

**EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA Y ANALITICA EN UN CAMPO DE LA CUENCA DEL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.**

MARÍA ALEJANDRA CHAVARRO TRIANA

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA Y ANALITICA EN UN CAMPO DE LA CUENCA DEL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.**

MARÍA ALEJANDRA CHAVARRO TRIANA

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
ASTRID XIOMARA RODRIGUEZ CASTELBLANCO
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

Nota de aceptación

Ing. Sebastián Alejandro Gómez Alba
Jurado

Ing. Edinson Enrique Jiménez Bracho
Jurado

Bogotá D.C., Agosto de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA – PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA - PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a Dios por permitirme cumplir esta meta, por darme todos los días salud, bienestar, los recursos necesarios para lograrlo, y la esperanza y fe que me acompañan día a día.

Mis padres que han sido el motor y la motivación para la realización y culminación de este estudio, les quiero dedicar este logro, gracias papa por tener la paciencia y alentarme en los momentos difíciles, por enseñarme la importancia de la educación y la responsabilidad, a mi mama por su entrega incondicional, por las palabras de amor, y ser mi mujer modelo a seguir.

A mis hermanas y mi sobrino por estar siempre para mí, por escucharme, por acompañarme, por motivarme a seguir mis sueños, y las risas que nunca faltan que hacen más llevadero cualquier situación difícil, su apoyo moral es infinito.

A mi novio por su cariño, su amor, gracias por apoyarme en cada meta que me propongo, tu compañía hace que el camino al triunfo sea más sereno.

Agradezco a mi directora Xiomara por su acompañamiento, su conocimiento, sus consejos, que fueron de vital importancia para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco a la Fundación Universidad América, en especial a los profesores del Comité de Trabajo de Grado, por su acompañamiento, y compartirme sus conocimientos que permitieron la satisfactoria culminación de este trabajo.

María Alejandra Chavarro Triana

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	24
1. MARCO TEORICO	29
1.1 . GENERALIDADES DE LA CUENCA	29
1.2. SISTEMA PETROLÍFERO	30
1.2.1. Roca generadora.	31
1.2.2. Roca reservorio.	31
1.2.3. Migración.	31
1.2.4. Roca sello.	32
1.2.5. Trampa.	32
1.3. ETAPAS DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	32
1.4. INYECCIÓN DE AGUA	35
1.5. MODELOS ANALÍTICOS	36
1.5.1. Tipo de desplazamientos de fluidos inmiscibles	37
1.5.2. Pistón sin fugas.	38
1.5.3. Pistón con fugas.	38
1.5.4. Mecanismos de desplazamiento de fluidos inmiscibles.	38
1.5.5. Buckley y Leverett.	40
1.5.6. Dykstra y Parsons.	40
1.5.7. Stiles.	41
1.5.8. Craig, Geffen y Morse.	42
1.6. SIMULACIÓN NUMÉRICA	42
2. METODOLOGÍA Y DATOS.	44
2.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO.	44
2.1.1. Modelo estático.	44
2.1.2. Modelo Dinámico.	50
2.1.2.1. Gas en Solución.	51
2.1.2.2. Factor volumétrico del petróleo.	52

2.1.2.3. Viscosidad del petróleo.	53
2.1.2.4. Viscosidad del gas.	54
2.1.2.5. Permeabilidades relativas.	55
2.2. SIMULACIÓN NUMERICA EN BUILDER DE CMG	56
2.2.1. Sección I/O Control.	57
2.2.2. Sección Reservoir.	58
2.2.3. Sección Components.	58
2.2.4. Sección Rock-Fluid.	58
2.2.5. Sección Initial Conditions.	58
2.2.6. Sección Numerical.	59
2.2.7. Sección Wells & Recurrents.	59
2.3 SIMULACIÓN DE LOS MODELOS ANALITICOS	61
2.3.1. Selección de los modelos analíticos.	61
2.3.2. Método de Dykstra y Parsons.	62
2.3.3. Método de Stiles.	66
2.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA	71
2.4.1. Valor presente Neto (VPN).	72
2.4.2. Tasa interna de retorno (TIR).	72
2.4.3 Predicción precio del crudo.	73
3. RESULTADOS Y ANALISIS	75
3.1.1 Volumen de arcilla.	75
3.1.2 Porosidad efectiva.	76
3.1.3 Permeabilidad.	77
3.1.4 Compresibilidad de la roca.	78
3.2 RESULTADOS SIMULACIÓN NUMÉRICA	79
3.2.1 Producción casos base sin inyección.	79
3.2.2 Patrón de inyección Cinco Puntos Invertido.	82
3.2.2.1. Análisis a 100 BHP de producción.	82
3.2.2.2. Análisis a 200 BHP de producción.	85
3.2.2.3. Análisis a 300 BHP de producción.	88

3.2.3. Patrón de inyección de siete puntos invertido.	91
3.2.3.1. Análisis a 100 BHP de producción.	91
3.2.3.2. Análisis a 200 BHP de producción.	94
3.2.3.3. Análisis a 300 BHP de producción.	97
3.2.4. Patrón de inyección de nueve puntos invertido.	100
3.2.4.1. Análisis a 100 BHP de producción.	101
3.2.4.2. Análisis a 200 BHP de producción.	103
3.2.4.3. Análisis a 300 BHP de producción.	106
3.3 RESULTADOS MODELOS ANALÍTICOS.	110
3.3.1 Análisis de los resultados del modelo de Dykstra y Parsons.	110
3.3.2 Análisis de los resultados del modelo de Stiles.	113
3.4. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.	116
3.5. RESULTADOS EVALUACION ECONOMICA	118
3.5.1. Regresión lineal precio del barril de petróleo.	118
3.5.2. Inversión.	119
3.5.3. Caso base.	119
3.5.4. Modelo analítico.	121
3.5.5. Modelo de simulación de yacimientos.	122
4. CONCLUSIONES	125
5. RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFÍA	130
ANEXOS	132

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Sistema de fallas VMM	30
Figura 2 Registro eléctrico formación Mugrosa	46
Figura 3 Malla 3D del caso base	50
Figura 4 Sistema estratificado considerado en el metodo de Dykstra y Parsons	63
Figura 5 Orden decreciente de la permeabilidad en un sistema estratificado.	67
Figura 6 Cálculos para la gráfica de capacidad acumulada adimensional y permeabilidad adimensional.	69
Figura 7 Distribucion del volumen de arcilla.	76
Figura 8 Distribución de la porosidad efectiva	76
Figura 9 Distribución de permeabilidad.	78

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Clasificación de los métodos analíticos de predicción	37
Tabla 2 Gamma Ray y Porosidad Total	47
Tabla 3 Dimensiones de la malla	49
Tabla 4 Datos de entrada en KAPPA PVT para construcción PVT	51
Tabla 5 Correlaciones para Permeabilidades Relativas	56
Tabla 6 Condiciones Iniciales	58
Tabla 7 Variables de sensibilidad	59
Tabla 8 Combinación de variables para análisis de sensibilidad	60
Tabla 9 Distribución de permeabilidad y probabilidad acumulada.	64
Tabla 10 Datos de entrada	64
Tabla 11 Resumen de ecuaciones según el método de Dykstra y Parsons	66
Tabla 12 Resumen de ecuaciones según el método de Stiles.	71
Tabla 13 Precio promedio anual del barril de petróleo Brent.	73
Tabla 14 Resultados modelo de Dykstra y Parsons	111
Tabla 15 Resultados modelo de Stiles	113
Tabla 16 Precio promedio y proyección anual del barril de petróleo Brent.	119
Tabla 17 Costos de completamiento y perforación	119
Tabla 18 Flujos de caja caso base	120
Tabla 19 Flujos de caja modelo analítico	121
Tabla 20 Flujos de caja modelo de simulación numérica	123

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1 Rs vs Presión	52
Grafica 2 Bo vs Presión	53
Grafica 3 μ_o vs Presión	54
Grafica 4 μ_g vs Presión	55
Grafica 5 Curvas típicas de capacidad acumulada adimensional y permeabilidad adimensional.	70
Grafica 6 Producción para patrón de cinco puntos invertido	79
Grafica 7 Producción para patrón de siete puntos invertido	80
Grafica 8 Producción para patrón de nueve puntos invertido	81
Grafica 9 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de cinco puntos invertido a 100 BHP	83
Grafica 10 Acumulado de petróleo para un patrón de cinco puntos invertidos a 100 BHP	84
Grafica 11 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de cinco puntos invertido a 200 BHP	86
Grafica 12 Acumulado de petróleo para un patrón de cinco puntos invertidos a 200 BHP	87
Grafica 13 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de cinco puntos invertido a 300 BHP	88
Grafica 14 Acumulado de petróleo para un patrón de cinco puntos invertidos a 300 BHP	90
Grafica 15 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de siete puntos invertido 100 BHP	92
Grafica 16 Acumulado de petróleo para un patrón de siete puntos invertidos a 100 BHP	93
Grafica 17 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de siete puntos invertido 200 BHP	95
Grafica 18 Acumulado de petróleo para un patrón de siete puntos invertidos a 200 BHP	96
Grafica 19 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de siete puntos invertido 300 BHP	98
Grafica 20 Acumulado de petróleo para un patrón de siete puntos invertidos a 300 BHP	99
Grafica 21 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de nueve puntos invertido 100 BHP	101

Grafica 22 Acumulado de petróleo para un patrón de nueve puntos invertidos a 100 BHP	102
Grafica 23 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de nueve puntos invertido 200 BHP	104
Grafica 24 Acumulado de petróleo para un patrón de nueve puntos invertidos a 200 BHP	105
Grafica 25 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de nueve puntos invertido 300 BHP	106
Grafica 26 Acumulado de petróleo para un patrón de nueve puntos invertidos a 300 BHP	108
Grafica 27 Acumulado de petróleo de los patrones de inyección evaluados	109
Grafica 28 W_i , W_p , N_p vs tiempo para el modelo de Dykstra y Parsons	111
Grafica 29 q_o , q_w vs tiempo para el modelo de Dykstra y Parsons	112
Grafica 30 W_i , W_p , N_p vs tiempo	114
Grafica 31 q_o , q_w vs tiempo	115
Grafica 32 N_p , W_p vs tiempo para todos los modelos de simulación	116
Grafica 33 q_o , q_w vs tiempo	117
Grafica 34 Precio promedio y proyección anual del barril de petróleo Brent..	118
Grafica 35 Graficas de intrusión fraccional para el modelo de Dykstra y Parsons	134
Grafica 36 Grafica de permeabilidad vs probabilidad acumulada para el modelo de Dykstra y Parsons	135
Grafica 37 Graficas para eficiencia areal	136
Grafica 38 Curvas de distribución de permeabilidades para el modelo de Stiles.	137
Grafica 39 Curvas de permeabilidades relativas	138

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1 Volumen de arcilla	48
Ecuación 2 Porosidad efectiva	48
Ecuación 3 Permeabilidad	48
Ecuación 4 Compresibilidad de la roca	49
Ecuación 5 Razón de movilidad	65
Ecuación 6 Variación de Permeabilidad según Dykstra y Parsons	65
Ecuación 7 Valor presente neto	72
Ecuación 8 Tasa interna de retorno	72

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A “GRAFICAS DE INTRUSION FRACCIONAL PARA EL MODELO DE DYKSTRA Y PARSONS”	134
Anexo B “ GRAFICA DE PERMEABILIDAD VS PROBABILIDAD ACUMULADA PARA EL MODELO DE DYKSTRA Y PARSONS”	135
Anexo C “GRAFICAS PARA EFICIENCIA AREAL”	136
Anexo D “CURVAS DE DISTRIBUCION DE PERMEABILIDADES PARA EL MODELO DE STILES”	137
Anexo E “ CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS”	138

GLOSARIO

CAMPO: localización terrestre y en cuyo subsuelo se almacenan cantidades comerciales de hidrocarburos.¹

COMPRESIBILIDAD: la compresibilidad es una propiedad de roca que puede ser definida de manera isotérmica o no. En el caso de estudio es isotérmica y se considera como una medida del cambio de volumen normalizado con respecto a la presión.²

CORRELACIÓN: es la dependencia que existe entre dos variables, usadas comúnmente para genera PVT's.³

GRAVEDAD API: es una referencia internacional otorgada por el American Petroleum Institute, que relaciona la gravedad específica del petróleo crudo con respecto a la del agua.⁴

GRAVEDAD ESPECÍFICA: es la relación de la densidad de una sustancia determinada con la densidad del agua a condiciones estándar.⁵

¹ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/field.aspx>

² SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/compressibility.aspx>

³ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/correlation.aspx>

⁴ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/api_gravity.aspx

⁵ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/specific_gravity.aspx

GRID (MALLA): es un arreglo espacial tridimensional que permite aproximar, de manera numérica, el volumen de un yacimiento, con el fin de reproducir estructuras y modelar propiedades presentes en su interior.⁶

MODELO DINÁMICO: un modelo dinámico es una aproximación numérica que toma en cuenta las variables que cambian con el tiempo en el yacimiento. Este modelo es construido a partir de un modelo estático.⁷

MODELO ESTÁTICO: un modelo estático es un modelo discreto del yacimiento que incluye la interpretación de las propiedades del yacimiento que no cambian con el tiempo, así como la estructura y estratigrafía de éste.⁸

PERMEABILIDAD: es la propiedad de la roca que permite que fluyan los fluidos a través de ella.⁹

POROSIDAD: es el espacio vacío que existe entre los granos de una roca, y que permite almacenar petróleo, agua o gas.¹⁰

PRESIÓN DE YACIMIENTO: es la presión contenida en los poros de la roca, inicial al momento de iniciarse la producción y actual a determinado periodo de explotación del yacimiento.¹¹

⁶ AZIZ, KHALID. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD. London. ISBN 0-85334-7875. 1979 pág. 243.

⁷ SANGO NARITA. Modelo Dinámico. Mayo 16, 2013. [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://es.scribd.com/doc/141972848/MODELO-DINAMICO>

⁸ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/reservoir_characterization_model.aspx

⁹ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/permeability.aspx>

¹⁰ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

¹¹ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/reservoir_pressure.aspx

RESERVAS: las reservas son la cantidad de hidrocarburos que se pueden extraer de una manera económicamente viable bajo escenarios determinados. Las reservas se dividen en reservas probables, posibles, y probadas.¹²

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS: proceso mediante el cual se consigue predecir el comportamiento de un yacimiento a partir de los resultados obtenidos por modelos matemáticos.¹³

SISTEMA PETROLÍFERO: conjunto de elementos geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar los hidrocarburos. Como elementos, incluye una roca generadora madura, un camino de migración, una roca almacén, una trampa, y una roca sello. Como procesos, incluye principalmente la generación, migración y acumulación.¹⁴

VISCOSIDAD: la viscosidad es una propiedad de los fluidos que dice cómo estos se oponen a un esfuerzo de cizalla.¹⁵

YACIMIENTO: es una roca que tiene las capacidades económicas para que sea explotada para obtener un recurso natural (por ejemplo, petróleo, gas o minerales).¹⁶

¹² CARRILLO BARANDIARAN LUCIO. Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería. Perú Mar 03, 2009 [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <http://oilproduction.net/reservorios/evaluaciondereservorios/item/1686-definicion-de-reservas-petroleras>

¹³ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/n/numerical_reservoir_simulation.aspx

¹⁴ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/petroleum_system.aspx

¹⁵ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/v/viscosity.aspx>

¹⁶ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/reservoir.aspx>

ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
°F	Temperatura en grados Fahrenheit
°API	Densidad establecida por el American Petroleum institud
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
Bbls	Barriles
BHP	Presión de fondo (Bottom Hole preasure)
BPD	Barriles por día
BOPD	Barriles de aceite por día
BWPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
CMG	Computer Modeling Group
Cp	Medida de viscosidad, Centipoise.
Ea	Eficiencia áreal
EOR	Enhanced Oil Recovery
Ev	Eficiencia vertical
FC	Flujo de caja
ft	Pie (Longitud en Sistema Inglés)
Fw	Flujo fraccional
GE	Gravedad específica
GR log	Lectura Gamma Ray registro eléctrico
GR min	Gamma Ray mínimo
GR máx	Gamma Ray máximo
h	Espesor
i	Tasa interna de oportunidad
in	Pulgada (Longitud en Sistema inglés)
iny.	Inyección
K	Permeabilidad
Krw	Permeabilidad relativa al agua
Kro	Permeabilidad relativa al aceite
m	Metros
mD	MiliDarcys
n	Periodo
Np	Petróleo total producido o acumulado
Npd	Aceite producido a la ruptura
OGOC	Contacto gas-petróleo

OWOC	Contacto agua-petróleo
Psi	Libras por pulgada cuadrada (pound per square inch)
Psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta
Psig	Libras por pulgada cuadrada manométrica
PVT	Prueba de presión, volumen y temperatura
Qo	Tasa de producción de petróleo
Qo avg	Tasa de producción de petróleo promedio
Qiny	Caudal de inyección
Qw	Tasa de producción de agua
RAP	Relación agua-petróleo
STB	Barriles en superficie
STW	Tasa de inyección de agua
Swirr	Saturación de agua irreducible
t	Tiempo
TIR	Tasa interna de retorno
Ty	Temperatura de yacimiento
USD	Dólar americano
VMM	Valle del Medio Magdalena
VPN	Valor presente neto
Vsh	Volumen Shale
W fill-up	Caudal de agua a la ruptura
Wi	Caudal de agua inyectada
Wp	Caudal de agua producida
X	Distancia
μ_o	Viscosidad de petróleo
μ_w	Viscosidad de agua
ϕ_e	Porosidad efectiva
ϕ	Porosidad
Δt	Delta de tiempo

RESUMEN

En el campo en evaluación se ha venido presentando en primer lugar un agotamiento de la energía natural del yacimiento debido a la pérdida de presión que se genera por el depletamiento, el cual se da en función del tiempo y la producción, esto genera una serie de consecuencias que afectan en principio el beneficio económico del campo, también una saturación de petróleo remanente mayor al 80% y con esto un incumplimiento en las tasas de producción de petróleo pronosticadas por los ingenieros de yacimientos.

En búsqueda de aumentar la producción en el campo, surgió la necesidad de evaluar un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica y analítica. Específicamente en la formación Mugrosa Arena B2, donde el resultado esperado será optimizar la eficiencia de barrido de petróleo remanente y la presión del yacimiento, con base en los métodos analíticos y la simulación numérica, logrando además aumentar la producción de petróleo, los beneficios económicos y las reservas de campo. Este proceso de recuperación será evaluado debido a la facilidad operacional que requiere el proceso y el bajo costo del agua, ya que es captada de fuentes hídricas cercanas que son autorizadas por las entidades de protección ambiental o también haciendo uso del agua producida la cual es tratada y reinyectada como método de recobro secundario.

En el presente trabajo se expone un estudio de viabilidad técnica y financiera para evaluar un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica y analítica en un campo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se realizaron diferentes sensibilidades en base a las variables de presión de fondo en producción e inyección y también en la tasa de inyección de agua, encontrando el patrón 5 puntos invertido a 100 psi de presión de fondo de producción, 800 psi de presión de fondo en el pozo inyector e inyectando 1500 barriles de agua por día como el más óptimo para la implementación de la inyección agua debido a que este escenario

genero un incremento de 1.58 millones de barriles de petróleo producido con respecto a la producción evaluada sin la implementación del proceso de inyección de agua.

Palabras clave: inyección agua, simulación numérica, recobro mejorado, método analítico, Cuenca Valle Medio Magdalena.

ABSTRACT

In the field under evaluation, a depletion of the natural energy of the reservoir has been presented, first at all by the loss of pressure that is generated by depletion, which occurs as a function of time and production, this generate a series of consequences that affect, in first place, the economic benefit of the field, also a remaining oil saturation greater than 80% and with this a failure to comply with the oil production rates predicted by the reservoir engineers.

In the investigation for increasing production in the field, arose the necessity to evaluate a water injection process through numerical and analytical simulation specifically in the Mugrosa Arena B2 formation, where the expected result will be to optimize the efficiency of the sweep of the remaining oil and the pressure of the reservoir, based on analytical methods and numerical simulation, also achieving an increase in oil production, economic benefits and field reserves. This recovery process will be evaluated because of to the ease operational that the process requires and the low cost of water, because it is captured from nearby water sources that are authorized by environmental protection entities or also making use of the produced water which is treated and reinjected as a secondary recovery method.

In the present investigation, is presented a technical and financial feasibility study to evaluate a water injection process by numerical and analytical simulation in a field of the Middle Valley of Magdalena Basin, where different sensitivities were performed based on variables like bottom hole pressure in production and injection and also the injection rate of water, finding the inverted 5-point pattern at 100 psi of production bottom hole pressure, 800 psi of bottom hole pressure in the injector well and injecting 1500 barrels of water per day as the most optimal for the implementation of water injection because this pattern generated has an increase of 1.58 million barrels of oil produced respect to the production evaluated without the implementation of the water injection process.

Keywords: water injection, numerical simulation, enhanced oil recovery, analytical method, Valle Medio Magdalena Basin.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es un método de recobro secundario utilizado para aumentar la producción de crudo de un yacimiento. Actualmente Ecopetrol ha ejecutado 27 proyectos de inyección de agua en diferentes campos con el propósito de aumentar el factor de recobro de un 18% a un 36%, hay 19 campos comercialmente explotados con inyección de agua lo cual representa solo el 11% del total de los campos colombianos¹⁷.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena está ubicada entre las cordilleras central y oriental que se extiende sobre los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Santander y Antioquia principalmente¹⁸. En el campo en evaluación se ha venido presentando en primer lugar un agotamiento de la energía natural del yacimiento debido a la pérdida de presión que se genera por el depletamiento, el cual se da en función del tiempo y la producción, además el levantamiento artificial existente no es lo suficientemente eficiente para producir el caudal de petróleo pronosticado, ya que el barrido no se da de manera óptima en las periferias del yacimiento. Aun así, no se ha implementado un método de recobro secundario lo que con lleva a un decrecimiento de la producción de petróleo en un campo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El proceso de inyección de agua que se va a evaluar busca en primer lugar el aumento de las reservas del campo actuando sobre la presión del yacimiento y con esto aumentar la energía de este, lo que provoca un alza en la producción de petróleo gracias al mejor desplazamiento que se da a través del yacimiento.

¹⁷ MAYA G. R. Castro, J. Mantilla, V. Diaz, R. Amaya, A. Lobo, A. Ordoñez, A. Villar, ECOPETROL S.A, Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future.21-23 de mayo de 2014 Maracaibo, Venezuela. SPE 169459 SP 2014.

¹⁸ CORDOBA Fabio; ROLON Luisa F;BUCELLI Fernando, SUAREZ Mario, Ecopetrol S.A,"Provincia petrolífera del valle medio del magdalena, Colombia" 2000, citado el 8 de febrero de 2020, consultado en internet http://archives.datapages.com/data/colombia_acgpp/simp7/tomo1/040.htm.

De acuerdo con el artículo titulado “Waterflooding in Colombia; past, present and future”¹⁹ se hace un análisis de la evolución que ha tenido la inyección de agua en Colombia, indicando sus beneficios en las principales cuencas del país aportando resultados como el del campo Tibú, la cual inició desde 1960 y hoy en día ha alcanzado más de 50 pozos inyectoros. También hace un énfasis en la importancia de mejorar el EOR en el país, ya que está por debajo del estándar internacional, tan solo el 11% de los campos cuentan con algún método de recobro secundario.

Teniendo en cuenta el trabajo de investigación titulado “Modelamiento estadístico para la predicción análoga de reservas en los bloques sometidos al proceso de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Llanos Orientales”²⁰, se analizan métodos empíricos y análogos para la predicción de reservas, estableciendo ajustes a los modelos de Bush & Helander y al método de Larry Lake sobre más de 30 parámetros necesarios que se deben tener para implementar el método, para realizar el análisis probabilístico se utiliza el software de Crystal Ball basado en el método de Montecarlo, finalmente se obtienen los resultados para la zona B del campo Casabe donde la relación del caudal del agua inyectada y el caudal del fluido secundario podría llegar a 0.75200 con una probabilidad del 90%, llegando a la conclusión que los modelos empíricos se basan en el comportamiento general de un proceso de recobro; es decir, se ve el mismo desde un punto de vista más amplio sin necesidad de llegar al detalle lo que aumenta su cantidad de incertidumbre, a diferencia de los métodos analíticos y convencionales de predicción de recobro de reservas los cuales van al detalle y estudian el comportamiento particular en la implementación de un proceso de recobro lo que les permite tener en cuenta más variables que en un modelo empírico no toma en cuenta.

¹⁹ MAYA G. R. Castro, J. Mantilla, V. Diaz, R. Amaya, A. Lobo, A. Ordoñez, A. Villar, ECOPETROL S.A, Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future.21-23 de mayo de 2014 Maracaibo, Venezuela. SPE 169459 SP 2014.

²⁰ SANABRIA U. Jeisson, P. Poveda Niño, R. Castro, M. Arango. Grupo de investigación en simulación de yacimientos y recobro mejorado. Línea de investigación en recobro mejorado, Fundación Universidad América. 31 de octubre de 2012 ISSN 2011639X 2012.

Según el artículo titulado “Mathematical Analysis of Oil Displacement by Water in Heterogeneous Reservoirs”²¹, la ecuación de flujo fraccional es la base para realizar un análisis matemático del desplazamiento de crudo por agua de la cual parten métodos como Stiles y Dykstra & Parsons junto con la ley de Darcy. El procedimiento implementado para la evaluación de reservorios heterogéneos se basa en la variación de la permeabilidad entre las capas pero enfatiza en que no debe haber un flujo cruzado entre ellas y teniendo en cuenta la ecuación de Miller and Lertz(1947) se calcula la permeabilidad promedio del yacimiento, también se evalúa la eficiencia de desplazamiento, el radio de movilidad, la permeabilidad relativa, y las saturaciones detrás del frente, a la ruptura y después de la ruptura, para con ello hallar la producción a la ruptura y después el tiempo de ruptura. Los resultados obtenidos se grafican por capa haciendo un análisis de aporte de cada una de ellas en un gráfico de Npd vs tiempo. La variación de la porosidad y la saturación puede afectar los resultados.

El decrecimiento en la producción de petróleo en el campo con lleva a la realización de este trabajo, cuyo objetivo principal es:

- Evaluar un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica y analítica en un campo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Cuyos objetivos específicos son:

1. Describir el modelo estático y dinámico que represente las características del yacimiento en estudio.
2. Seleccionar los modelos analíticos que representen las condiciones del yacimiento en estudio.

⁵ NNAMDI A. Nwaka and Sunday O. Isehunwa, University of Ibadan. Mathematical Analysis of Oil Displacement by Water in Heterogeneous Reservoirs. SPE-1891023MS 2017

3. Simular el esquema de inyección de agua propuesto, mediante los modelos analíticos en Excel, y numéricamente en CMG.
4. Seleccionar el patrón de inyección de agua que genere mayor tasa de flujo de acuerdo con las condiciones del yacimiento.
5. Evaluar la viabilidad financiera del escenario de mejor convergencia entre los resultados de CMG y los métodos analíticos.

Con la implementación del proceso de inyección de agua en el campo, se optimizará la eficiencia de barrido de petróleo remanente y la presión del yacimiento, con base en los métodos analíticos y la simulación numérica, logrando además aumentar la producción de petróleo, los beneficios económicos y las reservas de campo.

En este trabajo de grado podrá encontrar una metodología para evaluar la factibilidad de un proceso de inyección de agua, donde en el primer capítulo se hará una recolección de la información y los datos del yacimiento, en el segundo capítulo se realiza la simulación numérica, en el tercer capítulo se desarrolla los modelos analíticos y finalmente en el cuarto capítulo se analizan los resultados y la viabilidad económica del proyecto.

1. MARCO TEORICO

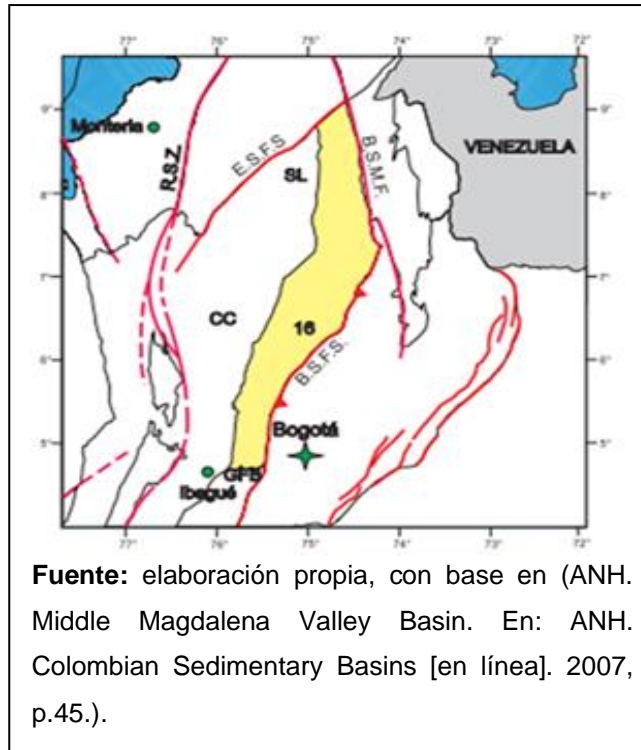
La cuenca del Valle Medio del Magdalena es de las más representativas del país, ya que fue donde se descubrió el primer campo, y fue pionera en la implementación de procesos de inyección de agua, a continuación, se dará un repaso bibliográfico sobre la cuenca, los modelos analíticos y la simulación numérica.

1.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), es una de las veintitrés cuencas sedimentarias localizadas en Colombia, esta se encuentra ubicada sobre el valle del Río Magdalena y cuenta con una extensión aproximada de 34.000 kilómetros cuadrados²², geográficamente se extiende entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos los cuales son sus límites orientales y occidentales respectivamente, está limitada al sur por la falla de rumbo de Ibagué (GFB), al norte por el sistema de fallas Espíritu Santo (ESFS), al noreste por el sistema de fallas Bucaramanga – Santa Marta (BSMF) y al sureste el sistema de fallas Bituima y La Salina (BSFS).

²² BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. [en línea]. Bogotá. ANH and B&M Exploration Ltda. 2007, p.78.

Figura 1 Sistema de fallas VMM



La Cuenca del Valle Medio de Magdalena, tiene en ella más de un siglo de exploración y producción de histórica, para el año 2010 se habían descubierto cerca de 1.900 millones de barriles de petróleo, y cerca de 2,5 Giga pies cúbicos de gas asociado a yacimientos convencionales y un potencial grande en yacimientos no convencionales²³.

1.2 SISTEMA PETROLÍFERO

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las cuencas más antiguas y con trayectoria de exploración y producción, su sistema de fallas complejo entre normales, invertidas y anticlinales son un atractivo para las trampas estratigráficas principalmente en el Mioceno-Superior.

²³ MOJICA, Jairo. Open Round COLOMBIA 2010, Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. En: ANH Información Geológica y Geofísica [en línea]. 2009, p.44.

1.2.1 Roca generadora. El petróleo en la cuenca proviene principalmente de las Calizas y Shales, de las formaciones La Luna (300m de espesor local aproximado), Simití y Tablazo (200m de espesor local aproximado)²⁴, estas se encuentran en ventana de generación de aceite al norte de la cuenca y generación de gas más hacia el sur de esta, además tienen un TOC entre el uno y el seis por ciento, el tipo de kerógeno predominante en la roca es de tipo II.

1.2.2 Roca reservorio. A nivel regional en la cuenca del Valle Medio de Magdalena, los reservorios en su mayoría pertenecen a areniscas de origen continental correspondientes al periodo entre el Paleoceno y el Mioceno, formaciones Lizama, Esmeraldas – La Paz, Colorado y Mugrosa²⁵, en algunas áreas de la cuenca existen yacimientos asociados a formaciones Cretácicas de sistemas fracturados como La Luna y calizas basales.

1.2.3 Migración. En la cuenca Valle Medio del Magdalena, se han caracterizado tres principales pulsos migratorios de hidrocarburos, la discordancia del Eoceno²⁶ separa los reservorios primarios de la roca generadora subyacente, lo que genera un ambiente propicio para la migración. Es por esta razón que el pulso principal se da a través de esta discordancia por flujo vertical directamente de la formación La Luna hacia la roca reservorio; una segunda migración lateral a través de las areniscas del Eoceno y finalmente por medio de sistemas de fallas sobre la formación La Luna en áreas donde no se presenta la discordancia. El periodo crítico de estos procesos data del Neógeno cerca de hace 5 millones de años, y localmente se presenta hasta el día de hoy.

²⁴ Ibid., p 44.

²⁵ Ibid., p 80.

²⁶ MÁRQUEZ, Leonardo, *et al.* Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. En: SPE Journal of Petroleum Technology. 2009, vol. 62 SPE 122874, p.2.

1.2.4 Roca sello. A nivel regional en esta cuenca, se consideran las formaciones Paja y Simití dado su espesor y extensión regional como sellos de los intervalos fracturados para las formaciones calcáreas²⁷, mientras para las areniscas reservorio mencionadas anteriormente, las intercalaciones de arcilla constituyen sellos a nivel local, que se presentan en la columna estratigráfica, estos depósitos intraformacionales de La Paz, Mugrosa y Colorado son efectivos para el campo en cuestión, adicionalmente los sistemas de fallas inversos y normales actúan como medios para generar el contacto entre las rocas reservorio y las rocas sello.

1.2.5 Trampa. En la cuenca VMM, se presentan diversidad de estructuras anticlinales, asociadas a distintos sistemas de fallas inversas y normales, lo que genera variaciones laterales de facies a lo que se le atribuyen las barreras de permeabilidad generando el entrapamiento del hidrocarburo²⁸. El miembro superior de la Formación Colorado conocido como Lutitas de La Cira, representa el sello superior de las formaciones productoras del campo, esta tiene un espesor promedio cercano a los 850 ft.

