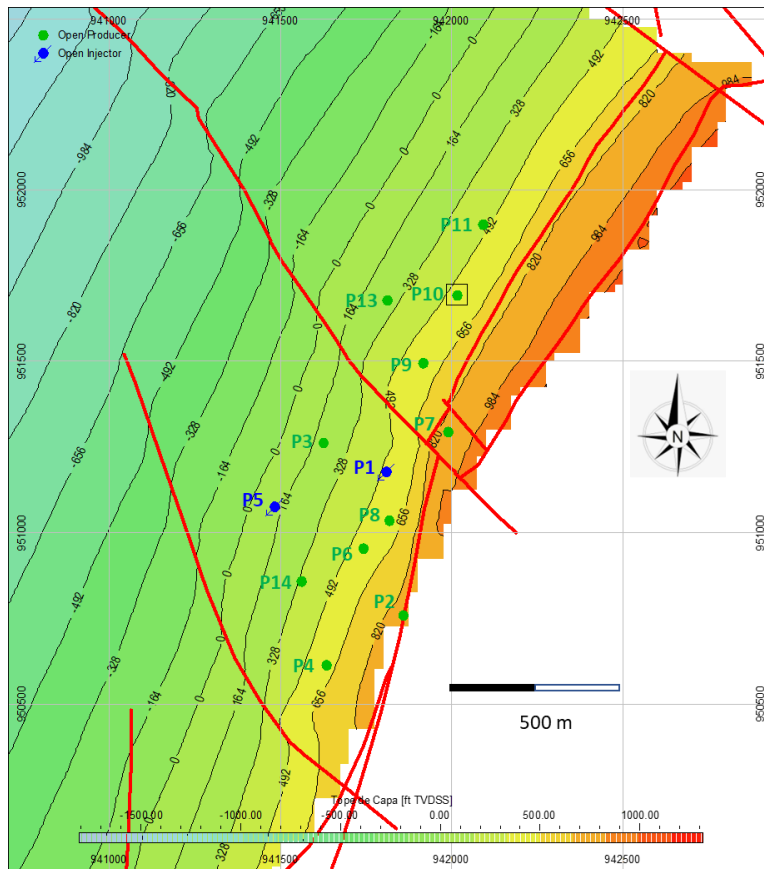
2.1.2.2 Historia de producción e inyección. El campo fue descubierto con la perforación del pozo P-1 en el año 2012, su comercialidad fue otorgada en abril del año 2014 con un área de

398 acres. Su desarrollo se ha llevado a cabo por campañas de 3 a 4 pozos perforados en cada una de ellas. Actualmente se han realizado 3 campañas de perforación (2014-2015, 2016-2017 y 2018), contando actualmente con 13 pozos perforados. En la Figura 23 se muestra el mapa estructural del bloque norte con la ubicación de los pozos y su estado actual.

El plan de desarrollo original contemplaba la perforación de pozos inyectores de agua periféricos para mantener la energía del yacimiento, sin embargo, a la fecha solo se tiene un pozo perforado en el 2015 como inyector en la periferia del campo (P-5) y un pozo *in-fill*, (P-1), que fue convertido en octubre de 2017 para dar soporte en la parte alta de la estructura. Este último, aunque presentó una respuesta positiva en el mantenimiento de producción y soporte de energía en el yacimiento, por su posición y por las buenas características de roca, encontró una zona de alta permeabilidad en las arenas Arsu 1_2 y se canalizó hacia el pozo P-8 afectando la posibilidad de poder optimizar los volúmenes de agua inyectada, así como el beneficio en soporte de presión.

Figura 23.

Mapa estructural del campo al tope de las arenas.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

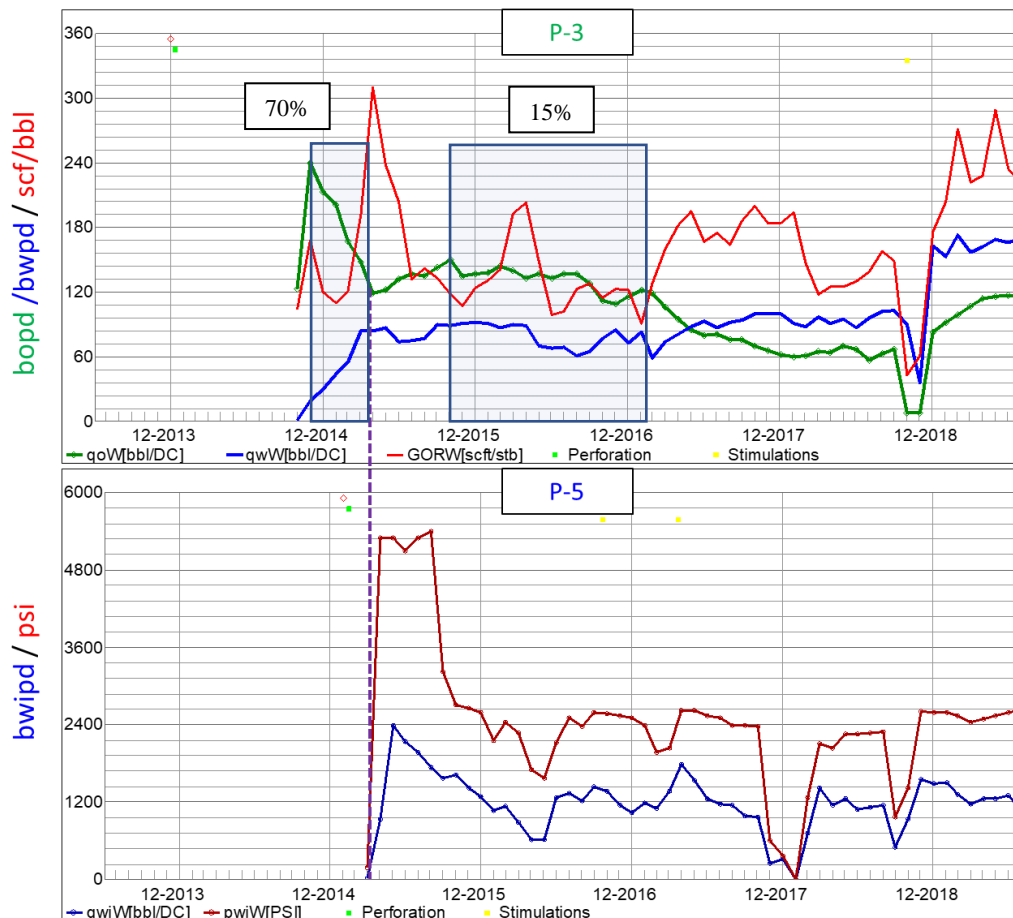
Todos los pozos productores tienen instaladas bombas de desplazamiento positivo con entrada de fluidos o *Intake* por debajo de los intervalos cañoneados con el fin de poder generar el mayor diferencial de presión para mejorar su productividad. La presión de pozo fluyendo se encuentra alrededor de los 80 a 120 psi.

Tal como se mencionó, la inyección de agua fue iniciada en abril del 2015 a través del pozo P-5, el cual fue perforado como un inyector periférico. Este, ha presentado un papel importante en el mantenimiento de presión del yacimiento, así como de producción de aceite. En la Figura 24 se

muestra el cambio en tendencia de producción del pozo P-3 que venía produciendo a un porcentaje de declinación superior al 70% efectivo anual. Una vez iniciada la inyección del pozo P-5, tanto la producción de aceite como la relación gas-aceite cambian completamente su tendencia.

Figura 24.

Comparación Inyección y Producción de los pozos P-3 (Productor) y P-5 (Inyector).



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Limited.

El aceite original en sitio o en inglés (OOIP) es de 48.8 millones de barriles de aceite (MBO). En la actualidad, el campo tiene una producción acumulada de 4.6 millones de barriles de

aceite representando un factor de recobro del 9.4% y final estimado cercano al 20% si se continúa desarrollando bajo el mismo esquema de inyección-producción.

En la figura 25 se puede observar el perfil de producción e inyección de todo el campo.

Figura 25.

Historia de producción e inyección del campo.



Nota: Tomado del modelo de simulación analítica del campo. CNOOC Petroleum Colombia Limited.

2.2 Antecedentes Investigativos.

Los métodos o esquemas de explotación que se implementan en un yacimiento petrolífero dependen principalmente del tipo de roca, características del hidrocarburo que contiene y las condiciones de presión y temperatura. Cerca del 99% de los yacimientos se encuentra en dos tipos de rocas: areniscas y carbonatos. Las areniscas representan un 80% de todos los yacimientos del mundo y cerca del 60% de las reservas de petróleo. En este tipo de formaciones, la roca está formada principalmente por granos de cuarzo (sílice, SiO₂) que pueden denominarse arenas si son libre y como areniscas si los granos están cementados. También existen areniscas arcillosas o con carbonatos etc. Las areniscas son frecuentemente estratificadas en un patrón simplemente superpuesto o que se cruzan. Esto resulta de sucesivas deposiciones en la línea costera o en forma de alubias fluviales o deltaicas. Por otro lado, los yacimientos de carbonatos son rocas de varios orígenes; detríticos, construidos de tipo arrecife, y de origen químico (formados por la precipitación de bicarbonatos y de lodos marinos). Ellos son calizas y/o dolomitas que dan las características del yacimiento y dependiendo del contenido de *shale* se pueden considerar como reservorios o no. Cossé, René. (1993).

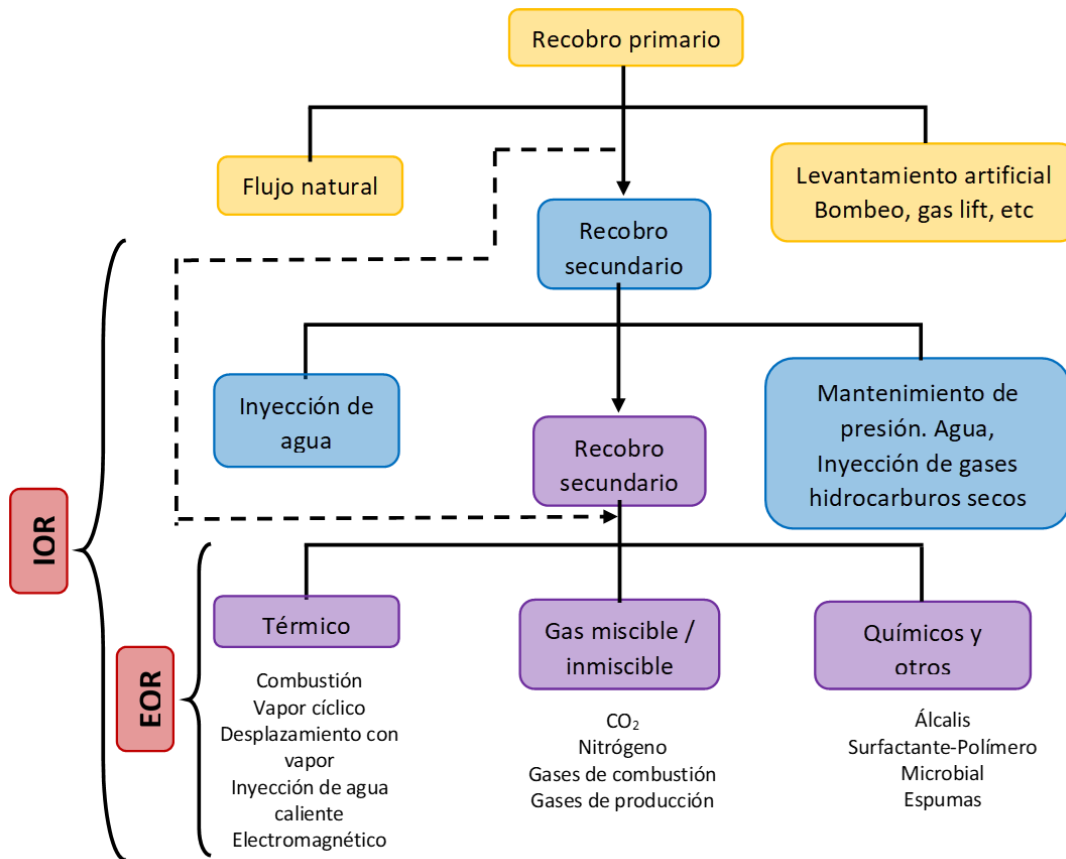
Estas condiciones de la roca marcan desde el descubrimiento de un yacimiento, cuál tipo de esquema o plan de explotación puede llegar a ser implementado una vez llevado a cabo un análisis técnico económico de su implementación. La energía o presión del yacimiento, juega un papel importantísimo para la definición del tipo de estrategia a ser implementada, ya que, dependiendo de sus condiciones iniciales y de su mantenimiento en el tiempo, los pozos perforados pueden llegar a producir de manera natural o no. En algunos casos, es necesario implementar un

mecanismo artificial que permita poder llevar la producción desde el fondo del pozo hasta superficie.

Según la clasificación propuesta por Stosur, G. J (2003), existen dos grades definiciones o grupos en los que puede llegar a caer los esquemas de explotación así, IOR y EOR. Según propone Stosur, G. J (2003), EOR debería referirse a los procesos de yacimiento en los que el recobro del petróleo no puede llegar a ser producido mediante procesos de recobro secundario, es decir, la presurización del yacimiento mediante la inyección de agua o gas, el EOR sería entonces la recuperación del aceite móvil que no pudo llegar a ser producido por los métodos secundarios; estos procesos están enfocados entonces en el sistema roca/petróleo/fluido inyectado y en la interacción de las fuerzas capilares y viscosas. IOR se refiere a cualquier práctica usada para incrementar el recobro de aceite. Esto incluye EOR y los métodos de recobro secundario como inyección de agua o gas para el mantenimiento de presión, así como aquellas prácticas que permiten incrementar las eficiencias de desplazamiento como perforación infill o pozos horizontales para control de movilidad. La figura 26 presenta las definiciones de EOR e IOR propuestas.

Figura 26.

Definiciones propuestas de EOR e IOR.



Nota: Tomado de Stosur, G. J., Hite, J. R., Carnahan, N. F., & Miller, K. (2003, January). The alphabet soup of IOR, EOR and AOR.

El presente estudio tiene como objetivo evaluar técnica y económicamente esquemas de explotación para un yacimiento ubicado en la cuenca del valle superior del Magdalena sometido a inyección de agua. A continuación, se describen algunos aportes de proyectos a los que se les ha implementado la inyección de agua como esquema de explotación.

En Colombia la inyección de agua ha sido implementada a un nivel comercial en 19 campos, representando un incremento en el factor de recobro debido a este método de recuperación

secundaria entre el 1% y el 9% Castro et al (2014). A nivel de la cuenca del valle superior del Magdalena, 10 proyectos de inyección de agua han sido implementados en los siguientes campos: Palogrande-Cebú (1984), Andalucía Sur (1985) terminado en el año 2007 por problemas de tipo social, Dina Cretáceo (1985), San Francisco (1989), Yaguará (1994), Balcón (1996), Tello (1997), Rio Ceibas (1999), Guando (2002), Matachín Norte (2003).

Unos de los estudios más relevantes que se han realizado en la cuenca del valle superior del Magdalena para la implementación de proyectos de inyección de agua son, entre otros, los presentados por Valbuena et al (2005) y Valbuena, O. H., Montoya Moreno, J. M., Duran, B., & Rovira, D. (2009), en los cuales se mostraron los resultados obtenidos de la implementación de un proyecto de inyección de agua en el campo Guando, alcanzando incrementar el factor de recobro al final del contrato de explotación en un 15% sobre el factor de recobro bajo producción primaria de tan solo un 10%. Estos resultados fueron obtenidos gracias a la implementación metódica de los siguientes etapas del plan de desarrollo: Caracterización de roca y fluidos mediante la adquisición de cerca de 3,000 pies de corazón, selección de patrones de inyección (siete puntos invertidos complementados con inyección periférica) mediante el análisis de simulación numérica de yacimientos, implementación de pilotos, seguimientos, análisis de resultados y expansión del proyecto incluyendo una campaña de reducción de espaciamiento.

Forero Munévar, Castro García, & Vivas Silva (2012) por otro lado, llevaron a cabo un análisis del comportamiento histórico de los procesos de inyección de agua implementados en la cuenca del valle superior de Magdalena recopilando las propiedades estáticas y dinámicas por bloque en cada uno de los campos sometidos a dicho método de recobro. Con esta información se llevó a cabo la implementación de métodos estadísticos para generar una metodología que permitiera predecir estadística y analógicamente tasas de producción de petróleo y agua en campos

que no hayan sido sometidos al proceso de inyección de agua en la cuenca del valle superior del Magdalena. Los autores concluyen que el modelo no pretende reemplazar la simulación numérica, pero puede llegar a generar de manera fácil y rápida comportamientos de producción previa a la implementación de simulación numérica de yacimientos, pero que dependen en gran medida de la cantidad y confiabilidad de los datos de entrada al modelo.

2.3 Marco Teórico

El presente estudio, está basado en el análisis de explotación de hidrocarburos mediante la implementación de inyección de agua como medio de soporte de la energía del yacimiento.

2.3.1 Recuperación Primaria.

Se entiende como el periodo de producción en el cual se depende únicamente de la energía natural del yacimiento. Durante la producción primaria se presenta la despresurización y que va de la mano de liberación de gas en solución y en algunos casos se puede presentar expansión de la capa de gas o el influjo de agua. En todo momento, la clave de la producción primaria es la energía natural del yacimiento. Stosur, G. J (2003). El movimiento de fluidos hacia el pozo de producción ocurre debido a la diferencia de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo.

En muchos casos, la presión del yacimiento es más alta que la presión hidrostática del pozo, gracias a la energía del yacimiento para producir fluidos. Sin embargo, con la producción continua, el fluido del yacimiento comienza a expandirse y la presión cae en consecuencia hasta que llega al punto en que se necesita un sistema de elevación hidráulico para ayudar en la producción. En

algunos casos, existen ciertos mecanismos en el yacimiento, como el influjo de acuíferos activos o la expansión de capas de gas, estos mecanismos no permiten que la caída de presión se desarrolle con tanta rapidez, es decir, existe una compensación natural a mantener presión, que a su vez conduce a una menor caída de la producción (Salager, J. L. 2005).

La tasa de recuperación de petróleo original puede llegar al 10-20%, aun así, estos valores pueden variar dependiendo del mecanismo del yacimiento y llegar a ser tan bajo como 5% o menos.

2.3.2 Inyección de agua como método de recuperación secundaria

Cuando la energía natural se agota o es demasiado baja para la recuperación económica de hidrocarburos, se debe suministrar energía al yacimiento de manera que permita una recuperación adicional mientras se mantiene la presión. Generalmente se inyecta agua o gas. Este proceso depende principalmente del desplazamiento físico, que permite la recuperación de crudo adicional simulando el proceso natural de afluencia de agua o expansión de gas, Stosur, G. J (2003).

La inyección de agua como método secundario de recuperación de petróleo es el método más utilizado en el mundo en la actualidad; inyectar agua en formaciones con acumulación de hidrocarburos tiene el potencial de mejorar la recuperación de petróleo, Cobb, W., & James, S. (2001).

La tasa de recuperación de aceite secundario puede ser tan alta como del 15% al 40%.

2.3.2.1 Inyección de Agua. A continuación, se presentan las razones por las cuales la inyección de agua es el método secundario más usado:

- Disponibilidad de obtención del agua.
- Bajo costo comparado con otros fluidos de inyección.
- Fácil de inyectar agua en una formación.
- Alta eficiencia con la cual el agua desplaza el aceite.

2.3.2.2 Factores que controlan el recobro por inyección de agua.

- Aceite original al momento de implementar la inyección de agua.
- Eficiencia de barrido areal (E_a).
- Eficiencia de barrido vertical (E_v).
- Eficiencia de desplazamiento poroso (E_d)

La eficiencia de recobro (E_r) total está dado por el producto de las tres eficiencias:

$$E_a * E_v * E_d \quad (1)$$

2.3.2.3 Control de Movilidad. Movilidad es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento, Cobb, W., & James, S. (2001).

Así que la movilidad se define como permeabilidad dividida por la viscosidad

$$\frac{k}{\mu} \quad (2)$$

Para calcular las movilidades relativas de cada una de las fases presentes en un yacimiento agua, petróleo, se debe reemplazar en la ecuación anterior, la permeabilidad relativa a cada fase dividida por la viscosidad correspondiente. Las unidades de las movilidades relativas son el inverso de la unidad de la viscosidad, por ejemplo, (mPa-s)-1 o (cP)-1. La movilidad total sería la suma de las movilidades del agua y del aceite.

Durante la inyección de agua existen principalmente dos fluidos el agua y el aceite, donde el agua es el fluido que desplaza y el aceite es el fluido desplazado, pero dependiendo de las viscosidades de cada uno se pueden generar un efecto llamado digitación viscosa (*viscous fingering* en inglés), que generalmente se da porque la viscosidad del fluido que desplaza es menor que la del fluido desplazado. Es ideal que la movilidad del fluido desplazante sea igual o menor a la del fluido desplazado; sin embargo, esta condición normalmente no se da y el agua inyectada tiene una mayor movilidad que la del aceite.

El término de relación de movilidad (M_r), se define en términos de la permeabilidad efectiva y viscosidad del fluido desplazante y desplazado, involucrados en la inundación tal como se describe en la siguiente ecuación, Cobb, W., & James, S. (2001).:

$$M_r = \text{Relacion de Movilidad} = \frac{\text{movilidad fluido desplazante}}{\text{movilidad del fluido desplazado}} \quad (3)$$

La relación de movilidad es generalmente denominada como favorable o desfavorable dependiendo si es un valor mayor o menor que la unidad. Cuando $M_r = 1$, las movilidades del aceite y el agua son iguales, y presentan las mismas resistencias al flujo dentro del yacimiento. Cuando $M_r < 1$, el aceite fluye mejor que el agua y es fácil para el agua desplazar al aceite. Esta condición normalmente resulta en una eficiencia de barrido alta y a su vez un recobro de aceite alto. Por el contrario, cuando $M_r > 1$, el agua tiene una mayor velocidad que el aceite y la eficiencia de desplazamiento sobre el aceite es menor. En términos generales, la eficiencia de barrido, así como el recobro de aceite tienden a disminuir a medida que la relación de movilidad incrementa. Los valores más comunes de relación de movilidad encontrados en campo sometidos a inyección de agua son del orden del 2 a 5 Cobb, W., & James, S. (2001). Como es el caso del campo en estudio que presenta una relación de movilidad de 1.5.

2.3.3 Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación de yacimientos es una ciencia que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y la programación de computadores para desarrollar herramientas que pronostiquen el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación, permitiendo que el ingeniero pueda tener un mejor entendimiento de la dinámica de flujo de fluidos en yacimientos muy complejos y las características de la dinámica del flujo de fluido cerca a la cara del pozo, la interacción del pozo con el yacimiento, el modelamiento adecuado de estructuras geológicas, fallas etc. Gaona, J. A. S., & Macualo, f. H. E (2005). Esta herramienta resulta de gran utilidad para poder evaluar métodos de explotación y recuperación mejorada que maximicen el valor comercial de los campos.

