

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN TIPO WAG CON
FLUE GAS PROVENIENTE DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA EN
LAS ARENAS B DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN UN CAMPO MEDIANTE
UNA SIMULACIÓN NUMÉRICA**

CRISTIAN CAMILO PULIDO VELÁSQUEZ

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN TIPO WAG CON
FLUE GAS PROVENIENTE DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA EN
LAS ARENAS B DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN UN CAMPO MEDIANTE
UNA SIMULACIÓN NUMÉRICA**

CRISTIAN CAMILO PULIDO VELÁSQUEZ

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

Director

JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA

Ingeniero de Petróleos

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

2019

Nota de aceptación:

Ing. Alex José Cuadrado Salazar

Ing. Claudia Angélica Rubio

Ing. Jorge Luis Ramos Ramos

Bogotá D. C., Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector Académico y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIAS

Primero que todo a Dios y al señor de los milagros de Monserrate por siempre guiarme por el correcto camino y mantenerme siempre constante ante todas las adversidades.

A mis padres DORIS y PEDRO por siempre apoyarme en cada momento, por ser esa fuerza adicional que se necesita en cada obstáculo que te presenta la vida. Gracias a ellos dos, que me enseñaron que cada dificultad se supera con esfuerzo y dedicación. Gracias a ustedes dos por siempre confiar en mí, a pesar de todo. Esta etapa de mi vida es gracias a ustedes. Siempre estaré agradecido.

A mis abuelos, por haberme enseñado a dar los primeros pasos en esta vida, porque ellos forzaron toda mi personalidad y quien soy hoy en día

A Sara García, por ser mi apoyo incondicional, por ser mi acompañante en las etapas más bonitas de la vida, creer siempre en mí y ayudarme en tantos momentos difíciles.

A mis amigos y familiares que pusieron su granito de arena para lograr superar este proceso, en el cual aprendí mucho de ellos e hicieron de esta, una hermosa etapa en mi vida.

Una mención especial para el Ingeniero Alex Nieto, quien en tan solo un mes me dejó una gran cantidad de enseñanzas. QEPD.

Cristian Camilo Pulido Velásquez.

AGRADECIMIENTOS

A la Fundación Universidad de América por apoyarnos en esta etapa, brindándonos todos los medios necesarios para adquirir el conocimiento recibido para mi trabajo de investigación. A mi director de proyecto, ING. JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA por todas sus enseñanzas, esmero y todo el tiempo dedicado. Y a todas las personas que contribuyeron brindándonos su apoyo incondicional durante todo este proceso.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	25
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA Y ÁREA DEL PROYECTO	29
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	29
1.2 LOCALIZACIÓN	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía del área de estudio y geología del petróleo.	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.1 Método de producción	40
1.4.2 Tiempo de producción	41
1.4.3 Número de pozos	41
1.4.4 Gráfica de historial de producción	41
1.4.5 Características del yacimiento	42
2. MARCO TÉORICO	44
2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN WATER ALTERNATING GAS	44
2.2 HISTORIA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA Y GAS (WAG)	46
2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG	48
2.3.1 Características geológicas y físicas del yacimiento	48
2.3.2 Propiedades de los fluidos	50
2.2.3 Relación entre las movilidades	51
2.3 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NÚMÉRICA DE YACIMIENTOS	53

2.3.1 Clasificación de los simuladores de yacimientos	55
2.3.2 Ecuaciones que usa el simulador	59
3. DESARROLLO E HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	63
3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	63
3.1.1 Problemas asociados al campo objeto de estudio	65
3.2 INYECCIÓN DE AGUA	66
3.2.1 Inyección de agua externa	66
3.3 HISTORIA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO	67
3.3.1 Piloto de inyección de agua	68
3.3.2 Patrones de inyección del campo	69
4. CONSTRUCCIÓN MODELO DE SIMULACIÓN	75
4.1 PROCEDIMIENTO DE LA SIMULACIÓN	75
4.1.1 Definición del problema	75
4.1.2 Adquisición y revisión de los datos suministrados.	75
4.1.3 Descripción del modelo.	76
4.1.4 Desarrollo de la simulación	76
4.2 MODELO ESTÁTICO	76
4.2.1 Mapa estructural	77
4.2.3 Localización de pozos	78
4.2.4 Perfiles direccionales	79
4.2.5 Topes y bases	79
4.2.6 Volumen Shale (Vsh)	79
4.2.7 Factor de Formación	81
4.3 MODELO DINÁMICO	81
4.3.1 Análisis PVT	82
4.3.2 Liberación diferencial	82
4.3.3 Prueba de relación presión-volumen	85
4.3.4 Estudio de hinchamiento	85
4.3.5 Propiedades del fluido	88

4.3.6 Permeabilidades relativas	90
4.4.1 Array properties	97
4.4 CONFIGURACIÓN DEL MODELO	99
4.4.2 Generalidades del modelo	99
4.4.4 Rock Fluid – Relación roca fluido	109
4.4.5 Carga del modelo dinámico	111
4.4.6 Sección condiciones iniciales	117
4.4.7 Petróleo original in situ	118
4.5 COTEJO HISTÓRICO	119
4.5.1 Proceso de sensibilidades	119
5. VIABILIDAD DE LA INYECCIÓN WAG MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR GEM	125
5.1 INYECCIÓN WATER ALTERNATING GAS CON FLUE GAS DE LA REFÍNERIA DE BARRANCABERMEJA	125
5.1.1 Flue Gas inyectado	127
5.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIONES PARA LOS PRÓXIMOS (10) DIEZ AÑOS	128
6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INYECCIÓN WAG EN LAS ARENAS B DE LA FORMACIÓN MUGROSA	133
6.1 INGRESOS	133
6.2 IMPUESTOS	135
6.3 REGALÍAS	135
6.4 INVERSIÓN	136
6.5 COSTOS	138
6.6 AHORROS	141
6.7 INDICADOR FINANCIERO	142
7. CONCLUSIONES	146
8. RECOMENDACIONES	148

BIBLIOGRAFÍA

149

ANEXOS

152

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del área de interés	32
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena	35
Figura 3. Proceso de inyección alternada de gas y agua	45
Figura 4. Distribución del frente de invasión para la inyección WAG	49
Figura 5. Espesor desfavorable para la inyección WAG	50
Figura 6. Diseño planta de inyección de agua del campo	68
Figura 7. Área piloto de inyección de agua	70
Figura 8. Mapa estructural del campo objeto de estudio	77
Figura 9. Sector Model escogido por la compañía	78
Figura 10. Ubicación de pozos	79
Figura 11. Líneas base de arenas y arcillas para las Arenas B de la Formación Mugrosa	80
Figura 12. Espesores del modelo	98
Figura 13. Net to Gross ratio	100
Figura 14. Porosidad del modelo	101
Figura 15. Porosidad promedio arrojada por Builder	102
Figura 16. Permeabilidad del modelo	104
Figura 17. Promedio de permeabilidad del modelo	105
Figura 18. Permeabilidad vertical	106
Figura 19. Permeabilidad vertical promedio	106
Figura 20. Saturación de agua del modelo	109
Figura 21. Permeabilidades relativas para las 3 fases en el tipo de roca 1	111
Figura 22. Composición del fluido en WinProp	112
Figura 23. Presión crítica, Temperatura crítica y factores acéntricos	113
Figura 24. Fracción molar de componentes en WinProp	114
Figura 25. Composition, WinProp	114
Figura 26. Prueba de liberación diferencial en WinProp	115
Figura 27. Sección condiciones iniciales para Builder	118
Figura 28. Factor de recobro de porcentajes de inyección WAG	126
Figura 29. Respuesta de la inyección WAG comparada con la inyección de agua en el arreglo I-57	129
Figura 30. Producción de gas asociado al pronóstico de producción de los próximos 10 años	131
Figura 31. Corte de agua para los próximos 10 años	132
Figura 32. Flujo de caja neto del proyecto	144
Figura 33. Permeabilidad relativa gas-petróleo	155
Figura 34. Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo	156

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Principales campos productores cercanos a la ciudad de Barrancabermeja.	30
Tabla 2. Información pozos del campo de estudio.	41
Tabla 3. Propiedades petrofísicas del campo petrolífero de estudio.	42
Tabla 4. Propiedades petrofísicas promedio del área de estudio.	43
Tabla 5. Propiedades de los fluidos en el campo petrolífero de estudio.	43
Tabla 6. Patrones de inyección presentes en el campo objeto de estudio	69
Tabla 7. Patrón de inyección I-35	70
Tabla 8. Patrón de inyección I-57	72
Tabla 9. Patrón de inyección I-111	73
Tabla 10. Factor de formación para las Arenas B de la Formación Mugrosa.	81
Tabla 11. Resumen de los datos del fluido de yacimiento	82
Tabla 12. Resumen de datos de prueba de liberación diferencial.	83
Tabla 13. Composición total del fluido de yacimiento	84
Tabla 14. Resumen de datos prueba de relación presión-volumen	85
Tabla 15. Composición del Flue Gas preparado	85
Tabla 16. Presiones de burbuja para cada % molar de inyección.	86
Tabla 17. Factor de hinchamiento (SWF)	87
Tabla 18. Viscosidad del aceite con respecto a la presión.	89
Tabla 19. Propiedades petrofísicas @4915 Ft TVDSS.	91
Tabla 20. Permeabilidades relativas @4915 Ft TVDSS	91
Tabla 21. Propiedades petrofísicas @5023-5069 Ft TVDSS.	92
Tabla 22. Permeabilidades relativas @5023-5069 Ft TVDSS.	93
Tabla 23. Propiedades petrofísicas @5037 Ft TVDSS.	93
Tabla 24. Permeabilidades relativas @5037 Ft TVDSS.	94
Tabla 25. Propiedades petrofísicas @5166 Ft TVDSS.	94
Tabla 26. Permeabilidades relativas @5166 Ft TVDSS.	95
Tabla 27. Propiedades petrofísicas @5692 Ft TVDSS.	96
Tabla 28. Permeabilidades relativas @5692 Ft TVDSS.	96
Tabla 29. Generalidades Array properties.	99
Tabla 30. Determinación de las condiciones iniciales.	117
Tabla 31. Duración del ciclo WAG y tasas de inyección	126
Tabla 32. Composición del Flue Gas inyectado al reservorio	127
Tabla 33. Presión de inyección del Flue Gas	128
Tabla 34. Incremento anual de producción a raíz de la inyección WAG	130
Tabla 35. Ingresos estimados para 10 años	135
Tabla 36. Determinación de las Regalías en Colombia	136

Tabla 37. Inversión	137
Tabla 38. Secciones requeridas para transporte del Flue Gas desde la Refinería de Barrancabermeja hasta disposición.	138
Tabla 39. Mano de obra de instalación de tubería	138
Tabla 40. Costos de inyección de agua	139
Tabla 41. Costo de Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja.	140
Tabla 42. Costos operacionales	141
Tabla 43. Flujo de caja operativo del proyecto para 10 años	143
Tabla 44. Datos de porosidad y propiedades de la roca.	153
Tabla 45. Datos de porosidad para las arenas b de la formación mugrosa.	154
Tabla 46. Cronograma de inyección WAG.	157

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Relación de movilidad entre el petróleo y el agua.	52
Ecuación 2. Curvas de declinación	54
Ecuación 3. Ecuación de balance de materiales.	60
Ecuación 4. Ley de Darcy.	61
Ecuación 5. Ecuación de estado para gases ideales.	62
Ecuación 6. Ecuación de difusividad para un sistema lineal	62
Ecuación 7. Índice Gamma Ray para una profundidad determinada	80
Ecuación 8. Volumen de arcilla a una profundidad determinada	80
Ecuación 9. Factor de Formación de Archie	81
Ecuación 10. Porosidad promedio.	102
Ecuación 11. Ecuación de Newman para compresibilidad de la roca.	103
Ecuación 12. Ecuación de permeabilidad vertical.	105
Ecuación 13. Ecuación de Juhasz para saturación de agua	107
Ecuación 14. Capacidad de intercambio catiónico	108
Ecuación 15. Conductancia de cationes en las arcillas.	108
Ecuación 16. Conductancia de cationes de arcillas para muestra de núcleo.	109
Ecuación 17. Error de sensibilidad	120
Ecuación 18. Presión mínima de miscibilidad	128
Ecuación 19. Cálculo del valor presente neto	144
Ecuación 20. Valor presente neto del proyecto	145

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de producción acumulada	42
Gráfica 2. Uso de la inyección Water Alternating Gas en el mundo	47
Gráfica 3. Producción anual histórica del campo objeto de estudio	64
Gráfica 4. Historial de inyección del patrón I-35	71
Gráfica 5. Historial de inyección del patrón I-57	73
Gráfica 6. Historial de inyección arreglo I-111	74
Gráfica 7. Comportamiento del punto de burbuja para cada % molar de inyección	86
Gráfica 8. Comportamiento del factor de hinchamiento en el análisis PVT.	88
Gráfica 9. Viscosidad del fluido con respecto a la presión.	89
Gráfica 10. Rs fluido	90
Gráfica 11. Curvas de permeabilidades relativas para los diferentes tipos de roca.	97
Gráfica 12. Permeabilidades relativas del aceite y el agua para el tipo de roca 1.	110
Gráfica 13. Viscosidad de los fluidos vs presión en WinProp	116
Gráfica 14. Bo y GOR vs presión en WinProp	117
Gráfica 15. Sensibilidades de BHP para ajuste histórico	121
Gráfica 16. Producción acumulada para ajuste histórico.	122
Gráfica 17. Tasa líquida para ajuste histórico.	123
Gráfica 18. Tasa de petróleo para ajuste histórico.	124
Gráfica 19. Pronóstico de producción a 10 años	130

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Datos de porosidad y propiedades de la roca.	153
Anexo B. Datos de porosidad para las arenas b de la formación mugrosa.	154
Anexo C. Permeabilidad relativa gas-petróleo.	155
Anexo D. Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo.	156
Anexo E. Cronograma de inyección WAG.	157

LISTA DE ABREVIATURAS

API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano del Petróleo)
BAPD	Barriles de agua producida por día
Bls	Barriles
BSW	<i>Basic sediments and water</i> (Porcentaje de agua y sedimentos)
Bo	<i>Volumetric Oil Factor</i> (Factor volumétrico del aceite)
Bg	<i>Volumetric Gas Factor</i> (Factor volumétrico del gas)
°C	Grados Celsius (unidad de temperatura)
CMG	<i>Computer Modelling Company</i>
°F	Grados Fahrenheit (unidad de temperatura)
Ft	Pies (unidad de longitud)
Fr	Factor de recobro
Hu	Espesor útil
K	Permeabilidad
Krg	Permeabilidad relativa del gas
Kro	Permeabilidad relativa del aceite
Krw	Permeabilidad relativa del agua
MBIs	Miles de barriles
MMBIs	Millones de barriles
mD	Milidarcies (unidad de medida de la permeabilidad)
MDT	<i>Modular Formation Dynamics Tester</i> (Prueba modular de la dinámica de la formación)
NTG	<i>Net to gross</i>
OFM	<i>Oil Field Manager</i>
PHIE	Porosidad efectiva
POES	Petróleo Original en sitio
ppm	Partes por millón
Psi	Libra por pulgada cuadrada (unidad de presión)
Psia	Libra por pulgada cuadrada en presión absoluta (unidad de presión)
RAP	Relación agua – petróleo
RGP	Relación gas – petróleo
SCF	<i>Estándar cubic feet</i> (pies cúbicos estándar)
Sg	Saturación del gas
So	Saturación del aceite
Soi	Saturación inicial del aceite

Sw	Saturación del agua
Swi	Saturación inicial de agua
WAG	Water Alternating Gas (Inyección alternada de gas y agua)

GLOSARIO

AGA: American Gas Association (Asociación Americana de Gas)

AGUA DE INYECCIÓN: según el glosario virtual de la compañía Schlumberger es un tipo de agua inyectada en el yacimiento para presurizar y desplazar hidrocarburos a pozos productores. El agua de inyección también se utiliza en operaciones de almacenamiento de agua en ubicaciones marítimas y remotas con restricciones económicas y ambientales.

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

ARCILLA: partícula mineral de grano menor a 1/256 mm. También puede tomarse como un tipo de mineral dentro del grupo de los filosilicatos.¹

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de origen Clástico y textura detrítica en la que el tamaño de grano varía entre 0.062-2 mm. Al ser la sílice el material más perdurable por su resistencia mecánica y química, la mayor parte de ellas están mayoritariamente compuestas por granos silíceos. Se compone principalmente de Feldespatos y cuarzo.²

BARRIL DE PETRÓLEO: se refiere a una unidad de volumen, que se utiliza generalmente para medir cantidades de hidrocarburos líquidos, consta de cuarenta y dos (42) galones para el sistema americano de unidades. Este volumen es reportado generalmente a condiciones estándar de presión y temperatura (60°F y una (1) atmosfera de presión absoluta).

BSW: se refiere al porcentaje de agua y sedimentos que están contenidos en los hidrocarburos.

BUILDER CMG: según la compañía Computer Modelling Group, el preprocesador Builder simplifica la creación de modelos de simulación al proporcionar un marco para la integración de datos y la gestión del flujo de trabajo entre IMEX, GEM, STARS y fuentes de datos externas. Este, es necesario para adecuar la data necesaria para posteriormente generar un modelo de simulación.

CAMPO PETROLERO: área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades. Complejo Término utilizado.³

¹ SCHLUMBERGER. Arcilla. Oil Field Glossary en línea], 2018 [revisado 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/arcilla.aspx>.

² Op. Cit. MANRIQUE, Jesus. p. 36

³ SENER. GLOSARIO DE TERMINOS PETROLEROS. *Secretaria de Energia de Mexico*[en línea], 2015 [revisado 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet:

COMPRESIBILIDAD: es una propiedad que tienen todos los cuerpos, la cual genera que estos disminuyan su volumen al someterlos a distintas condiciones de presión o compresión manteniendo constante otros parámetros.

CONCORDANTE: serie de estratos que representan un período de sedimentación continuo.

CONTINUIDAD DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA: en todo caso de simulación es necesario tener en cuenta en relación con la permeabilidad y la continuidad vertical.

CORRELACIÓN: es toda relación generada a partir de ensayos y por métodos empíricos que permiten identificar y generar variables para calcular sus valores.

CUENCA SEDIMENTARIA: una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas ricas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos en la cuenca.⁴

DAÑO (SKIN): reducción de la capacidad que tiene naturalmente un yacimiento para producir los fluidos presentes en él, puede generarse por una disminución de la porosidad o de la permeabilidad, o de ambos. Puede presentarse cerca de la cara del pozo o ser profundo en la roca.

DISCORDANCIA: una superficie geológica que separa las rocas más antiguas de las rocas más modernas, es cualquier periodo de tiempo en el cual no se generó una depositación de sedimentos.⁵

EMPUJE POR AGUA: los yacimientos con empuje de agua, son aquellos que tienen una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua, el cual se denomina acuífero.

ESPESOR NETO: resultado de restar al espesor total de todas aquellas porciones de la roca que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLERO_S_2015.pdf.

⁴ SCHLUMBERGER. Cuenca Sedimentaria. Oil Field Glossary en línea], 2018 [revisado 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet:

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary_basin.aspx

⁵ Ibid. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/unconformity.aspx>

ESPESOR: es la medida de una capa o de un estrato sedimentario en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.⁶

ESTRATIGRAFIA: es la rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias, metamórficas y volcánicas estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal, cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.⁷

EXPLORACION: actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida.⁸

FACTOR DE RECOBRO: es la cantidad recuperable de petróleo existente en un yacimiento, normalmente es expresado como un porcentaje.

FALLA NORMAL: es una falla con desplazamiento vertical en el cual el bloque de techo se desplaza hacia abajo en relación con el bloque de muro⁹.

FALLA: una falla es una grieta en la corteza terrestre. Generalmente, las fallas están asociadas con, o forman, los límites entre las placas tectónicas de la Tierra.¹⁰

GEM CMG: según la compañía CMG (Computer Modelling Group) el software preprocesador GEM es un simulador de yacimientos que se rige mediante la ecuación de estado y es líder en el mundo para el modelado de yacimientos composicionales, químicos y no convencionales.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección.

GRAVEDAD API: es la clasificación que se le da a los hidrocarburos, según su densidad relativa y su calidad. Esta clasificación fue creada por el American Petroleum Institute.

HIDROCARBURO: es un compuesto orgánico el cual está constituido por la mezcla de carbonos e hidrógenos, contando también, con distintas sustancias que los acompañan o que se derivan de estos.

⁶ Ibid. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bed_thickness.aspx?p=1

⁷ Ibid. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stratigraphy.aspx>

⁸ RUSSELL, RANDY. Exploracion Petrolera. *Ventanas al universo [en linea]*, 19 de Enero de 2010 [revisado 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet:

<https://www.windows2universe.org/earth/geology/fault.html&lang=sp>

⁹ Op. Cit. SENER. Disponible en:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLERO_S_2015.pdf

¹⁰ Ibid. <https://www.windows2universe.org/earth/geology/fault.html&lang=sp>

HUMECTABILIDAD: es una propiedad importante en un yacimiento, debido a que afecta el comportamiento capilar y el del desplazamiento de los fluidos en la roca. En otras palabras, la humectabilidad es la tendencia que tiene un fluido miscible en presencia de otro fluido miscible a adherirse a la roca.

INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG): es un proceso de recuperación mejorada de petróleo, el cual consiste en inyectar agua y gas durante distintos periodos de tiempo para lograr aumentar el factor de recobro de un reservorio.

KERÓGENO: es el constituyente orgánico de las rocas sedimentarias, no soluble en solventes orgánicos comunes, es sólido y resulta de la alteración diagénica de la materia orgánica. Suele dividirse en Kerógeno tipo I, Kerógeno tipo II y Kerógeno tipo III, los cuales se caracterizan dependiendo de su contenido de hidrocarburos y oxígeno. Siendo el tipo I el de más alto contenido de hidrocarburos y más bajo contenido de oxígeno.

LIMOLITA: roca sedimentaria, su textura es de grano muy fino de diversos minerales. El tamaño del grano está entre 0.0086-0.0036 mm. Se compone principalmente de óxido de hierro, cuarzo, calcita entre otros. Este tipo de rocas son el producto de la compactación de sedimentos compuestos por partículas, que por su tamaño, se encuentra en un rango intermedio entre las arcillas y las arenas.¹¹

LITOLOGÍA: es toda la naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas

LUTITA: es una roca sedimentaria de origen detrítico compuesta por partículas del tamaño de la arcilla tienden a ser plásticas y el tamaño de grano es menor a 1/256 mm. Su componente de feldespatos y mica principalmente.¹²

MALLA DE SIMULACIÓN: es una aproximación numérica que consiste en dividir en un número finito de unidades de volumen discretas (celdas) un yacimiento, lo cual permite modelar las estructuras y propiedades presentes en el mismo.

MARCO GEOLOGÍCO: es un resumen de la geología presente en un lugar en específico en el cual se incluye la estratigrafía, las rocas presentes en el área de estudio. Se puede hacer de manera regional o puntual dependiendo de la escala en la que se esté trabajando.

MIGRACIÓN: término utilizado en exploración para denominar al movimiento que sufre el aceite, del lugar donde se formó hasta la roca almacenadora o trampa.¹³

¹¹ Op. Cit. MANRIQUE, Jesus p. 36

¹² Op. Cit. MANRIQUE, Jesus. p. 36

¹³ RACEFN. Glosario de Geología. *Real Academia de Ciencias exactas [en línea]*, 26 de enero 2010 [revisado 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet: https://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm

MISCIBILIDAD: propiedad que tienen los fluidos, trata de la habilidad que tienen dos o más fluidos para mezclarse entre sí.

MOVILIDAD: es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste.

POZO: perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.¹⁴

PROYECTO PILOTO: es aquél proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/o obtener resultados que puedan ser utilizados como base de estudios convencionales o de simulación matemática de todo el yacimiento.¹⁵

REFÍNERIA: planta industrial que tiene como objetivo la refinación y separación de distintos componentes y derivados de los hidrocarburos.

SISTEMA PETROLÍFERO: son todos componentes geológicos y los procesos necesarios para generar, migrar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello.¹⁶

SUPRAYACENTE: se extiende por encima de una superficie geológica.

TRAMPA ESTRATIGRAFICA: una variedad de contenedor geológico sellado con capacidad para retener hidrocarburos, formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñaientos, discordancias, o rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes.¹⁷

¹⁴ Ibid. https://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm

¹⁵ Ibid. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf

¹⁶ Ibid. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/petroleum_system.aspx

¹⁷ SCHLUMBERGER.Trampa estratigrafica.oil Field Glossary en línea], 2018 [revisado 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stratigraphic_trap.aspx.

RESUMEN

Aumentar el factor de recobro en los yacimientos de petróleo y gas es una de los principales objetivos de toda compañía petrolera, con el fin de cumplir esta meta, se debe realizar una serie de estudios técnicos con el fin de poder implementar un proceso de recobro mejorado en cualquier reservorio en el mundo. Durante el desarrollo de estos estudios, en la mayoría de situaciones se recurre al uso de un simulador de yacimientos, en el cual se puede generar un modelado del reservorio con sus distintas propiedades, además de que en él se puede realizar una predicción de cualquier método de recobro mejorado y cuál será su impacto en la producción futura de un yacimiento.

La inyección alternada de gas y agua, es un proceso mejorado de recobro el cual permite mantener una estabilidad del frente de invasión en los procesos de inyección de fluidos, además de aumentar las eficiencias de barrido.

En las refinerías de hidrocarburos a lo largo del planeta, se genera un desperdicio de los gases producidos al realizar los distintos procesos de refinación del petróleo y sus derivados. Estos gases están compuestos en su mayoría por componentes tales como el dióxido de carbono (CO₂), el cual representa un alto impacto ambiental al realizar la quema del mismo, lo cual genera costos administrativos derivados del pago de impuestos al gobierno nacional por motivos del desecho del mismo.

El presente trabajo investigativo tiene como objetivo principal, estudiar un posible caso de inyección alternada de agua y Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja en un campo petrolífero situado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, más específicamente en las arenas B de la Formación Mugrosa y mediante este, estipular si el proyecto de recuperación mejorada de petróleo es viable económicamente para la compañía ECOPETROL S.A.

Palabras clave:

- Inyección WAG
- Recobro mejorado
- Flue Gas
- Refinería de Barrancabermeja
- Valle Medio del Magdalena

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo comprende de todo el estudio técnico y financiero en cuanto a la viabilidad de un proceso de inyección alternada de agua y gas en las arenas B de la formación mugrosa, situadas en un campo petrolero en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. En este estudio, se realizara una evaluación de todas aquellas variables técnicas con las que se debe contar para realizar un proceso de recobro mejorado como lo es la inyección WAG, además de sus factores económicos en cuanto a la implementación de este proceso en un yacimiento de hidrocarburos.

La inyección alternada de gas y agua es usada a nivel mundial desde hace ya más de 60 años, en sus inicios se utilizó principalmente para poder controlar de una manera más eficiente la inestabilidad del frente de invasión que se presenta en los procesos de inyección de agua. Al realizar un proceso de inyección por baches de agua, agregando entre ellos, un ciclo de inyección de un gas, la movilidad del petróleo se ve mejorada al control del frente de invasión que genera el gas dentro del reservorio.

El campo petrolero en cuestión, cuenta con un proceso de inyección de agua desde hace ya varios años atrás, debido a la antigüedad con la que se lleva realizando esta técnica, el agua inyectada ya no genera eficientemente la función de arrastrar un banco de petróleo eficientemente y por ende ha empezado a tomar nuevos canales, por los cuales esta llega más rápidamente a los pozos productores.

Cabe resaltar, que el Campo petrolero es cercano a la refinería de Barrancabermeja. La cual es una gran productora de gases de combustión, los cuales al ser liberados a la atmosfera generan un costo en cuanto a su cantidad, debido a que la legislación colombiana cobra una especie de impuesto por cada tonelada de CO₂ que es liberado.

Con el fin de disminuir estos costos por la producción de gases de combustión provenientes de la Refinería de Barrancabermeja y aumentar eficientemente el factor de recobro del campo en cuestión, se va a desarrollar una simulación numérica en la cual se planteara una inyección alternada de gas y agua, con los gases de combustión generados en la refinería de Barrancabermeja para los próximos 10 años de producción del campo, en la cual se debe tener en cuenta el historial de producciones del reservorio y todas las propiedades petrofísicas del mismo.

La finalidad de este proyecto de investigación, es entonces, que mediante la creación de este modelo numérico de simulación y con el uso del simulador de yacimientos GEM de la compañía CMG (Computer Modelling Group) se pueda generar una predicción del comportamiento de producción del campo y así, realizar un estudio financiero de la viabilidad de establecer este proyecto de recuperación mejorada de petróleo mediante el uso del valor presente neto, usando los posibles

ingresos que se tendrán durante este periodo de tiempo, los cuales se generaran mediante la predicción establecida y los costos aproximados de una implementación de un proceso de inyección de gas y agua.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente de la inyección tipo WAG con Flue gas proveniente de la refinería de Barrancabermeja en las arenas B de la Formación Mugrosa en un campo mediante una simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades petrofísicas y geológicas de las arenas B de la Formación Mugrosa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Realizar un análisis del historial de producción del Campo, situado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
3. Realizar una actualización de los modelos estático y dinámico existentes del área de afluencia de un Campo situado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
4. Describir el proceso de inyección de agua actual del Campo.
5. Evaluar la viabilidad de una inyección tipo WAG mediante el uso del simulador GEM para fluidos composicionales de la empresa CMG.
6. Evaluar la viabilidad financiera del uso del uso de la Inyección tipo WAG con Flue Gas proveniente de la refinería de Barrancabermeja en las arenas B de la formación mugrosa en un campo, mediante el uso del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA Y ÁREA DEL PROYECTO

La Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena es una de las más importantes en cuanto a producción de hidrocarburos en Colombia, esta involucra el área en la cual se localiza el Campo objeto de estudio de este proyecto, cercana a la refinería de Barrancabermeja.

En este capítulo se presentan aspectos asociados a la localización geográfica, marco geológico e historia de producción del área énfasis del proyecto.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La exploración de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se remonta al año de 1905 por la compañía Tropical Oil, al habersele adjudicado a dicha compañía la concesión de Mares, la cual consistía en cederle a dicha empresa los terrenos comprendidos desde la desembocadura del Río Sogamoso en el río Magdalena, hasta la desembocadura del Río Carare; este, río arriba hasta encontrar el pie de la Cordillera Oriental, y de aquí siguiendo por el pie de la cordillera, hasta encontrar el río Sogamoso; y este, aguas abajo hasta nuevamente la desembocadura del mismo en el Río Magdalena.¹⁸

En el año 1918, la compañía Tropical Oil realizó el primer descubrimiento de hidrocarburos en la cuenca Valle Medio del Magdalena, con la perforación del pozo Infantas-1, el cual alcanzó una profundidad de 2285 ft., encontrando hidrocarburos en zonas cercanas a la Falla de Infantas, más exactamente en la Formación Colorado.

En el año 1919 se declara la comercialidad del Campo Infantas, debido a esto, se establece un plan de explotación del campo, con la planeación de 60 pozos para definir los límites del yacimiento y establecer los mismos como productores.

Posteriormente en el año 1924 la misma compañía Tropical Oil, mediante el esquema de explotación del Campo Infantas se completa un pozo denominado La Cira-58, con una profundidad de 1580 ft, el cual da lugar al descubrimiento del campo petrolero con su mismo nombre. Encontrando evidencia de hidrocarburos a la altura de las arenas denominadas La Cira Shale.

¹⁸ECOPETROL S.A. Contrato de la Concesión de Mares. Ecopetrol. [en línea], 23 de septiembre de 2014 [revisado 10 agosto de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/contrato-de-la-concesion-de-mares>

En el año 1922 inicia la historia de la Refinería de Barrancabermeja, construida en un punto geográfico muy importante para la industria petrolera durante sus primeros años de existencia, esta, inicia sus operaciones con equipos diseñados especialmente para destilar petróleo mediante el uso de leña.¹⁹

En 1928 entra en operación la Refinería de Barrancabermeja, construida inicialmente por la compañía Tropical Oil, después de haberse construido un oleoducto entre el Campo Infantas y la ciudad de Barrancabermeja.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha tenido una amplia historia exploratoria y de producción que ha dado lugar a la operación de 64 campos petroleros, los cuales han generado producción de hidrocarburos en las formaciones Tablazo, La Luna, Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

Al mes de octubre de 2018, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena cuenta con 64 campos en operación a lo largo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran 21 son campos productores de gas, 10 producen crudo liviano, 22 crudos medianos y 31 se encargan de producir crudos pesados.

En consideración al sector de énfasis de este proyecto, la **Tabla 1** relaciona los principales campos descubiertos cercanos a la Refinería de Barrancabermeja.

Tabla 1. Principales campos productores cercanos a la ciudad de Barrancabermeja.

CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA	AÑO DE PERFORACIÓN	PROFUNDIDAD ALCANZADA	POZO DESCUBRIDOR	POZOS PERFORADOS
La Cira	Mugrosa y Colorado	1926	1926 Ft	La Cira-58	1367
Infantas	Colorado	1918	2285 Ft	Infantas-1	876
Gala	Mugrosa y Colorado	1985	5600 Ft	Cardenales-1, Yuma-1	423
Galan	Mugrosa y Colorado	1945	5885 Ft	Galan-1	286
Llanito	Mugrosa y Colorado	1955	5561 Ft	Llanito-1	223
Casabe	Mugrosa, Colorado y La Paz	1941	6500 Ft	CSBE-1	456

Fuente: Elaboración propia, basado en ECOPETROL S.A. 2017.

1.2 LOCALIZACIÓN

La Cuenca del Valle Medio, está ubicada en Colombia, con un área aproximada de 24.000 km², cubre parte de los departamentos de Santander, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Bolívar, Cesar, Norte de Santander y Casanare.

¹⁹ VECINO, Erminda. Refinería de Barrancabermeja celebra 93 años de refinar crudo para el país. Ecopetrol. [en línea], 18 de febrero de 2015 [revisado 10 agosto de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/refineria-de-barrancabermeja>

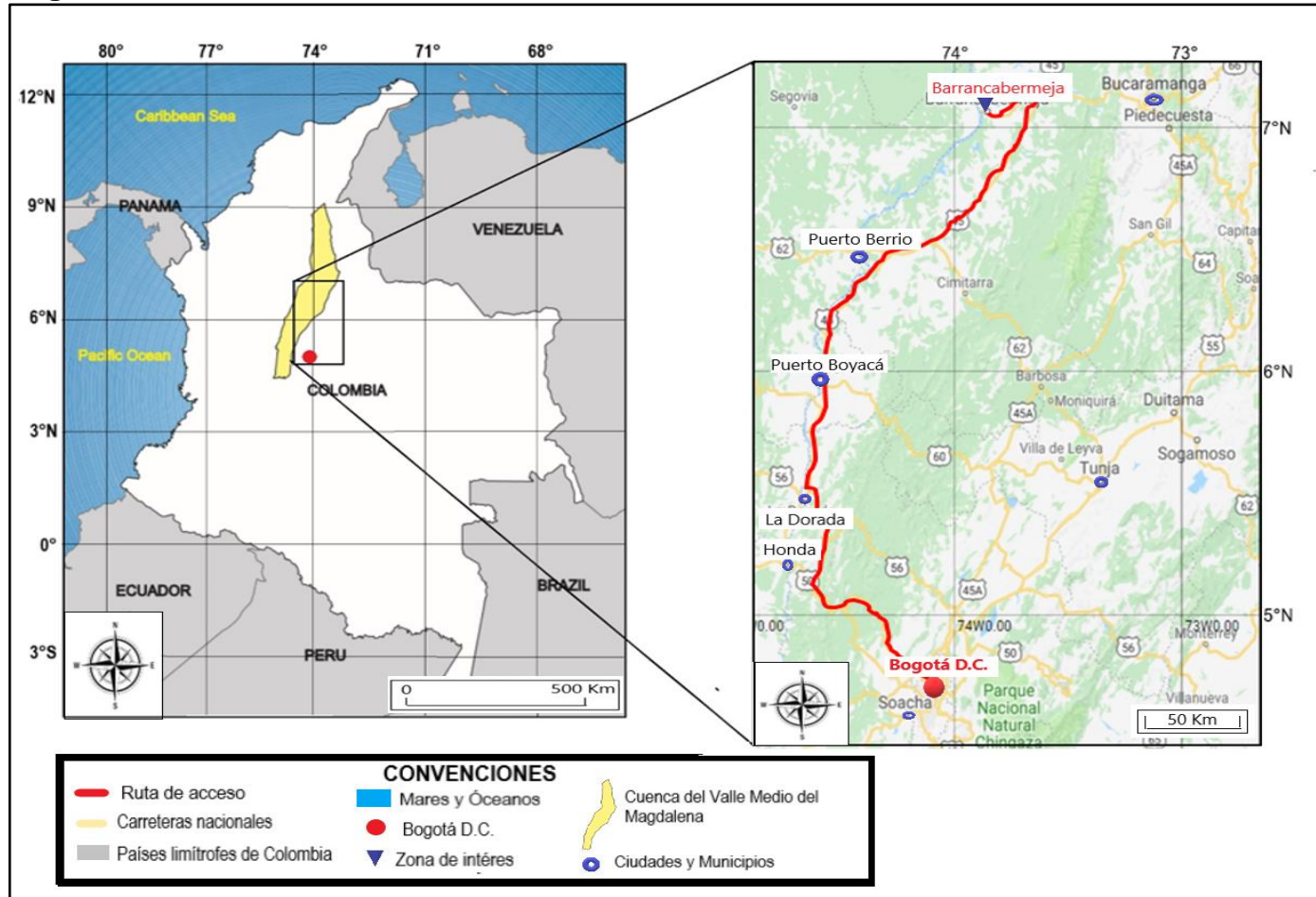
El área de estudio de este proyecto, la cual no se detalla por confidencialidad, queda en cercanía de la Refinería de Barrancabermeja, hacia la zona occidental de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, al sur del río Sogamoso y en la parte oriental del Río Magdalena.

El acceso a dicha área puede darse por vía aérea, tomando un avión desde Bogotá hasta Barrancabermeja, que en tiempo requiere 30 minutos, y de allí desplazarse por vía terrestre al sector de estudio aproximadamente 14 km. Por vía terrestre partiendo desde Bogotá D.C, se debe realizar el siguiente recorrido: salir hacia el Noroccidente de la ciudad por la Calle 80, en dirección hacia el Municipio de la Vega, por la carretera nacional #45 por un trayecto de alrededor de 120 kilómetros hacia el Noroccidente hasta llegar al municipio de Villeta. En dirección al Norte recorridos unos 85 km, después de sobrepasar el municipio La concepción, aproximarse al municipio de Guaduas. Al sobrepasar este municipio por la Vía principal, tomar la carretera nacional #56 hacia el Nororiente. Al recorrer unos 36 km, y al llegar al municipio de Puerto Vargas. Se debe tomar la Ruta del Sol, tomando dirección al Nororiente, recorrer alrededor de 100 km. En el municipio de Puerto Libre, se debe tomar salida hacia el Oriente en dirección hacia Puerto Boyacá, sobrepasado este municipio recorrer unos 130 km hasta encontrar un desvío 8 km antes del municipio de Cimitarra en el cual se debe girar hacia el Norte en dirección a la Vía Cimitarra – Puerto Araujo. Recorrer alrededor de 80 km y tomar la Troncal Barrancabermeja – Magdalena hacia el Norte. Pasados unos 30 km dirección al Norte, se habrá llegado al destino de interés en la ciudad de Barrancabermeja.

En total el camino por vía terrestre desde Bogotá D.C. y Barrancabermeja es de unos 476 km con una duración aproximada de entre NUEVE (9) y DIEZ (10) horas de recorrido.

En la **Figura 1** se puede ver una aproximación geográfica de la zona de estudio, también se pueden evidenciar las rutas de interés cercanas al área del proyecto, junto con un punto de referencia tomado en Barrancabermeja, ya que allí se encuentra la refinería de la cual se dispondrá el Flue Gas para la inyección WAG.

Figura 1. Localización del área de interés.



Fuente: Mapa físico político de Colombia. [En línea]. [Citado 3 de agosto de 2018]: Disponible en Instituto Agustín Codazzi. Disponible en: http://ssiglwps.igac.gov.co/mapas_de_colombia/IGAC. Modificado por el autor.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En el año de 1983 David Kingston denominó a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena como una cuenca poli-histórica²⁰, debido a que su formación se dio a partir de distintas etapas en distintas épocas de la prehistoria.

Su formación tuvo lugar a través de distintas etapas que tuvieron una relación directa con distintos eventos tectónicos de la región noroeste de Suramérica, las cuales ocurrieron durante el periodo Triásico Tardío, el Cretácico Medio, el Paleógeno Temprano y el Neógeno Medio.²¹

Esta cuenca se extiende a través del Río Magdalena y está delimitada al norte por el sistema de fallas Espíritu Santo y al sur por el Cinturón de Girardot. Al noreste está limitada por las fallas de Bucaramanga-Santa Marta y al sureste por el sistema de fallas Bituima y La salina. El límite occidental está marcado por la superposición más occidental del relleno de la cuenca del Neógeno en la Serranía de San Lucas y el sótano de la Cordillera Central.²²

El Valle Medio del Magdalena muestra una sucesión de depósitos continentales del Jurásico superpuestos por sedimentos cretácicos, tanto calcáreos como siliclásticos, de origen transicional a marino. La secuencia del Paleógeno está formada por rocas siliclásticas depositadas principalmente bajo condiciones continentales con alguna influencia marina.²³

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las cuencas más exploradas en el país, en ella se han descubierto más de 60 campos en distintos depósitos de hidrocarburos formados durante el Paleógeno.