1.3 ETAPAS DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

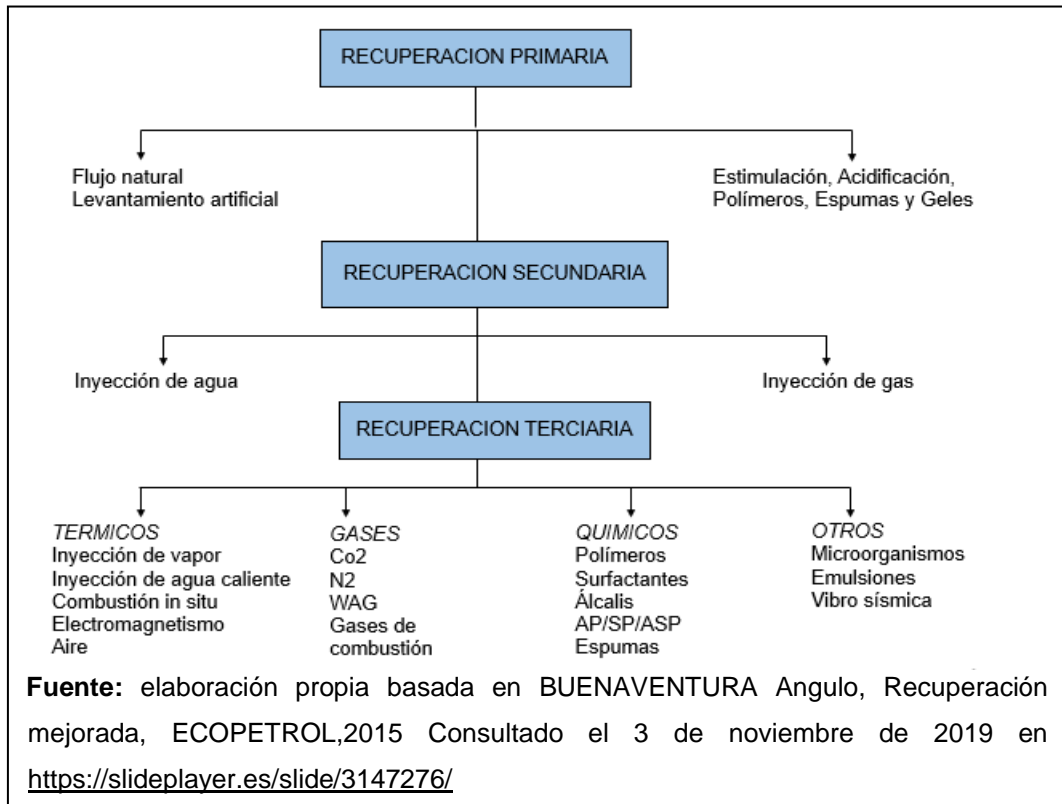
El proceso de inyección de agua es sin duda el método de recobro secundario más utilizado a nivel mundial, gracias a la disponibilidad del agua, la relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección, la facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera y la eficiencia del agua para el desplazamiento del aceite²⁹.

²⁷ GARCÍA, Mario, et al. Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander; 2009. p. 103.

²⁸ *Ibíd.*, p. 103.

²⁹ CRAIG Jr. Forrest F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. Nueva York.: AIME 1982, p ,1.

Diagrama 1 Recuperación mejorada



La recuperación primaria se refiere a esos reservorios que puede producir petróleo por sus propios medios. La producción natural del yacimiento consiste en la que por medio de la energía originaria que aporta el yacimiento produzca fluidos, esto depende del mecanismo de producción asociado que aporta a la producción como lo son el mecanismo de gas en solución, capa de gas, segregación gravitacional, expansión de la roca y los fluidos y acuífero activo³⁰, que pueden estar asociados más de un mecanismo de producción asociado a un mismo yacimiento.

El levantamiento artificial es el sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas

³⁰ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 8.

eléctricas sumergibles entre otros³¹, el cual se implementa cuando la energía del yacimiento no es capaz de llevar los fluidos de fondo a superficie. En la producción primaria también se puede hacer una estimulación temprana con polímeros, geles, entre otros que ayuden a la recuperación de los fluidos, en caso de presentar un daño que lo amerite.

La inyección de gas y de agua, son procesos en los que se inyecta el fluido con el fin de mantener o aumentar la presión en el yacimiento y con esto aumentar la producción de fluidos.

El EOR es un método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo. Clasificadas alguna vez como una tercera etapa de la recuperación de petróleo que se efectuaba después de la recuperación secundaria, las técnicas empleadas durante la recuperación mejorada de petróleo pueden realmente iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento, térmica y miscible³², esta etapa consiste en modificar propiedades de la roca y los fluidos, para poder aumentar la producción de fluidos, en el caso de la recuperación miscible se inyectan fluidos como el N₂ y O₂, en la recuperación térmica, se realizan inyecciones de vapor, agua caliente y aire (combustión in situ), finalmente en la recuperación química se inyectan surfactantes, álcali y polímeros, los últimos usados para mejorar la razón de movilidad necesaria para garantizar un barrido uniforme y un rompimiento posterior a un largo periodo de producción, por medio de la viscosidad generada al mezclar los polímeros con agua.

³¹ SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 3 de noviembre del 2019] Consultado en internet https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/artificial_lift.aspx.

³² SCHLUMBERGER Glosario [en línea] [citado el 3 de noviembre del 2019] Consultado en internet <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/eor.aspx>.

1.4 INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua tuvo sus inicios de manera accidental en el año 1865³³ en Pithole, oeste de Pennsylvania, cuando la acumulación de aguas pertenecientes a arenas acuíferas o formaciones superficiales se desplazaba a través de las formaciones petrolíferas incrementando la producción de petróleo en los pozos productores aledaños, infiriendo que el agua únicamente cumplía la función de presurizar el yacimiento³⁴. Hasta el año 1880 el científico John F Carl³⁵, llegó a la conclusión que el desplazamiento del agua a través de las arenas petrolíferas no solo mantenía la presión del yacimiento, sino que también sería benéfica la inyección de agua para incrementar la recuperación de aceite. De esta manera se fueron dando los primeros patrones de inyección de agua de forma intencional que surgieron desde “una invasión en círculo” hasta los arreglos existentes hoy en día. En el año 1924 el campo Bradford implementó el primer patrón de 5 pozos para una inyección de agua debido al gran potencial productor del campo³⁶.

Se puede definir la inyección de agua como un procedimiento que consiste en inyectar agua en las formaciones petrolíferas con el fin de desplazar los fluidos del yacimiento hacia los pozos productores y además de presurizar el yacimiento para darle una vida útil más prolongada³⁷. La inyección de agua se puede dar de dos maneras; periférica o externa. La inyección periférica también conocida como interna o en arreglos consiste en inyectar a través de un número considerable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores y se inyecta dentro de la formación donde se almacenan los fluidos petrolíferos mientras

³³ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 11.

³⁴ CRAIG Jr. Forrest F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. Nueva York.: AIME 1982, p ,1.

³⁵ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 11.

³⁶ CRAIG Jr. Forrest F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. Nueva York.: AIME 1982, p ,1.

³⁷ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 12.

que la inyección externa no se da en un patrón específico y se inyecta comúnmente en la formación donde se almacena el acuífero³⁸.

Además, se deben tener cuenta unos factores que pueden llegar a controlar la recuperación de aceite por inyección de agua tales como la geometría del yacimiento, la litología, la profundidad del yacimiento, la porosidad, la permeabilidad, la continuidad de las propiedades de la roca, la magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos en el yacimiento, y las propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas³⁹.

1.5 MODELOS ANALÍTICOS

Los modelos analíticos son una base fundamental en ingeniería de yacimientos ya que no requieren de una inversión significativa y permiten hacer pronósticos mediante conjuntos de ecuaciones que simulan el comportamiento futuro del yacimiento bajo un esquema de inyección como método de recobro. Existen diferentes métodos de predicción los cuales han establecido diferentes autores basados en cualidades y características propias del yacimiento como la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de pozos, la eficiencia de barrido areal, la razón de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el comportamiento de la inyección de agua⁴⁰.

Estos métodos se pueden clasificar de acuerdo con las variables que más representen el caso de estudio a simular y de esta manera seleccionar los métodos que más se ajustan a las propiedades del yacimiento.

³⁸ *ibid.* p, 12.

³⁹ *ibid.* p, 11.

⁴⁰ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 71.

Tabla 1 Clasificación de los métodos analíticos de predicción

Métodos relacionados con la heterogeneidad del yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Yuster, Suder y Calhoun Prats y asociados • Stiles • Dykstra y Parsons • Johnson • Felsenthal, entre otros
Métodos relacionados con la eficiencia areal	<ul style="list-style-type: none"> • Muskat Hurst • Caudle y asociados • Aronofsky • Deepe y Hauber, entre otros
Métodos relacionados con el tipo de desplazamiento	<ul style="list-style-type: none"> •• Buckley y Leverett • Craig, Geffen y Morse • Roberts • Higgings y Leighton • Rapoport, Carpenter y Leas
Métodos relacionados con modelos matemáticos	<ul style="list-style-type: none"> • Douglas, Blair y Wagner • Douglas, Peaceman y Rachford • Hiatt • Morel y Seytoux • Warren y Cosgrove, entre otros
Métodos empíricos	<ul style="list-style-type: none"> • Guthrie y Greenberger • Schauer • Guerrero y Earlougher, entre otros
<p>Fuente: elaboración propia basado en PDVSA. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales. Venezuela, CIED, 1997, p, 4-5.</p>	

1.5.1 Tipo de desplazamientos de fluidos inmiscibles. El petróleo acumulado en yacimiento no tiene la capacidad de fluir por si solo a la cara del pozo, ya sea en

operaciones de recuperación primaria donde el petróleo fluye debido al empuje que puede llegar hacer una capa de gas o un acuífero, o durante la recuperación secundaria donde se inyecta agua o gas para que ocurra el desplazamiento del petróleo ocurre un efecto pistón que ejercen los fluidos desplazantes ⁴¹. El desplazamiento se puede dar de dos tipos pistón con fugas y pistón sin fugas que depende de la movilidad del petróleo remanente en el yacimiento.

1.5.2 Pistón sin fugas. El desplazamiento de fluidos inmiscibles tipo pistón sin fugas ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad, es decir que no ejerce ninguna fuerza sobre el banco de petróleo en la zona no invadida y cuando el fluido desplazante llega al pozo productor ocurre la ruptura⁴².

1.5.3 Pistón con fugas. El desplazamiento de fluidos inmiscibles tipo pistón con fugas ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida tiene movilidad, es decir que ejerce fuerza sobre el banco de petróleo en la zona no invadida y cuando el fluido desplazante llega al pozo productor se siguen produciendo una pequeña fracción de petróleo⁴³.

1.5.4 Mecanismos de desplazamiento de fluidos inmiscibles. El desplazamiento de petróleo generado por una inyección de agua en un yacimiento homogéneo es un proceso no continuo, debido a los cambios en las permeabilidades relativas, presiones, y viscosidades de los fluidos debido a los cambios de las saturaciones en el tiempo, donde este desplazamiento se da durante cuatro etapas ⁴⁴.

La primera etapa es las condiciones iniciales donde se asume un yacimiento homogéneo que ha sido producido por flujo natural, donde las fases presentes

⁴¹ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p,74.

⁴² Ibid, p, 8.

⁴³ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 74.

⁴⁴ Ibid, p, 74.

tienen saturaciones constantes, y su presión actual es menor a la presión de burbuja⁴⁵.

La segunda etapa es la invasión que es el momento donde se empieza a inyectar agua provocando que la presión aumente y esta se distribuya desde la cara del pozo inyector hasta los pozos productores generando que el petróleo y el gas se desplacen formando bancos, aunque el gas puede quedar atrapado junto con petróleo residual, y seguido de este se genera un banco del cual contiene en su mayoría agua inyectada y petróleo residual⁴⁶.

La tercera etapa es el llene ocurre cuando el gas móvil se desplaza de la parte inundada antes de que se produzca el petróleo, para lograrlo el agua inyectada acumulada debe ser igual a la fracción de gas móvil en el yacimiento. La llegada del frente de petróleo a la cara del pozo productor indica que la etapa de llene ha llegado a su fin⁴⁷.

La cuarta etapa es la ruptura, después del llene el avance frontal continúa generando que la tasa de petróleo producido sea igual a la tasa de inyección de agua, cuando no existe agua acumulada considerable en el yacimiento la producción del frente es únicamente de petróleo, al producirse agua se dice que ha llegado a la ruptura⁴⁸.

La quinta etapa es después de la ruptura, donde se empieza a aumentar la producción de agua con respecto a la de crudo, y dependiendo de la tasa de petróleo producido se decide si el proyecto sigue siendo rentable o se termina la inyección de agua⁴⁹.

⁴⁵ Ibid, p, 75.

⁴⁶ Ibid, p, 75.

⁴⁷ PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 75.

⁴⁸ Ibid, p, 75.

⁴⁹ Ibid p,76.

1.5.5 Buckley y Leverett. El método de predicción de Buckley y Leverett considera un desplazamiento lineal del petróleo, siendo sometido a un proceso de inyección de agua o gas a tasas constantes, durante tres etapas; antes de la ruptura, durante la ruptura y después de la ruptura⁵⁰. Se deben tener en cuenta las siguientes suposiciones para aplicar este método.

1. El flujo es lineal, aunque existe la modificación para flujo radial.
2. Porosidad y permeabilidad uniformes sobre el yacimiento, es decir homogéneo.
3. Desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Presión capilar existente, presencia de fluidos inmiscibles.
5. Permeabilidades relativas a dos fases.
6. La presión de desplazamiento es mayor que la del punto de burbuja.
7. La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo es constante.
8. Flujo continuo
9. Presión y temperatura constantes, para que haya condiciones de equilibrio.

1.5.6 Dykstra y Parsons. En el método de Dykstra y Parsons el yacimiento se considera como un sistema estratificado formado por varios estratos y la recuperación de petróleo se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de permeabilidades del sistema⁵¹.

Las principales suposiciones del método son:

1. El yacimiento está comprendido por estratos de permeabilidad uniforme aislados, no existe un flujo cruzado entre las capas.

⁵⁰ BUCKLEY, S.E y LEVERETT, M.C. Mechanisms of Fluid Displacement in Sand, Trans., AIME (1942)

⁵¹ DYKSTRA, H. PARSONS, R.L. The prediction of oil recovery by water flood. Secondary Recovery of Oil in the united states.

2. El desplazamiento es de tipo pistón sin fugas
3. Flujo continuo y lineal.
4. Todas las capas tienen la misma porosidad y permeabilidades relativas al petróleo y al agua.
5. Los fluidos son incompresibles.
6. La caída de presión a través de cada estrato es la misma.
7. La razón de movilidad es igual en cada estrato es la misma.

1.5.7 Stiles. El método de Stiles modela el comportamiento de la inyección de agua en yacimientos estratificados parcialmente agotados. El modelo tiene en cuenta la variación en la permeabilidad y la distribución vertical de la capacidad productiva del yacimiento. En este método las distancias recorridas por los frentes en cada una de las capas son proporcionales a la permeabilidad y el espesor de cada capa ⁵².

Las principales suposiciones del modelo son las siguientes:

1. El flujo es lineal y continuo
2. Las tasas de producción y de inyección son proporcionales a la permeabilidad y a la movilidad del fluido en cada una de las fases.
3. Como la razón de la movilidad en este método siempre es uno, el avance del frente solo es proporcional a la permeabilidad de cada una de sus capas.
4. Todas las capas cuentan con las mismas características a excepción de sus permeabilidades.
5. En todas las capas los cambios de saturación como consecuencia de la intrusión de agua son los mismos.
6. La eficiencia de barrido areal después de ruptura se mantiene constante
7. A un determinado tiempo solo se está produciendo un solo fluido en cada capa.

⁵² STILES, W. Use of permeability distribution in waterflood calculations, trans, AIME. 1949.

1.5.8 Craig, Geffen y Morse. El método de Craig, Geffen y Morse fue creado para modelar el comportamiento de la inyección de agua en un arreglo de 5 puntos normal. El método hace uso de una serie de ecuaciones y correlaciones que se desarrollan durante 4 etapas; antes de la interferencia, antes del llenado, antes de la ruptura y después de la ruptura, para calcular las eficiencias de barrido áreal y vertical⁵³.

Las principales suposiciones del modelo son las siguientes:

1. Aplica para formaciones homogéneas
2. Un patrón normal de cinco puntos
3. Desplazamiento de fluidos inmisible.
4. Tasa de inyección variable
5. Variación en la eficiencia áreal.

1.6 SIMULACIÓN NUMÉRICA

Es el método por el cual se representa el comportamiento real de un yacimiento mediante ecuaciones y algoritmos matemáticos, los cuales se basan en el balance de materia y la ecuación de difusividad. Permite no solo representar un esquema de producción sino también el modelamiento de procesos de recobro mejorado que presentan soluciones aproximadas⁵⁴.

La simulación de yacimientos comprende dos etapas, el cotejo histórico que se basa en la recopilación, validación, generación y adecuación de la información necesaria para la construcción del caso de simulación, así como la corrida inicial, verificación

⁵³ CRAIG F. GEFFEN T. MORSE R.A. Oil Recovery Performance of pattern gas or water injection operations form model tests AIME 1995.

⁵⁴ AZIZ, Khalid. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD. London ISBN 0-85334-787-5.

de OOIP, verificación de grado de desviación de caso inicial e identificación de las variables que generan la desviación y sensibilidades de estas hasta lograr una desviación mínima de los datos históricos y resultados y la predicción la cual comprende la configuración, corrida y análisis de los resultados de todos los casos de evaluación para la definición del plan de explotación del yacimiento, por otra parte se analizan las variables calculadas como saturaciones y presiones para evaluar el desempeño actual del yacimiento ⁵⁵.

La simulación genera una serie de beneficios al ser implementada como incrementar la certidumbre en los planes de explotación, mediante la caracterización detallada de los yacimientos, maximizar el recobro final, minimizar la declinación de presión, incrementar el porcentaje de éxito en las campañas de perforación y reparación de los pozos, y finalmente maximizar el potencial de producción y evaluar escenarios de recobro mejorado ⁵⁶.

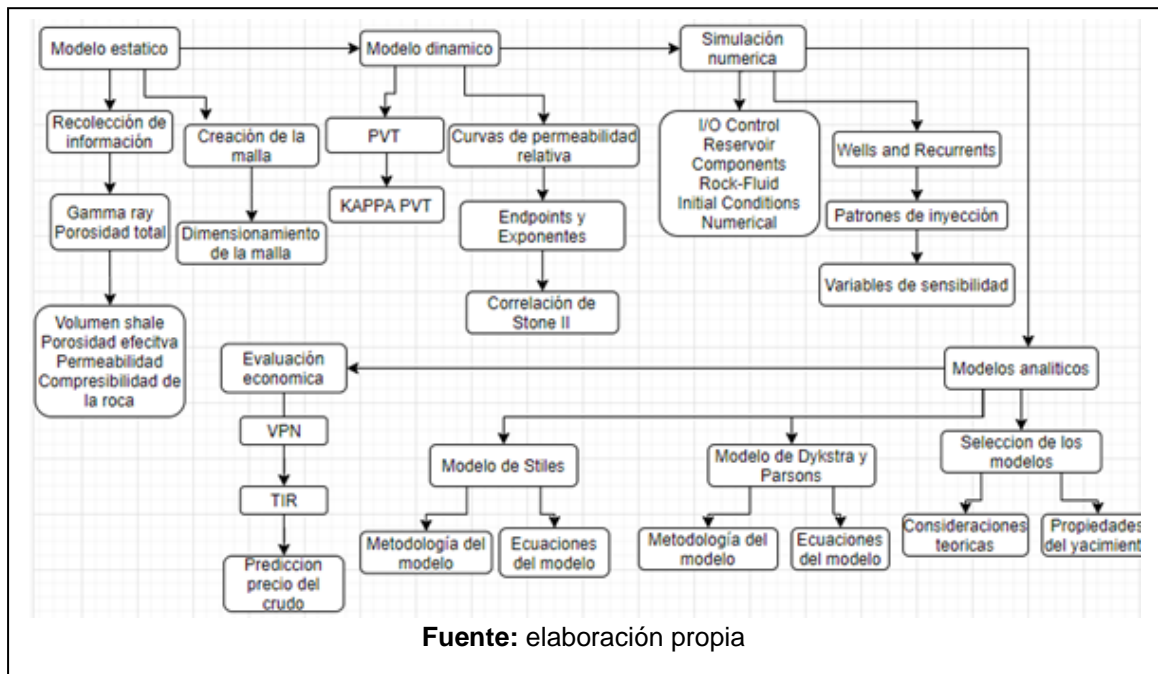
⁵⁵ Ibid p,35.

⁵⁶ AZIZ, Khalid. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD. London ISBN 0-85334-787-5.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

A continuación, se presenta la metodología propuesta, dando inicio con la recolección de información del campo, para el adecuado desarrollo de la simulación numérica y los métodos analíticos para finalmente evaluar el mejor escenario de inyección y la viabilidad económica del proyecto.

Diagrama 2 Metodología general



2.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO

El modelo estático y dinámico se construye a partir de fuentes bibliográficas referenciadas las cuales son válidas y confiables que permiten el desarrollo de métodos y correlaciones sustentadas que representan las condiciones del yacimiento.

2.1.1 Modelo estático. La geología de la cuenca del Valle Medio del Magdalena se comporta como una cuenca intracordillera por localización de ella la cual se

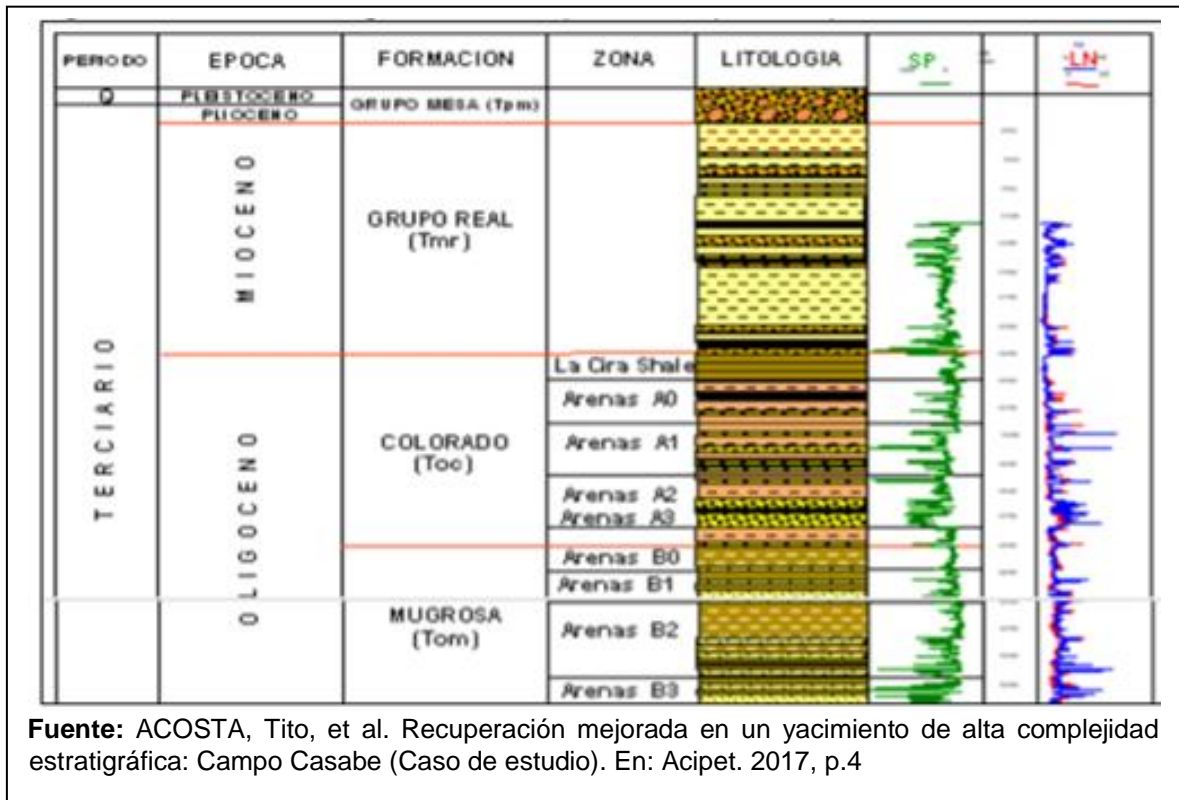
encuentra con un sistema de Fallas normal (NNESSW) con bloque caído a oriente y constituye el mecanismo principal sello en los campos de crudo pesado. El segundo es un sistema de falla lateral (NNW-SSE) causante del entrapamiento del petróleo, tendencia homoclinal con un leve direccionamiento nororiental. Los principales eventos tectónicos que dieron lugar a la formación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena están relacionados con la separación de Norte y Suramérica y el levantamiento de la Cordillera Oriental durante la Orogenia Andina ⁵⁷.

Las principales formaciones productoras son la formación mugrosa y la formación colorado. La formación Mugrosa se depositó durante el periodo Terciario, probablemente durante el Oligoceno Temprano. Está definida como areniscas levemente calcáreas de grano muy fino a fino, masivas con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas. La formación Colorado se caracteriza por presentar areniscas de grano fino a muy fino, con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, no consolidadas con finos lentes esporádicos de caliza ⁵⁸.

⁵⁷ BELTRÁN, E; "Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del magdalena, Colombia", Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga,2012.

⁵⁸ BELTRÁN, E; "Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del magdalena, Colombia", Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga,2012.

Figura 2 Registro eléctrico formación Mugrosa



El modelo petrofísico utilizado es en base a la data del registros eléctricos y pruebas de laboratorio desarrolladas en el artículo “Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio), Acipet. 2017”⁵⁹ y “Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A Case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration”⁶⁰ donde se evalúa la formación Mugrosa en el segundo intervalo de mayor espesor, donde se asume que tiene un espesor de 100 ft y se divide en 6 capas que hacen referencia a los picos que muestra el registro para la obtención de la tabla 2.

⁵⁹ ACOSTA, Tito, et.al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017.

⁶⁰ Marquez, L. J., Elphick, J. J., Peralta, J. D., Amaya, M., & Guarnizo, E. L. (2009, January 1). Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A Case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/122874-MS

Tabla 2 Gamma Ray y Porosidad Total

CAPAS	GAMMA RAY	PHIT
1	4.3	0.25
2	4.2	0.26
3	4	0.261
4	4.2	0.26
5	4.1	0.255
6	4.5	0.24

Fuente: elaboración propia basado en ACOSTA, Tito, et.al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.4

El yacimiento en estudio tiene 6 estratos de arenisca blanda conectados entre sí, también tiene una tope y una base donde el OGOC está a 4000 ft de profundidad y el OWOC está a 4125 ft de profundidad, por lo que nuestra zona de interés se encuentra entre los 4015 ft y 4115 ft de profundidad siendo esta la zona a evaluar mediante la simulación y los modelos analíticos.

Las propiedades del yacimiento las cuales se deben agregar a la malla se harán a partir de ecuaciones que aplican para el modelo estático que tiene el yacimiento en estudio. Las variables secundarias tales como gamma ray y porosidad total son usadas en las correlaciones mencionadas para obtener las propiedades de volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad y compresibilidad de la roca.

El volumen de arcilla es una variable secundaria la cual es necesaria para el cálculo de porosidad y se obtiene a partir de variables conocidas en la ecuación 1.

Ecuación 1 Volumen de arcilla

$$Vsh = \frac{GRlog - Grmin}{GRmax - GRmin}$$

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

La porosidad efectiva se obtiene a partir de el volumen de arcilla y la porosidad total usando la ecuación 2.

Ecuación 2 Porosidad efectiva

$$\phi_e = PHIT * (1 - Vsh)$$

Fuente: Geographix- Prizm, 2008

Para el cálculo de permeabilidad se utiliza la siguiente correlación de Timur, 1968.

Ecuación 3 Permeabilidad

$$K = 0,136 * \frac{(\phi_e)^{4,4}}{(Swirr)^2}$$

Fuente: Timur, A. 1968. An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. The Log Analyst 9 (4).

La compresibilidad de la roca se desarrolló a partir de la correlación de Hall, 1953.

Ecuación 4 Compresibilidad de la roca

$$c_f = \frac{1.782}{\phi^{0.438}} \times 10^{-6}$$

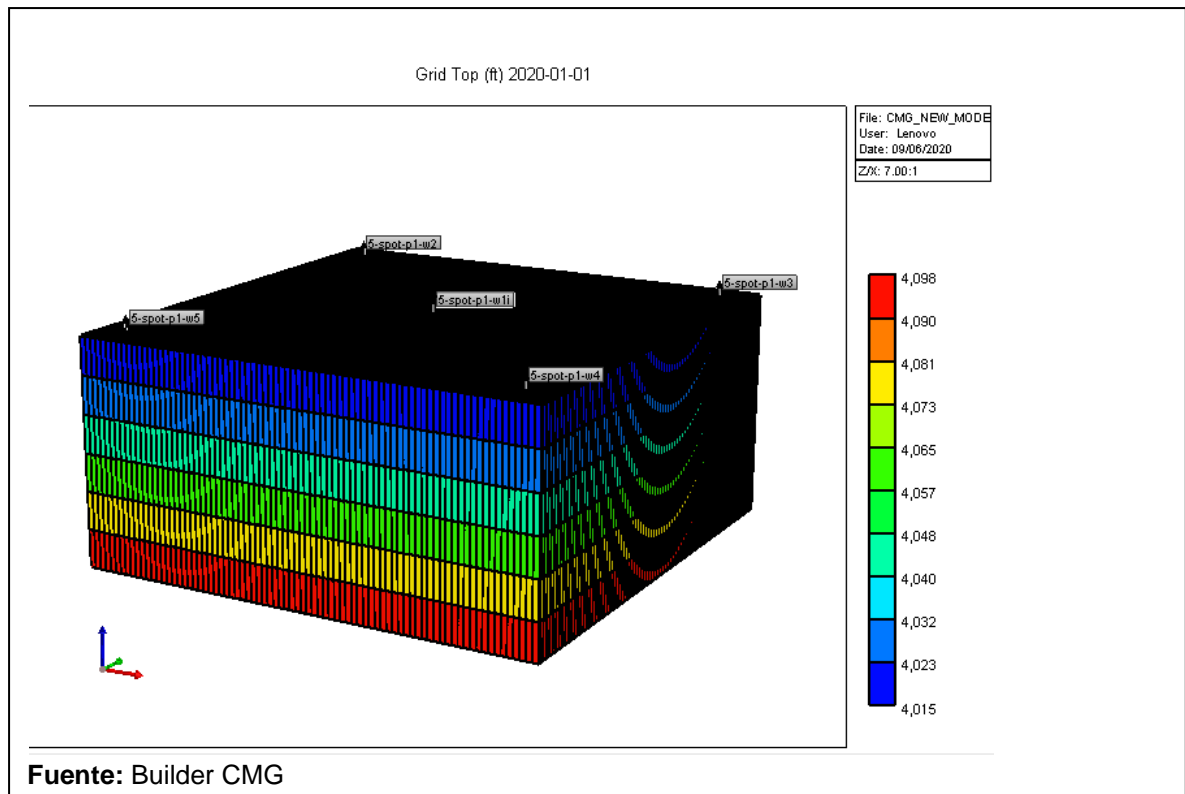
Fuente: HALL, Howard.
Compressibility of Reservoir Rocks.
Estados Unidos, 1953. p. 309-311.

La malla utilizada en el modelo de simulación se construyó a partir de la proyección del proyecto y también en base a los patrones de inyección que producen en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Las dimensiones de la malla se definieron con el fin de representar una sección del campo en el cual se pueda visualizar de manera conceptual las capas productoras y los pozos productores e inyectores de manera organizada.

Tabla 3 Dimensiones de la malla

DIMENSIONES DE LA MALLA	
PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Área de estudio	45 acres
Espesor neto	100 ft
Numero de capas	6
Espesor por capa	16,6 ft
Celdas en i	80
Celdas en j	80
Celdas en k	10
Total, de celdas	64000
Espesor en celda	0.0002 ft
Tiempo de simulación	10 años
Fuente: elaboración propia	

Figura 3 Malla 3D del caso base



2.1.2 Modelo Dinámico. El modelamiento de los fluidos en el yacimiento se generó a partir de los datos de entrada que se ven la Tabla 4, y a partir de ellos se construyó el modelo PVT representativo del yacimiento en la aplicación KAPPA PVT de CMG siguiendo el paso a paso ilustrado en el diagrama 3.