Con base en lo anterior, el presente trabajo busca integrar dentro del modelo de simulación diferentes variables que permitan, mediante la aplicabilidad análisis estadísticos avanzados, inteligencia artificial y, en inglés, “*machining learning*” la realización del ajuste histórico y los escenarios de explotación.

2.3.4 Inteligencia Artificial y Machine Learning

La inteligencia artificial (IA) en general, así como la aplicación de “*Machine Learning (ML)*” han ganado mucha popularidad recientemente en diversas industrias, gracias a los avances tecnológicos que permiten poder llevar a cabo procesos computacionales que anteriormente eran casi imposibles de realizar. En la industria del petróleo y gas, se obtiene información valiosa y que requiere una gran inversión para su adquisición, sin embargo, no se estudia y analiza en detalle,

por el hecho de su desconocimiento o la complejidad del peso de la información. La aplicación de IA y ML en la industria del petróleo y gas ha permitido usar esta información no solo para optimizar operaciones de perforación, completamiento, estimulación y desarrollo de campos, si no también, para tomar decisiones en tiempo real y evitar cualquier falla o mal funcionamiento, es decir, centro de operación en tiempo real. Finalmente, la optimización de todos estos procesos permitirá aumentar el valor presente neto de los proyectos que es lo que finalmente se busca.

2.3.4.1 Inteligencia Artificial. Inteligencia Artificial es una rama de la informática que estudia la simulación de procesos de inteligencia humana como el aprendizaje, el razonamiento, y la autocorrección por parte de las computadoras. Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2019).

2.3.4.2 Extracción de datos (Data Mining). Es definido como el proceso de extracción de información específica de una base de datos que esta escondida y no explícitamente disponible para el usuario, usando un conjunto de técnicas tales como el *Machine Learning*. Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2019). Lo que se busca es tratar de encontrar alguna relación lineal y no lineal de la información mediante la utilización de algoritmos.

2.3.4.3 Machine Learning. El *ML* hace parte de la inteligencia artificial como un subconjunto que puede ser definido como el conjunto de varias técnicas usadas para enseñar a un computador a encontrar patrones en la información y que puede llegar ser usada para predicciones futuras y pronósticos o como un control de calidad para la optimización del rendimiento. Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2019). En el presente trabajo, lo que se busca es identificar los parámetros que más afecten el comportamiento de fluidos del yacimiento tales como,

permeabilidad, compresibilidad de la roca, contactos agua aceite, curvas de permeabilidad relativa entre otros, y mediante la utilización de ML, reducir las diferencias entre las curvas simuladas y las reales, así como buscar el menor error numérico, dejando de hacer un ajuste subjetivo a realizar un ajuste numérico.

3. Metodología.

En este capítulo se describirá la metodología llevada a cabo durante el presente estudio.

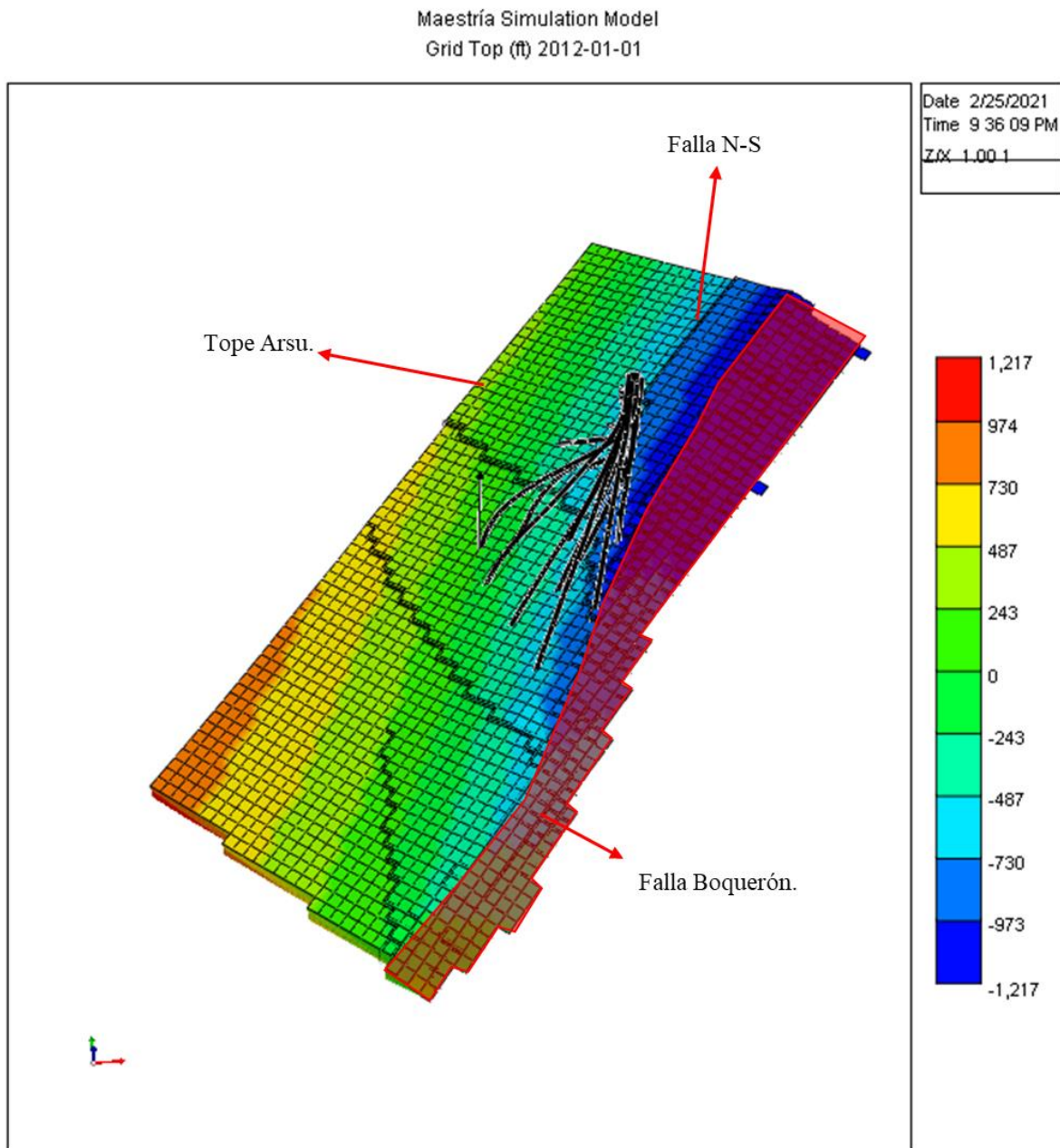
3.1 Modelo Estático

El modelo estático fue construido con el software Petrel y exportado en formato RESQUE. Este se basa en los mapas estructurales al tope de las areniscas superiores, el tope del Chert intermedio (CHIN), el cual hace las veces de base del yacimiento. Arealmente el modelo está formado por celdas de 25 m x 25 m (dirección x , y) con un promedio de espesor de 10 pies. Se emplearon diferentes valores de espesor entre 6 y 11 pies para poder capturar la heterogeneidad del yacimiento. En la dirección x tiene 31 celdas, en la dirección y 63 y en la dirección vertical 72. Con lo anterior se tiene que el modelo cuenta con cerca de 140 mil celdas.

El *pillar gridding*, que es básicamente la construcción de la malla tridimensional (esqueleto de malla), se realizó con base en los pilares de la falla Boquerón, la falla de rumbo N-S y el mapa estructural al tope de la formación ARSU, Figura 27.

Figura 27.

Vista planta de la estructura del modelo.



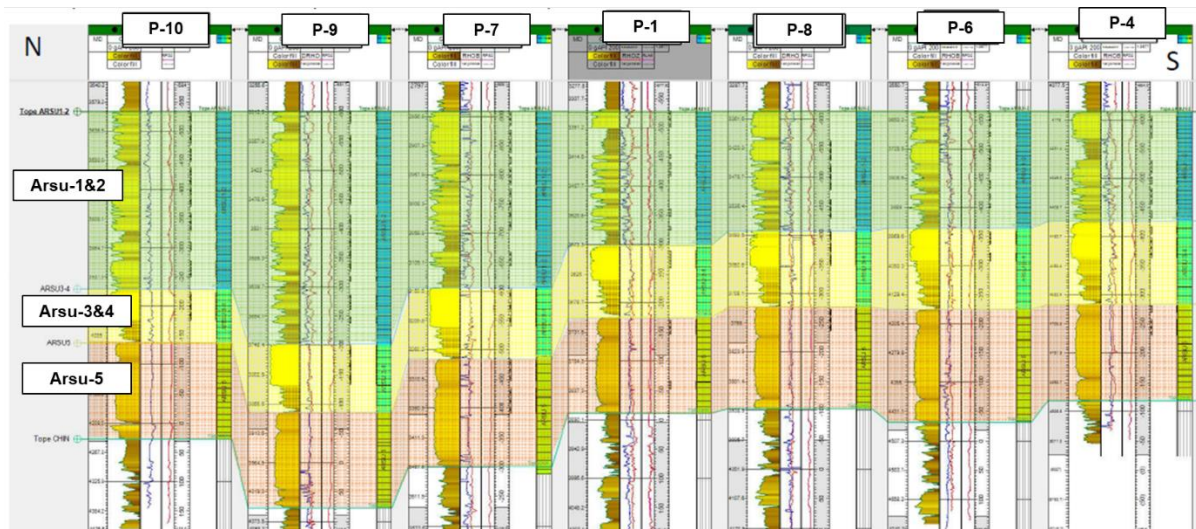
Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Para el modelamiento de los horizontes se tomaron como input los mapas estructurales al tope de ARSU y CHIN (Chert Intermedio) y ajustados con los marcadores de los pozos a través de todo el campo, así como los regímenes de presión identificados mediante interpretación de puntos presión. La figura 28 presenta la correlación donde se resaltan las unidades dinámicas por pozos.

De acuerdo con esta información, se incluyeron 3 unidades dinámicas principales para las Arenas Arsu 1&2, Arsu 3-4 y Arsu-5. Teniendo en cuenta el tamaño promedio de celdas asignadas, el espesor de la formación ARSU y las unidades de flujo estimadas, se estimaron cerca de 72 capas y distribuidas como se muestra en la tabla 8.

Figura 28.

Correlación de pozo utilizada para la definición de capas.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

Tabla 8.*Capas del modelo campo estudio.*

Unidad	Capas
Arsu-1_2	1-25
Arsu-3_4	26-35
Arsu-5	36-72

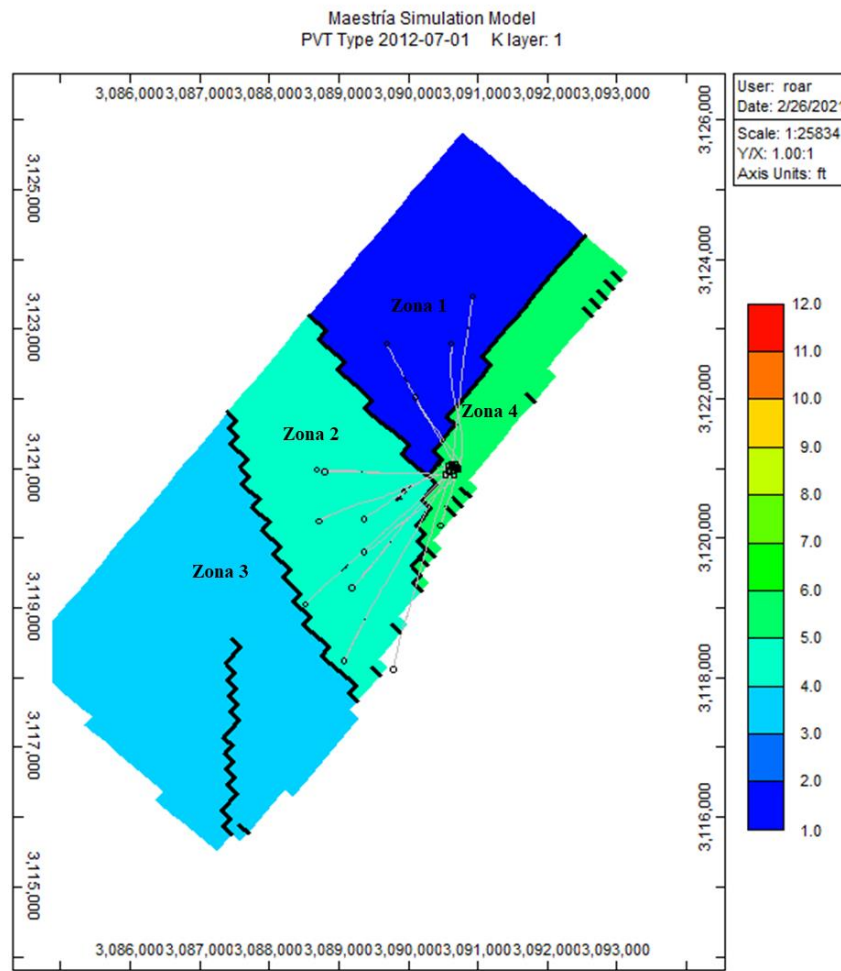
Dado que entre pozos se han identificado variaciones de contactos, tal como se describió en la figura 19, así como en las regiones del campo, fue necesario representar con diferentes regiones las variaciones entre ellas. Para poder desarrollarlo se emplearon 3 modelos de fluidos: uno para las Arenas Arsu-1&2, otro para Arsu-3&4 y otro para Arsu-5, resultando en 12 regiones PVT tal como se presenta en la tabla 9 y la figura 29.

Tabla 9.*Zonas de Equilibrio del Campo*

Unidades	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Arsu-1_2	1	5	4	6
Arsu-3_4	2	8	7	9
Arsu-5	3	11	10	12

Figura 29.

Zonas de equilibrio del campo.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

El poblamiento de las propiedades se divide en dos etapas, modelamiento geométrico y modelamiento petrofísico.

El modelamiento geométrico, consistió en generar para cada una de las celdas de la malla 3D diferentes propiedades usando procedimientos predefinidos en Petrel. Para este modelo se generaron: volumen bruto, ángulo de la celda (respecto a la vertical), distancia encima del contacto

de agua-aceite y zonas (unidades lito-estratigráficas). Estas propiedades se utilizaron para hacer control de calidad de las celdas en el modelo y corregir anomalías en las mallas.

El modelamiento petrofísico consistió en poblar las propiedades en todas las celdas del modelo estático mediante escalamiento a partir de todos los datos disponibles de los pozos perforados y la información geológica descrita anteriormente.

3.2 Ajuste histórico del modelo.

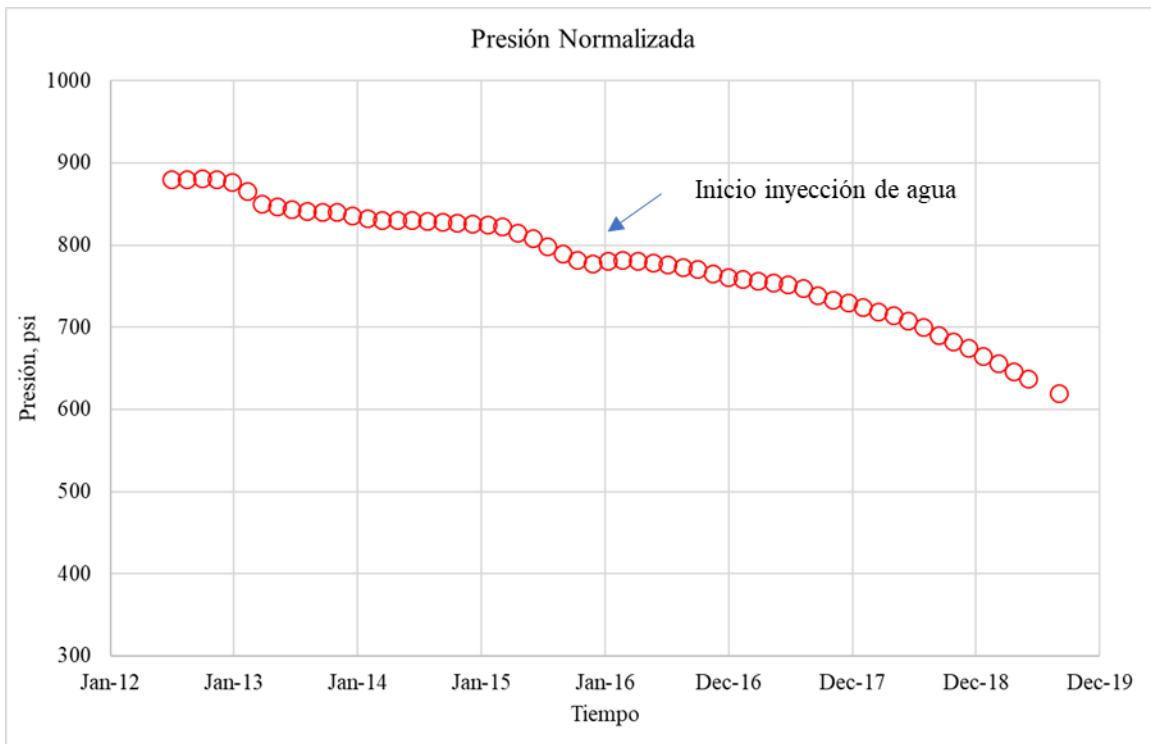
El desarrollo de este estudio se realizó con la ayuda de simulación numérica de yacimientos. El modelo de simulación numérico del campo fue construido en el software comercial de la compañía CMG (*Computer Modeling Group, por sus siglas en inglés*), específicamente en el simulador de IMEX que es un simulador trifásico de aceite negro que permite modelar estructuras simples como complejas y que se ajusta a las necesidades del yacimiento en estudio permitiendo predecir procesos de recobro secundario, así como la optimización de los parámetros operacionales en busca de factores de recobro mayores.

El modelo numérico del campo estaba actualizado hasta la segunda campaña de la fase de desarrollo de perforación, haciendo necesario incluir toda la información disponible hasta septiembre de 2019, fecha en la cual se planeó el inicio de la simulación. Información que entre otras cosas incluyó, historia de producción e inyección de cerca de dos años, inclusión de 3 pozos productores, eventos de pozos, paradas de pozos, trabajos operativos, cambios de bombas, nuevos intervalos abiertos y presiones estáticas tomadas. Respecto a estas últimas, solo se cuenta con información de presiones originales en los pozos P-1, P-3 y P-4, una prueba de aumento de presión o PBU (por sus siglas en inglés *Pressure Buildup*) en el pozo P-9 en un intervalo de la arena

superior 1 y presiones estáticas de algunos pozos a través del tiempo. La información anteriormente mencionada fue ponderada y normalizada para ser incluida dentro del modelo de simulación tal como se muestra en la figura 30.

Figura 30.

Gráfica presión vs tiempo incluida en el modelo base de ajuste.



Nota. Tomado de: CNOOC Petroleum Colombia Ltd.

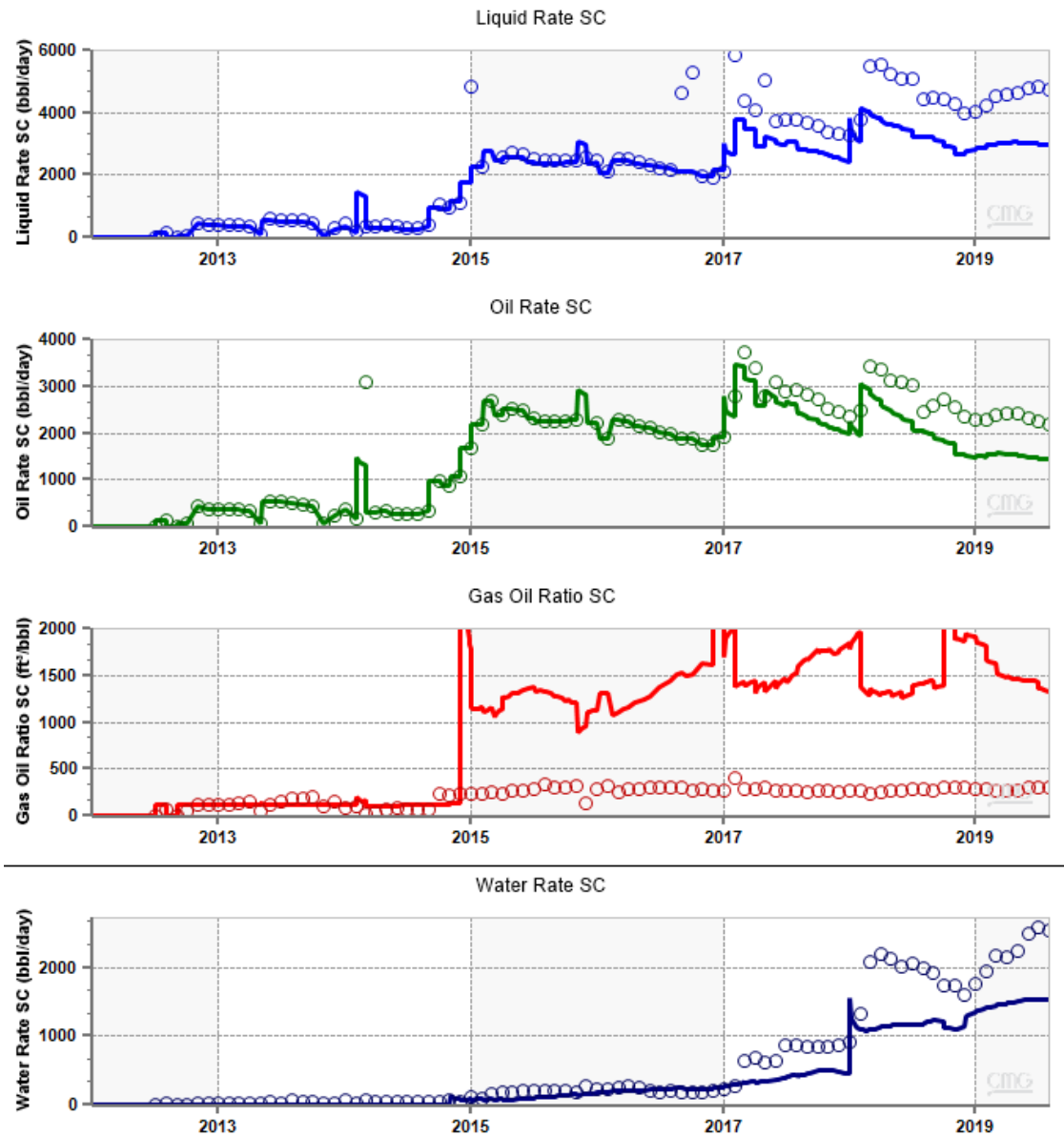
Cabe resaltar que, durante la interpretación de las presiones estáticas tomadas en el tiempo, se puede notar que estas presentan un grado de ruido bastante alto que aun, suavizando los datos, los mismos no facilitaban su adecuada interpretación para el análisis de la presión promedio de yacimiento. Varios factores afectaron la toma adecuada de información de presiones tales como la interferencia entre pozos productores-inyectores y productores-productores, tiempos de la prueba

muy cortos, fallas mecánicas en los equipos de medición. Lo anterior deja un grado de incertidumbre sobre el estado actual de presión del campo, haciendo que el posible ajuste que se pueda presentar no sea el más apropiado en términos de presión de yacimiento. Así es que, durante el proceso de ajuste histórico, se le dio un peso menor al ajuste de presión durante todas las corridas llevadas a cabo para dicha operación.

