

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE UNA ENZIMA
BIOLÓGICA COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO
PARA EL POZO H2 DEL CAMPO LLANOS 28

MARÍA ALEJANDRA MONCADA GÓMEZ
ANGIE CAROLINA VARGAS MORENO

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

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE UNA ENZIMA
BIOLÓGICA COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO
PARA EL POZO H2 DEL CAMPO LLANOS 28

MARÍA ALEJANDRA MONCADA GÓMEZ
ANGIE CAROLINA VARGAS MORENO

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

Director
JORGE IVÁN RUBIO
Ingeniero de Petróleos

Orientador
JUAN DAVID RENGIFO
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Ing. Juan David Rengifo

Ing. Adriangela Romero Sánchez

Geol. Adriana Henao Bejarano

Bogotá D.C., Agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector de Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano de Facultades de Ingenierías

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. Jose Humberto Cantillo Silva

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

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a mi Mamá, a mi Papá y mis hermanas, que siempre me han acompañado en este camino de conocimiento y estuvieron en cada momento dándome apoyo y guiándome sin falta; a Camilo por su incondicional apoyo. Y a mis abuelos quienes son mis modelos a seguir.
Alejandra Moncada

*A mi familia, gracias por su apoyo.
Angie Vargas*

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos por su apoyo incondicional a:

El Ingeniero Jorge Iván Rubio por haber aceptado la realización del proyecto de grado, por abrirnos las puertas a esta nueva experiencia y por creer en nosotras.

A los docentes Yimy Parra y Juan Rengifo, quienes colaboraron en la realización de este proyecto ya que sin su ayuda no hubiera sido posible realizarlo.

A todas las personas que de una u otra manera nos acompañaron y apoyaron durante el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANOS 28	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna Estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Basamento	31
1.3.2.2 Formación Une	31
1.3.2.3 Formación Gachetá	31
1.3.2.4 Formación Guadalupe	31
1.3.2.5 Formación Barco y Los Cuervos	32
1.3.2.6 Formación Mirador	32
1.3.2.7 Formación Carbonera	33
1.3.2.8 Formación León	35
1.3.2.9 Formación Guayabo	35
1.3.2.10 Formación Necesidad	35
1.3.3 Geología Estructural	36
1.3.4 Geología del petróleo	37
1.3.4.1 Roca Generadora	37
1.3.4.2 Roca Almacenadora.	38
1.3.4.3 Roca Sello	38
1.3.4.4 Migración	38
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	39
1.4.1 Método de producción	39
1.4.2 Número de pozos.	39
1.4.3 Producción acumulada.	39
2. GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ENZIMAS	40
2.1 ENZIMAS	40
2.1.1 Historia de las enzimas biológicas.	40
2.1.2 Definición y funcionamiento	40
2.1.3 Centro Activo	41
2.1.4 Clasificación	43
2.2 APLICACIONES DE LAS ENZIMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	43
2.2.1 Modificación de la permeabilidad	43
2.2.2 Remoción de daño de formación	43

2.2.3	Pretratamiento de biopolímeros	44
2.2.4	Rompedor	44
2.2.5	Recuperación mejorada del petróleo	44
2.2.5.1	Características del producto	44
2.2.5.2	Proceso de aplicación de la enzima.	46
2.2.5.3	Equipo para la estimulación con enzimas biológicas.	47
2.2.5.4	Aplicación de la enzima según el tipo de pozo.	47
2.2.5.5	Otros métodos de aplicación.	49
2.2.5.6	Factores que no afectan el desempeño de las Enzima.	49
2.2.5.7	Escenarios probados para la aplicación de enzimas biológicas.	49
2.3	SURFACTANTES	49
2.3.1	Definición	49
2.3.2	Aplicaciones de Surfactantes en la industria petrolera	49
2.3.2.1	Lodos de perforación	49
2.3.2.2	Estimulación de pozos	50
2.3.2.3	Recuperación mejorada de petróleo	50
3.	PRUEBAS DE LABORATORIO	51
3.1	PRUEBAS CON NÚCLEOS	51
3.1.1	Procedimiento análisis de saturación	51
3.1.2	Procedimiento para el análisis de la porosidad por saturación	51
3.1.3	Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas y del líquido.	52
3.2	PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS	55
3.3	PROPIEDADES DEL CRUDO	57
4.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	61
4.1	CREACIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN	61
4.1.1	I/O Control	61
4.1.2	Reservorio	62
4.1.2.1	Malla.	62
4.1.2.2	Propiedades de la roca.	63
4.1.3	Componentes.	65
4.1.3.1	Verificación de la validez de las curvas obtenidas en KAPPA PVT.	72
4.1.4	Interacción roca fluido	74
4.1.5	Condiciones iniciales.	75
4.1.6	Métodos numéricos.	76
4.1.7	Pozos y datos recurrentes.	76
4.2	INYECCIÓN DEL SURFACTANTE	81
4.3	RESULTADOS	88
5.	ANÁLISIS FINANCIERO	90
5.1	ESCENARIOS A EVALUAR	90
5.1.1	Escenario 1.	90
5.1.2	Escenario 2.	90
5.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	90

5.2.1 Escenario 1	91
5.2.2 Escenario 2	92
5.3 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	92
5.3.1 Escenario 1	93
5.3.2 Escenario 2	93
5.4 ANÁLISIS DE INGRESOS	93
5.4.1 Precio de venta del crudo	93
5.4.2 Regalías.	94
5.4.3 Escenario 1	94
5.4.4 Escenario 2	95
5.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	96
5.5.1 Valor Presente Neto (VPN).	96
5.5.2 Escenario 1	97
5.5.3 Escenario 2	98
5.6 CONCLUSIÓN	99
6. CONCLUSIONES	100
7. RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFÍA	102

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Espesores de las formaciones perforadas-pozo H2	36
Tabla 2. Condiciones de yacimiento para aplicar la tecnología	46
Tabla 5. Perforación y completamiento del pozo inyector	91
Tabla 6. Costo de facilidades de producción	91
Tabla 7. Costo de planta de tratamiento	91
Tabla 8. Costo de tratamiento de agua, Escenario 1	92
Tabla 9. Costo de Inversión, Escenario 1	92
Tabla 10. Costo de la enzima, Escenario 2.	92
Tabla 11. Costo de inversión, Escenario 2	92
Tabla 12. Costos de operación, Escenario 1	93
Tabla 13. Costos de operación, Escenario 2	93
Tabla 14. Ajuste por calidad del crudo	94
Tabla 15. Ajuste del precio venta	94
Tabla 16. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002	94
Tabla 17. Escenario 1. Producción neta	95
Tabla 18. Escenario 1. Ingreso neto	95
Tabla 19. Escenario 2. Producción neta	95
Tabla 20. Escenario 2. Ingreso neto	95
Tabla 21. Calculo de impuesto de renta, escenario	97
Tabla 22. Calculo de impuesto de renta, escenario	98
Tabla 23. VPN Pozo H2	99

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Llanos 28	29
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	30
Figura 3. Corte esquemático a través de la estructura del Campo H2 Llanos 28	37
Figura 4. Diagrama de una reacción catalizada y no catalizada	41
Figura 5. Centro activo de una enzima interactuando con un sustrato	42
Figura 6. Proceso de la catálisis enzimática	42
Figura 7. Comportamiento de la enzima en el medio poroso	45
Figura 8. Procedimiento análisis de saturación	52
Figura 9. Procedimiento para el análisis de la porosidad por saturación	52
Figura 10. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas	53
Figura 11. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad del líquido	53
Figura 12. Procedimiento de la prueba de compatibilidad de fluidos	56
Figura 13. Procedimiento para Titulometría	57
Figura 14. Procedimiento para determinar la Sal en crudo	57
Figura 15. Procedimiento para determinar la gravedad API	58
Figura 16. Procedimiento para determinar Flash Point	58
Figura 17. Procedimiento para determinar Pour Point	58
Figura 18. Procedimiento para determinar Sedimentos por extracción	59
Figura 19. Procedimiento para determinar la viscosidad cinemática	59
Figura 20. Procedimiento para determinar la viscosidad	59
Figura 21. Sección I/O Control	61
Figura 22. Secciones del simulador	62
Figura 23. Creación de la malla	62
Figura 24. Vista de planta de la malla	63
Figura 25. Propiedades del modelo estático	64
Figura 26. Vista de malla con las propiedades de la roca	64
Figura 27. Porosidad del modelo de simulación	65
Figura 28. Permeabilidad en I del modelo de simulación	65
Figura 29. Rango de presión del PVT	66
Figura 30. Propiedades del gas para el PVT	67
Figura 31. Propiedades del petróleo para el PVT	68
Figura 32. Configuración de la Pb para el PVT	68
Figura 33. Calculo del GOR para el PVT	69
Figura 34. Valores PVT hasta el punto de burbuja	70
Figura 35. Valores del factor volumétrico del petróleo	71
Figura 36. Valores viscosidad del petróleo	71
Figura 37. Parámetros necesarios para la sección de componentes	72
Figura 38. Condiciones iniciales ingresadas al simulador	75
Figura 39. Sección numérica en el simulador	76
Figura 40. Creación del pozo H2 en CMG	77
Figura 41. Restricciones de operación del pozo H2	77

Figura 42. Coordenadas y capas cañoneadas pozo H2	78
Figura 43. Creación del pozo inyector	78
Figura 44. Restricciones de operación del pozo inyector	79
Figura 45. Coordenadas y capas cañoneadas pozo H2	79
Figura 46. Configuración del fluido de inyección - agua	80
Figura 47. Ubicación de los pozos productor e inyector	80
Figura 48. Fechas límite de simulación	81
Figura 49. Selección del proceso	82
Figura 50. Información para modelar surfactante	82
Figura 51. Tensión interfacial vs porcentaje en peso	83
Figura 52. Establecer fechas de inyección de la enzima	87
Figura 53. Inyección de agua después del bache de enzima	87
Figura 54. Cambio de presión de inyección de la enzima	88
Figura 55. Flujo de caja, Escenario 1	98
Figura 56. Flujo de caja, Escenario 2	99

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada del Campo Llanos 28	39
Gráfica 2. Curva de permeabilidad relativa del Campo Llanos 28	55
Gráfica 3. Curva obtenida y típica de R_s vs Presión	73
Gráfica 4. Curva obtenida y típica de Factor Z vs Presión	73
Gráfica 5. Curva obtenida y típica de Viscosidad del Gas vs Presión	73
Gráfica 6. Curva obtenida y típica de B_o vs Presión	74
Gráfica 7. Curva obtenida y típica de Viscosidad de Petróleo vs Presión	74
Gráfica 8. Curva de permeabilidades relativas	75
Gráfica 9. IFT vs Concentración de enzima	83
Gráfica 10. Adsorción vs Concentración de la enzima	85
Gráfica 11. Curva de permeabilidad relativa con 6% de la enzima	86
Gráfica 12. Petróleo producido acumulado vs tiempo	89

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Porosidad y permeabilidad corregida de la prueba de núcleos	54
Cuadro 2. Saturación y permeabilidad relativa de la prueba de núcleo	54
Cuadro 3. Resultados de la prueba de compatibilidad de fluidos	56
Cuadro 4. Propiedades del crudo	60
Cuadro 5. Parámetros de las correlaciones para el factor Z	67
Cuadro 6. Parámetros de las correlaciones para la viscosidad del gas	67
Cuadro 7. Parámetros de las correlaciones para Rs	69
Cuadro 8. Parámetros de las correlaciones para la viscosidad del petróleo	69
Cuadro 9. Parámetros de las correlaciones para Bo	70
Cuadro 10. Propiedades del Campo Llanos 28 y el de Wang y Kantzas	84
Cuadro 11. Adsorción de la enzima	85
Cuadro 12. Valores de permeabilidad relativa con 6% de la enzima	85

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Conversión de unidades de adsorción	84
Ecuación 2. Valor presente Neto (VPN)	96
Ecuación 3. Cálculo del WACC	97

LISTA DE ABREVIATURAS

%Vol	Porcentaje volumétrico.
°	Grados.
°C	Grados Celcius.
°F	Grados Fahrenheit
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API	American Petroleum institute.
Bo	Factor volumétrico de la formación a la presión promedio, (Bbly/Bbln).
Bbl	Barriles de petróleo.
BPD	Barriles por día.
CAPEX	Capital Expenditure (Inversiones de Capital)
cP	Centipoise
Ft	Pies ftp
h	Espesor
ICP	Instituto Colombiano de Petróleo
IP	Índice de productividad
N°	Número
P	Presión (psi)
Psi	Unidad de presión, (lb/ pulg ²)
PVT	Prueba de presión, volumen y temperatura
Pyac	Presión de yacimiento, (Psi)
TIO	Tasa interna de oportunidad
TIR	Tasa interna de retorno
USD	Dólar Estadounidense
VPN	Valor presente neto

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde pueden depositarse preferentemente sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes. Es decir, los minerales que los componen se originaron y se depositaron en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acumulan.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: área de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos. Se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas).

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, es una roca compacta, sin fisilidad y formada por partículas de arcilla, con un tamaño de grano menor a 0.004 mm. Está compuesta por agregados de silicatos de aluminios hidratados, procedentes de la descomposición de rocas que contienen feldespato.

ARCILLA: sedimento de grano muy fino formado por partículas muy pequeñas cuyo tamaño es menor que 0.0039 mm.

ARENISCA: roca sedimentaria originada tras la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena, su textura es detrítica y su tamaño de grano varía de 1/16 mm a 2 mm. Principalmente están compuestas de granos de cuarzo y arcilla en pequeñas cantidades.

BASAMENTO: capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos, a veces aludida como basamento económico. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes.

CAMPO: referencia geográfica para la acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello. Habitualmente, el término alude a un tamaño económico¹.

¹ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 9 de marzo de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/field.aspx> >

CAPA: denominación geológica para la unidad estratigráfica básica de roca, en un yacimiento se utiliza para distinguir una unidad de otra (por encima y por debajo), con diferente comunicación hidráulica vertical².

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica. Una típica columna estratigráfica muestra una secuencia de rocas sedimentarias, con las rocas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo entre las capas infrayacentes y suprayacentes³.

CRUDO: mezcla compleja de hidrocarburos líquido, compuesto en mayor medida de carbono e hidrógeno; con pequeñas cantidades de Nitrógeno, Oxígeno y Azufre, formado por la descomposición y transformación de restos animales y plantas que han estado enterrados a grandes profundidades durante varios siglos. La presencia en diversas cantidades de cada uno de los elementos químicos (orgánicos e inorgánicos) que componen el petróleo, determinan sus características particulares como el color, densidad, viscosidad, entre otras.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en las que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsistencia.

DISCORDANTE: superficie de la erosión o no depósito que separa estratos más jóvenes de rocas más antiguas y que representa un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentación)⁴.

EROSIÓN: proceso de denudación de las rocas, incluida la degradación física, química, biológica y el transporte⁵.

ESPESOR: distancia, medida en la dirección paralela al plano axial del pliegue, entre dos tangentes paralelas al perfil de una capa plegada que tienen una inclinación determinada.

² Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 9 de marzo de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/l/layer.aspx>>

³ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 3 de febrero de 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

⁴ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 3 de febrero de 2017] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

⁵ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/erosion.aspx>

ESTRATIFICACIÓN: surge por el depósito alternado de rocas de diferentes tamaños de grano, por ejemplo, de areniscas de grano fino y de grano grueso o por el depósito alternado de sedimentos de diferente composición, por ejemplo, de capas de hulla, de pizarra combustible y de sedimentos clásticos⁶.

ESTRATIGRAFÍA: subdivisión fundamental de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y la deposición de las rocas estratificadas, la correlación tanto de los materiales como de los sucesos, y la ordenación temporal correcta de la secuencia de materiales y sucesos⁷.

FACIES: conjunto de características de las rocas de una unidad geológica, que reflejan las condiciones en las que se formaron.

FALLA: fractura o zona de fracturas a lo largo de cuya superficie se produce un desplazamiento relativo de los dos bloques (labios) en que quedan divididas las rocas afectadas. En otras palabras, quiebre que se produce en un terreno a partir de un movimiento geológico. Se trata de una discontinuidad en las rocas⁸.

FALLA NORMAL: falla inclinada cuyo bloque elevado es el inferior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque caído.

FORMACIÓN: término empleado para designar una serie de depósitos de distinta naturaleza cuya facies son características del medio en la que se efectúan (formaciones marinas, continentales, etc.). También conocida como un conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, depositadas en un mismo lugar durante un período⁹.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: parte de la geología que estudia las configuraciones geométricas de las rocas originadas por procesos de deformación natural, los desplazamientos y mecanismos implicados en el desarrollo de tales configuraciones, su evolución espaciotemporal y las causas que dieron lugar a su formación¹⁰.

⁶ Estratificación y estructuras. [en Línea]. 2016 [Citado 3 de febrero de 2017]. Disponible en: <<http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05b-3.htm>>

⁷ Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Glosario [en línea] 2016 [citado 9 de marzo de 2018] Disponible en: <<http://www.igac.gov.co/wps/portal/igac/raiz/iniciohome/Glosario>>

⁸ RACEFN Glosario de Geología [en línea].2016 [citado 4 de febrero de 2018] Disponible en: <http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm>

⁹ Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 19 de abril 2018]. Disponible en: <<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

¹⁰ Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 9 de marzo de 2018]. Disponible en: <<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología aplicada que se ocupa de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo crudo y de gas natural¹¹.

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.

KERÓGENO: es la materia orgánica insoluble en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza a ser inestable y produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

LITOLOGÍA: parte de la geología que estudia a las rocas, especialmente su tamaño de grano, composición mineral y características físicas y químicas.

LUTITA: roca sedimentaria de origen detrítico, de textura pelítica, variopinta. Tiene un tamaño de grano menor a 0.062 mm. Está compuesta por la consolidación de partículas muy finas de arcilla y limo.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de la geología de un área en estudio en el cual se incluye la estratigrafía, las rocas presentes en el área y demás datos geológicos que sirvan como preludio a un estudio principal, puede hacerse de manera regional o puntual dependiendo de la escala a la que se está trabajando.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. Ese movimiento recién generado fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento interior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente¹².

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

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 con su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

11 Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 2 de febrero de 2017]. Disponible en: <<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

12 Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [citado 23 de mayo de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/migration.aspx>>

ROCA ALMACENADORA: es una roca con condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella, de acuerdo con sus características estructurales forma una trampa la cual está rodeada de una roca sello que evita que se escape el petróleo¹³.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica que, dependiendo de la temperatura de enterramiento, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica¹⁴.

ROCA SELLO: roca impermeable que evita que el petróleo siga desplazándose o se escape, en otras palabras, es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento (generalmente lutitas), en ocasiones el sello lo constituye una anomalía estructural o estratigráfica (fallas o discordancias entre otras)¹⁵

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) que reposa sobre otro material.

TOC: (Carbono orgánico total) es la concentración de materia orgánica medida en el carbono presente en una roca, tanto en forma de kerógeno como de bitumen.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación de hidrocarburos, selladas por una formación impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar¹⁶.

YACIMIENTO: cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo¹⁷.

¹³ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 15 de marzo de 2018] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

¹⁴ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 3 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx>

¹⁵ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 9 de marzo de 2018] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

¹⁶ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [citado 9 de marzo de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>>

¹⁷ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2017 [Citado 9 de marzo de 2018]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>>

RESUMEN

El campo Llanos 28 está localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales en el departamento de Casanare, en el Municipio de Orocué, en este proyecto se estudió varios escenarios en donde la empresa solicitó un estudio de la inyección de la enzima biológica como método EOR o recobro mejorado, este es con el fin de aumentar la producción de petróleo para así tener mayores ingresos.

Se obtuvieron resultados para efectuar el estudio, continuando con una descripción donde se especifica el proceso de inyección de la enzima, posteriormente se presenta el modelo de simulación como validación del proyecto.

Consecuentemente se realiza la evaluación técnica y financiera, en la cual se contemplan criterios basados en valores teóricos y prácticos para cada escenario propuesto y a partir de la información recolectada, se realiza una clasificación de las simulaciones, que determinan cuál de estos es el escenario más factible para implementar.

PALABRAS CLAVE

Cuenca Llanos Orientales, Campo Llano 28, Inyección de enzima, simulación numérica.

INTRODUCCIÓN

El proyecto se realiza en el campo Llanos 28 está localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales en el departamento de Casanare. La finalidad del proyecto contempla determinar si el sistema EOR o recobro mejorado es apto para el pozo H2 teniendo en cuenta las características del yacimiento. Después de la producción primaria, y posiblemente, la inyección de agua como mecanismo secundario de producción, un volumen de petróleo extraíble (remanente) queda en los yacimientos de petróleo.

La acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfáltenos en el medio poroso pueden alterar la humectabilidad de la formación; lo que provoca que el medio sea humectado preferencialmente por petróleo y este quede atrapado en el espacio poroso. Las enzimas biológicas se utilizan para mejorar el desplazamiento de los fluidos atrapados en el espacio poroso mediante la disminución de la fuerza interfacial agua-petróleo, eliminando o disminuyendo las emulsiones presentes, y recubriendo el grano e invirtiendo la humectabilidad de la formación cuando esta se encuentra humectada al petróleo.

Finalmente, este trabajo de grado contempla la viabilidad técnico-financiera bajo los indicadores financieros Valor presente neto (VPN) y Tasa interna de retorno (TIR) determinando así la viabilidad del proyecto del Campo Llanos 28.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico – financieramente la inyección de una enzima biológica como método de recobro mejorado de petróleo para el Pozo H2 del Campo Llanos 28.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades geológicas del Campo Llanos 28.
2. Describir las características y el proceso de inyección de la enzima biológica en el pozo H2.
3. Describir las pruebas de laboratorio de núcleos y de compatibilidad de fluidos realizadas por la empresa.
4. Analizar los resultados de las pruebas de laboratorio de núcleos y de compatibilidad de fluidos.
5. Simular por medio del programa CMG la aplicación de la enzima biológica en el pozo H2.
6. Analizar el comportamiento de la enzima biológica en el pozo H2 mediante los resultados de la simulación.
7. Evaluar la viabilidad del proyecto mediante el indicador valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANOS 28

En este capítulo se presenta la historia, localización, marco geológico, geología del petróleo e historia de producción, del Campo Llanos 28.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Llanos 28 se sitúa en el flanco oriental del Arco de Santiago y está afectado por fallas antitéticas, que llevaron a la formación de estructuras locales de interés petrolero.

En Los Llanos, los yacimientos productores van desde el Cretáceo Superior hasta el Oligoceno Inferior, abarcando las Areniscas Inferiores que corresponden a las formaciones Une, Gacheta, Guadalupe, Mirador y Carbonera.

El espesor de la unidad de interés, la Formación Carbonera, es variable y oscila alrededor de los 500 m hasta un máximo de 720 m. En el área del Pozo H2 es cercana a los 540 m (1771 pies) y la mencionada unidad descansa sobre la Formación Mirador e infrayace a la Formación León.

A mediados del año 1992 se hacen estudios de sismica en la Cuenca de los Llanos Orientales y se denota la presencia de un yacimiento en la zona del Campo Llanos 28.

En el 2012, el pozo de evaluación vertical Pozo H1 se perforó hasta una profundidad total de 3.485 pies de profundidad medida (MD), teniendo como objetivo la unidad de arenas basales de la Formación Carbonera. El pozo se encuentra a cuatro kilómetros al noreste del Pozo H2. La evaluación petrofísica del pozo indica un horizonte productor neto total de 34,5 pies promediando una porosidad de 29% a través de un intervalo bruto de 80 pies. El pozo se encamisó y completó en el intervalo productor neto y se probó a un caudal promedio de 213 bbl/día de petróleo con densidad API de 31,2° con un corte de agua de 12%, probado durante un período de tres días. Ambos pozos se completaron utilizando la técnica de empaque de grava en agujero descubierto. No se requirió estímulo térmico y ambos pozos respondieron bien al uso de extractor con bomba sumergible.

El campo tiene un área estimada de 11000 hectáreas, está en asociación y pertenece a Pacific Rubiales e Ingpétrol.

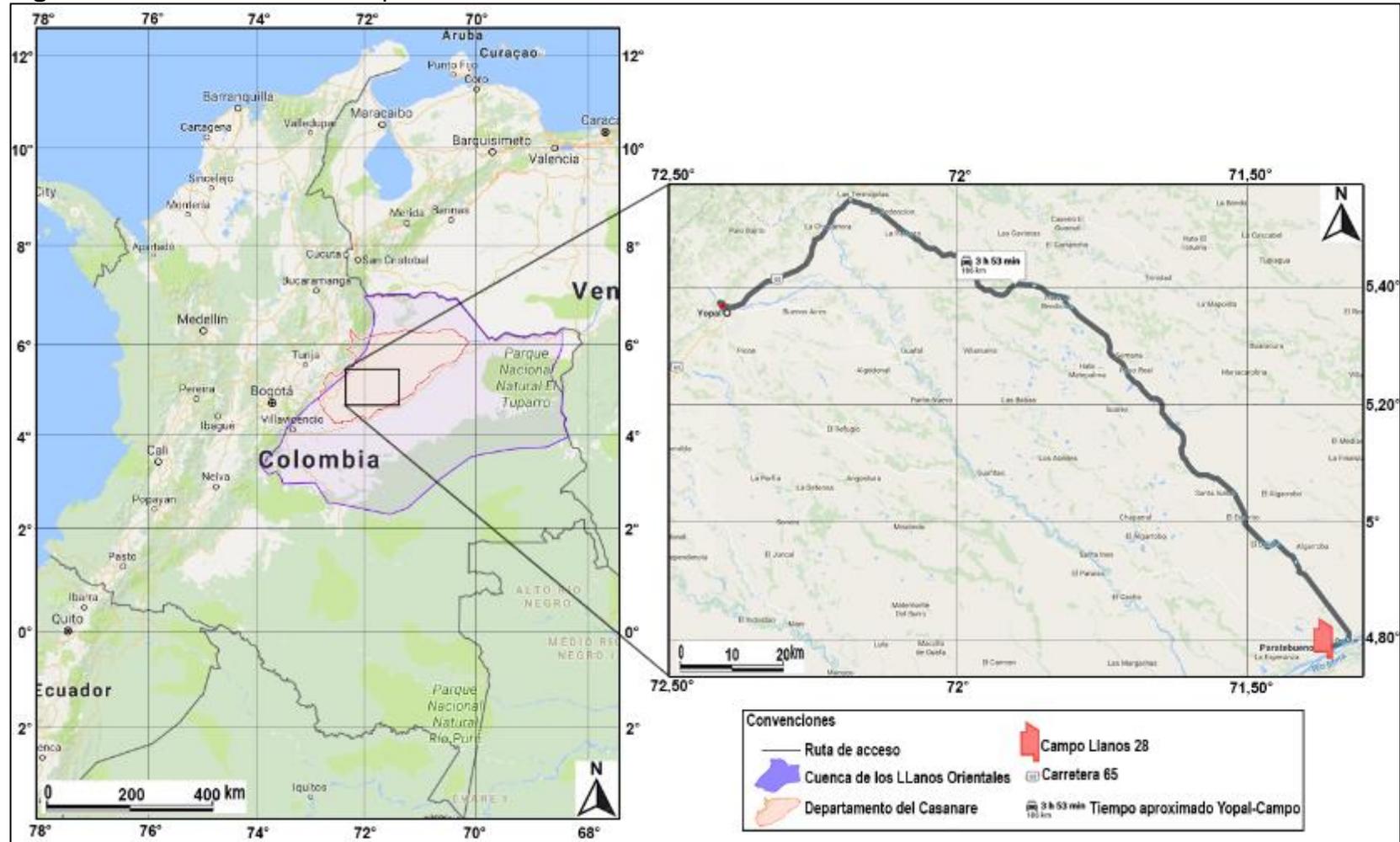
1.2 LOCALIZACIÓN

El campo Llanos 28 está localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales en el departamento de Casanare, en el Municipio de Orocué, a 186 km de Yopal, y a 513 km de Bogotá.