Diagrama 3 Metodología de Kappa PVT

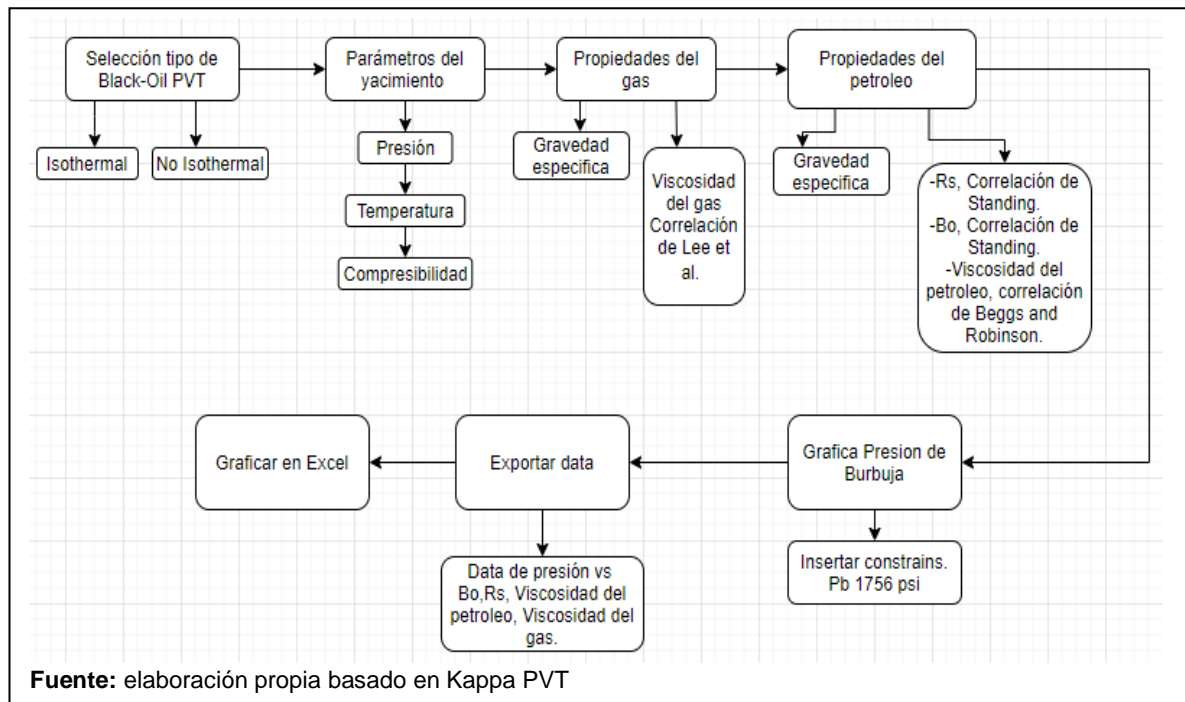


Tabla 4 Datos de entrada en KAPPA PVT para construcción PVT

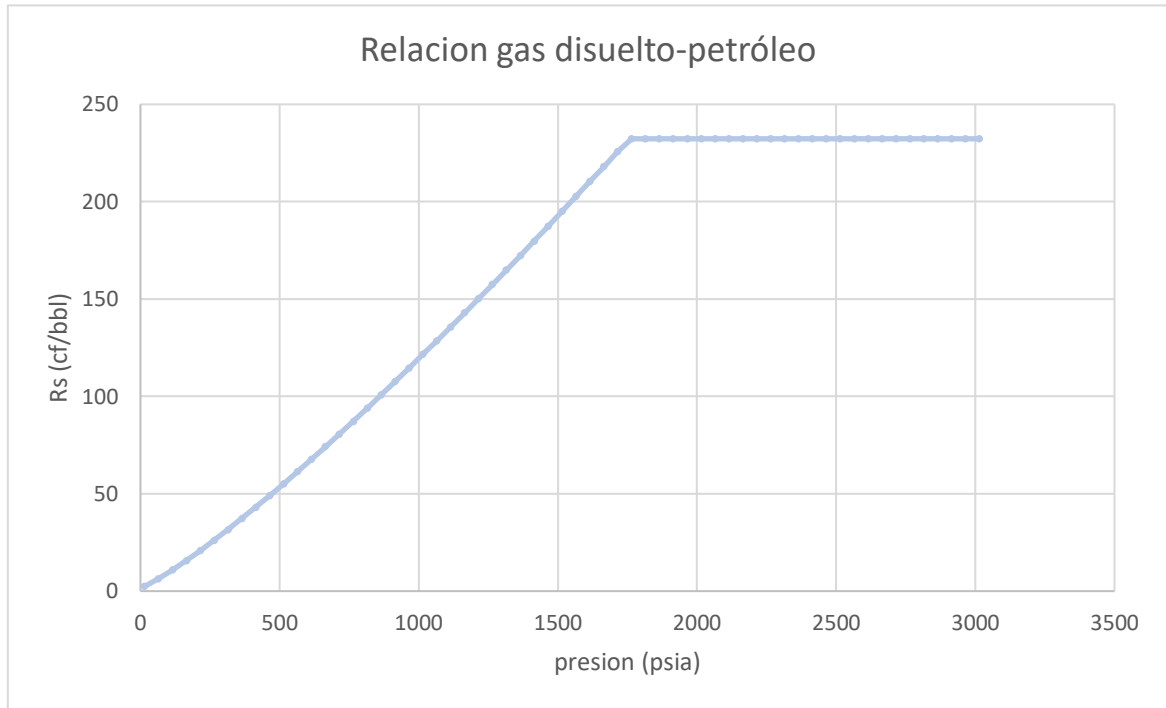
DATOS DE ENTRADA	
PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Gravedad del petróleo	21 API
Temperatura del yacimiento	125 °F
Presión del yacimiento	1963 psi
Compresibilidad de la roca	8.72147E-05 1/psi
Gravedad del gas	0.663
GOR	232.31 pc/bbl
Presión de burbuja	1756 psi

Fuente: elaboración propia con base en (ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.5.)

2.1.2.1 Gas en Solución. Se denota como R_s ; define como la cantidad de gas medido a condiciones de yacimiento, que se disuelven en un barril de petróleo, también medido a condiciones de superficie y se puede ver afectada por la Presión,

Temperatura y Gravedad API⁶¹. La correlación de Standing es la aplicada en este caso ya que las propiedades de presión, temperatura, API y gravedad del gas están dentro de los parámetros que establece el autor⁶².

Grafica 1 Rs vs Presión



Fuente: elaboración propia basado en Kappa PVT

2.1.2.2 Factor volumétrico del petróleo. Se denota por las siglas B_o , y se define como el volumen de petróleo total (gas y líquido) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie⁶³ La correlación de Standing es la aplicada en este caso ya que las propiedades de presión,

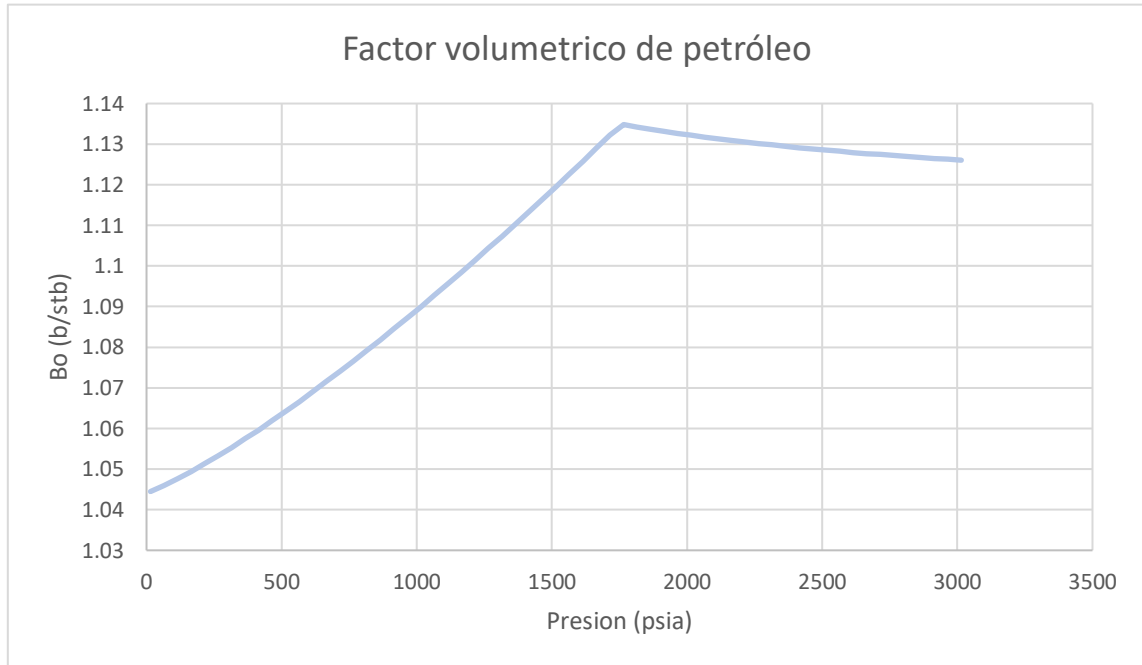
⁶¹ PARIS DE FERRER Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 1984, p, 117.

⁶² STANDING M.B "Volumetric and phase behavior of oil Hydrocarbon systems" 9th printing society of petroleum engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

⁶³ PARIS DE FERRER Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 1984, p, 136.

temperatura, API y gravedad del gas están dentro de los parámetros que establece el autor ⁶⁴ .

Grafica 2 Bo vs Presión



Fuente: elaboración propia basado en Kappa PVT

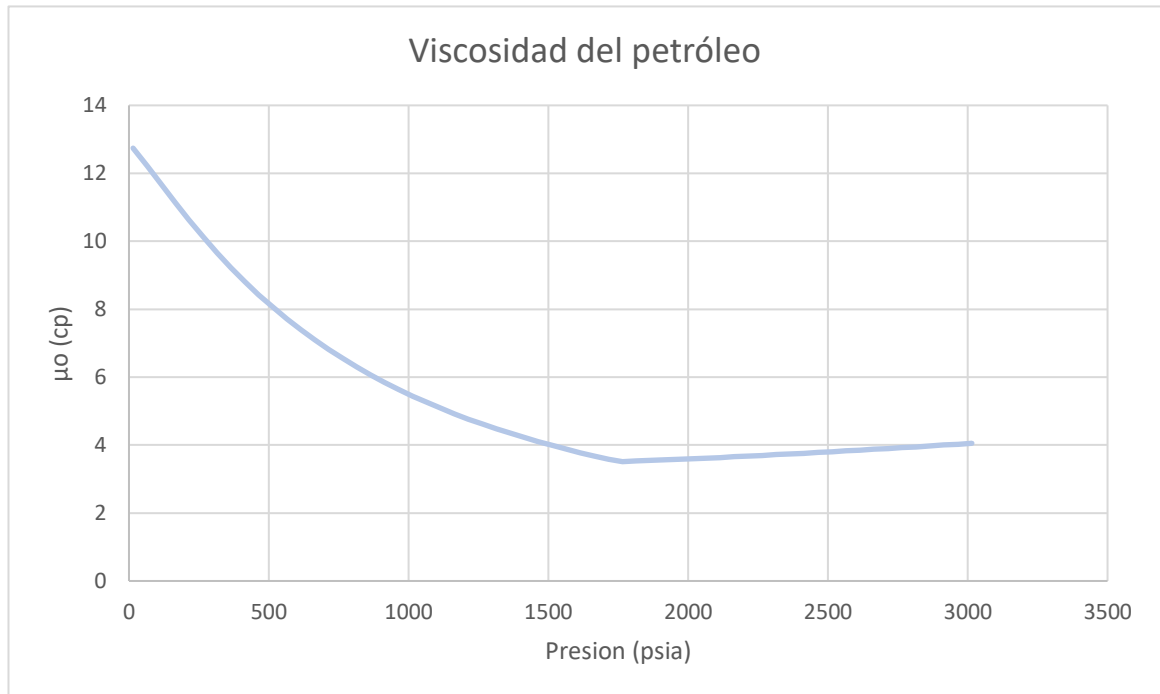
2.1.2.3 Viscosidad del petróleo. Se denota como μ , es la medida de la resistencia del petróleo al flujo, usualmente medida en centipoises. La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras, esta propiedad se puede ver afectada por la composición del petróleo, temperatura, gas disuelto y presión ⁶⁵. La correlación de Beggs and Robinson es la aplicada en este caso ya que las propiedades de presión, temperatura, API y gravedad del gas están dentro de los parámetros que establece el autor ⁶⁶.

⁶⁴ STANDING M.B "Volumetric and phase behavior of oil Hydrocarbon systems" 9th printing society of petroleum engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

⁶⁵ PARIS DE FERRER Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 1984, p, 139.

⁶⁶ Beggs, H. D.; Robinson, J. R. (September 1975). "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" Free registration required. Journal of Petroleum Technology. 27(09) (SPE-5434-PA).

Grafica 3 μ_o vs Presión



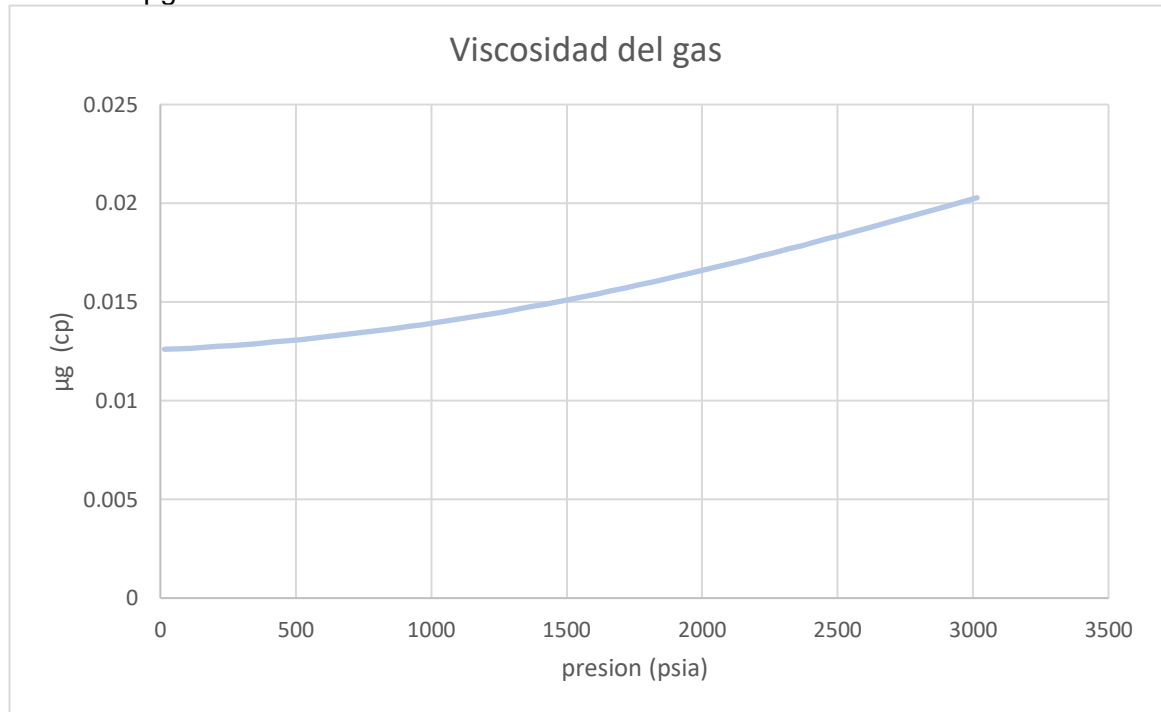
Fuente: elaboración propia basado en Kappa PVT

2.1.2.4 Viscosidad del gas. Se denota como μ_g , determina la resistencia al flujo que presenta el gas al estar en movimiento y esta es medida en centipoises. Esta propiedad se puede ver afectada por la presión y temperatura⁶⁷. La correlación de Lee et al. es la aplicada en este caso ya que las propiedades de presión, temperatura, API y gravedad del gas están dentro de los parámetros que establece el autor⁶⁸.

⁶⁷ PARIS DE FERRER Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 1984, p. 107.

⁶⁸ Lee, A. B.; Gonzalez, M. H.; Eakin, B. E. (1966). "The Viscosity of Natural Gases". Journal of Petroleum Technology (SPE-1340-PA).

Grafica 4 μ_g vs Presión



Fuente: elaboración propia basado en Kappa PVT

2.1.2.5 Permeabilidades relativas. La permeabilidad se define como la capacidad que tiene la roca de permitir el movimiento de un fluido cuando la saturación del fluido es menor al 100%. La permeabilidad relativa es la razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta de la misma fase y se puede obtener para cada una de las fases (gas, agua, petróleo) K_{rg} , K_{rw} , K_{ro} respectivamente ⁶⁹.

Al haber dos o más fases segregadas en el yacimiento tienden a fluir simultáneamente, pero por caminos diferentes dependiendo de las propiedades humectantes de cada fase y partir de ello, las saturaciones de los fluidos varían en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativas que representan el yacimiento

⁶⁹ AZIZ, Khalid. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD. London . ISBN 0-85334-7875

se generan a partir de la correlación de Stone II⁷⁰ basada en Endpoints y Exponentes expuestos en la del Tabla 5.

Tabla 5 Correlaciones para Permeabilidades Relativas

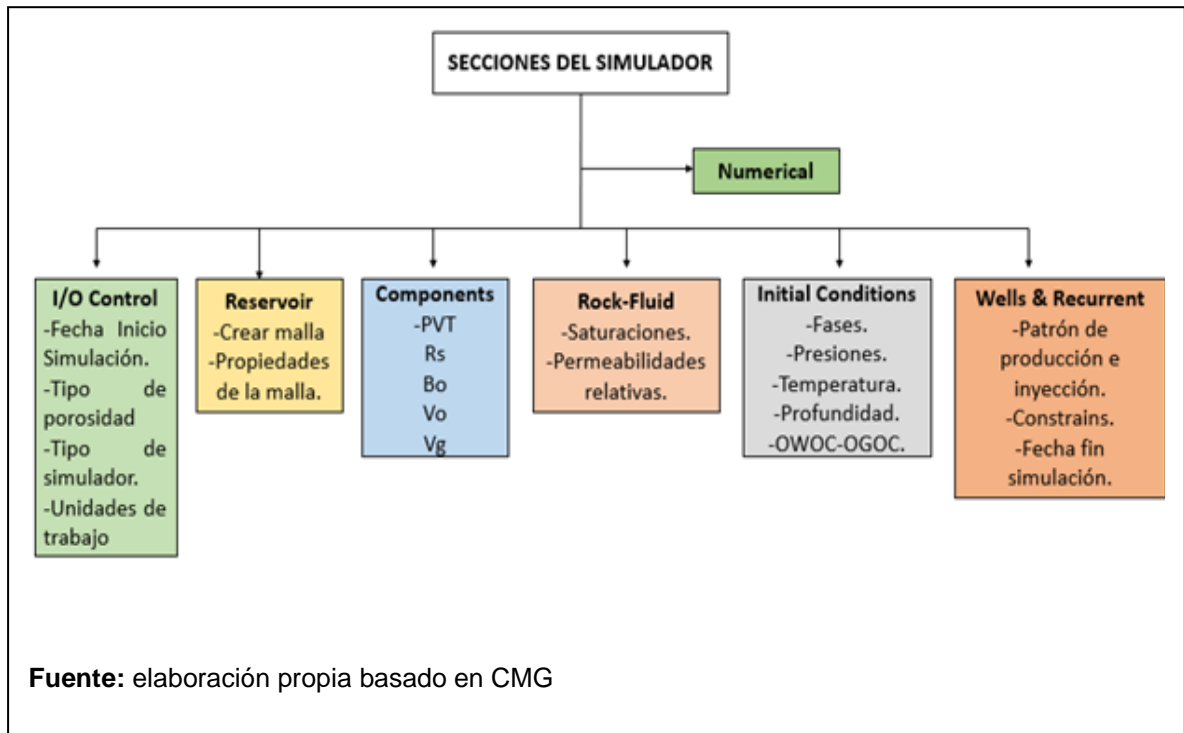
CORRELACIONES PARA PERMEABILIDADES RELATIVAS	
DESCRIPCIÓN	VALOR
SWCON-Endpoint Saturation: Connate Water	0.2
SWCRIT-Endpoint Saturation: Critical Water	0.2
SOIRW-Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Water	0.3
SORW-Endpoint Saturation Residual Oil for Water	0.3
SOIRG-Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Gas	0.3
SORG-Endpoint Saturation: Residual Oil for Gas	0.3
SGCON-Endpoint Saturation: Connate Gas	0
SGCRIT-Endpoint Saturation: Critical Gas	0.05
KROCW-Kro at Connate Water	0.9
KRWIRO-Krw at Irreducible Oil	0.3
KRGCL-Krg at Connate Liquid	0.6
KROGCG-Krog at Connate Gas	0.9
Exponent for calculating Krw from KRWIRO	2
Exponent for calculating Krow from KROCW	2
Exponent for calculating Krog from KROGCG	2
Exponent for calculating Krg from KRGCL	2
Fuente: elaboración propia basado en ROSSO C, "Análisis de las operaciones que se ejecutan durante el proceso de estimulación química en los pozos de campo casabe" UIS-ECOPETROL, 2014.	

2.2 SIMULACIÓN NUMERICA EN BUILDER DE CMG

La creación del caso base de simulación se realiza siguiendo la secuencia de las secciones del simulador, y a partir de ello se organiza la información que se requiere para el completo desarrollo del caso base y posteriormente el escenario de inyección.

⁷⁰ Honarpour, M., Koederitz, L.F. and Hervert Harvey, A. "Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock". JPT Dec. 1982. P 2905.

Diagrama 4 Secciones del simulador



2.2.1 Sección I/O Control. En Builder de CMG se genera un nuevo caso de simulación donde se define el tipo de simulador, unidades de trabajo, fecha inicial de simulación y el tipo de porosidad.

Para la selección del simulador se debe tener en cuenta la información de entrada que se cuenta para seleccionar el tipo de simulador a utilizar, en caso de tener una cromatografía de los fluidos presentes en el yacimiento, se selecciona el simulador GEM de CMG, en el caso contrario el cual aplica para esta investigación, se supone que el fluido presente es un crudo tipo Black Oil y se selecciona el simulador IMEX, de CMG.

Se trabaja en unidades de campo ya que las variables están dadas en estas unidades, la fecha de inicio de la simulación será a partir del 01 de enero de 2020, y se utiliza single porosity.

2.2.2 Sección Reservoir. Para la creación de la malla, se debe definir el número de celdas necesarias para la representación del modelo a usar y las coordenadas de esta, en el módulo de malla cartesiana se define el tamaño de esta indicando el número de bloques para cada dimensión (i, j, k) y el espesor de celda, también se ingresan las propiedades de la roca definidas en el modelo estático.

2.2.3 Sección Components. El PVT es el modelo representativo de cómo se comportan los fluidos en el yacimiento, a partir de los datos obtenidos de la aplicación Kappa PVT, importamos la data en Builder y se crea la región PVT del yacimiento.

2.2.4 Sección Rock-Fluid. En el módulo interacción roca fluido, se generan las curvas de permeabilidad relativa y la variabilidad de las saturaciones de los fluidos en el yacimiento, esto se llevó a cabo partir de los datos de Endpoints de saturaciones y los exponentes para el cálculo de las permeabilidades relativas.

2.2.5 Sección Initial Conditions. En esta sección se introducen los datos de las condiciones iniciales del yacimiento las cuales están representadas en el Tabla 6.

Tabla 6 Condiciones Iniciales

CONDICIONES INICIALES	
PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Fases iniciales	Agua, gas, petróleo
Presión de yacimiento	1963 psi
Presión de burbuja	1756 psi
Temperatura de yacimiento	125°F
Profundidad del yacimiento	4015 ft
OWOC	4125 ft
OGOC	4000 ft

Fuente: elaboración propia con base en (ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.5.).

2.2.6 Sección Numerical. En esta sección se define los métodos numéricos que desarrollara el simulador y se pueden definir parámetros como la formulación, la tolerancia máxima y mínima, error de cálculo y balance de materia, time step, numero de iteraciones, entre otros, por default el simulador ya ha definido estos parámetros y son con los cuales se llevara a cabo la simulación para esta investigación.

2.2.7 Sección Wells & Recurrents. En la sección Wells & Recurrents se define el patrón de producción e inyección que a evaluar y seleccionar el que más beneficio productor y económico genere. La selección de los patrones de inyección se basó en primer lugar en el área de estudio y en segundo lugar en los patrones de inyección utilizados en otros campos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. En esta sección se pueden generar sensibilidades para definir el mejor escenario, a partir de la variación en las propiedades de producción e inyección de cada pozo, y se hará a partir de las combinaciones de las variables de BHP en producción, BHP en inyección y la tasa de inyección de agua, para cada patrón de inyección a evaluar.

Tabla 7 Variables de sensibilidad

BHP productor	BHP inyector	STW inyector
100	500	500
200	800	1000
300	1100	1500

Fuente: elaboración propia

Las 30 combinaciones resultantes de la combinación de las tres variables seleccionadas, se evalúan para los tres patrones de inyección a evaluar; 5 puntos invertido, 7 puntos invertido y 9 puntos invertido para un total de 90 simulaciones a evaluar y con ello seleccionar el mejor escenario de producción-inyección.

Tabla 8 Combinación de variables para análisis de sensibilidad

BHP productor	BHP inyector	STW inyector
100	SHUTIN	SHUTIN
100	500	500
100	500	1000
100	500	1500
100	800	500
100	800	1000
100	800	1500
100	1100	500
100	1100	1000
100	1100	1500
200	SHUTIN	SHUTIN
200	500	500
200	500	1000
200	500	1500
200	800	500
200	800	1000
200	800	1500
200	1100	500
200	1100	1000
200	1100	1500
300	SHUTIN	SHUTIN
300	500	500
300	500	1000
300	500	1500
300	800	500
300	800	1000
300	800	1500
300	1100	500
300	1100	1000
300	1100	1500

Fuente: elaboración propia

En esta sección también se define el tiempo simulación, para este caso la evaluación será por un periodo de 10 años, siendo la fecha de finalización de la simulación el 01 de enero de 2030.

Para este caso de estudio no se realiza cotejo histórico ya que el yacimiento evaluado es mediante un modelo conceptual el cual no se puede cotejar con datos de producción de un modelo complejo, por otra parte, no es fundamental este procedimiento ya que el fin de esta investigación es la selección del modelo analítico que represente el yacimiento y la simulación es el método de validación.

2.3 SIMULACIÓN DE LOS MODELOS ANALITICOS

Los modelos analíticos son una forma de predecir el comportamiento futuro de un yacimiento al ser sometido a un proceso de inyección, donde consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que permiten conocer tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función del tiempo, esquema de inyección de agua o gas entre otros.⁷¹ Para la simulación de los modelos analíticos se utiliza Microsoft Excel como medio de programación, donde usando las fórmulas de los métodos seleccionados se crea una hoja de cálculo programada con las ecuaciones y utilizando la data del yacimiento se evalúa el mismo.

2.3.1 Selección de los modelos analíticos. Para la selección de los modelos analíticos que representan las condiciones del yacimiento en estudio y permiten predecir el futuro comportamiento del proceso de inyección de agua implementado, se debe tener en cuenta las consideraciones teóricas de cada modelo y corroborar si es compatible con las propiedades del yacimiento.

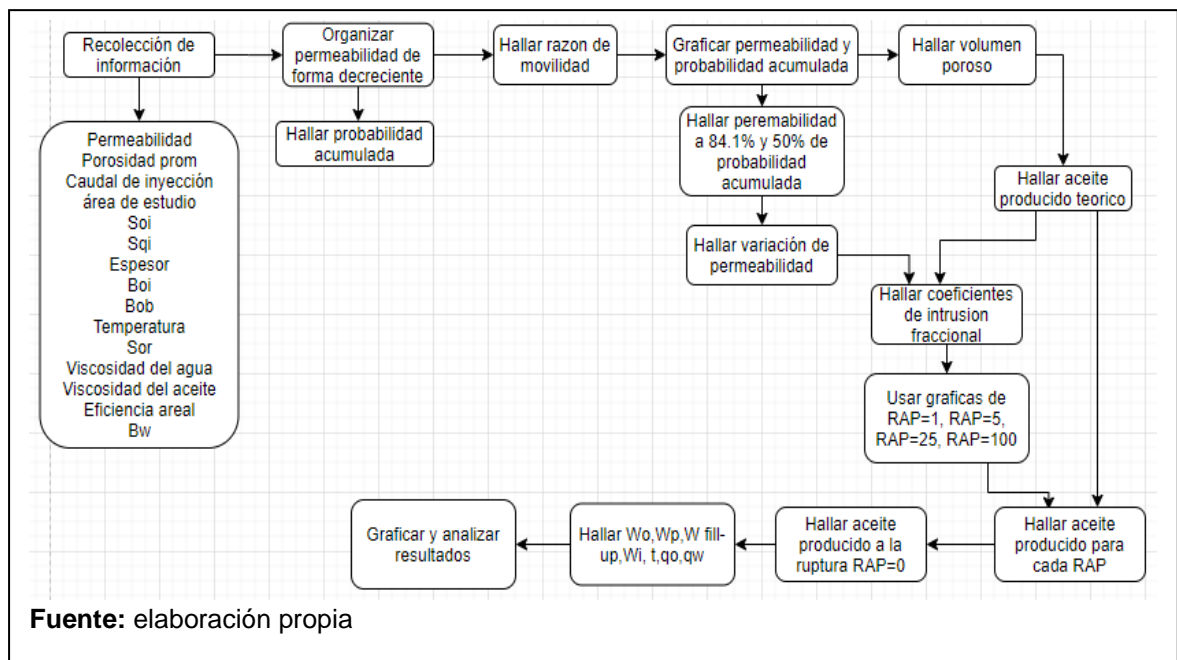
En el marco teórico se describen las consideraciones teóricas de cuatro modelos analíticos los cuales son los más utilizados para procesos de inyección de agua y aplican para la mayoría de condiciones que puede tener un yacimiento.

⁷¹PARIS DE FERRER Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001, p, 201.

El propósito de los modelos analíticos que evalúan yacimientos estratificados y variación de permeabilidad en sus estratos es la construcción de las curvas de permeabilidad y capacidad y en base a estas, la predicción del comportamiento del yacimiento. Para la construcción de estas curvas es necesario ordenar de manera decreciente la permeabilidad, independientemente de la posición estratigráfica de las capas.⁷²

2.3.2 Método de Dykstra y Parsons. El método de Dykstra y Parsons es un método que aplica a las condiciones del yacimiento en estudio, para el debido desarrollo del método se sigue la metodología planteada en el diagrama 5.

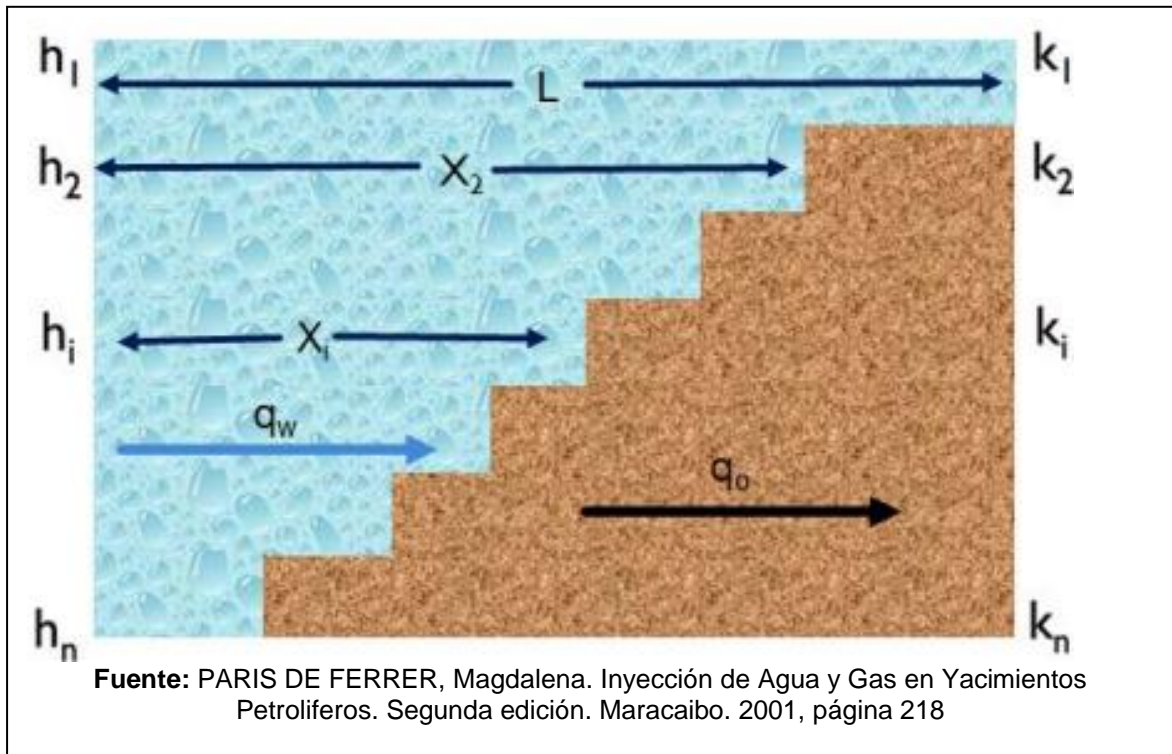
Diagrama 5 Metodología método de Dykstra y Parsons



El método de Dykstra y Parsons es uno de los más utilizados para evaluar inyección de agua debido a sus consideraciones teóricas que aplican para yacimiento estratificados y heterogéneos como el representado en la figura 4.

⁷² STILES, W. Use of permeability distribution in waterflood calculations, Trans, AIME. 1949.

Figura 4 Sistema estratificado considerado en el metodo de Dykstra y Parsons



En la figura 4 se puede observar la distribución de permeabilidad y estratificación que considera el método, ordenando la permeabilidad de forma decreciente donde h_1 tiene la mayor permeabilidad y h_n la menor permeabilidad. El método de Dykstra y Parsons tiene con objetivo determinar variables que predicen la inyección de agua basado principalmente en la razón de movilidad, la relación agua-petróleo y la variación de permeabilidad del yacimiento.⁷³

La tabla 9 reúne la data conocida con la cual se pretende dar inicio al desarrollo del método de Dykstra y Parsons, donde se organiza la permeabilidad de forma descendente y la probabilidad acumulada.

⁷³ DYKSTRA, H. PARSONS, R.L. The prediction of oil recovery by water flood. Secondary Recovery of Oil in the united states

Tabla 9 Distribución de permeabilidad y probabilidad acumulada.

# DE CAPAS	ESPESOR(FT)	PERMEABILIDAD(MD)	PROBABILIDAD ACUMULADA (%)
1	16.667	3.898	0
2	16.667	3.85	16.666
3	16.667	3.80	33.333
4	16.667	3.115	50
5	16.667	2.726	66.666
6	16.667	2.140	83.333

Fuente: elaboración propia basado en resultados de CMG

Las propiedades petrofísicas necesarias para la solución de las ecuaciones que define el método se presentan en la tabla 10.

Tabla 10 Datos de entrada

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Krw@Swmax	0.3
Kro@Swi	0.9
Uo	3.5792 cp
Uw	1 cp
Bob	1.139 BF/STB
Boi	1.137 BF/STB
Porosidad promedio	25.5 %
Espesor	100 ft
Swi	0.20
Sor	0.30
Sgi	0.05
Q iny	1500 BPD

Fuente: elaboración propia basado en resultados de CMG y (ACOSTA, Tito, et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). En: Acipet. 2017, p.5.)

