

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA A LOS DIEZ POZOS
SELECCIONADOS PARA LA INHIBICIÓN DE ASFALTENOS MEDIANTE
ADITIVOS QUÍMICOS EN EL CAMPO RÍO CEIBAS DE LA CUENCA DEL
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA**

**MAURICIO GIRALDO ANGEL
MATEO FELIPE PELÁEZ THOMPSON**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA A LOS DIEZ POZOS
SELECCIONADOS PARA LA INHIBICIÓN DE ASFALTENOS MEDIANTE
ADITIVOS QUÍMICOS EN EL CAMPO RÍO CEIBAS DE LA CUENCA DEL
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA**

**MAURICIO GIRALDO ANGEL
MATEO FELIPE PELÁEZ THOMPSON**

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

**Director:
JORGE ENRIQUE DUARTE OLARTE
Ingeniero de petróleos**

**Orientador:
JUAN CARLOS CASTRO ROJAS
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2017**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ingeniero Juan Carlos Castro

Ingeniera Adriángela Romero

Ingeniero Luis Guillermo Villa

Bogotá D.C.,2016.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

DR. JAIME POSADA DIAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humano

DR. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrado

DRA. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

DR. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

DR. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

Primero quiero agradecer a Dios por darme la oportunidad de estudiar y de culminar con esta etapa de mi vida. Después quiero agradecer a mis padres por ser mi apoyo, por alentarme a seguir adelante en los momentos más difíciles; a mis abuelas que siempre han estado pendientes, y a mi hermano que también ha sido un apoyo muy grande.

Mauricio Giraldo Angel.

A mi mamá y mi papá que representan lo mejor de mí, a mi hermano menor que me inspira a ser su ejemplo y a todas las personas que suponen benefactores de importancia inimaginable en mis circunstancias de humano. No podría estar más agradecido con la confianza que pusieron en mí. Este nuevo logro es en gran parte gracias a ustedes; he logrado concluir con éxito no solo mi carrera sino una parte de mi vida espero ser un gran profesional pero sobre todo la persona que esperan que sea.

Mateo Felipe Peláez Thompson.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos en primer lugar a la empresa ECOPETROL S.A., al Ingeniero JORGE ENRIQUE DUARTE OLARTE, por darnos la oportunidad de realizar el presente trabajo de grado, permitirnos el uso de sus instalaciones, documentos y software para el desarrollo de este. Además del tiempo brindado y el conocimiento transferido.

Al Ingeniero JUAN CARLOS CASTRO ROJAS por su paciencia, comprensión, dedicación, colaboración y conocimiento en el desarrollo de nuestro proyecto. A los profesores MARIA EUGENIA CHAMORRO GIRALDO y PEDRO PABLO MORENO DIAZ, por brindarnos su asesoría y conocimiento para la correcta ejecución de este. A todos los docentes que pasaron en nuestra etapa universitaria dejando marcas en nuestro intelecto y que aportaron a nuestro desarrollo como profesionales, a esos docentes que trascendieron el punto académico y nos enseñaron cosas para nuestro beneficio personal.

Finalmente, un agradecimiento especial a la ingeniera ANGY CAROLINA TABORDA, por estar en todo el proceso de realización del trabajo de grado, por ser nuestra guía, y la que resolvió todas las inquietudes que fueron surgiendo a lo largo de este; por su paciencia y por prestarnos su tiempo y brindarnos su conocimiento, que fue fundamental para la finalización de este trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	30
OBJETIVOS	31
1. GENERALIDADES DEL CAMPO RÍO CEIBAS	32
1.1 HISTORIA	32
1.2 LOCALIZACIÓN	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO	35
1.3.1 Columna estratigráfica.	35
1.3.2 Estratigrafía.	36
1.3.3 Geología estructural.	37
1.3.4 Geología del petróleo.	38
1.3.4.1 Roca generadora.	38
1.3.4.2 Roca reservorio.	38
1.3.4.3 Migración.	38
1.3.4.4 Roca sello.	38
1.3.4.5 Trampa.	39
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	39
1.4.1 Mecanismo de producción.	39
1.4.2 Tiempo de producción.	39
1.4.3 Número de pozos.	39
1.4.4 Producción del campo.	39
1.4.5 Características del yacimiento.	42
1.4.5.1 Porosidad.	45
1.4.5.2 Permeabilidad.	45
1.4.5.3 Saturación de Agua.	45
1.4.5.4 Presiones de Formación.	46
1.4.5.5 Reservas de Petróleo y Gas.	46
1.4.5.6 Factores de Recobro.	46
2. CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR PRESENCIA DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS	48
2.1 DAÑO DE FORMACIÓN	48
2.2 DAÑO DE FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	49
2.2.1 Asfaltenos.	50
2.2.2 Modelos de precipitación.	51
2.2.2.1 Modelo termodinámico continuo	52
2.2.2.2 Modelo termodinámico coloidal.	53
2.2.3 Factores que producen la precipitación de asfaltenos.	55
2.2.3.1 Factores termodinámicos.	55
2.2.3.2 Factores químicos.	56
2.2.3.3 Factores Eléctricos.	57

2.2.4	Problemas asociados a los asfaltenos.	57
2.2.4.1	Taponamiento de las gargantas de poro.	58
2.2.4.2	Cambios en la humectabilidad de la roca.	58
2.2.4.3	Reducción de la porosidad de la roca.	59
2.2.4.4	Cambios en la permeabilidad de la roca.	60
2.2.4.5	Taponamiento de las tuberías de producción y equipos de superficie.	61
2.3	DAÑO DE FORMACIÓN PRESENTADO EN RÍO CEIBAS	62
2.3.1	Fuentes o causantes.	63
2.3.1.1	Finos.	63
2.3.1.2	Depósitos orgánicos.	65
2.3.1.3	Permeabilidades relativas.	71
2.3.1.4	Emulsiones.	71
3.	INHIBICIÓN Y DISOLUCIÓN DE ASFALTENOS	73
3.1	ESTRATEGIAS DE CONTROL	73
3.1.1	Cambios en el método de producción.	73
3.1.2	Métodos de tratamiento químico.	74
3.1.3	Solventes.	74
3.1.4	Inhibidores.	75
3.1.5	Dispersantes.	75
3.1.6	Combinados.	77
3.1.7	Métodos de tratamiento eléctrico.	79
3.1.7.1	Campo de fuerza electrostática.	79
3.1.7.2	Radiación con ondas ultrasónicas.	80
3.1.7.3	Microondas.	81
3.1.8	Técnicas de tratamiento mecánico.	81
3.1.9	Técnicas de tratamiento térmico.	82
3.1.10	Métodos de tratamiento biológicos.	82
3.1.11	Técnicas con nano partículas.	83
3.2	HUFF & PUFF	84
4.	PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR EL MEJOR INHIBIDOR DE ASFALTENOS	86
4.1.1	Subsistema de inyección de fluidos.	86
4.1.1.1	Bomba de desplazamiento positivo.	86
4.1.1.2	Cilindros de desplazamiento de fluidos.	87
4.1.2	Subsistema de medición del diferencial de presión.	88
4.1.2.1	Sistema de medición de presión diferencial.	88
4.1.3	Subsistema de simulación de las propiedades del yacimiento.	88
4.1.3.1	Porta muestra uniaxial.	89
4.1.3.2	Sistema de simulación de la presión de poro.	89
4.1.3.3	Sistema de simulación de temperatura.	89
4.2	METODOLOGÍA DE LA MEDICIÓN	90
4.2.1	EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO 1.	93
4.2.2	Evaluación del tratamiento 2.	98

4.3 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y CANDIDATIZACIÓN	102
5. ANÁLISIS Y CANDIDATIZACIÓN DE LOS POZOS	103
5.1 ADQUISICIÓN DE DATA	103
5.2 SELECCIÓN DE POZOS	103
5.2.1 División por bloques.	103
5.2.2 División por ciclos.	104
5.3 OBTENCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	105
5.3.1 Corrección del survey y perforados.	105
5.3.2 PVT, Propiedades de los fluidos.	106
5.3.3 Petrofísica.	108
5.3.3.1 Permeabilidad Relativa.	108
5.3.3.2 Flujo Fraccional.	110
5.3.3.3 Permeabilidad Absoluta.	110
5.3.3.4 Pruebas de Producción.	110
5.3.4 Cuantificación del Daño de formación.	111
5.4 ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD	112
5.4.1 CUADRANTES.	113
5.4.1.1 Q_o vs Q_w .	114
5.4.1.2 Hperforados vs N_p .	115
5.4.1.3 IP vs N_p .	116
5.4.1.4 IP vs Hperforados.	117
5.4.1.5 N_p vs Daño de formación.	118
5.4.1.6 KH vs N_p .	119
5.4.1.7 IP vs KH.	120
5.5 CANDIDATIZACIÓN DE POZOS	120
6. ANÁLISIS NODALES PARA LOS POZOS CANDIDATOS	122
6.1 ANÁLISIS NODAL	122
6.2 DESCRIPCIÓN DE PROSPER	127
6.2.1 Información sobre PROSPER.	127
6.2.2 Datos iniciales.	127
6.2.3 Información PVT y de fluidos (PVT data)	128
6.2.4 Datos IPR.	133
6.3 ANÁLISIS NODAL Y CÁLCULO DE RESERVAS POR POZO SELECCIONADO	137
6.3.1 Información usada para los análisis	137
6.3.1.1 Procedimiento	137
6.3.1.2 Información del yacimiento.	138
6.3.1.3 PVT.	139
6.3.1.4 Pruebas de producción.	140
6.3.1.5 Modelamiento de Fetkovich.	140
6.3.1.6 Reservas a partir del aumento de recobro con el inhibidor.	141
6.4 ANÁLISIS NODAL Y CÁLCULO DE RESERVAS POR POZO	143
6.4.1 Ciclo 2.	143

6.4.1.1 Pozo 1.	143
6.4.1.2 Pozo 2.	145
6.4.1.3 Pozo 3.	147
6.4.1.4 Pozo 4.	149
6.4.1.5 Pozo 5.	151
6.4.2 Ciclo 4.	153
6.4.2.1 Pozo 6.	153
6.4.2.2 Pozo 7.	155
6.4.2.3 Pozo 8.	157
6.4.2.4 Pozo 9.	159
6.4.2.5 Pozo 10.	161
6.5 RESUMEN DEL ANÁLISIS	163
7. ANÁLISIS FINANCIERO	164
7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	165
7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	166
7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	167
7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	168
7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO).	168
7.4.2 Gráfica de flujo de caja.	169
8. CONCLUSIONES	173
9. RECOMENDACIONES	175
BIBLIOGRAFÍA	176

LISTAS DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Cromatografía del gas asociado.	44
Tabla 2. Valor calorífico del gas asociado.	44
Tabla 3. Características del crudo producido.	45
Tabla 4. Parámetros de yacimiento.	47
Tabla 5. Aditivos para el control de la deposición de asfaltenos de la Empresa Lubrizol.	78
Tabla 6. Protocolo experimental para evaluar la efectividad del tratamiento para la inhibición de asfaltenos.	91
Tabla 7. Condiciones iniciales y fluidos para las pruebas de inhibición de asfaltenos.	93
Tabla 8. Características del empaque Número 1.	93
Tabla 9. Compilación de resultados para el empaque Número 1.	97
Tabla 10. Características del empaque Número 2.	98
Tabla 11. Compilación de resultados para el empaque Número 2.	101
Tabla 12. Ranking de los 10 pozos seleccionados.	121
Tabla 13. Información del yacimiento.	138
Tabla 14. PVT ciclo 2.	139
Tabla 15. PVT ciclo 4.	139
Tabla 16. Prueba de producción de los 10 pozos.	140
Tabla 17. Información pozo 1.	143
Tabla 18. Información pozo 2.	145
Tabla 19. Información pozo 3.	147
Tabla 20. Información pozo 4.	149
Tabla 21. Información pozo 5.	151
Tabla 22. Información pozo 6.	153
Tabla 23. Información pozo 7.	155
Tabla 24. Información pozo 8.	157
Tabla 25. Información pozo 9.	159
Tabla 26. Información pozo 10.	161
Tabla 27. Resumen de los análisis nodales.	163
Tabla 28. Costo por pozo.	165
Tabla 29. Costo de inversión.	165
Tabla 30. Producción incremental.	166
Tabla 31. Costos de producción.	166
Tabla 32. Precio de venta.	167
Tabla 33. Producción neta.	167
Tabla 34. Ingresos totales.	168

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Río Ceibas, Cuenca Valle superior del Magdalena, Colombia.	34
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Valle Superior del Magdalena.	35
Figura 3. Esquema del análisis SARA.	50
Figura 4. Representación de la precipitación, floculación y deposición de asfaltenos.	52
Figura 5. Representación del modelo dinámico continuo.	53
Figura 6. Representación del modelo termodinámico coloidal.	55
Figura 7. Evolvente de precipitados de asfaltenos.	56
Figura 8. Taponamiento de las gargantas de poro.	58
Figura 9. Cambio de la humectabilidad de la roca de un yacimiento.	59
Figura 10. Daño de la permeabilidad del sistema.	60
Figura 11. Taponamiento de la tubería de producción.	62
Figura 12. Instrumento de remoción mecánica: brush pig. Fuente libre: Harvey Barrison (2009).	82
Figura 13. Bomba de desplazamiento positivo.	87
Figura 14. Cilindro de desplazamiento de pistón libre.	87
Figura 15. Transductor de presión diferencial.	88
Figura 16. Porta muestra uniaxial.	89
Figura 17. Esquema general de un equipo para medir permeabilidad relativa.	90
Figura 18. Distribución de bloques del Campo Río Ceibas.	104
Figura 19. Contacto de fluidos de los ciclos.	105
Figura 20. Survey de los pozos a estudiar.	106
Figura 21. Puntos medios perforados por cada pozo, MD y TVT.	106
Figura 22. Bo y Uo a travez de difeentes presiones.	107
Figura 23. Permeabilidades Relativas y Flujos Fracconales	109
Figura 24. Agrupacion de las diferentes producciones.	111
Figura 25. Características para cuantificar Daño de formación.	111
Figura 26. Propiedades para cuantificación del Daño de formación.	112
Figura 27. Distribucion de las propiedades en los indices de heterogeneidad.	113
Figura 28. Distribución de cuadrantes en los cross plot	113
Figura 29. Ubicaciones más comunes para los nodos.	122
Figura 30. Sistema de producción simple.	124
Figura 31. Ventana de inicio.	127
Figura 32. Resumen de opciones.	128
Figura 33. Ingreso de los datos de PVT.	129
Figura 34. Ingreso de presión y temperatura del PVT.	130

Figura 35. Parámetros de las correlaciones.	130
Figura 36. Selección de las correlaciones.	131
Figura 37. Calculo de los diferentes parámetros para las correlaciones escogidas.	132
Figura 38. Ventana donde se realiza las gráficas.	132
Figura 39. Ventana donde se escoge las variables a graficar.	133
Figura 40. Ventana donde se escoge las variables a graficar.	133
Figura 41. Ingreso de información del yacimiento.	134
Figura 42. Curva de permeabilidades relativas.	134
Figura 43. Prueba de producción.	135
Figura 44. Matching valor de Skin.	135
Figura 45. Curva IPR desde Propsper.	136
Figura 46. Curva IPR con sensibilidades a la curva de permeabilidades relativas	136
Figura 47. Flujo de caja.	170
Figura 48. Flujo de caja neto.	171

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción campo Rio Ceibas	41
Gráfica 2. Reducción de la porosidad de un núcleo.	59
Gráfica 3. Daño en la permeabilidad del sistema.	61
Gráfica 4. Composición de la Fracción Arcillosa de la Roca.	63
Gráfica 5. Producción de Líquidos Totales vs Rata Critica Río Ceibas 3.	64
Gráfica 6. Producción de Líquidos Totales vs Rata Critica Río Ceibas 84.	64
Gráfica 7. Producción de Líquidos Totales vs Rata Critica Río Ceibas 86.	65
Gráfica 8. Análisis SARA promedio de los pozos del Campo Río Ceibas.	66
Gráfica 9. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 3.	67
Gráfica 10. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 5.	67
Gráfica 11. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 24.	68
Gráfica 12. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 40.	68
Gráfica 13. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 60.	69
Gráfica 14. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 63.	69
Gráfica 15. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 64.	70
Gráfica 16. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 84.	70
Gráfica 17. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 86.	71
Gráfica 18. Comportamiento de la Viscosidad de Emulsión a diferentes porcentajes de Agua en Emulsión.	72
Gráfica 19. Permeabilidad absoluta y efectiva al aceite del empaque Número 1.	94
Gráfica 20. Curvas de permeabilidad relativa para el empaque Número 1.	95
Gráfica 21. Permeabilidad efectiva al aceite para el empaque Número 1 para cada etapa.	96
Gráfica 22. Permeabilidad efectiva al para el empaque Número 1 para cada etapa.	96
Gráfica 23. Factor de recobro de aceite para el empaque Número 1 para cada etapa.	97
Gráfica 24. Permeabilidad absoluta y efectiva al aceite del empaque Número 2.	98
Gráfica 25. Curvas de permeabilidad relativa para el empaque Número 2.	99
Gráfica 26. Permeabilidad efectiva al aceite para el empaque Número 2 para cada etapa.	100
Gráfica 27. Permeabilidad efectiva al agua para el empaque Número 2 para cada etapa.	100
Gráfica 28. Factor de recobro de aceite para el empaque Número 2 para cada etapa.	101
Gráfica 29. Comportamiento Bo vs presion.	107
Gráfica 30. Comportamiento Uo vs presion.	108
Gráfica 31. Curvas de Kr vs Sw.	109

Gráfica 32. Curva de Fw vs Sw.	110
Gráfica 33. Cross plot Qo vs Qw	114
Gráfica 34. Cross plot Hperforados vs Np	115
Gráfica 35. Cross plot Ip vs Np	116
Gráfica 36. Cross plot IP vs Hperforados	117
Gráfica 37. Cross plot Np vs Daño de formación.	118
Gráfica 38. Cross plot Kh vs Np	119
Gráfica 39. Cross plot IP vs Kh	120
Gráfica 40. Determinación de la capacidad de flujo.	123
Gráfica 41. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing.	125
Gráfica 42. Efecto del cambio en las dimensiones de la línea de flujo.	126
Gráfica 43. Permeabilidad relativa base, daño y con el inhibidor.	137
Gráfica 44. IPR pozo 1.	144
Gráfica 45. Análisis de declinación pozo 1.	144
Gráfica 46. IPR pozo 2.	146
Gráfica 47. Análisis de declinación pozo 2.	146
Gráfica 48. IPR pozo 3.	148
Gráfica 49. Análisis de declinación pozo 3.	148
Gráfica 50. IPR pozo 4.	150
Gráfica 51. Análisis de declinación pozo 4.	150
Gráfica 52. IPR pozo 5.	152
Gráfica 53. Análisis de declinación pozo 5.	152
Gráfica 54. IPR pozo 6.	154
Gráfica 55. Análisis de declinación pozo 6.	154
Gráfica 56. IPR pozo 7.	156
Gráfica 57. Análisis de declinación pozo 7.	156
Gráfica 58. IPR pozo 8.	158
Gráfica 59. Análisis de declinación pozo 8.	158
Gráfica 60. IPR pozo 9.	160
Gráfica 61. Análisis de declinación pozo 9.	160
Gráfica 62. IPR pozo 10.	162
Gráfica 63. Análisis de declinación pozo 10.	162

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de productividad.	48
Ecuación 2. Tasa de producción.	49
Ecuación 3. Entrada al nodo (Inflow).	123
Ecuación 4. Salida del nodo (outflow).	123
Ecuación 5. Entrada al nodo P_{wh} (Inflow)	124
Ecuación 6. Salida del nodo P_{wh} (Outflow)	124
Ecuación 7. Modelamiento de Fectkovich.	140
Ecuación 8. Declinación exponencial o de porcentaje constante.	141
Ecuación 9. Tasa de declinación nominal.	141
Ecuación 10. Tasa de producción en función del tiempo.	142
Ecuación 11. Tasa de declinación nominal.	142
Ecuación 12. Tasa de producción en periodos sucesivos.	142
Ecuación 13. Serie geométrica de la tasa de producción.	142
Ecuación 14. Producción de petróleo acumulada en función del tiempo.	142
Ecuación 15. Tiempo de vida productiva remanente antes de abandono.	143
Ecuación 16. Valor Presente Neto.	168
Ecuación 17. Cambio de efectividad.	169
Ecuación 18. Cálculo del TIO a efectiva mensual.	169
Ecuación 19. Flujo de caja neto.	172

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características de las arenas superiores.	42
Cuadro 2. Características de las arenas basales.	43

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°C	Grados Celsius
''	Pulgada(s)
'	Pie(s)
°API	Gravedad API
°F	Grados Fahrenheit
°R	Grados Rankin
ρ	Densidad
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
BBL	Barriles
Bls	Barriles
BN	Barriles Normales
Bo	Factor de recobro
BOP	Preventor de reventones (Blow out preventor)
BPD	Barriles por día
BS&W	Contenido de agua en aceite
BTU	Unidad térmica Británica (British Thermal Unit)
CAPEX	Capital Expenditures
CO2	Dioxido de Carbono
ft	Pies
ft/s	Pies por segundo
Fw	Corte de agua
g/cm³	Gramos por centímetro cúbico
H	Espesor
Hprf	Profundidad de perforados
IP	Índice de Producción
IVA	Impuesto de valor agregado
Km	Kilómetros
Km/s	Kilómetros por segundo
Lb	Libra (s)
lb/bls	Libras por barril
lb/ft³	Libras por pie cúbico
lb/gal	Libras por galón
lb/min	Libras por minuto
lb/pulg²	Libras por pulgada cuadrada
lb/pulg³	Libras por pulgada cubica
m	Metros
MD	Profundidad medida (Measument Deep)
m/s	Metros por Segundo
md	Milidarcys
MMSCF	Million Standard Cubic Feet
MMSTB	Million Stock Tank Barrels
NP	Reservas de petroleo

NQS	Avenida Norte-Quito-Sur
OPEX	Operating Expense
PAY	Espesor Neto
PCN	Pies Cúbicos Normales
PCY	Pies Cúbicos Yacimiento
PSI	Pound square inch
Pwf	Presión de Fondo Fluyente
Ro	Reflectancia de vitrinita
Q,q	Caudal
Qo	Caudal de aceite
Qw	Caudal de agua
S	Skin
s	Segundos
SCF/STB	Standard Cubic Feet per Stock Tank Barrels
Sw	Saturacion de agua
Rs	Gas en solucion
TOC	Total Organic Carbon
Uo	Viscosidad del aceite
USD	United States Dollar
VPN	Valor Presente Neto

GLOSARIO

ALUVIAL: relativo al ambiente subaéreo (en oposición al ambiente submarino), la acción y los productos de un curso de agua o un río sobre su planicie de inundación, normalmente consistente en sedimentos clásticos detríticos y diferenciado de la depositación subacuosa, tal como la que tiene lugar en los lagos u océanos, y la depositación fluvial de energía más baja.

AMBIENTE DEPOSITACIONAL: el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

AMBIENTE NERÍTICO: existente entre la marea baja y el borde de la plataforma continental, una profundidad de aproximadamente 656 pies.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales. Puede ser continental, marino o de transición.

ARCILLA: sedimento o depósito mineral, cuya textura es densa laminar de grano fino, cuyo tamaño es menor que 0,0039 mm, compuesta por silicatos de aluminio hidratados.

ARENA: un grano detrítico cuyo diámetro oscila entre 0,0625 mm y 2 mm. La arena es más gruesa que el limo, pero más fina que un gránulo de acuerdo con la escala de Udden-Wentworth. El término "arena" también se utiliza para los granos de cuarzo o para la arenisca.

ASFALTENOS: materiales orgánicos formados por compuestos de anillos aromáticos y nafténicos que contienen moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno. La fracción asfáltica del crudo se define como la parte orgánica del petróleo que no es soluble en solventes de cadena recta, tales como el pentano o el heptano. Los asfaltenos existen como una suspensión coloidal estabilizada por moléculas de resina (sistemas de anillos aromáticos) en el petróleo.

BASAMENTO: corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes. Las rocas de basamento habitualmente poseen diferente densidad, velocidad acústica y propiedades magnéticas que las rocas suprayacentes.

BUZAMIENTO: es el ángulo que se forma entre la intercepción de una capa o estrato con el plano horizontal.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada, cuya textura es densa afanítica donde los granos varían de finos a gruesos, los cuales tienen un tamaño mayor a 2 mm, su composición generalmente contiene en más de un 50% calcita y en ocasiones pequeñas cantidades de arcilla, helmatita, siderita, cuarzo, aragonita, óxido de hierro, entre otros.

CAMPO: 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.

CAPA: una capa de sedimento o roca sedimentaria, o un estrato. Una capa es la unidad estratigráfica más pequeña; por lo general, posee un espesor de uno o más centímetros. Para ser considerado una capa, el estrato se debe poder distinguir de las capas adyacentes.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es la sucesión vertical de rocas sedimentarias existentes en una determinada área.

CONCORDANCIA: una superficie de estratificación que separa los estratos más antiguos de los más modernos, a lo largo de la cual no existen evidencias de erosión subaérea o marina o de ausencia de depositación, y a lo largo de la cual tampoco existen evidencias de la existencia de un hiato significativo.

CONCORDANTE: estrato paralelo que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria, cuya textura es clástica, el tamaño de las partículas varía entre 2 y 256 mm y su composición son partículas minerales, tales como el cuarzo o fragmentos de rocas sedimentarias, metamórficas o ígneas. La matriz que une a los grandes clastos es una mezcla de arena, barro y cemento químicamente.

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

DEPOSITACIÓN: proceso geológico por el cual el material se agrega a un accidente geográfico o masa de tierra.

DISCORDANCIA: una superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de depositación, combinado posiblemente con un proceso de erosión. Algunas discordancias son muy irregulares, en tanto que otras no poseen relieve y pueden ser difíciles de distinguir en una serie de estratos paralelos.

DOLOMITA: roca sedimentaria carbonatada, cuya textura es densa afanítica, en su composición entra mínimo un 50% el mineral dolomita, o carbonato de composición parecida. Se origina por precipitación química (dolomita primaria), o durante la diagénesis (dolomita secundaria), la cual es la más frecuente.

ESPESOR: el espesor de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, medido en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal. Dado que la depositación de sedimentos puede producirse sobre superficies inclinadas, el espesor aparente o medido de la capa podría diferir del espesor verdadero de la capa. El espesor de una capa dada a menudo varía a lo largo de su extensión.

ESTRATIGRAFÍA: el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra.

ESTRATOS: cada una de las capas en que se presentan divididos los sedimentos, las rocas sedimentarias y las rocas, son capas horizontales más o menos nítidas de espesor uniforme las cuales inician respecto el estrato más joven hasta el más viejo y son limitados por su superficie de estratificación.

FACIES: las características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra.

FALLA: una interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, o bloques de fallas, a ambos lados de la falla, su movimiento se describe como directo (o normal), inverso o de desplazamiento de rumbo.

FLUVIAL: relativo a un ambiente de depositación resultante de la acción de un río o de agua viva. Los depósitos fluviales tienden a exhibir una buena selección, especialmente si se comparan con los depósitos aluviales, debido al transporte relativamente regular provisto por los ríos.

FORMACIÓN: la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado. En estratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

FORMACIÓN HOMOGÉNEA: formación con propiedades de rocas que no cambian con la ubicación en el yacimiento. Esta situación ideal nunca ocurre en la realidad pero muchas formaciones están lo suficientemente cerca de esta situación para que puedan considerarse homogéneas.

FORMACIÓN ISOTRÓPICA: tipo de formación en el cual las propiedades de sus rocas son las mismas en todas las direcciones. Aunque esto nunca ocurre realmente, el flujo de fluidos en las rocas se aproxima lo suficiente a esta situación como para considerar ciertas formaciones como isotrópicas.

GAS DE INYECCIÓN: gas natural inyectado a una formación para mantener o restaurar la presión del yacimiento. Otras razones para la inyección de gas son las operaciones de levantamiento artificial de gas, los ciclos en yacimientos de gas-condensado o el almacenamiento de gas.

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

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. Estudia la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

GRUPO: unidad lito estratigráfica formal de rango inmediatamente superior al de una formación, que está conformada, en general, por una sucesión de dos o más formaciones asociadas contiguas con rasgos litológicos importantes en común.

INCONFORMIDAD: una superficie geológica que separa los estratos sedimentarios suprayacentes más modernos de las rocas ígneas o metamórficas erosionadas, y que representa un hiato importante en el registro geológico.

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

INHIBIDOR: un agente químico agregado a un sistema de fluidos para retardar o prevenir una reacción indeseable que tiene lugar en el fluido o con los materiales presentes en el ambiente adyacente. Generalmente, se utiliza una gama de inhibidores en la producción y el mantenimiento de los pozos de petróleo y gas, tales como los inhibidores de corrosión utilizados en los tratamientos de acidificación para

prevenir el daño de los componentes del pozo y los inhibidores utilizados durante la producción para controlar el efecto del ácido sulfhídrico [H₂S].

LIMO: un término utilizado para describir partículas cuyo tamaño es de 2 a 74 micrómetros (malla 200).

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, cuya textura es clástica, el tamaño de grano es menor a 1/256 mm y está compuesta por minerales de las arcillas, que son el producto de alteración de otros minerales como los feldespatos, o el producto de procesos diagenéticos.

MIGRACIÓN: el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados 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 un sistema petrolero viable.

PERMEABILIDAD: la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados.

POROSIDAD: el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas).

PRODUCCIÓN: la fase que tiene lugar después del éxito de las fases de exploración y desarrollo y durante la cual los hidrocarburos drenan desde un campo de gas o petróleo.

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 (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres (tales como el carbón) tienden a ser potencialmente gasíferas. La preservación de la materia orgánica sin degradación es crucial para la formación de una buena roca generadora y resulta necesaria para que exista un sistema petrolero completo. En las condiciones adecuadas, las rocas generadoras también pueden ser rocas yacimiento, como sucede en el caso de los yacimientos de gas de lutita.

ROCA RESERVORIO: roca almacén, 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.

SELLO: una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolero completo. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre $\sim 10^{-6}$ y 10^{-8} darcies.

SISTEMA PETROLÍFERO: es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

SKIN: alteración de las características originales o de campo lejano de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación. El agua o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación, o ambos elementos, tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación producible en la región vecina al pozo. Existen al menos dos mecanismos involucrados. Primero, las partículas de sólidos del fluido de perforación taponan u obstruyen físicamente los trayectos de flujo de la formación porosa. Segundo, cuando el agua entra en contacto con ciertos minerales de arcilla de la formación, la arcilla habitualmente se dilata, incrementando su volumen y reduciendo el volumen de poros. Tercero, las reacciones químicas producidas entre el fluido de perforación y la roca de formación y los fluidos pueden precipitar sólidos o semi-sólidos que taponan los espacios de poros. Una forma de minimizar el daño de formación consiste en utilizar fluidos de perforación de yacimientos o fluidos de terminación especialmente formulados para evitar el daño de la formación durante la perforación de zonas productivas, en vez de los fluidos de perforación comunes.

TRAMPA: una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable 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 rocas cambian, tales como discordancias, acuñamientos y arrecifes). Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolero.

TVD: el espesor de una capa o de un cuerpo de roca medido verticalmente en un punto. Los valores del espesor vertical verdadero de un área pueden ser representados gráficamente y trazarse curvas de contorno para construir un mapa isócoro.

RESUMEN

El enfoque de esta investigación es llevado a la muestra de los pozos más apropiados para poder ser pilotos en el Campo Río Ceibas para la inyección de gas por ciclos, acompañado por un inhibidor en la corriente de gas que ingresara a la formación a partir de la inyección.

La primera parte del trabajo de grado se enfoca en familiarizar y colocar en un entorno geológico y técnico; mostrando las características de terreno donde se encuentra el campo, mostrando sus características, su localización y demás aspectos que ayudan a contextualizar a qué condiciones se encuentra el campo.

Luego se ingresa en el mundo del daño de formación explicando de lo más general a lo más específico, en este caso la precipitación de asfaltenos. Posteriormente se muestra la manera de inhibir la precipitación de estos en las formaciones de forma teórica y práctica para terminar complementando con los resultados de los laboratorios que se realizaron para lograr dar solución a la precipitación de asfaltenos para así saber a ciencia cierta la clase de inhibidor que se necesita para el proceso.

Finalmente se dará a conocer la metodología para escoger los pozos candidatos, partiendo de la recolección de datos, su estudio, clasificación, entendimiento y utilización en una manera de darle valor a los pozos por separado para así lograr tener los pozos con un mayor valor y seleccionarlos como posibles pozos pilotos, a través de un análisis nodal que se realizó en el simulador PROSPER el cual mostró las curvas de IPR con daño, sin daño de formación y con el daño que virtualmente se pueda reducir con la inhibición.

Teniendo estos datos de los volúmenes de aceite incremental asociado a la inhibición de asfaltenos, se hace el comparativo de los ingresos que aporta y de los gastos que son necesarios invertir para lograr realizar este proceso de inyección. Si el balance es positivo podrá decirse que el pozo es un candidato óptimo para realizar la intervención.

INTRODUCCIÓN

El Campo Río Ceibas posee problemas en la producción y explotación de sus formaciones productoras, asociado al Daño de Formación que el campo posee. Existen factores que impulsan al deterioro de los pozos y su calidad al extraer crudo; la precipitación de asfaltenos es una fuente de daño de formación ocasionada por factores químicos, físicos y mecánicos los cuales facilitan la precipitación de estos hacia el espacio poroso, disminuyendo de manera directa los radios de las gargantas de poros y el espacio para que el fluido se desplace, es decir, afecta la permeabilidad de la formación productora de manera proporcional, esto conlleva a la pérdida de productividad de cada pozo, que a su vez generan gastos en futuras intervenciones en estos e inversiones en estudios de daño y estudios para solucionar la problemática.

El daño de formación es una propiedad de cada yacimiento que no se puede evitar en cualquier campo debido a que el objetivo fundamental es la producción del mismo. La forma más común de enfrentarlo es realizando estudios para comprender su naturaleza y sus causas; y luego proceder a intervenir de la manera más óptima. El campo Río Ceibas presenta varios tipos de daño de formación, para este análisis se abordó la precipitación de asfaltenos, y se entendió el problema gracias a estudios realizados previamente por ECOPETROL. Adicionalmente, se efectuó una óptima clasificación y recolección de data apropiada y relacionada con los pozos afectados por los depósitos de asfaltenos.

Esta investigación busca de un modo directo rescatar pozos candidatos para ser los pilotos en el Campo Río Ceibas de una lista de pozos afectados todos por la precipitación de asfaltenos. Tal vez sea una de las pocas cosas que tienen en común estos es su precipitación de asfaltenos, en cuanto a las demás características son muy diferentes y de ahí sale la función de este trabajo de recopilar la información estudiarla manejarla y utilizarla para darle prioridad a los pozos que podrían ser más apropiados para ser pilotos de inyección Huff & Puff en un futuro.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente los diez pozos seleccionados para la inhibición de asfaltenos mediante aditivos químicos en el Campo Rio Ceibas de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo Rio Ceibas de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
- Explicar las causas de daño de formación por presencia de depósitos orgánicos presentes en el Campo Rio Ceibas.
- Describir los tipos de pruebas de laboratorio realizadas, y los productos químicos inhibidores de asfaltenos utilizados.
- Seleccionar el mejor producto químico inhibidor de asfaltenos, de acuerdo con el análisis de los resultados de las pruebas de laboratorio.
- Seleccionar 10 pozos del Campo Rio Ceibas, prospectos para la inhibición de asfaltenos.
- Realizar análisis nodal mediante el uso de software para los pozos seleccionados a la inhibición de asfaltenos del Campo rio Ceibas.
- Identificar los pozos candidatos a la inhibición de asfaltenos a partir de los resultados del análisis nodal.
- Evaluar la viabilidad financiera del uso de inhibidores de asfaltenos para los pozos seleccionados del Campo Rio Ceibas mediante el indicador financiero: valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO RÍO CEIBAS

En este capítulo se describen aspectos asociados al Campo Río Ceibas relacionados con su localización, historia, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA

El campo Río ceibas hace parte del contrato definido como Asociación Caguán concretado el 1 de enero de 1984 entre las empresas ECOPETROL, y la compañía Huila Exploration, HUILEX (operador del contrato hasta el 27 de marzo de 1986), momento en el cual la compañía INTERCOL conocida en la actualidad como ESSO COLOMBIANA, se hizo cargo de la operación del campo.

La compañía ESSO COLOMBIANA perforó los pozos exploratorios Río Ceibas 1 con una profundidad de 2.354 ft exitoso en el objetivo exploratorio en la formación Honda, respecto a crudo y Río Ceibas 2 en el año 1988 a una profundidad de 2.170 ft satisfactorio para producción de gas como objetivo en la formación Honda, dando así el descubrimiento de un campo de hidrocarburos nuevo; hacia el primer semestre del año 1989 se presentó la solicitud del decreto de comercialidad del mismo. ECOPETROL permitió a la ESSO y a sus partes asociadas, explotar por su cuenta y bajo su propio riesgo el pozo Río Ceibas 1 el 26 de febrero de 1990; mientras que el pozo Río ceibas 2 quedó suspendido transitoriamente con potencial para gas.

A comienzos de la década de los 90s en 1992, con la perforación del pozo Río Ceibas 3 se confirmó por completo la existencia de un yacimiento de hidrocarburos explotable para petróleo y gas, por este motivo se aprobó la comercialidad del campo por parte de ECOPETROL el día 20 de abril de 1993.

El 1 de julio de 1995 la compañía PETROBRAS INTERNACIONAL S.A. – BRASPETRO asume la operación del campo luego de haber adquirido la totalidad de los intereses que pertenecieron en primera medida a ESSO COLOMBIANA en el contrato Asociación Caguán. Al final del mismo año se produjo la venta de la participación por parte de las demás asociadas del contrato a la compañía chilena SIPETROL, lo cual determinó que la participación quedara definida de la siguiente manera: la empresa ECOPETROL, SIPETROL Y BRASPETRO INTERNACIONAL.

El campo Río Ceibas fue operado por la compañía PETROBRAS desde el año 1990 hasta el 31 de diciembre de 2012, fecha en la cual finalizó el Contrato de Asociación Caguán y a partir de la cual ECOPETROL S.A. recibe la operación del campo. A la fecha, agosto de 2016 el Campo Río Ceibas tiene un área de 6.756 hectareas aproximadamente, Ecopetrol S.A. continúa siendo operador del campo con más de 200 pozos.

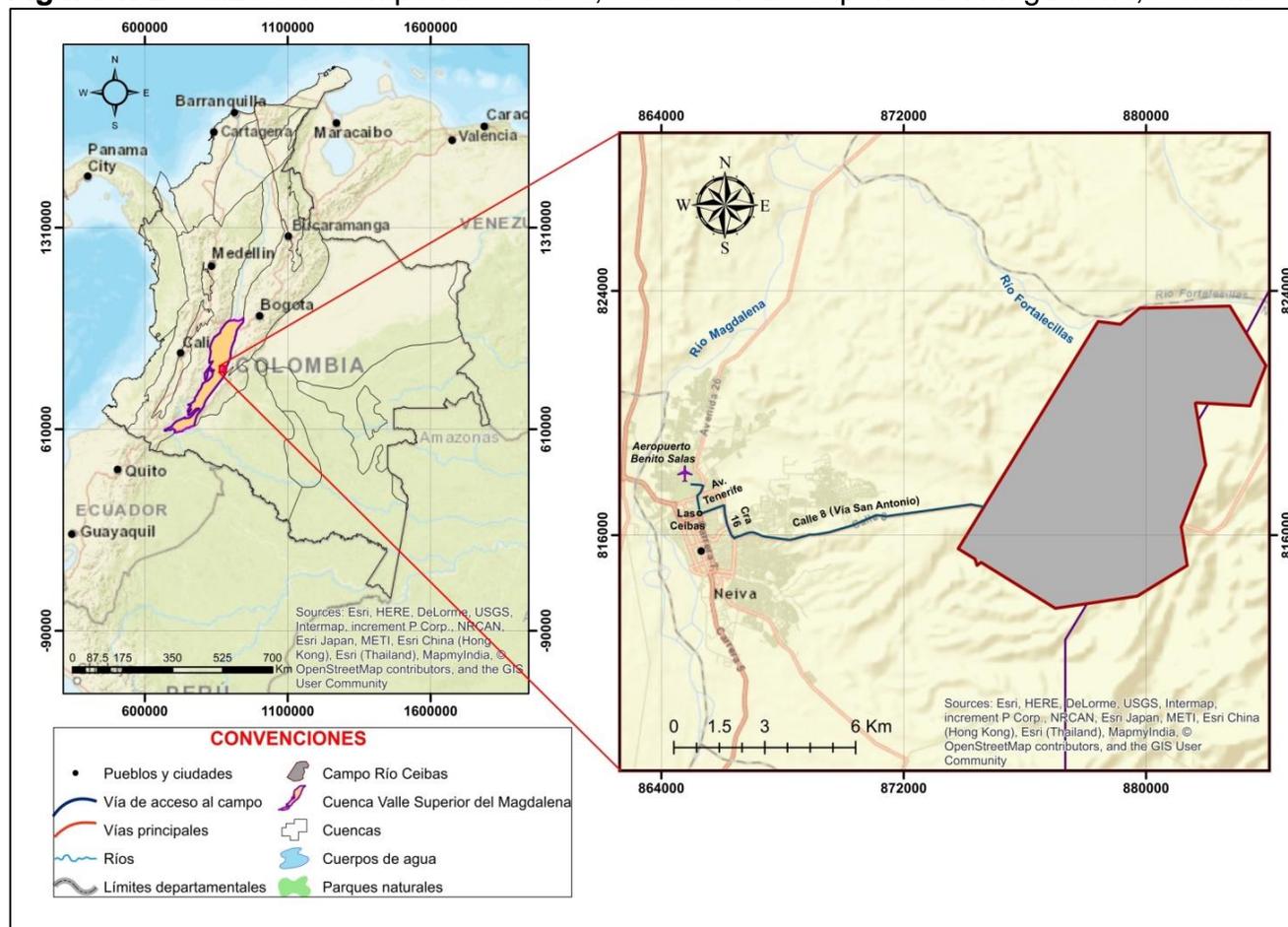
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Río Ceibas se localiza en el departamento del Huila en la Cuenca Valle Superior del Magdalena, la cual está situada en la parte oeste de Colombia, bajo la jurisdicción del Municipio de Neiva.

Para acceder al campo puede hacerse por vía aérea o terrestre desde Bogotá hasta Neiva, el acceso al Campo Río Ceibas por vía aérea podrá tomarse desde un vuelo directo en el aeropuerto El Dorado de Bogotá hasta el aeropuerto Benito Salas de la ciudad de Neiva y ahí tomar dirección sureste la calle 45 y seguir por vía terrestre.

El acceso por vía terrestre partiendo desde la ciudad de Bogotá hasta la ciudad de Neiva es como sigue: Por la avenida NQS dirección sur para tomar la Autopista Sur hasta llegar al municipio de Soacha, por allí se sigue el camino por la carrera 4 hasta llegar a la entrada del municipio de Sibate, continuando por la ruta 40 pasando por los municipios de Granada, Silvania, Fusagasugá, Arbeláez, Melgar; llegando a la intersección de la ruta 21 se toma hacia dirección sureste para continuar por la ruta número 45 o la carrera 78 al atravesar el departamento del Espinal-Tolima, continuando por esta ruta hasta cruzar los departamentos de Saldaña, Purificación, Coyaima, Natagaima, y así hasta encontrarse al este con el aeropuerto Benito Salas de Neiva, siguiendo por la ruta 45 tomar dirección sureste por la calle 9 hasta la carrera 7 y a una cuadra tomar dirección este para llegar al barrio las Ceibas, desde el Barrio Las Ceibas, se toma la Avenida Tenerife hasta la Carrera 16, por la misma se transita hasta llegar a la Calle 8 (Vía San Antonio), posteriormente se recorren aproximadamente 5 kilómetros en sentido oeste-este hasta llegar al Campo Río Ceibas tal como se aprecia en la Figura 1.

Figura 1. Localización Campo Río Ceibas, Cuenca Valle superior del Magdalena, Colombia.



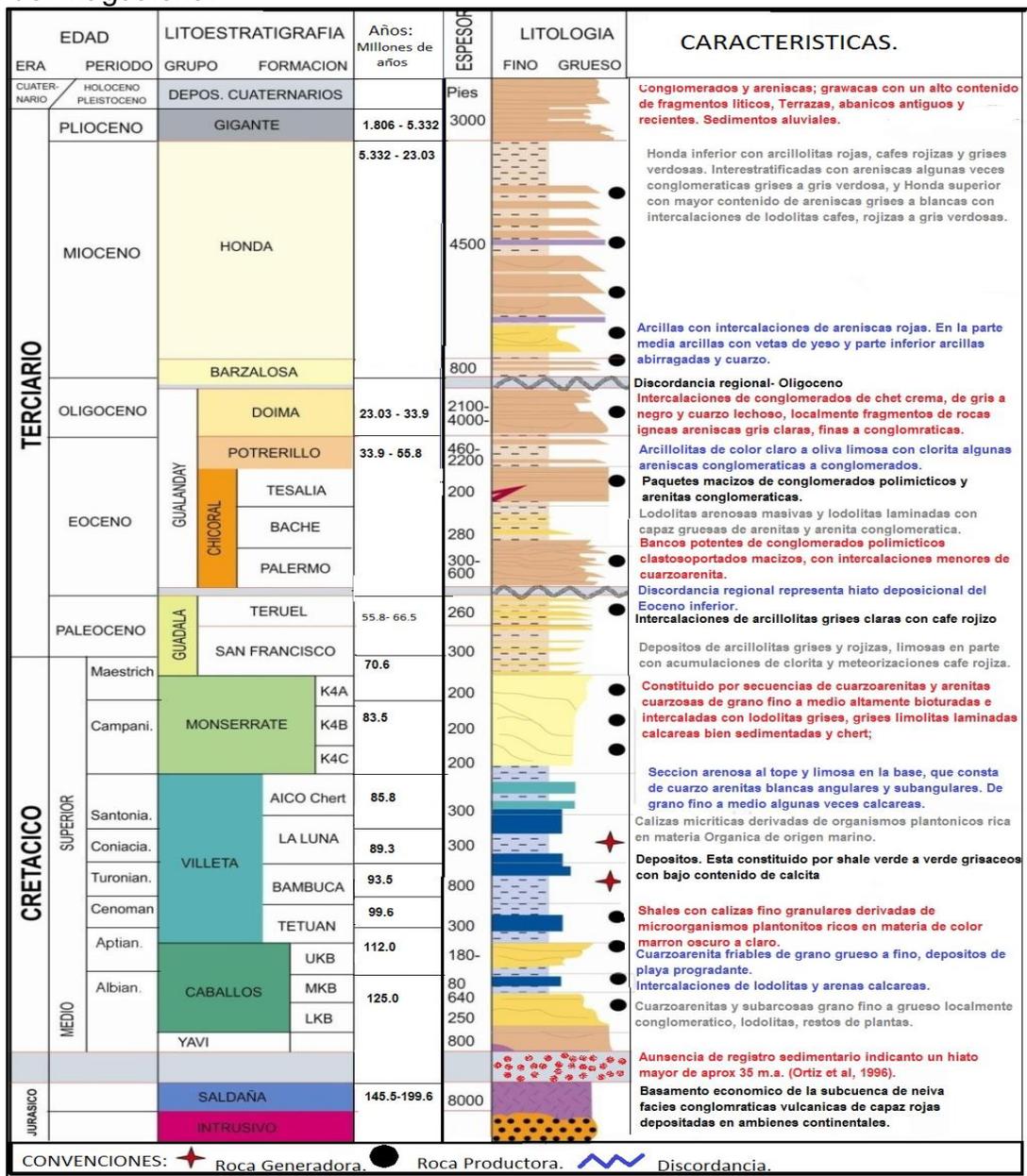
Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.co>.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se presenta la Estratigrafía, Geología estructural y Geología del Petróleo, relacionado al Campo Río Ceibas.

1.3.1 Columna estratigráfica. La Figura 2 ilustra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del valle superior del magdalena.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Informe Petrobras 1991. No se conoce autor, modificada por autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones atravesadas por los pozos del campo Río Ceibas. Desde la más antigua a la más reciente.

- **Formación Saldaña:** La edad de esta formación está determinada como del jurásico¹. La formación consta principalmente de facies conglomeráticas volcánicas; hacia el tope, se encuentran algunas capas de caliza. El espesor promedio es del orden de 8.000 ft, el ambiente de depositación continental. Se encuentra en contacto discordante con el basamento económico que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Yavi que la suprayace.
- **Formación Yavi:** La edad de esta formación la definen como del cretácico medio albiano². Está conformada principalmente por cuarzo arenitas y subarcosas, de grano fino a grano conglomerático. El espesor promedio es del orden de 800 ft, el ambiente de depositación es continental. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Saldaña que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Caballos que la suprayace.
- **Formación Caballos:** Se le asigna una edad cretácica aptiano³. Compuesta principalmente por cuarzoarenitas de grano grueso e intercalaciones de lodolitas y calcáreas. El espesor promedio está en el orden de 1.100 ft, el ambiente de depositación es transicional. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Yavi que la infrayace y la Formación Villeta que la suprayace.
- **Formación Villeta:** Su edad se define como del cretácico superior santoniano⁴. Principalmente compuesta de arenas hacia el tope y limolitas hacia la base de grano fino. Su espesor promedio va del orden de 1.700 ft, el ambiente de depositación es marino. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Caballos que la infrayace y la Formación Monserrate que la suprayace.
- **Formación Monserrate:** Se le asigna una edad⁵ del cretácico superior campaniano. Compuesta principalmente de arenitas cuartizas y limolitas laminadas calcáreas, su ambiente de depositación es transicional y su espesor promedio es del orden de 600 ft. Se encuentra en contacto concordante con las formaciones Villeta que la infrayace y Guadala que la suprayace.

¹ MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 448

² BERNAL (L.G.) et al., 1976 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 506

³ RENZONI (L.G.) et al., 1994 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 267

⁴ HETTNER (A.), 1894 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 498

⁵ MORALES (L.G.) et al., 1968 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 346

- **Formación Guadala:** La edad de esta formación la definen⁶ del terciario paleoceno. Compuesta principalmente por cuarzoarenitas y arenitas de grano fino algunas de estas calcáreas. Su espesor promedio es de 560 ft, el ambiente de posicional se define como continental. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Monserrate que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Gualanday que la suprayace.
- **Formación Gualanday:** Se le asigna una edad⁷ terciario oligoceno. Su composición consta de arcillolitas con clorita y areniscas conglomeraticas. Su espesor promedio es del orden de 3.500 ft, su ambiente de depositación es continental. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadala que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Barzalosa que la suprayace.
- **Formación Barzalosa:** La edad de esta formación se asigna⁸ como del terciario oligoceno. Compuesta generalmente por arcillas con intercalaciones de areniscas. Su espesor promedio es del orden de 800 ft, su ambiente de depositación es de carácter continental. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Guandanday que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Honda que la suprayace.
- **Formación Honda:** Se le asigna una edad terciario mioceno⁹. Está compuesta por arcillas rojas, cafés rojizos y grises verdosos, interestratificadas con areniscas algunas veces conglomeraticas grises a gris verdosas. El espesor promedio de esta unidad se aproxima a unos 4.750 ft dependiendo donde se encuentre va desde Honda superior hasta Honda inferior. El ambiente de sedimentación es continental fluvial. Se encuentra en contacto concordante tanto con las Formación Barzalosa que la infrayace y la Formación Gigante que la suprayace.

1.3.3 Geología estructural. El Campo Río Ceibas se localiza en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena, la cual es una depresión alargada en la dirección NNE-SSW que separa la mitad meridional de las cordilleras Central y Oriental.

La estructura del campo en superficie se relaciona con un anticlinal que presenta doble cabeceo y está limitado en su extremo oriental por la Falla de Río Ceibas. En el subsuelo la estructura del campo es prácticamente un monoclinal con buzamiento

⁶ MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 299

⁷ HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 297

⁸ RENZONI (A.), 1994 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 248

⁹ HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 312

hacia el suroeste, dirección noreste-suroeste (N38[^]E), la cual tiene una longitud aproximada de 15 km. por 1,5 km. de ancho. Se encuentra localizada en el lado bajo y al oeste de la falla del mismo nombre. La Falla de Río Ceibas es de desplazamiento normal a nivel de basamento, aunque parece haber sufrido un proceso de inversión posterior.

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se describen los principales parámetros o elementos del sistema petrolífero asociados al Campo Río Ceibas.

1.3.4.1 Roca generadora. Las principales rocas generadoras de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena corresponden a la Formación Villeta. Caracterizada por presentar un TOC entre 2% a 12%, la reflectancia de Vitrinita (Ro) es de 1,3 % - 1,4 %; el tipo de materia orgánica presenta un predominio de kerógeno tipo II, predomina el potencial generador de aceite de 20-80 HC/gr de roca. No obstante, la principal roca generadora del Campo Río Ceibas corresponde a la Formación La Luna, específico el miembro Galembó el cual está constituido por calizas y lutitas caracterizadas por presentar un TOC entre 1 y 6%, la reflectancia de Vitrinita (Ro) es de 1,1 % - 1,2 %; el tipo de materia orgánica presenta un predominio de kerógeno tipo II.

1.3.4.2 Roca reservorio. Las principales rocas reservorio de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena corresponden a las formaciones Caballos, Monserrate, Guadala, Gualanday y Honda. Las rocas reservorio del Campo Río Ceibas corresponden a la formación Honda tiene una porosidad promedio de 18%, una permeabilidad de 12,5md y un espesor neto de 4.500ft.

1.3.4.3 Migración. La inconformidad del Eoceno da paso a un sistema de rutas de migración apropiadas para los hidrocarburos; se pueden identificar tres tipos de migración.

- Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno.
- Migración vertical a través de las fallas, en áreas donde La Luna no sub- aflora la inconformidad del Eoceno
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.

Periodos críticos ocurren durante el Neógeno Superior y continúa localmente hasta el presente.

1.3.4.4 Roca sello. Los principales sellos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena son las formaciones Guadala, Potrerillo, Honda en la parte superior y Gigante. Para el Campo Río Ceibas las principales rocas sellos son las formaciones Gigante y Doima representan los sellos de los potenciales reservorios terciarios.

1.3.4.5 Trampa. La trampa que forma el Campo Río Ceibas es una combinación estratigráfica estructural, cartografiada en el subsuelo con la ayuda de información geofísica y de los pozos perforados en el área. La trampa está asociada con el anticlinal de Río ceibas que se encuentra presente en la superficie, el cual tiene doble cabeceo, y esta fallado en su flanco oriental.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En esta sección se encuentra la información relacionada al mecanismo de producción y tiempo, número de pozos, gráfica de producción acumulada y características del yacimiento desde que se hizo comerciable en el año 1993.

1.4.1 Mecanismo de producción. Datos históricos de producción ponen en evidencia que el mecanismo de producción del Campo Río Ceibas es expansión de fluidos y roca, con lo cual no cuenta con una fuente de energía, por ende, sus factores de recobro primarios son inferiores al 10%. Bajo la operación de PETROBRAS, a partir de 1999 en el campo se implementó inyección de gas como método de almacenamiento e inyección de agua como recobro mejorado.

Teniendo en cuenta que el petróleo original en sitio estimado para el campo es de 161 MBLS y que el factor de recobro actual es del 14,2% aproximadamente 17,5% se evidencia una oportunidad de acceso a nuevas reservas mediante implementación de mecanismos de recobro mejorado.