Una vez actualizado el modelo de simulación, se hizo una corrida base para identificar que tan bien se está representando el modelo el comportamiento del yacimiento. En la figura 31 se muestra el resultado de dicha corrida en donde se observa que el modelo trata de representar el comportamiento de los fluidos líquidos con una diferencia después del año 2017, pero no está representando muy bien el comportamiento de producción de gas.

Figura 31.

Corrida base del modelo actualizado.

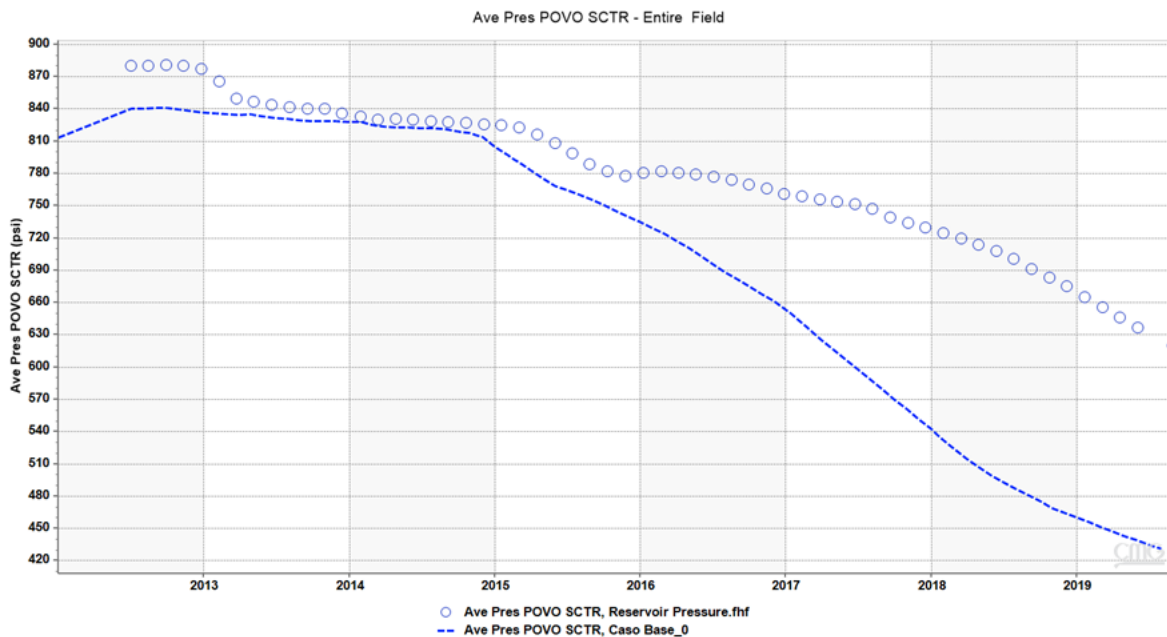


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

La corrida inicial para el comportamiento de presión vs tiempo se presenta en la figura 32. Los valores iniciales de presión simulados están bastante alienados con la presión real del yacimiento hasta el año 2015, y posteriormente hay un desfase importante respecto al histórico.

Figura 32.

Resultado presión simulada en la corrida base.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group

3.2.1 Análisis de sensibilidad

Dentro de los simuladores que ofrece CMG, se encuentra CMOST, un software que realiza tareas como: análisis de sensibilidad de los parámetros del yacimiento, ajuste histórico con la obtención de múltiples modelos históricos de ajuste, optimización de planes de desarrollo mediante la maximización de valores presentes netos y el análisis de incertidumbres e identificación del riesgo, *Computer Modeling Group*. Así bien, mediante la utilización de inteligencia artificial y machine “*learning*”, la herramienta realiza corridas utilizando como base el archivo .dat del modelo de simulación y reemplaza los parámetros identificados en un análisis de sensibilidad de dichos parámetros, logrando realizar cientos de miles de combinaciones posibles. El objetivo

principal de este análisis de sensibilidad es el de identificar los parámetros que más influyen en la respuesta de producción de fluidos del yacimiento.

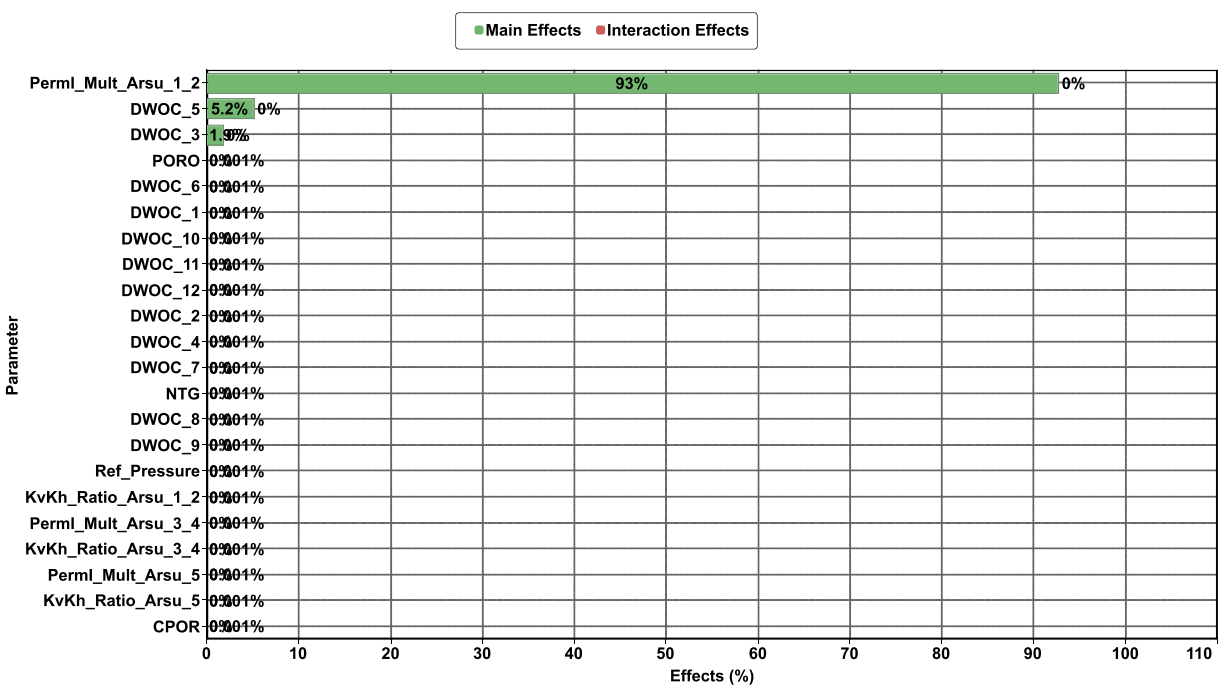
Para lograr el ajuste histórico y teniendo en cuenta que el modelo estático solo contaba con información petrofísica actualizada hasta la segunda campaña de perforación, se tomaron como factores principales a variar en el modelo: permeabilidad horizontal (K_h) se utilizó un factor multiplicador entre 0.1 y 2.5; permeabilidad vertical (K_v) se trabajó mediante una fórmula del factor multiplicador de la permeabilidad horizontal por la relación K_v/K_h ; relación K_v/K_h estuvo entre 0.01 y 0.95; compresibilidad de la roca +/- un 5% sobre un valor estimado de 4.1401×10^{-6} psi-1; para el caso de la porosidad se utilizó un factor multiplicador entre 0.95 y 1.05 teniendo en cuenta que los valores cargados en el modelo fueron poblados geo-estadísticamente en todas las celdas, *net to gross* entre 0.5 y 1.5 y contacto agua aceite se varió en general entre -300 y 300 ftTVDss. Este último, debido a que solo se tiene un dato de identificación selectiva del contacto agua aceite durante las pruebas iniciales del pozo P-1. A pesar de que se cuenta con datos de presiones originales en tres pozos, los gradientes de presión tomados para todas las arenas se encuentran en el orden de 0.39 a 0.42 psi/ft enmascarando la diferenciación entre aceite y agua; adicionalmente, el agua del yacimiento es extremadamente fresca por debajo de los 1,000 ppm de cloruros, de manera que tampoco se puede tener certeza de la ubicación de su nivel mediante la interpretación de registros de resistividad tomados durante la perforación de los pozos.

Una vez seleccionados estos parámetros, se llevó a cabo un primer paso de análisis de sensibilidad para identificar los parámetros que más afectan las funciones objetivo a ser ajustadas. Las funciones objetivo definidas fueron producción de aceite acumulado, gas acumulado, agua acumulada y presión promedio del yacimiento.

En las figuras 33, 34, y 35 se presentan los resultados del grado de influencia que tiene cada parámetro sobre las funciones objetivos de manera porcentual. Para este análisis se realizaron cerca de 100 corridas de simulación.

Figura 33.

Porcentajes de influencia de cada parámetro sobre la producción de aceite acumulado.



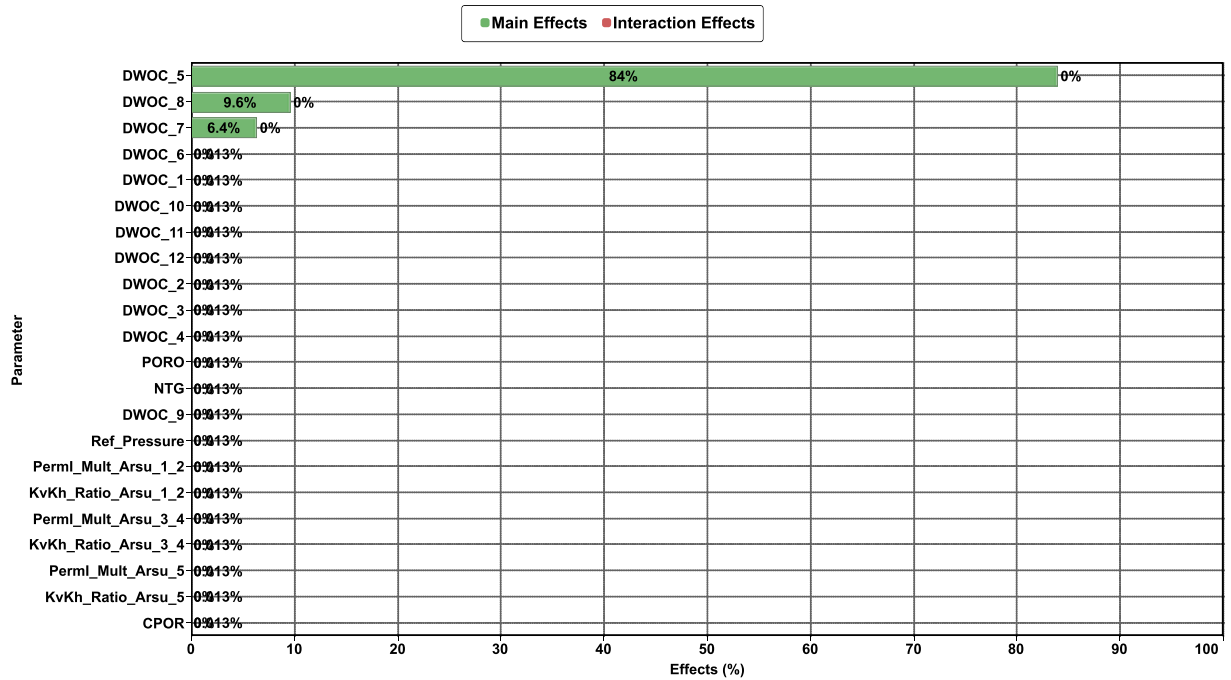
Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

En la figura 33 se observa que la variación de la permeabilidad horizontal tiene una afectación del 93% sobre la producción de aceite, seguido de un 5.1% causado por el contacto de la región 5 y cerca de un 1% por el contacto de la región 3.

El 82% de los casos corridos se movieron entre una valor de variación de permeabilidad horizontal entre 0.1 y 1.55.

Figura 34.

Porcentajes de influencia de cada parámetro sobre la producción de agua acumulada.

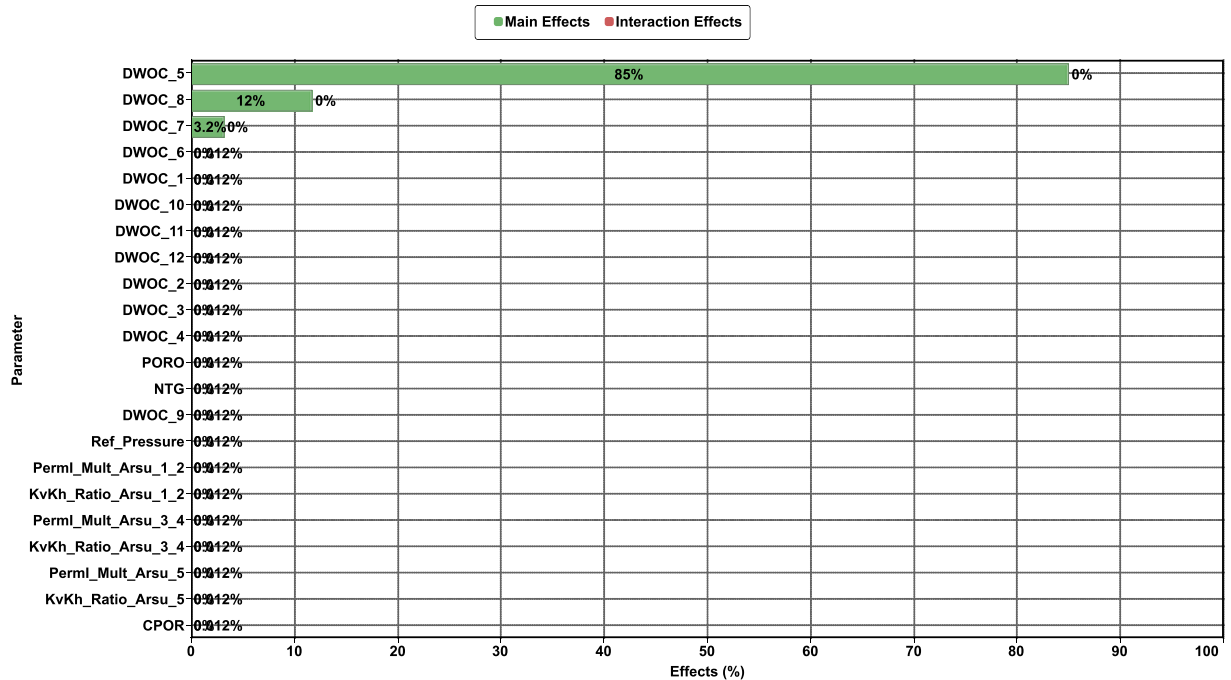


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Para el caso de producción de agua, el contacto de la región 5, 8 y 7, fueron los parámetros que más influencia tuvieron en los resultados de su producción con unos porcentajes de afectación de 84%, 9.6% y 6.4% respectivamente. El 82% de los casos corridos estuvieron entre 0 a -300 ft TVDss para el contacto de la región 5.

Figura 35.

Porcentajes de influencia de cada parámetro sobre la producción de gas acumulada.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

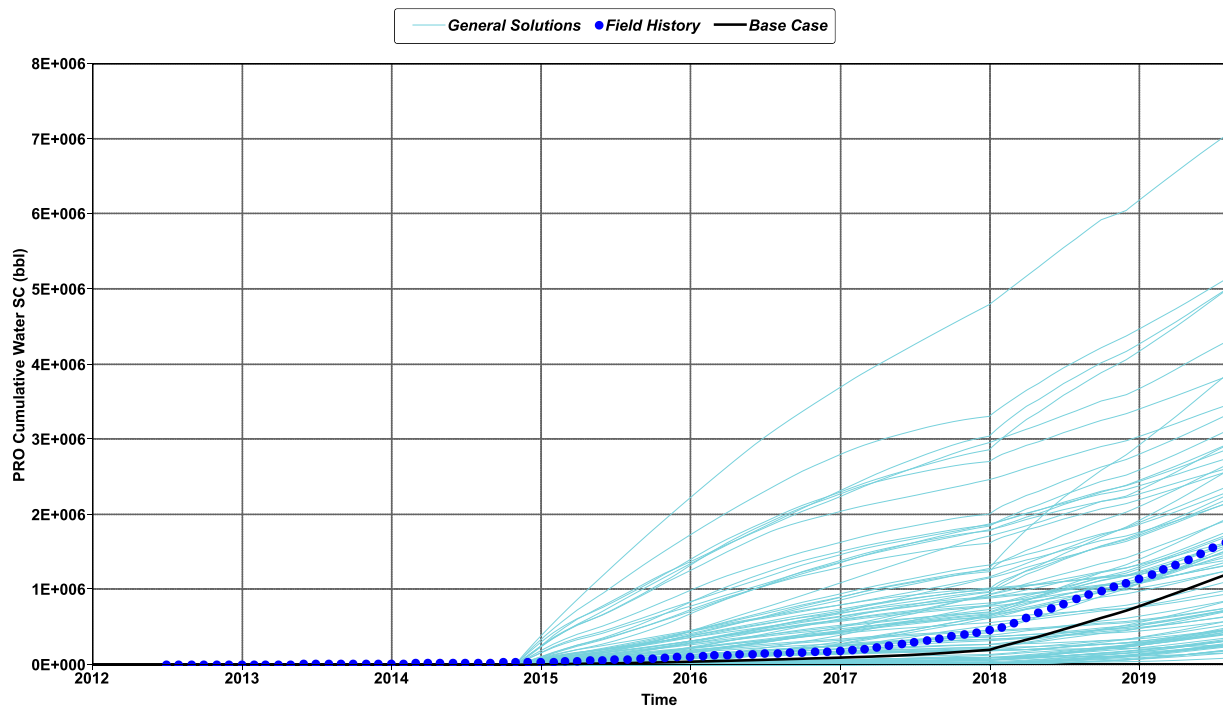
Al igual que para el caso del agua, los contactos de las regiones 5, 8 y 7 influenciaron en mayor medida la producción de gas. Los demás parámetros seleccionados no tuvieron una influencia mayor sobre las funciones objetivo.

En la figura 36, se presentan como ejemplo las variaciones que tuvo el agua acumulada durante las cien corridas realizadas variando los parámetros antes descritos. Como se puede observar, estas variaciones permitieron mostrar producción acumulada por encima y por debajo de los valores históricos medidos, información que permite comprobar que los rangos seleccionados pueden variar la producción del agua por encima y por debajo del volumen objetivo. En otras palabras, si las variaciones de los parámetros solo permiten representar acumuladas por encima de

los datos medidos o, por el contrario, solo acumuladas por debajo, el ajuste histórico para esta función objetivo nunca podría llegar a alcanzarse con los rangos seleccionados, y se debería volver a realizar dicha sensibilidad. En el caso estudiado, esta situación no se presentó para ninguna de las funciones objetivo por lo que fue posible proceder al siguiente paso de ajuste.

Figura 36.

Volumen de agua acumulada por variación de los parámetros.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

3.2.2 Determinación del menor Error Global.

El diseño establecido en CMOST para realizar procesos de optimización, ya sean de maximización de alguna función objetivo o disminución en el caso de encontrar el menor error

global para un ajuste histórico, es el hipervínculo latino combinado con la generación de un modelo Proxy. Este motor consiste en la generación de un diseño experimental mediante la utilización del hipervínculo latino que genera varios experimentos aleatorios, el número de experimentos va a depender del número de parámetros que se van a variar; así, CMOST corre las simulaciones para cada uno de esos experimentos, luego se genera un primer set inicial de entrenamiento y que mediante la implementación de regresiones polinómicas, redes neuronales o redes neuronales multicapa, se construye un modelo Proxy. Este modelo Proxy corresponde a una ecuación generada a partir de todos los parámetros seleccionados y la funciones previamente mencionadas que representa el comportamiento de los escenarios corridos. Ahora, CMOST lo que va a tratar a medida que avanzan los casos corridos y haciendo variaciones de los parámetros, es minimizar el porcentaje de error entre los datos reales, versus los resultados generados a partir del modelo Proxy creado. Es así como CMOST van creando casos subóptimos con ciertos parámetros, luego toma estos valores y los lleva nuevamente al modelo de simulación para verificar o determinar si el modelo Proxy generado esta ajustado o no. Si cumple con los criterios de parada, el simulador para y selecciona el caso subóptimo, de lo contrario, se repite el proceso generando un nuevo modelo Proxy ya más entrenado hasta encontrar el menor error global. *Computer Modeling Group*.

El criterio de parada o base para el ajuste histórico definido fue el menor error global de las funciones objetivos, el cual es el error cuadrático medio y está basado en mínimos cuadrados permitiendo calcular la menor diferencia porcentual entre las curvas reales y simuladas. La base del cálculo del error global del ajuste histórico que realiza CMOST se presenta en la ecuación 4, que representa la sumatoria de la diferencia entre los datos de simulación y los datos medidos en el campo elevados al cuadrado para hacerlos positivos dividido por el número total de medidas para hallar el cuadrado promedio y se calcula la raíz cuadrada para obtener un error promedio.

$$\sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{Nt} (Y_t^s - Y_t^m)^2}{Nt}} \quad (4)$$

Donde:

Y_t^s : Datos simulados.

Y_t^m : Datos medidos en campo.