La ruta Bogotá-Yopal puede realizarse por vía aérea teniendo una duración de 55 minutos, o por vía terrestre saliendo de Bogotá por la Autopista Norte, continuando por la Carretera 55 hasta llegar a Duitama donde se procede a seguir por la Carretera 62, hasta llegar a Aguazul donde se coge la Carretera 65 hasta Yopal. El recorrido es de 339 km y dura 6 horas y 33 minutos.

Para ir desde Yopal hacia el Campo Llanos 28 se sigue por la Carretera 65 hasta llegar a la bifurcación donde se gira a la derecha con dirección Orocué. Estando en Orocué se gira a la derecha con dirección a Calle 4 Carrera 10D, en la rotonda se toma la primera salida en dirección a Calle 4/El Porvenir-Orocué. Se recorren aproximadamente 4,3 km y en la bifurcación se gira a la derecha, avanzando 1,4 km hasta llegar al destino. En la Figura 1 se muestra la ubicación del Campo Llanos 28 y la ruta Yopal-Campo.

Figura 1. Localización del Campo Llanos 28



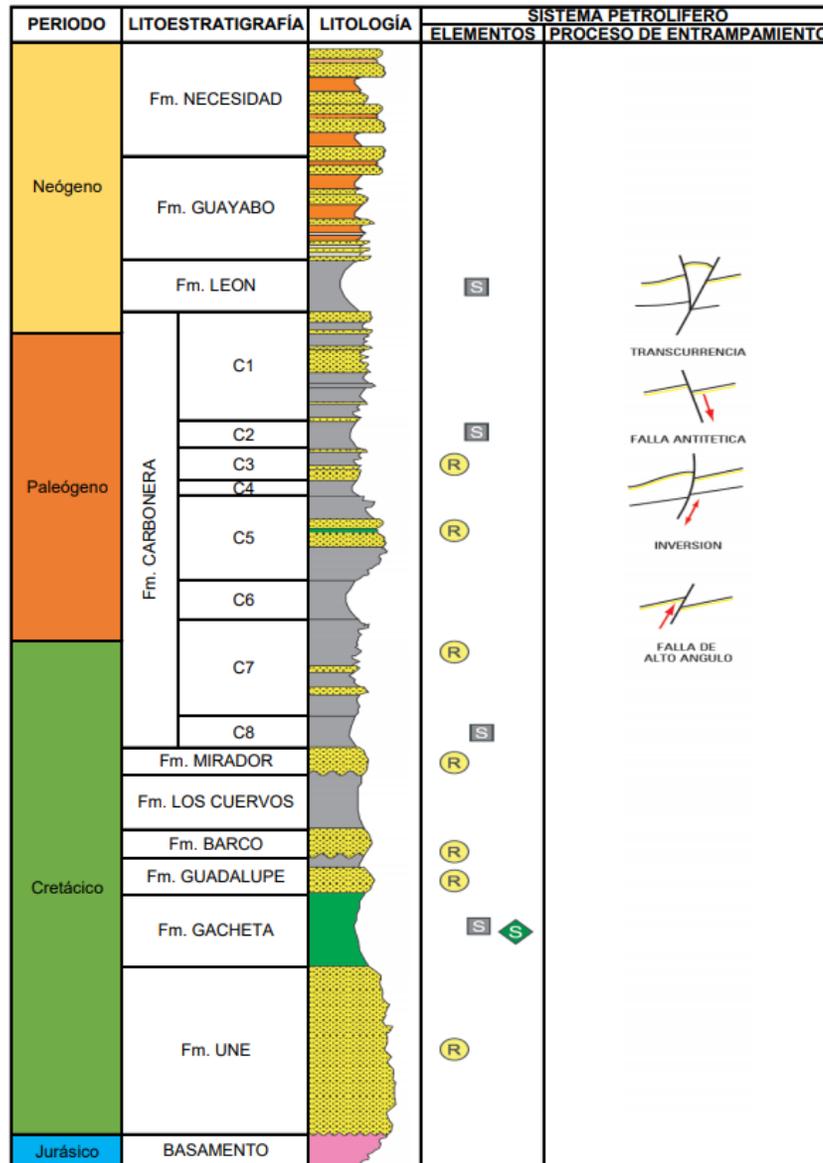
Fuente: GOOGLE MAPS. Mapa de Paratebueno, Orocué, Casanare. [en línea] [Mayo de 2018]. Disponible en: <https://www.google.com.co/maps/dir/Yopal,+Casanare/Paratebueno,+Orocué,+Casanare>. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo, asociadas con el Campo Llanos 28.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la Figura 2 se muestra la columna estratigráfica generalizada perteneciente a la Cuenca de los Llanos Orientales.

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



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Llanos Orientales. Open Round Colombia 2010. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se presenta una descripción general de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales, de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Basamento. Se encuentran dos tipos de basamentos según Obando y Pérez, un basamento ígneo-metamórfico de composición diorítica-sienítica y filitas (metamorfismo de bajo grado). Las rocas pertenecientes al Jurásico son poco conocidas, algunas capas rojas encontradas en el área de Arauca son preservadas en grabens aislados y pueden asociarse con fenómenos de distensión, de tipo rift¹⁸.

1.3.2.2 Formación Une. Según Julivert¹⁹ la edad de la formación está comprendida en el Cretáceo inferior entre el Albiano y el Cenomaniano. Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. El ambiente de depositación es marino. Su espesor aumenta, en general, hacia el noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no depositación en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero.

1.3.2.3 Formación Gachetá. La edad de la formación está comprendida entre el Cenomaniano y el Coniciano. Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o depositación oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Su ambiente de depositación es marino. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. El espesor aumenta hacia el noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca es superior a 600 pies según lo indicado por Guerrero²⁰. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Su edad es Cretácico Superior del Coniaciense. Según Hettner (1892) en M. Julivert²¹ Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de

¹⁸ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos [en línea]. Diciembre 2012. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

¹⁹ JULIVERT, M et. al.. Léxico estratigráfico. Colombia: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'age mésozoïque – tertiaire. Volumen V, Fascuculo 4a. Centre National de la Recherche Scientifique, Paris. 1969

²⁰ GUERRERO, Javier. SARMIENTO, Gustavo. Estratigrafía física, palinológica, sedimentológica y secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno: Implicaciones en exploración Petrolera. Geología Colombiana 20. Bogotá: UNAL, 1996. p. 3-22.

²¹ JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V, Fascicule 4a. 1968. p. 266.

carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. Su ambiente de depositación es marino – continental. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales es de 600 pies, en el sector de Arauca, y al sur con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del Escudo Guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca.

1.3.2.5 Formación Barco y Los Cuervos. Según J. De Porta, los datos paleontológicos señalan que la edad de las formaciones son Paleoceno Medio²² Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos. Presenta un ambiente de depositación continental–transicional a marino.

En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. El ambiente de depositación es fluvial. Ambos contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera. El máximo espesor tiene 1.710 pies.

1.3.2.6 Formación Mirador. La edad de la arenisca es el Eoceno Inferior según lo indicado por Notestein, Hubman y Bowler²³. Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano decreciente de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. El ambiente de depositación es marino.

²² DE PORTA, J., Op. Cit., p. 332

²³ NOTESTEIN, F. HUBMAN C AND BOWLER J, 1944. Geology of the Barco Concession, citado por DUEÑAS, Daniel. Evaluación del impacto de la potencia hidráulica de la broca en el desempeño de la perforación usando el método energía mecánica específica de perforación en el Campo Floreña. 2015. p. 36.

Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies.

1.3.2.7 Formación Carbonera. La edad es el Eoceno Tardío según Julivert.²⁴ Esta espesa secuencia litológica, que en el pozo Llanos-1 alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a través de la cuenca. Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca.

- **Unidad C8:** el carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta Unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña. Su ambiente deposicional es probablemente planicie costera.
- **Unidad C7:** se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Suprayace a la Unidad C8 e infrayace a la Unidad C6. Las areniscas de canales a la base de la unidad C7 conforman cinturones amalgamados con buena continuidad lateral que se convierten en un importante interés exploratorio en la cuenca. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca. La unidad C7 desaparece hacia el oriente de la cuenca.
- **Unidad C6:** el máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies. Hacia el Este se reduce rápidamente,

²⁴ Julivert, M. Lexique Stratigraphique International Amérique Latine: Colombie, v. 5. 1968.

hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca. Su ambiente deposicional es probablemente de planicie costera.

- **Unidad C5:** está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Esta unidad es de origen fluvial y su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies. En el sector de Apiay es difícil diferenciarla y estaría incluida en el Conjunto C2 (ECOPETROL), en el cual estaría también el intervalo cronoestratigráfico correspondiente a la Unidad C4, no diferenciable en este sector, ya que litológicamente el Conjunto C2 presenta aproximadamente un espesor de 1.000 pies, correspondiente a una intercalación de arcillolitas, y areniscas de poco espesor, con un nivel un poco más arcilloso hacia el tope del mismo.
- **Unidad C4:** no siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca. Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. Su ambiente deposicional es probablemente de planicie costera. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena -1, al noreste. El máximo espesor registrado en este sector se encuentra en el pozo Guacavía-1 con 1.050 pies. Generalizando, la Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.
- **Unidad C3:** esta unidad se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, donde presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña, cerca de Medina-1. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. Estos sedimentos son de origen fluvial, en el sector de Apiay, puede ser equivalente cronoestratigráficamente a las Areniscas de Carbonera, y Conjunto C1, que corresponde a una intercalación de areniscas y arcillolitas.
- **Unidad C2:** después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas. Su ambiente deposicional es probablemente de planicie costera con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (pozo Medina-1). La Unidad C2, correlaciona con la lutita E del sector del Apiay. En sus límites norte y noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector.

- **Unidad C1:** es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Esta formación es de origen fluvial. Correlaciona estratigráficamente con las Areniscas Superiores de Carbonera (ECOPETROL). Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía-1 y Cumaral-1.

1.3.2.8 Formación León. Representa la última invasión de los mares terciarios en la cuenca. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. Su ambiente de depositación es marino. Los máximos espesores observados se encuentran en los sectores de Chaparral-1 (más de 2.500 pies) y Arauca-1 (1.980 pies). En el sector suroeste de la cuenca, como ya se ha mencionado, este intervalo cronoestratigráfico se vuelve muy arenoso, por lo que es difícil diferenciarlo.

1.3.2.9 Formación Guayabo. La Formación pertenece al Oligoceno superior según lo indicado por Van Der Hammen²⁵. Es una secuencia espesa de más de 13.000 pies, en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos. Hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope, fluvial marino a continental. En el sector de Arauca se tienen diferentes denominaciones para la secuencia de rocas de la Formación Guayabo: Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque, que fueron utilizadas en este sector por INTERCOL (Navas, 1985). En la parte central de la cuenca, está representada por una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. En el área de Meta esta formación tiene mayor dominio continental. Regionalmente se adelgaza hacia el sur de la cuenca.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Está compuesta de arcillolitas varicoloreadas y areniscas arcillosas finas. Tiene un ambiente de depositación continental. Presenta un espesor aproximado de 98 pies. La Formación necesidad suprayace discordantemente a la Formación Guayabo²⁶.

En la Tabla 1 se señalan las formaciones perforadas por el pozo H2, de techo a base, y los espesores de cada una en esta área del Campo Llanos 28. El espesor de la unidad de interés, la carbonera C7, es de 255 pies.

²⁵ VAN DER HAMMEN. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano Continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos. 1958

²⁶ AMOROCHO, Juan. Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros [en línea]. 2012. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/boge/v34n1/v34n1a06.pdf>

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca de Los Llanos Orientales es la más grande de las cuencas sedimentarias de Colombia y corresponde a una cuenca de Antepaís (Foreland) con tendencia noreste, limitada al occidente por la Cordillera Oriental, al este por el Escudo Guayanés, al noreste por el Arco de Arauca que la separa de la Cuenca de Barinas en Venezuela y al sur por la Serranía de la Macarena y el Alto de Vaupés que la separan de la Cuenca del Putumayo²⁷.

Tabla 1. Espesores de las formaciones perforadas-pozo H2

Formación	Espesor real (pies)
Guayabo	6254
León	1045
Carbonera	
Unidad C1	500
Unidad C2	195
Unidad C3	180
Unidad C4	55
Unidad C5	315
Unidad C6	135
Unidad C7	255
Unidad C8	115

Fuente: INGPETROL LTDA.

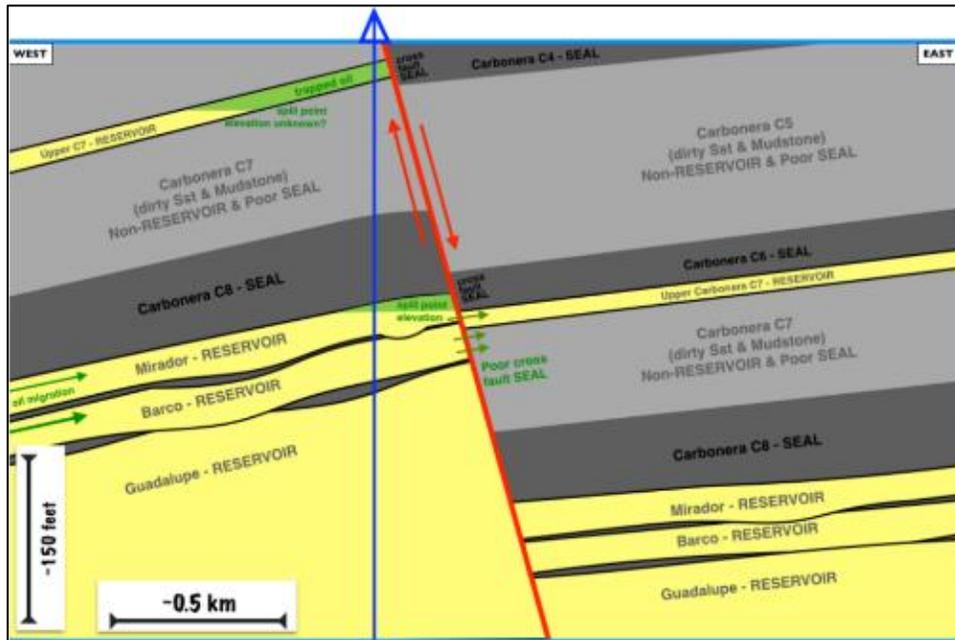
En términos generales la cuenca presenta un basculamiento hacia el oeste, dirección en la cual, la columna estratigráfica se hace más potente. Su buzamiento regional es hacia el oeste y presenta una inclinación entre 2 y 15 grados dependiendo de su ubicación.

Las estructuras están asociadas a fallas normales antitéticas y sintéticas, con fuertes componentes de rumbo, que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general N 10° - 30° E, en los cuales se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N 40° E, que generan estructuras prospectivas de interés y fallas normales sintéticas de bajo o ningún potencial.

Al igual que la mayoría de los yacimientos de petróleo en la Cuenca de Los Llanos, la trampa es un monoclinal fallado contra una falla normal antitética. Esta trampa es conocida como Up-to the Basin. En este modelo el hidrocarburo entra a cada reservorio y migra desde el oeste Up-dip hacia el este, quedando atrapado contra estas fallas antitéticas en los sitios en donde los shales se encuentran como sello al otro lado de la falla. De esta forma el hidrocarburo puede acumularse hasta alcanzar el punto de derrame de la estructura. En el caso del campo, el salto de la falla es de entre 250' y 300'. El corte esquemático del yacimiento se ve en la Figura 3.

²⁷ INGPETROL LTDA.

Figura 3. Corte esquemático a través de la estructura del Campo H2 Llanos 28



Fuente: INGPETROL LTDA.

1.3.4 Geología del petróleo. Se ha identificado roca fuente potencial para las secuencias Cretáceo y Terciario, y se diferencian cinco familias de crudos: A, B, C, D y E; siendo la familia A, localizada en el sector Norte de la cuenca, de origen marino con ligera influencia terrestre; la familia B, distribuida en el área central, originada de materia orgánica terrestre; las familias C y D, distribuidas en el sector central y sur de la cuenca, provenientes de materia orgánica marina con mediana influencia terrestre y la familia E, localizada en el sector sur de la cuenca, proviene de materia orgánica marina con ligera influencia terrestre, estando la roca madre posiblemente ubicada en el área de la Cordillera Oriental²⁸.

A continuación, se describe las características geológicas principales del sistema petrolífero asociado al Campo Llanos 28.

1.3.4.1 Roca Generadora. El petróleo encontrado en la mayor parte de la cuenca de los Llanos Orientales se generó de sedimentos marinos, principalmente del Cretácico tardío y probablemente del Cretácico temprano. La sección del Cretácico tardío presenta kerógenos continentales productores de gas y kerógenos marinos generadores de petróleo crudo. La riqueza de estos sedimentos varía entre TOC =

²⁸ CASADO, Luisa y NIETO, José. Prefactibilidad de mejoramiento de producción de petróleo a partir de inyección de enzimas biológicas. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bogotá: Universidad de América. 2005.

0.59 y TOC = 3.0+; su madurez revela valores desde VRE = 0.4, inmadura, hasta VRE = 1.7+, sobre madura²⁹.

Otra roca generadora de la Cuenca está asociada a los shales de la Formación Mirador (Campo Cusiana), pero al igual que las rocas generadoras cretáceas pudieron generar hidrocarburos al occidente de la Cuenca en donde alcanzaron las condiciones apropiadas de presión y temperatura.

1.3.4.2 Roca Almacenadora. Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%. Las Formaciones Carbonera C7, Mirador y Une son las almacenadoras probadas. Para este pozo solo se buscará la prospectividad en la Formación Carbonera C7. La Unidad C7 se presenta como un conjunto de areniscas progradacionales en bahías y estuarios o en llanuras de inundación; estos depósitos pueden constituir rocas potencialmente almacenadoras de hidrocarburos.

1.3.4.3 Roca Sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretáceas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales. Las lodolitas de la formación Gachetá han probado ser un buen sello al tope de las areniscas de la formación Une. Las arcillolitas de la unidad Carbonera C8 son un buen sello al tope para las areniscas de la Formación Mirador y las arcillolitas de Carbonera C6 sellan las areniscas de la unidad Carbonera C7. El sello lateral al oriente de la estructura viene dado por la falla.

1.3.4.4 Migración. Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno. Con la Orogenia Andina de una edad Mioceno Tardío, se considera que las rocas principalmente de edad cretácea y posiblemente algunas terciarias, alcanzaron las condiciones para la generación y expulsión de volúmenes importantes de hidrocarburos, que se desplazaron hacia el oriente a través del basamento, fallas y fracturas e intervalos arenosos de la secuencia sedimentaria. Sin embargo, no se puede descartar la posibilidad de eventos de generación y migración temprana a partir de rocas generadoras cretáceas, anteriores a la Orogenia Andina, que pudieron alcanzar su madurez por la sobrecarga de los depósitos terciarios desplazándose hacia el oriente aprovechando el buzamiento regional de la cuenca.

²⁹ INGPETROL LTDA.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

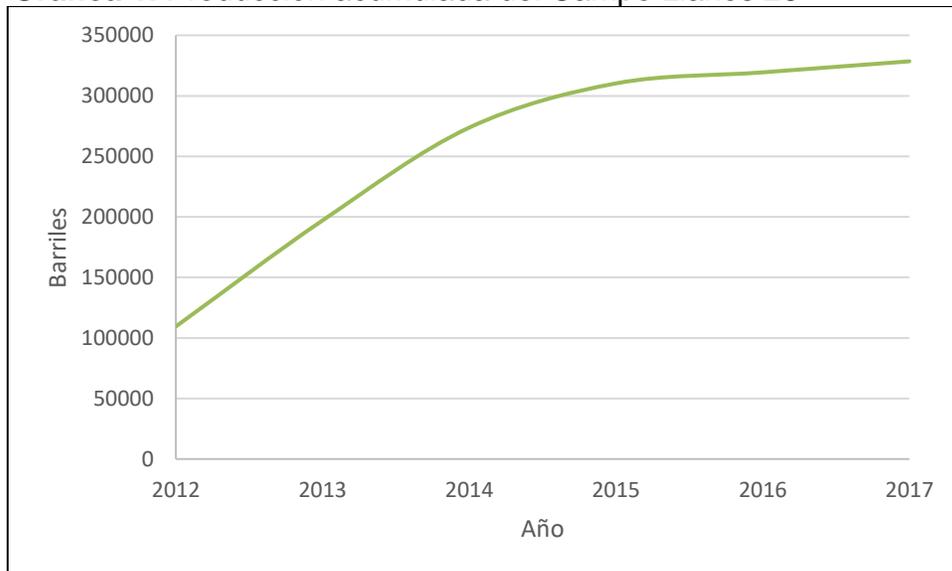
El Campo Llanos 28 inicia su explotación en el año 2012, sobre un área estimada de 11000 hectáreas, bajo el contrato de asociación entre Ingpétrol Ltda y Pacific rubiales, en el cual se ha extraído un total de 328500 barriles de crudo.

1.4.1 Método de producción. Inicialmente, el Campo Llanos 28 producía de forma natural mediante un empuje de agua proveniente de un acuífero regional. Debido a que el Campo lleva 5 años de explotación, pero ha empezado a tener caídas en su producción, llevó a la necesidad de realizar un estudio de inyección de una enzima biológica como método de recobro mejorado.

1.4.2 Número de pozos. El Campo Llanos 28 cuenta con un total de 2 pozos productores.

1.4.3 Producción acumulada. La Gráfica 1 muestra la producción acumulada de petróleo en el Campo Llanos 28 que comprende los años desde el 2012 hasta el 2017.

Gráfica 1. Producción acumulada del Campo Llanos 28



Fuente: INGPETROL LTDA.

2. GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ENZIMAS

En este capítulo se define que son las enzimas, su uso en la industria petrolera, su mecanismo de acción, y el proceso de inyección de enzimas en el yacimiento como método de recobro mejorado de petróleo.

2.1 ENZIMAS

2.1.1 Historia de las enzimas biológicas. Las enzimas biológicas se comenzaron a utilizar a principio de los 90's en la industria petrolera. Inicialmente su uso era ayudar en la limpieza de lodos aceitosos en las instalaciones de superficie y los tanques de almacenamiento en Estados Unidos. A partir de 1999 se empezó a trabajar en un enfoque nuevo, dirigiéndose a la implementación de enzimas en proyectos de recuperación y estimulación de yacimientos. Estos tratamientos dieron resultados exitosos, por lo que actualmente es una nueva técnica utilizada y recomendada para ciertos pozos petroleros³⁰.

2.1.2 Definición y funcionamiento. Una enzima es una proteína que actúa como catalizador al bajar la energía de activación de una reacción química, de esta forma acelerando notablemente la velocidad de la reacción³¹.

La cinética química establece que las reacciones químicas transcurren molécula a molécula de modo que una reacción tal como R (reactivos) \rightarrow P (productos), tiene lugar porque una determinada fracción de la población de moléculas R, en un instante dado, posee energía suficiente como para alcanzar un estado activado llamado estado de transición, en el que es muy fácil que se rompan o se formen uno o más enlaces químicos para formar los productos P.

Este estado de transición posee una energía superior a la de los reactivos y a la de los productos constituyendo entre ellos una barrera energética, que debe superarse para que la reacción tenga lugar. La diferencia entre la energía de los reactivos y la del estado de transición, recibe el nombre de energía libre de activación.

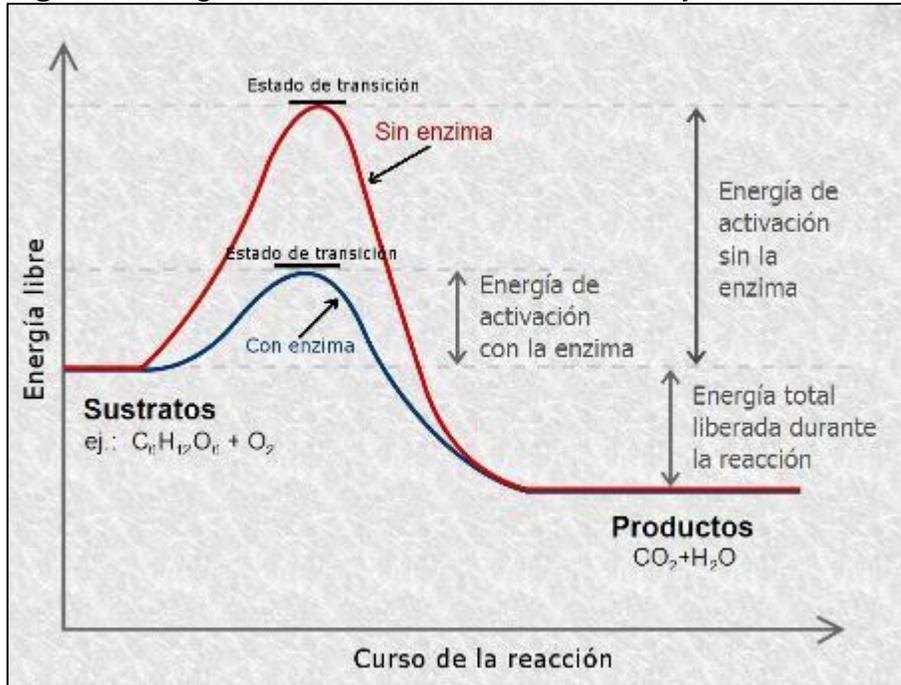
Ahora bien, el catalizador se combina de un modo transitorio con los reaccionantes, de manera que éstos alcanzan un estado de transición de menor energía de activación; en ese sentido, cuando se forman los productos, se regenera el catalizador libre. Así, un catalizador es una sustancia que, sin consumirse en el proceso, aumenta la velocidad de una reacción química rebajando la barrera de energía de activación (ver Figura 4). Los mismos, no alteran los equilibrios de las

³⁰ Lau, Philip. Greenzyme History: Apollo Separation Technologies Inc. Houston, Texas. 2008. [En línea] [14 marzo 2017]. Disponible en: <http://www.apollongreenzyme.com/greenzy.html>

³¹ PORTO, Alejandro. Enzimas. [En línea] [14 marzo 2017]. Disponible en: <http://www.bionova.org.es/biocast/tema14.htm>

reacciones químicas, sólo consiguen que dichos equilibrios se alcancen más rápidamente, de lo que lo harían en ausencia de ellos.

Figura 4. Diagrama de una reacción catalizada y no catalizada



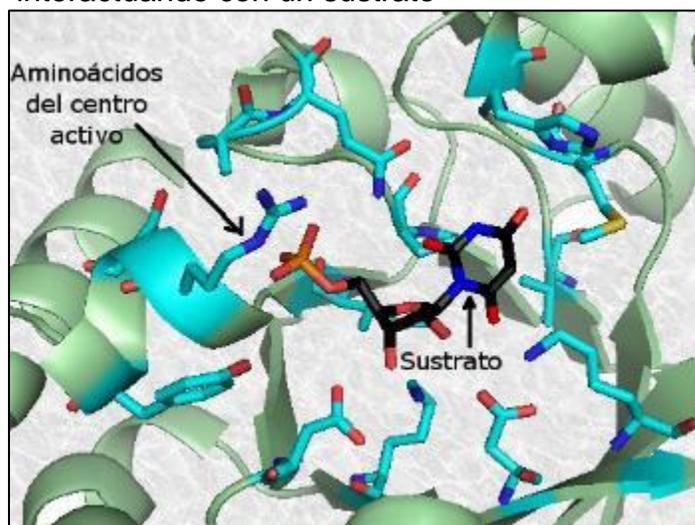
Fuente: PORTO, Alejandro. Enzimas. [En línea] [14 marzo 2017]. Disponible en: <http://www.bionova.org.es/biocast/tema14.htm>

2.1.3 Centro Activo. El centro activo es una cavidad existente en la superficie de la enzima que está forrada interiormente por una serie de restos de aminoácidos (ver Figura 5). Las enzimas interactúan con el sustrato (sustancia sobre la cual actúa la enzima) a través del centro activo, mediante un acoplamiento espacial (las superficies moleculares de ambos tienen formas complementarias) y químico (la enzima y el sustrato poseen grupos funcionales que pueden establecer interacciones débiles entre sí).

