

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN ÁLCALI-
SURFACTANTE-POLÍMERO EN POZOS CANDIDATOS DE UN CAMPO “A”
UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

HENRY ALEJANDRO BRICEÑO GUTIERREZ

JUAN PABLO MOSQUERA MORALES

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN ÁLCALI-
SURFACTANTE-POLÍMERO EN POZOS CANDIDATOS DE UN CAMPO “A”
UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

HENRY ALEJANDRO BRICEÑO GUTIERREZ

JUAN PABLO MOSQUERA MORALES

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

**Director
Guillermo Andrés Quintanilla Rubio
Ingeniero de Petróleos.**

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

Nota de Aceptación

Ing. Adriangela Romero

Ing. Andrés Suarez

Ing. Miguel Rodríguez

Bogotá D.C, Febrero 2019.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Director del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director (E) del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

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

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a los ingenieros Guillermo Quintanilla y Juan David Morales por su paciencia, perseverancia y apoyo constante para la realización de este proyecto.

A CEPESA Colombia S.A. por todo el apoyo y material técnico que aportaron para llevar a feliz término este proyecto.

A los profesores e ingenieros Jorge Luis Ramos y Adriangela Romero por el seguimiento, el apoyo y la ayuda brindada a lo largo de este trabajo y a la profesora y geóloga María Chamorro por el tiempo invertido en este proyecto.

Atentamente,

Henry Alejandro Briceño & Juan Pablo Mosquera

DEDICATORIA

Antes que nada, quiero darle las gracias a dios porque gracias a él hoy tengo todo lo que necesito, y de la mano de él seguiré consiguiendo todo lo que me proponga sin importar qué tan duro sea el camino, él siempre va a guiarnos para llegar a la clave del éxito. Darle gracias a mis padres por apoyarme en este arduo camino. Mi papá siendo mi ejemplo a seguir, y el ser que más respeto y amo. Mi hermosa madre que además de acolitarme todo lo que hago es como mi hermana, mi mejor amiga y la mujer que más amo.

Mi hermana, que hoy es la mujer con la que más me entiendo, apoyo y además a la que siempre ayudaré para sacar todas sus metas adelante. Mi hermano que a pesar de la distancia siempre está para mí y yo para él, es mi mano derecha. Mi novia, que al final de este camino ha sido la mujer que me empuja, me ayuda a salir adelante y ser mejor persona cada día que pasa a pesar de todo.

A mis profesores que han hecho de mí un hombre con una visión mucho más abierta del mundo, que además de ser las personas que nos enseñan, muchos terminan siendo más que eso y se convierten en nuestros amigos. Para terminar, quiero darle las gracias a mis amigos y compañeros con los que he reído cada semestre haciendo mucho más amena mi estadía en la universidad.

Henry Alejandro Briceño Gutierrez

DEDICATORIA

Agradezco infinitamente a Dios por haberme dado la energía y fuerza espiritual para poder culminar esta gran meta.

A mis padres, tengo que darles infinitas gracias ya que con todo el apoyo que me han dado, y por todos los esfuerzos que realizan diariamente para que yo pueda ser una mejor persona, logré esta meta y muchas otras cosas que he aprendido en la vida. A mi padre Carlos Javier le doy gracias por enseñarme el valor del conocimiento, y a mi madre Liana Victoria le doy gracias por todo el amor que me ha dado. A mi hermano Jaime Andrés, por su apoyo y por seguir en muchos casos los mismos gustos que yo tengo.

También debo agradecer a mis abuelitas, tíos y primos por todo el apoyo y compañía que siempre están llenos de diversión y buenos momentos. A mis compañeros y amigos, que a lo largo de toda la carrera logramos compartir y crear buenas amistades. Y a aquellos profesores y maestros que lograron infundir en mí, conocimientos y su sentido de utilidad para la vida.

Juan Pablo Mosquera Morales

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	33
OBJETIVOS	35
1. GENERALIDADES DEL CAMPO “A” DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	36
1.1 HISTORIA DEL CAMPO “A”	36
1.2 LOCALIZACIÓN	36
1.3 MARCO GEOLÓGICO	38
1.3.1 Columna Estratigráfica.	38
1.3.2 Estratigrafía.	38
1.3.2.1 Basamento.	38
1.3.2.2 Formación Une.	40
1.3.2.3 Formación Gachetá.	40
1.3.2.4 Formación Guadalupe.	40
1.3.2.5 Formación Barco.	40
1.3.2.6 Formación Los Cuervos.	41
1.3.2.7 Formación Mirador.	41
1.3.2.8 Formación Carbonera.	41
1.3.2.9 Formación León.	43
1.3.2.10 Formación Guayabo.	43
1.3.2.11 Formación Necesidad.	43
1.3.3 Geología Estructural.	43
1.3.4 Geología del Petróleo.	44
1.3.4.1 Roca Generadora.	44
1.3.4.2 Roca Reservorio.	45
1.3.4.3 Migración.	45
1.3.4.4 Roca Sello.	46
1.3.4.5 Trampa.	46
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	46
1.4.1 Método de Producción.	46
1.4.2 Número de Pozos y Tiempo de Producción.	47
1.4.3 Características del Yacimiento.	47
1.4.4 Curvas de Producción.	48
2. GENERALIDADES DE RECOBRO PRIMARIO, SECUNDARIO Y TERCIARIO	51
2.1 MECANISMO DE RECOBRO PRIMARIO	52
2.1.1 Empuje generado por la energía del yacimiento.	52
2.1.1.1 Empuje por drenaje gravitacional.	52
2.1.1.2 Empuje por capa de gas.	52
2.1.1.3 Empuje hidráulico.	53

2.1.1.4 Empuje por gas en solución.	54
2.1.1.5 Expansión de la roca-fluidos.	55
2.1.2 Sistemas de levantamiento artificial (SLA).	55
2.1.2.1 Sistemas de bombeo hidráulico.	55
2.1.2.2 Bombeo Electro Sumergible (BES).	55
2.1.2.3 Gas Lift.	56
2.1.2.4 Bombeo mecánico.	57
2.1.2.5 Plunger lift.	57
2.1.2.6 Bombeo mediante cavidades progresivas.	57
2.2 MECANISMO DE RECOBRO SECUNDARIO	57
2.2.1 Inyección de agua.	58
2.2.1.1 Tipo de inyección.	58
2.2.2 Inyección de gas.	59
2.2.2.1 Tipo de inyección.	59
2.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA	60
2.3.1 Inyección química.	60
2.3.1.1 Inyección con polímeros.	60
2.3.1.2 Inyección con surfactantes.	61
2.3.1.3 Inyección alcalina.	61
2.3.1.4 Inyección de combinaciones.	61
2.3.2 Métodos térmicos.	61
2.3.2.1 Inyección agua caliente.	61
2.3.2.2 Inyección continúa de vapor.	61
2.3.2.3 Inyección alternada de vapor.	61
2.3.2.4 Combustión in-situ.	62
2.3.3 Desplazamiento miscibles.	62
2.3.3.1 Inyección de CO ₂ .	62
2.3.3.2 Inyección de N ₂ .	62
2.3.3.3 Inyección de alcohol.	62
2.3.3.4 Inyección usando solventes.	62
2.3.3.5 Gases enriquecidos.	63
2.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LOS MECANISMOS DE RECUPERACIÓN	63
2.4.1. Geometría de yacimiento.	63
2.4.2. Fuerzas capilares.	63
2.4.2.1. Humectabilidad.	63
2.4.2.2. Tensión superficial e interfacial.	64
2.4.2.3. Presión capilar.	65
2.4.3. Fuerzas viscosas.	65
2.4.4. Saturación de agua connata.	65
2.4.5. Heterogeneidad de yacimiento.	66
2.4.6. Petróleo residual.	66
2.4.7. Movilidad.	66
2.4.8. Razón de movilidad.	66
2.4.9. Arreglo de pozos.	66

2.4.9.1. Línea directa.	67
2.4.9.2. Línea alterna.	67
2.4.9.3. Arreglo 5 pozos.	68
2.4.9.4. Arreglo 7 pozos.	68
2.4.9.5. Arreglo 4 pozos.	69
2.4.9.6. Arreglo 9 pozos.	69
2.5 APLICACIÓN RECUPERACIÓN TERCIARIA DE MÉTODOS QUÍMICOS	70
2.5.1. Campo Gundon, China.	70
2.5.2. Campo Pelikan Lake, Canadá.	71
2.5.3. Campo Casabe.	71
2.5.4. Campo Rio Ariari, Meta.	73
2.5.5. Proyecto Piloto CEOR (CEPSA Colombia S.A.).	74
3. FORMULACIÓN QUÍMICA Y PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN	76
3.1 GENERALIDADES DE LOS QUIMICOS UTILIZADOS EN RECOBRO TERCIARIO	76
3.1.1 Generalidades de los polímeros.	76
3.1.2 Generalidades de los surfactantes.	77
3.1.3 Generalidades de los álcalis.	79
3.2 CRITERIOS DE SELECCION PARA LA INTERVENCION QUIMICA DE LOS POZOS PERTENECIENTES AL CAMPO "A"	82
3.2.1 Producción.	82
3.2.2 Depletamiento de presión.	86
3.2.3 Completamientos.	89
3.2.4 Distancia entre pozos y profundidades.	90
3.2.5 Continuidad de cuerpos de arena.	91
3.3 SELECCIÓN DE LA FORMULACIÓN QUIMICA ASP	96
3.3.1 Selección del Álcali.	96
3.3.2 Selección del Surfactante.	96
3.3.3 Selección del Polímero.	97
3.4 PLANTEAMIENTO DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACION	99
3.4.1 Escenario de simulación #1.	99
3.4.2 Escenario de simulación #2.	99
3.4.3 Escenario de simulación #3.	100
3.4.4 Escenario de simulación #4.	100
4. SIMULACION DE YACIMIENTOS	101
4.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR DE YACIMIENTOS CMG	101
4.1.1 Sección Encabezado.	101
4.1.2 Sección geométrica del modelo y propiedades estáticas.	102
4.1.3 Sección edición.	102
4.1.4 Sección propiedades del fluido.	102
4.1.5 Sección interacción roca-fluido.	103

4.1.6 Sección resumen o formatos de salida.	103
4.1.7 Sección condiciones iniciales y equilibrio.	103
4.1.8 Sección métodos numéricos.	104
4.1.9 Sección de información de pozos y datos recurrentes.	104
4.2 PROYECTO PILOTO CEOR DEL CAMPO "B"	104
4.2.1 Inyección AP.	105
4.2.2 Inyección ASP.	105
4.2.3 Inyección Polímero.	105
4.2.4 Seguimiento a pozos productores.	106
4.2.5 Comportamiento de pozos monitores de primera línea.	106
4.2.6 Comportamiento de pozos de segunda línea.	107
4.2.7 Comportamiento de producción en pozos monitores.	109
4.3 DESCRIPCION DE LA CONSTRUCCION DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO "A"	115
4.3.1 Sección de I/O control e importación de la malla.	115
4.3.2 Sección reservorio.	116
4.3.3 Sección de componentes.	119
4.3.4 Sección de roca y fluidos.	121
4.3.5 Sección de condiciones iniciales y numéricas.	122
4.3.6 Sección de wells & recurrents.	122
4.4 AJUSTE HISTORICO Y EVALUACION DE ESQUEMA DE EXPLOTACION ACTUAL PARA UN PERIODO HASTA EL AÑO 2029	124
4.4.1 Predicción de plan de explotación actual hasta el año 2029.	132
4.5 ESCENARIO DE SIMULACION EN CMG CON INYECCION ASP	136
4.5.1 Escenario de simulación número 1.	143
4.5.2 Escenario de simulación número 2.	147
4.5.3 Escenario de simulación número 3.	151
4.5.4 Escenario de simulación número 4.	155
4.6 COMPARACION ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACION DEL ESCENARIO NUMERO 3 DEL CAMPO "A" CON RESPECTO AL PROYECTO PILOTO CEOR DEL CAMPO "B"	160
5. ANÁLISIS FINANCIERO	162
5.1 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	162
5.1.1 Costo de químicos ASP.	162
5.1.2 Lifting Cost.	163
5.1.3 Planta de Tratamiento.	163
5.1.4 Planta de Inyección.	163
5.1.5 Regalías.	164
5.1.6 Participación de CPESA.	164
5.2 COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)	164
5.3 FLUJOS DE CAJA	164
5.4 CONCLUSIÓN FINANCIERA	189
6. CONCLUSIONES	190

7. RECOMENDACIONES	191
BIBLIOGRAFÍA	192
ANEXOS	195

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo "A", Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.	37
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales y del Campo "A".	39
Figura 3. Diagrama esquemático de los métodos de recobro.	52
Figura 4. Empuje por capa de gas.	53
Figura 5. Empuje hidráulico	54
Figura 6. Partes del equipo de BES	56
Figura 7. Inyección de agua y de gas al tiempo	58
Figura 8. Inyección de ASP.	60
Figura 9. Roca fuertemente mojada por agua.	64
Figura 10. Roca fuertemente mojada por petróleo.	64
Figura 11. Ejemplo tensión superficial e interfacial.	65
Figura 12. Arreglo de línea directa.	67
Figura 13. Arreglo de línea alterna.	68
Figura 14. Arreglo de 5 pozos.	68
Figura 15. Arreglo de 7 pozos.	69
Figura 16. Arreglo de 4 pozos.	69
Figura 17. Arreglo de 9 pozos.	70
Figura 18. Proceso de inyección de polímeros.	76
Figura 19. Proceso de inyección de surfactantes.	78
Figura 20. Proceso de inyección de álcali.	80
Figura 21. Mapa estructural del Campo "A".	90
Figura 22. Correlación estratigráfica de los pozos P-6, P-5 y P-10.	92
Figura 23. Correlación estratigráfica de los pozos P-2, P-7 y P-7ST.	93
Figura 24. Correlación estratigráfica de los pozos P-3 y P-4.	94
Figura 25. Correlación estratigráfica de los pozos P-8 y P-9.	95
Figura 26. Creación del caso base en <i>Builder</i> .	115
Figura 27. Importación de la malla.	116
Figura 28. Creación de ecuación de permeabilidad en "I".	117
Figura 29. Creación de ecuación de permeabilidad en "K".	117
Figura 30. Creación de ecuación <i>Ret perm set number</i> .	118
Figura 31. Especificación general de propiedades.	118
Figura 32. Compresibilidad de la roca.	119
Figura 33. Inicio sección componentes.	120
Figura 34. Selección del porcentaje de error.	120
Figura 35. Tabla de permeabilidades relativas y presión capilar.	121
Figura 36. Sección condiciones iniciales.	122
Figura 37. Selección fecha STOP.	123
Figura 38. Importación de trayectoria de nuevos pozos.	136
Figura 39. Trayectoria de los perforados pozos nuevos.	137
Figura 40. Completamiento de los pozos nuevos	137

Figura 41. Creación <i>constrains</i> de pozos nuevos.	138
Figura 42. Selección del tipo de proceso.	139
Figura 43. Propiedades de los tres químicos.	140
Figura 44. Adsorción de los químicos.	142
Figura 45. Viscosidades del polímero.	142
Figura 46. Adsorción química de los componentes.	143
Figura 47. Ubicación del pozo PI-1.	143
Figura 48. Ubicación del pozo PI-2.	147
Figura 49. Ubicación del pozo PI-3.	152
Figura 50. Ubicación del pozo P-3 inyector.	156
Figura 51. Flujo de Caja Neto Escenario 1. Barril de Petróleo: \$40 USD	167
Figura 52. Flujo de Caja Neto Escenario 1. Barril de Petróleo: \$60 USD	169
Figura 53. Flujo de Caja Neto Escenario 1. Barril de Petróleo: \$80 USD	171
Figura 54. Flujo de Caja Neto Escenario 2. Barril de Petróleo: \$40 USD	173
Figura 55. Flujo de Caja Neto Escenario 2. Barril de Petróleo: \$60 USD	175
Figura 56. Flujo de Caja Neto Escenario 2. Barril de Petróleo: \$80 USD	177
Figura 57. Flujo de Caja Neto Escenario 3. Barril de Petróleo: \$40 USD	179
Figura 58. Flujo de Caja Neto Escenario 3. Barril de Petróleo: \$60 USD	181
Figura 59. Flujo de Caja Neto Escenario 3. Barril de Petróleo: \$80 USD	183
Figura 60. Flujo de Caja Neto Escenario 4. Barril de Petróleo: \$40 USD.	185
Figura 61. Flujo de Caja Neto Escenario 4. Barril de Petróleo: \$60 USD.	187
Figura 62. Flujo de Caja Neto Escenario 4. Barril de Petróleo: \$80 USD.	189

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información general de los pozos pertenecientes al Campo "A".	47
Tabla 2. Propiedades de los fluidos del Campo "A".	48
Tabla 3. Producción Actual y Acumulada del Campo "A".	48
Tabla 4. Fechas en donde se realizaron las inyecciones.	74
Tabla 5. Criterios de diseño de polímeros.	77
Tabla 6. Criterios de diseño de surfactante.	79
Tabla 7. Criterios de diseño de álcali.	81
Tabla 8. Datos del completamiento en C7-A.	89
Tabla 9. Distancia entre pozos.	91
Tabla 10. Especificaciones técnicas del metaborato de sodio tetrahidratado.	96
Tabla 11. Propiedades físicas.	97
Tabla 12. Propiedades de rendimiento.	97
Tabla 13. Polímeros pre-seleccionados.	98
Tabla 14. Propiedades del polímero.	138
Tabla 15. Propiedades del surfactante.	139
Tabla 16. Datos de adsorción del Polímero.	140
Tabla 17. Datos de adsorción del surfactante.	141
Tabla 18. Costo en USD/Kg de los compuestos químicos ASP.	163
Tabla 19. Costo en USD/BBL de los compuestos químicos ASP.	163
Tabla 20. Costo de inyección de mezclas en USD/BBL.	164
Tabla 21. Costos de Inversión.	164
Tabla 22. Flujo de Caja Escenario 1. Barril de Petróleo a \$40 USD.	166
Tabla 23. Flujo de Caja Escenario 1. Barril de Petróleo a \$60 USD.	168
Tabla 24. Flujo de Caja Escenario 1. Barril de Petróleo a \$80 USD.	170
Tabla 25. Flujo de Caja Escenario 2. Barril de Petróleo a \$40 USD.	172
Tabla 26. Flujo de Caja Escenario 2. Barril de Petróleo a \$60 USD.	174
Tabla 27. Flujo de Caja Escenario 2. Barril de Petróleo a \$80 USD.	176
Tabla 28. Flujo de Caja Escenario 3. Barril de Petróleo a \$40 USD.	178
Tabla 29. Flujo de Caja Escenario 3. Barril de Petróleo a \$60 USD.	180
Tabla 30. Flujo de Caja Escenario 3. Barril de Petróleo a \$80 USD.	182
Tabla 31. Flujo de Caja Escenario 4. Barril de Petróleo a \$40 USD.	184
Tabla 32. Flujo de Caja Escenario 4. Barril de Petróleo a \$60 USD.	186
Tabla 33. Flujo de Caja Escenario 4. Barril de Petróleo a \$80 USD.	188

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historial de Producción del Campo "A".	49
Gráfica 2. Historial de Producción Acumulada del Campo "A".	50
Gráfica 3. Producción de agua y de petróleo del pozo P-3 en la arena C7-A.	82
Gráfica 4. Producción de agua y de petróleo del pozo P-4 en la arena C7-A.	83
Gráfica 5. Producción de agua y de petróleo del pozo P-5 en la arena C7-A.	83
Gráfica 6. Producción de agua y de petróleo del pozo P-6 en la arena C7-A.	84
Gráfica 7. Producción de agua y de petróleo del pozo P-7ST en la arena C7-A.	84
Gráfica 8. Producción de agua y de petróleo del pozo P-8 en la arena C7-A.	85
Gráfica 9. Producción de agua y de petróleo del pozo P-9 en la arena C7-A.	85
Gráfica 10. Comportamiento de Pwf del pozo P-3 en la arena C7-A.	86
Gráfica 11. Comportamiento de Pwf del pozo P-4 en la arena C7-A.	86
Gráfica 12. Comportamiento de Pwf del pozo P-5 en la arena C7-A.	87
Gráfica 13. Comportamiento de Pwf del pozo P-6 en la arena C7-A.	87
Gráfica 14. Comportamiento de Pwf del pozo P-7ST en la arena C7-A.	88
Gráfica 15. Comportamiento de Pwf del pozo P-8 en la arena C7-A.	88
Gráfica 16. Comportamiento de Pwf del pozo P-9 en la arena C7-A.	89
Gráfica 17. Comportamiento de la presión y tasa de inyección desde el inicio del proyecto piloto CEOR.	106
Gráfica 18. Variables medidas en el pozo monitor de primera línea C1.	106
Gráfica 19. Variables medidas en el pozo monitor de primera línea C5.	107
Gráfica 20. Variables medidas en el pozo monitor de primera línea C7.	107
Gráfica 21. Variables medidas en el pozo monitor de segunda línea C2.	108
Gráfica 22. Variables medidas en el pozo monitor de segunda línea C6.	108
Gráfica 23. Variables medidas en el pozo monitor de segunda línea C12.	109
Gráfica 24. Comportamiento en la producción de aceite y agua de los pozos C1, C5 y C7.	110
Gráfica 25. Comparación de producción de crudo real vs observada en el pozo C1.	110
Gráfica 26. Comparación de producción de crudo real vs observada en el pozo C5.	111
Gráfica 27. Comparación de producción de crudo real vs observada en el pozo C7.	111
Gráfica 28. Comportamiento del corte de agua en los pozos C1, C5, y C7.	113
Gráfica 29. Comportamiento en la producción de aceite y agua de los pozos C2, C6 y C12.	114
Gráfica 30. OOIP del caso base.	124
Gráfica 31. BHP Vs Tiempo del pozo P-3.	125
Gráfica 32. BHP Vs Tiempo del pozo P-4.	125
Gráfica 33. BHP Vs Tiempo del pozo P-5.	126
Gráfica 34. BHP Vs Tiempo del pozo P-6.	126
Gráfica 35. BHP Vs Tiempo del pozo P-7ST.	127
Gráfica 36. BHP Vs Tiempo del pozo P-8.	127

Gráfica 37. BHP Vs Tiempo del pozo P-9.	128
Gráfica 38. Producción de petróleo de P-3.	128
Gráfica 39. Producción de petróleo de P-4.	129
Gráfica 40. Producción de petróleo de P-5.	129
Gráfica 41. Producción de petróleo de P-6.	130
Gráfica 42. Producción de petróleo de P-7ST.	130
Gráfica 43. Producción de petróleo de P-8.	131
Gráfica 44. Producción de petróleo de P-9.	131
Gráfica 45. Petróleo acumulado caso base.	132
Gráfica 46. Petróleo acumulado del caso base hasta el 2029.	133
Gráfica 47. Producción de petróleo de P-5 hasta 2029.	133
Gráfica 48. Producción de petróleo de P-6 hasta 2029.	134
Gráfica 49. Producción de petróleo de P-7ST hasta 2029.	134
Gráfica 50. Producción de petróleo de P-8 hasta 2029.	135
Gráfica 51. Producción de petróleo de P-9 hasta 2029.	135
Gráfica 52. Petróleo acumulado del escenario número 1.	144
Gráfica 53. Producción de pozo de primera línea P-5 del escenario número 1.	144
Gráfica 54. Producción de pozo de primera línea P-7ST del escenario número 1.	145
Gráfica 55. Producción de pozo de segunda línea P-6 del escenario número 1.	145
Gráfica 56. Producción de pozo de segunda línea P-8 del escenario número 1.	146
Gráfica 57. Producción de pozo de segunda línea P-9 del escenario número 1.	146
Gráfica 58. Petróleo acumulado del escenario número 2.	148
Gráfica 59. Producción de pozo de primera línea P-8 del escenario número 2.	149
Gráfica 60. Producción de pozo de primera línea P-9 del escenario número 2.	149
Gráfica 61. Producción de pozo de segunda línea P-5 del escenario número 2.	150
Gráfica 62. Producción de pozo de segunda línea P-6 del escenario número 2.	150
Gráfica 63. Producción de pozo de segunda línea P-7ST del escenario número 2.	151
Gráfica 64. Petróleo acumulado del escenario número 3.	152
Gráfica 65. Producción de pozo de primera línea P-8 del escenario número 3.	153
Gráfica 66. Producción de pozo de segunda línea P-9 del escenario número 3.	153
Gráfica 67. Producción de pozo de segunda línea P-5 del escenario número 3.	154
Gráfica 68. Producción de pozo de segunda línea P-6 del escenario número 3.	154
Gráfica 69. Producción de pozo de segunda línea P-7ST del escenario número 3.	155
Gráfica 70. Petróleo acumulado del escenario número 4.	156
Gráfica 71. Producción del pozo P-5 del escenario número 4.	157
Gráfica 72. Producción del pozo P-6 del escenario número 4.	158
Gráfica 73. Producción del pozo P-7ST del escenario número 4.	158
Gráfica 74. Producción del pozo P-8 del escenario número 4.	159
Gráfica 75. Producción del pozo P-9 del escenario número 4.	159

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación del Valor Presente Neto (VPN).	165

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. LICENCIA DE SIMULAR DE YACIMIENTOS CMG.	196
Anexo B. INFORMACIÓN DEL CAMPO "B".	197
Anexo C. EXCEL DE COMPRESIBILIDAD.	199
Anexo D. INFORMACIÓN PVT.	200
Anexo E. PETREL.	206
Anexo F. TRABAJOS DE COMPLETAMIENTO EN EL CAMPO "A".	207

ABREVIATURAS

%	Porcentaje.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API	American Petroleum Institute.
AP	Álcali-Polímero.
AS	Álcali-Surfactante.
ASP	Álcali-Surfactante-Polímero.
BES	Bombeo electro sumergible.
BF	Barriles de fluido.
BFPD	Barriles de fluido por día (barrels of fluid per day).
Bg	Factor volumétrico del gas.
BHP	Bottom hole pressure.
Bbl	Barriles.
Bbl/d	Barriles por día.
Bo	Factor volumétrico del petróleo.
BOPD	Barriles de crudo por día (barrels of oil per day).
BS&W	Contenido de agua y sedimentos (basic sediments and water).
BWPD	Barriles de agua por día.
CAPEX	Capital Expenditure.
CMG	Computer modelling group LTD.
CO₂	Dióxido de carbono.
Co	Compresibilidad del aceite.
cP	Centipoise.
EOR	Recobro mejorado (Enhanced Oil Recovery).
ft³	Pies cúbicos.
g	Gramos.
Gi	Gas inyectado.
GLR	Relación gas-liquido.
GOR	Relación gas-petróleo.
Gp	Gas producido.
HPAM	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.
Lb	Libra.
Lbmol	Libra mol.
M	Razón de movilidad.
MD	Measure depth.
Mg	Viscosidad de gas.
mg	Miligramos.
mm	Milímetros.
Mo	Viscosidad del petróleo.
N₂	Nitrógeno.
Np	Petróleo producido.
NTG	Net to gross.
OOIP	Original oil in place.

OPEX	Operating expense.
PCP	Bombeo mediante cavidades progresivas.
pH	Potencial de hidrogeno.
ppm	Partes por millón.
PVT	Presión, volumen y temperatura.
Pwf	Presión de fondo fluyente
Rs	Gas disuelto
SLA	Sistema de levantamiento artificial.
S_{wc}	Saturación de agua connata.
TIO	Tasa interna de oportunidad.
TVD	Profundidad total verdadera.
TVD_{ss}	Profundidad total verdadera a nivel del mar.
USD	Dólar estadounidense.
VPN	Valor presente neto.
VRE	Reflectancia de la vitrinita.
W_i	Agua inyectada.
W_p	Agua producida.
z	Factor de compresibilidad.

GLOSARIO

ADSORCIÓN: fenómeno de retención de fluidos en una superficie sólida, en presencia de otros fluidos.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: un medio o ambiente sedimentario es una parte de la superficie terrestre que se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes. En un medio sedimentario o en parte del mismo puede producirse erosión, no depósito o sedimentación, normalmente alternando en diferentes etapas. Los procesos sedimentarios son los causantes del transporte y depósito de los sedimentos. El número de medios sedimentarios actuales es finito y pueden ser clasificados.

ARCILLA: sedimento o mineral fino de silicato con tamaño de grano menor a 0.0039 mm. Se forma tras la descomposición de rocas que poseen mica y feldespato, formando caolinitas, illitas y mormorillonitas.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, compacta y sin fisilidad cuyo tamaño de partícula es menor a 0.004 mm. Está constituida por filosilicatos de aluminio hidratados, con presencia ocasional de magnesio, metales alcalinos y hierro.

ARENA: sedimento detrítico que se origina por la meteorización de las rocas y que ha sido seleccionado por los agentes de transporte. Partícula silícea o calcárea de grano fino y suelto, cuyo tamaño oscila de 0,1 mm a 2 mm, generalmente la arena es un material no consolidado formado por granos de cuarzo.

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. Está compuesta de un 85% por lo menos de granos de cuarzo más o menos redondeados. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, las areniscas pueden denominarse: Arcosas (predominio de partículas de cuarzo), areniscas arcillosas (cementante arcilla), areniscas limosas (cementante limo), areniscas calcáreas (cementante carbonatos).

BARRIL: unidad volumétrica generalmente usada para la medición de crudo. Equivalente a 42 galones U.S.

BASAMENTO: capas de roca por debajo de las cuales no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos. Los basamentos corresponden 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. Las rocas de basamento habitualmente poseen diferente densidad, velocidad acústica y propiedades magnéticas que las rocas suprayacentes.

BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES: es una bomba centrífuga multietapas que desplaza los fluidos de fondo a superficie mediante la rotación de un impulsor, el cual se encuentra dentro de un difusor que tiene una entrada central y una salida tangencial. La trayectoria del fluido se caracteriza por ser una espiral creciente desde la entrada en el centro dirigiéndose hacia la tangente en la salida.

BUILD UP TEST: prueba de restauración de presión que se lleva a cabo en los pozos para determinar presiones de yacimiento, daño en la formación, distancia de fallas, longitud de fractura, entre otros parámetros. Consiste en la medición de presión en un periodo de tiempo en el cual el pozo se encuentre cerrado.

CAMPO: corresponde a una 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 económico.

CAPEX: es la abreviatura de la expresión Inglés Capital Expenditure (en español, capex o gastos de capital), es el gasto que una empresa realiza en bienes de equipo y que genera beneficios para una compañía, bien sea a través de la adquisición de nuevos activos fijos, o través de un aumento en el valor a los activos fijos ya existentes.

CMG IMEX: simulador que pertenece a la suite de CMG, para el modelaje de yacimientos tipo *black oil*.

CMG STARS: simulador desarrollado por la compañía *Computer Modelling Group*, área la simulación de yacimientos con procesos tipo térmico y procesos avanzados, es decir, realiza un modelaje avanzado para procesos que implican la inyección de vapor, combustión *in situ*, disolventes y productos químicos.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de los diversos materiales donde se puede encontrar, en una zona determinada, su sedimentación, su edad, los más antiguos en la parte inferior y los más modernos en la parte superior, y el espesor de las capas, empezando por las inferiores y continuando hacia las superiores.

COMPLEJO GEOLÓGICO: es una unidad de rocas compuesta por dos o tres de los siguientes tipos de rocas: metamórficas, ígneas o sedimentarias. Los complejos son unidades litodémicas (unidades de roca que no están estratificadas o estratigráficamente unidas) generalmente de extensión regional.

CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO: relación entre la cantidad de polímero presente en la solución de inyección y la cantidad total de solución de agua.

CONCENTRACIÓN DE SURFACTANTE: cantidad en partes por millón de surfactante que se disuelven en una solución de agua.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo entre los materiales infrayacentes y suprayacentes.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico, con tamaño de grano entre 2 y 4 mm. Formada de fragmentos redondeados de diferentes rocas o minerales que se unen por un cemento o matriz.

CUENCA: una 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. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o fosa alargada.

DISCORDANTE: los contactos discordantes son secuencias que presentan interrupción en la depositación y se presenta un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades y que representa el contacto. A estos contactos se les llama discordancias. Una discordancia es una superficie de la erosión o de no depositación que separa estratos más jóvenes de rocas más antiguas y que representa un hiato significativo.

DRAWDOWN: caída de presión que se genera al aumentar el caudal, y que se estabiliza hasta que el fluido también lo haga.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL: relación existente entre el área horizontal contactada por el fluido desplazante en un proceso de recuperación, y el área horizontal total contactable.

EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMÉTRICO: fracción del volumen total invadido de un yacimiento por un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO: cambio en fracción de la saturación de petróleo residual luego de un proceso de inyección, con respecto a la saturación de petróleo residual antes del proceso.

ESPESOR: es la medida perpendicular entre la base y el tope de un estrato.

ESTRATIFICACIÓN: familia de estructuras sedimentarias primarias formadas por migración de las caras de avalancha de ripples o barras. Se caracteriza por el

desarrollo de paquetes de laminaciones inclinadas limitados por superficies planas.

ESTRATIGRAFÍA: parte 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 sucesos.

FACTOR DE RECOBRO: relación entre la cantidad de petróleo que puede ser extraído mediante cualquier método de recuperación, y la cantidad de petróleo original *in situ*. Usualmente se expresa en porcentaje.

FALLA ANTITÉTICA: fallas secundarias, que normalmente forman parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallas directas.

FALLA INVERSA: falla inclinada cuyo bloque elevado es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque elevado.

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 rocas superficiales, originada por las fuerzas tectónicas que logran superar la resistencia de las rocas.

FORMACIÓN: termino general 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 período.

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 espacio-temporal y las causas que dieron lugar a su formación

GRAVEDAD API: consiste en una unidad de densidad adoptada por el Instituto Americano del Petróleo (API). Según la escala API, cuanto más alto es el índice menos la densidad del crudo.

GRUPO: unidad litoestratigráfica de rango mayor que comprende dos, o más, formaciones adyacentes.

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

INYECCIÓN: proceso de inundación de yacimiento, con el fin de aumentar la eficiencia de recuperación.

INYECCIÓN DE POLÍMERO: inyección de una solución polimérica soluble en agua, seguido de un bache de agua.

INYECCIÓN DE SURFACTANTE: inyección de un bache compuesto por: agua, surfactante, electrolito, cosolvente y un hidrocarburo, seguido de un tapón de agua.

KERÓGENO: es una sustancia insoluble debido a su alto peso molecular. Está constituido por carbono e hidrógeno presente en las rocas sedimentarias y es el componente principal en la generación de hidrocarburos. Se ha sido clasificado en cuatro grandes grupos: El kerógeno tipo I de alto contenido de carbono e hidrógeno, y de bajo contenido de oxígeno, comúnmente procreador de aceite; el kerógeno tipo II y III que tienen contenido de carbono e hidrógeno regular y de oxígeno también, comúnmente procreadoras de gas; y el kerógeno tipo IV, el produce carbono y gas.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica originada por la alteración de minerales que contiene hierro. Su textura es adamantina-sedosa es opaca y de color pardo amarillo. Su tamaño de grano varía entre 0.01mm y 0.001mm de diámetro. Se compone principalmente por goethita (microcristalina), lepidocrocita y otros óxidos de hierro no cristalinos.

LODOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, su textura se caracteriza por la carencia de plasticidad, fisibilidad cohesión y bajo contenido de agua. Su tamaño de grano es menor a 0,02 mm y está compuesta principalmente por minerales de arcilla.

LUTITA: roca sedimentaria de origen detrítico, de textura pelítica, variopinta. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y por esta razón, resulta más difícil estudiar y analizar las lutitas que la mayoría de las otras rocas sedimentarias formadas por la consolidación de partículas muy finas, arcillas. Presentan estructuras laminares, muy finas, friables. Las lutitas son porosas y a pesar de esto son impermeables, porque sus poros son muy pequeños y no están bien comunicados entre ellos. Pueden ser rocas madre de petróleo y de gas natural.

MARCO GEOLÓGICO: es un 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.

MIEMBRO: unidad litoestratigráfica de rango inferior a la formación y que siempre es parte de una formación.

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 ulterior 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 adyacente. La migración puede ser local o producirse a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en las cuencas sedimentarias grandes, y es crucial para la formación de sistemas de petróleo viable.

MODELO PREDICTIVO: solución analítica para los cálculos de recuperación de petróleo bajo diferentes esquemas de producción.

MOVILIDAD: se define como la facilidad de un fluido para moverse en un medio. Es expresada como la relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad de un fluido.

OPEX: se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio o del sistema.

PATRÓN DE INYECCIÓN: ubicación de pozos productores e inyectores en un yacimiento, siguiendo una forma geométrica definida. Puede ser de manera normal (más inyectores que productores) o de manera inversa.

PBU (PRESSION BUILD UP): aumento de presión después de un tiempo de cerrado el pozo o en el momento en el que la presión disminuye.

PERMEABILIDAD: es la capacidad que tiene la roca para detener o facilitar el flujo de fluidos. Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la caída de presión e inversamente proporcional a la viscosidad.

PLAY GEOLÓGICO: zona explotable, productiva de un yacimiento de hidrocarburos.

POROSIDAD: se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad puede ser absoluta, efectiva o no efectiva.

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

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: características del tipo de roca, permeabilidad, porosidad de la roca, saturación de agua, volumen de shale.

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

ROCA IGNEA: también nombrada magmática, es aquella que se ha formado por solidificación de un de material rocoso, caliente y móvil, denominado magma. Su tamaño de grano está entre 1/4 y 32 mm. La textura de una roca ígnea se usa para describir el aspecto general de la misma en función del tamaño, forma y ordenamiento de los cristales que la componen. En un esquema simplificado se pueden distinguir hasta seis texturas ígneas: vítrea, afanítica o de grano fino, fanerítica o de grano grueso, porfídica, pegmatítica, o piroclástica. Estas rocas están compuestas de cuarzo, feldespato alcalino, plagioclasa, y feldespatoide.

ROCA METAMÓRFICA: resultan de la transformación de rocas preexistentes que han sufrido ajustes estructurales y mineralógicos bajo ciertas condiciones físicas o químicas. Su textura puede ser foliada, que es la alineación mineral resultante que proporciona a la roca una textura en láminas o bandas, o puede ser de textura no foliada. Su tamaño de grano varía entre 0,063 y 2 mm. Entre los minerales que se forman por este proceso encontramos cianita, estaurolita, silimanita, andalucita y también granates.

ROCA RESERVORIO: o roca almacén es una roca que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

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).

SATURACIÓN: fracción volumétrica de los fluidos presentes en el yacimiento a una determinada profundidad.

SATURACIÓN DE AGUA: fracción en volumen de agua en el espacio poroso a una determinada profundidad.

SEDIMENTO: son los depósitos que se acumularon en el transcurso de las áreas geológicas para conformar las rocas sedimentarias posteriormente. También se pueden definir como material sólido que se acumula en la superficie terrestre y que surge por la acción de diversos fenómenos naturales que actúan en la atmósfera, la hidrósfera y la biosfera.

SIMULACIÓN NÚMÉRICA DE YACIMIENTOS: rama de la ingeniería de yacimientos que busca predecir el comportamiento real de los fluidos en el yacimiento, mediante el uso de métodos numéricos y la ecuación de difusividad.

SIMULADOR DE YACIMIENTOS: conjunto de programas que mediante el uso de la simulación numérica, obtienen soluciones rápidas en la predicción del comportamiento del yacimiento.

SISTEMA PETROLÍFERO: elementos geológicos y procesos físicos que interactúan en la naturaleza sincronizadamente para la formación de hidrocarburos. Es el que incluye la zona de maduración de la roca madre, la red de distribución natural y los acontecimientos de petróleo descubierto genéticamente relacionados.

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

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impenetrable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de roca también cambian, tales como discordancias, acuñamientos y arrecifes). Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolífero.

TRANSCURRENTE: cuando el desplazamiento es horizontal y paralelo al rumbo de la falla. Pueden ser, según el sentido de movimiento de los bloques (referenciado a la posición de un observador situado sobre uno de los bloques), sinistral o direccional izquierda, cuando el bloque opuesto al que ocupa el observador se mueve a la izquierda, y dextral o direccional derecha, cuando el bloque se mueve a la derecha.

VISCOSIDAD: propiedad reológica más importante del fluido de fractura que cuantifica su resistencia al flujo.

YACIMIENTO: estructura geológica de volumen limitado, con acumulación natural de hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

RESUMEN

En este trabajo se presenta la descripción y las generalidades geológicas del Campo "A" de la cuenca de los Llanos Orientales, operado por la empresa CEPSA Colombia SA, comprendiendo la columna estratigráfica, modelo sedimentario, análisis petrofísico, roca madre, roca generadora, migración de hidrocarburos y la ubicación de cada estrato a tratar. También se explican y se describen los métodos de recobro empleados en este campo.

Seguidamente, se presentan diferentes casos de estudio contemplando las pruebas de producción, pruebas de presión, completamientos de pozos, distancia a las facilidades, continuidad de cuerpos de arena, factor de recobro y las reservas las cuales permiten seleccionar entre los pozos existentes las condiciones necesarias para así obtener diferentes escenarios de pruebas de inyección química de ASP.

Mediante el uso del software de simulación de yacimientos CMG (Computer Modeling Group), se plantean varios escenarios donde se lleva a cabo la simulación de inyección química, en donde se presentan diferentes arreglos de pozos y combinaciones de los agentes químicos álcali, surfactante y polímero. Una vez desarrollado los escenarios de simulación, se observó el factor de recobro obtenido en cada caso, con el fin de determinar en cuál de ellos se obtuvo un mayor factor de recobro.

Adicionalmente, se realiza una comparación de resultados entre los casos de estudio desarrollados en el simulador de yacimientos CMG y los resultados de un proyecto piloto CEOR implementado en un campo de la Cuenca de los Llanos Orientales operado por la empresa CEPSA Colombia S.A.

Finalmente se evalúa la viabilidad financiera de los diferentes casos de estudio de inyección química del Campo A por medio de proyecciones de flujo de fondos y estados financieros, los cuales a partir del indicador del Valor Presente Neto (VPN) determina si se tiene rendimiento o retorno de la inversión realizada.

Palabras Clave: Recobro Mejorada, Inyección Química, Inyección Álcali-Surfactante-Polímero (ASP), Recuperación Terciaria, CMG, Simulación de Yacimientos, Factor de Recobro.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la importancia del petróleo en la economía mundial, lleva a la búsqueda de nuevas tecnologías y métodos de extracción los cuales ayudan a maximizar el factor de recobro y acelerar el recobro de las reservas recuperables, incluyendo todas las actividades, estudios, análisis y operaciones que se realizan y se ejecutan de manera organizada y planificada, permitiendo así la explotación tanto técnica como económicamente rentable del reservorio.

Por ello, la implementación de métodos de recobro terciario se ha estudiado y ejecutado con el fin de extraer la mayor cantidad de petróleo posible de los yacimientos, dado que sin estas técnicas, es posible que el crudo que queda en el yacimiento supere el 60% tras el uso de métodos de recuperación primarios y secundarios. Las técnicas de recobro terciario incluye el uso de agentes químicos como álcali, surfactantes, polímeros, combinaciones de estos agentes, entre otros.

El Campo A, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, tiene una madurez de 31 años. Este ha sido operado por varias empresas y a partir del año 2008 la empresa CEPESA Colombia S.A. adquirió la totalidad de derechos sobre el Bloque quedando así con el 70% del Campo al igual que su operación. Tras los nuevos pozos perforados por esta empresa, la producción del Bloque llegó a tener una producción aproximada de 20.000 barriles de petróleo por día.

Actualmente el Bloque cuenta con una producción de alrededor 13.500 barriles de petróleo por día y por ello la empresa ha implementado sistemas de levantamiento artificial y métodos de recuperación como el ESP, con el propósito de lograr mantener los niveles de producción. Aun así, no se ha logrado mantener una producción constante debido a la heterogeneidad del yacimiento y a la presencia de canalizaciones las cuales evitan la reducción del aceite residual y remanente presente en el yacimiento.

Dado estas condiciones, en este trabajo se presenta un estudio de recuperación terciaria (inyección química ASP), con el objetivo de mostrar varios casos en los que se puede mitigar el efecto de la disminución de producción de petróleo y el aumento en el factor de recobro. Es necesario describir las características geológicas y propiedades del yacimiento del Campo "A" para así comprender la razón en la selección de los casos de estudio.

Seguidamente, en este proyecto se desarrollan diferentes escenarios de simulación por medio de STARS, el cual es una suite del software CMG, llevando acabo diferentes arreglos de pozo y combinaciones de los agentes químicos a emplear. Ya obtenidos los resultados de la simulación de los diferentes casos de estudio, se realiza el cálculo del factor de recobro para así conocer en cuál de los casos se da el mayor aumento de la producción.

Ya conociendo la viabilidad técnica del proyecto, se procede a evaluar económicamente cada uno de los casos de estudio por medio del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN). Obteniendo estos resultados, se presentan las conclusiones del proyecto las cuales analizan la viabilidad técnica y financiera del proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente la inyección Álcali-Surfactante-Polímero en pozos candidatos de un Campo “A” ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades geológicas del Campo A de la Cuenca de los Llanos Orientales.
2. Describir los métodos de recobro empleados en el Campo A ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.
3. Seleccionar los pozos candidatos del Campo A para intervención, y la formulación química del polímero, surfactante y/o álcali para la mezcla ASP según las condiciones de producción e inyección de los pozos seleccionados.
4. Validar mediante el uso del simulador de yacimientos CMG las pruebas de inyección química (ASP) en los pozos seleccionados.
5. Comparar los resultados obtenidos en la simulación con respecto a los resultados del proyecto piloto.
6. Determinar la viabilidad financiera de la inyección química (ASP) del Campo A de la empresa CEPSA Colombia S.A mediante el indicador valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO “A” DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En este capítulo se presentan las principales características del Campo “A” ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, asociado a su historia, localización, marco geológico, e historial de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO “A”

La historia del Campo “A” se remonta al año 1986, cuando la empresa operadora CHEVRON, empezó actividades de exploración en el bloque bajo el cual se firmó un Contrato de Exploración y Producción, perforando en el año 1987 el primer pozo exploratorio P-1, asociado al Campo A y en el cual encontró hidrocarburos en las arenas C-7 de la Formación Carbonera, alcanzando una profundidad de 5.700 pies y fue clasificado como productor no comercial.

En el año 1992, la empresa A.I.P.C. adquirió los derechos de operación del Bloque, los cuales posteriormente en el 1994 cedió a la empresa CASA INGLESA, sin que llevaran a cabo actividades en el sector de interés de este proyecto.

En el año 2001, la empresa HUPECOL adquirió los derechos de operación y reevaluó el Bloque, teniendo en cuenta los interesantes índices de aceite encontrados en el antiguo pozo P-1 ampliando el conocimiento con base en estudios sísmicos, los cuales en los años 2004 y 2008 dieron lugar a la perforación de los pozos productores P-2, P-4, P-5, P-6, P-7ST, y el P-8 encontrando hidrocarburos en el mismo nivel estratigráfico que en el pozo P-1. Con la perforación del pozo P-2 en abril del año 2004, se definió la comercialidad del Campo “A”.

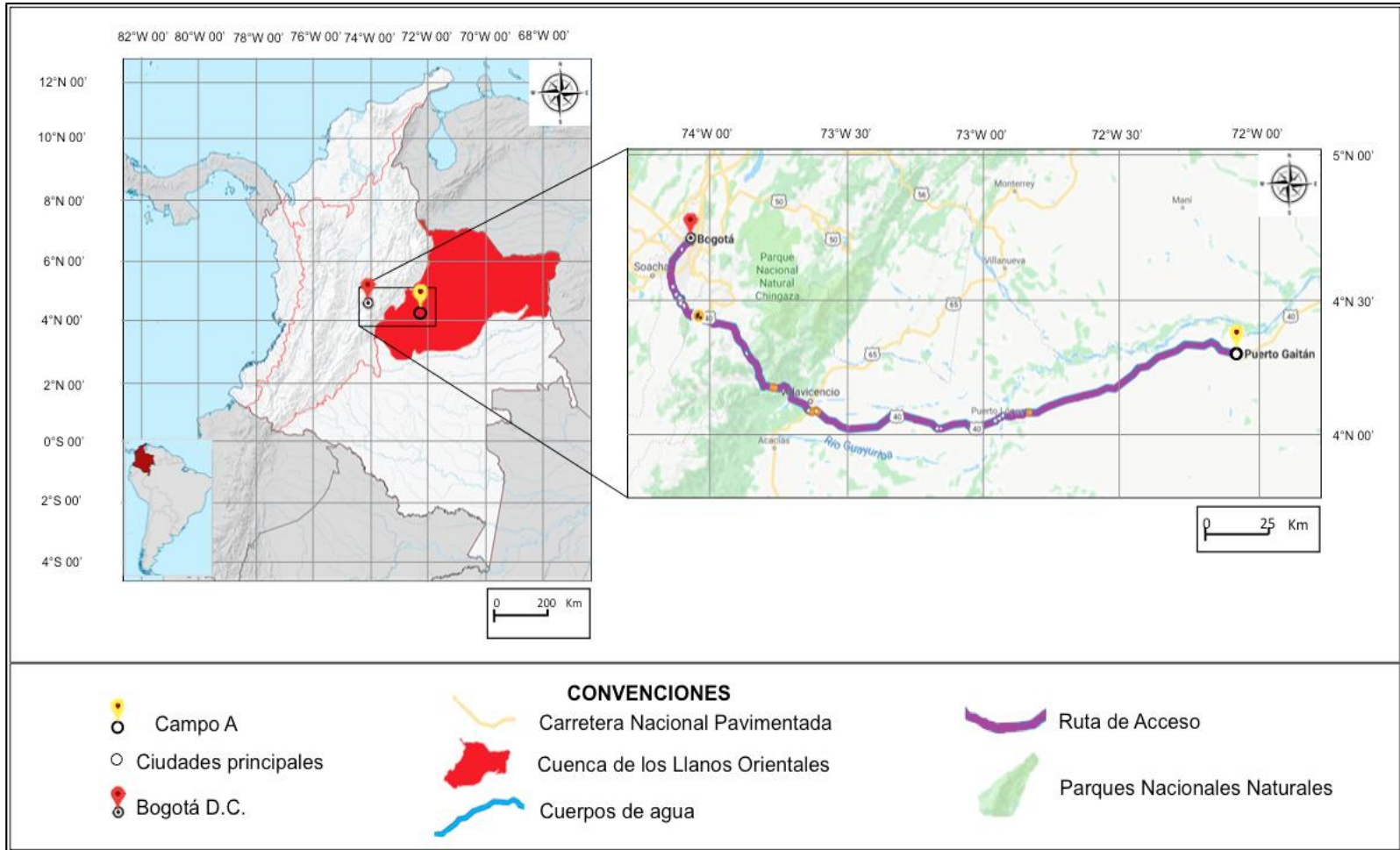
Así mismo en el año 2008, la empresa CEPOLSA (Compañía Española de Petróleos en Colombia S.A.) renombrada como CEPSA (CEPSA Colombia S.A.) en el 2015, adquirió los derechos de operación del Bloque. Entre los años 2008 y 2010, CEPSA perforó en el Campo “A” los pozos productores P-3, P-9, y el P-10. Todos los pozos de este campo producen de la formación Carbonera C-7.

A octubre de 2018, el Campó “A”, se encuentra activo y produciendo, y continúa bajo la operación de CEPSA.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo “A”, se encuentra localizado en Colombia, en la parte Centro-Occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta en la jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán. En la **Figura 1** se puede observar la localización del Campo “A”.

Figura 1. Localización del Campo “A”, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.



Fuente: Elaboración propia, basada en: Mapa de Colombia. Cuenca de los Llanos Orientales. 2014. Aplicativo de Google Maps. Disponible en internet en: http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/II_grat_v3/demo.htm.

Para acceder al Campo “A”, partiendo desde la ciudad de Bogotá, capital de Colombia, se debe tomar la ruta 40 de INVIAS, la cual pasa por la ciudad de Villavicencio, los municipios de Puerto López y Puerto Gaitán. Continuando por esta ruta, se debe tomar la vía de Alto Neblinas, y a la altura del kilómetro 3 +130 hay una bifurcación en dirección Sureste la cual conduce hacia el Campo “A”. Este recorrido tiene una distancia aproximada de 280 km.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sesión se describen las principales características geológicas relacionadas con el Campo “A”, en la Cuenca de los Llanos Orientales, específicamente en el Piedemonte Andino, comprendiendo la estratigrafía, geología estructural y del petróleo, haciendo énfasis en la zona de interés y su sistema petrolífero.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La columna estratigráfica depositada en la Cuenca de los Llanos Orientales se adelgaza gradualmente hacia el Este, formando un sucesivo cubrimiento de las unidades más jóvenes sobre el basamento Pre-Cámbrico. El grado de deformación estructural decrece de Oeste hacia Este a través de la Cuenca.

En el sector del Bloque petrolero y del Campo “A”, la columna estratigráfica se restringe a un Paleozoico, en el cual reposan discordantemente secuencias sedimentarias pertenecientes al Cretácico Superior y al Terciario, el cual corresponde a las unidades de la Formación Carbonera hasta la Formación Guayabo. Cabe resaltar que todo el registro litológico desde la Formación Barco (Paleoceno) hasta las arenas de la Formación Mirador (Eoceno Medio) al igual que la secuencia inferior del Cretácico, no se encuentran presentes en el sector, debido a pinchamientos y/o no depósito de las mismas.

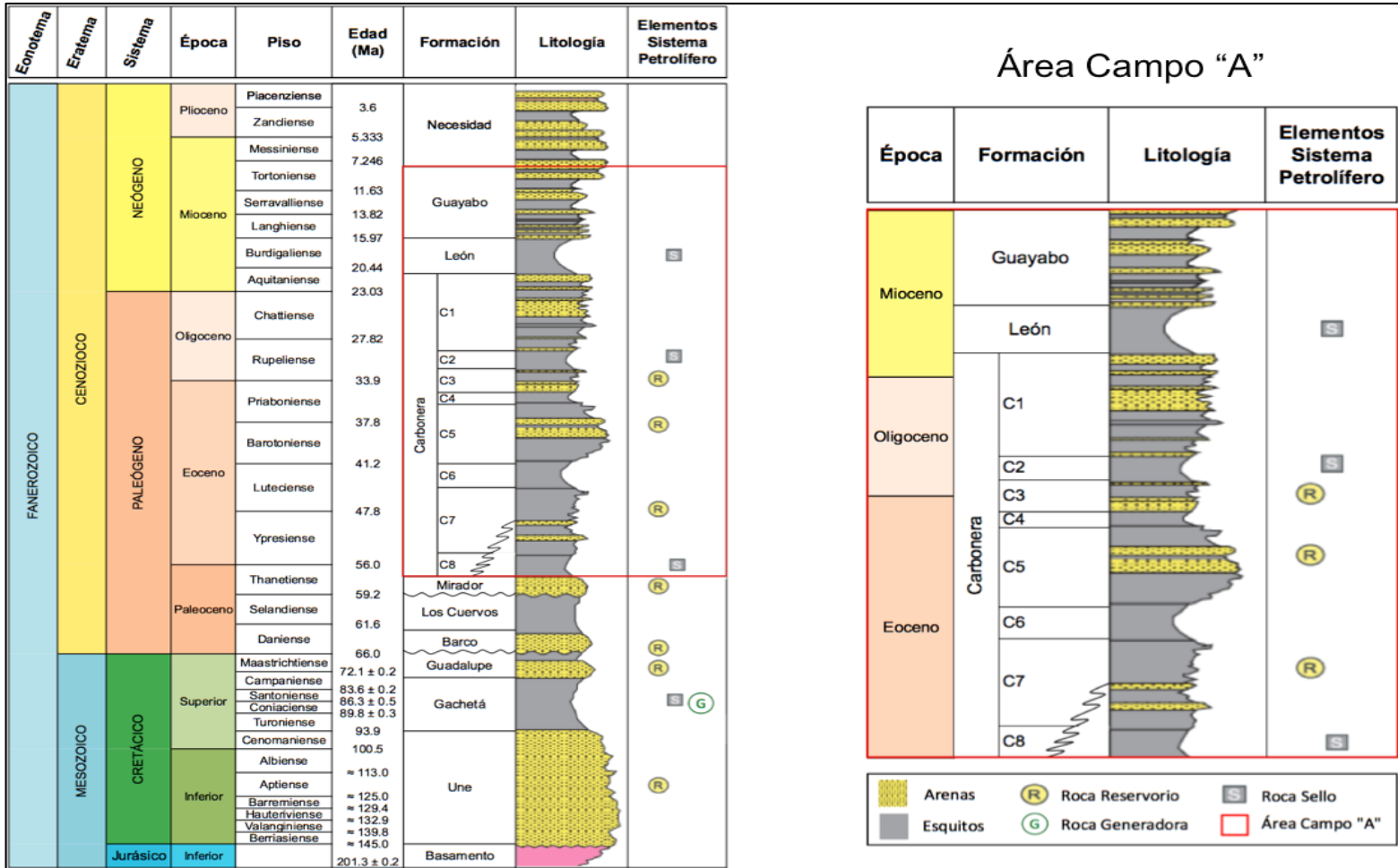
En la **Figura 2** se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales en la cual se ubica el Campo “A”, y la columna estratigráfica del Campo “A”.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se hace una breve descripción de las unidades estratigráficas presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales donde se encuentra ubicado el Campo “A”, de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Basamento. Según CEPSA Colombia S.A.¹, El basamento de la Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a rocas ígneas plutónicas ácidas, de Edad Precámbrica. Específicamente, el basamento está constituido por rocas ígneas y metamórficas pertenecientes al Complejo Magmático del Mitú, Granito Rapaquivi del Parguaza, Sienita Nefelínica de San Jose de Guaviare. Este basamento cristalino no ha sido perforado en el área del Campo “A”. Sobre este basamento se depositaron los sedimentos paleozoicos.

¹ CEPSA Colombia S.A. Plan de Desarrollo 2017. Abril, 2017, p. 14

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales y del Campo "A".



Fuente: Elaboración propia, basada en: ANH, CUENCA LLANOS ORIENTALES. 2012, p. 46; International Chronostratigraphic Chart 2018

1.3.2.2 Formación Une. Como menciona INGEOMINAS², la edad de esta formación corresponde al Cretácico entre el Albiense y el Cenomaniense. La formación está constituida de una sucesión monótona de areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas en la parte media. Las areniscas se encuentran en capas con estratificación delgada a gruesa; su color por lo general es gris oscuro, pero también se encuentran capas de colores claros. En la cuenca se presenta un espesor entre 1.312 a 1.640 pies. Su ambiente de depósito es marino. La Fm. Une se encuentra en contacto concordante con la Fm. Gachetá que la suprayace. La Formación Une no se presenta en el Campo “A”.

1.3.2.3 Formación Gachetá. De acuerdo con INGEOMINAS³, esta fue depositada durante el Cretácico en el Cenomaniense a Santoniense. Constituida principalmente por arcillolitas y lutitas de colores negro y gris oscuro con alto contenido de materia orgánica, intercalados ocasionalmente se presentan lentes de arenas cuarzosas de grano fino a medio. Presenta un espesor aproximado de 120 pies. Se le ha asignado un ambiente de depósito marino. La Fm. Gachetá se encuentra en contacto concordante con la Fm. Une que la infrayace y con la Fm. Guadalupe que la suprayace. La Formación Gachetá no se presenta en el Campo “A”.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. CEPSA Colombia S.A.⁴ menciona que el tope de la secuencia del Cretácico. Su espesor puede llegar a ser de 1.250 pies. Está conformada por areniscas masivas depositadas en un ambiente deltaico marino con intercalaciones delgadas de lutitas hacia la base gradando hacia un ambiente de arenas masivas depositadas en un ambiente fluvial-deltaico seguido por un ambiente de depositación de llanura costera hacia la parte superior de la secuencia. La Fm. Guadalupe se encuentra en contacto concordante con la Fm. Gachetá que la infrayace y en contacto discordante con la Fm. Barco que la suprayace. La Formación Guadalupe no se presenta en el Campo “A”.

1.3.2.5 Formación Barco. Como lo menciona DE PORTA⁵, la edad de la Formación Barco es Paleoceno. Las areniscas son de grano medio a grueso, bien calibradas y con estratificación cruzada. Ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcillas grises, parcialmente limosas, especialmente hacia la base. Esta formación desaparece por pinchamiento hacia el este de la cuenca. Su espesor varía de 30 a 350 pies. Está conformada por una secuencia moderadamente homogénea de areniscas amalgamadas que fueron depositadas en un ambiente fluvial a canales deltaicos. La Fm. Barco se encuentra en contacto discordante con la Fm. Guadalupe que la infrayace y en contacto concordante con la Fm. Cuervos que la suprayace. La Formación Barco no se presenta en el Campo “A” debido a pinchamientos y adelgazamiento progresivo.

² RODRÍGUEZ, Erasmo. Caracterización de unidades Geológicas y Geomorfológicas de Colombia: Formación Une. Bogotá: DOC, 2000. p. 7.

³ *Ibid.*, p. 6

⁴ CEPSA Colombia S.A. Plan de Desarrollo 2017. Abril, 2017, p. 14

⁵ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Paris: DOC, 1974, p. 80

1.3.2.6 Formación Los Cuervos. Según DE PORTA⁶, la edad de la Formación Cuervos es Paleoceno. Esta Formación consiste de lutitas y arcillolitas de color gris, gris verdoso y pardo – amarillento con delgadas intercalaciones de limolitas, mantos de carbón y delgadas capas de areniscas con restos vegetales. Su espesor en la cuenca varía de 926 a 1.037 pies. Se ha interpretado un ambiente de depósito continental/transicional a marino para esta unidad. La Fm. Los Cuervos se encuentra en contacto concordante con la Fm. Barco que la infrayace y en contacto discordante con la Fm. Cuervos que la suprayace. La Formación Los Cuervos no se presenta en el Campo “A” debido a pinchamiento y adelgazamiento progresivo.

1.3.2.7 Formación Mirador. Como hace referencia DE PORTA⁷, la edad de la Formación Mirador es Paleoceno en el Eoceno. Las arenas son de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas y de color claro, limpias, masivas y con estratificación cruzada. Ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcilla y limonitas grises. El espesor varía entre 450 pies (área del piedemonte) y 30 pies, con desaparición por pinchamiento o adelgazamiento progresivo, hacia el Este. Está conformada por una secuencia gruesa de depósitos de canales de arenas fluviales amalgamados. La Fm. Mirador se encuentra en contacto discordante con la Fm. Los Cuervos que la infrayace y en contacto concordante con la Fm. Carbonera que la suprayace. La Formación Mirador no se presenta en el Campo “A” debido a pinchamiento y adelgazamiento progresivo.

1.3.2.8 Formación Carbonera. Como describe CEPSA Colombia S.A.⁸, la edad de la Formación Carbonera ha sido determinada entre el Paleógeno y Neógeno entre Eoceno y Mioceno. Consiste en una serie alternante de areniscas y arcillolitas (grises a grises verdosas y marrón), limolitas y carbones. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección. Esta formación presenta un acuñamiento en dirección Este con espesores que varían entre 1.200 pies y 2.600 pies. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino. En el Campo “A”, el espesor es de 1.500 pies aproximadamente. La Fm. Carbonera se encuentra en contacto concordante con la Fm. Mirador que la infrayace y con la Fm. León que la suprayace.

Esta formación ha sido dividida en ocho unidades operacionales (Carbonera C8 a la C1). Cada par de unidades consiste en una unidad superior formada por intercalaciones de areniscas de origen fluvial, y una unidad inferior constituido por arcillolitas que fueron depositadas en un ambiente de planicies costeras.

- **Carbonera C8.** Es el nivel inferior, conformado por arcillas de color gris a gris verdoso con delgadas intercalaciones de limolitas, posee un espesor en la cuenca de 450 pies aproximadamente y su ambiente de depositación es de planicie

⁶ DE PORTA, J., Op. Cit., p. 54

⁷ *Ibid.*, p. 68

⁸ CEPSA Colombia S.A., Op. Cit. p. 15

costera.

- **Carbonera C7.** Conformada por delgadas intercalaciones de arcillas de color gris a café, limolitas y arenas cuarzosas de grano muy fino a fino, arcillosas y ocasionalmente carbonosas. La Formación Carbonera C7 puede llegar a tener 650 pies de espesor en la cuenca. Los cuerpos de arena son delgados, por lo general con espesores que oscilan entre los 10 pies y 20 pies. Esta sección es de origen fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillas y limolitas depósitos de superficie de inundación. Debido al entrapamiento de hidrocarburos algunas arenas de esta sección pueden llegar a estar sobrepresionadas. Este nivel ya ha sido probado como principal reservorio en el Campo "A" en cuanto a plays estructurales y estratigráficos.

- **Carbonera C6.** Se caracteriza por ser una secuencia conformada por arcillolitas y lutitas y en menor cantidad de arenas y limolitas, hacia la parte inferior se observaron delgados mantos de carbón. Su ambiente de depósito es probablemente de planicie costera y tiene aproximadamente 460 pies de espesor.

- **Carbonera C5.** Esta unidad está conformada por una secuencia de arcillas de color gris, café, amarillo ocre, púrpura, blanco cremoso y rojo moteado intercaladas con arenas cuarzosas, de color translúcido a blanco lechoso y de grano fino a medio, ocasionalmente bien cementadas y limolitas de color café. Puede tener espesores de hasta 100 pies, aunque su espesor promedio varía entre 10 y 30 pies. Esta unidad es de origen fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillas y limolitas depósitos de superficie de inundación.

- **Carbonera C4.** Este miembro puede describirse como una secuencia relativamente delgada y monótona de arcillas de color gris a gris verdoso. Se estima que su ambiente de depósito es de planicie costera y se calcula que tiene un espesor de aproximadamente 200 pies.

- **Carbonera C3.** Este miembro se caracteriza por ser una secuencia de arenas con intercalaciones de arcillolitas, limolitas y lutitas; localmente puede observarse delgados mantos de carbón en la parte media a superior y trazas de siderita. Se determinó que estos sedimentos tienen un origen fluvial, como en el Carbonera C1, pero los canales de arenas son más delgados y difícilmente correlacionables entre pozos. El espesor de esta unidad en la cuenca es aproximadamente de 300 pies.

- **Carbonera C2.** Conformada por una serie repetida de lutitas con intercalaciones de arcillas de color gris a gris verdoso, contiene trazas de siderita, pirita y dolomita. Puede llegar a tener 600 pies de espesor en la cuenca y su ambiente de depositación es de planicie costera.

- **Carbonera C1.** Este es el miembro superior de la Formación Carbonera. El tope de esta unidad se caracteriza por la aparición de areniscas cuarzosas luego de

una secuencia de lutitas. Puede tener espesores de hasta 1.400 ft en la cuenca. A lo largo de esta unidad puede observarse una secuencia de arenas de grano fino a medio, localmente grueso con intercalaciones de 40 pies de arcillolitas verdes, grises y pardas amarillentas, lutitas y limolitas verde claro a medio y gris claro a blanco. Las arenas pueden presentarse en espesores de hasta 70 pies, y pueden correlacionarse fácilmente entre pozos. Esta formación es de origen fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillas y limolitas depósitos de superficie de inundación.

1.3.2.9 Formación León. Como menciona DE PORTA⁹, debido a la fauna encontrada se le puede asignar una edad entre el Oligoceno Superior a Mioceno Inferior. Está constituida por lutitas. Su espesor promedio en la cuenca es de 700 a 1.600 pies. Su ambiente de depositación es transicional marino. La Fm. León se encuentra en contacto concordante con la Fm. Carbonera que la infrayace y con la Fm. Guayabo que la suprayace.

1.3.2.10 Formación Guayabo. Según DE PORTA¹⁰, se le asigna una edad de Mioceno Medio – Superior. Se compone de una secuencia de gravas y arenas, con pequeñas intercalaciones de arcillolitas que reflejan un ambiente continental - fluvial; el ambiente de depositación de esta formación fue el resultado del rápido levantamiento de la Cordillera Oriental en el Mioceno Superior. Su espesor promedio en la cuenca es de 4.200 – 9.000 pies. La Fm. Guayabo se encuentra en contacto concordante con la Fm. León que la infrayace y en contacto discordante con la Fm. Necesidad que la suprayace.

