

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE LA INYECCION DEL CO₂ ASOCIADO AL
CAMPO ORITO, PUTUMAYO PARA SU IMPLEMENTACIÓN COMO METODO
DE RECOBRO MEJORADO**

**JUAN FERNANDO COLLAZOS LOZANO
JORGE ALBERTO GUZMÁN GÓMEZ**

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

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE LA INYECCION DEL CO₂ ASOCIADO
AL CAMPO ORITO, PUTUMAYO PARA SU IMPLEMENTACIÓN COMO
METODO DE RECOBRO MEJORADO**

**JUAN FERNANDO COLLAZOS LOZANO
JORGE ALBERTO GUZMÁN GÓMEZ**

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

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

Jurado 1: Ing. Edinson Jiménez

Jurado 2: Ing. Adriangela Romero

Bogotá D.C, Agosto del 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Investigación

Dr. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director 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.

DEDICATORIA

Dedico esta tesis primero a Dios por darme la oportunidad de trabajar en este proyecto con fortaleza, disciplina y perseverancia para poder lograr los objetivos y las metas propuestas, siendo Él, el eje central en cada etapa de la carrera y estando en cada paso, ayudándome en los momentos más difíciles.

Agradezco infinitamente a mis padres Edwin Collazos y Nathalie Lozano, por su enseñanza, su crianza al inculcarme ética y valores desde pequeño para siempre luchar por los sueños hasta poder conseguirlos, por su paciencia, su esfuerzo y comprensión durante toda mi carrera porque no se rindieron nunca, por siempre creer en mí y en mis decisiones hasta llegar a la meta, ustedes son y siempre serán mi guía en esta tierra. A mis hermanos, por escucharme y brindarme sus consejos cuando los necesitaba, a mi hermana por hacer mis días más felices con su alegría, mi hermano Edwin siendo un ejemplo a seguir de quien aprendo siempre algo nuevo que me hace crecer ahora como profesional. A mi cuñada Leidy Moreno por siempre brindarme una mano, una palabra y ayudarme a replantear siempre las situaciones. A mis abuelos, tíos, primos y demás familiares por preocuparse siempre por mí durante mi etapa en mi carrera, los amo familia!

A mi amada Luisa Bedoya y a mi hijo Juan Francisco, ustedes son el motor, son el fuego que nunca se apaga y la energía que siempre me recargaba cuando el camino parecía ser imposible, son la razón de ser de mi esfuerzo y mi trabajo, por quienes lucho día a día sin cansancio, a ustedes les dedico esto de manera especial con todo mi corazón, por estar conmigo aun cuando las cosas no parecían tener solución, por ser mi refugio y mi techo y sacarme las sonrisas más grandes, Los amo mi hogar!! A mis suegros Irma Arévalo y Manuel Bedoya, que en su momento se levantaban conmigo temprano para hacerme la vida más sencilla, supieron aconsejarme convirtiéndose en unos segundos padres para mí, muchísimas gracias!

A mi compañero de tesis y amigo Jorge Guzmán, por ser siempre responsable, estar firme y pendiente del proyecto, no pude haber escogido a alguien mejor para trabajar en conjunto mano a mano en este gran desafío, solo nosotros sabemos lo grande que fue haber conseguido este logro con todas las dificultades que tuvimos, siempre le desearé los mejores éxitos en su vida, lo logramos Jorgito.

Finalmente y no menos importante a mis amigos, que se son como mi familia, me llevo los mejores recuerdos en esta etapa, con experiencias únicas, donde reímos y lloramos, a todos y cada uno los llevo en mi corazón y los recordare siempre.

Gracias a cada uno de ustedes que hacen parte de mi vida, todos tienen un papel importante en esta etapa que culmina, y hacen parte de mi historia, Dios los bendiga a todos.

GRACIAS TOTALES!!!

Juan Fernando Collazos Lozano

DEDICATORIA

Papá Dios te quiero dedicar profundamente este bonito título de mi vida. De corazón gracias por ser mi guía incondicional en los momentos de dificultad, de angustia, de tristeza, de zozobra. Sabes cuánto empeño y sacrificio le he entregado a mi sueño y a mi meta de ser Ingeniero como mi hermanito. Desde muy pequeño lo imaginé, y era consciente de lo difícil que sería, pero fuiste forjando mi camino, y finalmente se logró Dios mío.

Dios has llenado mi vida con una hermosa familia y a ellos les quiero dedicar este logro, siéntanlo como suyo, es nuestro título. A mi madre Luz Ángela y a mi padre Jorge Augusto, les agradezco con el alma su esfuerzo, dedicación y amor constante hacia mis hermanos y hacia mí, somos exitosos gracias a lo que ustedes padres míos nos han inculcado día a día. A mi hermanito Juan Carlos, quien llena mi vida de alegría, grandes consejos, y quien me ha dado un excelente ejemplo de hombría, gracias totales, te llevo en mi corazón y siempre estoy orgulloso de ti. A mi hermanita Ángela María, junto con mi mamita, sabes que son las mujeres que más amo en mi vida, por quienes lo doy todo, ten la seguridad que todas tus enseñanzas, todos los momentos de alegría, de tristeza, de rabia, pero todos llenos de amor profundo se quedaran grabados en mi memoria por siempre, sin la bendición de Dios de darnos esta familia tan bonita jamás lo hubiera podido lograr. A mí enamorada Lucia Muñoz, gracias por agarrar mi mano y seguir a mi lado amor mío. Nuestro amor es símbolo de fortaleza, de entrega, y muchos sacrificios, que a lo largo de mi carrera profesional me ha motivado a seguir adelante y hoy por hoy se recogen sus frutos, gracias mi Lucia, te amo mucho mi amor lindo. A mi cuñado Jaime, gracias por amar tanto a mi hermanita y brindarme la mano siempre, con mucho cariño, eres una gran bendición para mi vida. A mis sobrinitas Juanita, Paulina y Sofía, también les dedico este triunfo de corazón.

Agradezco a Dios porque mi amigo Juan Fernando se hubiese fijado en mi para ser su compañero de batalla en este duro proceso, sin pensarlo dos veces aceptamos hacer este proyecto juntos, hicimos un estupendo equipo, que a través de nuestras diferencias logro el éxito que deseábamos. Lo logramos Juanchito, lo logramos. Finalmente, y no menos importantes, a mis amigos, con quienes tengo una historia que contar. Seguiremos construyendo vida juntos.

Voy a seguir adelante, voy a seguir soñando, y seguiré haciendo de la ingeniería de petróleos un estilo de vida estupendo, cargado de lindos retos, solventando con mucha tenacidad cada circunstancia que mi Dios vaya colocando en mi camino.

Jorge Alberto Guzmán Gómez

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos profundamente a papá Dios por habernos puesto en el camino, hicimos un equipo estupendo, lleno de bendiciones por doquier, en donde supimos solventar cada uno de los obstáculos que día a día se nos fueron presentando durante este año y medio de trabajo fuerte, Sin duda alguna Dios fue pilar para que lográramos el éxito que alcanzamos finalmente. Agradecemos esas personas que papá Dios nos brindó en el camino, comenzando por las ingenieras Laura María Velásquez y Sailem Urbina quienes fueron nuestra luz iniciando el proyecto con la data que nos brindaron sin interés alguno, solo con el fin de ayudarnos, y de verdad que lo hicieron.

Igualmente, al ingeniero Duván Alejandro López quien nos brindó su tiempo durante varias sesiones de trabajo colaborándonos con su amplio conocimiento en lo que tiene que ver con simulación de yacimientos. También queremos agradecerle a la ingeniería Yessica Mateus, quien nos brindó con mucho cariño toda su sabiduría acerca de su profesión como ingeniera de simulación en CMG, de verdad ingeniera como siempre te lo expresamos mil gracias por haber sido tan dedicada con nosotros.

Un agradecimiento muy especial al ingeniero Jorge Luis Ramos, nuestro profesor de Simulación de Yacimientos, nuestro salvavidas, cuando el proyecto tenía su mayor dificultad, cuando no sabíamos qué hacer con nuestras vidas, mi Dios nos pone en el camino al profe, quien a pesar de no haber estado vinculado al proyecto en las primeras etapas, se interesó en nuestro bienestar profesional y nos dio un empujón enorme para sacarlo adelante con sus asesorías profesionales, en donde aprendimos a hacer las cosas bien, con el mayor porcentaje de éxito posible, a realizar un trabajo limpio, honesto, y que sea digno de nuestra profesión. Agradecemos a la ingeniera Yatnielah Pirela, quien estuvo pendiente de lo que nos iba haciendo falta y nos brindó su apoyo con el contacto del profesor Ramos.

Agradecemos a la geóloga Adriana Henao, quien hasta último momento estuvo pendiente de cada detalle del proyecto, se convirtió en nuestra amiga incondicional, nos guio, nos regañó, discutimos, reflexionamos y alguna que otra vez lloramos, pero lo logramos, este tramo final sin tu guía no hubiese sido un éxito.

Como lo pudimos observar, mi Dios jamás nos desamparó, a pesar de no contar con un director de proyecto que nos guiara, ni con una empresa vinculada directamente, Dios suplió esa necesidad y rodeó nuestro reto profesional con grandes seres humanos a quienes los llevamos en el corazón.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	23
INTRODUCCIÓN	25
SINOPSIS	26
1. MARCO TEÓRICO	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN Y COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE CAMPO ORITO	28
1.2.1 Geología Estructural	30
1.2.2 Geología del Petróleo	30
1.2.2.1 Roca Generadora	30
1.2.2.2 Migración	30
1.2.2.3 Roca Almacenadora	31
1.2.2.4 Roca Sello	31
1.2.2.5 Trampa	31
1.3 FASES DE PRODUCCIÓN	31
1.3.1 Mecanismos de producción primaria	32
1.3.1.1 Empuje por acuífero activo	32
1.3.1.2 Empuje por expansión de roca y fluido.	33
1.3.1.3 Empuje por gas en solución	33
1.3.1.4 Empuje por capa de gas	34
1.3.1.5 Drenaje por Gravedad	34
1.3.2 Mecanismos de producción secundaria	34
1.3.2.1 Inyección de gas	34
1.3.2.2 Inyección de gas interna	35
1.3.2.3 Inyección de CO ₂	35
1.4 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	36
1.4.1 Software Computer Modelling Group – CMG	36
1.4.1.1 Simulador IMEX	37
1.4.1.2 Herramienta BUILDER	37
2. METODOLOGÍA Y DATOS	38
2.1 CUANTIFICACIÓN DEL VOLUMEN DE CO ₂ ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO RESPECTO AL GAS DE PRODUCCIÓN	39
2.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DEL MODELO DINÁMICO	42
2.2.1 Descripción del modelo estático del Campo Orito	42
2.2.1.1 Descripción de las propiedades petrofísicas para el modelo estático	43
2.2.1.2 Distribución de la porosidad en la Unidad N	43
2.2.1.3 Distribución de la permeabilidad en la Unidad N	44
2.2.1.4 Distribución de la saturación de agua connata en la Unidad N	45
2.2.1.2 Descripción de las propiedades estáticas del modelo base de la Unidad N	45
2.2.1.3 Distribución del Net to Gross en la Unidad N	45

2.2.1.4 Distribución de la saturación de agua irreducible en la fractura	46
2.2.1.5 Distribución del espaciamento de la fractura en la Unidad N	47
2.2.2 Descripción del modelo dinámico	48
2.2.2.1 Secciones del simulador para el desarrollo del modelo dinámico	48
2.2.2.2 Sección de encabezado	48
2.2.2.3 Sección geometría del modelo y propiedades estáticas	48
2.2.2.4 Sección reservorio	50
2.2.2.5 Sección componentes	53
2.2.2.6 Sección roca – fluido	55
2.2.2.7 Sección condiciones iniciales	58
2.2.2.8 Sección de pozos y datos recurrentes	58
2.2.2.1 Método de producción	58
2.2.2.2 Tiempo de producción	59
2.2.2.3 Numero de pozos	59
2.2.2.4 Graficas de producciones acumuladas	61
2.2.2.5 Características del yacimiento	62
2.2.2.6 Descripción de eventos de pozo	63
2.2.2.7 Control numérico	70
2.3 PROCEDIMIENTO DE LA SIMULACION	71
2.3.1 Caso base sin pozos inyectoros	71
2.3.1.1 Cotejo histórico	72
2.3.2 Análisis de escenario de simulación de inyección de agua vs escenarios de dióxido de carbono	79
2.3.2.1 Presión de fractura	79
2.3.2.2 Configuraciones de inyección de agua	80
2.3.2.3 Configuraciones de inyección de CO ₂	82
2.3.2.4 Configuración 1, escenarios de inyección de CO ₂ escenario de inyección e agua	83
2.3.2.4 Configuración 2, escenarios de inyección de CO ₂ , arreglo de pozos modificado	85
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	88
3.1 CUANTIFICACIÓN VOLUMEN DE CO ₂ DISPONIBLE PARA SER INYECTADO	88
3.2 RESULTADO DE LOS ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA VS SIMULACIÓN DE INYECCIÓN DE CO ₂	90
3.3 RESULTADOS ANÁLISIS DE CONFIGURACIÓN DE SIMULACIÓN CONFIGURACIÓN 1, ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE CO ₂ VS CONFIGURACIÓN 2, ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE CO ₂ ARREGLO DE POZOS MODIFICADO	94
4. EVALUACIÓN FINANCIERA	100
4.1 ANALISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)	100
4.2 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	102

4.3 ANALISIS DE INGRESOS	104
4.3.1 Caso realista	106
4.3.2 Caso optimista	108
4.4 Procedimiento de la evaluación financiera	109
4.4.1 Valor presente neto (VPN)	109
4.4.2 Flujo de caja	109
4.4.2.1 Caso realista	110
4.4.2.2 Caso optimista	112
5. CONCLUSIONES	114
6. RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA	117
ANEXOS	120

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Ecuación de Tracy para la predicción de producción de gas actual	40
Ecuación 2. Ecuación del denominador de Tracy	40
Ecuación 3. Ecuación factor de presión del petróleo.	40
Ecuación 4. Ecuación factor de presión del gas.	41
Ecuación 5. Correlación de Hall para determinar la compresibilidad de la roca.	51
Ecuación 6. Ecuación Holbrook	80
Ecuación 7. Voidage replacement ratio, relación caudal de inyección/producción	81
Ecuación 8. Factor Volumétrico del Gas y conversión de Bbl a PCN	83
Ecuación 9. Volumen de CO ₂ neto	89
Ecuación 10. Valor presente neto.	109
Ecuación 11. Valor presente neto del escenario realista.	111
Ecuación 12. Valor presente neto del escenario optimista	113

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización de Campo Orito	28
Figura 2. Columna estratigrafica generalizada de la cuenta del Putumayo.	29
Figura 3. Diagrama de flujo de la metodología del proyecto	38
Figura 4. Grid 3D del Campo Orito Unidad N	43
Figura 5. Distribución de la porosidad Unidad N	44
Figura 6. Distribución de la permeabilidad Unidad N	44
Figura. 7. Distribución de la saturación de agua connata Unidad N	45
Figura 8. Distribución del Net to Gross.	46
Figura 9. Distribución de la saturación de agua irreducible en la fractura.	46
Figura 10. Distribución del espaciamiento en la fractura en la Unidad N	47
Figura. 11. Propiedades estáticas importadas al modelo.	49
Figura 12. Propiedades de la malla	50
Figura. 13. Valores ingresados para la compresibilidad de la matriz y la fractura de la roca.	52
Figura 14. Información general de las propiedades de los fluidos.	54
Figura. 15. Número de pozos en Campo Orito	60
Figura 16. Estado mecánico del pozo productor Orito - 05	64
Figura 17. Datos del completamiento Orito - 05	65
Figura 18. Estado mecánico del pozo productor Orito - 10	67
Figura 19. Datos del completamiento Orito - 10	68
Figura 20. Esquema caso base.	71
Figura 21. Configuración 1 arreglo de pozos base	81
Figura 22. Configuración 2 arreglo de pozo modificado	85
Figura 23. Efecto de la inyección de CO ₂ en la viscosidad del petróleo, 5 de mayo 2041	92
Figura 24. Efecto de la inyección de CO ₂ de la configuración 2 en la viscosidad del petróleo, 5 de mayo 2041	97

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1 Mecanismos de producción primaria	32
Gráfica 2. Producción fiscalizada de crudo y gas Campo Orito 2016 - 2018.	39
Gráfica 3. Permeabilidades relativas de la matriz	57
Gráfica 4. Permeabilidades relativas de la fractura	57
Gráfica 5. Producción acumulada de la formación Villeta.	62
Gráfica 6. Tasa de producción de petróleo por día en pozo Orito - 05	66
Gráfica. 7. Tasa de producción de petróleo por día en pozo Orito - 10	69
Gráfica 8. Producción de líquido verificada Pozo Orito-01.	72
Gráfica 9. Producción de líquido verificada Pozo Orito-02.	73
Gráfica 10. Producción de líquido verificada Pozo Orito-05.	73
Gráfica 11. Producción de líquido verificada Pozo Orito-10	74
Gráfica 12. Producción de líquido verificada Pozo Orito-22	74
Gráfica 13. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-01	75
Gráfica 14. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-02	75
Gráfica 15. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-05	76
Gráfica 16. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-10	76
Gráfica 17. Producción de petróleo sin ajustar Pozo Orito-22	77
Gráfica 18. Producción de agua sin ajustar Pozo Orito-22	78
Gráfica 19. Sensibilidades Krw end point modificado con respecto a la producción acumulada de petróleo pozo Orito-22	79
Gráfica 20. Producción fiscalizada de crudo y gas Campo Orito 2018-2020	88
Gráfica 21. Presión del Yacimiento para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua	90
Gráfica 22. Producción de Gas para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua en Modelo	91
Gráfica 23. Producción de Agua para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS escenario base de Inyección de Agua	91
Gráfica 24. Producción de Petróleo acumulada para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua	93
Gráfica 25. Factor de recobro de Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂) VS Inyección de Agua	94
Gráfica 26. Presión del Yacimiento para la configuración 1, inyección de CO ₂ VS configuración 2, inyección de CO ₂ arreglo de pozos modificado	95
Gráfica 27. Producción de gas acumulado para la configuración 1, inyección de CO ₂ VS configuración 2, inyección de CO ₂ arreglo de pozos modificado	95
Gráfica 28. Producción de agua acumulada para la configuración 1, inyección de CO ₂ VS configuración 2, inyección de CO ₂ arreglo de pozos modificado	96
Gráfica 29. Producción de petróleo acumulado para la configuración 1, inyección de CO ₂ VS configuración 2, inyección de CO ₂ arreglo de pozos modificado	98

Gráfica 30. Factor de recobro de petróleo para la configuración 1, inyección de CO ₂ VS configuración 2, inyección de CO ₂ arreglo de pozos modificado	99
Gráfica 31. Flujo de caja escenario realista	110
Gráfica 32. Flujo de caja neto del escenario realista	110
Gráfica 33. Flujo de caja escenario optimista	112
Gráfica 34. Flujo de caja neto del escenario optimista	112

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Simuladores disponibles en el Launcher del software CMG	37
Tabla 2. Composición del Gas producido en Campo Orito	41
Tabla 3. Propiedades de la malla.	42
Tabla 4. Información ingresada en la sección encabezado	48
Tabla 5. Pozos incorporados al modelo dinámico	49
Tabla 6. Propiedades petrofísicas	51
Tabla 7. Calculo de la compresibilidad de la roca	52
Tabla 8. Incorporación de la data del PVT para saturados al modelo dinámico	54
Tabla 9. Incorporación de la data del PVT para insaturados al modelo dinámico.	55
Tabla 10. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la matriz vs saturación de agua	56
Tabla 11. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la fractura vs saturación de agua	56
Tabla 12. Condiciones iniciales – Unidad N	58
Tabla 13. Pozos en la formación Villeta	60
Tabla 14. Propiedades del yacimiento en la Unidad N	63
Tabla 15. Datos históricos de producción de pozo Orito - 05.	65
Tabla 16. Datos históricos de producción de pozo Orito - 10	68
Tabla 17. Tasas de inyección de agua y producción evaluadas	82
Tabla 18. Tasas de inyección equivalente de CO ₂ con relación a la tasa de inyección de agua	84
Tabla 19. Tasas de inyección limite operativo de CO ₂ 2,4 MMPCD	84
Tabla 20. Tasas de inyección configuración 2 arreglo de pozos modificado, volumen inyectado 8.5 MMPCD, equivalente a la tasa de agua inyectada	86
Tabla 21. Tasas de inyección configuración 2, arreglo de pozos modificado volumen inyectado 2.4 MMPCD limite operativo	87
Tabla 22. Calculo de método de predicción de Tracy	89
Tabla 23. Costos de acondicionamiento por pozo	101
Tabla 24. Costos de facilidades de inyección de CO ₂	101
Tabla 25. Sumatoria de costos de acondicionamiento y facilidades de inyección de CO ₂	101
Tabla 26. Costos de inversión CAPEX	102
Tabla 27. Producción incremental Campo Orito	102

Tabla 28. Costos de producción	103
Tabla 29. Costos de Dióxido de carbono	103
Tabla 30. Costos de operación	104
Tabla 31. Producción neta	105
Tabla 32. Precio del barril de petróleo referencia BRENT	106
Tabla 33. Precio de venta del escenario realista	107
Tabla 34. Ingresos totales del escenario realista	107
Tabla 35. Precio de venta del escenario optimista	108
Tabla 36. Ingresos totales del escenario optimista	108

GLOSARIO

ACRE: medida de superficie equivalente a 43560 pies cuadrados

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: condiciones geográficas, físicas, químicas y biológicas, en las que se depositan los sedimentos en una cuenca.

ANTICLINAL: pliegue de tipo positivo en donde las rocas estratificadas presentan un buzamiento en sentido contrario al plano axial, su estructura es opuesta al sinclinal y presenta los estratos más antiguos en el núcleo.

ARCILLA: partícula mineral de grano fino menor a 1/256 mm, tipo de mineral de grupo de filosilicatos.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria, de textura detrítica, de grano menor a 0.039mm, compuesta por hidróxido de hierro y aluminio.

ARENISCA: roca sedimentaria de tipo detrítico con tamaños de grano entre 2 mm y 1/16 mm, compuesta por cuarzo, pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales. Los granos se mantienen unidos por un material cementante compuesto por sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

BACKTRUST: tipo de cabalgamiento caracterizado en verger hacia las zonas internas de la cordillera, también llamado cabalgamientos retrovergentes.

BUZAMIENTO: la magnitud de la inclinación de un plano respecto de la horizontal.

CABALGAMIENTO: conjunto de capas en las que las edades antiguas se superponen en las más modernas, producto de las presiones laterales.

CALIZA: roca sedimentaria, de origen químico o bioquímico, con tamaño de grano muy fino, y compuesto principalmente por carbonatos.

CAMPO: área ocupada por un solo yacimiento o varios yacimientos agrupadas o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica.

CAPA: unidad litoestratigráfica de menor rango que el de un estrato, varias capas hacen parte de una formación.

CEMENTO: material de precipitación química utilizada para rellenar los poros de una roca, rellena los poros y permite que una roca sea compacta.

CHERT: el chert es una roca sedimentaria rica en sílice de grano fino micro cristalina, criptocristalina o micro fibrosa que pueden contener pequeños fósiles.

COGENERACIÓN: la cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria).

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación gráfica de tipo vertical de las unidades litoestratigráficas que se encuentran presentes en el subsuelo de un área determinada.

CONCORDANTE: relación de dos unidades litoestratigráficas que se encuentran paralelas entre las capas que infrayacen y suprayacen el estrato.

CONGLOMERADO: se refiere a una roca sedimentaria que posee clastos mayores a 2mm, originada en un ambiente continental de alta energía y su principal componente es el cuarzo.

CUENCA SEDIMENTARIA: área deprimida en donde se acumulan los sedimentos, para posteriormente por un proceso de diagénesis convertirse en roca. Ocasionado por la tectónica de las placas.

CRETÁCEO: es una división de la escala temporal geológica que pertenece a la Era Mesozoica; dentro de esta, el Cretácico ocupa el tercer y último lugar siguiendo al Jurásico.

CUARZOARENITAS: arenisca madura, con un tamaño de grano medio de 0.063mm, compuesto por 95% de cuarzo y el 5% entre cemento carbonatado.

DEPOSITACIÓN: proceso en el que las partículas que son transportadas por el viento se agregan a un accidente geográfico o masa de tierra.

DESARROLLO SOSTENIBLE: desarrollo sostenible como la satisfacción de «las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades».

DISCORDANTE: relación de dos unidades lito estratigráficas que no se encuentran paralelas entre las capas que infra yacen y supra yacen el estrato.

ESPESOR: distancia en un punto dado, entre las superficies que limitan un estrato, conjunto de capas o estructuras.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia de la geología que se encarga de estudiar las sucesiones de deposición de las capas o estratos en el tiempo geológico.

FACIES: características físicas, químicas y ambientales que representan la forma en cómo se depositó una unidad lito estratigráfica, reflejando su origen.

FALLA: desplazamiento de un estrato con respecto a otro colindante en un plano de falla, producto de esfuerzos tectónicos.

FORMACIÓN: secuencia de capas con características semejantes como facies ambientes de deposición y fuentes de aportes.

GAS ASOCIADO: gas natural encontrado en asociación con petróleo en un yacimiento, ya sea disuelto en él o como una capa arriba del aceite.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: estudia el origen, la formación y la acumulación del petróleo en la naturaleza, así como también las rocas que la contienen en cuanto a su genética y presentación en la naturaleza.

GRUPO: término para designar conjuntos de capas con características litológicas y facies semejantes.

KERÓGENO: conjunto de materia orgánica contenida en sedimentos bituminosos.

KW: kilovatios, mil vatios.

LIDITA: chert, roca sedimentaria compuesta predominante por cuarzo criptocristalino y amorfo con impurezas de caliza, óxidos de hierro y restos de microorganismos, que le comunican colores variados (negro, gris, verde, azul, naranja, rojo y rosado). La lidita se caracteriza por su dureza y su fractura concoidea.

LIMOLITAS: rocas sedimentarias con grandes cantidades de arcillas, producto de una compactación de limo.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica con grandes cantidades de arcilla, formado por mezcla entre limo y arcilla.

LUTITAS: roca sedimentaria detrítica, con un tamaño de grano de 1/256mm, compuesta por partículas finas de arcillas.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de estudios geológicos en un lugar geográfico determinado, incluye estratigrafía, tipos de rocas presentes, entre otros.

MADUREZ: estabilidad de los componentes mineralógicos de una roca sedimentaria.

MIEMBRO: unidad lito estratigráfica de dos o más pisos con las mismas características litológicas a diferencia de las demás unidades en la formación.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos desde la roca madre hacia rocas reservorios.

MDL: mecanismos de Desarrollo Limpio, es un proyecto para reducir la huella de carbono a nivel mundial, apoyando a países subdesarrollados.

MW: megavatios, millón de vatios.

PERMEABILIDAD: propiedad de la roca que indica la capacidad que posee la formación rocosa para permitir el paso de los fluidos que la ocupan a través de ella.

POZO: medio por el que los hidrocarburos se producen desde el subsuelo hasta la superficie.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas, las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC)

ROCAS ÍGNEAS: las rocas ígneas o magmáticas son aquellas que se forman cuando el magma (roca fundida) se enfría y se solidifica.

ROCA RESERVORIO: rocas que gracias a sus propiedades contienen las acumulaciones de hidrocarburos, también llamada roca almacenadora.

ROCA SELLO: capa de roca impermeable que impide la migración del hidrocarburo.

SHALE: una roca detrítica de grano fino, una lutita, con laminación paralela a la estratificación, que no ha sufrido condiciones de metamorfismo.

SUPRAYACENTE: formación que se ubica por encima de otra.

TEXTURA: característica de una roca en cuanto al tamaño de grano, forma y disposición de componentes mineralógicos.

TOBA: variedad de roca calcárea blanda y porosa, con restos orgánicos.

TRAMPAS: estructura geológica capaz de retener los fluidos en el yacimiento, pueden ser estructurales o estratigráficas.

TRANSGRESIÓN: aumento de los océanos al continente.

LISTADO DE ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
°F	Temperatura en grados Fahrenheit
°API	Densidad establecida por el American Petroleum institud
Bbl	Barriles
BHP	Presión de fondo (Bottom Hole preasure)
BOPD	Barriles de aceite
ft	Pie (Longitud en Sistema Inglés)
GE	Gravedad específica
h	Hora
ICA	Inyección cíclica de agua
in	Pulgada (Longitud en Sistema inglés)
iny.	Inyección
mD	MiliDarcys
MD	Measure Depth (Profundidad medida)
Np	Petróleo total producido o acumulado
Qo	Caudal de Aceite
Qw	Caudal de Agua
Qf	Caudal de fluido
Rbs	Barriles en reservorio
Rbs/stb	Relación barriles de reservorio / Barriles en superficie
S	Daño de formación o Skin
Stb	Barriles en superficie
TVD	Profundidad medida contra el eje Y, (Truth Vertical Depth)
Ty	Temperatura de yacimiento
WCI	Water Cyclic Injection

RESUMEN

El siguiente trabajo de investigación tuvo como objetivo principal evaluar la viabilidad de la inyección del CO₂ asociado al Campo Orito Putumayo, para su implementación como método de recobro mejorado; para lo cual se presentó la geología del Campo Orito, donde se describe la historia del campo, localización, historia de producción y estratigrafía del Campo. De igual manera, se resaltan aspectos de la geología estructural y geología del petróleo. Adicionalmente, se describen las propiedades de roca y fluido, las pruebas PVT, los mecanismos de producción y los métodos de recuperación, donde se enfatiza en la inyección de dióxido de carbono junto con sus efectos en el factor de recobro, siendo esta última premisa el eje central del presente trabajo investigativo. Considerando la información descrita, y a partir del modelo estático representativo del Campo Orito elaborado en el trabajo de grado titulado “Evaluación de un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la formación Villeta del Campo Orito”, se procedió a elaborar un modelo dinámico detallado para ser simulado en el software CMG, con el fin de determinar el comportamiento predictivo que tendrán los fluidos del Yacimiento al ser implementada la inyección de CO₂. Por consiguiente, fue de vital importancia ajustar la data histórica para asegurar la reproducción del comportamiento del yacimiento mediante la elaboración del cotejo histórico. A partir del modelo dinámico generado, se formulan diferentes escenarios de recobro mejorado delimitados a la Unidad N de la formación Villeta. En primer lugar, con un caso base de inyección de agua contrastándolo con un escenario equivalente de inyección de dióxido de carbono, y un escenario correspondiente al límite operativo del Campo frente al CO₂ disponible para ser inyectado. Dicho caudal de inyección correspondiente al límite operativo fue calculado mediante el volumen diario de gas producido a mayo 1 de 2020, y mediante la fracción molar del CO₂, cuyos porcentajes se extrajeron directamente de la cromatografía del gas producido en Campo Orito. En segundo lugar, se configuro el arreglo de pozos inicial para observar el efecto que tiene en la producción y en factor de recobro del Campo. Como resultado de estas simulaciones, se presenta que la inyección de dióxido de carbono es técnicamente viable para mejorar el factor de recobro. Por último, se realiza un análisis financiero, en el cual se evidenció la viabilidad financiera del proyecto, a una proyección realista y optimista entre 2021 a 2041, años en los que fue evaluado el presente proyecto

Palabras Clave: Campo Orito, inyección de CO₂, simulación de yacimientos, recobro mejorado, Unidad N Formación Villeta.

ABSTRACT

The main objective of the following research work was to assess the feasibility of CO₂ injection associated with Campo Orito Putumayo, for implementation as an improved recovery method; for which the geology of Campo Orito was presented, which describes the history of the field, location, production history and stratigraphy of the Field. Similarly, aspects of structural geology and oil geology are highlighted. In addition, rock and fluid properties, PVT testing, production mechanisms and recovery methods are described, where carbon dioxide injection is emphasized along with its effects on the recovery factor, the latter premise being the central axis of this research work. Considering the information described, and from the static model representative of Campo Orito developed in the degree work entitled "Evaluation of a water injection model for the maintenance of production in the Villeta formation of Campo Orito", a detailed dynamic model was developed to be simulated in the CMG software, in order to determine the predictive behavior that the reservoir fluids will have when the CO₂ injection was implemented. Therefore, it was vitally important to adjust historical data to ensure the reproduction of the site's behavior through the elaboration of historical collation. From the generated dynamic model, different enhanced recovery scenarios are formulated delimited to Unit N of the Villeta formation. First, with a base case of water injection contrasting it with an equivalent carbon dioxide injection scenario, and a scenario corresponding to the operational limit of the field against the CO₂ available to be injected. This injection flow rate corresponding to the operating limit was calculated by the daily volume of gas produced as of May 1, 2020, and by the molar fraction of CO₂, the percentages of which were extracted directly from the chromatography of the gas produced in Campo Orito. Second, the initial well array was configured to observe the effect it has on the production and recovery factor of the Field. As a result of these simulations, carbon dioxide injection is presented as technically feasible to improve the recovery factor. Finally, a financial analysis is carried out, in which the financial viability of the project was evident, at a realistic and optimistic projection between 2021 and 2041, years in which this project was evaluated.

Keywords: Campo Orito, CO₂ injection, reservoir simulation, EOR, Unit N Villeta Formation.

INTRODUCCIÓN

En el mundo se han realizado estudios donde los resultados del uso de CO₂ en materia de recobro mejorado son más efectivos que el uso del agua para extraer petróleo y gas. En Colombia, se pretende abrir un panorama masivo para realizar captura del CO₂ en yacimientos maduros o yacimientos agotados. Con ello se logrará un impacto muy positivo en el medio ambiente, pues el CO₂ se puede utilizar para producir más petróleo, o en el caso contrario, cuando el pozo no produzca más, el campo estaría listo para poder ocupar ese espacio con el mismo CO₂ y almacenarlo durante millones de años, es por ello que en el país se hace énfasis en el aprovechamiento de dicho recurso para mejorar el desempeño de un yacimiento que se va depletando con el paso del tiempo.

A medida que un yacimiento es producido, su energía, la cual se traduce como la presión existente en su sistema, se agota progresivamente, a raíz de la caída del diferencial de presión que existe entre la formación y el pozo productor, lo cual dificulta la entrega de fluidos por parte del yacimiento, llegando al punto en donde no le es posible al reservorio producir naturalmente.

Para contrarrestar el efecto del agotamiento de la energía natural del yacimiento se implementaron los sistemas de levantamiento artificial que ayudan a llevar los fluidos a superficie cuando el yacimiento agotó su energía de desplazamiento de los fluidos. No obstante, se hizo necesario la implementación de técnicas recuperación en el caso en que los fluidos de la fase no acuosa presentes en la formación no se movilizan a fondo de pozo.

En el caso específico del Campo Orito, la declinación de producción y el agotamiento del yacimiento son evidentes. En la presente investigación se evaluó un esquema de inyección de dióxido de carbono para favorecer la producción, el factor de recobro, la presión y la movilidad del crudo de Campo Orito en la Formación Villeta – Unidad N mediante la simulación en CMG de dicho esquema de inyección.

Se hará uso del modelo estático del Campo, y toda la data relacionada con las propiedades petrofísicas del yacimiento. Así mismo se considerará el CO₂ producido por el mismo Campo como el recurso base para realizar los esquemas de inyección, con el fin de optimizar la relación costo beneficio que generará el proyecto de investigación.

SINOPSIS

La evaluación la viabilidad de la inyección de CO₂ asociado al campo Orito, Putumayo para su implementación como método de recobro mejorado, cumplió con todos los objetivos expuestos anteriormente.

Con respecto a la metodología llevada a cabo para cada objetivo, el objetivo correspondiente a la cuantificación del volumen de CO₂ asociado a la producción en el campo respecto al gas de producción se desarrolla en la sección 2 del presente trabajo de grado, específicamente en el numeral 2.1, el objetivo dos correspondiente a la descripción del modelo petrofísico, del modelo estático y del modelo dinámico del yacimiento abarca las secciones 2.2. El objetivo tres y objetivo cuatro correspondientes a la simulación del proceso de inyección del CO₂ en el Campo por medio del simulador CMG y a la selección del mejor escenario de inyección, teniendo en cuenta el parámetro de mayor producción a partir de los resultados obtenidos, respectivamente, abarcan la sección 2.3

Con respecto a los resultados obtenidos para cada objetivo, el objetivo correspondiente a la cuantificación del volumen de CO₂ asociado a la producción en el campo respecto al gas de producción se desarrolla en la sección 3.1 del presente trabajo de grado. El objetivo tres y objetivo cuatro correspondientes a la simulación del proceso de inyección del CO₂ en el Campo por medio del simulador CMG y a la selección del mejor escenario de inyección, teniendo en cuenta el parámetro de mayor producción a partir de los resultados obtenidos, respectivamente, abarcan la sección 3.2 a 3.3 respectivamente. El objetivo cinco correspondientes a la evaluación de la viabilidad financiera de la inyección del CO₂ del gas asociado al Campo, mediante los indicadores financieros Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN) se desarrolla en la sección 4.

1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se describen las características del Campo Orito ubicado en la Cuenca Putumayo, realizando enfoque en su historia, localización geográfica, marco geológico. También se mencionan los diferentes tipos de mecanismos de producción, y finalmente la explicación del concepto de simulación numérica de yacimientos.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Orito es operado por la compañía Frontera Energy y hace parte del Contrato de Producción Incremental (CPI), firmado entre Petrominerales Colombia y Ecopetrol S.A., siendo Petrominerales Colombia una de las empresas que componen a la compañía Frontera Energy, el contrato se firmó el día 20 de abril de 2001 con una duración de 22 años y posee un área comercializada a marzo de 2017 de 63000 m². Los dos primeros pozos de exploración de Campo Orito fueron Orito-1 y Orito-2 evaluando las Formaciones Caballos y Villeta respectivamente, y se determinó que el mecanismo de producción característico del yacimiento era empuje por acuífero activo los cuales resultaron exitosos para la compañía Texas Petroleum Company quien operaba el campo para el año 1963¹

En el 1961 Campo Orito fue operado por la Compañía Texas Petroleum quien continuó el desarrollo del campo con la Compañía Gulf Oil Corporation con las perforaciones de 38 pozos hasta el año 1969. En 1973 la Compañía Gulf Oil Corporation vendió su participación a la Compañía Petrolera del Río. Finalmente Ecopetrol adquirió el control de la Compañía Petrolera del Río y en 1979 compró la participación de Texas Petroleum Company, y se dio inicio al contrato de producción incremental con Petrominerales Colombia en 2001².

Para el año 2013 la empresa Petrominerales Colombia es absorbida por la compañía Pacific Exploration & Production Corporation, quien cambió su razón social a Frontera Energy en junio de 2017 y es quien en el presente año (2020) continúa con la producción del campo.