Las áreas de exploración potencial se relacionan principalmente con fallas normales invertidas y anticlinales de subdesarrollo. Las sutiles trampas estratigráficas asociadas con las incrustaciones del Mioceno-Eoceno superior, los canales incisos y los truncamientos también son objetivos principales para futuras exploraciones.²⁴

En cuanto al área de énfasis de este proyecto, la Formación Mugrosa remonta su depositación hacia el periodo terciario, más exactamente hacia inicios del Oligoceno. Esta se encuentra definida por areniscas de grano fino con altas intercalaciones de Lutitas y Limolitas.

²⁰ KINGSTON, D., DISHROON, C., WILLIAMS, P. Global basin classification system. AAPG Bulletin. V.67. p. 2175

²¹ ANH. Op.cit., p. 45

²² Ibid., p. 45

²³ Ibid., p. 80

²⁴ Ibid., p. 81

El nombre de la Formación Mugrosa fue dado por A. K. Gill y referenciado por Morales y otros en 1958, refiriéndose a la parte inferior del grupo Chuspas. Su nombre fue tomado de la quebrada Mugrosa.

La Formación Mugrosa es una de las unidades litológicas más importantes de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, además de ser reconocida como uno de los reservorios más importantes en Colombia.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2** se muestra la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena, resaltando la Formación Mugrosa, énfasis de estudio en este proyecto. La sección perforada por los pozos del campo objeto de estudio la conforman rocas del Cretácico superior al reciente, no obstante, la Formación Lisama no fue perforada en dicho campo debido a una discordancia de esta formación presente en el campo objeto de estudio de este trabajo de investigación.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

PERIODO	EPOCA	PISO	Ma. aprox	LITOLOGÍA	UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS	ESPESOR (Pies)	ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLIFERO	CONVENCIONES	
TERCIARIO	QUATERN	PLEIST.	Piacenziano	2		Fm. Meza	100 - 400		
			Zancliano	3					
	NEÓGENO	PLIOC.	Messiniano	5		Grupo Real	300 - 1300		
			Tortoniano	7					
			Serravalliano	11					
		Langhiano	13						
		MIOCENO	Burdigaliano	15					
			Arquitánico	20					
			Chatiano	23		Shale La Cira	100 - 150		
	Chatiano		28		Fm. Colorado	300 - 1500	☉ ★		
	PALEÓGENO	OLIGOC.	Rupeliano	33		Fm. Mugrosa	350 - 800	☉ ★	
			Priaboniano	38		Fm. Esmeraldas	50 - 600	☉ ★	
		EOCENO	Bartoniano	41		Fm. La Paz	50 - 660	☉ ★	
			Luteciano	47					
			Ypresiano	56					
			Tanetiano	59		Fm. Lisama	80 - 900	☉ ★	
		PALEOC.	Salendiano	61					
			Daniano	66					
		CRETÁCICO	SUPERIOR	Maaschtriano	66				
				Campaniano	72		Fm. Umir	230 - 1000	★
Santoniano	83								
Coniaciano	86				Fm. La Luna	16 - 400	☉ ★ ▲		
Turoniano	89								
INFERIOR	Cenomaniano		93		Fm. Simiti	250 - 650	★ ▲		
	Albiano		100		Fm. Tablazo	150 - 420	☉ ★ ▲		
	Aptiano		113		Fm. Paja	125 - 625	★		
	Berremiano		125		Fm. Rosablanca	300 - 1000	☉		
	Hauteriviano		129		Fm. Los Santos	300 - 2000	☉ ★ ▲		
		Valanginiano	132						
		Berriasiano	139		Grupo Giron	3000 - 4500			
Jurásico Superior		Titoniano	145						

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Colombian sedimentary basins. 2011., p. 79. Modificado por el autor.

1.3.2 Estratigrafía del área de estudio y geología del petróleo. A continuación, describen las principales características de las formaciones estratigráficas involucradas en el sistema petrolífero del área de estudio, en orden de la más antigua a la más reciente, con base en información de JULIVERT & DAPORTA principalmente.

Se realiza un énfasis en la Formación Mugrosa, objetivo de este proyecto. Adicionalmente, se relacionan los principales parámetros asociados con su sistema petrolífero.

1.3.2.1 Formación Tablazo. Su edad según M. Julivert²⁵ esta formación fue depositada en el Cretácico Inferior, en el Albiano. Está compuesta principalmente por shale negra compacta, y gran cantidad de calizas duras con un tono azul. Su espesor varía entre los 400 y 450 metros. Tiene un ambiente de depositación marino. La Formación Tablazo se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace.

La Fm. Tablazo tal como se muestra en la **Figura 2** presenta características de generadora potencial para la cuenca y el campo, ya que en esta formación se presentan valores de TOC entre el 2% y 4%.

1.3.2.2 Formación Simití. Según M, Julivert²⁶, esta formación tuvo su depositación en el Cretáceo Inferior entre el Cenomaniano y el Turoniano. Cuenta con shales con colores grisáceos y negros. Se presentan capas delgadas de conglomerados en el tope de la formación, hacia el Este de la misma se presenta una predominancia de arenas. Su espesor varía entre 250 m y 650m. El ambiente de depositación de esta formación es marino de somero a profundo. La Formación Simití infrayace concordantemente con la Formación La Luna.

Junto con las Formaciones La Luna y Tablazo, esta formación se destaca en el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena al tener parte de las rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos, aunque cuenta con distintos tipos de calizas y shales potenciales, estas no se consideran como unas de las principales generadoras de la cuenca, ya que cuentan con valores de TOC menores al 2%.

1.3.2.3 Formación La Luna. Según M. Julivert²⁷, la Formación La Luna remonta su edad al Cretácico superior, entre el Turoniano y el Coniaciano. Esta unidad se encuentra constituida por calizas de tono gris oscuro, con pequeñas intercalaciones de arcillas, lutitas de color gris en capas delgadas con delgadas intercalaciones de calizas arcillosas. Se caracteriza por tener una estructura subangular en la cual se

²⁵ JULIVERT. Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia – Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique. 1968. p. 260-269.

²⁶ Ibid. p. 442-443.

²⁷ Ibid. p. 307-309.

presentan grandes intercalaciones de arcillas, las cuales tienen tonalidades de color gris verdoso, rojizo y violeta. Esta formación cuenta con un espesor aproximado de 2650 pies aproximadamente a lo largo de la zona de estudio, aunque se presentan varias discontinuidades estratigráficas a lo largo del área de estudio. El ambiente de depositación es marino de aguas relativamente poco profundas. La Formación La Luna infrayace concordantemente con la Formación Umir.

La Formación La Luna juega un papel en el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, ya que es en la que se cuenta con un mayor potencial de generación de hidrocarburos. El TOC de esta formación varía entre 2% y 6%, Kerógeno tipo II.

1.3.2.4 Formación Umir. Su edad es del Cretácico Superior, entre el Turoniano y el Coniaciano. En esta formación se encuentran distintos tipos de shales, aunque en el tope de la misma se presentan intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, el espesor promedio de esta formación es de unos 1000 metros. Su ambiente de depositación es marino somero. La Formación Umir infrayace concordantemente a la Formación Lisama hacia el Este, aunque en la zona de estudio de este trabajo, se presenta una discordancia de la Formación Lisama, por lo que en las secciones perforadas en el campo objeto de estudio la Formación Umir infrayace discordantemente a la Formación Esmeraldas-La Paz.

La Formación Umir tiene un papel muy importante dentro del sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, ya que sus shales, al ser rocas de grano muy fino tienen una porosidad y permeabilidad muy bajas, por lo que no permiten el paso del hidrocarburo, actuando como sello de las Formaciones Esmeraldas-La Paz, Mugrosa y Colorado.

1.3.2.5 Formación Esmeraldas-La Paz. Según J. De porta²⁸, fue depositada en el Eoceno Inferior. En esta formación predominan sedimentos limo-arcillosos con coloraciones grises y grises claras, en su tope cuenta con delgadas intercalaciones de areniscas blancas, de grano medio a fino con distintas inclusiones de materia orgánica. Su espesor promedio aproximado es de 500 pies y su ambiente de depositación es continental-fluvial. Infrayace concordantemente a la Formación Mugrosa.

Se consideran distintas acumulaciones de arenas presentes en esta formación como rocas potenciales almacenadoras de hidrocarburos. Sus arenas cuentan con porosidades entre 8% y 19% y con permeabilidades entre 20md y 450 md.

1.3.2.6 Formación Mugrosa. La Formación Mugrosa, según J. De Porta²⁹, data su edad de depositación en el Eoceno Superior y el Oligoceno inferior, su espesor varía

²⁸ DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique. 1974. p. 327-330.

²⁹ Ibid. p. 373-376.

entre 500 y 800 m y se formó entre hace unos 30 y 25 millones de años en un ambiente fluvial en su mayoría, aunque conto con diferentes tipos de facies, entre las cuales se destacan facies de lago, canales y llanuras.

La Formación Mugrosa pertenece a la base del grupo sedimentológico denominado "Chuspas". Esta es una de las unidades estratigráficas de distribución más amplia y constante en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La Formación Mugrosa infrayace concordantemente a la Formación Colorado.

Es de gran importancia para el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena debido a que se considera una de las rocas con mayor potencial de almacenamiento de hidrocarburos, sus arenas cuentan con porosidades promedio entre 9% y 17% y su permeabilidad varía entre 20 md y 600 md.

En consideración a los objetivos de este trabajo, el cual se basa en las Arenas B de la Formación Mugrosa, a continuación se hace una breve descripción de esta sección de dicha formación.

- **Arenas B Formación Mugrosa.** La Zona B de la Formación Mugrosa se caracteriza principalmente por contar con una secuencia limo-arcillosa con una coloración amarillenta tornando a gris. Presenta intercalaciones de areniscas con un grano fino.

Contiene fracciones de areniscas de grano fino, estas tienden a aumentar hacia la base de la zona, justo antes de llegar a tope de la Zona C de la Formación Mugrosa. El espesor promedio de la zona es de unos 1400 pies.

La Zona B de la Formación Mugrosa, según la empresa ECOPETROL S.A. tiende a subdividirse en tres secciones de areniscas principales debido a la alta intrusión de arcillas que se presenta en esta región, las características de estas zonas se presentan en orden estratigráfico a continuación.

- **Zona B3.** Cuenta con un espesor aproximado de 350 pies, cuenta con una continuidad lateral de areniscas y depósitos de llanura. En su base se presenta un poco continuidad.³⁰

- **Zonas B2 y B1.** La Zona B2 tiene un espesor aproximado de 300 pies, mientras que la Zona B1 de 100 pies aproximadamente. Son muy similares, presentan depósitos de llanura y tienen poca continuidad lateral en cuanto a las areniscas.³¹

1.3.2.7 Formación Colorado. Según J. De porta³², la Formación Colorado data su creación en la época del Oligoceno Superior al Mioceno Inferior. El tope de la Formación Colorado se encuentra constituida la Unidad de La Cira Shale. Se

³⁰ CASADIEGO, Efrain. ORTIZ, Alberto. MEZA German. Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: el caso de la formación mugrosa en el campo llanito y casabe. Bucaramanga, Colombia. 2010.

³¹ CASADIEGO, Efrain. ORTIZ, Alberto. MEZA German. Ibid.

³² Op. Cit. DE PORTA. Jaime. p. 142-144.

compone de arcillas de color gris claro, negro, carbonáceas con rasgos rojos intercaladas con areniscas de grano medio poco potentes. Su espesor varía alrededor de los 2500 pies. Cuenta con un ambiente de depositación fluvial. Esta formación infrayace concordantemente al Grupo Real.

La Formación Colorado es considerada como roca almacenadora probada ya que distintos campos de la zona como Campo Gala, Galán, La Cira, entre otros, cuentan con producción de hidrocarburos en esta formación. Cuenta con una porosidad promedio entre 10% y 15% y una permeabilidad entre 150 md y 550 md.

1.3.2.8 Grupo Real. Según J. De Porta³³, el Grupo Real fue depositado a lo largo del Mioceno Medio y Superior. El Grupo Real se subdivide en 5 (CINCO) formaciones, las cuales se establecen de la siguiente forma: Formación Lluvia, la cual se compone de conglomerados de cuarzo, fragmentos de carbón y mineral arcilloso de hierro; Chontorales Shale, que se compone de areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada intercalada con shales con rasgos grises y azules; la Formación Hiel, se compone de shales con rasgos grises y rojos intercalados con areniscas en capas delgadas; Enrejado Shale, se compone de troncos carbonizados; y Formación Bagre, que se compone de shales con rasgos rojos, grises, morados y pardos, intercalados con areniscas en capas delgadas. La sucesión termina con areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada, madera carbonizada y hojas. Su espesor varía entre 500m y 3900m. Su ambiente de depositación es continental-fluvial. Le infrayace discordantemente la Formación Mesa.

1.3.2.9 Formación Mesa. Según J. De Porta³⁴, la Formación Mesa fue depositada en el Cuaternario. Está compuesta por una serie de conglomerados, granodiorita, cuarzo, chert, andesita y distintas rocas metamórficas con presencia de lentes de arenas gruesas. Su espesor promedio es de unos 250m. Tiene un ambiente de depositación continental. Le infrayace discordantemente el Grupo Real.

1.3.2.10 Migración. Durante la época del Eoceno se presenta una discordancia que fue sumamente importante, ya que, a raíz de ella, se formó un sistema ideal, en el cual se facilitó la migración de los hidrocarburos. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presento varias rutas de migración en las cuales se destacan las siguientes:

- Migración vertical directa de hidrocarburos, ya que la Formación La Luna atraviesa la inconformidad del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.

³³ Ibid. p. 142-144

³⁴ Ibid. p. 356-362

- Migración vertical a través de las fallas en áreas donde la Formación La Luna no atravesase la inconformidad del Eoceno.³⁵

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El campo petrolero objeto de este estudio, remonta su descubrimiento al año 1955, con la perforación de SEIS (6) pozos exploratorios por parte de la empresa ECOPETROL, que en su momento no tuvieron una justificación para darle un carácter comercial al campo. Aunque no fue sino hasta el año de 1960, en que la comercialidad del campo fue declarada con la perforación de TRES (3) pozos adicionales, siendo el noveno perforado en toda el área el considerado como descubridor de evidencia de hidrocarburos, con una producción de unos 580 barriles de petróleo diarios por flujo natural.³⁶

En el año de 1968 se inició la primera campaña de perforación y desarrollo del campo, con el objetivo de delimitar los límites petrolíferos en distintos sectores. Esta campaña conto con la perforación de unos 44 pozos, dentro de los cuales 2 no presentaron producción y 3 produjeron gas únicamente.

En 1981 –se dio inicio a la segunda campaña de desarrollo, esta se generó con el objetivo de reducir el espaciamento existente entre los pozos realizados en la anterior campaña de perforación, además de realizar un reacondicionamiento en pozos anteriores para así aumentar la recuperación de hidrocarburos. En esta campa se realizan alrededor de 30 pozos nuevos, de los cuales 28 fueron productores.

Por último, en el año 2004 se realiza una última campaña, en la cual se obtienen distintos registros de resonancia magnética de los pozos, se efectuaron registros PVT de los fluidos, entre otros.

El campo tiene una producción de unos 1706 barriles de petróleo diario en promedio para corte de junio de 2018.

1.4.1 Método de producción. Al analizar el comportamiento general de todos los pozos en este campo, se puede evidenciar que en sus inicios la presión del yacimiento presento un rápido decrecimiento para presiones por encima del punto de burbuja. Posterior a esto, se presentó una estabilización en la presión. Esto nos lleva a concluir que el método de producción primaria del campo fue de empuje por

³⁵ BARRERO. Darío. Colombian Sedimentary Basins. Edición 1. Bogotá, Colombia. ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos [En línea] 2007. [Consultado 19 de noviembre de 2018]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

³⁶ Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de gas y agua (WAG) mediante simulación numérica. Universidad Industrial de Santander. 2009, p. 134.

gas en solución y que posterior a este se produce un empuje leve de algún acuífero cercano al reservorio.

En el año 2007 se iniciaron 3 (TRES) pilotos de inyección de agua por patrones irregulares directos en distintos sectores, el cual aumento considerablemente la producción de hidrocarburos en el campo.

Actualmente algunos pozos del campo presentan producción por medio de distintos métodos de levantamiento artificial, como levantamiento por cavidades progresivas.

1.4.2 Tiempo de producción. El campo objeto de estudio remonta sus inicios en producción de hidrocarburos hacia el año de 1960, es decir tiene una producción acumulada de 58 años.

1.4.3 Número de pozos. El campo tiene un área aproximada de unos 70 Km² de extensión, en los cuales se han perforado alrededor de 223 pozos. En la **Tabla 2** se observa el estado de los pozos del campo objeto de estudio.

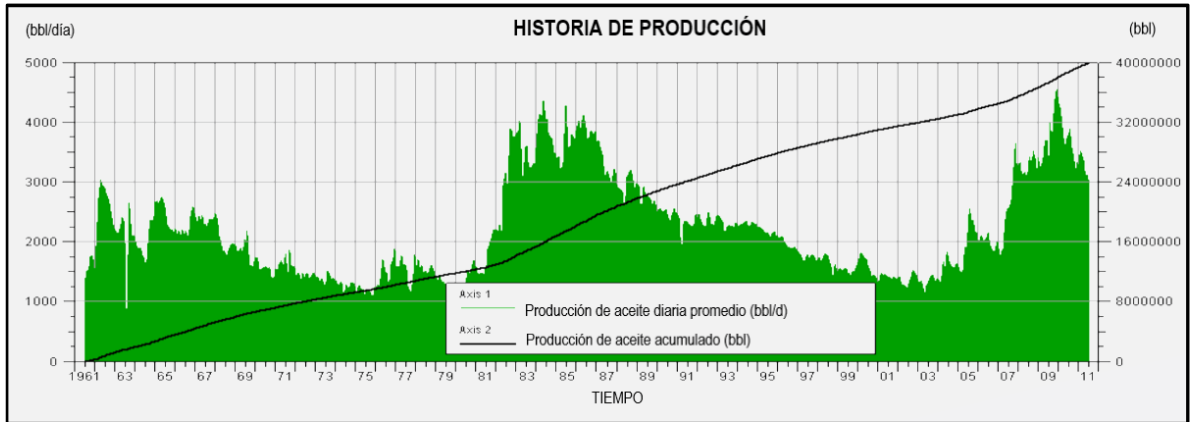
Tabla 2. Información pozos del campo de estudio.

ESTADO	NÚMERO DE POZOS
Productores	75
Abandonados parcialmente	31
Abandonados	24
Inactivos	93
TOTAL	223

Fuente: RIVERA DE LA OSSA, Juan Eduardo. Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. SPE. 2010. Modificado por el autor.

1.4.4 Gráfica de historial de producción. En la **Gráfica 1** se puede observar el historial de producción del campo petrolero en el que se centra el énfasis de estudio de este proyecto de investigación. Cabe resaltar que se presentan datos de producción hasta el año 2011 debido a confidencialidad con los datos suministrados por la empresa ECOPETROL S.A.

Gráfica 1. Historial de producción acumulada



Fuente: Elaboración propia, basado en ECOPETROL S.A. 2018.

1.4.5 Características del yacimiento. Como se mencionó anteriormente, el área de estudio de este trabajo de investigación son las arenas B de la Formación Mugrosa, debido a que en ellas proviene el 56% de la producción de hidrocarburos en el campo que se está estudiando.

Las zonas productivas presentan una resistividad entre los 2 y 5 ohm, además de esto, la saturación inicial de agua se ubica hacia el 60%.

1.4.5.1 Características petrofísicas. En la **Tabla 3** se establecen todas las características petrofísicas del campo de estudio, en el cual su reservorio está dividido en CUATRO (4) secciones principales.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas del campo petrolífero de estudio.

PARAMETRO	ZONA			
	A	B	C	D
Profundidad (Ft)	4000	5200	6200	7000
Espesor (Ft)	26	50	40	18
Porosidad promedio (%)	24	21	20	18
Permeabilidad promedio (%)	480	340	240	160
Swi (%)	42	51	46	47
Tipo de producción	Gas Solución	Empuje Agua + Gas Solución		
Tipo de crudo	Naftenico			

Fuente: Elaboración propia, basado en RIVERA DE LA OSSA, Juan Eduardo. Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. SPE. 2010.

El énfasis de estudio del presente trabajo de investigación se centra en las arenas de la zona B de la Formación Mugrosa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Esta sección de la formación se subdivide principalmente en tres unidades principales, las cuales se denominan como B1, B2 y B3.

La **Tabla 4** representa las propiedades petrofísicas de cada una de las unidades de arenas presentes en la Zona B de la Formación Mugrosa.

Tabla 4. Propiedades petrofísicas promedio del área de estudio.

FORMACIÓN	ZONA	UNIDAD	ESPESOR BRUTO (Ft)	ESPESOR NETO (Ft)	POROSIDAD PROMEDIO (%)	PERMEABILIDAD (Md)
Mugrosa	B	1	100	16.68	21.68	94.26
Mugrosa	B	2	300	24.25	21.92	90.17
Mugrosa	B	3	400	64.33	21.47	96.16

Fuente: Elaboración propia, basado en INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Promedios PRIZM. 2008.

1.4.5.2 Propiedades de los fluidos. La descripción de los fluidos presentes en el yacimiento se presenta a continuación en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Propiedades de los fluidos en el campo petrolífero de estudio.

PARAMETRO	ZONA			
	A	B	C	D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cP)	50	19.4	12.1	5
Factor volumetrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor volumetrico @Pb	1.061	1.094	1.09	1.206
GOR (SCF/STB)	150	500	400	600
Punto de burbuja (psi)	1600	2175	2240	2900

Fuente: Elaboración propia, basado en RIVERA DE LA OSSA, Juan Eduardo. Experimental Evaluation of the Flue-Gas Injection of Barrancabermeja Refinery as EOR Method. SPE. 2010.

2. MARCO TÉORICO

Se plantea la posibilidad de realizar un proceso de recuperación mejorada del campo en cuestión mediante el uso de la inyección alternada de gas y agua, usando gases de combustión con alto contenido de CO₂ proveniente de la refinería de Barrancabermeja.

El fin de este proceso es mejorar la movilidad de los fluidos del yacimiento, la cual puede aumentar debido a la estabilidad que aporta el gas inyectado en el frente de invasión del proceso de inyección.

Para conocer la eficiencia que pueda llegar a tener este proceso de inyección es necesario el uso de un simulador de yacimientos, en el cual se generara un History Match necesario para caracterizar el yacimiento, este, se realizara agregando todos los datos de historiales de producción y características petrofísicas con las que cuenta el campo.

2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN WATER ALTERNATING GAS

Dentro de la recuperación secundaria de petróleo y gas, se inyectan distintas clases de fluidos a un reservorio, con el objetivo de incrementar el factor de recobro del yacimiento. Dentro de la gran variedad de fluidos que se desplazan a lo largo de los pozos inyectoros, se pueden encontrar el agua y el gas de distintas procedencias, estos con el objetivo de desplazar el petróleo in situ hacia los pozos productores.

Se ha establecido que la recuperación alternada de petróleo mediante el proceso de inyección alternada de gas junto con el agua, la cual fue propuesta por Caudle y Dyes³⁷ puede aumentar significativamente el factor de recobro de petróleo de un yacimiento, en lugar de inyectar solamente agua pura o gas³⁸.

La inyección alternada de gas y agua, es utilizada comúnmente para poder controlar más fácilmente la inestabilidad del frente de desplazamiento de los fluidos que se inyectan en los pozos inyectoros, además de mejorar también, la eficiencia de barrido vertical, y por ende, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico debido a que al inyectar alternadamente el gas y el agua, se forma una especie de tapones los cuales mejoraran la movilidad en la interface del tapón de gas.

Al realizar una inyección alternada de gas y agua, se combinan las ventajas sobre el desplazamiento de fluidos que brinda el agua (alta eficiencia macroscópica) y el

³⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. 2007, p.327

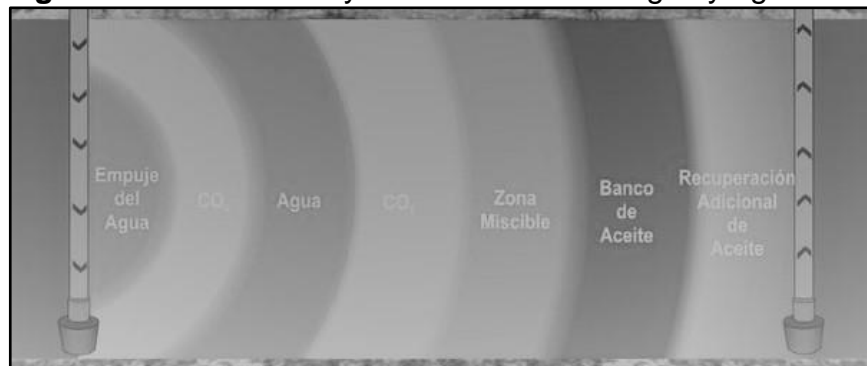
³⁸ Larsen, J.A. and Skauge, A. Simulation of the Immiscible WAG Process Using Cycle-Dependent Three-Phase Relative Permeabilities, citado por MARCHESIN, Dan. Wave Structure in WAG Recovery. En: Society of petroleum engineering. Junio, 2011.

gas (alta eficiencia microscópica) y también se logra complementar las desventajas con las que cuenta cada uno de los procesos de inyección. Y esta complementación entre la inyección de ambos fluidos se ve reflejada en el aumento del factor de recobro.³⁹

El uso del agua para la inyección, se justifica de manera que está, ayuda a controlar la movilidad y logra estabilizar el frente de invasión. Además, que la gran mayoría de los procesos de inyección WAG parten a raíz de un proceso de inyección de agua que se lleva por un largo tiempo atrás en los distintos campos de estudio.

Se establece una inyección por baches, debido a que de esta forma se puede controlar más fácilmente la cantidad de fluido que se necesita inyectar, además de tener un mayor control sobre el desplazamiento del frente de invasión para cada fluido.

Figura 3. Proceso de inyección alternada de gas y agua



Fuente: CASTRO, Luis Fernando. Inyección de CO_2 como método de recuperación mejorada. [En línea]. Modificado por el autor. [Consultado 25 de octubre de 2018]. Disponible en: http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/6747/TESIS_FINAL.pdf?sequence=1

Como se establece en la **Figura 3**, el proceso de inyección WAG se presenta en diferentes fases, en las cuales se discrimina la una de las otras, llevando un orden específico, en el cual el banco de aceite va siendo desplazado por una zona miscible, la cual es la Interfase que se forma a partir del contacto entre el petróleo y el gas debido a la miscibilidad que existe entre ellos..

Detrás de la zona miscible se presenta el banco total del gas de combustión, compuesto en su mayoría por CO_2 . Y por último se establece el banco de agua

³⁹ MENEZ DIAZ,Robinson; MUÑOZ NAVARRO,Samuel Fernando y Rivera De La Ossa, Juan Eduardo. Inyección Alternada De Agua Y Gas (Wag): Generalidades Teóricas, Casos Históricos,ProblemasOperacionales Comunes Y ScreeningEstadístico Para Su Aplicación. Universidad Industrial de Santander, 2007. p. 1-55

inyectada, que es aquel que controla principalmente la movilidad de los fluidos dentro del yacimiento.

2.2 HISTORIA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE AGUA Y GAS (WAG)

El proceso de recobro mejorado mediante la inyección de agua y gas de una forma cíclica, es decir mediante baches de inyección, es usado principalmente con el objetivo de evitar la declinación de presión que naturalmente se empieza a presentar en todo yacimiento de petróleo o gas, este decrecimiento se presenta principalmente por la producción de fluidos que va generando el yacimiento.

Junto con la inyección de agua, el proceso de inyección alternada WAG son los procesos más usados para aumentar la presión y el recobro de hidrocarburos en los yacimientos petrolíferos y de gas, ya que, en comparación con otros sistemas de recobro mejorado, estos tienen una menor complejidad y se cuenta con una gran cantidad de información acerca de su modelo de uso y las complicaciones que se puedan generar.

El primer caso del uso de esta técnica se presentó hacia el año de 1957 por la empresa Mobil, más exactamente en el campo North-Pembina en Alberta, Canadá.⁴⁰

A lo largo de más de 60 años en el uso de esta técnica de recobro mejorado, su uso se ha extendido a lo largo del mundo, se han establecido proyectos de recobro mediante la inyección de gas y agua en distintos países, tales como, Estados Unidos, Canadá, Noruega, china, entre otros.⁴¹

En las últimas décadas, y durante el auge en la subida de los precios del petróleo, agregando la disminución considerable en las reservas comprobadas a lo largo del planeta, los estudios de esta técnica han aumentado considerablemente debido a su alto porcentaje de éxito.

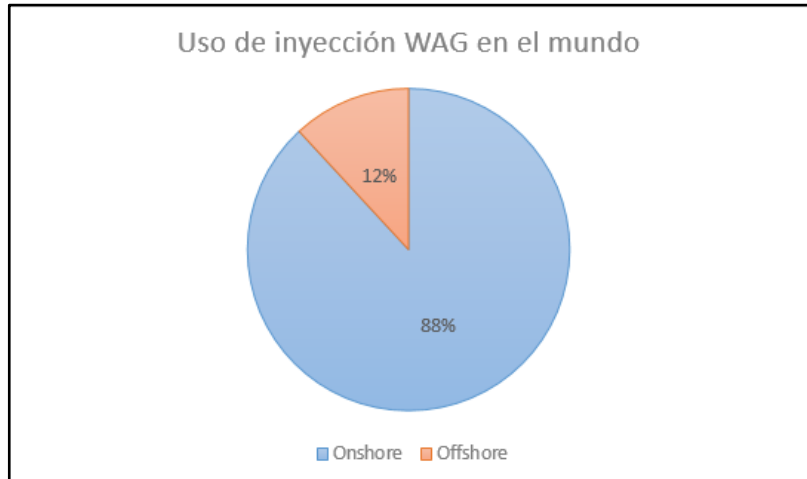
Esta técnica, ha sido implementada tanto en campos Onshore como en Offshore. Siendo la primera, la que más se usa a lo largo del planeta. Aproximadamente el 90% de los proyectos de inyección WAG se realiza costa adentro, debido a las facilidades que se presentan para conseguir el gas de combustión que se inyecta durante el proceso, motivo distinto a las dificultades que se generarían al usar esta técnica en una plataforma marítima.

⁴⁰ MONROY ZAPATA, Diana; CORONADO NAVARRO, Jorge Luis. Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de gas y agua (WAG) mediante simulación numérica. Universidad Industrial de Santander. 2009, p.4.

⁴¹ L.M. Surguchev ; RAGNHILD Korbol ; SIGURD Haugen ; O.S. Krakstad. Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. SPE-25075-MS. 1992.

En la **Gráfica 2** se establece una proporción de los distintos proyectos de recuperación de petróleo mediante la inyección alternada de gas y agua.

Gráfica 2. Uso de la inyección Water Alternating Gas en el mundo



Fuente: Elaboración propia, basado en L.M. Surguchev ; RAGNHILD Korbol ; SIGURD Haugen ; O.S. Krakstad. Screening of WAG injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. SPE-25075-MS. 1992.

Al hacer un recorrido en los proyectos de inyección alternada de gas y agua, se obtiene que alrededor del 80% de los casos de este proceso se presenta mediante un desplazamiento miscible⁴². Es importante resaltar que para este tipo de proceso se genera una despresurización del reservorio para que este pueda contar con una presión mínima de miscibilidad con el fin de que el petróleo pueda absorber en cierta medida distintos componentes del gas inyectado y así poder alivianarlo para aumentar su movilidad.

Según la literatura, el proceso de inyección alternada de gas y agua se aplica desde 1950 y aporta beneficios que no son obtenidos con la inyección individual de agua o gas, y aunque muchas veces es utilizado después de un recobro por inyección de agua, como por ejemplo en los campos de Mar del Norte, muchas veces es utilizado como mecanismo de recobro secundario, es decir se aplica directamente después que el yacimiento ha agotado su energía inicial.⁴³

⁴² Ibid. L.M. Surguchev ; RAGNHILD Korbol ; SIGURD Haugen ; O.S. Krakstad.

⁴³ D. H. Tehrani, A. Danesh, M. Sohrabi And G. Henderson. Enhanced Oil Recovery Y Water Alternating Gas (Wag) Injection. Department Of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University Edinburgh, Uk. Paper 01,04 y 06. 1999-2001

2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG

Los procesos de inyección alternada de gas y agua deben contar con un largo estudio técnico, el cual logre identificar todos los posibles factores que puedan afectar o mejorar el proceso de recuperación dentro de un yacimiento.

Este tipo de proceso se ve afectado por una gran cantidad de variables, siendo las condiciones geológicas del reservorio y las propiedades de los fluidos las más importantes. Dentro de todos estos factores podemos encontrar aquellos que se ven afectados por las propiedades geológicas y físicas del yacimiento, y los que se presentan por las características de los fluidos.

2.3.1 Características geológicas y físicas del yacimiento. El uso de la inyección tipo Water Alternating Gas tiene una gran dependencia de las características geológicas que pueda tener un yacimiento. A continuación se establecen las características que puedan beneficiar o complicar el uso de este sistema de recobro mejorado en un reservorio petrolero.

2.3.1.1 Heterogeneidad del yacimiento. La estructura y los estratos de rocas y minerales que se puedan presentar en el yacimiento son el factor más importante que se deba tener en cuenta. Debido a que cada una de las capas o estratos con los que se cuenta en el reservorio tiene propiedades distintas a los demás.

A lo largo de un yacimiento, aunque como ya se mencionó anteriormente sus estratos sedimentológicos tienen distintas propiedades, se tiene la ventaja que estos están comunicados entre sí, además que cuentan con ambientes y condiciones de depositación muy similares.

Es indispensable determinar todas aquellas zonas favorables para la inyección de agua y gas, ya que es necesario generar una caracterización eficiente del yacimiento.

La principal característica para tener en cuenta debe ser la permeabilidad vertical y horizontal del yacimiento, ya que, si se cuenta con una alta permeabilidad vertical se pueden formar frentes de empuje muy inestables, debido a que los fluidos con mayor densidad como el caso del petróleo y el agua, se moverán hacia las zonas medias y bajas del yacimiento. Así como también, el gas tenderá a desplazarse hacia la zona superior del reservorio.

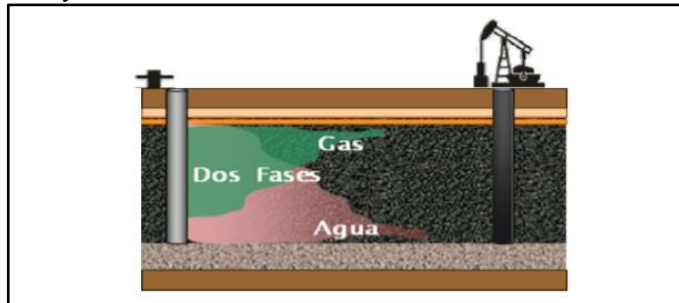
Un yacimiento muy heterogéneo es aquel que cuenta con grandes variaciones de sus propiedades petrofísicas, tales como; la permeabilidad, la porosidad y la cementación. Estas influyen importantemente en el desplazamiento que puedan tener los fluidos a través de su paso por el reservorio.

2.3.1.2 Segregación gravitacional. Este factor, de segregación gravitacional, afecta principalmente la eficiencia vertical de desplazamiento, debido a que si esta se junta con una permeabilidad vertical alta, el gas que pueda ser inyectado va a tender a desplazarse hacia la parte superior del yacimiento, así como el agua va desplazarse hacia la parte inferior.

Los objetivos principales del proceso de inyección WAG son aprovechar las propiedades macroscópicas con las que cuenta el agua, tales como, desplazar el banco de petróleo hacia los pozos productores, estabilizar las caídas de presión naturales del yacimiento.

Al realizar una inyección WAG, con el tiempo, el frente de desplazamiento tiende a formar tres zonas diferentes: el gas por un lado tiende a situarse en la zona superior de la zona de inyección, por su parte el agua tiende a bajar hacia la base y en la mitad de estas dos fases se presenta una mezcla de agua y gas que se genera a raíz de la inyección de estos fluidos.

Figura 4. Distribución del frente de invasión para la inyección WAG



Fuente: MONROY, Diana. Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de gas y agua (WAG) mediante simulación numérica.

Como se observa en la **Figura 4** se presenta una distribución vertical de los fluidos inyectados dentro del yacimiento, esto principalmente es generado por las densidades de cada uno de los fluidos. Cabe resaltar que la mezcla de las dos fases de inyección, juega un papel fundamental a la hora de la eficiencia que pueda tener la inyección WAG, ya que, entre más grande esta sea, el recobro esperado será mucho mayor.

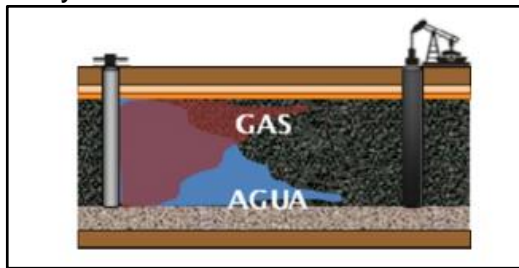
Cabe resaltar, que se debe tener siempre un monitoreo de la cantidad de gas de combustión que pueda llegarse a inyectar, esto debido a que, si se inyectan altísimas cantidades de este gas, este va a tender a situarse en todo el tope de la

formación, no generando eficientemente su función, y luego retirarlo de estas zonas presenta una gran dificultad. En conclusión, se estaría desperdiciando el gas del cual se va a proveer.

2.3.1.3 Espesor de la formación. El espesor de la formación a producir para un proceso de inyección WAG es determinante en gran medida, ya que de esta depende la estabilidad que pueda llegar a tener el frente de invasión, debido a que entre más espesa sea la zona productora, las fuerzas gravitacionales van a ejercer mayor acción e influencia sobre los fluidos inyectados.

Al tener las fuerzas gravitacionales, mayor influencia sobre los fluidos inyectados, la estabilidad del frente de invasión se vería altamente reducida debido a que el gas tendera a situarse en la parte superior del reservorio y el agua en la parte inferior del mismo, como se evidencia en la **Figura 5**.

Figura 5. Espesor desfavorable para la inyección WAG.



Fuente: MONROY, Diana. Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de gas y agua (WAG) mediante simulación numérica.

2.3.1.4 Profundidad del yacimiento. La profundidad del yacimiento, afecta como tal los gradientes de presión y temperatura con los que se debe contar durante el proceso de inyección, así como también la presión de fractura, la cual es fundamental a la hora de saber las presiones a las cuales pueden ser inyectados los fluidos.

Adicionalmente, se conoce que entre más profundo sea un yacimiento, los fluidos presentes en el van a presentar una mayor viscosidad.

Todos estos factores, permiten generar un concepto o una opinión previa al uso de un sistema de recobro mejorado mediante inyección WAG.

2.3.2 Propiedades de los fluidos. Las propiedades de los fluidos se ven afectadas por la inyección de fluidos inmiscibles, como lo es en este caso la inyección de gas de combustión en el proceso alternado de inyección de fluidos. Dentro de las

propiedades de los fluidos que se puedan ver afectadas dentro de la inyección tipo WAG se encuentran las permeabilidades relativas de los fluidos, la viscosidad del crudo en el yacimiento, expansión o hinchamiento del petróleo y disminución de la saturación residual del petróleo (Sor).

2.3.2.1 Permeabilidades relativas de los fluidos. La permeabilidad relativa de cada una de las fases de los fluidos está directamente relacionada con la saturación con la que cuenta cada uno dentro del reservorio, esto quiere decir que la permeabilidad relativa para cada fase depende de sí misma en cuanto a su saturación, este fenómeno no ocurre con la permeabilidad relativa al aceite, ya que esta depende directamente de las saturaciones de agua y gas.⁴⁴

2.3.2.2 Viscosidad del crudo en el yacimiento. Debido a que durante la inyección tipo WAG se inyectan gases de combustión al yacimiento, estos gases actúan de forma en que este gas empieza a absorber distintos componentes livianos del crudo, generando que este disminuya su viscosidad al ser más liviano y poderse movilizar más fácil. En sí, el gas se disuelve dentro del petróleo.

Esto genera una ventaja ya que relaciona la razón de movilidad y aumentar también la eficiencia del barrido. Este efecto genera más notabilidad en fluidos en crudos no muy livianos, en los cuales las caídas de viscosidad son más fuertes.

2.3.2.3 Expansión o hinchamiento del petróleo. Como ocurre con cualquier gas que se inyecta en un yacimiento, el gas de combustión que se disuelve produce una expansión en el petróleo, como consecuencia de esto, el volumen poroso que ocupa el crudo es mayor y en consecuencia, será mayor la cantidad del petróleo desplazado.