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Río Ceibas lleva produciendo 27 años desde el primer semestre de 1989 con el pozo Río Ceibas 1 produciendo crudo de la formación Honda. En la Gráfica 1 se evidencia la producción acumulada del Campo Río Ceibas.

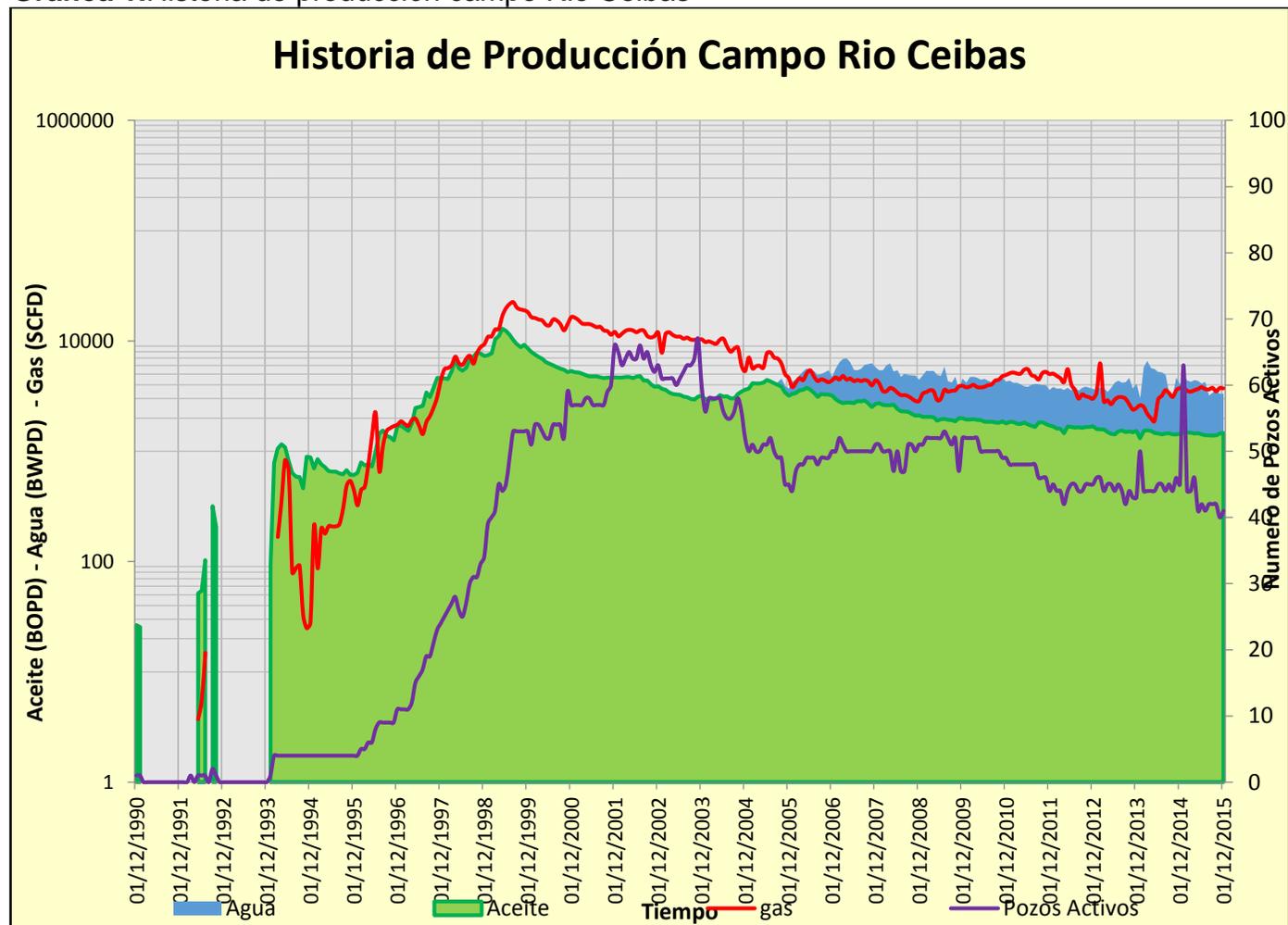
1.4.3 Número de pozos. El Campo Río Ceibas tiene un total 76 pozos perforados, 44 pozos Activos, 16 Pozos cerrados, 12 Abandonados, 4 pozos inactivos, 10 pozos inyectoros de Agua y 3 pozos inyectoros de gas. En esta sección se presenta la historia de producción del campo por medio de las gráficas de producción de petróleo, agua y gas del Campo Río Ceibas como se ve en la Figura 4.

1.4.4 Producción del campo. El Campo Río Ceibas fue descubierto con la perforación del pozo Río Ceibas-1 en abril de 1988, alcanzando una producción inicial de 197 BOPD con 21,5 °API (Arenas superiores). Posteriormente, en Julio de 1989, se perforó el pozo RIC-2, probando gas a nivel de las Arenas Superiores. La comercialidad del campo se inició en 1993.

El Campo Río Ceibas es productor de la Formación Honda, alcanzando su nivel más alto de producción en el año 1999 con una producción de petróleo de 11.921 BOPD y 22 MSCFD.

La gráfica 1 muestra el historial de producción, hasta el 1 de diciembre de 2015. La gráfica de producción acumulada no fue posible obtener por motivos de confidencialidad.

Gráfica 1. Historia de producción campo Rio Ceibas



Fuente: Ecopetrol S.A. Informe. Producción Acumulada Campo Río Ceibas.

1.4.5 Características del yacimiento. De acuerdo con la descripción geológica del campo, las Arenas Superiores presentan lenticularidad que indica que tanto los yacimientos de gas no asociado como de aceite, tendrían un comportamiento volumétrico, significando así que el mecanismo más adecuado para su producción es la combinación del empuje originado por la salida de gas en solución en los yacimientos de aceite con la expansión de los fluidos; para las arenas basales al mecanismo de producción más beneficioso correspondería a la combinación de la expansión volumétrica de la capa de gas con la salida de gas disuelto en la zona de aceite.

La descripción geológica de las arenas Basales indica buena continuidad lateral y los resultados de las pruebas de producción y estudios de ascenso de la presión de fondo realizados en los pozos RC-1 y RC-3, no son suficientes para descartar la presencia de un empuje activo de agua en estos yacimientos. A continuación, se describe las características del yacimiento y los fluidos presentes en él, así como los pozos iniciales y la correlación de los mismos para obtener características generalizadas del campo.

Cuadro 1. Características de las arenas superiores.

ARENAS SUPERIORES	CARACTERÍSTICAS
SUPERIORES	Estas arenas presentan tres cuerpos diferentes con una porosidad y espesor promedio de 21,6% y 50 pies netos respectivamente. El cuerpo superior se probó en el pozo RC-5 con una producción de 317 BOPD y en el pozo RC-1, perforado en un nivel estructural más alto con una producción de 3,6; lo que indica un posible contacto gas-petróleo entre estos pozos.
PAQUETE 1	Conformado por tres cuerpos de arena con porosidades que varían entre 20% y 21%, un espesor neto aproximado de 100 pies, y una gravedad API entre 20 y 22. Estas arenas se probaron en el pozo RC-14, donde la producción alcanzó 99 BOPD, con una gravedad API de 22 y se encontró productor en los pozos centrales de área comercial con tasas de 317 BOPD (RC-5) y de 227 BOPD (RC-11). Se presenta continuidad lateral entre las arenas.
PAQUETE 2	Es el más inferior de ellos y se subdivide en tres miembros con una porosidad y espesor promedio de 19,4 % y 70 pies respectivamente. En este paquete se presenta una leve tendencia en la disminución de la gravedad API, la cual es de 22,2 notándose además una alta productividad en los pozos RC-12 y RC-9 donde la producción alcanzó los 520 BOPD y 513 BOPD respectivamente. El cuerpo intermedio de estas arenas presenta una apariencia masiva y se encontró en el

Cuadro 1. (Continuación)

ARENAS SUPERIORES	CARACTERÍSTICAS
	pozo de avanzada RC-14, donde la producción alcanzó los 139 BOPD, comprobándose con esto una vez más la continuidad de las arenas.

Fuente: Petrobras modificado por los autores.

Los valores mencionados corresponden a las primeras pruebas realizadas a los pozos.

Cuadro 2. Características de las arenas basales.

ARENAS BASALES	CARACTERÍSTICAS
B3	Constituye la parte superior de las arenas basales; esta arenisca está formada por dos cuerpos de arenas, las cuales se desarrollan hacia el área del sur del campo; Su porosidad y espesor es de 20% y 50 pies respectivamente. Estas arenas se probaron en el pozo RC-15 con una tasa de 490 KSCFD; durante esta se obtuvieron muestras de petróleo, lo cual indica que en un nivel estructural más bajo puede existir saturación de hidrocarburo.
B2	Es el miembro intermedio de las areniscas basales y presenta un promedio de espesor como arenisca neta petrolífera de 80 pies, con porosidades promedias del 18%. Este cuerpo fue probado como productor de petróleo en el pozo RC-7 con una tasa de 229 BOPD. La gravedad promedio es de 24,7 API. La arena B2 en el pozo RC-1 localizado en la posición estructural más alta del área comercial, probó 7,7 MMSCFD. EL cuerpo de arenas B2 en los pozos RC-14 y RC-15 perforados fuera del área comercial, presenta un buen desarrollo y continuidad estratigráfica.
B1'	En posiciones estructuralmente más bajas este cuerpo demostró aceite en el pozo RC-7 con una tasa de 330 BOPD y una gravedad de 23,7 API; el espesor de esta arena varía entre 30 a 45 pies, y presenta una porosidad de 20%. Este cuerpo fue probado como un productor de gas en el pozo RC-1, el cual arrojó un flujo de 7,7 MMSCFD (prueba realizada simultáneamente con las arenas B2).

Cuadro 2. (Continuación).

ARENAS BASALES	CARACTERÍSTICAS
B1	Este grupo de arenas presenta por lo menos tres cuerpos separados por delgados estratos de arcilla, los cuales debido a la naturaleza de los canales de arena y al sistema de depositación, pueden considerarse como un cuerpo integral. El pozo RC-4 probó el cuerpo más superior con una tasa de 772 BOPD; El espesor de estas arenas varía entre 22 y 68 pies, la porosidad promedio del registro de densidad es de 18% y la gravedad API obtenida de las pruebas de producción es de 24.
B0	Estas arenas se encuentran unos 40 pies estratigráficamente más altas que las arenas B0'; La producción de este cuerpo de arenas se probó en el pozo RC-4 con una tasa de 308 BOPD, y una gravedad de 25 API. El espesor promedio de esta arena es de unos 25 pies con una porosidad del 18%.
B0'	Constituyen el cuerpo inferior con un espesor de 45 pies de arenisca neta petrolífera. Este cuerpo de arenas fue probado en el pozo RC-15 con un flujo estabilizado de 740 BOPD, de 30 API, La gravedad API del petróleo encontrado en esta arena es la más alta del área.

Fuente: Petrobras modificado por los autores.

En las tablas 1 y 2 se muestran las características de los fluidos que se producen en el Campo Río Ceibas.

Tabla 1. Cromatografía del gas asociado.

COMPONENTE	% MOLAR
METANO (CH ₄)	86,15
ETANO (C ₂ H ₄)	7,21
PROPANO (C ₃ H ₈)	3,00
ISO-BUTANO (C ₄ H ₁₀)	0,62
N-BUTANO (C ₄ H ₁₀)	1,06
ISO-PENTANO (C ₅ H ₁₂)	0,35
N-BUTANO (C ₅ H ₁₂)	0,29
HEXANO PLUS (C ₆ +)	0,80
DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	0,01
NITRÓGENO (N ₂)	0,51

Fuente: Petrobras modificado por los autores.

Tabla 2. Valor calorífico del gas asociado.

PESO MOLECULAR PROMEDIO	VALOR CALORÍFICO	
	BRUTO	NETO
19.64 GR / MOL GR	1194,44	1084,16 BTU / PCN

Fuente: Petrobras modificado por los autores.

Tabla 3. Características del crudo producido.

CARACTERISTICAS	VALOR
TIPO	PARAFINICO
GRAVEDAD API PROMEDIO	20 – 31 API
PRESION DE VAPOR	29,7 PSIG
PUNTO DE INFLAMACION	47 F
PUNTO DE FLUIDEZ	55 F
VISCOCIDAD @ 80 F	118,50 CP
VISCOCIDAD @ 50 F	90,75 CP
VISCOCIDAD @ 100 F	25,97 CP
VISCOCIDAD @ 121 F	13,70 CP

Fuente: Petrobras modificado por los autores.

1.4.5.1 Porosidad. Se realizaron varios cálculos de porosidad usando los registros de densidad, neutron y sónico en todos los pozos del área; se observó que el registro neutron se ve considerablemente afectado por la presencia de arcillas, el registro sónico no da confiables lecturas debido a la baja compactación de las arenas de la formación Honda, requiriendo grandes correcciones, siendo entonces el registro de densidad el más adecuado con los valores obtenidos de los análisis de corazones. Los valores deben ser corregidos por un factor de 1.389 unidades de porosidad para ajustarlos a los valores determinados de los análisis de corazones¹⁰.

Esta aproximación se debe usar para las Arenas Superiores y Basales considerando que los dos grupos de arenas productoras presentan un modelo de depositación semeante. En general se calcularon valores de porosidad entre los 15% y el 21%.

1.4.5.2 Permeabilidad. La permeabilidad del Campo se ha estimado en cada pozo de acuerdo a registros PBU (Pressure Build Up). Los valores de las permeabilidades oscilan de 10 a 15 md para las Arenas Superiores y de 20 a 25 md para las Arenas Basales.

1.4.5.3 Saturación de Agua. Con el fin de calcular la saturación de los fluidos mediante la utilización de los registros eléctricos, se han hecho análisis a muestras de agua de formación tomadas en pruebas de producción en algunos pozos. En interpretación de los registros eléctricos. Existe una variedad de aguas presentes en los intervalos de la formación Honda y diferentes contenidos de arcilla, lo cual dificulta tener un valor confiable de saturación de agua. Se optó por utilizar un petróleo del 70%, considera representativa del área teniendo en cuenta el comportamiento histórico de los pozos perforados¹¹.

¹⁰ BRASPETRO, B. V., "Áreas de geología y yacimientos Asociación Caguan Petrobras Internacional", Junio 2007; p. 8

¹¹ *Ibíd.*, p. 10

1.4.5.4 Presiones de Formación. En el Campo Río Ceibas se han identificado dos sistemas independientes de presión de la formación. El grupo superior de las arenas productoras se clasifica como de presión sub-normal con un gradiente de formación de 0,34 psi/pie, y el grupo de las Arenas Basales se clasifica como de presión normal con un gradiente de 0,45 psi/pie, y el grupo de las Arenas Basales se clasifica como de presión normal con un gradiente de 0,45 psi/pie. Este sistema de presiones está ligado directamente con los mecanismos de producción actuando en cada grupo de arenas.

1.4.5.5 Reservas de Petróleo y Gas. Los volúmenes de petróleo y gas originales en el yacimiento se determinaron basados en el cálculo volumétrico de roca porosa y usando los factores de porosidad y saturación de agua original¹².

Como factor volumétrico de petróleo se usó un valor de 1.058 BY/BN para las Arenas Superiores y un valor de 1.100 para las Arenas Basales. Los factores volumétricos de gas no asociado usados fueron 75,8 PCN/PCY para las Arenas Superiores y de 125,4 PCN/BN, para las Arenas Basales.

Para el cálculo de los pies cúbicos de gas asociado con el petróleo en el yacimiento se usó un valor de 142 PCN/BN, para las Arenas Superiores y de 250 PCN/BN para las Arenas Basales, valores tomados como promedio de los resultados de los análisis PVT realizados a muestras de fluidos recuperados para cada grupo de arenas en varios pozos.

Las reservas de petróleo crudo para los dos grupos de arenas (Superiores y Basales) son de 37'270.000 Bbls. Las reservas últimas estimadas de gas asociado son de 41,7 MMSCF y 8 MMSCF de gas no asociado, esto incluyendo el gas almacenado.

1.4.5.6 Factores de Recobro. En los yacimientos de las Arenas Superiores se usó¹³ un factor de recobro del 12,8%, estadístico para yacimientos con mecanismos de gas en solución o por expansión de capa de gas. En los yacimientos de las Arenas Basales se usó un factor de recobro del 20%, considerando la extensión lateral de las arenas y el empuje de agua existente en algunos cuerpos de estas arenas.

De acuerdo con datos estadísticos de otros yacimientos con modelos de depositación similar en el Valle Medio del Magdalena, se han obtenido factores de recobro superiores al 30%.

Valores obtenidos con base en el modelo de H.J. Gruy y Asociados, para el cálculo de los factores de recobro usando las ecuaciones API, muestran resultados del

¹² *Ibíd.*, p. 11

¹³ *Ibíd.*, p. 13

orden de 42,98 %, en el caso de arenas con empuje de agua. En el caso de yacimientos con mecanismos de producción por gas en solución el factor de recobro calculado esta en el orden del 35,35%. Aunque estos valores podrian ser usados en el cálculo de reservas, se prefiere utilizar valores entre el 12% y el 20% lo cual entrega un margen muy confiable de seguridad.

En la tabla 4 se resumen las características del yacimiento.

Tabla 4. Parámetros de yacimiento.

PARÁMETRO		VALOR
POROSIDAD	ARENAS SUPERIORES	15-21 %
	ARENAS BASALES	
PERMEABILIDAD	ARENAS SUPERIORES	10-15 md
	ARENAS BASALES	20-25 md
SATURACIÓN DE AGUA		30%
SATURACIÓN DE ACEITE		70%
GRADIENTE DE FORMACIÓN	ARENAS PRODUCTORAS	0,45 PSI/PIE
	ARENAS BASALES	0,45 PSI/PIE
RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS	GAS NO ASOCIADO	8 MMSCFD
	GAS ASOCIADO	41,7 MMSCFD
	PETRÓLEO CRUDO	37'270.000 Bbls
FACTOR DE RECOBRO	ARENAS BASALES	20%
	ARENAS PRODUCTORAS	12,8%

Fuente: Petrobras modificado por los autores.

2. CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN POR PRESENCIA DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Durante mucho tiempo no se tenían en cuenta los posibles daños que se podían generar en los yacimientos productores a causa de las operaciones llevadas a cabo en los pozos, los métodos para prevenir los daños a la formación no se ejecutaban ya fuera por déficit de conocimientos en los mecanismos de los mismos o por insuficiente incentivo en la parte económica.

Por este motivo es importante reconocer el daño de formación y las causas para poder encontrar una solución a cada tipo de daño. Este capítulo se enfocará en el daño producido por la presencia de depósitos orgánicos.

2.1 DAÑO DE FORMACIÓN

La restricción del flujo de fluidos en un medio poroso se conoce como daño a la formación, este se genera cuando la permeabilidad se reduce en la vecindad del pozo, otra causa puede ser al introducirse fluidos mientras se realizan las operaciones de perforación, terminación y rehabilitación del pozo y la última causa es la producción de fluidos.

El daño de formación se puede cuantificar, para esto se necesita tener claridad entre el contraste del significado de un bajo índice de productividad y una baja tasa de producción y entender que son aspectos diferentes, por una parte se tiene la baja tasa de producción la cual está limitada a desperfectos del sistema de levantamiento o cuando se diseñan tuberías, por otra parte se tiene el bajo índice de productividad, este se compara con el mismo índice pero que se tenía en un inicio de la vida productiva, otra opción es realizar la comparación con pozos aledaños terminados en el mismo yacimiento. Si se desea analizar el índice de productividad, el mismo se debe medir, al mostrar un dato extrañamente bajo hay que buscar el por qué, esto si se encuentra que el flujo posee una capacidad baja y limitaciones cerca al pozo, se realiza pruebas de restauración de presión, normal, fluyente, capacidad del flujo y factor daño de formación¹⁴.

El volumen del fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo se conoce como el índice de productividad:

Ecuación 1. Índice de productividad.

$$J = \frac{q}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

Fuente: López, P. J. (2009). Métodos Aplicados en la Prevención de la Precipitación y uso de Inhibidores en el Tratamiento a los Asfaltenos. Universidad Nacional Autónoma de México.

¹⁴ Paccaloni G.: "New Methods Proves Value Of Stimulation Planning" Oil and Gas journal (Nov1979); p. 11.

Donde:

q = tasa de producción, Bb/día.
 \bar{P}_r = presión promedio del yacimiento, psia
 P_{wf} = presión fluyente de fondo de pozo, psia

Para un estado pseudo-estable la tasa de producción, se determina con la ecuación de Darcy para flujo radial:

Ecuación 2. Tasa de producción.

$$q = \frac{0,0070 Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

Fuente: López, P. J. (2009). Métodos Aplicados en la Prevención de la Precipitación y uso de Inhibidores en el Tratamiento a los Asfaltenos. Universidad Nacional Autónoma de México.

Donde:

r_e = radio de drenaje del pozo, pies.
 r_w = radio del pozo, pies.
 μ = viscosidad del petróleo, cP.
 B_o = factor volumétrico del petróleo, cP.
 s = factor de daño de formación, adimensional.
 K = permeabilidad efectiva, mD.
 h = espesor en la zona, pies.

Fuente: López, P. J. (2009). Métodos Aplicados en la Prevención de la Precipitación y uso de Inhibidores en el Tratamiento a los Asfaltenos. Universidad Nacional Autónoma de México.

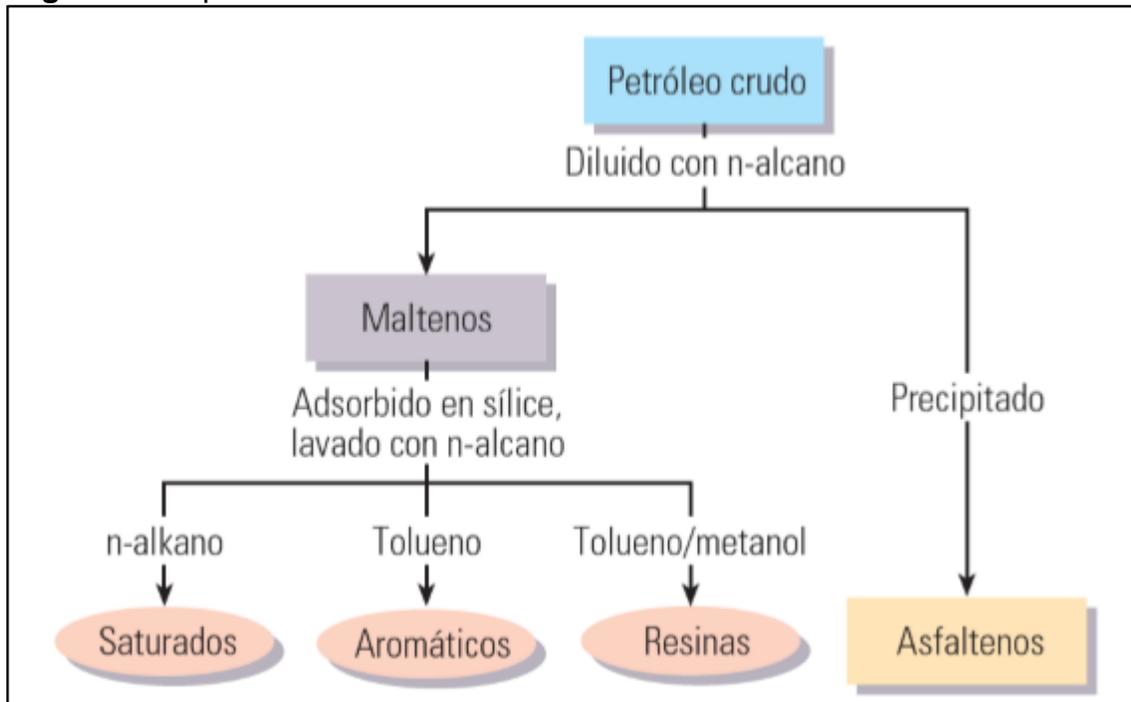
Se genera un bajo de presión si hay un área de permeabilidad descompuesta entorno al pozo, esto mientras el flujo con dirección al pozo iniciando en el yacimiento, reduciendo la presión de fondo fluyente, causando que el resultado de la resta de la presión promedio del yacimiento menos la presión fluyente de fondo de pozo tienda a aumentar, por consiguiente la productividad del pozo se reduce.

2.2 DAÑO DE FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

El petróleo se puede dividir en cuatro grupos orgánicos, muy importantes para su química: Saturados (no polares y son prácticamente alcanos), Aromáticos (son diferentes a las parafinas y naftenos, y son estructuras cíclicas, parecidas a los bencenos), Resinas (moléculas precursoras de los asfaltenos) y Asfaltenos. Para identificar el porcentaje de participación de cada uno de estos grupos en la composición de un petróleo se realiza un análisis llamado SARA, este experimento

consiste en la separación del petróleo crudo en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, los cuales se clasifican estos últimos son separados a partir de un solvente n-alcano como puede ser el n-heptano o propano. Se eliminan los componentes de la columna a través de diferentes solventes se genera el lavado. El procedimiento se muestra a continuación¹⁵.

Figura 3. Esquema del análisis SARA.



Fuente: López, P. J. (2009). Métodos Aplicados en la Prevención de la Precipitación y uso de Inhibidores en el Tratamiento a los Asfaltenos. Universidad Nacional Autónoma de México.

Últimamente y por causa de los inconvenientes que tren consigo a los procesos de transformación y producción ha aumentado la concentración con que se estudian los asfaltenos.

2.2.1 Asfaltenos. “Los asfáltenos típicamente son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno. Ferworn definió el término asfálteno como aquellos sólidos depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de n-pentano”¹⁶.

¹⁵ López, P. J. “Métodos Aplicados en la Prevención de la Precipitación y uso de Inhibidores en el Tratamiento a los Asfaltenos”. Universidad Nacional Autónoma de México., 2009., p. 22.

¹⁶ Alayon. M. “Asfaltenos Ocurrencia y Floculación”. Universidad de los Andes., 2004., p. 3.

Físicamente hablando los asfaltenos se consideran elementos sólidos en forma de polvo, se forman en base a crudo o componentes bituminosos, utilizando parafínicos, son de colores oscuros, también se pueden definir según solubilidad, ya que esta característica es evidente en solventes aromáticos, además no poseen punto de fusión exacto y normalmente sufren un proceso de expansión con el calor dejando restos carbonáceos, químicamente hablando son polímeros aromáticos con varios conjuntos alquilo y unos cuantos polares, conformados por anillos aromáticos.

“Los asfaltenos comúnmente tienen un peso molecular alto, que va desde 1.000 hasta 20.000 y un punto de ebullición por encima de los 540 °C. Esta variación en peso molecular pone de manifiesto la existencia del fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que se sabe que dicha asociación da como resultado valores altos en peso molecular.”¹⁷.

Los petróleos pesados tienen las más grandes concentraciones en el grupo de los asfaltenos, normalmente se conservan estables en el proceso de producción y no causan la obstrucción del pozo, los inconvenientes de precipitación de asfaltenos ocurren más en los crudos leves, estos se hallan en yacimientos con presiones mucho más altas al punto de burbujeo.

2.2.2 Modelos de precipitación. El proceso en el cual los compuestos de ese principio surgen en fase insoluble es llamado precipitación de asfaltenos, la consecuencia de los cambios que ocurren en escenarios termodinámicos y operacionales del sistema, causan que el material asfaltenico no sea estable.

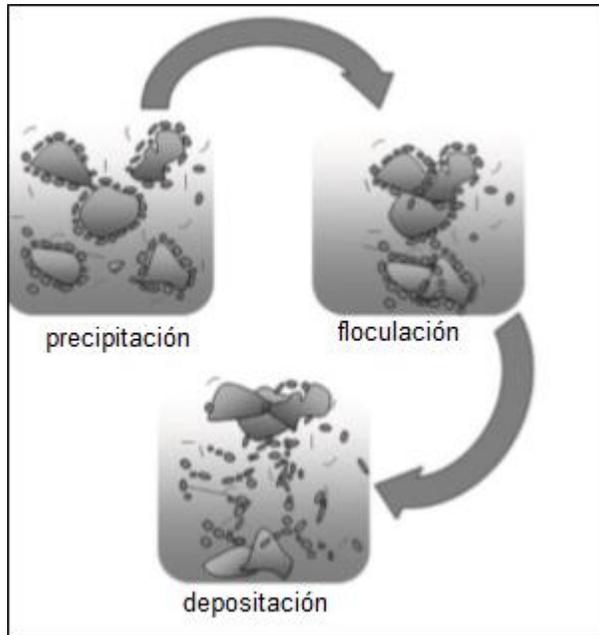
“Se manifiesta cuando las partículas de manera similar caen, rompen la emulsión, chocan y se agregan unas a otras figura 4. En esta etapa los flóculos se conservan suspendidos en el crudo sin generar inconvenientes. El aumento de los flóculos forma agregados (etapa de agregación) que pueden permanecer suspendidos y ser arrastrados por la corriente de fluido si su velocidad es alta”¹⁸.

Por último en el momento en que los asfaltenos se fijan a un medio poroso o tubería sucede la degradación.

¹⁷ Centeno G, Trejo, F, Ancheyta, J . “Presipitación de asfaltenos del crudo Maya en un Sistema a presión”. Rev. Soc. Quim México 2004 pg. 10

¹⁸ Hocol S.A Colombia. “Final draft report of the formation damage study In the La Canada Field”. Petroleum Services Inc./HTV Global Resource Ventures Inc

Figura 4. Representación de la precipitación, floculación y deposición de asfaltenos.



Fuente: CABRALES CAMPO, Laura Tatiana. Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente sub-saturados de aceite volátil. Revista fuentes: El reventón energético. Vol 9 N° 2 de 2011-jul/dic-pp 73/84. p.2.

2.2.2.1 Modelo termodinámico continuo prevé la conducta de fase que tienen los componentes orgánicos pesados cuando se encuentran inmersos en un crudo. Las características y dispersión en el crudo dependen de los pesos moleculares y de la estructura química del petróleo.

Se puede hallar una modificación del equilibrio molecular se pueden dar en la precipitación de elementos con gran peso molecular que implican una alteración dada por el cambio en el balance. Este proceso se define como un proceso reversible en materia termodinámica porque se entiende el esparcimiento de partículas de asfaltenos que posteriormente alcanzan estabilidad en el crudo. Un ejemplo es como resultan disueltos en el tolueno.

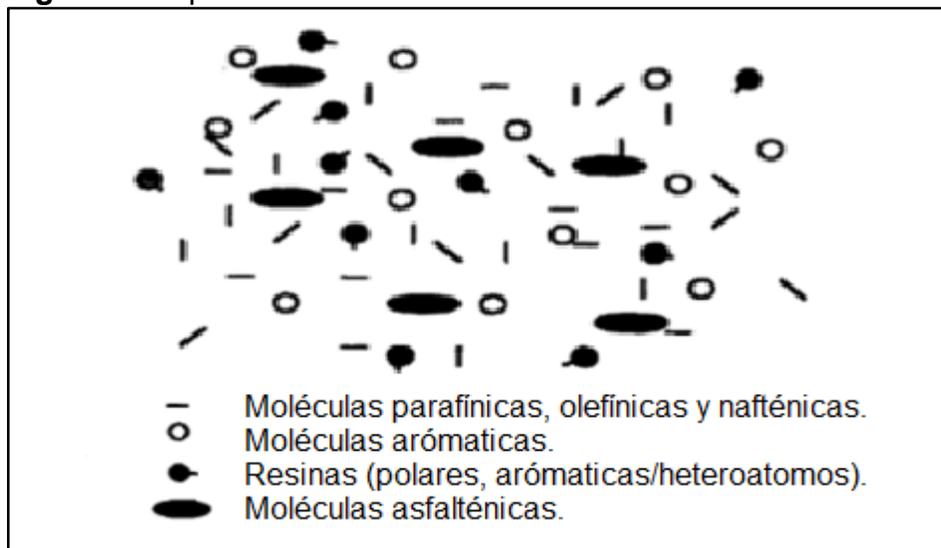
Los dos conceptos más relevantes a los que se les adjudica conservar la solubilidad dual son el equilibrio de moléculas con mucho y poco peso molecular y el equilibrio entre moléculas polares y no polares, cuando se agregan solventes miscibles al sistema se destruye la estabilidad y las moléculas como el asfalteno se alejan de la mezcla.

“Los puentes de hidrógeno y los heteroátomos de azufre y nitrógeno de las moléculas orgánicas pesadas pueden empezar a agregarse o a polimerizarse y se produce una fase sólida que se separa del crudo”¹⁹.

En 1984 se planteó el primer modelo termodinámico autoría de Hirschberg, este trata acerca de la precipitación de asfaltenos por medio de equilibrio termodinámico alterable L-L de un compuesto de pseudo – componentes, por tanto el solvente se compone por asfaltenos y las fracciones.

Se sabe que el crudo tiende a dividirse en dos fracciones líquidas cuando este se encuentra con una presión y temperatura específicas, una fracción se compone por asfaltenos y la otra fracción por asfaltenos y solvente siendo mayor la cantidad del último. “Numerosos investigadores han aportado mejora en cuanto al cálculo de los parámetros de solubilidad de los asfaltenos y la caracterización de las fracciones pesadas presentes en el petróleo”²⁰. Lo que se aprecia en la Figura 5.

Figura 5. Representación del modelo dinámico continuo.



Fuente: LEONTARITIS, K.J. (1989). Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem manifestations and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892.p.13.

2.2.2.2 Modelo termodinámico coloidal. Las moléculas que se componen por asfaltenos son moléculas no solubles y que se esparcen en el crudo logrando la unión de 3 o 4 moléculas con el fin de componer un coloide.

¹⁹ OSPINO, T.G. (2009). Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo, Universidad Nacional de Medellín p.14.

²⁰ LEONTARITIS, K.J. (1989). Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem manifestations and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892.p.5.

Este modelo plantea que los asfaltenos forman partículas sólidas con diversidad de volúmenes que se encuentran en el crudo y son de figura coloidal además de ser estables gracias a las moléculas de las resinas que se obtienen superficialmente.

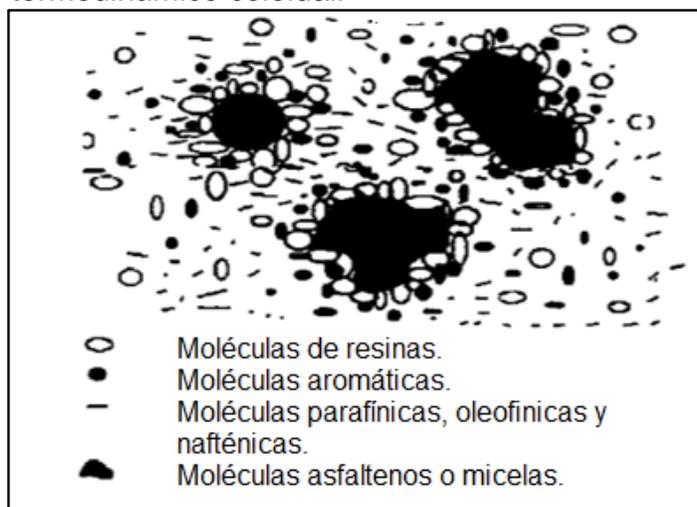
Se forman flóculos gracias a la energía que causa la atracción de VanDerWaals esto sucede en el momento en que las resinas adquiridas se diluyen en solución además cuando a los asfaltenos se les aplica agregación. Los estudios de la teoría en mención tienen como base experimentos que explican que al lograr equilibrio de la adhesión entre resinas y asfaltenos se obtiene floculación sin reversa de asfaltenos esto siempre y cuando se añadan solventes parafinicos. Para la solubilización de asfaltenos se depende de las resinas ya que estas minimizan su agregación este proceso además depende de la concentración de las resinas en el crudo.

Estos modelos se contextualizan en la termodinámica estadística y ciencia coloidal. Leontaris propone que la agregación de asfaltenos y la floculación de los mismo en moléculas de gran tamaño son causadas por el intercambio de elementos peptizantes, para lograr un equilibrio molecular con los otros componentes del crudo se necesita la capa exterior de la micela de la cual su longitud depende del medio natural de los asfaltenos y resinas, presión y demás factores, esta logra el equilibrio de los mismos y además previenen la floculación.

El modelo termodinámico coloidal usa herramientas como la termodinámica macroscópica y la ecuación del estado con las que logra desarrollar las deducciones y calcular el equilibrio L-V y así determinar la fase en la que los asfaltenos logran flocular²¹. Como se aprecia en la Figura 6.

²¹ LEONTARITIS, K.J. (1989). Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem manifestations and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892.p.8.

Figura 6. Representación del modelo termodinámico coloidal.



Fuente: LEONTARITIS, K.J. (1989). Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem manifestations and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892.p.13.

2.2.3 Factores que producen la precipitación de asfaltenos. Se ha descubierto que la floculación y precipitación de asfaltenos que son causados por la desestabilización de asfaltenos, tienen como causa principal la alteración del balance que genera la permanencia de los coloides en la solución. Existen varias clases de alteraciones podemos encontrar al alteración química, la alteración mecánica y la alteración termodinámica, etc. Cuando hay alteración en el crudo en variables como la temperatura, la presión o composición pueden desestabilizar los asfaltenos, causando al mismo tiempo floculación y precipitación de asfaltenos.

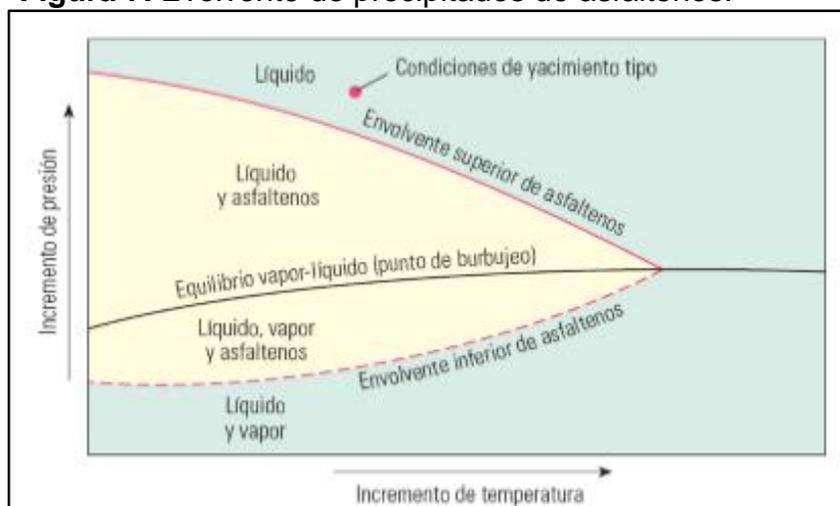
2.2.3.1 Factores termodinámicos. Las alteraciones de los factores más relevantes del proceso de producción como la temperatura y la presión causan dispersibilidad molecular, estas variaciones normalmente se generan por que el crudo interactúa con obstrucciones, que manejan la velocidad de flujo y así mismo genera o evita el fenómeno de precipitación.

- **Efecto de la Temperatura:** Si el crudo sufre una baja de temperatura también baja la solubilización que tienen los componentes del petróleo, aunque no se tengan en cuenta los asfaltenos que también bajan lo que genera la desestabilización de micelas unión resina con asfalteno y cúmulos.
- **Efecto de la presión:** Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación

promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resina-asfalteno es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-asfalteno se agregan formando grandes cúmulos que pueden llegar a precipitar.

Para entender mejor el papel que juega la temperatura y la presión en la formación de asfaltenos, se puede observar la Figura 7, esta muestra un tipo ejemplar de envolvente para un yacimiento dado, de ella podemos discernir si existe posibilidad de precipitación de asfaltenos o a qué condiciones tendríamos que estar para tener este problema.

Figura 7. Evolvente de precipitados de asfaltenos.



Fuente: Lopera, S., & Ruiz, M. (2009). Aumento de Productividad por Remoción de Asfáltenos de Algunos Campos del Piedemonte Llanero Colombiano Operados por BP Colombia. Medellín.

2.2.3.2 Factores químicos. Existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfaltenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los distintos factores que producen la precipitación del asfaltenos se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas.

Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfaltenos se listan a continuación²²:

²² TRBOVICH, M.G. & KING, G.E. (1991). Asphaltene Deposit Removal: Long – Lasting Treatment with a Co-Solvent. Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038. p.32.

- **Inyección de dióxido de carbono:** El dióxido de carbono es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad y en el hinchamiento del crudo. Sin embargo el CO₂ representa una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores. El CO₂ produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH, cambios de composición y formación de turbulencias.
- **Inyección de gases ricos:** La inyección de gases ricos desestabiliza a los asfaltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfálticas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrógeno alta.
- **Procesos de estimulación:** El contacto del crudo con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona e incluso glicol o solventes duales a base de surfactantes, que no poseen componentes aromáticos, pueden causar la floculación de los asfaltenos a partir de la solución. En procesos de acidificación con ácidos minerales fuertes se causa cambios bruscos en el equilibrio químico local por pH y por liberación de dióxido de carbono, como también se eleva la concentración de iones.

2.2.3.3 Factores Eléctricos. Distintas investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfaltenos a nivel de medio poroso, y determinaron que la causa principal era la desestabilización de los asfaltenos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso. Asimismo, demostraron que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca. Esta carga ha sido considerada, parcialmente, como responsable de la estabilidad de la micela asfalteno-resinas, según el modelo coloidal. De esta manera las micelas se mantienen estabilizadas, entre otras cosas, debido a la repulsión entre cargas del mismo signo ubicadas sobre los núcleos de las micelas. La generación de un potencial de corriente producido por el flujo de fluidos a través del medio poroso o la aplicación de un potencial externo suficientemente grande, puede neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación²³.

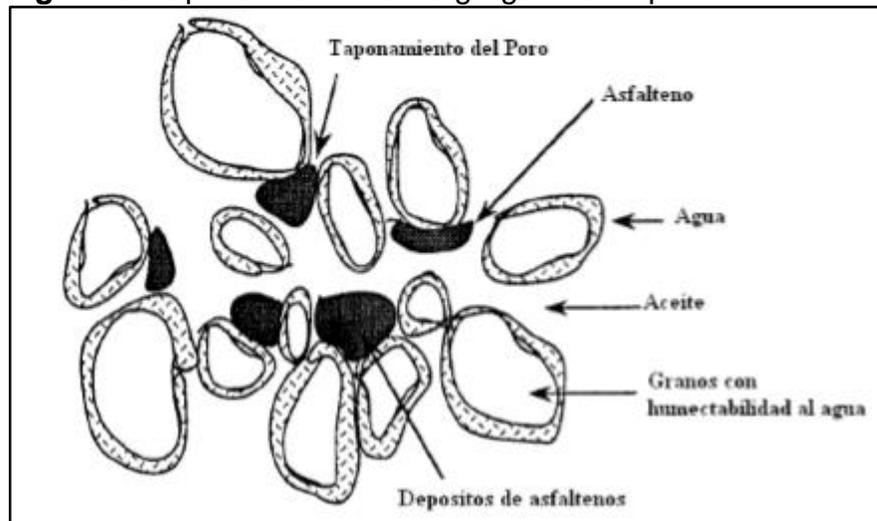
2.2.4 Problemas asociados a los asfaltenos. En diversos estudios se ha encontrado que los asfaltenos son los principales componentes en diferentes aceites crudos, y debido a su caracterización de no ser refinables, y son motivadores de diversos problemas en su manejo, tales como taponamiento de equipos, depositación en líneas, reducción de la producción de productos destilables en la refinación del aceite crudo debido a su alta resistencia a la desintegración.

²³ TRBOVICH, M.G. & KING, G.E. (1991). Asphaltene Deposit Removal: Long – Lasting Treatment with a Co-Solvent. Society of Petroleum Engineers (SPE) 21038.p.2.

Adicionalmente, debido a la presencia de metales pesados, los asfaltenos son difíciles de biodegradar, haciéndolos los compuestos más indeseables desde el punto de vista de tratamiento de desperdicios de petróleo. Entre los daños más comunes se encuentra:

2.2.4.1 Taponamiento de las gargantas de poro. Los depósitos cercanos al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto a las incrustaciones que se encuentran en las tuberías, estas bloquean los empaques de grava y las mallas, además de los poros de la matriz. Por lo general, se forman después de largos periodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Su eliminación es por medio de disolventes químicos o ácidos que pueden contribuir a aumentar las tasas de producción en forma notable.

Figura 8. Taponamiento de las gargantas de poro.

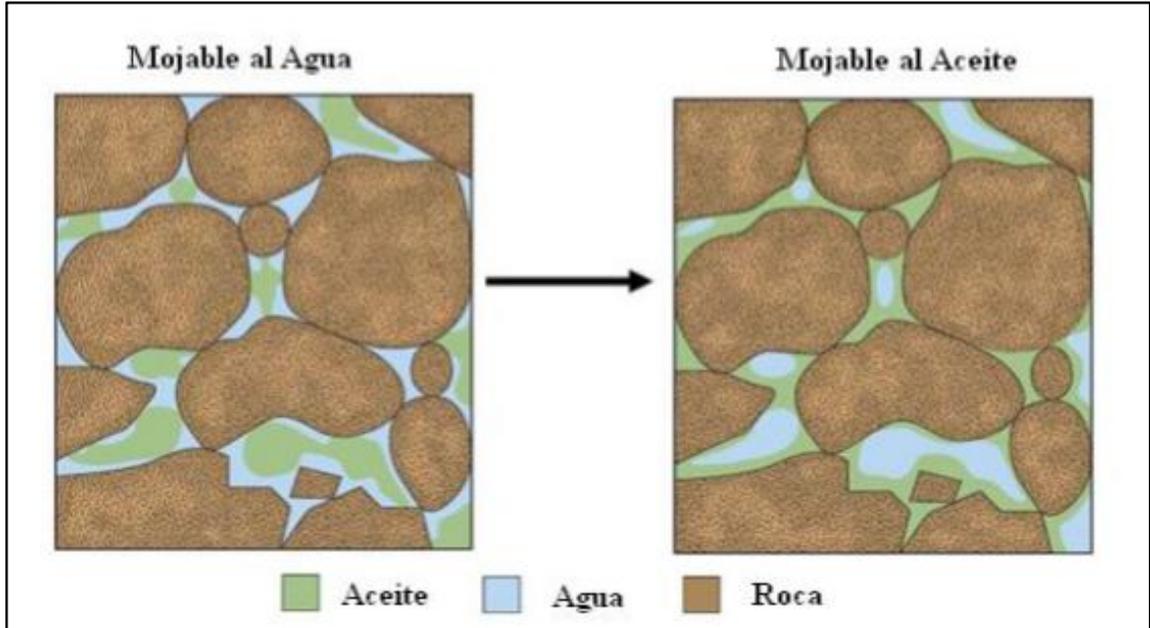


Fuente: Leontaritis KJ, 1989, Asphaltene Deposition: A comprehensive Description of Problem Manifestations and Modeling Approaches, SPE 18892.

El taponamiento conlleva a otros problemas como la reducción de la porosidad, cambio en la humectabilidad y reducción en la permeabilidad.

2.2.4.2 Cambios en la humectabilidad de la roca. Cuando se tiene depositación de asfaltenos en la matriz de la roca, se tiene la alta posibilidad de cambio de humectabilidad. Esto es debido a las partículas asfálticas que se depositan y se adhieren a la roca generatriz, como en la mayoría de los casos los yacimientos son humectables al agua, es decir el crudo tiene mayor facilidad para moverse, pero debido a los asfaltenos depositados se crea una capa que provoca una humectabilidad inversa, es decir pasa de ser mojable al agua a ser mojable al aceite, provocando como efecto secundario el aumento del corte de agua.

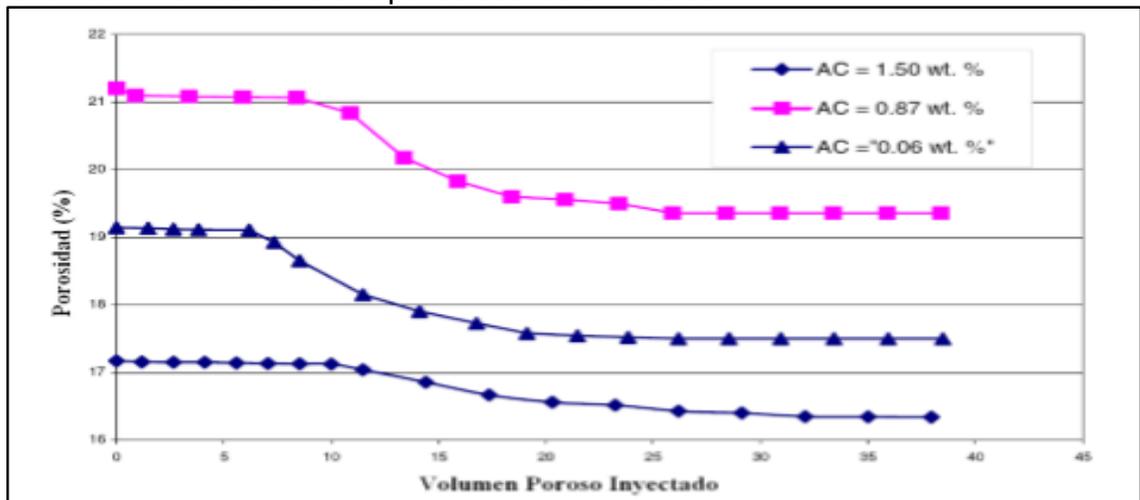
Figura 9. Cambio de la humectabilidad de la roca de un yacimiento.



Fuente: Lopera, S., & Ruiz, M. (2009). Aumento de Productividad por Remoción de Asfáltenos de Algunos Campos del Piedemonte Llanero Colombiano Operados por BP Colombia. Medellin.

2.2.4.3 Reducción de la porosidad de la roca. Otro problema que trae la depositación de los asfáltenos dentro de la roca es la reducción de la porosidad, dado que ellos ocuparan parte del volumen poroso de la roca y finalmente reducen el valor de la esta. A continuación se mostrara el ejemplo del laboratorio realizado por Shedid A (2001) para producir la precipitación se fluye n-hexano.

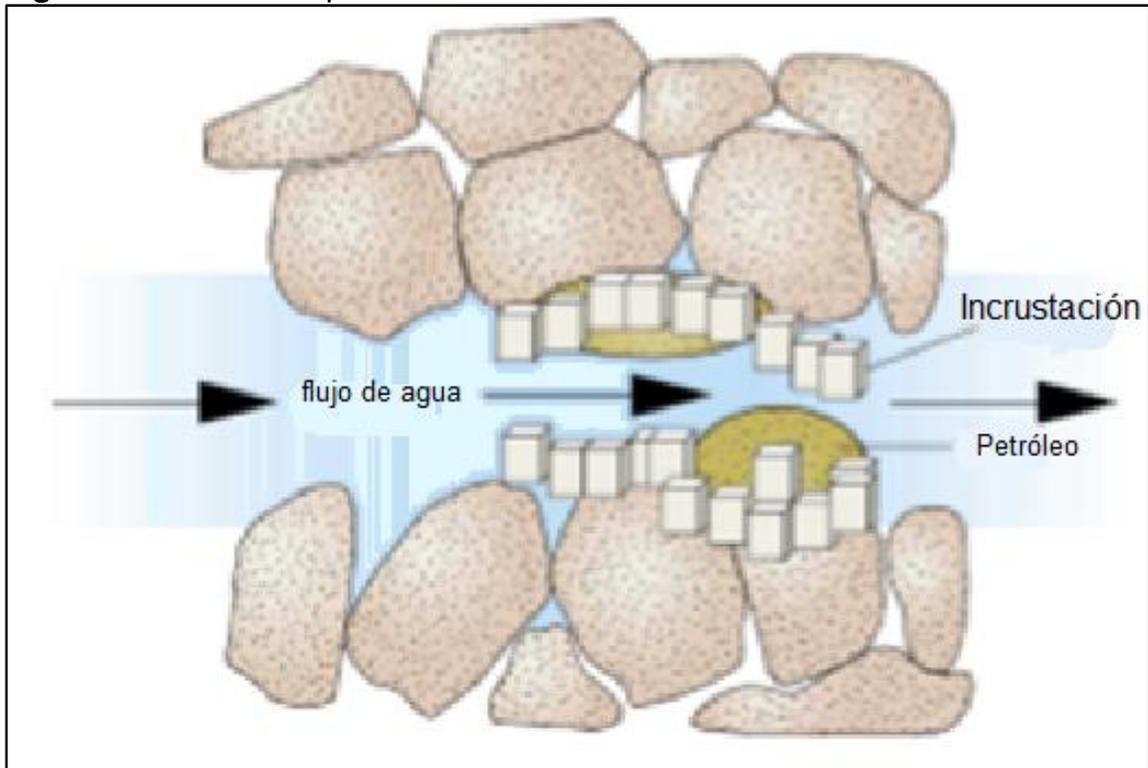
Gráfica 2. Reducción de la porosidad de un núcleo.



Fuente: Lopera, S., & Ruiz, M. (2009). Aumento de Productividad por Remoción de Asfáltenos de Algunos Campos del Piedemonte Llanero Colombiano Operados por BP Colombia. Medellin.

2.2.4.4 Cambios en la permeabilidad de la roca. Los daños provocados en la matriz por los depósitos orgánicos, no solamente producen un aumento en el corte de agua (f_w), también conllevan a una restricción del flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad, esto debido al espacio ocupado por los depósitos ubicados en las gargantas de los poros, como el área de flujo disminuye, la permeabilidad tiende a disminuir. En la siguiente figura se muestra con mayor claridad el proceso ocurrido.

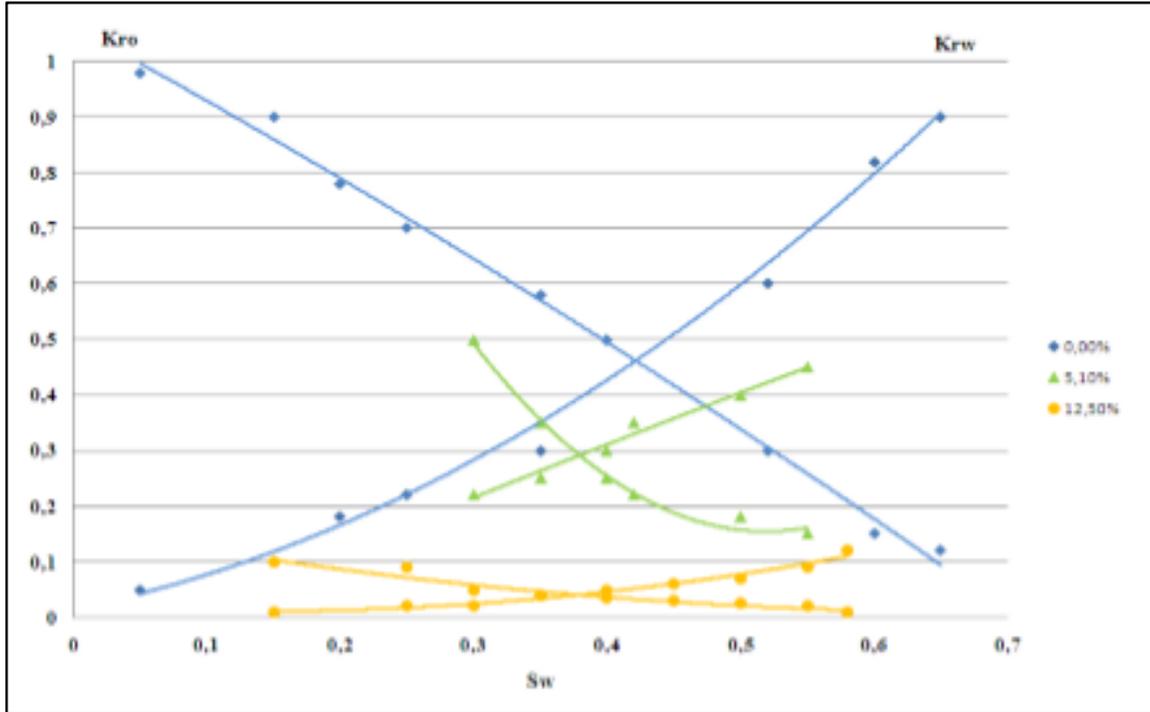
Figura 10. Daño de la permeabilidad del sistema.