¹PATÍÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar and CASTILLO PATÍÑO, Oscar Daniel. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el campo Orito. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2017. p. 28

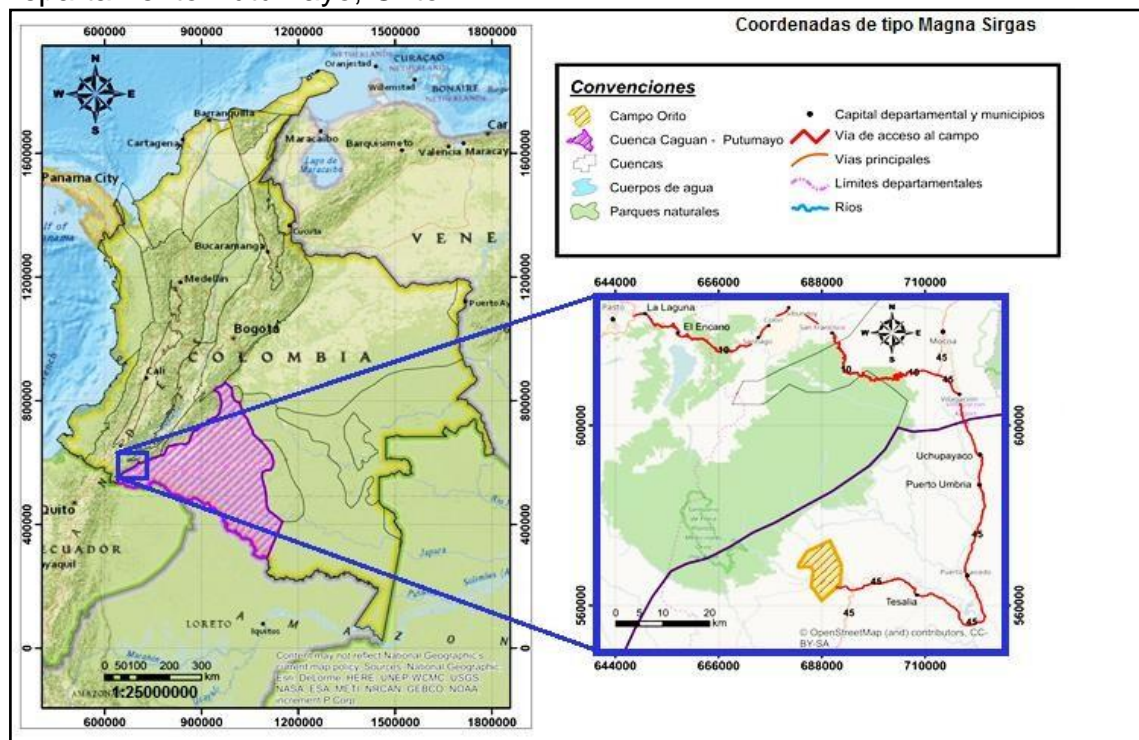
² Ibid., p. 29.

1.2 LOCALIZACIÓN Y COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE CAMPO ORITO

El Campo Orito se encuentra localizado en la parte sur-occidental de Colombia cerca de los límites con Ecuador, en la Cuenca Putumayo, más exactamente en el Departamento del Putumayo - Municipio Orito, como se muestra en la **Figura 1**. El campo dista 748 Km de la Ciudad de Bogotá D.C. y limita con la Ciudad de Mocoa al norte, Río Acae al sur y con los Ríos Guames y Putumayo al oriente y occidente respectivamente.³

La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Caguán – Putumayo es mostrada en la **Figura 1**, la cual presenta los aspectos representativos asociados a la cuenca y su sistema petrolífero.

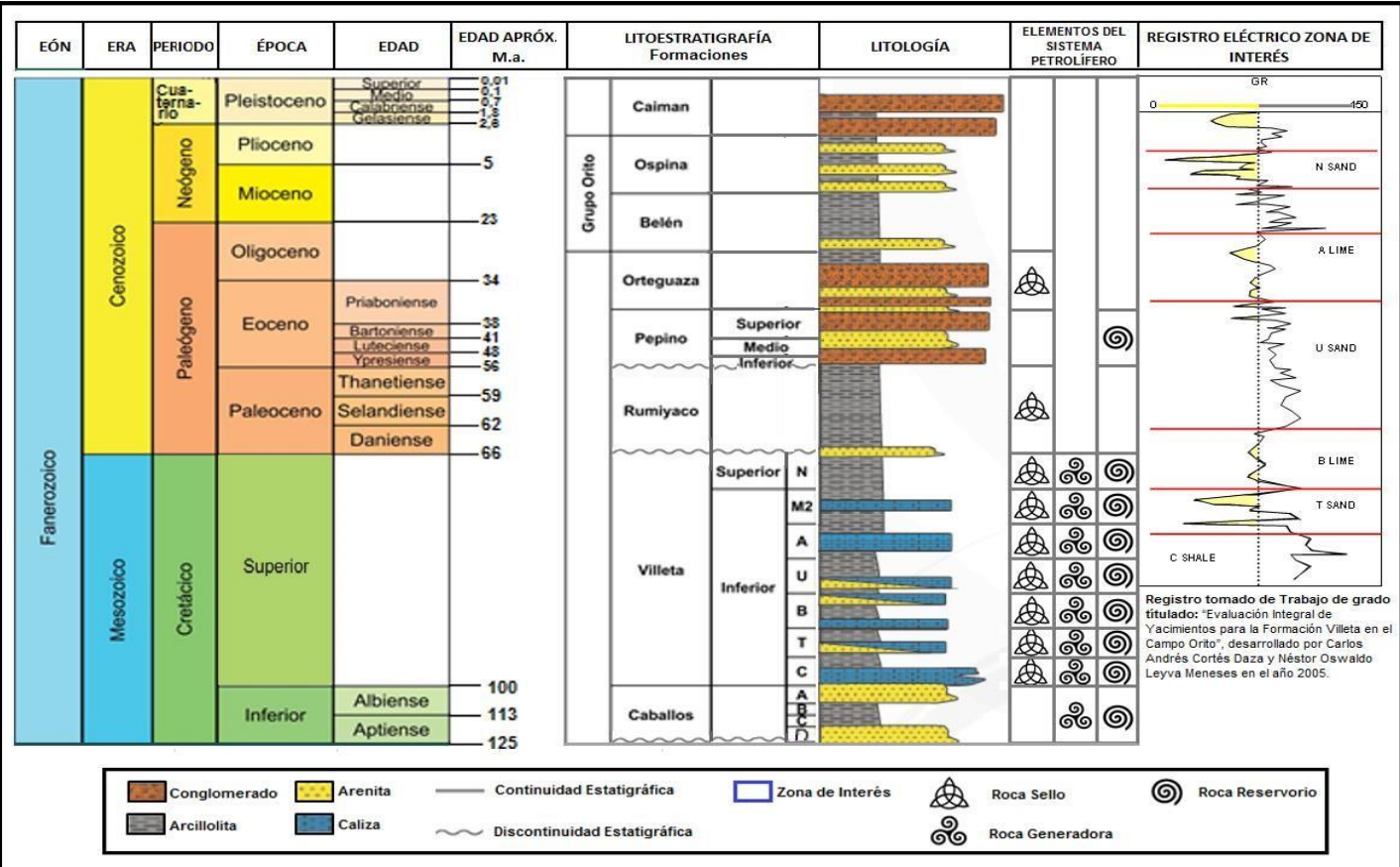
Figura 1. Localización de Campo Orito, Colombia, Cuenca Putumayo, Departamento Putumayo, Orito.



Fuente: URBINA GARRIDO, Sailem, Liney, VELÁSQUEZ SALCEDO, Laura María. Evaluación de un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la Formación Villeta del Campo Orito: Fundación Universidad de América, 2018. p.29

³ PATIÑO. CASTILLO. Op. cit., p. 30

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de Putumayo



Fuente: ANH. Sistemas hidrocarbúricos y análisis de plays en la cuenca Caguán - Putumayo. 2009. 6-26. Modificado por URBINA GARRIDO, Sailem, Liney, VELÁSQUEZ SALCEDO, Laura María. Evaluación de un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la Formación Villeta del Campo Orito. Fundación Universidad de América, 2018. p.31

A continuación, se describe la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo del campo en evaluación, ubicado en la Cuenca Caguán, Putumayo

1.1.1 Geología Estructural. La Cuenca del Putumayo, posee altos y bajos estructurales con orientación Nor-occidente, limitando entre una falla de cabalgamiento y una falla marcando una dirección noreste-suroeste que realiza el entrampamiento, marcando una estructura de forma Backthrust en la que se evidencia como una secuencia Paleozoica rellena el graben con espesores mayores de 5000m. El campo de estudio se encuentra en una estructura de tipo anticlinal que fueron formadas debido a la reactivación de fallas normales como lo muestran los pozos que han sido explotados. Los modelos geológicos realizados confirman que las fallas son producidas por contrastes laterales de densidad entre el basamento cristalino precámbrico y los semigrábenes Jurásico-Paleozoicos afectados por tectónica de tipo tranpresión⁴.

1.1.2 Geología del Petróleo. En esta sección se encontrará información de los principales componentes de un sistema petrolífero relacionados a la Cuenca de Putumayo enfatizando en el Campo Orito, gracias a informes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1.1.2.1 Roca Generadora. La principal roca generadora que se conoce en la Cuenca Putumayo corresponde a las cuarzo arenitas encontradas en la Formación Caballos⁵, la cual presenta un contenido de carbono mayor al 1% e incluye tanto kerógeno tipo II y III como bitumen⁶.

1.1.2.2 Migración. La posterior migración de los hidrocarburos ocurrió entre el Mioceno y Plioceno. Donde los hidrocarburos contenidos en la roca generadora migraron lateralmente a través de las zonas que se encontraban por fuera del límite, por debajo de la Cordillera Andina, el primer pulso de migración se presentó entre el Oligoceno – Mioceno y seguido por el segundo pulso de migración del hidrocarburo el cual sucedió del Mioceno Tardío al Plioceno. El hidrocarburo que se tiene hoy en la Cuenca Putumayo con respecto a los pulsos migratorios indicados, es producto de la ruta de migración en dirección Oeste para depositarse en rocas con buena porosidad y permeabilidad⁷.

⁴ ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km² en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo & nbsp; [0]:2009. p. 36-41

⁵ ANH. Sistemas hidrocarbúferos y análisis de plays en la Cuenca Caguán - Putumayo. 2009. p. 6-26

⁶ PATIÑO. CASTILLO. Op. cit., p. 8

⁷ VARGAS JIMENEZ, Carlos Alberto. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE LA ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS, FISICAS Y NATURALES. Mar 1,.,vol. 33, no. 126, p. 25

1.2.2.3 Roca Almacenadora. Las rocas almacenadoras que ofrecieron las mejores condiciones fueron las areniscas de la Formación Caballos⁸, con una porosidad del 10% a 16%, y una permeabilidad promedio de 50 md⁹ y la Formación Villeta que se dictamina como una roca almacenadora secundaria de la Cuenca Putumayo.

1.2.2.4 Roca Sello. El sello de estos reservorios lo constituyen los niveles calcáreos y shales de la Formación Villeta, las Formaciones Rumiyaco y Orteguaza hacia el pie de monte, y las fallas de cabalgamiento presentes en la Formación Caballos que se encuentran en contacto con sedimentos ígneo-metamórficos¹⁰.

1.2.2.5 Trampa. La trampa principal de la cuenca es de tipo estructural, como anticlinales asociados a fallamientos pero debido a cambios laterales de facies también se encuentran trampas estratigráficas. El hidrocarburo presente en la Cuenca Putumayo, se encuentra atrapado por fallas inversas de alto ángulo¹¹.

1.3 FASES DE PRODUCCIÓN

En la fase de producción se explican los distintos mecanismos por los cuales los fluidos que se encuentran en el yacimiento son llevados hacia los pozos productores para ser producidos y comercializados. Este proceso se puede dividir en 3 fases: Mecanismo de producción primaria, en donde los fluidos son llevados hacia los pozos debido a la energía que tiene el yacimiento, existen diferentes mecanismos de producción primaria como por existencia de una capa de gas, gas en solución, expansión de roca-fluido, empuje por acuífero activo, drenaje gravitacional, siendo el acuífero activo el mecanismo predominante del yacimiento. **Mecanismo de producción secundaria** es considerada como la alternativa para complementar el mecanismo de producción primaria, está presente cuando existe una reducción de la energía de yacimiento o reducción de presión de yacimiento que genera una menor tasa de producción, entre estos mecanismos esta la inyección de agua, inyección de vapor, inyección de gas y específicamente la inyección de CO₂ (como se propone en este proyecto) para poder complementar esta caída de presión, finalmente esto genera un recobro mejorado de hidrocarburos en el yacimiento. Mecanismo de producción terciaria, en donde se inyectan sustancias impropias a las que se encuentran en el yacimiento ya sea inyección de químicos líquidos o gaseosos, uso de microorganismos o uso de energía térmica para así obtener un recobro adicional de hidrocarburo¹².

A continuación, se describe detalladamente cada uno de los mecanismos de funcionamiento de las fases de producción.

⁸ VARGAS. Op. cit., p. 25

⁹ ANH. Estudios integrados y modelamiento. Noviembre 20., p. 26

¹⁰ GALVIS, Jaime. MOJICA Diego. OBANDO, Ayerim. Informe preliminar Bloque PUT-5. p.6-7

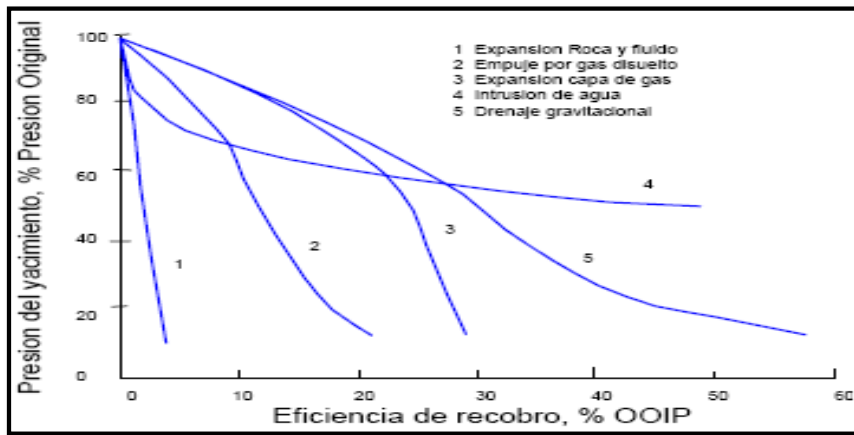
¹¹ ANH. Op. cit., p. 3

¹² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data, 2001. p. 1

1.3.1 Mecanismo de producción primaria. La fase primaria se caracteriza por llevar los fluidos al pozo mediante el uso de la energía natural del yacimiento utilizando uno o más empujes, los cuales los podemos clasificar como empuje por capa de gas, empuje por gas en solución, **empuje hidráulico o acuífero activo** (mecanismo de producción inicial correspondiente a Campo Orito), empuje por expansión de roca y fluidos, empuje por drenaje gravitacional.

En la **Grafica 1** se muestra en términos de presión de yacimiento, la eficiencia de recobro para cada uno de los mecanismos de producción primaria, en donde podemos nombrar que el empuje hidráulico o por acuífero activo es el empuje que mayor mantenimiento de la presión de yacimiento realiza a lo largo del tiempo generando así mayor porcentaje de recobro. También se puede analizar que la expansión por rocas y fluidos es el método de recobro que menos mantiene la presión de yacimiento en el tiempo, por lo cual generara un bajo porcentaje de recobro.

Grafica 1. Mecanismos de producción primaria



Fuente: elaboración propia con base en, Fanchi John. Principles of Applied Reservoir Simulation. 3rd ed. ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006. p. 99.

A continuación, se describirá con mayor detalle las características de cada tipo de empuje.

1.3.1.1 Empuje por acuífero activo. En este tipo de empuje existe una roca porosa de agua en contacto con el yacimiento, al momento de la producción de los fluidos, la presión comienza a declinar, por ende el acuífero que se encontraba antes comprimido se empieza a expandir hasta que éste genera una intrusión en la zona de petróleo y por consiguiente un desplazamiento de los fluidos inmiscibles del yacimiento al pozo¹³

Es importante el destacar que este tipo de empuje a diferencia de los otros mantiene

¹³ PARIS DE FERRER. Op. cit., p. 4

en mayor proporción la presión en el yacimiento (dependiendo del tamaño del acuífero) principalmente porque el espacio vacío dejado por el petróleo producido es reemplazado parcialmente por el acuífero que se encuentra presente, generando una eficiencia en el recobro que puede llegar del 35% al 75% del petróleo original in situ¹⁴.

Al estar la presión por encima del punto de burbuja no se evidencia la presencia de gas disuelto, por lo que la relación gas – petróleo (RGP) será baja.

En la **Formación Villeta del Campo Orito** se destaca la presencia de un acuífero, en la unidad de estudio, **Unidad (N)**, en donde se encuentran trazas de agua, que han ayudado a que los fluidos lleguen hasta superficie, pero debido al tiempo de producción de los pozos en el Campo, la energía del acuífero se ha visto fuertemente afectada lo que ha llevado consigo una declinación en la producción, por lo anterior como caso base se evaluará la efectividad de la inyección de agua como un método para mantener la presión y por lo tanto la producción, y contrastarlo con el método de inyección de CO₂ propuesto en el proyecto, captando así las fortalezas y deficiencias de cada método.

1.3.1.2 Empuje por expansión de roca y fluidos. En este empuje la presión inicial del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, almacenando su energía en la compresibilidad de la roca y fluidos. Es importante resaltar que se presenta un agotamiento rápido y exponencial de la presión, razón por la cual la eficiencia de recobro de petróleo que presenta este mecanismo es menor al 10%. Al disminuir la presión al punto de burbuja, el desplazamiento de los fluidos se logrará por el gas en solución que contenga el reservorio.¹⁵

1.3.1.3 Empuje por gas en solución. En este empuje, la presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja, Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución. En caso de que existiera en el yacimiento buenas propiedades de los fluidos como permeabilidad, porosidad, entre otras, el empuje de los fluidos hacia el pozo puede ser efectivo, el gas tendrá mayor movilidad a medida que la presión del yacimiento declina, generando que la energía del yacimiento decaiga rápidamente¹⁶.

Hay que hacer énfasis en que, la recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5% a 30 % del petróleo original en-sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación¹⁷

¹⁴ PARIS DE FERRER. Op. cit., p. 4

¹⁵ Ibid., p. 5.

¹⁶ Ibid., p. 6.

¹⁷ Ibid., p. 5

1.3.1.4 Empuje por capa de gas. En este empuje existe una capa de gas y la presión inicial será igual a la presión de burbujeo, el comportamiento de la presión presenta una tendencia en declive con el tiempo la cual tiende a ser suave pero exponencial. La capa de gas aumenta su tamaño generando un empuje de los fluidos presentes en el reservorio hacia los pozos productores. Es importante resaltar que dependiendo del tamaño de la capa de gas se puede generar un mantenimiento considerable de la presión en el yacimiento. La eficiencia de recuperación de petróleo está entre un rango de 20% - 40%¹⁸

1.3.1.5 Drenaje por gravedad. Si el yacimiento cuenta con buenas permeabilidades verticales, espesores y buzamientos marcados, el presente tipo de empuje será efectivo en el recobro del hidrocarburo, lo anterior gracias a las fuerzas gravitacionales, es importante resaltar que el recobro es lento pero que dependiendo de las propiedades anteriormente mencionada puede generar altas eficiencias de recobro entre un 40% - 80 %¹⁹

1.3.2 Mecanismo de producción secundaria. Estos métodos se caracterizan porque son métodos que intervienen en el yacimiento para aumentar la energía del mismo, cuando la energía natural se agota, usando sustancias propias del yacimiento en donde puede ser inyección de gas o inyección de agua para mantener la energía y presión del mismo²⁰

1.3.2.1 Inyección de gas. Este método de recuperación secundaria es utilizado para aumentar la presión en el yacimiento teniendo en cuenta las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, también se tiene en cuenta las propiedades de la roca, la arena prospectiva, las condiciones de presión y temperatura del reservorio²¹. En los yacimientos con existencia de capa de gas en la parte superior del yacimiento, si la producción extraerá por la parte inferior de la capa del crudo, la inyección permitirá que la energía se pueda conservar más tiempo y por lo tanto seguir manteniendo las tasas de producción²².

La inyección de gas se puede clasificar en inyección de gas externa o inyección de gas interna.

1.3.2.2. Inyección de gas interna. Este método consiste en inyectar gas directamente a la zona de petróleo, un mayor número de pozos inyectores son requeridos, lo cual genera arreglos geométricos de pozos, esta inyección es apta para yacimientos homogéneos²³. Para efectos del proyecto se considera la inyección de gas interna debido a que la viscosidad se pretende modificar con la inyección de CO₂ y por ende es más factible realizar una inyección de gas interna

¹⁸ PARIS DE FERRER. Op. cit., p. 18

¹⁹ Ibid., p. 2

²⁰ Ibid., p. 11

²¹ Ibid., p. 15

²² Ibid., p. 16

²³ Ibid., p. 16

1.3.2.3. Inyección de CO₂. En un proceso inmiscible una cantidad finita de CO₂ se disuelve dentro del petróleo, este proceso también reduce la viscosidad del crudo. El mecanismo para la inyección de CO₂ es fundamentado en un incremento del volumen o barrido del petróleo lo que genera un incremento en el factor de recobro²⁴

Algunos de los modelos más recientes de Inyección de CO₂ dentro del subsuelo han implicado la suposición que el CO₂ reacciona solo con el petróleo y que el agua del sistema de la roca no es afectado. A pesar, tasas de producción de una inyección de CO₂ proyectan sufrimientos de corrosión y escamaciones de las bombas y otros equipos. Fue entonces concluido que la inyección de CO₂ ha causado disolución de minerales carbonatados en el subsuelo y la precipitación de calcita ocurrida a medida que la presión va decayendo durante la producción²⁵.

La muy alta solubilidad del dióxido de carbono en el petróleo y en menor grado en el agua permite una larga reducción en la viscosidad del petróleo y un pequeño incremento en la viscosidad del agua, lo cual genera una expansión del petróleo en un rango del 10 al 20 por ciento (%), dependiendo sobre su tipo de composición y presión de saturación. Reducción en la densidad del petróleo. Esto disminuye el efecto de la segregación gravitacional durante la inyección de CO₂ gaseoso y una reducción de la tensión interfacial. Con CO₂ en el estado gaseoso a una presión suficientemente alta donde la miscibilidad con el petróleo pueda ser lograda. Acción química sobre las rocas carbonáticas o lutíticas²⁶

1.4 SIMULACION DE YACIMIENTOS

Es el proceso de realizar la simulación de un modelo matemático que siga el comportamiento real del yacimiento, mediante el uso de un programa de computación que por medio de la ecuación de difusividad junto a métodos numéricos, permitirá determinar el flujo de los fluidos desde el yacimiento y en el interior del mismo, a lo largo del tiempo. Normalmente los simuladores se calibran utilizando datos históricos de presión y producción, mediante la realización de un ajuste histórico, una vez es calibrado y confiable el simulador pueden realizarse las predicciones de producción bajo diferentes esquemas de explotación potenciales como, perforación de nuevos pozos, tratamientos de estimulación, métodos de recuperación secundaria y terciaria, entre otros. El simulador utilizado en el proyecto de estudio fue el simulador de CMG mediante el procesador IMEX.²⁷

Para el desarrollo de la simulación numérica llevada a cabo para Campo Orito y su Formación, se hace uso del software Computer Modelling Group – CMG.

²⁴ Petróleo América, Inyección de CO₂, (En línea) 2011, disponible en <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-co2.html>

²⁵ Ibid

²⁶ Ibid

²⁷ Schlumberger oilfield glossary: Choice reviews online. Nov 1, vol. 41, no. 3, p. 1297

1.4.1 Software Computer Modelling Group – CMG. El software CMG hace parte de la compañía Computer Modelling Group, éste software cuenta con el simulador IMEX, el cual se destaca por la utilización de un modelo Black Oil para la simulación. Es importante resaltar que los modelos Black Oil se caracterizan por tener en cuenta la existencia de tres fases en el reservorio, agua, petróleo y gas; y el comportamiento constante en las composiciones del fluido en la medida en la que existe un depletamiento en el reservorio²⁸.

El software CMG, cuenta con tres tipos de simuladores; pre-procesadores que se caracterizan por permitir la generación o adecuación de la información para la simulación, procesadores que toma la información generada por los pre-procesadores y mediante el uso de la ecuación de difusividad y métodos numéricos resuelven los cálculos requeridos por la simulación; y post-procesadores con los cuales es posible obtener un reporte de los resultados concretos de la simulación.²⁹

A continuación, se indicará de manera sintetizada en la **Tabla 1** los simuladores con los que cuenta el software.

Tabla 1. Simuladores disponibles en el Launcher del software CMG

Tipo	Simulador
Pre-procesador	Builder
	ECL 100
	Winprop
Procesador	GEM – Simulador Composicional
	IMEX – Simulador Black Oil
	STARS – Simulador Procesos Especiales
Post-procesador	Results Report
	Results Graph
	Results 3D

Fuente: elaboración propia

La suite CMG cuenta con simuladores enfocados a generar predicciones de diferentes métodos de recobro y del comportamiento del yacimiento. Así como también cuenta con herramientas para determinar el comportamiento de fluido por medio de ecuaciones de estado. Para este trabajo se utilizan dos simuladores y una herramienta adicional³⁰.

²⁸ CARILLO, Lucio. Simulación de petróleo negro (BLACK OIL) & nbsp. Jul 30/.

²⁹ RAMOS, Jorge Luis. Simulación numérica de yacimientos. 2016.

³⁰ GONZÁLEZ CHACÓN, Andrés Felipe, URIBE GAMEZ, Stephany. Evaluación técnico financiera del impacto en las curvas de permeabilidad relativa durante el proceso de inyección de dióxido de

1.4.1.1 Simulador IMEX. Es un simulador tipo Black Oil el cual permite procesos seudomiscibles y modelamiento de yacimientos de doble porosidad y múltiples zonas PVT. Por lo cual es ideal para simular procesos de recobro primario, recobro secundario o terciario por medio de inyección de agua, polímeros y solventes³¹.

1.4.1.2 Herramienta Builder. Esta herramienta permite el ingreso de la información para poder generar la simulación. Es una interfaz que permite ingresar información de malla, propiedades roca fluido, comportamiento PVT, información de producción, entre otras³².

carbono en el pozo abc en el Campo Llanito mediante simulación numérica: Fundación Universidad de 2018. p.150.

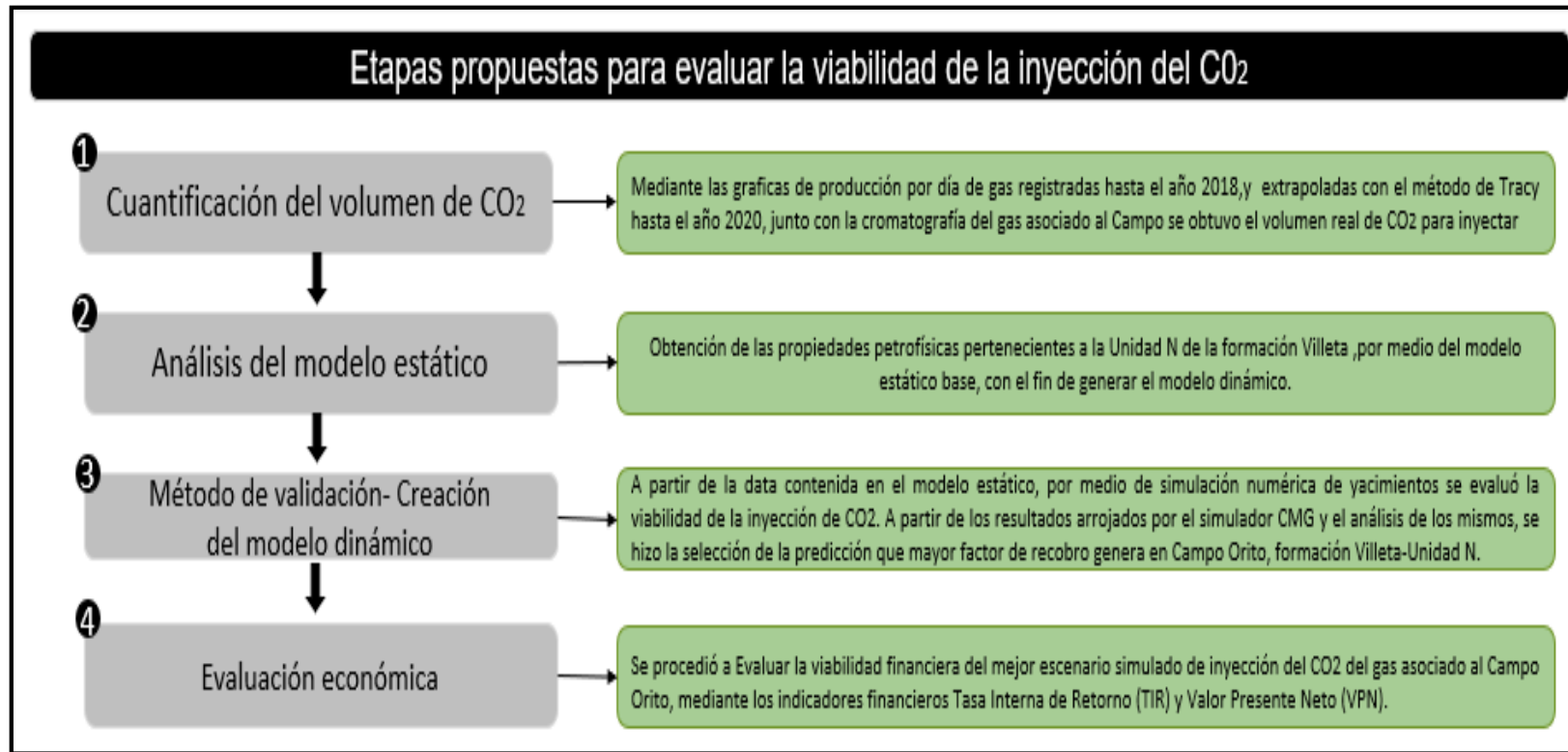
³¹ Ibid., p. 150.

³² Ibid., p. 150.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En la presente sección, correspondiente a la metodología y datos del trabajo titulado “Evaluación de la viabilidad de la inyección del CO₂ asociado al Campo Orito, putumayo para su implementación como método de recobro mejorado”, para llevar a cabo su desarrollo se trazaron cinco objetivos específicos, cuyo procedimiento se sintetiza en la **Figura 3**.

Figura 3. Esquema de la metodología del proyecto

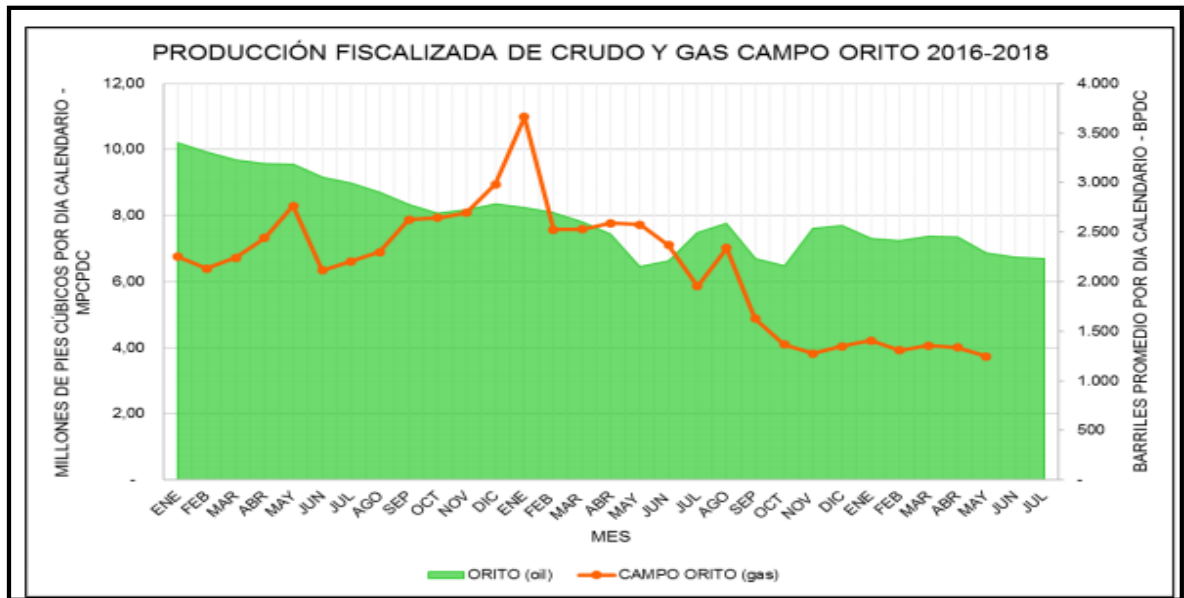


Fuente: elaboración propia

2.1 CUANTIFICACIÓN DEL VOLUMEN DE CO₂ ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO RESPECTO AL GAS DE PRODUCCIÓN.

Para dar cumplimiento al primer objetivo específico, se tendrán en cuenta los resultados obtenidos del estudio titulado “Evaluación técnico financiera de la viabilidad de la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica que permita el aprovechamiento del gas asociado al Campo Orito, Putumayo”, (Alvarado y Vallejo, 2018) En este estudio se hará uso de la concentración porcentual de CO₂ existente en el Campo Orito, a partir de pruebas cromatografías presentadas en el trabajo de grado anteriormente mencionado que se enunciará más adelante, y así mismo se hará uso de los valores de producción de crudo y gas fiscalizado desde el 2016 hasta el 2018. La **Grafica 2**. Corresponde a la producción de crudo y gas fiscalizada desde 2016 hasta 2018

Grafica 2. Producción fiscalizada de crudo y gas Campo Orito 2016-2018



Fuente: ALVARADO SÁNCHEZ, Carolina. VALLEJO, Juan Carlos. Evaluación técnico financiera de la viabilidad de la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica que permita el aprovechamiento del gas asociado al Campo Orito, Putumayo, Fundación Universidad de América, 2018. p.30

A continuación se procedió a cuantificar la cantidad de volumen de gas producido en Campo Orito desde 2018 a la actualidad, utilizando el método de predicción de Tracy. Este método comprende una optimización de la ecuación de balance de materia de Schilthuis y es usado para predecir el recobro y el comportamiento de un yacimiento de petróleo de tipo depletado.

La forma de la ecuación de balance de materia de Tracy para un yacimiento de tipo depletado está dada por la **Ecuación 1** la cual está desglosada en la **Ecuación 2**

Ecuación 3 y Ecuación 4 Presentadas a continuación:

Ecuación 1. Ecuación de Tracy para la predicción de producción de gas .

$$I = Np_n \phi_{on} + Gp_n \phi_{gn}$$

Donde:

Np: Petróleo original in situ
 Φ_{on} : Factor de presión del petróleo
 Φ_{gn} : Factor de presión del gas
Gp: Gas original in situ.

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial: Universidad Surcolombiana. P. 319-322

Ecuación 2. Ecuación del denominador de Tracy.

$$X = \left[\frac{\beta_o}{\beta_g} - R_s \right] - \left[\frac{\beta_{oi}}{\beta_g} - R_{si} \right]$$

Donde:

Bo: Factor volumétrico del petróleo
Boi: Factor volumétrico del petróleo a la presión inicial
Bg: Factor volumétrico del gas
Rs: Relación gas disuelto en aceite
Rsi: Relación gas disuelto en aceite a la presión inicial

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial: Universidad Surcolombiana. P. 319-322

Ecuación 3. Ecuación Factor de presión del petróleo

$$\phi_o = \frac{\left[\frac{\beta_o}{\beta_g} - R_s \right]}{X}$$

Donde:

Bg: Factor volumétrico del gas
Bo: Factor volumétrico del petróleo
Rs: Relación gas disuelto en aceite
X: Denominador de Tracy.

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial: Universidad Surcolombiana. P. 319-322

Ecuación 4. Ecuación Factor de presión del gas.

$$\phi_g = \frac{1}{X}$$

Donde:

X: Denominador de Tracy

Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial: Universidad Surcolombiana. P. 319-322.

Posterior a ello se presenta la composición del gas en porcentaje molar, tomado de dos estaciones compresoras diferentes del Campo, donde los pozos de donde se tomó la muestra de gas para la estación compresora 1 tenían un mayor contenido de agua debido a que estos pozos tenían mayor cercanía al acuífero activo a diferencia de los pozos que tomaron la muestra de gas utilizada para la estación compresora 2, lo cual genera que la fracción molar de CO₂ sea mayor en la estación compresora 1, tal como se presenta, **Tabla 2.**

Tabla 2. Composición del Gas producido en Campo Orito

Componentes	Estacion compresora 1	Estacion Compresora 2	Promedio
Co2	70,263	62,420	66,342
N	1,497	1,517	1,507
H20	2,008	0,454	1,231
C1	13,030	16,220	14,625
C2	2,830	3,300	3,065
C3	4,358	5,680	5,019
I-C4	0,914	1,304	1,109
N-C4	2,400	3,447	2,924
I-C5	0,746	1,062	0,904
N-C5	0,753	1,053	0,903
C6	0,566	0,743	0,655
C7	0,429	0,520	0,475
C8	0,133	0,152	0,143
C9	0,061	0,066	0,064
C10	0,013	0,016	0,015

Fuente: elaboración propia con base en, ALVARADO SÁNCHEZ Carolina, VALLEJO Juan Carlos. Evaluación técnico financiera de la viabilidad de la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica que permita el aprovechamiento del gas asociado al Campo Orito, Putumayo: Fundación Universidad de América 2018. p. 37

A partir de la concentración del gas se estimará el volumen a inyectar de CO₂ relacionado con el volumen asociado a la línea de producción.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y DEL MODELO DINÁMICO.

Para dar cumplimiento a este objetivo, se usó el modelo estático representativo del yacimiento elaborado en la tesis de grado titulada “Evaluación de un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la formación Villeta del Campo Orito” (Urbina y Velásquez, 2018) haciendo énfasis en la Unidad N de la Formación Villeta de Campo Orito, contemplando la data histórica de las propiedades pertenecientes a la Unidad N.

2.2.1 Descripción del modelo estático del campo Orito. Se denomina modelo estático a la representación de un yacimiento en una formación donde se tienen en cuenta las propiedades estáticas tales como, el espesor de la formación, los límites de la formación, la porosidad, la permeabilidad, los fallamientos, el ambiente de depositación, estas propiedades tienen como finalidad la caracterización precisa del yacimiento para posteriormente poder realizar las simulaciones de este yacimiento, en donde evaluaremos el comportamiento del reservorio en un tiempo específico, teniendo en cuenta escenarios de explotación, en donde varían propiedades como las composiciones de los fluidos contenidos en el yacimiento como la temperatura y la presión, analizando la variación en el tiempo, para permitir que el campo sea producido de manera rentable elaborando esquemas de explotación óptimos.