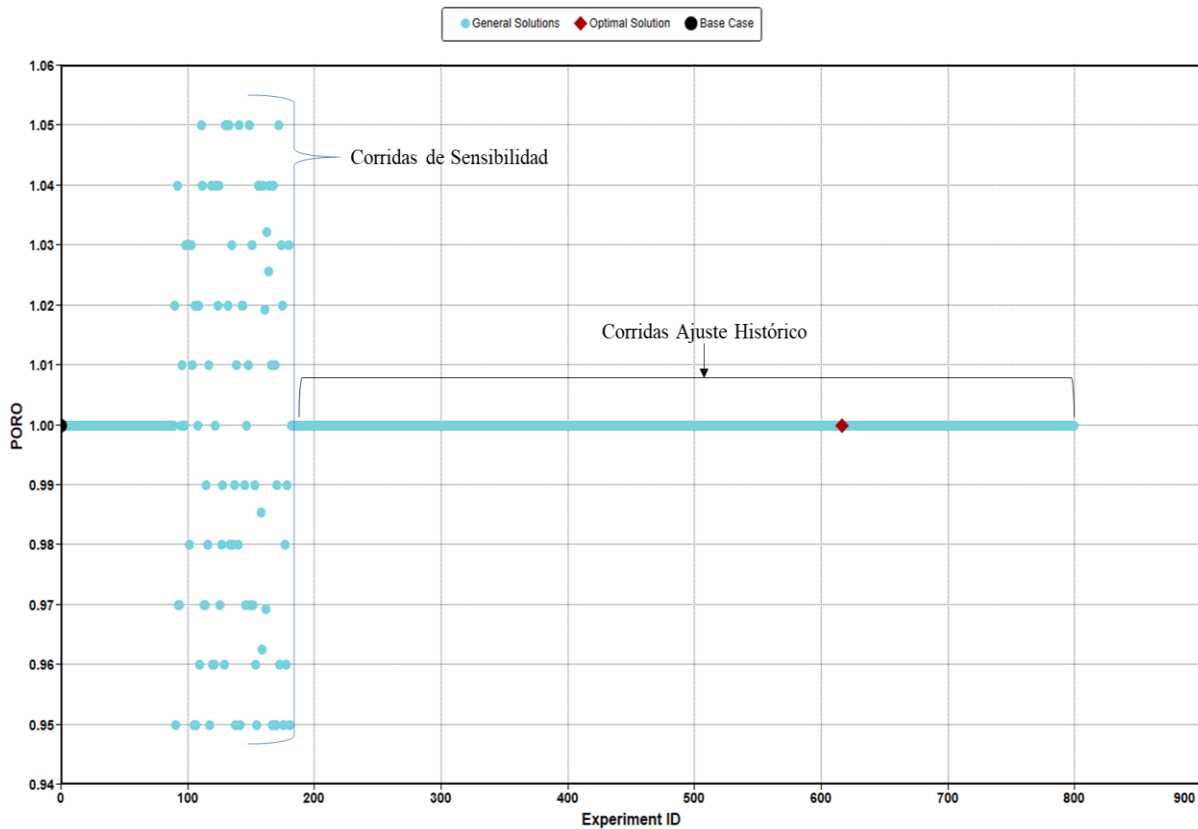
Nt : Numero de medidas.

A pesar de que se llegue a alcanzar un ajuste razonable del comportamiento histórico de producción del campo, y al tratarse de un modelo simulación, siempre va a haber un grado de incertidumbre respecto en los parámetros de entrada, pero a medida que el simulador va aprendiendo el comportamiento del campo mediante la variación de estos parámetros, la incertidumbre se va a ir reduciendo.

Teniendo en cuenta los resultados del caso de sensibilidad, varios de los parámetros fueron descartados y se les asignó un rango de variación de 1 que corresponde al valor original de los mismos y simplemente se mantuvieron estáticos en todos los casos, como fue el caso de la porosidad. (Figura 37). Durante la etapa de sensibilidad se le asignó un rango de variación del +/- 5% de valor original y una vez realizado este proceso, se pudo identificar que no tenía ningún efecto sobre las funciones objetivos, así que, durante el periodo de ajuste histórico, se mantuvo constante.

Figura 37.

Variación de la porosidad durante la sensibilidad y ajuste histórico.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

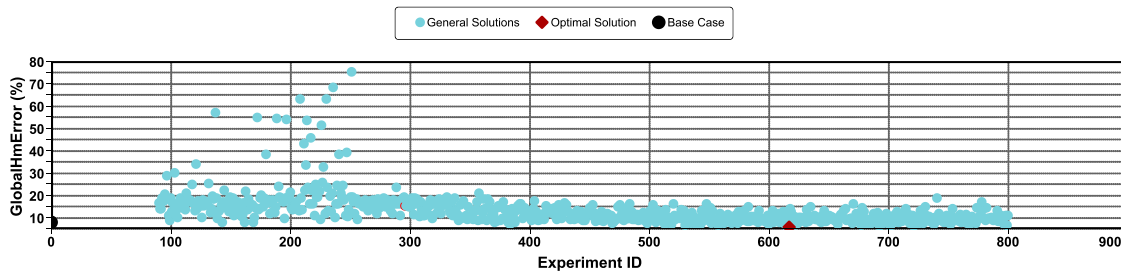
El procedimiento realizado para ajustar el modelo es muy similar al realizado durante la etapa de sensibilidad solo que, para este caso, se cambiaron las funciones objetivo y se incluyeron: Error Global, Error Aceite acumulado, Error agua acumulada, Error Gas acumulado y Error Presión. El escenario que presentara el menor error global es seleccionado por el simulador.

Este tiene en cuenta el promedio ponderado de todos los errores calculados por función, sin embargo, este “caso subóptimo” puede ser objetivo si se tiene en cuenta que al incluir el error de presión y al no tener certeza de su robustez puede llegar a afectar el error global.

Para encontrar el caso que generara el menor porcentaje de error global, el simulador tuvo que realizar más de 800 casos tal como se muestra en la Figura 38.

Figura 38.

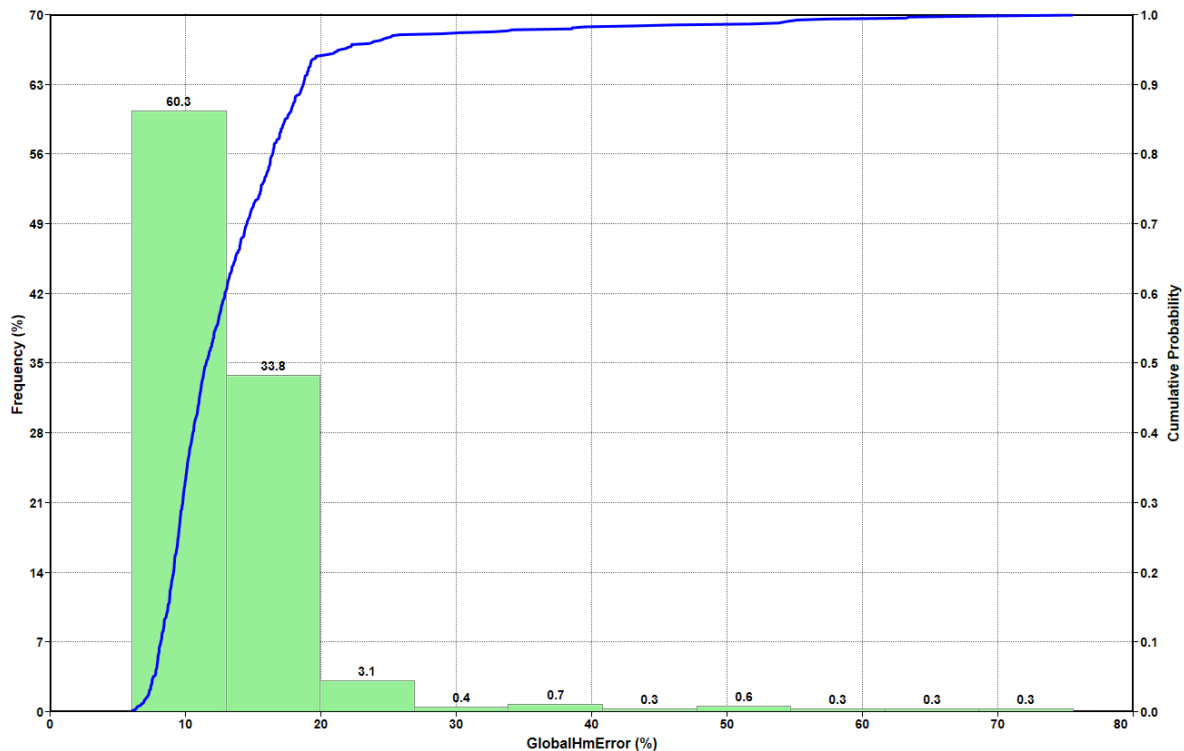
Número de casos corridos en CMOST y solución óptima.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Las primeras 100 corridas fueron reutilizadas del análisis de sensibilidad por lo que se puede ver una gran dispersión de resultados. A partir de la corrida 150, el simulador empieza a descartar valores que hacen que los errores lleguen a estar muy alejados del valor de cero que fue seleccionado como el caso inmejorable y así, él va aprendiendo y descarta ciertos rangos de parámetros.

Según los criterios asignados, el menor error global se encontró en la corrida 617 con un valor del 6%. De acuerdo con el histograma de frecuencias para error global mostrado en la figura 39, cerca del 60% de los casos corridos, estuvieron entre 6% y el 13%.

Figura 39.*Histograma de frecuencia Error Global.*

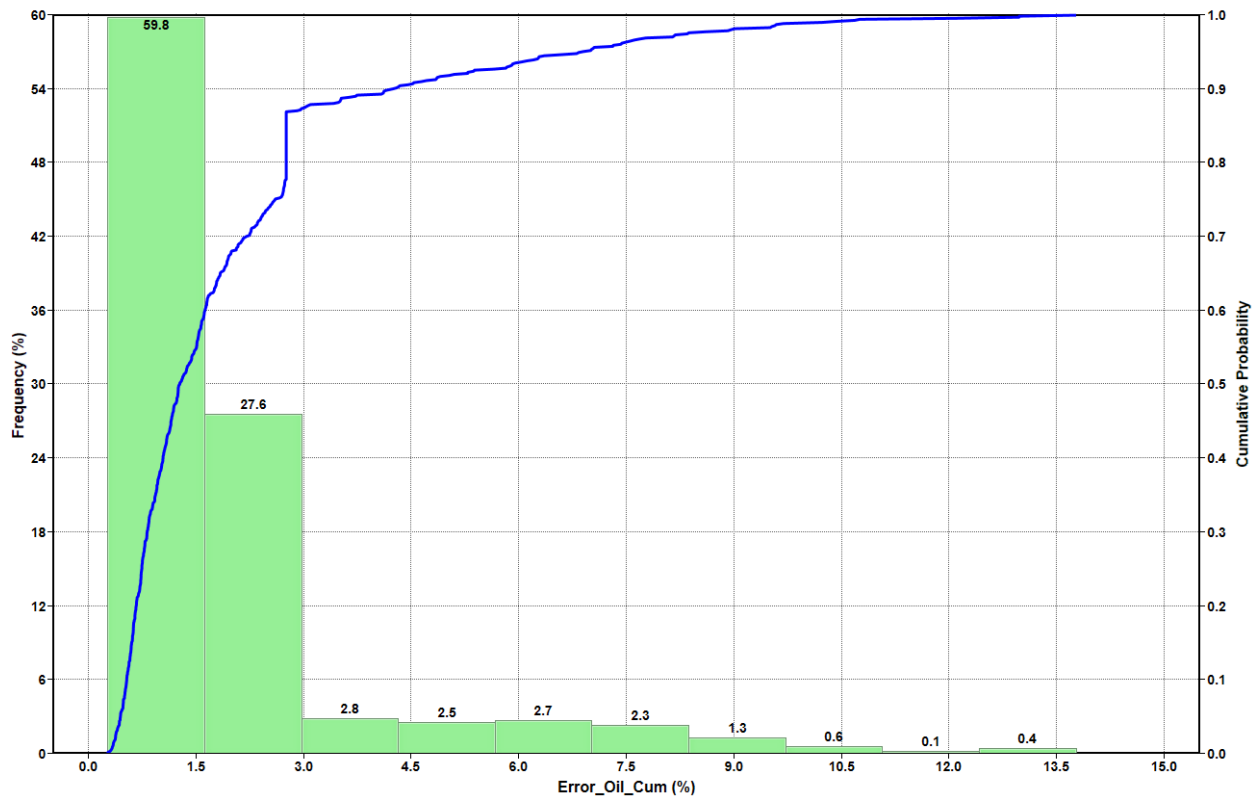
Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Los porcentajes de error para los volúmenes acumulados de petróleo, agua y gas en el caso 617 fueron respectivamente de: 0.8%, 2.7% y 9.3%. Valores que son muy aceptables para poder seleccionar este caso como el de menor error y que se utilizará para la corrida base y los escenarios de explotación y optimización. La presión presentó un error de 11.2%.

Los rangos de error en los que se movieron el aceite, agua y gas, estuvieron por debajo del 3%, 20% y 17% respectivamente mostrando un comportamiento logarítmico con tendencia hacia el 0, los histogramas se encuentran en las figuras 40, 41 y 42, pero el porcentaje del error de presión tuvo un comportamiento de distribución de tipo normal centrando su media por encima del 15%. Si no se tuviera en cuenta el valor del error de presión, el Error global del caso 617 sería del 4%.

Figura 40.

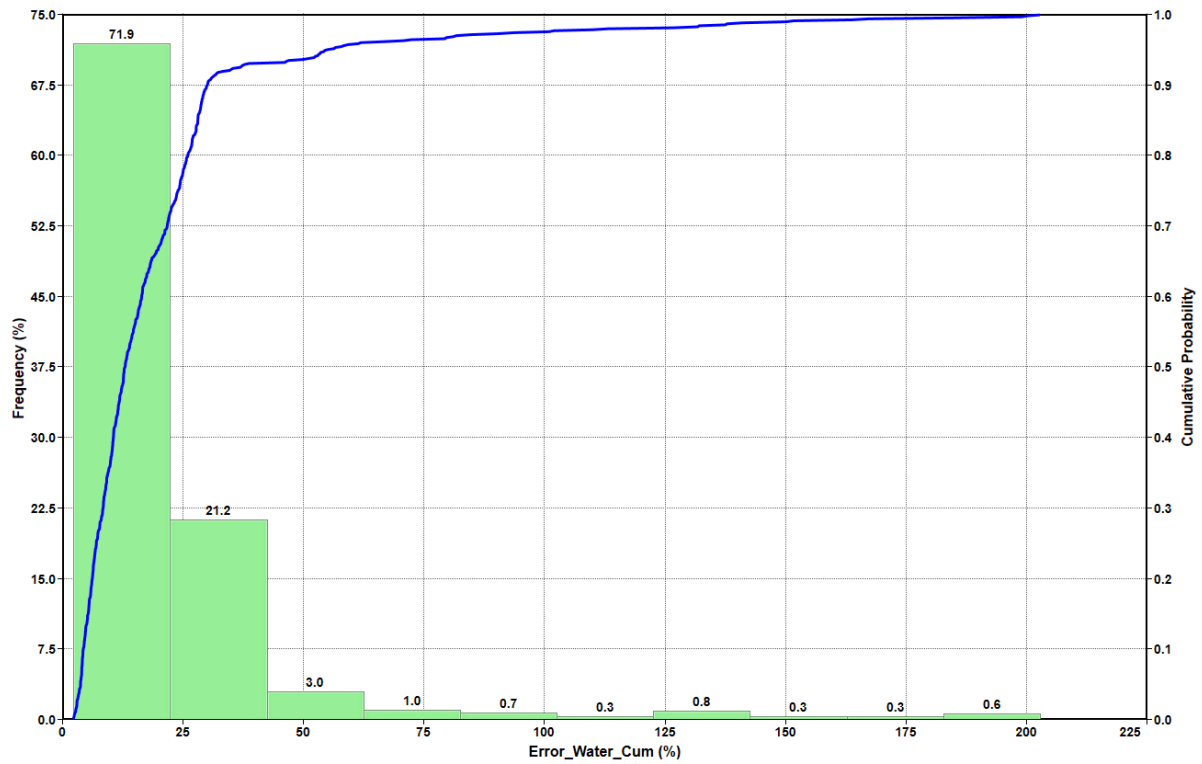
Histograma de frecuencia Error Aceite Acumulado.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Figura 41.

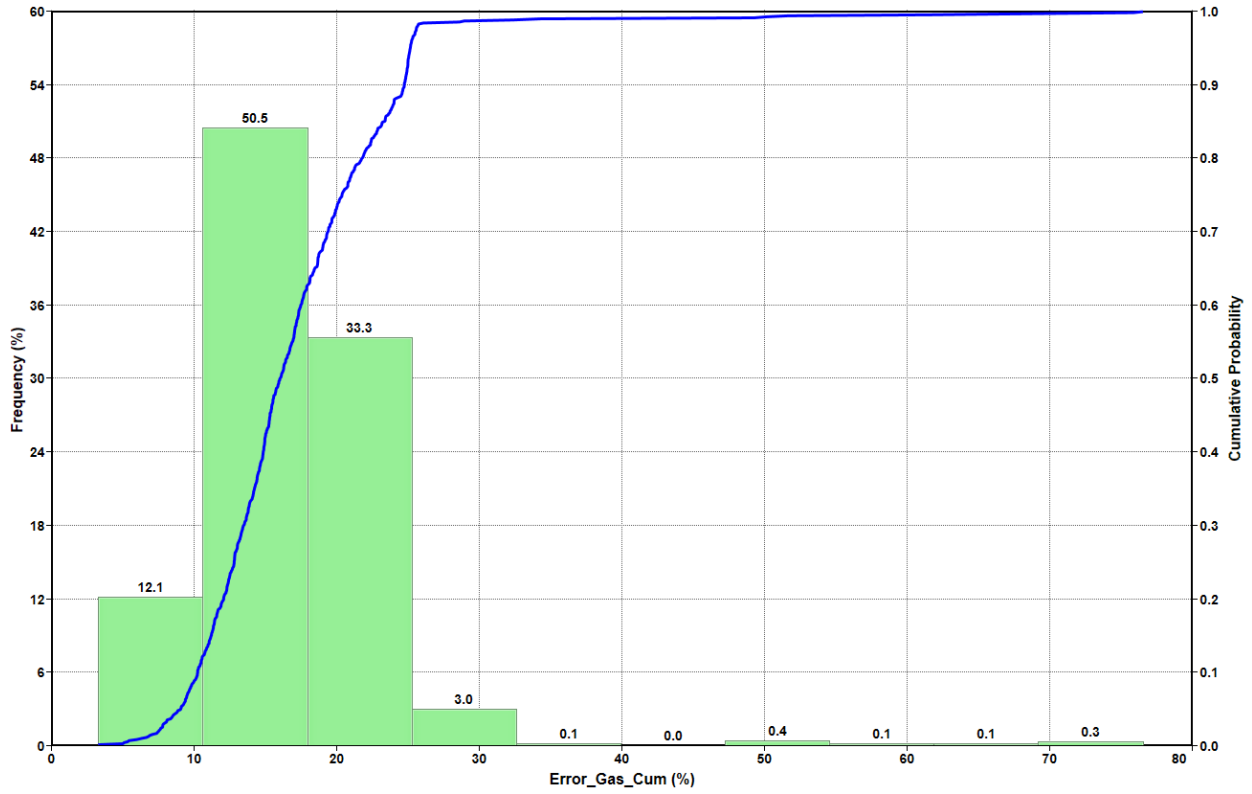
Histograma de frecuencia Error Agua Acumulado



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Figura 42.

Histograma de frecuencia Error Gas Acumulado.

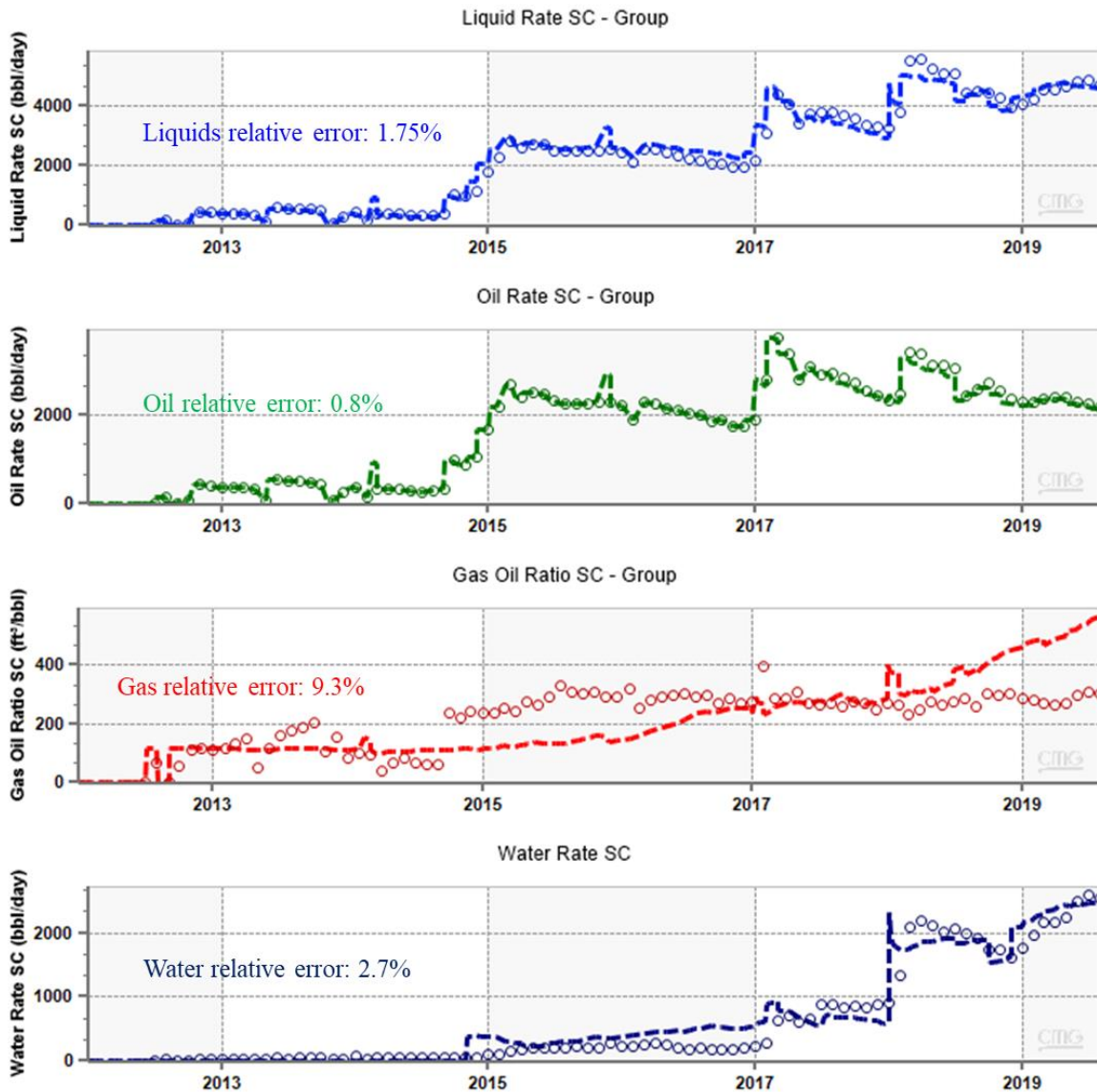


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Las gráficas de fluidos ajustados se presentan a figuras 43.

Figura 43.