1.3.2.11 Formación Necesidad. Según CEPESA Colombia S.A.¹¹, su edad es considerada como Plioceno - Pleistoceno. Consta de arcillas de color rojo y azulado alternado con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados. Su espesor varía entre 66 y 130 pies. Su ambiente de depositación es continental – fluvial. La Fm. Necesidad se encuentra en contacto discordante con la Fm. Guayabo que la infrayace. La Formación Necesidad no se presenta en el Campo “A” debido a pinchamiento y adelgazamiento progresivo.

1.3.3 Geología Estructural. Como describe CEPESA Colombia S.A.¹², la formación productora del Campo “A” es Carbonera, en el intervalo C7 aproximadamente a una profundidad de 4000 pies bajo el nivel del mar.

El área del capo se encuentra en un área de un monoclinal de buzamiento general en dirección Noroeste, que es interrumpida por fallas normales de poco desplazamiento, entre 50 y 100 pies de salto. Los planos de fallas presentan principalmente rumbo SW-NE, afectando las áreas de varios campos del Bloque, incluyendo el Campo “A”, y se observa cierto desplazamiento entre campos,

⁹ DE PORTA, J., Op. Cit., p. 68

¹⁰ *Ibíd.*, p. 258

¹¹ CEPESA Colombia S.A. Op. Cit., p. 16

¹² *Ibíd.*, p. 13

posiblemente transcurrente, en dirección NW-SE.

Las acumulaciones de hidrocarburos se localizan mayoritariamente en los altos estructurales con cierre contra las fallas normales principales y en los altos estructurales con cierre propio en las cuatro direcciones. Aparentemente, la distribución de las fallas, aunque define la trampa principal de hidrocarburos, no incide mayormente en los compartimientos laterales de los yacimientos. No se han evidenciado casos de fallas secundarias que delimiten lateralmente los yacimientos, aunque de existir, serían de saltos pequeños y estarían por debajo de la resolución sísmica. La distribución de arenas (sedimentología) puede estar jugando un papel muy importante en la definición de estos compartimientos laterales de los yacimientos.

El Campo "A" está localizado en la parte central del tren de fallas sintéticas el cual se extiende desde el sur del área. Este Campo está conformados por trampas anticlinales limitadas hacia el Oriente por una falla normal antitética a los trenes de fallas sintéticas del mismo tipo, que tienen dirección NE - SW. La falla normal antitética mencionada afecta unidades cretácicas hasta el Mioceno Temprano, en este fallamiento se ponen en contacto las rocas reservorio contra unidades sellantes, dando lugar a la formación de una trampa estructural sellada en su margen oriental; éste sistema de fallas normales sintéticas y antitéticas están siendo segmentadas a través del rumbo por otras fallas en ocasiones con movimientos en la horizontal (fallas de rumbo).

El sistema petrolífero (Cretáceo – Terciario) se considera como uno de los más productivos en la zona central de los Llanos, cuyas estructuras monoclinales y anticlinales han generado campos productores siguiendo los trenes de fallas en forma de relevos de fallas antitéticas.

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación se describen los diferentes parámetros del sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentra el Campo "A". A lo largo de la toda la cuenca se encuentran gran cantidad de rezumaderos de petróleo y campos productores, que comprueban la existencia de los procesos de generación, migración y entrampamiento de crudo en la zona.

1.3.4.1 Roca Generadora. Como describe CEPSA Colombia S.A.¹³, tres conjuntos de rocas generadora han sido reconocidos en la Cuenca de los Llanos en el cual se ubica el Campo "A", de edad Paleozoica, Cretácica y Terciaria. La roca madre del Paleozoico tiene un potencial residual en hidrocarburos poco importante, bien sea debido a sobre maduración o a generación y posterior migración de hidrocarburos, los cuales no fueron acumulados en las trampas Cretácicas – Terciarias.

La roca generadora Cretácica en la Cuenca de los Llanos y del piedemonte se

¹³ Ibíd., p. 21

encuentra constituida principalmente por arcillolitas y lutitas de la Formación Gachetá, la cual presenta equivalencia temporal y litológica con la Formación La Luna, reconocida como la roca madre principal en las cuencas adyacentes. La Formación Gachetá, es considerada como la fuente de los crudos en la Cuenca de los Llanos, con un TOC promedio de 1.9 - 2 % y un VRE de 0.62% calculado en la parte oriental de los Llanos. La roca madre Terciaria basal (Paleoceno - Eoceno) también posee un potencial petrolífero no despreciable.

La materia orgánica que constituye las rocas generadoras Cretácica y Terciaria proviene de ambientes marinos someros a terrestres con algún grado de similitud, constituidas en su mayoría por material detrítico heredado de vegetales provenientes del continente y de áreas transicionales influenciados por ambientes marinos someros. El tipo de Kerógeno predominante es de Tipo II, rico en hidrógeno y pobre en oxígeno, lo cual es favorable para la generación de hidrocarburos líquidos.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las principales rocas almacenadoras productoras en la cuenca y especialmente sobre el borde oriental, son las areniscas basales de la Formación Carbonera, la Formación Mirador y las areniscas de la Formación Guadalupe, Según CEPSA Colombia S.A.¹⁴, las rocas reservorio del Campo “A” corresponden a las areniscas de la Formación Carbonera de la unidad operacional C7, cuyas porosidades y permeabilidad promedio es de 25% y 600 md respectivamente.

En el caso especial del Campo “A”, la formación más importante y potencialmente petrolífera corresponde a la Formación Carbonera, exclusivamente la unidad C-7 sobre diferentes sub-niveles arenosos.

1.3.4.3 Migración. CEPSA Colombia S.A.¹⁵, menciona que en la Cuenca de los Llanos se reconocen dos pulsos migratorios principales: el primero originado a finales del Eoceno hasta poco antes del Oligoceno temprano; el segundo pulso migratorio ocurre durante el Oligoceno hasta el Mioceno temprano. Según lo expuesto, el petróleo que pudo haberse originado y migrado se acumuló con anterioridad a los movimientos orogénicos del Terciario Tardío. El desarrollo de estructuras relacionadas con estos movimientos constituye buenas trampas que involucran a la vez acumulaciones que se reajustaron a las nuevas condiciones estructurales.

Durante el Mioceno Medio, comienza la orogenia Andina, produciéndose la máxima migración hacia el Este, la cual se interrumpió durante el Plioceno Medio hasta Superior por el levantamiento final de la Cordillera Oriental, cortando las vías de migración. El hidrocarburo presente en la actualidad en los Llanos Orientales es producto de la migración del mismo desde la Cordillera Oriental en dirección oeste-este.

¹⁴ Ibíd., p. 21

¹⁵ Ibíd., p. 21

1.3.4.4 Roca Sello. En la Cuenca de los Llanos Orientales la roca sello corresponde a la Formación León. En la Unidad C-7, de la Formación Carbonera, el sello para este horizonte productor está constituido por la Unidad C6, la cual se caracteriza por contener arcillolitas, lutitas y limolitas principalmente presentes en los Campos “A” y otros pertenecientes al Bloque. Estas intercalaciones de lodolitas actúan como pequeños sellos locales que impiden la migración de fluidos de forma vertical.

1.3.4.5 Trampa. Es de tipo estructural, y según CEPSA Colombia S.A.¹⁶, El Bloque en el cual se ubica el campo objeto de estudio, se encuentra sobre una estructura anticlinal asociada al Paleozoico cuyas dimensiones son de seis kilómetros de longitud y tres kilómetros de ancho. Dicho anticlinal limita al norte con una falla normal y en sus flancos hacia el sur por el cierre estructural. Las trampas probadas son de tipo estructural en su mayoría (fallas antitéticas). No obstante, igualmente se manifiesta la existencia de algunos lentes estratigráficos (arenas) probados con resultados positivos.

Hacia el borde Oriental de la cuenca de los Llanos, donde los depósitos Terciarios traslapan rocas Cretácicas, es factible que parte del petróleo haya migrado y se haya acumulado en trampas estratigráficas y estructurales asociadas con solevantamientos Intra- Cretáceos y del Terciario Inferior.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

La historia de producción del Campo “A” data del año 2004 cuando se declaró como área comercial con la producción del pozo P-2 con una tasa de 2,128 BOPD con un API de 20.9, y 119 BWPD. En esta sección se presentan los métodos de producción, tiempo de producción, número de pozos, características del yacimiento, y curvas de producción.

1.4.1 Método de Producción. Se han realizado múltiples pruebas de presión (Drawdowns y Pressure Build Up) en los pozos del Bloque con el objetivo de ampliar el conocimiento de los parámetros de yacimiento, así como monitorear la evolución de la presión. En general, se ha interpretado la presencia de un acuífero activo, con altas permeabilidades entre 0.5 y 5 Darcy's.

El mecanismo de drenaje de los campos en el Bloque es por acuífero activo. La actividad del acuífero es muy grande: no se aprecian, a nivel general, grandes depletamientos por producción en el caso de las unidades C7-3 y C7-M. No obstante, en el caso de las unidades con empuje lateral se aprecian mayores depletamientos por efecto de producción.

A octubre de 2018, el campo se encuentra en su totalidad operando con Bombeo Electrosumergible (ESP) como sistema de levantamiento artificial.

¹⁶ Ibíd., p. 22

1.4.2 Número de Pozos y Tiempo de Producción. El primer pozo productor comercial perteneciente al Campo “A” fue el P-2, el cual empezó a producir fluidos desde el año 2004. Como tal, la madurez de este campo es de 14 años, a pesar de que el pozo de desarrollo P-1 haya sido perforado en el año 1987.

El Campo “A” posee a octubre de 2018, nueve (9) pozos productores y dos (2) pozos abandonados. La producción de estos nueve pozos, los cuales conforman el Campo “A”, es enviada a la Estación “A”, a la cual también llega la producción de otros cuatro (4) campos. La **Tabla 1** relaciona información básica de dichos pozos.

Tabla 1. Información general de los pozos pertenecientes al Campo “A”.

Pozo	Estado Actual	Fecha de Inicio de Producción	BOPD	BWPD
P-2	Productor	23/04/2004	3	396
P-3	Productor	16/04/2009	239	1493
P-4	Productor	15/01/2005	1653	83
P-5	Productor	15/05/2005	221	55
P-6	Productor	2/06/2005	519	58
P-7ST	Productor	15/07/2005	304	65
P-8	Productor	13/08/2005	197	197
P-9	Productor	26/09/2008	299	339
P-10	Productor	29/09/2010	0	503

Fuente: CEPESA Colombia S.A. Informe Técnico Anual Bloque 2009. Bogotá. 2009, p.67 - 69; modificado por los autores.

Adicionalmente, el Campo “A” cuenta con dos pozos abandonados. Estos son el P-1 y el P-7.

1.4.3 Características del Yacimiento. En el Campo “A”, se han tomado muestras de corazones de las arenas de la Fm. Carbonera C-7 y se han analizado mediante pruebas PVT. A continuación, se presenta la **Tabla 2** que relaciona las principales propiedades de los fluidos para este Campo.

Tabla 2. Propiedades de los fluidos del Campo "A".

Item	Nombre	Símbolo	Valor	Unidad
1	Gravedad API	°API	20,9	API
2	Presión de Burbuja	Pb	64	Psig
3	Factor Volumétrico del Petróleo	Bo	1,041	RB/STB
4	Factor Volumétrico del Petróleo @Pb	Bo @Pb	1,05	RB/STB
5	Gas en Solución	Rs	7	SCF/STB
6	Densidad del Petróleo	po	55,74	lb/ft ³
7	Densidad del Petróleo @Pb	po @Pb	55,26	lb/ft ³
8	Compresibilidad del Petróleo	Co	3,74E-06	psi ⁻¹
9	Viscosidad del Petróleo	μo	12,0	cP
10	Viscosidad del Petróleo @Pb	μo @Pb	9,755	cP
11	Porcentaje de Ácido Sulfhídrico	%H2S	0	%
12	Porcentaje de Dióxido de Carbono	%CO2	0,18	%

Fuente: CORE LAB PETROLEUM SERVICES. Reservoir Fluid Study, HUPECOL LLC, P-2 well, Formation: Carbonera C-7. 23 de septiembre de 2004.

1.4.4 Curvas de Producción. En la **Tabla 3** se muestra la producción actual y acumulada del Campo "A" para el 9 de julio de 2018.

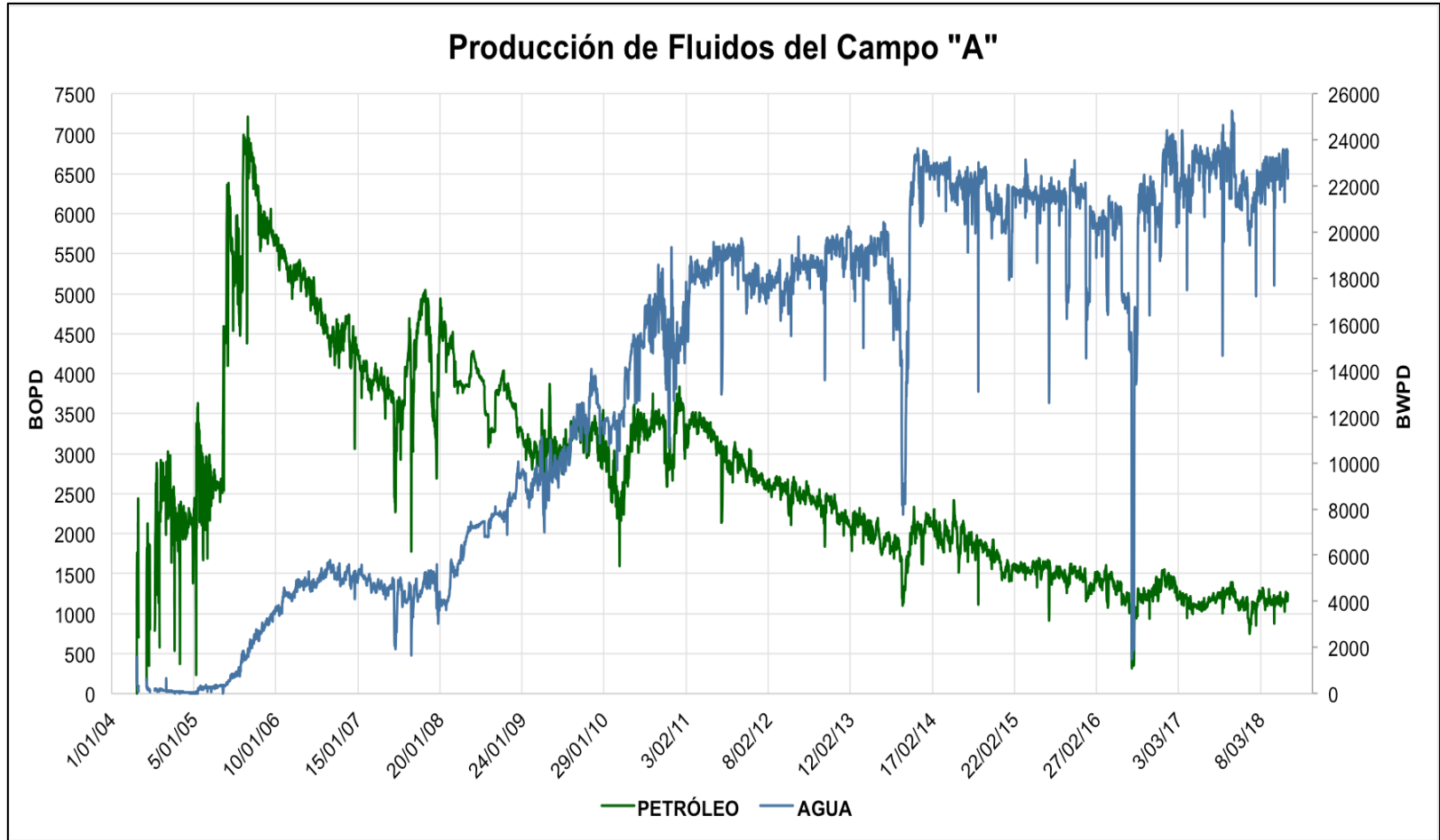
Tabla 3. Producción Actual y Acumulada del Campo "A".

	Producción Actual	Producción Acumulada
Petróleo	1.247 BOPD	14.164.022 BO
Agua	22.718 BWPD	70.681.332 BW

Fuente: CEPSA Colombia S.A. Base de Datos Campo "A".

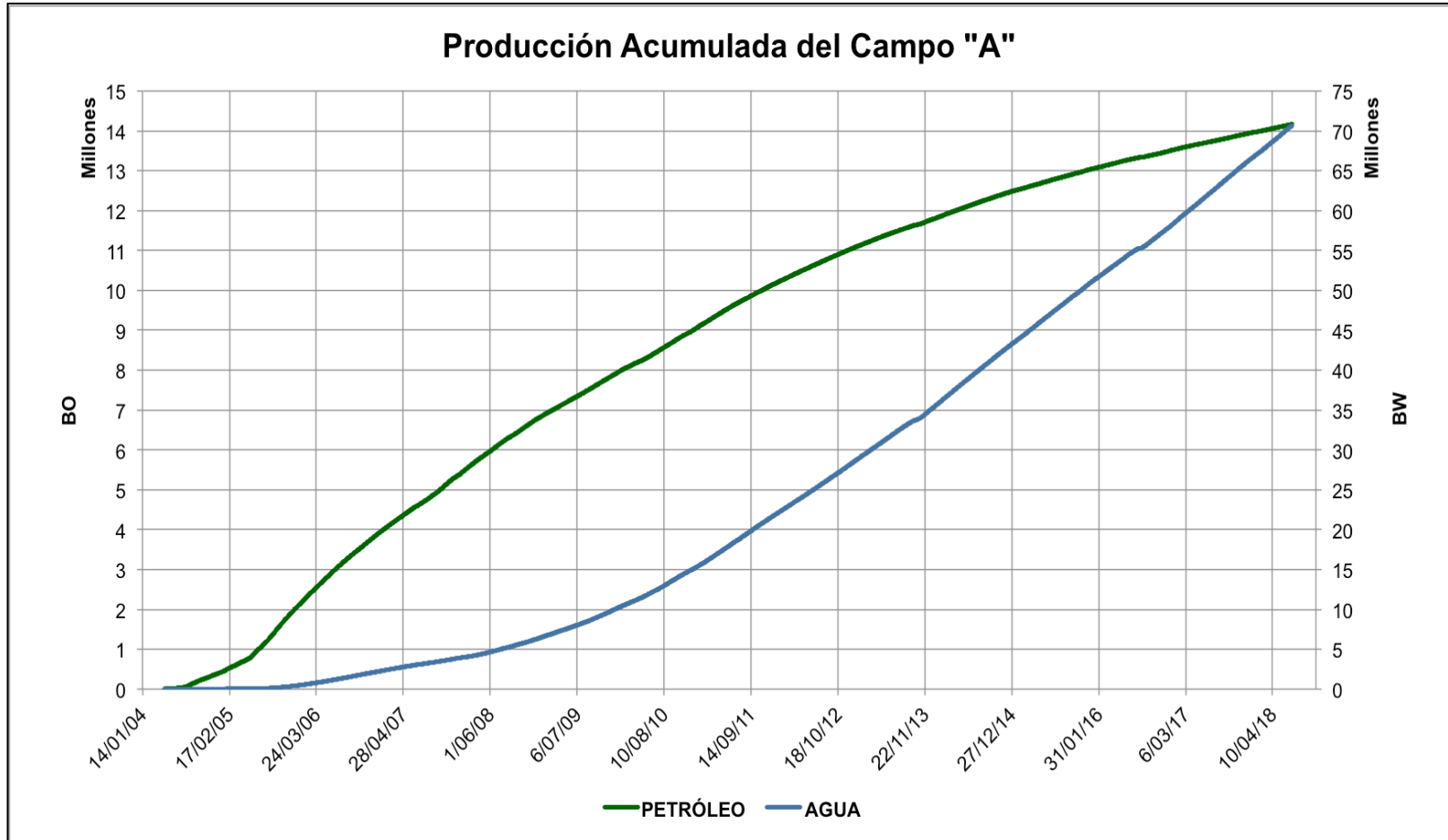
En la **Gráfica 1** se presenta el historial de producción, y en la **Gráfica 2** se presenta el historial de producción acumulado para el Campo "A".

Gráfica 1. Historial de Producción del Campo "A".



Fuente: CEPSA Colombia S.A. Base de Datos Campo "A".

Gráfica 2. Historial de Producción Acumulada del Campo "A".



Fuente: CEPSA Colombia S.A. Base de Datos Campo "A"

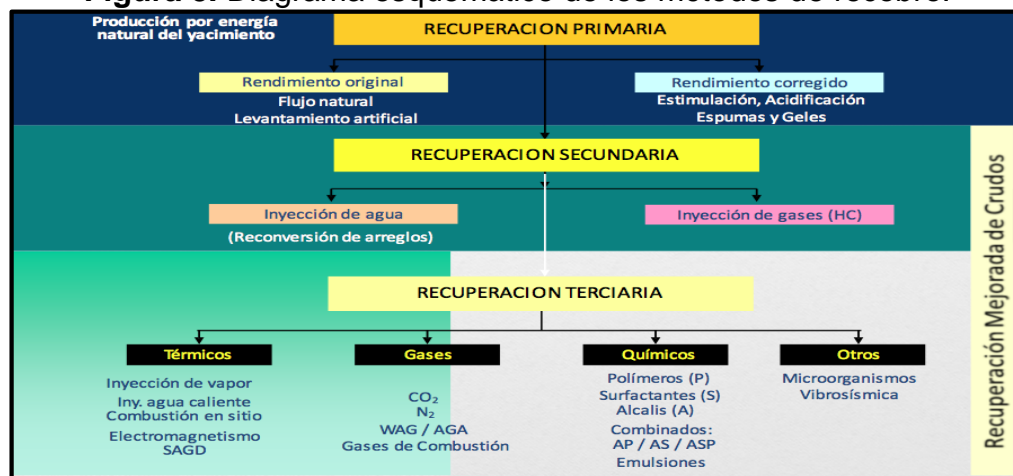
2. GENERALIDADES DE RECOBRO PRIMARIO, SECUNDARIO Y TERCIARIO

En este capítulo se va a hablar de los tipos de recobro (primario, secundario y terciario) que se utilizan en la industria petrolera para ayudar al aumento en la producción. Posterior a este, se realizará una breve descripción de las propiedades que se ven afectadas in-situ y los factores que afectan al recobro mejorado. Para finalizar, se van a mencionar algunos de los Campos en donde se han empleado diferentes inyecciones químicas los cuales, según sus propiedades, han alterado de diferentes maneras las propiedades físicas originales en el yacimiento, haciendo que la producción aumente considerablemente.

La explotación de petróleo se subdivide principalmente en tres etapas: Primaria, secundaria y terciaria. La producción inicial de un yacimiento resulta de aquellas técnicas aplicadas a crudos livianos con el fin de generar un desplazamiento ocasionado por la energía natural que existe en el yacimiento. El fluido es drenado naturalmente hacia los pozos debido a la diferencia de presión existente entre el yacimiento y el fondo del pozo, siendo esto denominado “recobro primario”, adicionalmente se decide implementar un sistema de levantamiento artificial el cual ayude a transportar el crudo de fondo a superficie. En la **Figura 3** se puede observar un diagrama esquemático de los métodos de recobro más empleados.

Cuando la presión existente se hace inadecuada, siendo insuficiente para llevar el crudo a superficie, o cuando se producen cantidades importantes de otro fluido, se decide realizar métodos de recobro mejorado, siendo estos: recobro secundario o terciario. El secundario, consta principalmente en mantener o aumentar la energía natural del yacimiento con un proceso de inyección de gas o agua con el objetivo de desplazar el crudo hacia los pozos de producción. En cuanto a la recuperación terciaria, consiste en la implementación de energía térmica o la inyección de gases/líquidos químicos los cuales van a interactuar con las propiedades originales del yacimiento con el fin de crear condiciones favorables para la recuperación de petróleo, viéndose como efecto, la disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de las fases, barrido areal entre otras.

Figura 3. Diagrama esquemático de los métodos de recobro.



Fuente: ROMERO, Adriangela. Diapositivas Introducción al Recobro Mejorado, Yacimientos III, Fundación Universidad De América, 2017.

2.1 MECANISMO DE RECOBRO PRIMARIO

En el mecanismo de recobro primario, la fuente de energía natural, fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales presentes en el yacimiento van a afectar directamente el desplazamiento del crudo a los pozos productores. Entre estos factores existen diferentes métodos en la recuperación primaria, tales como: Empuje por drenaje gravitacional (flujo natural), empuje por capa de gas, empuje por capa de agua, empuje por gas en solución y expansión roca-fluidos.

2.1.1 Empuje generado por la energía del yacimiento. Este tipo de empuje va a estar generado por los mismos fluidos o propiedades con las que va a contar el yacimiento original, no obstante, este tipo de empuje va a llegar hasta cierto límite obligando a implementar otro tipo de métodos de extracción del crudo.

2.1.1.1 Empuje por drenaje gravitacional. Este mecanismo puede ser un método de recuperación primaria en yacimientos que tengan una buena comunicación vertical entre ellos, un buen buzamiento y un yacimiento con gran espesor. Según Magdalena Parris De Ferrer en el libro inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos¹⁷, el drenaje por gravedad es un proceso lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio formalmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas.

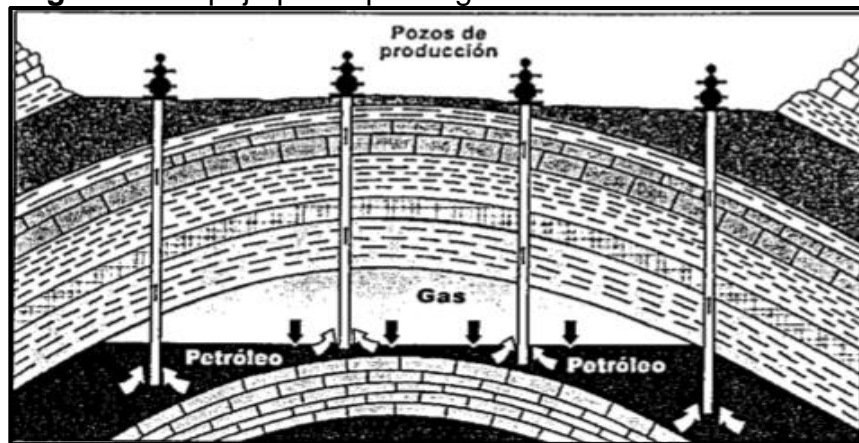
2.1.1.2 Empuje por capa de gas. Se produce cuando existe una gran cantidad de gas comprimido en el yacimiento. Este gas comienza a expandirse generando un empuje de los fluidos llevándolos a superficie, por consiguiente, el crudo va a ser

¹⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, Maracaibo. 2001. p.15

desplazado hacia los pozos productores ayudado por el drenaje gravitacional como se observa en la **Figura 4**. Esta expansión de gas va a estar limitada por la presión que va a haber en fondo y el empuje hacia los pozos va dejar de funcionar al llegar al punto de ruptura (se ve la producción del gas en superficie).

Este método no es considerado buen candidato para la intervención con agua debido a la cantidad de gas que debe de tener el yacimiento, por consiguiente, se utilizan métodos de inyección de gas para así poder mantener la presión deseada, no obstante, se puede manejar una inyección combinada (mientras exista zona de agua) con la precaución de poder controlar la dirección de flujo del crudo.

Figura 4. Empuje por capa de gas.



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

2.1.1.3 Empuje hidráulico. En este empuje el crudo va a tener un contacto directo con un acuífero activo el cual va estar situado en la parte inferior, a un costado, o en los dos sectores del yacimiento a la vez, como se puede ver en la **Figura 5**. Debido a la alta presión a la que se encuentra el yacimiento, el acuífero va a generar un desplazamiento del crudo a zonas de menor presión, siendo en este caso, los pozos de producción.

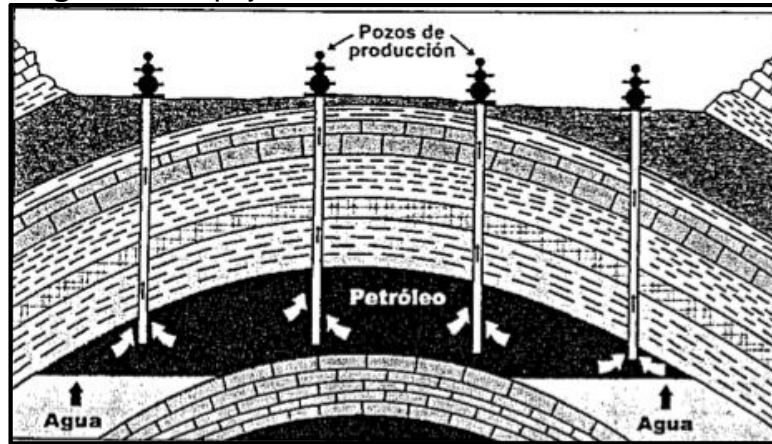
Los factores o las variables que puedan estar sujetas directamente a la eficiencia y la recuperación de crudo, van a ser, la posición estructural del acuífero, la geología y la heterogeneidad del yacimiento, sin embargo, la recuperación de crudo mediante el empuje hidráulico del yacimiento oscila entre un "30 a un 50%"¹⁸ del petróleo original in-situ.

Si este acuífero no tiene la energía suficiente o ya está a punto de provocar que el crudo no pueda llegar a superficie, se implementa una intervención de inyección

¹⁸ *Ibíd.*, p. 4

de agua en el borde del contacto agua-petróleo con el fin de reemplazar esa energía natural generando que el crudo sea empujado nuevamente a los pozos.

Figura 5. Empuje hidráulico



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

El mecanismo de empuje del Campo "A" produce diferentes niveles de la unidad C7, de fondo a tope: C7M, C73, C72, C71, C7B & C7A. Las dos primeras unidades, C7-M, son yacimientos de arenas masivas principalmente, con espesores típicos entre 20 y 40 ft de neto, con permeabilidades altas, variando entre 500 a 5000 mD, y donde el acuífero es de fondo. Las unidades superiores, C7- 3, C7-2, C7-1, C7-B y C7-A, lo forman arenas de poco espesor (<20ft de neto) con intercalaciones de arcillas y menor continuidad lateral que el C7-M. Las permeabilidades varían entre 500 a 2000 mD, y la entrada del acuífero es lateral.

La evolución del WC, el límite de presión constante observado en los PBUs, al igual que el mantenimiento de presión derivado de estas pruebas y los diferentes MDTs, confirman la presencia de un acuífero muy activo como principal mecanismo de empuje del yacimiento. En cuanto a mojabilidad, según los resultados de los ensayos de permeabilidad relativa efectuados en los corazones se trataría de un yacimiento mojable al agua.

El mecanismo de drenaje del Campo es por empuje de acuífero. La actividad del acuífero es muy grande: no se aprecian, a nivel general, grandes depletamientos por producción en el caso de las unidades C7-3 y C7-M. No obstante, en el caso de las unidades con empuje lateral se aprecian mayores depletamientos por efecto de producción.

2.1.1.4 Empuje por gas en solución. La cantidad de gas disuelto en el petróleo va a depender directamente de las propiedades de presión y temperatura iniciales a las que se encuentre el yacimiento. A medida que el crudo va fluyendo por los pozos, la presión del yacimiento comienza a disminuir provocando que el gas

disuelto en este fluido empiece a desprenderse y expandirse, empujando el crudo hacia los pozos productores. La cantidad de gas disuelto en el crudo, las características geológicas del yacimiento y las propiedades de la roca-fluidos van a afectar directamente la eficiencia de este mecanismo de empuje primario.

Es importante tener en cuenta que la energía producida va a ser demasiado limitada debido a que el gas disuelto es más móvil que el petróleo en yacimiento, lo que provoca que el gas viaje mucho más rápido a los pozos productores, siendo los recobros de este mecanismo bastante bajos.

2.1.1.5 Expansión de la roca-fluidos. Un yacimiento de petróleo crudo no va a tener una capa de gas inicial si la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbujeo, por tanto, el crudo sub-saturado es aquel que no contiene el gas necesario para saturar el crudo a la presión y temperatura del yacimiento. Este tipo de yacimiento centra la energía principalmente en la compresibilidad de la roca y de los fluidos, lo que conlleva a que la presión va a reducirse hasta alcanzar su respectiva presión de burbuja más rápido de lo normal a medida que el crudo sea extraído.

2.1.2 Sistemas de levantamiento artificial (SLA). Este tipo de sistemas se usa cuando el yacimiento no tiene la presión suficiente para subir los fluidos a superficie, por lo que se ve obligado a implementar equipos artificiales para incrementar la producción; generalmente se utilizan equipos mecánicos como lo son las bombas (PCP, BES) o por medio de la inyección de gas, cumpliendo ciertos parámetros.

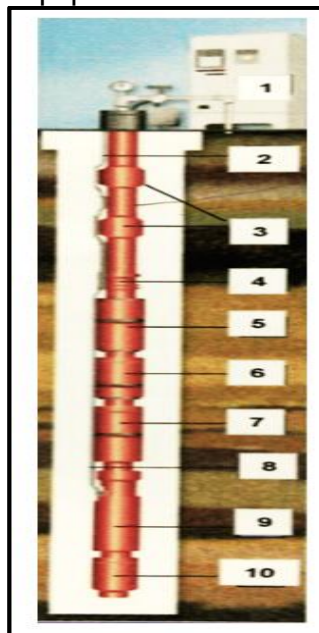
2.1.2.1 Sistemas de bombeo hidráulico. En este tipo de levantamiento se va a trabajar con dos bombas, una en superficie la cual va a estar encargada de bombear fluido motriz y la bomba de fondo que empezara a trabajar a medida que el fluido motriz es bombeado al yacimiento. El petróleo en el yacimiento va a tener un contacto directo con el fluido inyectado desde superficie provocando que estos se mezclen aumentando la presión de yacimiento. La mezcla generada en fondo va a llegar a superficie saliendo por el anular del pozo debido a este incremento de la presión en fondo.

2.1.2.2 Bombeo Electro Sumergible (BES). Este tipo de bombeo está compuesto por sellos protectores, una admisión, cable de potencia, una o varias bombas en fondo, un motor en superficie el cual va a transformar la energía eléctrica en energía cinética para así hacer girar las bombas que se encuentren en fondo con el fin de hacer subir el crudo a superficie.

En la **Figura 6** se van a observar las partes del equipo de fondo del bombeo electro sumergible donde:

1. Tablero de control/Variador de frecuencia.
2. Cable de potencia.
3. Válvula de retención y purga.
4. Cabeza de descarga
5. Bomba multi-etapas
6. Intake de la bomba
7. Sello/protector
8. Extensión plana
9. Motor
10. Base universal o sensor de fondo.

Figura 6. Partes del equipo de BES



Fuente: ESCAÑO SUAREZ, Nadin. Diapositivas Bombeo Electrosumergible. Producción 2. Fundación Universidad De América, 2017.

Todos los pozos productores del Campo "A" utilizan un sistema de levantamiento artificial BES.

2.1.2.3 Gas Lift. El principio de este levantamiento, es inyectar gas por el anular para reducir el peso de la columna hidrostática y poder disminuir la presión de retorno que a su vez va a generar un aumento en la presión de fondo provocando que la mezcla entre el fluido y el gas sea empujada a superficie.

2.1.2.4 Bombeo mecánico. Este mecanismo trabaja gracias a la succión del fluido de fondo generado por el movimiento recíproco apropiado. Consta de dos puntos en los que la válvula fija y la válvula viajera va a abrirse y cerrarse en determinado momento llevando el fluido a superficie.

2.1.2.5 Plunger lift. Según Pablo Bizzoto, Luciana De Marzio, y Rodrigo Daelle¹⁹, este sistema de producción es un método cíclico o intermitente que utiliza la energía propia del reservorio para producir los líquidos acumulados mediante un pistón que actúa como una interfase sólida entre el slug de líquido y gas de levantamiento. Consta de un pistón viajero alojado en el bolsillo superior, apenas el yacimiento deja de producir, el pistón cierra para que el reservorio recupere energía.

2.1.2.6 Bombeo mediante cavidades progresivas. Tiene como funcionamiento un tornillo sin fin el cual está conectado a varillas/poleas y estas a un motor. El motor suministra la energía para que las varillas comiencen a girar llevando el crudo a superficie.

2.2 MECANISMO DE RECOBRO SECUNDARIO

Este mecanismo es comúnmente usado después de que la energía natural del yacimiento comienza a disminuir provocando que los fluidos no lleguen a superficie. El proceso consta en inyectar un fluido externo, ya sea agua o gas, con el propósito de mantener la presión/energía del yacimiento y/o desplazar los hidrocarburos de los pozos inyectores a los productores, en consecuencia, aumentar el recobro como se puede ver en la **Figura 7**.

Va a constar de 3 etapas:

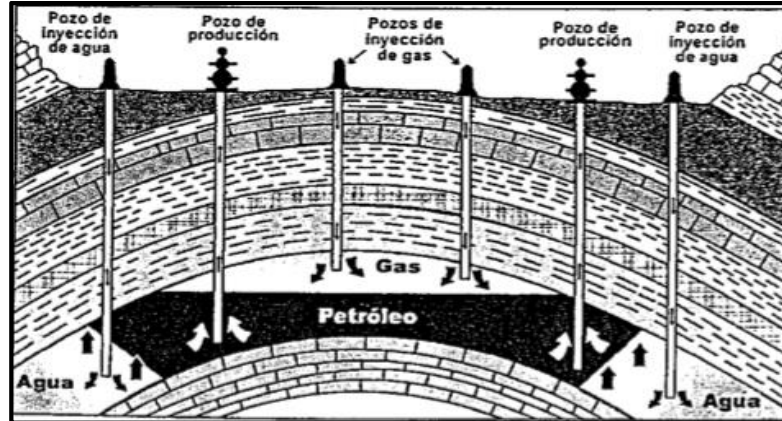
- Periodo inicial: Trata del momento en el que se comienza a inyectar el fluido al yacimiento.
- Periodo de inclinación: Es el momento en donde la producción del crudo se comienza a ver reflejado en superficie.
- Periodo de declinación: Disminución de la producción de petróleo provocado por el corte de agua/gas. Se comienza a ver en los pozos productores el agua/gas que se está inyectando al yacimiento, y este se define como punto de ruptura.

Posterior a este recobro, existen procesos de recuperación mejorada las cuales van a estar limitadas por los altos costos de su implementación, ocasionando que

¹⁹ BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DAELLE FIORE, Rodrigo, Aplicación de los diferentes tipos de plunger lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy, 2001, p. 6.

la recuperación secundaria sea uno de los métodos convencionales más utilizados para la extracción de crudo.

Figura 7. Inyección de agua y de gas al tiempo



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

2.2.1 Inyección de agua. A lo largo de la historia se ha decidido implementar la inyección de agua, siendo esta una de las más usadas, debido a que el agua es un fluido de fácil manejo con respecto a los demás y la eficiencia de barrido es bastante buena; por consiguiente, va a facilitar la creación del diseño de inyección de fluidos, la estimación de las reservas a considerar y la predicción del comportamiento de los pozos.

2.2.1.1 Tipo de inyección. La inyección de agua va a depender de la posición en donde se decidan colocar los pozos inyectoros a lo largo del Campo, ayudando a generar una mayor producción de crudo. Se va a generar de dos formas.

- **Inyección periférica o externa.** Este proceso se caracteriza principalmente por la inyección de agua en el acuífero, el cual tiene un contacto agua-petróleo sin tener un empalme con la zona de crudo. El método va a generar un empuje y un barrido del crudo hacia los pozos productores generado por el agua. Como ventajas, se tiene que:

- Esta inyección es utilizada cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento.
- No se necesita la perforación de pozos nuevos, ya que se pueden modificar los pozos productores viejos volviéndolos inyectoros.
- Se tiene una alta recuperación de aceite con poca producción de agua.

Pero se tiene que tener en cuenta que la producción del crudo en superficie va a ser demasiado lenta y en ocasiones esta inyección puede fallar debido a la falta de

información entre la comunicación de la zona periférica y el centro de la zona de crudo.

- **Inyección en arreglos.** A diferencia de la inyección periférica o externa, en este proceso se va a inyectar el agua directamente a la zona de crudo. Los pozos inyectoros van a estar formados por un arreglo geométrico el cual va a generar un barrido uniforme del crudo hacia los pozos de producción. Como ventajas:

- Gran eficiencia de desplazamiento.
- Respuesta rápida en superficie.
- Se utiliza en yacimientos con poco buzamiento.
- Fácil control de la inyección de agua y del frente de invasión.

Pero se van a tener ciertas desventajas, como por ejemplo: mayor inversión económica con respecto a la inyección periférica o externa debido a la creación de pozos y la demanda de un mayor seguimiento y control creado por los riesgos operacionales.

2.2.2 Inyección de gas. El gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación de petróleo, disminuir la tasa de producción del crudo y poder conservar el gas que se utilizará para la venta. Este gas es una mezcla de hidrocarburos lo que genera en ocasiones problemas como la corrosión/oxidación de tuberías y riesgos de explosiones.

2.2.2.1 Tipo de inyección. La inyección de gas generalmente se hace mediante dos procesos los cuales son bastante parecidos a la inyección de agua. Inyección de gas interna y externa.

- **Inyección de gas externa.** En este proceso el gas es inyectado en la parte superior del yacimiento en donde se encuentra ubicado el casquete de gas, para así poder desplazar el petróleo a los pozos de producción. Es importante tener en cuenta que esta inyección se lleva a cabo en yacimientos donde se evidencia segregación debido a la influencia de las fuerzas gravitacionales sobre este proceso.

La inyección de gas externa se caracteriza principalmente por ser usada en yacimientos con altas permeabilidades y que contenga deformidades geológicas con el fin de que el gas pueda desplazar el crudo. Como ventaja, se tiene que el barrido y el uso de las fuerzas gravitacionales sean más eficientes que en la “inyección de gas interna”, no obstante, se tiene que controlar la permeabilidad vertical del yacimiento para que este proceso funcione adecuadamente, teniendo en cuenta la geología del yacimiento.

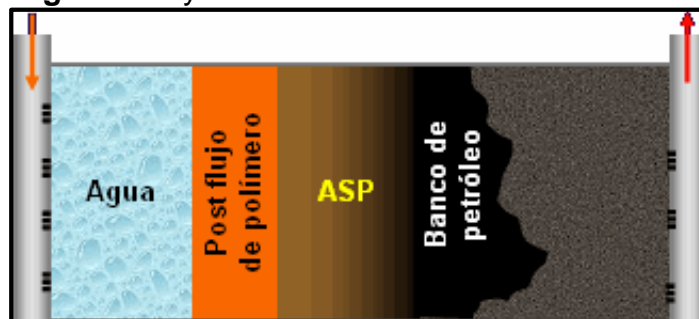
- **Inyección de gas interna.** El gas en este método es inyectado dentro de la zona de petróleo. Se utiliza generalmente en yacimientos en donde se evidencia un empuje por capa de gas, donde no hay capa de gas inicial y donde no se pueda desarrollar una capa de gas secundaria. Se tiene que tener en cuenta que el gas inyectado va a llegar a los pozos productores en poco tiempo y que para que funcione adecuadamente el yacimiento tiene que ser homogéneo. Se tienen que manejar varios puntos de inyección debidamente arreglados y que la permeabilidad efectiva del gas sea baja.

2.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA

La recuperación terciaria, también conocida como técnicas de recobro mejorado, consiste en la inyección de gases, químicos líquidos o uso de la energía térmica, con el fin de que estos interactúen con el sistema roca-fluidos creando condiciones favorables para la recuperación del petróleo, modificando factores, como por ejemplo: la reducción en la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad, el comportamiento favorable de las fases, entre otros.

2.3.1 Inyección química. En este proceso de inyección, se utilizan materiales los cuales no se encuentran en el yacimiento con el fin de generar un mayor recobro modificando algunas de las propiedades de fondo o, en su debido caso, en la inyección. Entre estos se encuentra la inyección de polímeros, surfactantes, alcalinos, emulsiones y combinaciones ellos, como por ejemplo: AP (álcali-polímero), AS (álcali-surfactante), ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) como se puede ver en la **Figura 8**, entre otros.

Figura 8. Inyección de ASP.



Fuente: PDVSA-CIED, 1998.

2.3.1.1 Inyección con polímeros. Un polímero es un compuesto el cual está formado por cadenas largas de moléculas del mismo tipo. Este tipo de inyección es una modificación de la inyección de agua normal; se le adiciona un tapón de polímero (con alto peso molecular) al agua que se le inyecta al yacimiento, generando un incremento en la viscosidad del agua, volviendo más eficiente el desplazamiento y el barrido de crudos pesados.

2.3.1.2 Inyección con surfactantes. Son componentes orgánicos los cuales ayudan a reducir la tensión interfacial entre dos líquidos, la manera más sencilla de verlo es como un detergente. Los surfactantes inyectados deben cumplir con la función de disminuir la tensión interfacial entre el agua y el crudo, provocando que el crudo sea movilizado junto al agua hasta superficie.

2.3.1.3 Inyección alcalina. El álcali es un componente que neutraliza la acidez, reduciéndola del suelo o los lagos, tiene un control del pH. Esta inyección emplea un proceso de emulcificación in situ, se genera mediante la adición de ciertas sustancias químicas las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos presentes en el yacimiento.

2.3.1.4 Inyección de combinaciones. Los tipos de recobro EOR incluyen combinaciones entre los químicos mencionados anteriormente. Entre estos se encuentran diferentes tipos de inyección en donde cada uno de los componentes cumple su respectiva función:

- Inyección AP
- Inyección AS
- Inyección SP
- Inyección ASP

2.3.2 Métodos térmicos. Este tipo de métodos se caracterizan por implementar aire, agua o vapor caliente con el fin de transferir la energía calorífica de superficie al yacimiento, provocando que la temperatura del crudo aumente considerablemente, generando una reducción en la viscosidad y se evapore el líquido contribuyendo a la movilidad del crudo a los pozos de producción.

2.3.2.1 Inyección agua caliente. Este proceso consiste en inyectar agua caliente y agua fría de manera alterna con el fin de generar un aumento en la recuperación de petróleo debido a la reducción de su viscosidad.

2.3.2.2 Inyección continua de vapor. Es uno de los métodos térmicos con mayor factor de recobro del crudo. Su principio, es bastante parecido al de inyección de agua continua, consiste en suministrar agua condensada dentro del yacimiento generando una nube que va a empujar lentamente el crudo a los pozos de producción.

2.3.2.3 Inyección alternada de vapor. Este método consiste principalmente en tres etapas, en la primera parte se va a inyectar el gas por cierto periodo de tiempo; en la segunda, el pozo se va a cerrar por unos días en fase de remojo con el fin de transferir el calor al yacimiento distribuyéndose uniformemente, y para culminar, el pozo se va a abrir generando una alza en la producción.

2.3.2.4 Combustión in-situ. Según Carlos Andrés Espinosa y Kelly Johanna Torres²⁰, Es un proceso que utiliza una fracción del petróleo (10 por ciento aproximadamente en el pozo) como combustible, con el fin de cargar y desplazar los hidrocarburos en el yacimiento de petróleo pesado. Al llegar a un umbral de temperatura, el oxígeno en el aire inyectado reacciona con el aceite en el lugar y genera calor, una fracción de aceite ligero, así como de vapor y otros productos de reacción gaseosos, principalmente CO₂, ayudan a impulsar el aceite mejorado (fracción más ligera) hacia los pozos de producción.

2.3.3 Desplazamiento miscibles. Este tipo de desplazamiento consta en inyectar gases miscibles al yacimiento, provocando una disminución en la tensión interfacial entre el agua y el petróleo lo que genera un mayor desplazamiento del crudo hacia los pozos de producción, por otro lado, ayuda a mantener estable la presión del yacimiento. Entre los procesos, se tiene la inyección de tapones miscibles, procesos con gas enriquecido, inyección usando solventes, alcohol, dióxido de carbono o nitrógeno, entre otros.

2.3.3.1 Inyección de CO₂. La inyección de CO₂ es uno de los métodos de desplazamientos miscibles más utilizados en la industria, debido a que esta inyección genera un aumento en la producción gracias a la reducción de viscosidad del petróleo generada por el contacto entre el crudo y el dióxido de carbono, siendo este menos costoso que otros gases.

2.3.3.2 Inyección de N₂. Es importante tener en cuenta que la miscibilidad de la inyección de nitrógeno se puede alcanzar en yacimientos bastante profundos (altas presiones) y con crudos ligeros. Por otro lado, la inyección de nitrógeno que se encuentre por debajo de MMP va a generar un incremento en la presión debido a la hinchazón del crudo, la vaporización y la reducción de la viscosidad. Mientras que, al estar por encima de la MMP, lo que va a generar la inyección es un drenaje de vaporización miscible.

2.3.3.3 Inyección de alcohol. Esta inyección es de uso limitado debido a que inicialmente es miscible con el agua y el crudo connato, sin tener en cuenta los altos costos de la implementación. Al tener un contacto directo entre el alcohol y la mezcla va a generar que se diluya por debajo de los niveles necesarios para así aumentar la miscibilidad.

2.3.3.4 Inyección usando solventes. Este método consiste en inyectar productos como lo son: gases naturales, de combustión, naturales licuados, condensados de petróleo, alcoholes orgánicos, entre otros con el objetivo de mejorar la extracción de crudo, solubilización, condensación, vaporización del crudo.

²⁰ ESPINOSA, Carlos Andres. TORRES, Kelly Johanna, Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados, Universidad de San Buenaventura, Cartagena, 2015. p. 8.

2.3.3.5 Gases enriquecidos. Este proceso de acuerdo a Astro Data²¹, consiste en inyectar un tapón de metano enriquecido con etano, propano y butano, el cual se empuja por un gas pobre y por agua. Cuando el gas inyectado se mueve en la formación, los componentes enriquecidos se extraen por el gas inyectado y se absorben por el petróleo.

2.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LOS MECANISMOS DE RECUPERACIÓN

A lo largo de los procesos de recobro primario y recobro mejorado (secundario y terciario) se van a tener factores los cuales se tienen que considerar para decidir cuál es el mejor camino a seguir, debido a que estos van a afectar directamente la eficiencia de producción de crudo.

2.4.1. Geometría de yacimiento. Definir la geometría del yacimiento es uno de los pasos principales para así poder definir el tipo de inyección que se necesite implementar o, en su debido caso, dejarlo trabajar con su propia energía. La estructura y la estratigrafía controlarán la localización de los pozos que se necesiten crear y a su vez, podrán dar a conocer propiedades las cuales decidirán si inyectar agua, gases, químicos, entre otros.

Es importante realizar los análisis de la geometría del yacimiento actual y de los comportamientos que han ocurrido hasta hoy en día, con el fin de dar a conocer si existen problemas estructurales que hagan poco agradable iniciar un proceso de inyección.

2.4.2. Fuerzas capilares. Estas se definen como: humectabilidad, tensión superficial e interfacial y presión capilar.

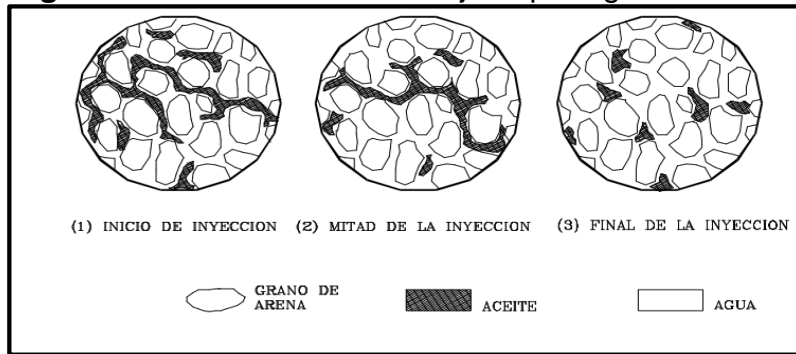
2.4.2.1. Humectabilidad. La humectabilidad o mojabilidad es el factor más importante que controla el flujo, distribución y localización de los fluidos de yacimiento. Afecta la permeabilidad relativa y las permeabilidades relativas presentes en el yacimiento. Es la tendencia que tiene un fluido a mojar la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. La fase mojante puede ser agua, como se muestra en la **Figura 9** o de petróleo, como se muestra en la **Figura 10**. Esta fase tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral. Existen diferentes clases de mojabilidad, como por ejemplo:

- Mojabilidad uniforme: uno de los fluidos moja toda la roca.
- Mojabilidad fraccional: parte de la roca es mojada por agua y otra parte por aceite

²¹ ASTRO DATA S.A. Desplazamiento miscible. Junio 22, 2009. Maracaibo. Venezuela. p. 5.

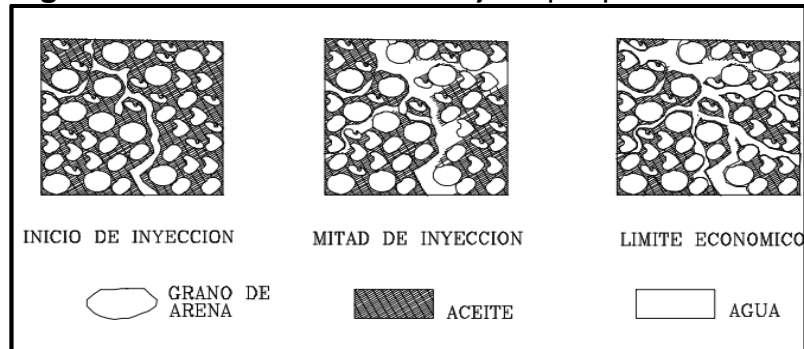
- **Mojabilidad mixta:** es un tipo de mojabilidad fraccional donde las superficies mojadas por aceite forman canales o caminos continuos a través de la roca.
- **Mojabilidad neutra:** cuando la roca no muestra preferencia ni por el agua ni por el aceite.

Figura 9. Roca fuertemente mojada por agua.



Fuente: ROMERO, Adriangela. Diapositivas Introducción al Recobro Mejorado. Yacimientos III. Fundación Universidad De América, 2017.

Figura 10. Roca fuertemente mojada por petróleo.



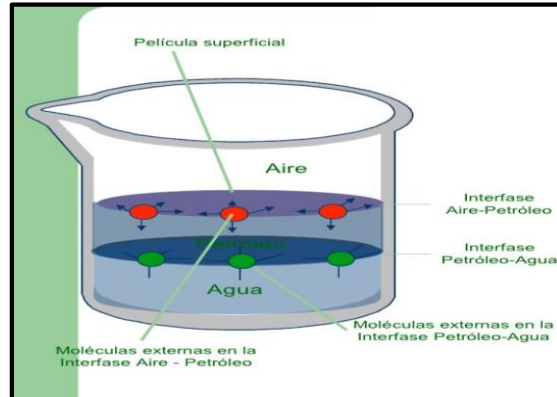
Fuente: ROMERO, Adriangela. Diapositivas Introducción al Recobro Mejorado. Yacimientos III. Fundación Universidad De América, 2017.

2.4.2.2. Tensión superficial e interfacial. La tensión superficial es la región en donde se encuentra el límite (contacto) entre dos fases, en donde existirá un desbalance de fuerzas moleculares. Este esfuerzo va a dar como resultado la tendencia a reducir el área de contacto.

Las fuerzas de atracción dan una resultante dirigida hacia el interior del líquido, esto hace que la superficie del fluido tenga cierta rigidez, lo que se conoce como tensión superficial.

Mientras que la tensión interfacial es la fuerza que actúa en el plano de superficie por unidad de longitud, donde la superficie o plano es ocasionada por el contacto entre dos fluidos inmiscibles como se puede ver en la **Figura 11**.

Figura 11. Ejemplo tensión superficial e interfacial.



Fuente: MONTILLA, Ninfa. Diapositivas Estudio de Geología de Yacimientos. 2010.

2.4.2.3. Presión capilar. Es la diferencia de presiones que existe entre dos fluidos inmiscibles a través de la interface curva en equilibrio. Es importante tener en cuenta que los datos de presión capilar son necesarios para describir el comportamiento de la inyección de agua y modelos de predicción, van a influir en el movimiento del frente de inyección y en el factor de recobro, necesario para determinar la saturación de agua irreducible, va a proveer una indicación de la distribución del tamaño de poro en el yacimiento y junto a las fuerzas gravitacionales, controlan la distribución vertical de fluidos en el yacimiento.

2.4.3. Fuerzas viscosas. Según Magdalena Paris de Ferrer²², las fuerzas viscosas se reflejan en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de un fluido a través de un medio poroso. Una de las aproximaciones más simples para calcular dichas fuerzas considera que el medio poroso está formado por un conjunto de tubos capilares paralelos. Con esta suposición, la caída de presión para flujo laminar a través de un solo tubo vendrá dada por la ley de Poiseuille, aunque también se puede expresar en términos de la ley de Darcy.

2.4.4. Saturación de agua connata. La saturación de agua connata (S_{wc}) es el agua original inmóvil en el yacimiento a la hora de su descubrimiento. Se reconoce que esta agua es connata cuando sale a superficie, debido a que al inyectar fluidos, la primera agua que se produce tiene una composición diferente a la que

²² PARIS DE FERRER, Magdalena. Op., Cit., p. 44.

se inyecta. Es importante tener en cuenta que a mayor área superficial y menor tamaño de partículas va a haber más S_{wc} .

2.4.5. Heterogeneidad de yacimiento. Se tiene que tener en cuenta que las características geológicas de las rocas que conforman el yacimiento pueden variar tanto vertical como horizontalmente, cambiando las propiedades a lo largo de todo este. Estas variaciones pueden ocurrir en intervalos bastante cortos como en intervalos de gran longitud.

Un yacimiento es heterogéneo cuando las propiedades de la roca son iguales en todo lo largo y ancho del reservorio. Se realiza un estudio de cualquier zona del yacimiento y esta debe coincidir con las propiedades de otra ubicación dentro del yacimiento a estudiar.

2.4.6. Petróleo residual. Esto se define como el petróleo que queda en algunas zonas del yacimiento después de hacer un proceso de inyección el cual genere desplazamiento y barrido del crudo. Va a depender principalmente de la mojabilidad de la roca y del tipo de fluido que se inyecta.

2.4.7. Movilidad. Se denomina como la facilidad que tiene un fluido a desplazarse a lo largo y ancho del yacimiento. Va a ser igual a la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del fluido.

2.4.8. Razón de movilidad. La razón de movilidad denominada como "M" va a hacerse referencia a la razón entre la movilidad de la fase que va a generar el desplazamiento o barrido, ya sea agua o gas, y la movilidad de la fase que se quiere desplazar, petróleo. Esta es una de las características más importantes a tomar en cuenta al momento de hacer la inyección de los fluidos ya que se va a ver afectada la permeabilidad efectiva y la viscosidad de los fluidos que van a generar el barrido y el fluido que se va a desplazar.

2.4.9. Arreglo de pozos. La mayoría de los pozos viejos han utilizado pozos inyectora sin ningún tipo de arreglo, lo que conlleva, a que la recuperación no sea la deseada. A medida que se va comprendiendo el yacimiento y sus limitaciones se ha decidido implementar arreglos regulares donde los pozos inyectora y productores forman figuras geométricas conocidas con el fin de generar un barrido más eficiente y poder atacar la zona de crudo de diferentes sectores uniformemente.

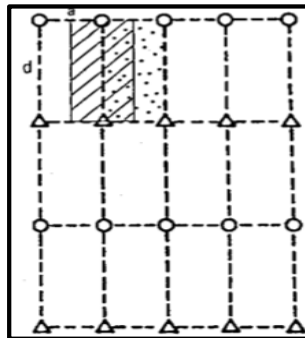
Para poder determinar que arreglo es el más adecuado se tienen que tomar en cuenta diferentes factores como, por ejemplo: la permeabilidad del yacimiento, viscosidad de los fluidos, razón de movilidad, la distancia entre los pozos inyectora y productores, la estructura (limitaciones) del yacimiento y las características geológicas.

Van a existir diferentes parámetros y formulas las cuales van a definir qué tipo de arreglo usar:

- La relación que existe entre la distancia de los pozos de diferentes tipos (inyectores-productores) y la distancia de pozos del mismo tipo (inyector-inyector o productor-productor)
- La relación de pozos inyectores a pozos productores, es la división entre el número de pozos inyectores a los que afecta un pozo productor, entre el número de pozos productores que se ve afectado por un inyector.

2.4.9.1. Línea directa. El empuje de línea directa va a tener una relación de pozos inyectores a pozos productores igual a uno, lo que explica que un pozo inyector va a afectar directamente a un pozo productor. En la **Figura 12** se puede observar un arreglo de línea recta.

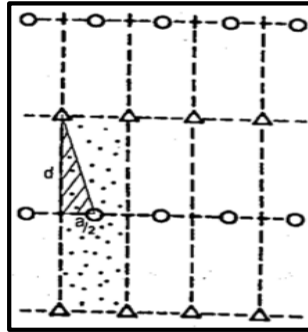
Figura 12. Arreglo de línea directa.



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

2.4.9.2. Línea alterna. Este tipo de arreglo es una modificación del arreglo de línea directa, formando un rectángulo con inyectores en los vértices y productores en los centros. Este arreglo va a tener una relación de pozos inyectores a pozos productores igual a uno, como se puede ver en la **Figura 13**.

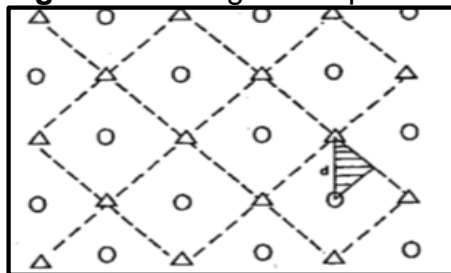
Figura 13. Arreglo de línea alterna.



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

2.4.9.3. Arreglo 5 pozos. En este tipo de arreglo se forma una figura geométrica cuadrada donde los inyectores están en las esquinas de este y el pozo productor en todo el centro del cuadrado, como se puede ver en la **Figura 14**. Este modelo proporciona una buena eficiencia de barrido, además de ser un arreglo el cual permite generar otro tipo de figuras geométricas con solo reorientar o implementar nuevos pozos inyectores.

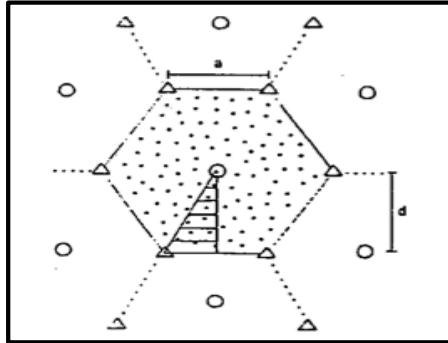
Figura 14. Arreglo de 5 pozos.



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

2.4.9.4. Arreglo 7 pozos. La figura geométrica que forma este tipo de arreglo es un triángulo equilátero como se observa en la **Figura 15**, en este caso la relación de pozos inyectores a pozos productores va a ser igual a 2 debido a que van a existir dos pozos inyectores los cuales van a afectar directamente a un pozo productor. Se utiliza este arreglo cuando la inyectividad del fluido de los pozos es demasiado baja, lo que provocara que sea muy poco usado.

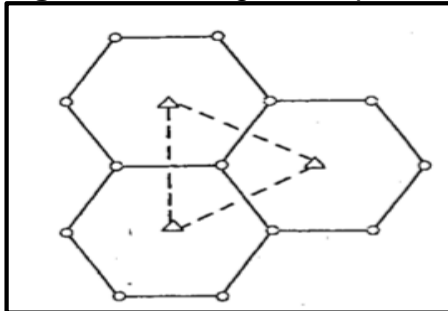
Figura 15. Arreglo de 7 pozos.



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

2.4.9.5. Arreglo 4 pozos. Este tipo de arreglo va a formar un triángulo equilátero el cual va a contar con pozos inyectores en cada esquina y un pozo productor en todo el centro como se puede ver en la **Figura 16**. Este arreglo también es conocido como arreglo triangular o 7 pozos invertidos, esto hace referencia a un arreglo de forma hexagonal en donde va a haber un pozo inyector en todo el centro y productores en cada esquina del hexágono.

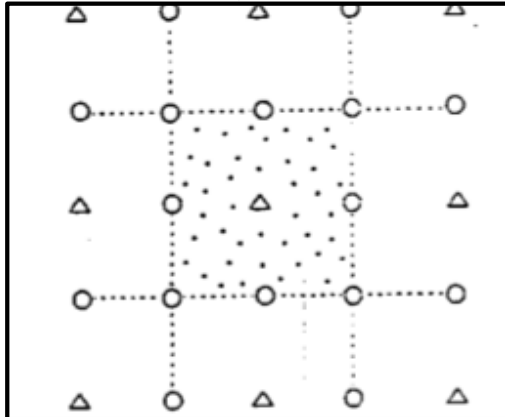
Figura 16. Arreglo de 4 pozos.



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

2.4.9.6. Arreglo 9 pozos. Este arreglo de pozos se puede hacer mediante la modificación del arreglo de 5 pozos, con la implementación de nuevos pozos inyectores en los vértices del arreglo de 5 pozos creando el arreglo de 9 pozos como se puede ver en la **Figura 17**. Su figura geométrica es un cuadrado en el que se observaran pozos inyectores en los vértices y las esquinas de este con el pozo productor en el centro.

Figura 17. Arreglo de 9 pozos.



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

2.5 APLICACIÓN RECUPERACIÓN TERCIARIA DE MÉTODOS QUÍMICOS

En esta parte del capítulo, se muestran ejemplos de la inyección química ASP alrededor del mundo, obteniendo en ellos, un aumento significativo de la producción de petróleo.

2.5.1. Campo Gundon, China. El Campo Gundon se encuentra ubicado en el área de Yellow River, al noroeste de Shandong provincia de China, siendo este Campo descubierto en el año 1984. El área donde se realizó el piloto se encuentra en el bloque 7, cerca al centro del Campo.

Este Campo tiene un yacimiento el cual está formado por depósitos de areniscas, y se caracteriza por ser un yacimiento altamente heterogéneo con un petróleo de muy alta viscosidad. Utiliza como método de recuperación secundaria la inyección de agua generando un recobro ineficiente para a empresa, lo que lleva a la implementación de un método que ayude al incremento de la producción de crudo.

La inyección de ASP es un método de EOR que ha sido estudiado desde el año 1980. Este método genera que el álcali con los ácidos orgánicos del yacimiento, el surfactante disminuye la tensión interfacial generando un mejor barrido y el polímero provoca la disminución de la viscosidad entre el agua y el petróleo (en el capítulo tres se hablaran de los químicos utilizados en la industria) la disminución de la tensión interfacial y la viscosidad, ayuda a incrementar la eficiencia del barrido generando mejor recuperación del crudo.

Basados en los estudios de laboratorio en la implementación de ASP en el Campo Gudong, se decide hacer un piloto que inyecte esta combinación de químicos en agosto del año 1992 finalizando en el año 1994. Este piloto obtuvo como resultado un aumento en la producción de crudo de 13.4% OOIP, mostrando que el uso de

la inyección de ASP en yacimientos altamente heterogéneos y crudos pesados es bueno.

2.5.2. Campo Pelikan Lake, Canadá. De acuerdo con la información del artículo de AIHE, PGE petróleo y gas²³, Pelikan Lake es un Campo localizado a 250km de Edmonton al norte de Canadá, siendo este un yacimiento formado por areniscas con presencia de un acuífero activo en la zona más baja. El yacimiento está compuesto de arenas no consolidadas que consisten principalmente de cuarzo y sílice, con un tamaño de granos gruesos en la parte superior y granos muy finos y lutitas en la base del yacimiento. Pelikan Lake cuenta con unas porosidades entre 28 y 32% y la permeabilidad varía entre 300 y 3000cp.