Fuente: Lopera, S., & Ruiz, M. (2009). Aumento de Productividad por Remoción de Asfaltenos de Algunos Campos del Piedemonte Llanero Colombiano Operados por BP Colombia. Medellín.

Este es uno de los problemas más importante al que se enfrenta, según Kocabas, (1998) este problema puede ser peor, sus investigaciones muestran que el daño puede provocar una reducción de la permeabilidad hasta del 50% de la permeabilidad total. A continuación se presenta un ejemplo extraído de la literatura donde se analiza el daño en permeabilidad producido de la precipitación de asfaltenos.

Gráfica 3. Daño en la permeabilidad del sistema.



Fuente: Kamath VA, Yang J and Sharma GD, 1993, Effect of Asphaltene Deposition on Dynamic Displacements of Oil by Water, SPE 26046.

En las pruebas anteriores se usó un núcleo berea, y se ve que al incrementar la depositación de los asfaltenos se produce un incremento en el taponamiento de los poros causando una reducción en la permeabilidad absoluta, para Kamath el problema es más pronunciado cuando los medios porosos de los núcleos son más reducidos, y al igual de Kocabas opina que estos pueden tener una reducción hasta de un 50% de la permeabilidad absoluta.

2.2.4.5 Taponamiento de las tuberías de producción y equipos de superficie.

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. El efecto primario de la formación de estos depósitos en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción. Este problema viene asociado con la producción de arenas, ya que si se tiene además este problema las incrustaciones pueden ser un problema bastante grande y constante, por lo general los depósitos pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos. Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías.

Figura 11. Taponamiento de la tubería de producción.



Fuente: Lopera, S., & Ruiz, M. (2009). Aumento de Productividad por Remoción de Asfáltenos de Algunos Campos del Piedemonte Llanero Colombiano Operados por BP Colombia. Medellín.

2.3 DAÑO DE FORMACIÓN PRESENTADO EN RÍO CEIBAS

El grupo de daño de formación (GDY) de Ecopetrol realizó todo el proceso de caracterización e identificación del daño para las Arenas Superiores y Basales del Campo Río Ceibas, para este Estudio de Daño de formación los pozos seleccionados fueron: Río Ceibas 3 y Río Ceibas 5 abiertos en las Arenas Superiores, Río Ceibas 40, Río Ceibas 60, Río Ceibas 63 y Río Ceibas 64 abiertos en las Arenas Basales y Río Ceibas 24, Río Ceibas 84 y Río Ceibas 86 abierto en ambas arenas, estos pozos son los más representativos para determinar daño de formación en los distintos bloques seleccionados del campo Río Ceibas.

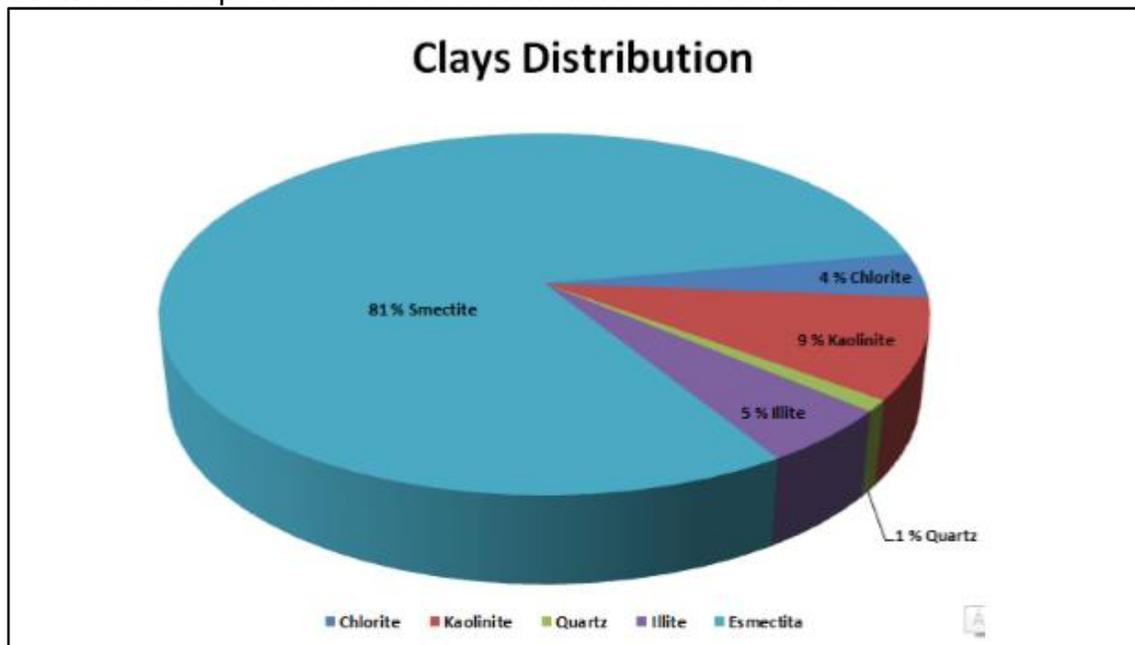
El modelo dinámico cuantifica los efectos de daño de formación que se generan como consecuencia de la caída de presión en el yacimiento. Un refinamiento local, 5 pies de longitud alrededor de cada uno de los pozos, fue implementado a fin de

monitorear el avance de cada uno de los mecanismos de daño. Este refinamiento permite definir con claridad los radios óptimos de penetración requeridos para el diseño de los tratamientos de estimulación.

2.3.1 Fuentes o causantes. Las principales fuentes que se presentan en el Campo Río Ceibas son:

2.3.1.1 Finos. La gráfica 4, muestra los datos de mineralogía promedios obtenidos para la fracción de arcilla encontrada en los diferentes tipos de roca que conforman las Arena Superiores y Basales. Se detecta la presencia de material que potencialmente pueden hincharse como Esméctica, otros que pueden desestabilizarse y migrar tales como Caolinita, Clorita e Illita, todos estos se encuentran en importantes cantidades de tal forma que pueden generar un alto impacto en pérdida de productividad del pozo, se determina que la Esméctica produce los mayores problemas de reducción del espacio poroso por la cantidad en la que se encuentra y debido que el campo fue sometido procesos de inyección de agua de captación dulce.

Gráfica 4. Composición de la Fracción Arcillosa de la Roca.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 13.

• **Análisis de tasa crítica:** Para todos los pozos seleccionados se hace un escalamiento de la tasa crítica, lo cual depende de entre otros del espesor cañoneado, por eso varía para cada pozo y para cada caso se compara con la historia de producción para observar periodos de movilización de finos.

La gráfica 5, muestra que el pozo Río Ceibas 3 presenta algunos picos de producción por pequeños periodos de tiempo que está por encima de la máxima tasa de flujo crítica escalada. Se determina que el daño de formación por migración de finos es pequeño para este caso.

Gráfica 5. Producción de Líquidos Totales vs Rata Critica Río Ceibas 3.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 16.

La gráfica 6 muestra que el pozo Río Ceibas 84 presenta un periodo de producción (oscilante), por encima de la máxima tasa de flujo crítica escalada. Sin embargo, el daño de formación por migración de finos es bajo.

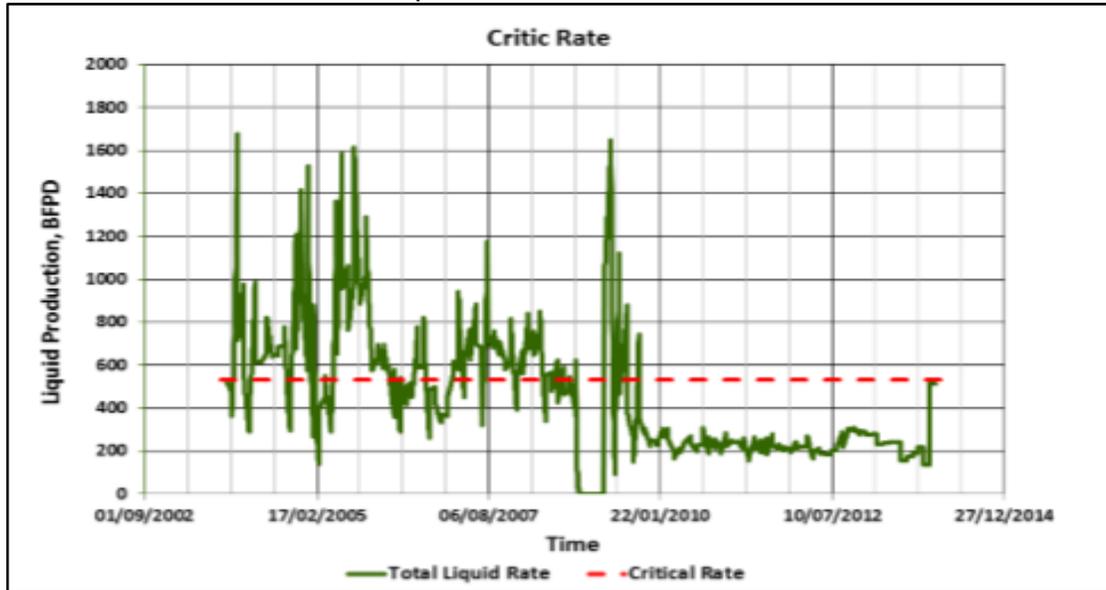
Gráfica 6. Producción de Líquidos Totales vs Rata Critica Río Ceibas 84.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 17.

La gráfica 7 muestra que en el pozo Río Ceibas 86 la producción de líquidos estuvo la mayor parte del tiempo por encima de la máxima tasa de flujo crítica escalada. Se determina que el daño de formación por migración de finos es importante.

Gráfica 7. Producción de Líquidos Totales vs Rata Crítica Río Ceibas 86.

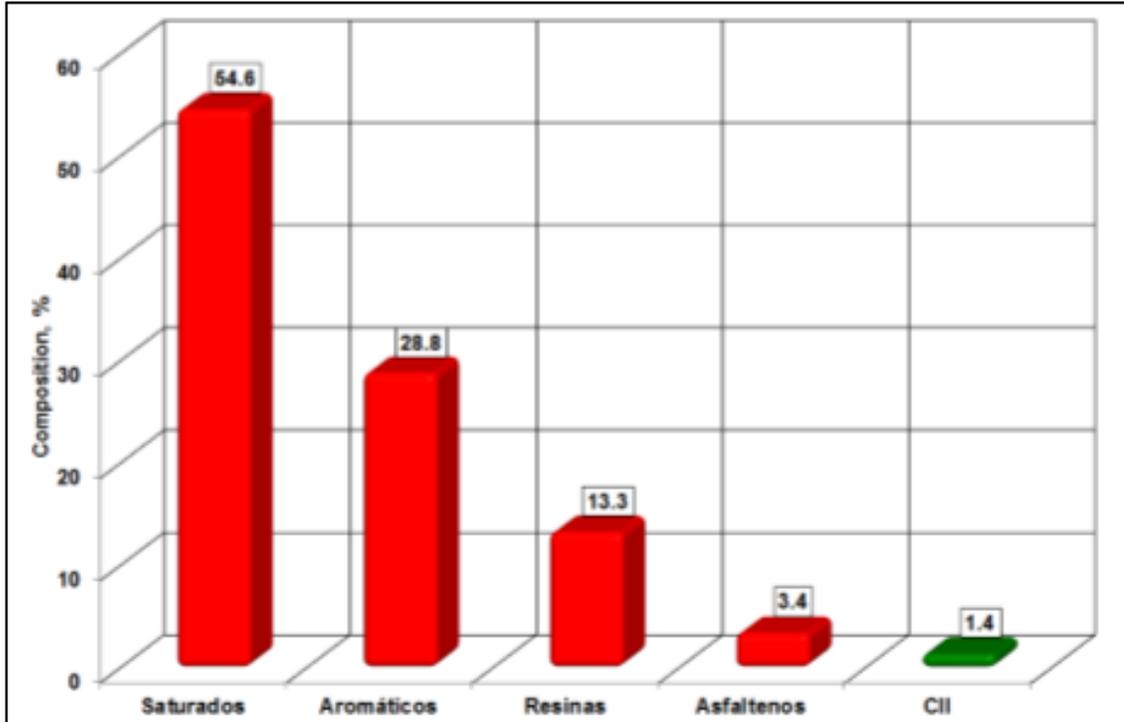


Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 18.

2.3.1.2 Depósitos orgánicos. Para los crudos de las Arenas Superiores y Basales del Campo Río Ceibas se generaron las curvas de envolventes de parafinas y asfáltenos requeridas para la simulación del daño de formación. Con las envolventes y el ajuste histórico de presiones en el sector model para cada caso se puede estimar la magnitud del daño de formación por depósitos orgánicos de manera cuantitativa. El índice de estabilidad coloidal de depósitos orgánicos es mayor a 1 indicando inestabilidad del crudo.

La gráfica 8 refleja una estimación del promedio de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositados a lo largo de la vida productiva de todos los pozos del Campo Río Ceibas, para observar la distribución aproximada total.

Gráfica 8. Análisis SARA promedio de los pozos del Campo Río Ceibas.



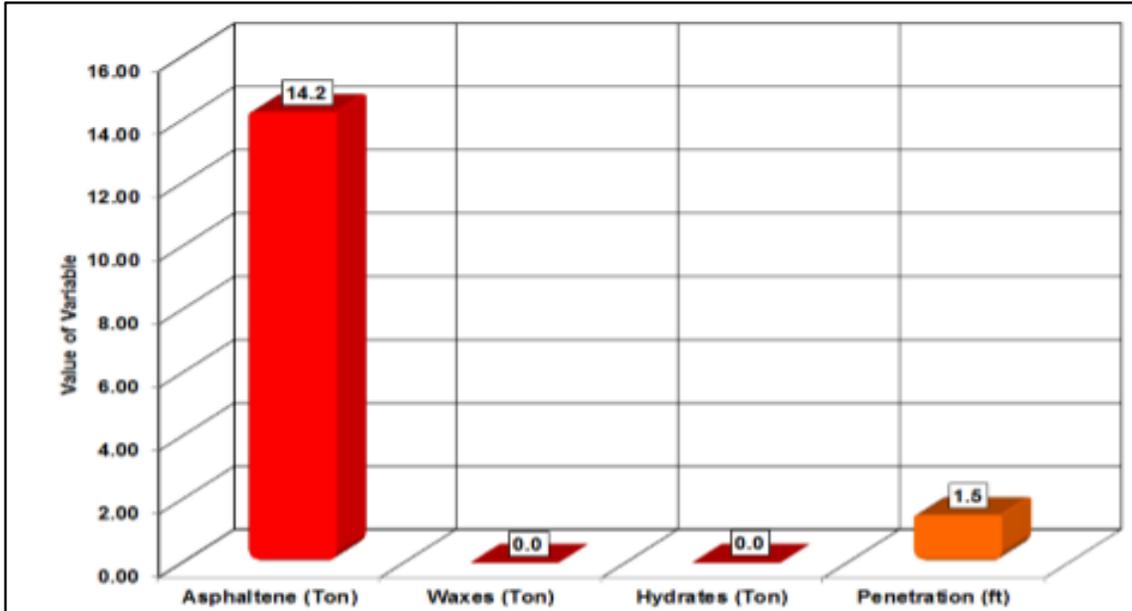
Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 19.

De acuerdo al informe de Petrobras se concluyen los resultados para los pozos abiertos en las arenas superiores, se observa que hay precipitación de asfaltenos en la arena. En resumen, se puede identificar que la magnitud de daño de formación por orgánicos varía entre 13 y 93 lo cual representa porcentajes muy importantes del daño de formación total y los radios de penetración del daño de formación varían entre 1.0 y 1.6 ft y la relación resinas asfaltenos es mayor a 2.5 por lo tanto la precipitación es asfaltenica.

Para los pozos abiertos en las arenas basales, se observa que hay precipitación de asfaltenos en la arena. En resumen, se puede identificar que la magnitud de daño de formación por orgánicos varía entre 2 y 120 del total del daño de formación, al igual que antes una fracción importante y los radios de penetración del daño de formación varían entre 0.4 y 1.1 ft.

De acuerdo al informe la gráfica 9 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositados a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 3 de la Arenas Superiores.

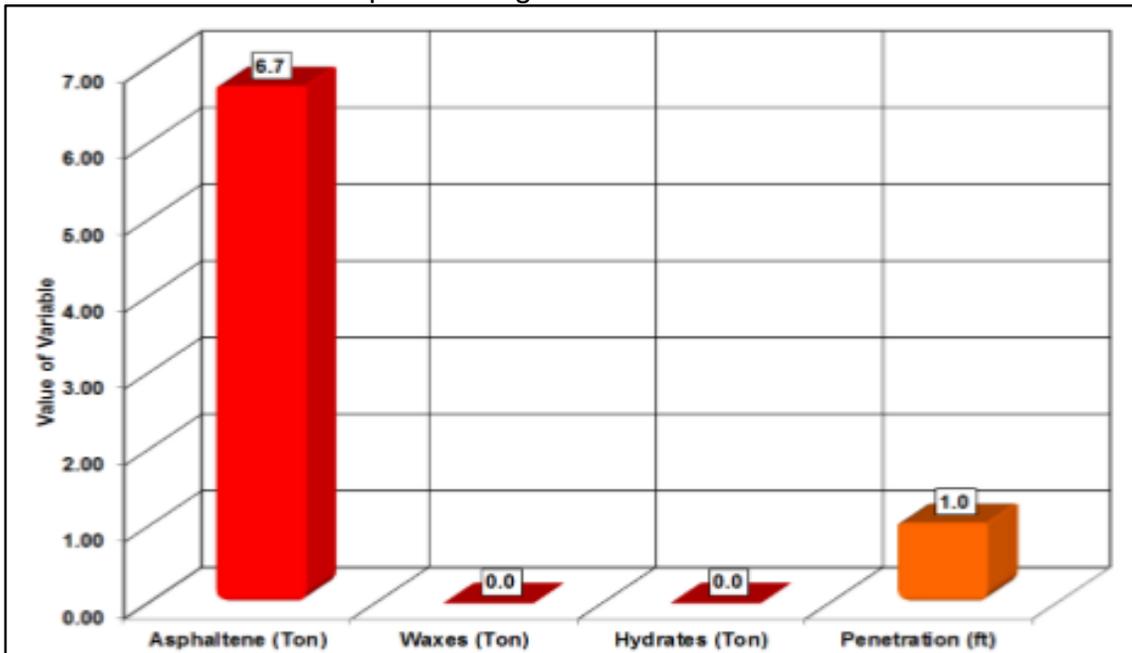
Gráfica 9.Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 3.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 20.

La gráfica 10 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 5 de la Arenas Superiores.

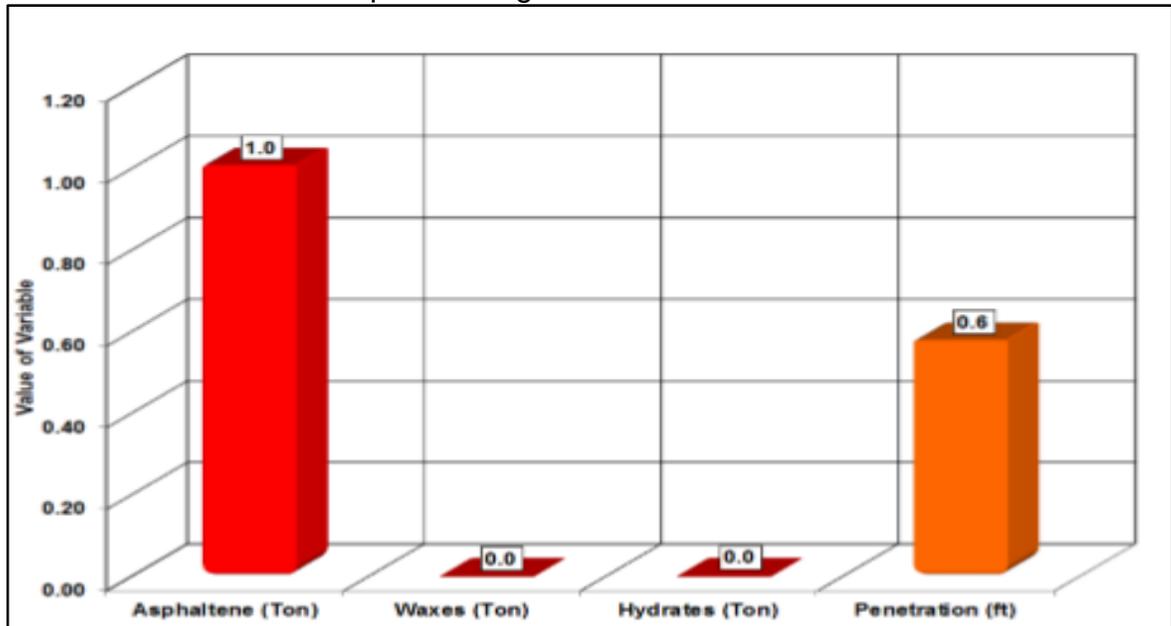
Gráfica 10.Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 5.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 20.

La gráfica 11 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 24 ambas arenas.

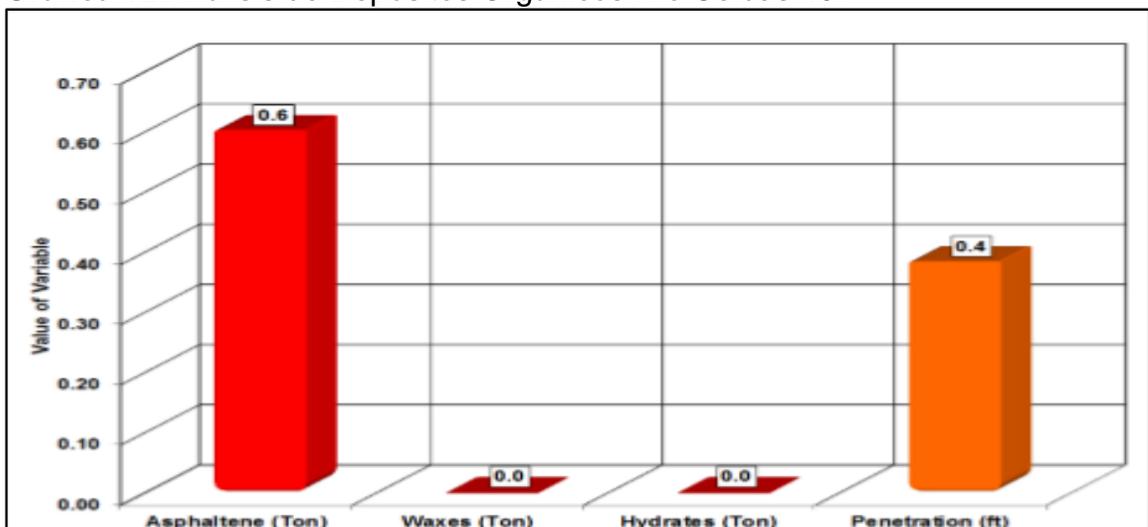
Gráfica 11. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 24.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 21.

La gráfica 12 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 40 de la Arenas Basales.

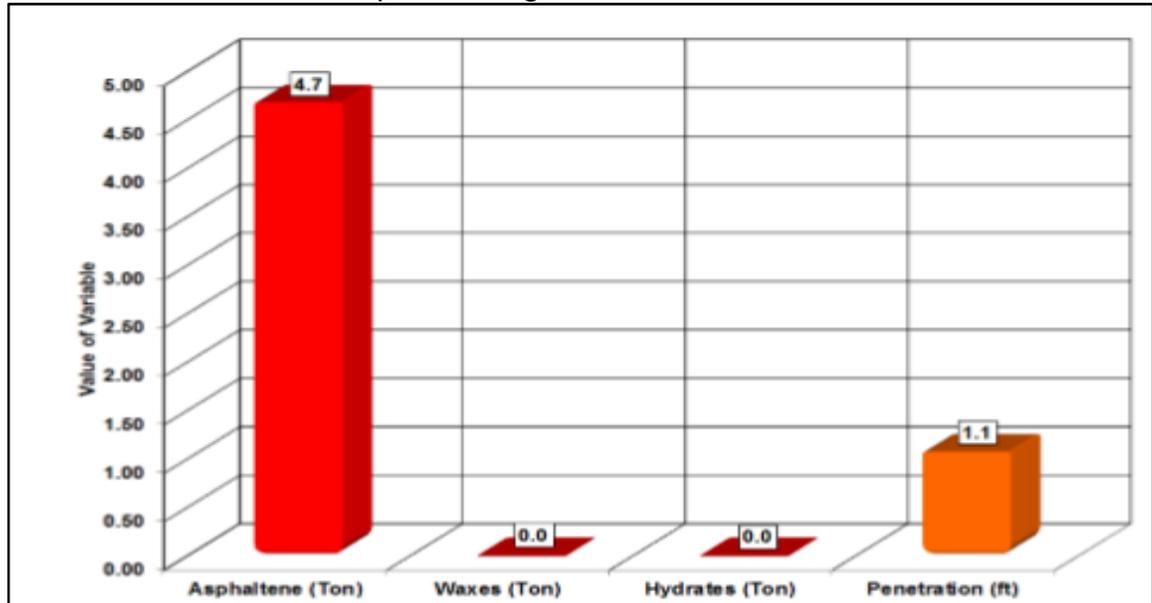
Gráfica 12. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 40.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 21.

La gráfica 13 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 60 de la Arenas Basales.

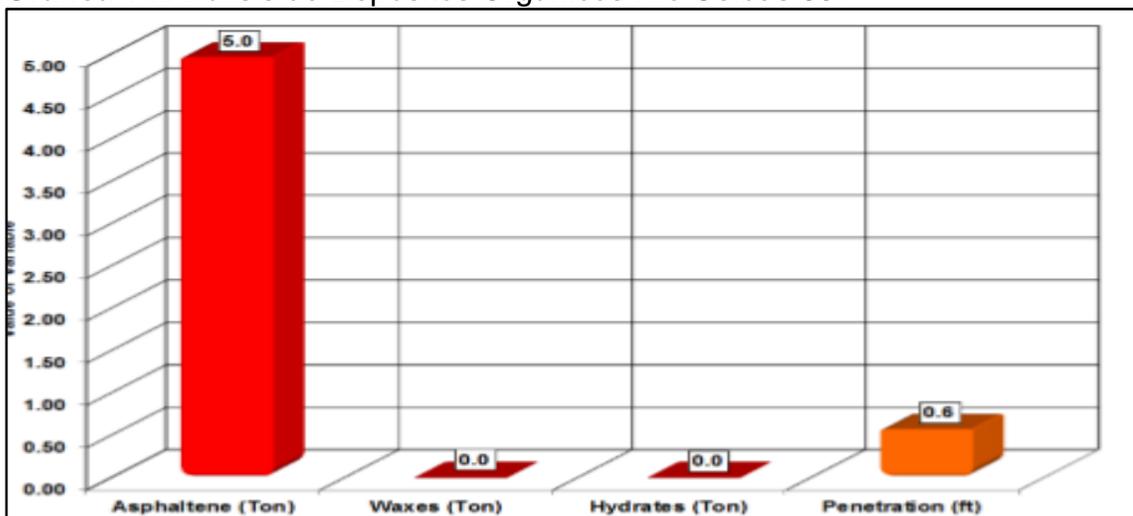
Gráfica 13. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 60.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 22.

La gráfica 14 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 63 de la Arenas Basales.

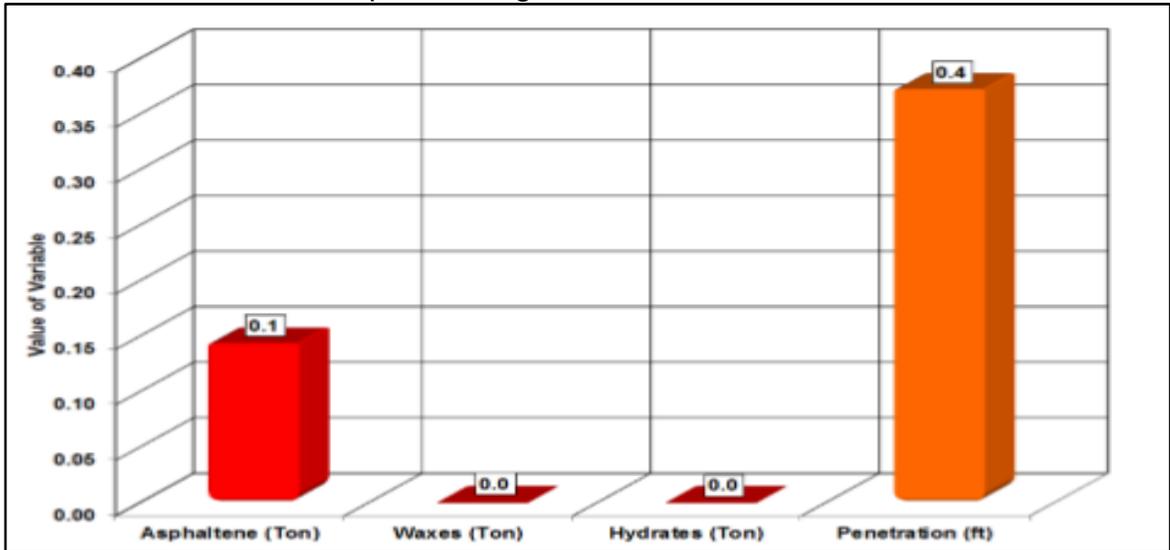
Gráfica 14. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 63.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 22.

La gráfica 15 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 64 de la Arenas Basales.

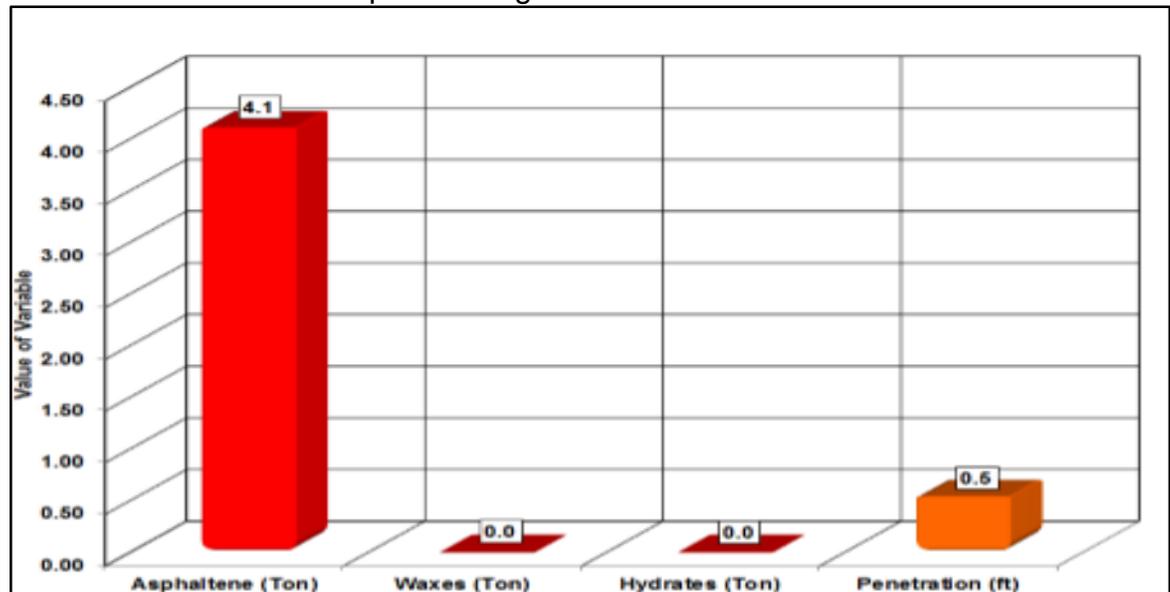
Gráfica 15. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 64.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 23.

La gráfica 16 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 84 ambas arenas.

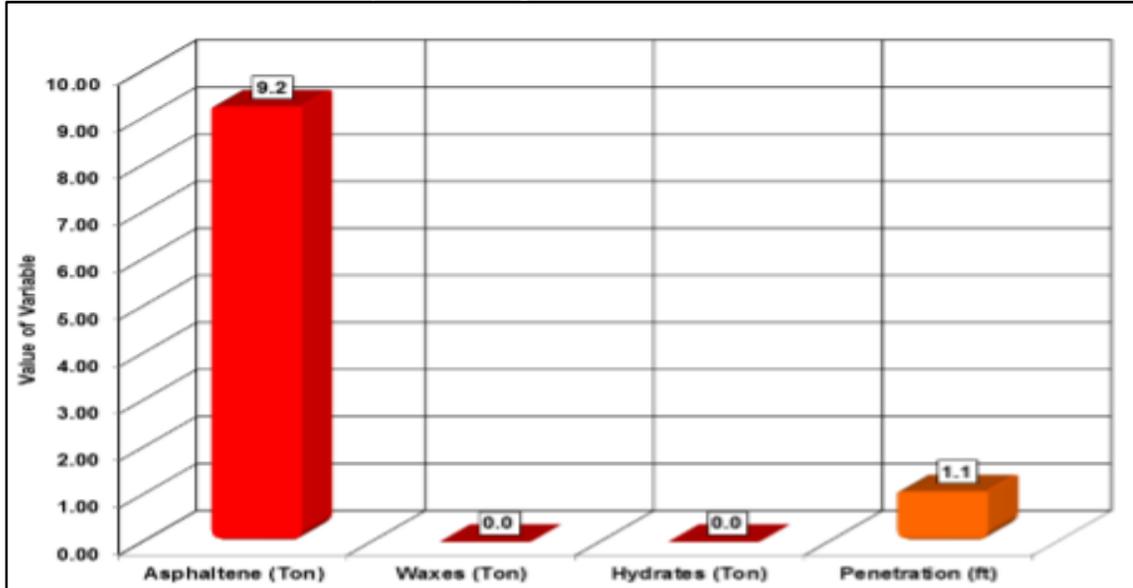
Gráfica 16. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 84.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 23.

La gráfica 17 muestra la estimación de la cantidad de masa de depósitos orgánicos depositadas a lo largo de la vida productiva del pozo Río Ceibas 86 ambas arenas.

Gráfica 17. Análisis de Depósitos Orgánicos Río Ceibas 86.

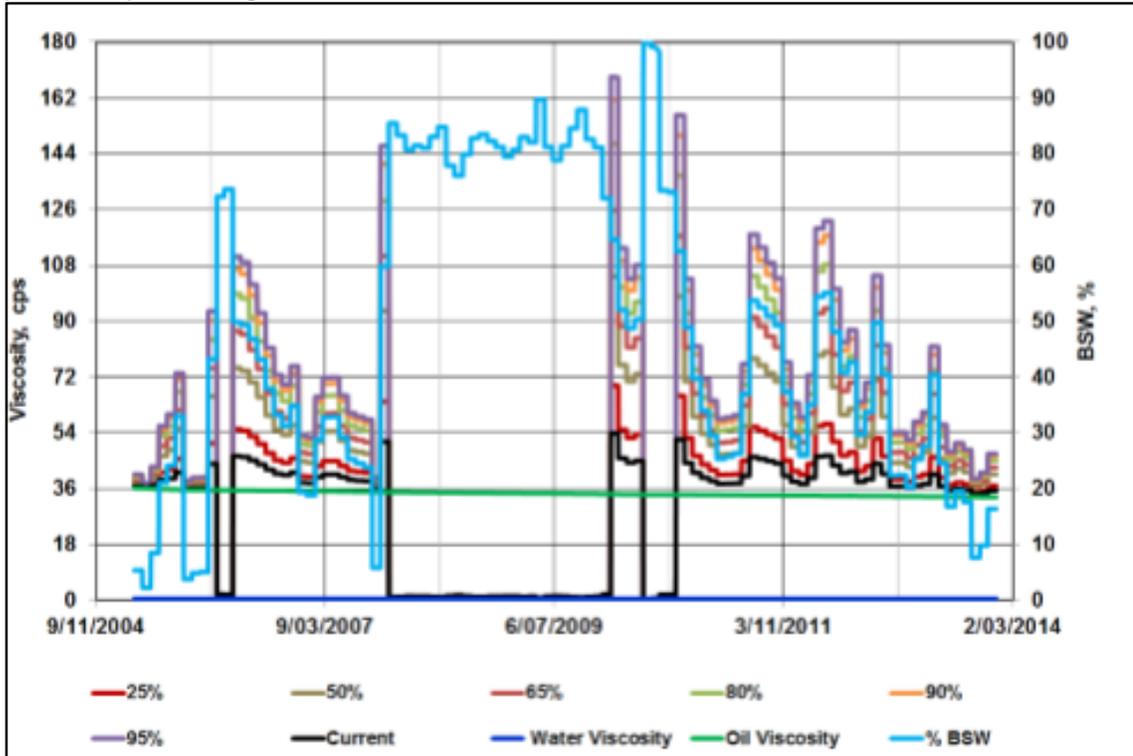


Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 24.

2.3.1.3 Permeabilidades relativas. Cambios drásticos en las curvas de permeabilidad relativa son esperados como consecuencia de la depositación de material Orgánico que genera cambios en humectabilidad y la reducción del espacio poroso por hinchamiento de arcillas tipo esméctica presente en la formación dado que el aumento en tamaño de la arcilla puede llegar a taponar canales y aumentar la tortuosidad del medio. Además, se genera una distorsión en las curvas de permeabilidad relativa al aceite durante las operaciones de perforación y completamiento.

2.3.1.4 Emulsiones. La gráfica 18 muestra una simulación de las viscosidades esperadas si una emulsión se genera en fondo de pozo. La simulación asume como punto de inversión un corte de agua de 65%, muestra que los daños de formación asociados a la generación de emulsiones en fondo de pozo en el campo Río Ceibas dependen de las viscosidades de crudo y agua de formación, y la producción de agua (BS&W). A medida que incrementan las viscosidades por la formación de emulsiones se genera un daño de formación por la caída de presión adicional que representa el transporte en un medio con mayor viscosidad.

Gráfica 18. Comportamiento de la Viscosidad de Emulsión a diferentes porcentajes de Agua en Emulsión.



Fuente: DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 25.

La gráfica 18 se observan problemas de emulsión en los Bloques A & B coherente con las condiciones necesarias para que se presente esta fuente de daño de formación (Flujo bifásico, Producción de finos emulsificante y Turbulencia en la cercanía de la cara de pozo). Este es uno de los daños de formación por el cual la producción del pozo se ve afectada fuertemente ya que genera un gasto adicional de energía en la de producción del pozo.

3. INHIBICIÓN Y DISOLUCIÓN DE ASFALTENOS

Los asfaltenos son considerados como una fracción pesada del petróleo, que se hallan dispersos en el crudo, gracias a la presencia de resinas, conformando así una estructura micelar. La precipitación de estos hidrocarburos, es un fenómeno ocasionado por la inestabilidad del sistema, causada por un cambio en su equilibrio de fases; esta inestabilidad se manifiesta por las alteraciones ocurridas en la presión, temperatura y composición del crudo, ocasionando la precipitación y posterior depositación de las partículas individuales o grupos de ellas. Lo anterior, resulta ser un problema grave que puede retardar el proceso de recuperación, producción y transporte del petróleo. Dentro de las consecuencias de esta problemática se encuentra el taponamiento de pozos, facilidades de producción, líneas flujo, equipos de procesamiento del crudo y desactivación del catalizador en procesos de refinación.

Este capítulo se enfoca en los métodos de predicción de condiciones de precipitación de asfaltenos, además de recientes avances en el control del problema mediante técnicas químicas, mecánicas, biológicas, térmicas y nanotecnológicas, entre otras que se han utilizado hasta el momento para terminar con la explicación del método de Huff & Puff.

3.1 ESTRATEGIAS DE CONTROL

Una vez que los asfaltenos son depositados estos son muy difíciles y costosos de remediar, en la mayoría de los casos lo mejor es evitar su deposición, teniendo en cuenta que el depósito de asfaltenos producirá una pérdida en la productividad del pozo²⁴. Con respecto a las estrategias de control de la precipitación, se han propuesto una serie de tecnologías incluidas en las siguientes seis categorías, cuya finalidad es lograr la prevención y moderación de la severidad de la problemática. Muchos de estos métodos involucran cambiar las condiciones de producción para mantener al petróleo fuera del umbral de precipitación²⁵, cambios en el esquema de producción, métodos de tratamiento químico, métodos de tratamiento eléctrico, técnicas de tratamiento mecánico, técnicas de tratamiento térmico y métodos de tratamiento biológico.

3.1.1 Cambios en el método de producción. Para esta fase se sugiere modificar la presión de operación, la temperatura y/o la tasa de producción para evitar las condiciones en las que tiene lugar la precipitación de asfaltenos. La temperatura, la presión del flujo en la cabeza del pozo, y la relación gas-aceite son parámetros que pueden ser modificados por los cambios ocurridos en el tamaño de la tubería y del estrangulador, la estimulación del pozo y el aislamiento del espacio anular²⁶. Otras

²⁴ J. G. Guzmán, C. Narváez, M. Herrera, C. d. C. Palacios, C. A. Paz, S. O. Reyes, V. López, D. E. Hernández, E. Hernández y C. A. Alma.

²⁵ C. Zullian, «Manejo de petróleo y gas en superficie: asfaltenos,» Blogspot, 04 2014.

²⁶ L. D. Zarate Polo y S. A. Granada Ortiz, «Asfaltenos,» 8 abril 2014.

estrategias involucradas en el esquema de producción son la reducción de la cizalladura, la eliminación de las sustancias incompatibles presentes en las corrientes de crudos asfaltenicos, la reducción de la caída de presión en la planta de producción y la neutralización de las fuerzas electroestáticas.²⁷

3.1.2 Métodos de tratamiento químico. Son los métodos más usados para la remoción de asfaltenos; ya que pueden utilizarse para tratar las deposiciones tanto en el pozo como en las formaciones productoras. Con frecuencia muchas sustancias químicas comerciales están disponibles por diversas compañías para disolver los asfaltenos depositados. Sin embargo, todos los tipos de tratamientos químicos, implican la vigilancia de la seguridad medioambiental por los riesgos de explotación y fuego que pueden desarrollar estas sustancias, debido a los bajos puntos de inflamación que poseen, además de generar problemas de corrosión en líneas de proceso y equipos importantes.²⁸

3.1.3 Solventes. Dávila (2012) desarrollo una invención de un aditivo petrolero manejador de fracciones de asfaltenos, caracterizado por tener una densidad de 0.86 g/ml y un punto de fusión de -5°C. Contiene en su formulación, mayoritariamente tolueno y en menores proporciones oleato de metilo, linoleato de metilo, entre otros, logrando un acoplamiento molecular permitiendo que el aditivo pueda ser mezclado en todo tipo de petróleo, especialmente en los pesados y extra pesados, estabilizando los asfaltenos presentes, manteniéndolos en suspensión y evitando su posterior precipitación en el fondo de pozos o tanques. Paragon™ Solvent. (2008)²⁹, Tecnología desarrollada por Halliburton también está constituido principalmente por disolventes aromáticos xilenos, es usado en depósitos sólidos o semisólidos en donde se pueden precipitar tanto asfaltenos como parafinas en las caras de tanques o tubos. Paragon™ Solvent es uno de los componentes del Paragon Acid Dispersión (PAD™) (2008)³⁰, además contiene ácido y un agente tensioactivo o dispersante. PAD™ disuelve residuos orgánicos, en tanto que el ácido reacciona para excluir los depósitos de cal o para aumentar la permeabilidad.

Debido a la limitación reglamentaria sujeta y la ineficiencia económica que acarrea el uso de disolventes aromáticos, Stanley et al. (2015)³¹ desarrollaron la invención de un método de prevención y remediación de asfaltenos en pozos y líneas de producción, que incluye un disolvente que comprende 75 % en moles de sulfuro de di metilo, el cual es miscible con la mayoría de las fracciones pesadas del petróleo, excepto las parafinas.

²⁷ V. Dávila González, «Compuesto aditivo para petróleo manejador de asfaltenos». US Patente WO 2012002790 A1, 5 Enero 2012

²⁸ Halliburton solving challenges, «Paragon solvent, » 2008

²⁹ E. Lara, «Evaluación del uso de la resina de sábila como inhibidor de la floculación de asfaltenos,» 2010.

³⁰ M. Leonett, «Evaluación del uso de la resina de árbol de aceite como agente inhibidor de asfaltenos,» 2011.

³¹ S. Kian y A. R. Solaimany Nazar, «Evaluation of asphaltene inhibitors effect on aggregation coupled sedimentation process, » Journal of Dispersion Science and Technology, vol. 35, n° 3, pp. 329-337, 2014.

La tecnología Residuum Oil Supercritical Extraction de KBR (ROSE)³² se basa en el uso de alcanos como disolvente, especialmente propano, butano y pentano con el fin de separar y prevenir depósitos de asfaltenos, obteniendo productos de mejor calidad. La separación se realiza por encima del punto crítico del solvente teniendo como ventaja que este pueda ser removido con un menor consumo de energía.

3.1.4 Inhibidores. El primer inhibidor industrial para depósitos de asfaltenos fue elaborado por la empresa Halliburton, llamado Tarchek™ Asphaltene Inhibitor (2007)³³. Esta tecnología ayuda al control de depósitos de asfaltenos y puede ser colocado por tratamientos de compresión, por inyección continua o con otro fluido de estimulación. Además, este producto es incompatible con oxidantes fuertes y compatible con algunos otros inhibidores como el aditivo Parachek® elaborado por la misma empresa, el cual junto con el inhibidor de asfaltenos puede reducir el número de tratamientos de control necesarios durante la vida del pozo.

Las resinas de sábila como agente inhibidor en la floculación y precipitación de asfaltenos fue desarrollado y evaluado por Lara, et al. (2010)³⁴ usaron ocho productos químicos comerciales, los cuales se compararon con la mezcla obtenida de la resina de sábila. La aplicación del producto elaborado ejerce un efecto sobre el umbral de floculación de asfaltenos causando un aumento del mismo como consecuencia de la estabilización de cada una de las muestras de crudo, resultando el tiempo de contacto un factor determinante. En un estudio similar a nivel de laboratorio se evaluó el uso de un agente inhibidor, pero en base de la resina de árbol de aceite, llegando a la conclusión que el producto elaborado no se comportó como un agente inhibidor de la floculación, sino como un precipitante de asfaltenos, es decir, se logró una desestabilización en la muestra de dichas fracciones pesadas del petróleo³⁵.

El resorcinol dodecyle (DR) y el aceite de avellana fueron estudiados por Safaie et, al. (2014)³⁶ con el fin de determinar cuál de los dos inhibidores en presencia de tolueno y heptano se comportaba como un agente eficaz en la inhibición de asfaltenos, resultando el DR más eficaz. Sin embargo, el aceite de avellana posee propiedades para inhibir la sedimentación y posterior precipitación de asfaltenos cuando se administra en concentraciones elevadas.

3.1.5 Dispersantes. Investigaciones han demostrado que la estabilidad de los asfaltenos en los crudos se debe a que estos se encuentran rodeados de resinas, las cuales interactúan con los coloides manteniéndose los asfaltenos dispersos en

³² L. Goual , «Petroleum asphaltenes,» 2012.

³³ F. Soorghali , A. Zolghadr y S. Ayato, «Effect of resins on asphaltene deposition and the changes of surface properties at different pressures: a microstructure study

³⁴ Energy and Fuels, p. 2415–2421, 2014.

³⁵ M. Anisimov, Y. M. Ganeeva , E. E. Gorodet , V. A. Gorodetskii , Deshabo y Kosov , «Effects of resins on aggregation and stability of asphaltenes pag 21

³⁶ M. Anisimov, Y. Ibid, p39

el crudo³⁷. Rodríguez, et al. (2012)³⁸ evaluaron el uso de la resina de árbol de aceite (*Copaifera officinalis*) como agente dispersante de asfaltenos, obteniendo la resina por medio de un retro evaporador y posteriormente determinaron características importantes para el estudio como la densidad, la viscosidad y la gravedad específica, las cuales sirvieron para elaborar un producto químico de la mezcla obtenida. Este producto a base de la resina del árbol de aceite se comparó con el producto comercial base llamado xileno a fin de obtener cuál de los dos resulta ser más eficiente como dispersantes de asfaltenos; para esto necesitaron dos muestras de crudo a las cuales se les realizó su caracterización y determinación del umbral de floculación usando el método óptico y añadiendo cierta cantidad de heptano (agente floculante) usando diferentes concentraciones, seguidamente determinaron la capacidad de dispersión del producto elaborado estableciendo su eficiencia y comparándola con la capacidad de dispersión del solvente orgánico comercial (xileno).

Los resultados mostraron que la aplicación del producto químico a base de la resina de aceite generó una variación positiva en la capacidad de dispersión del producto químico a medida que se aumenta la concentración aplicada, siendo entonces el tiempo de contacto y la composición factores determinantes en la eficiencia de dispersión de asfaltenos. La resina de aceite de árbol tiene propiedades dispersantes porque su estructura química está formada por sesquiterpenos que interactúan con los asfaltenos promoviendo su redisolución. Sin embargo, es más eficiente que el xileno en ciertas condiciones y para ciertos crudos.

Mastrangelo et, al. (2014)³⁹ trabajo en un método químico mediante la implementación de sales de amonio cuaternarias en un fluido de hidrocarburos que contenga al menos 0.01 % de asfaltenos en peso y hasta 30% de este con base en el peso total de petróleo. Señala, que en estudios realizados el asfalteno contenido se estabilizó en un porcentaje aproximado de 90% en peso. Mastrangelo desarrollo una invención en el mismo año, donde se hace uso de dispersantes sin cenizas, empleando una composición de éster de tiosulfonato, el cual comprende un producto esterificado y pentasulfuro de fósforo.⁴⁰

El uso de sustancias como agente anfílico los cuales estabilicen y solubilizan los asfaltenos en el petróleo, como medida preventiva o remedial ha sido objeto de estudio recientemente. Sánchez, et al. (2014)⁴¹ elucidaron y sintetizaron la estructura de la diamina alquilada N,N,N'-trimetil-N'-octadecil-1,2diaminoetano (TODE), empleando las técnicas de espectroscopía de infrarrojo con transformada de Fourier

³⁷ J. Palacios, «Síntesis de resinas fenol formaldehído etoxiladas y fenol formaldehído para uso como desmulsionante y dispersante de asfaltenos.» Puerto La cruz, 2011.

³⁸ A. Mastrangelo, H. Greenfield y J. W. Dunkerley, «Asphaltene inhibition».

³⁹ M. Anisimov, Y. M. Ganeeva, E. E. Gorodet, V. A. Gorodetskii, Deshabo y Kosov, «Effects of resins on aggregation and stability of asphaltenes

⁴⁰ A. K. Rodríguez Cabello y S. N. Gaspar González, «Rodríguez, A. y Gaspar, S. (2012).

⁴¹ A. Mastrangelo, H. Greenfield y J. W. Dunkerley, «Asphaltene inhibition».

(FTIR), resonancia magnética nuclear de protones (RMN 1H) y cromatografía de gas acoplado a un espectrómetro de masas (CG-MS).

Seguidamente, evaluaron la dispersión de la sustancia sintetizada usando el método de la gota extendida y espectropia de UV-visible, logrando en cada técnica resultados similares, la presencia del TODE en la mezcla de asfalteno-heptano estabilizó el asfalteno en disolución, ratificando así, que el producto obtenido (dispersante) está actuando como un agente de la mayor fracción pesada del petróleo. Por otra parte, Wang et al. (2014)⁴² mostraron como los alquifenoles afectan la estructura de los floculos de asfaltenos favoreciendo estructuras filamentosas en vez de estructuras globulares, demostrando ser un dispersante eficaz. Goual (2015)⁴³ compararon el anfifilio no iónico (alquifenoles) con uno iónico el ácido dodecibencenosulfónico (DBSA) obteniendo como resultado que los dos dispersantes favorecen estructuras filamentosas, pero DBSA formaron filamentos gruesos con ramificaciones laterales cortas lo cual lo hace ser más eficientes como dispersante de asfaltenos.

3.1.6 Combinados. En el 2008, Guarín, et al. ⁴⁴ trabajaron en la invención de un aditivo dispersante de asfaltenos, con una emulsión de ácidos alquil cresil sulfónicos, un compuesto donador de hidrogeno. Este además de actuar como manejador de asfaltenos, también tiene la función de anti-ensuciante y antigomas debido a la emulsión de ácidos. Castañeda, et al. (2009)⁴⁵ formularon un aditivo que posee propiedades inhibitorias dispersantes de asfaltenos, el cual contiene en su formulación como componente principal una oxazolidina derivada de polialquil o polialquénil N-hidroalquil succinimidias y solventes orgánicos inertes como el xileno, turbosina, diésel, querosina; alcoholes alifáticos con ramificaciones y sin estas, entre otros compuestos.

Por otra parte, una forma de control para la precipitación de asfaltenos, fue inventada por Wilkes et al. (2010)⁴⁶ emplearon una composición que comprende un aceite lubricante y un dispersante principalmente. Siendo útil en la reducción e inhibición de la formación de depósitos de asfaltenos, así como su floculación y precipitación en líneas de tuberías de aceite o en equipos industriales, de refinería, petroquímicos y marinos donde cruce un fluido de hidrocarburo. Un estudio similar se desarrolló en 2011, consistía en una composición lubricante de motor diésel marino que además actúa como dispersante de asfaltenos, contiene un detergente derivado de un alquil-fenol y el dispersante, un átomo de nitrógeno y por lo menos un heteroátomo. ⁴⁷

⁴² «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

⁴³ J. Palacios, «Síntesis de resinas fenol formaldehído etoxiladas y fenol formaldehído para uso como desemulsionante y dispersante de asfaltenos,» Puerto La cruz, 2011.

⁴⁴ A. Mansoori, «Remediation of Asphaltene and other Heavy,» Proceedings, pp. 12-23, 2010.

⁴⁵ «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

⁴⁶ A. Mansoori, *ibid*, p12-23

⁴⁷ J. Palacios, *Op. Cit*, p 101

La síntesis de las resinas fenol formaldehído con y sin etoxilación, con una doble función: que pueda ser usada como desmulsionante y al mismo tiempo como dispersante, para tratar simultáneamente la emulsión y el problema de precipitación de asfaltenos fue estudiado por Palacios (2011)⁴⁸ en compañía de la empresa Lipesa, S.A. esta última, fue la proveedora del tratamiento de control químico para la industria petrolera, por tanto usaron el método estándar de síntesis de la compañía y además, uno propuesto por el autor para posibles comparaciones, empleando un reactor piloto y variando las condiciones de reacción y catalizadores. Las resinas obtenidas. Fueron caracterizadas fisicoquímicamente y evaluadas en tres muestras de petróleo: pesado, mediano y liviano. Los resultados mostraron que la resina sintetizada con el método propuesto presento un mejor rendimiento a concentraciones bajas como dispersante de asfaltenos en comparación con la resina sintetizada con el método estándar. Por otro lado, la resina etoxilada fue la más eficiente como desmulsionante para deshidratar las muestras de petróleo pesado. The Lubrizol Corporation (2013)⁴⁹, una compañía de Berkshire Hathaway trabajó en la elaboración de diferentes aditivos químicos que cumplen la función de dispersar los aglomerados de asfaltenos e inhibir la sedimentación de los mismos. Los aditivos trabajan aumentando la estabilidad de estas fracciones pesadas del petróleo ayudando así a prevenir su posible sedimentación. Tienen las ventajas de proporcionar control de parafina, ahorran espacio en las plataformas en alta mar y reducen el riesgo ambiental. En la tabla 5 se muestran los aditivos para el control de la deposición de asfaltenos en yacimientos petrolíferos que ofrece la empresa mencionada.