Ajuste de fluidos del campo.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

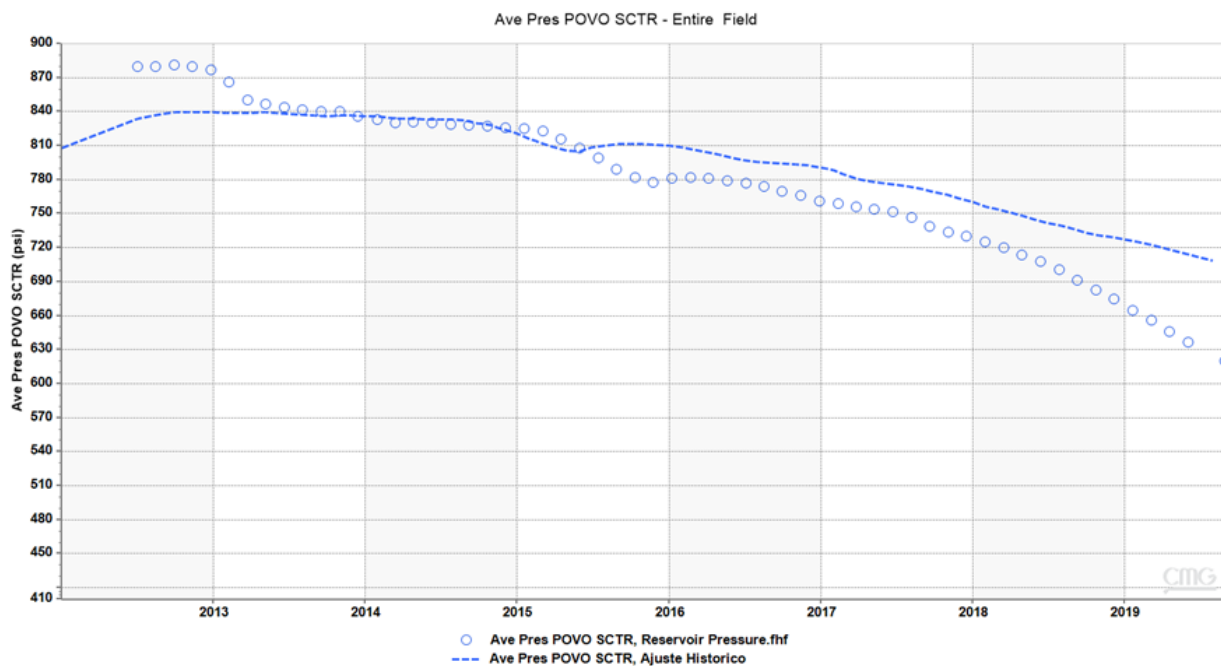
En el ajuste del gas, se tiene una incertidumbre adicional a los parámetros del yacimiento y se debe principalmente a la información registrada en los reportes diarios de producción, que históricamente el campo siempre se ha tenido la incertidumbre en los volúmenes reportados. De

acuerdo con los resultados simulados, el ajuste del gas está fuertemente influenciado por la producción del pozo P-2, que se encuentra en la zona más alta del yacimiento y por esa razón, no ve una respuesta clara al mantenimiento de presión por la inyección de agua de la parte baja de la estructura. En general, el modelo se considera bien ajustado en términos de fluidos líquidos, por lo que se procederá a continuar con la realización del caso base y escenarios de explotación.

En la figura 44, se presenta el resultado del ajuste histórico de la presión promedio del yacimiento, en donde se aprecia que hay un mejor ajuste después de haber iniciado la inyección de agua en el año 2015 con una menor caída de presión a nivel del campo.

Figura 44.

Ajuste histórico de la presión promedio de yacimiento.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Los valores seleccionados de los parámetros variados para alcanzar el ajuste histórico se presentan en la tabla 10.

Tabla 10.

Valores seleccionados para alcanzar el ajuste histórico.

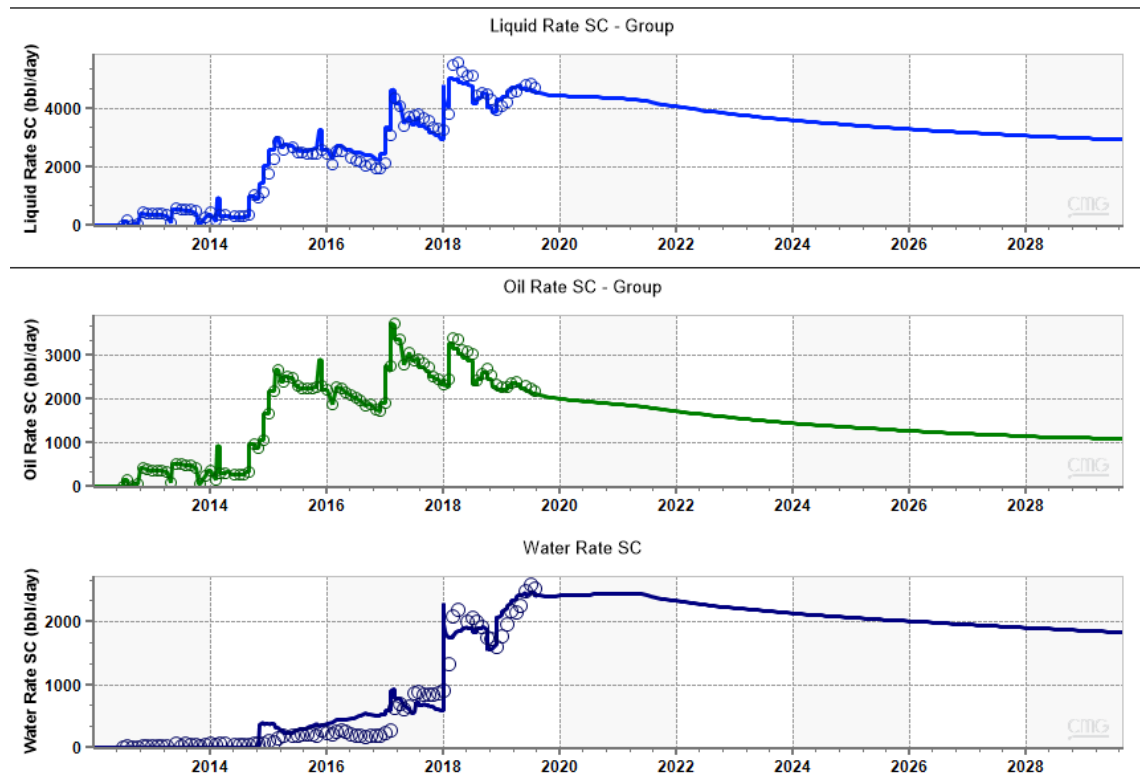
Parámetro	Valor Ajuste Histórico
Permeabilidad Horizontal Valor multiplicador	0.4
Permeabilidad Vertical	1
Relación Kv/Kh	0.4
Compresibilidad de la roca psi-1	4.143E-06
Contacto agua aceite ft	-133 ft TVDss
Net to Gross	1
Porosidad	1

3.3 Definición del Caso Base.

La definición del caso base para efectos de análisis de producción incremental tiene en cuenta los parámetros operativos de producción de todos los pozos hasta la última fecha ajustada y, proyectados en el tiempo como nuevo valor de restricciones de producción para continuar con el comportamiento de producción con el que venían todos los pozos hasta la fecha de ajuste. Este caso se denominó caso base o línea base del pronóstico. En la gráfica 45 se presenta el resultado del caso base con una proyección a 10 años. Este tiempo fue definido, de acuerdo con los parámetros internos de la compañía para evaluación de proyectos de inversión para producción incremental.

Figura 45.

Proyección caso base para producción de fluidos.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

En la figura 43 se tiene que el volumen final producido acumulado para los diez años de evaluación es de 9.87 MMBO correspondiente a un factor de recobro de 20.22% y una producción acumulada de agua de 9.58 MMBW.

3.3.1 Pronostico Probabilístico

Según se comentó en el numeral anterior, se corrieron un poco más de 800 casos para lograr alcanzar un caso “subóptimo” de ajuste histórico, que presentaba el error global más bajo; sin

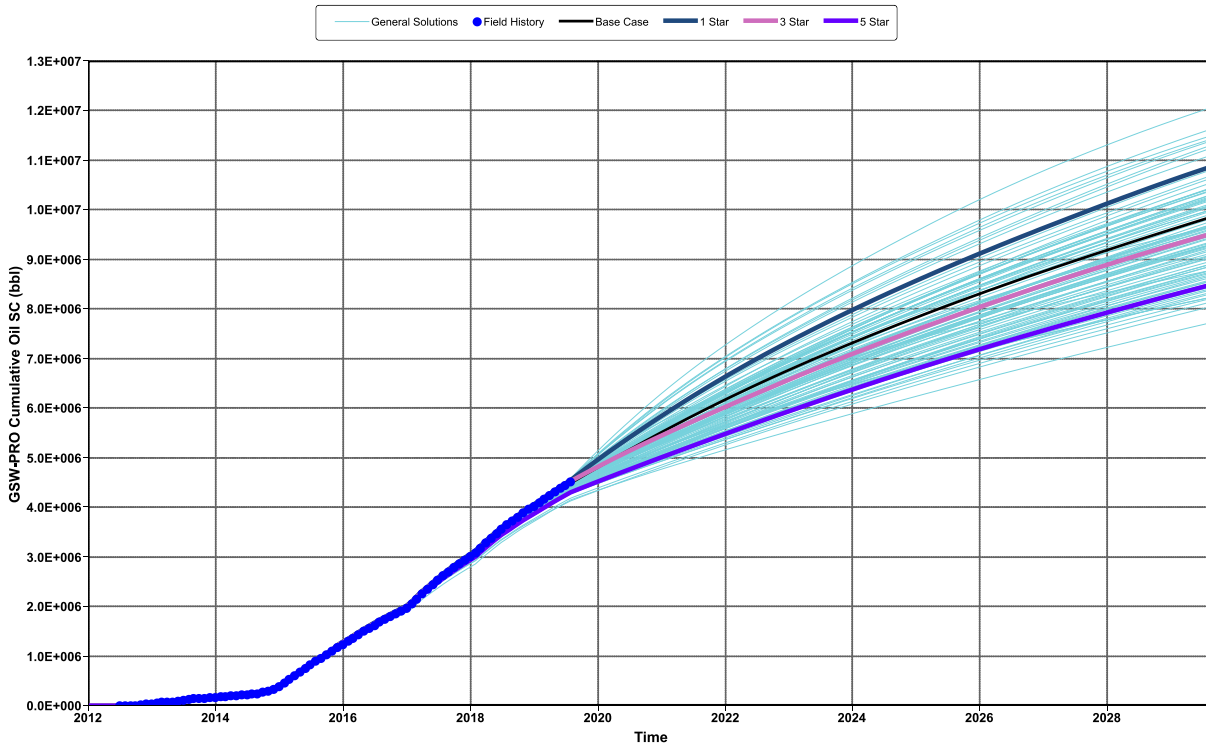
embargo, cerca de unos 100 resultados presentaron errores con casi el mismo valor porcentual y a su vez con diferentes parámetros que permitieron estos resultados. Aunque se haya seleccionado un solo caso para definir una línea base, es importante aclarar que existe una incertidumbre a la hora realizar el pronóstico de producción y poder decir cuál de estos casos pudo en realidad haber sido el más apropiado. Es decir, que cualquiera de los 100 casos puede llegar a ser tomado como línea base, pero representando un valor de producción acumulada final estimada diferente.

Por lo anterior, se realizó un pronóstico probabilístico para determinar el rango de producción de aceite acumulado para los 100 mejores casos. Con la ayuda de CMOST, este procedimiento se pudo llevar a cabo con un tiempo de simulación aproximado de 7 horas, usando como base los algoritmos de optimización del proceso de ajuste histórico.

En la figura 46 se presenta el pronóstico de producción probabilístico realizado con los 100 casos que tenían los menores errores globales, donde se presenta la producción acumulada de aceite para el caso base (Línea Negra) y los percentiles P90 (Línea purpura o *5 Star*), P50 (Línea rosada o *3 Star*) y P10 (Línea azul oscura o *1 Star*), aclarando que en este caso el percentil 90 es el caso más conservador o pesimista y el percentil 10 es el caso más optimista. Al revisar los volúmenes finales producidos, se tiene un rango de producción final estimada entre 8.5 MMBO (P90) y 10.9 MMBO (P10). El caso base inicialmente corrido presenta una producción acumulada de 9.87 MMBO, valor que está muy cercano al percentil 50.

Figura 46.

Producción acumulada de los 100 mejores casos.

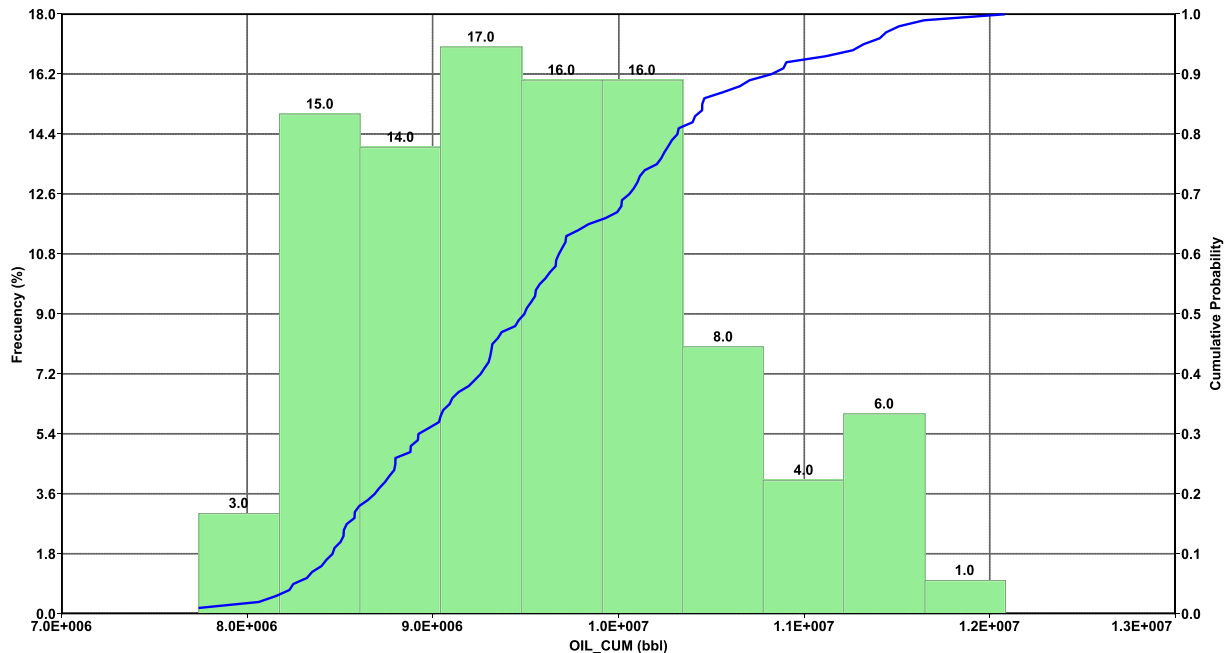


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Al revisar el histograma de frecuencias para el acumulado de petróleo, figura 47, cerca del 80% de los casos presentan una producción acumulada entre 8.2 MMBO y 10 MMBO. El tipo de distribución que se puede llegar a interpretar es de tipo normal con una media de cerca de los 9.5 MMBO. Este análisis permitió reducir un poco la incertidumbre con respecto al caso a elegir como base del pronóstico comparativo y posterior análisis de ganancia de producción para los escenarios que se plantearan en el siguiente numeral. Según lo descrito anteriormente, se tomó el caso base como el caso de mejor ajuste histórico.

Figura 47.

Histograma de frecuencias acumulado de petróleo del pronóstico probabilístico.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

3.4 Escenarios de esquemas de explotación

Dentro de los procesos de evaluación de inversión para producción incremental, internamente se deben evaluar dos alternativas o propuestas que permitan comparar escenarios de baja inversión y otros que requiera una inversión adicional pero que represente en cierta forma una probabilidad más alta de recibir un retorno mayor. En ese sentido, se plantearon los siguientes dos escenarios de explotación para el campo de estudio que permita definir económicamente cual presenta la mayor rentabilidad para el periodo de tiempo de estudio de 10 años establecido como tiempo de evaluación. Dentro del plan de inversiones, se cuenta con un paquete presupuestal para proyectos de capital y su utilización está sujeto al tipo proyecto y propuestas que se presenten. Una

vez analizadas las propuestas, los tomadores de decisiones eligen en que proyecto invertir y el capital disponible para su desarrollo.

3.4.1 Escenario 1 o escenario de mayor inversión de capital:

Incluye la perforación de 4 pozos, con múltiples trayectorias evaluadas para cada uno en los flancos norte y sur del campo debido a que estas zonas son las no drenadas, estas fueron evaluadas direccionales teniendo en cuenta el grado de inclinación de las capas y en busca de poder navegar o contactar la mayor área del pay y obtener mejores productividades. La variación de espacio entre trayectoria se definió entre 200 y 250 metros. La distribución de las trayectorias se presenta en la figura 48 y 49. A su vez se evaluó el estado inicial de cada pozo como productor o inyector y la optimización de parámetros operacionales como tasas de inyección y presiones de fondo. De igual manera se integró un modelo económico en Excel, ver capítulo 5 donde se detalla el modelo económico integrado y los costos asociados, que permite evaluar simultáneamente con cada corrida realizada la economicidad de cada uno de los volúmenes incrementales. La función objetivo que se estableció como punto de comparación fue la maximización del valor presente neto.

Para esta evaluación se incluyeron 48 parámetros de variación, para un total de casos mínimos requeridos entre 300 y 400 casos, que van a permitir realizar sensibilidades como: la posición del pozo, su estado inicial (productor o inyector), valores de presión de fondo y tasas de inyección. Inicialmente, el simulador lleva a cabo un proceso en el que establece múltiples combinaciones de los parámetros descritos. Posteriormente llega un proceso de exploración y evolución para cada nueva iteración de los 48 parámetros definidos por corrida. Este proceso

permite al simulador ir aprendiendo los rangos de variaciones en los que logra alcanzar la mejor función objetivo.

Para la evaluación de la mejor posición de cada pozo, se desarrolló dentro del modelo un condicional mediante una función de *Lookup* que permite evaluar cada pozo productor en diferentes trayectorias previamente diseñadas y cargadas, así como para su par inyector, integrando el estado inicial de cada pozo. Se evaluaron 22 trayectorias para los 4 pozos propuestos (P-12, P-15, P-16 y P-17), lo que significa 44 trayectorias integradas dentro del modelo incluyendo los pozos inyectores. En la figura 48 se presentan las trayectorias principales evaluadas para los pozos P-12 y P-17. Una vez se activa el condicional programado en el modelo, el estado del pozo cambia y abre su gemelo par inyector y cierra el pozo productor. El pozo P-17 se diseñó hacia la parte baja de la estructura mientras que el pozo P-12 hacia la cresta. Estos pozos hacen parte de la zona sur oeste del campo. En la zona noroeste se evaluó la perforación de los pozos P-15 y P-16, con la misma ideología, el pozo P-16 en la parte baja y el pozo P-15 hacia la parte alta. Las trayectorias evaluadas de estos pozos se muestran en la figura 49.

Figura 48.

Posiciones evaluadas para los pozos P-17 y P12.

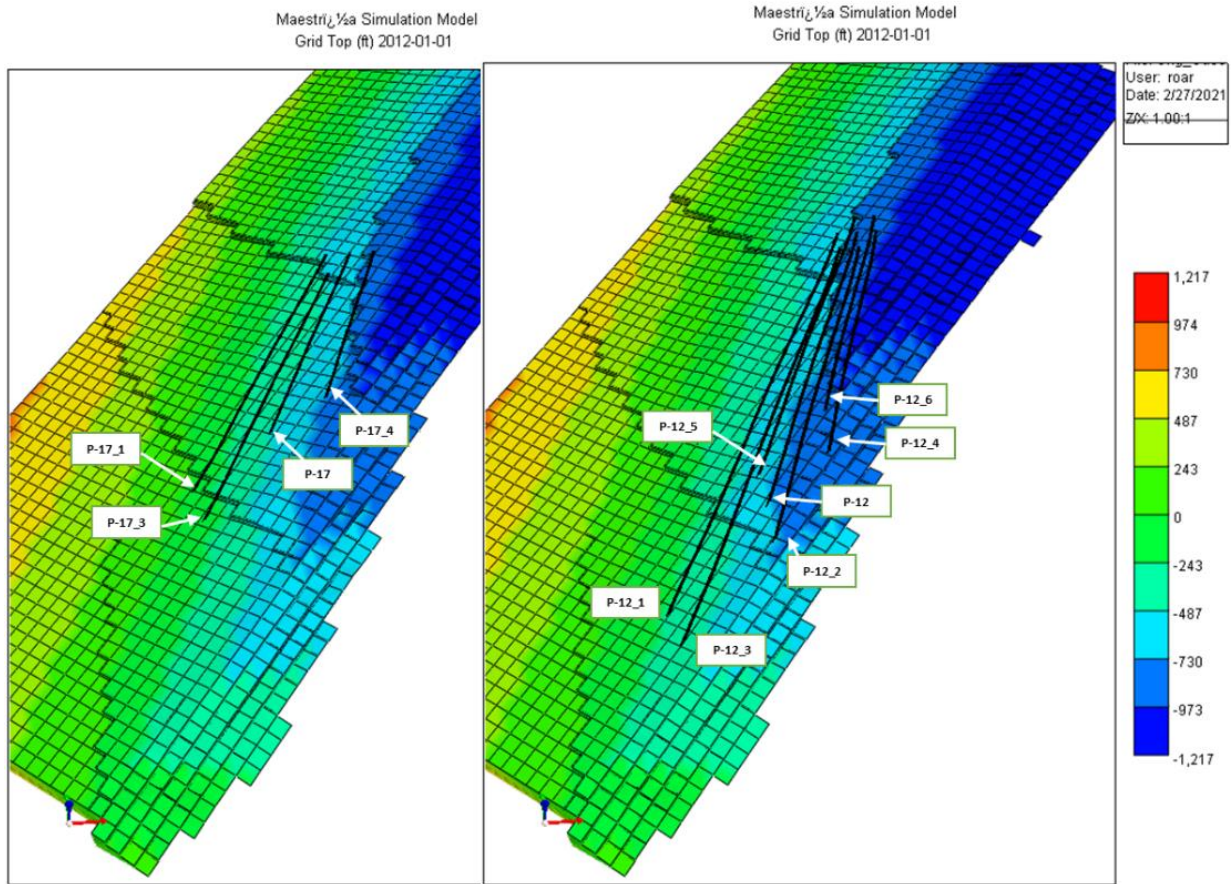
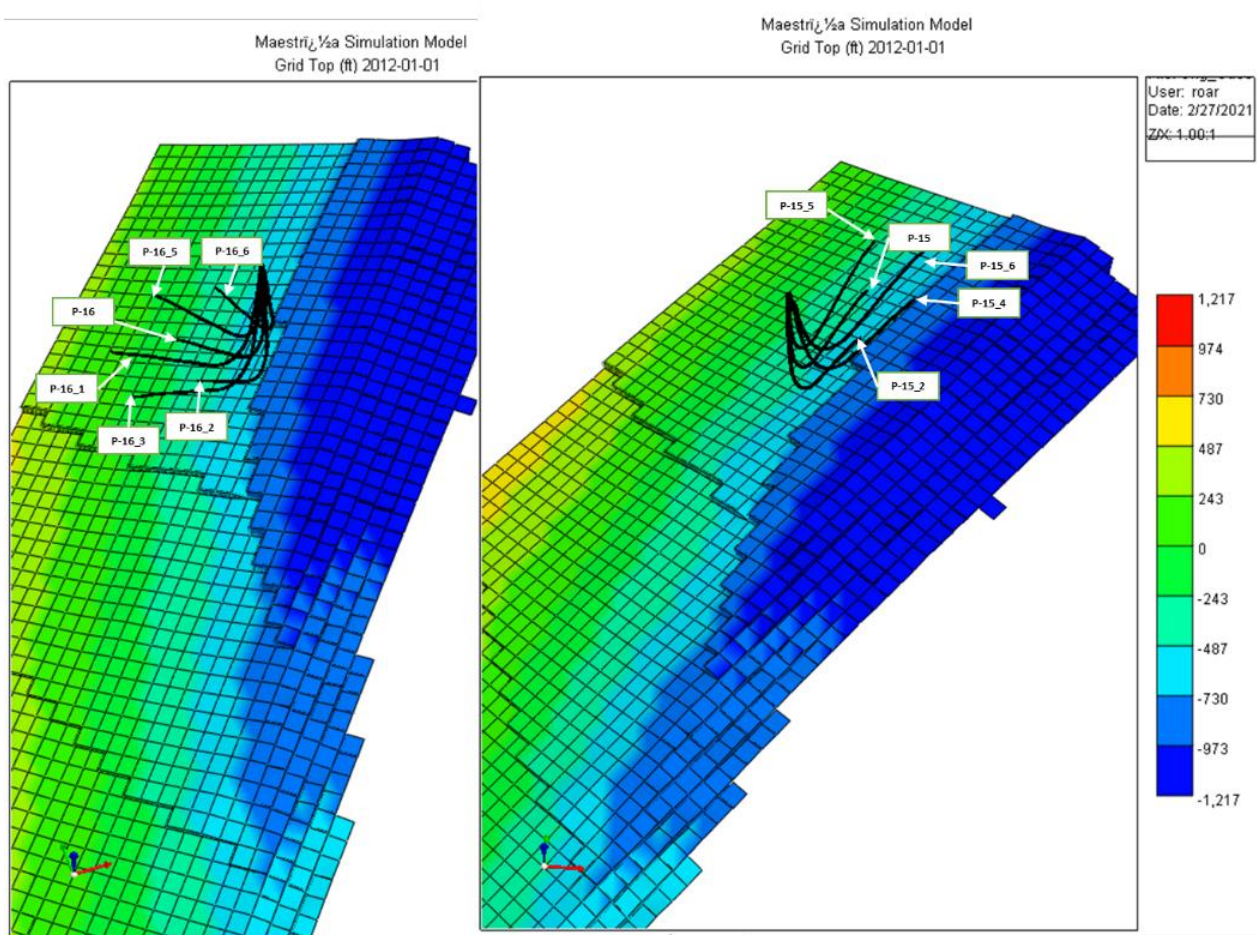


Figura 49.