El empuje por gas en solución fue el mecanismo de recuperación primaria en el Campo Pelikan Lake, viendo como resultado un poco producción del crudo, debido a que el gas disuelto en el yacimiento era muy poco generando un agotamiento de la energía rápidamente lo que conllevó a una producción menor de 30BOPD. Después de ver un decline en la producción se decidió implementar inyección de vapor e inyección de aire sin mucho éxito, al ver esto, se acordó en perforar 200 pozos lo que aumentó la producción diaria a 1260 BPD. Ya como última opción se desarrolló la perforación de pozos horizontales con el fin de aumentar el área de contacto entre el crudo y los pozos de producción viendo una mejoría en la producción a comparación de los pozos verticales.

Según el artículo PGE petróleo y gas²⁴, se analizaron procesos químicos y térmicos como recuperación terciaria, dando como resultado que la inyección térmica no es apta para este Campo debido a que el espesor de la formación es muy pequeño. Por otro lado, se realizó un piloto en el que se evidencia el uso de polímeros, el cual consiste en hacer tres pozos horizontales de 1250 metros de largo, uno de ellos es el pozo inyector entre dos pozos productores similares, separados a 150 metros. El primer piloto realizado en el año 1997 no fue exitoso, pero las lecciones de la falla permitieron lograr un segundo piloto exitoso en el año 2006, dando como resultado a la inyección de polímeros, un incremento en la producción de crudo de 43 a 700 BOPD manteniéndose así por 6 años hasta la fecha con un corte de agua generalmente menor del 60%.

2.5.3. Campo Casabe. Según la información suministrada por el artículo de ACIPET, Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe²⁵, Casabe es un campo ubicado en el Valle Medio del Río Magdalena en el departamento de Antioquia, Colombia. El campo fue

²³ AIHE. PGE Petróleo y Gas. 9na edición. Quito, Ecuador. 2016. p. 35.

²⁴ *Ibíd.* p. 36.

²⁵ ACOSTA, T. ROJAS, D. ZAPATA, J. CALDERA, G. JIMENEZ, R. MANRRIQUE, G. GHENEIM, T. AZACOT, A. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe, ACIPET, Bogotá DC, 2017. p.4

descubierto en 1941 con el pozo CSBE-1, convirtiéndolo en un campo maduro de la compañía Shell de Colombia, sin embargo, su explotación comercial se inició en junio de 1945, logrando su desarrollo completo en 1958 después de haber perforado 448 pozos, de los cuales 10 resultaron secos. La máxima tasa de producción se alcanzó en 1954 con 46000 BOPD. Los estimados oficiales de aceite original en sitio son de 1700 MMbbls, pero el estudio realizado en el año 2008, luego de la interpretación sísmica arrojó un volumen inicial de aceite de 1780 MMbbls.

De acuerdo con la información del artículo de ACIPET²⁶, en el año 1979, la empresa Ecopetrol S.A inició la intervención con un método de recobro secundaria, el cual consiste en realizar la inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo utilizando patrones de cinco pozos. Posteriormente en el año 2004 se firma la Alianza Tecnológica Casabe entre Ecopetrol S.A y Schlumberger con el objetivo de incrementar la producción del campo mediante la implementación de nuevas tecnologías. Dentro del marco de esta alianza tecnológica se ha logrado incrementar la producción desde 5000 BOPD hasta 20218 BOPD e incrementar la inyección de agua de 25000 BOPD hasta 131000 BOPD.

El campo casabe va a contar con características principales, como por ejemplo: la alta relación de movilidad, alta producción de arena, la inestabilidad en la presiones de inyección en arenas, alta incidencia de canalización y producción de influjos en pozos productores, variación de propiedades petrofísicas, el yacimiento está compuesto por 3 formaciones (Colorado, Mugrosa y la Paz), entre otro.

El proceso de recuperación mediante la inyección de polímeros se desarrolla en el Bloque 6 en las arenas A2/A2i pertenecientes a las Formación Colorado, en donde se venía inyectando agua continua desde el año 1979. Este proceso de recuperación está ayudando a corregir los problemas típicos de la inyección de agua en el campo como lo son los problemas de infectividad, digitación viscosa, canalización y dificultades de desplazamiento generadas por fuerzas capilares propias de este método, obteniéndose como resultado mejor barrido de aceite y por ende un mayor factor de recuperación.

Actualmente, según con la información del artículo de ACIPET²⁷, se realiza la inyección de agua mejorada con polímero en cuatro pozos inyectoros existentes, generando la construcción de las facilidades requeridas para la mezcla e inyección de polímeros en los pozos inyectoros, así como las adecuaciones necesarias para cumplir con los objetivos del piloto. Por otro lado, se viene ejecutando un plan intensivo de monitoreo integral que ha permitido evaluar la eficiencia y los resultados del proyecto mostrando como resultado un aumento en la producción

²⁶ Ibíd. p. 5.

²⁷ Ibíd. p. 6.

acumulada de petróleo de 120 Mbarriles de petróleo en un periodo de dos años, siendo esto, un 43% por encima del plan inicial.

2.5.4. Campo Rio Ariari, Meta. Según González Laureano y Padrón Araño en el artículo de Simulación y Optimización de una prueba piloto de inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada en un yacimiento de crudo extrapesado con acuífero activo²⁸, el bloque Rio Ariari está ubicado en los llanos orientales de Colombia con un área de 124.000. La formación productora es la Formación Mirador en sus miembros Superior e Inferior. Esta formación se consta por arenas limpias y con buenas propiedades petrofísicas, como lo son: porosidad entre el 27 y 32%, permeabilidad entre el 1.5 y 3.7 D y espesores netos promedio de petróleo de 28%.

El Campo Rio Ariari se han perforado 35 pozos, entre los cuales 12 son estratigráficos y 9 productores mostrando un corte de agua del 95% y una movilidad de crudo desfavorable mayor a 200M. La gravedad API del crudo en Rio Ariari varía entre 7-10°API con una relación de gas aceite del orden de 1 SCF/STB con presión de burbuja de 40 psig aproximadamente y viscosidad del crudo que varía entre 1000 y 3000 cp, a condiciones de yacimiento. Adicionalmente, una característica peculiar del yacimiento es que presenta agua móvil en el intervalo de petróleo, atribuido a la similitud en las densidades del agua y el petróleo, lo que hace que la formación Mirador en el sector de Rio Ariari sea considerada una zona de transición, donde hasta el momento no se ha podido identificar de forma precisa un contacto agua-petróleo.

No se consideró una intervención de recobro mejorado debido a que no se veía viable el proyecto, pero todo cambio cuando en el Campo Pelikan Lake, Canadá se decide realizar una intervención de polímeros mediante el uso de pozos horizontales. Al ver el incremento de la producción en este Campo, se decide hacer estudios en laboratorio y simulaciones en STARS con el fin de obtener resultados que muestren un incremento en la producción de crudo en el Campo Rio Ariari

De acuerdo con la información del artículo escrito por González Laureano y Padrón Araño²⁹, los resultados de la simulación numérica indicaron que el desplazamiento con polímero podrían aumentar el factor de recuperación hasta un 18%, utilizando patrones normales de pozos tanto verticales como horizontales. Sin embargo, en el actual escenario de precios del petróleo solo los patrones de pozos horizontales dan viabilidad económica a este método EOR, debido a la importante reducción en el número de pozos perforados.

²⁸GONZALES, Laureano. PADRÓN, Aarón. Simulación y Optimización de una prueba piloto de inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada en un yacimiento de crudo extrapesado con acuífero activo, ACIPET, Bogotá DC, 2017, p. 1.

²⁹ Ibíd. p. 2.

2.5.5. Proyecto Piloto CEOR (CEPSA Colombia S.A.). La información que se presenta en esta parte del capítulo fue suministrada por la empresa CEPSA Colombia S.A.

La fase piloto del proyecto de recobro mejorado mediante la inyección de químicos (CEOR) del Campo “B” en la Cuenca de los Llanos Orientales se realizó mediante un patrón de inyección de cuatro puntos invertido, conformado por un pozo inyector y tres pozos productores. La inyección se realizó a través de la arena productora con el fin de mejorar el recobro de crudo debido a la reducción de la saturación de aceite residual y a la mejor eficiencia de barrido en el yacimiento.

En la **Tabla 4**, se puede apreciar las fechas en las que se inició y finalizó la inyección de los químicos respectivamente, los pasos que realizó CEPSA Colombia S.A. en el Campo “B” en la Cuenca de los Llanos Orientales y la reacción en fondo de la combinación química inyectada.

Tabla 4. Fechas en donde se realizaron las inyecciones.

INICIO DE INYECCIÓN	FIN DE LA INYECCIÓN	COMBINACIÓN INYECTADA	REACCIÓN EN FONDO
24 De Mayo del 2015	26 de Agosto del 2015	AP	Generar un frente de desplazamiento del crudo móvil
26 de Agosto del 2015	19 de Enero del 2016	ASP	Reducir la tensión interfacial entre el crudo y el agua del yacimiento del área del piloto.
19 de Enero del 2016	11 de Julio del 2016	POLIMERO	Inyección de post-flujo (10 Cp de viscosidad) completa un 33% del volumen poroso del piloto
12 de Julio del 2016	22 de Noviembre del 2016	POLIMERO	Reduce progresivamente la viscosidad, lo cual ha contribuido a una mejoría en la inyectividad, logrando un incremento en el caudal de inyección de 200 BPD

Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Se inyectaron 687.5 Kbls de diferentes formulaciones químicas (AP, ASP y polímeros), equivalentes al 102% del volumen poroso del área piloto, con un caudal de inyección de 1500 bbl/d manteniendo una presión de inyección por

debajo de 1000 psi en cabeza de pozo, evitando sobrepasar la presión de fractura del yacimiento. La producción incremental acumulada al 31 de diciembre de 2016 fue de 71053 Bls de petróleo.

En el **Capítulo 4** se habla de los resultados y los procedimientos detalladamente, con la finalidad de hacer la respectiva comparación entre el proyecto piloto CEOR realizado por la empresa CEPSA Colombia S.A. y los resultados obtenidos en la simulación de yacimientos del Campo "A".

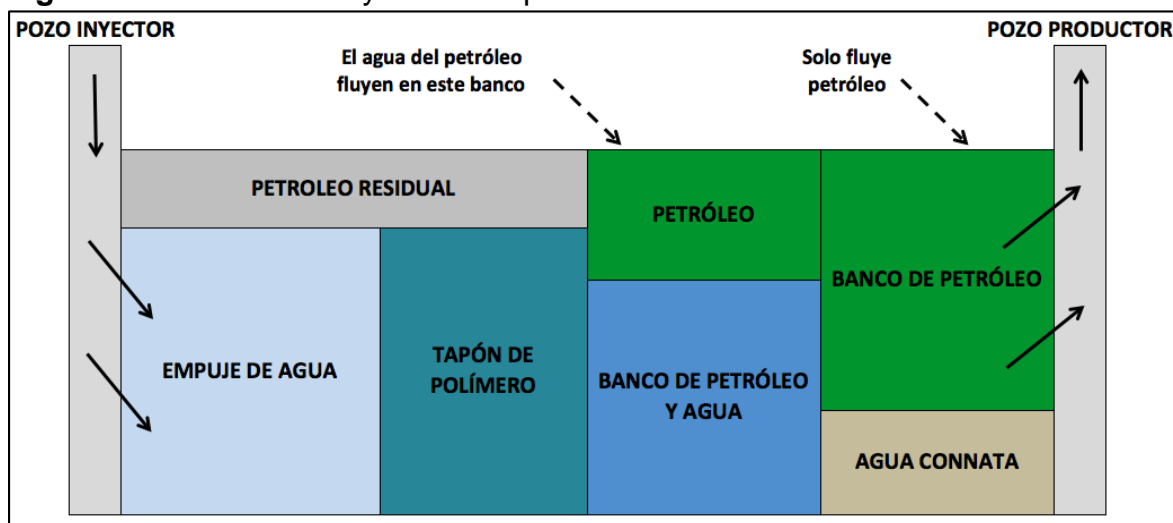
3. FORMULACIÓN QUÍMICA Y PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

En este capítulo se presentan las generalidades de los químicos utilizados en la industria petrolera para el recobro terciario, los criterios de selección, la formulación química ASP seleccionada y el planteamiento de los diferentes escenarios de simulación. Los escenarios de simulación de la presente investigación se realizan en la unidad C7-A del Campo “A” ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales debido a que se presenta buena continuidad en los cuerpos de arena entre los pozos del Campo estudiado.

3.1 GENERALIDADES DE LOS QUIMICOS UTILIZADOS EN RECOBRO TERCIARIO

3.1.1 Generalidades de los polímeros. Los polímeros son macromoléculas de alto peso molecular formados por monómeros. Al ser mezclados con el agua se genera una solución bastante viscosa, la cual al ser inyectada reduce la razón de movilidad generando un mejor desplazamiento y barrido en el yacimiento como se ilustra en la **Figura 18**, siendo esta, más efectiva que la inyección de agua convencional. Adicionalmente, la inyección de polímeros logra fluir por las zonas que tienen una menor permeabilidad en el yacimiento logrando un barrido más homogéneo.

Figura 18. Proceso de inyección de polímeros.



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

Las principales consideraciones que se deben tener para la selección del polímero son: factores de diseño y pruebas de laboratorio (salinidad, degradación a altas temperaturas, envejecimiento, formación de geles, altos esfuerzos de corte),

disponibilidad de agua de buena calidad, sensibilidad de los polímeros con la sal de formación, y que el polímero sea soluble en agua e insoluble en petróleo y alcohol. En la **Tabla 5**, se presentan los criterios de diseño para los polímeros.

Tabla 5. Criterios de diseño de polímeros.

PETROLEO	RANGO
Gravedad	>25 API
Viscosidad	< 150 cp
Composición	No crítica
YACIMIENTO	RANGO
Saturación de petróleo	> 10% del VP del petróleo móvil
Espesor neto	No crítico
Profundidad	<9000 pies
Razón de Movilidad	2 a 40
Permeabilidad	>20 md
Factor de Heterogenidad	0,5 a 0,85
Temperatura	<175 Grados Fahrenheit
AGUA	Salinidad preferiblemente baja
LITOLOGIA	1. Arenisca preferiblemente, pero pueden ser usados en carbonatos. 2. Se deben evitar las calizas con alta porosidad.
FACTORES FAVORABLES	1. Condiciones apropiadas para la inyección de agua. 2. Alta saturación de petróleo móvil.

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

En la industria petrolera hay una gran variedad de polímeros implementados hasta la actualidad. Los más utilizados son los polisacáridos, polióxidos de etileno, biopolímeros, goma xantana, y las poliacrilamidas los cuales pueden alterar la permeabilidad de la formación disminuyendo la movilidad efectiva del agua.

3.1.2 Generalidades de los surfactantes. Según Magdalena Paris De Ferrer³⁰, Los surfactantes son compuesto orgánicos provenientes del petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua, reducen la tensión interfacial. Diferentes investigaciones, han demostrado que la implementación de surfactantes logra reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua a valores demasiado bajos (menos que 0.001 dinas/cm) de modo que el petróleo atrapado se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado.

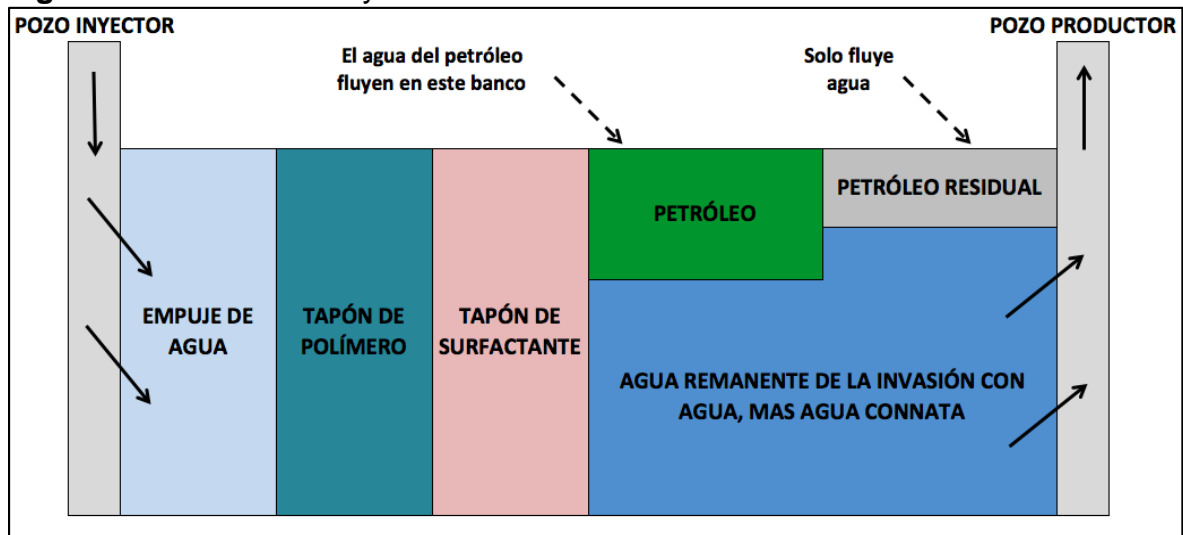
Los surfactantes se clasifican en tres grupos principales:

³⁰PARIS DE FERRER, Magdalena. Op., Cit., p. 316

- Aniónicos (carga negativa), los cuales son estables, presentan baja adsorción, y son económicos.
- No iónicos (carga neutra), los cuales son más tolerantes a altas concentraciones de sal, y no reduce considerablemente la TIF y por ello se utilizan como co-surfactantes.
- Catiónicos (carga positiva), los cuales no son muy utilizados en la industria petrolera ya que tienen mayor facilidad de adsorción por la formación.

Los surfactantes más utilizados son sulfanatos de petróleo derivados de petróleo crudo, poco costosos, fáciles de obtener en grandes cantidades y con alta actividad interfacial. Existe una correlación entre la eficiencia de desplazamiento y el peso molecular de los surfactantes, a mayor peso molecular habrá mayor reducción en la tensión interfacial. Generalmente, para asegurar que la movilidad del surfactante esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con determinado volumen de solución de polímeros. En la **Figura 19**, se muestra el proceso de inyección con surfactantes. También se utilizan varios aditivos para proteger el surfactante contra las sales minerales del agua, siendo estos: amonio, carbonato de sodio, trifosfato de sodio.

Figura 19. Proceso de inyección de surfactantes.



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

Para que la inyección de surfactantes logre ser la más óptima posible se deben tener en cuenta dos consideraciones principales:

- Mantener la concentración menor o igual a 0.25 mol/L de hidróxido de sodio en el agua a inyectar.
- Mantener la TIF entre 0.001 a 0.01 dinas/cm.

En la **Tabla 6** se presentan los principales criterios de diseño para surfactantes.

Tabla 6. Criterios de diseño de surfactante.

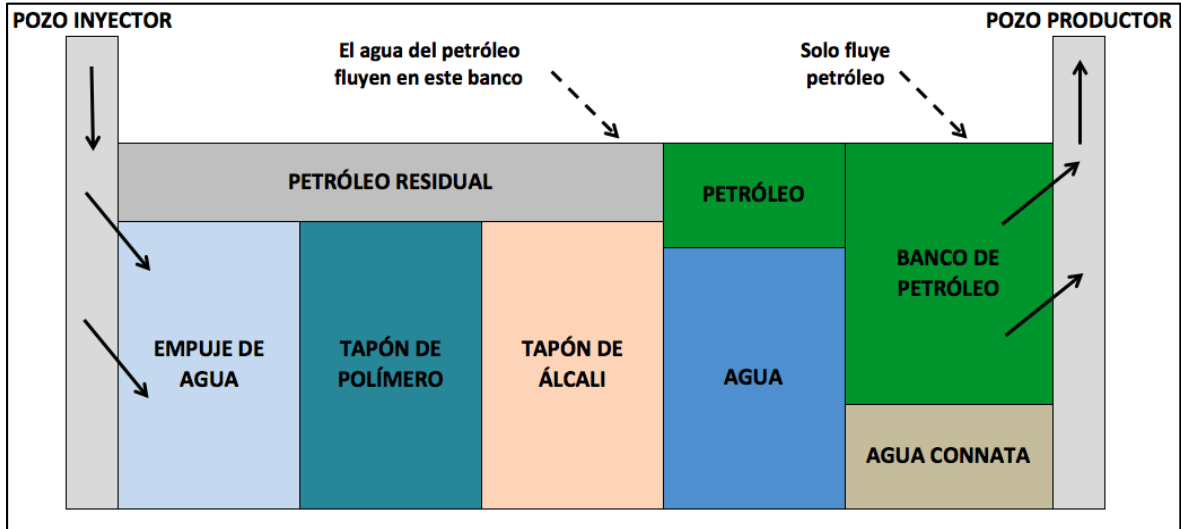
PETROLEO	RANGO
Gravedad	> 25 API
Viscosidad	<30 cp a condiciones de yacimiento
Composición	Livianos intermedios son deseables
YACIMIENTO	RANGO
Temperatura	<175 Grados Fahrenheit
Saturación de petróleo	>30 %
Permeabilidad	> 20 md
Espesor neto	> 10 pies
Profundidad	> 8000 pies
AGUA	<ol style="list-style-type: none"> <5000 ppm de calcio y magnesio (se requiere pre-lavado) <100000 ppm de sólidos totales disueltos. Agua suave de baja salinidad, dene estar disponible para un tapón de limpieza.
LITOLOGIA	<ol style="list-style-type: none"> Solamente arenisca, con bajo contenido de arcilla, sin yeso ni anhidrita.
FACTORES FAVORABLES	<ol style="list-style-type: none"> Formación homogénea. Barrido de inyección de agua >50%.

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

Es importante tener en cuenta que los surfactantes presentan algunas desventajas; En caso de que estos contengan un alto peso molecular, no serán solubles en agua, sin embargo, esto se puede solucionar mezclándolos con otros surfactante de bajo peso molecular para así lograr la solubilidad con el agua y lograr la reacción de tensión interfacial. Por otro lado, los surfactantes pueden ser adsorbidos rápidamente por las formaciones, no obstante, para solucionar este problema se puede agregar un tapón de compuestos de aditivos para evitar la adsorción in-situ del surfactante en el medio poroso.

3.1.3 Generalidades de los álcalis. Un álcali es una sustancia química que presenta propiedades alcalinas, principalmente, su pH es mayor a 7. Los álcalis más utilizados en la industria petrolera son el hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda caustica, carbonato de sodio, e hidróxido de potasio. Estos se mezclan con el agua para formar una solución acuosa alcalina de alto pH, la cual al ser inyectada a la formación, reacciona con los ácidos orgánicos del petróleo produciendo surfactantes in-situ. De esta forma se conseguirá una reducción en la tensión interfacial y un incremento en la eficiencia de desplazamiento. Así como en la inyección de surfactantes, posterior a la inyección, se envía un tapón de polímero para garantizar la movilidad del álcali inyectado y los surfactantes producidos. En la **Figura 20** se presenta el esquema de la inyección de álcali.

Figura 20. Proceso de inyección de álcali.



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

Como menciona Magdalena Paris de Ferrer³¹, tras la inyección de álcali el petróleo puede ser producido a través de alguno de los siguientes organismos:

- Reducción de la tensión interfacial, como resultado de la formación de surfactantes in-situ.
- Cambio de humectabilidad, de humectado por petróleo a humectado por agua, o viceversa.
- Emulsificación y entrapamiento de petróleo para ayudar a controlar la movilidad.
- Emulsificación y arrastre del petróleo
- Solubilización de las películas rígidas de petróleo en la interface petróleo agua.

Existen ciertas limitaciones a la hora de realizar una inyección con álcali:

- Se debe garantizar la reacción entre el álcali y el petróleo del yacimiento.
- La TIF entre la solución acuosa alcalina y el petróleo debe ser menor a 0.01 dinas/cm.
- A altas temperaturas, el álcali se puede desnaturalizar, perdiendo completamente su funcionalidad.
- Se deben evitar los carbonatos ya que estos pueden reaccionar adversamente con la solución alcalina.

Magdalena Paris de Ferrer³² menciona que existen ciertas ventajas y desventajas a la hora de realizar una inyección con álcalis.

³¹ *Ibíd.*, p. 318.

³² *Ibíd.*, p. 319.

Ventajas:

- El proceso es relativamente económico.
- El control de la movilidad es mejor que en los procesos de inyección de gas.
- Este proceso es aplicable en un amplio rango de yacimientos de petróleo.
- La conversión de inyección de agua a inyección con álcalis es relativamente fácil.

Desventajas:

- Los álcalis pueden generar problemas de corrosión, lo cual requiere protección para tanques y tuberías.
- No se puede aplicar este proceso en yacimientos con contenido de carbonatos.
- Los resultados no pueden ser garantizados debido a la incertidumbre de las reacciones químicas in-situ.

En la **Tabla 7** se presentan las principales consideraciones para el diseño de un proceso de inyección de álcali.

Tabla 7. Criterios de diseño de álcali.

PETROLEO	RANGO
Gravedad	13 a 35 API (la viscosidad del petróleo es mas importnte)
Viscosidad	<200 cp en condiciones de yacimiento
Numero ácidos	>0,1 mg KOH/g de petróleo
YACIMIENTO	RANGO
Debe determinarse la reacción de los químicos alcalinos con los minerales de las rocas. El consumo de dicho químico depende de la temperatura, el tiempo, la concentración alcalina, los minerales presentes y el tamaño de sus granos.	
Saturación de petróleo	50r después de la inyección de agua.
Espesor neto	No Crítico
Permeabilidad	>20 md
Profundidad	<9000 pies
Temperatura	<200 Grados Fahrenheit
AGUA	1. Calcio <500 ppm para concentraciones cáuticas bajas. 2. no es crítico para concentraciones cáuticas altas.
LITOLOGIA	1. Contenido de yeso <0,5% del volumen total. 2. Consumo cáusticode las arcillas <15 meq NaOH/100 g de roca. 3. arenas limpias.
FACTORES FAVORABLES	1. Yacimiento parcialmente mojado por petróleo. 2. Saturacion alta de petróleo móvil

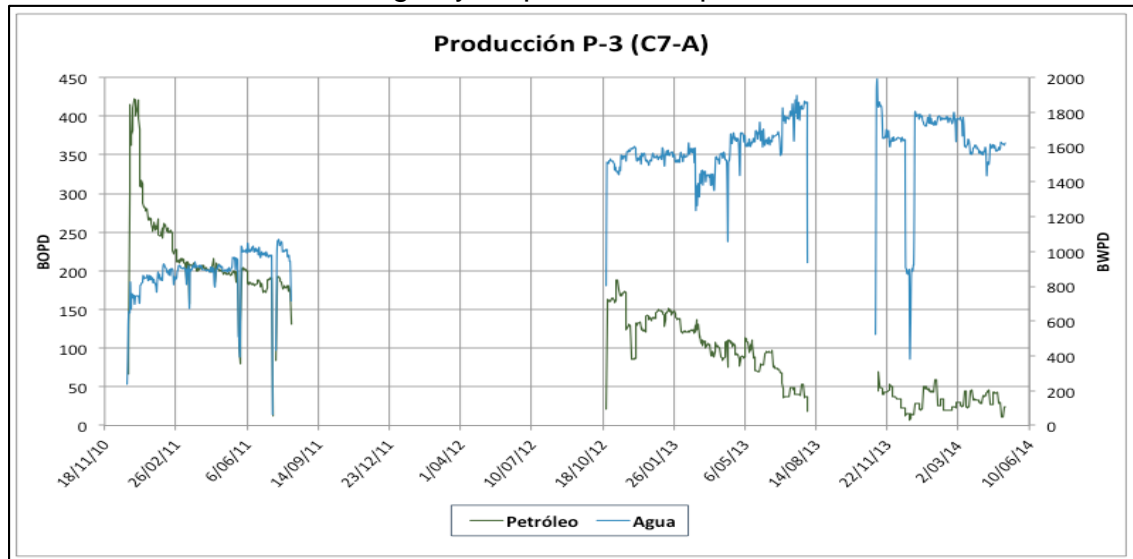
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Modificado por autores.

3.2 CRITERIOS DE SELECCION PARA LA INTERVENCION QUIMICA DE LOS POZOS PERTENECIENTES AL CAMPO “A”

En esta sección se presentan los principales parámetros los cuales permiten plantear los escenarios de simulación, tales como las curvas de producción y de depletamiento de la presión, completamiento, distancia entre pozos, y continuidad de la Formación C7-A.

3.2.1 Producción. Como se mencionó en el **Capítulo 1** el Campo “A” contiene nueve (9) pozos productores. De estos pozos, solamente siete (7) producen o han producido de la Formación C7-A, siendo estos el P-3, P-4, P-5, P-6, P-7ST, P-8, P-9. De la **Gráfica 3** a la **Gráfica 9** se presentan las gráficas de producción para estos pozos en la formación mencionada anteriormente.

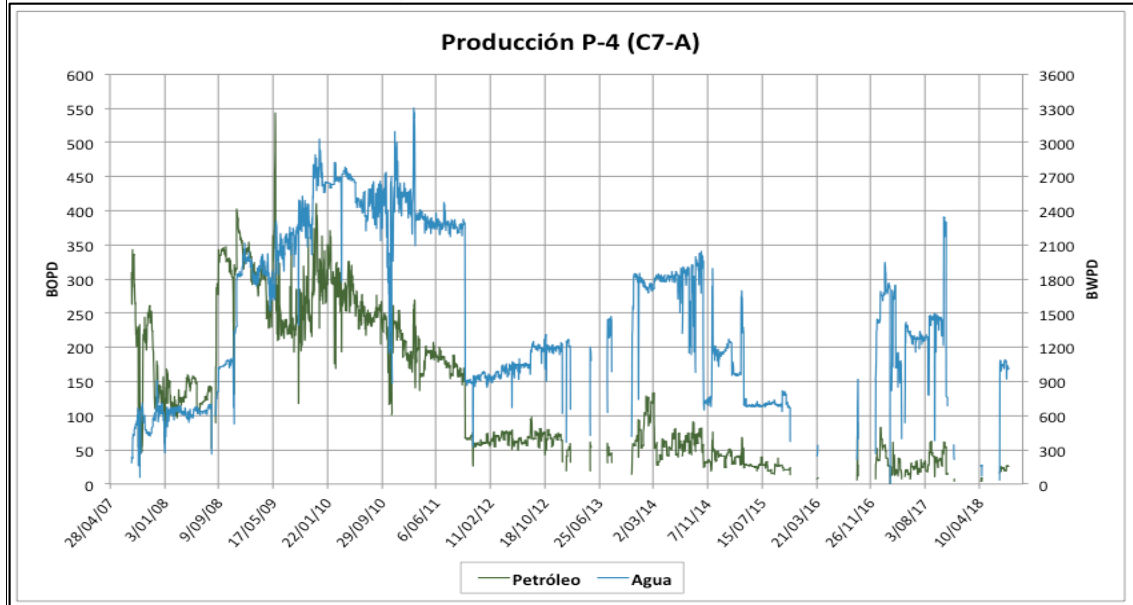
Gráfica 3. Producción de agua y de petróleo del pozo P-3 en la arena C7-A.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de producción de pozos.

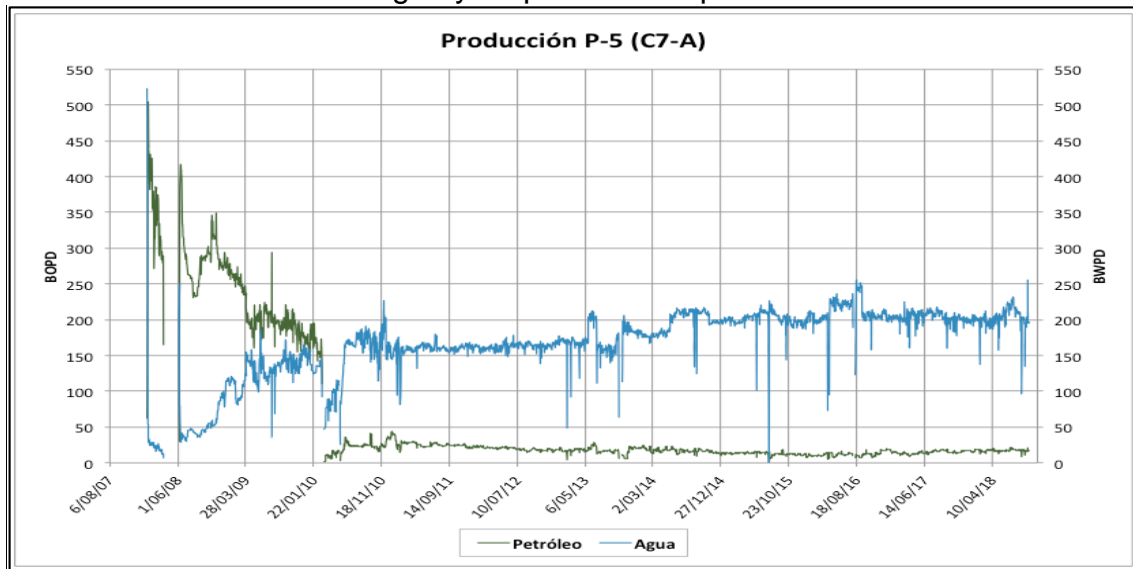
En la **Gráfica 3** se observa un aumento en la producción de agua entre el año 2010 al 2011. Se cierra la zona C7-A del pozo P-3 desde mediados del año 2011 hasta finales del año 2012 con el fin de aumentar la producción de crudo recuperando la presión de esta zona. Al ver que la producción de agua es demasiado alta a comparación de la producción de crudo se decide cerrar el pozo P-3 desde mediados del año del 2014.

Gráfica 4. Producción de agua y de petróleo del pozo P-4 en la arena C7-A.



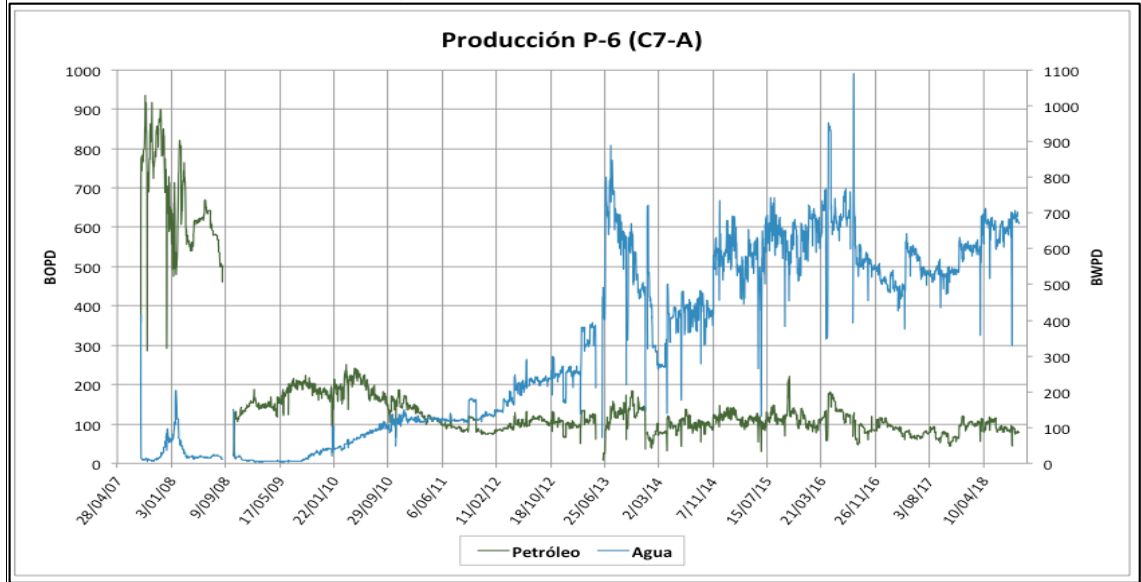
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de producción de pozos.

Gráfica 5. Producción de agua y de petróleo del pozo P-5 en la arena C7-A.



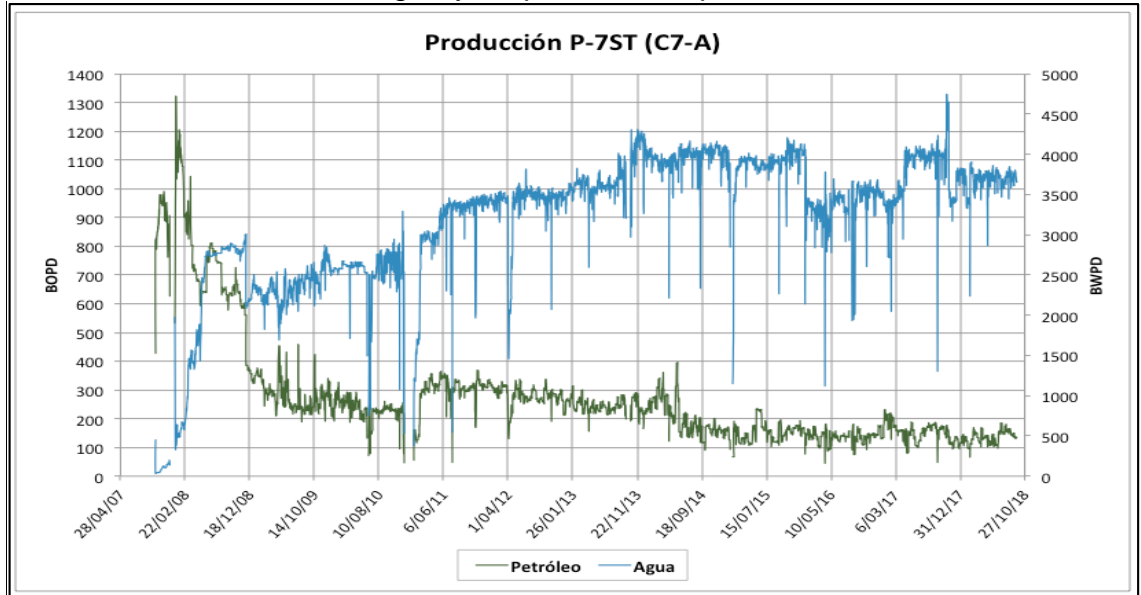
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de producción de pozos.

Gráfica 6. Producción de agua y de petróleo del pozo P-6 en la arena C7-A.



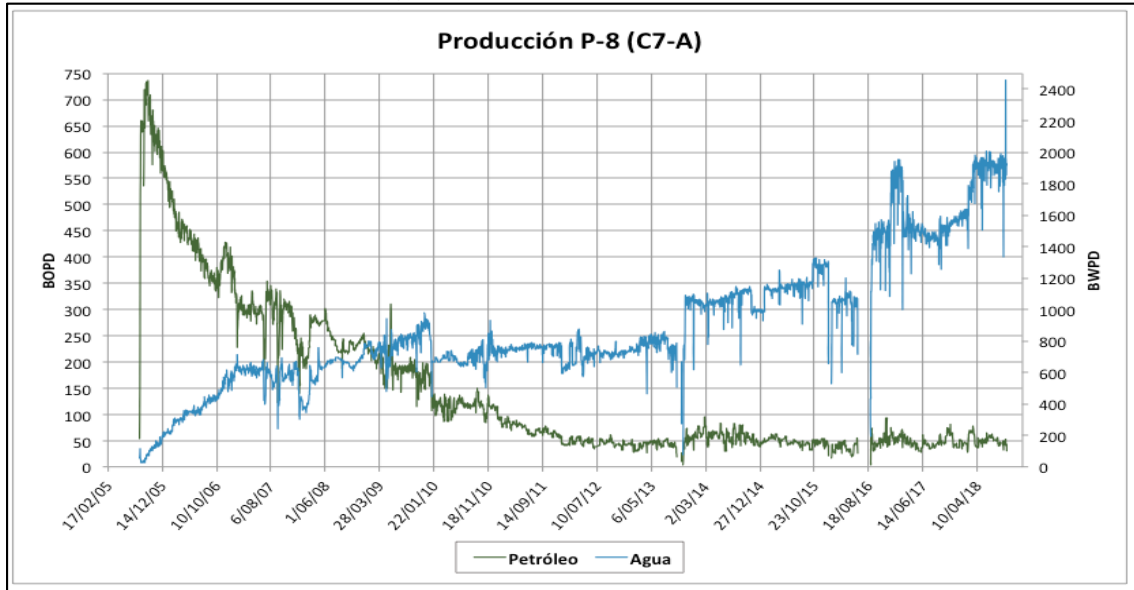
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de producción de pozos.

Gráfica 7. Producción de agua y de petróleo del pozo P-7ST en la arena C7-A.



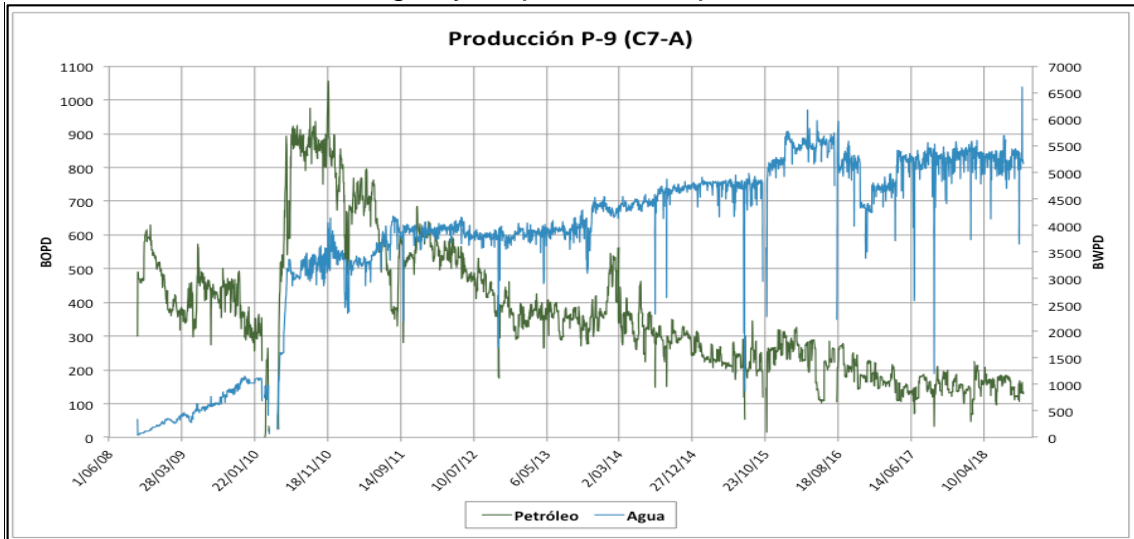
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de producción de pozos.

Gráfica 8. Producción de agua y de petróleo del pozo P-8 en la arena C7-A.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de producción de pozos.

Gráfica 9. Producción de agua y de petróleo del pozo P-9 en la arena C7-A.

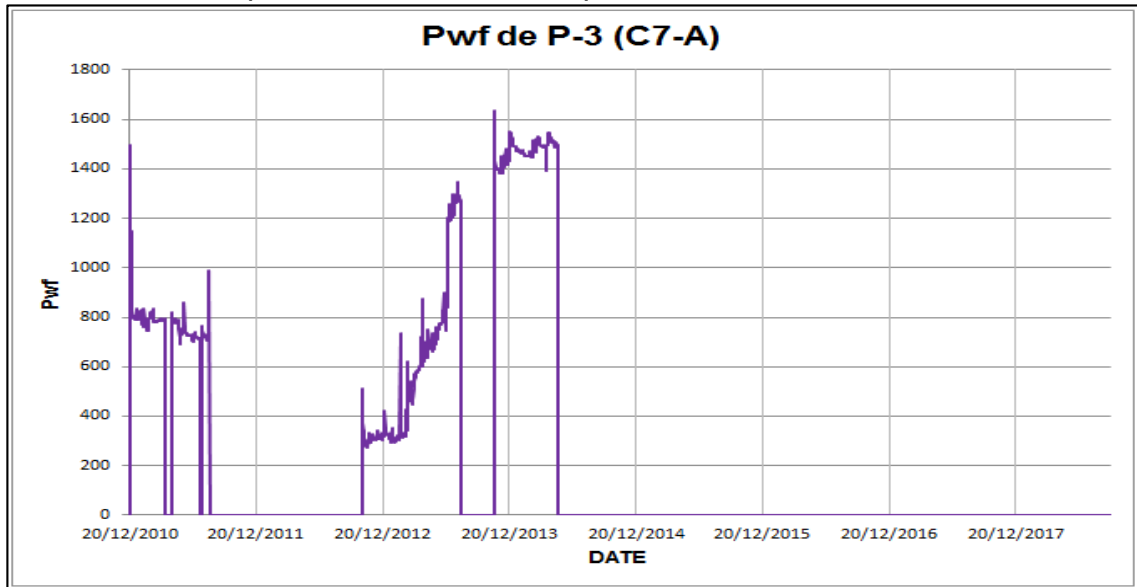


Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de producción de pozos.

Desde la **Grafica 4** hasta la **Grafica 9** se observa que la producción de petróleo ha ido disminuyendo al pasar de los años mientras que la producción de agua aumenta considerablemente, lo que da a entender que el acuífero activo en la zona C7-A está afectando directamente a los pozos de esta zona invadiéndolos progresivamente.

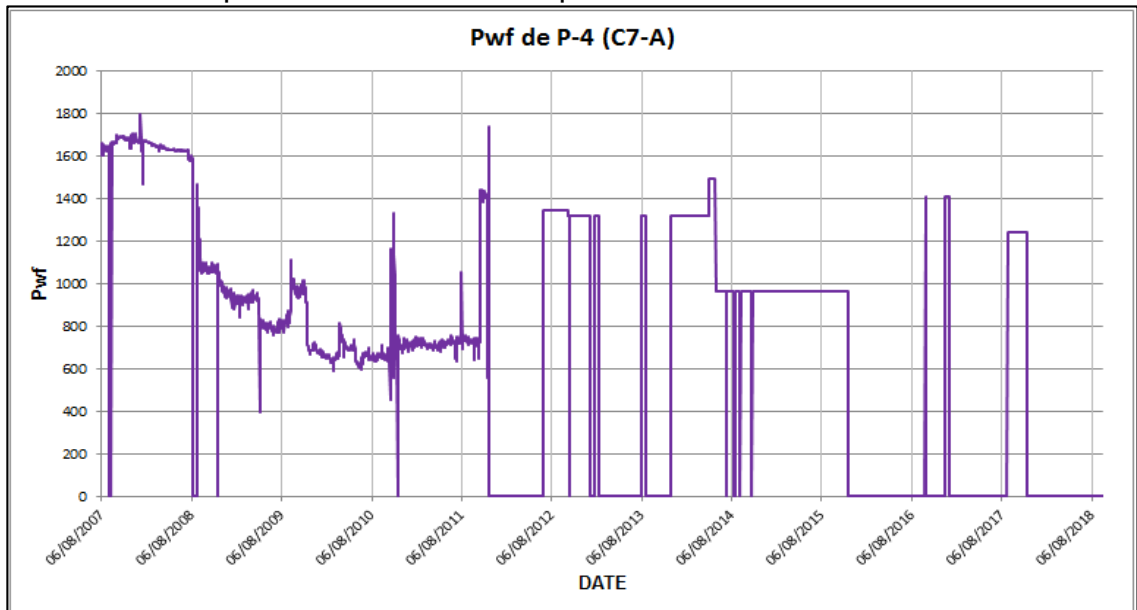
3.2.2 Depletamiento de presión. En la Formación C7-A del Campo “A” se ha detectado un depletamiento de presión. La presencia de un acuífero activo y las diferentes pruebas de presión realizadas en este campo, han ayudado a evitar un rápido depletamiento del yacimiento. De la **Grafica 10** hasta la **Grafica 16**, se observa este fenómeno.

Gráfica 10. Comportamiento de Pwf del pozo P-3 en la arena C7-A.



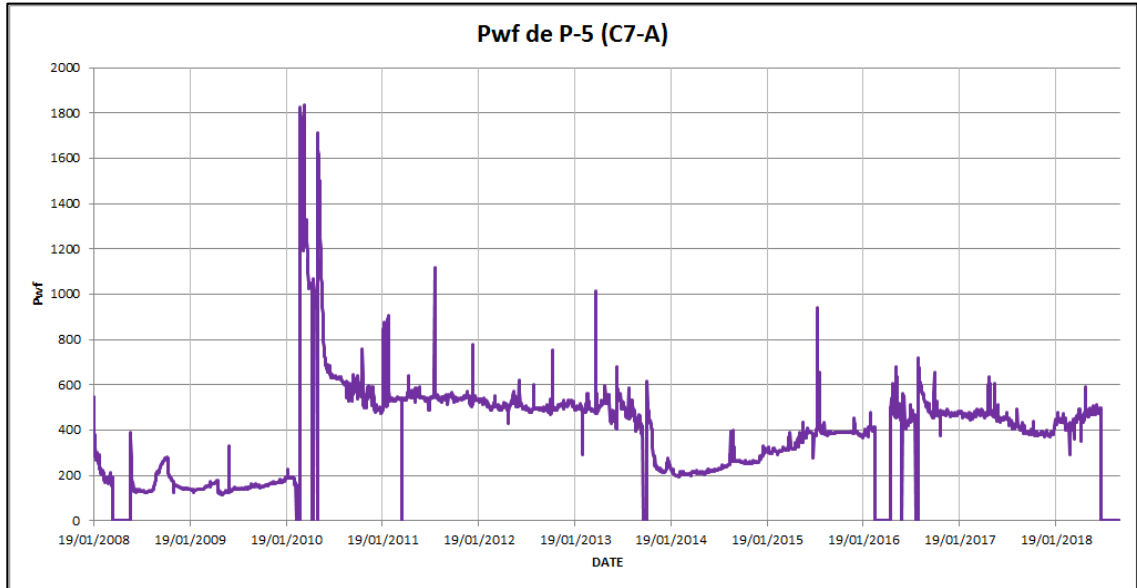
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de la presión de intake de los pozos.

Gráfica 11. Comportamiento de Pwf del pozo P-4 en la arena C7-A.



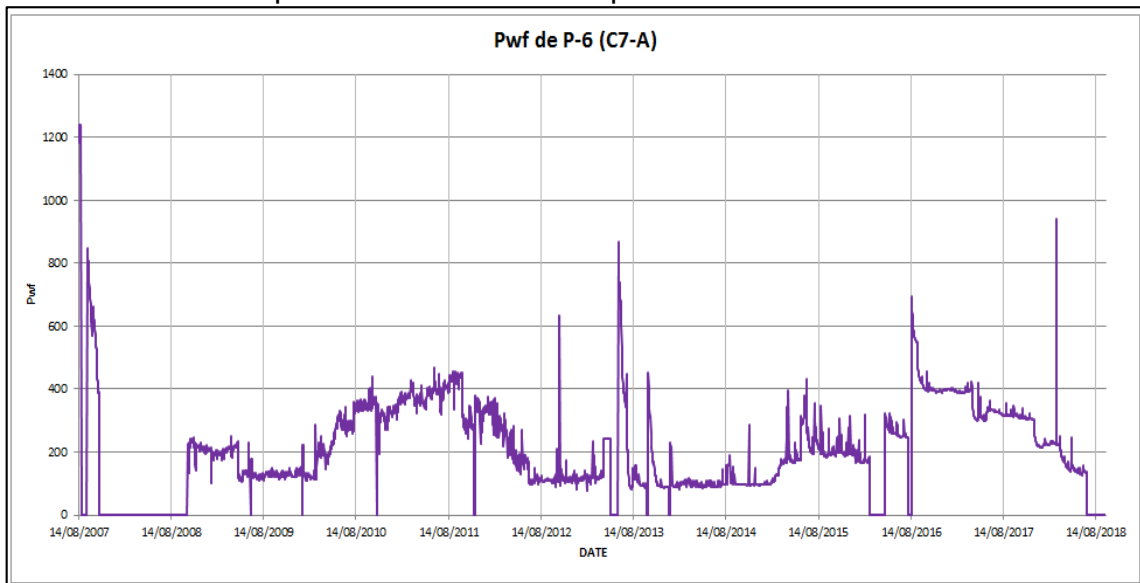
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de la presión de intake de los pozos.

Gráfica 12. Comportamiento de Pwf del pozo P-5 en la arena C7-A.



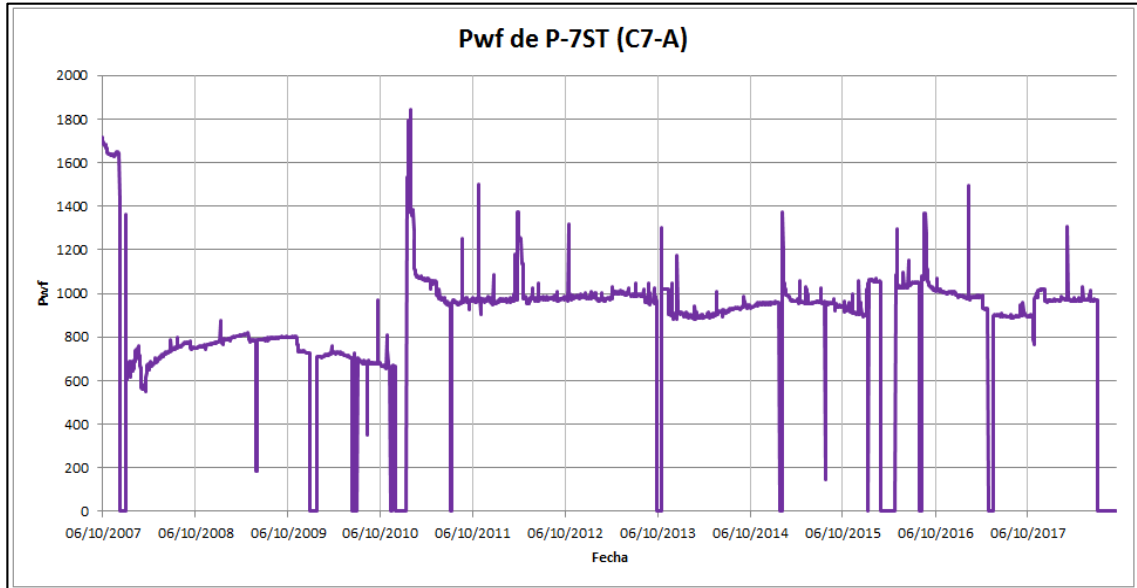
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de la presión de intake de los pozos.

Gráfica 13. Comportamiento de Pwf del pozo P-6 en la arena C7-A.



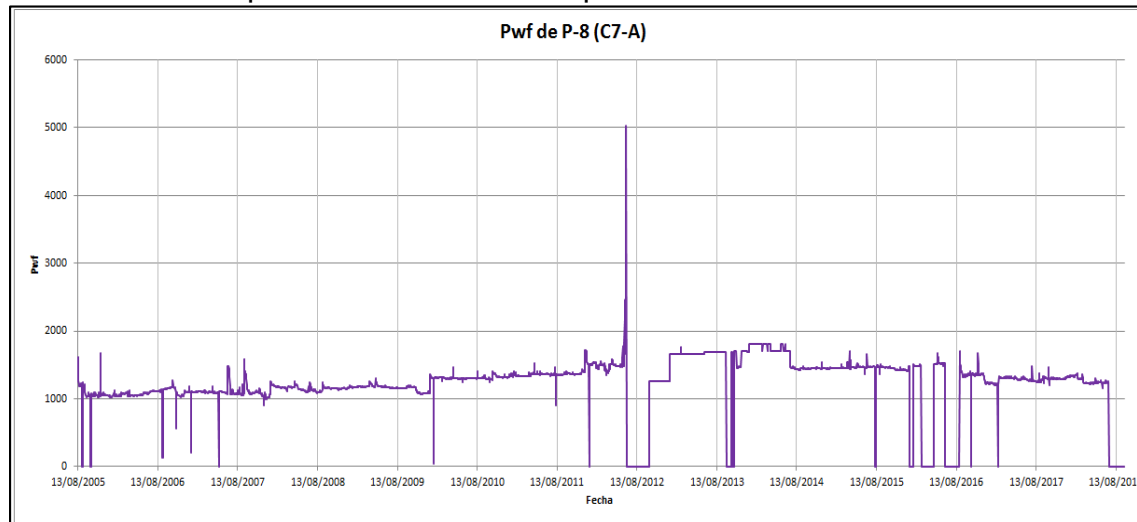
Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de la presión de intake de los pozos.

Gráfica 14. Comportamiento de Pwf del pozo P-7ST en la arena C7-A.



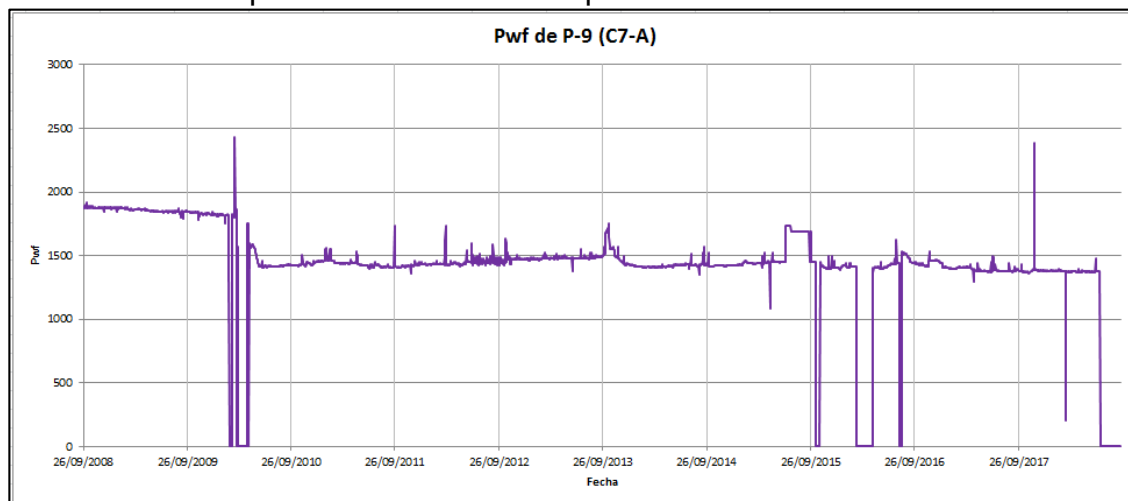
Fuente: CEPISA Colombia S.A., información de la presión de intake de los pozos.

Gráfica 15. Comportamiento de Pwf del pozo P-8 en la arena C7-A.



Fuente: CEPISA Colombia S.A., información de la presión de intake de los pozos.

Gráfica 16. Comportamiento de Pwf del pozo P-9 en la arena C7-A.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., información de la presión de intake de los pozos.

3.2.3 Completamientos. En la **Tabla 8** se presentan los principales datos de los completamientos de cada pozo en la zona de interés.

Tabla 8. Datos del completamiento en C7-A.

POZO	ZONA	FECHA	CAÑONEO				SENSOR	
			DESDE	HASTA	ESTADO	TAMAÑO	DESDE	HASTA
P-3	C7-A	20/12/2010	5103	5107	ABIERTO	3 x 4 5/8"	4901,81	4905,45
P-3	C7-A	15/04/2009	5103	5107	CERRADO	3 x 4 5/8"	4887,75	4891,39
P-3	C7-A	16/01/2015	5103	5107	ABIERTO	3 x 4 5/8"	4939,56	4941,43
P-4	C7-A	31/07/2007	5057	5062	ABIERTO	5 x 4 5/8"	4926,17	4928
P-4	C7-A	12/09/2008	5057	5062	ABIERTO	5 x 4 5/8"	4851,78	4855,95
P-5	C7-A	14/01/2008	5211	5213	ABIERTO	4 5/8"	5000,96	5004,25
P-5	C7-A	15/03/2010	5211	5213	ABIERTO	2 x4 5/8"	4737,62	4739,62
P-5	C7-A	20/05/2010	5211	5213	ABIERTO	2 x4 5/8"	4684,24	4686,11
P-6	C7-A	09/08/2007	5237	5240	ABIERTO	3 x 4 5/8"	5149,67	5153,85
P-6	C7-A	16/09/2008	5236	5240	ABIERTO	3 x 4 5/8"	5149,67	5153,85
P-6	C7-A	17/10/2008	5237	5240	ABIERTO	3 x 4 5/8"	5132,24	5134,77
P-6	C7-A	06/01/2009	5237	5240	ABIERTO	3 x 4 5/8"	5134,4	5136,27
P-6	C7-A	17/06/2013	5236	5240	ABIERTO	4 x 4 1/2"	5029,07	5093,94
P-6	C7-A	17/06/2013	5240	5247	ABIERTO	7 x 4 5/8"	5029,07	5093,94
P-7ST	C7-A	05/10/2007	5078	5080	ABIERTO	2 x4 5/8"	4908,4	4910,23
P-7ST	C7-A	05/01/2008	5078	5080	ABIERTO	12 x 4 5/8"	3551,29	3553,1
P-7ST	C7-A	19/01/2001	5078	5080	ABIERTO	2 x4 5/8"	4781,22	4783,09
P-8	C7-A	09/08/2004	5327	5333	ABIERTO	6 x 4 5/8"	5216,14	5218,39
P-8	C7-A	09/08/2009	5337	5343	ABIERTO	6 x 4 5/8"	5218,25	5220,06
P-8	C7-A	31/10/2013	5327	5333	ABIERTO	6 x 4 5/8"	5167,16	5169,03
P-8	C7-A	31/10/2013	5337	5343	ABIERTO	6 x 4 5/8"	5167,16	5169,03
P-9	C7-A	22/09/2008	5488	5494	ABIERTO	6 x 4 5/8"	5226,28	5230,47
P-9	C7-A	28/02/2009	5488	5494	ABIERTO	6 x 4 5/8"	5303,56	5305,43
P-9	C7-A	17/04/2010	5488	5494	ABIERTO	6 x 4 5/8"	5251,82	5253,72

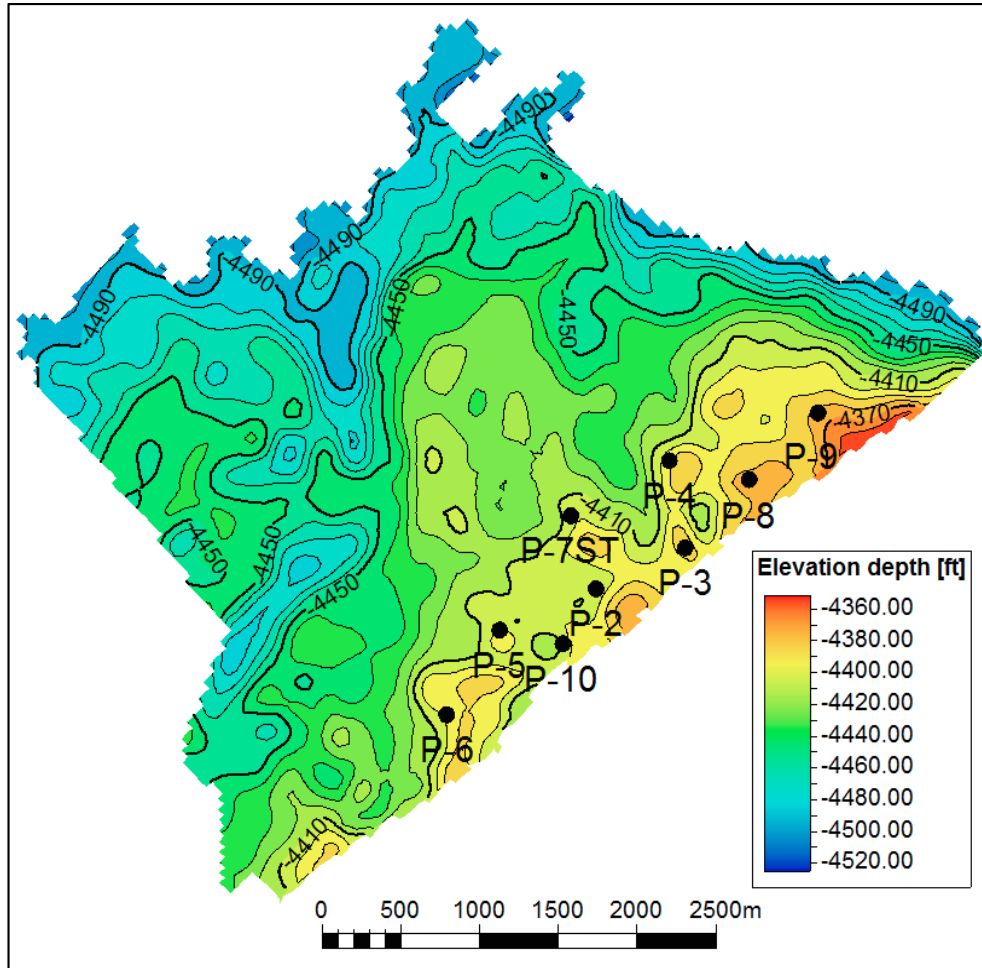
Fuente: CEPSA Colombia S.A. información de completamiento de cada pozo.

En la **Tabla 8** se puede observar la profundidad a la cual se le realizó el cañoneo a cada pozo con su respectiva fecha de trabajo y zona de interés (C7-A), el estado

en el que se encuentra y el tamaño de los perforados de los cañones que se utilizaron. Por otro lado, se tiene la profundidad del sensor a la fecha que se le realizó el trabajo.

3.2.4 Distancia entre pozos y profundidades. En la **Figura 21** se observa el mapa estructural del Campo “A”. Adicionalmente se presenta de forma resumida en la **Tabla 9** la distancia aproximada entre los pozos.

Figura 21. Mapa estructural del Campo “A”.



Fuente: CEPESA Colombia S.A.

En la **Figura 21** se observa la ubicación exacta de los pozos P-3, P-4, P-5, P-6, P-7ST, P-8, P-9, los cuales son los pozos que están produciendo de la arena C7-A, adicionalmente se tiene la elevación sobre el nivel medio del mar de cada uno de ellos. Por otro lado, se observa la misma información del pozo P-2 y P-10, los cuales no producen de la arena C7-A pero se tienen que tener en cuenta para realizar el modelo de simulación en el **Capítulo 4**.

Tabla 9. Distancia entre pozos.

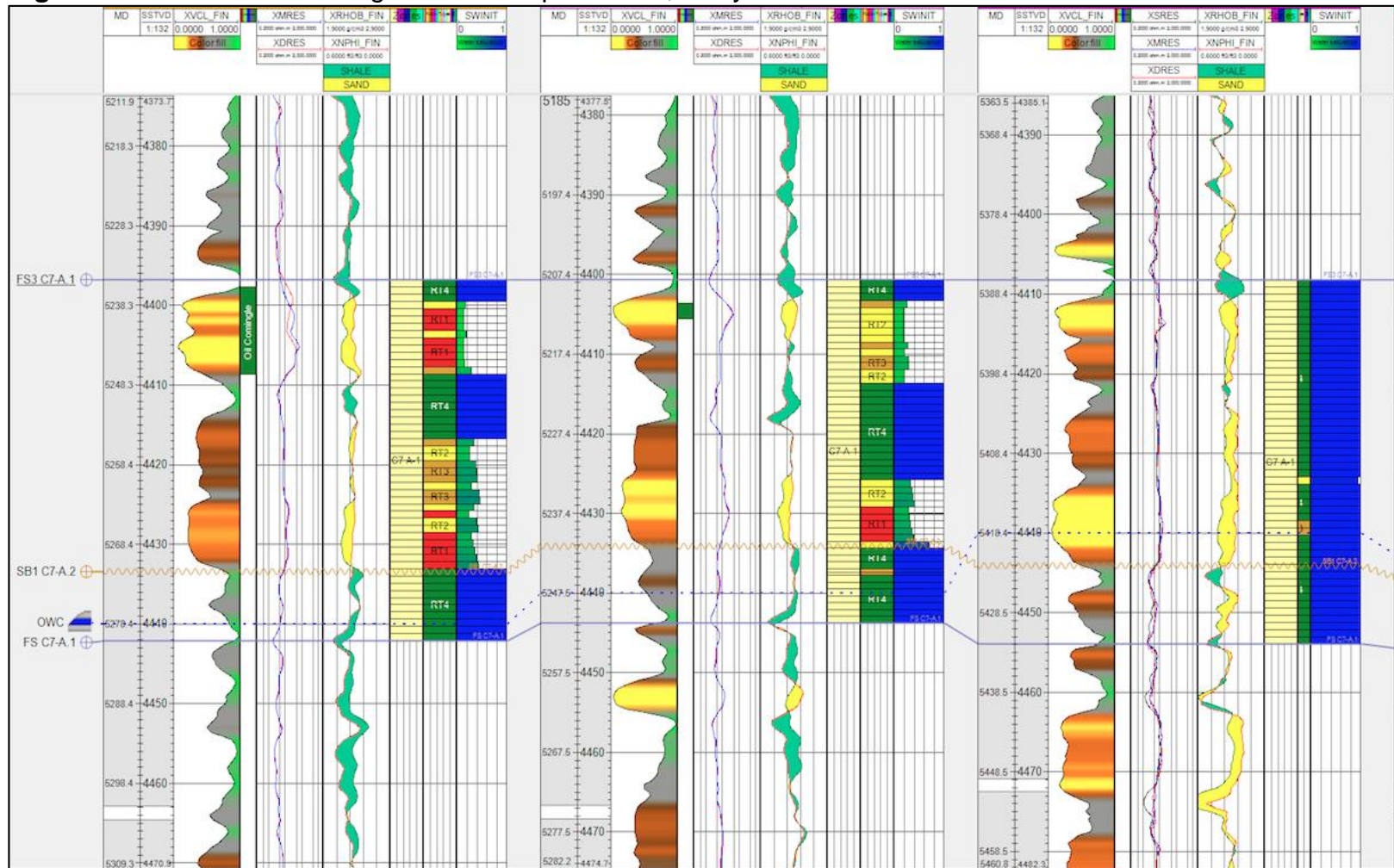
Pozos	Distancia (m)
P-6 – P-5	624
P-5 – P-10	409
P-10 – P-2	402
P-2 – P-7ST	470
P-7ST – P-3	752
P-3 – P-4	550
P-4 – P-8	520
P-8 – P-9	602

Fuente: CEPSA Colombia S.A.

