

**VALIDACION DEL VOLUMEN TÉCNICO PETROLÍFERO DE LA SUB-UNIDAD
PRODUCTORA C7-X DEL CAMPO ASTRO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

**CÉSAR AUGUSTO FORERO GONZÁLEZ
JUAN FELIPE RIVEROS GÓMEZ**

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

**VALIDACION DEL VOLUMEN TÉCNICO PETROLÍFERO DE LA SUB-UNIDAD
PRODUCTORA C7-X DEL CAMPO ASTRO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

**CÉSAR AUGUSTO FORERO GONZÁLEZ
JUAN FELIPE RIVEROS GÓMEZ**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
ZENAIDA DEL VALLE MARCANO
Ingeniero de Petróleos**

**Asesor
JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación

Ing. José Humberto Cantillo Silva

Ing. Iván Peñaloza

Ing. Adriángela Romero

Bogotá, agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ.

Vicerrector de desarrollo y Recursos humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

Dedicado al amor, empeño, esfuerzo y continuo acompañamiento de mis padres César y Nancy, al cariño de mis hermanos Daniela y Sebastián, quienes han sido y continuarán siendo la inspiración para triunfar en cada etapa de mi vida.

A mi amigo y compañero de tesis, Juan Felipe, por haber confiado en mí para acompañarlo en el desarrollo de este proyecto y significar un gran apoyo en cualquier situación.

A la Ingeniera Zenaida Marcano por habernos brindado toda su entrega y dedicación durante los últimos ocho meses como nuestra directora de trabajo de grado. Su apoyo y el de todo el equipo de profesionales de CEPESA fue esencial para llevar a feliz término este proyecto.

Por último, pero no menos importante, a los docentes que a lo largo de estos cinco años promovieron mi crecimiento profesional y humano, especialmente al Decano Jose Humberto Cantillo por su acompañamiento y excelente criterio en el desarrollo de este trabajo.

César Augusto Forero González

Este trabajo está dedicado al inmenso sacrificio y entrega que asumieron mis padres, Hernando y Martha Lucia, al irse de su país natal para darle lo mejor a sus hijos.

A mi hermana Melissa, cuyo futuro depende de mi capacidad de ser exitoso y capaz en la vida.

A mi compañero de trabajo, Cesar, cuyo esfuerzo y dedicación nos llevó al cumplimiento de este trabajo y a la realización de nuestra carrera universitaria.

A nuestra directora de trabajo, Ingeniera Zenaida Marcano, cuya asesoría y orientación fue indispensable para poder culminar el trabajo con éxito y poder aprender tanto realizándolo. También a los profesionales de CEPESA que nos guiaron con el conocimiento de cada uno.

Finalmente, este trabajo está dedicado a todos mis docentes, familiares y amigos que me acompañaron y me apoyaron en esta experiencia universitaria, y que sin ellos no hubiera podido realizarla con tanto éxito.

Juan Felipe Riveros Gómez

AGRADECIMENTOS

En primer lugar, damos gracias a Dios por permitirnos culminar el presente trabajo, a nuestra Directora de Trabajo de Grado Zenaida Marcano y a CEPESA por brindarnos la oportunidad de llevar a cabo este proyecto y ofrecernos todo su apoyo y disposición.

Muy especialmente a nuestro Orientado de la Universidad Jose Humberto Cantillo por su constante acompañamiento y recomendaciones para realizar un mejor trabajo.

Al equipo de ingenieros de CEPESA por brindarnos abiertamente su colaboración en cualquier inquietud o solicitud que pudiera existir.

Finalmente, a nuestras familias y amigos que siempre fueron un apoyo moral importante en momentos de dificultad.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO ASTRO	28
1.1 HISTORIA DEL BLOQUE A	28
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO ASTRO	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO ASTRO	29
1.3.1 Columna estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	30
1.3.2.1 Basamento	30
1.3.2.2 Paleozoico	322
1.3.2.3 Mesozoico	322
1.3.2.4 Cenozoico	333
1.3.3 Geología estructural	388
1.3.4 Geología del petróleo	3939
1.3.4.1 Roca generadora	39
1.3.4.2 Migración	40
1.3.4.3 Roca reservorio	400
1.3.4.4 Roca sello	400
1.3.4.5 Trampas	411
1.4 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ASTRO	411
1.4.1 Características del yacimiento	411
1.4.2 Desarrollo del campo	422
1.4.3 Historial de producción del Bloque A	422
1.4.4 Historial de producción de la Sub-Unidad C7-X	43
2. PRUEBAS FISICOQUIMICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN	488
2.1 RESULTADOS DE LABORATORIO DE MUESTRAS DE AGUA	488
2.2 RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN	49
3. CÁLCULO DE SATURACIONES DE FLUIDO Y NET-PAY	566
3.1 REGISTROS DE POZO	566
3.1.1 Registro de potencial espontáneo (SP)	587
3.1.2 Registros de resistividad	598
3.1.3 Registros de rayos gamma (GR)	6159
3.1.4 Registros de porosidad	61
3.1.4.1 Registro Sónico	611
3.1.4.2 Registro de Densidad	611
3.1.4.3 Registro Neutrónico	622
3.2 SATURACIÓN DE AGUA	633
3.2.1 Simandoux modificado	644
3.3 NET-PAY	711

3.3.1 Establecimiento de valores Cut-Off	73
3.4 DETERMINACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS	777
3.4.1 Procedimiento en IP	788
3.4.2 Resultados obtenidos de IP	811
3.4.3 Análisis de resultados obtenidos de IP	822
4. MAPAS DE ISO-SATURACIÓN	888
4.1 INTERPOLACION KRIGING	888
4.2 GENERACIÓN DEL MAPA DE ISO-SATURACIÓN EN PETREL	889
4.3 ANÁLISIS DEL MAPA DE ISO-SATURACIÓN	911
5. CÁLCULOS DE VOLUMEN TÉCNICO	954
5.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO DETERMINISTA	954
5.1.1 Cálculo de volumen por método determinista	966
5.2 MÉTODO VOLUMÉTRICO PROBABILÍSTICO	99
5.2.1 Procedimiento en MMRA	1044
5.2.2 Resultados de simulación en MMRA	1122
6. ESTRATEGIA TÉCNICA A FUTURO	1133
6.1 RECOMENDACIÓN TÉCNICA DE DESARROLLO	113
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	117
7. CONCLUSIONES	127
8. RECOMENDACIONES	129
BIBLIOGRAFÍA	130
ANEXOS	133

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Historial de perforación del Campo Astro	44
Tabla 2. Historial de eventos en pozos del Campo Astro en la Sub-Unidad C7-X	45
Tabla 3. Resultados del análisis fisicoquímico del agua de formación	48
Tabla 4. Pesos equivalentes	49
Tabla 5. Conversión a concentraciones de NaCl equivalentes	50
Tabla 6. Parámetros del pozo ASTRO_033HD para el cálculo de saturación de agua	71
Tabla 7. Promedio de espesor bruto para el Campo Astro	74
Tabla 8. Sensibilización del Cut-Off Vsh	74
Tabla 9. Sensibilización del Cut-Off porosidad	75
Tabla 10. Sensibilización del Cut-Off Sw	76
Tabla 11. Resumen de evaluación petrofísica del 2015	83
Tabla 12. Resumen de evaluación petrofísica actualizada	84
Tabla 13. Percentiles de propiedades petrofísicas del análisis actualizado	85
Tabla 14. Comparativa de datos Net-Pay	85
Tabla 15. Data de ingreso a PETREL para generar el mapa de iso-saturación	90
Tabla 16. Percentiles de propiedades petrofísicas actualizadas para el cálculo determinista	97
Tabla 17. Propiedades petrofísicas a 2015 para el cálculo determinista	98
Tabla 18. Percentiles de propiedades petrofísicas para el cálculo probabilístico	104
Tabla 19. Resultados de la simulación en MMRA	112
Tabla 20. Propiedades petrofísicas en los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014	114
Tabla 21. Propiedades petrofísicas en los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD	115
Tabla 22. Variables involucradas en CAPEX, OPEX e ingresos	118
Tabla 23. Datos anuales de inflación y precios del barril	119
Tabla 24. Historia y proyección de la producción del pozo ASTRO_011	120
Tabla 25. Historia y proyección de la producción del pozo ASTRO_033HD	120
Tabla 26. Producción de fluidos proyectada del año 2019 a 2029	124
Tabla 27. Ingresos y costos proyectados del año 2019 a 2029	124
Tabla 28. Evaluación financiera del escenario sin el pozo infill	124
Tabla 29. Producción de fluidos proyectada del año 2019 a 2029	126
Tabla 30. Ingresos y costos proyectados del año 2019 a 2029	126
Tabla 31. Evaluación financiera del escenario sin el pozo infill	126

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Astro	29
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 3. Columna Estratigráfica esquemática de la Unidad C7 de la Formación Carbonera	36
Figura 4. Entrampamiento en la Formación Carbonera	39
Figura 5. Hoja de cálculo de resistividad de agua de formación del Pozo ASTRO_033 HD	52
Figura 6. Hoja de cálculo de resistividad de agua de formación del pozo ASTRO_039 HD	53
Figura 7. Tipos de arcillas presentes en arenas sucias	65
Figura 8. Definición de Gross-Pay, Arena neta, Reservorio neto y Net-Pay con criterios Cut-Off basados en propiedades petrofísicas	72
Figura 9. Cálculo de Vsh mediante la herramienta IP	79
Figura 10. Cálculo de Porosidad y Saturación de agua en la roca mediante la herramienta IP	80
Figura 11. Modificación de Rw en la herramienta IP	80
Figura 12. Sección sumaria en la herramienta IP	81
Figura 13. Mapa de Iso-saturación de la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro con las áreas mínima y máxima	92
Figura 14. Mapa de Iso-saturación de la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro	93
Figura 15. Representación gráfica de las curvas PDF	102
Figura 16. Interfaz MMRA	105
Figura 17. Selección de ruta de cálculo en MMRA	106
Figura 18. Ingreso de Área a MMRA	106
Figura 19. PDF y percentiles de Área	107
Figura 20. Ingreso de Net-Pay a MMRA	107
Figura 21. PDF y percentiles de Net-Pay	108
Figura 22. Ingreso de Porosidad a MMRA	108
Figura 23. PDF y percentiles de Porosidad	109
Figura 24. Ingreso de So a MMRA	110
Figura 25. PDF y percentiles de So	110
Figura 26. Ingreso de Bo y Factor de recobro a MMRA	111
Figura 27. Run Simulation en MMRA	111
Figura 28. Propuesta de perforación infill	116
Figura 29. Perfil de ASTRO_011	121
Figura 30. Perfil de ASTRO_033HD	122

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Resistividad de agua de formación a 75 °F	49
Ecuación 2. Ecuación de Arp	51
Ecuación 3. Índice de arcillosidad	60
Ecuación 4. Cálculo de volumen de por el método Curved para $I_{GR} \leq 0.55$	60
Ecuación 5. Cálculo de volumen de arcilla por el método Curved para $0.55 < I_{GR} \leq 0.73$	60
Ecuación 6. Cálculo de volumen de arcilla por el método Curved cuando $0.73 < I_{GR} \leq 1$	60
Ecuación 7. Cálculo de porosidad mediante el registro sínico	61
Ecuación 8. Cálculo de porosidad mediante el registro de densidad	62
Ecuación 9. Corrección de la porosidad por arcillosidad	63
Ecuación 10. Polinomio básico de Simandoux modificado de segundo grado	66
Ecuación 11. Terminio A del polinomio de Simandoux modificado	67
Ecuación 12. Terminio B del polinomio de Simandoux modificado	67
Ecuación 13. Terminio C del polinomio de Simandoux modificado	67
Ecuación 14. Ecuación de Simandoux modificado	68
Ecuación 15. Raíz positiva de la ecuación de Simandoux modificado	68
Ecuación 16. Factor F_R	69
Ecuación 17. Ecuación de Simandoux modificado utilizada por CEPESA	70
Ecuación 18. Ecuación Método Volumétrico para el Cálculo de Petróleo Original en Sitio	95
Ecuación 19. Factor de recobro para areniscas con empuje de agua	97

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de producción de fluidos del Bloque A	43
Gráfica 2. Historial de Producción de Fluidos alocada a la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro	44
Gráfica 3. Factores de equivalencia para convertir sales disueltas a concentración de NaCl equivalente	50
Gráfica 4. Sensibilización del Cut-Off Vsh	75
Gráfica 5. Sensibilización del Cut-Off porosidad	76
Gráfica 6. Sensibilización del Cut-Off Sw	77
Gráfica 7. Comparativa de espesores Net-Pay	86

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Historial de producción de la Sub-Unidad C7-X por pozo en el Campo Astro	134
Anexo B. Mapas de iso-saturación	136
Anexo C. Mapa estratigráfico de la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro	137
Anexo D. Resultados probabilísticos de volumetría en MMRA	138

ABREVIATURAS

Φ	Porosidad
%	Porcentaje
°	Grados
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
Bo	Factor Volumétrico de Petróleo
Boi	Factor Volumétrico de Petróleo Inicial
BES	Bomba Electro Sumergible
BFPD	Barriles de Fluido Por Día
BPD	Barriles Por Día
BS&W	Porcentaje de agua y sedimentos en el petróleo
BWPD	Barriles de Agua Por Día
Dh	Diámetro del pozo.
Di	Diámetro de la zona invadida.
ESP	Electro Sumergible Pump
FR	Factor de Recobro
ft	Pies (unidad de longitud)
hmc	Espesor de la torta.
IP	Interactive Petrophysics
MMBO	Millones de barriles de crudo
MMRA	Multi-Method Risk Analysis
MMSTB	Millones de barriles estándar
Np	Petróleo Producido Acumulado
NTC	Norma Técnica Colombiana
OOIP	Original Oil In Place
P01	Percentil 01
P10	Percentil 10
P50	Percentil 50
P90	Percentil 90
P99	Percentil 99
PDF	Distribuciones de Probabilidad Acumulada
Pmean	Promedio
Pmoda	Moda
POES	Petróleo Original En Sitio
PPM	Partes Por Millón
psi	Libra Fuerza por Pulgada Cuadrada
Qo	Tasa de Petróleo
Rm	Resistividad del fluido de perforación
Rmc	Resistividad del revoque del lodo
Rmf	Resistividad del filtrado de lodo
Ro	Resistividad de la formación saturada 100% de agua

Rs	Resistividad de las formaciones adyacentes
Rt	Resistividad verdadera de la formación con hidrocarburos
Rw	Resistividad del agua de formación en la zona virgen.
Rxo	Resistividad de la zona invadida y con petróleo
Rxos	Resistividad de la zona invadida y con agua
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
STD	Standard
STB	Barriles Estándar
So	Saturación de petróleo
Sw	Saturación de agua de formación en la zona virgen
Sxo	Saturación de agua de formación en la zona invadida
T	Temperatura
USD	Dólares estadounidenses

GLOSARIO

ACUIFERO: roca o sedimento a través del cual el agua se mueve con facilidad. También, puede referirse como parte de un yacimiento que cuenta con un empuje hidráulico causado por el movimiento de agua.

AGUA DE FORMACIÓN: es el agua que se encuentra originalmente en la formación, con alta concentración de sales disueltas.

AGUA DE PRODUCCIÓN: se refiere al agua de formación que está asociada a la producción de hidrocarburos y sube a la superficie acompañada de estos. Esta agua es no deseada en la producción, debido a que representa problemas de formación de emulsiones y daños en equipos por corrosión, además debe ser tratada en superficie y evacuada conforme a la reglamentación ambiental.

ALCALINIDAD TOTAL: suma de la cantidad de iones de carbonato, bicarbonato e hidróxido y se mide en miligramos de carbonato de calcio por litro.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: lugar geográfico donde se acumulan y depositan los sedimentos. Cada ambiente se caracteriza por una combinación específica de procesos geológicos y condiciones ambientales.

ANTICLINAL: pliegue de estratos sedimentarios que simulan la formación de un arco cóncavo hacia abajo. También puede definirse como una configuración de rocas estratigráficas plegadas en que las rocas se inclinan en direcciones opuestas a partir de la cresta.

API: Instituto Americano del Petróleo.

ARCILLA: material cristalino fino sedimentario de silicatos hidratados resultante de la descomposición de rocas feldespáticas.

ARENA: material abrasivo compuesto de pequeños granos del mineral cuarzo, formados de la desintegración de rocas existentes. Constituye partículas de diámetros menores a 2mm y mayores a 1/6mm.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica o clástica compuesta por granos individuales de arena, generalmente de cuarzo, cementados por el mineral sílice, carbonato de calcio, óxido de hierro. Son las rocas almacén más comunes en Colombia.

BARIO: un metal alcalino de color plateado que en la naturaleza solo existe como el compuesto baritina. Cuando se encuentra en el agua se mide en miligramos de bario por litro.

BICARBONATOS: sal que se forma a partir de ácido carbónico y que tiene un átomo de hidrogeno que se puede sustituir por un metal. Se mide la cantidad de iones de bicarbonato que contiene el agua en miligramos de carbonato de calcio por litro.

BUZAMIENTO: ángulo de inclinación de una capa de roca o una falla que es medido respecto al horizonte. La dirección del buzamiento se determina en ángulo recto con la dirección de la capa.

CABALGAMIENTO: falla inversa de pequeño ángulo.

CALCIO: un metal alcalino de color blanco brillante que en la naturaleza ocupa el quinto lugar en abundancia. Cuando se encuentra en el agua como ion se mide en miligramos de calcio por litro.

CANALIZACIÓN: disminución y sustitución del flujo de aceite en un campo con empuje hidráulico debido a una invasión errática o no controlada de agua. La tendencia natural de la canalización se ve agravada por ritmos de producción excesivamente altos, los cuales provocan invasiones prematuras de agua.

CAMPO PETROLERO: área en la superficie en la cual se encuentran los pozos y equipos de producción necesarios para extraer y recolectar los fluidos provenientes de uno o más yacimientos

CARBONATOS: sal formada por combinación del ácido carbónico y una base. Se mide la cantidad de iones de carbonato que contiene el agua en miligramos de carbonato de calcio por litro.

CLORUROS: compuesto de cloro y otro elemento químico diferente al oxígeno, en este caso el sodio. Cuando se encuentra el ion en el agua se mide la cantidad de iones de cloruro presentes en miligramos de cloruro iónico por litro.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica la historia las rocas en un lugar específico, y que sigue los lineamientos generales.

CONCORDANTE: término usado para describir masas ígneas intrusivas que se disponen paralelamente a la estratificación de las rocas en las cuales encaja.

CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA: parámetro que mide la capacidad de flujo de corriente eléctrica en el agua. Esta depende de los iones que están sueltos en el agua ya que los iones llevan una carga eléctrica y causan un movimiento de electrones entre ellos. Esta se midió en micro-Siemens por centímetro.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria compuesta de granos redondeados del tamaño de la grava, mayores a 2mm, unidos por un material cementante, como la

arcilla. Los conglomerados son parecidos a las areniscas, pero su tamaño es mayor.

COORDENADA MAGNA SIRGAS: sistema de referencia geocéntrico para las Américas que permite establecer en cualquier punto de la Tierra la orientación, ubicación y escala.

CORRELACIÓN: consiste en el establecimiento de equivalencia de rocas de edad similar en áreas diferentes o análogas. También se refiere a relacionar la información del subsuelo obtenida de un pozo con la de otros, de tal forma que las estructuras puedan representarse en planos con sus profundidades y espesores. Las correlaciones entre pozos se hacen comparando los registros de resistividad, registros radioactivos y núcleos de diferentes pozos.

DISCONTINUIDAD: consiste en un cambio súbito con profundidad de una o más de las propiedades físicas de los materiales que componen el interior de la Tierra. Límite entre dos materiales diferentes del interior de la Tierra, que es determinado por medio del comportamiento de las ondas sísmicas.

DISCORDANCIA: discontinuidad estratigráfica en la cual los estratos más antiguos tienen una inclinación diferente respecto a los estratos más jóvenes.

DUREZA TOTAL: suma de la cantidad de sales de elementos alcalinotérreos tales como berilio, magnesio, calcio, estroncio, bario y radio que normalmente se asocian con incrustaciones calcáreas. Este se midió en miligramos de carbonato de calcio por litro.

EMPUJE HIDRÁULICO: mecanismo de empuje de un yacimiento, en el que el aceite se produce debido a la expansión del agua de un acuífero en la parte inferior del yacimiento, lo que fuerza al aceite a ir hacia los pozos. En términos generales, existen dos tipos de acuífero, el de empuje de fondo y el de empuje lateral, siendo el de fondo más eficiente.

ESCUDO: región continental grande, rígida, estable y relativamente plana conformada por rocas de edad precámbrica, que no ha sido cubierta por el mar durante los ciclos transgresivos. Estos están formados por las rocas más antiguas de la corteza terrestre, en las que predominan rocas ígneas y metamórficas, y no poseen actividad orogénica.

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

ESTRONCIO: un metal alcalino de color plateado. Cuando se encuentra en el agua, indica la cantidad de estroncio se mide en miligramos de estroncio por litro.

FALLA: plano de ruptura en una masa rocosa a lo largo de la cual se producen movimientos tectónicos.

FALLA ANTITÉTICA: falla secundaria cuyo sentido de desplazamiento es contrario al de las fallas primarias y que usualmente están contenidas en un conjunto.

FALLA INVERSA: falla en la cual la sección de roca situado encima de la misma asciende en relación con la sección inferior.

FALLA NORMAL: falla en la cual la sección de roca situada por encima de la misma se ha movido hacia abajo en relación con la sección inferior.

FORMACIÓN: estrato o depósito compuesto totalmente por rocas, mayormente del mismo tipo y con características similares que las relacionan. Cada formación tiene su nombre resultado del estudio de afloramientos o basado en fósiles encontrados en la misma.

GRAVEDAD API: escala arbitraria usada para medir de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de los mismos y que representan la calidad de estos.

HIERRO TOTAL: indica la cantidad de hierro que tiene el agua. Se midió en miligramos de hierro por litro.

ÍNDICE DE LANGELIER: medida del grado de saturación del carbonato de calcio en el agua, el cual se basa en el pH, alcalinidad y dureza. Si el índice de Langelier es positivo, el carbonato de calcio puede precipitar de una solución y formar incrustaciones. En caso de que el índice sea negativo el agua tenderá a ser corrosiva.

INCONFORMIDAD: discontinuidad estratigráfica en la cual las rocas metamórficas, ígneas o intrusivas están cubiertas por estratos sedimentológicos más jóvenes.

KERÓGENO: material orgánico insoluble de alto peso molecular y densidad presente en las rocas sedimentarias que constituye la materia prima para la formación de hidrocarburos, acompañado de altas presiones y temperaturas, entre 60 °C y 150 °C.

LITOLOGÍA: carácter individual de una roca en términos de su composición mineralógica y estructural.

LUTITA (SHALE): roca sedimentaria de grano fino compuesta de limo y arcilla o lodo consolidados. Constituye la roca sedimentaria más común.

MAGNESIO: indica la cantidad de magnesio que tiene el agua. Se midió en miligramos de magnesio por litro.

MANGANESO: un metal alcalino de color blanco plateado que existe en la naturaleza solamente en combinación química con otros elementos. Se indica la cantidad de manganeso que tiene el agua en miligramos de manganeso por litro.

MECANISMO DE PRODUCCIÓN: proceso mediante el cual los fluidos del yacimiento son producidos a través de los pozos por medio de energía natural.

MIGRACIÓN: desplazamiento del aceite desde la roca generadora hacia la roca almacén.

pH: parámetro que muestra la cantidad de iones de hidrogeno o hidróxido que tiene el agua. Es importante saber este valor ya que estos son iones disueltos que hacen parte de la totalidad de iones disueltos.

PERCENTIL: representa el valor resultante de dividir un conjunto de datos en cien secciones iguales y define la probabilidad de que el valor de la variable estudiada sea menor o igual a cierto valor

PETRÓLEO: sustancia que se presenta naturalmente en el subsuelo y que está formada principalmente por cadenas de carbón e hidrógenos, con o sin elementos no metálicos como el azufre, oxígeno y nitrógeno.

POROSIDAD: porcentaje de espacios vacíos en el volumen total de una roca.

POTASIO: un metal alcalino plateado que se encuentra en grandes cantidades en la naturaleza. Se indica la cantidad de potasio que tiene el agua en miligramos de potasio por litro.

POZO PETROLERO: hueco hecho mediante una broca que conecta el yacimiento en el subsuelo con la superficie y permite la producción controlada de fluidos a superficie.

RESERVORIO O YACIMIENTO: roca porosa y permeable del subsuelo que puede almacenar hidrocarburos. La mayoría de los yacimientos están constituidos por calizas, dolomitas, areniscas, o una combinación de estas rocas. Un yacimiento de aceite contiene generalmente tres fluidos ordenados de manera ascendente de esta manera, agua, aceite y gas, debido a las diferencias de densidad de las fases.

RESISTENCIA: oposición que presenta un material al paso del flujo de corrientes eléctricas.

ROCA GENERADORA: componente esencial de las trampas petrolíferas que por su condición de impermeabilidad evitan que los hidrocarburos, en su tendencia ascendente, escapen de la trampa y alcancen la superficie.

ROCA SELLO: roca impermeable que hace parte de una trampa petrolífera y que impide el flujo ascendente de los hidrocarburos, evitando que estos alcancen la superficie.

SALINIDAD: proporción de sales disueltas con respecto al agua pura, normalmente esta concentración es expresada en parte por millón, ppm.

SODIO: un metal alcalino de color blanco plateado que se encuentra muy abundantemente en la naturaleza siempre combinado formando sales. Se indica la cantidad de sodio que tiene el agua en miligramos de sodio por litro.

SOLIDOS DISUELTOS TOTALES: indica la cantidad de sustancias orgánicas e inorgánicas contenidas en el agua, normalmente minerales, sales y materia orgánica. Este se midió en miligramos por litro.

SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES: mide la cantidad de sustancias orgánicas e inorgánicas sólidas suspendidas en el agua. Este se midió en miligramos por litro.

SOLIDOS TOTALES: suma de todos los sólidos contenidos en el agua. Se mide en miligramos por litro.

SULFATOS: sal formada por combinación del ácido sulfúrico y una base. Se obtiene al hacer reaccionar ácido sulfúrico con los metales. Se mide la cantidad de iones de sulfato presentes en el agua en miligramos de sulfato por litro.

TEMPERATURA DE LA MUESTRA: este parámetro es la temperatura al cual se encuentra el agua de formación al momento y en el lugar donde se toma la muestra. Es importante ya que a temperaturas distintas a la del agua estando en el yacimiento, diferentes sales se pueden precipitar e influir en el resultado final. Esta se midió en grados Celsius.

TRAMPA ANTICLINAL: trampa estructural de hidrocarburos en la cual el petróleo esta acumulado en la parte superior de una anticlinal.

TRAMPA PETROLÍFERA: estructura geológica que permite la acumulación y retención de cantidades significativas de hidrocarburos, posibilitando su posterior producción.

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: trampa de hidrocarburos que se presenta cuando la parte superior de la formación almacén esta serrada por otras formaciones o por

cambios en la porosidad o permeabilidad dentro de la misma roca. Este tipo de trampas no tienen influencia tectónica.

TRAMPA ESTRUCTURAL: trampa de hidrocarburos originada por la deformación de las rocas como producto de la actividad tectónica.

TRAMPA MIXTA: trampa en la que se encuentran simultáneamente características de las trampas estratigráficas y estructurales.

VOLUMEN TÉCNICO: constituye una parte del petróleo original en sitio que es técnicamente extraíble.

RESUMEN

Este proyecto de grado tiene como objetivo principal actualizar el volumen técnico petrolífero de la Sub-Unidad Productora C7-X del Campo Astro el cual tiene 15 pozos, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, mediante el método determinístico y probabilístico, ambos basados en la ecuación volumétrica y en el cálculo de resistividades de agua de formación a partir de análisis fisicoquímicos de dicha agua.

Para poder calcular el volumen técnico por medio de la ecuación volumétrica se deben conocer las propiedades petrofísicas relacionadas en la misma, las cuales son área, espesor Net-Pay, porosidad, factor volumétrico del petróleo y factor de recobro. Como se busca validar el volumen técnico por posibles cambios en la saturación de agua en la formación, este valor es actualizado a partir de los resultados de pruebas fisicoquímicas de agua realizadas en los Pozos ASTRO_033H y ASTRO_039HD, los cuales al momento de tomar la muestra tienen habilitada únicamente la Sub-Unidad de estudio. Una vez se cuenta con la nueva resistividad de agua, se extrapola el promedio de estos valores a los otros 13 pozos que no cuentan con evaluación fisicoquímica. Para determinar la saturación de agua y las demás propiedades petrofísicas se usa el programa Interactive Petrophysics, IP, el cual está cargado con los registros, ya corridos por la empresa soporte, de todos los pozos de estudio. Seleccionando los registros que se desean implementar e ingresando los valores de Cut-Off para Net-Pay, este programa en conjunto con la Ecuación de Simandoux modificada permite determinar topes estructurales, espesores brutos, Net-Pay, porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla.

Posteriormente se genera el mapa de iso-saturación en PETREL por medio de la interpolación de Kriging a partir de coordenadas en sistema Magna-Sirgas, de profundidades TVDSS de la formación y de la saturación de agua para cada pozo analizado. Además, con la ayuda de PETREL se determinan las áreas a utilizar en el cálculo volumétrico. A continuación, se procede a calcular el volumen técnico por el método determinístico y probabilístico, usando los percentiles adecuados para cada propiedad. Para el segundo método se usa la herramienta computacional MMRA, con la ventaja de que ésta permite cuantificar la incertidumbre asociada, gracias a que permite ingresar los percentiles máximo y mínimo de cada propiedad acompañados de la distribución de probabilidad acumulada que representa el comportamiento de cada parámetro.

Finalmente, el volumen obtenido por los dos métodos es comparado y se recomiendan estrategias técnicas a implementar junto a una análisis financiero simple de las estrategias propuestas.

Palabras Clave: Cuenca Llanos Orientales, Agua Formación, Análisis Fisicoquímico, POES, Petróleo Original Sitio, Volumen técnico.

INTRODUCCIÓN

El Campo Astro de CEPSA, ubicado en un bloque maduro en la Cuenca de los Llanos Orientales, produce de varias sub-unidades de la Formación Carbonera, caracterizada por tener intercalaciones delgadas de areniscas sucias y limolitas. Una sub-unidad en particular, la C7-X, se ha venido produciendo desde alrededor de 15 años y ha tenido una acumulación importante de crudo mediano. Sin embargo, en el 2017, la Sub-Unidad ha tenido comportamientos indeseables puesto que, de dos pozos cercanos y con registros petrofísicos favorables, solo uno ha producido crudo, mientras que el otro ha producido netamente agua. Por lo que el enfoque de este proyecto es reevaluar la distribución de saturación de agua a través del campo y recalcular el volumen técnico actual de aceite presente en la Sub-Unidad para luego analizar qué medidas se deben tomar en cuanto al futuro de esta Sub-Unidad en este campo en particular.

El yacimiento que existe en la Sub-Unidad C7-X contiene un empuje por acuífero lateral bastante fuerte, lo cual hace que el volumen y la saturación de agua cambie fácilmente en el tiempo. A partir de este fenómeno se evidencia la necesidad de actualizar el cálculo de saturación de agua y de volumen técnico de crudo. La base de este cálculo es el cambio de la resistividad del agua de formación y en este trabajo se emplea un análisis fisicoquímico de la misma para llegar al valor actualizado de resistividad.

Con la ayuda de herramientas como Interactive Petrophysics, PETREL y MMRA, se realiza un análisis técnico del estado del agua de la Sub-Unidad C7-X del Campo Astro para poder concluir como se ha visto afectado el estado original y que potencial restante tiene a futuro.

Este análisis permite obtener resultados que CEPSA puede considerar para la toma de decisiones respecto a la gestión futura del Campo Astro, de sus operaciones y manejo en superficie ya que la operadora está limitada por su capacidad de manejo de agua en superficie. La empresa debe tener en cuenta esta limitante al momento de pensar producir el potencial restante en la Sub-Unidad.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Validar el volumen técnico petrolífero de la Sub-Unidad Productora C7-X del Campo Astro en la Cuenca de los Llanos Orientales a partir de un análisis fisicoquímico del agua de formación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir generalidades y geología de la Cuenca y del Campo Astro.
2. Determinar la resistividad del agua de formación a partir de los resultados del análisis fisicoquímico.
3. Calcular las saturaciones de fluido y los Net-Pay a partir de la resistividad del agua de formación.
4. Generar el mapa de iso-propiedades para la saturación de agua de formación de la Sub-Unidad C7-X.
5. Calcular el volumen técnico en sitio por el método volumétrico determinístico y probabilístico con la ayuda de un software.
6. Comparar el estado volumétrico probabilístico calculado del yacimiento con el anteriormente vigente.
7. Generar recomendaciones para la operación futura de los pozos de la Sub-Unidad C7-X del Campo Astro teniendo en cuenta los resultados obtenidos.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO ASTRO

En este capítulo se realiza una descripción del Campo de estudio Astro relacionando información asociada a su historia, localización, marco geológico, características del yacimiento y desarrollo del Campo.

1.1 HISTORIA DEL BLOQUE A

El área del Bloque A, ha sido históricamente prospectiva para la exploración y explotación de hidrocarburos. La actividad exploratoria del área inició en 1986 con la perforación de varios pozos por parte de Chevron.

En 1992, American International Petroleum Corporation of Colombia (A.I.P.C.) firmó el Contrato de Asociación Río Planas con ECOPETROL. En 1994, AIPC cedió este contrato a CASA INGLESA LTDA.

En 2001, luego de que ECOPETROL concluyera el contrato de Río Planas, HUPECOL LLC suscribió el Contrato de Asociación A para un área de 405.000 hectáreas, que incluía el área del antiguo contrato. El contrato fue aprobado mediante la resolución No. 611 del mismo año, expedida por el Ministerio de Minas y Energía. En los años 2004, 2009 y 2011, se suscribieron Otrosí para la devolución de áreas, reduciéndose a 141.320 hectáreas.

En el año 2003, HUPECOL LLC realizó la adquisición e interpretación de alrededor de 127 km² de sísmica 3D, que permitieron obtener un mejor entendimiento del subsuelo de la parte central del Bloque A y mejorar el desarrollo de las estructuras. Incentivados por los buenos resultados, en el 2005 se adquirieron dos nuevos programas sísmicos 3D.

En 2008, CEPESA adquirió la totalidad de los derechos de HUPECOL sobre el Bloque A, correspondiente al 70%, adquiriendo de esta manera la operación del mismo. De acuerdo a las condiciones contractuales, su finalización está prevista para el año 2029.

Actualmente, CEPESA es el operador del Bloque, siendo ECOPETROL el único socio del proyecto. El Bloque A se divide en 12 campos de explotación, dentro de los que se encuentra el Campo de interés del presente trabajo, el Campo Astro.

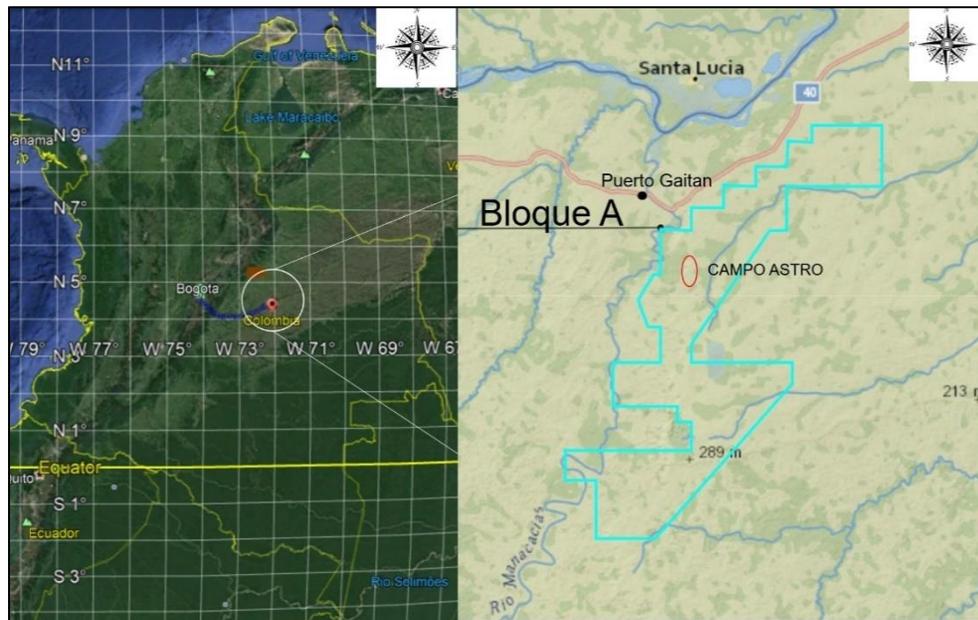
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO ASTRO

El Campo Astro hace parte del Bloque A de CEPESA el cual se encuentra en la Cuenca de los Llanos Orientales. Este Bloque está localizado en el Departamento del Meta en jurisdicción de los Municipios de Puerto Gaitán y Puerto López.

Existen 12 campos en este Bloque, contando el Campo Astro. El Bloque tiene una extensión de 44,993.34 Hectáreas.

Se puede acceder al Campo Astro de forma aérea o terrestre. La estación de tratamiento principal tiene su propia pista de aterrizaje lo cual permite tomar un vuelo desde la Ciudad de Bogotá que demora alrededor de cuarenta minutos. Para llegar por tierra, se sale por el lado suroriente de la Ciudad de Bogotá, por la localidad de Usme; se toma la Carretera 40 Bogotá-Villavicencio por 123 kilómetros. Se debe seguir por la Carretera 40 vía Pachaquiario-Puerto López por 86 kilómetros. Manteniéndose en la Carretera 40 vía Puerto López-Puerto Gaitán por 108 kilómetros, se llega al Municipio de Puerto Gaitán donde se desvía hacia el sur pasando sobre el Rio Manacacías y por una vía sin pavimentar por 23 kilómetros hasta llegar al Campo Astro. En la **Figura 1** se muestra la localización del Campo Astro dentro del Bloque A en Colombia.

Figura 1. Localización del Campo Astro



Fuente: Mapa Colombia. Google Earth. Mapa Bloque A. ANH. Disponible en: <https://anh-geovisores.anh.gov.co/tierras/>. Modificado por los autores. 2018.

1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO ASTRO

Según CEPSA¹, La Cuenca de los Llanos Orientales de extensión aproximada de 190.000 km², en general, consiste en un vasto monoclinial con buzamientos hacia el oeste con valores entre 1° a 3°. Reportes de CEPSA² establecen que los límites

¹ CEPSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Yacimientos, Perforación, Facilidades, Integridad, HSE y PP5” Bogotá: Contrato de Asociación Caracara, 2017. p. 13.

² Ibid., p. 13.

geomorfológicos de la cuenca son al norte el borde entre Colombia y Venezuela prolongándose más allá del río Arauca en Venezuela, al sur está el Alto de la Macarena y el Arco de Guaviare o Saliente del Vaupés, al oeste se encuentra el sistema de fallas de Guaicaramo en la Cordillera Oriental y al este el Escudo de Guayana (Río Orinoco-Río Guaviare).

En la presente sección se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo referente al área de estudio.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2** se ilustra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales con presencia de rocas del Basamento Precámbrico, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, separadas por tres discordancias regionales, que cubren los periodos desde el Jurásico hasta el Neógeno; además, se visualizan los elementos pertenecientes al sistema petrolífero de la cuenca.

1.3.2 Estratigrafía. De acuerdo a CEPESA³, la columna estratigráfica se adelgaza gradualmente hacia el Oriente y se trata, en términos, generales de formaciones clásticas.

Se procede a describir las unidades litoestratigráficas de la Cuenca de los Llanos Orientales de manera cronológica de la más antigua hasta la más recientemente depositada. Para dicha descripción se abordará una perspectiva regional genérica para la cuenca, dada por la ANH y un análisis más específico al área de estudio, generado por la empresa CEPESA.

1.3.2.1 Basamento. De edad precámbrica, según la ANH⁴. En específico para el Departamento del Meta, se identifican dos tipos de basamento: un basamento ígneo-metamórfico de composición diorítica-sienítica y uno de filitas de metamorfismo de bajo grado.