La razón de movilidad es una de las características más importantes de la inyección de fluidos, la cual se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante

y la movilidad de la fase desplazada y se relaciona con la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado.

Ecuación 5 Razón de movilidad

$$M_{w,o} = \frac{Krw * \mu_o}{Kro * \mu_w}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo. 2001, página 68

En la gráfica de permeabilidad y probabilidad acumulada (anexo) se grafica los datos de la tabla 9, y posteriormente se halla los valores necesarios para el desarrollo de la variación de permeabilidad con la ecuación 6.

Ecuación 6 Variación de Permeabilidad según Dykstra y Parsons

$$\text{Variación de permeabilidad} = \frac{k_{50\%} - k_{84.1\%}}{k_{50\%}}$$

Fuente: DYKSTRA, H. PARSONS, R.L. The prediction of oil recovery by water flood. Secondary Recovery of Oil in the united states

Una vez calculado el coeficiente de variación de la permeabilidad de Dykstra y Parsons, se calcula los coeficientes de intrusión fraccional para cada relación agua-petróleo de eficiencia vertical mediante las gráficas de intrusión fraccional (anexos), es decir RAP=1, RAP=5, RAP=25, RAP=100. El valor de eficiencia áreal puede determinarse gráficamente, a partir del valor de flujo fraccional y la relación de movilidad. Con los valores de eficiencia áreal y vertical definidos, es posible el cálculo de aceite producido, las tasas de producción de agua y aceite y el tiempo.

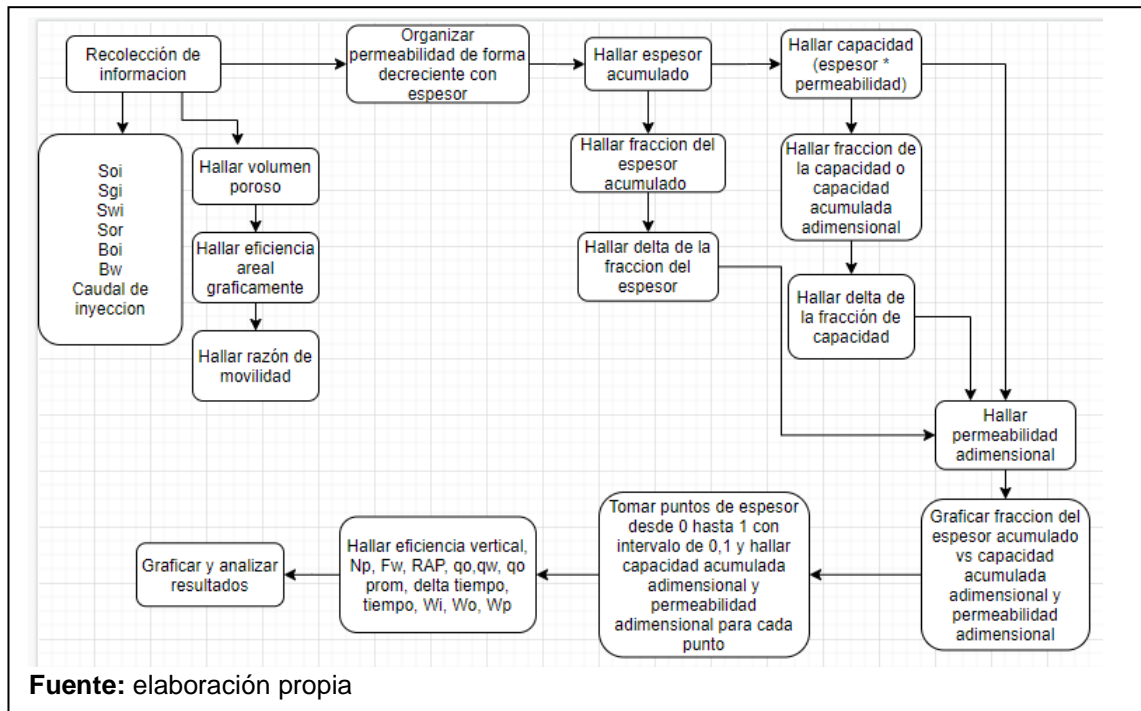
El resumen de las ecuaciones utilizadas para hallar las variables que predicen el comportamiento de la inyección de agua en el método de Dykstra y Parsons se representan en la tabla 11.

Tabla 11 Resumen de ecuaciones según el método de Dykstra y Parsons

VARIABLE	ECUACIÓN
Volumen Poroso	$Vp = 7758 * A * h * \phi$
Aceite Producido	$Np = \frac{Vp * c * (Sor - Soi) * Ea}{Bo}$
Agua inyectada para reemplazar la producción de petróleo	$Wo = Np * Bo$
Agua producida	$Wp = \frac{(Np_2 - Np_1) * (RAP_1 + RAP_2)}{2}$
Agua inyectada	$Wi = Wo + Wfill - up + Wp$
Agua de llenado	$Wfill - up = Vp * (Sgi - Sgr)$
Tiempo	$t = \frac{Wi}{qt}$
Tasa de producción de aceite	$qo = \frac{qt}{Bo + RAP}$
Tasa de producción de agua	$qw = \frac{qt}{Bw} - qo$
Fuente: elaboración propia basado en DYKSTRA, H. PARSONS, R.L. The prediction of oil recovery by water flood. Secondary Recovery of Oil in the united states.	

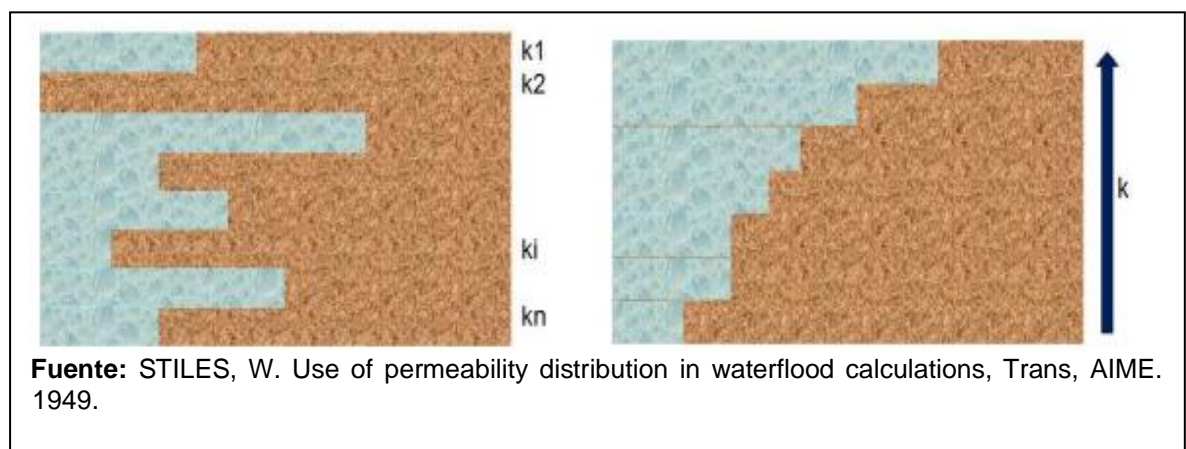
2.3.3 Método de Stiles. El método de Stiles un método que aplica a las condiciones del yacimiento en estudio, para el debido desarrollo del método se sigue la metodología planteada en el diagrama 6.

Diagrama 6 Metodología del método de Stiles



El método de Stiles es un conjunto de ecuaciones las cuales permiten predecir el comportamiento de un yacimiento estratificado, el cual tiene en cuenta la variación de la permeabilidad y la distribución vertical de la capacidad productiva yacimiento.⁷⁴

Figura 5 Orden decreciente de la permeabilidad en un sistema estratificado.



⁷⁴ STILES, W. Use of permeability distribution in waterflood calculations, Trans, AIME. 1949.

El orden decreciente de la permeabilidad es la base de la construcción de las curvas de permeabilidad adimensional y la capacidad acumulada adimensional en función del espesor acumulado, las cuales representan las irregularidades presentes en un sistema estratificado. El método de Stiles se basa en que la inyección de agua barre primero las zonas de alta permeabilidad, haciendo que la ruptura del frente en los pozos productores ocurra primero en los estratos de mayor permeabilidad.⁷⁵

Para la construcción de la gráfica de capacidad acumulada adimensional es necesario construir una tabla que contenga los cálculos del espesor acumulado, fracción del espesor acumulado, permeabilidad, capacidad acumulada, capacidad acumulada adimensional y para la curva de permeabilidad adimensional se deriva la curva de capacidad donde se toman pares de puntos de capacidad y espesores adimensionales, con el fin de calcular la pendiente entre los puntos de la curva y generar la curva de permeabilidad adimensional.

⁷⁵ STILES, W. Use of permeability distribution in waterflood calculations, Trans, AIME. 1949.

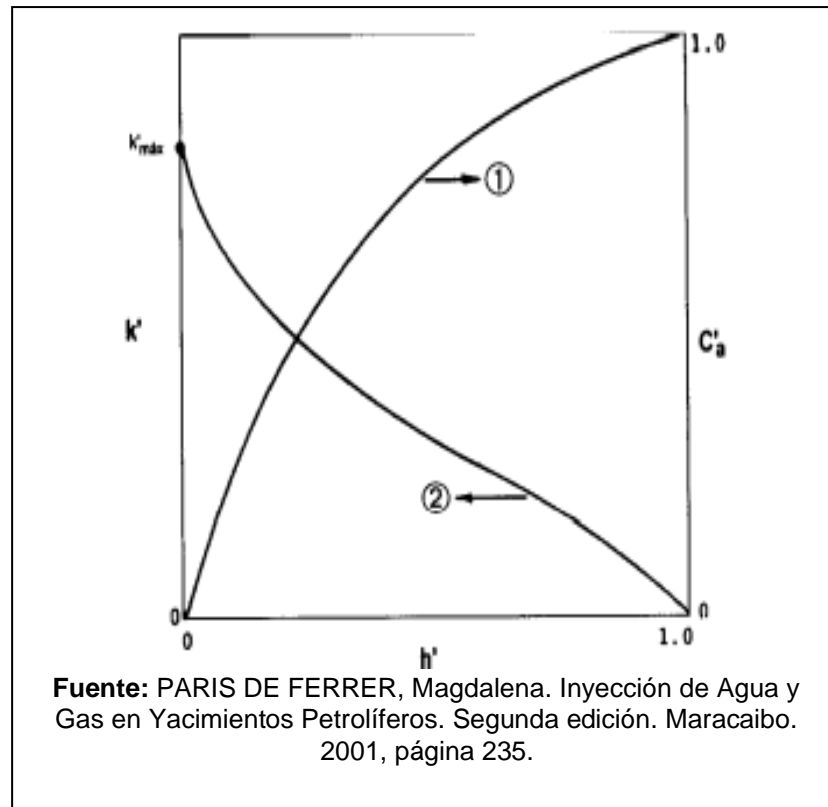
Figura 6 Cálculos para la gráfica de capacidad acumulada adimensional y permeabilidad adimensional.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	
Espesor acumulado, pies h_i	Espesor acumulado, fracción $h'_i = h_i / \sum_{i=1}^n h_i$	Permeab., md k_i	Capacidad acumulada, md-pie $C_{oi} = k_i * h_i$	Capacidad acumulada adimensional, (fracción) $C'_{oi} = \frac{\sum_{i=1}^j k_i h_i}{\sum_{i=1}^n k_i h_i}$	
h_1	$h_1 / \sum h_i$	k_1	$k_1 h_1$	$k_1 h_1 / \sum k_i h_i$	
$h_1 + h_2$	$h_1 + h_2 / \sum h_i$	k_2	$k_1 h_1 + k_2 h_2$	$k_1 h_1 + k_2 h_2 / \sum k_i h_i$	
$h_1 + h_2 + h_3$	$h_1 + h_2 + h_3 / \sum h_i$	k_3	$k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3$	$k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3 / \sum k_i h_i$	
:	:	:	:	:	
h_n	1,0	k_n	$k_1 h_1 + \dots + k_n h_n$	1,0	
(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
h'_i	C'_{oi}	$\Delta h'_i$	$\Delta C'_{oi}$	$k'_i = \Delta C'_{oi} / \Delta h'_i$	$h' = h'_{i-1} + \frac{\Delta h'_i}{2}$ (h' correspondiente a k')
0	-	-	-	-	-
h'_1	C'_{o1}	$h'_1 - 0$	$C'_{o1} - 0$	k'_1	$h'_1 / 2$
h'_2	C'_{o2}	$h'_2 - h'_1$	$C'_{o2} - C'_{o1}$	k'_2	$h'_1 + (h'_2 - h'_1) / 2$
h'_3	C'_{o3}	$h'_3 - h'_2$	$C'_{o3} - C'_{o2}$	k'_3	$h'_2 + (h'_3 - h'_2) / 2$
:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo. 2001, página 234.

Una vez calculadas estas variables, se grafican y se obtiene una distribución como la representada en la gráfica 5.

Grafica 5 Curvas típicas de capacidad acumulada adimensional y permeabilidad adimensional.



En la gráfica de capacidad acumulada adimensional y permeabilidad adimensional, se debe encontrar tales variables para valores de h' desde 0 hasta 1 con una intercalación de 0,1. A partir de ello se construye una tabla para los cálculos de eficiencia vertical, aceite producido, RAP, tasa de producción de aceite, tasa de producción de agua, tiempo, delta de tiempo, tasa de producción de aceite promedio, flujo fraccional, agua inyectada para reemplazar la producción de petróleo, agua inyectada y agua producida, en la tabla 12 se encuentra el resumen de las ecuaciones de estas variables para el desarrollo del método de Stiles.

Tabla 12 Resumen de ecuaciones según el método de Stiles.

VARIABLE	ECUACIÓN
Eficiencia Vertical	$E_v = \frac{(k'i * h') + (1 - C'ai)}{k'i}$
Aceite Producido	$N_p = \frac{V_p * (S_{oi} - S_{or}) * E_a * E_v}{B_{oi}}$
Flujo fraccional	$f_w = \frac{C'ai * M_{psf}}{(C'ai * M_{psf}) + (1 - C'ai)}$
RAP	$RAP = \frac{C'ai * M_{psf}}{(1 - C'ai)} * \frac{B_o}{B_w}$
Tasa de producción de aceite	$q_o = \frac{(1 - f_w) * q_t}{B_o}$
Tasa de producción de agua	$q_w = \frac{f_w * q_t}{B_w}$
Tasa de producción de aceite promedio	$q_o \text{ avg} = \frac{q_{o1} + q_{o2}}{2}$
Delta de tiempo	$\Delta t = \frac{N_{p1} - N_{pi-1}}{q_o \text{ avg}}$
Tiempo	$t = \sum \Delta t$
Agua inyectada	$W_i = q_t * t$
Agua inyectada para reemplazar la producción de petróleo	$W_o = N_p * B_o$
Agua producida	$W_p = \frac{W_i - W_o}{B_w}$
Fuente: elaboración propia basado en STILES, W. Use of permeability distribution in waterflood calculations, Trans, AIME. 1949.	

2.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Los resultados a evaluar son los del modelo analítico seleccionado como representativo del yacimiento que genera los resultados de las variables evaluadas también el del escenario seleccionado en la simulación numérica tanto como el inyección como el caso base y permite la validación del método analítico, al realizar la evaluación económica se disminuye la incertidumbre de la viabilidad financiera del proyecto y también permite predecir en qué medida del tiempo deja de ser rentable económicamente.

2.4.1 Valor presente Neto (VPN). El valor presente neto es un indicador financiero que mide la rentabilidad de un proyecto teniendo en cuenta los ingresos y egresos futuros del proyecto, es decir la utilidad neta de los periodos futuros. Estos valores futuros de los flujos de caja son traídos al tiempo presente utilizando la ecuación 7 donde i es la tasa interna de oportunidad, FC es el flujo de caja de ese año y n el periodo; y para calcular el valor presente neto es necesario restar la inversión del proyecto tal como se ve en la Ecuación 7.

Ecuación 7 Valor presente neto

$$VPN = -Inversión + \sum_{i=1}^n \frac{FC_n}{(1+i)^n}$$

Fuente: PUGA M, VPN Y TIR, Universidad Arturo Prat del Estado de Chile consultado en • http://accioneduca.org/admin/archivos/clases/material/valor-actual-neto-y-tasa-interna-de-retorno-van-y-tir_1563977885.pdf

2.4.2 Tasa interna de retorno (TIR). La tasa interna de retorno es un indicador financiero que proporciona la tasa a la cual va a retornar el VPN, es decir es el VPN igualado a cero, pero en este caso i no será la TIO, sino será la tasa interna de retorno tal como se presenta en la Ecuación 8.

Ecuación 8 Tasa interna de retorno

$$TIR = \frac{-I + \sum_{i=1}^n Qi}{\sum_{i=1}^n i * Qi}$$

Fuente: PUGA M, VPN Y TIR, Universidad Arturo Prat del Estado de Chile consultado en • http://accioneduca.org/admin/archivos/clases/material/valor-actual-neto-y-tasa-interna-de-retorno-van-y-tir_1563977885.pdf

2.4.3 Predicción precio del crudo. Para calcular el precio del crudo se realizó una regresión lineal con el valor promedio del precio del crudo tipo Brent de los últimos años, se consultó el precio promedio del crudo de la última década, pero para el desarrollo de la regresión se utilizó el precio de los últimos cinco años que ha permanecido relativamente constante con una tendencia al alza, los otros años se descartaron producto de la variación abrupta de los precios a causa de la crisis del petróleo del año 2015. En la Tabla 13 se presentan los datos del precio del petróleo.

Tabla 13 Precio promedio anual del barril de petróleo Brent.

Año	Precio Promedio del barril de petróleo Brent (USD)	
2010	\$	79.47
2011	\$	111.27
2012	\$	111.63
2013	\$	108.56
2014	\$	99.03
2015	\$	52.35
2016	\$	43.55
2017	\$	54.25
2018	\$	71.06
2019	\$	64.18

Fuente: SEVILLA B, Precio medio anual del crudo Brent de 1976 a 2019. Noviembre de 2019 consultado en <https://es.statista.com/estadisticas/635116/precio-medio-anual-del-petroleo-crudo-brent/>.

Una vez calculado y proyectado el precio del barril de petróleo para diez años se calcularon los ingresos de cada uno de los años con el N_p producido. Adicionalmente se calcularon los costos asociados al tratamiento del crudo, al tratamiento del agua y al mantenimiento de los pozos. Con los datos calculados se determinó el flujo de caja de cada uno de los años restándole los costos a los ingresos del periodo.

Se calculó la inversión del proyecto, para lo cual se tuvo en cuenta los costos asociados a la perforación de los pozos y los costos de completamiento de cada uno de estos.

La inversión y los flujos de caja se determinaron para los tres escenarios del proyecto, el caso base, los resultados de inyección mediante el método analítico y los resultados producto del uso del simulador, en los tres escenarios se desarrolló el mismo procedimiento.

Para los tres escenarios planteados y conociendo la inversión y los datos de los flujos de caja se determinaron los indicadores financieros del proyecto, TIR y VPN.

3. RESULTADOS Y ANALISIS

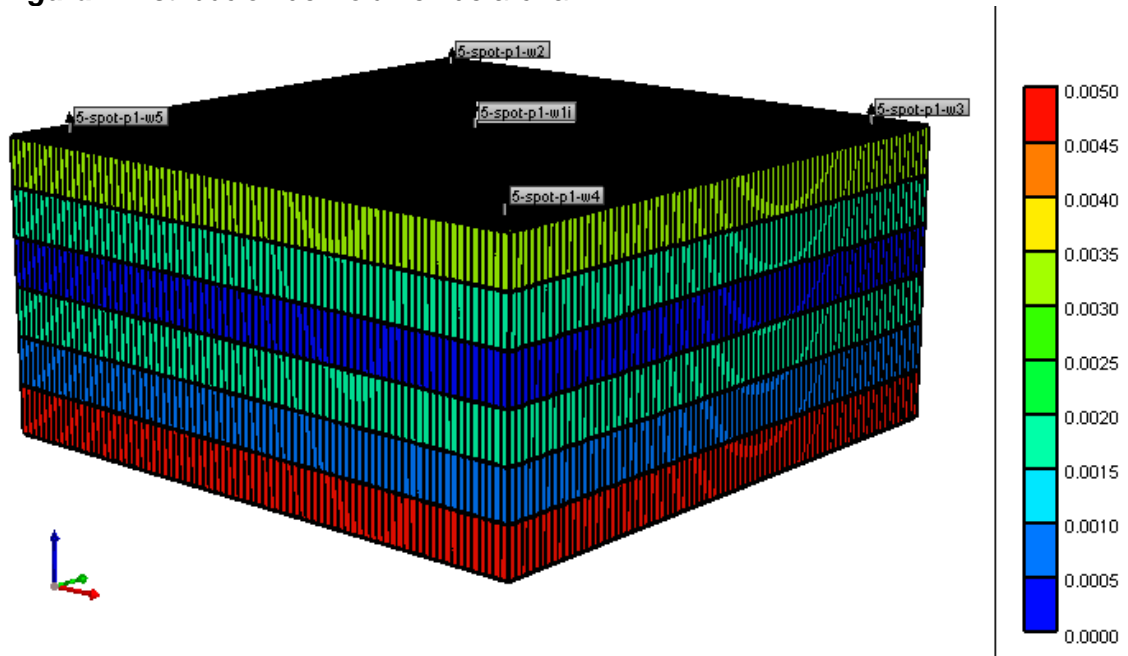
En este capítulo se darán los resultados obtenidos de las ecuaciones planteadas en el modelo estático y dinámico, las gráficas de petróleo acumulado y corte de agua de los diferentes escenarios de sensibilidad planteados para la simulación numérica, también los resultados de los modelos analíticos y su análisis y por último la evaluación económica del caso base de producción, y los dos escenarios seleccionados como representativos para el yacimiento en estudio.

3.1 RESULTADOS DEL MODELO ESTÁTICO

En el modelo estático se planteó ecuaciones de variables como volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad, y compresibilidad de la roca que se evaluaron durante el desarrollo de este proyecto, obteniendo los siguientes resultados.

3.1.1 Volumen de arcilla. El volumen de arcilla es una variable que define el porcentaje neto de arcilla presente en una formación, el autor *Jesús Antonio Manrique* plantea una solución a esta incógnita la cual se aplicó a esta investigación, donde se obtuvo resultados entre 0 y 0,005 lo que indica que las arenas presentes en el yacimiento son parcialmente limpias.

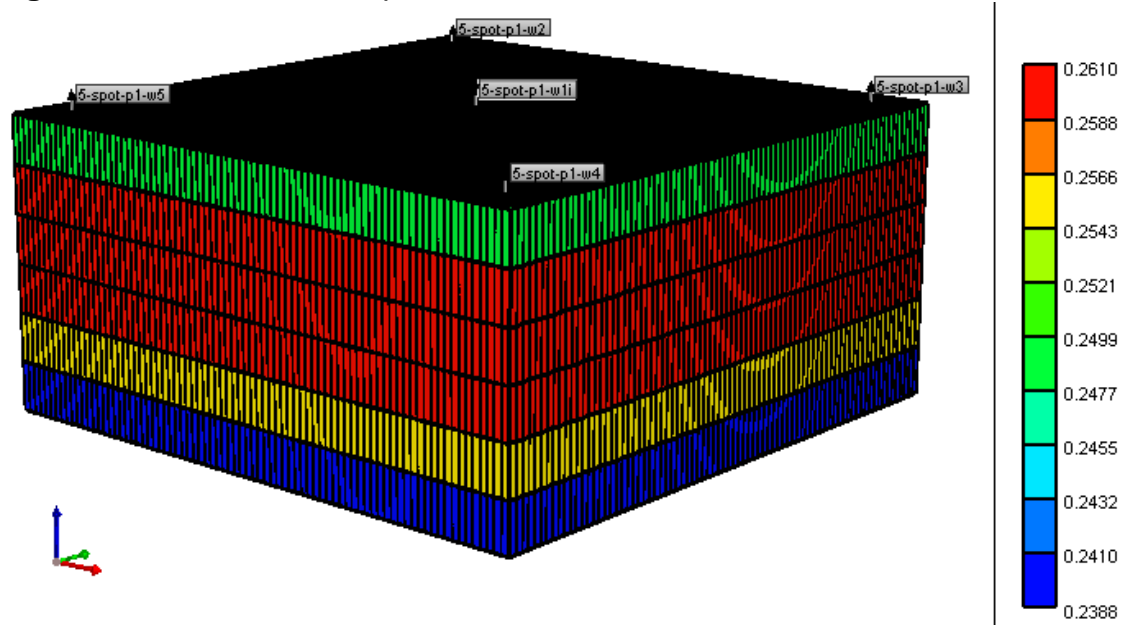
Figura 7 Distribucion del volumen de arcilla.



Fuente: Builder CMG

3.1.2 Porosidad efectiva. La porosidad efectiva es volumen de los poros que están interconectados entre si excluyendo los poros que tengan agua adsorbida en los minerales de la roca que la contiene. Los resultados para la porosidad efectiva indica que hay variación de la propiedad entre las capas, con valores que oscilan entre el 23.8% y el 26.1 %, donde la mayor porosidad efectiva del sistema se encuentra en la mitad del yacimiento.

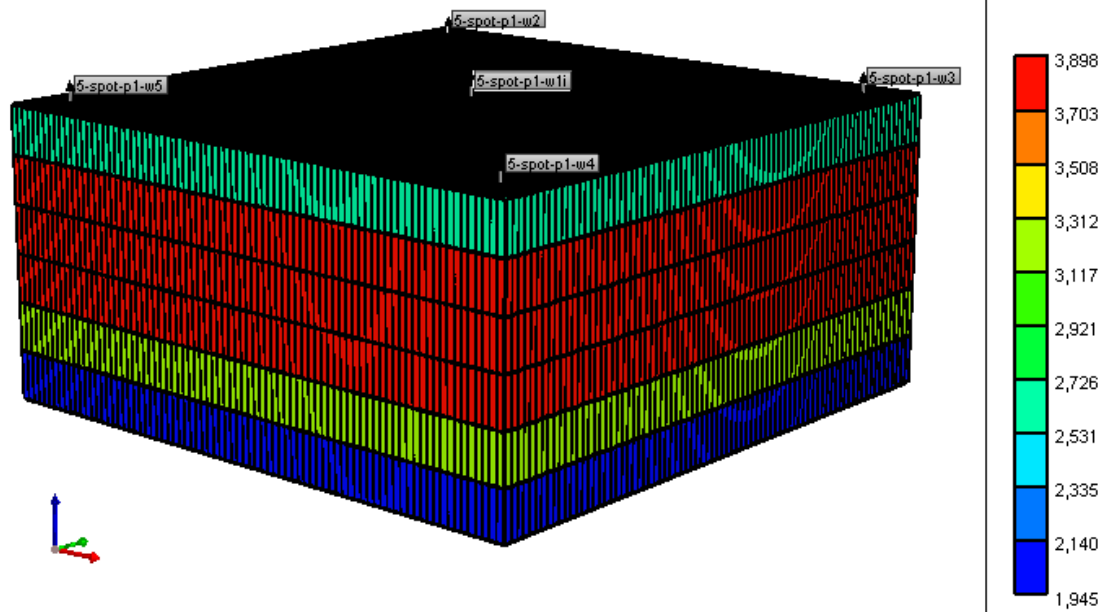
Figura 8 Distribución de la porosidad efectiva



Fuente: Builder de CMG

3.1.3 Permeabilidad. La permeabilidad es la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido, cuando hay mas de una fase presente en el yacimiento, se define como la capacidad de permitir el flujo de un fluido a través del medio poroso en presencia de otro fluido inmisible. Usando la correlación de Timur se confirmó la heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento donde existen permeabilidades entre 1.95 md y 3.89 md que presentan una mayor capacidad en la mitad del yacimiento, siendo esta la zona más atractiva de acumulación de hidrocarburos.

Figura 9 Distribución de permeabilidad.



Fuente: Builder de CMG

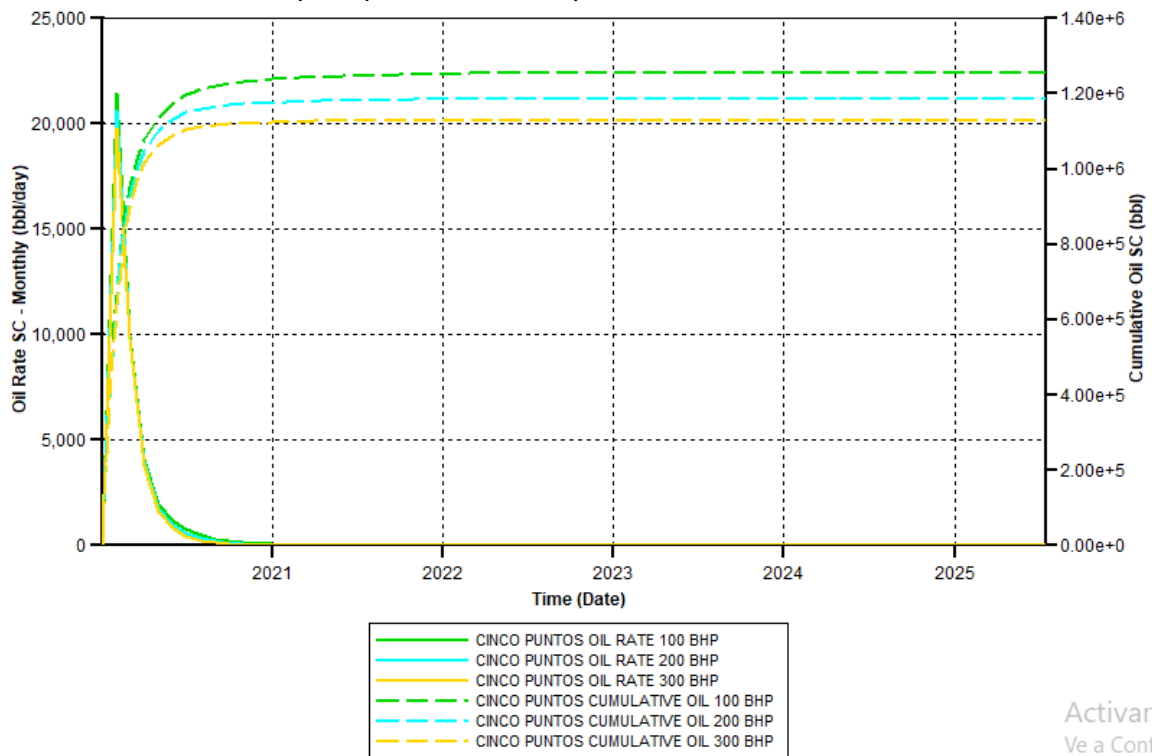
3.1.4 Compresibilidad de la roca. Se define como el cambio fraccional en volumen de la roca por cambio en la unidad de presión, esto significa que cuando el yacimiento libera la presión inicial al ser perforado esta compresibilidad de la roca disminuye a medida que libera los fluidos contenidos, a través de la correlación de Hall Howard se obtuvo que la compresibilidad en el sistema es de forma homogénea tomando en cuenta que se calculó bajo el parámetro de porosidad total promedio, la cual involucra todos los poros de la roca sin tener en cuenta su interconexión, la cual es de $8.72147E-05$ 1/psi.

3.2 RESULTADOS SIMULACIÓN NUMÉRICA

La simulación numérica se realizó para 3 patrones de inyección diferentes y teniendo en cuenta los 3 parámetros de sensibilidad para evaluar el mejor escenario de explotación para el yacimiento en estudio. El análisis de los resultados se hará por separado para cada patrón de inyección teniendo en cuenta en primer lugar el BHP de producción, en segundo lugar, el BHP de inyección y en tercer lugar la tasa de inyección de agua.

3.2.1 Producción casos base sin inyección. La producción del campo se evaluó en primer lugar para los 3 patrones de inyección seleccionados, donde se analiza la producción acumulada de aceite y la tasa de flujo de aceite y de acuerdo al patrón que genere mayor producción, se tomara en cuenta para el análisis financiero.

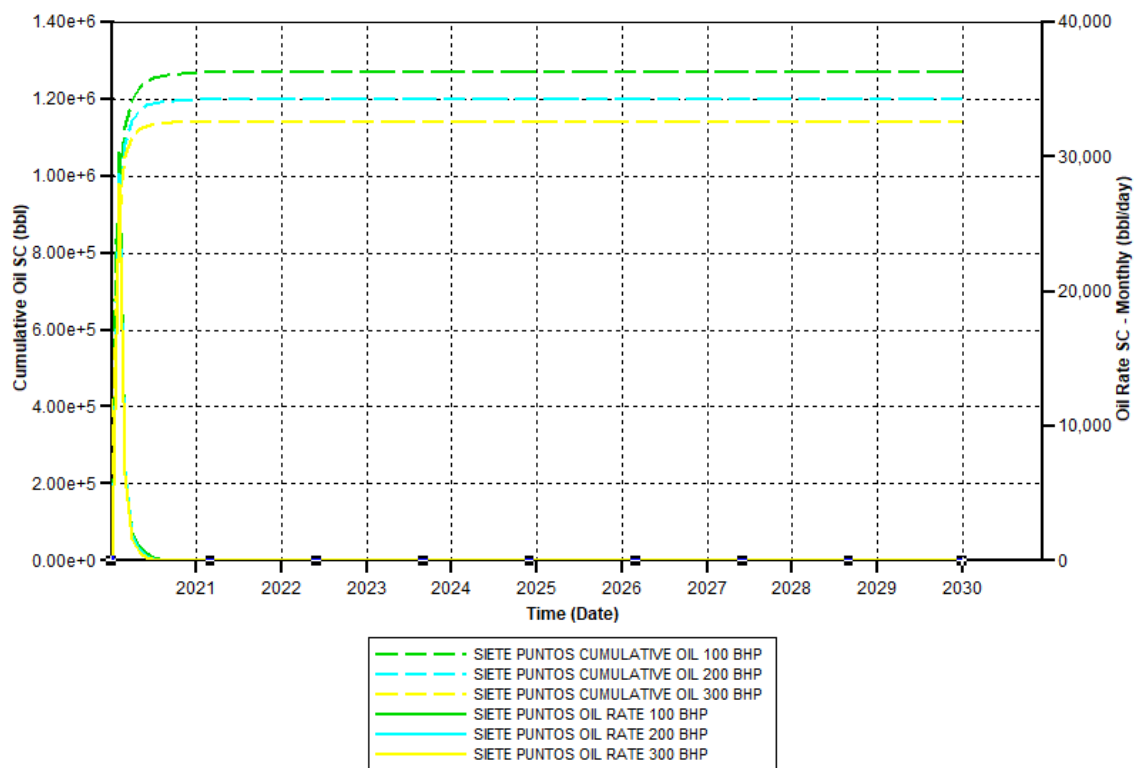
Grafica 6 Producción para patrón de cinco puntos invertido



Fuente: elaboración propia

La grafica 6 muestra los resultados obtenidos para los escenarios de producción bajo los parámetros de 100, 200 y 300 psi de presión de fondo de los 4 pozos de producción activos sin la implementación de inyección. Como se puede observar la diferencia entre cada uno de los valores máximos de cada parámetro de BHP son mínimos pero el escenario que ofrece mayor producción de petróleo es a 100 BHP con una razón de petróleo acumulado a junio de 2025 de 1.25 millones de barriles de petróleo, y como se evidencia en la gráfica después del 2021 se estabiliza la curva de petróleo acumulado mostrando que no hay más producción y que a pesar que se aplique más presión al método de producción es ineficiente porque ya el yacimiento se depleto.