Mediante el uso de la **Figura 21** y en la **Tabla 9** se puede obtener la distancia (m) entre pozos la cual va a ser utilizada en los escenarios de simulación en el **Capítulo 4**.

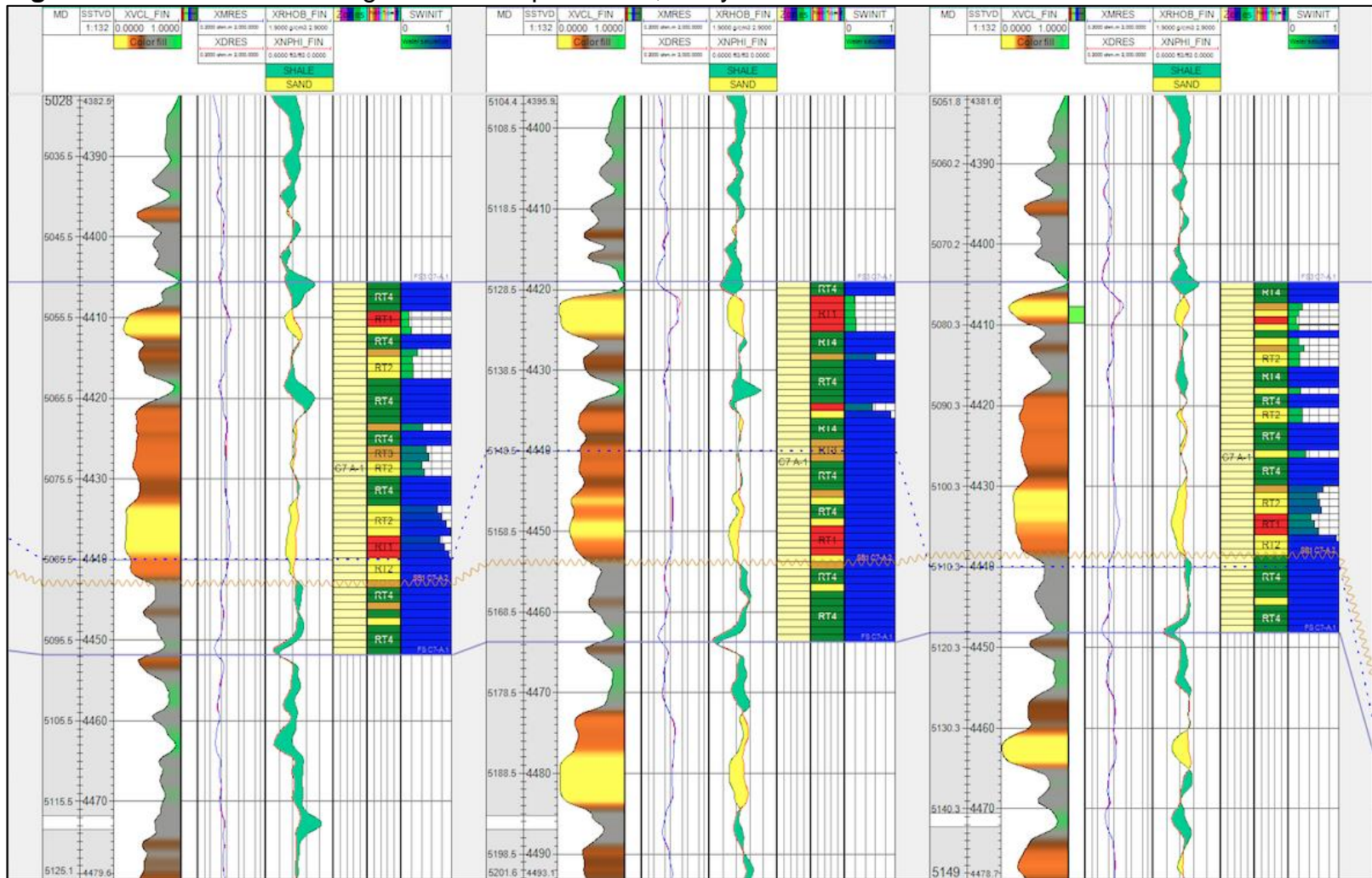
3.2.5 Continuidad de cuerpos de arena. De la **Figura 22** a la **Figura 25** se muestra la continuidad de la arena C7-A mediante el uso de correlaciones estratigráficas, con el fin de poder analizar el movimiento de las capas y las distancias que se tienen entre los pozos de estudio. No obstante, en estas figuras se observan los tipos de roca que se manejan, numerándolos del uno (1) al cuatro (4), donde la roca uno (1) es la de mejor permeabilidad y la roca cuatro (4) es la de más baja permeabilidad, por consiguiente, se van a ver trabajos de cañoneo entre la roca uno (1) y la roca tres (3).

Figura 22. Correlación estratigráfica de los pozos P-6, P-5 y P-10.



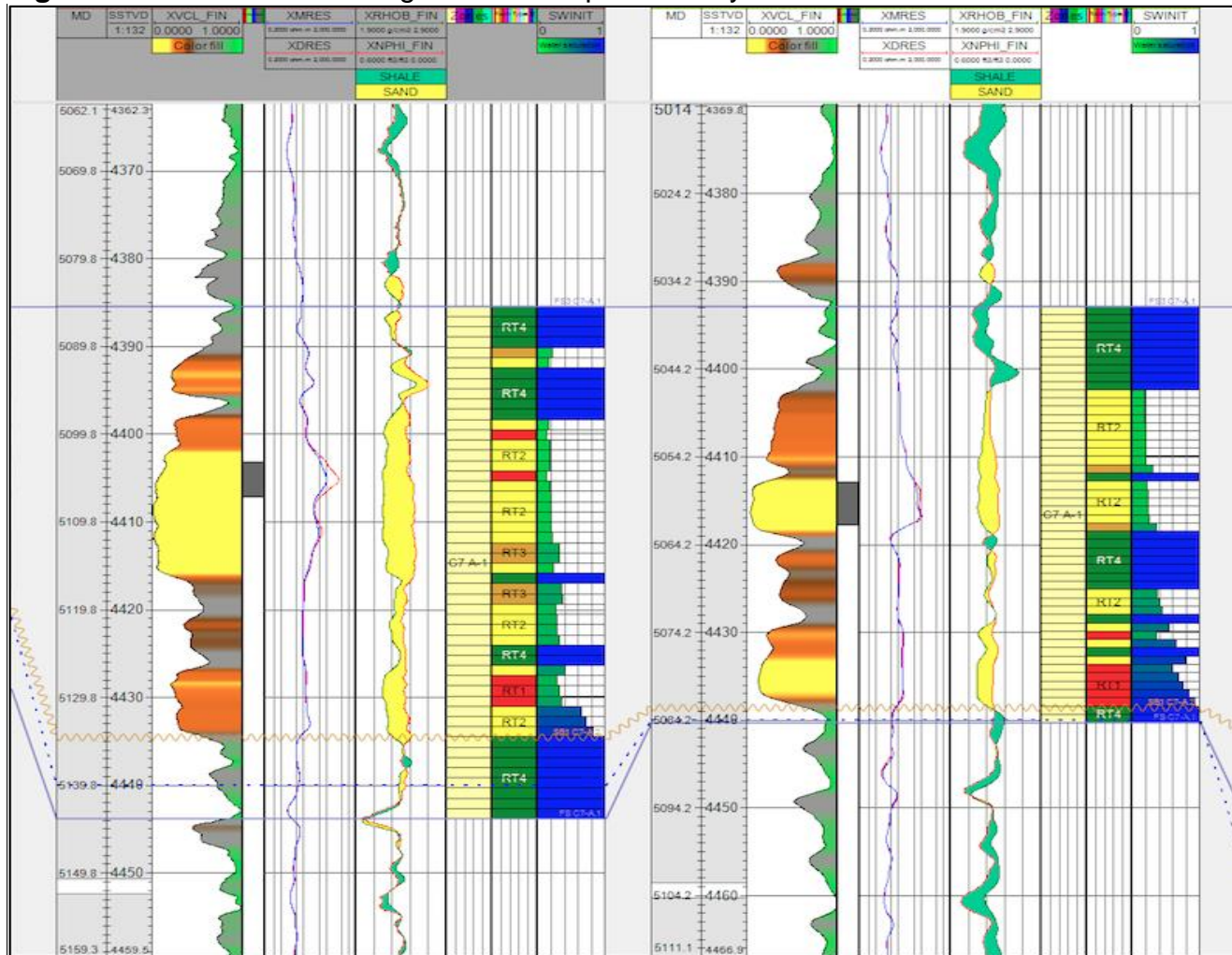
Fuente: CEPESA Colombia S.A.

Figura 23. Correlación estratigráfica de los pozos P-2, P-7 y P-7ST.



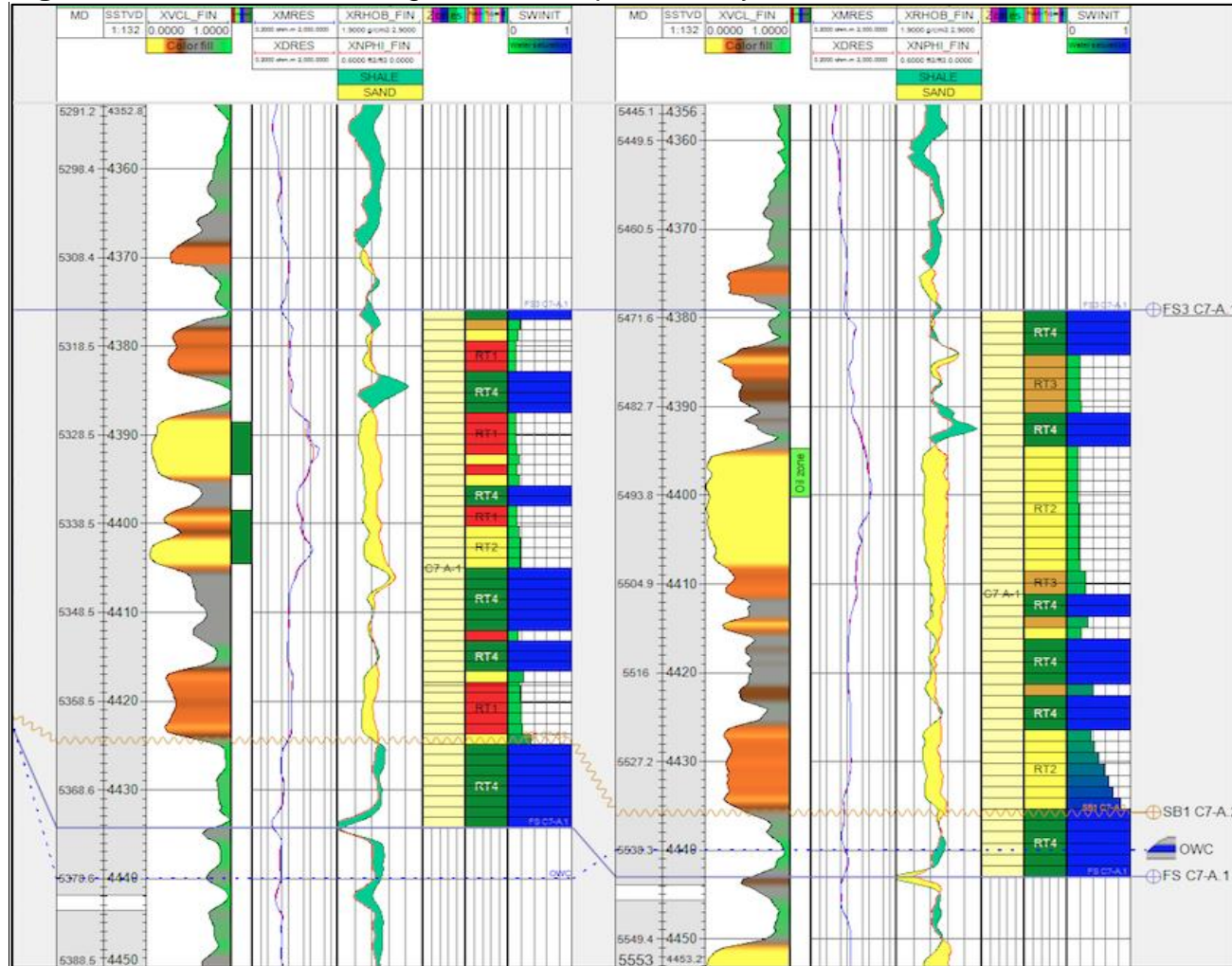
Fuente: CEPSA Colombia S.A.

Figura 24. Correlación estratigráfica de los pozos P-3 y P-4.



Fuente: CEPSA Colombia S.A.

Figura 25. Correlación estratigráfica de los pozos P-8 y P-9.



Fuente: CEPSA Colombia S.A.

3.3 SELECCIÓN DE LA FORMULACIÓN QUÍMICA ASP

En esta sección se indican los químicos seleccionados para la inyección ASP en la zona de interés y se presentan las razones para la selección de estos.

3.3.1 Selección del Alkali. Teniendo en cuenta que la cantidad de ácidos orgánicos in-situ es demasiado baja para que el álcali reaccione de manera favorable generando surfactantes, se toma la decisión de seleccionar un álcali el cual cumpla con la función de proteger la combinación ASP a lo largo de la inyección con el objetivo de evitar una alta degradación de los químicos en el yacimiento. Por tal motivo la empresa CEPSA Colombia S.A.³³ decide utilizar el metaborato de sodio tetrahidratado como álcali.

En la **Tabla 10** se observan las especificaciones técnicas del álcali utilizado en la combinación ASP, donde se ilustran los valores de gravedad específica, pH, solubilidad, entre otros.

Tabla 10. Especificaciones técnicas del metaborato de sodio tetrahidratado.

Items	Dato	Comentario
Solubilidad	45%	A una temperatura de 25 Celsius
Gravedad específica	1,74	
Apariencia		
pH	11	Una concentración de 1% a 20 Celsius
Fe	<0,003%	
Especificación de tamiz	<=0,1%	ASTM #8; tamaño de malla de 2,36
NaBO ₂ , 4H ₂ O	>99%	

Fuente: CEPSA Colombia S.A.

3.3.2 Selección del Surfactante. Se utiliza Dowfax 8390, disulfonato de alquildifenilóxido, como co-surfactante aniónico con el fin de mejorar la estabilidad de la formulación química. Por otro lado, se tiene como beneficio su excelente solubilidad, estabilidad en el sistema de oxidación, y un alto nivel de detergencia del suelo particulado.

A nivel de aplicación, este surfactante puede usarse como la polimerización de una emulsión, detergentes, textil, pulpas, papel, y en industria química para campo petrolífero. En la **Tabla 11** se encuentran las propiedades físicas más significativas y en la **Tabla 12** se observan las propiedades típicas de rendimiento.

³³ CEPSA COLOMBIA S.A. Alkali selection test for ASP/SP EOR.

Tabla 11. Propiedades físicas.

Propiedades	Dato	Comentario
Activos	35	-
Diluyente	Agua	-
Viscosidad	10	A una temperatura de 25 grados Celsius, cps
Densidad	1,03-1,15	A una temperatura de 25 grados Celsius, g/mL
Punto de inflamabilidad	ND	-

Fuente: CEPSA Colombia S.A.

Tabla 12. Propiedades de rendimiento.

		Dato	Comentario
Tension superficial (1)	Neutral (3)	44	-
	Álcali (4)	46	-
Espuma (2)	Neutral (3)	120/25	-
	Álcali (4)	140/25	-
Concentraci3n micellar critica en 0,1M		0,014	NaCl a 25 grados Celsius
(1) Tension Superficial: Dinas/cm a 1 wt%activos, 25 Graos Celsius			
(2) Ross-miles altura de espuma: mm a 1 wt% activos, 25 Grados Celsius, inicial / 5min			
(3) pH actual = 7 en agua destilada			
(4) pH actua = 12.5 de soluci3n de hidroxido de sodio			

Fuente: CEPSA Colombia S.A.

3.3.3 Selecci3n del Polímero. De acuerdo con la informaci3n de CEPSA Colombia S.A.³⁴, se comienzan estudiando nueve (9) polímeros los cuales van a ser descartados gracias a pruebas de filtrabilidad, reología, temperatura, y estudios de literatura, con el fin de escoger el polímero más adecuado. Se realizan varias pruebas de laboratorio donde se definirá la mejor opci3n para la combinaci3n química deseada. En la **Tabla 13** se dan a conocer los polímeros pre-seleccionados.

³⁴ CEPSA COLOMBIA S.A. Polymer selection test for ASP/SP EOR.

Tabla 13. Polímeros pre-seleccionados.

SUMINISTRADOR	MARCA	SERIE	PM (Mmda)	DH (%)	TIPO
SNF	Flopaam	3530S	16	25-30	HPAM
	Flopaam	3430S	12	25-30	HPAM
	AN	125SH	8	-	AMPS
	Flopaam	5115SH	-	-	HPAS
BASF	Alcoflood	1285	20	25-30	HPAM
Chemor	ChemPAM	8376	-	-	-
	ChemPAM	8284TS	-	-	High TEMP
Kemira	Superfloc	A130V	>20	25-30	HPAM
3F	3F731A	-	-	-	-

Fuente: CEPESA Colombia S.A.

De acuerdo con el estudio de filtrabilidad el cual se le realizo a los nueve (9) polímeros pre-seleccionados, se pudo concluir que los dos (2) polímeros de Chemor y el polímero de BASF muestran una baja filtrabilidad, lo que genera un alto riesgo de daño sobre el pozo inyector y una baja eficiencia en la inyección de este. Por consiguiente, estos tres (3) serán descartados del todo.

Dos (2) de los cuatro (4) polímero de SNF (AN 125SH y 5115SH) muestran una muy buena filtrabilidad y son especialmente diseñados para soportar altas temperaturas, sin embargo, el costo de estos polímeros es demasiado alto y se tiene que comprar el doble de polímeros, con el fin de alcanzar la viscosidad deseada. Siendo estos descartados y llevados a estudios para ser utilizados como co-polímeros.

Después de descartar cinco (5) de los nueve (9) polímeros pre-seleccionados, se realizan las pruebas de temperatura las cuales van a ayudar a escoger el polímero para la inyección de la combinación ASP. Los resultados obtenidos no fueron los mejores debido a que a una temperatura de 85 grados Celsius genero una degradación del 60% de su viscosidad de los polímeros de HPAM después de 8 semanas, mientras que los co-polimeros, como era de esperarse, son térmicamente estables.

Basados en los resultados obtenidos de pruebas de temperatura arrojados por los estudios de laboratorio, HPAM es el polímero más adecuado que se puede utilizar para la combinación química deseada, sin embargo, se tienen que hacer procedimientos respectivos para que este polímero funcione. La eliminación de los coloides de hierro antes de la mezcla es esencial, así como la adición de metaborato de sodio. La ventaja que se tiene al utilizar el polímero de HPAM sobre los co-polimeros, es el costo de los químicos, utilizando el A130V sobre el SNF 5115 reduce un 30% del costo total.

3.4 PLANTEAMIENTO DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACION

En esta parte del capítulo, se va a analizar los datos de producción, depletamiento de presión, completamientos, distancia entre pozos, continuidad de cuerpos de arena, y el factor de recobro de los pozos P-3, P-4, P-5, P-6, P-7ST, P-8, y P-9 con el fin de poder plantear los escenarios de simulación más adecuados para la mejora en la producción de crudo del Campo "A".

3.4.1 Escenario de simulación #1. Este escenario de simulación se basa en la creación de un pozo inyector PI-1, en las coordenadas de "X" 4041787 y de "Y" 3163724, el cual está situado entre el pozo P-7ST y P-5, debido a que estos dos pozos tienen una muy buena producción de petróleo al ser comparados con el resto de los pozos del Campo. Por otro lado, se crea el pozo inyector en estas coordenadas con el objetivo de realizar una inyección en la zona más baja del Campo "A".

Comienza la inyección en Enero 1 del 2020 con 1000 Bls de agua por día en los primeros 6 meses, siendo el 55% del volumen poroso. En Julio 1 del mismo año se inyecta un total de 36514.03 Bls de AP, lo cual representa el 11.1% del volumen poroso total. Entre Enero 1 del 2021 y Julio 1 del 2021, se inyectaron un total de 103291.9 Bls de ASP representado así un 31.4% del volumen poroso. Para finalizar la inyección se decide inyectar 335534.4 Bls de polímero en un total de 6 meses, a partir de la última fecha de la inyección de ASP, llegando al 102% del volumen poroso.

Durante todo el proceso realizado, se inyecta un total de 657340.33 Bls con el objetivo de tener un incremento en el factor de recobro ayudado por la continuidad de cuerpos de arena.

3.4.2 Escenario de simulación #2. En este escenario se crea el pozo PI-2, el cual se encarga de la inyección química, ubicado entre el pozo P-8 y P-9 con coordenadas de "X" igual a 4046926 y "Y" igual a 3166242. Se decide crear el PI-2 en esta zona debido a que los pozos productores a su alrededor tienen una presión de fondo buena para realizar la inyección. Por otro lado, se toman en cuenta la producción, la profundidad y la continuidad de los cuerpos de arena de los pozos a su alrededor.

Para este arreglo se tiene un volumen poroso igual a 295929 Bls, por consiguiente, se decide implementar una inyección entre Enero 1 y Julio 1 del 2020 de 1000 Bls por día de agua, generando el 61% del volumen poroso. Entre Julio 1 del 2020 y Enero 1 del 2021 se inyecta AP completando el 11.1% del volumen poroso el cual va a ser igual a 32848.1 Bls. Seguidamente, se inyectan 92921.7 Bls de ASP equivalentes al 31.4% del volumen poroso hasta Julio 1 del 2021. Para finalizar, se inyectan 301847.68 Bls de polímero equivalentes al 102% del volumen poroso.

3.4.3 Escenario de simulación #3. En este escenario de simulación, se van a trabajar parámetros semejantes al proyecto piloto CEOR realizado por la empresa CEPESA Colombia S.A. en el Campo “B”, con el fin de hacer una comparación entre el proyecto ejecutado en el Campo “B” y la simulación que se va a realizar sobre el Campo “A” en el Capítulo 4.

En la simulación de yacimiento de este escenario, se tomara en cuenta, el tiempo, producción, el arreglo de pozos que se usó en el proyecto piloto CEOR y la cantidad de concentración de químico utilizado.

En este escenario de simulación se trabaja un arreglo de cuatro invertido en el que se ven afectados principalmente los pozos P-3, P-4 y P-8, siendo estos pozos de primera línea, por consiguiente, el pozo PI-3 se crea en las coordenadas de “X” igual a 4045188 y de “Y” igual a 3165282, en una zona ayudada por la continuidad de arenas con el objetivo de que la inyección llegue a los tres pozos y si es posible afecte pozos de segunda línea como lo son P-9, P-7ST y P-6.

Se comienzan a inyectar 2000 Bls por día durante treinta (30) días, equivalentes al 3.9% del volumen poroso, seguidamente se inyectan 168963.2 Bls de AP durante noventa y un (91) días, siendo el 11.1% del volumen poroso. En los siguiente ciento cuarenta y ocho (148) días se inyectaron un total de 477967.9 Bls de ASP. Después de este proceso, se inyectan 4700 Bls por día de polímero durante un periodo de 293 días. Para finalizar, se inyectan 2000 Bls por día de agua durante catorce (14) días.

3.4.4 Escenario de simulación #4. Para este escenario de simulación se convierte el pozo productor P-3 a inyector, debido a que la producción de este pozo no se refleja en el simulador a mediados del año 2014. Esto se crea con el fin de afectar los pozos P-4 y P-8, siendo estos los pozos de primera línea, no obstante, el propósito es observar como se ve afectada la producción tanto en los pozos de primera línea como en los de segunda línea.

Se comienzan inyectado 2500 Bls por día de agua durante los primeros seis meses a partir de Enero 1 del 2020, siendo el 25% del volumen poroso. A partir de Julio 1 del 2010 se comienza una inyección continua de 1067 Bls por día de AP, completando un total de 194194 Bls equivalente al 11.1% de volumen poroso. Entre Enero 1 del 2021 y el Julio 1 de 2021 se inyectaron 546000 Bls de ASP equivalentes al 31.1% del volumen poroso. Para finalizar se inyecta la misma cantidad de polímero entre Julio 1 de 2021 a Enero 1 del 2022.

4. SIMULACION DE YACIMIENTOS

De acuerdo a la información del profesor Ing. Jorge Luis Ramos³⁵, la simulación de yacimientos se refiere a la construcción y operación de un modelo cuya tendencia sigue el desempeño real del yacimiento. Estos modelos pueden ser tanto físicos (pruebas de laboratorio) como matemáticos, donde los modelos matemáticos son un conjunto de ecuaciones que, bajo ciertas suposiciones, describen los procesos que ocurren en el yacimiento.

El propósito de la simulación de yacimientos es generar predicciones del comportamiento del yacimiento bajo uno o más esquemas de explotación. La simulación de los esquemas va a permitir definir cuál de los casos usados será el más óptimo a la hora de determinar la producción de crudo teniendo en cuenta los gastos operacionales, adicionalmente, los simuladores se pueden utilizar para evaluar el comportamiento y monitoreo del yacimiento. La licencia con la cual se trabajó para realizar las predicciones pertinentes se encuentra en el **Anexo A**.

La simulación numérica de yacimientos se rige por principios de balance de materiales, tomando en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la dirección de flujo de fluidos. Como beneficios de la implementación de la simulación, se tiene:

- Maximizar el recobro final, el potencial de producción, entre otros.
- Minimizar la declinación de presión.
- Reparación de los pozos.
- Incrementa el potencial de éxito en las campañas de perforación.

4.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR DE YACIMIENTOS CMG

La información que se presenta en esta parte del capítulo fue suministrada por el profesor de la Universidad de América, el ingeniero Jorge Luis Ramos, donde se ilustran las secciones básicas de un simulador de yacimientos y los datos necesarios en cada sección con el fin de que la simulación funcione adecuadamente.

4.1.1 Sección Encabezado. En esta sección se van a tomar en cuenta los factores con los que se va a iniciar la simulación de yacimientos, por consiguiente, esta sección es obligatoria en el software de CMG. Se tienen que introducir datos, de:

- Fecha de inicio de la corrida, siendo la fecha del pozo más antiguo, el primer completamiento o el pozo descubridor.

³⁵ RAMOS, Jorge Luis, Introducción a la Simulación Numérica de Yacimientos. Universidad de América, Simulación de Yacimientos, p. 3.

- Unidad de trabajo, conocidas como las unidades de campo o internacionales (estas van a depender del país en donde esté ubicado el Campo).
- Tipo de modelo de fluido.
- Tipo de simulador (STARS, IMEX o GEM)
- Número máximo de regiones PVT.
- Número máximo de tipos de roca.
- Número máximo de filas de tabla PVT, el simulador toma por error 68.
- Número máximo de filas en tablas de interacción roca fluido.
- Numero de acuíferos.
- Actividades de procesos especiales.

4.1.2 Sección geométrica del modelo y propiedades estáticas. Esta sección se divide en dos (2). En la primera parte se define el tipo de malla que se utiliza, dependiendo de la forma de la celda (estructural o no estructural), el tamaño de la celda (regular o irregular), el modelamiento geométrico de la celda (geometría *block center* o *corner point*), y el número y tamaño de la celda (finas o gruesas). Por otro lado, se define la celda, el sistema de coordenadas, numero de celdas, las regiones o sectores, espesores, fallas, limites estratigráficos y, arbitrarios.

Para la segunda parte, se tiene que suministrar la información de porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, NTG, compresibilidad, entre otros al simulador para que este corra correctamente sin mostrar ningún error.

4.1.3 Sección edición. Esta sección en el simulador de yacimiento CMG es opcional, debido a que en esta parte se pueden hacer cambios al modelo estático donde se especifican modificadores de parámetros como lo son los multiplicadores de volúmenes porosos y la transmisibilidad de las direcciones, entre otros parámetros.

4.1.4 Sección propiedades del fluido. El simulador maneja dos (2) tipos de modelo de fluido. En el modelo de flujo *black oil* se toman en cuenta las condiciones iniciales de presión y temperatura, gravedad específica del petróleo, densidad del agua, gravedad del gas en solución, presión de burbuja, Rbs, y se tienen que especificar las fases presentes en el yacimiento las cuales pueden ser petróleo, agua y gas. Tomando en cuenta estos valores introducidos al simulador, se van a generar tablas de las curvas que involucran Rs, Bo, Z, Bg, Mo y Mg Vs la presión para valores de presión menor al punto de burbuja, por otro lado, se generan tablas de Bo, Co y Mo Vs presión para los valores de presión por encima del punto de burbuja.

En cuanto al modelo de fluido composicional, se tiene que considerar la transferencia de masa y las tres fases presentes en el yacimiento tienen que tener diferentes componentes. Los datos a introducir en esta sección son las

condiciones iniciales de presión y temperatura, el número de componentes de la cromatografía, información de la cromatografía del fluido in-situ (nombre del componente, fracción molar del componente, peso molecular, temperatura crítica, volumen crítico, entre otros), modelo de viscosidad y la ecuación de estado.

4.1.5 Sección interacción roca-fluido. Esta sección se encarga de dar a conocer la movilidad relativa de una fase con respecto a otra cuando ambas se mueven al mismo tiempo. Esto se logra a partir de sistemas bifásicos y trifásicos. Para el caso de dos (2) sistemas bifásicos, siendo el sistema más común, se basa en la ecuación de Stone II para modelar un sistema trifásico mediante el uso de dos sistemas bifásicos, además se tiene que especificar la humectabilidad, el tipo de roca y se utilizan las tablas de las curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua contra la saturación de agua.

Por otro lado el sistema trifásico es uno de los sistemas más complejos de implementar debido a que las tres fases se mueven al tiempo con el objetivo de modelar de una manera mucho más precisa la permeabilidad relativa del petróleo, agua y gas. Para que este sistema se implemente perfectamente, se tienen que introducir datos de humectabilidad, tipo de roca y las tablas de las curvas de permeabilidades relativas de petróleo, agua y gas contra la saturación de gas y de agua.

La presión capilar es fundamental debido a que se tiene que tener en cuenta en un sistema el cual tenga algún contacto con fluidos, en cualquier proceso que involucre métodos de recobro mejorado y en yacimientos con buzamientos mayores a 30 grados.

4.1.6 Sección sumario o formatos de salida. Mediante los gráficos bidimensionales o cartesianos se va a especificar la información de salida que se desea del simulador, siendo estos, datos a nivel de pozo (presión de fondo), datos a nivel de grupo (tazas y producción acumulada), datos a nivel de campo (tipo especial de grupo), y datos a nivel de sector (categoriza una parte del modelo al analizar el subsuelo).

Dado el alcance de este proyecto, se van a crear las curvas a nivel de pozo y a nivel de Campo:

- Tiempo Vs Caudal de petróleo, agua, gas, y liquido
- Tiempo Vs BSW, GOR y GLR
- Tiempo Vs N_p , W_p , G_p , W_i y G_i

4.1.7 Sección condiciones iniciales y equilibrio. Esta sección consta del procedimiento matemático que permite determinar las condiciones del modelo al inicio de la simulación utilizando dos tipos de inicialización.

La inicialización por equilibrio se considera equilibrio hidrostático y permite determinar celda a celda los valores de saturación de agua, gas, petróleo, la presión, el OOIP, entre otros. Se debe de conocer la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-petróleo, gas-petróleo, el *Datum* y la presión al *Datum*. Se recomienda ingresar los datos de presión capilar del contacto agua-petróleo y gas-petróleo cuando existe contacto entre estos fluidos.

La inicialización por recurrencia es el proceso donde el simulador requiere que se le indique de manera explícita celda a celda la distribución de presiones, y la saturación de agua, gas, y petróleo. En el caso de considerar un proceso composicional se tiene que ingresar al simulador la malla de temperaturas y la malla de fracciones molares de los componentes.

4.1.8 Sección métodos numéricos. Esta sección es la encargada de especificar los controles numéricos de la corrida. Se controlan parámetros como la formulación del simulador (implícita o explícita), la tolerancia máxima de error de cálculo y balance de materia, *time step* (mínimo y máximo), número máximo de iteraciones, si la corrida se realiza en un solo núcleo o múltiples núcleos, entre otros.

4.1.9 Sección de información de pozos y datos recurrentes. De esta sección se obtiene y se modifica la información de las trayectorias, completamientos, eventos, reportes y fechas de los pozos. Dividiéndose de la siguiente manera:

- Información de survey y trayectoria de pozos. Siendo los datos a nivel de pozo que incluyen la información de coordenadas en “X”, “Y” y “Z” (o TVDss), MD, TVD y el nombre.
- Información de datos de completamientos de pozos, comprendiendo en estos la información de la fecha de completamiento, radio de pozo, daño de pozo, fracción del ángulo de drenaje y los intervalos cañoneados.
- Información de eventos de pozo y datos históricos, donde se incluye la fecha del evento, tipo de pozo (inyector o productor), históricos de producción (fecha, tasa de crudo, tasa de agua, presión de fondo, otros), y los histórico de inyección (fecha, tasa de inyección agua, tipo de fluido inyectado, presión de fondo, otros).
- Frecuencia de reporte de fechas. Se dividen en controles primarios, siendo los datos que requiere una producción exacta de la historia, y los controles secundarios siendo los que aseguran consistencia de la data.

4.2 PROYECTO PILOTO CEOR DEL CAMPO “B”

En esta parte del Capítulo se toman en consideración los análisis, procedimientos y resultados realizados por la empresa CEPESA Colombia S.A. con el fin de poder

realizar una comparación entre el proyecto piloto CEOR en el Campo “B” y el presente trabajo de simulación realizado sobre el Campo “A”.

4.2.1 Inyección AP. La inyección de la solución AP empezó el 24 de mayo del 2015 y finalizó el 25 de agosto de 2015. Durante este periodo la tasa de inyección estuvo entre 800 y 1000 bbl/d con una presión promedio en cabeza de pozo de 700 psi. Se inyectó un total de 74830 barriles equivalentes al 11.1% del volumen poroso del yacimiento del área.

4.2.2 Inyección ASP. El 25 de agosto de 2015 se dio inicio a la inyección de la solución ASP con una tasa de 1000 barriles por día a una presión promedio de inyección de 700 psi, posteriormente se ha incrementado el caudal de inyección hasta 1600 barriles por día con una presión máxima en cabeza de pozo de 950 psi.

El 11 de diciembre de 2015, se presentó un inconveniente con el equipo de fondo de un pozo llevándolo a intervención para cambiar la bomba. El pozo entro nuevamente en producción el 24 de diciembre de 2015. Durante el periodo de cierre de este pozo se redujo la tasa de inyección a 1400 barriles por día debido a que se observó un leve incremento en la presión en cabeza del pozo inyector. Luego del *workover*, la tasa de inyección fue gradualmente incrementada a 1600 barriles por día.

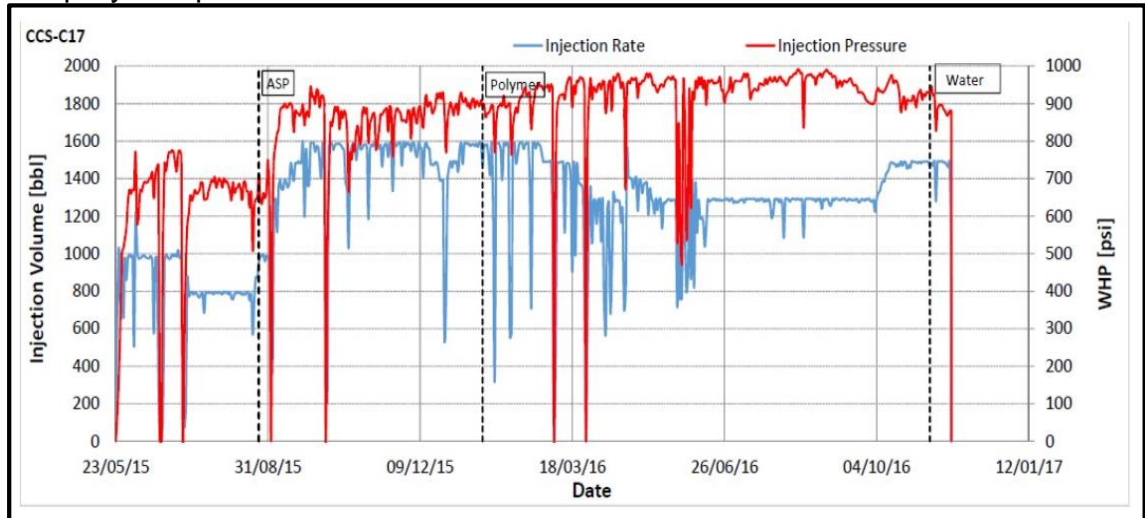
La inyección de ASP finalizó el 19 de enero de 2016. Se inyectó un total de 211434 barriles de solución ASP equivalentes al 31.4% del volumen poroso del yacimiento en el área.

4.2.3 Inyección Polímero. La inyección de solución polimérica empezó el 19 de enero de 2016 con un caudal de 1600 barriles por día y una presión promedio de inyección en cabeza de pozo de 950 psi, sin embargo, fue necesario disminuir la tasa con el objetivo de mantener la presión de inyección por debajo de la presión de fractura.

Desde el 12 de julio de 2016 se realizó la reducción gradual de la viscosidad de la solución polimérica, lo cual permitió incrementar gradualmente la tasa de inyección hasta 1500 barriles de petróleo por día. Al 22 de noviembre de 2016 se completó un volumen total inyectado de 687487 barriles equivalentes al 102% del volumen poroso del yacimiento correspondiente al área piloto.

La **Grafica 17** muestra el comportamiento de la presión y tasa de inyección desde el inicio del piloto CEOR.

Gráfica 17. Comportamiento de la presión y tasa de inyección desde el inicio del proyecto piloto CEOR.

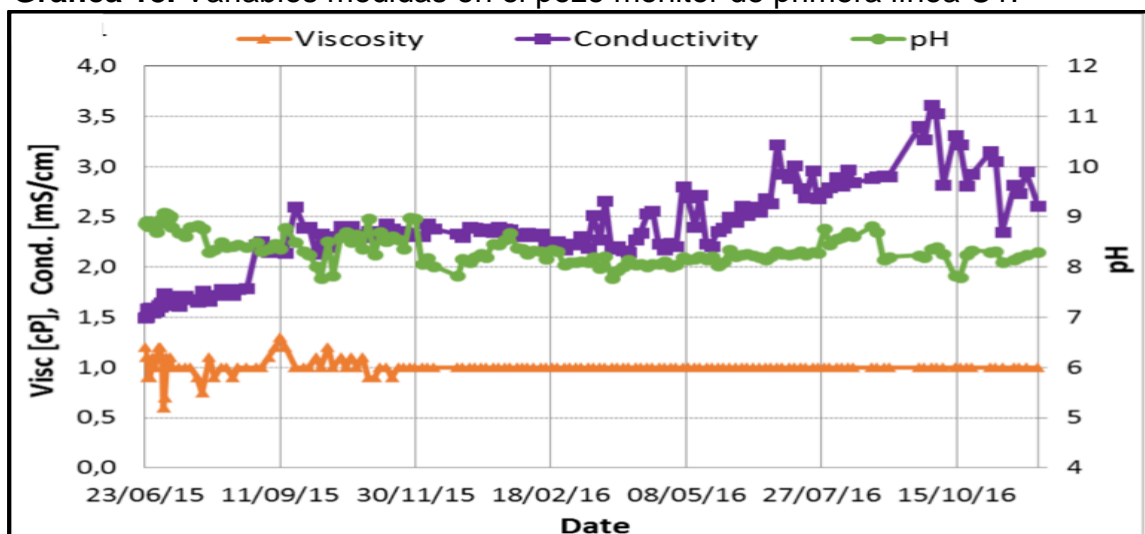


Fuente: CEPESA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

4.2.4 Seguimiento a pozos productores. Diariamente se realizaron análisis de los fluidos de producción en cada uno de los pozos monitores, los pozos de primera línea son: C1, C5 y C7, y los pozos de segunda línea son: C2, C6, y C12, esto con el fin de identificar cambios en la composición del fluido de producción e identificar el tiempo de arribo de los químicos inyectados.

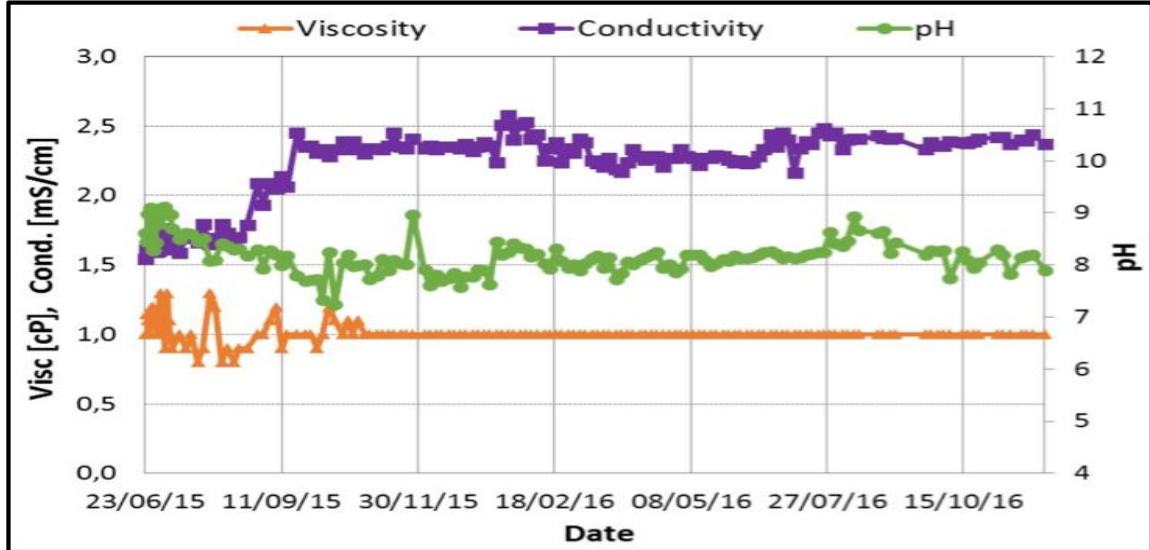
4.2.5 Comportamiento de pozos monitores de primera línea. La temperatura, viscosidad, conductividad y pH son las variables que se van a analizar respectivamente. Los comportamientos se muestran en las siguientes gráficas.

Gráfica 18. Variables medidas en el pozo monitor de primera línea C1.



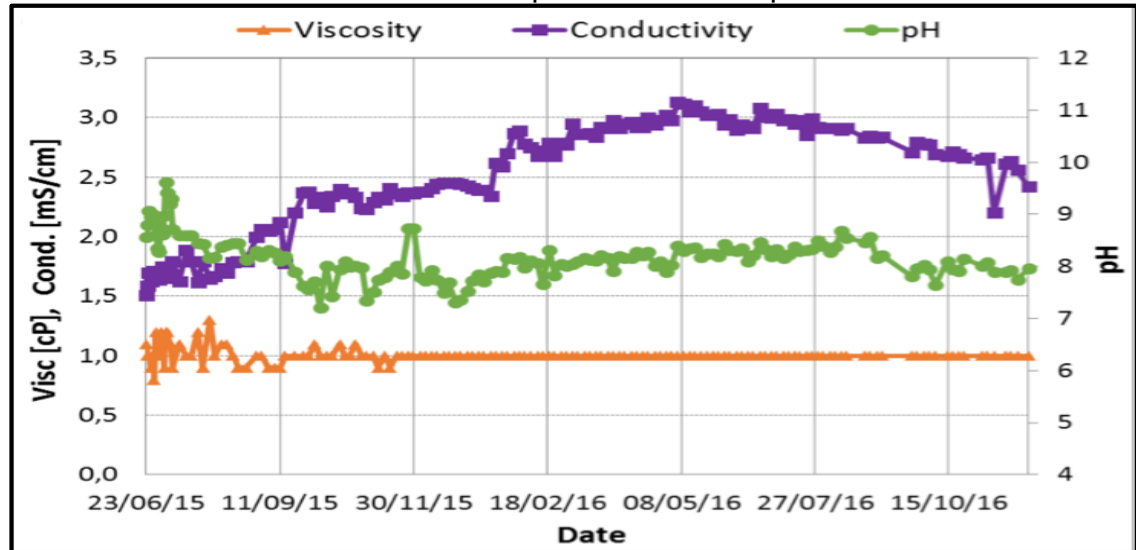
Fuente: CEPESA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Gráfica 19. Variables medidas en el pozo monitor de primera línea C5.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Gráfica 20. Variables medidas en el pozo monitor de primera línea C7.



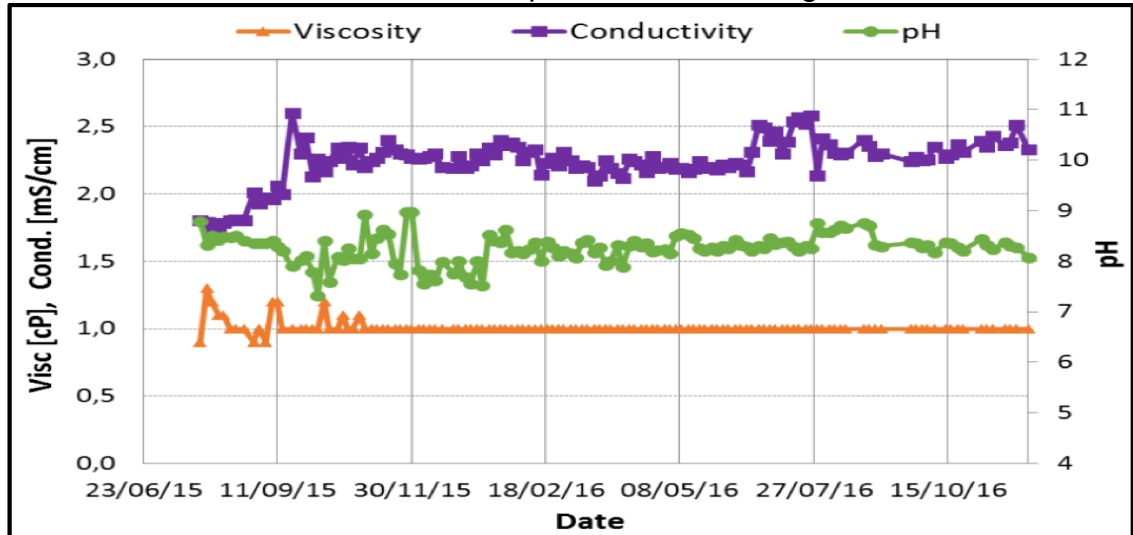
Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

De la **Gráfica 18** a la **Gráfica 20**, se puede observar un incremento en la conductividad de los pozos C1, C5 y C7, lo cual se debe posiblemente al arribo del álcali en estos pozos, evidenciado en un incremento en el contenido de Boro en estos mismos pozos. Las gráficas del contenido de Boro y la inyección de trazadores se encuentran en el **Anexo B**.

4.2.6 Comportamiento de pozos de segunda línea. Los pozos monitores de segunda línea, mostraron cambios leves en la conductividad, lo que significa la

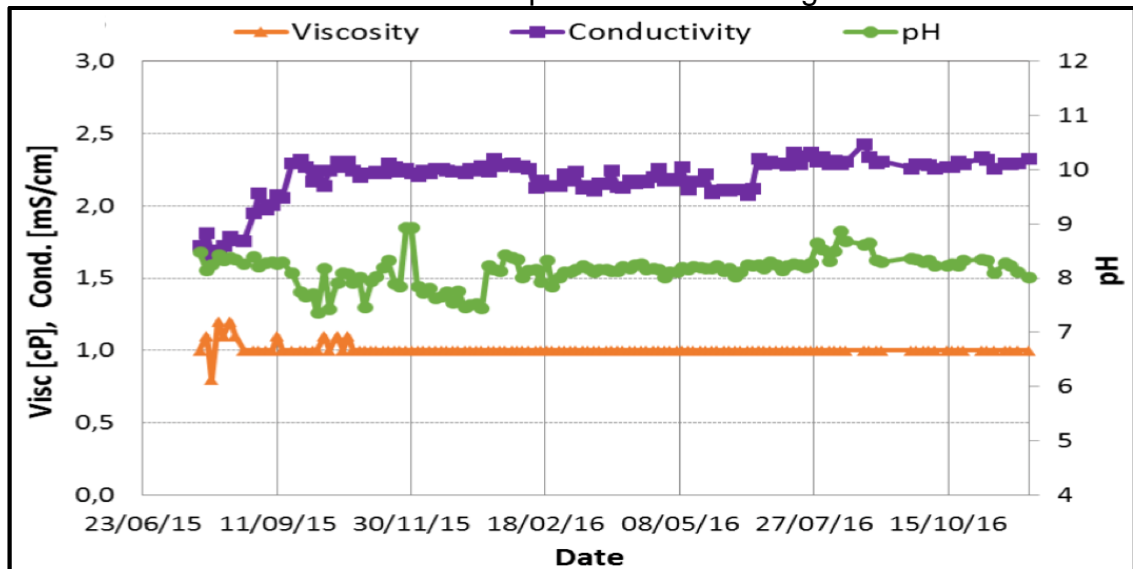
presencia de álcali en dichos pozos. Como se observa de la **Grafica 21** a la **Grafica 23**.

Gráfica 21. Variables medidas en el pozo monitor de segunda línea C2.



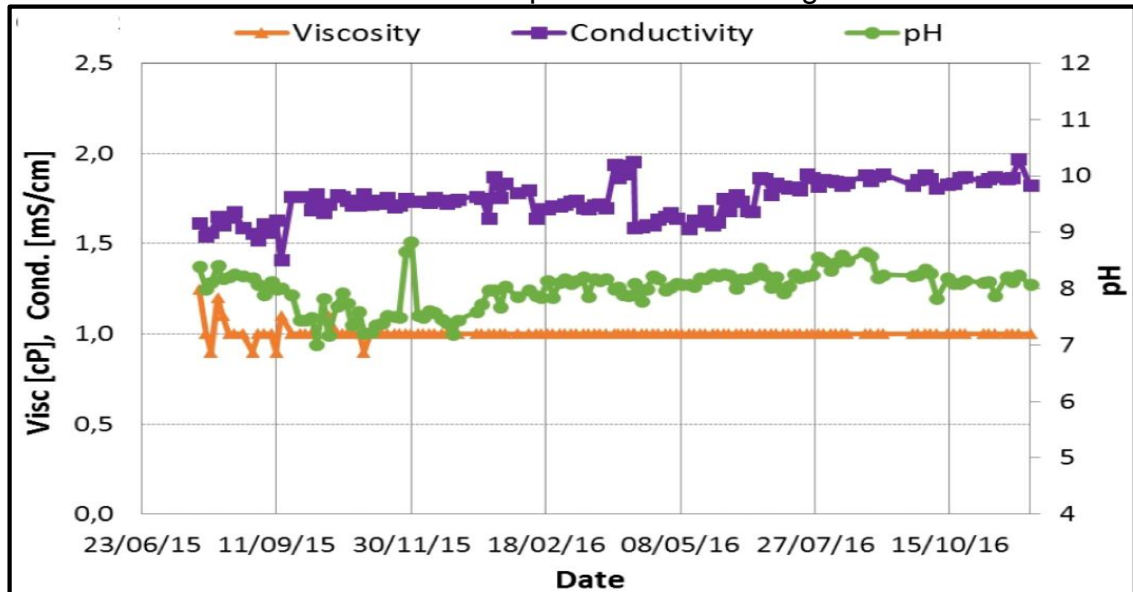
Fuente: CEPISA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Gráfica 22. Variables medidas en el pozo monitor de segunda línea C6.



Fuente: CEPISA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Gráfica 23. Variables medidas en el pozo monitor de segunda línea C12.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

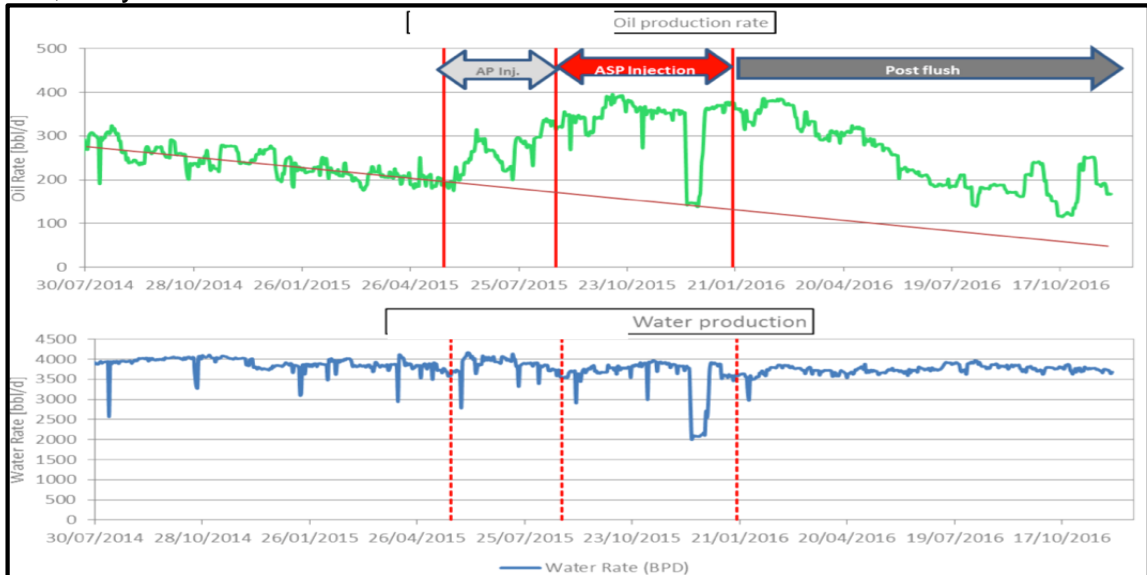
4.2.7 Comportamiento de producción en pozos monitores. Semanalmente se realizaron pruebas contra separador de los pozos monitores de primera línea P1, P5 y P7 con el fin de llevar un seguimiento de la producción de fluidos y el corte de agua en estos pozos. Adicionalmente, a los pozos de segunda línea también se les realizaron pruebas contra separadores periódicamente.

La **Grafica 24** muestra el comportamiento de la producción de aceite y agua de los tres pozos monitores principales desde que inicio la inyección del piloto CEOR. Como se puede observar tendencia en la producción de aceite era a disminuir, con una producción alrededor de 200 barriles por día antes de iniciar la inyección de la solución AP.

Al 31 de diciembre de 2016 la producción incremental de petróleo en los pozos del piloto es de 71053 barriles. El pico de la producción de los pozos de primera línea fue de 385 BOPD, representando un incremento de 220 barriles de crudo por día respecto a la línea base de producción.

Para el caso de la producción de agua, se ha mostrado una reducción desde que inicio la inyección del piloto CEOR, debido a que el frente de crudo que se va desplazando desde el pozo, llega a los pozos productores. La producción de agua antes de iniciar la inyección era en promedio de 4000 barriles por día y al finalizar el piloto fue de alrededor de 3760 bbl/d. Así mismo, se puede observar una caída en la producción de petróleo y de agua entre el 11 y el 24 de diciembre del 2015 debido a problemas en equipos de fondo.

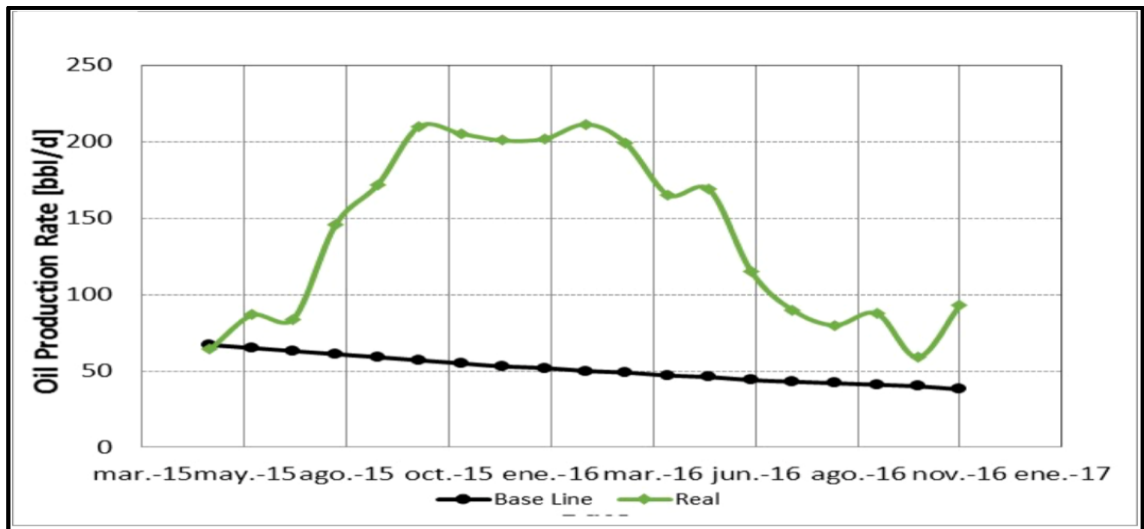
Gráfica 24. Comportamiento en la producción de aceite y agua de los pozos C1, C5 y C7.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

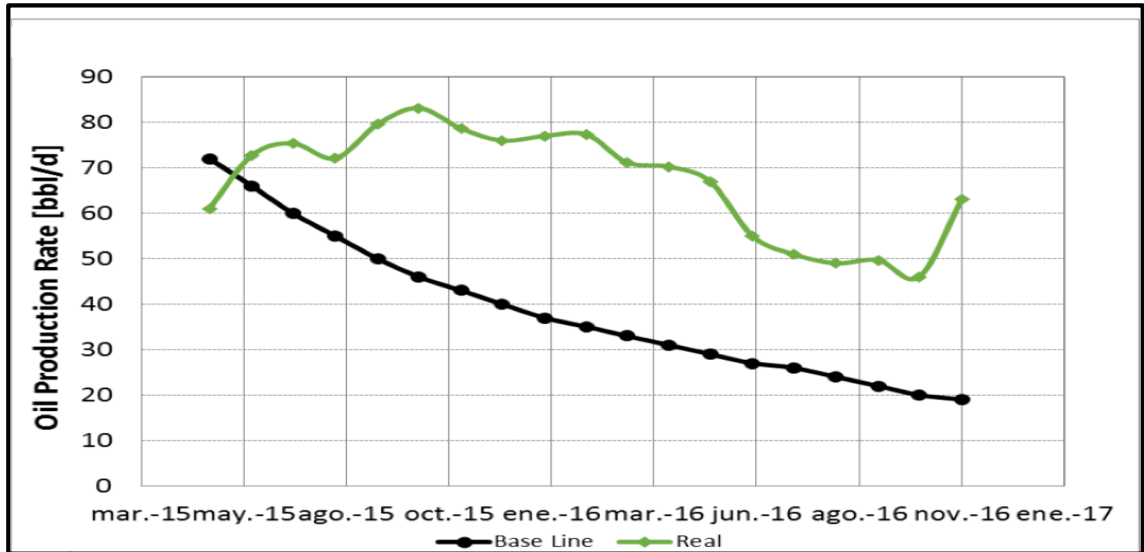
Por otra parte, se definió una línea base de predicción de producción para los pozos monitores de primera línea del piloto CEOR basado en el ajuste histórico de modelo de simulación de yacimientos. Las **Gráfica 25**, **Gráfica 26** y **Gráfica 27** permiten observar claramente el comportamiento en la producción real del petróleo con respecto a la predicción que se tenía en los pozos de primera línea en caso de que no se hubiese implementado la fase piloto.

Gráfica 25. Comparación de producción de crudo real vs observada en el pozo C1.



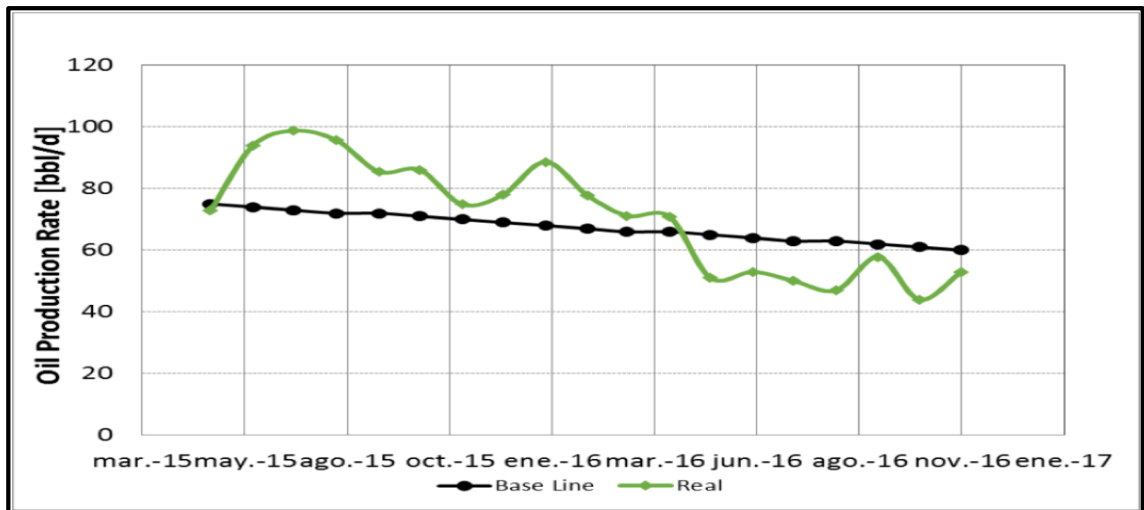
Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Gráfica 26. Comparación de producción de crudo real vs observada en el pozo C5.



Fuente: CEPESA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Gráfica 27. Comparación de producción de crudo real vs observada en el pozo C7.



Fuente: CEPESA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Como se observa en las gráficas, el pozo C1 y C5 mostraron la mejor repuesta en producción incremental comparada con la línea base. El C7 mostro una ganancia inicial de petróleo, sin embargo, en los últimos meses estuvo por debajo de la línea base.

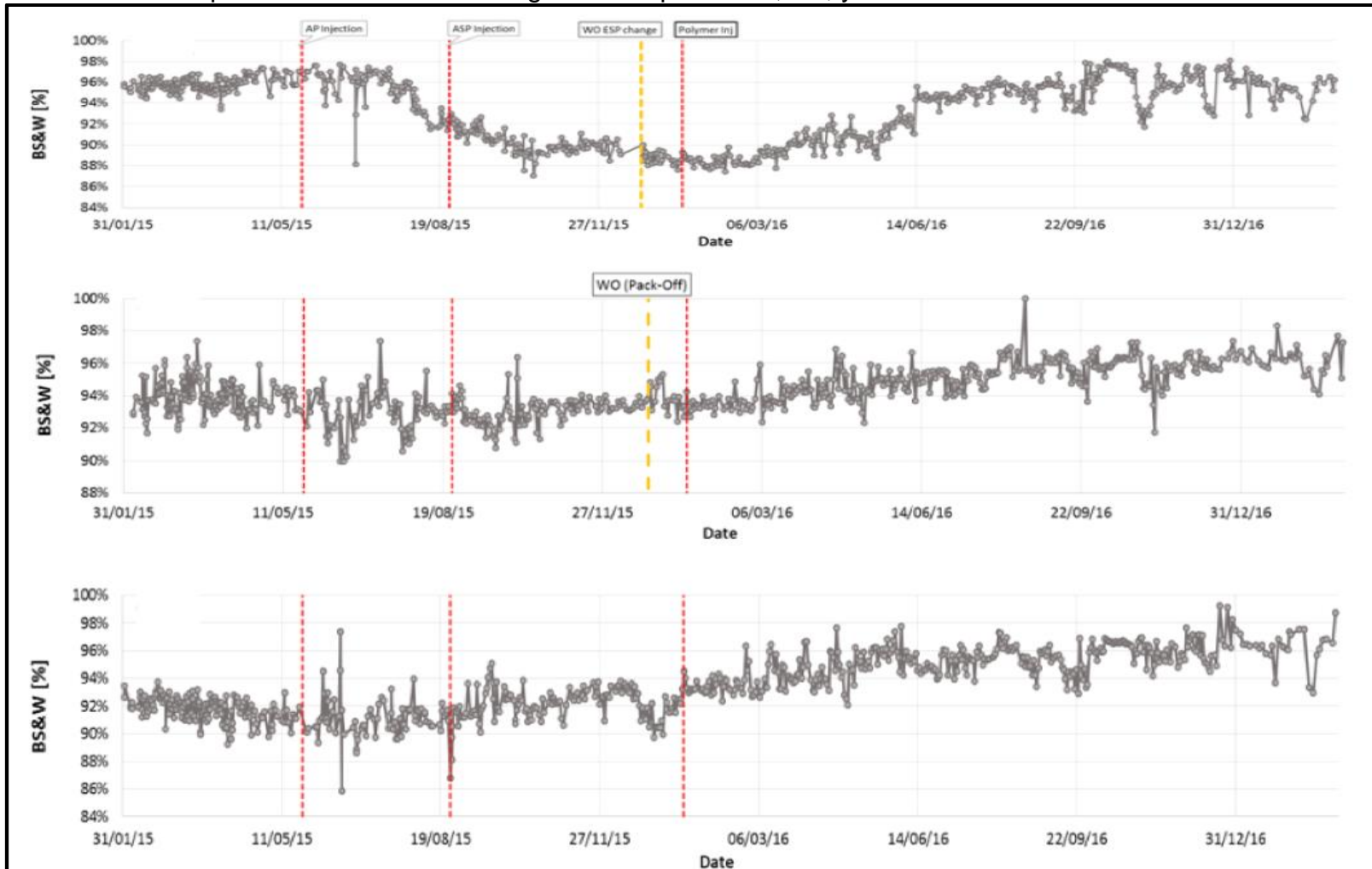
Diariamente se realizaron mediciones del corte de agua en los pozos monitores C1, C5 y C7, y periódicamente en los pozos monitores de segunda línea. La

medición se realizó utilizando el método de agua libre y centrifugación en el laboratorio de crudo de la estación del Campo. La **Gráfica 28** muestra el comportamiento del corte de agua en los pozos monitores y su tendencia desde antes de iniciar la inyección del piloto CEOR.