Este efecto se puede medir en un laboratorio a través de distintos estudios de comportamiento de las fases, basándose como indicativo en el factor volumétrico del petróleo. Aunque también, es posible estimar esto mediante correlaciones y por modelamiento de fluidos.

2.3.2.4 Disminución de la saturación residual de petróleo. Cuando se generan barridos de desplazamiento por un frente miscible, la saturación residual del petróleo tiende a tener un valor muy bajo, sin embargo es mucho menos al que se tendría solamente con una inyección de agua. Esto se debe al hinchamiento ya mencionado por variaciones en las características del crudo por efecto del gas que se inyecta.

2.2.3 Relación entre las movilidades. La movilidad es la relación existente entre la permeabilidad efectiva de un fluido y su viscosidad. Al realizarse una inyección de fluidos distintos a los presentes en el yacimiento, y al tener estos una interacción con los componentes in situ en el reservorio, se generara una relación de movilidades entre estos, que se expresara como el cociente entre las movilidades

⁴⁴ MONROY ZAPATA., Op. Cit., p. 36

de cada uno de los fluidos, como se expresa en la siguiente **Ecuación 1**, la cual se refiere a la relación de movilidades entre el agua inyectada y el petróleo in situ en la formación.

Ecuación 1. Relación de movilidad entre el petróleo y el agua.

$$M = \frac{(K_w/\mu_w)}{(K_o/\mu_o)}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

Donde las K_w y K_o representan las permeabilidades absolutas para el agua y el petróleo respectivamente, mientras que μ_o y μ_w las viscosidades de los fluidos en interacción.

Las relaciones de movilidad mayores a UNO (1) indican que el fluido desplazante, que sería el agua para una inyección de la misma, tiene una mayor facilidad para desplazarse a lo largo del yacimiento. Este factor se presentaría como algo desfavorable, debido a que el agua al moverse mucho más fácil que el petróleo, esta tendería a abrirse camino dentro de este, desplazándolo hacia un lado y no cumpliendo con su función de empujarlo hacia los pozos productores.

Una relación de movilidad igual a UNO (1), indica que el fluido de inyección y el fluido que se va a desplazar tienen una misma movilidad, es decir, fluyen con la misma facilidad en el yacimiento. Esto sería ideal para desarrollar un proceso de empuje, pero es algo netamente teórico ya que es prácticamente que estos coincidan. Por su parte si la relación de movilidad entre los dos fluidos es menor a UNO (1) se refiere a que el fluido desplazado se puede mover más fácilmente que el desplazante, facilitando así el movimiento del fluido que se requiere empujar hacia los pozos productores.

Para el caso de la inyección WAG, en la interfase de fluidos se generan cierto tipo de perturbaciones, debido a que los fluidos con menor viscosidad, que para este caso serían los inyectados, tienden a desplazarse con mayor velocidad. Esto produce un problema llamado digitación viscosa, el cual se refiere a una condición que se presenta según la cual la interfaz de dos fluidos, tales como petróleo y agua, rodea secciones del yacimiento a medida que se mueve y crea un perfil desigual, o digitado.⁴⁵

⁴⁵ Schlumberger. Oilfield Glossary. Yacimiento de doble permeabilidad, [En línea], 2018, [revisado el 28 de agosto de 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fingering.aspx>

La digitación viscosa como tal, puede generar que los tiempos de ruptura de los fluidos sean mucho menores a los esperados y que el barrido del fluido no sea eficiente.

2.3 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NÚMERICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos es un proceso técnico en el cual se plantea el inferir el comportamiento geológico, petrofísico, geofísico y producción de un yacimiento. En el texto Fundamentos de ingeniería de yacimientos del autor Freddy Humberto escobar se define la ingeniería de yacimientos como “la aplicación de principios científicos a problemas de drenaje que resultan durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos”⁴⁶.

Todo esto se refiere a la construcción de un modelo que opere de una manera muy similar al desempeño de un yacimiento de hidrocarburos. Este modelo como se mencionó anteriormente puede ser físico y matemático.

Basándose en distintos modelos matemáticos se trata de establecer el comportamiento o representación de un reservorio cuya resolución es posible mediante los métodos numéricos y resolución de ecuaciones.

La simulación de un yacimiento tiene como objetivo principal el generar una predicción del comportamiento de un reservorio bajo distintos tipos de explotación planteados técnicamente. Los resultados de estas predicciones tienen dependencia de una gran cantidad de variables. Tales como, el esquema de extracción, tipo de yacimiento, modelo de empuje primario del reservorio, entre otros.

Los resultados obtenidos mediante los métodos numéricos permiten definir un modo adecuado y óptimo de producción y explotación de un campo petrolero. Siempre teniendo en cuenta siempre el factor económico, y que todo proyecto sea económicamente rentable.

Los principios básicos de la simulación de yacimientos son el balance de materiales, tomando en cuenta que todos los yacimientos de hidrocarburos son heterogéneos, el desplazamiento de los fluidos y la distribución geofísica y termodinámica es distinta para cada reservorio.

La simulación de yacimientos tiene una gran cantidad de beneficios, tales como disminuir la incertidumbre en los distintos planes de explotación planteados en un campo petrolífero, maximizar el recobro de petróleo o gas final, minimizar la declinación de presión del yacimiento, incrementar el porcentaje de éxito en la perforación y arreglo de pozos, maximizar el potencial de producción, entre otros.⁴⁷

⁴⁶ ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. 2011. p. 8.

⁴⁷ RAMOS, Jorge Luis. 2018.

La simulación de un yacimiento se realiza mediante distintas técnicas aplicadas a la ingeniería de yacimientos, tales como:

- **Curvas de declinación.** Según Magdalena Paris de Ferrer, existen tres tipos de curvas de declinación, hiperbólica, exponencial y armónica.

Estas curvas están definidas mediante la expresión:

Ecuación 2. Curvas de declinación

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Introducción a los yacimientos.

Donde n es el exponente de declinación, D_i es la tasa de declinación al comienzo del periodo actual de declinación.

Para la curva exponencial D es igual a D_i y estas son constantes, esto indica que la caída de producción por unidad de tiempo es una fracción constante de la tasa de producción.

En cuanto a la curva armónica la caída de producción por unidad de tiempo es directamente proporcional a la tasa de producción.

Por último, la curva hiperbólica las variables también son proporcionales exceptuando que la potencia varía entre 0 y 1⁴⁸.

- **Balance de materiales.** Matemáticamente y según expresa Freddy Escobar en su libro Fundamentos de ingeniería de Yacimientos el balance de materiales de un yacimiento se expresa como la masa de hidrocarburos que se producen es igual a los moles que se tenían inicialmente en este menos los remanentes que se pierden durante el proceso de producción.⁴⁹

Aunque se conoce que el volumen poroso de un yacimiento es heterogéneo a lo largo del mismo, para una aplicación de balance de materia se define como si este fuera constante, se debe contar con un correcto análisis PVT del reservorio, además de asumir que este es un proceso isotérmico. Para efectos del simulador GEM con fluidos composicionales, se definen estas características al inicio de la simulación.

Aunque dentro de los diferentes pasos que se deben realizar para una correcta simulación en el software se debe incluir las compresibilidades de la formación y del agua presente en el yacimiento, para la realización del balance de materia dentro de un yacimiento estas son despreciables.

⁴⁸ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. 2009. p. 505.

⁴⁹ ESCOBAR H, Freddy. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2011.p. 110

Además de los dos métodos mencionados anteriormente la simulación también se debe contar con distintos métodos analíticos, los cuales se obtienen de la literatura, acerca del comportamiento de un reservorio. Estos, permiten identificar el porqué de los distintos comportamientos de un yacimiento a lo largo de su vida productiva.

Por último, se debe tener en cuenta los distintos modelos numéricos, estos son importantes a la hora de trabajar en cualquier simulación, ya que mediante ellos se puede dar uso de las distintas correlaciones planteadas por los autores para cada tipo de yacimiento, estas correlaciones nos permiten de algún modo identificar distintas propiedades de un reservorio, así como predecir de algún modo su comportamiento a corto y largo plazo. Estos modelos numéricos, también son necesarios para dar una solución a la ecuación de difusividad que es aquella que nos permitirá reconocer como será el comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento.

2.3.1 Clasificación de los simuladores de yacimientos. Existen distintos tipos de software especializados en el campo de la ingeniería de yacimientos. Estos son catalogados como simuladores de yacimientos que en si son un grupo de programas de computación que, mediante distintos algoritmos, resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas de estas ecuaciones.⁵⁰

Actualmente estos programas tienen un gran avance tecnológico, ya que con ellos es posible modelar de una manera muy realista un yacimiento específico⁵¹. Los simuladores también son muy importantes a la hora de tratar de monitorear y evaluar el comportamiento y desempeño de un yacimiento de hidrocarburos.

Durante el uso de cualquier tipo de simulación, aun y cuando estos brindan grandes ventajas a la hora de predecir el comportamiento de un reservorio, estos presentan también unas limitantes, al brindarnos soluciones aproximadas, debido a que estos programas funcionan por medio de iteraciones. Esto genera que exista cierto grado de incertidumbre, además de esto, todo simulador dependerá de los datos de entrada que nosotros generemos en él, es decir, si los datos que se establecen dentro del software son erróneos, los resultados que este arrojará también lo serán.

2.3.1.1 Según modelo de fluido. Existe una amplia variedad de simuladores de yacimientos, estos para cada uno de los innumerables tipos de reservorio que existen alrededor del mundo. La primer y gran clasificación es según su modelo de flujo, es decir, el tipo de componentes con los que se cuenta en el reservorio, o bien, con los que se quiere simular. Es decir, se asumen 3 o más fases dentro de la simulación.

⁵⁰ RAMOS, Jorge Luis. 2018.

⁵¹ LOPEZ, Lorena. Introducción a la simulación numérica de Yacimientos. Ing de Yacimientos v. [En línea], 3 de octubre de 2009 [revisado 14 de agosto de 2018]. Disponible en: <http://mla-ingyacv.blogspot.com/2009/10/clase-n1-introduccion-la-simulacion.html>

La clasificación de un simulador de yacimientos según su modelo de flujo se da básicamente en dos partes, un modelo Black Oil o uno composicional.

El modelo de flujo Black Oil, se refiere a que en el existen solo 3 fases distintas dentro del yacimiento, las cuales son petróleo, gas y agua. Dentro de este, se debe asumir que tanto el crudo como el agua son inmiscibles entre sí, es decir que son fases independientes la una de la otra, a pesar de ser líquidos. Además, se debe asumir también que el gas es soluble en el petróleo, mas no en el agua.⁵²

Estos tipos de simuladores tienen la capacidad de realizar la simulación de cualquier yacimiento en el que estén presentes estas tres fases en cualquier proporción. Sin usados principalmente en yacimientos con producciones únicamente de petróleo y donde la producción se gas o agua no generan grandes depleciones de presión en el yacimiento.

La simulación de yacimientos de petróleo negro o Black Oil es especialmente usada para procesos de inyección de agua o de gas en los cuales estos fluidos son inmiscibles con el petróleo, y donde no se espera que estos generen grandes cambios en la composición de los fluidos iniciales en el reservorio. En este se puede modelar el flujo de agua, petróleo o de gas en donde se toman variaciones de la solubilidad del gas en el petróleo en función de la presión.⁵³

También, es importante resaltar que los simuladores que se rigen mediante un modelo de flujo Black Oil incluyen procesos de recobro primario, es decir, aquellos en los que el yacimiento genera una producción de hidrocarburos por medio de su naturaleza, dentro de estos podemos encontrar la recuperación por expansión de la roca y los fluidos, que aunque esta no influya en gran porcentaje en el recobro final de un yacimiento y su efecto no sea muy prolongado existe en todos los yacimientos existentes.

En cuanto al modelo de flujo composicional, se considera esencialmente como una generalización del modelo Black Oil, esto debido a que en este tipo de modelo los efectos de transferencia de masa son bastante significativos durante el proceso de desplazamiento del fluido dentro del yacimiento.⁵⁴

En el modelo composicional por lo general las tres fases de fluidos en el yacimiento están bien definidas, la gran diferencia con el modelo Black Oil es que en este se definen las composiciones reales de las fases del petróleo y gas, y el comportamiento de estos dentro del análisis PVT lleva un mayor trabajo y sus especificaciones son más exactas.

⁵² CARRILLO, Lucio. Simulación de petróleo negro (BLACK OIL). PETROBLOGGER.COM. [En línea], 30 de julio de 2010, [revisado 14 de agosto de 2018]. Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/simulacion-de-petroleo-negro-black-oil/>

⁵³ CARRILLO, Lucio. Ibid.

⁵⁴ La comunidad petrolera. Tipos de modelos de simulación de yacimiento. La comunidad petrolera. [En línea], 27 de abril de 2009, [revisado 15 de agosto de 2018]. Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/tipos-de-modelos-de-simulacion-de.html>

Los gases, por su parte llevan cada uno de sus componentes al realizar un análisis PVT, es decir se especifica cada componente presente tanto en los gases presentes en el yacimiento como los que se desean inyectar si el proceso que se va a plantear en el simulador es una inyección de algún gas.

También es importante rastrear cada uno de los componentes del petróleo, es decir especificar si este cuenta con algún gas en solución y los componentes del mismo. También especificar el tipo de crudo con el que se cuenta y sus distintas propiedades.

Dentro de este modelo de flujo se pueden realizar distintos procesos de producción tales como la inyección de cualquier gas en el cual el petróleo sea móvil dentro del yacimiento, la inyección de un gas en yacimientos que están cercanos a los puntos críticos del reservorio, procesos especiales como recirculación de gas en cualquier yacimiento, entre otros.

2.3.1.2 Según régimen de flujo en la roca. Los simuladores de yacimientos también son clasificados según el régimen de flujo en la roca del yacimiento que se requiera estudiar, es decir los tipos de canales por los que se van a movilizar los fluidos dentro del yacimiento, estos canales representados por la porosidad y la permeabilidad.

Primero, existen los simuladores especializados para un régimen de flujo convencional en la roca, es decir aquellos en los que el yacimiento tiene una porosidad simple, que no es más que la porosidad natural con la que cuenta el reservorio. Aquella que tiene inicialmente la roca después de toda su historia de compresión y que queda definida luego de la liberación de la presión inicial del yacimiento en el momento de este ser perforado.

Cabe resaltar que la porosidad simple, al ser generada en los sedimentos resultantes después de la depositación y la compactación inicial esta depende principalmente de las distintas características con las que pueda contar los sedimentos, tales como el tamaño de sus granos, su forma y su clasificación. Esta tiende a tener un decrecimiento, debido a que la roca cada vez se comprime más y tiene a sepultarse con el tiempo.⁵⁵

Los simuladores de yacimientos también son utilizados para otro régimen de flujo en la roca, el cual se refiere a aquellos yacimientos que tienen una porosidad dual o secundaria, estos están clasificados como yacimientos fracturados, esta se caracteriza por tener una relación con los esfuerzos tectónicos que tienen los reservorios después de la etapa de sepultación y compactación de la roca, también se puede generar por las fuerzas generadas por los distintos acuíferos o fuerzas de empuje presentes en el yacimiento.

⁵⁵ MUÑOZ, Cristofer. Porosidad. Ingeniería Petrolera. [En línea], 4 de febrero de 2017, [revisado el 15 de agosto de 2018]. Disponible en: <http://ingpetol.blogspot.com/2017/02/porosidad.html>

Los yacimientos fracturados también se pueden clasificar en cuanto estos presentan una permeabilidad dual, es decir, que en el reservorio los fluidos son capaces de desplazarse a través de la porosidad primaria y la secundaria.⁵⁶

2.3.1.3 Según modelado de métodos EOR. Otro tipo de clasificación de los simuladores de yacimiento, también se refiere al modelado de los métodos EOR (enhanced oil recovery) o procesos de recobro mejorado. Dentro de ellos la primera categorización se expresa a través de los procesos de recobro químico en los cuales se involucran la inyección de distintos materiales que no están presentes en un yacimiento. Dentro de estos tipos de materiales se pueden encontrar polímeros, emulsiones o combinaciones entre estos.⁵⁷

Dentro de las invasiones químicas para procesos de recobro mejorado, también, históricamente se han utilizado distintos materiales como el amonio líquido, alcoholes, entre otros.

Dentro de los métodos de recobro mejorado, también se pueden encontrar procesos como los térmicos, que son usados principalmente para calentar el reservorio y de esta manera disminuir la viscosidad del petróleo para que este pueda fluir más fácilmente a través del yacimiento. Para realizar este proceso se utiliza principalmente la inyección de agua caliente al yacimiento o de vapor, que bien, puede ser de manera continua o alternada.

También, dentro de los métodos térmicos de recobro mejorado está el proceso de combustión del yacimiento, el cual es calentado mediante resistencias eléctricas las cuales ayudan a calentarlo para que el petróleo empiece a perder componentes para aligerarlo o bien para que este pierda su viscosidad, y así, lograr que este fluya más fácilmente.

Por último, dentro de los modelos EOR, también están los procesos miscibles, es decir, en los cuales se genera una inyección de fluidos en el yacimiento, los cuales actúan como un agente desplazante al petróleo. El desplazamiento miscible puede darse en el primer contacto, esto cuando los dos fluidos son miscibles en todas sus proporciones. O bien, se puede generar con distintos tipos de gases, los cuales toman un tiempo en mezclarse dentro del yacimiento.

Dentro de los procesos de recobro por inyección de fluidos miscibles se encuentra el de inyectar tapones miscibles, es decir inyectar algún tipo de solvente líquido para que contacte en primer instancia al banco de petróleo y luego enviar por baches distintas cantidades de gas y agua para que estos empujen el banco mezclado entre el petróleo y el solvente líquido hacia el pozo productor.

⁵⁶ Schlumberger. Oilfield Glossary. Yacimiento de doble permeabilidad, [En línea], 2018, [revisado el 16 de agosto de 2018]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dual-permeability_reservoir.aspx

⁵⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. 2007. p. 313.

También dentro de los procesos miscibles de recobro de petróleo, clasifica la inyección alternada de agua y gas o modelo Water Alternating Gas. Este proceso permite controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y con esto mejorar la eficiencia de barrido vertical, al disminuir la razón de movilidad, y por lo tanto, aumentar la eficiencia de barrido volumétrico.⁵⁸

2.3.1.4 Procesos especiales. Dentro de la clasificación de los simuladores también se encuentran aquellos que son usados para procesos especiales, es decir aquellos que se refieren a procesos geomecánicos, API TRACKING, entre otros.

Los procesos geomecánicos se refieren a aquellos en los que se trata de deformar las rocas y los minerales presentes en el yacimiento, por medio de fracturas generadas a presión, entre otros. Con el fin de generar nuevos canales de desplazamiento para los fluidos del yacimiento. Estos se clasifican como procesos especiales, debido a su alta complejidad geológica.

2.3.2 Ecuaciones que usa el simulador. Los simuladores de yacimientos manejan distintos métodos de modelos numéricos para cumplir con su objetivo, que en sí, es predecir y representar el flujo de los fluidos presentes en el reservorio a través de este.

La simulación numérica de un yacimiento, se rige principalmente por principios de balance de materiales, donde se toma en cuenta la heterogeneidad presente en el yacimiento y la dirección del flujo de los fluidos.⁵⁹

2.3.2.1 Ecuación de balance de materiales. La ecuación de balance de materiales, se define como el balance del volumen que se presenta al igualar la producción de fluidos de un yacimiento, que se representa como el vaciamiento del mismo y la expansión que presentan los fluidos con las caídas de presión que se generan durante la producción. Fue desarrollada en el año 1941 por Schilthuis; en esta, se establece una diferencia entre el volumen total de los fluidos iniciales en el yacimiento, y la cantidad de fluidos remanentes deben ser iguales a la cantidad de fluidos producidos.⁶⁰

Se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones para aplicar el balance de materia:

- Volumen poroso constante.
- No existe compactación ni subsidencia.
- El PVT es representativo del yacimiento
- Proceso isotérmico
- Las compresibilidades del agua y la formación son despreciables.

⁵⁸ PARIS DE FERRER, Magdalena. Ibid. p.327.

⁵⁹ RAMOS, Jorge Luis. Op. Cit.

⁶⁰ La comunidad petrolera. Ecuación de balance de materiales. La comunidad petrolera. [En línea], 18 de enero de 2009, [revisado 17 de agosto de 2018]. Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/la-ecuacin-de-balance-de-materiales.html>

- Se considera equilibrio termodinámico entre el gas y el petróleo a presión y temperatura de yacimiento
- Dimensión cero⁶¹

La ecuación de balance de materiales, está definida en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Ecuación de balance de materiales.

$$N = \frac{N_p [\beta_o + \beta_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p) \beta_w}{\beta_o - \beta_{oi} + m \beta_{oi} \left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1 \right) + \beta_g (R_{si} - R_s) + \beta_{oi} (1 + m) \left(\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_w} \right) \Delta P}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Introducción a los yacimientos. 2008.

Donde:

N_p = Petróleo producido, BF

N = Petróleo original in-situ, BF

G = Gas inicial en el yacimiento

m = Tamaño inicial de la capa de gas o volumen inicial de la capa de gas/volumen de la zona de petróleo (N)

N_p = Petróleo producido acumulado, BF

G_p = Gas producido acumulado, pcn

W_p = Gas producido acumulado, BF

R_p = Relación gas-petróleo acumulada, G_p/N_p , pcn /BF

R_s = Relación gas-petróleo, pcn/BF

β_o, β_w = Factor volumétrico de formación del petróleo y del agua, bbl/BF

β_g = Factor volumétrico de formación del gas, bbl/pcn

W_e = Intrusión acumulada de agua, BF

S_w = Saturación de agua, fracción c_w , c_o ,

c_g = Compresibilidad del agua, del petróleo y de gas, 1/psi

c_f = Compresibilidad del volumen poroso, 1/psi

P = Presión estática del yacimiento, psia

$\Delta P = P_i - P$ = inicial

2.3.2.2 Ley de Darcy. La reconocida Ley de Darcy, descubierta por el francés Henry Darcy en 1856. En esta se describe que la velocidad a la que avanza un fluido en

⁶¹ La comunidad petrolera. Ibid.

un medio poroso, la Ley de Darcy es proporcional a la permeabilidad y al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

La ecuación de Darcy para flujos monofásicos se describe en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Ley de Darcy.

$$u = \frac{q}{A} = \frac{k dp}{\mu dx}$$

Fuente: EcuRed. Ley de Darcy. [En línea]. [Revisado 22 de enero de 2019]. Disponible en: https://www.ecured.cu/Ley_de_Darcy.

Donde:

μ = Viscosidad del fluido, cp

k = permeabilidad de la roca, darcy

A = Sección transversal de la roca, cm²

dp = Densidad del fluido + (Densidad del fluido)*(gravedad específica)*(distancia recorrida).⁶²

q = Tasa volumétrica del flujo en movimiento, cm³/seg

3.3.2.3 Ecuación de estado. La ecuación de estado, habla acerca de un estado de equilibrio, es decir, que la presión y la temperatura de cualquier masa es igual en todos los puntos de la misma. Por ende, si esta masa es contactada por cualquier fuente de calor, al estar el sistema en equilibrio, se debe esperar hasta que se genere una transferencia de calor alrededor de dicha masa para que se pueda lograr llegar de nuevo a un estado de equilibrio.

La Presión de un gas sobre las paredes del recipiente que lo contiene, el Volumen que ocupa, la Temperatura a la que se encuentra y la cantidad de sustancia que contiene (número de moles) están relacionadas. A partir de las leyes de Boyle-Mariotte, Charles- Gay Lussac y Avogadro se puede determinar la ecuación que relaciona estas variables conocida como Ecuación de Estado de los Gases Ideales: $PV=nRT$. El valor de R (constante de los gases ideales) puede determinarse experimentalmente y tiene un valor de 0,082 (atm.L/K.mol).No se puede modificar una de estas variables sin que cambien las otras.

Esta ecuación, es usada principalmente por los simuladores, para poder predecir el comportamiento de los gases presentes en el yacimiento, y se describe de la siguiente manera.

⁶² PARIS DE FERRER, Magdalena. Ibid. .49.

Ecuación 5. Ecuación de estado para gases ideales.

$$PV = nRT$$

Fuente: Universidad de Extremadura. Ecuación de estado de los gases ideales. [En línea] 18 de abril de 2011. [Revisado 22 de enero de 2019]. Disponible en: <https://www.eweb.unex.es/eweb/fisteor/vicente/bf/gas>

2.3.2.4 Ecuación de difusividad. La ecuación de difusividad se define como una diferencia parcial que define en gran medida la variación, en el tiempo y en el espacio de una cantidad física que se rige por la difusión. Está, es obtenida por la combinación de la ecuación de continuidad, la ley de flujo y la ecuación de estado.

Es una ecuación diferencial parcial parabólica, en donde su forma proviene de la primera derivada parcial de un campo con respecto al tiempo. Su principio proviene de la premisa en que el flujo de fluidos a través de un medio poroso es directamente proporcional al flujo de calor a través de los sólidos.⁶³

Esta ecuación tiene tres variables principales, las cuales se resumen en 1 (UNA) presión, que generalmente es la del yacimiento y 2 (DOS) saturaciones, la del aceite y del gas.

En la **Ecuación 6** se evidencia la ecuación de difusividad para un sistema lineal, en esta se puede observar la derivada parcial con respecto al tiempo y una segunda derivada con respecto a la distancia.

Ecuación 6. Ecuación de difusividad para un sistema lineal

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad 1 \leq r_D \leq r_{eD}$$

Fuente: Aplicación del método inverso al análisis de ensayos de pozos petrolíferos. Ecuación de Difusividad. [En línea] 18 de febrero de 2008. [Revisado 22 de enero de 2019]. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099/8848/Article01>

⁶³ Schlumberger. Ecuación de difusividad. Schlumberger Oilfield Glossary. [En línea] 2018, [revisado 29 de octubre de 2018]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/diffusion_equation.aspx

3. DESARROLLO E HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En esta sección de este trabajo de investigación se presentara una breve descripción del historial de producción del campo en cuestión, el cual presento su viabilidad económica hacia el año de 1960. Se explicaran las distintas etapas en la cual se presentaron distintas anomalías en las tasas de producción de hidrocarburos. Así como se recopilaran las distintas campañas de explotación del campo.

Adicionalmente, se describirán los distintos pilotos de inyección de agua que se presentan en el campo objeto de estudio de este trabajo de explicación, así como el planteamiento de las distintas bases teóricas de la inyección de agua para los campos petrolíferos.

Lo anteriormente describe se realiza con el fin de dar cumplimiento a los objetivos (2) DOS y (4) CUATRO propuestos para este trabajo.

3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

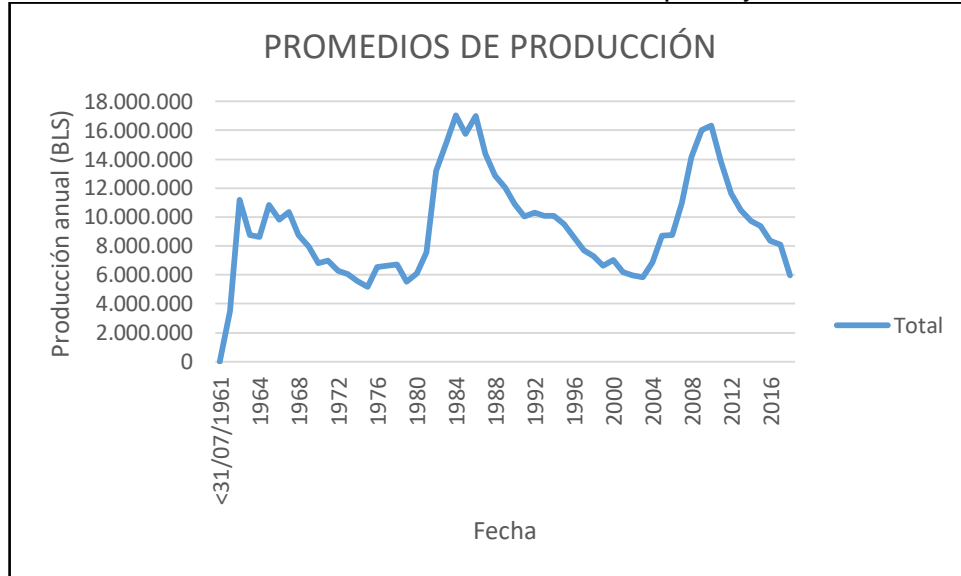
El campo objeto de estudio, ubicado en las proximidades de la Refinería de Barrancabermeja, remonta su historia hacia el año de 1960 en donde se establece la comercialidad del campo por parte de la compañía ECOPETROL S.A., en la primera campaña de explotación del campo se realizó la perforación de 42 pozos productores, con los cuales se alcanzó a una producción de unos 1400 barriles de petróleo por día (BOPD), en los cuales se registró una baja tasa de sedimentos y agua producidos, de un 10% de BSW y un GOR de 600 PCN/BN en promedio durante los primeros años de producción.

Para inicios del 1961 se contaban ya con (9) NUEVE pozos productores que llegaron alcanzar una producción acumulada de más de (3) TRES Millones de barriles en ese solo año, una producción bastante alta para esa época. Más adelante en el año 1962 se perforaron dos pozos adicionales, lo cual género que la producción alcanzara un tope de 11Mbls en ese año. Durante los próximos 4 años se obtuvo una producción acumulada entre los 9 y 10 MBls. Hacia el año de 1972 la empresa operadora del campo noto que la producción del campo empezó a decrecer de manera abrupta durante la década de 1970, por lo cual ECOPETROL S.A. se dio en la tarea de empezar a evaluar la viabilidad para generar un recobro mejorado en el campo, debido a que la energía que aportaba el mecanismo de producción primario no era la suficiente.

En la **Gráfica 3** se establece el historial de producción del campo objeto de estudio de este proyecto de investigación, la cual se obtuvo a partir exportaron los datos en formato *OFM* suministrados por la compañía ECOPETROL S.A., en ellos se

establece la producción anual de cada uno de los 242 pozos presentes en el campo de estudio, desde el inicio de la producción en 1961.

Gráfica 3. Producción anual histórica del campo objeto de estudio



Fuente: ECOPETROL S.A. Bogotá, 2018. Modificado por el autor.

Como se aprecia en la **Gráfica 3**, en la década de 1980 la producción de petróleo aumenta significativamente debido a que en esta época comienza la segunda campaña de explotación del campo en la cual se perforaron nuevos pozos y se realizó un reacondicionamiento de los pozos existentes, estos trabajos de reacondicionamiento se realizaron debido a que algunas de las tuberías de producción de los pozos más antiguos presentaban distintos tipos de taponamientos por el hinchamiento de arcillas y la precipitación de asfáltenos propios del crudo.

Para inicios del siglo XXI, más exactamente hacia el año 2000 la producción del campo decreció de nuevo, debido a que por motivos propios del decrecimiento de la presión del yacimiento y deterioro de las tuberías de producción el caudal producido se vio afectado. A raíz de esto, en el año 2012, la compañía ECOPETROL S.A. inicia tres distintos pilotos de inyección de agua, los cuales arrojaron resultados satisfactorios, alcanzando una producción de más de 15 Mbls anuales, aunque en los años más recientes de producción se ha evidenciado que el agua de inyección está presentando rápidas canalizaciones, debido a este inconveniente se están presentando producciones de agua muy altas.

3.1.1 Problemas asociados al campo objeto de estudio. A continuación se describen los distintos problemas operacionales que se han presentado en el campo objeto de estudio a lo largo de su historia productiva.

- **Salinidad del agua de formación.** La alta salinidad del agua de formación procedente del campo de estudio ha sido un problema para la empresa ECOPETROL S.A., debido a que su incompatibilidad con la formación genera que no se pueda disponer este recurso para una eventual expansión del campo, debido a esto, ECOPETROL S.A se encuentra realizando esfuerzos para definir algún recurso hidrológico compatible con la salmuera de la Formación Mugrosa, esto con el fin de poder utilizar este recurso en futuras inyecciones en el mismo campo o en los campos más cercanos.
- **Corrosión.** Otro de los problemas que se presentan en el campo, es la corrosión debido al CO₂ y la presencia de bacterias provenientes del agua de la Formación Mugrosa, por lo cual ECOPETROL S.A. implemento la evaluación del uso de químicos para contrarrestar los daños de corrosión. Otras de las medidas que se tomó por parte de la compañía fue utilizar metalurgia robusta, con el fin de evitar este tipo de inconvenientes operacionales.
- **Contenido de arcilla.** El contenido de Arcillas oscila entre el 5% y 15%. Entre ellos los porcentajes de Caolinita son de 40%, Illitas del 20% y Esmécticas del 40%. Las arcillas presentes en la formación generan que el movimiento de finos y cortes sea mayor, como también genera que el agua de la formación reaccione con las arcillas, haciendo que estas se hinchen. Consecuencia de esto, se genera un daño de formación y por consiguiente una caída en la producción. A raíz de esto, ECOPETROL S.A. recomendó la evaluación de interacciones con posibles fluidos de inyección, fluido-fluido incluyendo estabilizadores de arcillas. Estudios con núcleos de tipo de roca representativos (Nuevos núcleos a tomar durante futuras campañas de perforación) entre otros.
- **Incertidumbre de barrido.** La incertidumbre de barrido en las diferentes unidades de flujo del yacimiento, ha aumentado a lo largo de la historia de producción del campo, debido a las últimas pruebas de inyectividad que se realizaron en el campo, en las cuales se determinó que el agua que se viene inyectando en el campo no está barriendo de la mejor manera el banco de petróleo, por lo cual la compañía tomo la determinación que para futuros proyectos se realice una caracterización más profunda del yacimiento y se generen nuevas tomas de registros tanto *Open hole* como *Cased hole* para corroborar la información obtenida.

3.2 INYECCIÓN DE AGUA

Desde 1865 en estados unidos se ha venido utilizando este mecanismo para restablecimiento de presión como también para aumentar el factor de recobro. La primera inyección ocurrió a causa de un accidente en el cual había acuíferos superficiales que empujaban o desplazaban la zona de petróleo.

El primer patrón de flujo que se utilizó se denominó inyección circular la cual consistía en inyectar agua en un solo pozo a medida que la zona que se estaba siendo invadida por el agua aumentaba los pozos que lo rodeaban era invadidos por el agua estos se iban convirtiendo en inyectoros para crear un frente circular más amplio.

En 1921 se le cambio el concepto de invasión circular por arreglo en línea en la cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoros.

Para 1928 el patrón de línea se reemplazó por arreglo de 5 pozos. Después para 1940 la práctica de inyección de agua se expandió rápidamente y que permitieron mayores tasas inyección-producción.

Características que debe tener el agua de inyección

- El agua no debe de ser corrosiva. El alto contenido de oxígeno y Hidrogeno son los compuestos más comunes de corrosión en tuberías.
- El agua no debe depositar minerales mientras se esté presente en operación.
- El agua no debe de contener solidos suspendidos debido a que estos taponarían las tuberías.
- El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de minerales arcillosos presentes en la formación productora.
- La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación

3.2.1 Inyección de agua externa. Este tipo de inyección consiste en inyectar el agua directamente en la zona donde se encuentra el petróleo. A medida que el agua invade la zona de va desplazando los fluidos del volumen invadido de los pozos productores.

La selección del arreglo de inyección de agua depende de la estructura del yacimiento, los límites del mismo y la continuidad de las arenas, entre otras propiedades estáticas del yacimiento.

Dentro de las ventajas que existen al realizar una inyección externa de agua se plantea que el yacimiento tiene una rápida respuesta a la misma, debido a que esta genera una subida de presión dentro del reservorio. Además, cabe resaltar que este tipo de inyección es más efectivo cuando se cuenta con yacimientos con bajo buzamiento y permeabilidades efectivas bajas.

3.3 HISTORIA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO

En el año 2012 la compañía ECOPETROL S.A. implemento un piloto de inyección en el campo objeto de estudio el cual presento un grado de efectividad muy favorable obteniendo un incremental de producción acumulado de 181.000 BLS. Aumentando el factor de recobro en 2.3% y gracias esto, logro obtener más información acerca del yacimiento y ayudo a mejorar los modelos estáticos y dinámicos del campo de estudio.

Algunos estudios de la empresa ECOPETROL S.A muestran algunas anomalías que se han venido presentado en el proceso de inyección en el campo dentro de las cuales se destacan que las variaciones de permeabilidad varían entre $5E-4$ mD hasta 3785 mD, estas fueron calculadas por medio de información de corazones tomados de otros pozos. Se encontró que las variaciones de permeabilidades de las subunidades de la formación mugrosa son variables y que presentan una permeabilidad promedio de 120mD.

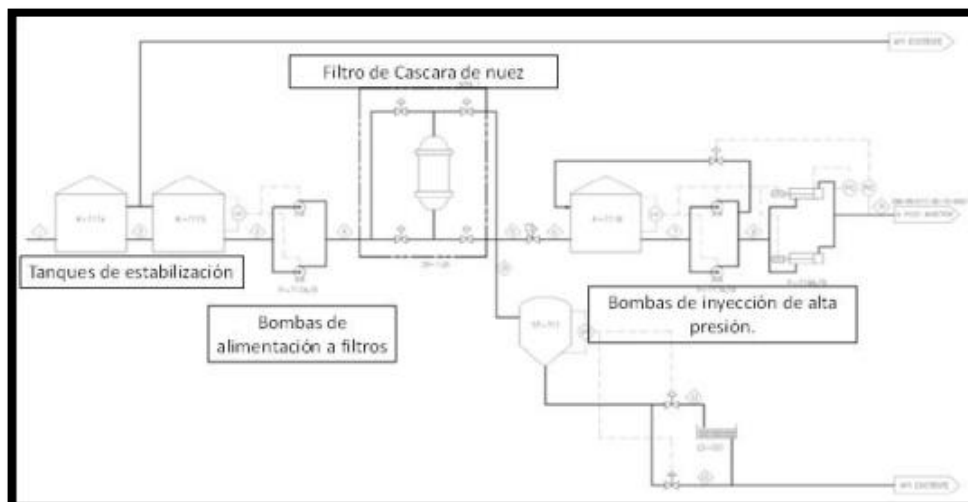
El Campo de estudio presenta una salinidad de agua de formación entre 32,000 ppm a 45,000 ppm; el agua de Inyección usada en el piloto fue agua de producción por lo cual los riesgos referentes a compatibilidad roca-fluido fueron relativamente bajos.

Durante el piloto de inyección de agua de producción del campo de estudio se usaron las facilidades de producción existentes de la estación, las cuales constan de sistemas de separación bifásica, medición, deshidratación, almacenamiento y fiscalización. El agua de inyección es transferida hacia la planta de tratamiento por medio de dos bombas. Adicionalmente fue construida una línea de transferencia y planta de inyección por el tratamiento complementario al agua asociada a la producción y la inyección a alta presión.

La planta de tratamiento de reinyección de agua del piloto está diseñada para el manejo de 5.000 BWPD, su caudal es tomado de las piscinas de oxidación, llega a los tanques de estabilización de la PIA que sirven de cabeza a las bombas de alimentación a filtros de cascara de nuez; en los filtros la corriente pasa por un tanque de agua del cual se conectan dos bombas de alta presión y se bombean finalmente a los pozos.

La planta de inyección de agua se establece en la **Figura 6**.

Figura 6. Diseño planta de inyección de agua del campo



Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

La planta de inyección de agua del campo objeto de estudio cuenta con las siguientes etapas de proceso:

- Recibo (tanque K-711A)
- Desnatado (tanque K711-S)
- Bombas de alimentación a filtro (P-712 A/B)
- Filtración (filtro SB-126)
- Almacenamiento de agua filtrada (tanque K-711B)
- Sistema de inyección (Bombas Booster P-713 A/B y bombas de inyección P-714 A/B)
- Sistema de lodos (decantador ST-711)

3.3.1 Piloto de inyección de agua. El piloto de inyección está distribuido en dos patrones de arreglos irregulares para inyectar agua asociada a la producción de hidrocarburos de la Formación Mugrosa. Este patrón fue definido después de la evaluación de parámetros petrofísicos tales como (porosidad y permeabilidad), posición estructural favorable para una buena eficiencia de barrido de hidrocarburos hacia pozos productores, continuidad de las Arenas B de la Formación Mugrosa y el aprovechamiento de la infraestructura existente. Los patrones presentan una configuración irregular debido a que algunos pozos cercanos presentan un estatus de inactividad o abandono.

Para la selección y diseño de los patrones de inyección de agua se ejecutó una metodología experimental, en la cual se compuso de un análisis de producción, análisis petrofísicos y análisis de la geología presente a nivel estratigráfico. Se planteó la inyección de 1800 BWPD por pozo inyector con una presión promedio de

2250 Psi por pozo por lo cual se esperaba llegar a producir 0.98 MBLs de petróleo incremental.

3.3.1.1 Definición del área piloto. El piloto de inyección de agua del Campo de estudio comprende tres pozos inyectores I-57, I-35 y el I-111 formando arreglos irregulares invertidos, como se evidencia en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Patrones de inyección presentes en el campo objeto de estudio

PATRONES DE INYECCIÓN DEL CAMPO			
POZO	INICIO DE INYECCION	TASA DE INYECCION	PRESION DE INYECCION
I-57	Agosto de 2012	974 BPD	1839 PSI
I-35	Agosto de 2012	473 BPD	2024 PSI
I-111	Junio de 2015	567 BPD	2017 PSI

Fuente: Elaboración propia.