Tabla 5. Aditivos para el control de la deposición de asfaltenos de la Empresa Lubrizol.⁵⁰

PRODUCTO	DESCRIPCIÓN QUÍMICA	APLICACIONES
Anedco™ AF-9258	Dispesante de ester. 80% Lubrizol en nafta altamente aromatica (HAN).	Control de asfaltenos para diferentes tipos de crudos.
Anedco™ AF-9648	Dispersante de ester. 80% Lubrizol 5938 en HAN.	Control de asfaltenos para diferentes tipos de crudos.
Lubrizol™ 5938C	Dispersante de ester.	Control de asfaltenos para diferentes tipos de crudos.
Lubrizol™ 5948	Dispersante de ester.	Control de asfaltenos para diferentes tipos de crudos.
FioZol™ 2252	Fenol polialquilado. Depresor del punto de fluidez y dispersante de cera.	Control de asfaltenos e inibidor de parafinas.

⁴⁸ A. Mansoori, «Remediation of Asphaltene and other Heavy,» Proceedings, pp. 12-23, 2010.

⁴⁹ «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

⁵⁰ J. Palacios, «Síntesis de resinas fenol formaldehido etoxiladas y fenol formaldehido para uso como desemulsionante y dispersante de asfaltenos,» Puerto La cruz, 2011.

Tabla 5. (Continuación)

PRODUCTO	DESCRIPCIÓN QUÍMICA	APLICACIONES
FioZol™ 2252H	Fenol polialquilado. Punto de inflamación elevado. Depresor del punto de fluidez y dispersante de cera.	Control de asfaltenos e inhibidor de parafinas. Diseñado para operaciones en altamar cuando se aplican especificaciones ambientales estrictas sobre la inflamabilidad.
FioZol™ 2252D	Fenol polialquilado. Depresor del punto de fluidez y dispersante de cera.	Control de asfaltenos e inhibidor de parafinas. Diseñado para reducir los requerimientos de dilución de solventes a bajas temperaturas.
FioZol™ 2252HWT	Fenol polialquilado. Depresor del punto de fluidez y dispersante de cera.	Control de asfaltenos e inhibidor de parafinas. Diseñado para inyección de químicos en climas fríos.

Fuente: Petrobras modificado por los autores.

3.1.7 Métodos de tratamiento eléctrico. Desarrollo de campos de fuerza electrostática, electrodinámica y magnética; además de las técnicas de ultrasonido y microondas. Todas estas técnicas son actualmente aplicables a las operaciones de petróleo sobre todo a escala de laboratorio.⁵¹

3.1.7.1 Campo de fuerza electrostática. Belhaj et al. (2013)⁵² proponen el uso de la electricidad para mantener la carga eléctrica intrínseca de sistema resina-asfaltenos, mediante la aplicación de una diferencia de potencial eléctrico entre un pozo de producción y un electrodo. Lo anterior se ha desarrollado teniendo en cuenta que los efectos eléctricos juegan un papel importante en la deposición de asfaltenos. Sin embargo, las investigaciones dedicadas a la carga eléctrica de los asfaltenos y como se ve afectada su estabilidad bajo la influencia de un campo eléctrico, son limitadas. Ihtsham et al. (2014)⁵³ Estudiaron la posibilidad de controlar la deposición de asfaltenos a través de un potencial eléctrico (DC) en condiciones de flujo estático y dinámico.

Con base en los resultados cuando fue aplicada la corriente (DC), se pudo observar que la carga eléctrica de los coloides de asfaltenos era negativa. Los resultados

⁵¹] J. A. Guarín Carrillo, E. F. Agredo Pantoja, W. E. Nuñez Rozo y L. G. Marengo Garzon

⁵²J. Palacios, «Síntesis de resinas fenol formaldehído etoxiladas y fenol formaldehído para uso como desmulsionante y dispersante de asfaltenos,» Puerto La cruz, 2011.

⁵³ Lubrizon Corporation, 2013.

fueron alentadores, mostrando hasta el 180% de disminución en la deposición en el cátodo y un aumento del 140 % en el ánodo a un potencial de 60 V DC. Lo anterior permite considerar la posibilidad de controlar la deposición de asfaltenos mediante la conversión del pozo en un cátodo, sacrificando el ánodo. En la actualidad no se utiliza comercialmente esta tecnología, por lo cual su grado de madurez es embrionario.

3.1.7.2 Radiación con ondas ultrasónicas. Díaz et al. (2013)⁵⁴ destacan que esta técnica ha despertado gran interés en la industria del petróleo, especialmente en el mejoramiento de las propiedades fisicoquímicas de las fracciones pesadas del petróleo, como los asfaltenos, debido a la capacidad de esta técnica en generar alteraciones en la estructura, morfología y composición de los materiales que son sometidos a este tipo de vibraciones. La clase de ultrasonido usado está conformado por ondas acústicas de alta energía caracterizadas por alta amplitud y baja frecuencia. En cuanto a las investigaciones que ilustran el desarrollo y la evolución de este tipo de tecnologías, Kumar et al. (2012)⁵⁵ realizaron la degradación asistida para el craqueo de asfaltenos con aplicación ultrasonido de baja frecuencia (24 kHz), alta intensidad y condiciones de presión y temperatura atmosférica y ambiental respectivamente, en un reactor discontinuo. Este estudio reveló que el contenido de asfaltenos se redujo de 13,5 al 7 % (en peso. %). Najafi et al. (2011)⁵⁶ estudiaron la inhibición de deposición de asfaltenos, a través de la tecnología de ondas ultrasónicas y encontraron que la radiación de onda puede modificar tanto la rapidez de la floculación como la distribución del tamaño de los flóculos. En este trabajo, se estudió por microscopía la cinética de floculación de asfaltenos de diferentes muestras de crudo expuestos a ondas ultrasónicas durante diferentes intervalos de tiempo. Los resultados muestran que después de 90 minutos, se observa una reducción en el tamaño de los agregados de las muestras expuestas a la radiación ultrasónica. Amani¹ et al. (2011)⁵⁷ analizaron las modificaciones ocurridas en los siguientes parámetros: Reología, comportamiento de la floculación y el contenido total de asfaltenos de dos tipos de crudo irradiados con ondas ultrasónicas, con el objetivo de conocer los cambios en la cinética de la floculación de asfaltenos. Los resultados obtenidos permiten concluir esta tecnología es eficaz si la onda se irradia hasta un tiempo óptimo, a través del cual el crudo tiene un valor local mínimo de viscosidad cinemática, que corresponde al valor mínimo del contenido de asfaltenos, y en estas circunstancias es menos probable la formación de flóculos. En este estudio, además, se pudo observar que los crudos más pesados tendrán mayor tiempo óptimo de radiación, por ende, se estableció que la radiación depende de la gravedad API; ya que la condición óptima varía de un pozo a otro. Según los resultados obtenidos, esta tecnología puede ser un método potencial para la inhibición de la floculación y puede tener una amplia

⁵⁴] H. Belhaj, . H. Abu Khalifeh y N. Al-Huraibi

⁵⁵] J. A. Guarín Carrillo, E. F. Agredo Pantoja , W. E. Nuñez Rozo y L. G. Marengo Garzon

⁵⁶] H. Belhaj, . H. Abu Khalifeh y N. Al-Huraibi

⁵⁷ M. F. Wilkes y M. C. Davies, «Asphaltene inhibition». United States Patente 7795183, 14 Septiembre 2010.

aplicación industrial. En la actualidad no se utiliza comercialmente esta tecnología, por lo cual su grado de madurez es embrionario.

3.1.7.3 Microondas. Bazzano et al. (2012)⁵⁸ analizaron las transformaciones inducidas por microondas en las propiedades físicas y reológicas del crudo, componentes y derivados. Los resultados mostraron una reducción en el peso molecular medio de los asfaltenos y la cantidad de especies polares, causando de esta forma un aumento de la fracción aromática. Sateesh et al. (2010)⁵⁹ mencionan que en este tipo de tecnologías la cantidad y el tiempo de exposición son parámetros importantes y a su vez dependen de las características del crudo; por ende, la efectividad del tratamiento se encuentra limitado por estas variables. En la actualidad no se utiliza comercialmente esta tecnología, por lo cual su grado de madurez es embrionario.

3.1.8 Técnicas de tratamiento mecánico. Consisten en una serie de técnicas que proporcionan buena limpieza, seguridad y un daño mínimo a la formación. Sin embargo, suelen ser costosas y restringidas para los equipos de producción, pero no para la formación productora, por lo tanto, su aplicación es limitada⁶⁰. Son tecnologías muy apropiadas cuando el volumen de los asfaltenos es demasiado grande para ser removidos por medio de un solvente o si la tubería se encuentra totalmente obstruida por los depósitos de asfaltenos y estos no pueden ponerse en contacto con los solventes. Estos métodos incluyen el pelado manual, el raspado, las vibraciones y remoción mecánica aplicadas por medio de raspadores de barra y guaya fina, raspadores de línea de flujo, pistón raspador de libre-flotación y tuberías de guaya fina (Figura 12)⁶¹. Algunas estrategias hidráulicas como la creación de un diferencial de presión a través del taponamiento para desalojar los depósitos, también se tienen en cuenta en esta categoría de tratamientos de limpieza.

⁵⁸ M. F. Wilkes y M. C. Davies, «Asphaltene inhibition». United States Patente 7795183, 14 Septiembre 2010.

⁵⁹] J. A. Guarín Carrillo, E. F. Agredo Pantoja, W. E. Nuñez Rozo y L. G. Marengo Garzon

⁶⁰ «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

⁶¹] H. Belhaj, . H. Abu Khalifeh y N. Al-Huraibi

Figura 12. Instrumento de remoción mecánica: brush pig. Fuente libre: Harvey Barrison (2009).



Fuente: Petrobras.

El Brush pig o marrano es un dispositivo con cuchillas o cepillos insertados en una tubería de superficie para fines de limpieza. La presión de la corriente de aceite detrás empuja el cerdo a lo largo de la tubería para limpiar el óxido, la cera, la escama y los desechos. Estos dispositivos también se llaman rascadores.

3.1.9 Técnicas de tratamiento térmico. En esta clase de tratamientos se derivan la lubricación caliente, los calentadores hoyo abajo de agua o vapor, la combustión in situ, los microondas de calefacción y el uso de reacciones químicas exotérmicas. La lubricación caliente consiste en inyectar crudo, vapor, agua o gas caliente para remover los depósitos de asfaltenos de un pozo. Esta estrategia genera como consecuencia daños a la formación y no es adecuado si los depósitos acumulados son grandes. Esta técnica se lleva a cabo mediante la circulación en el pozo, conductos, o mediante la inyección en la formación; funciona por fusión de los depósitos orgánicos. Por lo tanto, es importante asegurar que los depósitos fundidos no se vuelvan a depositar en otra parte de la formación. Para ello se tiene en cuenta el momento en el cual el fluido caliente introducido a la formación se satura con parafinas fundidas, y cuando la temperatura de formación es menor que el punto de enturbiamiento del fluido caliente. Los calentadores hoyo abajo representan una fuente continua de calor que puede usarse para fundir los depósitos de asfaltenos o de parafina en el pozo o en la tubería a través de un tiempo determinado, luego el material fundido puede ser bombeado a la superficie con la producción de petróleo. La técnica anterior presenta algunas limitaciones económicas en cuanto al mantenimiento del sistema de calentamiento y la disponibilidad de energía eléctrica.⁶²

3.1.10 Métodos de tratamiento biológicos. Estos consisten en la aplicación in situ de las bacterias anaerobias y aeróbicas; e incluso los hongos. Estos métodos de tratamientos pueden reducir los asfaltenos en moléculas más ligeras mediante

⁶² «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

la biodegradación. Se sabe que los organismos capaces de llevar a cabo estos procesos están muy extendidos en la naturaleza. Sin embargo, necesitan ser identificados, aislados y cultivados en el laboratorio para que sean capaces de biodegradar grandes cantidades de depósitos asfaltenicos.⁶³ El proceso es relativamente lento y puede requerir meses o años hasta que los microorganismos puedan degradar una cantidad significativa de los asfaltenos, esto se debe al elevado peso molecular y la compleja estructura química que presenta estos compuestos, así lo destaca Izquierdo (2013)⁶⁴. Durante tal biodegradación, las especies adecuadas de bacterias, hongos, etc., metabolizan a los asfaltenos como fuente de carbono y energía, así lo demostraron Uribe et, al. (2011)⁶⁵ que, bajo condiciones de laboratorio, estudiaron la capacidad de una cepa de *Neosartorya fischeri* aislada de desarrollarse utilizando asfaltenos como única fuente de carbono y energía.

Fernández et, al. (2008)⁶⁶, dan una visión con respecto a los microorganismos más facultados para degradar moléculas de asfaltenos, en su investigación destacan que los microorganismos destinados para este fin pueden ser de tipo aerobios y anaerobios; sin embargo, los primeros tienen un metabolismo más débil y atacan sólo moléculas pequeñas, y tienden a realizar una biodegradación oxidativa; mientras que los microorganismos anaerobios son adecuados para atacar moléculas más grandes, ya que su metabolismo es más fuerte y están preparados para soportar este tipo de gasto energético y por lo tanto hacen una biodegradación reductiva.

Pernía et, al. (2012)⁶⁷ a través de una revisión de trabajos científicos publicados en los últimos 50 años, relacionados con la biodegradación del crudo, sus componentes y derivados, concluyeron que en la literatura, solo existen evidencias de degradación de resinas y los asfaltenos por los géneros de hongos *Aspergillus*, *Candida*, *Emericella*, *Eupenicillium*, *Fusarium*, *Graphium*, *Neosartorya*, *Paecilomyces* y *Pichia*. En términos generales, la biodegradación como técnica de eliminación de los hidrocarburos no volátiles del petróleo, es una alternativa efectiva y económica con respecto a otras estrategias de eliminación. Sin embargo, su efectividad depende del establecimiento de las condiciones que más favorecen el crecimiento y desarrollo de los microorganismos, como son el pH, la temperatura, la concentración y cantidad del contaminante (en este caso los asfaltenos), según lo planteado por Loya (2013).⁶⁸

3.1.11 Técnicas con nano partículas. La nanotecnología ha encontrado aplicación en la industria petrolera para mejorar o reemplazar las técnicas de

⁶³ M. F. Wilkes y M. C. Davies, «Asphaltene inhibition». United States Patente 7795183, 14 Septiembre 2010.

⁶⁴ H. Belhaj, . H. Abu Khalifeh y N. Al-Huraibi

⁶⁵ M. F. Wilkes y M. C. Davies, «Asphaltene inhibition». United States Patente 7795183, 14 Septiembre 2010.

⁶⁶ «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

⁶⁷ M. F. Wilkes y M. C. Davies, «Asphaltene inhibition». United States Patente 7795183, 14 Septiembre 2010.

⁶⁸ M. F. Wilkes y M. C. Davies, «Asphaltene inhibition». United States Patente 7795183, 14 Septiembre 2010.

tratamientos usadas en la actualidad para prevenir la precipitación de asfaltenos. Los nanomateriales poseen una alta capacidad de capturar los asfaltenos, debido a su tamaño diminuto, al área superficial y a su composición mineral, evitando la agregación, deposición y precipitación de estas fracciones pesadas del petróleo. Sin embargo, el nanomaterial óptimo depende de cada yacimiento y de las condiciones de presión y temperatura.⁶⁹

Cortés⁷⁰ (2013) junto con investigadores del grupo de Yacimientos de hidrocarburos de la Universidad Nacional de Colombia evaluaron mediante pruebas experimentales dos diferentes tipos de nanopartículas: Sílice y alúmina. Obteniendo como resultado que la alúmina posee una mayor capacidad de retención de asfaltenos debido a su mayor área superficial, menor tamaño de grano y a las propiedades físicas y químicas que posee. Además, afirmaron que la utilización de nanopartículas es viable porque permite que en un medio poroso el crudo fluya libremente.

Zabala et al. (2014)⁷¹ probaron las nanopartículas de óxidos metálicos de alta solubilidad en hidrocarburos, llegando a la conclusión que estas podrían prevenir y reducir el impacto de la precipitación de asfaltenos al mismo tiempo restaurar el daño ocasionado por estas fracciones del petróleo. En el 2015 Kazemzadeh et al.⁷² Investigaron el impacto de las nanopartículas de Fe₃O₄ en la precipitación de dos tipos de asfaltenos usando tensión interfacial (ITF) y las mediciones numéricas de Bond. Encontraron que a medida que aumenta la masa de nanopartículas de Fe₃O₄ la precipitación de asfaltenos va disminuyendo considerablemente, lo cual es una forma de controlar su deposición. También, hallaron que la estructura de los asfaltenos es un factor determinante en el rendimiento de las nanopartículas. Un trabajo similar fue desarrollado por Behruz et al⁷³, afirmaron que las nanopartículas de magnetita son útiles en el control y la inhibición de la precipitación y deposición de asfaltenos en la industria petrolera.

3.2 Huff & Puff

Término de argot para un proceso cíclico en el que un pozo se inyecta con un fluido de mejora de recuperación y, después de un período de remojo, el pozo se vuelve a poner en la producción. Ejemplos de ello son la inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂ cíclico, este sistema será el encargado de intentar resolver las pérdidas de producción en el Campo Rio Ceibas por precipitación de asfaltenos.

⁶⁹ «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

⁷⁰ I. Najafiab, S. M. Mousaviab, M. H. Ghazanfaribc, C. Ghotbib, A. Ramazanib, R. Kharratc y M. Amani

⁷¹ L. D. Zarate Polo y S. A. Granada Ortiz, «Asfaltenos,» 8 Abril 2014

⁷² «Aditivos anti-gomas, anti-ensuciantes y dispersantes de asfalto y procedimiento para su obtención». Patente WO2008068624 A2, 12 Junio 2008.

⁷³ I. Najafiab, S. M. Mousaviab, M. H. Ghazanfaribc, C. Ghotbib, A. Ramazanib, R. Kharratc y M. Amani

Utilizando primero un diluyente y posterior a este un inhibidor para evitar problemas futuros en tiempos interrumpidos programados periódicamente para su inyección a través de las corrientes de gas que ingresan a la formación.

4. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR EL MEJOR INHIBIDOR DE ASFALTENOS

En este capítulo se explica la prueba de desplazamiento, la metodología utilizada para evaluar los tratamientos de inhibición de asfaltenos, los núcleos utilizados de la formación, sus condiciones iniciales y los fluidos utilizados en la prueba; y los diferentes tratamientos utilizados, sus características, sus permeabilidades relativas y efectivas para cada etapa y el factor de recobro de aceite.

4.1 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

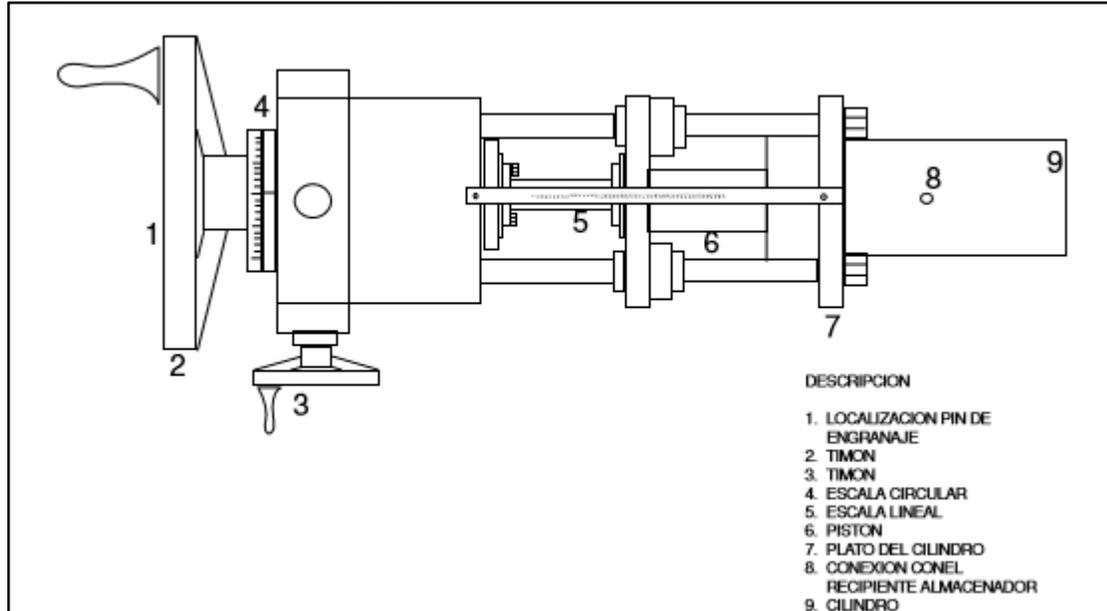
Se realizaron pruebas de desplazamiento con los núcleos de la formación y evaluando los dos tratamientos inyectados dispersos en la corriente de gas para la inhibición de asfaltenos. En la prueba de desplazamiento las dos variables experimentales básicas son la tasa de flujo y la caída de presión, el equipo de medición debe ser pensado para fijar una de ellas, y medir la otra mediante instrumentos de precisión. Normalmente se fija la tasa de flujo y se mide la caída de presión. En general un equipo para pruebas de desplazamiento consiste de tres subsistemas básicos: inyección de fluidos, simulación de las condiciones del yacimiento, y medición del diferencial de presión, así como un equipo de apoyo complementario. A continuación se va describir los tres subsistemas.

4.1.1 Subsistema de inyección de fluidos. Consta de las siguientes partes.

4.1.1.1 Bomba de desplazamiento positivo. son los equipos utilizados para fijar las tasas de flujo con mayor precisión, las cuales consisten de una camisa de acero a través de la cual se desplaza un émbolo a velocidad constante que empuja el fluido contenido en el sistema a una velocidad constante y a una presión que depende de las características de diseño de la camisa metálica, la cual es diseñada normalmente para rangos de presión altos que oscilan entre 5000 y 20000 psi. El émbolo se mueve a velocidad constante asumiendo que el fluido desplazado es incompresible y el área transversal barrida es constante, con valores relativamente bajos, oscilando entre 0.1 y 20.0 mililitros por minuto. Además tienen una precisión del orden de 0.01 mililitros.

Las características de velocidad constante, precisión y desplazamiento de un volumen preestablecido son posibles dado que el equipo posee motores paso a paso o motores de campo magnético variable, los cuales reciben una señal de un computador y se mueven con una precisión de hasta 0.4111 minutos de vuelta. El siguiente es un corte transversal del sistema mecánico de la bomba.

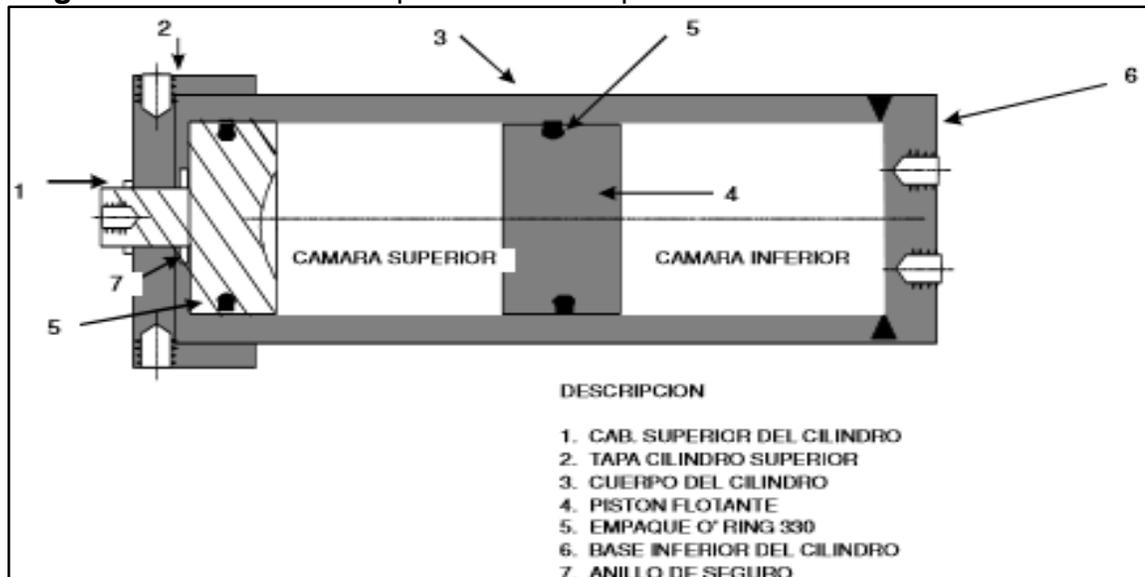
Figura 13. Bomba de desplazamiento positivo.



Fuente: Laboratorio de Yacimientos y fluidos de perforación Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

4.1.1.2 Cilindros de desplazamiento de fluidos. Los fluidos que se desplazan en la bomba no se inyectan directamente en el medio poroso, sino que se llevan a cilindros de acero de alta presión para desplazar por medio de un pistón flotante el fluido de prueba. Estos cilindros se consiguen comercialmente para rangos de presión desde 2500 hasta 10000 psi.

Figura 14. Cilindro de desplazamiento de pistón libre.

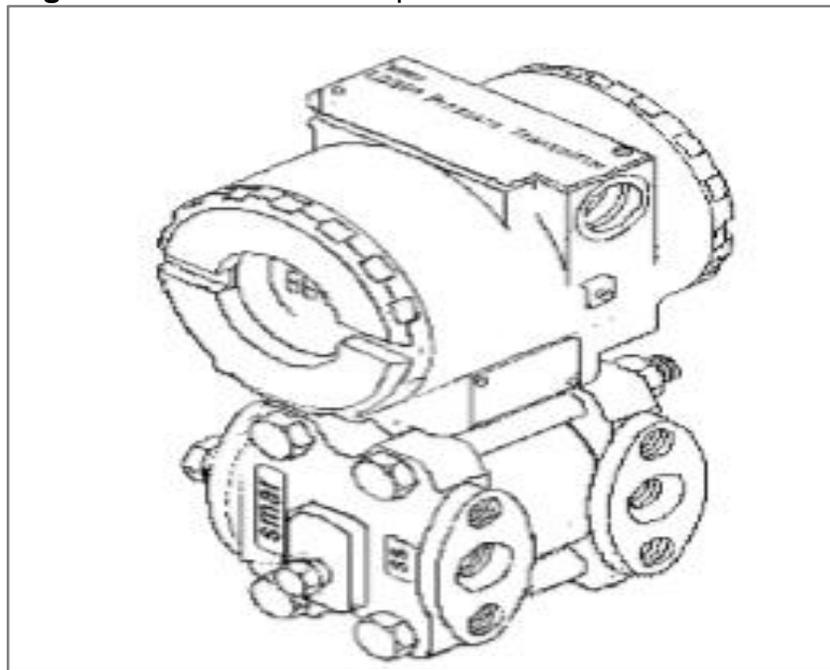


Fuente: Laboratorio de Yacimientos y fluidos de perforación Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

4.1.2 Subsistema de medición del diferencial de presión. Consiste de la siguiente parte.

4.1.2.1 Sistema de medición de presión diferencial. Para medir la presión se utilizan normalmente manómetros o transductores de presión, y lo más recomendable en aras de la precisión es utilizar transductores diferenciales es decir, sistemas de medición que reciben dos señales de presión y dan la medida directa del diferencial de presión. Estos sistemas convierten señales hidráulicas en señales eléctricas y la medida puede ser leída por instrumentos digitales. El principio de funcionamiento de estos sistemas consiste de dos cámaras separadas por un diafragma flexible el cual se deformará hacia el lado de menor presión cuando existan presiones diferentes en las cámaras. Esta deformación será convertida en una señal eléctrica, la cual a su vez es convertida en una señal digital para poder ser leída. Normalmente esta última señal es enviada a un instrumento graficador el cual entrega el comportamiento de la variable diferencial de presión vs tiempo.

Figura 15. Transductor de presión diferencial.

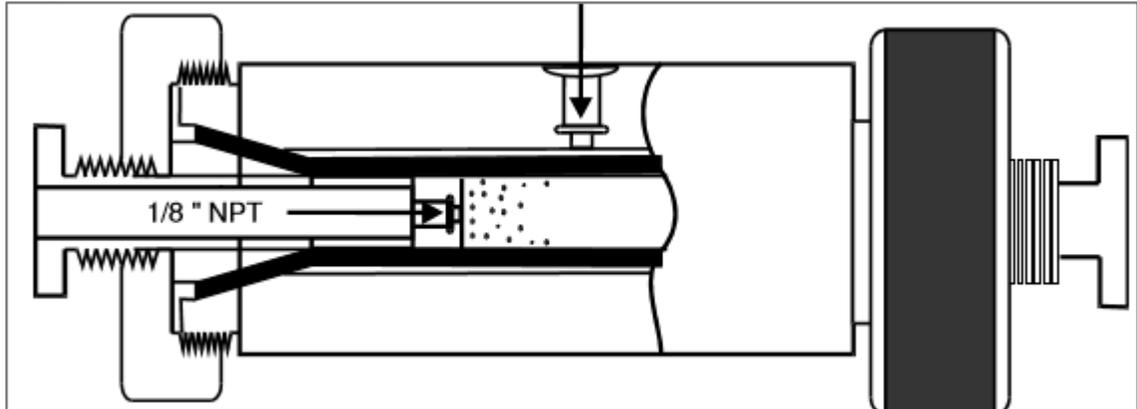


Fuente: Laboratorio de Yacimientos y fluidos de perforación Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

4.1.3 Subsistema de simulación de las propiedades del yacimiento. Además de las variables de flujo, es necesario simular en el laboratorio las variables que determinan el estado del medio poroso a condiciones de yacimiento, tales variables son: presión de sobrecarga, presión de fluidos y temperatura. La simulación de la presión de sobrecarga, presión ejercida sobre el medio poroso por la columna de rocas superpuestas desde la superficie, es lograda a partir del diseño del porta muestras del equipo de desplazamiento.

4.1.3.1 Porta muestra uniaxial. Su diseño permite aplicar un esfuerzo en sentido radial, por medio de un fluido que es inyectado a presión con el espacio anular existente entre un buje de caucho que contiene en su interior el medio poroso y un cilindro metálico diseñado para alta presión.

Figura 16. Porta muestra uniaxial.



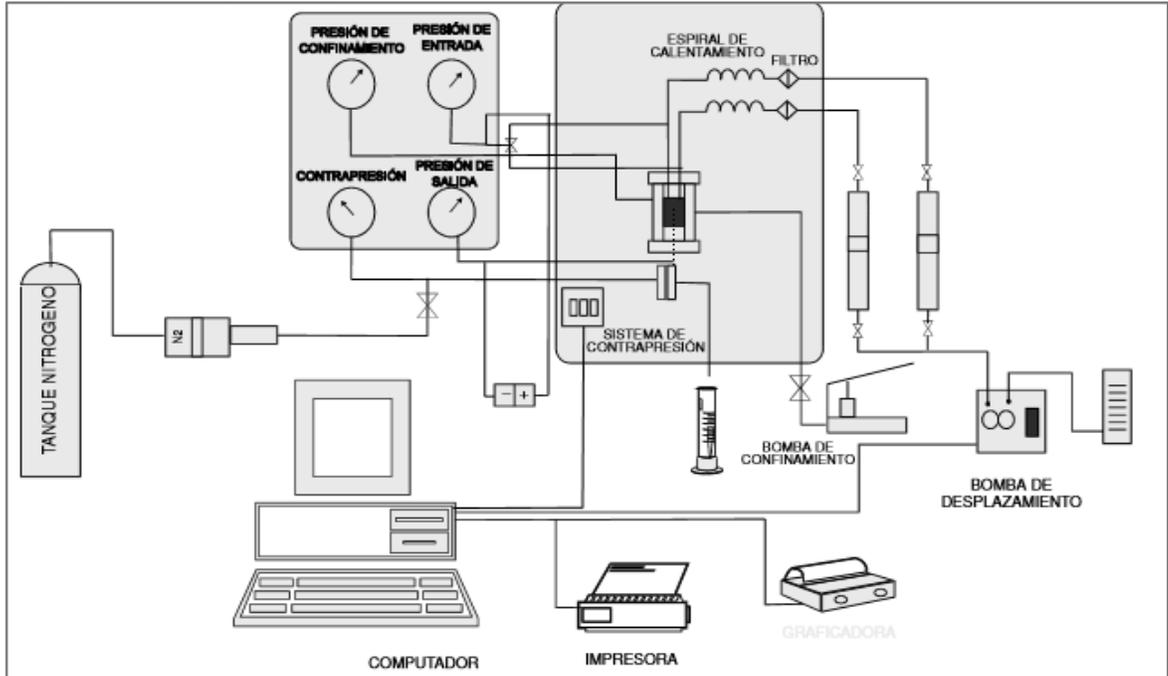
Fuente: Laboratorio de Yacimientos y fluidos de perforación Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

4.1.3.2 Sistema de simulación de la presión de poro. La presión de fluidos o presión de poro es aquella que tienen los fluidos en el medio poroso a condiciones del yacimiento, la cual es simulada por medio de un sistema llamado en la literatura como "Back Pressure", o sea contra-presión. Este sistema es colocado en la línea de salida de los fluidos y su función es impedir que los fluidos puedan salir del medio poroso hasta tanto no superen una presión fijada en el sistema por medio de un fluido, normalmente un gas. Comercialmente se consiguen de este tipo de sistemas hasta 5000 psi.

4.1.3.3 Sistema de simulación de temperatura. La simulación de temperatura puede hacerse mediante un horno, una camisa de calentamiento, o un baño "maría". Es bastante sencillo dado que las temperaturas presentes en yacimientos de hidrocarburos no son altas, normalmente están por debajo de 350°F.

En pruebas de estado estable es fundamental que se trabaje con caudales de flujo bajos, los fluidos son inyectados simultáneamente al medio poroso y las caídas de presión de cada fase son medidas en forma independiente. La Figura 17 presenta el esquema general de un equipo para medida de permeabilidad relativa.

Figura 17. Esquema general de un equipo para medir permeabilidad relativa.



Fuente: Laboratorio de Yacimientos y fluidos de perforación Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

4.2 METODOLOGÍA DE LA MEDICIÓN

En la siguiente tabla se puede observar el procedimiento experimental para evaluar la efectividad del tratamiento para la inhibición de asfaltenos.

Tabla 6. Protocolo experimental para evaluar la efectividad del tratamiento para la inhibición de asfaltenos.

Paso	Descripción	Condición de prueba	Justificación
1	Preparación de los fluidos a inyectar y muestras de roca.	P y T ambiente.	Someter las muestras a procedimiento de lavado y secado con el fin de prepararlas para la medición de sus propiedades básicas.
2	Inyección de 10 VP de salmuera	T y P yacimiento.	Determinación de la permeabilidad absoluta al líquido inicial.
3	Inyección de 10 VP de aceite.	T y P yacimiento.	Medida de K_o base a S_{wr} .
4	Inyección de 10 VP de salmuera.	T y P yacimiento.	Construcción de curvas K_r base. Medida de K_w a S_{or} y construcción de curva N_p .
5	Inyección de 10 VP de aceite.	T y P yacimiento.	Preparación del medio para la siguiente etapa.
6	Cambiar a sentido de Inyección. Inyección de 0.5 VP de nheptano.	T y P yacimiento.	Generar precipitación de asfaltenos en el medio poroso.
Remojo de 12 horas.			
7	Retornar a sentido de producción. Inyección de 10 VP de aceite.	T y P yacimiento.	Medida de K_o después de daño. Verificar si hay cambio de S_{wr} .
8	Inyección de 10 VP de salmuera.	T y P yacimiento.	Construcción de curvas K_r después de daño. Medida de K_w a S_{or} y construcción de curva N_p , después de daño.
9	Cambiar a sentido de inyección. Inyección de gas hasta llevar a S_{wr} y S_{or} .	T y P yacimiento.	Preparación del medio para la inyección del tratamiento.
10	Inyección de Dany disperso en la corriente de gas, 100 ppm	T y P yacimiento.	Inyección de tratamiento

Tabla 6. (Continuación)

Paso	Descripción	Condición de prueba	Justificación
	del volumen poroso.		
11	Retornar a sentido de producción. Inyección de 10 VP de aceite.	T y P yacimiento.	Medida de Ko después de inyección del tratamiento.
12	Inyección de 10 VP de salmuera.	T y P yacimiento.	Construcción de curvas Kr después de tratamiento. Medida de Kw a Sor y construcción de curva Np, después de tratamiento.
Repetir desde el paso 8 para las concentraciones de 250, 500, 1000, 1500 y 2000 ppm acumulativas.			

Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 37-38.

Inicialmente la propuesta para realizar esta fase era trabajar con los núcleos de formación con nombre específico “RC 4872’(Bloque B)”, “RC 4872.2’(Bloque B)” y el núcleo “RC 4872.5’ (Bloque B)” sería el backup, pero después de haberlos saturado y haber comenzado la medición de permeabilidad absoluta, las permeabilidades dieron del orden de 0.009 a 0.01 mD, por lo que se tomó la decisión de utilizar el núcleo RC 4445.5’(Bloque B), fragmentarlo en dos partes y triturarlas para armar dos empaques con arena Ottawa en los que se correrían las dos pruebas de asfaltenos. Así cada empaque quedó con una relación 50/50 de arena de formación con arena Ottawa de tamaño 30-50. Las condiciones y los fluidos utilizados en estas pruebas fueron los siguientes:

Tabla 7. Condiciones iniciales y fluidos para las pruebas de inhibición de asfaltenos.

Presión de sobrecarga (psi)	2000
Presión de poro (psi)	1200
Temperatura (°C)	57
Caudal (cm ³ /min)	0,3
Salmuera	6000 ppm Cl
Crudo	RC 64
Gas	Gas natural de red

Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 40.

Los tratamientos evaluados fueron los siguientes:

- Tratamiento 1
- Tratamiento 2

4.2.1 EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO 1. Inicialmente se realizaron pruebas de compatibilidad del tratamiento para las concentraciones de 100, 250, 500, 1000 y 2000 ppm, entre la salmuera sintética y ambos crudos (RC 64 y RC 17H) y la salmuera de formación Río Ceibas y ambos crudos de nuevo. Los resultados mostraron que existía incompatibilidad entre los fluidos a las concentraciones de 100, 250 y 500 ppm, por lo que fueron descartadas dichas concentraciones y se pasaron a evaluar entonces en los desplazamientos las concentraciones de 1000, 1500 y 2000 ppm.

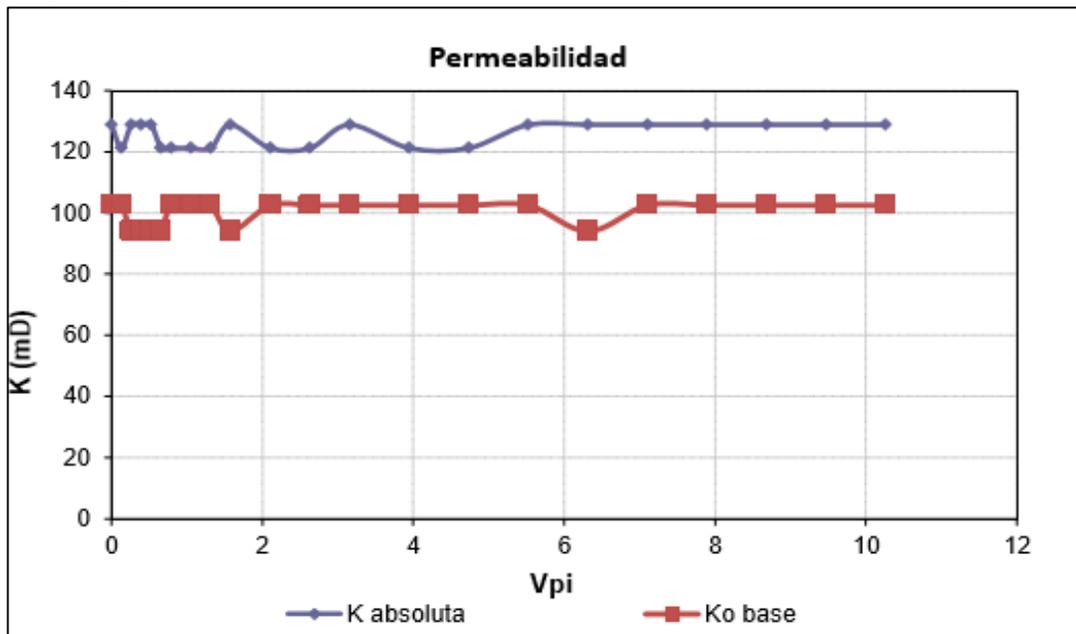
Las características del medio utilizado son las siguientes:

Tabla 8. Características del empaque Número 1.

Longitud (cm)	7.30
Diámetro (cm)	3.81
Volumen poroso (cm ³)	11.4
Porosidad (%)	13.7
K absoluta (mD)	129

Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 45.

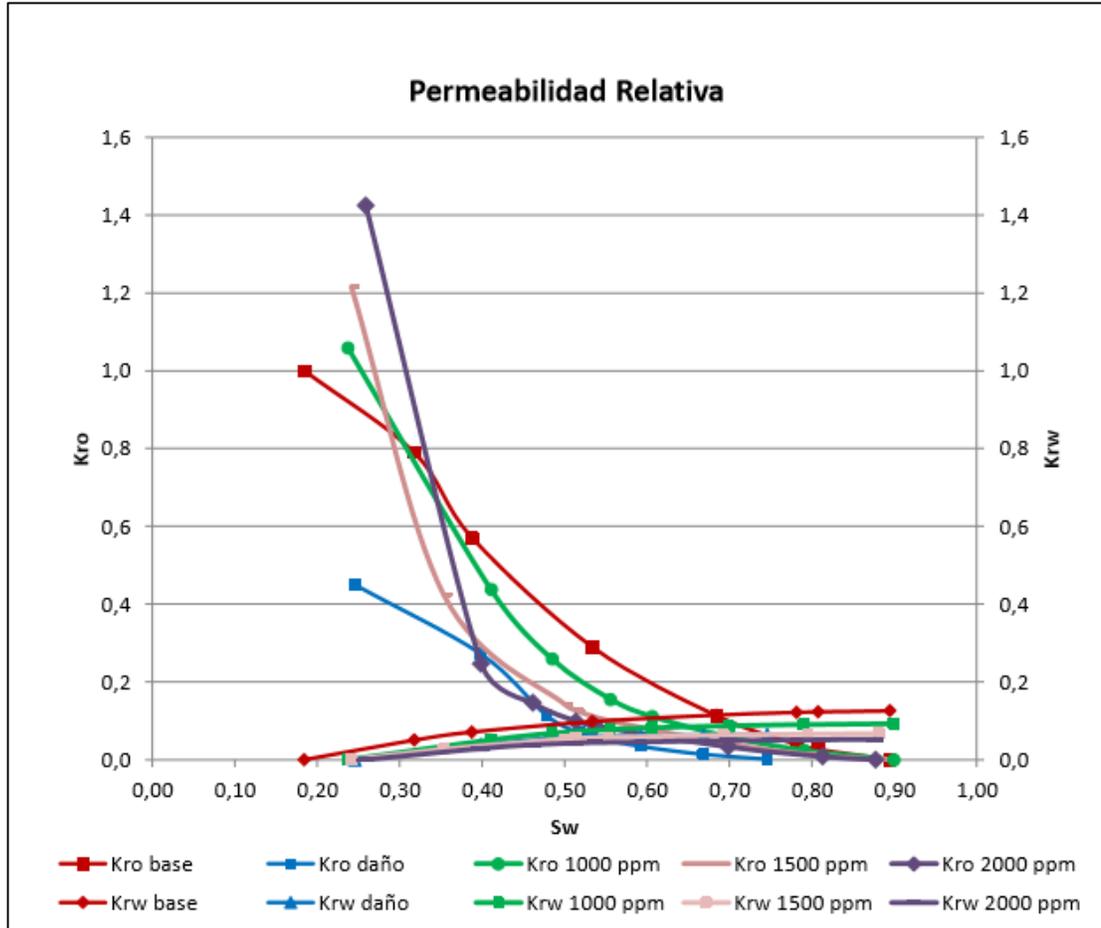
Gráfica 19. Permeabilidad absoluta y efectiva al aceite del empaque Número 1.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 55.

Las curvas de permeabilidad relativa, los valores de saturaciones residuales, las permeabilidades efectivas al aceite y al agua y las curvas de recobro para las etapas base, de daño y de tratamiento se muestran a continuación:

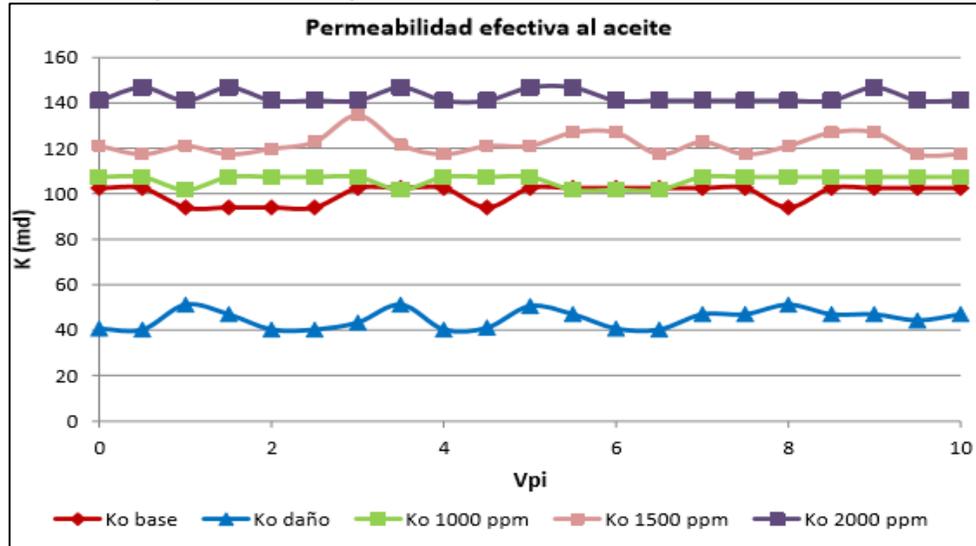
Gráfica 20. Curvas de permeabilidad relativa para el empaque Número 1.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 56.

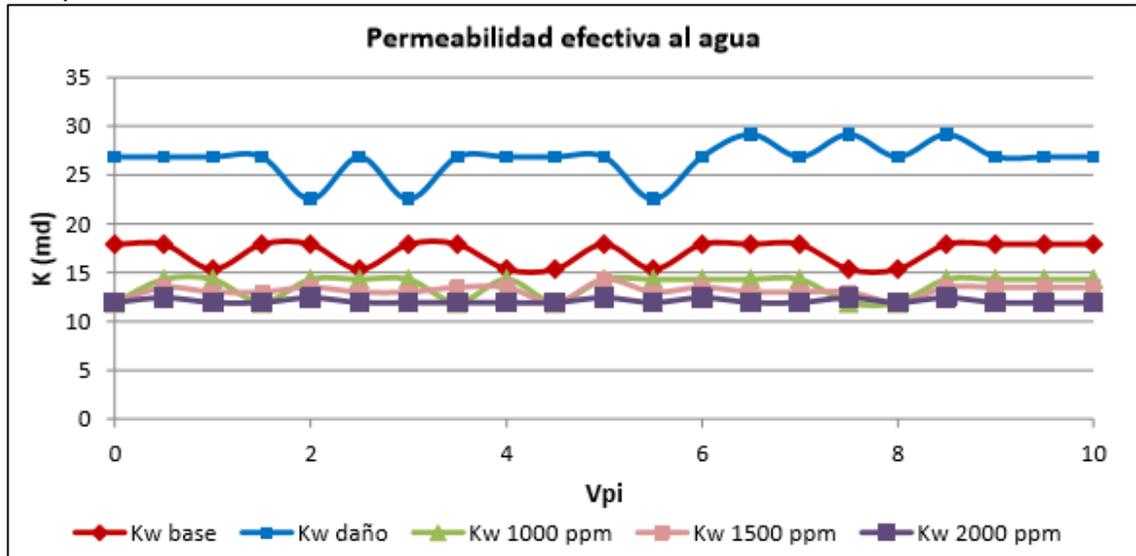
En la Gráfica 20, se puede observar las permeabilidades relativas del aceite y del agua. Las curvas rojas representan las permeabilidades relativas a las condiciones iniciales del yacimiento, las curvas azul las permeabilidades relativas con daño de formación, y las curvas verdes, rosadas y moradas, hace referencia a como varia la permeabilidad relativa al aplicar 1000 ppm, 1500 ppm y 2000 ppm de inhibidor de asfaltenos 1.

Gráfica 21. Permeabilidad efectiva al aceite para el empaque Número 1 para cada etapa.



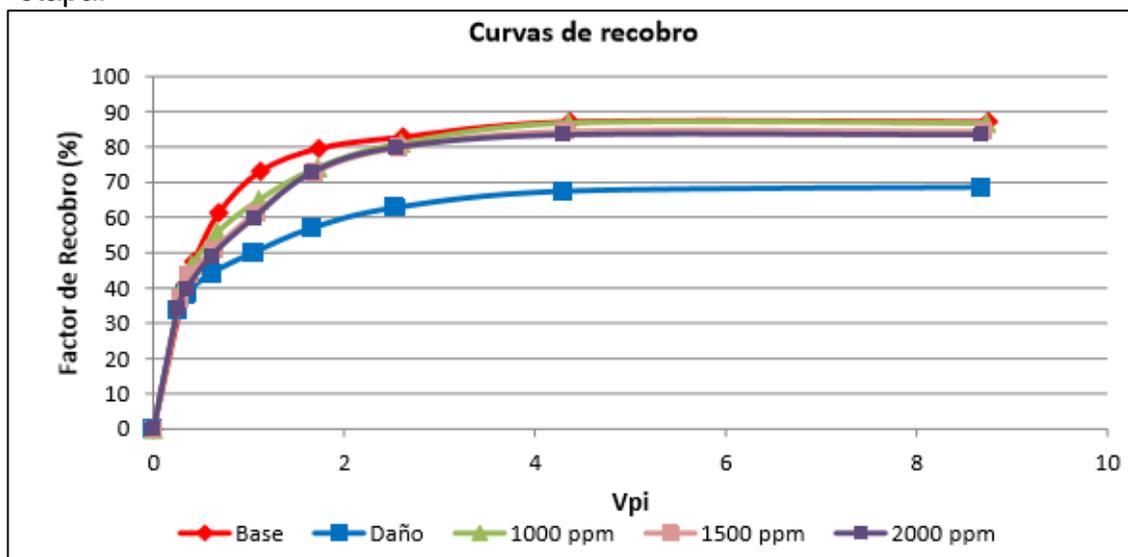
Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la deposición de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 57.

Gráfica 22. Permeabilidad efectiva al agua para el empaque Número 1 para cada etapa.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la deposición de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 57.

Gráfica 23. Factor de recobro de aceite para el empaque Número 1 para cada etapa.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 58.

Tabla 9. Compilación de resultados para el empaque Número 1.

Etapa	Swr	Sor	Ko (mD)	Kw (mD)	FR (%)
Base	18.4	10.5	103	17	87.1
Daño	24.6	23.7	45	27	68.6
Tratamiento 1000 ppm	23.7	10.1	106	14	86.8
Tratamiento 1500 ppm	24.1	11.8	122	13	84.4
Tratamiento 2000 ppm	25.9	12.3	143	12	83.4

Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 58.

Para el tratamiento 1 se encuentra que la mayor efectividad se obtiene con el tratamiento aplicado a 1000 ppm pues es con la concentración que se obtiene el mayor factor de recobro (cercano al valor base) y el menor valor de saturación residual de aceite en comparación con las otras dos concentraciones de tratamiento. Aunque a medida que se aumenta la concentración de tratamiento a 1500 y 2000 ppm se obtiene una mejora en la permeabilidad efectiva al aceite, es de observar que la curva Kro de estas dos concentraciones se va acercando más a las curvas

Kro del daño, incluso estando por debajo de esta en el rango de saturación de 40%. La curva Kro de 1000 ppm está siempre por encima de las curvas Kro de 1500 y 2000 ppm a partir del 35% de saturación.

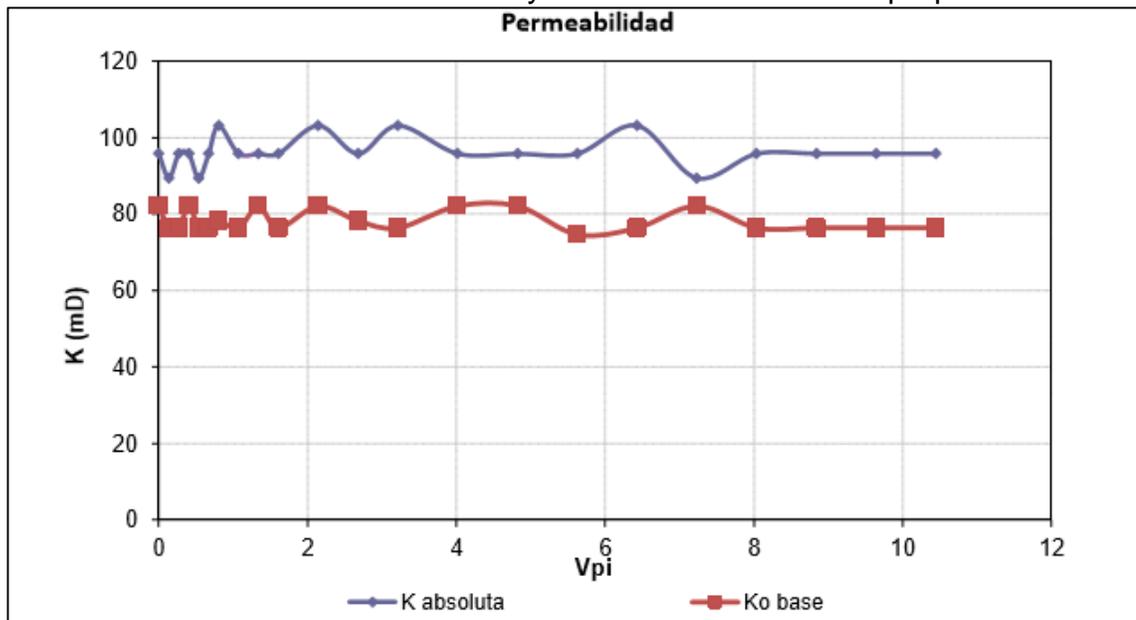
4.2.2 Evaluación del tratamiento 2. El segundo tratamiento evaluado fue el de la compañía 2. Las pruebas de compatibilidad dieron como resultado que existía incompatibilidad entre los fluidos y el tratamiento a las concentraciones de 100, 250 y 1000 ppm. Las características del medio utilizado son las siguientes:

Tabla 10. Características del empaque Número 2.

Longitud (cm)	6.38
Diámetro (cm)	3.81
Volumen poroso (cm ³)	11.2
Porosidad (%)	15.4
K absoluta (mD)	96

Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 59.

