

Evaluación de la viabilidad de la Inyección de agua en un yacimiento de baja permeabilidad y
complejidad estratigráfica en un campo del Valle Medio del Magdalena

Paola Andrea Garzón Zamora

Trabajo de Grado para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas con énfasis en
Ingeniería de Yacimientos

Director

Oscar David Pinzón Florián

Msc en Geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

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

Bucaramanga

2022

A Diosito y la Virgencita por guiarme en los momentos difíciles y llenarme de fortaleza a fin de poder materializar mis sueños.

A mis papitos Marina y Víctor Manuel, mi principal motor. Sin ustedes no sería la mujer y profesional que soy hoy.

Al joven Juan Sebastian, quien siempre logra aplacar todas mis emociones buenas y malas. Lo amo infinito mi corazón hermoso.

En general a todos mis compañeros de trabajo por apoyarme en la consecución de mis sueños y por acompañarme en esta etapa de mi vida y por supuesto a mis amigos que siempre han estado ahí apoyándome en todo.

A David Pinzón, muchas gracias por tu apoyo y colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Adri Gomez, la mejor profesora del mundo que Diosito dispuso en mi camino para que me enseñara e instruyera en este maravilloso mundo, sé que sin ti nada de esto hubiese sido posible.

Al cuerpo docente de la Universidad Industrial de Santander por todo el conocimiento transmitido.

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo General	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Caracterización Geológica Campo PA	17
2.1 Geofísica	17
2.1.1 Reprocesamiento e Inversión Sísmica	18
2.2 Petrofísica	20
2.2.1 Saturación de Agua	21
2.2.2 Cálculo de volumen de arcilla (Vsh)	22
2.2.3 Porosidad Efectiva (PHIE).....	22
2.3 Análisis Litológico.....	22
2.3.1 Núcleo Pozo PA-34 Bloque Yacente	23
2.3.2 Núcleo pozo PA-19 Bloque Colgante.....	23
2.4 Sedimentología	25
3. Nuevo Modelo Geológico (Marco Conceptual)	29
3.1 La Paz-KT discordancia (Paleoceno_Eoceno Temprano)	30
3.2 La Paz-KT discordancia (Paleoceno_Eoceno Temprano)	31
3.3 Mugrosa C (Oligoceno)	33

3.3.1 Ambiente de Depositación	34
3.3.1.1 Canales de Río.	38
3.3.1.2 Depósitos de Avulsión o Splay.	40
3.3.2 Tipo de Roca	42
3.4 Conclusiones del modelo geológico conceptual	44
4. Modelo de Simulación Analítico	45
4.1 Construcción del modelo estático	46
4.2 Historia de Producción / Inyección Campo de estudio	55
4.3 Producción y Recobro actual del Campo de estudio	58
4.3.1 Comparación Inicialización Modelo Analítico y Modelo Numérico	59
4.3.2 Volumen de Reemplazo (VRR)	61
4.4 Construcción modelo simulación Analítico Compartimento B	61
4.4.1 Definición de pozos, Tabla Datos Pozo, Datos de Capa e Intervenciones	63
4.4.2 Mapas	68
4.4.3 Elementos de Flujo	69
4.4.4 Distribución Inicial por capa de producción e inyección.....	71
4.4.5 Ajuste histórico de la producción e inyección del Compartimento B.	73
4.4.5.1 Pronóstico de producción pozos Básica.....	84
4.4.6 Pronósticos de Producción a partir del modelo analítico.....	84
5. Conclusiones	87
6. Recomendaciones	88
Referencias Bibliográficas	90
Apéndices	93

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Línea sísmica inline 95 original y reprocesada	18
Figura 2. Columna estratigráfica del núcleo tomado en el pozo PA-19 en el campo de estudio .	28
Figura 3. Mapa Isópaco de la Formación La Paz – Discordancia del Cretácico	31
Figura 4. Mapa Isópaco de la Formación Esmeraldas.	32
Figura 5. Mapa Isópaco Formación Mugrosa C	34
Figura 6. Distribución estadística de facies_Corazones PA-19	35
Figura 7 Análogo moderno del ambiente de depositación asociado a la Llanura de Inundación.....	36
Figura 8. Interpretación patrones de amalgamamiento de canales Campo PA.....	37
Figura 9. Elementos asociados al sistema fluvial de la Fm Mugrosa C del campo de estudio.....	39
Figura 10. Análogo moderno de un ambiente continental fluvial, mostrando el desarrollo de un crevasse Splay y los elementos que lo componen.	41
Figura 11. Comportamiento Poro-Perm R35 en núcleos Formación Mugrosa C.....	44
Figura 12 Parámetros de clasificación de los tipos de roca/facies.....	47
Figura 13. Histograma de permeabilidad, Compartimento B Campo PA.	49
Figura 14. Histograma de porosidad, Compartimento B Campo PA.	50
Figura 15 Comparativo de información de registros versus información reproducida en el modelo estático	51
Figura 16. Distribución de espesor neto de los tipos de roca (RT 1 a 5).....	52

Figura 17. Porcentaje de distribución de tipos de roca (RT 1 a 5) respecto el espesor gross por pozo.....	52
Figura 18. Visualización 3D. Porosidad modelo estático. Compartimentos B & C.....	53
Figura 19. Visualización 3D. Distribución de Facies modelo estático. Compartimentos B & C.	54
Figura 20. Curva de Flujo Fraccional (fw)	57
Figura 21. Historia de producción e inyección Compartimento B	59
Figura 22. Volumetría Compartimento B, Modelo Analítico.....	60
Figura 23. Patrones de inyección. Capa FW Paleosol_1	62
Figura 24 Información Intervenciones y registros eléctricos de pozo PA-29 (Pozo Productor) ..	66
Figura 25. Información Intervenciones y registros eléctricos de pozo PA-26 (Pozo Inyector)....	67
Figura 26 Elementos de flujo activos a Septiembre de 2021 capa por capa.....	70
Figura 27. Factores de asignación de producción pozo PA-16.	72
Figura 28. Factores de asignación de inyección pozo PA-26.....	73
Figura 29. Ubicación de pozos a perforar en los escenarios de desarrollo 3 y 4.	77
Figura 30 Curva de permeabilidad relativa (Kr) y Flujo fraccional (fw).	79
Figura 31 Elementos de flujo iniciales para las Capas FW Paleosol_1 (izq) y FW Paleosol_2 (der).....	80
Figura 32 Elementos de flujo finales para las Capas FW Paleosol_1 (izq) y FW Paleosol_2 (der).....	81
Figura 33 Ajustes históricos obtenidos conforme se variaban los elementos de flujo.	82
Figura 34 Ajuste histórico final obtenido para el Compartimento B.....	83
Figura 35 Generación de pronósticos para los cuatro escenarios de desarrollo planteados para el Compartimento B.....	86

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Resumen Evaluación petrofísica pozos Campo de estudio	24
Tabla 2. Distribución estadística de los espesores de canales a partir de la descripción de los corazones.....	40
Tabla 3. Distribución estadística de los espesores de depósitos de Splay a partir de la descripción de los corazones.....	42
Tabla 4. Información General de pozos.....	55
Tabla 5. POES Compartimento B de acuerdo con la sensibilidad del cutoff de Porosidad Efectiva	60
Tabla 6. Patrones de Inyección	63
Tabla 7. Tabla Datos de Pozo Compartimento B	63
Tabla 8. Tabla Datos de capa cargados en modelo	64
Tabla 9. Elementos de Flujo activos a Septiembre de 2021 capa a capa.....	69
Tabla 10. Descripción escenarios históricos y de desarrollo modelados.....	75
Tabla 11 Especificaciones Datos de Cálculo-Opciones de cálculo	78
Tabla 12 Declinación Campo de Estudio.....	84
Tabla 13 Fechas de perforación, completamiento y producción pozos: Estrategias 3 y 4.	85
Tabla 14 Estimado de Reservas y Factor de Recobro para cada escenario de desarrollo.	87

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Mapa Tope de Capa FW_Paleosol_1	93
Apéndice B. Mapa de Espesor Permeable (Hk) de Capa FW_Paleosol_1	94
Apéndice C. Mapa de Espesor Total (Ht) de Capa FW_Paleosol_1	95
Apéndice D. Mapa Porosidad (Fi) de Capa FW_Paleosol_1.....	96
Apéndice E. Mapa Permeabilidad X (Kx) de Capa FW_Paleosol_1.....	97
Apéndice F. Mapa Permeabilidad Y (Ky) de Capa FW_Paleosol_1.....	98
Apéndice G. Mapa de Saturación de Agua (Sw) de Capa FW_Paleosol_1.....	99
Apéndice H. Mapa de Saturación de Aceite (So) de Capa FW_Paleosol_1.....	100
Apéndice I. Mapa de Volumen Poroso (VP) de Capa FW_Paleosol_1.....	101
Apéndice J. Mapa de Petróleo Original en Sitio (POES) de Capa FW_Paleosol_1.....	102
Apéndice K. Mapa de Capacidad de Flujo (KxHk) de Capa FW_Paleosol_1	103

Glosario

Bioturbación: Alteración de la estructura de un sedimento, a consecuencia de la remoción provocada por la actividad orgánica.

Bloque colgante: en una falla geológica, corresponde al bloque que queda por encima del plano de falla.

Bloque yacente: en una falla geológica, corresponde al bloque que queda por debajo del plano de falla.

Crevasse Channel: Brecha en los diques naturales que transfieren agua y sedimentos de los canales principales a las cuencas de inundación. Los depósitos asociados a los *crevasse channel* son típicamente cuerpos lenticulares.

Crevasse Splay: Ambientes que indican que el río ha roto su barrera natural y se ha desbordado, estas facies tienen cierto interés en la industria petrolera por sus facies arenosas, aunque no presentan mucha continuidad, los crevasse splay o desborde de canal corresponden a depósitos progradacionales identificados por la facies de arenas bioturbada, arenas lodosas, arenas con relictos de estratificación cruzada, arena con bioturbación en menor proporción.

Discordancia: Superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de deposición, combinado posiblemente con un proceso de erosión.

Facies: conjunto de rocas sedimentarias con características determinadas, ya sean paleontológicas (fósiles) o litológicas (composición mineral, tamaño de grano, etc.) que ayudan a reconocer los ambientes sedimentarios en los que éstas se formaron.

Levee: Estructuras de crestas naturales que se forman junto a la orilla de un río (dique).

Onlap (Traslapo Transgresivo): Terminación de los estratos más modernos, que se inclinan en forma somera, contra los estratos más antiguos que se inclinan en forma más pronunciada. Es una distribución especial de las reflexiones observadas en los datos sísmicos que, de acuerdo con los principios de la estratigrafía secuencial, se produce durante los episodios de transgresión.

Point Bar (Barra de meandro): Depósito arqueado de sedimentos, consistentes normalmente en arena, que se emplaza a lo largo de los bordes internos convexos de los meandros de los canales y se dispone hacia afuera a medida que migra el canal fluvial.

PSTM: Método de migración en tiempo que tiene por objeto encontrar la verdadera posición horizontal y vertical de cada punto difractor que compone las diferentes capas del subsuelo, las cuales se consideran sin variación lateral.

Abreviaturas

%:	Porcentaje.
':	Pies (Unidades de Longitud).
μo:	Viscosidad del Aceite.
API:	Gravedad API (American Petroleum Institute).
Bbl:	Barriles.
BFPD:	Barriles de Fluido por Día.
BOPD:	Barriles de Aceite por Día.
BWIPD:	Barriles de Agua Inyectada por Día.
BWPD:	Barriles de Agua por Día.
BS&W:	Basic Sediment and Water (Contenido de Agua & Sedimentos).
cP:	CentiPoise.
FR:	Factor de Recobro.
ft:	Pies (Unidad de longitud).
GOR:	Relación Gas-Petróleo.
GR arena:	Valor mínimo del registro gamma ray de la zona de arena.
GR shale:	Valor máximo del registro gamma ray de la zona de arcilla.
ILT:	Injection Logging Tool (herramienta de registro de inyección).
IRR:	Informe de Recursos y Reservas
K:	Permeabilidad.
LKO:	Lowest Known Oil (Punto más bajo conocido con petróleo).

Mbbl:	Miles de barriles.
mD:	Milidarcies. Unidad de Permeabilidad.
MD:	Measured Depth (Profundidad medida).
MMBO:	Millones de barriles de aceite.
OOIP:	Original Oil in Place. Petróleo Original en Sitio.
PLT:	Production Logging Tool (herramienta de registro de producción).
POES:	Petróleo Original en Sitio.
PSI:	Pounds-force per square inch (Libras fuerza por pulgada cuadrada).
PSTM:	Pre-Stack Time Migration (Migración pre-apilado en tiempo).
RT:	Tipo de Roca.
SCF/STB:	Pies cúbicos estándar por barriles estándar.
TVD:	True Vertical Depth (Profundidad vertical verdadera).
TVDss:	True Vertical Depth Sub Sea (Profundidad vertical verdadera respecto al nivel del mar).
VRR:	Voidage Replacement Ratio (Relación de Volumen de Reemplazo)
Wcut:	Water Cut (Corte de Agua).

Resumen

Título: Evaluación de la viabilidad de la inyección de agua en un yacimiento de baja permeabilidad y complejidad estratigráfica en un campo del valle medio del Magdalena *

Autor: Paola Andrea Garzón Zamora **

Palabras Clave: Inyección agua, modelo analítico, baja permeabilidad, Valle Medio Magdalena

Descripción:

El campo objeto de estudio está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, fue descubierto en 1962 con la perforación del pozo PA1 el cual probó hidrocarburos en la arena superior de la Formación Mugrosa C. Actualmente no se cuenta con una caracterización apropiada del yacimiento debido a la falta de información geológica, lo que conlleva a un pobre entendimiento del sistema petrolífero existente en el campo; estos factores maximizan la incertidumbre sobre el verdadero tamaño del yacimiento. De acuerdo con esto, la explotación del yacimiento ha sido deficiente, muestra de ello es la baja producción del campo, las reservas limitadas y el actual factor de recobro del 3.94% para el compartimento B.

El desarrollo del proyecto permitió evaluar la implementación de la inyección de agua como método de recuperación secundaria a fin de asegurar una alta eficiencia en el desplazamiento de hidrocarburos que incremente el valor del activo. En el desarrollo del proyecto se realizó la reinterpretación del modelo geológico (modelo estático) con el fin de reproducir de forma más asertiva la distribución del yacimiento y la continuidad lateral de las arenas, debido principalmente a la alta incertidumbre en los datos disponibles (registros eléctricos, núcleos de roca y análisis de fluido). Las arenas productoras del campo son arenas de bajo espesor y reproducir esta heterogeneidad en el modelo de simulación numérico implica largos tiempos de simulación; por esta razón se realizó la construcción de un modelo analítico en la herramienta computacional SAHARA® que permitiera hacer sensibilidades en poco tiempo a los escenarios de desarrollo y hacer calibración rápida de la inyección en cada una de las arenas del campo. Se plantearon cuatro escenarios de desarrollo, a partir de los cuales se observó un incremento en factor de recobro final de 6.5%, 9.4%, 8.6% y 87% respectivamente para los Escenarios 1 al Escenario 4, siendo el Escenario 4 el más viable y en el que se contempla la perforación de dos pozos productores y dos pozos inyectoros con una tasa de inyección de 360 BWIPD cada uno.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos. Director, Oscar David Pinzón Florián, Geólogo, Msc.

Abstract

Title: Feasibility evaluation of water injection in a reservoir of low permeability and stratigraphic complexity in a field in the Middle Valley of Magdalena*

Author: Paola Andrea Garzón Zamora**

Key Words: Water Injection, Analytical Model, Low Permeability, Middle Valley Magdalena.

Description:

The field is in the Middle Valley of Magdalena, it was discovered in 1962 with the drilling of PA1 well which tested hydrocarbons in the upper sand of the Mugrosa C Formation. Currently there is no appropriate characterization of the reservoir due to poor geological information, which a poor understanding of the existing oil system. These factors maximize uncertainty about the real size of the reservoir. According to this, the exploitation of the deposit has been deficient, proof of this is the low production, the limited reserves, and the current recovery factor of 3.94% into Compartment B.

This project made it possible to evaluate the water injection as a secondary recovery method to ensure high efficiency in the displacement of hydrocarbons that increases the value of the asset. The geological model (static model) was reinterpreted in order to reproduce assertively the distribution of the reservoir and the lateral continuity of sands, mainly due to the high uncertainty in the available data (electrical logs, rock core and fluid analysis). The producer sands are sands of low thickness and reproduce these layers (high heterogeneity) in the numerical simulation model implies long simulation times. For this reason, an analytical model was built using the SAHARA® computational tool that would allow making sensitivities in a short time to create development scenarios and quickly calibrating of injection in each sand. Four development scenarios were proposed, from which an increase in the final recovery factor of 6.5%, 9.4%, 8.6% and 87% respectively was observed for Scenarios 1 to Scenario 4, with Scenario 4 being the most viable, this case considerer drilling jobs of two producer wells and two injector wells with an injection rate of 360 BWIPD each one.

* Bachelor Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas con énfasis en Ingeniería de Yacimientos. Director, Oscar David Pinzón Florián, Geólogo, Msc.

Introducción

La literatura recomienda la ejecución de proyectos de inyección de agua en campos con continuidad lateral definida, el cual es un parámetro que garantiza la conectividad de las arenas inyectoras-productoras entre pozos. Campos aledaños al campo de estudio como el Campo La Cira y el Campo Casabe, en donde ha sido exitosa la implementación de la inyección de agua, presentan continuidad definida y probada entre las arenas. No obstante, estos campos han experimentado problemas asociados a canalización de pozos inyectores a pozos productores. Este fenómeno tiene como consecuencia una eficiencia areal de desplazamiento baja y por tanto un incremento limitado de las reservas del campo por tiempos de irrupción cortos y factores de recobro inferiores a los esperados.

Los principales factores que inciden en el éxito de un proyecto de inyección de agua son: heterogeneidad del yacimiento, continuidad de las arenas, comportamiento dinámico de los fluidos de inyección, distribución de la saturación inicial y remanente de fluidos en el yacimiento y comunicación entre pozos inyectores y productores. En yacimientos con alta tortuosidad entre pozos (asociado al ambiente de depositación, meandriformes), como sucede en la Formación Mugrosa C del campo de estudio, las líneas de flujo podrían presentar un aumento en la eficiencia de barrido, debido principalmente a los cambios en dirección y velocidad de los vectores de flujo y por ende un incremento significativo en las reservas del campo, traducido en un mayor factor de recobro.

El objetivo del proyecto es poder evaluar la implementación de la inyección de agua como método de recuperación secundaria en campos con limitaciones asociadas a baja permeabilidad y

complejidad estratigráfica como el presente en el campo de estudio; lo que permitirá asegurar alta eficiencia en el desplazamiento de hidrocarburos que incrementen el valor del activo. Para lograr este objetivo es necesario tener un entendimiento detallado del yacimiento a través de la reinterpretación del modelo geológico (modelo estático), para posteriormente generar un modelo de simulación analítico en la herramienta computacional SAHARA®, que permita recrear de forma la distribución del yacimiento, de sus propiedades petrofísicas y dinámicas.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar la viabilidad de la inyección de agua en un yacimiento con limitaciones asociadas a baja permeabilidad y complejidad estratigráfica a partir de los resultados obtenidos en el piloto de inyección implementado.

1.2 Objetivos Específicos

Caracterizar estructural y litológicamente el yacimiento objeto de estudio a partir de la información adquirida con la perforación de los pozos que conforman el patrón de inyección.

Ajustar el modelo geológico del compartimento B del campo de estudio.

Construir un modelo de simulación analítica para un patrón de cinco puntos invertido en el Compartimento B.

Evaluar la viabilidad de la implementación de la inyección de agua para incrementar el factor de recobro en yacimientos de baja permeabilidad y complejidad estratigráfica, bajo el escenario óptimo de desarrollo definido en el modelo de simulación.

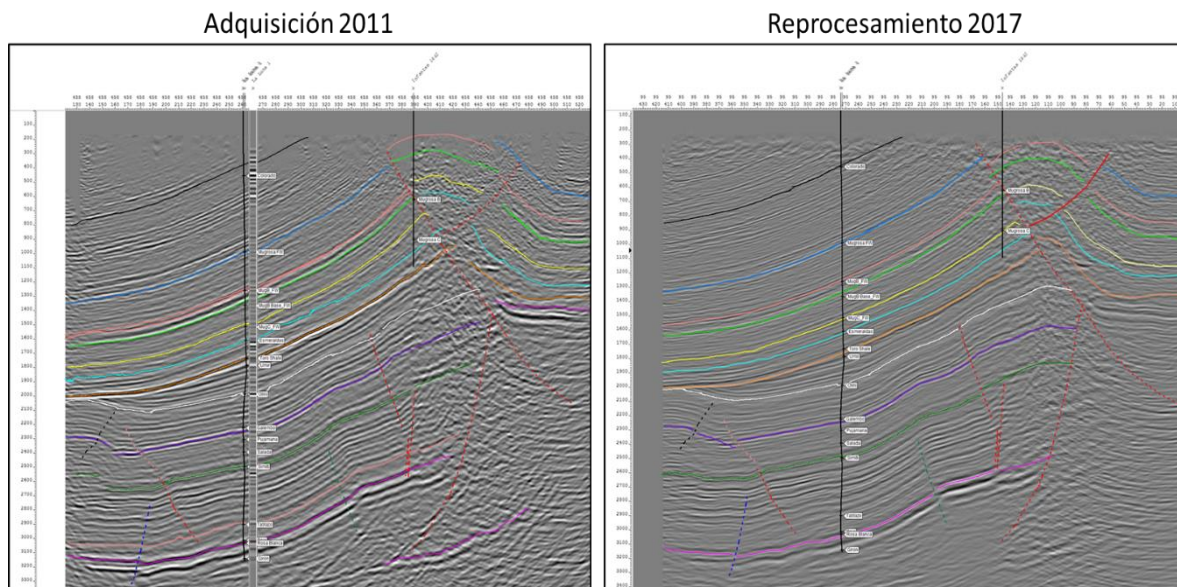
2. Caracterización Geológica Campo PA

2.1 Geofísica

El campo de estudio cuenta con un cubo sísmico adquirido en el año 2011 con el cual se hizo la evaluación inicial del campo. Posteriormente, en el año 2017 se hizo un reprocesamiento con el fin de optimizar la resolución, para mejorar la interpretación del cubo sísmico y de sus productos, tales como: mapas estructurales, interpretación de fallas y continuidad de los horizontes). En la Figura 1, se observa la nueva interpretación de los horizontes y de las fallas generados a partir del reprocesamiento sísmico realizado, los cuales se observan con mayor definición.

Figura 1.

Línea sísmica inline 95 original y reprocesada



Nota: Tomado del Informe Recursos y Reservas Parex Resources Ltda., Año 2017. Elaborado por GLJ Petroleum Consultants (2018). Izquierda cubo original (2011). Derecha reprocesamiento (2017).

2.1.1 Reprocesamiento e Inversión Sísmica

El reprocesamiento PSTM (Pre-stack time migration) permitió observar fallas que interceptan la Formación Mugrosa C, debido a que el reprocesamiento que se realizó pudo colapsar las difracciones presentes en el dato y obtener así la posición más precisa de las fallas; con lo cual es posible hacer una mejor planeación del posicionamiento de los pozos, y obtener así un mejor entendimiento de cómo está compartimentalizado el bloque, lo cual tiene un impacto en el flujo de los hidrocarburos.

Este reprocesamiento también permitió obtener un dato donde las amplitudes traza a traza fueron preservadas con lo cual se asegura poder hacer procesos especiales de amplitudes más confiables.

En 2017, se completó la inversión elástica del reprocesamiento sísmico realizado en el campo de estudio en 3D. Tres pozos en el campo se modelaron utilizando datos sísmicos dipolares (onda P y S) para ajustar la respuesta sísmica sobre la sección del yacimiento. Los resultados de este modelo mostraron que se podrían usar los datos sísmicos para modelar áreas de mayor contenido de arena en el bloque. Los resultados de inversión sísmica fueron cargados e interpretados a principios de 2017 y los pozos de desarrollo se perforaron utilizando los datos de inversión.

Se observó una buena correlación entre los paquetes de arena (a escala sísmica) y conectividad entre las mismas. Se generaron mapas de calidad de arena y espesor, en los cuales se observó mayor espesor en los compartimentos B y C donde se encuentran los pozos (PA 5, 2, 27, 26, 19, 9, 8, 29 y 21).

La calidad de arena y la relación espesor total contra espesor neto de arena disminuye hacia el sur del área, en el bloque yacente. Sobre este cubo se trabajó en la extracción de geocuerpos que permitieron seguir identificando la continuidad y la conectividad de las arenas para una mejor planeación en la posición geográfica de los pozos, con el fin de optimizar el proceso de inyección de agua y así incrementar la producción.

2.2 Petrofísica

Para la primera fase del campo se perforaron un total de 11 pozos, de los cuales cuatro fueron perforados en el bloque colgante y 7 en el bloque yacente. Con la perforación de estos pozos se buscó la delimitación del campo, así como, la adquisición de información que permitiera un mejor entendimiento de las propiedades del yacimiento.

Para esto se diseñó dentro del programa de perforación la toma de dos núcleos de roca (corazón), uno en cada bloque (PA-34 bloque colgante, PA-19 bloque yacente) a los cuales se le realizaron análisis básicos y especiales de laboratorio, con el propósito de poder calibrar los datos de los registros eléctricos con los de la roca, tales como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, factor de formación, CEC (capacidad de intercambio catiónico), los cuales son usados como parámetros para la interpretación petrofísica).

La formación Mugrosa C, presenta grandes variaciones en cuanto a la calidad de las arenas, las cuales dependen de las facies. Los canales confinados tienen mejores propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad), que los no confinados y los depósitos de llanuras de inundación, siendo estos en su gran mayoría catalogados como no yacimiento.