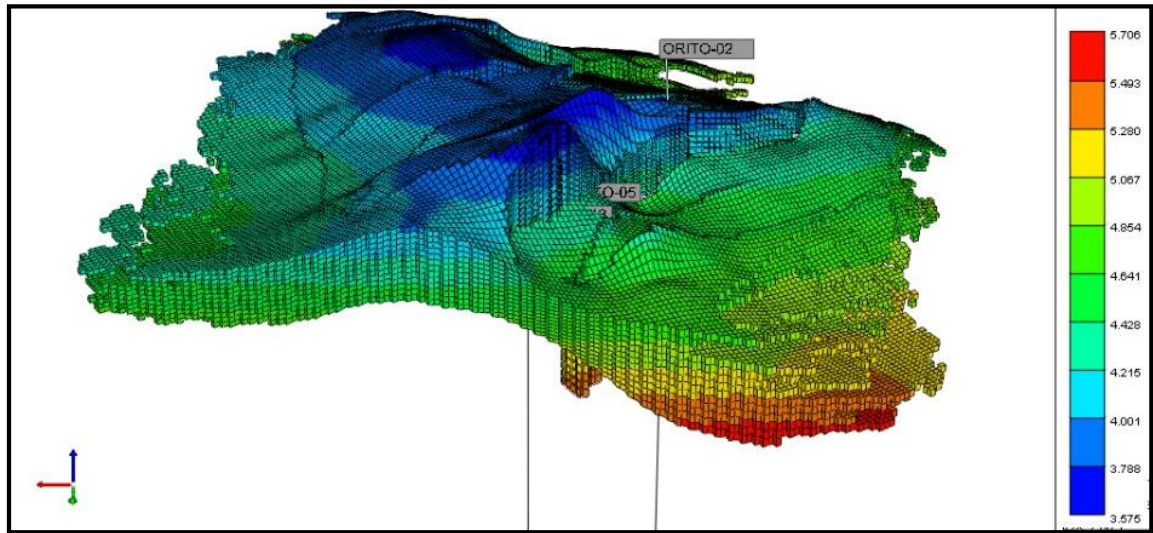
El modelo estático de la zona de estudio Unidad N está conformado por una malla (Grid), **Figura 4**, la cual contiene 769500 celdas, las cuales están distribuidas a lo largo de los ejes I, J, K de la siguiente forma: en I: 228 bloques, en J: 225 bloques, en K: 15 bloques, en donde el volumen total de bloques es de 4.131761 e+08m³, se tiene una presión inicial de 4045,2 psi, datos a los que se hacen referencia en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Propiedades de la malla

PROPIEDAD	VALOR
Número de Bloques	769500
Bloques en I	228
Bloques en J	225
Bloques en K	15
Bloques Activos	149824
Volumen Total Bloque	4.131761 e+08

Fuente: elaboración propia

Figura 4. Grid 3D del Campo Orito, Unidad N



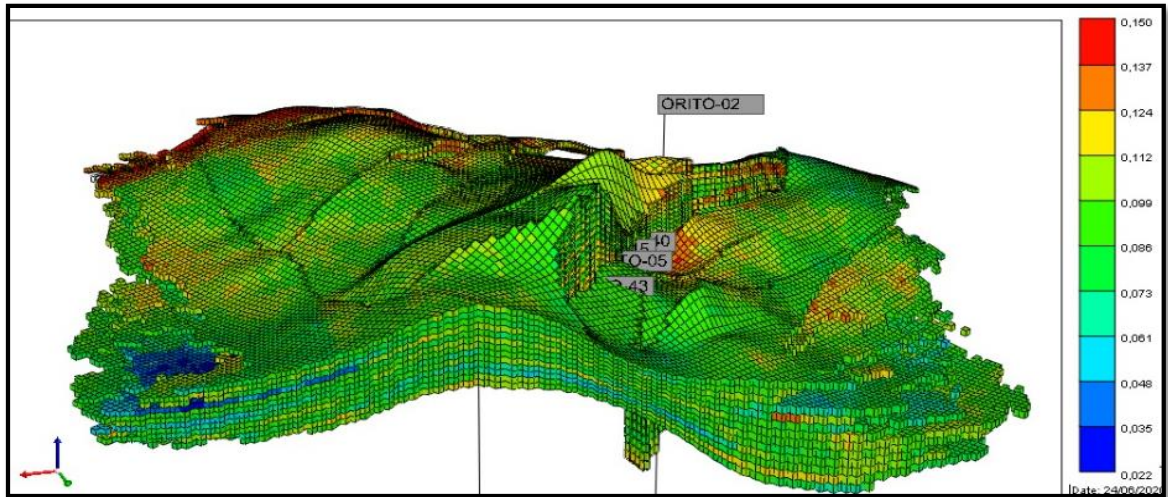
Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019.

2.2.1.1 Descripción de las propiedades petrofísicas para el modelo estático del Campo Orito

En esta sección se realizara la descripción de las propiedades petrofísicas que conforman la Unidad N de la Formación Villeta, en donde los valores de estas propiedades se obtuvieron directamente desde el modelo estático extraído de la tesis base, cargando sus datos debidamente en el simulador CMG.

2.2.1.1.a Distribución de la porosidad en la Unidad N. En la **Figura 5** se puede observar la distribución de la porosidad vertical de la zona de estudio, en donde el valor de la propiedad varia en un rango entre el valor mínimo de 2%, valor máximo de 15%, y un valor promedio de 8.5%.

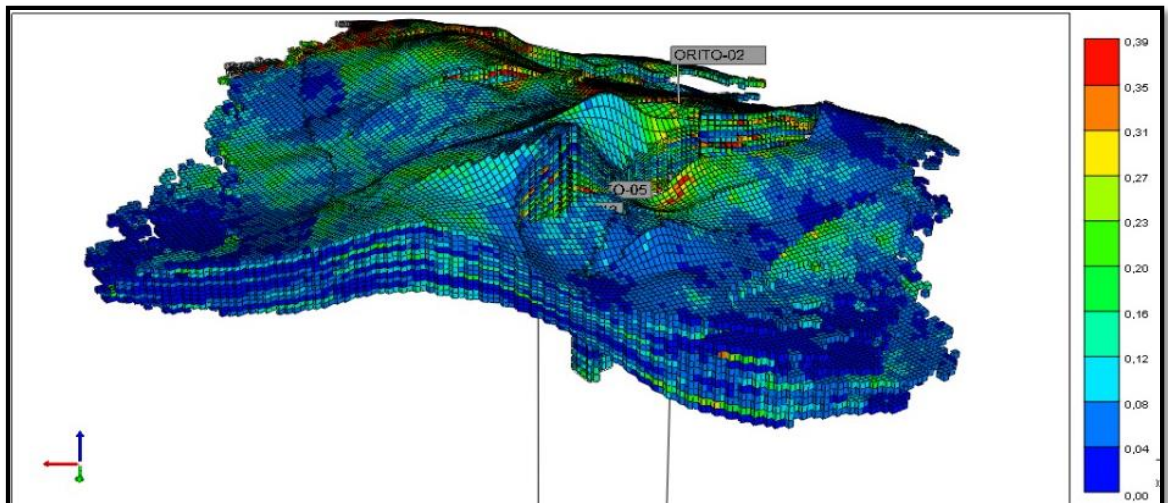
Figura 5. Distribución de la porosidad de la Unidad N



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.1.1.b Distribución de la permeabilidad en la Unidad N. En la **Figura 6**, podemos ver la distribución de la permeabilidad de la Unidad N del Campo Orito, en donde se puede apreciar el rango de permeabilidades donde los valores están entre 0 Md y 0.39 Md en donde se puede concluir que los valores son bajos ya que el yacimiento es naturalmente fracturado.

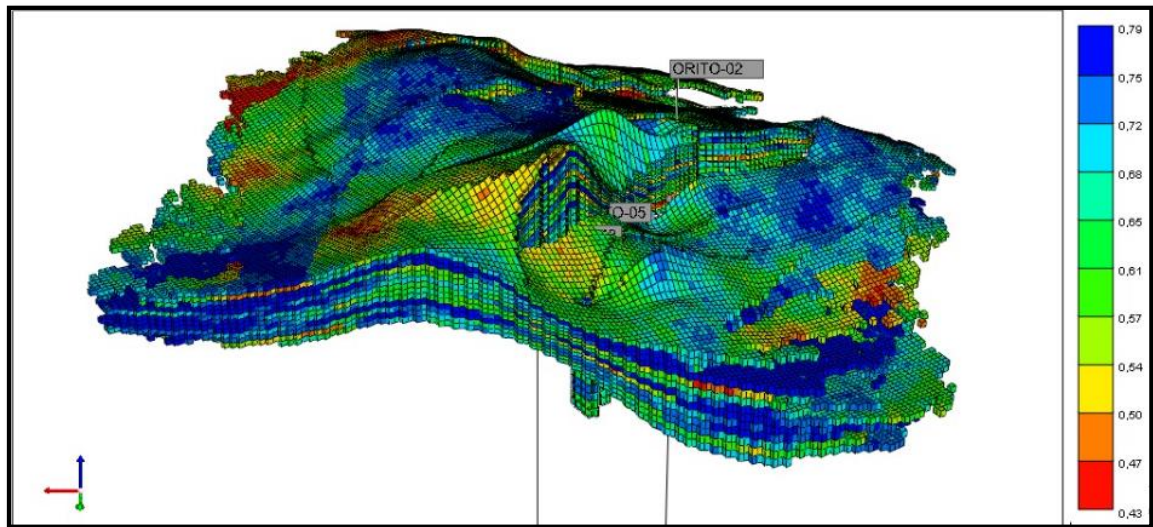
Figura 6. Distribución de la permeabilidad de la Unidad N



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.1.1.c Distribución de la saturación de agua connata en el Unidad N. En la **Figura 7**, podemos ver la distribución de la saturación de agua connata de la Unidad N del Campo Orito, en donde se puede apreciar el rango de saturación donde los valores están entre 43% y 79% donde podemos concluir que hay bajo remanente de agua inicialmente depositado en la Formación teniendo en cuenta la incertidumbre en el dato de presión capilar que no fue incluido en la elaboración del modelo estático.

Figura 7. Distribución de la saturación de agua connata de la Unidad N

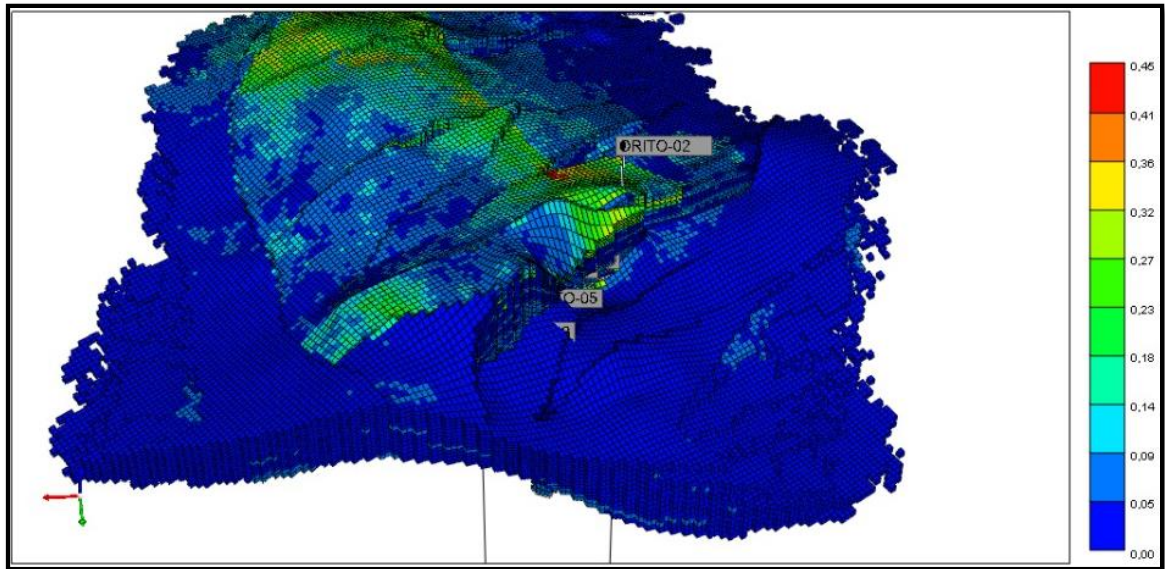


Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.1.2 Descripción de las propiedades estáticas del modelo base de la Unidad N. A continuación se presentaran algunos de los block fill los cuales representan la descripción de las propiedades estáticas del modelo en forma de bloques. Propiedades como, net to gross (NTG), saturación de agua irreducible por fractura (Swirr), espaciamiento de fractura, serán presentadas a continuación.

2.2.1.2 a. Distribución del net to gross en el Unidad N. En la **Figura 8**, podemos ver la distribución del Net to Gross de la Unidad N, siendo el valor mínimo de 0 y el valor máximo 54%, siendo el rango de NTG de 15% a 32% el rango que más se repite, lo cual indica que el grosor de las capas de arena se encuentran en un porcentaje promedio de 27 %.

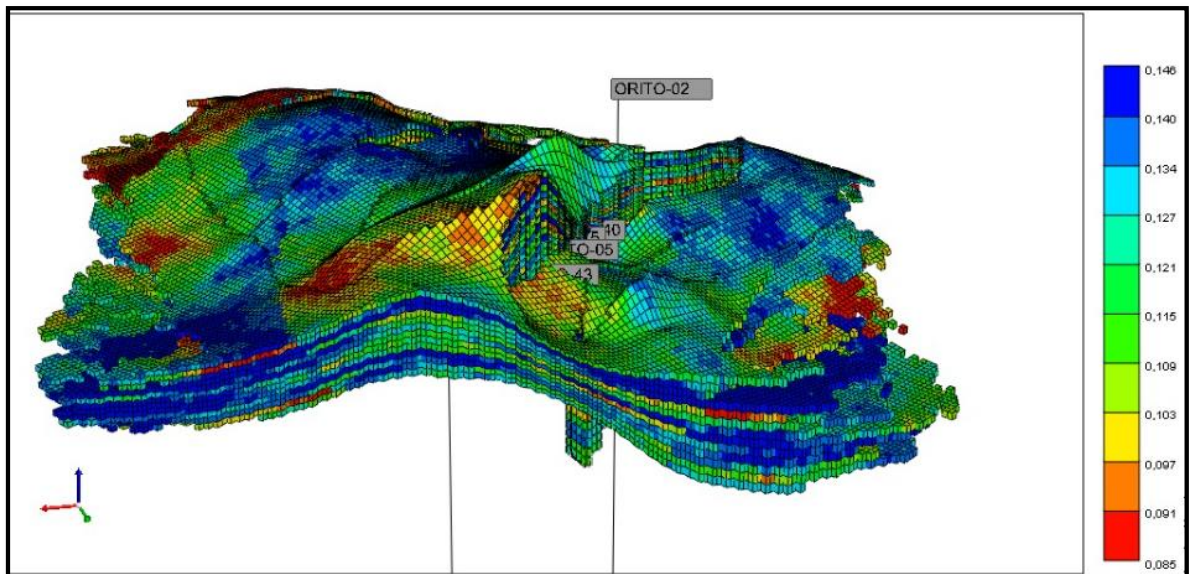
Figura 8. Distribución del net to gross en la Unidad N.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.1.2 b. Distribución de la saturación de agua irreducible en la fractura. La **Figura 9** muestra la distribución de la Saturación de agua irreducible en la fractura de la Unidad N, el valor mínimo es de 8.5% y el valor máximo es de 14%, donde comparado con la Saturación de agua connata en la matriz, podemos concluir que hay una menor depositación de agua inicial en la fractura.

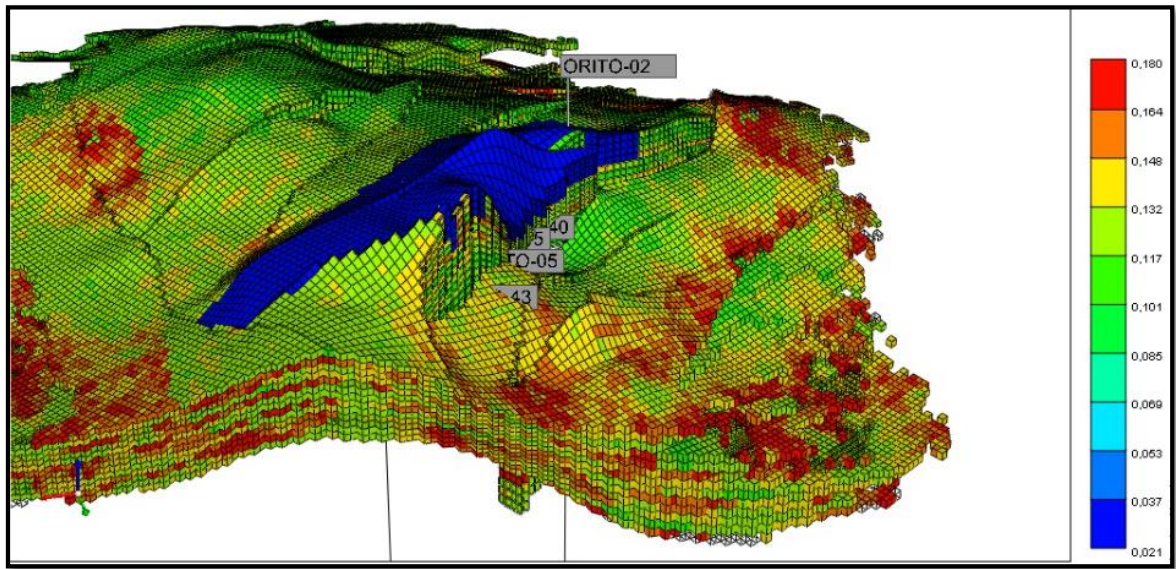
Figura 9. Distribución de la saturación de agua irreducible en la fractura.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.1.2 c. Distribución del espaciamiento de la fractura en la Unidad N. En la **Figura 10** se presenta la distribución del espaciamiento de la fractura horizontal en la Unidad N, el valor mínimo 2% y un valor máximo de 18%, lo cual indica que la unidad tiene una baja porosidad en la fractura.

Figura 10. Distribución del espaciamiento de la fractura en la Unidad N



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.2 Descripción del modelo dinámico. A continuación se muestra el desarrollo y características del modelo dinámico correspondiente a la Unidad N de Campo Orito, Formación Villeta a partir del modelo estático, en donde se especificaran las secciones que componen al Pre-procesador Builder el cual describe el comportamiento del fluido. Para esta sección se correlacionan datos PVT de la Unidad N del Campo Orito y así mismo los datos de permeabilidad relativa.

2.2.2.1 Secciones del simulador para el desarrollo del modelo dinámico.

Para efectos del proyecto se utilizará como pre-procesador el simulador Builder, así mismo se utilizará como procesador el simulador IMEX modelando un fluido de tipo Black Oil, y finalmente como post-procesador se utilizará el simulador Results, partiendo del hecho de que se hará uso de la versión licenciada CMG 2019 otorgada directamente por la compañía creadora del software CMG.

2.2.2.1.a. Sección de encabezado. En esta sección se ingresara los datos e información base del modelo, esta información es especificada a continuación en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Información ingresada en la sección encabezado

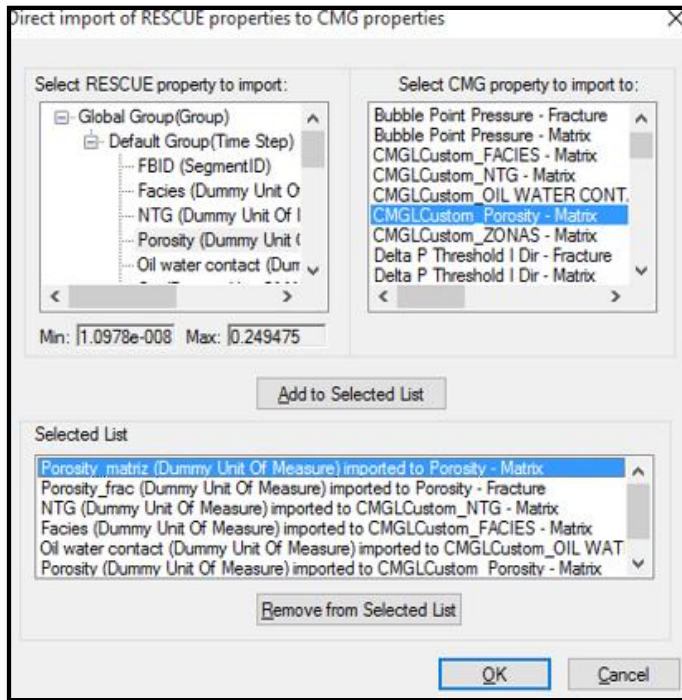
Item	Información ingresada	Descripción
Simulador	IMEX	Modelo de tipo Black - Oil
Unidades trabajadas	Field / Campo	Bbl / ft3 / °F
Permeabilidad	DUALPERM / Doble Permeabilidad	Yacimiento naturalmente fracturado
Inicio de la simulación	1/01/1968	Fecha de inicio de producción del campo

Fuente: elaboración propia.

2.2.2.1.b. Sección geometría del modelo y propiedades estáticas. A continuación se presenta la segunda sección del modelo dinámico, en esta sección se incorpora la malla, la información y demás datos generados en el modelo estático, tales como porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, el tope y la base estructural de la Unidad a trabajar, los pliegues, entre otros.

La **Figura 11** nos muestra como cada propiedad fue importada del modelo estático al modelo dinámico y se asignó cada propiedad del modelo estático a su correspondiente propiedad en el modelo dinámico.

Figura 11. Propiedades estáticas importadas al modelo



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En esta sección también se especificaron los pozos que formarían parte del modelo dinámico mediante el uso de la herramienta “Import trajectory wizard”. En la **Tabla 5** presentada a continuación se adiciona la descripción correspondiente frente a la fecha de inicio y continuidad de producción, cierre o abandono según sea el estado actual de cada pozo tal como se referencia en la tesis base.

Tabla 5. Pozos incorporados al modelo dinámico

Pozos incorporados al modelo dinámico	
Pozo	Descripción
Orito-01	El pozo inicio producción el 01 de abril de 1975 y fue cerrado el 01 de enero de 2003
Orito-02	El pozo inicio producción el 07 de julio de 1968 y fue abandonado por bajo potencial el 13 de diciembre de 1968
Orito-05	El pozo inicio producción el 04 de octubre de 1988 y en la actualidad continúa produciéndose
Orito-10	El pozo inicio producción el 18 de enero de 1971 y en la actualidad continúa produciéndose
Orito-22	El pozo inicio producción el 25 de febrero de 1970 y se cerró por hundimiento el 07 de julio de 1999

Tabla 5. (Continuación)

Orito-34	El pozo inicio producción el 01 de enero de 2000 y fue cerrado por acuífero el 31 de enero de 2000
Orito-36	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018
Orito-40	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018
Orito-114	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018
Orito-115	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018

Fuente: elaboración propia.

2.2.2.1.c Sección reservorio. Se procedió a dar continuidad a la tercera sección la cual corresponde a la sección reservorio, una vez importado el modelo estático, sus propiedades estáticas y la geometría del modelo, en esta sección fueron cargadas las propiedades petrofísicas faltantes que no habían sido importadas desde el modelo estático base cargado, al tratarse de propiedades estáticas como el net to gross (NTG) y la porosidad, fue necesario que el software calculara propiedades como el factor de intensidad de la fractura (FII), la permeabilidad de la fractura, la porosidad de la fractura, y el ancho de la fractura (W_f). El procedimiento se realizó mediante la herramienta Builder en la ventana “Formula Manager”, para que estas ecuaciones fueran tomadas por el simulador en los diferentes puntos de la malla. La **Figura 12** presenta el formulario de ecuaciones formuladas y verificadas en el simulador.

Figura 12. Propiedades de la malla



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

La **Tabla 6** representa los valores promedio que se obtuvo mediante el cálculo de cada una de propiedades correspondientes.

Tabla 6. Propiedades petrofísicas.

Propiedad	Valor	Unidad
Porosidad de la matriz	0.10855	N
Factor de Partición	0.22745	N
Porosidad de la fractura	0.03221	N
Factor de intensidad de la fractura	0.03754	N
Ancho de la fractura	0.005054	N
Espaciamiento de fractura (i,j,k)	0.13055	N

Fuente: elaboración propia

Se procedió a calcular el valor que corresponde a la compresibilidad de la roca para completar esta sección, se tomó como base al documento Application of variable formation compressibility for improved reservoir analysis, publicado por la SPE para calcular dicho valor, en donde se contempló que el cálculo se realizaría para una roca no consolidada, teniendo en cuenta las características de la roca pertenecientes a la Unidad N en la formación Villeta.

El valor de dicha propiedad se calculó tomando en cuenta la friabilidad de la roca la cual corresponde a no consolidada, se tomó en cuenta las correlaciones de Hall cuya fórmula y variables se especifica en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Correlación de Hall para determinar la compresibilidad de la roca.

$$C_f = \left(\frac{1.728}{\phi^{0.438}} \right) * 10^{-6}$$

Donde:

Cf: Compresibilidad de la formación

ϕ : Porosidad efectiva.

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3ra edición. USA: 2006. p.259

En la **Tabla 7** mediante los cálculos de las correlaciones se obtuvo que el valor de la compresibilidad corresponde a 8.80371×10^{-6} psi⁻¹ en la Unidad N de la Formación Villeta, con lo cual completáramos la sección reservorio, este valor se ingresó para la matriz y para la fractura como se puede visualizar en la **Figura 13**.

Tabla 7. Calculo de la compresibilidad de la roca

INITIAL DATES			
Tipo de roca	Consolidated Sandstones		
Presión inicial	4045	psi	
Presión actual	1450	psi	
Profundidad vertical	5600	ft	
Gradiente de presión	1	psi/ft	
DATES PHIE VS SWIRR AND PHIE VS SOR			
#	PHIE	SWIRR	SOR
1	0.14	0.23	
CONSTANTS FOR EFFECTIVE STRESS EQUATION			
k1	0.95		
k2	0.95		
k3	0.75		
σz	5600		
σ _{lab}	3423.5	psi	
PHIT Average	0.14		
TYPE CURVES-FORMATION COMPRESSIBILITY			
A	-2.81E-05		
B	300		
C	0.1395		
D	1.18E-04		
Cf	8.80371E-06	psi	
Cr	4.21603E-06	psi	

Fuente: elaboración propia.

Figura 13. Valores ingresados para la compresibilidad de la matriz y la fractura de la roca.

Rock Compressibility

Pressure dependence of formation porosity / Rock Compressibility (CPOR)

Matrix: Fracture:

Reference pressure for calculating the effect of rock compressibility (PRPOR)

Matrix: Fracture:

Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.2.1.d Sección componentes. El objetivo de esta sección es describir las características de los fluidos y su comportamiento a medida que la presión cambia.

El comportamiento de un fluido depende primordialmente de la presión y de la temperatura que este tenga, es por eso que se realizan pruebas PVT. Estas pruebas se realizan en un laboratorio con base a una muestra del yacimiento. Existen diferentes pruebas tales como prueba de liberación tipo diferencial, pruebas de viscosidades, pruebas de liberación instantánea o flash y pruebas de composición constante. La prueba de liberación diferencial consiste en determinar el volumen de petróleo y gas que tiene la muestra, la muestra se lleva a unos separadores donde se simula la caída de presión a un valor por encima de la presión de burbuja, la presión en los separadores se va llevando a valores cercanos a la presión de burbuja hasta cuando se genera la primera burbuja lo que refleja que se llegó hasta la presión de burbuja, ese es el indicador donde se retira el gas libre de la celda en donde está la muestra por medio de la inyección de mercurio a una presión constante para su análisis³³.

Para el estudio de las propiedades obtenidas del PVT como la viscosidad de los fluidos, la relación gas en solución, el factor volumétrico y el factor de la compresibilidad en función de la presión, fueron presentadas específicamente para la Unidad N, formación Villeta donde se tomó como referencia el pozo Orito-02.

La temperatura de fondo al no ser proporcionada, tuvo que ser calculada por medio del gradiente geotérmico de la formación que corresponde a 0,0297 °F/ft donde se encontró que el valor de temperatura corresponde a 132.29°F. A continuación en la **Figura 14** se muestra la información y las propiedades del fluido que corresponde a la Unidad N, por otra parte, en la **Tabla 8** se muestran los valores PVT por encima de la presión de burbuja, que fueron ingresados en el Builder, en donde fue necesario ingresar a la sección "components" del software e ingresar los valores como la temperatura del reservorio, la viscosidad y la densidad de los fluidos presentes, como se puede observar en la **Tabla 9**.

³³ URBINA GARRIDO, Sailem, Liney, VELÁSQUEZ SALCEDO, Laura María. Evaluación de un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la Formación Villeta del Campo Orito: Fundación Universidad de América, 2018. p.29

Figura 14. Información general de las propiedades de los fluidos

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			132.29 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		57.081 lb/ft3
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)		0.7939
5	Water phase density (DENSI...)			62.4 lb/ft3
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/psi	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.0048
10	Compressibility (CW)			2.87545e-006 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			3182.7 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.577845 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	0 cp/psi

Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019.

Tabla 8. Incorporación de la data del PVT para saturados al modelo dinámico.

P(Psi)	Rs(ft3/bbl)	Bo	Zg	Viso (Cp)	Visg (Cp)
144,087848	68,708366	1,089801	0,984690	3,803926	0,011638
208,783798	77,698097	1,093292	0,977600	3,697721	0,011713
273,479747	86,957840	1,096887	0,970421	3,599141	0,011798
338,175696	96,484740	1,100587	0,963183	3,507559	0,011893
402,871646	106,276082	1,104389	0,955919	3,422396	0,011995
467,567595	116,329272	1,108293	0,948656	3,343124	0,012106
532,263545	126,641836	1,112298	0,941423	3,269257	0,012226
596,959494	137,211405	1,116402	0,934247	3,200353	0,012353
661,655443	148,035711	1,120606	0,927155	3,136007	0,012489
726,351393	159,112575	1,124907	0,920172	3,075850	0,012633
791,047342	170,439904	1,129306	0,913319	3,019548	0,012786
855,743292	182,015687	1,133801	0,906620	2,966794	0,012947
920,439241	193,837984	1,138392	0,900095	2,917310	0,013116
985,135190	205,904927	1,143078	0,893763	2,870841	0,013294
1.049,8311	218,214712	1,147858	0,887641	2,827158	0,013481
1.114,5271	230,765596	1,152732	0,881746	2,786047	0,013677
1.179,2230	243,555895	1,157699	0,876091	2,747318	0,013881
1.243,9190	256,583977	1,162758	0,870691	2,710793	0,014094
1.308,6149	269,848264	1,167909	0,865555	2,676312	0,014316
1.502,7028	301,000000	1,179407	0,851834	2,608246	0,015036

Fuente: elaboración propia

Tabla 9. Incorporación de la data del PVT para insaturados al modelo dinámico

p(Psi)	Viso(Cp)		p(Psi)	Viso(Cp)
1502,702786	2,608246203		2796,62177	2,76142858
1567,398735	2,613696353		2861,31772	2,77123094
1632,094684	2,619413826		2926,01367	2,78121455
1696,790634	2,625390871		2990,70962	2,79137708
1761,486583	2,63162036		3055,40557	2,80171628
1826,182533	2,638095721		3120,10152	2,81222995
1890,878482	2,644810876		3184,79747	2,82291597
1955,574431	2,651760195		3249,49342	2,83377228
2020,270381	2,658938442		3314,18937	2,84479685
2084,96633	2,666340745		3378,88532	2,8559877
2149,66228	2,673962551		3443,58127	2,8673429
2214,358229	2,681799601		3508,27722	2,87886054
2279,054178	2,689847898		3572,97317	2,89053873
2343,750128	2,698103684		3637,66912	2,90237561
2408,446077	2,706563416		3702,36507	2,91436936
2473,142027	2,715223745		3767,06102	2,92651814
2537,837976	2,724081498		3831,75696	2,93882014
2602,533925	2,733133663		3896,45291	2,95127357
2667,229875	2,742377369		3961,14886	2,96387663
2731,925824	2,75180988		4025,84481	2,97662753

Fuente: elaboración propia

2.2.2.1.e Sección roca-fluido En esta sección se presentara la data que corresponde a la permeabilidad relativa tanto del agua como la del petróleo a diferentes valores de saturación de agua para la fractura y para la matriz. En la **Tabla 10** se especifican las permeabilidades relativas para la matriz de la Unidad N. Por otra parte en la **Tabla 11**, se especifican las permeabilidades relativas correspondientes a la fractura de la Unidad evaluada.

Tabla 10. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la matriz vs saturación de agua.

Sw	Krw	Krow
0.2	0	0.914393438
0.234375	0.002313057	0.745314467
0.26875	0.004740441	0.602327423
0.303125	0.007344254	0.482515222
0.3375	0.010209827	0.383115468
Sw	Krw	Krow
0.371875	0.013447313	0.301522655
0.40625	0.017193395	0.235290566
0.440625	0.021612992	0.182134911
0.475	0.026900903	0.13993626
0.509375	0.033283428	0.10674331
0.54375	0.041019927	0.080776604
0.578125	0.050404342	0.060432793
0.6125	0.061766679	0.044289628
0.646875	0.075474454	0.031111954
0.68125	0.091934104	0.019859131
0.715625	0.111592361	0.009694705
0.75	0.134937606	0
1	1	0

Fuente: elaboración propia

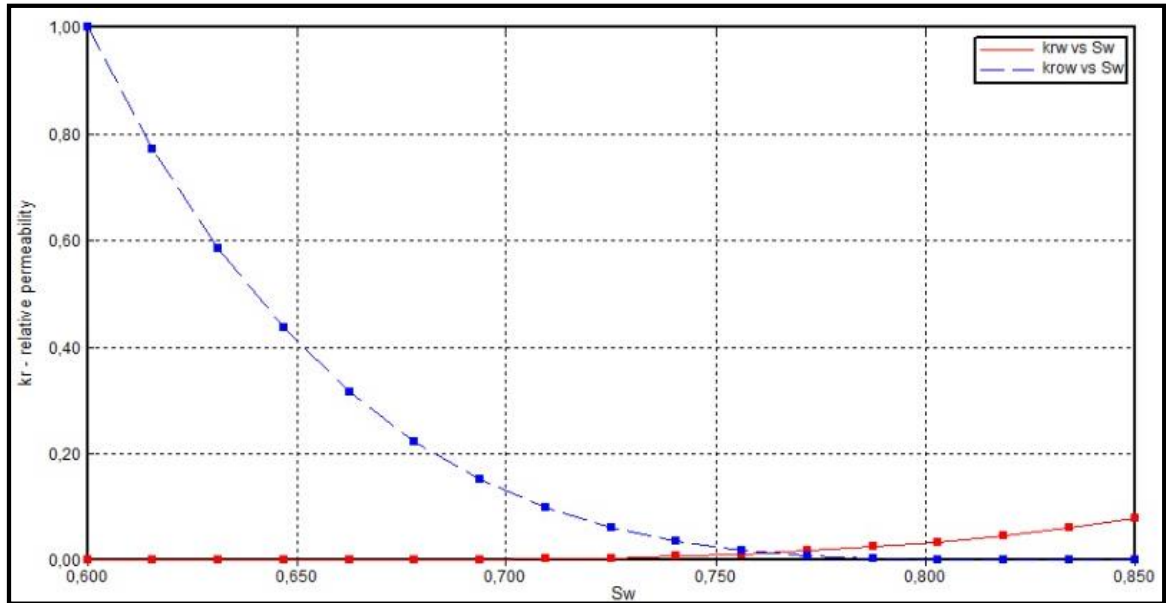
Tabla 11. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la fractura vs saturación de agua

Sw	Krw	Krow
0.2	0	1
0.234375	0.0084336	0.9375
0.26875	0.0168672	0.875
0.303125	0.0253008	0.8125
0.3375	0.0337344	0.75
0.371875	0.042168	0.6875
0.40625	0.0506016	0.625
0.440625	0.0590352	0.5625
0.475	0.0674688	0.5
0.509375	0.0759024	0.4375
0.54375	0.084336	0.375
0.578125	0.0927696	0.3125
0.6125	0.101203	0.25
0.646875	0.109637	0.1875
0.68125	0.11807	0.125
0.715625	0.126504	0.0625
0.75	0.134938	0
1	1	0

Fuente: elaboración propia

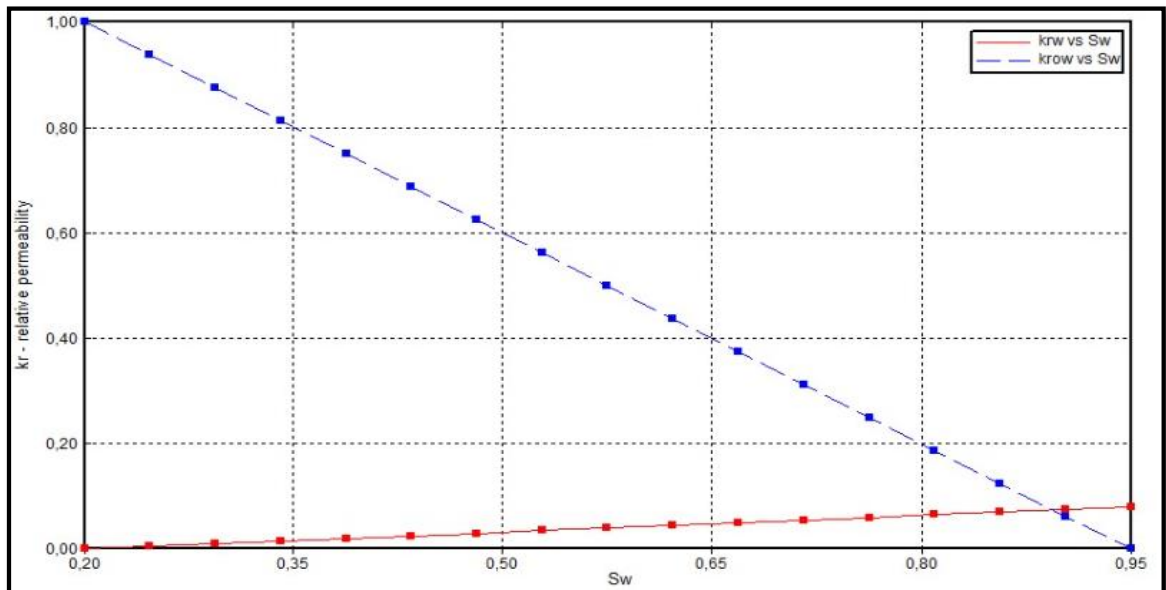
A continuación se presentará la **Gráfica 3** y la **Gráfica 4** que representan el comportamiento de las permeabilidades tanto de la matriz como de la fractura obtenidas por el simulador CMG a los valores de saturaciones de agua.