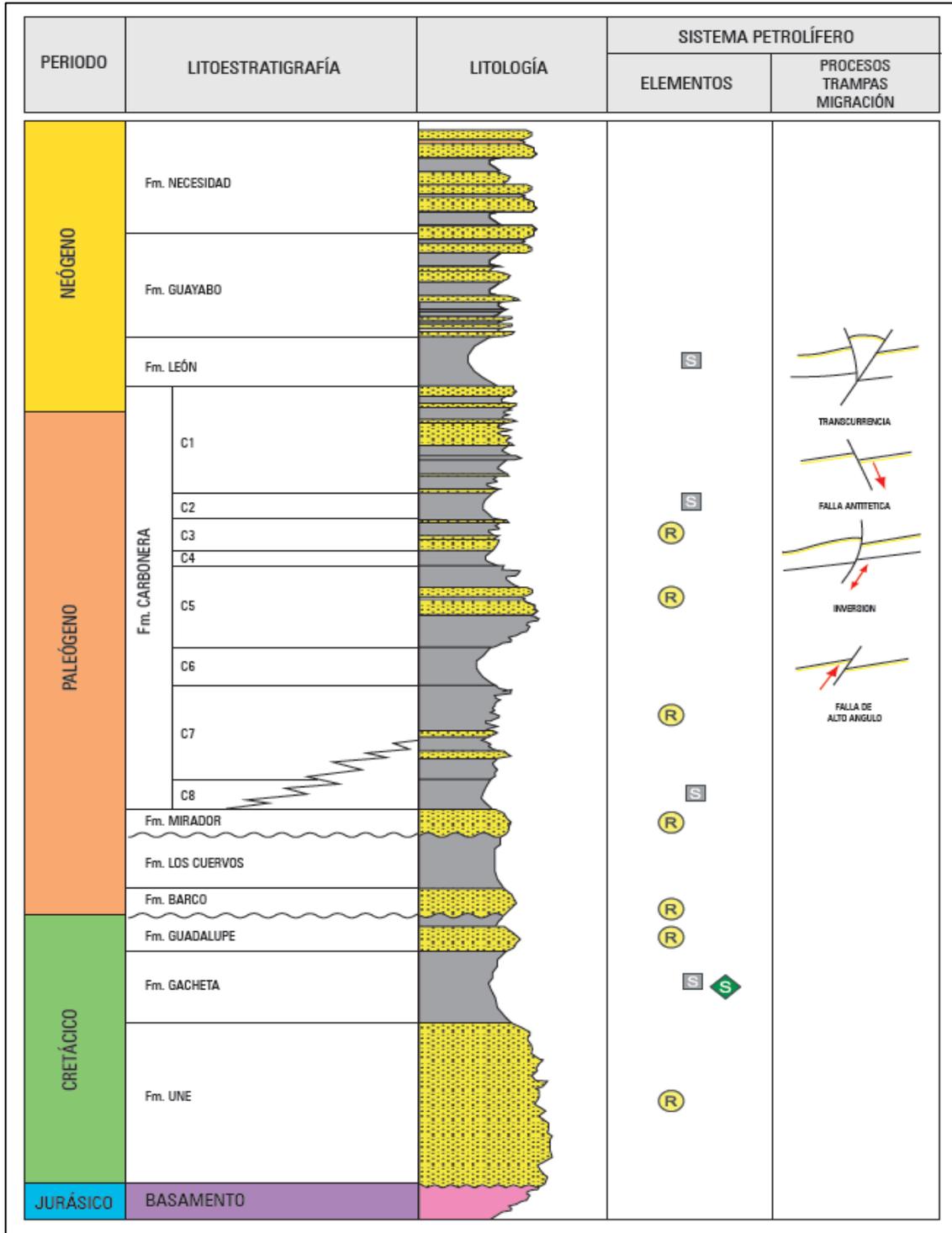
Por otro lado, CEPESA⁵ establece que las rocas del basamento corresponden a rocas ígneas plutónicas ácidas, pertenecientes al Escudo de Guayana. Este basamento cristalino no ha sido perforado en el área de estudio. Sobre este basamento se depositaron discordantemente los sedimentos paleozoicos. Alcanza profundidades de 8500 metros en el piedemonte de la Cordillera Oriental.

³ Ibid., p. 13.

⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH, Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C.: ANH, 2012. p. 41.

⁵ CEPESA. Op. cit., p.14.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBURO - ANH. Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C.: ANH, 2012. p. 46. Modificado por los autores.

1.3.2.2 Paleozoico. La ANH⁶ establece que pertenece al Ordovícico; su litología en la cuenca no se conoce muy bien debido a la baja cantidad de pozos que han atravesado la secuencia; sin embargo, se ha identificado la presencia de lutitas negras fosilíferas con intercalaciones de areniscas grises, limolitas y algunas calizas fosilíferas, con bajo grado de metamorfismo. Descansa sobre el basamento en forma de discordancia y comenzó su deposición a finales de la era del cámbrico con una transgresión marina. Según menciona CEPSA⁷, el mayor espesor del que se conoce es de 1,950 pies.

1.3.2.3 Mesozoico. Para la Cuenca de los Llanos Orientales se tiene registro de rocas del Triásico-Jurásico y Cretácico Superior.

- **Triásico – Jurásico.** De acuerdo a la ANH⁸, estas rocas no están bien caracterizadas para la cuenca, pero pueden relacionarse con fenómenos de distensión.

CEPSA⁹ menciona que predomina la sedimentación de arcillas, limolitas, areniscas y conglomerados de ambiente continental, acompañados localmente de niveles marinos; esta secuencia no ha sido encontrada en el área de estudio.

- **Cretácico superior.** La ANH¹⁰ menciona que está conformada mayormente por detritos finos y gruesos; además, suprayace discordantemente sobre el Triásico-Jurásico. Estas rocas forman una cuña de tipo sedimentaria que se adelgaza gradualmente hacia el Oriente y Sureste. La secuencia cretácica se subdivide, de más antiguas a más recientes, en las Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe.

Formación Une: depositada entre el Aptiano y el Cenomaniano. Según Información de la ANH¹¹, su litología consiste mayormente de areniscas cuarzosas con pequeñas intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas. El grosor de la formación, en términos generales, aumenta hacia el Noroccidente, teniendo un valor promedio de 50 a 350 pies de espesor para el área del Meta. Es productora de crudo en las áreas de los Campos de Apiay – Suria. También, se hace referencia a esta formación como K2, en su parte sur, para el departamento del Meta.

Formación Gachetá: sedimentada entre el Cenomaniano y el Campaniano. De acuerdo a la ANH¹², ésta formación representa la máxima extensión del

⁶ ANH. Op. cit., p. 43.

⁷ CEPSA. Op. cit., p. 14.

⁸ ANH. Op. cit., p. 45.

⁹ CEPSA. Op. cit., p. 14.

¹⁰ ANH. Op. cit., p. 47.

¹¹ Ibid., p. 48.

¹² Ibid., p. 48.

Cretáceo en el Oriente y Suroriente, sobre el Escudo de Guyana; significando que los límites de erosión y deposición al oriente se encuentran más desplazados al este que los de las Formaciones Une y Guadalupe. Se encuentra conformada por una secuencia de lutitas, de tonalidades gris a gris oscuro, con intercalaciones menores de areniscas, además, se evidencia la presencia de bajos niveles calcáreos. El espesor de la Formación sigue el mismo patrón general de secuencia cretácica de la que hace parte, acuñándose hacia el Oriente y Suroriente, mientras que su grosor aumenta hacia el Noroccidente. Pozos al suroeste de la cuenca han demostrado espesores alrededor de los 600 pies. La Formación ha demostrado ser productora por parte de varios campos de la cuenca. Además, para el área del Meta también se hace referencia a esta formación con el nombre K1.

Formación Guadalupe: del Campaniano. Según la ANH¹³, está constituida por una secuencia de areniscas masivas con intercalaciones menores de lutitas y presencia esporádica de capas de carbón. El espesor de esta Formación sigue la tendencia de las demás formaciones que conforman la secuencia cretácica, pasando de cero en cercanía del Escudo Guayanés, a más de 600 pies en proximidades al piedemonte llanero. Además, se ha mostrado como productora en la cuenca.

1.3.2.4 Cenozoico. En los Llanos está constituida por rocas pertenecientes al Terciario y Cuaternario. Está constituida por las Formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad.

CEPSA¹⁴ establece que en el área de estudio no se presentan las Formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador, probablemente por fenómenos de erosión.

- **Formación Barco:** del Paleoceno. Según CEPSA¹⁵, está constituida por una secuencia moderadamente homogénea de areniscas amalgamadas depositadas en un ambiente fluvial con canales deltaicos. Las areniscas son de grano medio a grueso con estratificación cruzada. Su espesor varía entre 30 a 350 pies. Debido a que la Formación no se presenta en el área de estudio, la descripción realizada tiene un alcance regional.
- **Formación Los Cuervos:** del Paleoceno. De acuerdo a CEPSA¹⁶, está compuesta por lutitas y arcillolitas de color gris con delgadas intercalaciones de limolitas, mantos de carbón y capas delgadas de areniscas. Limita de manera discordante, en su tope, con la Formación Mirador y su base es concordante

¹³ Ibid., p. 48.

¹⁴ CEPSA. Op. cit., p. 15.

¹⁵ Ibid., p. 15.

¹⁶ Ibid., p. 15.

con la Formación Barco. Su deposición se dio en un ambiente continental con transición a marino. No presente en el área de estudio debido a pinchamiento o adelgazamiento progresivo.

- **Formación Mirador:** del Eoceno tardío depositada en un ambiente sedimentario fluvial deltaico. De acuerdo a la ANH¹⁷, está compuesta por areniscas masivas de granulometría variada de muy buenas propiedades petrofísicas, condición que la cataloga como el conjunto de rocas reservorios más importante de la cuenca. La formación se acuña hacia el suroriente y oriente, mientras que su espesor crece hacia el oeste, zona en la que alcanza 950 pies. Limita concordantemente, en su tope, con la Formación Carbonera.

CEPSA¹⁸ identifica que su espesor varía entre 450 pies, en el piedemonte, y 30 pies, desapareciendo hacia el oriente por pinchamiento.

- **Formación Carbonera:** depositada durante el Oligoceno medio y el Mioceno temprano como resultado de eventos transgresivos y regresivos, intercalados, de corta duración. Es una secuencia de gran espesor, que alcanza los 6000 pies, y de gran extensión a lo largo de toda la Cuenca de los Llanos Orientales. Su espesor varía entre 2600 pies y 1200 pies, siendo de 1500 pies para el área específica de estudio. Su tope es una conformidad, siendo ésta el límite con la Formación León. La Formación se acuña hacia el oriente y suroriente de la cuenca, en donde es más arenosa.

De acuerdo a la ANH¹⁹, Elf Aquitaine realizó una división de la Formación en ocho miembros operacionales, de la C1 a la C8. Las unidades pares son unidades lutítico – arcillosas generadas por eventos transgresivos, fino granulares que se comportan como importantes sellos regionales; las impares son depósitos regresivos arenosos con intercalaciones moderadas de arcillolitas y limolitas, las cuales, excluyendo la C1, son productoras de hidrocarburos en varios campos de la cuenca, en especial la Unidad C7, siendo esta la Unidad de interés del estudio.

A continuación, se describirán todas las unidades de la Formación Carbonera, debido al mayor grado de interés e importancia de estas con relación al Campo de estudio del presente trabajo.

¹⁷ ANH. Op. cit., p. 49.

¹⁸ CEPSA. Op. cit., p. 15.

¹⁹ ANH. Op. cit., p. 50.

Unidad C8: de acuerdo a la ANH²⁰, está constituida por arcillolitas, limolitas y lutitas depositadas en ambiente transgresivo. La Unidad tiene un espesor que varía de 50 pies en la parte oriental y llega a 400 pies en el piedemonte.

Unidad C7: representa la Unidad objetivo del área de estudio. La ANH establece que su litología consiste en areniscas depositadas en ambiente marino somero, deltaico y continental, de color parduzco, de granulometría fina a media, con intercalaciones de arcillolitas de color gris a verduzco. Puede alcanzar un espesor medio de 250 pies en el centro de la cuenca.

CEPSA²¹ define la Unidad como el reservorio del área de estudio, conformado por secuencia de intercalaciones delgadas de arcillas, arenas y limolitas. Las arenas son cuarcíticas, con tamaño de grano y selección variable, arcillosas y ocasionalmente carbonosas. Los cuerpos de arena son delgados, por lo general con espesores que oscilan entre los 10 y 20 pies. Su espesor promedio para el área de estudio es de 400 pies.

En la Unidad, CEPSA²² ha identificado dos secuencias: areniscas inferiores y areniscas medias-superiores.

La secuencia inferior se ha denominado operativamente C7-Masivo (C7-M) que corresponde a una sub-unidad con mayor continuidad lateral, con arenas más limpias y espesores más constantes.

Por otra parte, la parte media-superior, de aproximadamente 240 pies de espesor, se subdivide en 5 sub-unidades, teniendo en cuenta el comportamiento lenticular con relativa poca continuidad horizontal e intercalaciones de litologías finas. Las cinco sub-unidades se denominan de base a tope C7-X, C7-2, C7-1, C7-B y C7-A.

En la **Figura 3** se puede observar la división de la Unidad C7 en sus seis sub-unidades.

Unidad C6: para la ANH²³ es de carácter arcilloso y su espesor varía de 600 pies a 100 hacia la parte de central de la cuenca. Más precisamente, se identifican intercalaciones entre lutitas de color gris verdoso y arcillolitas grises y marrones.

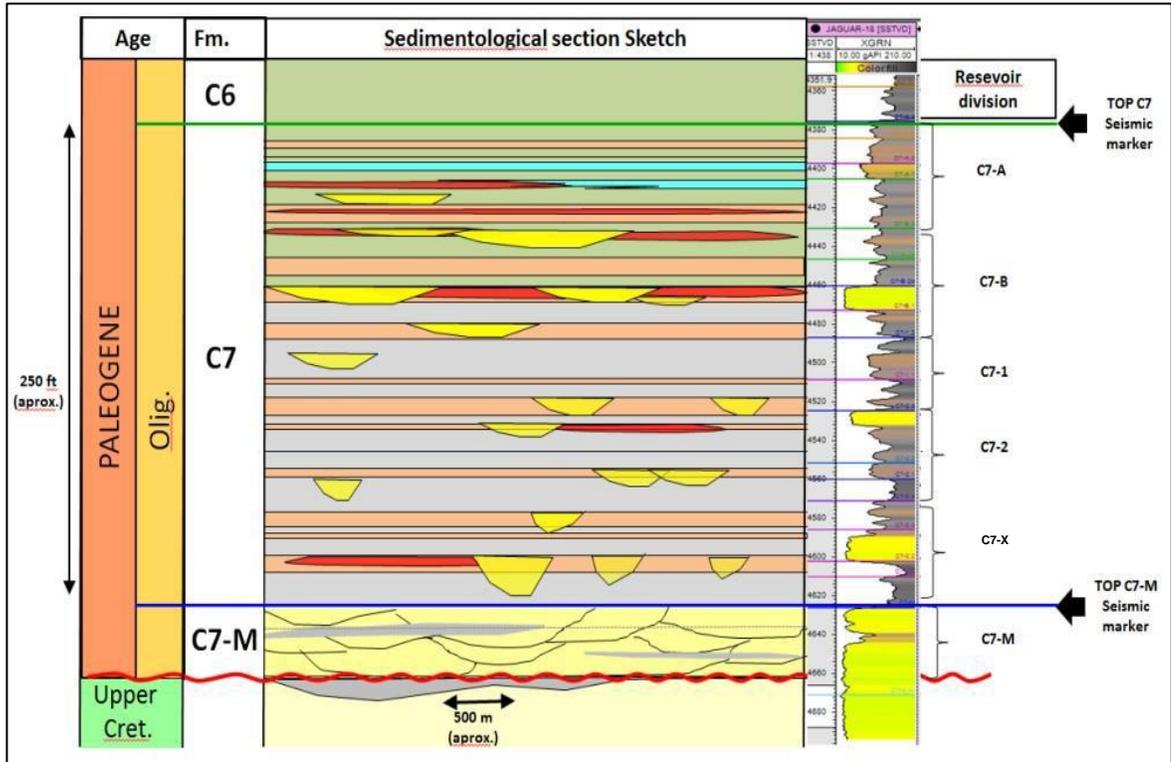
²⁰ ANH. Op. cit., p. 50.

²¹ CEPSA. Op. cit., p. 15.

²² Ibid., p. 16.

²³ ANH. Op. cit., p. 51.

Figura 3. Columna Estratigráfica esquemática de la Unidad C7 de la Formación Carbonera



Fuente: CEPSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Yacimientos, Perforación, Facilidades, Integridad, HSE y PP5” Bogotá: Contrato de Asociación Caracara, 2017. p. 17.

Unidad C5: la ANH²⁴ establece que está conformada por arcillolitas alternadas con areniscas poco consolidadas de grano medio-grueso, en ocasiones, ligeramente calcáreas. Su espesor varía entre 50 y 300 pies.

Unidad C4: la ANH²⁵ evidencia una alternancia rápida de areniscas, limolitas y lutitas. Presenta un espesor entre valores de 150 y 300 pies.

CEPSA²⁶ ha identificado que la Unidad, en el área de estudio, consiste en una secuencia monótona de lutitas de varias tonalidades con intercalaciones de arcillolitas grisáceas hacia el tope y base de la Unidad.

Unidad C3: a nivel regional consiste en una alternancia de arenisca cuarzosa fina a gruesa, blanca a translúcida, sin manifestaciones de aceite, y pequeñas

²⁴ Ibid., p. 51.

²⁵ Ibid., p. 51.

²⁶ CEPSA. Op. cit., p. 15

cantidades de limolitas, arcillolitas y carbón marrón. Su espesor varía de 150 pies en la parte centro-norte a 700 pies hacia la cordillera.

Unidad C2: según la ANH, representa el segundo sello mejor desarrollado de la columna estratigráfica y es el de mayor extensión hacia el oriente. Está compuesta por lutitas grisáceas y algunas limolitas; su espesor está comprendido entre 100 a 900 pies, este último valor presente al suroccidente.

Unidad C1: de acuerdo a la ANH²⁷, infrayace a las lutitas de la Formación León que funciona como sello. Presenta una alternancia de areniscas, separadas por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Su espesor aumenta hacia el piedemonte, en donde alcanza valores de 2,000 pies.

- **Formación León:** del Mioceno Medio y corresponde al último evento transgresivo de los mares terciarios, siendo depositada en un ambiente marino somero. Según la ANH²⁸, consiste en una secuencia monótona y gruesa de lutitas masivas verdosas y grisáceas, con algunas intercalaciones de arcillolitas hacia el tope. Hacia el suroeste, esta formación se vuelve muy arenosa. Estas características la identifican como sello. Su espesor varía entre 1,600 pies al occidente y 700 pies al oriente. Para el área específica de estudio su espesor promedio es de 800 pies.
- **Formación Guayabo:** del Mioceno tardío y representa la última sedimentación de gran espesor de la cuenca, con espesores de 13,000 pies hacia el piedemonte. Según la ANH²⁹, presenta alternancia entre arcillolitas muy solubles de color gris a pardo rojizo y areniscas mal seleccionadas con granos finos a gruesos incluso conglomerados, hacia el tope se presentan secuencias carbonosas. La base de la Unidad tiene influencia marina por la trasgresión de la Formación León, mientras que hacia el tope el ambiente de sedimentación varía entre fluvial-marino a continental. En el Meta tiene un mayor dominio continental y hacia el sur de la cuenca se adelgaza. Sin presencia visible de aceite y alguna presencia menor de metano. En el área de interés tiene espesores entre 3,100 pies y 9,000 pies.
- **Formación Necesidad:** depositada entre el Plioceno y el Pleistoceno. De acuerdo a CEPESA³⁰, consiste en una secuencia de conglomerados poco

²⁷ ANH. Op. cit., p. 52.

²⁸ Ibid., p. 52.

²⁹ Ibid., p. 52.

³⁰ CEPESA. Op. cit., p. 16.

consolidados, que alterna entre areniscas de grano fino a grueso, con menor proporción de arcilla. No se encuentra presente en el Bloque A.

1.3.3 Geología estructural. En términos generales, CEPESA³¹ describe que el grado de deformación estructural decrece de Occidente a Oriente a lo largo de la Cuenca; de esta manera, los pliegues de cabalgamiento que originan los largos anticlinales cerca del piedemonte se suavizan hacia el Oriente, hasta convertirse en pequeños anticlinales asociados a fallas normales.

La configuración estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales está dada por distintos movimientos tectónicos desde el Paleozoico hasta el reciente. Se encuentra una discordancia la cual representa un espacio de 200 millones de años en el tope del Paleozoico y es una superficie regular con una pendiente hacia el noroeste que es sub-paralela a la estratificación inferior. Encima de la discordancia hubo una acumulación de sedimentos desde el Cenomaniano hasta el Mioceno medio.

El Campo Astro queda cerca al municipio de Puerto Gaitán, lo cual lo pone cerca de la frontera del Meta y de Casanare. La principal formación productora del Bloque donde se encuentra el Campo es la Formación Carbonera a una profundidad promedio de 4.000 pies bajo el nivel del mar. Los intervalos productores de la Formación Carbonera se encuentran en una región de poca perturbación tectónica ya que queda al oriente de las principales estructuras tectónicas de la cuenca. Esta región tiene una estructura monoclinas de un buzamiento general hacia el Nororiente, donde la monotonía de la zona es alterada por fallas normales de saltos entre 50 y 100 pies. Los planos de estas fallas tienen un rumbo principal SW-NE que afecta el Campo Astro y otros campos vecinos del Bloque. Entre los campos se observa un desplazamiento posiblemente transcurrente en dirección NW-SE.

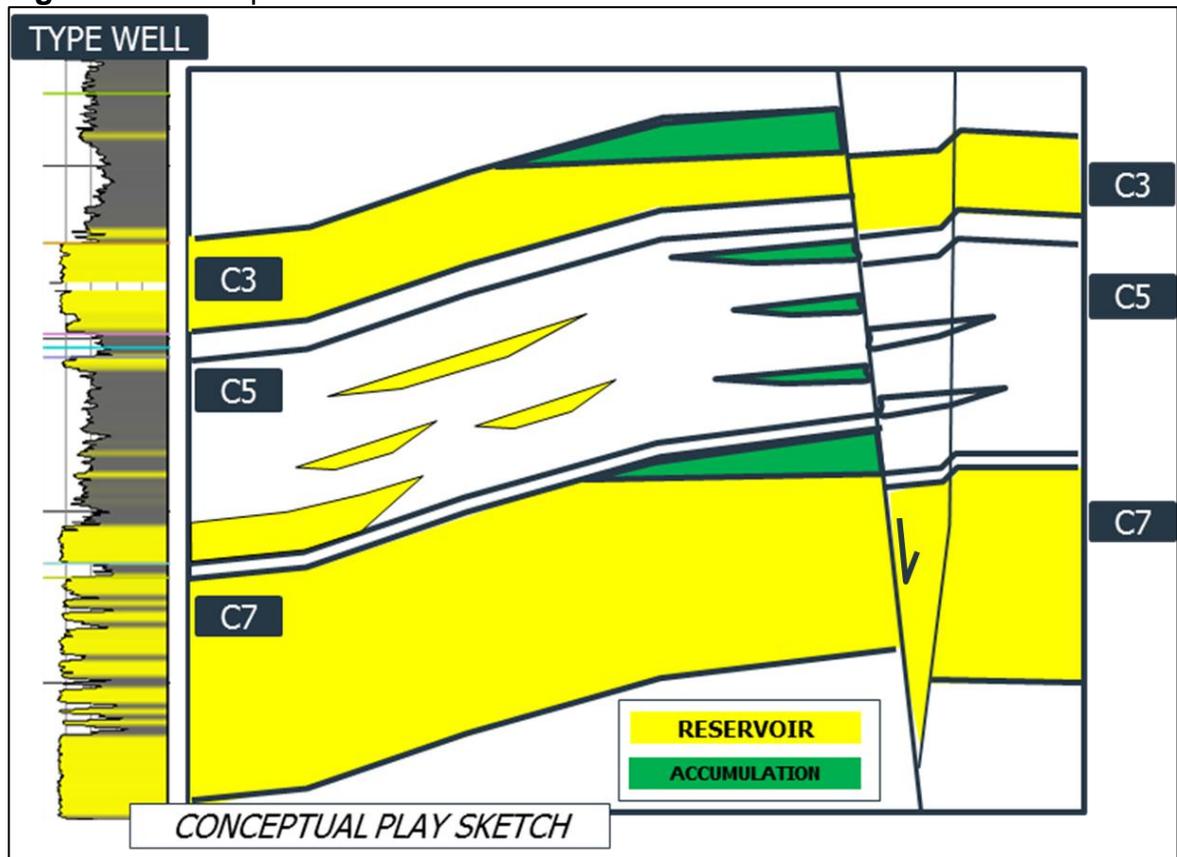
La geología estructural del departamento de Casanare se caracteriza por unas estructuras delgadas sub-paralelas al borde del Piedemonte Llanero. Los lineamientos tienen origen en un sistema de fallas antitéticas con ángulo de 45 grados. Las unidades que vienen del Piedemonte muestran un adelgazamiento de unidades estratigráficas hacia el suroriente de la cuenca. El Campo Astro produce de estas unidades delgadas, las cuales son intercalaciones de arenas y lutitas.

Cada sub-unidad de la Carbonera C7 esta intercalada con un estrato de arcillas y limolitas creando barreras permeables entre cada sub-unidad, convirtiendo el Campo en una colección de yacimientos distintos. Las sub-unidades superiores cuentan con un empuje de acuífero lateral mientras que la Sub-Unidad inferior, una arena maciza, cuenta con un empuje de acuífero de fondo. La Sub-Unidad C7-X hace parte de la zona superior de la formación. Las acumulaciones de hidrocarburos en cada sub-unidad se encuentran, en la mayoría, en los altos

³¹ Ibid., p. 13.

estructurales con sello contra las fallas normales principales y con sellos en las cuatro direcciones, como se visualiza en la **Figura 4**. Sin embargo, la distribución de fallas que describe la trampa estructural del conjunto de yacimientos de Carbonera, no describe los comportamientos laterales de los yacimientos. Estos comportamientos laterales se dan más por la distribución de arenas que se encuentran.

Figura 4. Entrampamiento en la Formación Carbonera



Fuente: CEPISA

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se describirá, en forma general, los elementos asociados al sistema petrolífero genérico de la Cuenca de los Llanos Orientales, algunos de los cuales se visualizan en la **Figura 2**.

1.3.4.1 Roca generadora. Las lutitas de ambiente marino-continental del Cretácico de la Formación Gachetá, en el flanco oriental de la Cordillera Oriental, representan la principal roca generadora de la Cuenca de los Llanos Orientales, con un rango de madurez entre inmadura y marginalmente madura hacia el este, y "maduras

técnicamente hacia el centro de la cuenca”³². Según la ANH³³, estas rocas contienen un valor promedio de riqueza orgánica (%TOC) de 1% a 3% con kerógeno de tipo II y tipo III, espesor efectivo de 100 a 300 metros.

De acuerdo a CEPESA³⁴, en la Cuenca de los Llanos Orientales se han reconocido tres conjuntos de rocas madre de Paleozoica, Cretácica y Terciaria.

La roca madre del Paleozoico tiene un potencial residual en hidrocarburos poco importante, bien sea debido a sobre maduración o a generación y posterior migración de hidrocarburos, los cuales no fueron acumulados en las trampas Cretácicas – Terciarias.

La roca madre Cretácica corresponde a la Formación Gachetá, ya reconocida por la ANH, la cual presenta equivalencia temporal y litológica con la Formación La Luna, reconocida como la roca madre principal en las cuencas adyacentes.

La roca madre Terciaria basal (Paleoceno - Eoceno) también posee un potencial petrolífero no despreciable.

1.3.4.2 Migración. Según CEPESA³⁵, se reconocen dos pulsos migratorios principales: el primero originado a finales del Eoceno hasta poco antes del Oligoceno temprano; el segundo pulso migratorio ocurre durante el Oligoceno hasta el Mioceno temprano. El petróleo que pudo haberse originado y migrado se acumuló con anterioridad a los movimientos orogénicos del Terciario Tardío.

1.3.4.3 Roca reservorio. Según la ANH³⁶, las areniscas de las Unidades C3, C5 y C7, en especial esta última, de la Formación Carbonera y las de la Formación Mirador del Paleógeno, son excelentes rocas almacén de hidrocarburos. En la columna del cretácico algunos intervalos arenosos también son excelentes reservorios, como la Formación Une. El rango de porosidad oscila entre 10% y 30%. El espesor neto petrolífero varía entre unos pocos pies hasta incluso 180 pies. De acuerdo a CEPESA³⁷, el crudo almacenado en el Bloque A tiene una gravedad API promedio que oscila entre 20° y 25° API.

1.3.4.4 Roca sello. De acuerdo a la ANH³⁸, el sello regional de la cuenca por excelencia son las lutitas masivas de la Formación León; adicionalmente, las arcillas y lutitas de las Unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera

³² Ibid., p. 13.

³³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C. ANH, 2007. p. 71.

³⁴ CEPESA. Op. cit., p. 21.

³⁵ Ibid., p. 21.

³⁶ ANH. 2007. Op. cit., p. 71.

³⁷ CEPESA. Op. cit., p. 10.

³⁸ ANH. 2007. Op. cit., p. 71.

funcionan como sellos locales, y las lutitas cretácicas de la Formación Gachetá y Guadalupe pueden cumplir funciones de sellos al interior de las formaciones.

1.3.4.5 Trampas. Según la ANH³⁹, las fallas normales antitéticas de la cuenca han sido la base fundamental de la exploración hasta el momento. A pesar de esto, los anticlinales relacionados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, además, de trampas estratigráficas, pueden significar importantes objetivos exploratorios.

1.4 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ASTRO

El Campo Astro fue de los primeros campos desarrollados en el Bloque y se ha mantenido en producción desde el inicio del contrato. Este Campo queda muy central en el Bloque y se ha podido desarrollar con distintos pozos y completamientos.

1.4.1 Características del yacimiento. De acuerdo a CEPESA⁴⁰, los campos pertenecientes al Bloque A producen de seis Sub-Unidades de la Formación Carbonera, C7-A, C7-B, C7-1, C7-2, C7-X, C7-M. C7-M corresponde principalmente a arenas masivas, con espesores netos entre 20 y 40 ft, con permeabilidades altas, variando entre 500 a 5000 mD, y con empuje de acuífero de fondo. Por otro lado, C7-X, C7-2, C7-1, C7-B y C7-A, constituyen arenas de poco espesor, menor a 20 ft de arenas netas, con intercalaciones de arcillas y menor continuidad lateral que el C7-M. Las permeabilidades son algo inferiores, 500 a 2000mD, y su empuje de acuífero es lateral. La porosidad media de todos estos reservorios es alta, oscilando entre 25 y 30%, según evaluaciones petrofísicas realizadas por CEPESA. La empresa considera el yacimiento como el conjunto de las seis sub-divisiones de la Unidad C7.

El avance del contacto de agua-petróleo, el límite de presión constante observado en los PBUs, pruebas de drawdowns, el mantenimiento de presión derivado de estas pruebas y los diferentes MDTs, confirman la presencia de un acuífero muy activo como principal mecanismo de empuje del yacimiento. Respecto a la mojabilidad, resultados de ensayos de permeabilidad relativa efectuados en los corazones demuestra que se trataría de un yacimiento humectable al agua.

Las principales propiedades del crudo producido en el Bloque A, obtenidas por CEPESA, son las siguientes: se trata de petróleo prácticamente muerto con Rs variando entre 7-50 scf/stb, la densidad media varía entre 20-25° API, baja presencia de gas asociado GOR con valores entre 7 y 11 scf/bbl, la viscosidad a condiciones de yacimiento oscila entre 6-14cP y un Bo de 1.05 bbl (P,T)/STB, siendo de 1.043 bbl (P,T)/STB para el Campo de estudio. El agua de producción, correspondiente a un BS&W de 93%, es dulce con salinidades totales que varían

³⁹ Ibid., p. 71.

⁴⁰ CEPESA. Op. cit., p. 10.

entre 200-2000ppm. Entre otras propiedades del yacimiento, se tiene que la presión de burbuja Pb oscila entre 43 a 400 psig, la presión inicial del yacimiento a 4500 ft TVDSS es de 2200 psia, el espesor total de la Unidad C7 es de 100-150 ft, el espesor neto de la Unidad C7 oscila entre 40-80 ft, una temperatura del yacimiento de 180 °F y una saturación inicial de agua Swi de 27%. La densidad del crudo, específicamente para el Campo Astro, es de 21.7-22° API.

1.4.2 Desarrollo del campo. La Sub-Unidad C7-X del Campo Astro tiene un OOIP de 4.1 millones de barriles estándar de aceite, calculado a finales del 2015. El Campo consiste de 16 pozos de los cuales solo 15 fueron perforados a través de la Sub-Unidad C7-X, por lo que el Pozo ASTRO_035 no es tenido en cuenta para el presente análisis; de estos 15 pozos, cinco han sido habilitados en la Sub-Unidad de estudio, estos son ASTRO_001, ASTRO_008, ASTRO_011, ASTRO_033HD y ASTRO_039HD. Los pozos verticales están completados con empaques de grava y los pozos horizontales se completan con mallas. Cada completamiento tiene la funcionalidad de poder abrir y cerrar camisas que se encuentran ubicadas en cada sub-unidad productora. Esto facilita el cambio de zona productora y la producción de varias sub-unidades al mismo tiempo. Existe dos pozos altamente desviados, ASTRO_033HD y ASTRO_039HD, que han producido únicamente de la Sub-Unidad C7-X; los demás pozos han producido simultáneamente de varias sub-unidades para maximizar la tasa de crudo que llega a superficie y la vida de los pozos.

En la mayoría de los casos, las arenas del Campo Astro son no consolidadas de alta permeabilidad, del orden de 0.5 y 2 D. La falta de consolidación de estas arenas y el potencial daño que su producción podría causar en los sistemas de levantamiento hace necesario la instalación de sistemas de control de arena en fondo en la mayoría de los pozos; además, de contar con completamientos selectivos que facilitan el cambio, apertura o cierre de cualquier sub-unidad.

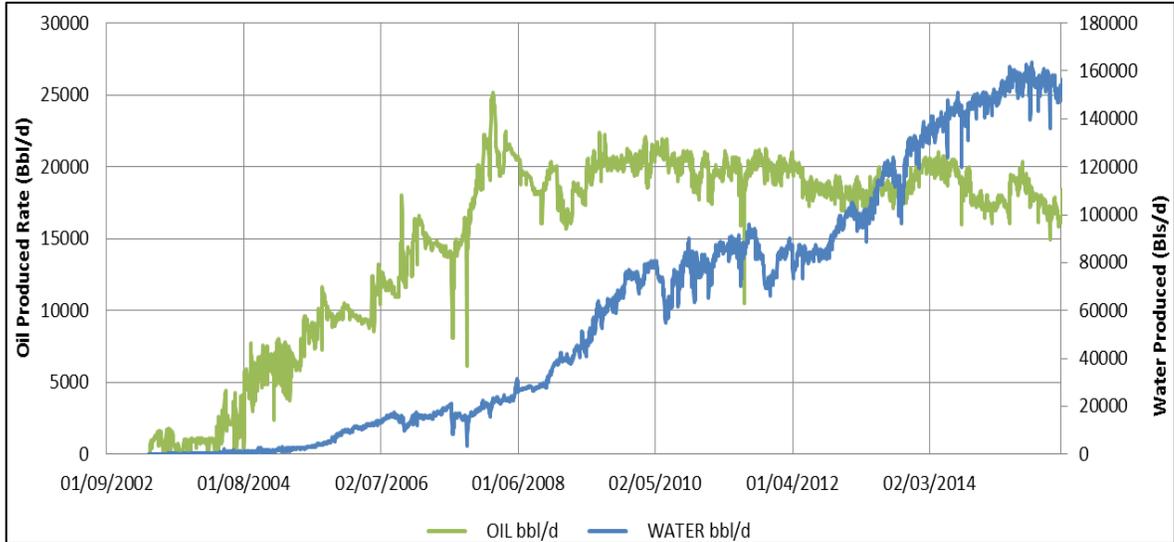
Actualmente, todos los pozos implementan el uso de una bomba electrosomergible para producir el fluido de las sub-unidades ya que la energía primaria y original de los yacimientos del Bloque ya se agotó dado a que es un bloque maduro.

1.4.3 Historial de producción del Bloque A. A mayo de 2018 el Bloque A está compuesto por 129 pozos perforados organizados de la siguiente manera, 95 productores de los cuales 82 están activos, 15 inyectores de disposición y un total de 19 pozos cerrados.

La producción media a mayo del 2018 del Bloque A se encuentra en torno a 14,341 BOPD y 194,947 BWPD lo que supone un corte de agua de aproximadamente de 93,15%. La **Gráfica 1** muestra el historial de producción del Bloque A con registros desde finales del 2002, en donde se ve que entre los años 2008 y 2014 se alcanzó un plateau de producción alrededor de los 20000 BOPD y la producción de agua

ha tenido un aumento gradual, teniendo niveles estables entre 2010 y 2012 cercanos a 8000 BWPD.

Gráfica 1. Historial de producción de fluidos del Bloque A



Fuente: CEPSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Yacimientos, Perforación, Facilidades, Integridad, HSE y PP5” Bogotá: Contrato de Asociación Caracara, 2017. p. 12.

1.4.4 Historial de producción de la Sub-Unidad C7-X. En la **Tabla 1** se observa el historial de los pozos que se han sido perforados en el Campo Astro indistintamente de la Unidad objetivo.

La historia muestra que la perforación del Campo empezó en el año 2003 y se tiene registro de la última perforación en el año 2015. De los 16 pozos, tres son altamente desviados, Highly Deviated (HD), tres son horizontales (H) y los otros diez son verticales.

En la **Gráfica 2** se observa el historial de producción de la Sub-Unidad C7-X correspondiente al Campo Astro, proveniente de los cinco pozos que han sido habilitados en esta Sub-Unidad, ASTRO_001, ASTRO_008, ASTRO_011, ASTRO_033HD y ASTRO_039HD. De estos, todos excepto el Pozo ASTRO_039HD han producido crudo; este pozo en específico produjo netamente agua durante en el mes de agosto del 2017 y este es uno de los dos pozos de los cuales se tomaron muestras para realizar la evaluación fisicoquímica.

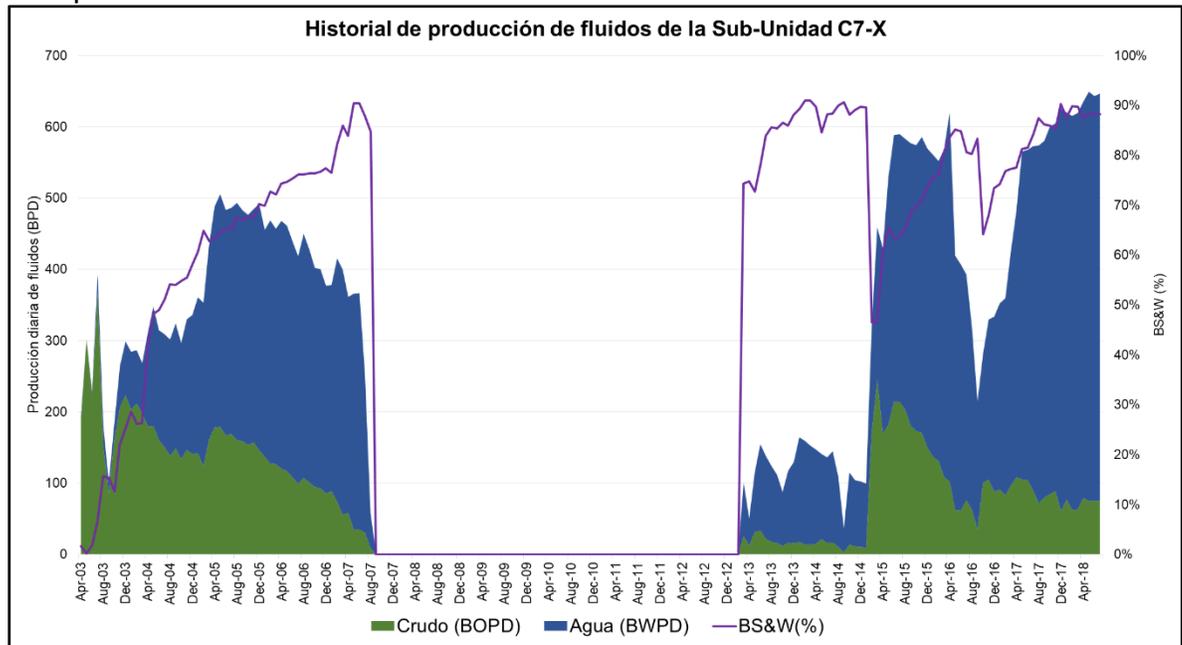
La **Tabla 2** relaciona una serie de eventos que han tenido lugar en la historia del Campo Astro y que involucran específicamente a los pozos que han producido de la Sub-Unidad C7-X. En ésta se puede observar que dos de los cinco pozos relacionados fueron inicialmente completados en la Sub-Unidad de estudio, mientras que en los Pozos ASTRO_011, ASTRO_033HD y ASTRO_039HD ésta fue habilitada seis, uno y dos años después de su perforación, respectivamente.