Tanto la actividad catalítica como el elevado grado de especificidad química que presentan las enzimas residen en esta interacción específica entre el enzima y su sustrato. Así, aquellos potenciales sustratos que, por falta de acoplamiento espacial y/o químico, no puedan acceder al centro activo de la enzima, no podrán ser transformados por ella.

La enzima y el sustrato se combinan de modo transitorio para formar un complejo enzima-sustrato en el que se alcanza el estado de transición con mayor probabilidad que en la reacción no catalizada. Una vez alcanzado dicho estado el complejo enzima-sustrato se descompone para dar lugar a los productos y la enzima libre.

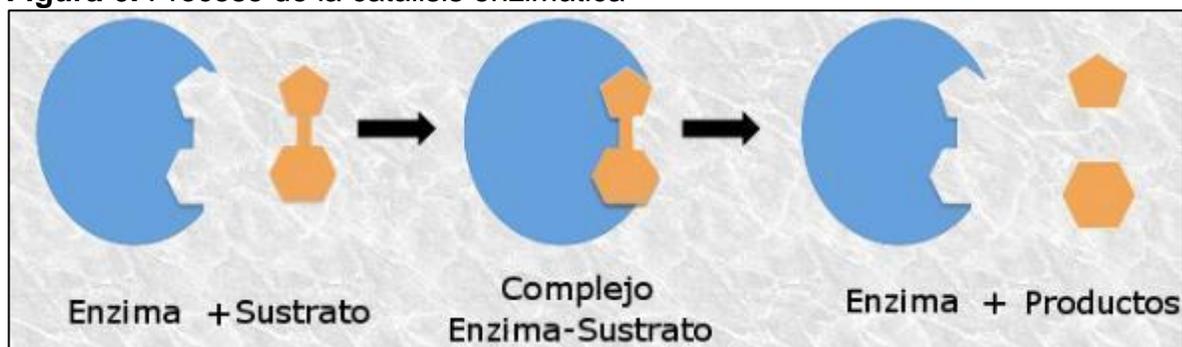
Figura 5. Centro activo de una enzima interactuando con un sustrato



Fuente: PORTO, Alejandro. Enzimas. [En línea] [14 marzo 2017]. Disponible en: <http://www.bionova.org.es/biocast/tema14.htm>

La enzima, una vez liberada, puede combinarse con una nueva molécula de sustrato para formar un nuevo complejo enzima-sustrato cerrándose así el ciclo catalítico del enzima (ver Figura 6). De este modo, una sola molécula de enzima puede transformar en producto, en sucesivos ciclos catalíticos, a un elevado número de moléculas de sustrato, lo que contribuiría a explicar la gran eficacia catalítica que exhiben estas biomoléculas.

Figura 6. Proceso de la catálisis enzimática



Fuente: PORTO, Alejandro. Enzimas. [En línea] [14 marzo 2017]. Disponible en: <http://www.bionova.org.es/biocast/tema14.htm>

2.1.4 Clasificación. La clasificación de las enzimas se hace distribuyéndolos en seis grupos conforme a la naturaleza de la reacción catalizada³². Estos grupos, más una breve descripción de cada uno, se presentan a continuación:

- **Oxidoreductasas:** Enzimas que catalizan reacciones de oxidación-reducción.
- **Transferasas:** La reacción general catalizada por este grupo de enzimas es: $A-X + B \rightarrow A + B-X$
- **Hidrolasas:** Enzimas que catalizan reacciones de hidrólisis.
- **Liasas:** Catalizan las reacciones que implican la eliminación de un grupo para formar un doble enlace o la adición de un grupo a un doble enlace.
- **Isomerasas:** Catalizan reacciones que implican reordenamientos intramoleculares.
- **Ligasas:** Catalizan las reacciones uniendo dos moléculas.

2.2 APLICACIONES DE LAS ENZIMAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

A continuación, se describe las aplicaciones de las enzimas biológicas en la industria petrolera³³.

2.2.1 Modificación de la permeabilidad. Cuando el agua es inyectada en un yacimiento para aumentar el recobro de petróleo, esta tiende a fluir por las zonas de alta permeabilidad donde petróleo ya ha sido producido. La selectiva precipitación de carbonato de calcio inducida enzimáticamente ha sido usada para reducir la permeabilidad del medio, de manera que el agua inyectada se vea forzada a fluir por las zonas en las que el petróleo no ha sido barrido, lo que resulta en un aumento de producción.

2.2.2 Remoción de daño de formación. El fluido de perforación puede filtrar la zona de producción durante la perforación de un pozo, generándole daño y reduciéndole la productividad a la formación. Este filtrado, llamado revoque, está usualmente compuesto de polímeros como almidón y goma xantana, y una práctica común para removerlo es la aplicación de ácidos o soluciones oxidantes fuertes. Sin embargo, una alternativa aplicable es el uso de soluciones enzimáticas las cuales son capaces de hidrolizar (producir la ruptura de enlaces por agua) estos polímeros, y, a diferencia de los ácidos u oxidantes, las enzimas son reactivas sólo con su sustrato específico y no reaccionan con otras sustancias³⁴.

³² NASARI, Hamidreza. Enzymes for Enhanced Oil Recovery (EOR). [En línea] Abril 2011 [14 marzo 2017]. Disponible en: http://bora.uib.no/bitstream/handle/1956/4886/Dr.thesis_H_Nasiri.pdf

³³ *Íbid.*

³⁴ KAMEDAL, Etel. Removal of polymeric filter cake in petroleum wells by enzymatic treatment. [En línea] 19 Abril 2007 [14 marzo 2017]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/255607383>

2.2.3 Pretratamiento de biopolímeros. Kohler et al reportaron en 1987 el uso de enzimas para mejorar la inyectividad de goma xantana. Afirmaron que las células bacterianas insolubles resultantes del proceso de fermentación, y los agregados moleculares o microgeles, pueden ser destruidos por la acción sinérgica de las enzimas. Por consiguiente, se puede mejorar el comportamiento de flujo de soluciones tratadas de goma de xantano a través de la formación.

2.2.4 Rompedor. Fluidos de alta viscosidad son bombeados a una presión suficiente para fracturar la formación y aumentar la permeabilidad y producción en la cara del pozo. Después, se usan rompedores que degradan los polímeros que hacen parte de los fluidos de fractura para disminuir su viscosidad y facilitar la limpieza de la zona fracturada.

Las enzimas han sido ampliamente usadas como rompedores en fluidos de fractura a base de agua durante más de tres décadas, y tienen ventajas significativas en comparación con los rompedores oxidantes tradicionales; como el que las enzimas no sean tóxicas y no causen daño indeseable al pozo, formación o equipo de fracturación, y que, debido a la naturaleza catalítica de las enzimas, no se consumen, requiriendo cantidades mínimas³⁵.

2.2.5 Recuperación mejorada del petróleo. La inyección de enzimas como método de recobro mejorado de petróleo es una técnica relativamente nueva con sus primeras aplicaciones siendo a comienzos de la década de los 2000. Con estudios de laboratorio y pruebas de campo se han reportado un incremento de hasta el 16% en la recuperación de petróleo, y se ha distinguido cuatro mecanismos diferentes que causan este resultado: cambio de la humectabilidad de la roca a estar mojada por agua, emulsificación debido a la disminución de la tensión interfacial, reducción de la viscosidad del crudo, y remoción de parafinas.

2.2.5.1 Características del producto. El tipo de enzima utilizada son las hidrolasas, las cuales catalizan la ruptura con adición de agua (hidrólisis) de uniones como C–C, C–N, C–O; de la manera: $A-B + H_2O \rightarrow A-OH + B-H$ ³⁶.

Las enzimas son solubles en agua y catalizan reacciones entre un sustrato que es el aceite, la formación y el agua. Cuando la enzima se introduce en un sistema que es mojado por aceite o por agua, comienzan su interacción con el hidrocarburo a través de la fase de agua (ver Figura 7). Así que por medio de este proceso libera rápidamente aceite de la superficie de las calizas o arenas en una forma catalítica.

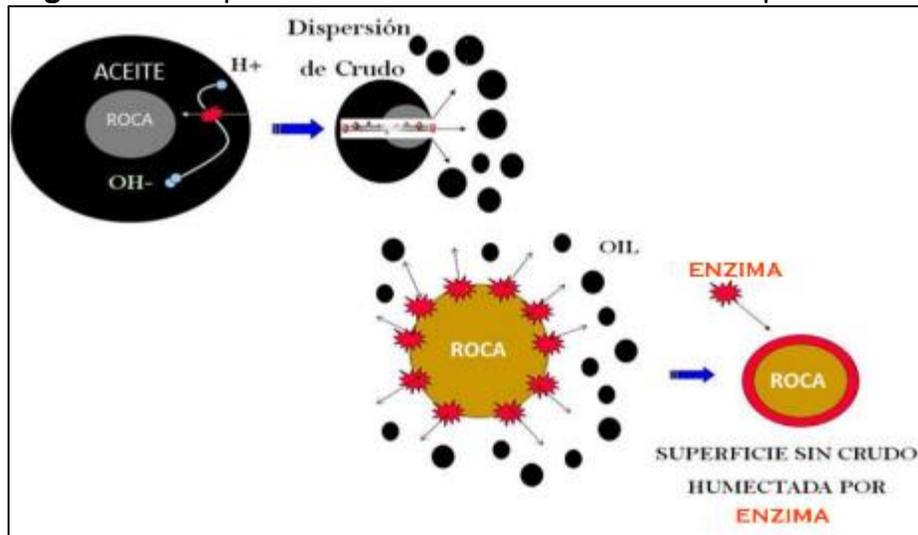
³⁵ CHOPADE Prashant. FONTENELLE, Lucas. REDDY, B.R. CORIA, Bianca. Novel Stabilized Enzyme Breaker for Fracturing Applications. [En línea]. Marzo 2015 [14 marzo 2017]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173583-MS>

³⁶ SERGAS. Técnico Especialista en Laboratorio. [En línea] Julio 2006 [9 septiembre 2017]. Disponible en: <https://books.google.com.co/books?id=nEdwNRSIGmkC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false>

La enzima tiene un punto de ebullición alrededor de los 100°C (210°F), una presión de vapor 17.5 mm Hg @ 80°F y una gravedad específica entre 0.98-1.05. Es un líquido delgado transparente y su olor es tenue.

Estas enzimas son amigables con el medio ambiente y son biodegradables, también tienen un pH aproximadamente entre 7.0-9.0. Las enzimas no son tóxicas, no contienen aditivos de petróleo, ni halógenos que debiliten tuberías, no poseen punto de combustión, no dejan residuos y no son reactivas³⁷.

Figura 7. Comportamiento de la enzima en el medio poroso



Fuente: INGPETROL LTDA.

Las enzimas tienen la capacidad de limpiar el aceite en el espacio poroso de la formación productora, incrementando la movilidad del aceite y la permeabilidad.

Debido a que las enzimas son insolubles en aceite y solubles en agua, las proteínas son transportadas por el agua de formación a regiones más profundas del yacimiento creando nuevos canalizadores de flujo dentro de la formación por meses y años.

Una de las ventajas es que no causan reacción química con las parafinas, los asfaltenos y el agua subterránea o problemas con taponamiento dentro de la formación. Ya que las enzimas biológicas se desempeñan solo en liberar aceite, aun en presencia de grandes cantidades de agua subterránea y otros sólidos que causan problemas y taponamiento. No debilitan o disminuyen su efectividad cuando se presentan los problemas antes mencionados.

³⁷ INVSAR. Enzima biológica Tigerzyme ® 22-E. [En línea] [20 febrero 2017]. Disponible en: <http://esdocs.com/doc/1445998>

2.2.5.2 Proceso de aplicación de la enzima. A continuación, se describe el proceso de inyección de una enzima biológica en un campo petrolero, indicando también las condiciones de uso³⁸.

1. Recolección - análisis de la información de campo y pozo.
 - Información de yacimiento
 - Información litológica (muestras de núcleos)
 - Información fisicoquímica de los fluidos
 - Curva de producción.
2. Pruebas de laboratorio con núcleos para medir la eficiencia de la enzima
 - Medición de parámetros petrofísicos antes y después de la aplicación de la enzima
 - Determinación de la reducción del corte de agua y el incremento en el recobro de petróleo
3. Pruebas de compatibilidad
 - Pruebas de compatibilidad de los fluidos de acuerdo con la norma API RP – 42.
4. Pruebas de aplicación en campo.

Las propiedades del yacimiento deben cumplir con ciertos parámetros para que se pueda emplear la inyección de enzimas, los cuales se ven en la Tabla 2.

Tabla 2. Condiciones de yacimiento para aplicar la tecnología

Parámetro	Unidad	Rango
Profundidad	Pies / metros	12400 / 3200
Temperatura	°F	234
Presión de yacimiento	Psi	6900
Permeabilidad	Darcys	0.1 – 5
Porosidad	%	7 – 30
Corte de agua	%	70 – 90
Gravedad API	°API	7 – 34
Tipo de roca	N/A	Arena y arenisca

Fuente: INGPETROL LTDA.

La información presentada a continuación sobre equipos, inyección de según el tipo de pozo y otros datos relacionados con la enzima, está disponible en el trabajo de grado: Metodología para la selección de enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos³⁹.

³⁸ INGPETROL LTDA.

³⁹ OTERO, Zully y SALAMANCA, Mónica. Metodología para la selección de enzimas biológicas en procesos de estimulación de pozos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010.

Las enzimas biológicas pueden ser aplicadas en pozos con formaciones de areniscas y formaciones de calizas. Para pozos con formaciones de areniscas, es suficiente usar sólo inyección de enzima. Sin embargo, para pozos de aceite con formaciones de calizas, además de la inyección de enzima, dependiendo de la profundidad total del pozo y la producción diaria de fluido, también necesitamos inyectar alguna cantidad de ácido diluido, (por ejemplo, 1-3% HCl) antes de la inyección de la enzima biológica.

Las enzimas se pueden además aplicar a yacimientos en tierra o costa fuera. Los tratamientos son generalmente muy sencillos. La mayoría de los tratamientos han utilizado entre 4 y 6 de tambores de enzima al 100% de concentración. Estos tambores son de 55 galones y se diluyen usualmente a concentraciones entre 5 y 10% en un tanque de mezcla y luego se bombea dentro del pozo. Después se desplaza con aceite o agua de formación. Una vez que se completa el bombeo de todos los fluidos, el pozo se cierra durante unos días, normalmente son de 3 a 5 días, esto se hace con el fin de darle tiempo al fluido inyectado de trabajar antes de reanudar la producción.

2.2.5.3 Equipo para la estimulación con enzimas biológicas. El equipo necesario para inyectar una enzima biológica en un pozo de aceite es el siguiente:

- a) Una bomba con capacidad para operar hasta 5000 psi de presión.
- b) Un tanque para diluir la enzima biológica.
- c) Agua salina (puede ser agua de producción) para dilución de la enzima biológica.
- d) Crudo o agua de formación para usar como desplazante final

2.2.5.4 Aplicación de la enzima según el tipo de pozo. Para inyectar la enzima biológica en un pozo, se debe establecer cual tipo de pozo es el que se está trabajando. Las enzimas biológicas pueden ser efectivamente aplicadas en todos los tres tipos de pozos que se encuentran comúnmente en campos productores de aceite. Sin embargo, debido a las diferencias en la presión de formación, cada uno de estos tipos de pozos requiere de un proceso de inyección diferente, y una concentración de enzima variada.

• **Pozo de aceite con Suficiente Presión de Formación:**

- a) Se mezcla una cantidad adecuada de enzima biológica con agua producida, para realizar una dilución entre el 5% y el 10% en solución. Luego se bombea esta solución dentro de la formación a una tasa aproximada de 50 galones por minuto.
- b) El volumen total de solución diluida de enzima, que va a ser inyectada, depende del radio del pozo o área de drenaje de la formación productora o del espesor de la zona productora. En general, este volumen está cercano a 3 toneladas métricas por metro de radio del pozo o profundidad del área de drenaje de la

zona productora.

- c) Se inyecta dentro de la formación un volumen total del tubing (o anular del casing) o más, de agua producida como fluido de remojo, y se mantiene el tiempo requerido antes de reabrir el pozo a producción regular.

- **Pozo de aceite con Insuficiente Presión de Formación:**

- a) Se mezcla la enzima biológica con el agua producida para lograr una solución del 2 al 4%. Luego se bombea a una tasa cercana a los 50 galones por minuto. El volumen total de solución diluida es cercano a 30 toneladas métricas por metro de radio del pozo o profundidad de la zona productora.
- b) Se inyecta dentro del pozo un volumen total del tubing (o anular del casing) o más, de agua producida como fluido de remojo, y se mantiene el tiempo requerido antes de reabrir el pozo a producción regular.

- **Pozo Único en Bolsa de Arena sin Continuidad:**

- a) Se mezcla la enzima biológica con el agua producida o salmuera, para lograr una solución del 1 al 2%. Luego se inyecta (bombea) el 50% de esta solución diluida a una tasa cercana a los 50 galones por minuto.
- b) A continuación, se verifica el radio de drenaje de la zona productora de aceite. Se usa solamente agua producida o salmuera compatible con la formación. Se inyecta de 60 a 80 toneladas métricas de agua o salmuera por metro de radio de drenaje de la zona productora.
- c) Se finaliza inyectando el 50% restante de solución diluida de enzima dentro de la zona productora de aceite. El volumen total de inyección es cercano a 100 toneladas métricas por metro de radio de drenaje en la zona productora.
- d) Se inyecta un volumen completo de tubing (o anular del casing), o más, de agua producida o salmuera, dentro del pozo de aceite como fluido de remojo. Se mantiene el pozo en remojo por el tiempo requerido antes de abrir el pozo a producción de aceite regular.
- e) Este tipo de pozo necesitará aplicaciones continuas o repetidas de enzima biológica, cuando se vea que cae nuevamente la producción total de fluido a los niveles previos al tratamiento.

En cada uno de los tipos de pozos anteriores, se recomienda como práctica dividir la solución diluida total de enzima en dos partes. Se inyecta la primera mitad de

enzima diluida, después una cantidad sustancial de agua producida o salmuera, y luego se inyecta la segunda porción de enzima biológica diluida, seguida de nuevo por el agua producida o salmuera, como fluido de remojo.

2.2.5.5 Otros métodos de aplicación. La inyección de la enzima también se puede hacer a través de un pozo inyector, bombeando la mezcla de la enzima con agua hacia el pozo productor⁴⁰. La enzima, ya que es completamente miscible en el agua producida, puede ser diluida hasta incluso menos de 500 ppm.

2.2.5.6 Factores que no afectan el desempeño de las Enzima. En la estimulación de pozos los factores que no afectan son:

- a) El PH del fluido en la formación productora
- b) La salinidad del fluido en la formación productora
- c) La presencia de parafinas, naftalenos, asfáltenos, o sulfuros.

2.2.5.7 Escenarios probados para la aplicación de enzimas biológicas. Para la aplicación de las enzimas biológicas las mejores situaciones en un campo petrolero son:

- a) Pozo maduro el cual presenta disminución en la producción de aceite.
- b) Pozo nuevo que produce poco fluido total, desde el primer día.
- c) Pozo relativamente nuevo que tiene problemas con el incremento de la producción de agua

2.3 SURFACTANTES

2.3.1 Definición. Son conjuntos de moléculas orgánicas, soluble en aceite o lipofílica y otra soluble en agua o hidrofílica, las cuales pueden desplazarse en la interfase de dos fluidos y alterar las condiciones prevalentes. Tienen la habilidad de disminuir la tensión superficial de un líquido al absorberse en la interfase del líquido y un gas y pueden reducir los ángulos de contactos en la interfase de un líquido y un sólido⁴¹.

2.3.2 Aplicaciones de Surfactantes en la industria petrolera. La utilización de surfactantes ayuda a la solución de determinados problemas tales como:

2.3.2.1 Lodos de perforación. Los lodos de perforación contienen: agua (para enfriar), aceite (para lubricar), arcillas (para lograr las propiedades reológicas apropiadas), sales de metales pesados (para aumentar la densidad), y se

⁴⁰ AECO S.A.C.I.A. Greenzyme Flood Mechanism [En línea] [8 de junio 2018]. Disponible en: <http://testimonios.aecosacia.com/greenzymewaterfloodmechanism.htm>

⁴¹ Crespo G. Fernando Pineda T. Hernán, Inyección De Surfactantes Como Método Mejorado De Recobro Aplicado Al Campo San Francisco, Tesis De Grado, Universidad de América, 1992.

estabilizan mediante agentes dispersantes, para evitar la filtración del agua en la roca almacén, emulsionantes y polímeros viscosantes. Cuando se finaliza la perforación se inyecta cemento para consolidar el espacio anular entre el tubo y la pared del hueco perforado por la barrena. Se desplaza el lodo por la inyección de un acondicionador seguido de la inyección de cemento.

Como el cemento no debe fraguarse en el interior del tubo, se utiliza un retardador que es un agente dispersante de tipo lignosulfonato o sulfonato de calcio. En las formaciones con gran permeabilidad se reduce la filtración del agua adicionando antifloculantes de tipo sulfonato de naftaleno.

2.3.2.2 Estimulación de pozos. Se realizan en general operaciones de acabado que tienden a facilitar el desplazamiento del petróleo en la vecindad de los pozos: fractura, acidificación, etc.

La acidificación, es inyectar una solución ácida capaz de disolver la roca y así aumenta la porosidad y como consecuencia, la permeabilidad, en la vecindad del pozo. Estos ácidos presentan inconvenientes; ya que son extremadamente corrosivos y atacan las partes metálicas de las bombas y de las tuberías; y también, poseen tendencia a atacar la roca muy rápidamente, por este hecho no penetran muy lejos dentro del yacimiento.

Se pueden remediar estos inconvenientes inyectando la solución ácida en forma de una emulsión de ácido en kerosén. La fase continua de la emulsión es un corte petrolero ligero que contiene un emulsionante, gotas de ácido y un dispersante de partículas sólidas (alquil fenol y alquil amonio etoxilados), al igual que inhibidores de corrosión (surfactantes catiónicos).

2.3.2.3 Recuperación mejorada de petróleo. Estos métodos llamados de recuperación asistida o mejorada del petróleo (RMP en español, EOR en inglés), implican la inyección de fluidos destinados a desplazar el petróleo. Uno de los métodos químicos desde el punto de vista de la recuperación final, pero de los más complejos desde el punto de vista técnico, es la inyección de surfactante para producir bajas tensiones.

En el caso del drenaje con solución de surfactantes se inyecta la solución tensoactiva, la cual se empuja con una solución de polímeros hidrosolubles suficientemente viscosa para producir un buen barrido. Al bajar la tensión interfacial, los glóbulos de petróleo se movilizan y se forma un banco de aceite que llega a los pozos productores.

3. PRUEBAS DE LABORATORIO

En este capítulo se presenta los resultados de las pruebas de laboratorio que se han hecho para caracterizar el yacimiento y los fluidos.

3.1 PRUEBAS CON NÚCLEOS

Las pruebas de núcleos son análisis que se realizan a una muestra de formación geológica con el fin de determinar diferentes propiedades de la roca tales como: porosidad, permeabilidad, mojabilidad, saturación, densidad, entre otros. Los núcleos también permiten realizar pruebas de desplazamiento para modelar el movimiento y recuperación del crudo al inyectar fluidos como agua, surfactante, polímeros, entre otros⁴².

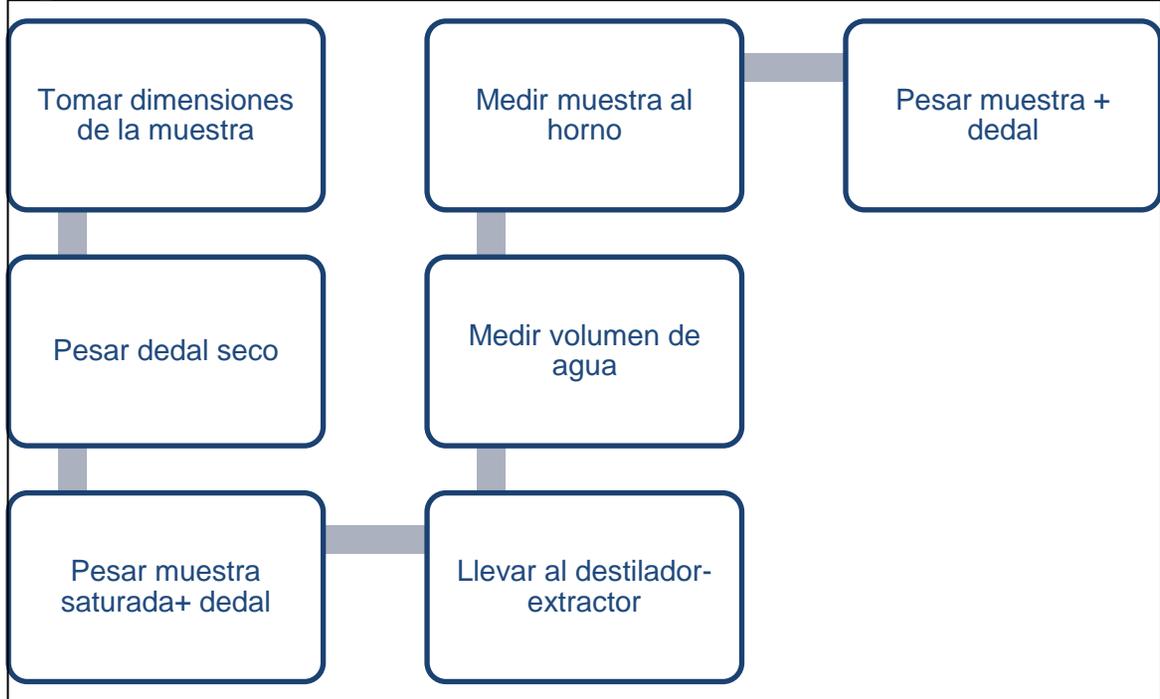
Las muestras son extraídas de un núcleo por medio de un taladro de brocas especiales. El equipo requiere de un fluido de lubricación.

3.1.1 Procedimiento análisis de saturación. En la medición de saturación primero se pesa la muestra en una balanza analítica, el balón de ebullición se calienta para elevar la temperatura del solvente hasta su punto de ebullición y la muestra se envuelve en los vapores del solvente a medida que estos suben desde el balón. El agua de la muestra se evapora con el solvente y se eleva con sus vapores hasta el condensador. Allí, el solvente y el agua evaporada se enfrían, se condensan y luego caen en un tubo calibrado. La diferencia entre los dos pesos de la muestra antes y después de la limpieza se atribuye al peso de los fluidos extraídos (ver Figura 8). La diferencia de peso restante es el resultado del volumen de petróleo que fue extraído. Estos volúmenes son convertidos a saturaciones mediante la división por el volumen poroso.

3.1.2 Procedimiento para el análisis de la porosidad por saturación. La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de un yacimiento, puede determinarse mediante la medición del volumen de granos, el volumen poroso y el volumen aparente. El dispositivo utilizado para la medición es el porosímetro automatizado ya que emplea la Ley de Boyle para calcular la porosidad en base a la reducción de presión medida cuando se envía una cantidad conocida de fluido a una cámara de expansión que contiene el núcleo (ver Figura 9).