Durante la perforación de los pozos se tomaron diferentes registros de hueco abierto, en algunos de los pozos utilizaron herramientas LWD (*Logging While Drilling* - por sus siglas en inglés), las cuales realizan mediciones durante la perforación y de las cuales se pueden tener datos en tiempo real, adicionalmente se tomaron registros “*Wireline*” los cuales se corren una vez el pozo ha sido perforado en su totalidad por medio de cable, los cuales incluyeron los registros básicos (Gamma Ray, densidad -neutrón y resistividades). Finalmente, en los pozos PA-19 y PA-34 se corrieron registros especiales como Resonancia magnética y *Lithoscanner*.

La interpretación petrofísica busca determinar las propiedades de la roca, mediante el análisis indirecto de los registros eléctricos, teniendo como fin poder “cuantificar” el contenido de hidrocarburos en las formaciones. Para esto existen varias ecuaciones que buscan dar solución a esta incógnita. Para este estudio se utilizó la ecuación de Archie, cuyo resultado se usa como un valor de entrada en el cálculo del aceite original en sitio (OOIP).

2.2.1 Saturación de Agua

La estimación de la saturación de agua dentro del modelo petrofísico fue estimada mediante la siguiente expresión:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} R_w \frac{1}{R_t}} \quad (1)$$

S_w = Saturación de agua

a = Factor de tortuosidad (generalmente 1)

R_w = Resistividad del agua de formación (análisis de agua)

R_t = Resistividad de la formación (a partir de registros eléctricos)

n = Exponente de saturación (análisis de laboratorio, generalmente 2)

m = Exponente de cementación (análisis de laboratorio)

ϕ = Porosidad efectiva (fracción)

2.2.2 Cálculo de volumen de arcilla (V_{sh})

Para el cálculo del volumen de arcilla se empleó el valor del registro Gamma Ray tomado de los registros eléctricos adquiridos durante la perforación de los pozos.

$$V_{sh} = \frac{(GR - GR_{arena})}{(GR_{shale} - GR_{arena})} \quad (2)$$

GR= Valor de grados API tomado del registro para la profundidad a evaluar

GR arena= Valor de grados API de la línea de Arena definida en registro GR

GR shale= Valor de grados API de la línea de Arcilla definida en registro GR.

2.2.3 Porosidad Efectiva ($PHIE$)

Para el cálculo de la porosidad efectiva se empleó la siguiente expresión:

$$PHIE = \frac{N_{pss_{sc}} + D_{pss}}{2} \quad (3)$$

Dónde:

$D_{pss_{sc}}$ = Porosidad registro densidad * Volumen shale * Porosidad shl registro densidad

$N_{pss_{sc}}$ = Porosidad registro neutrón * Volumen shale * Porosidad shl registro neutrón

2.3 Análisis Litológico

La descripción de los corazones indica areniscas de composición lítica arcóscas o feldespáticas, y algunas de las areniscas no confinadas son sub-arcóscas, con un alto contenido de feldespatos y presencia continua de fragmentos líticos, volcánicos, metamórficos y sedimentarios,

que sugieren como roca fuente la cobertura de la cordillera central. Existe una alta predominancia de arenas de tamaño de grano fino, posiblemente retrabajadas de la formación infra yacente (Esmeraldas) como otra posible área fuente de material terrígeno.

2.3.1 Núcleo Pozo PA-34 Bloque Yacente

El contenido de material intersticial, (arcillas y cemento calcáreo, matriz arcillosa) está relacionada con el ambiente de depositación, el material intersticial es más alto (20-30%) en depósitos no confinados que en depósitos confinados (menor al 10%). Los rangos de porosidad varían entre 0.5 y 11.8 % de acuerdo con los análisis petrográficos.

2.3.2 Núcleo pozo PA-19 Bloque Colgante

La porosidad a partir de los análisis visuales y petrográficos (secciones delgadas) dan unos rangos de porosidad entre el 1 y el 21%, aumentando hacia la parte más somera, la aparición de fracciones de cuarzo monocristalino se observa con mayor frecuencia en la secuencia C, los análisis petrofísicos muestran que los canales rectos y los meándricos tienen en promedio los valores de porosidad más altos (16%) mientras que los canales no confinados tienen en promedio 15% de porosidad.

El campo presenta un LKO (Lowest oil known - por sus siglas en inglés) a una profundidad de 7463 ft TVDss. No se ha identificado un contacto agua aceite neto, en ninguno de los pozos perforados hasta el momento. Para definir las arenas con potencial para producir hidrocarburos

“Net Pay” se usaron los siguientes limites (cutoff): a) Contenido de arcilla menor al 50%; b) Porosidad efectiva mayor al 12% y c) Saturación de agua menor al 50 %.

A continuación, se presentan el detalle de la interpretación petrofísica de cada uno de los pozos perforados en el campo de estudio.

Tabla 1.

Resumen Evaluación petrofísica pozos Campo de estudio

Pozo	Bloque	Gross (ft)	Net Pay (ft)	Net to Gross	Porosidad Pay	Sw Pay
PA_34	Colgante	605	221	0.36	0.229	0.282
PA_15	Colgante	624	116.5	0.19	0.18	0.42
PA_27	Yacente	691	159	0.23	0.19	0.41
PA_26	Yacente	747	136	0.18	0.15	0.39
PA_9	Yacente	735	262	0.36	0.17	0.39
PA_32	Colgante	630	105	0.16	0.19	0.33
PA_14	Colgante	605	97	0.16	0.17	0.41
PA_19	Yacente	766	74	0.1	0.14	0.34
PA_8	Yacente	766	129	0.17	0.15	0.36
PA_29	Yacente	775	135	0.17	0.15	0.36
PA_21	Yacente	718	-	-	0.15	0.56
PA_BB	Yacente	725	90	0.12	0.12	0.4
PA_13	Yacente	784	137.5	0.17	0.12	0.38
PA_17	Yacente	819	88.5	0.1	0.12	0.44
PA_16	Yacente	816	70	0.8	0.12	0.44
PA_BA	Yacente	796	76	0.2	0.12	0.43
PA_36	Colgante	767	119	0.15	0.14	0.36
PA_31	Yacente	800	76	0.09	0.12	0.41
PA_33	Yacente	815	62	0.07	0.12	0.40

Nota: Información tomada de *Reportes de Interpretación Petrofísica – Propuesta de Completamiento Inicial Campo PA*. Parex Resources LTD (2017).

Se observa en un espesor promedio de 616 ft en el Bloque Colgante, con una porosidad de 19%, una arena neta de 134 ft, las areniscas que hacen parte de este reservorio son arenas de grano fino a muy fino, lo que disminuye el tamaño de garganta poral y, por ende, la permeabilidad de estas rocas es muy baja, y la saturación de agua es alta, haciendo más difícil la producción de aceite en la zona de manera natural.

Se observa en un espesor promedio de 768 ft en el Bloque Yacente, con una porosidad de 14%, una arena neta de 115 ft, las areniscas que hacen parte de este reservorio, son arenas de grano medio y ocasionalmente grueso, y también de grano fino a muy fino, comparado con las areniscas del bloque colgante, presentan en general mejores condiciones como reservorio, para la producción de hidrocarburos, al tener un mejor tamaño de grano, la permeabilidad aumenta, mejorando el flujo y la producción de hidrocarburos. También se observan paquetes con un espesor mayor en relación con los del Bloque Colgante.

2.4 Sedimentología

Para la descripción sedimentológica y estratigráfica se utilizaron los dos núcleos de roca tomados en los pozos PA-34 (547 pies) y PA-19 (619 ft). Con la descripción de los núcleos, se identificó como ambiente de depositación principal, un ambiente continental principalmente fluvial, donde se pueden identificar como principales componentes del sistema, ríos confinados, algunos meandriiformes, areniscas no confinadas, “*overbanks*” y llanuras de inundación, estas últimas incluyen el desarrollo de paleosuelos que confirman un ambiente continental, y sirve como guía para las correlaciones estratigráficas en la zona basados en registros eléctricos puesto que tienen patrones distintivos.

Basados en la interpretación de registros eléctricos e integrándolos con la información obtenida después del análisis sedimentológico y estratigráfico de los corazones tomados en los Pozos PA-34 y PA-19.

Se identificaron tres secuencias estratigráficas en el análisis estratigráfico, dos límites de secuencia y tres superficies de máxima acomodación, estas secuencias fueron nombradas de base a tope como A, B y C, y que fueron usadas para la correlación regional de los pozos ver Figura 2.

Dentro de estas secuencias se observó que las secuencias A y B se registraron durante un evento de progradación, especialmente el B en el cual hay un incremento en el aporte de sedimentos y por ende una disminución en el espacio de acomodación, teniendo como consecuencia un amalgamamiento de los depósitos confinados y no confinados, lo cual sugiere que podemos tener una mayor continuidad lateral de las arenas, teniendo un mayor contenido de arenas con relación a las secuencias A y C.

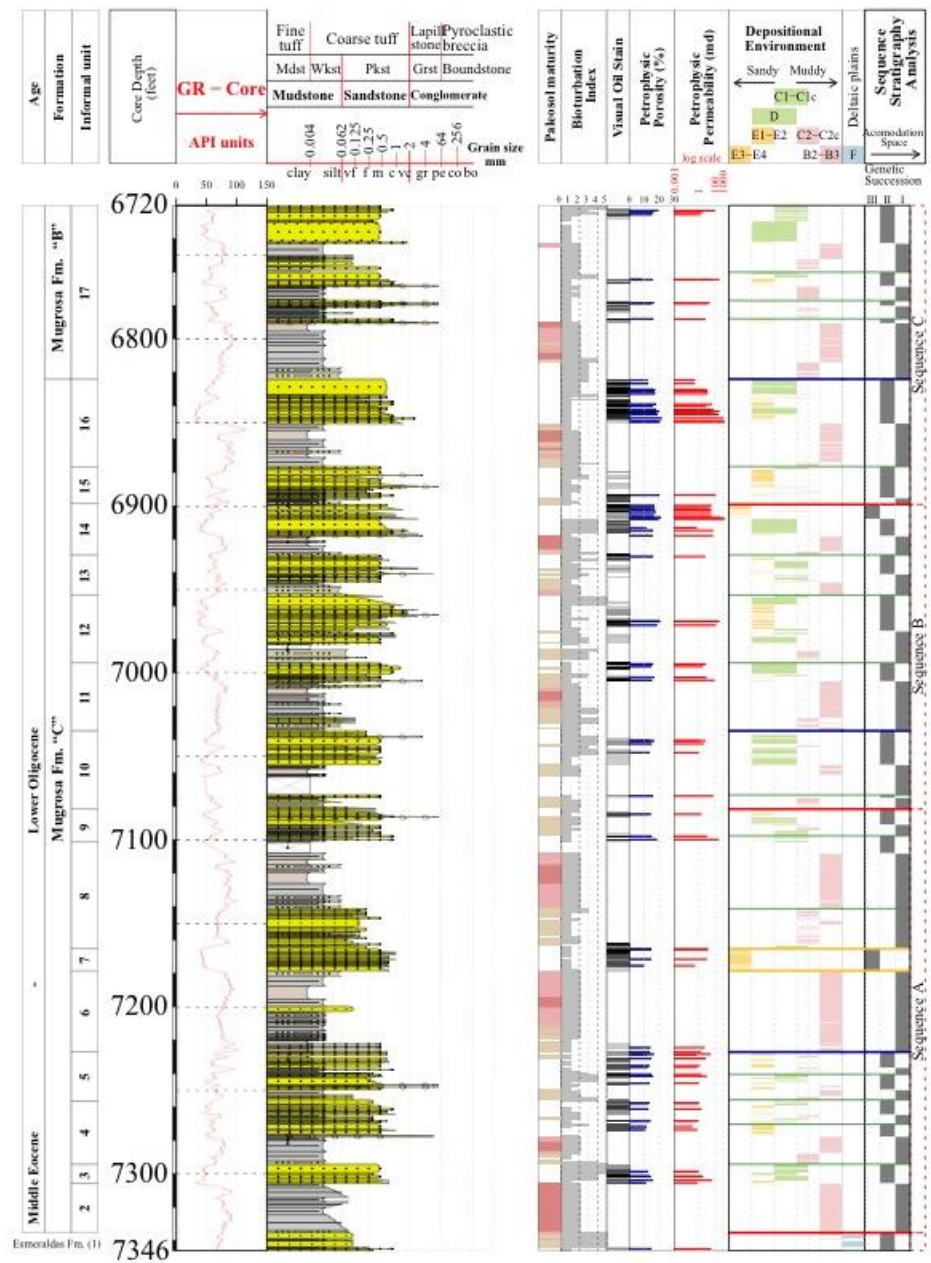
La composición de las arenas es predominantemente de grano fino a muy fino, y fueron divididas en dos grupos, confinadas y no confinadas. Las arenas confinadas tienen menos de 10% de contenido de matriz, mientras que en las arenas no confinadas la presencia de cemento y matriz varían entre el 20 y 30 % en contenido, lo cual disminuye la calidad del reservorio drásticamente, haciéndolo mucho menos permeable.

En la Figura 2, se presenta la columna estratigráfica generalizada del intervalo corazonado de la Formación Mugrosa en el pozo PA-19, en donde se muestra la relación de las manchas visuales de aceite (Track # 9) con las principales litologías identificadas (Track # 6), la interpretación del ambiente depositacional (Track # 12), análisis de estratigrafía secuencial (Track # 14) y resultados petrofísicos (Track # 10 y 11). En ella se observa la variación de la porosidad entre 1-21.4%, según lo identificado mediante diferentes técnicas (visual, petrografía y

petrofísica). La porosidad oscila entre 8.4 y 21.4 % según análisis petrofísico y entre 0 y 19.3 % según análisis petrográfico. El análisis petrofísico muestra que los canales rectos y meándricos tienen, en promedio, los valores de porosidad más altos de 16,2 %.

Figura 2.

Columna estratigráfica del núcleo tomado en el pozo PA-19 en el campo de estudio



Nota: Tomado de Informe final del análisis del ambiente deposicional, control de edad y petrografía de las formación Mugrosa C, Núcleo PA-19. Año 2017. Elaborado por Geocuenas SAS para Parex Resources LTD (Pág 70).

3. Nuevo Modelo Geológico (Marco Conceptual)

Durante las vigencias 2019 y 2020, se realizó una revisión de la información geológica disponible con el fin de desarrollar conceptualmente un nuevo modelo geológico que constituyera un nuevo entendimiento de la complejidad estratigráfica presente en el campo objeto de estudio a partir de la integración de datos disponibles de corazones (descripción litológica, análisis de laboratorio, información sísmica, estudios palinológicos, entre otros). Este modelo fue incluido en el nuevo modelo estático que se construyó para el campo y que se ha ido actualizando con la información adicional adquirida con la perforación de nuevos pozos.

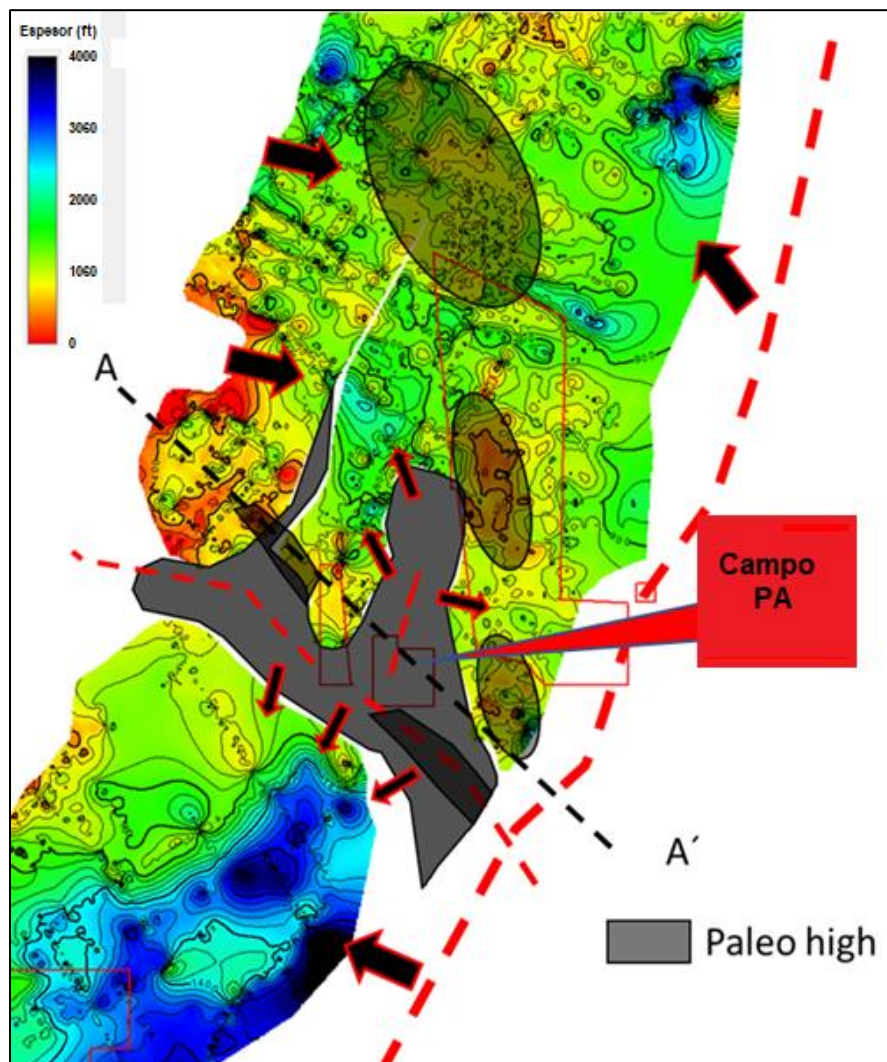
La evolución de la cuenca juega un papel importante en la depositación de los sedimentos de la Formación Mugrosa, zona de interés en el estudio, donde el tipo de actividad tectónica ya sea compresiva, extensiva o de rumbo, genera diferentes tipos de cuencas asociadas a estos movimientos. Basados en la interpretación sísmica y la descripción de corazones, se formuló una hipótesis en la cual para el Paleoceno-eoceno temprano, se comenzó a generar un espacio de acomodación que permitió la depositación de la Formación Esmeraldas y para el tiempo de la Formación Mugrosa, la actividad tectónica de origen compresivo generó estructuras de inversión que controlarían la acumulación de los sedimentos del oligoceno. A partir de la interpretación sísmica, se construyeron 3 mapas isópacos.

3.1 La Paz-KT discordancia (Paleoceno_Eoceno Temprano)

Las formaciones Lisama y La Paz se depositaron en el tiempo Paleoceno-Eoceno temprano en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, controladas por estructuras generadas en el cretácico. Estas formaciones han reportado producción de hidrocarburos en campos cercanos al campo objeto de estudio, pero se encuentran ausentes en el campo PA (Véase Figura 3), en donde en color gris sólido se observa la ausencia de la Formación La Paz en la zona referida como Campo PA. Esta ausencia de la formación es interpretada como una zona con relieve que no permitió la acumulación de sedimentos en el área en esta época.

Figura 3.

Mapa Isópaco de la Formación La Paz – Discordancia del Cretácico



Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020)

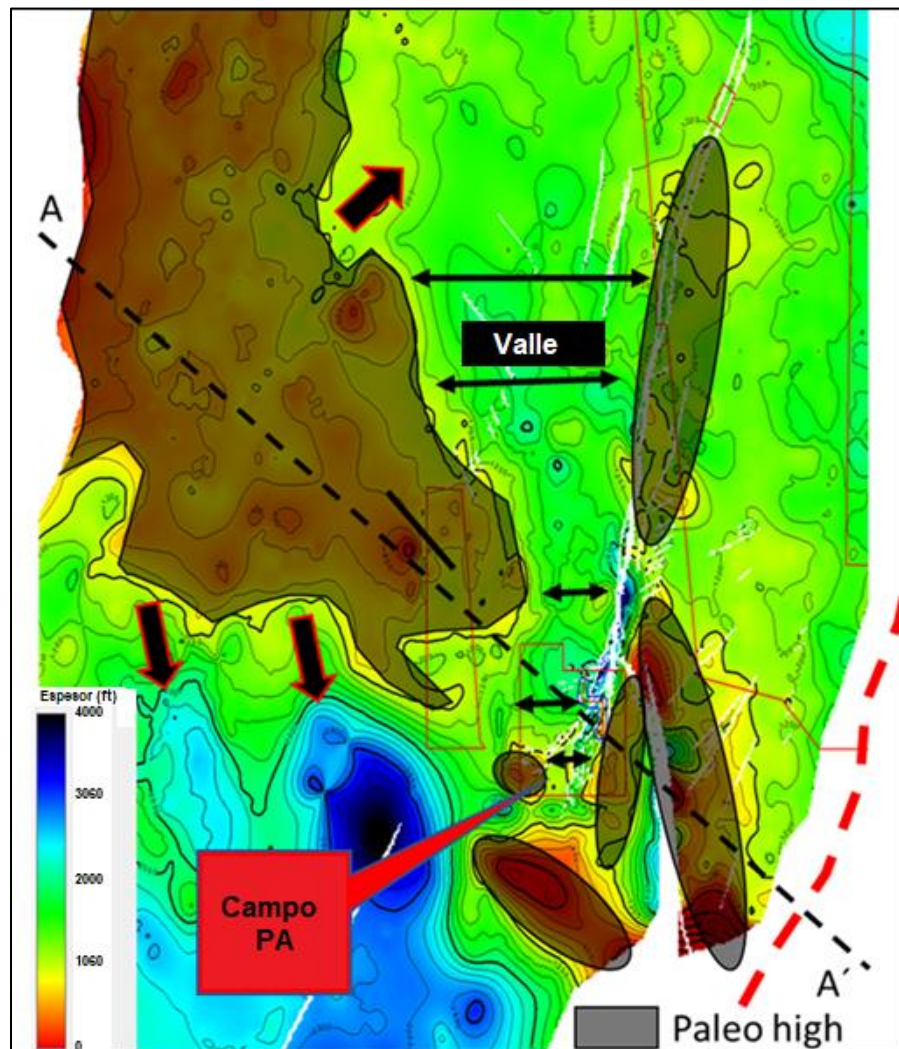
3.2 La Paz-KT discordancia (Paleoceno_Eoceno Temprano)

La Formación Esmeraldas se encuentra “*onlapping*” sobre los depósitos Cretácicos, cubriendo las zonas con mayor relieve, la cual alcanza un espesor de más de 1200 ft. En la Figura

4 los colores rojos indican menor cantidad de sedimento y los azules mayor espesor. Las zonas sombreadas en color gris indican la interpretación de los límites del valle que generaron el espacio para la acumulación de los sedimentos de la Fm. Esmeraldas.

Figura 4.

Mapa Isópaco de la Formación Esmeraldas.



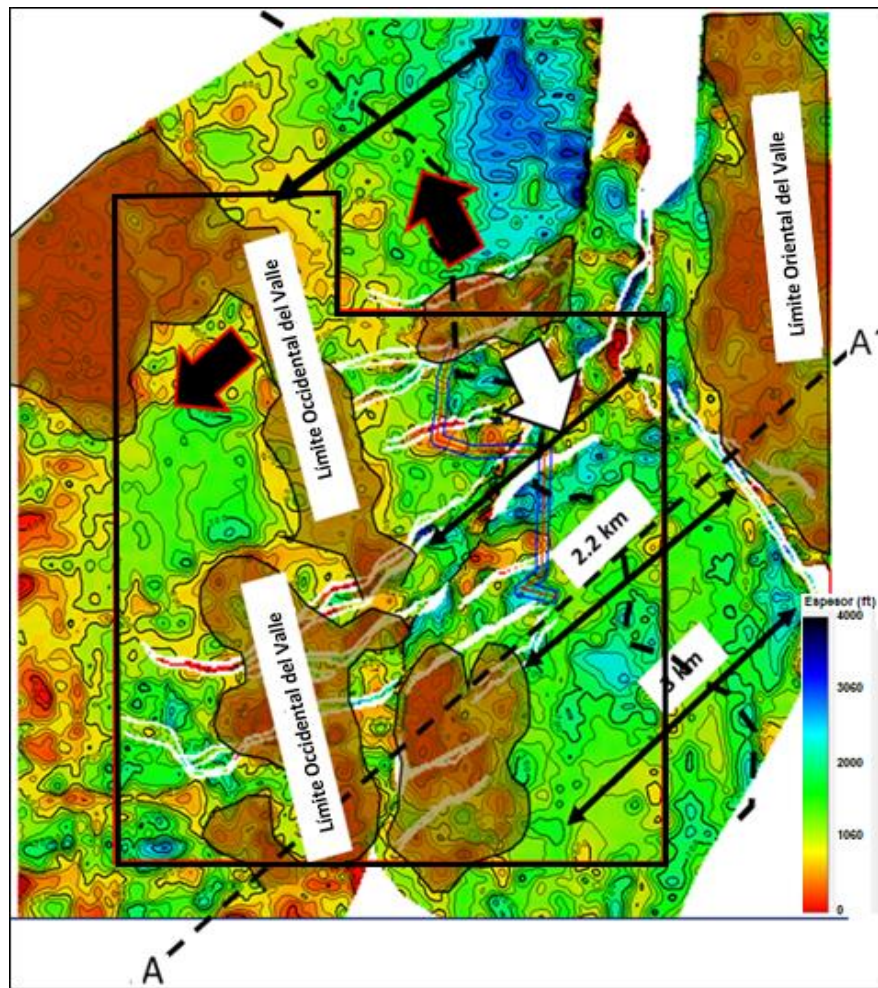
Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD.
(2020)

3.3 Mugrosa C (Oligoceno)

La formación Mugrosa se encuentra en general concordante con la formación Esmeraldas. Los sedimentos encontrados en el Campo PA fueron depositados en un ambiente tectónicamente activo que permitió la acumulación de más de 700 ft de sedimentos en un corto período de tiempo (Oligoceno temprano). A partir de este mapa presentado en la Figura 5, se interpretó que las zonas con mayor espesor se encuentran al Este del bloque, depositadas en un valle que debió tener alrededor de 8200 ft de ancho y el flujo de los ríos principales debió ser en sentido Norte-Sur y los ríos tributarios en sentido Este-Oeste.