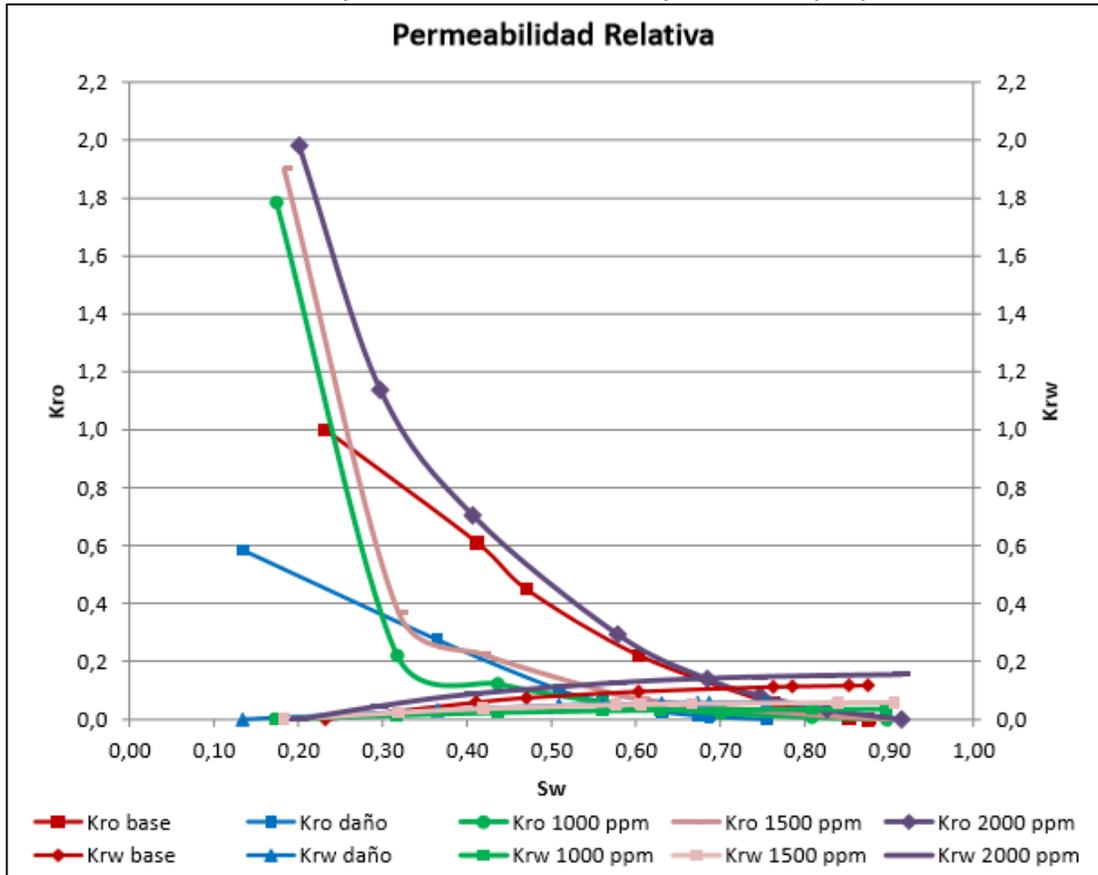
Gráfica 24. Permeabilidad absoluta y efectiva al aceite del empaque Número 2.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 59.

Las curvas de permeabilidad relativa, los valores de saturaciones residuales, las permeabilidades efectivas al aceite y al agua y las curvas de recobro para las etapas base, de daño y de tratamiento se muestran a continuación:

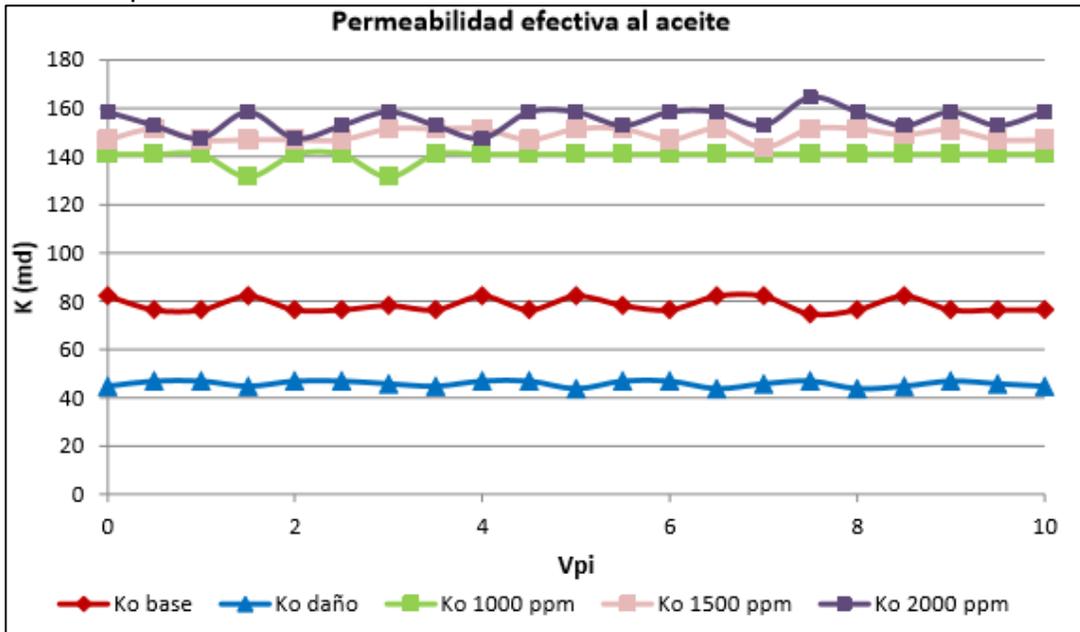
Gráfica 25. Curvas de permeabilidad relativa para el empaque Número 2.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 60.

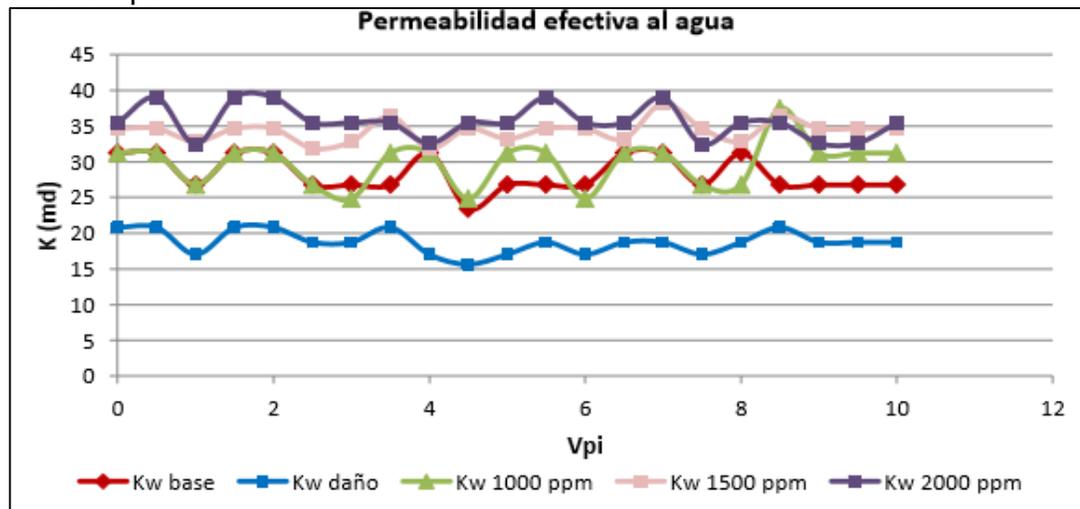
En la Gráfica 25, se puede observar las permeabilidades relativas del aceite y del agua, las curvas rojas representan las permeabilidades relativas a las condiciones iniciales del yacimiento, las curvas azul las permeabilidades relativas con daño de formación, y las curvas verdes, rosadas y moradas, hace referencia a como varía la permeabilidad relativa al aplicar 1000 ppm, 1500 ppm y 2000 ppm de inhibidor de asfaltenos 2.

Gráfica 26. Permeabilidad efectiva al aceite para el empaque Número 2 para cada etapa.



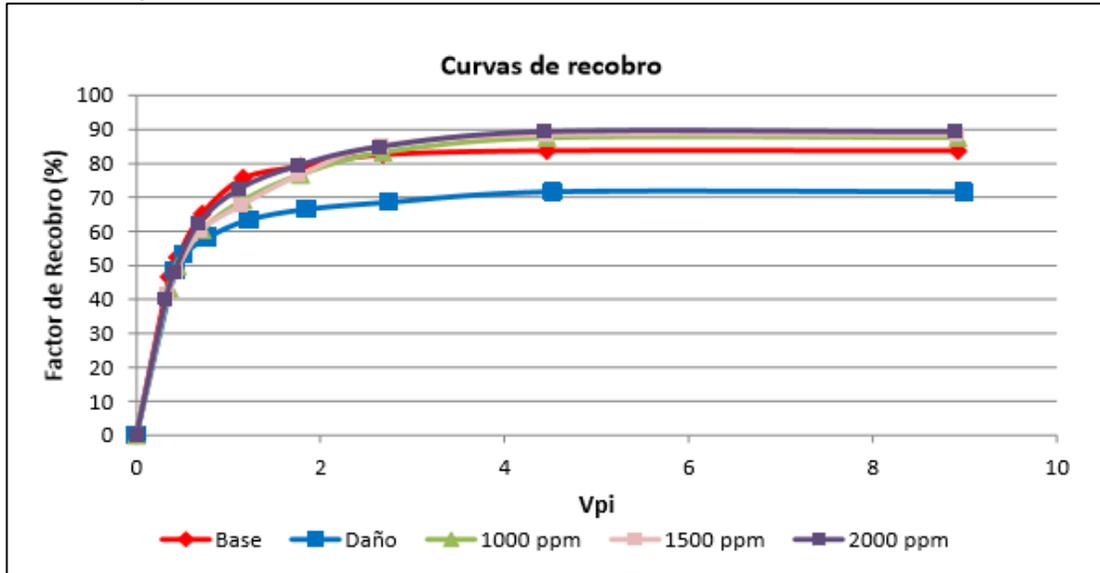
Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la deposición de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 61.

Gráfica 27. Permeabilidad efectiva al agua para el empaque Número 2 para cada etapa.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la deposición de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Univpetrersidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 61.

Gráfica 28. Factor de recobro de aceite para el empaque Número 2 para cada etapa.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 62.

Tabla 11. Compilación de resultados para el empaque Número 2.

Etapa	Swr	Sor	Ko (mD)	Kw (mD)	FR (%)
Base	23.2	12.5	78	28	83.7
Daño	13.4	24.6	46	19	71.7
Tratamiento 1000 ppm	17.4	10.3	140	30	87.6
Tratamiento 1500 ppm	18.3	9.4	149	34	88.5
Tratamiento 2000 ppm	20.1	8.5	155	36	89.4

Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 65.

Después de la aplicación del tratamiento 2, el comportamiento observado es que a medida que se va incrementando la concentración del tratamiento se va obteniendo un aumento en el factor de recobro, un aumento también en la permeabilidad efectiva al aceite y una disminución de la saturación residual de aceite. Es de observar que las curvas Kro de las concentraciones de 1000 y 1500 ppm se encuentran cercanas a la curva Kro del daño, incluso por debajo de ésta.

El mejor escenario del tratamiento 1 es a 1000 ppm con el que se logra un incremento de 18.2% del factor de recobro desde el valor del daño, mientras que con el tratamiento 2 el mayor rendimiento se alcanza con 2000 ppm, con el cual se logra un incremento del 17.7% del factor de recobro desde el valor del recobro del daño. Además con estas concentraciones para cada tratamiento es que se obtiene la curva Kro con valores siempre más altos que la curva del daño. De esta manera, se logró con el tratamiento 1 el mayor beneficio en factor de recobro y utilizando una concentración menor del tratamiento.

4.3 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y CANDIDATIZACIÓN

Para los tratamientos de remoción de asfaltenos, se evaluaron las concentraciones de 1000, 1500 y 2000 ppm y las mayores eficiencias se alcanzan con 1000 ppm para el tratamiento 1 y con 2000 ppm para el tratamiento 2, alcanzando un aumento del factor de recobro de 18.2% para el tratamiento 1 y de 17.7% para el tratamiento 2 desde el valor de recobro del escenario de daño, lográndose así con el tratamiento 1 una mayor eficiencia pues se obtiene un mayor aumento del factor de recobro utilizando una menor concentración de tratamiento.

5. ANÁLISIS Y CANDIDATIZACIÓN DE LOS POZOS

En este capítulo se describe el proceso por el cual se seleccionaron los 10 pozos prospectos para proceder a realizar un análisis nodal, acumulando características y recolectando la información de los pozos en los cuales se puede apreciar precipitación de asfaltenos a través de un método estadístico llamado índice de heterogeneidad el cual selecciona que características se acercan a un valor medio para llegar a dar un puntaje y luego seleccionar los 10 pozos con mayor puntaje.

5.1 ADQUISICIÓN DE DATA

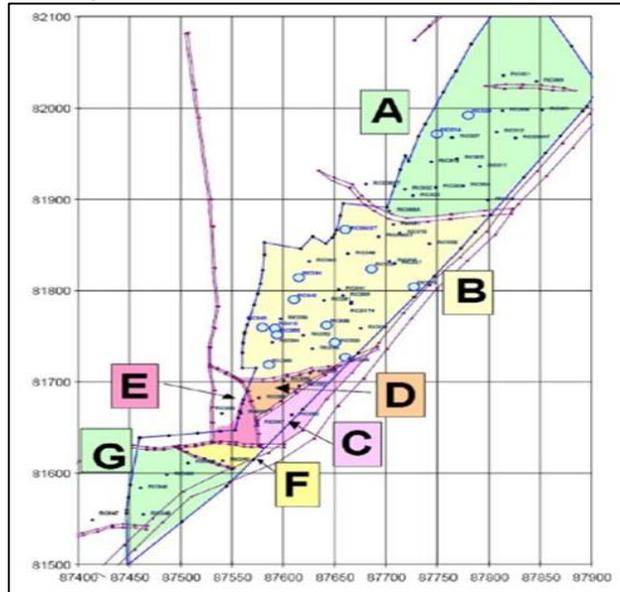
La adquisición de la información fue proporcionada por parte de Ecopetrol S.A. la cual fue introducida por varios filtros hasta llegar a la selección de los 10 pozos con mayor cantidad de características necesarias para su estudio técnico a través del análisis nodal utilizando en un principio y como base la ecuación de fetkovich para obtener el daño de formación.

5.2 SELECCIÓN DE POZOS

En la primera revisión a los pozos se optó por pasar por dos filtros en primer lugar para reducir la cantidad total a una cantidad manejable para poder seguir con la selección a través de una hoja de cálculo.

5.2.1 División por bloques. El campo Río Ceibas ha sido dividido en bloques nombrados de la letra A a la H como se puede observar en la figura 18, a partir del estudio de daño de formación nombrado en el capítulo 2, se llegó a la conclusión de que hay bloques en los que predomina una fuente de daño de formación por encima de los demás.

Figura 18. Distribución de bloques del Campo Río Ceibas.



Fuente: Ecopetrol.

La selección de unos bloques específicos en el primer filtro utilizado para la selección de los 10 pozos candidatos, aunque de manera muy general permite disminuir la cantidad de pozos que podrían ser posibles candidatos, así entonces se procedió a utilizar pozos de los bloques A, B, D, E, F. Siguiente a eso se procede a realizar otro filtro relacionado con los intervalos productores.

5.2.2 División por ciclos. La división por ciclos es una selección de los estratos productores. Cada pozo produce gracias a un estrato que posee un espesor específico, así como características independientes, aunque se encuentren en la misma formación o en el mismo bloque no se puede generalizar cada estrato, ya que cada estrato a través de su espesor posee diferentes características en su extensión vertical, por tal razón el campo Río Ceibas en sus formaciones productoras posee subdivisiones llamadas ciclos las cuales tienen características independientes entre sí. Debido a las diferentes heterogeneidades que posee el yacimiento se procede a seleccionar las arenas que tengan una mayor cantidad de daño por precipitación de asfaltenos, por este motivo se seleccionó a través de un nuevo filtro los pozos que sean productores a través de los ciclos 2 y del 4 partiendo de una selección de ciclos del 1 al 7 repartidos entre las arenas basales y las arenas superiores como se puede apreciar en la figura 19.

Ya con dos filtros generales se procede a realizar un ranqueo con los pozos restantes con fin de analizar diferentes variables de las propiedades del yacimiento mediante gráficos cross-plot para así seleccionar los 10 pozos candidatos para posteriormente realizar su análisis nodal.

Figura 19. Contacto de fluidos de los ciclos.



Fuente: Ecopetrol.

5.3 OBTENCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es la característica que más prevalece para la selección de los pozos candidatos. En una hoja de cálculo se reagruparon las diferentes propiedades de yacimiento que identifican a cada uno de los pozos y se realizó el cálculo del daño de formación para cada uno de ellos a partir de la ecuación de Fetkovich y así obtener valores del daño de formación para cada uno de los pozos que pertenecen a los ciclos y a los bloques que sirvieron como primer y segundo filtro.

5.3.1 Corrección del survey y perforados. La corrección del survey y los puntos medios perforados son un factor de suma importancia ya que los gradientes tanto de presión como de temperatura están directamente relacionados con la producción y las propiedades que afectan a los estratos productores. La corrección es de manera simple pasar el MD a TVT ignorando la desviación de cada pozo, necesitan solo la profundidad de los perforados sin importar la desviación a la que se encuentren.

Figura 20. Survey de los pozos a estudiar.

Survey del campo					Logs from MD vs TVD data			
Pozo	Md (ft)	TVD (ft)	Xdelt m	Ydelt m	Log #	MD From table	TVD From Table	Log #
RIC-023	0.0	2132.0			1	0.000	0.000	1
RIC-023	957.8	957.8			2	605.000	604.900	2
RIC-023	988.4	988.4			3	975.000	974.800	3
RIC-023	1019.2	1019.2			4	1005.000	1004.800	4
RIC-023	1049.9	1049.9			5	1035.000	1034.800	5
RIC-023	1080.3	1080.3			6	1066.000	1065.800	6
RIC-023	1110.8	1110.7			7	1095.000	1094.800	7
RIC-023	1142.0	1141.9			8	1127.000	1126.800	8
RIC-023	1173.3	1173.2			9	1159.000	1158.700	9
RIC-023	1204.7	1204.4			10	1191.000	1190.700	10
RIC-023	1236.0	1235.6			11	1223.000	1222.600	11
RIC-023	1267.5	1266.9			12	1254.000	1253.500	12
RIC-023	1298.0	1297.2			13	1286.000	1285.400	13
RIC-023	1330.0	1328.9			14	1317.000	1316.200	14
RIC-023	1361.3	1359.8			15	1348.000	1347.000	15
RIC-023	1392.7	1390.7			16	1380.000	1378.800	16
RIC-023	1422.2	1419.7			17	1412.000	1410.400	17
RIC-023	1453.5	1450.5			18	1443.000	1441.000	18
RIC-023	1484.7	1481.0			19	1474.000	1471.500	19
RIC-023	1515.9	1511.5			20	1503.000	1500.000	20

Figura 21. Puntos medios perforados por cada pozo, MD y TVT.

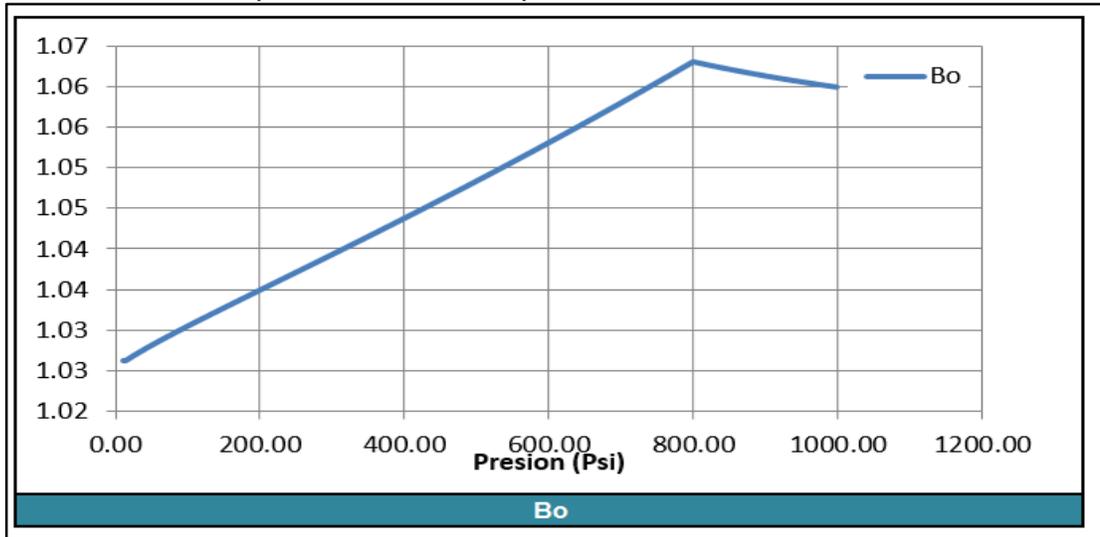
Pozo	Espesor neto TVD	PMP MD (ft)	PMP TVD (ft)	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Net, ft	Well Name	MD Top (ft)	MD Base (ft)
RIC-017H	18.6	4076.0	4031.0	4149	4208.0	59.0	RIC-017H	4063	4090
RIC-023	45.2	3982.0	3852.0	4248	4266.0	18.0	RIC-023	3958	4006
RIC-031	8.4	4157.0	4041.0	4306	4336.0	30.0	RIC-031	4153	4162
RIC-036	42.2	3902.0	3829.0	3874	3874.0	0.0	RIC-036	3870	3892
RIC-040	59.5	5850.0	5754.9	0	0.0	0.0	RIC-036	3912	3934
RIC-052	99.1	4242.5	4071.0				RIC-040	5820	5880
RIC-053	22.0	4565.0	4563.2				RIC-052	4149	4208
RIC-058	23.3	5872.0	5648.0				RIC-052	4248	4266
RIC-063	14.8	4367.5	4070.5				RIC-052	4306	4336
RIC-064	25.3	4291.0	4215.6				RIC-053	4554	4576
RIC-060	48.7	5629.0	5296.0				RIC-057	4630	4690
							RIC-058	5860	5884
							RIC-063	4359	4376
							RIC-064	4276	4306
							RIC-060	5605	5654
							RIC-017H	2250	2250
							RIC-023	3723	3723
							RIC-031	5117	5117
							RIC-036	4919	4919
							RIC-040	5542	5542
							RIC-052	3874	3874

5.3.2 PVT, Propiedades de los fluidos. Para el PVT se tuvo un margen de presiones desde 58 psi hasta 1.500 psi para ver el comportamiento del gas en solución (Rs), del factor de recobro de aceite (Bo) y de la viscosidad (Uo). A partir de las diferentes propiedades PVT se puede ver el comportamiento del Bo y Uo a lo largo de los cambios de presión, para conocer así su comportamiento.

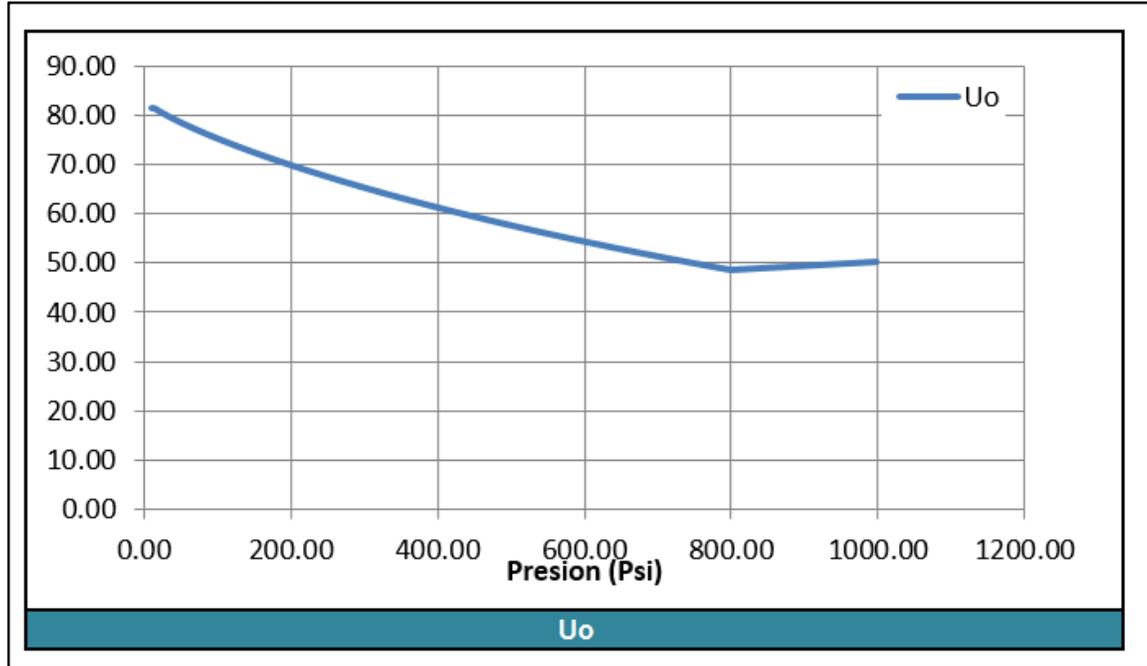
Figura 22. Bo y Uo a través de difeentes presiones.

	Presion	Bo	Uo	PVT - Entrada			
				Presion	Rs	Bo	Uo
1							
2							
3							
4	10.00	1.026	81.37	1500	96	1.056	55.72
5	11.99	1.026	81.37	1400	96	1.057	54.55
6	13.98	1.026	81.33	1300	96	1.057	53.25
7	15.98	1.026	81.15	1200	96	1.058	51.01
8	17.97	1.027	80.98	1100	96	1.058	49.75
9	19.96	1.027	80.80	900	96	1.059	48.6
10	21.95	1.027	80.63	800	96	1.06	47.48
11	23.94	1.027	80.47	650	78	1.055	52.65
12	25.94	1.027	80.30	500	61	1.05	58.45
13	27.93	1.027	80.14	350	43	1.044	64.1
14	29.92	1.027	79.98	200	25	1.037	70.08
15	31.91	1.027	79.82	58	7	1.028	77.71
16	33.90	1.027	79.67				
17	35.90	1.028	79.52				
18	37.89	1.028	79.36				
19	39.88	1.028	79.21				
20	41.87	1.028	79.07				
21	43.86	1.028	78.92				
22	45.86	1.028	78.77				

Gráfica 29. Comportamiento Bo vs presion.



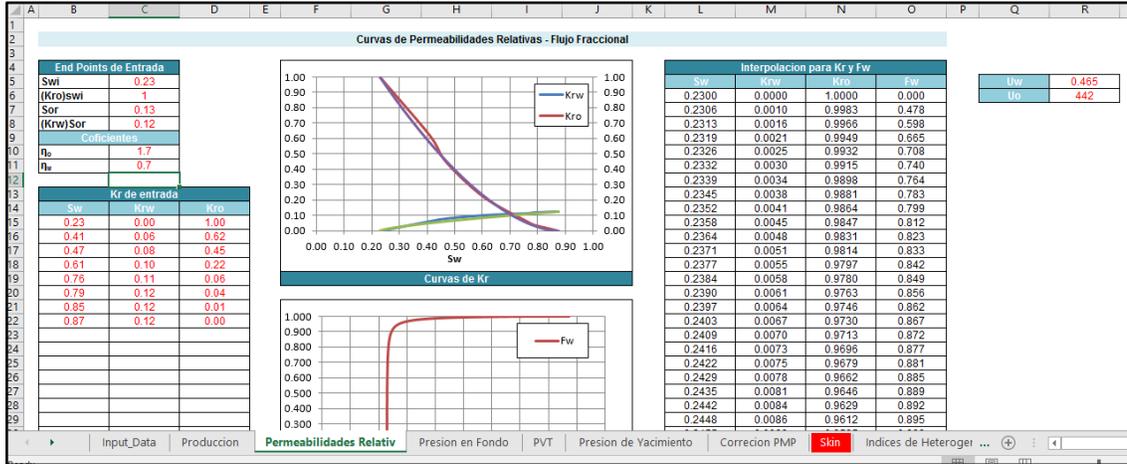
Gráfica 30. Comportamiento U_o vs presión.



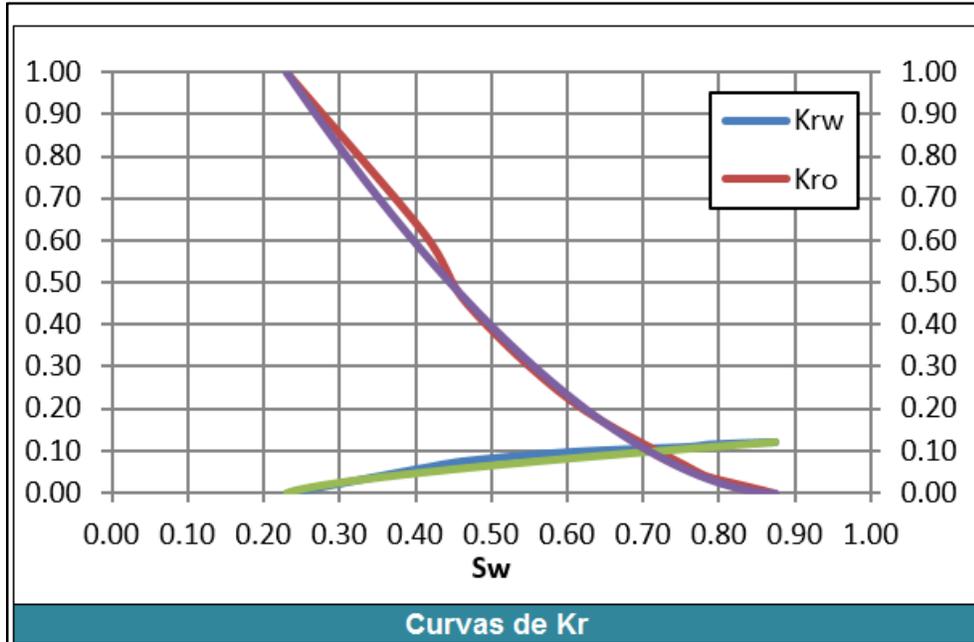
5.3.3 Petrofísica. La petrofísica utiliza las propiedades que se refieren al comportamiento del fluido en la roca, tales como la porosidad, la presión capilar, las permeabilidades, las saturaciones irreducibles o las saturaciones. De esta manera se puede ver cuál de los sedimentos o cual ciclo es factible de intervenir y por lo consiguiente cuales pozos son más propensos a ser candidatos para el análisis nodal.

5.3.3.1 Permeabilidad Relativa. Es un término adimensional implementado para adaptar la ecuación de Darcy a las condiciones de flujo multifásico es decir cuando dos o más fluidos ingresan a las gargantas de poro al mismo tiempo, esto relaciona la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su respectiva presencia, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo, por lo tanto, es un factor a tomar en cuenta para la selección de los pozos ya que entre más fácil pueda fluir el aceite en presencia de agua o gas más probabilidades de ser candidato tendrá el pozo.

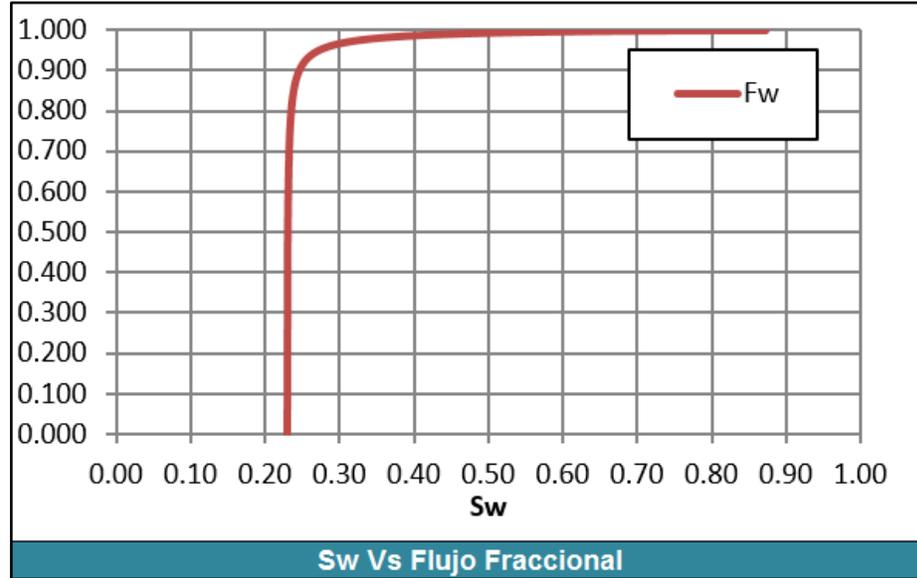
Figura 23. Permeabilidades Relativas y Flujos Fraccionales



Gráfica 31. Curvas de Kr vs Sw.



Gráfica 32. Curva de F_w vs S_w .



5.3.3.2 Flujo Fraccional. Es la fracción del fluido desplazante, en el flujo total si el fluido desplazante es el agua será definido como la relación entre el ritmo de producción de agua y el ritmo de producción total es decir si un pozo produce simultáneamente, agua y petróleo. Por eso con la permeabilidad relativa se ve el comportamiento de la saturación de agua (S_w) a través de la variación del flujo fraccional.

5.3.3.3 Permeabilidad Absoluta. Se toma como la medición de la permeabilidad, o de la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, obtenida cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca, se mide en unidades de darcies o milidarcies que permiten tener una idea del espacio disponible para que el petróleo se desplace a través de la roca.

5.3.3.4 Pruebas de Producción. Las pruebas de producción se toman en cuenta para obtener los reportes de los caudales de producción del campo, con esto se tiene una idea a modo de saber cuales pozos tienen una mayor producción de aceite y así mismo la producción de agua y gas.

Figura 24. Agrupacion de las diferentes producciones.

	Pozo	Date	Dias	Agua	Barriles Agua	Aceite	Barriles Aceite	Gas	Gas Mensua
117	RIC-023SSA	1/12/2001	9		0	21.89	197.01	7.81	70.29
118	RIC-023SSA	1/01/2002	31	0.06	1.86	22.74	704.94	8.97	278.07
119	RIC-023SSA	1/02/2002	28		0	20.68	579.04	9.21	257.88
120	RIC-023SSA	1/03/2002	31		0	18.87	584.97	8.52	264.12
121	RIC-023SSA	1/04/2002	30	0.06	1.8	19.43	582.9	8.07	242.1
122	RIC-023SSA	1/05/2002	31	0.09	2.79	21.74	673.94	7.65	237.15
123	RIC-023SSA	1/06/2002	30		0	19.67	590.1	7.33	219.9
124	RIC-023SSA	1/07/2002	31		0	13.77	426.87	8	248
125	RIC-023SSA	1/08/2002	31		0	14.81	459.11	6	186
126	RIC-023SSA	1/09/2002	30		0	13.37	401.1	6.37	191.1
127	RIC-023SSA	1/10/2002	31		0	13.77	426.87	6.55	203.05
128	RIC-023SSA	1/11/2002	30		0	13.93	417.9	7.67	230.1
129	RIC-023SSA	1/12/2002	31		0	14.52	450.12	7.61	235.91
130	RIC-023SSA	1/01/2003	31		0	15.1	468.1	5.68	176.08
131	RIC-023SSA	1/02/2003	28	0.08	2.24	18.5	518	4.71	131.88
132	RIC-023SSA	1/03/2003	31	0.07	2.17	17.94	556.14	4.26	132.06
133	RIC-023SSA	1/04/2003	30		0	15.07	452.1	4.27	128.1
134	RIC-023SSA	1/05/2003	31		0	15.03	465.93	4.55	141.05
135	RIC-023SSA	1/06/2003	30		0	16.03	480.9	5.33	159.9
136	RIC-023SSA	1/07/2003	31		0	16.45	509.95	5.81	180.11
137	RIC-023SSA	1/08/2003	31		0	15.84	491.04	5.77	178.87
138	RIC-023SSA	1/09/2003	30		0	12.67	380.1	5	150
139	RIC-023SSA	1/10/2003	31		0	12.35	382.85	4.48	138.88
140	RIC-023SSA	1/11/2003	30		0	12.63	378.9	5.07	152.1
141	RIC-023SSA	1/12/2003	31		0	10.26	318.06	5.9	182.9
142	RIC-023SSA	1/01/2004	31		0	9.48	293.88	4.68	145.08
143	RIC-023SSA	1/02/2004	28.9		0	10.31	297.959	5.16	149.124

5.3.3.5 Presiones de fondo pwf. La presion es el factor del sistema mas importante, fluctua atravez de todo el camino desde el yacimineto hasta la cabeza de pozo, es medible en cada punto posible a cualquier distancia o profundidad (nodo). Para la candidatizacion se tiene en cuenta como principal presion, la presion de fondo fluyente (PWF); la cual es tomada en el punto de la cara de la formacion en el cual el fluido atraviesa los perforados y entra a la tuberia ya que ahí es el punto final del recorrido de los fluidos a traves de la formacion.

Figura 25. Caracteristicas para cuantificar Daño de formación.

Pozo	Fecha	%Bsw	Gradiente de Aceite	Gradiente de Fluido	Gradiente aceite gasificado	Gradiente columna con gas	Intake Bomba (TVD)	Nivel de Fluido (TVD)	PMP (TVD)	H neto (TVD)	Presion hidrostatica (Psi)	%API	PIP (PSI)	Pwf (psi)	Qf
RIC-017H	25/08/2016	34.0	0.395287	0.408222	0.350111	0.378406	2250.0	0.0	4031.0	18.6	7.6	23.5	0.0	1411.3	25.6
RIC-023	24/03/2015	78.7	0.404419	0.427172	0.357257	0.417126	3608.0	0.0	3852.0	45.2	19.3	20.0	0.0	1376.2	4.7
RIC-031	6/02/2015	1.8	0.379674	0.379638	0.337016	0.338713	4932.0	4886.0	4041.0	8.4	3.2	30.3	0.0	0.0	34.6
RIC-036	21/01/2015	36.7	0.378207	0.398443	0.339646	0.372138	4812.0	4709.0	3829.0	42.2	16.8	30.5	0.0	0.0	31.5
RIC-040	18/08/2016	6.7	0.373595	0.377577	0.332886	0.339676	5450.0	0.0	5754.9	59.5	22.5	32.5	0.0	1954.8	5.3
RIC-052	16/08/2016	1.7	0.377275	0.378239	0.335907	0.337583	3730.0	0.0	4071.0	99.1	37.5	30.9	0.0	1374.3	2.1
RIC-053	10/01/2015	8.2	0.381266	0.385525	0.339068	0.346778	5288.0	5213.0	4563.2	22.0	8.5	29.2	0.0	0.0	12.0
RIC-058	20/08/2016	89.0	0.379848	0.427436	0.337945	0.422819	4187.0	0.0	5648.0	23.3	10.0	29.8	0.0	2388.1	6.8
RIC-063	21/02/2015	68.3	0.395798	0.421421	0.350512	0.407052	4183.0	3799.0	4070.5	14.8	6.2	23.3	0.0	114.4	11.0
RIC-064	10/08/2016	5.3	0.386071	0.388576	0.342862	0.347657	3966.0	0.0	4215.6	25.3	9.8	27.2	0.0	1445.4	1.8
RIC-060	24/08/2016	21.3	0.375196	0.387555	0.334258	0.355321	3496.0	0.0	5296.0	48.7	18.9	31.8	0.0	1770.2	1.5

5.3.4 Cuantificación del Daño de formación. Las clasificaciones de los anteriores ítems forman un conjunto de herramientas para poder hallar el daño de formación, utilizando la ecuación de fetkovich que es una variación de la ecuación de Darcy para hallar el daño de formación. A partir del daño de formación obtenido se puede

tomar idea ya de los pozos más aptos los cuales serían los de un daño de formación elevado y así tener una de las variables a tener en cuenta en la candidatura ya determinada y calculada correctamente.

Figura 26. Propiedades para cuantificación del Daño de formación.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	Pozo	Flujo Fraccional	Sw	Kro	Presion Yacimiento	Pwf	BOPD	BWPD	BFPD	%BSW	Uo	Bo
3		0.3	0.2	1.0	1972.2	1075.9	8.8	3.6	12.4	32.0	61.5	1.1
5	RIC-017H	0.327	0.230	1.000	1743.0	1411.3	16.9	8.7	25.6	34.0	173.0	1.1
6	RIC-023	0.777	0.234	0.990	1948.4	1376.2	1.0	3.7	4.7	78.7	50.4	1.1
7	RIC-031	0.017	0.230	1.000	1765.8	0.0	34.0	0.6	34.6	1.8	50.4	1.1
8	RIC-036	0.354	0.230	1.000	1693.3	0.0	20.0	11.6	31.5	36.7	50.4	1.1
9	RIC-040	0.063	0.230	1.000	2411.6	1954.8	4.9	0.4	5.3	6.7	50.4	1.1
10	RIC-052	0.016	0.230	1.000	1776.3	1374.3	2.0	0.0	2.1	1.7	50.4	1.1
11	RIC-053	0.063	0.230	1.000	1970.9	0.0	11.2	0.8	12.0	8.2	50.4	1.1
12	RIC-058	0.884	0.242	0.968	2483.2	2388.1	0.8	6.1	6.8	89.0	50.4	1.1
13	RIC-063	0.670	0.232	0.995	1804.9	114.4	3.5	7.5	11.0	68.3	50.4	1.1
14	RIC-064	0.057	0.230	1.000	1839.4	1445.4	1.7	0.1	1.8	5.3	50.4	1.1
15	RIC-060	0.203	0.230	1.000	2257.3	1770.2	1.2	0.3	1.5	21.3	50.4	1.1
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												

	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
	Bw	H neto	Permeabilidad	Radio de Drenaje	Radio de Pozo	KH	IP Agua	IP Aceite	IP Total	ΔQ_o %50Skin	Skin	
4	1.0	37.0	35.1	307.3	0.4	1214.4	0.0	0.0	0.0	3.5	52.1	
5	1.0	18.6	29.2	184.5	0.4	543.1	0.0263	0.1	0.1	-14.6	-5.1	
6	1.0	45.2	131.3	32.7	0.4	5932.9	0.0065	0.0	0.0	2.0	442.0	
7	1.0	8.4	4.0	82.8	0.4	33.7	0.0003	0.0	0.0	3.2	-4.5	
8	1.0	42.2	4.4	1181.0	0.4	184.3	0.0068	0.0	0.0	8.8	-5.3	
9	1.0	59.5	6.4	110.5	0.4	382.1	0.0008	0.0	0.0	4.8	-0.3	
10	1.0	99.1	23.3	99.5	0.4	2306.1	0.0001	0.0	0.0	3.8	55.4	
11	1.0	22.0	132.6	120.9	0.4	2918.1	0.0004	0.0	0.0	20.8	63.0	
12	1.0	23.3	10.4	573.4	0.4	242.6	0.0637	0.0	0.1	0.6	-2.7	
13	1.0	14.8	37.7	730.8	0.4	557.8	0.0044	0.0	0.0	5.9	28.8	
14	1.0	25.3	3.4	198.1	0.4	87.1	0.0003	0.0	0.0	1.1	-2.9	
15	1.0	48.7	3.5	66.2	0.4	170.5	0.0007	0.0	0.0	1.6	4.7	
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												

5.4 ÍNDICES DE HETEROGENEIDAD

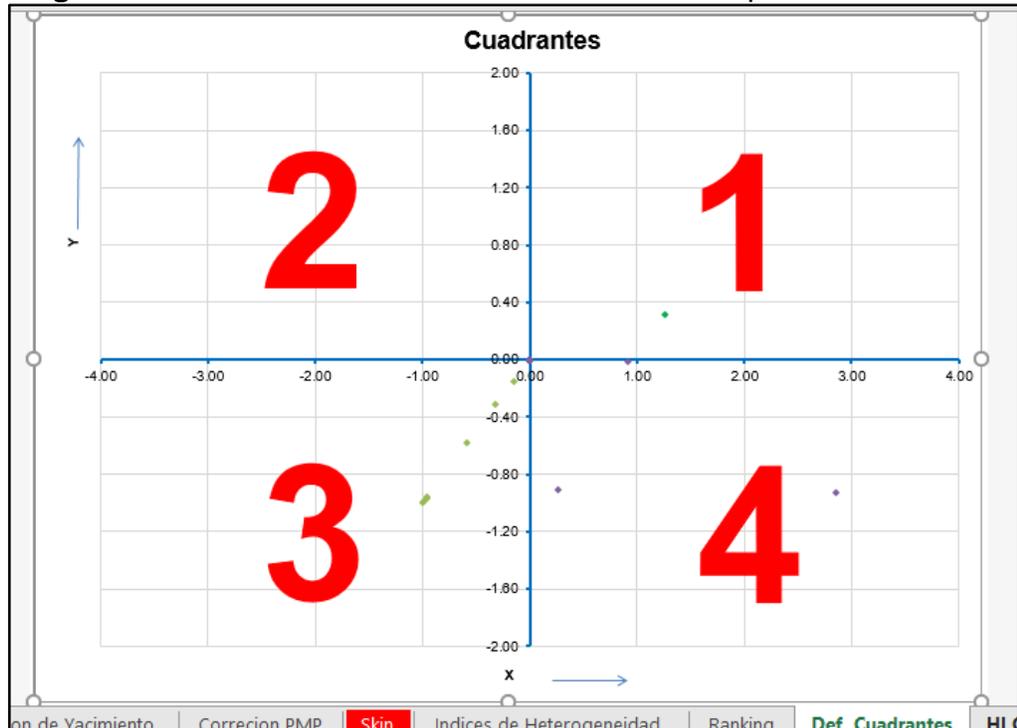
El índice de heterogeneidad fue la herramienta seleccionada para determinar cómo ultimo filtro la selección de los 10 pozos, este consiste en un método estadístico el cual toma a partir del valor promedio de la variable a analizar, identifica cuales pozos están por encima o por debajo de la media dándole valores positivos o negativos, que luego serán graficados en un cross-plot con otra variable del mismo pozo. Dichas propiedades pueden ser tales como, daño de formación, la permeabilidad efectiva, porosidades, caudales, alturas de los perforados, capacidad del flujo.

Figura 27. Distribución de las propiedades en los índices de heterogeneidad.

Pozo	HI Qo	HI Qw	HI KH	HI NP	HI WP	HI Hperf	Qo	IP	HI ΔQo	HI Bsw	HI Skin	HI CII
RIC-017H	0.914973568	0.0	-0.55278558	0.323383818	-0.321559	-0.4974208	0.914973568	2.659686393	-5.219962638	0.0630631	-1.097752	-1
RIC-023	-0.886754963	-0.6	3.885555687	-0.472320357	-0.9914431	0.22132154	-0.886754963	-0.611323215	-0.41943784	1.4625301	7.481347	-1
RIC-031	2.850331242	-0.9	-0.97228978	-0.475491883	-0.9715232	-0.7730287	2.850331242	-0.071493925	-0.074619258	-0.9448513	-1.085826	-1
RIC-036	1.259238479	0.3	-0.848209416	0.903938863	4.7896347	0.14026038	1.259238479	-0.118147474	1.542570053	0.1486592	-1.101442	-1
RIC-040	-0.445099321	-1.0	-0.685343276	0.828861163	-0.8817741	0.60771309	-0.445099321	-0.455593799	0.380843958	-0.7913994	-1.005119	-1
RIC-052	-0.769206616	-1.0	0.898977365	-0.530594973	-0.9890358	1.67772046	-0.769206616	-0.755622743	0.092547559	-0.946181	0.06404	-1
RIC-053	0.268344409	-0.9	1.402944113	2.262590881	-0.8221294	-0.4055515	0.268344409	-0.711564757	5.039943826	-0.7440471	0.209586	-1
RIC-058	-0.915066223	-0.3	-0.800263976	-0.912953948	1.2746859	-0.370425	-0.915066223	2.39068983	-0.832540611	1.7841922	-1.051637	-1
RIC-063	-0.604774823	-0.2	-0.54065647	-0.326534304	0.6997179	-0.6000983	-0.604774823	-0.692018742	0.704009993	1.1361744	-0.447797	-1
RIC-064	-0.807879796	-1.0	-0.928289766	-0.849926553	-0.8338089	-0.3163842	-0.807879796	-0.782851993	-0.680655249	-0.8341625	-1.05553	-1
RIC-060	-0.864105956	-1.0	-0.859638902	-0.750952705	-0.952765	0.3158929	-0.864105956	-0.851759574	-0.532699793	-0.3347776	-0.909871	-1

5.4.1 CUADRANTES. Los diferentes cuadrantes están determinados en el orden como muestra la Figura 28 y cada gráfica maneja diferentes características y diferentes puntajes sobre un total de 100. Cada cuadrante tiene un puntaje distinto según las propiedades que se enfrentan.

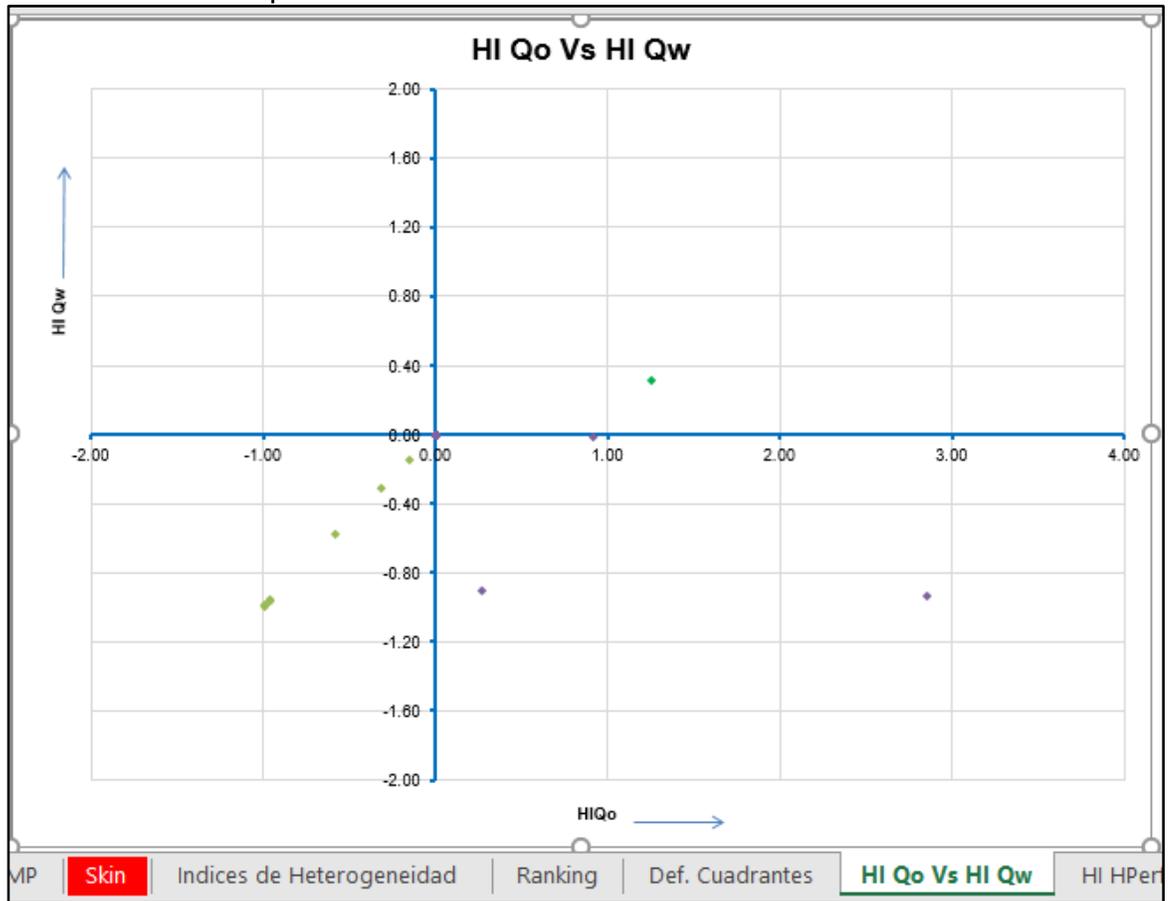
Figura 28. Distribución de cuadrantes en los cross plot



A continuación, se muestran las diferentes gráficas, mostrando cual puntaje tiene cada cuadrante dependiendo de las propiedades enfrentadas.

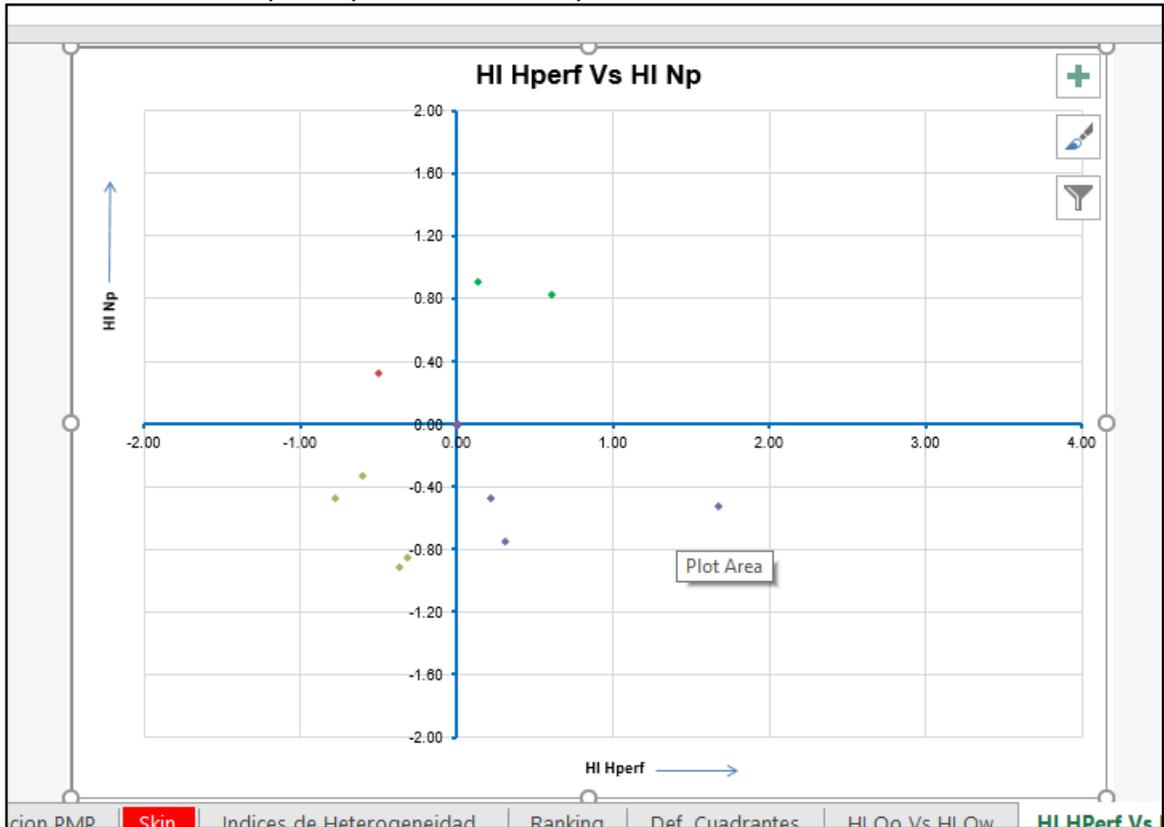
5.4.1.1 Qo vs Qw. Este cross-plot tiene como puntajes en el cuadrante 1: 0 puntos en el cuadrante 2: 0 puntos, en el cuadrante 3: 50 puntos, en el cuadrante 4: 100 puntos. Y tiene como aporte al total del ranking final 10 puntos de 100.