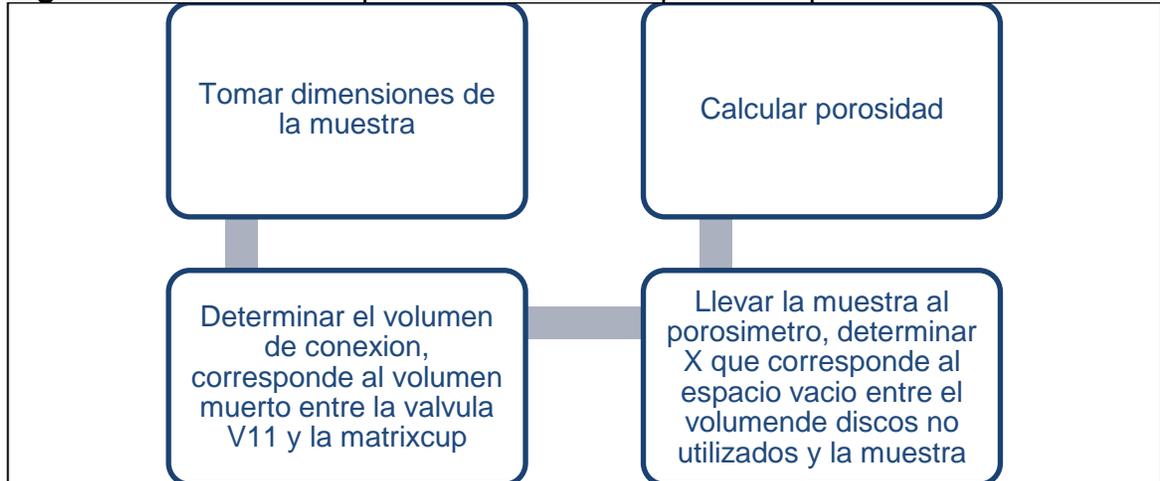
⁴² ARDILA, Maryuri y ARENAS, Félix. Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010.

Figura 8. Procedimiento análisis de saturación



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 9. Procedimiento para el análisis de la porosidad por saturación

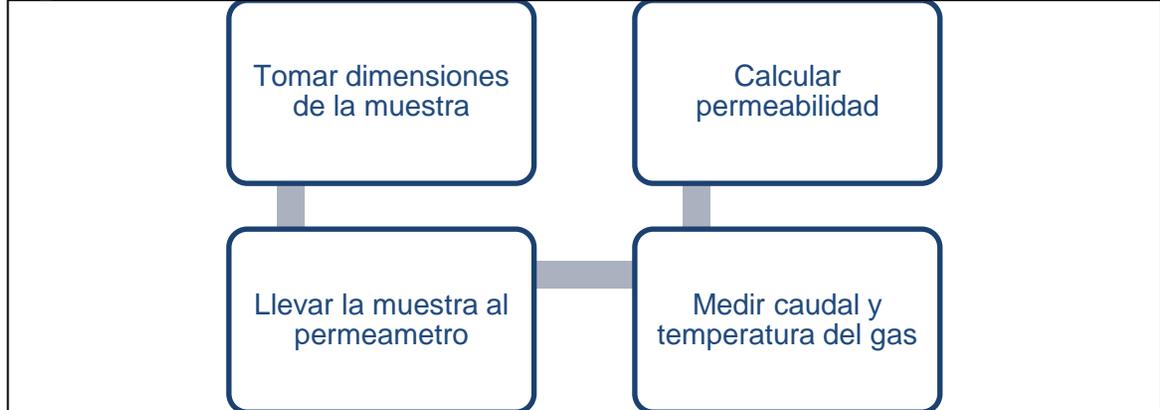


Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

3.1.3 Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas y del líquido.

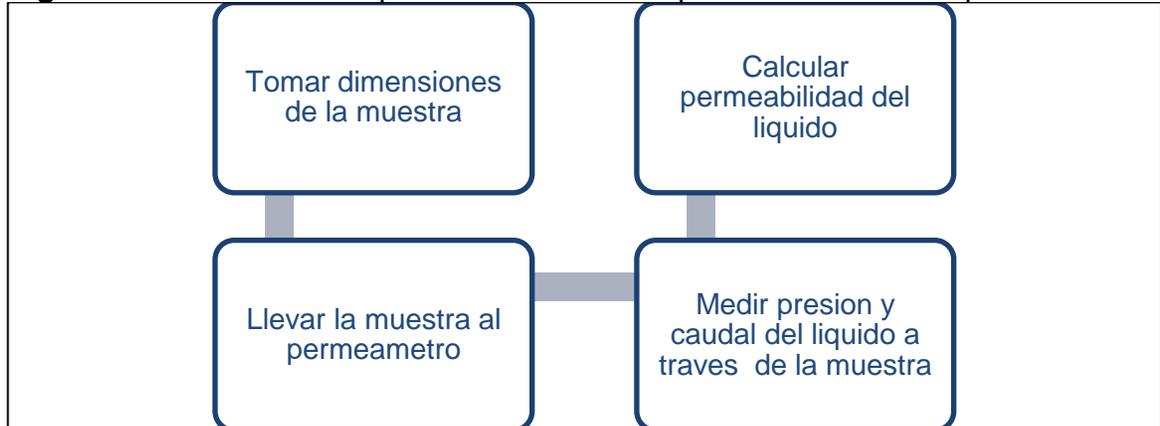
La medida de la permeabilidad consiste en la medición de la tasa de flujo de un fluido de viscosidad conocida a través de una muestra bajo un diferencial de presión. El aire es el fluido utilizado normalmente. Las mediciones de permeabilidad con aire y otros gases, se corrigen a un equivalente de la permeabilidad de los líquidos utilizando la corrección Klinkenberg (ver Figura 10 y 11).

Figura 10. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 11. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad del líquido



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Los resultados proporcionados por la empresa se muestran en el Cuadro 1 donde se observan porosidades y permeabilidades a una profundidad específica. En el Cuadro 2 y Gráfica 2 se muestra la saturación de agua con su respectiva permeabilidad relativa tanto de agua como de aceite.

Los datos obtenidos de la prueba de permeabilidad relativa indican que la roca se encuentra mojada por petróleo ya que en la gráfica 1 indica que la $S_{wi}=0.19$, $S_{or}=0.38$, $S_{w@}(K_{rw}=K_{ro}) = 0.44$, el cual desfavorece la producción de crudo. Al cambiar la mojabilidad al agua, se aumentaría el recobro de crudo por este motivo se evalúa la posibilidad de inyectar una enzima biológica.

Los datos de permeabilidad y porosidad permiten determinar que el yacimiento se encuentra en el rango establecido en la Tabla 2 para la inyección de la enzima biológica.

Cuadro 1. Porosidad y permeabilidad corregida de la prueba de núcleos

Profundidad	Porosidad	Perm. Kberg	Perm. Aire
(ft)	(%)	(md)	(md)
8839.72	24.6	889	968
8843.87	24	826	857
8843.96	19.3	864	932
8849.24	16.9	998	1087
8849.17	17.5	886	984
8849.17	17.5	896	1013
8853.69	16.7	996	1076
8853.69	19.6	871	1022
8860.33	19.8	863	927
8850.33	21.5	823	844
8876.45	21	832	886
8780.59	23.2	845	863

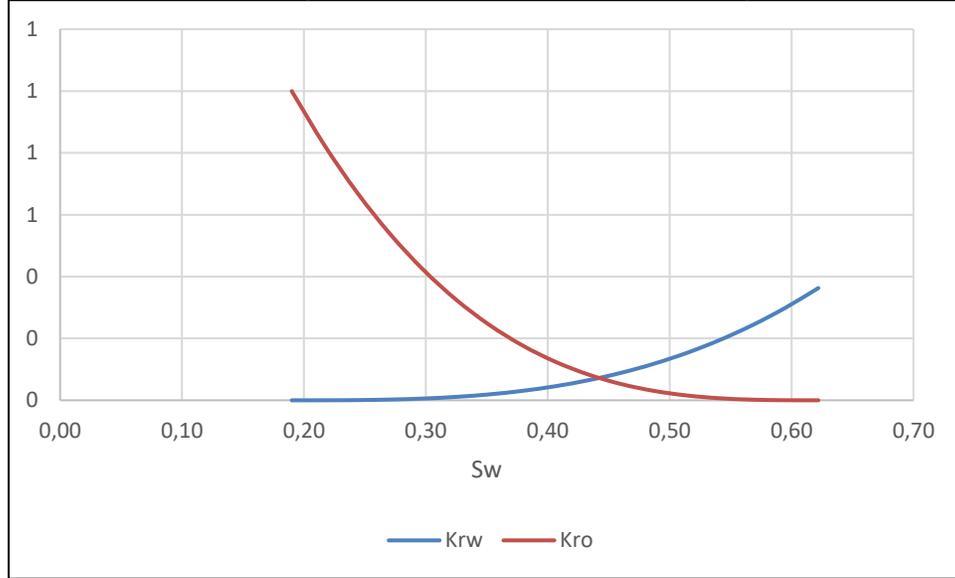
Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Cuadro 2. Saturación y permeabilidad relativa de la prueba de núcleo

Saturación del agua (Sw)	Permeabilidad relativa	
	Al agua (Krw)	Al petróleo (Kro)
0.19	0	1
0.22	0.0001	0.8240
0.24	0.0007	0.6699
0.27	0.0024	0.5364
0.30	0.0057	0.4219
0.33	0.0111	0.3250
0.35	0.0191	0.2441
0.38	0.0304	0.1780
0.41	0.0454	0.1250
0.43	0.0646	0.0837
0.46	0.0886	0.0527
0.49	0.1180	0.0305
0.51	0.1531	0.0156
0.54	0.1947	0.0066
0.57	0.2432	0.0020
0.60	0.2991	0.0002
0.62	0.3630	0

Fuente: INGPETROL LTDA.

Gráfica 2. Curva de permeabilidad relativa del Campo Llanos 28



Fuente: INGPETROL LTDA.

3.2 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS

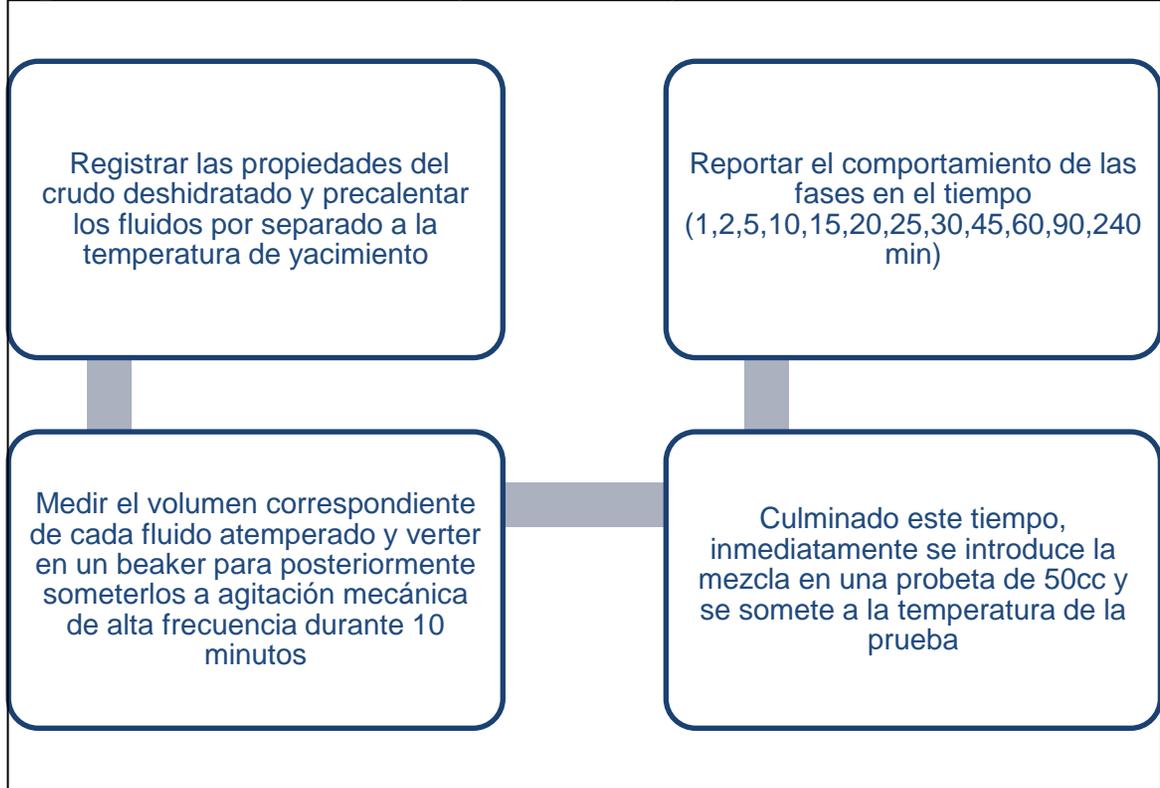
La prueba de compatibilidad de fluidos se realizó de acuerdo con la norma API RP-42: Prácticas recomendadas para pruebas de laboratorio de los surfactantes para estimulación de pozos.

El propósito de las pruebas de emulsión es indicar la tendencia de los surfactantes a incrementar o disminuir la emulsión de un sistema particularmente en aceite-salmuera o ácido-aceite. Estas pruebas son diseñadas para indicar la tendencia de un sistema a emulsionarse, pero no determina cuando ocurre esta emulsión o si persiste durante la operación de estimulación de un pozo. Debido a que la estabilidad de las emulsiones puede aumentar por la presencia de sólidos finos, frecuentemente creados en el proceso de estimulación del pozo, todas las pruebas de los surfactantes deberán incluir el uso de partículas finas como un componente.

El procedimiento de la prueba de compatibilidad de fluidos se puede observar en la Figura 12.

Los resultados de la prueba se muestran en el Cuadro 4. Estos son reportados en porcentaje del volumen total de la fase acuosa original, el 100 % representa el porcentaje total de rompimiento de la fase acuosa.

Figura 12. Procedimiento de la prueba de compatibilidad de fluidos



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Cuadro 3. Resultados de la prueba de compatibilidad de fluidos

Parámetro (separación)	H2+ salmuera KCl 4% +enzima 5% (30/70)	H2+ salmuera KCl 4% +enzima 5% (50/50)	H2+ salmuera KCl 4% +enzima 5% (70/30)
1 min	94	4	3
2 min	95	9	5
3 min	95	9	5
5 min	100	9	5
10 min	100	14	13
15 min	100	18	13
20 min	100	26	25
25 min	100	35	25
30 min	100	35	25
45 min	100	70	45
60 min	100	88	63
90 min	100	91	70
240 min	100	100	75
12 horas	100	100	75

Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

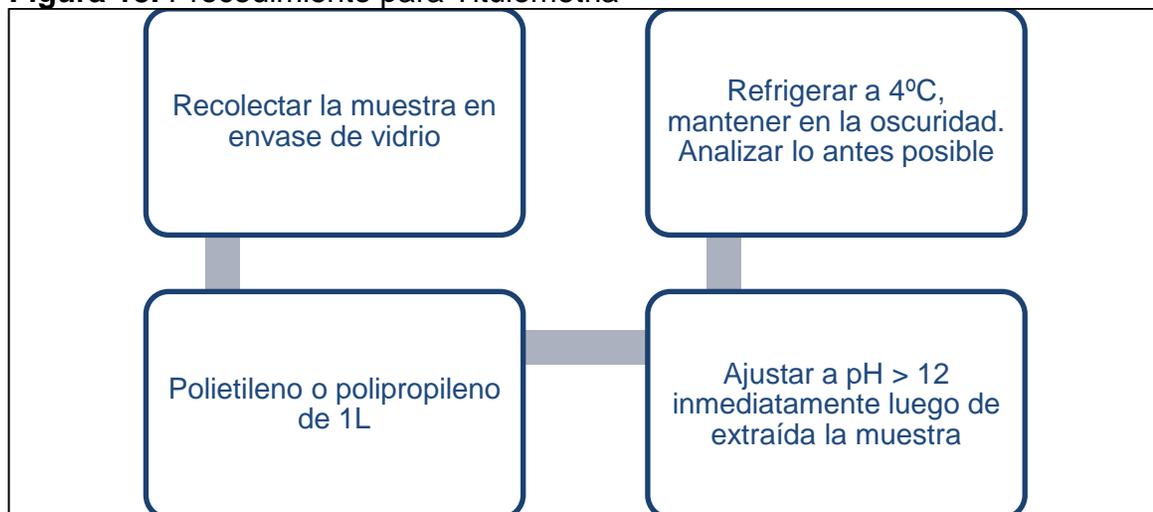
En los resultados de la prueba de compatibilidad de fluidos se observa que a medida que aumentamos la proporción de petróleo y disminuimos la proporción de la enzima, la separación del crudo con el agua se demora más tiempo y no es completa en el caso de la proporción 70/30.

Sin embargo, los resultados en general son óptimos ya que muestran un efecto positivo en la separación del agua con el crudo, para que la enzima haga efecto se debe tener en cuenta el tiempo de separación ya que a los 240 min ya ha llegado a su porcentaje de separación máxima.

3.3 PROPIEDADES DEL CRUDO

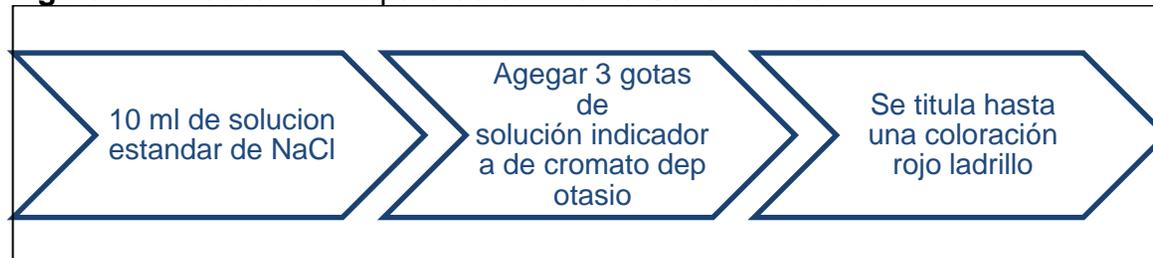
A continuación, de la Figura 13 a la 20, se muestran los procedimientos para determinar las propiedades del crudo con pruebas de laboratorio.

Figura 13. Procedimiento para Titulometria



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 14. Procedimiento para determinar la Sal en crudo



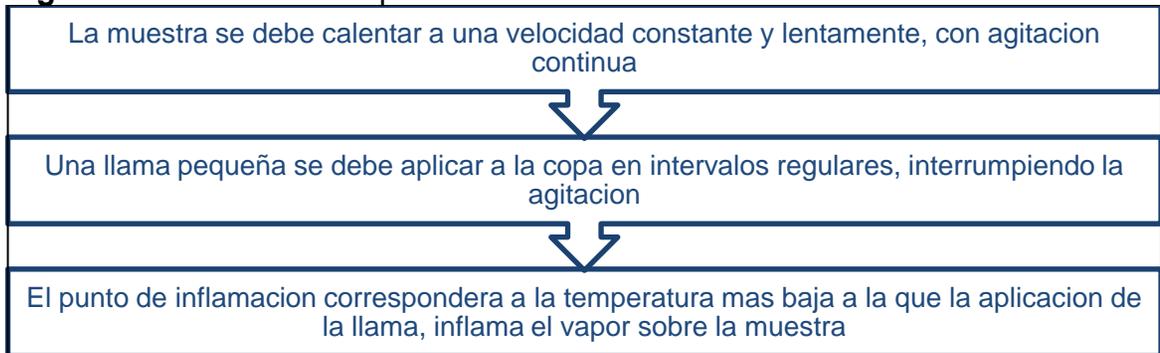
Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 15. Procedimiento para determinar la gravedad API



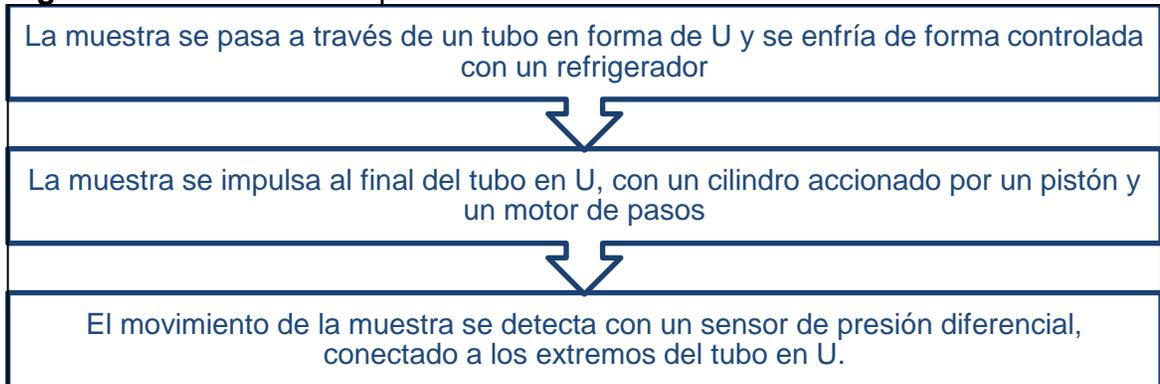
Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 16. Procedimiento para determinar Flash Point



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 17. Procedimiento para determinar Pour Point



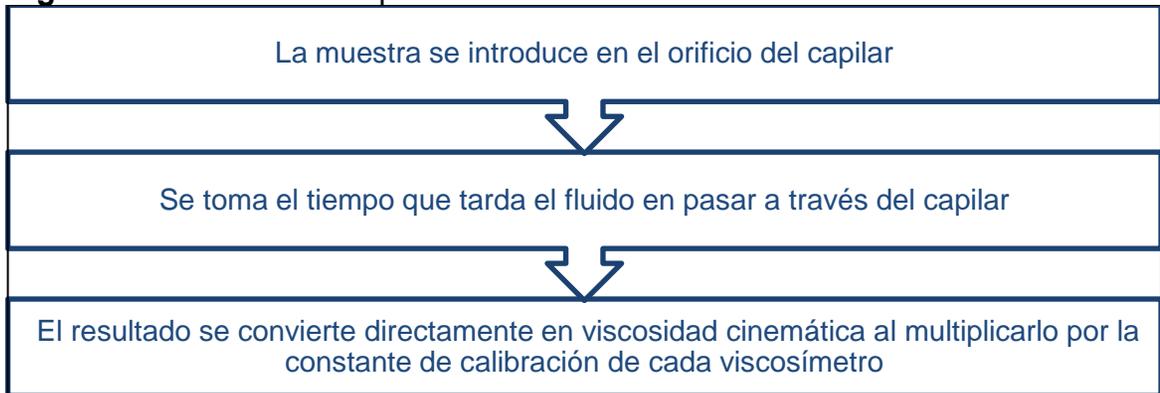
Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 18. Procedimiento para determinar Sedimentos por extracción



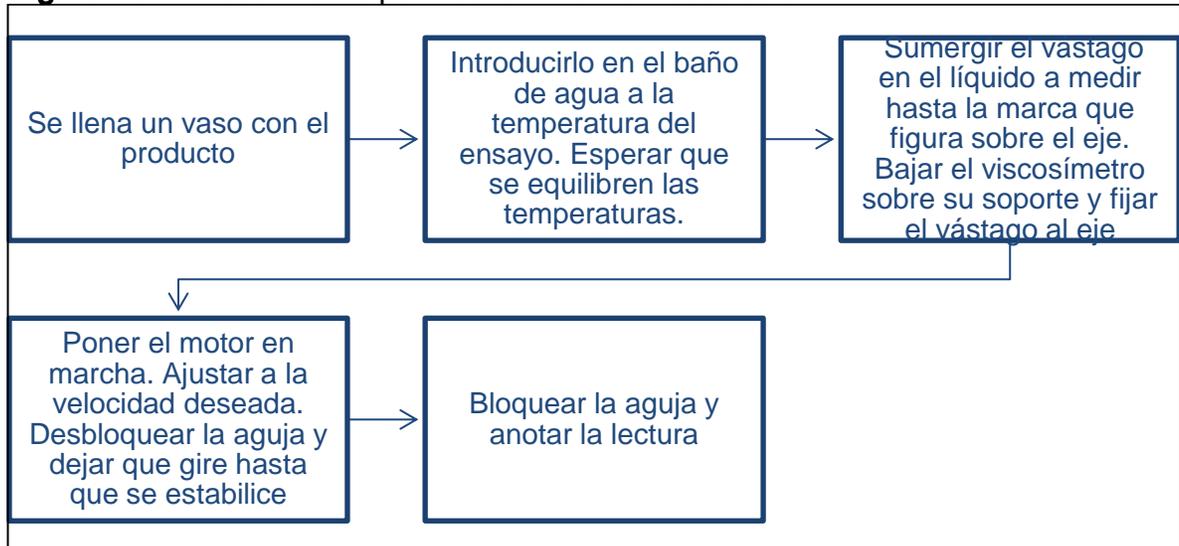
Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 19. Procedimiento para determinar la viscosidad cinemática



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

Figura 20. Procedimiento para determinar la viscosidad



Fuente: INGPETROL LTDA. Modificada por los autores.

En el Cuadro 4 se presentan los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas para determinar las propiedades del crudo.

Cuadro 4. Propiedades del crudo

Parámetro	Unidades	Técnica analítica	Método	Pozo H2
Karl Fischer	%	Titulometría	ASTM 4377	0.4322
Azufre	%	Fluorescencia RX	ASTM D-4294	0.3660
Sal en crudo	PTBs	Electrométrico	ASTM D-3230	24.5
Gravedad API	°API	Densitometría	ASTM D-5002	31.2
Flash point	°C	Copa cerrada	ASTM D-93	42
Pour point	°C	Termométrico	ASTM D-97	-12
Sedimentos por extracción	%	Gravimetría	ASTM D-473-07	0.0205
Viscosidad cinemática a 40°C	cSt	Viscosimetría	ASTM D445	826.3
Viscosidad dinámica 40°C	cPs	Viscosimetría	ASTM D-4287	928.3

Fuente: INGPETROL LTDA.

Según el Ministerio de Minas y Energía en el análisis del porcentaje de agua se considera aceptable ya que está por debajo del 2%, el contenido de azufre es < 1% por ende es un crudo dulce y no es corrosivo, la clasificación del crudo basados en la definición API es ligero ya que este es >31.1. El porcentaje de sedimentos por extracción es adecuado ya que es menor al 0.5%. Con respecto al contenido de sal no es necesario realizar ningún tratamiento ya que este está por debajo al 50 PTBs; el Ministerio de Minas y Energía también dice que la sumatoria de Karl Fischer más los sedimentos por extracción debe ser menos al 0.5% por lo tanto está dentro de lo estipulado.

4. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

En este capítulo se muestra el procedimiento para crear un modelo de simulación del Campo Llanos 28 con el simulador de yacimientos STARS de CMG (*Computer Modelling Group*), y posteriormente se describe la inyección de un surfactante al modelo y los resultados de producción.

El propósito del modelo de simulación es el de evaluar el desplazamiento de los fluidos y por tal razón se omiten detalles como estado mecánico del pozo, red de tuberías y otros.

Cabe aclarar que la inyección de enzimas como método de recobro mejorado de petróleo es una técnica relativamente nueva y los simuladores de yacimientos disponibles actualmente no permiten modelarla. Por tal razón y por el hecho de que sus efectos son parecidos a los de la enzima, se modela como si se inyectara un surfactante.

4.1 CREACIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

4.1.1 I/O Control. En esta sección, como se ve en la Figura 21, se selecciona el tipo de simulador, las unidades de trabajo, el tipo de porosidad y la fecha de inicio de la simulación.

El simulador IMEX modela principalmente procesos de recuperación primaria y secundaria, GEM es un simulador composicional usado en yacimientos de gas condensado, y STARS se utiliza para técnicas de recuperación más avanzadas como procesos térmicos y químicos.

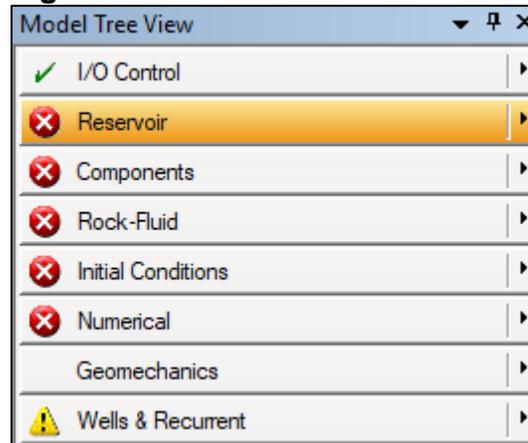
Figura 21. Sección I/O Control

The image shows a software dialog box titled "Builder - Reservoir Simulator Settings". It contains several sections for configuring simulation parameters:

- Simulator:** Radio buttons for GEM, IMEX, and STARS (selected).
- Working Units:** Radio buttons for SI, Field (selected), Lab, and MODSI. An "Advanced..." button is below.
- Porosity:** Radio buttons for Single Porosity (selected), DUALPOR, DUALPERM, MINC, and SUBDOMAIN.
- Shape Factor:** Radio buttons for Gilman and Kazemi and Warren and Root.
- Subdivisions for Matrix Blocks:** A text box for "Number of subdivisions" containing the value 2.
- Volume fractions:** A text box with the label "(2 values expected)".
- Simulation Start Date:** Text boxes for Year (2019), Month (1), and Day (1).
- Buttons:** "OK" and "Cancel" buttons at the bottom right.