Grafica 7 Producción para patrón de siete puntos invertido

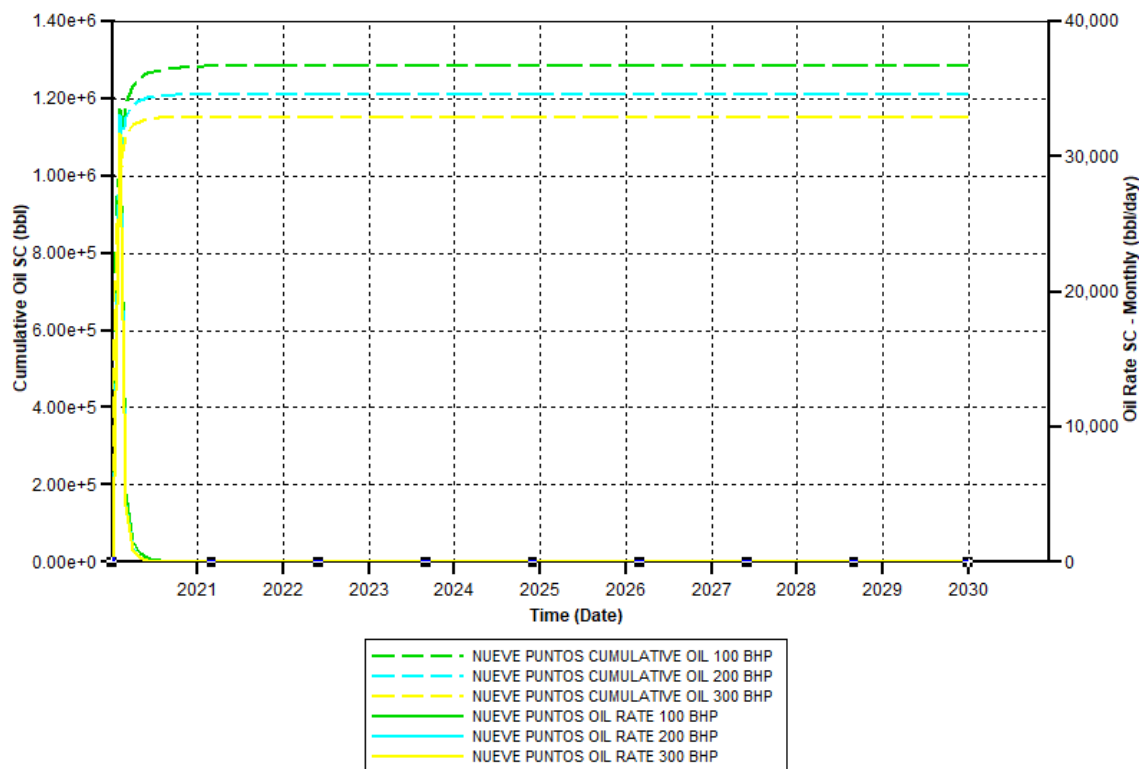


Fuente: elaboración propia

La grafica 7 muestra los resultados obtenidos para los escenarios de producción bajo los parámetros de 100, 200 y 300 psi de presión de fondo de los 4 pozos de

producción activos sin la implementación de inyección. Como se puede observar la diferencia entre cada uno de los valores máximos de cada parámetro de BHP son mínimos pero el escenario que ofrece mayor acumulado de petróleo es a 100 BHP con una razón de petróleo acumulado a enero de 2030 de 1.27102 millones de barriles de petróleo, y como se evidencia en la gráfica después del 2021 se estabiliza la curva de petróleo acumulado mostrando que no hay más producción y que a pesar que se aplique más presión al método de producción es ineficiente porque ya el yacimiento se depleto.

Grafica 8 Producción para patrón de nueve puntos invertido



Fuente: elaboración propia

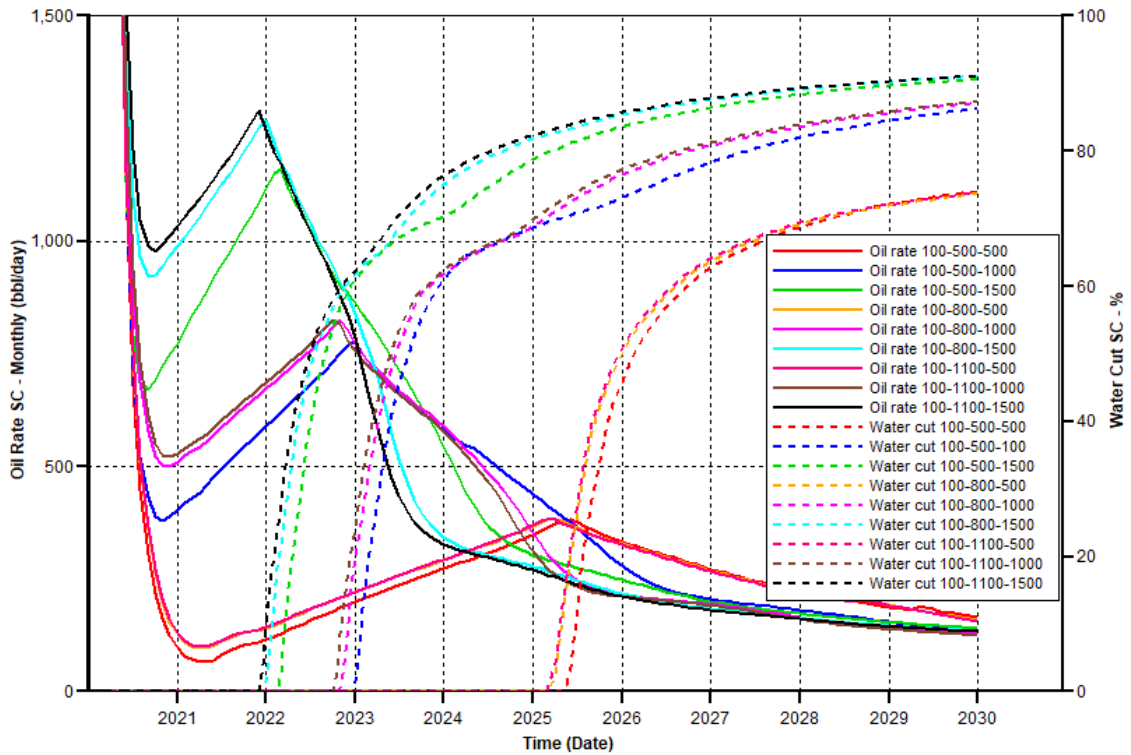
La grafica 8 muestra los resultados obtenidos para los escenarios de producción bajo los parámetros de 100, 200 y 300 psi de presión de fondo de los 4 pozos de producción activos sin la implementación de inyección. Como se puede observar la diferencia entre cada uno de los valores máximos de cada parámetro de BHP son

mínimos pero el escenario que ofrece mayor acumulado de petróleo es a 100 BHP con una razón de petróleo acumulado a enero de 2030 de 1.28285 millones de barriles de petróleo, y como se evidencia en la gráfica después del 2021 se estabiliza la curva de petróleo acumulado mostrando que no hay más producción y que a pesar que se aplique más presión al método de producción es ineficiente porque ya el yacimiento se depleto.

3.2.2 Patrón de inyección Cinco Puntos Invertido. Para el análisis de la inyección, tendremos en cuenta los escenarios posibles para cada presión de fondo de los pozos productores y se analizarán los resultados para la variación de presión de fondo de inyección y tasa de inyección de agua.

3.2.2.1 Análisis a 100 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 100 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500, 800 y 1100 psi.

Grafica 9 Tasa de petróleo y corte de agua para un patron de cinco puntos invertido a 100 BHP

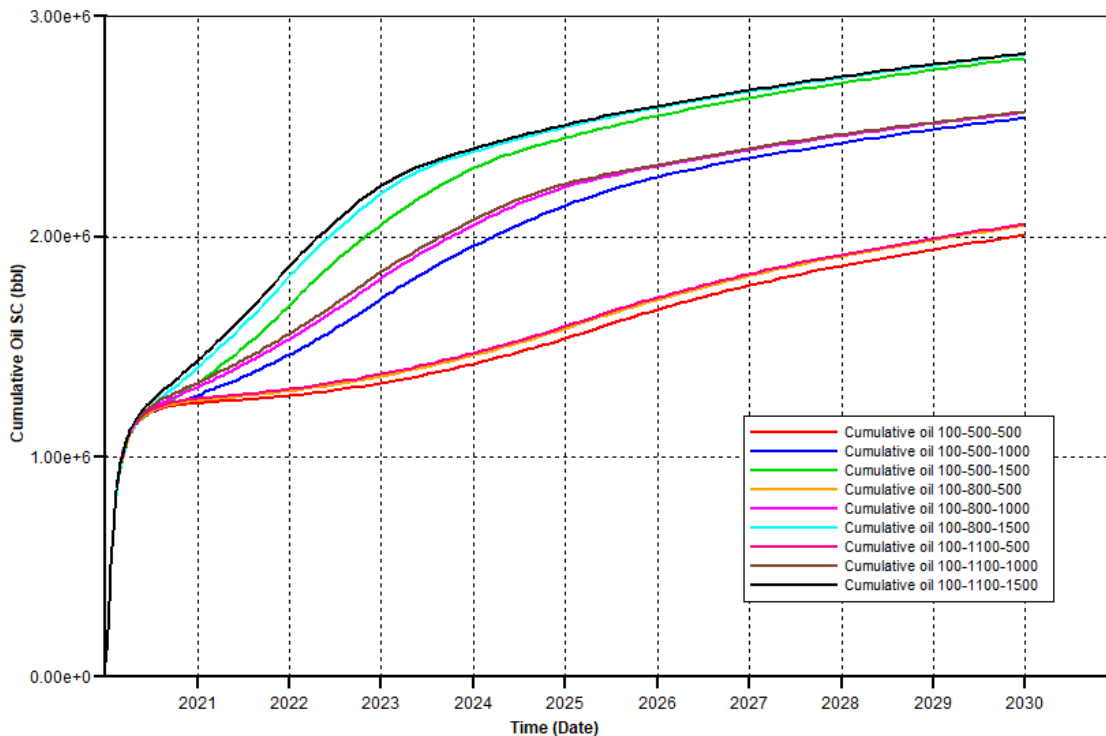


Fuente: elaboración propia

La grafica 9 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es alargar ese punto en el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 100-500-1500 de línea verde el cual inicia un corte de agua desde febrero de 2022 y alcanza el punto crítico en diciembre de 2022 con un 59.2 % de corte de agua, también encontramos también en este escenario que el segundo pico de producción lo podemos encontrar en marzo de 2022 con una producción de 1160.04 bbls/día. El escenario 100-800-1500 de línea azul claro es un escenario potencial ya que

inicia un corte de agua desde enero de 2022 y alcanza el punto crítico en agosto de 2022 con un 51.6 % de corte de agua, también en esta tendencia el segundo pico de producción lo podemos encontrar en enero de 2022 con una producción de 1267.9 bbls/día. El escenario 100-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde diciembre de 2021 y alcanza el punto crítico en junio de 2022 con un 50.51 % de corte de agua, pero encontramos también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en diciembre de 2021 con una producción de 1290.5 bbls/día.

Grafica 10 Acumulado de petróleo para un patrón de cinco puntos invertidos a 100 BHP



Fuente: elaboración propia

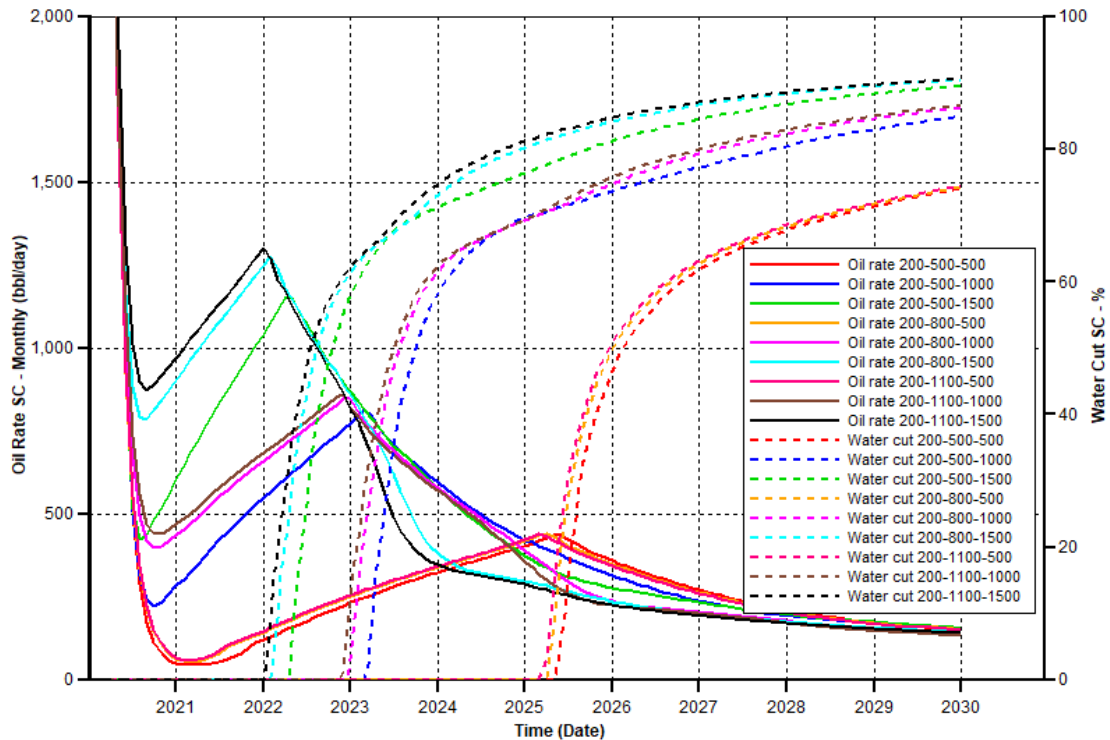
Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 100-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.81126 millones de barriles, el escenario 100-800-1500 alcanza un

acumulado para enero de 2030 de 2.83023 millones de barriles, el escenario 100-1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.83415 millones de barriles.

El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 5 puntos invertido a 100 BHP de producción es 100-800-1500, ya que el corte de agua se prolonga por dos meses más que el escenario 100-1100-1500, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre estos dos escenarios de 0,00392 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

3.2.2.2 Análisis a 200 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 200 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500,800 y 1100 psi.

Grafica 11 Tasa de petróleo y corte de agua para un patron de cinco puntos invertido a 200 BHP

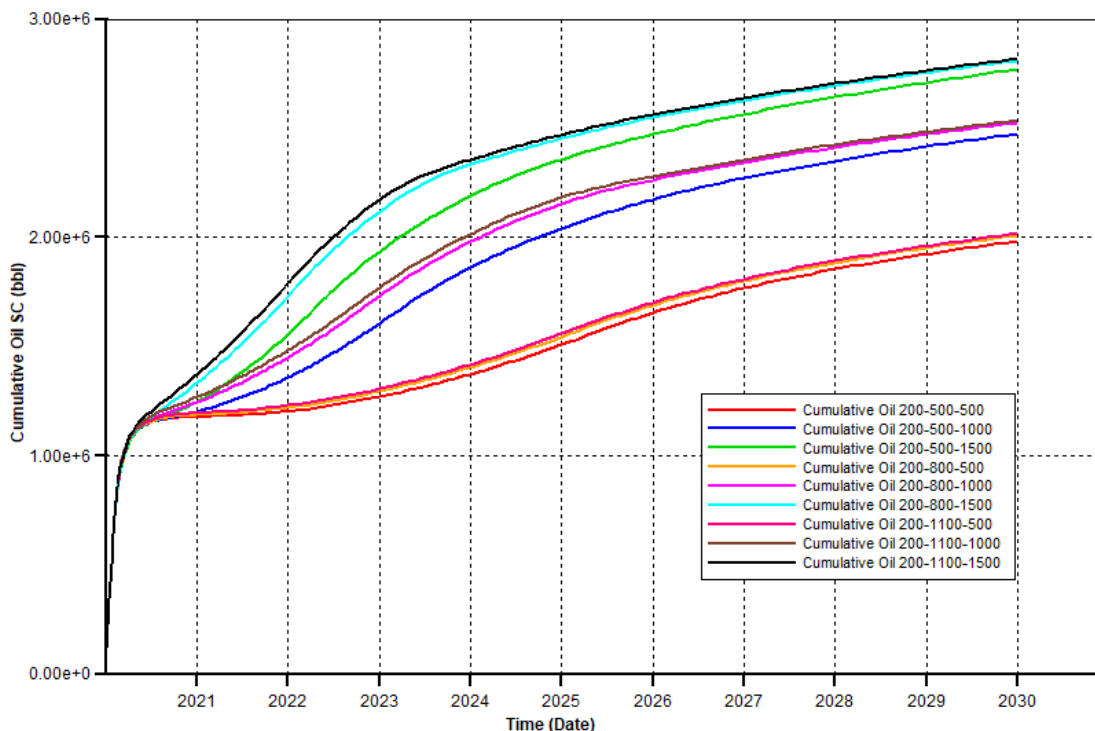


Fuente: elaboración propia

La grafica 11 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto en el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 200-500-1500 de línea verde el cual inicia un corte de agua desde abril de 2022 y alcanza el punto crítico en octubre de 2022 con un 47.7 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en mayo de 2022 con una producción de 1156.1 bbls/día. El escenario 200-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde febrero de 2022 y alcanza el punto crítico en septiembre de 2022 con un 50 % de corte de agua, también en esta

tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en febrero de 2022 con una producción de 1278.3 bbls/día. El escenario 200-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde enero de 2022 y alcanza el punto crítico en agosto de 2022 con un 51.6% de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar el 1 de enero de 2022 con una producción de 1301.14 bbls/día.

Grafica 12 Acumulado de petróleo para un patrón de cinco puntos invertidos a 200 BHP



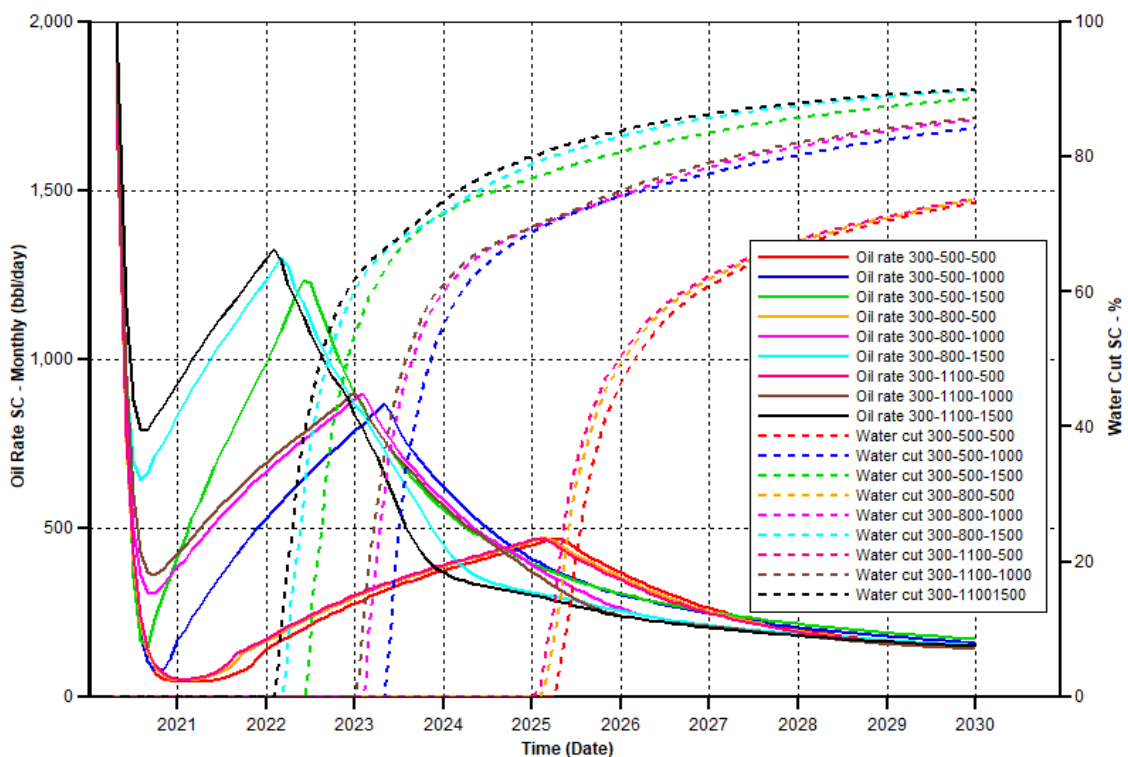
Fuente: elaboración propia

Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 200-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.76996 millones de barriles, el escenario 200-800-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.80967 millones de barriles y el escenario 200-1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.81803 millones de barriles.

El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 5 puntos invertido a 200 BHP de producción es 200-800-1500, ya que el corte de agua se prolonga por un mes más que el escenario 200-1100-1500, y a pesar de que exista una diferencia de acumulado de petróleo entre estos dos escenarios de 0,00836 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

3.2.2.3 Análisis a 300 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 300 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500,800 y 1100 psi.

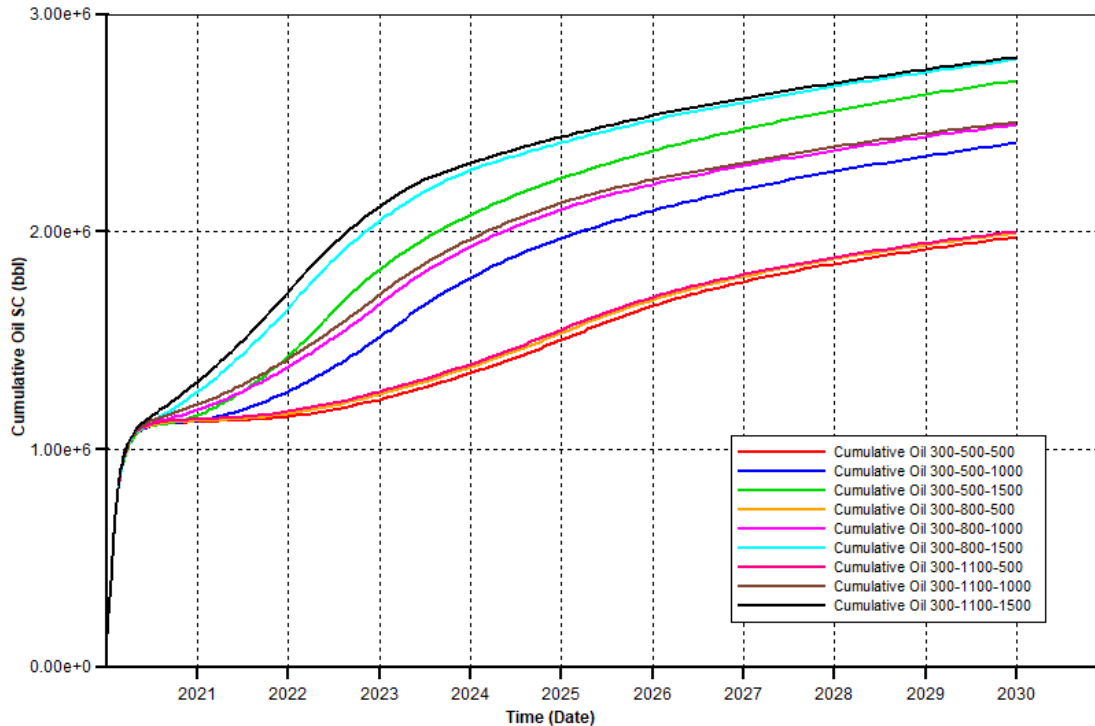
Grafica 13 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de cinco puntos invertido a 300 BHP



Fuente: elaboración propia

La grafica 13 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 300-500-1500 de línea verde inicia un corte de agua desde junio de 2022 y alcanza el punto crítico en diciembre de 2022 con un 49.9 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en agosto de 2022 con una producción de 1226.55 bbls/día. El escenario 300-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde marzo de 2022 y alcanza el punto crítico en septiembre de 2022 con un 48.27 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en marzo de 2022 con una producción de 1302.14 bbls/día. El escenario 300-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde febrero de 2022 y alcanza el punto crítico en septiembre de 2022 con un 48.36 % de corte de agua. Pero encontramos también en esta tendencia que el pico más alto de producción lo podemos encontrar en febrero de 2022 con una producción de 1328.75 bbls/día.

Grafica 14 Acumulado de petróleo para un patrón de cinco puntos invertidos a 300 BHP



Fuente: elaboración propia

Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 300-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.69656 millones de barriles, el escenario 300-800-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.79184 millones de barriles y el escenario 300-1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.80343 millones de barriles.

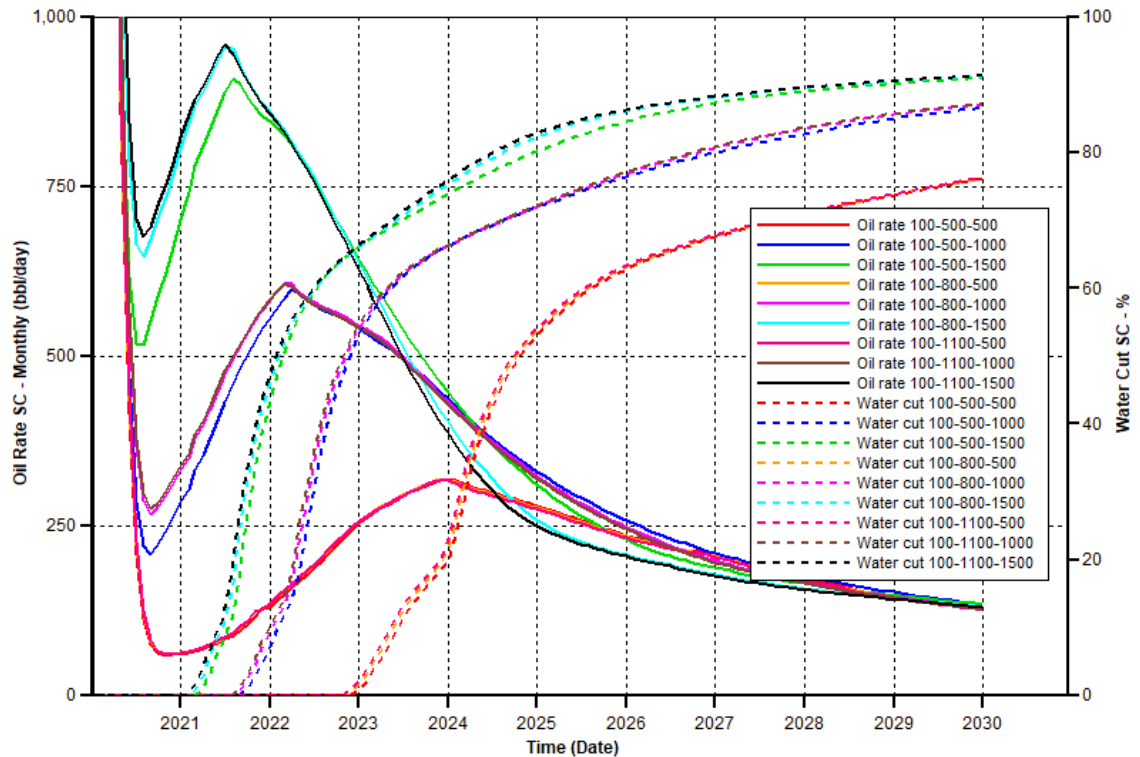
El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 5 puntos invertido a 300 BHP de producción es 300-800-1500, ya que el corte de agua se prolonga por un mes más que el escenario 300-1100-1500, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre estos dos escenarios de 0,01159 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

Para la selección de los 3 mejores escenarios de todos los casos para el patrón de inyección de 5 puntos invertidos se tuvo en cuenta la presión requerida de operación, finalmente para la selección del mejor escenario se tiene en cuenta el que provee mayor petróleo acumulado, lo cual indica que el mejor escenario es **100-800-1500** con un acumulado de petróleo de 2.83023 mientras que el escenario 200-800-1500 tiene un acumulado de petróleo de 2.80967 millones de barriles y el escenario 300-800-1500 tiene un acumulado de petróleo de 2.79184 millones de barriles, a pesar de que se requiera 1500 barriles de agua diarios para su desarrollo, la presión de producción es tan solo de 100 psi lo cual no pone en riesgo la cara de los pozos productores y un daño en formación, por otra parte la presión de inyección es de 800 psi lo cual también es un beneficio económico ya que se requieren bombas de menor potencia y también hay un mejor riesgo de accidentes por presiones altas.

3.2.3 Patrón de inyección de siete puntos invertido. Para el análisis de la inyección, tendremos en cuenta los escenarios posibles para cada presión de fondo de los pozos productores y se analizarán los resultados para la variación de presión de fondo de inyección y tasa de inyección de agua.

3.2.3.1 Análisis a 100 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 100 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500, 800 y 1100 psi.

Grafica 15 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de siete puntos invertido 100 BHP

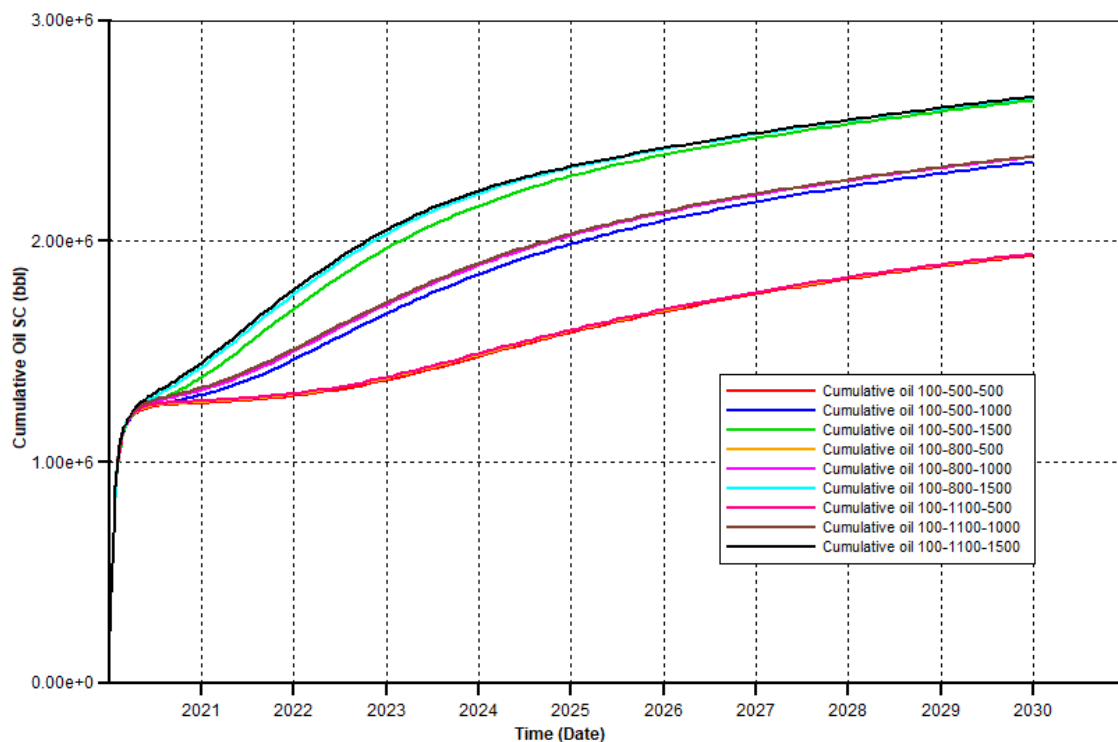


Fuente: elaboración propia

La grafica 15 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 100-500-1500 de línea verde inicia un corte de agua desde marzo de 2021 y alcanza el punto crítico en diciembre de 2021 con un 43.3 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en septiembre de 2021 con una producción de 909.29 bbls/día. El escenario 100-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde febrero de 2021 y alcanza

el punto crítico en diciembre de 2021 con un 42.08 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en agosto de 2021 con una producción de 953.60 bbls/día. El escenario 100-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde febrero de 2021 y alcanza el punto crítico en diciembre de 2021 con un 43.66 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en julio de 2021 con una producción de 959.33 bbls/día

Grafica 16 Acumulado de petróleo para un patrón de siete puntos invertidos a 100 BHP



Fuente: elaboración propia

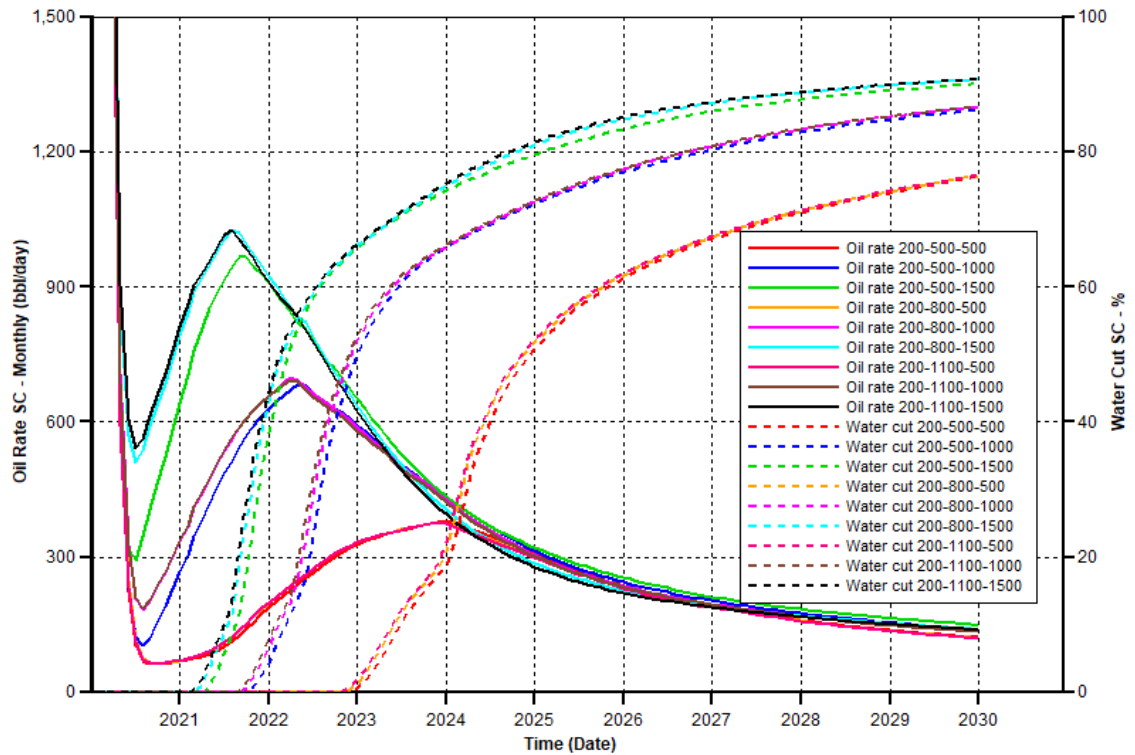
Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 100-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.63892 millones de barriles, el escenario 100-800-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.65148 millones de barriles y el escenario 300-

1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.65411 millones de barriles.