Durante todo el periodo de inyección se observó claramente una disminución en el corte de agua en los pozos C1 del 97 a 88% en el PIO de producción. Para el caso de los pozos C5 y C7 el corte de agua se mantuvo estable durante las primeras etapas del piloto y actualmente se evidencia una tendencia a incrementar el BS&W en los tres pozos monitores.

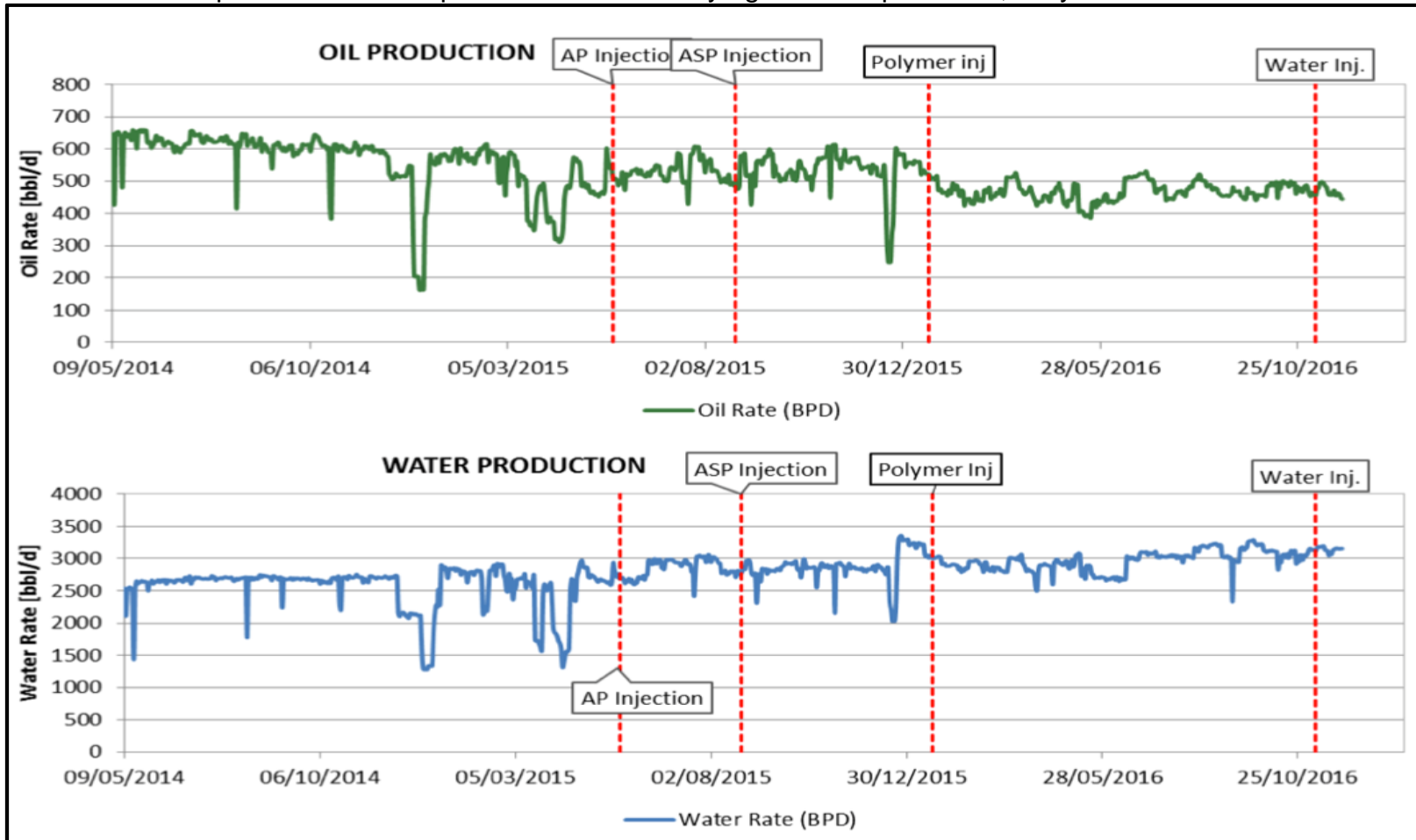
Para el caso de los pozos de segunda línea, no se observan cambios representativos en la tendencia de producción de aceite que se puedan atribuir a la inyección de químicos en el piloto, sin embargo, se evidencia el arribo de polímeros y cambios en la conductividad del agua por efecto del piloto

Gráfica 28. Comportamiento del corte de agua en los pozos C1, C5, y C7.



Fuente: CEPISA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

Gráfica 29. Comportamiento en la producción de aceite y agua de los pozos C2, C6 y C12.



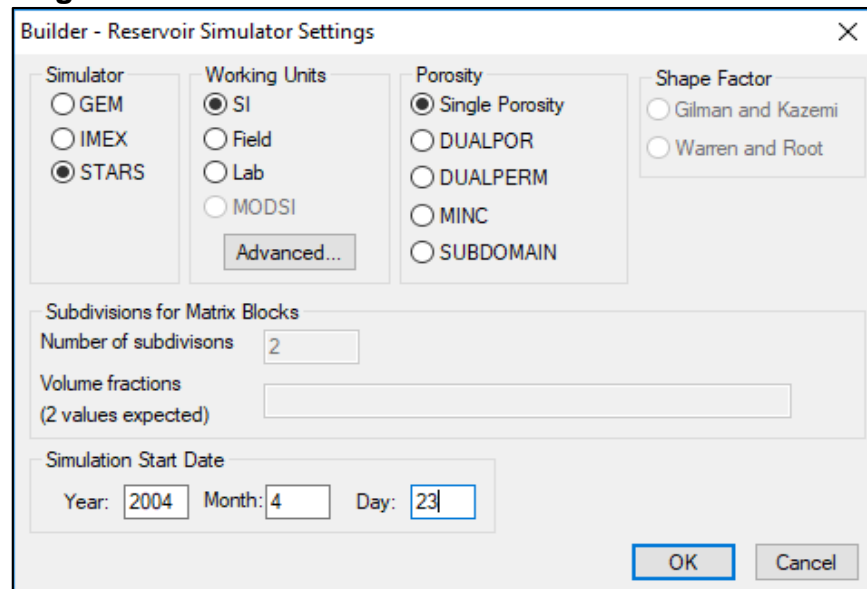
Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

4.3 DESCRIPCION DE LA CONSTRUCCION DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO “A”

En esta parte del capítulo se habla de la creación del modelo conceptual del Campo “A” en el simulador de yacimientos CMG, explicando así el paso a paso de cada sección de este software y los datos que fueron utilizados.

4.3.1 Sección de I/O control e importación de la malla. Para comenzar a realizar el modelo conceptual, se tiene que crear un archivo en el pre-procesador de *Builder*. Para esto se debe dirigir a el *launcher* de CMG y abrirlo, seguidamente en el preprocesador de *Builder* crea un nuevo archivo en “file”, finalmente este abre una nueva ventana como se muestra en la **Figura 26** en la cual tiene que seleccionar los datos que van a delimitar el trabajo de ahí en adelante.

Figura 26. Creación del caso base en *Builder*.



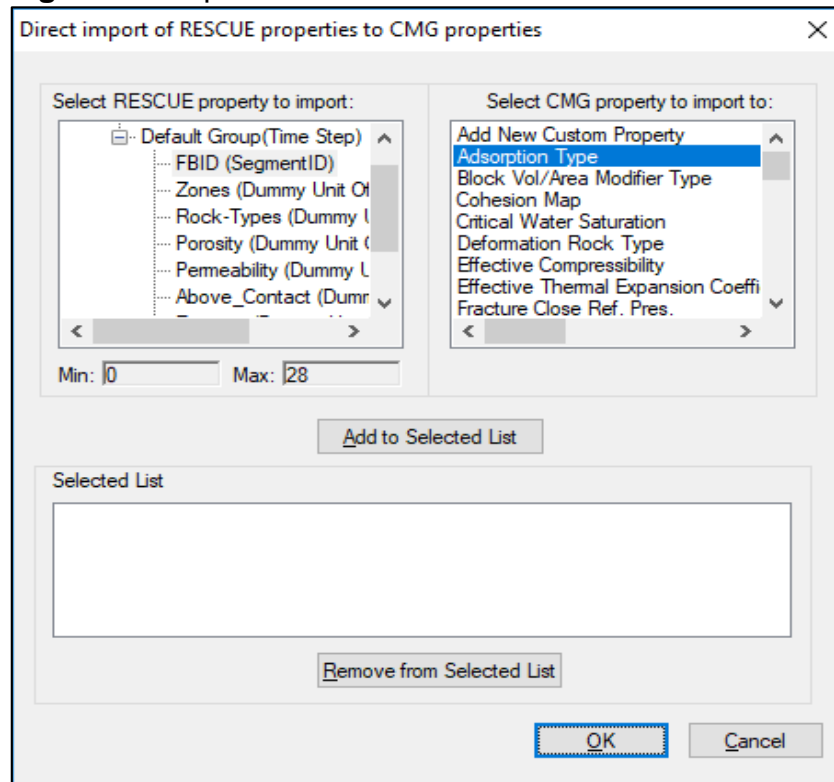
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Figura 26** se puede observar la opción escogida para realizar el trabajo. El simulador a usar va a ser STARS, las unidades que se escogieron son las de campo, y la porosidad fue porosidad simple. Por último, la fecha de inicio de la corrida va a ser la primera fecha en la que se realizó el primer trabajo sobre el Campo “A”, esto no afectara la fecha de inicio de producción.

Dado que en este caso la malla fue suministrada por la empresa CEPSA Colombia S.A, luego de que se abre la página principal de *builder*, se selecciona la pestaña *reservoir*, seguidamente, *open rescue file* y ahí se busca la carpeta donde se tiene la malla (*Grid*) en formato *rescue* para así importarla al *builder*.

El programa permite seleccionar que partes de la malla se quieren exportar, en esta simulación se debía importar toda la información de los bloques, también se recomienda ocultar las celdas en *hide all* que se encuentren inactivas para facilitar el trabajo sobre la malla y dar continuar. Para finalizar se debe importar las propiedades que trae el archivo *Rescue* con el cual el simulador trabaja, como se muestra en la **Figura 27**.

Figura 27. Importación de la malla.

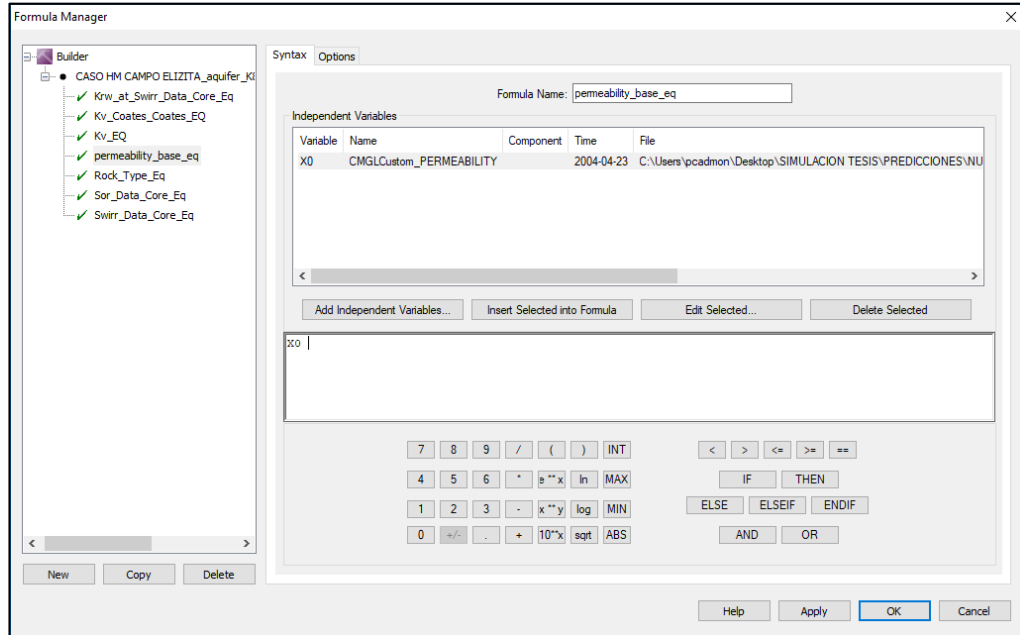


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

4.3.2 Sección reservorio. Para poder completar la sección de reservorio, se va a proceder a agregar las ecuaciones que hacen falta en el simulador, en este caso, la permeabilidad en “I”, la permeabilidad en “K” y la permeabilidad relativa de cada tipo de roca suministrada por la empresa. Las demás ecuaciones van ser importadas con la malla al ser exportada a CMG.

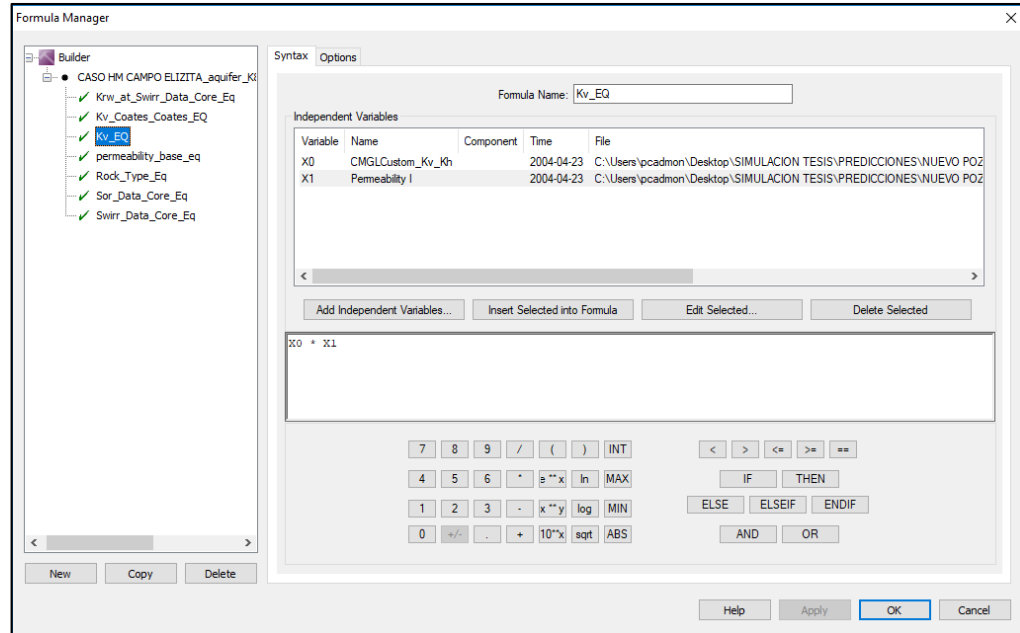
Las formulas se tienen que introducir al simulador mediante la opción de *formula manager*. Para crear esta, se le da *click* a *new*, se asigna un nombre con terminación “_eq”, se le asignara la variable que llevara la ecuación en *add independent variable* y para terminar se le da a la opción de *apply* seguidamente de *OK*. De la **Figura 28** a la **Figura 30**, se pueden observar las ecuaciones faltantes en el simulador.

Figura 28. Creación de ecuación de permeabilidad en "I".



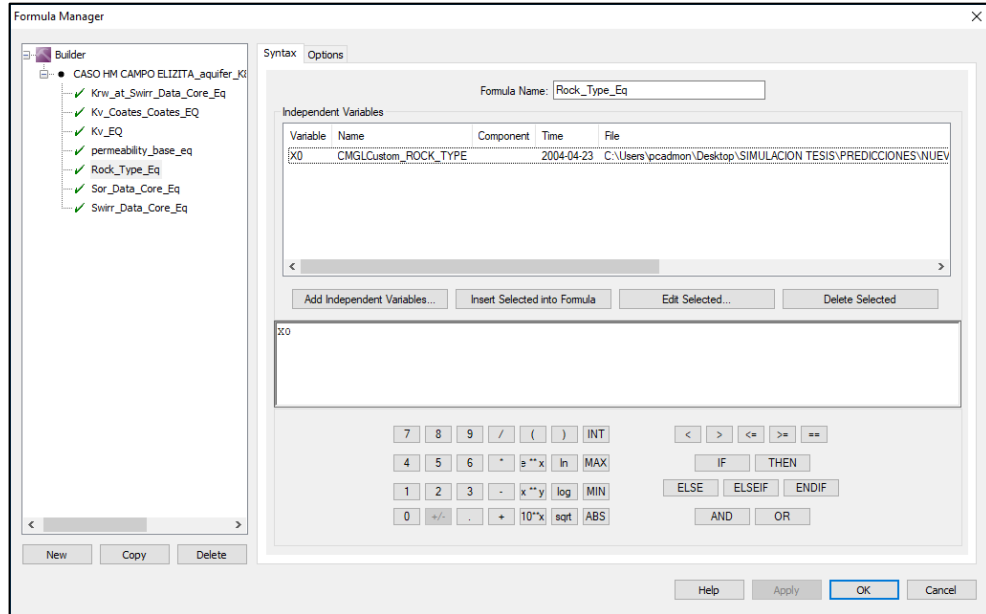
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Figura 29. Creación de ecuación de permeabilidad en "K".



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

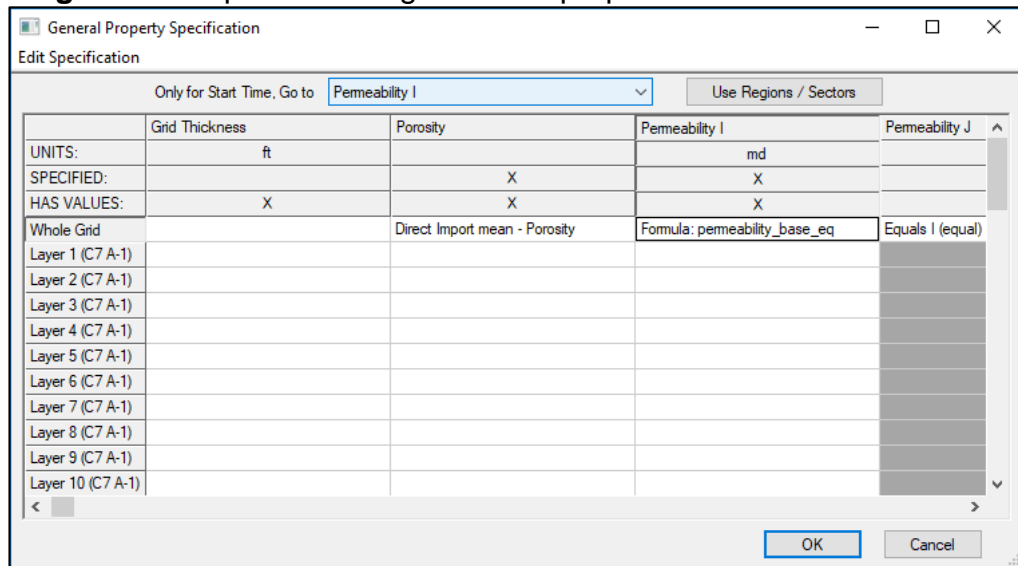
Figura 30. Creación de ecuación *Ret perm set number*.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión.

Continuando con la sección de reservorio, se procede a la opción de *array properties* con el objetivo de asignar las ecuaciones ya establecidas en el simulador, como se muestra en la **Figura 31**. Para este proceso se da *click* sobre la opción que se quiere editar, *edit especification, formula*, se selecciona la fórmula que se quiera introducir de las ya creadas anteriormente, la opción *OK*, seleccionar la propiedad que acaba de modificar, seguidamente aceptar.

Figura 31. Especificación general de propiedades.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión.

Para la compresibilidad de la roca se utilizó la ecuación del *paper* de SPE 26647. “*Application of Variable Formation Compressibility For Improved Reservoir Analysis. By: D.P. Yale, G.W. Nabor, * and J.A. Russell, Mobil R&D Corp., and H.D. Pham** and Mohamed Yousef,t Mobil E&P U.S. Inc.* Las variables usadas se especifican en un Excel que se adjunta a este trabajo en el **Anexo C**. Después de los cálculos pertinentes se añade el valor a la variable dando doble click en *rock compressibility* como se observa en la **Figura 32**.

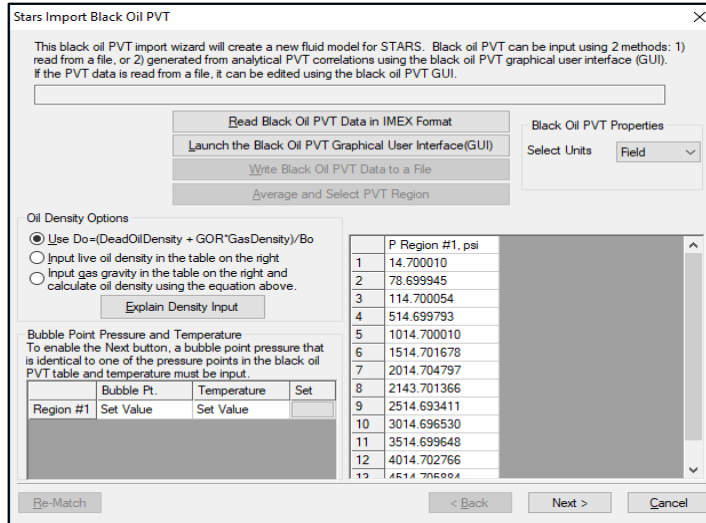
Figura 32.Compresibilidad de la roca.

The screenshot shows a software window titled "STARS Other Reservoir Properties". At the top, there is a "Rock Type" dropdown menu set to "1". Below this, there are three tabs: "Thermal Properties", "Overburden Heat Loss", and "Variable Pemeability". The "Rock Compressibility" sub-tab is active, which includes "Dilation - Recompanction" and "Compaction Rebounding". The main area contains several input fields: "Porosity Reference Pressure" (2200 psi), "Formation Compressibility" (7.71989E-6 1/psi), "Thermal Expansion Coefficient", "Pressure-temperature cross-term", "Lower Reference Pressure", "Higher Reference Pressure", "Compressibility Near Higher Reference Pressure.", and "Max. Porosity Fractional Increase". At the bottom, there are two radio buttons: "Reference Porosity" and "Initial Porosity", with "Initial Porosity" being selected. Standard "OK", "Cancel", "Apply", and "Help" buttons are at the bottom right.

Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión.

4.3.3 Sección de componentes. Para dar inicio con la sección de componentes, se utiliza información de pruebas PVT suministrada por la empresa CEPESA Colombia. S.A. la cual va a ser introducida al simulador paso a paso. Para esto se da en la opción de *import blackoil PVT* la cual va a abrir una ventana igual a la que se muestra en la **Figura 33**. La información del PVT se encuentra en el **Anexo D**.

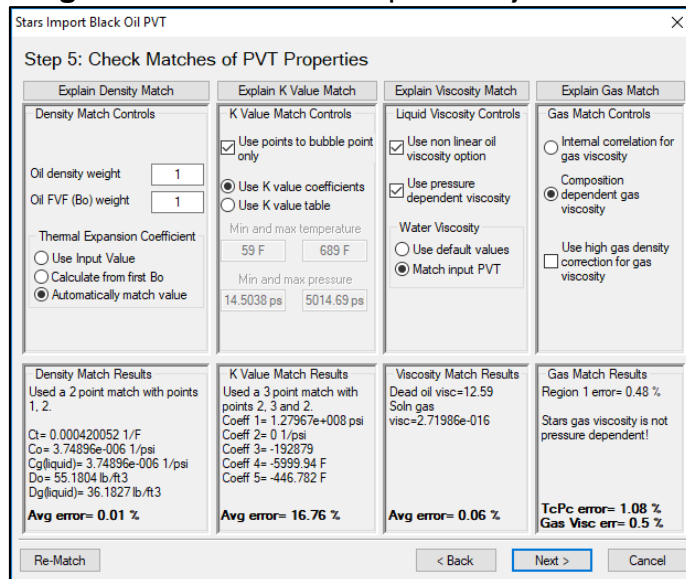
Figura 33. Inicio sección componentes.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Seguidamente, se procede a introducir las unidades con las cual se va a trabajar, la presión de burbuja y la temperatura del yacimiento. Después de realizar todos los pasos que requiere el simulador para terminar esta sección, va a aparecer una ventana en la que se tienen que seleccionar las opciones más adecuadas para que el porcentaje de error sea el más bajo posible, como se muestra en la **Figura 34**.

Figura 34. Selección del porcentaje de error.

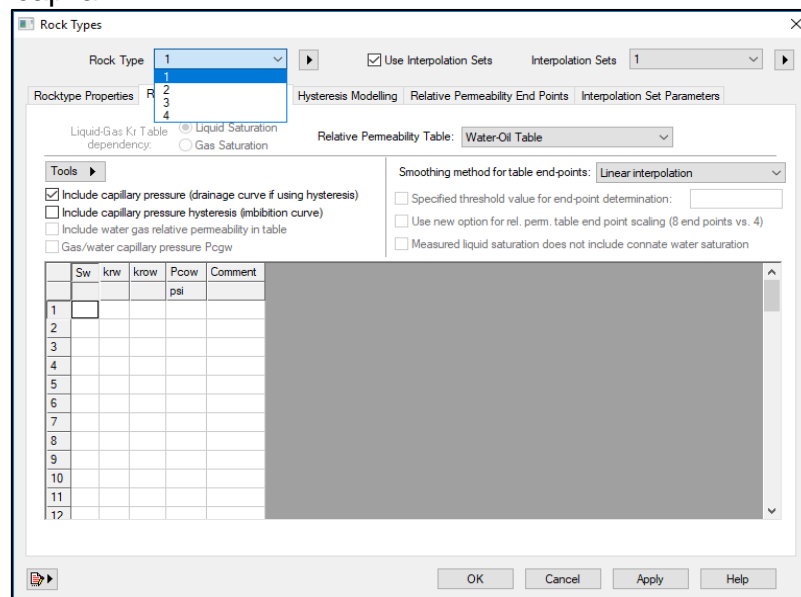


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

4.3.4 Sección de roca y fluidos. En esta sección se introduce al simulador la información de permeabilidades, saturaciones y mojabilidad de la roca. Para empezar, se tiene que seleccionar la opción de *Rock Fluid Type*, en las propiedades se selecciona la opción de *Water Wet* y para la ventana de permeabilidades relativas se va a elegir la opción de *Water-Oil table*, como se observa en la **Figura 35**.

Para poder llenar los datos necesarios en la sección de roca y fluidos, la empresa CEPSA Colombia S.A. suministro la información necesaria con la cual se realizaron graficas de presión capilar contra saturación de agua con el fin de obtener, mediante una regresión, una ecuación mucho más completa para obtener todos los datos de presión capilar faltantes.

Figura 35. Tabla de permeabilidades relativas y presión capilar.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Como se observa en la **Figura 35**, en la opción de *Rock Type* se crean cuatro (4) tipos de roca los cuales son importados por la malla de la empresa CEPSA Colombia S.A. introducida al simulador.

Es importante aclarar que el tipo de roca número cuatro (4) no está definido en la malla como un tipo de roca único, lo que obliga a tomar los mismos valores del tipo de roca número tres (3). Esta información se corroboró con la ayuda del simulador de yacimientos “Petrel” como se observa en el **Anexo E**.

4.3.5 Sección de condiciones iniciales y numéricas. En esta sección se definen los fluidos que se tienen en el reservorio, los contactos de agua-petróleo, presión del reservorio, y el contacto a la profundidad de gas-petróleo en caso de que se conozcan.

En la sección de condiciones iniciales, se escoge la opción de *Water-Oil*, se coloca la presión de referencia, la profundidad que se tiene, y la profundidad a la que se encuentra el WOC. En la **Figura 36** se puede observar los datos ingresados en esta sección.

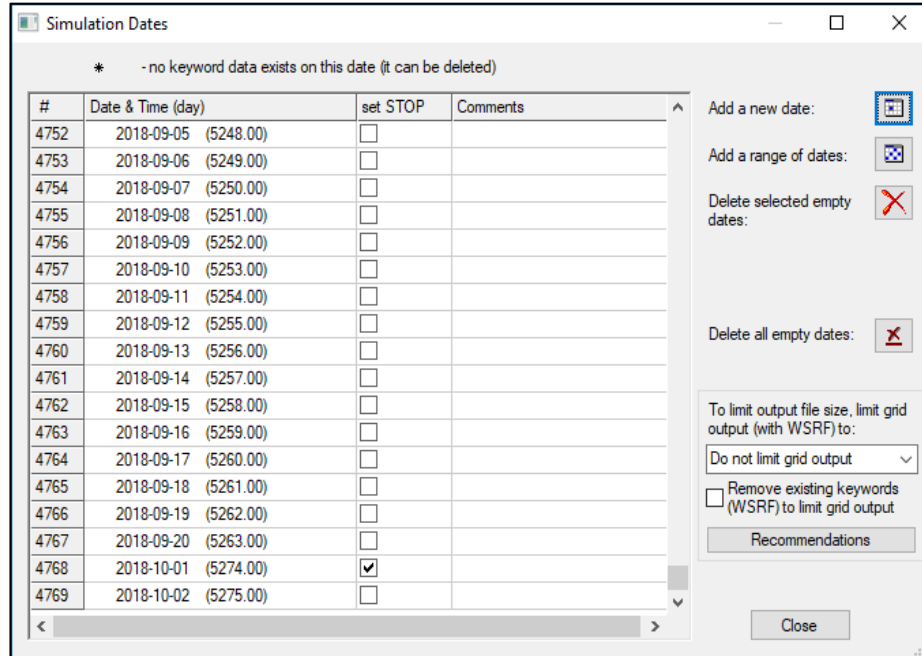
Figura 36. Sección condiciones iniciales.

Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

4.3.6 Sección de wells & recurrents. En esta sección se especifican los pozos que se tengan, junto con la data de producción, perforación y completamiento de cada uno de ellos. En el caso de estudio, la información requerida para que el simulador funcione correctamente se importó directamente con la malla suministrada por CEPESA Colombia S.A, por lo tanto, no es necesario ingresar manualmente esa información, sin embargo, se tiene que definir la fecha en la que el pozo para la producción.

Para realizar este proceso, se seleccionan las fechas de la corrida donde se define la fecha en la que se va a realizar el *stop*, siendo esta, un día antes del último dato. Como se observa en la **Figura 37**.

Figura 37. Selección fecha STOP.



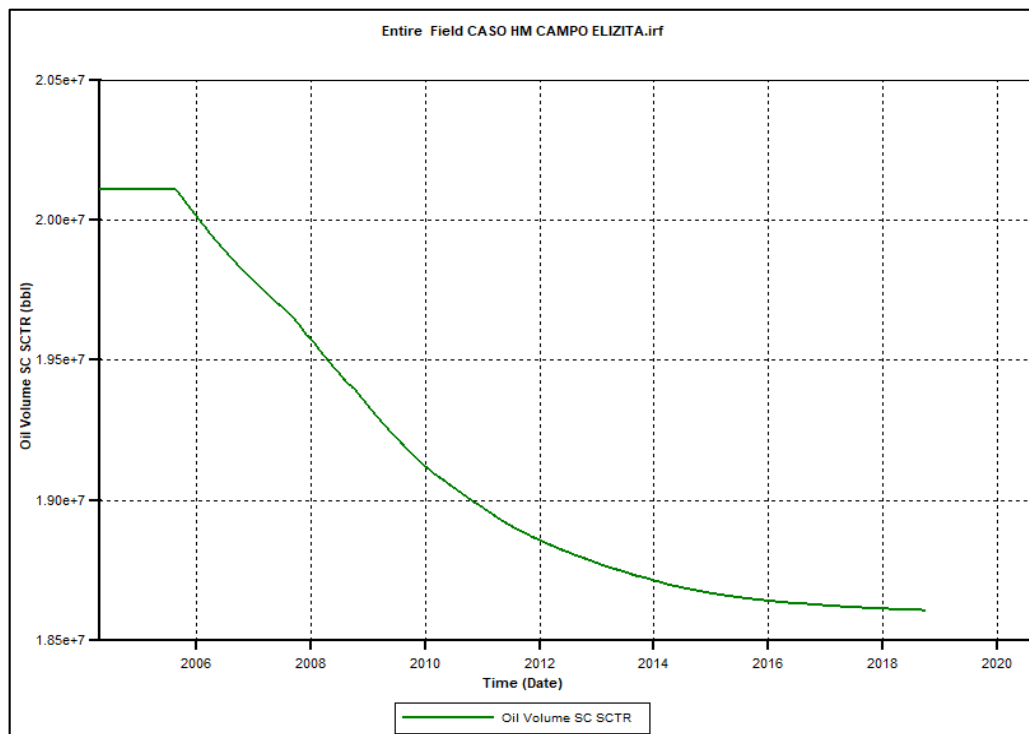
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Una vez realizadas todas estas secciones es posible realizar el cotejo histórico de los datos para así garantizar que los resultados obtenidos en las predicciones a realizar sean correctos.

Cabe aclarar que el completamiento de los pozos culmina cuando se inserta el radio del pozo y el daño de cada uno de ellos. Para este trabajo la información fue obtenida de los trabajos de completamiento realizados por la empresa CEPSA Colombia S.A. Esta información se encuentra en el **Anexo F**.

En la **Grafica 30** se ilustra el OOIP que arroja el simulador después de validar con STARS, dando como resultado 20111800 STB, obteniendo una sobreestimación al dato suministrado por CEPSA.

Gráfica 30. OOIP del caso base.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

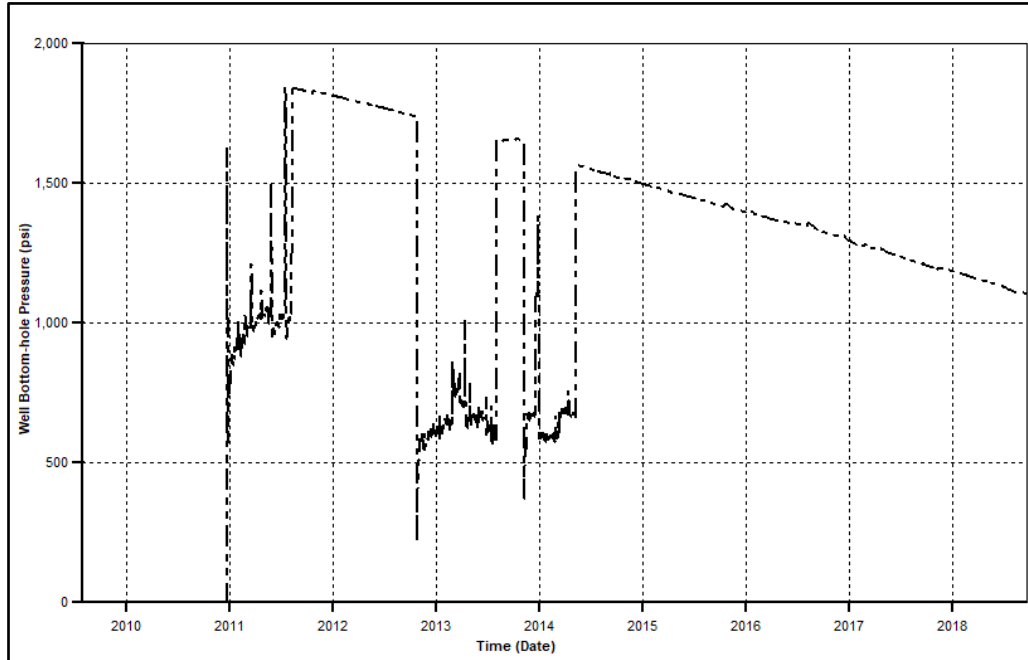
4.4 AJUSTE HISTORICO Y EVALUACION DE ESQUEMA DE EXPLOTACION ACTUAL PARA UN PERIODO HASTA EL AÑO 2029

Después de haber finalizado el modelo de simulación completamente definido, se procede a crear las gráficas de BHP, producción de agua, petróleo, liquido, corte de agua, y el petróleo acumulado para un periodo actual, siendo el ajuste histórico, y un periodo hasta el año 2029.

4.4.1 Ajuste histórico. El cotejo histórico se realiza con el fin de garantizar la obtención de los datos correctos al momento de realizar las corridas de predicción. Para este trabajo, se crean las gráficas de BHP contra el tiempo las cuales van a modificarse con el ajuste de multiplicadores con el fin de obtener una lectura más exacta. La corrida termina el primero de octubre del dos mil dieciocho (2018) siendo la fecha en la que se evalúan los resultados

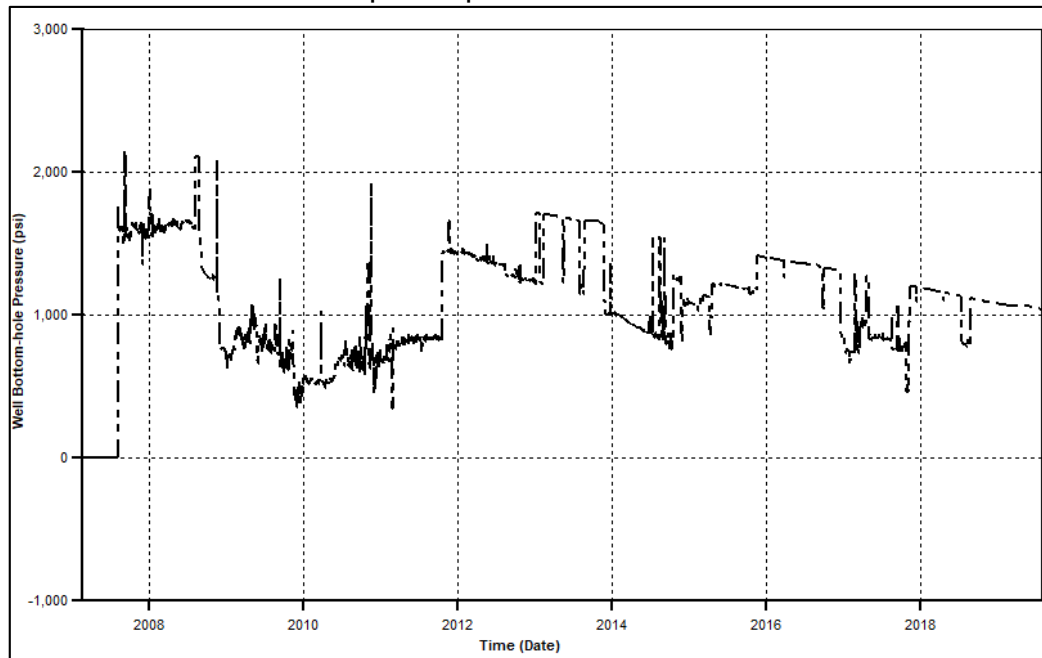
De la **Grafica 31** a la **Grafica 37** se observa el comportamiento del BHP Vs el tiempo de los pozos P-3, P-4, P-5, P-6, P-7ST, P-8, y P-9 con los ajustes pertinentes realizados al modelo.

Gráfica 31. BHP Vs Tiempo del pozo P-3.



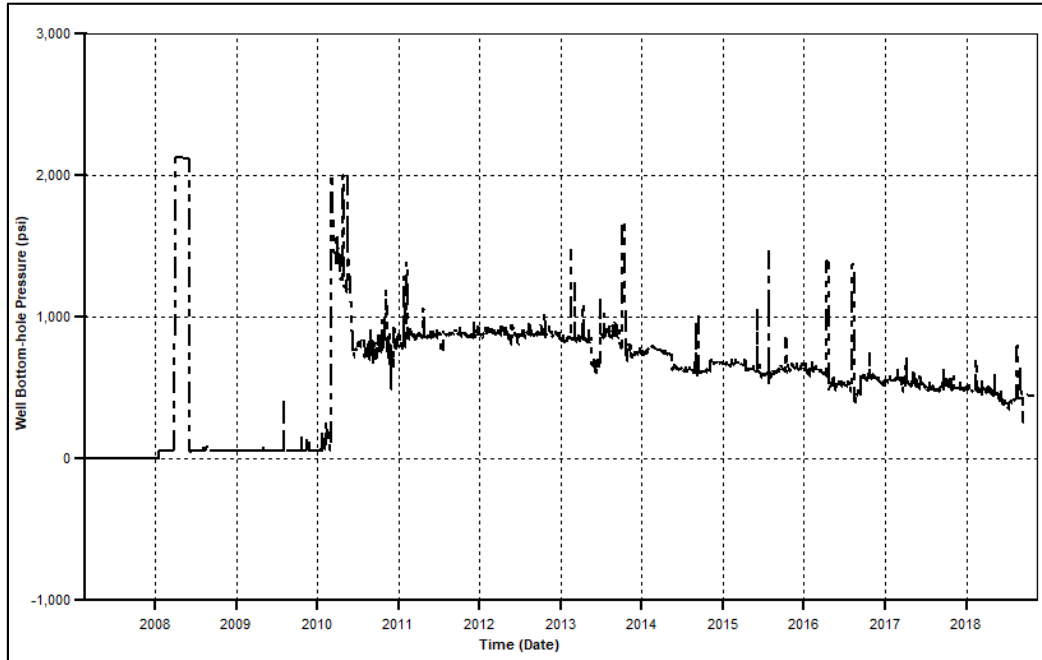
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 32. BHP Vs Tiempo del pozo P-4.



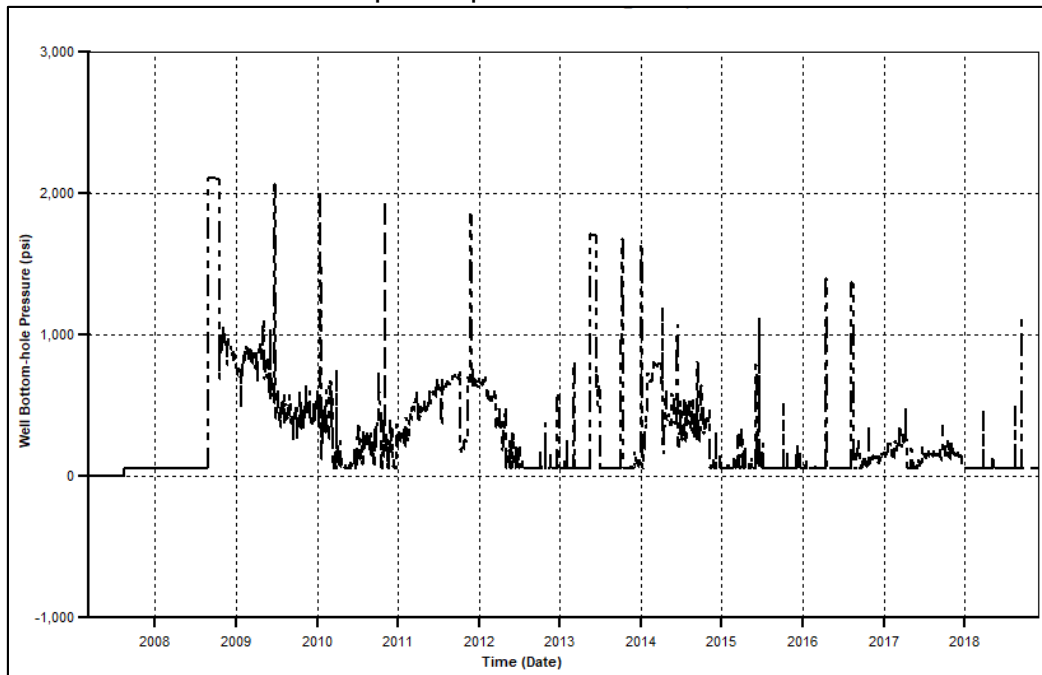
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 33. BHP Vs Tiempo del pozo P-5.



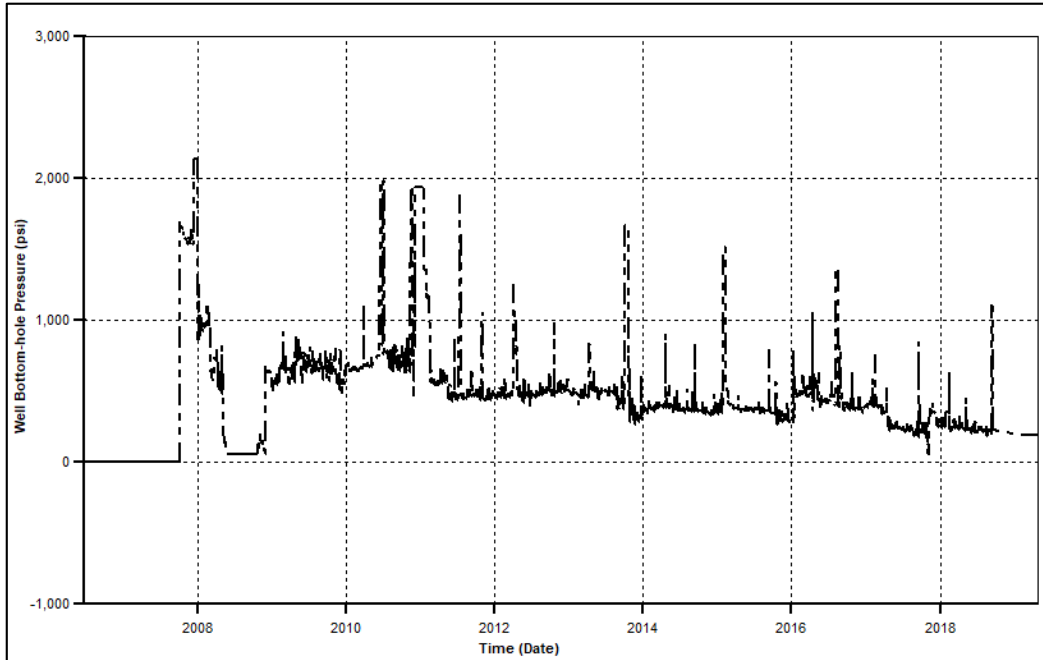
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 34. BHP Vs Tiempo del pozo P-6.



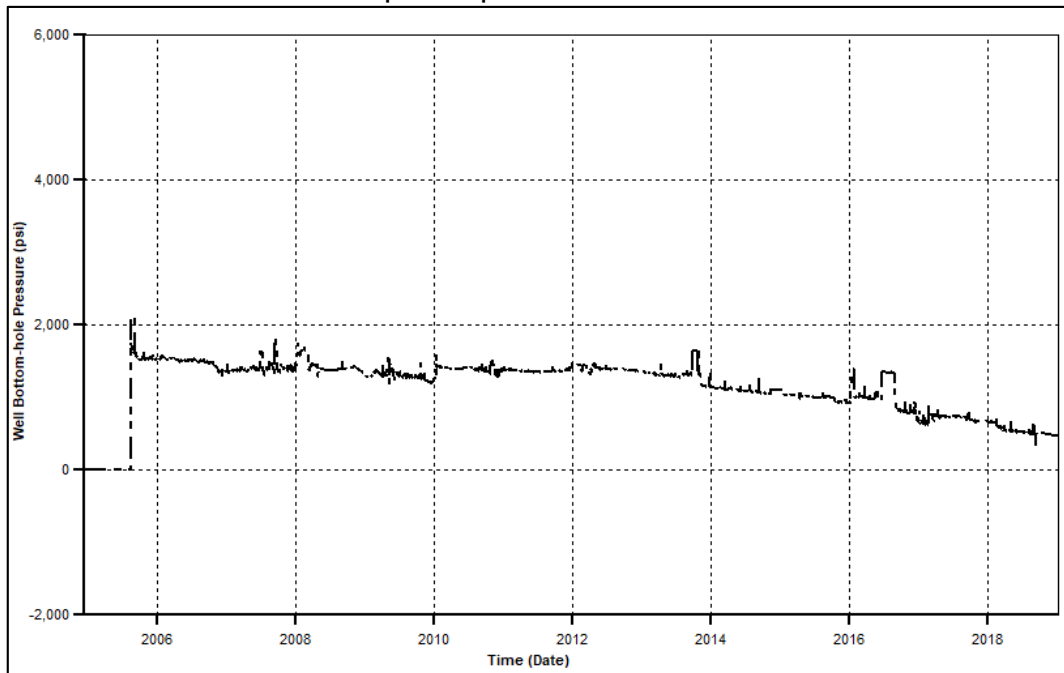
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 35. BHP Vs Tiempo del pozo P-7ST.



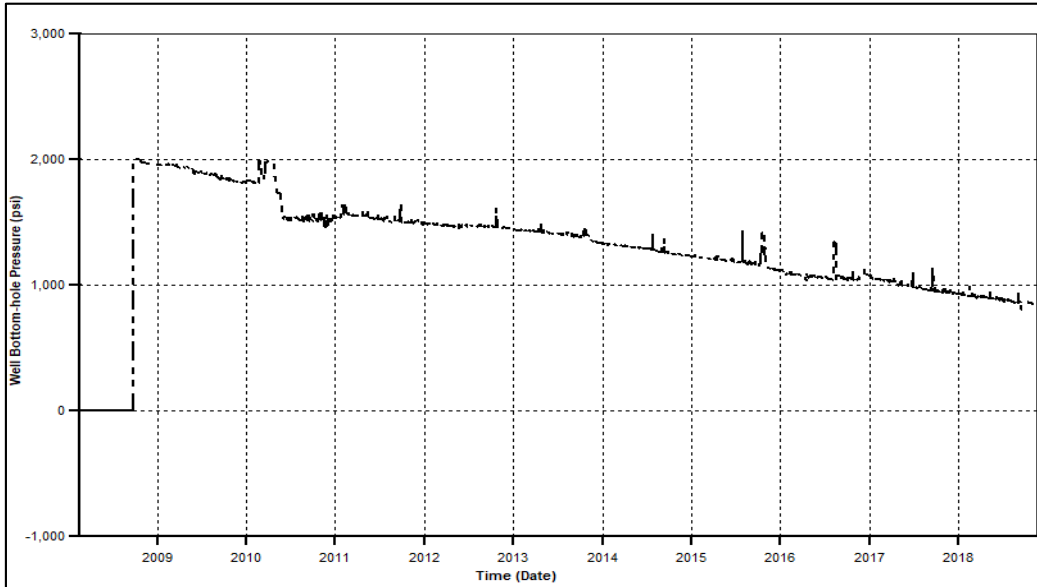
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 36. BHP Vs Tiempo del pozo P-8.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 37. BHP Vs Tiempo del pozo P-9.

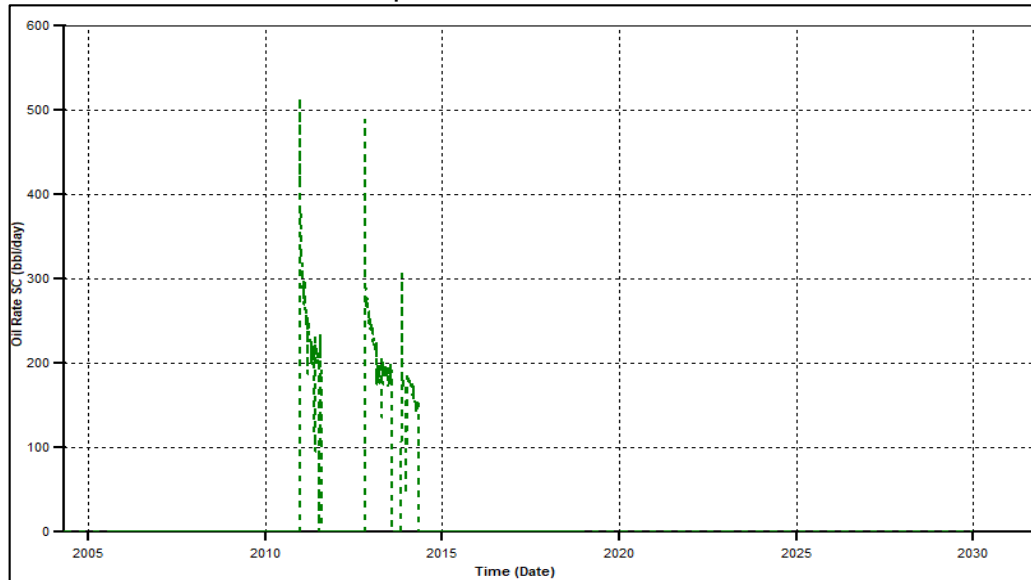


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

De la **Gráfica 31** a la **Gráfica 35** se observan unos picos los cuales representan el cierre de los pozos en sus respectivas fechas. En la **Gráfica 31**, siendo la simulación del pozo P-3, se evidencia el cierre a mediados del año 2014.

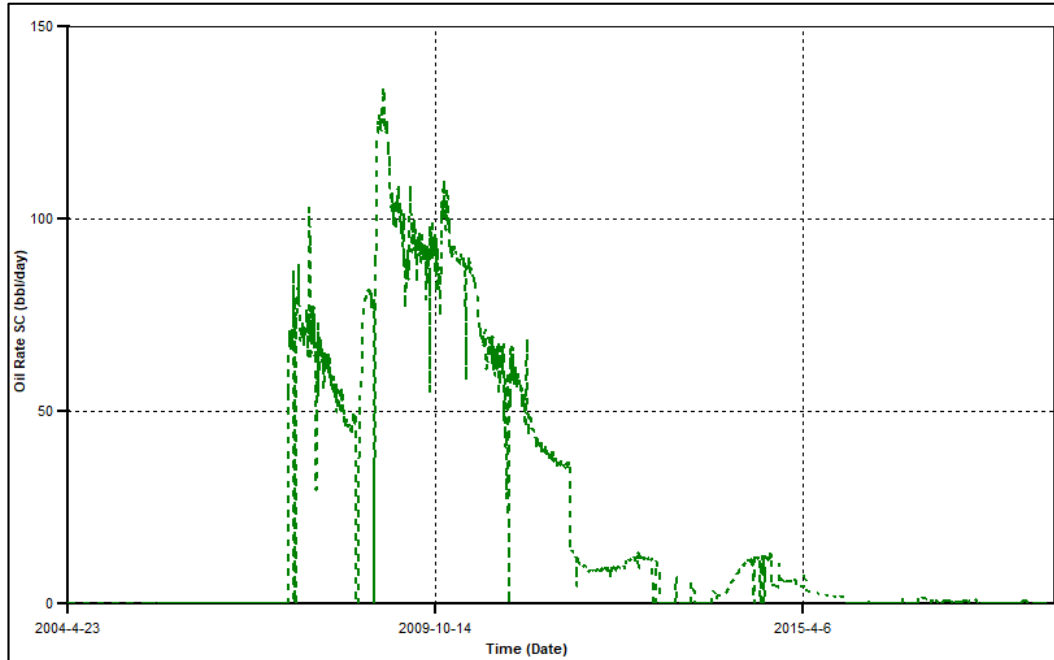
De la **Gráfica 38** a la **Gráfica 44**, se observa la producción de petróleo de los pozos P-3, P-4, P-5, P-6, P-7ST, P-8, y P-9 con los ajustes pertinentes realizados al modelo con el fin de obtener un ajuste histórico adecuado.

Gráfica 38. Producción de petróleo de P-3.



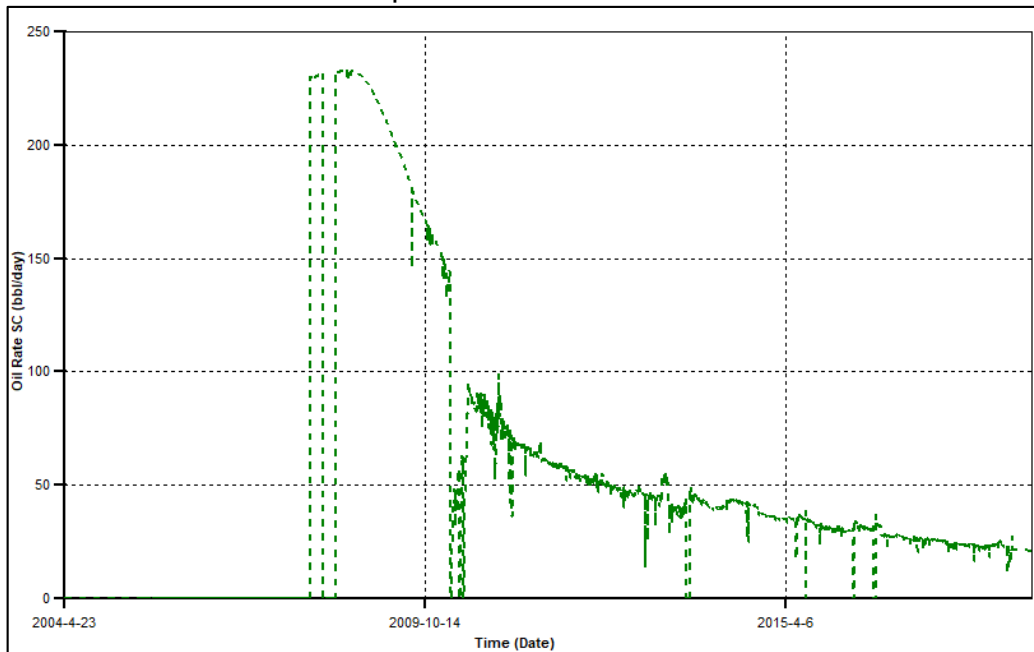
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 39. Producción de petróleo de P-4.



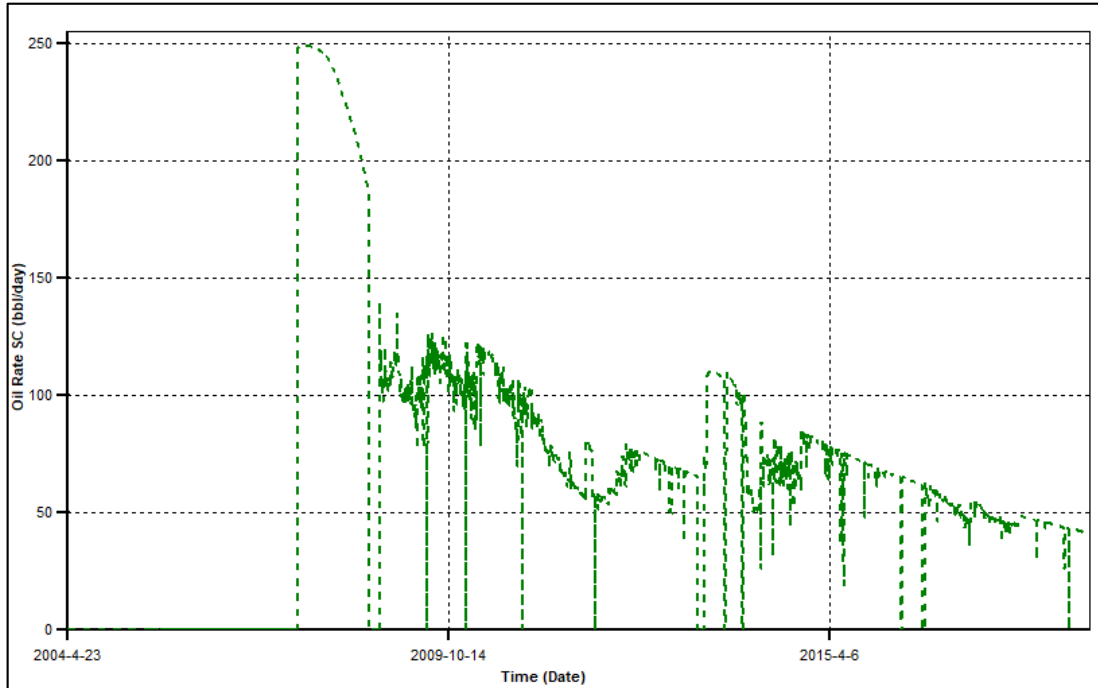
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 40. Producción de petróleo de P-5.



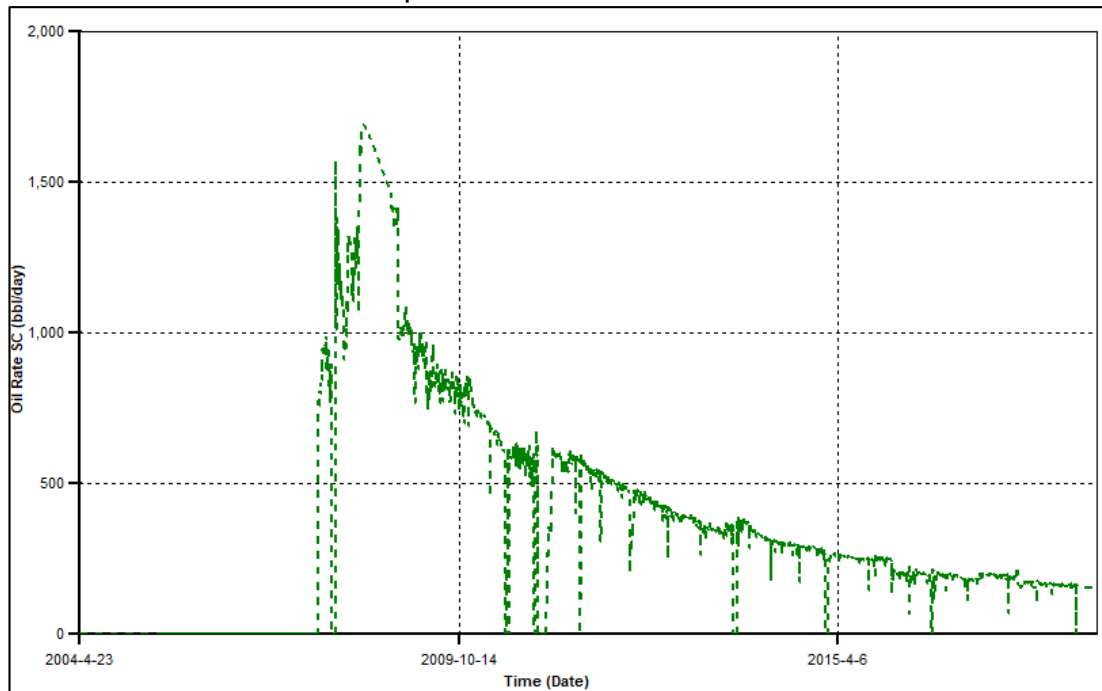
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 41. Producción de petróleo de P-6.



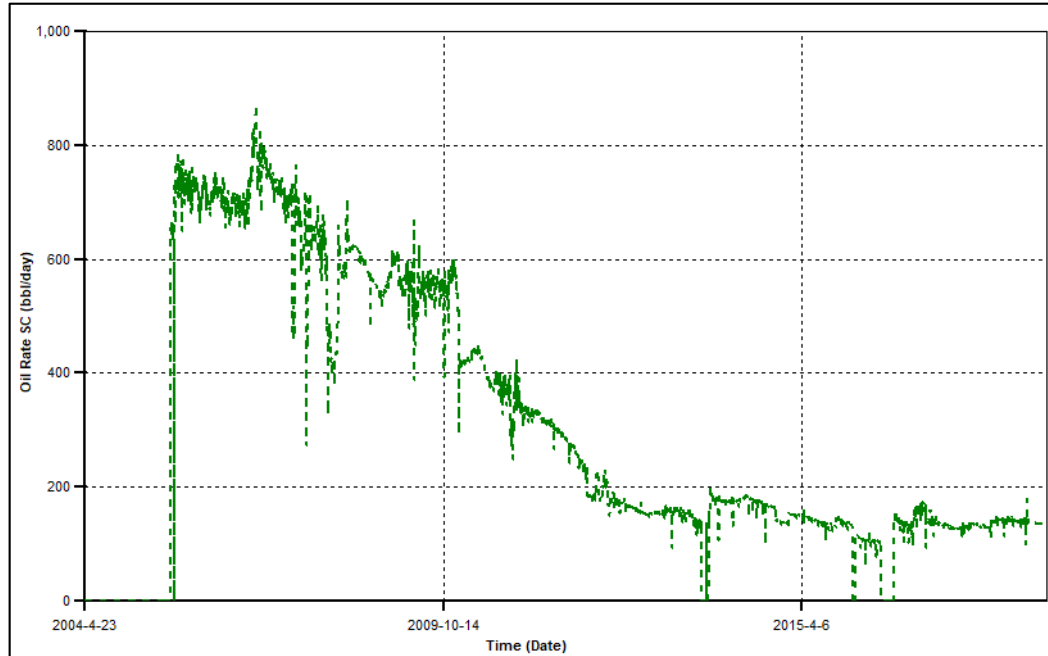
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 42. Producción de petróleo de P-7ST.



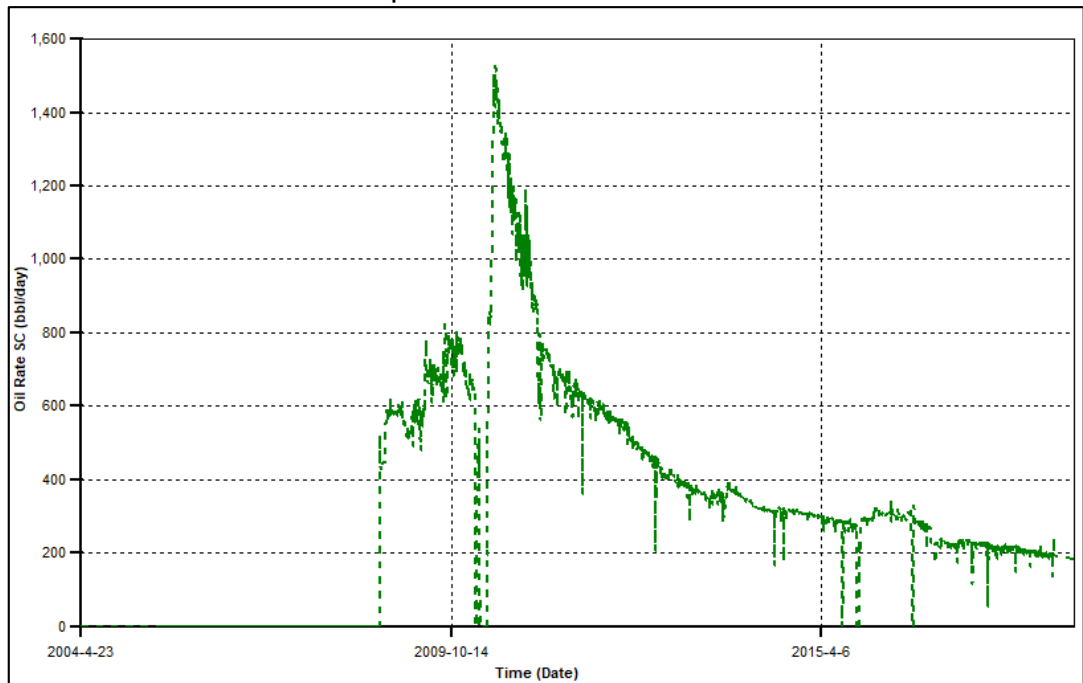
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 43. Producción de petróleo de P-8.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

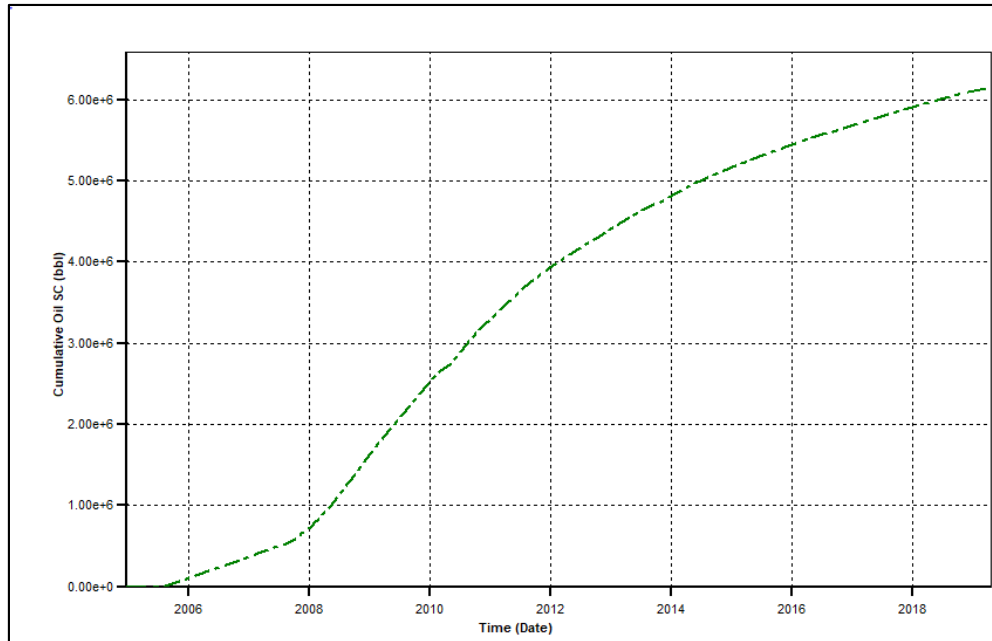
Gráfica 44. Producción de petróleo de P-9.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Gráfica 45** se observa el petróleo acumulado en el tiempo para el ajuste histórico, alcanzando una producción de 6062340 Bls para la fecha de octubre 1 del 2018.