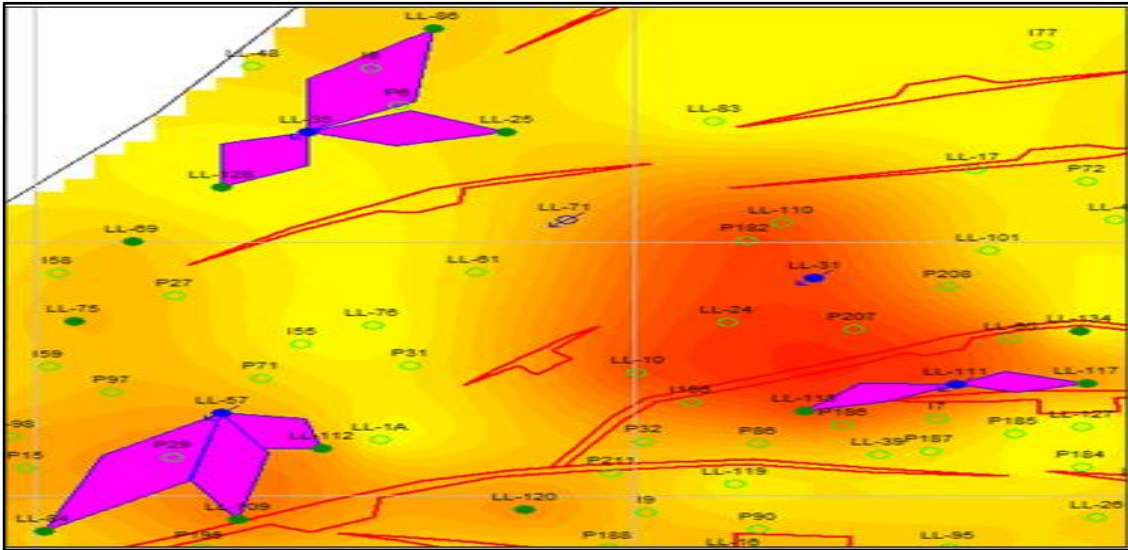
El piloto de inyección de agua implementado en el campo está distribuido en dos patrones de arreglos irregulares, los cuales se implementaron para inyectar agua asociada a la producción de hidrocarburos de la Formación Mugrosa. Este patrón fue definido después de la evaluación de parámetros petrofísicos tales como porosidad y permeabilidad de la formación, posición estructural favorable para una buena eficiencia de barrido de hidrocarburos hacia pozos productores, continuidad de las Arenas B de la Formación Mugrosa y el aprovechamiento de la infraestructura existente. Los patrones presentan una configuración irregular debido a que algunos pozos cercanos presentan un estatus de inactividad o abandono.

Para la selección y diseño de los patrones de inyección de agua se ejecutó una metodología experimental, la cual se compuso de un análisis de producción, análisis petrofísicos de la zona y análisis de la geología presente a nivel estratigráfico. Se planteó la inyección de 1800 BWPD por pozo inyector con una presión promedio de 2250 PSI para cada pozo inyector.

3.3.2 Patrones de inyección del campo. A continuación se presentan los tres patrones de inyección de agua existentes en el campo objeto de estudio de este trabajo con su respectivo análisis de producción y posicionamiento en el área del campo.

En la **Figura 7** se establece un modelo del área piloto de inyección planteado por ECOPETROL S.A.

Figura 7. Área piloto de inyección de agua



Fuente: ECOPEPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

3.3.2.1 Patrón de inyección I-35. En la **Tabla 7** se presenta el primer patrón de inyección realizado en el campo objeto de estudio, el cual se implementó en el año 2012

Tabla 7. Patrón de inyección I-35

PATRÓN DE POZO INYECTOR I-35	
POZOS INYECTORES	POZOS PRODUCTORES
I-35	P-86
	P-25
	P-128

Fuente: Elaboración propia.

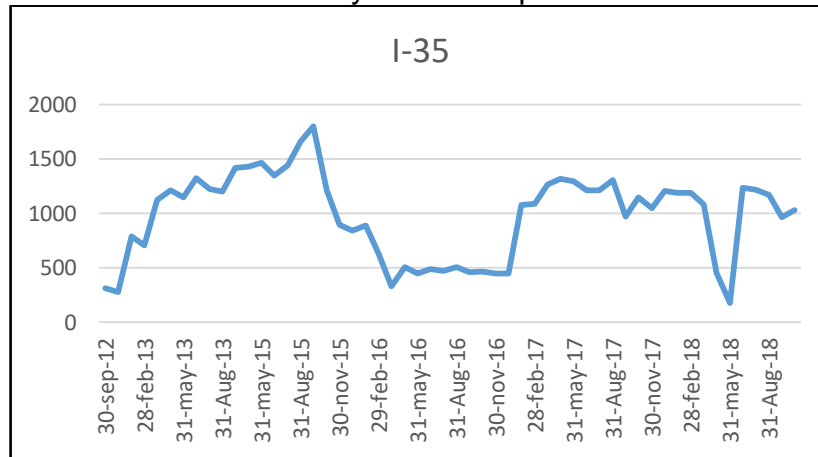
El patrón de inyección I-35 está configurado por un pozo inyector y tres pozos productores, los cuales se describen a continuación:

- **Pozo Inyector I-35.** El pozo I-35 esta completado en las subunidades de la Formación Mugrosa B3-1, B4-0, B4-2 y C.
- **Pozo Productor P-128.** Se encuentra completado en las subunidades de la Formación Mugrosa B, B3-0, C, C2, C3 y Esmeralda. Comparte con el inyector las arenas B4-2 y C. Se ha identificado de intervención de cañoneo adicional en arenas Fósiles, B2-1, B3-1, C, C2, C3 con evaluación selectiva para verificar afectación en Mugrosa C.

- **Pozo Productor P-25.** Completado en las arenas B, B3-0 y B3-1. Comparte con el inyector la arena B3-1. Se abre intervalo B3-1 en noviembre de 2014.
- **Pozo Productor P-86.** Completado en Fósiles, B2-1, B3-0, B4-2, C, C1, C2, C3 y Esmeralda. Comparte con el inyector la arena C. Se cañonearon las arenas B2-1, B3-0 y C con evaluación selectiva para verificar afectación en Mugrosa C para lograr un balanceo de la inyección del patrón I-35.

El historial de inyección de este patrón se resume en la **Gráfica 4**.

Gráfica 4. Historial de inyección del patrón I-35



Fuente: Elaboración propia.

En la **Gráfica 4** puede observar que desde que empezó la inyección en el pozo I-35 desde el 2012 hasta el 2015 tuvo un aumento el caudal de inyección ya que en 2012 empezó la inyección con un caudal de aproximadamente 300 BWPD y en el 2015 llegó a tener un caudal de inyección de alrededor de los 1800 BWPD esto debido a la compleja geología que presente la formación mugrosa. A partir del segundo semestre del 2015 se puede evidenciar en la gráfica la reducción del caudal de inyección debido a la irrupción temprana del agua inyectada en los pozos productores por lo cual la empresa Ecopetrol S.A decidió reducir el caudal de inyección hasta el 2017 alrededor de los 500 BWPD para así no seguir presentado los mismos inconvenientes. Entre mediados del 2017 y principios del 2018 se mantiene un caudal más o menos constante entre los 1000-1200 BWPD hasta que a mitad del 2018, a inyección cae prácticamente a 200 BWPD debido a un daño en la bomba de inyección que fue solucionado de manera oportuna para así mantener un caudal de aproximadamente 1200 BWPD que se está manejando en este momento en el campo de estudio.

3.3.3.2 Patrón de inyección I-57. Es el segundo patrón de inyección construido en el campo objeto de estudio, la composición de sus pozos se especifica en **Tabla 8**.

Tabla 8. Patrón de inyección I-57

PATRÓN DE POZO INYECTOR I-57	
POZOS INYECTORES	POZOS PRODUCTORES
I-57	P-112
	P-84
	P-109

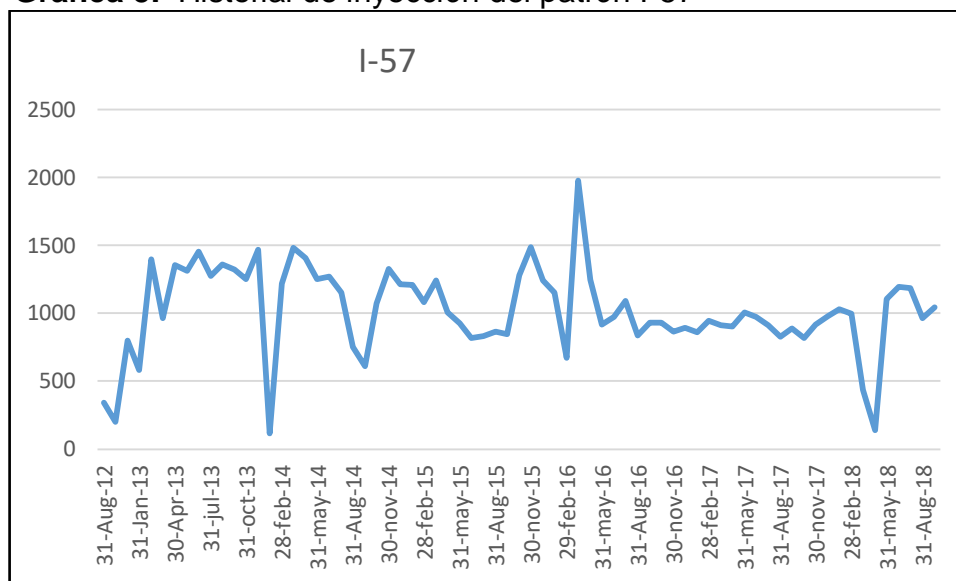
Fuente: Elaboración propia.

Los pozos con producción incremental asociada a la inyección de agua (P-112 P-109 y P-84) correspondientes a la primera línea de afectación del patrón de inyección I-57.

- **Pozo Inyector I-57.** Completado en las arenas B, B2-1 y B3-1.
- **Pozo Productor P-112.** Completado en las Arenas Fósiles A4, B, B2, B2-1, C3 y Esmeralda. Comparte con el inyector las arenas B y B2-1.
- **Pozo Productor P-84.** Completado en B, B2-1, B2-2 y B3. Comparte con el inyector las arenas B, B2-1 y B3-1
- **Pozo Productor LL-109.** Completado en las arenas B, B2, B2-1, B3-1, B4-1, C y C2. Comparte con el inyector las arenas B, B2-1 y B3-1.

En la **Gráfica 5** se puede observar que desde el 2012 que se inició la inyección desde el pozo I-57 hasta finales del 2013 se puede ver el incremental de inyección del agua debido a que empezó alrededor de los 400 BWPD y llegó a estar casi a un caudal del 1400 BWPD lo cual fue realizado por la empresa Ecopetrol S.A debido a las características del yacimiento y a la eficiencia de barrido que se tenían a esas tasas de inyección .A principios del 2014 hubo una caída en la inyección debido al daño de las bombas de inyección que rápidamente fue solucionada por la empresa para así dar otra vez inicio a la inyección a las mismas tasas que se venían manejando alrededor de los 1400 BWPD. De ahí en adelante se puede evidenciar algunas caídas en la tasa de inyección que fueron por trabajos ajenos a la inyección tales como limpieza de algunos de los pozos inyectores como también de los productores pero al final se siguen manejando las tasas de inyección iniciales debido a la buena eficiencia de desplazamiento que han presentado los pozos productores con esas tasas de inyección de aproximadamente 1200 BWPD.

Gráfica 5. Historial de inyección del patrón I-57



Fuente: Elaboración propia.

Para efectos de este trabajo, este patrón de inyección juega un papel fundamental, debido a que en él se realizara la evaluación de una posible inyección alternada de gas y agua en las Arenas B de la Formación Mugrosa.

3.3.3.3 Patrón de inyección I-111. Este patrón inicio inyección en agosto del 2015, considero el pozo P-117 en el patrón, Pero este nunca presento indicios de ser afectado por la inyección, luego se determinó que entre el pozo inyector I-111 y el pozo P-117 hay una falla.

En la se especifican los pozos que hacen parte de este último patrón de inyección de agua implementado en el campo objeto de estudio.

Tabla 9. Patrón de inyección I-111

PATRÓN DE POZO INYECTOR I-111	
POZOS INYECTORES	POZOS PRODUCTORES
I-111	P-118
	P-117

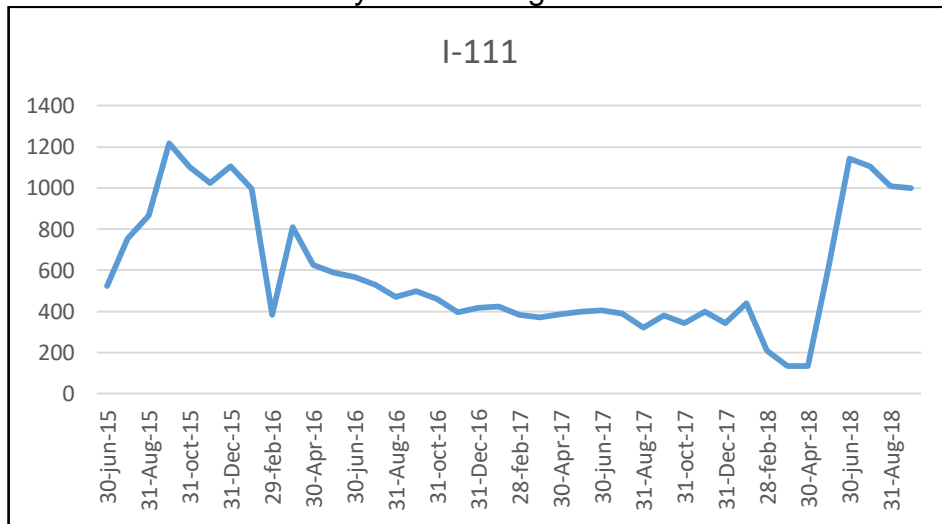
Fuente: Elaboración propia.

- **Pozo Inyector I-111.** Completado en Fósiles, B, B2-1 y B4-1.
- **Pozo Productor P-118.** Completado en las arenas, B, B2, B2-1, B2-2, B3 y B3-0. Comparte con el pozo inyector las arenas B y B2-1.

- **Pozo Productor P-117.** Completado en Fósiles, Fósiles-1, B, B2-1, B3-1, B4-1, B4-2, C, C3 y Esmeralda comparte con el pozo inyector I-111 las arenas B y B2-1.

En junio del año 2015 se empezó con el piloto de inyección del pozo I-111 el cual inicio con una tasa de aproximadamente 500 BWPD y que a mediados del mes de octubre del mismo año reporto la tasa más alta de inyección que se haya tenido en ese arreglo con una tasa de inyección de aproximadamente 1200 BWPD. En febrero de 2016 se presenta una caída en la tasa de inyección debido a mantenimiento preventivo de una de las bombas de inyección del campo de estudio por lo cual la tasa de inyección para ese mes estuvo en 400 BWPD la cual a comparación de al inicio de la inyección pues fueron casi 800 BWPD menos. De ahí en adelante hubo un pico de inyección de 800 BWPD la cual se presentó en el mes de abril pero se tuvo que reducir la tasa de inyección en los siguientes meses debido a que el barrido no era eficiente por lo cual se volvieron a inyectar a una tasa promedio de más o menos de 400 BWPD. En abril del 2018 la tasa de inyección cayo nuevamente debido a problemas operacionales que fueron solucionados y a junio de 2018 ya se tenía una tasa de inyección aproximadamente de 1100 BWPD una tasa muy parecida a la que se venía manejando al principio de la inyección, como se aprecia en la **Gráfica 6**.

Gráfica 6. Historial de inyección arreglo I-111



Fuente: Elaboración propia.

4. CONSTRUCCIÓN MODELO DE SIMULACIÓN

En esta etapa del proyecto de investigación se realizó la importación de los diferentes datos relacionados con la geometría del yacimiento, las coordenadas de los pozos existentes incluyendo la trayectoria de cada uno de ellos, topes y bases de la formación objeto de estudio de este proyecto, eventos relacionados con los pozos a lo largo de su historia operacional, entre otros.

Por otro lado, se realizó una actualización de los datos suministrados por la compañía ECOPETROL S.A: en cuanto a la sustitución de un modelo de fluido tipo Black Oil, por uno composicional, así como la validación de los datos representativos del yacimiento y a los gases necesarios que se requieren para realizar una inyección tipo WAG en las arenas B de la Formación Mugrosa en el campo objeto de estudio.

4.1 PROCEDIMIENTO DE LA SIMULACIÓN

Luego de haber establecido el tipo de simulador en el cual se desea trabajar este modelo de simulación, se deben realizar distintas actividades, tales como, realizar una revisión de los datos suministrados por la compañía, establecer un desarrollo del proceso de simulación, entre otros.

4.1.1 Definición del problema. Dentro de esta actividad, se debe tener claridad acerca de los objetivos establecidos en la simulación, ya que estos nos pueden servir como limitantes, dentro de estos se encuentran el presupuesto y el tiempo establecido. En la definición del problema, se debe plantear un análisis de distintos estudios preliminares a la simulación, ya que estos pueden establecer un patrón de comportamiento del yacimiento objeto de estudio.

4.1.2 Adquisición y revisión de los datos suministrados. La compañía ECOPETROL S.A: suministro datos de muy buena calidad, esenciales para realizar una selección de la data tanto de entrada como de salida del simulador. Además, estos deben ser los indicados para una correcta adaptación de la data en el simulador.

Dentro de los datos suministrados por la compañía ECOPETROL S.A. se encuentran los mapas geológicos y petrofísicos del área de estudio, la geometría y las propiedades del yacimiento establecidas para un modelo Black Oil, la distribución de las propiedades estáticas en el yacimiento, los datos de distintas pruebas PVT realizadas en el yacimiento, información de los pozos realizados en el campo objeto de estudio junto con su cronograma operacional e información acerca de los distintas actividades técnicas realizadas en el campo.

4.1.3 Descripción del modelo. El diseño de un proceso de simulación está influenciado por distintos factores, tales como el tipo de proceso que se desea realizar, los objetivos principales del estudio, es decir que información es la que se desea obtener, la calidad de los datos obtenidos o realizados acerca del yacimiento y la descripción del mismo.

Un factor importante a tener en cuenta es que el modelo que se desea trabajar tenga concordancia con el modelo real del yacimiento.

4.1.4 Desarrollo de la simulación. El desarrollo de una simulación se realiza dependiendo de los objetivos planteados al inicio de la simulación. El desarrollo de una simulación está conformado por el ajuste del cotejo histórico, el cual está basado en una gran cantidad de parámetros del yacimiento, que generan un modelo que permita determinar un comportamiento que se asemeje al comportamiento real del yacimiento.

Por otro lado, se realiza un análisis de sensibilidad de distintos parámetros que puedan afectar el proceso de simulación. Posteriormente se puede generar un pronóstico de del comportamiento del yacimiento en el futuro, esto se usa principalmente para predecir producciones a futuro o identificar oportunidades de distintos proyectos o procedimientos que se deseen realizar en el reservorio.

Como paso final del desarrollo de la simulación se deben analizar los resultados obtenidos en la simulación, y a partir de ellos realizar un reporte general de los mismos, además de identificar si se cumplió o no con los objetivos propuestos al inicio del proyecto.

4.2 MODELO ESTÁTICO

La formación objeto de estudio son las arenas B de la Formación Mugrosa, esta formación se encuentra ubicada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. El ambiente de depositación de los niveles arenosos del área es de carácter fluvio-deltaico.

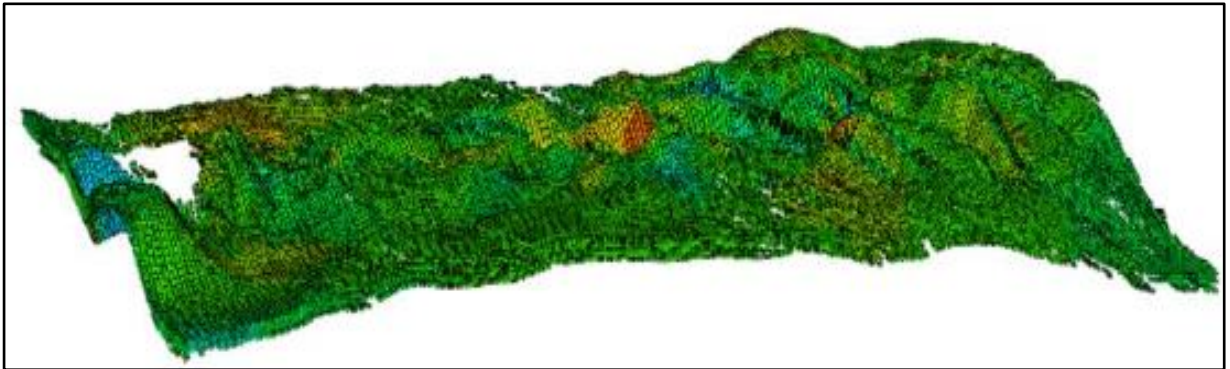
El modelo estático representa las distintas propiedades que no varían con el tiempo en el yacimiento. Estas propiedades son el mapa estructural, los espesores, topes, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, litología, permeabilidad y porosidad.

Se hace una referencia especial en el Sector Model suministrado por ECOPETROL S.A., el cual juega un papel fundamental en este trabajo, ya que en él están presentes todos los patrones de inyección de agua realizados en el campo objeto de estudio, los cuales fueron especificados en el capítulo anterior. Se usa este modelo, debido a que se plantea realizar la inyección alternada de gas y agua en

las Arenas B de la Formación Mugrosa en el Patrón inyector de agua I-57, especificado con anterioridad.

4.2.1 Mapa estructural. En el modelo estático de este proyecto de investigación, se cuenta con un mallado suministrado por la compañía ECOPETROL S.A., este modelo se encuentra constituido por un total de 1.250.700 celdas, las cuales se encuentran distribuidas en el modelo estructural que se evidencia en la **Figura 8**.

Figura 8. Mapa estructural del campo objeto de estudio



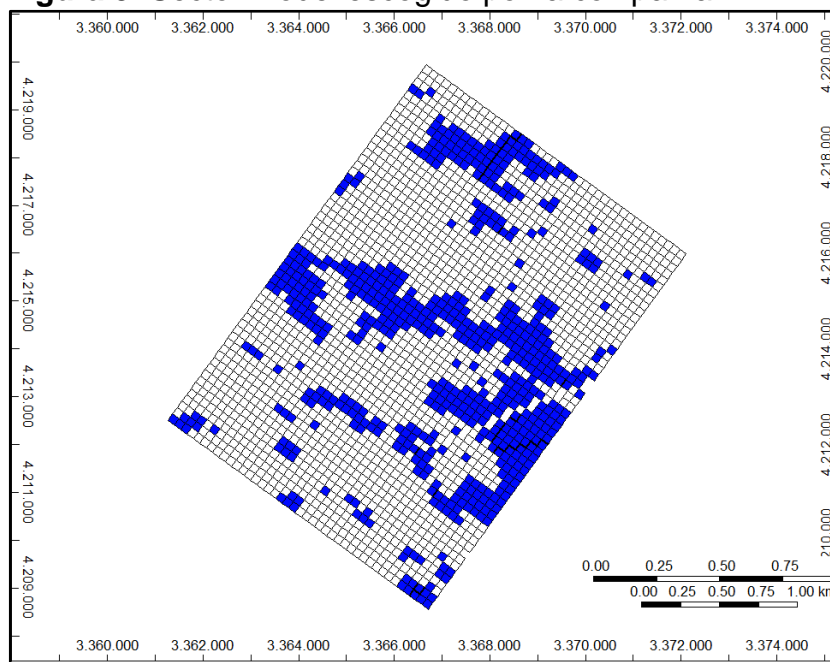
Fuente: Elaboración propia, basado en CMG, Builder.

4.2.1.1 Sector Model. La empresa ECOPETROL S.A. además de suministrar el mapa estructural de todo el campo, suministro un Sector Model de uno de los arreglos de inyección de agua establecidos en el campo objeto de estudio, en él se está realizando una inyección de agua en las arenas B de la Formación Mugrosa, mediante un arreglo irregular que contiene 3 (TRES) pozos productores y 1 (UN) pozo inyector.

Este Sector Model juega un papel fundamental en la construcción de este trabajo de investigación, debido a que en él se realizara la evaluación de implementar la inyección tipo WAG en las arenas B de la Formación Mugrosa.

En la **Figura 9** se puede observar el Sector Model escogido por la compañía, ya que en él se encuentran los tres patrones de inyección de agua realizados a lo largo de la historia productiva del campo objeto de estudio, este modelo suministrado por la compañía cuenta con un total de 681.912 celdas.

Figura 9. Sector Model escogido por la compañía



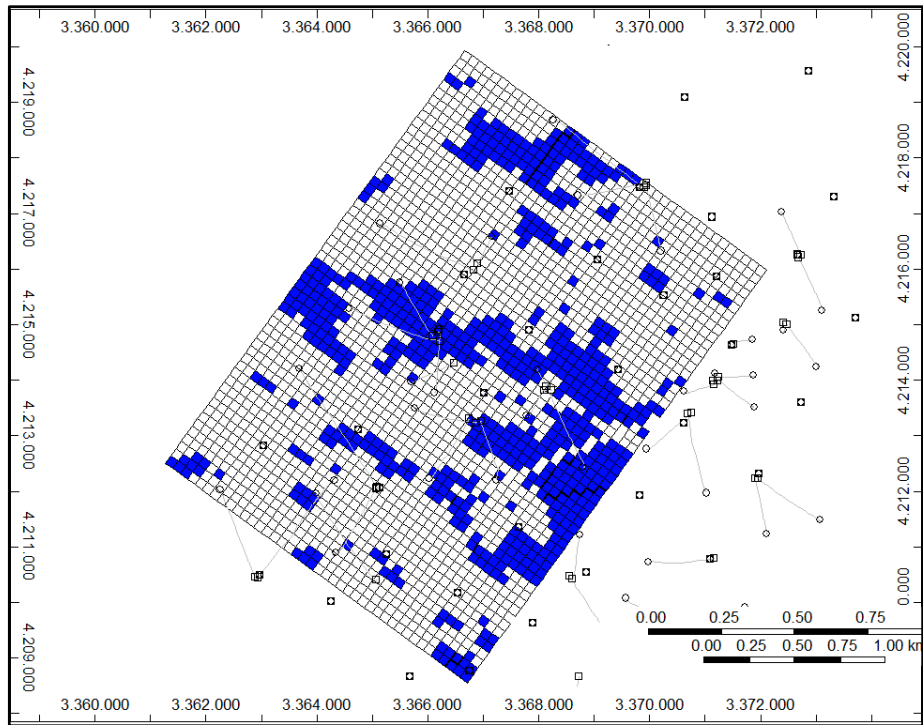
Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.2.3 Localización de pozos. La información de los pozos presentes en el campo objeto de estudio fue suministrada junto con el modelo estructural por la compañía ECOPETROL S:A., dentro de esta se encuentran las coordenadas de localización de cada uno de los pozos construidos a lo largo de la historia operativa del campo.

En distintas plantillas generadas en Excel se establece diferente información con respecto a las coordenadas, el nombre del pozo, su daño, tipo de pozo, si es vertical o desviado, y finalmente su profundidad.

En la **Figura 10** se puede observar la ubicación de cada uno de los pozos presentes en el Sector Model suministrado por la compañía en el tope de las arenas B de la Formación Mugrosa. Los pozos se muestran sin sus respectivos nombres, por motivos de confidencialidad de la compañía.

Figura 10. Ubicación de pozos



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.2.4 Perfiles direccionales. La compañía suministro una base de datos con los survey direccionales realizados en cada uno de los pozos construidos en el campo, con base a esta información se realizó un ajuste al formato .WBD requerido por el simulador, en el cual se establece un orden de columnas en la cual se debe registrar en orden el nombre del pozo, sus coordenadas en el eje x y eje y, su profundidad MD, el TVD y el TVDSS.

4.2.5 Topes y bases. Para establecer las características de este ítem, fue necesario realizar un análisis de los topes y bases, obtenidos en los registros eléctricos de los pozos presentes en el campo. Posteriormente se realizó un ajuste de esta información para el simulador, en donde se estableció un tope y una base a cada pozo con su respectiva profundidad MD.

4.2.6 Volumen Shale (Vsh). La compañía ECOPETROL S.A. suministro los datos del volumen de arcillas presentes en el modelo.

Se puede corroborar la información suministrada por la compañía en el modelo estático, mediante la lectura de registros Gamma Ray, con los cuales se pueden determinar las formaciones ricas en arcillas (aquellas que cuentan con altos valores de los registros Gamma Ray), con esta información se pueden determinar las líneas

de arcilla y arenas. La muestra un resumen de las líneas de arcilla y arenas basadas en un estudio de registros eléctricos realizado en uno de los pozos del campo objeto de estudio.

Figura 11. Líneas base de arenas y arcillas para las Arenas B de la Formación Mugrosa

LÍNEAS BASE DE ARCILLA Y ARENAS				
ZONA	ARENAS		ARCILLAS	
	IC1	IC2	IC1	IC2
Mugrosa B1	46	40	98	89
Mugrosa B2	46	43	80	81
Mugrosa B3	38	39	90	70
Mugrosa B4	45	42	90	75

Fuente: Elaboración propia.

Al haber realizado el análisis de los registros Gamma Ray, se debe realizar el cálculo del volumen de arcilla para la sección de las Arenas B de la Formación Mugrosa.

Como primer paso para realizar este cálculo, se debe hallar el índice Gamma Ray, el cual se encuentra especificado en la **Ecuación 7** para una profundidad determinada de 5940 pies de profundidad

Ecuación 7. Índice Gamma Ray para una profundidad determinada

$$IGR @5940 Ft = \frac{88 - 45}{90 - 45} = 0.956$$

Fuente: ASQUITH.George, Basic Well Log Analysis for Geologists, Primera Edición, 1982, p. 87.

La **Ecuación 8** demuestra el cálculo del volumen de arcillas para la profundidad de 5940 pies en el modelo.

Ecuación 8. Volumen de arcilla a una profundidad determinada

$$VArcilla @5940 Ft = \frac{0.5 * 0.956}{1.5 + 0.956} = 0.195$$

Fuente: ASQUITH.George, Basic Well Log Analysis for Geologists, Primera Edición, 1982, p. 91.

Como resultado de este análisis del volumen de arcilla, se puede corroborar que la información suministrada por la compañía en el modelo es confiable.

4.2.7 Factor de Formación. El Factor de formación se define como una relación en la proporcionalidad entre la resistividad que tiene una roca limpia contenida de agua (R_o) y la resistividad del agua presente en la formación (R_w). El factor de formación se relaciona también con la porosidad y el factor de cementación, como se evidencia en la **Ecuación 9**, la cual fue propuesta por Archie.

Ecuación 9. Factor de Formación de Archie

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

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Volumen 3. 2008. p. 744.

Donde:

a: Coeficiente de litología

m: Factor de cementación

Los factores de formación calculados por la compañía se evidencian en la **Tabla 10**, en la cual se muestran distintos valores de factor de formación para diferentes muestras tomadas en el campo objeto de estudio a distintas profundidades. Cabe resaltar que estos valores se asocian a la porosidad, debido a que para obtenerlos se aplicó la **Ecuación 9**.

Tabla 10. Factor de formación para las Arenas B de la Formación Mugrosa.

FACTOR DE FORMACIÓN VS. POROSIDAD.			
MUESTRA	PROFUNDIDAD	POROSIDAD	FACTOR DE FORMACION
P-17 (1)	Superior	0,218	32,58
P-17 (3)	Superior medio	0,168	41,56
P-10	Medio	0,189	36,11
P-17	Inferior medio	0,174	34,32
P-30	Inferior	0,197	31,79

Fuente: ECOPETROL S.A. 2008. Modificado por el autor.

4.3 MODELO DINÁMICO

El estudio del modelo dinámico de este proyecto de investigación está basado en los datos obtenidos experimentalmente por el Ing. Juan Eduardo Rivera, Líder de optimización de la producción del instituto Colombiano del Petróleo el día 23 de marzo de 2009.

El muestreo del fluido del yacimiento fue tomado en las arenas B de la Formación Mugrosa, más exactamente a 6761 Ft de profundidad y a condiciones de presión de 2350 psi y 144.5°F de temperatura.

4.3.1 Análisis PVT. Las propiedades del fluido importadas al simulador fueron obtenidas de un análisis PVT desarrollado en el campo a una muestra de fluido por parte de la Unidad de servicios técnicos y laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo.

En el análisis de datos del estudio PVT realizado en el campo objeto de estudio, se estableció una densidad para la muestra de fondo de 0.8643 g/cc @ 5000 psi y 144.5 °F. Una prueba de liberación instantánea del gas permitió identificar que el fluido cuenta con 288.9 pies cúbicos de gas @ 14.7 psi y 60 °F para cada barril de petróleo residual a 60 °F y que el aceite residual tiene una gravedad API de 22,65.

Mediante un estudio de las relaciones Presión – Volumen a una temperatura de 144,5 °F realizado por la compañía se estableció que el fluido cuenta con una presión de burbuja de 2175 psia.

La viscosidad del aceite se midió sobre un extenso rango de presiones a una temperatura de yacimiento, llegando a la conclusión que la viscosidad a la presión de burbuja del fluido es de 10,160 cP.

En la **Tabla 11** se muestra un resumen de los datos del fluido del yacimiento después de realizado el estudio análisis PVT.

Tabla 11. Resumen de los datos del fluido de yacimiento

DATOS DEL FLUIDO DE YACIMIENTO	
Presión de yacimiento	2350 psi
Temperatura de yacimiento	144.5 °F
Densidad del fluido @5000 psi y 144.5 °F	0.8674 g/cc

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009.

4.3.2 Liberación diferencial. En el año 2009 con el mismo fluido de yacimiento obtenido para el estudio PVT convencional descrito anteriormente, se realizó una prueba de liberación instantánea, la cual se utilizó para calcular las relaciones gas-aceite en solución y el factor volumétrico de formación.

En la **Tabla 12** se establece un resumen de datos obtenidos en la prueba de liberación instantánea a condiciones de yacimiento para el fluido muestra.

Tabla 12. Resumen de datos de prueba de liberación diferencial.

RESUMEN DATOS PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL	
G.O.R.	288.9 SCF/STB
Bo	1.0904 bl/STB
Densidad del aceite	0.8674 g/cc
Gravedad específica del gas	0.7079

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009. Modificado por el autor.

Los cálculos para obtener la cromatografía se realizaron utilizando la distribución de los pesos moleculares de Katz-Firoozabadi. Dando como resultados del peso molecular de 194.51 Lb/Lbmol, la densidad del petróleo residual a 60°F fue de 0.917 g/cc y la gravedad API del petróleo residual fue 22.65°.

Los datos obtenidos en esta prueba fueron agregados al programa WinProp de la compañía CMG para luego ser agregados al simulador GEM.

En la **Tabla 13** se establece la composición total del fluido de yacimiento, establecida por medio de la prueba de liberación instantánea, en la cual el gas en solución presente en el fluido de yacimiento es liberado durante la reducción de la presión es removido parcialmente o totalmente del contacto con el petróleo, para así, luego, generar una cromatografía de la composición del gas presente en el reservorio.

Tabla 13. Composición total del fluido de yacimiento

Componentes	Gas	Líquido	Recombinado		MW
	Mol %	Wt %	Wt %	Mol %	g/mol
Nitrógeno	20,082	0,0000	0,1287	0,8937	28,01
Dióxido de Carbono	0,1580	0,0000	0,0159	0,0703	44,01
Metano	836,869	0,0000	30,712	372,433	16,04
Etano	63,933	0,0000	0,4398	28,452	30,07
Propano	31,142	0,0143	0,3278	14,460	44,1
Isobutano	14,725	0,0291	0,2235	0,7481	58,12
Normal Butano	11,188	0,0323	0,1796	0,6009	58,12
Isopentano	0,7695	0,0894	0,2122	0,5722	72,15
Normal Pentano	0,3867	0,0661	0,1268	0,3419	72,15
Hexanos	0,5086	0,2625	0,3479	0,8057	84
Heptanos	0,2327	0,7533	0,7691	15,583	96
Octanos	0,0979	10,801	10,534	19,150	107
Nonanos	0,0229	13,496	12,926	20,780	121
Decanos	0,0029	13,805	13,166	19,112	134
Undecanos	0,0004	15,869	15,126	20,015	147
Dodecanos	0,0003	15,813	15,072	18,210	161
Tridecanos	0,0001	19,213	18,312	20,354	175
Tetradecanos	0,0000	20,559	19,595	20,060	190
Pentadecanos	0,0000	21,397	20,393	19,256	206
Hexadecanos	0,0000	21,113	20,123	17,631	222
Heptadecanos	0,0000	22,211	21,169	17,374	237
Octadecanos	0,0000	25,021	23,847	18,481	251
Nonadecanos	0,0000	26,819	25,561	18,905	263
Eicosanos	0,0000	25,787	24,577	17,384	275
Henicosanos	0,0000	24,399	23,255	15,544	291
Docosanos	0,0000	24,851	23,685	15,105	305
Tricosanos	0,0000	24,619	23,464	14,353	318
Tetracosanos	0,0000	23,918	22,796	13,396	331
Pentacosanos	0,0000	22,878	21,805	12,294	345
Hexacosanos	0,0000	17,725	16,894	0,9153	359
Heptacosanos	0,0000	23,617	22,509	11,707	374
Octacosanos	0,0000	20,598	19,632	0,9842	388
Nonacosanos	0,0000	21,666	20,650	0,9992	402
Triacotanos plus	0,0000	530,991	506,085	169,724	580
Benceno	0,0141	0,0213	0,0228	0,0568	78,1
Tolueno	0,0121	0,0149	0,0168	0,0353	92,2

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009.

4.3.3 Prueba de relación presión-volumen. A continuación, en la **Tabla 14** se muestra un resumen de los datos de la prueba de relaciones presión-volumen realizada a temperatura de yacimiento.

Tabla 14. Resumen de datos prueba de relación presión-volumen

RESUMEN DATOS PRUEBA DE RELACIÓN PRESIÓN-VOLUMEN	
Presión de Burbuja (Pb)	2175 (psia)
Expansión térmica @5000 psi	1.037
Coefficiente de expansión térmica	4.870 E-04 (1/°F)
Densidad del fluido de yacimiento	0.8561 (g/cc)
Compresibilidad del fluido	4.411 E-06 (1/psi)

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009. Modificado por el autor.

4.3.4 Estudio de hinchamiento. Para la realización del estudio de hinchamiento se usó flue gas con composiciones sintéticas preparado en el laboratorio PVT, con condiciones exactas al gas de combustión generado en la Refinería de Barrancabermeja.

Este estudio consistió en inyectarle volúmenes de un gas conocido en distintas proporciones molares con respecto al fluido original, estas proporciones son de 4.59%, 8.19%, 12.2%, 16.41%, los cuales llevaron a incrementos en la presión de burbuja de este fluido.

La composición del gas preparado en el laboratorio para la realización del estudio de hinchamiento se describe en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Composición del Flue Gas preparado

COMPONENTES	MOL %
Oxígeno	2.2593
Nitrógeno	84.3412
Dióxido de Carbono	12.2618
Metano	1.1376

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009. Modificado por el autor.

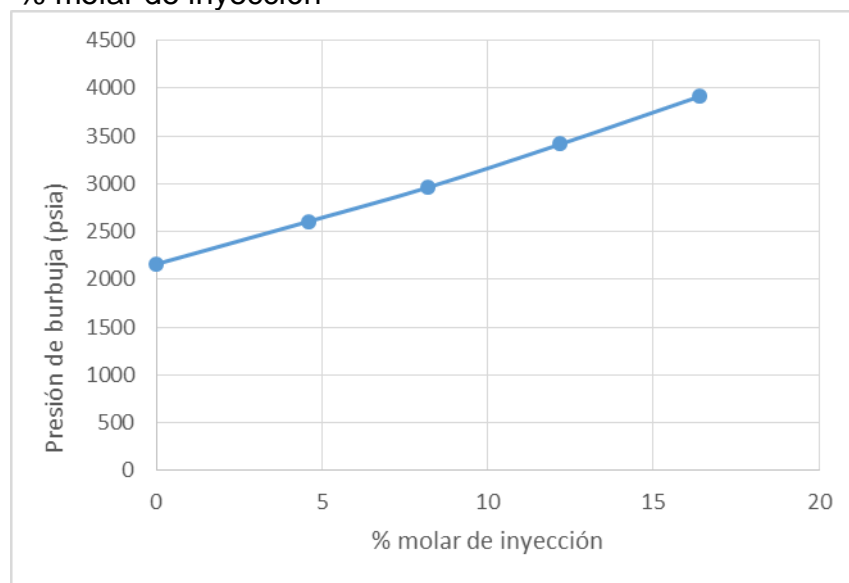
En la **Tabla 16** se muestran los resultados de las presiones de burbuja obtenidas mediante una prueba de expansión a composición constante realizada al fluido original y a los fluidos obtenidos después de cada inyección de gas.