El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 7 puntos invertido a 100 BHP de producción es 100-800-1500, ya que el corte de agua tiene un porcentaje menor a los otros dos casos, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre este y el escenario 100-1100-1500 de 0,00263 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

3.2.3.2 Análisis a 200 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 200 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500,800 y 1100 psi.

Grafica 17 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de siete puntos invertido 200 BHP

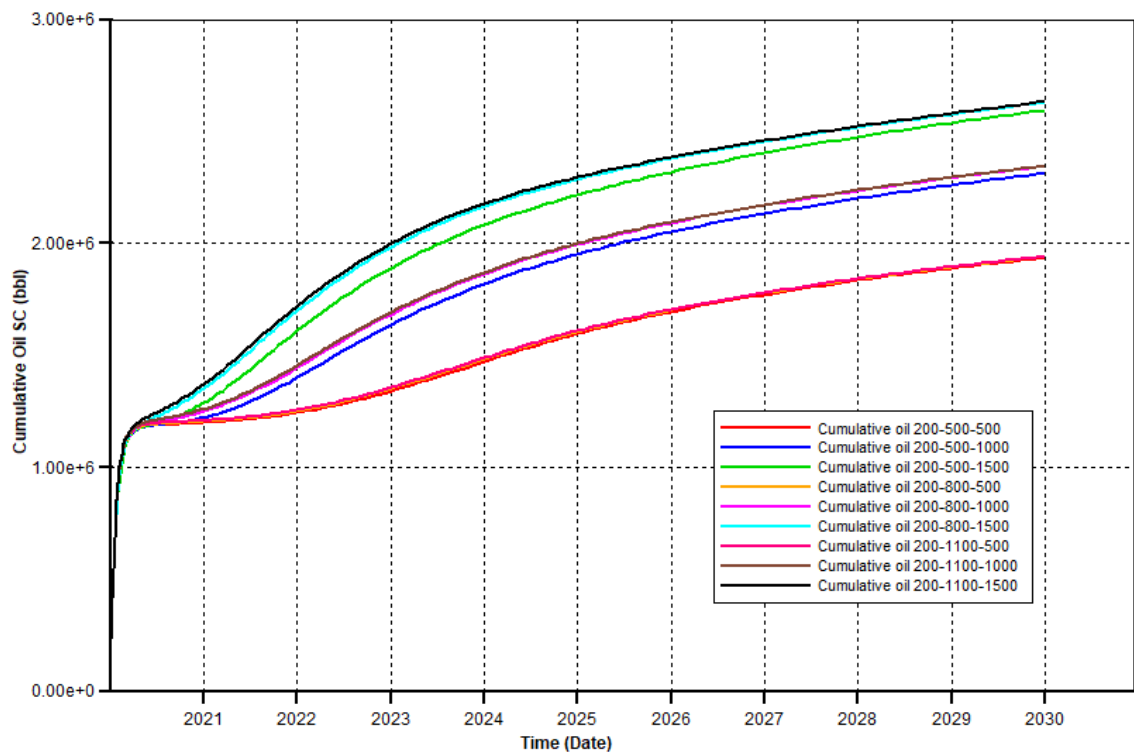


Fuente: elaboración propia

La grafica 17 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 200-500-1500 de línea verde inicia un corte de agua desde abril de 2021 y alcanza el punto crítico en febrero de 2022 con un 43.27 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en octubre de 2021 con una producción de 965.79 bbls/día. El escenario 200-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde marzo de 2021 y alcanza el punto crítico en enero de 2022 con un 42.37 % de corte de agua, también en esta

tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en agosto de 2021 con una producción de 1027.13 bbls/día. El escenario 200-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde febrero de 2021 y alcanza el punto crítico en enero de 2022 con un 44.57 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en agosto de 2021 con una producción de 1025.85 bbls/día.

Grafica 18 Acumulado de petróleo para un patrón de siete puntos invertidos a 200 BHP



Fuente: elaboración propia

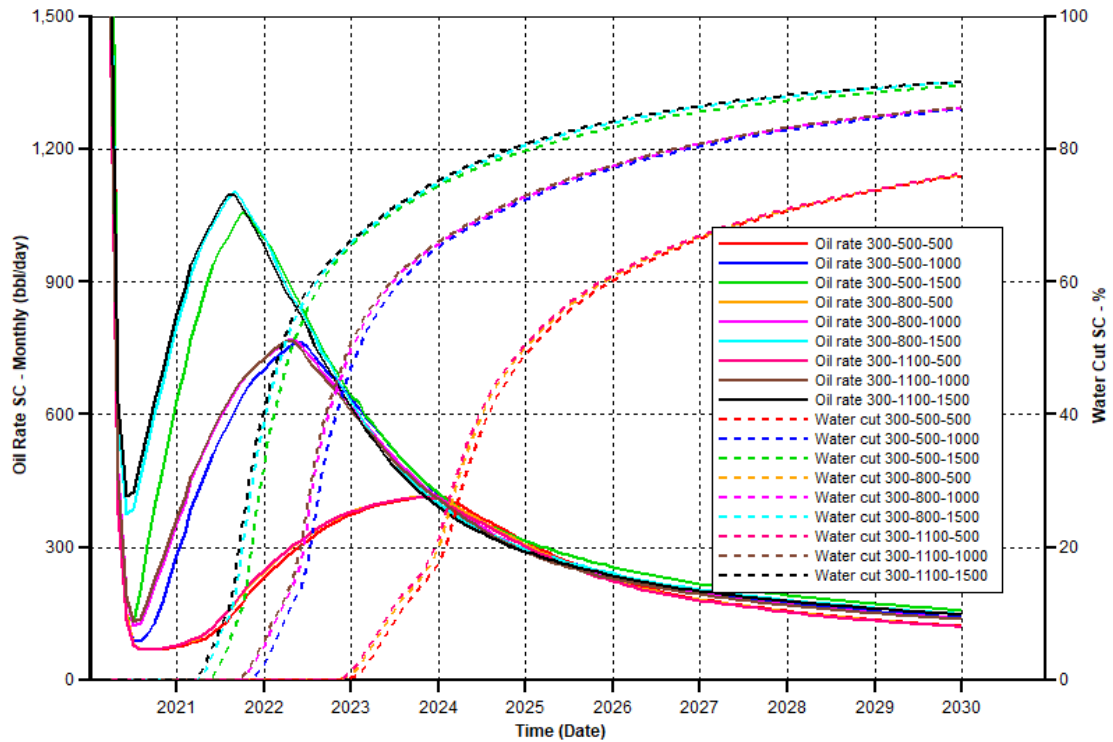
Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 200-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.59606 millones de barriles, el escenario 200-800-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.63025 millones de barriles y el escenario 300-

1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.63389 millones de barriles.

El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 7 puntos invertido a 200 BHP de producción es 200-800-1500, ya que el corte de agua tiene un porcentaje menor a los otros dos casos, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre este y el escenario 200-1100-1500 de 0,00364 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

3.2.3.3 Análisis a 300 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 300 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500,800 y 1100 psi.

Grafica 19 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de siete puntos invertido 300 BHP

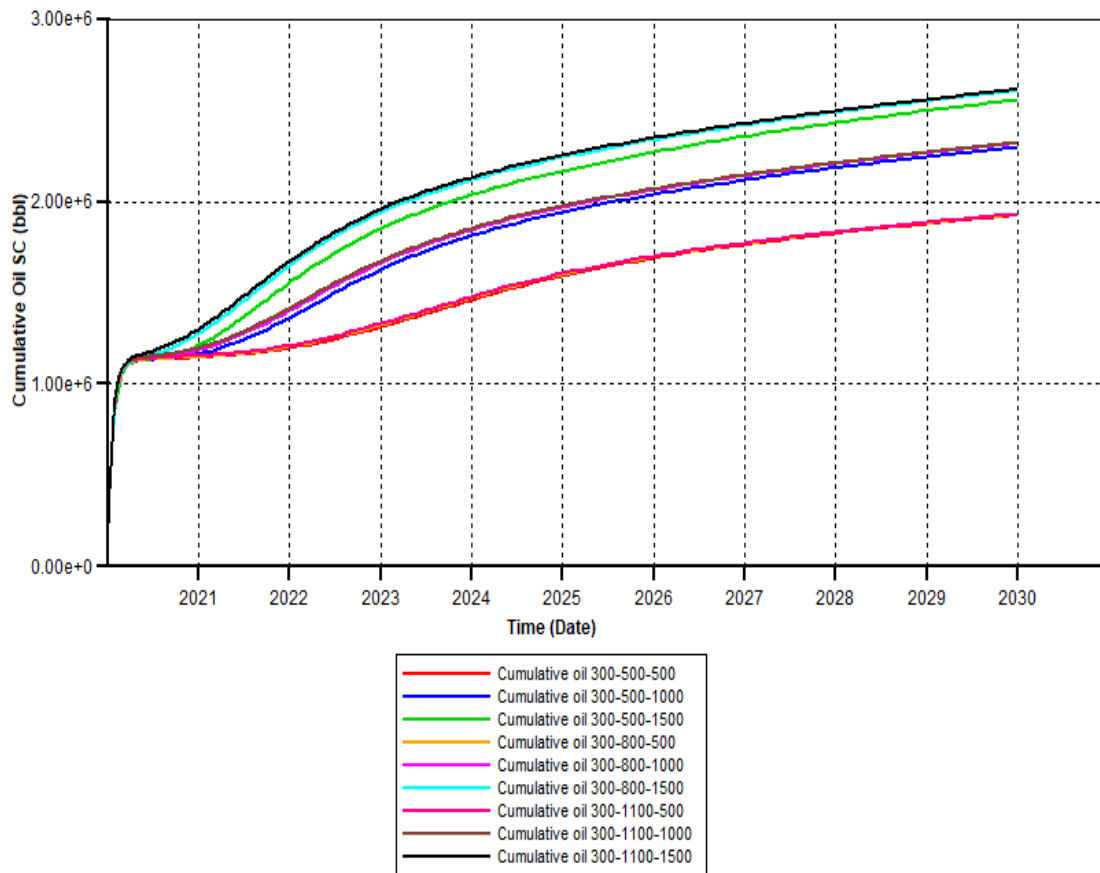


Fuente: elaboración propia

La grafica 19 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 300-500-1500 de línea verde inicia un corte de agua desde mayo de 2021 y alcanza el punto crítico en abril de 2022 con un 47.01 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en noviembre de 2021 con una producción de 1048.85 bbls/día. El escenario 300-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde abril de 2021 y alcanza el

punto crítico en marzo de 2022 con un 45.02 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en septiembre de 2021 con una producción de 1106.24 bbls/día. El escenario 300-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde marzo de 2021 y alcanza el punto crítico en febrero de 2022 con un 45.46 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en agosto de 2021 con una producción de 1097.44 bbls/día.

Grafica 20 Acumulado de petróleo para un patrón de siete puntos invertidos a 300 BHP



Fuente: elaboración propia

Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 300-500-1500 alcanza un acumulado para enero

de 2030 de 2.55754 millones de barriles, el escenario 300-800-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.60812 millones de barriles y el escenario 300-1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.61475 millones de barriles.

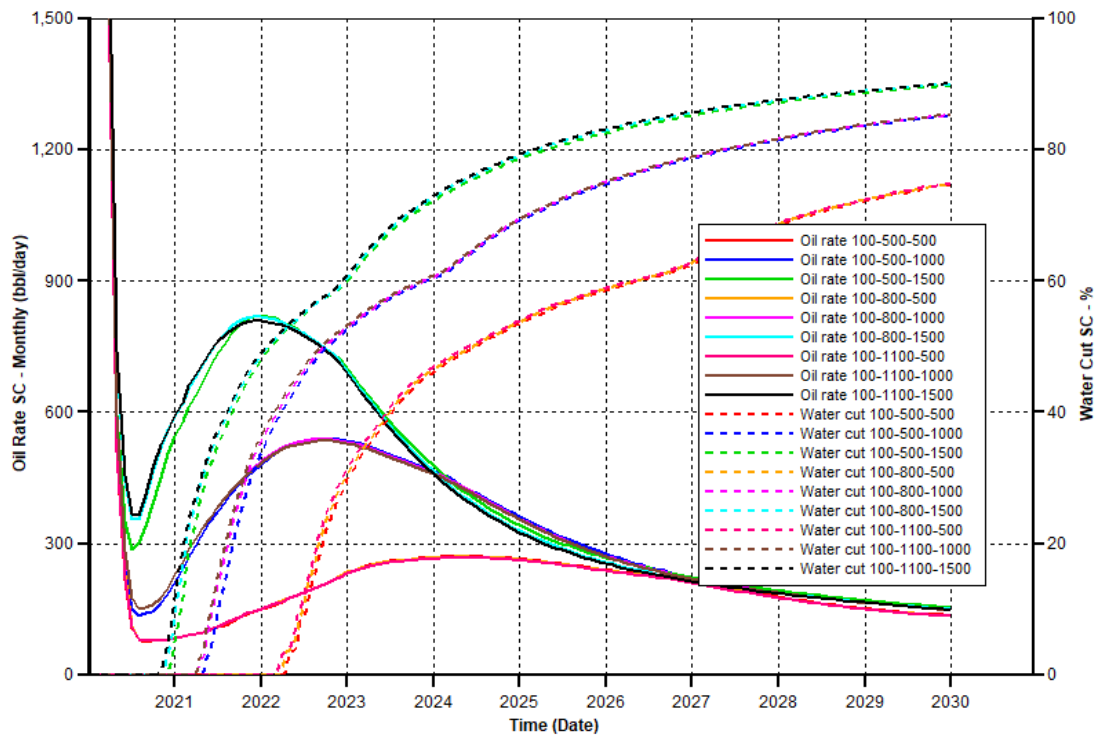
El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 7 puntos invertido a 300 BHP de producción es 300-800-1500, ya que el corte de agua tiene un porcentaje menor a los otros dos casos, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre este y el escenario 200-1100-1500 de 0,00663 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

Para la selección de los 3 mejores escenarios de todos los casos para el patrón de inyección de 7 puntos invertidos se tuvo en cuenta la presión requerida de operación, finalmente para la selección del mejor escenario se tiene en cuenta el que provee mayor petróleo acumulado, lo cual indica que el mejor escenario es **100-800-1500** con un acumulado de petróleo de 2.65148 mientras que el escenario 200-800-1500 tiene un acumulado de petróleo de 2.63025 millones de barriles y el escenario 300-800-1500 tiene un acumulado de petróleo de 2.60812 millones de barriles, a pesar de que se requiera 1500 barriles de agua diarios para su desarrollo, la presión de producción es tan solo de 100 psi lo cual no pone en riesgo la cara de los pozos productores y un daño en formación, por otra parte la presión de inyección es de 800 psi lo cual también es un beneficio económico ya que se requieren bombas de menor potencia y también hay un mejor riesgo de accidentes por presiones altas.

3.2.4 Patrón de inyección de nueve puntos invertido. Para el análisis de la inyección, tendremos en cuenta los escenarios posibles para cada presión de fondo de los pozos productores y se analizarán los resultados para la variación de presión de fondo de inyección y tasa de inyección de agua.

3.2.4.1 Análisis a 100 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 100 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500,800 y a 100 psi.

Gráfica 21 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de nueve puntos invertido 100 BHP

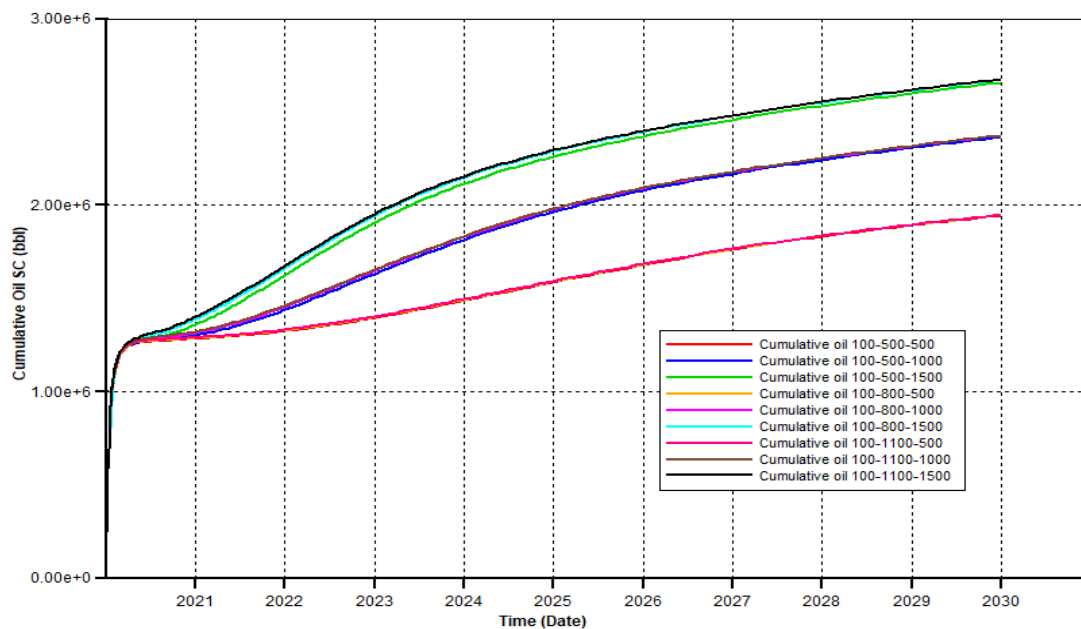


Fuente: elaboración propia

La grafica 21 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 100-500-1500 de línea verde inicia un corte de agua desde diciembre de 2020 y

alcanza el punto crítico en mayo de 2022 con un 53.3 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en enero de 2022 con una producción de 820.86 bbls/día. El escenario 100-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde noviembre de 2020 y alcanza el punto crítico en abril de 2022 con un 52.8 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en enero de 2022 con una producción de 817.74 bbls/día. El escenario 100-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde noviembre de 2020 y alcanza el punto crítico en abril de 2022 con un 53.66 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en enero de 2020 con una producción de 808.96 bbls/día.

Grafica 22 Acumulado de petróleo para un patrón de nueve puntos invertidos a 100 BHP



Fuente: elaboración propia

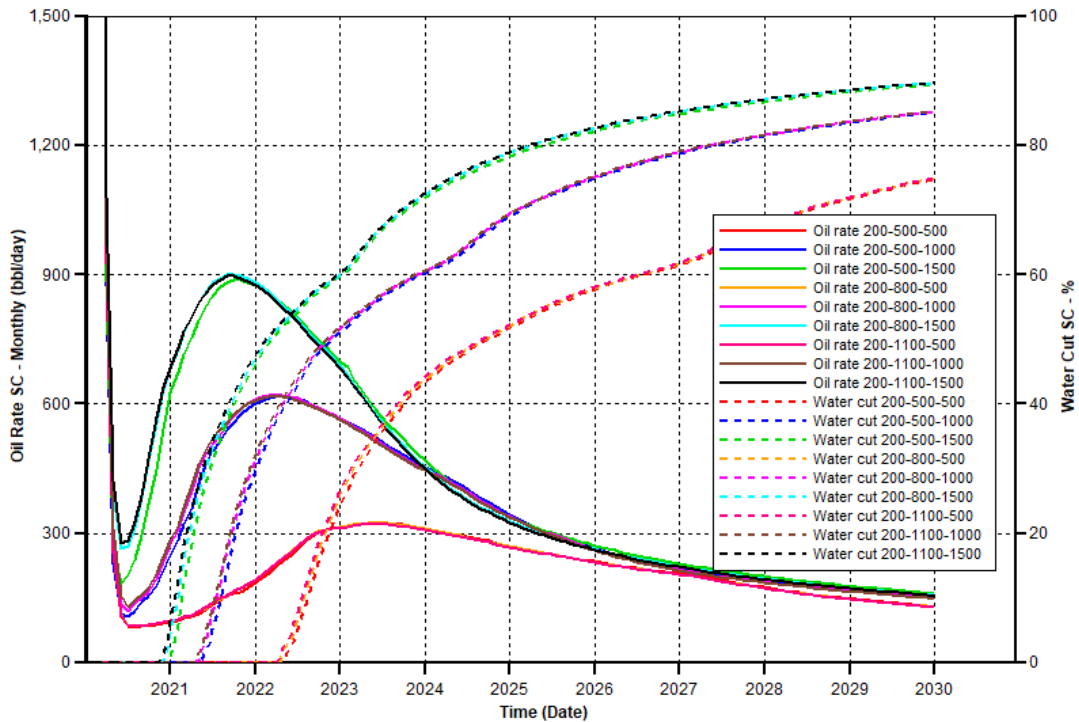
Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 100-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.65896 millones de barriles, el escenario 100-800-1500 alcanza un

acumulado para enero de 2030 de 2.66939 millones de barriles y el escenario 100-1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.67647 millones de barriles.

El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 9 puntos invertido a 100 BHP de producción es 100-800-1500, ya que el corte de agua tiene un porcentaje menor a los otros dos casos, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre este y el escenario 100-1100-1500 de 0,00708 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

3.2.4.2 Análisis a 200 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 200 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500,800 y 1100 psi.

Grafica 23 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de nueve puntos invertido 200 BHP

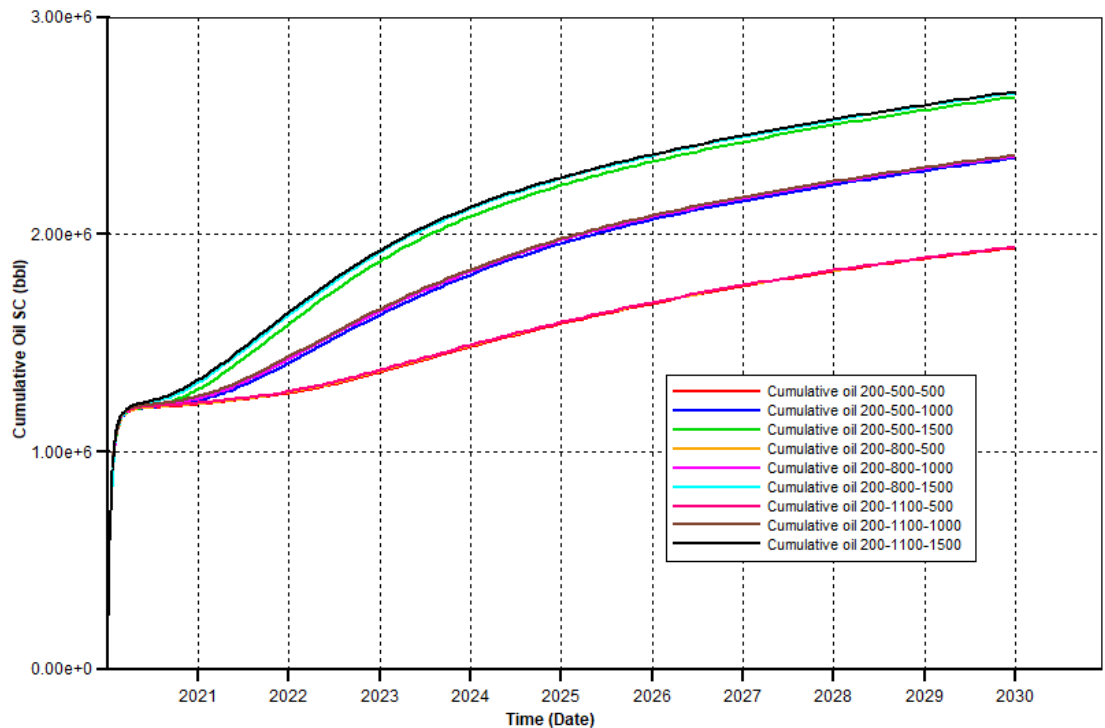


Fuente: elaboración propia

La grafica 23 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 200-500-1500 de línea verde inicia un corte de agua desde diciembre de 2020 y alcanza el punto crítico en junio de 2022 con un 53.17 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en noviembre de 2021 con una producción de 886.82 bbls/día. El escenario 200-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde diciembre de 2020 y alcanza el punto crítico en junio de 2022 con un 53.01 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo

podemos encontrar en septiembre de 2021 con una producción de 899.25 bbls/día. El escenario 200-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde noviembre de 2020 y alcanza el punto crítico en junio de 2022 con un 53.97% de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en septiembre de 2021 con una producción de 896.61 bbls/día.

Grafica 24 Acumulado de petróleo para un patrón de nueve puntos invertidos a 200 BHP



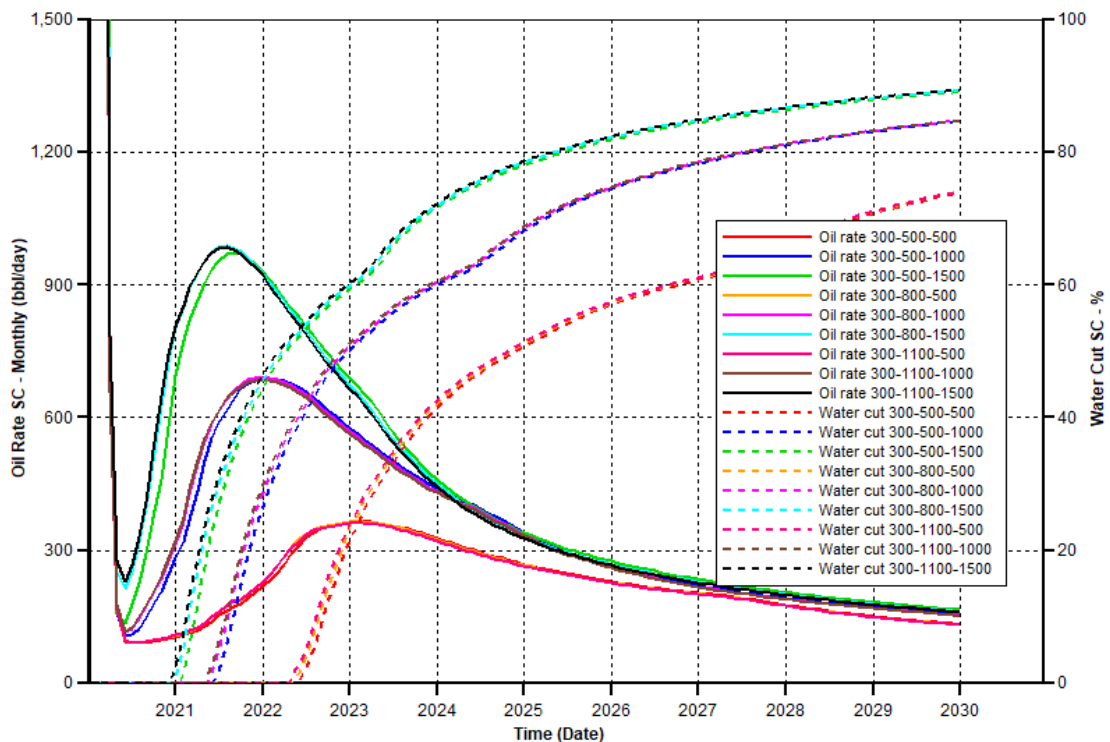
Fuente: elaboración propia

Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 200-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.63380 millones de barriles, el escenario 200-800-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.65305 millones de barriles y el escenario 200-1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.65654 millones de barriles.

El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 9 puntos invertido a 200 BHP de producción es 200-800-1500, ya que el corte de agua tiene un porcentaje menor a los otros dos casos, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre este y el escenario 200-1100-1500 de 0,00349 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

3.2.4.3 Análisis a 300 BHP de producción. Teniendo en cuenta que el BHP de producción se fijara en 300 psi, la gráfica muestra los 9 escenarios posibles entre las tasas de inyección a 500, 1000 y 1500 bbls/día y el BHP de inyección de 500,800 y 1100 psi.

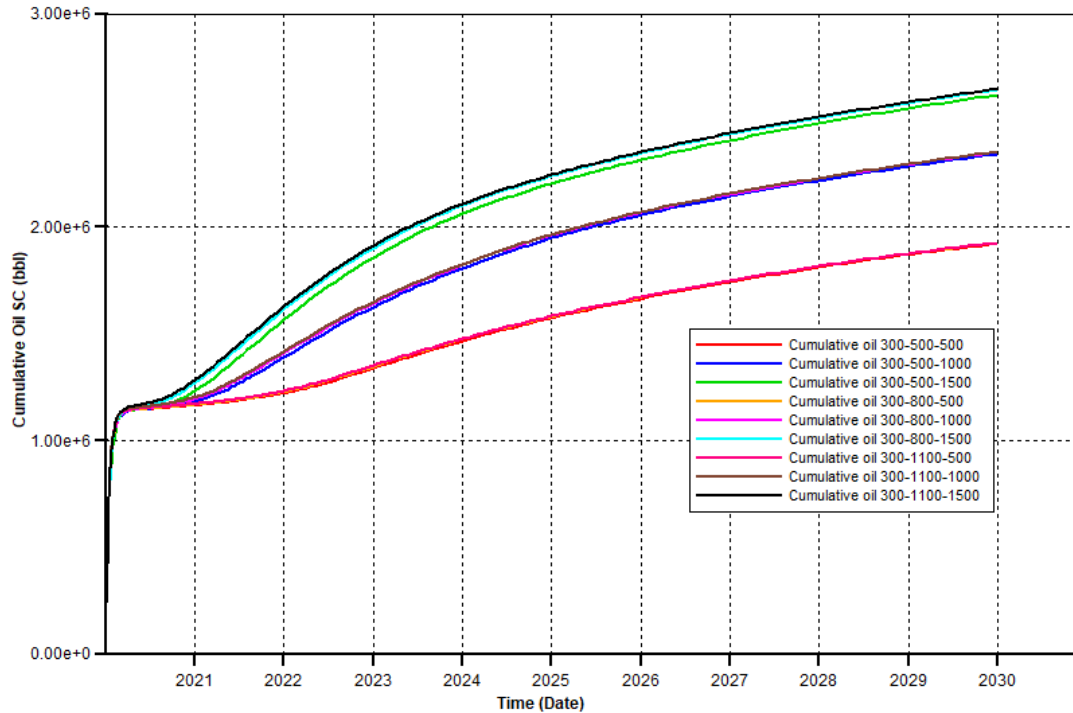
Gráfica 25 Tasa de petróleo y corte de agua para un patrón de nueve puntos invertido 300 BHP



Fuente: elaboración propia

La grafica 25 muestra la relación ente la producción de petróleo y el corte de agua, el punto de cruce entre las líneas indica el momento en que la producción de petróleo se iguala a la producción de agua, y lo ideal es prolongar ese punto el tiempo para tener más provecho de producción de crudo limpio y no llegar a inundar la cara del pozo tempranamente. Como se puede observar a medida que el punto crítico se extiende en el tiempo la producción de crudo es menor para cada escenario, donde la mayor producción se encuentra en tres escenarios, el escenario 300-500-1500 de línea verde inicia un corte de agua desde enero de 2021 y alcanza el punto crítico en agosto de 2022 con un 53.43 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en septiembre de 2021 con una producción de 973.83 bbls/día. El escenario 300-800-1500 de línea azul claro inicia un corte de agua desde diciembre de 2020 y alcanza el punto crítico en junio de 2022 con un 53.40 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en agosto de 2021 con una producción de 987.39 bbls/día. El escenario 300-1100-1500 de línea negra inicia un corte de agua desde diciembre de 2020 y alcanza el punto crítico en junio de 2022 con un 53.48 % de corte de agua, también en esta tendencia que el segundo pico más alto de producción lo podemos encontrar en agosto de 2021 con una producción de 985.49 bbls/día.