Gráfica 33. Cross plot Qo vs Qw



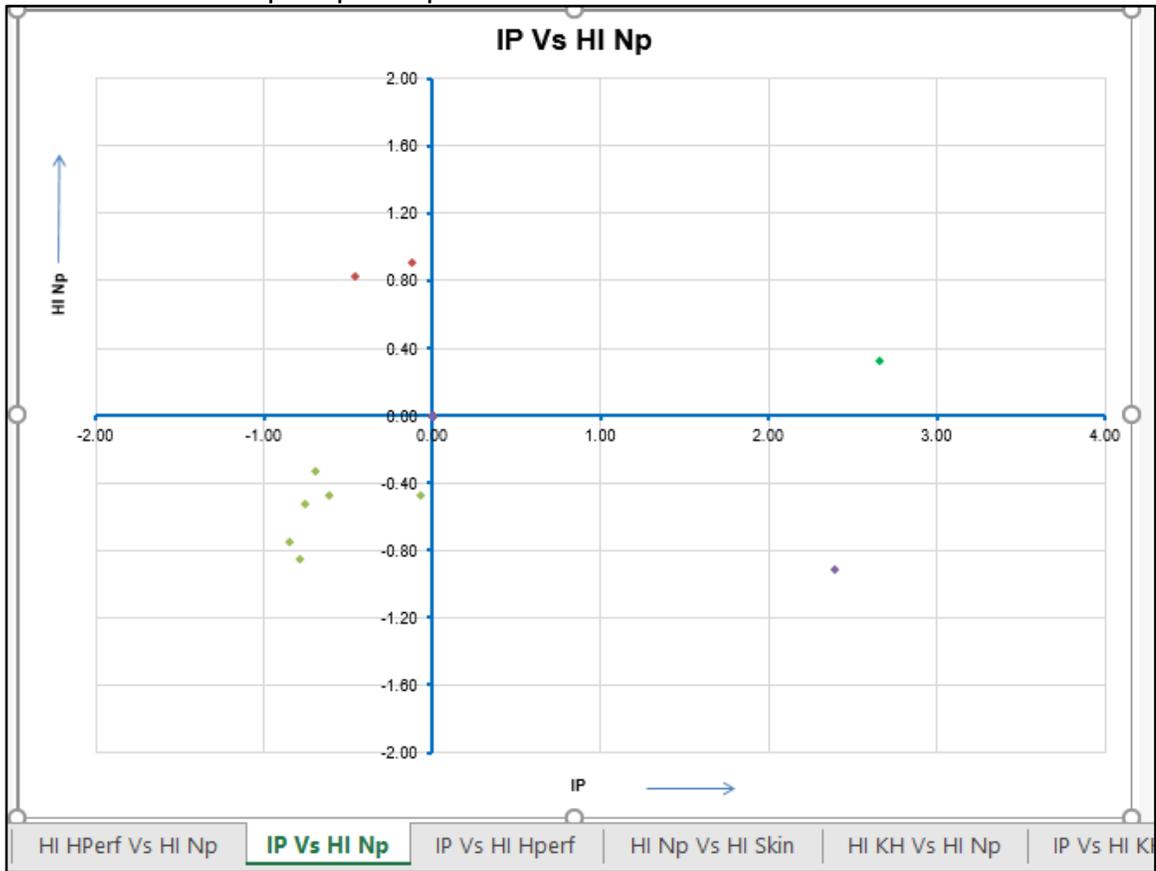
5.4.1.2 Hperforados vs Np. Este cross-plot tiene como puntajes en el cuadrante 1: 0 puntos en el cuadrante 2: 100 puntos, en el cuadrante 3: 0 puntos, en el cuadrante 4: 0 puntos. Y tiene como aporte al total del ranking final 20 puntos de 100.

Gráfica 34. Cross plot Hperforados vs Np



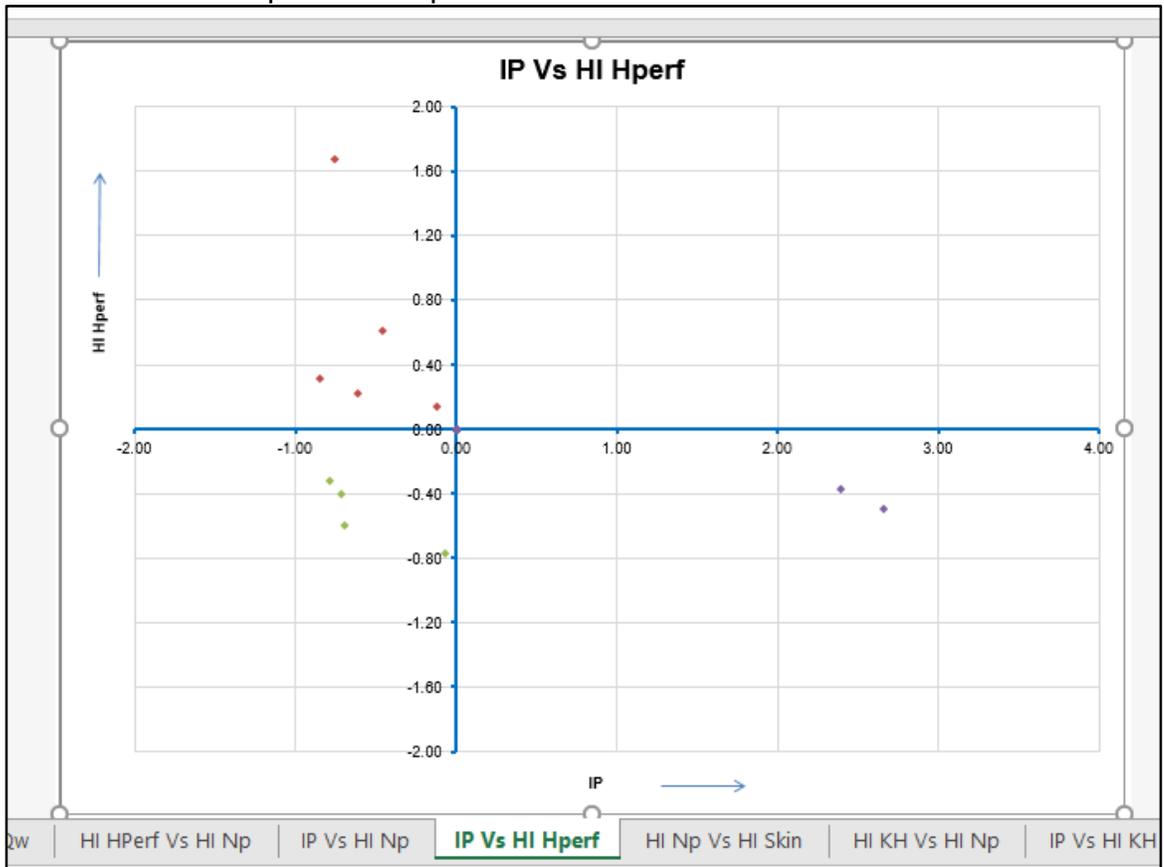
5.4.1.3 IP vs Np. Este cross-plot tiene como puntajes en el cuadrante 1: 50 puntos en el cuadrante 2: 0 puntos, en el cuadrante 3: 50 puntos, en el cuadrante 4:100 puntos. Y tiene como aporte al total del ranking final 20 puntos de 100.

Gráfica 35. Cross plot Ip vs Np



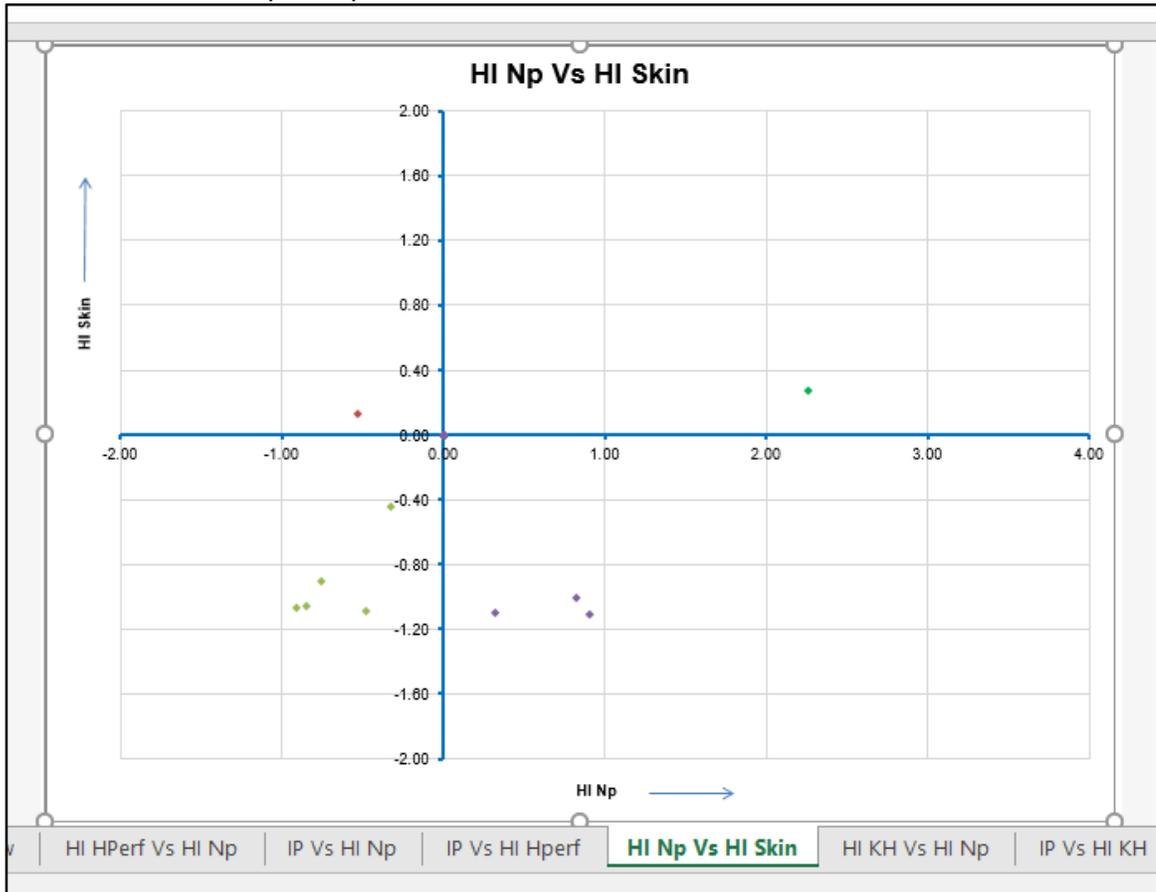
5.4.1.4 IP vs Hperforados. Este cross-plot tiene como puntajes en el cuadrante 1: 50 puntos en el cuadrante 2: 0 puntos, en el cuadrante 3: 0 puntos, en el cuadrante 4: 100 puntos. Y tiene como aporte al total del ranking final 10 puntos de 100.

Gráfica 36. Cross plot IP vs Hperforados



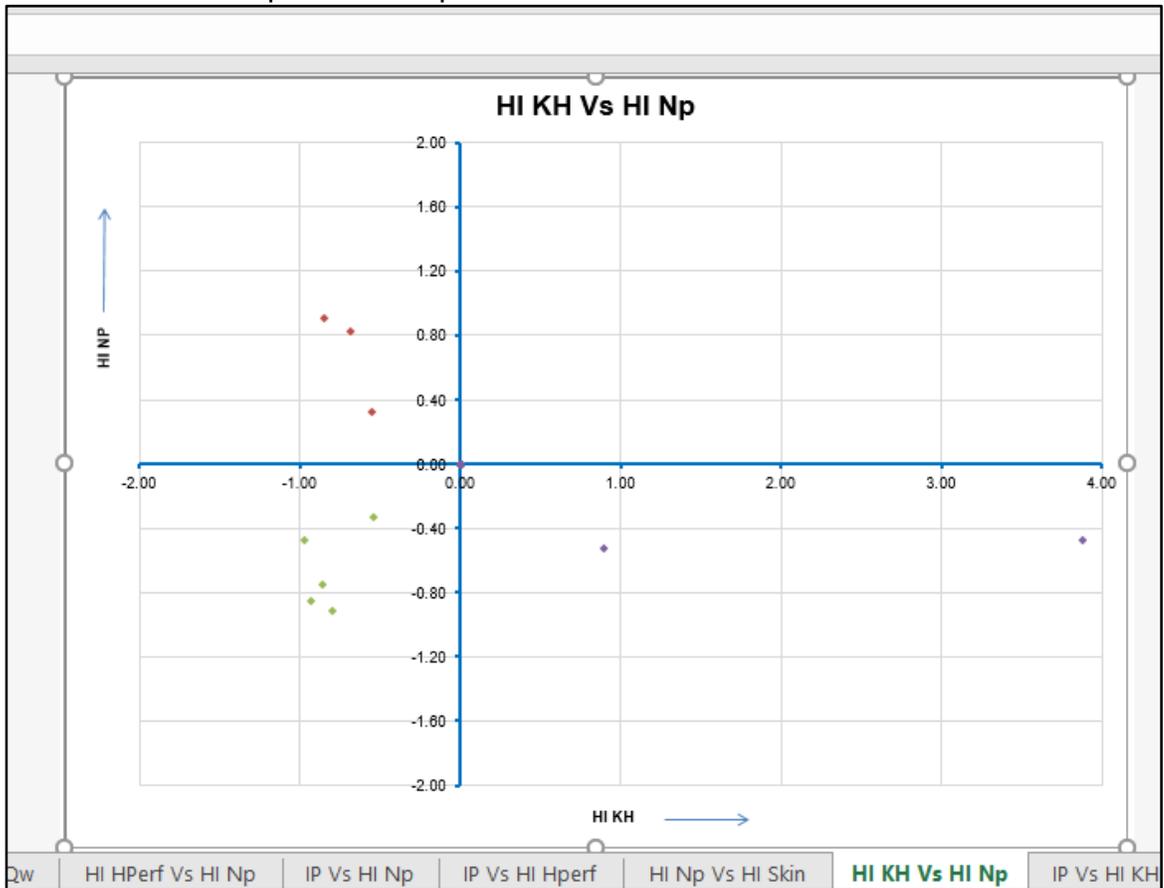
5.4.1.5 Np vs Daño de formación. Este cross-plot tiene como puntajes en el cuadrante 1: 50 puntos en el cuadrante 2: 100 puntos, en el cuadrante 3: 0 puntos, en el cuadrante 4: 0 puntos. Y tiene como aporte al total del ranking final 20 puntos de 100.

Gráfica 37. Cross plot Np vs Daño de formación.



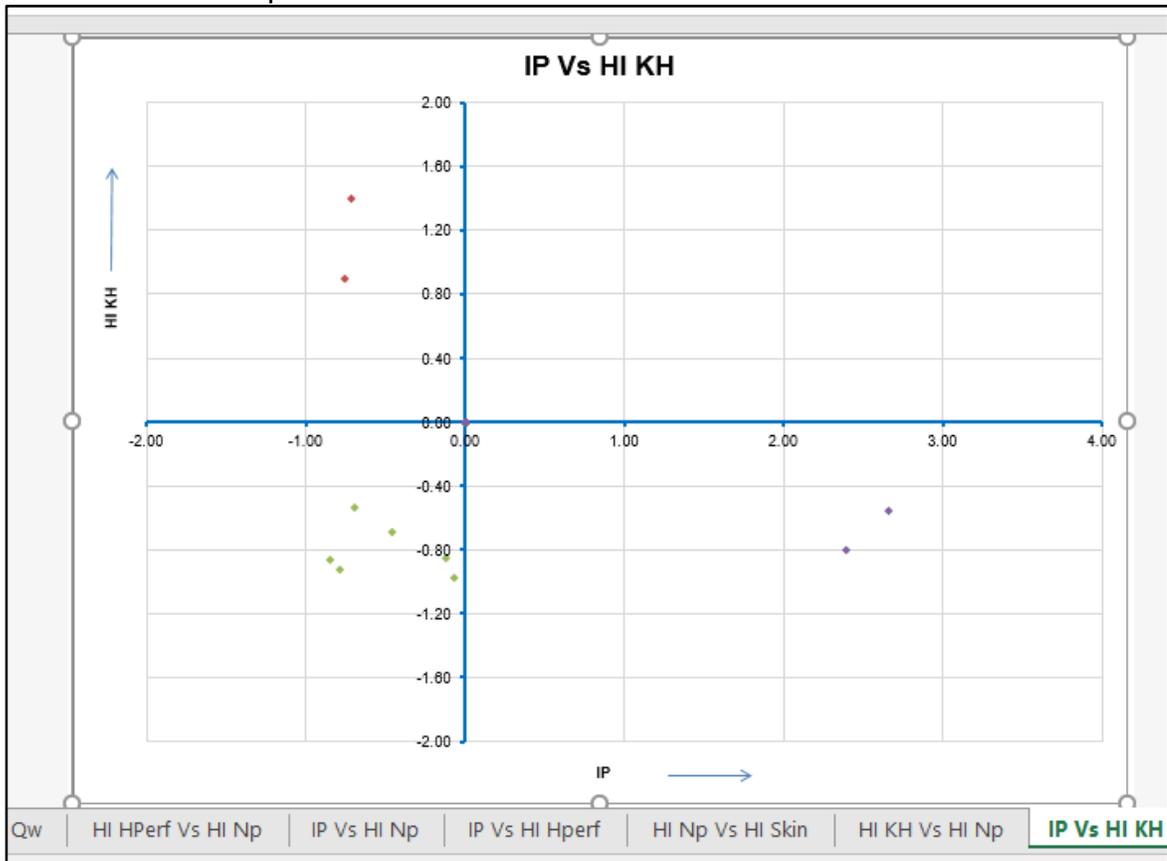
5.4.1.6 KH vs Np. Este cross-plot tiene como puntajes en el cuadrante 1: 100 puntos en el cuadrante 2: 100 puntos, en el cuadrante 3: 100 puntos, en el cuadrante 4: 100 puntos. Y tiene como aporte al total del ranking final 10 puntos de 100.

Gráfica 38. Cross plot Kh vs Np



5.4.1.7 IP vs KH. Este cross-plot tiene como puntajes en el cuadrante 1: 50 puntos en el cuadrante 2: 0 puntos, en el cuadrante 3: 0 puntos, en el cuadrante 4:100 puntos. Y tiene como aporte al total del ranking final 10 puntos de 100.

Gráfica 39. Cross plot IP vs Kh



5.5 CANDIDATIZACIÓN DE POZOS

A partir de los índices de heterogeneidad los cuales se le asignaron a cada característica se tiene los puntajes de cada gráfica y con estos resultados y los valores de cada cuadrante se logró hacer el ranking y por consentimiento de los autores acompañados de la dirección de Ecopetrol S. A, se tomó que los pozos con puntaje superior a 21 puntos serán los pozos candidatos y sus nombres son asignados por los autores para posteriormente realizar el análisis nodal a estos 10 pozos y su evaluación financiera.

La tabla 12 muestra los pozos que superaron los filtros anteriores y su respectivo puntaje otorgado por la clasificación de los índices de heterogeneidad, mostrando los 10 mejores y su respectivo nombre para proceder al análisis nodal

Tabla 12. Ranking de los 10 pozos seleccionados.

POZOS	PUNTAJE	
RC-A	25	Pozo 1
RC-B	35	Pozo 2
RC-C	25	Pozo 3
RC-D	15	
RC-E	25	Pozo 4
RC-F	40	Pozo 5
RC-G	5	
RC-H	35	Pozo 6
RC-I	10	
RC-J	15	
RC-K	15	
RC-L	50	Pozo 7
RC-M	15	
RC-N	25	Pozo 8
RC-O	0	
RC-P	5	
RC-Q	15	
RC-R	30	Pozo 9
RC-S	35	Pozo 10
RC-T	15	
RC-U	15	
RC-V	15	
RC-W	10	
RC-X	5	
RC-Y	15	
RC-Z	20	
RC-AA	20	
RC-AB	20	
RC-AC	15	
RC-AD	5	

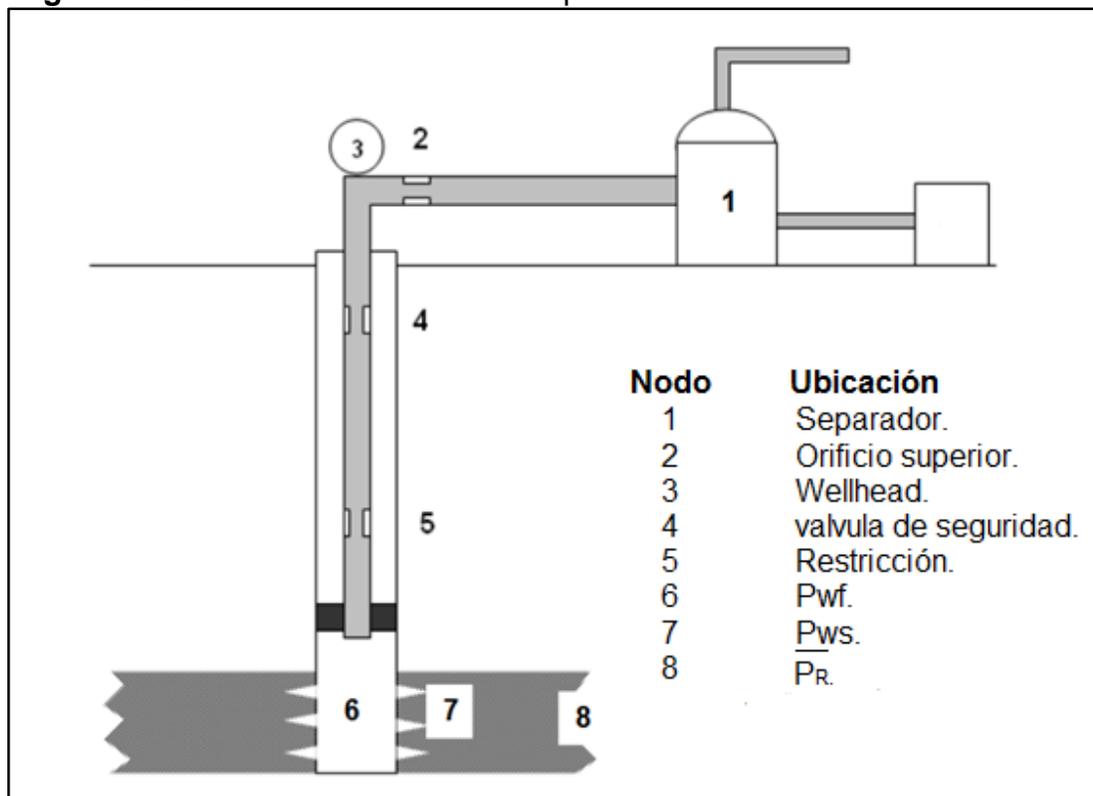
6. ANÁLISIS NODALES PARA LOS POZOS CANDIDATOS

6.1 ANÁLISIS NODAL

El análisis del sistema, conocido también como análisis nodal, se ha utilizado por varios años para analizar el comportamiento del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes.

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran en la figura 29.

Figura 29. Ubicaciones más comunes para los nodos.



Fuente: modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

Todos los componentes aguas arriba del nodo (Upstream) comprende la sección de entrada (Inflow Section), mientras que todos los componentes aguas abajo del nodo (Downstream) comprende la sección de salida (Outflow Section). Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre el caudal y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez se cumpla los siguientes requerimientos:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo de la salida del mismo.
- Una sola presión existe en el nodo.

Para un momento particular de la vida del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen constantes y no son función del caudal. La presión promedio del reservorio \bar{P}_R y la presión de salida del sistema. La presión de salida del sistema es generalmente la presión del separador P_{sep} , pero si la presión del pozo es controlada con un choke en la superficie, la presión fija a la salida del sistema será la presión de cabeza del pozo P_{wh} . Una vez que el nodo es seleccionado, la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones, comenzando desde las fijas.

Ecuación 3. Entrada al nodo (Inflow).

$$\bar{P}_r - \Delta P(Upstream Components) = P_{nodo}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

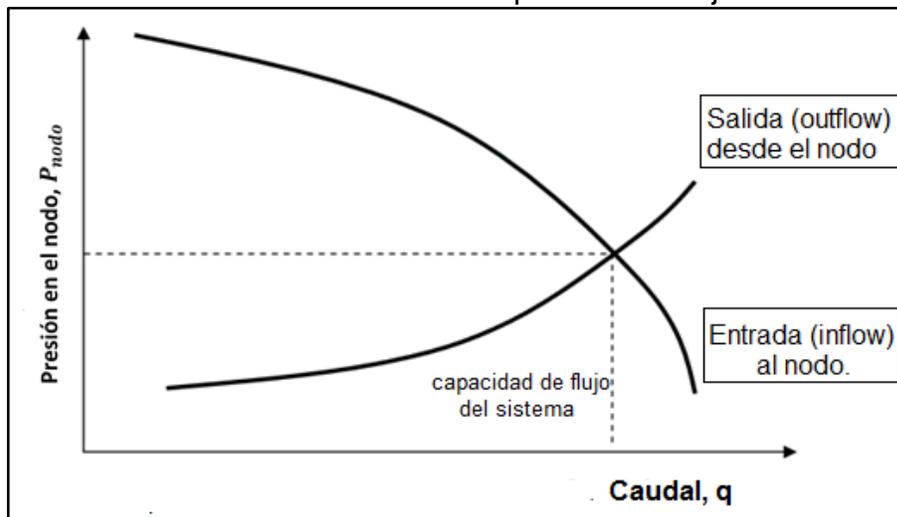
Ecuación 4. Salida del nodo (outflow).

$$P_{sep} + \Delta P(Dwonstream Components) = P_{nodo}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

La caída de presión ΔP , en cualquier componente varía con el caudal q . al realizar el gráfico de la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, las cuales se interceptaran satisfaciendo las condiciones 1 y 2 mencionadas anteriormente. El procedimiento se puede observar en el gráfico 40.

Gráfica 40. Determinación de la capacidad de flujo.



Fuente: modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

El efecto en un cambio en cualquiera de los componentes del sistema puede ser analizado calculando nuevamente la presión del nodo versus el caudal, utilizando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio se realizó en un componente aguas arriba (Upstream), la curva de salida (Outflow) no sufrirá cambios, y viceversa. Al variar cualquier curva la intersección también lo hará, causando una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo. Las curvas también se pueden desplazar si cambian cualquiera de las condiciones fijas, como puede ser una depletación en la presión del reservorio o un cambio en las condiciones fijas del separador o instalaciones receptoras en superficie.

Seleccionando el cabezal del pozo como nodo, se puede explicar el procedimiento para hallar la presión de este nodo (P_{wh}) en un sistema simple de producción como se ilustra en la figura 30.

Ecuación 5. Entrada al nodo P_{wh} (Inflow)

$$P_R - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_w$$

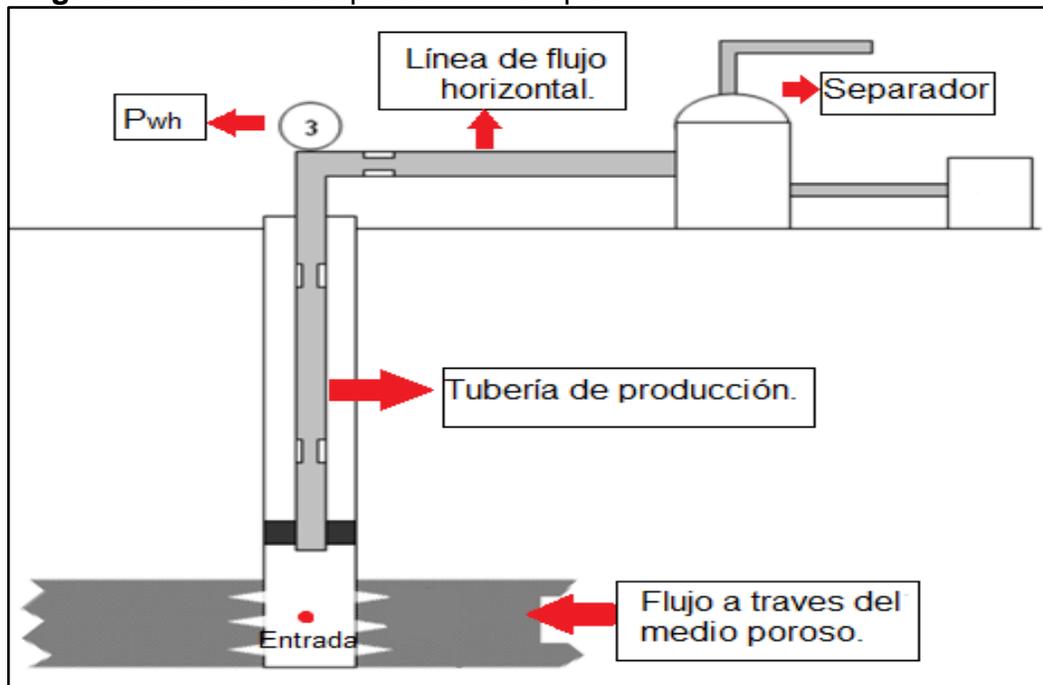
Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

Ecuación 6. Salida del nodo P_{wh} (Outflow)

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} = P_{wh}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

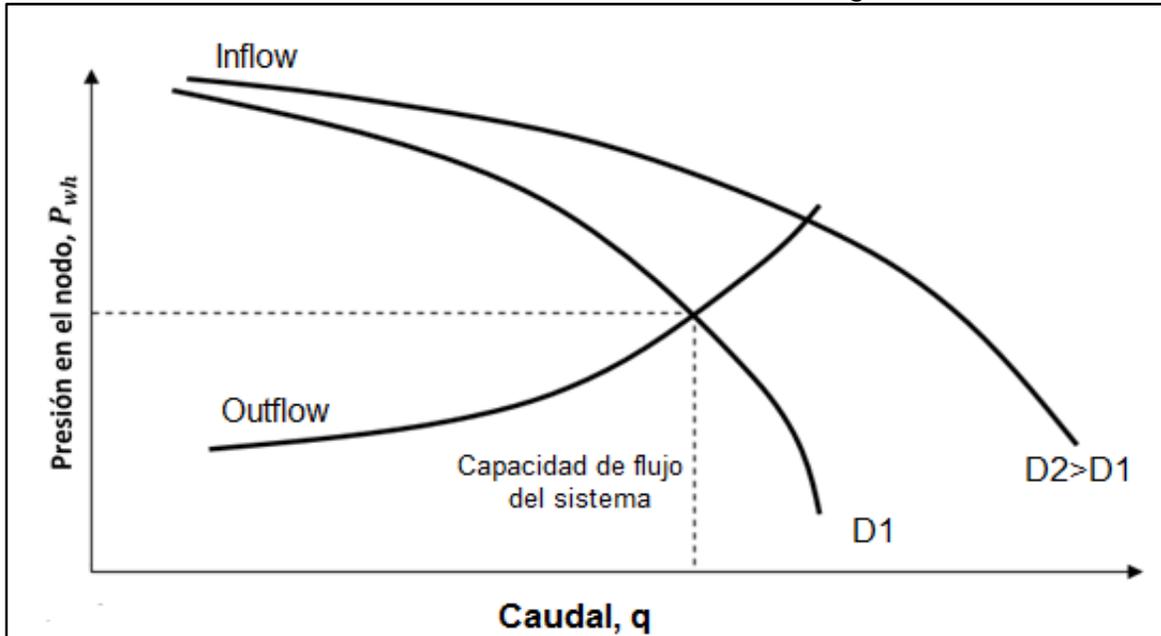
Figura 30. Sistema de producción simple.



Fuente: modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

Al cambiar el diámetro de la tubería por uno de mayor diámetro, provoca un aumento en el caudal y un aumento en la presión de la cara del pozo como se puede observar en el gráfico 41.

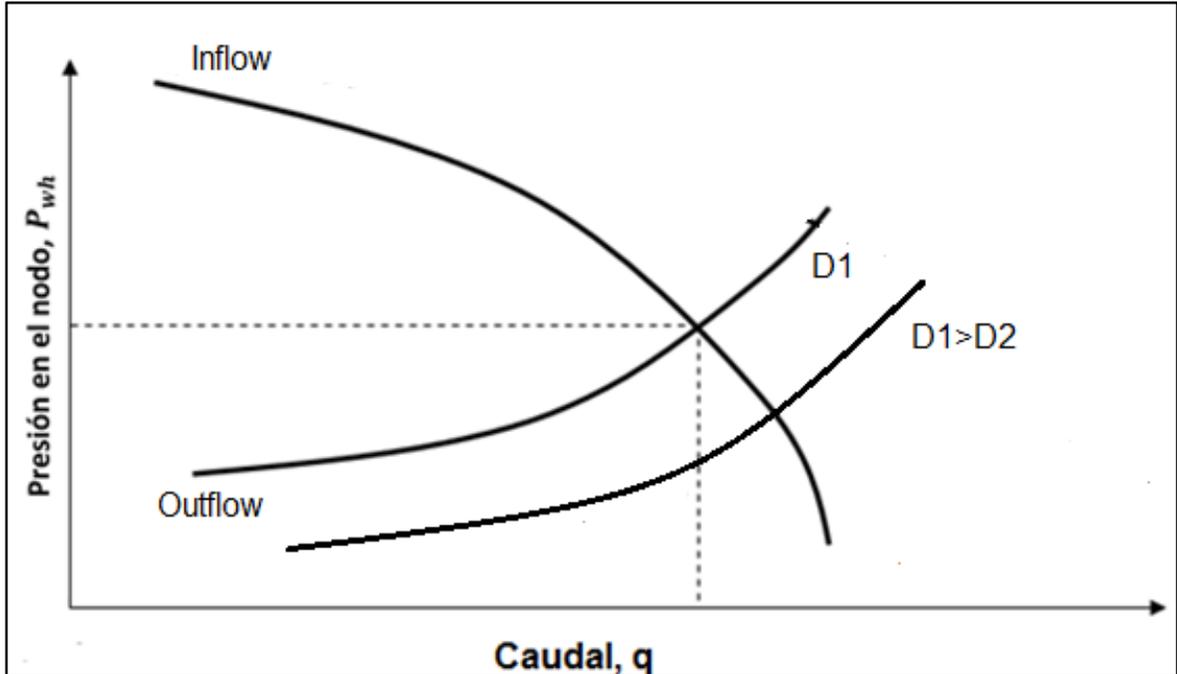
Gráfica 41. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing.



Fuente: modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

Al variar el diámetro de la línea de flujo horizontal, aumento la capacidad de esta permitiendo mayor tránsito de caudal y además reduciendo la presión en esta. Como se puede observar en el gráfico.

Gráfica 42. Efecto del cambio en las dimensiones de la línea de flujo.



Fuente: modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

Se puede optimizar un sistema de producción escogiendo la combinación de componentes adecuados, permitiendo la máxima tasa de producción al menor costo. Si en un componente del sistema hay demasiada pérdida de presión, el diferencial restante no será suficiente para obtener un buen rendimiento del pozo; por ejemplo cuando el diámetro del tubería es muy pequeño, la restricción de flujo es demasiada y las pérdidas de presión serán tales que de nada servirá estimular la formación, u optimizar cualquier otro componente del sistema. La solución para este problema puede ser aumentar el diámetro de la tubería, hasta que la velocidad a través de la tubería sea suficiente para llevar efectivamente los fluidos hasta superficie.

El análisis nodal de sistemas de producción tiene las siguientes aplicaciones:

- Selección de diámetros de tubería.
- Selección de las dimensiones de las líneas de flujo.
- Diseños de Gravel Pack.
- Dimensionamiento del choke y de la válvula de seguridad del subsuelo.
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
- Evaluación de estimulación de pozos.
- Predecir el efecto de la disminución de la presión del yacimiento sobre la capacidad del flujo.

6.2 DESCRIPCIÓN DE PROSPER

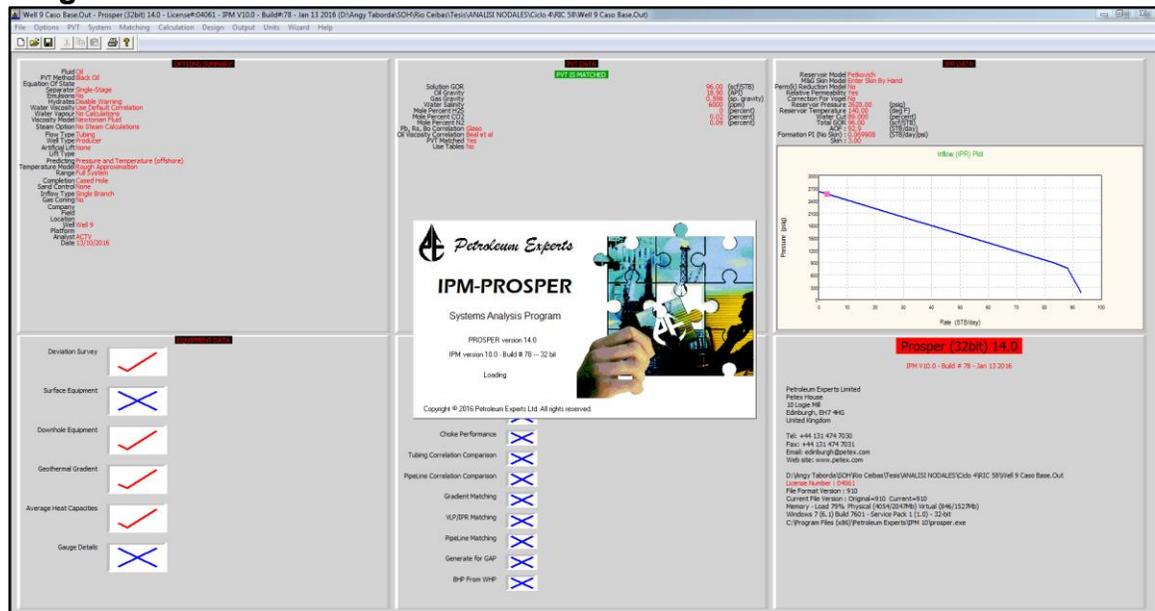
La descripción realizada a continuación, muestra el paso a paso de la utilización del software para reproducir las gráficas de IPR y así realizar los análisis nodales que dan paso a la comparación de la producción base y la producción esperada al introducir el inhibidor.

6.2.1 Información sobre PROSPER. Es un programa que permite representar, diseñar, optimizar y predecir el comportamiento de pozos de petróleo, gas seco, gas húmedo y condensado retrogrado.

PROSPER está diseñado para permitir la creación de modelos de pozo confiables y consistentes, con la habilidad de agregar todos los aspectos del pozo, como son el PVT (caracterización del fluido), correlaciones VPL (para los cálculos de la pérdida de presión en la línea de flujo y la tubería de producción) y las gráficas de IPR.

En la siguiente figura se puede observar la ventana de inicio de PROSPER.

Figura 31. Ventana de inicio.



Fuente: Petroleum Expert.

6.2.2 Datos iniciales. Para ingresar los datos iniciales se debe seleccionar de la ventana de inicio el cuadro superior izquierdo que dice “Options summary”, en esta ventana se describe las principales características y opciones del diseño del pozo, como son el tipo de fluido (petróleo, gas o condensado retrogrado), el tipo de pozo

(productor o inyector), el tipo de completamiento y tipo de levantamiento artificial como las opciones más importantes. Las opciones activadas en esta ventana definen los datos necesarios en el resto de ventanas.

Figura 32. Resumen de opciones.

The screenshot shows the 'System Summary (Well 9 Caso Base.Out)' window with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil; Separator: Single-Stage Separator; Emulsions: No; PVT Warnings: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Viscosity Model: Newtonian Fluid.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (offshore); Model: Rough Approximation; Range: Full System.
- Well:** Flow Type: Tubing Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None.
- Artificial Lift:** Method: None.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No.
- User information:** Company: (empty); Field: (empty); Location: (empty); Well: Well 9; Platform: (empty); Analyst: ACTV; Date: jueves, 13 de octubre de 2016.
- Comments:** (empty text area).

Fuente: Petroleum Expert.

6.2.3 Información PVT y de fluidos (PVT data). para ingresar el PVT se selecciona el segundo cuadro superior de la ventana de inicio que tiene el nombre de “PVT data”, después de hacerlo se va a desplegar una ventana (figura 33), en la cual pide datos de entrada como:

- Parámetros de entrada: en esta sección se debe ingresar el GOR (relación gas petróleo), gravedad del petróleo, gravedad del gas y salinidad del agua.
- Impurezas: en esta sección se debe ingresar el porcentaje molar de H_2S , CO_2 y N_2 .
- Correlaciones: en esta sección se escoge la correlación para hallar el Pb, Rs y Bo; y también se escoge la correlación para hallar la viscosidad del petróleo.

Figura 33. Ingreso de los datos de PVT.

PVT - INPUT DATA (untitled) (Oil - Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables Export

Input Parameters

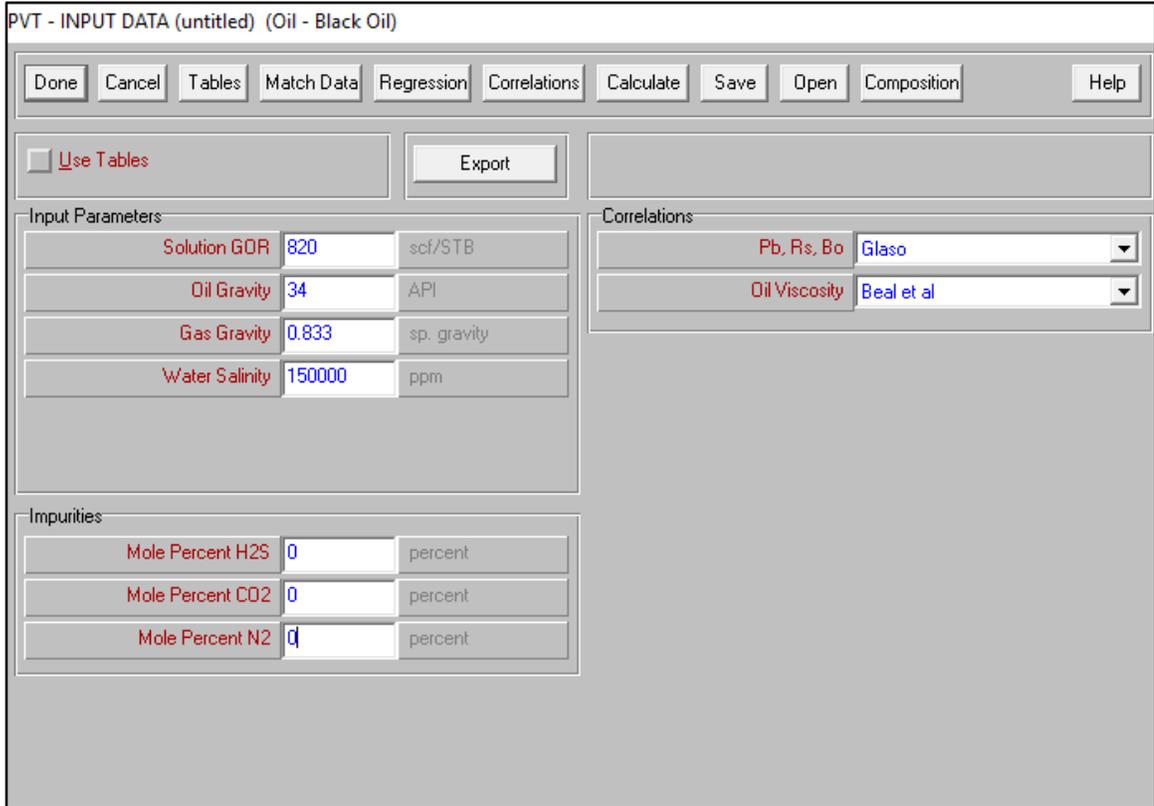
Solution GOR	820	scf/STB
Oil Gravity	34	API
Gas Gravity	0.833	sp. gravity
Water Salinity	150000	ppm

Correlations

Pb, Rs, Bo	Glaso
Oil Viscosity	Beal et al

Impurities

Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent



Fuente: Petroleum Expert.

Después de ingresar todos los datos anteriormente mencionados, se selecciona el botón que dice “Match Data” al hacerlo se va a desplegar una ventana que se puede observar en la figura 34. En esta parte se ingresa la temperatura, el punto de burbuja y las pruebas de PVT realizadas.

Figura 34. Ingreso de presión y temperatura del PVT.

Fuente: Petroleum Expert.

Después de ingresar todos los datos, se da click en el botón “Done”, y regreso a la ventana “PVT- INPUT DATA” figura. Después en esta ventana se debe dar click en el botón “correlations” y después en la ventana (figura 35) que se abrió dar click en el botón “reset all”, con el fin de realizar la gráfica del PVT. Al terminar de realizar esos pasos se oprime el botón “Done”.

Figura 35. Parámetros de las correlaciones.

Fuente: Petroleum Expert.

Al oprimir el botón “Done”, vuelve a la venta conocida como “PVT – INPUT DATA”, al estar en esta ventana se busca y se oprime el botón “Calculate”, este me abre una ventana (figura 36) donde se va escoger las correlación para Pb,Rs, Bo y la correlación para la viscosidad del petróleo.

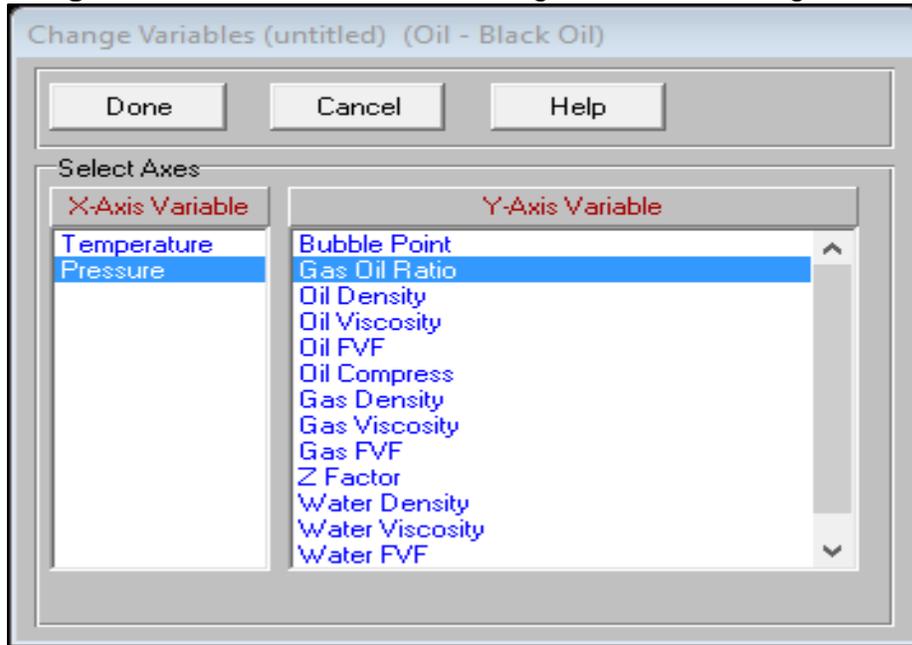
Figura 36. Selección de las correlaciones.

Data Points		Correlations		Buttons	
<input checked="" type="radio"/>	Automatic	Pb,Rs,Bo	Standing	Continue	
<input type="radio"/>	User Selected	Oil Viscosity	Beggs et al	Cancel	
				Help	
Ranges					
		Temperature	Pressure		
		deg F	psig		
From					
To					
No. of Steps	1		1		

Fuente: Petroleum Expert.

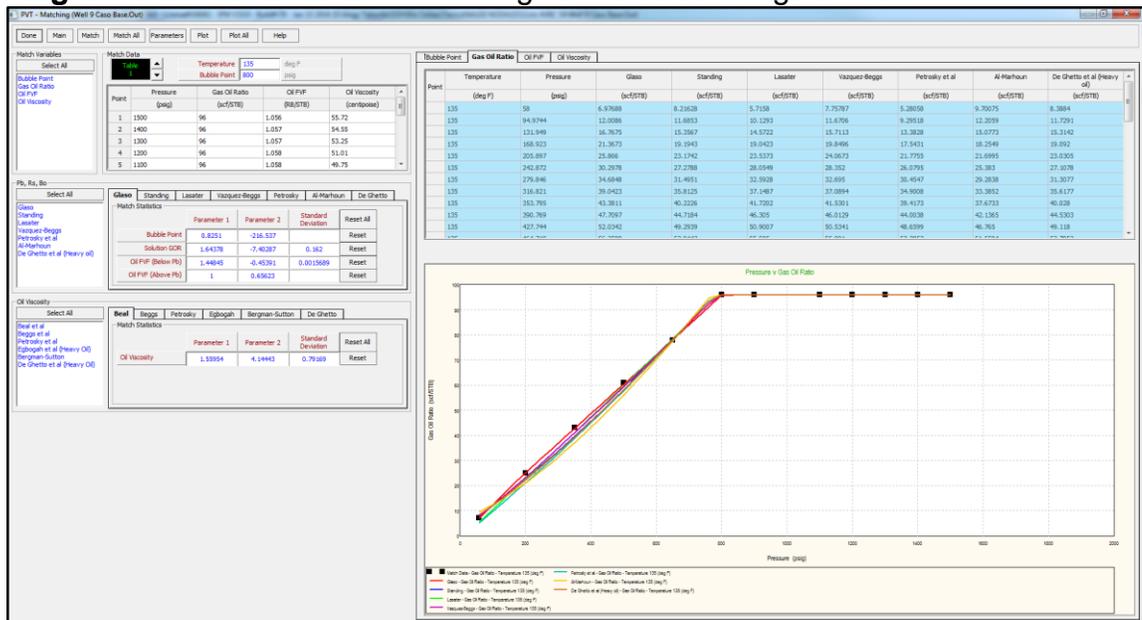
Después se da click en “Continue”, y aparecerá una venta (figura 37), en la cual se debe dar click en el botón “Calculate” y al hacerlo va a hallar valores de temperatura, presión, punto de burbuja, relación gas petróleo, densidad del petróleo y del gas, entre otros parámetros. Después se da click en el botón “Plot” y va a abrir una nueva ventana (figura 38), en esta ventana se busca “variables” y después se escoge presión contra GOR (figura 39) y por último se da click en “Done”. Por último se da click en “Main” para volver a la venta “PVT-INPUT DATA”, en donde se selecciona “Regresion” y donde después en la ventana (figura 40), se selecciona “Match All”, el programa empieza a buscar las correlaciones más adecuadas para Pb, Rs, Bo y la viscosidad del petróleo.

Figura 39. Ventana donde se escoge las variables a graficar.



Fuente: Petroleum Expert.

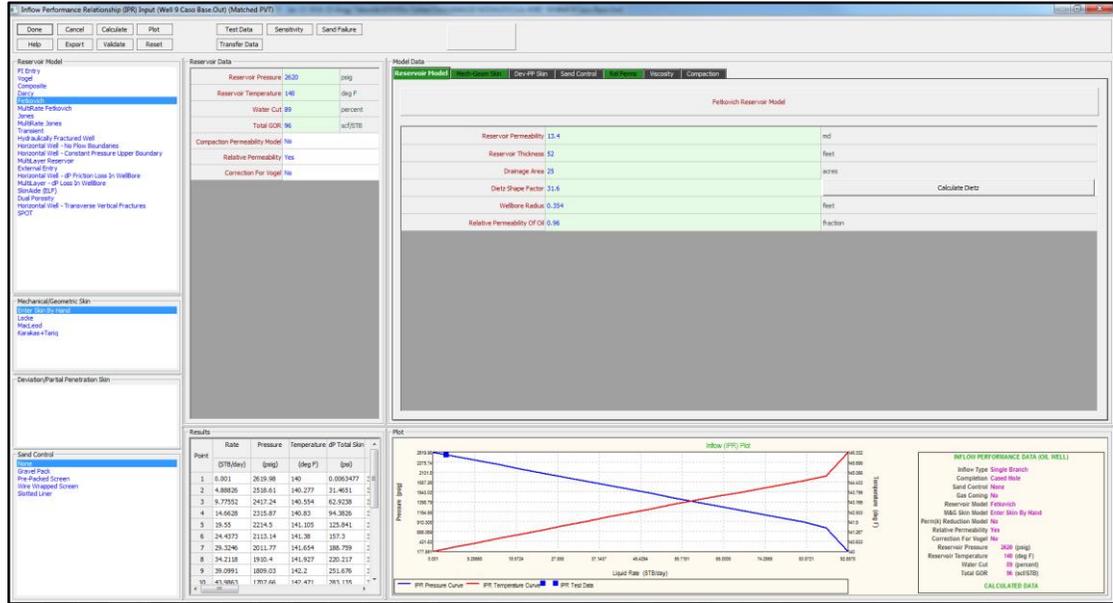
Figura 40. Ventana donde se escoge las variables a graficar.



Fuente: Petroleum Expert.

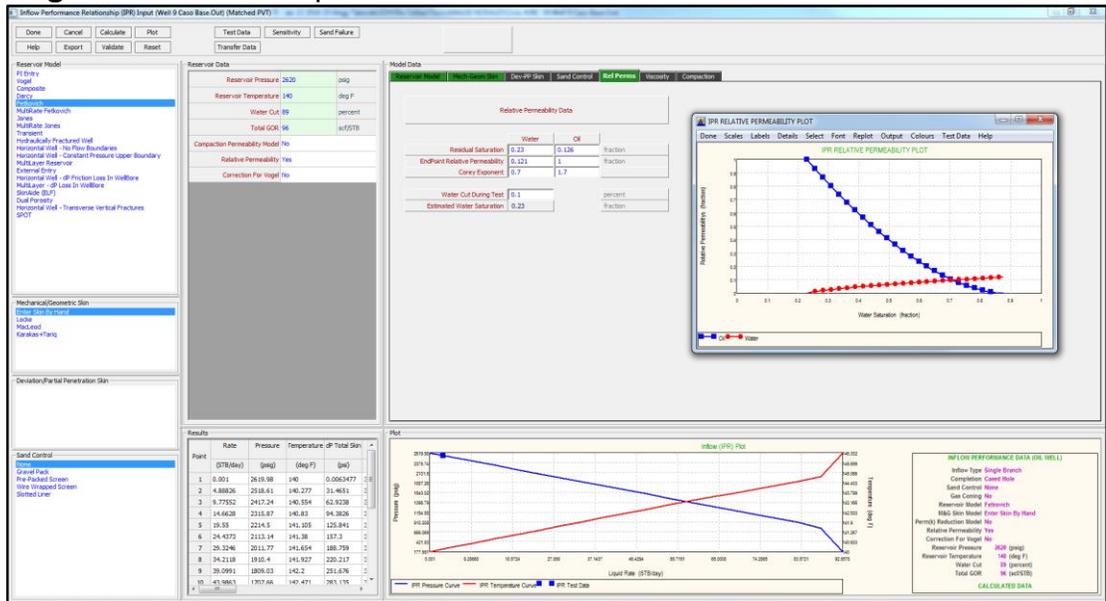
6.2.4 Datos IPR. Se ingresa toda la información en model data y en reservori data. Luego se irán ingresando las diferentes variaciones en la curva de permeabilidades relativas obtenidas de laboratorio para nuestro estudio.

Figura 41. Ingreso de información del yacimiento.



Fuente: Petroleum Expert.