Posiciones evaluadas para los pozos P-15 y P-16.



En la tabla 11 se presentan todos los parámetros evaluados en este escenario. Los rangos de inyección de agua están basados en el histórico de inyección de los pozos inyectoros P-5 y P-1 y, los datos de presión de inyección de igual manera. El campo de estudio esta unido a las facilidades del campo análogo, el cual tiene capacidad de inyección de hasta 140,000 barriles de agua por día y una capacidad de inyección de hasta 100,000 psi en cabeza de pozos a través de todo el campo. Actualmente solo se están inyectando 100,000 barriles de agua por día dejando suficiente espacio para le inyección adicional en el campo estudio.

Tabla 11.

Parámetros evaluado en el escenario 1.

Pozo	Estado	Rango Presión Inyección, psi		Tasa de Inyección, barriles de agua	
		Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior
P-12	Productor	0	0	0	0
P-12_1	Productor	0	0	0	0
P-12_2	Productor	0	0	0	0
P-12_3	Productor	0	0	0	0
P-12_4	Productor	0	0	0	0
P-12_5	Productor	0	0	0	0
P-12_6	Productor	0	0	0	0
P-12_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-12_1_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-12_2_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-12_3_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-12_4_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-12_5_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-12_6_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-15	Productor	0	0	0	0
P-15_2	Productor	0	0	0	0
P-15_4	Productor	0	0	0	0
P-15_5	Productor	0	0	0	0
P-15_6	Productor	0	0	0	0
P-15_inj	Productor	0	0	0	0
P-15_2_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-15_4_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-15_5_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-15_6_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-16	Productor	0	0	0	0
P-16_1	Productor	0	0	0	0
P-16_2	Productor	0	0	0	0
P-16_3	Productor	0	0	0	0
P-16_5	Productor	0	0	0	0
P-16_6	Productor	0	0	0	0
P-16_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-16_1_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-16_2_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500

Pozo	Estado	Rango Presión Inyección, psi		Tasa de Inyección, barriles de agua	
		Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior
P-16_3_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-16_5_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-16_6_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-17	Productor	0	0	0	0
P-17_1	Productor	0	0	0	0
P-17_3	Productor	0	0	0	0
P-17_4	Productor	0	0	0	0
P-17_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-17_1_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-17_3_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500
P-17_4_inj	Inyector	500	2,500	1,500	3,500

3.4.2 Escenario 2 o de menor inversión de capital:

En el escenario de menor inversión, se evaluó la conversión de pozos productores existentes a inyector, mediante la creación de un pozo gemelo inyector, el cual, va a cambiar su estado en el tiempo. Todos los pozos productores fueron evaluados en el tiempo. Una vez convertido cada pozo, se realizará un análisis de sensibilidad de parámetros operacionales como tasas de inyección y presiones de fondo el mejor tiempo de conversión del pozo. Al igual que en el escenario anterior, se integró un modelo económico en Excel que permite evaluar simultáneamente con cada corrida realizada la economicidad de cada uno de los volúmenes incrementales.

En línea con la evaluación anterior, se creó un nuevo modelo en el simulador de CMOST para evaluar la conversión de todos los pozos productores. Para ello, se generó un pozo inyector idéntico al productor dentro del modelo, incluyendo todas las propiedades petrofísicas, trayectorias e intervalos cañoneados en el tiempo. El estado actual de cada pozo se presentó en la figura 23.

Para la conversión de estos pozos se establecieron los siguientes parámetros de variación: el mínimo número de pozos a convertir de uno (1), evitar la conversión a pozos cercanos inyectores, tiempo de conversión entre 0 y 6 meses (180 días), tipo o estado de pozo, presiones y tasas de inyección de agua. El estado de cada pozo fue definido con los números 0 y 1, siendo el cero (0) como el estado original del pozo y 1 como pozo a ser convertido. Esta denominación permitió poder definir un nuevo condicional para cambiar el estado del pozo, es decir que cuando se lea el valor de cero (0) no se haga ningún cambio y el pozo siga siendo productor y cuando el estado sea 1, el simulador cierre el pozo productor y abra su par gemelo inyector, paralelamente al abrir el pozo inyector, se lleve a cabo una variación de las presiones y volúmenes de inyección establecidos. Al igual que en el escenario 1, los rangos de variación de presión de inyección y tasas de inyección están basados en el histórico de inyección de los pozos inyectores P-5 y P1.

En la tabla 12 se presentan los parámetros de variación establecidos dentro del modelo.

Tabla 12.

Parámetros de variación en el escenario 2.

Pozo	Estado	Condicional de conversión	Tiempo conversión días		Rango Presión Inyección, psi		Tasa de Inyección, barriles de agua	
			Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior
P-2	0	Si estado de	0	180	0	0	0	0
P-3	0	pozo = 0,	0	180	0	0	0	0
P-4	0	entonces abra	0	180	0	0	0	0
P-6	0	pozo	0	180	0	0	0	0
P-7	0	productor y	0	180	0	0	0	0
P-8	0	cierre pozo	0	180	0	0	0	0
P-9	0	inyector, sino	0	180	0	0	0	0
P-10	0	cierre pozo	0	180	0	0	0	0
P-11	0	productor y	0	180	0	0	0	0
P-2_inj	1	abra pozo	0	180	500	2,500	1,500	3,500

Pozo	Estado	Condicional de conversión	Tiempo conversión días		Rango Presión Inyección, psi		Tasa de Inyección, barriles de agua	
			Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior	Límite Inferior	Límite Superior
P-3_inj	1	inyector y haga cambios de presión y volumen de inyección	0	180	500	2,500	1,500	3,500
P-4_inj	1		0	180	500	2,500	1,500	3,500
P-6_inj	1		0	180	500	2,500	1,500	3,500
P-7_inj	1		0	180	500	2,500	1,500	3,500
P-8_inj	1		0	180	500	2,500	1,500	3,500
P-9_inj	1		0	180	500	2,500	1,500	3,500
P-10_inj	1		0	180	500	2,500	1,500	3,500
P-11_inj	1		0	180	500	2,500	1,500	3,500

4. Análisis de Resultados

4.1 Resultados escenario 1

Dentro de la fase de inicialización del modelo, se realizaron 132 corridas de simulación para con un poco más de 6,300 variaciones de los parámetros evaluados, la primera corrida que el simulador denomina *Base Case*, corresponde a los 4 pozos como productores y es el punto de partida de simulación y que difiere del caso base seleccionado en el capítulo 3.2. El periodo de exploración y evolución requirió finalmente hasta un total de 500 corridas encontrando la solución óptima en la corrida 416. Es decir, que cada pozo propuesto fue evaluado 500 veces para diferentes estados y diferentes condiciones operativas. Las figuras 50, 51, 52, y 53 presentan la configuración final seleccionada para cada pozo.

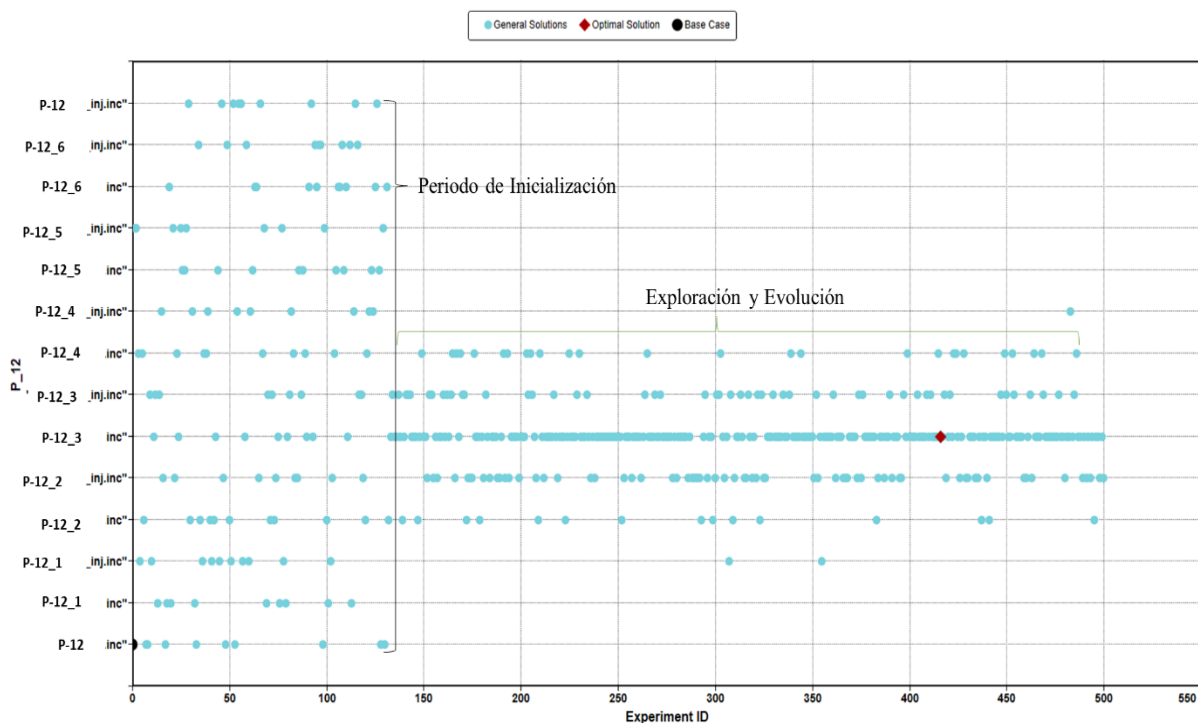
El arreglo final seleccionado fue de 2 pozos productores y dos pozos inyectores. Los pozos inyectores seleccionados fueron el P-16 (Zona norte) y P-17_3 (Zona sur), que se encuentran bajos

estructuralmente y los productores seleccionados fueron los pozos P-12_3 (Zona sur) y P-15_6 (Zona norte). Con esta configuración, junto con el estado de pozos actuales del campo, se lograría alcanzar un valor de producción acumulada de crudo de 16.6 MMBO correspondiente a un factor de recobro del 34%.

Las tasas óptimas de inyección seleccionadas para los pozos P-16 y P-17_3 fueron de 1,570 y 2,500 barriles de agua por día para unas presiones de inyección de 3,250 y 1,960 psi respectivamente. El volumen de agua inyectada adicional acumulada fue de 14.9 millones de barriles de agua correspondientes a 0.2 volúmenes porosos.

Figura 50.

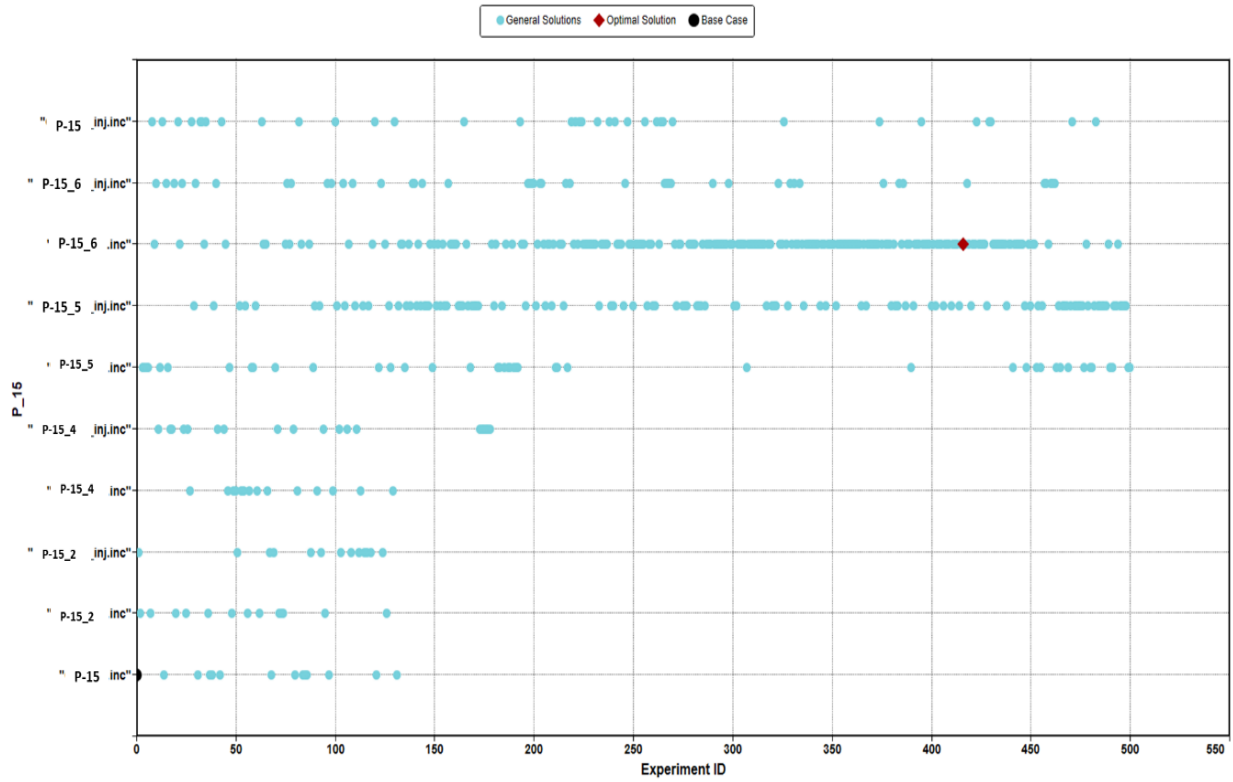
Estado final elegido para el pozo P-12.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Figura 51.

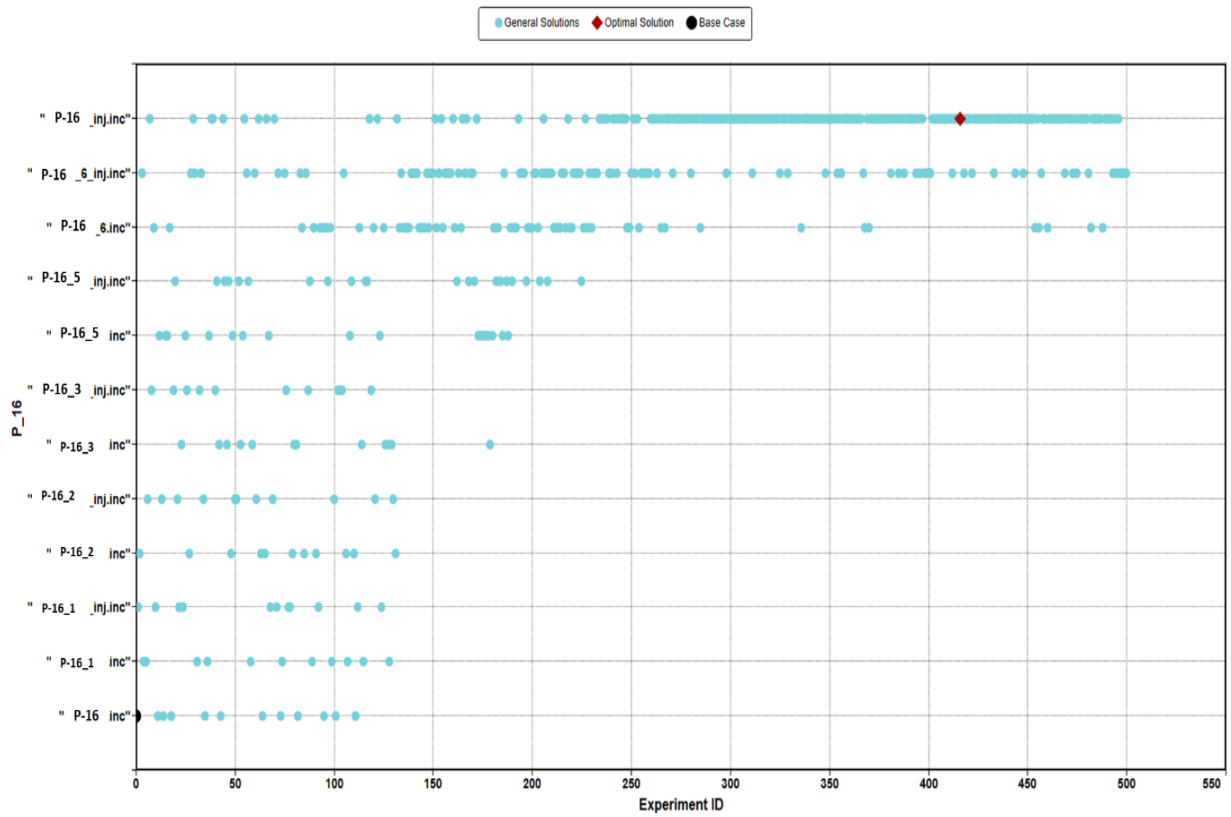
Estado final elegido para el pozo P-15.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Figura 52.

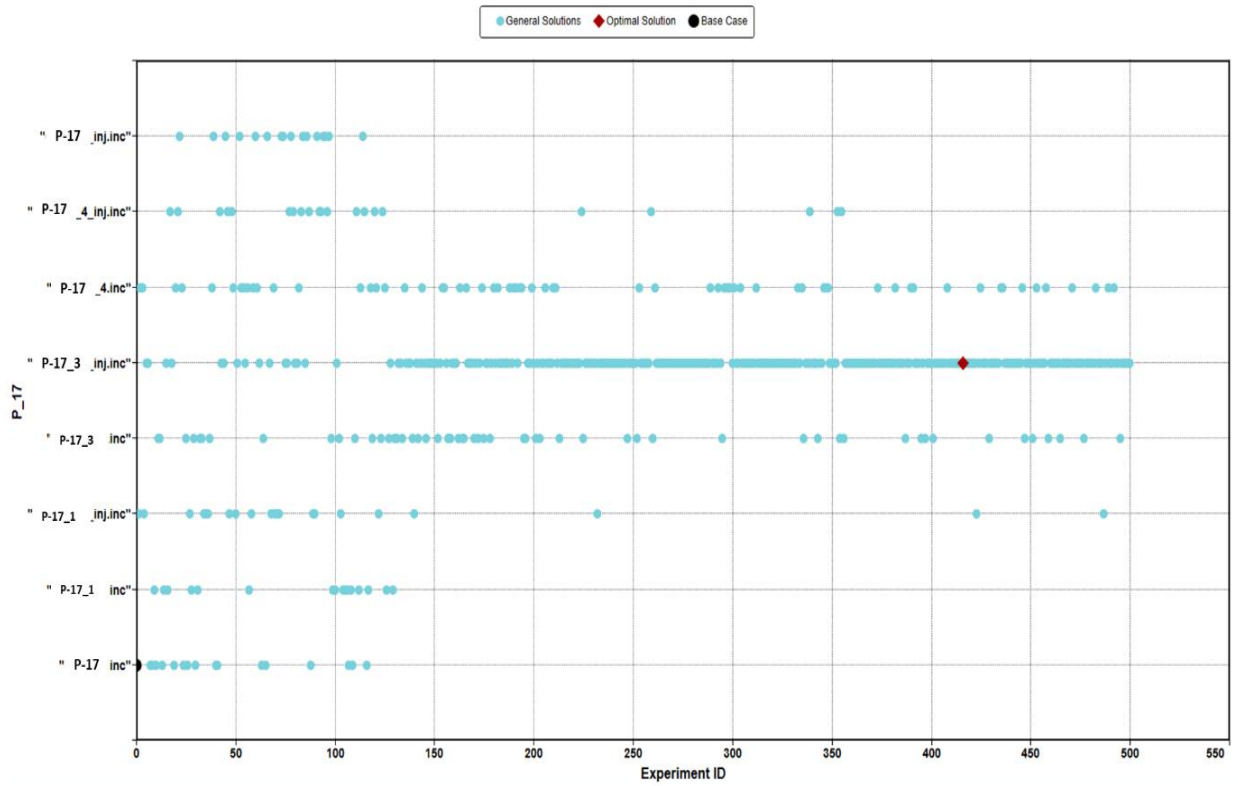
Estado final elegido para el pozo P-16.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Figura 53.