Gráfica 3. Permeabilidades relativas de la matriz.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Gráfica 4. Permeabilidades relativas de la fractura.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.2.2.1.f Sección condiciones iniciales. En esta sección se realizó la incorporación de las condiciones iniciales al modelo, tales como la profundidad estructural, la profundidad del contacto agua petróleo, la presión de la unidad, la presión de burbuja, en la **Tabla 12**. Se describen estas condiciones.

Tabla 12. Condiciones iniciales – Unidad N.

Condición inicial	Descripción / Valor
Sistema	Agua - Petróleo
Presión (psi)	4045,227599
Profundidad (ft)	4449
Profundidad contacto W-O (ft)	4007,8
Presión de burbuja (psi)	1502,7

Fuente: elaboración propia

2.2.2.1.g Sección de pozos y datos recurrentes. En esta sección se procede a incorporar las fechas de completamiento de los pozos, así mismo la historia de producción de cada uno de los pozos indicados en el modelo, y se indica la fecha final de corrida para la valoración del modelo. A partir de la primera fecha de inicio de producción del pozo más antiguo Orito-02 se iniciaron las corridas de la simulación el 01 de Enero de 1968 y se finalizaron el 1 de Mayo de 2020. La evaluación de los esquemas de inyección se inició el 5 de Mayo de 2021 con un cierre de producción el 5 de Mayo de 2041.

A continuación, se mostrará la historia de producción en la Unidad N, número de pozos, métodos de producción, producción acumulada de los diferentes fluidos explotados teniendo como base que el Campo produjo inicialmente 1367,48 BPD.

2.2.2.1 Método de producción. La producción de la Unidad N ha sido alrededor de 4,880,925 Bbl de petróleo³⁴.

En principio el mecanismo de producción primaria del campo mantuvo la presión y la producción del yacimiento hasta el año 2003, posterior a ello se evidenció un fuerte depletamiento en la Arena N debido al desgaste de la energía natural del reservorio, por esta razón se considera importante evaluar alternativas que permitan un sostenimiento de la presión impidiendo que siga en declive y por ende afectando la producción del Campo Orito.

³⁴ CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 104

2.2.2.2 Tiempo de producción. La unidad N inició producción con el pozo Orito-02 con el que se probó la rentabilidad al producir 4400 Bbl de petróleo y fue cerrado en el año de 1969; luego el pozo Orito-7 se completó debajo de N en 1995 y fue cerrado; el pozo Caldero-1 inició en Enero de 1967 produciendo a una tasa de 980 Bbl/d y 485 MScf pero en 1972 fue cerrado; por otra parte el Orito-01 en 1975 produjo un total de 48,799 Bbl de petróleo y 3547 Bbl de agua hasta Julio de 2003; el Orito-22 por su parte fue puesto en producción en o 1970, y se cerró en febrero de 1995; El Orito-05 inició su producción en Marzo de 1989; en el Orito-10 inició su producción en agosto de 1971 por flujo natural hasta 1990³⁵.

Referente a la Caliza A, comienza producción únicamente en el pozo Orito-22 como productor de petróleo, produciendo a una tasa de 1010 Bbl/d en febrero de 1966.³⁶ En la Arena U, en septiembre de 1980 se evidenció aporte de fluidos sólo en el Orito-19 con una producción de petróleo diaria de 72 Bbl/d.³⁷ En la Caliza B, sólo se mostró potencial de producción para gas, en abril de 1965 en el Orito -07 se produjo gas a una tasa de 969 MScf/d y 0.5 – 15 BBL de petróleo condensado³⁸.

2.2.2.3 Número de pozos En la **Figura 15** se especifican los nombres de los 52 pozos con los que cuenta el Campo Orito, cuya explotación se da en las formaciones de Pepino, Villeta y Caballos.

³⁵ CORTES. LEYVA. Op. cit., p. 104

³⁶ Ibid., p. 104

³⁷ Ibid., p. 104

³⁸ Ibid., p. 104

Figura 15. Número de pozos en Campo Orito

Nombre	TVD (Ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado	Nombre	TVD (Ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado
Orito-1	6.434,81	22/03/1963	Productor	Orito-8	6.670,00	22/11/1967	Productor
Orito-2	6.591,72	01/08/1963	Productor	Caldero-1	7.400,00	02/12/1967	Productor
Orito-3	6.887,00	05/01/1964	Productor	Orito-25	6.962,00	30/12/1967	Productor
Orito-4	6.576,00	13/05/1964	Productor	Orito-19	7.210,00	13/01/1968	Productor
Orito-7	6.362,00	10/08/1964	Productor	Orito-27	7.343,00	22/01/1968	Productor
Orito-5	6.534,00	14/08/1964	Productor	Orito-26	6.614,00	10/02/1968	Productor
Orito-9	6.848,00	17/10/1964	Productor	Orito-28	6.995,00	21/02/1968	Productor
Orito-6	ND	02/11/1964	Productor	Orito-29	6.650,00	03/03/1968	Productor
Orito-10	6.586,00	19/11/1964	Productor	Orito-34	6.680,00	23/03/1968	Productor
Orito-11	6.532,00	30/01/1965	Productor	Orito-30	7.105,00	25/03/1968	Productor
Orito-14	6.654,75	14/02/1965	Productor	Orito-31	7.110,91	21/04/1968	Productor
Orito-13	7.134,38	17/03/1965	Productor	Orito-36	6.941,39	13/05/1968	Productor
Orito-18	7.505,00	12/08/1965	Productor	Orito-32	7.127,63	16/05/1968	Productor
Orito-16	6.574,00	14/10/1965	Productor	Orito-33	7.659,00	10/06/1968	Productor
Orito-17	4.944,00	01/12/1965	Productor	Orito-39	6.561,06	06/07/1968	Productor
Orito-22	6.273,00	10/01/1966	Productor	Orito-43	6.947,00	14/07/1968	Productor
Orito-21	7.278,00	02/08/1966	Productor	Orito-35	6.635,53	08/08/1968	Productor
Orito-20	7.036,82	18/09/1966	Productor	Orito-41	6.391,64	12/08/1968	Productor
Orito-15	6.715,51	23/10/1966	Productor	Orito-37	7.024,68	03/09/1968	Productor
Orito-23	7.430,00	24/01/1967	Productor	Orito-24	7.420,00	25/09/1968	Productor

Fuente: ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea]. Con acceso el 18/10/2016. [Colombia]. Disponible en World Wide Web: <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>

La Formación de interés como se ha venido mencionado es la Formación Villeta, de la cual hacen parte las unidades U, T, A, B Y N en las cuales será considerado el potencial de productivo de 11 pozos del campo tomados de la tesis de referencia (Urbina, Velázquez, 2018). En la **Tabla 13** se especifican los pozos evaluados en la Formación Villeta del Campo Orito, junto con su estado actual, profundidad alcanzada, la unidad a la cual pertenecen y sus respectivas coordenadas.

Tabla 13. Pozos en la Formación Villeta

Nombre	Unidad	Fecha inicio perforación	Clasificación inicial	Estado Actual	Profundidad alcanzada (ft)
Caldero-01	N	02/12/1967	Productor	Cerrado	7400
Orito-01	N	22/03/1963	Productor	Cerrado	6434.81
Orito-02	N	01/08/1963	Productor	Abandonado	6591.72
Orito-05	N	14/08/1964	Productor	Productor	6534
Orito-07	B	10/08/1964	Productor	Productor	6362
Orito-10	N	19/11/1964	Productor	Productor	6586
Orito-15	T	23/10/1966	Productor	Productor	6715.51

Tabla 13. (Continuación)

Nombre	Unidad	Fecha inicio perforación	Clasificación inicial	Estado Actual	Profundidad alcanzada (ft)
Orito-22	N	10/01/1966	Productor	Cerrado	6273
Orito-34	N	23/03/1968	Productor	Cerrado	6680
Orito-41	B y T	12/08/1968	Productor	Productor	6391.64
Orito-42	T	01/09/1968	Productor	Abandonado	N.D.

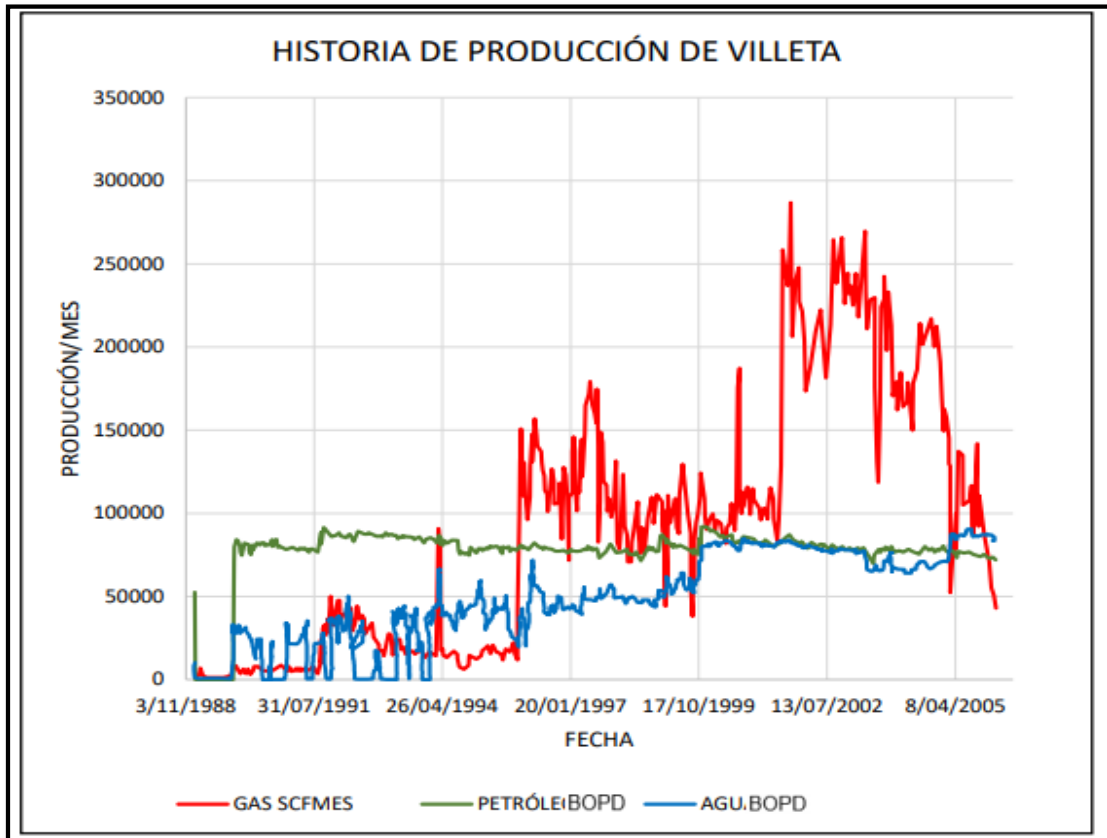
Fuente: elaboración propia con base en, ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea]. Con acceso el 18/10/2016. [Colombia]. Disponible en: <Http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>.

2.2.2.4 Gráficas de producciones acumuladas. A continuación, se representará por medio de la **Gráfica 5** el comportamiento de la producción del Campo Orito desde que inició su vida productiva hasta el año 2005, en donde se representa la producción de gas en scf/mes, presentando una tendencia continua hasta el año 1995, en donde existe un cambio en su punto más alto de 180000 scf/mes a 50000 scf/mes hasta el 2001, en éste año por otra parte se muestra un aumento sustancial de la producción en 253986 scf/mes

En cuanto a la producción acumulada de petróleo, se presenta una producción relativamente constante y el pico más alto de producción se evidencia en el año 2000 con 90,38 Bbl/mes, debido a que se han realizado procedimientos exitosos para un mantenimiento de la presión, permitiendo que la declinación de la producción haya sido leve.

En el comportamiento de la producción acumulada del agua se evidencian que sus puntos productivos más altos varían con una tendencia en aumento hasta inicios del año 2007, donde el cambio de producción más evidente fue en el año 1999 donde la producción llegó a ser de 80,54 Bbl/mes.

Gráfica 5. Producción Acumulada de la Formación Villeta



Fuente: CORTES DAZA, Carlos Andrés. LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 104.

2.2.2.5 Características del yacimiento. Las principales características de la Formación Villeta en la Unidad N son indicadas en la **Tabla 14**, las cuales fueron cargadas en el simulador, sustentando su veracidad con el trabajo de grado titulado Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito.

Tabla 14. Propiedades del yacimiento en la Unidad N

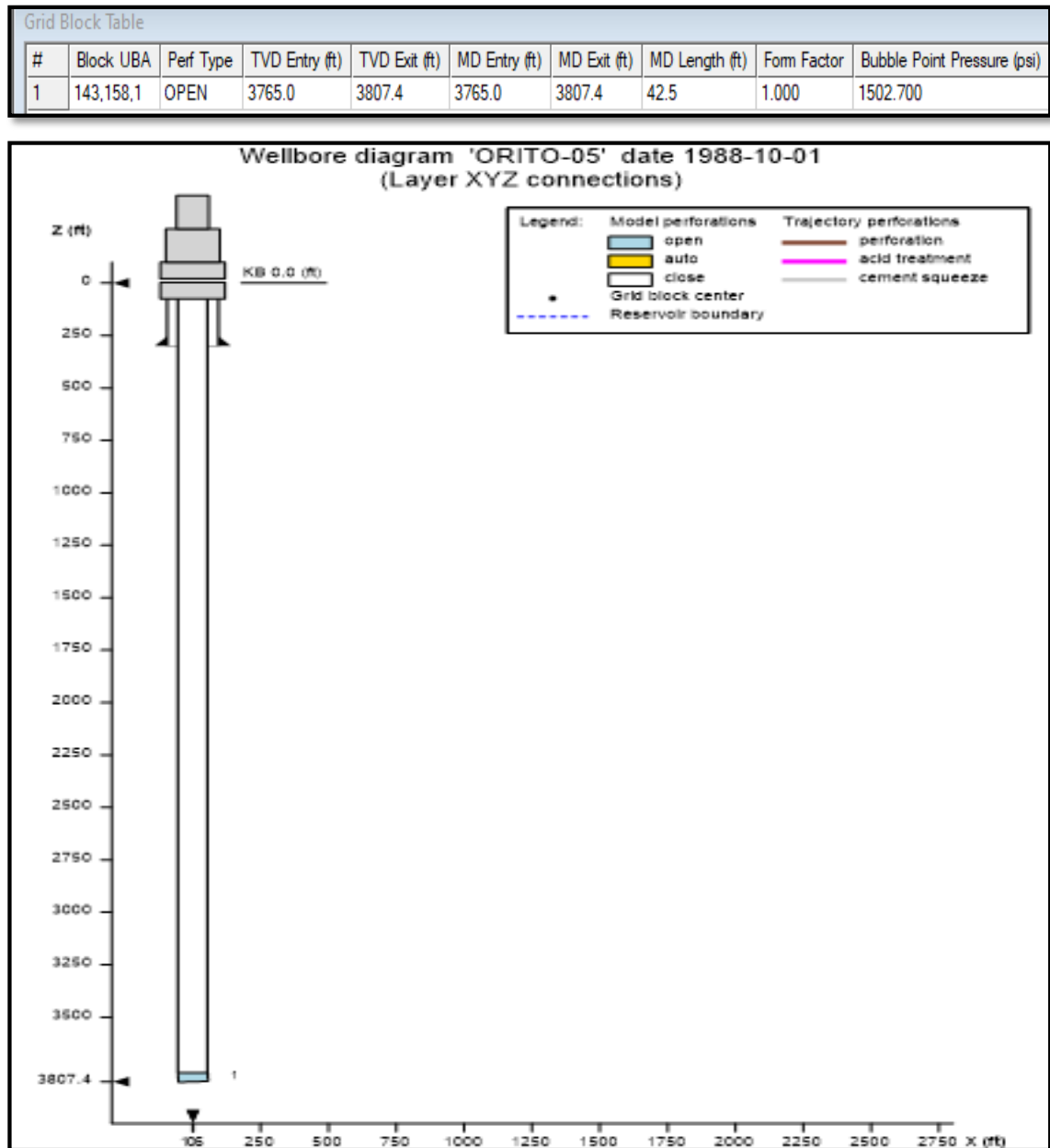
Propiedades del yacimiento (Unidad N)	
Gravedad API (° API)	28.4
Porosidad promedio (%)	10.3
Permeabilidad promedio (mD)	0.16
Temperatura (°F)	132
Presión inicial (Psig)	4045.2
Presión actual (Psig)	1450
Presión de burbuja (Psig)	1552
Producción acumulada de petróleo (Bbls)	4,880,925
Producción acumulada de agua (Bbls)	1,002,916
Producción acumulada de gas (mSCF)	4,989,049

Fuente: elaboración propia

2.2.2.6 Descripción de eventos de pozo. El modelo actual cuenta con dos pozos productores y ningún pozo inyector en la Unidad N de la Formación Villeta. Fueron analizados los pozos que en su trayectoria atraviesan la zona de interés, es decir quienes en su completamiento atraviesan la Unidad N con el objetivo de establecer esquemas de inyección a evaluar mediante la simulación.

Con relación al pozo productor Orito-05. En la **Figura 16** se presenta el estado mecánico del pozo el cual se completó el 01 de octubre de 1988 y cuenta con una trayectoria vertical.

Figura 16. Estado mecánico del Pozo Productor Orito-05



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

El pozo presentado cuenta con un radio de 0.35417 ft y un daño de formación correspondiente a -3,5 representando así su estimulación como puede apreciarse en el **Figura 17**.

Figura 17. Datos de completamiento Pozo Orito-05.

Well Completion Data (PERF)

Well & Date: ● ORITO-05 1988-10-01 ▶ PRODUCER

General Perforations Rel.Perm.Options

Well index type	GEOA calculated from geometry, anisotropic	
Calculating well index method	Directional Weighting	
Geometry:		
direction	K axis	
radius (ft)	0.35417	
geofac	N/A (computed)	
wfrac	1	
skin	-3.5	Calculate
wdfac		
Use D for turbulent skin factor	<input type="checkbox"/> TURB	
Use quadratic gas inflow	<input type="checkbox"/> QUAD	
Use pseudo-pressure gas inflow	<input type="checkbox"/> PSEUDOP	
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	LAYERXYZ apply only with GEOA	

Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Tabla 15** se presenta la información correspondiente a la historia de producción de petróleo del pozo Orito-05 relacionadas con la generación del formato digital de las gráficas de producción diaria indicadas en el trabajo de grado evaluación integral de yacimientos para la formación Villeta en el Campo Orito.

Tabla 15. Datos históricos de producción Pozo Orito – 05.

Orito-05: Oil Rate					
Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
4/10/1988	4.06779661	11/01/1994	65.0847458	28/09/1997	87.4576271
5/11/1988	71.1864407	6/03/1994	2.03389831	2/11/1997	97.6271186
4/04/1989	50.8474576	31/10/1994	0	29/12/1997	67.1186441
17/05/1989	589.830508	31/01/1995	231.864407	1/04/1998	40.6779661
29/07/1989	309.152542	5/04/1995	154.576271	7/05/1998	58.9830508
9/09/1989	414.915254	9/06/1995	107.79661	23/09/1998	77.2881356
5/12/1989	162.711864	29/07/1995	122.033898	1/11/1998	38.6440678
7/05/1990	256.271186	6/09/1995	162.711864	9/03/1999	109.830508
23/09/1990	183.050847	29/10/1995	146.440678	3/06/1999	56.9491525
4/12/1990	120	2/01/1996	103.728814	21/03/2000	73.220339
27/02/1991	231.864407	13/02/1996	115.932203	9/09/2000	48.8135593

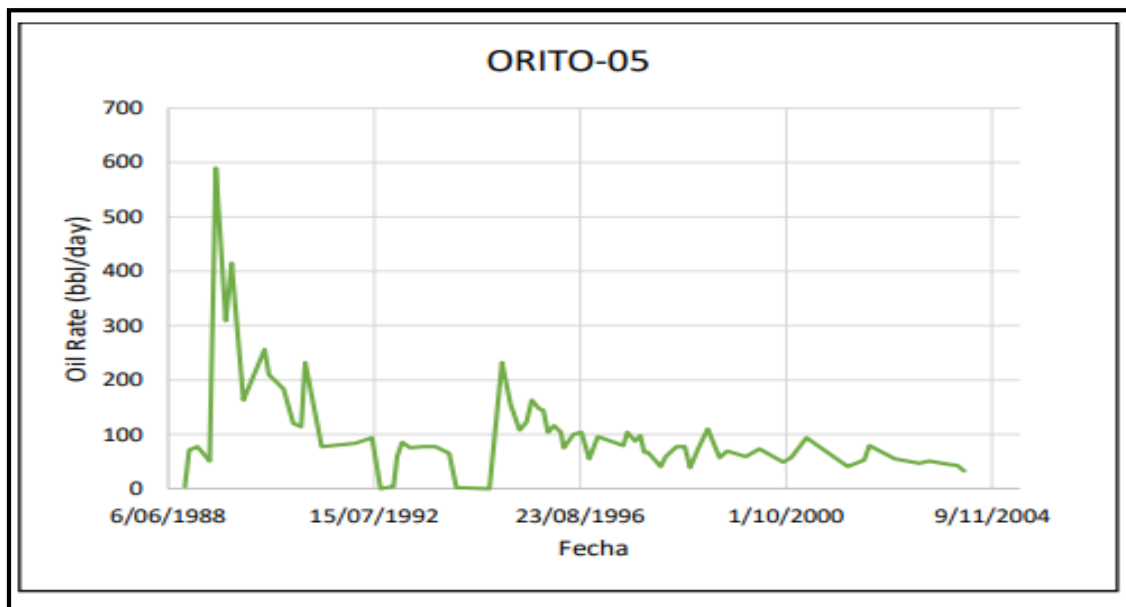
Tabla 15. (Continuación)

Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
29/06/1991	77.2881356	25/04/1996	75.2542373	27/02/2001	93.559322
27/06/1992	93.559322	5/07/1996	99.6610169	24/12/2001	40.6779661
31/08/1992	0	31/08/1996	103.728814	29/05/2002	79.3220339
1/12/1992	4.06779661	27/10/1996	54.9152542	28/05/2003	46.779661
29/12/1992	58.9830508	30/12/1996	95.5932203	8/08/2003	50.8474576
3/02/1993	85.4237288	4/07/1997	79.3220339	1/03/2004	42.7118644
3/10/1993	77.2881356	1/08/1997	103.728814	20/04/2004	32.5423729

Fuente: elaboración propia con base en, CORTES DAZA, Carlos Andrés. LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120.

En la **Gráfica 6** se presenta la tasa de producción diaria de petróleo del Pozo Orito-05 desde el 6 de Junio de 1988 hasta el 20 de abril de 2004, en donde se evidencia la declinación en la producción del pozo.

Gráfica 6. Tasa de producción de petróleo por día en Pozo Orito-05.

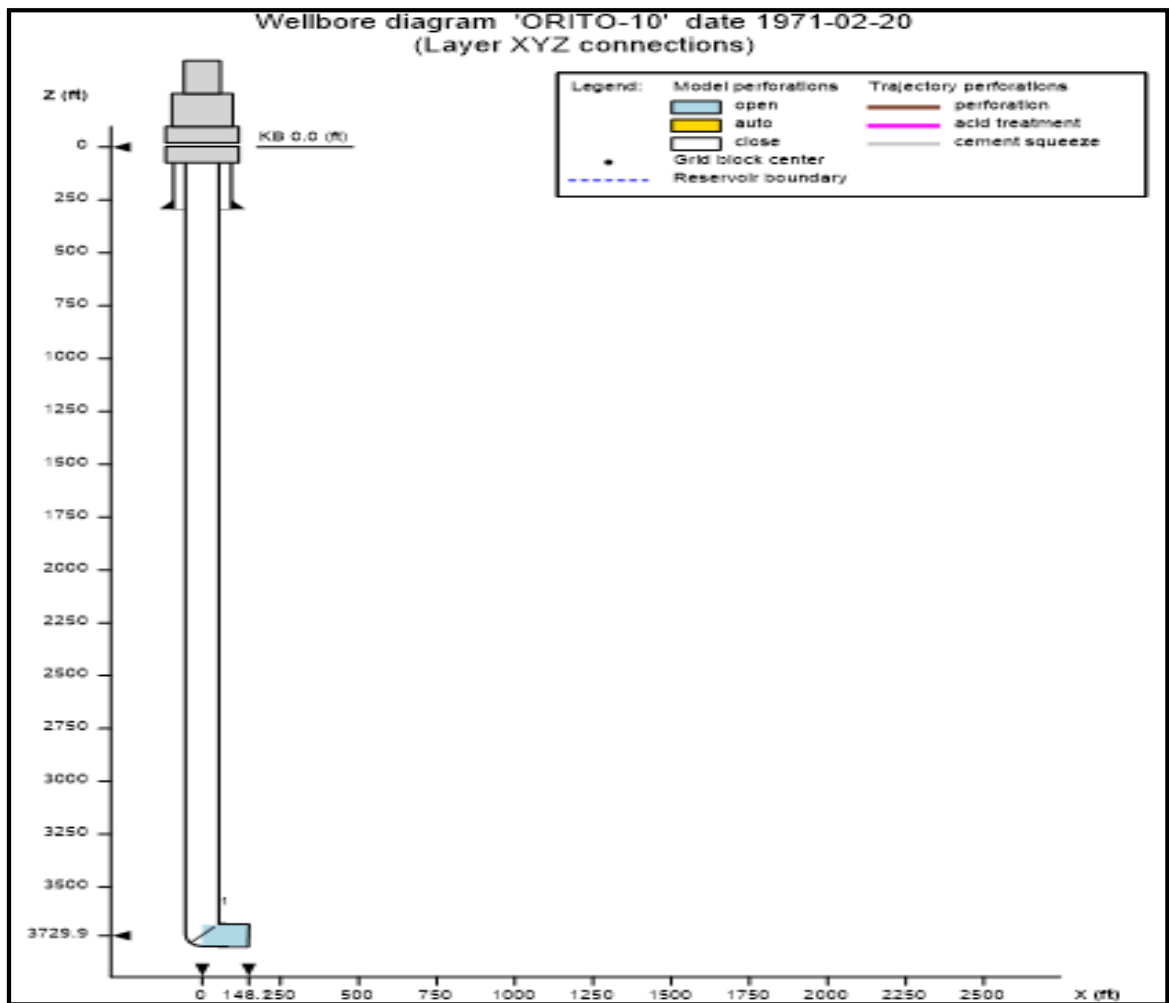


Fuente: elaboración propia con base en, CORTES DAZA, Carlos Andrés. LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120.

Con relación al pozo productor Orito-10. En la **Figura 18** se presenta el estado mecánico del pozo el cual fue completado el 20 de febrero de 1971, con una trayectoria vertical.

Figura 18. Estado mecánico del Pozo Productor Orito-10.

Grid Block Table									
#	Block UBA	Perf Type	TVD Entry (ft)	TVD Exit (ft)	MD Entry (ft)	MD Exit (ft)	MD Length (ft)	Form Factor	Bubble Point Pressure (psi)
1	141.153.1	OPEN	3726.4	3729.9	3726.4	3874.6	148.2	1.000	1502.700



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

El pozo presentado cuenta con un radio de 0.35417 ft y un daño de formación correspondiente a -3.5 representando así su estimulación como puede apreciarse en el **Figura 19**

Figura 19. Datos de completamiento Pozo Orito-10

Well Completion Data (PERF)

Well & Date: **ORITO-10** 1971-02-20 **PRODUCER**

General Perforations Rel.Pem.Options

Well index type	GEOA calculated from geometry, anisotropic	
Calculating well index method	Directional Weighting	
Geometry:		
direction	K axis	
radius (ft)	0.35417	
geofac	N/A (computed)	
wfrac	1	
skin	-3.5	Calculate
wdfac		
Use D for turbulent skin factor	<input type="checkbox"/> TURB	
Use quadratic gas inflow	<input type="checkbox"/> QUAD	
Use pseudo-pressure gas inflow	<input type="checkbox"/> PSEUDOP	
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	LAYERXYZ apply only with GEOA	

Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Tabla 16** se presenta la información correspondiente a la historia de producción de petróleo del pozo Orito-10 relacionadas con la generación del formato digital de las gráficas de producción diaria indicadas en el trabajo de grado Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito.

Tabla 16. Datos históricos de producción Pozo Orito – 10.

Orito-10: oil rate					
Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
18/01/1971	0	11/08/1986	64.9446494	10/07/1995	94.4649446
20/02/1971	135.793358	9/02/1987	97.4169742	22/12/1995	47.2324723
10/10/1971	112.177122	14/10/1987	109.225092	26/02/1996	109.225092
25/04/1972	115.129151	5/07/1988	79.704797	16/04/1996	70.8487085
7/10/1972	103.321033	20/07/1989	64.9446494	26/08/1996	85.6088561
13/07/1974	85.6088561	8/03/1990	2.95202952	31/10/1996	14.7601476
23/05/1975	153.505535	16/01/1991	2.95202952	22/01/1997	70.8487085
17/10/1976	73.800738	23/03/1991	374.907749	16/12/1998	35.4243542

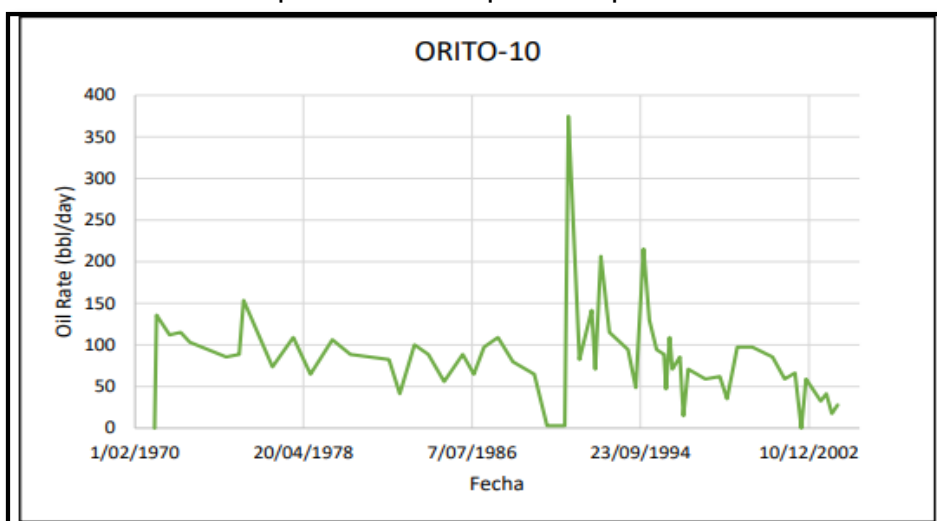
Tabla 16. (Continuación)

Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
23/10/1977	109.225092	7/10/1991	82.6568266	16/06/1999	97.4169742
25/08/1978	64.9446494	9/05/1992	141.697417	5/03/2001	85.6088561
17/09/1979	106.273063	14/07/1992	70.8487085	6/04/2002	66.4206642
04/08/1980	88.5608856	21/10/1992	206.642066	30/07/2002	0
28/12/1982	41.3284133	19/03/1993	115.129151	21/10/2002	59.0405904
18/09/1983	100.369004	13/02/1994	94.4649446	12/07/2003	32.4723247
23/05/1984	88.5608856	3/07/1994	48.7084871	19/10/2003	41.3284133
28/02/1985	56.0885609	20/11/1994	215.498155	26/01/2004	17.7121771
25/01/1986	88.5608856	28/02/1995	129.889299	5/05/2004	28.0442804

Fuente: elaboración propia con base en, CORTES DAZA, Carlos Andrés. LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120.

En la **Gráfica 7** se presenta la tasa de producción diaria de petróleo del Pozo Orito-10 desde el 20 de febrero de 1971 hasta el 05 de mayo de 2004, en donde al igual que en el pozo Orito-05 se evidencia la declinación en la producción del pozo, dando motivos evidentes para realizar la evaluación de un esquema de inyección que favorezca la producción de dichos pozos productores.

Gráfica 7. Tasa de producción de petróleo por día en Pozo Orito-10.



Fuente: elaboración propia con base en, CORTES DAZA, Carlos Andrés. LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120.

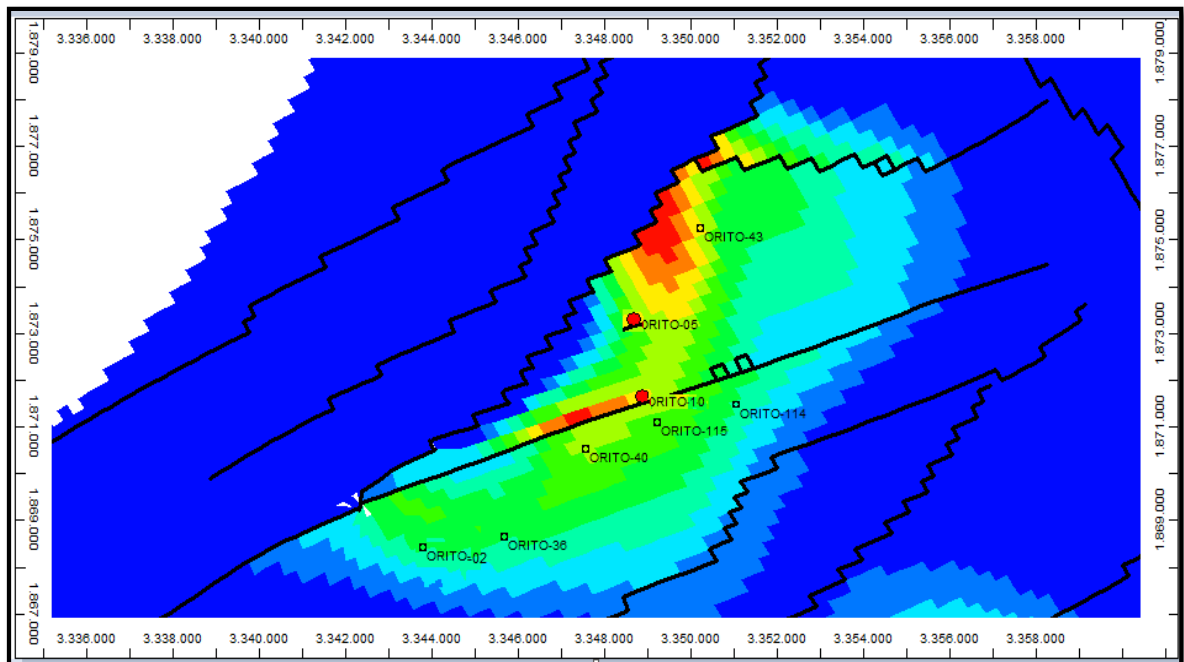
2.2.2.7 Control Numérico. Finalmente en esta sección se indica al simulador cada cuanto tiempo serían realizados los cálculos correspondientes a las corridas. En el trabajo de grado se utilizaron valores máximos en cada step de 365 días y un valor mínimo de 0.001 día.

2.3 PROCEDIMIENTO DE LA SIMULACIÓN

A continuación, una descripción paso a paso del procedimiento de la simulación mediante el software implementado CMG, incluyendo la realización del ajuste histórico, la creación del caso base y la metodología para la estimación de la viabilidad de la inyección de CO₂ incluyendo sensibilidades en el ajuste histórico, selección y determinación de escenarios mediante la inclusión de patrones de pozos, con la finalidad de captar el escenario más óptimo técnica y financieramente para que el CO₂ dispuesto sea inyectado e incremente mejor el petróleo producido.

2.3.1 Caso base sin pozos inyectoros. A continuación, se describe el caso base del modelo dinámico sin contemplar ningún pozo inyector, en el cual los pozos Orito – 05 (abierto el 04 de octubre de 1988) y Orito – 10 (abierto el 20 de febrero de 1971) tenían data de producción registrada hasta el 20 de abril y 05 de mayo de 2004 respectivamente. Cabe resaltar que, para el sector seleccionado, Unidad N Formación Villeta, se contó con su historial de producción. En consecuencia, se estimó que los pozos Orito-05 y Orito-10 continuarían sin ser cerrados hasta el 5 de mayo de 2020. En la **Figura 20** se presenta el esquema correspondiente al caso base.

Figura 20. Esquema caso base



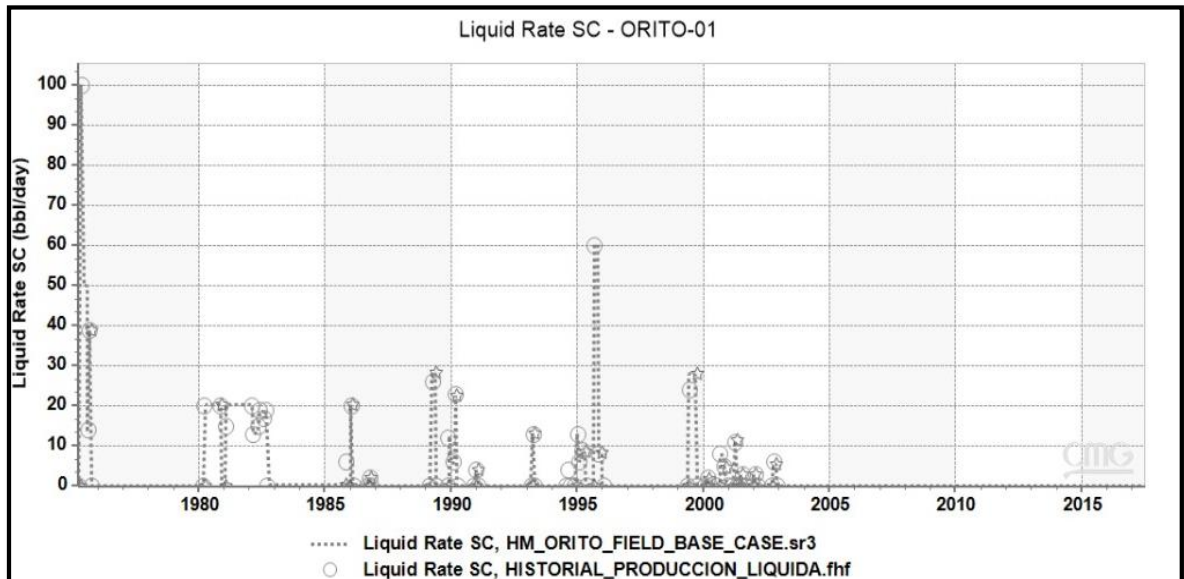
Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

2.3.1.1 Cotejo histórico

Se procedió a cargar la data histórica de producción consignada en la tesis de referencia (Urbina, Velázquez, 2018) efectuando sensibilidades que ajusten el modelo inicial como se especifica a continuación.