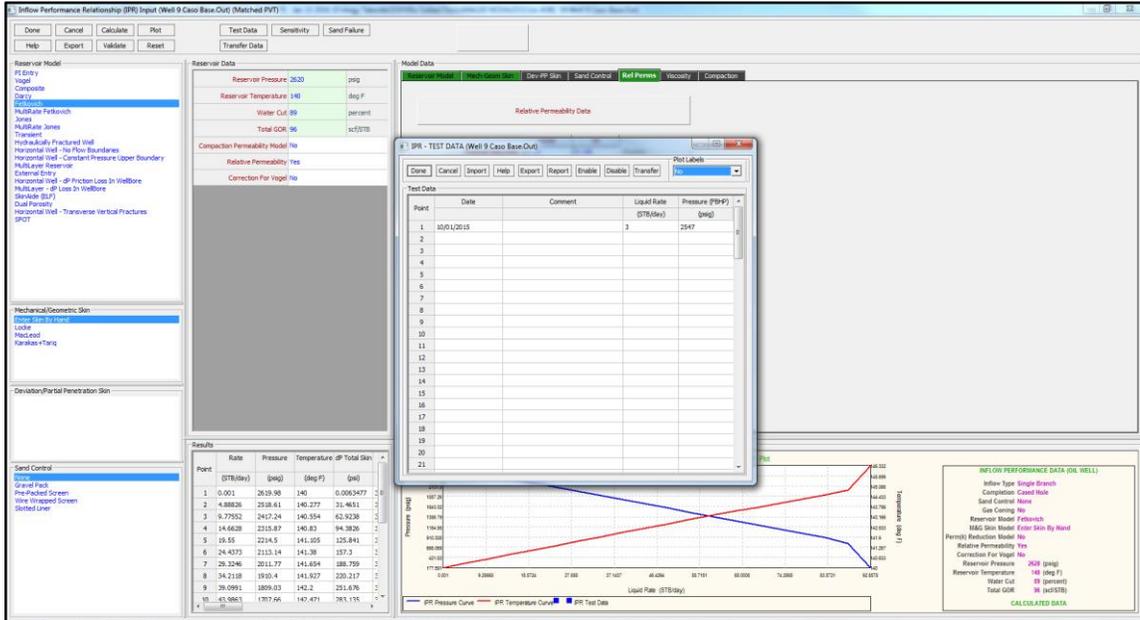
Figura 42. Curva de permeabilidades relativas.



Fuente: Petroleum Expert.

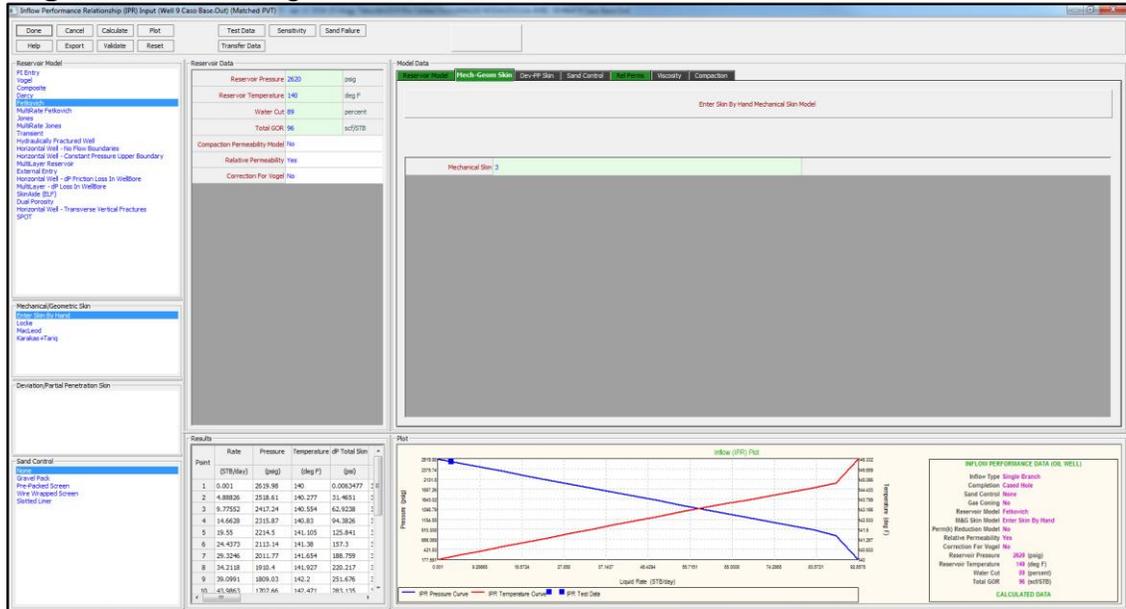
A partir de toda la información anterior y por medio del matching con la prueba de producción para este pozo y modificaciones al valor de skin se obtiene la IPR.

Figura 43. Prueba de producción.



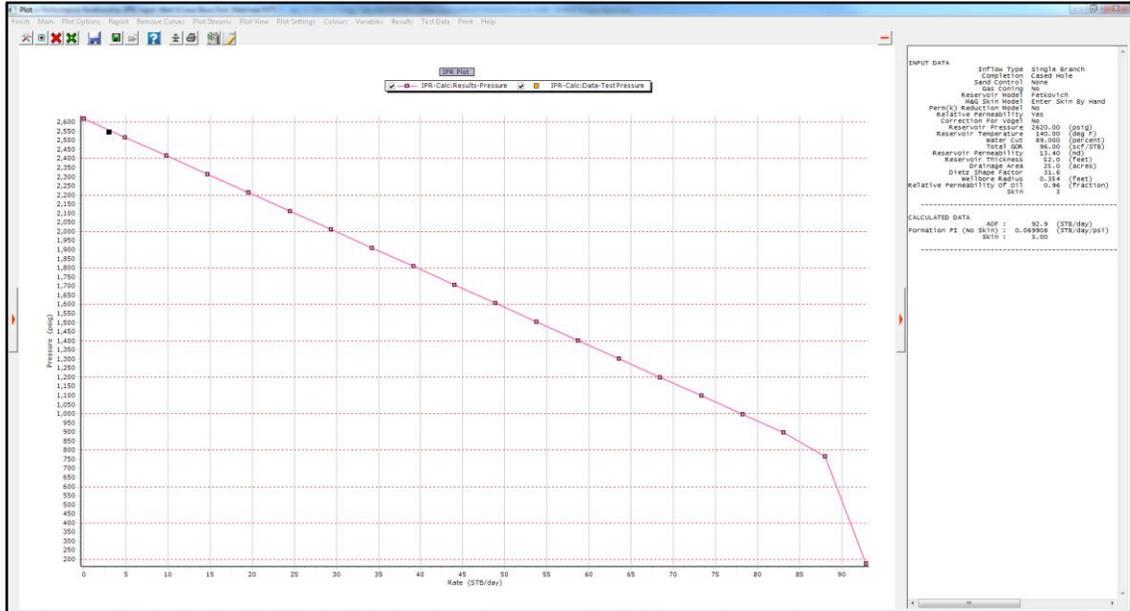
Fuente: Petroleum Expert.

Figura 44. Matching valor de Skin.



Fuente: Petroleum Expert.

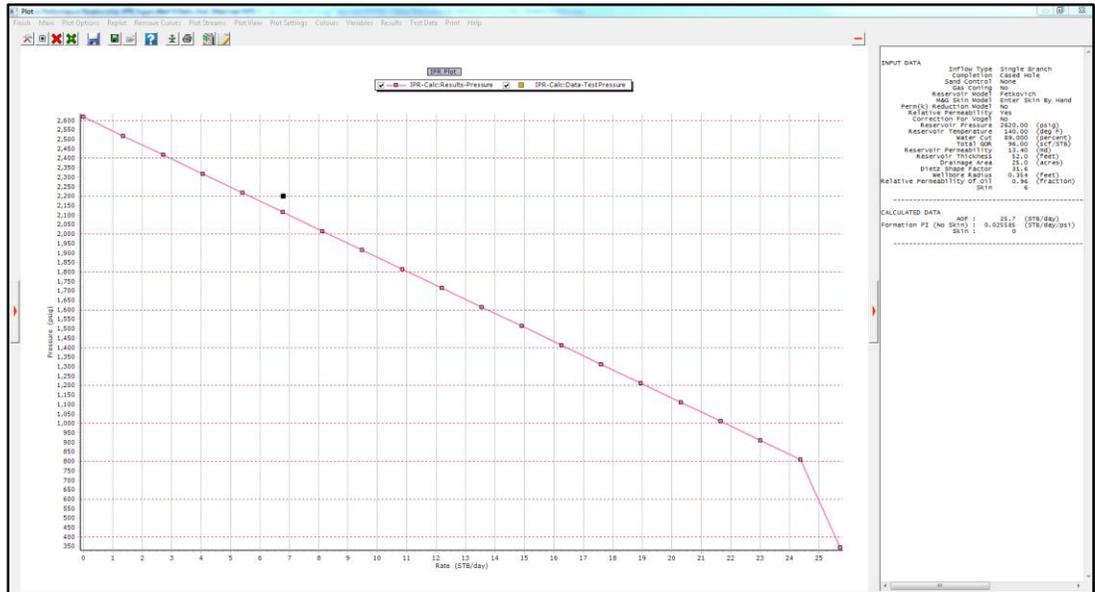
Figura 45. Curva IPR desde Propsper.



Fuente: Petroleum Expert.

Habiendo machado la prueba de producción se procederá a hacer las sensibilidades mediante las diferentes curvas de permeabilidades relativas obtenidas en el laboratorio.

Figura 46. Curva IPR con sensibilidades a la curva de permeabilidades relativas



Fuente: Petroleum Expert.

6.3 ANÁLISIS NODAL Y CÁLCULO DE RESERVAS POR POZO SELECCIONADO

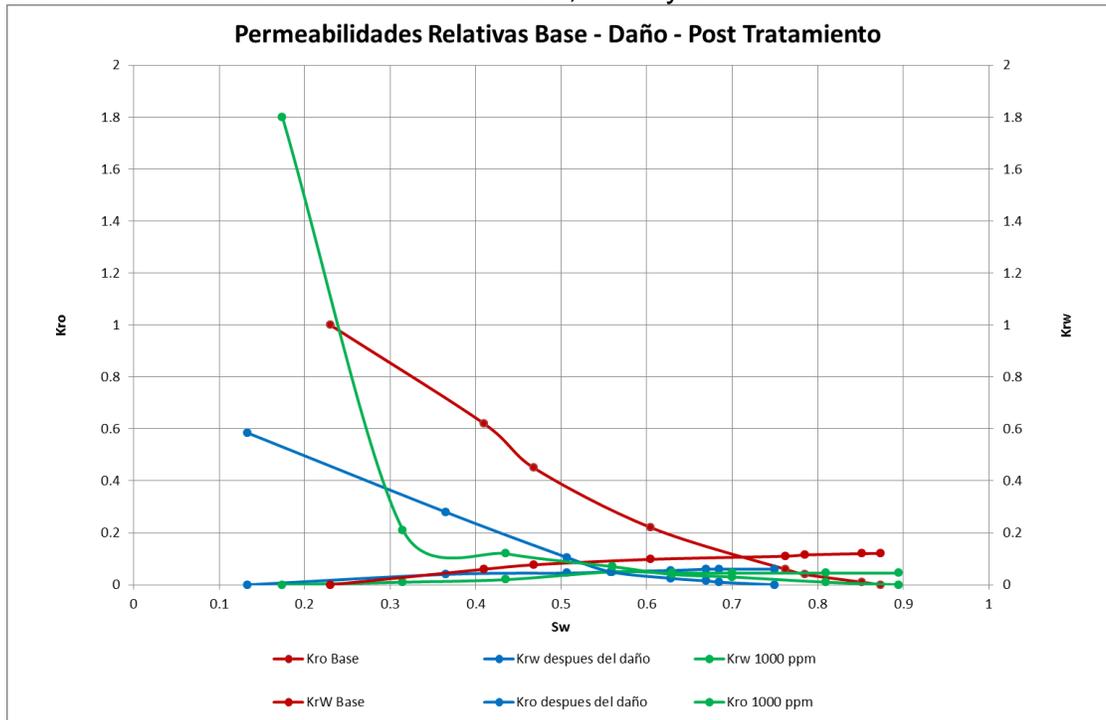
A continuación se explica el procedimiento para realizar los análisis nodales y se muestra la información necesaria utilizada para realizar esos análisis nodales.

6.3.1 Información usada para los análisis

6.3.1.1 Procedimiento

- Evaluar por análisis nodal la reducción del daño que habrá por la inyección de huff and puff mediante el cambio de las permeabilidades relativas que sufre el yacimiento ante diferentes condiciones. El tratamiento que fue efectivo fue el número 1. El cual presento los siguientes resultados.

Gráfica 43. Permeabilidad relativa base, daño y con el inhibidor.



Fuente: BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 56. Modificada por los autores.

Después de la aplicación del tratamiento a 1000 ppm se logra una gran estimulación pues el valor de permeabilidad efectiva al aceite se incrementa por encima del valor base, además de que la saturación residual de aceite también se disminuye por debajo del valor base. Un punto importante a observar es que

después de aproximadamente el 30% de saturación de agua, la curva de Kro del tratamiento, está por debajo de la Kro del daño.

Para la aplicación del tratamiento a 1000 ppm, se observa que la curva de Kro del tratamiento 2 está por debajo de la Kro del daño para todo el rango de saturación a partir del 30%, mientras que con el tratamiento 1 se evidenció que la curva de Kro está siempre por encima de la curva Kro del daño para todo el rango de saturación, presentando por lo tanto siempre una mejor movilidad que la evidenciada en la etapa del daño. Por lo tanto, para esta concentración se logró un mejor comportamiento con el tratamiento 1 dado el criterio anterior, además con este tratamiento también se logró un aumento importante en el factor de recobro.

- Para el estudio de incrementales asociados a la implementación del inhibidor en las inyecciones Huff and Puff del campo Rio Ceibas en los ciclos 2 y 4 en 10 pozos seleccionados previamente, se realizara un análisis IPR (Inflow Performance Relationship) y de declinaciones de producción de aceite por cada uno de los ciclos a intervenir de cada uno de los pozos. Para el análisis IPR se realizaran 3 curvas, en la cual se usara el modelo de Fetkovich para yacimientos que se encuentran por debajo de la presión de burbuja.

- 1) **CONDICIÓN BASE - CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA BASE.**
- 2) **CONDICIÓN CON DAÑO - CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA CON DAÑO.**
- 3) **CONDICIÓN CON DAÑO - CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA CON INHIBIDOR.**

6.3.1.2 Información del yacimiento. En la siguiente tabla se puede observar la información básica del yacimiento.

Tabla 13. Información del yacimiento.

Ciclo	Pozo	Presion Yacimiento (psi)	Espesor Neto (ft)	Permeabilidad (md)	Area de Drenaje (Acres)	Radio de Pozo (ft)
Ciclo 2	WELL 1	2000.0	18.6	90.0	25.0	0.354
	WELL 2	1490.0	42.0	45.2	20.0	0.354
	WELL 3	1450.0	99.0	23.3	18.0	0.354
	WELL 4	967.0	22.0	115.0	25.0	0.354
	WELL 5	2483.0	22.0	10.4	7.0	0.354
Ciclo 4	WELL 6	1570.0	26.0	40.8	20.0	0.354
	WELL 7	1529.0	86.0	73.2	25.0	0.354
	WELL 8	1610.0	96.0	28.0	8.0	0.354
	WELL 9	2620.0	52.0	13.4	7.0	0.354
	WELL 10	950.0	113.0	18.0	2.0	0.354

Fuente: Ecopetrol modificada por los autores.

6.3.1.3 PVT. En las siguientes tablas se puede observar la informción de los PVT para cada ciclo.

Tabla 14. PVT ciclo 2.

PVT CICLO 2					
Datos de PVT		Propiedades PVT			
Rs	96.0	presion (Psi)	Rs	Bo	Vo (cp)
P burbuja (psi)	800.0	1500	96	1.056	55.72
API (º)	18.9	1400	96	1.057	54.55
Grav. Esp. Gas	0.6	1300	96	1.057	53.25
Salinidad de agua (ppm)		1200	96	1.058	51.01
Boi	1.1	1100	96	1.058	49.75
CO2 (porcentaje molar)	0.0	900	96	1.059	48.60
H2S (porcentaje molar)	0.0	800	96	1.060	47.48
N2 (porcentaje molar)	0.1	650	78	1.055	52.65
		500	61	1.050	58.45
		350	43	1.044	64.10
		200	25	1.037	70.08
		58	7	1.028	77.71

Fuente: Ecopetrol modificada por los autores.

Tabla 15. PVT ciclo 4.

PVT CICLO 4					
Datos de PVT		Propiedades PVT			
Rs	440.0	presion (Psi)	Rs	Bo	Vo (cp)
P burbuja (psi)	1689.0	5000	440	1.212	
API (º)	33.2	4500	440	1.217	
Grav. Esp. Gas	0.9	4000	440	1.222	
Salinidad de agua (ppm)	4000.0	3500	440	1.227	
Boi	1.2	3000	440	1.232	
CO2 (porcentaje molar)	0.0	2500	440	1.238	
H2S (porcentaje molar)	0.0	2000	440	1.243	
N2 (porcentaje molar)	0.3	1900	440	1.244	
		1800	440	1.246	
		1700	440	1.247	
		1689	440	1.247	
		1400	372	1.220	77.60
		1200	325	1.201	84.60
		1000	278	1.181	92.50
		800	230	1.162	102.00
		600	182	1.142	113.00
		400	131	1.120	129.00
		200	74	1.095	155.00

Fuente: Ecopetrol modificada por los autores.

6.3.1.4 Pruebas de producción. A través de las pruebas de producción se recolecto la información de los 10 pozos seleccionados y se tabulo junto al contenido de agua y la presión en la cara del pozo.

Tabla 16. Prueba de producción de los 10 pozos.

Ciclo	Pozo	Fecha de Prueba	BOPD	BWPD	BSW	Presion en Fondo (psi)
Ciclo 2	WELL 1	25/08/2016	14.2	7.8	34.0	1411.0
	WELL 2	24/03/2015	1.2	4.7	78.0	1376.0
	WELL 3	16/08/2016	2.0	0.0	1.7	1374.0
	WELL 4	10/01/2016	11.7	0.2	8.2	200.0
	WELL 5	20/08/2016	6.0	0.7	89.0	2200.0
Ciclo 4	WELL 6	24/08/2016	1.4	0.7	34.0	1452.0
	WELL 7	22/03/2015	1.9	2.0	52.0	1475.0
	WELL 8	19/08/2016	4.1	0.0	0.1	1473.0
	WELL 9	21/08/2016	0.2	2.0	89.0	2547.0
	WELL 10	21/02/2015	2.5	3.5	58.0	252.0

Fuente: Ecopetrol modificada por los autores.

6.3.1.5 Modelamiento de Fetkovich. Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de IPR similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo.

Ecuación 7. Modelamiento de Fetkovich.

$$q = C(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

Donde C es el coeficiente de flujo y n es un exponente dependiente de las características del pozo. Para las prueba de los yacimientos analizados por Fetkovich el valor de n estuvo entre 0,568 y 1.00. La aplicabilidad de la ecuación para pozos de aceite fue justificada escribiendo a ecuación de la ley de Darcy como sigue:

$$Q_o = \frac{0,00708kh}{\left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + s\right]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} f(p) dp$$

Donde:

$$f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$$

Para un yacimiento subsaturado la integral es evaluada en dos regiones:

$$q = C \int_{P_{wf}}^{p_b} f1(p) dp + C \int_{p_b}^{\bar{P}_r} f2(p) dp$$

Donde:

$$C = \frac{0.00708 kh}{\ln\left(0,472 \frac{r_e}{r_w}\right) + s}$$

Se asumió que para $p > p_b$, k_{ro} es igual a uno y que μ_o y β_o pueden ser considerados constantes para cuando $p = (\bar{p}_r + p_b)/2$. También se asumió que para $p < p_b$, $f(p)$ puede ser expresado como una función lineal de presión:

$$f_1(p) = a(p) + b$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación e integrando:

$$q = C_1(p_b^2 - p_{wf}^2) + C_2(\bar{p}_r - p_b)$$

Entonces Fetkovich estableció que el efecto compuesto resulta en una ecuación:

$$q = C(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.

6.3.1.6 Reservas a partir del aumento de recobro con el inhibidor.

Considerando que la declinación es exponencial o de porcentaje constante, este tipo de curva la declinación nominal es constante:

Ecuación 8. Declinación exponencial o de porcentaje constante.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n = 1$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

Se dice que la declinación es exponencial si $n=0$

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0 = 1 \rightarrow D = D_i = \text{constante}$$

La tasa de declinación nominal se define como el cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo, o también, como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural de la tasa de producción vs. El tiempo, es decir:

Ecuación 9. Tasa de declinación nominal.

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

Donde D es la tasa de declinación nominal, años⁻¹; q, la tasa de producción de petróleo, BN/día y t, tiempo, mesesco años.

Integrando la ecuación 9 para D=constante, se obtiene una expresión para la tasa de producción en función del tiempo:

Ecuación 10. Tasa de producción en función del tiempo.

$$q = q_i e^{-Dit}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

Donde,

Ecuación 11. Tasa de declinación nominal.

$$D = -\ln(1 - d)$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

Sustituyendo la ecuación 11 en la ecuación 10, se obtiene:

Ecuación 12. Tasa de producción en periodos sucesivos.

$$q = q_i(1 - d)^t$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

Esto indica que, con este tipo de declinación, la tasa de producción en periodos sucesivos (meses o años) puede representarse mediante una serie geométrica:

Ecuación 13. Serie geométrica de la tasa de producción.

$$q = q_i(1 - d)q_i(1 - d)^2q_i(1 - d)^3 \dots q = q_i(1 - d)^t$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

Integrando la ecuación 10, se obtiene una expresión para la producción de petróleo acumulada en función de tiempo o de la tasa de producción:

Ecuación 14. Producción de petróleo acumulada en función del tiempo.

$$N_p = \frac{q_i}{D}(1 - e^{-Dt}) = \frac{q_i - q}{D}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

Sustituyendo la ecuación 11 en la ecuación 14 se obtiene:

$$N_p = \frac{q_i[1 - (1 - d)^t]}{-\ln(1 - d)}$$

De la ecuación 10 puede obtenerse una expresión para el tiempo de vida productiva remanente antes de abandono (t_a), correspondiente a la tasa económica límite q_a , como se puede ver en la siguiente ecuación:

Ecuación 15. Tiempo de vida productiva remanente antes de abandono.

$$t_a = \frac{1}{D} \ln \left(\frac{q_i}{q_a} \right) = \frac{\ln(q_i/q_a)}{-\ln(1-d)}$$

Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

6.4 ANÁLISIS NODAL Y CÁLCULO DE RESERVAS POR POZO

A continuación se realizara el análisis nodal por pozo para hallar el cálculo de reservas y su incremental respecto a la producción base.

6.4.1 Ciclo 2. En primer lugar se tomara los 5 primeros pozos que corresponden al ciclo 2 y se procederá a realizar los análisis de cada uno.

6.4.1.1 Pozo 1. El pozo solo presenta un aumento de 1 barril de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 44, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 45.

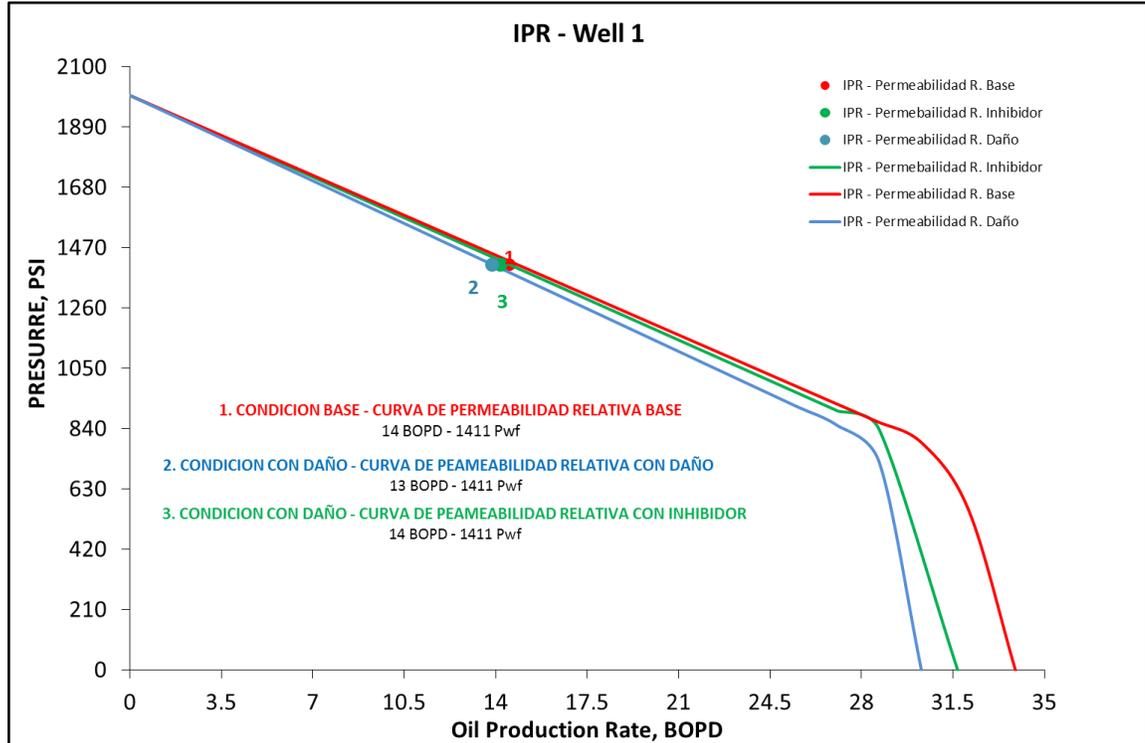
Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 23.382 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 5 bbls en Mayo del 2027. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puf con el inhibidor de depósitos Orgánicos el pozo podría tener unos 24.811 bbbs de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 1.428 Bbbs de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencia obtenida en campo es de aproximadamente 1 año.

Tabla 17. Información pozo 1.

Area	25.00	acres
Porosidad	0.25	
h	18.60	ft
OPIP	573915.68	bbls
FR Antes Inhibicion	7%	
FR despues Inhibicion	9%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	40407.32	bbls

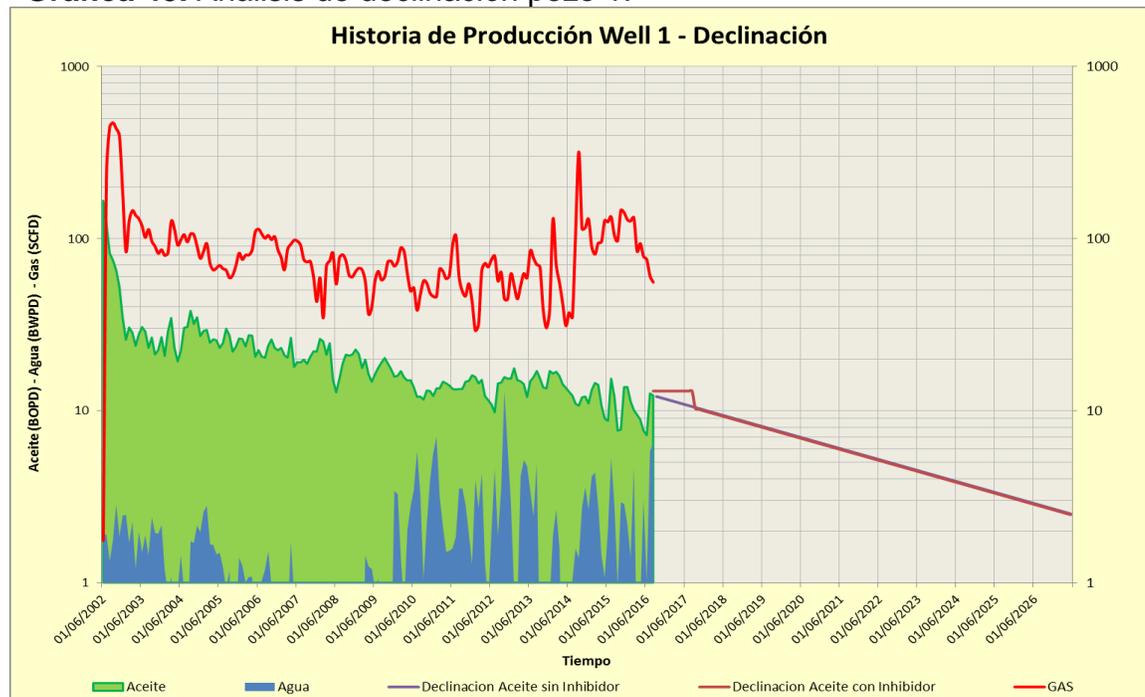
Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 44. IPR pozo 1.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 45. Análisis de declinación pozo 1.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.1.2 Pozo 2. El pozo solo presenta un aumento de 0.7 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 46, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 47.

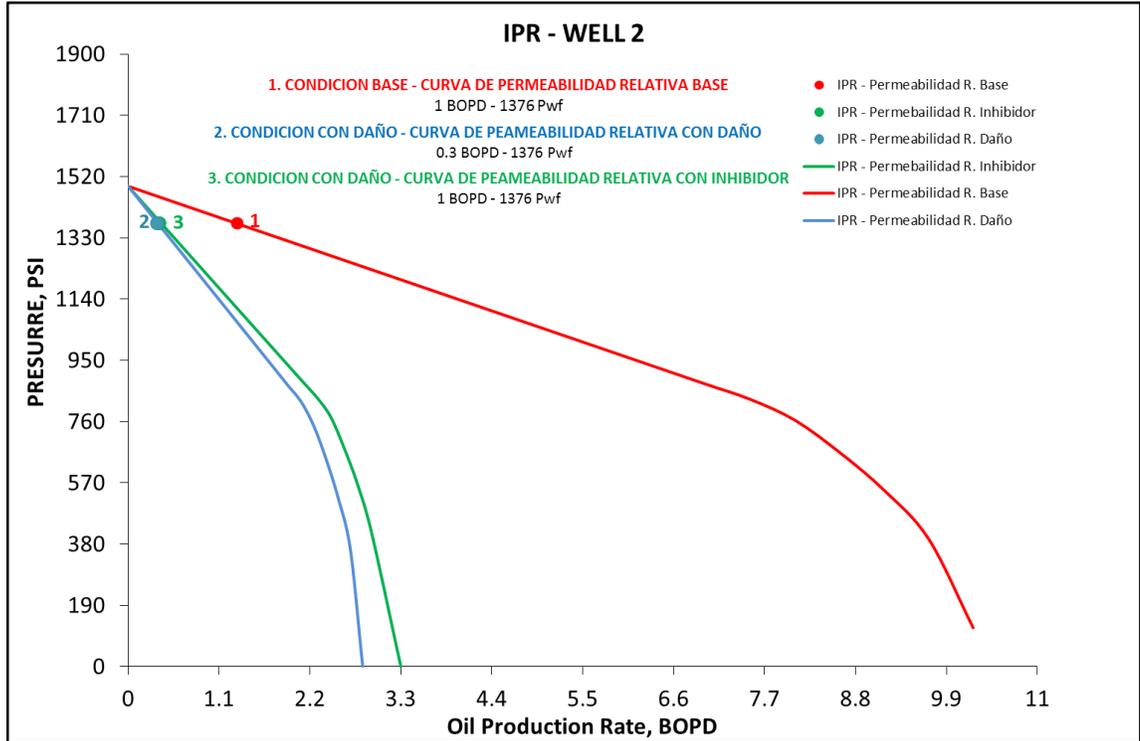
Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 1.905 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2027. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puf con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 2.178 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 273 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

Tabla 18. Información pozo 2.

Area	20.00	acres
Porosidad	0.20	
h	42.00	ft
OOIP	829400.7	bbls
FR Antes Inhibicion	5%	
FR despues Inhibicion	6%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	40407.32	bbls

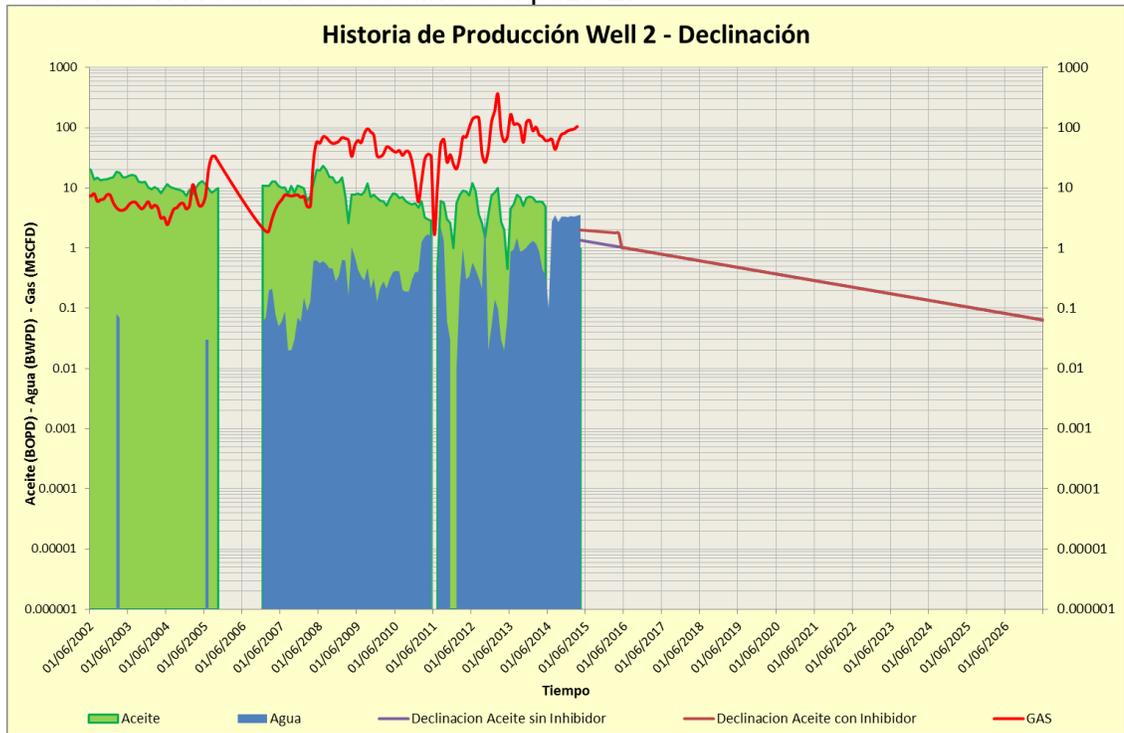
Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 46. IPR pozo 2.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 47. Análisis de declinación pozo 2.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.1.3 Pozo 3. El pozo solo presenta un aumento de 2 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 48 pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 49.

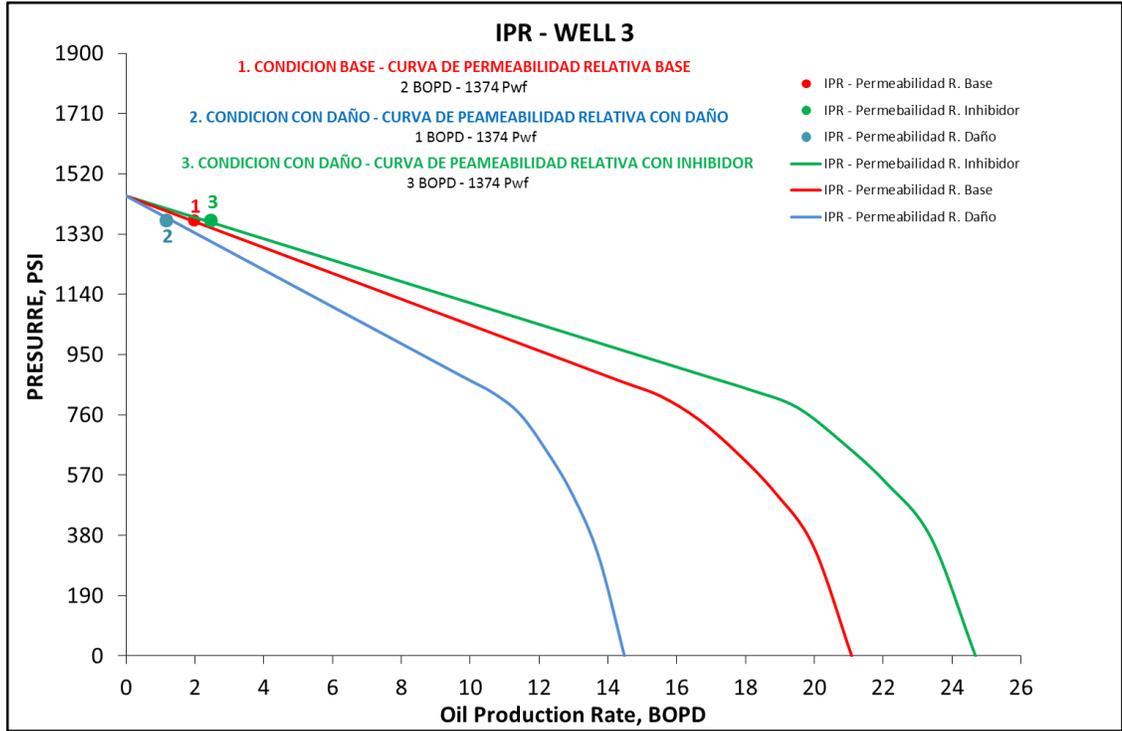
Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 4.114 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2024. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puf con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 4.444 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 330 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

Tabla 19. Información pozo 3.

Area	18.00	acres
Porosidad	0.18	
h	99.00	ft
OOIP	1583563.0	bbls
FR Antes Inhibicion	2%	
FR despues Inhibicion	3%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	37636.94	bbls

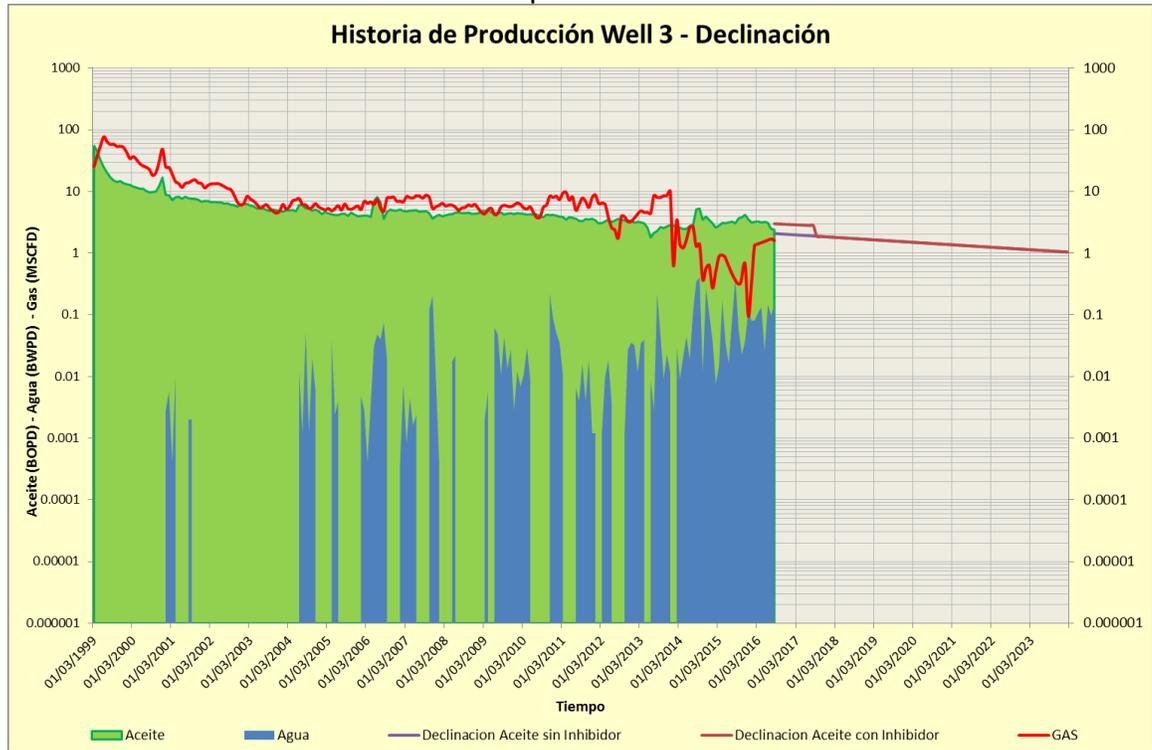
Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 48. IPR pozo 3.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 49. Análisis de declinación pozo 3.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.1.4 Pozo 4. El pozo solo presenta un aumento de 4 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 50, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 51.

Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 17.002 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2024. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puf con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 17.735 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 733 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

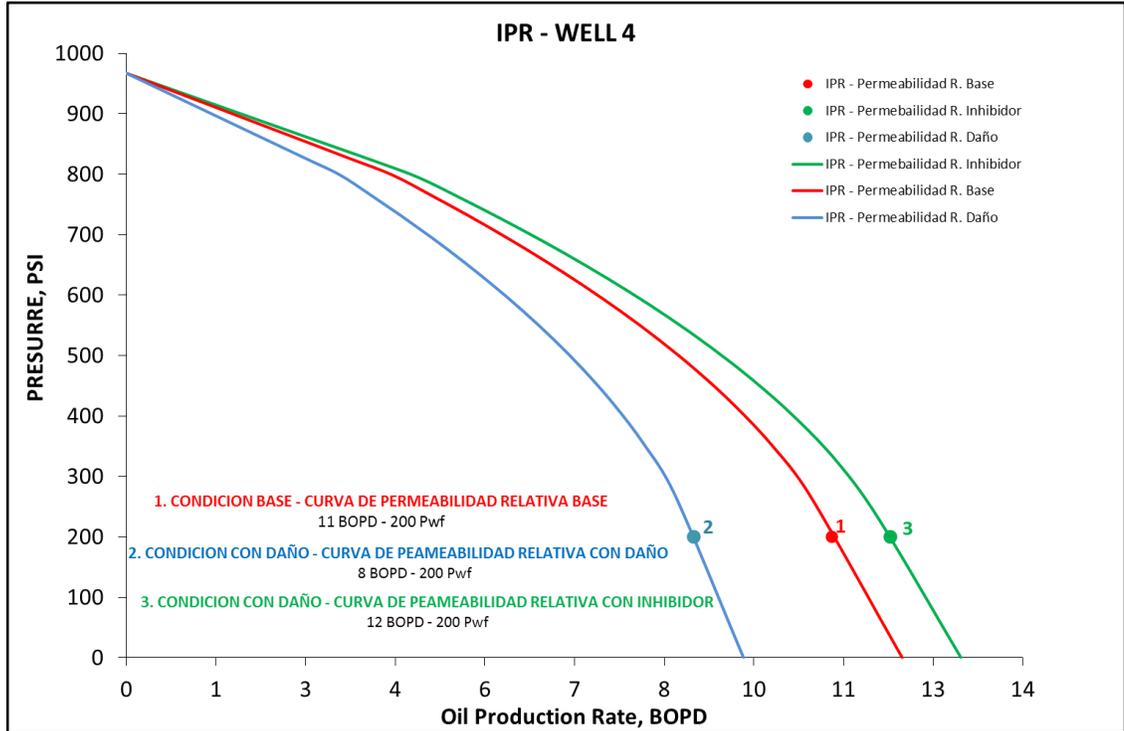
Tabla 20. Información pozo 4.

Area	25.00	acres
Porosidad	0.27	
h	22.00	ft
OOIP	733131.0	bbls
FR Antes Inhibicion	36%	
FR despues Inhibicion	48%	
cor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	262537.34	bbls

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

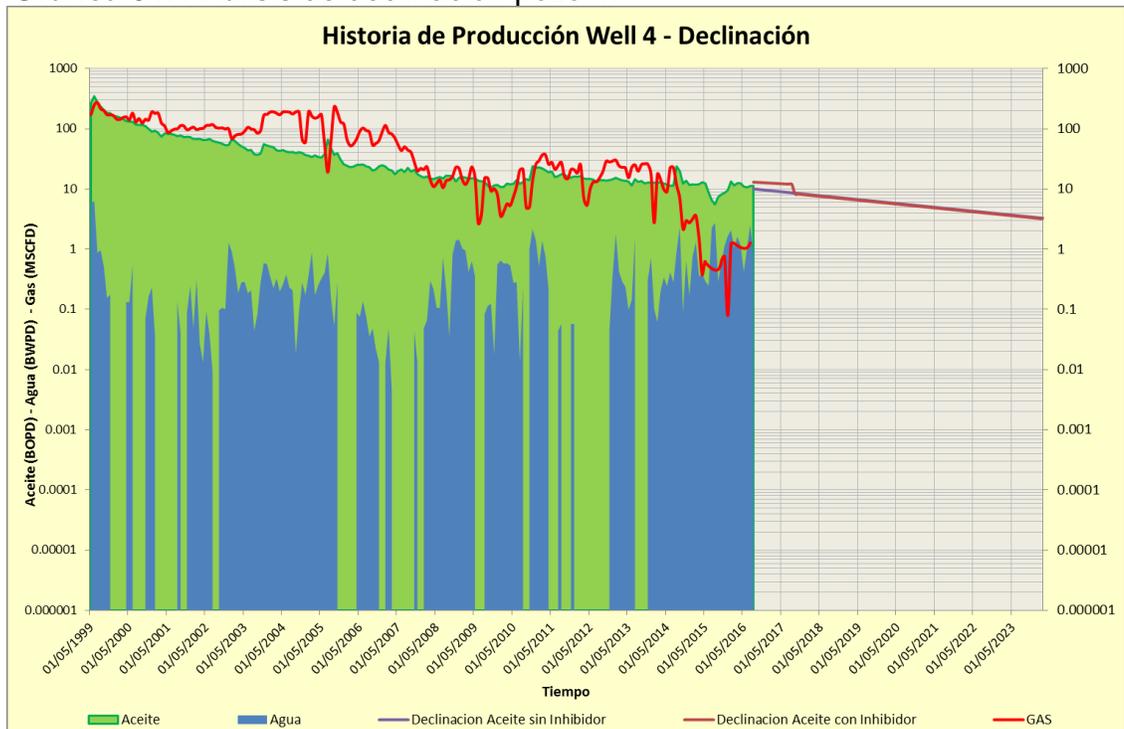
Este pozo presenta factor de recobro muy alto, por ende se podría decir que la perdida de potencial está asociado a que ya no hay suficiente fluido por extraer del yacimiento. Por eso su bajo resultado en el incremental a la hora de evaluar el inhibidor.

Gráfica 50. IPR pozo 4.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 51. Análisis de declinación pozo 4.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.1.5 Pozo 5. Este pozo en su ciclo 2 ha tenido un factor de recobro muy bajo solo 8%, según el análisis de KH del porcentaje de producción es muy bajo también, en la IPR base se puede observar que este intervalo tiene un importante potencial que debería ser analizado y generar posibles intervenciones que ayuden a la producción, desde el punto de vista de Estimulaciones y optimización del sistema de levantamiento. De no hacer lo anterior no es conveniente realizar una inyección con Huff and Puff pues el ganancial sería muy bajo.

Tabla 21. Información pozo 5.

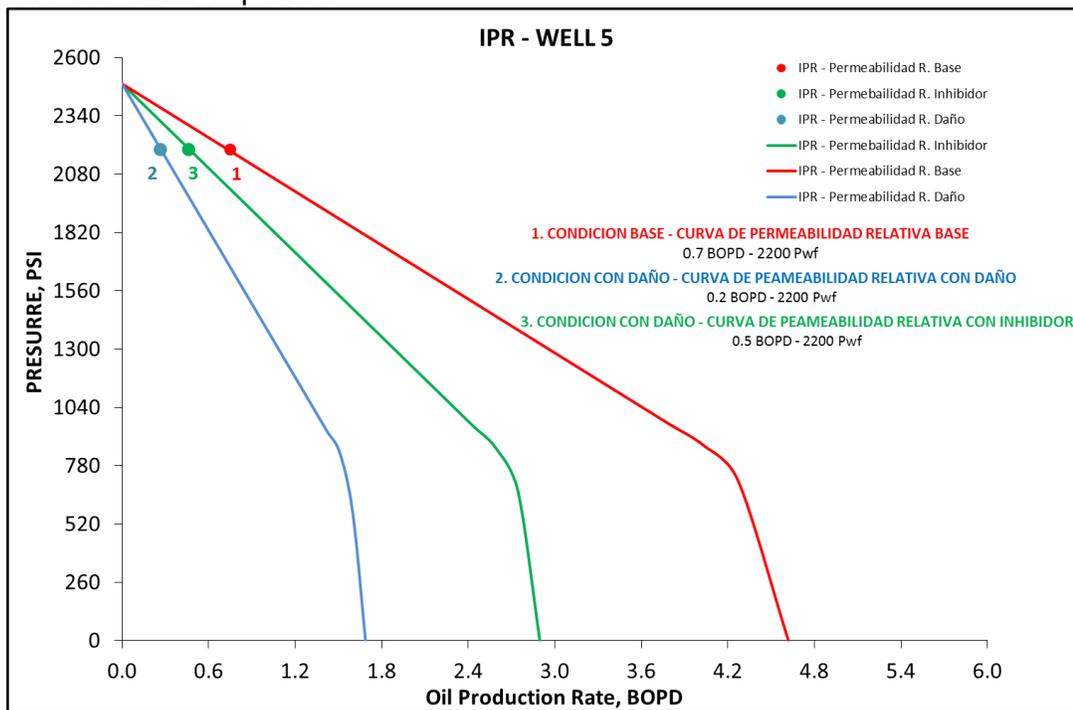
Area	7.00	acres
Porosidad	0.12	
h	22.00	ft
OOIP	91234.1	bbls
FR Antes Inhibicion	8%	
FR despues Inhibicion	10%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	6960.18	bbls

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

El pozo solo presenta un aumento de 2 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 52, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 53.

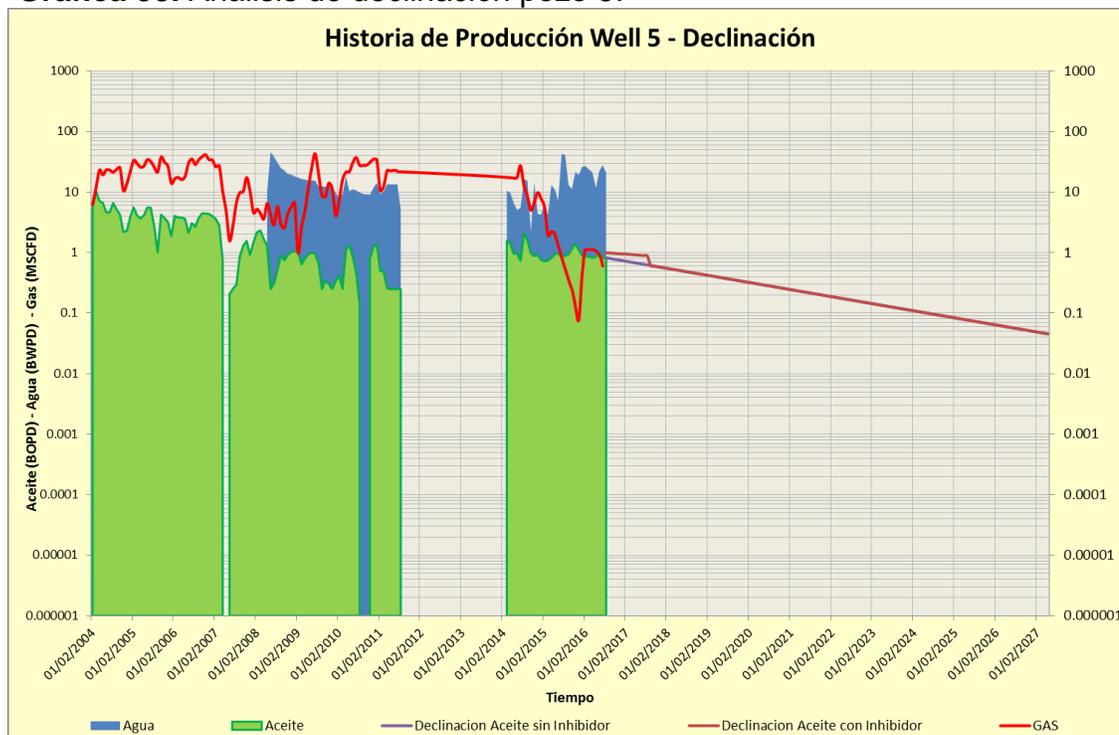
Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 1.067 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2027. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puf con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 1.155 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 88 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

Gráfica 52. IPR pozo 5.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 53. Análisis de declinación pozo 5.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.2 Ciclo 4. Se escogieron 5 pozos que corresponden a este, a los cuales se les realizó análisis nodales.

6.4.2.1 Pozo 6. El pozo solo presenta un aumento de 2 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 54, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 55.

Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 2.649 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2027. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puff con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 3.105 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 455 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

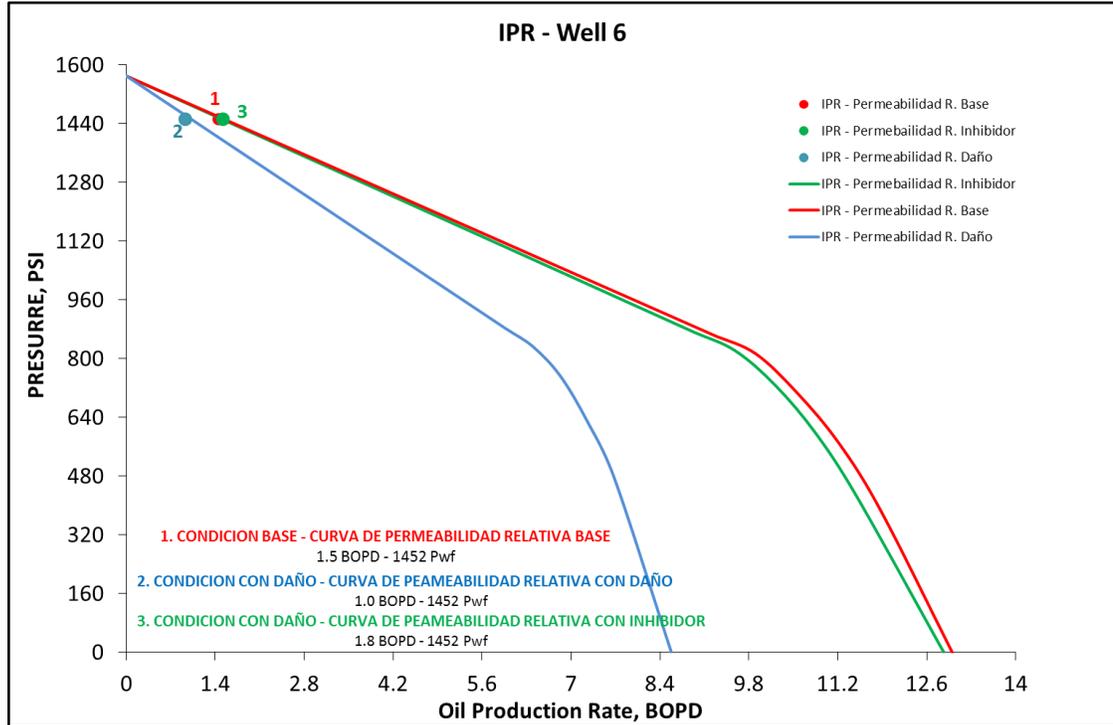
Tabla 22. Información pozo 6.