Tabla 1. Historial de perforación del Campo Astro

FECHA DE FINALIZACIÓN	POZO
12-Ene-2003	ASTRO_001
10-Oct-2004	ASTRO_003A
9-Feb-2005	ASTRO_005
9-Feb-2007	ASTRO_008
3-Ago-2007	ASTRO_011
28-Oct-2007	ASTRO_014
4-Nov-2007	ASTRO_T07
14-Dic-2008	ASTRO_018
9-May-2013	ASTRO_030H
13-Mar-2014	ASTRO_002
7-Jul-2014	ASTRO_033HD
9-Oct-2014	ASTRO_032HD
1-Jul-2015	ASTRO_035
5-Ago-2015	ASTRO_039HD
2-Oct-15	ASTRO_040H
5-Dic-2015	ASTRO_036H

Fuente: Informe de producción de CEPSA

Gráfica 2. Historial de Producción de Fluidos alocada a la Sub-Unitad C7-X en el Campo Astro



Fuente: CEPSA

Tabla 2. Historial de eventos en pozos del Campo Astro en la Sub-Unidad C7-X

FECHA DE FINALIZACIÓN	POZO	Evento	Descripción	Sub-Unidad habilitada
12-Ene-2003	ASTRO_001	Perforación	-	C7-1 & C7-X
5-May-2004	ASTRO_001	WorkOver	Cambio de SLA por ESP	C7-1 & C7-X
9-Feb-2007	ASTRO_008	Perforación	-	C7-X
3-May-2007	ASTRO_008	WorkOver	Cierre de C7-X	C7-2
03-Ago-2007	ASTRO_011	Perforación	-	C7-M
23-Ago-2007	ASTRO_001	WorkOver	Cierre de C7-X	C7-A
23-Mar-2013	ASTRO_011	WorkOver	Habilitación de C7-X	C7-A & C7-B & C7-X
7-Jul-2014	ASTRO_033HD	Perforación	-	C7-M
8-Feb-2015	ASTRO_033 HD	CoiledTubing	Habilitación de C7-X	C7-X
22-Sep-2016	ASTRO_033HD	WorkOver	Estimulación	C7-X
28-Jul-2017	ASTRO_039HD	WorkOver	Apertura de C7-X	C7-X
5-Sep-2017	ASTRO_039HD	Well Service	Cierre de C7-X	C7-1
21-Dic-2017	ASTRO_039HD	Well Service	Toma de muestra de agua	C7-X

Fuente: CEPESA

En la tabla se puede observar como los pozos ASTRO_001 y ASTRO_011 tienen producción simultánea de otras sub-unidades adicionales a la de estudio, debido al completamiento commingled que se ha implementado en estos pozos. A pesar de esta configuración en estos pozos, la historia de producción mostrada en la **Gráfica 2** es alocada únicamente a la Sub-Unidad C7-X.

La producción de la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro se registra desde abril de 2003 y los caudales provienen de los cinco pozos que han sido habilitados en la Sub-Unidad. La **Gráfica 2** evidencia hitos en la historia de producción en el Campo en los años 2003, 2007, 2013, 2015 y 2016.

La extracción de fluidos de la Formación comenzó en el año 2003 con la perforación y completamiento del Pozo ASTRO_001. La producción comprendida entre el 2003 y el 2007 fue aportada completamente por este pozo, lo cual demuestra el gran potencial y energía de la zona, por haber logrado mantener una producción sin mucha declinación, hasta el año 2006 momento en que su producción empieza a decaer y el 2007 cuando desaparece la producción definitivamente por el cierre de la Sub-Unidad. En este intervalo de tiempo, el pozo aportaba producción conjunta de dos sub-unidades para generar mayor rentabilidad; sin embargo, la producción mostrada en la **Gráfica 2** proviene únicamente de la Formación de estudio, ya que se tiene registro de la producción de manera discriminada. En el último año de este periodo, el Pozo ASTRO_008 produjo de la Sub-Unidad durante tres meses, de febrero a abril, lo cual no bastó para frenar la declinación de producción del yacimiento, mostrando el bajo potencial de esa zona en específico.

En el 2007, la producción de la Sub-Unidad fue suspendida debido al cambio de formación productora en los pozos que venían produciendo de C7-X hasta el momento. El Pozo ASTRO_001 cambió a la zona C7-A por la declinación en la tasa

de crudo que había mostrado durante el último año y el Pozo ASTRO_008 lo hizo a C7-2 debido al bajo potencial de producción de la Sub-Unidad de estudio evidenciado tras tres meses de extracción de fluidos en ese mismo año. De esta manera, no se tuvo producción de esta Formación en el Campo sino hasta el 2013, cuando se volvió a abrir el intervalo en un nuevo pozo,

En el 2013, la Sub-Unidad empieza a producir nuevamente gracias a la habilitación, por primera vez, del Pozo ASTRO_011 en C7-X mediante un Work-Over, el cual aporta una producción moderada hasta el 2015. En este último año, el Pozo ASTRO_033HD es habilitado en la Formación aportando un caudal importante de crudo el cual disminuye rápidamente hacia el 2016, cuando el Pozo es estimulado y la producción de la Sub-Unidad se regula alrededor de los 80 BOPD. La tasa estable de producción de este pozo y al tratarse de un pozo reciente ratifican el alto potencial de la zona.

Con respecto a la producción de agua, esta empieza a ser evidente a finales del 2003 y se puede ver que esta tiene un comportamiento muy similar a la del crudo hasta el 2007. Durante los primeros cuatro años de producción se observa como el BS&W crece progresivamente hasta alcanzar el 90%. En el segundo periodo de producción post 2013, sigue la tendencia proporcional entre el agua y el crudo, mostrando altos cortes de agua cuando estaba en producción únicamente el Pozo ASTRO_011, y una vez se habilita el Pozo ASTRO_033HD la proporción de agua se ve amortiguada por el alto potencial de este pozo. En el último año de la gráfica, el BS&W se acerca al 90% con tasas de crudo cercanas a los 100 barriles; este efecto creciente de agua es potenciado por la habilitación de la Sub-Unidad y producción de 100% de agua en el Pozo ASTRO_039HD, en el mes de agosto del 2017.

En términos generales, la producción previa al 2007 proviene de dos Pozos, ASTRO_001 y ASTRO_008, mientras que del 2013 en adelante los aportes de producción provienen de ASTRO_011, ASTRO_33HD y finalmente ASTRO_039HD que extrajo únicamente agua. La producción aportada por cada pozo de manera independiente puede ser consultada en el **Anexo A**.

Por último, se muestra que el Pozo ASTRO_039HD fue habilitado en la Sub-Unidad de estudio en diciembre del 2017 únicamente para poder tomar muestras representativas del agua de formación.

El volumen de petróleo producido acumulado de la Sub-Unidad en el Campo, Np, asciende a 0.74 MMSTB lo que representa un factor de recobro del 16.3% sobre el POES registrado al 2003 de 4.54 MMSTB. A finales del 2015 se calculó un OOIP de 4.1 millones de barriles estándar de crudo, y desde esa fecha se ha tenido una producción acumulada de 300 mil barriles de crudo.

El Bloque A de CEPSA lleva ya más de 30 años produciendo de los yacimientos que se encuentra en este sector. La Cuenca de los Llanos Orientales tiene la característica de producir altos cortes de agua y la combinación de esta característica con el tiempo que lleva en actividad este sector hace que el Bloque sea considere maduro. Esto significa que cada año que pasa se está produciendo más agua en proporción a la producción de aceite. Es por esto que el Campo Astro tiene una estación de facilidades de producción bastante amplia, tanto como en tratamiento de crudo como también en tratamiento de agua de producción. El fluido que tiene más predominancia es el agua por las razones ya explicadas, y por esto es importante cuantificar y controlar bien la producción de agua del Campo Astro ya que se debe restringir para no sobrepasar la capacidad de las facilidades de producción.

En la estación A, existen dos tanques de flotación para el tratamiento del agua, uno es un tanque de flotación de 95 mil barriles de agua por día y el otro es una celda de micro flotación de 50 mil barriles de agua por día. En total hay 145 mil barriles por día disponibles para el tratamiento de agua. La estación también tiene un tanque de agua filtrada de 4000 barriles que le da cabeza a las bombas de inyección. Este tiene un nivel mínimo de operación de 3000 barriles de agua lo cual hace que el almacenamiento efectivo sea de 1000 barriles de agua, volumen que es transitorio y no restringe la capacidad de manejo de agua en superficie. En cuanto a la inyección, hay una bomba de inyección de agua de disposición que tiene capacidad de 17.5 mil barriles por día, cuatro bombas de inyección de agua de disposición de 13 mil barriles de por día y dos bombas de disposición de agua de 40 mil barriles por día lo cual da una capacidad total de inyección de agua de disposición de 149.5 mil barriles por día. Entre tratamiento, almacenamiento y disposición, el sistema está restringido por el tratamiento, es decir, cualquier aumento en la producción de agua debe controlarse para no pasar de 145 mil barriles por día ya que causaría un gran riesgo en la habilidad de tratar correctamente el agua de disposición.

Actualmente, CEPSA está recibiendo en esta facilidad 114 mil BWPD lo que resulta en un margen disponible de manejo de caudal de agua en superficie de 31 mil BWPD.

CEPSA estima llenar progresivamente esa capacidad en el 2018, lo cual crea el riesgo de que, si existe mucha producción de agua de cualquier sub-unidad abierta, puede ocurrir algún derrame o mal tratamiento de agua que a la final termina siendo inyectada en los seis pozos inyectoros que se alimentan de la estación de tratamiento A. Así, la inyección en pozos de disposición es el principal destino del agua de producción.

2. PRUEBAS FISICOQUÍMICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

En este capítulo se relacionan los resultados fisicoquímicos de laboratorio de las dos muestras de agua de formación de la Sub-Unidad C7-X junto con los cálculos de resistividad, como primer paso en el cálculo de volumetría de la Sub-Unidad. Para determinar la resistividad de agua se implementa una hoja de cálculo interna de CEPESA, explicándose en que ecuaciones y principios se basa.

2.1 RESULTADOS DE LABORATORIO DE MUESTRAS DE AGUA

En diciembre de 2017, por petición de los autores de este trabajo de grado, CEPESA recogió dos muestras de agua de la Sub-Unidad C7-X de dos pozos distintos. Los pozos de estudio fueron ASTRO_033 HD y ASTRO_039 HD, de los cuales el primero está actualmente produciendo en la Sub-Unidad de estudio. En enero de 2018 las muestras fueron mandadas a un laboratorio externo a la compañía para ser analizado bajo una caracterización de agua. En la **Tabla 3** se pueden ver los resultados de la caracterización del agua de formación de cada pozo.

Tabla 3. Resultados del análisis fisicoquímico del agua de formación

PARAMETRO	POZOS	
	ASTRO_033HD	ASTRO_039HD
Temperatura Muestra (°C)	73	80
Temperatura Laboratorio (°F)	75	75
pH	7.5	7.42
Conductividad Electrica (µS/cm)	529	458
Bicarbonatos (mg CaCO ₃ /L)	262.07	211.06
Carbonatos (mg CaCO ₃ /L)	<2.00	<2.00
Alcalinidad Total (mg CaCO ₃ /L)	262	211
Dureza Total (mg CaCO ₃ /L)	5.6	13.2
Cloruros (mg Cl-/L)	12.18	23.87
Sulfatos (mg SO ₄ -2/L)	<5.00	<5.00
Solidos Disueltos Totales (mg/L)	290.9	251.9
Solidos Suspendidos Totales (mg/L)	1100	600
Solidos Totales (mg/L)	1395	855
Hierro Total (mg Fe/L)	17.18	23.67
Bario (mg Ba/L)	5.55	6.22
Estroncio (mg Sr/L)	7.12	4.78
Maganeso (mg Mn/L)	<0.12	<0.12
Sodio (mg Na/L)	110.95	90.26
Potasio (mg K/L)	4.22	4.74
Calcio (mg Ca/L)	1.9	2.33
Magnesio (mg Mg/L)	0.19	1.64
Indice de Langelier	-0.48	-0.44

Fuente: CEPESA

2.2 RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACION

CEPSA internamente tiene una hoja de cálculo que, al introducir los resultados de laboratorio del análisis fisicoquímico, calcula automáticamente la resistividad del agua de formación a 75 °F y también a temperatura de reservorio. La hoja de cálculo convierte los valores de partes por millón a miliequivalente por litro dividiendo cada valor de ppm por su peso equivalente. El peso equivalente se calcula dividiendo el peso molecular de la sal por el número de cargas que tiene el ion. A continuación, en la **Tabla 4** se muestra los distintos pesos equivalentes usados para convertir los resultados a miliequivalente por litro.

Tabla 4. Pesos equivalentes

SUSTANCIA	PESO EQUIVALENTE (g/mol)
Bicarbonato	61.0
Carbonato	30.0
Cloruro	35.5
Sulfato	48.0
Sodio	23.0
Potasio	39.1
Calcio	20.0
Magnesio	12.2

Fuente: Elaboración propia

En la hoja de cálculo de CEPSA, el cálculo de resistividad de agua de formación a partir del análisis fisicoquímico a 75 °F se estima utilizando la **Ecuación 1**. Esta ecuación relaciona la cantidad de la sal NaCl con la resistividad del agua de formación ya que esta depende directamente de la concentración de sal y de la temperatura del agua.

Ecuación 1. Resistividad de agua de formación a 75 °F

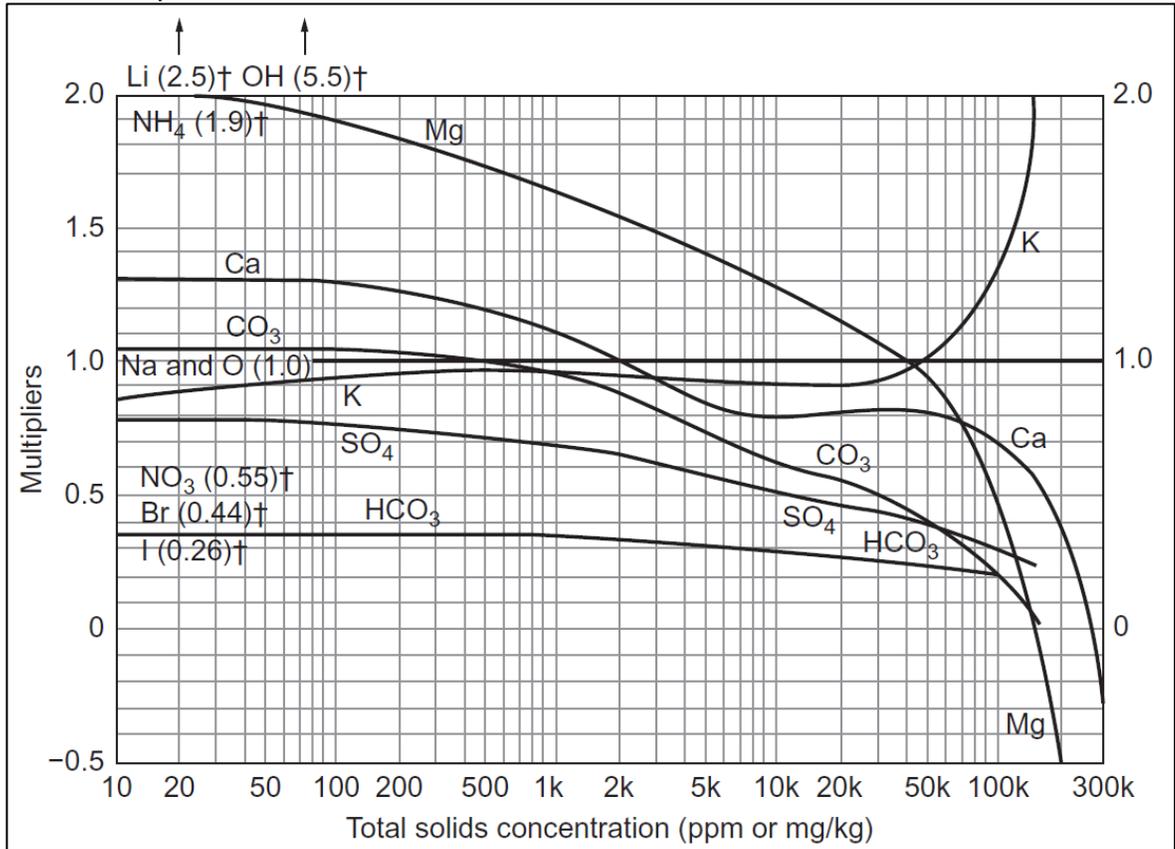
$$Rw_{75} = 0.0123 + \frac{1}{2.74 \times 10^{-4} \times ppmNaCl^{0.955}}$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics : Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Boston: Gulf Professional Publishing, 2012. 9780123838483

Es necesario convertir cada dato de cada compuesto a su valor de cloruro de sodio equivalente en partes por millón. Esto se hace multiplicando cada valor de partes por millón por un factor K de equivalencia que se obtiene de la **Gráfica 3**. Para entrar a la gráfica, se usa el valor de solidos disueltos totales (TDS). Con ese valor, se cruza con cada compuesto y se lee el multiplicador en el eje izquierdo. Para la suma de las partes por millón de NaCl equivalente, solo se toman en cuenta los

compuestos que aparecen en la **Gráfica 3**. Entonces, el valor de resistividad solamente se ve afectada por la salinidad. En la **Tabla 5** se observa la conversión a cloruro de sodio equivalente junto a cada factor de equivalencia.

Gráfica 3. Factores de equivalencia para convertir sales disueltas a concentración de NaCl equivalente



Fuente: Schlumberger

Tabla 5. Conversión a concentraciones de NaCl equivalentes

SUSTANCIA	ASTRO_33HD			ASTRO_39HD		
	ppm	EQUIVALENCIA	NaCl ppm	ppm	EQUIVALENCIA	NaCl ppm
Bicarbonato	262.000	0.325	85.150	211.060	0.327	69.017
Carbonato	1.900	1.005	1.910	1.900	1.011	1.921
Cloruro	12.200	1.000	12.200	23.870	1.000	23.870
Sulfato	4.900	0.702	3.440	4.900	0.708	3.469
Sodio	111.000	1.000	111.000	90.260	1.000	90.260
Potasio	4.220	0.964	4.068	4.740	0.961	4.555
Calcio	1.900	1.209	2.297	2.330	1.229	2.864
Magnesio	0.188	1.732	0.326	1.640	1.750	2.870
TOTAL			220.390			198.825

Fuente: Elaboración propia

Con los valores obtenidos de NaCl equivalentes totales en partes por millón, se usa la **Ecuación 1** para calcular la resistividad de agua a 75 °F.

$$R_w \text{ ASTRO_33HD}_{75} = 0.0123 + \frac{1}{2.74 \times 10^{-4} \times 220.39^{0.995}} = 21.1 \Omega m$$

$$R_w \text{ ASTRO_39HD}_{75} = 0.0123 + \frac{1}{2.74 \times 10^{-4} \times 198.83^{0.995}} = 23.3 \Omega m$$

El siguiente paso es convertir estas resistividades a 75 °F a temperatura de reservorio, que para este yacimiento es de 180 °F. Usando la ecuación de Arp, **Ecuación 2.**, la hoja de cálculo de CEPESA calcula la resistividad de agua de formación a temperatura de reservorio.

Ecuación 2. Ecuación de Arp

$$R_{wT_2} = R_{wT_1} \left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right)$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics : Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Boston: Gulf Professional Publishing, 2012. 9780123838483

A continuación, se demuestran los cálculos para cada resistividad usando la ecuación de Arp.

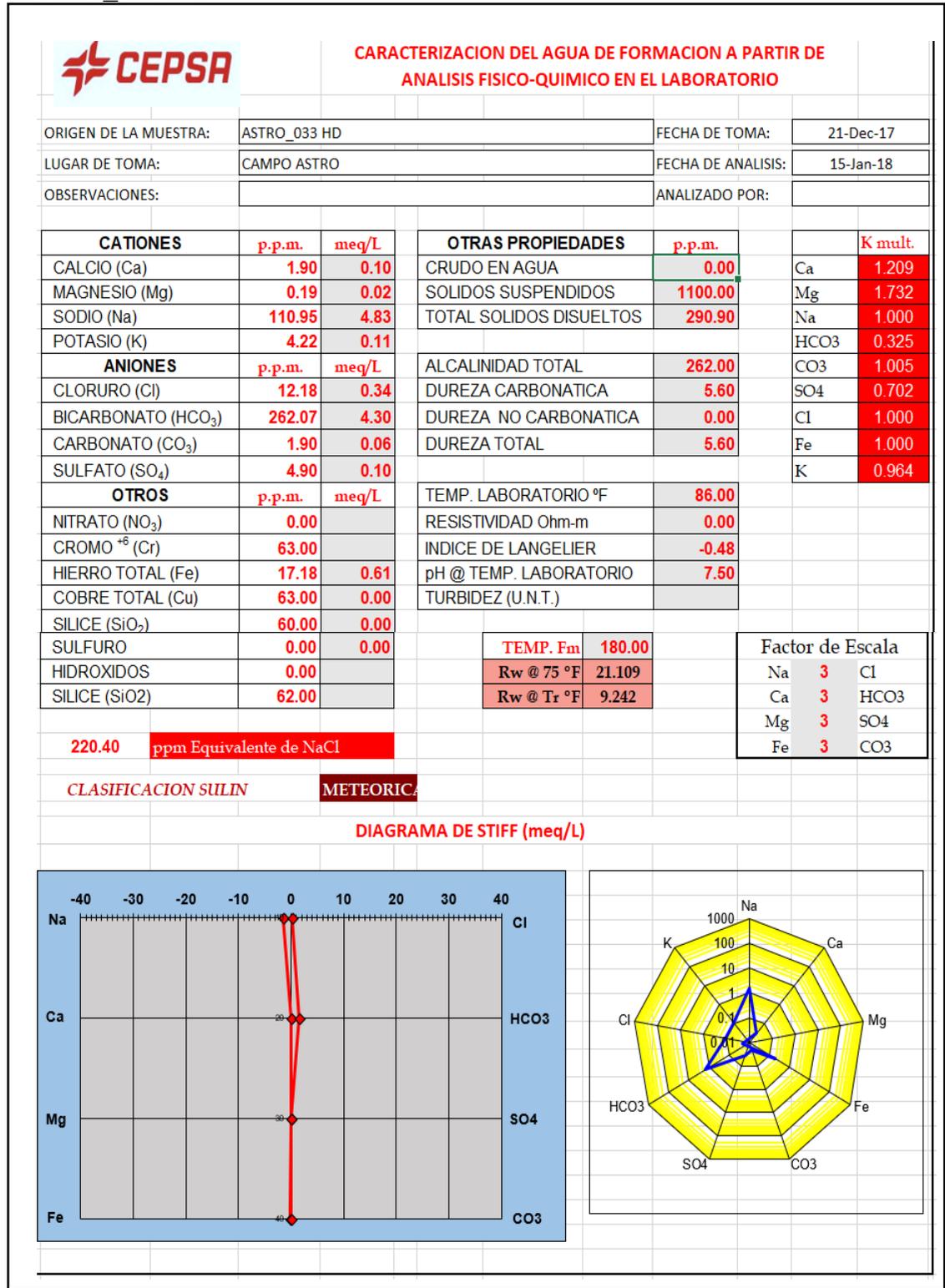
$$R_w \text{ ASTRO_33HD}_{180} = 21.1 \Omega m \left(\frac{75 + 6.77}{180 + 6.77} \right) = 9.2 \Omega m$$

$$R_w \text{ ASTRO_39HD}_{180} = 23.3 \Omega m \left(\frac{75 + 6.77}{180 + 6.77} \right) = 10.2 \Omega m$$

A continuación, se presentan cada una de hojas de cálculo de CEPESA en la **Figura 5** y **Figura 6**, se puede observar los valores de cada sustancia en partes por millón y también su miliequivalente por litro. En la parte derecha superior se observa los factores de equivalencia obtenidos de la **Gráfica 3**. También se pueden observar los valores de resistividad a cada temperatura que se demostraron anteriormente. Finalmente la hoja de cálculo muestra un diagrama de Stiff donde se ve como se distribuyen las proporciones de cada sustancia que se encuentra en cada muestra de agua.

La resistividad de agua de formación del pozo ASTRO_033HD es de 9.2 Ωm mientras que la del pozo ASTRO_039HD es de 10.2 Ωm. Estos son los valores que se usan en el cálculo de saturación ya que la ecuación de saturación exige que la resistividad sea la del agua de formación.

Figura 5. Hoja de cálculo de resistividad de agua de formación del Pozo ASTRO_033 HD



Fuente: CEPSA

Para poder hacer el mapa de iso-saturación, es necesario tener un valor de saturación de agua y por consiguiente un valor de resistividad de agua de formación para cada pozo del Campo. Sin embargo, CEPSA, por razones de presupuesto, solo dispone de muestras de agua de los dos pozos mencionados. De esta manera, para poder contar con una resistividad de agua de formación representativa para los 13 pozos restantes, se extrapola el promedio entre las resistividades calculadas anteriormente como el valor de R_w adecuado para estos pozos, y así contar con una distribución de saturaciones a través del Campo. Se implementa esta metodología debido a la falta de información en la mayoría de los pozos de estudio y dada la ubicación que tienen los dos pozos que cuentan con el análisis fisicoquímico. Los pozos ASTRO_33HD y ASTRO_039HD se encuentran distanciados entre sí y en los extremos del Campo como se puede ver en la **Figura 14**, así estos pozos abarcan gran parte del área Campo y permiten ver un comportamiento espacial de la propiedad del agua a lo largo del mismo, por lo que asumir un R_w promedio como extrapolación permite obtener un valor de resistividad de agua adecuado y aproximado al que se esperaría tener realmente. A continuación, se muestra el cálculo del promedio de resistividades, el cual es el valor de resistividad de agua de formación que se usa para 13 pozos.

$$R_{w_{promedio}} = \frac{9.2 + 10.2}{2} = 9.7 \Omega m$$

De esta forma, se podrá calcular la saturación de agua en cada pozo para establecer su distribución en el campo mediante los mapas de iso-saturación y finalmente calcular el volumen técnico petrolífero.

El valor que se tenía registrado de resistividad de agua en la Sub-Unidad C7-X es de $7.6 \Omega m$, lo que evidencia un aumento en la resistividad del agua. Esto se da debido a que al aumentar la saturación de agua en la Sub-Unidad las sales que tenía la misma son diluidas en el volumen de agua adicional que se encuentra en la roca. Teniendo en cuenta que el agua es el solvente universal y que a mayor concentración de sales, menor es la resistividad, como hay menor concentración total de sales en el agua de formación, por el hecho de haber más solvente, la resistividad crece. Al tener menor concentración de iones de sales disueltas en un volumen de agua mayor al anterior, la corriente eléctrica tiene mayor dificultad de ser transmitida en el agua.

Este aumento en agua de formación proviene del acuífero lateral que se encuentra conectado a esta Sub-Unidad ya que este sistema petrolífero cuenta con un alto aporte del acuífero en cuanto a fluido pero no a presión. Los acuíferos que se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia se caracterizan por tener agua dulce; respecto al Decreto 1594 de 1984 tienen calidad fisicoquímica referente a parámetros de pH, conductividad eléctrica, dureza, turbiedad, sólidos

suspendidos totales, hierro, cloruros, calcio, magnesio, y sulfatos, que indica un agua apta para consumo con tratamiento básico.⁴¹

Finalmente, en la manera en que el acuífero “dulce” aporta volumetría al agua salada del yacimiento, la resistividad de la misma aumenta por el aumento de solvente en la unidad y la consiguiente reducción de la concentración salina.

⁴¹ IDEAM. Estudio Nacional Del Agua 2014. Bogota, D.C.: 2015. p. 465

3. CÁLCULO DE SATURACIONES DE FLUIDO Y NET-PAY

En este capítulo se describe la manera en que se determinan los parámetros petrofísicos relacionados en la ecuación volumétrica, y los necesarios para determinar las saturaciones de fluidos y espesores Net-Pay. Se presentan los registros de pozo usados para determinar las propiedades petrofísicas, el método usado para determinar la saturación de agua y los criterios para calcular los Net-Pay.

El desarrollo de este capítulo y la determinación de todas las propiedades petrofísicas de la roca, a partir de registros de pozo, se apoya en el uso de la herramienta informática Interactive Petrophysics de propiedad de la compañía Senergy, y es una herramienta especializada en la interpretación de petrofísica de rocas.

3.1 REGISTROS DE POZO

Los registros de pozo son representaciones gráficas de propiedades petrofísicas de las rocas relacionadas con profundidades. Estas herramientas permiten realizar correlaciones, identificar litologías y zonas productoras, determinar profundidades y espesores de zonas, y cuantificar las propiedades petrofísicas de la roca. Las características de la roca que afectan la medición de los registros son porosidad, permeabilidad, saturación de agua y resistividad y volumen de arcilla; es por esto que los registros permiten cuantificar su valor en la formación de estudio.

La porosidad representa el porcentaje de espacio vacío en el volumen total de la roca y se representa con el símbolo Φ , por lo que cuantifica la cantidad de fluido que una roca puede almacenar; adicionalmente, la porosidad absoluta se refiere a la total y la porosidad efectiva solamente tiene en cuenta los poros interconectados.

La permeabilidad es la propiedad de la roca que permite el paso de fluido a través de su medio, es medida en darcies (D) o milidarcies (mD), y es representada como K. Permeabilidad absoluta, K_a , se refiere a la capacidad de la roca de transmitir un único fluido presente en la misma. La permeabilidad efectiva es utilizada para el flujo de un fluido en la roca en presencia de otro u otros fluidos inmiscibles, es decir que no se pueden mezclar.

La saturación de agua, S_w , es el porcentaje de la porosidad de la roca que es ocupado por el agua de formación. Esta saturación es importante en la manera en que permite calcular la saturación de crudo, S_o ; en ausencia de gas, como es el caso del yacimiento de estudio de crudo muerto, la S_o se calcula restando la S_w a la unidad, $S_o = 1 - S_w$.

Se procede a describir los registros de pozos que son involucrados en la determinación de las propiedades petrofísicas en el presente estudio.

3.1.1 Registro de potencial espontáneo (SP). El registro, al igual que el de rayos gamma, permite distinguir entre formaciones permeables e impermeables.

Este registro mide el potencial eléctrico natural en milivoltios que se desarrolla en el pozo resultante de la diferencia de conductividad entre el fluido de perforación, electrodo fijo, y el agua de formación, electrodo móvil. De esta manera, los potenciales nunca son inducidos por los equipos de medición.

Como requisito para correr este registro se debe usar un lodo base agua, puesto que los lodos base aceite son poco conductivos y solamente se pueden llevar a cabo a hueco abierto, es decir pozo sin revestimiento.

La curva SP obtenida de la medición en el pozo es afectada por el espesor y resistividad de los intervalos, el diámetro del pozo, contenido de arcilla y la relación entre la resistividad del filtrado y la del agua de formación.

En intervalos de lutitas, la curva del registro SP es bastante constante y se aproxima a una línea recta, conocida como línea base de lutitas. Mientras que en intervalos permeables, la curva del SP se aleja de línea de lutitas, hacia la izquierda o hacia la derecha, de acuerdo a las salinidades relativas del filtrado y del agua de formación.

Si bien el registro SP produce desviaciones de su comportamiento normal únicamente cuando pasa por formaciones porosas y permeables, este no permite cuantificar estas propiedades.

De esta manera, los usos específicos del perfil SP son:

- Identificar litologías, en la manera que permite detectar capas permeables, como estratos de arenas, calizas o dolomitas.
- Detectar límite entre litologías y espesores de las mismas.
- Hacer correlaciones.
- Calcular la resistividad del agua de formación.
- Determinar cualitativamente el grado de arcillosidad de una formación.

El término potencial espontáneo estático, SSP, representa la máxima deflexión que el perfil SP puede experimentar. El cual en condiciones naturales solo se presentaría en un intervalo de gran espesor, acuoso, libre de arcillosidad, poroso y permeable; cualquier condición contraria disminuiría la deflexión de la curva de SP. El valor del SSP está en función del SP, de la temperatura de formación y de la resistividad del filtrado y del agua de formación. El SSP es necesario para poder

calcular la resistividad del agua de formación por medio del registro de potencial espontáneo; sin embargo, en el presente trabajo este valor es determinado mediante el análisis fisicoquímico ya descrito.

3.1.2 Registros de resistividad. La resistencia, R , es una propiedad intrínseca de los materiales y corresponde al inverso de la conductividad, $R = 1/C$. Esta propiedad mide la dificultad que tiene la corriente de pasar por un determinado material.

Las rocas, considerando solamente los minerales que las constituyen, los hidrocarburos y el agua dulce son considerados altamente resistivos, por lo que entran en el rango de materiales aislantes. Mientras que el agua salada es considerada conductiva y por consiguiente poco resistiva. La resistividad de la roca es afectada por el tipo y cantidad fluidos que la saturan, por la porosidad y por el tipo de roca, por lo que las rocas, como sistema saturado de fluidos, se comportan como conductores iónicos con resistividades variables de acuerdo a su contenido. Se tiene entonces que el valor de la resistividad de una roca en específico esta inversamente relacionado con la cantidad de agua salada existente en la misma.

Existen tres mecanismos mediante los cuales se puede obtener la resistividad de las rocas. El primero es mediante mediciones geo-eléctricas realizadas en la superficie. El segundo consiste en mediciones de pruebas eléctricas en hueco abierto, el cual permite obtener resultados detallados y locales; el efecto de los fluidos de perforación en las mediciones directas puede ser corregido. Y el tercero comprende mediciones en laboratorios de muestras de afloramiento, minas y núcleos; tienen inconvenientes por el tamaño reducido de las muestras y la variación del grado de humedad de estas con respecto al que tenían originalmente. Para efectos de la industria petrolera, el estándar para obtener los valores de resistividad de roca es mediante la aplicación de registros eléctricos de resistividad.

Según MANRIQUE Y KAIRUZ⁴², en formaciones sedimentarias permeables y saturadas el valor de la resistividad de roca oscila entre $0.2 \Omega\text{-m}$ a $1000 \Omega\text{-m}$.

En una corrida de registro de resistividad por lo general se toman tres medidas simultáneas, cada una con diferentes profundidades laterales de investigación en la formación. Una lectura profunda de la zona virgen, R_T , a más de tres pies dentro de la formación, una lectura media de la zona invadida entre 1.5 y 3 en la formación y otra somera de la zona invadida, R_{xo} , menor a 1.5 pies dentro de la roca.

Los dos tipos básicos de registros que miden la resistividad de la formación son de inducción y de electrodos. Los más comunes son los registros inductivos los cuales en un principio se desarrollaron para estudiar formaciones resistivas, perforadas con fluidos base aceite o con aire, o en pozos vacíos, debido a que las herramientas

⁴² MANRIQUE, Jesús Antonio y KAIRUZ, Edgar Chajid. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales: Universidad de Caldas. 1998. p 15.

de electrodos no trabajan muy bien en ambientes resistivos. Posteriormente, se demostró que los registros inductivos también son muy eficientes con lodos base agua. Mientras que los registros de electrodos miden directamente la resistividad de la roca, los inductivos miden la conductividad de la misma.

Existen tres resistividades básicas en una roca que deben ser conocidas, y las cuales son usadas para determinar la saturación del agua y de hidrocarburos en una formación sencilla, como areniscas limpias. La primera es la resistividad del agua de formación, R_w , la cual es una propiedad del agua que está en función de la salinidad y temperatura de la misma. En segundo lugar, se tiene la resistividad de la formación saturada 100% de agua, R_o . Por último, está la resistividad de la formación con hidrocarburos, R_t , esta resistividad tiene en cuenta que la formación está saturada tanto por agua como por hidrocarburos.

Debido a que la resistividad del agua de formación depende de la temperatura, la **Ecuación 2** se utiliza para corregir el valor de R_w por efecto de la temperatura.

3.1.3 Registros de rayos gamma (GR). Este registro permite detectar la presencia de horizontes ricos en minerales radioactivos, debido a que mide la radiación natural de las formaciones. La radioactividad proviene mayormente del Uranio, Torio y Potasio. Estos elementos están altamente concentrados en arcillas y lutitas. Es por esto que los estratos de arenas limpias y carbonatos exhiben bajos valores de GR, mientras que las arenas sucias y arcillas muestran valores altos.

El perfil de rayos gamma es registrado de manera que la curva se defleca hacia la derecha con el aumento de radioactividad, teniendo un comportamiento similar al registro SP. Sin embargo, el GR tiene varias ventajas sobre el registro SP pues el GR puede ser corrido con cualquier tipo de fluido de perforación o en un pozo revestido.

Los principales usos de este registro son determinar el tipo de litología, límites entre capas litológicas y volumen de arcilla (V_{sh}); también permite realizar correlaciones estratigráficas.

La presencia de arcillas en arenas es problemática pues afecta los cálculos de su porosidad y su saturación de agua, por lo que cuantificar el contenido de arcilla presente en una formación es primordial para realizar las correcciones en la porosidad y calcular de manera la saturación de agua de formación.

Para poder determinar el volumen de arcilla, primero se calcula el índice de arcillosidad por rayos gamma, I_{GR} , mediante la **Ecuación 3**.

El índice de arcillosidad, es un indicador del grado de limpieza o arcillosidad de las rocas. Este varía entre 0 y 1; entre más alto sea su valor, mayor será la relación de arcillosidad en la roca.

Ecuación 3. Índice de arcillosidad

$$I_{GR} = \frac{GR_{leido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Fuente: MANRIQUE, Jesús Antonio y KAIRUZ, Edgar Chajid. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales: Universidad de Caldas. 1998. p. 38.

Donde,

I_{GR} : índice de arcillosidad por rayos gamma, fracción.

GR_{leido} : lectura de rayos gamma en la zona de interés, API.

GR_{min} : lectura mínima del registro, que corresponde al de una arena limpia, API.

GR_{max} : lectura máxima del registro, que corresponde al de una arcilla, API.

Una vez se obtiene el I_{GR} se procede a calcular el volumen de arcilla mediante el método Curved aplicando la **Ecuación 4**, **Ecuación 5** o **Ecuación 6**, según corresponda de acuerdo al valor del índice de arcillosidad. Este método se basa en una relación curva compuesta que depende del valor del I_{GR} . CEPISA ha demostrado de manera empírica que este método permite calcular volúmenes de arcilla de manera más precisa que los métodos desarrollados por Larionov, Stieber, Clavier o el lineal; pues los V_{sh} por el método Curved son muy cercanos a los obtenidos de análisis de núcleos en laboratorio.

Ecuación 4. Cálculo de volumen de arcilla por el método Curved para $I_{GR} \leq 0.55$

$$V_{sh} = 0.0006078 * (100 * I_{GR})^{1.58527}$$

Fuente: CEPISA-IP

Ecuación 5. Cálculo de volumen de arcilla por el método Curved para $0.55 < I_{GR} \leq 0.73$

$$V_{sh} = 2.1212 * I_{GR} - 0.81667$$

Fuente: CEPISA-IP

Ecuación 6. Cálculo de volumen de arcilla por el método Curved cuando $0.73 < I_{GR} \leq 1$

$$V_{sh} = I_{GR}$$

Fuente: CEPISA-IP

De acuerdo a MANRIQUE Y KAIRUZ⁴³, el rango de GR para calizas limpias esta entre 8-15 API, para arenas limpias entre 25-40 API y para arcillas entre 110-140 API. De esta manera, la escala estándar manejada para el registro de GR va de 0 a 250 API.

3.1.4 Registros de porosidad. Los registros usados para determinar la porosidad de las formaciones son el sónico, de densidad y el neutrón. Estos registros dependen de la porosidad, los fluidos y la matriz de la roca. Las herramientas de estos registros generalmente estudian la zona invadida.

3.1.4.1 Registro Sónico. El perfil del registro mide el tiempo de viaje de una onda a través de la roca. El tiempo de tránsito se registra como el inverso de la velocidad de la onda, es decir que sus unidades son ms/ft y se registra en escala lineal.

Para determinar la porosidad de la roca por medio del tiempo de viaje de la onda se aplica la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Cálculo de porosidad mediante el registro sónico

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Fuente: MANRIQUE, Jesús Antonio y KAIRUZ, Edgar Chajid. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales: Universidad de Caldas. 1998. p. 75.

Donde,

ϕ_s : porosidad sónica, fracción.

Δt_{log} : tiempo de tránsito leído del registro, ms/ft.

Δt_{ma} : tiempo de tránsito a través de la matriz. Depende de la litología, ms/ft.

Δt_f : tiempo de tránsito a través del fluido, ms/ft.

3.1.4.2 Registro de Densidad. Además de ayudar a determinar la porosidad de las formaciones, se emplea para identificar minerales, detectar presencia de gas y evaluar arenas arcillosas. La herramienta mide la densidad de la masa total, pb, en g/cc, mediante la emisión de rayos gamma de energía media y su posterior recepción. El registro grafica la densidad total medida en g/cc y en escala lineal. Para determinar la porosidad a partir del registro de densidad se usa la **Ecuación 8**.

⁴³ Ibid., p. 38.

Ecuación 8. Cálculo de porosidad mediante el registro de densidad

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Fuente: MANRIQUE, Jesús Antonio y KAIRUZ, Edgar Chajid. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales: Universidad de Caldas. 1998. p. 81.

Donde,

ϕ_d : porosidad por densidad, fracción.

ρ_{ma} : densidad de la matriz, g/cc.

ρ_b : densidad de la masa medida, g/cc.

ρ_f : densidad del fluido, g/cc.

3.1.4.3 Registro Neutrón. Mide la cantidad de hidrógeno presente en la roca, por lo que el equipo muestra la cantidad de porosidad llena de fluidos, tanto agua como hidrocarburos.

Los neutrones son partículas con carga neutra con masa cercana a la del hidrógeno, lo cual hace que el equipo responda al Índice de Hidrógeno de la formación. Este índice indica la cantidad de hidrogeno por unidad de volumen de roca, que para el agua es igual a 1. El registro grafica directamente la medida de la porosidad en escala lineal.

Generalmente, la combinación de los registros Densidad-Neutrón es la principal herramienta para determinar la porosidad de una formación y es el método aplicado en el presente trabajo. Este método no requiere conocimiento de la matriz, es un buen indicador de presencia de gas y evidencia la arcillosidad. La porosidad resultante se obtiene mediante un promedio de las porosidades determinadas por cada herramienta.