Estado final elegido para el pozo P-17.

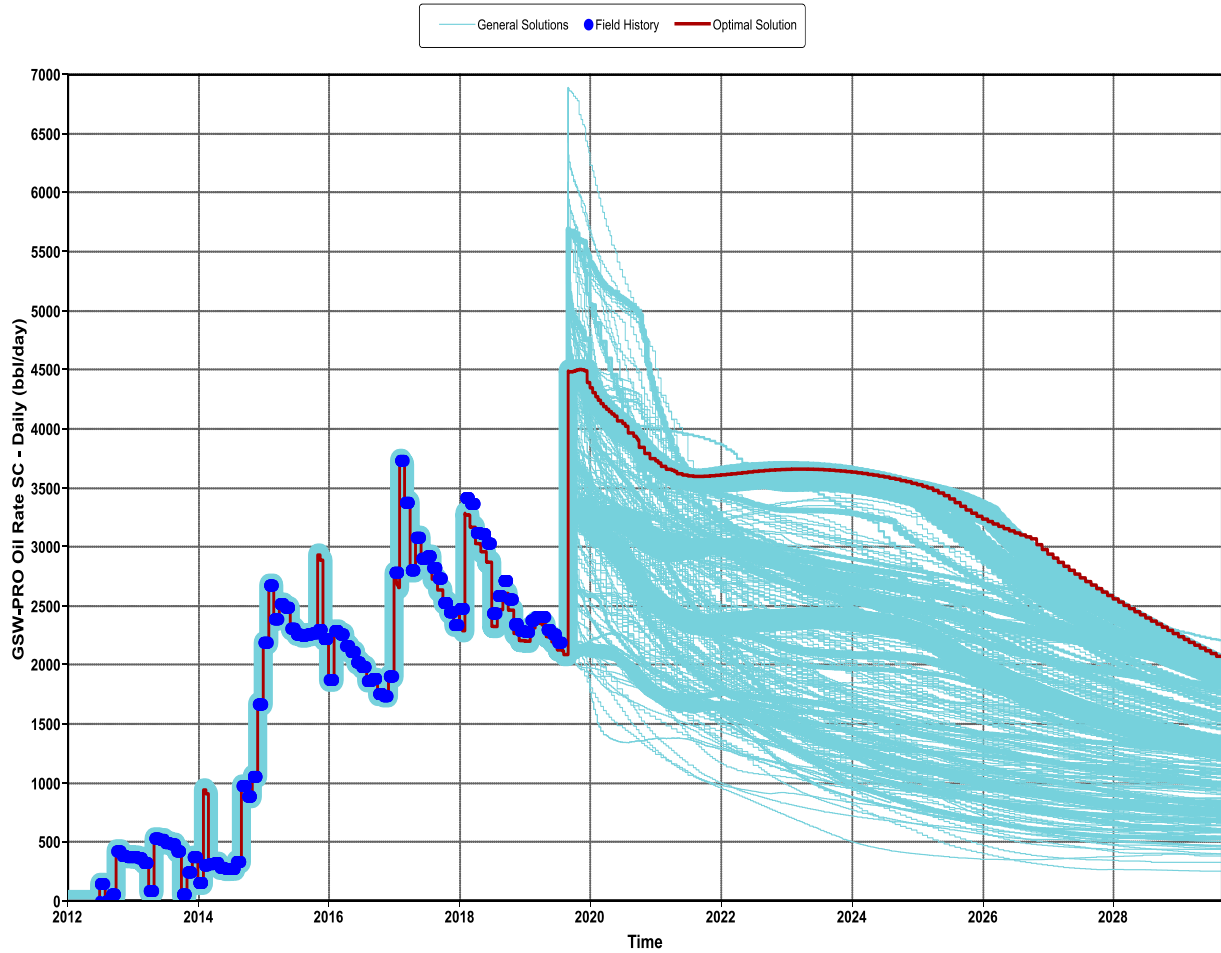


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

La figura 54 muestra la posición final seleccionada para cada pozo propuesto. Resaltado en color azul los pozos inyectores seleccionados y en color verde los productores.

Figura 55.

Perfiles de producción de aceite evaluados.

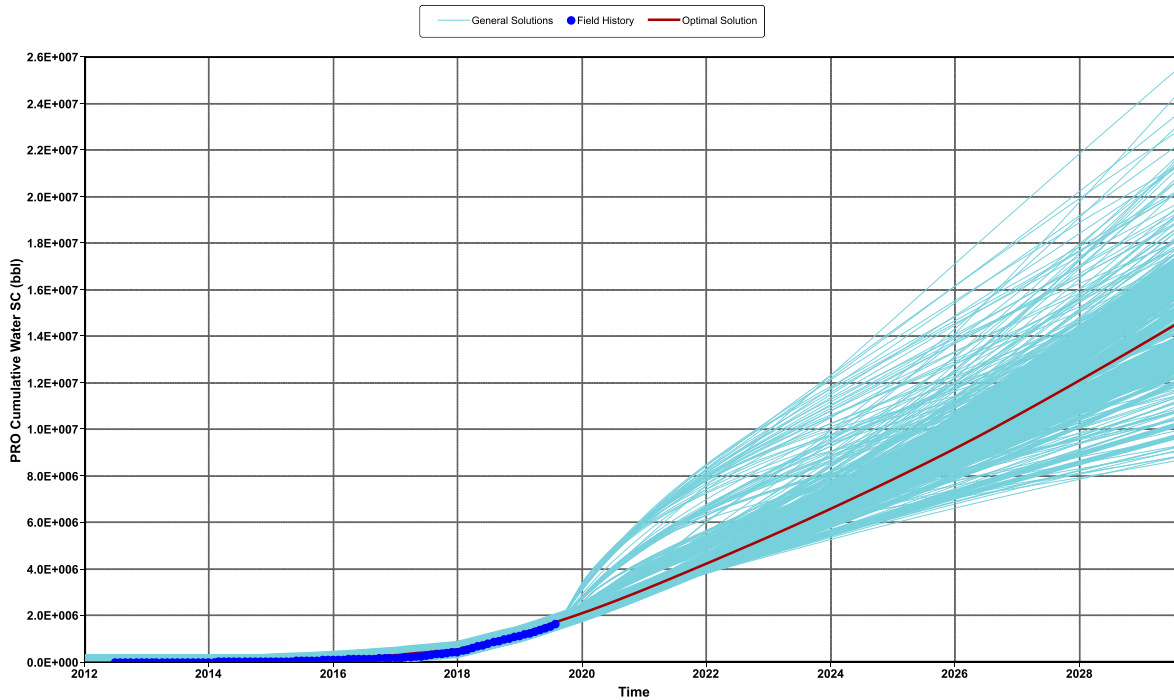


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

En las figuras 56 y 57 se muestran los perfiles de producción acumulada de agua y de aceite, respectivamente

Figura 56.

Producción de agua acumulada de los escenarios evaluados.

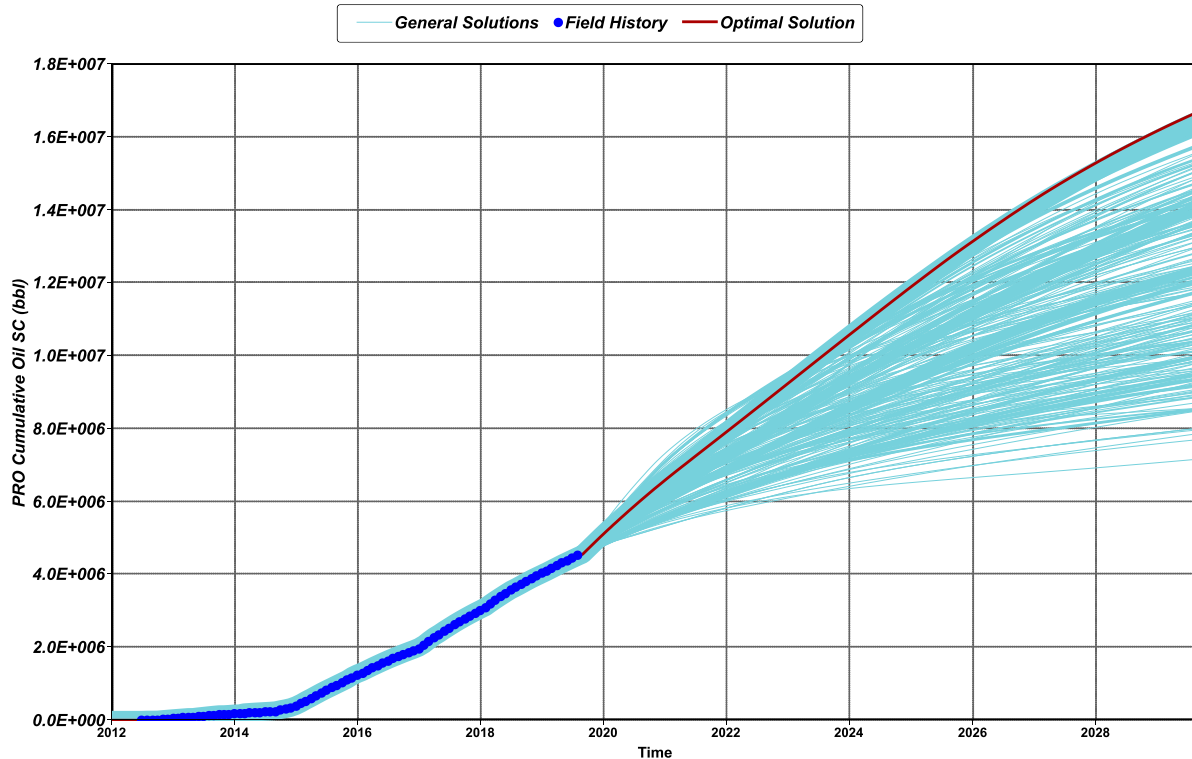


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

En la gráfica 57 se presentan los volúmenes acumulados de aceite siendo el caso 416 el que presentó el mayor volumen de petróleo acumulado de 16.6 MMBO correspondiente a un factor de recobro del 34%.

Figura 57.

Producción de aceite acumulada (Np) versus Tiempo. Escenario 1.

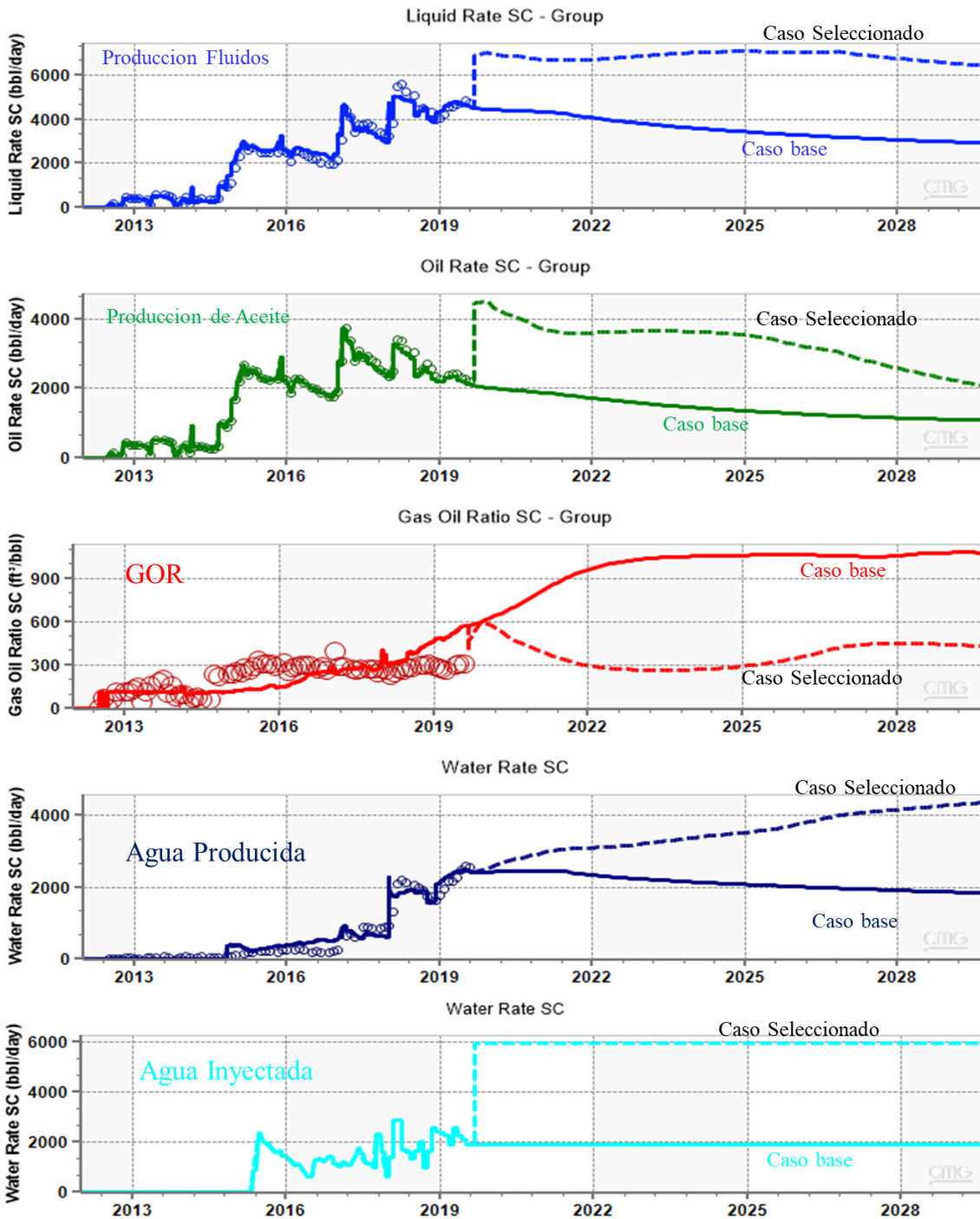


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

En la figura 58 se encuentran comparados los resultados del caso base definido junto con el escenario elegido como el mejor escenario en donde el caso base se encuentra representado por una línea continua y el escenario incremental seleccionado por una línea a trazos cortos. Como se puede observar, el volumen de producción de fluidos mantiene un valor constante de alrededor de los 7,000 barriles de fluidos indicando un reemplazamiento de fluidos cercanos a una relación ideal esperada de 1 a 1. Una vez iniciada la inyección de agua incremental, se ve claramente un respuesta en la reducción de la relación gas aceite, indicando mantenimiento de la presión del yacimiento.

Figura 58.

Produccion e Inyección del Caso base Vs Caso Seleccionado.

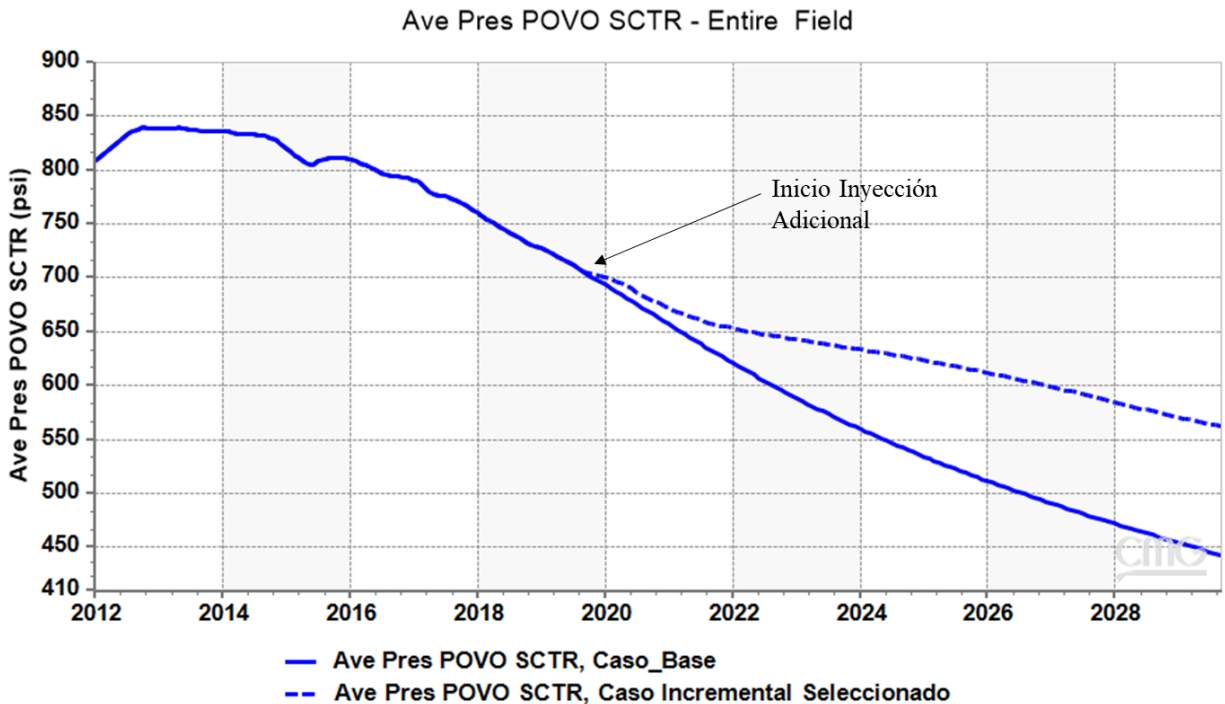


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

El soporte de presión, gracias a la inyección adicional de agua se puede ver de forma más clara en la gráfica 59 de presión de yacimiento del caso base comparado con el caso seleccionado.

Figura 59.

Presión de Yacimiento Caso Base Vs Presión Caso seleccionado.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

4.2 Resultados escenarios 2

El caso base definido, ver sección 3.2, será el punto de comparación para definir los volúmenes incrementales. Durante el periodo denominado inicialización, el modelo corrió 106 casos con múltiples variaciones de los parámetros definidos. Finalmente, durante la fase de exploración y evolución, se llevaron a cabo 500 corridas, encontrando la solución óptima en el

caso 293. La configuración óptima seleccionada para el estado de los pozos se presenta en la tabla 13.

Tabla 13.

Configuración final seleccionada.

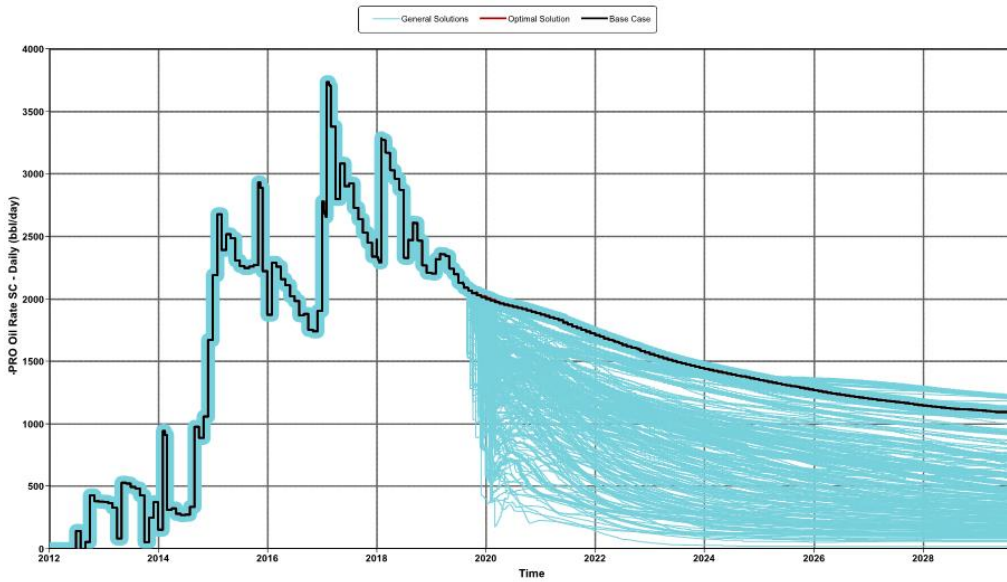
Pozo	Estado de pozo seleccionado
P-2	0
P-3ST	0
P-4	0
P-6	0
P-7	0
P-8ST	0
P-9	0
P-10	0
P-11	0
P-13	0
P-14ST	0

De acuerdo con los resultados, la mejor opción es la de no realizar ningún tipo de conversión.

Las figuras 60 y 61 presentan los perfiles de producción de aceite y agua de todos los casos corridos. Teniendo en cuenta que el caso selección corresponde a la no realización de conversión de pozos, tanto el caso base como el seleccionado se encuentran sobre puestos.

Figura 60.

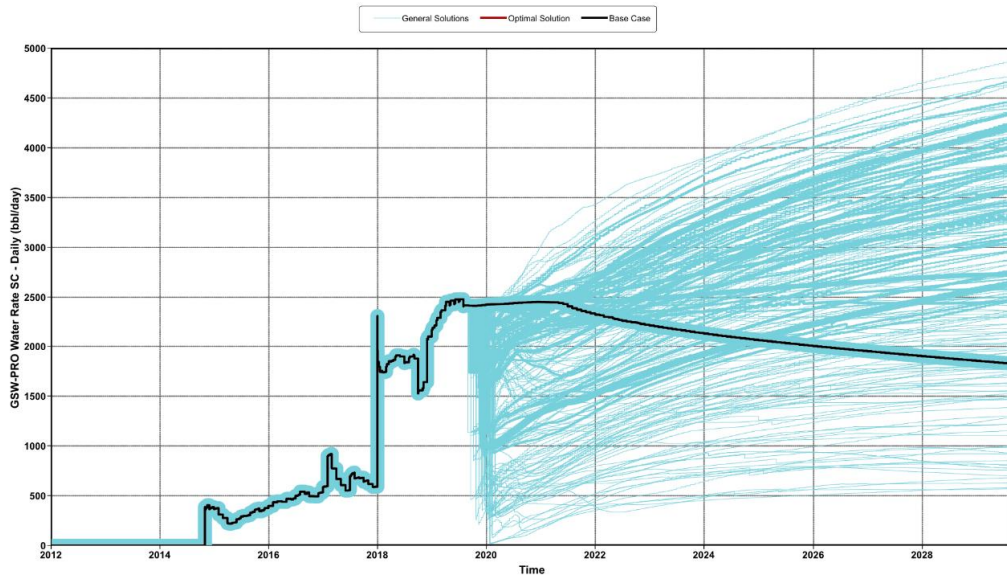
Perfil de producción aceite casos corrido – escenario baja inversión.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

Figura 61.

Perfil de producción agua casos corrido – escenario baja inversión.