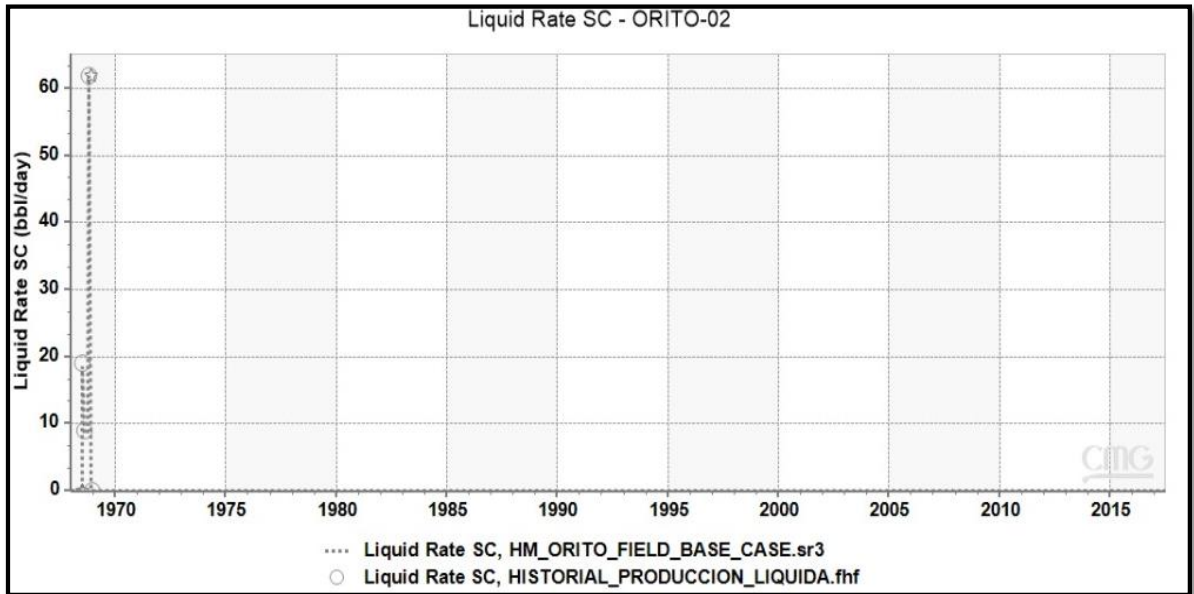
En primera instancia, se presentan los resultados obtenidos por el simulador cuando se ingresa la data histórica mencionada, se tienen en cuenta tanto la producción líquida como la producción de petróleo de cada pozo. En la **Gráfica 8**, **Gráfica 9**, **Gráfica 10**, **Gráfica 11**, **Gráfica 12** se observa que los resultados se ajustan con respecto al histórico de producción de líquido de los pozos Orito-01, Orito-02, Orito-05, Orito-10 y Orito-22 respectivamente.

Gráfica 8. Producción de líquido verificada Pozo Orito-01.



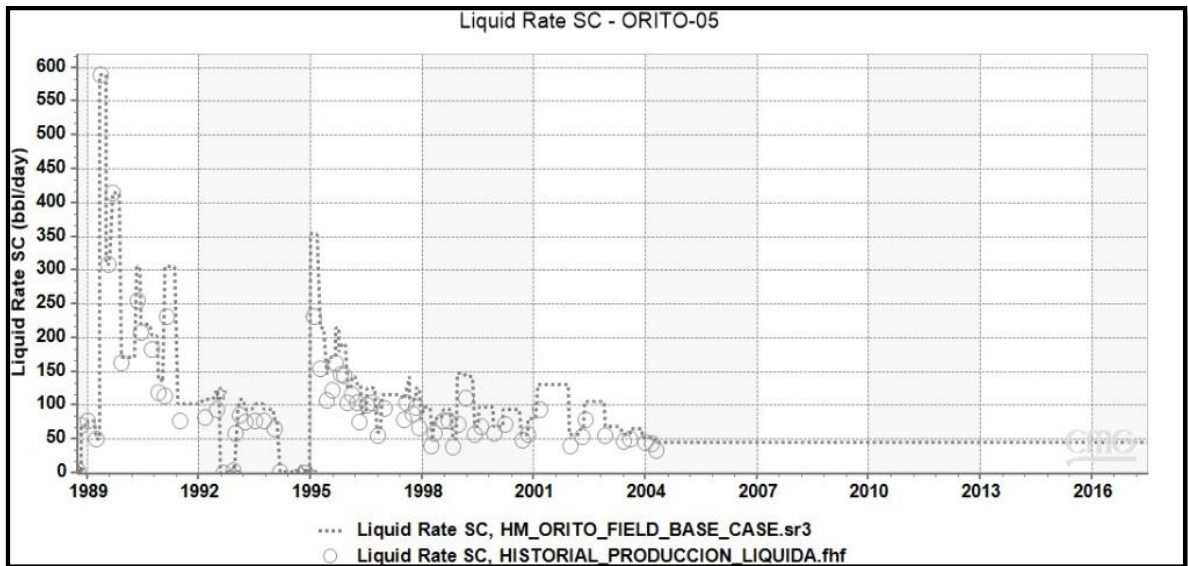
Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Gráfica 9. Producción de líquido verificada Pozo Orito-02.



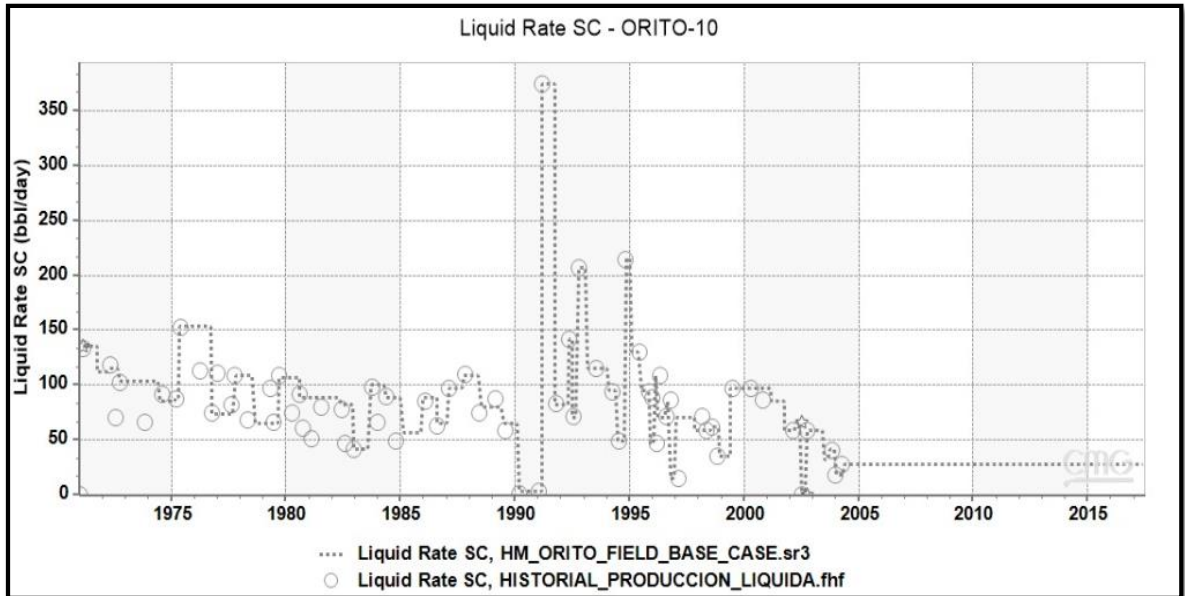
Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Gráfica 10. Producción de líquido verificada Pozo Orito-05.



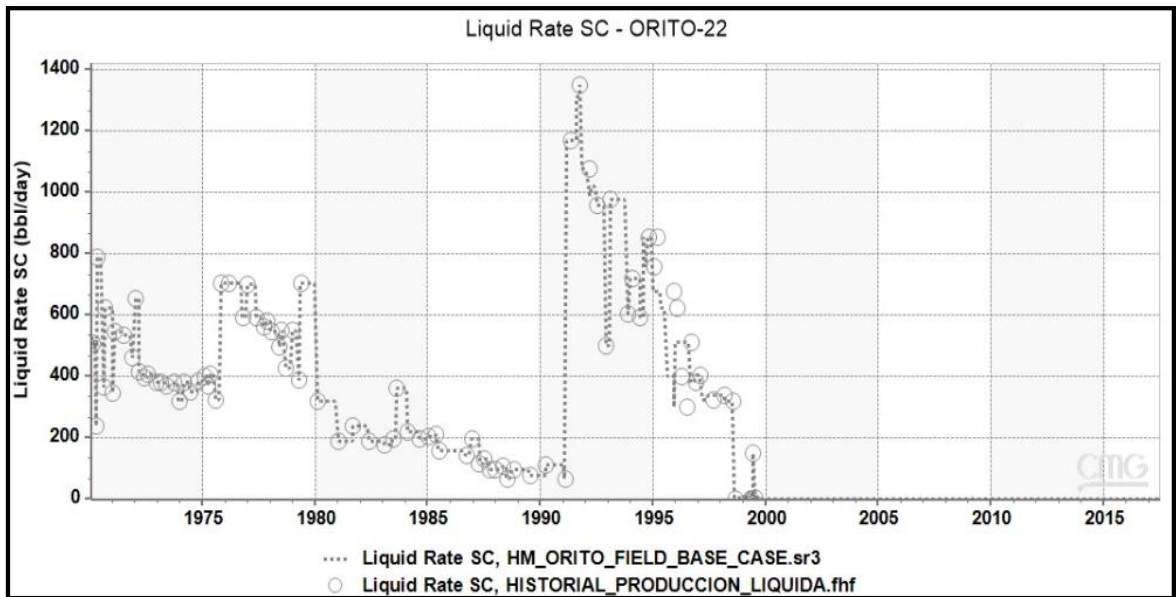
Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Gráfica 11. Producción de líquido verificada Pozo Orito-10.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

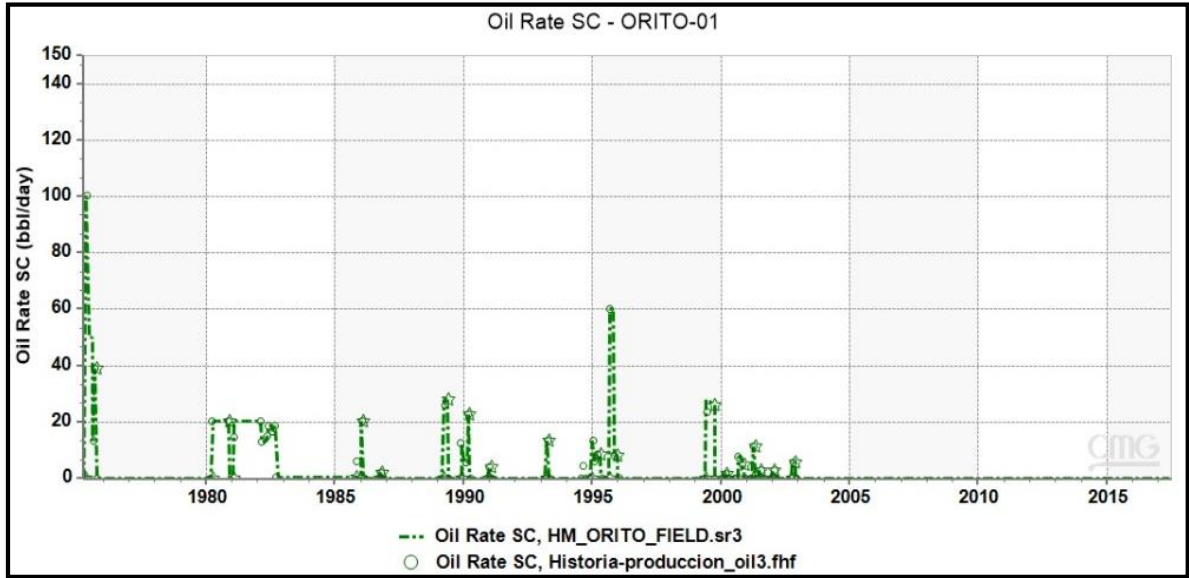
Gráfica 12. Producción de líquido verificada Pozo Orito-22.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

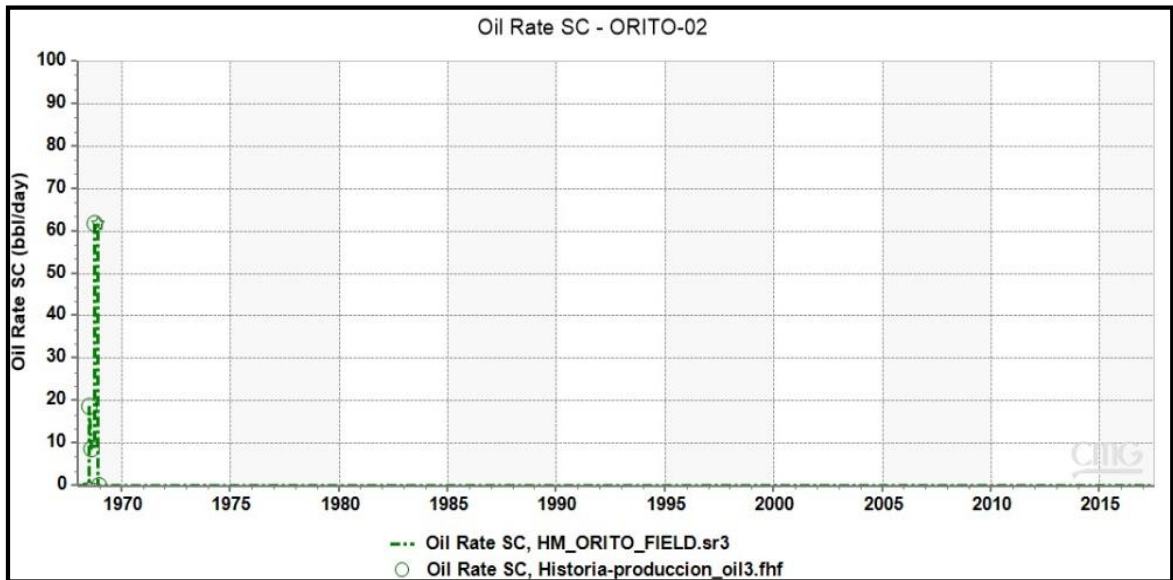
En la **Gráfica 13**, **Gráfica 14**, **Gráfica 15**, **Gráfica 16**, se observan que los resultados se ajustan con respecto al histórico de producción de petróleo de los pozos Orito-01, Orito-02, Orito-05, Orito-10 respectivamente.

Gráfica 13. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-01.



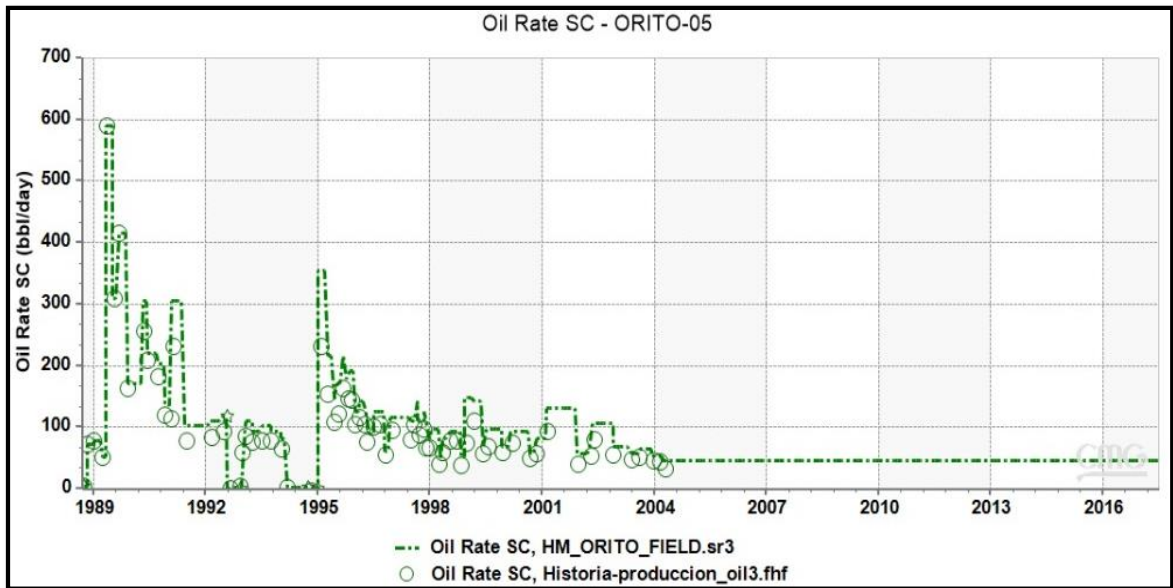
Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Gráfica 14. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-02.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

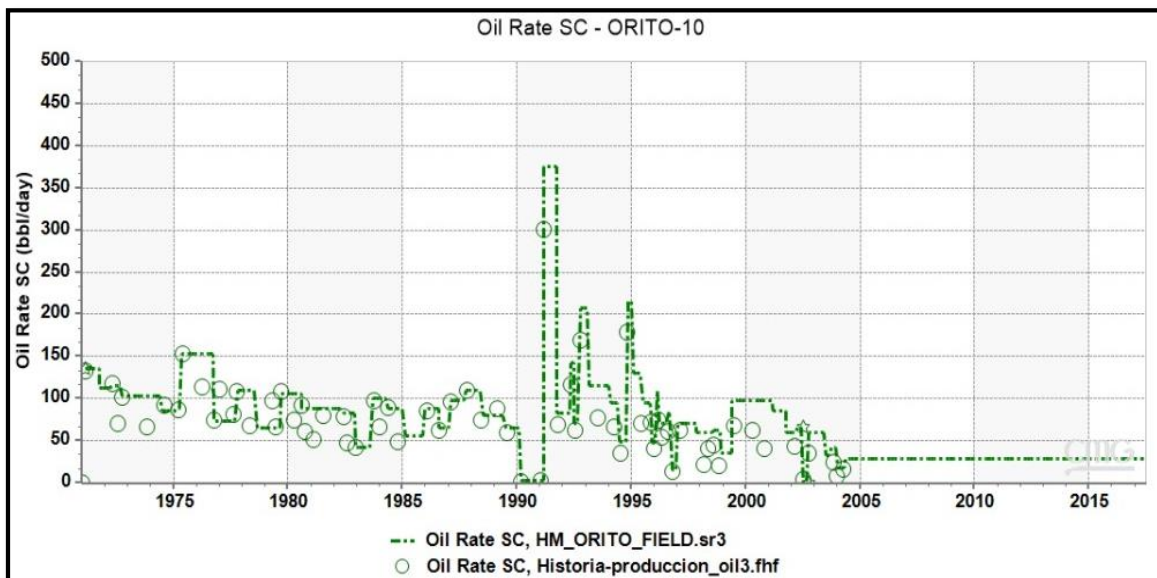
Gráfica 15. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-05.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Desde abril 20 de 2004 a mayo 1 de 2020 el pozo se mantiene abierto con una producción continua de 44,74 Bbl/d, consideración realizada en el montaje del caso base.

Gráfica 16. Producción de petróleo verificada Pozo Orito-10.

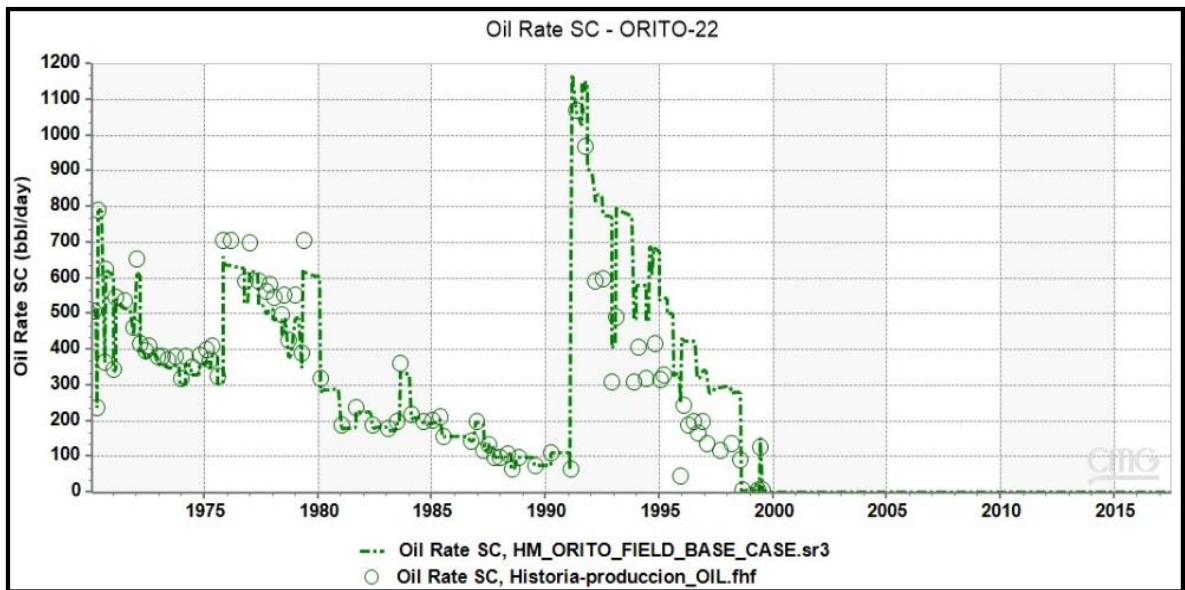


Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Desde mayo 5 de 2004 a mayo 1 de 2020 el pozo se mantiene abierto con una producción continua de 28,04 Bbl/d, consideración realizada en el montaje del caso base.

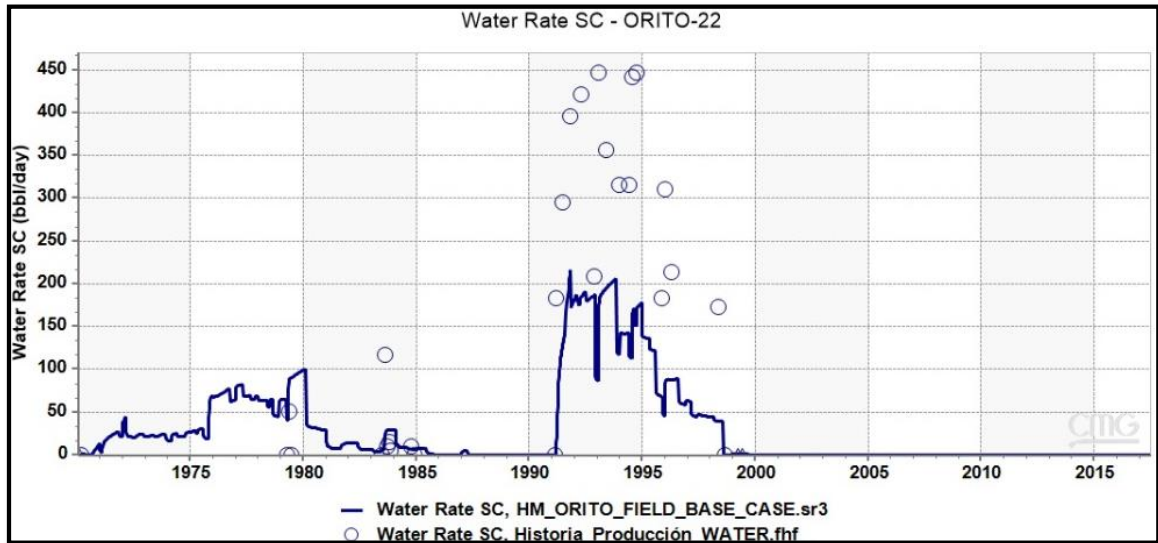
A diferencia de los pozos presentados anteriormente, frente a la producción de petróleo diaria que presenta cada uno, existe un caso particular con el pozo Orito-22, **Gráfica 17** en donde se visualiza que entre 1991 y 1998 el ajuste histórico presenta un leve desfase. Para solventar dicho desfase, se analizaron las otras propiedades cuya data histórica presentaba alguna anomalía, y se descubrió que el ajuste histórico del Pozo Orito-22 en su producción de agua diaria, **Gráfica 18** también presentaba un desfase, en donde la historia marca que debería estar entre 396 Bbl/d, pero el caso base marca 147 Bbl/d promedio entre 1990 a 1998.

Gráfica 17. Producción de petróleo sin ajustar Pozo Orito-22



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Gráfica 18. Producción de agua sin ajustar Pozo Orito-22

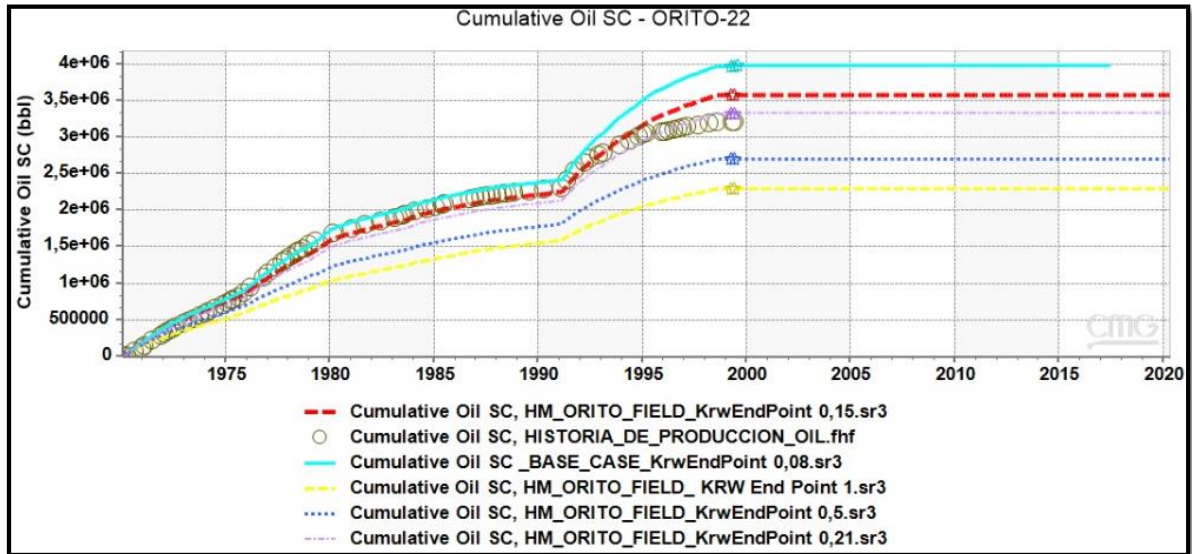


Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Al no tener certeza y un alto grado de incertidumbre frente a las pruebas de laboratorio que arrojaron los resultados de las permeabilidades relativas del agua tanto de la matriz, como de la fractura, referenciadas en la tesis base, se realizaron sensibilidades a las permeabilidades relativas del agua haciendo énfasis en la fractura, con el fin de aumentar la movilidad del agua y el efecto que esta tendría en la producción acumulada de petróleo en el pozo Orito-22.

Dicho procedimiento se realizó modificando el K_{rw} end point a la fractura el cual se encontraba inicialmente en un valor de 0,08 realizando sensibilidades con valores de 1, 0.5, 0.21 y 0.15, presentadas a continuación en la **Gráfica 19**.

Gráfica 19. Sensibilidades Krw end point modificado con respecto a la producción acumulada de petróleo pozo Orito-22



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

A partir de los resultados arrojados por las sensibilidades realizadas al Krw end point de fractura, con respecto a la producción acumulada de petróleo se concluyó que el valor que mejor ajustaba la producción de petróleo acumulada fue la sensibilidad de 0.15 como valor de Krw end point (línea roja).

2.3.2 Análisis del escenario de simulación de inyección de agua vs escenarios de inyección de dióxido de carbono (CO₂). Posterior a la calibración del simulador por medio del cotejo histórico, se procedió a crear una configuración de inyección de agua para contrastarla posteriormente con el potencial que generaran los escenarios de inyección de dióxido de carbono.

2.3.2.1 Presión de fractura. Se determinó la presión de fractura para la Formación Villeta, Unida N, la cual se encuentra por encima de la presión inicial del yacimiento, por medio de la correlación de Holbrook, **Ecuación 6**, tomando en cuenta un factor de seguridad del 5%.

La correlación de Holbrook determina el estrés horizontal mínimo, teniendo en cuenta la porosidad de la matriz de la formación, así como la presión de poro la cual corresponde a 4045.23 psi

Ecuación 6. Ecuación de Holbrook.

$$Sh_{min} = (1 - \phi) (Sv - Pp) + Pp$$

Donde:

Shmin: Estrés horizontal mínimo.

ϕ : Porosidad

Pp: Presión de poro

Fuente: ZOBACK, D Mark, Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007, p. 281

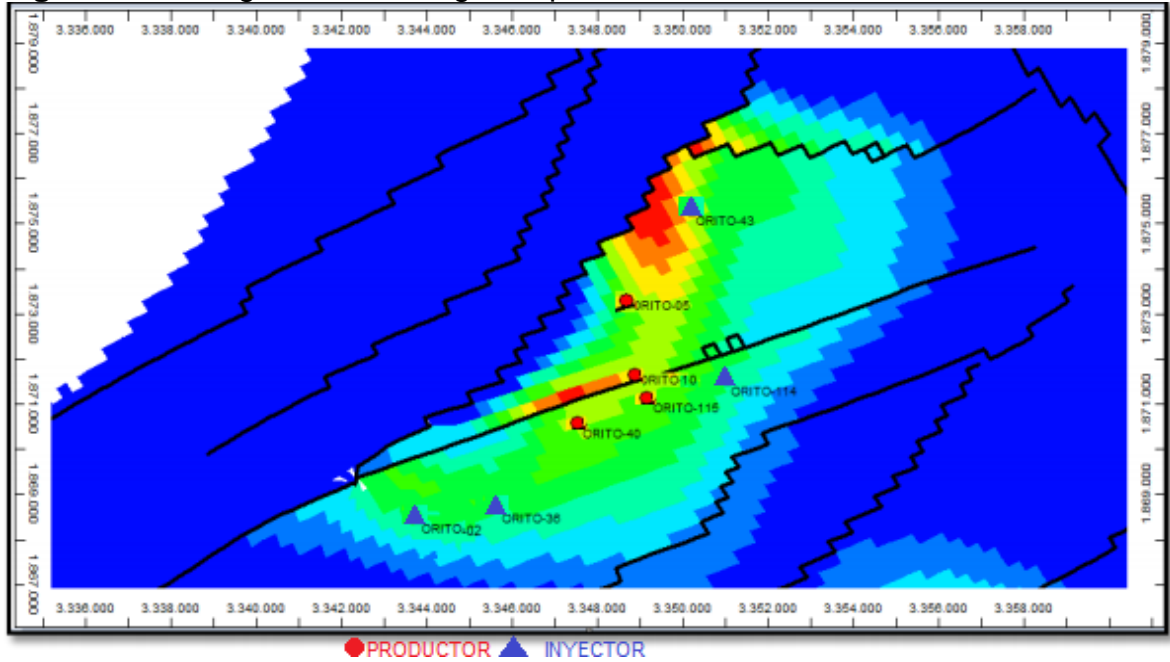
A partir de la correlación se determinó que la presión de fractura corresponde a 4733.5 psi. Al incorporar el factor de seguridad del 5% a la presión de fractura se obtuvo que es de 4497 psi en la matriz de la unidad evaluada de la Formación Villeta.

2.3.2.2 Presión de inyección. Se determinó que el proceso de inyección de dióxido de carbono correspondió a un proceso inmisible, ya que al establecer que la presión de inyección para los esquemas propuestos tanto para el agua como para el dióxido de carbono sería de 404 psi, correspondiente al 10% de la presión inicial del yacimiento 4045,2 psi, siendo la presión de inyección menor a la presión de burbuja de 1502,7 psi, generando un proceso inmisible.

2.3.2.3 Configuración de inyección de agua. A continuación, se relacionan las configuraciones de inyección propuestas para su correspondiente evaluación mediante la simulación. En primera instancia se estableció el completamiento de los pozos Orito-40 y Orito-115 los cuales no habían sido completados en la Unidad N inicialmente, pero gracias a su ubicación estratégica se propuso contemplarlos en la configuración del patrón de pozos. En consecuencia, los pozos Orito-02, Orito-36 y Orito-114 se encuentran en la zona invadida por agua, por lo cual son propuestos para su conversión a inyectores en la Unidad N con el objetivo de inyectar agua directamente en el acuífero, y de esta forma potenciar en mayor proporción el esquema de inyección de agua. Finalmente se contemplan los pozos Orito-05, Orito-10, Orito-43 para completar el arreglo de 4 pozos productores y 4 pozos inyectores.

El esquema de inyección de agua propuesto evaluó el flanco norte de la unidad N, específicamente en la zona norte de la falla que se encuentra atravesando la zona de interés, tal como se observa la **Figura 21**.

Figura 21. Configuración 1 arreglo de pozos base



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Se estipuló convertir el pozo Orito-43, el cual no se encontraba completado en la Unidad N de la Formación Villeta, debido a su ubicación geográficamente conveniente, para evaluar un escenario de inyección mediante su conversión; en esta configuración se evaluó el efecto del pozo inyector sobre los pozos Orito-10 y Orito-05 quienes se mantuvieron como productores.

La configuración de inyección de agua fue evaluada con una tasa de producción límite de 1000 Bbl/d para cada uno de los pozos productores, consignados respectivamente en la definición del constraints. Con el fin de definir las tasas de inyección se tomó en cuenta el VRR–Voidage Replacement Ratio es decir la relación de caudal de inyección por producción, a continuación especificado en la **Ecuación 7** tomada como base para el cálculo de la tasa de inyección correspondiente.

Ecuación 7. Voidage Replacement Ratio, relación caudal de inyección/producción.

$$RR = \frac{\text{injected reservoir volumes}}{\text{produced reservoir volumes}}$$

$$VRR = \frac{B_w * (i_w)}{(B_o Q_o) + (B_w Q_w) + (Q_o * (GOR - R_s) B_g)}$$

Fuente: BAKER, Richard. Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1, 1998, p. 15.

En la **Tabla 17** se especifican las tasas empleadas para el caso expuesto de manera más detallada, tomando como base para el cálculo un VRR de 0.95.

Tabla 17. Tasas de inyección de agua y producción evaluadas.

Configuración	Pozo	Tipo	Tasa	Qproducido	Qinyectado
1 _Con produccion de 1000Bbl Water-INJ	Orito-02	Inyector	634		16,675%
	Orito-05	Productor	1000	25%	
	Orito-10	Productor	1000	25%	
	Orito-36	Inyector	634		16,675%
	Orito-40	Productor	1000	25%	
	Orito-43	Inyector	1900		49,973%
	Orito-114	Inyector	634		16,675%
	Orito-115	Productor	1000	25%	
			CIEN POR CIENTO	4000BL	3802BL

Fuente: elaboración propia

La evaluación del esquema de inyección de agua se inició el 5 de mayo de 2021 con un cierre de producción el 5 de mayo de 2041 a una presión de inyección 404 psi correspondiente al 10% de la presión inicial.

2.3.2.3 Configuraciones de inyección de CO₂. A continuación, se relacionan dos configuraciones de inyección propuestas para su correspondiente evaluación mediante la simulación. En primera instancia, tal y como se configuraron los pozos estratégicamente localizados para la simulación de inyección de agua, se configuro de igual forma para las simulaciones de inyección de CO₂ con el fin de contrastar los resultados entre los casos de inyección arrojados tanto por el agua como por el dióxido de carbono (CO₂). Para efectos del proyecto se considera la inyección de gas interna debido a que la viscosidad se pretende modificar con la inyección de CO₂ y por ende es más factible realizar una inyección de gas interna.

Siguiendo el patrón de la inyección de agua, se estableció el completamiento de los pozos Orito-40 y Orito-115 los cuales no habían sido completados en la Unidad N inicialmente. Adicional a ello se contemplan los pozos Orito-02, Orito-36 y Orito-114 Orito-05, Orito-10, Orito-43 para completar el arreglo de 4 pozos productores y 4 pozos inyectoras, para realizar el contraste con el potencial de la inyección de agua.

El esquema de inyección de CO₂ propuesto evaluó el flanco norte de la unidad N, específicamente en la zona norte de la falla que se encuentra atravesando la zona de interés.

2.3.2.3.a Configuración 1, escenarios de inyección de CO₂ vs escenario de inyección de agua.

En esta sección se crearon dos escenarios de simulación de inyección de dióxido de carbono en estado gaseoso, el primer escenario corresponde al equivalente de la tasa de agua inyectada. En la **Ecuación 8** se muestra el factor volumétrico del gas, con el cual se determina el equivalente de barriles en pies cúbicos.

Ecuación 8. Factor Volumétrico del Gas y conversión de Bbl a PCN

$$B_g: 0.00503 \frac{zT}{p} : \frac{BY}{PCN}$$
$$PCN: \frac{BY * p}{0.00503 * zT}$$

Donde:

B_g: Factor Volumétrico del Gas (BY/PCN)

z: Factor de Compresibilidad del Gas (Fracción)

T: Temperatura (°R)

P: Presión (lpca)

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT, p. 29.

Con la ecuación anterior, tomando como base el caudal inyectado en el caso de inyección de agua (3802 Bbl) se determina que su equivalente en PCN es de 8,587057201 MMPCD de Dióxido de Carbono (CO₂) por día.

En la **Tabla 18** se especifican las tasas empleadas para el caso expuesto de manera más detallada, distribuyendo de manera equitativa el caudal de inyección para los pozos inyectoros y finalmente teniendo en cuenta el VRR de 0.95 para la relación inyector productor

Tabla 18. Tasas de inyección equivalente de CO₂ con relación a la tasa de inyección de agua.

Configuración	Pozo	Tipo	Tasa	Qproducido	Qinyectado	
1_Con produccion de 1000Bbl_CO2-INJ	Orito-02	Inyector	1,4278		16,675%	
	Orito-05	Productor	1000	25%		
	Orito-10	Productor	1000	25%		
	Orito-36	Inyector	1,4278		16,675%	
	Orito-40	Productor	1000	25%		
	Orito-43	Inyector	4,2913		49,973%	
	Orito-114	Inyector	1,4278		16,675%	
	Orito-115	Productor	1000	25%		
CIEN POR CIENTO				4000BL	8,587057201	Produccion de CO ₂ MPCPDC

Fuente: elaboración propia

La evaluación del esquema de inyección de dióxido de carbono (CO₂) configuración 1 se inició el 5 de mayo de 2021 con un cierre de producción el 5 de mayo de 2041 a una presión de inyección 404 psi correspondiente al 10% de la presión inicial

El segundo escenario corresponde al límite operativo del campo frente a la producción de CO₂, teniendo en cuenta el cálculo realizado para obtener el volumen de CO₂ disponible para ser inyectado.