La **Ecuación 9** permite realizar la corrección por arcillosidad de la porosidad determinada por registros. Así, la porosidad determinada por el método neutro-densidad es corregida por efectos de la arcillosidad, y se obtiene la porosidad efectiva de la arenisca que contiene fluidos. Esto se hace debido a que los registros sobrevaloran la medida de la porosidad por efectos de la arcilla y su alto contenido de agua, por lo que este excedente debe ser corregido. Una vez se determina el volumen de arcilla y la porosidad en la roca se procede a determinar la saturación de agua en la misma que depende de estas dos propiedades.

Ecuación 9. Corrección de la porosidad por arcillosidad

$$\emptyset_c = \emptyset * (1 - Vsh)$$

Fuente: MANRIQUE, Jesús Antonio y KAIRUZ, Edgar Chajid. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales: Universidad de Caldas. 1998. p. 75.

Donde,

\emptyset_c : porosidad corregida por arcillosidad, fracción.

\emptyset_s : porosidad, fracción.

Vsh: volumen de arcilla, fracción.

3.2 SATURACIÓN DE AGUA

Archie es la base para el cálculo de saturaciones de agua en reservorios a partir mediciones de resistividades de roca, resistividades de agua de formación, coeficiente de saturación y coeficiente de tortuosidad. Archie funciona muy bien y es aplicada para arenas limpias sin presencia de arcilla.

En las arenas sucias, la presencia de arcillas en las rocas areniscas tiene un efecto sobre la conductividad eléctrica de la roca. La arcilla causa que la roca almacén sea conductiva, propiedad que se suma a la conductividad propia del agua de formación. La ecuación de Archie no puede ser aplicada en este tipo de reservorios debido a que ésta considera al agua de formación como el único medio conductor en el mismo excluyendo la conductividad propia de las arcillas. De esta manera esta ecuación únicamente es aplicable a arenas limpias.

Diferentes modelos han sido desarrollados para calcular la saturación de agua de formación en reservorios de arenas sucias, los cuales tienen en cuenta la conductividad adicional proveniente de las arcillas. Según Ezekwe⁴⁴, entre estos modelos se tienen el de Waxman-Smiths, Simandoux, Poupon-Leveaux y Agua Dual o Dual-Water. El método de Waxman-Smiths resulta de exhaustivas experimentaciones del efecto de las arcillas en la conductividad de las arenas sucias. El modelo Dual-Water fue desarrollado por Clavier; asume que el agua contenida en la arcilla y el agua libre, no vinculada con la arcilla, funcionan como dos capas conductoras paralelas que contribuyen a la conductividad total medida en la formación, Ct.

⁴⁴ EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Boston: Prentice Hall, 2010. p. 44, 45.

Para efectos del presente trabajo, como recomendación y práctica fundamentada de la empresa soporte CEPESA, se aplica el método de Simandoux modificado.

3.2.1 Simandoux modificado. La ecuación de Simandoux es la forma de calcular la saturación de agua en una arena sucia a partir de resistividad, ya que, usando la ecuación de Archie, la presencia de arcilla causa un resultado sobrestimado de saturación de agua. Esto se da porque la presencia de arcilla en la arena reduce las resistividades debajo de su valor real por causa del agua contenida en la arcilla. El agua presenta una contribución de conductividad a la matriz. Si este efecto no se toma en cuenta, ocurre una sobrestimación de saturación de agua y puede que se omita un intervalo potencial de hidrocarburo.⁴⁵ Es necesario usar esta ecuación para el Campo Astro ya que, como se vio en el primer capítulo, la Sub-Unidad C7-X hace parte de la formación Carbonera que en su base se compone de arenas sucias. Con la ecuación de Simandoux modificada, se puede llegar a tener el valor de saturación de agua más acertado.

La corrección por arenas sucias se basa en tres distintas formas de distribución de arcilla dentro de la roca reservorio. La primera distribución es cuando se encuentran laminas delgadas de lutitas depositadas dentro de la arena limpia que no exceden 0.5 pulgadas de espesor. El efecto que causa este tipo de arcilla sobre porosidad y permeabilidad es insignificante. Las láminas de arcilla producen un sistema de circuitos conductivos paralelos a los depósitos porosos. Estas láminas se consideran tener las mismas propiedades promedio que los cuerpos de arcillas más cercanas, ya que es lo más probable que hayan sufrido los mismos procesos geológicos.⁴⁶ En la **Figura 7**, se puede ver como la arcilla laminar hace parte de la mineralogía y también de la matriz.

La segunda distribución de arcilla es la de arcilla dispersa. Estas se forman adhiriéndose a los granos de arena o parcialmente llenando espacios porosos después de una alteración o precipitación en sitio de varios minerales arcillosos. Esta distribución reduce significativamente la porosidad y permeabilidad de la formación como también aumenta la saturación de agua ya que la arcilla absorbe agua más que arena. Las arcillas dispersas contienen más agua atrapada porque están sujetas solo a la presión hidrostática del poro y no a la presión de sobrecarga. Cuando se hace un análisis de núcleo, mucha de esta agua atrapada se seca y resulta en una sobrestimación de porosidad. La arcilla dispersa se puede aproximar a un electrolito singular.⁴⁷ La **Figura 7** muestra como la arcilla dispersa solo hace parte de la matriz.

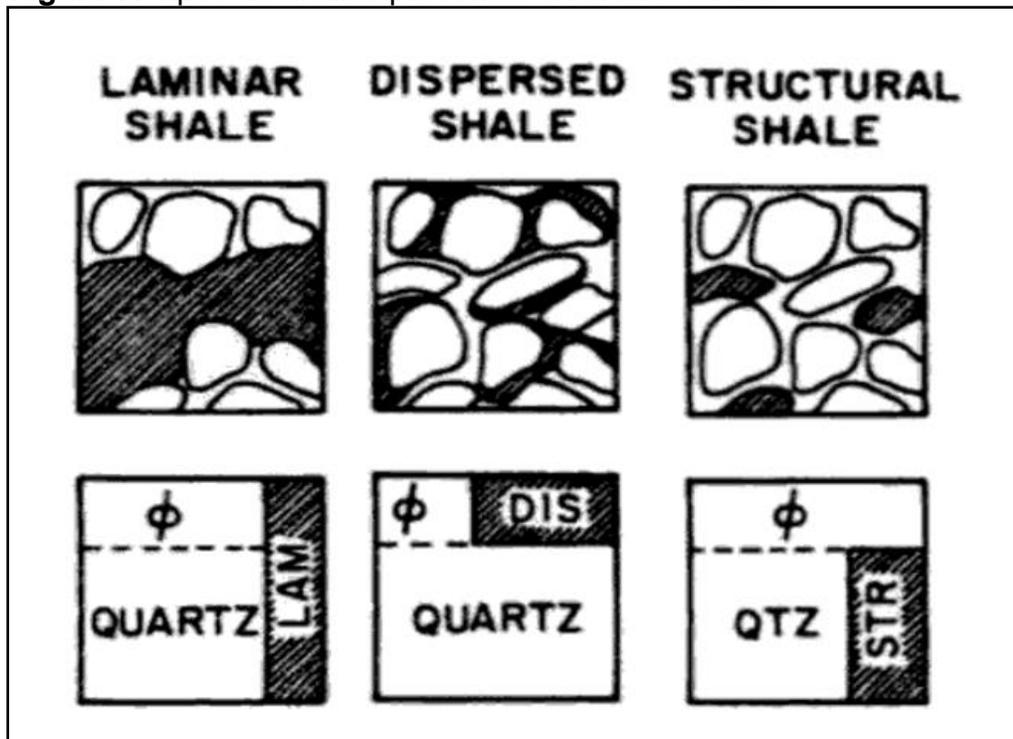
⁴⁵ SCHUBERT, Gerald. 11.04.3.5 Shaley Sand Water Saturation Equations. En: [Anónimo] Treatise on Geophysics, 11 Volume Set (2nd Edition). Elsevier, p. 107-108.

⁴⁶ TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Boston: Gulf Professional Publishing, 2012. 9780123838483

⁴⁷ Ibid

La tercera distribución de arcilla en la roca reservorio es la arcilla estructural que hace parte de la matriz junto a los granos de arena. Este tipo de distribución es poco común y tiende a tener las propiedades similares a las de las arcillas laminares ya que se dan por orígenes deposicionales. Han sido sometidas a presiones de sobrecarga a las lutitas adyacentes y por ende contienen la misma cantidad de agua.⁴⁸ Se puede ver en la **Figura 7** como la arcilla estructural hace parte solo como mineral.

Figura 7. Tipos de arcillas presentes en arenas sucias



Fuente: DEWAN. Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation. Tulsa, Oklahoma. 1983. p. 232.

Existen varios modelos distintos para llegar al cálculo de saturación de agua en arenas sucias. Por ejemplo, el modelo Dual-Water asume que el intercambio de cationes contribuye a la conductividad del agua asociada a la arcilla la cual está separada del volumen mayor de agua; sin embargo, esta asunción no aplica en este caso ya que el agua contenida en la arcilla coexiste con el agua poral que viene del acuífero lateral, el cual es el volumen mayor. También existe el modelo de Waxman-Smits para el cálculo de saturación de agua en arenas sucias, sin embargo, este está diseñado para casos donde la arcilla dispersa o estructural son más prevalentes. En este caso, la arcilla de mayor prevalencia es la laminar ya que

⁴⁸ Ibid

la Formación Carbonera fue depositada en ambientes transgresivos y regresivos y por ende no aplica el modelo de Waxman-Smits.⁴⁹ La ecuación de Simandoux modificada hace una serie de asunciones para poder llegar a una muy buena aproximación de la saturación de agua. La primera asunción es que las contribuciones arcillosas se pueden considerar independientes y eléctricamente paralelas para poder sumar las conductividades. La segunda asunción es que la fracción de arcilla tiene buena relación con el volumen de arcilla y el agua asociada a esa arcilla.⁵⁰

Aunque la mayoría de los modelos de conductividad implementados en la industria no son teóricamente correctos, ya que las contribuciones del fluido en el poro y de la arcilla no ocurren independientemente ni en paralelo, las aproximaciones que dan son bastante útiles para lo que necesita la industria.⁵¹ Las tres formas de distribución de arcilla, según investigación en laboratorio y en campo, se encuentran en la misma formación y pueden resumirse el cálculo de saturación de agua en un polinomio de segundo grado en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Polinomio básico de Simandoux modificado de segundo grado

$$AS_w^2 + BS_w + C = 0$$

Fuente: SCHUBERT, Gerald. 11.04.3.5 Shaley Sand Water Saturation Equations. En: [Anónimo] Treatise on Geophysics, 11 Volume Set (2nd Edition). Elsevier, p. 107-108.

Donde A, **Ecuación 11**, es el efecto combinado de la cantidad de arena, su porosidad, su cementación y la resistividad del agua que la está saturando, B, **Ecuación 12**, es el efecto combinado de la cantidad de arcilla y su resistividad y C, **Ecuación 13**, es la reciproca de la resistividad total del sistema de arena sucia.⁵²

⁴⁹ ONOVUGHE, Elvis y SOFOLABO, Adekunle. Saturation Modelling: Using the Waxman- Smits Model/Equation in Saturation Determination in Dispersed Shaly Sands. 2016. 2458-9403

⁵⁰ TIAB. OpCit.

⁵¹ SCHUBERT. OpCit.

⁵² Ibid

Ecuación 11. Termino A del polinomio de Simandoux modificado

$$A = \frac{\phi^m}{aR_w(1 - V_{sh})}$$

Fuente: SCHUBERT, Gerald. 11.04.3.5 Shaley Sand Water Saturation Equations. En: [Anónimo] Treatise on Geophysics, 11 Volume Set (2nd Edition). Elsevier, p. 107-108.

Ecuación 12. Termino B del polinomio de Simandoux modificado

$$B = \frac{V_{sh}}{R_{sh}}$$

Fuente: SCHUBERT, Gerald. 11.04.3.5 Shaley Sand Water Saturation Equations. En: [Anónimo] Treatise on Geophysics, 11 Volume Set (2nd Edition). Elsevier, p. 107-108.

Ecuación 13. Termino C del polinomio de Simandoux modificado

$$C = -\frac{1}{R_t}$$

Fuente: SCHUBERT, Gerald. 11.04.3.5 Shaley Sand Water Saturation Equations. En: [Anónimo] Treatise on Geophysics, 11 Volume Set (2nd Edition). Elsevier, p. 107-108.

Si la cantidad de arcilla es entre 0% y 10%, como es en este caso, la contribución de arcilla al termino A puede ser despreciable y se recomienda usar la **Ecuación 14**.⁵³ Aunque en alguna literatura consideran que una arena con un volumen de arcilla al 10% es considerada limpia, en este caso se considera sucia ya que aunque existe un valor bajo de arcilla, el espesor total de la arena que se encuentra es bastante delgada y esto hace que la contribución de arcilla afecte el cálculo en mayor valor que si fuera una arena de espesor grande.

⁵³ TIAB. OpCit.

Ecuación 14. Ecuación de Simandoux modificado

$$\left(\frac{\phi^m}{aR_w}\right) S_w^2 + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) S_w - \frac{1}{R_t} = 0$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Boston: Gulf Professional Publishing, 2012. 9780123838483

La raíz positiva de esta ecuación cuadrática da la saturación de agua para la mayoría de areniscas sucias independiente de la distribución de arcilla y se muestra en la **Ecuación 15**.

Ecuación 15. Raíz positiva de la ecuación de Simandoux modificado

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left[-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \left(\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4\phi^m}{aR_w R_t} \right)^{0.5} \right]$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Boston: Gulf Professional Publishing, 2012. 9780123838483

La ecuación de Simandoux se usa comúnmente en la industria porque da una solución bastante precisa y es relativamente sencilla de usar ya que no requiere de muchos parámetros de cálculo.⁵⁴ A continuación, se explicará cada parámetro que contiene la ecuación de Simandoux modificada. La modificación que se le hace a la ecuación de Simandoux se da para permitir la interpretación práctica de la ecuación usando datos de registros de pozo; esto, aunque crea incertidumbre, proporciona una aproximación razonable la cual es útil para una aplicación práctica.⁵⁵

Empezando desde el primer término de la ecuación anterior, se observa en el numerador una constante a y en el denominador un valor de porosidad elevado a la m . Esta relación se denomina factor de resistividad de formación, F_R . El exponente m se conoce como el factor de cementación y está en función de la forma y distribución de los poros.⁵⁶ Normalmente este factor de cementación se obtiene de estudios de laboratorio de una muestra de roca. Como este estudio de

⁵⁴ SCHUBERT. OpCit.

⁵⁵ ENTYRE, Lee M. Comparative Performance of a Dual Water Model Equation in Laminar Shaly Sands. Calgary, Alberta: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1993.

⁵⁶ TIAB. OpCit.

cementación es difícil de hacer en muchos casos, se puede obtener el factor F_R implementando la **Ecuación 16** de Archie que incluye la constante a , que es el factor de tortuosidad.

Ecuación 16. Factor F_R

$$F_R = \frac{a}{\phi^m}$$

Fuente: TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Boston: Gulf Professional Publishing, 2012. 9780123838483

Los valores del factor de tortuosidad a y de factor de cementación m depende del tipo de roca. El factor de cementación varia por forma, distribución y empaquetamiento del sistema de partículas, configuración y tamaño del sistema poroso, compactación por presiones de sobrecarga, presencia de minerales arcillosos y temperatura de yacimiento.⁵⁷

Archie define el factor de resistividad de la formación F_R como la relación entre la resistividad de una roca porosa con 100% saturación de agua y la resistividad de una salmuera del mismo volumen. Sin embargo, Humble simplifica esta relación a aspectos más fáciles de medir en laboratorio, simplificando la definición de Archie.

En el primer término de la ecuación de Simandoux también aparece R_w , el cual es la resistividad del agua de formación. Este término es la incógnita en la ecuación y es el valor que se obtiene a partir del análisis químico. Este valor de resistividad se ve afectado por parámetros como salinidad, temperatura, invasión de agua dulce y cambios en los ambientes deposicionales.⁵⁸ La medición directa de resistividad de agua de formación en una celda de resistividad es lo más preferible, pero por cuestiones de presupuesto en CEPSA, se decidió hacer un análisis químico al agua de formación de la Sub-Unidad C7-X. Los valores de resistividad de agua de formación están en función de la salinidad de la muestra y la temperatura del yacimiento. La salinidad es una medida de la cantidad de sales disueltas. Como la sal disuelta más común es el cloruro de sodio, se convierte la cantidad de las otras sales disueltas a una concentración de NaCl equivalente. La forma de obtener esta resistividad de agua de formación a partir del análisis químico para la Sub-Unidad de estudio se hace usando unas hojas de cálculo internas de CEPSA, tema que es explicado en el **Capítulo 2**.

⁵⁷ Ibid.

⁵⁸ Ibid.

El segundo término lleva un valor de V_{sh} en el numerador y el término R_{sh} en el denominador. V_{sh} es el volumen de arcilla que contiene la arena en porcentaje. Cuando la distribución de arcilla que existe en la roca es de láminas, la forma de calcular este volumen de arcilla es sumando cada espesor de arcilla dentro de la roca reservorio y dividiendo eso por el espesor total de la roca reservorio.⁵⁹ Otra forma de calcular este volumen de arcilla en la arena es usando un registro eléctrico de rayos gamma. Para hacer esto es necesario tener una zona registrada de arena completamente limpia y un área de lutita cercano al área de estudio. El valor que se registra de rayos gamma se correlaciona con los valores de rayos gamma de la arena limpia y de la lutita.⁶⁰ El parámetro R_{sh} , la resistividad de las láminas de arcilla dentro de la roca, se determina usando un registro eléctrico de inducción de una lutita cercana al área de estudio.⁶¹ El último parámetro desconocido de la ecuación de Simandoux es el término R_t que expresa el valor de resistividad total del sistema, el cual tiene en cuenta el agua dentro de la arenisca sucia. Esta también se toma de un registro eléctrico de resistividad de la formación de interés, y es un valor que calcula Interactive Petrophysics por pozo.

La ecuación generalizada de Simandoux modificada anteriormente descrita tiene varias formas de ser expresada. Internamente, CEPESA usa la **Ecuación 17**, manteniendo cada término con la misma definición anteriormente dada. La única diferencia es que ajusta la ecuación para que no sea igual a 0 y que también se implementa el término general $1 - V_{sh}$ en el denominador del primer término, aunque si el volumen de arcilla es menor al 10% se puede despreciar.

Ecuación 17. Ecuación de Simandoux modificada utilizada por CEPESA

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m S_w^2}{a R_w (1 - V_{sh})} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}}$$

Fuente: CEPESA

CEPSA al adquirir el Bloque de HUPECOL, hizo sus propias pruebas en laboratorio para hallar el factor de cementación m , el factor de tortuosidad a y la resistividad de la arcilla R_{sh} . Según los estudios previos de CEPESA, el factor de cementación m es 1.75, el factor de tortuosidad a es 1 y la resistividad de la arcilla R_{sh} de esta zona es 5.88 Ωm . Con estos valores, junto a los de resistividad de agua ya calculados y extrapolados a los 13 pozos restantes, se usa la herramienta Interactive Petrophysics para calcular la saturación de agua en cada pozo usando también la

⁵⁹ Ibid

⁶⁰ KENNEDY, Martin. 6.2.1 Deterministic and Matrix Inversion Methods. En: [Anónimo] Developments in Petroleum Science, Volume 62 - Practical Petrophysics. Elsevier, 2015b. ISBN 978-0-444-63270-8

⁶¹ KENNEDY, Martin. 5.6.6 Propagation Tools (LWD). En: [Anónimo] Developments in Petroleum Science, Volume 62 - Practical Petrophysics. Elsevier, 2015a. ISBN 978-0-444-63270-8

porosidad y volumen de arcilla que calcula la herramienta con base a los registros que CEPESA ya ha generado. Estos resultados son mostrados más adelante junto a la determinación de espesores Net-Pay.

A continuación, se muestra un cálculo representativo de saturación de agua con base a los valores arrojados por la herramienta Interactive Petrophysics para el pozo ASTRO_033HD implementando la **Ecuación 15** con los valores en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Parámetros del pozo ASTRO_033HD para el cálculo de saturación de agua

Parametro	
Φ	0.248
Rw	9.242
Rsh	5.88
Vsh	0.059
Rt	83.09
m	1.75
a	1

Fuente: Elaboración propia

$$S_w \text{ ASTRO}_{33HD} = \frac{1 \times 9.242 \Omega m}{2 \times 0.248^{1.75}} \left[-\frac{0.059}{5.88} + \left(\left(\frac{0.059}{5.88} \right)^2 + \frac{4 \times 0.248^{1.75}}{1 \times 9.242 \Omega m \times 83.09 \Omega m} \right)^{0.5} \right] = 0.716$$

Para el pozo ASTRO_33HD, según los parámetros petrofísicos hallados con la herramienta IP y utilizando la ecuación de Simandoux modificada, la saturación de agua que se encuentra en la Sub-Unidad C7-X es de 72%. Con esto, se comprueba el cálculo que realiza la herramienta Interactive Petrophysics internamente. Según el pozo que se esté analizando, la herramienta usa los valores de porosidad, volumen de arcilla y resistividad total correspondientes, además se ingresa la correspondiente Rw. Una vez se tiene la Sw y teniendo en cuenta que el yacimiento es sub-saturado, es decir solo hay presencia de agua y crudo, la saturación de aceite en esta zona es de 28% pues es la diferencia del 100% saturación de fluidos con el 72% de Sw.

3.3 NET-PAY

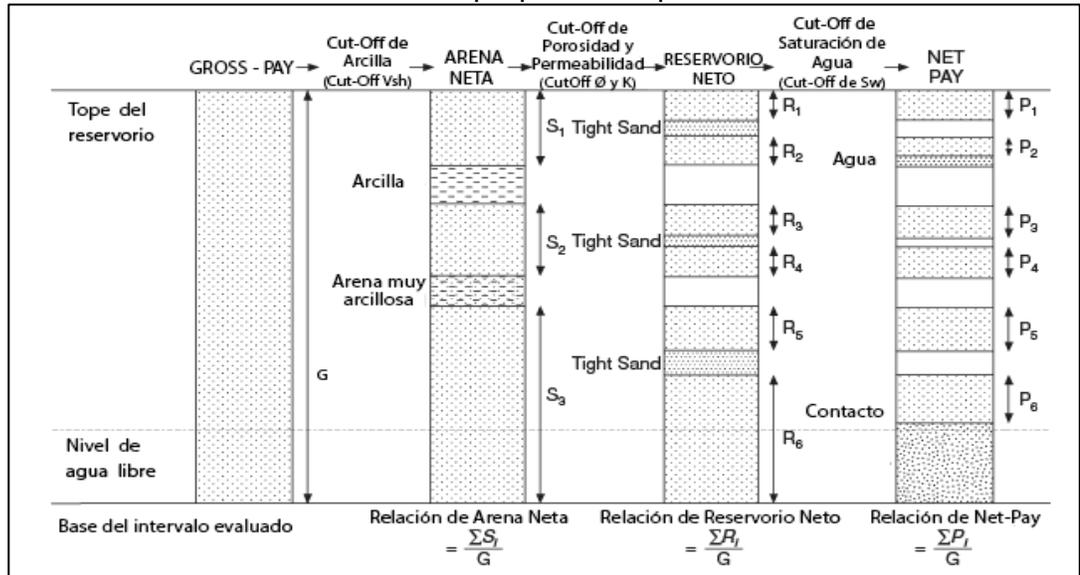
El crudo está contenido en lo que comúnmente es conocido como Gross-Pay. Sin embargo, el Net-Pay es el espesor del reservorio que contribuye a la extracción de crudo y es definido mediante el establecimiento de criterios Cut-Off de cuatro

propiedades petrofísicas; las propiedades usadas como criterios de evaluación son el volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua propias de la roca. Generalmente, los criterios Cut-Off son aplicados como valores limitantes para discriminar intervalos de roca que no reflejan potencial de contribución a la capacidad de almacenamiento y producción del reservorio.

A pesar de la importancia de estos valores en la evaluación de volúmenes de hidrocarburos, no existen criterios estándar aceptados en la industria petrolera, por lo que resulta poco práctico esperar que haya valores guía generales que puedan aplicarse a todos los yacimientos. Por esta razón, cada reservorio en específico debe ser evaluado para determinar los valores Cut-Off propios a utilizar.

Además de Gross-Pay y Net-Pay, existen otros términos intermedios comúnmente usados en la industria petrolera para referirse a diferentes categorías de intervalos de roca que son arenas netas y reservorio neto. La **Figura 8** relaciona estos términos y la descripción detallada de cada uno y serán desarrollados a continuación.

Figura 8. Definición de Gross-Pay, Arena neta, Reservorio neto y Net-Pay con criterios Cut-Off basados en propiedades petrofísicas



Fuente: EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Boston: Prentice Hall, 2010. p. 49. Modificado por autores.

Donde:

G: Gross-Pay

S₁, S₂, S₃: Espesores de Arena Neta.

R₁, R₂, R₃, R₄, R₅, R₆: Espesores de Reservorio Neto

$P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6$: Espesores Net-Pay

Gross-Pay, G , representa el espesor total del intervalo de roca. Las Arenas Netas, S_i , son los intervalos de roca resultantes después de aplicar el Cut-Off de volumen de arcilla, en el que el contenido de arena es superior o igual al mínimo fijado, de manera que los intervalos de arcilla o arenas arcillosas son despreciadas. Reservorio Neto, R_i , es el espesor de arena que tiene la capacidad de almacenar y permitir el flujo de fluidos a través de su estructura, es por esto que se obtiene mediante la aplicación de los Cut-Off de porosidad y permeabilidad, dejando descartados intervalos de Tight Sands. Net-Pay, P_i , representa el intervalo de Reservorio Neto que contiene hidrocarburos igual o por encima del límite establecido por el Cut-Off de saturación de agua.

Al comparar cada uno de los valores de los intervalos netos con el del Gross-Pay se obtienen relaciones Net to Gross, de las cuales la más conocida y útil es la Relación Net to Gross Pay; esta representa la proporción de roca dentro de una formación que tiene el potencial de producir hidrocarburos.

El espesor Net-Pay es usado para calcular el volumen de hidrocarburos in-situ. Debido a que el Net-Pay es obtenido a partir de la implementación de una serie de criterios Cut-Off de manera subjetiva, este espesor debería ser objeto de cuantificación de incertidumbre al igual que los valores de porosidad y de saturación de agua.

3.3.1 Establecimiento de valores Cut-Off. A continuación se presenta la metodología por medio de la cual son establecidos los valores Cut-Off de las propiedades volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua para la determinación de los espesores Net-Pay por medio de la herramienta IP. La permeabilidad no es tenida en cuenta como criterio Cut-Off para el yacimiento de estudio debido a los altos valores de esta propiedad en el mismo.

El programa IP permite hacer una sensibilización de los parámetros Cut-Off para obtener relaciones de espesores con respecto a un espesor bruto promedio, pasando por reservorio neto y por ultimo llegando al valor de Net-Pay. En la **Tabla 7** se muestra el promedio de espesor bruto que el software calcula a partir de los espesores medidos en cada uno de los pozos estudiados.

La sensibilización de volumen de arcilla parte del espesor bruto promedio de 12.33 ft, el cual es el espesor promedio máximo que la arena neta puede alcanzar sin aplicar alguna restricción de Cut-Off, es decir cuando el V_{sh} se fija en 1. En la **Tabla 8** se relaciona la sensibilización de espesores a partir del V_{sh} que IP genera. La columna relación es una normalización de espesores respecto al espesor de la arena neta cuando el V_{sh} es igual a 1.

Tabla 7. Promedio de espesor bruto para el Campo Astro

POZO	ESPESOR GROSS (ft)
ASTRO_T07	6.19
ASTRO_001	8.00
ASTRO_002	6.40
ASTRO_003A	23.56
ASTRO_005	33.52
ASTRO_008	17.53
ASTRO_011	10.33
ASTRO_014	19.21
ASTRO_018	16.28
ASTRO_030H	6.73
ASTRO_032HD	5.65
ASTRO_033HD	10.52
ASTRO_036H	8.10
ASTRO_039HD	5.70
ASTRO_040H	7.30
Promedio	12.33

Fuente: CEPESA-IP

Tabla 8. Sensibilización del Cut-Off Vsh

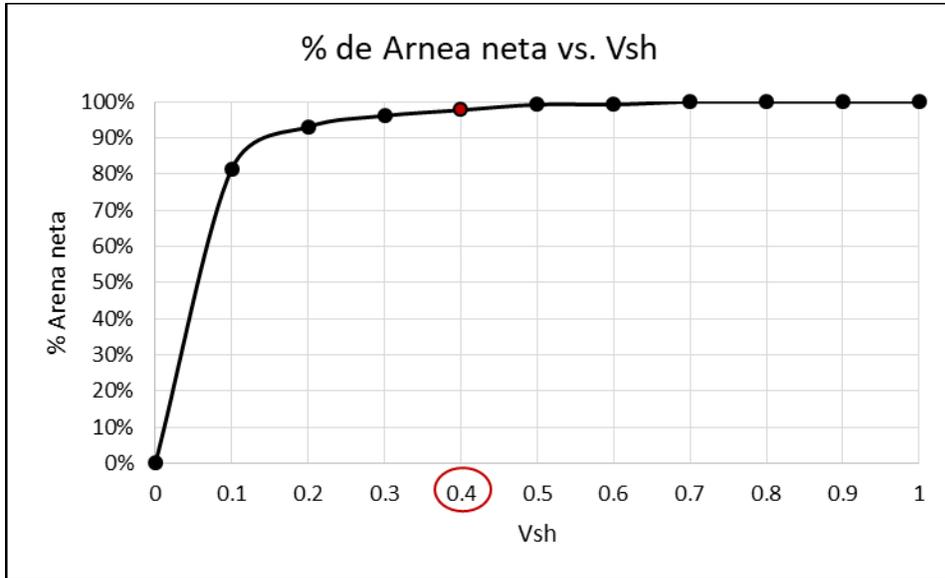
Vcl	Arena Neta (ft)	Relación (%)
0	0.0	0.0%
0.1	10.0	81.4%
0.2	11.5	93.0%
0.3	11.9	96.1%
0.4	12.0	97.7%
0.5	12.2	99.2%
0.6	12.2	99.2%
0.7	12.3	100.0%
0.8	12.3	100.0%
0.9	12.3	100.0%
1	12.3	100.0%

Fuente: CEPESA-IP

En la **Gráfica 4** se puede observar que en la medida en que se disminuye el valor Cut-Off de arcilla, el criterio se vuelve más restrictivo por lo que un mayor espesor de arena se descarta. Se evidencia que el Vsh de 40% es el primer punto que restringe la proporción de espesores a un porcentaje menor al 100% por lo que se selecciona como el valor Cut-Off de Vsh. Se puede ver en la **Tabla 8** que el espesor

de arena neta correspondiente al Cut-Off de 40% es de 12 pies, el cual es usado como punto de partida para la sensibilización de la porosidad.

Gráfica 4. Sensibilización del Cut-Off Vsh



Fuente: CEPISA-IP

La **Tabla 9** presenta la sensibilización de espesores de reservorio neto que IP realiza a partir de diferentes valores de porosidad. De manera similar a la sensibilización anterior, la relación corresponde a la razón de cada espesor contra el máximo reservorio neto posible de 12 pies, es decir, cuando el Cut-Off se fija en 0.

Tabla 9. Sensibilización del Cut-Off porosidad

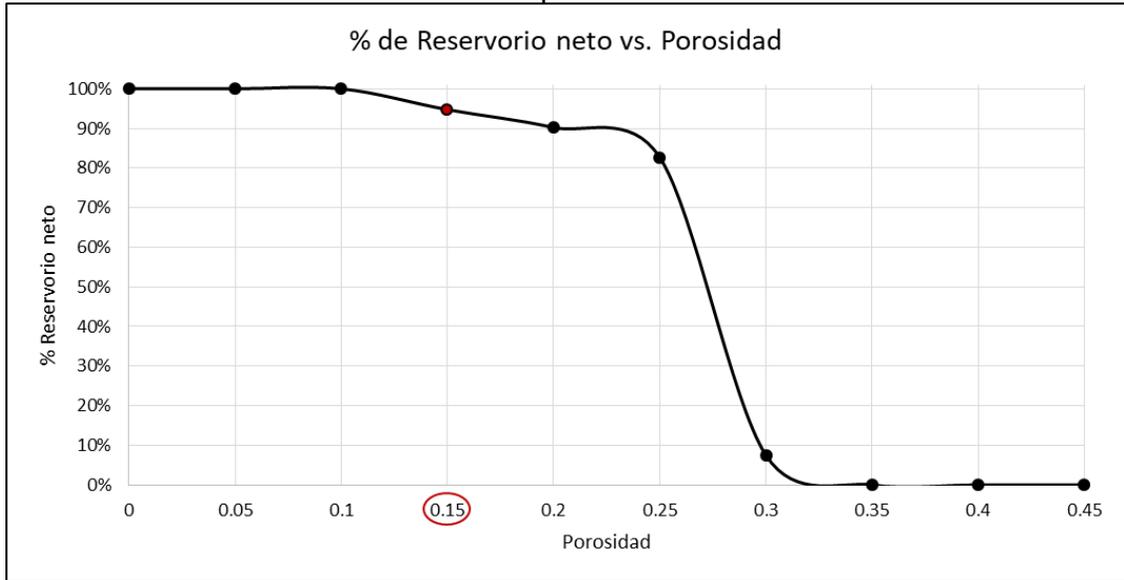
Porosidad	Reservorio Neto (ft)	Relación (%)
0	12.0	100.0%
0.05	12.0	100.0%
0.1	12.0	100.0%
0.15	11.4	94.7%
0.2	10.8	90.2%
0.25	9.9	82.7%
0.3	0.9	7.5%
0.35	0.0	0.0%
0.4	0.0	0.0%
0.45	0.0	0.0%

Fuente: CEPISA-IP

La **Gráfica 5** muestra como a medida que se aumenta el Cut-Off de porosidad el criterio se hace más restrictivo descartando mayores espesores del total. También, se evidencia que el valor de porosidad de 15% es el punto en que se empieza a

reducir el espesor de reservorio, y por esta razón es que este valor es fijado como Cut-Off de la propiedad. De esta manera se observa que el reservorio neto equivale a 11.4 ft, el cual es tomado como el punto de partida para la sensibilización por saturación de agua.

Gráfica 5. Sensibilización del Cut-Off porosidad



Fuente: CEPISA-IP

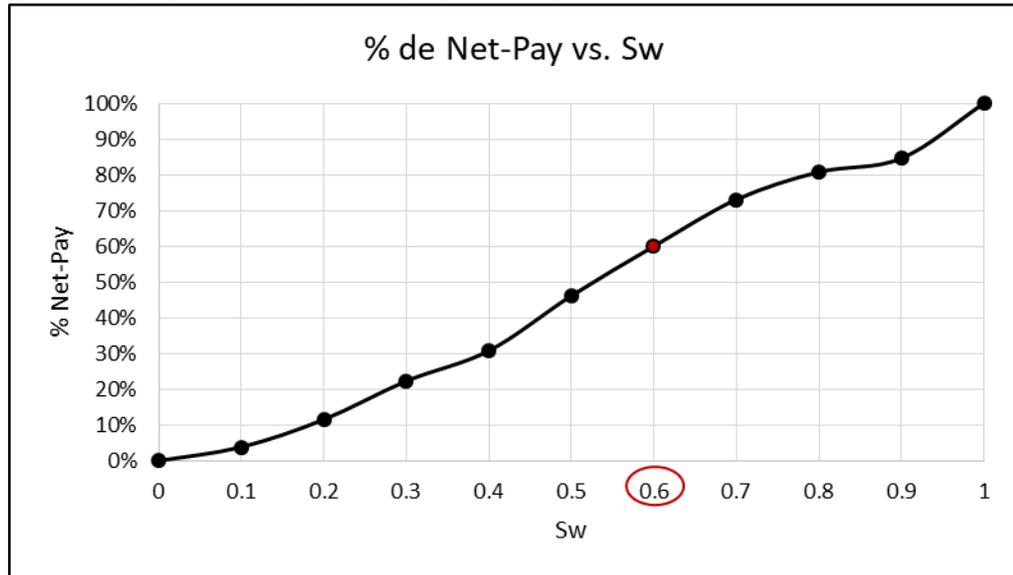
Por último, en la **Tabla 10** y en la **Gráfica 6** se presenta la sensibilización de espesores Net-Pay que IP realiza a partir de diferentes valores de saturación de agua.

Tabla 10. Sensibilización del Cut-Off Sw

Sw	Net-Pay (ft)	Relación (%)
0	0.0	0.0%
0.1	0.4	3.8%
0.2	1.3	11.5%
0.3	2.5	22.3%
0.4	3.5	30.8%
0.5	5.3	46.2%
0.6	6.8	60.0%
0.7	8.3	73.1%
0.8	9.2	80.8%
0.9	9.6	84.6%
1	11.4	100.0%

Fuente: CEPISA-IP

Gráfica 6. Sensibilización del Cut-Off Sw



Fuente: CEPISA-IP

En la **Gráfica 6** se evidencia que la sensibilización de espesores por Sw no sigue la misma tendencia que las demás sensibilizaciones por lo que esta metodología no es aplicada en este trabajo para fijar el Cut-Off de saturación de agua. Para dicho parámetro, CEPISA ha fijado de manera empírica un valor Cut-Off de 60% para la Sw sustentado en la historia de producción y en la capacidad productora de los reservorios; de esta manera la empresa ha justificado que el alto potencial de los yacimientos de la zona permite establecer un Cut-Off algo permisivo por encima del estándar de 50%, y aun así tener una distribución equivalente de fluidos en el reservorio, permitiéndoles tener producción rentable.

Una vez establecidos los criterios Cut-Off se procede a determinar los Net-Pay y sus propiedades petrofísicas por medio del programa IP.

3.4 DETERMINACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS

Para el desarrollo de este trabajo de grado se utiliza el programa IP, Interactive Petrophysics, para interpretar los registros de pozo y determinar algunos de los parámetros petrofísicos necesarios para realizar los cálculos volumétricos. Mediante esta herramienta se obtendrán valores de topes y bases de unidades en TVDSS, espesor de intervalos, porosidad de roca, saturación de agua, y volumen de arcilla, permitiendo correlacionar la data para los pozos de la Sub-Unidad C7-X, para la obtención de los topes estructurales. Posteriormente, el programa permite calcular los valores de Net-Pay y de relación Net-to-Gross a partir de la aplicación de valores Cut-Off ingresados.

IP utiliza como entrada corridas de registros de pozo, las cuales ya han sido generadas, calibradas y cargadas previamente en la herramienta para los pozos correspondientes al Campo Astro.

3.4.1 Procedimiento en IP. Para la determinación de los parámetros petrofísicos mediante la herramienta IP se realiza una evaluación petrofísica siguiendo tres pasos.

Primero se calcula el volumen de arcilla, V_{sh} . En este paso se deben especificar los registros y el tipo de índice de arcillosidad que serán tenidos en cuenta para la determinación del V_{sh} . La herramienta permite usar dos tipos de índice de arcillosidad, uno simple y uno doble. El índice sencillo puede generarse mediante el registro de GR, neutrón, resistividad o SP. Mientras que el índice de arcillosidad doble puede generarse mediante una dupla entre cualquiera de los registros de porosidad sónico, densidad o neutrón.

Para el caso específico del Campo de estudio y de acuerdo a su litología y modelo geológico, se usarán los dos tipos de índice de arcillosidad, simple y doble. Para generar el índice de arcillosidad simple se usa el registro de GR por ser más preciso; se procede a determinar el I_{Gr} como se describió anteriormente.

Para el índice de arcillosidad doble se seleccionan los registros de porosidad por densidad, RHOB, y neutrónico, NPHIL, los cuales son una poderosa herramienta para identificar litología. Usando estos dos registros el programa realiza una gráfica crossplot mediante la cual permite identificar con precisión los estratos en los que hay presencia de arcilla. De esta manera se pueden identificar intervalos que al ser analizados únicamente por el registro GR representan meramente arcilla sin presencia de arena o por el contrario representan arenas limpias, y en ambos casos permite corregir las lecturas por efectos de intercalaciones de arenas y arcillas.

Estos índices en conjunto permiten calcular un volumen de arcilla muy preciso y corregido por el tipo de litología, estratigrafía de la formación y por los reducidos espesores de roca. En la **Figura 9** se presenta la manera en que se lleva a cabo este paso bajo la interfaz del programa IP.

Como segundo paso se debe cuantificar la porosidad de la roca y la saturación de agua en la misma. En esta sección se deben especificar los métodos por los cuales se determinarán la porosidad y la saturación de agua; además, se seleccionan los registros que se usan como información de entrada.

Para determinar la porosidad de la roca se utiliza el método densidad-neutrón, el cual promedia la porosidad obtenida por estos dos registros; esta es una práctica ampliamente usada en la industria y es aplicada por CEPSA. Para el cálculo de la saturación del agua se aplica el método de Simandoux Modificado.