Area	20.0	acres
Porosidad	0.1	
h	26.0	ft
OOIP	308063.1	bbls
FR Antes Inhibicion	4.0%	
FR despues Inhibicion	5.3%	
sor	0.7	
Bo	1.1	bbly/bblst
Np total - reportado	12257.1	bbls

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

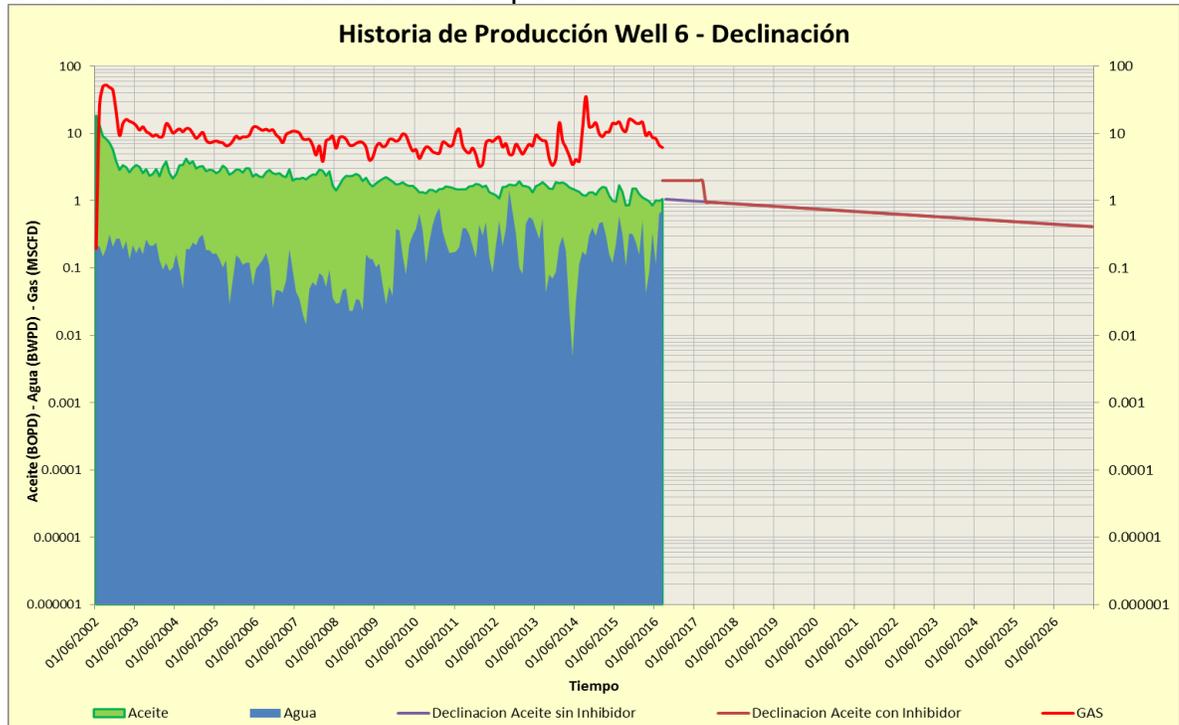
A pesar de que el intervalo abierto en ciclo 4 presenta buenas propiedades petrofísicas aún no se le ha logrado extraer su máximo potencial, es importante evaluar si existe alguna posibilidad de daño en la formación o si se debe optimizar el sistema de producción, pues según lo que se observa en las curvas IPR el intervalo aun presenta un considerable potencial. De no mejorar, se debe mirar más opciones, porque al hacer una inyección de huff and puff no se verá un excelente resultado.

Gráfica 54. IPR pozo 6.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 55. Análisis de declinación pozo 6.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.2.2 Pozo 7. El pozo solo presenta un aumento de 1 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 56, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 57.

Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 807 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2027. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puf con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 934 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 127 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

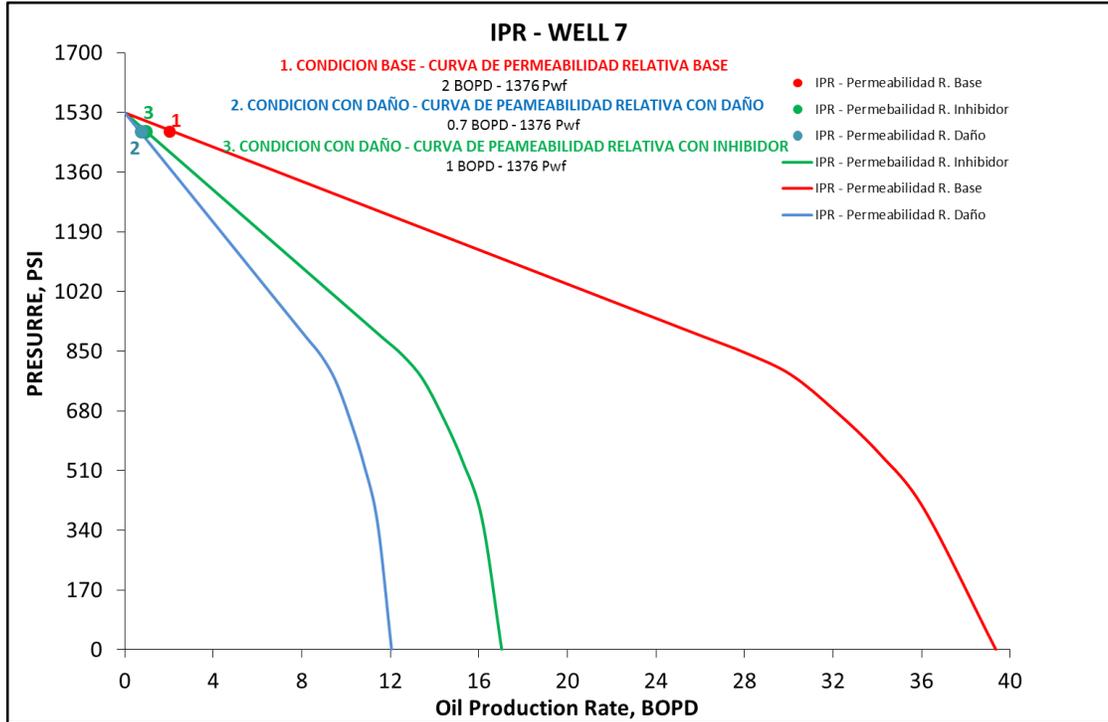
Tabla 23. Información pozo 7.

Area	25.00	acres
Porosidad	0.25	
h	86.00	ft
OOIP	2653588.6	bbls
FR Antes Inhibicion	3%	
FR despues Inhibicion	4%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	72521.68	bbls

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

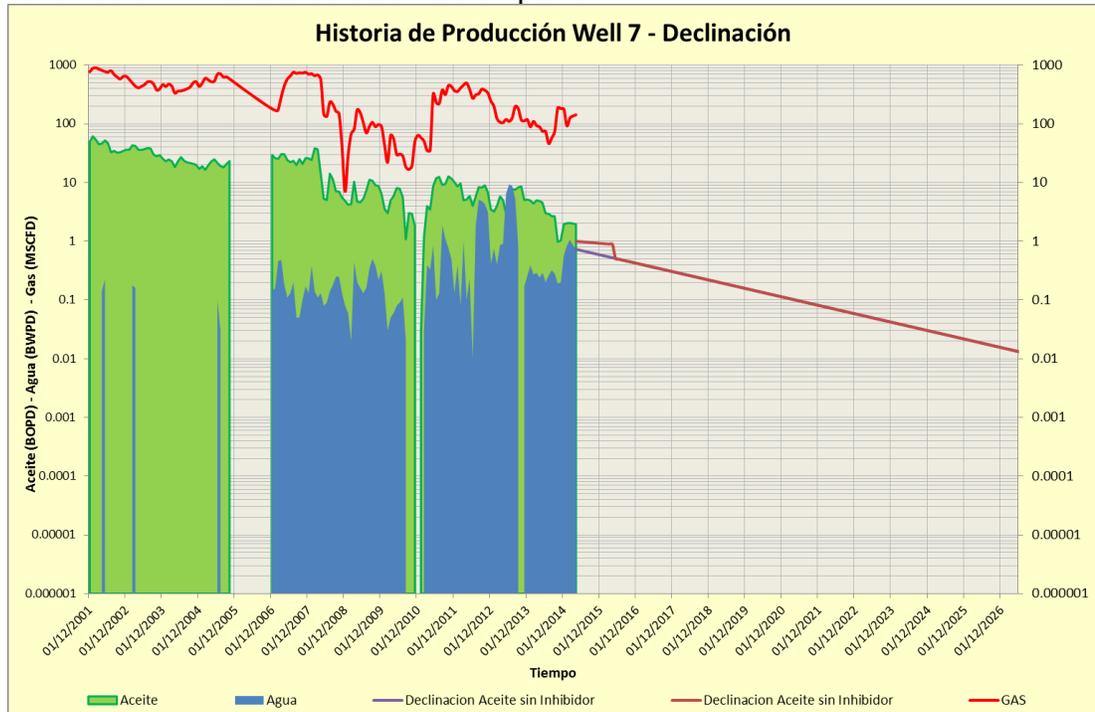
Este pozo en su ciclo 4 ha tenido un factor de recobro muy bajo solo 3%, según el análisis de KH del porcentaje de producción, en la IPR base se puede observar que este intervalo tiene un importante potencial que debería ser analizado y generar posibles intervenciones que ayuden a la producción, desde el punto de vista de Estimulaciones y optimización del sistema de levantamiento.

Gráfica 56. IPR pozo 7.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 57. Análisis de declinación pozo 7.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.2.3 Pozo 8. El pozo solo presenta un aumento de 5 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 58, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 59.

Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 1.028 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2024. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puff con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 2.665 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 1.636 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

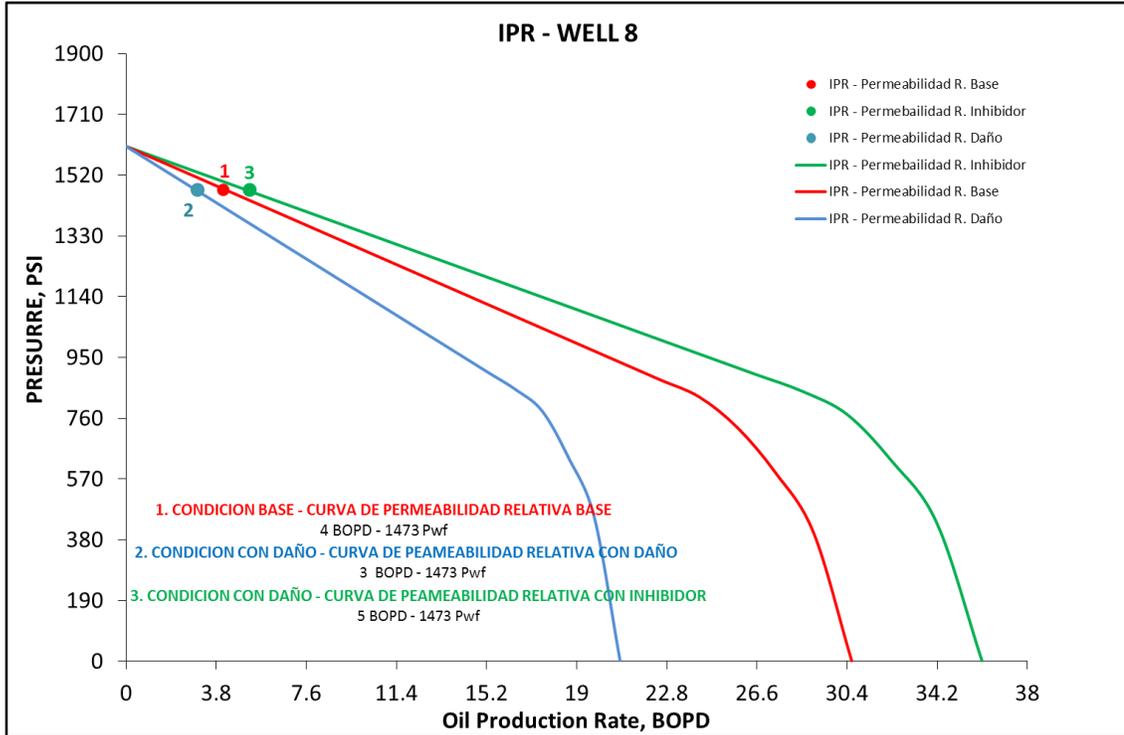
Tabla 24. Información pozo 8.

Area	8.00	acres
Porosidad	0.10	
h	96.00	ft
OOIP	379154.6	bbls
FR Antes Inhibición	2%	
FR despues Inhibición	3%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	9409.23	bbls

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

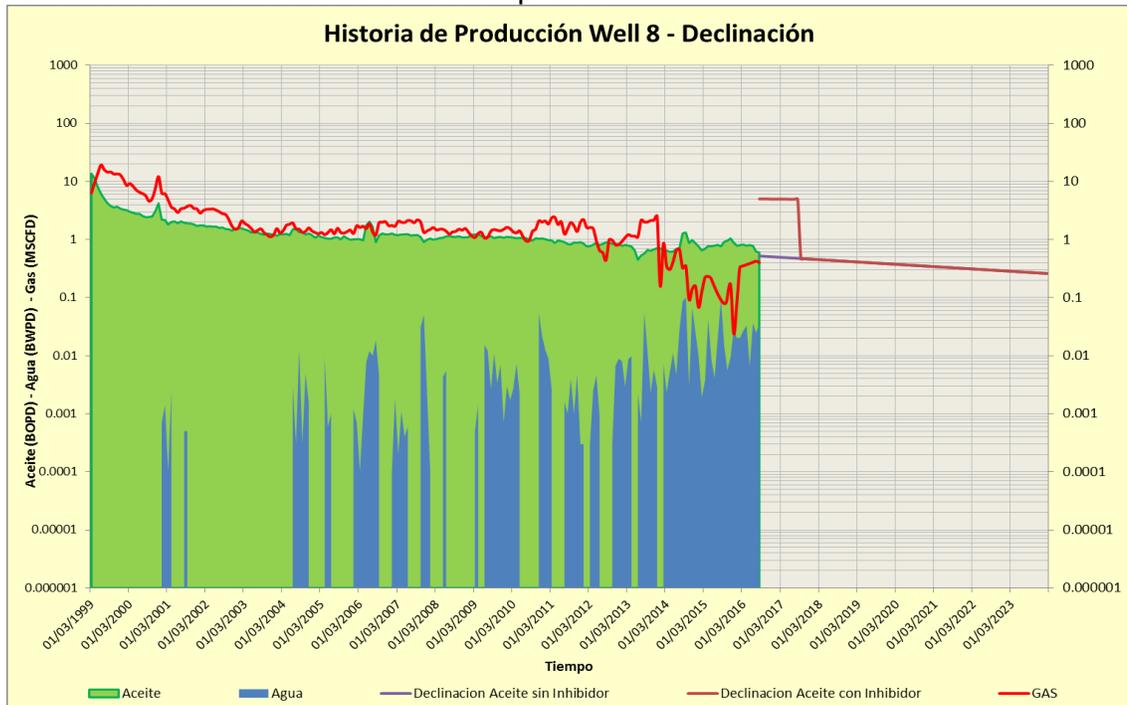
Este pozo en su ciclo 4 ha tenido un factor de recobro muy bajo solo 3%, según el análisis de KH del porcentaje de producción también es bajo y presenta malas propiedades petrofísicas, en la IPR base se puede observar que este intervalo tiene un importante potencial que debería ser analizado y generar posibles intervenciones que ayuden a la producción, desde el punto de vista de Estimulaciones y optimización del sistema de levantamiento.

Gráfica 58. IPR pozo 8.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 59. Análisis de declinación pozo 8.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.2.4 Pozo 9. El pozo solo presenta un aumento de 0.2 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 60, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 61.

Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 570 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2024. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puff con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 719 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 148 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

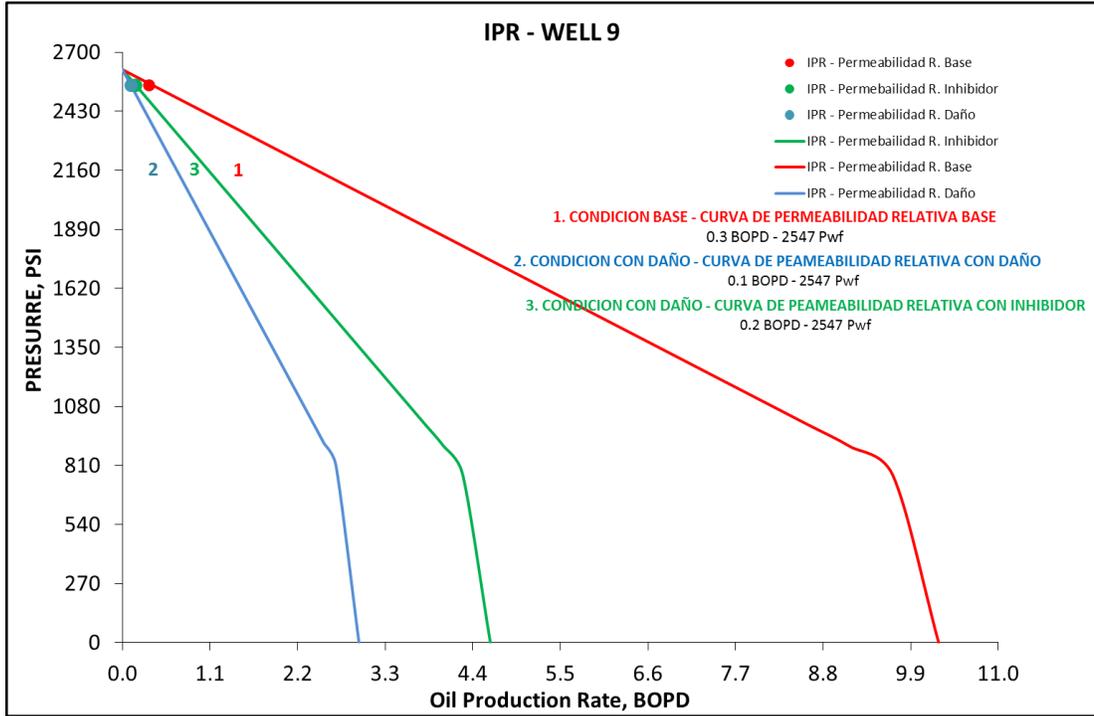
Tabla 25. Información pozo 9.

Area	7.00	acres
Porosidad	0.12	
h	52.00	ft
OOIP	215644.2	bbls
FR Antes Inhibicion	4%	
FR despues Inhibicion	6%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	9437.63	bbls

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

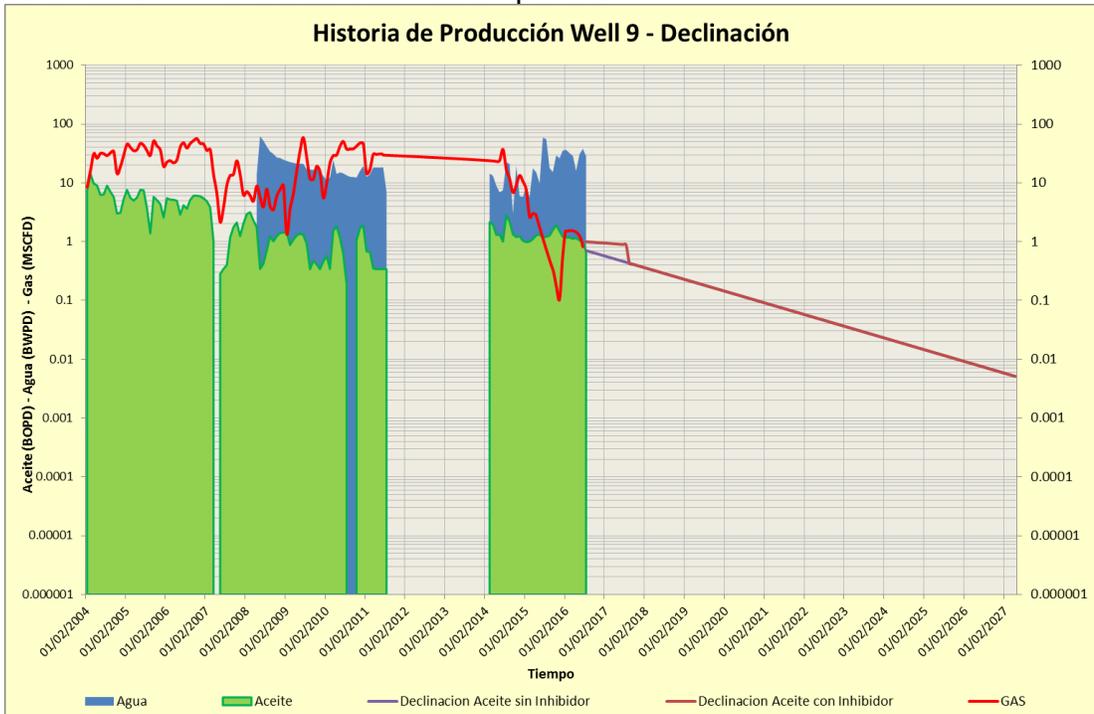
Este pozo en su ciclo 4 ha tenido un factor de recobro muy bajo solo 4%, según el análisis de KH del porcentaje de producción este también es muy bajo, en la IPR base se puede observar que este intervalo tiene un importante potencial que debería ser analizado y generar posibles intervenciones que ayuden a la producción, desde el punto de vista de Estimulaciones y optimización del sistema de levantamiento.

Gráfica 60. IPR pozo 9.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 61. Análisis de declinación pozo 9.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.4.2.5 Pozo 10. El pozo solo presenta un aumento de 1 barriles de aceite a la hora de hacer la inyección del inhibidor (ganancial instantáneo) gráfica 62, pero es importante resaltar que la inhibición tendrá sus beneficios es en el factor de recobro la cual se ve reflejado en una disminución de la declinación de producción de aceite en la gráfica 63.

Mediante el análisis de las declinaciones se encontró que a partir de la última fecha de producción reportada si el pozo continúa con su declinación actual, podría alcanzar unos 31 Bbls adicionales de aceite hasta su límite económico estimado de 1 bbl en Mayo del 2024. Si se le realiza solo una inyección de Huff and Puf con el inhibidor de depósitos orgánicos el pozo podría tener unos 772 bbls de aceite hasta el límite económico, dando un ganancial de 740 Bbls de aceite en la producción total del pozo. Es importante resaltar que la perdurabilidad del inhibidor según la experiencias obtenidas en campo es de aproximadamente 1 año.

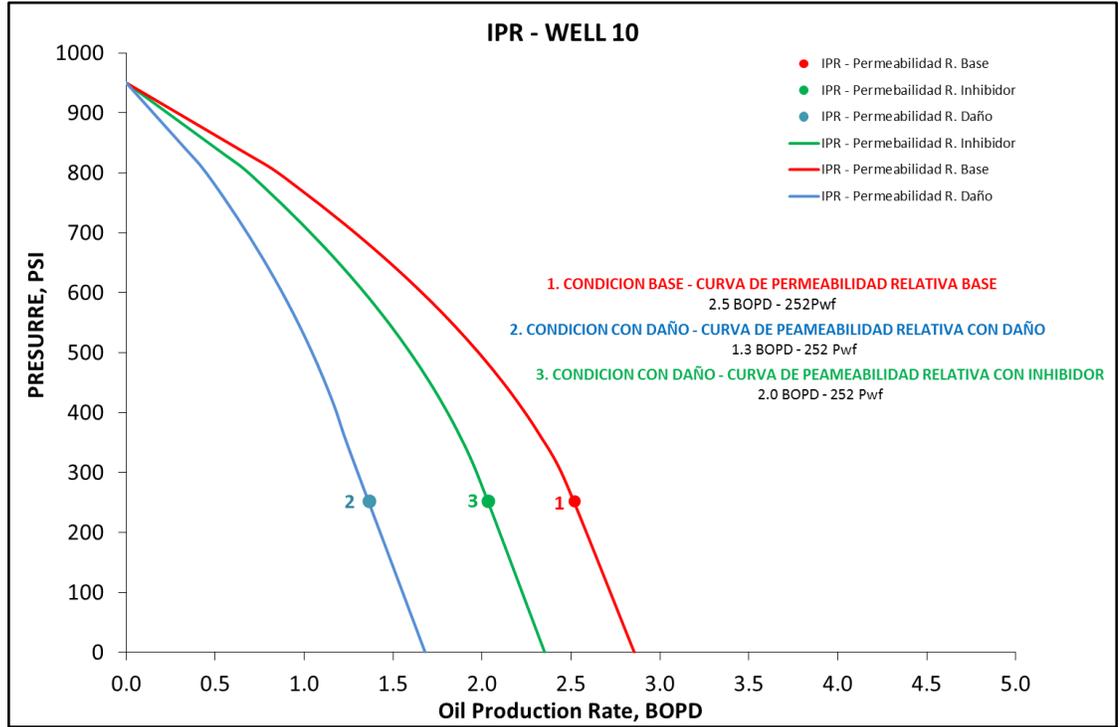
Tabla 26. Información pozo 10.

Area	2.00	acres
Porosidad	0.08	
h	113.00	ft
OOIP	89259.3	bbls
FR Antes Inhibicion	0.4%	
FR despues Inhibicion	0.7%	
sor	0.70	
Bo	1.10	bbly/bblst
Np total - reportado	387.07	bbls

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

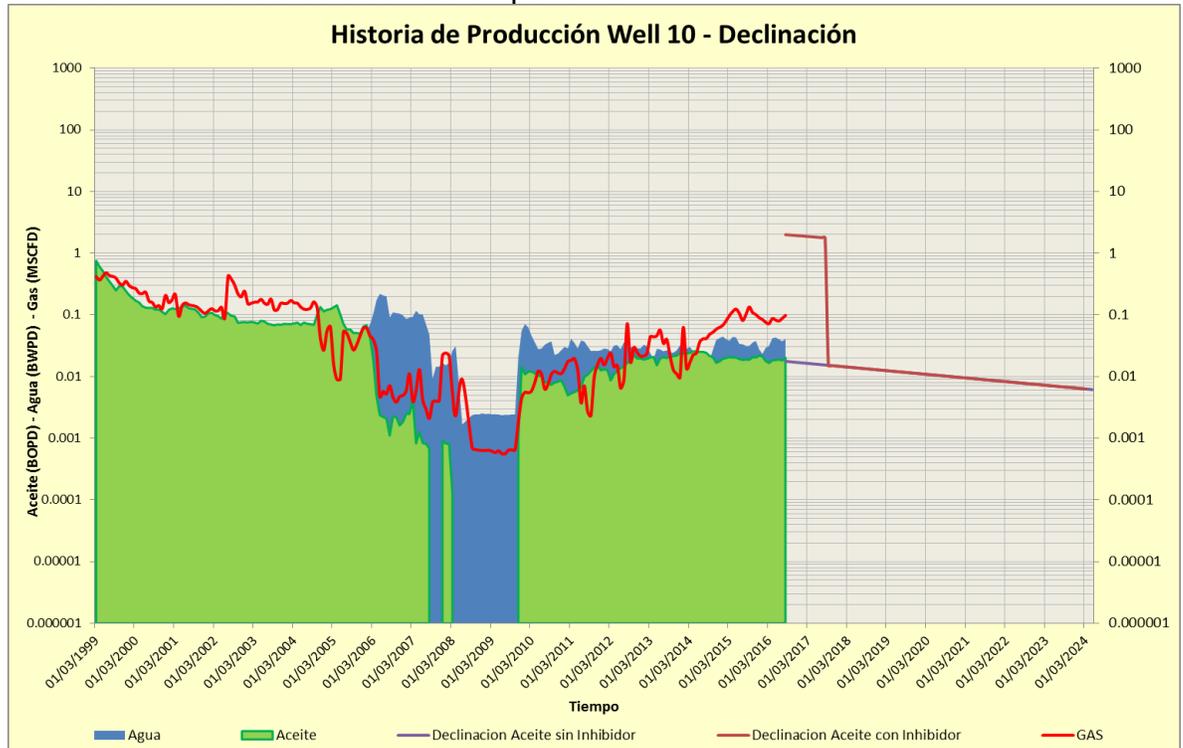
El pozo presenta factores de recobro muy bajos que pueden estar asociados a sus malas propiedades petrofísicas. Para este caso el incremental de producción en las reservas asociadas es bastante bueno a la hora de realizar el inhibidor en la inyección de Huff and Puff.

Gráfica 62. IPR pozo 10.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

Gráfica 63. Análisis de declinación pozo 10.



Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

6.5 RESUMEN DEL ANÁLISIS

La siguiente tabla tiene como objetivo, brindar toda la información de los resultados de los análisis nodales de los 10 pozos seleccionados.

Tabla 27. Resumen de los análisis nodales.

Ciclo	Pozo	Incremental instantaneo de aceite Bbls	Reservas de Aceite Sin inhibidor (Bbls)	Reservas de Aceite Con inhibidor (Bbls)	Incremental (Bbls)
Ciclo 2	WELL 1	1.0	23382.0	24811.0	1429.0
	WELL 2	0.7	1905.0	2178.0	273.0
	WELL 3	2.0	4114.0	4444.0	330.0
	WELL 4	4.0	17002.0	17735.0	733.0
	WELL 5	2.0	1067.0	1155.0	88.0
Ciclo 4	WELL 6	2.0	2649.0	3105.0	456.0
	WELL 7	1.0	807.0	934.0	127.0
	WELL 8	5.0	1028.0	2665.0	1637.0
	WELL 9	0.2	570.0	719.0	149.0
	WELL 10	1.0	31.0	772.0	741.0

Fuente: Ecopetrol modificado por los autores.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente el Campo Río Ceibas posee problemas en la producción y explotación de sus formaciones productoras, asociado al daño de formación que el campo posee hay factores que impulsan al deterioro de los pozos y su calidad al extraer crudo; la precipitación de asfaltenos es un daño de formación ocasionado por factores químicos, físicos y mecánicos los cuales facilitan la precipitación de estos hacia el espacio poroso disminuyendo de manera directa las gargantas de poros y el espacio para que el fluido se desplace, es decir, afecta la permeabilidad de la formación productora de manera proporcional, esto conlleva a pérdida de productividad de cada pozo, gastos en la intervención de estos e inversiones en estudios de daño y estudios para solucionar la problemática. El proyecto tiene como objetivo seleccionar 10 pozos para llevar a cabo un estimado de la mejora en la producción y su estudio financiero. Anteriormente se realizaron pruebas de laboratorio, con dos inhibidores de asfaltenos, tratamiento 1 y tratamiento 2. Se evaluaron las concentraciones de 1000, 1500 y 2000 ppm y las mayores eficiencias se alcanzan con 1000 ppm para el tratamiento 2 y con 2000 ppm para el tratamiento 1, alcanzando un aumento del factor de recobro de 18.2% para el tratamiento 2 y de 17.7% para el tratamiento 1 desde el valor de recobro del escenario de daño.

Con este proyecto se procedió a la candidatización de los pozos pilotos, a los cuales se les va a realizar el tratamiento de inhibición de asfaltenos mediante Huff & Puff (inyección cíclica o intermitente de vapor). De los 200 pozos del campo Río Ceibas fueron seleccionados 10 pozos pilotos. Estos 10 pozos se escogieron después de evaluar el bloque en donde están ubicados dentro del campo, la arena en la que está produciendo, y factores como el daño de formación.

Para la evaluación financiera de este proyecto utilizamos como unidad monetaria de valor constante el dólar (USD), este análisis se va a utilizar el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), usando una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 11,1% y como horizonte de tiempo un año en periodos trimestrales por ser una prueba piloto definida por la compañía operadora Ecopetrol S.A. Adicionalmente se realizará, un análisis de costos de inversión, costos de operación y de ingresos.

7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión (CAPEX, Capital Expenditure), son inversiones de capital que pueden generar un beneficio para la compañía. Se utilizan en la compra o mejora de activos no corrientes, como pueden ser: maquinaria, inmuebles, construcción de instalaciones, perforación de pozos.

Los costos de inversión se van a tomar a partir de un periodo 0 ya que va a ser una sola inversión al tratarse de un pozo piloto y esta inversión va a ser soporte del valor de los demás pozos, es decir se tomará como referencia un valor para cada uno de los pozos.

Los costos del pozo se dividen en 2 partes la parte de manejo del control y la parte del aditivo a utilizar, la parte del control está dividida en 3: La bomba que se utiliza diariamente durante un mes, el trasiego que será utilizado 2 veces y el monitoreo que se hará 5 veces durante la intervención. Y el aditivo se utilizará a la par con la bomba a un caudal de 21 galones/día y esta valorizado en 13 USD por galón, es decir 273 USD/día.

Tabla 28. Costo por pozo.

	COSTO POR DIA (USD)	VECES IMPLEMENTADAS POR INTERVENCIÓN	COSTO POR INTERVENCIÓN (USD)
BOMBA	50	30	1.500
TRASIEGO	300	2	600
MONITOREO	150	5	750
GALÓN DE ADITIVO	273	31	8.190
TOTAL, COSTO POR POZO			11.040

Fuente: Ecopetrol modificado por el autor.

Tabla 29. Costo de inversión.

PERIODOS	COSTO X POZO	NUMERO DE POZOS	USD
0	11.040	10	110.400

Fuente: Ecopetrol modificado por el autor.

7.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación (OPEX, Operational Expenditure), son los costos asociados con el diario acontecer de una operación, mantenimiento de equipos y gastos de insumos necesarios para la producción y el normal funcionamiento de la operación.

Para los costos de operación se dividió el horizonte de tiempo en 4 periodos es decir el año quedo dividido en 4 trimestres los cuales reportan producciones bases similares según las pruebas de producción utilizadas en los capítulos anteriores y a raíz del análisis nodal realizado en el capítulo anterior se reporta la producción incremental acumulada de los 10 pozos y por ultimo pues la diferencia entre las dos producciones la base y la esperada lo cual da como resultado el incremental en barriles por cada periodo y al final el total en el horizonte de tiempo, es decir, un año.

Tabla 30. Producción incremental.

PERIODO	PRODUCCIÓN BASE (BLS)	PRODUCCIÓN ESTIMADA (BLS)	INCREMENTAL (BLS)
1	2.527,60	3.586,70	1.059,10
2	2.574,00	3.645,00	1.071,00
3	2.686,40	3.781,20	1.094,80
4	2.791,80	3.910,40	1.118,60

Fuente: Ecopetrol modificado por el autor.

Para los costos de producción se tomó en cuenta la producción incremental por cada periodo definido y se relacionó con el lifting cost (valor en dólares que requiere un barril para ser producido) para así mostrar cuánto dinero en USD se requiere para poder producir esa cantidad de barriles por cada periodo y el total necesario en el horizonte de tiempo.

Tabla 31. Costos de producción.

PERIODO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BLS)	LIFTING(*) COST (USD)	USD
1	1.059,10	16,00	16.945,60
2	1.071,00	16,00	17.136,00
3	1.094,80	16,00	17.516,80
4	1.118,60	16,00	17.897,60

(*) **Fuente:** Ecopetrol.

7.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los análisis de ingresos tienen como objetivo reflejar el valor estimado de venta de un barril de crudo del Campo Río Ceibas, para saber el ingreso estimado de venta luego del castigo por calidad y transporte.

Se tomó como referencia el precio BRENT ya que es el valor utilizado y se somete a un ajuste de la calidad por cada grado API que se distorsione de la referencia y un ajuste por cada fracción de contenido de azufre que se aleje de la referencia, bajo esos términos la compañía operadora definió el precio de venta en la tabla y así mismo calculo el valor por transporte del crudo de Río Ceibas llegando así al valor real de ingreso a utilizar.

Tabla 32. Precio de venta.

BRENT (USD)	51,46
AJUSTE DE CALIDAD (USD)	7,71
TRANSPORTE (USD)	8,93
PRECIO DE VENTA (USD)	34,82

Fuente: Ecopetrol. Modificado por el autor.

La producción neta refleja la diferencia de la producción incremental en dólares y las regalías que toca aportar al estado dando así el valor neto de la producción por periodo y su sumatoria refleja la producción neta en el horizonte de tiempo; las regalías son el porcentaje de la producción que sirve como aporte a la parte gubernamental y está definida por un 20% de la producción, ya que el campo tiene la concesión hace más de 20 años y es un margen fijo desde entonces, por lo tanto no se aplica la ley 1530 de 2012.

Los ingresos reflejan la producción neta luego de restar la parte que corresponden a la parte de las regalías y multiplicándolo por el precio de venta real hallado anteriormente luego del castigo al precio por transporte y ajuste de calidad.

Tabla 33. Producción neta.

PERIODO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BLS)	REGALÍAS (20%)	PRODUCCIÓN NETA (BLS)
1	1.059,10	211,82	847,28
2	1.071,00	214,20	856,80
3	1.094,80	218,96	875,84
4	1.118,60	223,72	894,88

Fuente: Ecopetrol. Modificado por el autor.

Tabla 34. Ingresos totales.

PERIODO	PRODUCCIÓN NETA (BLS)	PRECIO DE VENTA	USD
1	847,28	34,82	29.502,29
2	856,80	34,82	29.833,78
3	875,84	34,82	30.496,75
4	894,88	34,82	31.159,72

Fuente: Ecopetrol modificado por el autor.

7.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

El Valor Presente Neto (VPN), es muy utilizado porque pone en dólares de hoy los ingresos futuros y los egresos futuros, facilitando la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar un proyecto o no.

Desde el punto de vista matemático el VPN es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, lo cual podemos representar:

Ecuación 16. Valor Presente Neto.

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

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá D.C. 2007. p.197.

Donde,

Vt: Flujo neto de caja de cada periodo.

n: Numero de periodos considerados.

i: Tasa de interés de oportunidad.

lo: Valor de desembolso inicial de la inversión.

t: Numero de periodos.

Con la interpretación del resultado del valor presente neto, se puede inferir si un proyecto es atractivo cuando el VPN mayor a 0, no cumple con las expectativas de la compañía cuando el VPN menor a 0, o financieramente indiferente cuando el VPN igual a 0, según la tasa de interés de oportunidad que se ha tomado como referencia. La tasa de interés de oportunidad que se utilizará es del 11.1% para los periodos anuales.

7.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO). Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto. La empresa Ecopetrol S.A maneja una tasa de interés de oportunidad de 11.1% de efectivo anual.

Como la evaluación es trimestral es necesario pasar la tasa de interés de oportunidad de efectivo anual a efectivo trimestral. Para poder hacerlo se tiene en cuenta la siguiente ecuación:

Ecuación 17. Cambio de efectividad.

$$(1 + in)^n = (1 + im)^m$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9, Fondo Educativo Panamericano. Octava edición, p.24.

in= Tasa de oportunidad efectiva anual (%).

im= Tasa de oportunidad efectiva mensual (%).

n= Tiempo efectivo anual. (n=1)

m= Tiempo efectivo mensual (m=4)

Empleando la ecuación, se realizará el siguiente procedimiento (Ver Ecuación 3).

Ecuación 18. Cálculo del TIO a efectiva mensual.

$$\begin{aligned} (1 + 0,111)^1 &= (1 + im)^4 \\ \sqrt[4]{(1,111)^1} &= 1 + im \\ 1,026664428 - 1 &= im \\ 0,026664428 &= im = TIO \end{aligned}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9, Fondo Educativo Panamericano. Octava edición, p.197.

La TIO es la tasa mínima que se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto y es la rentabilidad mínima que se le debe exigir el proyecto para tomar la decisión de no invertir en un uso alternativo de los recursos o en otro proyecto.

7.4.2 Gráfica de flujo de caja. Los flujos de caja son la representación gráfica de un proyecto, donde se relacionan los periodos de inversión y los periodos de ganancia.

En el VPN los ingresos se toman con el signo positivo y en la línea de tiempo estarán ubicados en la parte superior y los egresos se tomarán con el signo negativo y estarán ubicados en la línea de tiempo hacia abajo.

Para facilitar la comprensión de los problemas mediante una gráfica, se ha adoptado la siguiente convención: la línea horizontal representa el tiempo, allí se colocaran fechas y periodos de tiempo; de la línea que representa el tiempo saleen flechas hacia arriba y otras hacia abajo, las flechas hacia arriba representan ingresos y las flechas hacia abajo representan egresos.

Figura 47. Flujo de caja.

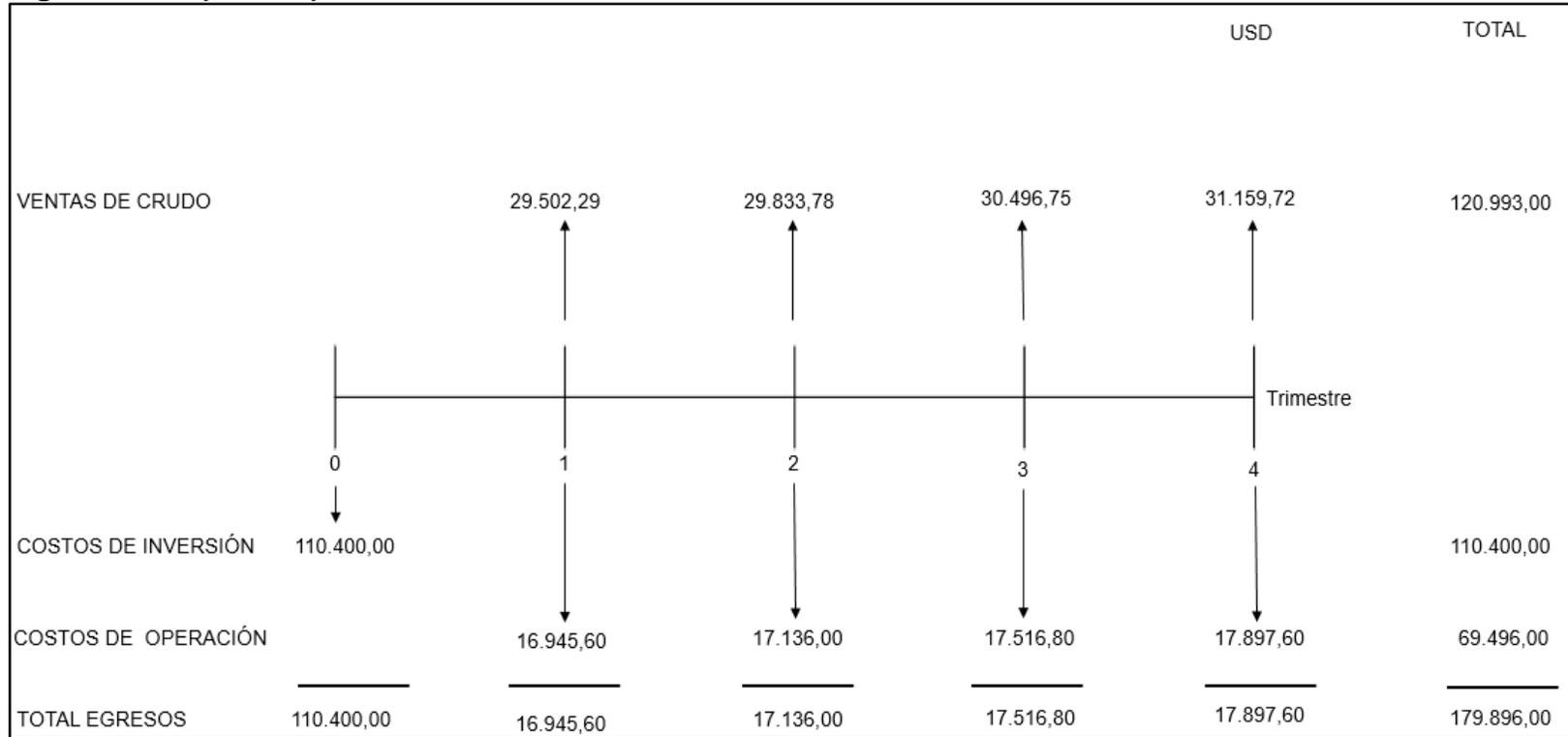
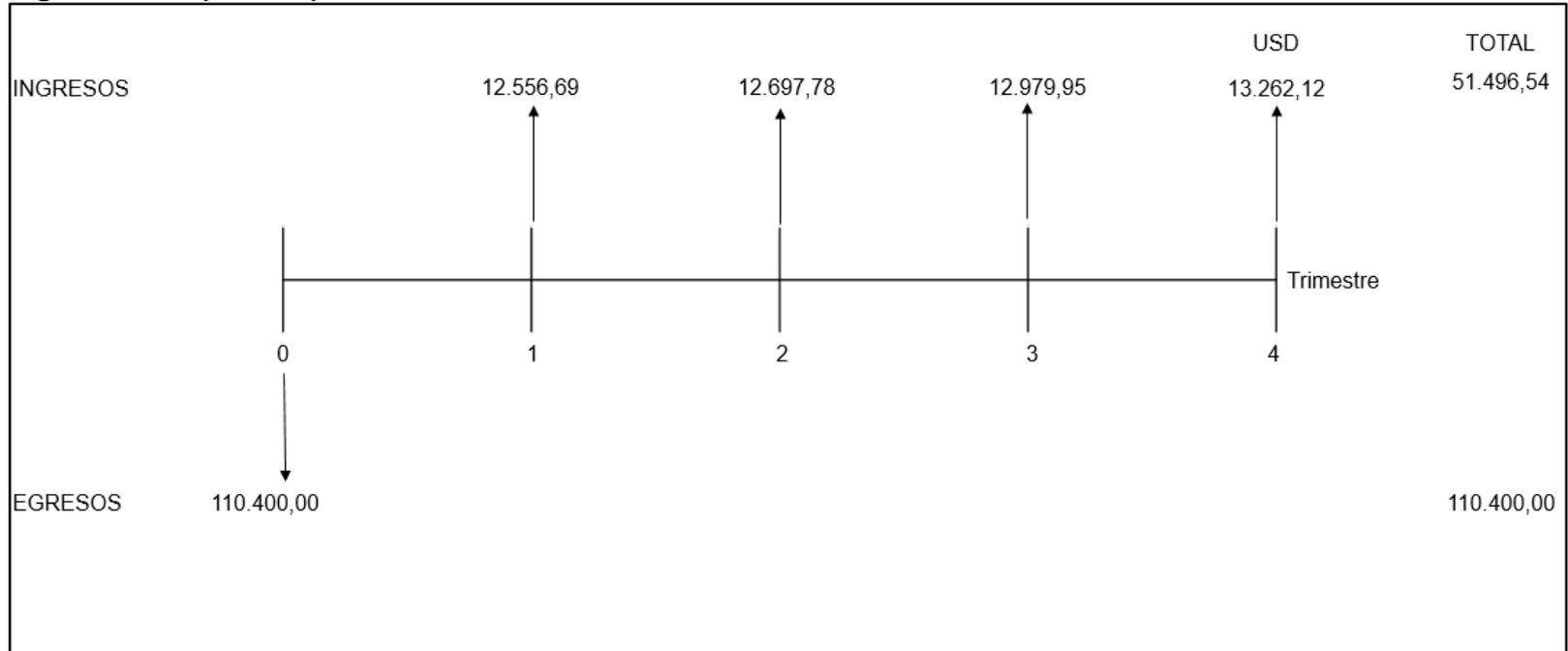


Figura 48. Flujo de caja neto.



Ecuación 19. Flujo de caja neto.

$$VPN(0,02666) = \sum -110.400 + \frac{12.556,69}{(1 + 0,02666)^1} + \frac{12.697,78}{(1 + 0,02666)^2} + \frac{12.979,95}{(1 + 0,02666)^3} + \frac{13.262,12}{(1 + 0,02666)^4}$$
$$VPN(0,02666) = -62.190,39$$

7.6 Conclusión de la evaluación financiera.

Desde el punto de vista financiero, la implementación de la tecnología Huff and Puff en el Campo Río Ceibas para los 10 pozos seleccionados no es atractiva porque no cumple las expectativas de la empresa. (TIO 11,1% anual).

8. CONCLUSIONES

- Para el momento de la selección, los pozos que presentaron un valor superior de daño de formación no fueron los más aptos para realizar el análisis nodal como en teoría se esperaba, por el contrario los pozos con daño de formación menor pero con permeabilidades relativas altas, la relación del porcentaje de agua en aceite (35% en promedio) y las reservas fueron las características determinantes al momento de la escogencia de los candidatos para el estudio.
- Teniendo en cuenta la historia de Daño de formación asociado a la depositación orgánica para la formación caballos del campo Rio Ceibas se hace necesario la implementación de nuevas estrategias de recobro secundario que aumenten la energía del yacimiento y potencialicen la producción de los pozos.
- El tratamiento de Inhibición de depósitos Orgánicos es un sistema que permite la disminución de posibles depósitos asfaltenicos que no solo reducen la permeabilidad efectiva del yacimiento si no también generan cambios en las permeabilidades relativas, que se traduce en una reducción de la movilidad de los fluidos de interés.
- Aunque los volúmenes incrementales después del inhibidor encontrados durante la simulación son bajos, es importante tener en cuenta que esta solo asociado a un ciclo (sub división de la formación productora por poseer diferentes características petrofísicas a través de su espesor) de los muchos que producen cada pozo.
- Las curvas IPR muestran el comportamiento de la producción, que generan una reducción de la movilidad del crudo por las caídas de presión asociadas a esta fuente de daño a partir de sensibilidades de permeabilidades que afectan la producción.
- La inclusión de un tratamiento de inhibición de depósitos inorgánicos para el Well 1, Well 8 y Well 10 es viable técnicamente ya que se genera un aumento considerable en la cantidad de aceite explotable asociadas a cada uno. Es importante mencionar que cada pozo tiene abiertos otros intervalos que pueden potencializar o reducir la producción total de los pozos debido a la energía generada por los demás intervalos abiertos.

- La mejora o implementación de otro método de recobro mejorado sería un factor clave para aportar al aumento de la producción, ya que el actual no genera la suficiente energía, y de la mano del inhibidor aumentaría su producción ya que este solo no presenta un ganancial significativo.
- La evaluación económica no arrojo resultados positivos, debido a que se deforma el flujo de caja porque solo se toma en cuenta un ciclo lo cual no refleja la producción total de cada pozo, solo un porcentaje (1/5) de ella.

9. RECOMENDACIONES

- Considerar el tratamiento de inhibición en los pozos productores, con el objetivo de prolongar la vida productiva del pozo y la sostenibilidad de las tasas y no solamente como tratamiento para incrementar las tasas de producción realizando una evaluación financiera del recobro secundario por inyección de gas, para determinar la eficiencia de la inyección y barrido en los pozos productores, con el fin de evaluar nuevos pozos prospectos para la inhibición de asfaltenos y tener en cuenta los ingresos generados por la recuperación secundaria.
- Realizar más de una inyección de Huff and Puff, es decir de manera cíclica para que los beneficios sean mayores en los pozos, pues es notorio que el cambio de la declinación gracias a estas operaciones ayuda a mejorar la productividad de los pozos en el periodo de un año. Si se realiza a través de los años la producción mejoraría directamente.
- Implementar la inhibición en los pozos del Campo Rio Ceibas que presentan daño por asfaltenos.
- Garantizar el monitoreo constante del gas de inyección ya que procede de diferentes fuentes de captación, por lo tanto, se requiere mayor control en su tratamiento y calidad del gas, ya que hay daño de formación asociado a precipitación de partículas que disminuyen las gargantas de poro por contaminantes en el gas inyectado.
- Analizar el programa de inyección de gas con cada una de las variables, con el fin de determinar los parámetros de operación de cada pozo, para considerar los beneficios del tratamiento de inhibición.
- Realizar optimización en los sistemas de levantamiento artificial de algunos pozos, pues se observa que los intervalos productores de la formación aún tienen buenos potencial por desarrollar.
- Antes de realizar los trabajos de inhibición con la inyección de Huff and Puff, es importante ver la viabilidad de realizar operación de estimulación que pueden potencializar los pozos removiendo el daño de formación actualmente asociado a los pozos.
- Integrar la información obtenida del proyecto con otras áreas de la compañía soporte ECOPETROL S.A como yacimientos y producción para la validación de la petrofísica y geológica del campo, con el fin de obtener mayor soporte y confiabilidad en el análisis de los resultados toma de decisiones.

BIBLIOGRAFÍA

ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.co>.

BELTRÁN, Cristian Camilo y LOPERA, Sergio Hernando. Evaluación de tratamiento para estabilización del flujo de finos, tratamiento para la depositación de asfaltenos y evaluación de la sensibilidad de la formación a la salinidad para el Campo Río Ceibas. Medellín – Antioquia. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de minas. Diciembre de 2015. Pag 61.

BERNAL (L.G.) et al., 1976 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 506

Brudy, M., and M. D. Zoback, 1993. Compressive and tensile failure of boreholes arbitrarily inclined to principal stress axes: application to the KTB boreholes, Germany. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., v. 30, pp. 1,035–1,038.

Byerlee, J., 1978. Friction of rocks, Pure and Applied Geophysics, 116, 615–626.

CABRALES CAMPO, Laura Tatiana. Asfaltenos, un daño severo en yacimientos altamente sub-saturados de aceite volátil. Revista fuentes: El reventón energético. Vol 9 N° 2 de 2011-jul/dic-pp 73/84. p.2.

Celis, E., et.al. “Estudio Geomecánico para el Campo Río Ceibas – Arenamiento, Colapso de Tuberías de Revestimiento”, presentación Final, junio 7 de 2007.

DUARTE, Jorge. Estudio de daño de formación de Campo Río Ceibas. En: Yacimientos. Bogotá, Agosto 2014. Pag 16.

Fetkovich, J.M. (1973). Pruebas isócronas de pozos de petróleo. Society of Petroleum Engineers (SPE) 18892. p.8.

HETTNER (A.), 1894 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 498

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

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C: El instituto, 2008. 38 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C: El instituto, 2008. 30 p.

Moos, D., and M. D. Zoback, 1990. Utilization of observations of well bore failure to constrain the orientation and magnitude of crustal stresses: Application to continental, Deep Sea Drilling Project and ocean drilling program boreholes, *J. Geophys. Res.*, v. 95, pp. 9,305– 9,325.

Moos, D., and M. D. Zoback, 1992. In situ stress measurements in the NPR Hole, Savannah River Site, South Carolina: Final report to Westinghouse Savannah River Company, 200 pp.

MORALES (L.G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. *Léxico Estratigráfico Internacional*. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 448

Lopera, S., & Ruiz, M. (2009). Aumento de Productividad por Remoción de Asfaltenos de Algunos Campos del Piedemonte Llanero Colombiano Operados por BP Colombia. Medellín.

López, P. J. (2009). Métodos Aplicados en la Prevención de la Precipitación y uso de Inhibidores en el Tratamiento a los Asfaltenos. Universidad Nacional Autónoma de México.

Peska, P., and M. D. Zoback, 1995. Compressive and tensile failure of inclined well bores and determination of in situ stress and rock strength, *J. Geophys. Res.*, v. 100, no. 7, pp. 12,791– 12,811.

RENZONI (L.G.) et al., 1994 citado por Julivert, M. Colombia. *Léxico Estratigráfico Internacional*. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 267

Zoback, M. D., and J. H. Healy, 1992. In situ stress measurements to 3.5 km depth in the Cajon Pass scientific research drill hole: Implications for the mechanics of crustal faulting, *J. Geophys. Res.*, v. 97, no. 4, pp. 5,039–5,057.

Zoback, M. D., D. Moos, L. Mastin, and R. N. Anderson, 1985. Wellbore breakouts and in situ stress, *J. Geophys. Res.*, v. 90, pp. 5,523–5,530.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Abril - 2017

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Mauricio Giraldo Angel y Mateo Felipe Peláez Thompson** en calidad de titulares de la obra **evaluación técnica y financiera a los diez pozos seleccionados para la inhibición de asfaltenos mediante aditivos químicos en el Campo Río Ceibas de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena**, elaborada en el año **2015**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Abril - 2017

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogota, a los 24 días del mes de Febrero del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Mauricio	Giraldo Angel
Documento de identificación No	Firma
1107073453	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Mateo Felipe	Peláez Thompson
Documento de identificación No	Firma
1010204876	