Gráfica 45. Petróleo acumulado caso base.

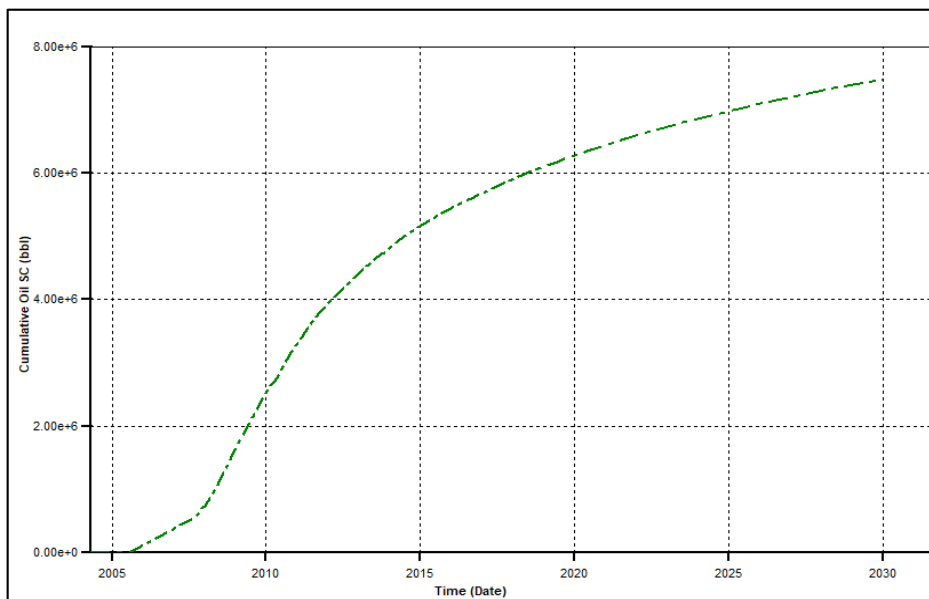


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

4.4.1 Predicción de plan de explotación actual hasta el año 2029. Para realizar esta predicción, se deben crear dos (2) fechas nuevas, como se muestra en la **Figura 37**, una para diciembre 31 del 2029 y la otra para diciembre 30 del 2029, siendo esta última fecha el nuevo *Stop* del simulador.

En la **Gráfica 46** se puede ver la predicción de explotación del caso base para un periodo hasta diciembre 30 del 2029, alcanzando una producción de petróleo acumulado de 7486180 Bls.

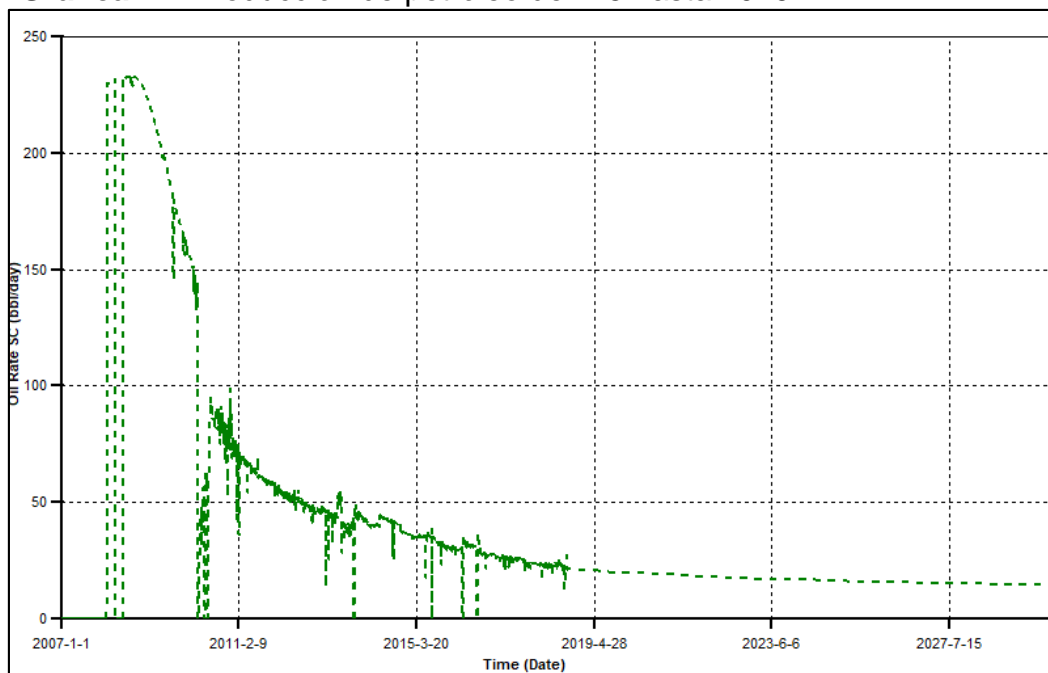
Gráfica 46. Petróleo acumulado del caso base hasta el 2029.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

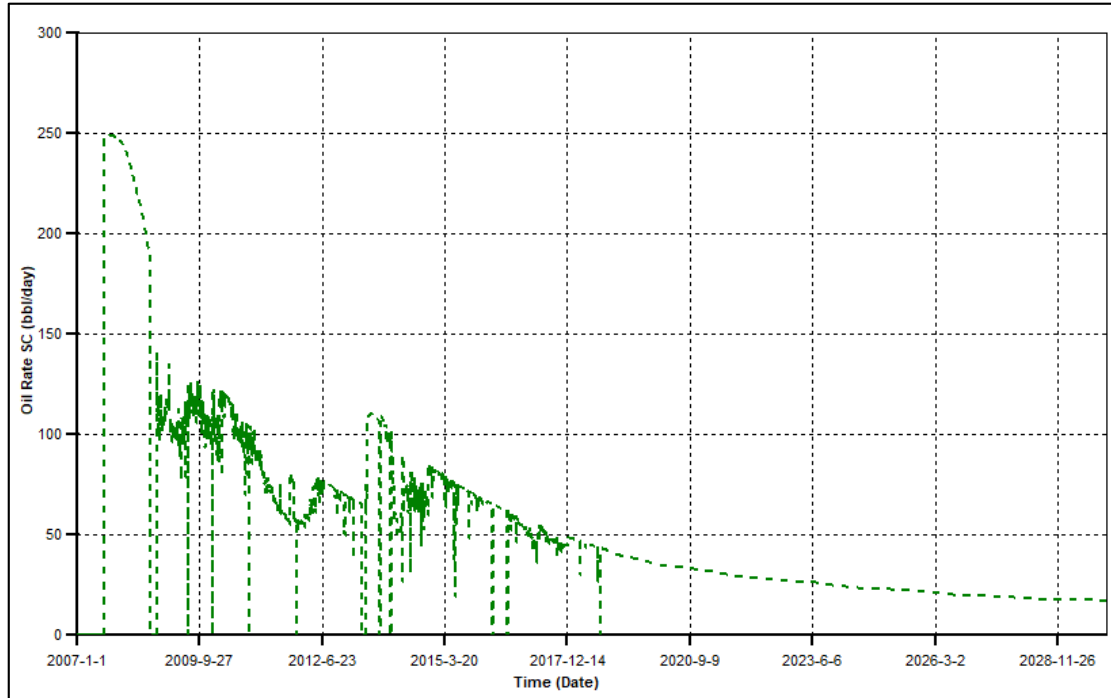
De la **Gráfica 47** a la **Gráfica 51**, se observa la producción de petróleo de los pozos P-5, P-6, P-7ST, P-8, y P-9 con el fin de obtener una producción por pozo hasta diciembre 30 del 2029. Los pozos P-3 y P-4 no muestran producción debido a que la presión de fondo fue cayendo después del año 2018.

Gráfica 47. Producción de petróleo de P-5 hasta 2029.



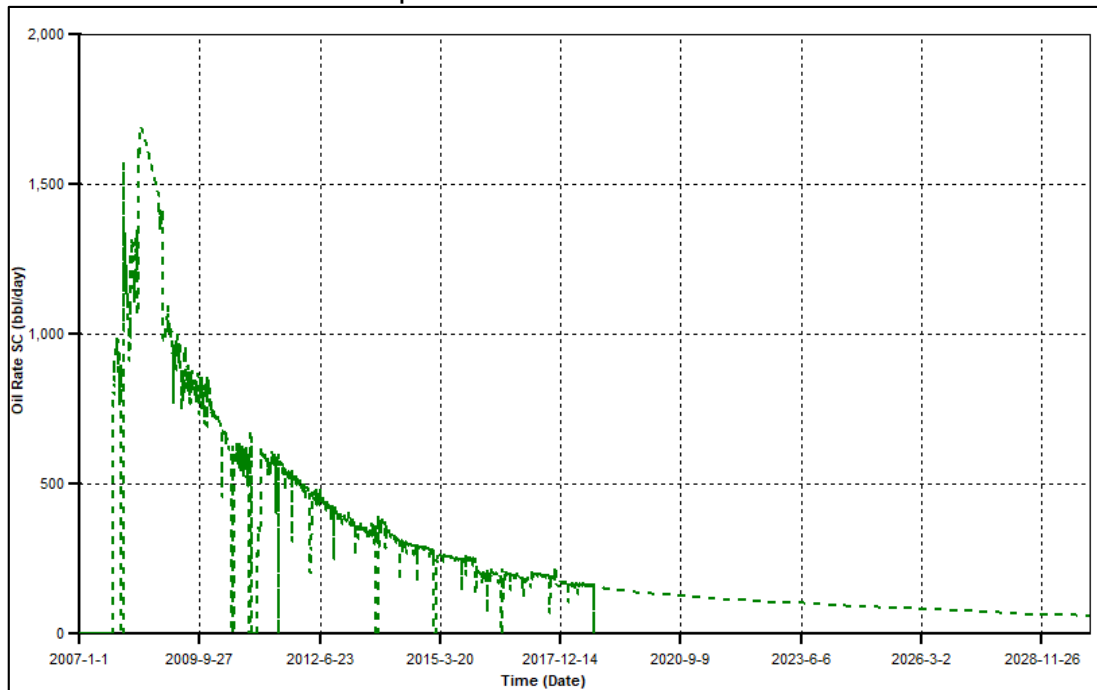
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 48. Producción de petróleo de P-6 hasta 2029.



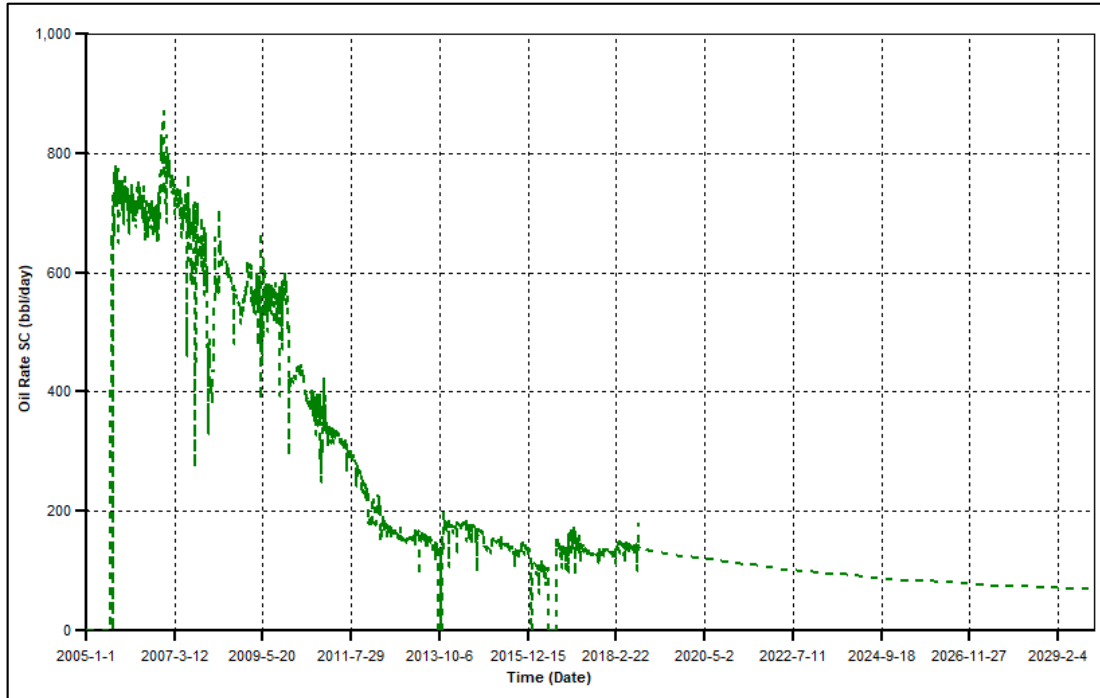
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 49. Producción de petróleo de P-7ST hasta 2029.



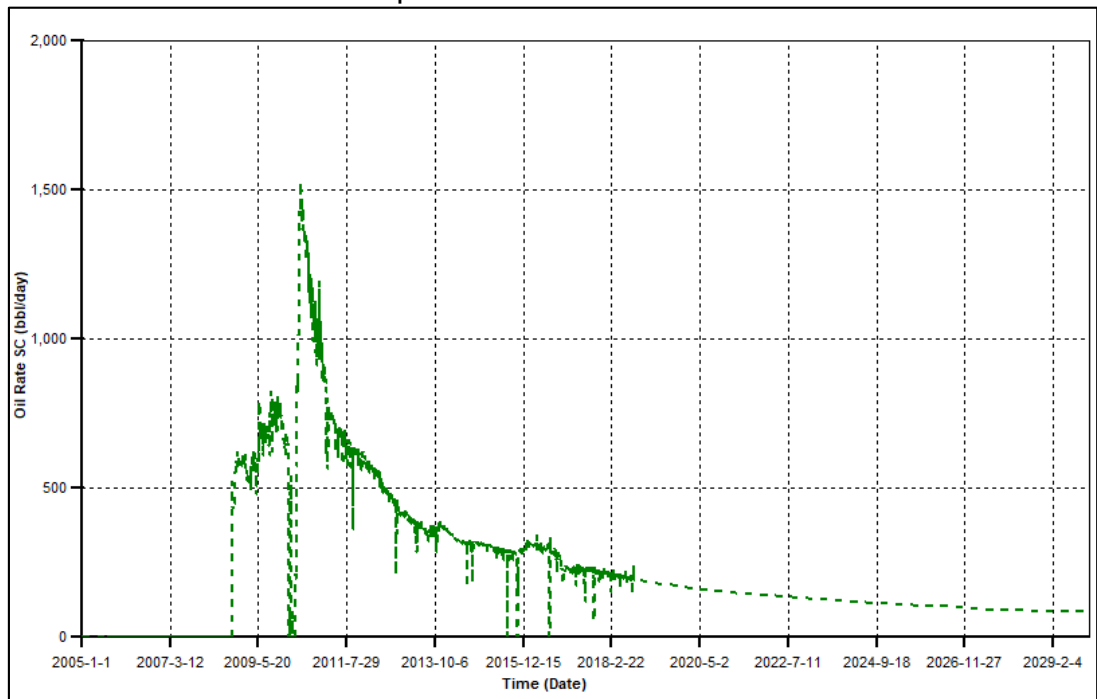
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 50. Producción de petróleo de P-8 hasta 2029.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 51. Producción de petróleo de P-9 hasta 2029.



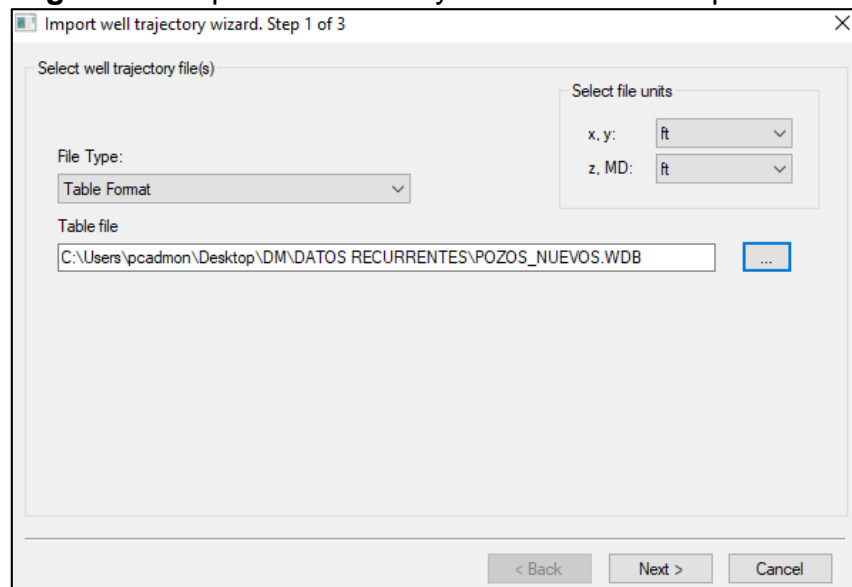
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

4.5 ESCENARIO DE SIMULACION EN CMG CON INYECCION ASP

De acuerdo con la información del **Capítulo 3**, se toman en cuenta parámetros como la distancia entre pozos, continuidad de cuerpos de arena, profundidad en MD y TVD, tipo de arreglo, volumen poroso, tipo de inyección, entre otros, con el fin de crear los escenarios más adecuados para la inyección química ASP.

Dado que en los escenarios de simulación uno (1), dos (2) y tres (3) se tienen que crear pozos inyectoros, es necesario hacer un archivo de Excel en el que se encuentren las coordenadas, MD, TVDss y TVD. Seguidamente se tiene que meter estos datos a un documento de texto que tenga el formato “.WDB”, el cual va a ser introducido en *builder*, como se observa en la **Figura 38**.

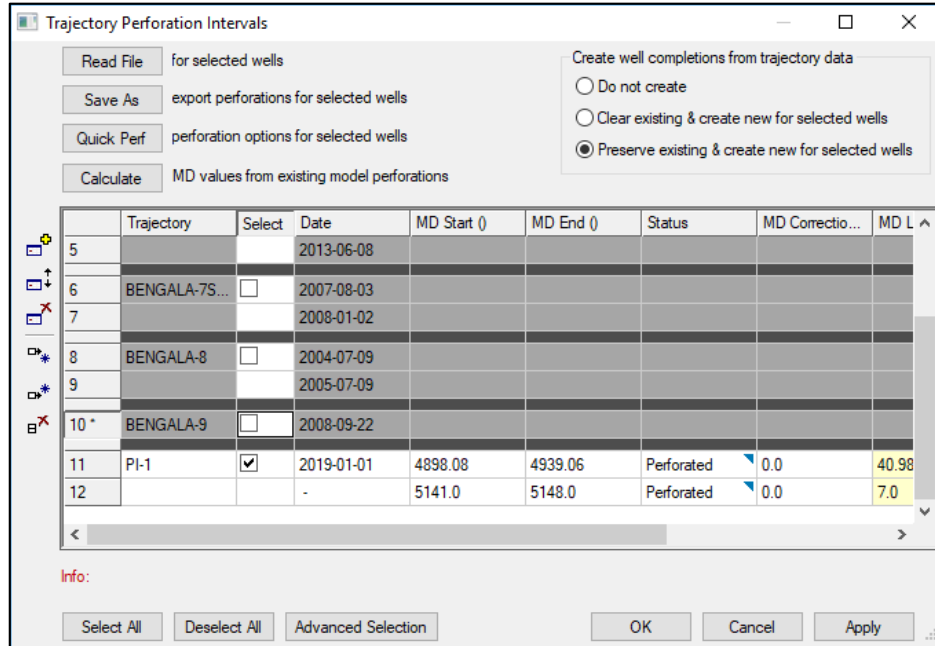
Figura 38. Importación de trayectoria de nuevos pozos.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Posterior a crear los pozos, se tiene que definir la trayectoria de los perforados para los pozos nuevos. Esta opción se encuentra ubicada en *Trajectory perforation intervals* como se muestra en la **Figura 39**, donde se tiene que seleccionar pozo por pozo, dar en la opción de *Quick Perf* y ahí seleccionar la fecha correspondiente a cada uno de ellos.

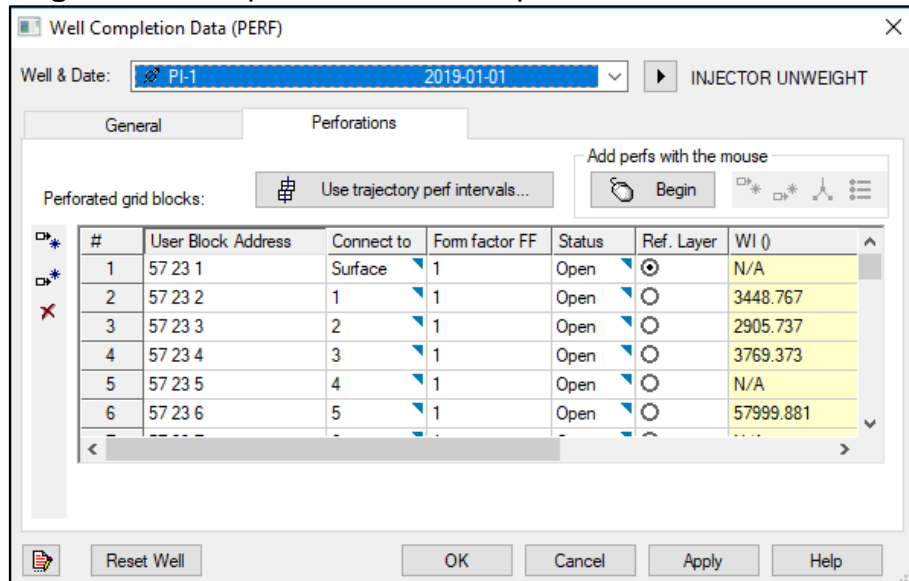
Figura 39. Trayectoria de los perforados pozos nuevos.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Seguidamente a este proceso, se tiene que establecer la profundidad de los completamientos los cuales van a ser configurados en la opción de *PERF* situada en cada pozo creado, como se muestra en la **Figura 40**.

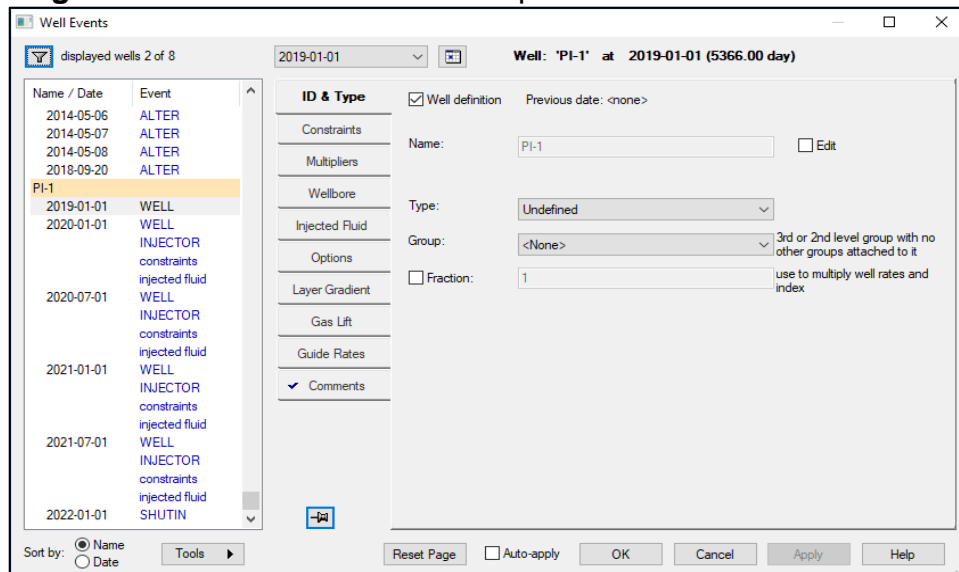
Figura 40. Completamiento de los pozos nuevos



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Continuando el procedimiento, se crean los *constrains*, donde se agregan los datos de BHP, cantidad del fluido inyectado y el tipo de pozo que se tiene. Además de esto, se tienen que introducir las fechas de operación para cada pozo mencionada en el **Capítulo 3**, como se ilustra en la **Figura 41**.

Figura 41. Creación *constrains* de pozos nuevos.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015

Para finalizar, se crean los químicos para la inyección de ASP como nuevos componentes, dado que los químicos a utilizar presentan características específicas.

En la **Tabla 14** y **Tabla 15** se observan las propiedades del polímero y del surfactante respectivamente. Las propiedades del álcali, son tomadas del simulador.

Tabla 14. Propiedades del polímero.

Propiedad	Valor
Nombre del polímero	HPAM
Peso molecular del polímero (Lb/Lbmol)	8000
Capacidad máxima de adsorción (Lbmol/ft ³)	1.50311E-06
Nivel de adsorción residual	3.75776E-08
Volumen poroso accesible	0.7
Factor de resistencia residual	3

Fuente: SHENG, JAMES. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2010. p. 132.

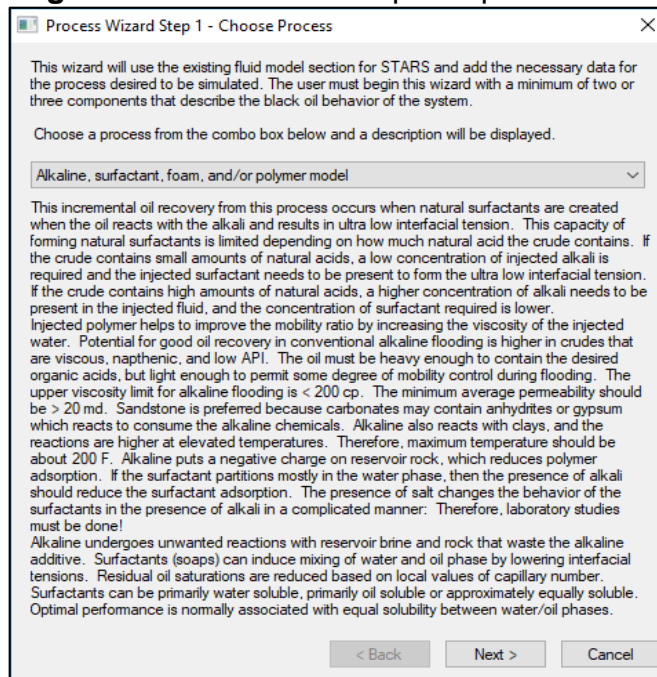
Tabla 15. Propiedades del surfactante.

Propiedad	Valor
Peso molecular del surfactante (Lb/Lbmol)	218.48
Densidad (Lb/ft ³)	62.18
Viscosidad (cP)	29.8
Capacidad máxima de adsorción (Lbmol/ft ³)	2.5244E-03
Factor de resistencia residual	1.2622E-03
Volumen poroso accesible	1
Factor de resistencia residual	1

Fuente: CEPSA Colombia S.A.

Para proceder a crear los químicos, en componentes va a aparecer una opción con el nombre “*Process Wizard*” y se indica el proceso que se quiere modelar, en este caso va a ser “*alkaline, surfactant, foam and/or polymer model*”, como se observa en la **Figura 42**. Por otro lado, en la **Figura 43** se ingresan las propiedades de los tres químicos que se utilizan

Figura 42. Selección del tipo de proceso.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015

Figura 43. Propiedades de los tres químicos.

Select Options	
Polymer viscosity is a function of Salinity	<input type="checkbox"/>
Polymer is adsorbed onto the reservoir rock	<input checked="" type="checkbox"/>
Polymer resistance factor (1.0=no permeability blockage)	3
Accessible pore volume for polymer adsorption	0.7
Polymer quantity decreases with time	<input type="checkbox"/>
Use reversible partitioning of surfactant into oil	<input type="checkbox"/>
Number of relative perm. sets for interpolation	2
Use adsorption for alkaline	<input checked="" type="checkbox"/>
Use adsorption for surfactant	<input checked="" type="checkbox"/>
Make surfactant adsorption dependant on alkaline weight %	<input type="checkbox"/>
Interfacial tension is also dependant on surfactant weight %	<input type="checkbox"/>
Rock type for conversion of adsorption values (gm rock to PV)	Sandstone
Rock Density, gm/cm3	2.65

Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015

Seguidamente en el paso tres (3), se da a la opción de agregar un nuevo componente, en el paso (4), se seleccionan los tipos de roca, en el paso (5), se van a ingresar los datos de tensión interfacial del álcali, los cuales van a ser los arrojados por el simulador y por último, en el paso seis (6) se debe ingresar la información de adsorción de los químicos con su respectiva porosidad, como se observa en la **Figura 44**. La información requerida para llenar los datos faltantes va a estar en la **Tabla 16** y **Tabla 17**.

Tabla 16. Datos de adsorción del Polímero.

Concentración ppm	Fracción molar	Adsorción mg/100g rock	% Peso	Viscosidad (cP)	FR _r
0	0	0	0	0.48	1
20	5.63125E-08	0.463	0.00250149	0.72	1.16
50	1.12625E-07	0.485	0.00500285	1.09	1.17
75	1.6893E-07	0.53296	0.00750408	1.40	1.19
100	2.2525E-07	0.571	0.01000519	172	1.20
150	3.37875E-07	0.60215	0.01500704	2.39	1.21
200	4.505E-07	0.6489	0.02000828	3.00	1.23
250	5.63125E-07	0.69615	0.02500923	3.81	1.25

Tabla 16. (Continuación).

Concentración ppm	Fracción molar	Adsorción mg/100g rock	% Peso	Viscosidad (cP)	FR _r
400	9.01E-07	0.8409	0.04000876	6.20	1.30
500	1.12E-06	1.02	0.05000595	7.88	1.36
600	1.352E-06	1.0409	0.06000114	10.50	1.37
800	1.802E-06	1.2489	0.07998552	13.10	1.44
1000	2.2525E-06	1.43	0.09996191	18.90	1.50
1500	3.37875E-06	2.0399	0.14986796	31.68	1.72
2000	4.505E-06	2.78	0.19972417	48.08	1.98
2500	5.63125E-06	3.3399	0.24953062	67.48	2.18
3000	6.7575E-06	4.0649	0.29928738	89.88	2.44
3500	7.88E-06	4.8399	0.34899000	115.28	2.71
4000	9.0011E-06	5.6649	0.39865000	143.68	3

Fuente: SHENG, JAMES. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2010. p. 132.

Tabla 17. Datos de adsorción del surfactante.

Concentración ppm	Fracción molar	Adsorción mg/g rock	Adsorción mg/100g rock	% Peso	IFT Dina/cm
0	0	0	0	0	23.3700
500	1.70967E-05	1.8131765	181.31765	0.005001	7.79000
1000	3.41935E-05	2.2832593	228.32593	0.099962	4.75049
1500	5.12903E-05	2.4992432	249.92432	0.149868	3.10000
2000	6.83871E-05	2.6233191	262.33191	0.199724	2.01256
2500	8.54838E-05	2.7038596	270.38596	0.249531	1.22358
3000	1.02581E-04	2.7603582	276.03582	0.299287	0.61639
3500	1.19677E-04	2.8021818	280.21818	0.348994	0.13000
4000	1.37742E-04	2.8343908	283.43908	0.398652	0.00001

Fuente: MOYANO ALZATE, Sebastián y PALACIO BAYONA, Eduardo Andrés. Estudio de viabilidad de la implementación de inyección cíclica de surfactante complementada con inyección continua de polímero en patrones de 5 y 7 puntos en un campo de crudo mediano de Ecopetrol mediante simulación numérica. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2015. p.155.

Figura 44. Adsorción de los químicos.

Step 6 - Set Adsorption Values

Enter porosity of laboratory surfactant adsorption sample: 0.12

	Weight % Surfactant	Surfactant Adsorption, mg/(100gm rock)
1	0	0
2	0.398652	283.439

Enter porosity of laboratory alkaline adsorption sample: 0.2494

	Weight % Alkaline	Alkaline Adsorption, mg/(100gm rock)
1	0	0
2	0.1	50

Enter porosity of laboratory polymer adsorption sample: 0.438

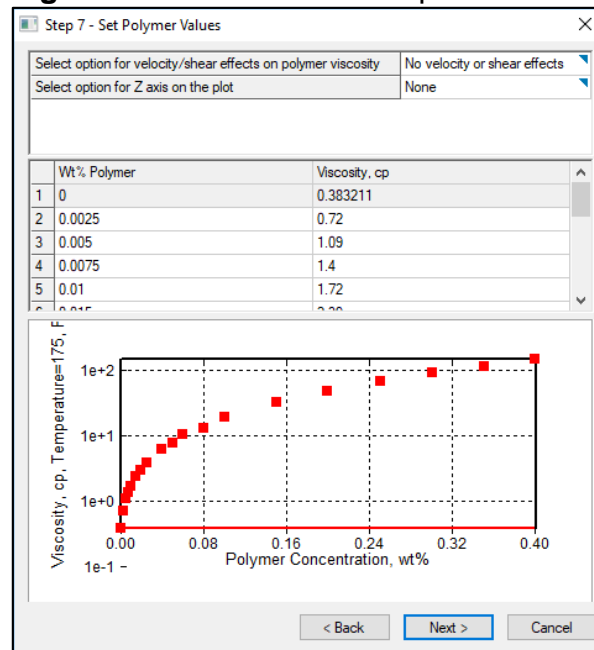
	Weight % Polymer	Polymer Adsorption, mg/(100gm rock)
1	0	0
2	0.3986	5.6649

< Back Next > Cancel

Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Para finalizar la creación de los químicos, se ingresan los datos del porcentaje en peso y la viscosidad del polímero, como se observa en la **Figura 45**.

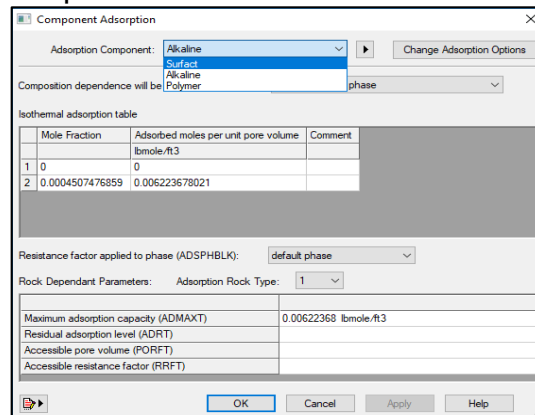
Figura 45. Viscosidades del polímero.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Posterior a empezar la simulación de yacimientos, se tiene que ingresar el peso molecular para cada uno de los componentes químicos. Por otro lado, se tienen que comprobar los datos de adsorción de los químicos en la sección de roca y fluidos con el fin de verificar que se hayan subido correctamente para cada tipo de roca, como se muestra en la **Figura 46**.

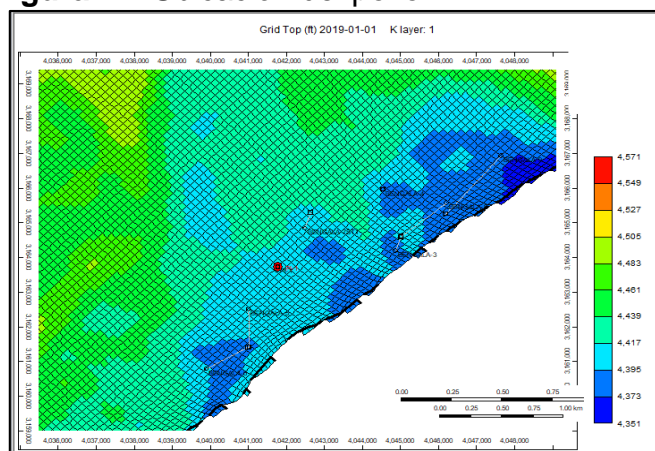
Figura 46. Adsorción química de los componentes.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

4.5.1 Escenario de simulación número 1. Con el fin de generar un aumento en la producción de crudo, se realiza una simulación con los parámetros establecidos en el **Capítulo 3**, los cuales hablan de posición, cantidad de fluido inyectado, fechas de inyección para cada combinación y las coordenadas establecidas del pozo. La ubicación del pozo se ve en la **Figura 47**.

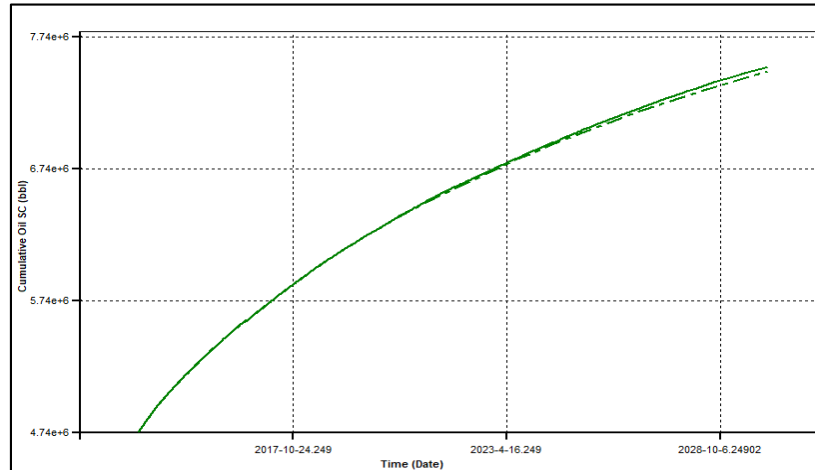
Figura 47. Ubicación del pozo PI-1.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Grafica 52** se observa la comparación entre el caso base (línea punteada) y el escenario de simulación 1 (línea continua), mostrando un aumento en el petróleo acumulado de 28640 bls hasta diciembre 30 de 2029.

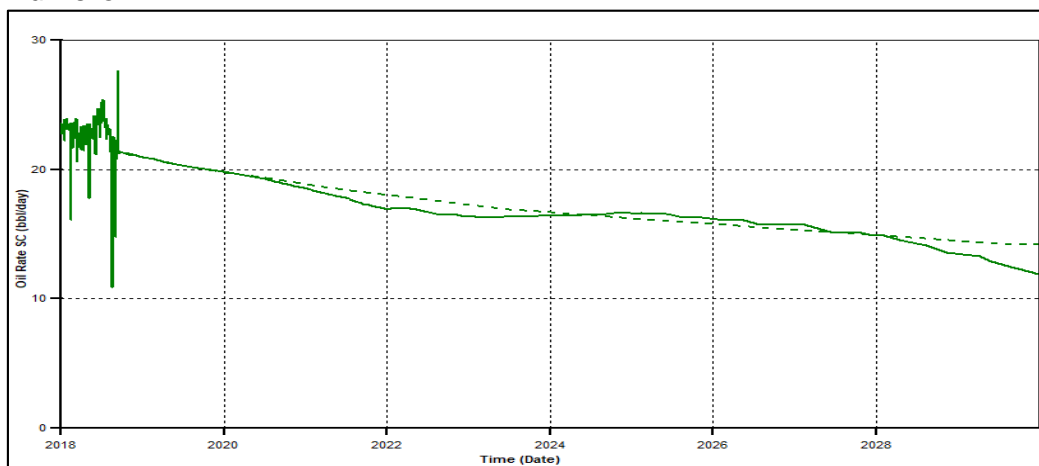
Grafica 52. Petróleo acumulado del escenario número 1.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

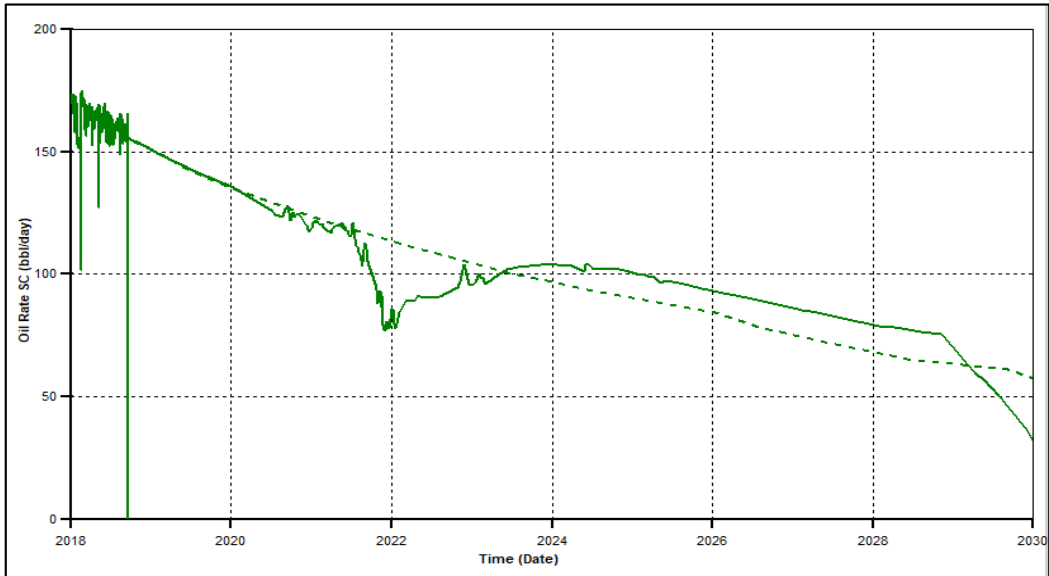
El objetivo de esta inyección es afectar los pozos de primera línea, siendo estos P-5 y P-7ST. Sin embargo, esta inyección afecta a pozos de segunda línea P-6, P-8 y P-9. La **Grafica 53** y la **Grafica 54** representan la producción del caso base (línea punteada) y el escenario de simulación número 1 (línea continua) con el objetivo de tener una comparación. Por otro lado, de la **Grafica 55** a la **Grafica 57** se observan los resultados de la producción de los pozos de segunda línea, siendo el caso base la línea punteada y el escenario de simulación número 1 la línea continua.

Grafica 53. Producción de pozo de primera línea P-5 del escenario número 1.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

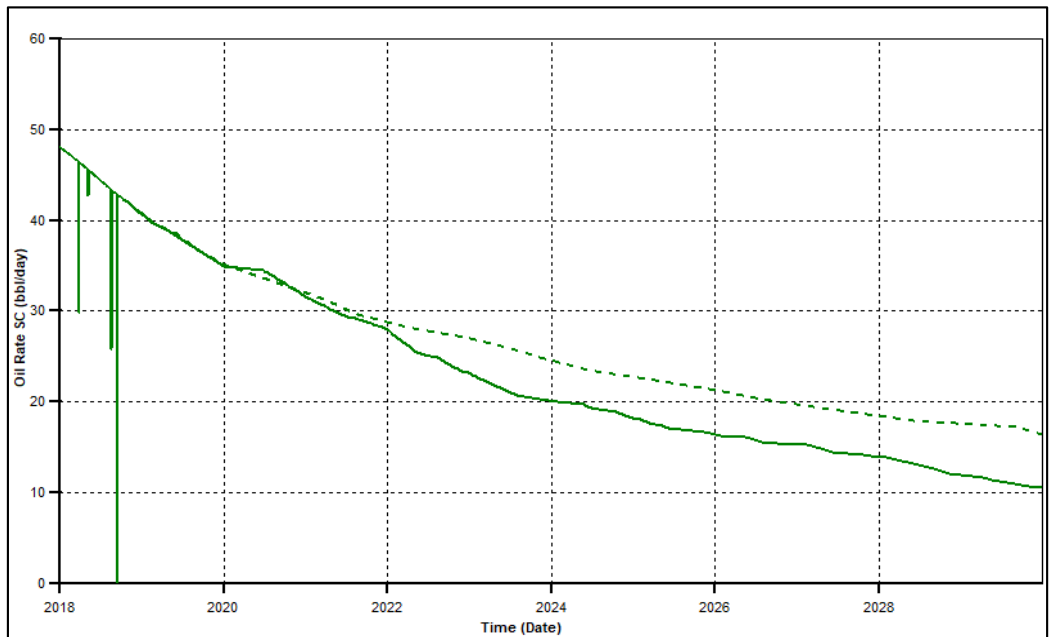
Gráfica 54. Producción de pozo de primera línea P-7ST del escenario número 1.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

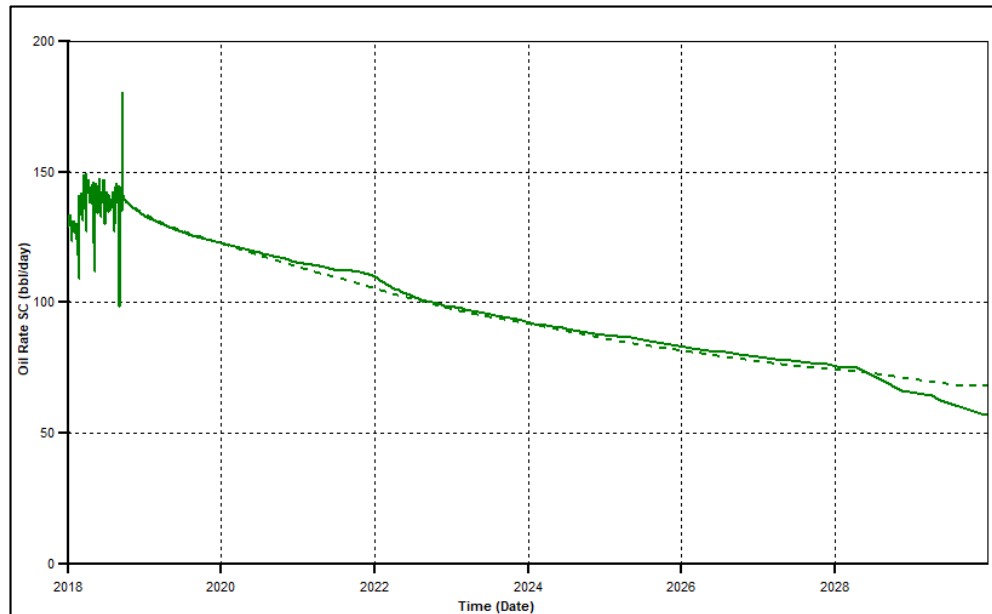
Como se observa en las gráficas de los pozos de primera línea, la inyección de los químicos se vio reflejado tiempo después debido a que el acuífero activo en este yacimiento genera un empuje el cual asistido con la inyección química ayuda a la producción.

Gráfica 55. Producción de pozo de segunda línea P-6 del escenario número 1.



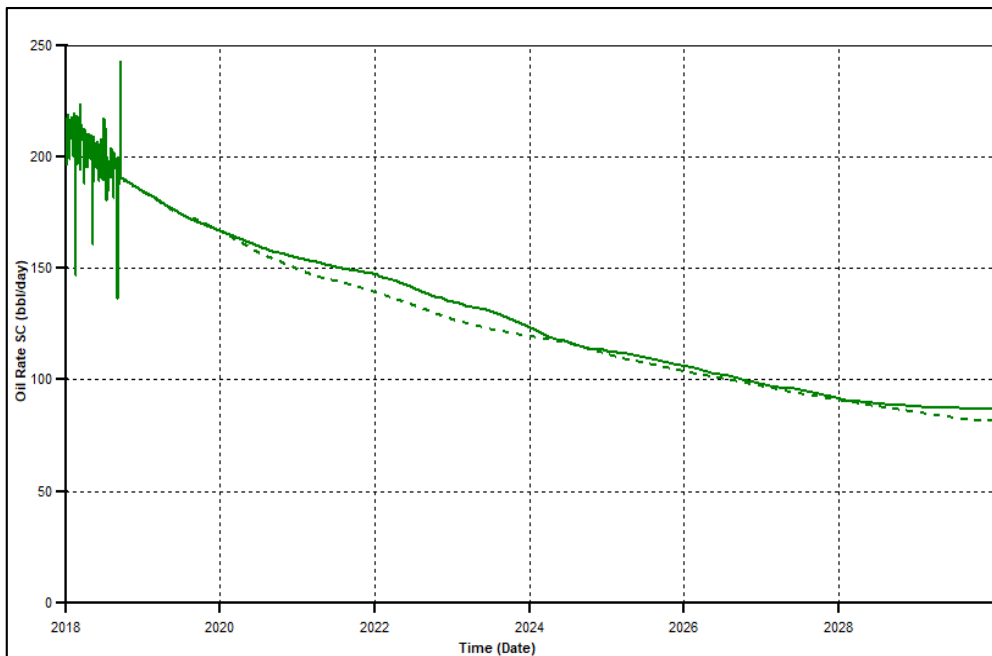
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 56. Producción de pozo de segunda línea P-8 del escenario número 1.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 57. Producción de pozo de segunda línea P-9 del escenario número 1.



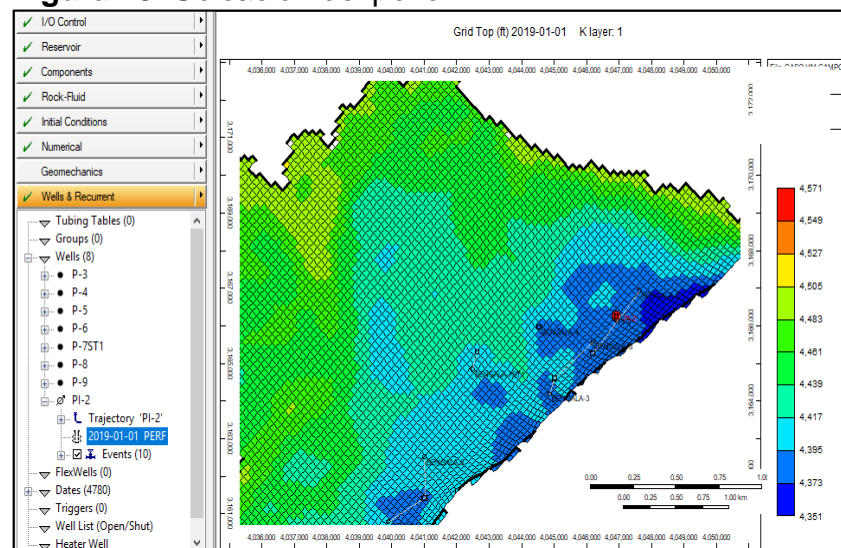
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

La gráfica del pozo P-6, muestra un aumento en la producción en las fechas a las que se le realizó la inyección química en el campo “A”. Al pasar el año 2021 este

pozo empieza a producir menos crudo de lo normal debido a que su eficiencia de producción fue bajando poco a poco. Por otro lado, los pozos P-8 y P-9 se vieron beneficiados con la continuidad de cuerpos de arena y el acuífero activo en el yacimiento, debido a que, a pesar de la distancia, el barrido generado por la inyección química fue aumentando el factor de recobro al pasar del tiempo.

4.5.2 Escenario de simulación número 2. Para poder generar un aumento en el factor de recobro, se decide hacer un escenario de simulación entre el pozo P-8 y P-9 como se especifica en el **Capítulo 3**, cumpliendo los parámetros establecidos para esta inyección. En la **Figura 48** se observa la ubicación exacta del pozo PI-2.

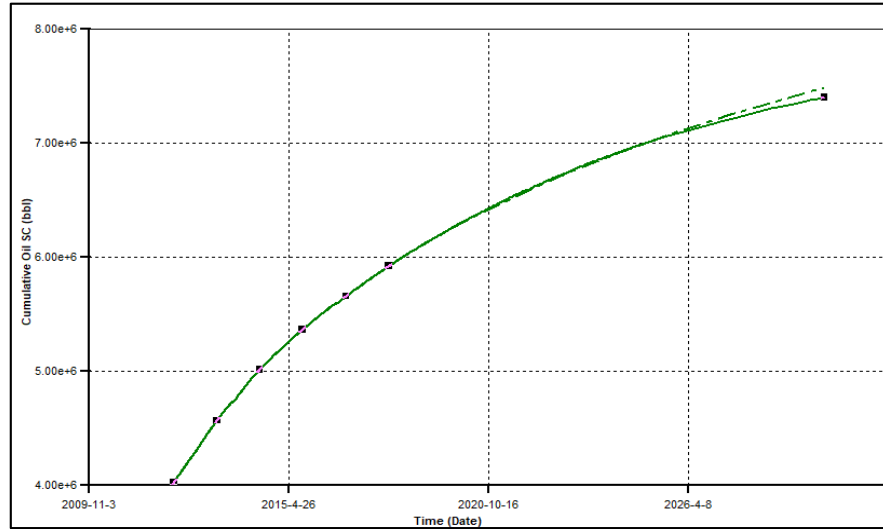
Figura 48. Ubicación del pozo PI-2.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Grafica 58** se ven las curvas de la producción acumulada del caso base (línea punteada) hasta diciembre 31 del año 2029, y la curva de la producción acumulada del caso de simulación numero dos (2) (línea continua) el cual tiene un valor de 7405130 Bls hasta la misma fecha, mostrando así una disminución de 81050 Bls.

Gráfica 58. Petróleo acumulado del escenario número 2.



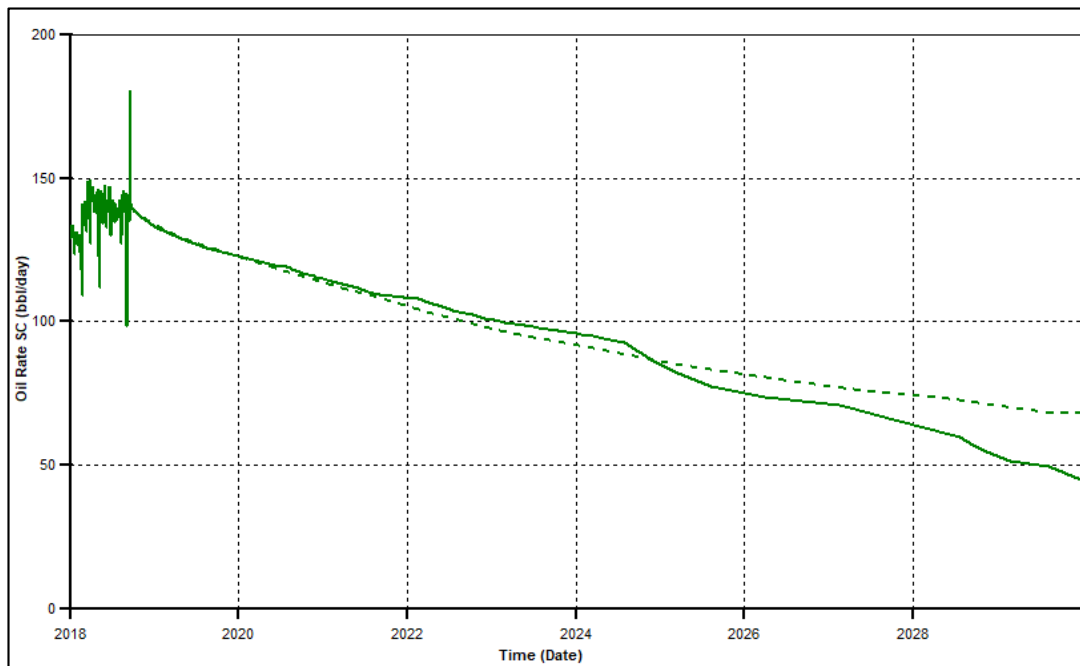
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

El caso de simulación número dos (2) se enfoca principalmente en crear una inyección que afecte al pozo P-8 y P-9 siendo los pozos de primera línea. No obstante, los pozos P-6, P-7ST y P-5 se van a ver afectados al pasar de los años debido al acuífero activo en el yacimiento y la continuidad de cuerpos de arena, convirtiéndose en los pozos de segunda línea.

En la **Grafica 59** y la **Grafica 60** se va a observar el comportamiento de las curvas de producción de los pozos de primera línea del caso base (línea punteada) y del escenario de simulación número 2 (línea continua) con el fin de realizar una comparación entre las dos curvas de estos dos pozos.

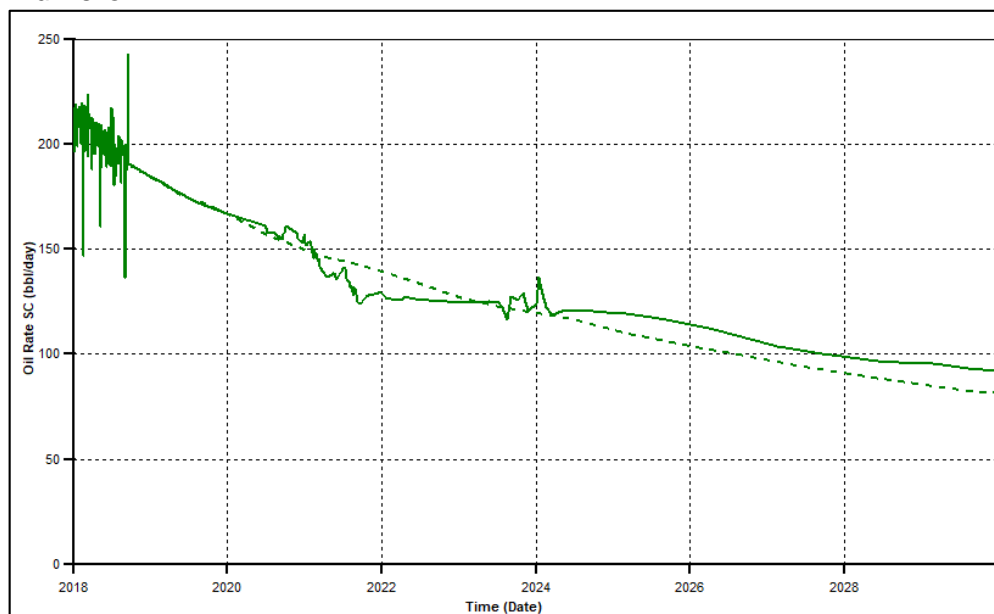
Por otro lado, de la **Grafica 61** a la **Grafica 63** se ven las curvas de producción de los pozos de segunda línea, siendo la línea punteada la curva de producción del caso base y la línea continua la curva de producción del caso de simulación número 2.

Gráfica 59. Producción de pozo de primera línea P-8 del escenario número 2.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 60. Producción de pozo de primera línea P-9 del escenario número 2.

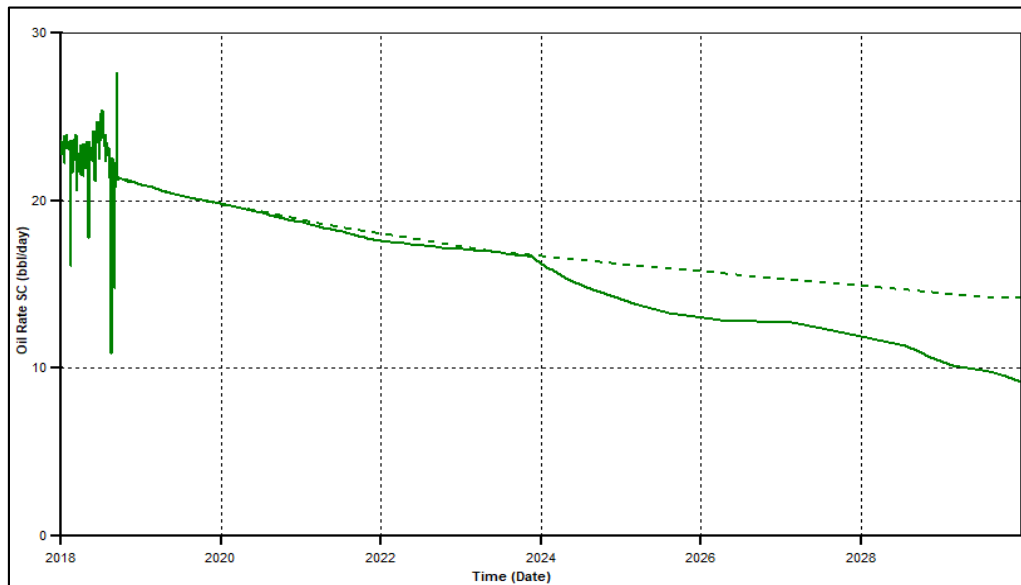


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En las gráficas de los pozos de primera línea se observa que la curva de producción aumenta en el año en el que se inicia la inyección. Por otro lado, en la

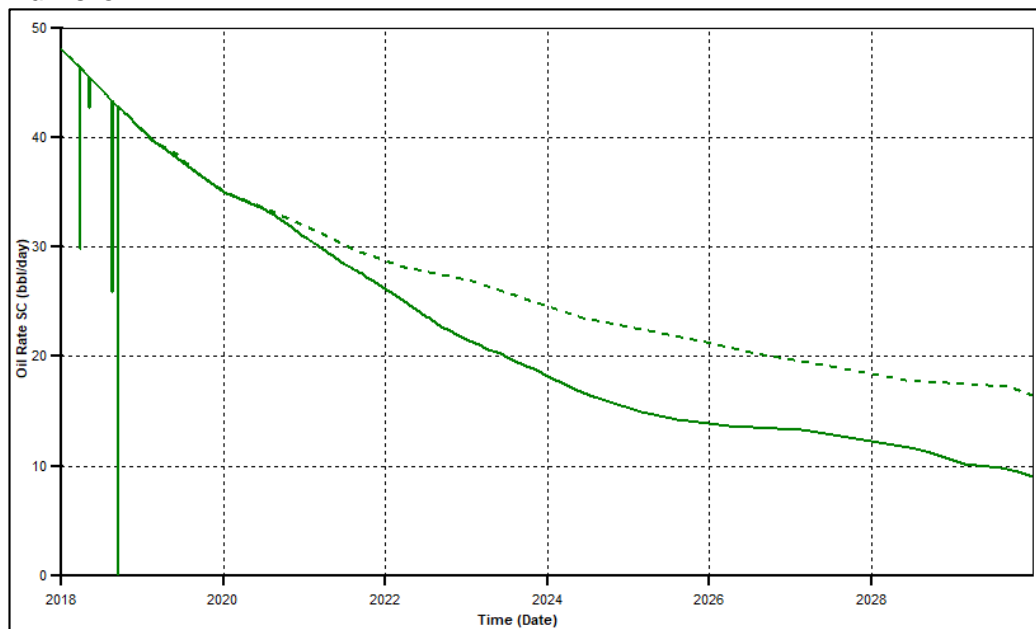
Gráfica 59 se observa que la producción comienza a disminuir a partir del año 2024, mientras que en la **Gráfica 60** se observa la disminución de la producción apenas se comienza la inyección de AP, pero a partir del año 2024 tiene un aumento en la producción.

Gráfica 61. Producción de pozo de segunda línea P-5 del escenario número 2.



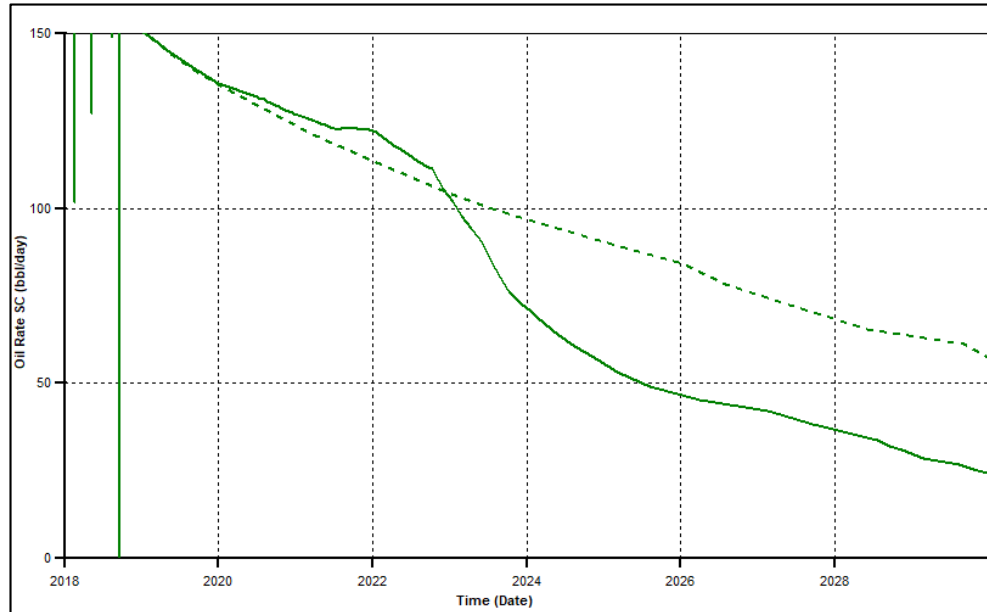
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 62. Producción de pozo de segunda línea P-6 del escenario número 2.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 63. Producción de pozo de segunda línea P-7ST del escenario número 2.



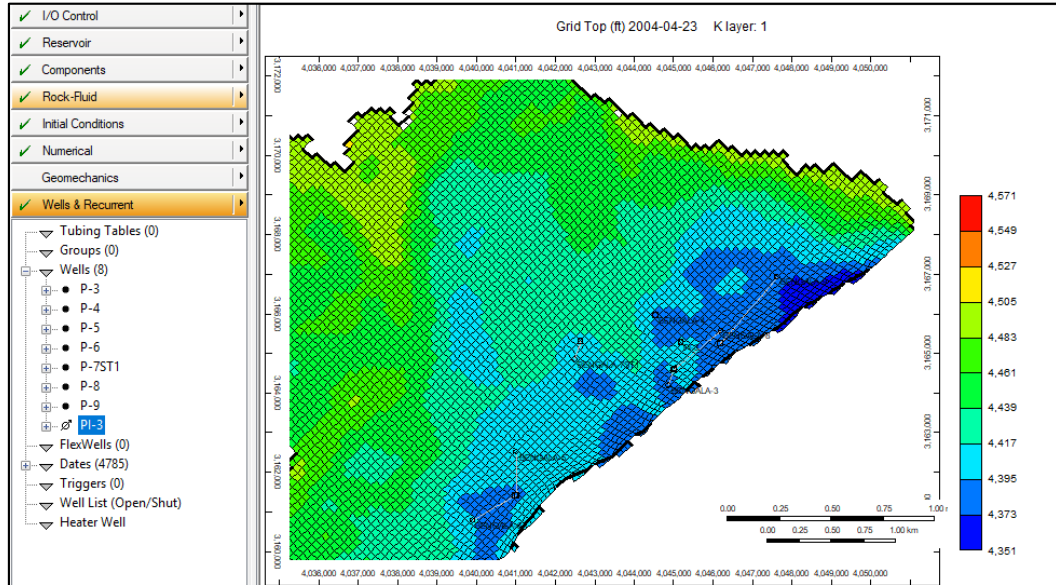
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Grafica 61** y en la **Grafica 62** se observa una disminución de crudo a partir del año 2020. Por otro lado, en la **Grafica 63** se evidencia un aumento en la producción los años semejantes al inicio de la inyección, sin embargo, en el año 2023 la producción comienza a disminuir drásticamente debido a la dirección de la inyección.

4.5.3 Escenario de simulación número 3. El objetivo de este escenario de simulación es implementar un arreglo de cuatro invertido el cual genere un aumento en el factor de recobro. Las condiciones de la simulación en este escenario están limitadas a los parámetros establecidos en el proyecto piloto realizado por CEPSA Colombia S.A. sobre el Campo "B", debido a que en la **Sección 4.4** se hace una comparación con el caso a estudiar.

Los parámetros establecidos para este escenario de simulación están en el **Capítulo 3**. En la **Figura 49** se puede observar la posición exacta del pozo inyector PI-3.