Figura 9. Cálculo de Vsh mediante la herramienta IP

The screenshot shows a software window titled "Calculate Clay Volume (VCL) / Calculate Shale Volume (VSH)". The "Calculate Clay Volume (VCL)" radio button is selected. The window is organized into several sections:

- Single Clay Indicators:** Includes checkboxes for Gamma Ray, Neutron, Resistivity, and SP. Each has a corresponding input curve dropdown (GR, NPHI, HDRS, SP) and an output curve dropdown (ASTRO:VCLGR, ASTRO:VCLN, ASTRO:VCLR, ASTRO:VCLSP).
- Double Clay Indicator:** Includes checkboxes for Density and Sonic. It has multiple input curve dropdowns (RHOB, NPHIL, NPHI, etc.) and output curve dropdowns (ASTRO:VCLND, ASTRO:VCLSD, ASTRO:VCLNS).
- Organic Shale Corrections:** A checkbox that is currently unchecked.
- Bad Hole Indicators for Double Clay Indicators:** Includes checkboxes for Name and Minimum Clay Volume, Average Clay Volume, and Clay Volume Mixed, each with a dropdown menu.
- Parameter set name:** A text field containing "ClayVol_ASTRO" and a "Load / Save Parameter Sets" button.
- Buttons:** "Run", "Cancel", and "Help" buttons are located at the bottom right.

Fuente: CEPISA-IP

Una vez establecidos los métodos de determinación de porosidad y saturación de agua, se introduce la información necesaria para realizar los cálculos. Esta información comprende para la porosidad los registros de densidad y neutrón, y para la saturación de agua la resistividad de roca R_T , volumen de arcilla promedio y temperatura, que son los parámetros relacionados en la ecuación de Simandoux modificado. Este paso se ilustra en la **Figura 10**.

Además, en esta segunda parte se debe ajustar el valor de la resistividad del agua de formación R_w y la temperatura de la formación de estudio a la que se reporta. Estos valores son necesarios para el cálculo de la saturación de agua mediante el método de Simandoux Modificado. En la **Figura 11** está representada la manera en que se ingresa esta información.

Figura 10. Cálculo de Porosidad y Saturación de agua en la roca mediante la herramienta IP

The screenshot shows the IP tool interface with the following sections:

- Input Curves:** A list of input parameters with corresponding values in a table:

Neutron (Limestone)	NPHIL
Density	RHOB
Sonic	
PEF	PE
RT	HDRS
R XO	
EPT TPL	
Horizontal Resistivity	
Vertical Resistivity	
Pass through Porosity	
Clay Volume	ASTRO:VCLAV
Temperature	Temp
TOC Volume	
Heavy Mineral Volume	
Matrix Density	
Archie "m"	
Archie "n"	
Waxman Smits Qv	
Bad Hole Discriminator	
Non Calculation Flag	
- Output Curves:** A list of output parameters with empty input fields.
- Plot Options:** A list of plot options with empty input fields.
- Initial Porosity Model:** A dropdown menu set to "Neutron Density".
- Multi-Mineral Analysis Defaults:** Radio buttons for "3 Minerals" (selected) and "4 Minerals". A table for mineral selection:

Name	Snd	Lm	Dol	Clay	Other
Sand	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Lime	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Dol	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Clay	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
- Clay or Shale input:** Radio buttons for "Input Clay Volume curve" (selected) and "Input Shale Volume curve".
- Default Saturation Equation:** A dropdown menu set to "Mod Simandoux".
- Temperature Units:** A dropdown menu set to "Fahrenheit".
- Checkboxes:** "Default Mud Type is OBM", "Laminated Sand Analysis", and "Organic Shale Logic" are all unchecked.
- Parameter set name:** A text box containing "PhiSw_ASTRO".
- Buttons:** "Load / Save Parameter Sets", "OK", "Cancel", and "Help".

Fuente: CEPISA-IP

Figura 11. Modificación de Rw en la herramienta IP

The screenshot shows the IP tool interface with a table for modifying Rw values. The table has the following columns: Zone, Name, Rw, Temp, Rmf, Temp, Rwb, Temp, Rmf, Temp, Rho, Saln, and Sxo zone. The data is as follows:

Zone	Name	Rw	Temp	Rmf	Temp	Rwb	Temp	Rmf	Temp	Rho	Saln	Sxo zone
1:		1.28	150	2	75	0.75	171	0.75	171			
2:	C7-A	1.28	150	2	75	0.75	171	0.75	171			
3:	C7-B	1.28	150	2	75	0.54	174	0.54	174			
4:	C7-1	5.24	150	2	75	0.54	174	0.54	174			
5:	C7-2	1.28	150	2	75	0.54	174	0.54	174			
6:		1.28	150	2	75	0.54	174	0.54	174			
7:	C7-X	9.7195	180	2	75	0.54	174	0.54	174			
8:	C7-M	15	150	2	75	4.94	175	4.94	175			
9:		15	150	2	75	4.94	175	4.94	175			

At the bottom of the interface, there is a checkbox for "Null all result curves before running calculations" (unchecked), a "Show Additional Zone Info" button, and a "Load / Save Parameter Sets" button. Below these are buttons for "Run", "New Zone", "Delete Zone", "Plot", "Print", "Close", and "Help".

Fuente: CEPISA-IP.

En tercer lugar, se tiene la sección de sumario petrolífero, en la cual se realiza la cuantificación de los espesores netos. Para este cálculo se deben ingresar datos de porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla promedio, los cuales conforman los criterios Cut-Off para determinar los espesores netos. También, se deben especificar los valores Cut-Off a aplicar, siendo estos $\phi \geq 0.15$, $Sw \leq 0.6$ y $Vcl \leq 0.4$, para la formación objetivo como se demostró anteriormente. Para efectos de determinar el espesor neto de reservorio se aplica el Cut-Off de porosidad y volumen de arcilla; y para el espesor neto petrolífero (Net-Pay) se aplican los tres criterios de Cut-Off. En la **Figura 12** se representa la interfaz de la herramienta IP en la sección de sumario petrolífero.

Figura 12. Sección sumaria en la herramienta IP

	Cutoff Name	Use	Short Name	Curve Type	Input Curve	Cutoff Type	Average Method	Result Precision	Output Cum CrvH
1	Porosity	✓	Phi	Phi	ASTRO:PHIE	>=	Arithmetic	3	✓
2	Water Saturation	✓	Sw	Sw	ASTRO:SW	<=	Arithmetic	3	✓
3	Clay Volume	✓	Vcl	Vcl	ASTRO:VCLAV	<=	Arithmetic	3	
4	K	✓	K		XCURVES:XPERM	>=	Harmonic	3	
5	QNP HIT		PHIT_QN			>=	Arithmetic	3	
6	SW		SW_QN			>=	Arithmetic	3	
7						>=	Arithmetic	3	
8						>=	Arithmetic	3	
9						>=	Arithmetic	3	
10						>=	Arithmetic	3	

Fuente: CEPISA-IP

Una vez se corre el programa se exporta la data de espesores gross, espesores netos y propiedades petrofísicas para cada pozo en específico.

El procedimiento se realiza para 15 de los 16 pozos del Campo Astro, debido a que el pozo ASTRO_035H no alcanzó la Sub-Unidad de estudio, C7-X, por lo que no es tenido en cuenta dentro del análisis del proyecto.

3.4.2 Resultados obtenidos de IP. A continuación, se presenta el resumen de resultados obtenidos para los 15 pozos del Campo Astro que fueron analizados por la herramienta IP, presentando dos casos, el caso base del 2015 en el que tiene el R_w anterior y el caso actualizado con la nueva resistividad del agua de formación.

En la **Tabla 11** se observan los resultados del análisis del 2015 de los pozos del Campo Astro. En ésta se observa tope, base y espesor gross de la Sub-Unidad C7-X; además, se aprecia el espesor neto, relación de espesor net-gross, porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y saturación promedio de crudo correspondientes al reservorio neto y al Net-Pay.

En la **Tabla 12** se observan los resultados del análisis actualizado por el nuevo Rw para cada uno de los pozos del Campo Astro, con el mismo formato de la **Tabla 11**. En la **Tabla 13** se tabulan los percentiles de las propiedades obtenidas del análisis petrofísico actualizado.

La **Tabla 14** muestra una comparativa de los datos de Net-Pay del análisis realizado en 2015 frente a los obtenidos en el análisis actualizado. Las saturaciones de petróleo, S_o , relacionadas en las tablas fueron calculadas como $1-S_w$, en tanto que se trata de un yacimiento sub-saturado.

3.4.3 Análisis de resultados obtenidos de IP. En la **Gráfica 7** se observa la comparativa de los espesores Net-Pay del estudio del 2015 y los obtenidos de la evaluación actual.

En términos generales, esta gráfica evidencia que el Net-Pay de la Sub-Unidad C7-X disminuye para el Campo Astro. En una revisión más detallada, se observa que la mayoría de pozos del Campo siguen la misma tendencia a disminuir su Net-Pay, incluso este espesor desaparece en el Pozo ASTRO_T07 y ASTRO_039HD, continuando su nulidad en los Pozos ASTRO_002, ASTRO_030H y ASTRO_032HD.

Tabla 11. Resumen de evaluación petrofísica del 2015

POZO	GROSS			RESERVORIO NETO					
	TOPE TVDSS (ft)	BASE TVDSS (ft)	ESPESOR GROSS (ft)	RESERVORIO NETO (ft)	N/G RESERVOIR	φ PROMEDIO	Sw PROMEDIO	Vcl PROMEDIO	So PROMEDIO
ASTRO_T07	-4591.20	-4597.45	6.19	3.15	0.508	0.268	0.595	0.088	0.912
ASTRO_001	-4552.90	-4560.90	8.00	7.73	0.966	0.282	0.564	0.066	0.934
ASTRO_002	-4540.80	-4547.30	6.40	0.00	0.000	-	-	-	-
ASTRO_003A	-4545.46	-4569.21	23.56	23.25	0.987	0.279	0.255	0.067	0.933
ASTRO_005	-4578.84	-4612.34	33.52	33.40	0.996	0.285	0.506	0.034	0.966
ASTRO_008	-4600.26	-4617.76	17.53	16.75	0.956	0.268	0.495	0.049	0.951
ASTRO_011	-4534.94	-4545.19	10.33	10.10	0.978	0.262	0.378	0.070	0.930
ASTRO_014	-4559.14	-4578.34	19.21	19.01	0.990	0.239	0.439	0.111	0.889
ASTRO_018	-4589.74	-4606.02	16.28	13.60	0.835	0.280	0.544	0.090	0.910
ASTRO_030H	-4555.24	-4561.98	6.73	4.51	0.670	0.286	0.995	0.040	0.960
ASTRO_032HD	-4548.36	-4554.03	5.65	1.52	0.269	0.250	0.860	0.094	0.906
ASTRO_033HD	-4605.30	-4615.82	10.52	9.88	0.939	0.241	0.792	0.059	0.941
ASTRO_036H	-4598.16	-4606.25	8.10	8.04	0.994	0.274	0.563	0.073	0.927
ASTRO_039HD	-4540.81	-4546.53	5.70	3.35	0.588	0.209	0.568	0.179	0.821
ASTRO_040H	-4568.70	-4576.00	7.30	7.08	0.970	0.259	0.759	0.054	0.946
POZO	GROSS			NET PAY					
	TOPE TVDSS (ft)	BASE TVDSS (ft)	ESPESOR GROSS (ft)	NET PAY (ft)	N/G PAY	φ PROMEDIO	Sw PROMEDIO	Vcl PROMEDIO	So PROMEDIO
ASTRO_T07	-4591.20	-4597.45	6.19	2.25	0.363	0.277	0.512	0.049	0.951
ASTRO_001	-4552.90	-4560.90	8.00	5.00	0.625	0.295	0.446	0.024	0.976
ASTRO_002	-4540.80	-4547.30	6.40	0.00	0.000	-	-	-	-
ASTRO_003A	-4545.46	-4569.21	23.56	21.25	0.902	0.284	0.210	0.058	0.942
ASTRO_005	-4578.84	-4612.34	33.52	25.40	0.758	0.285	0.448	0.041	0.959
ASTRO_008	-4600.26	-4617.76	17.53	12.25	0.699	0.272	0.421	0.045	0.955
ASTRO_011	-4534.94	-4545.19	10.33	8.25	0.799	0.268	0.293	0.052	0.948
ASTRO_014	-4559.14	-4578.34	19.21	16.23	0.845	0.238	0.396	0.112	0.888
ASTRO_018	-4589.74	-4606.02	16.28	9.71	0.596	0.287	0.487	0.071	0.929
ASTRO_030H	-4555.24	-4561.98	6.73	0.00	0.000	-	-	-	-
ASTRO_032HD	-4548.36	-4554.03	5.65	0.00	0.000	-	-	-	-
ASTRO_033HD	-4605.30	-4615.82	10.52	2.17	0.206	0.243	0.139	0.047	0.953
ASTRO_036H	-4598.16	-4606.25	8.10	2.98	0.368	0.250	0.225	0.066	0.934
ASTRO_039HD	-4540.81	-4546.53	5.70	1.94	0.340	0.226	0.354	0.165	0.835
ASTRO_040H	-4568.70	-4576.00	7.30	1.78	0.243	0.245	0.177	0.134	0.866

Fuente: CEPISA-IP

Tabla 12. Resumen de evaluación petrofísica actualizada

POZO	GROSS			RESERVORIO NETO						
	TOPE TVDSS (ft)	BASE TVDSS (ft)	ESPEJOR GROSS (ft)	RESERVORIO NETO (ft)	N/G RESERVOIR	φ PROMEDIO	Sw PROMEDIO	Vcl PROMEDIO	So PROMEDIO	
ASTRO_T07	-4591.20	-4597.45	6.19	3.15	0.508	0.269	0.997	0.088	0.003	
ASTRO_001	-4552.90	-4560.90	8.00	7.73	0.966	0.281	0.646	0.066	0.354	
ASTRO_002	-4540.80	-4547.30	6.40	0.00	0.000	-	-	-	-	
ASTRO_003A	-4545.46	-4569.21	23.56	23.25	0.987	0.279	0.317	0.067	0.683	
ASTRO_005	-4578.84	-4612.34	33.52	33.40	0.996	0.285	0.622	0.034	0.378	
ASTRO_008	-4600.26	-4617.76	17.53	16.75	0.956	0.266	0.557	0.049	0.443	
ASTRO_011	-4534.94	-4545.19	10.33	10.10	0.978	0.260	0.424	0.070	0.576	
ASTRO_014	-4559.14	-4578.34	19.21	19.01	0.990	0.239	0.490	0.111	0.510	
ASTRO_018	-4589.74	-4606.02	16.28	13.60	0.835	0.280	0.597	0.090	0.403	
ASTRO_030H	-4555.24	-4561.98	6.73	3.90	0.579	0.280	0.998	0.040	0.002	
ASTRO_032HD	4548.36	4554.03	5.65	1.52	0.269	0.250	0.956	0.094	0.044	
ASTRO_033HD	4605.30	4615.82	10.52	8.51	0.809	0.248	0.716	0.059	0.284	
ASTRO_036H	-4598.16	-4606.25	8.10	8.04	0.994	0.274	0.661	0.073	0.339	
ASTRO_039HD	4540.81	4546.53	5.70	3.35	0.588	0.209	0.977	0.179	0.023	
ASTRO_040H	-4568.70	-4576.00	7.30	7.08	0.970	0.259	0.801	0.054	0.199	
POZO	GROSS			NET PAY						
	TOPE TVDSS (ft)	BASE TVDSS (ft)	ESPEJOR GROSS (ft)	NET PAY (ft)	N/G PAY	φ PROMEDIO	Sw PROMEDIO	Vcl PROMEDIO	So PROMEDIO	
ASTRO_T07	-4591.20	-4597.45	6.19	0.00	0.000	-	-	-	-	
ASTRO_001	-4552.90	-4560.90	8.00	3.00	0.375	0.291	0.471	0.024	0.529	
ASTRO_002	-4540.80	-4547.30	6.40	0.00	0.000	-	-	-	-	
ASTRO_003A	-4545.46	-4569.21	23.56	21.00	0.891	0.284	0.272	0.058	0.728	
ASTRO_005	-4578.84	-4612.34	33.52	16.65	0.497	0.279	0.484	0.058	0.516	
ASTRO_008	-4600.26	-4617.76	17.53	8.75	0.499	0.269	0.399	0.052	0.601	
ASTRO_011	-4534.94	-4545.19	10.33	7.50	0.726	0.266	0.321	0.051	0.679	
ASTRO_014	-4559.14	-4578.34	19.21	14.40	0.750	0.236	0.426	0.120	0.574	
ASTRO_018	-4589.74	-4606.02	16.28	7.76	0.477	0.285	0.523	0.077	0.477	
ASTRO_030H	-4555.24	-4561.98	6.73	0.00	0.000	-	-	-	-	
ASTRO_032HD	4548.36	4554.03	5.65	0.00	0.000	-	-	-	-	
ASTRO_033HD	4605.30	4615.82	10.52	2.33	0.221	0.240	0.149	0.070	0.851	
ASTRO_036H	-4598.16	-4606.25	8.10	2.45	0.303	0.247	0.177	0.075	0.823	
ASTRO_039HD	4540.81	4546.53	5.70	0.00	0.000	-	-	-	-	
ASTRO_040H	-4568.70	-4576.00	7.30	1.51	0.207	0.241	0.123	0.151	0.877	

Fuente: CEPSA-IP

Tabla 13. Percentiles de propiedades petrofísicas del análisis actualizado

PERCENTIL	ESPESOR GROSS (ft)	NET PAY ACTUALIZADO					
		NET PAY (ft)	N/G PAY	φ PROMEDIO	Sw PROMEDIO	Vcl PROMEDIO	So PROMEDIO
MIN (P90)	5.650	1.51	0.207	0.236	0.123	0.024	0.877
MEDIANA (P50)	8.100	7.63	0.487	0.268	0.360	0.064	0.640
MEAN (Pmean)	12.335	8.54	0.495	0.264	0.335	0.074	0.666
MAX (P10)	33.520	21.00	0.891	0.291	0.523	0.151	0.477

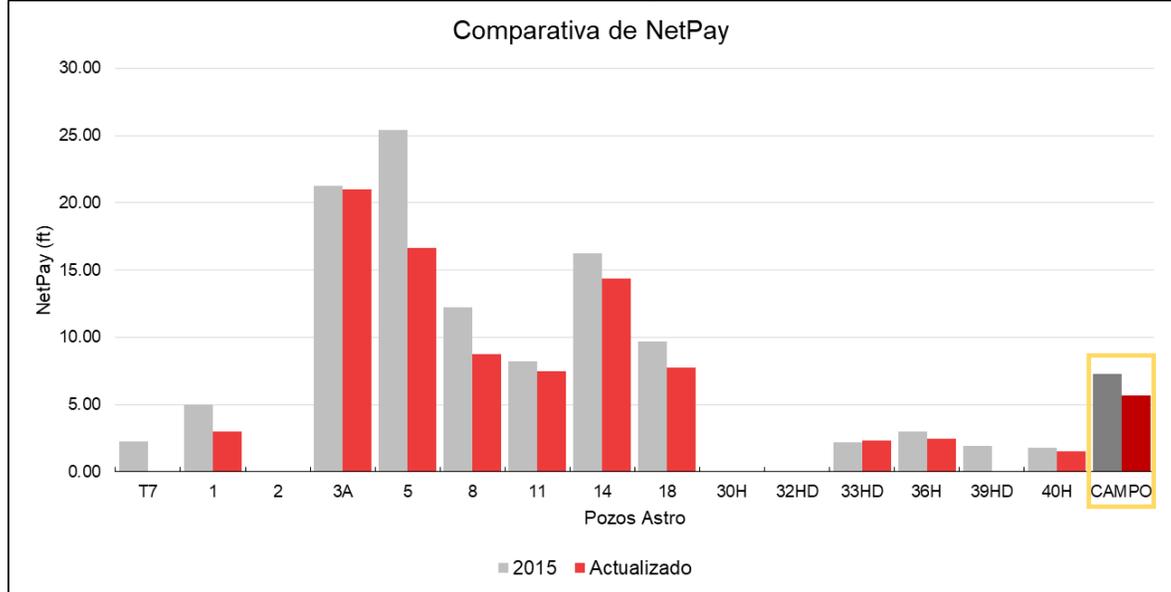
Fuente: CEPISA-IP

Tabla 14. Comparativa de datos Net-Pay

POZO	NET PAY @ 2015					NET PAY ACTUALIZADO				
	NET PAY (ft)	N/G PAY	φ PROMEDIO	Sw PROMEDIO	So PROMEDIO	NET PAY (ft)	N/G PAY	φ PROMEDIO	Sw PROMEDIO	So PROMEDIO
ASTRO_T07	2.25	0.363	0.277	0.512	0.488	0.00	0.000	-	-	-
ASTRO_001	5.00	0.625	0.295	0.446	0.554	3.00	0.375	0.291	0.471	0.529
ASTRO_002	0.00	0.000	-	-	-	0.00	0.000	-	-	-
ASTRO_003A	21.25	0.902	0.284	0.210	0.790	21.00	0.891	0.284	0.272	0.728
ASTRO_005	25.40	0.758	0.285	0.448	0.552	16.65	0.497	0.279	0.484	0.516
ASTRO_008	12.25	0.699	0.272	0.421	0.579	8.75	0.499	0.269	0.399	0.601
ASTRO_011	8.25	0.799	0.268	0.293	0.707	7.50	0.726	0.266	0.321	0.679
ASTRO_014	16.23	0.845	0.238	0.396	0.604	14.40	0.750	0.236	0.426	0.574
ASTRO_018	9.71	0.596	0.287	0.487	0.513	7.76	0.477	0.285	0.523	0.477
ASTRO_030H	0.00	0.000	-	-	-	0.00	0.000	-	-	-
ASTRO_032HD	0.00	0.000	-	-	-	0.00	0.000	-	-	-
ASTRO_033HD	2.17	0.206	0.243	0.139	0.861	2.33	0.221	0.240	0.149	0.851
ASTRO_036H	2.98	0.368	0.250	0.225	0.775	2.45	0.303	0.247	0.177	0.823
ASTRO_039HD	1.94	0.340	0.226	0.354	0.646	0.00	0.000	-	-	-
ASTRO_040H	1.78	0.243	0.245	0.177	0.823	1.51	0.207	0.241	0.123	0.877

Fuente: CEPISA-IP

Gráfica 7. Comparativa de espesores Net-Pay



Fuente: Elaboración propia

La tendencia de los Net-Pay a disminuir está en línea con lo que está sucediendo en la Sub-Unidad de estudio en el Campo. La Sub-Unidad C7-X tiene una historia de producción avanzada en la cual se evidencia un aumento progresivo del caudal de agua en los últimos años y por consiguiente el BS&W también se disparó; lo cual puede observarse en la **Gráfica 2**. El aumento notable de producción de agua con respecto a la del crudo evidencia un aumento de saturación de agua en la roca, provocando la disminución de los Net-Pay debido a que la saturación de agua sobrepasa el valor de Cut-Off de 60%. Por otra parte, el Pozo ASTRO_039HD que se proyectaba con potencial para producir de la Sub-Unidad produjo meramente agua en el 2017; este Pozo mostraba que tenía un Net-Pay de 1.94 ft según los análisis hechos en el 2015.

Además, los cambios en estos espesores obedecen a los resultados de la evaluación fisicoquímica del agua de formación. Los resultados de esta evaluación indicaron un aumento del R_w con respecto al obtenido en pruebas anteriores cuyo valor era 7.6 Ωm , lo que implica un aumento en la saturación de agua en la roca, y como consecuencia directa, una disminución global en los espesores Net-Pay de la Sub-Unidad. La comparativa de los valores de R_w entre la evaluación anterior y la actual se puede encontrar en la **sección 2.2**.

Finalmente, observando los espesores Net-Pay en la **Gráfica 7** y las saturaciones de agua en la **Tabla 12**, se puede concluir que los pozos con mayor prospectividad para producir de la Sub-Unidad C7-X son ASTRO_003A, ASTRO_008, ASTRO_011 y ASTRO_014 por tener espesor Net-Pay considerable y sin mayor variación del mismo en el tiempo y además tienen saturaciones de agua alejadas

del Cut-Off. Por otra parte, el pozo ASTRO_005, a pesar de tener un Net-Pay significativo, su variación en el tiempo es notable y su saturación de agua es cercana al Cut-Off, lo que implica que tendría un periodo de producción muy corto debido a que puede existir una canalización de agua importante, alcanzando el Cut-Off de Sw rápidamente y, por consiguiente, reduciendo rápidamente el Net-Pay. Además, el pozo ASTRO_018 tampoco se considera potencial para esta Sub-Unidad debido a que a pesar de tener Net-Pay importante su valor de saturación, 52.3%, es muy cercano a Cut-Off con posibilidad de cruzar el umbral muy rápidamente; se puede catalogar este pozo como marginal por su Sw.

4. MAPAS DE ISO-SATURACIÓN

En este capítulo se presenta la base teórica para la construcción de mapas de iso-saturación a partir de interpolación Kriging, se presenta la data necesaria para generar el mapa y se muestra el mapa generado en PETREL.

4.1 INTERPOLACIÓN KRIGING

En general, los mapas de iso-propiedades pueden generarse mediante modelamiento geológico, interpolación Kriging ordinario o por mapeo de contornos por computador. En el presente trabajo los mapas de iso-saturación serán realizados mediante la técnica estadística Kriging ordinario, por lo que se describe más detalladamente esta técnica.

Kriging ordinario es un método de interpolación espacial que se fundamenta en la minimización del error cuadrático medio de predicción y hace parte de la Geoestadística, rama de la geología que aplica conceptos estadísticos al estudio de la tierra, para describir la distribución y continuidad espacial de las propiedades de las rocas. Este método permite predecir valores de las propiedades del suelo en puntos en donde se desconoce mediante interpolaciones.

La interpolación de Kriging ordinario está basada en la simulación secuencial gaussiana, la cual permite predecir valores intermedios de variables aleatorias continuas. La simulación secuencial gaussiana es una técnica que permite predecir el valor de las características de los yacimientos entre puntos de medición y está basada en un procedimiento iterativo. Generalmente, el método lleva la distribución de probabilidad acumulada de los datos a una de tipo normal y posteriormente la retro-transforma a la variable original de interés.

El método utiliza la data de entrada para generar una función matemática con un semivariograma, predice una superficie y luego valida el modelo creado con validación cruzada. La simulación cuantifica el posible error y la incertidumbre de los valores mediante percentiles.

Los semivariogramas cuantifican la correlación entre puntos de acuerdo a su separación. De esta manera, puntos cercanos estarán más relacionados y tendrán una varianza menor, y a la inversa. Sin embargo, a una cierta distancia, la autocorrelación deja de existir y los puntos se vuelven independientes.

Kriging asume que la data del parámetro a interpolar debe tener una distribución normal y debe ser estacionaria. La distribución normal es dependiente de la media, la varianza y valores mínimos y máximos. Para comprobar si los datos tienen una distribución normal se puede generar un histograma el cual debería tender a formar una curva acampanada. En caso de que la data no se ajuste a una distribución

normal, se debe hacer una transformada de tipo log o arcoseno para que se logre ajustar. Un histograma es un gráfico que representa la distribución de frecuencias de una variable numérica continua, describiendo su tendencia central, forma y dispersión.

El carácter estacionario de la data está relacionado a la consistencia de variaciones entre puntos con igual separación, pero con diferente ubicación, es decir que la variación local no cambia al cambiar la ubicación. Dado el caso que la data tenga una tendencia, el simulador tiene una herramienta que ayuda a que la interpolación no se vea afectada.

El método permite determinar el valor de un parámetro en un punto en donde se desconoce a partir de las mediciones en puntos ya conocidos. Kriging propone que el valor buscado puede predecirse como una combinación lineal de las n variables aleatorias de manera ponderada, en donde la ponderación dependerá de la distancia de cada uno de los puntos con el que es objeto de la predicción.

La validación cruzada consiste en la exclusión de uno de los puntos de muestreo conocidos y predecir la variable de estudio en dicha ubicación mediante la simulación de kriging, buscando que la diferencia entre el valor predicho y el observado de la variable en el punto de prueba sea pequeña. Este procedimiento se realiza de manera secuencial con cada uno de los puntos de prueba hasta que se haya alcanzado un error cuadrático medio aceptable. El error cuadrático medio es una herramienta estadística que permite evaluar la exactitud y confiabilidad de predicción del simulador, que consiste en un promedio de los cuadrados de las diferencias entre los valores reales y los estimados de una variable en diferentes puntos de evaluación.

4.2 GENERACIÓN DEL MAPA DE ISO-SATURACIÓN EN PETREL

Como insumo para la generación de los mapas de iso-saturación se debe tener una serie de valores de saturación de agua a lo largo del yacimiento, con sus respectivas coordenadas y profundidades del techo de la formación en las que fueron tomadas las mediciones. Estos valores de saturación son derivados del análisis fisicoquímico del agua de formación llevada a cabo por la empresa CEPESA.

El software usado para la generación del mapa de iso-saturación es PETREL, facilitado por la empresa soporte. PETREL es un software integrado de la compañía NEXT, propiedad de Schlumberger, encargado, entre otras cosas, de representar las propiedades del yacimiento, obtenidos a partir de sísmica, mediante la generación de un modelo geológico del reservorio. El objetivo final es obtener resultados de una simulación a partir de la interpretación de datos sísmicos. El software lleva a cabo interpretación estratigráfica, contornos, mapas y evaluación de complejidades estructurales.

Para la generación del mapa de iso-saturación PETREL requiere que sea ingresado el modelo geológico de la formación y los pozos de referencia con sus respectivas coordenadas, topes estructurales y las saturaciones de agua respectivas.

El modelo geológico permite establecer las características estratigráficas y estructurales de la formación, como las intercalaciones de arenas y arcillas propias de los yacimientos de los Llanos Orientales, las fallas o límites hidráulicos, área de la Sub-Unidad y mapa estructural.

Cada pozo que sea ingresado al modelo y que sea parte de la simulación debe tener información de coordenadas, tope de Sub-Unidad en TVDSS y Sw promedio. El sistema de coordenadas usada por PETREL es Magna-Sirgas. La saturación de agua que aplica para realizar el mapa de iso-saturación en PETREL corresponde a la del espesor de reservorio neto, por tener mayor representatividad de la propiedad en la roca; esto significa que los pozos que se encuentran por fuera del contorno de saturación de agua 60%, valor de Cut-Off, no necesariamente carecen de espesor Net-Pay, debido a que el valor de saturación expuesto es el de reservorio neto y no del Net-Pay.

PETREL correlaciona esta información con el modelo geológico y permite ajustar los topes estructurales y generar el mapa de iso-saturación mediante interpolación de datos.

La **Tabla 15** presenta la data por pozo que es ingresada a PETREL para la interpolación de la saturación de agua en la roca.

Tabla 15. Data de ingreso a PETREL para generar el mapa de iso-saturación

POZO	COORDENADA X	COORDENADA Y	TOPE TVDSS (ft)	Sw PROMEDIO
ASTRO_T07	1227166.38	960223.33	-4591.20	0.997
ASTRO_001	1227366.89	958503.97	-4552.90	0.646
ASTRO_002	1227683.50	959037.25	-4540.80	1.000
ASTRO_003A	1228125.63	959641.60	-4545.46	0.317
ASTRO_005	1228349.34	960888.78	-4578.84	0.622
ASTRO_008	1228345.76	961641.00	-4600.26	0.557
ASTRO_011	1226934.99	957952.78	-4534.94	0.424
ASTRO_014	1228354.18	960313.37	-4559.14	0.490
ASTRO_018	1227779.10	960619.24	-4589.74	0.597
ASTRO_030H	1227236.26	959139.54	-4555.24	0.998
ASTRO_032HD	1227105.44	957820.86	-4548.36	0.956
ASTRO_033HD	1229456.59	962025.93	-4605.30	0.716
ASTRO_036	1228934.39	961621.66	-4598.16	0.661
ASTRO_039HD	1227598.96	958474.57	-4540.81	0.977
ASTRO_040H	1226933.07	959508.43	-4568.70	0.801

Fuente: Elaboración propia

Una vez PETREL termine la simulación se obtiene el mapa de iso-saturación para la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro, el cual puede verse en la **Figura 13**.

4.3 ANÁLISIS DEL MAPA DE ISO-SATUACIÓN

En la **Figura 13** se observan dos áreas que fueron generadas a partir de la construcción de dos polígonos en la herramienta PETREL. Estas dos áreas corresponden al área máxima y al área mínima.

Para trazar el área máxima se tuvo en cuenta el contorno de Sw igual a 60% correspondiente al Cut-Off de Sw, que indica la mayor área que puede generar un volumen neto de reservorio y además coincide con el contorno más grande posible que se cierra dentro de la extensión del campo; esto corresponde al percentil máximo o también llamado P01. Mientras que para generar el área mínima se tuvo en cuenta el contorno de saturación correspondiente a la saturación irreducible promedio de agua, con un valor de 20% de Swirr para el yacimiento en el Campo Astro, siendo esta el área mínima posible o P99. Estas áreas son:

MÍNIMA o P99: $218.428 \text{ m}^2 = 54,0 \text{ acres}$

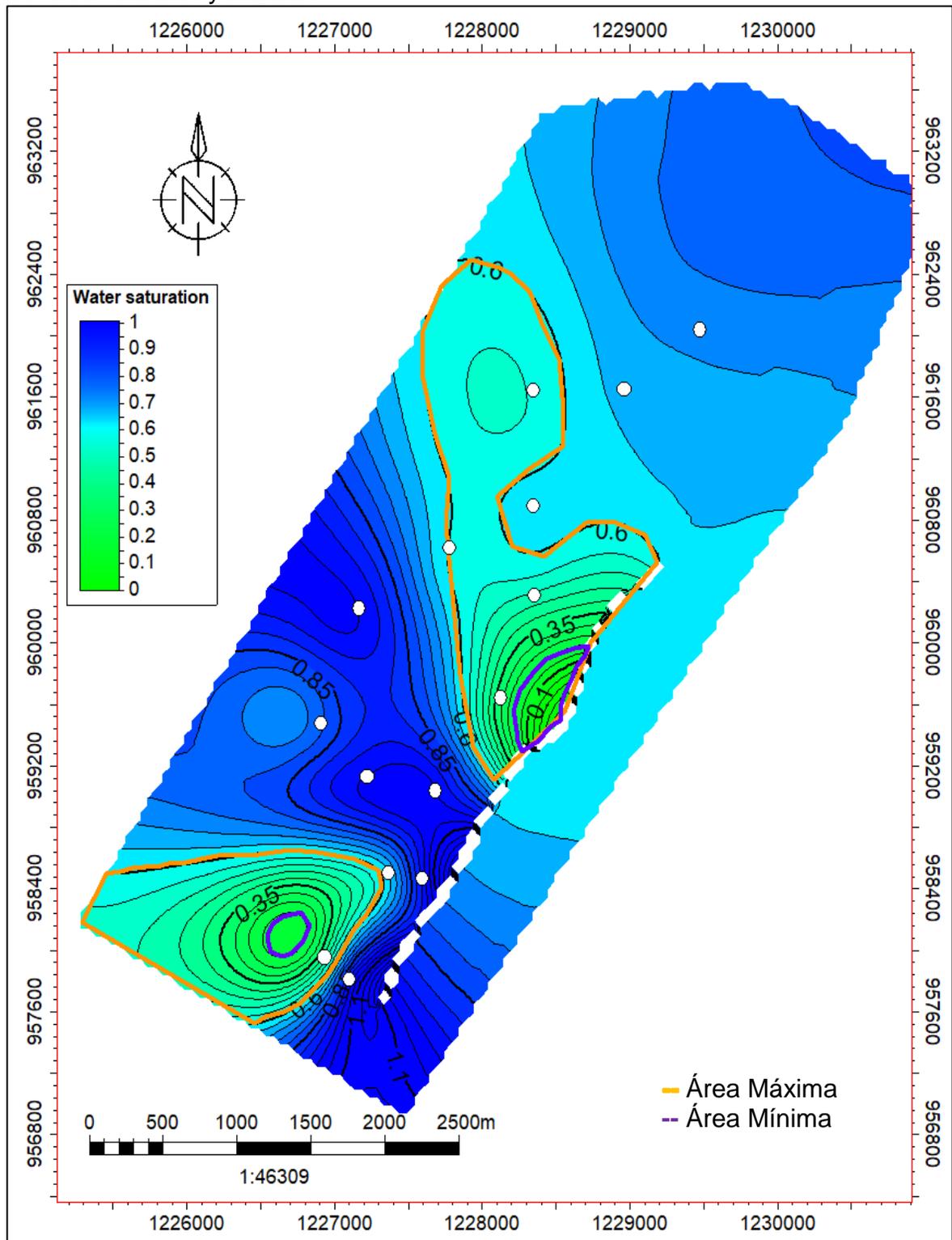
MÁXIMA o P01: $4.025.311 \text{ m}^2 = 994,7 \text{ acres}$

La **Figura 13** muestra el área de la Sub-Unidad C7-X comprendida en el Campo Astro. En el costado derecho se observa una falla que funciona como sello hidráulico del yacimiento, siendo el límite suroriental del mismo. Por esta razón la extrapolación generada por PETREL no es confiable más allá de la falla. El cambio de tonalidad entre azul y verde corresponde al valor Cut-Off de Sw de 60% establecido por la empresa soporte.

La tonalidad azul corresponde a saturaciones de agua superiores al 60%, mientras que las zonas verdes corresponden a saturaciones de crudo mayores al 40%. Esto no significa que los pozos que se encuentren por fuera del contorno de 60% de Sw no puedan tener potencial productivo puesto que aun así pueden tener espesores Net-Pay ya que el yacimiento tiene un alto componente estratigráfico representado en canales delgados conectados hidráulicamente. Este es el caso específico del pozo ASTRO_033HD, que a pesar de estar en la zona azul cuenta con espesor Net-Pay de 2.33 ft. Sin embargo, los demás pozos en las zonas azules efectivamente no cuentan con espesores Net-Pay.

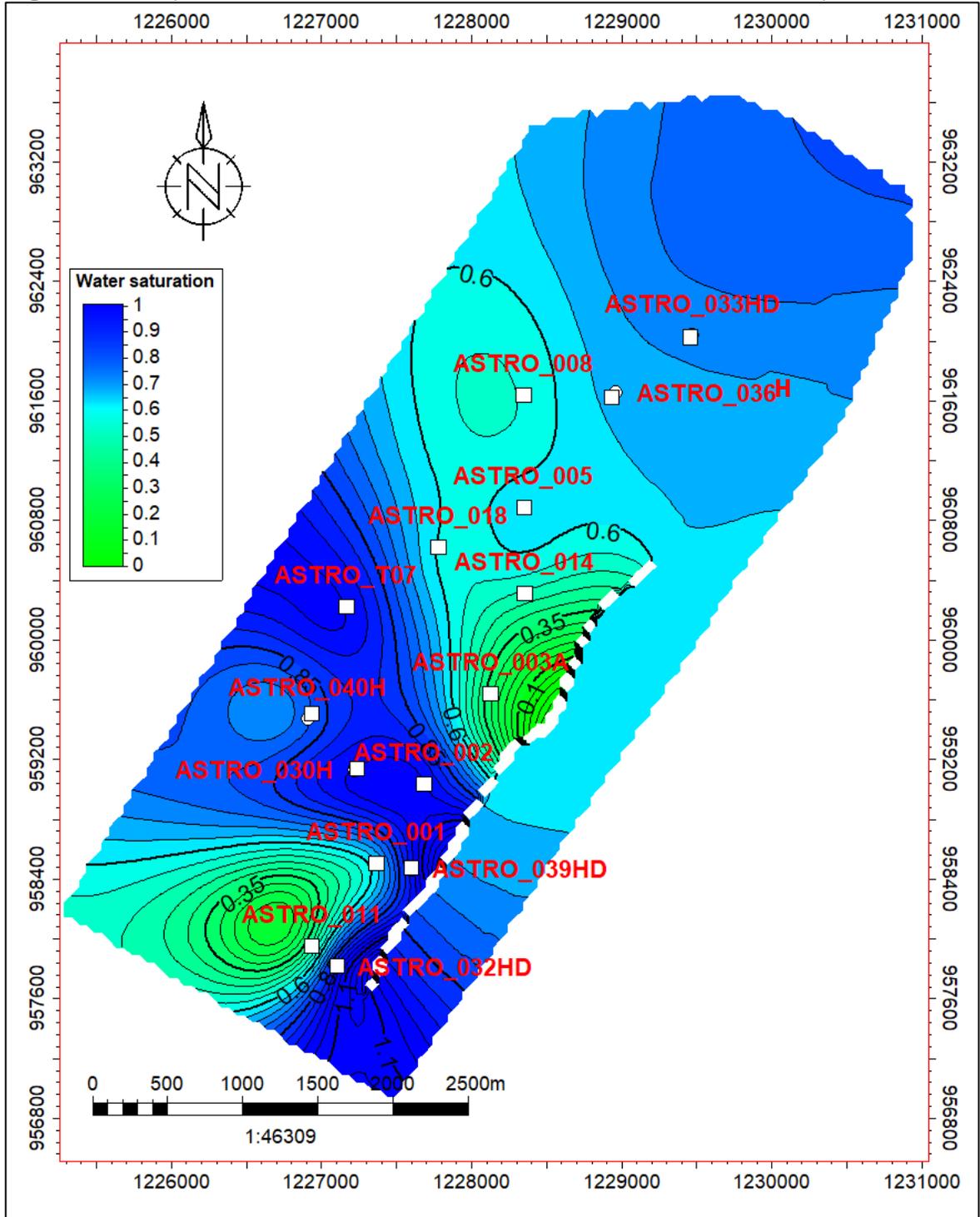
La **Figura 14** también demuestra la acumulación de aceite dirigida hacia los pozos. Esto se ve en la parte superior del mapa donde hay mayor área de petróleo. Sin embargo, en la parte inferior, se puede visualizar como ya para varios pozos, la Sub-Unidad está depletada. Estos pozos o ya han llegado al Cut-Off de Sw, o están próximos en llegar. Las líneas de iso-saturación muestran la forma estructural del yacimiento de dos anticlinales, concentrando la saturación de crudo en sus topes, en donde se observa la mayor concentración de pozos.