En la **Tabla 19** se especifican las tasas empleadas para el caso expuesto de manera más detallada, a partir de los 2,4 MMPCD que tiene disponible el Campo, distribuyendo de manera equitativa dicho caudal de inyección para los pozos inyectoros, y finalmente teniendo en cuenta el VRR de 0.95 para la relación inyector productor

Tabla 19. Tasas de inyección limite operativo de CO₂ 2,4 MMPCD

Configuración	Pozo	Tipo	Tasa	Qproducido	Qinyectado	
1_Con produccion de 1000Bbl_CO2-INJ	Orito-02	Inyector	0,4004		16,675%	
	Orito-05	Productor	1000	25%		
	Orito-10	Productor	1000	25%		
	Orito-36	Inyector	0,4004		16,675%	
	Orito-40	Productor	1000	25%		
	Orito-43	Inyector	1,199912		49,973%	
	Orito-114	Inyector	0,4004		16,675%	
	Orito-115	Productor	1000	25%		
CIEN POR CIENTO				4000BL	2,401121101	Produccion de CO ₂ MPCPDC

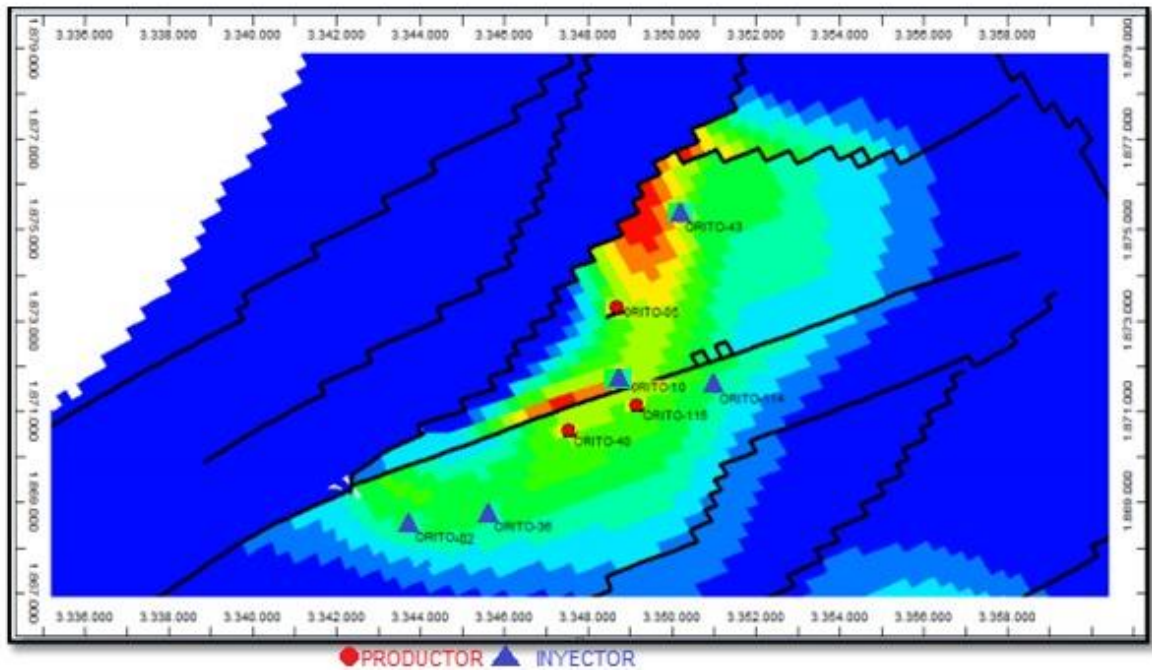
Fuente: elaboración propia

2.3.2.3.b Configuración 2, escenarios de inyección de CO₂ arreglo de pozos modificado.

En esta sección se modelo un arreglo de pozos alterno al arreglo de pozos anteriormente diseñado con el fin de contrastar el efecto que tiene en la producción el hecho de modificar la disposición que tiene cada pozo.

A continuación, se relaciona la configuración 2 de inyección propuesta para su correspondiente evaluación mediante la simulación. El esquema de inyección de dióxido de carbono propuesto evalúo el flanco norte de la unidad N, específicamente en la zona norte de la falla que se encuentra atravesando la zona de interés. En el arreglo correspondiente a la configuración 2 se contempló que los pozos Orito-05, Orito-40 y Orito-115 serían productores y tendrían una producción limitada de 1000bls, y los pozos Orito-02, Orito-10, Orito-36, Orito-43 y Orito-114, serian inyectores, tal como se observa la **Figura 22**.

Figura 22. Configuración 2 arreglo de pozos modificado



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Tabla 20** se especifican las tasas empleadas para el caso expuesto de manera más detallada, distribuyendo de manera equitativa el caudal de inyección para los pozos inyectores y finalmente teniendo en cuenta el VRR de 0.95 para la relación inyector productor

Tabla 20. Tasas de inyección configuración 2 arreglo de pozos modificado, volumen inyectado 8.5 MMPCD, equivalente a la tasa de agua inyectada

Pozo	Tipo	Tasa	Qproducido	Qinyectado	
Orito-02	Inyector	1,908904		22,230%	
Orito-05	Productor	1000	33,333%		
Orito-10	Inyector	1,430173		16,655%	
Orito-36	Inyector	1,908904		22,230%	
Orito-40	Productor	1000	33,333%		
Orito-43	Inyector	1,430173		16,655%	
Orito-114	Inyector	1,908904		22,230%	
Orito-115	Productor	1000	33,333%		
		CIEN POR CIENTO	3000BL	8,587057201	MMPCD de CO2

Fuente: elaboración propia

De igual forma la evaluación del esquema de inyección de dióxido de carbono (CO₂) configuración 2 arreglo de pozos se inició el 5 de mayo de 2021 con un cierre de producción el 5 de mayo de 2041 a una presión de inyección 404 psi correspondiente al 10% de la presión inicial.

El segundo escenario de la configuración 2 corresponde al límite operativo del campo frente a la producción de CO₂, teniendo en cuenta el cálculo realizado para obtener el volumen de CO₂ disponible para ser inyectado.

En la **Tabla 21** se especifican las tasas empleadas para el caso expuesto de manera más detallada, a partir de los 2,4 MMPCD que tiene disponible el Campo, distribuyendo de manera equitativa dicho caudal de inyección para los pozos inyectoros, y finalmente teniendo en cuenta el VRR de 0.95 para la relación inyector productor

Tabla 21. Tasas de inyección configuración 2, arreglo de pozos modificado volumen inyectado 2.4 MMPCD limite operativo

Pozo	Tipo	Tasa	Qproducido	Qinyectado	
Orito-02	Inyector	0,533770		22,230%	
Orito-05	Productor	1000	33,333%		
Orito-10	Inyector	0,399906		16,655%	
Orito-36	Inyector	0,533770		22,230%	
Orito-40	Productor	1000	33,333%		
Orito-43	Inyector	0,399906		16,655%	
Orito-114	Inyector	0,533770		22,230%	
Orito-115	Productor	1000	33,333%		
		CIEN POR CIENTO	3000BL	2,401121101	MMPCD de CO2

Fuente: elaboración propia

En este caso, tal y como se configuraron los pozos estratégicamente localizados para la simulación de inyección de agua, se configuro de igual forma para las simulaciones de inyección de CO₂ con el fin de contrastar los resultados entre los casos de inyección arrojados tanto por el agua como por el dióxido de carbono (CO₂). En primera instancia se estableció el completamiento de los pozos Orito-40 y Orito-115 los cuales no habían sido completados en la Unidad N inicialmente, pero gracias a su ubicación estratégica se propuso contemplarlos en la configuración del patrón de pozos. En consecuencia, los pozos Orito-02, Orito-36 y Orito-114 se encuentran en la zona invadida por agua, por lo cual son propuestos para su conversión a inyectoros en la Unidad N con el objetivo de inyectar agua directamente en el acuífero, y de esta forma potenciar en mayor proporción el esquema de inyección de agua. Finalmente se contemplan los pozos Orito-05, Orito-10, Orito-43 para completar el arreglo de 4 pozos productores y 4 pozos inyectoros.

Siguiendo el patrón de la inyección de agua, se estableció el completamiento de los pozos Orito-40 y Orito-115 los cuales no habían sido completados en la Unidad N inicialmente. Adicional a ello se contemplan los pozos Orito-02, Orito-36 y Orito-114 Orito-05, Orito-10, Orito-43 para completar el arreglo de 4 pozos productores y 4 pozos inyectoros, para realizar el contraste con el potencial de la inyección de agua.

El esquema de inyección de CO₂ propuesto evaluó el flanco norte de la unidad N, específicamente en la zona norte de la falla que se encuentra atravesando la zona de interés, a una presión de inyección 404 psi correspondiente al 10% de la presión inicial.

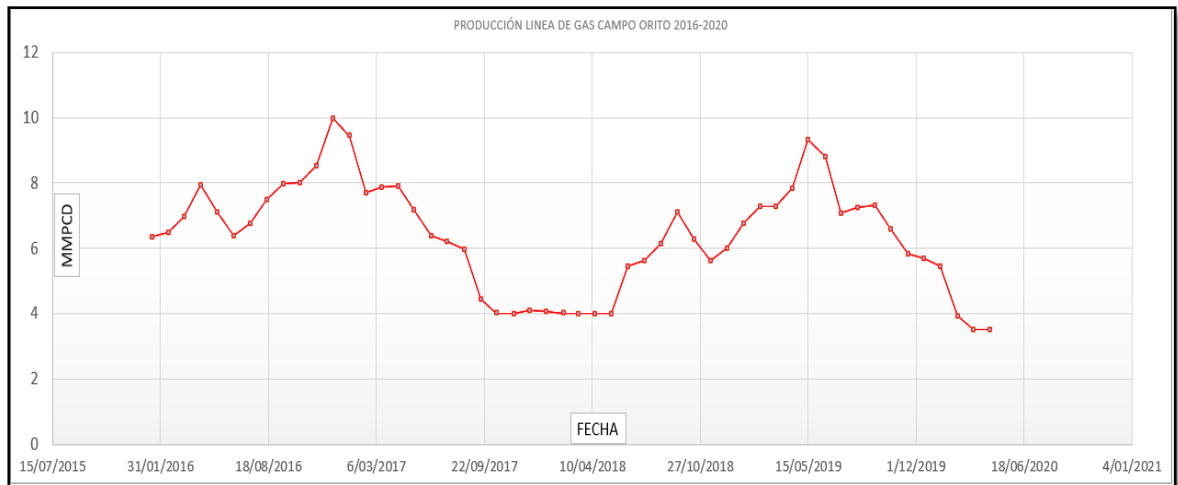
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se presentaran los resultados correspondientes a los objetivos planteados con el fin de realizar la evaluación de la viabilidad de la inyección del co2 asociado al campo orito, putumayo para su implementación como método de recobro mejorado como se especifica a continuación.

3.1 CUANTIFICACIÓN VOLUMEN DE CO2 DISPONIBLE PARA SER INYECTADO.

La **Gráfica 20** y la **Tabla 22** presentan los resultados de la cuantificación de la producción de gas para el año 2020, elaborada por medio de la ecuación de predicción de Tracy en donde se concluye que la producción de gas para Mayo 1 del año 2020 es de 3,6193 MMPDC.

Gráfica 20. Producción fiscalizada de crudo y gas Campo Orito 2018-2020



Fuente: elaboración propia

Tabla 22. Calculo de método de predicción de Tracy

Fecha	Produccion linea de gas MPCDC
15/06/2018	5,457906534
15/07/2018	5,613096564
15/08/2018	6,134174557
15/09/2018	7,127446928
15/10/2018	6,29935872
15/11/2018	5,621387876
15/12/2018	6,022129137
15/01/2019	6,762981491
15/02/2019	7,273260105
15/03/2019	7,30338869
15/04/2019	7,842555525
15/05/2019	9,320601805
15/06/2019	8,808744744
15/07/2019	7,086852621
15/08/2019	7,261003204
15/09/2019	7,31775938
15/10/2019	6,613535934
15/11/2019	5,819396991
15/12/2019	5,684330759
15/01/2020	5,459344515
15/02/2020	3,923945177
15/03/2020	3,518064859
15/04/2020	3,521875298
1/05/2020	3,619334957

Fuente: elaboración propia

Por medio de la **Ecuación 9** se presentará el valor final del CO₂ disponible para inyectar, el cual fue calculado por medio de la multiplicación del valor final de producción de gas(3,6193 MMPCD) en mayo 1 de 2020, con el promedio entre la fracción molar de la estación compresora 1 (70,263%) y estación compresora 2 (62,42%) de la cromatografía del CO₂ del gas producido en el Campo.

Ecuación 9. Volumen de CO₂ neto

$$PCN(CO_2) = NP_g \times X_{CO_2}$$

Donde:

NP_g: Producción acumulada de gas
X_{CO₂}: Fracción molar del CO₂

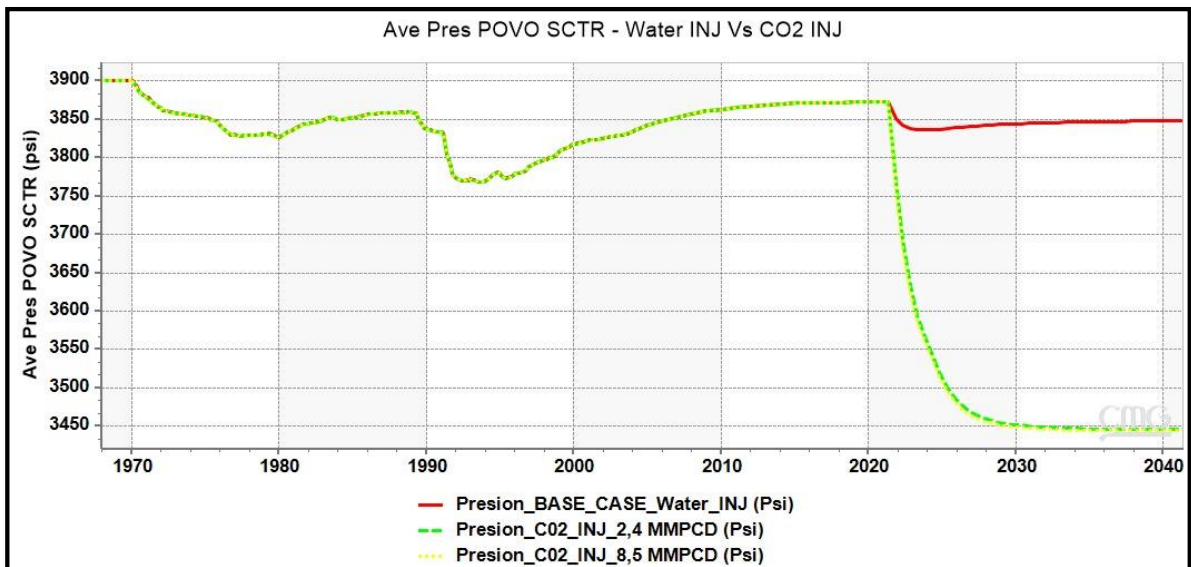
Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, Venezuela, 1996.

El producto final de la operación fue de 2,401121101 MPCD de CO₂ considerado así como el límite operativo que tiene disponible Campo Orito para ser inyectado como método de recobro mejorado.

3.2 RESULTADO DE LOS ANALISIS DE LA SIMULACION DE INYECCION DE AGUA VS SIMULACION DE INYECCION DE CO₂

En la **Gráfica 21** muestra que la presión tanto en el escenario que hace referencia al límite operativo del campo (inyección de 2,4 MMPCD) como la inyección equivalente de volumen de dióxido de carbono con respecto al agua (inyección de 8,5 MMPCD) baja a 3446.02 psia con relación al valor de presión de 3872 psia con el que se encontraban los pozos previos a los casos de inyección. Con relación a la presión presentada por la inyección de agua, arrojó un valor de 3848.04, siendo este valor más cercano a la presión previa. Dicho fenómeno sucede ya que, a diferencia del agua, el CO₂ de inyectado se mezcla con el crudo y mejora la movilidad del mismo.

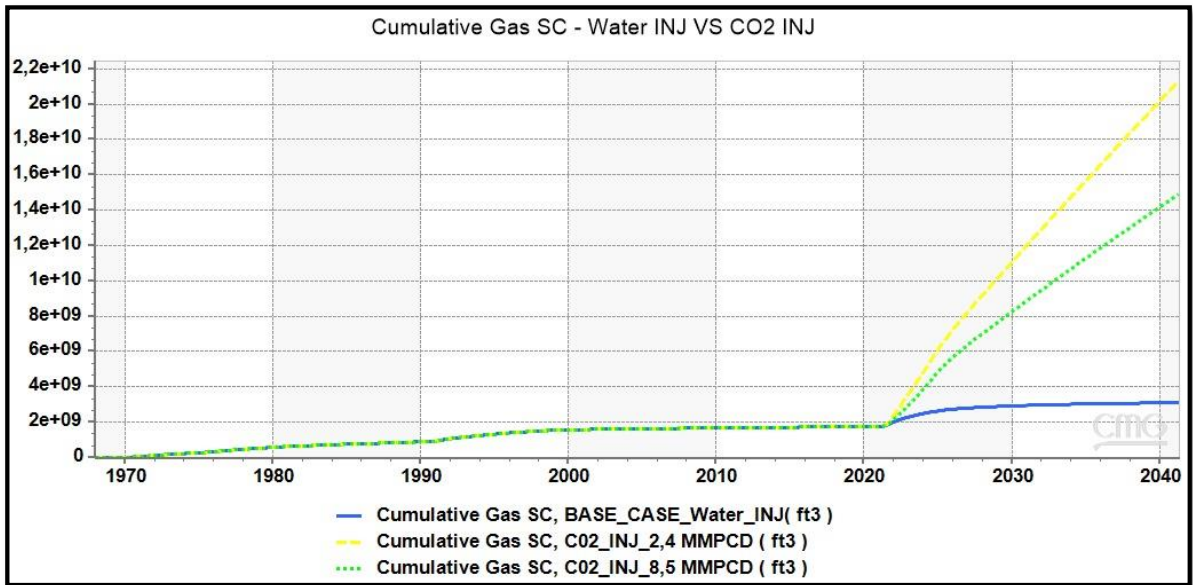
Gráfica 21. Presión del Yacimiento para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Gráfica 22** se evidencia que la producción de gas acumulada. En el caso de inyección de dióxido de carbono que hace referencia al límite operativo del campo (inyección de 2,4 MMPCD) es la más alta como resultado de la liberación del gas al bajar la presión y por la producción del dióxido de carbono que no se mezcló con el petróleo, con respecto a lo que sucedió con la inyección equivalente de CO₂ (inyección de 8,5 MMPCD), en donde ocurrió una liberación de gas menor, y con la inyección de agua cuyo acumulado de gas se mantiene relativamente.

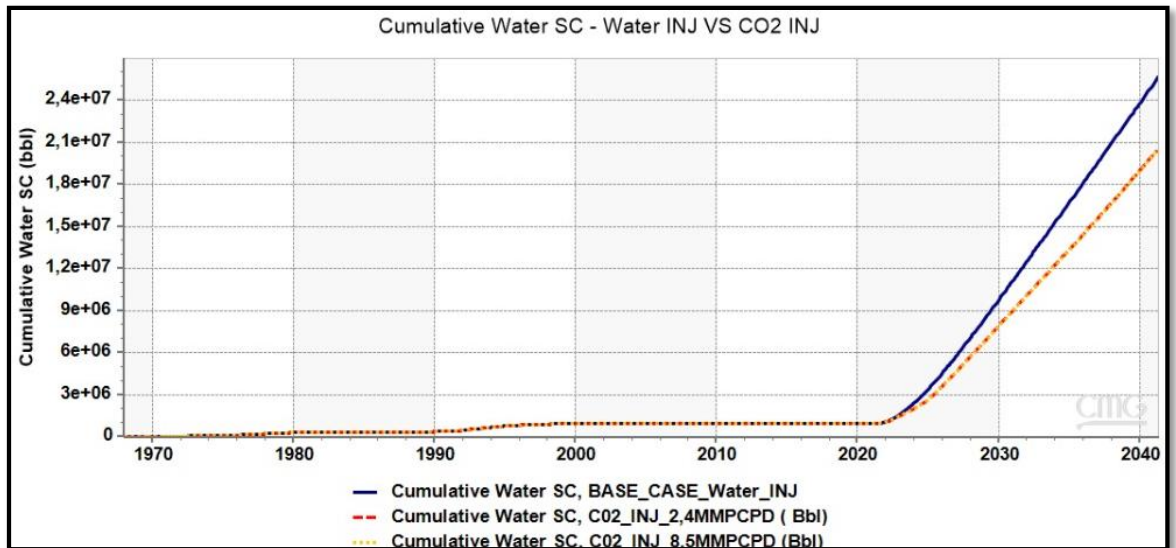
Gráfica 22. Producción de Gas para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua en Modelo



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Gráfica 23** se muestra que la producción de agua en los dos escenarios es similar y solo cuenta con una diferencia de 5297400 de barriles durante la predicción de los 20 años de inyección.

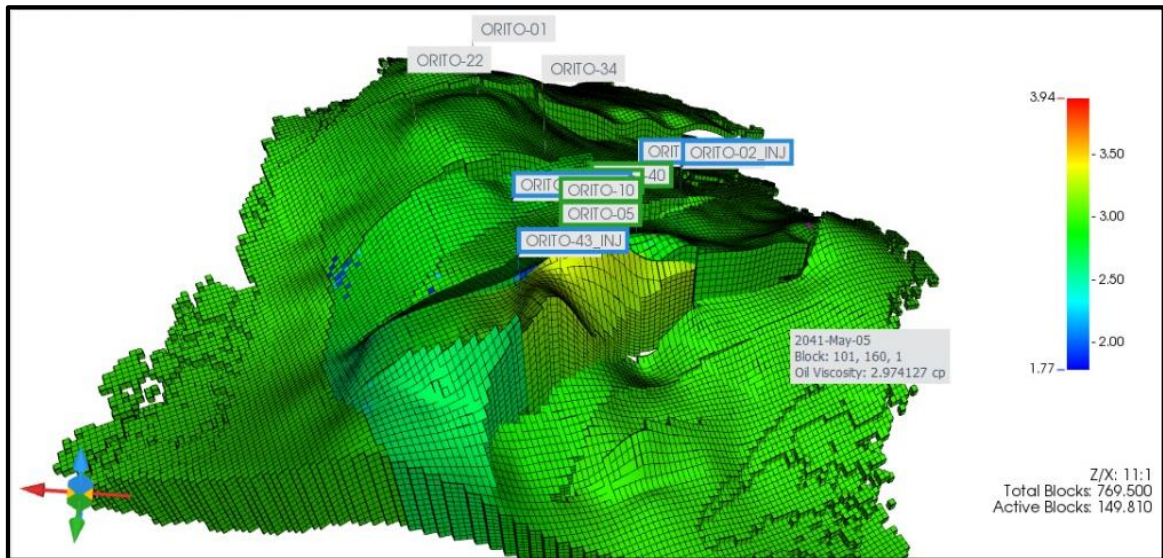
Gráfica 23. Producción de Agua para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS escenario base de Inyección de Agua.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Figura 23**, se muestran los perfiles 3D de viscosidad donde se ven los efectos de la presión en el escenario de inyección de dióxido de carbono con la disminución de la viscosidad en el área afectada.

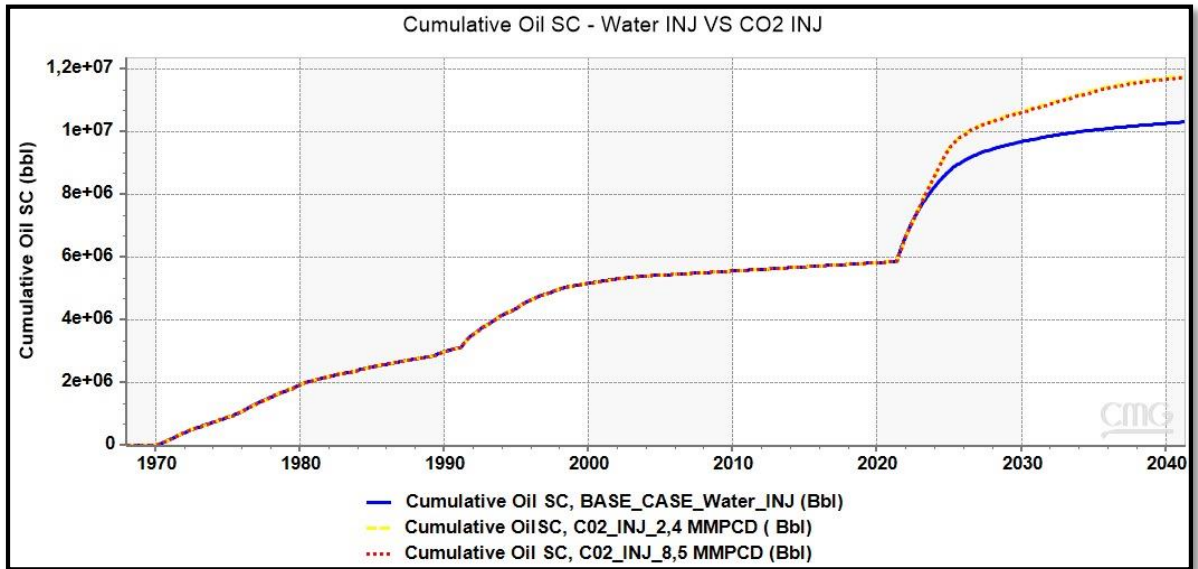
Figura 23. Efecto de la inyección de CO₂ en la viscosidad del petróleo, 5 de mayo 2041



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Gráfica 24** se muestra la producción acumulada de petróleo, la cual es mayor en un 12% en el escenario de inyección de dióxido de carbono para el año 2041, ya que el dióxido de carbono mejora la movilidad del petróleo, aunque la inyección de agua tenga un mejor barrido de petróleo.

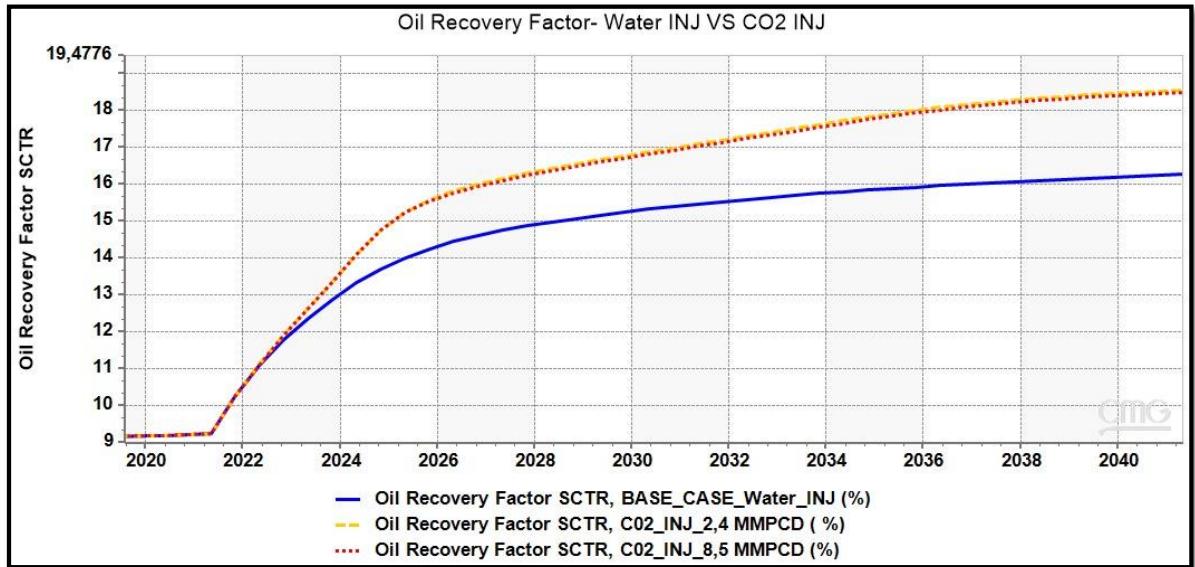
Gráfica 24. Producción de Petróleo acumulada para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Finalmente en la **Gráfica 25**, se muestra el efecto que tienen los escenarios de inyección con respecto al factor de recobro, teniendo mayor éxito la inyección de Dióxido de carbono, destacando que con el aumento del caudal operativo de inyección (2,4 MMPCD) al caudal equivalente (8,5 MMPCD) el factor de recobro tuvo una varianza mínima de 0,0575%, teniendo en cuenta que el escenario de limite operativo genero mayor factor de recobro (18,5501 %)

Gráfica 25. Factor de recobro de Petróleo para el Escenario de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) VS Inyección de Agua



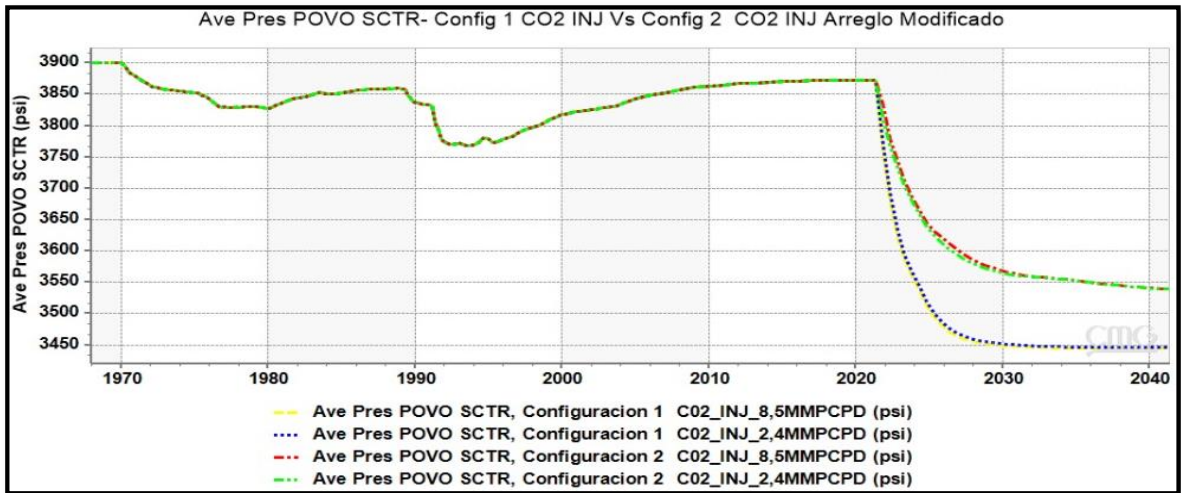
Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

3.3 Resultados análisis de simulación Configuración 1, escenarios de inyección de C0₂ vs Configuración 2, escenarios de inyección de C0₂ arreglo de pozos modificado

A continuación se presentan los resultados correspondientes a los escenarios de simulación a partir de las dos configuraciones de arreglo de pozos descritas en este proyecto, teniendo en cuenta que la configuración 1 se diseñó con cuatro pozos productores y cuatro pozos inyectores, y la configuración 2 se diseñó con tres pozos productores y cinco pozos inyectores

La **Gráfica 26** muestra que la presión es más alta en la configuración 2 ya que la configuración 2 tiene un pozo inyector extra a diferencia de la configuración 1, lo cual evidentemente genera que la presión en el arreglo modificado sea mayor.

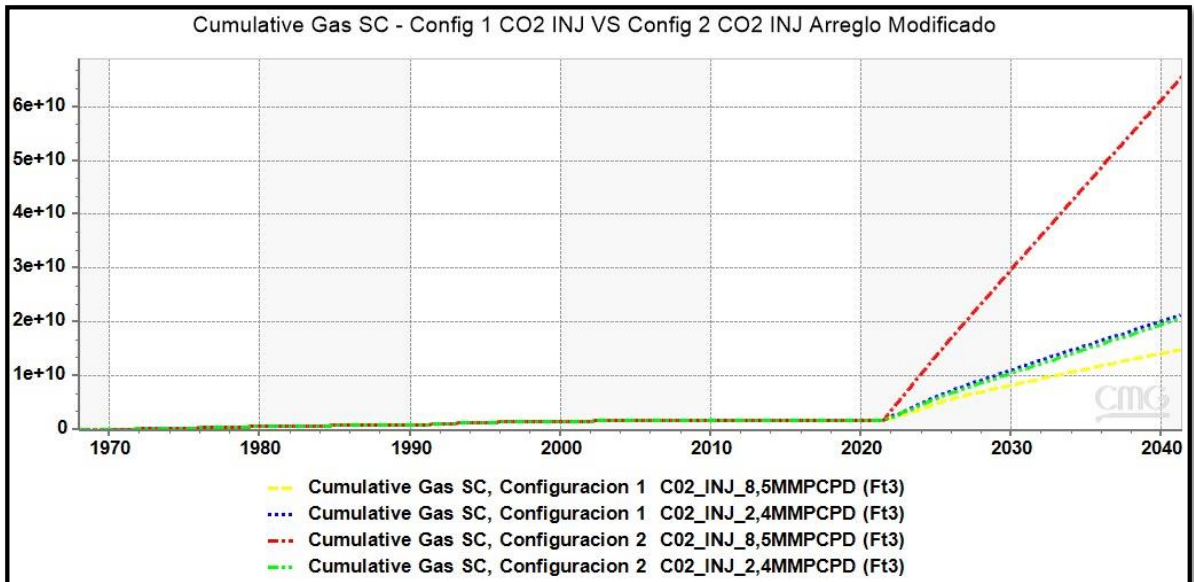
Gráfica 26 Presión del Yacimiento para la configuración 1, inyección de CO₂ VS configuración 2, inyección de CO₂ arreglo de pozos modificado.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Gráfica 27** se evidencia que la producción acumulada de gas es más alta en la configuración 2 inyección de 8,5 MMPCD con relación a las dos inyecciones propuestas en la configuración 1, debido al efecto de liberación de gas que dicho escenario presentó al contar con mayor número de pozos inyectoros.

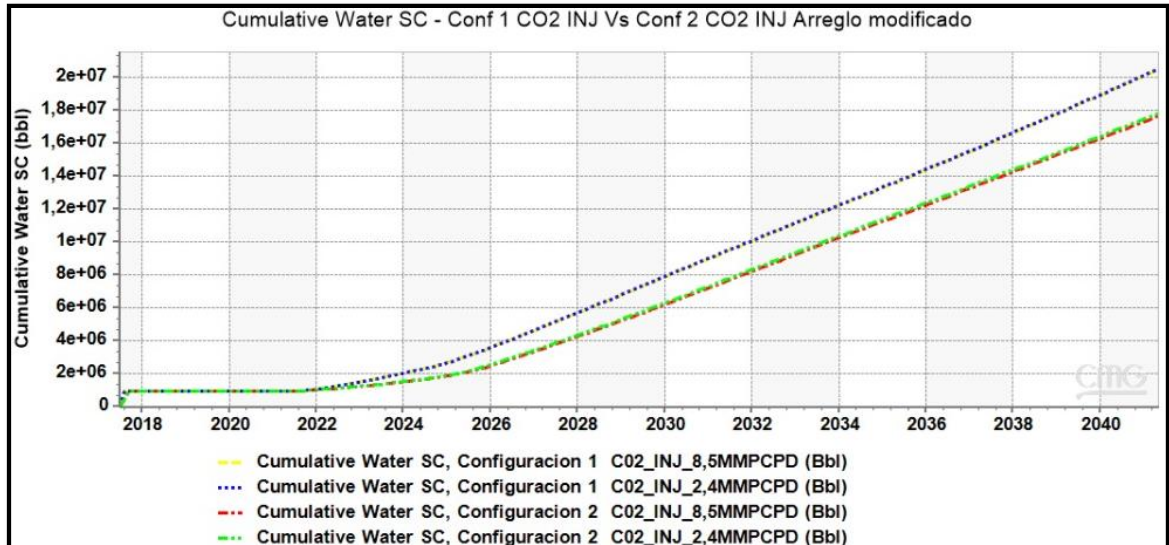
Gráfica 27 Producción de gas acumulado para la configuración 1, inyección de CO₂ VS configuración 2, inyección de CO₂ arreglo de pozos modificado.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Gráfica 28** se muestra que la producción de agua acumulada es más alta en la configuración 1 con respecto a la configuración 2 con una diferencia de producción de agua acumulada de 2,3 Millones de barriles al 5 de mayo de 2041.

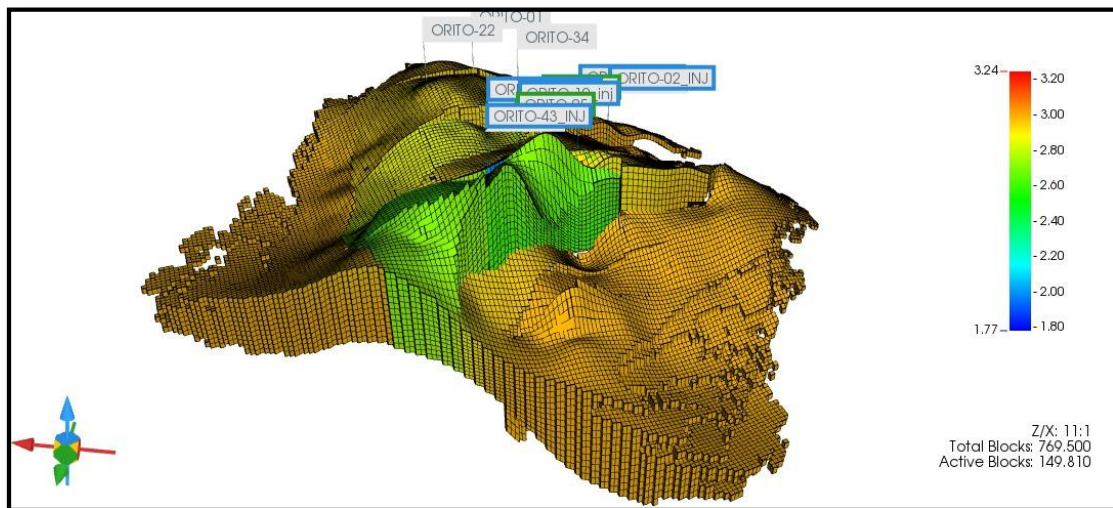
Gráfica 28 Producción de agua acumulada para la configuración 1, inyección de CO₂ VS configuración 2, inyección de CO₂ arreglo de pozos modificado.



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

En la **Figura 24** se muestra el perfil 3D de viscosidad donde se observan los efectos de la presión y el efecto de miscibilidad al inyectar de dióxido de carbono configuración 2. Con respecto a las configuraciones de arreglo de pozo, la configuración 1 (**Figura 23**) generó mayor efecto en la viscosidad disminuyéndola en mayor proporción con relación a la configuración 1.