En la Figura 22 se muestra las secciones del simulador a la que se deben ingresar datos para que este pueda correr. La sección de geomecánica es opcional.

Figura 22. Secciones del simulador



4.1.2 Reservorio. En esta sección se define la malla y las propiedades estáticas de la roca como: espesor, porosidad, permeabilidad, compresibilidad de la roca, entre otras.

4.1.2.1 Malla. Para el presente caso, se utiliza una malla de tipo cartesiana de bloque centrado. Para la construcción de la malla se utilizaron los siguientes valores (ver Figura 23) los cuales se basan en un área de aproximadamente 60 acres. En la Figura 24 se ve la vista de planta de la malla creada.

Figura 23. Creación de la malla

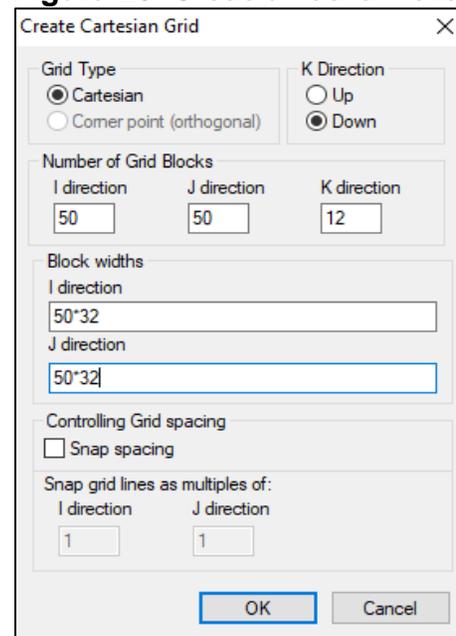
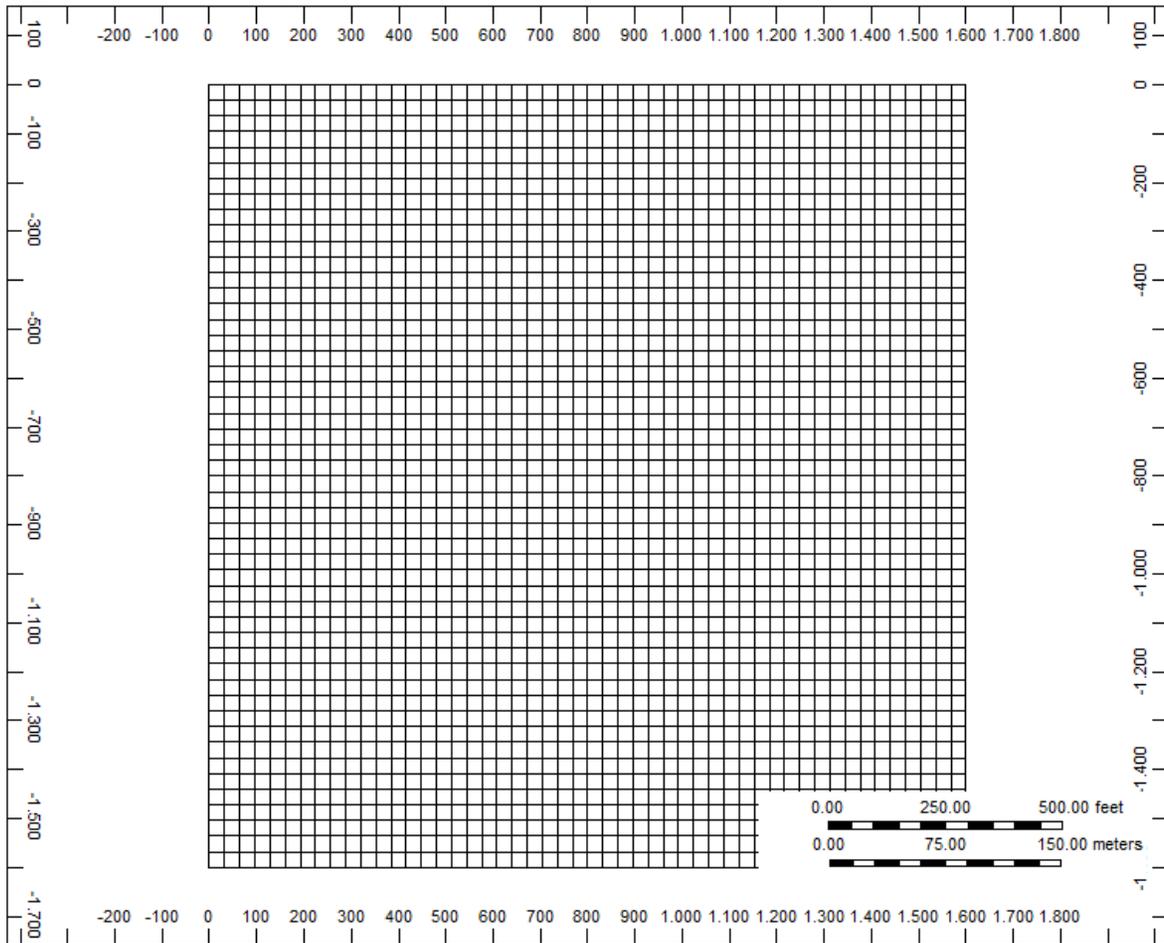


Figura 24. Vista de planta de la malla



4.1.2.2 Propiedades de la roca. El tope de la unidad de interés se encuentra a 8579 pies y su espesor es de 255 pies. Como se estableció 12 capas para la malla cada una de estas tendrá un espesor de 21.25 pies. Los valores de porosidad y permeabilidad en I y J se establecieron según los resultados de las pruebas de núcleo mostrados en el Capítulo 3. Para hallar la permeabilidad vertical, se establece una relación de $K_v/K_h = 0.3$ (ver Figura 25).

Una vez ingresado estos datos, la malla cambia de color según el valor de la propiedad en que se encuentre, como se ve en la Figura 26. La distribución de la porosidad y la distribución de la permeabilidad en J, se ven representadas en la Figura 27 y Figura 28, respectivamente.

Figura 25. Propiedades del modelo estático

General Property Specification

Edit Specification

Only for Start Time, Go to: Grid Top

Use Regions / Sectors

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K
UNITS:	ft	ft		md	md	md
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X
HAS VALUES:						
Whole Grid		21.25			Equals I (equal)	Equals I * 0.3
Layer 1	8579		0.246	889		
Layer 2			0.24	826		
Layer 3			0.193	864		
Layer 4			0.169	998		
Layer 5			0.175	886		
Layer 6			0.175	896		
Layer 7			0.167	996		
Layer 8			0.196	871		
Layer 9			0.198	863		
Layer 10			0.215	823		
Layer 11			0.21	832		
Layer 12			0.232	845		

OK Cancel

Fuente: INGPETROL LTDA.

Figura 26. Vista de malla con las propiedades de la roca

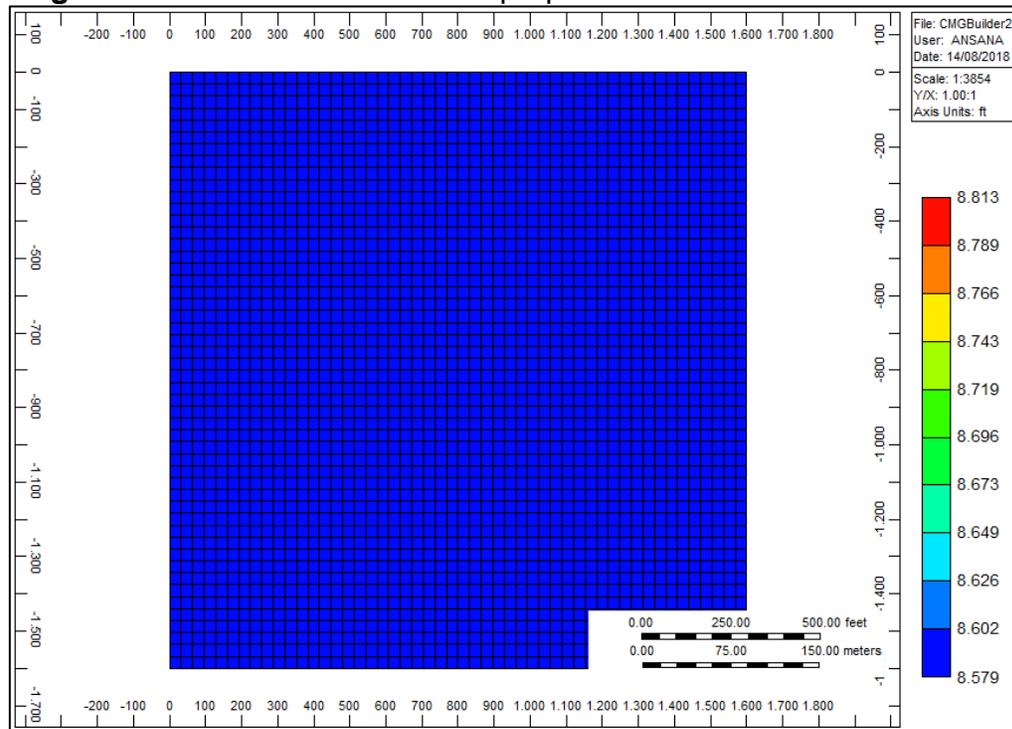


Figura 27. Porosidad del modelo de simulación

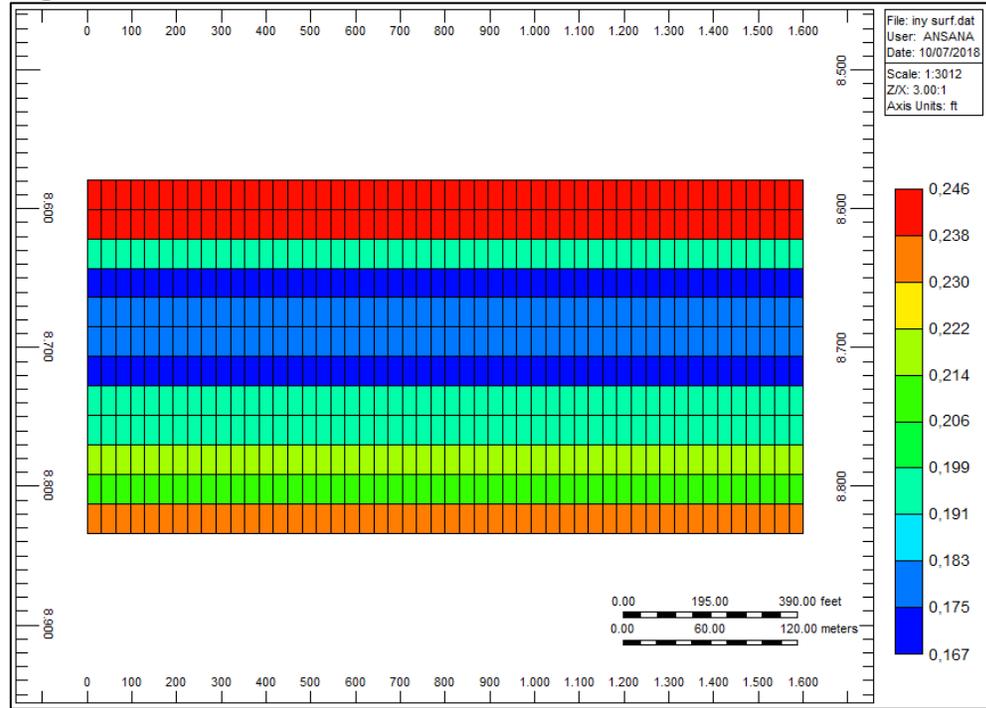
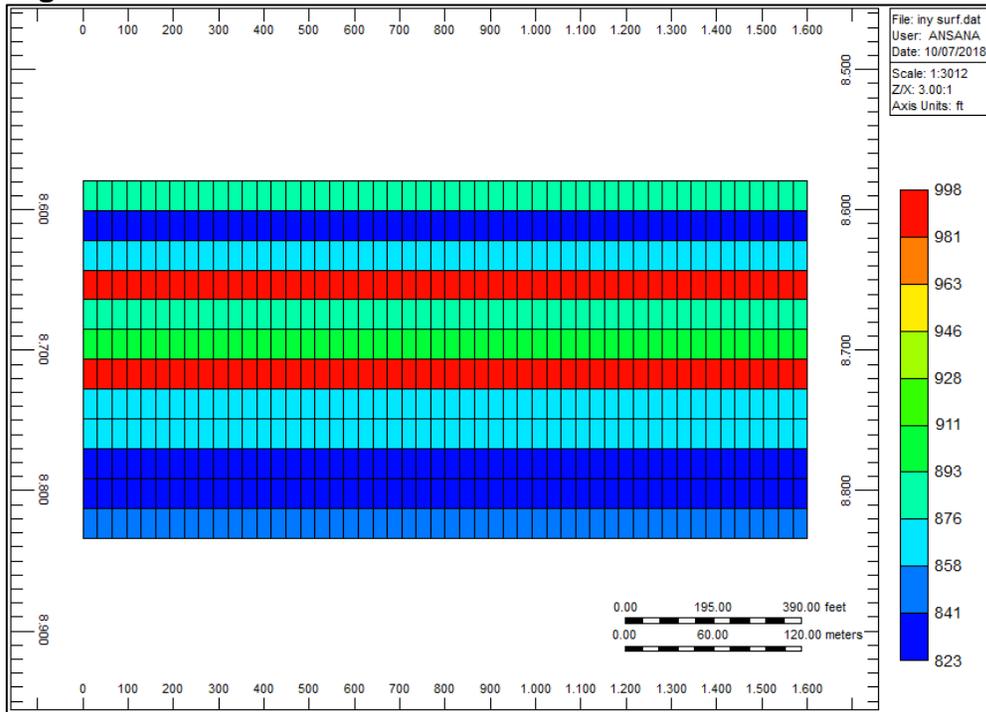


Figura 28. Permeabilidad en I del modelo de simulación



4.1.3 Componentes. En esta sección se establecen las propiedades del petróleo, gas y agua; a través del ingreso de los resultados de las pruebas PVT y otros datos.

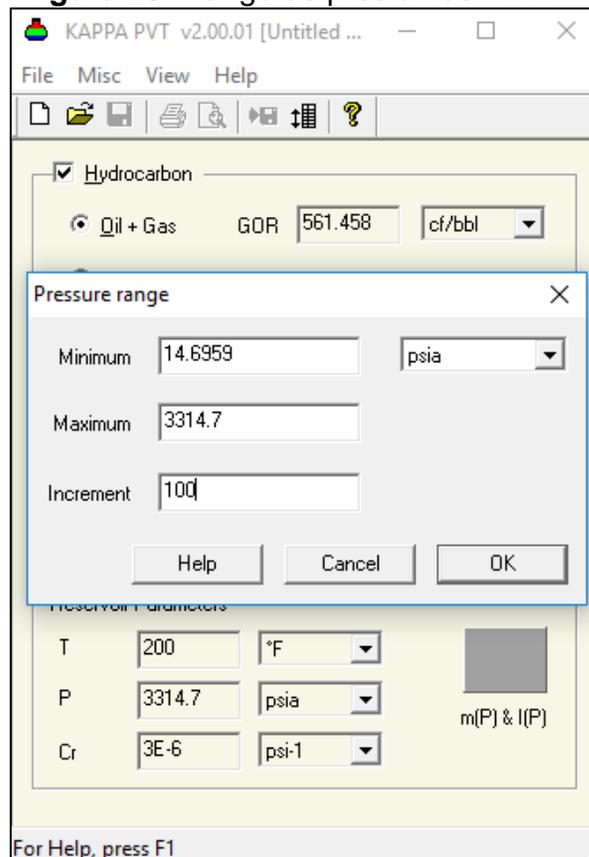
Al no proveerse con las tablas PVT, se utilizó el software KAPPA PVT para generarlas, el cual usa correlaciones y exporta los valores obtenidos en Excel.

En KAPPA PVT, se debe primero ingresar la temperatura del yacimiento, la presión de referencia, y el rango de presiones del PVT (ver Figura 29). Luego, para las propiedades del gas, se ingresa la gravedad específica y al hacer esto se puede ver la temperatura y presión crítica, las cuales se tendrán en cuenta para seleccionar las correlaciones.

Para lo anterior, se necesita hallar las propiedades pseudocrítica, lo cual se hace dividiendo las propiedades de temperatura y presión sobre sus valores críticos. La temperatura pseudocrítica es, entonces, 1.66; y la presión pseudocrítica, 5.07.

En los Cuadros 5 y 6, se presenta los parámetros de las correlaciones opcionales. Se escoge aquellas que muestran menor error absoluto y menor desviación estándar. Por lo tanto, para el factor Z se escoge a Dranchuk, y para la viscosidad del gas, Carr et al.

Figura 29. Rango de presión del PVT



Fuente: INGPETROL LTDA.

Figura 30. Propiedades del gas para el PVT

Cuadro 5. Parámetros de las correlaciones para el factor Z

Autor	Rango de T pseudocrítica	Rango de P pseudocrítica	Error absoluto (%)	Desviación estandar (%)	Aplicabilidad
Dranchuk	1,05-3	0,2-30	0.54	0.00445	<u>APLICA</u>
Beggs and brill	1,2-2,4	ND	1.28	6.98	<u>APLICA</u>
Hall-yarborough	1,2-3,0	0,1-24,0	-0.518	ND	<u>APLICA</u>
Standing	Rango de T (°F)	Rango de P (psia)	3	ND	<u>APLICA</u>
	40 – 300	<10000			

Fuente: BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. 1996.

Cuadro 6. Parámetros de las correlaciones para la viscosidad del gas

Autor	Rango de Tpc	Rango de Pcp	Rango de grave esp gas	Error absoluto (%)	Desviación estandar (%)	Aplicabilidad
Lee et al	1,05-3	0,2-30	0.59-0.95	2.69	8.99	<u>APLICA</u>
Carr et al	1,2-3	1-20,0	0,55-1,55	0.38	0.46	<u>APLICA</u>

Fuente: BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. 1996.

Para el crudo se ingresa la gravedad API y se escogen las correlaciones. Las correlaciones para el Pb y Rs deben ser las mismas (ver Figura 31).

Figura 31. Propiedades del petróleo para el PVT

The screenshot shows the 'Oil PVT' window with the following details:

- Oil gravity: 31.2 (input field) and °API (dropdown menu)
- table or correlation section with the following settings:

TAB	COR	Property	Correlation
<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	Pb	Lasater
<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	Rs	Lasater
<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	Bo	Standing
<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	Co	Vasquez and Beggs
<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	Muo	Beggs and Robinson
- Buttons at the bottom: Export..., Ayuda, Cancelar, Aceptar

Para la presión de burbuja, como es un valor que ya se tiene, se debe ingresar la restricción como se muestra en la Figura 32. Esto generara el cálculo de un nuevo GOR (ver Figura 33).

Figura 32. Configuración de la Pb para el PVT

The screenshot shows the 'Oil PVT' window with a 'Temperature' dialog box open. The dialog box contains a table for configuring bubble point pressure (Pb) based on temperature:

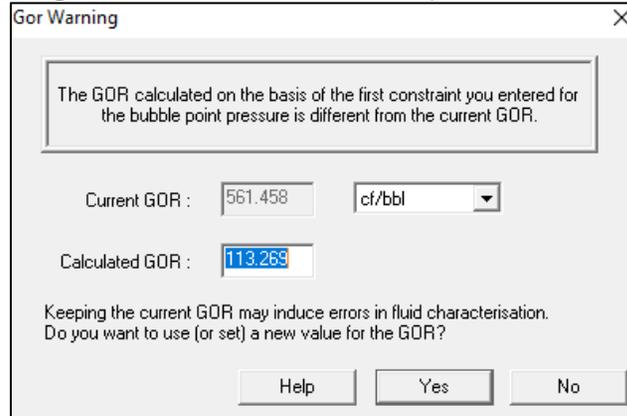
	Temperature	Pb
	°F	psia
1	200	514.7

Buttons in the dialog box: Delete, Insert, Add, Help, Cancel, OK.

Buttons at the bottom of the main window: Export..., Ayuda, Cancelar, Aceptar

Fuente: INGPETROL LTDA.

Figura 33. Calculo del GOR para el PVT



Las correlaciones por usar son: para la relación gas en solución Lasater (ver Cuadro 7), factor volumétrico del petróleo, Standing (ver Cuadro 8) y para la viscosidad del petróleo, se escoge a Beggs and Robinson (ver Cuadro 9).

Cuadro 7. Parámetros de las correlaciones para Rs

Autor	Rango de T (°f)	Rango de P (psia)	Rango de API	Rango de grave esp gas	Error (%)	Desviación estandar (%)	Aplicabilidad
Lasater	82-272	48-5780	17,9-51,1	0,574-1,233	3.8	0.00445	<u>APLICA</u>
Standing	100-258	Pb: 130-7000	16,5-63,8	0,59-0,95	10	ND	<u>APLICA</u>
Vasquez and beggs	162	15-4572	5,3-30	0,511-1,351	-0.7	ND	No aplica
Glaso volatile	80-280	165-7142	22,3-48,1	0,65-1,276	1.28	6.98	No aplica
Glaso non volatile	ND	ND	ND	ND	ND	ND	No aplica
Lasater-standing	ND	ND	ND	ND	ND	ND	No aplica
Petrosky and farshad	114-288	Pb: 1574-6523	16,3-45	0,5781-0,8519	-0.05	4.79	No aplica

Fuente: BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. 1996.

Cuadro 8. Parámetros de las correlaciones para la viscosidad del petróleo

Autor	Rango de T (°f)	Rango de P (psia)	Rango de API	Error absoluto (%)	Desviación estandar (%)	Aplicabilidad
Beggs and robinson	70-295	15-5265	16-58	-0.64	13.53	<u>APLICA</u>
Beal	98-250	ND	10-52,5	24.2	ND	<u>APLICA</u>

Fuente: BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. 1996.

Cuadro 9. Parámetros de las correlaciones para Bo

Autor	Rango de T (°f)	Rango de p (psia)	Rango de api	Rango de grave esp gas	Error absoluto (%)	Desviación estándar (%)	Aplicabilidad
Standing	100-258	Pb: 130-7000	16,5-63,8	0,59-0,95	0.01	0.34	APLICA
Vasquez and beggs	162	15-4572	5,3-30	0,511-1,351	4.7	ND	No aplica
Vasquez and beggs	180	15-6055	30,6-59,5	0,53-1,259	ND	ND	No aplica
Glaso	80-280	165-7142	22,3-48,1	0,65-1,276	-0.43	2.18	No aplica
Petrosky and farshad	114-288	Pb: 1574-6523	16,3-45	0,5781-0,8519	-0.01	0.86	No aplica

Fuente: BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. 1996.

Al simulador se ingresa los valores hasta el punto de burbuja (ver Figura 34), y para el factor volumetrico y la viscosidad del petrolero, se ingresan los valores después del punto de burbuja (ver Figuras 35 y 36).

Figura 34. Valores PVT hasta el punto de burbuja

#	p psi	Rs ft3/bbl	Bo	z	viso cp	visg cp	Comments
1	14.6959	0	1.068582154	0.99841241	2.395247086	0.011991418	
2	114.6959	14.8600829	1.07500183	0.987697126	2.169914251	0.012032401	
3	214.6959	39.05889711	1.085583568	0.977151338	1.892607167	0.012134247	
4	314.6959	63.61114642	1.096472157	0.966799916	1.684655579	0.012252446	
5	414.6959	88.38927034	1.107606767	0.956669827	1.523043973	0.012411438	
6							
7							
8							
9							
10							

Figura 35. Valores del factor volumétrico del petróleo

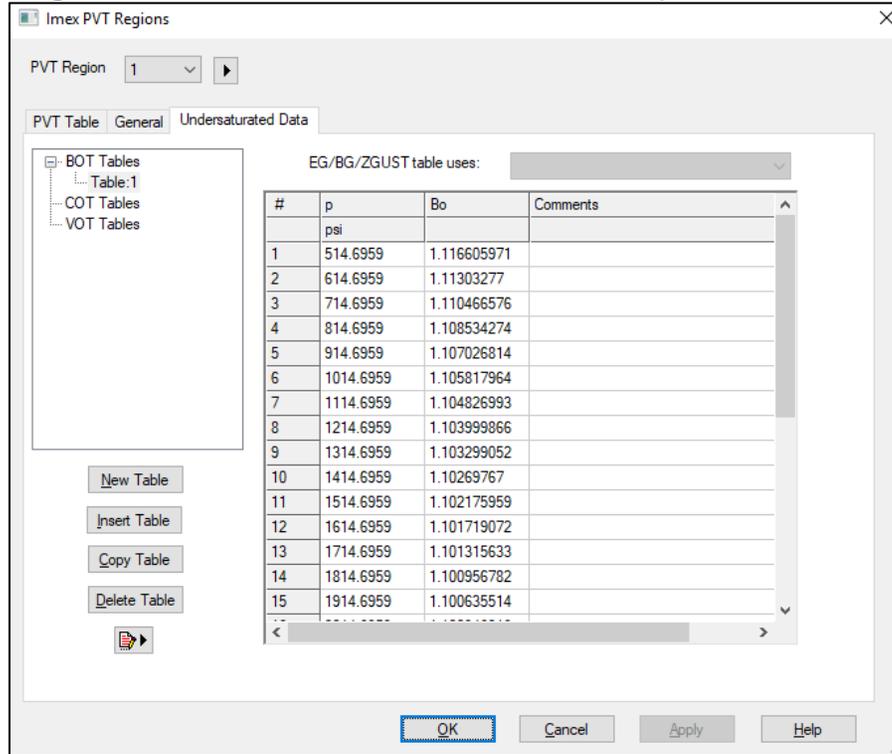
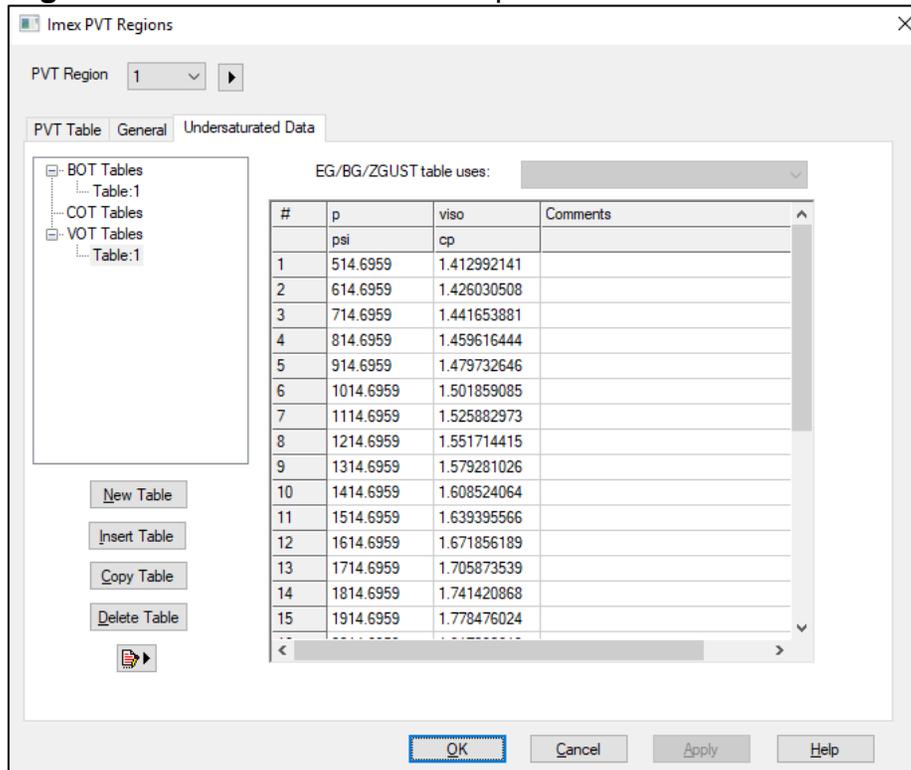


Figura 36. Valores viscosidad del petróleo



Otros parámetros que se ingresan son los que se muestran en la Figura 37, para que el simulador use correlaciones con el fin de calcular las propiedades del agua.