Figura 13. Mapa de Iso-saturación de la Sub-Unitad C7-X en el Campo Astro con las áreas mínima y máxima



Fuente: CEPESA-PETREL

Figura 14. Mapa de Iso-saturación de la Sub-Unitad C7-X en el Campo Astro



Fuente: CEPESA-PETREL

Se podría decir que los pozos ubicados en las zonas verdes tienen alto potencial de producir de la Sub-Unidad de estudio, pero es necesario analizar también sus espesores Net-Pay para tener criterio más objetivo. Por ejemplo, los pozos ASTRO_003A, ASTRO_011 y ASTRO_014 están situados bastante cerca a los contornos de saturación de agua más bajos, representando un potencial futuro de producción de crudo. Otros pozos como el ASTRO_002, ASTRO_030H, ASTRO_039HD y ASTRO_040H se posicionan en zonas de alta saturación de agua lo cual les disminuye de gran manera su potencialidad. Además, los pozos ASTRO_005 y ASTRO_018, a pesar de estar al límite del contorno de 60% de agua y contar con buenos espesores Net-Pay, 16.65 ft y 7.76 ft respectivamente, su saturación de agua está muy cercana al Cut-Off, 48.4% y 52.3%, y se catalogan como pozos marginales. También se pueden evidenciar zonas de alto cambio en saturación de agua, donde se ven la mayor densidad de contornos. Estas zonas pueden estar sufriendo de canalizaciones de agua que les esté generando una gran variación de saturación de agua en un área relativamente pequeña. Esto se ve en las cercanías de ASTRO_001 y ASTRO_011. En estas zonas, la saturación se está acercando rápidamente al valor de Cut-Off. Este mapa de iso-saturación nos brinda un completo entendimiento de cómo está distribuida el agua en la Sub-Unidad C7-X del Campo Astro.

5. CÁLCULOS DE VOLUMEN TÉCNICO

En este Capítulo se presentan los cálculos de POES, Petróleo Original En Sitio, y volumen técnico de petróleo por el método volumétrico tanto determinística como probabilísticamente. Al encontrar consistencia comparando la volumetría calculada por los dos métodos se puede tener mayor certeza de los resultados.

5.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO DETERMINISTA

En términos generales, el método volumétrico se fundamenta en la aplicación de la **Ecuación 18** que es conocida como la ecuación volumétrica para el cálculo de Petróleo Original En Sitio (POES). Esta ecuación relaciona propiedades petrofísicas de la roca y del petróleo obtenidas por registros de pozo, análisis de núcleos, análisis fisicoquímico de agua y pruebas PVT; las propiedades involucradas son área del yacimiento, espesor neto petrolífero, porosidad de la roca, saturación del agua de formación y el factor volumétrico del petróleo.

Ecuación 18. Ecuación Método Volumétrico para el Cálculo de Petróleo Original en Sitio

$$N = 7758 * \frac{A * h * \emptyset * (1 - Sw)}{\beta_{oi}}$$

Fuente: ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2000. p. 188.

En donde:

N = POES o Volumen de petróleo en sitio, STB (Barriles estándar).

7758 = Es un factor de conversión, $\frac{bbl}{ft*acre}$.

A = Área del yacimiento, acres. Determinada en PETREL.

h = Espesor neto petrolífero o Net-Pay, pies. Determinada en IP.

\emptyset = Porosidad, fracción. Determinada en IP.

Sw = Saturación de agua, fracción. Determinada en IP.

Boi = Factor Volumétrico de Petróleo, $\frac{Bbl@P,T}{STB}$. Obtenido de pruebas PVT.

El POES es el volumen de aceite que puede encontrarse acumulado en un yacimiento al momento en que fue descubierto. También, puede calcularse el volumen de aceite almacenado en un yacimiento en cualquier momento de su explotación, basta con actualizar los datos de saturación de fluidos y el factor volumétrico del crudo. Este volumen calculado se encuentra a condiciones estándar que corresponden a una temperatura ambiente de 60°F y una presión atmosférica de 14,7 psia.

Mediante el producto del área del yacimiento y el Net-Pay se determina el volumen neto de roca que tiene las características propias de un reservorio, el potencial de almacenar y producir hidrocarburos, y suficiente contenido de los mismos.

La porosidad es la relación que hay entre el volumen de espacio poroso y el volumen total de roca, y representa la capacidad que tiene la formación de almacenar fluidos. Al operar el área del yacimiento, el Net-Pay y la porosidad, se obtiene el volumen poroso.

La saturación de agua representa el porcentaje o porción del volumen poroso total que está ocupado por agua de formación; la saturación de petróleo en un intervalo de roca, en ausencia de gas, se expresa como la diferencia $1-S_w$. Al multiplicar el volumen poroso de una roca con la saturación de crudo, se determina el volumen de crudo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

El factor volumétrico del petróleo permite llevar las unidades volumétricas del crudo de condiciones de yacimiento a condiciones estándar.

Específicamente, la metodología determinística emplea un único valor para cada parámetro de entrada relacionado en la **Ecuación 18**, para realizar un único cálculo de volumen de crudo. Generalmente, para este método se emplean valores promedio de entrada para cada parámetro; el cálculo obtenido por este método puede corresponder o ser cercano al volumen promedio del método probabilístico.

Esta metodología no permite sensibilizar las variables de entrada ni el resultado final con respecto a la incertidumbre inherente de los mismos.

5.1.1 Cálculo de volumen por método determinista. De acuerdo a lo descrito anteriormente, se procede a calcular el volumen de petróleo original en sitio por medio de la **Ecuación 18** usando como entrada los valores promedio de cada parámetro relacionado.

El factor volumétrico de petróleo inicial, B_{oi} , con un valor de 1.043 bls/STB a la presión inicial de 2200 psia fue obtenido por pruebas PVT previamente validadas, por lo que este parámetro no cuenta con ninguna distribución ni incertidumbre debido a confiabilidad de la información.

Por otra parte, el factor de recobro, FR , es calculado mediante la **Ecuación 19** que hace uso de propiedades PVT. Se aplica este método para determinar el factor de recobro último que puede obtenerse de un reservorio con empuje de agua, debido a que no se puede calcular el factor de recobro por producción acumulada a futuro mediante curvas de declinación, ya que dos de los cuatro pozos que han producido

crudo del Campo en la formación lo han hecho de manera comingled y la producción específica para la Sub-Unidad es alocada.

Ecuación 19. Factor de recobro para areniscas con empuje de agua

$$FR = 11.4 + 27.2 * \log(k) + 25.6 * S_{wi} - 13.6 * \log(\mu_o) - 153.8 * \phi - 0.035 * h$$

Fuente: ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2000. p. 189.

Donde,

K: permeabilidad, mD. Con un valor de 450 mD derivado de análisis de núcleo.
Swi: saturación de agua inicial, fracción. Establecido en 27% como se describió en el capítulo de generalidades.

μ_o : viscosidad de petróleo, cP. Determinado por medio de pruebas PVT con un valor de 9.712 cP.

Φ : porosidad, fracción. Obtenido de la interpretación de registros de pozo en IP con un valor de 26.4%.

h: espesor, ft. Corresponde al Net-Pay promedio calculado en IP fijado en 8.5 ft.

De esta manera se procede a calcular el factor de recobro como sigue:

$$FR = 11.4 + 27.2 * \log(450 \text{ mD}) + 25.6 * 0.27 - 13.6 * \log(9.712 \text{ cP}) - 153.8 * 0.264 - 0.035 * 8.5 \text{ ft}$$

$$FR = 36.2 \%$$

Este valor de FR de 36.2% es aplicado tanto para el cálculo determinístico como para el probabilístico. Una vez establecidas las propiedades relacionadas en la ecuación volumétrica se procede a realizar el cálculo determinístico. En la **Tabla 16** se encuentran los valores promedio de estos parámetros, y se debe tener en cuenta que Boi y FR son valores con magnitud fija y por consiguiente no manejan distribuciones ni promedio.

Tabla 16. Percentiles de propiedades petrofísicas actualizadas para el cálculo determinista

AREA (acres)	NETPAY (ft)	ϕ	Sw	So	Boi (BlS/STB)	FR
524.3	8.5	0.264	0.335	0.666	1.043	0.362

Fuente: Elaboración propia

Ingresando los valores promedio de cada parámetro en la **Ecuación 18** se obtiene el POES de manera determinista, como se muestra a continuación.

$$N = 7758 * \frac{524.3 * 8.5 * 0.264 * (1 - 0.335)}{1.043} = 5.8 \text{ MMSTB}$$

Al comparar este valor de POES determinístico con el anteriormente vigente en el 2015 de 4.1 MMSTB, por medios probabilísticos, se evidencia que el nuevo valor es mayor. Esto constituye una discrepancia debido a que se espera que el nuevo valor sea menor por la disminución global del Net-Pay en Sub-Unidad; sin embargo, este cálculo no está muy desviado de la magnitud de volumen que se espera y puede servir de referencia. Por esta razón es necesario aplicar el método estocástico de volumetría para poder comparar dos valores probabilísticos equivalentes, y de esta manera validar el nuevo volumen y realizar las recomendaciones finales.

Teniendo el nuevo POES de manera determinista se procede a calcular el volumen técnico por el mismo método. Para determinar el nuevo volumen técnico de crudo se opera el POES por el Factor de Recobro que se ha establecido para el yacimiento como se ve a continuación.

$$\begin{aligned} \text{Volumen técnico} &= 5.8 \text{ MMSTB} * 0.362 \\ \text{Volumen técnico} &= 2.1 \text{ MMSTB} \end{aligned}$$

Este valor de volumen técnico también sería una medida de referencia por depender del POES y debe verificarse mediante el cálculo probabilístico.

Previo al cálculo estocástico del nuevo POES se realiza el cálculo determinístico de la volumetría desactualizada para tener mayor referencia de la tendencia que se puede encontrar con el Método de MonteCarlo. En la **Tabla 17** se especifican los valores promedio de los parámetros necesarios.

Tabla 17. Propiedades petrofísicas a 2015 para el cálculo determinista

AREA (acres)	NETPAY (ft)	ϕ	Sw	So	Boi (Bl/s/STB)	FR
524.3	9.1	0.264	0.342	0.658	1.043	0.362

Fuente: Elaboración propia

Los parámetros Net-Pay, porosidad y saturación de agua varían respecto a sus valores actuales según los resultados de la evaluación fisicoquímica realizada en el 2015, los cuales se muestran en la **Tabla 11**. Por otra parte, el área por ser una propiedad espacial, y el factor volumétrico de petróleo inicial y el factor de recobro por haberse calculado a condiciones iniciales permanecen constantes con respecto a los actuales.

El POES desactualizado se calcula a continuación con la ecuación volumétrica.

$$N = 7758 * \frac{524.3 * 9.1 * 0.264 * (1 - 0.342)}{1.043} = 6.2 \text{ MMSTB}$$

Y de la misma manera su volumen técnico asociado es:

$$\text{Volumen técnico} = 6.2 \text{ MMSTB} * 0.362 = 2.2 \text{ MMSTB}$$

Se puede observar que tanto el volumen técnico como el POES del estudio actualizado son menores a los precedentes, lo cual está en línea con la disminución de los Net-Pay y el aumento global de la saturación de agua en la formación.

El volumen calculado por este método sirve de referencia mas no es un valor concluyente o definitivo para tomar decisiones debido a que no tiene en cuenta la variación espacial de las propiedades en el subsuelo y por consiguiente no cuantifica la incertidumbre asociada.

5.2 MÉTODO VOLUMÉTRICO PROBABILÍSTICO

Este método, también llamado método estocástico, al igual que el determinístico se basa en la **Ecuación 18** para calcular el volumen técnico, con la diferencia de que éste usa distribuciones de probabilidad acumulada, o PDF por sus siglas en inglés, para cada parámetro de entrada, en lugar de un valor único de entrada para cada uno.

Debido a que los parámetros relacionados en la ecuación volumétrica son susceptibles de incertidumbre respecto a su distribución espacial en el yacimiento, es necesario desarrollar un enfoque probabilístico para determinar el volumen técnico basándose en la simulación de Monte Carlo.

La simulación de Monte Carlo es una herramienta de análisis estadístico que permite modelar la incertidumbre y aleatoriedad inherente de los parámetros de entrada de la ecuación volumétrica de crudo in-situ por medio de las PDF. Usando percentiles, las distribuciones permiten conocer la probabilidad acumulada de que el valor de un parámetro sea menor o igual a determinado valor. Un percentil representa el valor resultante de dividir un conjunto de datos en cien secciones iguales y define la probabilidad acumulada de que el valor de la variable aleatoria continua estudiada sea menor o igual a cierto valor.

Haciendo uso de percentiles de las propiedades, de las PDF de entrada y de la ecuación volumétrica, la simulación permite obtener una distribución acumulada para el volumen de crudo resultante, la cual a su vez cuantifica la incertidumbre del mismo.

Este método requiere que se especifique el tipo de distribución acumulada que ha de ser aplicada para cada uno de los parámetros involucrados en la **Ecuación 18**, al igual que se disponga de los valores de los percentiles de los mismos. Además

de definir el tipo de distribución de las variables de entrada, es muy importante también definir la función de probabilidad acumulada que mejor se ajuste al comportamiento de la volumetría, la cual debe representar el efecto de la incertidumbre.

Esto quiere decir que, a partir de las distribuciones de probabilidad asignadas a los parámetros de entrada, el modelo es capaz de generar una función de distribución de probabilidad acumulada de salida después de una corrida de simulación; según MUSTAFA et al⁶², 3,000 es el número estándar de iteraciones que debe realizar el software MMRA para producir resultados con porcentajes de error aceptables. Cada uno de los valores de la distribución de volúmenes obtenida tendrá asociado un percentil.

La distribución de probabilidad acumulada resultante permite visualizar los múltiples escenarios posibles que pueden generarse por efectos conjuntos de las variables de entrada.

Algunas de las distribuciones de probabilidad más comunes son:

- **Distribución Normal:** la curva generada tiene forma de campana con simetría alrededor de la media. En esta distribución la magnitud de la media coincide con la de la moda y la mediana.
- **Distribución LogNormal:** “muy parecida a la distribución normal, pero sesgada hacia un lado...En aplicaciones de exploración y producción de petróleo es muy utilizada para representar el precio del petróleo, la permeabilidad, el espesor de yacimiento, los factores de recobro de crudo, las reservas y la producción por campo”⁶³. Esta distribución generalmente se aplica cuando la mayoría de los datos están desplazados hacia el valor mínimo donde el promedio es mayor a la mediana y esta es mayor a la moda. Una desventaja de esta distribución es que cuando se tiene alta incertidumbre es necesario truncar la distribución para excluir valores extremadamente grandes que no tienen justificación. Esta distribución es aplicable para propiedades cuyos valores tienen variaciones superiores a un factor de 10^1 .

⁶²VERSAN KOK, Mustafa; KAYA, Egemen y AKIN, Serhat. Monte Carlo Simulation of Oil Fields. En: Energy Sources. Ankara. Julio, 2006. p. 208, 209.

⁶³ DÍAZ GUARDIA, Venus Minerva, et al. Análisis de Riesgo y Simulación de Monte Carlo en la Valoración de Proyectos-Aplicación en la Industria de los Hidrocarburos. En: El Reventón Energético. 2010. p. 36-37.

- **Distribución Triangular:** es muy sencilla; para su generación solamente requiere de tres datos: el mínimo, la moda y el máximo. Se debe usar con precaución ya que distribuciones triangulares sesgadas a la derecha toman valores grandes con más frecuencia que la distribución LogNormal base y sobrestiman el promedio. De igual manera, si está sesgada a la izquierda subestima el promedio.
- **Distribución Beta o Pert:** es ideal para cualquier variable definida entre cero y uno. Esta toma como datos de entrada los valores pesimista, más probable y optimista. Comúnmente es usada para describir data histórica y predecir el comportamiento de una variable. Esta distribución puede tomar diversas formas tales como simétrica, asimétrica y uniforme.
- **Distribución Uniforme:** asigna igual probabilidad de ocurrencia a los diferentes casos posibles. Su distribución está definida entre valores mínimos y máximos.

La **Figura 15** muestra las distribuciones de probabilidad acumulada descritas anteriormente, en donde el eje horizontal representa el valor de la variable aleatoria continua estudiada y en el eje vertical se presenta la probabilidad de ocurrencia de la variable.

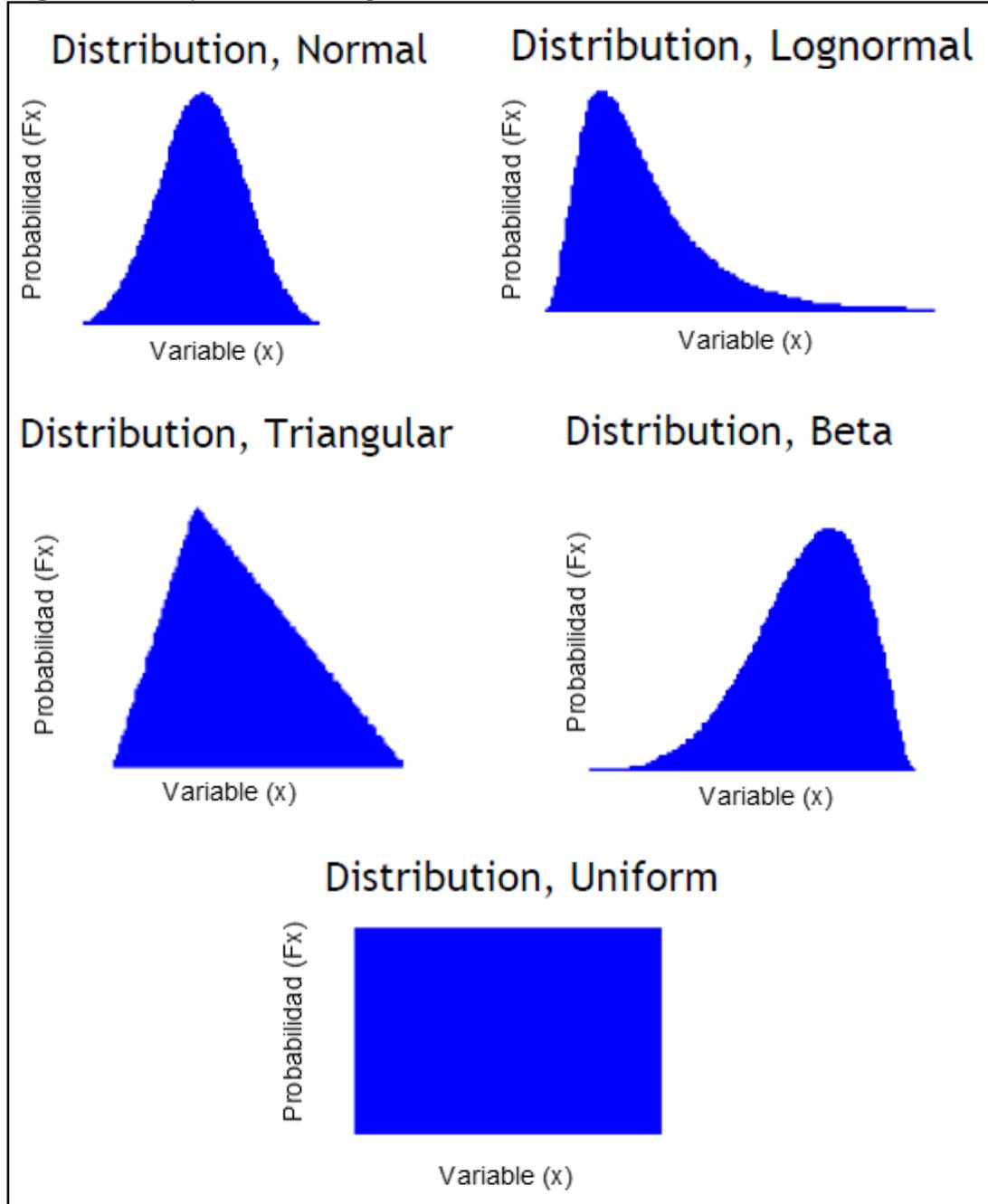
Generalmente, la PDF resultante se aproxima en su forma a la Normal, siempre y cuando se haga un mínimo de 10,000 iteraciones, y por consiguiente la industria petrolera la ha adoptado para generar las distribuciones volumétricas; además, CEPSA ha determinado que esta PDF es la que mejor representa su volumetría.

De acuerdo a DÍAZ et al⁶⁴, algunos conceptos estadísticos analizados en la simulación probabilística de MonteCarlo, orientados a caracterizar la incertidumbre en los cálculos, son los percentiles P10, P50 y P90, la media y la desviación estándar.

Respecto a los percentiles, el P10 muestra que existe una probabilidad acumulada del 10% de que la variable analizada tenga un valor menor o igual al indicado, este percentil se asume como el valor mínimo de las variables para efectos de la simulación; de la misma manera, el P90 representa una probabilidad acumulada del 90% de que el valor de la variable sea menor o igual al mismo, este percentil se asume como el valor máximo de las variables para efectos de la simulación. El P50 hace referencia a la mediana y muestra la tendencia central de la variable; ésta divide el conjunto de datos en dos partes iguales, 50% de valores inferiores y 50% de datos superiores. La media hace referencia al promedio de los datos de los parámetros de entrada.

⁶⁴ Ibid., p. 37.

Figura 15. Representación gráfica de las curvas PDF



Fuente: MMRA

Para poder entender el término desviación estándar primero se debe definir la varianza, S^2 , que es una medida de dispersión de la data y se calcula como el promedio de los cuadrados de las desviaciones de los valores respecto a la media. La desviación estándar, S , es otra medida de dispersión de la información que corresponde a la raíz cuadrada de la varianza ($\sqrt{S^2}$).

Como se mencionó anteriormente, MMRA es la herramienta de apoyo que se usa para el cálculo probabilístico del volumen en sitio. MMRA, Multi-Method Risk Analysis, es un simulador diseñado en hojas de cálculo de Excel desarrollado por el Geólogo Peter Rose, para elaborar modelos predictivos y de análisis. Esta herramienta permite tener en cuenta la incertidumbre de las variables de entrada mediante la aplicación del método de MonteCarlo brindando una perspectiva de los factores críticos. El programa calcula miles de escenarios registrando la data de entrada y los resultados de cada uno de estos; su análisis permite conocer los rangos posibles de los resultados, su probabilidad de ocurrencia y demás datos estadísticos. Los resultados son presentados en forma de tablas y reportes.

El programa de apoyo proporciona dos rutas posibles para calcular la volumetría probabilística en un reservorio dependiendo de los datos de entrada disponibles. La primera consiste en la interrelación de las variables área del yacimiento, espesor neto promedio y parámetros de yacimiento; el área del yacimiento es obtenida a partir del modelo geológico del reservorio calculado delimitando dos polígonos en PETREL de un área máxima y un área mínima, mientras el espesor neto se obtiene a partir de registro de pozos y la aplicación de los criterios de Cut-Off, apoyándose en el software IP, Interactive Petrophysics.

La segunda ruta comprende la interrelación entre volumen bruto de roca, la relación Net-to-Gross y parámetros de yacimiento; el volumen bruto de la roca se obtiene por medio del programa PETREL que correlaciona parámetros de área y espesor bruto de roca por pozo, y la relación Net-to-Gross se obtiene de registros de pozo y estudios de petrofísica facilitados por el software IP, Interactive Petrophysics.

Los parámetros de yacimiento que son tenidos en cuenta en MMRA y que aplican para el reservorio en específico son porosidad, saturación de crudo, factor volumétrico de petróleo y el factor de recobro, los cuales tendrán cada uno sus distribuciones probabilísticas. La porosidad es obtenida en el software IP, la saturación de crudo se obtiene a partir de la saturación de agua obtenida de la Ecuación de Simandoux, el factor volumétrico petróleo es obtenido de pruebas PVT ya realizadas por la empresa soporte y el factor de recobro se obtiene del conocimiento del yacimiento o del área del Campo ya establecido por CEPSA.

Para efectos del programa MMRA los percentiles son tomados inversamente a lo que se describió anteriormente y se tienen en cuenta dos percentiles adicionales.

El P10 es un valor optimista factible que corresponde a una probabilidad acumulada de ocurrencia del 90%. El P50 coincide con el P50 anteriormente descrito. El percentil P90 es un valor pesimista factible que corresponde a una probabilidad acumulada de ocurrencia del 10%. El MMRA incluye dos percentiles más que

corresponde a los valores mínimos y máximos exagerados, llamados P99 y P01, respectivamente. Estos percentiles aplican para todos los parámetros de entrada de la **Ecuación 18** y para el resultado final.

Debido a que cada empresa tiene un portafolio de oportunidades exploratorias único y la evaluación de estas difiere entre compañías, no existe un estándar para asignar los valores de P10 y P90, por lo que cada empresa debe determinarlos independientemente. La precisión de los criterios de evaluación y determinación de los percentiles que una empresa implementa se van actualizando conforme a resultados y a análisis históricos, siguiendo una curva de aprendizaje y llegando progresivamente a predicciones de mejor calidad.

Para efectos de los cálculos volumétricos realizados con MMRA se implementan 15,000 iteraciones, por recomendación de la empresa soporte y para poder obtener una PDF resultante de la forma Normal.

5.2.1 Procedimiento en MMRA. El programa MMRA requiere que sean ingresados los percentiles P90 y P10 de cada parámetro para realizar la simulación, estos valores son relacionados en la **Tabla 18**. Adicionalmente, se establecen las PDF que utiliza la herramienta y que fueron establecidas por CEPESA de acuerdo al entendimiento del yacimiento, las cuales son utilizadas para generar la distribución de los parámetros y los demás percentiles.

Tabla 18. Percentiles de propiedades petrofísicas para el cálculo probabilístico

PERCENTIL	AREA (acres)	NETPAY (ft)	ϕ	Sw	So
P90 (MIN)	54.0	1.5	0.236	0.123	0.877
P10 (MAX)	994.7	21.0	0.291	0.523	0.477
PDF	LogNormal	LogNormal	Normal	Normal	Normal

Fuente: Elaboración propia

La distribución LogNormal aplica a los parámetros área y Net-Pay sustentándose en la literatura y en la tendencia evidenciada de sus valores sesgados hacia los más pequeños.

La PDF Normal se aplica a las propiedades de porosidad y saturación de fluido debido a que es la que mejor representa el comportamiento de estas propiedades en el subsuelo. Además, esta PDF también se usa para representar la volumetría final.

Por otra parte, dado que los parámetros factor volumétrico de petróleo, obtenido por pruebas PVT previamente validadas, y factor de recobro tienen valores únicos, éstas no manejan ninguna distribución; para efectos de que MMRA asuma el valor

constante se ingresa el mismo valor tanto para máximo como para mínimo y se le asigna la distribución Normal. Estas propiedades mantienen los mismos valores usados en el cálculo determinístico puesto que no están sujetas a incertidumbre por provenir de data PVT validada, de esta manera $Boi = 1.043$ Bls/STB y $FR = 0.362$.

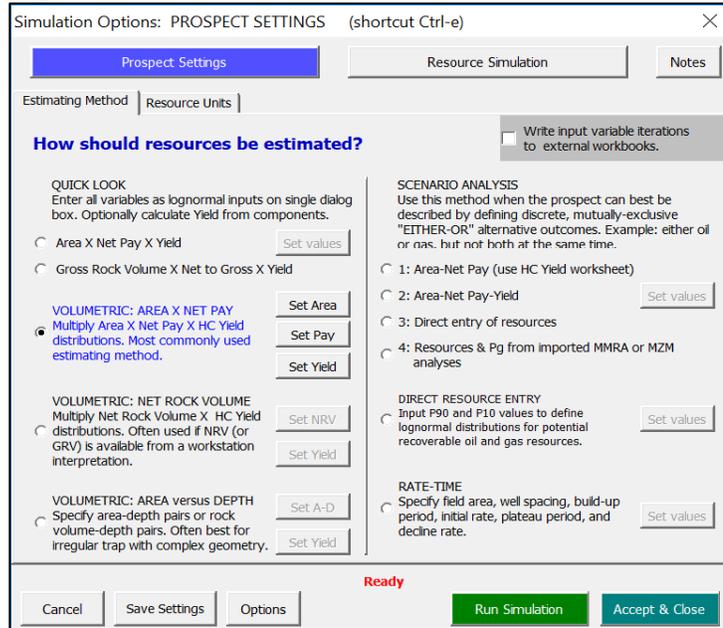
La **Figura 16** presenta la interfaz de MMRA basada en una hoja de cálculo de Excel, en esta ventana se presiona el botón verde que dice START para iniciar el ingreso de data y seleccionar el método que desea seguir. Para el presente trabajo se implementa la ruta de cálculo de AREA x NET-PAY, como se ve en la **Figura 17**. Ahora, se procede a ingresar los valores de Área, Net-Pay y parámetros de yacimiento, mostrados en la **Tabla 18**.

Figura 16. Interfaz MMRA

Fuente: CEPASA-MMRA

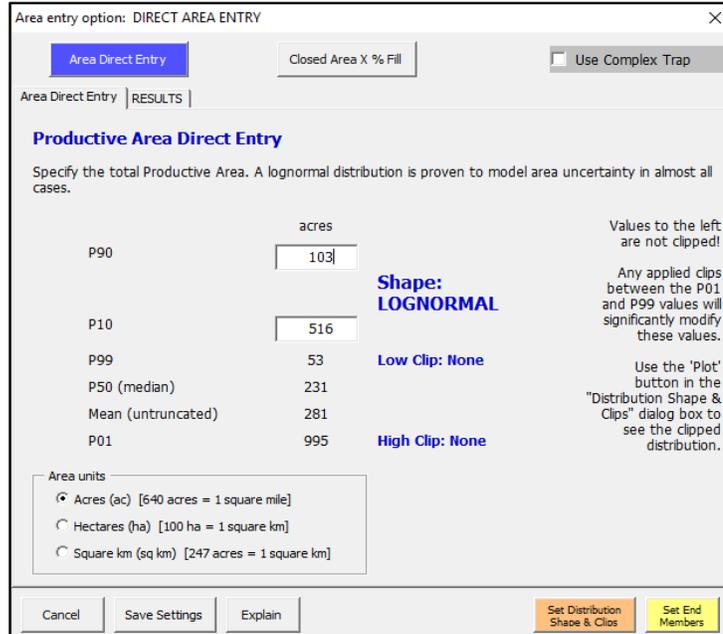
Primero se ingresa a Set Area para poder establecer los percentiles de área y la PDF LogNormal característica de esta propiedad. Como se describió en el **Capítulo 4** los valores de área determinados corresponden a los percentiles P99 y P01 por ser los extremos limitantes posibles de este parámetro para el campo, siendo la única propiedad relacionada en la **Tabla 18** que no utiliza los percentiles relacionados de P90 y P10. En la **Figura 18** se observa cómo se ajustan de la mejor manera posible estos valores a los percentiles correspondientes.

Figura 17. Selección de ruta de cálculo en MMRA



Fuente: CEPASA-MMRA

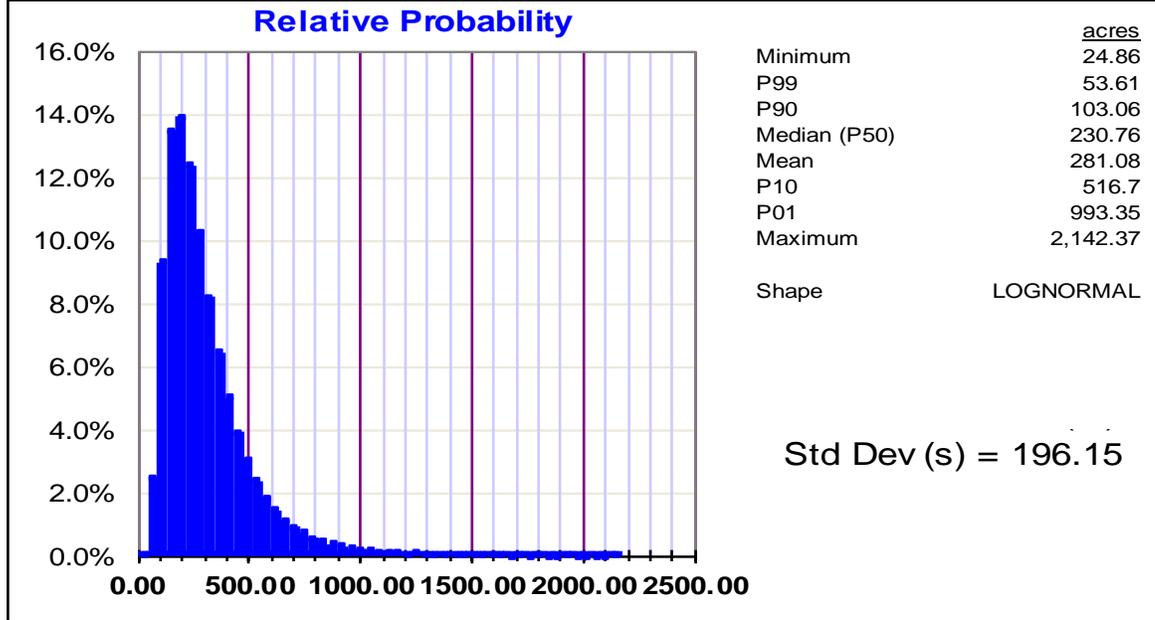
Figura 18. Ingreso de Área a MMRA



Fuente: CEPASA-MMRA

En la **Figura 19** se observa la distribución PDF generada para el área, acompañada por percentiles adicionales y algunos datos estadísticos.

Figura 19. PDF y percentiles de Área



Fuente: CEP-SA-MMRA

A continuación se ingresan los percentiles de Net-Pay al igual que la PDF correspondiente a esta propiedad como se ve en la **Figura 20**.

Figura 20. Ingreso de Net-Pay a MMRA

Net Pay entry option: DIRECT NET PAY ENTRY

Average Net Pay Direct Entry | Geometric Correction | RESULTS | Vert Closure Cross Check

Average Net Pay Direct Entry (for each individual sand)

Specify the Average Net Pay (consider to be Average Net Reservoir if a Geometric Correction Factor is subsequently applied). Lognormal (asymmetric) distribution is most commonly observed..

feet

P90	1.51	Shape: LOGNORMAL	Values to the left are not clipped!
P10	21.00		
P99	1	Low Clip: None	Any applied clips between the P01 and P99 values will significantly modify these values.
P50 (median)	6		
Mean (untruncated)	10		
P01	61	High Clip: None	

Use the 'Plot' button in the "Distribution Shape & Clips" dialog box to see the clipped distribution.

Net Pay Units

feet (ft)

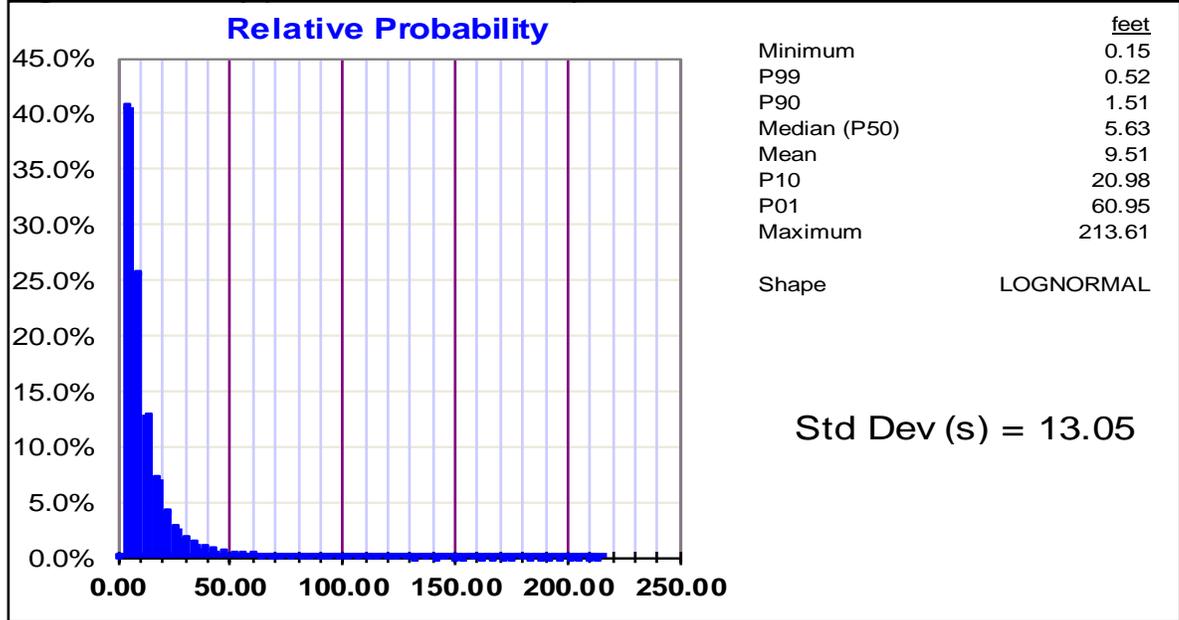
metres (m)

Cancel Save Settings Explain Set Distribution Shape & Clips Set End Members

Fuente: CEP-SA-MMRA

En la **Figura 21** se presenta la PDF y los percentiles que la herramienta genera para el Net-Pay.

Figura 21. PDF y percentiles de Net-Pay



Fuente: CEPESA-MMRA

En la **Figura 22** se observa cómo se ingresa la data de porosidad y la **Figura 23** presenta la PDF y percentiles que MMRA genera para la misma propiedad.

Figura 22. Ingreso de Porosidad a MMRA

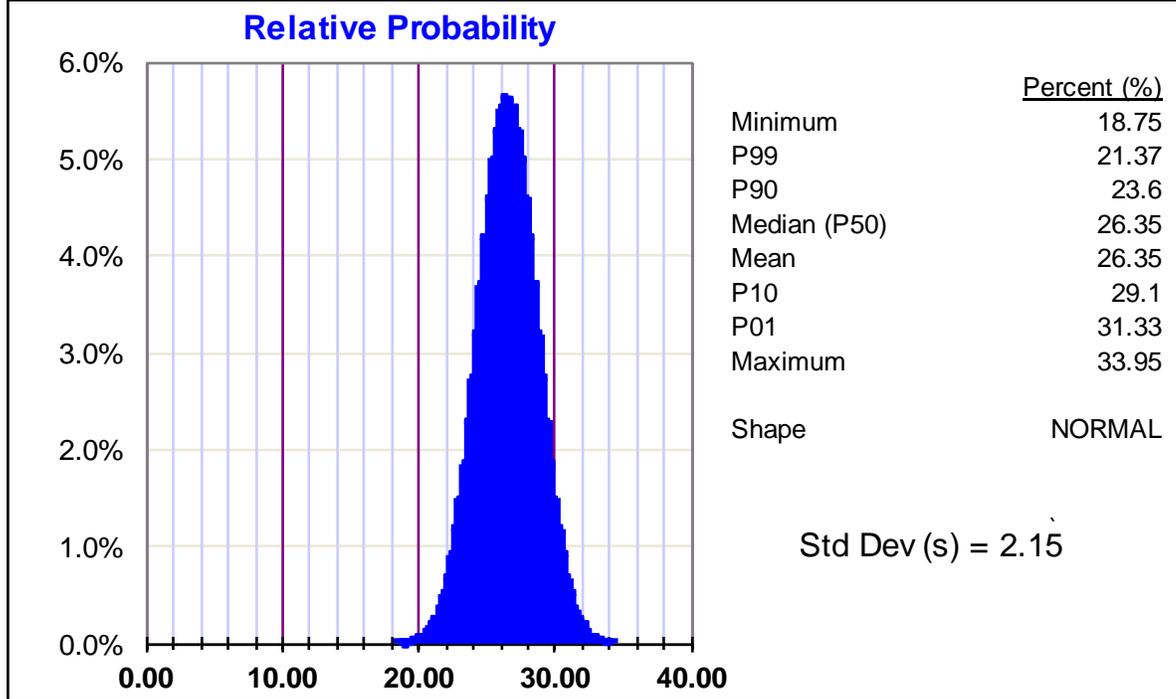
The screenshot shows the 'Yield option: RESERVOIR PARAMETERS' dialog box. The 'Porosity' tab is active, and the 'Average Reservoir Porosity (admin limits: 1 to 40%)' section is visible. The distribution is set to 'NORMAL' with a 'Low Clip: None' and 'High Clip: None'. The following table shows the input values for the porosity distribution:

Parameter	Value (%)
P90	23.60
P10	29.10
P99	21.36
P50 (median)	26.35
Mean (untruncated)	26.35
P01	31.34

Additional information from the interface: 'Values to the left are not clipped!', 'Any applied clips between the P01 and P99 values will significantly modify these values.', and 'Use the 'Plot' button in the "Distribution Shape & Clips" dialog box to see the clipped distribution.'