Tabla 16. Presiones de burbuja para cada % molar de inyección.

% MOLAR DE INYECCIÓN	Pb (PSIA)
0	2160
4.59	2606
8.19	2961
12.2	3415
16.41	3915

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009. Modificado por el autor.

Gráfica 7. Comportamiento del punto de burbuja para cada % molar de inyección



Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 17** se evidencian los factores de hinchamiento del fluido obtenidos en esta prueba. Dentro de los resultados se evidencia que el incremento de esta propiedad no presenta un comportamiento típico, lo cual podría indicar una posible formación de asfaltenos.

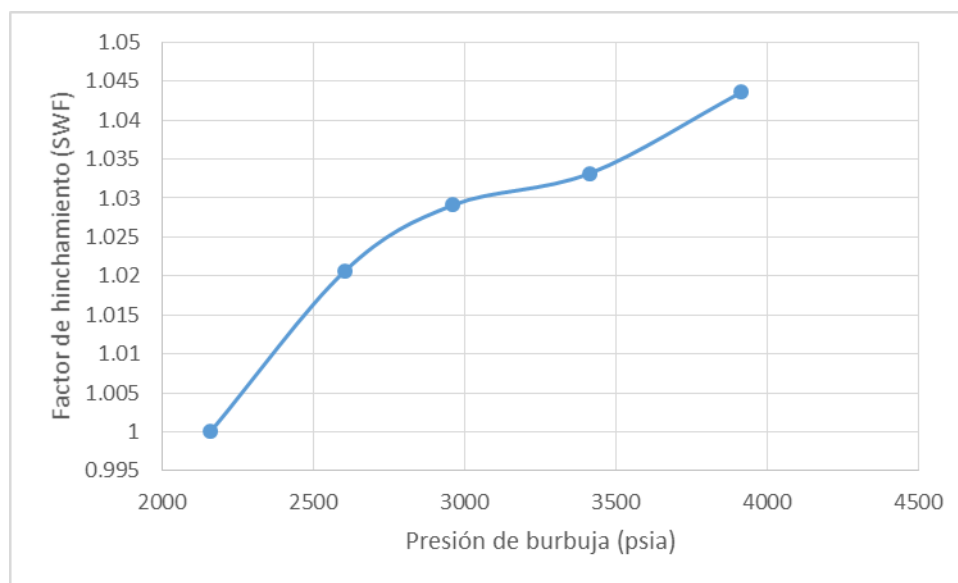
Tabla 17. Factor de hinchamiento (SWF)

Pb (psia)	SWF
2160	1
2606	1.0207
2961	1.0291
3415	1.0332
3915	1.0436

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009. Modificado por el autor.

En la **Gráfica 8** se describe el comportamiento del hinchamiento del fluido para cada uno de los puntos de burbuja descritos anteriormente con un % molar de inyección distinto.

Gráfica 8. Comportamiento del factor de hinchamiento en el análisis PVT.



Fuente: Elaboración propia.

4.3.5 Propiedades del fluido. Luego de importar cada uno de los datos obtenidos en las pruebas PVT descritas anteriormente al programa WinProp de la compañía CMG, se obtuvo información detallada acerca del fluido del yacimiento y un modelamiento de las posibles propiedades del mismo con una inyección del gas preparado en laboratorio y el cual tiene una gran semejanza con el flue gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja.

4.3.5.1 Viscosidad. Las viscosidades de los fluidos juegan un papel fundamental a la hora de la elaboración del modelo dinámico en un proceso de simulación. Para ello se obtienen valores de viscosidad para cada uno de los fluidos que hacen parte del yacimiento.

En la **Tabla 18.** *Viscosidad del aceite con respecto a la presión* se muestra el comportamiento de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión, obtenidos de la prueba de separador realizada por la compañía, la cual se realizó a una temperatura de 85 °F y 60 psig.

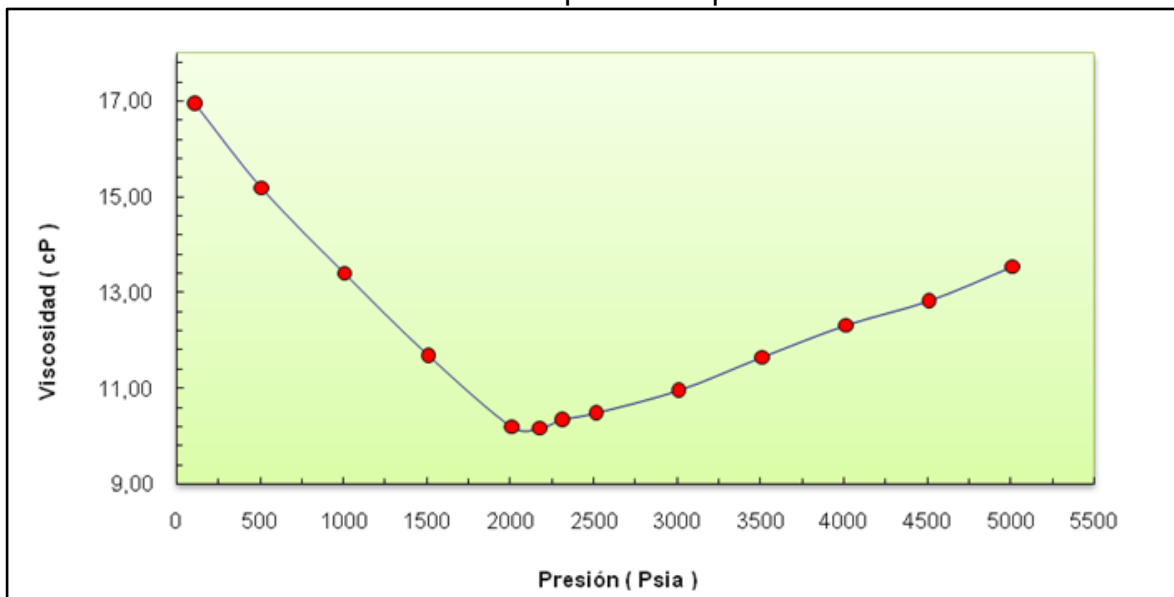
En la **Gráfica 9** se plantea el comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión. Esta se presenta de forma coherente, ya que la viscosidad decrece al llegar al punto de burbuja debido a que hay una expansión del gas en solución presente; mediante que a presiones menores al punto de burbuja la viscosidad tiende a incrementar debido a la liberación del gas.

Tabla 18. Viscosidad del aceite con respecto a la presión.

VISCOSIDAD DEL ACEITE SATURADO	
PRESIÓN (PSIA)	VISCOSIDAD DEL ACEITE (cP)
5011	13.54
4510	12.826
4010	12.314
3510	11.651
2513	10.959
2311	10.486
Pb	2175
2009	10.196
1509	11.693
1009	13.396
509	15.191
108	16.959

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009. Modificado por el autor.

Gráfica 9. Viscosidad del fluido con respecto a la presión.

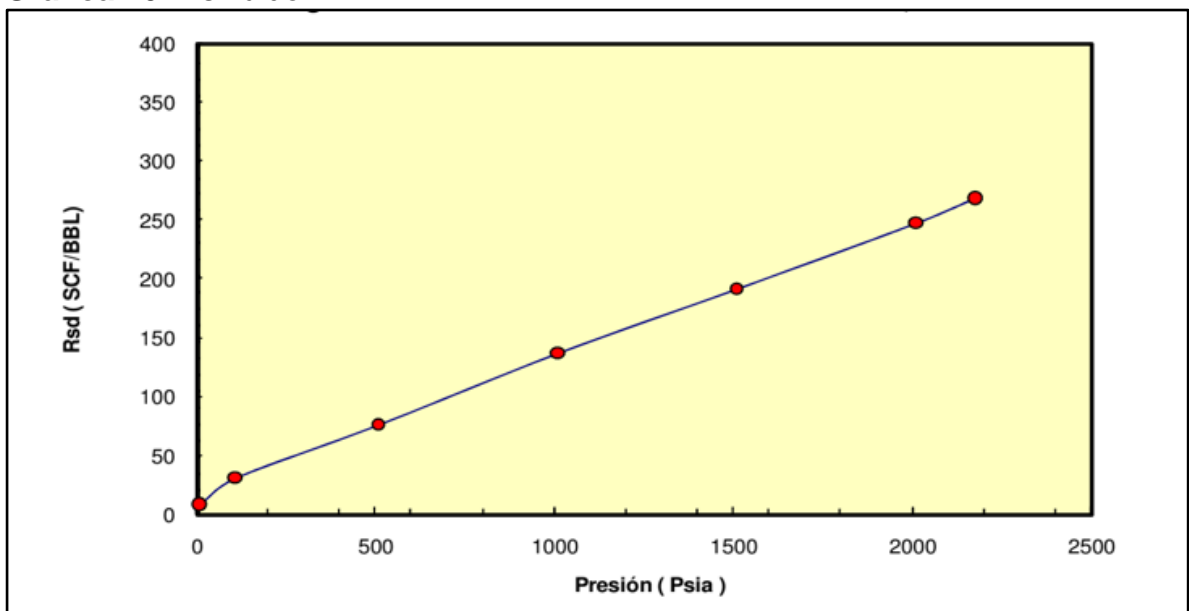


Fuente: RIVERA, Juan Eduardo. Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro. p. 87.

4.3.5.2 Factor volumétrico. El factor volumétrico está definido como la relación que existe entre el volumen del aceite a condiciones de yacimiento y el que puede presentar a condiciones de superficie. El factor volumétrico estipulado para las Arenas B de la Formación Mugrosa es de 1.094 RB/STB.

4.3.5.3 Gas en solución. El gas en solución está representado por la variable R_s , esta se ve representada en la **Gráfica 10** para valores de presión por debajo del punto de burbuja. Este ítem se presenta una variación con respecto a la presión, por valores por encima del punto de burbuja el gas en solución es constante, ya que a partir de este no se presenta liberación del gas, pero por debajo del punto de burbuja empieza a disminuir debido a que el gas empieza a liberarse del líquido.

Gráfica 10. R_s fluido



Fuente: RIVERA, Juan Eduardo. Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro. p. 87.

4.3.6 Permeabilidades relativas. A continuación se describen las permeabilidades relativas para los respectivos fluidos presentes en el yacimiento, estos datos fueron tomados de (5) CINCO tomas de núcleos a lo largo de las Arenas B de la Formación Mugrosa.

La primera muestra se tomó a una profundidad TVDSS de 5469 pies de profundidad, en la **Tabla 19** se establecen los siguientes valores de propiedades petrofísicas para esta muestra.

Tabla 19. Propiedades petrofísicas @4915 Ft TVDSS.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Ko a Swi	85.1	mD
Kw a Sor	15.1	mD
K aire	416	mD
Swi	15,0	%
Sor	42.57	%
Porosidad	22.2	%

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

Los datos de permeabilidades relativas para este primer núcleo tomado a una profundidad de 5469 pies se establecen en **Tabla 20**.

Tabla 20. Permeabilidades relativas @4915 Ft TVDSS

SATURACION DE AGUA (fr.)	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA	Krw/Kro
0,150	1,0000	0,0000	0,0000
0,170	0,8528	0,0014	0,0016
0,190	0,6703	0,0061	0,0090
0,210	0,5268	0,0104	0,0196
0,230	0,4141	0,0144	0,0347
0,250	0,3254	0,0182	0,0561
0,270	0,2558	0,0221	0,0863
0,290	0,2010	0,0260	0,1293
0,310	0,1580	0,0301	0,1905
0,330	0,1242	0,0345	0,2779
0,350	0,0976	0,0394	0,4033
0,370	0,0767	0,0448	0,5835
0,390	0,0603	0,0508	0,8430
0,410	0,0474	0,0577	1,2170
0,430	0,0372	0,0654	1,7563
0,450	0,0293	0,0742	2,5338
0,470	0,0230	0,0841	3,6538
0,490	0,0181	0,0952	5,2650
0,510	0,0142	0,1077	7,5789
0,530	0,0112	0,1217	10,8956
0,550	0,0088	0,1373	15,6389
0,570	0,0069	0,1546	22,4067
0,574	0,0066	0,1583	24,0720

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

La segunda muestra de núcleos fue tomada en un intervalo entre 5023-5069 pies TVDSS, en la se establecen las propiedades de esta muestra.

Tabla 21. Propiedades petrofísicas @5023-5069 Ft TVDSS.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Ko a Swi	75,0	mD
Kw a Sor	15,0	mD
K aire	163	mD
Swi	14.15	%
Sor	38.7	%
Porosidad	23,0	%

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

Para la segunda muestra de núcleos se puede identificar que representa un comportamiento similar a la explicada anteriormente, en general, ambas se pueden categorizar como tipos de roca similares. Los datos de permeabilidades relativas de esta muestra se describen en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Permeabilidades relativas @5023-5069 Ft TVDSS.

SATURACION DE AGUA (fr.)	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA	Krw/Kro
0,150	1,0000	0,0000	0,0000
0,170	0,8528	0,0014	0,0016
0,190	0,6703	0,0061	0,0090
0,210	0,5268	0,0104	0,0196
0,230	0,4141	0,0144	0,0347
0,250	0,3254	0,0182	0,0561
0,270	0,2558	0,0221	0,0863
0,290	0,2010	0,0260	0,1293
0,310	0,1580	0,0301	0,1905
0,330	0,1242	0,0345	0,2779
0,350	0,0976	0,0394	0,4033
0,370	0,0767	0,0448	0,5835
0,390	0,0603	0,0508	0,8430
0,410	0,0474	0,0577	1,2170
0,430	0,0372	0,0654	1,7563
0,450	0,0293	0,0742	2,5338
0,470	0,0230	0,0841	3,6538
0,490	0,0181	0,0952	5,2650
0,510	0,0142	0,1077	7,5789
0,530	0,0112	0,1217	10,8956
0,550	0,0088	0,1373	15,6389
0,570	0,0069	0,1546	22,4067
0,574	0,0066	0,1583	24,0720

Fuente: ECOPEPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

Otra de las muestras de núcleos tomada en el campo objeto de estudio se realizó a 5037 pies TVDSS, esta representa otro de los tipos de roca presentes en el reservorio, y representa un tipo de roca de peor calidad petrofísica que las anteriormente descritas. En la **Tabla 23** se representan las propiedades de este núcleo.

Tabla 23. Propiedades petrofísicas @5037 Ft TVDSS.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Ko a Swi	75,0	mD
Kw a Sor	15,0	mD
K aire	163	mD
Swi	14.15	%
Sor	38.7	%
Porosidad	23,0	%

Fuente: ECOPEPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

En la **Tabla 24** en la se representan las permeabilidades relativas para esta muestra de núcleo.

Tabla 24. Permeabilidades relativas @5037 Ft TVDSS.

SATURACION DE AGUA (fr.)	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA	K _{rw} /K _{ro}
0,338	1,0000	0,0000	0,0000
0,340	1,0000	0,0022	0,0022
0,360	0,5815	0,0062	0,0106
0,380	0,3273	0,0112	0,0343
0,400	0,1842	0,0144	0,0781
0,420	0,1037	0,0162	0,1563
0,440	0,0583	0,0172	0,2941
0,460	0,0328	0,0178	0,5415
0,480	0,0185	0,0186	1,0056
0,500	0,0104	0,0201	1,9307
0,520	0,0059	0,0228	3,8924
0,540	0,0033	0,0272	8,2597
0,560	0,0019	0,0339	18,2699
0,580	0,0010	0,0433	41,4844
0,600	0,0006	0,0560	95,3004
0,620	0,0003	0,0725	219,1272
0,626	0,0003	0,0782	281,0446

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

Para la cuarta muestra de núcleos se representaron los datos petrofísicos mostrados en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Propiedades petrofísicas @5166 Ft TVDSS.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Ko a Swi	4,1	mD
Kw a Sor	0,7	mD
K aire	14	mD
Swi	19,5	%
Sor	34,1	%
Porosidad	18,5	%

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

Los valores de permeabilidades relativas para la muestra de núcleo tomada @6166 Ft TVDSS se describen en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Permeabilidades relativas @5166 Ft TVDSS.

SATURACION DE AGUA (fr.)	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA	Krw/Kro
0,195	1,0000	0,0000	0,0000
0,200	1,0000	0,0000	0,0000
0,220	0,9376	0,0004	0,0004
0,240	0,7615	0,0019	0,0025
0,260	0,6185	0,0036	0,0058
0,280	0,5023	0,0055	0,0109
0,300	0,4079	0,0077	0,0189
0,320	0,3313	0,0103	0,0311
0,340	0,2691	0,0134	0,0497
0,360	0,2186	0,0170	0,0776
0,380	0,1775	0,0212	0,1192
0,400	0,1442	0,0260	0,1804
0,420	0,1171	0,0316	0,2700
0,440	0,0951	0,0380	0,3999
0,460	0,0772	0,0453	0,5868
0,480	0,0627	0,0536	0,8541
0,500	0,0509	0,0629	1,2338
0,520	0,0414	0,0732	1,7699
0,540	0,0336	0,0848	2,5228
0,560	0,0273	0,0976	3,5747
0,580	0,0222	0,1117	5,0373
0,600	0,0180	0,1271	7,0621
0,620	0,0146	0,1441	9,8535
0,640	0,0119	0,1625	13,6867
0,660	0,0096	0,1826	18,9314
0,669	0,0088	0,1922	21,8783

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

Por último, la última muestra de núcleos tomada del reservorio del campo objeto de estudio, representa el último tipo de roca presente en el campo. Esta información se verificó con el departamento geológico de la compañía, el cual corroboró la información y aprobó usar los datos anteriormente descritos, con el fin de estipular los tipos de roca presentes en el modelo. La **Tabla 27** describe las propiedades petrofísicas de la última muestra tomada en el campo.

Tabla 27. Propiedades petrofísicas @5692 Ft TVDSS.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Ko a Swi	8,6	mD
Kw a Sor	1,3	mD
K aire	34	mD
Swi	16,1	%
Sor	45,4	%
Porosidad	19,2	%

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

A continuación en la se representan los datos de permeabilidades relativas al agua y al aceite para la última muestra de núcleos realizada.

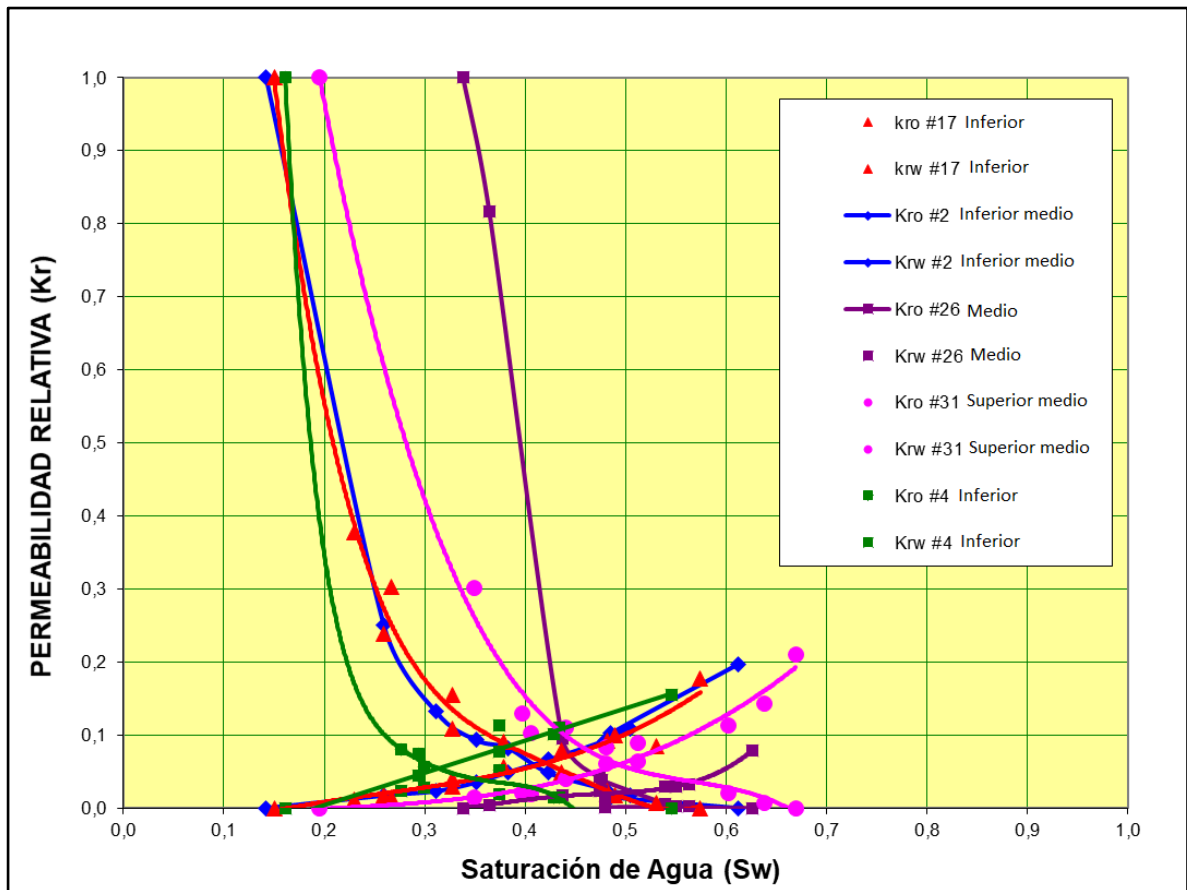
Tabla 28. Permeabilidades relativas @5692 Ft TVDSS.

SATURACION DE AGUA (fr.)	PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA	Krw/Kro
0,161	1,0000	0,0000	0,0000
0,170	0,8206	-0,0056	-0,0068
0,190	0,5289	0,0023	0,0043
0,210	0,3409	0,0102	0,0300
0,230	0,2197	0,0183	0,0832
0,250	0,1416	0,0264	0,1867
0,270	0,0913	0,0347	0,3804
0,290	0,0719	0,0431	0,5998
0,310	0,0577	0,0516	0,8946
0,330	0,0463	0,0602	1,3005
0,350	0,0372	0,0690	1,8548
0,370	0,0298	0,0778	2,6067
0,390	0,0240	0,0868	3,6209
0,410	0,0192	0,0958	4,9819
0,430	0,0154	0,1050	6,8004
0,450	0,0124	0,1143	9,2209
0,470	0,0100	0,1237	12,4315
0,490	0,0080	0,1332	16,6773
0,510	0,0064	0,1429	22,2765
0,530	0,0051	0,1526	29,6422
0,546	0,0043	0,1605	37,1614

Fuente: ECOPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

En la **Gráfica 11** se establece el comportamiento de las permeabilidades relativas al agua y al aceite, según las muestras de núcleos obtenidas del reservorio, a raíz de esta gráfica se pueden identificar los distintos tipos de rocas presentes en el yacimiento, los cuales se encuentran cargados dentro del Sector Model suministrado por la compañía, aunque falta suministrarle a cada uno de ellos sus respectivos datos de permeabilidades relativas, presiones capilares y sus respectivos exponentes de tipo de roca. Esto se realiza en la sección *Rock/Fluid*, presente en el *software* Buider de la compañía CMG.

Gráfica 11. Curvas de permeabilidades relativas para los diferentes tipos de roca.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. 2012. Modificado por el autor.

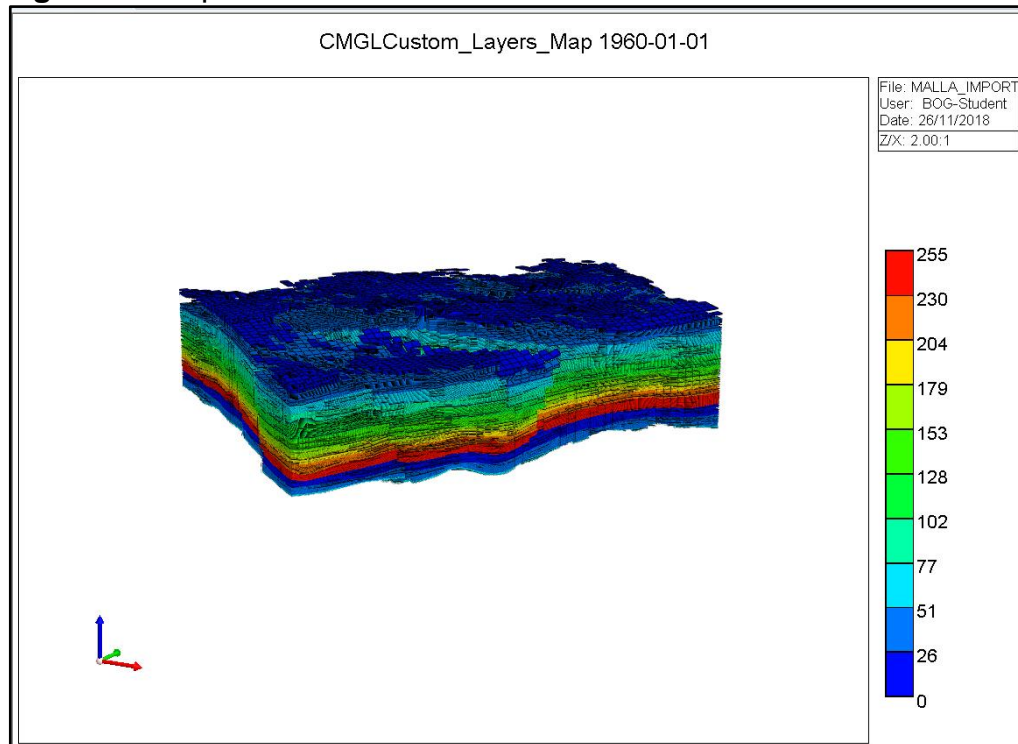
El suministro de los datos de los tipos de roca al simulador, se realizan para cada uno de los distintos (4) CUATRO tipos de roca presentes.

4.4.1 Array properties. Para una correcta generación del modelo de simulación, es necesario establecer una validación de las distintas propiedades del yacimiento establecidas en el modelo estructural proporcionado por la compañía.

Debido a que para efectos del cálculo del petróleo original in situ se ve afectado en gran medida por la data obtenida por el modelo estático y el área estimada del modelo. Se realizó un filtro de la información obtenida en la malla de simulación en cuanto al espesor de los conglomerados de arenas más representativos en el área de estudio. Para esto, se tomaron como base distintos registros eléctricos realizados por la compañía, los cuales debido a cuestiones de confidencialidad no es posible exponerlos en el documento.

Con los datos obtenidos en los registros eléctricos realizados por la compañía en uno de los pozos del campo objeto de estudio se verifico que los espesores planteados en el Sector Model debían contar con una actualización la cual se especificó en la sección 4.2.1.1 Sector Mode. Los espesores presentes en el modelo se especifican en la **Figura 12**.

Figura 12. Espesores del modelo



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.4 CONFIGURACIÓN DEL MODELO

En esta sección de este trabajo de investigación se realizaron varias actividades referentes a la actualización del Original Oil in Place del campo objeto de estudio, el cual se basara en el Sector Model especificado anteriormente. Para comenzar, se realizó un ajuste de los datos del modelo estático especificados con anterioridad. Primero se calculó el espesor útil del modelo especificando el Net to Gross presente en la formación. Adicionalmente se realizó una actualización de la petrofísica del campo, mediante el uso del programa Builder de CMG, insertando toda la data requerida en el mismo, el cual, junto con la importación del modelo, se generaron distintos mapas de propiedades tales como espesores de las arenas y distintas generalidades del modelo que se describirán a lo largo de esta sección.

4.4.2 Generalidades del modelo. Es necesario evaluar las distintas generalidades presentes en el modelo estático, así como se evaluaron los espesores del mismo. Esto con el fin de verificar que toda la data sea válida para su correcta implementación en el simulador. Todas las propiedades que se describen a continuación son agregadas en la sección *Array properties* o modelo de propiedades del yacimiento, en este módulo se realiza toda la modificación de las propiedades con las que va a contar la malla del modelo. Las principales propiedades de las Arenas B de la Formación Mugrosa se describen en la **Tabla 29**.

Tabla 29. Generalidades *Array properties*.

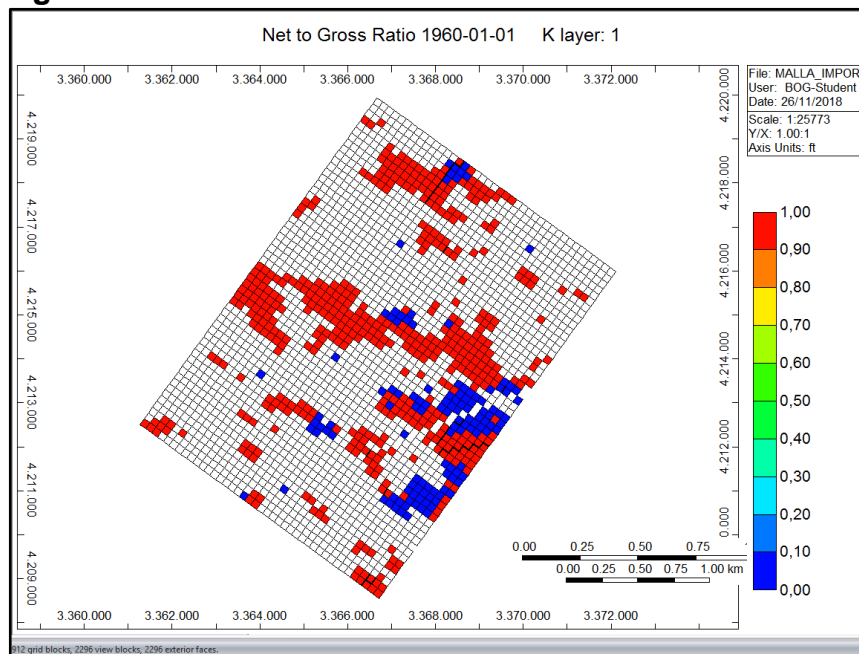
PROPIEDAD	ARENAS B FORMACIÓN MUGROSA
Presión de burbuja (psi)	2175
Saturación de agua irreducible (%)	26
Saturación de petróleo residual (%)	24
Datum TVDSS (Ft)	4645,538
Presión al datum (psi)	2370
Contacto agua-petróleo TVDSS (Ft)	5075,538

Fuente: Elaboración propia.

4.4.3.1 Net to gross. Identificar las facies presentes en el yacimiento es de bastante utilidad, para esto es necesario calcular el Net to gross en la formación, que en si hace referencia a la cantidad de areniscas presentes en una unidad en específico.

Se establece en la **Figura 13** la representación del Net to gross establecida en el modelo de simulación.

Figura 13. Net to Gross ratio



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

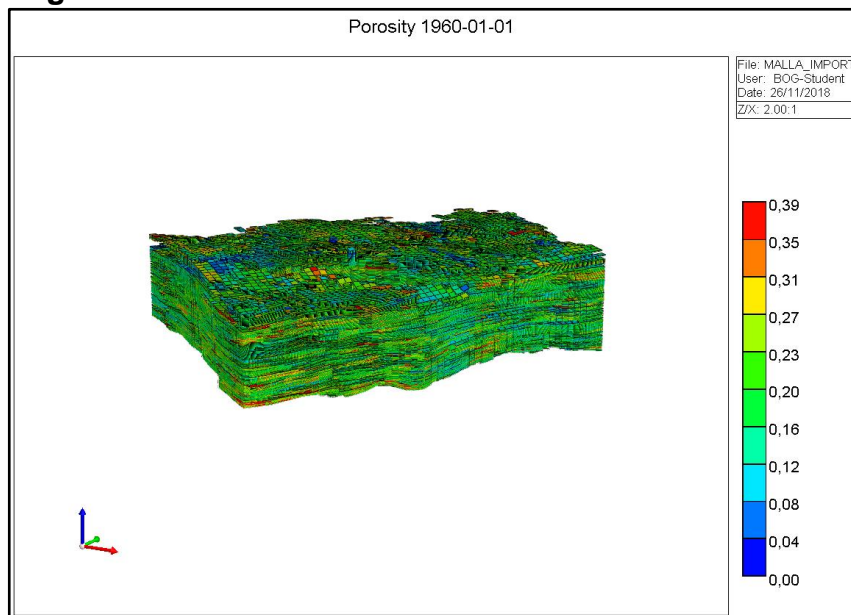
Mediante la opción de elección de las propiedades estáticas con las que cuenta el simulador, se puede seleccionar la propiedad que se desea modelar mediante un mapa, el programa inmediatamente seleccionada la función cambiara a una distribución de dicha propiedad a lo largo del modelo.

4.4.3.2 Porosidad. La porosidad es una de las propiedades más importantes con las que cuenta un yacimiento, ya que esta, indica los espacios libres dentro de cualquier roca. Estos espacios pueden llegar a ser ocupados en su mayoría por distintos fluidos.

Para el modelo estático del cual se va a partir la elaboración de este trabajo de investigación no se le realizo ninguna modificación en cuanto a la porosidad, ya que los valores arrojados por este en el modelo tienen una gran similitud con los datos petrofísicos de los estudios realizados con anterioridad por la empresa ECOPETROL S.A.

En la **Figura 14** se presenta el mapa de distribución de porosidades en fracciones como unidad, los valores gravitan entre 0%y 39%.

Figura 14. Porosidad del modelo

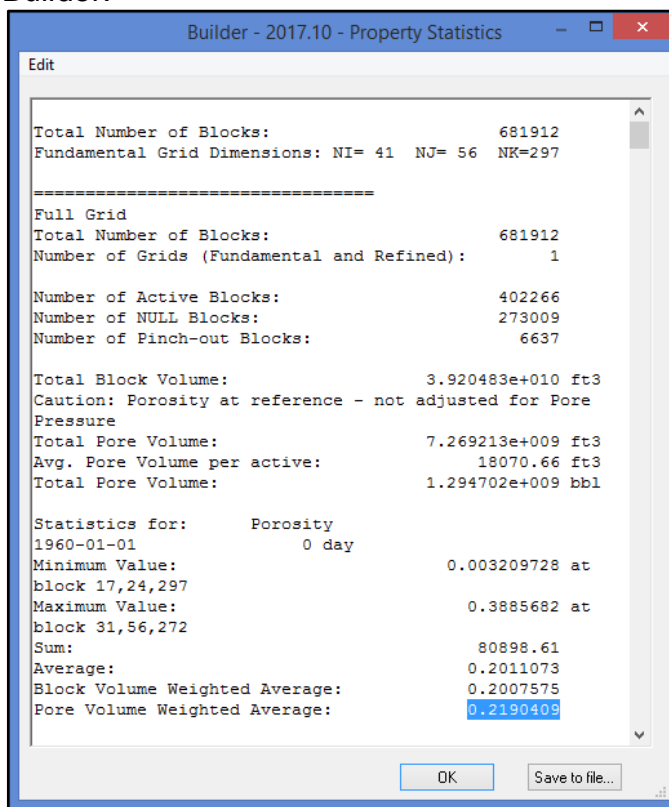


Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Se puede verificar la información suministrada en el modelo, mediante aquellos estudios petrofísicos realizados por la compañía a lo largo de la historia del campo objeto de estudio, en el **ANEXO A** se establecen las distintas propiedades de la roca junto con su porosidad para distintas profundidades a través del reservorio.

A través de estos datos anteriormente descritos, se puede verificar que mediante el uso de la para promedios de porosidad con espesor variable, la porosidad del modelo tiene un valor muy parecido con el que arroja el simulador, mediante la *Tools > Grid and property statistics* como se observa en la **Figura 15**.

Figura 15. Porosidad promedio arrojada por Builder.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

La información obtenida en el simulador fue corroborada mediante el uso de la **Ecuación 10** usada para encontrar promedios de presión y se usaron los valores de porosidad descritos el **ANEXO B**.

Ecuación 10. Porosidad promedio.

$$\phi_p = \frac{\phi_D + \phi_N}{2}$$

Fuente: CHAJID.Edgar. *et al*, Principios de Interpretación de Registros de Pozo, Primera edición, 1998, p. 88.

Donde: ϕ_D : Porosidad Density (Fracción)
 ϕ_a : Porosidad Promedio (Fracción) ϕ_N : Porosidad Neutrón (Fracción)

4.4.3.3 Compresibilidad de la roca. Para realizar una estimación de la compresibilidad de la roca, es necesario evaluar en primera instancia la compresibilidad de las areniscas y de las lutitas, ya que como se mencionó anteriormente en la descripción de la formación, se cuenta con areniscas con intrusiones de lutitas.

- Compresibilidad de la arenisca: Se calculó mediante el uso de la ecuación de Newman **Ecuación 11** para areniscas consolidadas y calizas.

Ecuación 11. Ecuación de Newman para compresibilidad de la roca.

$$C_r = \frac{a}{(1 + bc\emptyset)}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ed. PDF. p. 298

Donde:

a= 97.32 E-06

c= 79.8181

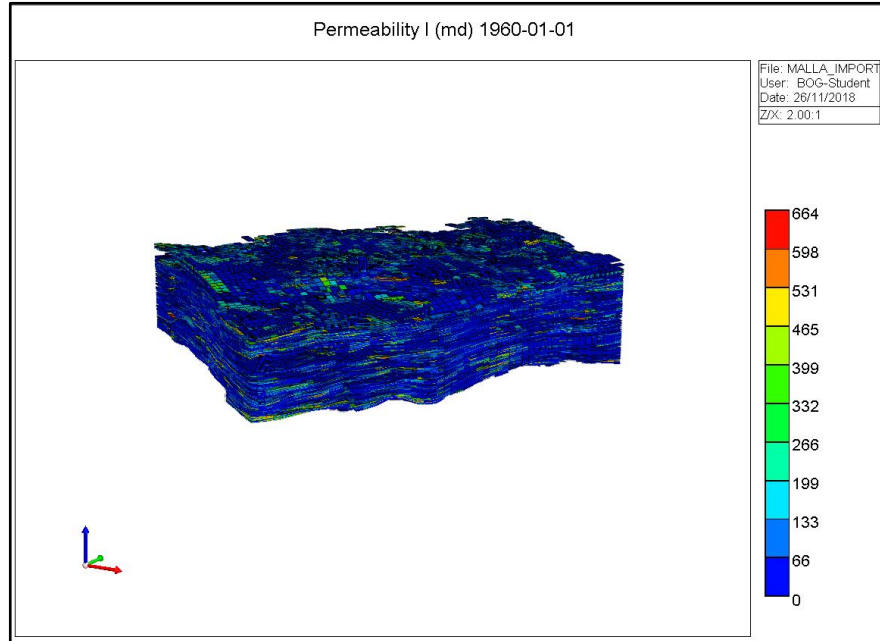
b= 0.699993

\emptyset = Porosidad

Para el modelo actual, el valor de compresibilidad para las areniscas es de 6.624E-6 1/PSIA a una presión de referencia de 2359 PSIA

4.4.3.4 Permeabilidad. La permeabilidad de las arenas B de la formación Mugrosa, según el modelo suministrado tiene una distribución que se evidencia en la **Figura 16**, en la cual se presentan valores de permeabilidad entre 0mD y 664mD.

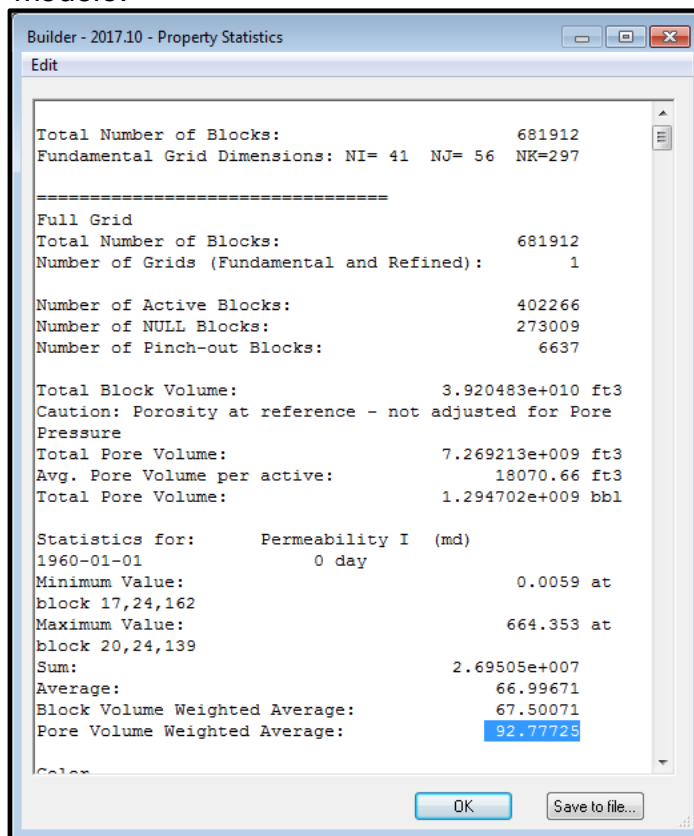
Figura 16. Permeabilidad del modelo



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En cuanto a las intrusiones de lutitas y limotitas, la permeabilidad promedio se aproxima a un valor de 93.76451 mD, lo cual se aproxima a los datos arrojados por el modelo, como se expresa en la **Figura 17**. Lo cual permite concluir que la información es confiable.