Figura 5.

Mapa Isópaco Formación Mugrosa C



Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020)

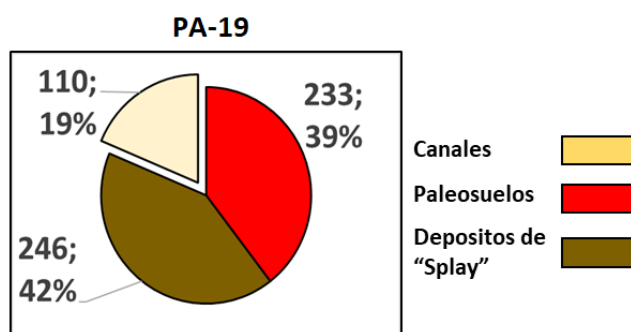
3.3.1 Ambiente de Depositación

La descripción sedimentológica realizada a los corazones del pozo PA-19, se usó como base para hacer un análisis cuantitativo de las facies, dando como resultado tres grupos y cada grupo contiene los siguientes elementos y su respectiva distribución estadística (véase Figura 6).

- Canales (19 %): *point bars*, canales rectos, canales superficiales asociados a las llanuras de inundación.
- Depósitos de “*Splay*” (42%): asociados a *crevasse splays*, *crevasse channels*, márgenes de canales y meandros abandonados.
- Paleosuelos (38 %): se observaron dos tipos de suelos bien desarrollados, uno con exposición subárea y otra subacuosa.

Figura 6.

Distribución estadística de facies_Corazones PA-19



Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020). Modificado por el autor.

Los cuales a su vez se dividieron en: i) Yacimiento (Depósitos asociados a canales y parte proximal de los *crevasse splays*) y ii) No Yacimiento (*Levees*, meandros abandonados y paleosuelos), a partir de la interpretación de los depósitos de llanuras de inundación.

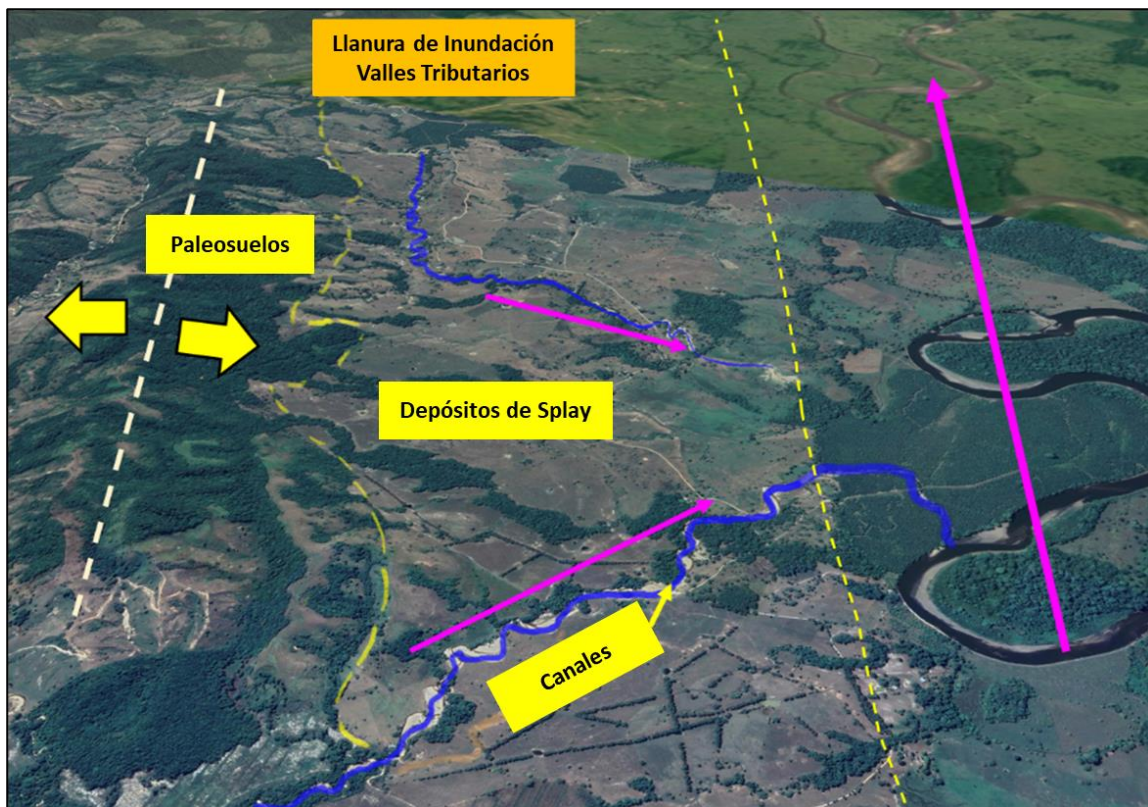
Los sedimentos descritos para la Formación Mugrosa C en el Campo PA se asociaron a sistemas con un pobre desarrollo de canales, correspondientes a ambientes de llanura de inundación caracterizados por: baja sinuosidad, no amalgamamiento después de los eventos de

avulsión, canales de un solo episodio con menos de 16 ft de espesor y 164 ft de ancho, canales angostos con menos de 3 ft de espesor y 32 ft de ancho, tamaño de grano (fino a muy fino), meandros abandonados y baja extensión lateral.

En la Figura 7 se presenta un análogo moderno de un ambiente de llanuras de inundación con características similares a las interpretadas para el campo objeto de estudio.

Figura 7

Análogo moderno del ambiente de depositación asociado a la Llanura de Inundación



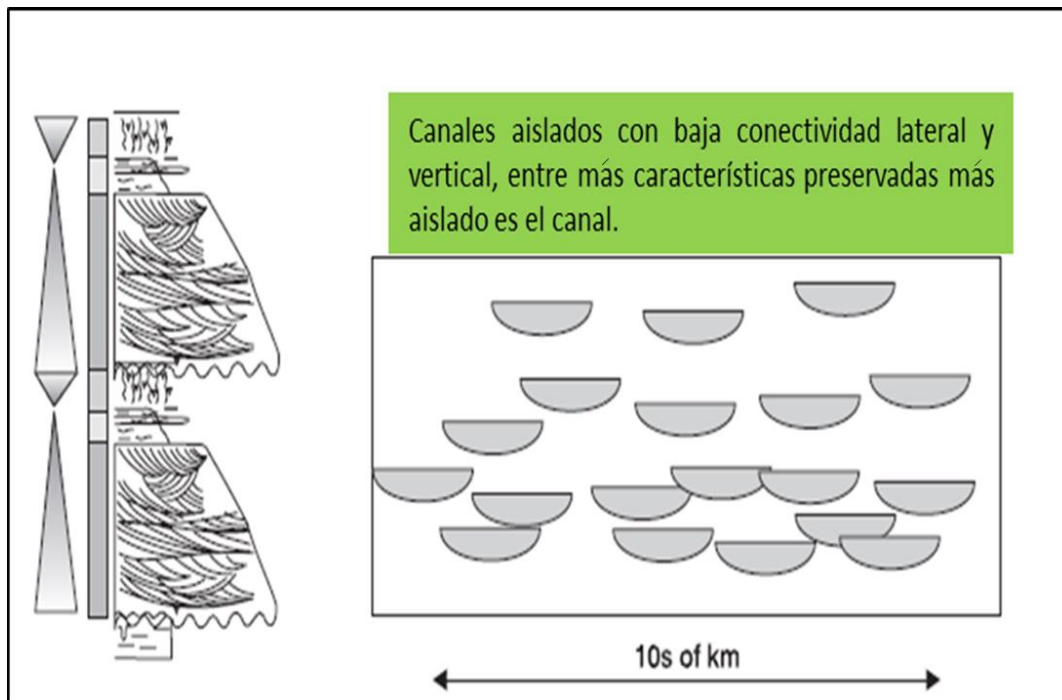
Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020).

Estos sistemas de llanuras de inundación son caracterizados por mayor espacio de acomodación versus aporte de sedimentos que permiten la preservación de canales aislados con baja conectividad lateral y vertical. Los patrones de amalgamamiento y la arquitectura estratigráfica asociada a estos sistemas fluviales sirven como método para predecir la geometría y posición de los cuerpos una vez los registros eléctricos son calibrados con la data de los corazones.

En la Figura 8 se presenta la interpretación de los patrones de amalgamamiento de los canales encontrados en la Formación Mugrosa C del campo de estudio, en donde se muestran los canales aislados que representan una baja conectividad lateral y vertical de las arenas productoras.

Figura 8.

Interpretación patrones de amalgamamiento de canales Campo PA.



Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020).

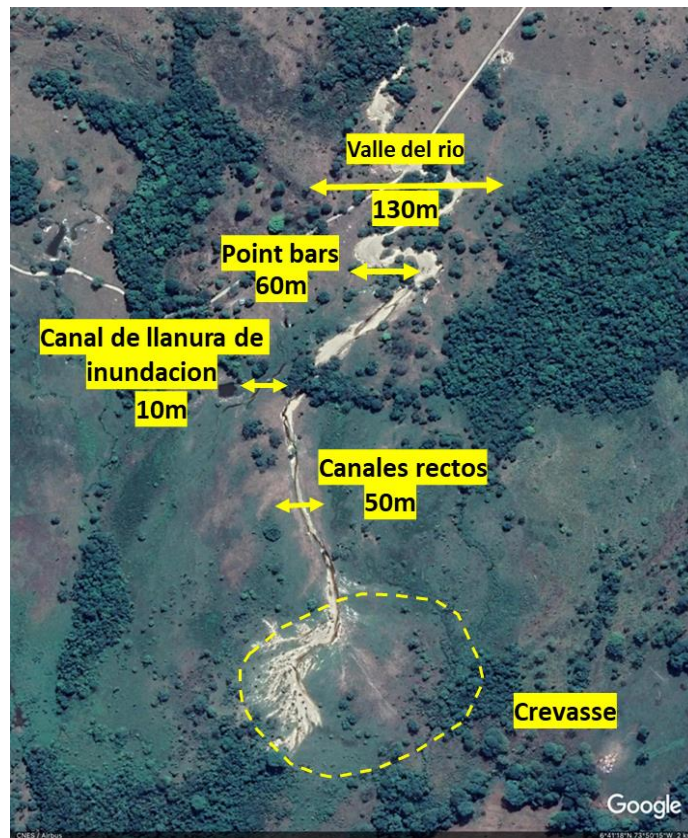
3.3.1.1 Canales de Río. De acuerdo con la interpretación de los ambientes de depositación derivada de los núcleos, se encontraron dos tipos de canales: canales tributarios principales y canales asociados a eventos de inundación. En la Figura 9, se presentan los elementos que se describen a continuación.

Canales tributarios principales: también llamados canales de un solo episodio o “single story channels” (Gibling, 2006), se reconocieron en los corazones por las secuencias de facies que contienen todos los elementos geomorfológicos de base a tope: base de canal, point bar, Crevasse Splay y paleosuelo. La preservación de estos elementos indica baja conectividad. Los ríos identificados en el área asociados a canales tributarios son ríos de tipo meándricos con baja sinuosidad, se interpretaron dos geometrías en los canales, cada una con una extensión lateral diferente: i) Canales rectos, los cuales se desarrollan donde la pendiente aumenta y el río se hace más estrecho limitando su extensión lateral. ii) *Point Bars*, esta parte de río se genera donde la pendiente es menor y el río busca por donde fluir haciendo que su extensión lateral sea mayor, lo que contribuye a la generación de meandros.

Canales de llanura de inundación: canales pequeños con gran importancia durante los eventos de inundación de las llanuras, son encargados del drenaje del área de inundación hacia los canales principales.

Figura 9.

Elementos asociados al sistema fluvial de la Fm Mugrosa C del campo de estudio.



Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020).

La distribución estadística de los canales fluviales a partir de la descripción sedimentológica realizada en los núcleos de los pozos PA-19 y PA-34, se presenta en la Tabla 2, en donde se observa los valores mínimos, máximos y *mean* empleados en el espesor de los canales identificados en el campo. Esta información constituyó un input para el modelo estático.

Tabla 2.

Distribución estadística de los espesores de canales a partir de la descripción de los corazones.

Tipo de Canal	Valor Mínimo (ft)	Valor Mean (ft)	Valor Máximo (ft)
Point Bar / Barras de Meandro	0.98	3.38	14.44
Canales Rectos	0.66	3.51	13.78
Canales de Llanura de Inundación	0.20	0.98	4.92

Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020). Adaptada por el autor.

3.3.1.2 Depósitos de Avulsión o Splay. Los *Crevasse Splay* y los depósitos asociados a estos eventos están compuestos por diferentes partes. Dependiendo su ubicación se distribuyeron de la siguiente forma, *Proximal Splay*, *crevasse channels*, sabana de arena (sand sheet) las cuales constituyen parte del yacimiento, y la parte distal del crevasse la cual se considera no yacimiento debido a su composición lodosa.

Estos depósitos se originan cuando los levees (diques) son sobrepasados o rotos por el agua durante un evento de inundación. La secuencia sedimentaria identificada en los *crevasse splays* idealmente consiste en una unidad granocreciente de base a tope una unidad gruesa laminada en la base y termina con una unidad superior granodecreciente hacia el tope, con evidencia de bioturbación. Esta sucesión es un indicativo que el *crevasse splay* está progradando, al tope de la progradación se encuentran las facies de abandono del *crevasse*.

En la Figura 10 se presentan los elementos que componen este tipo de depósitos. Los cuales se identifican de la siguiente forma: i) *Crevasse Channels*, comprenden una serie de canales pequeños que se desarrollan en los depósitos de “*Splay*” cuando están progradando hacia las

llanuras de inundación en las etapas tempranas de la avulsión del canal. A partir de esto el flujo se consolida en un canal que avanza sobre el crevasse. ii) *Proximal Splay*, parte más cercana al punto de rompimiento del *levee*, por donde fluye el exceso de agua y sedimento en los eventos de inundación, la parte proximal del crevasse tiene arenas de buena calidad, arenas de grano medio con buena selección, para el caso del campo de estudio constituyen parte del yacimiento. iii) *Sand Sheets* (Sábanas de Arena), se forman por la depositación de los sedimentos en suspensión que transportaba la masa de agua durante el evento de inundación, debido a la ciclicidad de las inundaciones pueden tener buenos espesores.

Figura 10.

Análogo moderno de un ambiente continental fluvial, mostrando el desarrollo de un crevasse Splay y los elementos que lo componen.



Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020).

La distribución estadística de los depósitos de *Splay* a partir de la descripción sedimentológica realizada en los núcleos de los pozos PA-19 y PA-34, se presenta en la Tabla 3, en donde se observa los valores mínimos, máximos y mean empleados en el espesor de los depósitos de *Splay* identificados en el campo. Esta información constituyó un input para el modelo estático. Los cuerpos más delgados corresponden a la parte más distal del *crevasse* (grano más fino)

Tabla 3.

Distribución estadística de los espesores de depósitos de Splay a partir de la descripción de los corazones.

Tipo de Canal	Valor Mínimo (ft)	Valor Mean (ft)	Valor Máximo (ft)
Crevasse Channels	0.23	2.95	5.58
Proximal Splay	0.10	1.64	4.92
Sand Sheets	0.20	1.64	12.47

Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020). Adaptada por el autor.

3.3.2 Tipo de Roca

Los análisis básicos (Porosidad-permeabilidad) y especiales (MICP, Centrifuga) realizados en los tapones (plugs) tomados de los corazones del campo PA, fueron la base para la identificación de los tipos de roca. Durante el proceso de asignación de propiedades de roca a las facies geológicas, las muestras en un tipo de roca ideal tienen el mismo tipo de propiedades geológicas y de reservorio. A partir del análisis de los tipos de roca, se obtiene:

- El mejor tipo de roca tiene baja saturación de agua irreducible.

- El peor tipo de roca tiene mayor cantidad de agua irreducible.
- La relación entre geometría de poro y su distribución, evaluado a partir de los gráficos de presión capilar.

- Análisis de la saturación de agua.
- Selección de la roca.

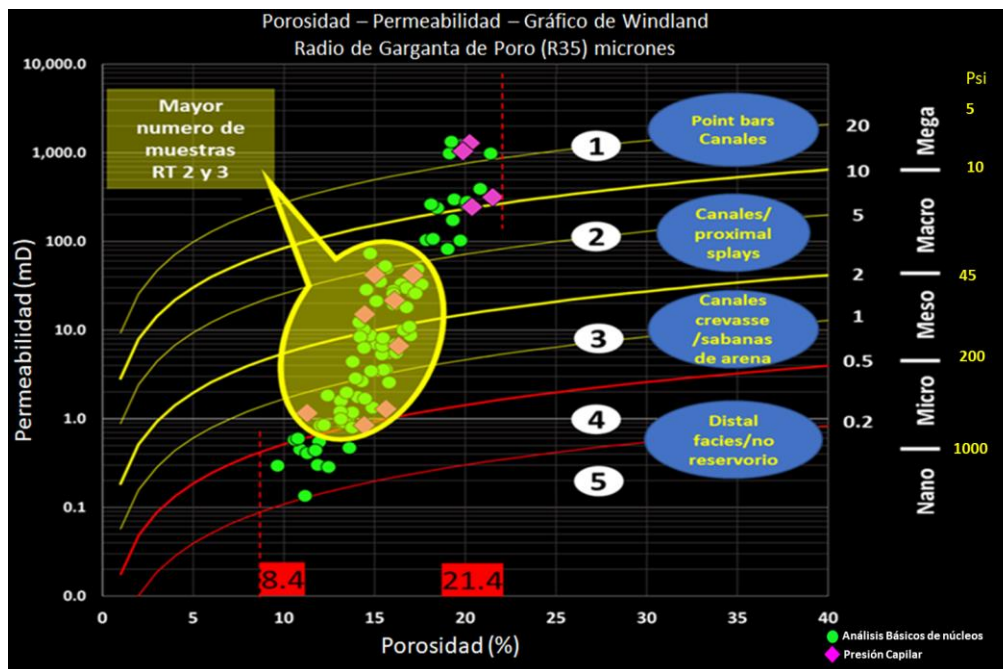
Se han desarrollado diferentes metodologías para la clasificación de las rocas; sin embargo, para el campo de estudio la metodología empleada fue Windland R35. Los tipos de roca basados en la metodología propuesta por Windland, se clasifican usando el radio de garganta de poro, donde la relación empírica hecha por el autor sugiere que la correlación estadística más grande ocurre cuando el tamaño de garganta de poro corresponde a una saturación acumulada de mercurio del 35%, de allí se deriva el término R35. La relación encontrada por Windland fue basada en los análisis de inyección de mercurio MICP, la cual establece que el flujo de una roca en un sistema es efectivo a partir de una saturación del 35%. Para determinar el valor de R35 se usa la siguiente ecuación, donde la permeabilidad se encuentra en milidarcies (mD) y la porosidad en porcentaje.

$$\text{Log}(R35) = 0.732 + 0.588 \text{Log}(K) - 0.864 \text{Log}(\phi) \quad (4)$$

Se identificaron 5 tipos de roca de las cuales 3 corresponden a zonas con potencial de producción. Se puede observar que la mayor población de muestras se encuentra agrupada en los tipos de roca RT2 y RT3, dentro de los tamaños de garganta de poro: Meso y Macro. A partir de los datos medidos en núcleos, se tiene un rango de porosidad entre 8.4 y 21.4% y para el caso de la permeabilidad se tiene un rango con mayor población de datos entre 1 y 100 mD, lo que confirma la baja permeabilidad presente en el campo de estudio.

Figura 11.

Comportamiento Poro-Perm R35 en núcleos Formación Mugrosa C



Nota: Tomado de “Nuevo Modelo Geológico Conceptual Campo PA”. Parex Resources LTD. (2020). Adaptada por el autor.

Una vez interpretados los tipos de roca, se asociaron a las facies descritas anteriormente. Las canales fueron asociados al tipo de Roca 1, los proximal splay se asignaron al tipo de Roca 2, los crevasse channels y las sand sheet se asignaron al tipo de roca 3; las facies distales se asignaron al tipo de roca 4 y las facies correspondientes a los paleosuelos se asociaron directamente al tipo de roca número 5 que no corresponde a yacimiento.

3.4 Conclusiones del modelo geológico conceptual

Producto del nuevo modelo desarrollado, se tienen los siguientes hallazgos:

- Los depósitos encontrados en el bloque yacente (*footwall* - FW), se encuentran asociados a ambientes de llanura de inundación. En este bloque se localiza el Compartimento B, objeto de estudio del presente trabajo de aplicación.
- La mayor proporción de sedimentos están ligados a depósitos de *splay*. Los cuales funcionan como conectores entre los canales principales.
- Los canales correspondientes a la mejores facies tienen baja conexión lateral, con una extensión máxima aproximada de 490 ft.
- Los depósitos de “*splay*” juegan un rol fundamental en la conectividad entre los canales, estos depósitos cubren una mayor extensión y se encuentran en mayor proporción, los cuales pueden ser usados como vías de conexión, con extensiones superiores a 650 ft.

4. Modelo de Simulación Analítico

Para la caracterización del yacimiento Mugrosa C del compartimento B del campo objeto de estudio, se utilizó el Software Comercial SAHARA®, el cual facilita la visualización, análisis y seguimiento, para el manejo integrado de gran volumen de información para el entendimiento de los mecanismos físicos que gobiernan el comportamiento del yacimiento. A partir de la información geológica del campo de estudio y tomando como input el modelo estático construido para el yacimiento Mugrosa C del Campo PA, se construyó un modelo analítico para inyección de agua, el cual permitió realizar un análisis bajo el modelo analítico basado en las ecuaciones de Craig, Geffen y Morse (CGM).

Con ayuda del Software SAHARA®, se crearon los patrones de inyección a través de la historia de producción-inyección, los cuales se caracterizan por un volumen poroso establecido, saturaciones iniciales y residuales de fluidos, así como de los parámetros petrofísicos (exportados del modelo estático construido en el Software PETREL®. Para la creación de cada patrón de inyección, se evaluó la afectación de los pozos inyectoros sobre los pozos productores para así evaluar el desempeño del proceso de inyección de agua.

El modelamiento analítico busca caracterizar de manera sencilla y rápida el sistema inyección-producción, para de esta forma desarrollar un análisis capa a capa mediante la definición de modelos de influencias y distribución (*allocation*) de producción e inyección por capas que permita al finalizar la evaluación de diferentes escenarios predictivos, el mejor o los mejores escenarios de desarrollo.

4.1 Construcción del modelo estático

De acuerdo con los resultados de registros eléctricos y de los núcleos obtenidos de la perforación de los pozos en el bloque yacente y en el bloque colgante, se inició la construcción de un modelo estático que permitiera representar a un buen nivel de detalle la estructura del yacimiento y la distribución de las arenas del compartimento B. Así mismo con esta información adquirida, se encontraron grandes diferencias con respecto a las propiedades petrofísicas de campos cercanos, en especial La Cira-Infantas, el cual tiene porosidades y permeabilidades mayores a las reportadas en el Campo PA. Otra diferencia fue la profundidad media de la formación Mugrosa C, la cuál es 3500 pies más profunda en el Campo PA.

Inicialmente cuando el proyecto fue concebido, la inyección de agua se tenía visualizada con la implementación de patrones de 7 puntos con un área de 60 acres (dado que se requería un menor número de pozos para realizar el desarrollo del campo), pero a medida que se fueron perforando los pozos y con la información adquirida se corroboró la heterogeneidad del yacimiento por lo cual, se decidió disminuir el espaciamiento entre pozos a fin de mitigar la heterogeneidad del yacimiento.

Dentro de la construcción del modelo estático, se determinó un modelo de 7 facies en el yacimiento. Para esto se determinó un modelo estadístico usando principalmente información del NPSS (espesor neto de roca), VSH (V-Shale), porosidad y permeabilidad. De la misma manera se realizó el ajuste de las facies de la información de los 2 núcleos obtenidos en el área del pozo PA-34 y el pozo PA-19.