Grafica 26 Acumulado de petróleo para un patrón de nueve puntos invertidos a 300 BHP



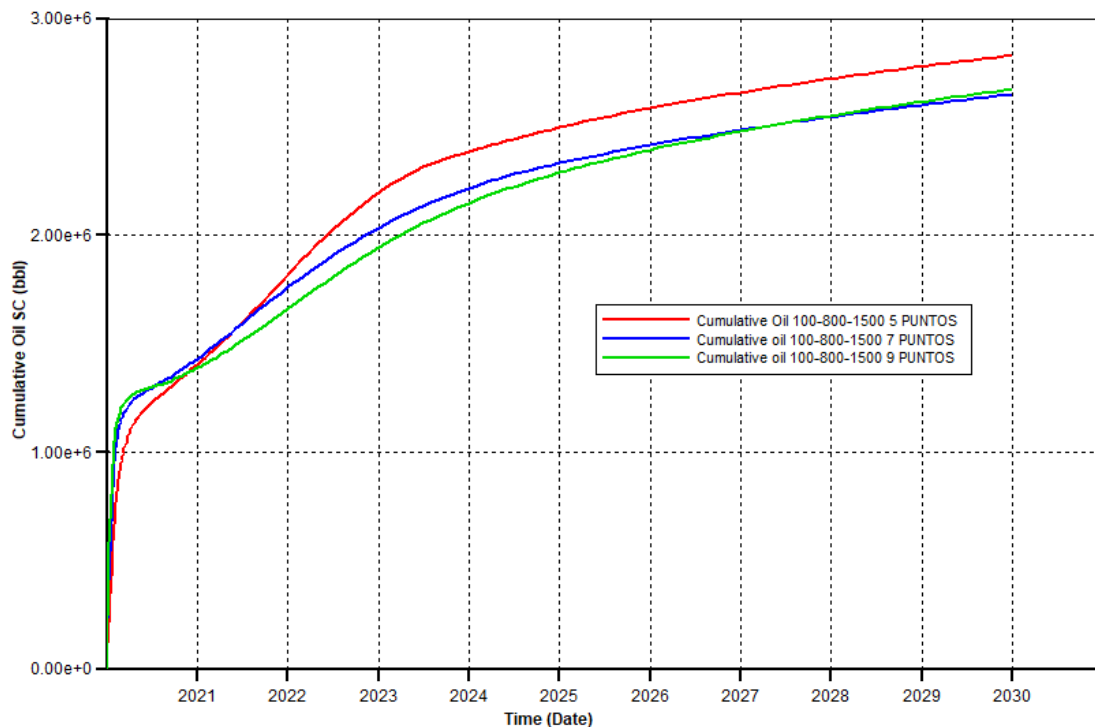
Fuente: elaboración propia

Para tener menos incertidumbre, se grafica el petróleo acumulado producido en superficie debido al tiempo de evaluación, lo que corrobora que hay tres escenarios de mayor producción, el escenario 300-500-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.62045 millones de barriles, el escenario 300-800-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.64434 millones de barriles y el escenario 300-1100-1500 alcanza un acumulado para enero de 2030 de 2.64812 millones de barriles.

El mejor escenario de inyección- producción para un patrón de inyección de 9 puntos invertido a 300 BHP de producción es 300-800-1500, ya que el corte de agua tiene un porcentaje menor a los otros dos casos, y a pesar de que haya una diferencia de acumulado de petróleo entre este y el escenario 200-1100-1500 de 0,00378 millones de barriles, el escenario seleccionado como el mejor requiere 400 psi menos de presión, lo cual es un beneficio económico y de seguridad.

Para la selección de los 3 mejores escenarios de todos los casos para el patrón de inyección de 9 puntos invertidos se tuvo en cuenta la presión requerida de operación, finalmente para la selección del mejor escenario se tiene en cuenta el que provee mayor petróleo acumulado, lo cual indica que el mejor escenario es **100-800-1500** con un acumulado de petróleo de 2.66939 millones de barriles mientras que el escenario 200-800-1500 tiene un acumulado de petróleo de 2.65305 millones de barriles y el escenario 300-800-1500 tiene un acumulado de petróleo de 2.64434 millones de barriles, a pesar de que se requiera 1500 barriles de agua diarios para su desarrollo, la presión de producción es tan solo de 100 psi lo cual no pone en riesgo la cara de los pozos productores y un daño en formación, por otra parte la presión de inyección es de 800 psi lo cual también es un beneficio económico ya que se requieren bombas de menor potencia y también hay un mejor riesgo de accidentes por presiones altas.

Grafica 27 Acumulado de petróleo de los patrones de inyección evaluados



Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, se grafica el acumulado de petróleo del escenario más óptimo para cada patrón de inyección evaluado, el patrón de 5 puntos tiene un acumulado de petróleo de 2.83023 millones de barriles, el patrón de 7 puntos tiene un acumulado de petróleo de 2.65148 millones de barriles, y el patrón de 9 puntos tiene un acumulado de petróleo de 2.66939 millones de barriles. Se evidencia en la gráfica 26 que el patrón que ofrece una mayor producción de petróleo durante los 10 años evaluados, es el escenario **100-800-1500 con patrón** de 5 puntos invertido el mejor escenario inyección-producción para el yacimiento.

3.3 RESULTADOS MODELOS ANALÍTICOS.

El yacimiento evaluado es estratificado y existe una variación de permeabilidad entre cada capa estratigráfica del mismo, lo que permite seleccionar a los modelos analíticos de **Dykstra y Parsons y Stiles** por ser métodos concernientes a la heterogeneidad del yacimiento.

Habiendo programado las ecuaciones que propone cada modelo analítico seleccionado previamente, usando como base de información los resultados del mejor patrón y escenario de inyección de agua de la simulación numérica en CMG, se obtuvieron resultados que se evalúan y analizan en la presente sección.

3.3.1 Análisis de los resultados del modelo de Dykstra y Parsons. El modelo de Dykstra y Parsons representa las condiciones del yacimiento al evaluar la estratificación del mismo y la variación de la permeabilidad del mismo. La tasa de inyección de agua utilizada para la evaluación fue de 1500 bbls/día ya que representa el mejor escenario en la simulación numérica, y se obtienen los resultados presentados en la Tabla 14.

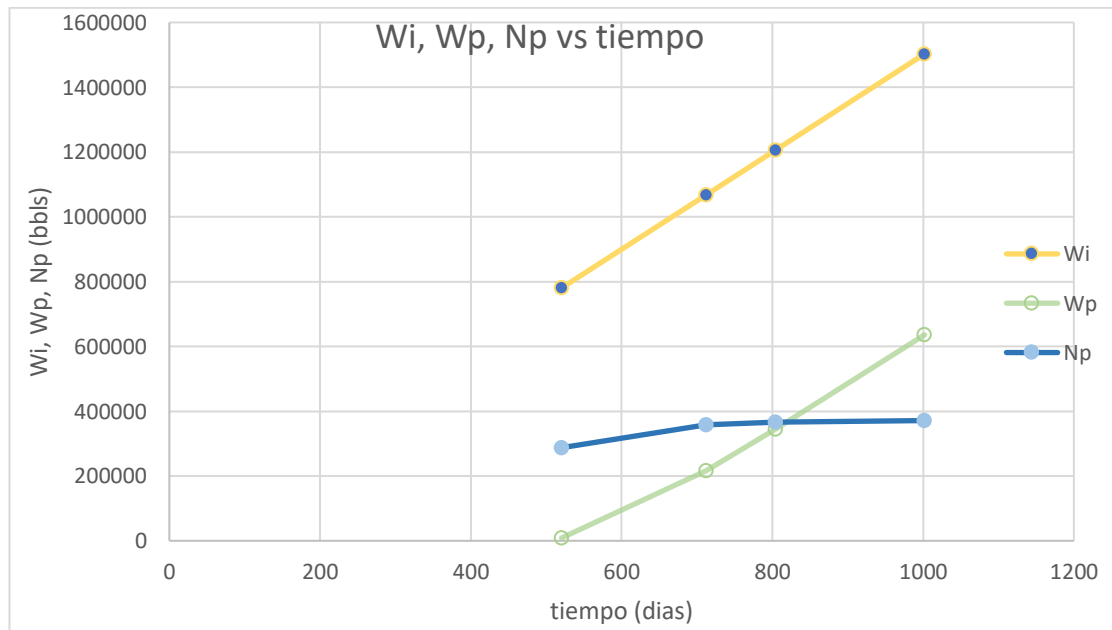
Tabla 14 Resultados modelo de Dykstra y Parsons

RAP	C	Ea	Np*C	Wf	Wo	Wp	Wp*Bw	Wi	qo	qw	t
1	0.734	0.985	287347.788	445115	326714.435	8673.894	8673.894	780503.329	701.918577	701.918577	520.335553
5	0.9142	0.985	357892.8444	445115	406924.164	215972.116	215972.116	1068011.28	244.419097	1222.09549	712.00752
25	0.9361	0.985	366466.3002	445115	416672.183	344573.953	344573.953	1206361.14	57.389907	1434.74768	804.240758
100	0.948	0.985	371124.936	445115	421969.052	635738.691	635738.691	1502822.74	14.8313674	1483.13674	1001.88183

Fuente: elaboración propia

En la tabla 14, se organiza los resultados obtenidos para cada RAP, y se evidencia la relación de los datos en cuanto a la producción de los fluidos y la inyección de agua en el tiempo, donde se observan cuatro puntos de resultados que tiene en cuenta la eficiencia áreal y el coeficiente de intrusión fraccional y a partir de ello analiza la producción de aceite y agua, para tener más claridad de las tendencias se grafica las variables que representen el comportamiento.

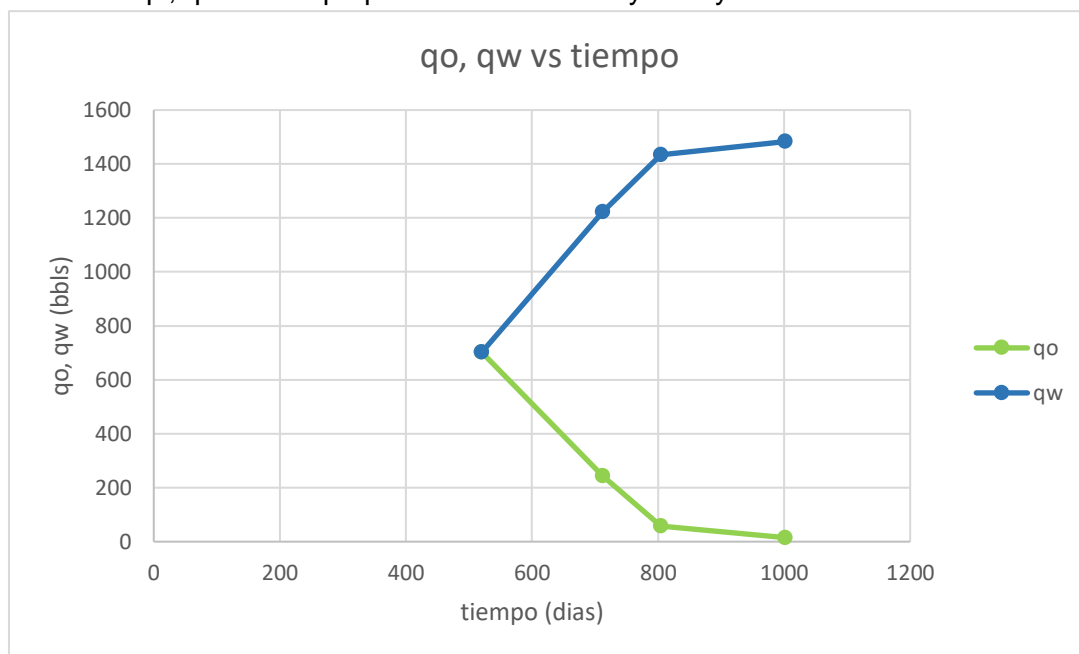
Grafica 28 Wi, Wp, Np vs tiempo para el modelo de Dykstra y Parsons



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 28, se evidencia que el transcurso del tiempo(días) la inyección de agua aumenta de manera lineal debido a tener una tasa constante de inyección diaria, por otra parte, podemos ver que el agua de inyección llega a la cara del pozo a partir de los 520 días de implementación, también la producción de agua pretende una tendencia lineal en el tiempo y después de los 800 días de producción se observa que alcanza a la producción de aceite acumulado y a partir de este punto la producción crece en agua y se mantiene constante en aceite, probablemente no haya rentabilidad económica después de este punto ya que la producción de agua sigue aumentando diariamente hasta alcanzar el 100% de la relación agua-petróleo a los 1001 días.

Gráfica 29 q_o , q_w vs tiempo para el modelo de Dykstra y Parsons



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 29 se analiza la tasa de producción de agua y la tasa de producción de petróleo, donde se obtiene una tendencia típica para estas curvas, donde el q_w es ascendente en el tiempo de manera lineal y después de los 800 días pretende una tendencia constante donde alcanza los 1500 bbls/ día e indica que la producción está siendo únicamente representada por el agua de inyección mientras que el q_o

en consecuencia decrece de manera lineal y a partir de los 800 la producción pretende alcanzar los 0 bbls/ día, lo que confirma que antes de 1001 días el proyecto deja de ser económicamente viable debido a que no va haber producción de aceite en este punto y también que el agua de inyección llega muy tempranamente a la cara del pozo y el petróleo no es barrido completamente y quedan bancos de aceite sin desplazarse.

3.3.2 Análisis de los resultados del modelo de Stiles. El modelo de Stiles representa las condiciones del yacimiento al evaluar la estratificación del mismo y la variación de la permeabilidad del mismo. La tasa de inyección de agua utilizada para la evaluación fue de 1500 bbls/día ya que representa el mejor escenario en la simulación numérica, y se obtienen los resultados presentados en la Tabla 15.

Tabla 15 Resultados modelo de Stiles

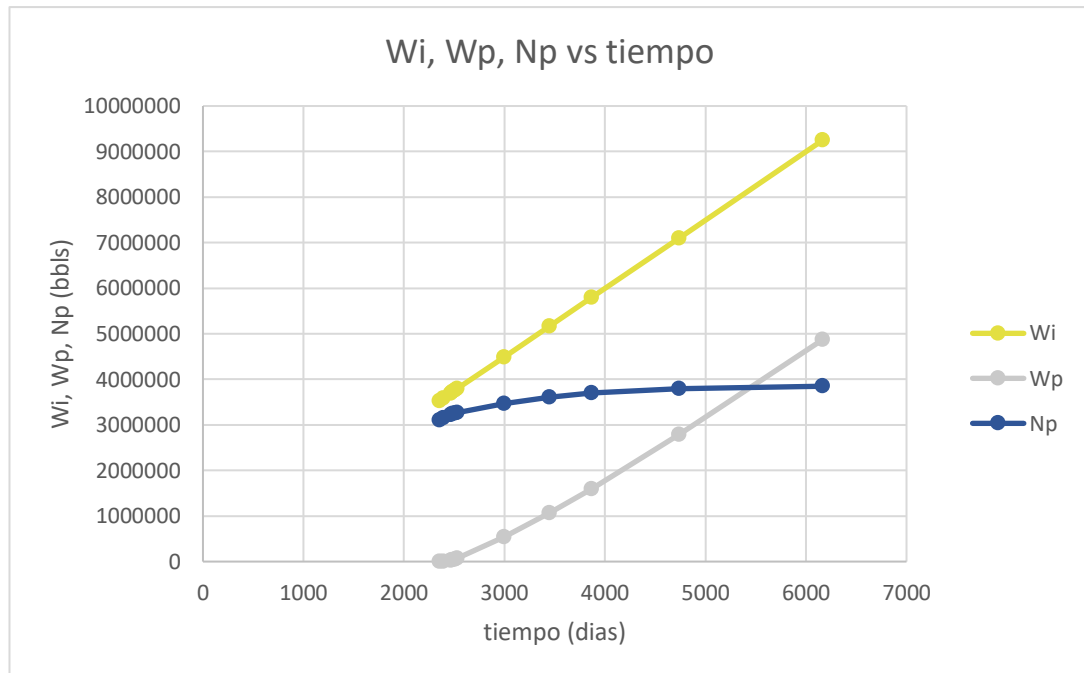
h'	Ca'	k'	Ev	Np	Fw	RAP	qo	qw	qw corregido	Qo prom.	delta t	t	Wi	Wo	Wp
0	0	1.24	0.81	3,104,297	0.0000	0.0000	1319.26	0.00	180.7	1319.26	2353.0573	2353.0573	3529585.93	3529585.932	0
0.1	0.123	1.22	0.82	3,152,032	0.1433	0.1902	1130.16	215.00	369.8	1224.71	38.98	2,392.03	3,588,050.60	3,583,860.55	4,190.06
0.2	0.238	1.194	0.84	3,226,472	0.2715	0.4237	961.13	407.20	538.9	1045.65	71.19	2,463.22	3,694,836.60	3,668,499.08	26,337.52
0.3	0.357	1.185	0.84	3,243,506	0.3984	0.7531	793.60	597.67	706.4	877.37	19.41	2,482.64	3,723,958.26	3,687,866.27	36,092.00
0.4	0.474	1.176	0.85	3,261,455	0.5181	1.2223	635.77	777.13	864.2	714.69	25.11	2,507.75	3,761,629.87	3,708,274.22	53,355.65
0.5	0.5913	1.1675	0.85	3,272,177	0.6332	1.9625	483.95	949.75	1016.0	559.86	19.15	2,526.90	3,790,355.67	3,720,464.73	69,890.94
0.6	0.686	1.041	0.90	3,470,682	0.7227	2.9634	365.81	1084.07	1134.2	424.88	467.20	2,994.10	4,491,153.98	3,946,165.23	544,988.75
0.7	0.778	0.933	0.94	3,610,447	0.8070	4.7537	254.64	1210.47	1245.4	310.23	450.53	3,444.63	5,166,942.45	4,105,078.68	1,061,863.77
0.8	0.862	0.861	0.96	3,696,428	0.8817	8.4728	156.09	1322.53	1343.9	205.37	418.67	3,863.30	5,794,952.57	4,202,839.08	1,592,113.49
0.9	0.934	0.765	0.99	3,796,495	0.9441	19.1957	73.77	1416.12	1426.2	114.93	870.66	4,733.96	7,100,943.47	4,316,614.39	2,784,329.09
1	1	0.6575	1.00	3,849,329	1	-	0.00	1500.00	1500.0	36.89	1432.3414	6,166.30	9,249,455.52	4,376,686.56	4,872,768.97

Fuente: elaboración propia

En la tabla 15, se organizan los resultados obtenidos de acuerdo al intervalo de espesor adimensional, donde se obtienen 10 puntos de resultados para la evaluación de producción de los fluidos con el proceso de inyección de agua a partir de la capacidad acumulada adimensional, la permeabilidad adimensional y la

eficiencia vertical y áreal. Para mayor claridad en los resultados se grafica las tasas de producción e inyección de agua en el tiempo.

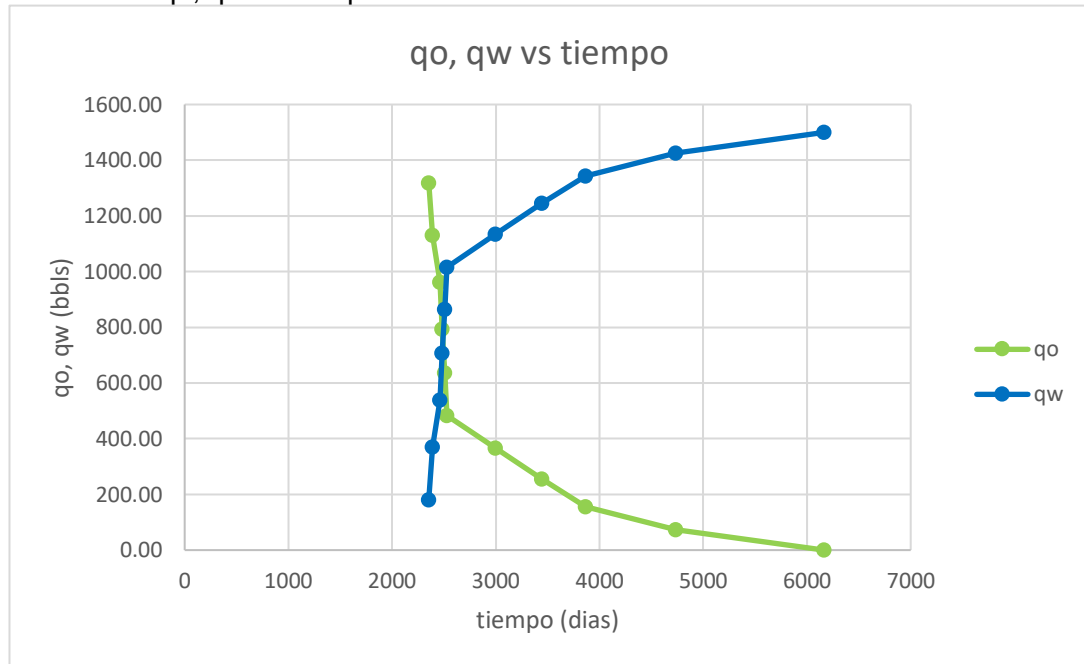
Grafica 30 W_i , W_p , N_p vs tiempo



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 30, se evidencia que el transcurso del tiempo(días) la inyección de agua aumenta de manera lineal debido a tener una tasa constante de inyección diaria, por otra parte podemos ver que el agua de inyección llega a la cara del pozo a partir de los 2353 días de implementación, también la producción de agua pretende una tendencia lineal en el tiempo y después de los 5400 días de producción se observa que alcanza a la producción de aceite acumulado y a partir de este punto la producción crece en agua y se mantiene constante en aceite, para analizar la viabilidad técnica del proyecto después de los 5400 días es necesario graficar la tasa de producción de aceite y la tasa de producción de agua.

Grafica 31 qo, qw vs tiempo



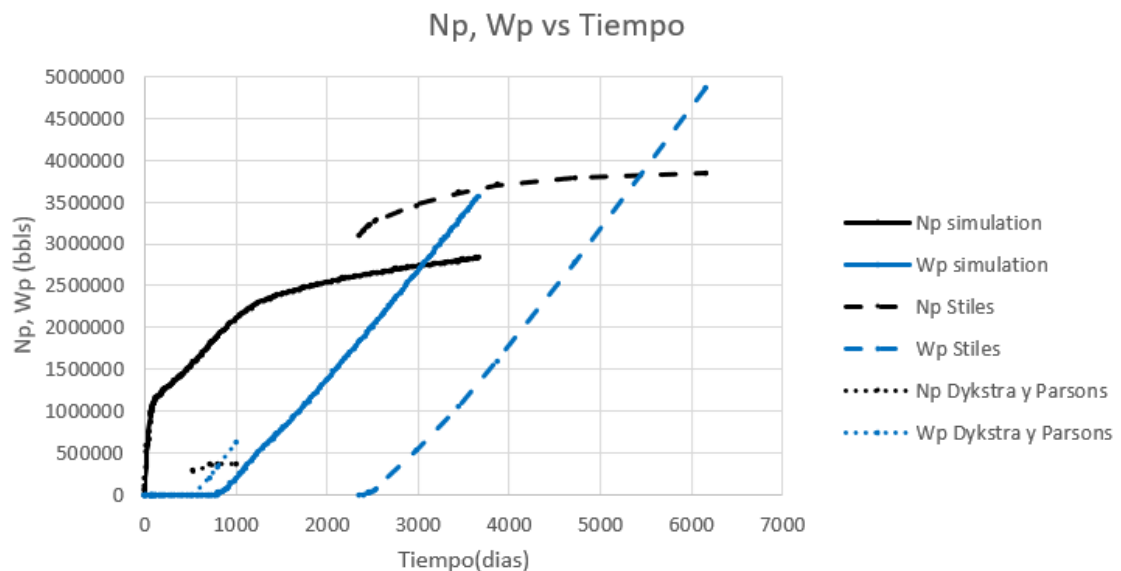
Fuente: elaboración propia

En la gráfica 31 se analiza la tasa de producción de agua y la tasa de producción de aceite, donde se obtiene una tendencia típica para estas curvas, donde el qw es ascendente en el tiempo de manera lineal y después de los 4733 días pretende una tendencia constante donde alcanza los 1500 bbls/ día e indica que la producción está siendo únicamente representada por el agua de inyección mientras que el qo en consecuencia decrece de manera lineal y a partir de los 4733 días la producción pretende alcanzar los 0 bbls/ día, lo que confirma que antes de 6166 días que evalúa el proyecto, deja de ser económicamente viable debido a que no va haber producción de aceite en este punto y a pesar de ello presenta resultados muy optimistas ya que la evaluación es rentable durante varios años.

3.4. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.

En esta sección se realiza una comparación de los resultados de la simulación numérica respecto a los resultados de los modelos analíticos poder seleccionar los escenarios prospectivos para la evaluación económica.

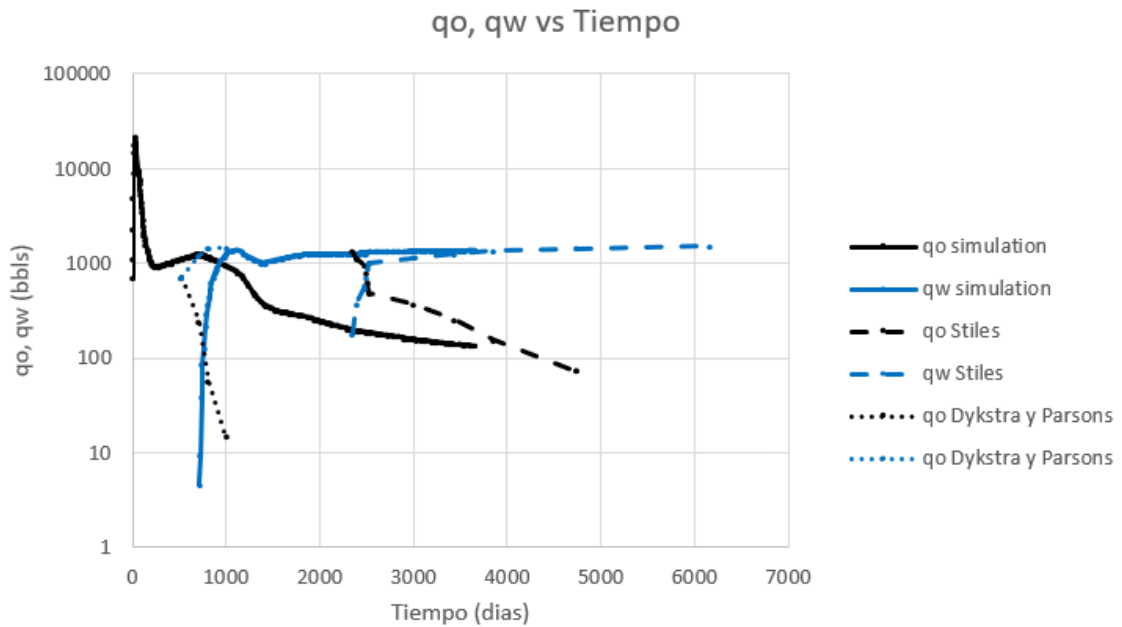
Grafica 32 Np, Wp vs tiempo para todos los modelos de simulación



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 32 se observa la relación aceite acumulado producido y la producción de agua para los 3 escenarios evaluados, donde evidentemente el modelo de Dykstra y Parsons presenta resultados muy pesimistas que no permiten llegar a hacer una comparación con los resultados de la simulación ya que la evaluación de inyección de agua solo alcanza un periodo de 481 días y no permite hacer una comparación de resultados con la simulación numérica. Por otra parte, el modelo de Stiles presenta resultados más alentadores y optimistas sobrepasando los resultados de simulación numérica, pero hay un periodo de tiempo de evaluación más representativo y claro para el análisis financiero.

Grafica 33 qo, qw vs tiempo



Fuente: elaboración propia

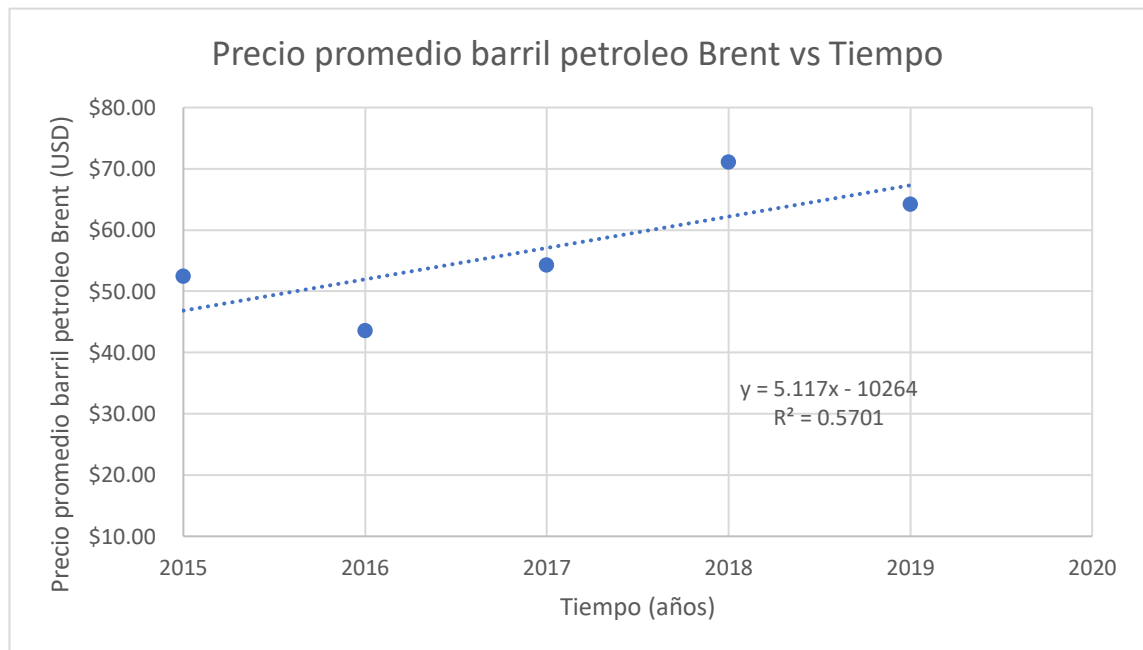
En la gráfica 33 se comparan los resultados de la tasa de producción de agua y la tasa de producción de aceite para la simulación numérica, el modelo de Dykstra y Parsons y el modelo de Stiles, donde se evidencia que la simulación numérica presenta un escenario próximo a la realidad donde las curvas presentan fluctuaciones en su transcurso mientras que el modelo de Dykstra y Parsons tiene una tendencia acelerada de la inyección donde evidentemente se canaliza el agua rápidamente, por otra parte el escenario del modelo de Stiles presenta resultados muy comprometedores donde la tasa de producción de agua crece de forma lenta, lo que permite que exista un mejor barrido y la tasa de producción de aceite decrece lentamente. De esta manera el **modelo de Stiles** es el que representa las condiciones del yacimiento y permite un mejor análisis y evaluación del proceso de inyección de agua implementado en el yacimiento.

3.5 RESULTADOS EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica se realizó para los resultados del caso base de producción para un patrón de inyección de cinco puntos, el mejor patrón de inyección seleccionado en la simulación numérica y el modelo de Stiles, con lo cual se pretende comparar el VPN y TIR, para evaluar la eficiencia de la inyección de agua.

3.5.1 Regresión lineal precio del barril de petróleo. Para calcular el precio del crudo se realizó una regresión lineal y se proyectó el precio diez años más, en la gráfica 34 y en la tabla 16 se presentan los resultados de la regresión y de la proyección del precio del barril.

Grafica 34 Precio promedio y proyección anual del barril de petróleo Brent.



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica 34 se presenta la ecuación de la recta producto de la regresión y se presenta el precio del barril de petróleo de los últimos 5 años.

Tabla 16 Precio promedio y proyección anual del barril de petróleo Brent.

Año	Precio Promedio del barril de petróleo Brent (USD)	
2020	\$	72.34
2021	\$	77.46
2022	\$	82.57
2023	\$	87.69
2024	\$	92.81
2025	\$	97.92
2026	\$	103.04
2027	\$	108.16
2028	\$	113.28
2029	\$	118.39

Fuente: elaboración propia.

3.5.2 Inversión. La inversión se determinó con los costos de perforación y completamiento de los diferentes pozos del arreglo, los costos de los pozos inyectoros fueron diferentes a los costos de los pozos productores. En la Tabla 17 se presentan los costos de los diferentes pozos y el costo de la inversión total del proyecto fue de \$48.000.000 USD para el caso base y de \$60.500.000 USD.

Tabla 17 Costos de completamiento y perforación

	Costo de perforación (USD)	Costo de completamiento (USD)	Costo del pozo (USD)
Pozo Productor 1	\$ 11,000,000	\$ 1,000,000	\$ 12,000,000
Pozo Productor 2	\$ 11,000,000	\$ 1,000,000	\$ 12,000,000
Pozo Productor 3	\$ 11,000,000	\$ 1,000,000	\$ 12,000,000
Pozo Productor 4	\$ 11,000,000	\$ 1,000,000	\$ 12,000,000
Pozo Inyector	\$ 11,000,000	\$ 1,500,000	\$ 12,500,000

Fuente: elaboración propia.

3.5.3 Caso base. Para el caso base se calcularon los flujos de caja de la duración técnica del proyecto, los cuales se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18 Flujos de caja caso base

Año	Np Acumulado (bbl)	Np de ese año (bbl)	Precio del Barril (USD)	Ingresos (USD)	Costos asociados al manejo del petróleo (USD)	Costos asociados al mantenimiento de pozos (USD)	Utilidad Neta
Año 1	1236988.1	1236988	\$ 72.34	\$ 89,483,721	\$ 15,214,954	\$ 204,000	\$ 74,064,767
Año 2	1251644.3	14656.13	\$ 77.46	\$ 1,135,219	\$ 187,598	\$ 216,000	\$ 731,621
Año 3	1255111.4	3467.125	\$ 82.57	\$ 286,294	\$ 46,113	\$ 228,000	\$ 12,182

Fuente: elaboración propia.