Figura 17. Promedio de permeabilidad del modelo.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En cuanto a la permeabilidad vertical del modelo, se generó una validación de la misma por medio de la **Ecuación 12**. Es importante conocer la permeabilidad vertical, ya que por medio de esta se logra establecer la razón K_v/K_h .

Ecuación 12. Ecuación de permeabilidad vertical.

$$K_v = 0.598 * K_h^{0.9707}$$

Fuente: TIAB, Djebbar; *et all*, Petrophysics, 2004, p. 153

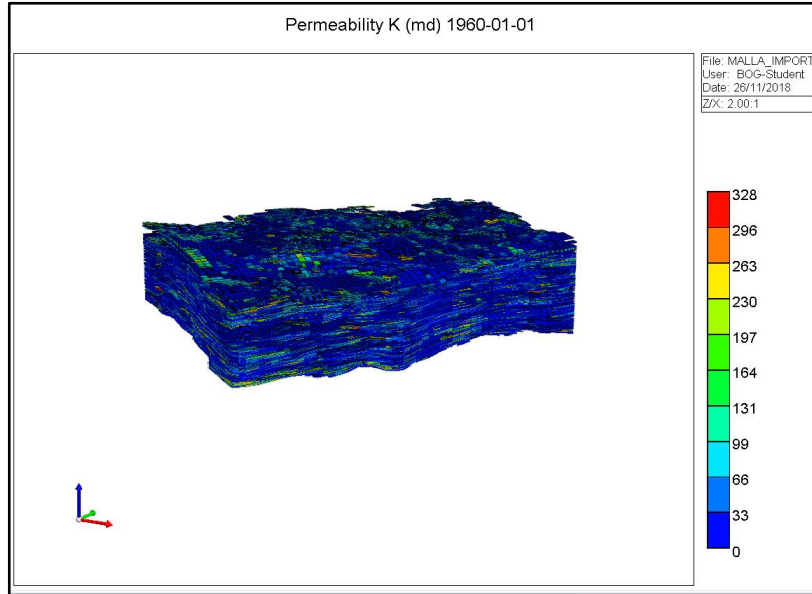
Donde:

K_v = Permeabilidad vertical

K_h = Permeabilidad horizontal

Se concluye finalmente que la distribución de la razón K_h/K_v se aproxima a la del modelo, como se evidencia en la **Figura 18**.

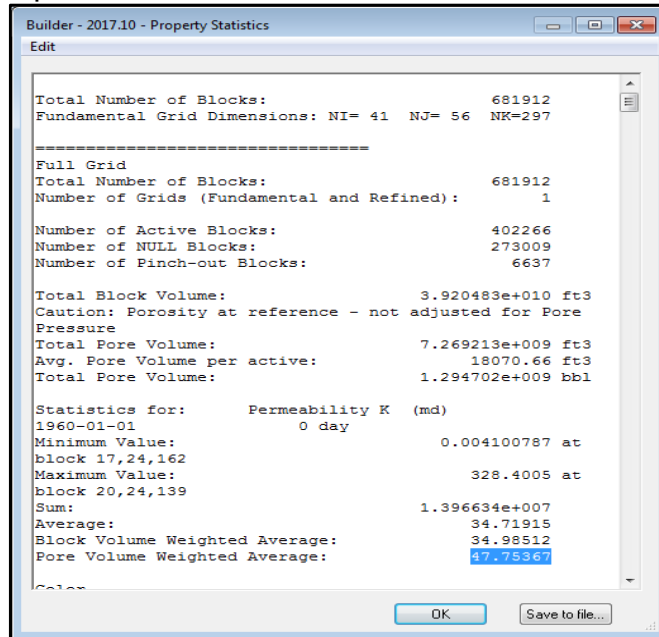
Figura 18. Permeabilidad vertical



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Figura 19** se establece el promedio de permeabilidad vertical, el cual se ajusta al calculado mediante la **Ecuación 12. Ecuación de permeabilidad vertical**.

Figura 19. Permeabilidad vertical promedio.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.4.3.5 Saturación de agua. La saturación de agua está definida como la cantidad de agua que se puede almacenar en los poros de una roca, en fracción o porcentaje. Las arenas B de la Formación Mugrosa cuenta también con altos contenidos de arcilla en su interior, por ende no se puede realizar un cálculo de la saturación de agua mediante la ecuación de Archie, ya que dentro de sus consideraciones, se plantea que solo aplica para formaciones limpias.

Para realizar entonces un modelo de saturación de agua para este tipo de reservorio, el cual presenta altos valores de arcillosidad. Para lograr este objetivo se trabajara mediante la ecuación de Juhasz, la cual se usa regularmente en formaciones arcillosas y es una modificación del modelo de saturación propuesto por Waxman. Este modelo, basa su principio en el efecto de la saturación con la resistividad, en él se tiene en cuenta la resistividad de las lutitas, mediante su capacidad de intercambio de cationes.

El intercambio catiónico solo se puede llegar a obtener mediante pruebas de laboratorio con los núcleos obtenidos de la formación, las cuales fueron realizadas por la compañía. La resume el modelo propuesto por Juhasz para la saturación de agua en un medio altamente arcilloso.

Ecuación 13. Ecuación de Juhasz para saturación de agua

$$-\frac{1}{Rt} = \frac{\phi T^m * SwT^n}{a * Rw} * (1 - Bn * Qvn \frac{Rw}{SwT})$$

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Version 3.5, 2008, p. 909.

Dónde:

Rt: Resistividad de la zona virgen (ohm-m)

n: Exponente de Saturación

m: Factor de Cementación

ϕ_T : Porosidad Total (Fracción)

SwT: Saturación de Agua Total (Fracción)

Rw: Resistividad del Agua (ohn-m)

Bn: Conductancia de los Cationes de Arcilla

Qvn: Capacidad de Intercambio catiónico Normalizada

Dentro de la ecuación se encuentra una variable catalogada como Qvn, la cual se define como la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poral. En la se define esta variable.

Ecuación 14. Capacidad de intercambio catiónico

$$Q_{vn} = \frac{V_{cl} \times \phi_{Tclay}}{\phi_T}$$

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Version 3.5, 2008, p. 910.

Donde:

V_{cl}: Volumen de Arcilla (Fracción)

φ_{Tclay}: Porosidad leída del registro en lutitas adyacentes (Fracción)

También se debe tener en cuenta la variable B_n, la cual se refiere a la conductancia de cationes en las arcillas, está se plantea en la **Ecuación 15. Conductancia de cationes en las arcillas**

Ecuación 15. Conductancia de cationes en las arcillas.

$$B = \frac{-1.28 + 0.225 \times T - 0.0004059 \times T^2}{1 + R_w^{1.23} (0.045 \times T - 0.27)}$$

Fuente: SENERGY Ltda, Interactive Petrophysics User Manual, Version 3.5, 2008, p. 910.

Donde:

T: Temperatura de Formación (°F)

R_w: Resistividad del Agua (ohm-m)

Para las muestras tomadas por la compañía, para una profundidad de 5541 pies de profundidad se cuenta con una resistividad de agua de 0,157 ohm-m.

En la **Ecuación 16** se representa la conductancia de los cationes de arcilla para esta muestra.

Ecuación 16. Conductancia de cationes de arcillas para muestra de núcleo.

$$B = \frac{-1.28 + (0.225 * 144.5) - 0.0004059 * 144.5^2}{1 + 0.157^{1.23} * (0.045 * 144.5 - 0.27)} = 13.88$$

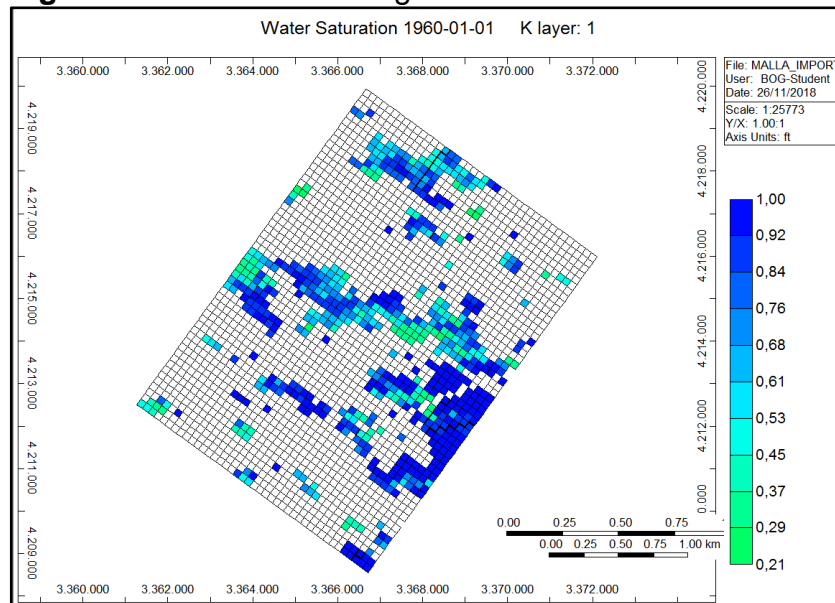
Fuente: Elaboración propia.

Se puede determinar que a raíz del estudio de capacitancias elaborado anteriormente y los datos saturaciones suministrado por la compañía, los valores del Sector Model son óptimos para su representación en el modelo.

En la se presenta un modelo del mapa de distribución de la saturación de agua a lo largo de las arenas B de la Formación Mugrosa en el campo objeto de estudio.

Al igual que los anteriores mapas, es necesario seleccionar la variable a calcular dentro del simulador para que este muestre una representación de dicha variable a lo largo del modelo. Los datos de saturación de agua cuentan con un rango entre 0,21 y 1.

Figura 20. Saturación de agua del modelo.



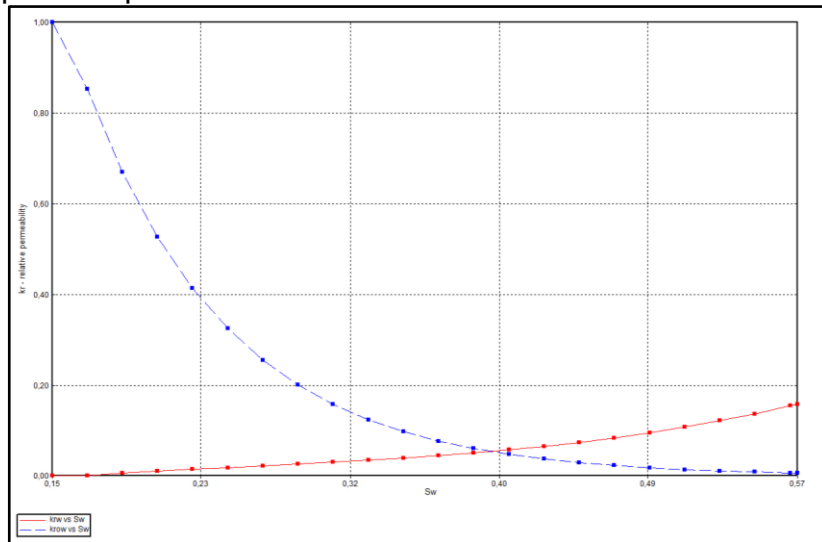
Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.4.4 Rock Fluid – Relación roca fluido. En esta sección se establecen todas las características de las rocas en cuanto su relación con los fluidos presentes en el yacimiento. Con respecto a la permeabilidad relativa, como se estableció anteriormente en la sección 4.3.6 Permeabilidades relativas se relacionan estas curvas de permeabilidad a cada uno de los distintos tipos de rocas, en la sección *Rock*

Fluid del simulador, posteriormente se genera la opción de crear un tipo de roca nuevo, dentro del cual se le generaron las tablas de permeabilidades relativas de aceite y agua vs la saturación de agua, y adicionalmente se genera la tabla de permeabilidades relativas de petróleo y gas vs la saturación del líquido, esta última se especifica en el **ANEXO C**, además de su respectiva representación en el **ANEXO D**.

En la **Gráfica 12** se establece la curva de permeabilidad relativa del petróleo y el agua vs la saturación de agua para el tipo de roca 1.

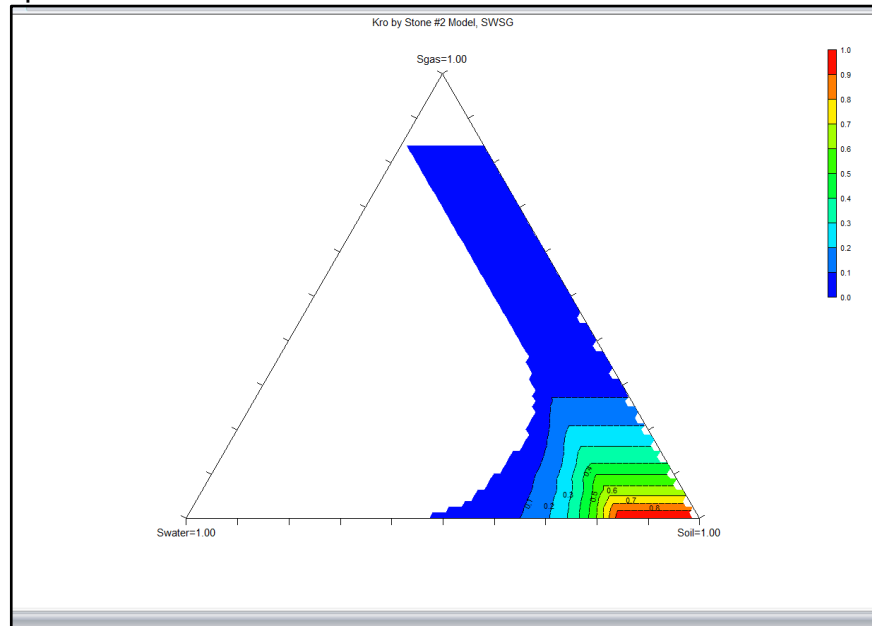
Gráfica 12. Permeabilidades relativas del aceite y el agua para el tipo de roca 1.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Adicionalmente, al generar la tabla de saturación del líquido vs las permeabilidades relativas al petróleo y al gas. Se generó un diagrama en el cual se puede identificar el comportamiento de las permeabilidades relativas para los tres fluidos, el cual se evidencia en la **Figura 21** para el tipo de roca 1.

Figura 21. Permeabilidades relativas para las 3 fases en el tipo de roca 1.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.4.5 Carga del modelo dinámico. Mediante el uso del programa WinProp de la empresa CMG es posible cargar toda aquella data referente a los estudios PVT realizados en laboratorio para un fluido de yacimiento. La importación de esta data al programa se describe a lo largo de esta sección.

4.4.4.1 Carga del estudio PVT convencional. Para realizar la carga de los datos PVT en el simulador GEM de la empresa CMG, es necesario usar el *software* WinProp de la misma compañía.

- **WinProp.** Es un componente integral en el modelado avanzado de simulación de yacimientos, es invaluable para los procesos especiales y multifase, y donde existen variaciones de composición. Este programa permite caracterizar los fluidos, mediante la carga de las distintas pruebas PVT que se les pueden realizar.
- **Carga de propiedades de la composición a Winprop.** Dentro del *software* Winprop de la compañía CMG se debe seleccionar la opción *Component Selection / Properties*, la cual desplegará una ventana en la cual se establecen todas las características de cada uno de los componentes del fluido, los cuales fueron anteriormente resaltados en la sección 4.3.1 Análisis PVT. Los datos de composición cargados al *software* se especifican en la **Figura 22**.

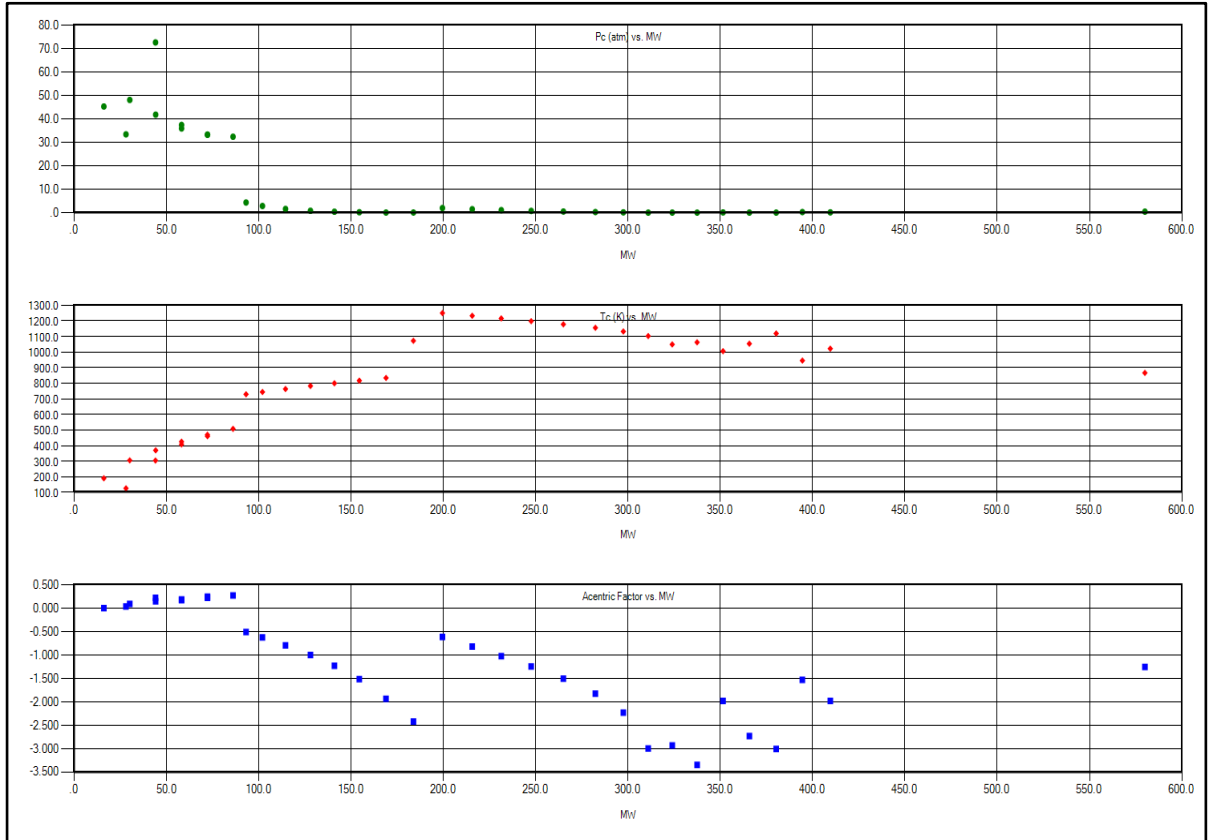
Figura 22. Composición del fluido en WinProp

Component	Int. Coef.	Viscosity	Aqueous Phase	Model Option																
Comments																				
Default Reservoir Temperature (deg F)					144.5															
No. of components: 34					Constant Volume Shift															
Ins Lib	No.	Component	HC	Pc (atm)	Tc (K)	Acentric fact.	Mol. weight	Vol. Shift	V Shift Coef1 (1/deg F)	V Shift Tref (deg F)	Z (Rackett)	Vc (l/mol)	Vc(viscosity)	Omega A	Omega ^					
Ins Own	2	N2	0	33.5	126.2	0.04	28.013	0	0	60	0.2905	0.0895	0.0895	0.45723553	0.0777					
	3	CH4	1	45.4	190.6	0.008	16.043	0	0	60	0.2876	0.099	0.099	0.45723553	0.0777					
	4	C2H6	1	48.2	305.4	0.098	30.07	0	0	60	0.2789	0.148	0.148	0.45723553	0.0777					
Copy	5	C3H8	1	41.9	369.8	0.152	44.097	0	0	60	0.2763	0.203	0.203	0.45723553	0.0777					
Paste	6	IC4	1	36	408.1	0.176	58.124	0	0	60	0.275	0.263	0.263	0.45723553	0.0777					
	7	NC4	1	37.5	425.2	0.193	58.124	0	0	60	0.2728	0.255	0.255	0.45723553	0.0777					
	8	IC5	1	33.4	460.4	0.227	72.151	0	0	60	0.2716	0.306	0.306	0.45723553	0.0777					
	9	NC5	1	33.3	469.6	0.251	72.151	0	0	60	0.2685	0.304	0.304	0.45723553	0.0777					
	10	FC6	1	32.46	507.5	0.27504	86	0	0	60	0.27126127	0.344	0.344	0.45723553	0.0777					
	11	C07	1	4.3408833	729.28546	-0.50352131	93.074148	1.3098253	0.00077423918	60.000008	0.036665677	0.28914558	0.28914558	0.45723553	0.0777					
	12	C08	1	2.8474988	744.08464	-0.62027359	101.96073	1.4574021	0.0010427475	60.000008	0.030367466	0.30134086	0.30134086	0.45723553	0.0777					
	13	C09	1	1.5692274	763.329	-0.79267385	114.43639	1.4086404	0.0037868589	60.000008	0.02315621	0.31815512	0.31815512	0.45723553	0.0777					
	14	C10	1	0.79893505	782.5793	-0.99777001	127.94515	1.043359	0.0025032004	60.000008	0.016914172	0.33612235	0.33612235	0.45723553	0.0777					
	15	C11	1	0.39142779	799.90069	-1.2243456	140.94515	0.99826537	0.00029446094	60.000008	0.012041221	0.35333135	0.35333135	0.45723553	0.0777					
	16	C12	1	0.16436566	816.9202	-1.5105284	154.43639	0.99860186	7.6108285E-06	60.000008	0.007886865	0.37125702	0.37125702	0.45723553	0.0777					
	17	C13	1	0.047859333	834.33451	-1.9303008	168.88748	0.99956572	-6.2487762E-07	60.000008	0.004254976	0.39069695	0.39069695	0.45723553	0.0777					
	18	C14	1	0.056626894	1072.4725	-2.4179641	183.73688	2.8326173	-0.021693326	60.000008	0.0045920345	0.79700562	0.79700562	0.45723553	0.0777					
	19	C15	1	1.9778507	1250.0726	-0.61077172	199.43415	1.1684636	0.0010958811	60.000008	0.028856775	1.3039857	1.3039857	0.45723553	0.0777					
	20	C16	1	1.4708914	1232.9252	-0.81650193	215.57943	0.98981212	0.00014604361	60.000008	0.025756732	1.2479028	1.2479028	0.45723553	0.0777					
	21	C17	1	1.0768015	1216.1155	-1.0194282	231.33373	0.99120276	-3.9927494E-06	60.000008	0.022723403	1.1941816	1.1941816	0.45723553	0.0777					
	22	C18	1	0.75109953	1198.3645	-1.2388284	247.5386	0.99339577	-4.3784177E-06	60.000008	0.019528223	1.138924	1.138924	0.45723553	0.0777					
	23	C19	1	0.47248466	1178.1402	-1.5200728	264.98456	0.99551795	-3.2089293E-06	60.000008	0.015915863	1.0779416	1.0779416	0.45723553	0.0777					
	24	C20	1	0.25689376	1155.7842	-1.8229817	282.31557	0.99737607	-2.0615455E-06	60.000008	0.012001728	1.0131192	1.0131192	0.45723553	0.0777					
	25	C21	1	0.11337089	1132.4156	-2.2286088	297.43639	3.8776887	-0.034071214	60.000008	0.0080754919	0.94839121	0.94839121	0.45723553	0.0777					
	26	C22	1	0.022252234	1103.0938	-2.9937553	310.94515	-0.00025883396	0.0058357852	60.000008	0.0035507077	0.87168355	0.87168355	0.45723553	0.0777					
	27	C23	1	0.016304413	1049.3543	-3.9310623	323.94515	-0.00013744365	1.9262715	60.000008	0.0031112245	0.74429022	0.74429022	0.45723553	0.0777					
	28	C24	1	0.0076525127	1062.662	-3.3452532	337.43639	-9.9185915E-05	0.00025332427	60.000008	0.0021282097	0.7742517	0.7742517	0.45723553	0.0777					
	29	C25	1	0.10307441	1005.7778	-1.9757883	351.43639	0.99853797	-1.493528E-06	60.000008	0.0085647375	0.65332854	0.65332854	0.45723553	0.0777					
	30	C26	1	0.025932684	1053.8328	-2.730598	365.72395	0.0056440667	0.011762824	60.000008	0.0041851066	0.7542577	0.7542577	0.45723553	0.0777					
	31	C27	1	0.024693611	1119.5582	-3.0067359	380.22557	-0.00033682346	0.0010534115	60.000008	0.0040892343	0.91413176	0.91413176	0.45723553	0.0777					

Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

A raíz de la carga de los datos de composición se genera graficas de Presión crítica del fluido, temperatura crítica y factor acéntrico, estas se generan por correlaciones propias del simulador, como se ilustra en la **Figura 23**.

Figura 23. Presión crítica, Temperatura crítica y factores acéntricos



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

- **Composición en WinProp.** Posterior a la carga de los componentes del fluido, se establecen los pesos moleculares de cada uno de los componentes, junto con su fracción molar dentro de la composición, como se evidencia en la **Figura 24**, esto mediante la opción *Composition* dentro del *software*.

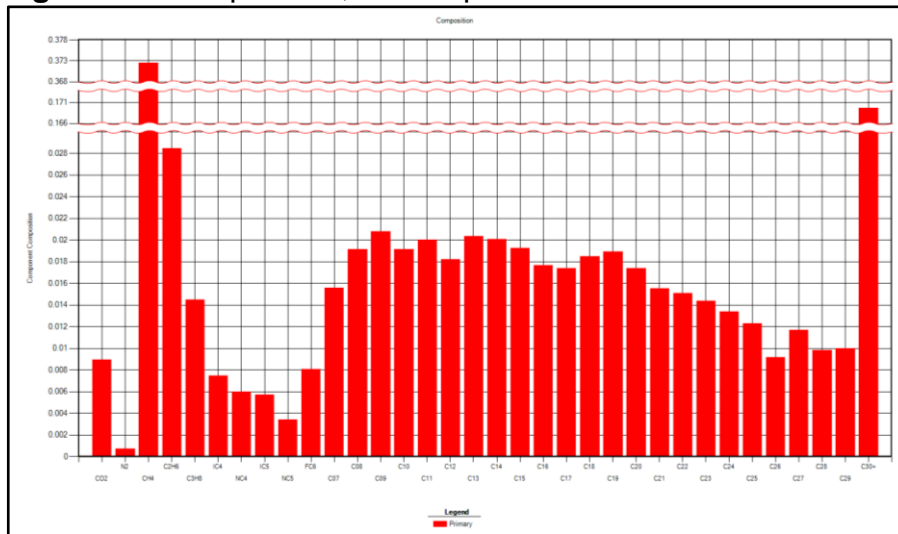
Figura 24. Fracción molar de componentes en WinProp.

Component	Primary	Secondary
CO2	0.008937009	0.0
N2	0.000703001	0.0
CH4	0.372433372	0.0
C2H6	0.028452028	0.0
C3H8	0.014460014	0.0
IC4	0.007481007	0.0
NC4	0.006009006	0.0
IC5	0.005722006	0.0
NC5	0.003419003	0.0
FC6	0.008057008	0.0
CO7	0.015583016	0.0
CO8	0.019150019	0.0
CO9	0.020780021	0.0
C10	0.019112019	0.0
C11	0.02001502	0.0
C12	0.018210018	0.0
C13	0.02035402	0.0
C14	0.02006002	0.0
C15	0.019256019	0.0
C16	0.017631018	0.0
C17	0.017374017	0.0
C18	0.018481018	0.0
C19	0.018905019	0.0
C20	0.017384017	0.0
C21	0.015544016	0.0
C22	0.015105015	0.0
C23	0.014353014	0.0
C24	0.013396013	0.0
C25	0.012294012	0.0
C26	0.009153009	0.0
C27	0.011707012	0.0
C28	0.00984201	0.0
C29	0.00999201	0.0
C30+	0.16672417	0.0

Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Se generara entonces en el software una gráfica de fracción para cada uno de los componentes como se evidencia en la **Figura 25**.

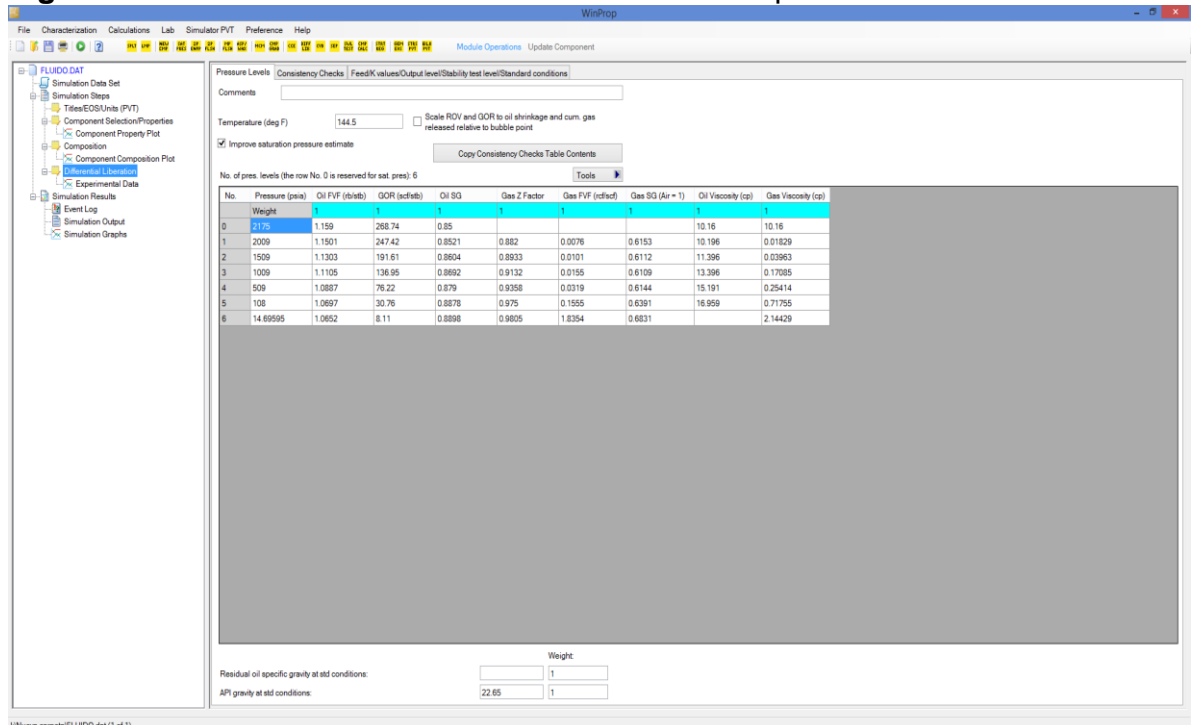
Figura 25. Composition, WinProp



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

- **Prueba de liberación diferencial en WinProp.** Se deben seleccionar las opciones *Lab > Differential Liberation*, el programa generara una nueva ventana en la cual se especifican todas las propiedades referenciadas con anterioridad en la sección 4.3.2 Liberación diferencial, este procedimiento se describe en la **Figura 26**.

Figura 26. Prueba de liberación diferencial en WinProp



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

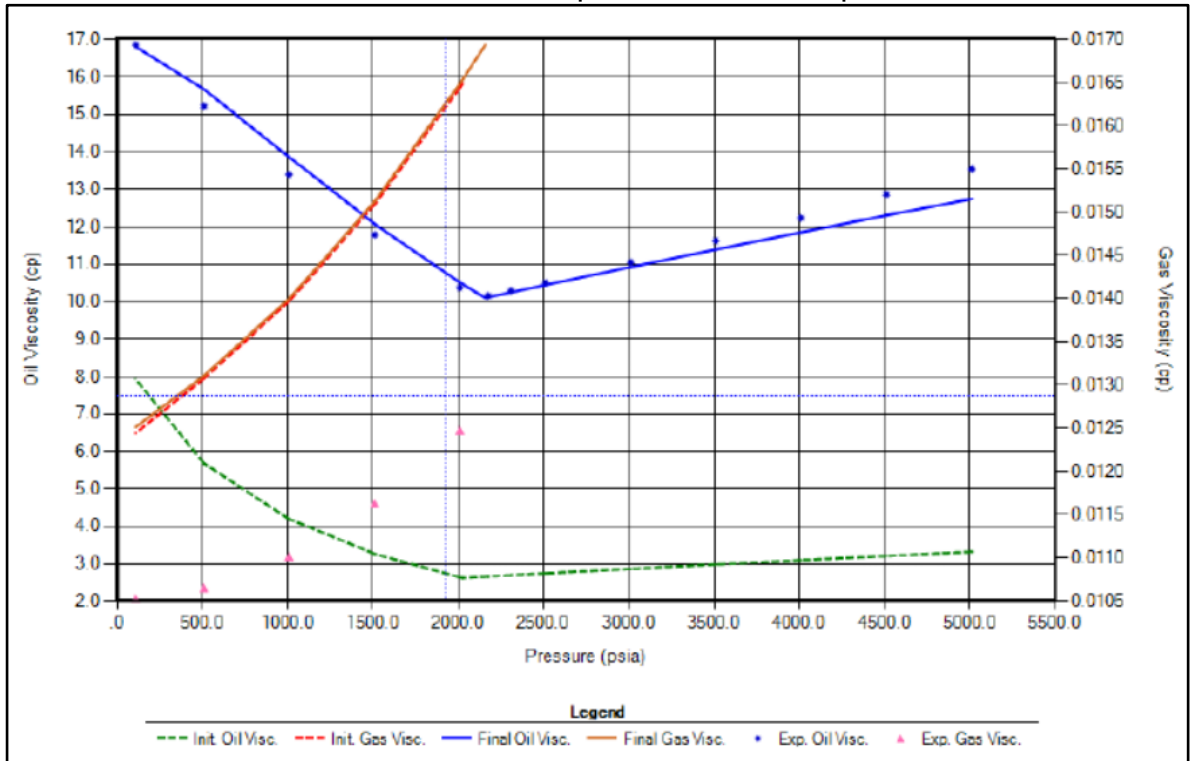
Luego de ser ingresadas las pruebas PVT anteriormente descritas, el efecto de hinchamiento del Flue Gas sobre el fluido presente en el yacimiento y la cromatografía del fluido inicial en el *Software WinProp* de la compañía CMG, se debe tener en cuenta que esté, cuenta con distintos parámetros de interpolación los cuales son necesarios para calibrar y así verificar la validación del modelo.

Como resultado de todas estas interpolaciones, el *software* se ajustó a una gravedad API de 22,65. Las gráficas PVT del modelo composicional son arrojadas por el programa, el cual las representa con los datos experimentales, el ajuste inicial y el ajuste final del modelo.

En la **Gráfica 13** se evidencian los valores de viscosidad del crudo y el gas, en ellos se puede evidenciar que la viscosidad del gas presenta una disminución a medida que la presión del modelo va decreciendo. De modo contrario, la viscosidad del

aceite incrementa a medida que la presión disminuye después de haber alcanzado el punto de burbuja.

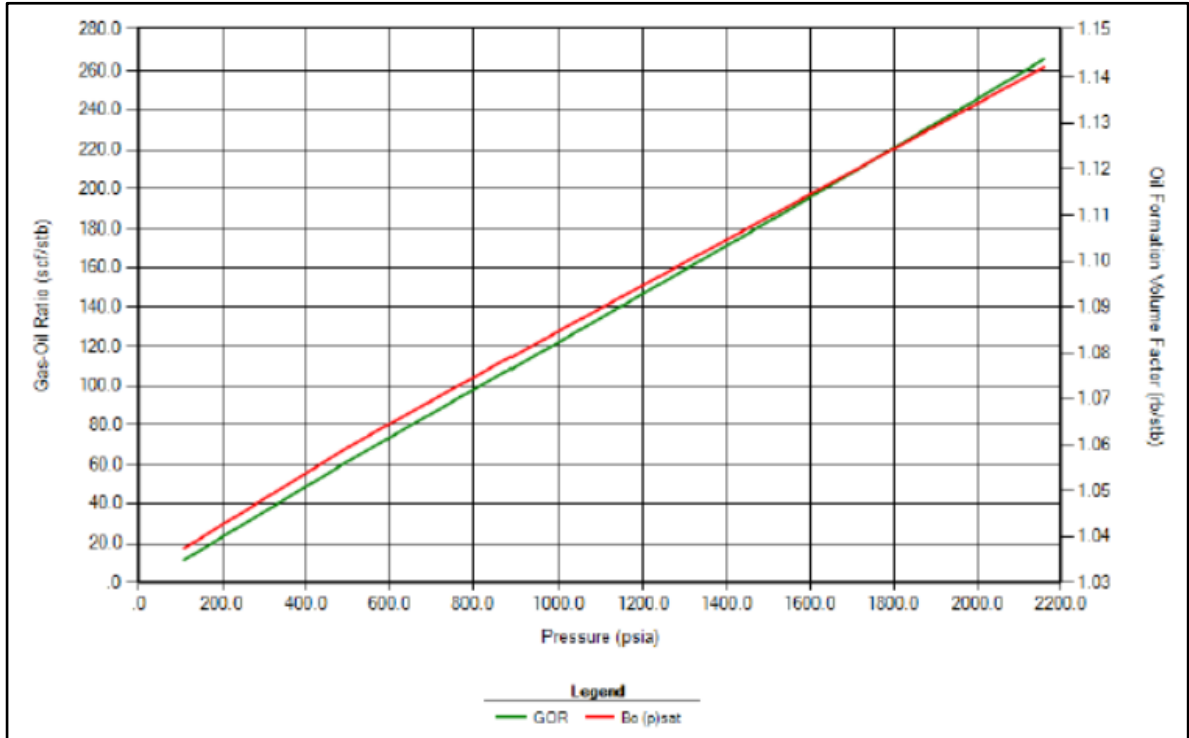
Gráfica 13. Viscosidad de los fluidos vs presión en WinProp



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Gráfica 14** se representa la relación gas-petróleo y el factor volumétrico del crudo arrojadas por el *software*, donde se evidencia una disminución del factor volumétrico del petróleo de 0,01BY/BN.

Gráfica 14. Bo y GOR vs presión en WinProp



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.4.6 Sección condiciones iniciales. En la sección de condiciones iniciales dentro del software *Builder* se debe cargar la data de las propiedades que se representan en la **Tabla 30**.

Tabla 30. Determinación de las condiciones iniciales.

Zona / Propiedad	Mugrosa B
Presión de Burbuja (lpc)	2175
Saturación de AGUA Irreducible	0.26
Saturación de Petróleo Residual	0.24
Datum (ft)	5200
Presión @ Datum (lpc)	2370
Contacto Agua – Petróleo (ft)	5630

Fuente: Elaboración propia.

Dentro de la herramienta de *Initial Conditions* se deben especificar distintos datos propios del yacimiento, tales como, la presión de referencia, la cual se estableció por parte del departamento geológico de ECOPETROL S.A., además de la profundidad, que para el caso de las Arenas B de la Formación Mugrosa es de 5200 pies de profundidad. También se estableció el contacto agua-petróleo, el cual se sitúa a 5630 Ft, y por último se establece la saturación de agua, la cual establece el patrón de la misma a lo largo del modelo.

Figura 27. Sección condiciones iniciales para Builder.

The screenshot shows the 'Initial Conditions' dialog box with the following data:

Initialization Region: Region 1

Initialization Region Parameters

Initialization Region Type 1 is not defined. Grid depth range: 4891.36 to 7588.4 ft

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES): 2370 psi

Depth (REFDEPTH): 5200 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC): 5630 ft

Gas-Oil Contact (DGOC):

Water-Gas Contact (DWGC):

Capillary Pressure at Phase Contacts

Gas-Oil capillary pressure at the gas-oil contact (GOC_PC):

Water-Oil capillary pressure at the water-oil contact (WOC_PC):

Water Saturation

Below Water-Oil Contact (SWOC): 0.26

Critical Depth

Depth at which the phase identity, oil or gas, of a single-phase fluid is determined (CDEPTH):

Comp.	Oil Zone (ZOIL)	Gas Cap (ZGAS)
1 CO2	0.0	0.0
2 O2	0.0	0.0
3 N2	0.0	0.0
4 CH4	0.0	0.0
5 C2toNC4	0.0	0.0
6 IC9toC9	0.0	0.0
7 C10toC29	0.0	0.0
8 C30+	0.0	0.0
Total:	0.0	0.0

Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

4.4.7 Petróleo original in situ. Teniendo en cuenta las propiedades validadas anteriormente, cargadas al modelo estático mediante el uso del *software* GEM de la empresa CMG, y contando con los datos suministrados al programa WinProp. Además, se debe contar con el factor volumétrico del petróleo para la formación de interés, el cual es de 1.0940 Rb/STB, cabe resaltar que este valor fue suministrado por la compañía.

- **Cálculo del petróleo original in situ.** Para el cálculo del original oil in place, se realizó una agrupación de las propiedades promedio del modelo, tales como el espesor de arenas, y la saturación de aceite. Cabe resaltar que para efectos del área del modelo se tuvo en cuenta el modelo del Sector Model suministrado por la compañía ECOPETROL S.A., además de contar también con el factor volumétrico del aceite. El cálculo fue generado mediante la y además fue validado

en el simulador por medio de la corrida del modelo como se describe a continuación.

El valor del Original Oil in Place obtenido del modelo suministrado por la compañía, y el valor calculado con anterioridad para las Arenas B de la Formación Mugrosa, presentan una diferencia del 2.758% de margen de error. Cabe resaltar que el OOIP obtenido en el modelo de simulación está por encima del dato que suministro la compañía. Los valores de petróleo original in situ no se expresan en este trabajo por motivos de confidencialidad con la compañía.