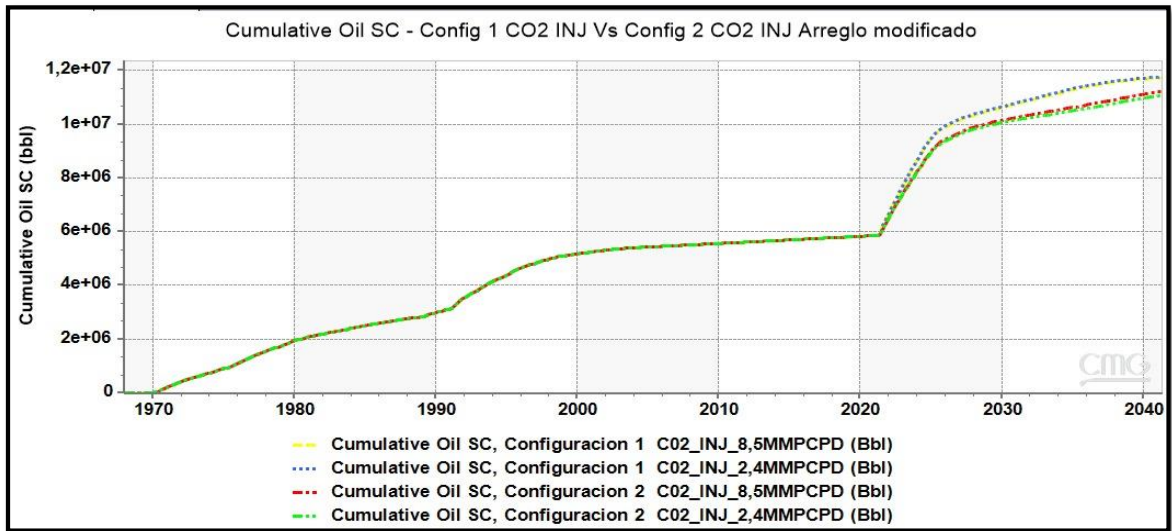
Figura 24. Efecto de la inyección de CO₂ de la configuración 2 en la viscosidad del petróleo, 5 de mayo 2041



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Para efectos del proyecto se considera la inyección de gas interna debido a que la viscosidad se pretende modificar con la inyección de CO₂ y por ende es más factible realizar una inyección de gas interna. En la **Gráfica 29** se muestra la producción acumulada de petróleo, la cual es mayor en la configuración 1 limite operativo (2,4 MMPCD inyectados) con respecto a los demás escenarios de inyección de Dióxido de Carbono, convirtiéndolo en el escenario con mayor atractivo para ser implementado respecto a la producción de petróleo se refiere, produciendo 11.77 Millones de barriles acumulados al año 2041

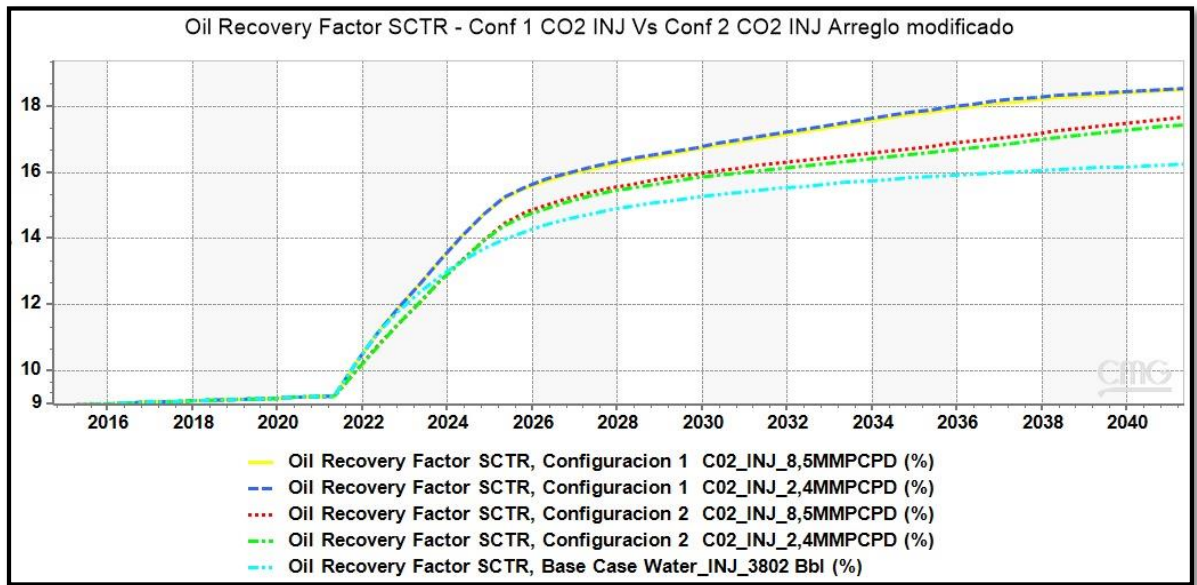
Gráfica 29. Producción de petróleo acumulado para la configuración 1, inyección de CO₂ VS configuración 2, inyección de CO₂ arreglo de pozos modificado



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

Finalmente en la **Gráfica 30**, se muestra que el efecto que tienen los escenarios de inyección de CO₂ con respecto al factor de recobro, obtiene el mayor éxito en la configuración 1 limite operativo (2,4 MMPCD inyectados) elevando el factor de recobro inicial de 9,0760% a 18,5502%. Cabe destacar que la premisa para la elección de mejor escenario de inyección propuesta en el proyecto fue la inyección de CO₂ que mayor factor de recobro obtuviera, por ende la configuración 1 limite operativo (2,4 MMPCD inyectados) fue el esquema de inyección seleccionado para realizar la evaluación financiera del proyecto.

Gráfica 30. Factor de recobro de petróleo para la configuración 1, inyección de CO2 VS configuración 2, inyección de CO2 arreglo de pozos modificado



Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para el proyecto, se evaluó un esquema de inyección de CO₂ como propósito de elevar el factor de recobro y por ende la producción en el Campo Orito, ya que actualmente en la Formación Villeta se ve reflejado una disminución en la producción a raíz de la caída de presión del yacimiento, por esta razón se buscó una alternativa de recuperación secundaria que evite que la producción continúe cayendo.

En esta sección se presentará la evaluación financiera del esquema que mayor potencial productivo generará mediante la inyección de CO₂, a través del mantenimiento de la presión y la mejora del factor de recobro.

En primera instancia se hace referencia a la producción incremental tomando en cuenta al Decreto 3176 de 2012, el cual hace referencia al volumen de hidrocarburos que se obtiene por encima de la curva de producción básica³⁹.

La prospección de la evaluación financiera del proyecto se evaluó para un periodo de 20 años, iniciando el 5 de Mayo de 2021, y finalizando el 5 de Mayo de 2041 en donde se tomarán como base los puntos de vista generales de una operadora en cuanto a los cálculos financieros se refiere, con un escenario optimista y uno realista. Frente a la predicción del costo del barril se utilizará el Dólar Estadounidense (USD) como moneda referencia en el proyecto, y con el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN) se utilizará una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 12% anual, ya que es un promedio establecido por las empresas CEPSA, Halliburton, Ecopetrol y Pacific E&P⁴⁰.

4.1 ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX corresponde a todas aquellas inversiones que se presenten realizar al inicio de la operación en evaluación. El capital se usará para mejorar o adquirir activos, tales como maquinaria, personal calificado, equipos, etc, teniendo en cuenta que dichas inversiones deben realizarse bajo un esquema económicamente favorable para el Campo. Para efectos del proyecto y el análisis de costos de inversión de la Inyección de CO₂ se tiene los costos relacionados al acondicionamiento del pozo y las facilidades de inyección en los mismos. Estos costos se tomaron como referencia de la operadora, las cuales se muestran en la **Tabla 23**.

³⁹ Régimen Legal de Bogotá D.C. © Propiedad de la Secretaría Jurídica Distrital de la Alcaldía Mayor de Bogotá D.C. Decreto 3176 de 2002 Nivel Nacional (20/12). 2002.

⁴⁰ GONZÁLEZ. URIBE Op. cit., p. 247

Tabla 23. Costos de acondicionamiento por pozo.

Descripción	Costos (USD)
Equipo de Workover	166,490.59
Servicio de Slick Line	7,128.10
Servicio de Registros Electricos	41,649.76
Servicio de Pruebas de inyección	127,391.81
Servicios de Estimulación	120,190.00
Servicio Profesional de Supervisión	10,039.91
Herramienta Y Tool - Tubería	77,368.21
Equipo de subsuele (Ancla, motor, sensor, seating nipple y bomba de subsuelo)	110,449.85
Cabezal	32,130.00
Otros costos (Alq empaques, running, Htas de pesca)	72,490.61
Total	765,329.04

Fuente: ECOPETROL S.A

A continuación en la **Tabla 24** se presentan los costos relacionados a las facilidades de inyección de CO₂, donde se hace referencia a los equipos necesarios para la Inyección.

Tabla 24. Costos de facilidades de inyección de CO₂

Descripción	Costo(USD)
Silo de Almacenamiento	90,000
Unidad de preparación	160,000
Tanque de maduración	190,000
Bomba de transferencia	120,000
Bomba de Inyección	600,000
Línea de transferencia	340,000
Total	1,500,000

Fuente: ECOPETROL S.A

Teniendo en cuenta que los costos son relacionados por pozo, el total de costos, es la suma de costos de acondicionamiento y los costos de facilidades, tal y como se muestra en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Sumatoria de costos de acondicionamiento y facilidades de inyección de CO₂

Descripción	Costo(USD)
Costos de acondicionamiento por pozo	765,329
Costos de facilidades de inyección	1,500,000
Total	2,265,329

Fuente: elaboración propia

Finalmente, en la **Tabla 26**. Se muestran los costos de la inversión.

Tabla 26. Costos de inversión CAPEX

Periodo	Costo por pozo	Numero de pozos	Costo (USD)
0	2,265,329	1	2,265,329

Fuente: elaboracion propia.

4.2 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX hace referencia a los costos en el funcionamiento y en la operación, entre estos costos estan, costos de los combustibles, dióxido de carbono, mantenimiento, entre otros, para efectos del proyecto se tomara como referencia un Lifting Cost de USD 15 por barril de crudo, y se tendran en cuenta los costos para el mantenimiento de las facilidades de producción las cuales seran estimadas.

Para el proyecto, la produccion se basara en años de 365 dias, presentada en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Producción incremental Campo Orito.

Periodo Año	Produccion de Petroleo Base (Bbl/dia)	Produccion de Petroleo estimada(Bbl/dia)	Produccion incremental (Bbl/dia)	Produccion incremental (Bbl/año)
1	2274,104248	2274,628418	0,52417	365,52417
2	2536,014404	2796,872559	260,8581543	625,8581543
3	1799,231567	2529,735107	730,50354	1095,50354
4	1327,325317	2320,806397	993,4810791	1358,481079
5	891,6394043	1242,544434	350,9050293	715,9050293
6	605,5258179	692,1121216	86,58630371	451,5863037
7	430,0776062	497,0032349	66,92562866	431,9256287
8	343,730835	416,2077332	72,47689819	437,4768982
9	292,48526	383,3851624	90,89990234	455,8999023
10	257,4670715	369,907959	112,4408875	477,4408875
11	226,5883484	367,3053894	140,717041	505,717041
12	199,8288574	366,746521	166,9176636	531,9176636
13	174,6131592	362,6049805	187,9918213	552,9918213
14	152,9556885	347,9154053	194,9597168	559,9597168
15	135,5810852	315,0890198	179,5079346	544,5079346
16	123,6530838	263,5014954	139,8484116	504,8484116
17	114,2219391	205,484314	91,26237487	456,2623749
18	106,8837967	163,4465637	56,56276703	421,562767
19	100,9548111	136,1158142	35,16100311	400,1610031
20	95,32804871	116,7512131	21,42316436	386,4231644

Fuente: elaboración propia con base en, CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019

A continuación se presenta en la **Tabla 28**, lo correspondiente a los costos de producción asociado a la producción incremental.

Tabla 28. Costos de producción

Periodo Año	Produccion incremental (Bbl/año)	Lifting Cost (*) USD	USD
1	365,52417	15	5482,86
2	625,8581543	15	9387,87
3	1095,50354	15	16432,55
4	1358,481079	15	20377,22
5	715,9050293	15	10738,58
6	451,5863037	15	6773,79
7	431,9256287	15	6478,88
8	437,4768982	15	6562,15
9	455,8999023	15	6838,50
10	477,4408875	15	7161,61
11	505,717041	15	7585,76
12	531,9176636	15	7978,76
13	552,9918213	15	8294,88
14	559,9597168	15	8399,40
15	544,5079346	15	8167,62
16	504,8484116	15	7572,73
17	456,2623749	15	6843,94
18	421,562767	15	6323,44
19	400,1610031	15	6002,42
20	386,4231644	15	5796,35

Fuente: ECOPETROL S.A

Según la operadora, para la proyección de costos, el costo de mantenimiento se estima en USD 130.000 por periodo. Adicionalmente se estimo el costo del Dióxido de Carbono por periodo, a una tasa de inyección de 2,4 millones de pies cúbicos por día, lo que es equivalente a 45420,297 toneladas al año; y con una pureza de 99.9%. Este costo no contempla importación del fluido ni el transporte al Campo, ya que Campo Orito se autoabastecerá con el mismo CO₂ que su gas produce. El costo contempla los gastos operativos en la extracción y separación del CO₂ del gas total.

En la **Tabla 29**, se presentan los costos finales del CO₂.

Tabla 29. Costos de Dioxido de carbono

Costos por Tonelada de CO ₂	Toneladas de CO ₂ inyectadas por año	Costo (USD)
13,15	45420,297	597276,906

Fuente: Sendeco2, 29 noviembre de 2017

Por consiguiente en la **Tabla 30** se especifican los costos por periodo de la operación.

Tabla 30. Costos de operación

Periodo Año	Costo de producción USD	Mantenimiento USD	Dioxido de Carbono USD	USD
1	5482,86	130000	597276,91	732759,77
2	9387,87	130000	597276,91	736664,78
3	16432,55	130000	597276,91	743709,46
4	20377,22	130000	597276,91	747654,12
5	10738,58	130000	597276,91	738015,48
6	6773,79	130000	597276,91	734050,70
7	6478,88	130000	597276,91	733755,79
8	6562,15	130000	597276,91	733839,06
9	6838,50	130000	597276,91	734115,40
10	7161,61	130000	597276,91	734438,52
11	7585,76	130000	597276,91	734862,66
12	7978,76	130000	597276,91	735255,67
13	8294,88	130000	597276,91	735571,78
14	8399,40	130000	597276,91	735676,30
15	8167,62	130000	597276,91	735444,52
16	7572,73	130000	597276,91	734849,63
17	6843,94	130000	597276,91	734120,84
18	6323,44	130000	597276,91	733600,35
19	6002,42	130000	597276,91	733279,32
20	5796,35	130000	597276,91	733073,25

Fuente: ECOPETROL S.A.

4.3 Análisis de ingresos

Para el análisis de ingresos se consideran los ingresos como el dinero recibido por la venta del crudo de ser posible la materialización del esquema de explotación de inyección de dióxido de carbono, siendo el precio de referencia de petróleo el BRENT. Como valor de referencia se estableció como base el monto de \$40,94 USD basado en la cotización promedio que se ha venido manejando en el primer semestre del año 2020.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta las regalías que deberían ser pagadas por cada barril de petróleo producido, y representan un impuesto que se paga al Estado colombiano por la explotación de recursos naturales no renovables, para el proyecto evaluado este valor cobrado por las regalías corresponde al 30% de la producción básica⁴¹ proyectada entre los años 2021 y 2041. En la **Tabla 31** se presenta la producción neta.

⁴¹ URBINA. VELÁSQUEZ Op. cit., p. 152

Tabla 31. Producción neta

Periodo	Produccion incremental (Bbl/año)	Regalias (Bbl)	Produccion Neta (Bbl)
1	365,52417	109,657251	255,866919
2	625,8581543	187,7574463	438,100708
3	1095,50354	328,651062	766,852478
4	1358,481079	407,5443237	950,9367554
5	715,9050293	214,7715088	501,1335205
6	451,5863037	135,4758911	316,1104126
7	431,9256287	129,5776886	302,3479401
8	437,4768982	131,2430695	306,2338287
9	455,8999023	136,7699707	319,1299316
10	477,4408875	143,2322662	334,2086212
11	505,717041	151,7151123	354,0019287
12	531,9176636	159,5752991	372,3423645
13	552,9918213	165,8975464	387,0942749
14	559,9597168	167,987915	391,9718018
15	544,5079346	163,3523804	381,1555542
16	504,8484116	151,4545235	353,3938881
17	456,2623749	136,8787125	319,3836624
18	421,562767	126,4688301	295,0939369
19	400,1610031	120,0483009	280,1127022
20	386,4231644	115,9269493	270,4962151

Fuente: elaboración propia

Siguiendo con el precio de venta, se tienen en cuenta las proyecciones publicadas por el Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido (DECC). Esta entidad realiza unas proyecciones del precio de venta del crudo marcador Brent y reportan valores bajos, medios y altos. Para el proyecto se utilizarán los valores bajos ya que estos representan la actualidad en el año 2020 y 2021 y los valores altos se utilizarán para evaluar el caso optimista. Estos valores son presentados en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Precio del barril de petróleo referencia BRENT

Año	Baja USD	Media USD	Alta USD
2021	38	59	81
2022	40	62	86
2023	42	64	90
2024	44	66	94
2025	45	69	98
2026	47	71	103
2027	49	73	107
2028	51	75	111
2029	53	78	116
2030	55	80	120
2031	55	80	120
2032	55	80	120
2033	55	80	120
2034	57	82	120
2035	58	85	103
2036	60	87	107
2037	62	78	111
2038	64	80	116
2039	66	80	120
2040	68	78	120
2041	70	80	120

Fuente: DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO DEL REINO UNIDO (DECC), BEIS 2017 Fossil Fuel Price Assumptions, 2017, p. 5

Tenido en cuenta que el crudo producido en Colombia no tiene la misma calidad del crudo Brent, se realiza un ajuste por el API del crudo y se genera un castigo del 35%, por lo cual se descuentan USD\$15.75 al precio de venta y USD\$3.45 del costo del transporte por barril⁴².

4.3.1 Caso Realista.

En este caso, el valor del barril será el valor bajo de las proyecciones mencionadas anteriormente. Se muestra en la **Tabla 33** el precio de venta.

⁴² GONZÁLEZ. URIBE Op. cit., p. 253

Tabla 33. Precio de venta del escenario realista.

Año	Precio Crudo USD	Castigo (*) USD	Valor final USD
2021	38	19,2	18,8
2022	40	19,2	20,8
2023	42	19,2	22,8
2024	44	19,2	24,8
2025	45	19,2	25,8
2026	47	19,2	27,8
2027	49	19,2	29,8
2028	51	19,2	31,8
2029	53	19,2	33,8
2030	55	19,2	35,8
2031	55	19,2	35,8
2032	55	19,2	35,8
2033	55	19,2	35,8
2034	57	19,2	37,4
2035	58	19,2	39,3
2036	60	19,2	41,1
2037	62	19,2	43,0
2038	64	19,2	44,8
2039	66	19,2	46,7
2040	68	19,2	48,5
2041	70	19,2	50,4

Fuente: elaboracion propia

Por ultimo se muestran los ingresos totales en la **Tabla 34**

Tabla 34. Ingresos Totales del Escenario Realista

Año	Precio Venta USD/Bbl	Produccion Neta Bbl	Valor final USD
1	40	255,866919	10234,67676
2	42	438,10071	18400,22974
3	44	766,852478	33741,50903
4	45	950,93676	42792,15399
5	47	501,1335205	23553,27546
6	49	316,11041	15489,41022
7	51	302,3479401	15419,74494
8	53	306,23383	16230,39292
9	55	319,1299316	17552,14624
10	55	334,20862	18381,47417
11	55	354,0019287	19470,10608
12	55	372,34236	20478,83005
13	57	387,0942749	21909,53596
14	58	391,97180	22912,5335
15	60	381,1555542	22987,14497
16	62	353,39389	21968,24915
17	64	319,3836624	20446,36137
18	66	295,09394	19438,64243
19	68	280,1127022	18971,26937
20	70	270,49622	18821,61845

Fuente: elaboración propia

4.3.2 Caso optimista.

En este caso el valor del barril será el valor alto de las proyecciones mencionadas anteriormente. Se muestra en la **Tabla 35** el precio de venta.

Tabla 35. Precio de Venta del Escenario Optimista

Año	Precio Crudo USD	Castigo (*) USD	Valor final USD
2021	81	19,2	61,8
2022	86	19,2	66,8
2023	90	19,2	70,8
2024	94	19,2	74,8
2025	98	19,2	78,8
2026	103	19,2	83,8
2027	107	19,2	87,8
2028	111	19,2	91,8
2029	116	19,2	96,8
2030	120	19,2	100,8
2031	120	19,2	100,8
2032	120	19,2	100,8
2033	120	19,2	100,8
2034	120	19,2	100,8
2035	103	19,2	83,8
2036	107	19,2	87,8
2037	111	19,2	91,8
2038	116	19,2	96,8
2039	120	19,2	100,8
2040	120	19,2	100,8
2041	120	19,2	100,8

Fuente: elaboración propia

Por último, se muestran los ingresos totales en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Ingresos Totales del Escenario Optimista

Año	Precio Venta USD/Bbl	Produccion Neta Bbl	Valor final USD
1	86	255,866919	22004,55503
2	90	438,10071	39429,06372
3	94	766,852478	72084,13293
4	98	950,93676	93191,80203
5	103	501,1335205	51616,75261
6	107	316,11041	33823,81415
7	111	302,3479401	33560,62135
8	116	306,23383	35523,12413
9	120	319,1299316	38295,5918
10	120	334,20862	40105,03455
11	120	354,0019287	42480,23144
12	120	372,34236	44681,08374
13	120	387,0942749	46451,31299
14	103	391,97180	40373,09558
15	107	381,155542	40783,6443
16	111	353,39389	39226,72158
17	116	319,3836624	37048,50484
18	120	295,09394	35411,27243
19	120	280,1127022	33613,52426
20	120	270,49622	32459,54581

Fuente: elaboración propia

4.3 PROCEDIMIENTO DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

En esta sección se pretende establecer la viabilidad financiera de la inyección de Dióxido de Carbono (CO₂) en el Campo Orito utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

4.3.1 Valor Presente Neto (VPN)

El Valor Presente Neto es un método usado para evaluar un proyecto y garantizar la viabilidad del mismo, en términos de rentabilidad y ganancia. El resultado puede ser positivo, negativo o nulo (valor de cero). Un valor positivo significa una ganancia, un valor negativo significa una pérdida y un valor de cero indica que no se proyectan ganancias o pérdidas. La **Ecuación 10** permite determinar el Valor Presente neto.

Ecuación 10. Valor Presente Neto

$$VP(i) = \sum F_n (1 + i)^{-n}$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

F: Valor futuro

N: Periodo de tiempo

I: Interés o Tasa interna de interés de oportunidad.

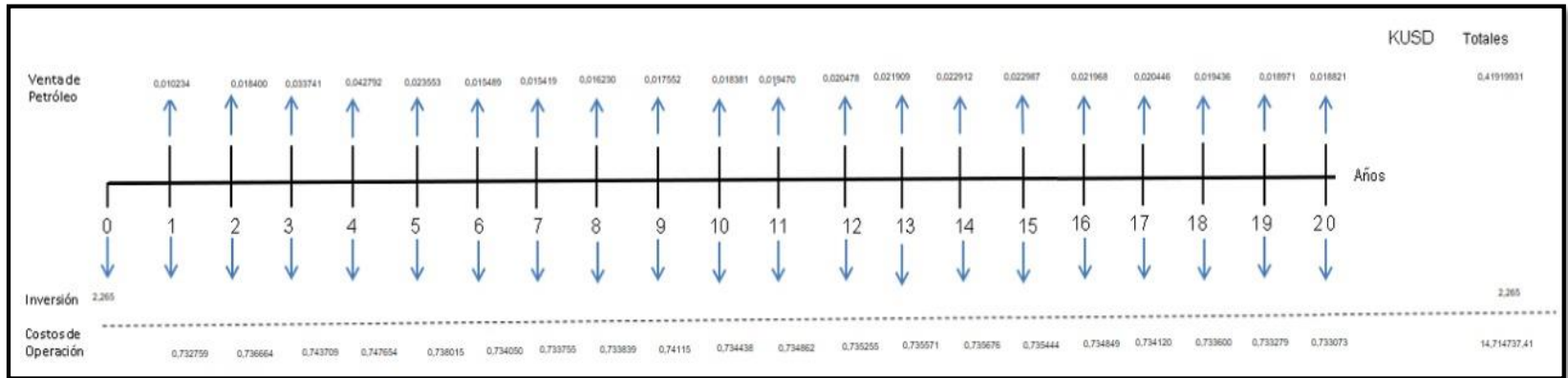
Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica, Bogotá, p. 197.

La tasa de interés de oportunidad (TIO) es la tasa de interés mínima de ganancia que acepta un inversionista al invertir en un proyecto. Para este proyecto, se utilizará una tasa de interés de oportunidad (TIO) de VALOR 12% anual efectivo anual, valor que es un promedio de la TIO publicadas en trabajos de grado del segundo semestre de 2019 por las empresas Ecopetrol, CEPSA, Pacific E&P y Halliburton. Esta se aplicará para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) refleja el costo de inversión y operación y los ingresos por la venta del crudo.

4.3.2. Flujo de Caja. Esta metodología se encarga de representar gráficamente los ingresos y egresos de un determinado proyecto, en periodos de tiempo determinados, para el presente proyecto de investigación se tomará la evaluación para los periodos anuales durante 20 años. En esta sección es posible observar el flujo de caja correspondiente al esquema de inyección de dióxido de carbono que representa mayor beneficio para la explotación del Campo Orito a través de un caso realista y un caso optimista.

4.3.2.1 Caso Realista: En la **Gráfica 31** se muestra el flujo de caja donde refleja el costo de inversión y operación y los ingresos por la venta del crudo.

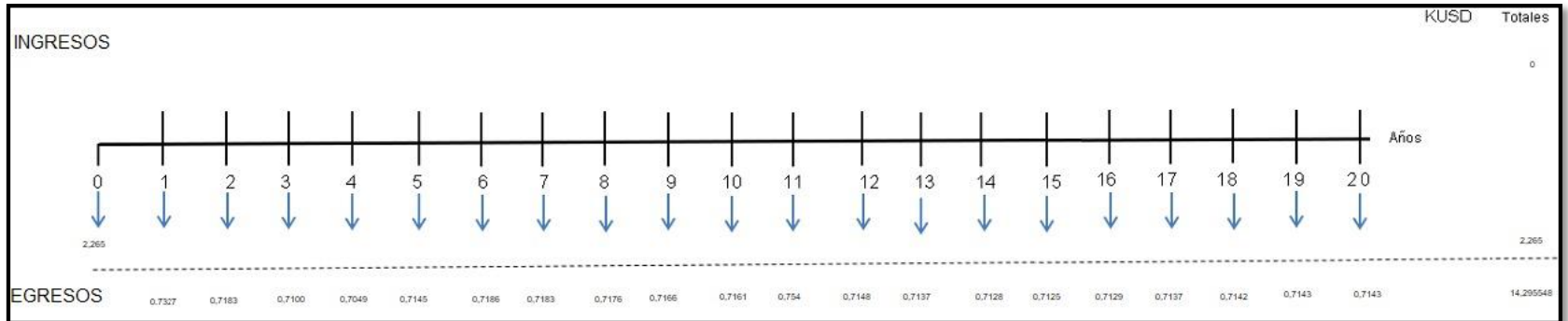
Gráfica 31. Flujo de caja escenario realista



Fuente: elaboración propia

La **Gráfica 32** muestra el flujo de caja neto realista

Gráfica 32 Flujo de caja neto del escenario realista



Fuente: elaboración propia

Finalmente, en la **Ecuación 11** se refleja el Valor presente Neto para este escenario.

Ecuación 11. Valor presente neto del escenario realista

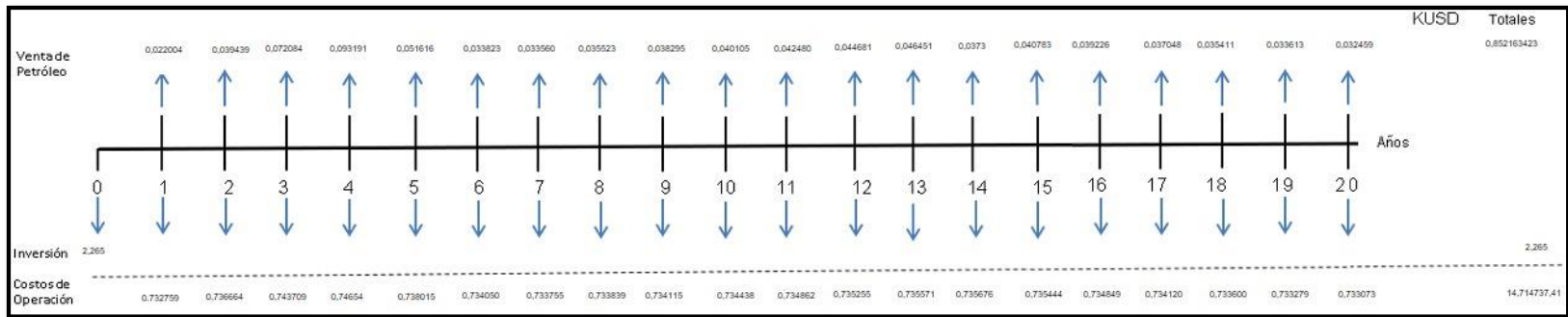
$$\begin{aligned}
 VPN(O, 12) = & -2265,329 + \frac{-72525}{(1+0,12)^1} + \frac{-78264}{(1+0,12)^2} + \frac{-709967}{(1+0,12)^3} + \frac{-704871}{(1+0,12)^4} + \frac{-714462}{(1+0,12)^5} + \\
 & \frac{-718561}{(1+0,12)^6} + \frac{-718336}{(1+0,12)^7} + \frac{-717708}{(1+0,12)^8} + \frac{-616563}{(1+0,12)^9} + \frac{-716057}{(1+0,12)^{10}} + \frac{-715392}{(1+0,12)^{11}} + \frac{-714776}{(1+0,12)^{12}} + \frac{-713662}{(1+0,12)^{13}} + \\
 & \frac{-712663}{(1+0,12)^{14}} + \frac{-712457}{(1+0,12)^{15}} + \frac{-712881}{(1+0,12)^{16}} + \frac{-713674}{(1+0,12)^{17}} + \frac{-714161}{(1+0,12)^{18}} + \frac{-714308}{(1+0,12)^{19}} + \frac{-714251}{(1+0,12)^{20}}
 \end{aligned}$$

$$VPN(O, 12) = -4218601,9240 \text{ USD}$$

Fuente: elaboración propia

4.3.2.2 Caso Optimista: En la **Gráfica 33** se muestra el flujo de caja donde refleja el costo de inversión y operación y los ingresos por la venta del crudo.

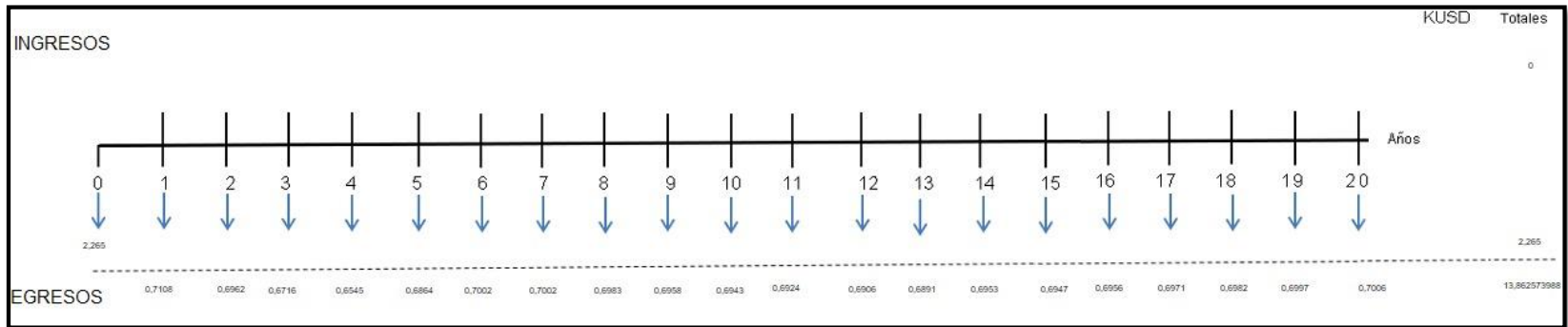
Gráfica 33. Flujo de caja escenario optimista



Fuente: elaboración propia

La **Gráfica 34** muestra el flujo de caja neto optimista

Gráfica 34 Flujo de caja neto del escenario optimista



Fuente: elaboración propia

Finalmente, en la **Ecuación 12** se refleja el Valor presente Neto para este escenario.

Ecuación 12. Valor presente neto del escenario optimista.

$$\begin{aligned}
 VPN(O, 12) = & -2265,329 + \frac{-710755}{(1+0,12)^1} + \frac{-677235}{(1+0,12)^2} + \frac{-671625}{(1+0,12)^3} + \frac{-654472}{(1+0,12)^4} + \frac{-68639}{(1+0,12)^5} + \\
 & \frac{-70026}{(1+0,12)^6} + \frac{-700195}{(1+0,12)^7} + \frac{-698315}{(1+0,12)^8} + \frac{-695831}{(1+0,12)^9} + \frac{-694333}{(1+0,12)^{10}} + \frac{-692382}{(1+0,12)^{11}} + \frac{-690574}{(1+0,12)^{12}} + \frac{-698120}{(1+0,12)^{13}} + \\
 & \frac{-69533}{(1+0,12)^{14}} + \frac{-694660}{(1+0,12)^{15}} + \frac{-695622}{(1+0,12)^{16}} + \frac{-697072}{(1+0,12)^{17}} + \frac{-698189}{(1+0,12)^{18}} + \frac{-699665}{(1+0,12)^{19}} + \frac{-700613}{(1+0,12)^{20}}
 \end{aligned}$$

$$VPN(O, 12) = -4355490,4920 \text{ USD}$$

Fuente: elaboración propia

4.4 CONCLUSIONES FINANCIERAS

Desde el punto de vista financiero contemplando el límite operativo de Campo Orito en su producción 2,4 MMPCD de CO₂, a partir de la predicción de los precios más realistas y optimistas del petróleo, se deduce que el proyecto no es atractivo para el inversionista ya que no genera una ganancia sobre la tasa de interés de oportunidad y representa pérdidas de USD\$4218601,9740 en el caso realista, y perdidas de USD\$4355490,4920 en el caso optimista, para la compañía.

5. CONCLUSIONES

- Se determinó que el proceso de inyección de dióxido de carbono correspondió a un proceso inmiscible, ya que al establecer que la presión de inyección para los esquemas propuestos sería de 404 psi, correspondiente al 10% de la presión inicial del yacimiento 4045,2 psi, siendo la presión de inyección menor a la presión de burbuja de 1502,7 psi, generando un proceso inmiscible.
 - Se determinó que el CO₂ disponible producido por Campo Orito, para su inyección, en materia técnica fue de 2,401121101 MMPCD, siendo un caudal óptimo para ser utilizado como método de recobro mejorado, ya que en comparación con el factor de recobro actual existente en Campo Orito al año 2020 el cual es 9,076%, al realizar la inyección del CO₂ a una presión de 404 psi se eleva el factor de recobro a 18,5502%, destacando que el caudal utilizado para el mejor escenario de inyección correspondió precisamente al caudal producido por Campo Orito, dicho escenario fue denominado límite operativo.
- Se determinó que en los esquemas de inyección al año 2041, la presión de 3490 psi, representada en la configuración 2, correspondiente al arreglo de pozos modificado de cinco pozos inyectoros y tres pozos productores, es mayor a la configuración 1 de 3450 psi como presión, ya que la configuración 2 tiene un pozo inyector extra a diferencia de la configuración 1 la cual contó con cuatro pozos inyectoros y cuatro pozos productores.
- Se determinó que la producción acumulada de gas de 65.000 MMPC es más alta en la configuración 2 inyección de 8,5 MMPCD con relación a las dos inyecciones propuestas en la configuración 1 de 22.000 MMPC de producción acumulada de gas, debido al efecto de liberación de gas que dicho escenario presentó al contar con mayor número de pozos inyectoros.
- Se determinó que la tasa de petróleo acumulado previa al escenario de inyección era de 5,9 MMBBL y con el escenario de inyección de CO₂ seleccionado, correspondiente a la configuración 1 límite operativo con un arreglo de pozos de 4 pozos inyectoros y 4 pozos productores a una presión de inyección de 404 psi hacia el 5 de mayo del año 2041 fue de 11,7 MMBBL, elevando notablemente el petróleo acumulado actual.

- Se evidenció que la producción de Campo Orito se ha visto afectada directamente por el agotamiento de su mecanismo de producción primario, empuje por acuífero activo, ya que desde el 1 de enero de 2004, el sistema de levantamiento se ha venido debilitando, por ende se hace necesaria la implementación de un mecanismo de recobro mejorado.
- En la elaboración y montaje del modelo dinámico de la Unidad N, Formación Villeta, se estableció que el yacimiento sería de tipo fracturado, debido a que la producción del mismo, según las características presentadas en el modelo estático, se da principalmente gracias a sus puntos fracturados.
- Con el ajuste realizado a la historia de producción líquida de los pozos Orito-01, Orito-02, Orito-05, Orito-10, Orito-22, se logró calibrar el modelo dinámico que inicialmente se tenía desajustado a raíz de la incertidumbre que existe en las pruebas de laboratorio realizadas para determinar las curvas de permeabilidad relativa contenidas en el modelo estático extraído, por consiguiente fue posible alterar el end point de las curvas de permeabilidad relativa a la fractura de 0.08 mD a 0.15 mD para lograr el ajuste histórico deseado.
- Con el escenario de inyección de CO₂ denominado límite operativo, se elaboró el análisis financiero, ya que fue el escenario que mayores índices productivo generaba en Campo Orito. En dicha evaluación se determinó que no es atractivo para el inversionista ya que no genera una ganancia sobre la tasa de interés de oportunidad y representa pérdidas de USD\$4218601,9740 en el caso realista, y pérdidas de USD\$4355490,4920 en el caso optimista, para la compañía.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda evaluar nuevos esquemas de inyección a partir de la modificación del arreglo de pozos con el fin de potenciar los modelos propuestos en el presente proyecto.
- Se recomienda obtener los datos del yacimiento actualizados necesarios para la elaboración de un nuevo modelo estático, ya que el modelo estático en que se basó este proyecto tiene un alto grado de incertidumbre debido a la falta de datos que fueron aportados por la operadora al ser de carácter confidencial, con el fin de lograr un mejor ajuste frente a las condiciones actuales en las que se encuentre Campo Orito.
- Se recomienda evaluar el efecto que tendría un modelo de recobro mejorado en las unidades U, A, T, B, con el fin de ampliar el espectro de evaluación para Campo Orito.
- Se recomienda modificar el precio que conlleva producir un barril de yacimiento a superficie (lifting cost) actualizando su valor a un precio acorde a los precios del mercado, haciéndolo un valor más real
- Se recomienda reconsiderar los costos de mantenimiento contemplados en los costos de operación OPEX, para obtener costos de operación más bajos y una rentabilidad más alta siempre y cuando se consiga realizar esta modificación de manera lógica y acorde a la realidad de la industria petrolera.

7. BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA P. Andrea, Simulación conceptual del proceso Huff and Puff de CO₂ para un sector en el Campo Llanito, Tesis de Ingeniería de Petróleos Bogotá: Universidad de América, 2009.

AGUILLON DUARTE, Javier and GARCIA RIBERO, Fredy. Sistema experto para la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Universidad Industrial de Santander, 2004.

ANH. Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la cuenca Caguán putumayo. 2009.

ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio and HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km² en la cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas igac 413 y 414 departamentos de meta, Caquetá, putumayo 2009.

ALVARADO SÁNCHEZ, Carolina. VALLEJO, Juan Carlos. Evaluación técnico-financiera de la viabilidad de la implementación de un sistema de generación de energía eléctrica que permita el aprovechamiento del gas asociado al Campo Orito, Putumayo, Fundación Universidad de América, 2018. p.30

ALMANZA C, Carlos A, et al. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de Recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Colombia: Universidad de América, 2014.

AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, USA, 2006.

BAKER, Richard. Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1, 1998, p. 15.

BÁNZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, Edición Preliminar, Venezuela, 1996.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica, Bogotá, p. 197.

CARILLO, Lucio. Simulación de petróleo negro (BLACK OIL) Jul 30/.

CMG Ltda., Builder- IMEX- Results User Guide, Versión 2019, Canadá, 2019.

CORTES DAZA, Carlos Andrés and LEYVA MENESES, Néstor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005.

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO DEL REINO UNIDO (DECC), BEIS 2017 Fossil Fuel Price Assumptions, 2017, p. 5

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial: Universidad Surcolombiana. P. 319-322

FANCHI, John. Principles of Applied Reservoir Simulation. 3rd ed. ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006b. 99 p.

GALVIS, Jaime. MOJICA Diego. OBANDO, Ayerim. Informe preliminar Bloque PUT-5. p. 6-7

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008.110p.

MADRID, Marcelo. La compresibilidad de la roca (Cr). [0]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/02/la-compresibilidad-de-la-roca-cr.html>

MORENO Rosario, and FANJUL Eva. Rocas Sedimentarias Arenitas. Arenisca; Dic 27. Disponible en: <http://uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Rocas-Sedimentaria-Arenitas.-Arenisca>

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 1-185 p.

PATIÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar and CASTILLO PATIÑO, Oscar Daniel. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el campo Orito. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, 2017.

RAMOS, Jorge Luis. Simulación numérica de yacimientos. 2016.

Real Academia. RACEFN Glosario de Geología. Enero 26 -. Disponible en: http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm

RÉGIMEN LEGAL DE BOGOTÁ D.C. © propiedad de la secretaría jurídica distrital de la alcaldía mayor de Bogotá d.c. Decreto 3176 de 2002 Nivel Nacional (20/12/). 2002.

RODRIGUEZ CH, Rafael. Ambientes Sedimentarios; 12 de noviembre del. Disponible en: <http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>

SCHLUMBERGER, oilfield glossary. En: Choice reviews online. Nov 1.vol. 41, no. 3, p. 1297

TELLEZ CASTRO, Julliceth and BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Universidad de América, 2009. p. 93-94.

TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. ed. Ámsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ, Elsevier, 2004.

URBINA GARRIDO, Sailem, Liney, VELÁSQUEZ SALCEDO, Laura María. Evaluación de un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la Formación Villeta del Campo Orito: Fundación Universidad de América, 2018. p.29

VARGAS JIMENEZ, Carlos Alberto. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. En: revista de la academia colombiana de ciencias exactas, físicas y naturales. Mar 1. Vol. 33, no. 126.

ZOBACK, D Mark, Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007, p. 281

ANEXOS

ANEXO A. DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE

Los reservorios de empuje por agua son los reservorios en la cual una porción significativa de la extracción volumétrica es reemplazada por influjo de agua durante su vida productiva.

El influjo total y las tasas del influjo son gobernadas por las características del acuífero junto con el comportamiento del contacto original reservorio/acuífero (WOC). Casi siempre no se dispone de datos de la roca del acuífero, pero en el caso de disponer de suficiente historia de presión y de producción, las propiedades del acuífero pueden ser inferidas y ser usadas para estimar el efecto futuro del acuífero sobre el comportamiento del reservorio.⁴³

CONDICIONES BÁSICAS Y SUPOSICIONES

1. El reservorio se encuentra durante todo el tiempo, sometido a una presión promedia de equilibrio.
2. El contacto agua/petróleo (WOC) o agua/gas (WGC) es una línea equipotencial.
3. Los hidrocarburos detrás del frente son inmóviles.
4. Los efectos de la gravedad son insignificantes.
5. La diferencia entre la presión promedia del reservorio y la presión en el contacto original: WOC o WGC se asumen como cero.

SUPOSICIONES FÍSICAS PARA PROCESOS INMISCIBLES

a) El agua desplaza al petróleo en un reservorio mojable al agua.

El desplazamiento de petróleo por agua en un reservorio mojable al agua es un proceso de imbibición. En tal sentido, las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa a ser usadas en la descripción del desplazamiento deben ser medidas bajo condiciones de imbibición. Inversamente, en el desplazamiento de petróleo por agua en un reservorio mojable al petróleo se deben usar las curvas medidas bajo condiciones de drenaje. Existe una diferencia básica en los dos tipos de reservorios debido a la histéresis del ángulo de contacto.⁴⁴

⁴³ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management 2006 pág. 130.

⁴⁴ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management. 2006

La única forma de verificar la validez del equilibrio vertical es usando técnicas de simulación numérica.

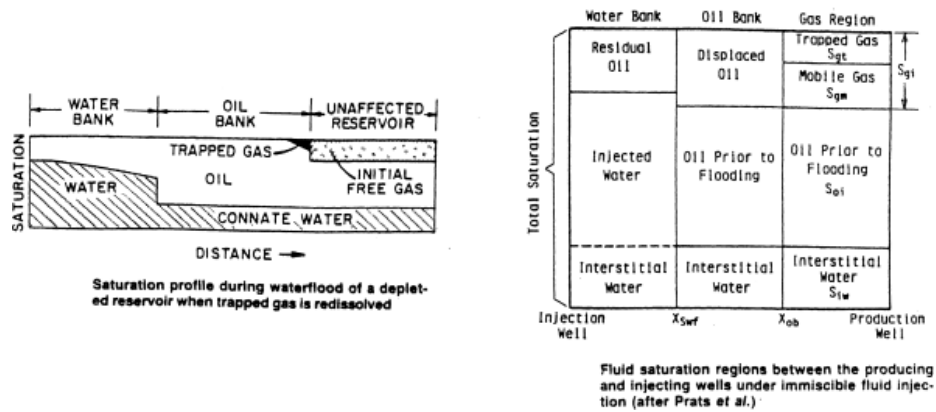
b) El desplazamiento es considerado como incompresible.⁴⁵

Esta suposición implica que existen condiciones de estado estable en el reservorio con la presión constante a cualquier punto.

$$q_t = q_o + q_w$$

c) El desplazamiento es considerado lineal.

Macroscopic Displacement of Linear Waterflood



pág. 131

⁴⁵ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management. 2006

pág. 132

ANEXO B. DESPLAZAMIENTO

La energía natural que permite el desplazamiento de los fluidos en el reservorio (energía natural existente en los fluidos del reservorio), no permite una recuperación total de los hidrocarburos en el reservorio, permitiendo que una importante cantidad de petróleo y/o gas permanezca en el subsuelo. Los métodos desarrollados involucran el mantenimiento de la presión de un reservorio a través de la inyección de algún fluido, que incremente la energía natural. Según F. W. Cole (Reservoir Engineering Manual – 1969), el incremento del factor de recuperación de debe a los factores siguientes:

- (1) Disminución del Índice de Depletamiento al mantener la presión del reservorio,
- (2) Reemplazo de la energía natural de desplazamiento con una fuerza de desplazamiento más eficiente (por ejemplo, el reemplazo de la impulsión de la capa de gas por el desplazamiento de agua).⁴⁶

En este sentido, la presión del reservorio puede ser mantenida por:

- (1) Inyección de agua y/o gas natural,
- (2) Inyección de fluidos miscibles, para efectos del proyecto, inyección de CO₂
- (3) Una combinación de los anteriores,

De estos métodos, la inyección de agua es el método preferido debido a (1) disponibilidad de agua, (2) relativa facilidad con que el agua es inyectada, (3) facilidad con que el agua se esparce a través de formaciones mojables al petróleo y (4) eficiencia del agua para desplazar al petróleo.

La distribución del agua, petróleo y gas en el espacio poroso para cualquier nivel de saturación en el reservorio está determinada por (1) características de mojabilidad de la roca y (2) tensión interfacial entre las fases inmiscibles.

El uso de modelos analíticos para predecir el comportamiento de los reservorios está basado en simplificaciones que permiten la aplicación de modelos simples para describir estructuras geológicas complejas.

El modelo de desplazamiento inmisible, uno de los más simples conocido como la Teoría de Avance Frontal, fue desarrollado inicialmente por Buckley & Leverett y posteriormente reformulado por Welge. Este modelo fue derivado para sistemas continuos y lineales. Cuando se requiere aplicar las ecuaciones de Buckley & Leverett y Welge's a sistemas complejos, es necesario reducir estos

⁴⁶ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006
pág. 133

sistemas a modelos 1D.⁴⁷

ANEXO C. TEORÍA DE FLUJO FRACCIONAL

La teoría de avance frontal es una importante herramienta para los ingenieros de reservorios en el estudio del comportamiento de reservorios sometidos a inyección de agua.

Buckley & Leverett tomaron el concepto de Flujo Fraccional presentado el año 1941 por Leverett, que para el caso de una inyección de agua es expresado como:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \dots\dots\dots(1)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

Lo cual, si se reemplaza en la conocida ecuación de Darcy tanto para agua como petróleo, se obtiene:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \frac{A}{q_i} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha_d \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \dots\dots\dots(2)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

Asimismo, para una determinada roca, con sus respectivos fluidos y las condiciones fluyentes asociadas, el flujo fraccional de agua es una función de la saturación de agua. Considerando que el Fw se mide en la cara de la arena del pozo productor (outlet face), la Sw correspondiente debe estar referida al mismo punto.⁴⁸

En 1942, Buckley & Leverett presentó la Ecuación de Avance Frontal:

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{q_i}{A \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_i \dots\dots\dots(3)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

Esta ecuación resulta de la aplicación de la Ley de Conservación de la Masa

⁴⁷ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 134

⁴⁸ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

para el flujo unidireccional de dos fluidos inmiscibles (para los casos de estudio en la FIP serán considerados petróleo y agua) a través de un medio poroso homogéneo y continuo. Esta ecuación asume que los fluidos y el medio poroso son incompresibles. La ecuación 3 establece que una cierta saturación de agua fija se mueve a través del medio poroso a una tasa que es constante y proporcional al cambio en la composición del flujo de fluidos (causado por un pequeño cambio en la saturación del fluido desplazante).⁴⁹

En 1952, Welge derivó una ecuación que relaciona la saturación promedio de agua con la saturación localizada en el extremo productivo del sistema.

$$\bar{S}_w - S_{w2} = Q_i (1 - f_{w2}) \dots\dots\dots (4)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management. 2006 pág. 135

Esta ecuación establece que conociendo los volúmenes porosos de agua inyectada (acumulada) de agua (Q_i), la saturación de agua y el flujo fraccional en la cara de la arena del pozo productor (S_{w2} y F_{w2} respectivamente), es posible calcular la saturación de agua promedio y, por lo tanto, la producción acumulada de petróleo.

Por otro lado, Welge introdujo otra ecuación:

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w2}}} \dots\dots\dots (5)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management. 2006 pág. 135

La cual relaciona Q_i con S_{w2} .

Las ecuaciones (4) y (5) pueden ser relacionadas con la producción acumulada de petróleo durante la inyección de agua. Antes de que el agua irrumpa en el pozo productor, el volumen de petróleo recuperado es igual al volumen de agua inyectada al sistema.

$$N_p = \frac{W_i B_w}{B_o} \dots\dots\dots (6)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management. 2006 pág. 135

⁴⁹ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management. 2006 pág. 136

Donde:

$$W_i = QV_p \dots\dots\dots (7)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

La ecuación (6) no es válida para después que ha ocurrido la irrupción del frente, debido a que ya se ha producido una parte del agua inyectada (el sistema ya está produciendo con una cierta cantidad de agua). En este sentido, la ecuación aplicable para estimar la producción acumulada de petróleo es:

$$N_p = \frac{V_p (\bar{S}_w - S_{wc})}{B_o} \dots\dots\dots (8)$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

Y resolviendo para la fracción de agua fluyente, obtendremos la siguiente expresión para la fracción de agua fluyente:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_{ro} A}{q\mu_o} \left(\frac{\partial P_{cow}}{\partial x} - \Delta\rho g \sin\alpha \right)}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{\mu_o k_{rw}}}$$

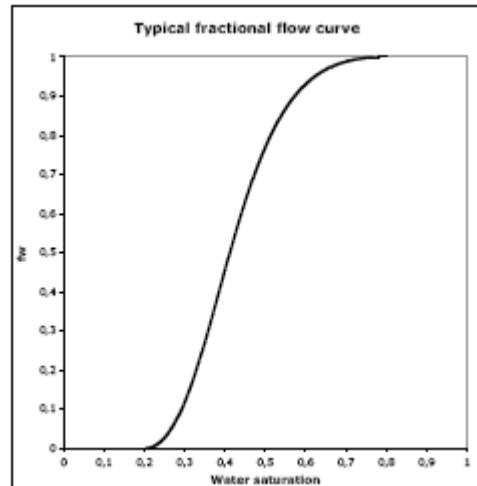
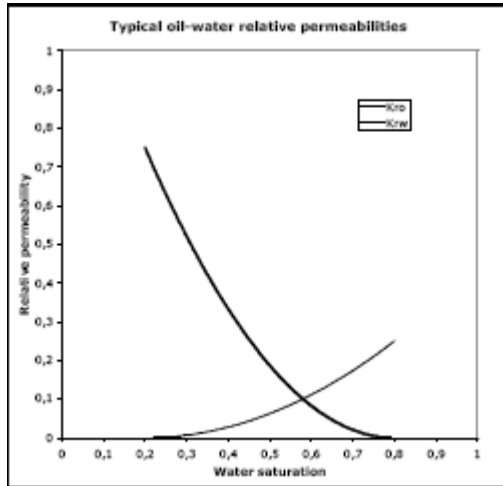
Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

Para el caso de flujo horizontal, con presión capilar insignificante, la expresión se reduce a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{\mu_o k_{rw}}}$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmisible. Reservoir management. 2006 pág. 135

A continuación, se muestran gráficos típicos para las permeabilidades relativas y curva de flujo fraccional.⁵⁰



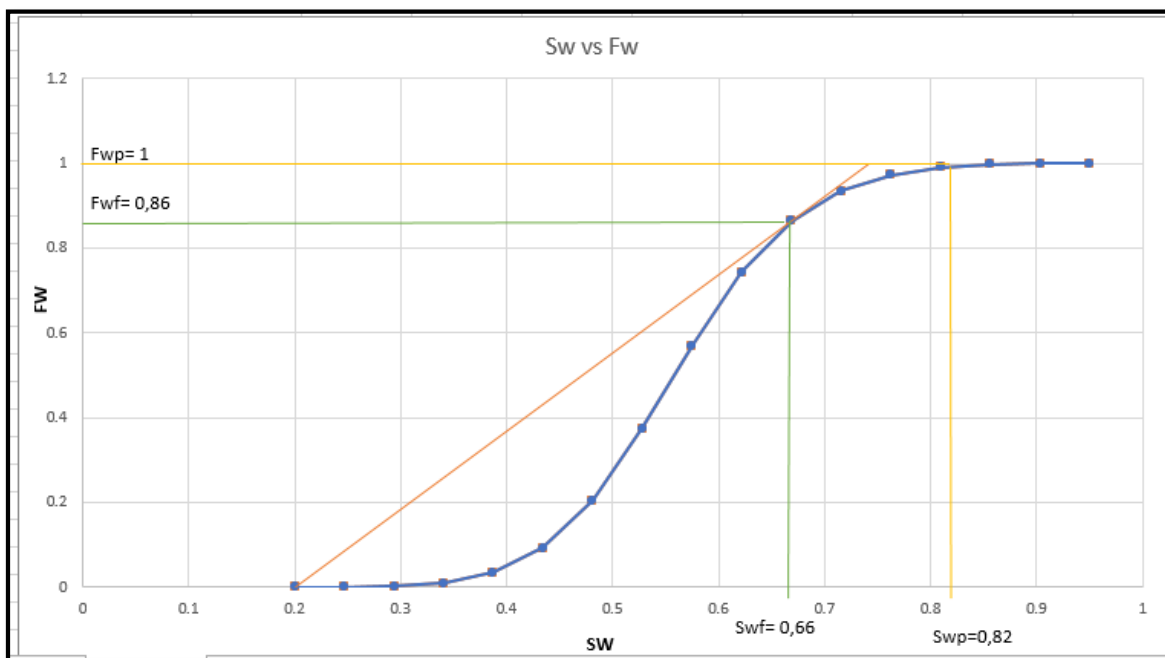
⁵⁰ CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Reservorios cap. v- Desplazamiento inmiscible. Reservoir management. 2006 pág. 141

**ANEXO D.
DATOS DE SATURACIONES Y PERMEABILIDADES PARA LA ELABORACIÓN
DE LA CURVA DE FLUJO SW VS FW**

Sw (%)	SwD	Kro	Krw	Fw
0.2	0	1	0	
0.246875	0.0625	0.847708363	2.58683E-05	0.00011595
0.29375	0.125	0.71046161	0.000340879	0.00181992
0.340625	0.1875	0.587689358	0.001540492	0.00986258
0.3875	0.25	0.478802968	0.004491914	0.03442272
0.434375	0.3125	0.383193487	0.010302359	0.09269484
0.48125	0.375	0.300229142	0.020299761	0.20441331
0.528125	0.4375	0.229252283	0.03601911	0.37384132
0.575	0.5	0.169575541	0.059192001	0.57015632
0.621875	0.5625	0.120476912	0.09173824	0.74316462
0.66875	0.625	0.081193272	0.135758886	0.86401542
0.715625	0.6875	0.050911519	0.193530338	0.935254
0.7625	0.75	0.028755864	0.267499209	0.97248908
0.809375	0.8125	0.013768393	0.36027783	0.99004328
0.85625	0.875	0.004876291	0.474640245	0.9973037
0.903125	0.9375	0.0008269	0.613518624	0.99964544
0.95	1	0	0.78	1

Fuente: Elaboración propia

**ANEXO E.
GRAFICA DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL UNIDAD N, SW VS FW**



Swp	0,82
Fwp	1
Swf	0,66
Fwf	0,86

Fuente: Elaboración propia

**ANEXO F.
ECUACIONES UTILIZADAS PARA EL CALCULO DE LA CURVA DE FLUJO
FRACCIONAL SW VS FW**

$S_{w \max} = 1 - S_{or}$	$S_{w \max} = 1 - 0,05 = 0,95$
$\Delta S_w = \frac{S_{w \max} - S_{wirr}}{n - 1}$	$\Delta S_w = \frac{0,95 - 0,20}{10 - 1} = 0,083333333$
$S_w D = \frac{(S_w - S_{wirr})}{(1 - S_{or} - S_{wirr})}$	$S_w D = \frac{(0,0246875 - 0,20)}{(1 - 0,05 - 0,20)} = 0,0625$
$K_{ro} = (1 - S_w D)^{2,56}$	$K_{ro} = (1 - 0,0625)^{2,56} = 0,84771$
$K_{rw} = 0,78(S_w D)^{3,72}$	$K_{rw} = 0,78(0,0625)^{3,72} = 2,5868E - 05$
$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{ro} * \mu_w}{K_{rw} * \mu_o} \right)}$	$F_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{0,84771 * 1}{2,5868E - 05 * 3,8} \right)} = 1,1582E - 03$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001

ANEXO G.

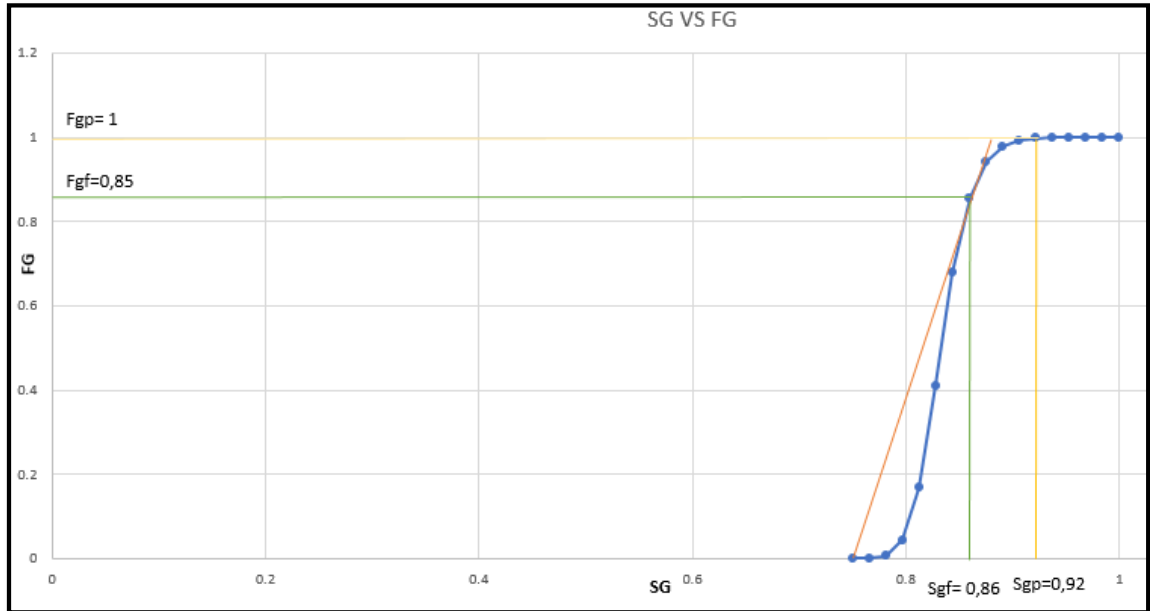
DATOS DE SATURACIONES Y PERMEABILIDADES PARA LA ELABORACIÓN DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL SG VS FG

Sg (%)	SgD	Kro	Krg	FG
0.75	0	1	0	
0.765625	0.0625	0.772476	4.58E-06	0.00032159
0.78125	0.125	0.586182	7.3242E-05	0.00673719
0.796875	0.1875	0.436806	3.71E-04	0.04405127
0.8125	0.25	0.316406	0.00117188	0.16740159
0.828125	0.3125	0.223404	2.86E-03	0.4101023
0.84375	0.375	0.152588	0.00593262	0.67852151
0.859375	0.4375	0.100113	1.10E-02	0.85631676
0.875	0.5	0.0625	0.01875	0.94214876
0.890625	0.5625	0.0366364	3.00E-02	0.97802319
0.90625	0.625	0.0197754	0.0457764	0.99210494
0.921875	0.6875	0.00953674	6.70E-02	0.99738564
0.9375	0.75	0.00390625	0.0949219	0.99924251
0.953125	0.8125	0.00123596	1.31E-01	0.99982589
0.96875	0.875	0.00024414	0.175854	0.99997443
0.984375	0.9375	1.5288E-05	2.32E-01	0.99999878
1	1	0	0.3	1

Fuente: Elaboración propia

ANEXO H.

GRAFICA DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL DE LA UNIDAD N, SG VS FG



S_{gp}	0,92
F_{gp}	1
S_{gf}	0,86
F_{gf}	0,85

Fuente: Elaboración propia

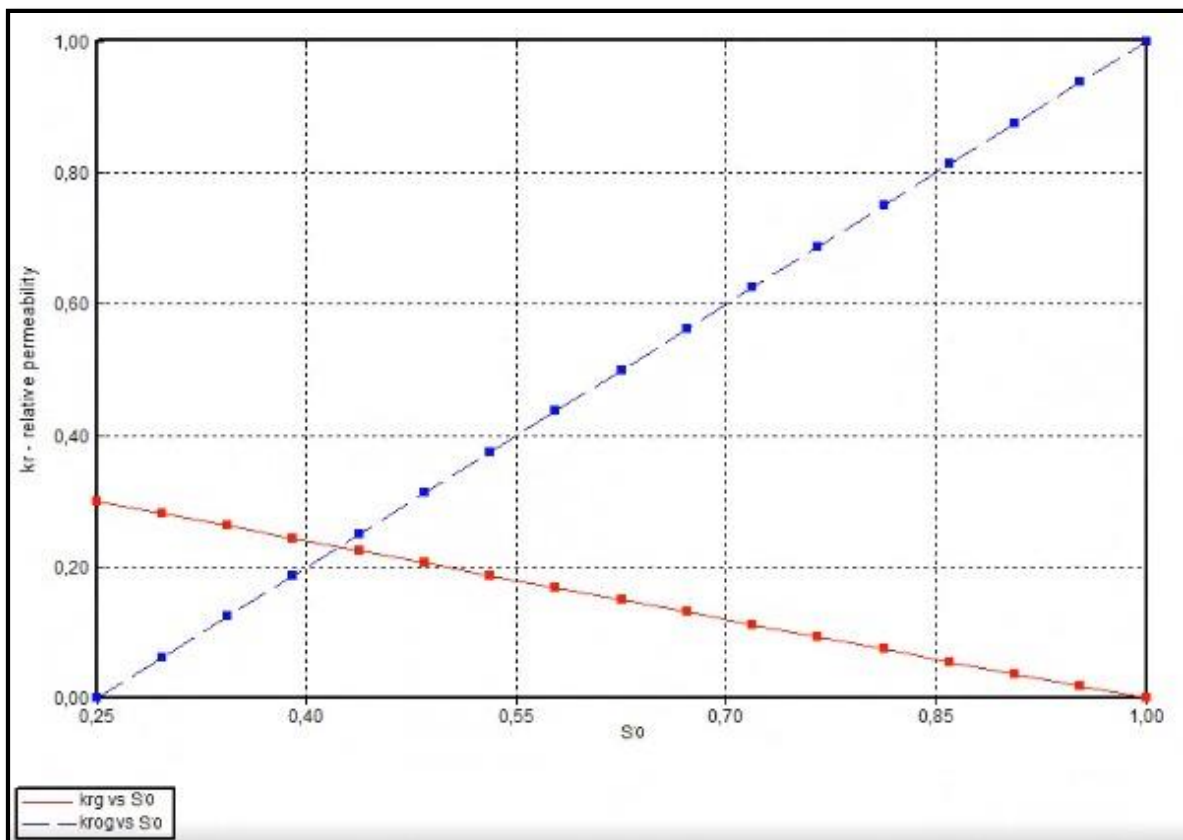
ANEXO I.

ECUACIONES UTILIZADAS PARA EL CÁLCULO DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL, SG VS FG

$$Sg \text{ max} = 1 - Sor$$
$$\Delta Sg = \frac{Sg \text{ max} - Sg \text{ Liquido Residual}}{n - 1}$$
$$SgD = \frac{(Sg - Sg \text{ Liquido Residual})}{(1 - Sor - Swirr)}$$
$$Kro = (1 - SgD)^{2,56}$$
$$Krg = 0,78(SgD)^{3,72}$$
$$Fg = \frac{1}{1 + \left(\frac{Kro * \mu_g}{Krg * \mu_o} \right)}$$
$$SgD = \frac{(0,765625 - 0,75)}{(1 - 0 - 0,75)} = 0,0625$$
$$Fg = \frac{1}{1 + \left(\frac{0,772476 * 0,07}{4,57764E - 05 * 3,8} \right)} = 3,15E - 03$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001

ANEXO J.
COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA A LA SATURACION DE PETROLEO



Fuente: CMG Ltd. Simulador – Builder. Versión licenciada 2019. Modificada por los autores

ANEXO K

DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

El petróleo crudo no tiene habilidad para salir por sí mismo de los poros de la roca del yacimiento en los cuales se encuentra, más bien sale por el empuje de un fluido asociado al petróleo como el gas, o por la acumulación de otros fluidos como el agua.

Este proceso, mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso, se conoce como desplazamiento. Generalmente los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el desplazado es el petróleo.

Además del desplazamiento de petróleo por el efecto de un fluido en solución, el petróleo también puede ser recuperado por un desplazamiento similar al ocasionado por un pistón. Esto se logra con la aplicación de fuentes de energía, como es el caso de un yacimiento con empuje por agua o por una capa de gas; en ambos casos ocurre un desplazamiento inmiscible del petróleo, bien sea por el avance del acuífero o por la expansión del volumen de la capa de gas.

En operaciones de recuperación secundaria cuando se inyecta agua o gas en los yacimientos de petróleo, también ocurren desplazamientos inmiscibles.

Para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el desplazado. A medida que se inyecta el primero, se va formando un frente de separación y se comienzan a distinguir dos zonas en el yacimiento: una no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado (agua o gas) y el petróleo remanente.

2. Tipos de desplazamiento

Como se observa en la Figura 4.1, el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso puede ser de dos tipos:

- Pistón sin fugas
- Pistón con fugas

51

⁵¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 73

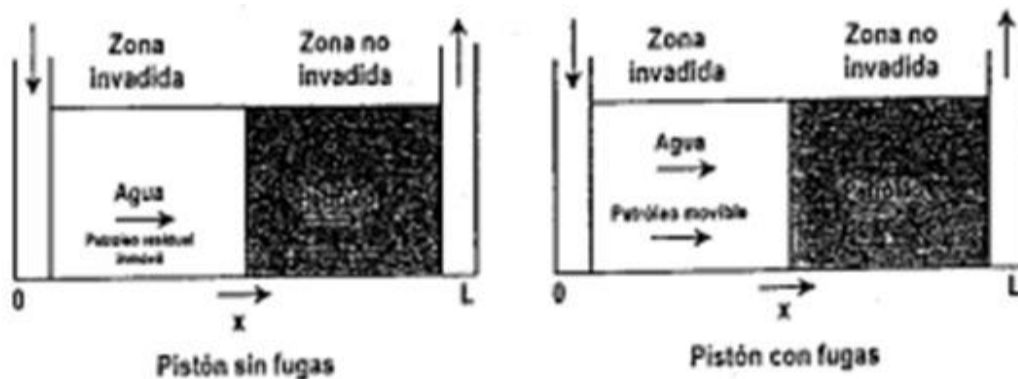


Figura 4.1. Tipos de desplazamiento.

En ellos se distinguen dos fases:

La fase inicial o antes de la ruptura, la cual es responsable de casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante.

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

2.1. Desplazamiento pistón sin fugas

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

2.2. Desplazamiento pistón con fugas

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

52

⁵² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 74

ANEXO L

ARREGLO DE POZOS Y EFICIENCIA DE BARRIDO

Un factor predominante que controla las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectoros con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

La eficiencia de desplazamiento es un factor microscópico determinado usualmente mediante pruebas de laboratorio de desplazamiento en sistemas lineales, y se calcula para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión. El desplazamiento lineal ocurre en capas uniformes de sección transversal constante donde los extremos de entrada y salida están abiertos al flujo; en estas condiciones el frente de inundación avanza como un plano, y cuando llega al extremo de salida, se considera que el 100% del volumen poroso ha sido contactado por el fluido inyectado. Sin embargo, para que esto ocurra, el frente debe avanzar como un plano horizontal cuando las fuerzas gravitacionales segregan los fluidos, o como un plano vertical cuando estas fuerzas son de poca importancia. No obstante, desde un punto de vista práctico, no es posible tener condiciones en el yacimiento que realmente simulen un desplazamiento lineal, ya que la acción combinada de la gravedad y la capilaridad hacen que el mecanismo total de desplazamiento de cualquier operación de inyección de agua nunca sea lineal. Las dificultades que se presentan al suponerse esta condición pueden minimizarse cuando se aplica el concepto de eficiencia de barrido volumétrico en los cálculos de recuperación de petróleo por efecto de la inyección de agua. Dicha eficiencia es un factor macroscópico y se define generalmente como el producto de la eficiencia de barrido areal por la eficiencia de barrido vertical.

En general, el barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, esta fracción se define como *eficiencia de barrido areal*, E_A , y si es vertical, como *eficiencia de barrido vertical*, E_V , y siempre se interpretará como la eficiencia a la ruptura, a menos que se indique lo contrario.

53

⁵³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 129

ANEXO M RAZÓN DE MOVILIDAD

Una de las características más importantes de la inyección de fluidos es la razón de movilidad, M , la cual se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo), y puede relacionarse con la conductancia en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado. Así se tiene:

$$M_{D,d} = \frac{\lambda_{\text{Desplazante}}}{\lambda_{\text{desplazado}}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{Desplazante}}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{\text{desplazado}}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_D}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_d}$$

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

54

⁵⁴ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 130

De aquí en adelante, en el uso del término razón de movilidad se considerará normalmente que la fase desplazante es el agua y el fluido desplazado es el petróleo y se denotará simplemente como M , a menos que se indique lo contrario.

Es importante observar que las permeabilidades relativas al agua y al petróleo, en la ecuación 5.2, están definidas con base en dos puntos diferentes en el yacimiento^{1, 2, 3}: esto es, k_{rw} , la permeabilidad relativa al agua en la porción de yacimiento que ha sido contactada por el agua (zona invadida) y k_{ro} , la permeabilidad relativa al petróleo en el banco del petróleo (zona no invadida del yacimiento). La ecuación 5.2 también muestra que la razón de movilidad es función de las permeabilidades efectivas, lo cual significa que también es función de las saturaciones de los fluidos. Esto representa un problema, pues, de acuerdo con la teoría frontal del desplazamiento de petróleo, existe un gradiente de saturación detrás del frente de invasión. Como k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua detrás del frente, entonces, según Craig y col.⁴, la misma debe evaluarse a la saturación promedio de agua a la ruptura y k_{ro} , en el banco de petróleo formado delante del frente de invasión, esto es, a la saturación de agua connata, S_{wc} .

Por lo tanto:

$$M_{w,o} = \frac{\mu_o (k_{rw})_{Sup}}{\mu_w (k_{ro})_{Suc}}$$

55

⁵⁵ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 130

ANEXO N

INYECCIÓN DE GAS, EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO

El método utilizado para evaluar la eficiencia del desplazamiento por gas es similar al utilizado en el desplazamiento por agua; sin embargo, debido a la alta razón de movilidad del gas con respecto a la del petróleo, dicha eficiencia es menor, a menos que durante el proceso exista considerable segregación vertical. El recobro de petróleo por gas también depende del producto de tres factores de eficiencia:

1. Eficiencia del desplazamiento, E_D
2. Eficiencia de barrido areal, E_A
3. Eficiencia de conformación o de barrido vertical, E_V

La determinación de cada uno de tales factores se basa en los procedimientos analíticos y experimentales que se discutieron en el Capítulo 5. En muchos casos se determinan individualmente y, en algunas oportunidades, se combinan dos o más procedimientos con el fin de determinar dos o más factores como uno solo. Por ejemplo, la combinación de la eficiencia de barrido areal y la eficiencia de conformación se determinan como un solo factor con el nombre de eficiencia de barrido volumétrico, E_V ; es decir: $E_V = E_A \cdot E_C$.

Los tres factores de eficiencia aumentan a medida que progresa el desplazamiento, por lo tanto cada uno es función de los volúmenes desplazables inyectados; pero este aumento no es continuo, sino que disminuye a partir de la ruptura, o sea, cuando el gas inyectado comienza a llegar a los pozos productores. A partir de este momento, los factores de eficiencia aumentarán en forma cada vez más lenta hasta alcanzar el límite económico del proyecto.

Como se mencionó anteriormente, el método de predicción produce mejores resultados cuando la razón de movilidad, $(k_{rg} \mu_o / k_{ro} \mu_g)$ es favorable, es decir, cuando es menor de uno, o igual a uno. Este nunca será el caso cuando se inyecta gas a un yacimiento de petróleo, ya que la razón de movilidad será considerablemente mayor que uno. No obstante, la teoría de avance frontal para predecir el comportamiento de la inyección de gas externa es rigurosa en su desarrollo matemático y da las mejores respuestas que cualquier otro método utilizado.

La influencia de una razón de movilidad adversa en causar canalizaciones o adelantamiento del gas se acentúa en yacimientos horizontales, pero se reduce considerablemente en aquellos que tengan una suficiente inclinación para que existan los efectos gravitacionales.

56

⁵⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 183

ANEXO O

PREDICCIÓN EN EL CASO DE INYECCIÓN DE GAS INTERNA O DISPERSA

Varios autores^{6, 13, 15, 16, 17} han tratado con detalle el problema de empuje por gas en solución. El trabajo de Pirson¹⁵ tiene la ventaja de ser relativamente simple y se puede resolver fácilmente. Además, las ecuaciones pueden adaptarse fácilmente cuando se presente un gradiente de saturación.

La ecuación de balance de materiales^{1, 18} para el caso de que no exista entrada ni producción de agua y exista capa de gas, es:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_c - R_s)]}{B_{g0} (R_{s0} - R_s) - (B_{o0} - B_o)} \quad (6.31)$$

Con:

$$R_c = \frac{G_p}{N_p \cdot 5,615} \quad (6.32)$$

$$B_g = \frac{14,7 \cdot z \cdot T}{p \cdot 520} \quad (6.33)$$

donde:

N = petróleo original *in situ*, BN

N_p = petróleo producido acumulado, BN

B_o = factor volumétrico del petróleo en la formación, BY/BN

B_g = factor volumétrico del gas en la formación, PCY/BN

p = presión, lpca

T = temperatura, °R

z = factor de desviación o de compresibilidad del gas, fracción

R_c = relación gas-petróleo acumulada, PCN/BN

G_p = gas producido acumulado, PCN

R_s = relación gas-petróleo en solución, PCN/BN

b = subíndice que indica condiciones de burbujeo

Si el yacimiento posee empuje por gas en solución, son necesarias dos ecuaciones adicionales: la ecuación de relación gas-petróleo instantánea:

$$R_p = R_s + \frac{B_o k_g \mu_o}{B_g k_o \mu_g} \quad (6.34)$$

57

⁵⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 189

y la ecuación de saturación:

$$S_l = S_w + S_o = S_w + (1 - S_w) \frac{(N - N_p) B_o}{N B_{ob}} \quad (6.35)$$

donde:

S_l, S_w, S_o = saturación de líquido, agua y petróleo

k_g = permeabilidad efectiva al gas, darcy

k_o = permeabilidad efectiva al petróleo, darcy

μ_o = viscosidad del petróleo, cp

μ_g = viscosidad del gas, cp

58

⁵⁸ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela: Astro Data, 2001 pág. 190