Fuente: CEPESA-MMRA

Figura 23. PDF y percentiles de Porosidad

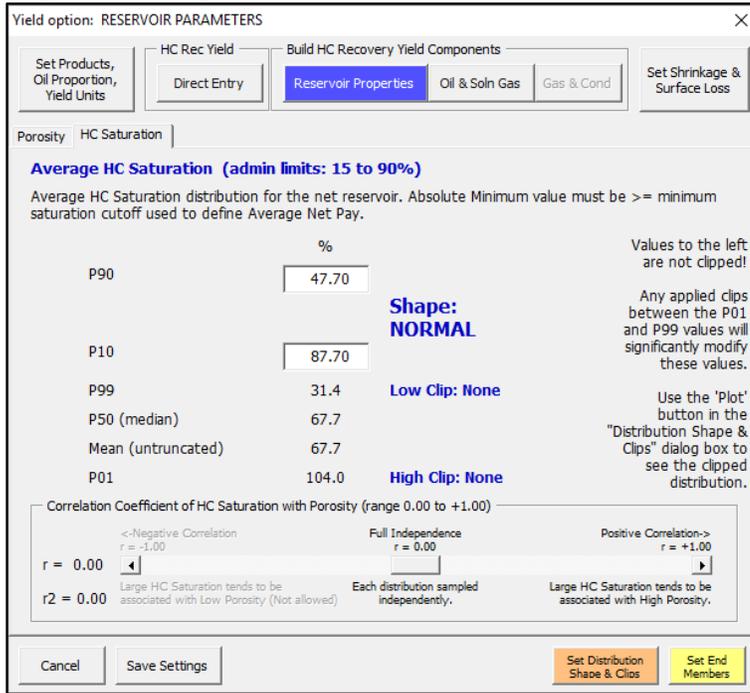


Fuente: CEPESA-MMRA

En la **Figura 24** se observa cómo se ingresa la data de S_o y la **Figura 25** exhibe la PDF y los percentiles que MMRA genera para esta propiedad. Los percentiles de la segunda figura se ven desfasados respecto a los ingresados en la primera debido al truncamiento realizado por el software a esta propiedad derivado de un límite superior establecido por CEPESA, al considerar la saturación de agua irreducible mínima de 10%. Así, la saturación de petróleo máxima posible de 90% como limitante de la interacción roca-fluido restringe la distribución libre de la propiedad. Este truncamiento se evidencia en el costado derecho de la gráfica de la **Figura 25**, en la que se puede evidenciar la tendencia normal de la PDF cortada por la herramienta.

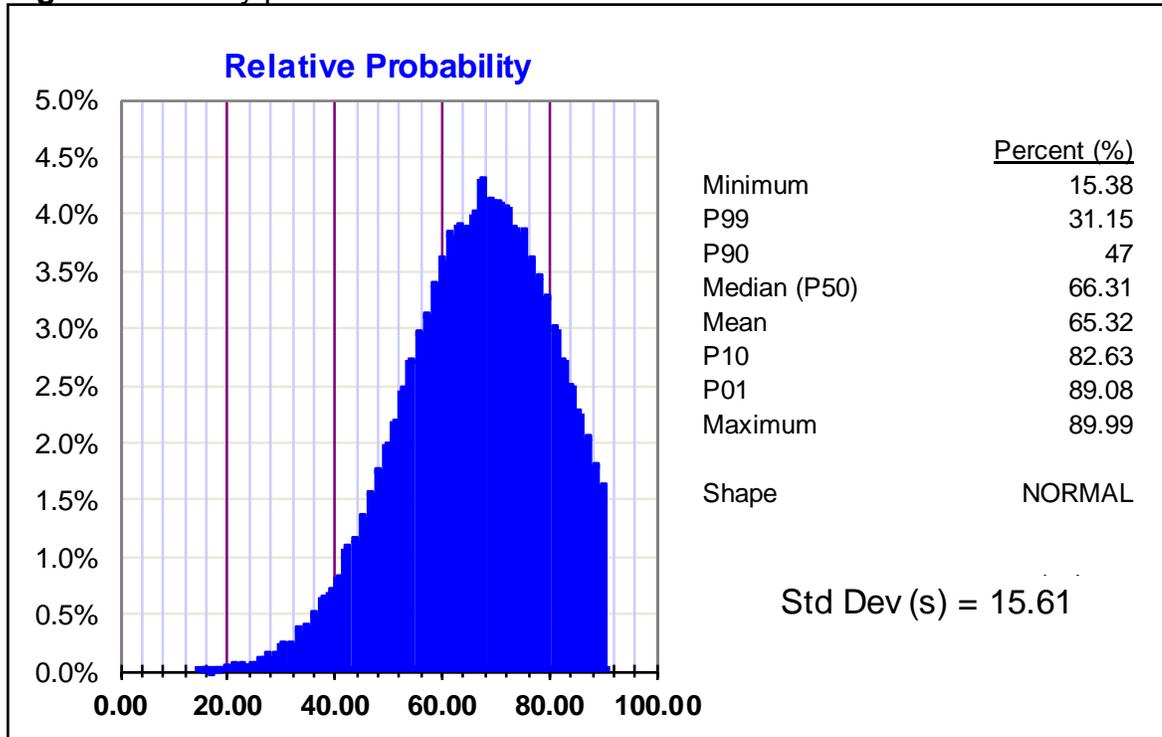
Por último, se ingresan los valores de B_o y Factor de recobro que como se explicó anteriormente no tienen ninguna distribución por ser variables de magnitud fija y de esta manera se les asigna la PDF normal. En la **Figura 26** se observa la manera en que se ingresa la data de estas dos propiedades.

Figura 24. Ingreso de So a MMRA



Fuente: CEPASA-MMRA

Figura 25. PDF y percentiles de So



Fuente: CEPASA-MMRA

Figura 26. Ingreso de Bo y Factor de recobro a MMRA

The figure shows two side-by-side screenshots of the MMRA software interface. Both windows are titled 'Yield option: BUILD OIL YIELD' and have tabs for 'Set Products, Oil Proportion, Yield Units', 'HC Rec Yield', 'Build HC Recovery Yield Components', and 'Set Shrinkage & Surface Loss'. The left window is for 'Formation Volume Factor (FVF=Bo) - OIL reservoirs (admin limits: 1 to 4)'. It contains a table for inputting values for different percentiles (P90, P10, P99, P50, Mean, P01) and a section for 'Correlation Coefficient of Oil FVF with GOR'. The right window is for 'Recovery Efficiency - OIL reservoirs (admin limits: 1 to 75%)'. It contains a similar table for inputting values and a section for 'Correlation Coefficient of Oil RE with Porosity'. Both windows have 'Cancel', 'Save Settings', and 'Set Distribution Shape & Clips' buttons at the bottom.

Fuente: CEPASA-MMRA

Para concluir el procedimiento, se corre la simulación, como se ve en la **Figura 27**; vale la pena aclarar que los volúmenes que se presentan en la figura son ejemplos por lo que no son representativos para el presente estudio. Debe asegurarse que se realizan 15,000 iteraciones como recomendación de CEPASA, para obtener resultados confiables y precisos, excediendo la recomendación de la literatura de 3,000 iteraciones.

Figura 27. Run Simulation en MMRA

The figure shows the 'Run Simulation' dialog box in MMRA. It has tabs for 'Prospect Settings', 'Resource Simulation', and 'Notes'. The 'Run Simulation' tab is active, showing 'Simulation Size' with '15000 iterations' selected. Below that is 'Prospect uncertainty class' with 'Perceived Well Class & P10/P90 ratio: Rank wildcat - 21.2' and 'Estimating method: VOLUMETRIC: AREA X NET PAY'. On the right, 'Simulation Geologic Resources (Internal MMRA Units)' shows a table of results. At the bottom, a green bar indicates 'Simulation complete!' and buttons for 'Run Simulation' and 'Accept & Close' are visible.

	Primary Oil (mmb0)**	Primary Gas (bcf)**	Primary Equiv (mmb0e)**
P99	0.04	0.00	0.04
P90	0.13	0.00	0.13
P50	0.57	0.00	0.57
Mean (P99->P01)	1.07	0.00	1.07
P10	2.75	0.00	2.75
P01	9.25	0.00	9.25

Fuente: CEPASA-MMRA

5.2.2 Resultados de simulación en MMRA. Luego de ingresar los datos de entrada y realizar la corrida, el simulador presenta los resultados relacionados en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Resultados de la simulación en MMRA

	POES (MMSTB)	Volumen técnico (MMSTB)
P99	0.10	0.04
P90	0.35	0.13
Moda	0.70	0.25
P50	1.59	0.57
Pmean	2.94	1.07
P10	7.58	2.75
P01	25.56	9.25

Fuente: Elaboración propia

CEPSA, en línea con la literatura, ha determinado que la PDF que mejor representa la volumetría es la Normal, por lo cual ésta es la usada en MMRA.

El valor representativo que se tiene en cuenta en este proyecto es el del percentil Pmean de 2.94 MMSTB de POES. Como se esperaba, el aumento de resistividad de agua provoca una reducción de la volumetría en comparación con el estudio probabilístico previo cuyo valor era de 4.1 MMSTB, calculado en el segundo semestre del 2015. Esto también demuestra que si se ha podido producir una buena cantidad de crudo de esta Sub-Unidad.

El volumen técnico asociado a este nuevo POES, el cual involucra al Factor de recobro, es de 1.07 MMSTB. Este valor es considerable para un campo pequeño y que tuviera características de yacimiento favorables, pero tratándose de un reservorio con alta complejidad estratigráfica que cuenta con la presencia de un acuífero lateral activo, y con espesores netos petrolíferos distribuidos en varios pozos, no todos con potencial para producir de la Sub-Unidad, el volumen realmente disponible se ve reducido aún más haciendo que la extracción rentable del aceite sea complicada.

Esto lleva a determinar el bajo potencial productor de la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro, que no sorprende debido al grado de madurez del mismo. Sin embargo, esto no significa que no se le pueda extraer aceite a corto plazo por medio de los pozos que tienen potencial, pero dada la limitada capacidad de gestión de agua en superficie se requiere analizar el potencial de producción de agua de estos pozos y realizar un balance de agua para determinar que no sea excedida la capacidad de manejo en superficie. Por consiguiente, se podría tener que incurrir en gastos adicionales de manejo del líquido y causar afectaciones ambientales, lo cual volvería inmediatamente inviable su producción y a su vez bajaría las utilidades globales del Bloque A.

6. ESTRATEGIA TÉCNICA A FUTURO

Este capítulo comprende las recomendaciones técnicas propuestas por los autores de este trabajo derivadas del análisis de los resultados de las pruebas fisicoquímicas, del mapa de iso-saturación, del cálculo de Net-Pay y volumen técnico, y de la capacidad de manejo de agua en facilidades de superficie. Adicionalmente, se incluye la evaluación financiera de los escenarios de desarrollo planteados.

6.1 RECOMENDACIÓN TÉCNICA DE DESARROLLO

En términos generales, la estrategia a implementar consta de la habilitación de la Sub-Unidad en pozos existentes, continuar la producción en pozos actualmente productores y perforación infill.

Primero se seleccionan los pozos potenciales para habilitar la Sub-Unidad C7-X. El primer criterio de selección toma los pozos que se encuentran ubicados en zonas de saturación de agua menores al 60% correspondiente al Cut-Off. La **Figura 13** presenta el mapa de iso-saturación, en el cual se pueden identificar los pozos ASTRO_003A, ASTRO_008, ASTRO_011, ASTRO_014, y ASTRO_018 como potenciales productores de la Sub-Unidad C7-X ya que se encuentran en zonas verdes correspondientes a baja saturación de agua, y su ubicación coincide con los puntos altos de la estructura, favoreciendo el flujo de aceite hacia los pozos.

El segundo criterio de análisis es la proximidad entre los contornos de iso-saturación. Se descartan los pozos ubicados en zonas de alta densidad de contornos aun cuando se encuentren en la zona de petróleo. Esto se debe a que una alta densidad de líneas representa un cambio de saturación abrupto en un espacio reducido, significando un riesgo potencial de rápida canalización del líquido desde zonas de alta saturación de agua hacia zonas de baja. De esta manera el pozo ASTRO_011 no es tenido en cuenta como potencial porque se encuentra en una zona de alta densidad de contornos.

El siguiente filtro de selección de pozos es el espesor Net-Pay y Sw, que se encuentran en la **Tabla 12**. Se deben tener en cuenta solamente los pozos con espesores Net-Pay considerablemente altos, mayores a 4 pies, y con saturaciones de agua menores al Cut-Off de Sw, por debajo del 45%. Bajo este lineamiento, el pozo ASTRO_018 es descartado al contar con saturación de agua cercanas al Cut-Off, con un valor de saturación de agua de 52.3%. El Net-Pay de 4 pies resulta de análisis comerciales realizados por CEPSA en los que se establece como espesor mínimo para considerar intervalos de roca de interés; así mismo, se busca que la saturación de agua en la roca esté alejada del Cut-Off ofreciendo un margen de operatividad a la vez que evita que la producción no se vea afectada de manera prematura.

El último criterio de selección de los pozos potenciales dentro de la Sub-Unidad objetivo es la variación del Net-Pay en el tiempo. Los pozos que tengan una variación de espesor Net-Pay considerable entre los dos momentos de la evaluación petrofísica son descartados por el alto riesgo de una gran producción prematura de agua y reducción del Net-Pay, en el posible caso de que sean habilitados. Este es el caso específico del Pozo ASTRO_008, que cayó de un Net-Pay de 12.3 ft a uno de 8.8 ft en dos años, una reducción de aproximadamente 4 ft que representa cerca del 28% de su espesor inicial; un cambio de Net-Pay de esta magnitud no es favorable para la producción porque significa que el espesor neto se ha estado saturando de agua y por ende podría generar una producción alta de ésta. Este análisis puede verificarse en la **Gráfica 7**. Además, se evidencia que hacia el Pozo existe una intrusión de agua movilizándose hacia la falla, lo cual indica que pronto este pozo puede alcanzar su límite de Cut-Off ocasionándole un Net-Pay de 0 pies.

De esta manera, los pozos seleccionados con potencial petrofísico para producir de la Sub-Unidad C7-X son ASTRO_003A y ASTRO_014. Estos se ven beneficiados por estar ubicados en el tope de una estructura anticlinal y estar cerca, dando buenas señales de la prospectividad de esta zona específica. En la **Tabla 20** se relacionan las propiedades petrofísicas en estos pozos.

Tabla 20. Propiedades petrofísicas en los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014

POZO	NET PAY ACTUALIZADO			
	NET PAY (ft)	N/G PAY	ϕ PROMEDIO	Sw PROMEDIO
ASTRO_003A	21.00	0.891	0.284	0.272
ASTRO_014	14.40	0.750	0.236	0.426

Fuente: Elaboración propia

Aunque se evidencian dos pozos productores potenciales por sus características, se debe tener en cuenta que no todo el volumen técnico que se ha calculado puede ser producido por estos, debido a la existencia de dos estructuras aisladas entre sí por altas saturaciones de agua y por el alto componente estratigráfico de las Sub-Unidad.

Estos dos pozos podrían ser habilitados al corto plazo cuidando las tasas de flujo para evitar tempranas canalizaciones de agua y aprovechar al máximo la zona prospectiva. El cálculo probabilístico del volumen técnico junto con el mapa de iso-saturación evidencian un yacimiento que cuenta con un potencial productivo aprovechable, por lo que un volumen importante podría ser extraído antes de que el agua se canalice invadiendo los corredores productivos.

Adicionalmente, CEPSA a 2018 tiene en producción dos pozos en esta Sub-Unidad, ASTRO_011 y ASTRO_033HD. Al considerar sus Net-Pay en la **Tabla 12**, y su producción de fluidos en el **Anexo A**, se puede considerar continuar produciendo

de estos pozos dada la estabilidad y la magnitud de las tasas de aceite que aportan, en especial ASTRO_033HD con un caudal estabilizado cercano a los 300 barriles de crudo por día en los últimos años. Los parámetros petrofísicos de estos pozos se encuentran en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Propiedades petrofísicas en los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD

POZO	NET PAY ACTUALIZADO			
	NET PAY (ft)	N/G PAY	ϕ PROMEDIO	Sw PROMEDIO
ASTRO_011	7.50	0.726	0.266	0.321
ASTRO_033HD	2.33	0.221	0.240	0.149

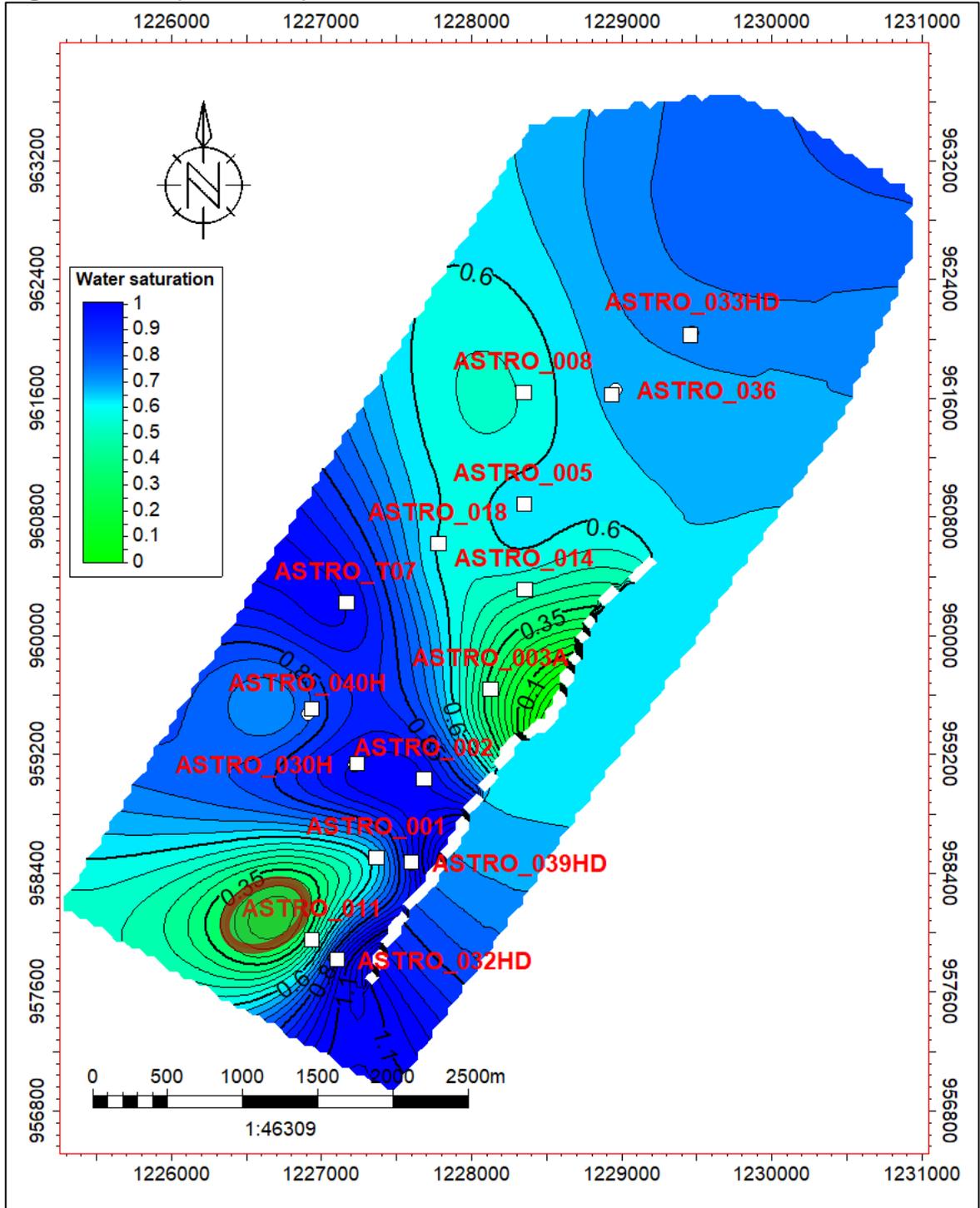
Fuente: Elaboración propia

Por último, se recomienda la perforación infill de un nuevo pozo en el área verde de la estructura anticlinal suroccidental del Campo, como se describe en la **Figura 28**, debido a que se encuentra una Sw promedio menor al 35%, una productividad del área comprobada por el Pozo ASTRO_011 y su cercanía con el mismo, y por tener baja complejidad estructural.

No se propone la estructura nororiental debido a que ésta tiene dos riesgos asociados, el primero relacionado con la mayor complejidad estructural por la presencia de la falla, y el segundo es la falta de certeza del potencial productor del área debido a que no se tiene registro de producción alguno en la zona. Precisamente en este trabajo se propone habilitar la Sub-Unidad en dos pozos ubicados en ese anticlinal, representando una menor inversión y riesgo económico que una perforación; de esta manera, hasta que no se compruebe el potencial de la estructura mediante los dos pozos existentes, no se recomienda perforar nuevos pozos en la misma.

En conclusión, continuando la producción estable de crudo y agua de los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD, habilitando la Sub-Unidad en los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014 y realizando la perforación infill de un nuevo pozo, se puede lograr extraer gran parte del volumen técnico, 1.07 MMSTB, extendiendo la vida productiva de la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro. Para implementar este escenario es necesario estudiar el potencial de producción de agua de los pozos ASTRO_003A, ASTRO_014 y del nuevo pozo a perforar con el fin de determinar que no se excede el margen disponible de manejo de agua en superficie medido en 31,000 BWPD.

Figura 28. Propuesta de perforación infill



Fuente: CEPISA-PETREL

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Con la selección de un área prospectiva para hacer un posible pozo infill vertical y la habilitación de la Sub-Unidad C7-X en dos pozos ya existentes con indicaciones de prospectividad, se procede a hacer una evaluación económica simple. Esta evaluación se hace para dos escenarios, el primero solo habilitando la Sub-Unidad C7-X en dos pozos ya existentes, y la segunda habilitando la Sub-Unidad en los dos pozos ya existentes y también perforando un pozo infill en la zona recomendada anteriormente, en ambos casos se mantendría en producción a ASTRO_011 y ASTRO_033HD. Esta evaluación relaciona inversión inicial de capital, CAPEX, gastos operacionales, OPEX, y también los ingresos obtenidos por la venta del crudo producido para tres distintos futuros, uno pesimista, uno probable o de referencia y uno optimista, dependientes de los escenarios de precios que CEPESA maneja en la evaluación de sus proyectos. Esta evaluación se hace del año 2019 hasta el año 2029, año en que termina el contrato de asociación A que tiene CEPESA con Ecopetrol del Bloque A, el cual estipula que todo costo o ingreso se divide entre CEPESA con un 70% de participación y Ecopetrol con un 30%.

Los gastos capitales, conocidos como CAPEX, son los gastos de inversión que se requieren. Para este caso, los costos capitales son la perforación del pozo vertical infill con un valor de \$2.6 millones USD, el completamiento de este pozo infill con un valor de \$1.056 millones USD y un Work-Over para habilitar una Sub-Unidad nueva con un valor de \$700,000 USD. Estas inversiones se toman a finales del año 2018, asumiendo que este es el año en el cual se realizan las actividades.

Los costos operacionales, conocidos como OPEX, son los costos relacionados a la producción diaria de los fluidos. Estos incluyen el costo de la energía utilizada en las bombas electrosumergibles para levantar el fluido a superficie, el costo del tratamiento de agua para hacerla apta para su disposición, los costos de la disposición del agua producida, los costos del tratamiento de crudo para hacerlo apto para la venta y finalmente los costos de transporte del crudo de venta por los oleoductos nacionales. Estos costos están sometidos a sufrir inflación cada año, que para este trabajo de grado se asume como un aumento de inflación de 2.2% por año.

Por último, los ingresos relacionados en este análisis son el cálculo de la venta del crudo producido a tres distintos precios del barril de referencia BRENT, uno pesimista de \$55 USD, uno de referencia de \$60 USD y uno optimista de \$65 USD, los cuales son los precios que CEPESA usa en sus propios análisis financieros. Cada precio se le aplica la tasa de inflación de 2.2% anual. Para este análisis, se descuenta un porcentaje de regalías al crudo producido que depende de su cantidad diaria de producción, siendo un 8% para producciones menores a 5,000 BOPD. También, se hace necesario castigar la producción diaria de crudo por posibles caídas en la red eléctrica nacional que no permite que los pozos se produzcan todas las 24 horas del día; entonces CEPESA asume que solo el 95% de

la producción proyectada será realmente la extraída, y esta es la volumetría que usa para hacer sus análisis financieros. Dado que Colombia usa la referencia BRENT, el crudo producido en los campos del país tiene un descuento por efectos de calidad, el cual para el Campo Astro es de 7 USD/bbl.

Ya teniendo calculado cada gasto e ingreso, se procede a hacer un flujo de caja para calcular los ingresos netos que tendrá CEPSA por año. A estos ingresos se les descuenta un impuesto de 35% exigido por la nación. La evaluación financiera simple que se hace en este trabajo de grado para las recomendaciones técnicas a futuro propuestas por los autores se hará a través del indicador financiero de valor presente neto el cual relación ingresos y costos en el tiempo. También se hará un análisis para calcular la tasa interna de retorno en la cual la propuesta se hace rentable según los costos e ingresos proyectados. El valor presente neto para cada año se calcula usando una tasa interna de oportunidad de 9.5% anual efectiva. Todas las variables que se involucran en los gastos de capital, costos operativos e ingresos son presentadas en la **Tabla 22** y **Tabla 23**.

Tabla 22. Variables involucradas en CAPEX, OPEX e ingresos

PARÁMETROS DEL CAMPO		
FACTOR DE TIEMPO	95%	
REGALÍAS	8.00%	<5000 BOPD
	Lineal	5000<Prod<125000
	20.00%	>125000 BOPD
PARTICIPACIÓN	70%	
DESCUENTO POR CALIDAD (USD/BBL)	7	
IMPUESTOS	35%	
TIO	9.50%	
ACTIVIDAD	CANTIDAD	CAPEX (USD)/Actividad
PERFORACION	1	\$2,600,000
COMPLETAMIENTO	1	\$1,056,000
WORKOVER	2	\$700,000
COSTOS OPERATIVOS		
CONSUMO ENERGÉTICO	106.9	Kwatt/hr
TRATAMIENTO DE AGUA	\$0.0080	USD/BW
INYECCIÓN DE AGUA	\$0.0868	USD/BW
TRATAMIENTO DE CRUDO	\$0.1830	USD/BO
TARIFA DE OLEODUCTO	\$7.9356	USD/BO

Fuente: CEPSA-OFM

La evaluación financiera contempla unos ingresos y costos operacionales derivados de la cantidad de fluidos producidos por día. Para esto, es necesario proyectar la producción de fluidos de los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD actualmente produciendo que se propone que continuen, la proyección del comportamiento de la Sub-Unidad C7-X en los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014 que se proponen habilitar y la proyección de producción de fluidos del pozo vertical infill que se propone perforar.

Tabla 23. Datos anuales de inflación y precios del barril

Año	INFLACIÓN (2,2%/año)	TARIFA DE ENERGÍA (USD/kW/hr)	PRECIO BRENT (USD/BBL)		
			55	60	65
2019	1.07	0.1244	58.9	64.2	69.6
2020	1.09	0.1269	60.0	65.4	70.9
2021	1.11	0.1295	61.1	66.6	72.2
2022	1.14	0.1321	62.7	68.4	74.1
2023	1.16	0.1347	63.8	69.6	75.4
2024	1.19	0.1374	65.5	71.4	77.4
2025	1.22	0.1401	67.1	73.2	79.3
2026	1.24	0.1429	68.2	74.4	80.6
2027	1.27	0.1458	69.9	76.2	82.6
2028	1.3	0.1487	71.5	78.0	84.5
2029	1.33	0.1517	73.2	79.8	86.5

Fuente: CEPSA

Primero, usando los datos históricos de producción diaria de los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD, se puede proyectar a futuro el comportamiento de producción de fluidos de cada pozo alocado a la Sub-Unidad C7-X con ayuda de la herramienta OFM, Oil Field Management, ya que el perfil de cada pozo muestra una declinación continua de producción de crudo y un crecimiento continuo de producción de agua. En la **Tabla 24** y **Tabla 25** se tabula la historia de producción de cada pozo, respectivamente, junto a su proyección de producción hasta el año 2029. Estos son los valores de producción de fluidos que se tomarán para cada año del análisis financiero. En la **Gráfica 29** y **Gráfica 30** se puede ver como son las tendencias trimestrales a futuro de la producción de cada fluido y corte de agua para los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD respectivamente.

Tabla 24. Historia y proyección de la producción del pozo ASTRO_011

	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA ANUAL DE CRUDO (BOPD)	PRODUCCIÓN DIARIA ANUAL DE AGUA (BWPD)
HISTORIA	2013	55.8	255.7
	2014	32.3	262.8
	2015	29.5	257.8
	2016	27.3	236.0
	2017	26.6	254.5
PROYECCIÓN	2018	22.9	258.8
	2019	21.6	277.7
	2020	20.6	287.8
	2021	19.7	298.7
	2022	19.0	310.2
	2023	18.4	322.5
	2024	17.9	335.5
	2025	17.4	349.4
	2026	17.0	364.3
	2027	16.6	380.1
	2028	16.2	397.0
	2029	15.9	415.2

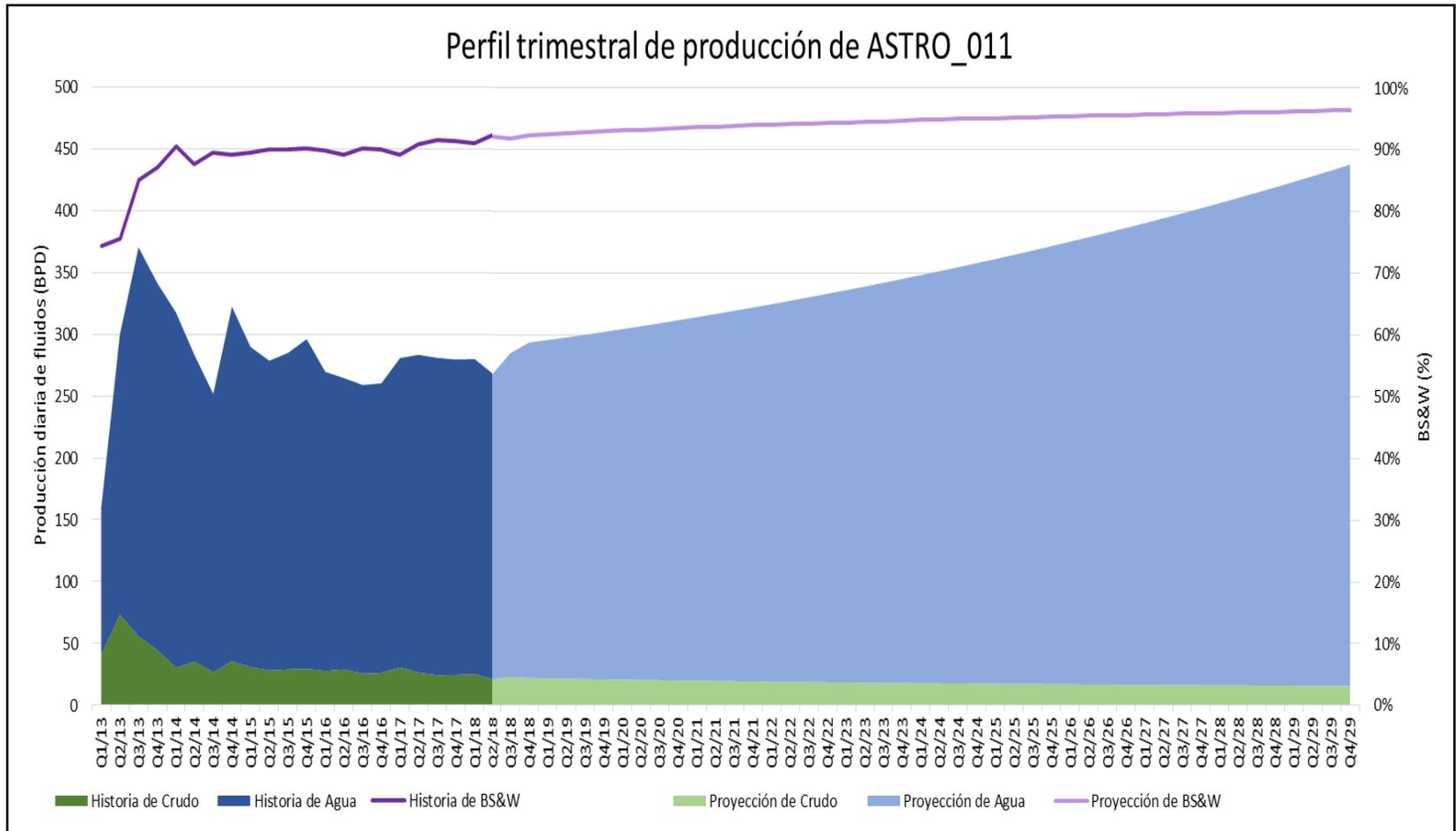
Fuente: CEPESA-OFM

Tabla 25. Historia y proyección de la producción del pozo ASTRO_033HD

	AÑO	PRODUCCIÓN DIARIA ANUAL DE CRUDO (BOPD)	PRODUCCIÓN DIARIA ANUAL DE AGUA (BWPD)
HISTORIA	2015	494.3	704.8
	2016	288.4	910.8
	2017	328.4	1498.5
PROYECCIÓN	2018	253.0	2103.5
	2019	219.2	2430.6
	2020	201.1	2632.0
	2021	188.8	2783.5
	2022	179.6	2905.0
	2023	172.3	3006.5
	2024	166.3	3093.6
	2025	161.3	3170.0
	2026	156.9	3237.9
	2027	153.1	3299.1
	2028	149.7	3354.8
	2029	146.7	3405.9

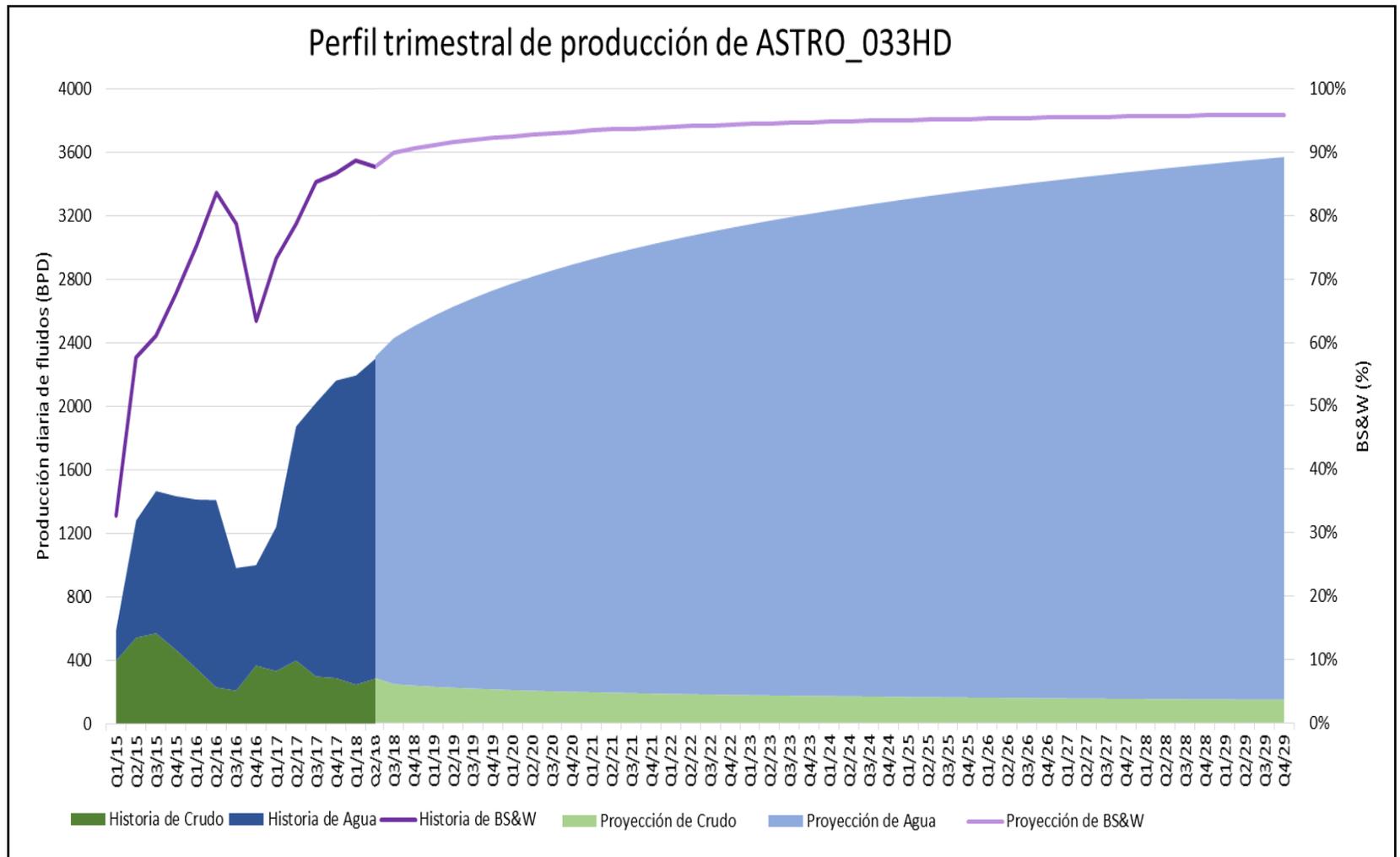
Fuente: CEPESA-OFM

Figura 29. Perfil de ASTRO_011



Fuente: CEPESA-OFM

Figura 30. Perfil de ASTRO_033HD



Fuente: CEPISA-OFM

Para la proyección del comportamiento de la Sub-Unidad C7-X en los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014 que se proponen habilitar, solo se puede usar el comportamiento de producción del pozo ASTRO_011 ya que está situado en una zona que se asemeja más a donde se encuentran los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014, los cuales se encuentran en zonas de alta saturación de aceite y cercanos al tope estructural de la formación. Para esta proyección, se toma un valor inicial de producción tanto de crudo como de agua como el valor promedio de producción diaria del año 2013 del pozo ASTRO_011 ya que es desde este año en el que se puede ver una tendencia continua de producción de fluidos del pozo. Este valor inicial se toma como punto de partida para los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014 para entonces aplicarle las mismas tendencias que el pozo ASTRO_011 desde el año 2019 hasta el año 2029. Como la Cuenca de los Llanos Orientales es conocida por sus altos cortes de agua, la proyección de agua tiene un gran nivel de incertidumbre, y por esto se recomienda hacer estudios dinámicos de la producción de agua a futuro más precisa y completa.

Finalmente, para la proyección de producción de fluidos del pozo vertical infill que se propone perforar, se vuelve a tomar el pozo ASTRO_011 como referencia ya que es el pozo que está más cercano a la zona donde se supone hacer el pozo infill y se asume que tendrá un comportamiento muy parecido.

A continuación, se presenta la evaluación financiera del primer escenario donde solo se habilita la Sub-Unidad C7-X en los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014 y se continúa produciendo los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD. Primero se presenta las producciones de fluidos proyectados del año 2019 a 2029 donde se descuentan las regalías y la parte que le corresponde a Ecopetrol en la **Tabla 26**.

En la **Tabla 27** se encuentran los ingresos y gastos que se obtienen en cada año. El CAPEX equivale al 70% del costo de los dos Work-Over necesarios para habilitar la Sub-Unidad C7-X en los pozos propuestos. El costo total operativo equivale al 70% del total.

El flujo de caja y evaluación financiera del primer escenario se presenta en la **Tabla 28**. Se puede observar que, para todos los años, este escenario resulta rentable ya que dan valores presente netos positivos. También se puede observar que la tasa interna de retorno para todos los años da mayor al 100% indicando una gran viabilidad en la propuesta junto a un gran margen de seguridad de la misma.