4.5 COTEJO HISTÓRICO

Para realizar un esquema de inyección Water Alternating Gas en modelo planteado con anterioridad es necesario generar una representación de los datos históricos del campo objeto de estudio, con el fin de obtener datos confiables en la simulación del proceso.

Se generó una representación gráfica de las tasas de producción histórica de aceite, debido a que se estableció este parámetro como ítem principal para realizar una verificación en la que los datos de caudal de petróleo a corte de fecha de 2018 coincidieran con el Field History File creado por el simulador GEM de la compañía CMG.

- **Field History File.** Dentro de la sección del simulador *Well* se debe seleccionar la opción *Create Field History File*, en este archivo de creación de datos históricos se pueden exportar los datos de presión y caudales de cada uno de los pozos presentes en el modelo.

Para efectos de este estudio, se realizó una sensibilización por grupo de la presión del modelo para el patrón de inyección I-57, debida a que este es el grupo de pozos en el que se realizara la evaluación de la inyección Water Alternating Gas para los próximos 10 años en las Arenas B de la Formación Mugrosa.

4.5.1 Proceso de sensibilidades. Para lograr el objetivo de realizar un cotejo histórico el modelo, se necesita realizar un proceso de sensibilizaciones de las variables con mayor incertidumbre dentro del modelo, en ellas se encuentran una gran cantidad de valores y datos, los cuales generan que el modelo no presente ajustes.

- **Variables con alta incertidumbre.** Durante un proceso de simulación se presentan gran cantidad de datos y valores, los cuales cuentan con una alta incertidumbre debido a su recolección. Dentro de ellos podemos encontrar variables, tales como, el modelo geológico, debido a que este se realiza mediante la toma de registros eléctricos y geoestadística. También, se puede encontrar dentro de las variables con mayor incertidumbre, elementos correspondientes a

los tipos de roca presentes en el reservorio, debido a que estos se toman en pozos distantes de la zona de interés, razón por la cual las propiedades de interacción roca-fluido varían razonablemente, los factores de daño para cada pozo presente en el modelo es uno de los factores, que también influye dentro del ajuste histórico del modelo.

Para efectos de este trabajo, se realizara la sensibilización de datos del factor de daño de los pozos presentes en los pozos del patrón I-57, esto con el fin de ajustar las presiones de fondo de los mismos, los cuales están definidos como un grupo dentro del software *Builder*, para su posterior validación, mediante la herramienta *Results Graph*.

- **Skin.** Se refiere a cualquier restricción que presente el flujo de los fluidos hacia los pozos, debido a reducciones de su capacidad. Este daño, es el resultado de reducciones de permeabilidad cercanas a los pozos presentes, estas pueden ser causadas por residuos propios de la perforación de los mismos, por la invasión de sólidos o como lo es en este caso, generada por el hinchamiento de las arcillas a raíz de la inyección de agua que se presenta desde el año 2012 en esta sección del modelo.

Mediante el uso de la herramienta *Results Graph* se identificarán las curvas de BHP (Bottom Hole Pressure) para el pozo I-57 en el arreglo, esto con el fin de determinar el porcentaje de error de cada una de las curvas con respecto al *Field History File* el cual arroja los datos históricos del modelo.

El margen de error para cada una de las sensibilidades en el modelo, se realizara mediante la ecuación **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Error de sensibilidad

$$Error = \frac{Valor\ real - Valor\ arrojado}{Valor\ real}$$

Fuente: Elaboración propia.

4.5.1.1 Sensibilidad 1 (S=2). La primera sensibilidad generada para el proceso de History Match del modelo de simulación para evaluar la inyección WAG en las Arenas B de la Formación Mugrosa, se realizó generando un cambio en el Skin del pozo I-57.

Se realizó este ajuste, debido a que se identificó que una de las variables que más podría afectar la caída de presión en los pozos productores, era el daño de formación causado a raíz de la inyección de agua en las Arenas B de la Formación Mugrosa. Ya que el agua de inyección presenta una reacción en las arcillas presentes en la formación.

El margen de error de esta primera sensibilización arrojo un valor del 11.8754% comparado con los datos creados en el *Field History File*.

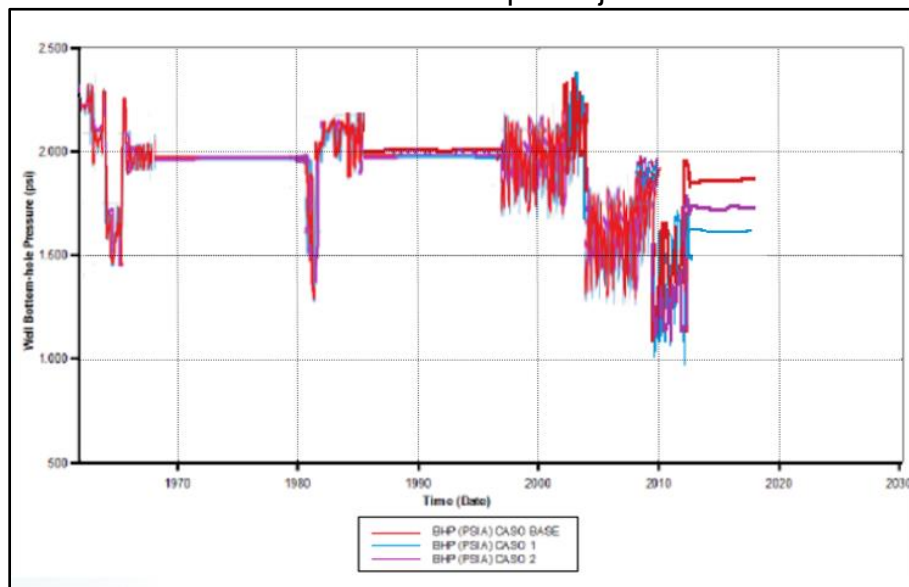
El valor arrojado por la curva de BHP (Bottom Hole Pressure) para el pozo I-57 asumiendo un valor de Skin o daño de formación, presento valores por encima del registrado por el archivo *Field History File*, razón por la cual se debe realizar una segunda sensibilidad en este parámetro para ajustarlo.

4.5.1.1 Sensibilidad 2 (S=3). La segunda sensibilidad del modelo para realizar un ajuste en el cotejo histórico del modelo, se realizó aumentando en una unidad el factor de daño de formación en el pozo I-57, esto con el fin de verificar si la curva de presión de fondo de esta sensibilización logra ajustarse con un mínimo margen de error a la curva generada para el mismo parámetro por el archivo *Field History File*.

El margen de error para esta segunda sensibilización arrojo un valor de error del 6.7851% con respecto a la curva de historia de presión del pozo, ya que arrojo una presión de fondo de 1506,6 PSIA. Por esta razón se define esta segunda sensibilidad, como el cotejo histórico debido a que cuenta con un margen de error menor al 10%, el cual es aprobado por la compañía.

La gráfica del ajuste, arrojada por la herramienta Results Graph de CMG, se describe en la **Gráfica 15**.

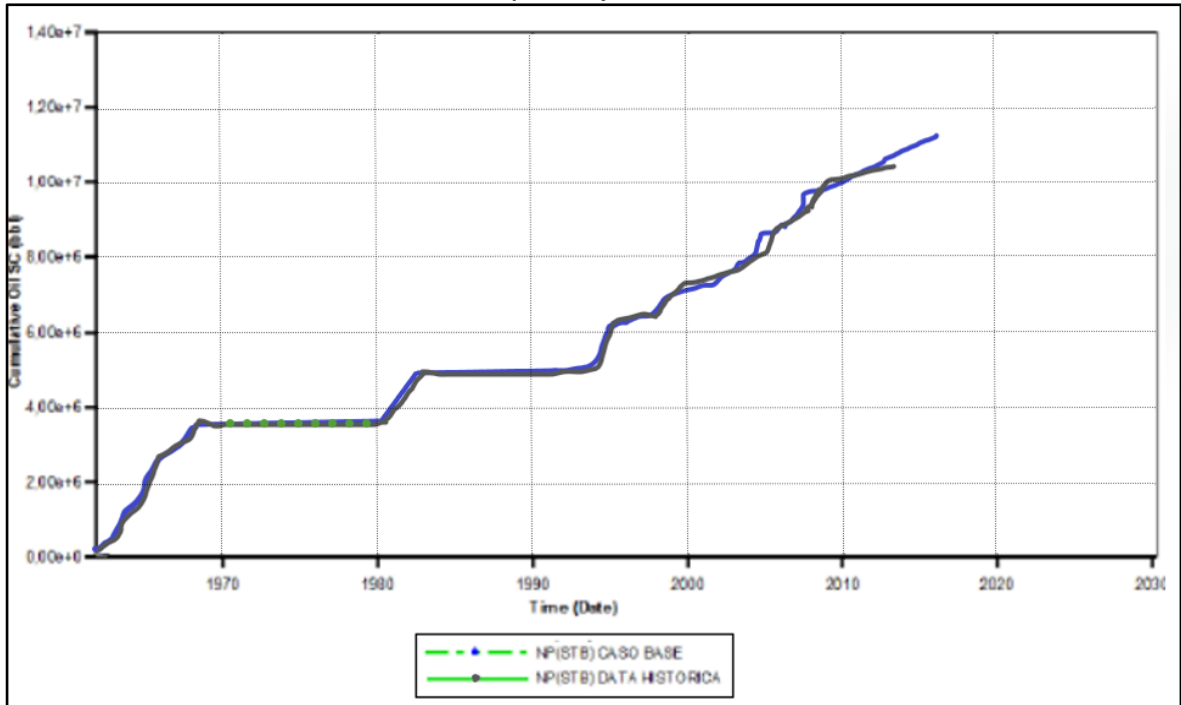
Gráfica 15. Sensibilidades de BHP para ajuste histórico



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

A raíz de las sensibilidades realizadas, en la **¡Error! No se encuentra el origen de a referencia.** se evidencia la producción acumulada de petróleo, en la cual se refleja que el segundo caso de ajuste del *Skin* representa de manera similar la producción histórica acumulada para el pozo I-57.

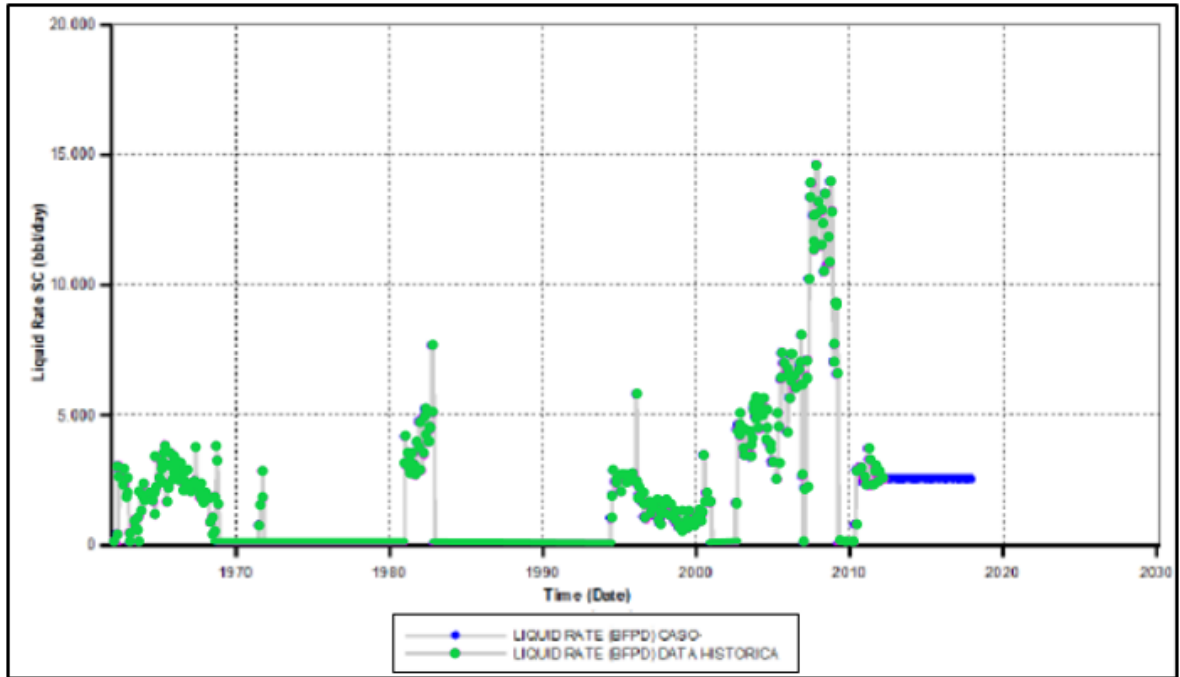
Gráfica 16. Producción acumulada para ajuste histórico.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

En la **Gráfica 17** se representa la tasa de líquidos producidos en condiciones estándar, en donde se puede evidenciar que el caso de ajuste se representa con respecto al caso histórico generado.

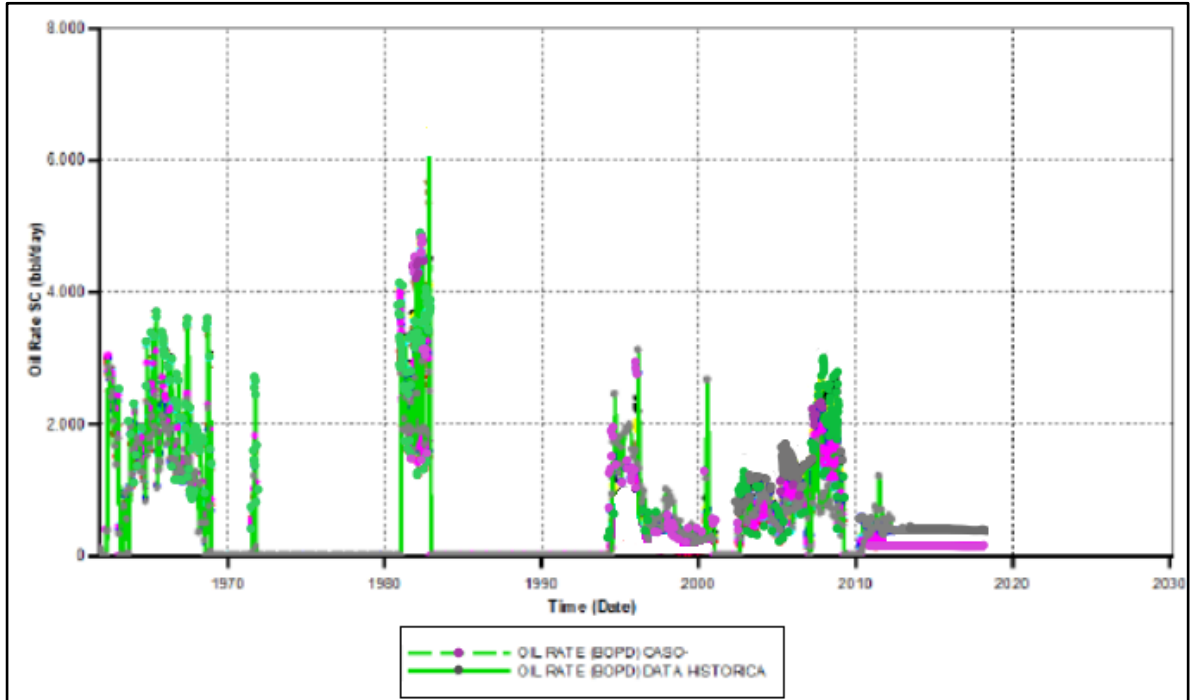
Gráfica 17. Tasa líquida para ajuste histórico.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Finalmente en la **Gráfica 18** se establece la tasa de petróleo en unidades de barriles por día transcurrido, donde se evidencia que el caso de sensibilización anteriormente mencionado representa el comportamiento histórico del modelo. Sin embargo, a partir del año 2010 este caso de sensibilización es mayor que la data histórica por alrededor de 1550 barriles.

Gráfica 18. Tasa de petróleo para ajuste histórico.



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

5. VIABILIDAD DE LA INYECCIÓN WAG MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR GEM

En esta sección de este trabajo se representan los efectos de la inyección de la inyección Water Alternating gas en el modelo representado, ya que se debe considerar un cambio composicional al momento de generar la inyección del agua de formación y el Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja, esto ocurre debido a que las presiones del yacimiento varían y se presenta una menor liberación del gas presente en el reservorio.

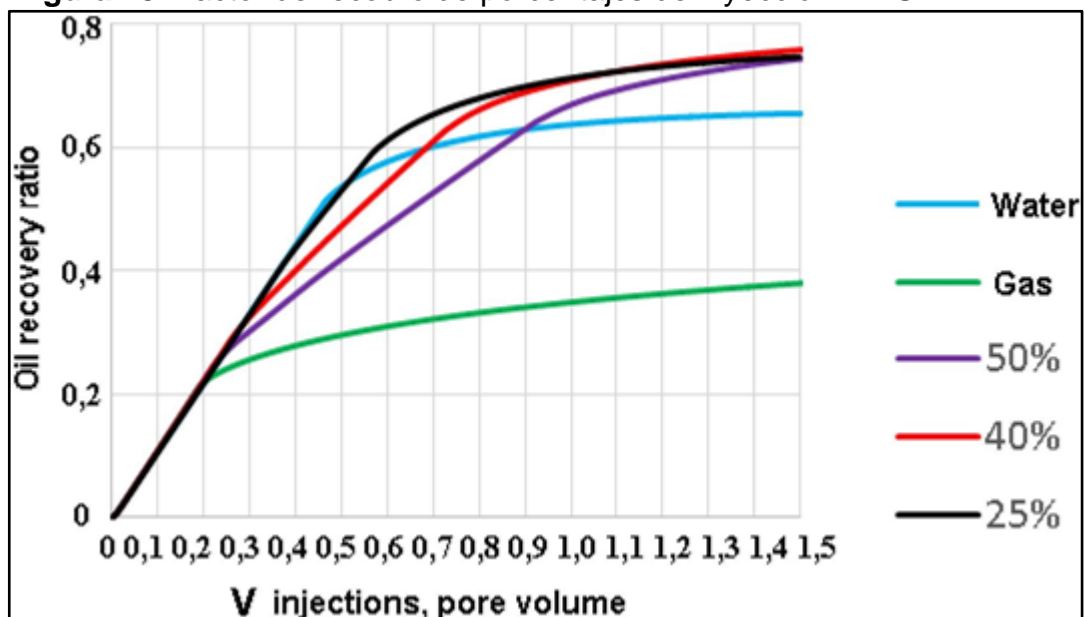
5.1 INYECCIÓN WATER ALTERNATING GAS CON FLUE GAS DE LA REFÍNERIA DE BARRANCABERMEJA

Para realizar este escenario de simulación del proceso de inyección Water Alternating Gas con Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja se inyectan distintos baches de agua y gas.

- **Ciclo WAG.** La duración de un ciclo WAG, es un parámetro esencial en la evaluación de una inyección Water Alternating Gas en un reservorio, ya que este es el que establece la cantidad de agua y de gas necesario para la inyección.
- **Relación Gas inyectado-Agua inyectada.** Este parámetro permite identificar el caudal de gas que se necesita inyectar con respecto a la rata de inyección de agua, según LUKOL⁶⁴, dentro de la inyección Water Alternating Gas, si se inyecta solamente gas en el reservorio, éste se abrirá paso más rápidamente hacia el reservorio. Si se inyecta agua únicamente, la producción de la misma tardara más con respecto al gas, en la **Figura 28** se representan las distintas proporciones de agua y de gas, en la que se muestra que la relación que más porcentaje de éxito se presenta es de 25% de gas con respecto al caudal de agua.

⁶⁴ LUKOL; Valeev. Design of WAG parameters. Society of Petroleum Engineers. Moscú, Rusia. 17 de octubre de 2017. p. 6.

Figura 28. Factor de recobro de porcentajes de inyección WAG



Fuente: LUKOL, Valeev. Society of Petroleum Engineers. 16 de octubre de 2017. Modificado por el autor.

La tasa de agua de inyección para el proceso se mantendrá constante con respecto a la que se ha venido manejando en la inyección de agua para el pozo I-57.

A raíz de lo anteriormente descrito, en la se describe la duración del ciclo y los caudales de inyección por día para cada uno de los fluidos

Tabla 31. Duración del ciclo WAG y tasas de inyección

DURACIÓN DEL CICLO WAG	TASA DE GAS INYECTADO (Ft3/día)	TASA DE AGUA INYECTADA (Bbl/día)
6 Meses	1367,2094	974

Fuente: Elaboración propia.

Como se mencionó con anterioridad, las tasas de inyección del gas y el agua, permanecen a una tasa constante a lo largo del proceso. El ciclo WAG de seis meses de duración, corresponde a una inyección de agua y gas durante un periodo de (3) TRES meses cada una, esto describe que, la primera mitad del ciclo corresponde a una inyección de agua, y la segunda corresponde a una inyección de gas.

- **Cronograma de inyección.** En el **ANEXO E** se presenta un cronograma detallado del proceso de inyección Water Alternating Gas para los próximos DIEZ (10) años en el campo objeto de estudio.

5.1.1 Flue Gas inyectado. La composición del Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja se especifica en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Composición del Flue Gas inyectado al reservorio

COMPONENTES	MOL %
Oxígeno	2.2593
Nitrógeno	84.3412
Dióxido de Carbono	12.2618
Metano	1.1376

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Unidad de servicios técnicos y laboratorios, área de optimización de la producción. 2009.

Como se mencionó anteriormente, a través de la recopilación de distintos procesos de inyección Water Alternating Gas alrededor del mundo, se ha determinado que la relación con mayor tasa de éxito, es la de un 25% de concentración del gas con respecto al agua. Aunque para efectos de este trabajo, se usara un promedio de presiones entre la presión mínima de miscibilidad y la presión de inyección usada en las pruebas PVT realizadas a núcleos de las Arenas B de la Formación Mugrosa, esto con el fin de evitar que se genere una posible formación de asfáltenos a raíz de la inyección del Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja, además de asegurar que el proceso sea inmiscible dentro del reservorio.

En cuanto a las presiones de inyección del gas, se determinó que la máxima presión de inyección que se debe utilizar para utilizar el Flue gas e impedir que se presenten problemas generados a raíz de la precipitación de asfáltenos es de 3915 psi.

Este valor fue tomado de los estudios PVT realizados por el Ingeniero Juan Eduardo Rivera de La Ossa y el Instituto Colombiano del Petróleo, con el Flue Gas de la Refinería de Barrancabermeja, con muestras de núcleos provenientes de las Arenas B de la Formación Mugrosa.

Se debe tener en cuenta que se va a generar la inyección alternada de gas y agua mediante un proceso inmiscible, para esto, es necesario evaluar la presión mínima de miscibilidad, para evaluar presiones de inyección por debajo de la misma. La

Ecuación 18 representa la presión mínima de miscibilidad para este proceso. Sin embargo se disminuye este valor de presión en un 10% para asegurar que no se genere la miscibilidad en el proceso.

Ecuación 18. Presión mínima de miscibilidad

$$PMM : 1071.82893 * 10^{(2.772 - \frac{1519}{T_o + 460})}$$

Fuente: MARÍN G, Jesús E. Metodología Para Estimar Presión Mínima De Miscibilidad Mediante una Ecuación de Estado. Tesis de Ingeniería Química Venezuela: Universidad Metropolitana, 2002, p.36

Donde:

T_o: Temperatura de Yacimiento (°R)

PMM: Presión Mínima de Miscibilidad (lpc).

Como resultado, se obtiene una presión de inyección de 2651,9735 PSI, como se evidencia en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Presión de inyección del Flue Gas

CASO	PRESIÓN DE INYECCIÓN	UNIDAD
PVT	3915	PSI
PMM	1388,947	PSI
PRESIÓN DE INYECCIÓN	2651,9735	PSI

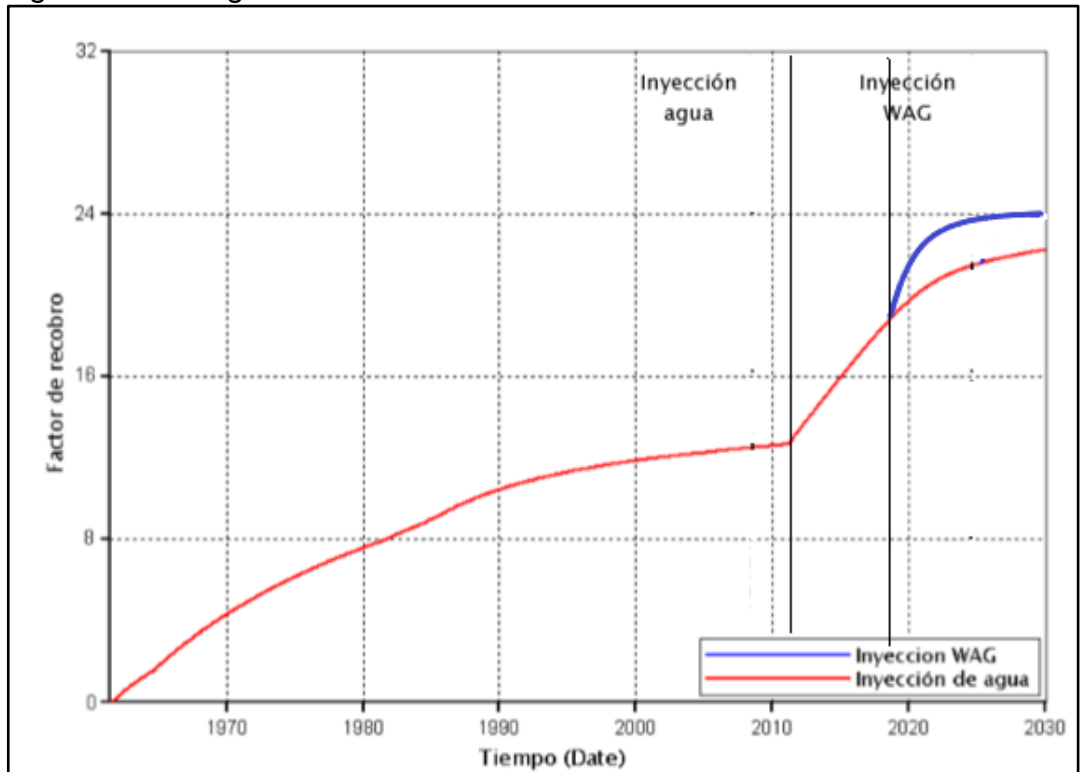
Fuente: Elaboración propia.

5.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIONES PARA LOS PRÓXIMOS (10) DIEZ AÑOS

En la **Figura 29** **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se pueden identificar los pronósticos de producciones arrojados por el simulador GEM, comparado con el proceso de inyección de agua que se viene realizando en el arreglo I-57 del campo objeto de estudio. Cabe resaltar que estas graficas se generan mediante el uso de la herramienta *Results Graph*.

Se evidencia en la figura que se presenta una buena respuesta del yacimiento ante la inyección WAG en comparación al pronóstico que generaría mantener una inyección de agua.

Figura 29. Respuesta de la inyección WAG comparada con la inyección de agua en el arreglo I-57.

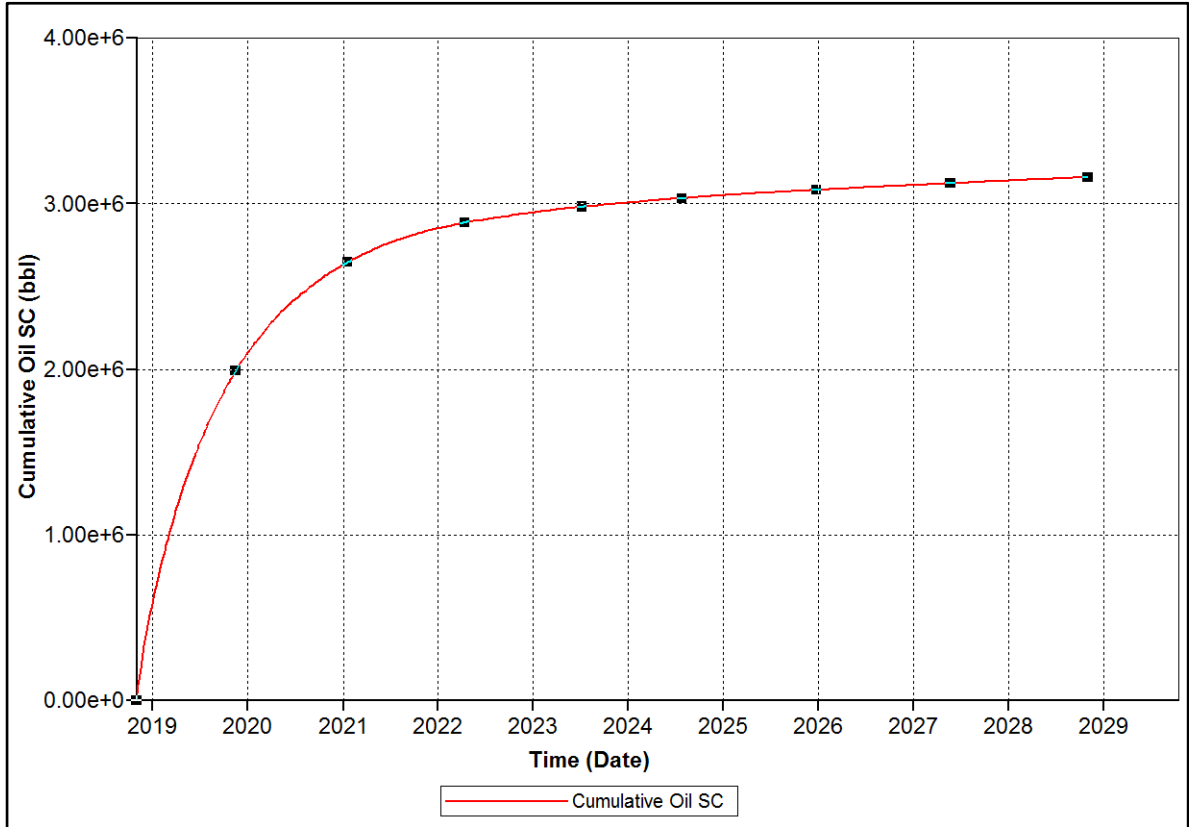


Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

El procedimiento de generación de las gráficas de producción se realiza mediante la carga de un nuevo plot en la herramienta *results graph*. Para esto, es necesario cargar la data arrojada por el simulador mediante un archivo .irf, en la opción *New Plot* se selecciona la data del proceso de corrida generado en GEM, y luego se seleccionan los pozos requeridos para la evaluación de la viabilidad del proyecto.

En la **Gráfica 19** se establece una gráfica detallada de los pronósticos de producción entre el año 2018 y 2028 establecidos por el simulador GEM para una simulación Water Alternating Gas evaluada en el campo objeto de estudio. Resaltando que se partió de la base de producción acumulada desde el inicio de operación del campo de estudio, la cual se asumirá con un valor de inicio de (0) CERO, para poder identificar así, la producción incremental año por año que se pronostica para los próximos (10) DIEZ años de evaluación del proyecto.

Gráfica 19. Pronóstico de producción a 10 años



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

Se realiza el inicio del pronóstico desde el 31 de octubre de 2018, evaluando así el petróleo producido acumulado para cada uno de los próximos (10) DIEZ años del pronóstico de producción de aceite.

En la **Tabla 34** se tabulan todos los datos producción incremental por año, a raíz del pronóstico generado para la inyección Water Alternating Gas en el simulador GEM.

Tabla 34. Incremento anual de producción a raíz de la inyección WAG

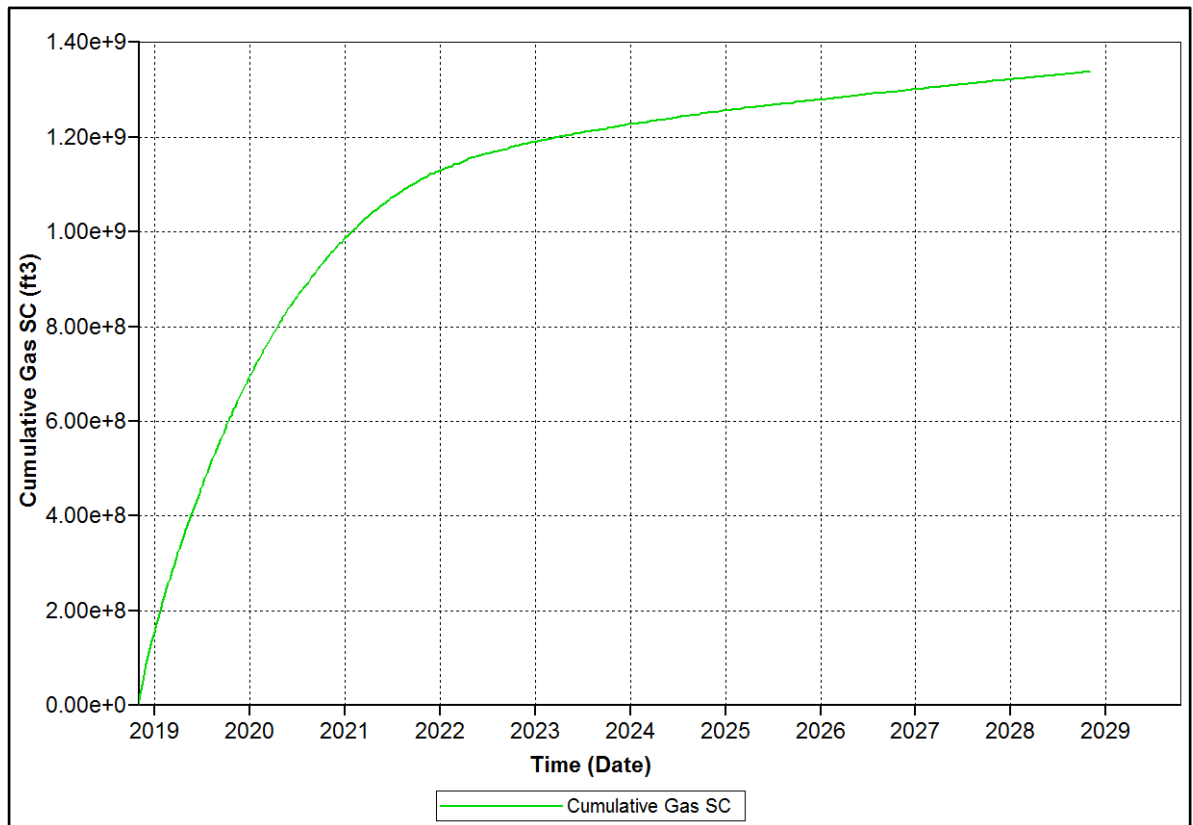
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN						
AÑO	0	1	2	3	4	5
BARRILES PRODUCIDOS PRONOSTICADOS	167,940	1,461,496	515,860	223,070	94,230	60,990
AÑO	6	7	8	9	10	
BARRILES PRODUCIDOS PRONOSTICADOS	44,390	32,070	27,530	28,410	21,210	

Fuente: Elaboración propia.

Desde el punto de vista técnico, es viable realizar una inyección tipo WAG en el sector del campo objeto de estudio como método de recobro terciario, con el fin de mejorar la inyección de agua que se viene realizando en el campo.

Así mismo se generan la gráfica de producción de gas entre los años 2018 y 2028, partiendo de una base de producción de (0) CERO en el arreglo seleccionado para realizar la inyección WAG en el simulador, la cual se estipula en la **Figura 30**.

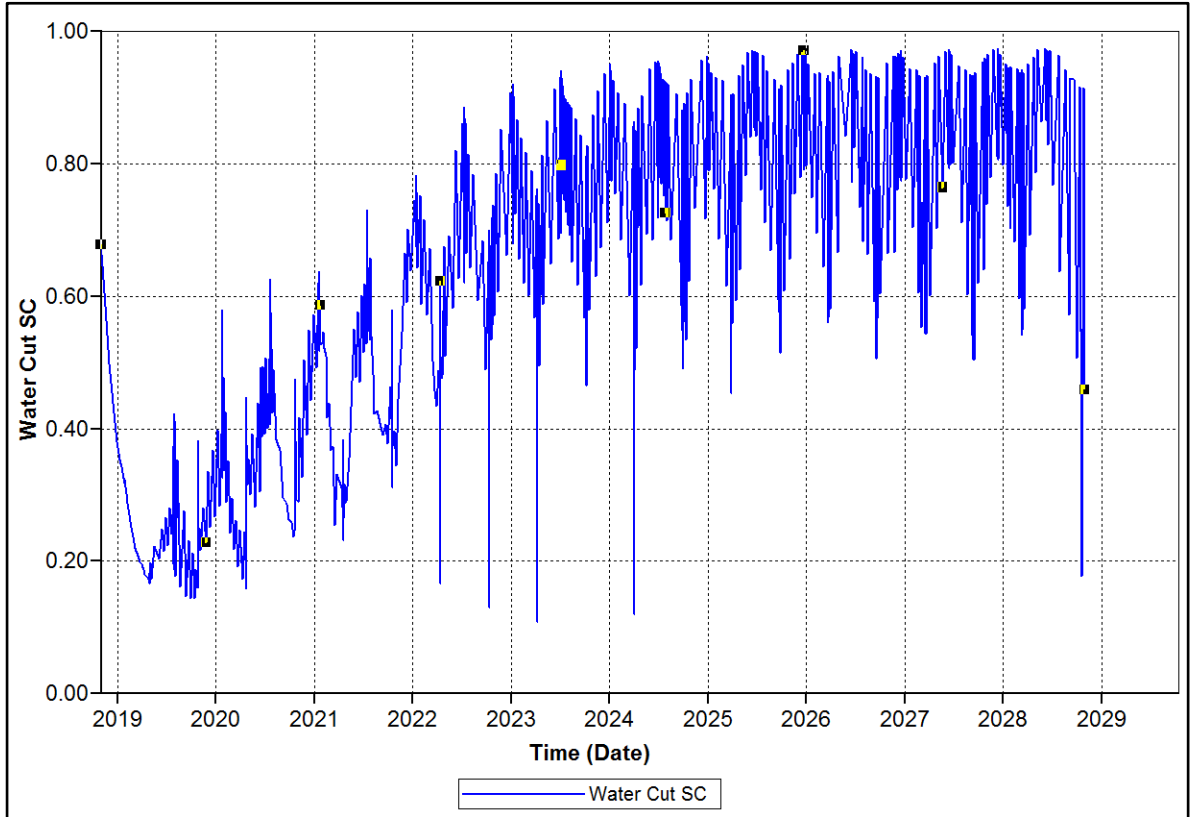
Figura 30. Producción de gas asociado al pronóstico de producción de los próximos 10 años



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

El corte de agua arrojado por el simulador GEM para los próximos (10) DIEZ años se modela en la **Figura 31**. La cual presenta una gran cantidad de variaciones con respecto al tiempo, debido a los ciclos de baches de gas inyectados. Se puede evidenciar que las caídas en el corte de agua producida son ocasionadas por los periodos en que se inyecta el Flue Gas

Figura 31. Corte de agua para los próximos 10 años



Fuente: Elaboración propia, basado en CMG Ltd. Simulador – Builder. Version 2017.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INYECCIÓN WAG EN LAS ARENAS B DE LA FORMACIÓN MUGROSA

Aunque la inyección de agua que se presenta actualmente en el campo objeto de estudio presento una elevación en cuanto a la producción de petróleo, agua y los costos operativos del campo. Se generaron a partir de esta una gran cantidad de problemas operativos, debido al hinchamiento de las arcillas presentes en las arenas B de la formación Mugrosa, derivando de este inconveniente distintos inconvenientes, como lo son la perdida de gran cantidad del agua inyectada, así como la restricción al flujo de los fluidos, la cual puede desencadenar en una pérdida de la producción de petróleo en un futuro.

En este capítulo se pretende evaluar el impacto financiero de implementar una inyección WAG en un campo localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, más exactamente en las arenas B de la Formación Mugrosa, evaluando las tasas de inyección de agua y flue gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja, para las cuales se obtuvieron distintas tasas de producción de petróleo.

El proyecto será evaluado para una predicción de producción de petróleo para los próximos 10 (DIEZ) años de operación del campo, iniciando en 2019 y culminando en 2029. Evaluando como tal, uno de los arreglos de agua presentes en la actualidad en el campo objeto de estudio.

Cabe resaltar que en el análisis financiero se plantearán distintos ítems, tales como, la inversión que se realizaría para iniciar el proyecto, los ingresos provenientes de la producción de hidrocarburos y los costos a lo largo de la vida de este proyecto de investigación. Además de analizar mediante el indicador financiero del VPN (Valor presente neto) los resultantes de un flujo de caja construido.

6.1 INGRESOS

Los ingresos de esta investigación están basados en la producción de hidrocarburos en los pozos presentes en el arreglo I-57, presente en el campo objeto de estudio, se tomó como base los pronósticos de producción arrojados por el simulador GEM de la compañía CMG.

Como base financiera se realizó una estimación del precio del barril de petróleo que se produce en el campo, el cual es un petróleo mediano de referencia WTI (West Texas Intermediate).

Para efectos del precio del barril de petróleo se establece el valor especificado para el 2018 por la compañía ECOPETROL S.A., el cual se establece en \$55 USD.