Con los flujos de caja de los diferentes años se calcularon los indicadores financieros TIR y VPN mediante el uso de Microsoft Excel. Para este escenario la TIR y el VPN fueron los siguientes:

- TIR= 55%
- VPN= \$14,235,758.92 USD

El caso base tiene una viabilidad técnica de 3 años, y su rentabilidad es buena, genera un rendimiento favorable para el inversionista, ya que la TIR supera el 20% y la VPN presenta un valor positivo y significativo con respecto al valor de la inversión del proyecto.

3.5.4 Modelo analítico. Para el caso base se calcularon los flujos de caja del proyecto a una duración de 10 años, en la Tabla 19 se presentan estos datos.

Tabla 19 Flujos de caja modelo analítico

Año	Np Acumulado (bbl)	Np de ese año (bbl)	Wp Acumulado (bbl)	Wp de ese año (bbl)	Precio del Barril (USD)	Ingresos (USD)	Costos asociados al manejo del petróleo (USD)	Costos asociados al manejo del agua (USD)	Costos asociados al mantenimiento de pozos (USD)	Utilidad Neta
Año 1	3529585.932	3529585.932	0	0	\$72.34	\$255,330,246	\$43,413,907	\$-	\$795,000	\$211,121,339
Año 2	3583860.55	54274.618	4,190.06	4190.06	\$77.46	\$4,203,949	\$694,715	\$18,855	\$810,000	\$2,680,379
Año 3	3668499.08	84638.53	26,337.52	26337.52	\$82.57	\$6,988,942	\$1,125,692	\$131,688	\$825,000	\$4,906,562
Año 4	3687866.27	19367.19	36,092.00	9754.48	\$87.69	\$1,698,328	\$267,267	\$53,650	\$840,000	\$537,411
Año 5	3708274.22	20407.95	53,355.65	17263.65	\$92.81	\$1,894,021	\$291,834	\$103,582	\$855,000	\$643,605
Año 6	3720464.73	12190.51	69,890.94	16535.29	\$97.92	\$1,193,756	\$180,420	\$107,479	\$870,000	\$35,857
Año 7	3946165.23	225700.5	544,988.75	475097.81	\$103.04	\$23,256,631	\$3,453,218	\$3,325,685	\$885,000	\$15,592,729
Año 8	4105078.68	158913.45	1,061,863.77	516875.02	\$108.16	\$17,187,920	\$2,510,833	\$3,876,563	\$900,000	\$9,900,525
Año 9	4202839.08	97760.4	1,592,113.49	530249.72	\$113.28	\$11,073,907	\$1,593,495	\$4,241,998	\$915,000	\$4,323,415
Año 10	4316614.39	113775.31	2,784,329.09	1192215.6	\$118.39	\$13,470,200	\$1,911,425	\$10,133,833	\$930,000	\$494,942

Fuente: elaboración propia.

Para el modelo analítico los valores de TIR y VPN fueron los siguientes:

- TIR= 257%
- VPN= \$ 128,237,129.10 USD

Bajo este escenario el proyecto presenta resultados muy prometedores, el escenario es muy optimista y los indicadores financieros presentan valores muy buenos, tanto la TIR como la VPN.

3.5.5 Modelo de simulación de yacimientos. Para el caso base se calcularon los flujos de caja del proyecto a una duración de 10 años, en la Tabla 20 se presentan estos datos.

Tabla 20 Flujos de caja modelo de simulación numérica

Año	Np Acumulado (bbl)	Np de ese año (bbl)	Wp Acumulado (bbl)	Wp de ese año (bbl)	Precio del Barril (USD)	Ingresos (USD)	Costos asociados al manejo del petróleo (USD)	Costos asociados al manejo del agua (USD)	Costos asociados al mantenimiento de pozos (USD)	Utilidad Neta
Año 1	1390796.625	1390796.625	0	0	\$72.34	\$100,610,228	\$17,106,798	\$0	\$795,000	\$82,708,429
Año 2	1802591.75	411795.125	0	0	\$77.46	\$31,896,415	\$5,270,978	\$-0	\$810,000	\$25,815,437
Año 3	2169979.25	367387.5	284570.75	284570.75	\$82.57	\$30,336,655	\$4,886,254	\$1,422,854	\$825,000	\$23,202,548
Año 4	2377478	207498.75	712438.9375	427868.1875	\$87.69	\$18,195,773	\$2,863,483	\$2,353,275	\$840,000	\$12,139,015
Año 5	2490119.25	112641.25	1128470.5	416031.5625	\$92.81	\$10,454,009	\$1,610,770	\$2,496,189	\$855,000	\$5,492,050
Año 6	2581260.25	91141	1591254.625	462784.125	\$97.92	\$8,924,982	\$1,348,887	\$3,008,097	\$870,000	\$3,697,999
Año 7	2654475.75	73215.5	2059295.625	468041	\$103.04	\$7,544,272	\$1,120,197	\$3,276,287	\$885,000	\$2,262,787
Año 8	2718077.75	63602	2540937.5	481641.875	\$108.16	\$6,879,129	\$1,004,912	\$3,612,314	\$900,000	\$1,361,903
Año 9	2774818.75	56741	3031736	490798.5	\$113.28	\$6,427,394	\$924,878	\$3,926,388	\$915,000	\$661,127
Año 10	2830233.5	55414.75	3567569.25	535833.25	\$118.39	\$6,560,718	\$930,968	\$4,554,583	\$930,000	\$145,168

Fuente: elaboración propia.

Para el modelo de simulación los valores de TIR y VPN fueron los siguientes:

- TIR= 78%
- VPN= \$ 50,177,954.03 USD

Este escenario presenta resultados mucho más razonables que el escenario analítico, la TIR y la VPN son mucho mejores que las del escenario del caso base y son más próximas a un escenario real que el caso analítico.

4. CONCLUSIONES

- La inyección de agua evaluada mediante el modelo de simulación numérica presenta importantes ventajas ya que genera 1,58 millones de barriles de producción de petróleo acumulado de más con respecto al caso base de producción.
- Las diferentes sensibilidades evaluadas para determinar el mejor escenario de inyección mediante el modelo de simulación numérica demostraron que hay una mayor producción de aceite acumulado, y un corte de agua prolongado en el tiempo a 100 psi de presión de producción, 800 psi de presión de inyección y con una tasa de inyección de agua de 1500 barriles por día.
- El patrón del modelo de simulación numérica con mejores resultados para la implementación del proceso de inyección de agua, por producir más de 2.83 millones de barriles de petróleo acumulado y debido su inversión de 60,500,000 USD es el patrón de cinco pozos invertido el más rentable.
- La evaluación de los modelos analíticos indica dos escenarios extremos, donde se refleja un escenario muy pesimista con el modelo de Dykstra y Parsons donde la relación agua-petróleo llega al 100% tan solo a los 1,001 días de evaluación mientras que el escenario muy optimista de Stiles tiene una viabilidad económica por más de 6,000 días y con una TIR del 257%.
- El modelo analítico seleccionado como representativo para el yacimiento es el modelo de Stiles, ya que presenta resultados en mas 5,000 días con

respecto al modelo de Dykstra y Parsons y permite hacer un análisis económico prolongado.

- Los resultados obtenidos de los modelos analíticos no son compatibles con los resultados del modelo de simulación numérica, ya algunas consideraciones teóricas de los modelos analíticos no son acordes con la realidad.
- Los tres escenarios evaluados económicamente presentan rendimientos significativamente buenos para el proyecto, tanto la TIR como la VPN son mayores a los esperado para un proyecto, la TIR en todos los casos supera por más del 30% el valor de la TIO y la VPN es buena comparándola con la inversión.
- La inyección de agua aumenta de manera significativa la rentabilidad del proyecto, los indicadores financieros TIR y VPN mejoran en un 25 % al inyectar agua al yacimiento para mantener presión y generar un barrido del crudo.
- El caso financiero con mejores resultados y proximidad a la realidad es el del modelo de simulación numérica ya que supera la TIR del caso base de 55% a un 78% y el VPN crece en más de 35,942,000 USD.
- A partir de los resultados obtenidos de los escenarios propuestos en la simulación económica, se evidencia que a partir del año 2026 la tasa de producción de aceite tiende a estabilizarse por debajo de los 300 barriles por día, reduciendo en más del 75% la producción inicial lo que genera una reducción en la productividad económica en el campo.

- Los mejores 3 escenarios seleccionados en la simulación numérica alcanzan el pico máximo de producción de aceite entre 2021 y 2023, superando los 1300 barriles de aceite por día.
- Los escenarios evaluados en la simulación numérica presentan resultados similares para la tasa de producción de aceite y producción de petróleo acumulado si la tasa de inyección de agua es constante; 500, 800 y 1500 barriles de agua inyectados por día, es decir que la presión de inyección y la presión de producción no tiene incidencia significativa en los resultados.
- Para el escenario de producción base la utilidad neta disminuye del primer al segundo año 73,333,146 USD lo que representa una reducción de más del 90%, debido a que se reduce la producción de aceite en más de 1,222,332 barriles, siendo viable económicamente únicamente por tres años.
- La inyección de agua bajo el modelo analítico de Stiles presenta su más baja utilidad en el año 2026 con 35,857 USD, pero aumenta en los siguientes años debido al agua inyectada que barre el crudo remanente.
- El proyecto presenta una viabilidad económica favorable ya que en el primer año se recupera el costo de inversión de 60,500,000 USD y adicionalmente una ganancia neta mayor al 25% del costo de inversión.
- La utilidad neta para el modelo de simulación decrece anualmente más del 30% por año, mientras que el modelo analítico cae en el primer año en un 90% y para los próximos años fluctúa por debajo de los 15,000,000 USD.

5. RECOMENDACIONES

- Para obtener resultados más reales se aconseja realizar la simulación del proceso de inyección de agua con un modelo petrofísico complejo que permita realizar el ajuste histórico.
- Se recomienda agregar al modelo estático data de presión capilar y de geología estructural que brinde soporte a la evaluación del proceso de inyección de agua.
- Se sugiere realizar el análisis de inyección de agua por otros modelos analíticos que consideren las condiciones del yacimiento en estudio, con el objetivo de llegar al modelo más compatible con la simulación numérica.
- Evaluar la producción y corte de agua por cada pozo productor y con ello analizar que pozos aportan menor producción para convertirlos en inyectores.
- Se sugiere tener en cuenta los mecanismos de empuje con los cuales produce de forma natural el yacimiento para evaluar el comportamiento de la producción de los fluidos bajo la implementación de la inyección de agua.
- Considerar las variables que se puedan ver afectadas por la inyección de agua como presión de fractura, daño de formación, espesor de cañoneo y perfiles de pozos para una interpretación y resultados de simulación más reales en función de la heterogeneidad, propiedades litológicas y dinámica de los fluidos del yacimiento.

- Se recomienda realizar la evaluación teniendo en cuenta la caracterización de los fluidos, principalmente el de agua de formación para evaluar las condiciones del agua de inyección y los sobrecostos que implica.
- Se sugiere evaluar el yacimiento bajo diferentes escenarios de inyección de agua tales como interna, externa, cíclica y considerar la fuente de captación del agua para evaluar su uso, disposición y mantenimiento.
- Considerar modelos que representen la heterogeneidad del yacimiento y se representen en la simulación numérica para obtener resultados con mayor precisión y menos incertidumbre.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA, TITO, ET.AL. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). Acipet. 2017.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary basins: Nomenclature, Boundaries, and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. ISBN: 978-958-98237-0-5. [En línea]. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf> [Citado 6 de marzo de 2020]

AZIZ, KHALID. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD. London. ISBN 0-85334-7875. 1979.

BARRERO, DARÍO, ET AL. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá. ANH and B&M Exploration Ltda. 2007.

BEGGS, H. D.; ROBINSON, J. R. "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems" Free registration required. Journal of Petroleum Technology. 27(09) (SPE-5434-PA). 1975.

BELTRÁN, E; "Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del magdalena, Colombia", Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, 2012.

BUCKLEY, S.E y LEVERETT, M.C. Mechanisms of Fluid Displacement in Sand, Trans., AIME. 1942.

BUENAVENTURA ANGULO, Recuperación mejorada, ECOPETROL. 2015. [En línea]. Disponible en: <<https://www.slideplayer.es/slide/3147276/>> [Citado 3 de noviembre de 2019]

CARRILLO BARANDIARAN LUCIO. Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería. Perú Mar 03, 2009 [citado el 20 de agosto de 2020] Consultado en internet <http://oilproduction.net/reservorios/evaluaciondereservorios/item/1686-definicion-de-reservas-petroleras>

CORDOBA FABIO; ROLON LUISA F; BUCHELLI FERNANDO, SUAREZ MARIO, ECOPETROL S.A. Provincia petrolífera del valle medio del magdalena, Colombia.

2000. [En línea]. Disponible en:
<http://www.archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp7/tomo1/040.htm>
. [Citado 8 de febrero de 2020]

CRAIG F. GEFFEN T. MORSE R.A. Oil Recovery Performance of pattern gas or water injection operations from model tests. AIME. 1995.

CRAIG JR. FORREST F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. Nueva York. AIME. 1982.

DYKSTRA, H. PARSONS, R.L. The prediction of oil recovery by water flood. Secondary Recovery of Oil in the united states. 2nd Edition, API, Washington DC. 1950.

GARCÍA, MARIO, ET AL. Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander; 2009.

HALL, HOWARD. Compressibility of Reservoir Rocks. Estados Unidos, 1953.
LEE, A. B.; GONZALEZ, M. H.; EAKIN, B. E. The Viscosity of Natural Gases. Journal of Petroleum Technology (SPE-1340-PA). 1966.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

MANRIQUE, JESÚS ANTONIO Y KAIRUZ, EDGAR CHAJID. Principios de Interpretación de Registros de Pozo. Manizales: Universidad de Caldas. 1998.

MÁRQUEZ, LEONARDO, J. ELPHICK, J. J., PERALTA, J. D., AMAYA, M., & GUARNIZO, E. L. Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A Case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. Society of Petroleum Engineers. SPE 122874. 2009.

MAYA G. R. CASTRO, J. MANTILLA, V. DIAZ, R. AMAYA, A. LOBO, A. ORDOÑEZ, A. VILLAR, ECOPETROL S.A, Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Maracaibo, Venezuela. SPE 169459SP. 2014.

MOJICA, JAIRO. Open Round COLOMBIA 2010, Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH Información Geológica y Geofísica. 2009.

NNAMDI A. NWAKA AND SUNDAY O. ISEHUNWA. Mathematical Analysis of Oil Displacement by Water in Heterogeneous Reservoirs. University of Ibadan SPE-1891023MS. 2017.

PARIS DE FERRER MAGDALENA. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 1984.

PARIS DE FERRER MAGDALENA. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2ed. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A. 2001.

PUGA M. "VPN Y TIR". Universidad Arturo Prat del Estado de Chile. [En línea]. Disponible en: <http://www.accioneduca.org/admin/archivos/clases/material/valor-actual-neto-y-tasa-interna-de-retorno-van-y-tir_1563977885.pdf>. [Citado 5 de julio de 2020]

ROSSO C. Análisis de las operaciones que se ejecutan durante el proceso de estimulación química en los pozos de campo casabe. UIS-ECOPETROL. 2014.

SANABRIA U. JEISSON, P. POVEDA NIÑO, R. CASTRO, M. ARANGO. Grupo de investigación en simulación de yacimientos y recobro mejorado. Línea de investigación en recobro mejorado, Fundación Universidad América. ISSN 2011639X. 2012.

SANGO NARITA. Modelo Dinámico. Mayo 16, 2013. [citado el 20 de agosto de 2020] [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/141972848/MODELO-DINAMICO>

SCHLUMBERGER. Glosario. [En línea]. Disponible en: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/eor.aspx>> [citado 3 de noviembre del 2019]

SEVILLA B. Precio medio anual del crudo Brent de 1976 a 2019. 2019. [En línea]. Disponible en: <<https://es.statista.com/estadisticas/635116/precio-medio-anual-del-petroleo-crudo-brent/.com>>[Citado 6 de julio de 2020]

STANDING M.B. Volumetric and phase behavior of oil Hydrocarbon systems. Printing society of petroleum engineers of AIME. Dallas, Texas. 1981.

STILES, W. Use of permeability distribution in waterflood calculations, trans, AIME. 1949.

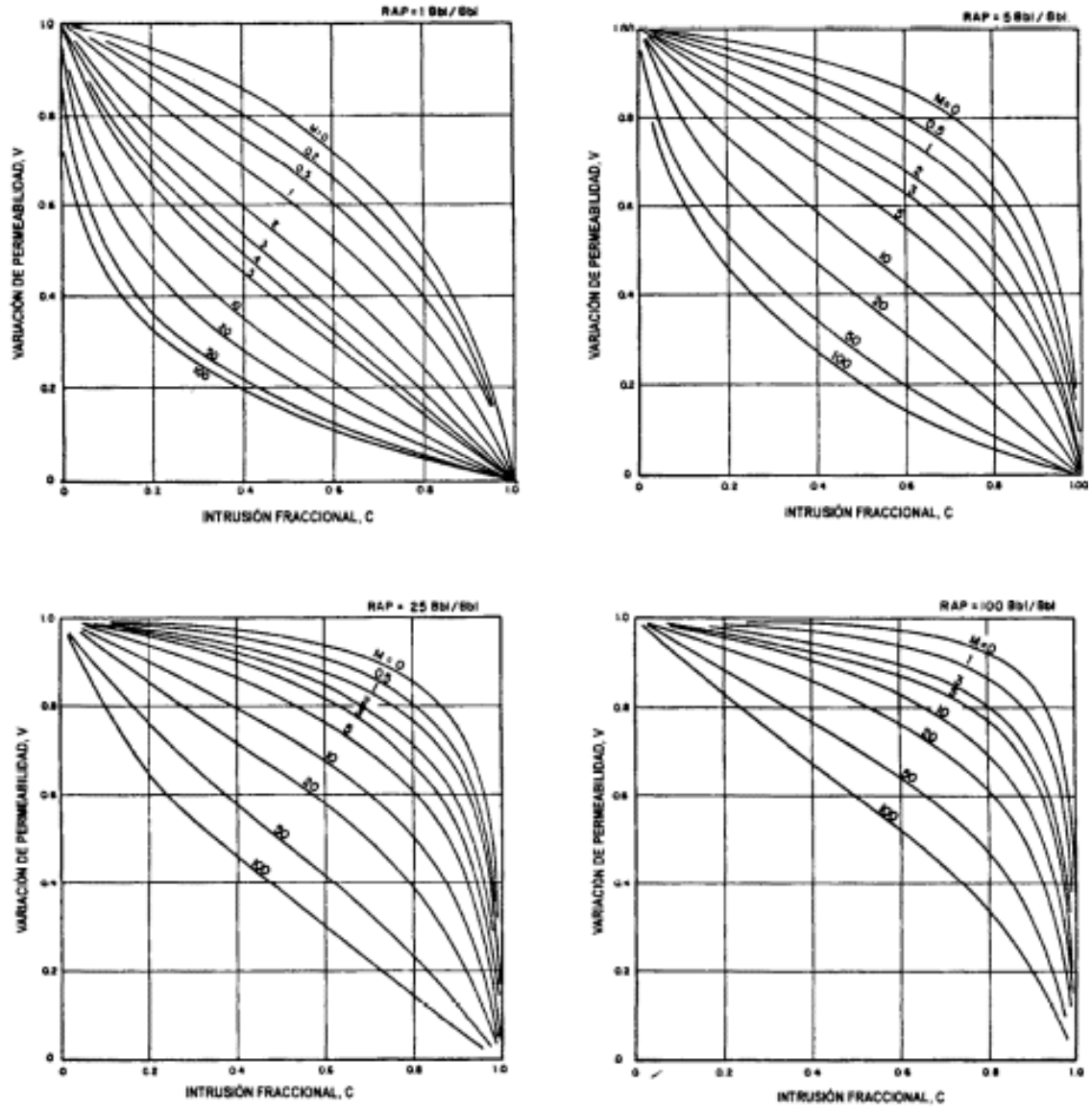
TIMUR, A. An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. 1968.

ANEXOS

ANEXO A

“GRAFICAS DE INTRUSION FRACCIONAL PARA EL MODELO DE DYKSTRA Y PARSONS”

Grafica 35 Graficas de intrusión fraccional para el modelo de Dykstra y Parsons

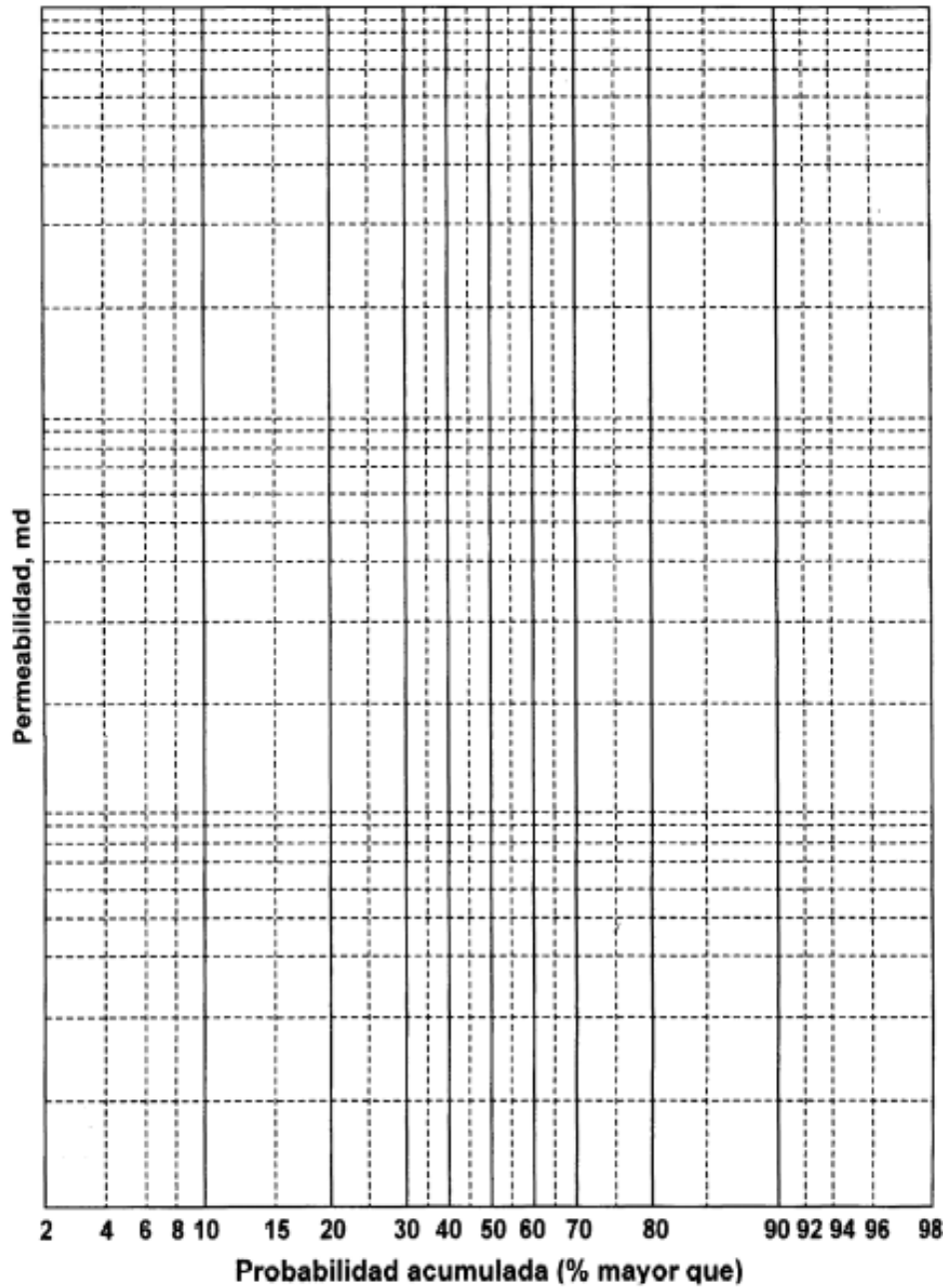


Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo. 2001, página 218

ANEXO B

“ GRAFICA DE PERMEABILIDAD VS PROBABILIDAD ACUMULADA PARA EL MODELO DE DYKSTRA Y PARSONS”

Grafica 36 Grafica de permeabilidad vs probabilidad acumulada para el modelo de Dykstra y Parsons

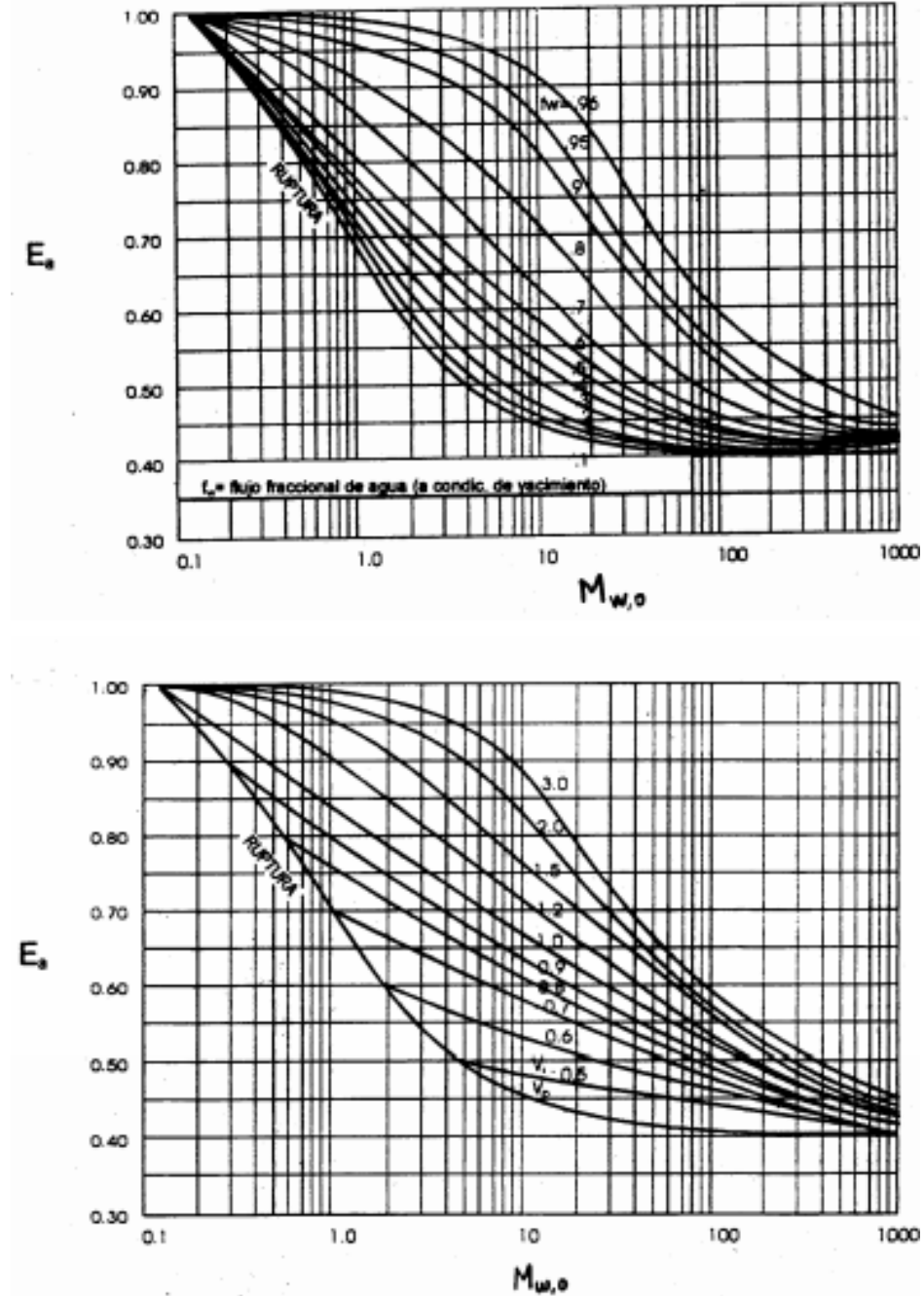


Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo. 2001, página 219

ANEXO C

“GRAFICAS PARA EFICIENCIA AREAL”

Grafica 37 Graficas para eficiencia áreal

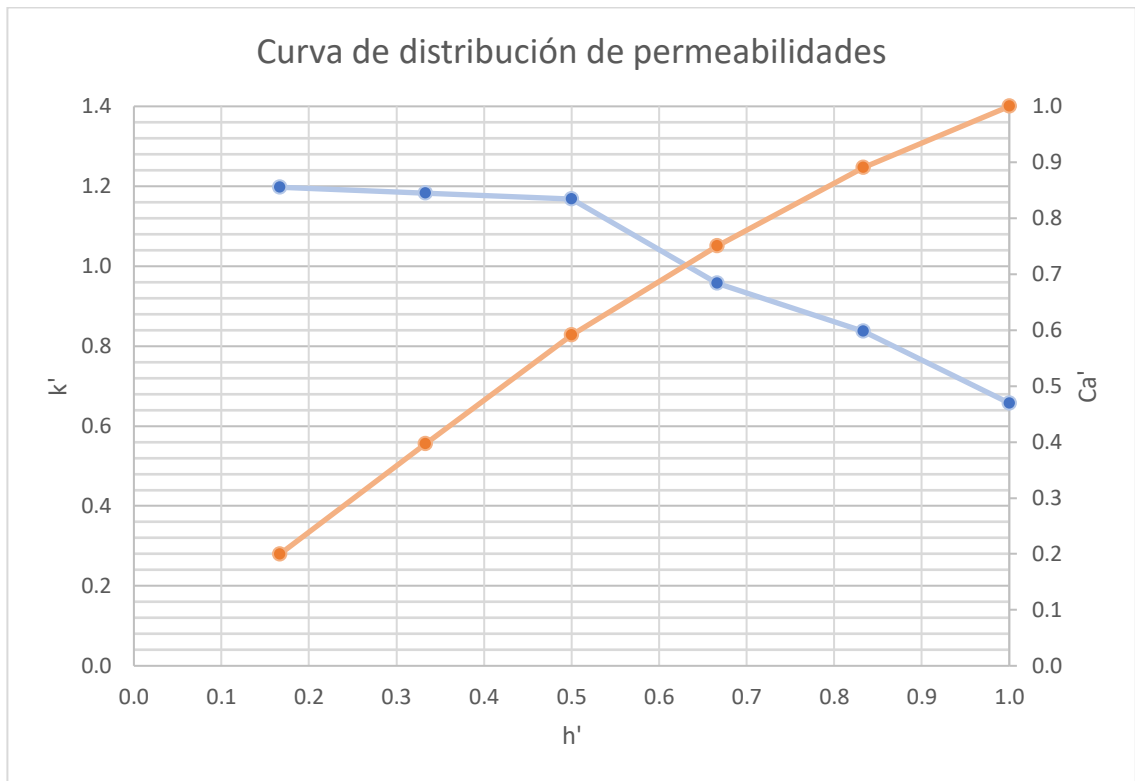


Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo. 2001, página 219

ANEXO D

“CURVAS DE DISTRIBUCION DE PERMEABILIDADES PARA EL MODELO DE STILES”

Grafica 38 Curvas de distribución de permeabilidades para el modelo de Stiles.

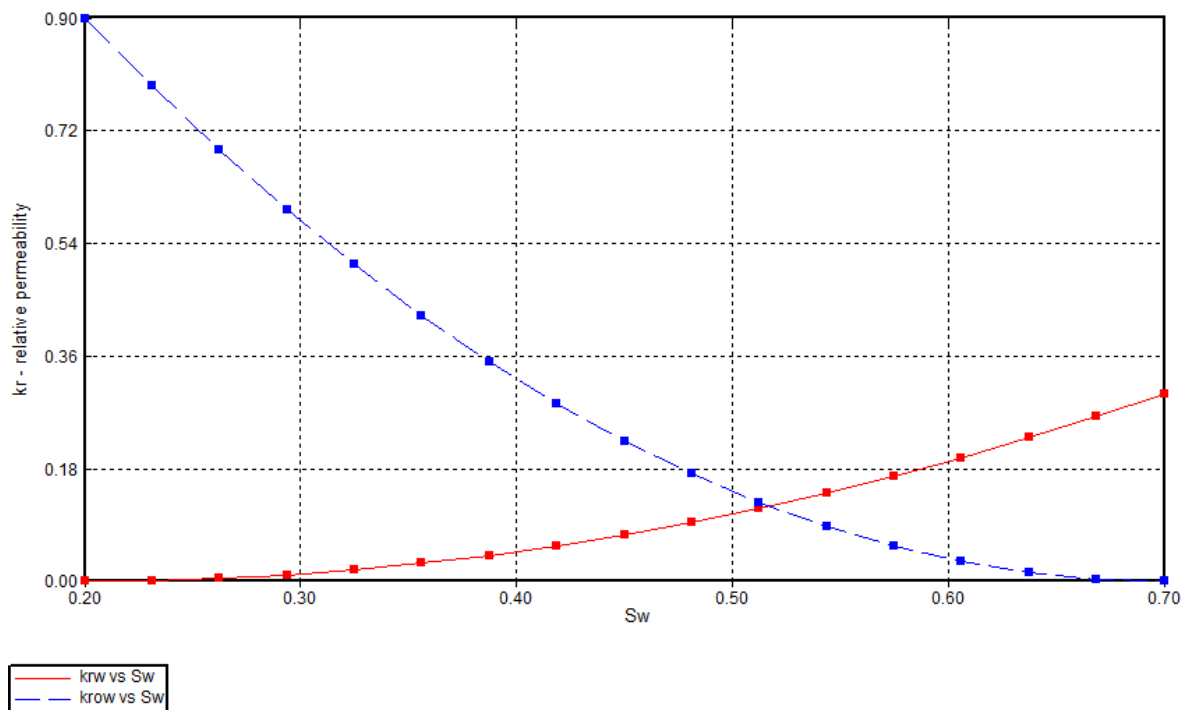


Fuente: elaboración propia

ANEXO E

“ CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS ”

Grafica 39 Curvas de permeabilidades relativas



Fuente: elaboración propia