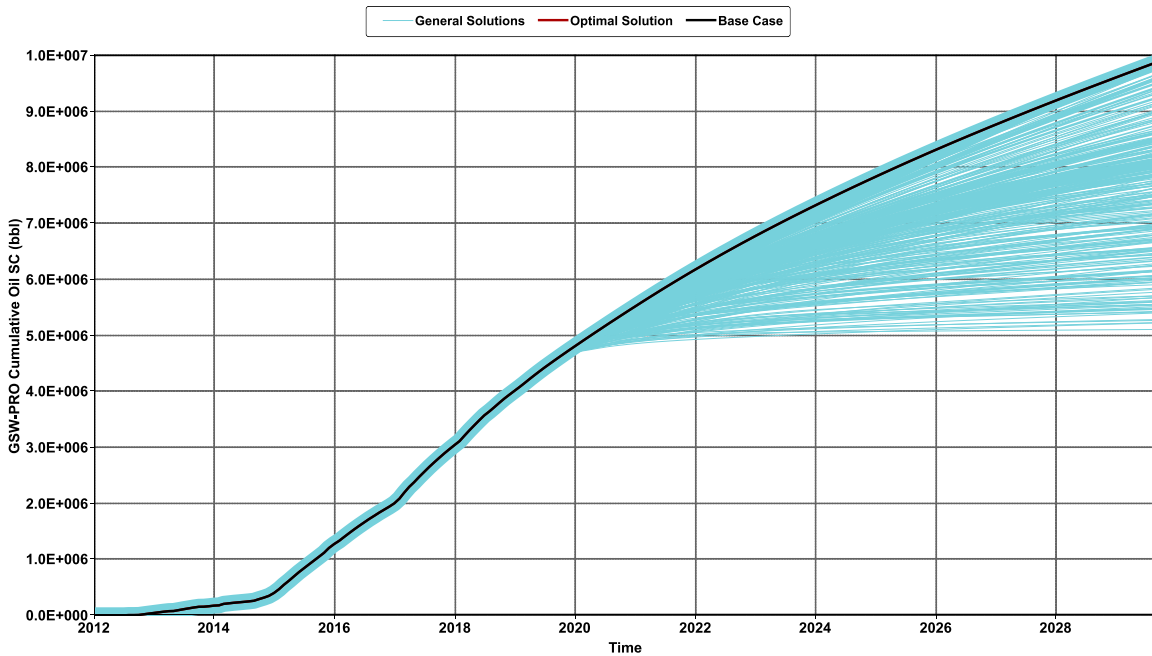


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

El caso 293 presentó el mejor recobro último esperado con una producción acumulada de 9.96 MMBO y un factor de recobro de 20.4%. Un valor incremental de 0.086MMBO respecto al caso base definido. Tal como se presenta en la gráfica 62 de Np versus tiempo.

Figura 62.

Produccion acumulada de aceite NP vs tiempo, escenario 2.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

5. Análisis Económico de los escenarios

Datos entrada al modelo económico. En la tabla 14 se presentan los datos de entrada al modelo económico integrado.

Tabla 14.*Datos de entrada al modelo económico.*

Datos De entrada Modelo Económico		
Factor Regalías	Escalonadas	5%
Impuestos de Renta	%	40%-37%
Renta Presuntiva	%	3.5%
Tasa de Descuento	%	10%
Precio Petróleo*	US/bbl	Según pronóstico interno
Costo tratamiento agua producida	US/bbl	0.70
Costo tratamiento agua inyectada	US/bbl	0.70
Costo Petróleo*	US/bbl	9.58
Costo Perforación y completamiento pozo productor, incluye facilidades	US	2,500,000.00
Costo Perforación y completamiento pozo inyector, incluye facilidades	US	2,000,000.00
Costo Conversión	US	500,000.00

* Incluye costos de transporte y diferencial por calidad.

El precio de referencia utilizado en el campo es el Brent. El pronóstico para el precio de petróleo es recibido por casa matriz en Beijing, el cual, para efectos del modelo económico usado fue así: 42, 45, 49.5, 54, 57.6 y 60 dólares por barril para los años 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 y 2025 respectivamente, a partir del año 2026 se mantuvo el precio constante. Este es el escenario establecido para evaluación de producción incremental con cierre al año 2020.

De acuerdo con las instalaciones de facilidades que se tiene actualmente en campo, la inversión que se debe realizar para un pozo nuevo radica principalmente en la construcción del contra pozo y el costo asociado a conexionado con la tubería existente, por lo que el costo de facilidades por pozo es bajo.

5.1 Evaluación Económica Escenario 1

Como se mencionó anteriormente, se integró un modelo económico en Excel en el simulador CMOST que permite poder llevar a cabo en cada corrida evaluada la determinación del valor presente neto para los volúmenes incrementales evaluados contra el caso base definido en el capítulo 3.3. CMOST escribe los volúmenes de producción de aceite, agua e inyección de agua en el modelo de Excel, Oliveros, J. 2018 y ajustado para efectos del presente estudio, en el que simultáneamente se calculan los volúmenes incrementales de producción de aceite, agua y agua inyectada respecto al caso base.

La forma de optimizar los volúmenes incrementales de petróleo para este estudio fue la maximización del valor presente neto pero que a su vez tenga en cuenta tanto los costos operativos y de inversión como financieros, haciendo que el proceso de evaluación económica de cada caso se lleve a cabo simultáneamente. Muchas veces, el caso que presenta el mayor volumen de producción incremental de aceite puede no ser el más económico. Se calcularon 500 valores presentes netos correspondiente a cada corrida realizada y que son presentados en la figura 63.

El escenario con mayor valor presente neto obtenido fue el experimento 416 con un valor de 87 millones de dólares para un tiempo de evaluación de 10 años.

Internamente se tienen en cuenta el valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación costo beneficio para tomar una decisión de invertir o no en el proyecto propuesto. En la tabla 15 se presenta la valores calculados para el mejor escenario.

Tabla 15.

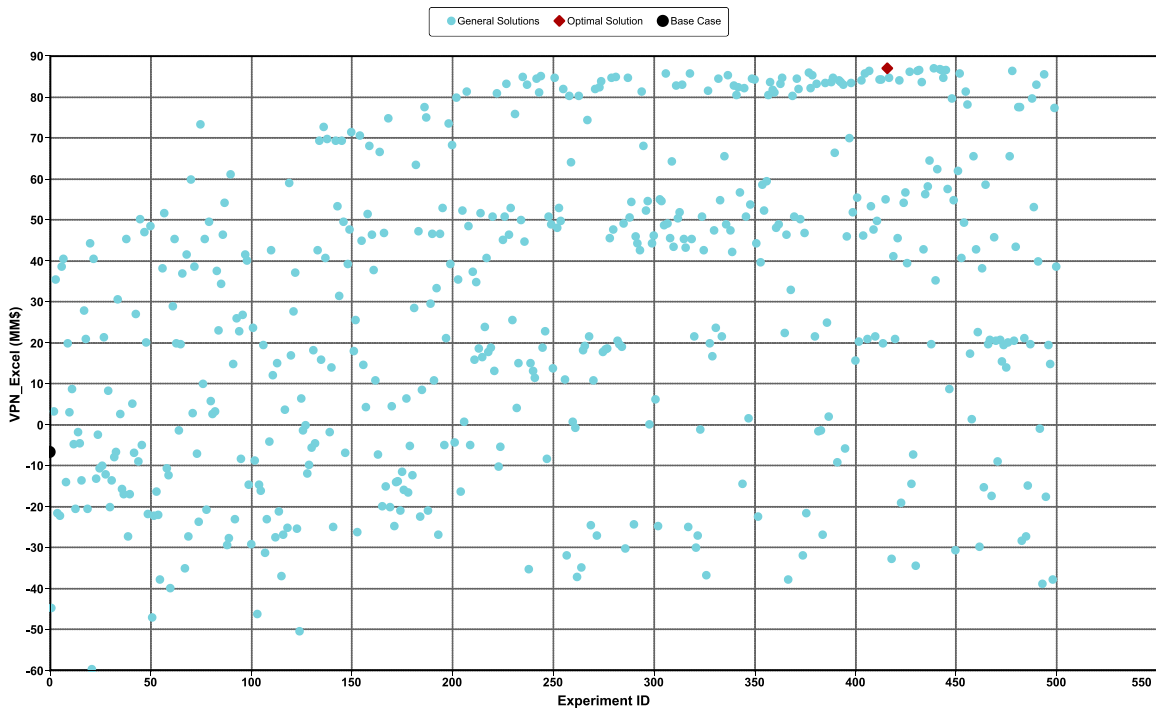
Indicadores económicos CNOOC Petroleum Colombia Limited.

Valor Presente Neto	MMUSD	87
Relación Beneficio Cost (B/C)	Fracción	2.2
Tasa Interna de Retorno	Porcentaje	127%

De acuerdo con los resultados económicos, todos los indicadores calculados superan los valores internos definidos para tomar la decisión de invertir en un proyecto. De esta manera, será técnica y económicamente factible realizar la inversión.

Figura 63.

Valores presentes netos calculados para el escenario 1.

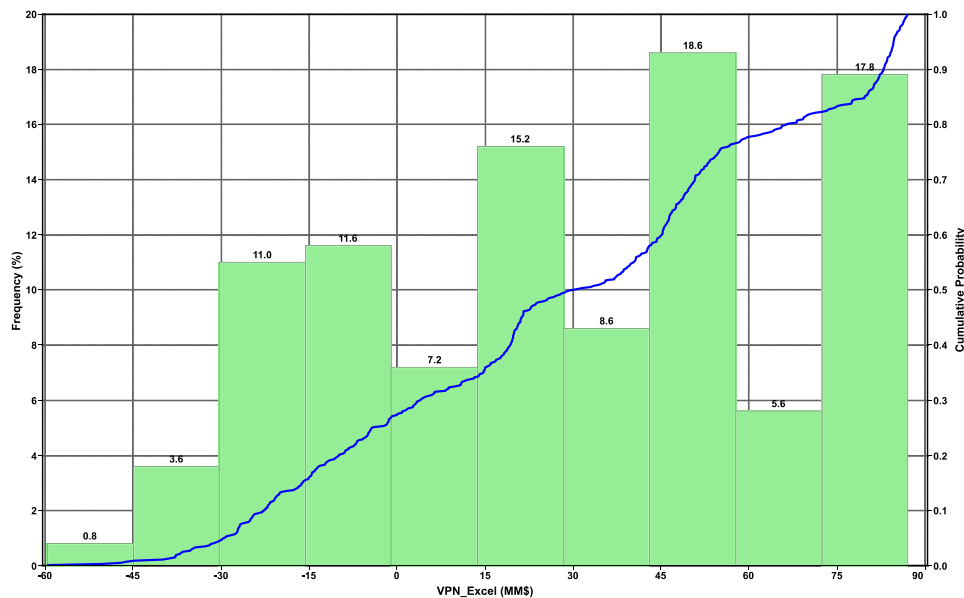


Nota. Tomado de: Computer Modeling Group. Le pregunto.

Cerca de un 73% de los casos corridos presentan un valor presente neto positivo y con un 17.8% por encima de los 72 millones. Figura 64.

Figura 64.

Histograma de frecuencias valor presente neto escenario 1.



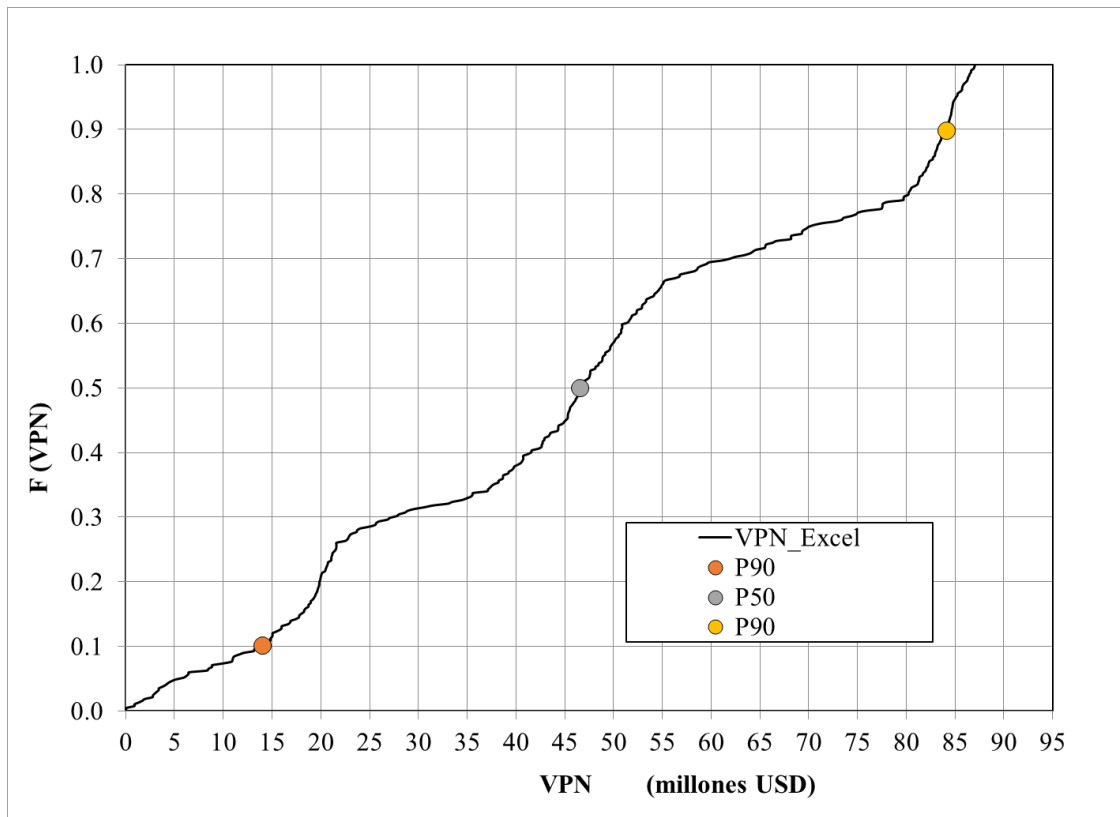
Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

5.1.1 Distribución probabilística de los casos positivos

Con el fin de visualizar los resultados del VPN probabilísticamente, se tomaron todos los resultados positivos y se hizo una distribución acumulada de probabilidad tal como se presenta en la figura 65. El rango de probabilidad de ocurrencia de los casos P90 al P10 se encuentran entre 14.1 y 84.1 millones de dólares para los VPN positivos. El P50 de los casos positivos se sitúa en un VPN de 46.6 millones de dólares.

Figura 65.

Distribución acumulada de probabilidad de VPN positivos, escenario 1.



Con el fin de reducir un poco la incertidumbre, se llevó a cabo un cálculo de la tasa interna de retorno y la relación costo beneficio para el percentil P50. Tabla 16.

Tabla 16.

Indicadores Económicos Percentil P50 de los VPN positivos

Valor Presente Neto	MMUSD	46.6
Relación Beneficio Cost (B/C)	Fracción	2.1
Tasa Interna de Retorno	Porcentaje	107%

A pesar de que el VPN calculado para el percentil P50 de la distribución es menor que en el mejor caso seleccionado, los indicadores económicos calculados siguen aún cumpliendo con los mínimos requeridos por la compañía para realizar una inversión. En otras palabras, se puede llegar a concluir que los escenarios por encima del caso P50, podrían llegar a ser implementados dentro del campo.

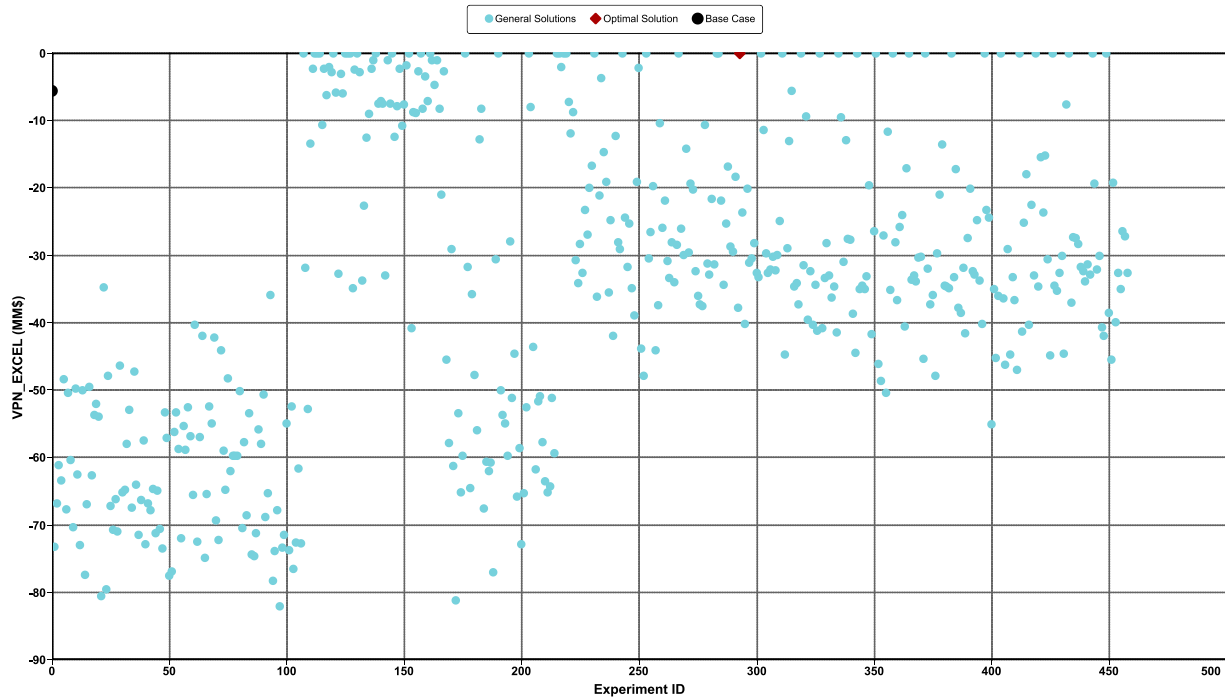
La configuración del escenario correspondiente al percentil P50 concierne a la perforación de 3 pozos productores así: P-12_3, P-15_5 y P_17_4 y un pozo inyector P-16_5_inj con una tasa de agua recomendada de 1,380 barriles de agua por día y una presión de inyección de 1820 psi.

5.1 Evaluación Económica Escenario 2

La grafica 66, presenta los resultados de la maximización de todos los valores netos evaluados determinando que el mejor valor presente neto fue de 0, es decir, que no se recomienda realizar ningún tipo de conversión ya que los resultados de producción no están presentando retornos económicos positivos.

Figura 66.

Valores presentes netos calculados para el escenario 2.



Nota. Tomado de: Computer Modeling Group.

A pesar de que algunos resultados mostraron un incremental marginal al final de la evaluación, después del año 2025, este no es suficiente para compensar la inversión realizada, por lo que se tomó la no conversión de pozos como la mejor opción.

Finalmente, y comparando los dos escenarios, se identifica que el escenario 1 de mayor inversión, presenta un valor presente neto superior al escenario 2. Este último, no presentó resultados positivos de retornos económicos con las conversiones de los pozos analizados.

6. Conclusiones

La combinación entre los parámetros seleccionados para la obtención del ajuste histórico resultó en una estrategia válida considerando que, el error global obtenido con las variables respuesta fue menor al 6%, permitiendo alcanzar el ajuste histórico del activo estudiado.

A partir del análisis de los resultados obtenidos, se identificó que la mejor opción de explotación durante el tiempo de evaluación de 10 años para el campo de estudio es la perforación de 2 pozos en el área noroeste (Un inyector bajo estructuralmente P-16 y un productor alto en la estructura P-15_6), y 2 pozos en el área suroeste (Un inyector bajo estructuralmente P-17_3 y un productor alto en la estructura P-12_3) logrando alcanzar un valor de producción acumulada de crudo de 16.6 MMBO correspondiente a un factor de recobro del 34%. Las tasas óptimas de inyección seleccionadas para los pozos P-16 y P-17_3 fueron de 1,570 y 2,500 barriles de agua por día para unas presiones de inyección de 3,250 y 1,960 psi respectivamente.

De acuerdo con las condiciones actuales del yacimiento y de la configuración actual de los pozos, se encontró que la conversión de pozos productores a inyectores no genera incrementales importantes que contrarrestar la producción de aceite diferida por dicha conversión. El mejor recobro último esperado obtenido fue de 9.96 MMBO y un factor de recobro de 20.4%.

Se determinó que el esquema seleccionado en el escenario 1 presenta un valor presente neto de 87 millones de dólares y es superior a los esquemas evaluados en el escenario 2 cuyos valores presentes netos fueron todos negativos.

7. Recomendaciones

Con el fin de reducir la incertidumbre que se tiene respecto a los valores de permeabilidad de las arenas 1 y 2, se recomienda actualizar el modelo estático del yacimiento incluyendo las propiedades petrofísicas de los pozos perforados durante la última campaña de perforación.

Referencias Bibliográficas

- Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2019). *Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis*. Gulf Professional Publishing.
- Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., ... Villar, A. (2014, May 21). Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/169459-SP.
- Cobb, W., & James, S. (2001). *Waterflooding*.
- Cossé, René. (1993). *Basics of Reservoir Engineering - Oil and Gas Field Development Techniques - 1.3.2.1 Sandstone Reservoirs*. (pp. 21). Editions Technip. Retrieved from <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt00B8F271/basics-reservoir-engineering/sandstone-reservoirs>
- Escobar Macualo, F. y Sepúlveda Gaona, J. (2005) *Simulación de Yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas*. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana,.
- Forero Munévar, Á. M., Castro García, R. H., & Vivas Silva, Y. C. (2012). *Modelamiento estadístico para la predicción analógica del proceso de inyección de agua en yacimientos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena*.
- Oliveros Aguirre, J. P. (2018). *Aplicación de una metodología de evaluación financiera en los proyectos de crecimiento de Ecopetrol. SA, según el nuevo modelo de gestión de proyectos ("EDP") Incorporando el análisis de riesgos 2018*.
- Pérez, G., & Salazar, A. (1978). Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. *Geología Colombiana*, 10, 6-85.
- Salager, J. L. (2005). *Recuperación mejorada del petróleo*. ULA.[S357-C].

- Stosur, G. J., Hite, J. R., Carnahan, N. F., & Miller, K. (2003, January). The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms. In SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. *Society of Petroleum Engineers*.
- Valbuena, O. H., De Freitas, L. C., Gomes, H. P., & Pereira, J. R. (2005, January 1). Guando Field: Underpressured-Field Development. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/94569-MS.
- Valbuena, O. H., Montoya Moreno, J. M., Duran, B., & Rovira, D. (2009, January 1). Guando Field: Underpressured-Field Development, Part II. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/121510-MS
- Velayutham, Sathiyamoorthi. (2020). *Handbook of Research on Applications and Implementations of Machine Learning Techniques - 19.4.1 History of Artificial Intelligence*. IGI Global. Retrieved from <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt01262Y95/handbook-research-applications/history-artificial-intelligence>