- **Precio referencia para los hidrocarburos líquidos.** El precio de referencia para el petróleo es utilizado para categorizar el crudo de acuerdo a su lugar de proveniencia y sus características. Se usan distintos estándares como referencia, por ejemplo, el crudo WTI se usa para petróleo proveniente del continente americano, el BRENT para Europa, el DUBAI para el crudo proveniente de oriente medio, TAPIS para crudo ligero del lejano oriente y MINAS para crudo pesado del lejano oriente.
El crudo de referencia WTI se registra para el año 2018 en un promedio de \$70.44 USD y este se caracteriza principalmente por contar con una gravedad API de más de 30° y tener un contenido de azufre de alrededor del 24%. Cuando un hidrocarburo no presenta estas características previamente establecidas, su precio puede aumentar o disminuir.
- **Basic Sediment and Water (BSW).** Representa el contenido de agua y sedimentos que contiene el petróleo al momento de su producción, este factor tiene alta importancia a la hora de comercializar el crudo, debido a que entre mayor sea la cantidad de BSW presente en el crudo, su proceso de refinación se vuelve más complejo. Los costos del petróleo se reducen o incrementan a la hora de su venta de acuerdo al porcentaje de presencia de agua y sedimentos.
- **Análisis SARA.** Se define como un estudio que se le realiza a los hidrocarburos crudos, en el cual se separa en cuatro fracciones para analizar, dentro de ellas se encuentran los Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos. El analizar estas fracciones es de suma importancia a la hora de comercializar un hidrocarburo, debido a que estos componentes tienden a precipitarse, lo cual afecta directamente a la calidad del crudo. Dentro de las etapas de explotación y refinación del petróleo, factores como la viscosidad y la densidad del crudo se ven afectados, esto influye directamente en la gravedad API del petróleo, la cual permite categorizar la calidad del crudo para la venta.

En la **Tabla 37** se establecen los probables ingresos con los que se va a contar durante los próximos 10 años en este proceso de inyección alternada de gas y agua. Estos ingresos estimados, se calculan a raíz de los datos arrojados por el simulador, a la hora de generar un pronóstico de producción.

Se realiza el balance de los ingresos por medio de la producción incremental del año inmediatamente anterior. Se toma la proyección de la producción como referencia a 365 días cada año.

Tabla 35. Ingresos estimados para 10 años

AÑO	1	2	3	4	5
BARRILES PRODUCIDOS PRONOSTICADOS	1,461,496	515,860	223,070	94,230	60,990
INGRESOS	\$ 80,382,280	\$28,372,300	\$12,268,850	\$ 5,182,650	\$ 3,354,450
AÑO	6	7	8	9	10
BARRILES PRODUCIDOS PRONOSTICADOS	44,390	32,070	27,530	28,410	21,210
INGRESOS	\$ 2,441,450	\$ 1,763,850	\$ 1,514,150	\$ 1,562,550	\$ 1,166,550

Fuente: Elaboración propia.

6.2 IMPUESTOS

En el año 2006 el Senado de la Republica de Colombia mediante la ley 1111, fija un porcentaje de impuestos a la renta gravable de las empresas nacionales y extranjeras. Dentro de ellas, que se encuentran estipuladas como sociedades nacionales o extranjeras, sin importar si es anónima o no, se estipula en el artículo 240 de dicha ley que establece que:

“Artículo 240. Tarifa para sociedades nacionales y extranjeras. La tarifa única sobre la renta gravable de las sociedades anónimas, de las sociedades limitadas y de los demás entes asimilados a unas y otras, de conformidad con las normas pertinentes, incluidas las sociedades y otras entidades extranjeras de cualquier naturaleza, es del treinta y tres por ciento (33%).”⁶⁵

6.3 REGALÍAS

En Colombia, las regalías son todo aquel pago que debe realizar cualquier empresa extractora de recursos no renovables, como lo son la minería o la explotación de petróleo y gas natural. Cada municipio y departamento en el cual se efectuó cualquier extracción de estos recursos debe estar incluido en la repartición de estas contraprestaciones, así como también la recibirán todos los puertos marítimos o fluviales, o estaciones de vías férreas por donde se transitan todos estos recursos.

El campo objeto de estudio comenzó su comercialidad hacia el año de 1960, con una participación del 100% de la compañía ECOPETROL S.A., la compañía como tal no debe realizar pagos de ningún tipo por realizar cualquier exploración dentro del campo, aunque si debe realizar el pago de un porcentaje del crudo explotado en el área.

⁶⁵ COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 1111 (27 de diciembre de 2006). Bogotá D.C. 2006. p 5.

El presente trabajo de investigación se basara en el Decreto 1760 de 2003, el cual establece que la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) es la encargada de la administración y recaudación de la regalías a nivel nacional.

- **Regalías directas.** Las regalías directas son todas aquellas compensaciones que benefician directamente a las entidades territoriales a las cuales pertenecen, es decir, a los municipios o departamentos en donde se adelantan trabajos de explotación de hidrocarburos, a los municipios con puertos marítimos o fluviales por donde se transportan estos recursos y a las áreas de influencia de estos puertos.
- **Regalías indirectas.** Son recursos no asignados directamente a los departamentos o municipios productores de recursos no renovables, estos son distribuidos por el fondo nacional de regalías, el cual es aprobado por el Congreso de la República de Colombia.

La ley 756 de 2002, determina el valor de las regalías que deben pagar las compañías explotadoras de recursos no renovables, el porcentaje de aporte al Sistema Nacional de Regalías varía según la producción de petróleo, como se establece en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Determinación de las Regalías en Colombia

PRODUCCIÓN DIARIA (BOPD)	% DE REGALÍAS
< 5000	8%
5000 - 125000	8% + (Producción)*0,1
125000 - 400000	20%
400000 - 600000	20% + (Producción)*0,025
> 600000	25%

Fuente: ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Las regalías en el sector de los hidrocarburos. Bogotá, 2008. p.10. Modificado por el autor.

6.4 INVERSIÓN

Las inversiones se refieren a todo aquel capital necesario para poner en marcha cualquier proyecto, y darle un mantenimiento a lo largo de su desarrollo. Dentro de las inversiones necesarias para que un proyecto se lleve a cabo, se encuentra todo aquel capital que garantice el implementar toda la infraestructura necesaria para que el proyecto se mantenga, que garantice una producción a lo largo de la vida útil del mismo, y si es necesario, cualquier tipo de intervención que se tenga que

realizar. En la **Tabla 37** se establecen las inversiones necesarias para realizar este trabajo de estudio.

Tabla 37. Inversión

INVERSIÓN			
DESCRIPCIÓN	COSTO UNIDAD (USD)	CANTIDAD	INVERSIÓN TOTAL (USD)
Líneas de distribución	\$ 20.880	1433	\$ 29.913.386
Compresor	\$ 450.000	2	\$ 900.000
Mano de obra	\$ 30.000	N/A	\$ 30.000
Facilidades de superficie - Tanque de almacenamiento	N/A	N/A	N/A
		TOTAL INVERSIÓN	\$ 30.843.386

Fuente: Elaboración propia.

Cada uno de los ítems especificados en la tabla anterior, se explican a continuación para un buen análisis del proyecto de investigación:

- **Facilidades de producción.** Todo proceso de producción de hidrocarburos debe contar con distintos tipos de estaciones en superficie, necesarias principalmente para separar los fluidos provenientes del yacimiento en sus tres fases principales, las cuales son agua, petróleo y gas. Esto es necesario para que luego se pueda realizar un tratamiento de cada una de estas fases, y su posterior procesamiento o distribución. También son importantes, en gran medida, para conocer las presiones y las corrientes con las que vienen los fluidos desde el yacimiento y los pozos productores.

Dentro de los principales equipos utilizados en los procesos de las facilidades de producción, se encuentran los tanques de almacenamiento de los fluidos, los tanques de tratamiento del agua, los separadores de fases (pueden ser bifásicos o trifásicos), las bombas y compresores, y dispositivos de suministro de electricidad para todos los equipos.

Cabe resaltar que se va a contar con una producción de tres pozos productores, esto es importante a la hora de establecer las condiciones con las que deben contar las facilidades de producción. Además se deben tener en cuenta tres variables principales a la hora de escoger el tamaño de las facilidades, como lo son el caudal máximo de producción que se pueda llegar a tener y la capacidad de los módulos para cada una de las fases del fluido producido.

Para efectos de la inyección alternada de gas y agua, se van a disponer las mismas facilidades con las que viene contando el campo hasta la actualidad.

- **Compresores.** Son unas herramientas que permiten aumentar la energía con la que se desplaza un gas por algún recorrido, es utilizado más que todo para

desplazar gases a través de algún conducto. Para efectos de este trabajo de investigación se deben implementar 2 (DOS) compresores, uno a la salida de los gases desde la Refinería de Barrancabermeja, a lo largo del desplazamiento hasta el campo objeto de estudio y finalmente en superficie para que el gas pueda ser inyectado hacia el reservorio.

- **Línea de tubería.** Está compuesta por una gran cantidad de tubos, con distintas especificaciones técnicas, que son necesarios para desplazar el Flue Gas desde la refinería de Barrancabermeja hasta el campo objeto de estudio.

Cabe resaltar que la distancia entre la Refinería de Barrancabermeja y las facilidades de disposición de los fluidos de inyección es de 13.1 Km. La longitud de cada una de las secciones de tubería es de 30 Ft (9.144 m). A raíz de esto, se necesita un total de 1433 secciones de tubería como se especifica en la **Tabla 38**.

Tabla 38. Secciones requeridas para transporte del Flue Gas desde la Refinería de Barrancabermeja hasta disposición.

LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS DE COMBUSTIÓN		
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Distancia en línea recta	13100	Metros
Sección de tubería	9,144	Metros
Cantidad de secciones requeridas	1433	Unidades

Fuente: Elaboración propia.

- **Mano de obra de instalación.** La mano de obra ofrecida por el distribuidor de las líneas de tubería, se cotiza en la **Tabla 39**.

Tabla 39. Mano de obra de instalación de tubería

MANO DE OBRA DE INSTALACIÓN			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Primer oficial instalador de gas	2	\$ 10.000	\$ 20.000
Ayudante	10	\$ 1.000	\$ 10.000
TOTAL MANO DE OBRA			\$ 30.000

Fuente: Elaboración propia.

6.5 COSTOS

En esta sección, los costos operativos se representan como todo el capital que la compañía desembolsa con el fin de desarrollar satisfactoriamente el proyecto en cuestión, además de garantizar la economía del proyecto. Dentro del grupo de costos, se pueden encontrar el costo de llevar un barril de volumen del fluido de

yacimiento hasta superficie, el mantenimiento de los equipos de superficie y subsuelo, la energía eléctrica necesaria para que los equipos funcionen y los costos del personal requerido para los procesos operativos.

- **Costos de producción de los fluidos.** Es el desembolso de dinero necesario para extraer un barril de fluido de formación, llevarlo a superficie y separarlo en sus tres fases, consiste en su gran mayoría en el costo de separar el líquido del gas y posteriormente separar el agua del petróleo. El proceso de separación es indispensable para poder comercializar los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- **Costos de inyección de agua.** Para el caso de estudio, se deben evaluar los costos que requiere la inyección de todos aquellos volúmenes de agua necesarios para llevar a cabo la inyección alternada de gas y agua en el campo objeto de estudio. Todos estos costos se especifican en la **Tabla 40**.

Tabla 40. Costos de inyección de agua

COSTO TRATAMIENTO AGUA DE INYECCIÓN				
AÑO	DESCRIPCIÓN	COSTO UNIDAD (USD)	CANTIDAD	COSTO TOTAL
1	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
2	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
3	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
4	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
5	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
6	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
7	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
8	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
9	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
10	Tasa de inyección (BBL)	\$ 2,0	355.510	\$ 711.020
	Tratamiento (BBL)	\$ 1,5	355.510	\$ 533.265
TOTAL COSTO INYECCIÓN DE AGUA 10 AÑOS				\$ 12.442.850

Fuente: Elaborado por el autor.

- **Costos de adquisición e inyección del Flue Gas.** Es necesario realizar la compra del Flue Gas a la Refinería de Barrancabermeja, en la **Tabla 41** se especifica el costo del mismo. Además de esto, se debe costear el proceso de

transporte e inyección del mismo gas hasta el yacimiento. Se especifica que la cantidad de CO₂ a inyectar cada año durante el proceso es de 509.689 toneladas, el costo de cada tonelada de Flue Gas es de \$13.15 USD para el primer año, aunque se especifica un aumento de acuerdo a la inflación del 4% para cada año.

Tabla 41. Costo de Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja.

COSTO GAS DE COMBUSTIÓN				
AÑO	DESCRIPCIÓN	COSTO UNIDAD (USD)	CANTIDAD (Tonelada)	COSTO TOTAL
1	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 13.15	141,310	\$ 1,858,226
2	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 13.68	141,310	\$ 1,932,555.14
3	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 14.22	141,310	\$ 2,009,857.34
4	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 14.79	141,310	\$ 2,090,251.64
5	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 15.38	141,310	\$ 2,173,861.70
6	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 16.00	141,310	\$ 2,260,816.17
7	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 16.64	141,310	\$ 2,351,248.82
8	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 17.30	141,310	\$ 2,445,298.77
9	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 18.00	141,310	\$ 2,543,110.72
10	Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermej	\$ 18.72	141,310	\$ 2,644,835.15
TOTAL COSTO INYECCIÓN DE GAS				\$22,310,061.52

Fuente: Elaboración propia.

- **Costos de operación.** La **Tabla 42** resume los costos de operación que representa el proyecto, dentro de ellos se destacan los costos de energía necesarios para que los equipos implicados en el proceso de inyección WAG funcionen correctamente, además, se incluye un valor fijo para cada año, el cual implica el costo mínimo que necesita el campo para mantenerse en operación, dentro de este costo se encuentra el mantenimiento de equipos y pozos.

Tabla 42. Costos operacionales

COSTOS DE OPERACIÓN				
AÑO	Consumo de energía eléctrica de los equipos (USD)	Costos de producción (USD)	Mantenimiento (USD)	TOTAL (USD)
1	\$ 35.000	\$ 100.684	\$ 130.000	\$ 265.684
2	\$ 36.400	\$ 97.153	\$ 130.000	\$ 263.553
3	\$ 37.856	\$ 91.666	\$ 130.000	\$ 259.522
4	\$ 39.370	\$ 82.753	\$ 130.000	\$ 252.123
5	\$ 40.945	\$ 79.982	\$ 130.000	\$ 250.927
6	\$ 42.583	\$ 81.513	\$ 130.000	\$ 254.096
7	\$ 44.286	\$ 79.564	\$ 130.000	\$ 253.850
8	\$ 46.058	\$ 81.610	\$ 130.000	\$ 257.667
9	\$ 47.900	\$ 68.237	\$ 130.000	\$ 246.136
10	\$ 49.816	\$ 56.005	\$ 130.000	\$ 235.821
COSTOS DE OPERACIÓN TOTALES				\$ 2.539.379

Fuente: Elaboración propia.

6.6 AHORROS

La implementación de la inyección alternada de gas y agua en el campo, se realiza con el objetivo de optimizar el proceso de recobro mejorado que viene implementando el campo desde hace un tiempo atrás. Al usar gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja se estarían generando unos ahorros en los procesos operacionales de la empresa ECOPETROL S.A., estos ahorros se describen a continuación.

- **Ahorro en la inyección de agua.** Al realizar una inyección alternada del agua que se viene inyectando en el sector de estudio, se estaría reemplazando una parte del caudal de agua inyectado por ciertos baches de Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja, es decir, se estaría disminuyendo la cantidad de agua inyectada, junto con los costos que implica inyectarla al yacimiento.
- **Ahorro en la quema de gases de combustión.** La legislación colombiana propone por medio de la Ley 1819 de 2016 el Impuesto Nacional al Carbono, el cual cita que toda tonelada de CO₂ generada en la combustión de dicho combustible, se debe realizar el pago de dicho impuesto al gobierno nacional, el cual tiene un costo de 5 USD (dólares estadounidenses). Dicha tarifa se ajustara cada primero de febrero con la inflación del año inmediatamente anterior, más un punto porcentual.
Dado que dicha tarifa no se establece necesariamente en el proyecto de este trabajo, se establece como referencia, debido a que la empresa ECOPETROL

S.A. se ve directamente relacionada al pago de este impuesto, debido a que, esta misma es la que se encarga de administrar la Refinería de Barrancabermeja.

6.7 INDICADOR FINANCIERO

Para realizar el flujo de caja necesario para evaluar este proyecto de investigación, es necesario identificar el indicador financiero que se va a usar para la evaluación del mismo, e identificar si este es viable o no para la compañía.

• Flujo de caja para los próximos 10 años

Tabla 43. Flujo de caja operativo del proyecto para 10 años

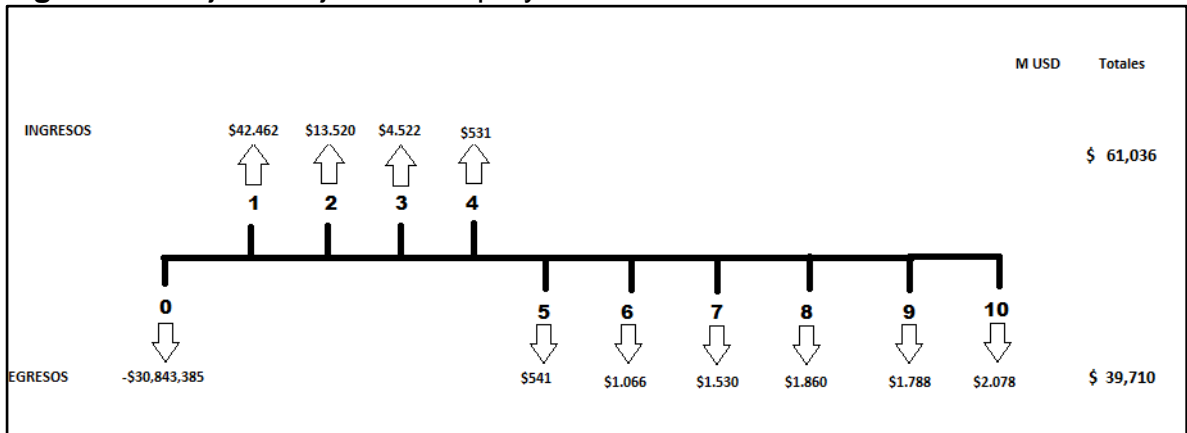
/	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
INGRESOS		\$ 80,382,280	\$ 28,372,300	\$ 12,268,850	\$ 5,182,650	\$ 3,354,450
COSTOS		\$ 10,574,991	\$ 5,922,540	\$ 4,537,348	\$ 3,975,057	\$ 3,894,042
UTILIDAD BRUTA		\$ 69,807,289	\$ 22,449,760	\$ 7,731,502	\$ 1,207,593	-\$ 539,592
REGALÍAS		\$ 6,430,582	\$ 2,269,784	\$ 981,508	\$ 414,612	\$ 268,356
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		\$ 63,376,707	\$ 20,179,976	\$ 6,749,994	\$ 792,981	-\$ 807,948
IMPUESTOS		\$ 20,914,313	\$ 6,659,392	\$ 2,227,498	\$ 261,684	-\$ 266,623
UTILIDAD NETA		\$ 42,462,393	\$ 13,520,584	\$ 4,522,496	\$ 531,297	-\$ 541,325
INVERSIÓN	\$30,843,385.83					
FLUJO DE CAJA NETO	-\$30,843,385.83	\$ 42,462,393	\$ 13,520,584	\$ 4,522,496	\$ 531,297	-\$ 541,325

/	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
INGRESOS	\$ 2,441,450	\$ 1,763,850	\$ 1,514,150	\$ 1,562,550	\$ 1,166,550
COSTOS	\$ 3,838,034	\$ 3,907,470	\$ 4,170,591	\$ 4,107,346	\$ 4,174,986
UTILIDAD BRUTA	-\$ 1,396,584	-\$ 2,143,620	-\$ 2,656,441	-\$ 2,544,796	-\$ 3,008,436
REGALÍAS	\$ 195,316	\$ 141,108	\$ 121,132	\$ 125,004	\$ 93,324
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-\$ 1,591,900	-\$ 2,284,728	-\$ 2,777,573	-\$ 2,669,800	-\$ 3,101,760
IMPUESTOS	-\$ 525,327	-\$ 753,960	-\$ 916,599	-\$ 881,034	-\$ 1,023,581
UTILIDAD NETA	-\$ 1,066,573	-\$ 1,530,768	-\$ 1,860,974	-\$ 1,788,766	-\$ 2,078,179
INVERSIÓN					
FLUJO DE CAJA NETO	-\$ 1,066,573	-\$ 1,530,768	-\$ 1,860,974	-\$ 1,788,766	-\$ 2,078,179

Fuente: Elaboración propia.

- **Flujo de caja.** Es una representación de los flujos de entrada y de salida de recursos en un proyecto, los cuales son denominados ingresos y egresos. En la **Figura 32** se representan los ingresos por conceptos de la venta de la producción de petróleo estimada para los próximos 10 (DIEZ) años y los egresos por conceptos de inversión en líneas de tubería, instalación de la misma, facilidades de producción e inyección; además de costos operacionales como costos de personal, mantenimiento, entre otros.

Figura 32. Flujo de caja neto del proyecto.



Fuente: Elaboración propia.

- **Valor presente neto (VPN).** El valor presente neto está definido como el valor equivalente de todos aquellos ingresos y egresos presentes en un proyecto. En la **Ecuación 19** se ve expresada la fórmula necesaria para realizar un correcto cálculo del valor presente neto.

Ecuación 19. Cálculo del valor presente neto

$$VPN = \sum_{n=1}^p \left[\frac{INGRESOS_n - EGRESOS_n}{(1 + i)^n} \right] - INVERSIÓN$$

Fuente: SEMECO, Karina Lucia, Conceptos Básicos de Evaluaciones Financieras, Caracas, 2007. p. 8.

Donde:

p= Horizonte económico

i= Tasa de descuento

n= Periodo

Para el análisis del valor presente neto, se debe tener en cuenta que todo valor por encima de 0 (CERO) indica que el proyecto en cuestión recupera la inversión inicial,

además de obtener ganancias. Si es igual a 0 (CERO), se recupera la inversión inicial pero no se obtienen ganancias del proyecto y por último, si el valor arrojado por la ecuación es menor a 0 (CERO) expresa que los ingresos obtenidos por el proyecto no son los suficientes para cubrir la inversión generada inicialmente.

- **Tasa de descuento.** La TIO es la tasa de interés mínima de ganancia que establece cualquier inversionista para invertir en cualquier proyecto. Para efectos de este proyecto, se establece una TIO del 10% efectivo anual, se toma este valor por indicaciones de la compañía ECOPETROL S.A.

Ecuación 20. Valor presente neto del proyecto

$$\begin{aligned}
 VPN = & -\$30,843,385.83 + \frac{\$42,462,393}{(1 + 10\%^1)} + \frac{\$13,520,584}{(1 + 10\%^2)} + \frac{\$4,522,496}{(1 + 10\%^3)} \\
 & + \frac{\$531,297}{(1 + 10\%^4)} + \frac{-\$541,325}{(1 + 10\%^5)} + \frac{-\$1,066,573}{(1 + 10\%^6)} + \frac{-\$1,530,768}{(1 + 10\%^7)} \\
 & + \frac{-\$1,860,974}{(1 + 10\%^8)} + \frac{-\$1,788,766}{(1 + 10\%^9)} + \frac{-\$2,078,179}{(1 + 10\%^{10})} \\
 & \qquad \qquad \qquad VPN = \$17,328,150.36
 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia.

7. CONCLUSIONES

- Aunque las Arenas B de la formación Mugrosa tienen un aporte de empuje por un acuífero activo cerca de la zona, este no es representativo para el sostenimiento de la presión, ya que se encuentra a una distancia considerable del reservorio.
- La producción promedio histórica del campo ha presentado diferentes variaciones debido a la implementación de distintas campañas de explotación, las cuales generaron aumentos en la producción con un promedio de 56 BPD por pozo presente en el campo.
- El método de producción primaria del campo fue de empuje por gas en solución. Posterior a este se produjo un empuje leve de algún acuífero cercano al reservorio debido a un decremento en las presiones por encima del punto de burbuja y finalmente una estabilización de la presión del reservorio.
- Se realizó una actualización de los espesores para 15 de las 255 capas presentes en el modelo suministrado por la compañía, con el fin de tener una mejor representación del modelo estático de las Arenas B de la Formación Mugrosa.
- Mediante el *software* WinProp de la compañía CMG, se generó una representación adecuada del comportamiento de los fluidos presentes en las Arenas B de la Formación Mugrosa, a partir de los estudios PVT realizados, Cromatografía de los gases e información de hinchamiento del Flue Gas proveniente de la Refinería de Barrancabermeja.
- Se realizó una actualización de las permeabilidades relativas para las tres fases, con el fin de especificar el comportamiento de cada una de ellas para cada uno de los (4) CUATRO tipos de roca establecidos por el departamento geológico de ECOPETROL S.A.
- En el año 2012 se realizó la construcción de dos de los tres arreglos de inyección irregular en el campo, generando una producción incremental de petróleo de 181.000 bbl, aumentando así el factor de recobro en 2,3%.
- El arreglo de inyección I-57 tiene una buena eficiencia de desplazamiento representada en los pozos productores con una tasa de inyección de aproximadamente 1200 BWPD, aunque se presenta un problema de hinchamiento de arcillas asociado a la reacción de las mismas con el agua inyectada generando daño de formación en el yacimiento.

- La presión de inyección del Flue Gas fue establecida a partir de un promedio entre la presión máxima de inyección referida en el estudio de hinchamiento del Flue Gas a condiciones de yacimiento (3915 psi) y la presión mínima de miscibilidad del modelo (1388,947 psi). Con el fin de evitar una precipitación de asfáltenos derivada del hinchamiento del gas en el reservorio y de garantizar que el desplazamiento del fluido a raíz de la inyección, se presente mediante un método miscible.
- Se estableció una tasa de inyección de Flue Gas del 25% en relación con el agua inyectada para el proceso de inyección Water Alternating Gas, instaurado a raíz del éxito de los distintos procesos de este tipo de inyección en el mundo.
- El caudal de inyección de agua (1200 BWPD) utilizada en el patrón I-57 se mantiene para el proceso WAG debido a que se usan las mismas facilidades de inyección presentes actualmente en el campo.
- El proyecto de inyección Water Alternating Gas representa un incremento en la producción de petróleo de 3.160.650 barriles, lo cual indica que la inyección WAG en el campo objeto de estudio es viable como método de recobro terciario en el campo.
- En el quinto año de la producción de hidrocarburos derivada de la inyección alternada de gas y agua los estados financieros empiezan a presentar pérdidas monetarias, debido a que los ingresos obtenidos de la venta de petróleo no alcanzan a cubrir los gastos operativos del proceso.
- La Inyección Water Alternating Gas evaluada para las Arenas B de la Formación Mugrosa, tomando como referencia el precio establecido por ECOPETROL S.A. del barril de petróleo para el año 2018 (\$55 USD) es atractiva para la compañía, ya que el proyecto genera una ganancia extraordinaria a la Tasa de interés de oportunidad (TIO), equivalentes a la fecha actual de \$17.328.150 USD.

8. RECOMENDACIONES

- Agregar al modelo estático todos los pozos del bloque junto con los sets de registros eléctricos correspondientes a cada uno de ellos, con el fin de obtener mayor confiabilidad en la data.
- Establecer distintas relaciones de proporción del gas inyectado con respecto al agua, para el proceso de inyección Water Alternating Gas.
- Realizar un aumento en el caudal de agua inyectada en el proceso WAG, para realizar un análisis del recobro de petróleo a raíz de la inyección.
- Analizar la composición del gas y el petróleo producido durante el proceso de inyección de Water Alternating Gas, para verificar la eficiencia de la inyección.
- Hacer una evaluación del proceso de inyección WAG a un periodo de 5 años, debido a que después de este año se comienzan a generar pérdidas en el flujo de caja operacional.
- Realizar el mismo análisis de inyección realizado en este proyecto en los otros dos patrones de inyección de agua presentes en el campo objeto de estudio, con el fin de obtener una mayor cobertura de la misma.

BIBLIOGRAFÍA

BARRERO, Darío. Colombian Sedimentary Basins. Edición 1. Bogotá, Colombia. ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos 2007 [En línea]. [Consultado el 19 de noviembre de 2018]. Disponible en internet: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

CARRILLO, Lucio. Simulación de petróleo negro (BLACK OIL). 2010. [En línea] [Consultado el 14 de agosto de 2018]. Disponible en internet: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/simulacion-de-petroleo-negro-black-oil/>

CASADIEGO, Efraín., et al. Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: el caso de la formación mugrosa en el campo llanito y casabe. Bucaramanga, Colombia. 2010.

DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique. 1974. 625 p.

DELARAM, Tehrani y MEHRAN, Sohrabi. Enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. Department Of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University Edinburgh, United Kingdom. 2000.

ECOPETROL S.A. Contrato de la Concesión de Mares. Ecopetrol. [en línea] [Consultado el 10 agosto de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/contrato-de-la-concesion-de-mares>

ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Primera edición. Neiva, Huila. 331 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. Ntc-1486.6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 97895885673. 153p.

JULIVERT, Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia – Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique. 1968. 572 p.

KINGSTON, D.; DISHROON, C. y WILLIAMS, P. Global basin classification system. AAPG Bulletin. Vol. 67. 2193 p.

LARSEN, Johne Alex y SKAUGE, Arne. Simulation of the immiscible WAG process using cycle-Dependent Three-Phase Relative Permeabilities. Wave Structure in WAG Recovery. 2011.

LOPEZ, Lorena. Introducción a la simulación numérica de Yacimientos. Ing de Yacimientos v. [En línea] [Consultado el 14 de agosto de 2018]. Disponible en: <http://lmla-ingyacv.blogspot.com/2009/10/clase-n1-introduccion-la-simulacion.html>

MENEZ DIAZ, Robinson; MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando y RIVERA DE LA OSSA, Juan Eduardo. Inyección alternada de agua y gas (WAG): Generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación. Universidad Industrial de Santander. 2007.

MONROY ZAPATA, Diana y CORONADO NAVARRO, Jorge Luis. Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de gas y agua (WAG) mediante simulación numérica. Universidad Industrial de Santander. 2009.

MONROY, Diana y CORONADO, Jorge. Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de gas y agua (WAG) mediante simulación numérica. Universidad Industrial de Santander. 2009.

MUÑOZ, Cristofer. Porosidad. [En línea] [Consultado el 15 de agosto de 2018]. Disponible en: <http://ingpetol.blogspot.com/2017/02/porosidad.html>

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. 2007. 369 p.

REAL ACADEMIA DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES. Glosario de Geología. [En línea] [Consultado el 19 de noviembre 2018]. Disponible en internet: https://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm

RUSSELL, Randy. Exploración Petrolera. Ventanas al universo [En línea] [Consultado el 19 de noviembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.windows2universe.org/earth/geology/fault.html&lang=sp>

SCHLUMBERGER. Oil Field Glossary. Arcilla [En línea] [Consultado el 19 de noviembre 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/arcilla.aspx>.

SCHLUMBERGER. Oil Field Glossary. Cuenca sedimentaria [En línea] [Consultado el 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sedimentary_basin.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Ecuación de difusividad. [En línea] [Consultado el 29 de octubre de 2018]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/diffusion_equation.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Espesor de capa [En línea] [Consultado el 20 de noviembre de 2018]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bed_thickness.aspx?p=1

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Trampa estratigráfica. [En línea] [Consultado el 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stratigraphic_trap.aspx.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Yacimiento de doble permeabilidad. [En línea] [Consultado el 28 de agosto de 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fingering.aspx>

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE MÉXICO. Glosario de términos petroleros. [En línea] [Consultado el 19 de noviembre 2018]. Disponible en Internet: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf.

SURGUCHEV, L. M., KORBOL, R., HAUGEN, S., & KRAKSTAD, O. S. Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 1992. 565 p.

VECINO, Erminda. Refinería de Barrancabermeja celebra 93 años de refinar crudo para el país. [En línea] [Consultado el 10 agosto de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/refineria-de-barrancabermeja>

ANEXOS

**ANEXO A.
DATOS DE POROSIDAD Y PROPIEDADES DE LA ROCA.**

Tabla 44. Datos de porosidad y propiedades de la roca.

Profundidad	Presión de Confinamiento	Longitud	Diámetro	Vol. Total	Vol. Poroso	Vol. de Granos	Densidad de Granos	Porosidad
(ft)	(psi)	(cm)	(cm)	(cm ³)	(cm ³)	(cm ³)	(g/cm ³)	(%)
5862,5	800	6,750	3,795	76,341	16,510	58,412	2,627	22,0
5862,5	1500	6,750	3,795	76,341	16,297	58,412	2,627	21,8
5862,5	2200	6,750	3,795	76,341	16,172	58,412	2,627	21,7
6466,5	800	6,717	3,790	75,769	11,719	61,632	2,619	16,0
6466,5	2200	6,717	3,790	75,769	11,188	61,632	2,619	15,4
6967,5	800	6,514	3,792	73,582	14,783	56,764	2,649	20,7
6967,5	1500	6,514	3,792	73,582	14,557	56,764	2,649	20,4
6967,5	2200	6,514	3,792	73,582	14,396	56,764	2,649	20,2

Fuente: ECOPETROL S.A. 2008.

**ANEXO B.
DATOS DE POROSIDAD PARA LAS ARENAS B DE LA FORMACIÓN
MUGROSA.**

Tabla 45. Datos de porosidad para las arenas b de la formación mugrosa.

POZO	PROFUNDIDA D (pies)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	ANALISIS REALIZADOS
L – 10	5740' – 5741'	18.9	14	PC, PE
L – 12	6270' – 6273' (4)	19.2	34	MOJ, K _{RWO}
L – 17	5524' – 5561' (1)	21.8	16	PC, PE
L – 17	5524' – 5561' (2)	23.0	163	MOJ, K _{RWO}
L – 17	5585' – 5612' (3)	16.8	20	PC, PE
L – 17	5930'11"	17.4	11	PC, PE
L – 30	6819'	19.7	47	PC, PE
L – 31	5469'	22.2	416	MOJ, K _{RWO}
L – 31	5615'	9.4	30	MOJ, K _{RWO}
L – 31	5744'	18.5	14	MOJ, K _{RWO}

Fuente: ECOPETROL S.A. 2008.

**ANEXO C.
PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-PETRÓLEO.**

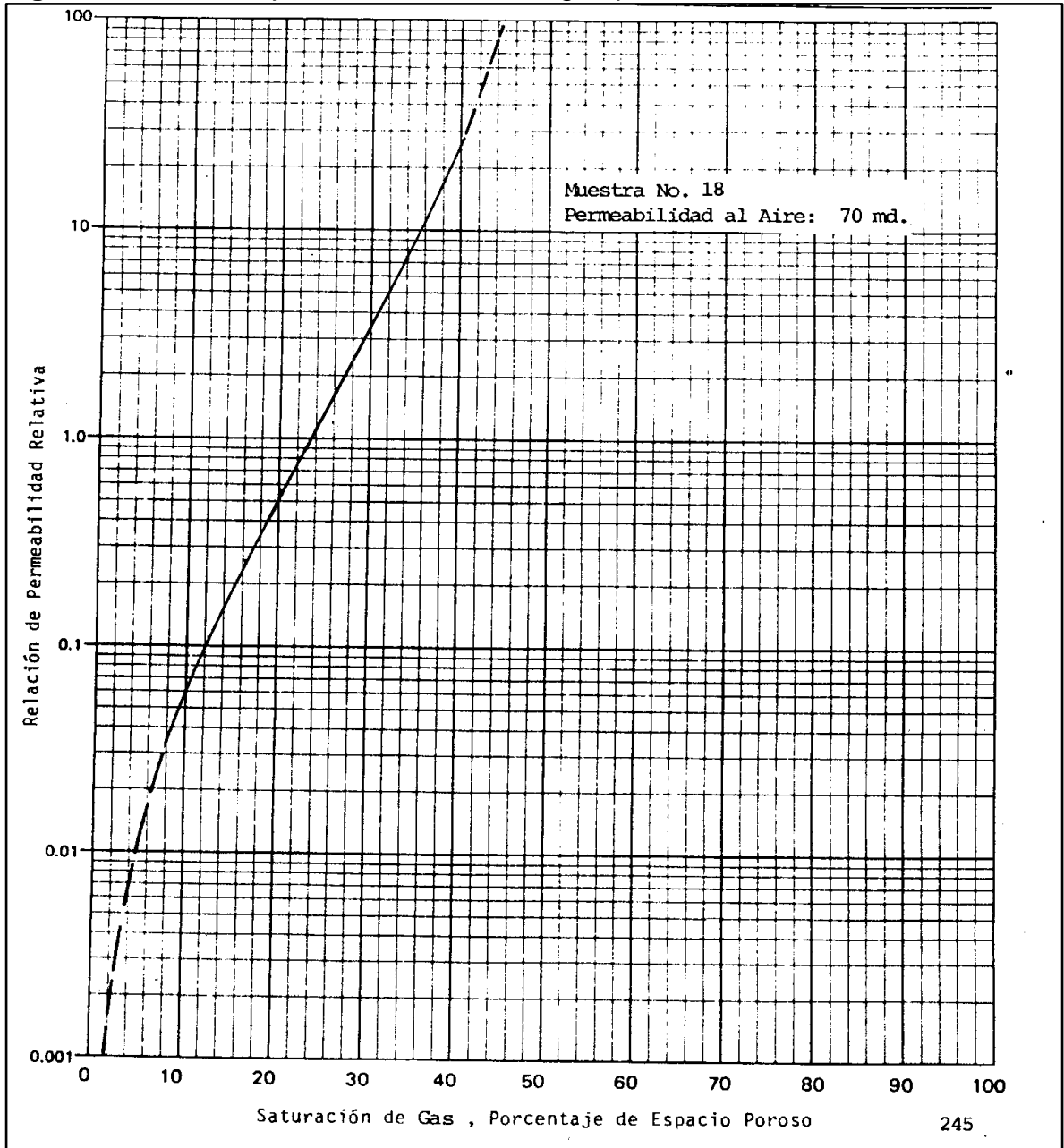
Figura 33. Permeabilidad relativa gas-petróleo.

<u>PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-PETROLEO</u>			
Compañía:	ICP	Identificación de la Muestra	18
Pozo:	GALA-7	Profundidad de la muestra	5906- pies
Formación:		Permeabilidad al Aire	70 md
Campo:	APIAY	Porosidad	20.3 por ciento
Estado:	BUCARAMANGA	Saturación de Agua Inicial	21.2 por ciento
Pais:	COLOMBIA	Permeabilidad Efectiva al Petróleo a la Saturación de Agua Inicial	41 md
<u>Saturación de Gas Porcentaje espacio Poroso</u>	<u>Relación de la Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo</u>	<u>Permeabilidad Relativa al Gas ,* Fracción</u>	<u>Permeabilidad Relativa al Petróleo,* Fracción</u>
0.0	0.000	0.000	1.000
6.0	0.020	0.013	0.637
9.0	0.045	0.024	0.539
10.2	0.062	0.030	0.486
12.3	0.106	0.042	0.397
16.3	0.264	0.078	0.295
21.1	0.642	0.124	0.193
26.5	1.69	0.179	0.106
34.0	7.03	0.253	0.036
40.2	26.0	0.363	0.014
*Relativo a la permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua inicial.			

Fuente: Instituto colombiano del petróleo. 1999.

**ANEXO D.
CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-PETRÓLEO.**

Figura 34. Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo.



Fuente: Instituto colombiano del petróleo. 1999.

**ANEXO E.
CRONOGRAMA DE INYECCIÓN WAG.**

Tabla 46. Cronograma de inyección WAG.

CRONOGRAMA DE INYECCIÓN			AGUA	
FECHA	TASA DE INYECCIÓN	FLUIDO INYECTADO	FLUE GAS	
31/10/2018	974 Bbl/dia			
31/01/2019	974 Bbl/dia			
30/04/2019	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2019	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2019	974 Bbl/dia			
31/01/2020	974 Bbl/dia			
30/04/2020	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2020	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2020	974 Bbl/dia			
31/01/2021	974 Bbl/dia			
30/04/2021	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2021	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2021	974 Bbl/dia			
31/01/2022	974 Bbl/dia			
30/04/2022	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2022	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2022	974 Bbl/dia			
31/01/2023	974 Bbl/dia			
30/04/2023	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2023	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2023	974 Bbl/dia			
31/01/2024	974 Bbl/dia			
30/04/2024	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2024	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2024	974 Bbl/dia			
31/01/2025	974 Bbl/dia			
30/04/2025	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2025	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2025	974 Bbl/dia			
31/01/2026	974 Bbl/dia			
30/04/2026	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2026	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2026	974 Bbl/dia			
31/01/2027	974 Bbl/dia			
30/04/2027	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2027	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2027	974 Bbl/dia			
31/01/2028	974 Bbl/dia			
30/04/2028	1367,2094 Ft3/dia			
31/07/2028	1367,2094 Ft3/dia			
31/10/2028	974 Bbl/dia			

Fuente: Elaboración propia.