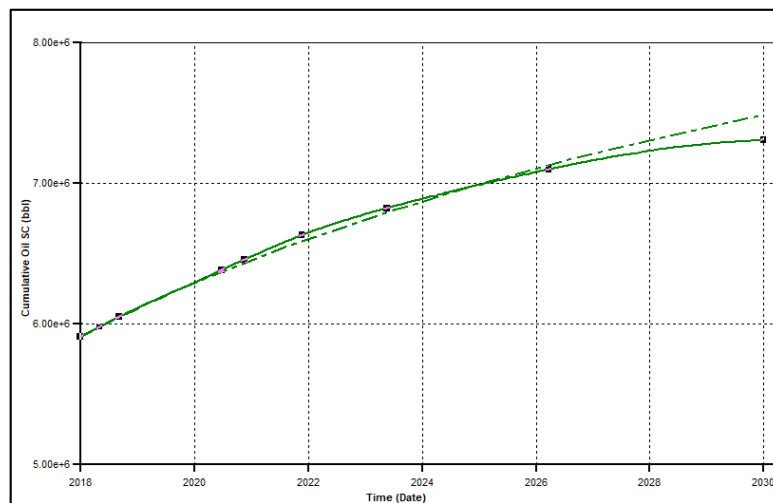
Figura 49. Ubicación del pozo PI-3.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Grafica 64**, se ve la curva de producción de petróleo acumulada para el caso base (línea puntada) y para el escenario de simulación número 3 (línea continua), el cual va a tener una producción de 7309720 Bls, reflejando así una disminución de 176460 Bls.

Gráfica 64. Petróleo acumulado del escenario número 3.

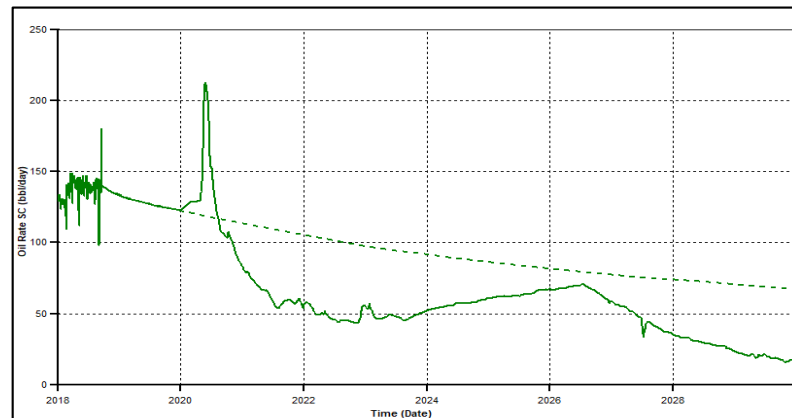


Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Este modelo se hizo con el propósito de afectar los pozos P-3, P-4 y P-8, siendo estos los pozos de primera línea. Debido a que la producción de P-3 y P-4 no aumento con la inyección química realizada, no se toman en cuenta. Por otro lado, se ven afectados pozos de segunda línea como P-9, P-5, P-6 y P-7ST.

En la **Gráfica 65** se ve la producción de petróleo día a día del pozo P-8, siendo este el único pozo de primera línea afectado por la inyección. Además, desde la **Gráfica 66** hasta la **Gráfica 69** se observa la producción de petróleo de los pozos de segunda línea.

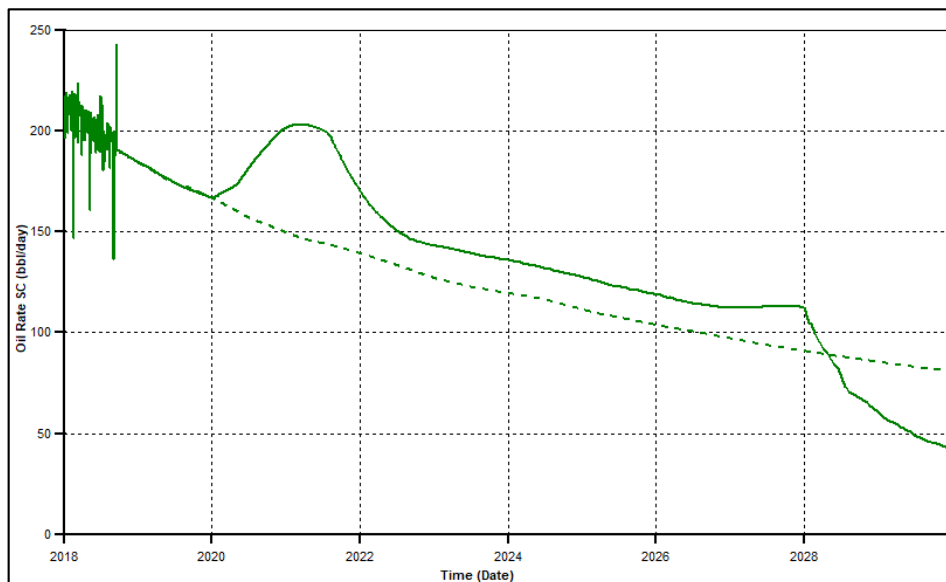
Gráfica 65. Producción de pozo de primera línea P-8 del escenario número 3.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

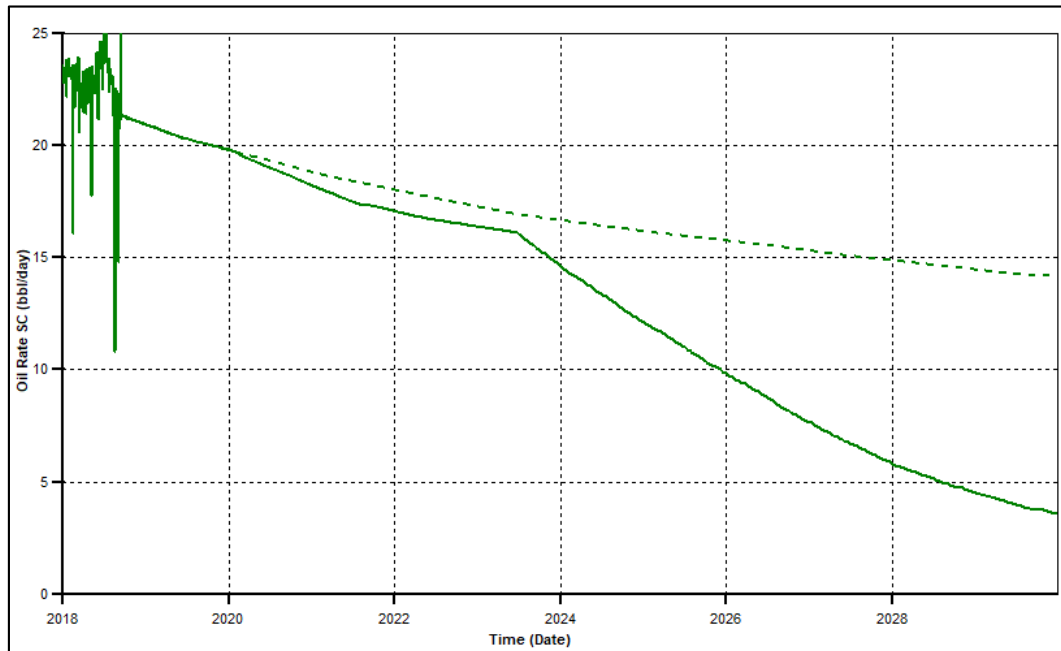
En la **Gráfica 65** se ve un incremento al momento de inyectar ASP, al cabo de los seis meses la producción cae drásticamente debido a que la inyección química cambia a polímero únicamente, lo que genera que la producción se mantenga por debajo de la línea base (línea punteada).

Gráfica 66. Producción de pozo de segunda línea P-9 del escenario número 3.



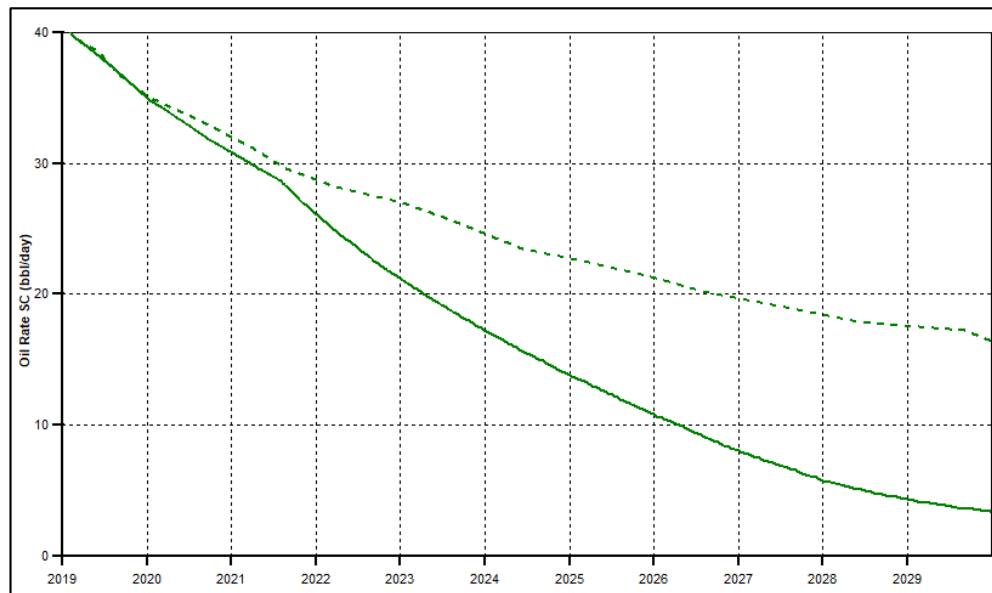
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 67. Producción de pozo de segunda línea P-5 del escenario número 3.



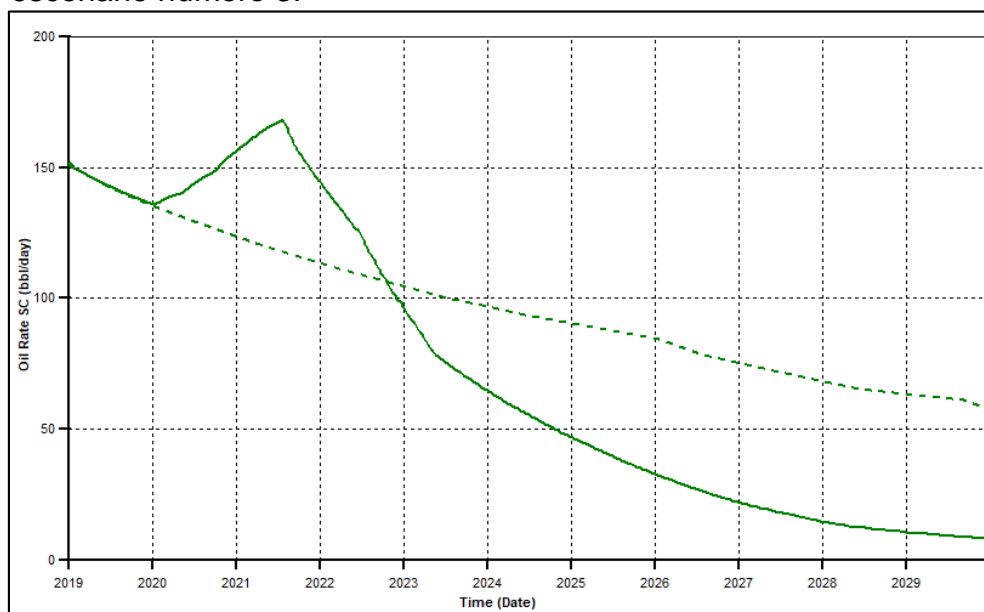
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 68. Producción de pozo de segunda línea P-6 del escenario número 3.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 69. Producción de pozo de segunda línea P-7ST del escenario número 3.



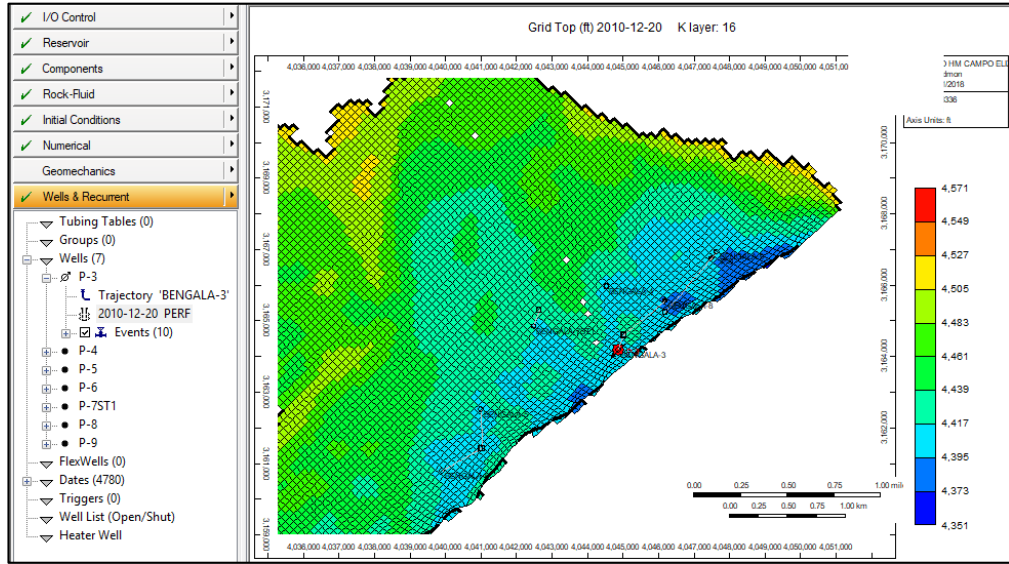
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Gráfica 66** se muestra un aumento en la producción de petróleo durante y después de la inyección debido a que el pozo P-9 se encuentra a una distancia favorecida por el empuje generado por el acuífero del yacimiento. Por otro lado, en la **Gráfica 69** se observa un incremento en la producción a partir del año 2020 generado por la inyección de ASP y polímero, no obstante, en el año 2023 declina la producción debido a que el acuífero empuja en una dirección contraria a la inyección.

En la **Gráfica 67** y la **Gráfica 68**, se observa una disminución en la producción de petróleo a partir del año 2020, esto se debe a que los pozos P-5 y P-6 se encuentran a una distancia considerable del pozo inyector PI-3, por otro lado, el acuífero no ayuda al empuje de los químicos debido a su dirección.

4.5.4 Escenario de simulación número 4. El objetivo de este escenario de simulación es volver uno de los pozos productores a un pozo inyector, con la finalidad de observar el comportamiento de la producción del yacimiento. En la **Figura 50**, se observa la ubicación del pozo P-3 ya modificado para que este comience a inyectar la combinación química deseada.

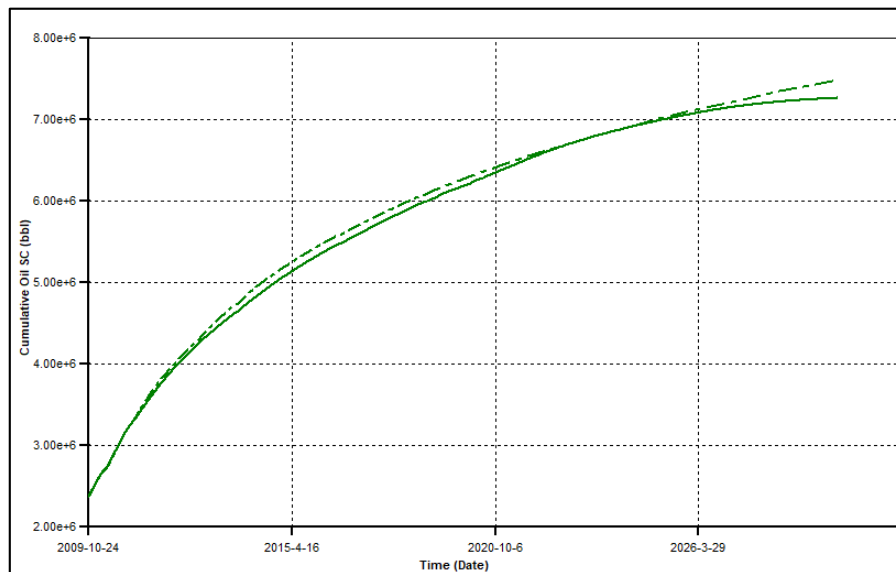
Figura 50. Ubicación del pozo P-3 inyector.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Grafica 70**, se observan las curvas de producción de barriles de petróleo acumulado del caso base (línea punteada) y del escenario de simulación numero 4 (línea continua). Es importante tener en cuenta que al convertir el pozo P-3 a un pozo productor, la producción de este en los años anteriores al 2018 se perderá

Gráfica 70. Petróleo acumulado del escenario número 4.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

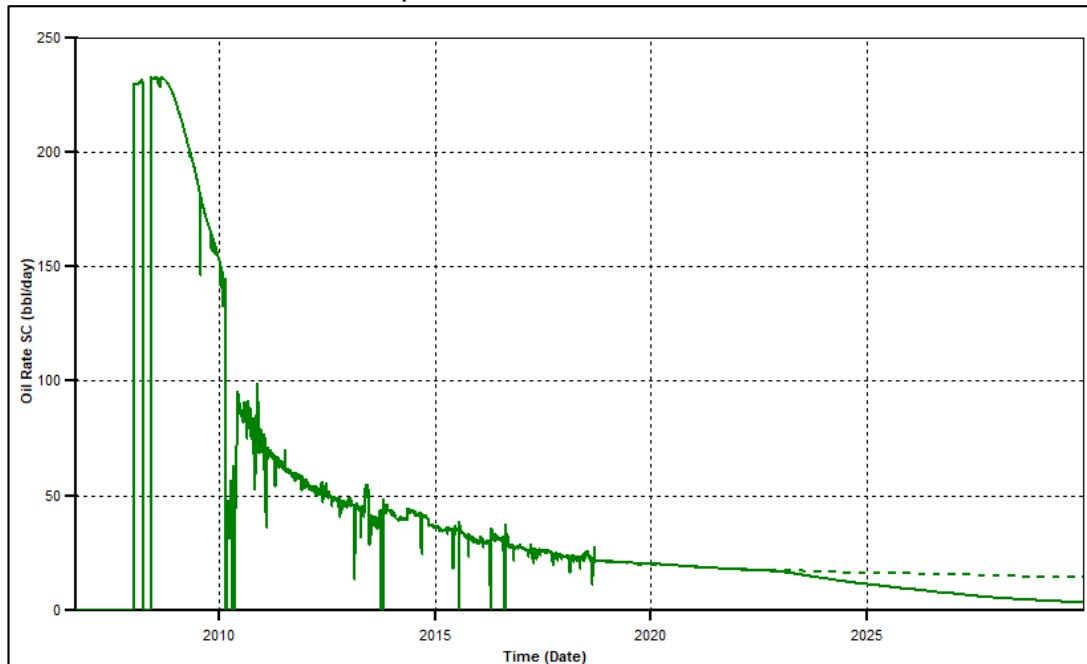
En la **Grafica 70**, se observa que la producción de petróleo acumulado en barriles del escenario de simulación número 4 comienza a bajar a partir del año 2015,

comparándolo con el caso base, esto debido a la falta de la data de producción del pozo P-3 en esa época. No obstante, se propone hacer una resta de la data acumulada del pozo P-3 a la curva de producción de petróleo acumulada del caso base con el fin obtener mejores resultados en la parte técnica como financiera.

Después de realizar las respectivas modificaciones y cálculos se observó que el dato de petróleo acumulado del caso base es de 7338967 Bls y del caso de simulación número 4 es de 7267760 Bls, mostrando una reducción de 71207 Bls a la fecha de diciembre 30 de 2029.

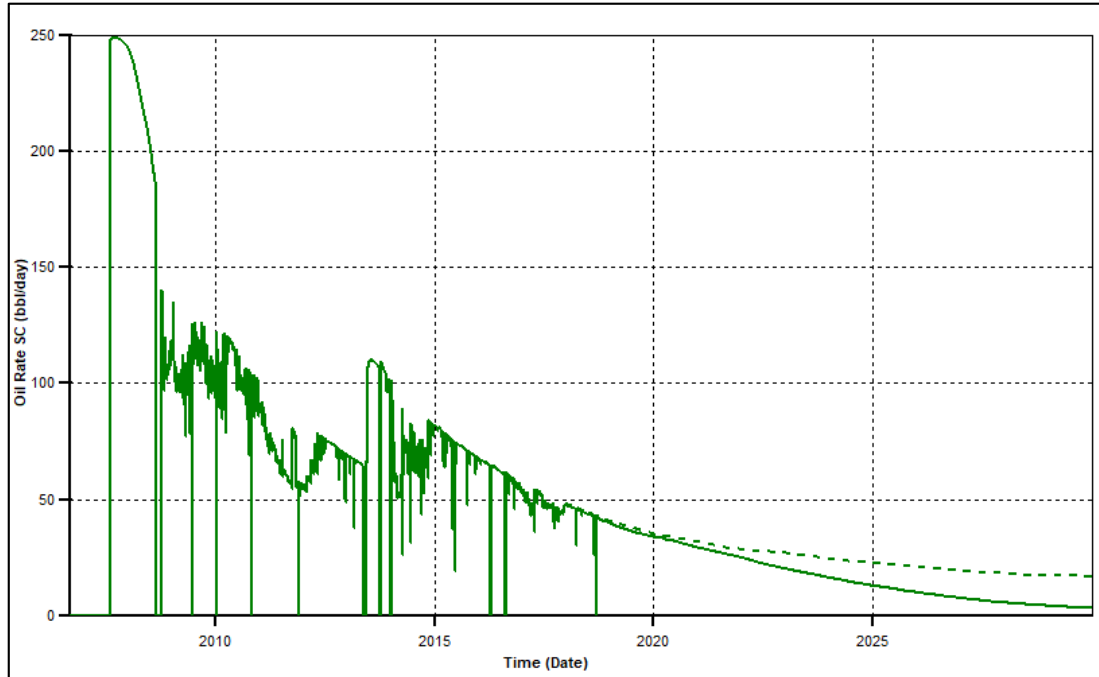
De la **Grafica 71** a la **Grafica 75**, se observa el comportamiento de la producción de petróleo de los pozos en el Campo "A" al volver el pozo P-3 inyector.

Gráfica 71. Producción del pozo P-5 del escenario número 4.



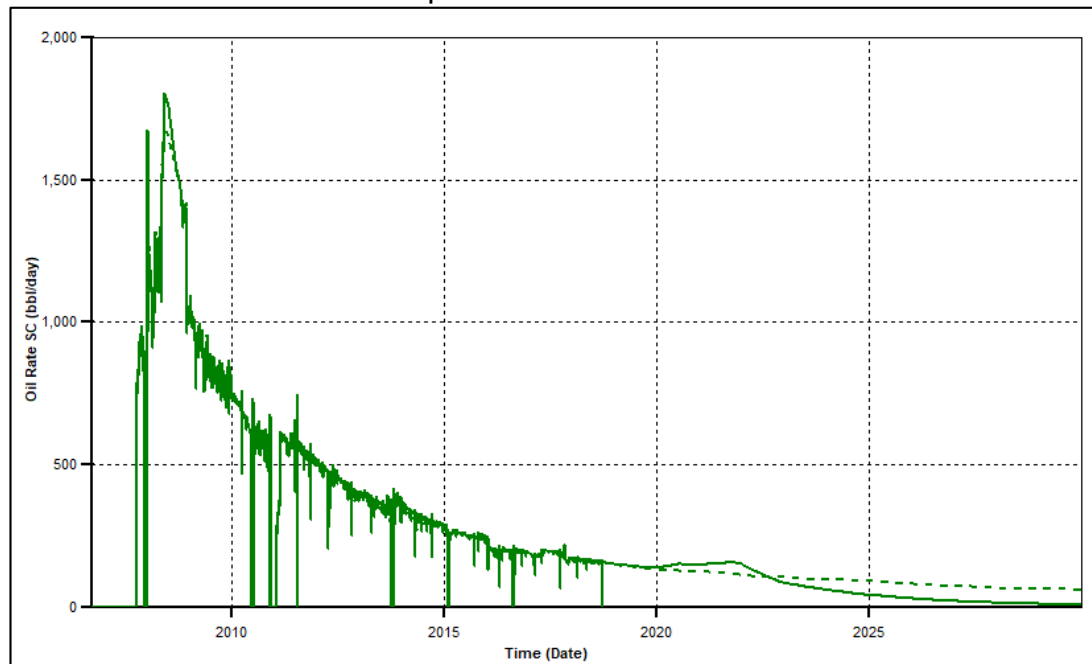
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 72. Producción del pozo P-6 del escenario número 4.



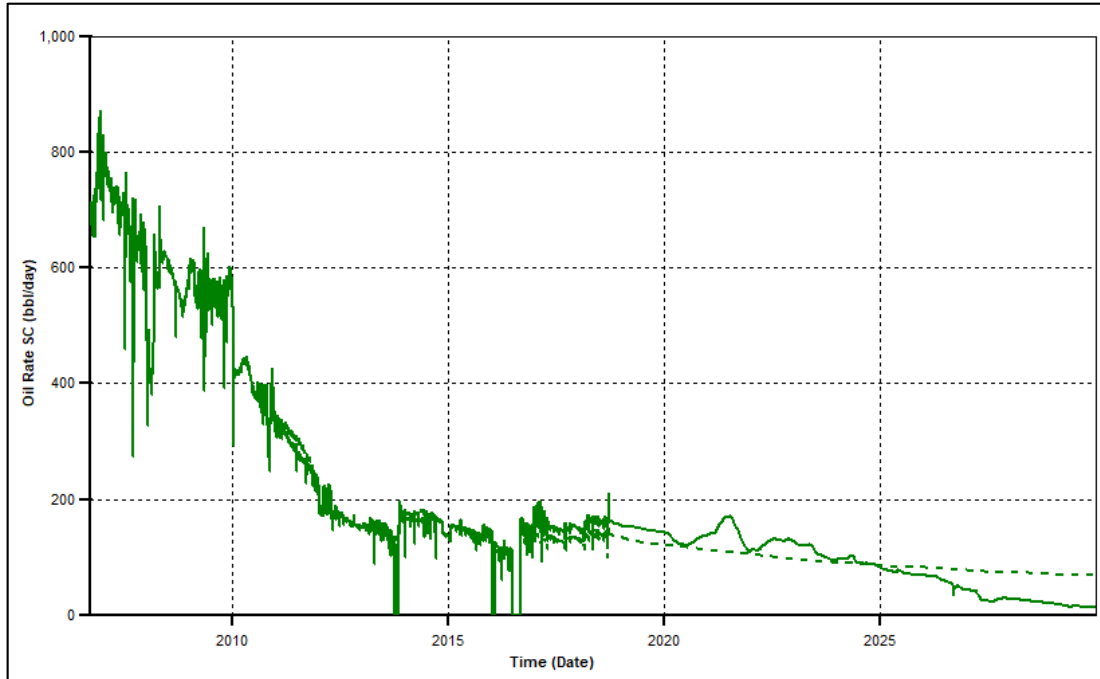
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 73. Producción del pozo P-7ST del escenario número 4.



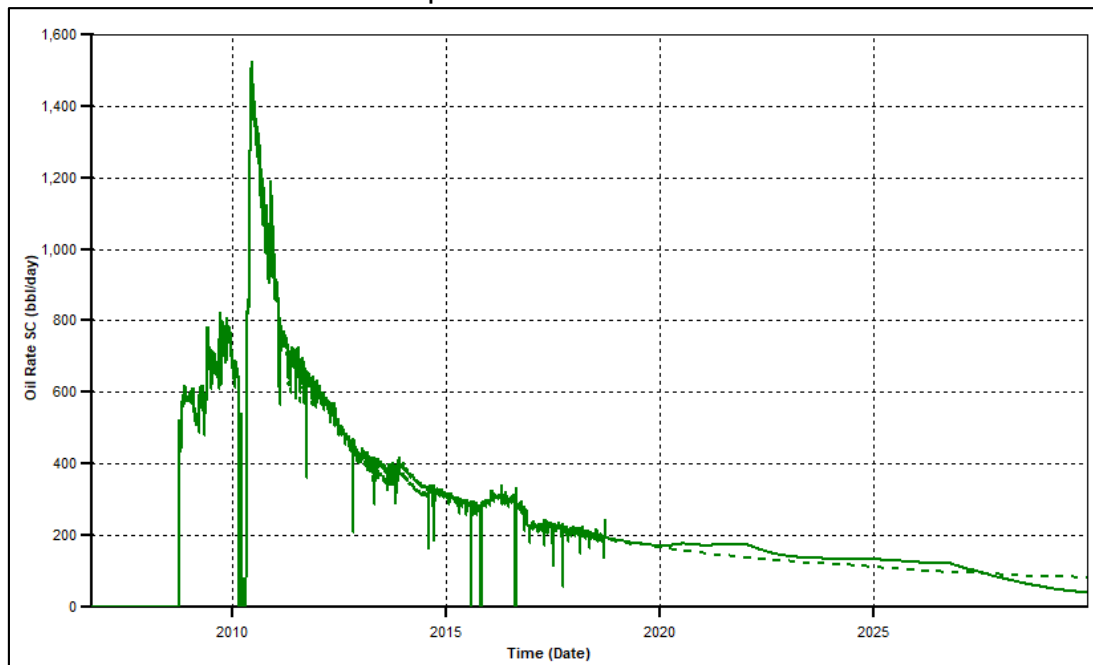
Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 74. Producción del pozo P-8 del escenario número 4.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

Gráfica 75. Producción del pozo P-9 del escenario número 4.



Fuente: Computer Modelling Group Technologies. [Programa]. Versión 2015.

En la **Grafica 71** y la **Grafica 72**, se observa que la curva del escenario de simulación número 4 va cayendo con respecto a la curva del caso base en la fecha desde la fecha en la que se inicia la inyección.

De la **Grafica 73** a la **Grafica 74**, se ve un aumento en la producción de crudo al comenzar el proceso de inyección sobre el campo, no obstante, este comienza a bajar a medida que pasa el tiempo debido a que la inyección para en enero 1 de 2022.

4.6 COMPARACION ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACION DEL ESCENARIO NUMERO 3 DEL CAMPO "A" CON RESPECTO AL PROYECTO PILOTO CEOR DEL CAMPO "B"

En esta sección, se realiza la comparación entre el escenario de simulación número 3 y el proyecto piloto CEOR del campo "B" realizado por la empresa CEPESA Colombia S.A. Se tomarán en cuenta los principales objetivos del proyecto piloto siendo la base de la comparación con el escenario de simulación. Es importante tener en cuenta que los parámetros establecidos son similares en ambos casos siendo estos el arreglo de pozo, el porcentaje del volumen poroso inyectado y el tiempo de inyección, como se especifica en el **Capítulo 3**.

En el caso del proyecto piloto CEOR se realizó una inyección de AP (11.1% del volumen poroso) la cual duró 91 días, posterior a este se inyectó ASP (31.4% del volumen poroso) durante 148 días. Finalmente se inyectó P (102% del volumen poroso) durante 293 días.

En el caso del escenario número 3, se empezó inyectar agua durante un mes con el objetivo de acondicionar el yacimiento. Posterior a esto, se inyectó AP, y ASP en los mismos porcentajes del proyecto piloto CEOR, a su respectivo volumen poroso. Sin embargo, la inyección de P para este caso va a ser del 90% del volumen poroso debido a que no en el Campo "A" se tiene el doble del volumen poroso.

Con el fin de obtener un aumento en el factor de reobro, se realizaron seguimientos a pozos de primera línea, siendo los más cercanos al pozo inyector, y los de segunda línea, siendo estos los más alejados. Para los pozos de primera línea del escenario número 3 solamente se vio afectado el pozo P-8, como se observa en la **Gráfica 65**. Debido a que el P-3 y el P-4 no aumentan la producción de petróleo debido a la baja presión de fondo. Para los pozos de segunda línea se observa el arribo de los químicos inyectados a los pozos P-9, y P-7ST mostrando un aumento en la producción, la cual se observa en la **Gráfica 66**. y **Gráfica 69**. Es importante aclarar que en el pozo P-9 se ve un aumento en la producción a lo largo del tiempo debido a que el acuífero activo ayuda a la movilidad de los químicos inyectados en este sector.

La producción incremental acumulada al 31 de diciembre de 2016, fecha en la que se terminó el proyecto piloto CEOR fue de 71.053 barriles de petróleo, mientras que en el caso del escenario número 3, se presentó un incremento de 44.455 barriles de petróleo a la fecha de diciembre 31 de 2021. Así las cosas, podemos concluir que el proyecto piloto CEOR presentó una mayor recuperación de petróleo que en el escenario número 3.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo “A” tiene una madurez de 14 años. Durante estos años, el Campo ha producido hidrocarburos líquidos mediante métodos de recuperación primaria; estos son empuje hidráulico (acuífero activo) y bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial. Estos métodos han logrado llevar el petróleo hasta superficie, pero no a niveles deseados, dado que los cortes de producción de agua superan el 94%. Por ello, se desea evaluar un sistema de recobro terciario; en este caso inyección química de ASP el cual puede llegar a extraer el petróleo residual que todavía se encuentra en el yacimiento.

Para cumplir satisfactoriamente con los objetivos de este trabajo, se debe realizar un estudio de la viabilidad financiera de la aplicación de este sistema de recobro mejorado. La evaluación financiera se realizará a partir de 1 de enero de 2019, hasta el 31 de diciembre de 2029. Se validará su viabilidad mediante el indicador financiero VPN (Valor Presente Neto).

- Si el VPN < 0, el proyecto no será viable, dado que los egresos serán mayores a los ingresos a moneda de hoy, y por ello, el proyecto debe descartarse.
- Si el VPN = 0, los ingresos serán iguales a los egresos. Por ende, no habrá ganancias ni pérdidas.
- Si el VPN > 0, el proyecto será viable, dado que los ingresos serán mayores que los egresos a moneda de hoy, y por ello el proyecto puede aceptarse.

A través de los resultados de producción de petróleo para el año 2029 arrojados por el simulador de yacimientos CMG en el **Capítulo 4.**, y los costos OPEX y CAPEX, se posee con la información necesaria para realizar el estudio de viabilidad financiera. En este capítulo se realizarán los flujos de caja para cada escenario planteado en el **Capítulo 3.** La TIO (Taza Interna de Oportunidad) a utilizar es del 11% efectiva anual, y la unidad monetaria será el dólar americano (USD).

5.1 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

OPEX, del inglés Operating Expense, es un coste permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales.

5.1.1 Costo de químicos ASP. Como se mencionó en el **Capítulo 3** se seleccionaron químicos adecuados para la inyección de la formulación ASP. Los costos de estos químicos se presentan en la **Tabla 18.**

Tabla 18. Costo en USD/Kg de los compuestos químicos ASP.

Químico	Referencia	Precio (USD/Kg)
Polímero	HPAM	3,3
Surfactante	Dowfax 8390	1,5
Álcali	NaBO2	5,0

Fuente. CEPSA Colombia S.A.

Estos costos varían según la concentración que se apliquen. La concentración a utilizar es parte por millón (ppm) que se define como miligramos de soluto sobre litros de solución (mg/L). En la **Tabla 19** se muestran las concentraciones utilizadas para estos químicos y el costo que reflejan en USD/BBL.

Tabla 19. Costo en USD/BBL de los compuestos químicos ASP.

Químico	Concentración [ppm]	Precio (USD/BBL)
Polímero	800	0,4197
Surfactante	6000	1,4309
Álcali	7000	5,5646

Fuente. CEPSA Colombia S.A.

Se pueden observar los costos que reflejan estas concentraciones en un barril de mezcla para ser inyectado.

5.1.2 Lifting Cost. El Lifting Cost, o costo de levantamiento, hace referencia al costo de producción por barril. Este valor, representa los costos asociados a energía eléctrica, el sistema de levantamiento artificial, y demás costos operacionales que puedan influenciar en la producción de un barril de petróleo. Según CEPSA, el lifting cost de un barril es de 10,2 USD/BBL.

En los flujos de caja, este costo se aplica únicamente a los barriles de petróleo incrementales que se logren producir mediante la inyección química de ASP.

5.1.3 Planta de Tratamiento. Se requiere de una planta de tratamiento la cual procese los barriles producidos. El costo de tratamiento es de 0,25 USD/BBL. Al igual que el Lifting Cost, este costo se aplica para los barriles incrementales en la producción de petróleo.

5.1.4 Planta de Inyección. Los barriles de mezcla inyectados tienen un costo asociado. El costo varía según el tipo de mezcla que se inyecta al yacimiento. En la **Tabla 20** se presentan los costos asociados a la inyección de diferentes

mezclas. Estos costos se aplican a los barriles inyectados en cada uno de los diferentes periodos que se muestran en los flujos de caja.

Tabla 20. Costo de inyección de mezclas en USD/BBL.

Mezcla	Costo (USD/BBL)
Álcali-Polímero (AP)	1,95
Álcali-Polímero-Surfactante (ASP)	11,8
Polímero (P)	1,92
Agua	0,92

Fuente. CEPESA Colombia S.A.

5.1.5 Regalías. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)³⁶, para campos en donde la producción no supere los 5.000 BOPD, se asigna un valor de regalías del 8%.

5.1.6 Participación de CPESA. Según el contrato de asociación en el Bloque, la participación que corresponde para CEPESA es del 70% y 30% para ECOPETROL.

5.2 COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

CAPEX, del inglés Capital Expenditures, son inversiones de capital que crean beneficios. Un CAPEX se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. Los CAPEX son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipamientos, propiedades o edificios industriales.

Los costos de inversión asociados a este trabajo, solo los costos de la creación de un pozo inyector, o conversión de un pozo productor a un pozo inyector. En la **Tabla 21**, se presentan estos costos.

Tabla 21. Costos de Inversión.

Inversión	Costo (USD)
Pozo Inyector	2.500.000
Conversión Pozo Productor a Inyector	600.000

Fuente. CEPESA Colombia S.A.

5.3 FLUJOS DE CAJA

En esta sección se presentan los diferentes flujos de caja para cada uno de los escenarios de simulación desarrollados en el **Capítulo 4**. En todos los flujos, se

³⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Las Regalías en el Sector de los Hidrocarburos.

realizó una sensibilización con el precio del barril. Se tomó un valor de \$40 USD (caso pesimista), \$60 USD (caso medio), y \$80 USD (caso optimista). En la **Ecuación 1** se presenta la fórmula para el cálculo del VPN.

Ecuación 1. Ecuación del Valor Presente Neto (VPN).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Fuente. ARBOLEDA VÉLEZ, Germán.
Proyectos. Formulación, Evaluación y Control.

En donde,

VAN = Valor Actual Neto o Valor Presente Neto

V_t = representa los flujos de caja en cada periodo t.

I₀ = es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n = es el número de períodos considerados.

k = es la tasa de interna de oportunidad (TIO).

Para los diferentes flujos de caja, el escenario 1 se realizó a 10 años dado que este demostró una viabilidad técnica en la simulación del **Capítulo 4**. Los escenarios 2, 3, y 4 se realizaron a 2 años, tiempo en el cual se inyectó ASP, dado que no demostraron una viabilidad técnica en el proyecto.

A continuación, se presentan los diferentes flujos de caja para cada uno de los Escenarios de simulación. En la **Tabla 22** se puede observar el Flujo de Caja del Escenario 1 y en la **Figura 51** se puede ver su flujo de Caja Neto, ambos a un precio del barril de Petróleo a \$40 USD.

Tabla 22. Flujo de Caja Escenario 1. Barril de Petróleo a \$40 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	40	Pesimista									
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60	137971,20	130651,60	120070,30	112864,50	105885,50	97232,81	91425,35	87644,62
Producción de petróleo ASP (BBL)		169366,31	152832,90	137763,90	132759,29	124834,79	118258,42	111527,61	103146,12	95120,13	79462,53
Petróleo Incremental (BBL)		6903,70	2417,30	-207,30	2107,69	4764,49	5393,92	5642,11	5913,31	3694,78	-8182,09
Regalías (8%) (BBL)		552,30	193,38	-16,58	168,62	381,16	431,51	451,37	473,06	295,58	-654,57
Producción Neta (BBL)		6351,40	2223,92	-190,72	1939,07	4383,33	4962,41	5190,74	5440,25	3399,20	-7527,52
Participación CEPESA (70%) (BBL)		4445,98	1556,74	-133,50	1357,35	3068,33	3473,68	3633,52	3808,17	2379,44	-5269,27
Ingresos Totales (\$USD)		\$177.839	\$62.270	\$5.340	\$54.294	\$122.733	\$138.947	\$145.341	\$152.327	\$95.178	\$210.771
Lifting Cost (\$USD)		\$70.418	\$24.657	\$2.114	\$21.498	\$48.598	\$55.018	\$57.550	\$60.316	\$37.687	\$83.457
Barriles Inyectados Agua (BBL)		182000									
Barriles Inyectados AP (BBL)		36514,03									
Barriles Inyectados ASP (BBL)			103291,9								
Barriles Inyectados P (BBL)			335534,40								
Costo Polímero (\$USD)		\$15.326	\$184.187								
Costo Alcali (\$USD)		\$203.184	\$574.774								
Costo Surfactante (\$USD)			\$147.799								
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$167.440									
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$71.202									
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$1.218.844								
Costo de Inyección P (\$USD)											
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$1.726	\$604	\$52	\$527	\$1.191	\$1.348	\$1.411	\$1.478	\$924	\$2.046
Costos Totales (\$USD)		\$529.296	\$2.150.865	\$2.166	\$22.025	\$49.789	\$56.366	\$58.960	\$61.794	\$38.610	\$85.503
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000										
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$351.457	\$2.088.595	\$3.174	\$32.269	\$72.944	\$82.581	\$86.381	\$90.533	\$56.567	\$125.268
VPN	-\$4.346.515,97										

Fuente: elaboración propia.

Figura 51. Flujo de Caja Neto Escenario 1. Barril de Petróleo: \$40 USD

INGRESOS		\$177.839	\$62.270	\$2.166	\$54.294	\$122.733	\$138.947	\$145.341	\$152.327	\$95.178	\$85.503
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS	\$2.500.000	\$529.296	\$2.150.865	\$5.340	\$22.025	\$49.789	\$56.366	\$58.960	\$61.794	\$38.610	\$210.771
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$351.457	\$2.088.595	\$3.174	\$32.269	\$72.944	\$82.581	\$86.381	\$90.533	\$56.567	\$125.268
VPN	\$4.346.516										

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 1 con un precio del barril a \$40 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$\begin{aligned}
 VPN &= \frac{-2.500.000}{(1+0,11)^0} + \frac{-351.457}{(1+0,11)^1} + \frac{-2.088.595}{(1+0,11)^2} \\
 &+ \frac{-3.174}{(1+0,11)^3} + \frac{32.269}{(1+0,11)^4} + \frac{72.944}{(1+0,11)^5} + \frac{82.581}{(1+0,11)^6} \\
 &+ \frac{86.381}{(1+0,11)^7} + \frac{90.533}{(1+0,11)^8} + \frac{56.567}{(1+0,11)^9} + \frac{-125.268}{(1+0,11)^{10}} \\
 \\
 VPN &= -4.346.516
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 23** se puede observar el Flujo de Caja del Escenario 1 y en la **Figura 52** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$60 USD.

Tabla 23. Flujo de Caja Escenario 1. Barril de Petróleo a \$60 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	60	Medio									
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60	137971,20	130651,60	120070,30	112864,50	105885,50	97232,81	91425,35	87644,62
Producción de petróleo ASP (BBL)		169366,31	152832,90	137763,90	132759,29	124834,79	118258,42	111527,61	103146,12	95120,13	79462,53
Petróleo Incremental (BBL)		6903,70	2417,30	-207,30	2107,69	4764,49	5393,92	5642,11	5913,31	3694,78	-8182,09
Regalías (8%) (BBL)		552,30	193,38	-16,58	168,62	381,16	431,51	451,37	473,06	295,58	-654,57
Producción Neta (BBL)		6351,40	2223,92	-190,72	1939,07	4383,33	4962,41	5190,74	5440,25	3399,20	-7527,52
Participación CEPSA (70%) (BBL)		4445,98	1556,74	-133,50	1357,35	3068,33	3473,68	3633,52	3808,17	2379,44	-5269,27
Ingresos Totales (\$USD)		\$266.759	\$93.405	\$8.010	\$81.441	\$184.100	\$208.421	\$218.011	\$228.490	\$142.766	\$316.156
Lifting Cost (\$USD)		\$70.418	\$24.657	\$2.114	\$21.498	\$48.598	\$55.018	\$57.550	\$60.316	\$37.687	\$83.457
Barriles Inyectados Agua (BBL)		182000									
Barriles Inyectados AP (BBL)		36514,03									
Barriles Inyectados ASP (BBL)			103291,9								
Barriles Inyectados P (BBL)			335534,40								
Costo Polímero (\$USD)		\$15.326	\$184.187								
Costo Alcali (\$USD)		\$203.184	\$574.774								
Costo Surfactante (\$USD)			\$147.799								
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$167.440									
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$71.202									
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$1.218.844								
Costo de Inyección P (\$USD)											
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$1.726	\$604	\$52	\$527	\$1.191	\$1.348	\$1.411	\$1.478	\$924	\$2.046
Costos Totales (\$USD)		\$529.296	\$2.150.865	\$2.166	\$22.025	\$49.789	\$56.366	\$58.960	\$61.794	\$38.610	\$85.503
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000										
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$262.537	\$2.057.460	\$5.844	\$59.416	\$134.311	\$152.055	\$159.051	\$166.696	\$104.156	\$230.653
VPN	-\$4.102.106,39										

Fuente: elaboración propia.

Figura 52. Flujo de Caja Neto Escenario 1. Barril de Petróleo: \$60 USD

INGRESOS		\$266.759	\$93.405	\$2.166	\$81.441	\$184.100	\$208.421	\$218.011	\$228.490	\$142.766	\$85.503
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS	\$2.500.000	\$529.296	\$2.150.865	\$8.010	\$22.025	\$49.789	\$56.366	\$58.960	\$61.794	\$38.610	\$316.156
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$262.537	\$2.057.460	\$5.844	\$59.416	\$134.311	\$152.055	\$159.051	\$166.696	\$104.156	\$230.653
VPN		\$4.102.106									

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 1 con un precio del barril a \$60 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$\begin{aligned}
 VPN &= \frac{-2.500.000}{(1+0,11)^0} + \frac{-262.537}{(1+0,11)^1} + \frac{-2.057.460}{(1+0,11)^2} \\
 &+ \frac{-5.844}{(1+0,11)^3} + \frac{59.416}{(1+0,11)^4} + \frac{134.311}{(1+0,11)^5} + \frac{152.055}{(1+0,11)^6} \\
 &+ \frac{159.051}{(1+0,11)^7} + \frac{166.696}{(1+0,11)^8} + \frac{104.156}{(1+0,11)^9} + \frac{-230.653}{(1+0,11)^{10}} \\
 VPN &= -4.102.106
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 24** se puede ver el Flujo de Caja del Escenario 1 y en la **Figura 53** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$80 USD.

Tabla 24. Flujo de Caja Escenario 1. Barril de Petróleo a \$80 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	80	Optimista									
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60	137971,20	130651,60	120070,30	112864,50	105885,50	97232,81	91425,35	87644,62
Producción de petróleo ASP (BBL)		169366,31	152832,90	137763,90	132759,29	124834,79	118258,42	111527,61	103146,12	95120,13	79462,53
Petróleo Incremental (BBL)		6903,70	2417,30	-207,30	2107,69	4764,49	5393,92	5642,11	5913,31	3694,78	-8182,09
Regalías (8%) (BBL)		552,30	193,38	-16,58	168,62	381,16	431,51	451,37	473,06	295,58	-654,57
Producción Neta (BBL)		6351,40	2223,92	-190,72	1939,07	4383,33	4962,41	5190,74	5440,25	3399,20	-7527,52
Participación CEPSA (70%) (BBL)		4445,98	1556,74	-133,50	1357,35	3068,33	3473,68	3633,52	3808,17	2379,44	-5269,27
Ingresos Totales (\$USD)		\$355.678	\$124.540	\$10.680	\$108.588	\$245.467	\$277.895	\$290.682	\$304.654	\$190.355	\$421.541
Lifting Cost (\$USD)		\$70.418	\$24.657	\$2.114	\$21.498	\$48.598	\$55.018	\$57.550	\$60.316	\$37.687	\$83.457
Barriles Inyectados Agua (BBL)		182000									
Barriles Inyectados AP (BBL)		36514,03									
Barriles Inyectados ASP (BBL)			103291,9								
Barriles Inyectados P (BBL)			335534,40								
Costo Polímero (\$USD)		\$15.326	\$184.187								
Costo Alkali (\$USD)		\$203.184	\$574.774								
Costo Surfactante (\$USD)			\$147.799								
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$167.440									
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$71.202									
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$1.218.844								
Costo de Inyección P (\$USD)											
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$1.726	\$604	\$52	\$527	\$1.191	\$1.348	\$1.411	\$1.478	\$924	\$2.046
Costos Totales (\$USD)		\$529.296	\$2.150.865	\$2.166	\$22.025	\$49.789	\$56.366	\$58.960	\$61.794	\$38.610	\$85.503
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000										
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$173.618	\$2.026.325	\$8.514	\$86.563	\$195.678	\$221.528	\$231.721	\$242.860	\$151.745	\$336.038
VPN	-\$3.857.696,81										

Fuente: elaboración propia.

Figura 53. Flujo de Caja Neto Escenario 1. Barril de Petróleo: \$80 USD

INGRESOS		\$355.678	\$124.540	\$2.166	\$108.588	\$245.467	\$277.895	\$290.682	\$304.654	\$190.355	\$85.503
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS	\$2.500.000	\$529.296	\$2.150.865	\$10.680	\$22.025	\$49.789	\$56.366	\$58.960	\$61.794	\$38.610	\$421.541
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$173.618	\$2.026.325	\$8.514	\$86.563	\$195.678	\$221.528	\$231.721	\$242.860	\$151.745	\$336.038
VPN	\$3.857.697										

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 1 con un precio del barril a \$80 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$\begin{aligned}
 VPN &= \frac{-2.500.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-173.618}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-2.026.325}{(1 + 0,11)^2} \\
 &+ \frac{-8.514}{(1 + 0,11)^3} + \frac{86.563}{(1 + 0,11)^4} + \frac{195.678}{(1 + 0,11)^5} + \frac{221.528}{(1 + 0,11)^6} \\
 &+ \frac{231.721}{(1 + 0,11)^7} + \frac{242.860}{(1 + 0,11)^8} + \frac{151.745}{(1 + 0,11)^9} + \frac{-336.038}{(1 + 0,11)^{10}} \\
 VPN &= -3.857.697
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 25** se puede ver el Flujo de Caja del Escenario 2 y en la **Figura 54** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$40 USD.

Tabla 25. Flujo de Caja Escenario 2. Barril de Petróleo a \$40 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	40	Pesimista	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60
Producción de petróleo ASP (BBL)		171478,72	152178,78
Petróleo Incremental (BBL)		9016,11	1763,18
Regalías (8%) (BBL)		721,29	141,05
Producción Neta (BBL)		8294,82	1622,13
Participación CEPSA (70%) (BBL)		5806,37	1135,49
Ingresos Totales (\$USD)		\$232.255	\$45.420
Lifting Cost (\$USD)		\$91.964	\$17.984
Barriles Inyectados Agua (BBL)		182000	
Barriles Inyectados AP (BBL)		32848,1	
Barriles Inyectados ASP (BBL)			92921,7
Barriles Inyectados P (BBL)			301847,68
Costo Polímero (\$USD)		\$13.787	\$165.695
Costo Alcali (\$USD)		\$182.785	\$517.068
Costo Surfactante (\$USD)			\$132.960
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$167.440	
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$64.054	
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$1.096.476
Costo de Inyección P (\$USD)			\$579.548
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$2.254	\$441
Costos Totales (\$USD)		\$522.284	\$2.510.172
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000		
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$290.030	\$2.464.753
VPN	-\$4.761.736,45		

Fuente: elaboración propia.

Figura 54. Flujo de Caja Neto Escenario 2. Barril de Petróleo: \$40 USD

INGRESOS		\$232.255	\$45.420
AÑO	0	1	2
EGRESOS	\$2.500.000	\$522.284	\$2.510.172
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$290.030	\$2.464.753
	VPN		\$4.761.736

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 2 con un precio del barril a \$40 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-2.500.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-290.030}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-2.464.753}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -4.761.736$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 26** se puede ver el Flujo de Caja del Escenario 2 y en la **Figura 55** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$60 USD.

Tabla 26. Flujo de Caja Escenario 2. Barril de Petróleo a \$60 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	60	Medio	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60
Producción de petróleo ASP (BBL)		171478,72	152178,78
Petróleo Incremental (BBL)		9016,11	1763,18
Regalías (8%) (BBL)		721,29	141,05
Producción Neta (BBL)		8294,82	1622,13
Participación CEPSA (70%) (BBL)		5806,37	1135,49
Ingresos Totales (\$USD)		\$348.382	\$68.129
Lifting Cost (\$USD)		\$91.964	\$17.984
Barriles Inyectados Agua (BBL)		182000	
Barriles Inyectados AP (BBL)		32848,1	
Barriles Inyectados ASP (BBL)			92921,7
Barriles Inyectados P (BBL)			301847,68
Costo Polímero (\$USD)		\$13.787	\$165.695
Costo Alkali (\$USD)		\$182.785	\$517.068
Costo Surfactante (\$USD)			\$132.960
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$167.440	
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$64.054	
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$1.096.476
Costo de Inyección P (\$USD)			\$579.548
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$2.254	\$441
Costos Totales (\$USD)		\$522.284	\$2.510.172
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000		
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$173.902	\$2.442.043
VPN	-\$4.638.685,34		

Fuente: elaboración propia.

Figura 55. Flujo de Caja Neto Escenario 2. Barril de Petróleo: \$60 USD

INGRESOS		\$348.382	\$68.129
AÑO	0	1	2
EGRESOS	\$2.500.000	\$522.284	\$2.510.172
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$173.902	\$2.442.043
	VPN		\$4.638.685

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 2 con un precio del barril a \$60 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-2.500.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-173.902}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-2.442.043}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -4.638.685$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 27** se puede observar el Flujo de Caja del Escenario 2 y en la **Figura 56** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$80 USD.

Tabla 27. Flujo de Caja Escenario 2. Barril de Petróleo a \$80 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	80	Optimista	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60
Producción de petróleo ASP (BBL)		171478,72	152178,78
Petróleo Incremental (BBL)		9016,11	1763,18
Regalías (8%) (BBL)		721,29	141,05
Producción Neta (BBL)		8294,82	1622,13
Participación CEPSA (70%) (BBL)		5806,37	1135,49
Ingresos Totales (\$USD)		\$464.510	\$90.839
Lifting Cost (\$USD)		\$91.964	\$17.984
Barriles Inyectados Agua (BBL)		182000	
Barriles Inyectados AP (BBL)		32848,1	
Barriles Inyectados ASP (BBL)			92921,7
Barriles Inyectados P (BBL)			301847,68
Costo Polímero (\$USD)		\$13.787	\$165.695
Costo Álcali (\$USD)		\$182.785	\$517.068
Costo Surfactante (\$USD)			\$132.960
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$167.440	
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$64.054	
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$1.096.476
Costo de Inyección P (\$USD)			\$579.548
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$2.254	\$441
Costos Totales (\$USD)		\$522.284	\$2.510.172
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000		
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$57.775	\$2.419.333
VPN	-\$4.515.634,23		

Fuente: elaboración propia.

Figura 56. Flujo de Caja Neto Escenario 2. Barril de Petróleo: \$80 USD

INGRESOS		\$464.510	\$90.839
AÑO	0	1	2
EGRESOS	\$2.500.000	\$522.284	\$2.510.172
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$57.775	\$2.419.333
	VPN		\$4.515.634

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 2 con un precio del barril a \$80 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-2.500.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-57.775}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-2.419.333}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -4.515.634$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 28** se puede ver el Flujo de Caja del Escenario 3 y en la **Figura 57** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$40 USD.

Tabla 28. Flujo de Caja Escenario 3. Barril de Petróleo a \$40 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	40	Pesimista	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60
Producción de petróleo ASP (BBL)		188306,31	169027,60
Petróleo Incremental (BBL)		25843,70	18612,00
Regalías (8%) (BBL)		2067,50	1488,96
Producción Neta (BBL)		23776,20	17123,04
Participación CEPSA (70%) (BBL)		16643,34	11986,13
Ingresos Totales (\$USD)		\$665.734	\$479.445
Lifting Cost (\$USD)		\$263.606	\$189.842
Barriles Inyectados Agua (BBL)		60000	28000
Barriles Inyectados AP (BBL)		168963,2	
Barriles Inyectados ASP (BBL)		477967,9	
Barriles Inyectados P (BBL)		451200,00	925900,00
Costo Polímero (\$USD)		\$460.915	\$388.625
Costo Álcali (\$USD)		\$3.599.884	\$5.152.222
Costo Surfactante (\$USD)		\$683.917	\$1.324.857
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$55.200	\$25.760
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$329.478	
Costo de Inyección ASP (\$USD)		\$5.640.021	\$10.925.620
Costo de Inyección P (\$USD)		\$866.304	
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$6.461	\$4.653
Costos Totales (\$USD)		\$11.905.786	\$18.011.579
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000		
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$11.240.053	\$17.532.134
VPN	-\$26.855.647,00		

Fuente: elaboración propia.

Figura 57. Flujo de Caja Neto Escenario 3. Barril de Petróleo: \$40 USD

INGRESOS		\$665.734	\$479.445
AÑO	0	1	2
EGRESOS	\$2.500.000	\$11.905.786	\$18.011.579
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$11.240.053	\$17.532.134
	VPN		\$26.855.647

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 3 con un precio del barril a \$40 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-2.500.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-11.240.053}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-17.532.134}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -26.855.647$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 29** se puede ver el Flujo de Caja del Escenario 3 y en la **Figura 58** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$60 USD.

Tabla 29. Flujo de Caja Escenario 3. Barril de Petróleo a \$60 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	60	Medio	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60
Producción de petróleo ASP (BBL)		188306,31	169027,60
Petróleo Incremental (BBL)		25843,70	18612,00
Regalías (8%) (BBL)		2067,50	1488,96
Producción Neta (BBL)		23776,20	17123,04
Participación CEPSA (70%) (BBL)		16643,34	11986,13
Ingresos Totales (\$USD)		\$998.600	\$719.168
Lifting Cost (\$USD)		\$263.606	\$189.842
Barriles Inyectados Agua (BBL)		60000	28000
Barriles Inyectados AP (BBL)		168963,2	
Barriles Inyectados ASP (BBL)		477967,9	
Barriles Inyectados P (BBL)		451200,00	925900,00
Costo Polímero (\$USD)		\$460.915	\$388.625
Costo Álcali (\$USD)		\$3.599.884	\$5.152.222
Costo Surfactante (\$USD)		\$683.917	\$1.324.857
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$55.200	\$25.760
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$329.478	
Costo de Inyección ASP (\$USD)		\$5.640.021	\$10.925.620
Costo de Inyección P (\$USD)		\$866.304	
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$6.461	\$4.653
Costos Totales (\$USD)		\$11.905.786	\$18.011.579
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000		
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$10.907.186	\$17.292.411
VPN	-\$26.361.202,75		

Fuente: elaboración propia.

Figura 58. Flujo de Caja Neto Escenario 3. Barril de Petróleo: \$60 USD

INGRESOS		\$998.600	\$719.168
AÑO	0	1	2
EGRESOS	\$2.500.000	\$11.905.786	\$18.011.579
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$10.907.186	\$17.292.411
	VPN	\$26.361.203	

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 3 con un precio del barril a \$60 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-2.500.000}{(1+0,11)^0} + \frac{-11.905.786}{(1+0,11)^1} + \frac{-18.011.579}{(1+0,11)^2}$$

$$VPN = -26.361.203$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 30** se puede ver el Flujo de Caja del Escenario 3 y en la **Figura 59** se puede ver su flujo de Caja Neto ambos a un precio del barril de Petróleo a \$80 USD.

Tabla 30. Flujo de Caja Escenario 3. Barril de Petróleo a \$80 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	80	Optimista	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162462,61	150415,60
Producción de petróleo ASP (BBL)		188306,31	169027,60
Petróleo Incremental (BBL)		25843,70	18612,00
Regalías (8%) (BBL)		2067,50	1488,96
Producción Neta (BBL)		23776,20	17123,04
Participación CEPESA (70%) (BBL)		16643,34	11986,13
Ingresos Totales (\$USD)		\$1.331.467	\$958.890
Lifting Cost (\$USD)		\$263.606	\$189.842
Barriles Inyectados Agua (BBL)		60000	28000
Barriles Inyectados AP (BBL)		168963,2	
Barriles Inyectados ASP (BBL)		477967,9	
Barriles Inyectados P (BBL)		451200,00	925900,00
Costo Polímero (\$USD)		\$460.915	\$388.625
Costo Álcali (\$USD)		\$3.599.884	\$5.152.222
Costo Surfactante (\$USD)		\$683.917	\$1.324.857
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$55.200	\$25.760
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$329.478	
Costo de Inyección ASP (\$USD)		\$5.640.021	\$10.925.620
Costo de Inyección P (\$USD)		\$866.304	
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$6.461	\$4.653
Costos Totales (\$USD)		\$11.905.786	\$18.011.579
Pozo Inyector (\$USD)	\$2.500.000		
FLUJO DE CAJA NETO	\$2.500.000	\$10.574.319	\$17.052.689
VPN	-\$25.866.758,50		

Fuente: elaboración propia.

Figura 59. Flujo de Caja Neto Escenario 3. Barril de Petróleo: \$80 USD

		\$1.331.467	\$958.890
INGRESOS			
	AÑO	0	1
EGRESOS		\$2.500.000	\$11.905.786
		\$2.500.000	\$10.574.319
FLUJO DE CAJA NETO		\$17.052.689	
		VPN	\$25.866.758

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 3 con un precio del barril a \$80 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-2.500.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-10.574.319}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-17.052.689}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -25.866.758$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 31**. Se puede observar el Flujo de Caja del Escenario 4 y en la **Figura 60**. Se puede ver su Flujo de Caja Neto, ambos a un precio del barril de petróleo a \$40 USD.

Tabla 31. Flujo de Caja Escenario 4. Barril de Petróleo a \$40 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	40	Pesimista	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162463,00	150415,20
Producción de petróleo ASP (BBL)		182609,00	187886,44
Petróleo Incremental (BBL)		20146,00	37471,24
Regalías (8%) (BBL)		1611,68	2997,70
Producción Neta (BBL)		18534,32	34473,54
Participación CEPSA (70%) (BBL)		12974,03	24131,48
Ingresos Totales (\$USD)		\$518.961	\$965.259
Lifting Cost (\$USD)		\$205.489	\$382.207
Barriles Inyectados Agua (BBL)		455000	
Barriles Inyectados AP (BBL)		194194	
Barriles Inyectados ASP (BBL)			546000
Barriles Inyectados P (BBL)			546000
Costo Polímero (\$USD)		\$640.840	\$3.603.600
Costo Alcalí (\$USD)		\$970.970	\$2.730.000
Costo Surfactante (\$USD)			\$819.000
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$418.600	
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$378.678	
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$6.442.800
Costo de Inyección P (\$USD)			\$1.048.320
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$5.037	\$9.368
Costos Totales (\$USD)		\$2.619.614	\$15.035.294
(Conversión Pozo Productor) (\$USD)	\$600.000		
F. C. L.	\$600.000	\$2.100.653	\$14.070.035
VPN		-\$13.912.036,63	

Fuente: elaboración propia.

Figura 60. Flujo de Caja Neto Escenario 4. Barril de Petróleo: \$40 USD.

INGRESOS		\$518.961	\$965.259
AÑO	0	1	2
EGRESOS	\$600.000	\$2.619.614	\$15.035.294
FLUJO DE CAJA NETO	\$600.000	\$2.100.653	\$14.070.035
	VPN		\$13.912.037

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 4 con un precio del barril a \$40 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-600.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-2.100.653}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-14.070.035}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -13.912.037$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 32**. Se puede observar el Flujo de Caja del Escenario 4 y en la **Figura 61**. Se puede ver su Flujo de Caja Neto, ambos a un precio del barril de petróleo a \$60 USD.

Tabla 32. Flujo de Caja Escenario 4. Barril de Petróleo a \$60 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	60	Medio	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162463,00	150415,20
Producción de petróleo ASP (BBL)		182609,00	187886,44
Petróleo Incremental (BBL)		20146,00	37471,24
Regalías (8%) (BBL)		1611,68	2997,70
Producción Neta (BBL)		18534,32	34473,54
Participación CEPSA (70%) (BBL)		12974,03	24131,48
Ingresos Totales (\$USD)		\$778.442	\$1.447.889
Lifting Cost (\$USD)		\$205.489	\$382.207
Barriles Inyectados Agua (BBL)		455000	
Barriles Inyectados AP (BBL)		194194	
Barriles Inyectados ASP (BBL)			546000
Barriles Inyectados P (BBL)			546000
Costo Polímero (\$USD)		\$640.840	\$3.603.600
Costo Alcali (\$USD)		\$970.970	\$2.730.000
Costo Surfactante (\$USD)			\$819.000
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$418.600	
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$378.678	
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$6.442.800
Costo de Inyección P (\$USD)			\$1.048.320
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$5.037	\$9.368
Costos Totales (\$USD)		\$2.619.614	\$15.035.294
(Conversión Pozo Productor) (\$USD)	\$600.000		
F. C. L.	\$600.000	\$1.841.173	\$13.587.406
VPN		-\$13.286.557,38	

Fuente: elaboración propia.

Figura 61. Flujo de Caja Neto Escenario 4. Barril de Petróleo: \$60 USD.

		\$778.442	\$1.447.889
INGRESOS			
	AÑO	0	1
EGRESOS		\$600.000	\$2.619.614
		\$600.000	\$15.035.294
FLUJO DE CAJA NETO		\$1.841.173	\$13.587.406
		\$1.841.173	\$13.587.406
	VPN	\$13.286.557	

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 4 con un precio del barril a \$60 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-600.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-1.841.173}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-13.587.406}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -13.286.557$$

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 33**. Se puede observar el Flujo de Caja del Escenario 4 y en la **Figura 62**. Se puede ver su Flujo de Caja Neto, ambos a un precio del barril de petróleo a \$80 USD.

Tabla 33. Flujo de Caja Escenario 4. Barril de Petróleo a \$80 USD.

Precio del Barril de Petróleo (USD)	80	Optimista	
Periodo	0	1	2
Año	2019	2020	2021
Producción de petróleo BASE (BBL)		162463,00	150415,20
Producción de petróleo ASP (BBL)		182609,00	187886,44
Petróleo Incremental (BBL)		20146,00	37471,24
Regalías (8%) (BBL)		1611,68	2997,70
Producción Neta (BBL)		18534,32	34473,54
Participación CEPSA (70%) (BBL)		12974,03	24131,48
Ingresos Totales (\$USD)		\$1.037.922	\$1.930.518
Lifting Cost (\$USD)		\$205.489	\$382.207
Barriles Inyectados Agua (BBL)		455000	
Barriles Inyectados AP (BBL)		194194	
Barriles Inyectados ASP (BBL)			546000
Barriles Inyectados P (BBL)			546000
Costo Polímero (\$USD)		\$640.840	\$3.603.600
Costo Alcali (\$USD)		\$970.970	\$2.730.000
Costo Surfactante (\$USD)			\$819.000
Costo de Inyección Agua (\$USD)		\$418.600	
Costo de Inyección AP (\$USD)		\$378.678	
Costo de Inyección ASP (\$USD)			\$6.442.800
Costo de Inyección P (\$USD)			\$1.048.320
Tratamiento en Facilidades (\$USD)		\$5.037	\$9.368
Costos Totales (\$USD)		\$2.619.614	\$15.035.294
(Conversión Pozo Productor) (\$USD)	\$600.000		
F. C. L.	\$600.000	\$1.581.692	\$13.104.776
VPN		-\$12.661.078,14	

Fuente: elaboración propia.

Figura 62. Flujo de Caja Neto Escenario 4. Barril de Petróleo: \$80 USD.

INGRESOS		\$1.037.922	\$1.930.518
AÑO	0	1	2
EGRESOS		\$600.000	\$2.619.614
FLUJO DE CAJA NETO		\$600.000	\$1.581.692
VPN		\$12.661.078	

Fuente: elaboración propia.

Con base en los resultados del Flujo Neto del escenario 4 con un precio del barril a \$80 USD, se realiza el cálculo del VPN mediante la **Ecuación 1**.

$$VPN = \frac{-600.000}{(1 + 0,11)^0} + \frac{-1.581.692}{(1 + 0,11)^1} + \frac{-13.104.776}{(1 + 0,11)^2}$$

$$VPN = -12.661.078$$

Fuente: elaboración propia.