Tabla 26. Producción de fluidos proyectada del año 2019 a 2029

Año	ASTRO_11		ASTRO_33HD		ASTRO_3A		ASTRO_14		TOTAL		PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL		DESPUES DE REGALIAS (8%)		PROPIEDAD DE CEPSA	
	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BO	BW	BO	BW	BO	BW
2019	21.6	277.7	219.2	2430.6	55.8	255.7	55.8	255.7	352.3	3219.6	122169	1116411	112396			78677
2020	20.6	287.8	201.1	2632.0	32.3	262.8	32.3	262.8	286.2	3445.4	99254	1194708	91314			63920
2021	19.7	298.7	188.8	2783.5	29.5	257.8	29.5	257.8	267.6	3597.7	92779	1247504	85356			59749
2022	19.0	310.2	179.6	2905.0	27.3	236.0	27.3	236.0	253.2	3687.3	87780	1278582	80758			56530
2023	18.4	322.5	172.3	3006.5	26.6	254.5	26.6	254.5	244.0	3837.9	84592	1330786	77825			54477
2024	17.9	335.5	166.3	3093.6	22.9	258.8	22.9	258.8	230.0	3946.7	79750	1368530	73370			51359
2025	17.4	349.4	161.3	3170.0	21.6	277.7	21.6	277.7	221.8	4074.7	76909	1412910	70756			49529
2026	17.0	364.3	156.9	3237.9	20.6	287.8	20.6	287.8	215.0	4177.8	74562	1448652	68597			48018
2027	16.6	380.1	153.1	3299.1	19.7	298.7	19.7	298.7	209.2	4276.6	72531	1482899	66728			46710
2028	16.2	397.0	149.7	3354.8	19.0	310.2	19.0	310.2	204.0	4372.3	70747	1516090	65088			45561
2029	15.9	415.2	146.7	3405.9	18.4	322.5	18.4	322.5	199.5	4466.1	69160	1548633	63628			44539

Fuente: Elaboración propia

Tabla 27. Ingresos y costos proyectados del año 2019 a 2029

Periodo	Año	INGRESOS POR VENTA DE CRUDO (USD)			CAPEX CEPSA (USD)	OPEX (USD)							
		PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA		ENERGIA	TTO DE AGUA	INY DE AGUA	TTO DE CRUDO	TRANSPORTE POR OLEODUCTO	TOTAL CEPSA	TOTAL CEPSA CON INFLACION	
0					-\$980,000								
1	2019	\$4,079,404	\$4,500,326	\$4,921,248	\$0	-\$116,531	-\$9,331	-\$96,904	-\$22,357	-\$931,928	-\$795,656	-\$851,352	
2	2020	\$3,384,542	\$3,732,904	\$4,081,265	\$0	-\$118,862	-\$9,558	-\$103,701	-\$18,163	-\$724,629	-\$682,439	-\$743,858	
3	2021	\$3,229,455	\$3,561,064	\$3,892,673	\$0	-\$121,239	-\$9,980	-\$108,283	-\$16,978	-\$677,353	-\$653,684	-\$725,589	
4	2022	\$3,148,746	\$3,470,970	\$3,793,193	\$0	-\$123,664	-\$10,229	-\$110,981	-\$16,064	-\$640,861	-\$631,259	-\$719,635	
5	2023	\$3,094,314	\$3,410,283	\$3,726,252	\$0	-\$126,137	-\$10,646	-\$115,512	-\$15,480	-\$617,587	-\$619,754	-\$718,914	
6	2024	\$3,001,918	\$3,307,502	\$3,613,086	\$0	-\$128,660	-\$10,948	-\$118,788	-\$14,594	-\$582,232	-\$588,656	-\$712,400	
7	2025	\$2,976,717	\$3,278,846	\$3,580,975	\$0	-\$131,233	-\$11,303	-\$122,641	-\$14,074	-\$561,494	-\$568,521	-\$717,996	
8	2026	\$2,938,694	\$3,236,405	\$3,534,116	\$0	-\$133,858	-\$11,589	-\$125,743	-\$13,645	-\$544,358	-\$550,435	-\$719,739	
9	2027	\$2,935,719	\$3,232,327	\$3,528,935	\$0	-\$136,535	-\$11,863	-\$128,716	-\$13,273	-\$529,530	-\$573,942	-\$728,906	
10	2028	\$2,938,705	\$3,234,853	\$3,531,002	\$0	-\$139,265	-\$12,129	-\$131,597	-\$12,947	-\$516,509	-\$568,713	-\$739,326	
11	2029	\$2,946,278	\$3,242,465	\$3,538,651	\$0	-\$142,051	-\$12,389	-\$134,421	-\$12,656	-\$504,923	-\$564,509	-\$750,797	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 28. Evaluación financiera del escenario sin el pozo infill

Periodo	Año	FLUJO DE CAJA (USD)						EVALUACIÓN FINANCIERA					
		ANTES DE IMPUESTOS			DESPUES DE IMPUESTOS			VPN (USD)			TIR		
		PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA	PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA	PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA	PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA
0		-\$980,000	-\$980,000	-\$980,000	-\$980,000	-\$980,000	-\$980,000						
1	2019	\$3,228,052	\$3,648,974	\$4,069,896	\$2,098,234	\$2,371,833	\$2,645,432	\$936,195	\$1,186,057	\$1,435,920	114%	142%	170%
2	2020	\$2,640,684	\$2,989,045	\$3,337,407	\$1,716,444	\$1,942,880	\$2,169,315	\$2,367,729	\$2,806,440	\$3,245,152	177%	207%	236%
3	2021	\$2,503,866	\$2,835,475	\$3,167,084	\$1,627,513	\$1,843,059	\$2,058,605	\$3,607,330	\$4,210,213	\$4,813,096	193%	222%	250%
4	2022	\$2,429,111	\$2,751,334	\$3,073,558	\$1,578,922	\$1,788,367	\$1,997,813	\$4,705,587	\$5,454,155	\$6,202,723	198%	226%	254%
5	2023	\$2,375,400	\$2,691,369	\$3,007,338	\$1,544,010	\$1,749,390	\$1,954,769	\$5,686,385	\$6,565,416	\$7,444,447	199%	227%	255%
6	2024	\$2,289,517	\$2,595,102	\$2,900,686	\$1,488,186	\$1,686,816	\$1,885,446	\$6,549,707	\$7,543,966	\$8,538,225	200%	227%	255%
7	2025	\$2,258,721	\$2,560,850	\$2,862,979	\$1,468,169	\$1,664,553	\$1,860,937	\$7,327,523	\$8,425,824	\$9,524,125	200%	227%	255%
8	2026	\$2,218,955	\$2,516,666	\$2,814,377	\$1,442,321	\$1,635,833	\$1,829,345	\$8,025,352	\$9,217,279	\$10,409,205	200%	227%	255%
9	2027	\$2,206,813	\$2,503,421	\$2,800,029	\$1,434,428	\$1,627,223	\$1,820,019	\$8,659,151	\$9,936,264	\$11,213,377	200%	227%	255%
10	2028	\$2,199,378	\$2,495,527	\$2,791,676	\$1,429,596	\$1,622,093	\$1,814,589	\$9,236,014	\$10,590,802	\$11,945,589	200%	227%	255%
11	2029	\$2,195,481	\$2,491,668	\$2,787,855	\$1,427,063	\$1,619,584	\$1,812,105	\$9,761,895	\$11,187,628	\$12,613,361	200%	227%	255%

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta la evaluación financiera del segundo escenario en el que se perfora y completa un pozo infill, se habilita la Sub-Unidad C7-X en los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014 y se continúa produciendo los pozos ASTRO_011 y ASTRO_033HD. Primero se presentan las producciones de fluidos proyectadas del año 2019 a 2029 donde se descuentan las regalías y la parte que le corresponde a Ecopetrol en la **Tabla 29**.

En la **Tabla 30** se encuentran los ingresos y gastos que se obtienen en cada año. El CAPEX equivale al 70% del costo de los dos Work-Over necesarios para habilitar la Sub-Unidad C7-X en los pozos propuestos y la perforación y completamiento del pozo vertical infill propuesto. El costo total operativo equivale al 70% del total.

El flujo de caja y evaluación financiera del segundo escenario se presenta en la **Tabla 31**. Se puede observar que para todos los años, excepto para el 2019, este escenario resulta rentable ya que dan valores presente netos positivos. También se puede observar que la tasa interna de retorno para todos los años, a excepción del 2019, da mayor que la tasa interna de oportunidad, indicando una gran viabilidad en la propuesta junto a un gran margen de seguridad de la misma, aunque no tanto como para el primero.

Los dos escenarios resultan ser rentables en el tiempo y para el año 2029 resultan tener un valor presente neto muy cercano, con aproximadamente un millón de dólares de diferencia entre el escenario sin el pozo infill y el escenario con el pozo infill. Es por esto que cualquiera de los dos escenarios es recomendable, sin embargo, el escenario sin el pozo infill resulta ser más seguro y más rentable, dada la mayor tasa interna de retorno obtenida.

Tabla 29. Producción de fluidos proyectada del año 2019 a 2029

Año	ASTRO_11		ASTRO_33HD		ASTRO_3A		ASTRO_14		POZO INFILL		TOTAL		PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL		DESPUES DE REGALIAS (8%)		PROPIEDAD DE CEPSA	
	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BOPD	BWPD	BO	BW	BO	BO		
2019	21.6	277.7	219.2	2430.6	55.8	255.7	55.8	255.7	55.8	255.7	408.1	3475.3	141510	1205068	130189	91133		
2020	20.6	287.8	201.1	2632.0	32.3	262.8	32.3	262.8	32.3	262.8	318.5	3708.2	110446	1285830	101610	71127		
2021	19.7	298.7	188.8	2783.5	29.5	257.8	29.5	257.8	29.5	257.8	297.1	3855.5	103013	1336881	94772	66340		
2022	19.0	310.2	179.6	2905.0	27.3	236.0	27.3	236.0	27.3	236.0	280.4	3923.4	97235	1360431	89456	62619		
2023	18.4	322.5	172.3	3006.5	26.6	254.5	26.6	254.5	26.6	254.5	270.6	4092.3	93822	1419018	86316	60421		
2024	17.9	335.5	166.3	3093.6	22.9	258.8	22.9	258.8	22.9	258.8	252.9	4205.5	87689	1458268	80674	56472		
2025	17.4	349.4	161.3	3170.0	21.6	277.7	21.6	277.7	21.6	277.7	243.4	4352.4	84386	1509189	77635	54345		
2026	17.0	364.3	156.9	3237.9	20.6	287.8	20.6	287.8	20.6	287.8	235.6	4465.6	81694	1548454	75159	52611		
2027	16.6	380.1	153.1	3299.1	19.7	298.7	19.7	298.7	19.7	298.7	228.9	4575.3	79375	1586468	73025	51117		
2028	16.2	397.0	149.7	3354.8	19.0	310.2	19.0	310.2	19.0	310.2	223.1	4682.5	77346	1623662	71159	49811		
2029	15.9	415.2	146.7	3405.9	18.4	322.5	18.4	322.5	18.4	322.5	217.9	4788.6	75547	1660461	69503	48652		

Fuente: Elaboración propia

Tabla 30. Ingresos y costos proyectados del año 2019 a 2029

Periodo	Año	INGRESOS POR VENTA DE CRUDO (USD)			CAPEX CEPSA (USD)	OPEX (USD)							
		PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA		ENERGÍA	TTO DE AGUA	INY DE AGUA	TTO DE CRUDO	TRANSPORTE POR OLEODUCTO	TOTAL CEPSA	TOTAL CEPSA CON INFLACIÓN	
0													
1	2019	\$4,725,225	\$5,212,784	\$5,700,344	\$0	-\$116,531	-\$9,641	-\$104,600	-\$25,896		-\$1,033,131	-\$902,859	-\$966,059
2	2020	\$3,766,170	\$4,153,812	\$4,541,454	\$0	-\$118,862	-\$10,287	-\$111,610	-\$20,212		-\$806,335	-\$747,114	-\$814,354
3	2021	\$3,585,688	\$3,953,876	\$4,322,064	\$0	-\$121,239	-\$10,695	-\$116,041	-\$18,851		-\$752,070	-\$713,228	-\$791,683
4	2022	\$3,487,895	\$3,844,825	\$4,201,755	\$0	-\$123,664	-\$10,883	-\$118,085	-\$17,794		-\$709,888	-\$686,220	-\$782,291
5	2023	\$3,431,940	\$3,782,385	\$4,132,830	\$0	-\$126,137	-\$11,352	-\$123,171	-\$17,169		-\$684,972	-\$673,961	-\$781,795
6	2024	\$3,300,762	\$3,636,768	\$3,972,774	\$0	-\$128,660	-\$11,666	-\$126,578	-\$16,047		-\$640,194	-\$646,201	-\$768,979
7	2025	\$3,266,119	\$3,597,621	\$3,929,124	\$0	-\$131,233	-\$12,074	-\$130,998	-\$15,443		-\$616,083	-\$634,081	-\$773,579
8	2026	\$3,219,791	\$3,545,979	\$3,872,167	\$0	-\$133,858	-\$12,388	-\$134,406	-\$14,950		-\$596,428	-\$624,420	-\$774,281
9	2027	\$3,212,733	\$3,537,329	\$3,861,925	\$0	-\$136,535	-\$12,692	-\$137,705	-\$14,526		-\$579,497	-\$616,668	-\$783,168
10	2028	\$3,212,807	\$3,536,579	\$3,860,350	\$0	-\$139,265	-\$12,989	-\$140,934	-\$14,154		-\$564,686	-\$610,420	-\$793,546
11	2029	\$3,218,338	\$3,541,874	\$3,865,411	\$0	-\$142,051	-\$13,284	-\$144,128	-\$13,825		-\$551,548	-\$605,385	-\$805,162

Fuente: Elaboración propia

Tabla 31. Evaluación financiera del escenario sin el pozo infill

Periodo	Año	FLUJO DE CAJA (USD)						EVALUACIÓN FINANCIERA					
		ANTES DE IMPUESTOS			DESPUES DE IMPUESTOS			VPN (USD)			TIR		
		PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA	PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA	PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA	PESIMISTA	REFERENCIA	OPTIMISTA
0		-\$3,539,200	-\$3,539,200	-\$3,539,200	-\$3,539,200	-\$3,539,200	-\$3,539,200						
1	2019	\$3,759,165	\$4,246,725	\$4,734,284	\$2,443,458	\$2,760,371	\$3,077,285	-\$1,307,732	-\$1,018,313	-\$728,894	-31%	-22%	-13%
2	2020	\$2,951,816	\$3,339,458	\$3,727,100	\$1,918,681	\$2,170,648	\$2,422,615	\$292,469	\$792,031	\$1,291,593	16%	26%	37%
3	2021	\$2,794,005	\$3,162,193	\$3,530,381	\$1,816,103	\$2,055,425	\$2,294,748	\$1,675,711	\$2,357,554	\$3,039,396	36%	47%	57%
4	2022	\$2,705,604	\$3,062,534	\$3,419,464	\$1,758,643	\$1,990,647	\$2,222,652	\$2,898,977	\$3,742,196	\$4,585,416	46%	56%	66%
5	2023	\$2,650,145	\$3,000,590	\$3,351,034	\$1,722,594	\$1,950,383	\$2,178,172	\$3,993,217	\$4,981,134	\$5,969,051	51%	61%	70%
6	2024	\$2,531,783	\$2,867,789	\$3,203,794	\$1,645,659	\$1,864,063	\$2,082,466	\$4,947,891	\$6,062,508	\$7,177,124	54%	63%	72%
7	2025	\$2,492,540	\$2,824,043	\$3,155,546	\$1,620,151	\$1,835,628	\$2,051,105	\$5,806,226	\$7,034,999	\$8,263,773	55%	64%	73%
8	2026	\$2,445,510	\$2,771,698	\$3,097,886	\$1,589,581	\$1,801,604	\$2,013,626	\$6,575,303	\$7,906,658	\$9,238,012	56%	65%	74%
9	2027	\$2,429,565	\$2,754,161	\$3,078,756	\$1,579,217	\$1,790,204	\$2,001,192	\$7,273,077	\$8,697,656	\$10,122,235	57%	65%	74%
10	2028	\$2,419,261	\$2,743,033	\$3,066,804	\$1,572,520	\$1,782,971	\$1,993,423	\$7,907,611	\$9,417,110	\$10,926,609	57%	66%	74%
11	2029	\$2,413,176	\$2,736,712	\$3,060,249	\$1,568,564	\$1,778,863	\$1,989,162	\$8,485,636	\$10,072,632	\$11,659,628	57%	66%	74%

Fuente: Elaboración propia

7. CONCLUSIONES

- Se describieron las generalidades geológicas de la Cuenca de los Llanos Orientales complementadas con la geología específica del Campo Astro, cuyas rocas productoras son de la Formación Carbonera que consiste en intercalaciones delgadas de arcillas, arenas y limolitas, con presencia de trampas mixtas.
- A partir de los resultados fisicoquímicos de las muestras de agua formación de los pozos ASTRO_033HD y ASTRO_039HD, se determinó que la resistividad de agua de formación es de 9.2 Ω m y 10.2 Ω m, respectivamente, y se extrapoló el valor de 9.7 Ω m como la resistividad de agua representativa para los pozos restantes.
- Utilizando la Ecuación de Simandoux modificado y la herramienta Interactive Petrophysics, se calculó la saturación de agua y el Net-Pay para cada uno de los 15 pozos de estudio, resultando en una saturación de agua y Net-Pay promedio de 33.5% y 8.5 pies, respectivamente.
- Utilizando la herramienta especializada PETREL junto con los parámetros de coordenadas Magna-Sirgas, profundidades de topes en TVDSS y saturación de agua para cada pozo de estudio, se generó un mapa de iso-saturación de la Sub-Unidad C7-X, mostrando una distribución de agua en la Sub-Unidad favorable para los pozos ASTRO_003A, ASTRO_008, ASTRO_011, ASTRO_014 y ASTRO_18.
- Utilizando la ecuación volumétrica y los valores promedio de los parámetros petrofísicos relacionados en la misma, se determinó que el volumen técnico determinístico es 2.1 millones de barriles estándar; además, utilizando la herramienta MMRA y percentiles para cada parámetro se determinó que el volumen técnico probabilístico tiene un valor P90 de 0.13 MMSTB, Pmean de 1.07 MMSTB y P10 de 2.75 MMSTB.
- El POES probabilístico de 2015 es de 4.1 MMSTB en su Pmean, mayor al nuevo volumen calculado de 2.94 MMSTB, evidenciando una disminución de volumetría de crudo en el yacimiento debido al aumento de la saturación de agua en el mismo y consiguiente reducción en espesores Net-Pay.

- De acuerdo a los criterios técnicos y a las dos evaluaciones económicas realizadas se propone implementar el primer escenario de desarrollo que consiste en la habilitación de la Sub-Unidad C7-X en los pozos existentes ASTRO_003A y ASTRO_014, y continuar produciendo de ASTRO_011 y ASTRO_033HD, con económicos al 2029 de VPN de \$11 MMUSD y una TIR de 227% bajo un escenario de precio del barril de referencia de \$60 USD/bbl. Sin embargo, la propuesta de la perforación del pozo infill no se descarta totalmente debido a que tiene un VPN al 2029 de \$10 MMUSD pero con una TIR considerablemente menor de 66%.

8. RECOMENDACIONES

- Determinar la influencia del componente estratigráfico de la Sub-Unidad C7-X en la situación específica del Pozo ASTRO_039HD.
- Reducir la incertidumbre de los parámetros petrofísicos del yacimiento realizando pruebas fisicoquímicas de agua para los pozos restantes del Campo Astro.
- Realizar análisis de interferencia entre los pozos ASTRO_003A y ASTRO_014, y entre los pozos ASTRO_011 y el pozo infill, con el fin de confirmar la producción proyectada de cada uno respecto a los demás.
- Realizar un estudio cuantitativo del potencial de producción de agua a futuro de la Sub-Unidad C7-X en los pozos ASTRO_003A, ASTRO_011, ASTRO_014 y ASTRO_033HD.
- Determinar el riesgo que se puede presentar en las facilidades de producción del Campo Astro por futura producción de agua.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 2 ed. London: Elsevier, 2006. 1186 p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C.: ANH, 2007. 91 p.

_____. Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C.: ANH, 2012. 209 p.

ARCHER, J S. WALL, C G. Petroleum Engineering: Principles and Practices. Londres: Graham and Trotman Ltd. 1986. 362 p.

ASQUITH, George y GIBSON, Charles. Basic Well Log Analysis for Geologist. 2 ed. Oklahoma: AAPG. 1982. 216 p.

CASTRO DELGADO, Juliette Bernelly y GÓMEZ BOHÓRQUEZ, Gustavo Adolfo. Cálculo de Petróleo en Sitio y Evaluación de Reservas para el Área de Estudio Maracuy Ubicado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2016.

CEPSA. Plan de desarrollo Bloque Caracara “Yacimientos, Perforación, Facilidades, Integridad, HSE y PP5” Bogotá: Contrato de Asociación Caracara, 2017. 95 p.

CORTÉS GUTIÉRREZ, Michel y MEDINA SARMIENTO, Angélica María. Evaluación Técnico-Financiera para el Diseño de una Línea de Transferencia de Fluidos desde la Estación Toro Sentado al Cluster Bengala en el Bloque Caraca. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2016.

CRAFT, Benjamin y HAWKINS. Murray. Applied Petroleum Reservoir Engineering. 2 ed. New Jersey: Prentice Hall PTR. 1991. 431 p.

DÍAZ GUARDIA, Venus Minerva; CASTILLO TORRES, Marialejanfra; VECINO ARENAS, Carlos Enrique; CASTRO, Rubén; MAYA TORO, Gustavo y BRAVO MENDOZA, Oscar. Análisis de Riesgo y Simulación de Monte Carlo en la Valoración de Proyectos - Aplicación en la Industria de los Hidrocarburos. En: El Reventón Energético. 2010. 25 p.

ENTYRE, Lee M. Comparative Performance of A Dual Water Model Equation in Laminar Shaly Sands. Calgary, Alberta: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1993.

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Universidad Surcolombiana. 2000. 331 p.

EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Boston: Prentice Hall, 2010. p. 10-264. 10, 40-49, 770 p.

GARCÍA NAVARRO, David Augusto y VIVAS VARGAS, Paula Andrea. Ampliación de la Capacidad del Sistema de Tratamiento de agua de Producción Mediante el Dimensionamiento Conceptual de Nuevos Equipos en la Estación Ubicada en el Bloque Cacaraca. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2016.

GIRALDO HENAO, Ramón. Introducción a la Geoestadística: Teoría y Aplicación. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. 94 p.

GISGEOGRAGHY. Kriging Interpolation – The Prediction Is Strong in this One. [En línea]. Disponible en: <https://gisgeography.com/kriging-interpolation-prediction/>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008. 70 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998. 12 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 1998. 8 p.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA – INEI. Glosario básico de términos estadísticos. Lima: INEI. 2006. 67 p.

KOSOVA, Robert; SHEHU, Valentina; NAÇO, Adrian; XHAF AJ, Evgjani; STANA, Alma y YMERI, Agim. Monte Carlo Simulation for Estimating Geologic Oil Reserves: A Case Study from Kucova Oilfield in Albania. En: Muzeul Olteniei Craiova. Oltenia. Studii și comunicări. Științele Naturii. 2015. 6 p.

LIZARAZO FIGUEROA, Javier Gionvanny y OLAYA NOGUERA, Eiker Augusto. Evaluación Técnico Financiera del Cambio del Sistema de Levantamiento Artificial Actual por Bombeo Hidráulico Empleando las Condiciones Operativas del Campo Peguita III. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación

Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2017.

MANRIQUE, Jesús Antonio y KAIRUZ, Edgar Chajid. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales: Universidad de Caldas. 1998. 144 p.

NIETO, Alex. Guías de estudio de facilidades de producción. Bogotá D.C., 2016.

ONOVUGHE, Elvis y SOFOLABO, Adekunle. Saturation Modelling: Using the Waxman- Smits Model/Equation in Saturation Determination in Dispersed Shaly Sands. 2016. 2458-9403

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Simulación Secuencial Gaussiana. [En línea]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sequential_gaussian_simulation.aspx

SCHLUMBERGER. Software: Petrel Geology & Modeling. [En línea]. Disponible en: <https://www.software.slb.com/products/petrel/petrel-geology-and-modeling>

TP ANALYTICS SERVICES. Oracle Crystal Ball Standard Edition. [En línea]. Disponible en: <https://www.crystalballservices.com/Software/Oracle-Crystal-Ball/Crystal-Ball-Standard>

TARBUK, Edward y LUTGENS, Frederick. Ciencias de la Tierra: Una introducción a la geología física. 8 ed. Madrid: Pearson Education S.A. 2005. 686 p.

TIAB, Djebbar y DONALDSON, Erle C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Boston: Gulf Professional Publishing, 2012. 950 p.

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES. Geoestadística. [En línea]. Disponible en: <http://geociencias.uniandes.edu.co/investigacion/geoestadistica>

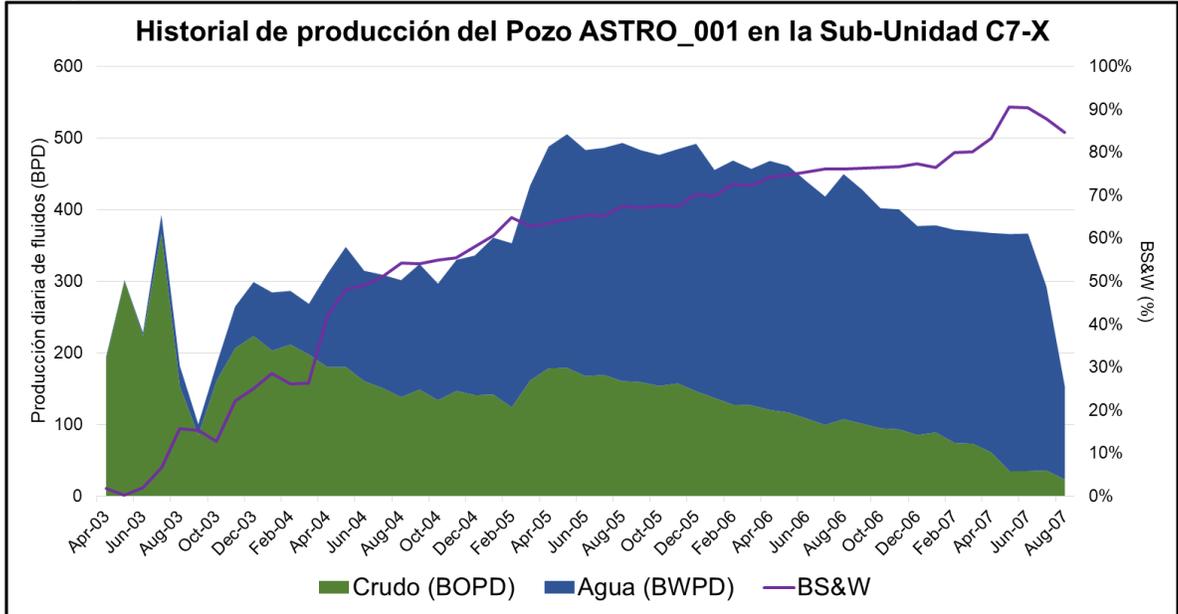
VELÁZQUEZ ZÁRATE, Claudia Guadalupe. Métodos Estocásticos y Determinísticos Aplicados al Cálculo de Reservas y Volumen Original de Hidrocarburos: Caso Práctico Campo Tizón Bloque II. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional, 2017.

VERSAN KOK, Mustafa; KAYA, Egemen y AKIN, Serhat. Monte Carlo Simulation of Oil Fields. En: Energy Sources. Ankara. Julio, 2006. 211 p.

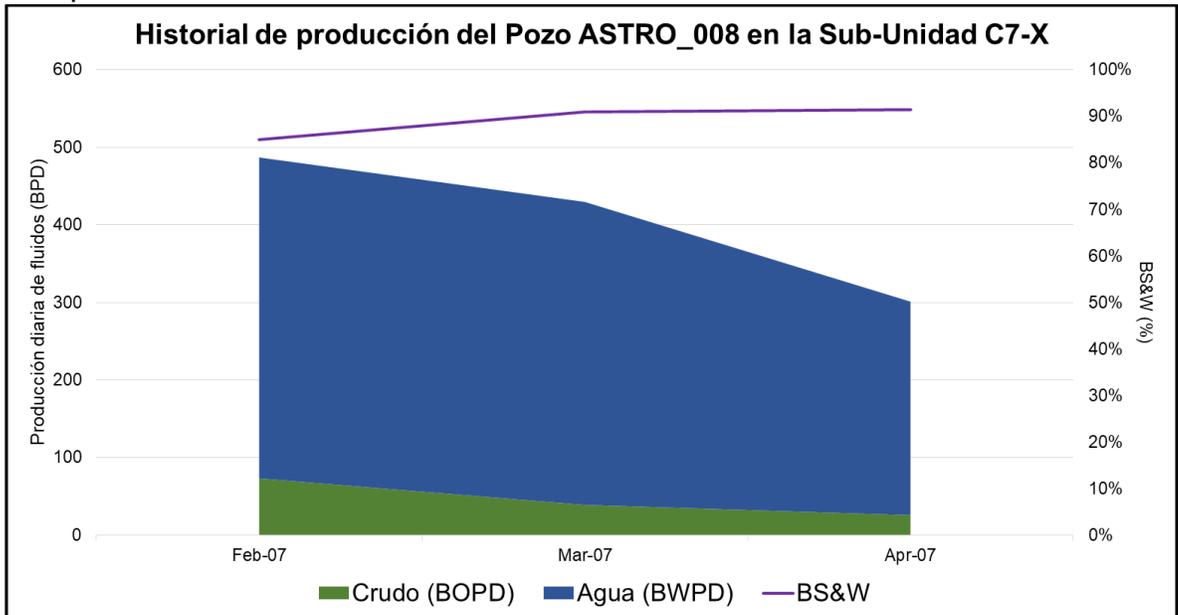
ANEXOS

ANEXO A HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LA SUB-UNIDAD C7-X POR POZO EN EL CAMPO ASTRO

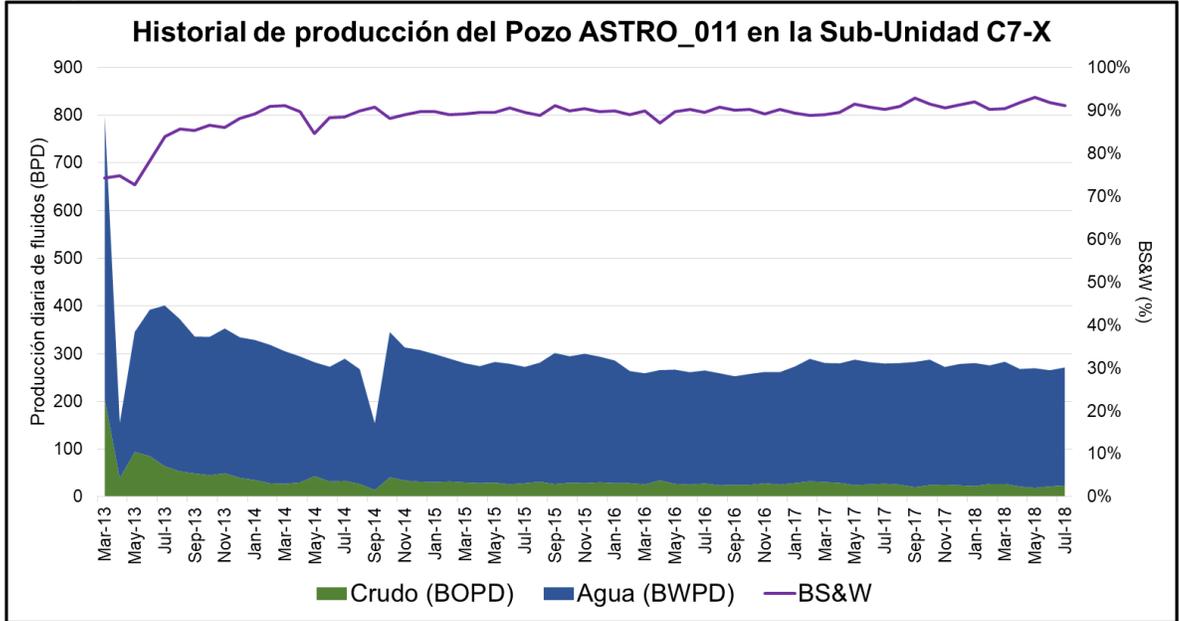
Historial de producción del Pozo ASTRO_001 en la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro



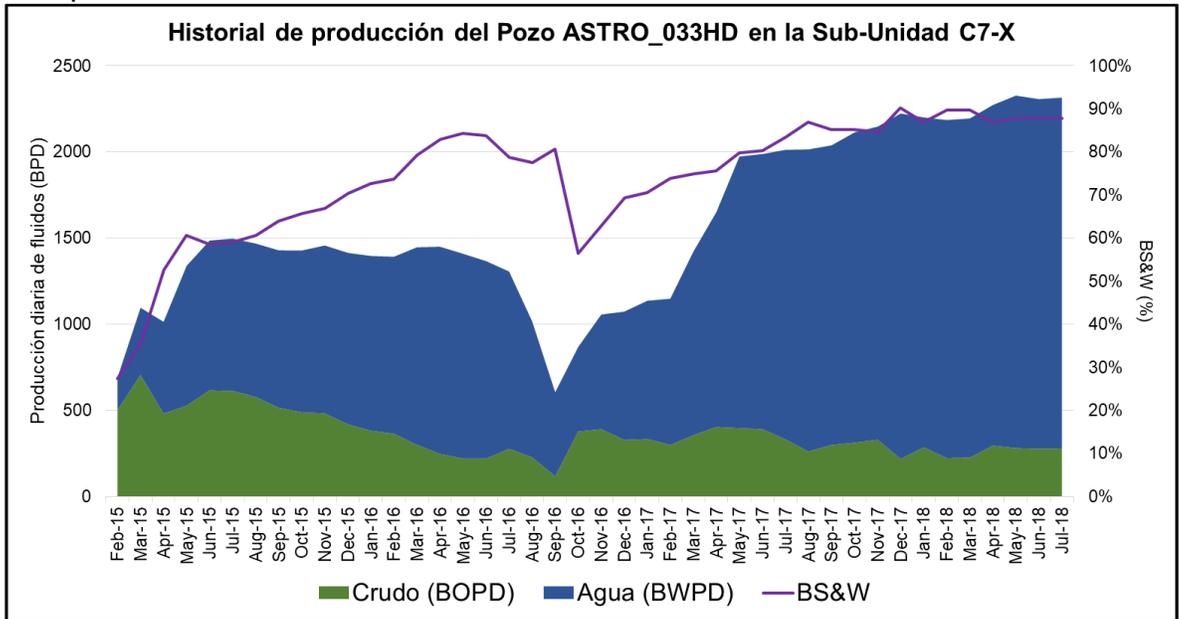
Historial de producción del Pozo ASTRO_008 en la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro



Historial de producción del Pozo ASTRO_011 en la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro

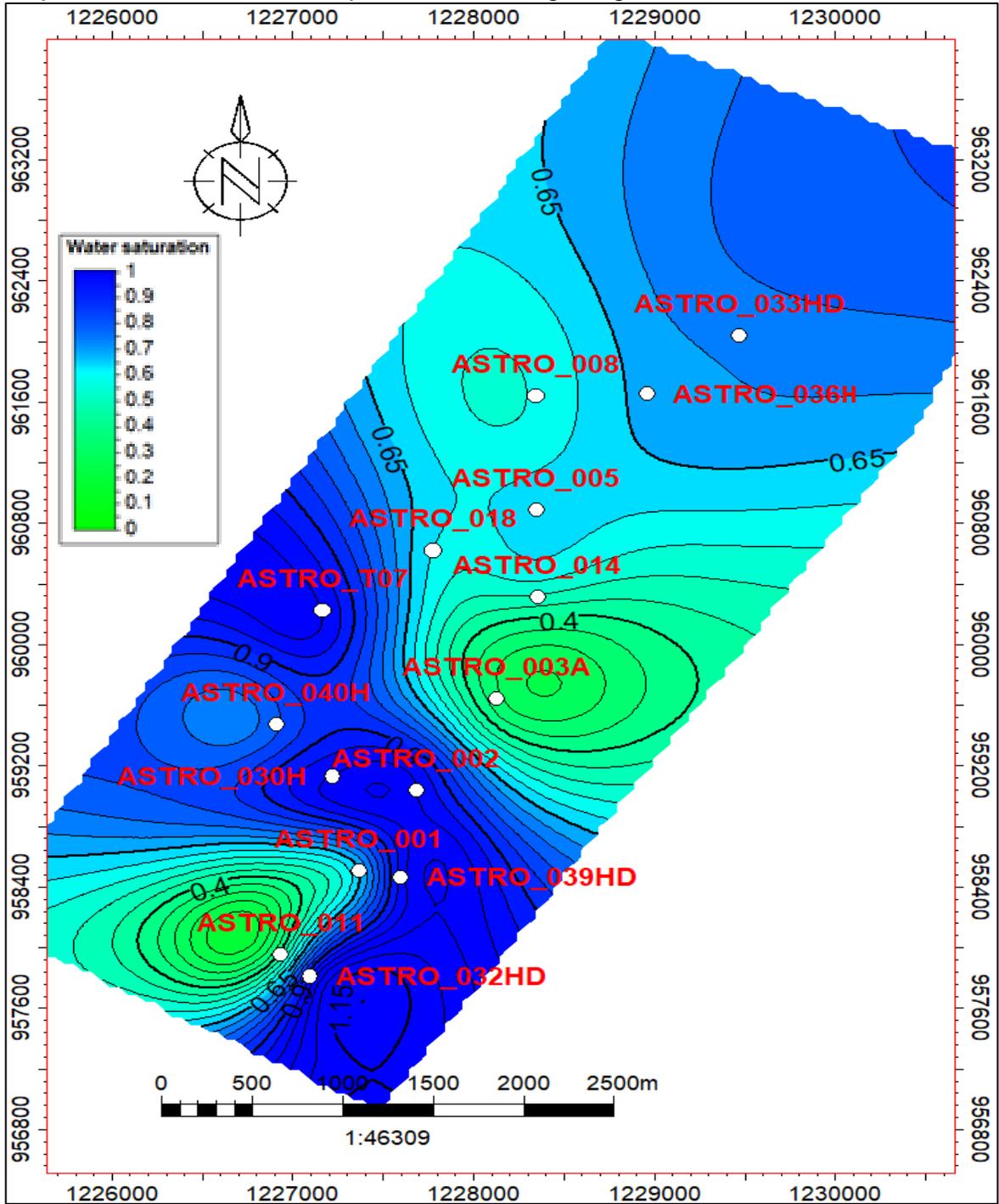


Historial de producción del Pozo ASTRO_033HD en la Sub-Unidad C7-X en el Campo Astro



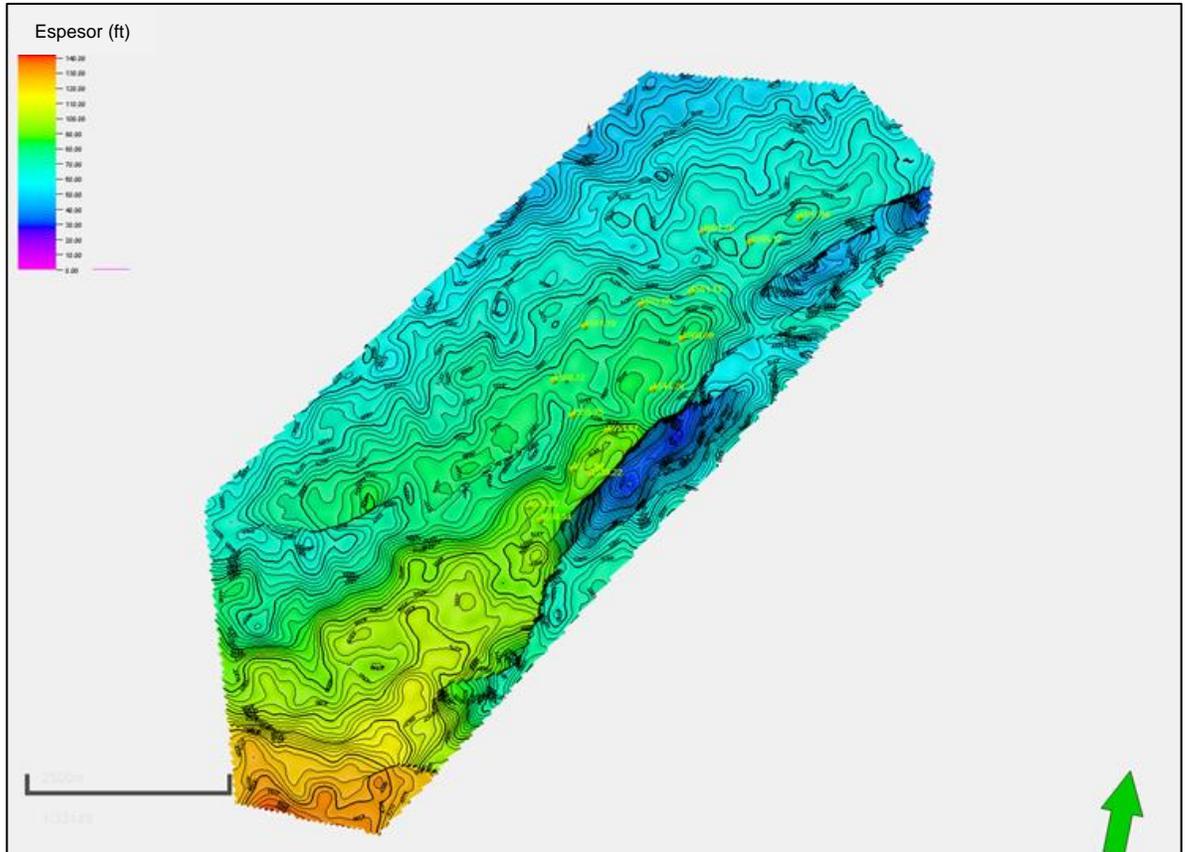
ANEXO B MAPAS DE ISO-SATURACIÓN

Mapa de iso-saturación sin aplicar el modelo geológico de la Sub-Unidad C7-X



ANEXO C

MAPA ESTRATIGRÁFICO DE LA SUB-UNIDAD C7-X EN EL CAMPO ASTRO



ANEXO D
RESULTADOS PROBABILÍSTICOS DE VOLUMETRÍA EN MMRA

Simulation Settings			Mode: DEVELOPMENT WELL(S)				
Simulation Current	Original In Place		Potential Discovered Recoverable Resources				
	Oil	Raw Gas	Liquids		Sales Gas		Total Geologic Pre-Drill
			Oil	Total Cond	Non- Assoc	Soln	
	MMBO	BCF	MMBO	MMBO	BCF	BCF	MMBOE
P99	0.10	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04
P90	0.35	0.00	0.13	0.00	0.00	0.00	0.13
Mode	0.70	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.25
P50	1.59	0.00	0.57	0.00	0.00	0.00	0.57
Mean (P99- >P01)	2.94	0.00	1.07	0.00	0.00	0.00	1.07
P10	7.58	0.00	2.75	0.00	0.00	0.00	2.75
P01	25.56	0.00	9.25	0.00	0.00	0.00	9.25