Figura 12

Parámetros de clasificación de los tipos de roca/facies

Name									
	NAME	COL	PAT	WEIGHT	BADHOLE	NPSS	PHIE	VSH	PERM_FINAL
1	FACIES_1			239					
2	FACIES_2			319					
3	FACIES_3			126					
4	FACIES_4			487					
5	FACIES_5			223					
6	FACIES_6			174					
7	FACIES_7			313					

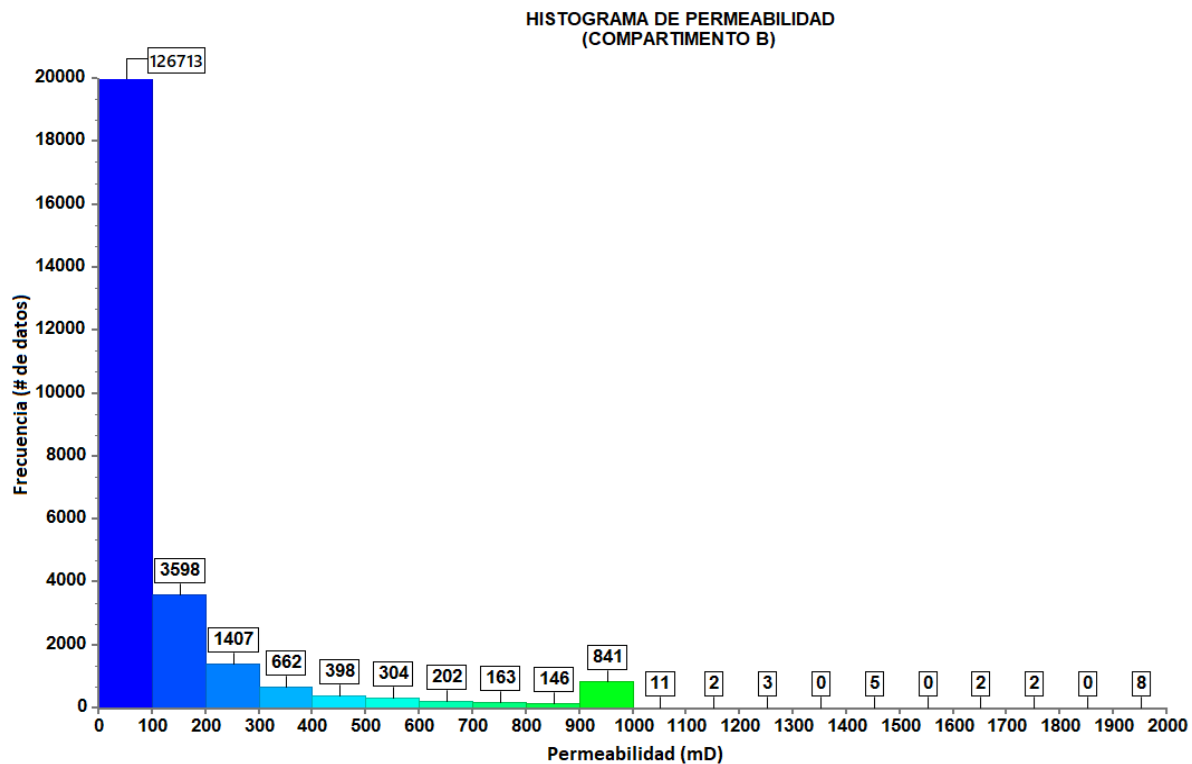
Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017).

Posteriormente se construyeron las tendencias de porosidad-permeabilidad de las 7 clasificaciones de las facies, teniendo en cuenta que la clasificación 1, corresponde al mejor tipo de roca con porosidad media del 13.6% y permeabilidades de 86 mD, y la clasificación 5 a 7 corresponde a un tipo de roca compuesto principalmente por una mezcla de arcillas (principalmente montmorillonita), los cuales tienen porosidades muy bajas y no son constitutivas de yacimiento.

En la Figura 13 y en la Figura 14 se muestran los histogramas de permeabilidad y porosidad respectivamente para el Compartimento B. En ellos se observa, la baja permeabilidad asociada al modelo, en donde el 94% de las celdas que conforman el compartimento B tienen una permeabilidad inferior a 100 mD, lo cual comprende el mayor desafío en cuanto al desarrollo del campo, toda vez que la mayoría del petróleo original en sitio se encuentra contenido en roca de baja calidad y permeabilidad. De igual forma pese a que en la Figura 13 se observa que el rango de la permeabilidad es entre 0 y 2000 mD, se tiene que una pobre frecuencia de datos con permeabilidad super a 1000 mD.

Figura 13.

Histograma de permeabilidad, Compartimento B Campo PA.

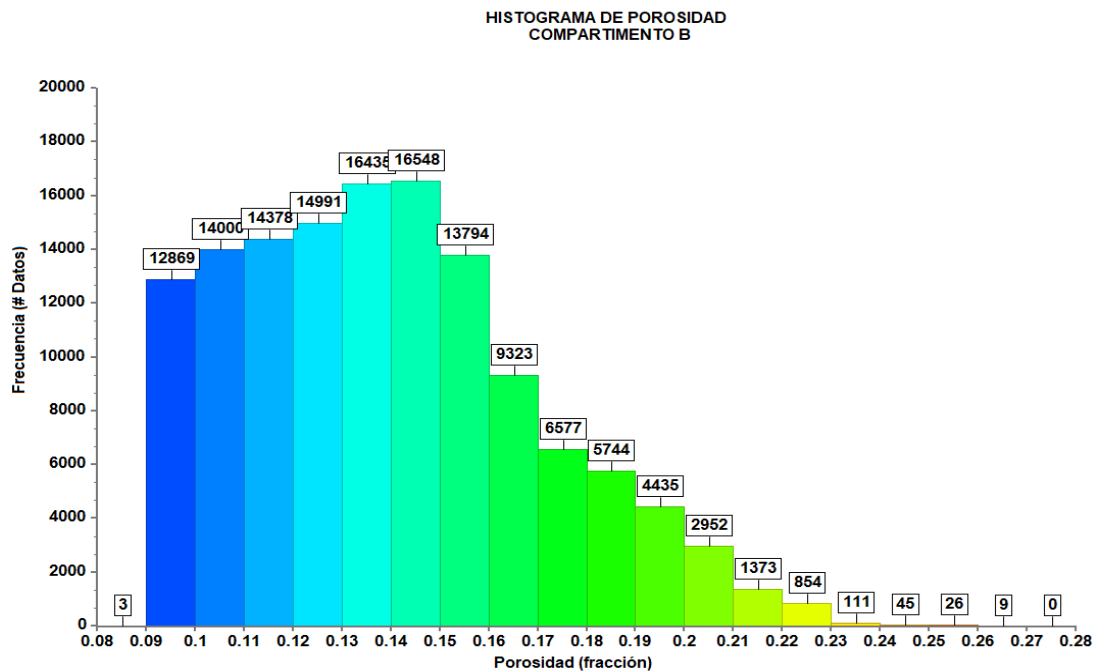


Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017). Modificada por el autor.

La porosidad a lo largo del compartimento presenta una media de 14-15%. Sin embargo, el rango para esta propiedad se encuentra el 8% y 28%, de acuerdo con la frecuencia de datos se tiene baja población de celdas con valores de porosidad superiores al 23%.

Figura 14.

Histograma de porosidad, Compartimento B Campo PA.

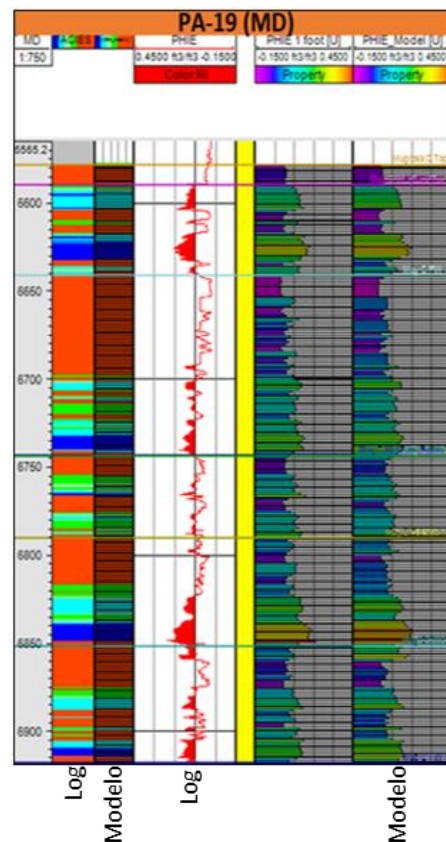


Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017).

De acuerdo con la información estructural, se construyó un modelo de 5 millones de celdas de un tamaño de celda de 82x82 pies. Debido a que las arenas presentan grandes variaciones y los cambios estratigráficos son tan pronunciados, se realizó un modelo con una resolución vertical de 1 pie. En la Figura 15 se presenta el escalamiento de propiedades como la distribución de facies (Track # 2 y #3) y la porosidad efectiva (Track #4 y #6) en donde se observa que el modelo generado, reproduce el dato grueso que se tiene de los registros eléctricos.

Figura 15

Comparativo de información de registros versus información reproducida en el modelo estático

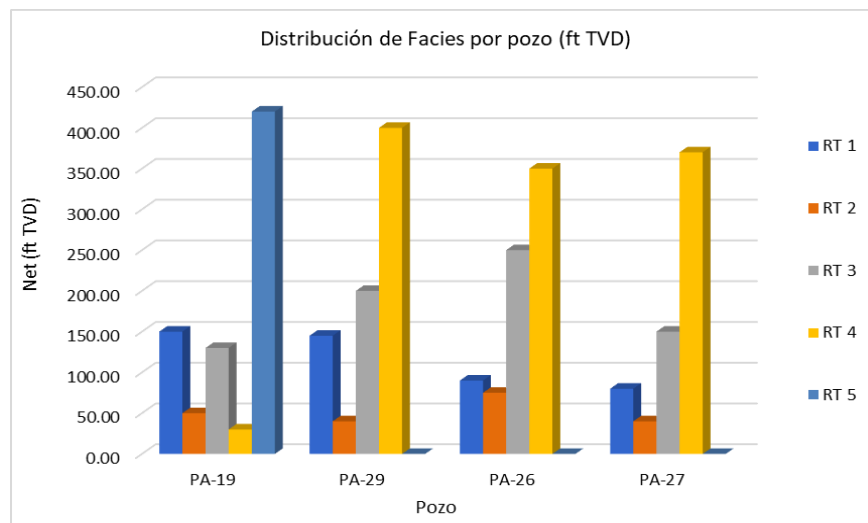


Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017).

La información obtenida de la propagación de las propiedades indicó que los pozos PA-29 y PA-19 tienen el mayor espesor de tipo de roca 1 (Véase Figura 16), el cual constituye el mejor tipo de roca. Esto ajusta con los resultados de producción de los pozos en la etapa inicial de producción presentaron tasas aproximadas de 100-110 BOPD y cortes de agua bajos. En la Figura 17 que del espesor gross de los pozos, más del 50% corresponde a los tipo de roca 4 y 5, las cuales corresponden a rocas de una menor calidad.

Figura 16.

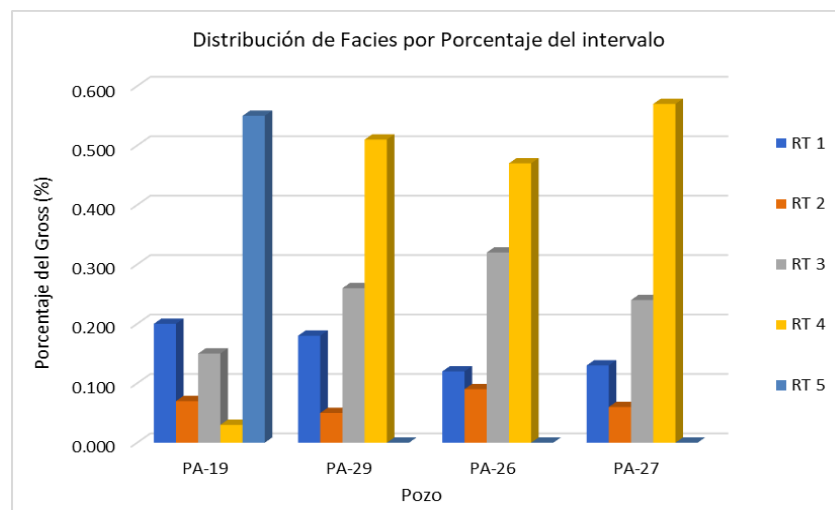
Distribución de espesor neto de los tipos de roca (RT 1 a 5)



Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017). Modificado por el autor.

Figura 17.

Porcentaje de distribución de tipos de roca (RT 1 a 5) respecto el espesor gross por pozo

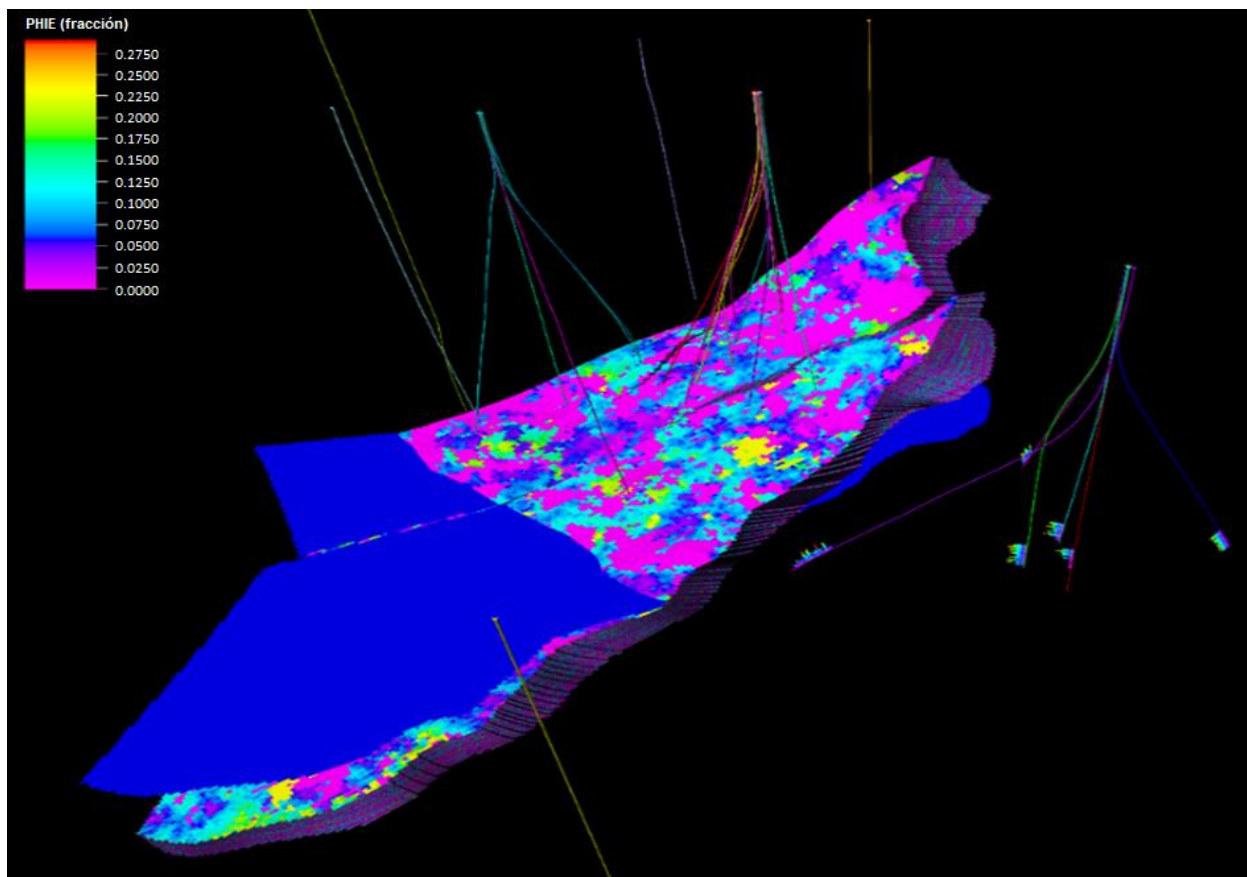


Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017). Modificado por el autor.

En el modelo se realizó el poblamiento de las propiedades de porosidad y permeabilidad, en una tendencia preferencial NE-SW sobre las propiedades, de acuerdo con las tendencias de depositación regional. Cabe resaltar que estos mapas fueron exportados para cada uno de los horizontes que se modelaron posteriormente en el modelo analítico en la herramienta SAHARA®.

Figura 18.

Visualización 3D. Porosidad modelo estático. Compartimentos B & C.

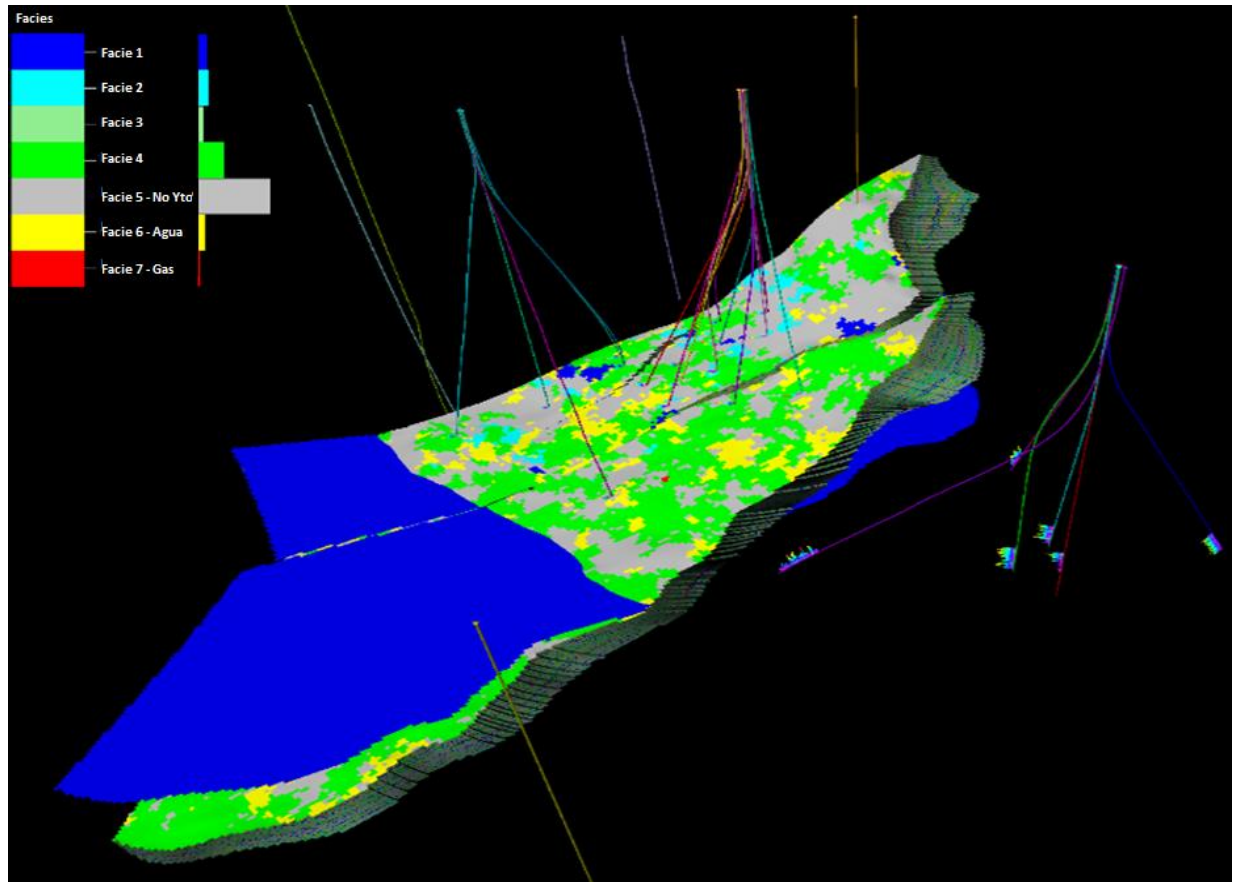


Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017).

En la Figura 19 se puede observar que en la facie que predomina en el modelo estático, corresponde al tipo de facie 4, que corresponde a una roca de pobre calidad.

Figura 19.

Visualización 3D. Distribución de Facies modelo estático. Compartimentos B & C.



Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017).

4.2 Historia de Producción / Inyección Campo de estudio

El compartimento B del campo objeto de estudio está conformado por 12 pozos, 9 productores y 3 pozos productores convertidos a pozos inyectoros de agua. A Septiembre de 2021, se encuentran activos 8 pozos y los 4 pozos restantes se encuentran inactivos (Tabla 4).

Tabla 4.

Información General de pozos.

Pozo	Fecha de Perforación	Tipo de Pozo	Estado a Sep. 2021
PA-2	1962	Productor	Activo
PA-5	1964	Productor	Activo
PA-16	2018	Productor	Inactivo
PA-17	2018	Productor	Inactivo
PA-19	2019	Productor	Inactivo
PA-26	2016	Productor/Inyector	Activo
PA-27	2017	Productor	Activo
PA-29	2017	Productor	Activo
PA-31	2018	Productor	Activo
PA-33	2018	Productor	Inactivo
PA-BA	2018	Productor/Inyector	Activo
PA-BB	2018	Productor/Inyector	Activo

El campo de estudio fue descubierto en 1962 con la perforación del pozo PA-1, el cual fue clasificado como pozo productor en la arena superior de la formación Mugrosa C con una producción inicial de 110 BOPD. A finales de ese mismo año, se perforó el pozo PA-2, el cual tuvo una producción inicial de 135 BOPD. Los pozos PA-3, PA-4, LN-1 y CC-1 fueron perforados en 1963; estos dos últimos pozos fueron abandonados luego de ser identificados como pozos secos. Durante el año 1964 fue perforado el pozo PA-5, obteniendo resultados positivos en la formación

ya probada. Finalmente, los planes de desarrollo del campo fueron suspendidos debido a la baja producción de aceite en ese año.

Posteriormente en 1979, se realizó una reevaluación geológica del campo; y como resultado del análisis realizado se perforaron los pozos PA-6 y PA-7 los cuales resultaron secos. Pese a tratarse de un campo descubierto en el año 1962, la caracterización del yacimiento en el campo a la fecha es muy pobre y la incertidumbre sobre el verdadero tamaño de este es muy alta; de esta manera la explotación del yacimiento ha sido deficiente.

De acuerdo con la interpretación geológica preliminar se estableció que la formación Mugrosa C se depositó en un ambiente sedimentario fluvial, en el cual, las arenas productoras de esta formación no tienen una continuidad plenamente identificada, como si sucede en los campos aledaños (La Cira, Casabe, entre otros), lo cual restringe y compromete el óptimo desempeño de la inyección del agua en el campo. Sin embargo, esta restricción en la continuidad de las unidades de flujo podría ser favorable para la eficiencia del barrido, evitando la canalización de las arenas.

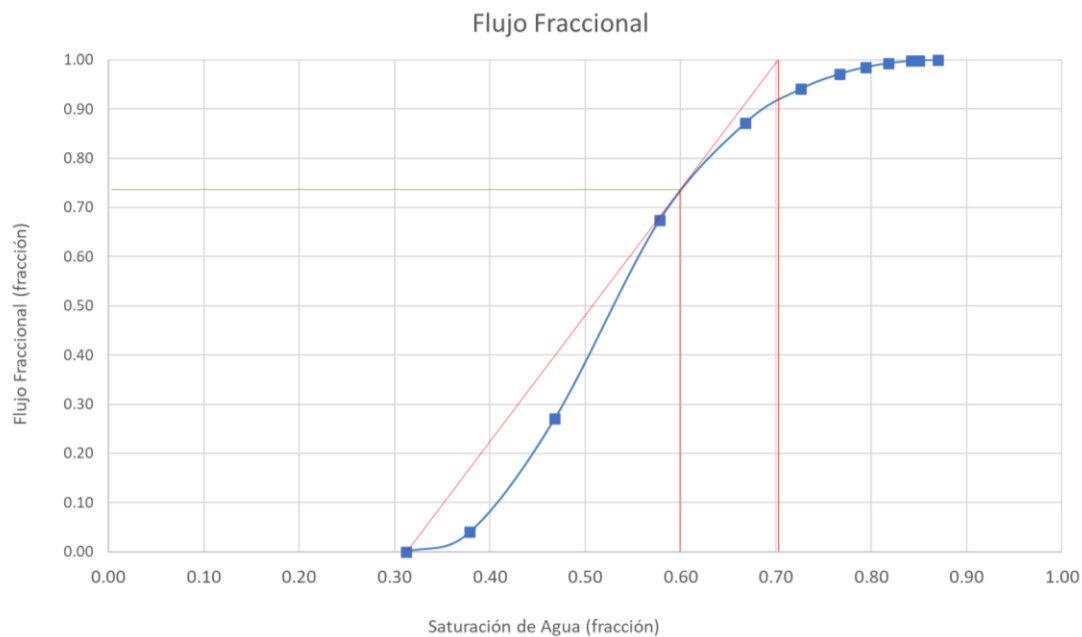
A fin de evaluar los resultados de la inyección de agua en la formación Mugrosa C del campo para incrementar el factor de recobro, se implementó un piloto de inyección constituido por un patrón de cinco (5) puntos invertido, invertidos de 37 acres (4 pozos productores y un pozo inyector), con el cual se inició la inyección en el compartimento B del campo. De acuerdo con el comportamiento de la inyección se observó un pozo con una buena eficiencia vertical y parámetros de inyección muy estables (Presión en cabeza y volumen diario de inyección), por lo que no fue necesario la implementación de un modelo de completamiento selectivo al inicio del proyecto de inyección de agua.

A partir de esta información se determinó que la movilidad del crudo corresponde a 0.4, lo que indica una alta favorabilidad de la inyección de agua lo que permite el empuje del banco de

aceite hacia los pozos productores, evitando una rápida canalización. Se construyó la curva de flujo fraccional estimando una saturación de agua al rompimiento del 70%, una eficiencia areal de 81% y una eficiencia de desplazamiento de 57% (Ver Figura 20).

Figura 20.