Figura 37. Parámetros necesarios para la sección de componentes

The screenshot shows the 'Imex PVT Regions' window with 'PVT Region' set to 1. The 'Undersaturated Data' tab is active, displaying a table of parameters. Below the table is a 'Comments for CWV' text area and standard 'OK', 'Cancel', 'Apply', and 'Help' buttons.

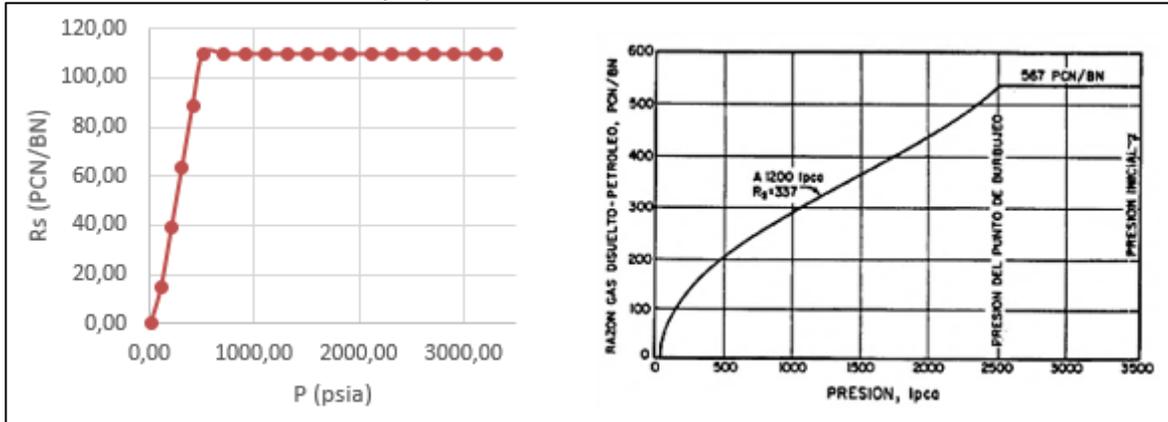
#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			200 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil gravity ...		31.2
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)		0.78
5	Water phase density (DENSI...)			62.4 lb/ft3
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/psi	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.02891
10	Compressibility (CW)			3.07774e-006 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			3300 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.331565 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	

Fuente: INGPETROL LTDA.

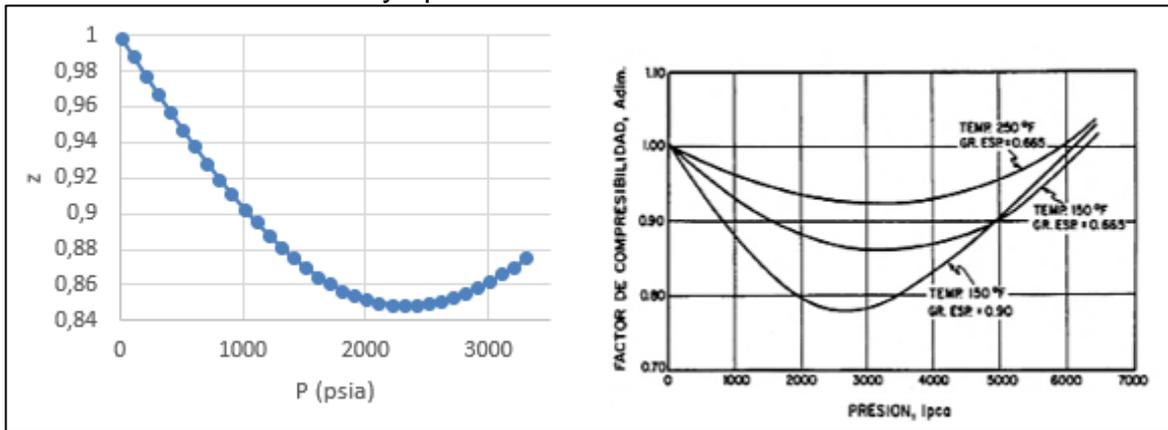
4.1.3.1 Verificación de la validez de las curvas obtenidas en KAPPA PVT. Con los datos obtenidos de KAPPA PVT, se graficó la curva de cada propiedad contra la presión y se comparó con las formas típicas obtenidas del libro Correlaciones Numéricas P.V.T. de Carlos Bánzer⁴³, para verificar la validez de la forma de la curva obtenida y determinar si es necesario cambiar alguna correlación. Las graficas se presentan a continuación.

⁴³ Fuente: BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. 1996.

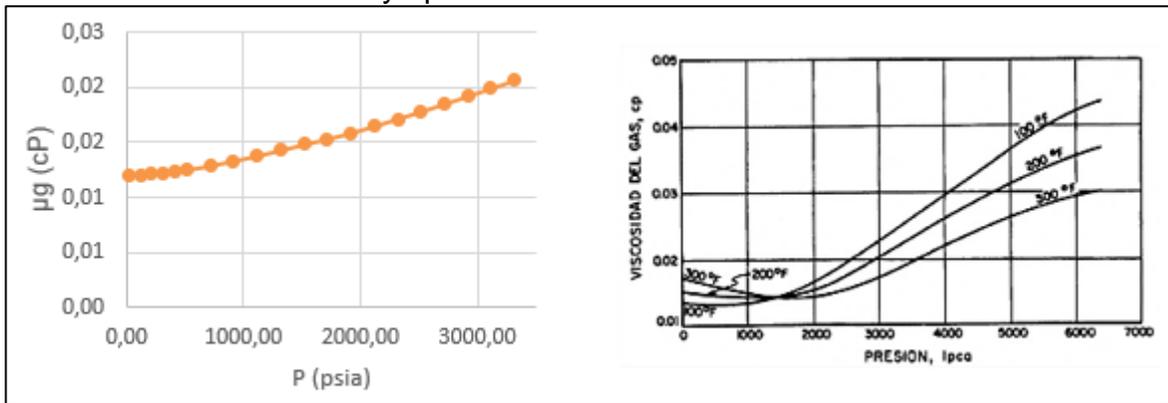
Gráfica 3. Curva obtenida y típica de R_s vs Presión



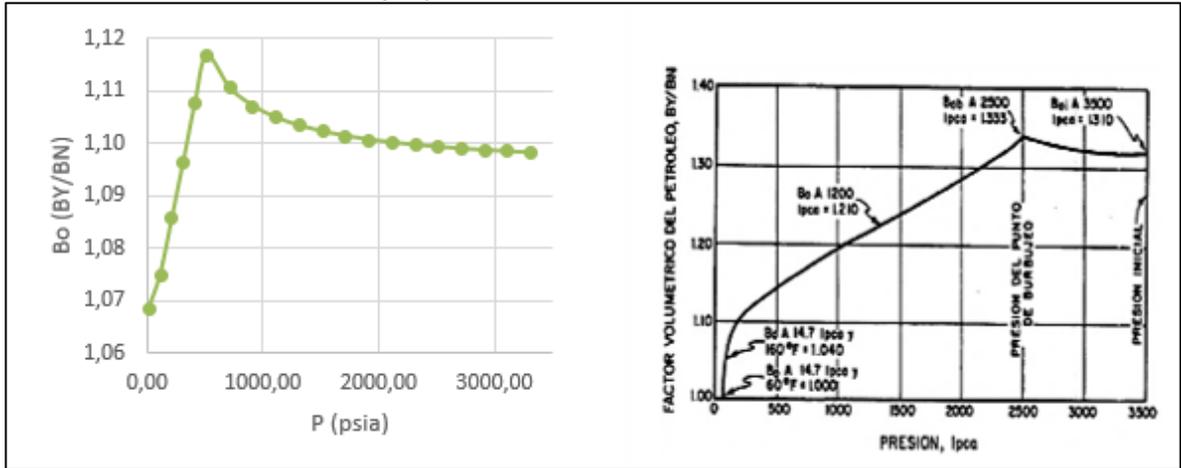
Gráfica 4. Curva obtenida y típica de Factor Z vs Presión



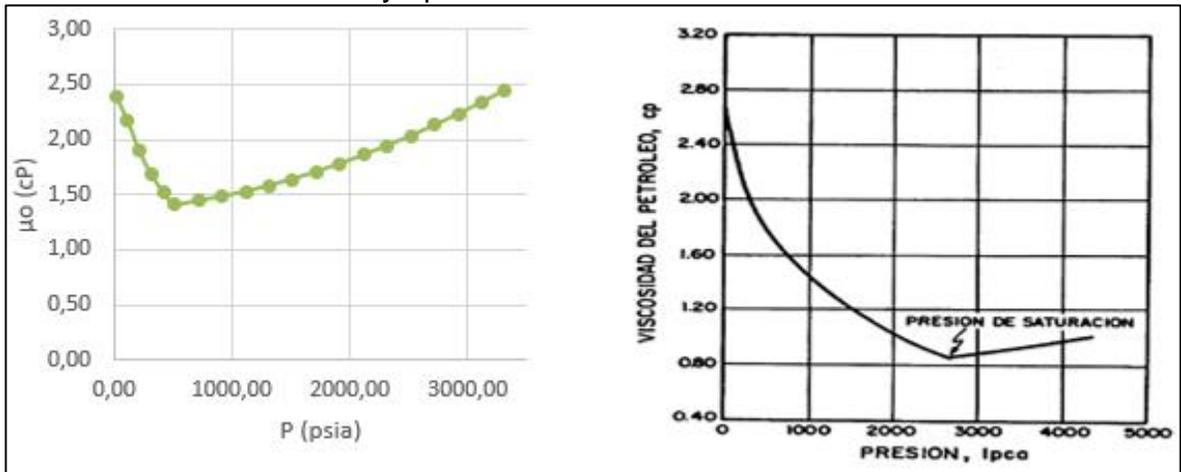
Gráfica 5. Curva obtenida y típica de Viscosidad del Gas vs Presión



Gráfica 6. Curva obtenida y típica de Bo vs Presión

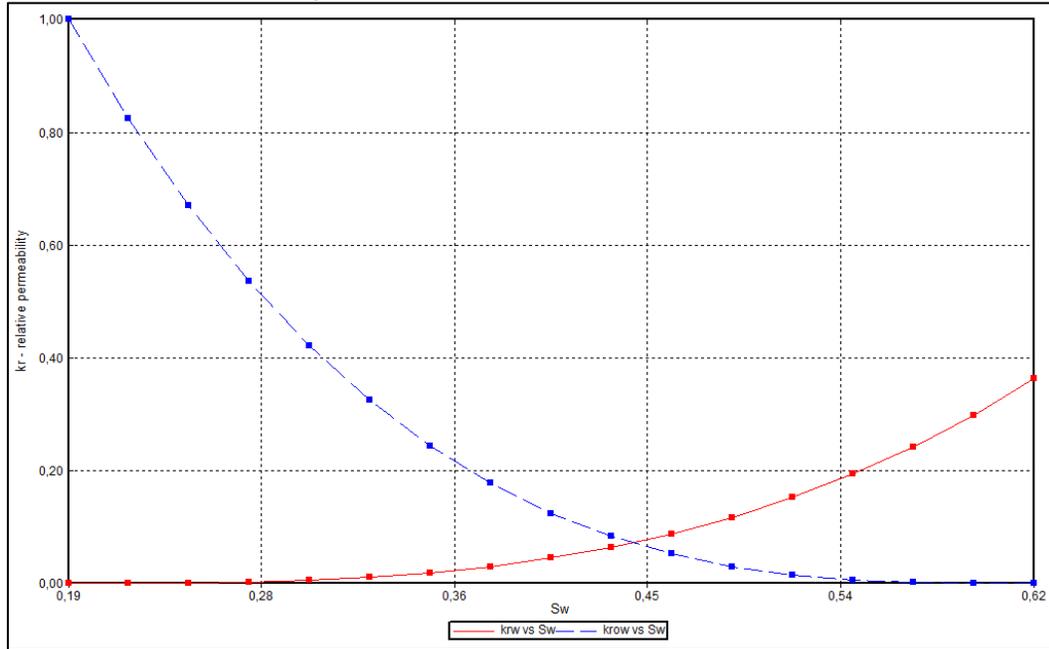


Gráfica 7. Curva obtenida y típica de Viscosidad de Petróleo vs Presión



4.1.4 Interacción roca fluido. En esta sección se define el tipo mojabilidad y se ingresa las curvas de permeabilidad relativa. En el Capítulo 3 se dice que la roca tiene preferencia a estar mojada por el petróleo y se muestra los datos necesarios para generar la Gráfica 9.

Gráfica 8. Curva de permeabilidades relativas



4.1.5 Condiciones iniciales. Se define la presión de referencia y la profundidad de referencia, las cuales son 3300 psi y 8579 ft, respectivamente (ver Figura 38).

Figura 38. Condiciones iniciales ingresadas al simulador

STARS Initial Conditions

Vertical Equilibrium Calculation Methods

- Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL_DEPTH_AVE)
 - Add a phase pressure correction. (EQUIL)
 - Do not add a phase pressure correction. (NOEQUIL)
- Do Not Perform Vertical Equilibrium Calculations (VERTICAL_OFF)

Datum Depth for Pressure

Datum Depth for Output Pressure (DATUMDEPTH) Depth:

- Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)
- Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REF_DENSITY_GRIDBLOCK)
- Use an input reference density to calculate corrected datum pressures (REF_DENSITY_density) Density:

Initialization Region ▶

Region 1: Initialization Region Specifications

Initialization Set Number 1 is not defined. Grid depth range: 8579 to 8834 ft

Reference Pressure (REF_PRES): Water/Gas Transition Zone (TRANZONE):

Location For Reference Pressure

- Reference Depth (REF_DEPTH)
- Reference Block (REF_BLOCK) (UBA Format i.e. i1j1 k1 / i2j2 k2 ...)

Initial Reservoir Saturation

Water-Oil Contact Depth (DWOC)

Gas-Oil Contact Depth (DGOC)

OK Cancel Apply Help

4.1.6 Métodos numéricos. Esta sección tiene que ver con el tipo de método numérico a emplear, los pasos máximos y mínimos de tiempo, entre otros. Se debe especificar que el proceso es isotérmico (ver Figura 39).

Figura 39. Sección numérica en el simulador

The screenshot shows the 'STARS Numerical' dialog box with the 'Numset' tab selected. The 'Dataset Value' for 'Isothermal Option (ISOTHERMAL)' is set to 'ON'. Other keywords like 'Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)' and 'Maximum Time Step Size (DTMAX)' are also visible.

Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
Timestep Control Keywords			
Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)	9999		
Maximum Time Step Size (DTMAX)	1e+020 day		
Minimum Time Step Size (DTMIN)	1e-008 day		
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)		0.0416667 day	
Solution Method Keywords			
Isothermal Option (ISOTHERMAL)	OFF	ON	
Model Formulation (TFORM)	SXY	ZT	
Under-Relaxation Option (UNRELAX)	-1		
Upstream Calculation Option (UPSTREAM)	NLEVEL		
Maximum Newton Iterations (NEWTONCYC)	15		
Maximum Time Step Cuts (NCUTS)	7		
Maximum Pressure Limit (MAXPRES)	145038 psi		
Minimum Pressure Limit (MINPRES)	7.25189 psi		
Minimum Temperature Limit (MINTEMP)	33.8 F		
Maximum Temperature Limit (MAXTEMP)	3632 F		
Maximum Phase Switches per Time Step (PVTOSCMAX)	60		
Adaptive Implicit Method (AIM)	OFF		
Frequency of Checking for Backward Switching (BA)			
Threshold Value (THRESH)			
Material Balance Iterations (MATBALITER)	3		
Material Balance Error Tolerance (MATBALTOL)	0.0001		
Linear Solver Keywords			

Comments for ISOTHERMAL

Buttons: OK, Cancel, Apply, Help

4.1.7 Pozos y datos recurrentes. Se detalla la localización de los pozos productores e inyectores, el tipo de fluido inyectado, los intervalos cañoneados, las restricciones de presión, producción e inyección, etc.

Para crear un nuevo pozo se debe especificar el nombre, tipo (productor o inyector), las restricciones de operación, su ubicación en la malla y las capas cañoneadas (en este caso, todas).

Figura 40. Creación del pozo H2 en CMG

Create New Well

ID & Type

Enter a single well name or a comma (,) separated list of names.

Name:

Add multiple wells numbered through The name is used as a base and numbers are appended.

Type:

Group: 3rd or 2nd level group with no other groups attached to it

Fraction: use to multiply well rates and index

In order to keep the new type the Constraints has to be set too.

Simulation start date: 2019-01-01

Definition date: 2019-01-01

Add wells using a drilling schedule of wells every months.

Figura 41. Restricciones de operación del pozo H2

Create New Well

Constraint definition previous date: <none>

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value
1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	2000 psi
* 2	OPERATE	STL surface liquid rate	MAX	300 bbl/day
	select new			

Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT)

< constraint modifiers >

Change current primary constraint (ALTER) Set new or change old constraint (TARGET)

BHP

#	Parameter	Value
	select new	

Alter: previous date: <none>

Target: previous date: <none>

Figura 42. Coordenadas y capas cañoneadas pozo H2

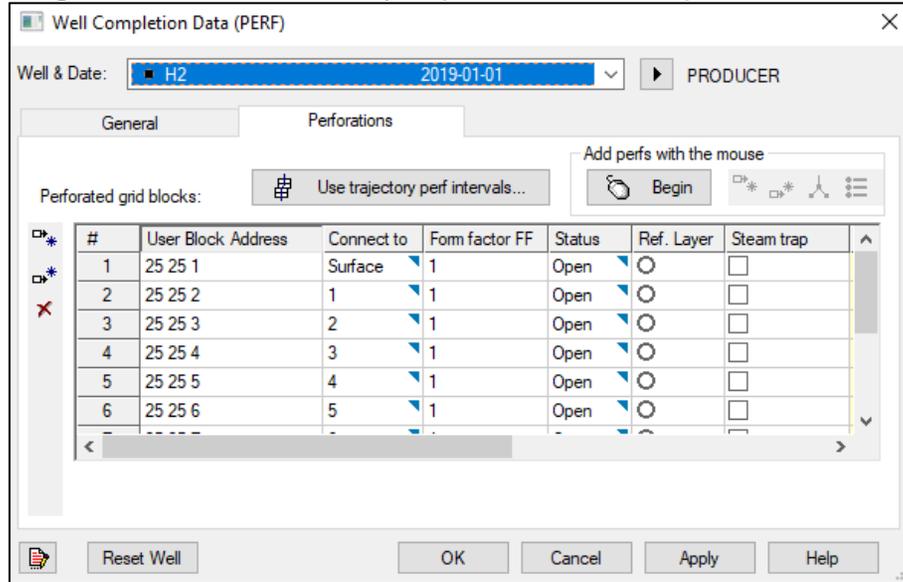


Figura 43. Creación del pozo inyector

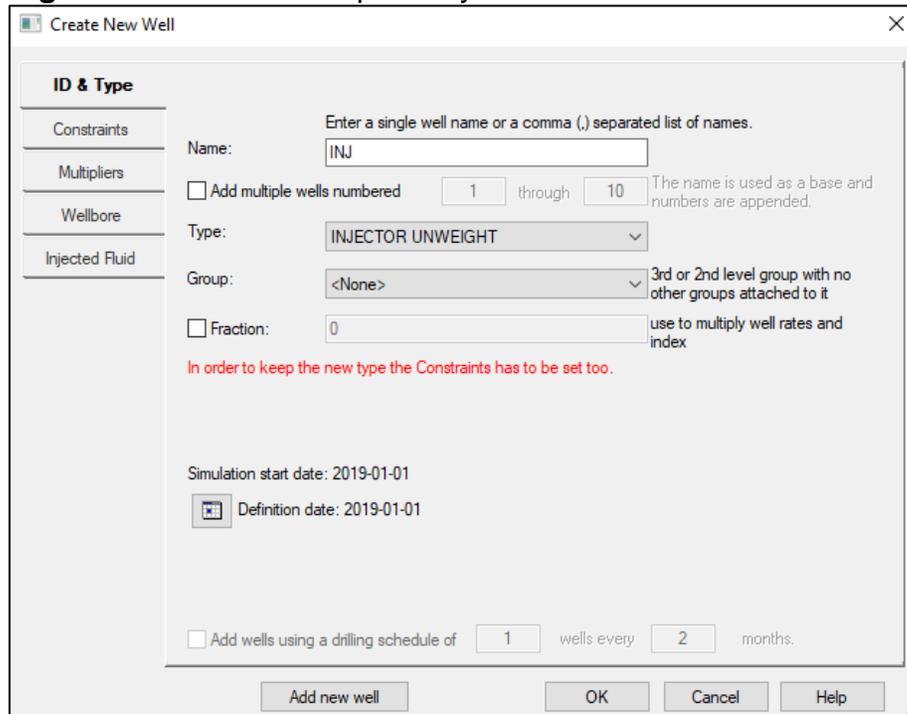


Figura 44. Restricciones de operación del pozo inyector

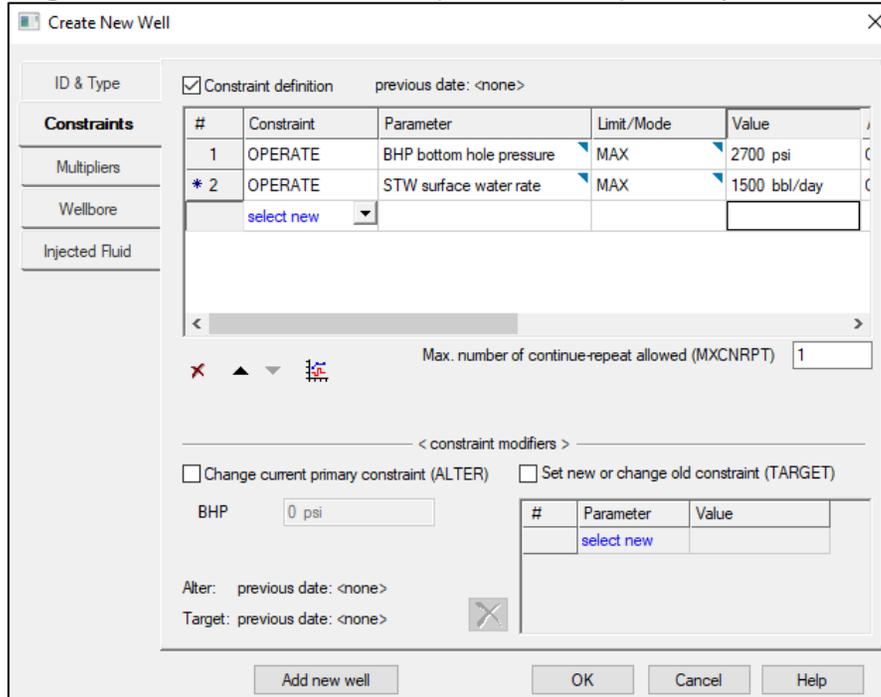
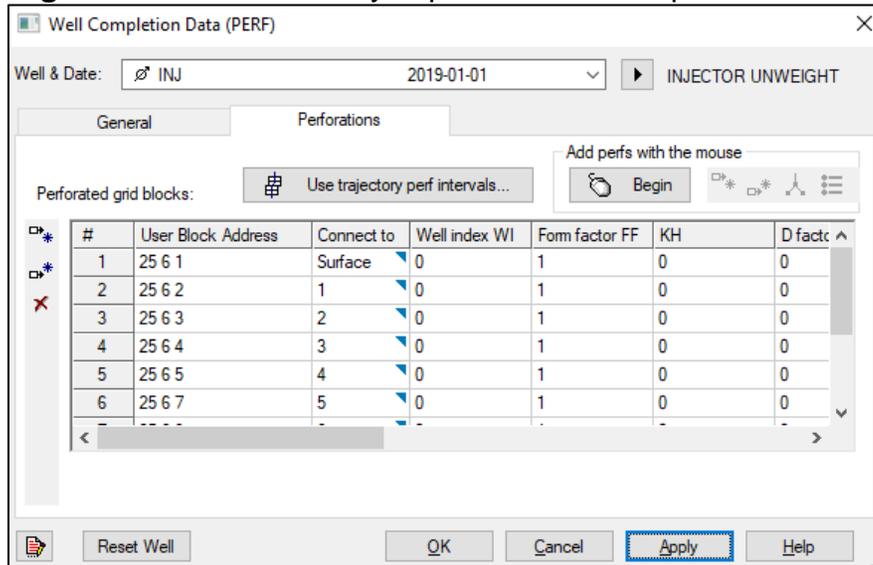
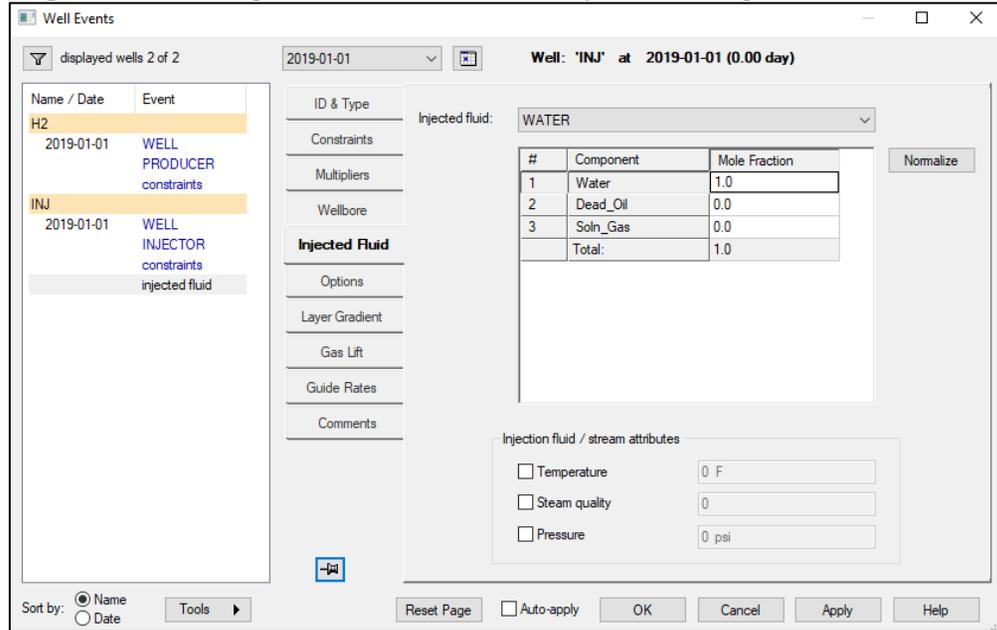


Figura 45. Coordenadas y capas cañoneadas pozo H2



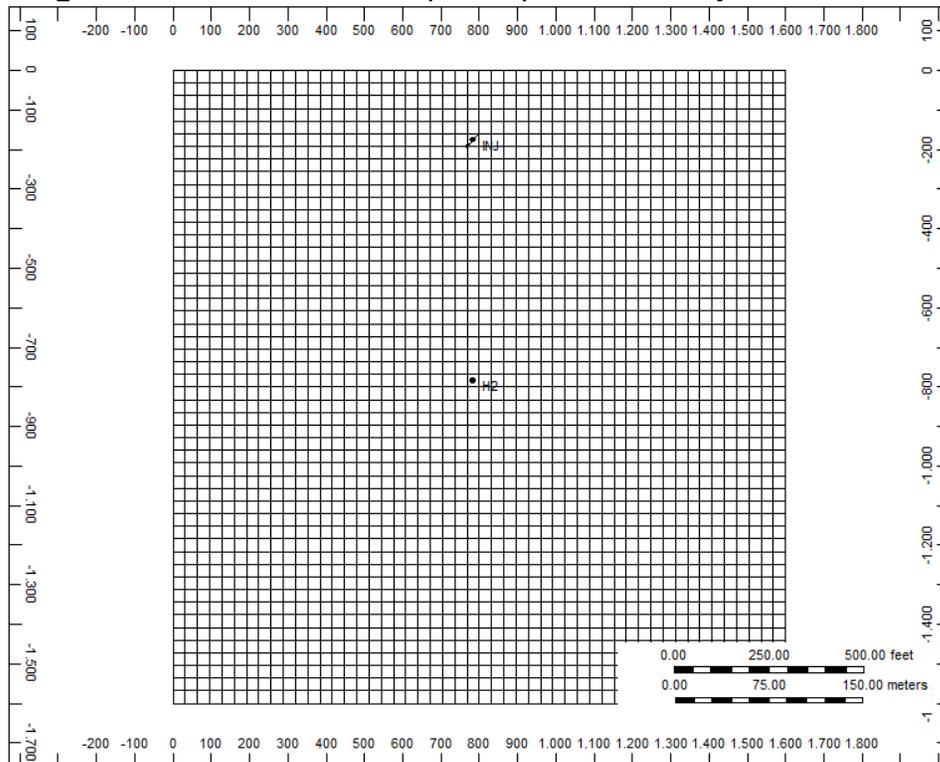
Para el pozo inyector toca además establecer el fluido de inyección y su fracción molar. Como el primer escenario es únicamente inyección de agua se define su fracción molar como 1.0 (ver Figura 46).