5.4 CONCLUSIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la implementación de un proyecto de recobro mejorado químico Ácali-Surfactante-Polímero (ASP) en el Campo “A” resulta inviable para la empresa CEPESA Colombia S.A. dado que en ninguno de los escenarios a diferentes precios del barril, el VPN tiene valor positivo. Una de las principales razones por la cual el proyecto no es viable económicamente, se debe al bajo factor de recobro incremental que se tiene en los pozos productores tras la implementación de esta tecnología.

6. CONCLUSIONES

- Se estudiaron varios métodos de recobro mejorado tales como, la inyección de agua, gas, química, térmica y miscelar los cuales cumplen el objetivo de aumentar el factor de recobro. En este trabajo se implementó el simulador CMG con el propósito de crear un modelo en el que se inyectó una combinación química ASP en pozos candidatos del Campo “A” de la empresa CEPSA Colombia S.A. analizando su incremento en el factor de recobro.
- Mediante las pruebas de laboratorio realizadas por la empresa CEPSA Colombia S.A. Se seleccionaron los químicos más adecuados para la implementación de la inyección química ASP en el Campo “A”, siendo estos, disulfonato de alquildifenilóxido, metaborato de sodio tetrahidratado y HPAM.
- Se implementaron cuatro escenarios de simulación tomando diferentes parámetros y criterios de selección siendo estos, la producción de fluidos, presión de fondo, distancia entre pozos, y la continuidad de cuerpos de arena. En estos escenarios se crearon pozos inyectoros con el fin de formar arreglos de pozo. De los cuatro escenarios implementados en la simulación de yacimientos, el más adecuado fue el .escenario número 1 en donde se creó el pozo inyector PI-1 afectando los pozos de primera línea P-7ST y P-5, debido a que se observó un incremento en el factor de recobro de 0.14% siendo este, un incremental de 28,640 barriles de petróleo a 2029.
- Se realizaron ajustes en el modelo modificando los multiplicadores de permeabilidad y el daño de formación proporcionado por la empresa CEPSA Colombia S.A. con el fin de realizar un cotejo histórico y una predicción más acertada de las curvas de producción.
- De los cuatro escenarios de simulación se observó el cambio en el factor de recobro con respecto al caso base (esquema de explotación actual), donde el único escenario que presentó viabilidad técnica, fue el escenario de simulación número 1 mostrando un incremento del 0.14%. Los escenarios de simulación número 2, 3, y 4 presentaron una reducción del 0.4%, 0.87%, y 1.68% en el factor de recobro respectivamente, para diciembre 31 del 2029.
- Se observó que el precio del barril de petróleo no afecta considerablemente el valor del VPN dado que entre \$40 y \$80 USD, el VPN varía entre el 3.7% y 11% según los escenarios estudiados. Una de las principales razones por la cual el proyecto no es viable económicamente, se debe al bajo factor de recobro incremental que se tiene en los pozos productores tras la implementación de esta tecnología.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un modelo de inyección en una arena más profunda de la empleada en este proyecto.
- Modificar los valores de volúmenes porosos, tiempo de inyección, porcentaje de inyección química para cada componente y la ubicación del pozo inyector estudiando los parámetros necesarios para obtener un VPN positivo.
- Estudiar la implementación de CMOST en este proyecto para obtener datos más precisos de temperatura, presión y producción de agua y petróleo.
- Ampliar la base de datos de los químicos utilizados en la simulación.
- Incluir un modelo de simulación en el que se inyecte un solo químico, agua o la combinación de dos químicos como SP, para obtener resultados más viables tanto técnico como financieramente.
- Se recomienda realizar la validación de los datos del modelo estático suministrado por la empresa con el fin de obtener un mejor ajuste histórico y predicción de los diferentes escenarios planteados.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA, T. ROJAS, D. ZAPATA, J. CALDERA, G. JIMENEZ, R. MANRRIQUE, G. GHENEIM, T. AZACOT, A. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe, ACIPET, Bogotá DC, 2017.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Las Regalías en el Sector de los Hidrocarburos.

AIHE. PGE Petróleo y Gas. 9na edición. Quito, Ecuador. 2016

ANH (AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS), CUENCA LLANOS ORIENTALES. 2012, International Chronostratigraphic Chart 2018.

ASTRO DATA S.A. Desplazamiento miscible. Junio 22, 2009. Maracaibo. Venezuela.

BAUER, J. Guía básica de los minerales. 1981. Omega, Barcelona.

BERRY, L.G; MASON, B. & DIETRICH, R.V. Mineralogy. Freeman, San Francisco. Deriva Continental y Tectónica de Placas (1986). 268p. H. Blume Ediciones, Madrid.

BIZZOTTO, Pablo. DE MARZIO, Luciana. DAELLE FIORE, Rodrigo, Aplicación de los diferentes tipos de plunger lift en el yacimiento Cerro Dragón. Pan American Energy, 2001.

CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

_____. Plan de Desarrollo 2017. Abril, 2017

_____. Informe Técnico Anual Bloque 2009. Bogotá. 2009.

_____. Alkali selection test for ASP/SP EOR.

_____. Base de Datos Campo "A".

_____. Información de completamiento de cada pozo.

_____. Polymer selection test for ASP/SP EOR.

_____. Información de la presión de intake de los pozos.

_____. Información de producción de pozos.

CORE LAB PETROLEUM SERVICES. Reservoir Fluid Study, HUPECOL LLC, P-2 well, Formation: Carbonera C-7. 23 de septiembre de 2004.

COX, K.G., BELL, J.D. & PANKHURST, R.J., The interpretation of igneous rocks. Allen and Unwin 450 pp. London.

DANA, JAMES DWIGHT: Manual of mineralogy. 7th. edición; Durrie & Peck Newhaven

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Paris: DOC, 1974

ESCAÑO SUAREZ, Nadin. Diapositivas Bombeo Electrosumergible. Producción 2. Fundación Universidad De América, 2017.

ESPINOSA, Carlos Andres. TORRES, Kelly Johanna, Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados, Universidad de San Buenaventura, Cartagena, 2015.

FLORIDA INTERNATIONAL UNIVERSITY FIU DIGITAL COMMONS. Diccionario de Terminos Geologicos Ingles/ Espanol - Espanol/Ingles; English/Spanish - Spanish/English Dictionary of Geological Terms (Dialogue #85), [en línea] Junio de 1987, [consultado 14 noviembre de 2018] Disponible en: <https://digitalcommons.fiu.edu/cgi/viewcontent.cgi?referer=&httpsredir=1&article=1000&context=laccopsd>

FLOYD, P.A. & WINCHESTER, J.A. Magma type and tectonic setting discrimination using immobile elements. - Earth Planet Science Letters, Bd. 1975. Ámsterdam.

GEOLOGY. Geological Terms. [en línea] 2018, [consultado 14 noviembre de 2018], Disponible en: <https://geology.com/dictionary/glossary-a.shtml>

GONZALES, Laureano. PADRÓN, Aarón. Simulación y Optimización de una prueba piloto de inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada en un yacimiento de crudo extrapesado con acuífero activo, ACIPET, Bogotá DC, 2017.

GUILBERT, J.W. & PARK, C.F: The geology of Ore Deposits W. H. Freeman and Comp. p.985 p. 1996. New Cork.

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

INTERNATIONAL COMMISSION ON STRATIGRAPHY. International Chronostratigraphic Chart 2018. [consultado 27 de octubre de 2018] Disponible en: <http://www.stratigraphy.org/index.php/ics-chart-timescale>

MAPA DE COLOMBIA. Cuenca de los Llanos Orientales. 2014. Aplicativo de Google Maps. Disponible en internet en: http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/II_grat_v3/demo.htm

MONROE, J.S.; WICANDER, R.; Y RODRIGUEZ, M.: Geología: Dinámica y evolución de la Tierra. Paraninfo, 2008.

MONTERO J. ISSMGE (2003) Deslizamientos en Colombia: estrategia para reducción de riesgos y costos. Proc. 12th Panamerican Conference on Soils Mechanics and Geotechnicals Engineering. Boston USA

MONTILLA, Ninfa. Diapositivas Estudio de Geología de Yacimientos. 2010.

OROZCO, M., AZAÑÓN, J, AZOR, A. & ALONSO-CHAVES, F. (2004): Geología Física.-302 páginas, 2da. edición; Thomson Editores, Madrid, España. Libro bien didáctico y moderno - primera edición de 2002.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, Maracaibo. 2001.

PDVSA-CIED, 1998

RODRÍGUEZ, Erasmo. Caracterización de unidades Geológicas y Geomorfológicas de Colombia: Formación Une. Bogotá: DOC, 2000

ROMERO, Adriangela. Diapositivas Introducción al Recobro Mejorado, Yacimientos III, Fundación Universidad De América, 2017.

SCHLUMBERGER LIMITED. Oilfield Glossary en Español. [en línea] 2018, [consultado 14 noviembre de 2018] Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/.aspx>

SHENG, James. Polymer flooding. En: Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. United States of America: Gulf Professional Publishing. 2010.

TARBUCK, E.J. Y LUTGENS, F.K. Ciencias de la Tierra: Una introducción a la Geología física. 2005. 8ª ed. Pearson Prentice Hall.

WINTER, JOHN D. An Intruduction (Principles) of Igneous and Metamorphic Petrology. – Prentice Hall; 2010.

ANEXOS

ANEXO A. LICENCIA DE SIMULAR DE YACIMIENTOS CMG.

Figura A1. Licencia del Autor.

The screenshot shows the user account page for Henry Briceño. The page includes a navigation menu with links for Home, Software, Solutions, Support, Training, Consulting, Investors, and About. A search bar and utility icons (lock, chat, phone) are also present. The main content area displays the user's profile details:

- First Name:** Henry
- Last Name:** Briceño
- Job Title:** Petroleum Engineering Student
- Phone:** 3102526000
- Company Name:** Universidad de América

Below the profile information, there is a 'History' section showing the user has been a member for 2 months and 2 weeks. The address is listed as Carrera 54 No. 126-35, Bogotá, with a postal/ZIP code of 110111.

Fuente: Computer Modelling Group. [Programa].

Figura A2. Descarga simulador versión 2015.

The screenshot displays the software download page for CMG. It lists two general releases: 2015 and 2014. Each release is presented in a table with columns for Platform, Release, Size, and Download.

2015 General Release			
Release Date: September 2015 Media ID: 2015.106.G			
Platform	Release	Size	Download
Windows	CMG 2015 General Release	946.03MB	
Linux & AIX	CMG 2015 General Release	208.24MB	

2014 General Release			
Release Date: November 2014 Media ID: 2014.101.G			
Platform	Release	Size	Download
Windows	CMG 2014 General Release	944.35MB	
Linux & AIX	CMG 2014 General Release	240.85MB	

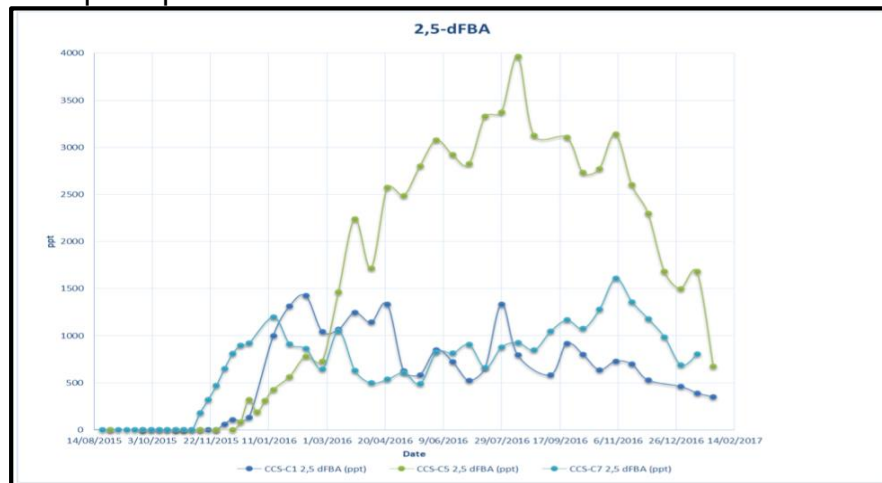
The footer of the page includes the CMG logo, copyright information for 2018, and social media links for YouTube, LinkedIn, and Twitter, along with links for Resources, Legal Notice, Support, and Contact.

Fuente: Computer Modelling Group. [Programa].

ANEXO B. INFORMACIÓN DEL CAMPO “B”.

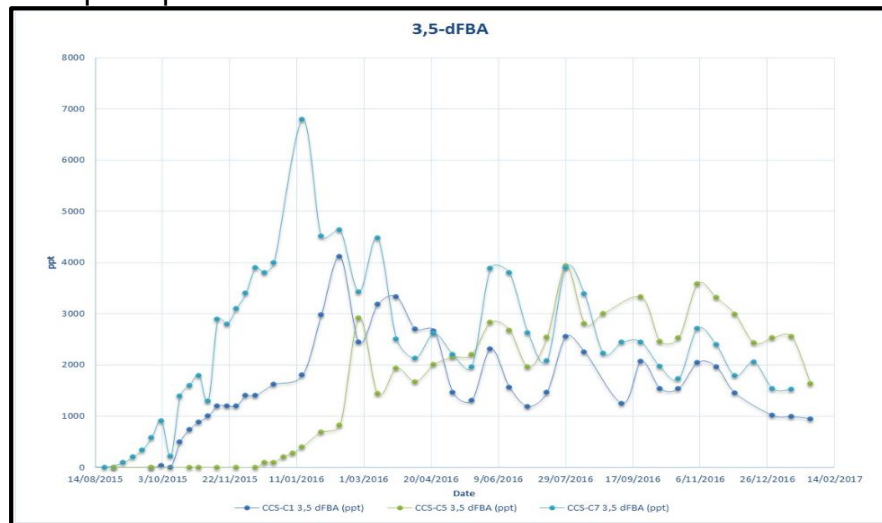
Inyección de Trazadores. Para identificar el comportamiento del flujo en el medio poroso del área piloto se inyectaron trazadores pasivos (2,5 & 3,5 – ácido difluorobenzoico) en el pozo inyector P17 y se están tomando muestras semanalmente en varios pozos productores. Se identificó presencia de ambos trazadores en los pozos monitores del piloto P1, P5, P7. La Gráfica B1 y la Gráfica B2 muestran la detección en los pozos productores de los trazadores inyectados.

Gráfica B1. Detección de los trazadores 2,5 DFBA inyectados en el pozo piloto CEOR.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

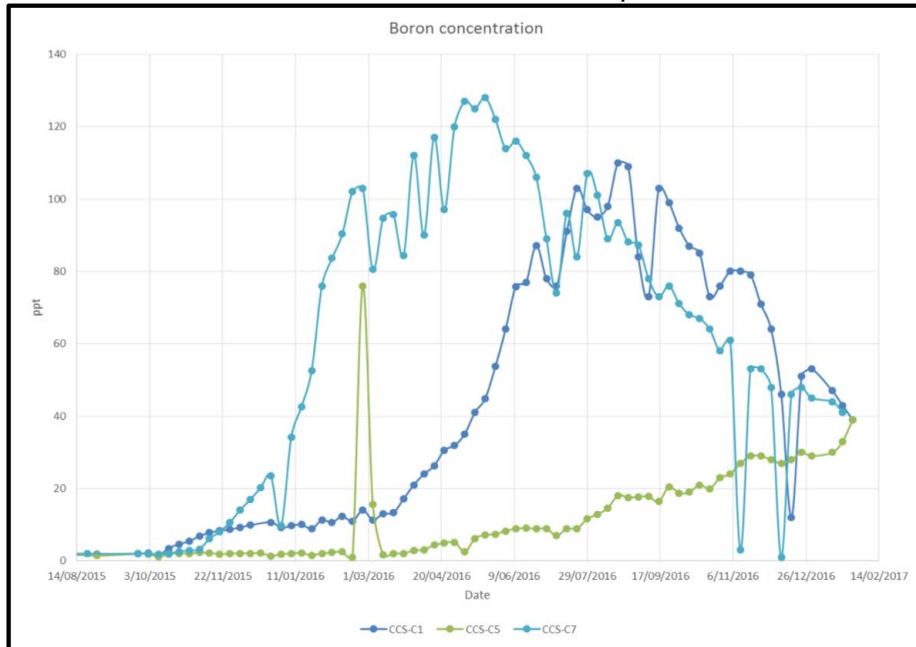
Gráfica B2. Detección de los trazadores 3,5 DFBA inyectados en el pozo piloto CEOR.



Fuente: CEPSA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

El arribo de los trazadores de ha dado a diferentes tiempos y concentraciones en los tres pozos, sin embargo se observa que el pozo inyector tiene buena comunicación con los pozos productores del piloto. La **Gráfica B3** muestra la concentración de Boro en los pozos monitores del piloto.

Gráfico B3. Concentración de Boro en los pozos monitores.



Fuente: CEPESA Colombia S.A., Reporte proyecto CEOR, Julio de 2017.

ANEXO C. EXCEL DE COMPRESIBILIDAD.

En la **Figura C1** se puede observar el Excel utilizado para calcular la compresibilidad de la roca, los datos para su realización fueron suministrados por la empresa Cepsa Colombia S.A.

Figura C1. Compresibilidad de la roca.

TABLE 1 CONSTANTS FOR EFFECTIVE STRESS EQUATION				TABLE 2 TYPE CURVES-FORMATION COMPRESSIBILITY CLASTIC RESERVOIRS								LITOLOGIAS DEFINIDAS				
<u>Rock Type</u>	K_1	K_2	K_3	$C_f = A(\sigma - B)^C + D$								ARENISCA CONSOLIDADA	1			
Consolidated Sandstones*	0.85	0.80	0.45	The type curves in Figure 6 are defined by the above equation where:								ARENISCA FRIABLE	2			
Friable Sandstones	0.90	0.90	0.60	$\sigma = K_1 * (\text{overburden stress}) - K_2 * p_1 + K_3 * (p_1 - p)$ (psi)								ARENISCA NO CONSOLIDADA	3			
Unconsolidated Sands	0.95	0.95	0.75	and								CARBONATOS	4			
Carbonates*	0.85	0.85	0.55	A, B, C, D are constants depending on rock type as described below.												
*These K_2 constants for are valid for many consolidated sandstones and carbonates. For well cemented formations with porosities lower than 15%, the K_2 factor can be between 0.4 and 0.8 due to the formation's low bulk compressibility (see Equation 3b).				<u>Unconsolidated</u> (poorly sorted)	<u>Friable</u> (& well sorted unconsol.)	<u>Consolidated</u>										
				A	-2.805×10^{-5}	1.054×10^{-4}	-2.399×10^{-5}									
				B	300	500	300									
				C	0.1395	-0.2250	0.06230									
				D	1.183×10^{-4}	-1.103×10^{-5}	4.308×10^{-5}									
								1	2	3	4					
				K1	0,85	0,9	0,95	0,85								
				K2	0,8	0,9	0,95	0,85								
				K3	0,45	0,6	0,75	0,55								
				σ_z	0	0	0	0								
				A	-0,00002399	1,05E-04	-2,81E-05									
				B	300	500	300									
				C	0,0623	-0,225	0,1395									
				D	4,31E-05	-1,10E-05	1,18E-04									
				Cf	#NUM!	#NUM!	#NUM!									

Fuente: Excel 2010. Modificado por Autores.

ANEXO D. INFORMACIÓN PVT.

Figura D1. Resumen datos del PVT.

Constant Composition Expansion at 192°F					
Saturation pressure (bubble-point)	126 psig				
Average single phase compressibility	6.23 x 10-6 psi from 2085 psig to 126 psig				
Atmospheric Flash Data at 192°F					
Solution gas-oil ratio at saturation pressure, Rs	5.7 scf/bbl of stock tank oil at 60°F				
Relative oil volume at saturation pressure	1.056 vol/vol of stock tank oil at 60°F				
Density at saturation pressure (126 psig)	0.8625 g cm-3				
Reservoir Fluid Viscosity at 192°F					
Viscosity at reservoir pressure	6.566 cP at 2085 psig				
Viscosity at saturation pressure	5.06 cP at 126 psig				
Viscosity at 0 psig	5.219 cP at 0 psig				
Separator Test Data 1					
	Pressure (psig)	Temperature (°F)	Total Solution Gas-oil ratio (Scf/bbl) (1)	Formation Volume Factor BoFB (2)	Stocktank Oil Density at 60°F (g cm-3)
	126	192	9	1.064	
	30	150			
	0	60			0.9131 (API = 23.3°)

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D2. Información de la muestra y el pozo reportado.

Formation.....	C7-A
Current Reservoir Pressure	2085 psig
Reservoir Temperature.....	192 °F
Geographical Location.....	Puerto Gaitan
Sand.....	C7-A
Perforated Interval	4398 - 4401 (ft) TVDss
Sampling Information	
Date sampled.....	30-May-12
Time sampled	18:00 PM - 21:00 PM
Type of samples.....	WHS
Sampling company.....	Corelab
Choke.....	*
Status of well.....	*
Flowing Bottomhole pressure.....	2085 psig
Bottomhole temperature.....	192 °F
Wellhead pressure.....	600 psig
Wellhead temperature.....	128 °F
Separator pressure	*
Separator temperature	*
Pressure base.....	14.7 psia
Temperature base	60 °F
Separator gas rate.....	*
Separator oil rate	*
Gas/oil rate.....	*
Water flowrate.....	*
Gas gravity (Air = 1).....	*
Supercompressibility factor.....	*
H2S.....	*
CO2.....	*
BS&W.....	62.0%
Oil gravity	*

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D3. Resumen de las muestras recibidas en cabeza de pozo.

Wellhead Samples								
Sample Number	Cylinder Number	Sampling Depth TVDss (feet)	Laboratory bubble point Pressure (psig)	Temp. (°F)	GOR (SCF/STB)	Free Water Recovered (cm ³)	Actual Sample volume (cm ³)	BS&W (%)
1.01	W3A1405	4398 - 4401	115	192	9.7	2510	1250	0.40
1.02	818386	4398 - 4401	152	192	9.9	435	200	1.00

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D4. Expansión constante de composición a 192°F p.1.

Single-phase Fluid Properties		
Saturation pressure (bubble-point pressure)		126 psig
Average single phase compressibility (From 2085 psig to 126 psig)		6.23 x 10 ⁻⁶ psi-1
Density at saturation pressure		0.8625 g cm-3
Mean Single-phase Compressibilities		
Pressure Range		Mean Compressibility (psi-1) (1)
Initial Pressure (psig)	Final Pressure (psig)	
5000	4000	4.93 x 10 ⁻⁶
4000	3000	5.13 x 10 ⁻⁶
3000	2000	5.42 x 10 ⁻⁶
2000	400	6.10 x 10 ⁻⁶
400	126	7.19 x 10 ⁻⁶

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D5. Expansión constante de composición a 192°F p.2.

Pressure (psig)	Relative Volume (1)	Density (g cm-3)	Instantaneous Compressibility (psi-1 x 10-6) (2)	Y-Function (3)
5000	0.9732	0.8863	4.85	
4000	0.9780	0.8819	5.02	
3000	0.9830	0.8774	5.26	
2085 Reservoir pressure	0.9879	0.8731	5.56	
2000	0.9883	0.8727	5.60	
1000	0.9941	0.8676	6.19	
500	0.9974	0.8648	6.75	
400	0.9980	0.8642	6.91	
300	0.9987	0.8636	7.10	
200	0.9995	0.8630	7.32	
126 Saturation pressure	1.0000	0.8625		
124	1.0019			
123	1.0029			
121	1.0049			
120	1.0060			
119	1.0071			
116	1.0106			
107	1.0231			6.768
97	1.0414			6.262
82	1.0827			5.502
63	1.1785			4.540
45	1.3738			3.628
30	1.7483			2.868
22	2.1496			2.463
15	2.7707			2.108
9	3.7322			1.805

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D6. Datos de la prueba en el separador.

Pressure (psig)	Temperature (°F)	Gas-Oil Ratio (1)	Gas-Oil Ratio Rsfb (2)	Oil Density (g cm-3)	Formation Volume Factor Bofb (3)	Separation Volume Factor (4)	Gas Gravity of flashed gas (Air = 1.000)
126	192	-	9	0.8625	1.064	Saturation Pressure	
30	150	6	6	0.8775		1.041	*
0	150	3	3	0.8791		1.039	*
0	60	0	0	0.9131 (API = 23.3°)		1.000	-
			Total Rsfb =	9			
Residual Oil Properties**							
Density of residual oil				0.9131	g cm-3 at 60°F (API = 23.3°)		
Note							
* Insufficient volume of gas evolved to accurately determine gas gravity or hydrocarbon composition.							
** Stocktank oil collected and analysed to Hexatriacontanes plus.							

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D7. Resumen datos del PVT de la formación C7.

Constant Composition Expansion at 174 °F				
Saturation pressure (bubble-point)	64 psig			
Average single phase compressibility	4.18 X 10-6 psi from 2129 psig to 64 psig			
Thermal expansion at 5000 psig	1.0387 vol at 174 °F / vol at 60°F			
Differential Vaporization at 174°F				
Solution gas-oil ratio at saturation pressure	7 scf/bbl of residual oil at 60°F			
Relative oil volume at saturation pressure	1.051 vol/vol of residual oil at 60°F			
Density at saturation pressure	0.8852 g cm-3			
Reservoir Fluid Viscosity at 174 °F				
Viscosity at reservoir pressure	11.99 centipoise at 2129 psig			
Viscosity at saturation pressure	8.31 centipoise at 64 psig			
Separator Test Data				
Pressure (psig)	Temperature (°F)	Formation Volume Factor	Total Solution Gas-oil ratio (scf/bbl)	Stocktank Oil Density at 60 °F (g cm-3)
Separator Test 1				
64	174	1.050		
0	120		6	0.9276
Separator Test 2				
64	174	1.049		
0	67		5	0.9270

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D8. Información de la muestra y el pozo reportado de la formación C7.

Formation.....	Carbonera C7
Current Reservoir Pressure	2129 psig at 4576 ft.
Reservoir Temperature.....	174 °F
Installation.....	*
DST.....	776 Bfpd (47% Oil) ; 129 (Bfpd (56% Oil)
Perforated Interval	5265-5273 ; 5170-5176 ft
Sampling Information	
Date sampled.....	28-Jul-04
Time sampled	7:50 - 8:15 am
Type of samples.....	Wellhead
Sampling company.....	Core Laboratories
Choke.....	F.O.
Status of well.....	Oil Producer
Bottomhole pressure.....	442 psi @ 3657 ft.
Bottomhole temperature.....	189 °F
Wellhead pressure.....	620 psi
Wellhead temperature.....	162 °F
Separator pressure	40 psi
Separator temperature	100 °F
Pressure base.....	*
Temperature base	*
Separator gas rate.....	18.0 Mscf
Separator oil rate	2800 bls.
Water flowrate.....	300 Bls
Gas gravity (Air = 1).....	*
Supercompressibility factor.....	*
H2S.....	*
BS&W.....	6%
API Oil Gravity	21.1

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D9. Resumen de las muestras recibidas en cabeza de pozo de la formación C7.

Wellhead Samples							
Sample Number	Cylinder Number	Sampling :- Pressure (psig)	Temp. (°F)	Laboratory Bubble point :- Pressure (psig)	Temp. (°F)	Free water drained (cc)	Sample Volume (cm3)
1.1	CLMB-034	480	145	29	67	0.0	480
1.2	CL-205	480	145	42	67	0.0	480

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D10. Expansión constante de composición a 174°F de la formación C7 p.1.

Single-phase Fluid Properties			
Saturation pressure (bubble-point pressure)	64 psig		
Thermal expansion factor of single phase fluid at 5000 psig (Vol at 174°F)/(Vol at 60°F)	1.0387 vol / vol		
Average single phase compressibility (From 2129 psig to 64 psig)	4.18 x 10 ⁻⁶ psi ⁻¹		
Density at saturation pressure	0.8852 g cm ⁻³		
Mean Single-phase Compressibilities			
Initial Pressure (psig)	Pressure Range	Final Pressure (psig)	Mean Compressibility (psi ⁻¹) (1)
5000		3500	3.40 x 10 ⁻⁶
3500		2000	3.65 x 10 ⁻⁶
2000		400	4.13 x 10 ⁻⁶
400		64	4.57 x 10 ⁻⁶

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura D11. Expansión constante de composición a 174°F de la formación C7 p.2.

Pressure (psig)	Relative Volume (1)	Density (g cm ⁻³)	Instantaneous Compressibility (psi ⁻¹ x 10 ⁻⁶) (2)	Y-function (3)
5000	0.9815	0.9019		
4500	0.9831	0.9004	3.34	
4000	0.9848	0.8989	3.40	
3500	0.9865	0.8973	3.47	
3000	0.9882	0.8957	3.55	
2500	0.9900	0.8941	3.64	
2129	Reservoir pressure	0.9914	0.8929	3.74
2000		0.9919	0.8924	3.80
1500		0.9938	0.8907	3.90
1000		0.9959	0.8889	4.08
500		0.9980	0.8870	4.33
400		0.9985	0.8866	4.53
300		0.9989	0.8862	4.60
200		0.9994	0.8857	4.65
100		0.9998	0.8853	4.59
64	Saturation pressure	1.0000	0.8852	4.25
60		1.0063		
58		1.0101		
56		1.0144		7.880
54		1.0192		7.563
48		1.0386		6.610
40		1.0822		5.340
31		1.1846		3.912
24		1.3691		2.801
18		1.7612		1.848
16		2.0215		1.531

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

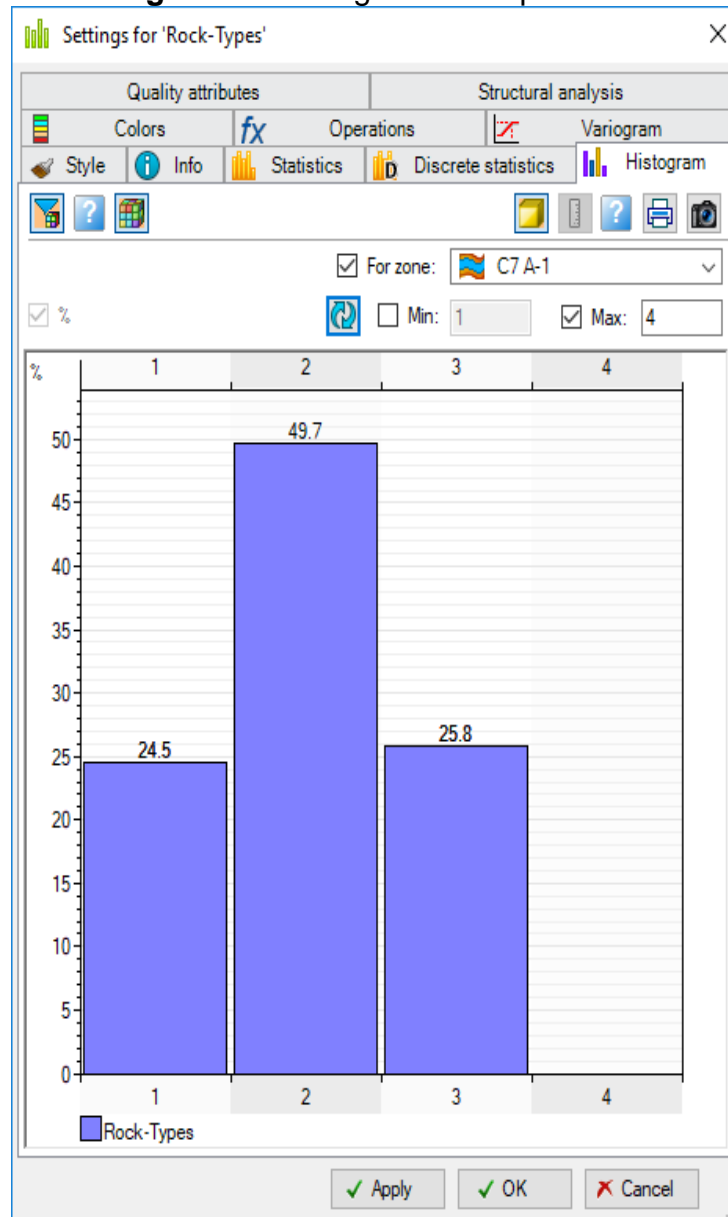
Figura D12. Datos de la prueba en el separador de la formación C7.

Pressure (psig)	Temperature (°F)	Gas-Oil Ratio (1)	Gas-Oil Ratio Rsfb (2)	Oil Density (g cm-3)	Formation Volume Factor Bofb (3)	Separation Volume Factor (4)	Gas Gravity of flashed gas (Air = 1.000)
64	174	-	6	0.8852	1.050	Saturation Pressure	
0	120	6	6	0.9054		1.025	1.484 *
Residual Oil Properties							
Density of residual oil			0.9276	g cm-3 at 60°F			
API			20.9				

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

ANEXO E. PETREL.

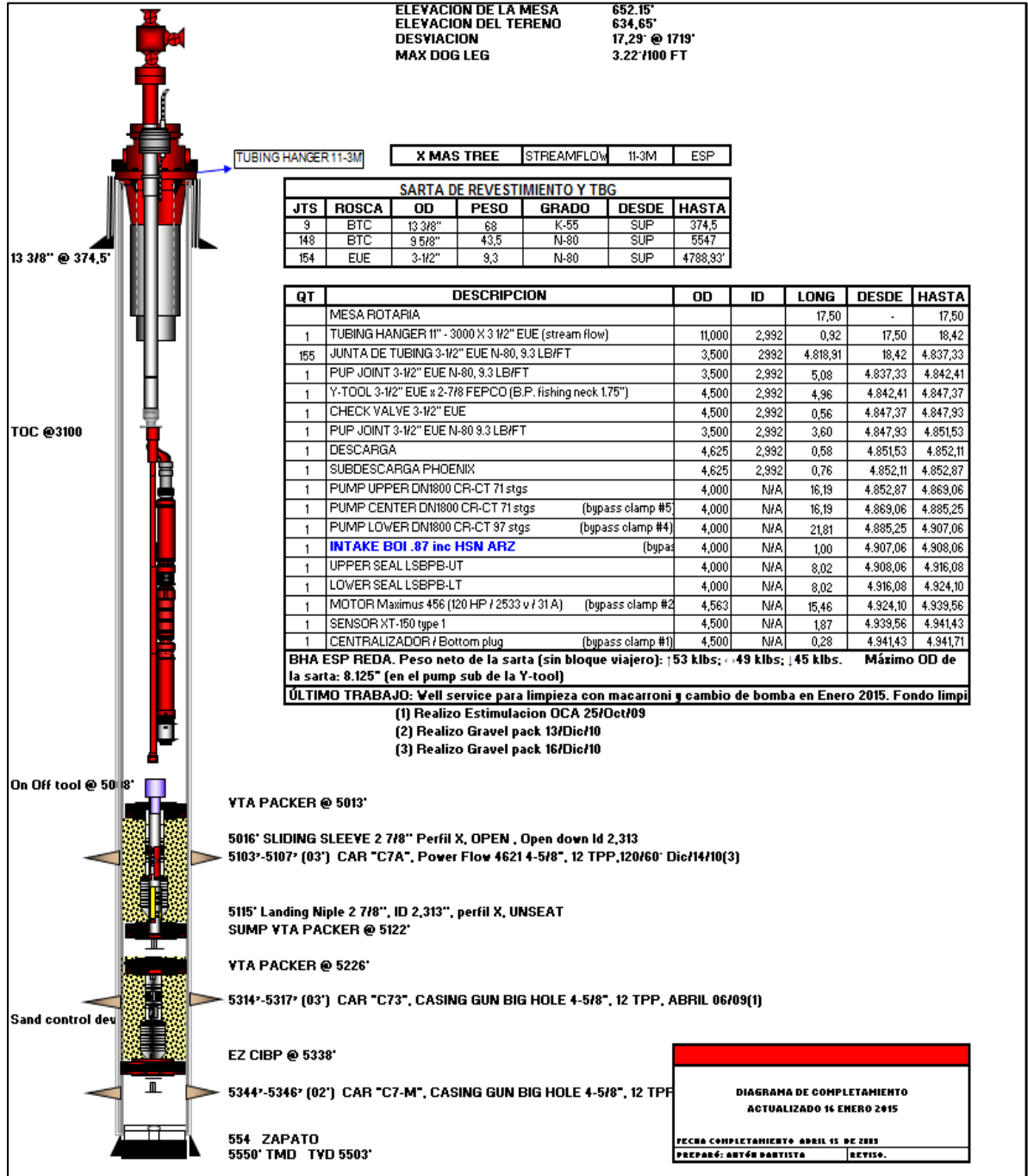
Figura E1. Histograma del tipo de roca.



Fuente: PETREL

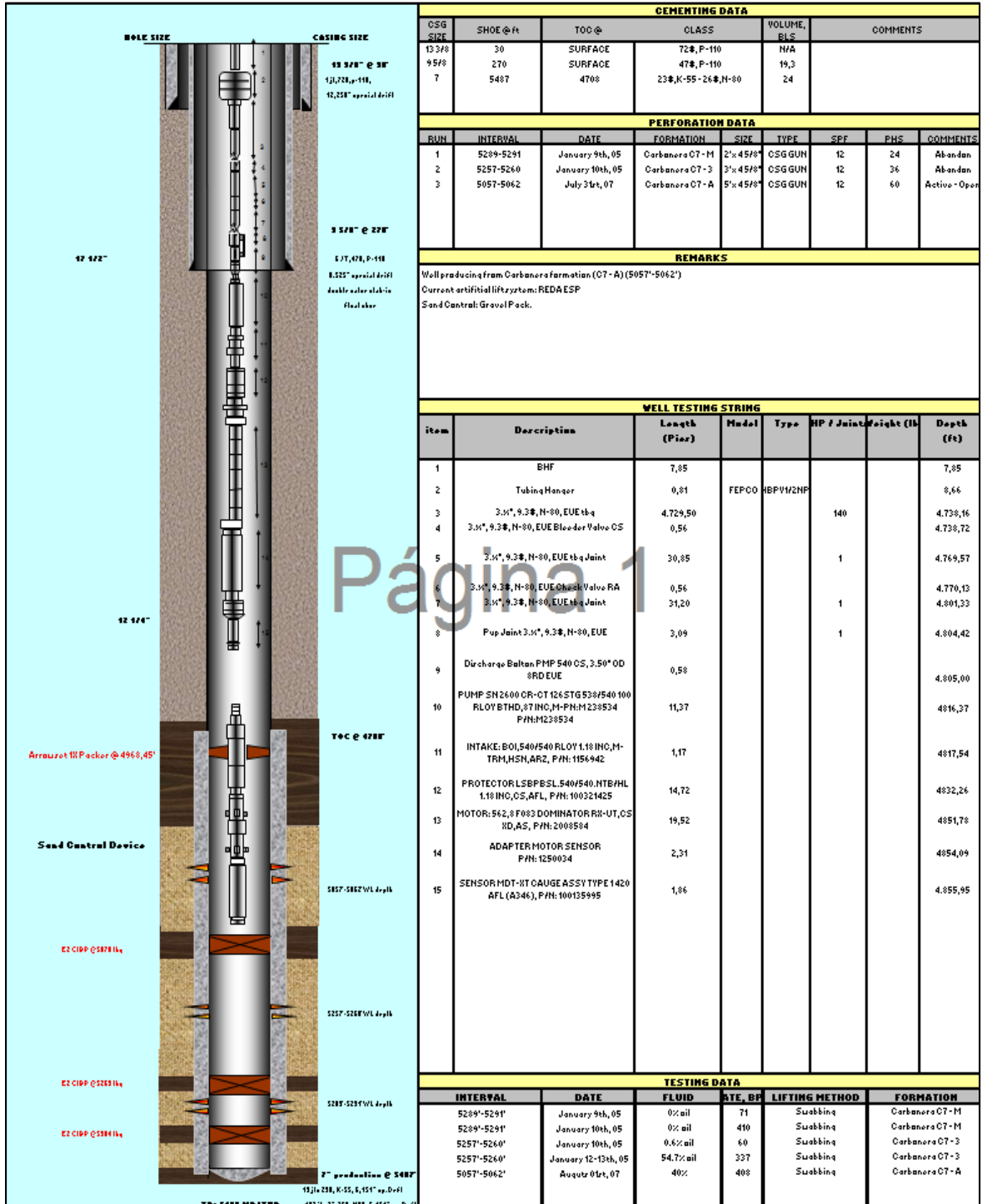
ANEXO F. TRABAJOS DE COMPLETAMIENTO EN EL CAMPO "A".

Figura F1. Completamiento P-3.



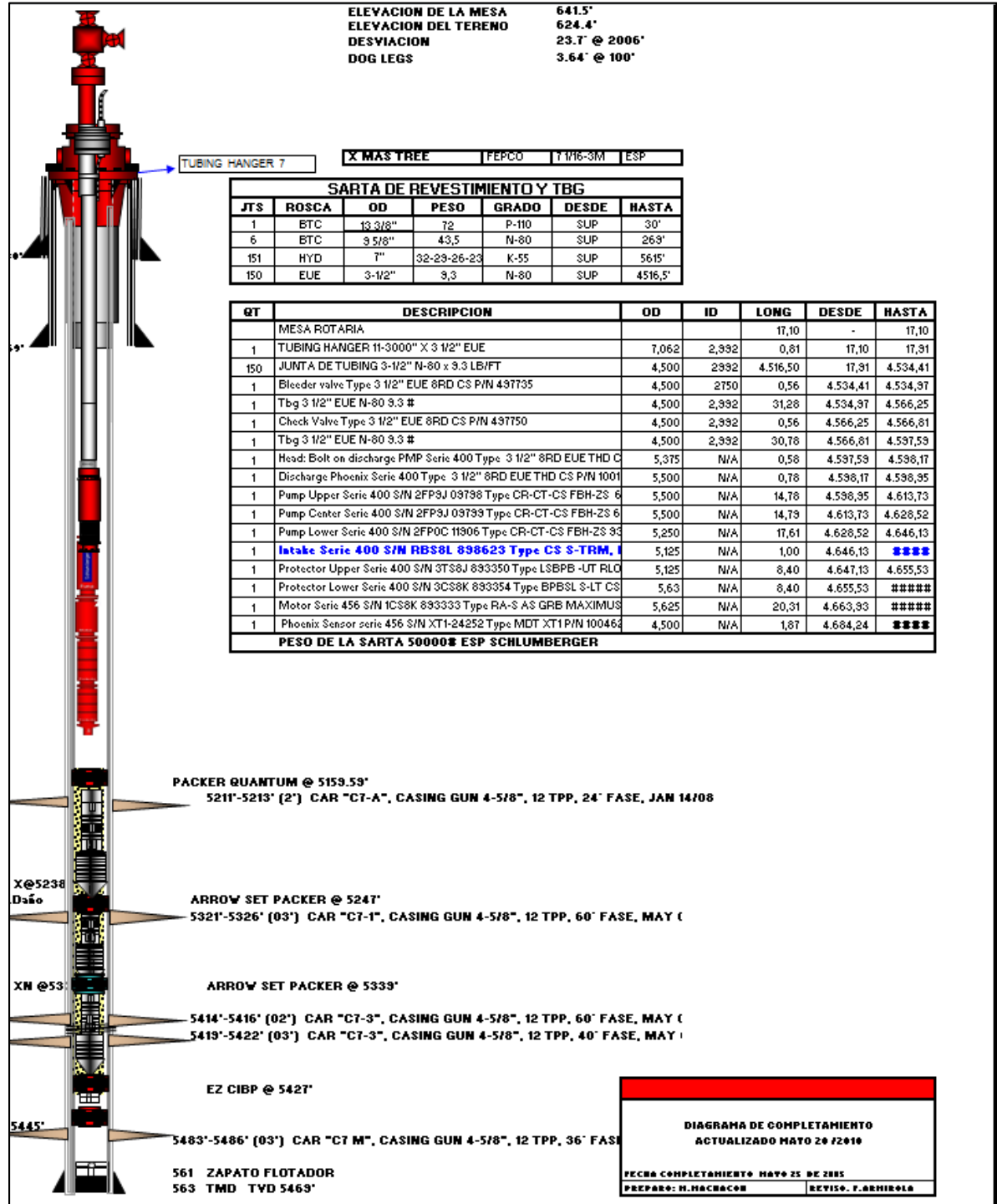
Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura F2. Completamiento P-4.



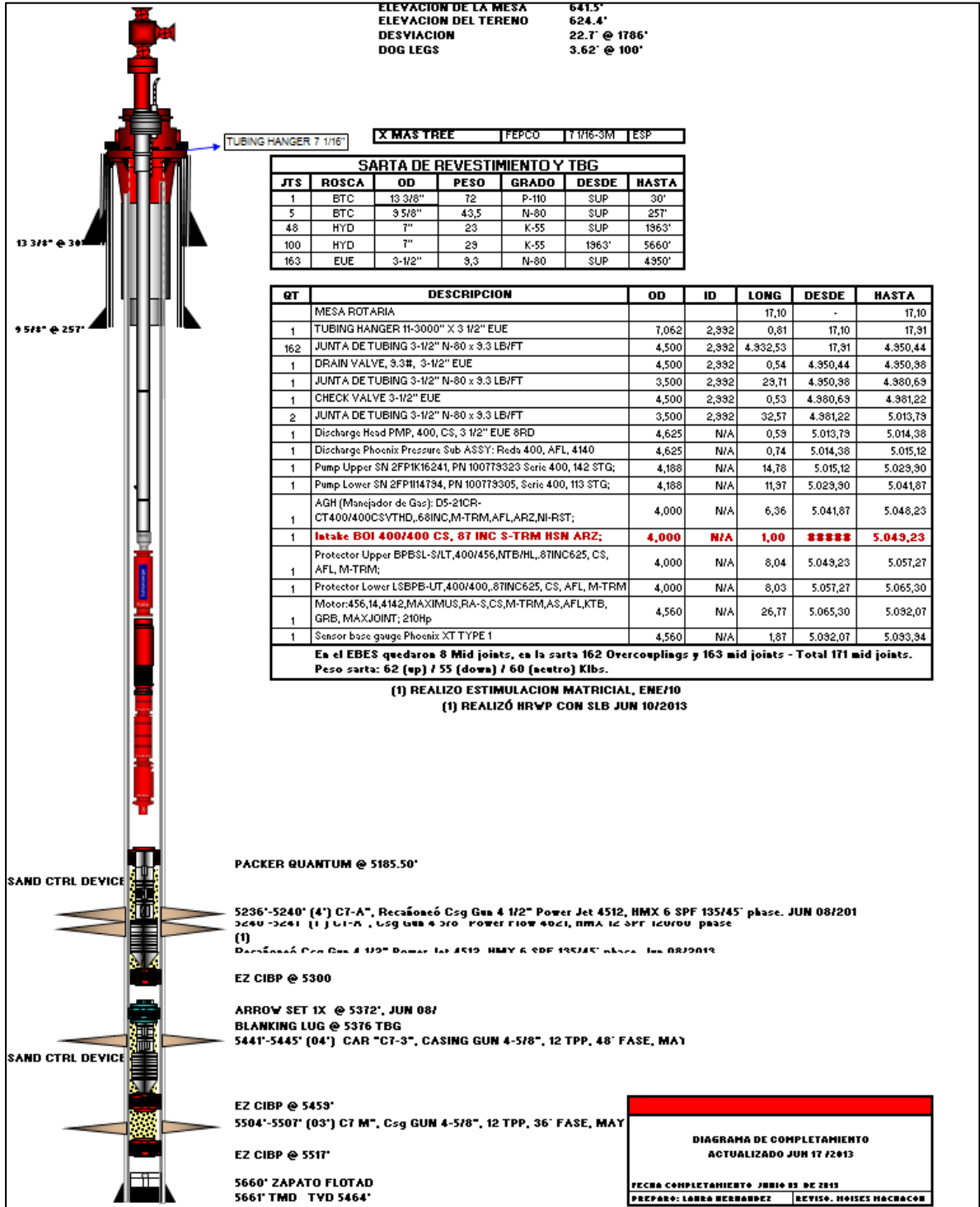
Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura F3. Completamiento P-5.



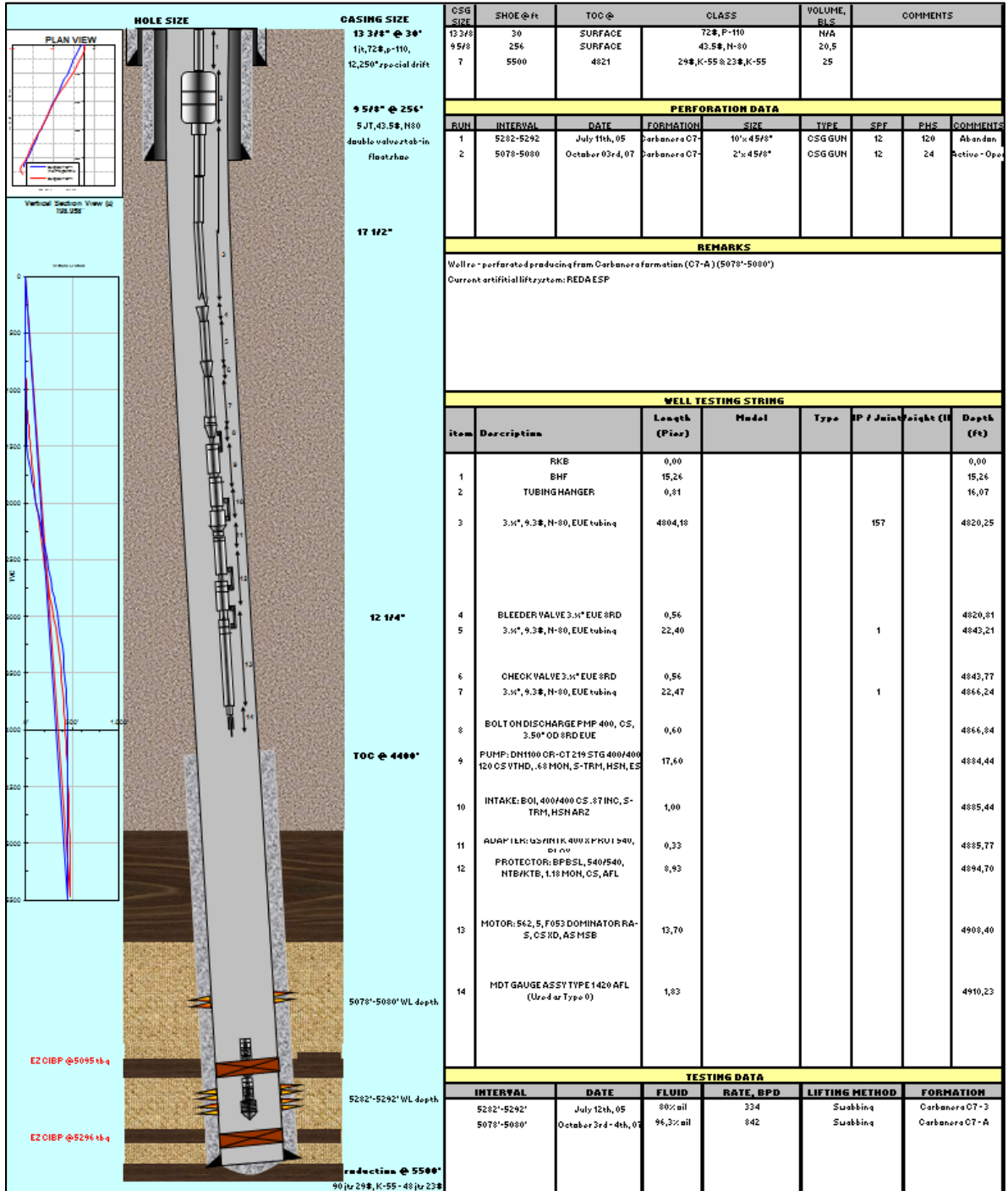
Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura F4. Completamiento P-6.



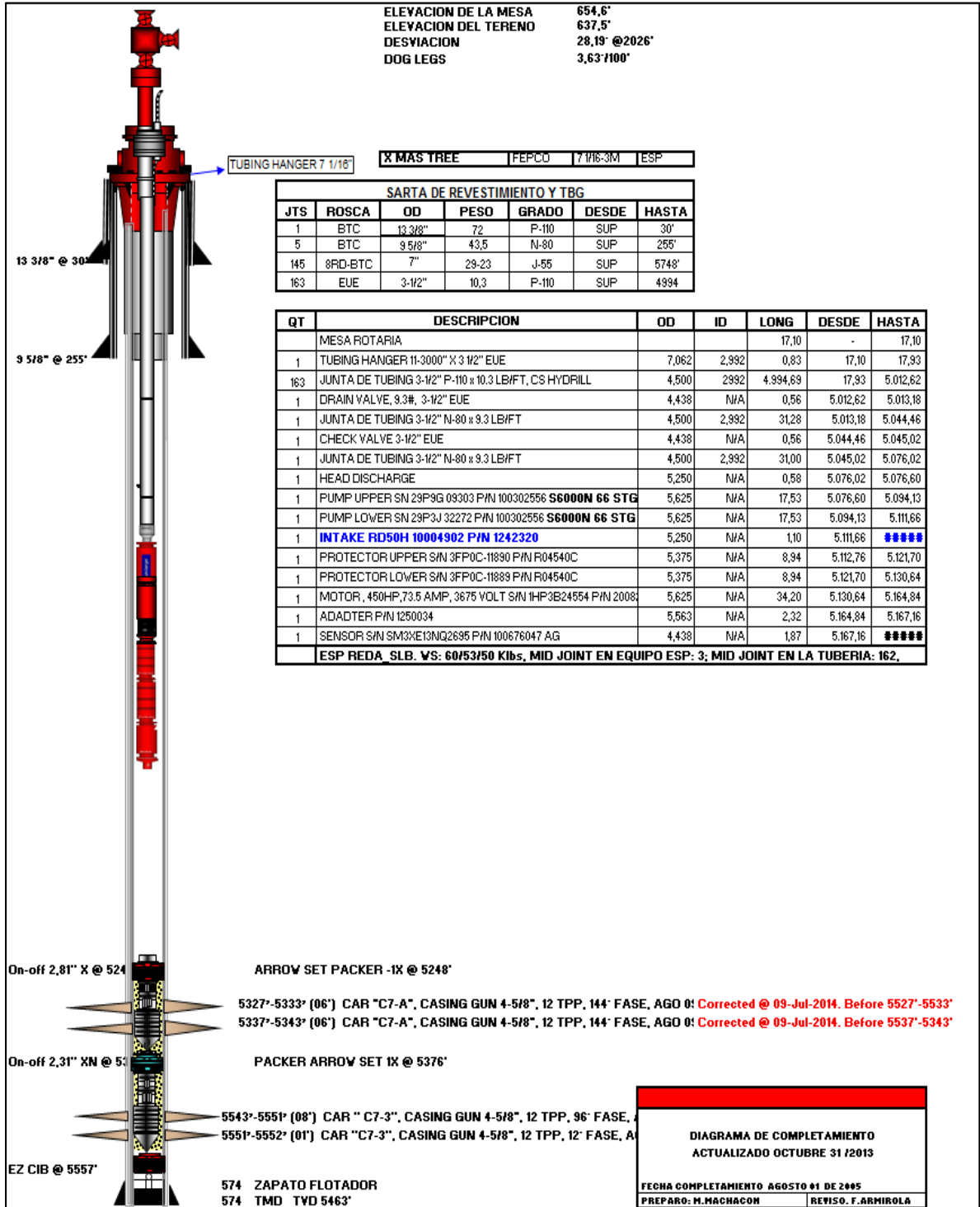
Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura F5. Completamiento P-7ST.



Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura F6. Completamiento P-8.



Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura F7. Completamiento P-9.

ARBOL DE PRODUCCION				
COMPONENTE	FABRICANTE	TIPO	P/M	S/M
TUBING HEAD ADAPTER	FEPCO	14" x 3 1/2"; 3000 psi		
PENETRADOR	FEPCO	14" x 3 1/2"; 3000 psi		
MASTER VALVE	FEPCO	3 1/2"; 3000 psi		
STUDDER CROSS	FEPCO	Top 3 1/8"; Outlet 3 1/8"; Ouletto 3 1/8" x 2 1/8"; 3000 psi		
FLOWING VALVE	FEPCO	3 1/8"; 3000 psi		
KILLING VALVE		2 1/8"; 3000 psi		
CHOKE VALVE		3 1/8" x 3000 psi		
SWAP VALVE	FEPCO	3 1/8"; 3000 psi		
TREE CAP	FEPCO	3 1/8" x 3 1/2"; 3000 psi		
OBSERVACIONES:				

Presencia subidas (Kilv)	64
Presencia bajadas (Kilv)	7
Nº de pozos	428
Nº de pozos en producción	168
Nº de pozos en clausura	5
Landing collar (PI)	-
Collar flotador (PI)	-
Zipper flotador (PI)	1822
TD (HMD)	1824
TD (H TVD)	5274

SARTA DE REVESTIMIENTO Y TUBING									
JTS	ROSCA	OD (in)	ID (in)	DRIFT (in)	ACERO	GRADO	DESDE	HASTA	TOC
8	BTC	13 3/8"	12,415	12,259	68	K-85	SUP	340	SUPERFICIE
175	BTC	9 5/8"	8,755	8,599	43,5	N-80	SUP	6022	3270
165	EUE	3 1/2"	2,992	2,867	9,3	N-80	SUP	5159	-

ESP PUMP SUB						
QT	DESCRIPCIÓN	OD (in)	ID (in)	LONG (ft)	DESDE	HASTA
1	MESAROTARIA			17,20		17,20
1	TUBING HANGER 11x3 1/2"	11	2,992	0,93	17,20	18,13
1	LANDING JOINT 3 1/2" EUE	4,5	2,992	30,43	18,13	48,56
2	PUP JOINT 3 1/2" EUE N80	4,5	2,992	18,15	48,56	66,71
165	TUBERIA 3 1/2" EUE 9.3# N80	4,5	2,992	5.092,04	66,71	5.158,75
1	PUP JOINT 3 1/2" EUE 9.3# N80	4,5	2,992	4,12	5.158,75	5.162,87
1	Y TOOL 3 1/2" x 2 7/8", Instrument 2 3/8", Blanking plug 2 7/8", 2,36" OD, FH 1,75"			2,992	5,00	5.162,87
1	PUP JOINT 3 1/2" EUE 9.3# N80	4,5	2,992	4,19	5.162,87	5.167,06
1	CHECK VALVE 3 1/2"	4,5	N/A	0,55	5.172,06	5.172,61
1	PUP JOINT 3 1/2" EUE 9.3# N80	4,5	2,992	4,14	5.172,61	5.176,75
1	HEAD: BOLT ON DISCHARGE PMP, 540 CS, 3.50 OD 8RD EUE	5,25	N/A	0,58	5.176,75	5.177,33
1	DISCHARGE PRESSURE SUB ASSY REDA 53# AFL [Clamp 85 OD 7.93"]	5,375	N/A	0,72	5.177,33	5.178,05
1	PUMP: S6000N CR-CT 76 STG 53# 540 140 CS BTHD, 1.00 INC 118, S-TRM, HSN, AR2, FACT SHIM	5,375	N/A	20,33	5.178,05	5.198,38
1	INTAKE: BOI, 540/540 CS 1.18 INC, MTRM, HSN, AR2-SS [Clamp 84 entre intake y bomba OD 7.93"]	5,25	N/A	1,17	5.198,38	5.199,55
1	PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPE, 540/540, NTB/HL, 1.18 INC 625, CS, AFL, M-TRM, FACT SHIM, MAX JOINT	5,125	N/A	8,91	5.199,55	5.208,46
1	PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPE, 540/540, NTB/HL, 1.18 INC 625, CS, AFL, M-TRM, FACT SHIM, MAX JOINT [Clamp 82 entre collar OD 8.125"]	5,125	N/A	8,91	5.208,46	5.217,37
1	MOTOR: 962, 8, F085, MAXIMUS, RA-S, CS, S-TRM, AS, AFLAS, KTB, GRB, MAX JOINT 00Hp/104Amp/1763Voltz [Clamp 82 entre motor y collar inner OD 7.93"]	5,625	N/A	19,79	5.217,37	5.237,16
1	BASE GAUGE: RT150 TYPE 1, WITON AFLAS	4,5	N/A	1,87	5.237,16	5.239,03
1	BOTTOM PLUG [Clamp 81 OD 8.187"]	5,375	N/A	0,35	5.239,03	5.239,38

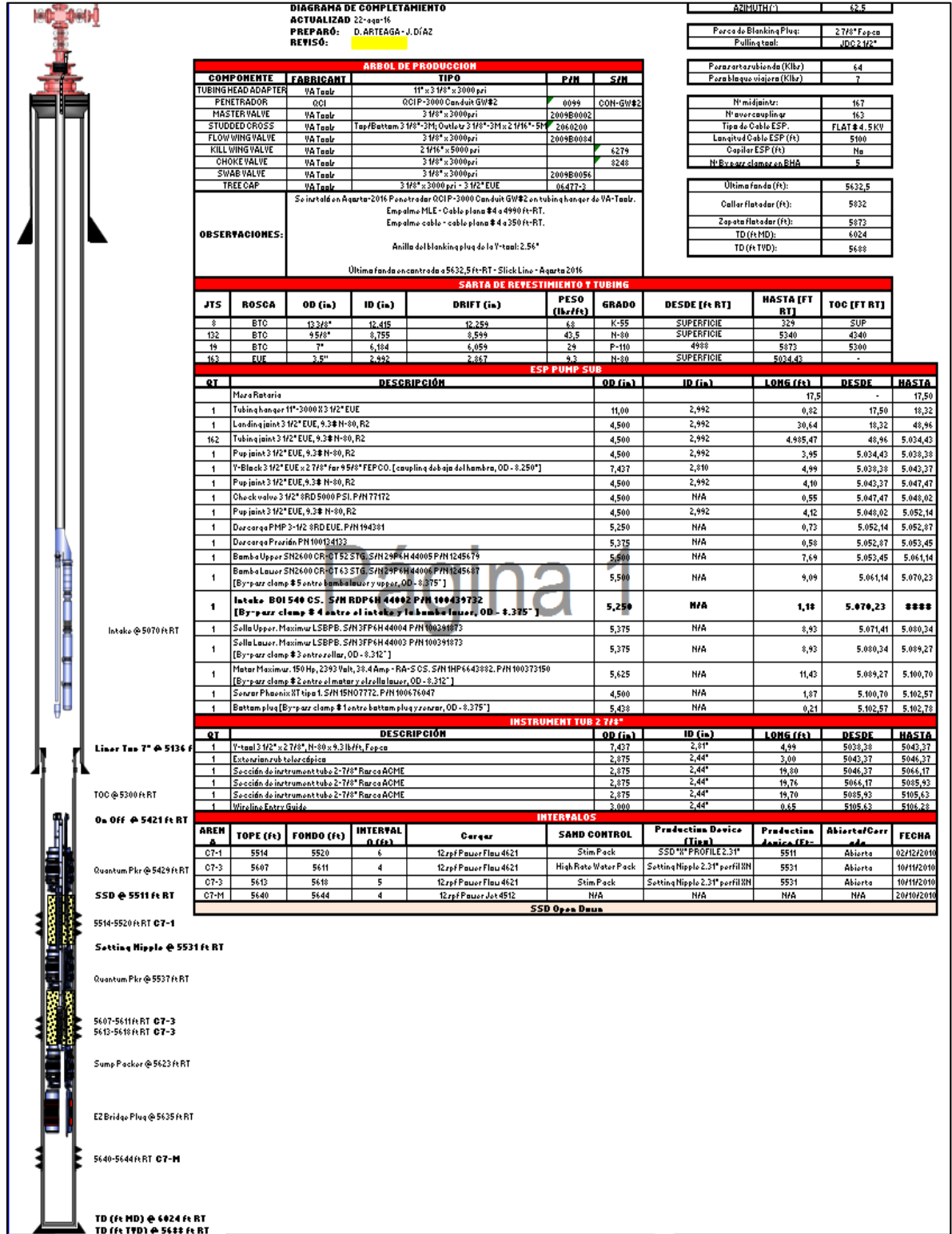
INSTRUMENT SUB						
QT	DESCRIPCIÓN	OD (in)	ID (in)	LONG (ft)	DESDE	HASTA
1	MESAROTARIA			17,20		17,20
1	TUBING HANGER 11x3 1/2"	11	2,992	0,93	17,20	18,13
1	LANDING JOINT 3 1/2" EUE	3,5	2,992	30,43	18,13	48,56
2	PUP JOINT 3 1/2" EUE N80	3,5	2,992	18,15	48,56	66,71
165	TUBERIA 3 1/2" EUE 9.3# N80	3,5	2,992	5.092,04	66,71	5.158,75
1	PUP JOINT 3 1/2" EUE 9.3# N80	3,5	2,992	4,12	5.158,75	5.162,87
1	Y TOOL 3 1/2" x 2 7/8"			N/A	8,62	5.162,87
1	Instrument tube 2 3/8"	2-3/8"	N/A	10,00	5.171,49	5.181,49
1	Instrument tube 2 3/8"	2-3/8"	N/A	19,42	5.181,49	5.200,91
1	Instrument tube 2 3/8"	2-3/8"	N/A	19,54	5.200,91	5.220,45
1	Instrument tube 2 3/8"	2-3/8"	N/A	19,55	5.220,45	5.240,00
1	Entry Guide	2-3/8"	N/A	0,65	5.240,00	5.240,65

COMPLETAMIENTO INFERIOR						
QT	DESCRIPCIÓN	OD (in)	ID (in)	LONG (ft)	DESDE	HASTA
1	VTA PACKER 9 5/8" 3,88 BORE UPPER	8,300	5,000	2,51	5.366,72	5.369,23
1	VTA PACKER 9 5/8" 3,88 BORE LOWER	8,300	5,000	3,90	5.369,23	5.373,13
1	UPPER CASING EXT. 6 5/8" LTC PIN-PIN	6,625	5,834	2,29	5.373,13	5.375,42
1	MCS CLOSING SLEEVE 3,88" BORE	7,280	5,000	5,01	5.375,42	5.380,43
1	LOWER CASING EXT. 6 5/8" LTC PIN-PIN	6,625	5,834	17,01	5.380,43	5.397,44
1	SHEAR JOINT 5 1/2" LTC FOR 40000#	7,280	4,778	2,05	5.397,44	5.399,49
1	BLANK PIPE 5 1/2" LTC 40 P 110 20#	5,500	4,778	80,60	5.399,49	5.480,09
1	X-OVER 5 1/2" LTC BOX 5 1/2" BTC PIN	6,090	4,000	0,73	5.480,09	5.480,82
1	Pmax Screen 5 1/2" BTC 175 MICRONES SLOT	6,140	4,892	38,43	5.480,82	5.519,25
1	X-OVER 5 1/2" BTC BOX 5 1/2" LTC PIN	6,090	4,000	0,83	5.519,25	5.520,08
1	LOCATOR 5 1/2" LTC BOX 4 1/2" NUPIN	6,110	3,880	1,40	5.520,08	5.521,48
1	MOLDED SEAL UNIT 5" 4 1/2" NU	5,076	3,850	0,00	5.521,48	5.521,48
1	MULE SHOE 5" 4 1/2" NU BOX	4,96	3,850	0,00	5.521,48	5.521,48
1	SUMP PACKER				5.522,00	
1	EZ CIBP				5.600,00	
1	QUANTUM PACKER				5.671,00	
1	SUMP PACKER				5.750,00	

PERFORADOS							
ARENA	TOPE (PI)	FONDO (PI)	INTERVALO (PI)	TAMANO	CARGAS	EXPLOSIVO DENSIDAD (TPP)	FECHA
CT-A	5488	5494	6	4 5/8"	CASING GUN	-	12
				4 5/8"	POWERFLOW 7018	-	6
CT-3	5726	5735	9	4 5/8"	CASING GUN	-	12

Fuente: Cepsa Colombia S.A.

Figura F8. Completamiento P-10.



Fuente: Cepsa Colombia S.A.