Curva de Flujo Fraccional (f_w)



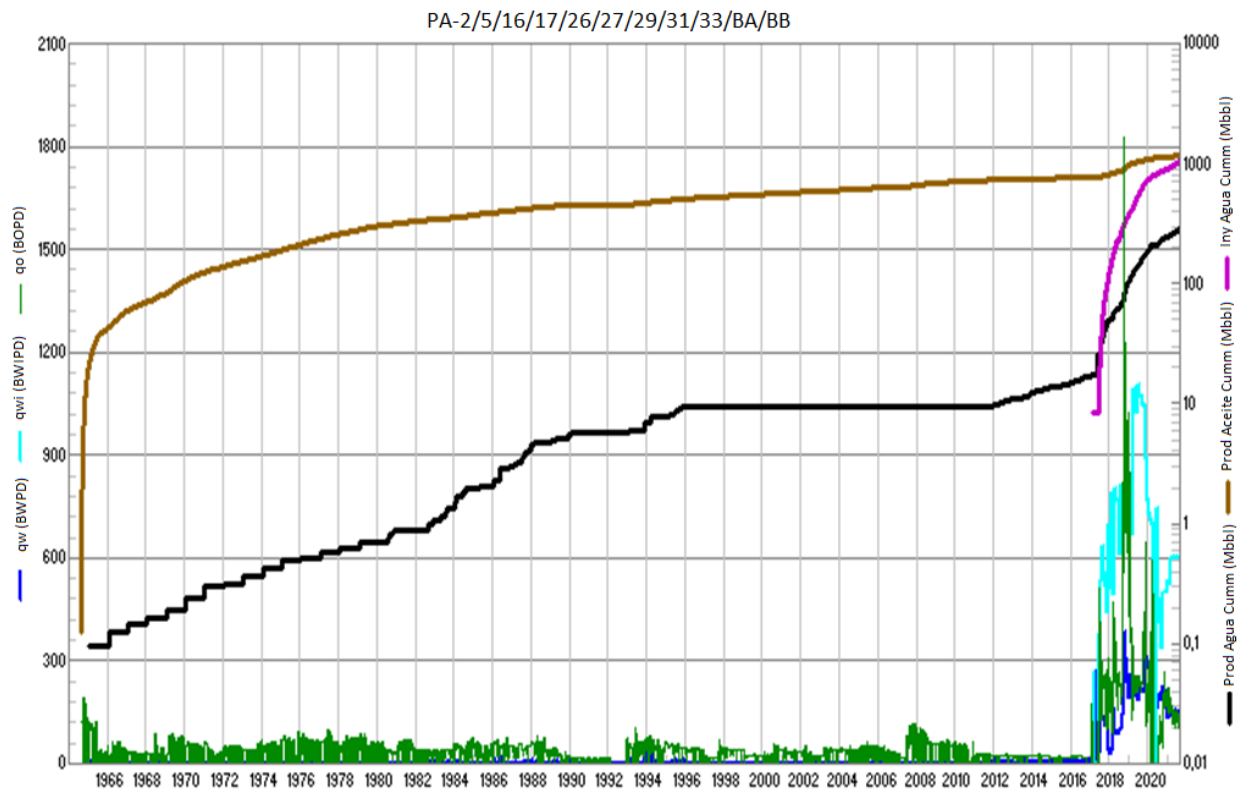
Como se mencionó previamente, el campo de estudio está constituido por dos bloques, Bloque Colgante y Bloque Yacente separados por una falla inversa (Falla Infantas). La aplicación de técnicas para la interpretación sísmica ha permitido identificar lo que se pudiera tratar de fallas laterales que supondrían una subdivisión de cada uno de los bloques mencionados, en compartimentos hidráulicamente independientes entre sí que hacen aún más compleja la definición del tamaño de la acumulación.

4.3 Producción y Recobro actual del Campo de estudio

Desde el descubrimiento del campo en la década de los años sesenta, el campo ha presentado problemas de baja productividad de los pozos, agotamiento de energía y constantes problemas operativos. La producción acumulada de petróleo a 31 de diciembre de 2020 es de 1.45 Millones de Barriles, el petróleo original en sitio estimado a esta fecha (de acuerdo con el Informe de Recursos y Reservas 2020, contemplando solamente los compartimentos B, C y D los cuales son los únicos que han presentado desarrollo en el campo) es de 126.4 millones de barriles, con un factor de recobro estimado de 1,58 %. Este valor es muy bajo, lo cual representa un reto y brinda la oportunidad para la búsqueda e implementación de nuevas tecnologías y métodos que permitan mejorar la extracción de una manera más eficiente.

La producción acumulada a septiembre de 2021 es de: 1.529.182 barriles de aceite, 405.810 barriles de agua y 2.164.002 miles de pies cúbicos de gas, con una inyección de agua acumulada 978.547 bbls. Estos volúmenes reportados corresponden a la totalidad de los pozos existentes del campo, no únicamente a los pozos analizados en el presente estudio.

A la fecha de corte del presente estudio, el compartimento B produce un volumen diario de 146 barriles de petróleo, 150 barriles de agua y 190 miles de pies cúbicos de gas, con una inyección promedio 600 barriles de agua. Los datos mostrados en la Figura 21, corresponden únicamente a los pozos que conforman el compartimento B.

Figura 21.*Historia de producción e inyección Compartimento B*

Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

4.3.1 Comparación Inicialización Modelo Analítico y Modelo Numérico

De acuerdo con la volumetría representada en el modelo estático que constituye el input para el modelo de simulación numérico se tiene un volumen estimado para el compartimento B de 33.6 MMBO considerando un valor de corte de porosidad del 12%. En la Tabla 5 se observa que el desafío principal para el desarrollo del campo objeto de estudio es que la mayoría del Petróleo Originalmente en Sitio (POES) se encuentra principalmente en rocas de calidad pobre.

Tabla 5.

POES Compartimento B de acuerdo con la sensibilidad del cutoff de Porosidad Efectiva

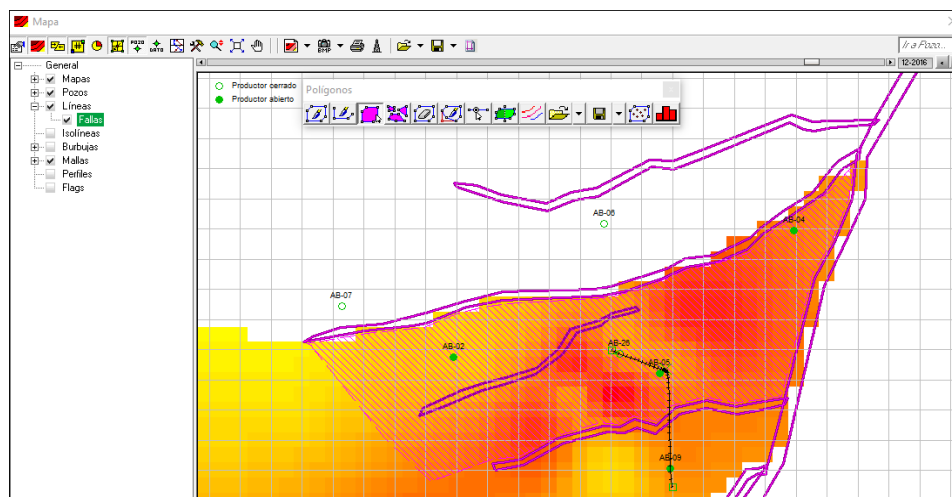
POES (MBO)	PHIE 9%	PHIE 12%	PHIE 14%	PHIE 16%	PHIE 18%	PHIE 20%
Compartimento B	51.9	33,6	19,7	9,5	4,1	1,2

Nota: Tomado del Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA. Parex Resources LTD (2017).

Por su parte al realizar la volumetría sobre los mapas de propiedades cargados dentro de la herramienta SAHARA®, el volumen asociado al Compartimento B, presentado en la Figura 22 con el área sombreada, es estimado hasta la profundidad del LKO conocido (-7463 TVDs) para el compartimento es de 29.24 MBO (contemplando el *cutoff* de PHIE de 12%), lo cual representa una diferencia de 12% respecto del modelo numérico.

Figura 22.

Volumetría Compartimento B, Modelo Analítico



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

4.3.2 Volumen de Reemplazo (VRR)

El volumen de reemplazo para los tres patrones existentes en el compartimento B asociados a los pozos inyectoros PA-26, PA-BA y PA-BB es respectivamente de 0.61, 0.92 y 0.95. Idealmente el índice de reemplazo debe ser 1, pero puede fluctuar entre 1.1 y 1.3 (Aljamal y Hasiholan, 2020). Específicamente para el pozo PA-26, no ha sido posible llevar el volumen de reemplazo a valores cercanos a 1, dado que el pozo se presenta restricción en la presión de inyección en superficie de 3200 psi, y este pozo inyecta un volumen de 200 BWIPD con una presión en cabeza de 3150 psi. La presión actual del yacimiento a partir de mediciones de niveles de fluido realizadas en julio de 2021 es de 1530 psi @ 6663 ft TVDss.

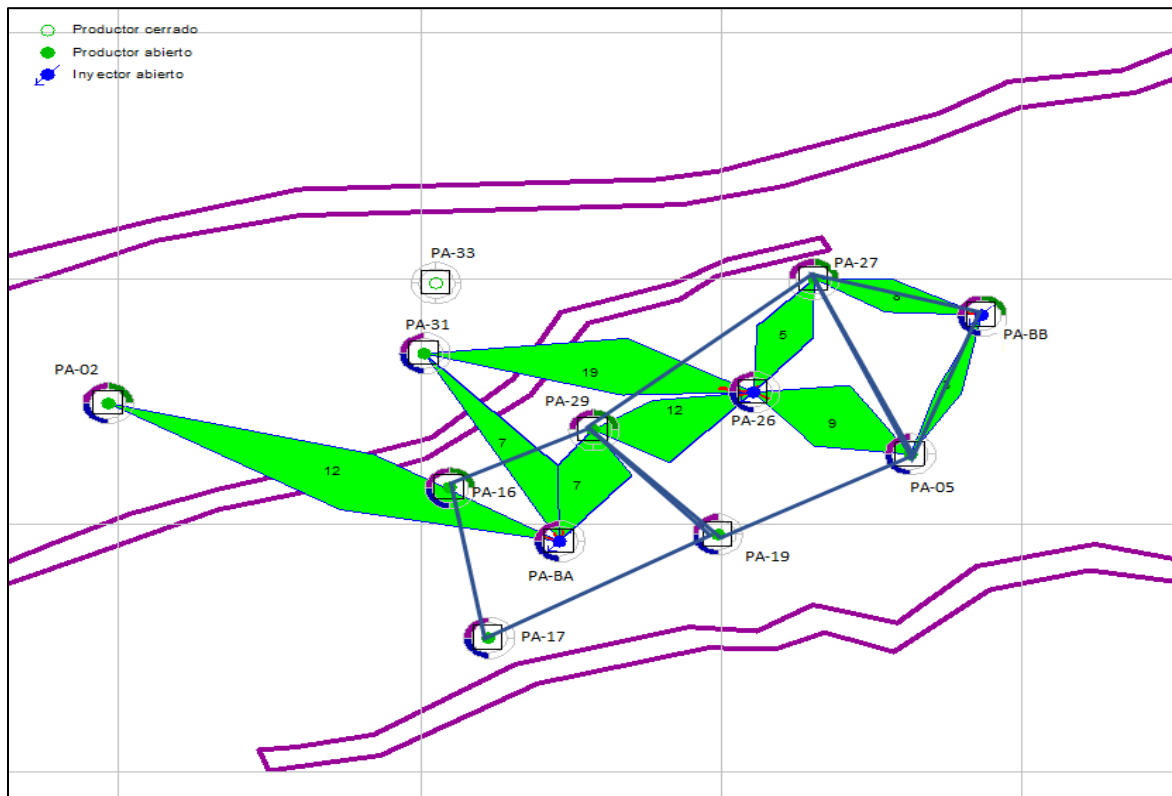
En julio y agosto de 2020, el compartimento B registró la relación de índice de reemplazo más alto de toda la historia con ~ 7 . El compartimento presentaba una tasa de inyección de ~ 800 BWIPD, y una producción de líquido de 250 BFPD, es decir se producía solo el 31% de lo que se estaba inyectando a la fecha, por lo tanto, el compartimento B se encontraba en la etapa de llenado.

4.4 Construcción modelo simulación Analítico Compartimento B

El modelo de simulación generado para el campo de estudio comprende la evaluación a un área conformada por un total de 3 patrones de inyección, de los cuales dos (2) son de cinco puntos invertido y el otro es un patrón de 3 puntos, con un pozo inyector que afecta a dos pozos productores (Ver Figura 23).

Figura 23.

Patrones de inyección. Capa FW Paleosol_1



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

En la Tabla 6 se muestra una relación de los modelos construidos y las conexiones que se crearon a través de la historia del compartimento a partir de los resultados de los trazadores *interwell*.

Tabla 6.*Patrones de Inyección*

Patrón	Inyector	Productores con afectación					
1	PA-26	PA-2	PA-5	PA-19	PA-27	PA-29	PA-31
2	PA-BA	PA-2	PA-16	PA-17	PA-19	PA-29	PA-31
3	PA-BB	PA-5	PA-16	PA-27	PA-29		

Dentro de la estimación de los elementos de flujo, hubo varias capas que no pudieron ser simuladas debido a que no se podía representar el flujo en una sola dirección, por lo cual la conexión entre pozo inyector y pozo productor se estableció por el estrato que presentaba un mejor desarrollo de la capacidad de flujo.

4.4.1 Definición de pozos, Tabla Datos Pozo, Datos de Capa e Intervenciones

La información necesaria para definir los pozos productores e inyectores incluye aspectos como los eventos, registros de producción e inyección y el estado de los pozos. La información cargada en el modelo en la sección Pozos se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7.*Tabla Datos de Pozo Compartimento B*

Nombre	X [m]	Y [m]	Datum [ft]	GL [ft]	KB [ft]	RT [ft]	PT [ft]
PA-02	1031982	1247748	339,00	339,00	349,60	10,60	9222,00
PA-05	1033314	1247644	366,73	366,73	383,00	16,27	7580,00
PA-16	1033329	1247676	350,40	350,40	374,50	24,10	8271,00
PA-17	1033334	1247677	350,40	350,40	374,50	24,10	8396,00
PA-19	1033344	1247662	358,90	358,90	378,30	19,40	7466,00
PA-26	1033344	1247662	358,92	358,92	378,32	19,40	7224,00

Nombre	X [m]	Y [m]	Datum [ft]	GL [ft]	KB [ft]	RT [ft]	PT [ft]
PA-27	1033362	1247672	358,92	358,92	378,32	19,40	6877,00
PA-29	1033349	1247665	358,90	358,90	378,30	19,40	7683,00
PA-31	1031995	1247737	327,70	327,70	351,80	24,10	7721,00
PA-33	1031984	1247746	327,40	327,40	351,50	24,10	7741,00
PA-BA	1033324	1247674	350,40	350,40	374,50	24,10	7797,00
PA-BB	1033343	1247680	350,40	350,40	374,50	24,10	6845,00

Nota: Información de entrada para la creación del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA® obtenida de los estados mecánicos de los pozos existentes en el área.

En la Tabla 8 se presentan las propiedades de las capas/estratos considerados dentro del modelo analítico. En la Figura 24 y 25 se presenta el esquemático de las intervenciones de un pozo productor e inyector tipo de los pozos cargados en el modelo respectivamente.

Tabla 8.

Tabla Datos de capa cargados en modelo

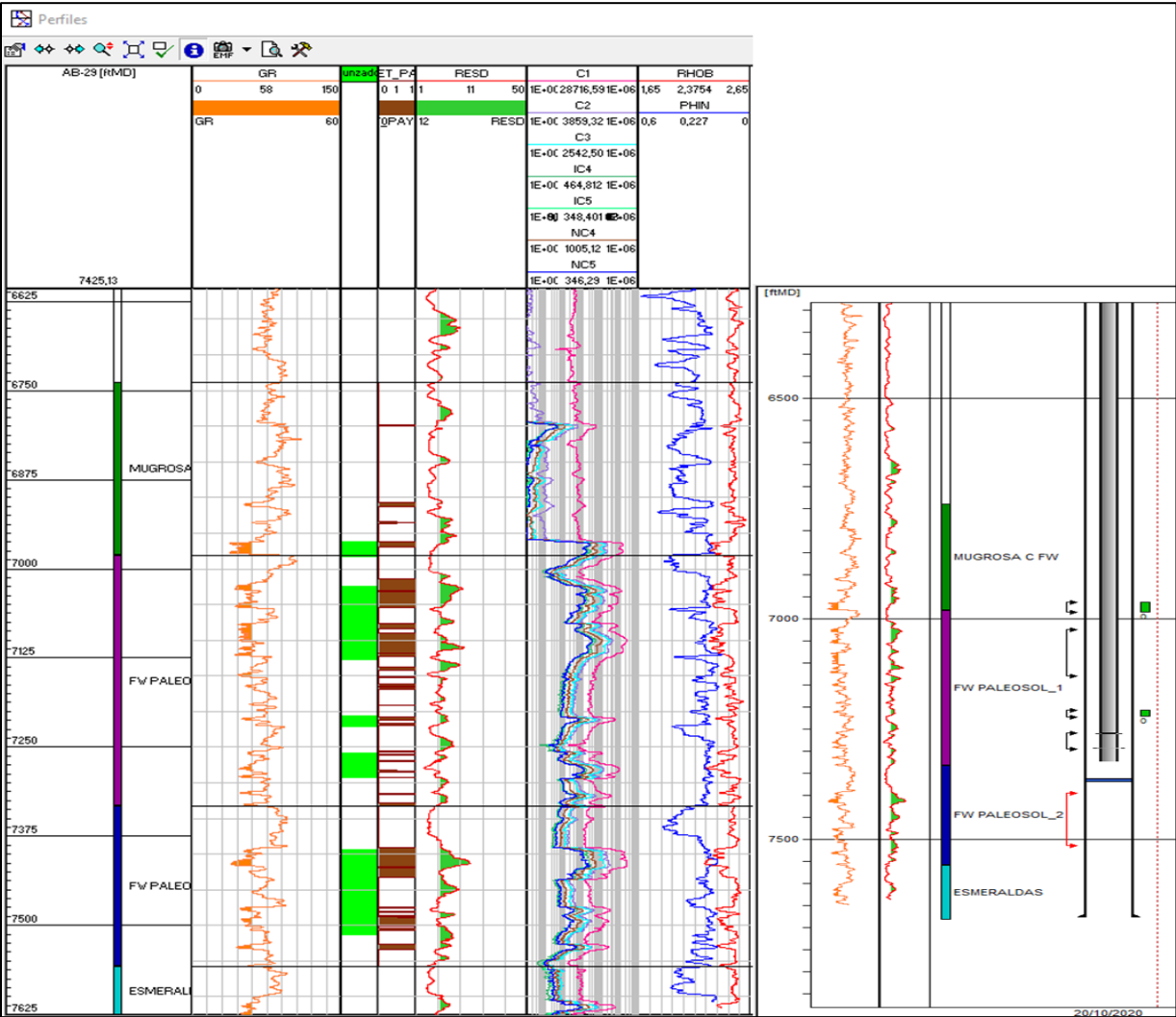
Capa	So Orig. [%]	Sor [%]	Swi sec. [%]	Swc [%]	Sw Orig. [%]	Boi sec. [rbbl/stb]	Bg [rbbl/scft]	Bw [rbbl/stb]
Yacimiento	68.5	13	0	31.2	31.5	1.29	0.17811	1.010
Formación	68.5	13	0	31.2	31.5	1.29	0.17811	1.010
MUGROSA C FW	68.5	13	0	31.2	31.5	1.29	0.17811	1.010
FW PALEOSOL_1	68.5	13	0	31.2	31.5	1.29	0.17811	1.010
FW PALEOSOL_2	68.5	13	0	31.2	31.5	1.29	0.17811	1.010
ESMERALDAS	68.5	13	0	31.2	31.5	1.29	0.17811	1.010

Capa	R_s [scft/stb]	K_{rot} [fr.]	$K_{ro\ exp.}$	K_{rwt} [fr.]	$K_{rw\ exp.}$	μ_{uo} [cp]	μ_{uw} [cp]	M
Yacimiento	597	1.0	3.0	0.085	1.8	1.93	0.38	0.4
Formación	597	1.0	3.0	0.085	1.8	1.93	0.38	0.4
MUGROSA C FW	597	1.0	3.0	0.085	1.8	1.93	0.38	0.4
FW PALEOSOL_1	597	1.0	3.0	0.085	1.8	1.93	0.38	0.4
FW PALEOSOL_2	597	1.0	3.0	0.085	1.8	1.93	0.38	0.4
ESMERALDAS	597	1.0	3.0	0.085	1.8	1.93	0.38	0.4

Nota: Información de entrada para la creación del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA® obtenida del modelo de fluidos del campo, análisis PVT y caracterización de los fluidos.

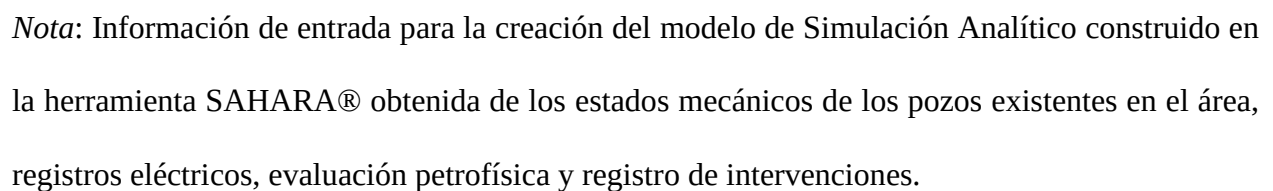
Figura 24

Información Intervenciones y registros eléctricos de pozo PA-29 (Pozo Productor)



Nota: Información de entrada para la creación del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA® obtenida de los estados mecánicos de los pozos existentes en el área, registros eléctricos, evaluación petrofísica y registro de intervenciones.

Información Intervenciones y registros eléctricos de pozo PA-26 (Pozo Inyector)



4.4.2 Mapas

El software SAHARA®, cuenta con una herramienta que permite obtener diferentes mapas a partir de las operaciones entre los mapas existentes. Para el campo de estudio se exportó del modelo estático (construido en Software Petrel®) los siguientes mapas que constituyen los parámetros de entrada para la generación del modelo analítico de simulación. En la sección de Apéndices, desde el Apéndice A hasta el Apéndice K, se presentan los mapas listados a continuación para el horizonte FW_Paleosol 1:

- Tope de capas de interés
- Espesor Permeable (H_k)
- Espesor Total (H_t)
- Porosidad (F_i)
- Permeabilidad en X (K_x)
- Permeabilidad en Y (K_y)
- Saturación de Agua
- Saturación de Aceite

A partir de las referidas operaciones de mapas y la creación de nuevas variables, se obtuvieron los siguientes mapas:

- Volumen Poroso, $H_k(i,j,k) * F_i(i,j,k)$
- POES, Petróleo Original en Situ, $V_p(i,j,k) * S_o(i,j,k) / \beta_o(k)$
- Capacidad de Flujo, $K_x * H_k$

4.4.3 Elementos de Flujo

La evaluación de la influencia de los pozos inyectoros sobre los pozos productores, se realizó a partir de la correlación de las arenas abiertas tanto a producción como a inyección, así como de los resultados de los trazadores interwell que han sido inyectados en los pozos inyectoros del campo, a partir de los cuales se ha podido determinar la conectividad inyector-productor, no al detalle arena por arena, dado que estos fueron implementados en campo previo a la instalación de sartas selectivas de inyección. Los trazadores han sido identificados en los pozos de primera y segunda línea.

En la Tabla 9 y en la Figura 26 se presentan los elementos de flujo existentes capa a capa activos a fecha de corte de 30 de Septiembre de 2021. Estos elementos de flujo corresponden a las conexiones entre pozos inyector-productor.

Tabla 9.

Elementos de Flujo activos a Septiembre de 2021 capa a capa

Capa	PA-26	PA-BA	PA-BB
Mugrosa C FW			PA-27 / 29
FW Paleosol_1	PA-5 / 27 / 29 / 31	PA-2 / 29 / 31	PA-5 / 27
FW Paleosol_2	PA-2 / 5 / 31		PA-5

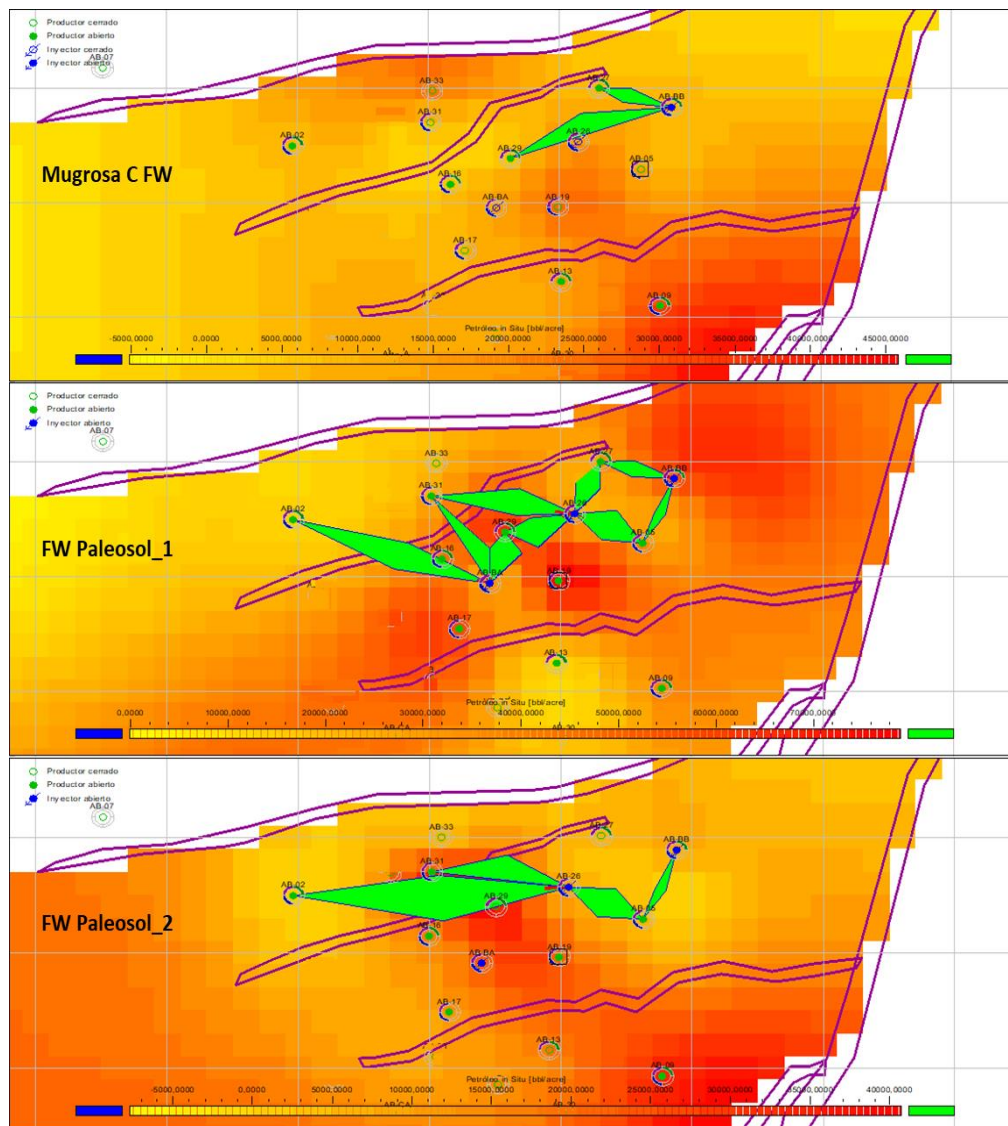
Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

En la Figura 26 se observa en los horizontes FW Paleosol_1 y FW Paleosol_2 la existencia de elementos de flujo que cruzan (atraviesan) una falla geológica. Esta falla fue identificada con el reprocesamiento sísmico (se presumía como una falla sellante). Sin embargo, con los trazadores

interwell inyectados en los pozos inyectoros, fue posible determinar el carácter No Sellante de la falla, ya que los trazadores inyectados en los pozos PA-26 y PA-BA fueron detectados en los fluidos producidos en los pozos PA-02 y PA-31.