Figura 46. Configuración del fluido de inyección - agua



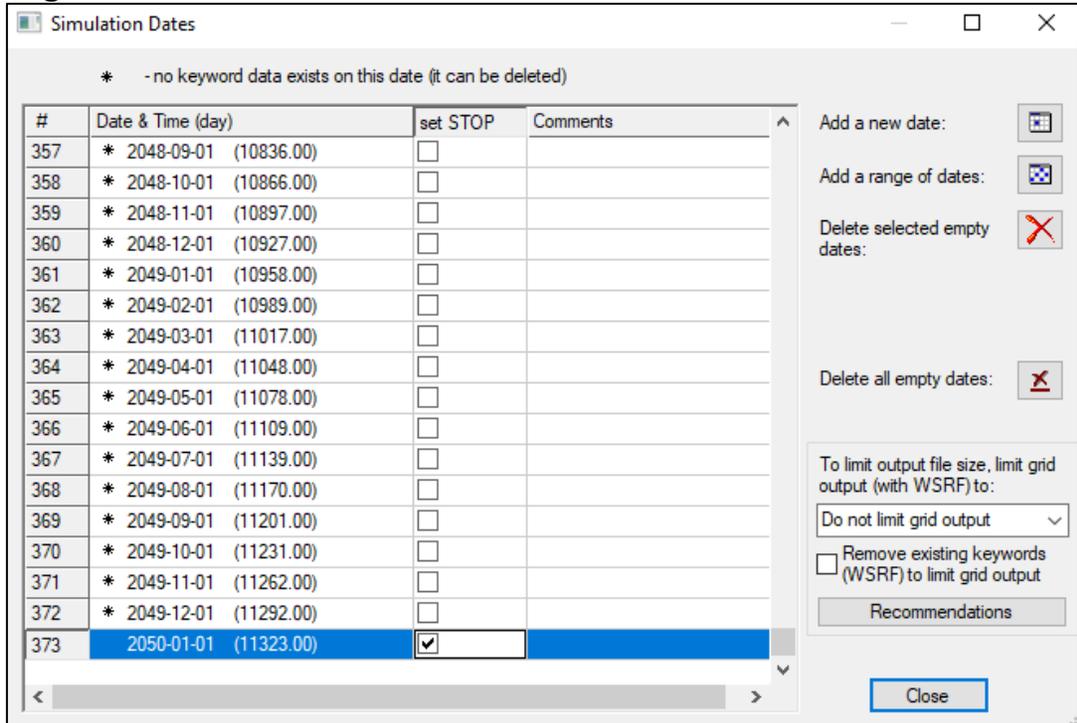
En la Figura 47 se puede apreciar la posición del pozo productor H2 y del pozo inyector en la malla.

Figura 47. Ubicación de los pozos productor e inyector



Por último, para completar esta sección, se especifica hasta que fecha correrá la simulación, que en este caso es hasta el año 2050.

Figura 48. Fechas límite de simulación



4.2 INYECCIÓN DEL SURFACTANTE

Para la creación del surfactante se selecciona *Process Wizard* en la sección de componentes y en la primera ventana que aparece se indica el proceso que se quiere realizar (ver Figura 49).

Para el siguiente paso, se especifica el número de sets de interpolación, si hay adsorción del surfactante, si depende de la salinidad, entre otros. Estos datos se configuran como se ve en la Figura 50.

El siguiente paso relevante es el de ingresar la variación de la tensión interfacial entre el petróleo y la solución acuosa, según el porcentaje peso a peso del surfactante, o en este caso, de la enzima. Para este proyecto no se tiene esta información por lo que se toma los resultados de Wang y Kantzas⁴⁴. Se observa (ver Figura 51 y Gráfica 9) que la IFT disminuye a medida que aumenta la concentración hasta que alcanza un mínimo de 0.01 Dinas/cm cuando la concentración de la

⁴⁴ WANG, Y y KANTZAS, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355, 2008.

enzima es del 5%, y después de este valor, la IFT empieza a aumentar a medida que aumenta la concentración.

Figura 49. Selección del proceso

Process Wizard Step 1 - Choose Process

This wizard will use the existing fluid model section for STARS and add the necessary data for the process desired to be simulated. The user must begin this wizard with a minimum of two or three components that describe the black oil behavior of the system.

Choose a process from the combo box below and a description will be displayed.

Alkaline, surfactant, foam, and/or polymer model

This incremental oil recovery from this process occurs when natural surfactants are created when the oil reacts with the alkali and results in ultra low interfacial tension. This capacity of forming natural surfactants is limited depending on how much natural acid the crude contains. If the crude contains small amounts of natural acids, a low concentration of injected alkali is required and the injected surfactant needs to be present to form the ultra low interfacial tension. If the crude contains high amounts of natural acids, a higher concentration of alkali needs to be present in the injected fluid, and the concentration of surfactant required is lower. Injected polymer helps to improve the mobility ratio by increasing the viscosity of the injected water. Potential for good oil recovery in conventional alkaline flooding is higher in crudes that are viscous, naphthenic, and low API. The oil must be heavy enough to contain the desired organic acids, but light enough to permit some degree of mobility control during flooding. The upper viscosity limit for alkaline flooding is < 200 cp. The minimum average permeability should be > 20 md. Sandstone is preferred because carbonates may contain anhydrites or gypsum which reacts to consume the alkaline chemicals. Alkaline also reacts with clays, and the reactions are higher at elevated temperatures. Therefore, maximum temperature should be about 200 F. Alkaline puts a negative charge on reservoir rock, which reduces polymer adsorption. If the surfactant partitions mostly in the water phase, then the presence of alkali should reduce the surfactant adsorption. The presence of salt changes the behavior of the surfactants in the presence of alkali in a complicated manner. Therefore, laboratory studies must be done!

Alkaline undergoes unwanted reactions with reservoir brine and rock that waste the alkaline additive. Surfactants (soaps) can induce mixing of water and oil phase by lowering interfacial tensions. Residual oil saturations are reduced based on local values of capillary number. Surfactants can be primarily water soluble, primarily oil soluble or approximately equally soluble. Optimal performance is normally associated with equal solubility between water/oil phases.

< Back Next > Cancel

Figura 50. Información para modelar surfactante

Step 2 - Input Specific Data For A.S.P. Models

Choose model

Surfactant flood (add 1 component)

Select Options	
Use reversible partitioning of surfactant into oil	<input type="checkbox"/>
Number of relative perm. sets for interpolation	2
Use adsorption for surfactant	<input checked="" type="checkbox"/>
Make surfactant adsorption dependant on salinity	<input type="checkbox"/>
Interfacial tension is also dependant on salinity	<input type="checkbox"/>
Rock type for conversion of adsorption values (gm rock to PV)	Sandstone
Rock Density, gm/cm3	2.65

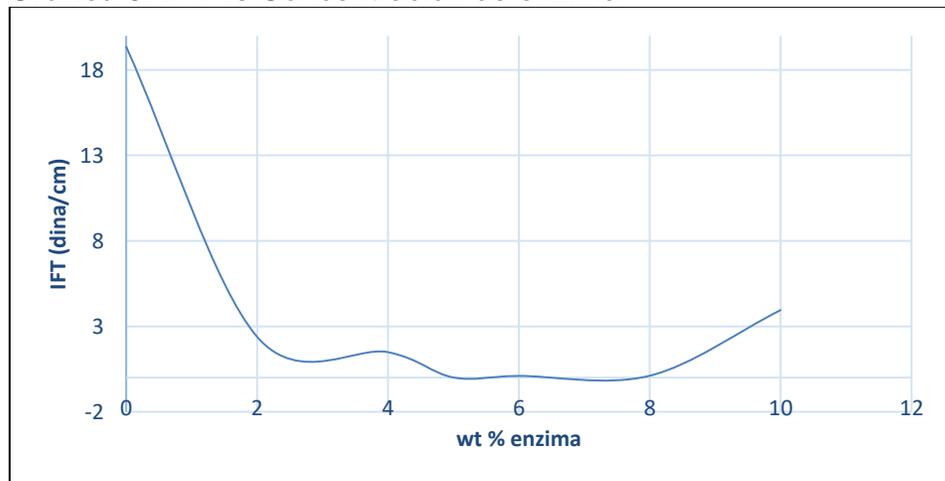
< Back Next > Cancel

Figura 51. Tensión interfacial vs porcentaje en peso

	Weight % Surfactant	Interfacial Tension, (dyne/cm)
1	0	19.36
2	2	2.39
3	4	1.49
4	5	0.01
5	6	0.1
6	8	0.11
7	10	3.95

Fuente: WANG, Y y KANTZAS, A. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. China. SPE 112355, 2008.

Gráfica 9. IFT vs Concentración de enzima



Como la curva de IFT fue obtenida no fue obtenida del campo de estudio, se debe comparar las propiedades del yacimiento evaluado por Wang y Kantzas con el fin de establecer si las características de cada reservorio son lo suficientemente similares como para que se pueda suponer que el comportamiento de la tensión interfacial va a ser parecido. Las propiedades se muestran en el Cuadro 10. Se puede apreciar rasgos como el tipo de roca, la presión, la temperatura, la porosidad y la permeabilidad promedio (valores que en ambos casos se establecieron a partir de pruebas de núcleos), gravedad API y la viscosidad del crudo.

Cuadro 10. Propiedades del Campo Llanos 28 y el de Wang y Kantzas

	Campo Llanos 28	Wang y Kantzas
Tipo de roca	Arenisca	Arenisca
Presión (psi)	2900	3300
Temperatura (°F)	186.8	200
Porosidad promedio	26.125	20.13
Permeabilidad promedio (mD)	548.2	882.42
Gravedad API	21	31
Viscosidad (cPs)	1130	928.3

El siguiente paso es el de ingresar los valores de adsorción del surfactante o enzima según la concentración. Este fenómeno no ha sido estudiado de manera amplia en la aplicación de enzimas para recuperación de petróleo, y para la enzima que se está evaluando en este proyecto, solo se encontró un valor reportado por Lie He donde a una concentración del 2% la adsorción es igual a 441.54 µg/mL⁴⁵.

Las unidades del valor de adsorción deben convertirse a mg/100g de roca, que es lo que pide el simulador, para lo que se usa la conversión de la Ecuación 1.

Ecuación 1. Conversión de unidades de adsorción

$$\hat{C}_s \left[\frac{mg}{g \text{ rock}} \right] = \frac{\phi}{(1 - \phi)\rho_r} \hat{C}_s \left[\frac{mg}{mL PV} \right]$$

Fuente: SHENG, James J. Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2011. p. 326.

Donde:

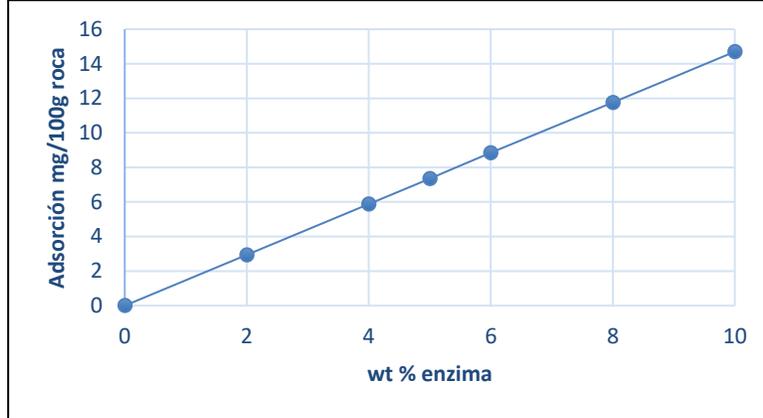
- C_s : adsorción
- ϕ : porosidad (0.15)
- ρ_r : densidad de la roca (2.65 g/mL)

Al no tener más datos, la curva de adsorción de la enzima se asume como una función lineal (Grafica 10) y se ingresa los valores del Cuadro 11.

Por último, se indica la concentración de inyección, que para esto caso es del 5% al ser cuando la IFT está en su valor mínimo.

⁴⁵ LIU, H., y ZHANG, Z. Biology Enzyme EOR for Low Permeability Reservoirs. SPE 144281-MS, 2011.

Gráfica 10. Adsorción vs Concentración de la enzima



Cuadro 11. Adsorción de la enzima

Step 6 - Set Adsorption Values	
Enter porosity of laboratory surfactant adsorption sample <input type="text" value="0.15"/>	
Weight % Surfactant	Surfactant Adsorption, mg/(100gm rock)
2	2.94
3	5.88
4	7.35
5	8.85
6	11.76
7	14.7

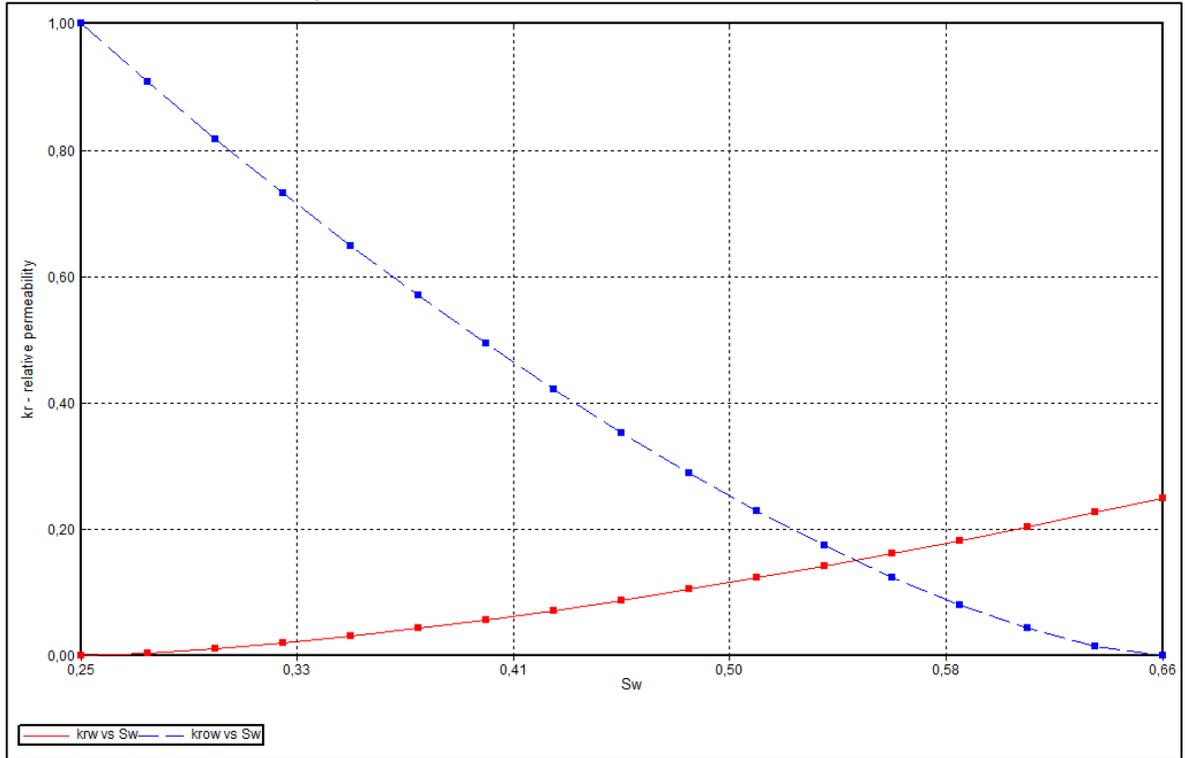
Una vez creado el componente de surfactante, se debe ir a la sección de interacción roca-fluido e ingresar las curvas de permeabilidad relativa que varían con la concentración del surfactante o enzima. Como se seleccionó dos sets de interpolación, en uno se mantiene la curva original, es decir, a concentración 0%, y en el segundo se ingresa la curva a concentración del 6%. El Cuadro 12 muestra estos valores de permeabilidad y la Gráfica 11 su representación en el simulador.

Cuadro 12. Valores de permeabilidad relativa con 6% de la enzima

Sw	Krw	Krow
0.25	0	1
0.30	0.01	0.82
0.35	0.03	0.65
0.40	0.06	0.49
0.45	0.07	0.42
0.50	0.11	0.29
0.55	0.15	0.17
0.60	0.20	0.08
0.66	0.25	0.02

Fuente: PORRAS, Miguel y RAMÍREZ, Juan. Viabilidad técnica del uso de la enzima biológica Greenzyme AG-280 a escala de laboratorio para reducir el daño de la formación utilizando los fluidos del Pozo Colorado 25. Bucaramanga. 2012.

Gráfica 11. Curva de permeabilidad relativa con 6% de la enzima



Fuente: PORRAS, Miguel y RAMÍREZ, Juan. Viabilidad técnica del uso de la enzima biológica Greenzyme AG-280 a escala de laboratorio para reducir el daño de la formación utilizando los fluidos del Pozo Colorado 25. Bucaramanga. 2012.

En la sección de pozos y datos recurrentes se debe configurar los eventos en el pozo inyector, de manera que se inyecte un bache de 500 ppm y luego se proceda con la inyección de agua.

En la Figura 52 se muestra que se establece un año de la inyección del bache de enzima diluida. Los datos que aparecen fracción molar del agua y surfactante son calculados por el simulador. En la Figura 53 se debe configurar la fracción molar para que vuelva a inyectar solo agua.

Figura 52. Establecer fechas de inyección de la enzima

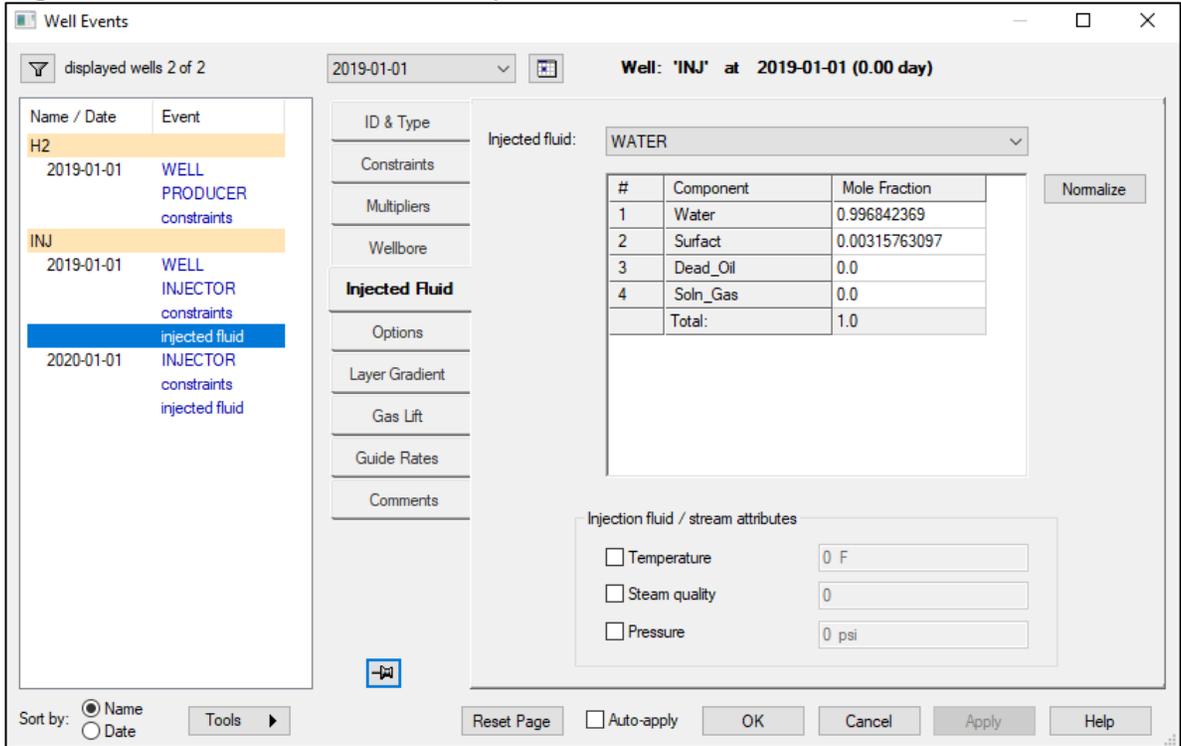
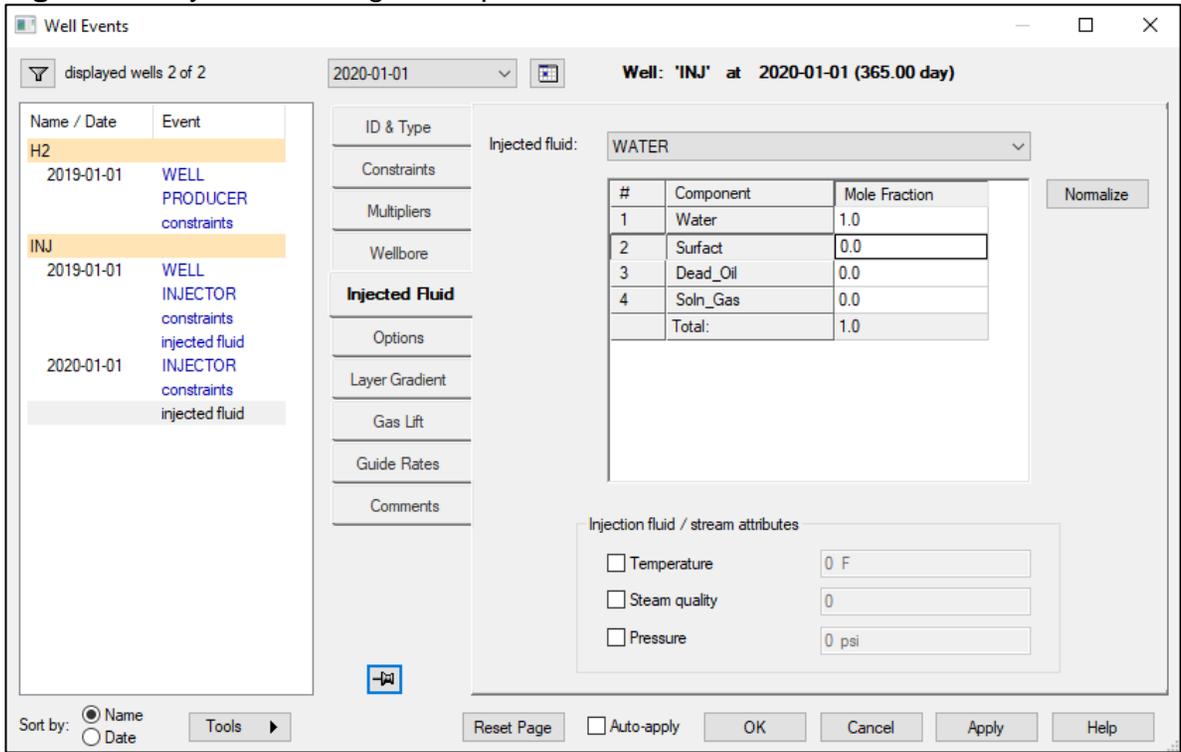
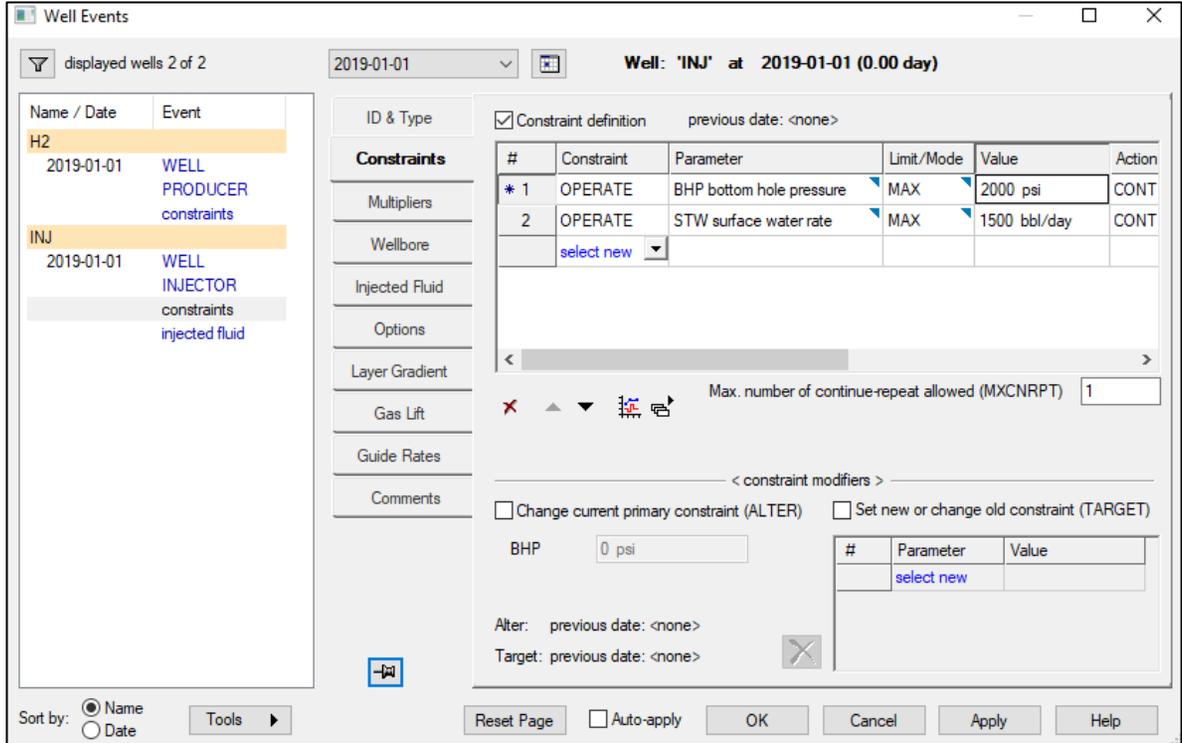


Figura 53. Inyección de agua después del bache de enzima



Para un tercer escenario se decide bajar la presión de inyección de la enzima, ya que su resultado inicial, como se verá más adelante, fue menor al de la inyección de agua.