Figura 26

Elementos de flujo activos a Septiembre de 2021 capa por capa



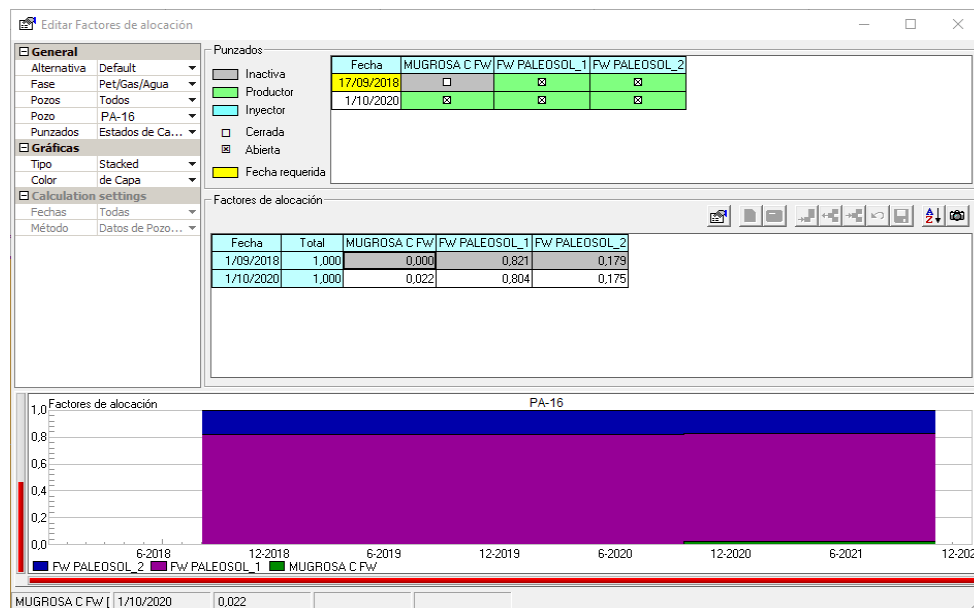
Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

4.4.4 Distribución Inicial por capa de producción e inyección

De acuerdo con las operaciones entre mapas referidas anteriormente, se creó la variable Capacidad de Flujo ($K \cdot h$), a partir de la cual se realizó la distribución de la producción e inyección para cada una de las arenas dado que no se cuentan con perfiles de producción, PLT. Dentro de la herramienta SAHARA®, esta distribución se realiza mediante el módulo factores de distribución (*allocation*), a fin de discretizar los volúmenes de producción e inyección para cada uno de los horizontes prospectivos creados en el modelo. En la Figura 27 se presenta un ejemplo de la interfaz mencionada para el pozo productor PA-16, para el cual se puede observar el cambio de la distribución en el tiempo debido al trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo, en donde a fin de garantizar la conectividad de las arenas de los pozos inyectoros y pozos productores, se cañoneó un intervalo en la capa superior Mugrosa C FW.

Figura 27.

Factores de asignación de producción pozo PA-16.

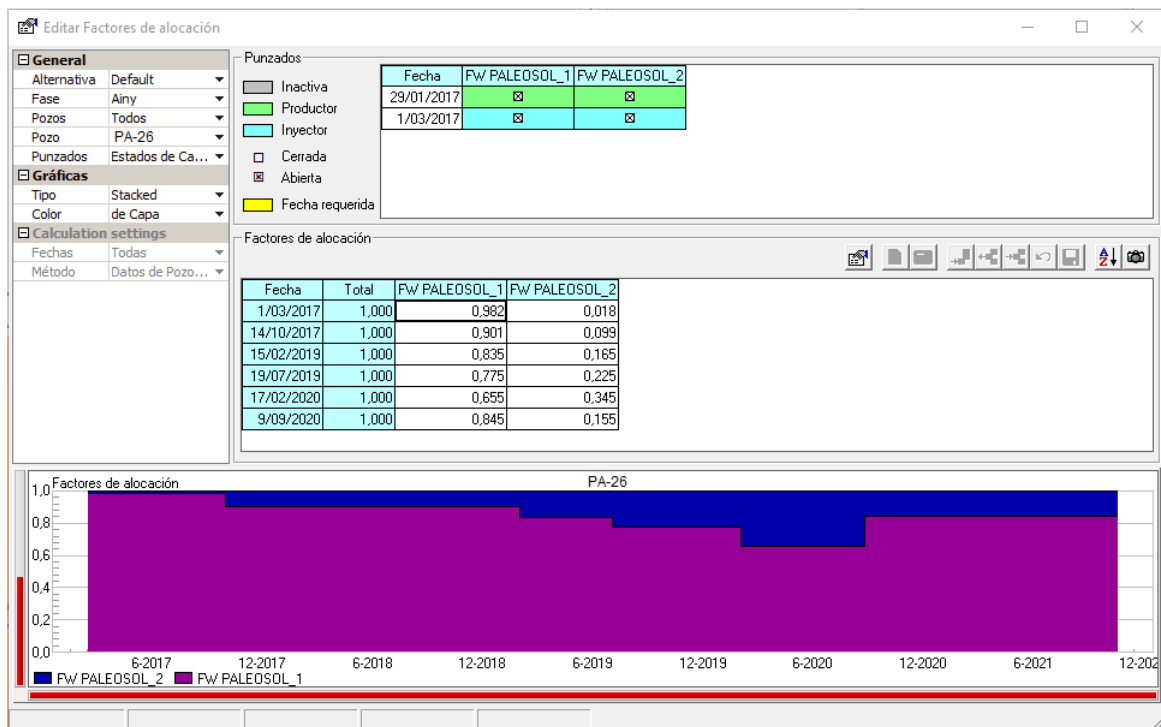


Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Específicamente para los pozos inyectoros se realizó la distribución por arena con este variable ($K \cdot h$), debido a que la sarta de inyección instalada era sencilla punta abierta; esta distribución por capacidad de flujo tuvo validez hasta que se tomaron los primeros registros ILT en los pozos inyectoros y fue actualizada con los demás ILT tomados en los pozos. En aquellos casos donde los datos de caudal obtenidos por cada uno de los mandriles, se debe realizar la correcta distribución de los caudales, con el fin de que los porcentajes de distribución de inyección se relacionen a la sección que constituye el paquete de arena completo, es decir a todas las capas afectadas y no solo a la ubicación del mandril. En la Figura 28 se presenta la visualización de la distribución de agua inyectada para el pozo PA-26.

Figura 28.

Factores de asignación de inyección pozo PA-26.



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

4.4.5 Ajuste histórico de la producción e inyección del Compartimento B.

A fin de dar inicio al ajuste del modelo construido, dentro de los escenarios modelados, se consideró la evaluación del proyecto de inyección de agua mediante los siguientes métodos analíticos, relacionados con el proceso de desplazamiento a través del medio poroso: Flujo Segregado; Buckley y Leverett; y Craig, Geffen y Morse y WOR vs Np desarrollados dentro de la herramienta SAHARA®.

A partir de la información disponible, y la revisión en la literatura sobre la aplicabilidad de los diferentes modelos analíticos con los que cuenta la herramienta SAHARA®, se determinó la NO aplicabilidad de los métodos de Flujo Segregado (FS), Buckley & Leverett y WOR vs Np, dadas las siguientes consideraciones:

- El modelo de Buckley & Leverett asume flujo lineal en función de la saturación de agua, considerando constante su propagación en el volumen poroso, es decir no toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento (asume que se encuentra en presencia de un yacimiento homogéneo), lo cual es clave en el campo de estudio dado que como se ha comentado a lo largo del documento, el yacimiento de estudio presentado es bastante heterogéneo.
- Si bien el uso del método de Flujo Segregado presenta mayor aplicabilidad en la mayoría de los casos de flujo horizontal del sistema agua-petróleo; la solución de este modelo es independiente de la forma de las curvas de permeabilidad relativa, lo cual no corresponde con la realidad observada a nivel de campo, dado que a partir de los análisis básicos y especiales realizados sobre los núcleos del pozo PA-19 se cuenta con esta información de interacción roca-fluido y fluido-fluido.
- Dada la alta incertidumbre en la distribución de los fluidos producidos e inyectados derivado del uso de la capacidad de flujo K^*h , no es recomendable emplear el modelo WOR vs. Np.
- No se cuenta con suficientes datos históricos ajustados que permitan definir la curva tipo del comportamiento del proceso de inyección de agua. Por esta razón fueron contemplados solamente aquellos modelos que requirieran solamente información asociada a geología, información derivada de registros eléctricos, petrofísica e información PVT.

Para realizar el ajuste histórico se crearon escenarios en los cuales se almacenará la información concerniente a la historia de producción del campo, caudales de inyección y la predicción realizada por el software a partir del Método CGM (Craig – Geffen – Morse). La aplicabilidad de este método radica en que considera los efectos de la eficiencia areal, el mecanismo de desplazamiento, estratificación del yacimiento, inyektividad variable. Adicionalmente, los patrones de inyección de agua implementados en el campo de estudio corresponden a un patrón de cinco puntos, y las ecuaciones del Método CGM fueron modeladas para este tipo de patronamiento.

En la Tabla 10 se exponen los escenarios planteados para la evaluación de la viabilidad de la inyección de agua en este tipo de yacimientos de baja permeabilidad y complejidad estratigráfica a partir de los resultados obtenidos del piloto de inyección implementado en el campo.

Tabla 10.

Descripción escenarios históricos y de desarrollo modelados

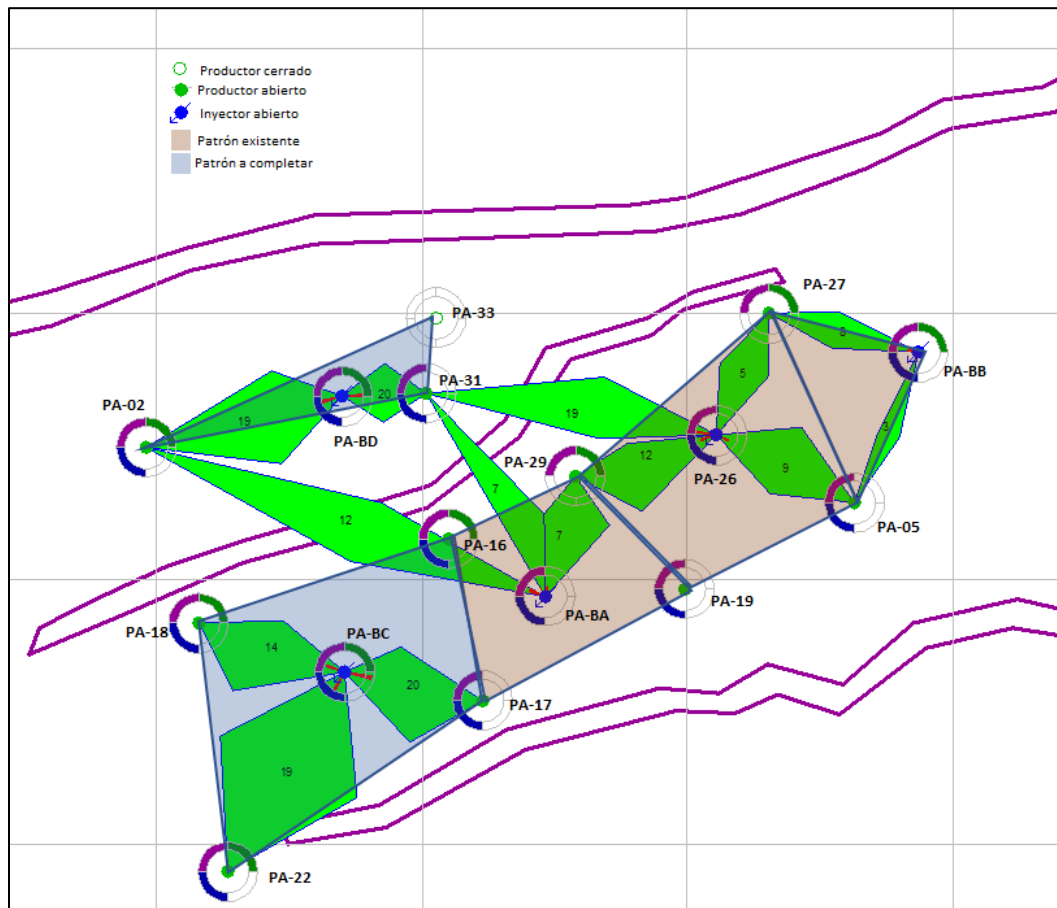
Escenario	Descripción
Historia	Datos históricos de producción de líquido, petróleo y agua producida y agua inyectada.
Ajuste	Resultados simulados por el método CGM (Ajuste Histórico).
Escenario 1	Inyección de agua bajo las condiciones actuales de operación. (más bajo caudal de historia de inyección).
Escenario 2	Inyección de agua bajo el escenario máximo de volumen inyectado por pozo.
Escenario 3	Perforación de dos pozos productores y dos pozos inyectoros, los pozos inyectoros mantendrán los volúmenes actuales de inyección del campo (200 BWIPD)
Escenario 4	Perforación de dos pozos productores y dos pozos inyectoros, los pozos inyectoros inyectarán un volumen máximo de 360 BWIPD.

Debido a la producción marginal del campo (150 BOPD), el desarrollo de este fue suspendido (campaña de perforación), dada la incertidumbre en la continuidad lateral de las arenas que favorezcan la recuperación de petróleo mediante la inyección de agua. En línea con lo anterior, el proyecto de inyección de agua se limitó al número de pozos a perforar en un total de cuatro (4) pozos. Para el posicionamiento de estos pozos, se tomó ventaja de la posición estructural de los pozos existentes, la cual permitiera completar dos (2) patrones de inyección adicionales.

De acuerdo con esto, en la Figura 29 se presenta la ubicación de los cuatro (4) pozos a perforar (dos pozos productores y dos pozos inyectores), con los cuales se completarán 5 patrones de inyección asociados a los pozos inyectores PA-26, PA-BB, PA-BA, PA-BC y PA-BD.

Figura 29.

Ubicación de pozos a perforar en los escenarios de desarrollo 3 y 4.



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

En la Tabla 11 se presenta las opciones y/o parámetros considerados en la ventana “Datos de cálculo-opciones de cálculo, que constituyen las valores de inicio y las restricciones (*constraints*) para que la predicción de por terminada, bien sea tasa de producción de aceite diaria y año de finalización.

Tabla 11*Especificaciones Datos de Cálculo-Opciones de cálculo*

Opción	Descripción
Método de Cálculo	Se selecciona el método de CGM, explicado previamente.
Escenario de resultados	Escenario donde se almacenará la información obtenida de la simulación.
Escenario de inyección	Se selecciona la opción inyección, para que realice el cálculo a partir de la historia de inyección.
Año de Finalización	2021 puesto que es el año de finalización del ajuste histórico.
Caudal mínimo petróleo	Caudal mínimo de petróleo que se puede tener de los pozos productores (5 BOPD).
Saturación Inicial de elementos	Saturación inicial de petróleo de los elementos de flujo, datos tomados de cada una de las capas.
Datos de cálculo	Saturación de cada capa que atraviesan las mallas.
Tiempo de respuesta	Período de llene que tendrá el escenario (6 meses).

Para el campo de estudio, se cuenta con set de curva de permeabilidades relativas obtenidas del núcleo tomado en el pozo PA-19. En la creación del presente modelo se contemplan los datos obtenidos de estas curvas en términos de permeabilidad y saturaciones de agua y aceite. La curva de permeabilidad relativa empleada se presenta en la Figura 30. A partir de los *end point* de las curvas de permeabilidad relativa se tiene que la roca es mojada por agua, dado que la saturación de agua irreducible (S_{wi}) $20 < S_{wi} < 35$ y la saturación de aceite residual (S_{or}) $15 < S_{or} < 25$ (Muñoz, 2018).

De acuerdo con lo referido en la Sección 4.2, a partir de la curva de flujo fraccional se estimó una saturación de agua al rompimiento del 70%, una eficiencia areal de 81% y una eficiencia de desplazamiento de 57%. La razón de movilidad del proceso fue estimada en un valor de 0.4 a partir de la siguiente expresión:

$$M = \frac{K_w * \mu_o}{K_o * \mu_w} \quad (5)$$

Dónde:

Kr_w = Permeabilidad relativa del agua (fase desplazante)

Kr_o = Permeabilidad relativa del petróleo (fase desplazada)

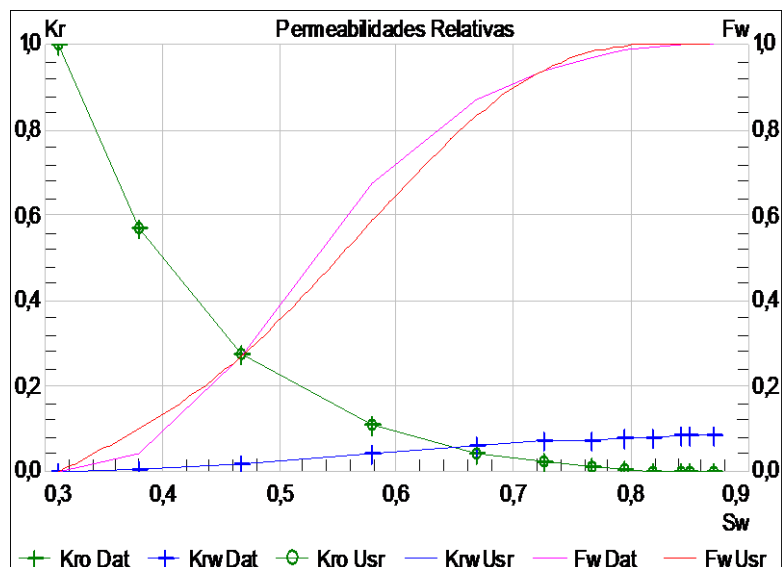
μ_w = Viscosidad del agua (fase desplazante)

μ_o = Viscosidad del petróleo (fase desplazada)

El valor obtenido para la razón de movilidad del proyecto de inyección de agua ($M < 1$), representa un escenario favorable dado el petróleo se mueve más rápido que el agua, debido a la baja viscosidad de petróleo y a que la roca es mojada por agua. Los casos exitosos en la inyección de agua son aquellos en donde la viscosidad de petróleo es menor a 10 cP a condiciones de yacimiento y con valores de relación de movilidad entre 0.2 y 1 (Muñoz, 2018).

Figura 30

Curva de permeabilidad relativa (Kr) y Flujo fraccional (f_w).



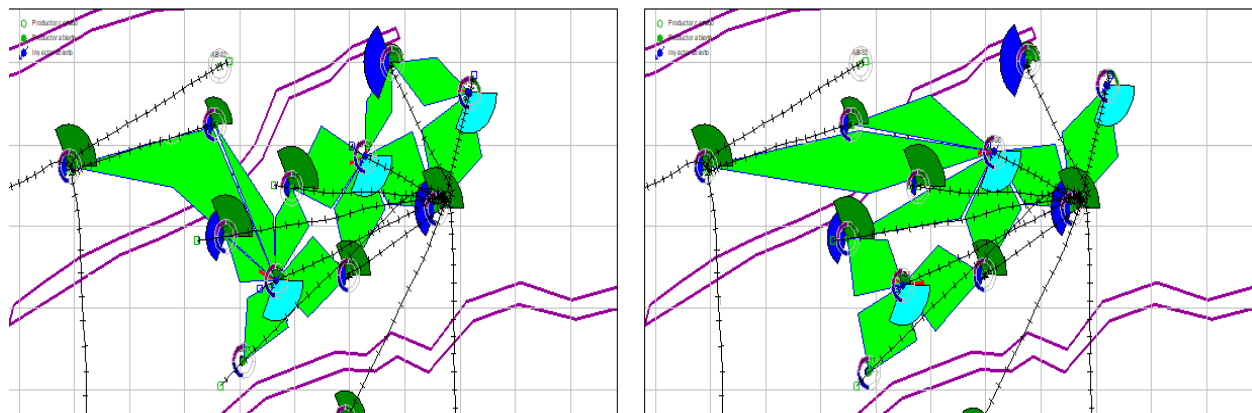
Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Una vez se crearon las mallas para los patrones de inyección a nivel capa a capa, el software emplea la información ingresada en la sección Datos Pozo-Capa, volumen poral determinado dentro de cada malla para calcular los datos de producción simulados durante el período histórico de los pozos productores, estos resultados como se explicó previamente se almacenaron en dentro del escenario Ajuste.

En la Figura 31 se presenta los elementos de flujo construidos para las capas FW Paleosol_1 y FW Paleosol_2 los cuales se fueron modificando a fin de reproducir de mejor forma el comportamiento del yacimiento. En la Figura 32, se presentan los elementos de flujo finales a corte de septiembre 30 de 2021 para las mismas capas.

Figura 31

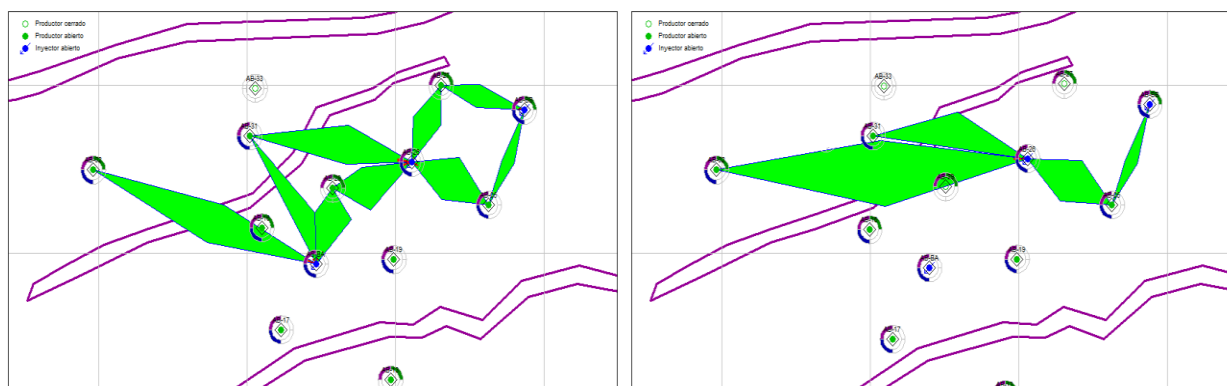
Elementos de flujo iniciales para las Capas FW Paleosol_1 (izq) y FW Paleosol_2 (der)



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Figura 32

Elementos de flujo finales para las Capas FW Paleosol_1 (izq) y FW Paleosol_2 (der)



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

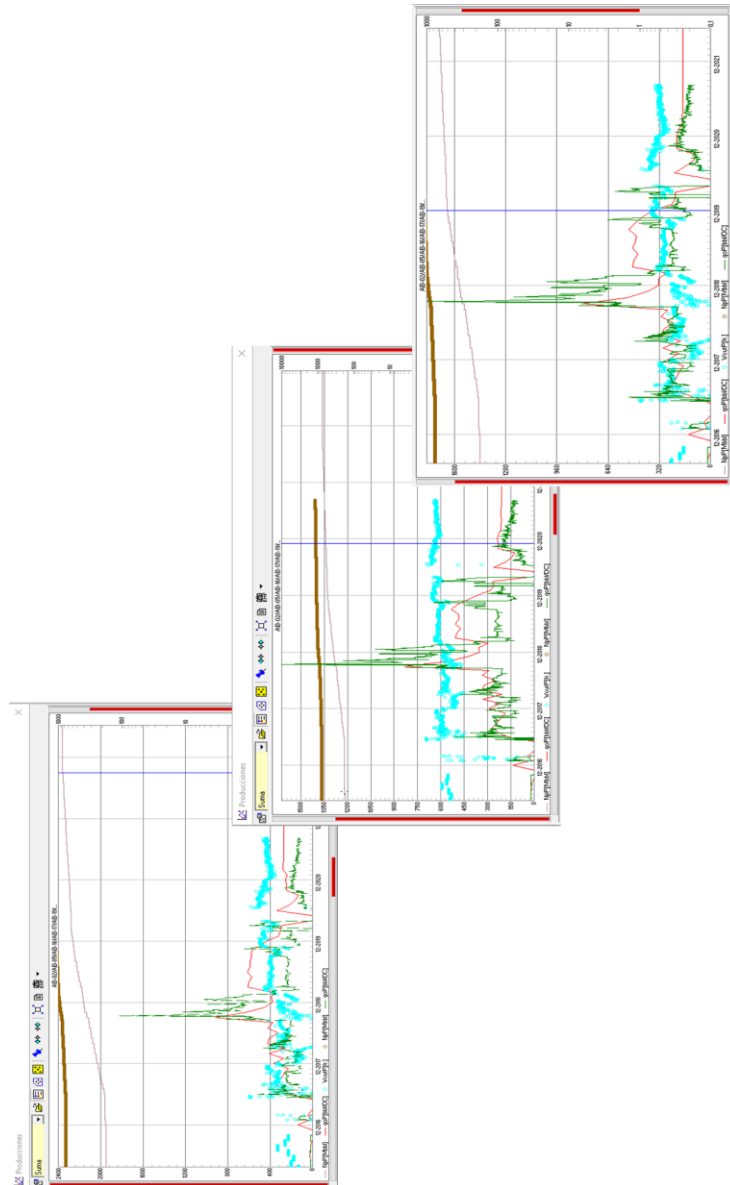
En la Figura 33 se presenta 3 diferentes ajustes obtenidos a medida que se iban variando los elementos de flujo para obtener el escenario que lograra una mejor reproducción del comportamiento de producción observado. En las figuras presentadas, con la curva verde se representa la producción histórica de aceite (real) desde el año 2016 hasta septiembre de 2021. La curva roja corresponde a la producción de aceite ajustada por el modelo de simulación. En este gráfico se busca mostrar los diferentes ajustes por los cuales atravesó el modelo para obtener el ajuste histórico final que reprodujera las producción real, a fin de tener mayor certidumbre en los escenarios de pronósticos que son generados a partir del ajuste histórico.

Por otra parte, el ajuste histórico final obtenido se presenta en la Figura 34, allí se presenta la tasa de aceite histórica (curva de color verde) y la tasa de producción de aceite simulada por el modelo (curva color rojo). A partir del ajuste histórico presentado en la Figura 34 se corrieron los cuatro escenarios de desarrollo adicionales descritos previamente en la Tabla 10, los cuales fueron comparados con el escenario base actual que corresponde al desarrollo el campo bajo el esquema

actual de producción/inyección (Escenario1) a fin de estimar la producción incremental asociada y el impacto en el factor de recobro del campo.

Figura 33

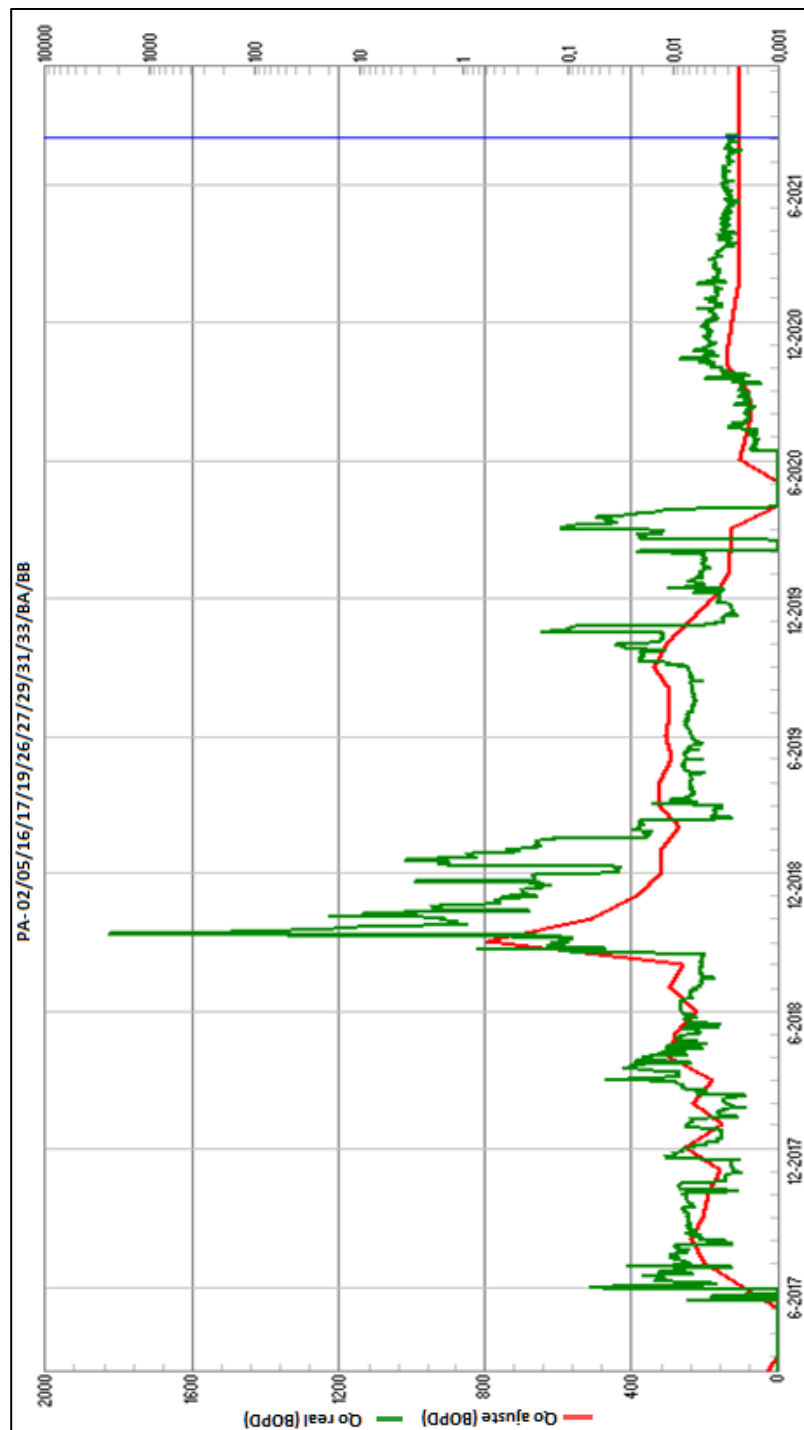
Ajustes históricos obtenidos conforme se variaban los elementos de flujo.



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Figura 34

Ajuste histórico final obtenido para el Compartimento B.



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

4.4.5.1 Pronóstico de producción pozos Básica. En este ítem se hace referencia a los pozos existentes desde el inicio de producción del campo de estudio hasta julio de 2017, previo al inicio de la inyección de agua (pozos PA-2, PA-5, PA-19, PA-27 y PA-29). Los pronósticos fueron elaborados mediante la herramienta Oil Field Manager (OFM®)

La información presentada en esta sección es netamente informativa para el presente estudio, y constituye la base para la estimación de la curva base para el recobro primario del campo. Es importante resaltar que dentro del modelo de SAHARA® los pronósticos serán llevados hasta el año 2040, que corresponde a la fecha de finalización del Convenio de Exploración y Explotación suscrito con Ecopetrol. En la Tabla 12 se presenta los parámetros de las declinaciones de los pozos. A partir de estos pronósticos de producción se determina la recuperación primaria del yacimiento.

Tabla 12

Declinación Campo de Estudio

Pozo	Fecha	Qi (Bbl/día)	Di (M.n)
PA-2	1-10-2017	21.94	0.0026
PA-5	1-08-2017	11.92	0.002
PA-19	1-07-2017	89.05	0.019
PA-27	1-04-2018	29.41	0.02
PA-29	01-07-2017	117.58	0.02

Nota: Información generada a partir del proyecto de OFM® del campo de estudio. La información presentada corresponde a las curvas de declinación de la producción primaria del campo.

4.4.6 Pronósticos de Producción a partir del modelo analítico.

Actualmente, debido a las pruebas tecnológicas que tendrán lugar en el campo mediante la aplicación de perforación radial (Radial Drilling), que permitirá incrementar el área de drenaje de

los pozos mediante la creación túneles laterales a través de los estratos con mayor potencial; las locaciones estarán disponibles para la entrada de los equipos de perforación y completamiento a partir del 07 de febrero de 2022. De acuerdo con lo anterior, la Tabla 13 presenta la fecha tentativa de finalización de las operaciones de perforación y completamiento de los 4 pozos planteados en los escenarios 3 y 4. Las fechas presentadas obedecen a operaciones de perforación y completamiento con una duración estimada de 8 días cada una. Primero se realiza la perforación de los 4 pozos, y luego entra el equipo de reacondicionamiento de pozos a realizar las operaciones de completamiento.

Tabla 13

Fechas de perforación, completamiento y producción pozos: Estrategias 3 y 4.

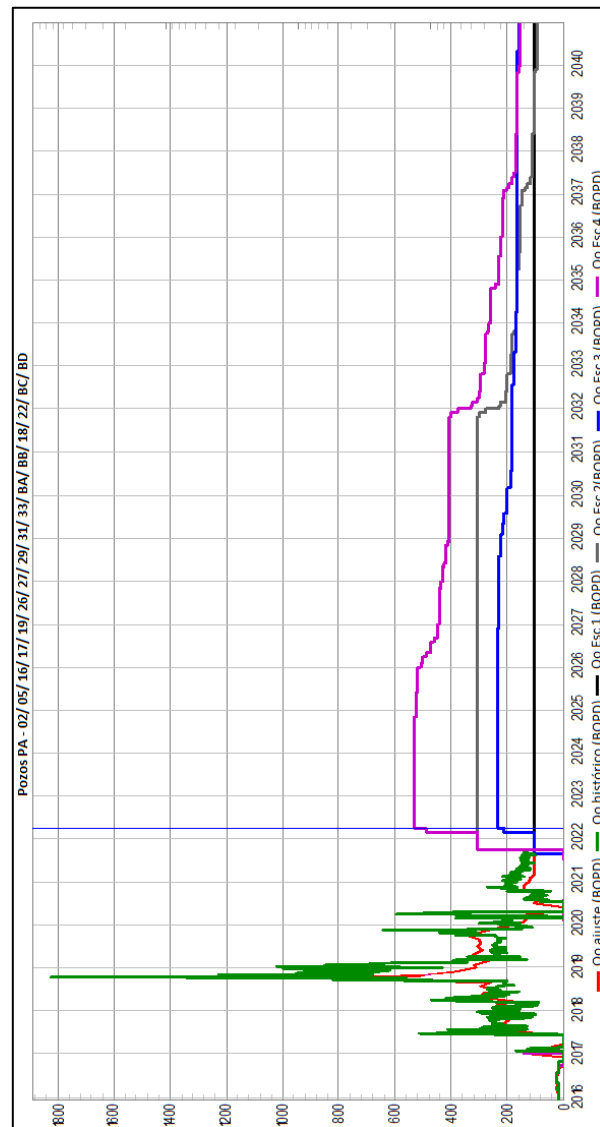
Pozo	Tipo de Pozo	Fecha Fin Perforación	Fecha Fin Completamiento	Fecha en Producción/Inyección
PA-18	Productor	23-02-2022	03-03-2022	04-03-2022
PA-22	Productor	15-02-2022	10-03-2022	11-03-2022
PA-BC	inyector	07-02-2022	17-03-2022	18-03-2022
PA-BD	inyector	30-03-2022	06-04-2022	07-04-2022

Los resultados de los escenarios descritos se presentan en la Figura 35. En donde en color negro se presentan los resultados del Escenario 1 que corresponde a las condiciones actuales de operación. El Escenario 2 correspondiente al incremento de las tasas de inyección a los valores más altos históricamente registrados se presenta en color gris. El Escenario 3 que considera la perforación de 2 pozos inyectoros (los cuales inyectarán a las tasas actuales de inyección 200 BWIPD) y 2 dos pozos productores, se presenta en color azul. Finalmente, el Escenario 4 se presenta en color fucsia, el cual contempla la perforación de 2 pozos productores y 2 pozos

inyectores los cuales inyectarán a una tasa de 360 BWIPD de acuerdo con la capacidad de flujo identificada para las arenas que contactarán con la inyección.

Figura 35

Generación de pronósticos para los cuatro escenarios de desarrollo planteados para el Compartimento B.



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Como se mencionó anteriormente, los escenarios de desarrollo se corren hasta diciembre de 2040 fecha en la que termina el Contrato E&E suscrito con Ecopetrol. En la Tabla 14 se presenta el resumen de los volúmenes que se estima ser recuperados bajo los cuatro escenarios descritos y el factor de Recobro asociado a cada uno. Los volúmenes referidos en la Tabla 14 se encuentran en Millones y el Factor de recobro es presentado en porcentaje.

Tabla 14

Estimado de Reservas y Factor de Recobro para cada escenario de desarrollo.

Escenario	Np @ Sep 2021	Reservas Desde Sep 2021 @ Dic 2040	EUR @ Dic 2021	FR actual @ Sep 2021	FR @ EUR
1	1.15	0.75	1.90	3.94%	6.5%
2	1.15	1.60	2.76	3.94%	9.4%
3	1.15	1.35	2.50	3.94%	8.6%
4	1.15	24.24	25.39	3.94%	86.9%

5. Conclusiones

En el proyecto de inyección de agua en la Formación Mugrosa C del campo de estudio se plantearon cuatro escenarios de desarrollo sobre los cuales se observó la pertinencia de la inyección de agua mediante el incremento en el recobro del campo. El factor de recobro actual del compartimento B es de 3.94%, al evaluar los escenarios se tiene un Factor de Recobro final de 6.5%, 9.4%, 8.6% y 87% respectivamente para los Escenarios 1 al Escenario 4.

La configuración de pozos adecuada que representa la mayor viabilidad para la inyección de agua en el yacimiento de baja permeabilidad y complejidad estratigráfica estudiado corresponde al escenario que contempla la perforación de dos pozos productores y dos pozos inyectores a fin de completar dos patrones de inyección adicionales, que mantenga los volúmenes actuales de inyección fijados en 360 BWIPD (Escenario 4).

El Escenario 2, representa el escenario más atractivo en términos de aceleración de reservas, dado que solo contempla reestablecer las máximas tasas de inyección (PA-26=660 BWIPD; PA-BA=500 BWIPD y PA-BB=360 BWIPD). La ejecución de este escenario comprende la realización de pruebas de bolsillo vacío de la sarta de inyección selectiva a fin de identificar y mitigar la restricción mecánica existente en los inyectores activos. El impacto del Escenario 2, en el factor de recobro al final del período de evaluación representa un incremento del 139% respecto al escenario actual de desarrollo.

El mayor desafío existente a nivel de yacimiento corresponde a la permeabilidad, dado que a partir del análisis de facies se evidencia que el 94% de las celdas modeladas para el compartimento B, presentan valores de permeabilidad inferiores a 100 mD.

6. Recomendaciones

Realizar la evaluación financiera de los 4 escenarios de desarrollo planteados en el presente trabajo, mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), a fin de cuantificar la

pertinencia de la inyección de agua en yacimientos de baja permeabilidad y complejidad estratigráfica como el yacimiento estudiado.

Actualmente con el fin de definir la continuidad operativa del campo de estudio, se realizarán trabajos de acondicionamiento en los pozos PA-16, PA-17, PA-19 y PA-33 para evaluar diferentes tecnologías que permitan establecer la curva tipo que soporte el desarrollo futuro del campo de tal forma que se pueda expandir el desarrollo a los demás compartimentos. Posterior a la ejecución de los referidos trabajos, se debe proceder con la actualización del modelo, con los resultados obtenidos en dichos pozos, y realizar un escenario de predicción en donde se contemple la masificación de estos trabajos en los demás pozos existentes del campo.

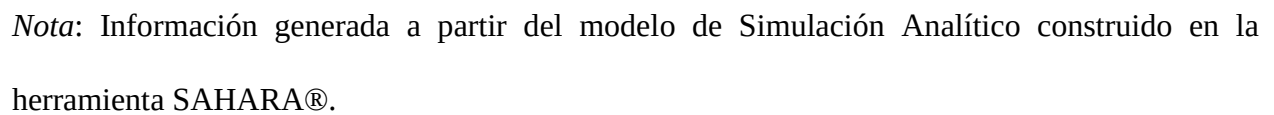
Referencias Bibliográficas

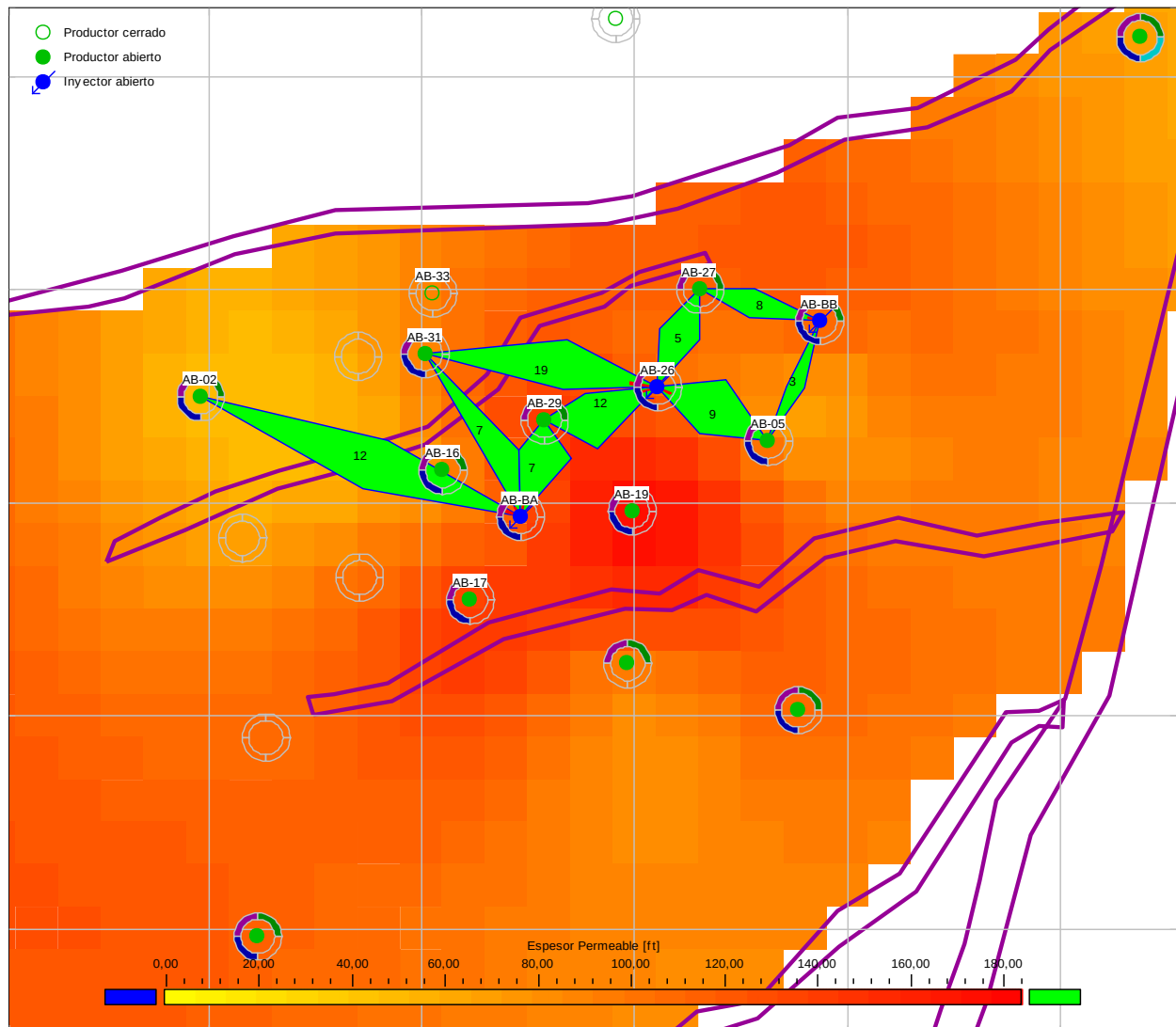
- AlJamal, E., & Hasiholan, B. (2019). *Voidage Replacement & Production Balancing Strategy to Optimize Incremental Oil Recovery & CO2 Sequestration*.
- Amaya, K. y Calvo, J. (2010). *Geoestadística univariable aplicable a atributos petrofísicos de la formación Mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del Campo Escuela Colorado* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Baquero Villareal, L. F. y Vargas Galindo, J. D. (2018) *Evaluación técnico-financiera de la inyección de agua en un campo de la Cuenca del Catatumbo colombiano mediante simulación analítica* (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América. Retrieved from <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6799>
- Buitrago Torres, R. A. (2017) *Estudio de factibilidad técnico-financiero para un piloto de inyección de agua in-fill, en Campo Maduro de la cuenca del Valle Superior del Magdalena mediante simulación de yacimientos* (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América. Retrieved from <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6461>
- Canas, J. A., Malik, Z. A., & Wu, C. H. (1994, January 1). Characterization of Flow Units in Sandstone Reservoirs: La Cira Field, Colombia, South America. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/27732-MS
- Craig, F. (1982). Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. New York, U.S.A, Fondo Conmemorativo Henry L. Doherty *Society of Petroleum Engineers of AIME*.
- Cobb, W., & James, S (2001). *Waterflooding*.

- Gomez, A. H., y Perez, E.R. (2011). Comparación de métodos analíticos predictivos del comportamiento de producción en procesos de recuperación secundaria en un sector modelo aplicación campo colombiano. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*. Vol. 9 N° 2 – 5/12.
- Interfaces S.A. (2011). *Manual de Instrucciones y Operación de la herramienta SAHARA*. Buenos Aires, Argentina.
- Mayorga Céspedes, E. A., Cañon, M., Alberto, C., Castro García, R. H., Ordoñez Rodríguez, A., & Rodríguez Paredes, E. (2010). *Predicción del Proceso de Inyección de Agua Mediante Simulación Analítica: Sector Norte del Campo Lisama, Formación Mugrosa, Método Craig Geffen & Morse*.
- Monroy Alvarado, B. J. y Pérez Sánchez, J. D. (2017) *Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V centro del Campo Yariuí- Cantagallo mediante el Software Sahara* (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América. Retrieved from <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6027>
- Muñoz, S. (2018). *Recobro Métodos Inmiscibles [Material del aula]. Mecanismos que actúan en proceso de Inyección de Agua*, Universidad Industrial de Santander, Bogotá, Colombia.
- Muñoz, S. (2018). *Recobro Métodos Inmiscibles [Material del aula]. Métodos de Predicción*, Universidad Industrial de Santander, Bogotá, Colombia.
- Ordoñez, H., Velez, J., & Florez J., (julio – diciembre 2015). Propuesta metodológica para el control y monitoreo de un proceso de inyección de agua. *Revista Fuentes: Reventón Energético*. Vol. 13 N° 2 de 2015. 35/44.
- Parex Resources LTD Sucursal Colombia. (2020). *Informe Ejecutivo Semestral*.

- Parex Resources LTD Sucursal Colombia. (2017). *Informe final del análisis del ambiente deposicional, control de edad y petrografía de las formación Mugrosa C, Núcleo PA-19*.
- Parex Resources LTD Sucursal Colombia. (2018). *Informe Recursos y Reservas Año 2017*.
- Parex Resources LTD Sucursal Colombia. (2017). *Informe Resultados Modelo de Simulación Campo PA*.
- Paris, M., (2001) *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela. Segunda edición.
- Sánchez, C. (28 de abril de 2020). *¿Cómo citar un Curso o Material de Clase?. Normas APA (7ma edición)*. <https://normas-apa.org/referencias/citar-curso-o-material-de-clase/>
- Temizel, Cenk, Kirmaci, Harun, Wijaya, Zein, Balaji, Karthik, Suhag, Anuj, Ranjith, Rahul, Tran, Minh, Al-Otaibi, Basel, Al-Kouh, Ahmad, Zhu, Ying, Yegin, Cengiz, and Fred Aminzadeh. (2016) "Production Optimization through Voidage Replacement using Triggers for Production Rate." *Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, December* doi: <https://doi.org/10.2118/184131-MS>
- Thakur, G y Satter A. (1998). *Integrated Waterflood Asset Management*. Tulsa, Oklahoma. Pennwell.
- Weijermars, R., & Harmelen, A.V. (2016). Advancement of sweep zones in waterflooding: conceptual insight based on flow visualizations of oil-withdrawal contours and waterflood time-of-flight contours using complex potentials. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7, 785-812.