Figura 54. Cambio de presión de inyección de la enzima

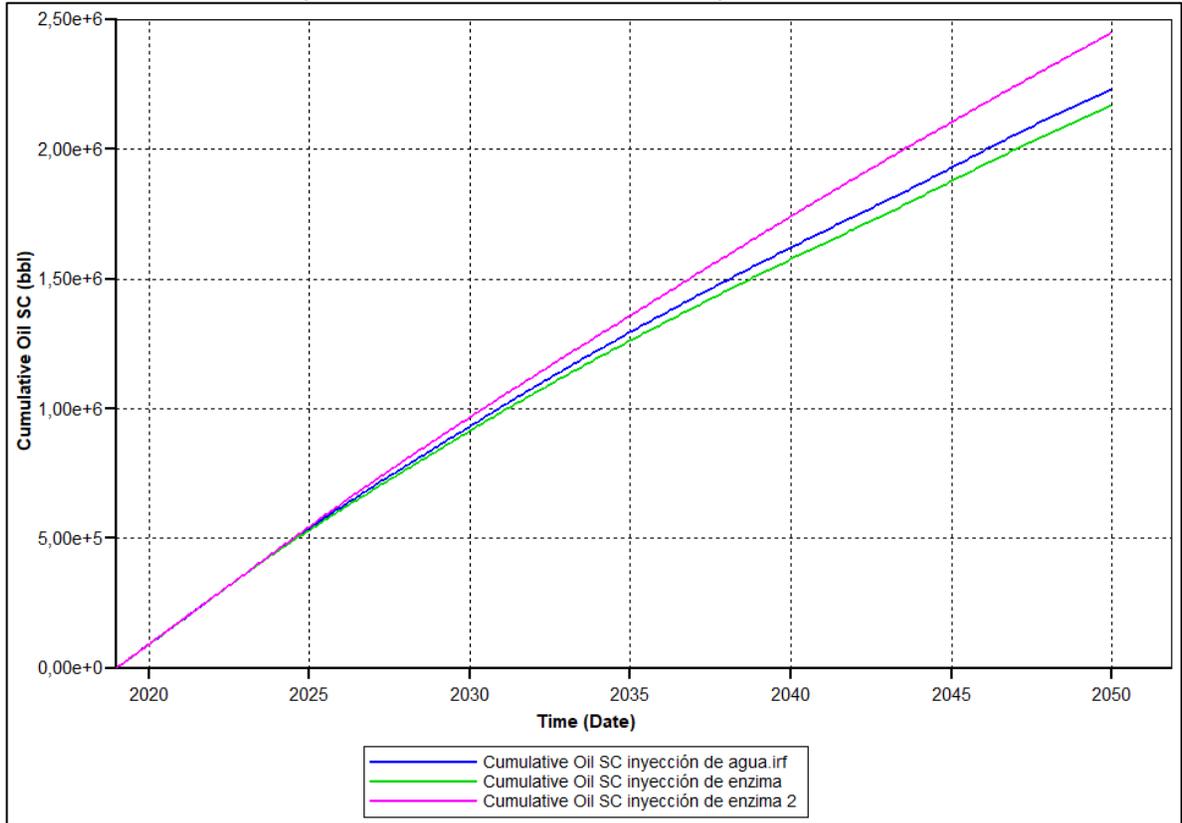


4.3 RESULTADOS

Se evaluaron dos escenarios de simulación los cuales fueron: caso de inyección de agua y caso de inyección de surfactante/enzima.

Con la inyección de agua se produjo 2'233,410 Bbl en total (ver Gráfico 12), con la inyección del surfactante/enzima a la misma presión se produjo 2'168,000 Bbl y reduciendo la presión se obtuvo 2'450,290 Bbl. Los mejores escenarios fueron los de la inyección de agua y de la inyección de enzima a 2000 psi de presión de inyección, por lo que estos escenarios son los que se evaluarán financieramente.

Gráfica 12. Petróleo producido acumulado vs tiempo



5. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Llanos 28 operado por la compañía Ingpétrol Ltda se sitúa en la Cuenca de los Llanos Orientales en el departamento de Casanare, en el Municipio de Orocué. El crudo producido presenta gravedad API de 31.2°, por otro lado, el yacimiento tiende a ser mojado por aceite, esto conlleva a que la movilidad no sea adecuada ocasionando baja capacidad de producción e incertidumbre en la rentabilidad financiera durante la operación del campo. La enzima actúa como un surfactante, disminuyendo la tensión interfacial y haciendo la roca más mojada al agua. Acorde a la evaluación técnica, se midió la rentabilidad de inyección para los escenarios Escenario 1 y Escenario 2. Para la evaluación financiera, desde el punto de vista de una compañía operadora, se realizó análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos para las tres proyecciones seleccionadas. El horizonte de evaluación del proyecto es de 5 años con periodos anuales y la unidad monetaria de valor constante a utilizar es el dólar estadounidense (USD). La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) fue establecida en 15% efectiva anual. La evaluación se desarrolló por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

En el presente análisis se determinaron los costos de inversión (CAPEX) para cada una de las proyecciones, se determinaron los costos de operación (OPEX), se establecieron los ingresos a generar con la producción de fluido estimada en el pozo con cada uno de los escenarios, con el fin de conocer el Valor Presente Neto de cada proyección propuesta.

5.1 ESCENARIOS A EVALUAR

5.1.1 Escenario 1. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante recuperación secundaria, inyección de agua.

5.1.2 Escenario 2. Corresponde a la inversión que debe realizar la compañía con el objetivo de aumentar la capacidad productora del pozo productor mediante la inyección de la enzima.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión corresponden a los desembolsos que realiza la empresa con el propósito de mejorar la calidad de un servicio o aumentar la eficiencia de sus operaciones. Actualmente, el Campo Llanos 28 cuenta con un pozo productor, pero es necesario un pozo inyector con la finalidad de implementar la inyección de enzima y en la Tabla 5 se presenta el costo de inversión asociado a la perforación y completamiento del pozo.

Tabla 3. Perforación y completamiento del pozo inyector

Perforación y completamiento	Costo (USD)
Pozo Inyector	\$ 4'476,000.00

Fuente: INGPETROL LTDA.

Una vez comienza la inyección de agua en los diversos escenarios, es necesario instalar facilidades de producción para tratar el fluido producido las cuales están compuestas por: Separador, Tratador térmico, Gun Barrel, Scrubber y Deshidratador. En la Tabla 6 se presenta los costos de adecuación de las facilidades de producción en función de los caudales de inyección.

Tabla 4. Costo de facilidades de producción

Caudal (BBPD)	Costo facilidades (USD)
1500	\$ 481,250.00

Fuente: INGPETROL LTDA.

El costo de la planta de tratamiento y acondicionamiento del fluido de inyección está en función del caudal de inyección. En la Tabla 7 se presenta el costo.

Tabla 5. Costo de planta de tratamiento

Caudal (BBPD)	Costo planta tratamiento (USD)
1000-1999	\$ 1,000,000.00

Fuente: INGPETROL LTDA.

5.2.1 Escenario 1. Los costos de inversión estuvieron asociados con la perforación y completamiento del pozo inyector, la adecuación de las facilidades de producción para el tratamiento de los fluidos producidos, la instalación de la planta de tratamiento y acondicionamiento del agua.

Tal como se presenta en la Tabla 5, el costo asociado a la perforación del pozo inyector corresponde a USD 4'476,000. El caudal de inyección corresponde a 1,500 BPD y según la Tabla 6, el costo de las facilidades de producción corresponde a USD 481,250.

Previo a la inyección, es necesario tratar el agua mediante la planta de tratamiento, según la Tabla 7, el costo de la planta de tratamiento corresponde a USD 1,000,000. El volumen poroso total por inyectar equivale a 509,477 Bbl. En la Tabla 8 se presenta el costo de tratamiento del fluido.

Tabla 6. Costo de tratamiento de agua, Escenario 1

Fluido	Tratamiento (USD/bbl)	Volumen (Bbl)	Costo total (USD)
Agua	0.3	509,477	\$ 152,843.10

En la Tabla 9 se presenta el costo de inversión.

Tabla 7. Costo de Inversión, Escenario 1

Periodo (Anual)	Pozo	Facilidades	Planta	Tratamiento	Inversión (USD)
0	\$ 4'476,000.00	\$ 481,250.00	\$ 100,000.00	\$ 152,843.10	\$ 5'210,093.10

5.2.2 Escenario 2. Los costos de inversión estuvieron asociados a la perforación del pozo inyector, la adecuación de las facilidades de producción para el tratamiento de los fluidos producidos, la compra de volumen de enzima, y la instalación de la planta de tratamiento de enzima y agua.

Previo a la ejecución del proyecto, se debe realizar la compra del volumen total de enzima, el cual es de 2217 Bbl. En la Tabla 10 se presenta el costo de la enzima.

Tabla 8. Costo de la enzima, Escenario 2.

Fluido	Costo (USD/bbl)	Volumen (Bbl)	Costo total (USD)
Enzima	25	2217	\$ 55,425.000

Fuente: INGPETROL LTDA.

En la Tabla 11 se presenta el costo de inversión.

Tabla 9. Costo de inversión, Escenario 2

Periodo (Anual)	Pozos	Facilidades	Planta	Enzima	Tratamiento	Inversión (USD)
0	\$ 4'476,000	\$ 481,250	\$ 100,000	\$ 55,425	\$ 152,178	\$ 5'264,853

5.3 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación corresponden a los costos asumidos por la empresa día a día con el propósito de mantener en funcionamiento el proyecto.

Los costos están reflejados en el *Lifting Cost* el cual representa los costos de levantamiento, procesamiento, transporte, talento humano, suministros, reparaciones, etc.

Con base en la información respecto a los costos de operación de los últimos cuatro años, la empresa determinó que el *Lifting Cost* para los escenarios propuestos, equivalía a USD 15,00/Bbl. El cual se muestra en la tabla 14.

5.3.1 Escenario 1. Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación (véase Tabla 12).

Tabla 10. Costos de operación, Escenario 1

Periodo (Anual)	Producción Bruta (bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Costos de operación (USD)
1	109,502	15	1'642,530
2	109,799	15	1'646,985
3	109,499	15	1'642,485
4	107,891	15	1'618,365
5	101,907	15	1'528,605

5.3.2 Escenario 2. Con base en la producción estimada para cada periodo, se determinó los costos de operación (véase Tabla 13).

Tabla 11. Costos de operación, Escenario 2

Periodo (Anual)	Producción Bruta (bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Costos de operación (USD)
1	109,502	15	1'642,530
2	109,799	15	1'646,985
3	109,499	15	1'642,485
4	109,502	15	1'642,530
5	108,110	15	1'621,650

5.4 ANÁLISIS DE INGRESOS

El ingreso está asociado a la producción de petróleo mediante recuperación primaria, secundaria e inyección de enzima. Los ingresos corresponden a la venta de los barriles de producción de petróleo, restándole las regalías correspondientes.

5.4.1 Precio de venta del crudo. El precio de venta del crudo por barril se referencia con base en el Petróleo Brent, el cual es utilizado por los mercados de Europa, África, Oriente Medio. El crudo debe cumplir con una gravedad API mínimo de 38.06 y un contenido de azufre máximo de 0.37%. Si no se cumple con estos requerimientos se deben realizar ajustes de acuerdo como se muestra en la Tabla 14.

Tabla 12. Ajuste por calidad del crudo

Valor de ajuste por gravedad API (Por cada grado o fracción de gravedad API)	Valor de ajuste por contenido de Azufre (Por cada unidad o fracción porcentual de contenido de azufre)
0,30 USD/BI	1,70 USD/BI

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Resolución 164 de 2015. Por la cual se establecen los procedimientos y plazos de liquidación, el precio base de liquidación de regalías generadas por la explotación de crudo y el manejo de anticipo de liquidación de regalías y se dictan otras disposiciones.

En el caso del Campo Llanos 28, el crudo tiene una gravedad API de 31.2 y se debe realizar otro ajuste que es el de transporte requerido para llevarlo al punto de exportación. Estos ajustes se restan del precio de venta del crudo de referencia Brent, para el cual se tomó 70 USD, como se muestra en la Tabla 15.

Tabla 13. Ajuste del precio venta

	(USD/Bbl)
Precio de referencia	70
Ajuste de calidad	1.8
Ajuste de transporte	5.7
Precio venta	62.5

5.4.2 Regalías. Las regalías son la contraprestación económica que recibe el gobierno nacional por la explotación de los recursos naturales no renovables y que están bajo custodia del Estado. El valor de las regalías se establece con base en la producción según la Ley 756 de 2002 (Tabla 16), por lo que, para los escenarios propuestos, el porcentaje de regalías será del 8%.

Tabla 14. Porcentaje de regalías según Ley 756 de 2002

Producción (BBPD)	Porcentaje (%)
Hasta 5000	8
Entre 5000 y 125000	$\%=8+(producción - 5000)*0.10$
Entre 125000 y 400000	20
Entre 400000 y 600000	$\%=20+(producción - 40000)*0.25$
Más de 600000	25

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. 23, Julio, 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 44878. Julio 25 de 2002.

5.4.3 Escenario 1. En la Tabla 17 se presenta la producción neta.

Tabla 15. Escenario 1. Producción neta

Periodo (Anual)	Producción Bruta (bbl)	Regalías 8% (Bbl)	Producción Neta (bbl)
1	109,502	8,760	100,742
2	109,799	8,874	100,925
3	109,499	8,760	100,739
4	107,891	8,631	99,260
5	101,907	8,153	93,754

En la Tabla 18 se muestra los ingresos netos del escenario propuesto 1.

Tabla 16. Escenario 1. Ingreso neto

Periodo (Anual)	Producción Neta (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	USD
1	100,742	62.5	\$ 6'296,375
2	100,925	62.5	\$ 6'307,813
3	100,739	62.5	\$ 6'296,188
4	99,260	62.5	\$ 6'203,750
5	93,754	62.5	\$ 5'859,625

5.4.4 Escenario 2. En la Tabla 19 se presenta la producción neta.

Tabla 17. Escenario 2. Producción neta

Periodo (Anual)	Producción Bruta (bbl)	Regalías 8% (Bbl)	Producción Neta (bbl)
1	109,502	8,760	100,742
2	109,799	8,874	100,925
3	109,499	8,760	100,739
4	109,502	8,760	100,742
5	108,110	8,649	99,461

En la Tabla 20 se muestra los ingresos netos del escenario base.

Tabla 18. Escenario 2. Ingreso neto

Periodo (Anual)	Producción Neta (bbl)	Precio de venta (USD/bbl)	USD
1	100,742	62.5	\$ 6'296,375
2	100,925	62.5	\$ 6'307,813
3	100,739	62.5	\$ 6'296,188
4	100,742	62.5	\$ 6'296,375
5	99,461	62.5	\$ 6'216,312

5.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto, se deben tener en cuenta el indicador Valor Presente Neto (VPN).

5.5.1 Valor Presente Neto (VPN). Indicador financiero que representa a día de hoy tanto los ingresos como egresos futuros del proyecto y determina la rentabilidad de un proyecto. La Ecuación 3 representa el método indicado para hallar el VPN.

Cuando el VPN es mayor cero, indica que genera una ganancia extraordinaria y el proyecto es atractivo. Si el VPN es menor cero, indica que el proyecto no es atractivo porque no cumple las expectativas para la compañía y si el VPN es igual a cero, indica que el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

Ecuación 2. Valor presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum -A + \frac{F}{(1+i)^n}$$

Fuente: CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p.7. Modificado por los autores.

Donde:

- **VPN:** Corresponde al Valor Presente Neto a determinar.
- **A:** Corresponde a la inversión realizada.
- **F:** Corresponde al valor del flujo de caja neto.
- **n:** corresponde al número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.
- **i:** Corresponde a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión. Esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.

La tasa interna de oportunidad manejada por Ingpelrol Ltda es equivalente al 15% efectiva anual. Para determinar este valor se consideró la Ecuación 4, la cual se usa para hallar el WACC (*Weighted Average Cost of Capital* o Promedio Ponderado del Costo de Capital) que representa la tasa de descuento que suele emplearse para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión.

Ecuación 3. Cálculo del WACC

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Fuente: BUJÁN, A. Formula WACC. 2018.

Tomado de:

<https://www.encyclopediafinanciera.com/analisisfundamental/valoraciondeactivos/formula-wacc.htm>

Donde:

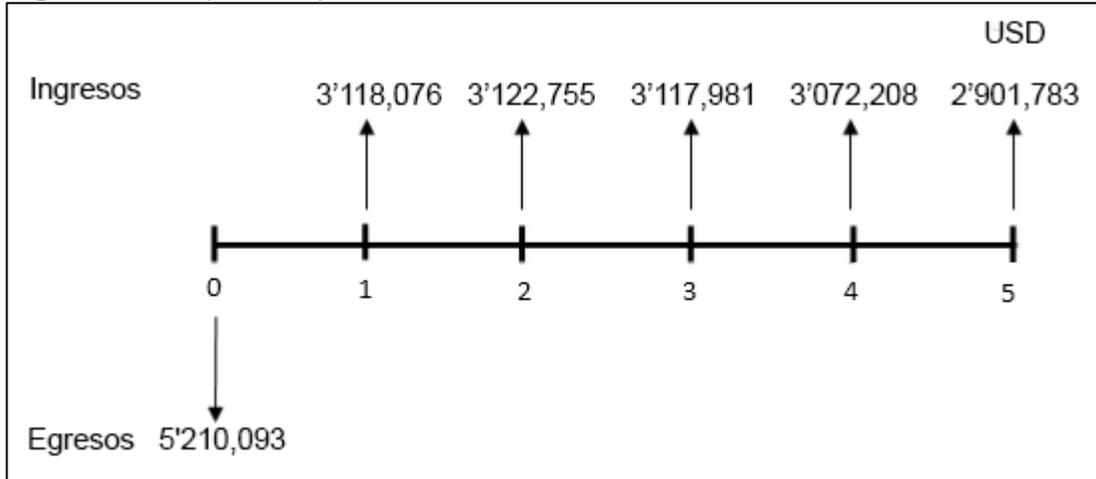
- Ke: Tasa o de costo de oportunidad de los accionistas.
- CAA: Capital aportado por los accionistas.
- D: Deuda financiera contraída.
- Kd: Costo de la deuda financiera.
- T: Tasa de impuesto a las ganancias.

5.5.2 Escenario 1. Evaluación financiera asociada a la producción mediante recuperación secundaria, inyección de agua a tasa de 1.500 BPD. En la Figura 55 se presenta el flujo de caja.

Tabla 19. Calculo de impuesto de renta, escenario

Periodo	1	2	3	4	5
Ingresos	6'296,375	6'307,813	6'296,188	6'203,750	5'859,625
Costo operacional	1'642,530	1'646,985	1'642,485	1'618,365	1'528,605
Utilidad antes de impuesto	4'653,845	4'660,828	4'653,703	4'585,385	4'331,020
Impuesto de renta (33%)	1'535,769	1'538,073	1'535,722	1'513,177	1'429,237
Utilidad después de impuesto	3'118,076	3'122,755	3'117,981	3'072,208	2'901,783

Figura 55. Flujo de caja, Escenario 1



En el Cálculo 1 se observa el Valor Presente Neto.

Cálculo 1. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto 1.

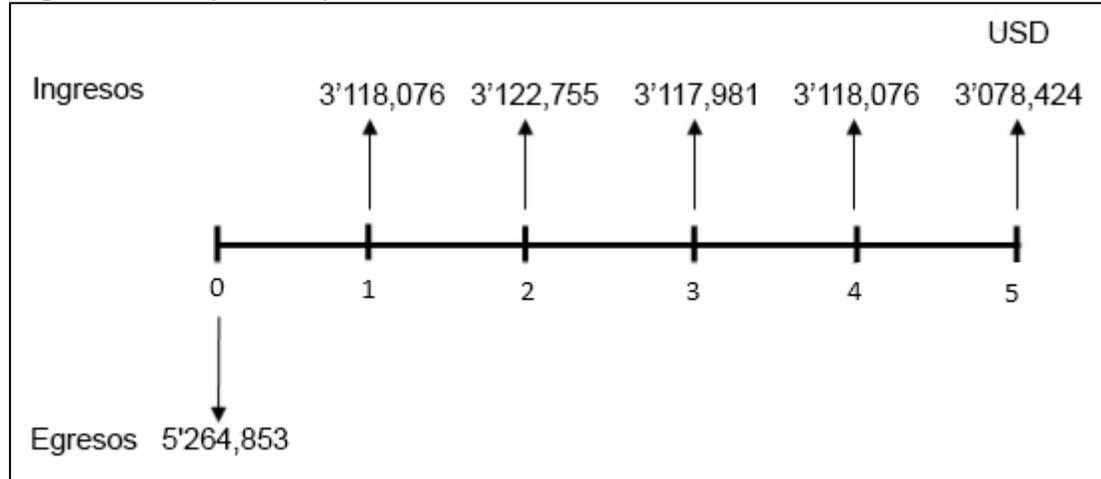
$$VPN = -5'210,093 + \frac{3'118,076}{(1 + 0.15)^1} + \frac{3'122,755}{(1 + 0.15)^2} + \frac{3'117,981}{(1 + 0.15)^3} + \frac{3'072,208}{(1 + 0.15)^4} + \frac{2'901,783}{(1 + 0.15)^5} = 5'111,896$$

5.5.3 Escenario 2. Evaluación financiera asociada a la producción mediante inyección de enzima. En la Figura 56 se presenta el flujo de caja.

Tabla 20. Calculo de impuesto de renta, escenario

Periodo	1	2	3	4	5
Ingresos	6'296,375	6'307,813	6'296,188	6'296,375	6'216,312
Costo operacional	1'642,530	1'646,985	1'642,485	1'642,530	1'621,650
Utilidad antes de impuesto	4'653,845	4'660,828	4'653,703	4'653,845	4'594,662
Impuesto de renta (33%)	1'535,769	1'538,073	1'535,722	1'535,769	1'516,238
Utilidad después de impuesto	3'118,076	3'122,755	3'117,981	3'118,076	3'078,424

Figura 56. Flujo de caja, Escenario 2



En el Cálculo 2 se observa el Valor Presente Neto.

Cálculo 2. Valor Presente Neto, Escenario Propuesto 1.2

$$\begin{aligned}
 VPN = & -5'264,853 + \frac{3'118,076}{(1 + 0.15)^1} + \frac{3'122,755}{(1 + 0.15)^2} + \frac{3'117,981}{(1 + 0.15)^3} + \frac{3'118,076}{(1 + 0.15)^4} \\
 & + \frac{3'078,424}{(1 + 0.15)^5} = 5'171,183
 \end{aligned}$$

5.6 CONCLUSIÓN

Desde el punto de vista financiero, ambos escenarios propuestos son atractivos porque retorna la TIO esperada, siendo la mejor opción la inyección de la enzima porque retorna una ganancia mayor (ver Tabla 23), aunque realmente la diferencia no es ampliamente significativa.

Tabla 21. VPN Pozo H2

Propuestos	Valor Presente Neto (USD)
Escenario inyección de agua	\$ 5'111,896
Escenario inyección de enzima	\$ 5'171,183

Teniendo en cuenta el análisis financiero presentado, para la empresa Ingpetrol Ltda la mejor opción es el escenario 2, el cual consiste en realizar la inyección de una enzima biológica a una tasa de inyección de 1.500 Bbl/D, durante el tiempo del proyecto (5 años), porque presenta un VPN de USD 5'171,183 siendo así el escenario más atractivo financieramente.

6. CONCLUSIONES

- Se describieron las generalidades del Campo Llanos 28, dando un enfoque a las formaciones que fueron atravesadas con la perforación del pozo H2. En el cual la unidad de interés es la Carbonera C7 que se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental.
- La empresa Ingpétrol Ltda realizó pruebas de laboratorio al núcleo donde se evidencia una porosidad promedio de 20.13% y una permeabilidad promedio de 882 mD, en donde la roca tiende a ser mojada por aceite.
- La empresa Ingpétrol Ltda realizó pruebas de compatibilidad de fluidos, donde se observa que a medida que se aumenta la proporción de petróleo y se disminuye la proporción de la enzima, la separación del crudo con el agua toma más tiempo, sin embargo, los resultados en general son óptimos ya que muestran un efecto positivo en la separación del agua con el crudo, siendo esta del 100% en las proporciones 30/70 y 50/50.
- El proceso de inyección de la enzima se simuló en STARS de CMG, pero ya que los simuladores de yacimientos disponibles actualmente no permiten modelar este productor, se ajustó como surfactante. Las enzimas y los surfactantes disminuyen según su concentración la tensión interfacial. Los datos referentes a esta variación se obtuvieron de Wang y Kantzas, y se ingresaron al simulador al tener el yacimiento de estudio de estos autores y el del Campo Llanos 28 características similares como tipo de roca, presión, temperatura y porosidad.
- Los resultados de la simulación muestran que la inyección de agua produjo 2'233,410 Bbl y la inyección de la enzima produjo 2'450,290 Bbl, aumentando la producción acumulada de petróleo en 216,880 Bbl.
- Teniendo en cuenta el análisis financiero presentado, para la empresa Ingpétrol Ltda la mejor opción es el escenario 2, el cual consiste en realizar la inyección de una enzima biológica a una tasa de inyección de 1.500 Bbl/D, durante el tiempo del proyecto (5 años), porque presenta un VPN de USD 5'171,183 siendo así el escenario más atractivo financieramente. El escenario de inyección de agua también es rentable, siendo el VPN resultante de USD 5'111,896.

7. RECOMENDACIONES

- Usar muestras del Campo Llanos 28 para realizar pruebas de laboratorio con la enzima que permitan conocer su verdadero efecto en la tensión interfacial, permeabilidades relativa y humectabilidad.
- Ajustar la simulación realizada con información más amplia del campo y de la enzima.
- Evaluar la viabilidad de inyectar un polímero junto con la enzima para que el barrido aumente y el recobro sea mayor.

BIBLIOGRAFÍA

ANGARITA, Natalia y BUITRAGO, Solangie. Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes-poliméricos convencional. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2016.

ARDILA, Maryuri y ARENAS, Félix. Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010.

CASADO, Luisa y NIETO, José. Prefactibilidad de mejoramiento de producción de petróleo a partir de inyección de enzimas biológicas. Trabajo de grado de Ingeniero de Petróleos. Bogotá: Universidad de América. 2005.

CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011.

CRESPO, Fernando y PINEDA, Hernán. Inyección De Surfactantes Como Método Mejorado De Recobro Aplicado Al Campo San Francisco, Tesis De Grado, Universidad de América, 1992.

FENG, Q., et al. EOR Pilot Tests With Modified Enzyme – Dagang Oilfield, China. Society of Petroleum Engineers. 2009.

GUERRERO, Javier y SARMIENTO, Gustavo. Estratigrafía física, palinológica, sedimentológica y secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno: Implicaciones en exploración Petrolera. Geología Colombiana 20. Bogotá: UNAL, 1996.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá D.C: ICONTEC, 2008 110p.

INVSAR. “Enzima biológica Tigerzyme 22-E”. Internet: (<<http://esdocs.com/doc/1445998/enzima-biol%C3%B3gica-tigerzyme-%C2%AE-22---e>>)

JABBAR, M., et al. Application of Enzyme EOR in a Mature UAE Offshore Carbonate Oil Field. Society of Petroleum Engineers. 2015.

JULIVERT, M et. al. Léxico estratigráfico. Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d’âge mésozoïque – tertiaire. Volumen V, Fascuculo 4a. Centre National de la Recherche Scientifique, Paris. 1969

MIRANDA, Jordy y MOLINA, Daniel. Evaluación técnico-financiera de la inyección continua solvente-polímero mediante simulación numérica para un área piloto del Campo Chichimene. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2017.

NASIRI, H. Enzymes for Enhanced Oil Recovery (EOR). Trabajo de grado. Noruega: Universidad de Bergen. Facultad de matemáticas y ciencias naturales. Departamento de química. 2011.

PORRAS, Miguel y RAMÍREZ, Juan. Viabilidad técnica del uso de la enzima biológica Greenzyme AG-280 a escala de laboratorio para reducir el daño de la formación utilizando los fluidos del Pozo Colorado 25. Bucaramanga. 2012.

SHENG, James J. Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. United States of America: Gulf Professional Publishing, 2011.

VAN DER HAMMEN. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano Continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos. 1958.

WANG, Y., et al. New Agent for Formation-Damage Mitigation in Heavy-Oil Reservoir: Mechanism and Application. Society of Petroleum Engineers. 2008.