Apéndice A. Mapa Tope de Capa FW_Paleosol_1

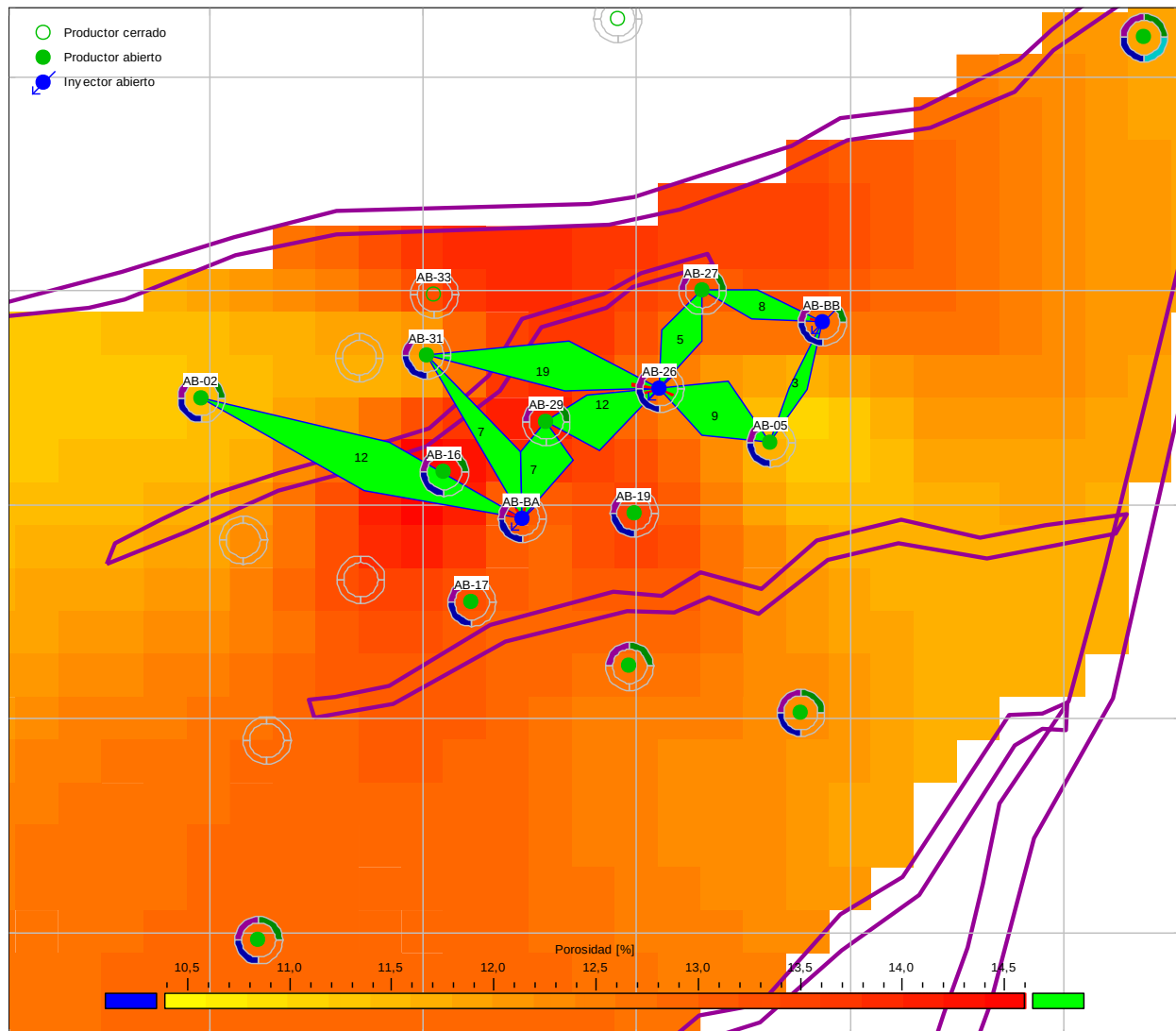




Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

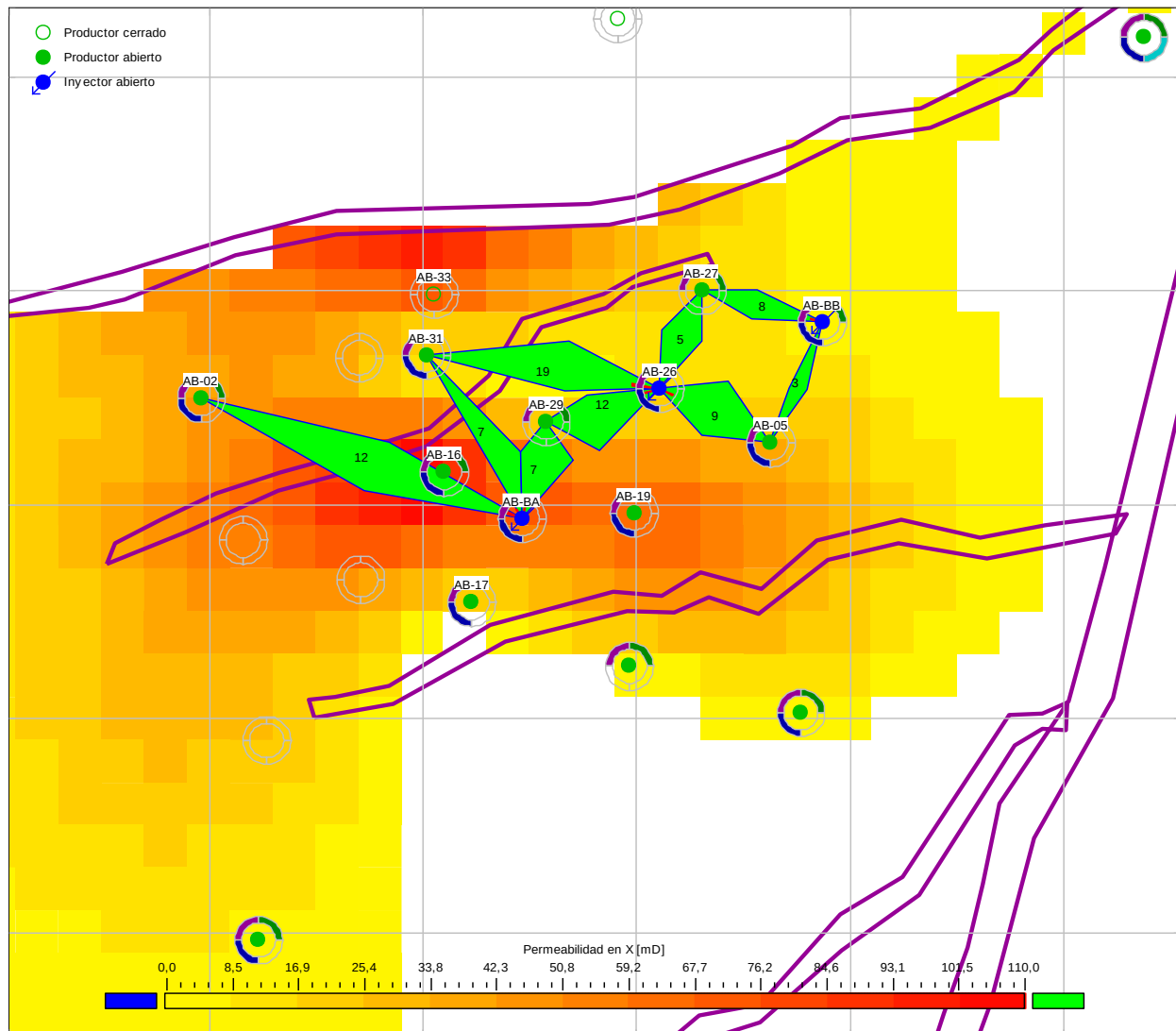


Apéndice D. Mapa Porosidad (Fi) de Capa FW_Paleosol_1



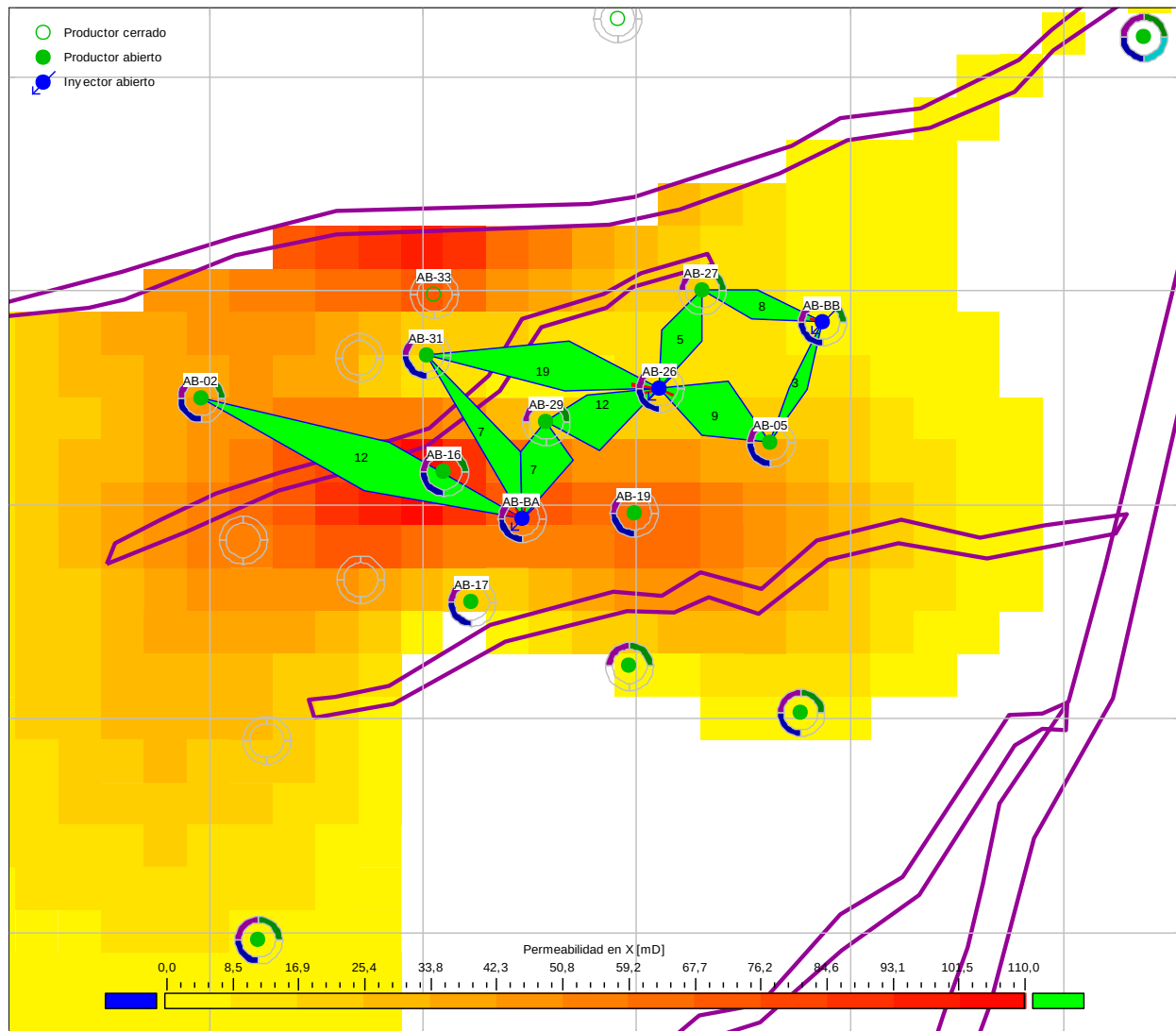
Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Apéndice E. Mapa Permeabilidad X (Kx) de Capa FW_Paleosol_1



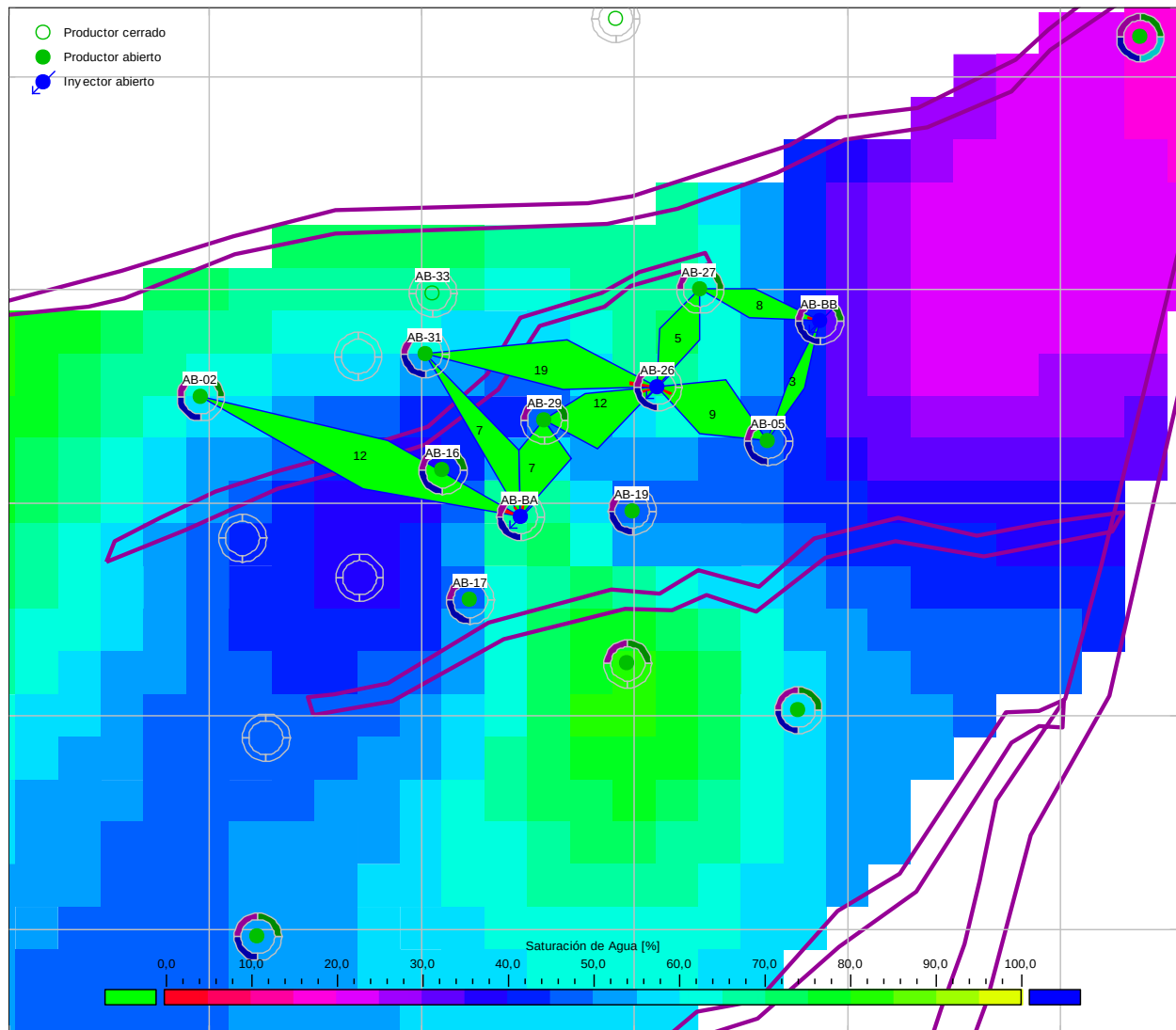
Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Apéndice F. Mapa Permeabilidad Y (Ky) de Capa FW_Paleosol_1



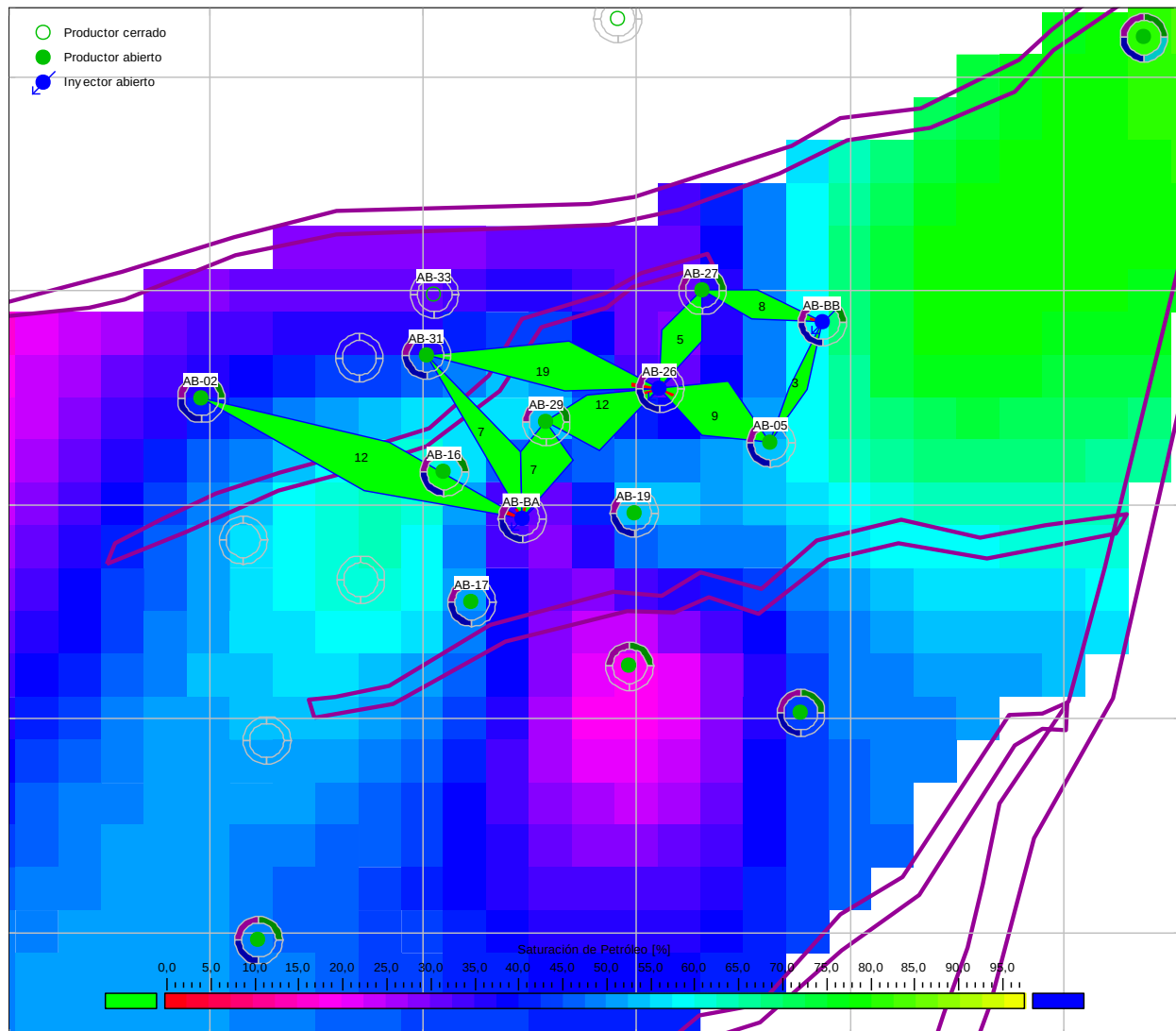
Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Apéndice G. Mapa de Saturación de Agua (Sw) de Capa FW_Paleosol_1



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

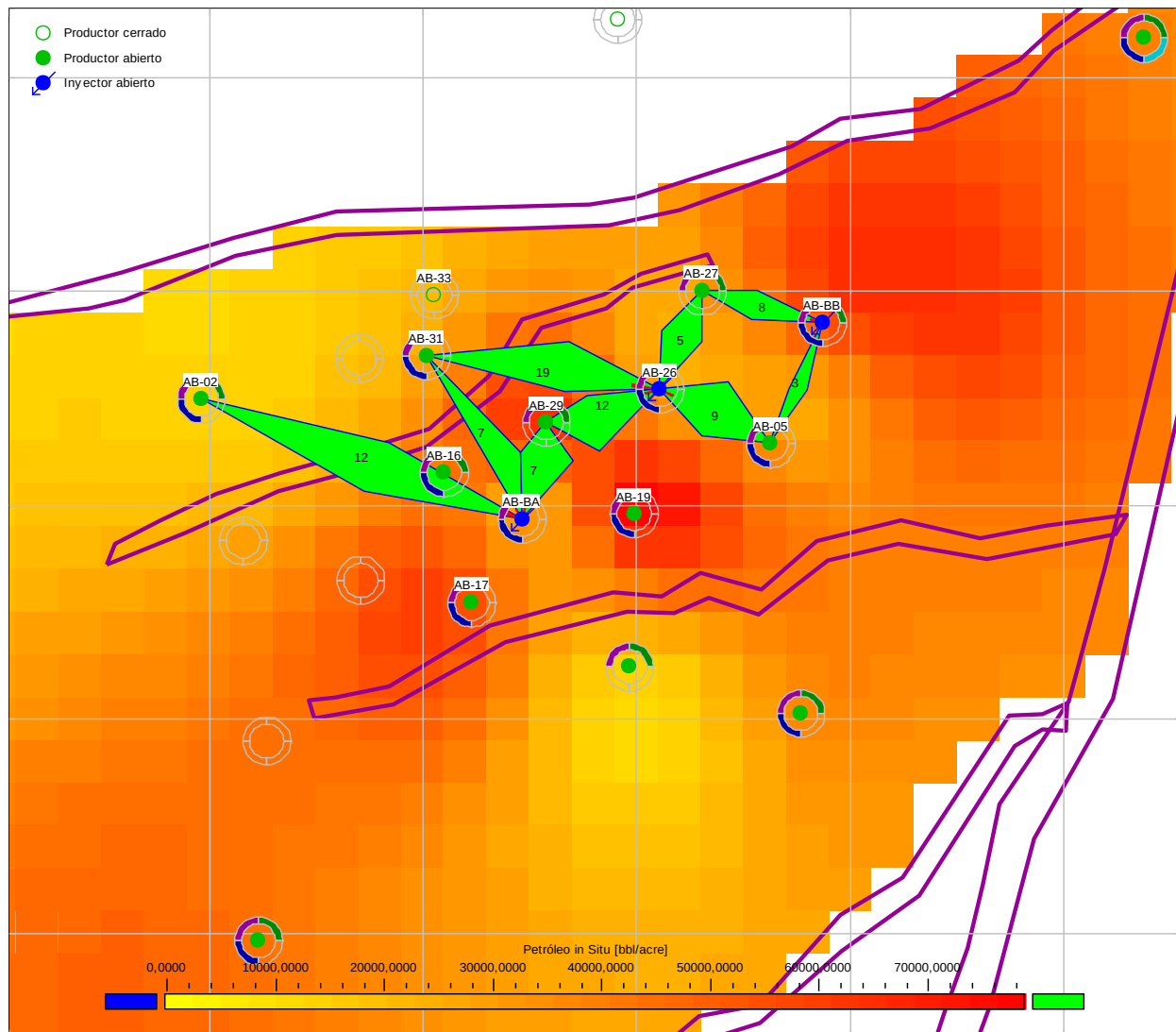
Apéndice H. Mapa de Saturación de Aceite (So) de Capa FW_Paleosol_1



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

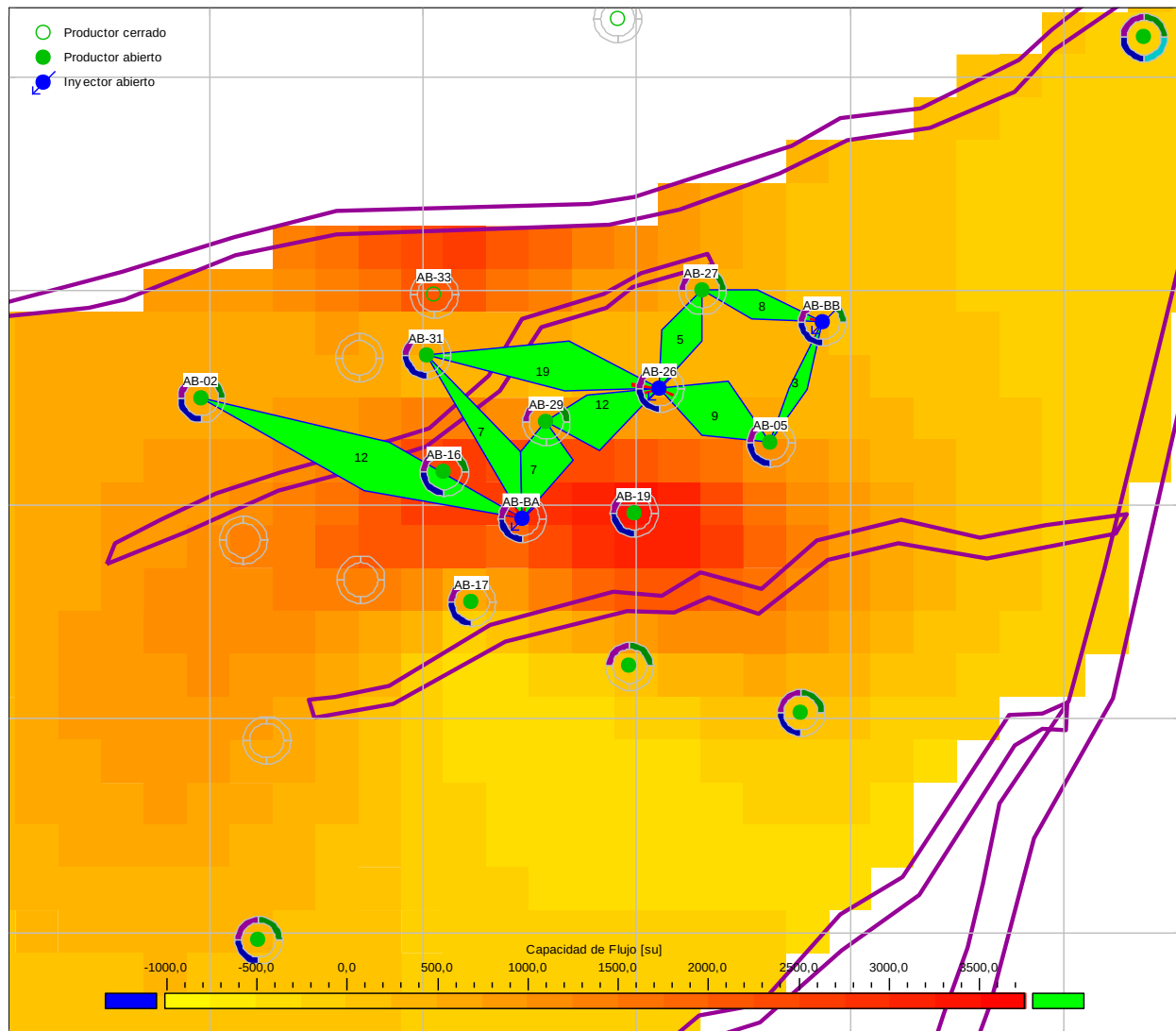


Apéndice J. Mapa de Petróleo Original en Sitio (POES) de Capa FW_Paleosol_1



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.

Apéndice K. Mapa de Capacidad de Flujo (KxHk) de Capa FW_Paleosol_1



Nota: Información generada a partir del modelo de Simulación Analítico construido en la herramienta SAHARA®.